

风-火-储耦合系统储能容量配置优化对比

赵攀¹, 苟非非¹, 许文盼¹, 石红晖²

(1. 西安交通大学能源与动力工程学院, 710049, 西安;

2. 国家能源集团科学技术研究院有限公司, 210046, 南京)

摘要: 为提升风电富集区域风电消纳水平及燃煤机组的灵活性,提出了基于热电共蓄式压缩空气储能的风-火-储耦合系统及系统调度策略,建立了系统的容量配置优化框架,并对7种布局方案进行了多目标优化。优化结果表明:电锅炉将弃风电量转化为热量时,燃煤机组的运行点向电力负荷下限更低的区域移动,风电上网空间增大,燃煤机组出力水平降低;加入热电共蓄式压缩空气储能子系统,使得燃煤机组电功率水平降低;换热器废热的回收进一步降低了燃煤机组产热水平;通过调整燃煤机组热出力,抽汽蓄热子系统能够实现抽汽热的时空平移,促使燃煤机组运行点向电力负荷下限更低的区域移动,可间接促进风电的消纳。综合来看,3种子系统相组合的最佳耦合方案可实现燃煤机组的热电解耦,从而提升了其深度调峰能力,在更大程度消纳风电能力的同时提升了系统的效率和环保性。

关键词: 燃煤机组;热电共蓄式压缩空气储能;热电解耦;深度调峰

中图分类号: TK02 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtub202408005 **文章编号:** 0253-987X(2024)08-0038-11

Comparison of Storage Capacity Configuration Optimization in Wind-Thermal Power-Storage Coupling System

ZHAO Pan¹, GOU Feifei¹, XU Wenpan¹, SHI Honghui²

(1. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. China Energy Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Nanjing 210046, China)

Abstract: In order to improve wind power penetration level and the coal-fired units' flexibility in wind power-rich areas, a wind-thermal power-storage coupling system based on combined heat and compressed air energy storage system and scheduling strategy are proposed, and a capacity configuration optimization framework is established. Multi-objective optimization is carried out on 7 layout schemes. The optimization results reveal that when the electric boiler converts waste wind power into heat, the operation point of coal-fired units moves towards areas with lower power limit, increasing the wind power adoption space, and reducing the output level of coal-fired units. The addition of combined heat and compressed air energy storage subsystem reduces the electrical power level of coal-fired units. In addition, the recovery of waste heat from heat exchangers further decreases the heat generation level of coal-fired units. The extraction heat storage subsystem achieves spatiotemporal translation of extraction steam heat by adjusting the

thermal output of coal-fired units, and makes the operation point of coal-fired units move towards areas with lower power load limit, indirectly promoting the wind power consumption. In summary, the optimal coupling scheme combining the three subsystems can realize the heat power decoupling of coal-fired power units, promote the ability of deep peak shaving, possess greater capacity to absorb wind power and improve system efficiency and environmental friendliness.

Keywords: coal-fired power unit; combined heat and compressed air energy storage system; heat power decoupling; deep peak shaving

当前,我国约 77.3% 的风电机组集中在三北地区^[1],远离主要负荷中心,由于本地消纳能力有限,风电并网困难,导致弃风、限电等现象频繁发生。特别是在供暖季,三北地区进入大风期,风速较其余时期有所升高,风力发电量明显提升^[2]。同时,供暖季多数燃煤火电机组按照以热定电模式运行^[3],使得燃煤机组的深度调峰能力和运行灵活性较低,多种因素叠加导致风电消纳空间被严重挤压,风电利用率下降。有鉴于此,采用新型储能系统与风电系统耦合,以及提升燃煤机组的热电解耦能力是提升风电并网容量等级的重要手段。

现阶段,具备消纳大规模风电能力的储能技术主要有熔盐蓄热技术、抽水蓄能技术(pumped hydro storage, PHS)及压缩空气储能技术(compressed air energy storage system, CAES)3 种形式^[4]。在熔盐蓄热技术中,熔盐易冻堵,对金属腐蚀影响较大^[5-6]。PHS 技术虽较为成熟,但其对水库等的地理需求一定程度上制约了该技术的应用^[7]。热电共蓄式压缩空气储能(combined heat and compressed air energy storage system, CH-CAES)技术由于响应速度快、部分负荷特性好,受到越来越多的关注^[8]。然而,当前新能源配套储能系统后,其等效利用率仅为 6.1%^[1],风电消纳水平仍偏低。因此,亟需对风储耦合系统开展深入研究。

此外,鉴于燃煤机组在供暖季深度调峰能力不足,可通过削弱热电联产机组(combined heat and power, CHP)的强热电耦合特性来有效提升其运行灵活性^[9],从而进一步提升风电消纳能力^[10]。当前燃煤机组的热电解耦技术主要存在汽轮机旁路供热节流损失大^[11]、锅炉深度调峰技术难度大^[12]、高背压改造需频繁更换转子^[13]以及低压缸零出力改造需较大换热面积^[14]等限制。因此,合理应用电锅炉(electrical boiler, EB)^[15]和抽汽蓄热(extraction heat storage, EHS)调峰技术^[16],有助于提升燃煤机组运行灵活性,为新能源腾挪出更多上网空间。

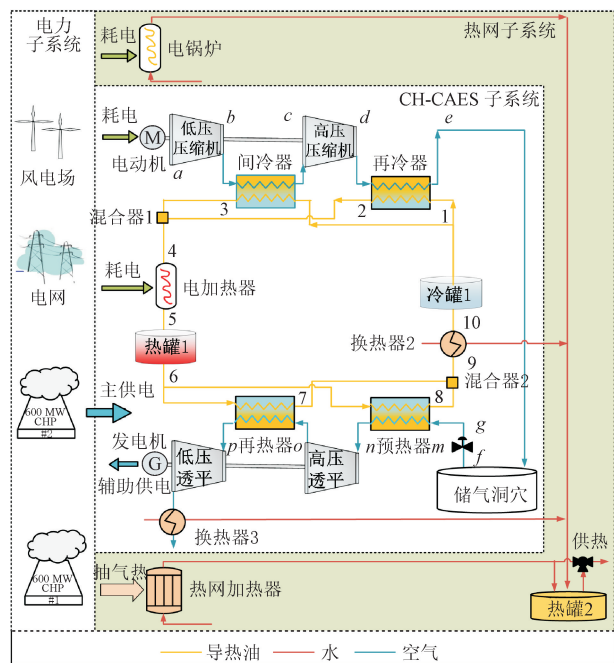
构建以 CH-CAES 子系统、电锅炉 EB 子系统和抽汽蓄热 EHS 子系统为能量中间缓冲的风电-火电-储能耦合系统,可以更好地实现清洁能源消纳和清洁供暖工作^[17]。然而,已有研究未综合考虑实际场景下风电波动性、随机变化的负荷需求、燃煤机组热电耦合特性和储能系统约束等因素,因而难以形成有效的系统调度策略。此外,耦合系统性能会较大程度地受到储能容量配置和布局的影响。本文综合考虑上述影响因素,提出任意场景和不同布局下储能容量配置优化框架,以提高风电富集区域的风电消纳能力。

1 系统描述

图 1 给出了本文提出的风-火-储耦合系统结构示意图。该系统的应用场景为区域级能源供应系统,可通过风电-火电-压缩空气储能的耦合,在区域内将风电消耗,以提升风电消纳能力;而电网仅在极端情况下提供电能补充。系统涉及 3 个子系统,分别是电力子系统、热网子系统及 CH-CAES 子系统。电力子系统由风电场、电网和两台 600 MW 燃煤机组组成,其中一台燃煤机组按纯凝模式运行,另一台按供热模式运行。热网子系统由抽汽蓄热子系统和电锅炉子系统构成,均存在储能、释能两种运行状态。在低热负荷需求期,抽汽蓄热子系统将供热模式下的燃煤机组进行抽汽蓄热并存入热罐 2 中。在负荷低谷期,电锅炉子系统负责存储多余风电。两个子系统均在热负荷高峰期通过热罐 2 释放热量。

CH-CAES 子系统的运行过程较为复杂。在储能阶段,多余风电被分为两股,一股被两级压缩机消耗用于产生高压空气,另一股用于加热吸收了压缩热的导热油,高压气体和高温导热油分别流入储气洞穴、导热油热罐 1 中存储。在释能阶段,储气洞穴内高压空气的节流压力由释能功率和导热油热罐温度共同决定,节流后的气体在预热器和再热器中被高温导热油加热后,分别进入高压、低压透平做功,

做功后的乏汽热量和被冷却的导热油热量分别通过换热器2、3回收,用于热量供应,热量被回收后的低温导热油流回冷罐1,供后续储能过程使用。



数字1~10表示CH-CAES子系统高温导热油回路各参数点;英文字母a~g、m~p表示CH-CAES子系统压缩空气回路各参数点。

图1 风-火-储耦合系统结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the wind-thermal power-storage coupling system

2 数学模型与性能指标

2.1 数学模型

该耦合系统主要包含压缩机、透平、储气洞穴、燃煤机组等设备,其热力学模型描述如下。

(1)压缩机。受洞穴压力变化的影响,非设计条件下的压缩机压比和等熵效率^[18]可表示为

$$\frac{\pi_c}{\pi_{c0}} = c_1 m_c'^2 + c_2 m_c' + c_3 \quad (1)$$

$$\frac{\eta_c}{\eta_{c0}} = (1 - 0.3(1 - n_c')^2) \frac{n_c'}{m_c'} \left(2 - \frac{n_c'}{m_c'} \right) \quad (2)$$

式中:下标“c”、“c0”分别表示压缩机的运行工况和额定工况; π 为压缩机压比; m 为质量流量; c_1 、 c_2 、 c_3 为压缩机的相关系数; η 为效率; n_c' 、 m_c' 分别为压缩机运行工况下的无量纲转速和无量纲质量流量,表示如下

$$n_c' = \frac{n_c / \sqrt{T_{c,in}}}{n_{c0} / \sqrt{T_{c0,in}}} \quad (3)$$

$$m_c' = \frac{m_c \sqrt{T_{c,in}} / p_{c,in}}{m_{c0} \sqrt{T_{c0,in}} / p_{c0,in}} \quad (4)$$

其中 n_c 为压缩机转速, m_c 为压缩机质量流量, $T_{c,in}$ 为压缩机进口温度; $p_{c,in}$ 为压缩机进口压力。

(2)透平。受洞穴压力和透平入口温度的影响,根据张娜等^[19]推荐的改进 Flügel 公式,推导变工况条件下透平的等熵效率和质量流量,分别表示为

$$\frac{\eta_t}{\eta_{t0}} = (1 - 0.3(1 - n_t')^2) \frac{n_t'}{m_t'} \left(2 - \frac{n_t'}{m_t'} \right) \quad (5)$$

$$\frac{m_t}{m_{t0}} = \sqrt{1.4 - 0.4 \frac{n_t}{n_{t0}}} \sqrt{\frac{T_{t0,in}}{T_{t,in}}} \sqrt{\frac{\pi_t^2 - 1}{\pi_{t0}^2 - 1}} \quad (6)$$

式中:下标“t”、“t0”分别表示透平的运行工况和额定工况; T_{in} 为进口温度; π 为透平膨胀比; m_t' 、 n_t' 分别为透平运行工况下的无量纲质量流量和无量纲转速,表示如下

$$m_t' = \frac{m_t \sqrt{T_{t,in}} / p_{t,in}}{m_{t0} \sqrt{T_{t0,in}} / p_{t0,in}} \quad (7)$$

$$n_t' = \frac{n_t / \sqrt{T_{t,in}}}{n_{t0} / \sqrt{T_{t0,in}}} \quad (8)$$

其中 $T_{t,in}$ 为透平进口温度, $p_{t,in}$ 为透平进口压力。

(3)储气洞穴。假设气穴内温度恒定,根据理想气体方程,基于控制体积法可计算洞穴压力^[18],表达式写为

$$\frac{dp_{ac}}{dt} = \frac{R_g T_{ac}}{V_{ac}} (m_{ac,in} - m_{ac,out}) \quad (9)$$

式中: V_{ac} 为洞穴容积; T_{ac} 为洞穴温度; R_g 为理想气体常数; $m_{ac,in}$ 、 $m_{ac,out}$ 分别为流入和流出洞穴的空气流量。

(4)燃煤机组。在燃煤机组的抽汽供热模式下,通过节流阀设定抽汽供热压力为定值,变工况条件对级组温度影响不大^[20]。因此,抽汽供热前抽汽压力 $P_{j,b}$ 和抽汽供热后的抽汽压力 $P_{j,a}$ ^[21] 可分别简化为

$$P_{j,b} = \sqrt{P_h^2 + \frac{m_{L0}^2}{m_{L0}^2} (P_{j0}^2 - P_h^2)} \quad (10)$$

$$P_{j,a} = \sqrt{P_c^2 + \frac{m_{L0}^2}{m_{L0}^2} (P_{j0}^2 - P_c^2)} \quad (11)$$

式中:下标“0”表示基准工况;下标“j”表示第j级组; P 为级组压力; P_h 为变工况时抽汽供热压力; m_{L0} 为流入低压缸的质量流量; P_c 为变工况时透平排汽压力。

2.2 系统性能评价指标

为了对耦合系统进行评估,分别选取系统焓效率 $Z_{\eta_{ex,im}}$ 、弃风率 Z_{ROAW} 及单位焓成本 Z_{UCCOE} 3个性

能指标,定义如下

$$Z_{\eta_{\text{ex,im}}} = \frac{E_{\text{el}} + Z_{\text{EX}Q_{\text{hl}}} - E_{\text{grid}}}{(Z_{\text{HHV}} \sum B_{i_{\text{im}}}) + E_{\text{wind}}} \quad (12)$$

$$Z_{\text{ROAW}} = \frac{E_{\text{curtailed}}}{E_{\text{wind}}} \quad (13)$$

$$Z_{\text{UCCOE}} = \frac{Z_{\text{LCOE}_{\text{im}}} E_{\text{el}} + Z_{\text{LCOH}_{\text{im}}} E_{\text{hl}}}{E_{\text{el}} + Z_{\text{EX}Q_{\text{hl}}}} \quad (14)$$

式中:下标“im”表示耦合系统; E_{el} 为总电负荷; $Z_{\text{EX}Q_{\text{hl}}}$ 为热负荷总焓; E_{grid} 为电网总购电; B_i 为单位时间的煤耗量; Z_{HHV} 为煤的高位热值; E_{wind} 为总的风力发电量; $E_{\text{curtailed}}$ 为弃风电量; E_{hl} 为总热负荷; Z_{LCOE} 、 Z_{LCOH} 分别为系统的单位电成本和单位热成本。

3 耦合系统调度策略和特性分析

3.1 原始系统调度策略与运行约束

本文中,原始系统是指无任何储能系统配置的系统,其热负荷由供热模式下 CHP 机组的抽汽供热满足,电力需求由风电场和 CHP 机组共同满足。第 i 时间步长下,系统的电功率平衡和热功率平衡方程为

$$W_{\text{wind}} + W_{\text{CHP}}^i = W_{\text{el}}^i + W_{\text{curtailed}}^i \quad (15)$$

$$Q_{\text{HNH,ba}}^i = Q_{\text{hl}}^i \quad (16)$$

式中: W_{wind} 为风电功率; W_{CHP} 为 CHP 发电功率; W_{el} 为电负荷; $W_{\text{curtailed}}$ 为弃风功率; $Q_{\text{HNH,ba}}$ 为供热模式下 CHP 机组的热网加热器供应的热量; Q_{hl} 为热负荷。

3.2 耦合系统调度策略与运行约束

耦合系统电负荷主要由燃煤机组、风电以及 CH-CAES 子系统共同满足。当电力需求点在燃煤机组运行下限以下时,燃煤机组电出力水平较低,剩余风电被存储。当电力需求点在燃煤机组运行区域内时,CH-CAES 子系统释电,燃煤机组需降低相应的发电功率。系统热负荷主要依靠燃煤机组抽汽热、EB 的电转热及换热器 2、3 的回收热。调度时,先满足热量供应平衡,确定 CHP 发电功率后再进行电力调度。耦合系统在热电联产机组和风电场的配置方面与原始系统保持一致。热电联产机组运行约束如图 2 所示。图中,横坐标为 CHP 机组供热功率,纵坐标为机组供电功率, W_{max} 、 W_{min} 分别为机组纯凝模式供电功率上限和下限, W_{med} 、 Q_{med} 分别为最低主蒸汽流量下机组运行下限对应的电功率和热功率, C_{v1} 、 C_{v2} 、 C_m 分别为运行区间内 3 条线的斜率。

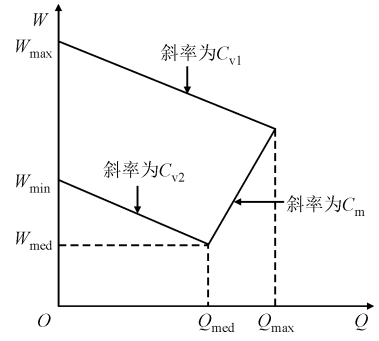


图 2 CHP 机组的运行区间^[22]

Fig. 2 Operation domain of CHP units^[22]

该耦合系统运行约束包含以下几个方面。不平衡功率为正时,系统进入储能模式,储能过程优先级从强到弱排序为 CH-CAES 储电、电加热器储热、电锅炉储热,系统在第 i 时间步长允许的可充电功率为

$$W_{\text{unb}}^i = W_{\text{wind}}^i + W_{\text{CHP}}^i - W_{\text{el}}^i \quad (17)$$

$$W_{\text{air,allow}}^{\text{ch},i} = \min \left\{ \frac{(M_{\text{air}}^{\text{upper}} - M_{\text{air}}^{\text{stored},i}) \Delta h_{\text{comp}}^i}{\eta_{\text{mec}} \tau}, W_{\text{unb}}^i \right\} \quad (18)$$

$$W_{\text{comp}}^i = \begin{cases} 0, & W_{\text{air,allow}}^{\text{ch},i} < W_{\text{comp}}^{\text{lower}} \\ W_{\text{air,allow}}^{\text{ch},i}, & W_{\text{comp}}^{\text{lower}} \leq W_{\text{air,allow}}^{\text{ch},i} \leq W_{\text{comp}}^{\text{upper}} \\ W_{\text{comp}}^{\text{upper}}, & W_{\text{air,allow}}^{\text{ch},i} > W_{\text{comp}}^{\text{upper}} \end{cases} \quad (19)$$

$$W_{\text{eh}}^i = \min \left\{ \frac{(M_{\text{oil}}^{\text{upper}} - M_{\text{oil}}^{\text{stored},i}) \Delta h_{\text{eh}}^i}{\eta_{\text{eh}} \tau}, W_{\text{eh}}^{\text{rated}}, W_{\text{unb}}^i - W_{\text{comp}}^i \right\} \quad (20)$$

$$W_{\text{eb}}^i = \min \left\{ \frac{(M_{\text{water}}^{\text{upper}} - M_{\text{water}}^{\text{stored},i}) \Delta h_{\text{eb}}^i}{\tau \eta_{\text{eb}}}, W_{\text{eb}}^{\text{rated}}, W_{\text{unb}}^i - W_{\text{comp}}^i - W_{\text{eh}}^i \right\} \quad (21)$$

式中: τ 为时间步长; M 为流体储量; W_{unb} 为不平衡功率序列; $W_{\text{air,allow}}$ 为 CH-CAES 允许的充/放电功率; W_{rated} 为设备额定功率; η_{mec} 为压缩机机械效率; Δh 为压缩机内工质焓升;下标“comp”、“eh”、“eb”分别表示压缩机、电加热器和电锅炉;上标“ch”表示储能过程;上标“upper”、“lower”分别表示上限和下限;上标“stored”表示当前储量;下标“air”、“oil”、“water”分别表示 CH-CAES 中的空气、电加热器中的导热油和电锅炉中的水。

以压缩机功率为例,当计算得到的可充电功率小于压缩机功率下限时,压缩机功率为 0;当可充电功率大于压缩机功率下限且小于上限时,压缩机功率等于可充电功率;当其超过压缩机功率上限,则压缩机功率等于上限功率。

相应地,不平衡功率为负时,储能系统进入放电模式,第 i 时间步长下系统允许的放电功率为

$$W_{\text{air,allow}}^{\text{dis},i} = \min \left\{ \frac{(M_{\text{air}}^{\text{stored},i} - M_{\text{air}}^{\text{lower}})}{\tau} \Delta h_{\text{exp}}^i \eta_{\text{mec}}^i, \right. \\ \left. \text{abs}(W_{\text{unb}}) \right\} \quad (22)$$

$$W_{\text{exp}} = \begin{cases} 0, & W_{\text{air,allow}}^{\text{dis},i} < W_{\text{exp}}^{\text{lower}} \\ W_{\text{air,allow}}^{\text{dis},i}, & W_{\text{exp}}^{\text{lower}} \leq W_{\text{air,allow}}^{\text{dis},i} \leq W_{\text{exp}}^{\text{upper}} \\ W_{\text{exp}}^{\text{upper}}, & W_{\text{air,allow}}^{\text{dis},i} > W_{\text{exp}}^{\text{upper}} \end{cases} \quad (23)$$

式中:下标“exp”表示透平;上标“dis”表示释能过程;abs(·)表示取绝对值函数。

第*i*时间步长下,系统整体的电功率和热功率平衡方程可以表示为

$$W_{\text{wind}}^i + W_{\text{CHP}}^i + W_{\text{exp}}^i = \\ W_{\text{el}}^i + W_{\text{comp}}^i + W_{\text{eh}}^i + W_{\text{eb}}^i + W_{\text{curtailed}}^i \quad (24)$$

$$Q_{\text{HNNH,im}}^i + Q_{\text{HT2,re}}^i + Q_{\text{HEX2}}^i + Q_{\text{HEX3}}^i = Q_{\text{hl}}^i + Q_{\text{HT2,st}}^i \quad (25)$$

式中: $Q_{\text{HT2,re}}$ 为通过热罐 2 供应给热用户的热量; $Q_{\text{HT2,st}}$ 为热罐 2 储存的热量; $Q_{\text{HNNH,im}}$ 为通过热网加热器提供的热量; Q_{HEX2} 、 Q_{HEX3} 分别为换热器 2 和 3 供应给热用户的热量。

4 多目标优化框架

本文采用多目标粒子群优化算法(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)和优劣解距离算法(technique for order preference by similarity to an ideal solution, TOPSIS)相结合的双层优化算法求解风-火-储耦合系统的性能。如图 3 所示,根

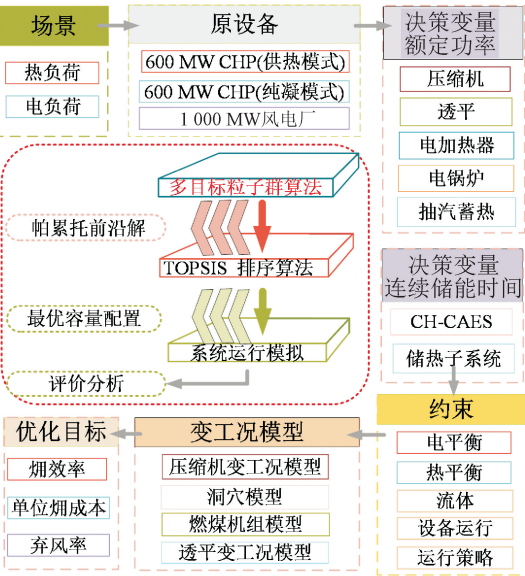


图 3 基于 MOPSO 和 TOPSIS 算法的系统容量配置多目标优化算法框架
Fig. 3 Framework of the optimization process via MOPSO and TOPSIS

据电热负荷,确定现有设备的运行特性并设定决策变量范围,基于运行约束和调度策略,对系统在整个供暖季的性能进行仿真分析。多目标粒子群算法方法首先根据运行约束和变工况模型,随机计算每个粒子初始位置的目标值,然后所有粒子共享信息并以特定速度走向全局最佳粒子和个人最佳记忆位置。在此过程中,全局目标和最佳粒子将通过突变更新存储在库中,依据性能指标(系统烟效率、单位烟成本及弃风率)及系统决策变量求解出帕累托前沿解^[23-24]。最后利用 TOPSIS 排序算法进行筛选,得出系统的最佳配置参数^[25]。算法的单个时间步长为 1 h,全局优化时间为 121 d(整个供暖季)。多目标粒子群算法的参数如表 1 所示。

表 1 多目标粒子群优化算法参数

Table 1 Parameters of MOPSO

参数	数值	参数	数值
最大迭代次数	300	自我学习因子	1
种群数	200	群体学习因子	2
外部存储数	100	粒子维度	7
惯性权重	0.5	通胀率	0.1
惯性重量阻尼率	0.99	突变率	0.2

5 耦合系统多目标优化

为评估系统性能,采集某地区 2022 年供暖季风电和负荷数据,如图 4 所示,采样间隔为 1 h。数据显示:风电功率在 0~1 000 MW 内随风速变化存在不规则波动;热负荷在 0~310 MW 内变化,部分时期的热需求会出现激增或突降;电力负荷虽然维持在 850~1 250 MW 之间,但仍存在小规模的随机性。

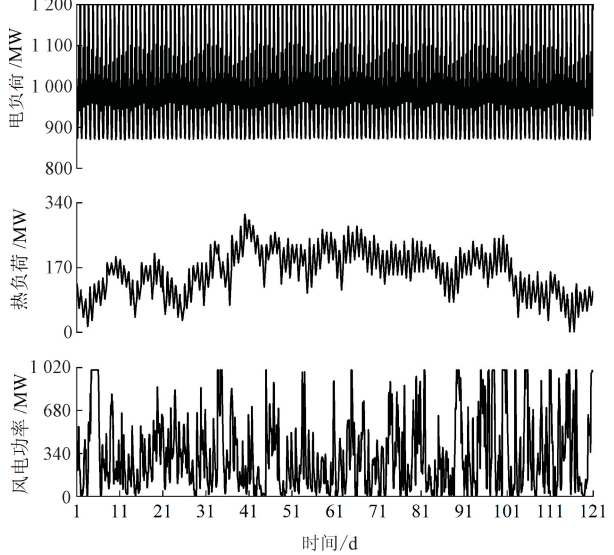


图 4 供热季负荷和风电序列
Fig. 4 Load demand and wind power profiles in heating season

5.1 决策变量范围设置

对耦合系统中 CH-CAES、EHS 和 EB 子系统进行排列组合,给出了表 2 所示的 7 种系统布局方案,以分析不同耦合系统布局下的性能。

表 2 系统布局方案
Table 2 System layout schemes

方案	布局形式
1	仅 EB
2	仅 EHS
3	EB & EHS
4	仅 CH-CAES
5	CH-CAES & EHS
6	CH-CAES & EB
7	CH-CAES & EB & EHS

为保证对比的有效性,决策变量范围设置如下: EHS 子系统的额定最大蓄热功率为燃煤机组最大抽汽供热功率,其连续储能时长设定为 12 h;EB 和 CH-CAES 子系统中压缩机的最大额定功率为原系统在供热季最大弃风电量功率,两子系统连续储能时长设定为 12 h;电加热器的额定功率为 0.65 倍的压缩机额定功率;CH-CAES 子系统中透平的最大额定功率为原系统考虑风电和燃煤机组以热定电模式最低电功率供应的情况下电功率的最大缺额。其他参数的设置如表 3 所示。

表 3 系统辅助参数设置^[22]
Table 3 Settings of the auxiliary parameters^[22]

部件	参数	设计值
压缩机	压比	8.07
	效率/%	88
透平	进口温度/K	620
	效率/%	80
储气洞穴	压力/kPa	4 600~6 600
	温度/K	298.15
600 MW 燃煤机组	C_{v1}, C_{v2}, C_m	-0.258, -0.258, 1.490

5.2 多目标优化结果及最佳容量配置

在确定决策变量范围后,根据调度策略,基于多目标粒子群算法获得了 7 种系统方案布局的帕累托前沿解。图 5 所示为不同方案下系统的帕累托前沿目标值。可以发现,CH-CAES 和 EB 子系统的耦合有助于降低弃风率,并提升系统的焓效率,但系统成本会增加。然而,EHS 子系统的引入会略微降低系

统的单位焓成本。

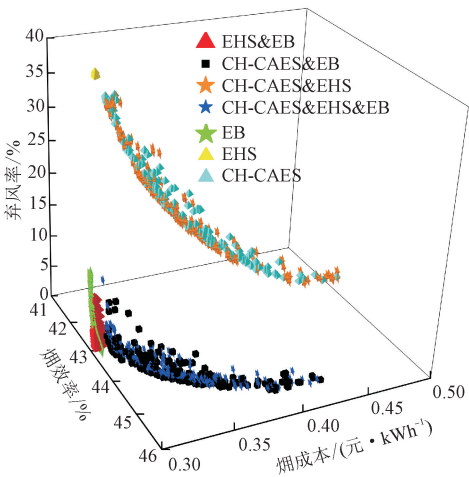


图 5 耦合系统 7 种布局方案下的帕累托前沿解
Fig. 5 Pareto front for the coupling systems based on seven schemes

基于帕累托前沿解,可采用 TOPSIS 算法获取耦合系统的最优容量配置。由于其中 5 种方案为 3 种子系统的排列组合,因此本文选取较为常见的仅含 EB 的耦合系统(方案 1)和性能潜力较优的 CH-CAES & EB & EHS 耦合系统(方案 7)作为分析对象,以便针对性地探讨 CH-CAES 及 EHS 子系统的加入对仅含 EB 的耦合系统的能量调度影响。两种方案的最优配置如表 4 所示。

表 4 两种方案的耦合系统最优配置

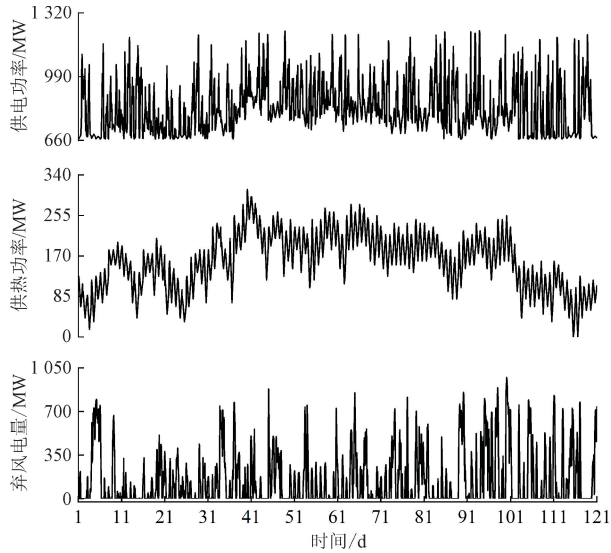
Table 4 Optimal system configuration of two schemes

方案	参数	数值
仅 EB	电锅炉额定功率/MW	538
	储热子系统储能时间/h	12.00
	压缩机额定功率/MW	259
CH-CAES & EB & EHS	透平额定功率/MW	193
	电锅炉额定功率/MW	526
	CH-CAES 子系统储能时间/h	12.00
	储热子系统储能时间/h	11.65

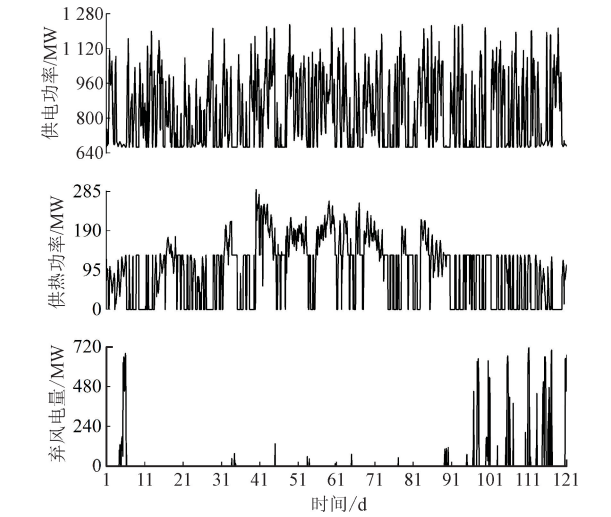
6 不同方案下系统调度对比分析

图 6 给出了原始系统及仅含 EB 的耦合系统中 CHP 机组的电功率、热功率及弃风电量的对比结果。由图可见,与原始系统相比,仅含 EB 的耦合系统中燃煤机组部分运行点的电热功率相对更低,这意味着电锅炉在将弃风电量转化为热量时,燃煤机组的电力需求点向电负荷下限更低的区域移动,机

组灵活性增强,风电利用率提高。然而,在 91~121 d 时间段内,由于较高的风电、波动性的负荷、储热罐容量和电加热器功率以及燃煤机组运行区域的约束,导致热罐储热量与需求的热量匹配度较低,使得风电以热能形式存储和以电能形式上网遇到困难,产生较多弃风电量。



(a)原始系统



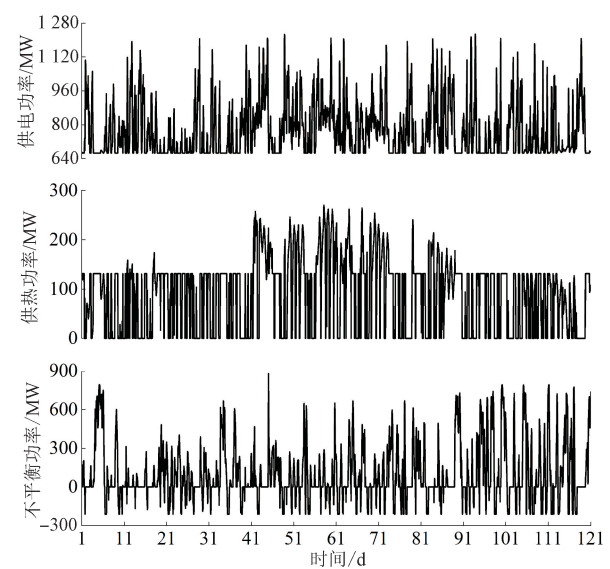
(b)仅含 EB 的耦合系统

图 6 原始系统及仅含 EB 的耦合系统中 CHP 机组的电功率、热功率及弃风电量

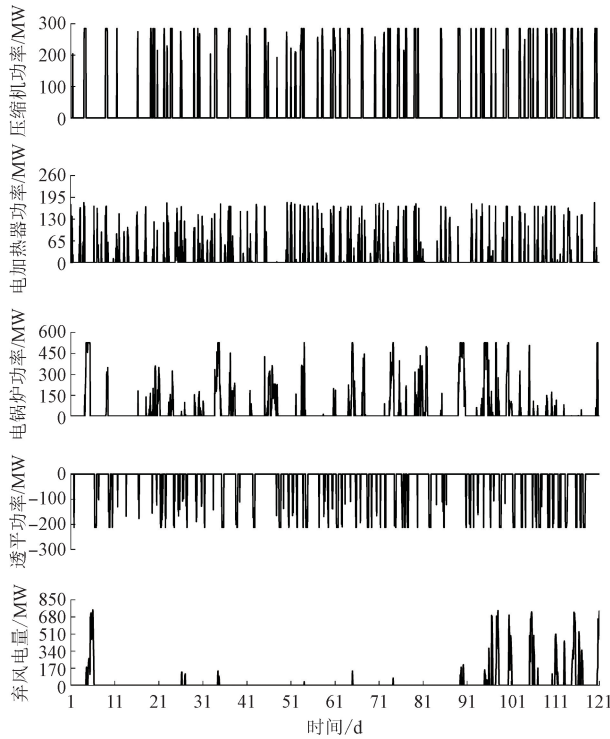
Fig. 6 Heat and power from CHP units and the curtailed power in the original system and the coupling system containing electrical boiler

图 7 给出了含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中 CHP 机组的功率及不平衡功率。由图 7 可见,与仅含 EB 的耦合系统相比,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中燃煤机组产热变化频繁且产热功率较低的运行点增多。同时,CH-CAES 子系

统释电使燃煤机组高水平电功率运行点有所下移,其缺额由透平释能功率满足。其中,正平衡功率为燃煤机组无法消纳的风电,主要由压缩机、电加热器和电锅炉所消纳。由于系统内设备容量的制约,在该示例供暖季日内仍有部分弃风电量,因此对风-火-储耦合系统进行容量优化对提升系统整体性能极为必要。



(a)CHP 机组供电、供热及不平衡功率

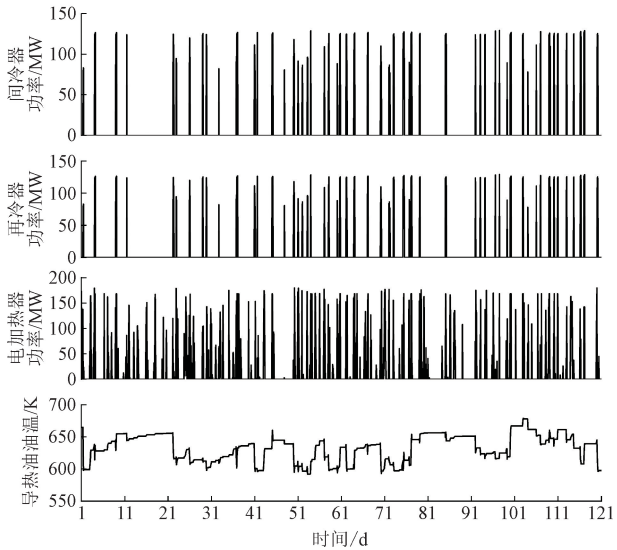


(b)不平衡功率调度

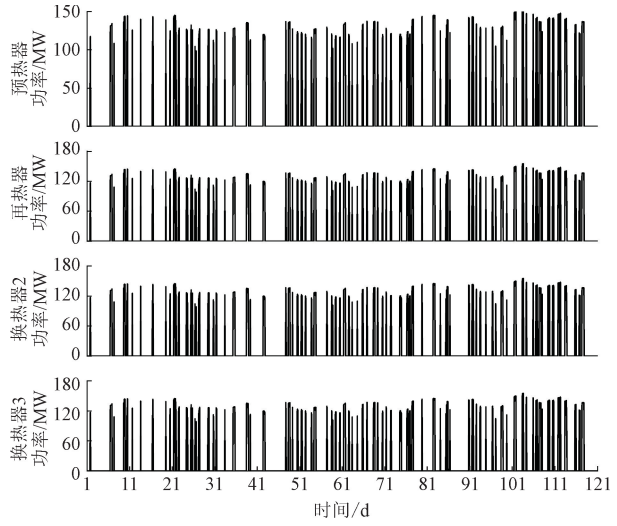
图 7 含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中 CHP 机组的功率及系统不平衡功率调度

Fig. 7 Heat and power from CHP units and the unbalance power dispatch in the coupling system containing CH-CAES、EB and EHS

图 8 显示了运行过程中,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中导热油回路的热量变化。由图可见,在 CH-CAES 子系统储能阶段,间冷器和再冷器回收压缩热,电加热器吸收了压缩机运行范围外的部分功率,导热油温度上升,降低了对洞穴、压缩机等设备的配置要求。在 CH-CAES 子系统释能阶段,高温导热油通过预热器和再热器加热透平进口空气,降低了同等级输出功率下对空气流量的要求,换热器 2、3 回收的废热使得热电联产机组的供热量降低。



(a)CH-CAES 子系统储能阶段



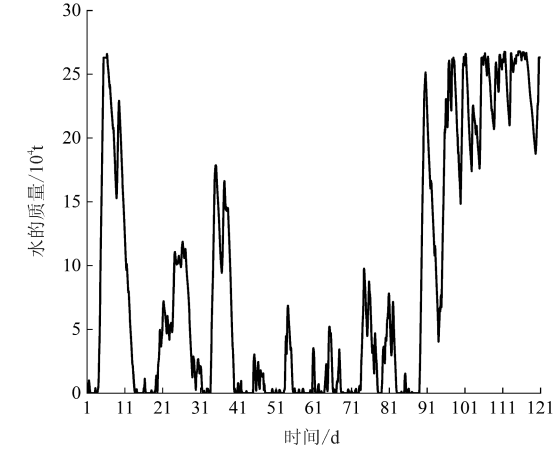
(b)CH-CAES 子系统释能阶段

图 8 含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中导热油回路的热量变化

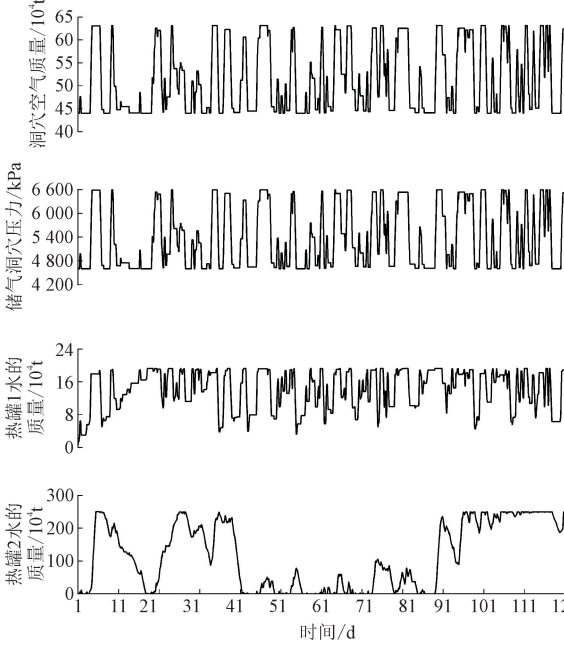
Fig. 8 Variation of heat transfer oil circuit in the coupling system containing CH-CAES、EB and EHS

图 9 给出了系统中工作介质的运行特性对比。两系统都存在供热季初期和供热季末期蓄热罐内热

水量较多的情况,这是由于该时段的弃风电量较大,热负荷较小。此外,CH-CAES、EB 和 EHS 耦合系统内的介质种类更多,变化也更复杂。储气穴和热罐 1 的利用率比热罐 2 的利用率更高,这与不平衡功率的调度密切相关。值得注意的是,空气和导热油具有相同的变化趋势,表明该策略可以一定程度上避免空气或者导热油不足无法保障透平膨胀做功,以及导热油与空气储存空间不够无法进一步消纳风电的问题。



(a)仅含 EB 的耦合系统



(b)含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统

图 9 两种耦合系统中工作介质的储量变化对比

Fig. 9 Variation of working fluids in the two coupling systems

图 10 给出了系统内热负荷供应来源的对比。在仅含 EB 的耦合系统中,除 CHP 机组抽汽供热外,电锅炉将废弃风电转化而来的热量通过热罐 2

放热进行热负荷供应。在 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中,除 CHP 机组抽汽热量的直接供应外,抽汽蓄热量、换热器 2、3 回收的热量以及电锅炉储存的热量通过热罐 2 存储,并在需求期进行热量释放。值得注意的是,在 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统中,燃煤机组的抽汽蓄热量要明显小于燃煤机组直接抽汽供热量、电锅炉电转热热量以及换热器回收的热量总和,这也是抽汽蓄热子系统对系统整体性能影响不大的主要原因。

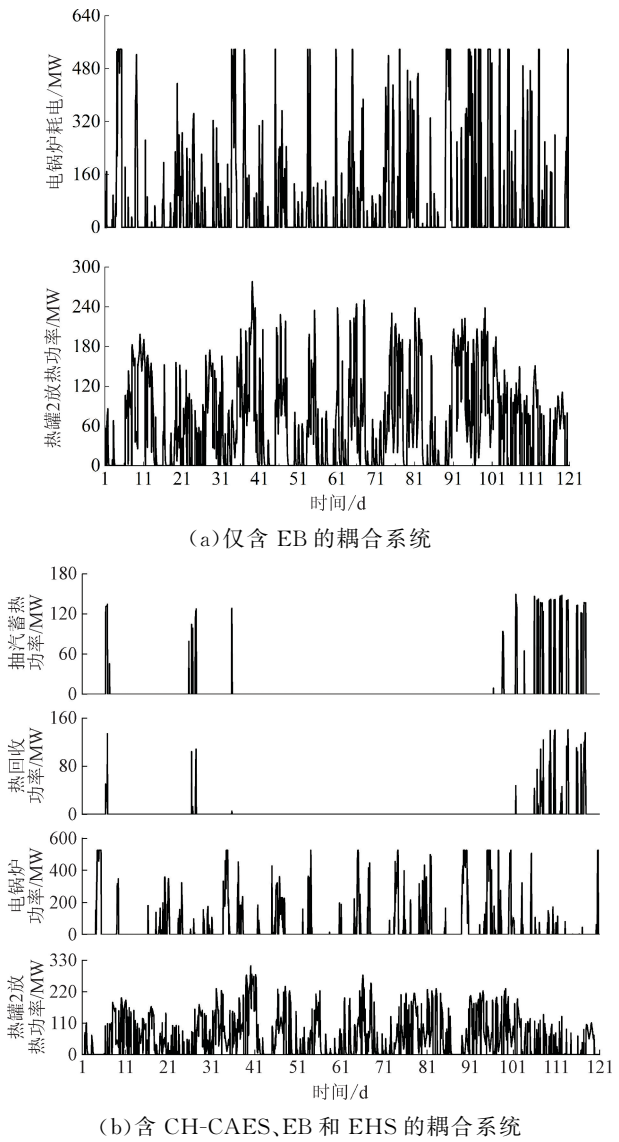


图 10 热负荷供应来源对比

Fig. 10 Comparison of heat load supply sources in the coupling systems

图 11 为系统电热负荷供应来源对比。相比于仅含 EB 的耦合系统,CH-CAES 子系统吸收了部分风电并将其转化为电能,使得燃煤机组发电量降低,风电以电能形式渗透入电网的比例升高;此外,CH-

CAES 和 EHS 子系统的释热使机组供热进一步降低,机组灵活性进一步提升。

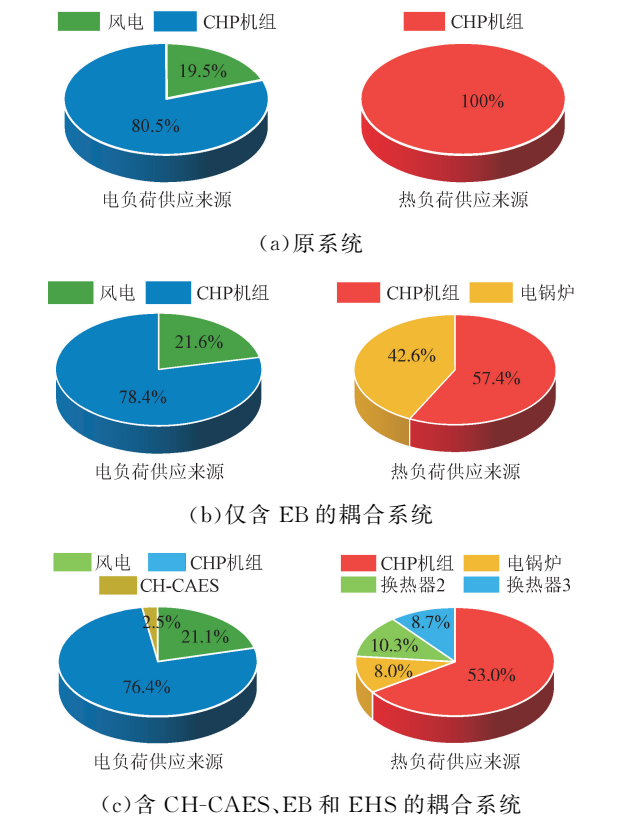


图 11 系统电热负荷供应来源对比

Fig. 11 Comparison of load supply sources in the original system and the coupling systems

综上所述,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统为风电提供了更多上网空间。此外,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统不仅适用于供暖季,也适用于非供暖季,具有更强的实用性和灵活性。

7 结 论

为进一步提升风电富集区域风电消纳水平,本文提出了风-火-储耦合系统及其能量调度策略,建立了耦合系统的容量配置优化框架。针对某地区,开展了不同布局方案的多目标粒子群优化,分析了不同布局对系统性能的影响,得到如下结论。

(1)电锅炉可将弃风电能转化为热能进行存储,从而有效减少弃风电量。优化结果表明:CH-CAES 和 EB 耦合系统的最佳焓效率为 45.45%,最低弃风率为 4.24%,但经济性较差;综合考虑经济性和热力性,在保证高效性(45.17%)和低弃风率(6.5%)的条件下,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统具有最佳的焓成本。

(2)在多目标优化框架下,含 CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统最佳储能容量配置结果如下:压缩机额定功率为 259 MW,透平额定功率为 193 MW,电锅炉额定功率为 526 MW,CH-CAES 子系统额定储能时间为 12.00 h,储热子系统额定储能时间为 11.65 h。

(3)与原始系统对比,EB 耦合系统可使 CHP 机组供电占比从 80.5%降低至 78.4%,CH-CAES、EB 和 EHS 的耦合系统 CHP 机组供电占比可进一步下降至 76.4%,与此同时,CHP 机组供热占比也由 100%下降至 53%。储能子系统的耦合使得燃煤机组的需求点向电力负荷下限更低的区域移动,能够减轻燃煤机组火力调峰压力,提升风电上网的空间,实现更高比例的清洁能源供应。

综上所述,在仅配备热电共蓄式压缩空气储能系统仍存在大量弃风电量的场景下,CH-CAES、EB 和 EHS 3 种子系统耦合的最佳方案可以更大程度地实现风电消纳,实现更高比例的清洁能源供应。风-火-储耦合系统容量配置优化框架的提出将有助于为不同风电规模的地区筛选波动性风电消纳系统的最佳布局和最优容量配置,减轻燃煤机组火力调峰压力,为风电高水平消纳提供更多可能,实现系统效率和环保性的提高。

参考文献:

[1] 魏海姣. 基于储热的燃煤机组深度调峰系统构建及其规模化消纳风力发电模式研究 [D]. 北京:北京工业大学, 2022.

[2] 中国电力网. 最新: 全国风电、光伏装机地图! [EB/OL]. (2022-11-27) [2023-05-01]. <http://www.chinapower.com.cn/tynfd/hyyw/20221128/176790.html>.

[3] ZHANG Zhi, CHEN Yanbo, MA Jin, et al. Stochastic optimal dispatch of combined heat and power integrated AA-CAES power station considering thermal inertia of DHN [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 141: 108151.

[4] MAHLIA T M I, SAKTISAHDAN T J, JANNIFAR A, et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 33: 532-545.

[5] KARASU H, DINCER I. Analysis and efficiency assessment of direct conversion of wind energy into heat using electromagnetic induction and thermal energy storage [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2018, 140(7): 071201.

[6] 邹小刚, 刘明, 肖海丰, 等. 火电机组耦合熔盐储热深度调峰系统设计及性能分析 [J]. 热力发电, 2023, 52(2): 146-153.

ZOU Xiaogang, LIU Ming, XIAO Haifeng, et al. Design and performance analysis of deep peak shaving system of thermal power units coupled with molten salt heat storage [J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 146-153.

[7] SIMÃO M, RAMOS H M. Hybrid pumped hydro storage energy solutions towards wind and PV integration; improvement on flexibility, reliability and energy costs [J]. Water, 2020, 12(9): 2457.

[8] JI W, ZHOU Y, SUN Y, et al. Thermodynamic characteristics of a novel wind-solar-liquid air energy storage system [C]//IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Bristol, United Kingdom: IOP Publishing, 2017: 012070.

[9] LIU Ming, WANG Shan, ZHAO Yongliang, et al. Heat-power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: operation flexibility and thermodynamic performance [J]. Energy, 2019, 188: 116074.

[10] 赵攀, 王佩姿, 许文盼, 等. 两级填充床蓄热器式绝热压缩空气储能系统变工况特性研究 [J]. 太阳能学报, 2022, 43(1): 294-299.

ZHAO Pan, WANG Peizi, XU Wenpan, et al. Off-design performance analysis of a-CAES system with two-stage packed bed heat storage unit [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(1): 294-299.

[11] 王占洲, 曹丽华, 司和勇. 汽轮机低压缸旁路供热的电出力调节能力分析 [J]. 汽轮机技术, 2021, 63(4): 297-299.

WANG Zhanzhou, CAO Lihua, SI Heyong. Analysis on power output regulation ability of steam turbine of low pressure cylinder bypass heating [J]. Turbine Technology, 2021, 63(4): 297-299.

[12] 鲁鹏飞, 薛宁. 超临界锅炉超低负荷调峰运行稳燃改造方案研究 [J]. 热力发电, 2022, 51(1): 87-92.

LU Pengfei, XUE Ning. Flame stability upgrading scheme of supercritical boilers for ultra low load peak regulation operation [J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(1): 87-92.

[13] 梁占伟, 张磊, 徐亚涛, 等. 高背压供热机组供热温度特性与焓分析 [J]. 热力发电, 2020, 49(1): 17-25.

LIANG Zhanwei, ZHANG Lei, XU Yatao, et al. Heating temperature characteristics and exergy analysis for high back pressure heating unit [J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(1): 17-25.

[14] 王建勋. 650 MW 超临界机组低压缸零出力技术的灵

- 活性调峰能力及经济性分析 [J]. 热能动力工程, 2021, 36(2): 18-23.
- WANG Jianxun. Analysis of flexible peak-load regulation capability and economy on the zero output technology of low-pressure cylinder for 650 MW supercritical unit [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(2): 18-23.
- [15] 陈永辉, 李志强, 蒋志庆, 等. 基于电锅炉的火电机组灵活性改造技术研究 [J]. 热能动力工程, 2020, 35(1): 261-266.
- CHEN Yonghui, LI Zhiqiang, JIANG Zhiqing, et al. Research on flexible transformation technology of thermal power unit based on electric boiler [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(1): 261-266.
- [16] 孙浩程, 宋民航, 郭璞维, 等. 辅助火电机组调峰系统的储热参数设计研究 [J]. 南方能源建设, 2022, 9(3): 9-15.
- SUN Haocheng, SONG Minhang, GUO Puwei, et al. Parameter design of heat storage for auxiliary peak regulation system in thermal power unit [J]. Southern Energy Construction, 2022, 9(3): 9-15.
- [17] 罗曦, 黄磊, 金颖, 等. 可再生能源接入下源网荷储策略与模型研究 [J]. 能源与节能, 2022(5): 15-18.
- LUO Xi, HUANG Lei, JIN Ying, et al. Research on strategy and model of source grid load storage under access of renewable energy [J]. Energy and Energy Conservation, 2022(5): 15-18.
- [18] ZHAO Pan, GOU Feifei, XU Wenpan, et al. Energy, exergy, economic and environmental (4E) analyses of an integrated system based on CH-CAES and electrical boiler for wind power penetration and CHP unit heat-power decoupling in wind enrichment region [J]. Energy, 2023, 263: 125917.
- [19] 张娜, 蔡睿贤. 单轴恒速燃气轮机及其功热并供装置的变工况显式解析解 [J]. 工程热物理学报, 1998, 19(2): 141-144.
- ZHANG Na, CAI Ruixian. Explicit analytical part-load performance solution of constant speed single shaft gas turbine and its cogeneration [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 1998, 19(2): 141-144.
- [20] 张若瑜. 促进风电消纳的燃煤热电厂热电调峰一体化技术研究及其优化 [D]. 大连: 大连理工大学, 2020.
- [21] LIU Miaomiao, LIU Ming, CHEN Weixiong, et al. Operational flexibility and operation optimization of CHP units supplying electricity and two-pressure steam [J]. Energy, 2023, 263: 125988.
- [22] ZHAO Pan, GOU Feifei, XU Wenpan, et al. Multi-objective optimization of a hybrid system based on combined heat and compressed air energy storage and electrical boiler for wind power penetration and heat-power decoupling purposes [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 58: 106353.
- [23] YAO Erren, WANG Huanran, WANG Ligang, et al. Multi-objective optimization and exergoeconomic analysis of a combined cooling, heating and power based compressed air energy storage system [J]. Energy Conversion and Management, 2017, 138: 199-209.
- [24] 严毅, 张承慧, 李珂, 等. 含压缩空气储能的冷热电联供微网优化运行策略 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(23): 6924-6936.
- YAN Yi, ZHANG Chenghui, LI Ke, et al. The optimal operation strategy for hybrid combined cooling, heating and power microgrid with compressed air energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6924-6936.
- [25] ASSAREH E, JAFARI M, KEYKHAH S, et al. Transient thermodynamic modeling and economic assessment of cogeneration system based on compressed air energy storage and multi-effect desalination [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105683.

(编辑 李慧敏)