DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2026.2.165 **中图分类号**：TM73 **文献标志码**：A

计及运行灵活性的综合能源系统源荷两侧优化调度

杨冬锋[1]，生 赫[1]，郝中华[2]，郝光耀[3]，李成钢[4]，庄冠群[4]
(1.东北电力大学现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室，吉林 132012；2.国网吉林省电力有限公司公主岭市供电公司，公主岭 136100；3.国网潍坊市寒亭区供电公司，潍坊 261100；4.国网吉林省电力有限公司电力科学研究院，长春 130021)

摘要：“三北”地区风、光资源丰富，但由于热电联产机组“以热定电”运行约束导致系统灵活性不足，在冬季供热期间弃风现象尤为严重。为充分挖掘系统灵活性，提高风电消纳水平，提出了计及运行灵活性的综合能源系统优化调度模型。首先，根据不同类型电源的物理特性，结合负荷、波动性及随机性等方面因素引入了量化灵活性的指标，并建立了灵活性供需平衡模型。然后，分析了源荷两侧灵活性耦合机理，量化了系统灵活性提升后风电消纳空间。在此基础上，考虑了不同新能源渗透率对系统灵活性的影响。最后，通过算例仿真证明了所提调度模型能够协同源荷两侧灵活性资源，达到互相增益的效果，验证了其在灵活性提升方面的可行性。

关键词：运行灵活性；源荷侧协同；光热电站；多能需求响应；风电消纳

Optimal Scheduling on Both Sides of Source and Load for Integrated Energy System with Operation Flexibility

YANG Dongfeng[1], SHENG He[1], HAO Zhonghua[2], HAO Guangyao[3], LI Chenggang[4], ZHUANG Guanqun[4]
(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China; 2. Gongzhuling Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Gongzhuling 136100, China; 3. State Grid Weifang Hanting Power Supply Company, Weifang 261100, China; 4. Electric Power Research Institute, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China)

Abstract: The Three-North region in China is rich in wind and PV resources. However, the system flexibility is insufficient due to the operation constraint of “fixing power based on heat” on the combined heat and power unit, which leads to the phenomenon of wind power abandonment especially in the winter heating period. To fully exploit the system flexibility and improve the consumption level of wind power, an optimal scheduling model for an integrated energy system with operation flexibility is proposed. First, according to the physical characteristics of different types of power supply, the indices that quantify the flexibility are introduced by combing factors such as load, volatility and randomness, and a supply and demand balance model for flexibility is also established. Then, the flexibility coupling mechanism on both sides of source and load is analyzed, and the space of wind power consumption after the system flexibility is improved is quantified. On this basis, the influence of different new energy penetration rates on the system flexibility is considered. Finally, the result of a simulation example proves that the proposed scheduling model can coordinate with the flexibility resources on both sides of source and load to achieve mutual gain, which verifies its feasibility in improving the flexibility.

收稿日期：2023-07-13；**修回日期**：2023-10-18；**录用日期**：2023-11-07；**网络首发日期**：2024-01-26
基金项目：国家重点研发计划资助项目(2019YFB1505405)；国网吉林省电科院科技资助项目(SGJLDK00KJJS2300106)
This work is supported by National Key Research and Development Program of China under the grant 2019YFB1505405; Project of Electric Power Research Institute of State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd. under the grant SGJLDK00KJJS2300106

Keywords: Operation flexibility; source-side coordination; concentrated solar power station; multi-energy demand response; wind power consumption

为了更好地贯彻落实国家“碳达峰、碳中和”的战略目标，发展可再生能源具有重大意义[1]。截至2021年我国风电累计装机容量已高达2.87亿kW[2]。在新能源富集的“三北”地区，由于“以热定电”的运行方式，热电联产机组的调节范围受到制约，导致机组调峰能力不足，降低了系统的灵活性，限制了系统对新能源的消纳能力，严重阻碍了新能源发展进程。因此，充分挖掘灵活性资源，提升电热联合系统灵活性对促进高比例新能源消纳、提高风电并网空间有着重要意义。

为解耦热电联产机组“以热定电”运行约束，提高电热联合系统灵活性，部分研究从源侧进行考虑，通过配置灵活性资源或扩充其容量以提升灵活性。文献[3]通过源侧灵活性改造，提升了系统源侧的调峰能力；文献[4]提出基于含储热的热电联产与抽水蓄能的两级协调调度策略，缓解了热电机组调节压力；文献[5-7]通过引入储能系统以提升灵活性容量，并降低系统灵活性不足的概率；文献[8-9]通过在源侧配置储热罐，提升电热联合系统的灵活性，进而解决了弃风消纳问题；文献[10-11]分析了热电联产机组安装配备储热装置对其调峰能力的影响，完成电热联合系统中在电源侧的灵活性改造。上述文献提出的源侧灵活性提升方案均能在一定程度上提升系统的灵活性，然而其均侧重于源侧的可调控资源，未充分协调利用荷侧灵活性资源，对系统灵活性的提升效果有限。

需求响应DR(demand response)是负荷侧提升系统灵活性的重要途径。文献[12]分析了可转移负荷的特点，并在风电场中引入了可转移负荷的概念和措施，增强了系统灵活性；文献[13-14]兼顾了风电不确定性和分时电价机制，提升了系统的灵活运行能力，扩大了风电消纳空间。还有研究表明，人体对热能的感知存在一定程度上的模糊性，同时建筑物具有储热特性，这意味着居民热负荷存在着一定的可调空间[15]。在此基础上，文献[16-17]结合建筑物的热动态特征，建立了基于热电联合系统的优化调度模型，显著提高了系统灵活性；文献[18]提出了计及网荷侧热惯性特征下考虑用户动态响应的调度方法，解决了电热联合系统灵活性不足的问题；文献[19]从负荷侧角度进行了电热联合系统灵活性资源协同机制的研究。上述文献证明了需求响应能够起到削峰填谷，扩大系统灵活运行空间的作用，但在电热负荷的转移对源侧机组出力的影响方面考虑并不充分。

文献[20]提出计及灵活性供需匹配的多能源耦合调度方法，提高了系统灵活性；文献[21-22]提出了计及灵活性源侧两侧调度方法，解决了源荷两侧功率的不确定性；文献[23]考虑了多种灵活性资源协调配合，提出了源荷两侧分层优化调度策略；文献[24-25]建立了源荷双层优化调度模型。上述文献均考虑了源荷两侧灵活性，但缺乏源荷两侧资源互补协同对提升系统灵活性的深入研究。基于上述分析，为充分协同源荷两侧可调控资源，实现“源荷互动”，挖掘源荷两侧灵活性资源的响应潜力，本文提出1种基于多能需求响应下含储热光热电站系统的源荷两侧灵活性提升模型。

1 运行灵活性指标及供需平衡模型

本文基于整体和局部2方面对电热联合系统灵活性展开研究。整体灵活性是一定时间尺度下对系统整体运行的灵活性进行评估，局部灵活性为一定时间尺度下，为维持系统稳定，各灵活性资源对系统的贡献度[26-27]。

1.1 运行灵活性供给

系统的灵活性调节容量是指单位时间内的各机组可调容量之和，在此综合能源系统中，火电机组、热电联产CHP(combined heat and power)机组、光热电站CSP(concentrated solar power)主要发挥了灵活性调节功能，其指标可表示为

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{up}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TH}}} P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{up}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{CHP}}} P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{up}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{CSP}}} P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{up}} \\ P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{up}} = \min(P_{\mathrm{TH},i}^{\max} - P_{\mathrm{TH},i,t}, R_{\mathrm{TH},i}^{\mathrm{up}}) \\ P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{up}} = \min(P_{\mathrm{CHP},i}^{\max} - P_{\mathrm{CHP},i,t}, R_{\mathrm{CHP},i}^{\mathrm{up}}) \\ P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{up}} = \min(P_{\mathrm{CSP},i}^{\max} - P_{\mathrm{CSP},i,t}, R_{\mathrm{CSP},i}^{\mathrm{up}}) \end{cases} \tag{1}$$

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{down}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TH}}} P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{down}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{CSP}}} P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{down}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{CHP}}} P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{down}} \\ P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{down}} = \min(P_{\mathrm{TH},i,t} - P_{\mathrm{TH},i}^{\min}, R_{\mathrm{TH},i}^{\mathrm{down}}) \\ P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{down}} = \min(P_{\mathrm{CHP},i,t} - P_{\mathrm{CHP},i}^{\min}, R_{\mathrm{CHP},i}^{\mathrm{down}}) \\ P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{down}} = \min(P_{\mathrm{CSP},i,t} - P_{\mathrm{CSP},i}^{\min}, R_{\mathrm{CSP},i}^{\mathrm{down}}) \end{cases} \tag{2}$$

式中：P_t^{up} 和 P_t^{down} 分别为第 t 个时段系统的上调灵活性供给与下调灵活性供给；$P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{up}}$、$P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{up}}$、$P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{up}}$ 和 $P_{\mathrm{TH},i,t}^{\mathrm{down}}$、$P_{\mathrm{CHP},i,t}^{\mathrm{down}}$、$P_{\mathrm{CSP},i,t}^{\mathrm{down}}$ 分别为第 t 个时段第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的上调灵活性供给和下调灵活性供给；$P_{\mathrm{TH},i,t}$、$P_{\mathrm{CHP},i,t}$、$P_{\mathrm{CSP},i,t}$ 分别为第 t 个时段第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的发电功率；$R_{\mathrm{TH},i}^{\mathrm{up}}$、$R_{\mathrm{CHP},i}^{\mathrm{up}}$、$R_{\mathrm{CSP},i}^{\mathrm{up}}$ 分别为第 t 个时段第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的上爬坡速率；$R_{\mathrm{TH},i}^{\mathrm{down}}$、$R_{\mathrm{CHP},i}^{\mathrm{down}}$、$R_{\mathrm{CSP},i}^{\mathrm{down}}$ 分别为第 t 个时段第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的下爬坡速率；N_{TH}、N_{CHP}、N_{CSP} 分别为火电机组、热电联产机组、光热电站的总台数；$P_{\mathrm{TH},i}^{\max}$、$P_{\mathrm{CHP},i}^{\max}$、$P_{\mathrm{CSP},i}^{\max}$ 分别为第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的功率上限；$P_{\mathrm{TH},i}^{\min}$、$P_{\mathrm{CHP},i}^{\min}$、$P_{\mathrm{CSP},i}^{\min}$ 分别为第 i 个火电机组、热电联产机组、光热电站的功率下限。

1.2 运行灵活性需求

系统的运行灵活性需求可表示为

$$\begin{cases} \Delta P_{\mathrm{L},t} = P_{\mathrm{L},t+1} - P_{\mathrm{L},t} \\ f_t^{\mathrm{up}} = \Delta P_{\mathrm{L},t} + \lambda_{\mathrm{up}} P_{\mathrm{L},t+1} + \omega_{\mathrm{up}} P_{\mathrm{w},t+1} + \\ \qquad \xi_{\mathrm{up}} P_{\mathrm{pv},t+1} + \lambda_{\mathrm{e}} P_{\mathrm{L},t+1} \\ f_t^{\mathrm{down}} = \left|\Delta P_{\mathrm{L},t}\right| + \lambda_{\mathrm{down}} P_{\mathrm{L},t+1} + \omega_{\mathrm{down}} P_{\mathrm{w},t+1} + \\ \qquad \xi_{\mathrm{down}} P_{\mathrm{pv},t+1} \end{cases} \tag{3}$$

式中：f_t^{up}、f_t^{down} 分别为第 t 个时段系统的上调、下调灵活性需求；$\Delta P_{\mathrm{L},t}$ 为 $t+1$ 时段与 t 时段之间的负荷波动量；$P_{\mathrm{L},t}$ 为 t 时段的负荷预测值；$P_{\mathrm{L},t+1}$、$P_{\mathrm{w},t+1}$、$P_{\mathrm{pv},t+1}$ 分别为 $t+1$ 时段负荷、风电、光伏的预测值；λ_{up}、ω_{up}、ξ_{up} 与 λ_{down}、ω_{down}、ξ_{down} 分别为负荷、风电、光伏的预测功率误差对上调和下调灵活性的需求系数；λ_{e} 为机组故障停机对上调灵活性的需求系数。

1.3 运行灵活性裕度

灵活性裕度为灵活性供给与需求之差，同样具有上调和下调 2 个方向，可表示为

$$\begin{cases} M_t^{\mathrm{up}} = P_t^{\mathrm{up}} - f_t^{\mathrm{up}} \\ M_t^{\mathrm{down}} = P_t^{\mathrm{down}} - f_t^{\mathrm{down}} \end{cases} \tag{4}$$

式中，M_t^{up}、M_t^{down} 分别为第 t 个时段的系统上调、下调灵活性裕度。

1.4 灵活性不足率

本文使用灵活性不足率 LOF(lack of operation flexibility)指标来评价系统运行灵活性，可表示为

$$L_{\mathrm{OF}} = \frac{\sum_t^T \alpha_{\mathrm{cut}}^t + \sum_t^T \alpha_{\mathrm{cul}}^t}{\alpha_{\mathrm{total}}} \tag{5}$$

$$m\alpha_{\mathrm{cut}}^t \leqslant P_{\mathrm{cut}}^t \leqslant M\alpha_{\mathrm{cut}}^t \tag{6}$$

$$m\alpha_{\mathrm{cul}}^t \leqslant P_{\mathrm{cul}}^t \leqslant M\alpha_{\mathrm{cul}}^t \tag{7}$$

式中：α_{cut}^t 与 α_{cul}^t 为 0/1 变量，表征系统切负荷、弃风光情况，若 t 时刻存在切负荷、弃风光，α 取 1；α_{total} 为系统优化调度周期内总时段数，取 T；P_{cut}^t、P_{cul}^t 分别为 t 时刻切电荷量、弃风光量；m 取极小值 10^{-5}，M 取极大值 10^5。

1.5 运行灵活性供需平衡模型

系统在运行时间尺度内要保证上调/下调灵活性供给大于上调/下调灵活性需求。系统 t 时刻灵活性供需平衡约束可表示为

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{up}} - f_t^{\mathrm{up}} \geqslant 0 \\ P_t^{\mathrm{down}} - f_t^{\mathrm{down}} \geqslant 0 \end{cases} \tag{8}$$

2 源荷两侧灵活性耦合提升机理分析

2.1 源荷两侧协同优化运行分析

图 1 为电热联合系统能量流动示意图。在系统源侧采取光热电站与电加热装置联合运行的调度

模式，其中电加热装置使用的是电锅炉 EH(electric heater)。CSP 电站与储热装置[28]在换热平台处相结合，光场[29]可将采集的光能通过热能形式传输至导热工质[30]中，完成能量互换，热能可以双向流动，以此实现热量的时移利用。在光照充足时段，光热电站将用于发电以外多余的热量储存起来，在缺少光照时，电锅炉消耗弃风，将电能转化为热能存储在 CSP 的储热系统中，实现热能的存储与时移利用。当源侧考虑 CSP 参与调度时，其除了本身具有一定可调节容量外还可向系统灵活输送热能，能够解耦热电联产机组“以热定电”的运行约束，系统的灵活性得到充分提升。

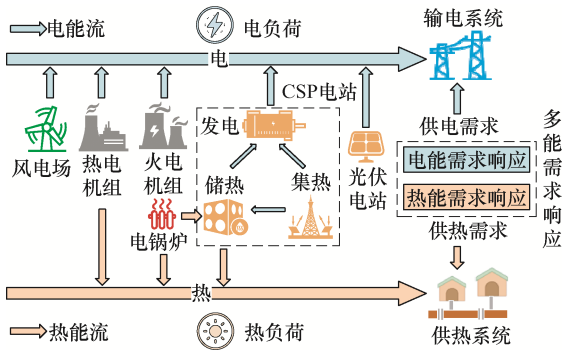


图 1 电热联合系统能流机制

Fig. 1 Energy flow mechanism of CHP system

在负荷侧，考虑多能需求响应作为灵活性资源参与调度，本文中多能需求响应包括电能需求响应与热能需求响应。电能需求响应指在负荷侧实施实时电价来引导用户调整用电计划，将高峰时段电负荷转移至低谷时段，平移了电负荷曲线，减小了负荷的波动性，降低了灵活性需求，提升了系统灵活性裕度；热能需求响应是利用热用户对供热温度的模糊性降低夜晚时段的热负荷需求，解耦了热电联产机组“以热定电”约束，提升了系统灵活性。

若仅考虑单一侧灵活性资源参与调度，系统灵活性提升空间有限。如果源荷两侧协同调度，源荷两侧的灵活性资源会充分耦合并产生相互增益的效果，能够进一步提升系统灵活性。从荷侧对源侧的影响角度考虑，在传统调度模式下，热电联产机组“以热定电”的运行约束挤压了其他机组的上网空间。当负荷侧考虑了多能需求响应后，由于解耦了热电联产机组“以热定电”运行约束，CHP 机组运行可行域的扩大使得其他机组的可调节范围也随之扩大，系统源侧各机组的灵活性供给明显提升，增强了系统源侧的灵活性。从源侧对荷侧的影响角度出发，CSP 作为重要的电热转换装置，可利用自身的储热系统储存充足的热备用能量，扩大系统热负荷的可调范围，当源侧考虑光热电站参与调度后，系统整体热出力水平得到提高，使负荷侧多能需求响应，可进一步降低热负荷需求，热电联产机组的“以热定电”约束得到进一步解耦，系统荷侧的灵活性也进一步提升。

2.2 源荷协同下风电消纳空间分析

图 2 为源荷两侧协同优化后系统风电消纳的提升空间，其主要包括 ΔP_1、ΔP_2、ΔP_3、ΔP_4 共 4 部分。ΔP_1 为源侧 CSP 参与调度后 CHP 机组“以热定电”发电功率的减少量，热电联产机组运行可行域的扩大提升了其他机组调节范围，增强了系统灵活性，提高了风电消纳量；ΔP_2 与 ΔP_3 分别为荷侧多能需求响应通过降低室内温度与转移用电负荷，CHP 机组发电功率的减少量，多能需求响应解耦了热电联产机组“以热定电”运行约束，提升了系统灵活运行能力，扩大了风电消纳空间；ΔP_4 为源荷两侧协同优化对系统灵活性提升产生的增益效果，源荷两侧灵活性资源之间的相互耦合进一步提升了系统灵活性，扩大了风电消纳空间。

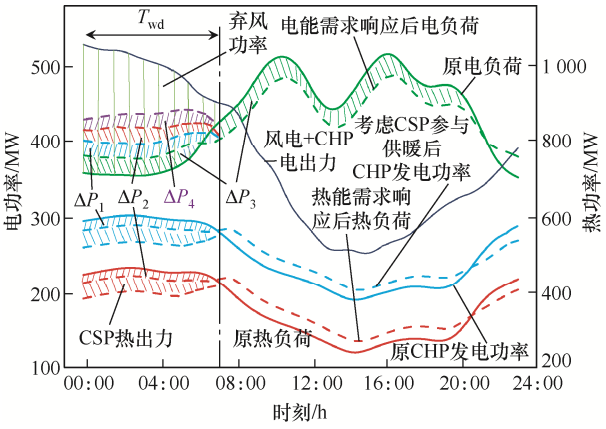


图 2 风电消纳空间

Fig. 2 Space of wind power consumption

3　联合运行优化模型

3.1　目标函数

本文调度方案以调度周期内系统运行综合成本最小为目标，目标函数表达式为

$$F=\min(C_{\mathrm{TH}}+C_{\mathrm{CHP}}+C_{\mathrm{CSP}}+C_{\mathrm{W}}+C_{\mathrm{V}}+C_{\mathrm{EH}}) \tag{9}$$

$$\begin{cases} C_{\mathrm{TH}}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{n}}}(a_i(P_{i,t}^{\mathrm{n}})^2+b_iP_{i,t}^{\mathrm{n}}+c_i+S_i(1-u_{i,t-1}^{\mathrm{n}})u_{i,t}^{\mathrm{n}}) \\ C_{\mathrm{CHP}}=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{h}}}\sum_{t=1}^{T}\sum_{k=1}^{E_i^{\mathrm{CHP}}}\alpha_{i,t}^{\mathrm{CHP},k}f_i^{\mathrm{CHP},k} \\ f_i^{\mathrm{CHP},k}=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{h}}}\sum_{t=1}^{T}\sum_{k=1}^{E_i^{\mathrm{CHP}}}[\mu_0+\mu_1P_{i,t}^{\mathrm{CHP}}+\mu_2P_{\mathrm{CHP}i,t}^{\mathrm{h}}+ \\ \quad \mu_3(P_{i,t}^{\mathrm{CHP}})^2+\mu_4(P_{\mathrm{CHP}i,t}^{\mathrm{h}})^2+\mu_5P_{i,t}^{\mathrm{CHP}}P_{\mathrm{CHP}i,t}^{\mathrm{h}}] \\ C_{\mathrm{CSP}}=\sum_{t=1}^{T}(k_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{e}}P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{e}}+k_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{h}}P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{h}}+S_{\mathrm{CSP}}(1- \\ \quad u_{\mathrm{CSP},t-1})u_{\mathrm{CSP},t}) \\ C_{\mathrm{W}}=\sum_{t=1}^{T}(c_{\mathrm{W}}P_{\mathrm{W},t}+\lambda_{\mathrm{W}}(P_{\mathrm{W},t}^{\mathrm{pre}}-P_{\mathrm{W},t})) \\ C_{\mathrm{V}}=\sum_{t=1}^{T}(c_{\mathrm{V}}P_{\mathrm{V},t}+\lambda_{\mathrm{V}}(P_{\mathrm{V},t}^{\mathrm{pre}}-P_{\mathrm{V},t})) \\ C_{\mathrm{EH}}=\sum_{t=1}^{T}(c_{\mathrm{EH}}P_{\mathrm{EH},t}) \end{cases} \tag{10}$$

式中：C_{TH} 为火电机组运行成本；C_{CHP} 为热电机组运行成本；C_{CSP} 为光热电站成本；C_{W} 为风电运行与弃风惩罚成本；C_{V} 为光伏运行与弃光惩罚成本；C_{EH} 为电锅炉运行成本；C_{TH}、C_{CHP}、C_{CSP}、C_{W}、C_{V} 与 C_{EH} 共同构成综合成本；N_{n}、N_{h} 分别为火电机组、热电联产机组的数量；a_i、b_i、c_i 分别为第 i 台火电机组发电成本系数；S_i 为第 i 台火电机组启停成本；E_i^{CHP} 为极值点的集合；$\alpha_{i,t}^{\mathrm{CHP},k}$ 为组合系数；$f_i^{\mathrm{CHP},k}$ 为第 i 台热电联产机组在可行运行区域第 k 个端点处的煤耗成本；μ_0、μ_1、μ_2、μ_3、μ_4、μ_5 为热电联产机组的耗量特性系数；$P_{i,t}^{\mathrm{CHP}}$ 为第 i 台热电联产机组的电功率出力；$P_{\mathrm{CHP}i,t}^{\mathrm{h}}$ 为 t 时刻第 i 台热电联产机组热功率出力；$k_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{e}}$、$k_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{h}}$ 分别为光热电站供电、供热成本；S_{CSP} 为光热电站的启停成本；$P_{i,t}^{\mathrm{n}}$、$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{e}}$ 分别为第 i 台火电机组、光热电站在 t 时段的供电功率；$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{h}}$ 为光热电站在 t 时段的供热功率；$P_{\mathrm{W},t}^{\mathrm{pre}}$、$P_{\mathrm{V},t}^{\mathrm{pre}}$ 分别为 t 时刻为基准场景下风电和光伏出力预测值；$P_{\mathrm{W},t}$、$P_{\mathrm{V},t}$ 分别为基准场景下风电、光伏出力；$u_{i,t}^{\mathrm{n}}$、$u_{\mathrm{CSP},t}$ 分别为第 i 台火电机组、光热电站在 t 时刻的运行状态，0 为停机，1 为运行；c_{W}、c_{V} 分别为风电、光伏发电成本系数；λ_{W}、λ_{V} 分别为弃风、弃光惩罚成本系数；c_{EH} 为电锅炉运行成本系数；$P_{\mathrm{EH},t}$ 为电锅炉用电量。

3.2　运行约束

3.2.1　功率平衡约束

功率平衡约束条件包括电功率平衡与热功率平衡。

电功率平衡的表达式为

$$\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{n}}}P_{i,t}^{\mathrm{n}}+\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{h}}}P_{i,t}^{\mathrm{CHP}}+P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{e}}+P_{\mathrm{W},t}+P_{\mathrm{V},t}= P_{\mathrm{L},t}+\Delta P_{\mathrm{PDR},t}+P_{\mathrm{EH},t} \tag{11}$$

热功率平衡的表达式为

$$\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{h}}}P_{\mathrm{CHP}i,t}^{\mathrm{h}}+P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{h}}+P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-load}}=P_{\mathrm{load},t}^{\mathrm{h}} \tag{12}$$

式中：$\Delta P_{\mathrm{PDR},t}$ 为 t 时刻电能需求响应后的负荷响应量；$P_{\mathrm{EH},t}$ 为电锅炉用电量；$P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-load}}$ 为 t 时刻 EH 的供热功率；$P_{\mathrm{load},t}^{\mathrm{h}}$ 为 t 时刻的供热负荷。

3.2.2　灵活性供需平衡约束

灵活性供需平衡约束的表达式为

$$\begin{cases} P_t^{\mathrm{up}}-f_t^{\mathrm{up}}\geqslant 0 \\ P_t^{\mathrm{down}}-f_t^{\mathrm{down}}\geqslant 0 \end{cases} \tag{13}$$

3.2.3　光热电站与电锅炉联合运行约束

联合运行系统内部能量流动示意如图 3 所示，

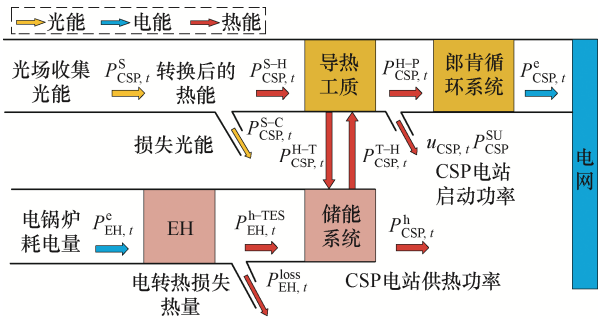


图 3　联合运行系统内部能量流动示意

Fig. 3 Schematic of internal energy flow in combined operation system

包括光能、电能、热能在系统内部各环节的流动。

导热工质能量流动约束的表达式为

$$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{S-H}}+P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{T-H}}=P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{H-T}}+u_{\mathrm{CSP},t}P_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{SU}}+P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{H-P}} \tag{14}$$

式中：$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{S-H}}$、$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{T-H}}$、$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{H-T}}$、$P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{H-P}}$分别为电站各模块之间的热量交换；$P_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{SU}}$为电站启动所需热量。

储热系统充放热量约束的表达式为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{cha},t}=(P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{H-T}}+P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-TES}})\eta_{\mathrm{in}}\\ P_{\mathrm{dis},t}=(P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{T-H}}+P_{\mathrm{CSP},t}^{\mathrm{h}})/\eta_{\mathrm{out}}\\ 0\leqslant P_{\mathrm{cha},t}\leqslant P_{\mathrm{cha,max}}\\ 0\leqslant P_{\mathrm{dis},t}\leqslant P_{\mathrm{dis,max}}\end{cases} \tag{15}$$

式中：$P_{\mathrm{cha},t}$、$P_{\mathrm{dis},t}$分别为储热系统在t时刻的充、放热功率；$P_{\mathrm{cha,max}}$、$P_{\mathrm{dis,max}}$分别为储热系统最大充、放热功率；η_{in}、η_{out}分别为充、放热效率；$P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-TES}}$为电锅炉向储热系统输送的热功率。

储热系统容量约束的表达式为

$$Q_{\mathrm{min}}^{\mathrm{TS}}\leqslant Q_t^{\mathrm{TS}}\leqslant \xi^{\mathrm{TS}}P_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{max}} \tag{16}$$

式中：$Q_{\mathrm{min}}^{\mathrm{TS}}$为储热最小储热量；$Q_t^{\mathrm{TS}}$为储热系统在$t$时刻的储热容量；$\xi^{\mathrm{TS}}$为以满载小时 FLH(full load hours)单位表示的储热最大储热容量；$P_{\mathrm{CSP}}^{\mathrm{max}}$为光热电站最大输出功率。

EH 运行约束的表达式为

$$\eta_{\mathrm{EH}}P_{\mathrm{EH},t}=P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-load}}+P_{\mathrm{EH},t}^{\mathrm{h-TES}} \tag{17}$$

式中，η_{EH}为电锅炉电热转换效率。

CSP 电站其他运行约束与常规火电机组类似，在此不再赘述。

3.3 多能需求响应建模

电能需求响应建模采用价格型需求响应 PDR(price-based demand response)，对于电价变化率与负荷变化率间的关系可用弹性矩阵表示为

$$\begin{bmatrix}\lambda_{\Delta\mathrm{PDR},1}\\ \vdots\\ \lambda_{\Delta\mathrm{PDR},t}\\ \vdots\\ \lambda_{\Delta\mathrm{PDR},24}\end{bmatrix}=\boldsymbol{E}\begin{bmatrix}\lambda_{\Delta\mathrm{load},1}\\ \vdots\\ \lambda_{\Delta\mathrm{load},t}\\ \vdots\\ \lambda_{\Delta\mathrm{load},24}\end{bmatrix} \tag{18}$$

式中：$\lambda_{\Delta\mathrm{PDR},t}$为 t 时段的负荷响应率；$\boldsymbol{E}$ 为电量电价弹性矩阵；$\lambda_{\Delta\mathrm{load},t}$为 t 时段的电价变化率。t 时刻电能需求响应后的负荷响应量可表示为

$$\Delta P_{\mathrm{PDR},t}=\lambda_{\Delta\mathrm{PDR},t}P_{\mathrm{L},t} \tag{19}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\Delta P_{\mathrm{PDR},t}=0 \tag{20}$$

用户满意度约束[31]计算公式为

$$1-\frac{\sum_{t=1}^{T}\left|\Delta P_{\mathrm{PDR},t}\right|}{\sum_{t=1}^{T}(P_{\mathrm{L},t}+\Delta P_{\mathrm{PDR},t})}\geqslant S_{\mathrm{min}}^{\mathrm{u}} \tag{21}$$

式中：$S_{\mathrm{min}}^{\mathrm{u}}$为用户用电方式满意度的最小值。

热能需求响应[32]计算公式为

$$C\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{in}}}{\mathrm{d}t}=Q_{\mathrm{s}}-Q_{\mathrm{loss}} \tag{22}$$

$$\begin{cases}Q_{\mathrm{s}}=m(T_{\mathrm{s}}-T_{\mathrm{in}})c_{\mathrm{p}}\\ Q_{\mathrm{loss}}=k\cdot S\cdot(T_{\mathrm{in}}-T_{\mathrm{out}})\end{cases} \tag{23}$$

式中：C为建筑物总热容；Q_{s}为热网对建筑物的总供热量；Q_{loss}为建筑物热损失；m为供水流量；c_{p}为水的比热容；T_{s}为散热器供水温度；k为室内热损失系数；S为供热面积；T_{in}为室内温度；T_{out}为室外温度。

$$\begin{cases}k_1\cdot T_{\mathrm{in},t+1}-T_{\mathrm{in},t}=k_2\cdot Q_{\mathrm{S},t}+k_3\cdot T_{\mathrm{am},t}\\ k_1=1+k_3\\ k_2=\Delta t/C\\ k_3=S\cdot k\cdot\Delta t/C\end{cases} \tag{24}$$

式中：Δt为调度时间间隔；$T_{\mathrm{in},t}$为t时刻室内温度；$Q_{\mathrm{S},t}$为t时刻散热器的总散热量；$T_{\mathrm{am},t}$为室外环境温度；k_1、k_2、k_3为对应系数。

$$\begin{cases}T_{\mathrm{in}}^{\mathrm{min}}\leqslant T_{\mathrm{in}}\leqslant T_{\mathrm{in}}^{\mathrm{max}}\\ -T_{\mathrm{ch}}\leqslant T_{\mathrm{in}}^{t+1}-T_{\mathrm{in}}^{t}\leqslant T_{\mathrm{ch}}\end{cases} \tag{25}$$

式中：$T_{\mathrm{in}}^{\mathrm{max}}$、$T_{\mathrm{in}}^{\mathrm{min}}$为室内温度上、下限；$T_{\mathrm{ch}}$为温度变化率。

4 算例分析

4.1 算例设置

本算例通过改进的 IEEE-30 节点电网系统和 6 节点热网系统展开研究，其中在电网系统中将原系统位于 2、5、7、11 节点处的火电机组分别用热电联产机组、光伏电站、光热电站、风电机组进行替

换。风电机组的容量为 200 MW，光伏电站的容量为 100 MW。火电机组运行参数见表 1，光热电站运行参数见表 2，替换后的 IEEE-30 节点系统接线图如图 4 所示，风电、光伏、负荷及温度日前预测数据如图 5 所示。

表 1　火电机组参数

Tab. 1 Parameters of thermal power unit

参数	节点 1	节点 8	节点 13
出力上限/MW	80	50	30
出力下限/MW	20	15	10
a_i/(元·MWh^{-1})	0.003 1	0.001 5	0.000 9
b_i/(元·MWh^{-1})	175	225	150
c_i/(元·MWh^{-1})	350	167	500
爬坡率/(MW·min^{-1})	40	25	17.5
启/停时间/h	4/4	2/2	2/2

表 2　CSP 电站参数

Tab. 2 Parameters of CSP power station

参数	数值
额定输出功率/MW	100
最小输出功率/MW	10
最大爬坡功率/(MW·h^{-1})	30
热-电转换效率/%	40
储热装置散热损失率/%	0.032
储热装置最大充(放)热功率/(MW·h^{-1})	300
储热装置储热容量/FLHs	4
储热装置充/放热效率/%	98.5

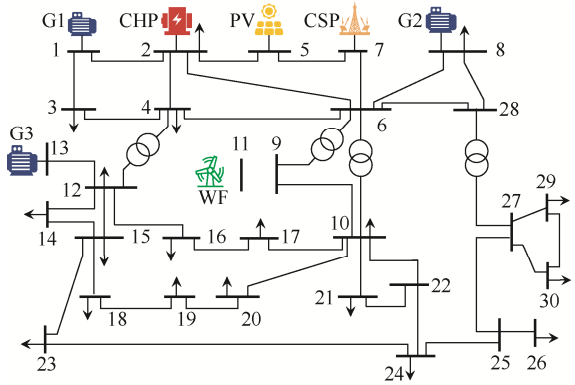


图 4　改进 IEEE-30 节点系统

Fig. 4 Improved IEEE 30-node system

在本文算例参数中，3 个建筑物的供热面积分别为 0.625、0.725、0.825 m^2；室内温度保持在 19~23 ℃范围，温度变化率为 0.5 ℃；弃风、弃光惩罚成本系数为 500 元/MWh[33]；风电、光伏运行成本系数为 100 元/MWh；火电机组提供的旋转备用成本为 130 元/MWh；电锅炉运行成本系数为 18 元/MWh；其自弹性和交叉弹性的系数分别为−0.20 和 0.03；在考虑多能需求响应之前电价为 400 元/MWh。

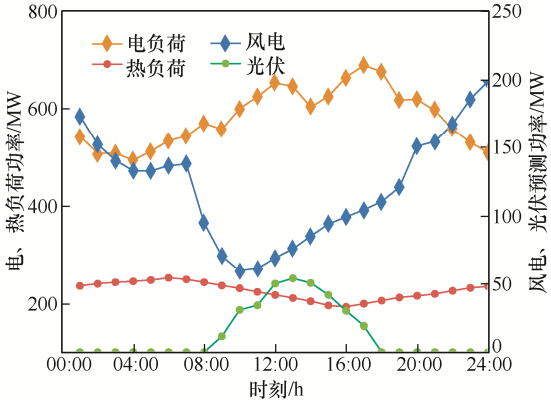


图 5　风电、光伏及负荷预测值

Fig. 5 Predicted values of wind power, PV and loads

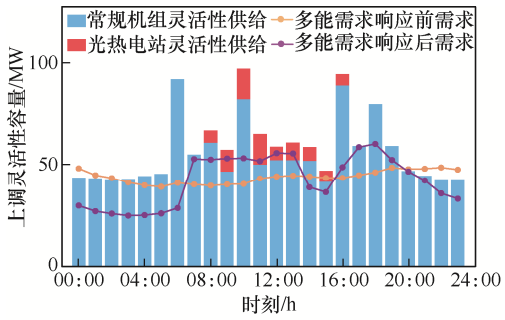
本文所建立模型的求解算法为混合整数线性规划模型，主要通过 MATLAB2016a 软件编程，并通过 YALMIP 工具包调用 IBM CPLEX12.6 对模型进行求解，计算环境为 Intel Core i7-6700 CPU，8 GB 内存。为验证本文所提源荷两侧协同调度模型对提升系统灵活性的有效性，设置了 4 种调度模式进行对比分析：模式 1，不考虑 CSP 与多能需求响应参与调度；模式 2，仅考虑 CSP 参与调度；模式 3，仅考虑多能需求响应参与调度；模式 4，同时考虑 CSP 与多能需求响应参与调度。

4.2　优化结果分析

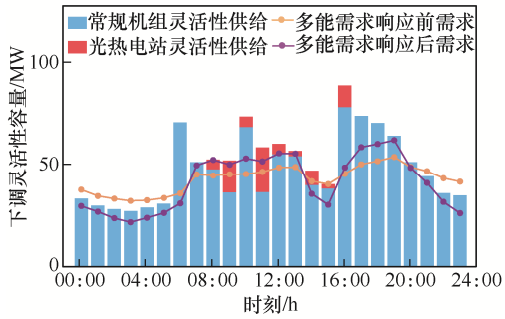
4.2.1　灵活性提升效果分析

为验证不同调度模式下对系统灵活性的提升效果，重点分析不同时间尺度下传统机组与光热电站的灵活性供给情况及多能需求响应对系统灵活性需求的影响，结果如图 6 所示。图中折线为各时段下的系统灵活性需求，可以看出各个时段的灵活性需求会随着负荷、风电、光伏的预测值及负荷波动的变化而变化，因此不同时段的灵活性需求有所不同。

由图 6 可知，若采取模式 2 的调度模式，仅考虑 CSP 参与调度，由于其受到光照强度及储热最大容量的限制，灵活性供给量有限，会在某些时刻



(a) 上调灵活性情况



(b) 下调灵活性情况

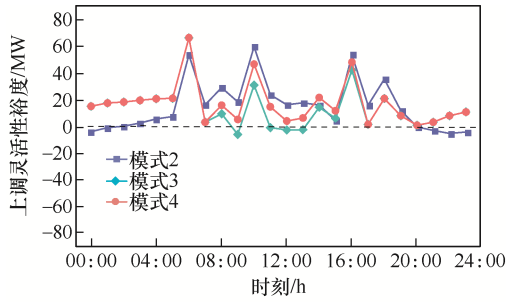
图 6 系统灵活性供给

Fig. 6 Supply of system flexibility

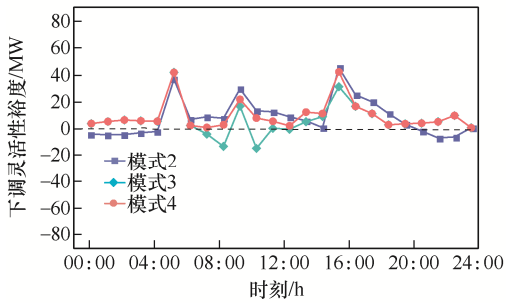
出现灵活性不足的情况；若采取模式 3 的调度模式，仅考虑多能需求响应参与调度，可以平滑电负荷曲线，有效松弛热负荷的实时平衡约束，在系统灵活性不足时段，可有效降低灵活性需求，但在某些时段同样会出现灵活性不足的情况。

当源侧光热电站与荷侧多能需求响应共同参与调度后，从图 6(a)中能够看出上调灵活性供给均在灵活性需求以上，表明上调灵活性是充足的；同理，从图 6(b)可以看出，下调灵活性也是充足的。这说明，通过源荷两侧协同调度，源侧光热电站提供灵活性供给的同时荷侧多能需求响应可适当降低系统的灵活性需求，能够保证在整个调度周期内系统有充足的灵活性。

为进一步量化灵活性空间，分别计算了模式 2、模式 3、模式 4 的上调、下调灵活性裕度，结果如图 7 所示。可以看出，在调度模式 4 下，系统灵活性裕度在整个调度周期内均大于 0，而模式 2、模式 3 存在小于 0 的时刻。模式 2 中，考虑源侧光热电站参与调度，CSP 除本身具有充足的灵活性供给能力外，在非弃风阶段光热电站中的储热装置可储蓄能量，弃风时段与热电联产机组共同参与供热，能够缓解热电联产机组的出力限制，系统的灵活性水平有所改善，但在某些时段仍会出现灵活性不足的情况。模式 3 中考虑多能需求响应参与调度，可实现电热负荷的转移达到削峰填谷的效果，在一定程度上减小了负荷波动性并缓解了机组出力压力，降低了系统灵活性需求，提升了系统灵活性裕度。模式 4 采取源荷协同优化的调度模型，源荷两侧的灵活性资源充分耦合，达到了相互增益的效果。源侧光热电站的储热特性可充分协调荷侧多能需求响应。当荷侧考虑多能需求响应参与调度后，电热负荷发生转移，使源侧光热电站的供给能力得到增强；源侧光热电站的灵活调度也可协助多能需求进一步响应降低热负荷需求，充分提升系统灵活性。综上可知，模式 4 下的系统灵活性裕度最充足。



(c) 上调灵活性裕度



(d) 下调灵活性裕度

图 7 系统灵活性裕度

Fig. 7 System flexibility margin

为进一步验证本文所提源荷协同调度模型的有效性，对比了 4 种不同调度模式下灵活性指标，结果见表 3。对比 4 种模式可以看出：模式 2 由于考虑了光热电站参与调度，相比于模式 1，上调灵活性裕度提高了 37.07%，下调灵活性裕度提高了 31.30%；模式 3 将多能需求响应视为灵活性资源参与调度后，其上调灵活性裕度提高了42.22%，下调

灵活性裕度提高了 39.23%；模式 4 采取了源荷两侧协同调度模型，系统各项灵活性指标均为最优，与模式 1 相比，其上调灵活性裕度提高了 54.69%，下调灵活性裕度提高了 49.81%，相比于模式 2 和模式 3，上调灵活性裕度与下调灵活性裕度均有提升。由此可见，在本文所提出的源荷协同调度模式下，系统的灵活性裕度最高，系统灵活运行能力更强。

表 3　不同方案下的整体灵活性指标

Tab. 3 Global flexibility indices under different schemes

模式	方向	灵活性供给/MW	灵活性需求/MW	灵活性裕度/MW	灵活性不足率/%
1	上调	1 021.266	784.035	237.232	41.4
	下调	970.203	744.833	225.370	43.9
2	上调	1 399.907	1 101.326	298.582	32.8
	下调	1 273.916	996.259	277.657	36.5
3	上调	1 452.536	1 139.858	312.678	30.6
	下调	1 350.859	1 060.068	290.791	32.7
4	上调	1 579.879	980.180	588.686	14.5
	下调	1 453.489	943.460	510.028	15.8

4.2.2　风电消纳结果分析

图 8 为不同调度模式下风电消纳情况。对比 4 种调度模式的风电出力情况，模式 1 中由于没有充分挖掘灵活性资源的潜力，因此系统灵活性比较低，风电消纳最小；模式 2 和模式 3 中分别考虑了光热电站与多能需求响应作为灵活性资源参与调度，使得系统有足够的容量来应对负荷的波动，风电消纳量有所提升；在此基础上，模式 4 采用了源荷两侧协同调度的调度策略，源荷耦合进一步扩大了系统灵活运行空间，充分提高了系统对新能源的消纳能力，此时风电消纳量达到最大，充分验证了源荷协同调度模式的有效性与优越性。

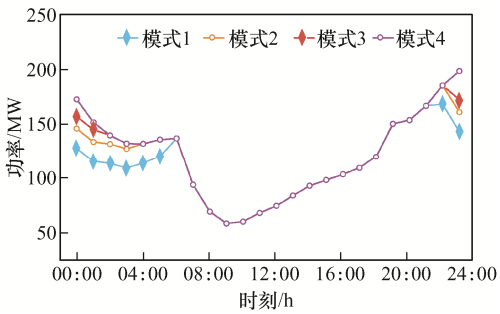


图 8　风电消纳功率

Fig. 8 Wind power consumption power

4.2.3　经济与社会效益对比结果

为分析本文所提 4 种调度模式的经济运行情况，从总调度成本、弃电率、弃风率 3 方面进行对比分析，结果如图 9 所示。可以看出，模式 4 的总调度成本为 15.59 万元，比模式 2 和模式 3 分别降低 10.39%和 4.31%，弃风率、弃电率相比模式 1~模式 3 最低，表明源荷协同调度模式不仅能更好地提升系统灵活性，还具备更高的经济性。

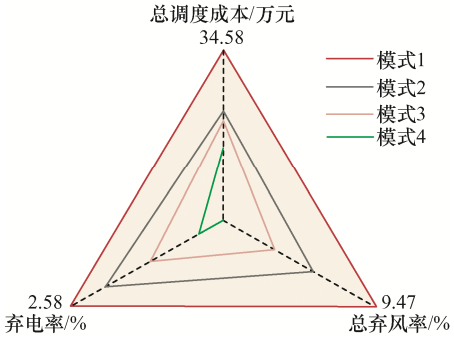


图 9　4 种模式系统运行效益示意

Fig. 9 Schematic of system operating benefit in four modes

4.3　不同风电渗透率对系统灵活性的影响

可再生能源出力具有波动性与不确定性的特征，使得电热联合系统的运行方式更加多样化和复杂化。为分析风电渗透率对系统灵活性的影响，分别计算了 3 种不同风电渗透率下系统的灵活性指标，如图 10 所示。可以看出，系统的灵活性裕度与风电渗透率之间具有显著的负相关性。在渗透率比较低时，灵活性裕度最高，系统灵活调节能力最大。但随着其渗透率提高，系统的灵活性裕度随之

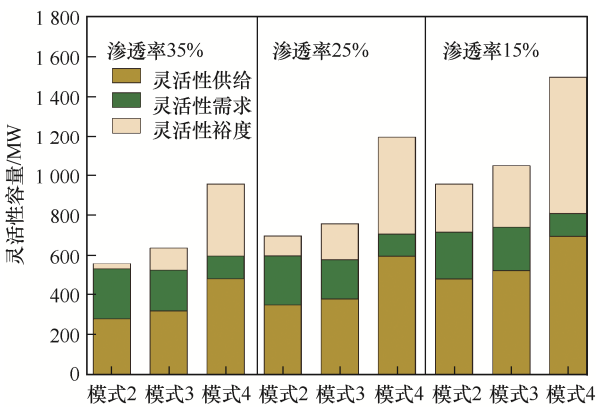


图 10　不同风电渗透率的系统灵活性指标

Fig. 10 Flexibility indices of system at different wind power penetration rates

降低。造成这一现象的主要原因在于，随着风电渗透率的提高，风电出力波动的范围扩大使得系统的灵活性需求也进一步扩大，从而限制了系统的调节能力。

同一风电渗透率下不同调度模式灵活性指标均有不同。在模式 4 中，由于考虑了源荷两侧协同调度策略，不同风电渗透率下的各机组灵活性供给能力均有提升，对比模式 2 与模式 3，灵活性裕度更高。由此可见，在不同风电渗透率下，模式 4 的调度模型更有利于提升系统灵活性。

基于上述 3 种不同风电渗透率下系统灵活性指标的分析，能够有效验证本文所提调度模型的普适性，体现出本文所提调度模型对新能源出力具有良好的调节能力。

5 结论

本文构建了计及运行灵活性的综合能源系统源荷两侧优化调度模型，分析了源荷两侧协同调度模式对系统灵活性的提升效果，通过算例分析，得出以下主要结论。

(1)CSP作为重要的电热转换装置，不仅拥有丰富的灵活性容量，还可以配合电加热装置灵活参与供热，能有效解耦热电联产机组“以热定电”的运行约束，提升系统运行的灵活性。

(2)多能需求响应作为灵活性资源参与调度，能有效平滑电负荷曲线，减小电负荷的波动量，松弛热负荷实时平衡约束，完成电热负荷跨时段灵活转移，有效降低了夜晚弃风时段的灵活性需求，提升了系统的灵活性。

(3)本文所考虑的源荷协同调度模式，相比传统调度模式经济效益提升了54.92%，新能源消纳率提升了 34.92%。能够充分利用源荷两侧灵活性资源，达到相互增益的效果，并进一步增大了系统灵活性运行空间，提高了新能源消纳。

(4)分析了不同风电渗透率对系统灵活性的影响，对比了不同调度模式的灵活性指标，验证了本文所提模型的有效性和优越性。

参考文献：

[1] 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.
Zhuo Zhenyu, Zhang Ning, Xie Xiaorong, 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. (in Chinese)

[2] 国家能源局. 2021 年二季度网上新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2021-04-29)[2023-05-20]. http://www.nea.gov.cn/202104/29/c_139915011.htm.
National Energy Administration. Text record of online press conference in the second quarter of 2021 [EB/OL]. (2021-04-29)[2023-05-20]. http://www.nea.gov.cn/2021-04/29/c_139 915011.htm. (in Chinese).

[3] 徐姗姗. 考虑源侧灵活性改造的电热能源集成系统优化调度[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
Xu Shanshan. Research on optimal scheduling of electro-thermal energy integrated system considering flexibility transformation of power supply side [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022. (in Chinese)

[4] 董开松, 李守东, 马喜平, 等. 基于含储热的热电联产与抽水蓄能的风电消纳协调控制策略[J]. 电源学报, 2018, 16(4): 52-61.
Dong Kaisong, Li Shoudong, Ma Xiping, et al. Coordinated control strategy for wind power accommodation based on cogeneration with heat storage and pumped storage [J]. Journal of Power Supply, 2018, 16(4): 52-61. (in Chinese)

[5] 林莉, 林雨露, 谭惠丹, 等. 计及SOC自恢复的混合储能平抑风电功率波动控制[J]. 电工技术学报, 2024, 39(3): 658-671.
Lin Li, Lin Yulu, Tan Huidan, et al. Hybrid energy storage control with SOC self-recovery to smooth out wind power fluctuations [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 658-671. (in Chinese)

[6] 田博文, 张志禹, 杨梦飞. 基于多次滑动均值滤波的混合储能功率分配与定容研究[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1548-1564.
Tian Bowen, Zhang Zhiyu, Yang Mengfei. Research on

hybrid energy storage power allocation and capacity determination based on multiple moving average filtering [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1548-1564. (in Chinese)

[7] 戎士敏, 王聪, 罗滇生, 等. 基于生态博弈思维的微电网优化调度模型分布设计及优化[J]. 电源学报, 2025, 23(7): 191-199.
Rong Shimin, Wang Cong, Luo Diansheng, et al. Distributed design and optimization of microgrid optimization scheduling model based on ecological game thinking [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(7): 191-199. (in Chinese)

[8] 周升彧, 戴赛, 许丹, 等. 考虑源侧灵活性改造及可调节电热负荷的电热联合调度模型[J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2254-2262.
Zhou Shengyu, Dai Sai, Xu Dan, et al. Optimal dispatching model of combined heat and power system considering source-side flexibility improvement and controllable heat-power load [J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2254-2262. (in Chinese)

[9] 金国强, 高耀岿, 张丽霞. 储热罐改造对供热机组热电解耦及调峰能力的影响研究[J]. 汽轮机技术, 2021, 63(2): 133-136, 114.
Jin Guoqiang, Gao Yaokui, Zhang Lixia. Research on the effect of heat storage tank reconstruction on decoupling and peaking capacity of CHP units [J]. Turbine Technology, 2021, 63(2): 133-136, 114. (in Chinese)

[10] 周一凡, 胡伟, 闵勇, 等. 热电联产参与电网调峰补偿定价与利益分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(18): 5325-5335, 5579.
Zhou Yifan, Hu Wei, Min Yong, et al. Peak regulation compensation price decision for combined heat and power unit and profit allocation method [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5325-5335, 5579. (in Chinese)

[11] 于炎娟, 陈红坤, 姜欣, 等. 促进风电消纳的蓄热罐运行策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 37-43.
Yu Yanjuan, Chen Hongkun, Jiang Xin, et al. Operation strategy for heat storage tank to improve wind power accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 37-43. (in Chinese)

[12] 于娜, 李伟蒙, 黄大为, 等. 计及可转移负荷的含风电场日前调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(17): 61-67.
Yu Na, Li Weimeng, Huang Dawei, et al. Day-ahead scheduling model in wind power integrated system incorporating shiftable load [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(17): 61-67. (in Chinese)

[13] 张宏, 董海鹰, 陈钊, 等. 基于分时电价的风电−光伏−光热联合发电基地并网优化调度策略[J]. 电源学报, 2021, 19(5): 91-101.
Zhang Hong, Dong Haiying, Chen Zhao, et al. Grid-connected optimal dispatching strategy for wind-photovoltaic-concentrating solar power combined power generation base based on time-of-use electricity price [J]. Journal of Power Supply, 2021, 19(5): 91-101. (in Chinese)

[14] 王凌云, 徐嘉阳, 尚勇. 基于Multi-agent改进粒子群优化算法的分时电价机制下多微网系统联合优化调度[J]. 电源学报, 2019, 17(4): 130-139.
Wang Lingyun, Xu Jiayang, Shang Yong. Coordinated optimal scheduling of multi-microgrid system under mechanism of time-of-use electricity price based on multi-agent improved particle swarm optimization algorithm [J]. Journal of Power Supply, 2019, 17(4): 130-139. (in Chinese)

[15] 黄国栋, 许丹, 丁强, 等. 考虑热电和大规模风电的电网调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 162-170.
Huang Guodong, Xu Dan, Ding Qiang, et al. Review of grid dispatching considering thermal power and large-scale wind power integration [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 162-170. (in Chinese)

[16] 朱伟业, 罗毅, 胡博, 等. 热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同促进碳减排的电热优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3803-3813.
Zhu Weiye, Luo Yi, Hu Bo, et al. Optimized combined heat and power dispatch considering decreasing carbon emission by coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response [J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3803-3813. (in Chinese)

[17] 仪忠凯, 李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合调度策略[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1378-1384.
Yi Zhongkai, Li Zhimin. Combined heat and power

dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area [J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1378-1384. (in Chinese)

[18] 邢晓敏, 张明洋, 杨修宇, 等. 计及网荷侧热惯性特征下用户动态响应的电热联合系统优化运行[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1062-1071.
Xing Xiaomin, Zhang Mingyang, Yang Xiuyu, et al. Optimal operation of combined heat and power system considering user dynamic response under thermal inertia characteristics of network load side [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1062-1071. (in Chinese)

[19] 朱伟业, 罗毅, 胡博, 等. 考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 124-135.
Zhu Weiye, Luo Yi, Hu Bo, et al. Optimized combined heat and power dispatch considering the coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 124-135. (in Chinese)

[20] 吴雪翠, 王强钢, 吴晓政, 等. 计及灵活性供需匹配的耦合系统优化配置模型[J]. 电工电能新技术, 2023, 42(2): 20-29.
Wu Xuehui, Wang Qianggang, Wu Xiaozheng, et al. Optimal allocation model of coupled system considering flexible supply and demand matching [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2023, 42(2): 20-29. (in Chinese)

[21] 刘丽军, 张嫣, 徐启峰. 一种考虑功率不确定性影响及配电网灵活性需求的区间优化调度方法[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4654-4664.
Liu Lijun, Zhang Yan, Xu Qifeng. An interval optimal scheduling method considering the influence of power uncertainty and the flexibility of distribution network [J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4654-4664. (in Chinese)

[22] 尚文强, 李广磊, 丁月明, 等. 考虑源荷不确定性和新能源消纳的综合能源系统协同调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 517-526.
Shang Wenqiang, Li Guanglei, Ding Yueming, et al. Collaborative scheduling for integrated energy system considering uncertainty of source load and absorption of new energy [J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 517-526. (in Chinese)

[23] 菅学辉, 陈春龙, 赵菲, 等. 计及储热装置运行灵活性的多能源电力系统运行策略[J]. 现代电力, 2023, 40(4): 562-569.
Jian Xuehui, Chen Chunlong, Zhao Fei, et al. Operation strategy of multi-energy power system considering operational flexibility of heat storage device [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(4): 562-569. (in Chinese)

[24] 陈乐飞, 朱自伟, 胡嘉锋, 等. 基于两阶段鲁棒博弈的综合能源微网源-荷协调优化调度[J]. 电源学报, 2025, 23(7): 181-190.
Chen Lefei, Zhu Ziwei, Hu Jiafeng, et al. Integrated energy microgrid source-load coordinated optimal scheduling based on two-stage robust game [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(7): 181-190. (in Chinese)

[25] 余运俊, 杨林锋, 哈志蕊, 等. 考虑灵活性资源的微电网双层优化策略[J]. 电源学报, 2025, 23(2): 115-124.
Yu Yunjun, Yang Linfeng, Ha Zhirui, et al. Two-layer optimal strategy for microgrid considering flexible resources [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(2): 115-124. (in Chinese)

[26] 苏承国, 申建建, 王沛霖, 等. 基于电源灵活性裕度的含风电电力系统多源协调调度方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 111-119.
Su Chengguo, Shen Jianjian, Wang Peilin, et al. Coordinated dispatching method for wind-turbine-integrated power system with multi-type power sources based on power flexibility margin [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 111-119. (in Chinese)

[27] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 电力系统灵活性及其评价综述[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1569-1576.
Xiao Dingyao, Wang Chengmin, Zeng Pingliang, et al. A survey on power system flexibility and its evaluations [J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1569-1576. (in Chinese)

[28] Jacob R, Riahi S, Liu Ming, et al. Technoeconomic impacts of storage system design on the viability of concentrated solar power plants [J]. Journal of Energy Storage, 2021, 34: 101987.

[29] Carballo J A, Bonilla J, Berenguel M, et al. Solar tower power mockup for the assessment of advanced control techniques [J]. Renewable Energy, 2020, 149: 682-690.

[30] Kearney D, Herrmann U, Nava P, et al. Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field [J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2003, 125(2): 170-176.

[31] 别朝红, 胡国伟, 谢海鹏, 等. 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 115-120, 159.
Bie Zhaohong, Hu Guowei, Xie Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120, 159. (in Chinese)

[32] 仪忠凯, 李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合调度策略[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1378-1384.
Yi Zhongkai, Li Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area [J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1378-1384. (in Chinese)

[33] 王忠义, 聂凡杰, 徐扬, 等. 计及综合需求响应的电热集成系统优化运行[J]. 智慧电力, 2023, 51(1): 86-93.
Wang Zhongyi, Nie Fanjie, Xu Yang, et al. Optimal operation of integrated electro-thermal system considering comprehensive demand response [J]. Smart Power, 2023, 51(1): 86-93. (in Chinese)



杨冬锋

作者简介：

杨冬锋(1976—)，男，博士，教授。研究方向：大规模新能源接入电力系统的优化调度与控制，直流电网保护技术，配电系统自动化。E-mail：ydfnedu@126. com。

生赫(1998—)，男，通信作者，硕士研究生。研究方向：综合能源系统的优化运行。E-mail：860048468@qq.com。

郝中华(1972—)，男，本科，工程师。研究方向：输配电及用电工程。E-mail：haozhonghua@126.com。

郝光耀(1990—)，男，本科，工程师。研究方向：输配电及用电工程，电力系统及其自动化，电力工程技术。E-mail：haoguangyao@163.com。

李成钢(1986—)，男，硕士研究生。研究方向：电力系统保护与控制。E-mail：13951006295@163.com。

庄冠群(1993—)，男，硕士研究生。研究方向：新能源消纳可控负荷控制。E-mail：zhuangguanqun701@163.com。

(责任编辑：郭凯凯)