



计及灵活性资源的综合能源系统源荷协调优化调度

胡福年, 张彭成, 周小博, 陈军

(江苏师范大学 电气工程及自动化学院, 江苏 徐州 221116)

摘要: 可再生能源和负荷的波动性、不确定性等给综合能源系统 (integrated energy system, IES) 的安全灵活运行带来了极大挑战。为提高 IES 灵活调节能力与可再生能源消纳水平, 提出一种计及灵活性资源的 IES 源荷协调优化调度方法。针对系统内运行灵活性需求, 精细刻画各类资源灵活性能力, 源侧根据电氢耦合单元运行特性构建热电联产机组 (combined heating and power, CHP) 和氢燃料电池 (hydrogen fuel cell, HFC) 联合运行模型, 荷侧考虑综合需求响应的灵活性供给能力, 建立系统综合灵活性供给模型。根据不同时刻运行灵活性不足问题分成 2 种调度模式, 构建基于 IES 灵活性约束的优化调度模型, 并进行仿真分析。仿真结果表明, 所提出的优化调度方法能够有效提高 IES 灵活调节能力和可再生能源消纳水平。

关键词: 综合能源系统; 需求侧灵活性; 灵活性供需平衡; 源荷协调; 调度策略

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202306096

0 引言

环境污染问题与化石能源消耗问题日益严峻, 以风电为代表的可再生能源被广泛使用。同时可再生能源出力具有不确定性和波动性, 其大规模的利用使得电力系统调度运行的压力增大^[1-2], 因此需要提高灵活调节能力以保障系统安全稳定运行。综合能源系统 (integrated energy system, IES) 中耦合了多种能源联合供应, 能够满足终端多种能源负荷需求^[3], 蕴藏了巨大的灵活性资源, 考虑多种灵活性资源协调优化对 IES 经济调度具有重要意义。

国际能源署将灵活性定义为: 在一定时间尺度下, 电网灵活性资源满足灵活性需求的能力^[4]。目前针对电力系统灵活性的研究已取得了一些成果。文献 [5] 基于灵活性裕度指标建立多种灵活性资源滚动调度模型以解决灵活性不足造成的弃风限电问题。文献 [6] 通过优化分配源侧灵活性资源实现多类型电源协调互补, 能够有效平抑风电的随机波动。文献 [7] 考虑风电自身的灵活特性, 将风电场内机组作为灵活性资源, 建立优化

调度模型以减小机组损耗。文献 [8] 提出考虑电动汽车负荷的协调调度策略有效解决源荷两侧不确定性的影响。近年来利用多能耦合互补技术, 应对可再生能源不确定性的方式也得到了广泛关注。文献 [9] 利用异质能源互补特性提高电力系统灵活调节能力, 促进可再生能源消纳。文献 [10-11] 建立了考虑气网动态管存效应的优化调度模型, 利用其管存特性满足系统灵活性需求。文献 [12-13] 基于气、热网络动态特性构建了运行灵活性约束的 IES 优化调度模型。文献 [14] 提出考虑多能灵活性状态关系方程充分发挥 IES 中各环节的灵活性调节能力, 实现了系统灵活性的提升。但上述文献缺乏对电-热-气-氢耦合系统运行灵活性的进一步研究。氢能作为一种转化形式多样且高效的二次能源可与其他能源互补形成以氢能驱动的综合能源利用架构^[15], 随着制氢技术的发展和普及, 氢能需求越来越大^[16]。文献 [3] 考虑电转气精细化两阶段建模, 发挥氢能高效特点, 促进风电消纳的同时降低系统碳排放量。文献 [15] 建立了变载启停特性的电解水制氢装置, 提高了能源综合利用效率。因此研究氢能高效利用在 IES 优化调度方面具有重要意义。

部分研究通过增设灵活性资源容量, 借助系统灵活性资源的调节作用, 从而提高整体灵活性^[17]。文献 [18] 通过增设压缩空气储能与光热电站提高

收稿日期: 2023-06-26; **修回日期:** 2023-10-20。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (62173165); 江苏师范大学研究生科研与实践创新计划项目 (2022XKT0182)。

电力系统调度灵活性。文献 [19] 在考虑燃气锅炉、电锅炉和热电联产机组的基础上提出一种联合优化调度模型。文献 [20-21] 阐述了电解槽、热泵、储热装置等设备在拓展 CHP 机组运行灵活域方面的作用。但是上述研究仅关注了热电耦合设备和储能侧的灵活性资源，忽略了电-氢耦合设备对系统灵活调节能力的影响。

IES 的负荷侧灵活性来源于综合需求响应 (Integrated demand response, IDR) 的能力, IDR 能力源自电、气、热等单一能流负荷柔性, 同时也来源于异类能源需求间的互补效应 [22]。文献 [23] 从电热气冷多元负荷需求响应的角度提出了多能优化协同调度策略, 考虑荷侧资源的调节能力, 促进了能源供需平衡。文献 [24-25] 建立了精细化的综合需求响应模型, 描述了多种用户参与的耦合响应过程, 促进了可再生能源的消纳。但是上述研究仅分析验证了 IDR 对提升系统经济性和可再生消纳水平的能力, 忽略了负荷侧资源的灵活性供给能力以及对系统运行灵活性影响的分析。

基于上述分析, 本文提出了计及灵活性资源的 IES 源荷协调优化调度方法, 通过 4 种场景进行对比分析, 验证本文所提调度方法的有效性和优越性。

1 IES 运行灵活性分析

1.1 IES 运行机理

IES 源侧为风机、光伏机组及燃气轮机与余热锅炉组成的 CHP 机组联合出力; 能源转换装置包括电解槽、氢燃料电池 (hydrogen fuel cell, HFC) 及甲烷反应器; 负荷侧包括常规电、热、气负荷及参与需求响应的电热负荷; 储能设备包括蓄电池、储热罐、储氢罐。IES 运行框架如图 1 所示。

1.2 灵活性需求特性

在高比例可再生能源渗透的 IES 中, 灵活性需求主要源自电力系统, 其量化模型为

$$\begin{cases} F_{dem,t}^{up} = (L_{t+1} - L_t) + \lambda_u L_{t+1} + \omega_u P_{wt,t+1}^f + \alpha_u P_{pv,t+1}^f \\ F_{dem,t}^{dn} = (L_t - L_{t+1}) + \lambda_d L_{t+1} + \omega_d (P_{wt,max}^f - P_{wt,t+1}^f) + \alpha_d (P_{pv,max}^f - P_{pv,t+1}^f) \end{cases} \quad (1)$$

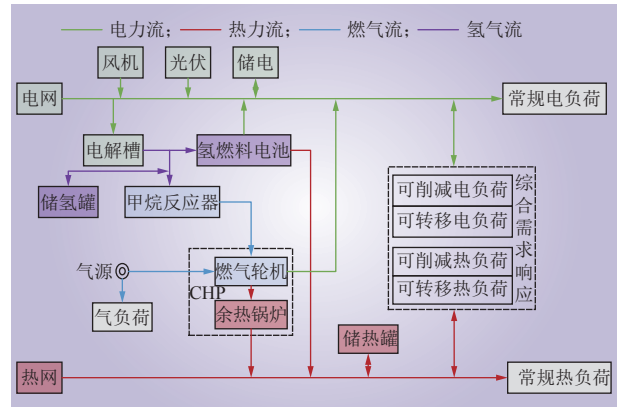


图 1 综合能源系统结构

Fig. 1 Integrated energy system structure

式中: $F_{dem,t}^{up}$ 、 $F_{dem,t}^{dn}$ 分别为 t 时刻上下调灵活性需求值; L_t 为 t 时刻的电负荷; λ_u 、 λ_d 分别为电负荷预测误差对上下调灵活性资源的需求; $P_{wt,max}^f$ 、 $P_{pv,max}^f$ 分别为调度周期内风电、光伏功率预测的最大值; $P_{wt,t}^f$ 、 $P_{pv,t}^f$ 分别为 t 时刻风电、光伏的预测功率; ω_u 、 ω_d 分别为风电功率预测误差对上下调灵活性资源的需求; α_u 、 α_d 分别为光伏功率预测误差对上下调灵活性资源的需求。

1.3 灵活性资源供给特性

灵活性资源能够应对可再生能源出力与负荷的不确定性, 通过预留调节能力满足系统内的灵活性需求 [13]。现有文献对电源侧参与灵活性供需平衡研究较多, 但忽略了需求侧灵活性供给能力的分析。

1.3.1 上级电网

向上级电网购电可以弥补部分时段电功率不足, 通过增加购电量提供上调灵活性供给, 降低购电量提供下调灵活性供给。其灵活性供给可表示为

$$\begin{cases} F_{grid,t}^{up} = \min \{ R_{grid}^{up} \Delta t, P_{buy,max} - P_{buy,t} \} \\ F_{grid,t}^{dn} = \min \{ R_{grid}^{dn} \Delta t, P_{buy,t} - P_{buy,min} \} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $F_{grid,t}^{up}$ 、 $F_{grid,t}^{dn}$ 分别为 t 时刻上级电网产生的上、下调供给; R_{grid}^{up} 、 R_{grid}^{dn} 分别为电网购电上、下爬坡速率; $P_{buy,max}$ 、 $P_{buy,min}$ 分别为购电功率上、下限; $P_{buy,t}$ 为 t 时刻购电功率; Δt 为调度时段。

1.3.2 蓄电池

蓄电池通过放电提供上调灵活性、充电提供下调灵活性, 其灵活性供给可表示为

$$\begin{cases} F_{ess,t}^{up} = \min \left\{ (S_{soc}^{max} - S_{soc,t-1}) E_{soc}^{max} \eta_{ess}^{dis}, P_{ess}^{max} \right\} \\ F_{ess,t}^{dn} = \min \left\{ \frac{(S_{soc,t-1} - S_{soc}^{min}) E_{soc}^{max}}{\eta_{ess}^{chr}}, P_{ess}^{max} \right\} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $F_{ess,t}^{up}$ 、 $F_{ess,t}^{dn}$ 分别为 t 时刻蓄电池产生的上、下调供给； S_{soc}^{min} 、 S_{soc}^{max} 分别为蓄电池的最小、最大荷电状态； $S_{soc,t}$ 为 t 时刻蓄电池的荷电状态； η_{ess}^{dis} 、 η_{ess}^{chr} 为蓄电池放、充电效率； E_{soc}^{max} 为蓄电池最大容量； P_{ess}^{max} 为充放电功率的最大值。

1.3.3 热电联产机组与氢燃料电池联合运行模型

CHP 机组运行受到“以热定电”的限制，其灵活调节的范围有限，而 HFC 良好的电热特性使其能与 CHP 机组联合构成新型热电联产系统。

HFC 产电原理是：利用电解槽装置产生的氢气在氢燃料电池堆与氧气发生氧化还原反应时电子运动所产生的电势，经过 DC/AC 变换器与变压器升压后，将反应产生的电能注入电网；HFC 产热过程是：利用集热装置收集在氢燃料电池堆进行氧化还原反应时产生大量热能，通过温度、压力传感器等设备利用换热器对循环热力系统的回水进行加热，从而提高氢能的利用效率，减少传统热源的部分热出力。

从 HFC 外部特性来说，HFC 的产电效率与负载率有关，可以利用输出功率标幺值的五次函数表示。HFC 热电联产特性可以认为其产电、供热的总效率等于某一常数。因此 HFC 外部调度的模型为

$$\begin{cases} P_{Hout,t} = P_{H-e,t} + P_{H-h,t} \\ P_{H-e,t} = \gamma_{H-e,t} P_{Hin,t} \\ P_{H-h,t} = \gamma_{H-h,t} P_{Hin,t} \\ \gamma_{H-e,t} = a \left(\frac{P_{H-e,t}}{P_r} \right)^5 + b \left(\frac{P_{H-e,t}}{P_r} \right)^4 + c \left(\frac{P_{H-e,t}}{P_r} \right)^3 + d \left(\frac{P_{H-e,t}}{P_r} \right)^2 + e \left(\frac{P_{H-e,t}}{P_r} \right) + f \\ \gamma_{H-e} + \gamma_{H-h} = \gamma_{Hmax} \\ P_{Hin}^{min} \leq P_{Hin,t} \leq P_{Hin}^{max} \\ P_{H-e}^{min} \leq P_{H-e,t} \leq P_{H-e}^{max} \\ R_{HFC}^{dn} \leq P_{H-e,t} - P_{H-e,t-1} \leq R_{HFC}^{up} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $P_{Hout,t}$ 、 $P_{Hin,t}$ 、 $P_{H-e,t}$ 、 $P_{H-h,t}$ 分别为 t 时刻 HFC 总的输出功率、氢能输入功率、产电、产热输出功率； γ_{H-e} 、 γ_{H-h} 分别为产电、热效率； a 、 b 、 c 、 d 、 e 、 f 为效率函数系数； γ_{Hmax} 为 HFC 热

电联产总效率； P_r 为额定电功率； P_{Hin}^{max} 、 P_{Hin}^{min} 分别为氢能输入功率的上、下限； P_{H-e}^{max} 、 P_{H-e}^{min} 分别为 HFC 输出电功率上、下限； R_{HFC}^{up} 、 R_{HFC}^{dn} 分别为 HFC 输出电功率上、下爬坡速率。

CHP 机组与 HFC 联合运行模型如图 2 所示。电解槽进行电解水反应产生的氢气作为 HFC 的输入能源。当系统内灵活性供给不足时，HFC 利用自身产电特性弥补系统内灵活性缺额，使得系统满足灵活性需求；同时由于 HFC 供给部分热负荷，缓解 CHP 机组供热压力，进一步提高 CHP 机组灵活调节范围。当日间电负荷高峰、热负荷低谷时，CHP 机组可以增大出力提高上调灵活性供给，产生的多余热量储存在储热罐中；当 CHP 机组产热功率小于系统热负荷时，未满足的热负荷由 HFC 及储热罐供给，此时 CHP 机组的出力减小，可为系统提供下调灵活性。除 HFC 使用氢能外，多余氢能一部分注入储氢罐，储氢装置能够实现氢能的灵活利用；另一部分进行甲烷化反应制得甲烷供给 CHP 机组，可以降低系统购能成本，以此实现电、热、气、氢 4 种异质能源耦合。

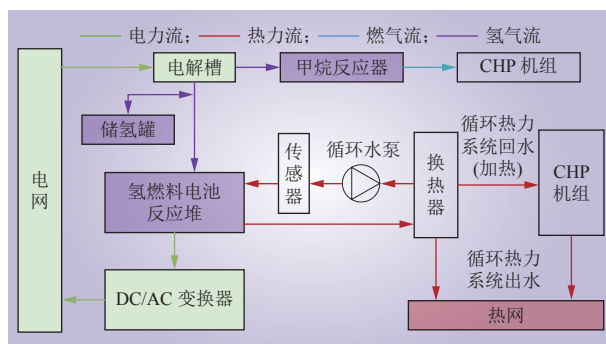


图 2 CHP 与 HFC 联合运行模型
Fig. 2 Joint operation model of CHP and HFC

CHP 与 HFC 联合运行模型中，其所能提供的灵活性供给不仅与 CHP 机组有关，还与 HFC 热电联产特性相关，其灵活性供给可以表示为

$$\begin{cases} F_{combine,t}^{up} = \min \left\{ R_{CHP}^{up} \Delta t, P_{CHPe}^{max} - P_{CHPe,t} \right\} + \min \left\{ R_{HFC}^{up} \Delta t, P_{H-e}^{max} - P_{H-e,t} \right\} \\ F_{combine,t}^{dn} = \min \left\{ R_{CHP}^{dn} \Delta t, P_{CHPe,t} - P_{CHPe}^{min} \right\} + \min \left\{ R_{HFC}^{dn} \Delta t, P_{H-e,t} - P_{H-e}^{min} \right\} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $F_{combine,t}^{up}$ 、 $F_{combine,t}^{dn}$ 分别为 t 时刻联合运行模型产生的上、下调供给； P_{CHPe}^{min} 、 P_{CHPe}^{max} 分别为

CHP 机组输出电功率最小值、最大值； $P_{\text{CHPe},t}$ 为 t 时刻 CHP 机组产生的电功率； $R_{\text{CHP}}^{\text{up}}$ 、 $R_{\text{CHP}}^{\text{dn}}$ 分别为 CHP 机组输出电功率上、下坡速率。

1.3.4 综合需求响应

IDR 作为 IES 中重要的灵活性资源，是促进系统源荷协调调度的关键，同时能够促进 IES 灵活经济运行。IDR 通过调整用能行为提供一定的灵活性，当热负荷进行需求响应时会影响系统中热电联产机组出力进而影响电力系统，因此由 IDR 所能提供的上、下调供给可表示为

$$\begin{cases} F_{\text{IDR},t}^{\text{up}} = P_{\text{max}}^i - P_t^i + \chi(H_{\text{max}}^j - H_t^j) \\ F_{\text{IDR},t}^{\text{dn}} = P_t^i - P_{\text{min}}^i + \chi(H_t^j - H_{\text{min}}^j) \end{cases} \quad (6)$$

式中： $F_{\text{IDR},t}^{\text{up}}$ 、 $F_{\text{IDR},t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时刻 IDR 产生的上、下调供给； P_{max}^i 、 H_{max}^j 、 P_{min}^i 、 H_{min}^j 分别为参与响应的电负荷、热负荷的最大值、最小值， $i, j \in \{\text{cut}, \text{mov}\}$ 表示可削减和可转移负荷； P_t^i 、 H_t^j 为 t 时刻参与响应的电、热负荷； χ 表示热能灵活性资源折算系数，其取值与 CHP 机组热电比有关。

对各类资源灵活性供给能力进行整合可得

$$\begin{cases} F_{\text{sum},t}^{\text{up}} = F_{\text{grid},t}^{\text{up}} + F_{\text{ess},t}^{\text{up}} + F_{\text{combine},t}^{\text{up}} + F_{\text{IDR},t}^{\text{up}} \\ F_{\text{sum},t}^{\text{dn}} = F_{\text{grid},t}^{\text{dn}} + F_{\text{ess},t}^{\text{dn}} + F_{\text{combine},t}^{\text{dn}} + F_{\text{IDR},t}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (7)$$

式中： $F_{\text{sum},t}^{\text{up}}$ 、 $F_{\text{sum},t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时刻系统的上、下调供给。

灵活性裕度指标为系统灵活性供给与灵活性需求的差值，可表示为

$$\begin{cases} F_{\text{M},t}^{\text{up}} = F_{\text{sum},t}^{\text{up}} - F_{\text{dem},t}^{\text{up}} \\ F_{\text{M},t}^{\text{dn}} = F_{\text{sum},t}^{\text{dn}} - F_{\text{dem},t}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $F_{\text{M},t}^{\text{up}}$ 、 $F_{\text{M},t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时刻系统的上、下调灵活性裕度。

1.4 计及灵活性资源的源荷协调调度策略

判断 IES 运行模式的原则为：灵活性需求由调度区域内的可再生能源机组预测出力大小、负荷预测大小与预测误差系数共同决定，灵活性供给由 IES 中的灵活性资源调节能力大小决定。

1) 上调灵活性不足模式。

该模式满足 $F_{\text{M},t}^{\text{up}} < 0$ 。本模式中上调灵活性需求大于系统内可向上调节的灵活性容量。首先利用用户侧 IDR 灵活性资源，引导负荷参与需求响应以平滑负荷曲线，使得机组出力更好匹配负荷

水平，在发挥源荷协调特性的同时提高系统经济性优势；发挥 CHP-HFC 联合运行模型产电特性，优化各机组出力为系统提供上调灵活性供给；常规机组调节能力相对较差^[6]，只能提供有限的灵活性，因此系统内灵活性供给主要来源于 CHP、HFC、IDR 及储能设备；最终实现调度周期内上调灵活性充足的目标。

2) 下调灵活性不足模式。

该模式满足 $F_{\text{M},t}^{\text{dn}} < 0$ 。本模式中下调灵活性需求大于系统内可向下调节的灵活性容量。依据可再生能源尽可能全额消纳全额上网原则，将可转移电负荷移至该时段，以提高部分电负荷需求，同时盈余电量利用电解槽电解水制得氢能储存在储氢罐中，在负荷水平高时供给 HFC 进行热电联产，实现氢-电、氢-热的转换；此外蓄电池充电，提升下调灵活性供给，在负荷水平较高时放电实现电能的时间上的转移；若系统下调灵活性仍不足，则采取一定的弃风弃光措施。

2 考虑 IES 灵活性约束的优化调度模型

本文以系统综合运行成本最优为目标函数，建立考虑灵活性约束的优化调度模型，所提调度模型的调度周期为 24 h。

2.1 目标函数

本文调度模型中综合运行成本主要包含购能成本 C_w 、机组运行维护成本 C_{wh} 、弃风弃光惩罚成本 C_{aban} 、综合需求响应补偿成本 C_{IDR} 。目标函数为

$$\min F_1 = C_w + C_{\text{wh}} + C_{\text{aban}} + C_{\text{IDR}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} C_w = \sum_{t=1}^T c_{\text{buy},t} P_{\text{buy},t} + c_{\text{buy},t} P_{\text{buy},t} \\ C_{\text{wh}} = \sum_{t=1}^T \sum_n c_{\text{wh},n} P_{n,t} \\ C_{\text{aban}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{wt}} P_{\text{wtaban},t} + \sum_{t=1}^T c_{\text{pv}} P_{\text{pvaban},t} \\ C_{\text{IDR}} = \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{mov}} c_t^{\text{emov}} + P_t^{\text{cut}} c_t^{\text{ecut}}) + \sum_{t=1}^T (H_t^{\text{mov}} c_t^{\text{hmov}} + H_t^{\text{cut}} c_t^{\text{hcut}}) \end{cases} \quad (10)$$



式中： $c_{buy,t}$ 、 $c_{buyg,t}$ 分别为 t 时刻向上级电网、气网购电、购气单位成本； $P_{buy,t}$ 、 $P_{buyg,t}$ 分别为 t 时刻购电、购气量； $c_{wh,n}$ 为机组 n 的单位运维成本； $P_{n,t}$ 为 t 时刻机组出力； c_{wt} 、 c_{pv} 分别为弃风、弃光的单位成本； $P_{wtaban,t}$ 、 $P_{pvaban,t}$ 分别为 t 时刻弃风、弃光量； c_t^{emov} 、 c_t^{ecut} 分别为 t 时刻可转移、可削减的电负荷补偿单价； c_t^{hmov} 、 c_t^{hcut} 分别为 t 时刻可转移、可削减的热负荷补偿单价； T 为调度周期。

2.2 约束条件

1) 能量平衡约束为

$$\begin{cases} P_{wt,t} + P_{pv,t} + P_{buy,t} + P_{CHPe,t} + P_{H-e,t} = \\ P_t^{el,IDR} + P_{ec,t} + P_{ess,t}^{chr} - P_{ess,t}^{dis} \\ P_{CHPh,t} + P_{H-h,t} = H_t^{hl,IDR} + P_{hss,t}^{chr} - P_{hss,t}^{dis} \\ P_{buyg,t} + P_{H-g,t} = P_{gl,t} + P_{gas,t} \\ Q_{ec,t} + P_{H,t}^{dis} = P_{H,t} + P_{Hin,t} + P_{H,t}^{chr} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $P_{wt,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 、 $P_t^{el,IDR}$ 、 $P_{ec,t}$ 分别为 t 时刻风电、光伏输出功率、需求响应后电负荷及电解槽装置耗电功率； $P_{CHPh,t}$ 、 $H_t^{hl,IDR}$ 分别为 t 时刻 CHP 机组输出热功率及需求响应后的热负荷； $P_{gl,t}$ 、 $P_{H-g,t}$ 、 $P_{gas,t}$ 分别为 t 时刻气负荷、甲烷反应器生成天然气功率、CHP 机组耗气功率； $Q_{ec,t}$ 、 $P_{H,t}$ 分别为 t 时刻电解槽装置产氢功率、甲烷反应器耗氢功率； $P_{ess,t}^{chr}$ 、 $P_{ess,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻蓄电池充放电功率； $P_{hss,t}^{chr}$ 、 $P_{hss,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻储热罐充放热功率； $P_{H,t}^{chr}$ 、 $P_{H,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻储氢罐充放氢功率。

2) 电解槽装置可以将盈余的电能转换为氢能，其数学模型为

$$\begin{cases} Q_{ec,t} = \gamma_{ec} P_{ec,t} \\ P_{ec}^{min} \leq P_{ec,t} \leq P_{ec}^{max} \\ R_{ec}^{dn} \leq P_{ec,t} - P_{ec,t-1} \leq R_{ec}^{up} \end{cases} \quad (12)$$

式中： γ_{ec} 为电-氢转换效率，本文取值为 0.88； P_{ec}^{max} 、 P_{ec}^{min} 分别为输入的电功率上、下限； R_{ec}^{up} 、 R_{ec}^{dn} 分别为其上、下爬坡速率。

3) 甲烷化反应器利用多余氢气生成甲烷，其数学模型为

$$\begin{cases} P_{H-g,t} = \gamma_{H-g} P_{H,t} \\ P_H^{min} \leq P_{H,t} \leq P_H^{max} \\ R_H^{dn} \leq P_{H,t} - P_{H,t-1} \leq R_H^{up} \end{cases} \quad (13)$$

式中： γ_{H-g} 为制气效率，本文取值为 0.6； P_H^{max} 、

P_H^{min} 分别为输入的氢功率上、下限； R_H^{up} 、 R_H^{dn} 分别为其上、下爬坡速率。

4) HFC 机组模型约束如 1.3.3 节所述，具体见式 (4)。

5) CHP 机组可以进行气-电、气-热转换，其数学模型为

$$\begin{cases} P_{CHPh,t} = P_{CHPe,t} (1 - \gamma_{CHP-e} - \gamma_{loss}) / \gamma_{CHP-e} \\ P_{h,t} = P_{CHPh,t} \gamma_{res} \gamma_h \\ P_{CHPe,t} = \gamma_{CHP-e} P_{gas,t} \\ P_{CHPe}^{min} \leq P_{CHPe,t} \leq P_{CHPe}^{max} \\ R_{CHP}^{dn} \leq P_{CHPe,t} - P_{CHPe,t-1} \leq R_{CHP}^{up} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $P_{h,t}$ 为 t 时刻余热锅炉产热功率； γ_{CHP-e} 、 γ_{loss} 、 γ_{res} 、 γ_h 分别为燃气轮机发电效率、热耗散系数、余热回收率、余热锅炉制热效率，其取值分别为 0.354、0.05、0.95、1.2。

6) 储能设备。储氢罐模型可以与储电、储热装置进行统一建模，可表示为

$$\begin{cases} S_{i,t} = (1 - \omega_i) S_{i,t-1} + \eta_i^{chr} P_{i,t}^{chr} \Delta t - \frac{P_{i,t}^{dis}}{\eta_i^{dis}} \Delta t \\ S_i^{min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{max} \\ 0 \leq u_{i,t}^{chr} + u_{i,t}^{dch} \leq 1 \\ u_{i,t}^{chr} P_{i,min}^{chr} \leq P_{i,t}^{chr} \leq u_{i,t}^{chr} P_{i,max}^{chr} \\ u_{i,t}^{dis} P_{i,min}^{dis} \leq P_{i,t}^{dis} \leq u_{i,t}^{dis} P_{i,max}^{dis} \\ S_{i,1} = S_{i,T} \end{cases} \quad (15)$$

式中： $S_{i,t}$ 、 $P_{i,t}^{chr}$ 、 $P_{i,t}^{dis}$ 分别为第 i 种储能装置在 t 时刻的储能容量、充、放能功率； ω_i 为第 i 种储能装置的能量损失率； η_i^{chr} 、 η_i^{dis} 分别为第 i 种储能装置的充、放能效率； S_i^{max} 、 S_i^{min} 分别为第 i 种储能装置的容量上下限； $u_{i,t}^{chr}$ 、 $u_{i,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻第 i 种储能装置充、放能的状态变量； $P_{i,max}^{chr}$ 、 $P_{i,min}^{chr}$ 、 $P_{i,max}^{dis}$ 、 $P_{i,min}^{dis}$ 分别为第 i 种储能装置的充、放能功率上下限； $S_{i,1}$ 、 $S_{i,T}$ 分别为周期内第 i 种储能装置初始和最终时刻的储能容量状态。

7) 可再生能源出力约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wt,t} \leq P_{wt,t}^f \\ 0 \leq P_{pv,t} \leq P_{pv,t}^f \end{cases} \quad (16)$$

8) 联络线功率约束与购气约束为

$$\begin{cases} P_{buy,min} \leq P_{buy,t} \leq P_{buy,max} \\ P_{buyg,min} \leq P_{buyg,t} \leq P_{buyg,max} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{buyg,max}$ 、 $P_{buyg,min}$ 分别为购气功率上下限。



9) 需求响应约束。本文将电负荷分为常规电负荷、可转移负荷及可削减负荷，建立的激励型电负荷需求响应模型 (demand response, DR) 为

$$\begin{cases} P_t^{\text{el, IDR}} = P_t^{\text{g}} + P_t^{\text{mov}} - P_t^{\text{cut}} \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{mov}} = P_{\text{sum}}^{\text{mov}} \\ \theta_t P_{\text{min}}^{\text{mov}} \leq P_t^{\text{mov}} \leq \theta_t P_{\text{max}}^{\text{mov}} \\ \alpha_t P_{\text{min}}^{\text{cut}} \leq P_t^{\text{cut}} \leq \alpha_t P_{\text{max}}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (18)$$

式中： P_t^{g} 、 P_t^{mov} 、 P_t^{cut} 分别为 t 时刻的常规电负荷、可转移负荷及可削减负荷； $P_{\text{sum}}^{\text{mov}}$ 为总调度周期 T 内可转移负荷之和； $P_{\text{max}}^{\text{mov}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{mov}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{cut}}$ 分别为 t 时刻可转移和可削减负荷的上下限； θ_t 、 α_t 为判断负荷是否产生响应的 0-1 变量，为 1 时表示产生响应。

本文所建立的热负荷 DR 模型为

$$H_t^{\text{hl, IDR}} = H_t^{\text{g}} + H_t^{\text{mov}} - H_t^{\text{cut}} \quad (19)$$

式中： H_t^{g} 为 t 时刻常规热负荷。

$$\begin{cases} H_{t, b+n} = \kappa_{t, b+n} H_{n+1}^{\text{mov}}, n \in [0, t_{\text{last}}] \\ \sum_{t=1}^T \kappa_t = \sum_{t=t_b}^{t_f} \kappa_t = t_{\text{last}} \\ \kappa_t - \kappa_{t-1} \leq U_t \\ \kappa_t H_{\text{min}}^{\text{mov}} \leq H_t^{\text{mov}} \leq \kappa_t H_{\text{max}}^{\text{mov}} \end{cases} \quad (20)$$

式中： H_t^{mov} 为可转移热负荷在 t 时刻的负荷量； $[t_b, t_f]$ 为可转移热负荷的平移时间段； t_{last} 为热负荷发生转移的持续时间； κ_t 、 U_t 分别为 t 时刻负荷的运行状态与启停状态 0-1 变量； $H_{\text{max}}^{\text{mov}}$ 、 $H_{\text{min}}^{\text{mov}}$ 分别为可转移热负荷的上下限。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T H_t^{\text{cut}} = H_{\text{sum}}^{\text{cut}} \\ \beta_t H_{\text{min}}^{\text{cut}} \leq H_t^{\text{cut}} \leq \beta_t H_{\text{max}}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (21)$$

式中： H_t^{cut} 、 $H_{\text{sum}}^{\text{cut}}$ 分别为 t 时刻可削减热负荷的削减量及调度周期 T 内可削减热负荷之和； $H_{\text{max}}^{\text{cut}}$ 、 $H_{\text{min}}^{\text{cut}}$ 分别为可削减热负荷的上下限； β_t 为判断热负荷是否产生响应的 0-1 变量，为 1 时表示产生响应。

10) 灵活性约束。本文灵活性约束是指在调度周期内灵活性供给大于等于灵活性需求，即

$$\begin{cases} F_{\text{sum}, t}^{\text{up}} - F_{\text{dem}, t}^{\text{up}} \geq 0 \\ F_{\text{sum}, t}^{\text{dn}} - F_{\text{dem}, t}^{\text{up}} \geq 0 \end{cases} \quad (22)$$

3 算例分析

3.1 算例设置

本文以图 1 所示的 IES 为研究对象，选取典型日负荷数据进行优化调度。该系统包括风电机组、光伏机组、CHP 机组、电氢耦合设备和储能设备等单元，系统运行调度以 1 天为调度周期，以 1 h 为一个调度时段。

分时电价划分参考文献 [3]，风电、光伏的预测功率曲线及电、热、气 3 种能源负荷需求如图 3 所示。由图 3 可知，本文选取的典型日内电热负荷水平较高，气负荷水平较低，日间电负荷峰值为 855 kW，夜间热负荷峰值为 897 kW；风电、光伏出力之间具有互补特性，风电机组在夜间出力较大，光伏机组在日间正午出力较大。

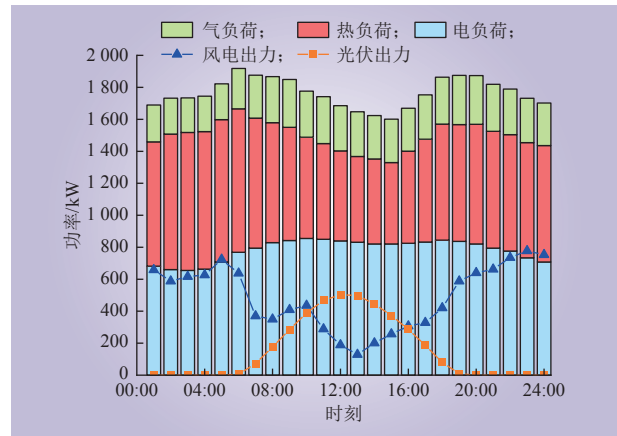


图 3 风光出力和负荷预测曲线
Fig. 3 Forecast curves of the wind and photovoltaic output and load

机组的运行参数及储能装置参数 [15, 3] 如表 1 和表 2 所示。目前电功率预测精度可达到 95% 以上 [26]，故本文电负荷预测误差对灵活性资源的需求

表 1 机组运行参数
Table 1 Operating parameters of units

设备类型	P_{min}/kW	P_{max}/kW	爬坡约束/%	维护成本/(元·kW ⁻¹)
风电	0	1 000	20	0.0196
光伏	0	1 000	20	0.0235
CHP 机组	0	600	20	0.0250
电解槽装置	0	500	20	0.0280
甲烷反应器	0	250	20	0.0280
氢燃料电池	0	250	20	0.0260

表 2 储能装置参数
Table 2 Parameters of energy storage facilities

参数	电储能	热储能	氢储能
容量/(kW·h)	450	500	200
充放效率	0.9	0.9	0.9
初始容量/(kW·h)	135	150	60
维护成本/(元·kW ⁻¹)	0.0018	0.0016	0.0018

求系数 λ_u 、 λ_d 设为 5%， ω_u 、 ω_d 、 α_u 、 α_d 设置参考文献 [6]。调度模型求解流程如图 4 所示。

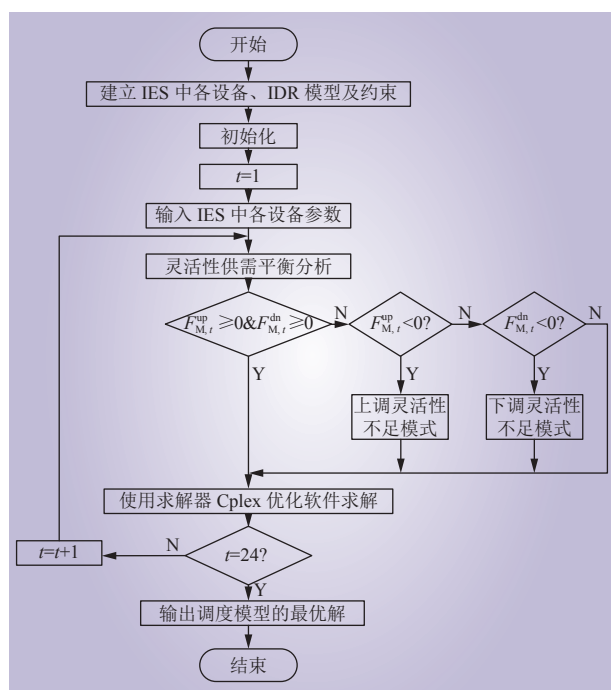


图 4 求解流程
Fig. 4 Flow chart of solution

为验证所提调度策略和调度模型的有效性，本文设计了 4 种场景进行对比分析，具体方案如下。

方案 1：不考虑灵活性约束，根据日前预测数据进行优化，利用优化结果计算系统内灵活性供需关系；

方案 2：考虑灵活性约束，系统内源荷储各类灵活性资源在满足灵活性约束的基础上协调调度，即本文所提调度策略；

方案 3：在方案 2 的基础上，综合考虑可再生能源不确定性，将灵活性需求参数 ω_u 、 ω_d 、 α_u 、 α_d 均设置为 30%；

方案 4：在方案 2 的基础上，综合考虑可再生

能源不确定性，将灵活性需求参数 ω_u 、 ω_d 、 α_u 、 α_d 均设置为 40%。

3.2 基础运行结果

为验证本文所提调度策略和调度模型的可行性，方案 2 中电功率优化结果如图 5 所示；热功率优化结果如图 6 所示；气功率优化结果如图 7 所示。

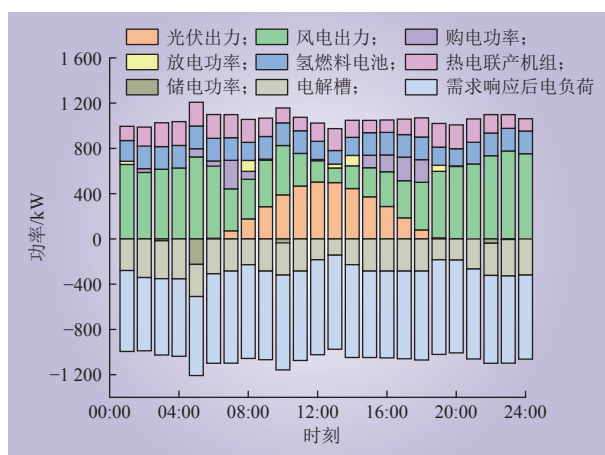


图 5 电功率优化结果
Fig. 5 Electric power optimization results

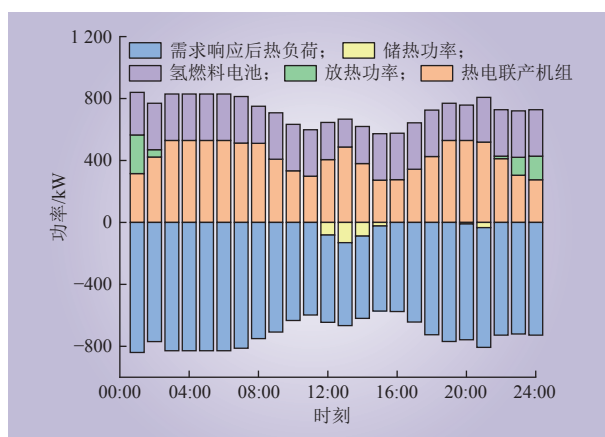


图 6 热功率优化结果
Fig. 6 Thermal power optimization results

由图 5 可知，电力系统可以满足系统内电负荷需求。在 00:00—03:00 时段，风电的不确定性导致下调灵活性需求较大，此时利用电解槽制氢为 HFC 供能，提高了风电消纳水平；在 04:00—08:00 时段，风电和光伏出力波动较大，同时系统电负荷增加，导致上调灵活性需求较高，此时 HFC 增大出力，购电量增加；在 09:00—11:30 时段，风机、光伏发电占比增大，CHP 机组与

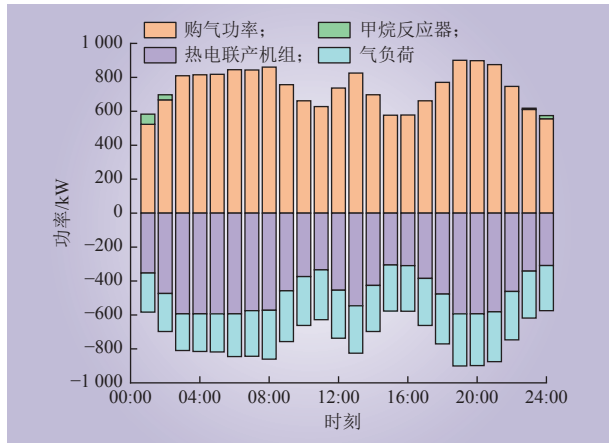


图 7 气功率优化结果

Fig. 7 Gas power optimization results

HFC 协调出力满足较高的灵活性需求；在 12:00—14:00 时段，电负荷达到日间高峰，此时蓄电池放电满足较高的负荷水平，电解槽装置耗电量逐渐减小；在 15:00—19:00 时段，光伏出力波动较大，上调灵活性需求增加，CHP 机组增大出力，购电量增加满足上调灵活性需求；在 20:00—24:00 时段，风电出力水平较高，下调灵活性需求较高，此时 CHP 机组出力减小且电解槽利用盈余电能制氢，提高风电上网空间，同时降低购气成本。

由图 6 可知，系统满足热负荷的需求。在 01:00—02:00 时段和 22:00—24:00 时段，夜间热负荷需求较高，HFC、CHP 机组和储热装置共同供给热负荷；在 03:00—11:00 时段，热负荷需求减小，CHP 机组减小供热出力；在 12:00—15:00 时段，热负荷处于低谷，CHP 机组实现“热电解耦”，此时由 CHP、HFC 共同供热，储热装置存储富余热能，并在夜间放能以满足热负荷较高时的需求；在 16:00—21:00 时段，热负荷需求渐增，此时 CHP、HFC 共同供热，多余热能利用储热装置储存。

由图 7 可知，系统可以满足气负荷的需求。气负荷主要由天然气源供应，在满足气负荷需求后剩余气功率用于 CHP 机组热电联产，满足调度周期内电、热负荷需求，实现电、热、气 3 种能源互补互济；在 01:00—02:00 时段和 23:00—24:00 时段，甲烷化反应器供给天然气从而降低购气成本；由于氢-气转换增加了梯级转化产生的能耗，且氢利用效率高于天然气，大部分氢能源用于

HFC 热电联产。

方案 2 考虑了灵活性约束，需要调用系统内各类灵活性资源应对源荷两侧的不确定性。如表 3 所示，系统灵活性供给主要来源于蓄电池和 CHP 机组，蓄电池具有较强的灵活性，可以补偿常规机组在短时间内爬坡能力的不足。由于在源侧考虑了 HFC 产电特性，HFC 提供的灵活性供给占比为 15.04%；负荷侧综合需求响应受调节次数、持续时间、响应机制的影响，提供的灵活性供给占比为 16.21%。同时引入 HFC 和 IDR 后能够发挥源荷两侧综合灵活性，提高了系统运行灵活性。

表 3 不同灵活性资源供给能力
Table 3 The supply capacity of different flexibility resources

参数	单位：kW				
	上级电网	蓄电池	CHP 机组	HFC	IDR
上调灵活性供给	1 920.0	2 829.8	1 042.0	1 250.0	1 357.6
下调灵活性供给	633.6	1 929.6	2 845.4	1 200.0	1 282.4

图 8 为方案 2 在调度周期内 IDR 调度结果。由图 8 可知，09:00—20:00 时段为电负荷高峰时段且电价水平较高，在保障系统经济性的基础上，对电负荷进行合理削减，有效降低了负荷峰值并提供了部分灵活性容量；可转移电负荷转移至 01:00—08:00 时段与 23:00—24:00 时段，将部分峰值电负荷转移至负荷谷段，缓解了电负荷高峰供能压力同时提供较小的灵活性。对于热负荷，在 02:00—06:00 时段，热负荷发生削减，可

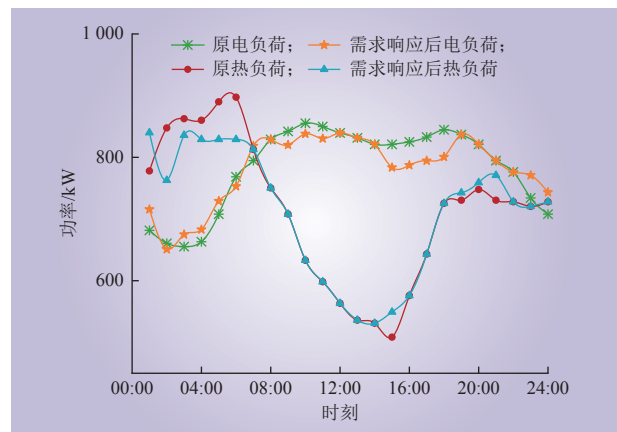


图 8 方案 2 中优化前后负荷曲线对比

Fig. 8 Load curve comparison before and after optimization of scheme 2

转移热负荷转移至 14:00—16:00 和 19:00—21:00 时段内, 使热负荷晚高峰与电负荷高峰一致, 优化热电联产机组的出力, 缓解供能压力进而提高系统运行灵活性。引入 IDR 参与调度后, 电负荷峰值由 855 kW 下降至 839 kW, 热负荷峰值由 897 kW 下降至 840 kW。

3.3 不同方案对比分析

3.3.1 运行经济性分析

在图 3 背景下进行传统调度策略的仿真实验。经仿真实验表明, 综合成本为 11957 元, 其中弃风弃光成本为 350.2 元。4 种方案的成本对比如表 4 所示。方案 1、2、3、4 弃风弃光成本为 0 元, 且综合成本比传统调度策略分别减少了 16.11%、15.88%、15.68%、14.17%, 故考虑氢能高效利用及需求响应后, 可再生能源能够实现完全消纳且系统经济性有所提高。

表 4 不同方案的综合成本对比
Table 4 Comprehensive cost comparison of different schemes

项目	方案1	方案2	方案3	方案4
购能成本/元	8 556.8	8 609.8	8 644.3	8 746.5
运维成本/元	1 167.1	1 159.6	1 158.2	1 152.6
弃风弃光成本/元	0	0	0	0
需求响应成本/元	306.6	288.2	279.2	363.0
综合成本/元	10 030.5	10 057.6	10 081.7	10 262.1
灵活性缺额/kW	455	0	0	0
灵活性裕度/kW	5 284.3	5 763.9	5 074.7	2 404.9

由表 4 可知, 相较于方案 1, 方案 2、3、4 综合成本分别增加了 0.27%、0.51%、2.3%, 这是由于方案 2、3、4 中考虑了系统灵活性需求, 系统中可再生能源和负荷的波动造成了综合运行成本的增加。虽然方案 2、3、4 的经济性较比于方案 1 略有下降, 但源侧考虑电氢耦合设备与其他机组的协调配合, 荷侧考虑激励型电热综合需求响应, 通过协调源荷两侧灵活性资源能够应对可再生能源和负荷的不确定性, 进而降低系统切负荷和弃能风险。

由上述分析可知, 考虑多种灵活性资源协调优化及灵活性约束的系统, 降低部分经济性以满足灵活性需求, 提高了系统灵活调节能力与可再生能源消纳水平。

3.3.2 灵活性约束对系统运行的影响

方案 1 的灵活性缺额情况如图 9 所示。由图 9 可知, 方案 1 不考虑灵活性约束, 由于系统调节能力有限, 在日间上调灵活性需求增长时, 05:00—09:00 时段、11:00 共出现 346 kW 上调灵活性缺额; 在 01:00、23:00—24:00 时段夜间风电高峰时共出现 109 kW 下调灵活性缺额。对比图 9 上、下调灵活性缺额出现的时段可以发现, 上调灵活性不足与下调灵活性不足并没有同时出现, 表明两者之间不存在明确的耦合关系。同时由图 9 可知, 如果系统不考虑运行灵活性, 即使含有可调节机组、储能、需求响应等灵活性资源, 也较难发挥各环节的灵活调节能力使得系统满足灵活性需求。

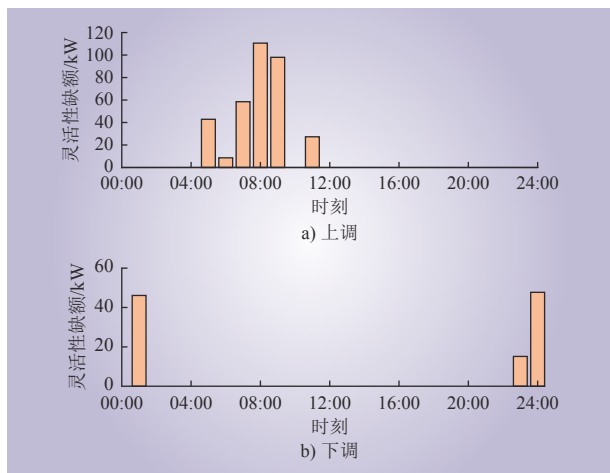


图 9 方案 1 下的灵活性缺额
Fig. 9 Vacancy of flexibility under scheme 1

4 种方案的灵活性裕度如图 10 所示。由表 4、图 9、10 可知, 对比方案 2 与方案 1, 在考虑灵活性约束且使用本文的调度策略后, 灵活性提高 9%。在可再生能源和负荷波动的条件下, 通过协调系统中各类灵活性资源充分发挥其调节能力, 最终满足系统内部上调、下调灵活性需求, 并为系统留有充足的灵活性裕度。

方案 3、4 与方案 2 比较, 为满足更高的灵活性需求, 系统的综合成本分别提高了 0.24%、2.03%, 但方案 3 的某些时刻灵活性供给远大于灵活性需求, 表明在这些时刻系统的灵活性裕度较高, 灵活调节能力仍然较强; 方案 4 中各时刻灵活性裕度充足, 但系统内部分时刻灵活性已达到极限值, 灵活性裕度为 0。

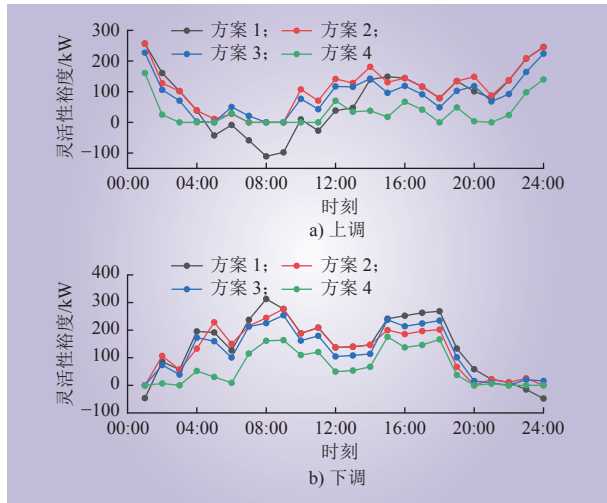


图 10 不同方案下灵活性裕度

Fig. 10 Flexibility margin under different schemes

当系统内风电功率与光伏功率预测误差对上、下调灵活性资源需求参数 ω_u 、 ω_d 、 α_u 、 α_d 设置为 50% 时，在满足灵活性约束条件下，系统内灵活性资源调节能力不足，无法应对较高的灵活性需求而出现无解。

综上所述，系统在满足灵活性约束的基础上协调调度，充分挖掘了多种灵活性资源的调节能力，能够满足系统各时段内的上、下调灵活性需求。同时由于考虑了源荷储多类灵活性资源的调节能力，系统大部分时段均具有充足的灵活性裕度，说明本文所提调度策略能够为系统提高较强的运行灵活性。

4 结论

为提高 IES 的运行灵活性与可再生能源的消纳水平，提出了计及灵活性资源的综合能源系统源荷协调调度方法，构建了 4 种场景进行仿真分析验证该调度方法的有效性，得出以下结论。

1) 源侧 CHP 机组与 HFC 协调配合，并引导负荷侧资源参与需求响应，可以有效减少能量梯级损耗，促进了可再生能源消纳，扩充了系统内灵活性资源。

2) 利用源荷储各环节的灵活性资源，在优化调度中计及系统运行灵活性，充分发挥了各类灵活性资源的调节潜能，使系统应对可再生能源和负荷不确定性的能力增强，系统运行灵活性提

高 9%。

3) 当灵活性需求逐渐增大时，系统调节能力有限，灵活性供需平衡留有的灵活性裕度无法满足灵活性需求，因此需要挖掘更多灵活性资源提高运行灵活性。

参考文献：

- [1] 张高航, 李凤婷. 计及运行风险和备用可用性的含风电系统两阶段优化调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 139–148.
ZHANG Gaohang, LI Fengting. Two-stage optimal dispatch for wind power integrated power system considering operational risk and reserve availability[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 139–148.
- [2] 韩自奋, 景乾明, 张彦凯, 等. 风电预测方法与新趋势综述 [J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(24): 178–187.
HAN Zifen, JING Qianming, ZHANG Yankai, et al. Review of wind power forecasting methods and new trends[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(24): 178–187.
- [3] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48–55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48–55.
- [4] 鲁宗相, 林弋莎, 乔颖, 等. 极高比例可再生能源电力系统的灵活性供需平衡 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 3–16.
LU Zongxiang, LIN Yisha, QIAO Ying, et al. Flexibility supply-demand balance in power system with ultra-high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 3–16.
- [5] 黄鹏翔, 周云海, 徐飞, 等. 基于灵活性裕度的含风电电力系统源荷储协调滚动调度 [J]. 中国电力, 2020, 53(11): 78–88.
HUANG Pengxiang, ZHOU Yunhai, XU Fei, et al. Source-load-storage coordinated rolling dispatch for wind power integrated power system based on flexibility margin[J]. Electric Power, 2020, 53(11): 78–88.
- [6] 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.
- [7] 李茜, 苟璐璐, 李樊, 等. 面向提供系统灵活性的风电场内机组优化运行 [J]. 中国电力, 2022, 55(8): 23–30.
- LI Qian, GOU Luyang, LI Fan, *et al.* System flexibility-oriented optimized unit operation in wind farms[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 23–30.
- [8] 胡福年, 徐伟成, 陈军. 计及电动汽车充电负荷的风电-光伏-光热联合系统协调调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(13): 10–20.
- HU Funian, XU Weicheng, CHEN Jun. Coordinated scheduling of wind power photovoltaic solar thermal combined system considering electric vehicle charging load[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(13): 10–20.
- [9] 胥洪远, 龙太聪, 赵启道, 等. 考虑电转气消纳水电的水-电-气系统低碳鲁棒优化调度 [J]. 中国电力, 2022, 55(11): 163–174.
- XU Hongyuan, LONG Taicong, ZHAO Qidao, *et al.* Day-ahead coordinated low carbon robust scheduling of hydro-electricity-natural gas system considering power-to-gas to accommodate excessive hydro generation[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 163–174.
- [10] 杨修宇, 孙健舒, 刘玉娇, 等. 气网管存与电转气协调运行提升电-气互联系统灵活性的调度策略 [J]. 电网技术, 2023, 47(1): 236–247.
- YANG Xiuyu, SUN Jianshu, LIU Yujiao, *et al.* Scheduling strategy of coordinated operation of gas network linepack and P2G for flexibility improvement of integrated electricity-gas system[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 236–247.
- [11] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated electrical and gas network flexibility assessment in low-carbon multi-energy systems[C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA. IEEE, 2016.
- [12] 吉兴全, 刘健, 张玉敏, 等. 计及运行灵活性约束的综合能源系统优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 84–94.
- JI Xingquan, LIU Jian, ZHANG Yumin, *et al.* Optimal dispatching of integrated energy system considering operation flexibility constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 84–94.
- [13] 吉兴全, 张旋, 于一潇, 等. 考虑综合能源系统运行灵活性的输配协同优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 29–40.
- JI Xingquan, ZHANG Xuan, YU Yixiao, *et al.* Coordinated optimal dispatch of transmission and distribution power systems considering operation flexibility of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 29–40.
- [14] 汤翔鹰, 胡炎, 耿琪, 等. 考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 81–90.
- TANG Xiangying, HU Yan, GENG Qi, *et al.* Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 81–90.
- [15] 胡俊杰, 童宇轩, 刘雪涛, 等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略 [J/OL]. 电工技术学报: 1–18[2023-06-16]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.222335>.
- HU Junjie, TONG Yuxuan, LIU Xuetao, *et al.* Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society: 1–18[2023-06-16]. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.222335.
- [16] 荆涛, 陈庚, 王子豪, 等. 风光互补发电耦合氢储能系统研究综述 [J]. 中国电力, 2022, 55(1): 75–83.
- JING Tao, CHEN Geng, WANG Zihao, *et al.* Research overview on the integrated system of wind-solar hybrid power generation coupled with hydrogen-based energy storage[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 75–83.
- [17] 王雪纯, 陈红坤, 陈磊. 提升区域综合能源系统运行灵活性的多主体互动决策模型 [J]. 电工技术学报, 2021, 36(11): 2207–2219.
- WANG Xuechun, CHEN Hongkun, CHEN Lei. Multi-player interactive decision-making model for operational flexibility improvement of regional integrated energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(11): 2207–2219.
- [18] 胡福年, 徐伟成, 陈军. 含可再生能源与 CAES 电站的电热综合能源系统调度策略 [J]. 中国电力, 2022, 55(11): 129–141.
- HU Funian, XU Weicheng, CHEN Jun. Dispatching strategy for integrated electric and heating energy system including renewable energy and CAES power station[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 129–141.
- [19] TANG J, DING M, LU S, *et al.* Operational flexibility constrained intraday rolling dispatch strategy for CHP microgrid[J]. IEEE Access, 2019, 7: 96639–96649.
- [20] WANG J W, YOU S, ZONG Y, *et al.* Flexibility of combined heat and power plants: a review of technologies and operation strategies[J]. Applied Energy, 2019, 252: 113445.
- [21] GE P D, HU Q R, WU Q W, *et al.* Increasing operational flexibility of integrated energy systems by introducing power to hydrogen[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(3): 372–380.
- [22] 邱玥, 陆帅, 陆海, 等. 综合能源系统灵活性: 基本内涵、数学模型与研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(17): 16–43.



- QIU Yue, LU Shuai, LU Hai, *et al.* Flexibility of integrated energy system: basic connotation, mathematical model and research framework[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(17): 16–43.
- [23] 赵海彭, 苗世洪, 李超, 等. 考虑冷热电需求耦合响应特性的园区综合能源系统优化运行策略研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(2): 573–589.
- ZHAO Haipeng, MIAO Shihong, LI Chao, *et al.* Research on optimal operation strategy for park-level integrated energy system considering cold-heat-electric demand coupling response characteristics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(2): 573–589.
- [24] 盛四清, 张佳欣, 李然, 等. 考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度 [J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(6): 1–9.
- SHENG Siqing, ZHANG Jiabin, LI Ran, *et al.* Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(6): 1–9.
- [25] 孙毅, 胡亚杰, 郑顺林, 等. 考虑用户响应特性的综合需求响应优化激励策略 [J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(4): 1402–1413.
- SUN Yi, HU Yajie, ZHENG Shunlin, *et al.* Integrated demand response optimization incentive strategy considering users' response characteristics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(4): 1402–1413.
- [26] 张高航, 李凤婷. 计及源荷储综合灵活性的电力系统日前优化调度 [J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(12): 159–167.
- ZHANG Gaohang, LI Fengting. Day-ahead optimal scheduling of power system considering comprehensive flexibility of source-load-storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 159–167.

作者简介:

胡福年 (1967—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 从事电力系统鲁棒性、智能电网优化控制、多源配电网协调控制研究, E-mail: funian@jsnu.edu.cn;

张彭成 (2001—), 女, 硕士研究生, 从事电力系统优化运行研究, E-mail: cheng1130628@163.com;

周小博 (1999—), 男, 硕士研究生, 从事电力系统优化运行研究, E-mail: 2020211636@jsnu.edu.cn;

陈军 (1978—), 男, 博士, 教授, 从事模糊、时滞和神经网络等系统的稳定性分析研究, E-mail: jchen2019@jsnu.edu.cn.

(责任编辑 李博)

Coordinated Optimal Scheduling of Source and Load in Integrated Energy System Considering Flexible Resources

HU Funian, ZHANG Pengcheng, ZHOU Xiaobo, CHEN Jun

(The College of Electrical Engineering and Automation, Jiangsu Normal University, Xuzhou 221116, China)

Abstract: The uncertainty and volatility of renewable energy and loads pose enormous challenges to the safe and flexible operation of integrated energy systems (IES). In order to improve the flexible adjustment ability of IES and the consumption level of renewable energy, this paper proposes an IES source-load coordination optimization scheduling method considering flexible resources. According to the operational flexibility requirements of the system, the flexibility capabilities of various resources are finely described. A joint operating model of combined heating and power (CHP) unit and hydrogen fuel cell (HFC) is established at the source-side according to the operating characteristics of the electric-hydrogen coupling unit, and a comprehensive flexible supply model of system is constructed at the load-side with consideration of the flexible supply capacity of comprehensive demand response. Two scheduling modes is divided according to the vacancy of operation flexibility at different times, and an optimal scheduling model based on IES flexibility constraints is constructed. A simulation analysis is carried out, and the simulation results show that the proposed optimal scheduling method can effectively improve the flexible adjustment ability of IES and the consumption level of renewable energy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No.62173165) and Jiangsu Normal University Postgraduate Research and Practice Innovation Program (No.2022XKT0182).

Keywords: integrated energy system; demand-side flexibility; flexibility balance; source-load coordination; scheduling policy