第 50 卷 第 12 期：5529-5540 高电压技术 Vol.50, No.12: 5529-5540
2024 年 12 月 31 日 High Voltage Engineering December 31, 2024
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20231850

提升源荷多元调峰主动性的优化调度及费用补偿分摊机制

侯婷婷[1]，方仍存[1]，王治华[2,3]，侯　慧[2,3]，范先国[4]，黄碧斌[5]
（1. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院，武汉 430063；2. 武汉理工大学自动化学院，武汉 430070；
3. 武汉理工大学深圳研究院，深圳 518000；4. 国网湖北省电力有限公司财务部，武汉 430063；
5. 国网能源研究院有限公司，北京 102209）

摘　要：随着中国电力辅助服务市场发展，为激励市场各主体参与调峰积极性，提出一种面向风光水火储及混合型需求响应的主动调峰优化调度及费用补偿分摊机制，从源、荷 2 方面全面挖掘系统调峰能力。首先，针对源侧调峰主动性，提出一种调峰费用补偿及容量分摊机制，利用火电深度调峰消纳更多可再生能源，其调峰补偿费用按各电源发电容量比例进行分摊。其次，针对荷侧需求响应资源，构建结合激励型与价格型的混合型需求响应模型。然后，以火电出力波动最小、系统运行成本最低、可再生能源弃用最小等为目标构建调峰调度模型，并通过线性化近似的方式处理非线性函数，有效解决非凸函数优化问题。最后，采用改进的 IEEE 30 节点系统进行算例仿真分析，结果表明所提模型中混合型需求响应、深度调峰的加入分别使得可再生能源消纳水平提高 1.5%、2.1%，同时促进了源、荷侧调峰资源参与积极性。

关键词：调峰费用补偿；容量分摊机制；调峰主动性；混合型需求响应；优化调度

Optimal Scheduling and Compensation Cost Allocation Mechanism to Enhance the Initiative of Source-load Multi-element Peak Regulation

HOU Tingting[1], FANG Rengcun[1], WANG Zhihua[2,3], HOU Hui[2,3], FAN Xianguo[4], HUANG Bibin[5]
(1. State Grid Hubei Electric Power Economic Research Institute, Wuhan 430063, China;
2. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China;
3. Shenzhen Research Institute, Wuhan University of Technology, Shenzhen 518000, China;
4. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. Finance Department, Wuhan 430063, China;
5. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: With the development of China's power auxiliary service market, in order to stimulate the enthusiasm of various market entities to participate in peak regulation, we put forward a mechanism of active peak regulation optimal scheduling and compensation cost allocation for wind-solar-hydro-thermal-storage and hybrid demand response to fully tap the system peak regulation capacity from both source and load side. Firstly, in accordance with the initiative of peak regulation on the source side, a peak regulation cost compensation and capacity-proportional allocation mechanism is proposed. More renewable energy is absorbed by deep peak regulation of thermal power, and the peak regulation compensation cost is allocated according to the proportion of power generation capacity of each power source. Secondly, in accordance with the demand response resources of the load side, a hybrid demand response model combining incentive-based and price-based is constructed. Then, the peak regulation scheduling model is constructed with the minimum fluctuation of thermal power output, the lowest operating cost of the system, and the minimum abandonment of renewable energy. The nonlinear function is processed by linearization approximation, which effectively solves the non-convex function optimization problem. Finally, the modified IEEE 30-bus system is used for simulation, which shows that the addition of hybrid demand response and deep peak regulation in the proposed model can increase the consumption level of renewable energy by 1.5% and 2.1 %, respectively, and promote the participation enthusiasm of source and load side peak

基金资助项目：国家自然科学基金(52177110)；深圳市科技计划项目(JCYJ20210324131409026)；国网湖北省电力有限公司 2022 年科技项目(521538220005)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China(52177110), Shenzhen Science and Technology Program(JCYJ20210324131409026), Science and Technology Projects of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. in 2022(521538220005).

regulation resources.

Key words：peak regulation cost compensation; capacity-proportional allocation mechanism; peak regulation initiative; hybrid demand response; optimal scheduling

0 引言

随着国内电力辅助服务市场发展，源-荷协同多元调峰策略已成为目前的研究热点。由于我国能源结构中火电仍占全国发电装机容量近一半，但其调峰意愿不高，需要投入大量的燃料成本，导致其经济效益下降。为促进燃煤发电企业转型发展，国家出台《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》等政策文件[1]，要求加快推进燃煤发电企业深度调峰改造、完善调峰补偿机制等。因此，源侧火电机组深度调峰(deep peak regulation, DPR)仍是主要调峰手段之一，利用下备用容量为风光提供调峰发电权，荷侧则采用需求响应(demand response, DR)优化负荷曲线。

在源侧，已有学者针对加快火电 DPR 消纳可再生能源进行相关研究。文献[2]提出 DPR 服务的定价机制。文献[3]提出考虑 DPR 成本及风电出力不确定性的鲁棒优化模型。文献[4]考虑火电机组短时启停调峰。文献[5]提出抽蓄-火电联合调峰同步调用顺序及分层调度策略。上述研究虽为改善系统调峰经济性提供了有效策略，但未全面考虑调峰成本补偿问题。事实上火电 DPR 的成本较高，如果没有得到适当的补偿，可能会导致火电机组运营企业面临经济压力，影响其生产运营稳定性。

由此引发对调峰补偿与分摊机制的深入研究。文献[6-7]使用 Shapley 值计算不同主体的调峰成本。文献[8-9]基于“等电量-顺负荷”法计算风电场调峰分摊电量。文献[10]提出激励火电灵活性改造的调峰容量补偿机制。文献[11]提出基于卡尔多改进的 DPR 模型。上述研究多是以系统全局优化为目标，对火电机组个体的经济效益考虑不足。在此基础上，部分研究试图引入调峰主动性，考虑火电机组在满足系统需求的同时，保障机组调峰的公平性与积极性。文献[12-13]提出考虑调峰主动性约束的风光水火储联合系统优化调度策略。但上述文献的求解方法通常采用分层调度或多次迭代，增加了模型的复杂程度及求解时间，甚至可能导致可行解的损失。

在荷侧，DR 作为电力系统中的灵活性资源，其在调峰策略中的重要性日益凸显。现有研究多聚焦于单一类型 DR，如激励型需求响应(incentive-based demand response, IDR)或价格型需求响应(price-based demand response, PDR)等。文献[14-15]在需求侧通过 IDR 引导用户主动优化负荷曲线。文献[16-17]在包含 PDR 的情况下，基于改进层次分析法对 DPR 成本进行补偿分配。文献[18]采用一种将 PDR 及储能寿命模型融入火电与储能的协调优化运行策略。然而，上述研究往往忽视在一个系统中可能同时存在多种类型 DR 的情况。如何在考虑各类 DR 的多样性及复杂性的基础上，形成一个协调、统一及有效的 DR 策略，是当前电力系统调峰研究中亟待解决的问题。

针对火电机组调峰主动性不足、DR 类型单一以及非凸函数求解复杂等问题，综合利用风光水火储及 DR 等多种资源，提出调峰优化调度及费用补偿分摊机制，以确保实现系统整体最优的同时，兼顾个体发电主体的经济利益。利用混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)模型，对约束条件及目标函数中的非线性函数进行线性化处理，构建以火电出力波动最小、系统运行成本最低及可再生能源弃用最小等为目标的调峰模型。最后，采用 CPLEX 求解改进的 IEEE 30 节点算例，证明所提方法在提升可再生能源利用率、兼顾各发电主体经济效益、系统优化调度等方面具有优势。

1 系统总体框架

本文所提系统结构如图 1 所示，由电力调峰系统主体及调峰优化调度模型 2 大部分构成。

电力调峰系统主体从源、荷 2 个角度集成并优化各类资源。其中，源侧风电场、光伏电站及水电机组等提供绿色、环保的电力资源。火电机组 DPR 以消纳更多可再生能源，接受风电、光伏及其他火电机组的调峰补偿，并按容量比例分摊补偿费用。在此过程中，特别关注主体的调峰意愿，设置调峰主动性约束来保证各主体从调峰交易中获益。混合型需求响应(hybrid demand response, HDR)考虑可转移负荷及可削减负荷，及利用价格信息影响用户的电力消费行为。此外，储能系统(energy storage, ES)采用蓄电池，电网结构为改进的 IEEE 30 节点系统，

允许系统对电力的传输及分配进行限制。

在调峰优化调度模型中，本文设定 3 个主要优化目标：火电出力波动最小、系统运行成本最低及可再生能源弃用最小。整个系统的运作过程中，主体的功率输出及负荷的用电电价等信息作为输入决策变量。针对目标函数及决策变量，本文构建 MILP 模型进行求解，并使用平方/分段函数线性化处理非线性函数。

2 调峰费用补偿及容量分摊机制

在计及调峰主动性的电力系统经济调度研究中，涉及各调峰参与主体利益分配问题。因此，本节集中分析风电、光伏及火电等主体参与调峰补偿及分摊机制。

2.1 火电机组深度调峰补偿机制

火电 DPR 补偿方案关乎其调度时刻出力降低行为。以湖北省有偿调峰服务补偿方案为例，参考标准设定为机组最大出力的 50%，基于火电低于常规调峰最小出力的少发电量给予其补偿。补偿方案分为 5 个等级，如表 1 所示[19]。

假定系统中所有火电机组均为 DPR 机组，参与 DPR 服务机组依据其有偿调峰电量获得补偿，即：

$$B^{\mathrm{G}}_{i,t,\mathrm{peak}} = \sum_{j=1}^{N_{\mathrm{com}}} p^{\mathrm{G}}_{j,\mathrm{peak}} P^{\mathrm{G}}_{i,j,t,\mathrm{peak}} \tag{1}$$

式中：$B^{\mathrm{G}}_{i,t,\mathrm{peak}}$ 为第 i 台火电的调峰补偿费用，元/h；$p^{\mathrm{G}}_{j,\mathrm{peak}}$ 为火电第 j 级的调峰补偿价格，元/MWh；$P^{\mathrm{G}}_{i,j,t,\mathrm{peak}}$ 为第 i 台火电第 j 级的有偿调峰功率，MW；N_{com} 为补偿等级总数。

因此时刻 t 的总调峰补偿支出为：

$$B_{t,\mathrm{peak}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}} \sum_{j=1}^{N_{\mathrm{com}}} p^{\mathrm{G}}_{j,\mathrm{peak}} P^{\mathrm{G}}_{i,j,t,\mathrm{peak}} \tag{2}$$

式中：N_{G} 为火电机组总数；Δt 为计算时间步长，h。

2.2 调峰费用容量分摊机制

风电、光伏及火电自身将共同分摊 DPR 补偿费用。为进一步提高各主体参与调峰积极性，与电量分摊机制不同，容量分摊机制中风电、光伏分摊份额按其最大理论出力占比确定，如式(3)、(4)所示；火电机组分摊份额则按其非 DPR 部分容量占比确定，如式(5)、(6)所示。

$$W^{\mathrm{WT}}_{l,t} = \frac{P^{\mathrm{WT}}_{l,t,\max} B_{t,\mathrm{peak}}}{\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}} P^{\mathrm{G}}_{i,\mathrm{basic}} + \sum_{l=1}^{N_{\mathrm{WT}}} P^{\mathrm{WT}}_{l,t,\max} + \sum_{m=1}^{N_{\mathrm{PV}}} P^{\mathrm{PV}}_{m,t,\max}} \tag{3}$$

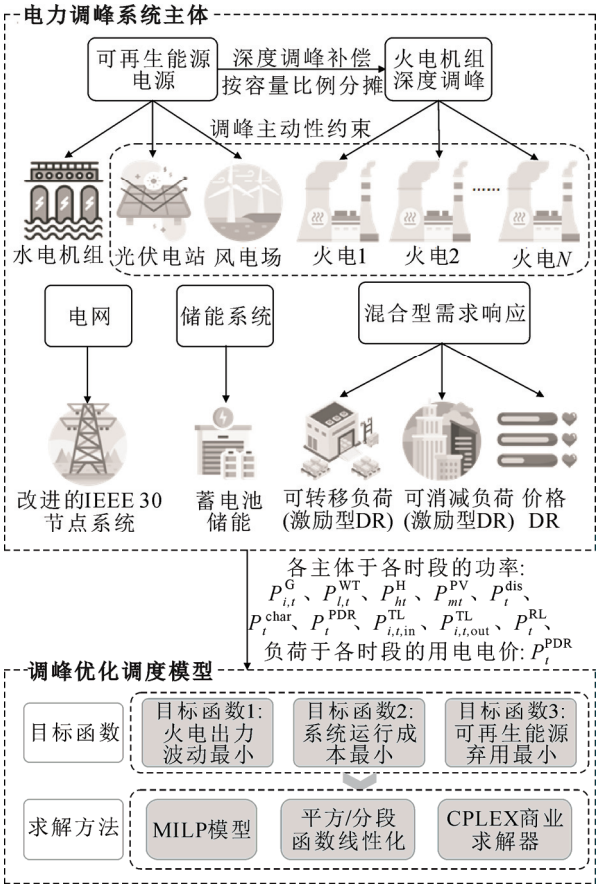


图 1 电力调峰系统结构图

Fig.1 Power peaking system structure diagram

表 1 湖北省 DPR 补偿方案

Table 1 Compensation scheme for DPR in Hubei province

补偿等级	负荷率	补偿标准/(元·MWh^{-1})
第 1 级	45%~50%	200
第 2 级	40%~45%	300
第 3 级	35%~40%	400
第 4 级	30%~35%	500
第 5 级	30%以下	600

$$W^{\mathrm{PV}}_{m,t} = \frac{P^{\mathrm{PV}}_{m,t,\max} B_{t,\mathrm{peak}}}{\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}} P^{\mathrm{G}}_{i,\mathrm{basic}} + \sum_{l=1}^{N_{\mathrm{WT}}} P^{\mathrm{WT}}_{l,t,\max} + \sum_{m=1}^{N_{\mathrm{PV}}} P^{\mathrm{PV}}_{m,t,\max}} \tag{4}$$

$$W^{\mathrm{G}}_{i,t,\mathrm{basic}} = \frac{P^{\mathrm{G}}_{i,\mathrm{basic}} B_{t,\mathrm{peak}}}{\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}} P^{\mathrm{G}}_{i,\mathrm{basic}} + \sum_{l=1}^{N_{\mathrm{WT}}} P^{\mathrm{WT}}_{l,t,\max} + \sum_{m=1}^{N_{\mathrm{PV}}} P^{\mathrm{PV}}_{m,t,\max}} \tag{5}$$

$$P^{\mathrm{G}}_{i,\mathrm{basic}} = P^{\mathrm{G}}_{i,\max} - P^{\mathrm{G}}_{i,\min} \tag{6}$$

式中：$W^{\mathrm{WT}}_{l,t}$、$W^{\mathrm{PV}}_{m,t}$ 及 $W^{\mathrm{G}}_{i,t,\mathrm{basic}}$ 分别为 t 时刻各风电场、光伏电站、火电机组的调峰分摊费用，元/h；$P^{\mathrm{WT}}_{l,t,\max}$、$P^{\mathrm{PV}}_{m,t,\max}$ 分别为 t 时刻风电场、光伏电站的最大理论

出力，MW；N_{WT}为风电场总数；N_{PV}为光伏电站总数；$P_{i,\mathrm{basic}}^{\mathrm{G}}$为第$i$台火电机组非 DPR 部分的容量，MW；$P_{i,\max}^{\mathrm{G}}$、$P_{i,\min}^{\mathrm{G}}$分别为第$i$台火电机组最大出力及常规调峰最小出力，MW。

2.3 调峰主动性模型

本文所提调峰主动性是以各主体参与调峰服务获得的额外利润来量化的。其中风电、光伏调峰利润由售电利润、调峰分摊费用及弃风弃光惩罚等构成，如式(7)、(8)所示；火电调峰利润则由调峰补偿费用、调峰分摊费用及 DPR 成本等构成，如式(9)—(12)所示。一方面火电机组 DPR 为可再生能源让渡调峰发电权，另一方面可再生能源对火电机组进行经济补偿。当利润为正时，各主体才有参与调峰辅助服务的意愿，以确保调峰费用补偿及分摊机制的公平性。

1）风电调峰利润

$$\begin{cases} B_l^{\mathrm{WT}} = \sum_{t=1}^{T}\left(p_{\mathrm{WT}}P_{l,t}^{\mathrm{WT}} - W_{l,t}^{\mathrm{WT}} - \theta P_{l,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{WT}}\right)\Delta t \\ B_l^{\mathrm{WT}} \geq 0 \end{cases} \tag{7}$$

式中：p_{WT}为风电上网电价，元/MWh；$P_{l,t}^{\mathrm{WT}}$为t时刻风电场l输出功率，MW；θ为弃风、弃光惩罚系数，元/MWh；$P_{l,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{WT}}$为$t$时刻的弃风功率，MW。

2）光伏调峰利润

$$\begin{cases} B_m^{\mathrm{PV}} = \sum_{t=1}^{T}\left(p_{\mathrm{PV}}P_{m,t}^{\mathrm{PV}} - W_{m,t}^{\mathrm{PV}} - \theta P_{m,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{PV}}\right)\Delta t \\ B_m^{\mathrm{PV}} \geq 0 \end{cases} \tag{8}$$

式中：p_{PV}为光伏上网电价，元/MWh；$P_{m,t}^{\mathrm{PV}}$为t时刻光伏电站m的输出功率，MW；$P_{m,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{PV}}$为$t$时刻的弃光功率，MW。

3）火电调峰利润

$$\begin{cases} B_i^{\mathrm{G}} = \sum_{t=1}^{T}\left(B_{i,t,\mathrm{peak}}^{\mathrm{G}} - W_{i,t,\mathrm{basic}}^{\mathrm{G}} - C_{i,t,\mathrm{peak}}^{\mathrm{G}}\right)\Delta t \\ B_i^{\mathrm{G}} \geq 0 \end{cases} \tag{9}$$

$$C_{i,t\ \mathrm{peak}}^{\mathrm{G}} = C_{i,t,\mathrm{unit}} + C_{i,t,\mathrm{oil}} + p_{\mathrm{G}}\Delta P_{i,t}^{\mathrm{G}} - B_{i,t,\mathrm{coal}}^{\mathrm{G}} \tag{10}$$

$$\Delta P_{i,t}^{\mathrm{G}} = \max(U_{i,t}^{\mathrm{G}}P_{i,\min}^{\mathrm{G}} - P_{i,t}^{\mathrm{G}}, 0) \tag{11}$$

$$B_{i,t,\mathrm{coal}}^{\mathrm{G}} = C_{i,t,\mathrm{coal}}^{P_{i,\min}^{\mathrm{G}}} - C_{i,t,\mathrm{coal}}^{P_{i,\min}^{\mathrm{G}} - \Delta P_{i,t}^{\mathrm{G}}} \tag{12}$$

式中：$C_{i,t,\mathrm{peak}}^{\mathrm{G}}$为机组 DPR 成本，元/h；$C_{i,t,\mathrm{unit}}$、$C_{i,t,\mathrm{oil}}$分别为机组 DPR 损耗成本及投油成本(元/h)，详细计算式将于 4.1.2 节展示；$\Delta P_{i,t}^{\mathrm{G}}$为机组因 DPR 的少发电量，MW；$p_{\mathrm{G}}$为火电上网电价，元/MWh；$P_{i,t}^{\mathrm{G}}$为机组输出功率，MW；$U_{i,t}^{\mathrm{G}}$为机组的启停状态变量；$B_{i,t,\mathrm{coal}}^{\mathrm{G}}$为机组因 DPR 的节煤收益，元/h；$C_{i,t,\mathrm{coal}}^{P}$为机组输出功率为$P$时的煤耗成本，元/h。

3 混合型需求响应模型

混合型需求响应 HDR 包括激励型需求响应 IDR 与价格型需求响应 PDR 2 种[20]。

3.1 IDR 模型的建立

本文考虑的激励型需求响应 IDR 主要包括可转移负荷及可削减负荷 2 种类型。

1）可转移负荷

可转移负荷一般指空调、工厂等不可中断但能整体平移用电时段的负荷。系统对可转移负荷的补贴成本C_{TL}(元)为：

$$C_{\mathrm{TL}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TL}}}\sum_{t=1}^{T} c_{\mathrm{TL}}P_{i,t,\mathrm{out}}^{\mathrm{TL}}\Delta t \tag{13}$$

式中：c_{TL}为可转移负荷的统一补贴单价，元/MWh；$P_{i,t,\mathrm{out}}^{\mathrm{TL}}$为$t$时刻第$i$类可转移负荷的转出功率，MW；$N_{\mathrm{TL}}$为可转移负荷种类总数；$T$为调度时段总数。

2）可削减负荷

可削减负荷是指照明、电脑等不可转移但能减小或中断用电的负荷。采用可削减负荷控制后的负荷时序表达式为：

$$P_t^{\mathrm{RL}} = \sum_{y=1}^{Y} U_{y,t}S_{y,t} \tag{14}$$

式中：P_t^{RL}为t时段可削减负荷需求，MW；$U_{y,t}$为负荷削减状态变量；$S_{y,t}$为t时段第y个用户可削减容量，MW；Y为可削减用户总数。

系统对可削减负荷的补贴成本为：

$$C_{\mathrm{RL}} = \sum_{t=1}^{T} c_{\mathrm{RL},t}P_t^{\mathrm{RL}}\Delta t \tag{15}$$

式中：$c_{\mathrm{RL},t}$为系统对 RL 的统一补贴单价，元/MWh。

3.2 PDR 模型的建立

PDR 根据消费者心理学原理，通过调整电价信号改变用户的用电方式。采用文献[21]的方法对 PDR 建模，此处不再赘述。

4 电力系统调峰模型

本文分别以火电出力波动最小、系统运行成本最低及可再生能源弃用量最小为目标函数，建立电力系统调峰模型。

4.1 目标函数

为实现多目标之间的平衡，采用线性加权的方法将 3 个目标函数转化为一个综合目标函数，即：

$$\min F=\sum_{i=1}^{3}w_i f_i \tag{16}$$

式中：w_i 是第 i 个目标函数的权重，权重的设置方法参考文献[21]；f_i 是第 i 个目标函数。

4.1.1 火电出力波动最小

火电机组承担着扣除其他调峰资源的剩余净负荷[5,12]。为减轻火电机组调峰压力，最大限度利用风光水储及 DR 等资源参与调峰辅助服务，以火电出力波动最小为目标函数，即：

$$\min f_1=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\left|P_t^{\mathrm{G}}-P_{\mathrm{av}}^{\mathrm{G}}\right| \tag{17}$$

$$P_t^{\mathrm{G}}=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}P_{i,t}^{\mathrm{G}} \tag{18}$$

$$P_{\mathrm{av}}^{\mathrm{G}}=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}P_t^{\mathrm{G}} \tag{19}$$

式中：P_t^{G} 为 t 时刻所有火电机组的总出力，MW；$P_{\mathrm{av}}^{\mathrm{G}}$ 为 T 个时段火电平均出力，MW。

4.1.2 系统运行成本最低

系统运行成本综合考虑了火电、ES 及负荷等方面的因素，即：

$$\min f_2=C_{\mathrm{MT}}+C_{\mathrm{ES}}-C_{\mathrm{LD}} \tag{20}$$

式中：C_{MT} 为火电机组综合运行成本(元)，如式(21)—(32)所示；C_{ES} 为 ES 综合运行成本(元)，如式(33)—(35)所示；C_{LD} 为负荷综合用电成本(元)，如式(36)—(37)所示。

1）火电机组综合运行成本

① 火电基础运行成本

$$C_{\mathrm{basic}}=C_{\mathrm{coal}}+C_{\mathrm{ss}} \tag{21}$$

$$C_{i,t,\mathrm{coal}}=a_i\left(P_{i,t}^{\mathrm{G}}\right)^2+b_iP_{i,t}^{\mathrm{G}}+c_iU_{i,t}^{\mathrm{G}} \tag{22}$$

$$C_{\mathrm{coal}}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}C_{i,t,\mathrm{coal}}\Delta t \tag{23}$$

$$C_{\mathrm{ss}}=\sum_{t=2}^{T}\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}\left(S_{i,\mathrm{start}}U_{i,t}^{\mathrm{G}}\left(1-U_{i,t-1}^{\mathrm{G}}\right)+S_{i,\mathrm{stop}}U_{i,t-1}^{\mathrm{G}}\left(1-U_{i,t}^{\mathrm{G}}\right)\right) \tag{24}$$

式中：C_{basic} 为火电基础运行成本，元；C_{coal}、C_{ss} 分别为机组煤耗成本及启停成本，元；a_i(元/(MW²·h))、b_i(元/MWh)及 c_i(元)分别为第 i 台机组的耗量二次、一次及常系数；$S_{i,\mathrm{start}}$ 为第 i 台机组的启动费用，元；$S_{i,\mathrm{stop}}$ 为第 i 机组的停机费用，元。

采用文献[22]的方法将机组煤耗成本二次函数线性化，以降低求解难度，提升求解速率。

由式(22)可知，成本函数横坐标为机组出力，纵坐标为成本，假设对横坐标分 m 段，记每段长度为 L，表达式为：

$$L=\frac{P_{i,\max}^{\mathrm{G}}-P_{i,\min}^{\mathrm{G}}}{m} \tag{25}$$

引入 $P_{i,t,l}^{\mathrm{G}}$(MW)表示机组 i 在 t 时段、l 分段中的实际出力值，因此将式(22)改写为：

$$C_{i,t,\mathrm{coal}}=\sum_{l=1}^{m}k_lP_{i,t,l}^{\mathrm{G}}+U_{i,t}^{\mathrm{G}}C_{i,0,\mathrm{coal}} \tag{26}$$

式中：k_l 表示各分段的斜率，由式(27)计算得到；$C_{i,0,\mathrm{coal}}$ 表示机组在最低出力情况下的成本(元/h)，由式(28)计算得到。

$$k_l=\frac{a_i\left(P_{i,t,l+1}^{\mathrm{G}}\right)^2+b_iP_{i,t,l+1}^{\mathrm{G}}+c_i-\left(a_i\left(P_{i,t,l}^{\mathrm{G}}\right)^2+b_iP_{i,t,l}^{\mathrm{G}}+c_i\right)}{P_{i,t,l+1}^{\mathrm{G}}-P_{i,t,l}^{\mathrm{G}}} \tag{27}$$

$$C_{i,0,\mathrm{coal}}=a_iP_{i,\min}^2+b_iP_{i,\min}+c_i \tag{28}$$

② 机组 DPR 损耗成本

参照广泛使用的 Manson-Coffin 公式粗略计算机组 DPR 引发的额外机组损耗[23]，即：

$$C_{i,t,\mathrm{unit}}=\beta S_{\mathrm{unit},i}/\left(2N_{\mathrm{f}}(P_{i,t}^{\mathrm{G}})\right) \tag{29}$$

式中：β 为机组运行影响系数；$S_{\mathrm{unit},i}$ 为第 i 台机组的购机费用，元；$N_{\mathrm{f}}(P_{i,t}^{\mathrm{G}})$ 为转子致裂循环周次。

对实际机组损耗数据进行线性拟合[24]，得到不同出力下机组损耗的线性公式，将式(29)改写为：

$$C_{i,t,\mathrm{unit}}=\frac{\left(-0.000\,045\dfrac{P_{i,t}^{\mathrm{G}}}{P_{\mathrm{N}}}+0.000\,033\right)S_{\mathrm{unit},i}}{T} \tag{30}$$

式中：P_{N} 为机组额定容量，MW；T 代表试验冲击频率 96 次/d。

③ 机组 DPR 助燃投油成本

$$C_{i,t,\mathrm{oil}}=Q_{i,t,\mathrm{oil}}p_{\mathrm{oil}}\Delta t \tag{31}$$

式中：$Q_{i,t,\mathrm{oil}}$ 为 t 时刻第 i 台机组 DPR 阶段投油量，t/h；p_{oil} 为油价，元/t。

火电机组根据运行状态不同将综合运行成本分段表示为：

$$C_{\mathrm{MT}}=\begin{cases}C_{\mathrm{basic}},P_{i,\min}^{\mathrm{G}}<P_{i,t}\le P_{i,\max}^{\mathrm{G}}\\ C_{\mathrm{basic}}+\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t,\mathrm{unit}},P_{i,\mathrm{a}}<P_{i,t}\le P_{i,\min}^{\mathrm{G}}\\ C_{\mathrm{basic}}+\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}\sum_{t=1}^{T}\left(C_{i,t,\mathrm{unit}}+C_{i,t,\mathrm{oil}}\right),P_{i,\mathrm{b}}<P_{i,t}\le P_{i,\mathrm{a}}\end{cases} \tag{32}$$

式中：$P_{i,\mathrm{b}}$ 为机组 DPR 投油助燃极限出力，MW；$P_{i,\mathrm{a}}$ 为机组 DPR 不投油助燃极限出力，MW。

2）ES 综合运行成本

$$C_{\mathrm{ES}}=C_{\mathrm{S}}-B_{\mathrm{S}} \tag{33}$$

式中：C_{S}、B_{S}分别为ES运行成本及收益，元。

① ES运行成本模型

$$C_{\mathrm{S}}=\sum_{t=1}^{T}c_{\mathrm{S}}\left(P_t^{\mathrm{dis}}+P_t^{\mathrm{char}}\right)\Delta t \tag{34}$$

式中：c_{S}为ES的充放电功率成本系数，元/MWh。

② ES运行收益模型

$$B_{\mathrm{S}}=\sum_{t=1}^{T}\left(p_t^{\mathrm{grid}}P_t^{\mathrm{dis}}\eta_{\mathrm{d}}-\frac{p_t^{\mathrm{grid}}P_t^{\mathrm{char}}}{\eta_{\mathrm{c}}}\right)\Delta t+\sum_{t=1}^{T}\sum_{k}^{M}\eta_{\mathrm{d}}p_k^{\mathrm{poll}}P_t^{\mathrm{dis}}\xi_k^{\mathrm{poll}}\Delta t \tag{35}$$

式中：p_t^{grid}为上网电价，元/MWh；η_{c}、η_{d}分别为ES充、放电效率；P_t^{char}、P_t^{dis}分别是t时刻ES充、放电功率，MW；p_k^{poll}为第k类污染物的惩罚系数，元/kg；ξ_k^{poll}为ES替代上级电网发电、减少第k类污染物排放的环境收益系数，kg/MWh；M为污染类型总数。

3）负荷综合用电成本

$$C_{\mathrm{LD}}=C_{\mathrm{pro}}-C_{\mathrm{TL}}-C_{\mathrm{RL}} \tag{36}$$

式中：C_{pro}为系统向用户供电所得售电收益，元；C_{TL}为系统对可转移负荷的补贴成本，元；C_{RL}为系统对可削减负荷的补贴成本，元。

系统向内部用户售电所得售电收益可写为：

$$C_{\mathrm{pro}}=\sum_{t=1}^{T}p_t^{\mathrm{PDR}}P_t^{\mathrm{PDR}}\Delta t \tag{37}$$

式中：p_t^{PDR}为PDR后系统内部的分时电价，元/MWh；P_t^{PDR}为PDR后的系统用户负荷，MW。

4.1.3 可再生能源弃用量最小

以T个时段内风电、光伏及水电的总弃用量最小为目标函数，即：

$$\min f_3=\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{l=1}^{N_{\mathrm{WT}}}\left(P_{l,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{WT}}\Delta t\right)+\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{m=1}^{N_{\mathrm{PV}}}\left(P_{m,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{PV}}\Delta t\right)+\sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}}\sum_{h=1}^{N_{\mathrm{H}}}\left(P_{h,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{H}}\Delta t\right) \tag{38}$$

式中：$P_{h,t,\mathrm{cur}}^{\mathrm{H}}$为水电站$h$在时段$t$发生的弃水功率，MW；$N_{\mathrm{H}}$为水电站总数。

4.2 约束条件

1）功率平衡约束

$$\sum_{l=1}^{N_{\mathrm{WT}}}P_{l,t}^{\mathrm{WT}}+\sum_{m=1}^{N_{\mathrm{PV}}}P_{m,t}^{\mathrm{PV}}+\sum_{h=1}^{N_{\mathrm{H}}}P_{h,t}^{\mathrm{H}}+\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}P_{i,t}^{\mathrm{G}}+P_t^{\mathrm{dis}}+P_t^{\mathrm{char}}=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TL}}}\left(P_{i,t,\mathrm{in}}^{\mathrm{TL}}-P_{i,t,\mathrm{out}}^{\mathrm{TL}}\right)-P_t^{\mathrm{RL}}+P_t^{\mathrm{PDR}} \tag{39}$$

式中：$P_{h,t}^{\mathrm{H}}$为t时刻水电h实际并网功率，MW；$P_{i,t,\mathrm{in}}^{\mathrm{TL}}$为$t$时刻第$i$类可转移负荷的转入功率，MW。

2）机组出力约束

$$0\le P_{l,t}^{\mathrm{WT}}\le P_{l,t,\max}^{\mathrm{WT}} \tag{40}$$

$$0\le P_{m,t}^{\mathrm{PV}}\le P_{m,t,\max}^{\mathrm{PV}} \tag{41}$$

$$0\le P_{h,t}^{\mathrm{H}}\le P_{h,t,\max}^{\mathrm{H}} \tag{42}$$

$$U_{i,t}^{\mathrm{G}}P_{i,\mathrm{b}}\le P_{i,t}^{\mathrm{G}}\le U_{i,t}^{\mathrm{G}}P_{i,\max} \tag{43}$$

$$\begin{cases}U_t^{\mathrm{char}}P_{\min}^{\mathrm{char}}\le P_t^{\mathrm{char}}\le U_t^{\mathrm{char}}P_{\max}^{\mathrm{char}}\\U_t^{\mathrm{dis}}P_{\min}^{\mathrm{dis}}\le P_t^{\mathrm{dis}}\le U_t^{\mathrm{dis}}P_{\max}^{\mathrm{dis}}\\U_t^{\mathrm{char}}+U_t^{\mathrm{dis}}\le 1\end{cases} \tag{44}$$

式中：$P_{h,t,\max}^{\mathrm{H}}$为$t$时刻水电最大理论出力，MW；$U_t^{\mathrm{char}}$、$U_t^{\mathrm{dis}}$分别为ES的充、放电状态变量；$P_{\max}^{\mathrm{char}}$、$P_{\min}^{\mathrm{char}}$分别为充电功率的上、下限，MW；$P_{\max}^{\mathrm{dis}}$、$P_{\min}^{\mathrm{dis}}$分别为放电功率的上、下限，MW。

3）火电机组爬坡约束

$$\left|P_{i,t}^{\mathrm{G}}-P_{i,t-1}^{\mathrm{G}}\right|\le r_i \tag{45}$$

式中：r_i分别为火电机组最大爬坡速率，MW/h。

4）ES约束

$$\begin{cases}S_t^{\mathrm{S}}=S_{t-1}^{\mathrm{S}}(1-\delta)+\dfrac{P_t^{\mathrm{char}}\eta_{\mathrm{c}}\Delta t}{E_{\mathrm{S}}}-\dfrac{P_t^{\mathrm{dis}}\Delta t}{\eta_{\mathrm{d}}E_{\mathrm{S}}}\\S_{\min}\le S_t^{\mathrm{S}}\le S_{\max}\end{cases} \tag{46}$$

$$S_T^{\mathrm{S}}=S_0^{\mathrm{S}} \tag{47}$$

式中：S_t^{S}为t时刻ES的荷电状态(state of charge, SOC)；δ表示ES自放电率；E_{S}为ES容量，MWh；$S_{\max}$、$S_{\min}$分别为ES的荷电状态上、下限；S_0^{S}、S_T^{S}分别为开始、结束时刻ES的荷电状态。

5）线路传输容量约束

$$\left|B_{i,j}\left(\theta_{i,t}-\theta_{j,t}\right)\right|\le P_{i,j,\mathrm{L}\max}^{*} \tag{48}$$

式中：$B_{i,j}$表示节点i、j之间的电纳，S；$\theta_{i,t}$、$\theta_{j,t}$分别表示节点i、j的电压相角，Ω；$P_{i,j,\mathrm{L}\max}^{*}$表示节点$i$、$j$之间线路允许最大输电功率的标幺值。

6）IDR约束

$$\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TL}}}\sum_{t=1}^{T}P_{i,t,\mathrm{out}}^{\mathrm{TL}}\Delta t=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{TL}}}\sum_{t=1}^{T}P_{i,t,\mathrm{in}}^{\mathrm{TL}}\Delta t \tag{49}$$

$$0\le P_t^{\mathrm{RL}}\le P_{t,\max}^{\mathrm{RL}} \tag{50}$$

式中：$P_{t,\max}^{\mathrm{RL}}$为t时刻可削减负荷的总量。

5 算例分析

通过分析日前96个时段(15 min/时段)电力系统调峰调度结果，来验证所建模型的合理性。采用MATLAB 2022 A平台，并通过YALMIP调用CPLEX 12.9对建立的MILP模型进行求解，模型求

解过程如附录 A 图 A1 所示。仿真实验在 AMD Ryzen Threadripper 3970 X 处理器及 64 GB 内存的计算机上完成，仿真最长运行时间为 100.3 s。

5.1 算例参数

为验证所提方法的有效性及适用性，将改进的 IEEE 30 节点算例用于仿真分析，改进保留了原有系统结构，仅调整各主体接入位置，如附录 A 图 A2 所示。算例含有 1 座风电场、1 座光伏电站、1 座水电站、4 台燃煤火电机组及 1 个储能系统等，系统基本参数如附录 A 表 A1 所示。

风电上网电价为 570 元/MWh，光伏上网电价为 921 元/MWh，弃风、弃光惩罚系数为 536 元/MWh，风电、光伏、负荷曲线如附录 A 图 A3 所示。火电上网电价为 375 元/MWh，购机费用为 4 394 元/kW，机组 DPR 阶段投油量为 4.8 t/h，油价为 6 130 元/t，各机组参数见附录 A 表 A2[25]。ES 购售电收益基于电网峰谷电价，如附录 A 图 A4 所示。ES 充放电费用为 50 元/MWh，ES 环境收益折算为 314 元/MWh，ES 的位置、容量及其他参数的确定参考文献[26-28]，如附录 A 表 A3、A4 所示。

IDR 中可转移负荷、可中断负荷用户补偿费用为 140 元/MWh，参数设置如附录 A 表 A5、A6 所示[29]。PDR 中采用三级式负荷电价分别表示峰、谷、平 3 种用电特征，电价如附录 A 图 A4 所示。假设每小时均有 5%的用户参与 PDR，电量电价弹性矩阵参数如附录 A 表 A7 所示[21]。

5.2 系统调峰调度结果分析

5.2.1 系统总体经济性分析

为寻求一种高效经济的试验设计模型，受正交试验设计中 $L_4\left(2^3\right)$ 正交表的启发[30]，设计 4 种场景，如表 2 所示。

表 2 中，场景 2 为基准场景，包括需求响应、深度调峰及调峰主体等基本元素；场景 1 去除了光伏及储能等资源，旨在验证所提调峰方法在应急条件下的适应性；相对于场景 2，场景 3 添加了调峰主动性约束，用于验证现行补偿机制的合理性；相对于场景 2，场景 4 去除了需求响应资源，以验证所提混合型需求响应的有效性。对上述 4 种调度场景进行仿真分析，各主体出力曲线及优化结果如附录 A 图 A5 及表 3 所示。

通过对比情景 2 及情景 4 可知，实施需求响应后可再生能源消纳情况得到显著改善。通过需求响应引导用户改变用电行为优化负荷曲线，风光弃用率从 2.8%降低为 1.3%。此外，需求响应能有效降低系统净负荷峰谷差，降低减轻火电机组及储能的调峰压力。对比图 2 中火电机组出力可发现，情景 2 下火电机组的出力波动更小，且运行成本更低。

表 2 设置的 4 种仿真场景

Table 2 Four schemes for simulation

场景	需求响应	深度调峰	调峰主动性	光&储
1	✓	✓		
2	✓	✓		✓
3	✓	✓	✓	✓
4		✓		✓

表 3 不同场景下的优化结果

Table 3 Optimization results under different schemes

场景	总成本/万元	火电运行成本/万元	火电调峰利润/万元	负荷综合用电成本/万元	火电售电收益/万元	风光弃用率/%	风电利润/万元	光伏利润/万元
1	−1 154.2	47.2	5.0	1 201.4	583.1	0	78.0	—
2	−1 182.3	31.0	−8.5	1 197.2	390.1	1.3	75.6	463.9
3	−1 181.2	32.0	16.4	1 197.2	394.3	3.4	78.0	452.4
4	−1 184.8	32.3	−17.0	1 201.2	401.1	2.8	75.0	451.6

对比情景 2 及情景 3 发现，场景 3 由于考虑调峰主动性放弃了 DPR，对此解释如下：DPR 虽提高了系统的灵活性，但随着调峰深度的增加，火电机组因机组损耗成本、投油成本及少发电量而面临较大的经济压力。火电机组所获得的调峰补偿无法完全弥补因 DPR 增加的成本，选择主动退出调峰合作，证明了所提调峰费用补偿及分摊机制的公平性。

由此可以视场景 3 为不考虑 DPR 的情况。相比于场景 3，场景 2 考虑火电机组 DPR 及 ES 接入，虽然增加了火电机组的损耗成本及投油成本，但在保证系统总运行成本最低的前提下，DPR 使风光弃用率减少 2.1%，利润提高 1.7%。综合来看，火电机组 DPR 在改善可再生能源消纳及系统运行成本方面效果显著。

为探究不同可再生能源渗透率对系统调峰造成的影响，对场景 1 和场景 2 进行比较。结果表明：场景 1 下，随着可再生能源渗透率的减少，火电机组在 10:00—15:00 时段接近全功率状态，运行成本显著提升。这是因为火电机组处于常规调峰阶段，代替可再生能源提供更多电量，需要面对更多的煤耗成本及启停成本。尽管火电机组的成本增加，系统仍能够很好地运行于低渗透率可再生能源系统中，表现出良好的适应性。

5.2.2 火电机组调峰行为分析

为进一步探究所提模型有效性，本节分析各火

电机组调峰成本及出力变化情况，如附录 A 表 A8 及图 2 所示。

在场景 2 中，机组 1 及机组 4 在 10:00—15:00 时段处于 DPR 状态，而机组 3 进行启停调峰，从系统调峰效果角度来看，DPR 能提高系统的灵活性。然而在场景 3 的情况下，火电机组 DPR 相关成本无法得到足够的补偿，引入调峰主动性约束后，机组 3 及机组 4 进行启停调峰，火电机组 1 退出 DPR，进入常规调峰状态。这是由于目前有偿调峰服务方案补偿力度不够，或调峰补偿机制的设计存在不足。因此，在考虑调峰主动性的情况下，可进一步提高补偿标准，探索合适的激励机制及补偿策略，以吸引火电机组积极参与深度调峰，提升系统经济性。

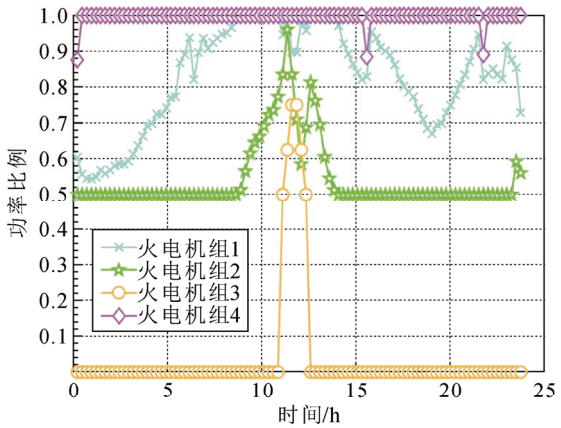
与场景 3 类似，场景 1 中火电机组也没有参与 DPR，但 2 者原因不同。在场景 3 中，火电机组退出 DPR 是因为系统未能提供足够的补偿来弥补调峰增加的成本。而在场景 1 中，尽管净负荷曲线仍存在较大的峰谷差，但由于火电机组数量较多，小容量机组的启停成本相对较低，使得它们可以通过启停调峰来替代 DPR。通过灵活的启停调峰策略，系统可以实现较好的经济性及调度灵活性。这意味着火电机组可以联合深度调峰及启停调峰策略为系统提供稳定的电力供应，并减少系统的峰谷差，为系统运行提供一种经济高效的选择。

6 结论

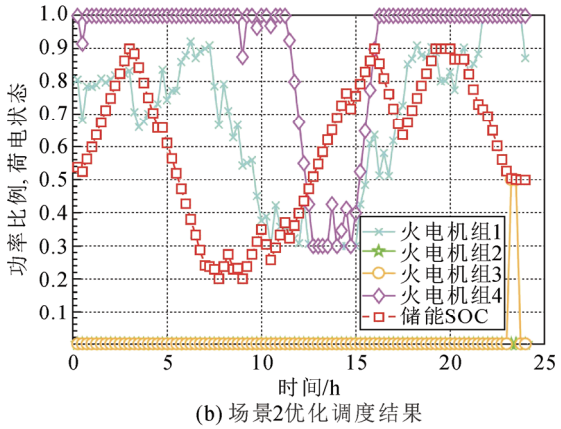
本文针对大规模可再生能源并网发电带来的电力系统调峰问题，提出一种面向风光水火储及混合型需求响应的多元调峰调度及费用补偿分摊机制。主要结论如下：

1）所提源荷多元调峰调度模型中，混合型需求响应、火电 DPR 的加入分别使得可再生能源消纳水平提高了 1.5%、2.1%，且在低渗透率可再生能源系统中仍表现出良好的适应性。然而调峰主动性的引入使得火电机组退出 DPR，火电机组的成本增加却无法得到合理回报，调峰辅助服务补偿标准规范体系有待完善、配套支持政策仍需加强。

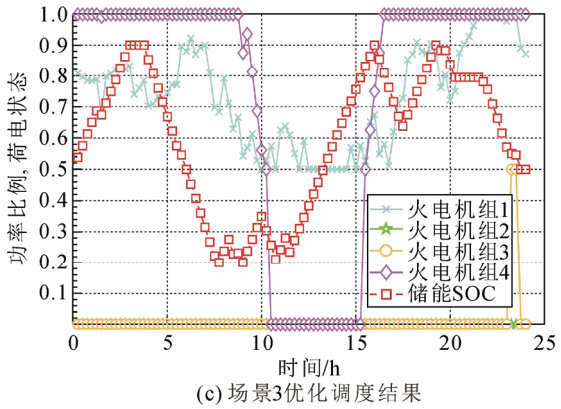
2）容量分摊机制虽能兼顾保障可持续运营，但电量分摊机制能够根据实际产出更精确地分配调峰补偿。后续研究可将 2 种机制相结合，以适应各类调峰主体的出力特点和实际情况。研究成果可为国家进一步提升输配电价机制灵活性、深入研究及修订煤电机组容量补偿机制提供理论指导。



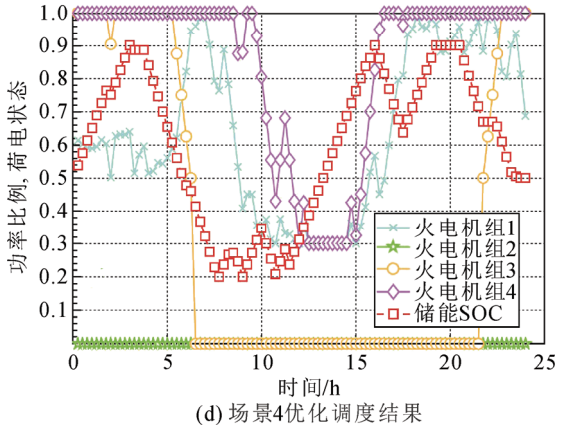
(a) 场景1优化调度结果



(b) 场景2优化调度结果



(c) 场景3优化调度结果



(d) 场景4优化调度结果

图 2 不同场景下各火电机组优化调度结果

Fig.2 Optimal scheduling results of thermal power units under different schemes

3）需要指出的是，所提模型尚需通过实践检验其可操作性。在后续研究中，可在区域范围内开展调峰辅助服务试点工作，利用多元调峰主体之间的协作与竞争，对现有模型进行对比评估。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 国家发展改革委，国家能源局. 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见[EB/OL]. (2022-02-11)[2024-01-03]. https://www.gov. cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015. htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Opinions on improving the system, mechanism and policy measures of energy green and low-carbon transition[EB/OL]. (2022-02-11)[2024-01-03]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015. htm.

[2] YIN G Z, DUAN M S. Pricing the deep peak regulation service of coal-fired power plants to promote renewable energy integration[J]. Applied Energy, 2022, 321: 119391.

[3] 王淑云，娄素华，吴耀武，等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化，2020，44(1)：118-125.
WANG Shuyun, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 118-125.

[4] SHI Y W, LI Y P, ZHOU Y, et al. Optimal scheduling for power system peak load regulation considering short-time startup and shutdown operations of thermal power unit[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 131: 107012.

[5] 林 俐，岳晓宇，许冰倩，等. 计及抽水蓄能和火电深度调峰效益的抽蓄-火电联合调峰调用顺序及策略[J]. 电网技术，2021，45(1)：20-29.
LIN Li, YUE Xiaoyu, XU Bingqian, et al. Sequence and strategy of pumped storage-thermal combined peak shaving considering benefits of pumped storage and deep regulation of thermal power[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 20-29.

[6] 叶 伦，姚建刚，杨胜杰，等. 含高比例可再生能源电力系统的调峰成本量化与分摊模型[J]. 电力系统自动化，2022，46(15)：20-28.
YE Lun, YAO Jiangang, YANG Shengjie, et al. Quantification and allocation model of peak regulation cost for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 20-28.

[7] WU W L, ZHU J Z, CHEN Y X, et al. Modified Shapley value-based profit allocation method for wind power accommodation and deep peak regulation of thermal power[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(1): 276-288.

[8] 吴 迪，程海花，赵晋泉，等. 基于平衡成本的风电分段及火电调峰补偿方法[J]. 电力系统自动化，2019，43(3)：116-122.
WU Di, CHENG Haihua, ZHAO Jinquan, et al. Balancing cost based wind power segmentation and compensation method of peak regulation for thermal power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 116-122.

[9] 江岳文，韦嘉睿. 考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制[J]. 电力自动化设备，2022，42(4)：41-47.
JIANG Yuewen, WEI Jiarui. Allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost considering consumer side participation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 41-47.

[10] 刘 学，刘 硕，于松泰，等. 面向新型电力系统灵活性提升的调峰容量补偿机制设计[J]. 电网技术，2023，47(1)：155-162.
LIU Xue, LIU Shuo, YU Songtai, et al. Peak load regulation capacity compensation mechanism for new power system flexibility enhancement[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 155-162.

[11] 菅学辉，张 利，杨立滨，等. 高比例风电并网下基于卡尔多改进的深度调峰机制[J]. 电力系统自动化，2018，42(8)：110-118.
JIAN Xuehui, ZHANG Li, YANG Libin, et al. Deep-peak regulation mechanism based on Kaldor improvement under high-penetration wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 110-118.

[12] 李 铁，李正文，杨俊友，等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. 电网技术，2020，44(10)：3622-3630.
LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.

[13] 赵书强，吴 杨，李志伟，等. 考虑风光出力不确定性的电力系统调峰能力及经济性分析[J]. 电网技术，2022，46(5)：1752-1760.
ZHAO Shuqiang, WU Yang, LI Zhiwei, et al. Analysis of power system peaking capacity and economy considering uncertainty of wind and solar output[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1752-1760.

[14] 邓婷婷，娄素华，田 旭，等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化，2019，43(15)：34-41.
DENG Tingting, LOU Suhua, TIAN Xu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 34-41.

[15] LI Y, DENG Y Y, WANG Y H, et al. Robust bidding strategy for multi-energy virtual power plant in peak-regulation ancillary service market considering uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 151: 109101.

[16] 崔 杨，修志坚，刘 闯，等. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报，2021，41(13)：4403-4414.
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang, et al. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4403-4414.

[17] 崔 杨，安 宁，付小标，等. 考虑风电消纳与火-储深度调峰的系统优化调度及补偿费用分摊策略[J]. 电力自动化设备，2023，43(5)：86-95.
CUI Yang, AN Ning, FU Xiaobiao, et al. Optimal scheduling of system and compensation cost sharing strategy considering wind power consumption and thermal-storage deep peak shaving[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 86-95.

[18] 陈艳波，武 超，焦 洋，等. 考虑需求响应与储能寿命模型的火储协调优化运行策略[J]. 电力自动化设备，2022，42(2)：16-24.
CHEN Yanbo, WU Chao, JIAO Yang, et al. Coordinated optimal operation strategy of thermal power-energy storage considering demand response and life model of energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 16-24.

[19] 国家能源局华中监管局. 关于印发《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》的通知[EB/OL]. (2023-10-21)[2024-06-09]. https://hzj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202310/t20231021_165543. html.
National Energy Administration Central China Supervision Bureau.

Notice on the issuance of Hubei power peak regulation auxiliary service market operating rules (trial)/EB/OL]. (2023-10-21)[2024-06-09]. https://hzj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202310/t20231021_165543. html.

[20] 侯 慧，唐俊一，王逸凡，等. 价格与激励联合需求响应下电动汽车长时间尺度充放电调度[J]. 电力系统自动化，2022，46(15)：46-55.
HOU Hui, TANG Junyi, WANG Yifan, et al. Long-time-scale charging and discharging scheduling of electric vehicles under joint price and incentive demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 46-55.

[21] 崔 杨，周慧娟，仲悟之，等. 考虑火电调峰主动性与需求响应的含储能电力系统优化调度[J]. 高电压技术，2021，47(5)：1674-1683.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal dispatch of power system with energy storage considering deep peak regulation initiative of thermal power and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(5): 1674-1683.

[22] 朱晓荣，谢婉莹，鹿国微. 采用区间多目标线性规划法的热电联供型微网日前调度[J]. 高电压技术，2021，47(8)：2668-2677.
ZHU Xiaorong, XIE Wanying, LU Guowei. Day-ahead scheduling of combined heating and power microgrid with the interval multi-objective linear programming[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2668-2677.

[23] 林 俐，田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术，2017，41(7)：2255-2262.
LIN Li, TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2255-2262.

[24] 于国强，刘克天，胡尊民，等. 大规模新能源并网下火电机组深度调峰优化调度[J]. 电力工程技术，2023，42(1)：243-250.
YU Guoqiang, LIU Ketian, HU Zunmin, et al. Optimal scheduling of deep peak regulation for thermal power units in power grid with large-scale new energy[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 243-250.

[25] 魏 文，姜 飞，戴双凤，等. 计及需求侧储能事故备用风险与火电机组深度调峰的经济优化研究[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(10)：153-162.
WEI Wen, JIANG Fei, DAI Shuangfeng, et al. Economic optimization of deep peak regulation of thermal power units taking into account the risk of emergency storage on the demand side[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 153-162.

[26] YANG L J, ZHANG L X, WANG Y, et al. Integrated energy scheduling using wind-storage cascade control strategy in dynamic peak regulation right[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 212: 108644.

[27] 侯 慧，刘 鹏，刘志刚，等. 电热氢多元储能系统优化调度方法[J]. 高电压技术，2022，48(2)：536-543.
HOU Hui, LIU Peng, LIU Zhigang, et al. Optimal dispatch method for multi-energy storage system of electricity heat hydrogen[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 536-543.

[28] 李军徽，贾才齐，朱星旭，等. 降低火电调频损耗的混合储能系统容量优化配置双层模型[J]. 高电压技术，2023，49(9)：3965-3976.
LI Junhui, JIA Caiqi, ZHU Xingxu, et al. Dual-layer model for capacity optimization of hybrid energy storage system to reduce thermal power frequency modulation loss[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3965-3976.

[29] 乔学博，杨志祥，李 勇，等. 计及两级碳交易和需求响应的多微网合作运行优化策略[J]. 高电压技术，2022，48(7)：2573-2583.
QIAO Xuebo, YANG Zhixiang, LI Yong, et al. Optimization strategy for cooperative operation of multi-microgrids considering two-level carbon trading and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2573-2583.

[30] 李 赛，黄 猛，苏妍箫，等. 绝缘纸板介电与击穿性能匹配目标下的制备参数优化方法[J]. 高电压技术，2023，49(3)：1015-1025.
LI Sai, HUANG Meng, SU Yanxiao, et al. Optimization of preparation parameters for cooperative objective of dielectric and breakdown properties of insulating paperboard[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1015-1025.



侯婷婷
1986—，女，博士，高工
主要从事电力系统规划运行、新能源发电并网运行、储能技术的研究
E-mail: holtting@alumni.hust.edu.cn

HOU Tingting
Ph.D.
Senior engineer



侯 慧(通信作者)
1981—，女，博士，副教授，博导
主要从事综合能源系统规划与调度的研究
E-mail: houhui@whut.edu.cn

HOU Hui
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

收稿日期 2023-10-15 修回日期 2024-02-11 编辑 程子丰

附录 A

表 A1　算例系统基本参数

Table A1　Basic parameters of the power system

参数	风电容量/MW	光伏容量/MW	水电容量/MW	深度调峰参数 $P_{min}/P_a/P_b$
取值	100	800	100	$0.5P_{max}/0.4P_{max}/0.3P_{max}$

表 A2　火电机组参数

Table A2　Parameters of thermal power units

出力上限/MW	爬坡速率/(MW·h^{-1})	启停成本/元	燃料成本系数		
			a_i/(元·MW^{-2}·h^{-1})	b_i/(元·MWh^{-1})	c_i/元
460	230	31 500	0.02	21.05	1 313
243	121	31 500	0.08	21.62	480.3
120	60	3 850	0.05	23.23	639.4
130	65	3 850	0.06	16.51	502.7

表 A3　污染物惩罚系数及减排环境收益系数

Table A3　Pollutant penalty coefficient and pollutant emission reduction environmental benefit coefficient

污染物类型	惩罚系数/(元·kg^{-1})	环境收益系数/(kg·MWh^{-1})
CO_2	0.210	889
SO_2	14.842	1.8
NO_x	62.964	1.6

表 A4　储能系统参数

Table A4　Parameters of the energy storage system

参数	储能容量/MWh	自放电率/%	最大充放电功率/MW	充放电效率/%	荷电状态上下限/%	初始荷电状态/%
数值	300	0.005	50	0.9	0.9/0.2	0.5

表 A5　可转移负荷参数

Table A5　Parameters of transferable load

参数	负荷类型 1	负荷类型 2	负荷类型 3	负荷类型 4
转出前起始运行时刻	20:00	19:00	18:00	19:00
运行时长/h	2	3	3	1
每小时转移负荷容量/kW	20	30	40	50

表 A6　可中断负荷参数

Table A6　Parameters of interruptible load

参数	负荷类型 1	负荷类型 2	负荷类型 3	负荷类型 4
最大中断时长/h	1	2	1	2
中断容量/kW	50	50	50	50

表 A7　电量电价弹性系数矩阵

Table A7　Price elasticity matrix of demand

时段	高峰时段	平段时段	低谷时段
高峰时段	−0.1	0.016	0.012
平段时段	0.016	−0.1	0.01
低谷时段	0.012	0.01	−0.1

表 A8　各场景下不同火电机组的调峰成本及收益

Table A8　Economic parameters of thermal power units under different schemes

场景	机组	火电深度调峰补偿/万元	火电深度调峰分摊/万元	火电深度调峰成本/万元	火电售电收益/万元
场景 1	机组 1	0	0	0	343.6
	机组 2	0	0	0	118.8
	机组 3	0	0	−5.0	4.2
	机组 4	0	0	0	116.6
场景 2	机组 1	17.4	3.7	28.2	283.7
	机组 2	0	2.0	−10.2	0
	机组 3	0	1.0	−5.2	1.1
	机组 4	2.2	1.0	7.6	105.2
场景 3	机组 1	0	0	0	304.0
	机组 2	0	0	−10.3	0
	机组 3	0	0	−5.2	1.1
	机组 4	0	0	−0.9	89.1
场景 4	机组 1	20.7	4.6	33.6	264.7
	机组 2	0	2.4	−10.3	0
	机组 3	0	1.2	−3.4	36.5
	机组 4	3.3	1.3	11.4	100.0

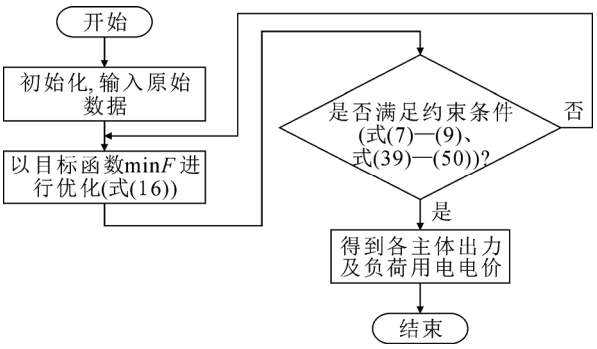


图 A1　系统调度模型求解流程图

Fig.A1　System scheduling model solution flow chart

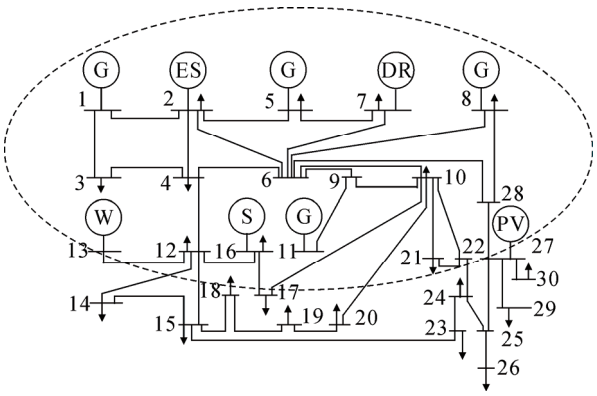


图 A2　改进的 IEEE 30 节点系统

Fig.A2　Modified IEEE 30-bus system

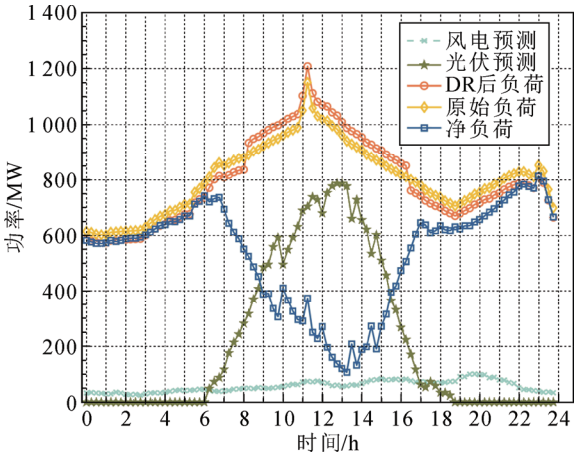


图 A3　风电、光伏发电及负荷曲线

Fig.A3　Wind power, photovoltaic power generation and load curves

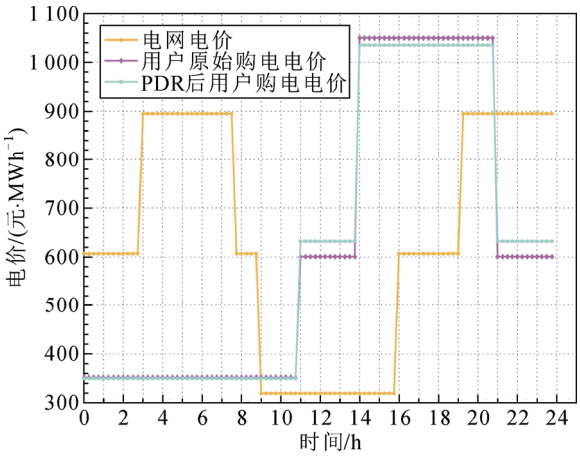


图 A4　电网电价及用户购电电价

Fig.A4　Electricity price of power grid and users

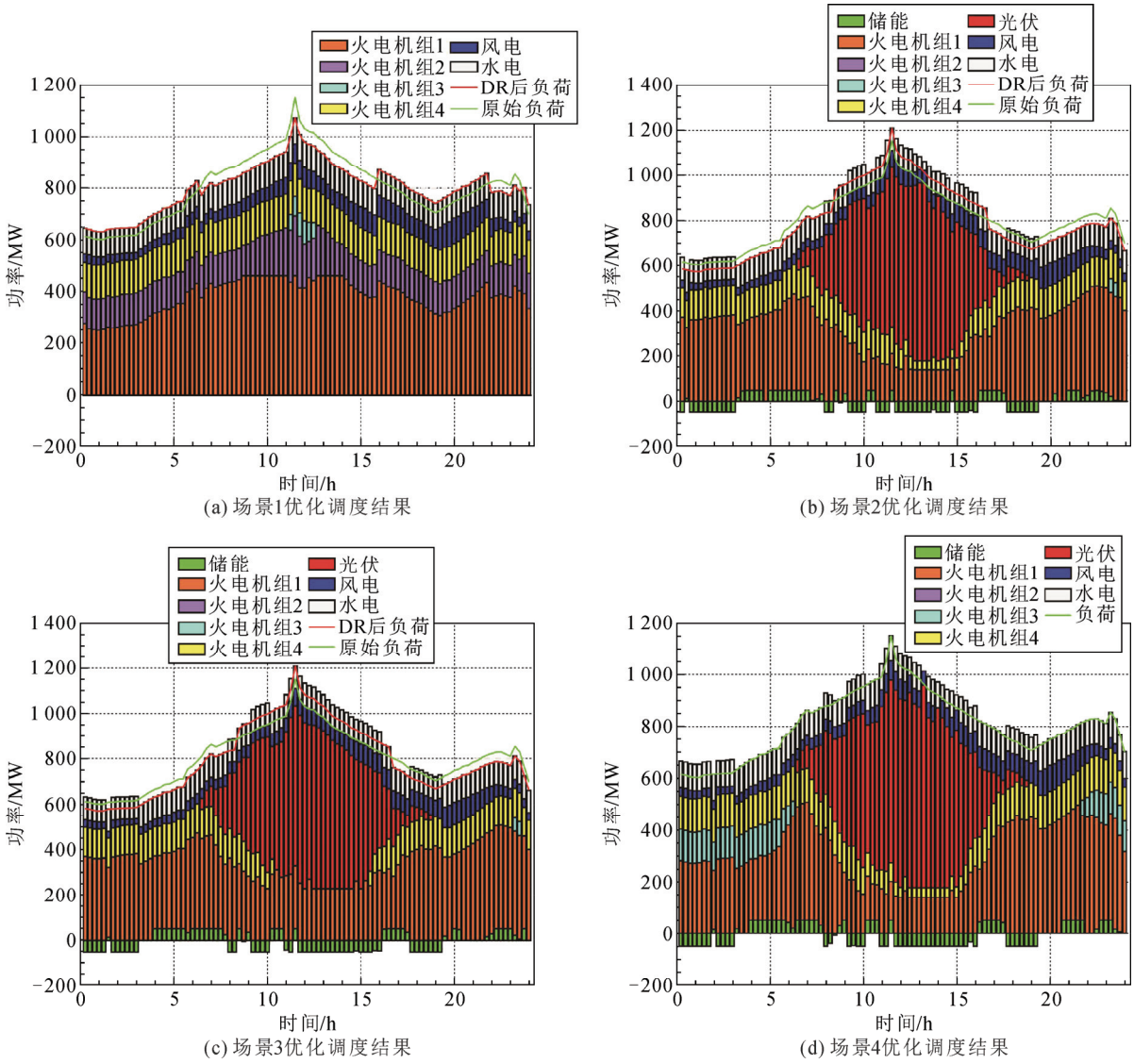


图 A5　不同场景下各机组优化调度结果

Fig.A5　Optimal scheduling results of different schemes