

计及源荷双侧弹性资源的区域电网鲁棒优化调度

梁硕哲 唐昊 王正风 程文娟 梁肖

Robust Optimal Dispatch of Regional Power Grid Considering Flexible Resources on Both Source and Load Sides

LIANG Shuozhe, TANG Hao, WANG Zhengfeng, CHENG Wenjuan, LIANG Xiao

引用本文:

梁硕哲, 唐昊, 王正风, 等. 计及源荷双侧弹性资源的区域电网鲁棒优化调度[J]. 现代电力, 2024, 41(4): 601–611. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0307

LIANG Shuozhe, TANG Hao, WANG Zhengfeng, et al. Robust Optimal Dispatch of Regional Power Grid Considering Flexible Resources on Both Source and Load Sides[J]. Modern Electric Power, 2024, 41(4): 601–611. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0307

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0307>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于虚拟发电厂理论的双侧调峰多目标协调优化调度

A Virtual Power Plant Theory Based Multi-Objective Coordinated Optimal Dispatch With Peak Load Regulation at Both Supply Side and Demand Side

现代电力. 2020, 37(6): 654–663 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2019.0826>

考虑源荷双重不确定性的电气互联综合能源系统分布鲁棒优化调度

Robust Optimal Scheduling of Power-Gas Interconnected Integrated Energy System with Double Uncertainty of Source and Load

现代电力. 2019, 36(6): 52–60 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I6/52>

考虑需求响应的电力系统灵活性资源优化配置

Optimal Allocation of Power System Flexible Resources Considering Demand Response

现代电力. 2021, 38(3): 286–296 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0439>

风电全消纳下虚拟电厂内部资源鲁棒调度策略

Robust Scheduling Strategy of the Internal Resources in VPP Based on Wind Power Completely Consumed

现代电力. 2019, 36(3): 80–87 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I3/80>

考虑柔性电负荷和热负荷的综合能源系统容量优化配置

Optimal Configuration of Integrated Energy System Capacity Considering Flexible Electrical Load and Thermal Load

现代电力. 2021, 38(4): 412–421 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0334>

计及风险的分布式电源与储能虚拟电厂鲁棒优化调度

Robust Optimal Scheduling of Distributed Power and Storage Virtual Power Plants Considering Risks

现代电力. 2023, 40(4): 570–576 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0367>

计及源荷双侧弹性资源的区域电网鲁棒优化调度

梁硕哲¹, 唐昊¹, 王正风², 程文娟³, 梁肖²

(1. 合肥工业大学 电气与自动化工程学院, 安徽省 合肥市 230009; 2. 国网安徽省电力有限公司, 安徽省 合肥市 230061;
3. 合肥工业大学 计算机与信息学院, 安徽省 合肥市 230601)

Robust Optimal Dispatch of Regional Power Grid Considering Flexible Resources on Both Source and Load Sides

LIANG Shuoze¹, TANG Hao¹, WANG Zhengfeng², CHENG Wenjuan³, LIANG Xiao²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, Anhui Province, China;
2. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230061, Anhui Province, China; 3. School of Computer Science and Information Engineering, Hefei University of Technology, Hefei 230601, Anhui Province, China)

摘要: 针对电网中可再生能源发电占比与弹性资源不断增加的趋势, 提出一种计及源荷双侧弹性资源的日前调度鲁棒优化方法, 以应对可再生能源发电不确定性给电网调度运行带来的挑战。首先, 根据可削减负荷和可平移负荷的响应特性, 分析了补偿价格对前者的最大可削减容量以及后者的可接受平移时段的影响关系, 建立了负荷侧弹性资源模型; 其次, 考虑风电出力不确定性, 并基于火电机组深度调峰及负荷侧弹性资源模型, 建立了柔性负荷补偿价格-调用量联合优化的日前调度鲁棒优化模型; 最后, 通过算例分析验证了所提模型与方法的有效性, 结果表明, 考虑源荷双侧弹性资源可调度潜力的调度方法能有效提升电网运行鲁棒性与经济性。

关键词: 可削减负荷; 可平移负荷; 深度调峰; 弹性资源模型; 鲁棒优化

Abstract: In view of the increasing trend of renewable energy generation and flexible resources in the power grid, a robust optimization method for day-ahead dispatching considering the flexible resources of both source and load sides is proposed to cope with the challenges brought by the uncertainty of renewable energy generation to the dispatching operation of the power grid. Firstly, according to the response characteristics of reducible loads and shiftable loads, the influence of compensation price on the maximum reduction capacity of the former and

the acceptable translation period of the latter is analyzed, and the flexible resources model of load side is established. Secondly, considering the uncertainty of wind power output, based on the model of deep peak regulation and flexible resources on load side, a robust optimization model for day-ahead dispatching is established, in which the compensation price and adjustment quantity of flexible loads are jointly optimized. Finally, the effectiveness of the proposed model and method is verified by an example analysis. The results show that the dispatching method considering the schedulable potential of flexible resources of both source and load sides can effectively improve the robustness and economy of power grid operation.

Keywords: reducible loads; shiftable loads; deep peak shaving; model of flexible resources; robust optimization

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0307

0 引言

近年来, 风电等可再生能源发电在世界各国迅速发展。截至2021年底, 我国累计风电装机容量32848万kW, 占全国总发电装机容量的13.8%^[1]。然而可再生能源发电出力具有较强的随机性与波动性, 加剧了电网调度运行的不确定性, 若仅依靠传统火电机组的调节能力有时难以满足电网调度需求。而随着深度调峰和柔性负荷等技术的发展与应用, 电网中可调度弹性资源不断增加, 对弹性资源可调度潜力进行挖掘并利用可有效应对可再生能源发电出力不确定性^[2]。

由于我国电力系统的电源结构现阶段仍以火电为主, 对传统火电机组进行灵活性改造使其参

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目“弹性环境下基于深度学习的智能调度技术研究”资助(SGTYHT/19-JS-215)。

Project Supported by State Grid Corporation of China Project "Intelligent Scheduling Technology Based on Deep Learning in Flexible Environment" (SGTYHT/19-JS-215).

与深度调峰可以较大程度地提升电源侧调节空间^[3]。现有研究表明,深度调峰是火电机组灵活性改造中促进可再生能源发电消纳最有效的方式之一^[4-5]。而随着智能电网平台的不断发展与完善,电力系统负荷侧出现了可以根据电价或补偿价格调节自身用电需求的柔性负荷。作为电源侧发电调度调节的补充,柔性负荷参与调度具有平抑可再生能源发电波动和降低负荷峰谷差等优点^[6-8],其参与调度运行的模式主要可分为价格型与激励型两大类^[6]。

价格型调度模式即调度机构发布电价信号,用户根据电价信号自主调节用能行为。在采用此调度模式时需建立较为精准的负荷响应模型。现有文献大多采用价格需求弹性矩阵^[9-11]或消费者心理学模型^[12-13]来描述用户用电量与电价之间的关系。但价格型调度模式以电价为调节手段,依赖于用户的主动响应,存在较大的响应不确定性和响应风险^[14]。激励型调度模式是指调度机构通过合约方式事先约定削减负荷量计算方法、补偿价格及违约惩罚等主导用户参与系统调度,因而具有更高的可靠性。此调度模式下,现有采用固定补偿价格与可调度容量是一种简单易行的补偿机制^[15],但无法充分挖掘柔性负荷可调度潜力。文献^[16-18]针对可削减负荷,采用阶梯补偿机制进行削减量补偿,即单位补偿费用随着削减量的增加而增大,在一定程度上调动了用户参与调度的意愿,扩大了可削减负荷的可调节范围。然而,无论是固定补偿价格机制还是阶梯补偿机制都无法灵活设置补偿价格,也未考虑补偿价格变化给柔性负荷可调节范围带来的影响,极大地浪费了柔性负荷可调度潜力。

弹性资源的广泛分布为应对可再生能源发电不确定性提供了基础。目前,随机规划和鲁棒优化为研究考虑源荷双侧不确定性的电力调度问题的两种主要方法。随机优化方法可以反映电力调度问题中不确定性参数的概率特性,能够得到概率意义下的最优调度方案,但存在生成场景数量多、计算量大和机会约束难以求解等问题^[19-20]。鲁棒优化法由于不需要事先给定不确定性变量的概率分布,并保证调度计划满足所有随机场景的运行约束,得到了广泛应用^[21-23]。

综上所述,针对现有研究未充分挖掘弹性资源可调度潜力以应对可再生能源发电不确定性的不足,本文提出一种计及源荷双侧弹性资源的区域电网日前调度鲁棒优化方法。通过分析补偿价

格对可削减负荷以及可平移负荷可调节范围的影响,建立了负荷侧弹性资源模型;引入鲁棒优化方法,基于火电机组深度调峰和负荷侧弹性资源模型,提出了柔性负荷补偿价格-调度量联合优化的日前调度鲁棒优化模型;并基于算例仿真验证了所提模型的有效性。

1 区域电网调度系统结构

1.1 区域电网结构

本文所研究区域电网的电源侧资源包括火电机组和风电场;负荷侧由刚性负荷和柔性负荷组成;其系统结构如图1所示。区域电网内火电机组共 N_g 台,根据其调峰能力不同,分为常规火电机组和深度调峰机组;风电场共 N_w 座,各风电场每天向调度中心上报次日0~24时风电预测功率;刚性负荷是指区域电网内用户为满足自身基本生活需要而产生的用电需求,本文假设刚性负荷不参与调度;柔性负荷包括可平移负荷和可削减负荷。

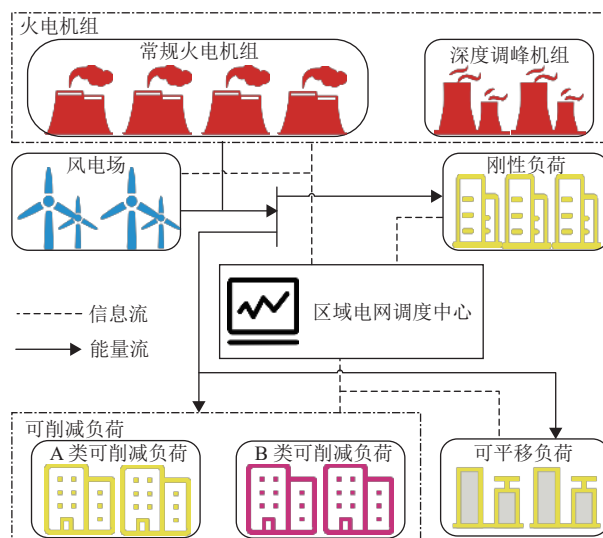


图1 区域电网调度系统结构

Fig. 1 Structure of dispatching system for regional power grid

可平移负荷的响应速度较慢且提前通知时间较长,调度机构需要在日前对其做出调度计划并下发给相应负荷聚合商。可削减负荷根据自身响应速度和提前通知时间的不同,分为A类和B类^[15]。A类可削减负荷为响应速度较慢且提前通知时间较长的负荷。与可平移负荷类似,调度中心在日前对A类可削减负荷做出调度计划并下发给其负荷聚合商。B类可削减负荷为响应速度较快且提

前通知时间较短的负荷，可作为日前负荷侧备用资源。调度中心在日前确定 B 类可削减负荷备用容量。

1.2 柔性负荷调度模式

与现有柔性负荷激励型调度模式不同，区域电网调度中心首先对各负荷聚合商发布补偿价格信息，然后根据各负荷聚合商申报的可调节容量做出日前调度计划，具体如图 2 所示。

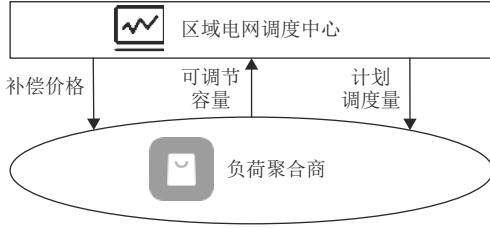


图 2 柔性负荷调度模式

Fig. 2 Dispatching mode of flexible load

区域电网调度中心在日前根据负荷及风电预测值发布次日柔性负荷补偿价格；柔性负荷聚合商根据发布的补偿价格与自身用电情况申报次日各时段可调节容量；区域电网调度中心根据柔性负荷聚合商申报的可调节容量做出日前调用计划，并给予用户相应补偿。区域电网调度中心通过补偿价格的设置来影响负荷聚合商的申报情况，以引导负荷聚合商能够按电网需求量进行申报，从而保证调度中心实现较为灵活的需求响应和柔性负荷调度潜力的充分挖掘。

2 源荷双侧弹性资源模型

2.1 电源侧弹性资源模型

本文考虑电源侧弹性资源为深度调峰机组。深度调峰机组的调峰过程可以分为常规调峰阶段和深度调峰阶段。当深度调峰机组运行在常规调峰阶段时，其运行情况与常规火电机组相同。因此，本文对常规火电机组和深度调峰机组进行统一建模，模型主要包括运行约束和运行成本两部分。

1) 火电机组运行约束。

在考虑深度调峰时，火电机组正常运行需要满足其最短启停时间约束、出力上下限约束、预留旋转备用约束和爬坡约束，具体表达式如下所示。

出力上下限约束为

$$P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad (1)$$

式中： $P_{i,t}$ 为火电机组*i*在*t*时段内的机组出力； $P_i^{\min}$ 和 $P_i^{\max}$ 分别为火电机组*i*的最小和最大出力限

值。对于常规火电机组， $P_i^{\min}$ 为常规最小技术出力；对于深度调峰机组， $P_i^{\min}$ 为机组在深度调峰阶段的最小出力。

爬坡约束为

$$-r_i^{\text{down}} \Delta T \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq r_i^{\text{up}} \Delta T \quad (2)$$

式中： r_i^{down} 和 r_i^{up} 分别为火电机组*i*的向下和向上爬坡速率； ΔT 为时间间隔。

启停时间约束为

$$\begin{cases} (\delta_{i,t-1} - \delta_{i,t}) + (\delta_{i,t+\tau} - \delta_{i,t+\tau-1}) \leq 1, \tau = 1, 2, \dots, T_i^{\text{off}} - 1 \\ (\delta_{i,t} - \delta_{i,t-1}) + (\delta_{i,t+\tau-1} - \delta_{i,t+\tau}) \leq 1, \tau = 1, 2, \dots, T_i^{\text{on}} - 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中： $\delta_{i,t}$ 为 0-1 变量，表示火电机组开关机状态， $\delta_{i,t} = 1$ 表示机组处于开机运行状态， $\delta_{i,t} = 0$ 表示机组处于停机状态； T_i^{on} 和 T_i^{off} 分别为机组*i*的最小持续开机和停机时段数。

旋转备用约束为

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^+ \leq r_i^{\text{up}} \Delta T \\ P_{i,t} + R_{i,t}^+ \leq P_i^{\max} \delta_{i,t} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^- \leq r_i^{\text{down}} \Delta T \\ P_{i,t} - R_{i,t}^- \geq P_i^{\min} \delta_{i,t} \end{cases} \quad (5)$$

式中 $R_{i,t}^+$ 和 $R_{i,t}^-$ 分别为机组*i*在*t*时段内提供的向上和向下旋转备用容量。

2) 火电机组运行成本。

当火电机组处于深度调峰状态时，机组的深度出力会使得部分机组部件处于正常工作范围之外，造成硬件损伤，从而减少机组寿命。此外，与常规调峰状态相比，火电机组深度调峰时其发电煤耗量相对增大。因此，火电机组*i*在*t*时段的运行成本 $C_{i,t}^{\text{gen}}$ 包括煤耗成本 $C_{i,t}^{\text{fuel}}$ 、启停成本 $C_{i,t}^{\text{onoff}}$ 、备用成本 $C_{i,t}^{\text{re}}$ 、附加煤耗成本 $C_{i,t}^{\text{coal}}$ 以及寿命损耗成本 $C_{i,t}^{\text{life}}$ ，具体表达式如下所示^[24]。

$$C_{i,t}^{\text{gen}} = C_{i,t}^{\text{fuel}} + C_{i,t}^{\text{onoff}} + C_{i,t}^{\text{re}} + C_{i,t}^{\text{coal}} + C_{i,t}^{\text{life}} \quad (6)$$

$$C_{i,t}^{\text{fuel}} = (a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \delta_{i,t}) \Delta T \quad (7)$$

$$C_{i,t}^{\text{onoff}} = (1 - \delta_{i,t-1}) \delta_{i,t} C_i^{\text{su}} + (1 - \delta_{i,t}) \delta_{i,t-1} C_i^{\text{sd}} \quad (8)$$

$$C_{i,t}^{\text{re}} = (\rho_i^{\text{re}+} R_{i,t}^+ + \rho_i^{\text{re}-} R_{i,t}^-) \Delta T \quad (9)$$

$$C_{i,t}^{\text{coal}} = (v_i^{\text{DPR}} - v_i) z_{i,t} \varepsilon_i P_{i,t} \Delta T \rho^{\text{coal}} \quad (10)$$

$$C_{i,t}^{\text{life}} = \frac{1}{2N_{i,t}(P_{i,t})} z_{i,t} \omega_1 C_i^{\text{unit}} \Delta T \quad (11)$$

式中： a_i 、 b_i 和 c_i 为机组*i*的煤耗成本系数； C_i^{su} 和 C_i^{sd} 分别为机组*i*的单次开机费用与停机费用； $\rho_i^{\text{re}+}$

和 ρ_i^{re} 分别为机组 i 的单位向上和向下旋转备用容量价格； $z_{i,t}$ 为0-1变量，表示机组是否处于深度调峰状态， $z_{i,t}=1$ 表示机组运行在深度调峰状态， $z_{i,t}=0$ 表示机组运行在常规调峰或停机状态； v_i^{DPR} 和 v_i 分别为火电机组 i 在深度调峰状态和常规最小技术出力状态下的煤耗率系数； ε_i 为火电机组在额定出力下的煤耗率； ρ^{coal} 为单位煤炭价格； $N_{i,t}$ 为机组 i 的转子致裂循环周次，其值与 $P_{i,t}$ 密切相关，两者的经验公式可参考文献[5]； ω_i 为机组运行损耗系数； C_i^{unit} 为机组 i 的购机成本。

2.2 负荷侧弹性资源模型

本文考虑负荷侧弹性资源为可削减负荷和可平移负荷。由于区域电网系统的总负荷需求包括刚性负荷需求和柔性负荷需求，其在 t 时段的总基线负荷 P_t^{load} 可以表示为

$$P_t^{\text{load}} = P_t^{\text{ri}} + P_t^{\text{A}} + P_t^{\text{B}} + P_t^{\text{sh}*} \quad (12)$$

式中： P_t^{ri} 为 t 时段刚性负荷功率； P_t^{A} 、 P_t^{B} 和 $P_t^{\text{sh}*}$ 分别为参与调度前 t 时段A类柔性负荷功率、B类柔性负荷功率和可平移负荷功率。

1) 可削减负荷模型。

可削减负荷是指区域电网中运行时间不会变化，而运行功率能够进行一定削减的负荷，如空调、照明等。A类可削减负荷调度模型可表示为

$$0 \leq \Delta P_t^{\text{A}} \leq \alpha_t^{\text{A}}(\rho_t^{\text{A}}) \cdot P_t^{\text{A}} \quad (13)$$

$$C_t^{\text{A}} = \rho_t^{\text{A}} \Delta P_t^{\text{A}} \Delta T \quad (14)$$

式中： ΔP_t^{A} 表示 t 时段A类可削减负荷的负荷削减量； ρ_t^{A} 为 t 时段A类可削减负荷的单位补偿价格； $\alpha_t^{\text{A}}(\cdot)$ 为A类可削减负荷弹性系数，反映其可参与调度的程度，其值与 ρ_t^{A} 有关； C_t^{A} 为 t 时段A类可削减负荷调度成本。

B类可削减负荷调度模型可表示为

$$0 \leq R_t^{\text{B}} \leq \alpha_t^{\text{B}}(\rho_t^{\text{B}}) \cdot P_t^{\text{B}} \quad (15)$$

$$C_t^{\text{B}} = \rho_t^{\text{B}} R_t^{\text{B}} \Delta T \quad (16)$$

式中： R_t^{B} 表示 t 时段B类可削减负荷提供的日前备用容量； ρ_t^{B} 为 t 时段B类可削减负荷的单位补偿价格； $\alpha_t^{\text{B}}(\cdot)$ 为B类可削减负荷弹性系数，反映其可参与调度的程度，其值与 ρ_t^{B} 有关； C_t^{B} 为 t 时段B类可削减负荷调度成本。

可削减负荷的对外用电需求具有弹性，其可削减容量受补偿价格的影响。当补偿价格较低时，用户的收益不能弥补用电量减少带来的不便和损

失，用户便没有参与调度的意愿从而不进行可削减申报；当补偿价格达到某一水平时，用户通过削减负荷获得的补偿可以抵消用电量减少带来的损失且还有剩余，用户便有参与调度的意愿并进行可削减容量申报，其申报最大可削减容量会随补偿价格的升高逐渐增大，并且在补偿价格升高的过程中，最大可削减容量的增大速度会逐渐衰减；而当补偿价格达到某一较高程度时，用户可削减负荷需求弹性已经被充分挖掘，此后即使提高补偿价格用户申报的最大可削减容量也不会增大。因此，A类可削减负荷弹性模型可以表示为

$$\alpha_t^{\text{A}}(\rho_t^{\text{A}}) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \rho_t^{\text{A}} < \rho_t^{\text{A}-} \\ \frac{2}{\pi} \arctan(\rho_t^{\text{A}} / \xi_t^{\text{A}}), & \rho_t^{\text{A}-} \leq \rho_t^{\text{A}} < \rho_t^{\text{A}+} \\ \alpha_t^{\text{A,max}}, & \rho_t^{\text{A}+} \leq \rho_t^{\text{A}} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $\rho_t^{\text{A}-}$ 和 $\rho_t^{\text{A}+}$ 分别指可被A类可削减负荷用户接受并使其有意愿削减自身用电量参与调度的补偿价格和最大可削减容量达到上限的补偿价格； ξ_t^{A} 为A类可削减负荷补偿敏感度， ξ_t^{A} 越小表示电力用户对于补偿价格越敏感； $\alpha_t^{\text{A,max}}$ 为A类可削减负荷最大弹性系数，且 $0 < \alpha_t^{\text{A,max}} < 1$ 。A类可削减负荷最大可削减容量与补偿价格关系示意图如图3所示。由于B类可削减负荷弹性模型与A类可削减负荷类似，不再赘述。

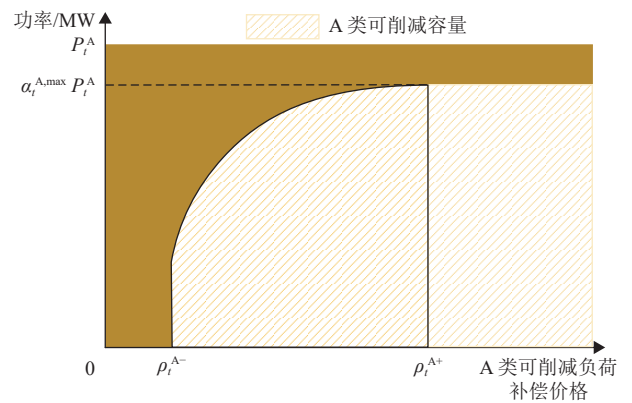


图3 A类可削减负荷补偿价格与最大可削减容量示意图

Fig. 3 Schematic diagram illustrating the correlation between compensation price and maximum reduction capacity of A-type reducible loads

2) 可平移负荷模型。

可平移负荷是指区域电网中受生产流程约束的用电负荷，其用电曲线只能在不同时段间整体平移，如工业大用户，可适当选择其运行起始时间以达到削峰填谷的效果。假设可平移负荷原始

运行起始时段为 $t^{\text{sh}*}$ 、持续时段为 T^{sh} ，即在时段 $[t^{\text{sh}*}, t^{\text{sh}*} + T^{\text{sh}} - 1]$ 外 $P_t^{\text{sh}*} = 0$ ，其调度模型可表示为

$$t^{\text{sh}} \in [t^{\text{sh}-}(\rho^{\text{sh}}), t^{\text{sh}+}(\rho^{\text{sh}})] \quad (18)$$

$$P_{t^{\text{sh}}+\tau}^{\text{sh}} = P_{t^{\text{sh}*}+\tau}^{\text{sh}}, \tau = 0, 1, \dots, T^{\text{sh}} - 1 \quad (19)$$

$$P_t^{\text{sh}} = 0, t \notin [t^{\text{sh}}, t^{\text{sh}} + T^{\text{sh}} - 1] \quad (20)$$

$$C^{\text{sh}} = \rho^{\text{sh}} \tau^{\text{sh}} \sum_{t=t^{\text{sh}}}^{t^{\text{sh}}+T^{\text{sh}}-1} P_t^{\text{sh}} \Delta T \quad (21)$$

$$\tau^{\text{sh}} = \begin{cases} 0, & t^{\text{sh}} = t^{\text{sh}*} \\ 1, & t^{\text{sh}} \neq t^{\text{sh}*} \end{cases} \quad (22)$$

式中： t^{sh} 为可平移负荷经调度后运行的起始时段； ρ^{sh} 为可平移负荷单位电量补偿价格； $t^{\text{sh}-}(\cdot)$ 和 $t^{\text{sh}+}(\cdot)$ 分别为可平移负荷可接受最早运行起始时段和最晚运行起始时段，其值与 ρ^{sh} 有关，本文假设 $t^{\text{sh}-}$ 和 $t^{\text{sh}+}$ 关于 $t^{\text{sh}*}$ 对称； P_t^{sh} 为可平移负荷经调度后 t 时段用电功率； C^{sh} 为可平移负荷调度成本； τ^{sh} 代表可平移负荷经调度后是否发生平移。

与可削减负荷类似，可平移负荷同样具有用电需求弹性，但其弹性表现为可接受平移时段区间受补偿价格影响。当补偿价格较低时，用户没有改变用电时间的意愿即不会申报可接受平移时段参与调度；当补偿价格达到某一水平时，用户为了获得较多补偿愿意对用电时间进行改变并申报可接受平移时段区间以接受调度中心的指挥，且其可接受平移时段区间会随补偿价格的升高逐渐扩大；而当补偿价格继续升高到某一程度时，可平移负荷需求弹性已经被充分挖掘，此后即使提高补偿价格，用户申报的可接受平移时段区间也不会扩大。可平移负荷弹性模型可表示为

$$[t^{\text{sh}-}(\rho^{\text{sh}}), t^{\text{sh}+}(\rho^{\text{sh}})] = [t^{\text{sh}*} - \beta^{\text{sh}}(\rho^{\text{sh}}) \cdot \Delta t^{\text{sh}}, t^{\text{sh}*} + \beta^{\text{sh}}(\rho^{\text{sh}}) \cdot \Delta t^{\text{sh}}] \quad (23)$$

$$\beta^{\text{sh}}(\rho^{\text{sh}}) = \begin{cases} 0, & 0 \leq \rho^{\text{sh}} \leq \rho^{\text{sh}-} \\ 1 - \frac{1}{\rho^{\text{sh}}/\xi^{\text{sh}} + 1}, & \rho^{\text{sh}-} \leq \rho^{\text{sh}} \leq \rho^{\text{sh}+} \\ 1, & \rho^{\text{sh}+} \leq \rho^{\text{sh}} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $\beta^{\text{sh}}(\cdot)$ 为可平移负荷可接受平移时段区间的弹性扩展系数； Δt^{sh} 为可平移负荷最大弹性可平移时段数； $\rho^{\text{sh}-}$ 和 $\rho^{\text{sh}+}$ 分别指可被电力用户接受并使其有意愿改变自身用电时间参与调度的补偿价格和电力用户可接受平移时段区间达到上限的补偿价格； ξ^{sh} 为可平移负荷补偿敏感度； ξ^{sh} 越小

表示电力用户对于补偿价格越敏感。可接受平移时段区间与补偿价格关系示意图如图 4 所示。

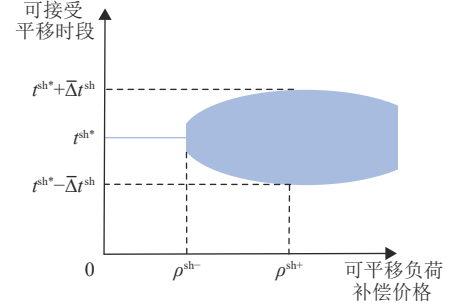


图 4 可接受平移时段与补偿价格关系示意图
Fig. 4 Schematic diagram illustrating the correlation between compensation price and acceptable shift period

3 考虑弹性资源的日前调度鲁棒优化模型

由于在当前预测水平下，风电的日前预测误差不可避免且风电功率预测精度远低于负荷预测精度^[25]，因此，不失一般性，本文仅考虑风电出力不确定性，构建基于源荷双侧弹性资源模型的日前调度两阶段鲁棒优化模型。

3.1 调度模型框架

两阶段鲁棒优化模型包括预调度和再调度两个阶段^[26]，考虑弹性资源的日前调度两阶段鲁棒优化模型框架如图 5 所示。预调度阶段基于风电及负荷日前预测值制定日前调度方案；再调度阶段考虑风电出力不确定性，对实时场景中可能出现的风电出力值进行模拟，并基于预调度阶段确定的方案辨识出最恶劣风电出力场景，以调控风险成本最小为目标进行各单元出力的调整，从而调整预调度阶段日前调度方案，保证调度方案的鲁棒性。

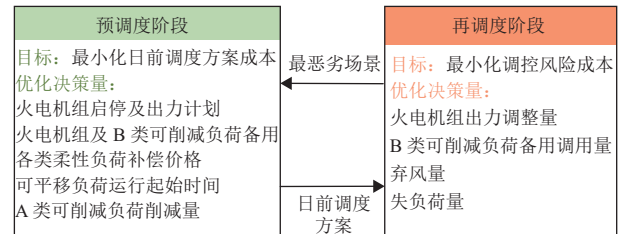


图 5 鲁棒优化框架

Fig. 5 Framework of robust optimization

3.2 目标函数

根据上文所述，考虑源荷弹性资源的日前调度两阶段鲁棒优化模型的目标为最小化系统日前

调度方案运行成本 C^{da} 及日前调度方案的调控风险成本 C^{rt} 之和, 可以表示为

$$\min_x \left\{ C^{\text{da}}(x) + \max_u \min_y C^{\text{rt}}(u, y) \right\} \quad (25)$$

$$C^{\text{da}} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{Ng} C_{i,t}^{\text{gen}} + C_t^{\text{A}} + C_t^{\text{B}} \right) + C^{\text{sh}} \quad (26)$$

$$C^{\text{rt}} = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{cw}} + C_t^{\text{cl}}) \quad (27)$$

式中: 变量 x 代表系统最终所需的日前调度方案即 $x = (\delta_{i,t}, P_{i,t}, R_{i,t}^+, R_{i,t}^-, \rho_t^{\text{A}}, \rho_t^{\text{B}}, \rho_t^{\text{sh}}, \Delta P_t^{\text{A}}, R_t^{\text{B}}, t^{\text{sh}})$, 其中 $i \in \{1, 2, \dots, Ng\}$, $t \in \{1, 2, \dots, T\}$; u 为反映风电出力不确定性的变量; y 为再调度阶段优化决策量; T 为整个调度周期的时段数; C_t^{cw} 和 C_t^{cl} 分别为风电出力极端场景下系统的弃风成本和切负荷成本。

弃风成本 C_t^{cw} 和切负荷成本 C_t^{cl} 分别为

$$C_t^{\text{cw}} = \lambda^{\text{cw}} \sum_{j=1}^{Nw} \Delta P_{j,t}^{\text{cw}} \Delta T \quad (28)$$

$$C_t^{\text{cl}} = \lambda^{\text{cl}} \Delta P_t^{\text{cl}} \Delta T \quad (29)$$

式中: λ^{cw} 、 λ^{cl} 分别为单位电量的弃风、切负荷风险成本系数; ΔP_t^{cl} 、 $\Delta P_{j,t}^{\text{cw}}$ 分别为 t 时段风电出力极端场景下切负荷功率和第 j 个风电场的弃风功率。

3.3 约束条件

预调度阶段约束条件包括火电机组相关约束、柔性负荷相关约束、功率平衡约束、线路传输容量约束和系统备用容量约束。其中, 火电机组相关约束为式(1)—(5); 可削减负荷和可平移负荷约束分别为式(13)、(15)和式(18)。

预调度阶段系统功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{Nw} P_{j,t}^{\text{w,pre}} = P_t^{\text{load}} - \Delta P_t^{\text{A}} - P_t^{\text{sh}*} + P_t^{\text{sh}} \quad (30)$$

式中 $P_{j,t}^{\text{w,pre}}$ 为第 j 个风电场在 t 时段的预测出力。

预调度阶段任意一条线路 l 的传输容量约束为

$$\left| \sum_{i=1}^{Ng} T_{l,i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{Nw} T_{l,j} P_{j,t}^{\text{w,pre}} - \sum_{k=1}^{Nb} T_{l,k} P_{k,t}^{\text{load}} \right| \leq F_l^{\text{max}} \quad (31)$$

式中: $T_{l,i}$ 、 $T_{l,j}$ 和 $T_{l,k}$ 分别为火电机组 i 、风电场 j 和节点 k 的负荷对线路 l 的功率传输分配系数; N_b 为系统总节点数; F_l^{max} 为线路 l 的传输容量上限; $P_{k,t}^{\text{load}}$ 为预调度阶段 t 时段节点 k 的负荷, 且 $\sum_{k=1}^{Nb} P_{k,t}^{\text{load}} =$

$$P_t^{\text{load}} - \Delta P_t^{\text{A}} - P_t^{\text{sh}*} + P_t^{\text{sh}}。$$

预调度阶段系统备用容量约束为

$$\sum_{i=1}^{Ng} R_{i,t}^+ + R_t^{\text{B}} \geq R_t^{\text{sr}+} \quad (32)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} R_{i,t}^- \geq R_t^{\text{sr}-} \quad (33)$$

式中 $R_t^{\text{sr}+}$ 和 $R_t^{\text{sr}-}$ 分别为系统在 t 时段所需向上和向下总备用容量的最小值。

再调度阶段约束条件包括功率平衡约束、火电机组相关约束、风电出力不确定性约束、系统传输容量约束和B类可削减负荷备用调用约束。

再调度阶段系统功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^{Ng} (P_{i,t} + \Delta P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{Nw} (P_{j,t}^{\text{w}} - \Delta P_{j,t}^{\text{cw}}) = P_t^{\text{load}} - P_t^{\text{sh}*} - \Delta P_t^{\text{A}} - \Delta P_t^{\text{B}} + P_t^{\text{sh}} - \Delta P_t^{\text{cl}} \quad (34)$$

式中: $\Delta P_{i,t}$ 为再调度阶段火电机组 i 在 t 时段的出力调整量; $P_{j,t}^{\text{w}}$ 为极端风电出力值; ΔP_t^{B} 为B类可削减负荷备用调用量。

再调度阶段火电机组出力约束为

$$P_t^{\text{min}} \leq P_{i,t} + \Delta P_{i,t} \leq P_t^{\text{max}} \quad (35)$$

再调度阶段火电机组爬坡约束为

$$-r_i^{\text{down}} \Delta T \leq (P_{i,t} + \Delta P_{i,t}) - (P_{i,t-1} + \Delta P_{i,t-1}) \leq r_i^{\text{up}} \Delta T \quad (36)$$

由于风电出力随机性的特点, 本文考虑风电出力不确定性约束为

$$\begin{cases} P_{j,t}^{\text{w}} = P_{j,t}^{\text{w,pre}} + P_{j,t}^{\text{w,err}} \\ P_{j,t}^{\text{w,err}} \leq P_{j,t}^{\text{w,err}} \leq \bar{P}_{j,t}^{\text{w,err}} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{w,err}}$ 为风电实际出力与预测值的偏差; $\bar{P}_{j,t}^{\text{w,err}}$ 和 $\underline{P}_{j,t}^{\text{w,err}}$ 分别为 $P_{j,t}^{\text{w,err}}$ 的上下限。

再调度阶段任意一条线路 l 的传输容量约束为

$$\left| \sum_{i=1}^{Ng} T_{l,i} (P_{i,t} + \Delta P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{Nw} T_{l,j} (P_{j,t}^{\text{w}} - \Delta P_{j,t}^{\text{cw}}) - \sum_{k=1}^{Nb} T_{l,k} P_{k,t}^{\text{load}} \right| \leq F_l^{\text{max}} \quad (38)$$

式中, $P_{k,t}^{\text{load}}$ 为再调度阶段 t 时段节点 k 的负荷需求,

$$\text{且} \sum_{k=1}^{Nb} P_{k,t}^{\text{load}} = P_t^{\text{load}} - \Delta P_t^{\text{A}} - P_t^{\text{sh}*} + P_t^{\text{sh}} - \Delta P_t^{\text{B}} - \Delta P_t^{\text{cl}}。$$

再调度阶段B类可削减负荷备用调用约束为

$$0 \leq \Delta P_t^B \leq R_t^B \quad (39)$$

3.4 模型求解

由于本节所建立的模型为 min-max-min 结构，且模型中含有不确定变量，其求解相对复杂。对于此类问题，现有的求解方法主要可分为 Benders 分解法、仿射求解法和列约束生成（C&CG）算法，其中 C&CG 算法由于算法性能良好和求解速度较快从而被广泛使用[27]。

因此，本文采用 C&CG 算法将原模型分解为主问题与子问题，进而交互迭代求解。对于分解后子问题本节采用对偶理论将其 max-min 结构变为 max 结构以方便其求解，对偶过程具体步骤见文献[22]，此处不再赘述。可使用 YALMIP 软件调用 CPLEX 求解器，并在 MATLAB 平台对最终模型进行求解。

4 算例分析

为验证所提模型的有效性，本文采用改进的 IEEE-39 节点系统为例进行分析计算，系统拓扑见附录图 A1。该系统包含 9 台火电机组和一个风电场，其中火电机组包括 3 台深度调峰机组，编号分别为 7-9。系统在 8 号节点接有一个 A 类可削减负荷聚合商，在 20 号节点接有一个 B 类可削减负荷聚合商，在 39 号节点接有一个大工业可平移负荷。系统火电机组装机容量为 6267 MW，风电装机容量为 1300 MW，最大负荷为 6500 MW。各火电机组详细参数见附录表 A1。区域电网典型日基线总负荷曲线及风电预测出力曲线如图 6 所示。切负荷风险成本系数取 1000 USD/MW·h，弃风风险成本系数取 120 USD/MW·h。 ΔT 取 15 min。

4.1 算例设置

为了说明考虑源荷双侧弹性资源可调度潜力的鲁棒优化调度模型的有效性，本文设计了 4 种调度方案进行对比分析，其中方案 4 为采用本文提出的调度模型方案。

方案 1：不考虑火电机组深度调峰和柔性负荷的鲁棒优化日前调度方案。

方案 2：仅考虑火电机组深度调峰的鲁棒优化日前调度方案。

方案 3：考虑火电机组深度调峰和柔性负荷的鲁棒优化日前调度方案，但柔性负荷补偿价格和可调容量为定值。具体的，A 类可削减负荷 P_t^A

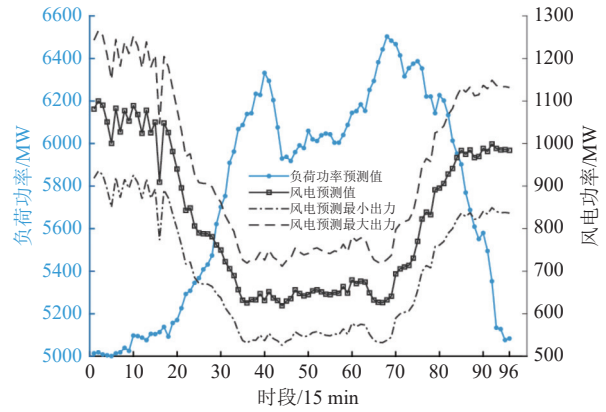


图 6 负荷与风电出力预测曲线

Fig. 6 Prediction curve of load and wind power output

取负荷日前预测值的 7.5%， α_t^A 均取 0.53， ρ_t^A 均取 31.9 USD/MWh。B 类可削减负荷 P_t^B 取负荷日前预测值的 2%， α_t^B 均取 0.5， ρ_t^B 均取 34 USD/MW·h。可平移负荷原始运行起始时段为 32，持续时间为 2 h，运行功率为 200 MW，最大可平移时段数 $\Delta \bar{t}^{sh}$ 取 4。

方案 4：考虑火电机组深度调峰和柔性负荷的鲁棒优化日前调度方案，柔性负荷补偿价格和可调容量可变。具体的，A 类可削减负荷 P_t^A 取负荷日前预测值的 7.5%， $\alpha_t^{A,max}$ 均取 0.8， ρ_t^{A-} 均取 30.5 USD/MW·h， ρ_t^{A+} 均取 33.2 USD/MW·h。B 类可削减负荷 P_t^B 取负荷日前预测值的 2%， $\alpha_t^{B,max}$ 均取 0.75， ρ_t^{B-} 均取 33 USD/MW·h， ρ_t^{B+} 均取 35 USD/MW·h。可平移负荷原始运行起始时段为 32，持续时间为 2 h，运行功率为 200 MW，弹性最大可平移时段数 $\Delta \bar{t}^{sh}$ 取 8。

根据图 6 日前风电及负荷预测值，各方案最终优化得到的日前机组出力计划如图 7 所示，日前调度方案运行成本如表 1 所示，其中深度调峰成本为机组的附加煤耗成本与寿命损耗成本之和。此外，针对风电出力不确定集随机产生 100 个确定的波动场景，分别对各方案的前日调度计划进行测试，最终得到 4 种调度方案下所有场景的平均调控风险总成本，结果如表 2 所示，其中总成本为各方案总运行成本与总风险成本之和。

4.2 深度调峰对系统调度运行的影响

对比图 7 中方案 1 与方案 2 火电机组出力计划曲线，可以发现，方案 1 中 7 号机组在日间和夜间分别处于开机和停机状态，而方案 2 中 7 号机组全天均为开机状态。方案 1 与方案 2 日前调

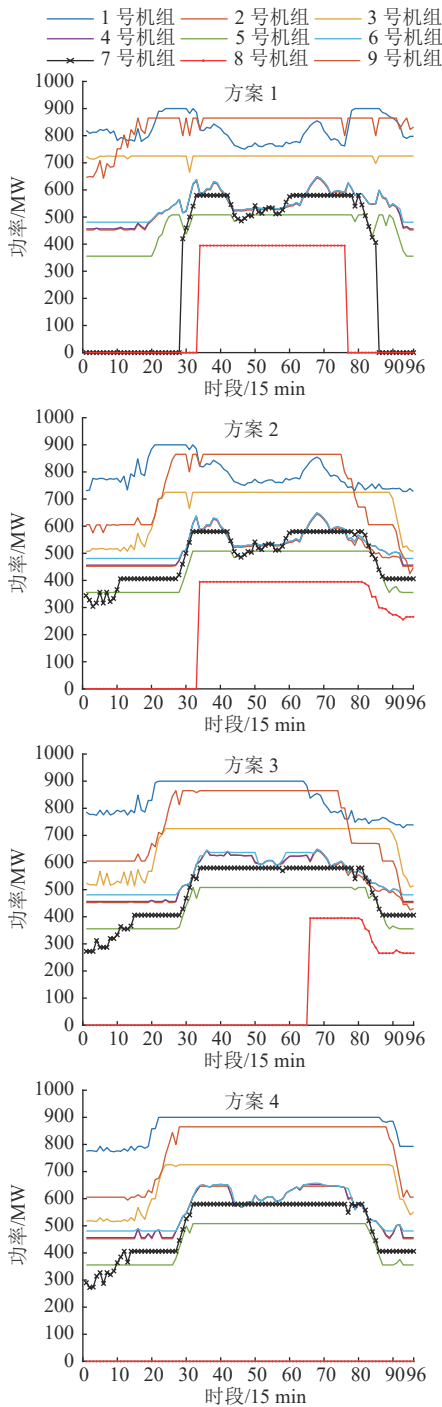


图 7 各方案机组出力计划

Fig. 7 Output plan for units under each scheme

度计划中 7 号机组出力计划的区别如图 8 所示。

结合日前风电及负荷预测曲线分析，由于时段 1~15 负荷需求较小而风电出力大，方案 1 中 7 号机组在其最小技术出力限制下不得不选择停机进行调峰。而方案 2 中 7 号机组由于可以进行深度调峰，其通过保持低于常规最小技术出力的出力水平来避免机组启停。因此，由表 1 可以看出，

表 1 各方案优化结果对比

Table 1 Optimization result comparison of each scheme

方案	煤耗成本/ USD	启停成本/ USD	深度调峰 成本/USD	备用 成本/USD	柔性负荷 成本/USD	日前方案总 成本/USD
1	2456740	140000	0	113788	0	2710528
2	2495107	35000	29208	121482	0	2680797
3	2448155	35000	29208	115461	13980	2641804
4	2449892	0	25226	125020	24928	2625066

表 2 各方案风险成本对比

Table 2 Comparison of risk and cost of each scheme

方案	弃风风险 成本/USD	切负荷风险 成本/USD	总风险 成本/USD
1	36776	13199	49975
2	23061	12749	35810
3	14056	0	14056
4	5791	0	5791

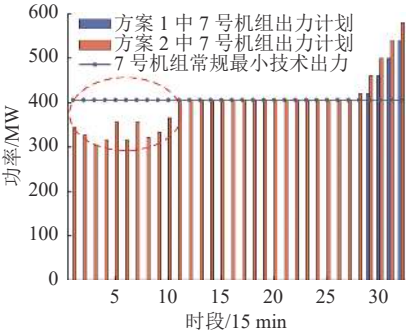


图 8 方案 1 和方案 2 部分时段 7 号机组出力

Fig. 8 Output of unit No.7 during certain periods under Scheme 1 and Scheme 2

方案 2 虽然增加了深度调峰成本，但其机组启停成本大幅减小，总体经济性较方案 1 更优。

此外，机组参与深度调峰后，增大了系统备用空间，使得区域电网可以抵御更加剧烈的风电波动，因而风险成本呈现明显的下降趋势。根据表 2 可以看出，相比于方案 1，方案 2 的弃风率减小了 0.2% 左右，风电消纳能力有所提高。

4.3 柔性负荷对系统调度运行的影响

分析图 7 中方案 3 日前机组出力计划，相比于方案 2，方案 3 由于调用可削减负荷从而推迟了 8 号机组的开机时间。从表 1 也可以看出，相对于方案 1 和方案 2，方案 3 可削减负荷本身虽然带来了一定的成本，但减少了火电机组的煤耗成本。具体的，方案 3 中的可削减负荷削减量如图 9 所示，可以看出，在时段 35~50 和时段 60~65 负荷高峰时，调度中心调用可削减负荷以减轻系统运行压力。

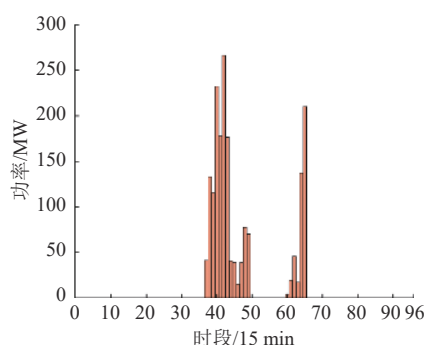


图 9 方案 3 中 A 类可削减负荷削减量

Fig. 9 Adjustment amount of reducible loads of type A under Scheme 3

同时, 根据表 1 和表 2 可以看出, 方案 3 调用柔性负荷后系统备用空间增大, 减少了风电出力极端场景下的切负荷量, 增强了电网运行鲁棒性。方案 3 部分时段的系统向上备用容量如图 10 所示。与方案 2 相比, 方案 3 在时段 75~85 附近增加了系统向上备用容量, 有利于区域电网抵御风电不确定性带来的风险。

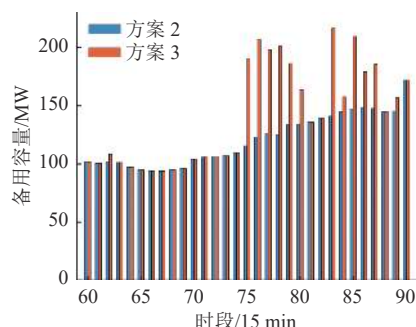


图 10 方案 2 与方案 3 部分时段系统上备用容量

Fig. 10 System reserve capacity during certain periods under Scheme 2 and Scheme 3

4.4 考虑柔性负荷可调度潜力对系统调度运行的影响

对比图 7 中方案 3 与方案 4 的火电机组出力计划曲线, 可以发现, 方案 3 中 8 号机组在时段 70 前后需要短暂开机以应对负荷晚高峰, 而方案 4 通过削减一定负荷来避免机组频繁启停, 减少了机组启停成本。结合表 1 可以看出, 方案 4 的日前调度方案运行成本低于方案 3。具体的, 方案 4 中可削减负荷削减量及其补偿价格如图 11 所示。可以看出, 在需要调用较多的可削减负荷时, 调度中心会发布较高的补偿价格, 充分挖掘其可调度潜力。调度中心通过补偿价格的设置来影响负荷聚合商的申报情况, 实现了较为灵活的

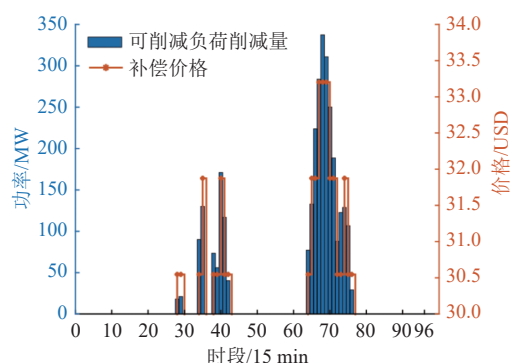


图 11 A 类可削减负荷各时段补偿价格及削减量

Fig. 11 Compensation price and adjustment amount of reducible loads of type A under each period

需求响应。

此外, 图 12 为方案 3 与方案 4 日前调度计划的可平移负荷调度计划, 可以看出, 在能够灵活设置补偿价格的方案 4 中, 可平移负荷运行时间提前到了负荷水平较低的时段, 其削峰填谷的效果较方案 3 更好。

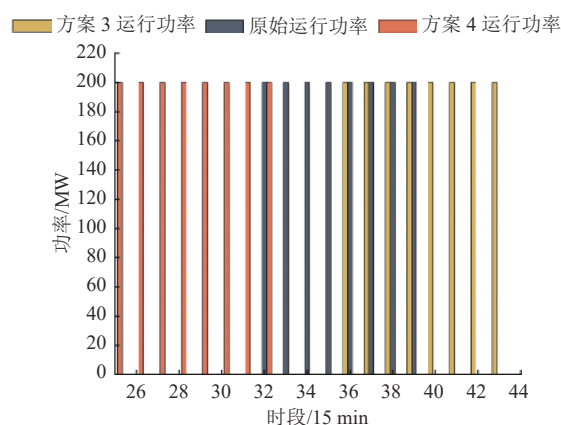


图 12 方案 3 及方案 4 中可平移负荷

Fig. 12 Shiftable loads under Scheme 3 and Scheme 4

根据表 1 和表 2 可以看出, 与方案 2 和方案 3 相比, 综合考虑火电机组深度调峰和柔性负荷可调度潜力的方案 4 无论是在日前方案运行成本还是在调控风险成本方面都有较大提升, 弃风率和切负荷率进一步降低, 有利于系统持续稳定运行。可见本文提出的调度模型与方法对含不确定性因素的系统调度运行具有一定的借鉴意义。

5 结论

本文提出的考虑源荷双侧弹性资源的日前调度鲁棒优化方法, 通过对火电机组深度调峰及负荷侧弹性资源可调度潜力的合理利用, 提升了调

度中心的调节能力,实现了多类资源能量-备用联合优化,可有效降低系统弃风率及切负荷率,提升日前调度方案经济性。本文研究成果对弹性资源介入下的电网调度优化运行具有一定借鉴意义。但目前本文仅考虑了日前时间尺度下源荷弹性资源对系统调度运行的影响,如何实现日前-日内协调优化调度是值得进一步研究的课题。

(本刊附录请见网络版,印刷版略)

参考文献

- [1] 国家能源局. 2021年全国电力工业统计数据 [EB/OL]. (2022-1-26)[2022-4-15]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/26/c_1310441589.htm.
- [2] 尹积军, 夏清. 能源互联网形态下多元融合高弹性电网的概念设计与探索 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 486-496.
YIN Jijun, XIA Qing. Conceptual design and exploration of multifactor integrated high-elastic power grid in energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 486-496(in Chinese).
- [3] 杨寅平, 曾沅, 秦超, 等. 面向深度调峰的火电机组灵活性改造规划模型 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(17): 79-88.
YANG Yinping, ZENG Yuan, QIN Chao, *et al.* Planning model for flexibility reformation of thermal power units for deep peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 79-88(in Chinese).
- [4] WANG J, ZHANG S, HUO J, *et al.* Dispatch optimization of thermal power unit flexibility transformation under the deep peak shaving demand based on invasive weed optimization[J]. Journal of Cleaner Production(S0959-6526), 2021, 315: 1-10.
- [5] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑广义储能与火电联合调峰的前日-日内两阶段滚动优化调度 [J]. 电网技术, 2021, 45(1): 10-19.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, *et al.* Two-stage day-ahead and intra-day rolling optimization scheduling considering joint peak regulation of generalized energy storage and thermal power[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 10-19(in Chinese).
- [6] 王珂, 姚建国, 姚良忠, 等. 电力柔性负荷调度研究综述 [J]. 电力系统自动化, 2014, 38(20): 127-135.
WANG Ke, YAO Jianguo, YAO Liangzhong, *et al.* Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 127-135(in Chinese).
- [7] BRAHMAN F, HONARMAND M, JADID S. Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system[J]. Energy and Buildings(S0378-7788), 2015, 90: 65-75.
- [8] 王文超, 庞丹, 成龙, 等. 考虑电价型需求响应的交直流混合配电网优化调度 [J]. 电网技术, 2019, 43(5): 1675-1682.
WANG Wenchao, PANG Dan, CHENG Long, *et al.* Optimal dispatch approach for hybrid AC/DC distribution networks considering price-based demand response[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1675-1682(in Chinese).
- [9] DAVID A K, LI Y Z. Effect of inter-temporal factors on the real time pricing of electricity[J]. IEEE Transactions on Power Systems(S0885-8950), 1993, 8(1): 44-52.
- [10] KIRSCHEN D S, STRBAC G, CUMPERAYOT P, *et al.* Factoring the elasticity of demand in electricity prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems(S0885-8950), 2000, 15(2): 612-617.
- [11] 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): 573-588.
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): 573-588(in Chinese).
- [12] 王蓓蓓, 孙宇军, 李扬. 不确定性需求响应建模在电力积分激励决策中的应用 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 93-99.
WANG Beibei, SUN Yujun, LI Yang. Application of uncertain demand response modeling in power-score incentive decision[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 93-99(in Chinese).
- [13] 彭文昊, 陆俊, 冯勇军, 等. 计及用户参与不确定性的需求响应策略优化方法 [J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1588-1594.
PENG Wenhao, LU Jun, FENG Yongjun, *et al.* A demand response strategy optimization considering user participation uncertainty[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1588-1594(in Chinese).
- [14] 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): 1402-1412.
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): 1402-1412(in Chinese).
- [15] 杨胜春, 刘建涛, 姚建国, 等. 多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3664-3673.

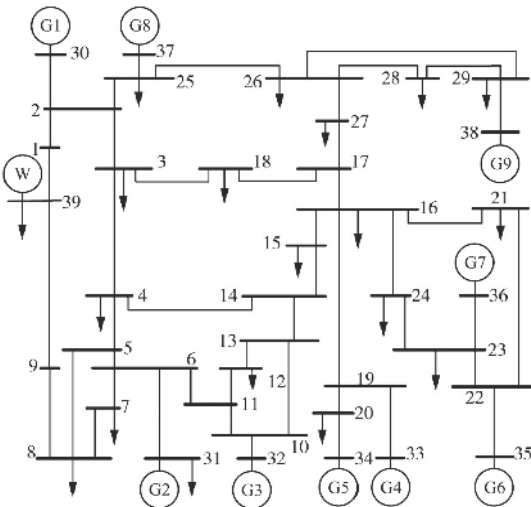
- YANG Shengchun, LIU Jiantao, YAO Jianguo, *et al.* Model and strategy for multi-time scale coordinated flexible load interactive scheduling[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(22): 3664–3673(in Chinese).
- [16] 赵冬梅, 宋原, 王云龙, 等. 考虑柔性负荷响应不确定性的多时间尺度协调调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(22): 21–30.
- ZHAO Dongmei, SONG Yuan, WANG Yunlong, *et al.* Coordinated scheduling model with multiple time scales considering response uncertainty of flexible load[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(22): 21–30(in Chinese).
- [17] 王刚, 董亦华, 王珂, 等. 计及网络约束的发电一体化综合优化调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(14): 105–111.
- WANG Gang, DONG Yihua, WANG Ke, *et al.* Comprehensive optimal scheduling model for integration of power generation and consumption considering network constraints[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(14): 105–111(in Chinese).
- [18] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(17): 4589–4599.
- BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, *et al.* Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(17): 4589–4599(in Chinese).
- [19] 徐浩, 李华强. 火电机组灵活性改造规划及运行综合随机优化模型[J]. *电网技术*, 2020, 44(12): 4626–4635.
- XU Hao, LI Huaqiang. Planning and operation stochastic optimization model of power systems considering the flexibility reformation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(12): 4626–4635(in Chinese).
- [20] 黄淼, 陈鑫, 文旭, 等. 计及市场风险的含电动汽车风光互补微电网随机规划调度模型[J]. *电网技术*, 2020, 44(8): 2883–2890.
- HUANG Miao, CHEN Xin, WEN Xu, *et al.* Stochastic programming dispatching model for wind and photovoltaic microgrid integrated with electric vehicles considering market risk[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(8): 2883–2890(in Chinese).
- [21] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(一)理论基础[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(17): 37–43.
- WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power system part one: theoretical foundations[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(17): 37–43(in Chinese).
- [22] 周丹, 孙可, 张全明, 等. 含多个综合能源联供型微网的配电网日前鲁棒优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(14): 4473–4485.
- ZHOU Dan, SUN Ke, ZHANG Quanming, *et al.* Day-ahead robust dispatch of distribution network with multiple integrated energy system-based micro-grids[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(14): 4473–4485(in Chinese).
- [23] 张亚超, 黄张浩, 郑峰, 等. 基于风电出力模糊集的电-气耦合系统分布鲁棒优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(4): 44–53.
- ZHANG Yachao, HUANG Zhanghao, ZHENG Feng, *et al.* Distributionally robust optimal dispatch for power-gas coupled system based on fuzzy set of wind power output[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(4): 44–53(in Chinese).
- [24] 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(in Chinese).
- [25] 范刘洋, 汪可友, 吴巍, 等. 多时间尺度的电力系统鲁棒调度研究[J]. *电网技术*, 2017, 41(5): 1576–1582.
- FAN Liuyang, WANG Keyou, WU Wei, *et al.* A study of multi-time scale robust schedule and dispatch methodology[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(5): 1576–1582(in Chinese).
- [26] 仇梦林, 胡志坚, 李燕, 等. 基于可行性检测的考虑风电和需求响应的机组组合鲁棒优化方法[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(11): 3184–3194.
- ZHANG Menglin, HU Zhijian, LI Yan, *et al.* A robust optimization method for unit commitment considering wind power and demand response based on feasibility testing[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(11): 3184–3194(in Chinese).
- [27] DEGHAN S, AMJADY N, KAZEMI A. Two-stage robust generation expansion planning: a mixed integer linear programming model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*(S0885-8950), 2014, 29(2): 584–596.

收稿日期: 2022-08-17

作者简介:

梁硕哲(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为鲁棒优化及强化学习在电力调度中的应用, E-mail: szliang@mail.hfut.edu.cn;

唐昊(1972), 男, 博士, 教授, 通信作者, 研究方向为离散事件动态系统、随机决策与优化理论、强化学习及深度(强化)学习等智能优化与控制方法等, E-mail: htang@hfut.edu.cn。



附图 A1 系统拓扑

Fig. A1 Topology of the system

附表 A1 各火电机组参数

Table A1 Parameters of each unit

机组编号	最大出力/MW	最小出力/MW	$r^{up}/\text{MW}\cdot\text{h}^{-1}$	$r^{down}/\text{MW}\cdot\text{h}^{-1}$	$a/\$ \cdot \text{MW}^{-2} \cdot \text{h}^{-1}$	$b/\$ \cdot \text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$	$c/\$ \cdot \text{h}^{-1}$
1	1040	728	260	260	0.0004	16.19	370
2	646	452	200	200	0.007	18.19	370
3	725	507	240	240	0.0006	16.19	370
4	652	456	200	200	0.007	18.19	370
5	508	355	160	160	0.0014	24.19	500
6	687	480	200	200	0.007	18.19	370
7	580	232	160	160	0.0014	24.19	500
8	564	225	160	160	0.0014	24.19	500
9	865	346	260	260	0.0006	16.19	370

附录 A