

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240401

应对极温天气电力电量双缺的城市电网日前负荷管理优化

毛雯莹¹, 刘俊勇¹, 许立雄¹, 邓创², 张小玲³

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 国网四川省电力公司电力应急中心, 四川 成都 610094;
3. 电子科技大学机械与电气工程学院, 四川 成都 611731)

摘要: 极端高温天气下, 用电需求急剧变化加上一次能源发电能力的下降, 导致电力供应能力和电量储备将大幅度减少。针对极端高温天气下电力电量双缺的情况, 开展城市电网日前负荷管理优化研究。首先, 极端高温天气下居民空调负荷急剧增加, 采用激励型需求响应引导居民降低空调功率。考虑不同居民的舒适度需求差异, 分析了居民空调负荷可调节潜力。其次, 分析了不同负荷管理措施对电力和电量短缺的影响, 从经济管理和行政管理两方面建立了极端高温天气下的城市电网负荷管理模型。然后, 考虑需求响应的不确定性, 并协调电网重构与移动储能接入, 构建了二阶段鲁棒优化模型。以最小化居民负荷损失影响和工商业经济损失影响为目标, 制定应对电力电量双缺的城市电网日前负荷管理优化策略。最后, 通过算例仿真验证了所提优化模型的有效性和可行性。
关键词: 极端高温天气; 电力电量双缺; 需求响应; 有序用电; 鲁棒优化

Day-ahead load management optimization for an urban power grid in extreme temperature conditions with dual power and energy shortages

MAO Wenying¹, LIU Junyong¹, XU Lixiong¹, DENG Chuang², ZHANG Xiaoling³

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. Power Emergency Center, State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610094, China; 3. School of Mechanical and Electrical Engineering, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, China)

Abstract: In extreme high-temperature conditions, rapid changes in electricity demand, coupled with a decline in primary energy generation capacity, lead to a significant reduction in both power supply capacity and energy reserve. To address the issue of dual shortages in power and energy when there is extreme heat, an optimization study of day-ahead load management in an urban power grid is conducted. First, considering the sharp increase in residential air conditioning load during extreme heat, an incentive-based demand response strategy is adopted to encourage residents to reduce air conditioning power consumption. Considering the variations in comfort requirements among different residents, the adjustable potential of residential air conditioning load is analyzed. Next, the impact of different load management measures on power and energy shortages is analyzed, and a load management model for an urban power grid in extreme heat conditions is established from both economic and administrative management perspectives. Then, to account for the demand response uncertainty while coordinating grid reconfiguration with mobile energy storage deployment measures, a two-stage robust optimization model is constructed to minimize the impact on residential load losses and industrial-commercial economic losses. A strategy for optimizing day-ahead load management in an urban power grid to address dual power and energy shortages is formulated. Finally, the effectiveness and feasibility of the proposed optimization model are verified by numerical simulation.

This work is supported by the Science and Technology Project of Sichuan Province (No. 2023YFG0132).

Key words: extreme high-temperature weather; dual power and energy shortages; demand response; orderly electricity consumption; robust optimization

0 引言

近年来, 全球气候变化加剧, 极端高温事件频

发, 给电网供电能力带来前所未有的挑战。极端高温不仅加剧了电网关键设施的故障率, 还显著增加了人们对空调等制冷设备的依赖, 导致短期内负荷激增。同时, 某些地区对风电^[1-2]、水电^[3]等特定能源的依赖使其在极端高温下面临电能产出下降, 引

基金项目: 四川省科技计划项目资助(2023YFG0132)

发长时间的资源充裕度不足问题。2020年美国加州的持续高温致使负荷同比增长14%，新能源并网问题加剧了供需矛盾，最终导致大规模停电，影响超过100万用户^[4]。2022年7月以来中国西南地区经历了持续极端高温干旱天气，在历史同期最高极端气温、最少降雨量、最高电力负荷三重叠加之下，最终出现了全天电力电量“双缺”的严重局面^[3,5]。极端天气诱发的用电负荷大幅上涨是电力电量短缺的主要因素之一，凸显电力负荷管理的重要性。极端高温天气下，制定有效的负荷管理策略，充分利用需求侧资源以应对极端天气带来的供电短缺问题具有重要意义。

负荷管理为保障电网安全稳定运行、维护供用电秩序平稳等，综合采用经济、行政、技术等手段，对负荷进行调节、控制和运行优化，包括需求响应、有序用电等措施^[6]。需求响应是应对短时电力供需紧张的重要措施。文献[7-8]通过价格型需求响应引导用户改变用电习惯，减小日内负荷峰谷差以降低电力系统应对高峰电力供需不平衡的压力。文献[9]设计了一种阶梯式需求响应激励机制，以鼓励用户积极响应并消除短时尖峰电力供需不平衡缺额。文献[10]将柔性负荷通过价格型和激励型需求响应机制纳入调度计划，利用其削峰填谷能力以应对电网高峰时段电力供需不平衡压力。极端高温天气下减少居民空调的电能消耗是缓解电网供电短缺的重要途径^[11-12]。文献[13]基于贡献度设计激励措施，调动居民温控负荷参与系统调峰。文献[14]针对居民空调负荷设计激励型需求响应方案，在保障居民住宅舒适度的前提下有效削减空调负荷，以应对电力系统在高峰时段的供需紧张。文献[15]充分考虑了夏季空调负荷特性及其调节潜力，通过补贴调节空调温度设定值来提供避峰能力。

电力供需紧张既存在总量不平衡，也有网络阻塞造成的局部不平衡。文献[16]通过配电网重构均衡网供负荷分布，并结合峰谷电价应对峰值负荷带来的配电网安全威胁。文献[17]统筹多时段电网重构和温控负荷需求响应，利用空调负荷参与削峰以缓解夏季电网高峰时期供电压力。

在紧急突发情况或灾害导致电力严重短缺时，需求响应等资源不足以维持供需平衡，需要依法控制部分用电负荷以维持社会用电秩序，主要针对工商业用户并具有一定的强制性^[6,18]。文献[19]提出兼顾时间和空间两个维度的有序用电优化方法，在时间上合理安排负荷移动以实现削峰填谷，保证用户电量需求，并协同各节点空间配合消除阻塞。文献[20-21]关注用户间互动能力和有序用电决策适用

性，通过电能互济和调整决策方案，实现内部电力资源自治协调管理。文献[22]计及实时电价对有序用电策略的影响，在通过削峰填谷保障供电可靠性的同时，提升了电网公司经济效益和用户满意度。文献[23]综合考虑了用户在周和日时间尺度上的用电习惯和参与意愿，提出了一种多时间尺度的集中决策模型，实现了更为精细化的负荷管理。

已有研究，或采用需求响应应对短时电力紧张，或采用有序用电应对严重电力短缺，鲜有研究应对电力电量双缺。此外，极端高温天气下居民空调负荷需求响应能够提供巨大的降荷潜力，可减少有序用电降低工商业用户经济损失。需求响应与有序用电协同优化可以降低社会与经济影响，提升城市电网应对电力电量双缺的能力。

为此，针对极端高温天气下城市电网电力电量双缺，综合考虑工业、商业、居民用户的负荷可调节潜力，提出城市电网日前负荷管理优化方法。首先，针对极端高温天气下居民空调负荷显著增加的问题，采用激励型需求响应引导居民降低空调使用功率，并考虑了居民用户热舒适度的要求差异，分析了差异化需求响应意愿下的居民空调降负载潜力；其次，分析了不同负荷管理措施应对电力短缺和电量短缺的能力差异，从经济管理和行政管理两方面建立了需求响应和有序用电措施，以平衡城市电网电力电量双缺下的社会稳定和经济损失；再次，考虑需求响应的不确定性，以极端高温天气下居民负荷损失影响和工商业经济损失影响最小化为目标，构建了二阶段鲁棒优化模型，采用列与约束生成算法(column and constraint generation, C&CG)求解，制定应对电力电量双缺的城市电网负荷日前管理优化策略；最后，通过算例仿真验证了该负荷管理优化策略的有效性和可行性。

1 极端高温天气下的城市电网负荷管理措施建模

极端高温天气可能诱发电能供应短缺、用电需求激增，导致城市电网全天电力电量双缺，需要电力系统源网荷全环节共同来解决。城市电网的电能供应大部分来自上级输电网，主要通过优化负荷管理结合网络重构等网侧措施来应对全天电力电量双缺，实现电力受限、电量有限情况下的全社会影响最小。

短时电力供需紧张通常采用需求响应措施应对，通过经济激励引导用户改变用电行为，实现负荷曲线的自动调整，具有避峰填谷效果。激励型需求响应在减轻高峰负荷和降低用电量方面表现更

佳, 能够更好地缓解极端高温天气下电力电量供应紧张的问题。当电力缺口持续扩大, 电量短缺问题也逐渐显露, 此时需要依靠行政管理手段调用有序用电。错峰和避峰能够有效调整电力使用, 避免高峰期用电集中, 减少停电风险。电量短缺时, 错峰可将用电需求分散至低谷时段, 起到一定的缓解作用。限电能大量减少特定时段的用电需求, 确保关键负荷得到优先保障, 在减轻高峰负荷压力的同时, 为平谷时段节省电量资源, 最大限度地减少电力电量短缺对社会运转的影响。

尽管有序用电通常是在需求响应、应急调度等措施无法完全弥补电力电量短缺下才采用^[6], 但各类负荷管理措施在电力调整和电量削减方面效果差异显著, 特别是用户需求响应波动可能会抵消降峰效益, 因此需要辅助采用确定性更高的有序用电, 避免紧急的负荷切除。此外, 有序用电政策主要针对工商业用户, 尽管保障极端高温天气下居民用电有助于社会稳定, 但也会对企业的生产和经营活动造成严重负面影响。激励型需求响应能够有效引导居民在高峰时段减少空调使用^[24], 降低工商业用户的有序用电经济损失。因此, 应根据供电短缺程度制定合理的需求响应和有序用电策略, 充分利用各类用户的可调节潜力以平衡极端高温天气下的社会影响和经济影响。极端高温天气下应对电力电量双缺的负荷管理措施示意图如图 1 所示。

1.1 多级需求响应模型

1.1.1 居民空调负荷的激励型需求响应

本文对居民空调负荷实施激励型需求响应, 通过制定合理的补偿机制鼓励居民调整空调温度设定, 降低空调能耗。居民用户对热舒适度有不同需求, 差异化的响应意愿将直接影响到空调负荷降负载潜力。本文将居民用户的空调使用偏好划分为舒适偏好型和经济偏好型, 以展现不同居民群体的响应意愿。舒适偏好型用户更注重炎热环境下的降温需求, 其空调温度设定可调范围较小; 而经济偏好型用户通常具有较高的热忍受能力, 能够接受更高的空调温度设定调整量以换取经济效益。

将单个居民节点中的所有空调视为整体, 根据文献^[25]可以推断出居民节点的空调集群功率 $P_{i,t}^{AC}$ 可表示为

$$P_{i,t}^{AC} = \sum_{k=1}^{N^k} \left\{ N_{i,k}^{AC} E \left(\frac{1}{\eta^{AC} R} \right) \left[\theta_t^{out} - E(\theta_{i,k,t}^{set}) \right] \right\} \quad (1)$$

式中: N^k 为居民空调使用偏好类型总数; $N_{i,k}^{AC}$ 为居民节点 i 中第 k 类用户的空调总数; R 为房间等效热阻; η^{AC} 为空调能效比; θ_t^{out} 为室外温度; $\theta_{i,k,t}^{set}$

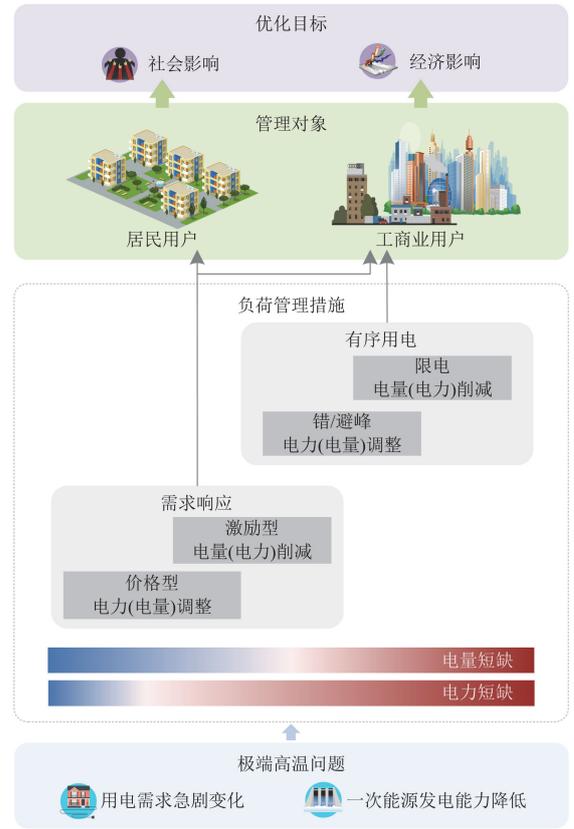


图 1 极端高温天气下应对供电短缺的负荷管理措施示意图
Fig. 1 Diagram of load management measures for addressing energy supply shortage during extreme heat weather

为空调温度设定值; $E(\cdot)$ 为变量的数学期望。

空调激励合同按照空调温度设定调整量提供阶梯价格补偿, 激励型需求响应成本 $F_{i,t}^{AC}$ 可表示为

$$F_{i,t}^{AC} = \sum_{k=1}^{N^k} \sum_{l=1}^{N^D} (\pi_l^{AC} \Delta P_{i,k,l,t}^{AC}) \quad (2)$$

式中: N^D 为阶梯补偿价格档位总数; π_l^{AC} 为第 l 档激励型需求响应的补偿价格; $\Delta P_{i,k,l,t}^{AC}$ 为第 k 类用户在第 l 档激励型需求响应的空调响应量。居民节点 i 的总空调响应量 $\Delta P_{i,t}^{AC}$ 为各类用户的各档响应量之和, 可表示为

$$\Delta P_{i,t}^{AC} = \sum_{k=1}^{N^k} \sum_{l=1}^{N^D} (\Delta P_{i,k,l,t}^{AC}) \quad (3)$$

居民用户的空调响应量不应超过合同约定的单档最大可响应容量, 有

$$0 \leq \Delta P_{i,k,l,t}^{AC} \leq s_{i,k,l,t}^{AC} \Delta P_{i,k,l,t}^{AC,max} \quad (4)$$

式中: $s_{i,k,l,t}^{AC}$ 为第 k 类用户在第 l 档激励型需求响应的调用状态; $\Delta P_{i,k,l,t}^{AC,max}$ 为第 k 类用户在第 l 档激励型需求响应的响应容量上限, 与该档位的温度设定值

调整范围有关。

1.1.2 价格型需求响应

价格型需求响应主要依赖价格信号引导用户自主调整电力需求,以应对电网的供电不足,帮助平衡电网供需。分时电价下的负荷可表示为

$$P_{i,t}^{\text{PDR}} = P_{i,t} + P_{i,t} \left(\frac{\varepsilon_{uu} \Delta \pi_u^{\text{PDR}}}{\pi_u} + \sum_{v \neq u} \left(\frac{\varepsilon_{uv} \Delta \pi_v^{\text{PDR}}}{\pi_v} \right) \right) \quad (5)$$

$$\varepsilon_{uv} = \frac{\Delta P_u^{\text{PDR}} / P_u}{\Delta \pi_v^{\text{PDR}} / \pi_v} \quad (6)$$

式中: $P_{i,t}$ 和 $P_{i,t}^{\text{PDR}}$ 分别为经过价格型需求响应前后的节点负荷; ε_{uu} 和 ε_{uv} 分别为电价自弹性系数与电价互弹性系数; P_u 和 ΔP_u^{PDR} 分别为时段 u 的原始节点负荷与负荷变化量; π_v 和 $\Delta \pi_v^{\text{PDR}}$ 、 π_u 和 $\Delta \pi_u^{\text{PDR}}$ 分别为时段 v 、时段 u 的原始电价与电价变化量。

1.2 工商业用户有序用电模型

错峰和避峰是应对电网供电短缺最常使用的有序用电措施,具体包括时段错峰、移峰填谷和时段避峰等。

1.2.1 时段错峰模型

时段错峰通过整体提前或推迟用电计划,来避开电网负荷高峰期,且不会造成用电损失。假设工商业用户 i 的可容忍时段错峰小时数为 $[-h_i^{\text{max}}, h_i^{\text{max}}]$, h_i^{max} 为时段错峰小时数最大值;时段错峰成本 F_i^{stag} 可表示为

$$F_i^{\text{stag}} = \frac{\pi_h^{\text{stag}}}{2} \sum_{t=1}^{N^T} (|P_{i,t} - P_{i,t+h_i}|) \quad (7)$$

式中: N^T 为调度时段总数; h_i 为时段错峰小时数; π_h^{stag} 为实施 h_i 小时时段错峰的损失系数; $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t+h_i}$ 分别为实施时段错峰前后的用户有功功率。

1.2.2 移峰填谷模型

移峰填谷是指将高峰时段的用电负荷转移到其他时段,且整个周期的负荷总量保持不变。假设工商业用户 i 的移峰填谷方案总数为 b_i^{max} ,移峰填谷成本 F_i^{shift} 可表示为

$$F_i^{\text{shift}} = \frac{\pi_{b_i}^{\text{shift}}}{2} \sum_{t=1}^{N^T} (|\Delta p_{b_i,t}^{\text{shift}}|) \quad (8)$$

式中: b_i 为移峰填谷方案; $\pi_{b_i}^{\text{shift}}$ 为实施移峰填谷方案 b_i 的损失系数; $\Delta p_{b_i,t}^{\text{shift}}$ 为移峰填谷方案 b_i 在 t 时段产生的有功功率变化量。

1.2.3 时段避峰模型

时段避峰是指在用电高峰时段进行不可弥补的负荷削减。该措施不仅有助于缓解高峰时段的电

力紧张状况,还能降低长时间范围内的总负荷需求。假设工商业用户 i 的最大避峰级数为 r_i^{max} ,时段避峰成本 F_i^{clip} 可表示为

$$F_i^{\text{clip}} = \pi^{\text{clip}} \sum_{t=1}^{N^T} (r_i \Delta p_{i,t}^{\text{clip}}) \quad (9)$$

式中: r_i 为时段避峰级数; π^{clip} 为实施单位时段避峰等级的损失系数; $\Delta p_{i,t}^{\text{clip}}$ 为单位时段避峰等级在 t 时段产生的有功功率变化量。

工商业用户在有序用电后的有功负荷变化量 $\Delta P_{i,t}^{\text{opc}}$ 可表示为

$$\Delta P_{i,t}^{\text{opc}} = (P_{i,t} - P_{i,t+h_i}^{\text{clip}}) + \Delta p_{b_i,t}^{\text{shift}} + r_i \Delta p_{i,t}^{\text{clip}} \quad (10)$$

2 应对电力电量双缺的城市电网日前负荷管理鲁棒优化

极端高温天气诱发电能供应短缺,上级输电电网供给的电力电量均有限,城市电网综合采用需求响应、有序用电等措施,对负荷进行主动管理,以尽可能小的成本降低或避免被动切除负荷带来的社会与经济影响。

城市电网日前负荷管理优化,在日供电曲线已知(电力受限电量有限)的条件下,制定需求响应资源与有序用电资源的最优调度策略,实现负荷被动切除代价和主动管理成本的综合最小。被动切除负荷带来的社会与经济影响,采用代价系数来量化。在被动切除负荷时,优先保障民生,居民负荷被动切除的代价系数设定高于工商业负荷。负荷被动切除带来的社会与经济影响,相比于负荷主动调整更为严重,设定代价系数高于成本系数。

需求响应参与用户受主观因素和外部环境的影响,实际响应表现出不确定性;分布式风电与光伏的出力也具有不确定性。为此,考虑采用二阶段鲁棒优化构建城市电网日前负荷管理优化模型。

2.1 不确定性模型

实际需求响应量的偏差变化规律表现为响应偏差范围随着电价差或激励补偿价格呈现“先增大,后减小”的趋势^[26]。根据上述规律,价格型需求响应的偏差水平 d_i^{PDR} 可表示为^[27]

$$d_i^{\text{PDR}} = \begin{cases} 0, & |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}| \leq \Delta c_{\min}^{\text{PDR}} \\ 1 - e^{-\alpha |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}|}, & \Delta c_{\min}^{\text{PDR}} < |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}| < \Delta c_{\text{mid}}^{\text{PDR}} \\ 1 - e^{-\alpha |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}| - 2\alpha \Delta c_{\text{mid}}^{\text{PDR}}}, & \Delta c_{\text{mid}}^{\text{PDR}} \leq |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}| < \Delta c_{\max}^{\text{PDR}} \\ 0, & |\Delta \pi_t^{\text{PDR}}| \geq \Delta c_{\max}^{\text{PDR}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: α 为误差水平参数; $\Delta\pi_t^{\text{PDR}}$ 为电价变化量; $\Delta c_{\min}^{\text{PDR}}$ 、 $\Delta c_{\text{mid}}^{\text{PDR}}$ 和 $\Delta c_{\max}^{\text{PDR}}$ 分别为电价变化量的起始值、拐点值与饱和值。考虑价格型需求响应不确定性后的负荷 $\hat{P}_{i,t}^{\text{PDR}}$ 为

$$\hat{P}_{i,t}^{\text{PDR}} \in [(1-d_t^{\text{PDR}})P_{i,t}^{\text{PDR}}, (1+d_t^{\text{PDR}})P_{i,t}^{\text{PDR}}] \quad (12)$$

激励型需求响应的各档位可响应容量偏差水平 d_t^{AC} 可表示为

$$d_t^{\text{AC}} = \begin{cases} 0, \pi_t^{\text{AC}} \leq \Delta c_{\min}^{\text{AC}} \\ \xi_1^{\text{AC}} (\pi_t^{\text{AC}} - \Delta c_{\min}^{\text{AC}}), \Delta c_{\min}^{\text{AC}} \leq \pi_t^{\text{AC}} < \Delta c_{\text{mid}}^{\text{AC}} \\ d^{\text{AC,max}} + \xi_2^{\text{AC}} (\pi_t^{\text{AC}} - \Delta c_{\text{mid}}^{\text{AC}}), \Delta c_{\text{mid}}^{\text{AC}} \leq \pi_t^{\text{AC}} < \Delta c_{\max}^{\text{AC}} \\ 0, \pi_t^{\text{AC}} \geq \Delta c_{\max}^{\text{AC}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: ξ_1^{AC} 、 ξ_2^{AC} 分别为计算激励型需求响应偏差的比例系数; $d^{\text{AC,max}}$ 为居民空调需求响应最大偏差水平; $\Delta c_{\min}^{\text{AC}}$ 、 $\Delta c_{\text{mid}}^{\text{AC}}$ 和 $\Delta c_{\max}^{\text{AC}}$ 分别为激励补偿价格的起始值、拐点值与饱和值。图 2 为计及不确定性的居民空调需求响应阶梯激励机制, 考虑了激励型需求响应不确定性后的第 l 档响应容量上限 $\Delta\hat{P}_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}}$ 为

$$\Delta\hat{P}_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}} \in [(1-d_l^{\text{AC}})\Delta P_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}}, (1+d_l^{\text{AC}})\Delta P_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}}] \quad (14)$$

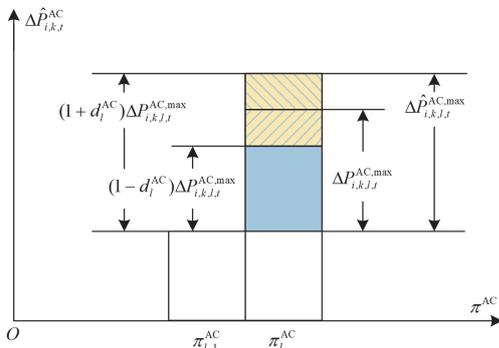


图 2 计及不确定性的居民空调需求响应阶梯激励机制

Fig. 2 Stepwise incentive mechanism of residential air conditioning demand response with uncertainty consideration

本文采用盒式不确定性集合刻画需求响应不确定性, 则不确定性集合 U 可用式(15)一式(17)表示。

$$\hat{P}_{i,t}^{\text{uct}} = P_{i,t}^{\text{uct}} + z_t^{\text{uct},+} \Delta P_{i,t}^{\text{uct},+} - z_t^{\text{uct},-} \Delta P_{i,t}^{\text{uct},-} \quad (15)$$

$$z_t^{\text{uct},-} + z_t^{\text{uct},+} \leq 1 \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^{N^T} (z_t^{\text{uct},-} + z_t^{\text{uct},+}) \leq \Gamma^{\text{uct}} \quad (17)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{uct}}$ 和 $\hat{P}_{i,t}^{\text{uct}}$ 分别为考虑不确定性前后的功率值, $P_{i,t}^{\text{uct}}$ 包括 $P_{i,t}^{\text{PDR}}$ 与 $\Delta P_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}}$, $\hat{P}_{i,t}^{\text{uct}}$ 包括 $\hat{P}_{i,t}^{\text{PDR}}$ 与 $\Delta\hat{P}_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}}$; $\Delta P_{i,t}^{\text{uct},-}$ 和 $\Delta P_{i,t}^{\text{uct},+}$ 分别为功率向下波动与

向上波动的最大值; $z_t^{\text{uct},-}$ 和 $z_t^{\text{uct},+}$ 为考虑不确定性后引入的 0-1 二元变量, 作为功率波动值取到区间下界的或上界的标志; 式(17)引入了时间不确定性预算 Γ^{uct} , 以此来控制不确定性的保守度。

分布式风电和分布式光伏的调节能力较弱, 电力电量短缺下能发尽发, 以最大化电力电量支撑。本文采取与需求响应不确定性相同的建模形式来描述分布式风电与光伏的出力预测误差, 如式(15)一式(17)所示。考虑不确定性后的风电出力 $\hat{P}_{i,t}^{\text{WT}}$ 和光伏出力 $\hat{P}_{i,t}^{\text{PV}}$ 由预测风电出力 $P_{i,t}^{\text{WT,pre}}$ 和预测光伏出力 $P_{i,t}^{\text{PV,pre}}$ 叠加向上、向下功率波动量组成。

2.2 城市电网日前负荷管理鲁棒优化模型

在极端高温天气导致城市电网电力电量双缺的背景下, 本文旨在保障居民用电稳定, 提升工商业用户经济效益, 兼顾需求响应和可再生能源出力的不确定性, 建立了城市电网日前负荷管理的二阶段鲁棒优化模型。该模型旨在通过合理制定负荷管理策略, 最小化包含居民空调需求响应成本、工商业有序用电成本和负荷切除代价在内的综合负荷损失。此外, 模型还考虑了电网重构、外部支援移动电源等措施, 以协调各类可调节资源, 增强城市电网抵御极端高温天气供电短缺的能力。

其中, 第一阶段为日前调度阶段, 采用确定性调度方法确定日前最优决策, 并将决策结果传递至第二阶段。第二阶段为实时调度阶段, 旨在最小化电网在最恶劣不确定性场景下的综合负荷损失。城市电网负荷管理鲁棒优化模型的目标函数如式(18)。

$$\min_{x \in X} F^{\text{da}}(x) + \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} F^{\text{rt}}(y) \quad (18)$$

式中: $F^{\text{da}}(\cdot)$ 和 $F^{\text{rt}}(\cdot)$ 分别为日前阶段与实时阶段的成本函数; x/y 和 u 分别为日前阶段/实时阶段优化变量与不确定变量。 X 、 U 和 $\Omega(x,u)$ 分别为 x 、 u 和 y 的可行域。

2.2.1 日前阶段模型

1) 目标函数

严重供电短缺的情况下, 保障民生用电至关重要, 应尽可能减少缺电对居民生活的影响。为此, 需确立不同等级的负荷重要性, 以确保居民用电得到优先满足。日前阶段成本可表示为

$$\min F^{\text{da}} = \sum_{i=1}^{N^B} \sum_{t=1}^{N^T} (F_{i,t}^{\text{opc}} + F_{i,t}^{\text{AC}} + \pi_i^{\text{cut,da}} \Delta P_{i,t}^{\text{cut,da}}) \quad (19)$$

式中: N^B 为城市电网节点总数; $F_{i,t}^{\text{opc}}$ 为有序用电总成本, 满足 $F_{i,t}^{\text{opc}} = F_{i,t}^{\text{stag}} + F_{i,t}^{\text{shift}} + F_{i,t}^{\text{clip}}$; $\pi_i^{\text{cut,da}}$ 和 $\Delta P_{i,t}^{\text{cut,da}}$ 分别为日前负荷切除代价系数与有功切除

功率。保障民生用电至关重要，应尽可能减少缺电对居民生活的影响。为此，将居民用户的负荷切除代价系数设定高于工商业用户。

2) 居民空调需求响应约束

居民用户的空调需求响应不应超过合同约定的单档响应容量和响应时间上限，响应容量上限约束见式(4)，累计响应时间应满足如式(20)约束。

$$0 \leq \sum_{t=1}^{N^T} (s_{i,k,l,t}^{AC}) \leq T_l^{AC,max} \quad (20)$$

式中， $T_l^{AC,max}$ 为第 l 档激励型需求响应在调度周期内的累计响应时间上限。

3) 工商业有序用电约束

$$-h_i^{max} \leq h_i \leq h_i^{max} \quad (21)$$

$$0 \leq b_i \leq b_i^{max} \quad (22)$$

$$0 \leq r_i \leq r_i^{max} \quad (23)$$

$$0 \leq \min(1, |h_i|) + \min(1, b_i) + \min(1, r_i) \leq 1 \quad (24)$$

式(21)一式(23)表示时段错峰小时数、移峰填谷方案类别和时段避峰级数都不应超过最大值。当 h_i 、 b_i 、 r_i 取 0 时，表示该用户不采取时段错峰、移峰填谷、时段避峰措施。式(24)限定了每位工商业用户调度周期内最多只能采用一种有序用电措施。

4) 日前负荷切除约束

日前负荷切除应保障最低用电需求，可表示为

$$P_{i,t}^{PDR} - \Delta P_{i,t}^{opc} - \Delta P_{i,t}^{AC} - \Delta P_{i,t}^{cut,da} \geq P_{i,t}^{base} \quad (25)$$

式中， $P_{i,t}^{base}$ 为节点最低用电需求。

5) 分布式电源约束

本文考虑的分布式电源(distributed generation, DG)包括风电、光伏、柴油发电机及储能系统。电力电量双缺下，调节能力弱的风电和光伏能发尽发被动管理，具有调节能力的柴油发电机和储能参与日前优化主动管理。式(26)一式(28)为柴油发电机的出力约束及爬坡速率约束，式(29)和式(30)为风电及光伏出力约束，式(31)表示储能系统无法同时处于充电和放电状态，且其充、放电功率受到如式(32)和式(33)所示限制，储能系统的荷电状态(state of charge, SoC)需满足式(34)一式(36)中的约束。各分布式电源运行约束可表示如下。

$$u_{i,t}^{DEG} P_i^{DEG,min} \leq P_{i,t}^{DEG} \leq u_{i,t}^{DEG} P_i^{DEG,max} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{DEG} - P_{i,t-1}^{DEG} \leq P_i^{DEG,+} \quad (27)$$

$$0 \leq P_{i,t-1}^{DEG} - P_{i,t}^{DEG} \leq P_i^{DEG,-} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{WT} \leq P_{i,t}^{WT,pre} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{PV} \leq P_{i,t}^{PV,pre} \quad (30)$$

$$0 \leq s_{i,t}^{ch} + s_{i,t}^{dch} \leq 1 \quad (31)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{ch} \leq s_{i,t}^{ch} P_i^{ch,max} \quad (32)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{dch} \leq s_{i,t}^{dch} P_i^{dch,max} \quad (33)$$

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + \eta_i^{ESS} P_{i,t}^{ch} - \frac{1}{\eta_i^{ESS}} P_{i,t}^{dch} \quad (34)$$

$$S_i^{min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{max} \quad (35)$$

$$S_{i,ini} = S_{i,N^T} \quad (36)$$

式中： $u_{i,t}^{DEG}$ 为 0-1 二元变量，表示柴油发电机的启停状态； $P_{i,t}^{DEG}$ 为柴油发电机的有功出力； $P_i^{DEG,min}$ 和 $P_i^{DEG,max}$ 分别为柴油发电机有功出力的最小值与最大值； $P_i^{DEG,+}$ 和 $P_i^{DEG,-}$ 分别为柴油发电机的向上与向下爬坡速率的最大值； $P_{i,t}^{WT}$ 为风电有功出力； $P_{i,t}^{PV}$ 为光伏有功出力； $s_{i,t}^{ch}$ 和 $s_{i,t}^{dch}$ 为 0-1 二元变量，分别表示储能系统的充电、放电状态； $P_{i,t}^{ch}$ 和 $P_{i,t}^{dch}$ 分别为储能系统的充电功率和放电功率； $P_i^{ch,max}$ 和 $P_i^{dch,max}$ 分别为储能系统的充电功率与放电功率最大值； η_i^{ESS} 为储能系统的充放电效率； $S_{i,t}$ 为储能系统的储能容量； S_i^{min} 和 S_i^{max} 分别为储能系统 SoC 的最小值与最大值； $S_{i,ini}$ 和 S_{i,N^T} 分别为储能系统的初始与最终 SoC。

6) 外部支援移动电源配置约束

电力电量短缺下，除了通过上级输电网的电力电量支援，还有从其他地区调运的移动电源，以备用电源形式接入电网，提供紧急电能支持^[28]。外部支援的移动电源来自不同地区，实时调度相对困难，因此考虑在日前计划确定之后全天位置保持固定。本文考虑的外部支援移动电源为移动储能(不在接入点充电)，相关约束可表示为

$$\sum_{i=1}^{N^B} s_i^{MESS} \leq N^{MESS,max} \quad (37)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{MESS} \leq s_i^{MESS} P_i^{MESS,max} \quad (38)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{MESS} \leq s_i^{MESS} Q_i^{MESS,max} \quad (39)$$

$$E_{i,t}^{MESS} = E_{i,t-1}^{MESS} - P_{i,t}^{MESS} \quad (40)$$

$$0 \leq E_{i,t}^{MESS} \leq E_i^{MESS,max} \quad (41)$$

式中： s_i^{MESS} 为 0-1 二元变量，表示移动储能在节点 i 的配置状态； $N^{MESS,max}$ 为移动储能数量上限； $P_{i,t}^{MESS}$ 和 $Q_{i,t}^{MESS}$ 分别为移动储能有功与无功出力； $P_i^{MESS,max}$ 和 $Q_i^{MESS,max}$ 分别为移动储能的有功与无功出力最大值； $E_{i,t-1}^{MESS}$ 和 $E_{i,t}^{MESS}$ 分别为 $t-1$ 时段和 t 时段移动储能的剩余容量； $E_i^{MESS,max}$ 为移动储能容量。式(37)表示外部支援的移动储能数量有限，且每个节点至

多配置一台移动设备。

7) 城市电网运行约束

采用线性化电力潮流来描述辐射状的城市电网。电网重构需要满足如式(42)所示的辐射状拓扑约束。电网运行约束可表示为

$$\sum_{ij=1}^{N^L} S_{ij,t} = N^B - N^{\text{Sys}} \quad (42)$$

$$P_{ij,t} - \sum_{jn \in \mathcal{B}(j)} P_{jn,t} = P_{j,t}^{\text{PDR}} - \Delta P_{j,t}^{\text{AC}} - \Delta P_{j,t}^{\text{opc}} - \Delta P_{j,t}^{\text{cut,da}} - P_{j,t}^{\text{DG}} - P_{j,t}^{\text{MESS}} \quad (43)$$

$$Q_{ij,t} - \sum_{jn \in \mathcal{B}(j)} Q_{jn,t} = Q_{j,t}^{\text{PDR}} - \Delta Q_{j,t}^{\text{opc}} - \Delta Q_{j,t}^{\text{cut,da}} - Q_{j,t}^{\text{DG}} - Q_{j,t}^{\text{MESS}} \quad (44)$$

$$\begin{cases} P_{ij,t} = u_{ij,t} (g_{ij} (V_{i,t} - V_{j,t}) - b_{ij} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t})) \\ Q_{ij,t} = -u_{ij,t} (b_{ij} (V_{i,t} - V_{j,t}) + g_{ij} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t})) \end{cases} \quad (45)$$

$$-S_{ij,t} P_{ij}^{\text{max}} \leq P_{ij,t} \leq S_{ij,t} P_{ij}^{\text{max}} \quad (46)$$

$$-S_{ij,t} Q_{ij}^{\text{max}} \leq Q_{ij,t} \leq S_{ij,t} Q_{ij}^{\text{max}} \quad (47)$$

式中: N^{Sys} 为城市电网个数; N^L 为城市电网支路总数; $\mathcal{B}(j)$ 为以 j 为首端节点的支路末端节点集合; $S_{ij,t}$ 为 0-1 二元变量, 表示支路的开断状态; $P_{j,t}^{\text{DG}}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{DG}}$ 分别为各分布式能源的有功与无功出力之和; $\Delta Q_{j,t}^{\text{opc}}$ 为工商业用户在有序用电后的无功负荷变化量; $\Delta Q_{j,t}^{\text{cut,da}}$ 为日前负荷无功切除功率; $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 分别为支路 ij 的有功与无功功率; $P_{jn,t}$ 和 $Q_{jn,t}$ 分别为支路 jn 的有功与无功功率; P_{ij}^{max} 和 Q_{ij}^{max} 分别为支路有功与无功功率最大值; g_{ij} 和 b_{ij} 分别为支路电导与电纳; $V_{i,t}$ 和 $\theta_{i,t}$ 分别为节点 i 的电压幅值与相角; $V_{j,t}$ 和 $\theta_{j,t}$ 分别为节点 j 的电压幅值与相角。

2.2.2 实时阶段模型

1) 目标函数

实时阶段成本可表示为式(48)。

$$\max_{u \in U} \min F^{\text{rt}} = \sum_{i=1}^{N^B} \sum_{t=1}^{N^T} (F_{i,t}^{\text{AC,rt}} + \pi_i^{\text{cut,rt}} \Delta P_{i,t}^{\text{cut,rt}}) \quad (48)$$

式中: $F_{i,t}^{\text{AC,rt}}$ 为考虑了实际响应不确定性后的居民空调需求响应成本; $\pi_i^{\text{cut,rt}}$ 和 $\Delta P_{i,t}^{\text{cut,rt}}$ 分别为实时负荷切除代价系数与有功切除功率, 实时负荷切除的代价系数将远大于日前负荷切除。有序用电方案在日前阶段确定, 实时阶段成本不包含该部分费用。

2) 实时阶段约束

实时阶段约束条件与日前阶段约束条件相似, 包括居民空调需求响应约束、实时负荷切除约束、

分布式电源运行约束与城市电网运行约束。实时阶段模型的相关约束可表示为

$$0 \leq \Delta P_{i,k,l,t}^{\text{AC,rt}} \leq S_{i,k,l,t}^{\text{AC}} \Delta \hat{P}_{i,k,l,t}^{\text{AC,max}} \quad (49)$$

$$\hat{P}_{i,t}^{\text{PDR}} - \Delta P_{i,t}^{\text{opc}} - \Delta P_{i,t}^{\text{AC,rt}} - \Delta P_{i,t}^{\text{cut,da}} - \Delta P_{i,t}^{\text{cut,rt}} \geq P_{i,t}^{\text{base}} \quad (50)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{WT,rt}} \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{WT}} \quad (51)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PV,rt}} \leq \hat{P}_{i,t}^{\text{PV}} \quad (52)$$

$$P_{ij,t} - \sum_{jn \in \mathcal{B}(j)} P_{jn,t} = \hat{P}_{j,t}^{\text{PDR}} - \Delta P_{j,t}^{\text{opc}} - \Delta P_{j,t}^{\text{AC,rt}} - \Delta P_{j,t}^{\text{cut,da}} - \Delta P_{j,t}^{\text{cut,rt}} - P_{j,t}^{\text{DG,rt}} - P_{j,t}^{\text{MESS,rt}} \quad (53)$$

$$Q_{ij,t} - \sum_{jn \in \mathcal{B}(j)} Q_{jn,t} = \hat{Q}_{j,t}^{\text{PDR}} - \Delta Q_{j,t}^{\text{opc}} - \Delta Q_{j,t}^{\text{cut,da}} - \Delta Q_{j,t}^{\text{cut,rt}} - Q_{j,t}^{\text{DG,rt}} - Q_{j,t}^{\text{MESS,rt}} \quad (54)$$

式中: $\Delta P_{i,k,l,t}^{\text{AC,rt}}$ 为各类空调用户在各档激励型需求响应的实时空调响应量; $\Delta P_{i,t}^{\text{AC,rt}}$ 为节点 i 的实时总空调响应量; $P_{i,t}^{\text{WT,rt}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{PV,rt}}$ 分别为风电与光伏实时有功出力调整值; $\Delta Q_{j,t}^{\text{cut,rt}}$ 为实时负荷无功切除功率; $P_{j,t}^{\text{DG,rt}}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{DG,rt}}$ 分别为各分布式能源的实时有功与无功出力调整值之和, 仍需满足日前阶段中的分布式电源约束, 并将式(29)和式(30)替换为式(51)和式(52); $P_{j,t}^{\text{MESS,rt}}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{MESS,rt}}$ 分别为移动储能的实时有功与无功出力调整值, 仍需满足式(38)一式(41)约束; 城市电网运行依旧受式(45)一式(47)限制。

3 算例分析

3.1 算例数据

为验证所提方法的有效性, 本文选取配置有分布式电源和移动储能的改进 IEEE 33 节点系统作为研究对象进行仿真分析, 具体如图 3 所示。各类电源参数见附录 A 表 A1 与表 A2, 风电及光伏日前预测出力曲线见附录 A 图 A1, 各节点的用户类型如附

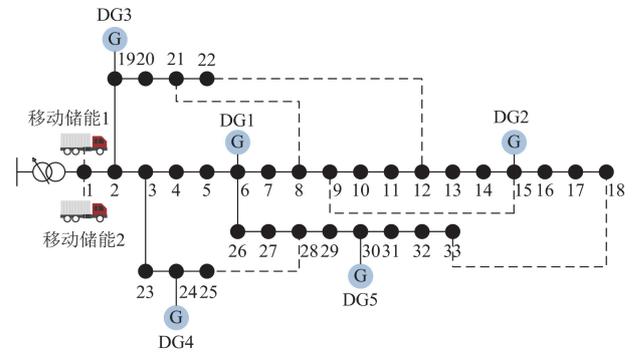


图 3 改进 IEEE 33 节点系统

Fig. 3 Modified IEEE 33-bus system

录 A 表 A3 所示。价格型需求响应的弹性系数及分时电价参考文献[29]和文献[27]。居民用户空调参数参考文献[25]，基于激励型需求响应的居民空调负荷阶梯价格及参与方式详见附录 A 表 A4，舒适偏好型和经济偏好型用户的空调温度设定值调整上限分别为 2 °C 和 4 °C，各类型用户数量相同。工业用户及商业用户的典型负荷曲线如附录 A 图 A2 所示，有序用电参与模式及具体参数详见附录 A 表 A5 与图 A3。

本文选取典型极端高温场景并分析相应负荷数据，具体数据如图 4 所示。电网负荷峰值为 1.60×10^4 kW，总用电量为 2.87×10^5 kWh。根据图 4 所示分时电价下的电网负荷及其波动范围可看出，极端高温天气下空调等降温负荷急剧增加，使得在 15:00—17:00 平时段负荷水平攀升，提前启动晚高峰时段。尽管价格型需求响应无法减少或转移该时段负荷，但其依旧成功降低了高峰负荷 472.87 kW，同时将负荷谷值从 7494.53 kW 提升至 7732.3 kW。需求响应的不确定性主要受电价变化量影响，高峰时段的电价变化最为显著，响应波动量可达 549.18 kW，而低谷时段的波动量降至 237.77 kW。相比之下，平时段的电价波动最小，响应波动量仅为 106.06 kW，负荷的不确定性相对较低。除特殊说明外，本文设定以不确定性预算 $\Gamma^{uct} = 12$ 的鲁棒优化来求解。

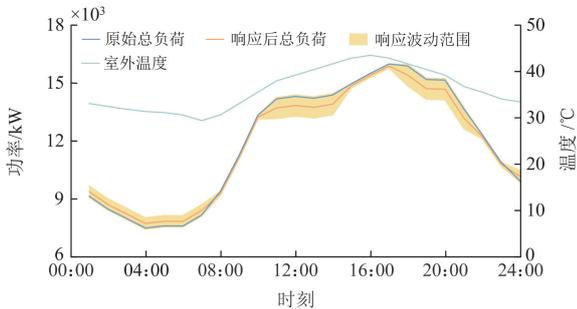


图 4 典型极端高温下价格型需求响应前后电网负荷曲线
Fig. 4 Grid load curve before and after price-based demand response under typical extreme high temperature

3.2 居民空调需求响应作用分析

居民用户参与响应的意愿直接影响到空调需求响应效果。为深入探讨居民用户响应意愿对电网供电短缺的影响，本小节设定上级电网日电量供应的最大限值为 1.84×10^5 kWh，以舒适偏好型用户占比作为响应意愿的量化指标，对比分析了不同居民用户响应意愿下的调度策略。舒适偏好型用户占比越高，居民用户响应意愿越低。相关的空调需求响应结果如图 5 所示，调度成本如表 1 所示。

舒适偏好型用户占比为 50%~100%的情况下，居民空调的最大降负载能力逐渐降低，分别为

439.65 kW、410.34 kW、381.30 kW、351.45 kW、322.41 kW 和 293.10 kW。舒适偏好型用户占比 100%时，居民用户参与空调需求响应的意愿消极，日空调响应电量仅为 3625.90 kWh。电量短缺情况下，需要启动时段避峰措施以弥补电量缺口。尽管电网的最大电力供应能够满足需求，但在负荷高峰时段和低谷时段仍需调用空调需求响应和时段避峰措施来应对电量供应不足。随着居民参与需求响应意愿的增强，其降负载潜力也相应提升，能够承担更多降低电量需求的任务，减少对高成本时段避峰措施的调用。当舒适偏好型用户占比降至 50%时，空调需求响应足以应对电量短缺问题，且调用时段更加集中在负荷高峰时期，降低缺电对用户用电时段的影响。该分析表明，增强居民用户响应意愿有助于提升电网应对极端高温天气供电短缺的能力。尽管需要向居民支付更多补偿，但释放出的工商业负荷可以为突发事件提供资源支持，降低居民负荷切除风险及对社会的不良影响。

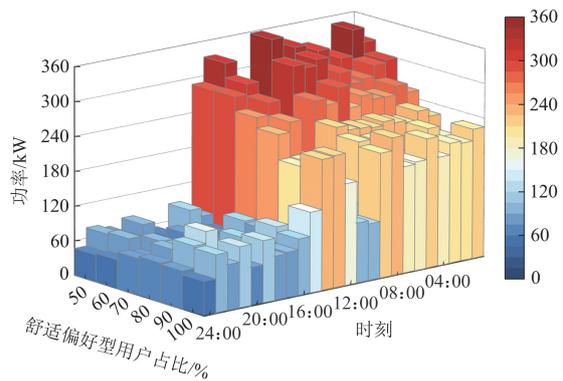


图 5 居民用户响应意愿变化下的空调需求响应调度情况
Fig. 5 Air conditioning demand response scheduling considering changes in residential users' response willingness

表 1 居民用户响应意愿变化下的负荷调度成本
Table 1 Load scheduling cost considering changes in residential users' response willingness

舒适偏好型 用户占比/%	空调需求 响应成本/元	时段避峰 成本/元	总调度 成本/元
100	469.89	735.79	1205.68
90	463.28	523.85	987.14
80	534.79	335.27	870.07
70	648.81	164.52	813.33
60	739.78	7.98	747.76
50	798.85	0	798.84

3.3 电力电量双缺下负荷调度策略分析

3.3.1 电力电量双缺下负荷调度结果分析

为分析本文所述负荷管理优化策略应对电力电量

双缺的效果, 本小节设定上级电网电力供应和日电量供应最大限值分别为 9×10^3 kW 和 1.84×10^5 kWh, 对以下负荷可调资源方案进行对比分析, 结果如图 6 和表 2 所示。

方案 1: 仅考虑工业、商业用户的时段错峰和移峰填谷措施;

方案 2: 考虑工业、商业用户的时段错峰、移峰填谷和时段避峰措施;

方案 3: 在方案 2 的基础上, 增加居民空调的激励型需求响应;

方案 4: 在方案 3 的基础上, 增加工业、商业、居民用户的价格型需求响应。

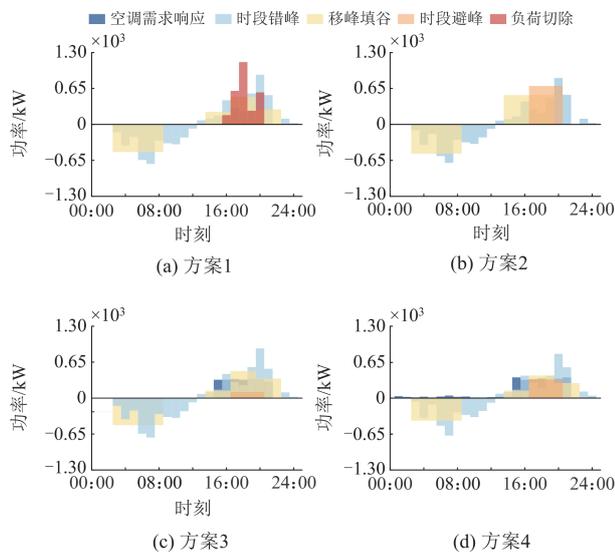


图 6 4 种方案的负荷调度情况

Fig. 6 Load scheduling for four schemes

表 2 4 种方案的负荷调度电量与调度成本

Table 2 Load scheduling electricity and cost for four schemes

调度结果	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
空调需求响应电量/kWh	0	0	2322.96	2831.38
时段错峰电量/kWh	1754.16	1635.05	1754.16	1515.95
移峰填谷电量/kWh	2993.76	3175.20	2939.33	2449.44
时段避峰电量/kWh	0	2778.60	433.86	1349.24
负荷切除电量/kWh	2728.28	0.19	0	0
总调度成本/元	5225.93	4126.20	3153.00	3344.76

在方案 1 中, 尽管时段错峰和移峰填谷措施主要用于应对高峰时段电力短缺, 但在最大电量供应受限时, 仍可利用负荷低谷时段的柴油发电机容量进行优化。但该部分发电资源被完全利用后, 在 16:00—20:00 时段超出最大电力供应能力的负荷高峰只能被强制切除。为此, 方案 2 引入了应对电量短缺的时段避峰措施, 代替了原本的负荷切除。方案 3 考虑了极端高温天气下居民空调负荷的降负载

潜力, 通过激励型需求响应显著降低了工商业负荷避峰需求, 提升了电网的经济性, 凸显了极端高温天气下居民空调负荷应对电力电量双缺的优越性。

方案 4 在方案 3 的基础上增加了价格型需求响应措施, 进一步丰富了负荷可调资源。然而, 尽管价格型需求响应理论上能够激励用户主动减少非必要的电能消耗, 但实施过程中的不确定性可能削弱其降峰效益, 并且在电量同样存在短缺情况下放大其填谷能力的负面作用, 从而加剧了电网的电量供应紧张, 需要额外辅以针对性的空调需求响应和时段避峰措施。即使在电力供应充裕的 01:00—10:00 低谷时段, 也产生 243.41 kWh 的居民空调响应量。

在方案 4 的基础上, 图 7 给出了电量供应充裕下的负荷调度结果。图 6(d)与图 7 的对比显示, 在相同的负荷可调资源下, 电量供应情况对负荷调度结果有着显著影响。电量供应充足时, 通过空调需求响应与时段错峰、移峰填谷措施, 有效抵消了负荷高峰期间的电力供应缺口, 基本不产生负荷损失。而在电量短缺的情况下, 众多时段错峰和移峰填谷措施无法实施, 只能依赖时段避峰措施弥补电力与电量短缺, 导致时段避峰电量从 78.48 kWh 上升至 1349.24 kWh, 空调需求响应电量也从 2330.25 kWh 增加至 2831.38 kWh。该算例说明了负荷管理措施的多样性并非总是优势, 需要根据具体的电力电量短缺情况针对性地制定措施。

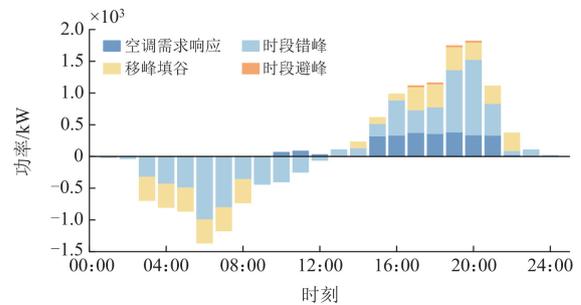


图 7 无电量限制的方案 4 负荷调度情况

Fig. 7 Load scheduling without electricity limitation of scheme 4

3.3.2 不同电力电量缺额下负荷调度结果分析

本小节对比分析了不同电力电量供应水平下, 城市电网的负荷管理优化措施。图 8 是电量供应充裕, 最大电力供应从 10 000 kW 减少到 8000 kW 的居民空调需求响应、工商业有序用电与日前负荷切除电量的情况。

当最大电力供应为 10 000 kW 时仅在晚间高峰时段出现短时电力短缺, 通过居民空调需求响应, 即可弥补电力缺口。随着最大电力供应的减少, 需启动工商业有序用电。在电量供应充裕的情况下, 有

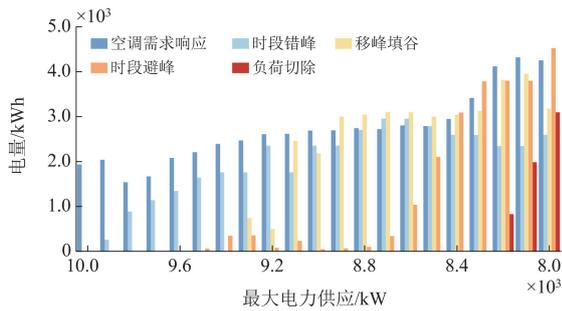


图 8 最大电力供应变化下负荷调度电量情况
Fig. 8 Load scheduling electricity under maximum power supply variations

序用电基本符合时段错峰、移峰填谷、时段避峰的调用顺序，以最小化工商业用户的经济损失。最大电力供应在 9500 kW 到 8800 kW 时，调用了少量商业用户时段避峰，是因为商业用户可避峰时段与电力短缺时段的基本一致性，少量针对性的避峰措施经济性更好。当最大电力供应减少至 8700 kW 以下时，工商业用户的时段错峰和移峰填谷措施已达到可用上限，需启用大量时段避峰措施，优先保障民生用电。当最大电力供应降至 8200 kW 时，无法通过配置的需求响应资源与有序用电资源来应对电力电量短缺，需要被动切除负荷。通过调整所提优化模型的输入(最大电力供应)，可以大致估算给定的负荷可调资源下，当电量供应充裕时，城市电网可应对的电力短缺程度。

图 9 为两种场景的电力供应曲线及负荷调度情况，分别设置了两个不同程度电力电量短缺场景各自的日电力供应曲线，场景 1 日电量供应为 1.99×10^5 kWh，电量缺额为 14.98%；场景 2 日电量供应为 1.66×10^5 kWh，电量缺额为 26.34%。

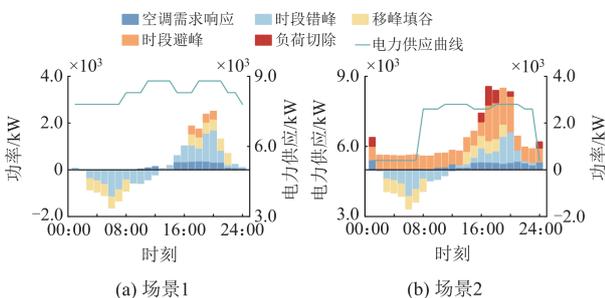


图 9 两种场景的电力供应曲线及负荷调度情况
Fig. 9 Power supply curves and load scheduling in two scenarios

场景 1 负荷低谷时期电力供应充足，能够支撑时段错峰和移峰填谷来分担晚间负荷高峰期的供电

压力，结合 15:00—21:00 负荷高峰时段的居民空调需求响应和时段避峰，城市电网能够应对场景 1 对应的电力电量短缺程度。

场景 2 相较于场景 1 负荷低谷时段的电力供应下降，无法支撑时段错峰和移峰填谷，导致调用了大量的避峰措施，还被动切除了负荷。若以不被动切除负荷为准，城市电网无法应对场景 2 对应的电力电量短缺程度。

通过设定不同的日供应曲线输入所提负荷管理优化模型，可以大致估算给定负荷可调资源下城市电网可应对的电力电量短缺程度。

3.3.3 电网重构与移动储能作用分析

为保障居民用电，赋予最高的切除代价系数以避免负荷切除或减少切除量，降低社会负面影响。然而，持续增长的居民负荷可能引发局部支路阻塞，若不考虑电网重构、移动储能接入等网侧措施，将导致无法避免的居民负荷切除。本节设定上级电网电力供应与电量供应的最大限值分别为 8000 kW 和 1.84×10^5 kWh，支路传输功率限制见附录 A 表 A6，分析不同电网重构与移动储能接入情形下的负荷调度结果，3 种情形的需求响应资源与有序用电资源一样，具体如图 10 和表 3 所示。

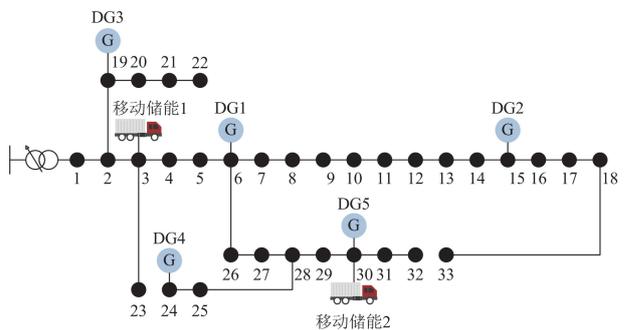


图 10 情形 3 的城市电网重构及移动储能接入结果
Fig. 10 Result of urban power grid reconfiguration and mobile energy storage configuration in scenario 3

表 3 3 种情形的负荷调度电量与调度成本
Table 3 Load scheduling electricity and cost in three scenarios

调度结果	情形 1	情形 2	情形 3
空调需求响应电量/kWh	4446.99	4527.14	4413.82
时段错峰电量/kWh	2587.91	10 198.34	10 198.34
移峰填谷电量/kWh	3175.20	6350.40	6350.40
时段避峰电量/kWh	4083.61	4083.61	4519.07
负荷切除			
工商业用户	4837.21	3362.01	3093.05
居民用户	122.00	0	0
总调度成本/元	11 738.30	10 018.94	9990.08

情形 1: 不考虑电网重构与移动储能措施；
情形 2: 考虑移动储能措施；

情形 3: 考虑电网重构与移动储能措施。

情形 1 在采用了需求响应和有序用电措施之后, 在 20:00—22:00 时段, 支路 6-26、29-30 和 30-31 依然过载, 只能通过切除节点 33 的居民负荷 (分别切除 84.14 kW、24.55 kW 和 13.30 kW) 来消除过载保障电网运行安全。虽然优先保障居民用电, 但在某些电网运行约束无法满足的情形下, 可能存在无法避免的居民负荷切除。

情形 2 相较于情形 1 增加了移动储能措施, 优化结果为接入节点 13 和 32, 移动储能提供的电能大幅度降低了负荷切除量。节点 32 接入移动储能保障了节点 33 的居民用电需求, 避免了仅从电网供电造成的支路 29-30 与 30-31 的过载。这也表明所提模型差异化设定的代价系数及成本系数能够实现优先级的不同。

情形 3, 电网重构及移动储能接入结果如图 10 所示, 移动储能接入节点 3 和 30。通过电网重构调整供电路径, 可以优化潮流分布, 与移动储能、需求响应及有序用电措施协调可进一步降低负荷切除量。电力电量双缺下, 综合协调各类可调节资源可增强城市电网抵御极端高温天气供电短缺的能力。

3.4 不确定性预算影响分析

为分析不确定度对优化策略的影响, 验证鲁棒优化模型应对最恶劣运行场景的有效性, 本节在 3.3.1 节方案 4 的基础上, 分析不同不确定性预算在最恶劣运行场景下的负荷调度情况和调度成本, 结果如图 11 和表 4 所示。本小节的最恶劣运行场景设置为在不确定性预算 $I^{uct} = 12$ 下, 电网总调度成本最大的运行场景。

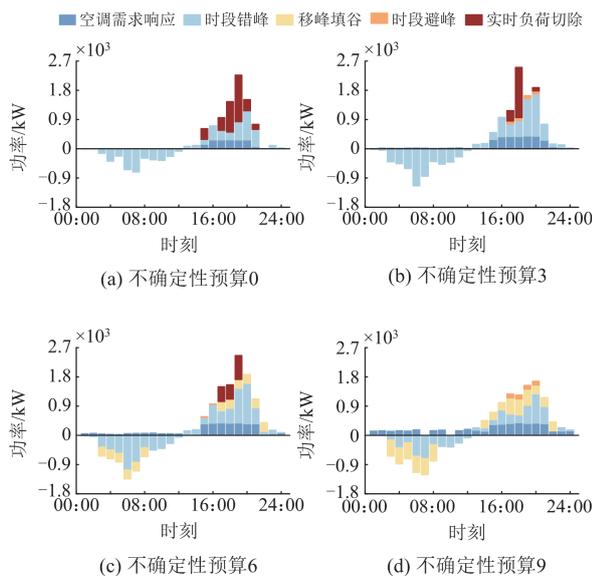


图 11 不确定性预算变化下负荷调度情况

Fig. 11 Load scheduling under uncertainty budget variations

表 4 不确定性预算变化下负荷调度成本

Table 4 Load scheduling cost under uncertainty budget variations

不确定性预算	空调需求响应成本/元	有序用电成本/元	实时负荷切除成本/元	总调度成本/元
0	216.48	1159.00	35 877.24	37 252.72
3	519.14	2206.94	19 707.27	22 433.36
6	602.36	2651.50	16 234.94	19 488.81
9	761.62	2775.03	0	3536.65
12	523.40	2821.36	0	3344.76

从图 11 和表 4 可以看出, 不确定性预算为 0 时, 居民空调需求响应和工商业有序用电成本最低。然而, 这是以高实时负荷切除量为代价, 达到 3587.72 kWh。实时负荷切除承担了所有不确定性, 导致两阶段总调度成本高昂, 并带来严重的社会影响。随着不确定性预算增加, 电网调用更多的空调需求响应和有序用电措施以应对更高不确定性, 负荷调度策略更为保守, 当不确定性预算为 3 和 6 时, 最恶劣运行场景下的实时负荷切除电量分别降低至 1970.73 kWh 和 1623.50 kWh。不确定性预算为 9 时, 已经可以有效应对最恶劣运行场景而无需实时切除负荷, 总调度成本降至 3536.65 元。实际应用中可以通过合理选择不确定性预算, 实现城市电网供电可靠性与运行经济性的平衡。

4 结论

本文针对极端高温天气下城市电网电力电量双缺问题, 以居民空调激励型需求响应成本、工商业有序用电成本和负荷切除代价的综合负荷损失最小化为目标, 兼顾需求响应与可再生能源出力不确定性, 提出了城市电网日前负荷管理鲁棒优化方法。算例验证了所提策略的有效性, 得出以下结论:

1) 居民用户响应意愿是影响居民空调需求响应能力的关键因素。提升居民用户的响应意愿能够更高效地利用空调降负载潜力, 减轻对有序用电措施的依赖, 在保障居民基本用电需求的同时减小工商业用户的经济损失。

2) 不同电力电量短缺情况下的负荷管理调度情况存在显著差异。电量供应充足下, 空调需求响应和时段错峰、移峰填谷等低成本措施可以有效应对负荷高峰期间的电力供应缺口; 而在电力电量双缺情况下, 时段错峰和移峰填谷措施无法有效应用, 需要依赖时段避峰措施弥补电力与电量短缺。需求响应、有序用电、电网重构及外部支援移动电源等多种措施的协调优化, 可进一步提升城市电网抵御极端高温天气能力。

3) 本文采用的二阶段鲁棒优化模型能够有效减少城市电网在最恶劣运行场景下的调度成本,降低用电用户在实时阶段的意外负荷切除风险,保障了城市电网的供电可靠性与运行经济性。

极端高温天气过程往往持续数日,本文所提模型只是日时间尺度城市电网负荷管理优化,尚未考虑长时间尺度下的有限电量分配。此外,对外部支援移动电源未考虑日内移动。后续将进一步结合外部支援移动电源的移动性、发电侧有限一次资源最优计划、电网侧跨区电量支援等,研究应对电力电量长时间尺度(周/月)城市电网负荷管理优化。

附录 A

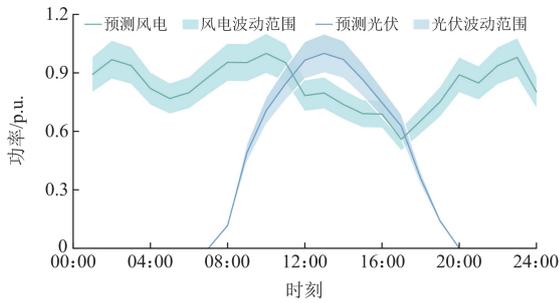


图 A1 可再生能源出力曲线

Fig. A1 Output power curve of renewable energy source

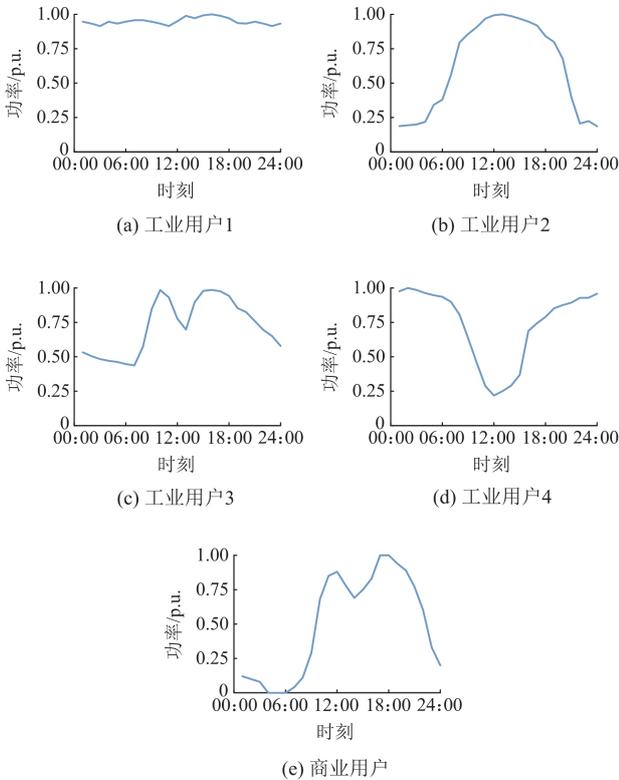


图 A2 工商业用户典型负荷曲线

Fig. A2 Typical load curves of industrial and commercial users

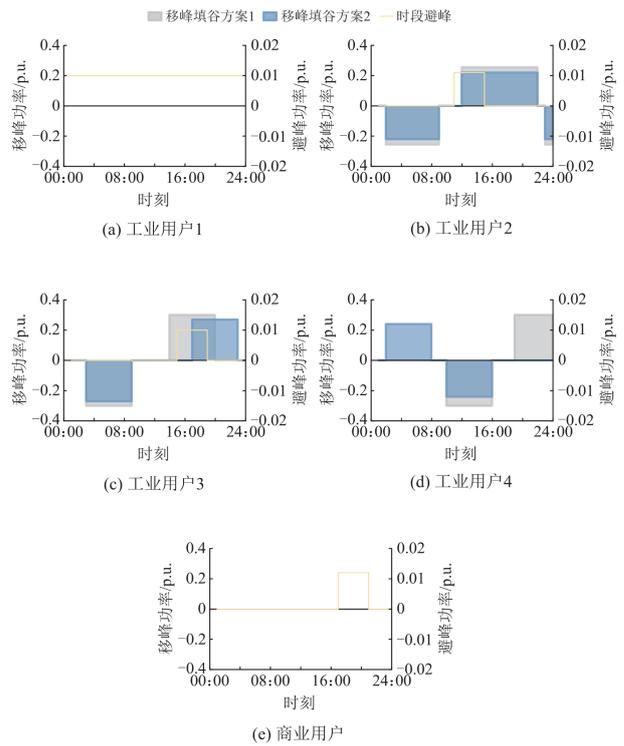


图 A3 工商业用户有序用电参数

Fig. A3 Orderly power consumption parameters of industrial and commercial users

表 A1 分布式电源参数

Table A1 Distributed generation parameters

参数	接入节点	接入节点				
		6	15	19	24	30
风电	预测功率/kW	120	240	360	360	180
	最大充放电功率/kW	300	300	300	300	300
光伏	预测功率/kW	240	480	720	720	360
	最大充放电功率/kW	300	300	300	300	300
	充放电效率	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
	储能	最大 SoC/kWh	0	0	0	0
	最小 SoC/kWh	900	600	600	600	1200
	初始 SoC/kWh	540	360	360	360	720
柴油发电机	最大输出功率/kW	60	60	60	60	60
	最小输出功率/kW	600	360	240	660	660
	爬坡速率/kW	300	180	240	450	450

表 A2 移动储能参数

Table A2 Mobile energy storage system parameters

参数	数值
最小输出功率/kW	0
最大输出功率/kW	500
额定容量/kWh	780

表 A3 节点负荷类型及参数

Table A3 Bus load types and parameters

节点	负荷类型	节点	负荷类型
1	商业用户	18	居民用户
2	商业用户	19	商业用户
3	商业用户	20	商业用户
4	工业用户 1	21	商业用户
5	工业用户 2	22	商业用户
6	工业用户 3	23	商业用户
7	工业用户 4	24	商业用户
8	工业用户 1	25	商业用户
9	工业用户 2	26	工业用户 1
10	工业用户 3	27	工业用户 2
11	工业用户 4	28	工业用户 3
12	居民用户	29	工业用户 4
13	居民用户	30	居民用户
14	居民用户	31	居民用户

续表 A3

节点	负荷类型	节点	负荷类型
15	居民用户	32	居民用户
16	居民用户	33	居民用户
17	居民用户	—	—

表 A4 居民空调负荷激励合同内容

Table A4 Content of residential air conditioning load incentive contract

响应档位	空调温度设定调整范围/°C	日内最大累计时长/h	补偿价格/(元/kWh)
1	0~0.5	20	0.07
2	0.5~1	16	0.105
3	1~2	12	0.21
4	2~3	8	0.32
5	3~4	4	0.44

表 A5 用户有序用电参与模式

Table A5 Users' participation modes for orderly power consumption

负荷类型	时段错峰模式		移峰填谷模式		时段避峰模式	
	时段错峰小时数/h	$\pi_h^{\text{sig}}/(\text{元/kWh})$	移峰填谷方案数	$\pi_h^{\text{shif}}/(\text{元/kWh})$	最大时段避峰等级	$\pi^{\text{chp}}/(\text{元/kWh})$
商业用户	—	—	—	—	20	—
工业用户 1	-2~2	-2/2 h: 0.4	—	—	20	—
工业用户 2	-2~2	-1/1 h: 0.3	2	0.45	20	0.6
工业用户 3	-2~2	0 h: 0	2	—	20	—
工业用户 4	-2~2	—	2	—	—	—

表 A6 城市电网支路传输功率限制

Table A6 Transmission power limitations of urban power grid branches

支路	传输功率上限/kW	支路	传输功率上限/kW
1-2	10 000	20-21	1800
2-3	10 000	21-22	1800
3-4	10 000	3-23	1800
4-5	10 000	23-24	1800
5-6	10 000	24-25	1800
6-7	5000	6-26	5000
7-8	5000	26-27	5000
8-9	5000	27-28	5000
9-10	5000	28-29	5000
10-11	5000	29-30	9000
11-12	1800	30-31	9000
12-13	1800	31-32	9000
13-14	1800	32-33	9000
14-15	1800	8-21	5000
15-16	1800	9-15	5000
16-17	1800	12-22	5000
17-18	1800	18-33	5000
2-19	1800	25-29	5000
19-20	1800	—	—

参考文献

- [1] 胡素然, 丁昊晖, 陈心宜, 等. 美国加州 2020 年轮流停电事故分析及其对中国电网的启示[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(24): 11-18.
HU Qinran, DING Haohui, CHEN Xinyi, et al. Analysis on rotating power outage in California, USA in 2020 and its enlightenment to power grid of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(24): 11-18.
- [2] 王伟胜, 林伟芳, 何国庆, 等. 美国德州 2021 年大停电事故对我国新能源发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4033-4043.
WANG Weisheng, LIN Weifang, HE Guoqing, et al. Enlightenment of 2021 Texas blackout to the renewable energy development in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4033-4043.
- [3] 刘泽洪, 周原冰, 李隽, 等. 中国西北西南电网互联研究[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(4): 341-352.
LIU Zehong, ZHOU Yuanbing, LI Jun, et al. The study on interconnection of northwest and southwest power grid in China[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(4): 341-352.

- [4] 何剑, 屠竞哲, 孙为民, 等. 美国加州“8·14”、“8·15”停电事件初步分析及启示[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4471-4478.
HE Jian, TU Jingzhe, SUN Weimin, et al. Preliminary analysis and lessons of California power outage events on August 14 and 15, 2020[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4471-4478.
- [5] 高红均, 郭明浩, 刘俊勇, 等. 从四川高温干旱限电事件看新型电力系统保供挑战与应对展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4517-4538.
GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Junyong, et al. Power supply challenges and prospects in new power system from Sichuan electricity curtailment events caused by high-temperature drought weather[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(12): 4517-4538.
- [6] 国家发展和改革委员会. 关于印发《电力负荷管理办法(2023年版)》的通知[EB/OL]. [2023-09-07]. <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=20275>.
- [7] 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): 4403-4415.
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): 4403-4415.
- [8] 王译旋, 杨用春, 高长征. 计及典型日选取与源荷灵活性调节的优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 1-10.
WANG Yixuan, YANG Yongchun, GAO Changzheng. Optimal scheduling considering typical day selection and source load flexibility adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 1-10.
- [9] 王韵楚, 张智, 卢峰, 等. 考虑用户行为不确定性的阶梯式需求响应激励机制[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 64-73.
WANG Yunchu, ZHANG Zhi, LU Feng, et al. Stepwise incentive mechanism of demand response considering uncertainty of user behaviors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 64-73.
- [10] 薄利明, 邹鹏, 郑惠萍, 等. 考虑源荷储联合调峰的日前-日内两阶段滚动优化调度[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-10[2024-05-14]. <http://kns.cnki.net/cms/detail/13.1212.TM.20230227.1908.002.html>.
BO Liming, ZOU Peng, ZHENG Huiping, et al. Two-stage day-ahead and intra-day rolling optimal scheduling considering source-load-storage joint peak shaving[J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition): 1-10[2024-05-14]. <http://kns.cnki.net/cms/detail/13.1212.TM.20230227.1908.002.html>.
- [11] WASEEM M, LIN Z, DING Y, et al. Technologies and practical implementations of air-conditioner based demand response[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(6): 1395-1413.
- [12] FAN D, ZHANG S, HUANG H, et al. Three-stage day-head scheduling strategy for regional thermostatically controlled load aggregators[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 1-11.
- [13] 杨秀, 卢炜, 余文昶, 等. 智能小区居民负荷参与优化调度及控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 22-34.
YANG Xiu, LU Wei, YU Wenchang, et al. Optimal dispatching and control strategies for residential load of intelligent communities[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 22-34.
- [14] 刘衣萍, 于鹤洋, 王晨旭, 等. 考虑用户行为的居民空调负荷需求响应[J]. 浙江电力, 2023, 42(3): 1-8.
LIU Yiping, YU Heyang, WANG Chenxu, et al. Demand response of residential air conditioning load based on user behavior[J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(3): 1-8.
- [15] 范德金, 张姝, 王杨, 等. 考虑用户调节行为多样性的空调负荷聚合商日前调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(17): 133-142.
FAN Dejin, ZHANG Shu, WANG Yang, et al. Day ahead scheduling strategy for air conditioning load aggregators considering user regulation behavior diversity[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(17): 133-142.
- [16] 王雅丽, 刘洪, 赵娟, 等. 基于网络重构和电热联合需求响应的配电网安全经济调度[J]. 电力建设, 2019, 40(4): 90-97.
WANG Yali, LIU Hong, ZHAO Juan, et al. Distribution network economic dispatch based on network reconfiguration and power-heat combined demand response[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(4): 90-97.
- [17] 唐早, 刘俊勇, 刘友波, 等. 空调聚合商参与下的负荷控制与配电网重构[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 42-49.
TANG Zao, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Load control and distribution network reconfiguration with participation of air-conditioning load aggregators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 42-49.
- [18] 国家发展和改革委员会. 一图读懂 | 电力负荷管理办法 2023年版发展和改革委员会[EB/OL]. [2023-09-27]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/zctj/202309/t20230927_1360909_ext.html.

- [19] 钟海旺, 夏清, 黄媚, 等. 降低网损和消除阻塞的有序用电模式与方法[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1915-1921. ZHONG Haiwang, XIA Qing, HUANG Mei, et al. A pattern and method of orderly power utilization considering transmission loss reduction and congestion elimination[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1915-1921.
- [20] 王伊宁, 丁坚勇, 田世明, 等. 基于智能多代理属地管理系统的有序用电模式[J]. 电网技术, 2019, 43(5): 1802-1814. WANG Yining, DING Jianyong, TIAN Shiming, et al. An orderly power utilization mode based on intelligent multi-agent apanage management system[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1802-1814.
- [21] 陈霄, 童星, 张宁, 等. 有序用电智能多代理系统架构与机制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 75-82. CHEN Xiao, TONG Xing, ZHANG Ning, et al. Intelligent multi-agent system for orderly power utilization: architecture and coordination mechanism design[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 75-82.
- [22] 叶宗阳. 基于需求侧管理的电力用户有序用电方法研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2022. YE Zongyang. Research on orderly power consumption method of power users based on demand side management[D]. Nanchang: Nanchang University, 2022.
- [23] BAO Z, QIU W, WU L, et al. Optimal multi-timescale demand side scheduling considering dynamic scenarios of electricity demand[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2428-2439.
- [24] 郝金宝. 基于需求响应的空调负荷建模及其聚合群优化调度方法研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2020. HAO Jinbao. Research on air conditioning load modeling and its optimal scheduling method for aggregation group based on demand response[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2020.
- [25] 杨秀, 傅广努, 刘方, 等. 考虑多重因素的空调负荷聚合响应潜力评估及控制策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 699-714. YANG Xiu, FU Guangnu, LIU Fang, et al. Potential evaluation and control strategy of air conditioning load aggregation response considering multiple factors[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 699-714.
- [26] 张苏. 考虑多类型需求响应及其不确定性的电力系统优化调度研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2020. ZHANG Su. Research on optimal scheduling of power system considering the uncertainty of multi-type demand response[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2020.
- [27] 胡志勇, 郭雪丽, 王爽, 等. 考虑响应意愿的电动汽车群-空调集群需求响应策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 109-119. HU Zhiyong, GUO Xueli, WANG Shuang, et al. Demand response strategy for electric vehicles and air conditioners considering response willingness[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 109-119.
- [28] WANG W, XIONG X, HE Y, et al. Scheduling of separable mobile energy storage systems with mobile generators and fuel tankers to boost distribution system resilience[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 443-457.
- [29] 孔祥玉, 杨群, 穆云飞, 等. 分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 75-80. KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, et al. Analysis method for customers demand response in time of using price[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2015, 27(10): 75-80.

收稿日期: 2024-04-05; 修回日期: 2024-06-19

作者简介:

毛雯莹(1999—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网调度与运行; E-mail: wenyang_m@163.com

刘俊勇(1963—), 男, 教授, 研究方向为电力系统分析、配电网规划运行、电力市场等; E-mail: liujy@scu.edu.cn

许立雄(1982—), 男, 通信作者, 副教授, 研究方向为电力系统稳定与控制等。E-mail: xulixiong@163.com

(编辑 魏小丽)