

基于共享储能的台区多元负荷协同控制策略

吕斌¹, 黄丹², 丁宏³, 吕朋朋³

(1. 国网安徽省电力有限公司, 安徽 合肥 230022; 2. 国网安徽省电力有限公司营销服务中心, 安徽 合肥 230088;
3. 国网电力科学研究院, 江苏 南京 211106)

摘要:大规模不确定可再生能源的接入,对台区电网负荷的灵活性调整提出了更高的要求。基于共享储能的商业模式,考虑各类电器设备的用电及功能特性,提出了台区多元负荷协同控制策略。提出了基于共享储能的台区多元负荷协同优化框架,并详细阐述了多元负荷的协同控制过程;根据负荷的可调特性,对用户负荷进行分类,建立负荷功率模型和舒适度成本模型;建立了以用电综合成本最低为目标的用户层优化模型和以调峰为目标的台区层优化模型。基于实际数据进行仿真验证,结果表明所提控制策略可以有效保证新能源的消纳,降低峰值负荷,并协助用户参与电力辅助服务市场。

关键词:共享储能;可再生能源消纳;多元负荷;需求响应;调峰辅助服务;协同控制

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202302007

0 引言

大规模可再生能源出力的不确定性给电力系统带来了严峻的挑战^[1],特别是在用电不确定性较大的台区电网,需要建立灵活的协调控制方案,以保证台区负荷供需平衡和安全经济运行^[2]。电力储能的快速充放电响应特性可以有效缓解电网与用户供需之间的不平衡矛盾^[3]。

目前用户侧的储能技术正处于发展阶段,特别是新型储能技术的发展仍在探索中,储能的推广和应用成本偏高,且用户侧储能的商业模式也仍处于探究阶段^[4]。目前,常见的储能商业模式包括分布式储能^[5]、云储能^[6]、共享储能^[7]等。其中,共享储能将共享经济理念与储能技术相结合,通过“以租代售”、联合调度等方式提高储能系统的使用率,并参与电网需求响应,一方面可以转移储能建设成本,促进用户侧储能的产业化发展^[8],另一方面用户通过租赁共享储能可以有效解决可再生能源出力与负荷的供需峰谷错时问题,并利用共享储能作为用户与电网的缓冲区,参与电网需求响应互动和电力辅助服务市场,获取相应的经济收益。

目前,关于共享储能的研究主要集中在运营机制、容量配置、定价策略、运行功率优化方面。在运营机制方面:文献[9]针对用户侧闲置的储能资源,提出了基于共享思想的新型点对点(peer to peer, P2P)储能共享模式;文献[10]基于共享储能理念,提出了用户侧储能资源的多元化商业模式,并制定了不同互动套餐的运营机制;文献[11]基于智能合约技术,提出了储能资源的P2P共享双层交易模式,实现了共享储能的分布式优化管理。在容量配置方

面:文献[12]针对工业园区负荷及新能源出力的不确定性,提出了考虑储能全寿命周期内综合收益最大化的共享储能配置双层规划模型;文献[13]考虑建设周期内负荷的波动性以及需求响应的影响,提出了风光储容量优化配置方法;文献[14]提出了考虑共享储能投资成本、平抑功率波动的多目标优化配置模型,并采用Shapley值法对共享储能的配置成本进行分摊。在定价策略方面:文献[15]提出了综合考虑储能用户满意度和新能源调峰需求的双边交易运行策略,以各方综合效益最大为目标,进行储能与新能源的投标和出清;文献[16]针对典型用户区的用电需求弹性,提出了一种基于综合用电边际成本的共享储能定价方法。在运行功率优化方面,文献[17]针对工业用户,提出了一种基于共享储能电站的日前调度方法,以购电费用和储能服务费用综合成本最低为目标,进行储能充放电功率优化。上述研究主要集中在工业园区和微电网方面,并充分论证了共享储能模式的有效性和实用性,其中共享储能充放电功率优化是共享储能发挥价值的关键,这关系到商业运行、容量配置、储能定价等多个方面。

在对共享储能的充放电功率进行优化时,需要充分发挥用户侧柔性负荷资源的可调度特性,以实现调度综合成本最优。文献[18]提出了“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化消纳模式,通过用户需求侧资源和共享储能的联合作用,提高用户参与电网互动的积极性。然而,台区内用电设备的种类、数量众多,需要针对设备特性建立相应的功率及调动成本模型。目前,在用户负荷建模方面,主要根据负荷调节特性将负荷分为固定负荷、可平移负荷、可削减负荷^[19],用电设备调节造成的舒适度影响成本也会因用户不同而具有差异

性^[20],给用户参与电网互动带来了挑战。共享储能作为用户和电网交互的缓冲,可以缓解用户用电复杂多变的问题,进一步提高台区负荷的可调度弹性,充分适应未来台区高比例分布式能源的接入,迎接构建新型电力系统所面临的挑战。

综上所述,本文针对新能源高渗透及负荷多样化的台区,提出了基于共享储能的台区多元负荷协同控制策略。在用户侧,各用户根据自身的用电需求以及设备的可调度特性,结合分时电价和共享储能充放电价格,以综合成本最小为目标,合理规划用电设备的用电功率以及虚拟储能的充放电功率。在台区侧,基于用户负荷和可再生能源出力的预测数据,一方面通过调整共享储能充放电价格,协同台区侧储能和用户可调负荷,实现台区用电负荷的调整需求;另一方面,通过激励机制对用户负荷和储能进行协同调度,实现负荷削减量和调度成本综合最优。

1 基于共享储能的台区多元负荷协同优化框架

基于共享储能的台区多元负荷协同优化采用储能设备集中管理、用户租赁使用的商业模式。居民光伏等可再生能源大多集中于楼顶,多组光伏电源可集中配备储能设备,用户通过与储能所属单位签订合同,获得储能的使用权。基于共享储能的台区多元负荷协同优化框架如图1所示。

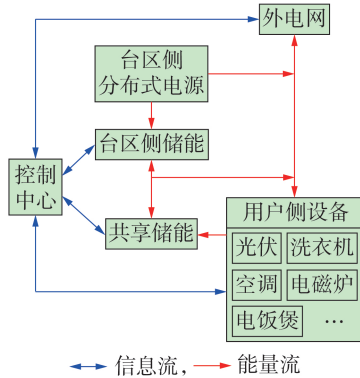


图1 基于共享储能的台区多元负荷协同优化框架

Fig.1 Multivariate load collaborative optimization framework of transformer district based on shared energy storage

在用户侧,用户可以根据台区控制中心发布的储能租赁价格、分时电价、需求响应等信息,结合自身光伏电源出力和用电需求,以综合用电成本最低为目标,规划用电设备和共享储能充放电功率。在台区侧,控制中心基于台区负荷和光伏出力预测数据,发布分时电价和储能租赁价格,并根据用户侧优化后的负荷数据,结合台区侧分布式电源出力、储能和用户柔性负荷,以平滑联络线功率、参与电网辅助

服务市场、降低峰值负荷等为目标进行台区侧优化。

2 台区多元负荷协同优化模型

假设台区内的用户数量为 N ,控制周期为24 h,将其分为96个时段,时间间隔 $\Delta t=15$ min,即控制周期 $T=\{1, 2, \dots, 96\}$ 。

2.1 用户侧优化模型

1) 目标函数。

用户以综合成本最小为目标,目标函数可表示为:

$$\min F_i = c_i(\mathbf{p}_i^b) + c_i^{\text{sto}}(\mathbf{p}_i^{\text{sto}}) + u_i^{\text{dis}}(\mathbf{p}_i) \quad (1)$$

式中: F_i ($i=1, 2, \dots, N$) 为用户 i 的综合成本; $\mathbf{p}_i = [p_{i,1}, p_{i,2}, \dots, p_{i,96}]$ 为用户 i 的用电设备运行总功率; $p_{i,t}$ ($t=1, 2, \dots, 96$)为时段 t 用户 i 的用电设备运行总功率; $u_i^{\text{dis}}(\mathbf{p}_i)$ 为调节柔性负荷对用户 i 舒适度造成的损失成本(简称为用户 i 的舒适度损失成本); $\mathbf{p}_i^b = [p_{i,1}^b, p_{i,2}^b, \dots, p_{i,96}^b]$ 为用户 i 从台区购买的用电功率; $p_{i,t}^b$ 为时段 t 用户 i 从台区购买的用电功率; $c_i(\mathbf{p}_i^b)$ 为用户 i 的购电成本; $\mathbf{p}_i^{\text{sto}} = [p_{i,1}^{\text{sto}}, p_{i,2}^{\text{sto}}, \dots, p_{i,96}^{\text{sto}}]$ 为用户 i 共享储能的充放电功率; $p_{i,t}^{\text{sto}}$ 为时段 t 用户 i 共享储能的充放电功率,其值为正表示充电,为负表示放电; $c_i^{\text{sto}}(\mathbf{p}_i^{\text{sto}})$ 为用户 i 共享储能的使用成本。

a) 用户的购电成本。

用户 i 的购电成本 $c_i(\mathbf{p}_i^b)$ 可表示为:

$$c_i(\mathbf{p}_i^b) = \sum_{t=1}^{96} c_{i,t} \quad (2)$$

$$c_{i,t} = \begin{cases} p_{i,t}^b \pi_t \Delta t & p_{i,t}^b \geq 0 \\ -p_{i,t}^b (\pi_t - \pi_0) \Delta t & p_{i,t}^b < 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: $c_{i,t}$ 为时段 t 用户 i 的购电成本; $\pi_t \in [\underline{\pi}, \bar{\pi}]$ 为时段 t 用户从台区购电的分时电价; $\bar{\pi}$ 、 $\underline{\pi}$ 分别为电价的上、下限; π_0 为用户售电时管理层收取的服务费用,且 $\pi_0 < \pi_t$ 。

b) 共享储能的使用成本。

共享储能的使用成本包括容量成本和功率成本^[21],具体可表示为:

$$c_i^{\text{sto}}(\mathbf{p}_i^{\text{sto}}) = \sum_{t=1}^{96} \max \{ \alpha_t p_{i,t}^{\text{sto}}, -\beta_t p_{i,t}^{\text{sto}} \} + \gamma G_i^{\text{ESN}} \quad (4)$$

$$\alpha_{\min} \leq \alpha_t \leq \alpha_{\max} \quad (5)$$

$$\beta_{\min} \leq \beta_t \leq \beta_{\max} \quad (6)$$

式中: γ 为共享储能的容量价格; G_i^{ESN} 为用户 i 共享储能的容量; α_t 、 β_t 分别为时段 t 共享储能的充、放电价格; $\alpha_{\min}$ 、 $\alpha_{\max}$ 分别为共享储能的最低、最高充电价格; $\beta_{\min}$ 、 $\beta_{\max}$ 分别为共享储能的最低、最高放电价格。

c) 用户舒适度损失成本。

用户舒适度与用电设备类型密切相关,根据用电设备的调节方式,可将用户负荷分为不可控负荷、

可平移负荷、可削减负荷,则时段 t 用户 i 的用电设备运行总功率可表示为:

$$p_{i,t} = \sum_{l \in \{LF, LT, LR\}} p_{i,t}^l \quad (7)$$

式中:LF、LT、LR分别表示不可控负荷、可平移负荷、可削减负荷; $p_{i,t}^l$ 为时段 t 第 l 类负荷的运行功率。

不可控负荷一般为用户的重要用电设备,在正常使用时不对其用电功率和用电时间进行调整,故不会影响用户舒适度。

可平移负荷的用电时间可以平移,但是设备一旦启动则会按照固定的功率曲线运行,其运行功率 $p_{i,t}^{LT}$ 可表示为:

$$p_{i,t}^{LT} = \begin{cases} g(t-\tau) & \tau \leq t < \tau + \tau_d \\ 0 & t < \tau, t \geq \tau + \tau_d \end{cases} \quad (8)$$

$$\tau_s \leq \tau \leq \tau_e \quad (9)$$

式中: $g(t)$ ($0 \leq t < \tau_d$)为可平移负荷运行时的功率曲线, τ_d 为可平移负荷的持续运行时间; τ 为可平移负荷的启动时刻; $[\tau_s, \tau_e]$ 为可平移负荷的启动时段。可平移负荷的启动时刻偏离其最佳启动时刻越大,则用户舒适度损失成本越大。可平移负荷的用户舒适度损失成本 u_i^{LT} 可用二次函数表示为:

$$u_i^{LT} = v_{i,\tau} (\tau - \tau_{best})^2 \quad (10)$$

式中: τ_{best} 为可平移负荷的最佳启动时刻; $v_{i,\tau}$ 为用户 i 在 τ 时刻的舒适度成本系数,需要说明的是,部分负荷在一定的时间范围内启动不会对用户造成影响,此时 $v_{i,\tau} = 0$ 。

可削减负荷是指功率可以调节的负荷,如空调、可变亮度照明电灯等。对于不含储能属性的非惯性负荷而言,其舒适度只与当前时段的运行功率有关,当偏离最佳运行功率时,其舒适度损失成本也会增大,不失一般性将其用户舒适度损失成本 $u_i^{LR,1}$ 用二次函数表示为:

$$u_i^{LR,1} = \vartheta_i (p_i^{LR} - p_{best}^{LR})^2 \quad (11)$$

式中: p_i^{LR} 为可削减负荷的运行功率; p_{best}^{LR} 为可削减负荷的最佳运行功率; ϑ_i 为用户 i 的舒适度损失成本系数。

对于具有储能属性的惯性负荷,如空调而言,其室内温度不会因空调运行模式的改变而发生快速变化,以制冷为例,其负荷模型可表示为:

$$C_i \frac{dT_{in}(t)}{dt} = -\eta_i u_i(t) P_{i,rate} + \frac{T_o(t) - T_{in}(t)}{R_i} \quad (12)$$

式中: $P_{i,rate}$ 为用户 i 的空调额定功率; C_i 为描述用户 i 负荷惯性属性的储热系数; $T_{in}(t)$ 、 $T_o(t)$ 分别为时段 t 的室内、外温度; R_i 为散热系数; η_i 为空调能效系数; $u_i(t) \in \{0, 1\}$ 为时段 t 用户 i 负荷的运行状态变量,其取值与室内温度有关,如式(13)所示。

$$u_i(t) = \begin{cases} 0 & T_{in}(t) < T_{set} - \delta \\ 1 & T_{in}(t) > T_{set} + \delta \\ u_i(t-1) & \text{其他} \end{cases} \quad (13)$$

$$T_{min} \leq T_{set} \leq T_{max} \quad (14)$$

式中: T_{set} 为空调的设定温度; δ 为稳定运行时室内温度的变化区间长度; T_{min} 、 T_{max} 分别为空调温度设定值的最小值、最大值。

该类负荷的用户舒适度损失成本 $u_i^{LR,2}$ 与室内温度偏离用户舒适温度范围的程度和持续时间相关,可表示为:

$$u_i^{LR,2} = \sum_{t \in H} u_{AC}(t) \quad (15)$$

$$u_{AC}(t) = \begin{cases} \mu (T_{in}(t) - T^+)^2 & T_{in}(t) > T^+ \\ \nu (T_{in}(t) - T^-)^2 & T_{in}(t) < T^- \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (16)$$

$$T^+ < T_{max} + \delta \quad (17)$$

$$T^- > T_{min} - \delta \quad (18)$$

式中: $u_{AC}(t)$ 为时段 t 空调用户舒适度损失成本; H 为空调负荷的调整时段; T^+ 、 T^- 分别为用户室内舒适温度的上、下限; μ 、 ν 分别为高出舒适温度和低于舒适温度时舒适度损失权重系数。

则用户 i 的舒适度损失成本 $u_i^{dis}(p_i)$ 可表示为:

$$u_i^{dis}(p_i) = u_i^{LT} + u_i^{LR,1} + u_i^{LR,2} \quad (19)$$

2)约束条件。

用户侧需满足的约束条件如下:

$$p_i^b = p_i + p_i^{sto} - p_i^{PV} \quad (20)$$

$$0 \leq p_{i,t} \leq \bar{p}_i \quad (21)$$

$$0 \leq p_i^{PV} \leq \bar{p}_i^{PV} \quad (22)$$

$$-\bar{p}_i^b p_i^{PV} \leq p_{i,t}^b \leq \bar{p}_i^b \quad (23)$$

$$-\bar{p}_i^{sto} \leq p_{i,t}^{sto} \leq \bar{p}_i^{sto} \quad (24)$$

$$-\bar{p}_i^{sto, total} \leq \sum_{i=1}^N p_{i,t}^{sto} \leq \bar{p}_i^{sto, total} \quad (25)$$

$$S_{i,t} = \begin{cases} S_{i,t-1} + \xi_i^C p_{i,t}^{sto} \Delta t / G_i^{ESN} & p_{i,t}^{sto} \geq 0 \\ S_{i,t-1} + p_{i,t}^{sto} \Delta t / (\xi_i^D G_i^{ESN}) & p_{i,t}^{sto} < 0 \end{cases} \quad (26)$$

$$0 \leq S_{i,t} \leq 1 \quad (27)$$

式中: $p_i^{PV} = [p_{i,1}^{PV}, p_{i,2}^{PV}, \dots, p_{i,96}^{PV}]$ 为用户 i 的光伏出力, $p_{i,t}^{PV}$ 为时段 t 用户 i 的光伏出力; $\bar{p}_i$ 为用户 i 设备用电功率的上限; $\bar{p}_i^{sto}$ 、 $\bar{p}_i^{sto}$ 分别为用户 i 共享储能的最大充、放电功率; $\bar{p}_i^{sto, total}$ 、 $\bar{p}_i^{sto, total}$ 分别为台区内共享储能整体的最大充、放电功率; $\bar{p}_i^{PV}$ 为用户 i 光伏出力的上限; $\bar{p}_i^b$ 、 $\bar{p}_i^b$ 分别为用户 i 的最大购、售电功率; $S_{i,t}$ 为时段 t 用户 i 共享储能的荷电状态; ξ_i^C 、 ξ_i^D 分别为用户 i 共享储能的充、放电效率。

2.2 台区侧优化模型

台区侧在保证分布式电源完全消纳的前提下,

结合自身储能设备和用户侧弹性负荷,对台区负荷进行优化。以削减峰值负荷为例,台区侧的优化目标函数为:

$$\min J = \max \{ \hat{p} \} + \omega C^{\text{total}} \quad (28)$$

$$\hat{p} = \sum_{i=1}^N (p_i^b + \Delta p_i) - \hat{p}^{\text{PV}} + \hat{p}^{\text{sto}} + \Delta \hat{p}^{\text{sto}} \quad (29)$$

式中: J 为综合优化目标函数值; $\hat{p}$ 为台区总负荷; $\hat{p}^{\text{PV}}$ 为台区可再生能源出力; $\hat{p}^{\text{sto}}$ 为调整前台区侧的储能充放电功率,取值为正表示充电,为负表示放电; C^{total} 为台区侧的削峰成本; ω 为权重系数; Δp_i 为用户 i 的功率改变量; $\Delta \hat{p}^{\text{sto}}$ 为台区侧储能设备因削峰需求而改变的充放电功率。

台区侧的削峰成本包括用户侧调整弹性负荷的舒适度损失成本和储能谷充峰放收益损失,具体可表示为:

$$C^{\text{total}} = \sum_{i=1}^N (u_i^{\text{dis}} (p_i + \Delta p_i) - u_i^{\text{dis}} (p_i)) + \Delta \hat{p}^{\text{sto}} \pi \Delta t \quad (30)$$

式中: $\pi = [\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{96}]^T$ 为台区零售电价。

台区侧储能的荷电状态可表示为:

$$\hat{S}_t = \begin{cases} \hat{S}_{t-1} + \hat{\xi}^c \hat{p}_t \Delta t / \hat{G} & \hat{p}_t \geq 0 \\ \hat{S}_{t-1} + \hat{p}_t \Delta t / (\hat{\xi}^d \hat{G}) & \hat{p}_t < 0 \end{cases} \quad (31)$$

式中: $\hat{S}_t$ 为时段 t 台区侧储能的荷电状态; $\hat{p}_t^{\text{sto}}$ 为时段 t 台区侧储能的充放电功率; $\hat{\xi}^c$ 、 $\hat{\xi}^d$ 分别为台区侧储能的充、放电效率; $\hat{G}$ 为台区侧储能的容量。

台区侧需要满足的约束条件包括储能容量约束、充放电功率约束、始末时段荷电状态约束,台区分布式电源出力约束以及用户功率约束,具体见附录A式(A1)~(A8)。

3 台区多元负荷协同优化的求解步骤及方法

本文所提基于共享储能的台区多元负荷协同优化模型的求解主要包括数据初始化、用户侧负荷迭代优化、台区侧削峰优化3个阶段,求解流程图如图2所示,具体求解步骤如下。

1)阶段1:数据初始化。预测用户负荷及分布式电源出力,并初始化日前共享储能的充、放电价格。

2)阶段2:用户侧负荷迭代优化。首先,用户以综合成本最小为目标对多元负荷进行优化,采用CPLEX优化工具得到用户的日用电安排;然后,台区根据用户的优化结果,结合光伏出力预测数据,调整峰谷时段共享储能的充、放电价格。

3)阶段3:台区侧削峰优化。台区侧得到用户侧的优化结果后,对负荷峰值时段集中使用的空调进行优化,并结合台区侧储能进行协同优化,得到削峰成本和峰值负荷的Pareto前沿,最后权衡峰值负荷和削峰成本,选择最佳的协同优化方案。

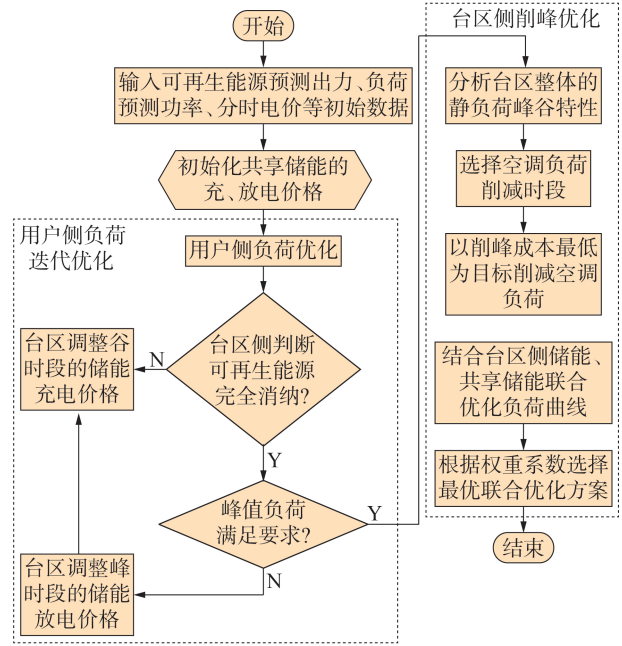


图2 基于共享储能的台区多元负荷协同优化模型的求解流程图

Fig.2 Flowchart of solving multivariate load collaborative optimization model of transformer district based on shared energy storage

4 算例分析

4.1 基础数据

1)台区负荷数据。

本文选取江苏省常州市某台区8月份的实际负荷数据进行仿真,台区内有1280个用户,其中400个用户装有屋顶光伏。通过非侵入系统辨识得到用户各类设备的用电情况,并将其分类为不可控负荷、可平移负荷、可削减负荷(主要为空调负荷),其中不可控负荷包括电冰箱、电视机、电脑等重要负荷,可平移负荷包括电水壶、洗衣机、电磁炉、电饭煲、电热水器负荷,典型负荷曲线如附录A图A1所示。

台区内各类负荷的分布情况如附录A图A2所示。由图可以看出,可平移负荷在06:00、11:00、21:00左右具有显著的集中使用特性,空调负荷占比在全天内均为最大,且其在21:00—23:00时段的占比超过了70%。用户侧光伏出力和台区光伏出力曲线如附录A图A3所示。由图可知,在共享储能和多元负荷协同优化前,10:00—15:00时段会出现弃光现象,且晚间负荷具有明显的尖峰,负荷峰值超过1100 kW。

2)用户负荷参数。

用户可平移负荷、可削减负荷的舒适度损失成本参数 v 、 ϑ 、 μ 、 ν 可由用户根据自身意愿确定,其取值范围如附录A表A1所示。空调负荷参数如附录A表A2所示,室外温度如附录A图A4所示。

台区储能总容量为 $750 \text{ kW}\cdot\text{h}$, 最大充放电功率为 200 kW , 其中 $550 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 为共享储能, 可租赁给装有屋顶光伏的用户使用, 共享储能的租赁容量分布如附录 A 图 A5 所示。

4.2 用户侧优化结果

由图 A2 可看出, 工作日居民用户用电负荷峰谷分布明显, 在 $[08:00, 18:00]$ 时段, 因用户大多外出工作而用电负荷较少, 而在 $[18:00, 24:00]$ 时段, 因用户集中居家用电, 且由于夏季高温, 空调负荷较高, 造成该时段的负荷峰值较大。因此, 设定如附录 A 图 A6 所示分时电价, 以促进日间光伏消纳。考虑到用户的生活习惯, 将可平移负荷参与调整的时段设定为 $08:00-22:00$, 可平移负荷在其他时段不参与调整。共享储能的初始充、放电价格均为 0.075 元/kW , 用户侧迭代优化后 $[20:00, 21:00)$ 、 $[21:00, 22:00)$ 、 $[22:00, 23:00)$ 、 $[23:00, 24:00]$ 时段的放电价格分别为 0.0675 、 0.0625 、 0.0550 、 0.0700 元/kW , 其他时段的价格未发生改变。

用户侧负荷优化结果、共享储能的荷电状态曲线分别如图 3 和图 4 所示。由图 3 可以看出: 基于分时电价优化后, 用户的部分可平移负荷转移至 $12:00-16:00$ 低谷电价时段, 负荷峰值在高电价的作用下由 1107 kW 降低到 1050 kW , 负荷转移后台区总用电费用由 12722 元 降低为 12552 元 ; 基于分时电价且考虑用户侧光伏和共享储能进行协同优化, 一方面在用户用电较少时消纳多余的光伏电量, 另一方面可在低谷电价时段购买电量, 并在高电价时段售电以赚取峰谷价差收益 (结合图 4 可知, 共享储能在 $08:00-16:00$ 时段充电, 在 $20:00-24:00$ 放电时段), 优化后的峰值负荷降低为 860.4 kW , 台区

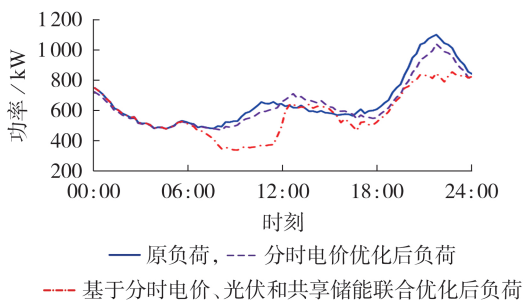


图3 用户侧负荷优化结果

Fig.3 Optimization results of user-side load

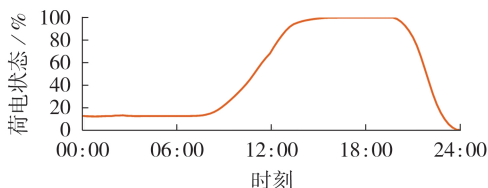


图4 共享储能的荷电状态曲线

Fig.4 State of charge curve of shared energy storage

总用电费用减少为 10824 元 , 其中共享储能的使用成本为 355.19 元 。

4.3 台区侧优化结果

结合图 A3 所示台区侧光伏出力 and 图 3 所示用户负荷优化结果可知, 台区净负荷仍会出现负值, 且在 $20:00$ 后台区负荷仍然较高, 为了进一步消纳分布式电源出力, 同时削减峰值负荷, 需要利用台区侧储能和需求响应进行协同优化。考虑到在该时段内峰值负荷的主要贡献者为空调, 因此台区侧重点对空调负荷进行削峰调控。

晚峰时段空调负荷运行功率及数量如图 5 所示。由图可知: 在晚峰时段居民用户的空调运行数量增多, 并在 $22:00$ 后超过 1200 台, 但该时刻室外温度下降, 空调运行功率降低, 因此选取空调负荷较高的 $20:00-23:00$ 时段对空调负荷进行削减。采用文献 [22] 中的空调控制模型及策略, 所得削峰成本、室内温度平均上升量与空调负荷削减功率的关系曲线, 如图 6 所示。由图可以看出, 室内温度平均上升量与空调负荷削减功率成正比, 但是空调用户参与削减的意愿因人而异, 应优先选择对参与意愿较强的用户的空调进行调整, 因此当空调负荷功率削减较小时, 用户参与互动意愿较高, 削峰成本较小, 但是随着空调负荷削减功率的增大, 削峰成本快速增大。

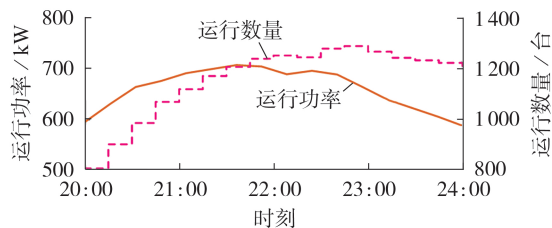


图5 晚峰时段空调负荷运行功率及数量

Fig.5 Operation power and quantity of air conditioning in peak periods at night

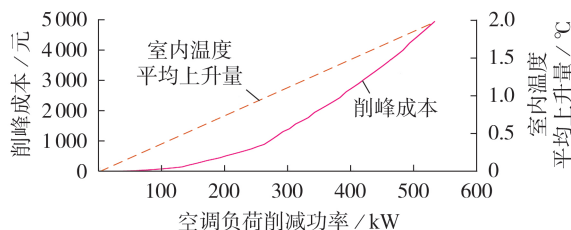


图6 削峰成本、室内温度平均上升量与空调负荷削减功率的关系曲线

Fig.6 Relationship curves of peak-shaving cost and average indoor temperature rise vs. air conditioning load reduction power

为了防止因空调负荷削减造成的负荷反弹等问题, 综合台区侧储能设备进行协同优化。在不同的空调负荷削减条件下进行协同优化,

优化结果如附录 A 图 A7 所示。由图可以看出,在开始时峰值负荷削减量与空调负荷削减功率成正比,但是当空调负荷削减功率超过 100 kW 时,储能已经发挥出最大的调控潜力,峰值负荷不再降低,且延长空调负荷削减时间,可以更有效地削减峰值负荷。设定空调负荷的调整时段为 20:00—23:00,则协同优化后的峰值负荷与削峰成本如表 1 所示。

表 1 协同优化后的峰值负荷与削峰成本

Table 1 Peak load and peak-shaving cost after collaborative optimization

空调负荷削减功率 / kW	峰值负荷 / kW	削峰成本 / 元
80	754.33	118.86
90	748.81	150.42
100	743.22	185.67
110	743.57	224.64
120	743.36	267.31

台区侧可根据削峰需求调整权重系数 ω 。当 $\omega=0.1$, 空调负荷削减时段为 20:00—23:00 时, 空调最佳削减功率为 100 kW, 多元负荷协同优化结果如图 7 所示, 台区侧储能的充放电功率和荷电状态如图 8 所示。经过用户侧和台区侧优化后峰值负荷由 1 107 kW 降低为 743.2 kW, 负荷削减率达到 32.86%, 在保证消纳分布式能源的同时, 降低了峰值负荷。

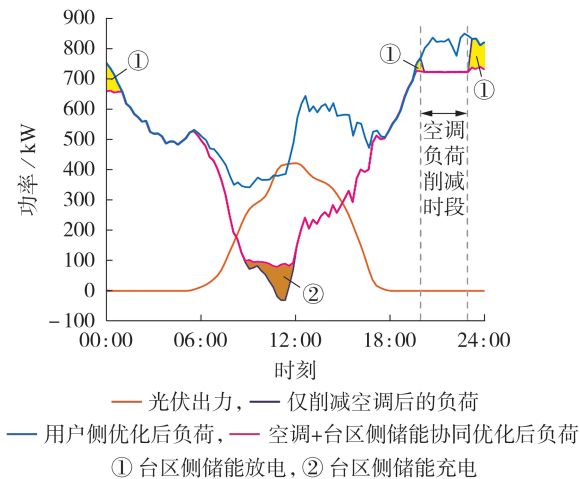


图 7 多元负荷协同优化结果

Fig.7 Collaborative optimization results of multivariate load

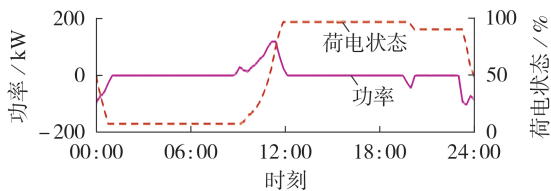


图 8 台区侧储能的充放电功率和荷电状态

Fig.8 Charging and discharging power and state of charge of transformer district-side energy storage

4.4 协同优化结果分析及相关问题讨论

1) 灵活的共享储能充、放电价格可增加用户负荷弹性。

由算例结果可以看出,在峰值负荷时段,降低共享储能充、放电价格可以引导用户在负荷高峰时段利用储能存储的电量从而有效地降低峰值负荷。共享储能也可以通过降低充电价格,引导用户在可再生能源出力剩余或者负荷低谷时段对共享储能进行充电,实现削峰填谷的效果。灵活的共享储能充、放电价格可以有效弥补电价不可随意调整的缺陷,为需求侧管理提供更加灵活的措施,提高用户参与电力系统互动的潜力。

2) 合理的需求响应和共享储能协同调度策略可有效促进优化效果。

本文算例中参与需求响应的主要负荷为空调,空调负荷功率削减潜力与空调运行数量、室内外温度以及用户意愿偏好密切相关。由算例结果可以看出,削峰成本随着负荷削减功率的增大而快速上升,且当空调负荷削减功率增加到一定限度时,峰值负荷不再降低,因此需要合理地规划空调负荷削减时段和空调负荷削减功率,以最经济的方式达到负荷优化目标。

3) 共享储能有助于台区更好地参与电力市场。

本文以削减峰值负荷为例进行共享储能和台区多元负荷的协同优化,随着未来可再生能源渗透率进一步提升,台区在未来电力系统运行中会起到更大的作用,甚至参与电力市场进行售电,这将对台区负荷的灵活性调整提出更高的要求。台区负荷管理中心通过合理调整共享储能的充、放电价格并与多元负荷进行协同优化,使台区负荷满足与电力市场运营商签订的电量买卖合同,或者参与电力辅助服务市场。用户也能在参与过程中获得电价折扣或电力辅助服务市场收益。

4) 共享储能可协助用户实现电能 P2P 交易。

当用户的可再生能源出力剩余时,可将剩余出力通过 P2P 交易出售给同一区域内的其他用户直接使用或者出售给其他用户的共享储能进行存储,也可以租赁其他用户共享储能的使用权,这样拓宽了更加灵活的市场运行方式,实现了可再生能源的消纳。

5 结论

构建新型电力系统是一场全方位的变革,未来大量的分布式电源、储能、新型用电设备等多元负荷将从台区侧接入,负荷参与电网运行的方式将会更加灵活多变。本文基于共享储能提出了一种台区多元负荷协同控制策略,用户侧根据共享储能价格和分时电价,结合自身需求进行负荷日内调度优化,台

区侧通过调整共享储能价格和用户柔性负荷进行协同调度,实现台区负荷的优化调整,所得结论如下。

1)共享储能可以在不改变电价的前提下,通过制定灵活的充、放电动态价格,引导用户的充放电行为,实现消纳可再生能源、削减峰值负荷等控制目标。

2)共享储能与多元负荷可以更好地实现协同优化调度,控制中心可根据可调柔性负荷的舒适度成本,以最小的调控成本实现削峰填谷、需求响应等多场景的负荷控制要求。

3)共享储能可以适应未来可再生能源高渗透率情况下的电网优化调度。各用户通过租赁储能容量获得储能使用权,控制中心可利用自身的数据优势预测用户可再生能源以及负荷的未来发展趋势,合理地进行储能容量的建设以及用户容量的分配。

下一步将结合本文的研究结果,考虑不同台区内负荷、分布式电源、储能等的差异,充分利用电力市场、碳市场等激励机制,研究含高比例可再生能源的新型配电网优化调度策略。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 谢小荣,贺静波,毛航银,等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 461-475.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-475.
- [2] 马丽,刘念,张建华,等. 自动需求响应模式下光伏用户群的优化运行模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3422-3432.
MA Li, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al. Optimal operation model of user group with photovoltaic in the mode of automatic demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3422-3432.
- [3] 刘畅,卓建坤,赵东明,等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18.
- [4] 邱伟强,王茂春,林振智,等. “双碳”目标下面向新能源消纳场景的共享储能综合评价[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 244-255.
QIU Weiqiang, WANG Maochun, LIN Zhenzhi, et al. Comprehensive evaluation of shared energy storage towards new energy accommodation scenario under targets of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 244-255.
- [5] XU Y L, ZHANG W, HUG G, et al. Cooperative control of distributed energy storage systems in a microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 238-248.
- [6] LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study[J]. Applied Energy, 2017, 188: 226-236.
- [7] 刘继春,陈雪,向月. 考虑共享模式的市场机制下售电公司储能优化配置及投资效益分析[J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1740-1750.
LIU Jichun, CHEN Xue, XIANG Yue. Optimal sizing and investment benefit analysis for energy storage of electricity retailers under market mechanisms considering shared mode[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1740-1750.
- [8] LOMBARDI P, SCHWABE F. Sharing economy as a new business model for energy storage systems[J]. Applied Energy, 2017, 188: 485-496.
- [9] 刘娟,邹丹平,陈毓春,等. “互联网+”的客户侧分布式储能P2P共享模式运营机制及效益探讨[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(4): 97-105.
LIU Juan, ZOU Danping, CHEN Yuchun, et al. Discussions on operation mechanism and benefits of customer-side distributed energy storage P2P sharing mode of “Internet+”[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 6(4): 97-105.
- [10] 薛金花,叶季蕾,许庆强,等. 客户侧分布式储能消纳新能源的互动套餐和多元化商业模式研究[J]. 电网技术, 2020, 44(4): 1310-1316.
XUE Jinhua, YE Jilei, XU Qingqiang, et al. Interactive package and diversified business mode of renewable energy accommodation with client distributed energy storage[J]. Power System Technology, 2020, 44(4): 1310-1316.
- [11] 刘宗林,张昕,王鑫,等. 基于智能合约的分布式储能点对点共享双层交易模式[J]. 电气自动化, 2019, 41(6): 78-82.
LIU Zonglin, ZHANG Xin, WANG Xin, et al. Peer-to-peer sharing double-layer transaction mode for distributed energy storage based on smart contract[J]. Electrical Automation, 2019, 41(6): 78-82.
- [12] 潘倩华,林健全,孙伟卿. 考虑多主体电力负荷不确定性的工业园区共享储能配置与运行策略[J]. 软件, 2020, 41(7): 260-263, 296.
PAN Qianhua, LIN Jianquan, SUN Weiqing. Configuration and operation strategy of shared energy storage considering multi-body power load uncertainty in industrial parks[J]. Software, 2020, 41(7): 260-263, 296.
- [13] 简川黔,刘继春,蒲天骄,等. 共建共享模式下考虑需求响应的多售电主体风光储容量优化方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 206-214.
JIAN Chuanqian, LIU Jichun, PU Tianjiao, et al. Wind-photovoltaic-storage capacity optimization method for multiple electricity sell entities considering demand response under co-construction and sharing mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 206-214.
- [14] 李咸善,解仕杰,方子健,等. 多微电网共享储能的优化配置及其成本分摊[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 44-51.
LI Xianshan, XIE Shijie, FANG Zijian, et al. Optimal configuration of shared energy storage for multi-microgrid and its cost allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 44-51.
- [15] 马静,沈玉明,荣秀婷,等. 考虑储能用户与新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 113-120.
MA Jing, SHEN Yuming, RONG Xiuting, et al. Joint operation mode of power system considering bilateral peak regulation service transaction between energy storage users and new energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 113-120.
- [16] ZHANG W Y, WEI W, CHEN L J, et al. Service pricing and load dispatch of residential shared energy storage unit[J]. Energy, 2020, 202: 117543.
- [17] 李淋,徐青山,王晓晴,等. 基于共享储能电站的工业用户日前

- 优化经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(5): 100-107.
- LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoqing, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing energy-storage station[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5): 100-107.
- [18] 刘敦楠, 赵宁宁, 李鹏飞, 等. 基于“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化消纳模式[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2791-2802.
- LIU Dunnan, ZHAO Ningning, LI Pengfei, et al. Market-oriented consumption model based on the joint tracking of renewable energy generation curve of “shared energy storage & demand side resources”[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2791-2802.
- [19] 郑若楠, 李志浩, 唐雅洁, 等. 考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 154-162.
- ZHENG Ruonan, LI Zhihao, TANG Yajie, et al. Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 154-162.
- [20] HU Q R, LI F X, FANG X, et al. A framework of residential demand aggregation with financial incentives[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(1): 497-505.
- [21] 杨骏伟, 夏云睿, 王一, 等. 电力市场环境下储能使用权出清模型及定价方法[J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1750-1759.
- YANG Junwei, XIA Yunrui, WANG Yi, et al. Clearing model and pricing rules of energy storage rights in electricity market[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1750-1759.
- [22] WANG J X, CHEN X Y, XIE J, et al. Dynamic control strategy of residential air conditionings considering environmental and behavioral uncertainties[J]. Applied Energy, 2019, 250: 1312-1320.

作者简介:

吕斌(1975—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力营销(E-mail: 1021969399@qq.com);

黄丹(1984—), 女, 高级工程师, 硕士, 主要研究方向为电力计量自动化(E-mail: 596104537@qq.com)。

(编辑 陆丹)

Multivariate load collaborative control strategy in transformer district based on shared energy storage

LÜ Bin¹, HUANG Dan², DING Hong³, LÜ Pengpeng³

(1. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China;

2. Marketing Service Center of State Grid Anhui Power Co., Ltd., Hefei 230088, China;

3. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China)

Abstract: The access of large-scale uncertain renewable energy puts forward higher requirements for the flexibility adjustment of power grid load in the transformer district. Based on the business modes of shared energy storage and considering the power consumption and functional characteristics of various electrical equipment, a multivariate load collaborative control strategy is proposed for the transformer district. A collaborative optimization framework of multivariate load based on the shared energy storage is proposed and the collaborative control process of multivariate load is elaborated. According to the adjustable characteristics of load, the user load is classified and the load power model and the comfort cost model are established. The user layer optimization model with the lowest comprehensive cost of power consumption as the objective and the transformer district layer optimization model with the peak-shaving as the objective are established. Based on the actual data, the simulative results show that the proposed control strategy can effectively ensure the consumption of renewable energy, reduce the peak load, and assist users to participate in the power auxiliary service market.

Key words: shared energy storage; renewable energy consumption; multivariate load; demand response; peak-shaving auxiliary service; collaborative control

附录 A

$$\hat{S}^{\min} \leq \hat{S}_i \leq \hat{S}^{\max} \quad (\text{A1})$$

$$0 \leq \hat{p} < \hat{p}^{\max} \quad (\text{A2})$$

$$0 \leq \hat{p}^{\text{PV}} \leq \hat{p}^{\text{PV},\max} \quad (\text{A3})$$

$$0 \leq p_i \leq \bar{p}_i \quad (\text{A4})$$

$$0 \leq p_i + \Delta p_i \leq \bar{p}_i \quad (\text{A5})$$

$$-\hat{p}^{\text{sto},\text{dis}} \leq \hat{p}^{\text{sto}} \leq \hat{p}^{\text{sto},\text{ch}} \quad (\text{A6})$$

$$-\hat{p}^{\text{sto},\text{dis}} \leq \hat{p}^{\text{sto}} + \Delta \hat{p}^{\text{sto}} \leq \hat{p}^{\text{sto},\text{ch}} \quad (\text{A7})$$

$$\hat{S}_1 = \hat{S}_{96} \quad (\text{A8})$$

式(A1)给出了储能容量约束， $\hat{S}^{\min}$ 、 $\hat{S}^{\max}$ 分别为储能最小和最大荷电状态；式(A2)保证了台区分布式电源全部消纳和最大峰值负荷不超过 $\hat{p}^{\max}$ 的要求；式(A3)给出了台区分布式电源出力约束；式(A4)、(A5)分别为参与削峰调整前后用户功率约束；式(A6)、(A7)分别为参与削峰调整前后台区储能功率约束， $\hat{p}^{\text{sto},\text{dis}}$ 、 $\hat{p}^{\text{sto},\text{ch}}$ 分别表示台区侧储能最大放电、充电功率；式(A8)保证台区侧优化初、末荷电状态相等，以便为下一周期优化作准备。

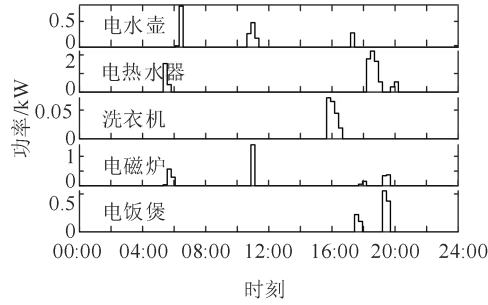


图 A1 典型可平移负荷用电曲线

Fig.A1 Typical translational load power consumption curves

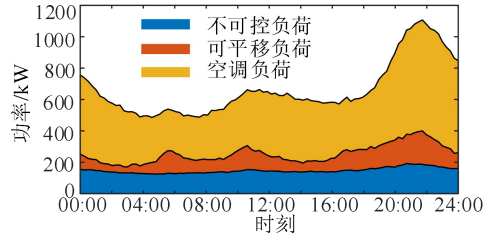


图 A2 典型工作日台区多元负荷分布情况

Fig.A2 Multivariate load distribution in transformer district on typical working day

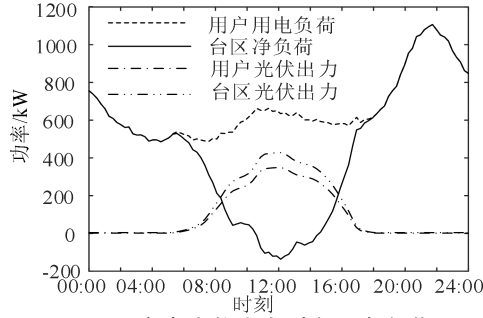


图 A3 考虑光伏出力时台区净负荷

Fig.A3 Load in transformer district considering photovoltaic output

表 A1 用户舒适度成本参数取值范围

Table A1 Value range of user comfort cost parameters

参数	ν /(元/min ²)	$\mathcal{G}$ /(元/kW ²)	μ /(元/℃ ²)	ν /(元/℃ ²)
取值范围	[0, 0.08]	[0, 0.2]	[0, 0.3]	[0, 0.5]

表 A2 空调负荷设备参数

Table A2 Parameters of air conditioning equipment

参数	取值范围	参数	取值范围
R /(℃/kW)	[4.76,6.36]	T_{set} /℃	[24,27]
C /(kWh/℃)	[0.13,0.23]	δ /℃	0.5
ηP /kW	[6.5,7.5]	η	[2.6,3]

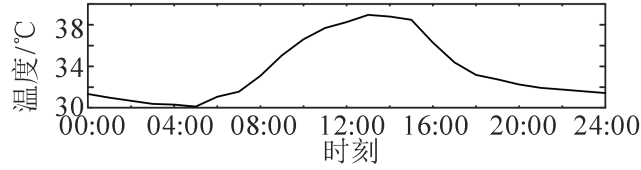


图 A4 优化日室外温度曲线

Fig.A4 Outdoor temperature curve of optimization day

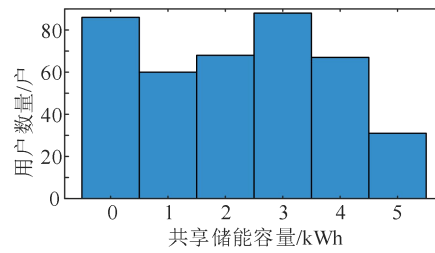


图 A5 共享储能分布情况

Fig.A5 Distribution of shared energy storage

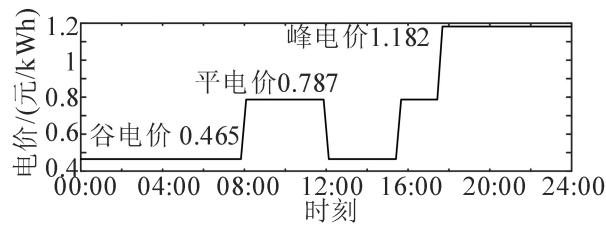
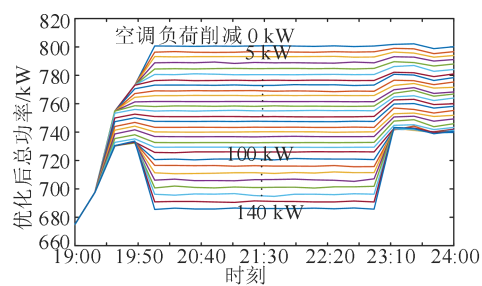
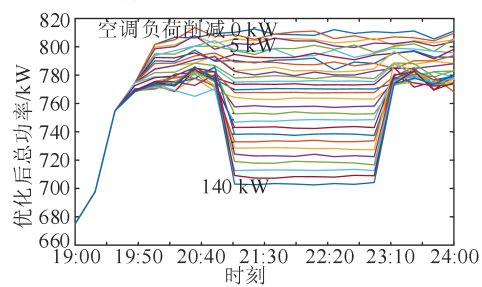


图 A6 优化日分时电价

Fig.A6 Time of use price of optimization day



(a) 削减时段 20:00~23:00



(b) 削减时段 21:00~23:00

图 A7 不同空调负荷削减功率条件下负荷优化结果

Fig.A7 Load optimization results under different air conditioning load power reduction conditions