

# 计及云边协同的园区综合能源系统双层能量优化

周洪伟<sup>1</sup>, 宗炫君<sup>1</sup>, 邹盛<sup>1</sup>, 袁洲茂<sup>2</sup>, 梁馨予<sup>2</sup>, 窦晓波<sup>2</sup>, 俞婧雯<sup>2</sup>

(1. 国网江苏省电力有限公司经济技术研究院, 江苏 南京 210008; 2. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096)

**摘要:**深入挖掘园区综合能源系统内部多能耦合利用以及综合需求响应潜力,对系统内灵活性资源进行储能化建模,并将虚拟储能资源按照参与优化调度的时间尺度进行划分,提出了日前、日内2个阶段的园区综合能源系统优化调度方法,在日前阶段建立了热电协同优化模型,在日内阶段基于日前调度结果建立了电功率快速调整模型。进一步地,为充分发挥综合能源系统中各园区资源的时空互补优势,从多时间尺度、多主体角度提出适用于实时阶段的计及云边协同的综合能源系统双层能量优化方法。基于各园区可再生能源发电和电负荷的最新预测结果,在能量管理云平台建立了满足系统整体运行经济性目标的实时能量优化模型,在边缘控制器利用模型预测控制方法建立了以日内优化结果为参考值的精细化调控模型,并采用交替方向乘子法求解,以实现园区自身利益与综合能源系统总体效益的均衡。仿真结果表明,通过园区间联络线的传输功率协调以及电储能、动态可控负荷的辅助调用,可有效平抑可再生能源出力和电负荷需求的实时波动,提高系统整体运行调控的鲁棒性与有效性。

**关键词:**园区综合能源系统;云边协同;能量优化;模型预测方法;交替方向乘子法

**中图分类号:**TM 73;TK 01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202207020

## 0 引言

由于不同能源发展状况存在差异,传统的能源系统是各自独立运营的系统,造成了能源间缺乏协调、能源系统自愈能力差等问题,直接制约了我国能源利用方式的转型<sup>[1]</sup>。因此,为提高能源综合利用率,将传统的分产分供能源系统拓展为涉及电、气、热、冷等多种能源形式的综合能源系统已成为必然趋势<sup>[2-3]</sup>。

目前已有相关学者对综合能源系统的协同运行问题展开研究。文献[4]建立了考虑输送容量限制、输送延时与损耗等热网特性的热-电系统模型。文献[5]建立了以经济最优为目标的园区级电-气-热综合能量流求解模型。文献[6]综合考虑园区分布式能源互联网拓扑结构以及设备配置,构建了以分布式能源产消者为基本节点的能源协同优化模型。但上述文献均未基于综合能源系统精细化模型,考虑电能的瞬时特性与热能的延时特性之间的差异对能量优化的影响。针对可再生能源与用能负荷的随机波动,文献[7]在日前与日内时间尺度下进行多场景随机规划,结合能够跟踪系统实时变化的模型预测控制(model predictive control, MPC)方法实现了对系统内热电联产机组出力的精确控制。针对供能机组调节响应不及时、实际运行情况与计划偏差较

大的情况,文献[8]采用MPC方法,从多时间尺度逐级削弱各类不确定性因素的影响,确保系统的安全稳定运行。但上述文献均着眼于不同时间尺度下的电力潮流优化,未结合其他能源形式考虑耦合互补在能源高效利用的潜力。

为深入挖掘电、气、冷、热负荷的调度价值,国内外学者从资源充分利用与协同控制的角度出发,对考虑用户需求响应的综合能源调度优化展开研究。为降低系统峰值负荷和增强需求侧弹性,文献[9]基于电、热、气多源耦合特性和直接控制负荷特性,制定了能够充分调用可控资源的综合能源系统的经济优化调度策略。文献[10]兼顾园区综合能源系统(community integrated energy system, CIES)中能耗成本、污染排放量、风电消纳率等调度目标,建立了考虑削减负荷、转移负荷和替代负荷的综合需求响应能力的多目标优化模型。但上述文献未从多时空尺度层面考虑供用能灵活性在优化调度中的作用。据此,文献[11]提出了一种考虑热能输运动态特性的优化调度方法,实现了对热网虚拟储能的有效利用。文献[12]考虑了多时间尺度下不同类型柔性负荷的调度特性,制定了体现“源-荷-储”多个环节协调配合的电力系统逐时发电计划和设备调用计划,但由于忽视了对冷、热负荷在综合需求响应方面潜力的挖掘而具有一定的局限性。

传统的集中式调度方法采用集中式中央管理器统一管理每个子系统,如双层优化理论<sup>[13]</sup>。多CIES中传统集中优化方法由于容错性较低、信息需求量大难以处理CIES迅速扩大的数据规模和繁杂的信息交互任务。而云边协同调控方法引入了分布式调

收稿日期:2021-12-09;修回日期:2022-04-29

在线出版日期:2022-07-26

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(J2021191)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd.(J2021191)

度手段,在处理多利益主体、多能源耦合的协同运行问题时表现出较大优势。

本文综合考虑“源-网-荷-储”各环节可调控资源,在深入挖掘 CIES 内部多能耦合利用以及综合需求响应潜力的基础上,从多时间尺度、多主体角度探讨能量优化方法,旨在实现对各类资源的逐级精细化调控和园区自主优化,以及园区自身利益与系统总体效益的均衡。首先,根据“横向多源互补,纵向多层协调”的特征,提出了以能量管理云平台为集中调控层、各园区的边缘控制器为分布协同层的多层级云边协同调控架构;其次,对热网和柔性负荷进行储能化建模,使其能够参与优化调度,为后续研究奠定了理论和模型基础;接着,对虚拟储能资源按照参与优化调度的时间尺度进行划分,综合考虑园区内能源供需平衡和可控设备运行特性约束,提出了日前、日内2个阶段的优化调度方法,分别建立了日前热电协同能量优化模型和日内电功率快速调整模型;然后,为充分发挥各园区资源的时空互补优势,提出了适用于实时阶段的计及云边协同的双层能量优化方法,在能量管理云平台建立满足系统整体运行经济性目标的集中调控层优化模型,在各园区的边缘控制器利用 MPC 方法建立以日内优化结果为参考值满足自身安全运行的分布协同层优化模型,并采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)迭代求解;最后,通过仿真验证了本文模型的有效性。

## 1 CIES

### 1.1 CIES“源-网-荷-储”架构

在能源互联网背景下,传统电力系统联合天然气系统和热力系统,共同构成了包含多种能源形式的 CIES,因而具有更为显著的“横向多源互补,纵向多层协调”特征<sup>[14]</sup>。“横向多源互补”是指 CIES 中多种能源利用多种交互手段协调互补;“纵向多层协调”是指多个 CIES 通过能量管理云平台和各个边缘控制器进行协同调控。

CIES“源-网-荷-储”架构见附录 A 图 A1,由供能侧风机、光伏、柴油机、燃气轮机、燃气锅炉等设备实现能源的生产和转换,进而由传输环节的园区配电网、输气网络、供热网络等能源网络实现能源在空间尺度上的转移,再结合电力储能、冷热储能等设备实现能源在时间尺度上的转移,最终将多种能源供给需求侧的企业用户、居民用户等多能负荷。

### 1.2 CIES 多层级云边协同调控架构

随着系统内设备种类和数量的增多,能源主体的身份由单一性向多样化转变,综合能源协调控制系统通常利用信息流、能量流交互技术实现分层分区协调控制模式<sup>[15]</sup>,其架构见图1。图中: $P'_{i,EX}$  ( $i=1,$

$2, \dots, N_z$ ) 为  $t$  时刻园区  $i$  与相邻园区交互的功率,即园区间联络线功率,  $N_z$  为系统内园区总数。

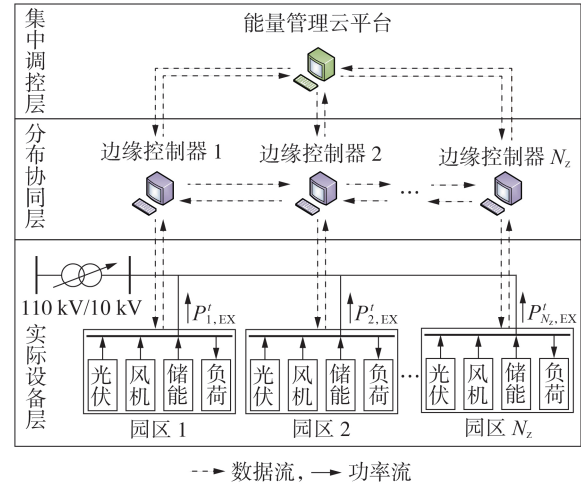


图1 CIES 多层级云边协同调控架构

Fig.1 Multi-level cloud-edge coordinated regulation architecture of CIES

## 2 计及虚拟储能的 CIES 能量优化

综合考虑各类资源的功能和动态响应特性,将虚拟储能视为灵活调度资源以研究 CIES 优化调度,在文献[16]的基础上,首先构建虚拟储能设备模型,然后分别在日前阶段建立热电协同能量优化模型,在日内阶段建立电功率快速调整模型,并根据虚拟储能工作特性安排各类设备参与不同时间尺度下的优化调度,实现对系统内可控单元出力的逐级调控。

### 2.1 虚拟储能设备模型

考虑到 CIES 内设备的多样性和复杂性,根据抽象等效性原理<sup>[17]</sup>,以抽象的统一化特征或虚拟参数来代替设备实际物理参数,将热网和柔性负荷视为虚拟储能设备,并从充放能功率、充放能时间、荷能状态等指标对其进行储能化建模,使得这类灵活性资源能够与常规储能设备共同构成广义储能(generalized energy storage, GES)参与 CIES 优化调度。GES 通用模型如下:

$$\begin{cases} S'_{OE} = f(X'_{GES}) \\ \text{s.t. } S'^{\min}_{OE} \leq S'_{OE} \leq S'^{\max}_{OE} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $S'_{OE}$  为  $t$  时刻 GES 设备的荷能状态; $X'_{GES}$  为  $t$  时刻反映 GES 荷能状态的物理量; $S'^{\max}_{OE}$ 、 $S'^{\min}_{OE}$  分别为 GES 荷能状态的上、下限。

基于 GES 通用模型,依次建立如下模型。

#### 1) 热网虚拟储能模型。

结合热能传输准动态特性<sup>[18]</sup>,对于考虑管道使用年限的热网虚拟储能资源,其荷能状态如下:

$$S'^{q,t}_{OE,NET} = \frac{T_{q,max} - T_{q,t}^{in}}{T_{q,max} - T_{q,min}} \quad (2)$$

$$\text{s.t. } S_{\text{OE,NET}}^{\min} \leq S_{\text{OE,NET}}^{q,t} \leq S_{\text{OE,NET}}^{\max} \quad (3)$$

式中:  $S_{\text{OE,NET}}^{q,t}$  为  $t$  时刻管道  $q$  的荷能状态;  $S_{\text{OE,NET}}^{\max}$ 、 $S_{\text{OE,NET}}^{\min}$  分别为管道荷能状态上、下限;  $T_{q,\max}$ 、 $T_{q,\min}$  分别为管道  $q$  入水温度上、下限;  $T_{q,t}^{\text{in}}$  为  $t$  时刻管道  $q$  热源处的供水温度。

2) 柔性电负荷虚拟储能模型。

以洗衣机、电动汽车等为典型的可转移负荷,其荷能状态可表示为:

$$S_{\text{OE,SL}}^t = \begin{cases} 1 - \frac{|P_{\text{SL}}^t|}{P_{\text{SL}}^{t,\max}} & t \in t_d \\ 0 & t \notin t_d \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{s.t. } S_{\text{OE,SL}}^{\min} \leq S_{\text{OE,SL}}^t \leq S_{\text{OE,SL}}^{\max} \quad (5)$$

式中:  $S_{\text{OE,SL}}^t$  为  $t$  时刻可转移负荷的荷能状态;  $P_{\text{SL}}^t$  为  $t$  时刻可转移负荷电功率转移量,转出时取值为正,转入时取值为负;  $t_d$  为参与需求响应的集合;  $P_{\text{SL}}^{t,\max}$  为  $t$  时刻可转移负荷的最大转移量;  $S_{\text{OE,SL}}^{\max}$ 、 $S_{\text{OE,SL}}^{\min}$  分别为可转移负荷的荷能状态上、下限。

结合电热锅炉作为可中断负荷的运行特性,其荷能状态可表示为:

$$S_{\text{OE,IL}}^t = \begin{cases} 1 - \frac{P_{\text{IL}}^t}{P_{\text{IL}}^{t,\max}} & t \notin t_z \\ 0 & t \in t_z \end{cases} \quad (6)$$

$$\text{s.t. } S_{\text{OE,IL}}^{\min} \leq S_{\text{OE,IL}}^t \leq S_{\text{OE,IL}}^{\max} \quad (7)$$

式中:  $S_{\text{OE,IL}}^t$  为  $t$  时刻可中断负荷的荷能状态;  $P_{\text{IL}}^t$  为  $t$  时刻可中断负荷消耗的电功率;  $P_{\text{IL}}^{t,\max}$  为  $t$  时刻可中断负荷在单位时段内最大耗电功率;  $t_z$  为强制关停时间集合;  $S_{\text{OE,IL}}^{\max}$ 、 $S_{\text{OE,IL}}^{\min}$  分别为可中断负荷的荷能状态上、下限。

3) 温控负荷虚拟储能模型。

空调作为典型的温控型动态可控负荷,根据热力学原理<sup>[19]</sup>,其荷能状态可表示为:

$$S_{\text{OE,DLC}}^t = \frac{T_{\text{media}}^{\max} - T_{\text{media}}^t}{T_{\text{media}}^{\max} - T_{\text{media}}^{\min}} \quad (8)$$

$$\text{s.t. } S_{\text{OE,DLC}}^{\min} \leq S_{\text{OE,DLC}}^t \leq S_{\text{OE,DLC}}^{\max} \quad (9)$$

式中:  $S_{\text{OE,DLC}}^t$  为  $t$  时刻动态可控负荷的荷能状态;  $T_{\text{media}}^t$  为  $t$  时刻的媒介温度,空调的媒介温度即室内温度;  $T_{\text{media}}^{\max}$ 、 $T_{\text{media}}^{\min}$  分别为用户可接受温度上、下限;  $S_{\text{OE,DLC}}^{\max}$ 、 $S_{\text{OE,DLC}}^{\min}$  分别为动态可控负荷的荷能状态上、下限。

可控冷热负荷表现出的储能特性与动态可控负荷类似,其荷能状态可表示为:

$$S_{\text{OE,TL}}^t = \frac{T_{\text{media}}^{\max} - T_{\text{media}}^t}{T_{\text{media}}^{\max} - T_{\text{media}}^{\min}} \quad (10)$$

$$\text{s.t. } S_{\text{OE,TL}}^{\min} \leq S_{\text{OE,TL}}^t \leq S_{\text{OE,TL}}^{\max} \quad (11)$$

式中:  $S_{\text{OE,TL}}^t$  为  $t$  时刻可控冷热负荷的荷能状态;  $S_{\text{OE,TL}}^{\max}$ 、 $S_{\text{OE,TL}}^{\min}$  分别为可控冷热负荷的荷能状态上、下限。

## 2.2 CIES 能量优化模型

基于可再生能源发电预测和不可控负荷中长期及短期预测结果,综合考虑各类调度资源的功能和动态响应特性,提出了基于日前、日内2个阶段的CIES优化调度框架,见附录A图A2。

1) 日前热电协同能量优化模型。

为有效协调热能与电能在时间调度尺度上的差异,考虑到热能具有传输延时,基于风、光、荷中长期预测数据,在日前阶段调用热电协同能量优化模型,以1h为时间间隔,对CIES的次日运行制定24个时段的经济调度计划。结合各类虚拟储能设备的运行特性,将可转移负荷、可控冷热负荷以及热网视为灵活性资源,并在目标函数中附加柔性负荷的需求响应成本以及热网管道的运维成本。

CIES日前调度阶段的总运行成本包括区域购售电费用  $C_{\text{ex}}^{\text{power}}$ 、购气费用  $C_{\text{buy}}^{\text{gas}}$ 、参与日前调度供能设备运维费用  $C_{\text{oml}}^{\text{equi}}$  以及参与日前调度的虚拟储能设备需求响应补贴费用  $C_{\text{dr1}}^{\text{load}}$ ,其目标函数如下:

$$\begin{aligned} \min & (C_{\text{ex}}^{\text{power}} + C_{\text{buy}}^{\text{gas}} + C_{\text{oml}}^{\text{equi}} + C_{\text{dr1}}^{\text{load}}) = \\ & \sum_{t=1}^{24} \left( \frac{c_{\text{buy}}^t + c_{\text{sell}}^t}{2} P_{\text{EX}}^t + \frac{c_{\text{buy}}^t - c_{\text{sell}}^t}{2} |P_{\text{EX}}^t| \right) \Delta t + \\ & \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{GT}}^t + P_{\text{GB}}^t) c_{\text{gas}} \Delta t + \\ & \sum_{t=1}^{24} \left( \sum_{m=1}^{N_e} \delta_m^t f(P_m^t) + \sum_{n=1}^{N_h} \delta_n^t f(P_n^t) \right) \Delta t + \\ & \sum_{t=1}^{24} (g(P_{\text{SL}}^t) + g(P_{\text{TL}}^t)) \Delta t \end{aligned} \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{EX}}^t$  为  $t$  时刻联络线功率;  $c_{\text{buy}}^t$ 、 $c_{\text{sell}}^t$  分别为  $t$  时刻分时购、售电价;  $P_{\text{GT}}^t$ 、 $P_{\text{GB}}^t$  分别为  $t$  时刻微型燃气轮机、燃气锅炉从天然气供应商处购气功率;  $c_{\text{gas}}$  为购气价;  $m$ 、 $n$  分别为电力系统内的供电设备编号、热力系统内的供热设备编号;  $N_e$ 、 $N_h$  分别为供电、供热设备数量;  $\delta_m^t$ 、 $\delta_n^t$  分别为表示  $t$  时刻各台供电、供热设备工作状态的0-1变量,处于工作状态时取值为1,不处于工作状态时取值为0;  $P_m^t$ 、 $P_n^t$  分别为  $t$  时刻各台供电、供热设备的出力值,  $f(P_m^t)$ 、 $f(P_n^t)$  分别为其运维费用的二次函数;  $P_{\text{TL}}^t$  为  $t$  时刻可控冷热负荷转移的热功率;  $g(P_{\text{SL}}^t)$ 、 $g(P_{\text{TL}}^t)$  分别为可转移负荷、可控冷热负荷需求响应成本的二次函数;  $\Delta t$  为调度时间间隔。

日前热电协同能量优化模型的约束条件包括电/热功率平衡约束、GES设备约束以及其他约束,详见文献[16]。

2) 日内电功率快速调整模型。

考虑到电力系统相比于热力系统具有更为显著的即时性和随机性,基于日前制定的优化调度计划和短期风光荷预测数据,在日内阶段调用电功率快

速调整模型,以 15 min 为时间间隔,对 CIES 制定当日 96 个时段的经济调度计划,并将电力系统中可中断负荷和动态可控负荷视为灵活性资源进行优化调控。由于热力系统调度计划已在日前基本确定,微型燃气轮机作为典型的热电耦合设备,其出力计划也相对日前保持不变。为了避免联络线功率需求的频繁变更,日内联络线功率数值与日前结果保持一致,即将联络线功率视为优化变量,而是在实时阶段结合相邻 CIES 的供需情况做进一步调整。

CIES 日内调度阶段的总运行成本包括区域购电费用  $C_{\text{ex}}^{\text{power}}$ 、参与日内调度的供能设备运维费用  $C_{\text{om\_in}}^{\text{equi}}$  以及虚拟储能设备需求响应补贴费用  $C_{\text{dr\_in}}^{\text{load}}$ ,其目标函数如下:

$$\min \left( C_{\text{ex}}^{\text{power}} + C_{\text{om\_in}}^{\text{equi}} + C_{\text{dr\_in}}^{\text{load}} \right) = \sum_{t=1}^{96} \left( \frac{c_{\text{buy}}^t + c_{\text{sell}}^t}{2} P_{\text{EX}}^t + \frac{c_{\text{buy}}^t - c_{\text{sell}}^t}{2} |P_{\text{EX}}^t| \right) \Delta t + \sum_{t=1}^{96} \delta_{\text{BS}}^t f(P_{\text{BS}}^t) \Delta t + \sum_{t=1}^{96} (g(P_{\text{IL}}^t) + g(P_{\text{DLC}}^t)) \Delta t \quad (13)$$

式中:  $\delta_{\text{BS}}^t$  为表示  $t$  时刻电储能设备工作状态的 0-1 变量,处于工作状态时取值为 1,不处于工作状态时取值为 0;  $P_{\text{BS}}^t$  为  $t$  时刻电储能设备的充放电功率,  $f(P_{\text{BS}}^t)$  为其运维费用的二次函数;  $P_{\text{DLC}}^t$  为  $t$  时刻动态可控负荷参与需求响应量;  $g(P_{\text{IL}}^t)$  和  $g(P_{\text{DLC}}^t)$  分别为可中断负荷、动态可控负荷需求响应成本的二次函数。

日内电功率快速调整模型的约束条件包括电功率平衡约束、GES 设备约束以及其他约束,详见文献[16]。

### 3 实时阶段云边协同调控方法

基于 1.2 节提出的 CIES 多层级云边协同调控架构,提出了实时阶段云边协同优化调度建模思路,见附录 A 图 A3。该模型包括在 CIES 能量管理云平台求解的集中调控层优化模型,以及在各个边缘控制器内自主求解的分布协同层优化模型。

MPC 可跟踪系统实时变化,能够解决含不确定性的优化问题,具有较强的抗干扰能力和鲁棒性<sup>[20]</sup>。边缘控制器采用 MPC 方法作为实时阶段调控手段,将控制问题转化为有限时域的滚动式闭环优化问题,其原理见附录 A 图 A4。基于 MPC 的 CIES 实时能量优化的技术原理在于各园区根据自身波动性较大的可再生能源发电和电负荷需求的最新预测结果,基于日内优化调度结果,以 5 min 为实时阶段的时间尺度进一步调整园区内各可控单元出力与联络线功率并执行第一个优化时段的控制指令。同时,在实际运行过程中加入反馈校正环节作用于预测模型,根据最新数据调整各设备出力。

MPC 的建模方法概述如下。

#### 1) 预测模块。

在 CIES 实时优化调度过程中,可在预测环节建立各类分布式供能设备和负荷聚合商的预测模型,结合历史信息和未来输入观察其在不同运行策略下的预测输出变化。经整理,预测模型可用如下的矩阵形式表示:

$$\hat{Y} = A \Delta U + Y_0 \quad (14)$$

式中:  $\hat{Y}$  为预测输出的  $D$  维矩阵,  $A$  为由动态系数构成的  $D \times M$  阶常数矩阵,  $D$  和  $M$  分别为模型的最大预测步长和最大控制步长;  $\Delta U$  为由  $k+1$  时刻到  $k+M$  时刻的控制变量的预测增量构成的矩阵;  $Y_0$  为由  $k+1$  时刻到  $k+D$  时刻的参考输出量构成的矩阵。

由此,式(14)可用如下状态空间方程表示:

$$\begin{bmatrix} \hat{y}(k+1|k) \\ \hat{y}(k+2|k) \\ \vdots \\ \hat{y}(k+D|k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_1 & & & 0 \\ a_2 & a_1 & & \\ \vdots & \vdots & \ddots & \\ a_D & a_{D-1} & \cdots & a_{D-M+1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u(k+1|k) \\ \Delta u(k+2|k) \\ \vdots \\ \Delta u(k+M|k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} y_0(k+1|k) \\ y_0(k+2|k) \\ \vdots \\ y_0(k+D|k) \end{bmatrix} \quad (15)$$

#### 2) 滚动优化模块。

在每个优化时间间隔内,根据预测结果调用滚动优化模块,考虑系统运行约束,在未来一段时间的优化目标下求取各单元出力,生成实时调度指令。为提高实时性和准确性,仅控制时域内第一个时段的优化结果会被执行,滚动优化的意义在于到了下一个时段,控制域时间窗口向后移动一个时间间隔,根据系统采集的最新输出数据和实际量测值,重复上述过程进行新一轮的预测和优化,如附录 A 图 A5 所示。

基于预测环节所得的预测信息,结合系统当前  $k$  时刻的状态量,在满足系统运行约束的前提下求解优化目标,得到从  $k+1$  时刻到  $k+M$  时刻的控制指令序列。MPC 的优化性能目标可用如下二次函数表示:

$$\min J(k) = \sum_{j=1}^D \left\| \hat{y}(k+j|k) - \tilde{y}(k+j|k) \right\|_Q^2 + \sum_{j=1}^M \left\| \Delta u(k+j|k) \right\|_W^2 \quad (16)$$

式中:  $\hat{y}(k+j|k)$  为在  $k$  时刻对  $k+j$  时刻的输出预测值;  $\tilde{y}(k+j|k)$  为在  $k$  时刻对  $k+j$  时刻的输出参考值;  $\Delta u(k+j|k)$  为未来  $(k+j-1, k+j]$  时段控制变量的预测增量;  $Q$  为控制输出变量误差的权重矩阵;  $W$  为控

制成本的权重矩阵。

### 3) 反馈校正模块。

为克服时变性、不确定性等因素的干扰,确保输出的准确性,MPC加入了反馈校正模块。在每个采样时刻,对比系统实际输出信息与预测数据,计算得到最新的预测误差,在线修正优化模型中各个模块参数并及时调整各单元出力,从而与预测模块、滚动优化模块构成闭环滚动优化控制系统。

在  $k$  时刻下发由滚动优化所得到的控制变量  $\Delta u(k+j|k)$  后,  $k+1$  时刻的预测输出值可表示为:

$$\hat{y}(k+1|k) = y_0(k+1|k) + a_1 \Delta u(k+1|k) \quad (17)$$

$k+1$  时刻的实际输出值  $y(k+1)$  与预测输出  $\hat{y}(k+1|k)$  存在误差  $e(k+1)$ , 其可表示为:

$$e(k+1) = y(k+1) - \hat{y}(k+1|k) \quad (18)$$

将该误差加权后可用于修正输出预测值, 即:

$$\tilde{Y}_p = \hat{Y}_p + e(k+1)h \quad (19)$$

式中:  $\tilde{Y}_p$  为  $k+1$  时刻引入预测误差  $e(k+1)$  修正后系统在其他时刻  $p$  的输出值;  $\hat{Y}_p$  为在  $k$  时刻控制变量  $\Delta u(k+j|k)$  作用下系统未来  $p$  个时刻的预测输出值;  $h$  为误差修正向量。

综上所述, 本节提出的云边协同调控方法具体步骤如下。首先由各园区的边缘控制器从园区自身利益角度出发制定基于 MPC 的实时调度方案, 并将其中的联络线功率信息上传至能量管理云平台。接着由能量管理云平台综合考虑各园区的协同成本以及系统整体运行经济性, 将各园区等效为有功可控的节点进行优化协同控制, 由此决策出一个以系统整体向配电网购电费用最小为目标的联络线功率传输方案, 并将该方案利用通信设备分类反馈给相关边缘控制器以进行有限次数的信息交互。为实现集中控制层与分布协同层的有效协同和快速收敛, 采用诸如 ADMM 的分布式算法控制能量管理云平台与各边缘控制器, 根据不同优化目标单独求解联络线功率数值偏差。最后将确保多方利益均衡的控制指令下发给实际设备层, 实现 CIES 在实时阶段的云边协同控制。

## 4 CIES 双层能量优化模型

### 4.1 集中调控层优化模型

考虑到从隐私保护角度出发园区之间交互的信息量有限, 并且由于各园区的供需信息数据仅由最大化其自身利益得到而具有一定的局限性, 因此需设定能量管理云平台, 在交互过程中确保对 CIES 整体经济效益的把握。通过调用集中控制层优化模型, 从宏观层面对各园区之间的功率交互进行协同调控, 确保在实时运行阶段系统内各园区电能供需

平衡且向配电网购电费用最小化。

#### 1) 目标函数。

为缓解控制中心的计算压力, 综合能源管理系统负责协调园区间联络线功率, 由此建立最小化系统向上级配电网购电费用的优化目标函数为:

$$\min C_{EX}^t = \left( \frac{c_{buy}^t + c_{sell}^t}{2} P_{PCC}^t + \frac{c_{buy}^t - c_{sell}^t}{2} |P_{PCC}^t| \right) \Delta t \quad (20)$$

式中:  $C_{EX}^t$  为  $t$  时刻系统向上级配电网购电费用;  $P_{PCC}^t$  为  $t$  时刻系统与上级配电网交互的功率。

CIES 内各个园区电功率实时交互的联络过程存在如下 2 种情况: 情况 1, 若各园区通过与相邻园区的协同能够实现电能供需平衡, 则无需向上级配电网购售电能, 此时  $P_{PCC}^t = 0$ ; 情况 2, 若通过各园区协同之后系统整体仍存在功率盈余或缺额的情况, 则需向上级配电网出售或购买电能, 此时  $P_{PCC}^t \neq 0$ 。因此, 为确保系统总体电力供需平衡, 园区间交互的功率总和与系统和上级配电网交互的功率存在如下关系:

$$\sum_{i=1}^{N_z} P_{i, EX}^t + P_{PCC}^t = 0 \quad (21)$$

由式(21)可知, 集中调控层的实际优化变量为各园区与相邻园区交互的功率, 因此可将式(20)改写为:

$$\min C_{EX}^t = \left( -\frac{c_{buy}^t + c_{sell}^t}{2} \sum_{i=1}^{N_z} P_{i, EX}^t + \frac{c_{buy}^t - c_{sell}^t}{2} \left| \sum_{i=1}^{N_z} P_{i, EX}^t \right| \right) \Delta t \quad (22)$$

#### 2) 约束条件。

联络线功率传输限制为:

$$-P_{EX}^{\max} \leq P_{i, EX}^t \leq P_{EX}^{\max} \quad (23)$$

$$-P_{PCC}^{\max} \leq P_{PCC}^t \leq P_{PCC}^{\max} \quad (24)$$

式中:  $P_{EX}^{\max}$  为园区间联络线允许传输的最大功率;  $P_{PCC}^{\max}$  为系统与配电网间联络线允许传输的最大功率。

### 4.2 分布协同层优化模型

传统开环优化调度的预测误差随着时间尺度的增加而增大, 因此各园区边缘控制器需要在实时阶段采用诸如 MPC 的闭环滚动优化算法对日内下发的优化调度结果进行及时修正。首先, 利用式(15)所示的状态空间方程分别建立风光有功出力和电负荷需求预测模型; 然后, 将所得预测数据作为滚动优化模型输入变量, 以日内短时间尺度优化结果为参考值, 以最小程度修正可控单元出力偏差为控制目标, 每隔 5 min 进行滚动优化求解未来有限时段的控制变量序列, 以辅助平抑风光出力、负荷数据的实时波动; 最后, 根据实际量测值建立反馈校正模型, 在每次滚动优化时修正优化参数, 以减少可再生能源

和负荷需求不确定性对优化结果的偏差。

#### 1) 目标函数。

由于第2节建立的日前-日内CIES优化调度模型基本保证了园区运行的经济性,因此实时调控的目标为在有预测误差的情况下,区域内各类设备出力与相邻园区交互的功率相对日内调度求得参考值的偏差最小,并采用如下二次函数进行评估:

$$\min f_i = \sum_{j=1}^D \left\| P_i(k+j|k) - \tilde{P}_i(k+j) \right\|_Q^2 = \sum_{j=1}^D \left\| P_{i,0}(k) + \sum_{i=1}^j \Delta u_i^T(k+j|k) - \tilde{P}_i(k+j) \right\|_Q^2 \quad (25)$$

$$\tilde{P}_i(k+j) = [\tilde{P}_{i,EX}^T(k+j), \tilde{P}_{i,BS}^T(k+j), \tilde{P}_{i,IL}^T(k+j), \tilde{P}_{i,DLC}^T(k+j)]^T \quad (26)$$

$$P_i(k+j|k) = [P_{i,EX}^T(k+j|k), P_{i,BS}^T(k+j|k), P_{i,IL}^T(k+j|k), P_{i,DLC}^T(k+j|k)]^T \quad (27)$$

式中:  $\min f_i$  为园区  $i$  的优化目标函数;  $P_i(k+j|k)$  为园区  $i$  在  $k$  时刻预测  $k+j$  时刻联络线功率和储能设备、柔性负荷等各可控单元有功出力;  $P_{i,EX}(k+j|k)$  为园区  $i$  在  $k$  时刻预测  $k+j$  时刻联络线功率,  $P_{i,BS}(k+j|k)$ 、 $P_{i,IL}(k+j|k)$ 、 $P_{i,DLC}(k+j|k)$  类似;  $\tilde{P}_i(k+j)$  为园区  $i$  在日内阶段优化所得  $k+j$  时刻联络线功率和储能设备、柔性负荷等各可控单元有功出力参考值;  $\tilde{P}_{i,EX}(k+j)$  为园区  $i$  在日内阶段优化所得  $k+j$  时刻联络线功率参考值,  $\tilde{P}_{i,BS}(k+j)$ 、 $\tilde{P}_{i,IL}(k+j)$ 、 $\tilde{P}_{i,DLC}(k+j)$  类似;  $P_{i,0}(k)$  为园区  $i$  内包含联络线、储能设备、柔性负荷等可控单元有功出力初始值,由实际量测得到;  $\Delta u_i(k+j|k)$  为园区  $i$  在  $k$  时刻预测  $(k+j-1, k+j)$  时段内上述可控单元有功出力增量。

将所求得的园区  $i$  未来  $D$  个时刻控制变量序列中的第1个控制变量列向量下发,计算  $k+1$  时刻园区  $i$  内的设备有功出力及与园区间的联络线功率为:

$$P_i(k+1|k) = P_{i,0}(k) + \Delta u_i^T(k+1|k) \quad (28)$$

#### 2) 约束条件。

电功率平衡约束为:

$$P_{i,WT}(k+j|k) + P_{i,PV}(k+j|k) + \sum P_i(k+j|k) = P_{i,LD}(k+j|k) \quad (29)$$

式中:  $P_{i,WT}(k+j|k)$ 、 $P_{i,PV}(k+j|k)$ 、 $P_{i,LD}(k+j|k)$  分别为园区  $i$  在  $k$  时刻预测  $k+j$  时刻的光伏出力、风电出力和净电负荷。

各园区的各可控单元出力变化量应被限制在功率可调范围内,则可控单元有功出力变化量约束为:

$$\Delta u_i^{\min} \leq \Delta u_i(k+j|k) \leq \Delta u_i^{\max} \quad (30)$$

式中:  $\Delta u_i^{\max}$ 、 $\Delta u_i^{\min}$  分别为园区  $i$  内可控单元有功出力

增量的上、下限。

将系统实际运行采样值作为当前时段优化控制的基准值构成闭环控制,反馈校正约束为:

$$P_{i,0}(k+1) = P_{i,real}(k+1) + \sigma_p \quad (31)$$

式中:  $P_{i,0}(k+1)$  为  $k+1$  时刻园区  $i$  优化控制的基准值;  $P_{i,real}(k+1)$  为量测所得  $k+1$  时刻园区  $i$  实际有功出力值;  $\sigma_p$  为运行采样误差。

#### 4.3 优化求解算法

选取计算效率高、收敛性能好、鲁棒性强的分布式迭代算法 ADMM 对集中调控层优化模型和分布协同层优化模型进行求解。

首先,需要将两者整合为如下的形式:

$$\begin{cases} \min (f(x) + g(z)) \\ \text{s.t. } x \in X, z \in Z \\ x = z \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $x$ 、 $z$  分别为分布协同层模型和集中调控层模型中的优化向量;  $f(x)$  和  $g(z)$  分别为  $x$ 、 $z$  的目标函数;  $X$  和  $Z$  分别为分布协同层模型和集中调控层模型中的约束集合。

ADMM 迭代求解过程如附录 A 图 A6 所示,更新迭代的标准形式如下:

$$\begin{cases} x_i^{l+1} = \underset{x_i}{\operatorname{argmin}} \left[ f_i(x_i) + \lambda^l (x_i - z_i^l) + \frac{\rho}{2} \|x_i - z_i^l\|_2^2 \right] \\ i = 1, 2, \dots, N_z \\ z^{l+1} = \underset{z}{\operatorname{argmin}} \left[ g(z) + \lambda^l (x^{l+1} - z) + \frac{\rho}{2} \|x^{l+1} - z\|_2^2 \right] \\ \lambda^{l+1} = \lambda^l + \rho (x^{l+1} - z^{l+1}) \end{cases} \quad (33)$$

式中:  $x_i$  为在边缘控制器求解的园区  $i$  与相邻园区交互功率,  $x_i^{l+1}$  为其参与第  $l+1$  次迭代的取值,  $f_i(x_i)$  为园区  $i$  的目标函数;  $z_i^l$  为在能量管理云平台求解的园区  $i$  与相邻园区交互功率变量参与第  $l$  次迭代的取值;  $x^{l+1}$ 、 $z^{l+1}$  分别为在边缘控制器、能量管理云平台各自求解的所有园区间交互功率变量参与第  $l+1$  次迭代的取值;  $\lambda^l$ 、 $\lambda^{l+1}$  分别为第  $l$  次、第  $l+1$  次迭代的拉格朗日乘子;  $\rho$  为惩罚系数。

ADMM 收敛特性用原始残差和对偶残差表示:

$$\begin{cases} r^{l+1} = x^{l+1} - z^{l+1} \\ s^{l+1} = \rho (z^{l+1} - z^l) \end{cases} \quad (34)$$

式中:  $r^{l+1}$ 、 $s^{l+1}$  分别为第  $l+1$  次迭代的原始残差、对偶残差。

迭代收敛判据如下:

$$\begin{cases} \|r^{l+1}\|_2^2 \leq \varepsilon^{\text{pri}} \\ \|s^{l+1}\|_2^2 \leq \varepsilon^{\text{dual}} \end{cases} \quad (35)$$

式中:  $\varepsilon^{\text{pri}}$ 、 $\varepsilon^{\text{dual}}$  分别为原始残差、对偶残差的容差。

## 5 算例分析

### 5.1 仿真场景说明

以含可再生能源、微型燃气轮机、燃气锅炉、储电/热设备、柔性冷热电负荷的CIES为研究对象,其结构如附录A图A7所示。设定系统中可转移负荷、可控冷热负荷最大响应量均占原始负荷量的15%,可中断负荷最大响应量占原始负荷量的10%。根据2.2节,计及虚拟储能的CIES能量优化的日前、日内调度模型均为混合整数线性规划模型,控制变量包括CIES一天24 h内分别以1 h和15 min为调度间隔的供能设备出力情况、GES的参与调度功率及其荷能状态、园区从电网的购电量及从天然气公司的购气量等。选取夏季典型日进行仿真验证,风/光功率预测曲线和全天电/热负荷预测曲线分别如附录B图B1和图B2所示。仿真平台为基于内嵌在MATLAB环境中的YALMIP平台,调用商业求解器GUROBI依次求解日前、日内CIES优化模型,2.2节的日前、日内调度模型的优化结果见文献[16]。

以修改后的IEEE 33节点算例系统为例,其拓扑结构见图2。节点1和节点2间有一110 kV/10 kV变压器,其余变压器等级均为10 kV/380 V。仿真对象为由3个典型园区组成的CIES,并在各园区的变压器低压侧(即节点7、19、26处)布置配变监测终端。

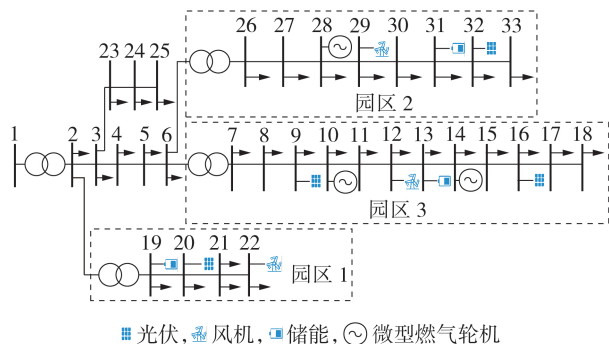


图2 修改后的IEEE 33节点系统的拓扑结构

Fig.2 Topology of modified IEEE 33-bus system

为验证双层能量优化方法在平抑系统内可再生能源出力和负荷需求短时波动的有效性,园区1—3在日内10:00—11:00时段优化数据的基础上分别增加幅值在 $\pm 20\%$ 内的风电出力、光伏出力和负荷需求波动,各园区相较于日内优化的实时波动情况见附录B图B3。分布协同层优化模型以日内电功率快速调整模型的优化结果为参考,集中调控层优化模型以各园区求解的联络线功率为迭代初始量。上下层均每隔5 min进行一次滚动优化,下面为具体仿真结果与分析。

### 5.2 优化结果分析

1) 园区1—3边缘控制器优化结果。

图3为10:00—11:00时段CIES日内优化参考值,此时未考虑园区间交互。图4为园区2每5 min的分布协同层模型优化结果,园区1、园区3的优化结果分别见附录B图B4和图B5。

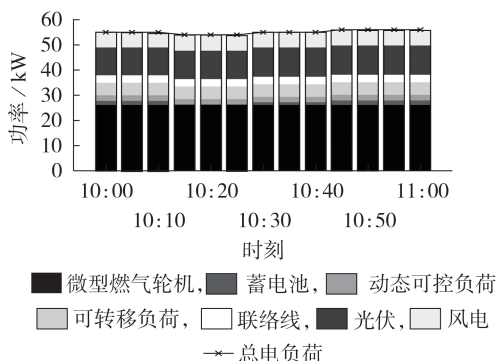


图3 10:00—11:00时段CIES日内优化参考值

Fig.3 Intraday optimization reference value of CIES in 10:00-11:00 period

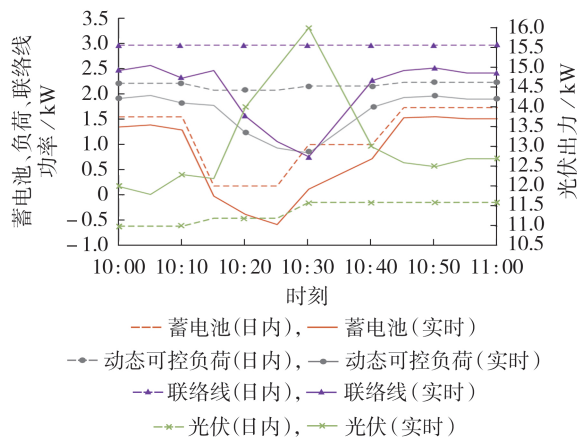


图4 10:00—11:00时段园区2实时能量优化结果

Fig.4 Results of real-time energy optimization for Community 2 in 10:00-11:00 period

本文考虑的柔性负荷包括可转移负荷、可中断负荷以及动态可控负荷,由于可转移负荷的转移量与转移时间已在日前签订协议,并且可中断负荷参与调控时间过短,10:00—11:00时段也不属于可中断负荷的强制关停时段<sup>[16]</sup>,因此柔性负荷中只有动态可控负荷参与实时调控。此外,由于微型燃气轮机在实时阶段调节成本较高,因此3个园区均未调整其出力,而是选择调节成本较低、调节速度较快的蓄电池和联络线来平抑园区内风电、光伏和电负荷的实时波动。

由图3可知,经过计及虚拟储能的CIES能量优化的日前、日内调度后,通过多能互补和可调度资源响应,可有效解决园区内可再生能源出力与电负荷需求的不确定性问题,保证了园区的电能供需平衡。

由图4可知,园区1内光伏实际出力略低于日内预测值,因此在园区内光伏出力与电负荷需求相对于日内预测值不变的情况下,为实现园区内电能供需平衡并平抑可再生能源与电负荷需求波动,蓄电池放电量和动态可控负荷响应量均略有增加,这表明园区对外电能需求的联络线功率增加。由图B4可知,园区2内光伏实际出力显著高于日内预测值,因此在园区内风电出力与电负荷需求相对于日内预测值不变的情况下,蓄电池在部分时段由放电状态转为充电状态以存储园区内盈余电量,而动态可控负荷响应量和联络线功率有所降低。由图B5可知,园区3内电负荷实际需求高于日内预测值,因此在园区内可再生能源出力相对于日内预测值不变的情况下,蓄电池发电量、动态可控负荷响应量以及联络线功率均有所增加。

总之,由于在优化过程中设定调节成本系数为蓄电池>动态可控负荷>联络线,实时阶段各园区为平抑可再生能源与电负荷需求波动,均选择调节成本最低的联络线承担主要的功率波动,而调节成本最高的蓄电池则调节幅度较小。

## 2) 能量管理云平台优化结果。

集中调控层优化结果见图5,可见通过园区间的互动协调能有效降低CIES在出现功率波动时对上级电网的电力需求变化。具体为:在园区2光伏多发时段,可将盈余电量通过园区间的联络线传输给由于风电少发和电负荷增加而出现功率缺额的园区1和园区3,其中园区1的功率缺额整体少于园区3,则园区2向园区3传输的电功率高于园区1。

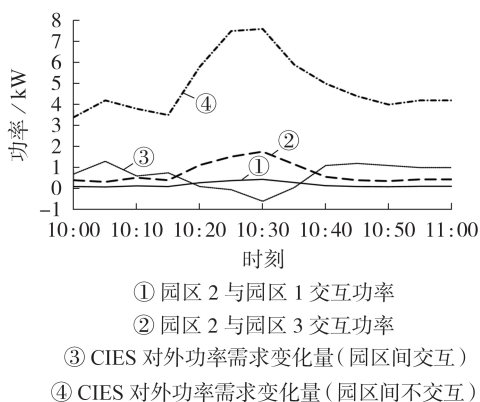


图5 10:00—11:00时段能量管理云平台能量优化结果  
Fig.5 Energy optimization results of energy management cloud platform in 10:00-11:00 period

经过园区间的功率交互后,若系统仍存在功率不平衡,则需改变系统与上级电网交互的功率,如图5中的CIES对外功率需求变化量(园区间交互)所示,该功率变化量在0附近波动,峰值为1.3 kW。显然此时园区2联络线功率的变化量应等于园区间的

交互功率与CIES对外功率需求变化量的数值之和,这验证了本文所提双层能量优化方法在保证系统电能供需平衡方面的有效性。对于不考虑园区间协同的集中式优化方法,当各园区可再生能源出力和电负荷需求出现同样的波动时,系统与上级电网交互的功率如图5中的CIES对外功率需求变化量(园区间不交互)所示,将削弱系统的经济性与安全性。

## 5.3 算法收敛性分析

为验证ADMM求解双层能量优化模型的收敛性,从调节成本的迭代数值统计和迭代收敛曲线角度讨论各园区调节成本在边缘控制器与能量管理云平台的变化情况。

### 1) 调节成本迭代数值统计。

各园区调节成本的迭代数值变化见附录C表C1—C3,可知能量管理云平台与各边缘控制器的初始成本相差较大,但加入惩罚因子后,两者趋于统一。

### 2) 调节成本迭代收敛曲线。

各园区调节成本在能量管理云平台用ADMM求解的迭代收敛曲线如图6所示。

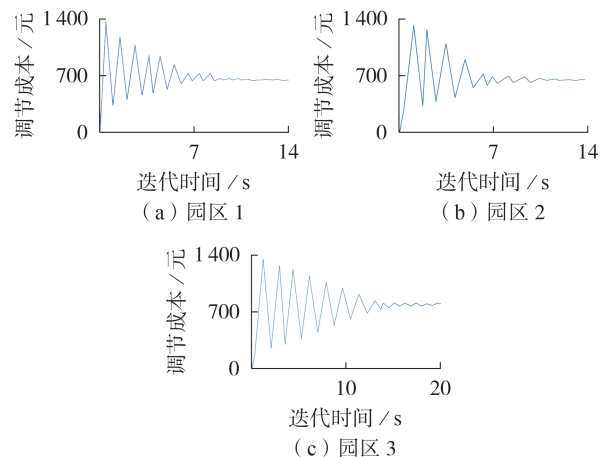


图6 各园区调节成本的迭代收敛曲线  
Fig.6 Iterative convergence curves of adjustment cost in each community

由于园区3的负荷增量较大,其调节成本高于园区1和园区2,调节时间也更长,但3个园区的协同优化都能在20 s内收敛。由此可见,云边协同采用ADMM进行求解具有良好的收敛性。

## 6 结论

本文首先提出了以能量管理云平台为集中调控层、各园区的边缘控制器为分布协同层的纵向多层级协同调控架构;其次提出了计及虚拟储能的CIES能量优化调度框架,在日前阶段建立热电协同能量优化模型,在日内阶段建立电功率快速调整模型;然后提出了基于MPC的实时云边协同调控方法,在能

量管理云平台建立集中调控层优化模型,在各园区的边缘控制器建立分布协同层优化模型;最后利用ADMM进行分布式求解得到协同调度方案。基于日内优化结果,计及云边协同的CIES双层能量优化方法可有效地平抑实时可再生能源出力 and 负荷需求波动,确保各园区电能的供需平衡,促进系统整体效益的提升。

未来将考虑进一步提高需求响应机制在CIES协同调控的作用,实现各类资源的优化配置和利益均衡分配,克服通信延时,提升分布式迭代收敛速度。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] LIU N, WANG J, WANG L. Hybrid energy sharing for multiple microgrids in an integrated heat-electricity energy system [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 1139-1151.
- [2] 陈胜, 卫志农, 顾伟, 等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革: 多能流协同技术[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 3-12.  
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [3] 周步祥, 夏海东, 臧天磊. 考虑能量梯级利用的园区综合能源系统站网协同规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(1): 20-27.  
ZHOU Buxiang, XIA Haidong, ZANG Tianlei. Station and network coordinated planning of park integrated energy system considering energy cascade utilization [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(1): 20-27.
- [4] 顾泽鹏, 康重庆, 陈新宇, 等. 考虑热网约束的电热能源集成系统运行优化及其风电消纳效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3596-3604.  
GU Zepeng, KANG Chongqing, CHEN Xinyu, et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3596-3604.
- [5] 王伟亮, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑运行约束的区域电力-天然气-热力综合能源系统能量流优化分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(24): 7108-7120.  
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Analysis of energy flow optimization in regional electricity-gas-heat integrated energy system considering operational constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24): 7108-7120.
- [6] 任洪波, 邓冬冬, 吴琼, 等. 基于热电共融的区域分布式能源互联网协同优化研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4023-4034.  
REN Hongbo, DENG Dongdong, WU Qiong, et al. Collaborative optimization of distributed energy network based on electricity and heat interchanges [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4023-4034.
- [7] 王皓, 艾芊, 甘霖, 等. 基于多场景随机规划和MPC的冷热电联合系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 51-58.  
WANG Hao, AI Qian, GAN Lin, et al. Collaborative optimization of combined cooling heating and power system based on multi-scenario stochastic programming and model predictive control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 51-58.
- [8] 肖斐, 艾芊. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度需求响应资源优化调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 184-190.  
XIAO Fei, AI Qian. Multiple time-scale optimal dispatch of demand response resource for microgrid based on model predictive control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 184-190.
- [9] 艾欣, 陈政琦, 孙英云, 等. 基于需求响应的电-热-气耦合系统综合直接负荷控制协调优化研究[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1160-1171.  
AI Xin, CHEN Zhengqi, SUN Yingyun, et al. Study on integrated DLC coordination optimization of electric-thermal-gas coupling system considering demand response [J]. Power System Technology, 2019, 43(4): 1160-1171.
- [10] 魏震波, 任小林, 黄宇涵. 考虑综合需求侧响应的区域综合能源系统多目标优化调度[J]. 电力建设, 2020, 41(7): 92-99.  
WEI Zhenbo, REN Xiaolin, HUANG Yuhuan. Multi-objective optimal dispatch for integrated energy system considering integrated demand response [J]. Electric Power Construction, 2020, 41(7): 92-99.
- [11] 王明军, 穆云飞, 孟宪君, 等. 考虑热能输运动态特性的电-热综合能源系统优化调度方法[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 132-142.  
WANG Mingjun, MU Yunfei, MENG Xianjun, et al. Optimal scheduling method for integrated electro-thermal energy system considering heat transmission dynamic characteristics [J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 132-142.
- [12] 鄢发齐, 李姚旺, 汪旸, 等. 含CAES和多类型柔性负荷的电力系统多时间尺度电能-备用联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 73-81.  
YAN Faqi, LI Yaowang, WANG Yang, et al. Multi-time scale joint optimal dispatch of energy and reserve in power system with CAES and multi-type flexible load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 73-81.
- [13] KARGARIAN A, FALAHATI B, FU Y. Optimal operation of distribution grids: a system of systems framework [C] // 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). Lyngby, Denmark: IEEE, 2013: 1-6.
- [14] 刘敦楠, 徐尔丰, 许小峰. 面向园区微网的“源-网-荷-储”一体化运营模式[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 681-689.  
LIU Dunnann, XU Erfeng, XU Xiaofeng. “Source-network-load-storage” integrated operation model for microgrid in park [J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 681-689.
- [15] KINHEKAR N, PADHY N P, GUPTA H O. Multiobjective demand side management solutions for utilities with peak demand deficit [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 55(1): 612-619.
- [16] SHEN Y, LIANG X Y, HU W, et al. Optimal dispatch of regional integrated energy system based on a generalized energy storage model [J]. IEEE Access, 2020, 9: 1546-1555.
- [17] 孙毅, 李泽坤, 许鹏, 等. 异构柔性负荷建模调控关键技术及发展方向研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(24): 7146-7158.  
SUN Yi, LI Zekun, XU Peng, et al. Research on key technologies and development direction of heterogeneous flexible load modeling and regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24): 7146-7158.
- [18] DAI Y, CHEN L, MIN Y, et al. Dispatch model of combined heat and power plant considering heat transfer process [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1225-1236.
- [19] 殷爽睿, 艾芊, 王大鹏, 等. 考虑空调负荷虚拟储能的产消者鲁

棒日前申报策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 24-34.

YIN Shuangrui, AI Qian, WANG Dapeng, et al. Day-ahead robust bidding strategy for prosumer considering virtual energy storage of air-conditioning load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 24-34.

[20] 刘春明, 李瑞月, 尹钰君, 等. 基于鲁棒随机模型预测控制的园区综合能源系统两阶段优化[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 1-7.

LIU Chunming, LI Ruiyue, YIN Yujun, et al. Two-stage optimization for community integrated energy system based on robust stochastic model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 1-7.

#### 作者简介:



周洪伟

化(E-mail: xiaobodou@seu.edu.cn)。

周洪伟(1979—), 男, 高级工程师, 硕士, 主要研究方向为新能源及电力电子技术(E-mail: 13770689702@139.com);

袁洲茂(1998—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网优化及人工智能算法应用(E-mail: yuan\_zhoumao@sina.com);

窦晓波(1979—), 男, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为分布式电源(储能)、微电网、配电网运行控制及能量优化(E-mail: xiaobodou@seu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

## Two-level energy optimization for community integrated energy system considering cloud-edge collaboration

ZHOU Hongwei<sup>1</sup>, ZONG Xuanjun<sup>1</sup>, ZOU Sheng<sup>1</sup>, YUAN Zhoumao<sup>2</sup>,  
LIANG Xinyu<sup>2</sup>, DOU Xiaobo<sup>2</sup>, YU Jingwen<sup>2</sup>

(1. Economic and Technological Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210008, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

**Abstract:** Digging into the community integrated energy system internal multi-energy coupling usage and comprehensive response demand potential deeply, the flexible resources inside the system are modeled as the energy storage, and the virtual energy storage resources are divided according to the time scale participating in optimal scheduling, thus the day-ahead and intraday two-stage community integrated energy system optimal scheduling method is proposed. The thermoelectric co-optimization model is built at the day-ahead stage and the electric power rapid adjustment model based on day-ahead scheduling results is built at the intraday stage. Furthermore, in order to give full play to the time and space complementary advantages of the resources among communities in integrated energy system, the two-layer energy optimization method for the integrated energy system considering cloud-edge collaboration is proposed from the perspectives of multi-time scale and multi-agent, which is applicable to the real-time stage. Based on the latest prediction results of renewable energy and electric load in each community, the real-time energy optimization model that meets the overall operation economic goal of system is established on the energy management cloud platform. The refined control model is established in the edge controllers using model predictive control method, which takes the intraday optimal results as the reference values. And the alternating direction method of multipliers is used to solve the problem, so as to realize the balance between the community's own benefits and the overall benefits of the integrated energy system. The simulative results show that through the transmission power coordination of tie-lines among communities and auxiliary calls for electric energy storage and dynamic controllable load, the real-time fluctuation of renewable energy output and electric load demand can be effectively smoothed, improving the robustness and effectiveness of the system overall operation control.

**Key words:** community integrated energy system; cloud-edge collaboration; energy optimization; model predictive method; alternating direction method of multipliers

## 附录 A

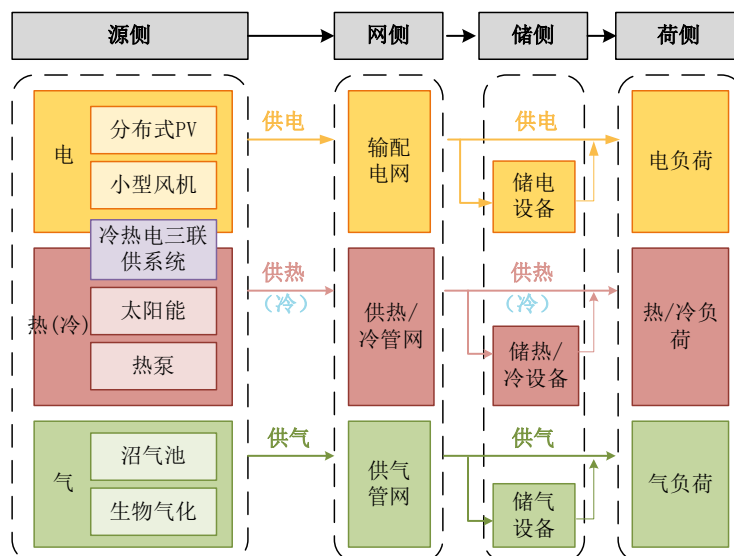


Fig.A1 "Source-network-load-storage" framework of CIES

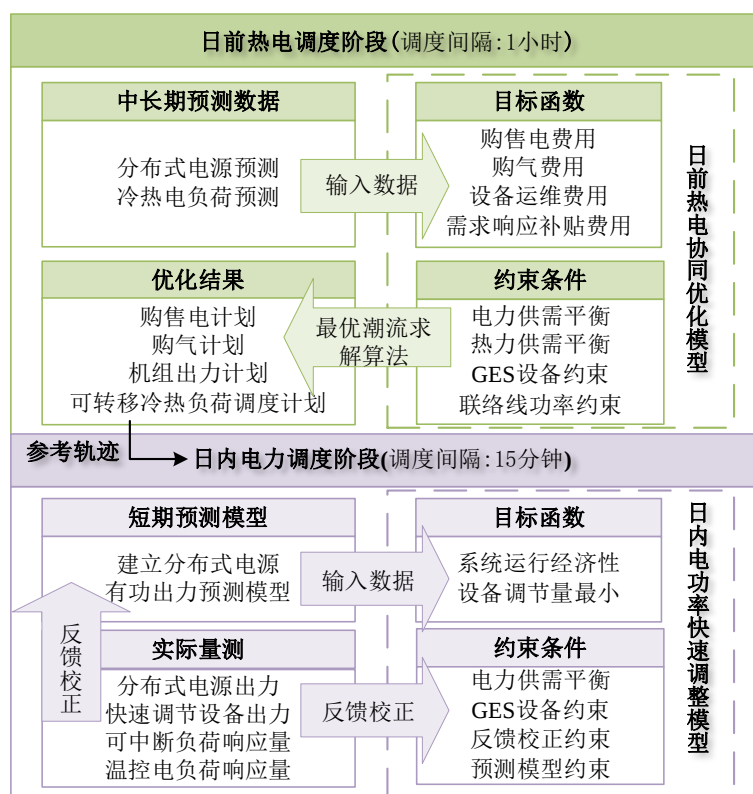


Fig.A2 Day-ahead and intraday dispatching of CIES

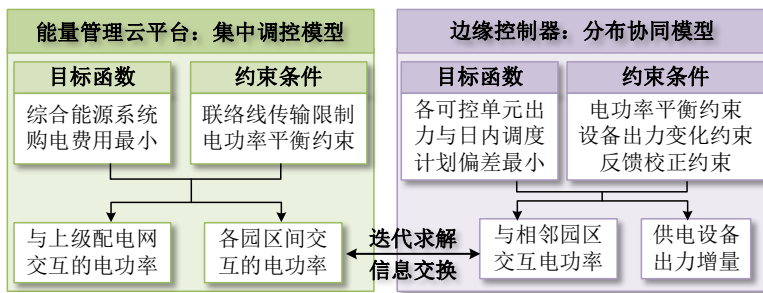


图 A3 实时阶段云边协同优化调度建模思路

Fig.A3 Modeling idea of cloud-side collaborative optimization scheduling in real-time stage

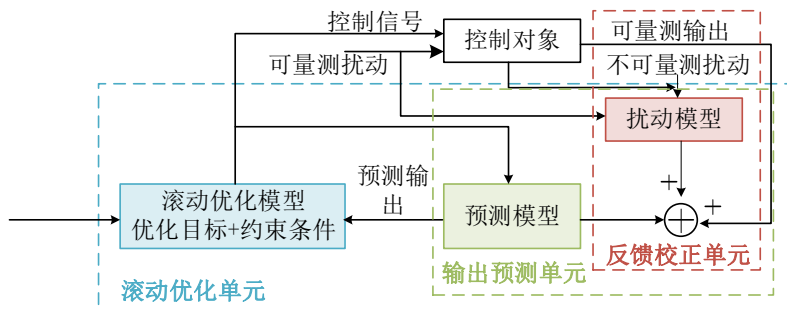


图 A4 MPC 原理图

Fig.A4 Principle diagram of MPC

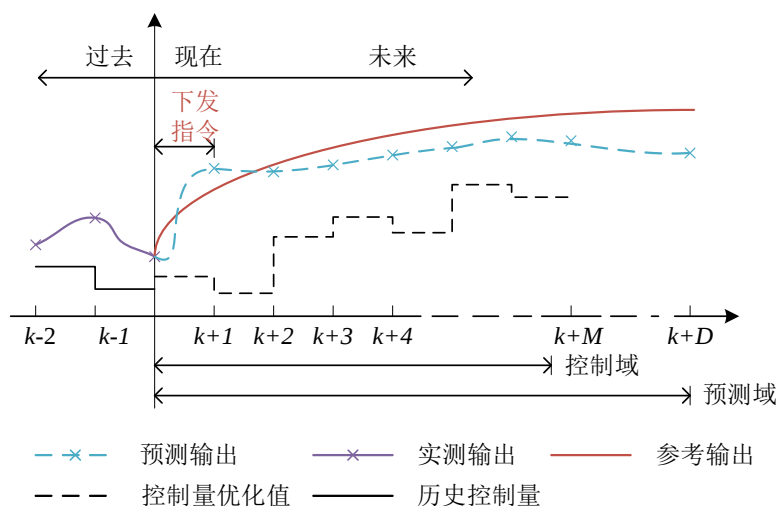


图 A5 MPC 滚动优化环节原理图

Fig.A5 MPC rolling optimization process schematic diagram

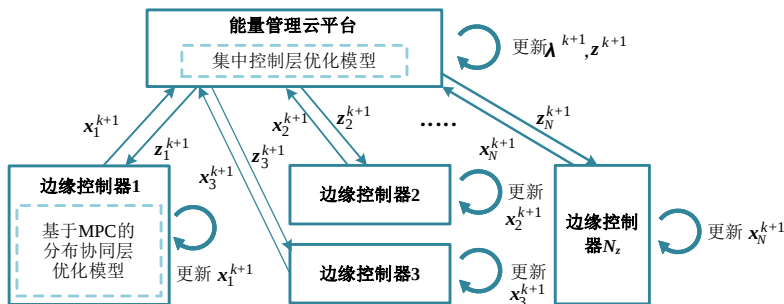


图 A6 基于 ADMM 的迭代求解过程

Fig.A6 Iterative solution process based on ADMM

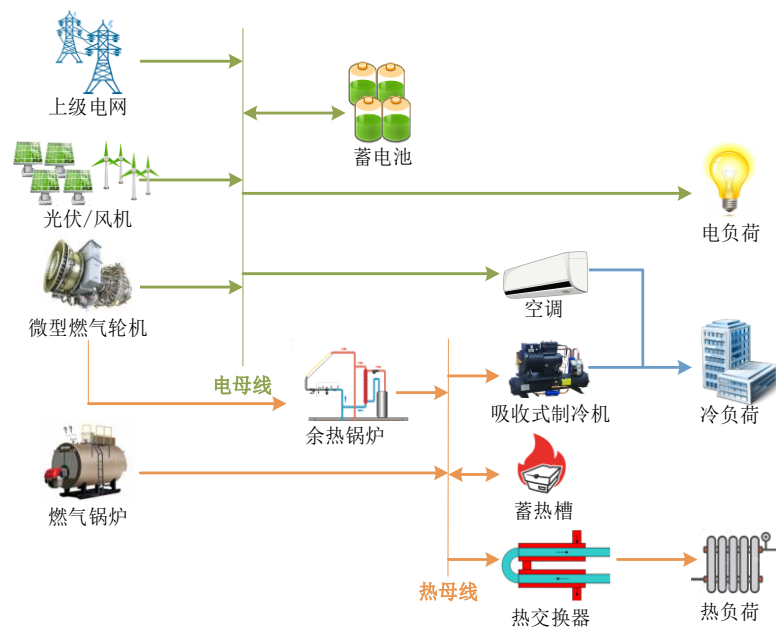


图 A7 CIES 结构示意图  
Fig.A7 Schematic diagram of CIES

## 附录 B

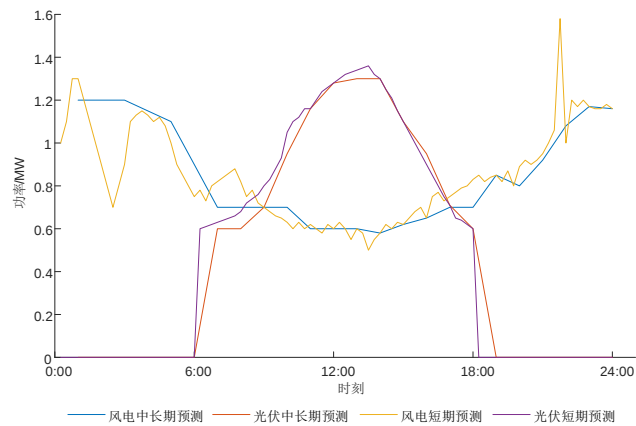


图 B1 可再生能源发电出力预测曲线

Fig.B1 Renewable energy generation output forecast curve

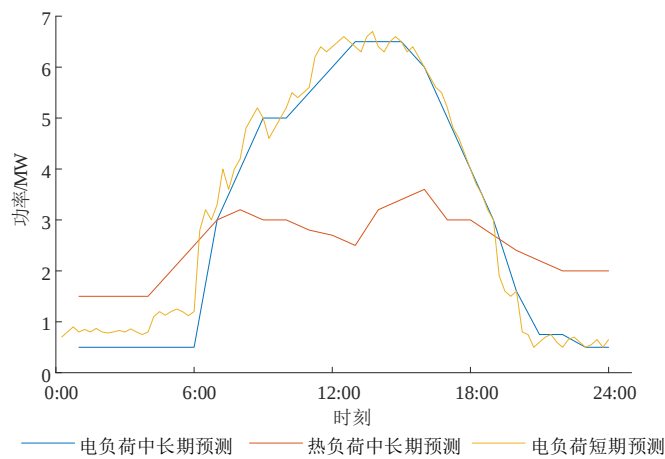


图 B2 电、热负荷功率预测曲线

Fig.B2 Power prediction curves of electric and thermal loads

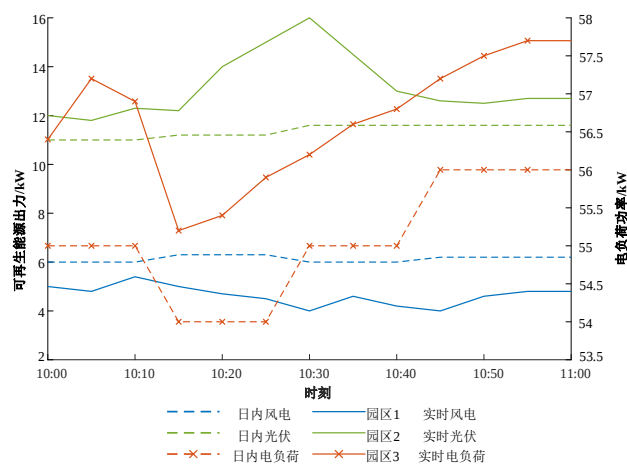


图 B3 实时与日内阶段 10:00—11:00 预测曲线对比

Fig.B3 Comparison of real-time and intraday prediction curves from 10:00 to 11:00

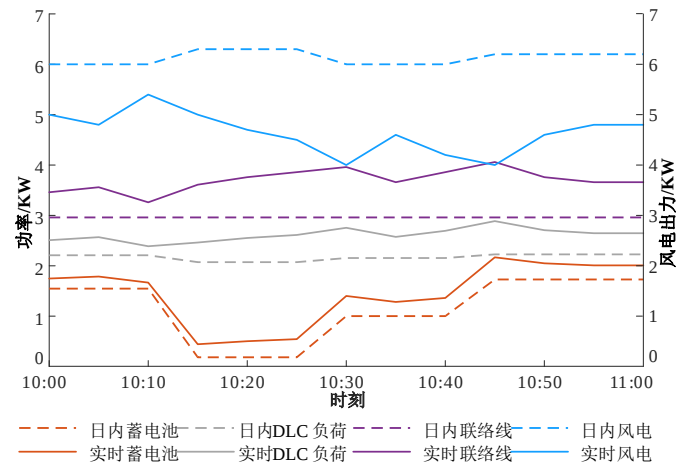


图 B4 园区 1 的 10:00—11:00 实时能量优化结果

Fig.B4 Results of real-time energy optimization of Community 1 from 10:00 to 11:00

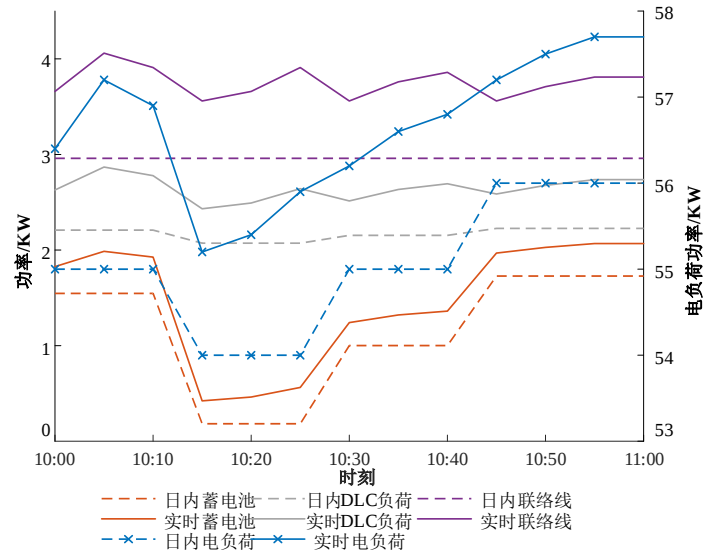


图 B5 园区 3 的 10:00—11:00 实时能量优化结果

Fig.B5 Results of real-time energy optimization of Community 3 from 10:00 to 11:00

附录 C

表 C1 园区 1 调节成本迭代情况

Table C1 Adjusts cost iteration of Community 1

| 迭代次数 | 能量管理云平台计算值/元 | 园区 1 控制器计算值/元 |
|------|--------------|---------------|
| 1    | 1367.412     | 334.824       |
| 2    | 1185.943     | 408.946       |
| 3    | 1076.045     | 460.064       |
| ...  | ...          | ...           |
| 8    | 725.879      | 638.978       |
| 9    | 667.093      | 644.089       |
| 10   | 646.645      | 646.645       |

表 C2 园区 2 调节成本迭代情况

Table C2 Adjusts cost iteration of Community 2

| 迭代次数 | 能量管理云平台计算值/元 | 园区 2 控制器计算值/元 |
|------|--------------|---------------|
| 1    | 1326.523     | 337.384       |
| 2    | 1277.962     | 383.387       |
| 3    | 1104.153     | 434.505       |
| ...  | ...          | ...           |
| 7    | 672.204      | 649.201       |
| 8    | 667.093      | 651.757       |
| 9    | 654.313      | 654.313       |

表 C3 园区 3 调节成本迭代情况

Table C3 Adjusts cost iteration of Community 3

| 迭代次数 | 能量管理云平台计算值/元 | 园区 3 控制器计算值/元 |
|------|--------------|---------------|
| 1    | 1346.562     | 186.887       |
| 2    | 1269.764     | 258.563       |
| 3    | 1226.241     | 304.644       |
| ...  | ...          | ...           |
| 12   | 811.525      | 778.242       |
| 13   | 806.423      | 780.825       |
| 14   | 798.721      | 798.721       |