

面向工业园区的集中-分布式综合需求响应方法

徐成司¹, 董树锋¹, 张舒鹏¹, 刘育权², 熊文²

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027;

2. 广州供电局有限公司, 广东省 广州市 510620)

Centralized-distributed Integrated Demand Response Method for Industrial Park

XU Chengsi¹, DONG Shufeng¹, ZHANG Shupeng¹, LIU Yuquan², XIONG Wen²

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;

2. Guangzhou Power Supply Bureau Co., Ltd., Guangzhou 510620, Guangdong Province, China)

ABSTRACT: Centralized dispatching, typically adopted to implement integrated demand response (IDR), is un conducive to protect the users' information privacy and to control the autonomy. This paper proposes a centralized-distributed IDR method for industrial parks. Firstly, the users' adjustable resources are given according to the energy supply structure of the integrated energy system in a plant. Then, the centralized-distributed interaction mechanism among the industrial users, the park energy management system and the superior power grid is designed. Furthermore, an IDR market mechanism among the users in the park is proposed based on the present two-part tariff and the unified price mechanism. On this basis, the user's operation optimization model considering multi-energy collaboration and the centralized-distributed IDR model are established, and the latter is proved to be convergent. Simulation result shows that the proposed IDR mechanism can reduce the information provided by the users and minimize the operation cost of the users as well as the whole park.

KEY WORDS: integrated demand response; integrated energy system; centralized-distributed; multi-energy cooperation; industrial user; market mechanism

摘要: 目前通常采用集中式的统一调度实施综合需求响应(integrated demand response, IDR), 这种方式在保护用户信息私密性和控制自主权方面存在不足。为此, 研究了一种工业园区集中-分布式 IDR 方法。首先根据工厂综合能源系统的供能架构给出用户的可调控资源, 然后设计了工业用户、园区能量管理系统和上级电网的集中-分布式交互机制, 进而借鉴现行的两部制电价和统一价格机制, 提出一种园区内部用户间的 IDR 市场机制。在此基础上建立了考虑多能协同的用户运行优化模型和工业园区集中-分布式 IDR 模型, 并证明了该模型迭代收敛。算例分析结果表明所提 IDR 机制可减少用户对外提供的信息, 并使用户与园区整体的运行成本最小。

关键词: 综合需求响应; 综合能源系统; 集中-分布式; 多能协同; 工业用户; 市场机制

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0945

0 引言

随着化石能源的快速枯竭及其对环境、气候的影响日益显著, 提高能源利用效率、充分利用现有的可调控资源而非单纯增加装机容量成为可持续发展的必由之路。需求响应(demand response, DR)通过整合需求侧的可调控资源与电网进行“双向互动”, 是应对日益增长且多样化的电力需求和缓解电力供需不平衡的有效手段^[1]。近年来, 构建综合能源系统, 实现多种能源的协同互补已经成为能源领域的发展趋势^[2]。在此背景下, 电力 DR 将逐步扩展为综合需求响应(integrated demand response, IDR)^[3]。IDR 是指将传统电力 DR 的负荷削减、平移与用能种类转换手段相结合的需求响应行为, 能够进一步激发需求侧的响应潜力。

目前国内外关于需求响应的研究已经取得了一定成果。文献[4]建立了电热水器集群温控负荷的模型, 研究了其在频率响应下的控制策略。文献[5]对常见居民用户负荷的需求响应特性进行分类, 提出利用家庭能量管理系统(energy management system, EMS)响应实时电价的方法。文献[6]研究了具有固定价格弹性系数的可调控负荷参与平衡风电功率波动的调度过程。文献[7]考虑工业园区中电、冷相关设备的协同运行, 建立了针对电价的 IDR 模型。文献[8]中电力公司和天然气公司将边际成本确定为能源价格以达到自身收益最大化, 多个拥有燃气轮机和燃气锅炉的用户以用能效用与用能成本之差最大为目标参与

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFB0901300)。

Project Supported by the National Key R&D Program of China (No. 2016YFB0901300).

IDR。文献[9]提出利用高斯变异粒子群算法求解大规模 IDR 问题。文献[10]提出利用分段线性函数来表征削减负荷量所需的成本，根据特定时段内各种能源用量对应的边际成本确定 DR 价格。文献[11]将工业用户对电、热、冷的需求纳入 IDR 中，响应上级的调峰指令。文献[12]给出了商业园区常见元件的模型，建立使园区总用能成本最小的优化模型，并分析了不同分时电价对园区运行的影响。

工业园区是以工业负荷为主的典型综合能源系统，工业用户在生产过程中通常涉及冷、热、电、气等多种能源的使用^[13]。与居民、商业用户相比，工业园区的负荷自动化水平较高^[14]，是实施 IDR 的良好平台。本文将以工业园区为研究对象。

目前关于 IDR 的研究多为集中式的统一优化调度，上级 EMS 需要获取用户的生产计划、设备参数等可能涉及私密性的信息，降低了用户参与 DR 的意愿。此外，现有研究中通常考虑用户对分时电价的响应，但未考虑上级电网对响应结果安全性的评估及其与用户的互动。针对上述不足，本文提出一种面向工业园区的集中-分布式 IDR 方法。工业用户首先对分时电价做出响应，考虑生产过程中的多能协同和热能梯级利用，以最小化用能成本为目标优化运行，并上报用能计划。上级电网对系统总体用能情况进行安全评估，若不能通过安全校核，则向园区下发调峰需求指令。进而在设计的 IDR 市场机制下，上层园区以最小化 IDR 总成本为目标，下层工业用户以最小化自身参与 IDR 后的成本为目标，进行双层集中-分布式优化。最终各用户的 IDR 的边际成本趋于一致，得到使用户和园区整体运行成本均最小的响应量分配方案，并且在 IDR 过程中较好地保护了用户的信息私密性。

1 工业园区集中-分布式 IDR 机制

分布式协调控制方法可分为集中-分布式和完全分布式 2 种^[15]。考虑到工业园区通常设有 EMS，为提高迭代计算的收敛速度，可将园区 EMS 作为集中节点，将各工业用户作为分散节点，采用集中-分布式的方式实施 IDR。与传统集中式的 IDR 不同，在本文的集中-分布式 IDR 机制中，园区 EMS 并不直接对用户下发优化调度指令，需求响应方案是由园区内多元用户之间的相互博弈得到。园区 EMS 是作为园区用户与上级电网、各用户之间互动的媒介，上报园区整体用能计划，下发电网的分时电价等信息，并承接上级

电网的调控任务。

用户在参与 IDR 时，为降低自身成本，会优先使用廉价的可调控资源，因此 IDR 边际成本关于 IDR 容量是递增的。基于此条件，在园区层面，当所有用户的总运行成本最低时，各用户的 IDR 边际成本趋于一致^[16]，即对于仍有可调节能力的用户，其 IDR 边际成本为一相同值，而边际成本低于上述值的用户已提供其最大 IDR 容量。本文以得到使园区整体运行成本最低，并且各用户均可在协同参与 IDR 过程中获益的 IDR 结果为目的，设计工业园区集中-分布式 IDR 机制。

1.1 工业园区用户供能架构

园区 EMS 可获取用户的用能计划，但无法直接获得用户具体设备的参数及用能曲线，以保障其信息私密性。用户对其工厂综合能源系统具有充分的控制自主权，可协同利用多种能源优化运行。

本文研究的工厂综合能源系统中包含电、气、热、冷 4 种能源形式，其供能架构如图 1 所示。

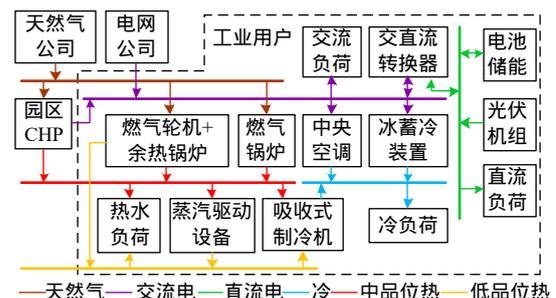


图 1 工厂综合能源系统供能架构

Fig. 1 Energy supply structure of integrated energy system in a plant

图 1 示意了工厂综合能源系统的能流情况，其中涉及的主要设备包括燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉、中央空调、吸收式制冷机、交直流转换器、电池储能、冰蓄冷装置、光伏机组和蒸汽驱动设备。此外园区中装有大型热电联供(combined heat and power, CHP)系统，以天然气作为燃料，发出的电能可售卖给电网公司，同时在发电过程排放的烟气余热经余热锅炉回收后，可产生中品位热(170 ~550)蒸汽^[17]，供给园区工业用户。

工业用户在生产用能优化运行的过程中可利用上述的全部或部分设备实现多种能源的转换与互补，并充分考虑热能的梯级利用。

1.2 工业园区集中-分布式交互机制

现有文献中大多研究用户对电价的响应，在此基础上，本文进一步考虑用户对电网调峰需求的响应。在工业园区的集中-分布式 IDR 机制中，工业用户可以最大化自身利益为目标优化运行，工业用

户和园区 EMS 之间通过多次消息传递最终对 IDR 方案达成共识,所传递的信息如图 2 所示。

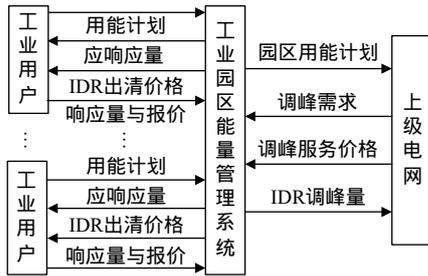


图 2 工业用户参与 IDR 的信息流示意图

Fig. 2 Information flow diagram of industrial users' participating in IDR

在图 2 中,园区 EMS 起领导^[18]作用,代表用户与上级电网交互。实施 IDR 的消息传递流程为:工业用户首先对分时电价做出响应,考虑生产过程的多能协同和热能梯级利用优化运行,并向园区 EMS 发送用能计划;园区 EMS 汇总所有用户的用能计划,上发给上级电网;上级电网对系统总体用能情况进行安全性评估,若能通过安全校核,则用户按原计划用能,否则向园区下发调峰需求和电网调峰辅助服务价格;园区 EMS 根据用户缴纳的基本电费,计算各用户的响应量,并下发至各用户;进而在所设计的园区 IDR 市场机制下,下层工业用户以其参与 IDR 后的成本最小为目标,申报响应量与价格,上层园区以最小化 IDR 总成本为目标,下发 IDR 出清价格。不断重复该报价过程,直至达到均衡状态。

在上述集中-分布式 IDR 交互机制下,在消息传递过程中不涉及工业用户的生产计划和设备参数等私密信息,可提高用户参与 IDR 的积极性。

1.3 工业园区 IDR 市场机制

IDR 市场机制对用户参与响应的意愿和响应效果影响显著。现有的市场机制可分为激励型和价格型两类,激励型是通过经济补偿的方式鼓励用户参与 DR 并签订合同,而价格型是通过价格信号引导用户自主选择是否参与响应^[19]。与激励型市场机制相比,价格型机制的响应行为源于用户自身的经济决策,更有利于开发用户的响应潜力。本文中用户对分时电价的响应属于价格型 IDR。此外,对于电网调峰需求的响应,将设计一种工业园区内部的价格型市场机制来引导用户参与 IDR,达到用户各自优化运行结果能使园区整体运行成本最小的效果。

目前国内大部分地区对于工业用户实行两部制电价,即根据基本电费和电度电费两部分计算电费^[20],用户通过参与调峰需求响应,可降低其基本电费。设第 i 个工业用户月度缴纳的基本电费为

$$C_{b,i} = c_b P_{b,i} \quad (1)$$

式中: i 为园区内工业用户的编号; $C_{b,i}$ 为用户月度缴纳的基本电费; c_b 为基本电价; $P_{b,i}$ 为用户的月度最大电需量, kW。

基本电费中包含了容量费用,园区 EMS 应参考该值分配各用户的响应量。当电网下发调峰需求后,首先根据 $P_{b,i}$ 计算各用户的最大可用容量,即

$$P_{ref,i,t} = \left(\sum_{i=1}^N P_{i,t} - P_{d,t} \right) \frac{P_{b,i}}{\sum_{i=1}^N P_{b,i}} \quad (2)$$

式中: t 为一天内的时段编号; $P_{ref,i,t}$ 为第 i 个用户的可用容量基准值; $P_{i,t}$ 为未考虑 IDR 时用户在时段 t 的计划购电功率; $P_{d,t}$ 为电网在时段 t 的调峰需求容量; N 为工业园区内的用户数量。

进而计算各工业用户的响应量,即

$$P_{dref,i,t} = P_{i,t} - P_{ref,i,t} \quad (3)$$

式中 $P_{dref,i,t}$ 为第 i 个用户在时段 t 的响应量。

式(2)中 $P_{ref,i,t}$ 是按照用户缴纳的基本电费占园区基本电费总和的比例进行分配,为决定用户在园区 IDR 市场中是作为供应方或是需求方提供了依据。若用户意愿提供的 IDR 容量大于 $P_{dref,i,t}$,则在 IDR 市场中为供应方,可出售富余的 IDR 容量;反之为需求方,需购买不足的 IDR 容量。

目前通行的电力交易价格机制主要有按报价结算和统一价格结算 2 种。国内外电力市场大多采用统一价格机制,在该机制下多数供应商倾向于按照实际成本报价,边际供应商由于获利为零,可能进行策略性报价。但由于市场竞争的存在,并且在市场规则中通常会通过设置报价上下限等措施抑制恶性报价,边际供应商的策略性报价不会明显扰乱市场和最终的结算价格^[21]。本文在工业园区内部用户组成的 IDR 市场中采用统一价格机制,园区 EMS 以最小化所有用户的 IDR 总成本为目标确定出清价格。当出清价格不高于电网调峰服务价格时,为有效结算价格,否则 IDR 市场中的需求方将选择向电网购买调峰服务,以降低调峰成本。对于超出调峰需求部分的 IDR 容量,电网不会提供补偿费用。因此当园区 EMS 发布出清价格后,用户可继续调整报价,直至所有用户申报的 IDR 容量之和不超过电网调峰需求。在上述市场机制下,工业用户参与 IDR 的流程如图 3 所示。

按图 3 所示流程得到最终 IDR 市场出清结果后,各工业用户在园区 IDR 市场中获得的收益为

$$I_i = \sum_{t \in T} [P_{IDR} \times T \times (P_{ref,i,t} - P_{DR,i,t})] \quad (4)$$

式中: I_i 为第 i 个用户在 IDR 市场获得的收益; P_{IDR}

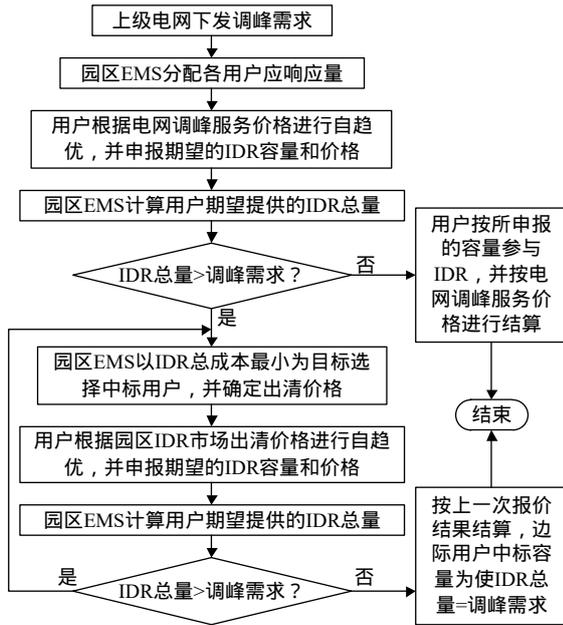


图3 工业用户响应调峰需求的流程

Fig. 3 Process of industrial users' response to peak-shaving demand

为 IDR 市场出清价格; $P_{DR,i,t}$ 为第 i 个用户参与 IDR 后在时段 t 的购电需求; T 为调峰时段集合; T 为单位时段的时长。

用电量小于 $P_{b,i}$ 的用户应无须承担电网调峰责任,因此在园区参与 IDR 后,电网需支付相应费用,即

$$C_{\text{comp}} = p_{\text{max}} \times T \times \sum_{i \in I} \left(\sum_{i=1}^N P_{b,i} - \sum_{i=1}^N P_{DR,i,t} \right) \quad (5)$$

式中: C_{comp} 为电网向工业园区购买调峰服务的费用; p_{max} 为电网调峰服务价格。

园区 EMS 按照各用户的可用容量基准值与其需量的偏差分配从上级电网获得的收益为

$$C_{\text{comp},i} = C_{\text{comp}} \times \frac{\sum_{i \in I} (P_{b,i} - P_{\text{ref},i,t})}{\sum_{i=1}^N \sum_{i \in I} (P_{b,i} - P_{\text{ref},i,t})} \quad (6)$$

式中 $C_{\text{comp},i}$ 为第 i 个用户分配到的 IDR 补偿费用。

上述工业园区 IDR 市场机制的设计考虑了与现有两部制电价的计费方式相协调,提高了其实际可行性。同时在该机制下, IDR 市场中产生的收益是在园区内部用户之间分配,各用户之间存在非合作博弈^[22]关系,可避免用户通过持留调峰容量抬高价格,有利于激励用户充分挖掘自身的 IDR 潜力。

2 工业用户运行优化模型

本文将根据第 1 节所述的工业园区集中-分布式 IDR 机制,建立其对应的数学模型。本节首先建立工业用户的运行优化模型。综合能源系统的设备模型在现有文献中已经有较多的研究,因篇幅限

制,在附录 A 中给出了图 1 所示各类设备的模型。

2.1 目标函数

将一天分为 96 个时段,工业用户优化运行的目的是最小化日用能成本,目标函数如式(7)所示。

$$\min C_{\text{eqp},i} = C_{e,i} + C_{\text{gas},i} + C_{h,i} + C_{\text{om},i} + C_{\text{ss},i} + C_{\text{IL},i} \quad (7)$$

式中: $C_{\text{eqp},i}$ 为第 i 个工业用户的日用能成本; $C_{e,i}$ 、 $C_{\text{gas},i}$ 和 $C_{h,i}$ 分别为用户的购电、购气和购热成本; $C_{\text{om},i}$ 为设备运行维护成本; $C_{\text{ss},i}$ 为燃气轮机和燃气锅炉的启停成本; $C_{\text{IL},i}$ 为中断负荷引起的损失成本。

下面给出式(7)中各项成本的具体表达式。

1) 购电成本。

$$C_{e,i} = \sum_t (c_{e,t} P_{i,t}) T \quad (8)$$

式中 $c_{e,t}$ 为时段 t 的电价。

2) 购气成本。

$$C_{\text{gas},i} = \sum_t \sum_j [c_{\text{gas}} (F_{\text{GT},i,j,t} + F_{\text{GB},i,j,t})] T \quad (9)$$

式中 c_{gas} 为天然气价格。

3) 购热成本。

$$C_{h,i} = \sum_t (c_h H_{\text{buy},i,t}) T \quad (10)$$

式中: c_h 为 CHP 热蒸汽价格; $H_{\text{buy},i,t}$ 为购热功率。

4) 设备运行维护成本。

$$C_{\text{om},i} = \sum_t \sum_j (c_{\text{om},i,j} P_{\text{out},i,j,t}) T \quad (11)$$

式中: $c_{\text{om},j}$ 为第 j 台设备单位输出功率的运行维护费用; $P_{\text{out},i,j,t}$ 为第 j 台设备在时段 t 的输出功率。

5) 启停成本。

$$C_{\text{ss},i} = \sum_t \sum_j (c_{\text{ss},i,j} |u_{i,j,t} - u_{i,j,t-1}|) \quad (12)$$

式中: $c_{\text{ss},i,j}$ 为第 j 台设备的开停机费用; $u_{i,j,t}$ 为设备在时段 t 的状态,值为 1 表示开机,为 0 表示停机。

6) 中断负荷成本。

除了利用多能互补的方式,工业用户也可通过控制可中断负荷对分时电价进行响应^[19]:

$$P_{\text{IL},i,t} = P_{\text{AC,LO},i,t} - P_{\text{AC,L},i,t} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{IL},i,t}$ 为中断负荷量; $P_{\text{AC,LO},i,t}$ 和 $P_{\text{AC,L},i,t}$ 分别为初始计划和中断负荷后的交流负荷。

中断负荷所引起的经济损失将会随中断负荷量的增大而增大,如式(14)所示^[11]。

$$C_{\text{IL},i} = \sum_{i \in I} [a_i (P_{\text{IL},i,t} T)^2 + (b_i - c_{e,t}) P_{\text{IL},i,t} T] \quad (14)$$

式中: $P_{\text{IL},i,t}$ 为中断负荷量; a_i 和 b_i 为可中断负荷对应的成本系数,与工业用户的生产情况相关。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束。

工厂能源系统运行需满足电、热、冷功率平衡约束。

$$P_{it} + \sum_j (P_{GT,i,j,t} - P_{ice,i,j,t} - P_{ac,i,j,t}) = P_{AC,L,i,t} + P_{AC,i,t} \quad (15)$$

$$P_{DC,i,t} + P_{pv,i,t} = P_{DC,L,i,t} + \sum_j (P_{bs,c,i,j,t} - P_{bs,o,i,j,t}) \quad (16)$$

$$\sum_j (H_{WH,m,i,j,t} + H_{WH,l,i,j,t} + H_{GB,i,j,t} + H_{st,l,i,j,t}) + H_{buy,i,t} \geq H_{L,i,t} + \sum_j (H_{st,m,i,j,t} + H_{Br,i,j,t}) \quad (17)$$

$$H_{buy,i,t} + \sum_j (H_{WH,m,i,j,t} + H_{GB,i,j,t}) \geq \sum_j H_{st,m,i,j,t} \quad (18)$$

$$\sum_j (Q_{ac,i,j,t} + Q_{ice,i,j,t} + Q_{Br,i,j,t}) = Q_{L,i,t} \quad (19)$$

式中： $P_{DC,L,i,t}$ 、 $H_{L,i,t}$ 和 $Q_{L,i,t}$ 分别为直流负荷、热负荷和冷负荷； $P_{pv,i,t}$ 为光伏出力。

2) 设备运行约束。

设备本身有功率上下限约束和爬坡率约束。

$$u_{i,j,t} P_{out,min,i,j} \leq P_{out,i,j,t} \leq u_{i,j,t} P_{out,max,i,j} \quad (20)$$

$$|P_{out,i,j,t} - P_{out,i,j,t-1}| \leq r_{max,i,j} T \quad (21)$$

式中： $P_{out,max,i,j}$ 和 $P_{out,min,i,j}$ 分别为第 j 台设备的输出功率上限和下限； $r_{max,i,j}$ 为设备的最大爬坡率。

储能设备的储能需满足如下约束：

$$\begin{cases} S_{bs,i,j,96} = S_{bs,i,j,0}, S_{bs,min} \leq S_{bs,i,j,t} \leq S_{bs,max} \\ S_{tk,i,j,96} = S_{tk,i,j,0}, S_{tk,min} \leq S_{tk,i,j,t} \leq S_{tk,max} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $S_{bs,max}$ 和 $S_{bs,min}$ 分别为蓄电池的最高和最低电量； $S_{tk,max}$ 和 $S_{tk,min}$ 分别为蓄冰槽的蓄冰量上下限。

此外储能设备应不同时充放电：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{bs,c,i,j,t} \leq v_{bs,i,j,t} P_{bs,max} \\ 0 \leq P_{bs,o,i,j,t} \leq (1 - v_{bs,i,j,t}) P_{bs,max} \\ 0 \leq P_{tk,i,j,t} \leq v_{tk,i,j,t} P_{tk,max} \\ 0 \leq Q_{tk,i,j,t} \leq (1 - v_{tk,i,j,t}) Q_{tk,max} \end{cases} \quad (23)$$

式中： $P_{bs,max}$ 为蓄电池的额定功率； $v_{bs,i,j,t}$ 和 $v_{tk,i,j,t}$ 为引入的 0-1 变量； $P_{tk,max}$ 和 $Q_{tk,max}$ 分别为蓄冰槽的额定电功率和最大制冷功率。

3 集中-分布式 IDR 模型

3.1 考虑 IDR 的用户运行优化模型

当用户参与响应电网的调峰需求后，其运行优化需要考虑在园区 IDR 市场中获得的收益，得到最优的响应量和报价，目标函数如式(24)所示。

$$\min C_i = C_{eqp,i} - I_i \quad (24)$$

式中 C_i 为第 i 个工业用户参与 IDR 后的总成本。

为了避免用户在需要调峰的一部分时段用尽所有的可调控资源，导致其余时段无法提供需求响应，要求用户在各调峰时段等比例地进行调峰。

$$\frac{P_{it} - P_{DR,i,t}}{P_{dref,i,t}} = \alpha_i, t \in \Gamma \quad (25)$$

式中 α_i 为一正数变量。

用户优化得到最佳的购电功率后，响应量超过应响应量即 $\alpha_i > 1$ 的用户可成为 IDR 市场中的供应方，在上报调峰比例的同时申报 IDR 期望价格。上述优化模型会优先使用廉价的可调控资源，因此 IDR 的边际成本是递增的，如图 4 所示，其中 $p_{ref,i}$ 为在 $\alpha_i=1$ 处用户用能关于调峰量的边际成本。

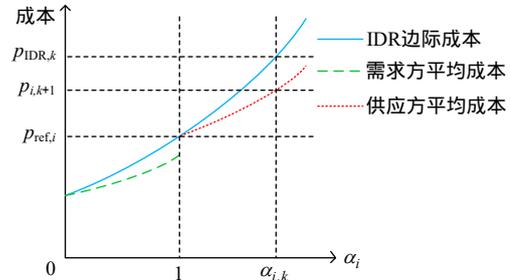


图 4 IDR 边际成本和平均成本示意图

Fig. 4 Diagram of IDR marginal cost and average cost

如图 4 所示，作为供应方的用户将根据在 IDR 市场出售调峰量的平均成本进行报价，而不是其总调峰量的平均成本，否则出售的部分将无法收回成本，因此用户的报价将始终大于 $p_{ref,i}$ 。在第 2 节的优化模型中增加 $\alpha_i=1$ 的约束，设此时用户的最小用能成本为 $C_{ref,i}$ ，则用户的报价如式(26)所示。

$$p_i = \frac{\min C_i - C_{ref,i}}{\sum_{t \in \Gamma} (P_{ref,i,t} - P_{DR,i,t}) T} \quad (26)$$

式中 p_i 为第 i 个用户的报价。

3.2 园区 EMS 上层优化模型

根据 1.3 节所述园区 IDR 市场机制，上层园区初始下发电网调峰服务价格作为市场结算价格，用户依据 3.1 节模型上报最优调峰比例和价格。若

$$\sum_i \alpha_i P_{dref,i,t} \leq P_{d,t} \quad (27)$$

则 IDR 市场按照电网调峰服务价格结算，各用户的调峰比例按照其上报值执行。否则园区 EMS 以所有用户参与 IDR 的总成本最小为目标，确定各用户的中标容量和市场出清价格，其目标函数为

$$\min C = \sum_{i \in A} p_i \sum_t [(\alpha_{\Delta,i,t} - 1) P_{dref,i,t}] T \quad (28)$$

式中： C 为 IDR 市场供应方的总成本； A 为供应方的编号集合； $\alpha_{\Delta,i,t}$ 为第 i 个用户在时段 t 的调峰比例。

分配到各用户的调峰比例不能超过其上报的调峰比例，即应满足式(29)所示的约束。

$$0 \leq \alpha_{\Delta,i,t} \leq \alpha_i \quad (29)$$

用户提供的调峰量应等于电网的调峰需求量：

$$\sum_i (\alpha_{\Delta,i,t} P_{dref,i,t}) = P_{d,t} \quad (30)$$

园区 EMS 优化得到 IDR 市场出清价格并下发，

用户可继续调整报价。不断重复用户报价和市场出清过程，直至满足图 3 中的迭代终止条件，确定最终的 IDR 方案。为了使迭代终止时用户愿意提供的调峰总量更接近于电网调峰需求量，设置相邻两次市场出清价格变化的上限为 κ 。此外，若相邻两次迭代得到的市场出清价格之差小于最小价格单位，且此时用户上报的 IDR 总容量仍大于 P_{dt} ，则将出清价格修正为：

$$P_{IDR,k+1} = P_{IDR,k} - \varepsilon \quad (31)$$

式中： k 为迭代次数； $P_{IDR,k}$ 为第 k 次迭代中的 IDR 市场出清价格； ε 为最小价格单位。

3.3 求解方法

上述双层集中-分布式模型的求解过程如下：

1) 初始将 IDR 市场出清价格设置为电网调峰辅助服务价格，即令 $P_{IDR} = P_{\max}$ 。

2) 各用户根据 3.1 节中考虑 IDR 的运行优化模型，计算在当前出清价格下的最优 IDR 容量，并按式(26)计算报价，将这 2 项信息上报给园区。

3) 园区 EMS 判断式(27)是否成立。若成立，则求解过程完成，IDR 市场按照上一次迭代计算得到的出清结果结算；若不成立，继续执行步骤 4)。

4) 园区 EMS 根据 3.2 节的上层优化模型计算各用户的中标容量和 IDR 市场出清价格，并下发给用户。然后继续执行步骤 2)。

在步骤 2) 和步骤 4) 中，用户运行优化模型为混合整数线性规划模型，园区 EMS 上层优化模型为线性规划模型，可采用 CPLEX 优化软件进行求解。

附录 B 根据单调有界定理^[23]证明了上述集中-分布式 IDR 模型收敛。在上述求解过程中，园区用户各自以最小化自身成本为目标优化运行，需要对外提供的信息仅为 IDR 容量和对应的报价。而在集中式 IDR 中，用户需要对外提供第 2 节和附录 A 中所涉及各类设备参数、生产负荷曲线、光伏出力等可能涉及私密性的信息。因此本文的集中-分布式 IDR 机制可较好地保护用户的信息私密性。

4 算例分析

4.1 算例概况

本文以广州从化某电压等级为 35kV 的工业园区为例分析所提的集中-分布式 IDR 方法，其中有 5 个用户参与 IDR，符合典型工业园区的用户数量^[24]。各用户工厂综合能源系统中的设备数量如附录 C 表 C1 所示，各类设备的参数如表 C2 所示。广州于 2019 年 4 月起执行的分时电价如表 C3 所

示。各用户的电、热、冷、蒸汽驱动负荷和光伏预测出力如图 C1—C6 所示。天然气和 CHP 热蒸汽的价格分别为 3.45 元/m³ 和 348 元/t，折合成单位热值价格分别为 0.349 元/(kW·h) 和 0.465 元/(kW·h)。5 个用户缴纳的基本电费所对应的需量分别为：4.5、2.1、1.6、1.8、3.8 MW。各用户的可中断负荷参数如表 C4 所示。相邻两次市场出清价格变化上限 $\kappa=0.1$ 元，最小价格单位 $\varepsilon=0.001$ 元。

在处理器型号为 Intel Core i5-3337U 1.80GHz、内存为 4GB 的计算机上进行计算，用 Java 语言编写 IDR 模型，并调用 CPLEX 软件求解优化问题。

4.2 分时电价响应结果

根据第 1 节所述的工业园区集中-分布式 IDR 机制，工业用户首先对分时电价做出响应，向园区 EMS 上报用能计划。各用户利用第 2 节的运行优化模型得到的计划购电功率如图 C7 所示，可以看出用户对分时电价的响应结果是在电价谷时段、平时段和峰时段的购电功率依次减小，从而降低用能成本。同时结合附录 C 表 C1，可以得出能源设备种类、数量较多，多能耦合更为紧密的用户具有更强的 IDR 能力。以用户 1 为例，分析其对分时电价的具体响应情况，该用户经运行优化后的设备运行计划如图 5 所示，其中将一天 24h 分为了 96 个时段，即时段 0—95。

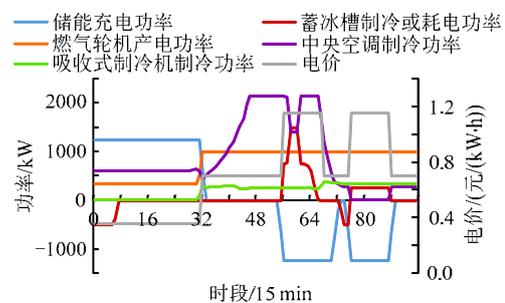


图 5 用户 1 设备运行优化结果

Fig. 5 Optimized operation result of user 1

图 5 所示的设备运行优化结果中：电池储能能在电价谷时段 0:00—8:00(即时段 0—31)充电，在峰时段 14:00—17:00、19:00—22:00 和平时段 17:00—18:00 放电，因此在对分时电价的响应中，电池主要通过赚取峰谷电价差降低工厂运行成本；燃气轮机在谷时段 0:00—8:00 发电功率为 328kW·h，在 8:00—24:00 处于满发状态。在谷时段，燃气轮机的产能成本为 0.374 元/(kW·h)，高于电价，其发电功率主要由工厂低品位热需求决定。因为只有当燃气轮机产生的低品位热得到有效消纳时，其产能成本低于 CHP 热蒸汽价格 0.465 元/(kW·h)，选择用燃气轮机供热的成本更低。在平时段和峰时

段,若燃气轮机产生的低品位热得到有效利用,则其产能成本低于电价和热蒸汽价格,故此时燃气轮机处于满发状态,同时吸收式制冷机开始运行以增大低品位热需求;冰蓄冷装置与电池储能类似,在谷时段蓄冰,在峰时段融冰,在 18:30—19:00 即 2 个峰时段之间的平时段补充蓄冰;吸收式制冷机在谷时段不工作,在平时段和峰时段制冷。因为用户 1 工厂在运行过程中并无多余的低品位热,吸收式制冷机是利用燃气轮机产生的低品位热制冷,成本为 0.374 元/(kW·h),在谷时段高于电价及中央空调制冷成本。而在平时段和峰时段,其制冷成本低于中央空调和冰蓄冷装置,制冷量由工厂负荷未消纳的低品位热量决定。

根据上述分析,本文的工业用户运行优化模型可有效利用工厂中的能源设备实现多能协同互补,充分挖掘用户对分时电价的响应潜力,同时对热能进行梯级利用,进一步降低用能成本。

4.3 调峰需求响应结果

得到工业用户的购电计划后,园区 EMS 向上级电网上报园区整体用电计划。上级电网通过评估系统整体用能情况的安全性,向园区下发调峰需求:在 11:15—12:15 的 4 个时段,调峰需求分别为 4.86、4.16、4.25、3.36 MW。同时下发电网的调峰辅助服务价格为 0.480 元/(kW·h)。

园区 EMS 收到电网调峰需求指令后,依据式(2)和式(3)分配到各用户的响应量如表 1 所示。

时段	响应量/kW				
	用户 1	用户 2	用户 3	用户 4	用户 5
11:15—11:30	1205.9	1636.0	499.6	512.8	1001.3
11:30—11:45	1194.3	1071.0	551.3	537.3	804.0
11:45—12:00	1135.4	1525.4	338.0	452.9	797.9
12:00—12:15	1063.2	750.2	331.1	388.0	827.8

根据 3.3 节所述步骤求解工业园区双层集中-分布式 IDR 模型,经过 4 次迭代计算后收敛。在迭代过程中各用户申报的 IDR 容量如表 2 所示。

其中用户 1、2、3 的 IDR 容量大于其响应容量

迭代次数	申报的 IDR 容量/(kW·h)					总和
	用户 1	用户 2	用户 3	用户 4	用户 5	
1	1560.0	1439.4	546.0	325.6	556.8	4428.7
2	1560.0	1439.4	546.0	325.6	421.3	4292.3
3	1560.0	1342.5	546.0	325.6	383.8	4157.9
4	1560.0	1294.1	546.0	314.8	370.9	4085.8

量,为 IDR 市场的供应方,并参与市场报价,而用户 4 和 5 的 IDR 容量小于其响应容量,为 IDR 市场的需求方。用户 1、2、3 的报价情况和园区上层优化结果如图 6 所示。

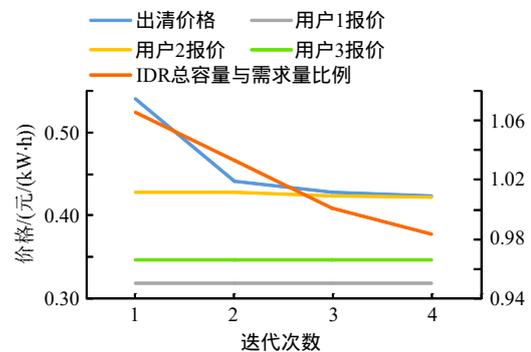


图 6 园区 EMS 上层优化结果
Fig. 6 Optimization results of the park EMS

由图 6 可得,在迭代过程中 IDR 市场出清价格始终高于用户 1 和 3 的 IDR 边际成本,因此用户 1 和 3 按其边际成本低于出清价格对应的最大 IDR 容量申报。用户 2 的报价最高,因此市场出清价格主要由用户 2 决定。在第 3 次和第 4 次迭代中各用户申报的 IDR 总量与需求量之比分别为 1.0001 和 0.9828,因此第 4 次迭代后计算完成,IDR 市场按照第 3 次迭代计算结果结算。最终得到的 IDR 市场结算价格为 0.427 元/(kW·h),用户 1 至用户 5 中标的调峰比例分别为 1.36、1.08、1.27、0.69、0.45。各个用户最终提供的调峰功率如表 3 所示。

时段	IDR 功率/kW				
	用户 1	用户 2	用户 3	用户 4	用户 5
11:15—11:30	1636.3	1763.2	634.4	353.1	448.0
11:30—11:45	1620.5	1107.6	700.0	370.0	359.8
11:45—12:00	1540.7	1610.9	429.2	311.9	357.0
12:00—12:15	1442.7	808.6	420.4	267.2	370.4

用户 1—5 参与 IDR 后的用能成本分别为 108311、83287、66215、45079、59218 元,关于 IDR 容量边际成本分别为 0.393、0.427、0.348、0.427、0.427 元/(kW·h)。优化结果使得各用户的边际成本趋于一致,验证了本文 IDR 机制可使园区整体的 IDR 成本达到最小。用户 1、2、3 的 IDR 边际成本低于结算价格,由图 4 可得其作为供应方可从 IDR 市场获得收益。用户 4 和 5 的边际成本等于结算价格,此时其调峰成本比从市场购买全部响应量或由自身提供全部响应量都更低。最终各用户在 IDR 市场获得的收益分别为 175.4、41.4、49.6、-62.9、-202.6 元。上级电网支付给园区的 IDR 补偿

费用为 1512 元，园区 EMS 按照各用户可用容量基准值与其基本电费对应需量的偏差分配从电网获得的补偿收益，分别为 493、230、175、197、416 元。

上述集中-分布式 IDR 模型求解的误差收敛曲线如图 C8 所示，计算过程消耗的总时间为 6.91s。

各用户响应分时电价后的初始计划用能成本、参与集中-分布式 IDR 后的总成本和各自独立进行需求响应的运行成本如表 4 所示。

用户	初始计划用能成本/元	集中-分布式 IDR 后的成本/元	独立参与 IDR 的成本/元
用户 1	108146	107642	107687
用户 2	82866	83016	83017
用户 3	66033	65990	66000
用户 4	44953	44945	44961
用户 5	59079	59004	59043

由表 4 可得，若园区用户各自独立地参与 IDR，则无法实现用户之间 IDR 资源的协调，每个用户的成本相比采用本文机制均有所提高。相比于初始用能计划，用户 1、3、4、5 按本文 IDR 机制参与调峰 IDR 后的总运行成本更低。由于用户 2 的计划用电量显著超出其基本电费对应的需量，因此其参与 IDR 后的成本高于初始计划用能成本。

通过上述分析可以得出，本文的工业园区集中-分布式 IDR 机制能够有效地配置园区内 IDR 资源。在调峰需求量一定的约束下，可使得各用户参与 IDR 的成本达到最低或使收益达到最大。同时，最终迭代结果使各用户的 IDR 边际成本尽可能地趋于一致，因此园区整体的 IDR 成本也达到最小。

通过计算每个用户在不同调峰量下的用能成本，可以得到各用户参与 IDR 的边际成本随其调峰比例的变化曲线，如图 7 所示。

图 7 表明各用户的 IDR 边际成本具有单调递增的特性，因此附录 B 的收敛性分析可以适用。该算

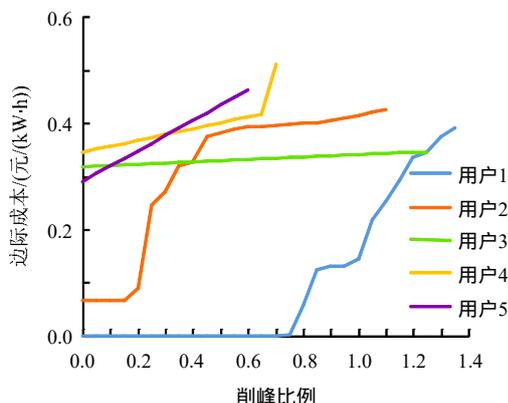


图 7 各用户的 IDR 边际成本
Fig. 7 IDR marginal cost of each user

例迭代结果验证了本文 IDR 模型的收敛性。

5 结论

本文在现有集中式 IDR 的基础上，提出一种工业园区集中-分布式 IDR 机制，其具有如下特点：

1) 与集中式 IDR 相比，用户提供给园区 EMS 的信息较少，有利于保护用户的信息私密性和控制自主权，使得需求响应更容易实际实施。

2) 借鉴并结合现有市场机制设计了工业用户参与调峰需求响应的容量与收益分配机制，从而在现有的市场机制下具备实施的可行性。同时在该机制下用户可获得比各自独立进行 IDR 更高的收益，提高了用户参与 IDR 的积极性。

3) 在 IDR 过程中用户能够以最小化自身成本为目标优化运行，可促进用户充分考虑冷、热、电、气等多种能源在时空上的互补特性，挖掘自身的 IDR 潜力。同时本文的集中-分布式需求响应结果可使园区整体 IDR 成本也达到最小。

在本文机制中，电网对园区采用直接补偿的方式激励需求响应。设计电网与用户之间的价格型 IDR 市场机制，利用价格信号更有效地激励用户参与 IDR，并且将集中-分布式 IDR 方法拓展到低谷调峰等更多辅助服务中，是本文后续的研究方向。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663. Wang Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663(in Chinese).
- [2] 吴克河, 王继业, 李为, 等. 面向能源互联网的新一代电力系统运行模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(4): 966-978. Wu Kehe, Wang Jiye, Li Wei, et al. Research on the operation mode of new generation electric power system for the future energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(4): 966-978(in Chinese).
- [3] Sheikh A, Bahrami S, Ranjbar A M. An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs[J]. Energy, 2015(89): 490-499.
- [4] 戚野白, 王丹, 贾宏杰, 等. 基于需求响应的集群温控负荷建模及参与低频减载策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(3): 751-759. Qi Yebai, Wang Dan, Jia Hongjie, et al. Research on under frequency load shedding strategy using aggregated thermostatically controlled loads based on demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3): 751-759(in Chinese).
- [5] Tsui K M, Chan S C. Demand response optimization for smart home scheduling under real-time pricing[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1812-1821.

- [6] 曾丹, 姚建国, 杨胜春, 等. 应对风电消纳中基于安全约束的价格型需求响应优化调度建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5571-5578.
Zeng Dan, Yao Jianguo, Yang Shengchun, et al. Optimization dispatch modeling for price-based demand response considering security constraints to accommodate the wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5571-5578(in Chinese).
- [7] 何仲潇, 徐成司, 刘育权, 等. 考虑多能协同的工厂综合需求响应模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 69-74.
He Zhongxiao, Xu Chengsi, Liu Yuquan, et al. Industrial park IDR model considering multi-energy cooperation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 69-74(in Chinese).
- [8] Bahrami S, Sheikhi A. From demand response in smart grid toward integrated demand response in smart energy hub[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 650-658.
- [9] Faria P, Soares J, Vale Z, et al. Modified particle swarm optimization applied to integrated demand response and DG resources scheduling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(1): 606-616.
- [10] Zhang X P, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, et al. Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 592-601.
- [11] 徐航, 董树锋, 何仲潇, 等. 基于多能互补的电/热综合需求响应[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 480-487.
Xu Hang, Dong Shufeng, He Zhongxiao, et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 480-487(in Chinese).
- [12] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 计及综合需求响应的商业园区能量枢纽优化运行[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2440-2447.
Guo Zun, Li Gengyin, Zhou Ming, et al. Optimal operation of energy hub in business park considering integrated demand response[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2440-2447(in Chinese).
- [13] 徐航, 董树锋, 何仲潇, 等. 考虑能量梯级利用的工厂综合能源系统多能协同优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 123-130.
Xu Hang, Dong Shufeng, He Zhongxiao, et al. Multi-energy cooperative optimization of integrated energy system in plant considering stepped utilization of energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 123-130(in Chinese).
- [14] 史俊祎, 文福拴, 崔鹏程, 等. 参与需求响应的工业用户智能用电管理[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 45-53.
Shi Junyi, Wen Fushuan, Cui Pengcheng, et al. Intelligent energy management of industrial loads considering participation in demand response program[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 45-53(in Chinese).
- [15] 徐熙林, 宋依群, 姚良忠, 等. 主动配电网源-荷-储分布式协调优化运行(一): 基于一致性理论的分布式协调控制系统建模[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2841-2848.
Xu Xilin, Song Yiqun, Yao Liangzhong, et al. Source-load-storage distributed coordinative optimization of AND (part I): consensus based on distributed coordination system modeling[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10): 2841-2848(in Chinese).
- [16] 罗伯特. 微观经济学[M]. 北京: 中国人民大学出版社, 2013: 332-367.
- [17] 金红光, 郑丹星, 徐建中. 分布式冷热电联产系统装置及应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010: 1-32.
- [18] Zhang Z, Chow M Y. Convergence analysis of the incremental cost consensus algorithm under different communication network topologies in a smart grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1761-1768.
- [19] 徐箐, 孙宏斌, 郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7194-7205.
Xu Zheng, Sun Hongbin, Guo Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7194-7205(in Chinese).
- [20] 刘兴胜. 两部制电价方案研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
- [21] 石可, 陈皓勇, 李鹏, 等. 基于协同进化的2种电力市场出清机制分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(9): 68-74.
Shi Ke, Chen Haoyong, Li Peng, et al. Analysis on two kinds of electricity market clearance mechanism based on co-evolution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(9): 68-74(in Chinese).
- [22] 刘晓峰, 高丙团, 李扬. 博弈论在电力需求侧的应用研究综述[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2704-2711.
Liu Xiaofeng, Gao Bingtuan, Li Yang. Review on application of game theory in power demand side[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2704-2711(in Chinese).
- [23] 卢丁 W. 数学分析原理[M]. 赵慈庚, 蒋铎, 译. 北京: 机械工业出版社, 2018: 41-47.
- [24] 周长城, 马溪原, 郭晓斌, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统互动优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 74-80.
Zhou Changcheng, Ma Xiyan, Guo Xiaobin, et al. Leader-follower game based optimized operation method for interaction of integrated energy system in industrial park[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 74-80.



徐成司

在线出版日期: 2020-09-23。

收稿日期: 2020-06-28。

作者简介:

徐成司(1995), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合需求响应, E-mail: 3140103128@zju.edu.cn;
董树锋(1982), 男, 通信作者, 副教授, 博士, 研究方向为主动配电网分析、综合需求响应等, E-mail: dongshufeng@zju.edu.cn;
张舒鹏(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合需求响应, E-mail: zhangshupeng96@qq.com.

(责任编辑 徐梅)

附录 A

图 1 中的各类设备的准稳态模型如下：

1) 燃气轮机和余热锅炉。

由燃气轮机和余热锅炉构成的热电联供系统的产电功率和热回收功率如式(A1-A3)所示^[13]：

$$P_{GT,i,j,t} = \eta_{GT} \lambda_{gas} F_{GT,i,j,t} \quad (A1)$$

$$H_{WH,m,i,j,t} = \eta_{WH,m} (1 - \eta_{GT}) \lambda_{gas} F_{GT,i,j,t} \quad (A2)$$

$$H_{WH,l,i,j,t} = \eta_{WH,l} (1 - \eta_{GT}) \lambda_{gas} F_{GT,i,j,t} \quad (A3)$$

式中： $P_{GT,i,j,t}$ 和 $F_{GT,i,j,t}$ 分别为第 j 台燃气轮机在时段 t 的产电功率和天然气消耗速率； λ_{gas} 为天然气热值； $H_{WH,m,i,j,t}$ 和 $H_{WH,l,i,j,t}$ 分别为从第 j 台燃气轮机回收生产的中品位和低品位热功率； η_{GT} 为燃气轮机的发电效率； $\eta_{WH,m}$ 和 $\eta_{WH,l}$ 分别为余热锅炉的中品位热和低品位热回收效率。

2) 燃气锅炉。

燃气锅炉通过燃烧天然气加热热水产生高温蒸汽，其准稳态模型如式(A4)所示^[8]。

$$H_{GB,i,j,t} = \eta_{GB} \lambda_{gas} F_{GB,i,j,t} \quad (A4)$$

式中： $H_{GB,i,j,t}$ 和 $F_{GB,i,j,t}$ 分别为第 j 台燃气锅炉的产电功率和燃气速率； η_{GB} 为燃气锅炉的产热效率。

3) 蒸汽驱动设备。

蒸汽驱动设备是工厂中常见的生产设备，由中品位热蒸汽驱动，并可对其剩余蒸汽进行回收，得到低品位热(环境温度~170)蒸汽。

$$H_{st,l,i,j,t} = \eta_{st} H_{st,m,i,j,t} \quad (A5)$$

式中： $H_{st,l,i,j,t}$ 和 $H_{st,m,i,j,t}$ 分别为第 j 台蒸汽驱动设备在时段 t 回收的低品位热功率和蒸汽负荷； η_{st} 为蒸汽驱动设备的热回收效率。

4) 吸收式制冷机。

吸收式制冷机可由能量生产、转换过程中产生的余热驱动，其制冷功率如式(A6)所示。

$$Q_{Br,i,j,t} = c_{op,Br} H_{Br,i,j,t} \quad (A6)$$

式中： $Q_{Br,i,j,t}$ 和 $H_{Br,i,j,t}$ 分别为吸收式制冷机的制冷功率和耗热功率； $c_{op,Br}$ 为吸收式制冷机的能效比。

5) 中央空调。

中央空调是工厂中常用的电制冷设备：

$$Q_{ac,i,j,t} = c_{op,ac} P_{ac,i,j,t} \quad (A7)$$

式中： $Q_{ac,i,j,t}$ 和 $P_{ac,i,j,t}$ 分别为第 j 台中央空调的制冷功率和耗电功率； $c_{op,ac}$ 为中央空调的能效比。

6) 交直流转换器。

$$P_{AC,i,t} = \begin{cases} \eta_{AD} P_{DC,i,t}, & P_{DC,i,t} \geq 0 \\ \eta_{DA} P_{DC,i,t}, & P_{DC,i,t} < 0 \end{cases} \quad (A8)$$

式中： $P_{AC,i,t}$ 和 $P_{DC,i,t}$ 分别为交直流转换器的交流侧输入功率和直流侧输出功率； η_{AD} 和 η_{DA} 分别为从

交流到直流和从直流到交流的转换效率。

7) 电池储能。

电池储能的电量与其充放电功率的关系为：

$$S_{bs,i,j,t+1} = (1 - \sigma_{bs}) S_{bs,i,j,t} + (\eta_{bs,c} P_{bs,c,i,j,t} - \frac{P_{bs,o,i,j,t}}{\eta_{bs,o}}) T \quad (A9)$$

式中： $S_{bs,i,j,t}$ 为第 j 个电池储能在时段 t 结束时的电量； $P_{bs,c,i,j,t}$ 和 $P_{bs,o,i,j,t}$ 分别为第 j 个电池储能在时段 t 的充电功率和放电功率； σ_{bs} 为电池储能的自损耗系数； $\eta_{bs,c}$ 和 $\eta_{bs,o}$ 分别为电池储能的充电效率和放电效率。

8) 冰蓄冷装置。

冰蓄冷装置由制冷机和蓄冰槽构成，制冷机可生产冷量存储于蓄冰槽中，也可以同时制冷。

$$Q_{ice,i,j,t} = Q_{frg,i,j,t} + Q_{tk,i,j,t} \quad (A10)$$

$$P_{ice,i,j,t} = P_{frg,i,j,t} + P_{tk,i,j,t} \quad (A11)$$

$$Q_{frg,i,j,t} = c_{op,frg} P_{frg,i,j,t} \quad (A12)$$

$$S_{tk,i,j,t+1} = (1 - \sigma_{tk}) S_{tk,i,j,t} + (c_{op,tk} P_{tk,i,j,t} - \frac{Q_{tk,i,j,t}}{\eta_{tk}}) T \quad (A13)$$

式中： $Q_{ice,i,j,t}$ 、 $Q_{frg,i,j,t}$ 和 $Q_{tk,i,j,t}$ 分别为冰蓄冷装置、制冷机和蓄冰槽的制冷功率； $P_{ice,i,j,t}$ 、 $P_{frg,i,j,t}$ 和 $P_{tk,i,j,t}$ 分别为冰蓄冷装置、制冷机和蓄冰槽的耗电功率； $c_{op,frg}$ 为制冷机的能效比； $S_{tk,i,j,t}$ 为蓄冰槽在时段 t 结束时的蓄冰量； σ_{tk} 为蓄冰槽的自损耗系数； $c_{op,tk}$ 和 η_{tk} 分别为蓄冰槽的制冰能效比和制冷效率。

附录 B

本文集中-分布式 IDR 模型收敛性证明如下。

如 3.1 节所述，工业用户参与 IDR 的边际成本具有递增的特点，易知其平均成本低于边际成本。设在第 k 次迭代中的市场出清价格为 $p_{IDR,k}$ ，则第 i 个用户优化运行后申报的调峰容量比例 $\alpha_{i,k}$ 和调峰价格 $p_{i,k+1}$ 如图 4 所示。当园区 IDR 市场供应方在调峰之后其用能成本关于购电功率的边际成本等于 $p_{IDR,k}$ 时，其在 IDR 市场中获取的收益达到最大，因此 $\alpha_{i,k}$ 即确定为该响应量所对应的调峰比例。

在统一价格机制下，用户的最优策略是按实际成本报价，因此用户的报价 $p_{i,k+1}$ 低于 $p_{IDR,k}$ ，故在第 $k+1$ 次迭代中 IDR 市场出清价格 $p_{IDR,k+1} < p_{IDR,k}$ 。设 $K+1$ 为迭代的总次数，则数列 $\{p_{IDR,1}, p_{IDR,2}, \dots, p_{IDR,k}, \dots, p_{IDR,K+1}\}$ 为一递减数列。

园区 IDR 市场的出清价格越低，则用户愿意提供的调峰量也越少，因此有

$$P_{\Delta,t,k} = \sum_i \alpha_{i,k} P_{dref,i,t} \leq P_{\Delta,t,k+1} = \sum_i \alpha_{i,k+1} P_{dref,i,t} \quad (B1)$$

式中： $P_{\Delta,t,k}$ 为第 k 次迭代中园区用户在时段 t 愿意提供的调峰总量。

由式(B1)可知 $\{P_{\Delta,t,1}, P_{\Delta,t,2}, \dots, P_{\Delta,t,k}, \dots, P_{\Delta,t,K+1}\}$ 为递减数列。由图3,当用户提供的IDR总容量大于调峰需求容量时迭代结束,故在迭代过程中满足

$$P_{\Delta,t,k} \geq P_{d,t}, k=1,2,\dots,K \quad (B2)$$

即 $P_{d,t}$ 为数列 $\{P_{\Delta,t,1}, P_{\Delta,t,2}, \dots, P_{\Delta,t,k}, \dots, P_{\Delta,t,K}\}$ 的下界。

首先证明在不考虑式(31)所示的约束时,迭代过程是收敛的。构造数列

$$\{s_k\} = \begin{cases} \{P_{\Delta,t,1}, P_{\Delta,t,2}, \dots, P_{\Delta,t,K}\}, & K = +\infty \\ \{P_{\Delta,t,1}, P_{\Delta,t,2}, \dots, P_{\Delta,t,K}, P_{\Delta,t,K}, \dots\}, & K \text{ 有界} \end{cases} \quad (B3)$$

则数列 $\{s_k\}$ 有单调递减且有下界 $P_{d,t}$ 。由单调有界定理^[23],单调有界的数列必有极限,因此数列 $\{s_k\}$ 收敛。由此可得用户意愿提供的调峰总量的迭代结果收敛于数列 $\{s_k\}$ 的极限。

下面证明在考虑式(31)所示的约束后,迭代过程收敛,且 $P_{\Delta,t,K}$ 接近于 $P_{d,t}$ 。

当IDR市场出清价格低于 $p_{ref,i}$ 时,第 i 个用户将由供应方转为需求方,在式(31)的约束下相邻两次出清价格至少相差 ε ,则迭代次数

$$K < \frac{p_{\max} - \min p_{ref,i}}{\varepsilon} + 1 \quad (B4)$$

因此 $\{P_{\Delta,t,k}\}$ 为有穷数列,在这种情况下迭代过程的收敛性已在上文中证明。

由式(B4)可得经过有限次迭代后市场出清价格将低于 $\min p_{ref,i}$,相应的IDR市场供应量 $P_{\Delta,t,k}$ 将缩减至0。因此在有限次的迭代中,必然存在某次迭代后有 $P_{\Delta,t,k+1} < P_{d,t}$,而 $P_{\Delta,t,k} \geq P_{d,t}$,即满足迭代终止条件,并且由于 $P_{\Delta,t,k}$ 是单调递减的,迭代必然终止于此。因此最终迭代收敛得到的 $P_{\Delta,t,K}$ 接近于 $P_{d,t}$ 。

上述过程证明了在本文设计的工业园区IDR机制下,1.3节所述的园区用户报价和市场出清的双层优化迭代过程是收敛的,并且在迭代收敛时用户意愿提供的调峰总量接近于电网的调峰需求量。

附录 C

表 C1 各用户的设备
Table C1 Equipments of each user

设备	设备数量				
	用户 1	用户 2	用户 3	用户 4	用户 5
燃气轮机	1	1	1	0	0
余热锅炉	1	1	1	0	0
燃气锅炉	1	1	1	1	1
蒸汽驱动设备	1	1	1	1	1
吸收式制冷机	1	3	1	1	0
中央空调	1	1	1	1	0
交直流转换器	1	1	1	1	0
电池储能	1	0	0	0	0
冰蓄冷装置	1	2	0	0	0

表 C2 设备参数
Table C2 Equipment parameters

设备	参数名称	值	设备	参数名称	值
燃气轮机	最大发电功率	1000kW	燃气锅炉	最大产热功率	1000kW
	最小发电功率	50kW		产热效率	0.85
	发电效率	0.33		启停成本	100元/次
	启停成本	200元/次		最大爬坡率	33.3kW/min
	最大爬坡率	33.3kW/min		运行维护成本	0.04元/kW
运行维护成本		0.063元/kW			
余热锅炉	中品位热回收效率	0.6	吸收式制冷机	最大吸热功率	500kW
	低品位热回收效率	0.3		制冷能效比	0.8
	最大产热功率	700kW		运行维护成本	0.00008元/kW
中央空调	最大耗电功率	500kW	交直流转换器	交流到直流转换效率	0.95
	制冷能效比	4.3		直流到交流转换效率	0.95
	运行维护成本	0.0097元/kW			
电池储能	折旧成本	0.00075元/kW	冰蓄冷装置	容量	3MW-h
	容量	/kW		最大耗电功率	500kW
	最大充放电功率	13MW-h		最大融冰功率	500kW
	功率	1250kW		最大储冰率	0.95
	最大荷电状态	0.9		最小储冰率	0.1
	最小荷电状态	0.1		制冷能效比	3
	最大爬坡率	43.3kW/min		制冰能效比	3
	充放电效率	0.95		制冷效率	1
	自损耗系数	0.0025		融冰效率	0.9
	运行维护成本	0.005元/kW		自损耗系数	0.002
		运行维护成本		0.01元/kW	

表 C3 分时电价
Table C3 Time-of-use electricity price

时间	00:00-08:00	08:00-14:00	14:00-17:00	17:00-19:00	19:00-22:00	22:00-24:00
电价/(元/(kW-h))	0.3507	0.7014	1.1573			

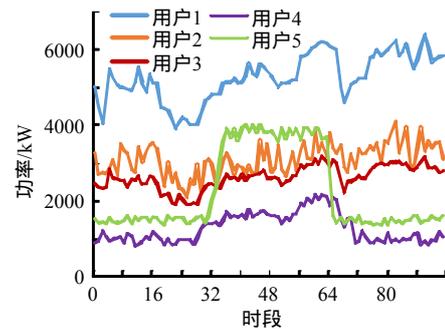


图 C1 交流负荷
Fig. C1 AC load

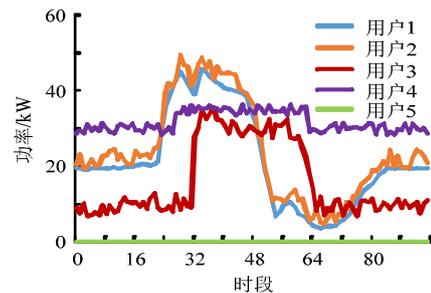


图 C2 直流负荷
Fig. C2 DC load

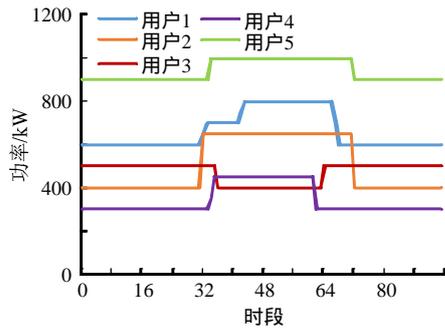


图 C3 热水负荷
Fig. C3 Hot-water load

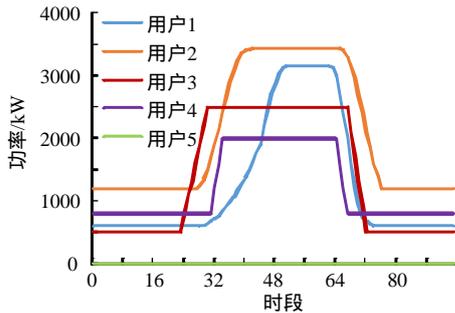


图 C4 冷负荷
Fig. C4 Cooling load

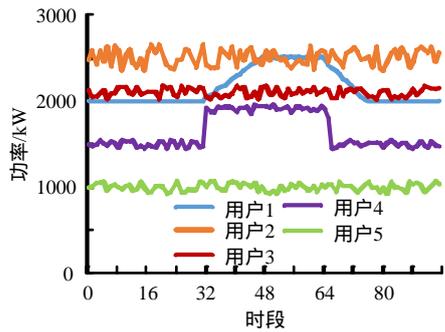


图 C5 蒸汽驱动负荷
Fig. C5 Steam driving load

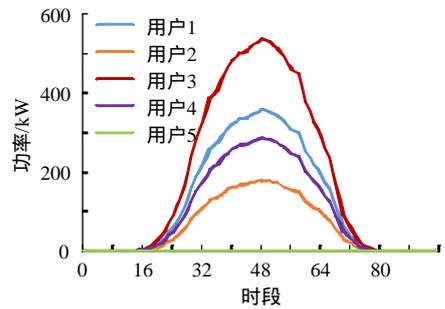


图 C6 光伏出力
Fig. C6 Photovoltaic output power

表 C4 各用户可中断负荷参数

Table C4 Interruptible load parameters of each user

系数	a_i	b_i	最大可中断容量/(kW·h)
用户 1	3.0×10^{-4}	1.038	100
用户 2	2.0×10^{-4}	1.051	1100
用户 3	1.0×10^{-4}	1.021	700
用户 4	4.6×10^{-4}	1.051	370
用户 5	6.65×10^{-4}	1.000	650

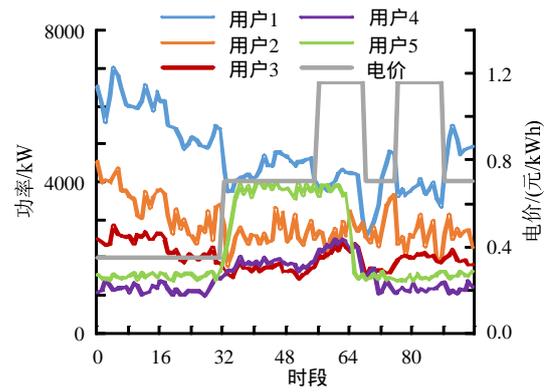


图 C7 工业用户计划购电功率
Fig. C7 Electricity purchase plan of industrial users

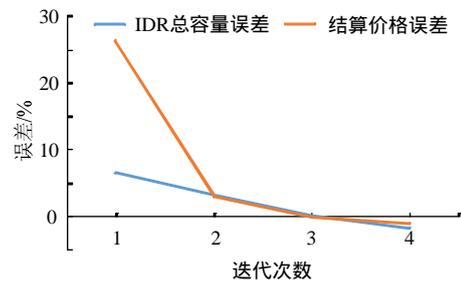


图 C8 误差收敛曲线
Fig. C8 Error convergence curve