

含电动汽车和电转气的园区能源互联网能源定价与管理

李 媛¹, 冯昌森¹, 文福拴¹, 王 珂², 黄裕春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)

摘要: 能源互联网的发展有助于实现多能系统间的互补、协调和优化, 获得经济与环境效益。而电动汽车向电网反向送电(V2G)和电转气(P2G)技术的不断发展, 对能源互联网中多类型能源的能量管理提出了新的要求。在此背景下, 以含电动汽车和 P2G 设备的园区能源互联网为研究对象, 首先提出包含能源供应商、园区运营商和用户代理的互动框架。接着, 建立了园区运营商和用户代理理性追求自身利益最大化的主从博弈模型。其中, 园区运营商(领导者)确定从能源供应商处的购能策略、所拥有设备的运行状态, 并制定向/从用户代理出售/购买的多种能源价格, 而用户代理(追随者)则根据动态能源价格信号调整用户用能策略。之后, 应用 KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件、对偶定理和线性松弛技术, 将主从博弈模型转化为混合整数线性规划问题, 并利用商业化求解器 YALMIP/GUROBI 求解。最后, 以某工业园区为例对所提出的模型和方法进行说明, 并着重分析 V2G 和 P2G 技术在提高系统运行的整体经济性、消纳风电能力等方面的效果。

关键词: 园区能源互联网; 能源定价; 能量管理; 主从博弈; 电动汽车向电网反向送电(V2G); 电转气(P2G)

0 引言

随着化石能源危机和环境问题的逐步趋于恶化, 能够实现多能系统交互的能源互联网成为能源行业发展和变革的方向之一^[1]。园区能源互联网(park-level Energy Internet, PEI)是中国能源互联网试点落地的主要形式, 因此探究适用于 PEI 的能源生产与消费体系具有重要意义^[2]。PEI 的发展目标是增强对间歇性可再生能源发电的消纳能力, 以及实现多能互济和能源的梯级利用^[3-5]。近年来, 不断成熟的电动汽车向电网反向送电(vehicle to grid, V2G)和电转气(power to gas, P2G)技术, 分别实现了电力系统与电气化智能交通系统和天然气系统的闭环运行, 为消纳可再生能源发电提供了新的解决途径^[6-8]。同时, 随着需求侧响应(demand response, DR)机制和技术的不断发展, 能量管理的手段更多、更灵活, 但一般也更加复杂。如何综合利用 V2G, P2G 和 DR 技术, 实现供需两侧资源协同互补, 调动用户参与积极性, 提升系统运行的整体经济与环境效益, 是 PEI 建设和示范项目落地过程中

有待研究的重要问题。

针对能源互联网的能量管理问题, 国内外已有一些研究报道。文献[9]针对几种类型负荷进行建模, 并以购买能源成本最小为目标建立优化模型以制定智能用能策略。文献[10]构建了一种多智能体交互式能量管理系统来优化高渗透率可再生能源发电出力和电动汽车(electric vehicle, EV)充放电计划的协调。文献[11]对含 P2G 设备的能源中心进行了建模和优化调度, 分析了 P2G 技术在消纳风电方面的经济效益。不过, 现有的研究文献多数集中于能源价格对各类市场主体行为的影响分析, 而在市场互动与能源定价机制方面则鲜有涉及。

价格是市场的最关键要素, 具体到能源互联网, 制定合适的能源定价策略, 可以平衡和优化各方利益, 实现需求侧灵活调度和柔性互动^[12-13]。文献[14]基于主从博弈(Stackelberg game)提出了一种针对智能小区代理商的定价及电动汽车充电管理策略, 但没有考虑 EV 的 V2G 行为。文献[15]聚焦于电力交易市场层面, 提出了一种基于实时电价的需求响应策略。文献[16]构建了多能源系统的参与者与本地能源系统之间的双层决策模型以优化确定电能、天然气、热能的价格, 但没有包括 P2G 设备和 EV。文献[17]基于主从博弈理论提出社区能源互联网分布式能量管理方法及实现流程, 其中采用了

收稿日期: 2018-02-14; 修回日期: 2018-06-10。

上网日期: 2018-07-05。

国家自然科学基金资助项目(51477151)。

简单的分时电价模型,且未涉及天然气和热能价格的确定问题。就笔者所知,到目前为止,针对同时包括 V2G 和 P2G,能够协同能源供给侧和需求侧的 PEI 中多类能源动态定价和能量管理方面尚未见到研究报道。

在上述背景下,本文对含 EV 和 P2G 设备的 PEI 中多类型能源动态定价和能量管理问题进行探讨。首先,提出 PEI 互动框架,阐明 PEI 的物理结构以及能源供应商、园区运营商和用户代理在能源市场中的交互情况。接着,建立园区运营商和用户代理间的主从博弈模型,上层模型的决策者即运营商以净收益最大为目标制定多种能源的价格、确定从能源供应商处的购能策略,以及所拥有设备的运行状态;下层模型的决策者即用户代理则根据上层确定的能源价格以所购买各种能源的总成本最小为目标调整用户用能策略。之后,应用 KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件、对偶定理和线性松弛技术将主从博弈模型转化为混合整数线性规划问题,并采用 YALMIP/GUROBI 商业化求解器求解。最后,以某工业园区为例对所提模型和方法做了说明。

1 PEI 互动框架

1.1 物理和市场结构

本文所构建的 PEI 互动框架如图 1 所示。从物理结构上可分为 4 个部分:①多能源供给,由外部配电系统和园区风电机组提供电能,由外部提供天然气;②多能流耦合,实现能源形式的转化,包括 P2G 设备、热电联产(combined heat and power, CHP)机组、燃气锅炉等;③多元储能,包括储电、储热和储气装置;④多类型需求,包括电负荷、交通负荷(EV)、热负荷和气负荷等。需要指出,本文假设园区内所生成的电/气/热能仅在园区内部消纳,不向外部配电系统和天然气系统输送。

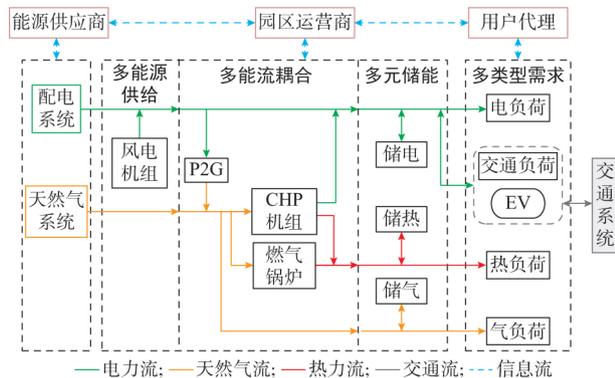


图 1 PEI 互动框架
Fig.1 Interactive framework of a PEI

PEI 的互动能源市场采用层次结构,包括 3 个基本经济实体,即能源供应商、园区运营商和用户代理,经济实体间高速、可靠的双向信息交互为实现价格和需求信息的及时交互提供了基础。能源供应商是外部多能源市场如电能和天然气等的价格制定者。园区的用户总体上分为两类:①入驻园区的电/气/热用户;②EV 用户。用户中有些可控负荷具备需求响应能力,并由用户代理负责用户用能策略优化。园区运营商是整个园区的运营者,管控园区内的风电机组、能流耦合设备和储能装置,负责与能源供应商和用户代理进行能源交易。运营商可以利用电/气/热能在供给侧和需求侧的协同优化,通过能源定价与能量管理提高能源利用效率和间歇性可再生能源发电的就地消纳率,获取差价利润。例如:运营商可通过调度 CHP 机组将低价的天然气转化成高价电能出售而获利;可通过调度储能装置在低能价时存储能量、在高能价时释放能量获利;也可以利用 P2G 设备和 EV 充放电的灵活性获利等。

1.2 市场交易策略

运营商与用户代理是独立的利益主体:运营商通过优化购能策略、管理所拥有设备的运行状态和制定售/购能动态价格,实现自己的净收益最大化;用户代理则根据运营商制定的能源价格,通过 DR 参与能量管理,合理安排用户用能策略,降低所购各种能源的总成本。因此,运营商在定价时,不能只考虑自己的利益,也要考虑终端用户的价格弹性行为,即运营商与用户代理之间存在利益博弈。运营商作为管理方,有优先决定权,运营商与用户代理的博弈可描述为一个主从博弈,如图 2 所示。

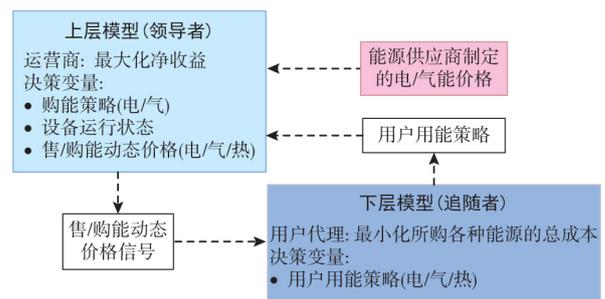


图 2 园区运营商与用户代理的主从博弈架构
Fig.2 Framework of Stackelberg game model between park operator and user agent

在上层,运营商是制定多种能源价格的领导者;在下层,用户代理扮演追随者的角色,响应能源价格信号并将用能策略发送给运营商。需要指出,本文构建的主从博弈模型是针对日前优化调度的。

2 能源定价策略与主从博弈模型

2.1 上层的运营商优化模型

2.1.1 目标函数

运营商以净收益最大作为运营优化目标,相关因素包括向园区用户售能的收入、向能源供应商购能的成本和风电出力成本。目标函数可描述为:

$$\max u_1 = \sum_{t=1}^T [(c_t^e P_t^{e,L} \Delta t + c_t^g P_t^{g,L} \Delta t + c_t^h P_t^{h,L} \Delta t + c_t^e P_t^{cs,c} \Delta t - c_t^e P_t^{cs,d} \Delta t) - (c_t^{em} P_t^e \Delta t + c_t^{gm} P_t^g \Delta t) - c_t^{wind} P_t^{wind} \Delta t] \quad (1)$$

式中: u_1 为运营商的净收益; T 为一个调度周期(一日)所包括的调度时段总数; Δt 为单位调度时段的长度; c_t^e, c_t^g 和 c_t^h 分别为时刻 t 运营商确定的电价、气价和热价; $P_t^{e,L}, P_t^{g,L}$ 和 $P_t^{h,L}$ 分别为时刻 t 用户消耗的电功率、天然气功率和热功率; $P_t^{cs,c}$ 和 $P_t^{cs,d}$ 分别为时刻 t 园区充电站内 EV 集群充电和放电的功率; c_t^{em} 和 c_t^{gm} 分别为时刻 t 运营商从能源供应商购电和购气的价格; P_t^e 和 P_t^g 分别为时刻 t 运营商从能源供应商购买的电功率和天然气功率; c_t^{wind} 和 P_t^{wind} 分别为风电机组单位出力成本和时刻 t 的输出功率。

2.1.2 运营商能源定价约束条件

1) 电价约束

运营商在确定向/从用户代理售/购电的价格时,需要适当考虑电力用户对价格的响应,以最大化自己的利润。运营商确定电价时需满足如下约束:

$$c_{t,\min}^e \leq c_t^e \leq c_{t,\max}^e \quad (2)$$

$$\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T c_t^e \leq \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T c_t^{em} \quad (3)$$

式中: $c_{t,\min}^e$ 和 $c_{t,\max}^e$ 分别为时刻 t 运营商制定电价的最小值和最大值。式(3)表示园区内的电能均价不高于从外部配电系统购电的均价,以保障电力用户利益^[18]。

2) 气/热价格约束

考虑到不同类型能源之间的可替代性,运营商制定售气和售热价格时需要参照其售电价格。售气和售热价格可描述为:

$$c_t^g = \alpha_t c_t^e \quad (4)$$

$$c_t^h = \beta_t c_t^e \quad (5)$$

式中: α_t 和 β_t 分别为时刻 t 运营商的气电售价比和热电售价比。

在确定售气和售热价格时还需要考虑下述约束:

$$\alpha_{\min} \leq \alpha_t \leq \alpha_{\max} \quad (6)$$

$$\beta_{\min} \leq \beta_t \leq \beta_{\max} \quad (7)$$

$$\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T c_t^g \leq \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T c_t^{gm} \quad (8)$$

式中: α_{\min} 和 α_{\max} 分别为气电售价比的最小值和最大值; β_{\min} 和 β_{\max} 分别为热电售价比的最小值和最大值。式(8)表示园区内的天然气售价均价不能高于从外部天然气系统购买天然气的均价。

2.1.3 PEI 运行约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_t^e + P_t^{wind} - P_t^{e,p2g} + P_t^{e,chp} = P_t^{e,L} + P_t^{es,c} - P_t^{es,d} + P_t^{cs,c} - P_t^{cs,d} \quad (9)$$

$$P_t^g + P_t^{g,p2g} - P_t^{g,chp} - P_t^{g,gb} = P_t^{g,L} + P_t^{gs,c} - P_t^{gs,d} \quad (10)$$

$$P_t^{h,chp} + P_t^{h,gb} = P_t^{h,L} + P_t^{hs,c} - P_t^{hs,d} \quad (11)$$

式中: $P_t^{e,p2g}, P_t^{e,chp}, P_t^{es,c}$ 和 $P_t^{es,d}$ 分别为时刻 t 的 P2G 设备输入电功率、CHP 机组发电功率、储电装置蓄电功率和放电功率; $P_t^{g,p2g}, P_t^{g,chp}, P_t^{g,gb}, P_t^{gs,c}$ 和 $P_t^{gs,d}$ 分别为时刻 t 的 P2G 设备输出的气功率、CHP 机组输入的气功率、燃气锅炉输入的气功率、储气装置蓄气功率和放气功率; $P_t^{h,chp}, P_t^{h,gb}, P_t^{hs,c}$ 和 $P_t^{hs,d}$ 分别为时刻 t 的 CHP 机组输出热功率、燃气锅炉输出热功率、储热装置蓄热功率和放热功率。

2) 多能源供给约束

$$0 \leq P_t^e \leq P_{\max}^e \quad (12)$$

$$0 \leq P_t^g \leq P_{\max}^g \quad (13)$$

$$0 \leq P_t^{wind} \leq P_{t,\max}^{wind} \quad (14)$$

式中: P_{\max}^e 和 P_{\max}^g 分别为 PEI 与外部配电系统和天然气系统交换功率的上限; $P_{t,\max}^{wind}$ 为风电机组在时刻 t 的最大发电出力。

3) 多能流耦合约束

有些能流耦合设备的运行效率随工况变化。一般而言,在额定运行工况附近工作的设备,其效率波动不大,可以近似认为是固定的。若设备的典型运行工况和相应的效率都已知,则可将效率近似模拟为相应工况的分段线性函数。事实上,要比较准确地模拟设备的运行效率随工况的变化通常比较困难;如果能够获得相关数据,在本文所提出的方法框架下能够容纳设备能源转换效率随工况变化的情况。受相关数据限制,本文采用文献[11,19]中给出的固定值数据。多能流耦合约束可以描述为:

$$P_t^{g,p2g} = \eta_{p2g} P_t^{e,p2g} \quad (15)$$

$$P_t^{e,chp} = \eta_{e,chp} P_t^{g,chp} \quad (16)$$

$$P_t^{h,chp} = \eta_{h,chp} P_t^{g,chp} \quad (17)$$

$$P_t^{h,gb} = \eta_{gb} P_t^{g,gb} \quad (18)$$

式中: $\eta_{p2g}, \eta_{e,chp}, \eta_{h,chp}$ 和 η_{gb} 分别为 P2G 设备的电转气、CHP 机组发电、CHP 机组的由气转热和燃气锅炉的由气转热的能源转换效率。

P2G 设备主要受其额定功率的约束:

$$0 \leq P_t^{e,p2g} \leq P_{rate}^{p2g} \quad (19)$$

式中: P_{rate}^{p2g} 为 P2G 设备的额定功率。

CHP 机组和燃气锅炉运行时需满足额定功率约束和爬坡速率约束,可统一描述为:

$$0 \leq P_t^{in} \leq P_{rate}^{in} \quad (20)$$

$$-P^d \Delta t \leq P_t^{in} - P_{t-1}^{in} \leq P^u \Delta t \quad (21)$$

式中: P_t^{in} 和 P_{rate}^{in} 分别为 CHP 机组或燃气锅炉的输入功率和额定功率; P^u 和 P^d 分别为爬坡速率的上限和下限。

4) 多元储能约束

假设储能装置在 Δt 时间段内的蓄能和放能功率保持不变,可统一描述为:

$$W_{t+1}^s = (1 - \sigma^s)W_t^s + \left(\eta_{s,c} P_t^{s,c} - \frac{1}{\eta_{s,d}} P_t^{s,d} \right) \Delta t \quad (22)$$

$$S_{min}^s C^s \leq W_t^s \leq S_{max}^s C^s \quad (23)$$

$$0 \leq P_t^{s,c} \leq x_t^{s,c} P_{max}^{s,c} \quad (24)$$

$$0 \leq P_t^{s,d} \leq x_t^{s,d} P_{max}^{s,d} \quad (25)$$

$$0 \leq x_t^{s,c} + x_t^{s,d} \leq 1 \quad (26)$$

式中: W_t^s , $P_t^{s,c}$ 和 $P_t^{s,d}$ 分别为时刻 t 储能装置的储能能量、蓄能功率和放能功率; σ^s , $\eta_{s,c}$ 和 $\eta_{s,d}$ 分别为储能装置的自损耗系数、蓄能效率和放能效率; C^s 为储能装置的容量; S_{min}^s 和 S_{max}^s 分别为存储能力的最小值和最大值; $P_{max}^{s,c}$ 和 $P_{max}^{s,d}$ 分别为蓄能功率和放能功率的最大值; $x_t^{s,c}$ 和 $x_t^{s,d}$ 分别为储能装置蓄能和放能的 0-1 状态变量,取 1 时分别表示储能装置处于蓄能和放能状态,取 0 时则不是。

为满足下一个调度周期起始时刻 PEI 对储能装置的蓄能和放能要求,储能装置在调度周期起始和结束时刻的储能能量需保持一致,可描述为:

$$W_t^s = W_0^s \quad (27)$$

式中: W_0^s 和 W_t^s 分别为调度周期起始和结束时刻储能装置的储能能量。

在上层运营商的优化模型中,决策变量包括:

① 运营商的购能策略,即 P_t^e 和 P_t^g ; ② 设备的运行状态,如 P_t^{wind} , $P_t^{e,p2g}$, $P_t^{e,chp}$, $P_t^{g,gb}$ 等; ③ 售/购能动态价格,即 c_t^e , c_t^g 和 c_t^h 。

2.2 下层的用户代理优化模型

2.2.1 目标函数

在主从博弈中,运营商确定向/从用户代理出售/购买的多种能源的价格,用户代理则针对这些价格信号,确定各种负荷用能的最优决策,即在满足各种用能负荷需求的前提下使用户所购各种能源的总成本最小。用户代理优化模型的目标函数 u_2 中包含 2 项,第 1 项为电/气/热用户的购能成本,第 2 项

为 EV 用户的充电成本和放电收益:

$$\min u_2 = \sum_{t=1}^T [(c_t^e P_t^{e,L} \Delta t + c_t^g P_t^{g,L} \Delta t + c_t^h P_t^{h,L} \Delta t) + (c_t^i P_t^{cs,c} \Delta t - c_t^o P_t^{cs,d} \Delta t)] \quad (28)$$

2.2.2 约束条件

1) 电负荷约束

可将电负荷分为刚性电负荷和柔性电负荷。刚性电负荷不受电价影响,柔性电负荷则是对电价敏感的可转移负荷,即可根据电价将柔性电负荷从电价高峰转移到电价低谷时段。柔性电负荷实施需求响应时需满足下述约束:

$$\sum_{t=1}^T P_t^{e,L,mov} \Delta t = 0 \quad (29)$$

$$P_{t,min}^{e,L,mov} \leq P_t^{e,L,mov} \leq P_{t,max}^{e,L,mov} \quad (30)$$

$$P_t^{e,L} = P_t^{e,L,f} + P_t^{e,L,mov} \quad (31)$$

式中: $P_t^{e,L,mov}$ 为时刻 t 转移的柔性电负荷,其取正值表示实施需求响应时从其他时刻转移到该时刻,取负值则表示实施需求响应时从该时刻转移到其他时刻; $P_{max}^{e,L,mov}$ 和 $P_{min}^{e,L,mov}$ 分别为时刻 t 可转移电负荷的最大值和最小值; $P_t^{e,L,f}$ 为时刻 t 的刚性电负荷。式(29)为电负荷平衡约束,即在负荷转移过程中总负负荷量保持不变。

2) 交通负荷约束

假设位于 PEI 的 EV 充电站中有 N 个充电桩。在不同时段接入 EV 的数量是随机变化的。 $v_{n,t}^{ev}$ 表示第 n 个充电桩在时刻 t 的状态,1/0 表示有/没有 EV 接入该充电桩充放电。当有 EV 接入充放电时,记接入时刻为 t_n^{arr} ,此时该 EV 的电池荷电状态 (state of charge, SOC) 为 $S_{n,ini}^{ev}$,车主设置的离开时刻为 t_n^{dep} ,离开时的期望 SOC 为 $S_{n,exp}^{ev}$,额定充放电功率分别为 $P_{n,rate}^{ev,c}$ 和 $P_{n,rate}^{ev,d}$,电池容量为 E_n^{ev} 。这样,充电站的充放电功率约束可描述为:

$$0 \leq P_{n,t}^{ev,c} \leq v_{n,t}^{ev} P_{n,rate}^{ev,c} \quad (32)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{ev,d} \leq v_{n,t}^{ev} P_{n,rate}^{ev,d} \quad (33)$$

$$P_{n,t}^{ev,c} P_{n,t}^{ev,d} = 0 \quad (34)$$

$$P_t^{cs,c} = \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ev,c} \leq P_{t,max}^{cs,c} \quad (35)$$

$$P_t^{cs,d} = \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ev,d} \leq P_{t,max}^{cs,d} \quad (36)$$

式中: $P_{n,t}^{ev,c}$ 和 $P_{n,t}^{ev,d}$ 分别为时刻 t 第 n 个充电桩所连接 EV 的充电和放电功率; $P_{t,max}^{cs,c}$ 和 $P_{t,max}^{cs,d}$ 分别为时刻 t 充电站最大的充电和放电功率。

EV 动态充放电模型可描述为:

$$S_{n,t+1}^{ev} = S_{n,t}^{ev} + \left(\eta_{ev,c} \frac{P_{n,t}^{ev,c}}{E_n^{ev}} - \frac{1}{\eta_{ev,d}} \frac{P_{n,t}^{ev,d}}{E_n^{ev}} \right) \Delta t \quad (37)$$

$$S_{\min}^{\text{ev}} \leq S_{n,t}^{\text{ev}} \leq S_{\max}^{\text{ev}} \quad (38)$$

$$S_{n,\text{dep}}^{\text{ev}} \geq S_{n,\text{exp}}^{\text{ev}} \quad (39)$$

式中: $S_{n,t}^{\text{ev}}$ 为时刻 t 第 n 个充电桩所连接 EV 的 SOC; $\eta_{\text{ev},c}$ 和 $\eta_{\text{ev},d}$ 分别为 EV 的充电和放电效率; S_{\max}^{ev} 和 S_{\min}^{ev} 分别为 SOC 的上限和下限; $S_{n,\text{dep}}^{\text{ev}}$ 为第 n 个充电桩所连接 EV 离开充电站时的 SOC。

在下层用户代理优化模型中,决策变量为用户用能策略,包括 $P_t^{\text{e},L}$ ($P_t^{\text{e},L,\text{mov}}$), $P_{n,t}^{\text{ev},c}$, $P_{n,t}^{\text{ev},d}$, $S_{n,t}^{\text{ev}}$, $P_t^{\text{cs},c}$ 和 $P_t^{\text{cs},d}$ 。

2.3 主从博弈模型

上层的运营商优化模型(式(1)至式(27))和下层的用户代理优化模型(式(28)至式(39))构成了主从博弈。运营商需要考虑用户对能源价格的反应,其目标函数式(1)中 $P_t^{\text{e},L}$, $P_t^{\text{cs},c}$, $P_t^{\text{cs},d}$ 和 c_t^{e} 都是变量,上层优化模型是非线性优化问题;在下层优化模型中,式(34)是非线性的,所以下层模型是非线性优化问题。因此,运营商与用户代理构成的主从博弈问题呈现较强的非线性和非凸性。下文将应用 KKT 条件、对偶定理和线性松弛技术把双层模型转化为单层混合整数线性规划问题,从而可以采用商业化求解器求出全局最优解,即博弈均衡点。

3 主从博弈均衡的求解

3.1 EV 充放电互补松弛条件

考虑 EV 的数学模型中,同一辆 EV 在同一时刻不能既充电又放电,即存在互补约束。在现有的相关研究^[20-21]中常引入两个独立的优化变量,即充电功率和放电功率,并计及互补约束对 EV 进行建模,如式(34)所示。EV 充放电互补约束的非线性导致优化问题难以求解。在本文所构建的优化模型中, EV 充放电互补约束是冗余的,下面予以说明。

首先分析 EV 在单位调度时段内充电补充电能的情况,若存在两种最优方案:①EV 以 $P_1^{\text{ev},c}$ 功率充电,同时以 $P_1^{\text{ev},d}$ 功率放电;②EV 仅以 $P_2^{\text{ev},c}$ 功率充电。两种最优方案满足:

$$P_1^{\text{ev},c} \eta_{\text{ev},c} \Delta t - \frac{P_1^{\text{ev},d} \Delta t}{\eta_{\text{ev},d}} = P_2^{\text{ev},c} \eta_{\text{ev},c} \Delta t \quad (40)$$

式(40)表示对 EV 用户而言,两种方案可以在 Δt 内补充相同的电量。但从 EV 用户的经济性来看,方案 1 的成本为 $c_t^{\text{e}}(P_1^{\text{ev},c} - P_1^{\text{ev},d})\Delta t$,方案 2 的成本为 $c_t^{\text{e}}P_2^{\text{ev},c}\Delta t$,且 EV 充放电效率均小于 1,故有 $c_t^{\text{e}}(P_1^{\text{ev},c} - P_1^{\text{ev},d})\Delta t =$

$$c_t^{\text{e}} \left[P_2^{\text{ev},c} + P_1^{\text{ev},d} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ev},c} \eta_{\text{ev},d}} - 1 \right) \right] \Delta t > c_t^{\text{e}} P_2^{\text{ev},c} \Delta t \quad (41)$$

式(41)表明方案 2 对于 EV 用户而言更经济,

因此根据用户代理的目标函数式(28),方案 1 不是最优解,那么 $P_{n,t}^{\text{ev},c} P_{n,t}^{\text{ev},d}$ 一定等于 0。同理可得,若 EV 想在单位调度时段 Δt 内放电获取利益,则仅放电比边充边放电的收益更大,这样 $P_{n,t}^{\text{ev},c} P_{n,t}^{\text{ev},d}$ 也一定等于 0。因此,可以在优化模型中将导致优化问题难解的互补约束式(34)直接松弛掉,这样下层优化模型就转化为线性凸问题,其最优性可由其 KKT 条件描述。

3.2 KKT 条件中互补松弛条件的线性化

记 μ 和 λ 分别为下层优化问题不等式约束和等式约束的对偶变量。下层优化问题中存在互补松弛条件:

$$\mathbf{0} \leq \mu \perp \mathbf{h}(x) \geq \mathbf{0} \quad (42)$$

式中: $\mathbf{h}(x) \geq \mathbf{0}$ 为下层优化问题不等式约束; $x \perp y$ 表示标量 x 与 y 中至多有一个可以严格大于 0。

由于互补松弛条件是非线性的,通过引入布尔变量 κ 将其转化为以下线性不等式:

$$\mathbf{0} \leq \mu \leq M\kappa \quad (43)$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{h}(x) \leq M(\mathbf{I} - \kappa) \quad (44)$$

式中: M 为一个充分大的正数。

3.3 目标函数的线性化及问题求解

主从博弈模型目标函数的非线性源于能源价格和功率的乘积,根据强对偶理论可对上层优化问题的目标函数中的非线性项进行线性化^[22]。因此,第 2 节所构造的主从博弈模型可转化为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \left\{ \sum_{t=1}^T [c_t^{\text{e}} P_t^{\text{e},L,\text{f}} \Delta t + c_t^{\text{g}} P_t^{\text{g},L} \Delta t + c_t^{\text{h}} P_t^{\text{h},L} \Delta t + \right. \\ \mu_{1,t}^{\text{e},L,\text{mov}} P_{t,\min}^{\text{e},L,\text{mov}} - \mu_{2,t}^{\text{e},L,\text{mov}} P_{t,\max}^{\text{e},L,\text{mov}} - \mu_t^{\text{cs},c} P_{t,\max}^{\text{cs},c} - \\ \mu_t^{\text{cs},d} P_{t,\max}^{\text{cs},d} + \sum_{n=1}^N (-\mu_{2,n,t}^{\text{ev},c} \mathcal{V}_{n,t}^{\text{ev}} P_{n,\text{rate}}^{\text{ev},c} - \\ \mu_{2,n,t}^{\text{ev},d} \mathcal{V}_{n,t}^{\text{ev}} P_{n,\text{rate}}^{\text{ev},d} + \mu_{1,n,t}^{\text{ev}} S_{\min}^{\text{ev}} - \mu_{2,n,t}^{\text{ev}} S_{\max}^{\text{ev}}) - \\ (c_t^{\text{em}} P_t^{\text{e}} \Delta t + c_t^{\text{gm}} P_t^{\text{g}} \Delta t) - c^{\text{wind}} P_t^{\text{wind}} \Delta t] + \\ \left. \sum_{n=1}^N (\mu_{3,n}^{\text{ev}} S_{n,\text{exp}}^{\text{ev}} + \lambda_{2,n} S_{n,\text{ini}}^{\text{ev}}) \right\} \\ \text{s.t. 式(2)至式(27),式(A2)至式(A30)} \end{array} \right. \quad (45)$$

式(A2)至式(A30)的具体表达式见附录 A。

式(45)为混合整数线性规划问题,这里采用 MATLAB 环境下的商业求解器 YALMIP/GUROBI 求解,可明显提高求解效率。YALMIP 是一个适于求解大规模优化问题的建模平台, GUROBI 是能求解大规模混合整数线性规划问题的商业化求解器。求解结果为运营商的购能策略、设备的运行状态、售/购能动态价格以及用户用能策略。

4 算例与分析

4.1 参数设置

以某工业园区能源互联网为例,来说明所提出的能源定价策略及能量管理方法。将一日分为96个时段,每个时段时长为15 min,并假定每个时段的各种状态参数保持不变,这样某变量在时刻 t 的取值即为该变量在时段 t 中的取值。假设能源供应商的能源价格是提前确定的,其电能和天然气价格如附录B图B1所示。以运营商购买的电能价格 c_t^{em} 为基准,运营商制定电价的上限 $c_{t,\text{max}}^e$ 为 c_t^{em} 的1.1倍,下限 $c_{t,\text{min}}^e$ 为 c_t^{em} 的90%,气电售价比的范围为0.3~0.4,热电售价比的范围为0.2~0.5,风电机组单位出力成本为0.05元/(kW·h)^[23]。园区典型工作日的风电最大出力、电/气/热用户负荷数据如附录B表B1所示,能流耦合设备和储能装置的技术参数分别如附录B表B2和表B3所示。

假设园区内的EV用户类型分为白班型和夜班型2种,数量各为200辆。每个EV的电池容量均为32 kW·h,额定充放电功率为7 kW,充放电效率为92%。EV到达园区时的荷电状态 $S_{\text{ini}}^{\text{ev}}$ 、到达时刻 t^{arr} 和离开时刻 t^{dep} 分别服从式(46)至式(48)所描述的高斯分布^[24],具体参数设置如附录B表B4所示。

$$S_{\text{ini}}^{\text{ev}} = f_{\text{GS}}(x; \mu_{\text{soc}}, \sigma_{\text{soc}}^2, [S_{\text{min}}^{\text{ev}}, S_{\text{max}}^{\text{ev}}]) \quad (46)$$

$$t^{\text{arr}} = f_{\text{GS}}(x; \mu_{\text{arr}}, \sigma_{\text{arr}}^2, [t_{\text{min}}^{\text{arr}}, t_{\text{max}}^{\text{arr}}]) \quad (47)$$

$$t^{\text{dep}} = f_{\text{GS}}(x; \mu_{\text{dep}}, \sigma_{\text{dep}}^2, [\max\{t_{\text{min}}^{\text{dep}}, t_{\text{arr}}^{\text{dep}}\}, t_{\text{max}}^{\text{dep}}]) \quad (48)$$

式中: μ_{soc} 、 μ_{arr} 和 μ_{dep} 分别为EV初始SOC、到达时刻和离开时刻的均值; σ_{soc}^2 、 σ_{arr}^2 和 σ_{dep}^2 分别为EV初始SOC、到达时刻和离开时刻的方差; $t_{\text{min}}^{\text{arr}}$ 和 $t_{\text{max}}^{\text{arr}}$ 分别为EV到达时刻的下限和上限; $t_{\text{min}}^{\text{dep}}$ 和 $t_{\text{max}}^{\text{dep}}$ 分别为EV离开时刻的下限和上限。

为比较V2G和P2G技术,即EV储能和P2G储能,对PEI能源定价与能量管理的影响差异,这里设置下述4个场景进行仿真和对比分析。场景1:无P2G设备,不考虑EV的V2G行为;场景2:无P2G设备,考虑EV的V2G行为;场景3:有P2G设备,不考虑EV的V2G行为;场景4:有P2G设备,考虑EV的V2G行为。

在场景2和4中,假设只有无主动充电需求的EV可以参与V2G,即该类EV作为用户侧的储能考虑;而存在主动充电需求的EV不参与V2G。同时,通过适当设置相关参数以保证各时刻P2G储能和EV储能的容量相近,从而能够比较合理地比较V2G和P2G技术在提高系统运行的整体经济性、消纳风电能力等方面的区别。

4.2 主从博弈机制下多场景运行经济性对比分析

针对上述4种场景,采用所提方法求得的运行经济性结果如表1所示。就运营商净收益而言,场景4最大,场景2和场景3次之,场景1最小。这说明安装P2G设备和利用EV的V2G功能可以提高运营商净收益。其中,利用V2G可减少运营商购电成本和电/气/热用户总购能成本,增加EV储能用户收益;P2G则可减少运营商的购电和购气成本。

表1 4个场景下的运行经济性比较
Table 1 Comparisons of operation economics among 4 scenarios

场景	运营商净收益/万元	运营商购电成本/万元	运营商购气成本/万元	风电出力成本/万元	电/气/热用户总购能成本/万元	EV储能用户收益/万元
1	9.290	4.346	10.212	0.537	24.385	0
2	9.405	3.767	10.212	0.562	23.946	0.410
3	9.352	4.326	10.121	0.586	24.385	0
4	9.461	3.748	10.133	0.604	23.946	0.407

4.3 多场景风电消纳能力对比分析

图3展示了4种场景下的风电出力水平。由于风电机组单位出力成本比外部购电价格低,运营商会优先考虑消纳风电,最大限度地利用风电以提高收益。因为白天风电最大出力较低而负荷较高,所以4种场景下白天风电均被完全消纳。场景1在00:00—03:00和21:00—24:00这两个时段有严重弃风,这是由于夜间风电出力大而用户电负荷处于低谷,且CHP机组为满足用户热负荷无法降低出力等因素共同导致系统不得不弃风以保持电力供需平衡。与场景1相比,场景2和场景3的弃风情况不太严重,场景4在P2G设备和EV的V2G行为共同作用下,风电几乎被全部消纳。

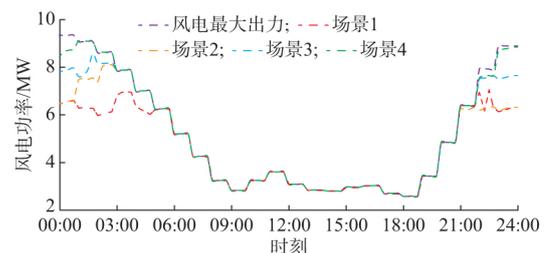


图3 4种场景下的风电出力
Fig.3 Wind power outputs under 4 scenarios

4.4 运营商的多类能源定价策略

运营商的电能定价策略与用户参与需求响应的灵活性有关,电价主要影响电负荷,同时由于多类型能源价格相互联系,电价也与天然气负荷和热负荷有关。运营商在4种场景下PEI中的各类电功率

和电价如图 4 所示,其中原始电负荷表示优化前的用户电负荷和 EV 主动充电负荷之和;新电负荷表示优化后的用户电负荷、EV 主动充电负荷和 EV 储能充放电负荷(放电功率按负荷处理,取负值)之和。4 个场景运营商制定的电价对比曲线如附录 C 图 C1 所示。在这 4 个场景中,运营商始终将电负荷很高时段(08:00—11:00,18:00—21:00)的电价定为该时段电价的上限值;由于式(3)中的平均电价约束,运营商在其他时段会降低售电价格;EV 的 V2G 行为对运营商的电价策略有较大的影响。

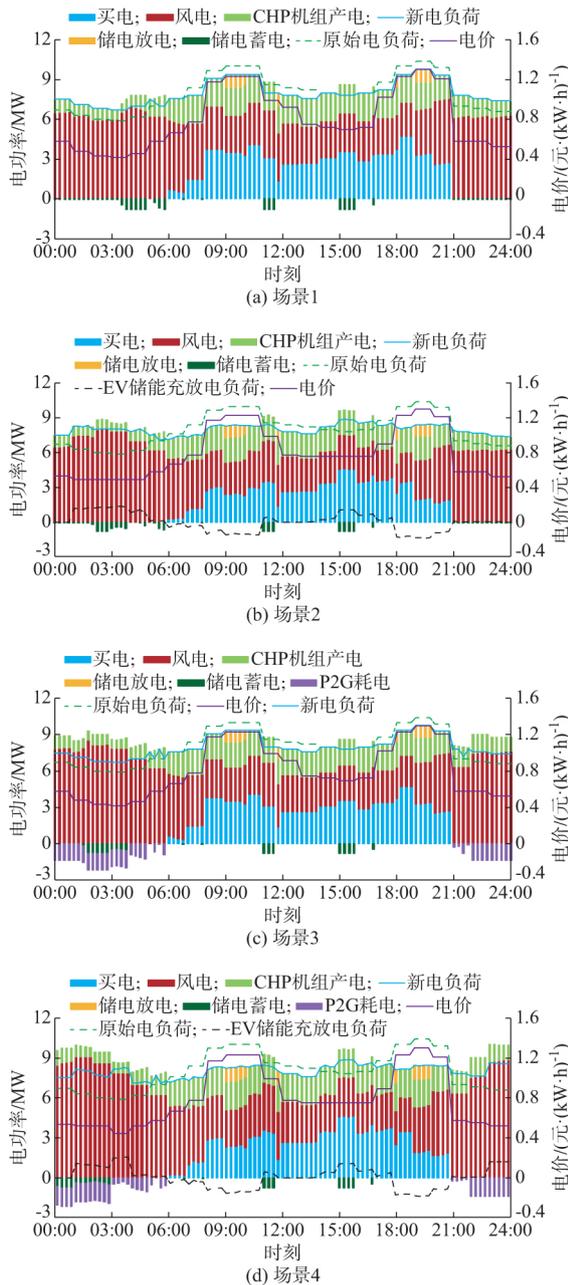


图 4 4 种场景下 PEI 中各类电功率和电价
Fig.4 Various kinds of electric power and prices in PEI under 4 scenarios

4 个场景中各个时刻的热电售价比都为 0.5,这是因为 PEI 中仅有运营商为用户提供热能,其会把售热价格定在监管机构允许的上限以最大化自己的净收益。在 4 个场景下运营商制定的气价的对比曲线如附录 C 图 C2 所示,运营商售气价格的制定策略与其售电价格和天然气负荷都有关,同时也受式(8)平均气价的约束。

4.5 多场景下能量管理和能源价格灵敏度分析

4.5.1 利用 V2G 功能和 P2G 设备的效果分析

下面将根据表 1、图 3 和图 4,分别分析利用 V2G 功能、P2G 设备及二者组合对园区消纳风电能力和运行经济性的影响。

1) 利用 V2G 功能的效果分析

对比图 4(a)和图 4(b)可以看出, EV 主要在 06:00—11:00 和 18:00—21:00 这两个高电价时段内放电,对应时段运营商从能源供应商的购电量下降。同时,为满足离开时的期望 SOC, EV 主要在 01:00—05:00 和 14:00—18:00 这两个低电价时段充电以补充电能。EV 在 01:00—03:00 时段充电消纳了该时段多余的风电,弃风电量从 $14.53 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 下降到 $9.64 \text{ MW} \cdot \text{h}$,即提升了消纳风电的能力。由于 EV 的 V2G 行为,运营商购电成本下降,促使其改变能源定价策略,最终也使得电/气/热用户的总购能成本下降。因此,运营商利用分时电价引导 EV 储能用户的充放电行为,可以提升园区消纳风电的能力,减少运营商的购电量和购电成本,同时为用户带来一些收益。

2) 利用 P2G 设备的效果分析

对比图 4(a)和图 4(c)可以发现, P2G 设备主要在 00:00—06:00 和 22:00—24:00 这两个低电价、风电出力较大的时段内运行,消纳部分电能并转化为天然气,减少弃风电量。P2G 设备将原本不得不舍弃的风电转化为人工天然气,然后通过 CHP 机组和燃气锅炉转化为电能和热能,或者直接将天然气出售给用户。在场景 3 中, P2G 设备的引入在一定程度上降低了运营商购电和购气的成本,但没有引起运营商能源定价策略的改变,因而电/气/热用户总购能成本就没有减少。

3) 综合利用 P2G 设备与 V2G 功能的效果分析

从表 1、图 3 和图 4 中可以看出, P2G 设备和 V2G 功能存在优势互补。就消纳风电能力而言,由于 EV 储能用户的充放电行为受分时电价波动的影响,从而其不如 P2G 设备。在运行经济性方面,虽然场景 3 消纳富余风电情况比场景 2 好,但运营商在场景 3 的净收益比场景 2 少,这是因为等值能量的天然气价格比电价便宜很多,且 P2G 效率比 EV

充放电效率低。在场景 4 中,虽然 EV 储能用户的充放电时段和利益受 P2G 设备投运的负面影响,不过 V2G 和 P2G 的共同作用既明显提升了消纳风电的能力,增加了运营商的净收益,也导致电/气/热用户的总购能成本下降,这样就提升了 PEI 运行的整体经济效益和环境效益。

4.5.2 系统负荷特性优化对比分析

如图 4 所示,受价格激励影响,柔性电负荷从电价较高的用电高峰时段转移到电价较低和风电出力较大的时段,既能实现电负荷的削峰填谷和促进风电消纳,也能为用户减少购电成本。需要指出,场景 2 和场景 4 考虑了 EV 的 V2G 行为,使得电负荷峰值较场景 1 和场景 3 低,功率分布更为合理,这说明了 V2G 在削峰填谷中的作用。

4.5.3 供热设备的优化运行结果分析

由于园区用户侧的气/热负荷较为固定,可控性较差,导致 4 个场景相应的功率平衡情况相差不大。这里着重分析场景 4 的情况,相关优化结果如图 5 和图 6 所示,其余场景的优化结果如附录 C 图 C3 和图 C4 所示。

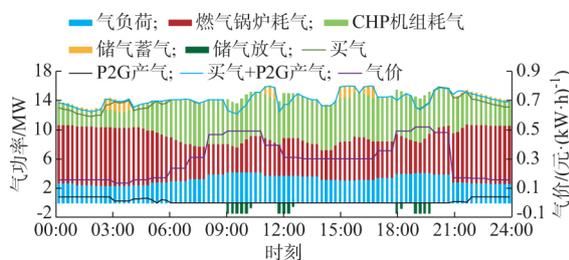


图 5 场景 4 下 PEI 中各类气功率和气价
Fig.5 Various kinds of gas power and prices in PEI under scenario 4

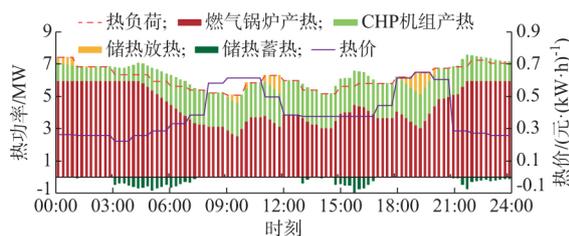


图 6 场景 4 下 PEI 中各类热功率和热价
Fig.6 Various kinds of heat power and prices in PEI under scenario 4

CHP 机组输出的电功率、热功率和电价密切相关,结合图 4(d)、图 5 和图 6 可以看出,在 00:00—04:30 和 21:30—24:00 这两个时段内,电价较低,CHP 机组燃烧天然气发电会使运营商收益下降,此时运营商控制 CHP 机组尽可能少地输出电功率(相应少输出热功率),同时控制燃气锅炉以额定功

率供能。在 04:30—21:30 时段内,随着电价升高,CHP 机组输出电功率和热功率增大,在 07:00—19:00 这个电价较高时段 CHP 机组以额定功率供能。这是因为在 07:00—19:00 这个电价较高时段,风电出力被完全消纳,高的电负荷和热负荷需求促使 CHP 机组的边际成本减少,CHP 机组燃烧天然气发电使运营商成本降低从而带来收益。在电能和天然气价格都很高的时段内,储热放热可使得在满足热负荷需求的基础上降低供能成本。

5 结语

针对含 EV 和 P2G 设备的园区级别的能源互联网,发展了一种多类型能源动态定价和能量管理方法。首先,提出了 PEI 互动框架,其物理结构包括多能源供给、多能流耦合、多元储能和多类型需求 4 个部分,市场结构则包括能源供应商、园区运营商和用户代理 3 个经济实体。接着,在主从博弈的架构下描述了运营商和用户代理之间的交互关系,上层运营商的目标是实现净收益最大化,下层用户代理则以所购买各种能源的总成本最小为目标。之后,对 EV 充放电互补约束进行了松弛处理,将下层原来难以求解的非线性和非凸性问题转化为凸优化问题。利用 KKT 条件和对偶定理求取主从博弈模型的均衡解,确定运营商的购能策略、售/购能动态价格和设备运行状态,以及用户的用能策略。算例计算结果表明,所提模型和方法能够制定合理的电/气/热能价格,引导用户调整不同类型用能负荷的需求;联合利用 P2G 设备与 V2G 功能可以提高园区消纳风电的能力,提升运营商和 EV 储能用户收益,降低电/气/热用户总购能成本,改善系统负荷特性。

在本文的研究中,模拟了用户代理和运营商之间的博弈策略,但没有涉及用户代理就所获利益在不同用户间的分配问题,也没有考虑 EV 充放电导致的电池寿命受损等问题。下一步将对这些问题展开研究。

本文得到广州供电局有限公司科技项目(GZHKJXM20160034)资助,特此感谢!

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等.从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J].电力系统自动化,2014,38(15):1-11.DOI:10.7500/AEPS20140613007.
- DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to Energy Internet: basic concept and research

- framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20140613007.
- [2] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等.区域综合能源系统若干问题研究[J].电力系统自动化,2015,39(7):198-207. DOI: 10.7500/AEPS20141009011.
- JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207. DOI: 10.7500/AEPS20141009011.
- [3] 曾鸣,杨雍琦,刘敦楠,等.能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J].电网技术,2016,40(1):114-124.
- ZENG Ming, YANG Yongqi, LIU Dunnan, et al. “Generation-Grid-Load-Storage” coordinative optimal operation mode of energy internet and key technologies [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 114-124.
- [4] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光.能源互联网:理念、架构与前沿展望[J].电力系统自动化,2015,39(19):1-8. DOI: 10.7500/AEPS20150701007.
- SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang. Energy Internet: concept, architecture and frontier outlook [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 1-8. DOI: 10.7500/AEPS20150701007.
- [5] SU W C, WANG J H, ROH J. Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4): 1876-1883.
- [6] ZHAO J H, WEN F S, DONG Z Y, et al. Optimal dispatch of electric vehicles and wind power using enhanced particle swarm optimization [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2012, 8(4): 889-899.
- [7] 李建林,田立亭,来小康.能源互联网背景下的电力储能技术展望[J].电力系统自动化,2015,39(23):15-25. DOI: 10.7500/AEPS20150906004.
- LI Jianlin, TIAN Liting, LAI Xiaokang. Outlook of electrical energy storage technologies under Energy Internet background [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 15-25. DOI: 10.7500/AEPS20150906004.
- [8] 刘伟佳,文福拴,薛禹胜,等.电转气技术的成本特征与运营经济性分析[J].电力系统自动化,2016,40(24):1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Cost characteristics and economic analysis of power-to-gas technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20160504013.
- [9] 张华一,文福拴,张琛,等.计及舒适度的家庭能源中心运行优化模型[J].电力系统自动化,2016,40(20):32-39. DOI: 10.7500/AEPS20160503002.
- ZHANG Huayi, WEN Fushuan, ZHANG Can, et al. Operation optimization model of home energy hubs considering comfort level of customers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20): 32-39. DOI: 10.7500/AEPS20160503002.
- [10] DIVSHELI P H, CHOI B J, LIANG H. Multi-agent transactive energy management system considering high levels of renewable energy source and electric vehicles [J]. IET Generation Transmission and Distribution, 2017, 11(15): 3713-3721.
- [11] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等.含电转气的电气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J].电网技术,2016,40(12):3680-3688.
- LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation [J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3680-3688.
- [12] SOARES J, CANIZES B, GHAZVINI M A F, et al. Two-stage stochastic model using Benders' decomposition for large-scale energy resources management in smart grids[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, 53(6): 5905-5914.
- [13] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy sharing management for microgrids with PV prosumers: a Stackelberg game approach [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [14] 魏韡,陈玥,刘锋,等.基于主从博弈的智能小区代理商定价策略及电动汽车充电管理[J].电网技术,2015,39(4):939-945.
- WEI Wei, CHEN Yue, LIU Feng, et al. Stackelberg game based retailer pricing scheme and EV charging management in smart residential area[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 939-945.
- [15] YU M M, HONG S H. A real-time demand-response algorithm for smart grids: a Stackelberg game approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 7(2): 879-888.
- [16] DAMAVANDI M Y, NEYESTANI N, CHICCO G, et al. Aggregation of distributed energy resources under the concept of multi-energy players in local energy system [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4): 1679-1693.
- [17] 马丽,刘念,张建华,等.基于主从博弈策略的社区能源互联网分布式能量管理[J].电网技术,2016,40(12):3655-3661.
- MA Li, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al. Distributed energy management of community energy internet based on leader-followers game[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3655-3661.
- [18] WEI W, LIU F, MEI S W. Energy pricing and dispatch for smart grid retailers under demand response and market price uncertainty [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 6(3): 1364-1374.
- [19] QADRAN M, WU J, JENKINS N, et al. Operating strategies for a GB integrated gas and electricity network considering the uncertainty in wind power forecasts[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(1): 128-138.
- [20] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. Sufficient conditions for exact relaxation of complementarity constraints for storage-concerned economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1653-1654.
- [21] SHAO C C, WANG X F, WANG X L, et al. Cooperative dispatch of wind generation and electric vehicles with battery storage capacity constraints in SCUC[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(5): 2219-2226.
- [22] MARZBAND M, JAVADI M, DOMNGUEZ-GARCA J L, et al. Non-cooperative game theory based energy management systems for energy district in the retail market considering DER uncertainties [J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2016, 10(12): 2999-3009.
- [23] 黄国日,刘伟佳,文福拴,等.具有电转气装置的电气混联综合

能源系统的协同规划[J]. 电力建设, 2016, 37(9): 1-13.

HUANG Guori, LIU Weijia, WEN Fushuan, et al. Collaborative planning of integrated electricity and natural gas energy systems with power-to-gas stations[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(9): 1-13.

- [24] YAO W F, ZHAO J H, WEN F S, et al. A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2768-2778.

汽车与能源互联网。E-mail: liyuanly@zju.edu.cn

冯昌森(1990—),男,博士研究生,主要研究方向:主动配电网的优化调度及控制、电动汽车充电设施规划及并网调度。E-mail: fengchangsen@126.com

文福拴(1965—),男,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车等。E-mail: fushuan.wen@gmail.com

(编辑 章黎)

李媛(1994—),女,硕士研究生,主要研究方向:电动

Energy Pricing and Management for Park-level Energy Internets with Electric Vehicles and Power-to-gas Devices

LI Yuan¹, FENG Changsen¹, WEN Fushuan¹, WANG Ke², HUANG Yuchun²

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

2. Guangzhou Power Supply Company Limited, Guangzhou 510620, China)

Abstract: Significant benefits in economics and environment could be attained from the development of Energy Internets, with the objectives of implementing complementarity, coordination and optimization among multi-energy systems. Recent developments in some key technologies, such as vehicle to grid (V2G) and power to gas (P2G), impose new requirements for the energy management of multiple kinds of energy in an energy internet. Given this background, a park-level Energy Internet (PEI) with integrated electric vehicles (EVs) and P2G devices is addressed. First, an interactive framework of the PEI is proposed, including the energy suppliers, park operator and user agent. A Stackelberg game model is then established, in which the park operator and user agent rationally seek optimal strategies to maximize their own benefits. The park operator (the leader) determines the optimal energy procurement portfolio from the energy suppliers, the optimal operation strategy of owned devices and sets prices for various kinds of energy for the user agent while the user agent (the follower) adjusts the energy consumption profile with respect to dynamic energy price signals. Next, the Stackelberg game model is transformed into a mixed integer linear programming problem through jointly employing the KKT (Karush-Kuhn-Tucker) optimality condition, the duality theory and the relaxation technology, and then solved with the well-developed YALMIP/GUROBI commercial solver. Finally, a sample industrial park is employed to demonstrate the presented model and solution method. The performances of V2G and P2G in promoting the overall economic benefits, as well as enhancing the capability of accommodating wind power, are also analyzed.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51477151).

Key words: park-level Energy Internet (PEI); energy pricing; energy management; Stackelberg game; vehicle to grid (V2G); power to gas (P2G)



附录 A

1) 拉格朗日函数

$$\begin{aligned}
 \Gamma = & \sum_{t=1}^T \left\{ c_t^e (P_t^{e,L,f} + P_t^{e,L,mov}) \Delta t + c_t^g P_t^{g,L} \Delta t + c_t^h P_t^{h,L} \Delta t + \sum_{n=1}^N (c_t^e P_{n,t}^{ev,c} \Delta t - c_t^e P_{n,t}^{ev,d} \Delta t) - \mu_{1,t}^{e,L,mov} (P_t^{e,L,mov} - P_{t,\min}^{e,L,mov}) \right. \\
 & - \mu_{2,t}^{e,L,mov} (P_{t,\max}^{e,L,mov} - P_t^{e,L,mov}) - \mu_t^{cs,c} \left(P_{t,\max}^{cs,c} - \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ev,c} \right) - \mu_t^{cs,d} \left(P_{t,\max}^{cs,d} - \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{ev,d} \right) \\
 & + \sum_{n=1}^N \left[-\mu_{1,n,t}^{ev,c} P_{n,t}^{ev,c} - \mu_{2,n,t}^{ev,c} (v_{n,t}^{ev} P_{n,t}^{ev,c} - P_{n,t}^{ev,c}) - \mu_{1,n,t}^{ev,d} P_{n,t}^{ev,d} - \mu_{2,n,t}^{ev,d} (v_{n,t}^{ev} P_{n,t}^{ev,d} - P_{n,t}^{ev,d}) \right] \\
 & + \sum_{n=1}^N \left[-\mu_{1,n,t}^{ev} (S_{n,t}^{ev} - S_{\min}^{ev}) - \mu_{2,n,t}^{ev} (S_{\max}^{ev} - S_{n,t}^{ev}) \right] - \sum_{n=1}^N \mu_{3,n}^{ev} (S_{n,t_n}^{ev,dep} - S_{n,exp}^{ev}) - \lambda_1 \sum_{t=1}^T P_t^{e,L,mov} \\
 & - \sum_{n=1}^N \lambda_{2,n} (S_{n,1}^{ev} - S_{n,ini}^{ev}) - \sum_{t=1}^{T-1} \left[\sum_{n=1}^N \lambda_{3,n,t} \left(S_{n,t+1}^{ev} - S_{n,t}^{ev} - \eta_{ev,c} \frac{P_{n,t}^{ev,c}}{E_n^{ev}} \Delta t + \frac{1}{\eta_{ev,d}} \frac{P_{n,t}^{ev,d}}{E_n^{ev}} \Delta t \right) \right] \Big\} \quad (A1)
 \end{aligned}$$

2) 等式约束

$$\partial \Gamma / \partial P_t^{e,L,mov} = c_t^e \Delta t - \mu_{1,t}^{e,L,mov} + \mu_{2,t}^{e,L,mov} - \lambda_1 = 0 \quad \forall t \in [1, T] \quad (A2)$$

$$\partial \Gamma / \partial P_{n,t}^{ev,c} = \begin{cases} c_t^e \Delta t + \mu_t^{cs,c} - \mu_{1,n,t}^{ev,c} + \mu_{2,n,t}^{ev,c} + \lambda_{3,n,t} \frac{\eta_{ev,c}}{E_n^{ev}} \Delta t = 0 & \forall n \in [1, N], t \in [1, T-1] \\ c_t^e \Delta t + \mu_t^{cs,c} - \mu_{1,n,t}^{ev,c} + \mu_{2,n,t}^{ev,c} = 0 & \forall n \in [1, N], t = T \end{cases} \quad (A3)$$

$$\partial \Gamma / \partial P_{n,t}^{ev,d} = \begin{cases} -c_t^e \Delta t + \mu_t^{cs,d} - \mu_{1,n,t}^{ev,d} + \mu_{2,n,t}^{ev,d} - \lambda_{3,n,t} \frac{1}{\eta_{ev,d} E_n^{ev}} \Delta t = 0 & \forall n \in [1, N], t \in [1, T-1] \\ -c_t^e \Delta t + \mu_t^{cs,d} - \mu_{1,n,t}^{ev,d} + \mu_{2,n,t}^{ev,d} = 0 & \forall n \in [1, N], t = T \end{cases} \quad (A4)$$

$$\partial \Gamma / \partial S_{n,t}^{ev} = \begin{cases} -\mu_{1,n,t}^{ev} + \mu_{2,n,t}^{ev} - \lambda_{2,n} + \lambda_{3,n,t} = 0 & \forall n \in [1, N], t = 1 \\ -\mu_{1,n,t}^{ev} + \mu_{2,n,t}^{ev} - \lambda_{3,n,t-1} + \lambda_{3,n,t} = 0 & \forall n \in [1, N], t \in [2, t_n^{\text{dep}} - 1] \cup [t_n^{\text{dep}} + 1, T - 1] \\ -\mu_{1,n,t}^{ev} + \mu_{2,n,t}^{ev} - \mu_{3,n}^{ev} - \lambda_{3,n,t-1} + \lambda_{3,n,t} = 0 & \forall n \in [1, N], t = t_n^{\text{dep}} \\ -\mu_{1,n,t}^{ev} + \mu_{2,n,t}^{ev} - \lambda_{3,n,t-1} = 0 & \forall n \in [1, N], t = T \end{cases} \quad (A5)$$

$$\partial \Gamma / \partial \lambda_1 = \sum_{t=1}^T P_t^{e,L,mov} = 0 \quad (A6)$$

$$\partial \Gamma / \partial \lambda_{2,n} = S_{n,1}^{ev} - S_{n,ini}^{ev} = 0 \quad \forall n \in [1, N] \quad (A7)$$

$$\partial \Gamma / \partial \lambda_{3,n,t} = S_{n,t+1}^{ev} - S_{n,t}^{ev} - \eta_{ev,c} \frac{P_{n,t}^{ev,c}}{E_n^{ev}} \Delta t + \frac{1}{\eta_{ev,d}} \frac{P_{n,t}^{ev,d}}{E_n^{ev}} \Delta t = 0 \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T-1] \quad (A8)$$

3) 不等式约束

$$0 \leq \mu_{1,t}^{e,L,mov} \leq M \kappa_{1,t}^{e,L,mov} \quad \forall t \in [1, T] \quad (A9)$$

$$0 \leq P_t^{e,L,mov} - P_{t,\min}^{e,L,mov} \leq M (1 - \kappa_{1,t}^{e,L,mov}) \quad \forall t \in [1, T] \quad (A10)$$

$$0 \leq \mu_{2,t}^{e,L,mov} \leq M \kappa_{2,t}^{e,L,mov} \quad \forall t \in [1, T] \quad (A11)$$

$$0 \leq P_{t,\max}^{\text{e,L,mov}} - P_t^{\text{e,L,mov}} \leq M (1 - \kappa_{2,t}^{\text{e,L,mov}}) \quad \forall t \in [1, T] \quad (\text{A12})$$

$$0 \leq \mu_t^{\text{cs,c}} \leq M \kappa_t^{\text{cs,c}} \quad \forall t \in [1, T] \quad (\text{A13})$$

$$0 \leq P_{t,\max}^{\text{cs,c}} - \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{ev,c}} \leq M (1 - \kappa_t^{\text{cs,c}}) \quad \forall t \in [1, T] \quad (\text{A14})$$

$$0 \leq \mu_t^{\text{cs,d}} \leq M \kappa_t^{\text{cs,d}} \quad \forall t \in [1, T] \quad (\text{A15})$$

$$0 \leq P_{t,\max}^{\text{cs,d}} - \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{ev,d}} \leq M (1 - \kappa_t^{\text{cs,d}}) \quad \forall t \in [1, T] \quad (\text{A16})$$

$$0 \leq \mu_{1,n,t}^{\text{ev,c}} \leq M \kappa_{1,n,t}^{\text{ev,c}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A17})$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{ev,c}} \leq M (1 - \kappa_{1,n,t}^{\text{ev,c}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A18})$$

$$0 \leq \mu_{2,n,t}^{\text{ev,c}} \leq M \kappa_{2,n,t}^{\text{ev,c}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A19})$$

$$0 \leq \nu_{n,t}^{\text{ev}} P_{n,\text{rate}}^{\text{ev,c}} - P_{n,t}^{\text{ev,c}} \leq M (1 - \kappa_{2,n,t}^{\text{ev,c}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A20})$$

$$0 \leq \mu_{1,n,t}^{\text{ev,d}} \leq M \kappa_{1,n,t}^{\text{ev,d}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A21})$$

$$0 \leq P_{n,t}^{\text{ev,d}} \leq M (1 - \kappa_{1,n,t}^{\text{ev,d}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A22})$$

$$0 \leq \mu_{2,n,t}^{\text{ev,d}} \leq M \kappa_{2,n,t}^{\text{ev,d}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A23})$$

$$0 \leq \nu_{n,t}^{\text{ev}} P_{n,\text{rate}}^{\text{ev,d}} - P_{n,t}^{\text{ev,d}} \leq M (1 - \kappa_{2,n,t}^{\text{ev,d}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A24})$$

$$0 \leq \mu_{1,n,t}^{\text{ev}} \leq M \kappa_{1,n,t}^{\text{ev}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A25})$$

$$0 \leq S_{n,t}^{\text{ev}} - S_{\min}^{\text{ev}} \leq M (1 - \kappa_{1,n,t}^{\text{ev}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A26})$$

$$0 \leq \mu_{2,n,t}^{\text{ev}} \leq M \kappa_{2,n,t}^{\text{ev}} \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A27})$$

$$0 \leq S_{\max}^{\text{ev}} - S_{n,t}^{\text{ev}} \leq M (1 - \kappa_{2,n,t}^{\text{ev}}) \quad \forall n \in [1, N], t \in [1, T] \quad (\text{A28})$$

$$0 \leq \mu_{3,n}^{\text{ev}} \leq M \kappa_{3,n}^{\text{ev}} \quad \forall n \in [1, N] \quad (\text{A29})$$

$$0 \leq S_{n,t_n}^{\text{ev}} - S_{n,\text{exp}}^{\text{ev}} \leq M (1 - \kappa_{3,n}^{\text{ev}}) \quad \forall n \in [1, N] \quad (\text{A30})$$

附录 B

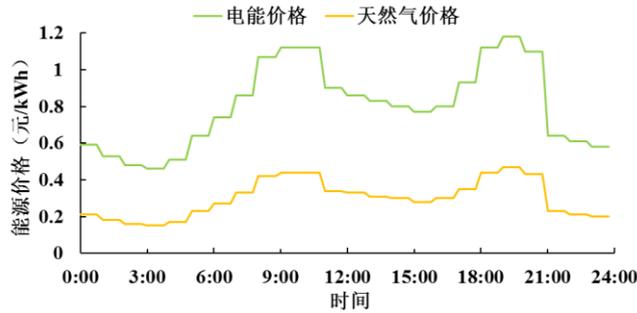


图 B1 能源供应商确定的电能和天然气价格

Fig.B1 The prices of electrical energy and natural gas determined by an energy supplier

表 B1 典型工作日风电最大出力与电负荷、气负荷和热负荷数据

Table B1 Maximum wind power outputs, electric loads, gas loads and heat loads in a typical working day

时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
电负荷(MW)	6.7	6.3	6	5.9	6.2	7	7.6	8.4	9.7	10	10	8.6
气负荷(MW)	2.7	2.5	2.4	2.36	2.42	2.8	3	3.3	3.9	4.2	4.2	3.8
热负荷(MW)	7.4	6.84	6.84	6.36	6.36	5.96	5.64	5.4	5.24	5.1	5.84	6.28
风电(MW)	9.35	9.08	8.62	7.87	7	6.25	5.2	4.25	3.24	2.82	3.24	3.6
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
电负荷(MW)	8.4	8.2	8	7.8	8	8.8	10	10.4	9.9	7	6.8	6.6
气负荷(MW)	3.72	3.68	3.2	3.12	3.2	3.52	4	4.16	3.96	2.8	2.72	2.64
热负荷(MW)	6	5.4	5.16	5.64	5.8	5.8	6.2	6.5	6.76	6.84	7.24	7.08
风电(MW)	3.08	2.84	2.8	2.96	3.02	2.7	2.58	3.42	4.84	6.38	7.93	8.9

表 B2 能流耦合设备的技术参数

Table B2 Technical parameters of energy flow coupling devices

设备	参数	数值	设备	参数	数值
燃气锅炉	额定功率 (MW)	8	CHP	额定功率 (MW)	6
	爬坡率上限 (kW/min)	40		爬坡率上限 (kW/min)	20
	爬坡率下限 (kW/min)	20		爬坡率下限 (kW/min)	10
	η_{gb} (%)	75		$\eta_{e, chp}$ (%)	35
P2G	额定功率 (MW)	1.4		$\eta_{h, chp}$ (%)	35
	η_{p2g} (%)	60			

表 B3 储能装置的技术参数

Table B3 Technical parameters of energy storage devices

储能装置	C^s (MW h)	S_{min}^s	S_{max}^s	$P_{max}^{s,c}$ (MW)	$P_{max}^{s,d}$ (MW)	σ^s	$\eta_{s,c}$	$\eta_{s,d}$
储电	2	0.2	0.9	0.8	1	0.001	0.9	0.9
储气	3	0.2	0.9	1.5	2.1	0.003	0.95	0.95
储热	2.5	0.2	0.9	1.25	1.5	0.005	0.85	0.85

表 B4 与电动汽车交通行为相关的参数设置

Table B4 Parameters setting associated with traffic behaviors of EVs

EV 用户类型	μ_{soc}	σ_{soc}	μ_{arr}	σ_{arr}	μ_{dep}	σ_{dep}
白班型	0.5	0.1	8.92	3.24	17.47	3.41
夜班型	0.5	0.1	17.47	3.41	8.92(次日)	3.24

附录 C

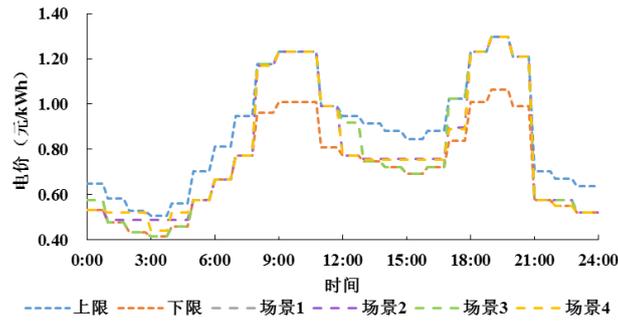


图 C1 四个场景下运营商制定的电价对比曲线

Fig.C1 Comparisons of electric price curves determined by the operator among 4 scenarios

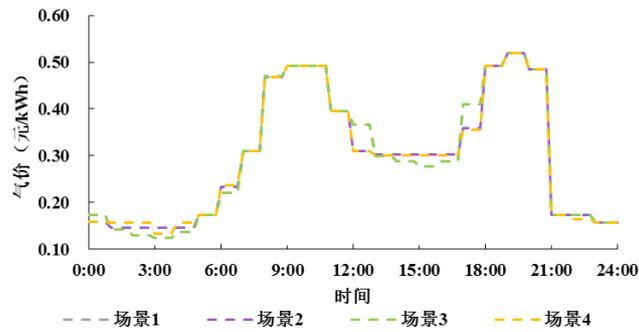
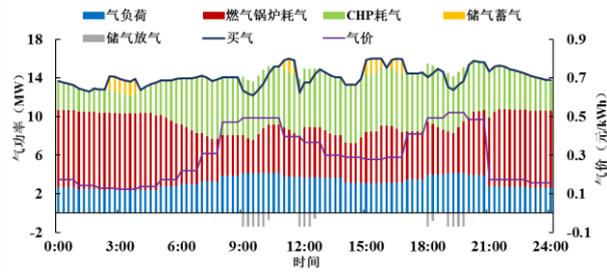
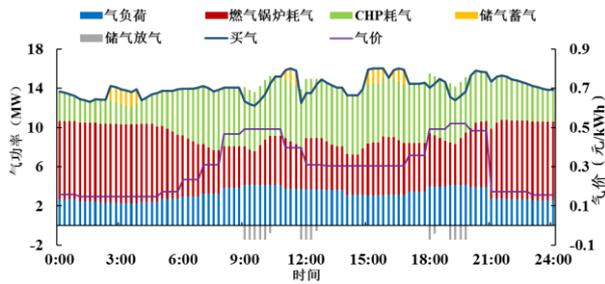


图 C2 四个场景下运营商制定的气价对比曲线

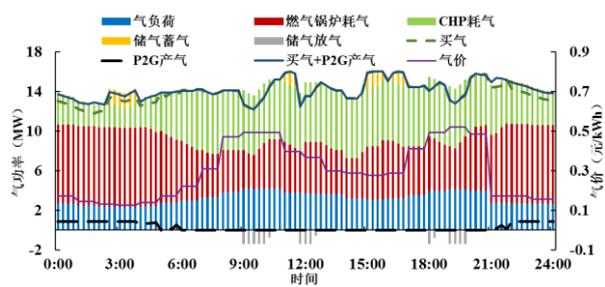
Fig.C2 Comparisons of gas price curves determined by the operator among 4 scenarios



(a) 场景 1



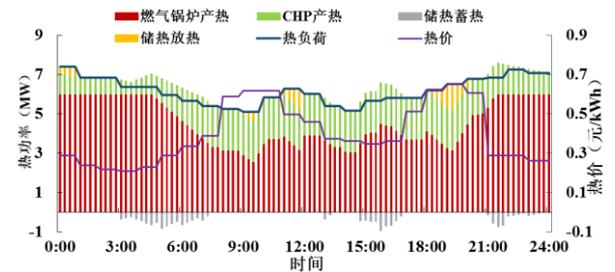
(b) 场景 2



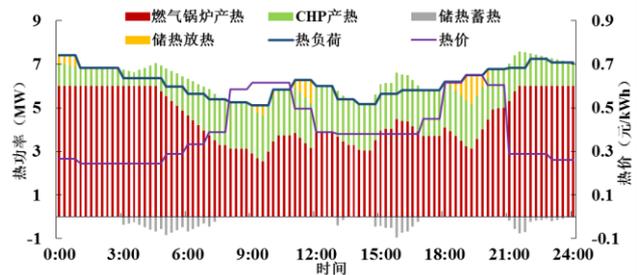
(c) 场景 3

图 C3 场景 1-3 下 PEI 中的各类气功率和气价

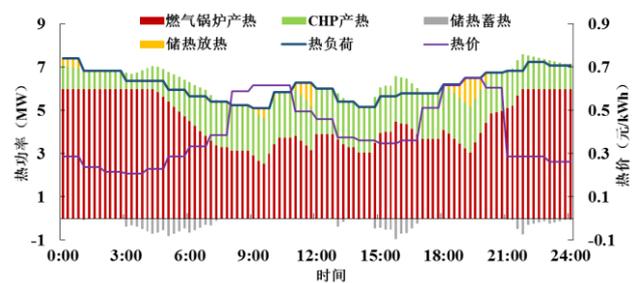
Fig.C3 Various kinds of gas power and price in the PEI under scenarios 1-3



(a) 场景 1



(b) 场景 2



(c) 场景 3

图 C4 场景 1-3 下 PEI 中的各类热功率和热价

Fig.C4 Various kinds of heat power and price in the PEI under scenarios 1-3