

基于虚拟电厂优化算法的负荷聚合商收益分析

蒋国栋¹,韩 韬¹,罗首权²,吴雪琼¹,张佳琦¹,韦戈山³,王丙文¹,冯荣强¹,王必恒¹,陶 勇¹

(1. 国电南瑞科技股份有限公司,南京 211106;2. 国网电力科学研究院,南京 211106;

3. 广西电网有限责任公司 崇左供电局,广西 崇左 532200)

Benefit analysis of load aggregators based on virtual power plant optimization algorithm

JIANG Guodong¹, HAN Tao¹, LUO Shouquan², WU Xueqiong¹, ZHANG Jiaqi¹, WEI Geshan³, WANG Bingwen¹, FENG Rongqiang¹, WANG Biheng¹, TAO Yong¹

(1. NARI Technology Development Co., Ltd., Nanjing 211106, China;

2. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China;

3. Chongzuo Power Supply Bureau, Guangxi Power Grid Co., Ltd., Chongzuo 532200, China)

摘要:针对大量分布式电源接入电网带来的配电网调度和控制问题,和电网日益严重的峰谷差问题,需求响应成为电网调控的必要手段。负荷聚合商通过虚拟电厂技术,将热电联产、光伏、分布式储能、可中断负荷等分布式资源进行聚合,挖掘可控负荷和储能的需求响应价值,实现了区域配电网的源-网-荷协调优化控制机制。首先建立虚拟电厂双层优化模型,上层以负荷聚合商收益最大为最优目标,以各分布式资源自身限制等为约束条件,下层以储能和可中断负荷自身收益最大化为最优目标,以储能和可中断负荷自身限制为约束条件,采用CPLEX求解器进行求解。然后,对单纯价格型需求响应、各主体独自参与激励型需求响应、以虚拟电厂形式参与激励型需求响应3种形式下的负荷聚合商、储能装置、用户的效益进行了分析。最后,通过计算结果的效益分析,证明了此应用场景下以虚拟电厂方式参与激励型需求响应能提升负荷聚合商和储能装置的经济收益。

关键词:虚拟电厂;负荷聚合商;需求响应;双层优化;效益分析

Abstract: In view of the distribution network scheduling and control problems caused by a large number of distributed generation access to the power grid, and the increasingly serious peak valley difference problem of the power grid, demand response has become a necessary means of power grid regulation. Through virtual power plant technology, load aggregators aggregate distributed resources such as cogeneration, photovoltaic, distributed energy storage and interruptible load to tap the demand response value of controllable load and energy storage, and realize the source-network-load coordination and optimization mechanism of regional distribution network. A bi-level optimization model of virtual power plant is established firstly. The upper level takes the maximum profit of load aggregator as the optimal objective, the self restriction of distributed resources as the constraint condition, the lower level takes the maximum profit of energy storage and interruptible load as the optimal objective, the self restriction of energy storage and interruptible load as the constraint condition, and uses CPLEX solver. Then, the benefit of load aggregators, energy storage devices and users is analyzed in three forms: pure price-based demand response, individual participation in incentive-based demand response, and VPP participation in incentive-based demand response. Finally, through the benefit analysis of the calculation results, it is proved that participating in the incentive demand response in the form of virtual power plant in this application scenario can improve the economic benefits of load aggregators and energy storage devices.

Key words: virtual power plant; load aggregator; demand response; bi-level optimization; benefit analysis

0 引言

随着新能源技术的发展和我国对环境保护要求的提高,大量的分布式可再生能源,如光伏、风电等接入配电网。同时,在电力改革和节能减排的推动下,很多分布式电源,如中小型燃气轮机、热电联

产等也进入配电网。光伏、风电等可再生能源具有很强的不确定性,无法完美预测,因此给电网调度控制带来很大的困难。分布式电源分布面广,且单体容量小,因此产生的海量数据难以采集,面广点多也造成电网调度中心难以直接控制。另一方面,电网负荷不断上升,负荷峰谷差日益增大,电网面临的调峰调频问题突出。与此同时,很多地区弃风、弃光现象严重,新能源消纳困难。为满足短时高峰负荷需求,电力系统通常需要大量投资来建设

收稿日期:2021-09-13;修回日期:2021-10-12

基金项目:国家电网有限公司南瑞集团科研项目(524608210003)

发电机组及其配套输配电网络,设备利用率低,经济环保效益差。

建设需求侧响应资源,这改变了过去单纯依靠电力供应侧的发展来满足不断增长的电力需求的发展方式,提高了能源的利用效率,降低了电网投资。负荷聚合商能够成为专业化的需求响应服务商^[1]。需求响应分为价格型需求响应和激励型需求响应。价格型需求响应的响应策略分为分时电价、尖峰电价和实时电价等。激励型需求响应的响应策略是指需求响应的实施机构根据电力系统供需状况制定相应政策,用户在电力系统需要的时候或电力紧张时,减少或增加电力需求,以此获得直接补偿或其他时段的优惠电价。其措施和策略包括直接负荷控制、可中断负荷、需求侧竞价、紧急需求响应、辅助服务项目等^[2]。但是传统的需求响应资源调用方式简单粗放、时效性差、自动化程度低,且由于门槛较高,大量中小型可控负荷无法参与需求响应^[3]。用虚拟电厂的形式聚合各类分布式资源,获得多类型、占比大、灵活可控的可调节功率,参与电网需求响应,是一种有效的解决方案。

图1所示为虚拟电厂示意图。针对虚拟电厂的数学建模、交易策略方面,国内外学者们已进行了一些研究。文献[4]讨论了商业虚拟发电厂参与日前电力市场的最优投标策略的问题,包括分布式能源、电池存储系统和电力用户。建立了3阶段的随机双层优化模型,利用 Karush-Kuhn-Tucker 最优条件与强对偶理论转化为混合整数线性规划问题,并进行了求解。文献[5]基于发电机组节能减排的目

的,聚合可中断负荷为虚拟电厂,建立了该虚拟电厂对于发电产业节能减排的数学模型。文献[6]为解决新能源发电过程中功率动态平衡困难、系统投资成本高昂两大问题,提出基于商业型虚拟电厂的储能系统运行方式。建立虚拟电厂的数学模型,建立可提供调峰和调频服务的虚拟电厂经济优化调度模型,以各时段内获得收益最大为目标,采用模拟退火算法计算得到风力发电厂和电池储能系统的出力。文献[7]针对楼宇空调等其他需求侧资源的虚拟电厂内部协调优化问题,确定了适合楼宇空调与虚拟电厂内其他需求侧资源协调运行的调节方式,建立了计及空调负荷的多类型需求响应资源的虚拟电厂的协调优化模型,并采用线性化方法处理非线性函数,转化为混合整数线性规划模型进行计算求解。文献[8]考虑风场和光伏电源出力的间歇性与不确定性,建立基于虚拟电厂的多目标调度模型,实现多分布式电源并网协调优化运行。以虚拟电厂的收益最大作为模型的目标函数,并基于极端学习机算法建立可再生能源惩罚成本与其出力的关系,采用粒子群优化算法求解模型。

但是,目前对于我国现行的电力市场和需求响应机制下负荷聚合商和用户的收益分析,相关的研究和论述尚不多。本文对于以虚拟电厂形式进行售电的负荷聚合商,以负荷聚合商收益最大为最优目标,建立了优化模型。然后,以参加何种形式的需求响应为依据分为3类方式,对负荷聚合商的收益和用户的费用进行计算,分析了所得的结果后,得出负荷聚合商的策略和建议。

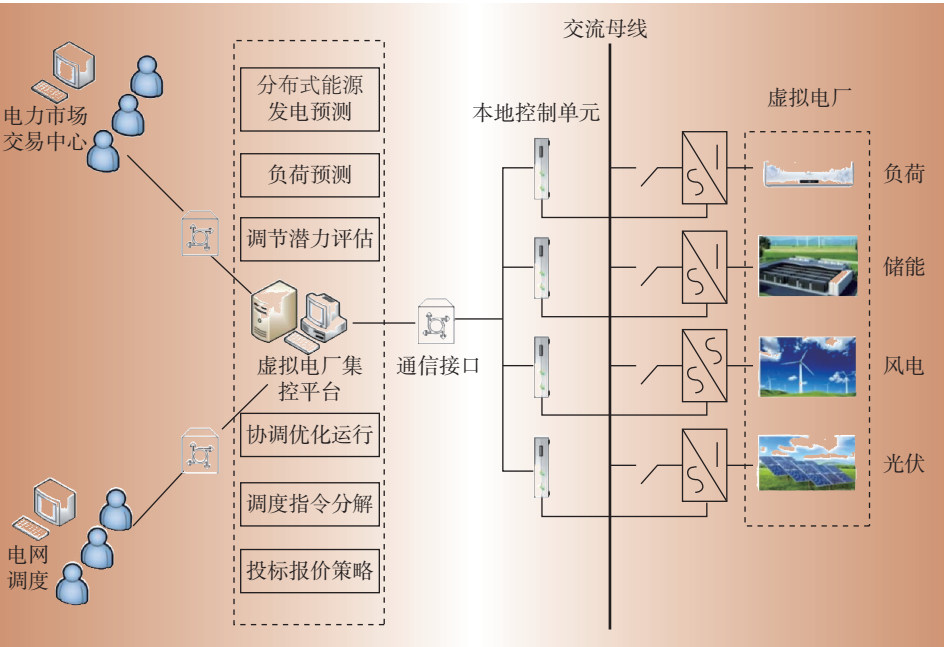


图1 虚拟电厂示意图

Fig. 1 Diagram of virtual power plant

1 虚拟电厂的数学模型和求解方法

分析系统内各分布式资源的运行特性与调度成本,并建立相应的数学模型,是实现聚合与优化调度的基础。下面将对各分布式资源进行运行特性及运行成本分析。

1.1 优化模型

为优化虚拟电厂的运行方式,实现负荷聚合商的利益最大化,同时保障储能电厂和柔性负荷的运营者的收益,本文建立了一种双层优化模

型。该双层模型如图2所示。

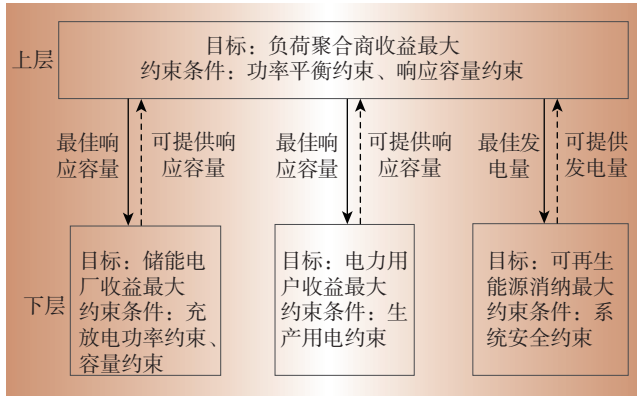


图2 考虑多利益主体的分层优化策略

Fig. 2 Hierarchical optimization strategy considering multi stakeholders

上层优化模型,上层优化目标为负荷聚合商收益最大,其数学模型如下

$$\max S = \max \sum_{t=1}^T (S_p(t) + S_h(t) + S_{in}(t) - C_{grid}(t) - C_{mt}(t) - C_{pv}(t) - C_{ess}(t))\Delta t - C_{sta} \quad (2)$$

式中: S 为负荷聚合商收益,元; Δt 为最小结算时长; $S(t)$ 为第 t 个时段内供能或参与需求响应所获收入,元/kWh; $C(t)$ 为供能付出的成本,元/kWh; 下标 p 、 h 、 in 分别为供电、供热和参与需求响应; 下标 $grid$ 、 pv 、 ess 、 mt 分别为与电网功率交互、光伏发电、储能系统和燃气轮机; C_{sta} 为负荷聚合商支付给被调用的可中断负荷用户的补偿金额。其中

$$\begin{cases} S_p(t) = p_{e0} P_{load}(t) \\ S_h(t) = p_h P_h(t) \\ S_{in}(t) = p_{in} P_{in}(t) \\ C_{grid}(t) = p_e(t) P_{grid}(t) \\ C_{mt}(t) = p_g P_{mt}(t) / (\eta_e L_{NG}) \\ C_{pv}(t) = c_{pv} P_{pv}(t) \\ C_{ess}(t) = c_{ess} |P_{ess}(t)| \end{cases} \quad (3)$$

式中: p_{e0} 和 P_{load} 分别为负荷聚合商向虚拟电厂(virtual power plant, VPP)内部电力用户供电电价,元/kWh和供电功率,kW; p_h 和 P_h 分别为负荷聚合商向VPP内部热负荷供热价格和功率,kWh和功率,kW; p_{in} 和 P_{in} 分别为负荷聚合商参与电网需求响应获得的补贴价格和响应功率,kW; p_e 和 P_{grid} 分别为负荷聚合商向电网购电电价,元/kWh和购电功率,kW,电价参照为该地区分时电价执行情况; p_g 和 P_{mt} 分别为天然气价格和燃气轮机发电功率,kW; η_e 和 L_{NG} 分别为燃气轮机发电效率和天然气热值; c_{pv} 和 P_{pv} 分别为光伏发电平均发电成本,元/kWh和发电功率,kW; c_{ess} 和 P_{ess} 分别为储能系统调用单位容量平均损耗成本元,kWh和调用功率,kW; P_{ess} 为正时

表示充电,为负时表示放电。

约束条件如下

(1) 功率平衡约束

$$P_{mt} + P_{grid} + P_{pv} + P_{ess} = P_{load} - P_{in} \quad (4)$$

$$rP_{mt} = P_h \quad (5)$$

式中: r 为联供机组热电比。

(2) 设备运行约束

微型燃气轮机运行约束

$$\begin{cases} P_{mt,min} \leq P_{mt} \leq P_{mt,max} \\ -\Delta P_{mt,max} \leq \Delta P_{mt} \leq \Delta P_{mt,max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{mt,min}$ 和 $P_{mt,max}$ 分别为微型燃气轮机在安全稳定运行情况下能提供的最小发电功率和最大发电功率; $\Delta P_{mt,max}$ 为一定时间间隔内燃气轮机发电功率能达到的最大变化量。

储能系统运行约束

$$\begin{cases} SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \\ SOC_0 = SOC_T \\ -P_{ess,max} \leq P_{ess} \leq P_{ess,max} \end{cases} \quad (7)$$

式中: SOC_{min} 和 SOC_{max} 分别为储能系统的最小荷电状态和最大荷电状态; SOC_0 和 SOC_T 分别为储能系统在一个调度周期内的起始荷电状态和末时荷电状态; $P_{ess,max}$ 为储能系统的最大充电或放电功率。

可中断负荷运行约束

$$P_{in,min} \leq P_{in} \leq P_{in,max} \quad (8)$$

式中: $P_{in,min}$ 和 $P_{in,max}$ 分别为可中断负荷最小响应功率和最大响应功率。

下层优化模型,储能系统收益最大数学模型如下

$$\max S_{ess} = \max \sum_{t=1}^T (p_e(t) P_{ess_tou}(t) + p_{in} P_{ess_in}(t) - p_e(t) P_{ess_charge}(t)) \quad (9)$$

式中: S_{ess} 为储能系统的收益,元; P_{ess_tou} 为储能系统通过响应分时电价政策高放时的放电功率,kW; P_{ess_in} 为储能系统参与激励型需求响应时的放电功率,kW; P_{ess_charge} 为储能系统的充电功率,kW。

可中断负荷收益最大数学模型如下

$$\max S_e = \max (C_{sta} - C_{loss}) \quad (10)$$

式中: S_e 和 C_{loss} 分别为被调用可中断电力用户的收益和被调用时造成的损失。

约束条件包括

(1) 储能系统电量平衡约束

$$\sum_{t=1}^T (P_{ess_tou}(t) + P_{ess_in}(t))\Delta t = \sum_{t=1}^T P_{ess_charge}(t)\Delta t \quad (11)$$

(2) 储能系统和其他电力负荷削减功率总和满足VPP的需求响应功率

$$P_{ess_in}(t) + P_{e_in}(t) = P_{in}(t) \quad (12)$$

式中: P_{e_in} 为其他电力负荷需求响应功率,kW。

(3) 储能系统充、放电功率约束

$$\begin{cases} P_{\text{ess_charge}}(t) \leq P_{\text{ess_max}} \\ P_{\text{ess_lou}}(t) + P_{\text{ess_in}}(t) \geq -P_{\text{ess_max}} \\ SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \end{cases} \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (13)$$

1.2 求解策略

本文调用 CPLEX 求解器对所建立模型进行求解,上下层模型间以共同的决策变量需求响应容量为联接变量,其具体求解流程如图 3 所示。上层优化模型将优化后的决策变量 $P_{\text{ess_in}}^i$ 和 $P_{\text{e_in}}^i$ 传递至下层模型,下层模型分别在目标函数中加入惩罚函数 $f_{\text{ess}}(P_{\text{ess_in}}^i - P_{\text{ess_in}}^j)$ 和 $f_{\text{e}}(P_{\text{e_in}}^i - P_{\text{e_in}}^j)$,然后优化下层模型,并将优化后的决策变量 $P_{\text{ess_in}}^j$ 和 $P_{\text{e_in}}^j$ 传递至上层模型,上层模型在目标函数中加入惩罚函数 $f_{\text{vpp}}(P_{\text{ess_in}}^i - P_{\text{ess_in}}^j, P_{\text{e_in}}^i - P_{\text{e_in}}^j)$,通过上下层迭代优化,直至满足约束条件 $|P_{\text{ess_in}}^i - P_{\text{ess_in}}^j| \leq \delta, |P_{\text{e_in}}^i - P_{\text{e_in}}^j| \leq \delta$ 时停止,获得满足多方收益的需求响应容量 Pareto 最优解。

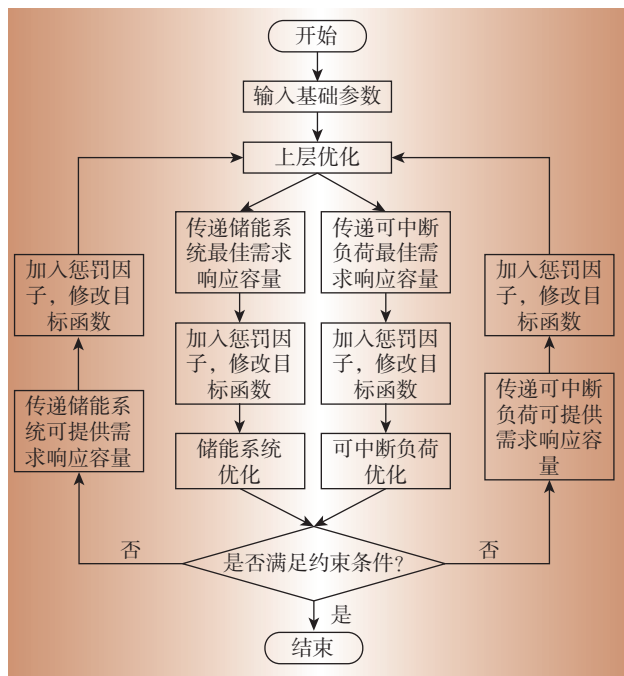


图3 求解流程

Fig. 3 Solution flow

2 应用场景和运营方式

选取某工业园区作为算例,该园区将热电联产、光伏、可控负荷、储能聚合起来,以虚拟电厂身份参与需求响应。该园区所在地区实施了需求响应政策,并制定了实施细则,细则中制定了价格型需求响应方案和激励型需求响应方案。价格型需求响应方案适用于所有电力用户。设该地区峰谷平时电价机制为:峰时段为 8:00—12:00 和 17:00—21:00,共 8 h,电价为 0.85 元/kWh;谷时段为 00:00—6:00 和 23:00—24:00 共

7 h,电价为 0.17 元/kWh;6:00—8:00、12:00—17:00 和 21:00—23:00,共 9 h,电价为 0.5 元/kWh。负荷聚合商向园区用户售电的电价为 0.54 元/kWh,为固定电价。

需求响应可中断负荷分为下调(避错峰)负荷和上调(填谷)负荷两种。需求响应补偿电价,单位为元/kW。下调负荷电价为标准电价×响应系数,电价标准和响应系数分别如表 1 和表 2 所示,上调负荷补贴电价为平时段 8 元/kW,谷时段 5 元/kW。

表1 需求响应可中断负荷电价标准对照

Table 1 Comparison of interruptible load tariffs for demand response

调控时间/min	电价标准/(元·kW ⁻¹)
<60	10
60—120	12
>120	15

表2 需求响应可中断负荷电价响应速度对照

Table 2 Comparison of interruptible load electricity tariffs based on response speed for demand response

通知时间/h	响应速度系数	响应类别
>4	1	约定需求响应
0.5—4	1.5	
不通知	3	实时需求响应

该园区有分布式光伏共计 10 MW,其电力成本为 0.45 元/kWh。园区最大负荷约为 69 MW,部分负荷具备需求响应互动能力,约为 5 MW,工业热负荷均为生产用工业蒸汽,属于常年性热负荷,与季节性变化无关,为 25.4 MW。图 4 展示了园区典型日的负荷和光伏发电情况。热电联供综合能源站建设 2×10 MW 燃气-蒸汽联合循环机组,每套机组包含 1 台燃气轮机,1 台余热锅炉,热电比为 1.5,发电效率为 31.2%,机组按照“以热定电”的方式运行。天然气热值取 9.7 kWh/m³,价格为 2.5 元/m³,园区内有储能系统,容量为 10 MW/20 MWh,建设成本为 4 000 万元,储能系统每充放一度电的成本设为 0.6 元/kWh,系统效率设为 95%。园区通过联络线与电网相联。

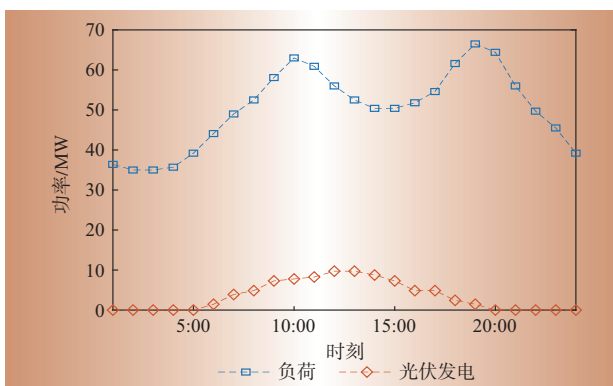


图4 典型日负荷与光伏发电曲线

Fig. 4 Typical curves of daily load and daily photovoltaic power generation

为验证本文建立的优化模型有效性,本文设计了3种园区负荷聚合商参与需求响应的方式,并对不同方案下与电网的互动功率和收益进行比较。3种方式下负荷聚合商向电网购电电价均为该地区执行的分时电价,向园区负荷售电电价为固定电价。

方式一:负荷聚合商仅参与价格型需求响应。储能系统根据分时电价政策低充高放获取收益,每天进行两次充电和两次放电,在固定时间以固定功率运行,充电时间为2:00—4:00和14:00—16:00,放电时间为10:00—12:00和18:00—20:00,充、放电功率均为8 MW。

方式二:负荷聚合商(包含储能)参与价格型需求响应和激励型需求响应,同时可控负荷以独立身份各自参与激励型需求响应。交易中心分配的需求响应任务为在10:00—11:00和19:00—20:00两个高峰负荷时段内都降低用电功率6 MW,此任务由储能系统和可中断负荷平均分配完成,储能系统的剩余容量用于参与价格需求响应,其充电时段和功率、参与需求响应的放电时段同方式一。

方式三:负荷聚合商参与价格型需求响应,同时储能和可中断负荷等各类分布式资源以虚拟电厂聚合进入负荷聚合商,参与激励型需求响应。需求响应任务同方式二,以负荷聚合商利益最大化为目标,优化组合可中断负荷与储能系统参与激励型需求响应的容量、储能系统参与激励型需求响应和参与价格型需求响应的容量。此方案下,负荷聚合商响应电网所获收益由该地区需求响应政策而定,即按调用次数计算收益。负荷聚合商固定支付给被调用的可中断负荷为5元/(kW·d⁻¹)。可中断负荷共有5 MW,因此每天支付给其的租金为5 000×5=25 000元。

3 收益分析

3.1 负荷聚合商效益分析

应用CPLEX求解器对所建立的模型进行求解,3种方案下负荷聚合商收益如表3所示。储能系统与可中断负荷收益情况如表4所示。3种方案的VPP内各类可调度资源的功率情况及对比分别如图5、图6所示。

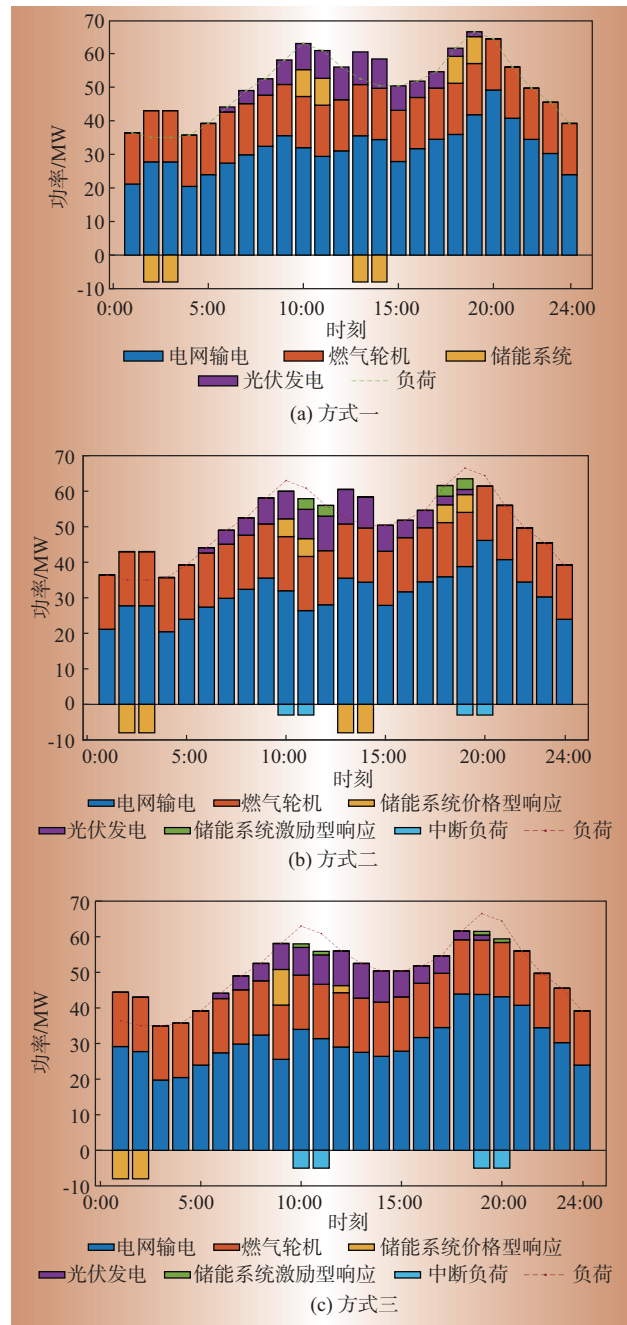


图5 各方式下VPP内各类可调度资源的功率情况

Fig. 5 Power of various schedulable resources in VPP under various modes

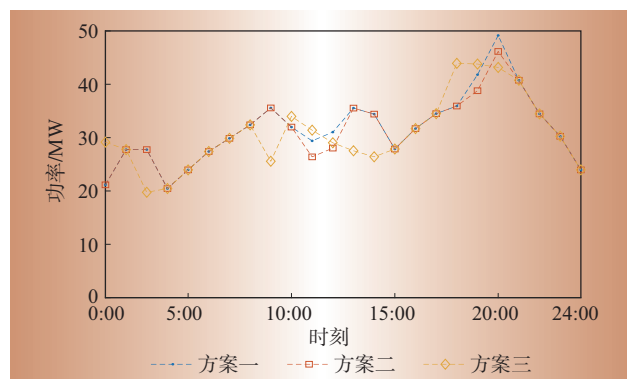


图6 不同方式下VPP与电网交互功率对比

Fig. 6 Interaction power between VPP and power grid under different modes

表3 负荷聚合商不同响应方式收益情况

Table 3 Income of load aggregators in different response modes

方案	方式一	方式二	方式三
负荷聚合商总收益	53 232	157 940	223 230

由表3可看出,负荷聚合商的总收益在方式二和方式三情况下明显高于方式一,这是因为激励型需求响应的收益比单纯价格型需求响应要高。负荷聚合商参与价格型和激励型叠加的需求响应,采用方式三所获收益高于方式二。

表4 储能系统与可中断负荷收益情况

Table 4 Benefits of energy storage system and interruptible load

方案	方式一	方式二	方式三
储能系统收益	-13 204	52 880	17 728
可中断负荷收益	0	72 000	95 000

由表4可看出:方式一下,储能系统仅参与价格型需求响应,由于电价设置的原因,只有峰谷价差套利,因此是亏损的;方式二下,储能系统参与价格型和激励型叠加的需求响应,由于参与了回报更高的激励型需求响应,而且得到了一半的响应量即3 MW,因此盈利;方式三下,以整个虚拟电厂为核算对象,由于储能系统参与需求响应的成本相比可中断负荷更高,因此仅调用了1 MW,因此储能系统获得收益较少。综合表4和表5可知,负荷聚合商在方式三下比方式二的总收益高,主要是因为方式三下,储能和可中断负荷的配合,增加了可中断负荷的调用量,使得负荷聚合商减少了电价峰值期从电网的购电,同时因租用可中断负荷资源与电网进行交易获取了利润,因此增加了总收益。

3.2 用户效益分析

设有一个用户,其全天用电功率恒定为10 MW,其可中断负荷调用容量占比与用户用电功率占比相同,即在方式二下可中断负荷调用容量为0.5 MW,在方式二下可中断负荷调用容量为0.85 MW,不同方案下用户总支出如表5所示。

表5 不同方案下用户总支出

Table 5 Total user expenditure under different modes

方案	方式一	方式二	方式三
电费支出	124 900	123 200	123 282
获得补贴	0	12 000	4 250
总支出	124 900	111 200	119 032

由表5可看出,方式一用电支出费用最高,方式二用电支出最低,方式三用电支出介于前两种方案

之间。因此,对于因容量较小而无法直接参与激励需求响应的用户来说,通过负荷聚合商来参与激励型需求响应是降低其用电支出的一种较好的方式。

4 结束语

本文商业模式是在现行市场规则下,设计为负荷聚合商给予需求响应参与者固定费用的方式,采用虚拟电厂的形式参与需求响应市场。本文对此建立了优化模型,暂未考虑光伏的不确定性,对于负荷聚合商、储能投资商和用户,进行了收益分析。结论如下:

(1) 储能和可中断负荷的配合,可让负荷聚合商获得更高收益,同时储能投资商参与需求响应后获得了更高的收益。

(2) 若用户是中小型客户,无法达到需求响应门槛,参加由负荷聚合商组织的虚拟电厂可减少电费。若客户可直接参与需求响应,获得的收益较参与虚拟电厂为多。

(3) 本应用场景下,峰谷电价越高,现行体制下负荷聚合商收益越低。若要在完成同样的调峰任务下实现负荷聚合商相同的收益,需求响应价格调整的幅度大于峰谷电价差,这说明负荷聚合商对峰谷电价差比需求响应价格更加敏感。

因此,负荷聚合商经营策略的具体设计,需要在建立对于本地负荷尽可能精准的模型基础上,考虑用户负荷的刚性、资金池容量、需求响应开发成本等方面,做出因地制宜的决策。D

参考文献:

- [1] 高赐威,李倩玉,李慧星,等. 基于负荷聚合商业务的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动化,2013,37(17):78-86.
GAO Ciwei, LI Qianyu, LI Huixing, et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17):78-86.
- [2] 曾鸣. 电力需求侧响应原理及其在电力市场中的运用[M]. 北京:中国电力出版社,2011:28.
ZENG Ming. Principle of power demand side response and its application in power market [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2011:28.
- [3] 王冬容. 电力需求响应[M]. 北京:新华出版社,2018:36.
WANG Dongrong. Power demand response [M]. Beijing: Xinhua Publishing House, 2018:36.
- [4] EVAGGELOS G K, CHRISTOS K S, ANASTASIOS G B.

(下转第86页)