

支撑云-群-端协同调度的多能园区虚拟电厂:研发与应用

赵昊天^{1,2}, 王彬^{1,2}, 潘昭光^{1,2}, 孙宏斌^{1,2}, 郭庆来^{1,2}

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 100084;

2. 电力系统及大型发电设备安全控制和仿真国家重点实验室, 清华大学, 北京市 100084)

摘要: 虚拟电厂技术挖掘并利用了各类分布式资源的灵活调节能力, 是提高电网安全水平、降低用户用能成本、促进新能源消纳的重要措施。在能源互联网环境下, 虚拟电厂面临分布式资源主体众多且特性各异、不确定性强、各地电网需求多样化等技术挑战。文中基于云边协同的信息架构, 设计了云-群-端递阶协同的多能虚拟电厂调度技术框架, 研究并提出了面向特性各异分布式资源的调控能力标准化建模方法、日前鲁棒聚合和日内滚动修正衔接的虚拟电厂在线等值技术、考虑差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式等多项实用化关键技术, 设计并开发了面向园区的虚拟电厂调度模块, 并在多个工程现场实际运行。以中国北京某多能园区的场景分析为例, 证明了所提方法的实用性和模块的通用性。

关键词: 虚拟电厂; 多能流; 能量管理系统; 云边协同; 鲁棒聚合

0 引言

在能源互联网蓬勃发展的大环境下, 能源系统中出现大量产消者^[1-3], 大量分布式资源的随机性和波动性增加了电网复杂性和管控难度, 对电网的安全、可靠和经济运行产生重大影响^[4]。虚拟电厂技术利用先进的传感、控制技术, 有效地聚合和调度新能源发电、储能等分布式资源^[5], 在参与辅助服务市场获取收益的同时, 为电网提供灵活性, 提升电网安全水平, 降低电网运行成本与投资成本, 是多能流综合能量管理系统(integrated energy management system, IEMS)中的重要模块^[6-7]。

国外已有一些虚拟电厂的应用实例, 例如 FENIX 项目^[8]、PMVPP 项目^[9]、ProVPP 项目^[10]、Sauerland CVPP 项目^[11-12]等, 取得了一定效果。但国内的虚拟电厂应用项目较少, 仍处于起步阶段, 例如冀北虚拟电厂示范工程于 2019 年底投运^[13]。

国内外对虚拟电厂聚合及调度问题已有一些研究, 文献[14]基于谱聚类算法对可中断负荷进行了聚合及解聚合, 保证了聚合模型的鲁棒可行性, 但只考虑了可中断负荷这一种类型的分布式资源; 文献[15]基于两阶段随机规划提出了在日前和日内等时间尺度上, 在辅助服务市场及能量市场中虚拟电

厂的最优投标策略, 但随机规划计算时间较长, 为实际应用带来挑战; 文献[16]基于机会约束规划建立了多虚拟电厂与电力市场双层优化模型, 实现虚拟电厂收益最大化; 文献[17]在电力市场环境下考虑虚拟电厂间签订的交易合同, 建立合同电价优化定价模型及合作满意度概念, 实现了多虚拟电厂的联合优化调度; 文献[16-17]主要针对多虚拟电厂间的联合优化或博弈; 文献[18]考虑电网调峰需求与需求响应资源的响应意愿, 建立了日内交互机制模型, 主要针对日内对分布式资源的调度与调整, 但未涉及虚拟电厂在日前和日内的聚合与投标策略; 文献[19]考虑售电侧放开对需求侧资源参与电力市场及虚拟电厂内需求响应资源的影响, 提出了虚拟电厂的竞价策略; 文献[20]考虑了虚拟电厂内部电动汽车及风电带来的不确定性, 提出了虚拟电厂的鲁棒竞价模型; 文献[21]考虑日前市场-实时市场-平衡市场的市场架构, 提出基于价格或激励的需求响应资源的虚拟电厂竞标模型, 实现对分布式资源的最优控制; 文献[22]基于 Stackelberg 博弈理论, 提出了虚拟电厂内分布式电源的交易电价与调度计划优化模型。文献[19-22]考虑不同的资源类型, 针对不同的市场架构, 提出了虚拟电厂在市场中的竞价策略。本文主要偏重于虚拟电厂的聚合与调度, 但也考虑了实际市场机制对虚拟电厂聚合与调度的影响。

综上所述, 现有的虚拟电厂相关研究主要针对

收稿日期: 2020-04-20; 修回日期: 2020-06-22。

上网日期: 2020-10-19。

国家电网公司科技项目(522300190008)。

电类分布式资源,主要考虑了当地的辅助服务市场模式,支持特定的交互机制(市场机制)^[23],为了满足实用化要求,需要进一步提升通用性与实用性。虚拟电厂在能源互联网环境下对分布式资源的管理与调度面临分布式资源主体众多且特性各异、不确定性强和电网交互需求差异化等挑战。

为此,本文以提供调峰辅助服务为虚拟电厂应用的切入点,基于云边协同的信息架构,设计了云-群-端递阶协同的多能虚拟电厂调度技术框架,针对园区/集群层面的虚拟电厂,研究并提出了面向特性各异分布式资源调控能力的标准化建模方法、日前鲁棒聚合和日内滚动修正衔接的虚拟电厂在线等值技术、考虑差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式等关键技术来分别应对上述挑战,开发了面向园区/集群的虚拟电厂模块,并在多个现场投入使用。

1 云-群-端递阶协同的调度架构设计

由于能源互联网环境下,分布式资源呈现总体数量多、单点容量小、特性各异和空间分散的特点。这些资源如果直接接受集中调控,会产生极高的信息接入成本,云端计算也将面临“维数灾难”难题,同时也不利于用户的隐私保护。因此,本文基于云边协同的信息架构^[24],在“云”与“端”之间引入“资源集群”中间层。“群”层是一个控制逻辑层。资源集群的产生有以下3种典型方式。

1) 基于地理位置自然形成的集群。例如工业园区可在本地聚合成为一个资源集群,统一参与电网调节,不需要向电网上传园区内各灵活性资源的参数及价格信息,降低了接入成本。

2) 基于商业代理关系形成的集群。例如负荷聚合商或综合能源集成商将其所代理的分布式资源聚合为一个集群,并统一参与电网调节,该集群同样不需要向上级电网上传各资源的参数、价格等隐私信息,降低了接入成本。

3) 通过云端聚类算法形成的资源集群。由云端管控平台将空间分散的分布式资源进行动态分群聚类形成。在这种模式下,云端管控平台可根据资源拓扑、运行条件和运行特性的变化动态调整集群构成,聚少成多,减少参与调节资源的不确定性对调度行为的影响,避免了云端计算“维数灾难”难题。

“群”层级的引入,适配了云边协同的信息架构,可以保证应用稳定性和数据安全性,提升运算效率,与云端管控平台协同,实现云端计算的降维,提升云端运算的效率^[25]。若“边”为接入电压等级较高、容

量较大的大用户或工业园区等,集群层虚拟电厂的功能实现在“边”侧本地,对用户内部分布式资源进行聚合与优化;若“边”为电压等级低、容量小、分散在千家万户的资源,如果存在负荷聚合商,则集群层虚拟电厂功能在聚合商侧实现,对聚合商所代理的资源进行聚合与优化;若不存在聚合商,则集群层虚拟电厂的功能在“云”侧实现,对分布式资源进行动态分群聚合,以降低计算维度。

本文进一步提出云-群-端递阶协同的虚拟电厂调度技术框架,如图1所示,各层级功能如下。

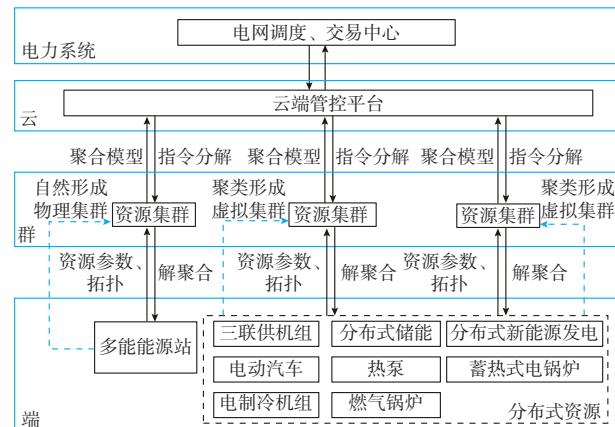


图1 云-群-端协同的虚拟电厂架构图

Fig. 1 Architecture diagram of cloud-cluster-end synergistic virtual power plant

1) 位于各控制设备侧的“端”层级是整个控制框架的最底层,负责建立各类分布式资源的调控能力模型,采集和传感,并与上层通信实时的运行信息,自动接收响应“群”层级下发的调控指令。

2) 由各资源集群控制逻辑层构成的“群”层级,在整个控制框架中承上启下,负责在线聚合集群内各类资源,得到集群的聚合模型并上传到云端管控平台。同时,在线响应云端管控平台下发的调控指令并分解至群内各类分布式资源。

3) 位于云端的虚拟电厂管控平台是整个框架的决策中心。云端管控平台可通过在线动态聚类,生成云端资源集群;通过收集各集群聚合模型并与调控中心、交易中心等电网机构进行信息决策交互,协同虚拟电厂资源和电网内的直调资源的调节能力;通过云端指令分解,将电网下发的调度指令分解并下发至各资源集群。

云-群-端协同的虚拟电厂作为一个整体,采用“对内分层、对外一致”的架构,与电网调度中心或交易中心进行交互。该虚拟电厂架构既支持市场化模式下的报量报价,也支持对聚合模型的直接计算或对电网调度指令的直接响应。

2 集群层的虚拟电厂关键技术

针对集群层级的虚拟电厂,为应对分布式资源主体众多且特性各异、不确定性强和各地电网需求多样化带来的挑战,本文在适配所提云-群-端协同架构的基础上,提出面向特性各异分布式资源的调控能力标准化建模方法、日前鲁棒聚合和日内滚动修正衔接的虚拟电厂在线等值、适应不同电网差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式等关键技术,实现集群层对分布式资源的聚合与调度。本文研究重点为针对集群层的关键技术,而对于如何通过聚类算法形成集群,文献[14]和文献[26-28]中已有相关研究。

2.1 面向特性各异分布式资源的调控能力标准化建模方法

对集群中的分布式资源进行建模是“群”层级虚拟电厂模块各功能的基础。集群中的用户侧资源大多具有离散性、随机性和异质性的特点,难以对其进行建模,故本文提出标准化建模方法将分布式资源建模为可中断资源、连续调节资源、分档调节资源、可平移资源和类储能资源这5类通用资源模型^[14,29]。这5类资源可基本涵盖绝大多数分布式资源,实现模型交互与数据结构的通用化。各资源特性如下。

- 1) 可中断资源:描述运行过程中,可在一定时段内削减一定负荷量的资源。
- 2) 可平移资源:描述运行过程中,可将一部分负荷量移动到其他时间段的资源。
- 3) 连续调节资源:描述运行过程中,可在一定范围内调节其发出或吸收功率的资源。
- 4) 分档调节资源:描述运行过程中,可在若干负荷量档位之间选择的资源。
- 5) 类储能资源:描述特性类似储能的资源。

各资源数学模型如附录A所示。模型的所有约束均可转化为混合整数线性约束,最终优化问题为混合整数线性规划或混合整数二次规划。与文献[14]和文献[29]中的模型相比,本文提出的通用建模方法可考虑各分布式资源在多个不同时间段的响应特性。

本文借鉴电力系统标准化建模经验^[30],建立了虚拟电厂可控资源的标准化模型。附录B图B1是电力系统拓扑模型和可控资源扩展类关系的统一建模语言(unified modeling language, UML)类图,各扩展类的说明如附录B表B1所示。通过各扩展类与电力系统拓扑模型中的Equipment类进行关联,可实现对资源集群内可控资源的标准化建模,并具有

很好的可扩展性。通过虚拟电厂集群等值技术,将得到的标准化资源模型加入等值计算的约束条件中,即可获得包含用户侧分布式资源的集群的等值模型。

2.2 日前鲁棒聚合和日内滚动修正衔接的虚拟电厂在线等值技术

能源互联网环境下,虚拟电厂同时面临资源侧及电网侧的双重不确定性。由于多能流分布式资源主要分布于用户侧,故其响应具有较强的不确定性;新能源发电等分布式资源也具有较强的随机性及波动性,为虚拟电厂的聚合和调控带来极大挑战。除此之外,对于资源集群来说,电网调度需求是资源集群面对的不确定性。电网侧为避免“二次调度”,要求虚拟电厂上报的聚合模型应严格可行。因此,本文在日前采用基于鲁棒优化的聚合算法计算虚拟电厂的鲁棒聚合模型,但该模型具有极大的保守性,不能完全发挥资源灵活性。在日内根据设备的实际运行状态及电网的调度计划对聚合模型进行在线滚动修正,在保证可行性的同时尽可能为电网提供更大的可调能力,使虚拟电厂在辅助服务市场尽可能多获取收益。同时,聚合模型中应包含资源集群调节成本的上界估计函数,作为虚拟电厂报价参考,保证虚拟电厂对于电网任意调度计划均不致亏损。

虚拟电厂的日前鲁棒聚合算法在文献[31]中有详细描述,在日前求得可行性、经济性均鲁棒的虚拟电厂聚合模型。日内滚动修正在日前聚合模型的基础上利用当前设备运行状态信息,修正下一个调度时刻等值模型中的功率上下限参数。

虚拟电厂的聚合模型包含3个部分,即功率基线、等值模型和成本函数。其中,功率基线为电网不加调控时虚拟电厂的联络线功率,由虚拟电厂计算上报,作为结算基准。等值模型包括每个调度时刻的功率、能量和功率变化量等参数,如式(1)—式(3)所示。

$$p_{t,\min} \leq p_{t,d} \leq p_{t,\max} \quad (1)$$

$$E_{t,\min} \leq \sum_{\tau=1}^t p_{\tau,d} \leq E_{t,\max} \quad (2)$$

$$-R_{t,d} \leq p_{t,d} - p_{t-1,d} \leq R_{t,u} \quad (3)$$

式中: $p_{t,d}$ 为在时刻 t 虚拟电厂计划的联络线功率; $t \in \Psi$,其中 Ψ 为所有调度时刻构成的集合; $p_{t,\min}$ 和 $p_{t,\max}$ 分别为在时刻 t 虚拟电厂等值模型中,虚拟电厂的联络线功率最小值和最大值; $E_{t,\min}$ 和 $E_{t,\max}$ 分别为在时刻 t 虚拟电厂的联络线当日累积电量最小值和最大值; $R_{t,d}$ 和 $R_{t,u}$ 分别为在时刻 t 虚拟电厂的联络线功率向下和向上变化量的最大值。

能量约束和功率变化量约束是与时间相关的动态约束,可增大聚合模型描述的可行域,降低模型的保守性;而日内滚动修正后,功率上、下限为精确值,故日内虚拟电厂上报的等值模型仅包含式(1);成本曲线描述虚拟电厂成本与联络线功率相对于功率基线的变化量之间的函数关系。由于不同时刻分时电价、负荷和新能源发电量均不同,故虚拟电厂的等值模型参数和成本函数均随调度时刻而变,需要对每一调度时刻分别计算。

以物理集群为例,该算法要点如下。

1)计算功率基线。本文研发的虚拟电厂模块以目前优化调度结果作为虚拟电厂的功率基线,与后续成本计算相配合,可保证每一条成本曲线均过原点。该优化模型为:

$$\min \sum_{i \in \Psi} \left(\sum_{t \in S_D} c(p_{i,t}) + c_{t,p} p_{t,\text{tie}} \right) \quad (4)$$

$$\text{s.t. } p_i \in F_i \quad (5)$$

$$p_{\text{ES},i} \in E_i \quad (6)$$

$$\sum_{i \in S_D} f(p_{i,t}) + p_{t,\text{tie}} = \sum_{j \in S_{\text{ES}}} p_{\text{ES},j,t} + P_{D,t} \quad (7)$$

$$\sum_{i \in S_D} h_L(p_{i,t}) = H_{\text{HL,D},t} \quad (8)$$

$$\sum_{i \in S_D} h_C(p_{i,t}) = H_{\text{CL,D},t} \quad (9)$$

式中: S_D 为所有设备(不含储能)构成的集合; S_{ES} 为所有储能构成的集合; $c(p_{i,t})$ 为设备*i*的成本函数; $c_{t,p}$ 为时刻*t*的联络线购电电价; $p_{t,\text{tie}}$ 为时刻*t*联络线实际功率,且 $P_{\text{tie,min}} \leq p_{t,\text{tie}} \leq P_{\text{tie,max}}$,其中 $P_{\text{tie,min}}$ 和 $P_{\text{tie,max}}$ 分别为联络线功率最小值和最大值; p_i 为设备*i*各时刻功率构成的向量; F_i 为设备*i*各时刻功率变量的可行域; $p_{\text{ES},j,t}$ 为储能*j*在时刻*t*的功率,以充电为正方向; $p_{\text{ES},i}$ 表示储能*i*各时刻功率构成的向量; E_i 表示储能*i*各时刻功率变量的可行域; $f(p_{i,t})$ 为设备*i*在时刻*t*的电功率,以发出电功率为正; $P_{D,t}$ 为电负荷在时刻*t*的总功率; $h_L(p_{i,t})$ 为设备*i*在时刻*t*的热功率,以发出热功率为正方向; $H_{\text{HL,D},t}$ 为热负荷在时刻*t*的总功率; $h_C(p_{i,t})$ 为设备*i*在时刻*t*的冷功率,以发出冷功率为正方向; $H_{\text{CL,D},t}$ 为冷负荷在时刻*t*的总功率。

式(5)为设备或资源可行域约束和联络线的功率上下限约束;式(6)为蓄电池的充、放电功率约束;式(7)为电功率平衡约束;式(8)和式(9)分别为冷、热功率平衡约束。

2)求解等值模型中的各参数。在目前,先计算虚拟电厂等值参数的最大范围,再通过鲁棒优化求

解出偏差量最大的调度计划,并据此修正等值参数,直至等值模型完全可行。在日内,则对功率上、下限进行修正。各步骤分述如下。

步骤1:求取聚合模型中参数初值,循环每个调度时刻,分别求解以下优化问题: $\min p_{t,\text{tie}}, \max p_{t,\text{tie}}$,

$$\min \sum_{\tau=1}^t p_{\tau,\text{tie}}, \quad \max \sum_{\tau=1}^t p_{\tau,\text{tie}}, \quad \max(p_{t,\text{tie}} - p_{t-1,\text{tie}}) \quad \text{和}$$

$\max(p_{t-1,\text{tie}} - p_{t,\text{tie}})$,约束为式(5)至式(9)。由这些优化问题求出的参数作为聚合模型参数初值,虚拟电厂真实可行域包含于由参数初值描述的可行域。

步骤2:用鲁棒优化模型求取符合虚拟电厂聚合模型中的所有调度计划中,造成偏差最大的调度计划,如式(10)所示。

$$\max_{p_d} \min_p (\delta_{t,+} + \delta_{t,-}) \quad (10)$$

$$\text{s.t. } \begin{cases} \text{式(1)—式(3)、式(5)、式(6)、式(8)、式(9)} \\ \sum_{i \in S_D} f(p_{i,t}) + p_{t,d} + \delta_{t,+} + \delta_{t,-} = \sum_{j \in S_{\text{ES}}} p_{\text{ES},j,t} + P_{D,t} \\ \delta_{t,+} \geq 0, \delta_{t,-} \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: p_d 为各时刻虚拟电厂计划的联络线功率构成的列向量; p 为各设备在各调度时刻功率构成的列向量; $\delta_{t,+}$ 和 $\delta_{t,-}$ 分别为时刻*t*联络线功率与调度计划之间的向上、向下偏差量,为引入的辅助变量。

步骤3:根据基准曲线及该调度计划修正等值模型中的参数,循环直至最大偏差量小于等于收敛精度。文献[31]中给出了一种修正方法,该方法保证了基准曲线仍符合虚拟电厂等值模型。

步骤4:日内滚动修正。虚拟电厂根据当前设备运行状态、储能荷电状态(state of charge, SOC)等信息,求出下一调度时刻的可调能力范围,并向电网更新信息,对可调能力进行滚动修正。对时刻*t*,求解优化问题 $\max p_{t,\text{tie}}$ 和 $\min p_{t,\text{tie}}$,约束为式(5)—式(9)。此时,求解虚拟电厂的可调范围变为一个确定性优化问题,故滚动修正衔接可减小甚至消除不确定性带来的保守性。

3)求解成本函数。由于上级电网调度计划具有不确定性,影响了储能等时间耦合元件的运行计划,从而影响成本。故本文采用文献[31]中提出的启发式方法求取虚拟电厂成本函数的上界估计。成本函数由分段线性函数描述,在等值模型的功率上、下限间取若干计算点,对每个计算点求解带罚项的单时段优化问题,具体为:

$$\min \sum_{i \in \Psi} c(p_{i,t}) + c_{t,p} p_{t,\text{tie}} + M(\delta_{t,+} + \delta_{t,-}) \quad (12)$$

$$\left. \begin{aligned} & \text{式(5)、式(6)、式(8)、式(9)} \\ \text{s.t. } & \sum_{i \in \Psi} f(p_{i,t}) + p_{t,c} + \delta_{t,+} + \delta_{t,-} = \sum_{j \in S_{ES}} p_{ES,j,t} + P_{D,t} \\ & p_{ES,j,t,0} = p_{ES,j,t} \\ & \delta_{t,+} \geq 0, \delta_{t,-} \geq 0 \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

式中: M 为参数,是一个较大的正数; $p_{t,c}$ 为选取的计算点功率; $p_{ES,j,t,0}$ 为时刻 t 储能 j 的基准功率,即功率基线对应的储能功率。

$p_{ES,j,t,0} = p_{ES,j,t}$ 表示储能充放电计划与基态相同。故该优化问题的物理含义为尽可能使储能不改变充放电计划时,虚拟电厂跟随调度计划的最低成本;再经过修正加上改变储能调度计划对成本影响后,可得成本增加量上界与功率调节量之间的函数关系。

通过上述步骤,本文研发的虚拟电厂模块可求得目前在可行性和经济性均鲁棒的聚合模型,而在日内可通过滚动修正减小不确定性的影响,得到更为精确的等值模型。

对于基于商业代理关系或在线聚类形成的虚拟集群,与物理集群相比,存在以下不同:①虚拟集群中的资源参数难以获取,故使用本文2.1节中叙述的标准化建模方法建立各个资源的模型,用于描述式(5)中的资源可行域,各资源数学模型如附录A所示;②由于资源空间分散,故无须考虑虚拟电厂内部的拓扑约束及能量平衡约束,即忽略式(8)和式(9)。对模型做出上述修改后,仍可用上述方法求得虚拟集群的等值模型。

2.3 考虑差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式

本文针对各地电网辅助服务市场规则、调峰需求各不相同的现状,提出考虑差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式,根据电网侧是否提供价格、需求信号,将虚拟电厂与电网间的交互模式分为主动式和响应式这2类,如图2所示。

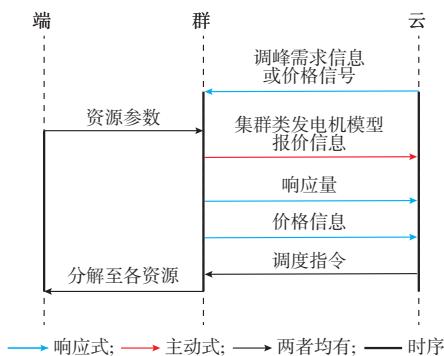


图2 虚拟电厂与上级电网交互模式的UML序列图
Fig. 2 UML sequence diagram of interaction modes between virtual power plant and upper power grid

1) 主动式

图2中红色、黑色箭头表示为主动式交互模式,该模式不依赖于上级电网下发的调峰需求或价格信号,将资源集群聚合为类发电机模型,并基于计算出的类发电机成本函数决定上报价格信息,一并上报电网,电网下发调度计划并由虚拟电厂跟踪执行。

在主动式交互模式下,多能虚拟电厂相当于一台发电机,直接参与电网调度或在市场化条件下参与日前能量市场。当电网未在日前提供需求及价格信号时,虚拟电厂按2.2节所述方法,等值形成式(1)—式(3)描述的类发电机模型与成本函数上送电网调度中心或交易中心,由电网调度中心直接调度或由交易中心进行出清。该模式接口对电网友好,可直接加入电力系统调度和交易模型,交互流程简单,仅需要与上级电网交互一次。例如本文所研发的模块在广东省某工业园区实际应用时,即采用主动式交互模式,作为发电厂直接报量报价,可适应广东省日前能量市场的机制^[32]。此外,华东电力调峰辅助服务市场要求卖方在日前分段申报96点调峰“电力-电价”曲线^[33],故主动式交互模式也可适应华东电力调峰辅助服务的市场机制。

2) 响应式

图2中的蓝色、黑色箭头表示响应式交互模式,当上级电网在虚拟电厂响应之前为虚拟电厂下发调峰需求或价格时,虚拟电厂面临的不确定性减小,可以通过对类发电机模型进行修正,实现对上级电网需求或价格信号的响应,具体情况如下。

情况1:电网提供需求信号但未提供价格信号。此时,虚拟电厂需向电网上报可响应的比例及对应的调节报价。由于电网调峰需求已知,电网调度计划带来的不确定性大大减小,故本文研发的虚拟电厂模块采用分档上报响应能力的模式,将电网的调峰需求按步长为10%,求出每个步长对调峰需求的响应模式及成本,供电网根据需要选取。这种模式的优势是可以充分发挥虚拟电厂中可中断资源、可平移资源、分档可调节资源等离散资源的调节能力。而2.2节中的聚合模型由于鲁棒性的要求往往不能充分发挥此类资源的灵活性。故当需求已知时,不再求解2.2节中的优化问题,而是对每个步长求解以下优化问题。

$$\min \sum_{t \in \Psi} \left(\sum_{i \in S_D} c(p_{i,t}) + c_{t,p} p_{t,tie} \right) \quad (14)$$

$$\begin{aligned}
 & \text{式(5)、式(6)、式(8)、式(9)} \\
 \text{s.t.} \quad & \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in S_D} f(p_{i,t}) + p_{t,\text{tie}} + kp_{t,\text{order}} = \sum_{j \in S_{\text{ES}}} p_{\text{ES},j,t} + P_{\text{D},t} \\ \sum_{i \in S_D} p_{t,\text{tie}} = p_{t,\text{tie},0} \quad p_{t,\text{order}} \neq 0 \\ p_{t,\text{tie},0} - p_{t,-} \leqslant p_{t,\text{tie}} \leqslant p_{t,\text{tie},0} + p_{t,+} \quad p_{t,\text{order}} = 0 \end{array} \right. \quad (15)
 \end{aligned}$$

式中: $p_{t,\text{order}}$ 为电网在日前发出的调峰需求; k 为虚拟电厂对调峰需求的响应比例; $p_{t,+}$ 和 $p_{t,-}$ 分别为联络线功率松弛范围的上、下限。

本文研发的虚拟电厂模块在现场应用中取10%为步长。逐渐增大 k 直到该优化问题不可行,以决定虚拟电厂在基线基础上响应的调峰量。式(15)最后一个约束表示当上级电网无调峰需求时,联络线功率往往可根据电网实际需求在一定范围内松弛,松弛范围由电网给出。该优化问题同时计算出了每档响应能力对应的成本,可作为报价的参考。

情况2:价格已知但需求未知。若电网在日前为虚拟电厂提供了价格信号,则首先按照2.2节中的方法求取虚拟电厂等值模型,再根据2.2节中求出的成本上界,求解优化问题以计算上报的调峰能力。此时的优化问题为 $\max p_{v,t,+}$ 和 $\max p_{v,t,-}$,其中 $p_{v,t,+}$ 和 $p_{v,t,-}$ 分别为时刻 t 虚拟电厂在调峰辅助服务市场中虚拟电厂上报的最大向上和向下调峰能力,约束条件为:

$$\begin{cases} c_{R,+} p_{v,t,+} + c_{A,+} p_{v,t,+} \geqslant c_t(p_{v,t,+}) \\ c_{R,-} p_{v,t,-} + c_{A,-} p_{v,t,-} \geqslant c_t(-p_{v,t,-}) \\ p_{v,t,+} \geqslant 0, p_{v,t,-} \geqslant 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中: $c_t(\cdot)$ 为时刻 t 虚拟电厂成本上界-功率变化量函数,可由2.2节的方法估算; $c_{R,+}$ 和 $c_{R,-}$ 分别为辅助服务市场中向上、向下调峰(单位)容量价格; $c_{A,+}$ 和 $c_{A,-}$ 分别为辅助服务市场中向上、向下调峰(单位)能量价格。

情况3:价格及需求均已知。此时,虚拟电厂需根据价格信号决定上报的响应量。求解式(14)的优化问题,得到上报量-响应成本之间的关系后,将响应成本与价格信号进行对比,上报补贴大于响应成本的所有响应曲线。

响应式交互场景是一种典型的交互模式,例如本文研发的虚拟电厂模块在冀北电网应用时,即可根据华北调峰辅助服务市场规则^[34],在日内根据辅助服务市场的价格及电网发布的调峰需求信号,采用同时存在价格信号及需求的调峰能力计算方法,即求解式(14)的优化问题,决定上报的调峰投标量。

3 系统研发与现场应用

基于上述关键技术研究,本文设计并研发了面向园区的虚拟电厂集群功能模块,具有标准化资源建模、等值聚合、修正上报、解聚合和统计评估等多个实用化功能,支持多种类分布式资源的鲁棒聚合,并支持与上级电网多种调度/市场服务模式,其功能设计如图3所示。功能简述如下。

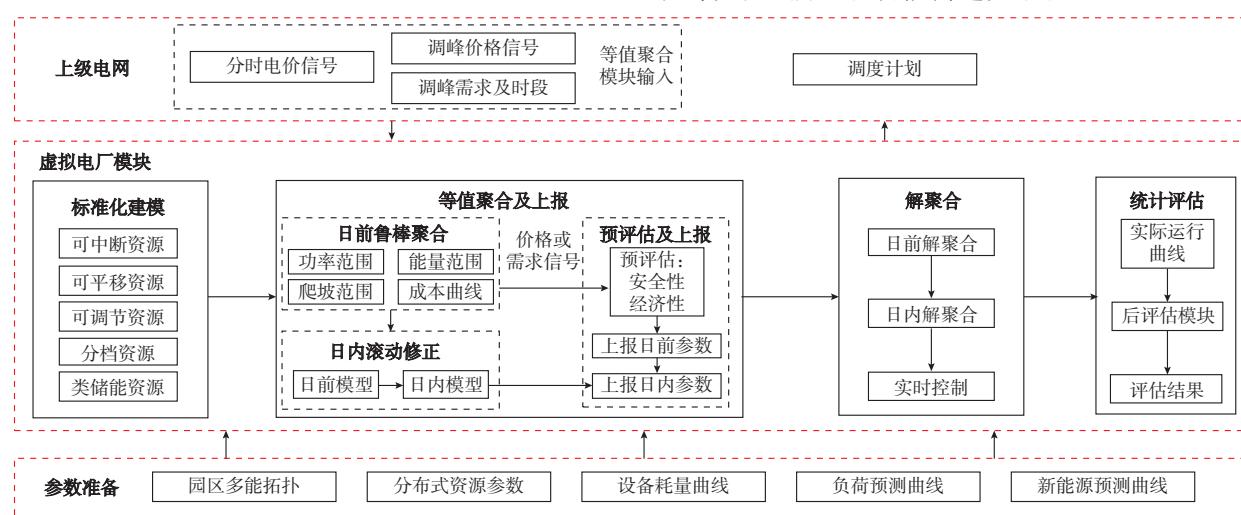


图3 综合能量管理系统虚拟电厂模块功能框架
Fig. 3 Functional framework of virtual power plant module of IEMS

1)等值聚合功能根据各资源集群的特性及参数、拓扑位置等信息,计算其聚合模型,并上报云端。等值聚合功能包含日前鲁棒聚合模块、日内滚

动修正模块及上报模块。其中,日前鲁棒聚合模块和日内滚动修正模块分别根据日前、日内的数据,得到鲁棒意义上的聚合模型,并通过滚动修正兼顾经

济性与保守性;上报模块将模型修正为满足该电网交互需求的等值模型并进行预评估。预评估是一个对经济性及可行性进行校核的功能,可对电网产生的调度计划或随机抽样产生的调度计划进行计算或仿真分析,评估上报等值模型的可行性、经济性等。若评估结果符合要求,则将等值模型及参数上报。

2)解聚合功能将云端下发至集群的指令最优分解至资源集群内部各分布式资源,以偏差量最小、成本最小为目标,完成对调度指令的响应;解聚合包含日前解聚合、日内解聚合及实时解聚合等模块。解聚合功能在实际系统研发中与 IEMS 中的优化调度模块进行整合^[35],完成对调度指令的分解与下发。

3)统计评估功能在每日虚拟电厂运行结束后,根据各资源集群、分布式资源的响应执行情况对收集到的分布式资源、集群参数进行修正,进一步提升虚拟电厂各分布式资源参数的精确性及响应能力。

本文研发的功能模块已经在北京、广州等多个工业园区,以及吉林、冀北等多个示范工程部署应用。本文以北京某多能产业园(基于地理位置自然形成的集群)的场景分析为例,介绍本文方法的合理性及所提架构的适配性。本文重点针对园区级虚拟电厂,对于数量多、容量小、分布分散的资源,应对其进行分群降维。面对这样的场景,本文建立的框架是适用的,但需要根据资源数量大、不确定性强的特点研究新的算法作为支撑,才能实现在线应用,这也是今后需要研究的重点之一。

3.1 多能产业园介绍

该多能产业园位于北京市,园区中同时包含冷、热、电等多种能流形式的负荷,由物业公司作为综合能源服务商负责能源供给,园区内包含1台由内燃机和溴化锂构成的冷热电三联供机组、2台燃气锅炉、2台电制冷机、2台蓄电池、若干分布式屋顶光伏和1台备用直燃机。其中,冷、热在园区内平衡,电能可通过园区联络线从电网购入,但不能返送;天然气通过管道输入园区,用于内燃机、燃气锅炉、直燃机等耗气设备。该园区作为资源集群形成虚拟电厂。

以供冷季某日实际运行情况为例,当日不存在热负荷,故溴化锂运行于供冷模式,与电制冷机组一同供给冷水,燃气锅炉关闭,直燃机作为备用,一般情况下不启动。园区用电负荷峰值为3.6 MW,购电价格按北京市分时电价,园区用冷负荷峰值为2 MW。以电能通过联络线从上级电网流入虚拟电厂为功率正方向。

3.2 主动式场景

主动式场景的核心模块为日前鲁棒聚合模块,

通过该模块可计算虚拟电厂的可调能力及成本参数。本节主要介绍日前鲁棒聚合模块的计算结果及采用预评估模块证明上报模型的合理性。园区通过日前鲁棒聚合模块求得每个时刻的联络线功率上、下限,能量上、下限和功率变化量上、下限,如图4所示。

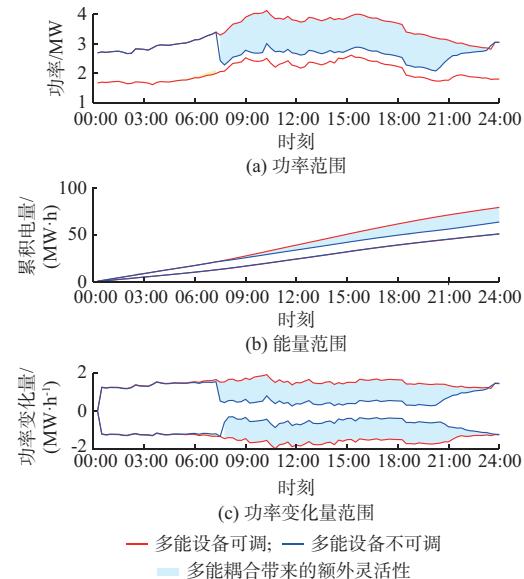


图4 虚拟电厂聚合结果
Fig. 4 Aggregation results of virtual power plant

在00:00—07:00时,电价较低,为谷电,故虚拟电厂从电网购电使成本最小,且没有可用的新能源发电,故虚拟电厂运行基线位于功率上界;除了在16:00—18:00时蓄电池充电外,虚拟电厂运行于功率下界。虚拟电厂在不同时刻提供1.0~1.6 MW的可调范围,大致为总负荷量的1/3,说明虚拟电厂可提供较为可观的灵活性。

图4同时展示了多能流耦合与协同为虚拟电厂带来的额外调节能力。其中,蓝色曲线为供冷设备均固定在供冷成本最小的运行方式时虚拟电厂提供的可调范围,即电价低时仅由电制冷机供冷,电价高时启动内燃机-溴化锂三联供,多出的冷负荷由电制冷机、直燃机根据价格信息分担。红色曲线为考虑多能耦合设备可调时虚拟电厂的灵活性范围。虚拟电厂可通过调度内燃机-溴化锂三联供、电制冷机及直燃机等设备,在保证冷负荷平衡的同时,为电力系统提供灵活性。例如:在00:00—08:00时,可通过减少电制冷机供冷量,同时增加三联供、直燃机供冷量来降低虚拟电厂的联络线功率。

附录B图B2展示了3条典型的成本曲线,分别对应07:00、09:30和17:45这3个时刻。3条曲线均过原点,可以得到如下结论。

1)在07:00时,蓄电池处于充电状态,虚拟电厂

提供的可调范围为向下 1 339 kW 至向上 26 kW。向下成本在 1 MW 处有明显转折,这是因为园区内的三联供机组可发出的最大有功功率即为 1 MW。而在向下调节量超过 1 MW 时,虚拟电厂只能通过开启直燃机或调节蓄电池充放电状态提供调节能力,从而使蓄电池无法在低电价时段充满电量,为后续运行带来较高成本。故在向下 [0,1] MW 区间调节成本缓慢上升,但在 [1 000, 1 339] kW 出现明显转折。

2) 在 09:30 时,功率基线位于上界,虚拟电厂提供的调节能力为向上 0~1 429 kW,其中,在 178 kW 处有明显转折。这是因为当前园区设置的弃光成本参数为 0,故此时虚拟电厂提升联络线功率最经济的方法即为降低光伏出力。此时由于电价处于平段,故蓄电池未充电也未放电。当光伏发电功率降至 0 后,虚拟电厂需通过调节其他机组的方式提高联络线功率,故成本有所提高。

3) 在 17:45 时,蓄电池处于充电状态,虚拟电厂提供的最大调节能力为向下 225 kW、向上 1 236 kW。通过成本曲线分析得出,虚拟电厂只能通过减少储能充电商量提供向下调节能力,而向上调节能力可通过启动电制冷机组并降低三联供机组的出力得到,故此时向下单位调节成本大于向上单位调节成本。

附录 B 图 B3 展示了虚拟电厂参与调度的效果。这里模拟了电力系统调度需求为希望虚拟电厂尽可能平抑负荷波动、降低峰谷差,故给出了如附录 B 图 B3(a) 蓝色曲线所示的调度指令,虚拟电厂通过调节内部资源跟随调度指令。附录 B 图 B3(b) 和(c) 展示了虚拟电厂消耗的总天然气量及储能充放电功率与时间的关系,在跟随调度指令时,虚拟电厂通过调节冷热电联供(combined cooling, heating and power, CCHP)、储能等可快速调节的资源,以抵消负荷的波动,对外显示出平滑的功率曲线。成本方面,虚拟电厂的运行成本由原来的 48 239 元上升至 50 493 元,根据报价曲线计算的补贴为 5 010 元,故虚拟电厂可赚取收益 2 756 元,在赚取收益的同时减小了约 2 MW 的峰谷差,与电网实现双赢。

为进一步验证日前鲁棒聚合模块所得的虚拟电厂聚合模型的可行性与经济性,调用预评估模块,根据虚拟电厂日前上报的聚合模型式(1)~式(3),生成了均匀分布的 5 000 组电网模拟调度曲线,并进行解聚合。结果显示,在可行性方面,5 000 组模拟调度曲线中,一日内最大总偏差功率为 62.355 kW·h(为联络线总交换能量的 0.098%);而经济性方面,所有根据成本函数计算的成本均大于实际增加的成

本,其中多出的平均为 449.09 元,平均高出虚拟电厂运行成本(48 286.26 元)的 0.9%,可以较好地估计虚拟电厂在响应电网调度计划时的运行成本。蒙特卡洛仿真的具体结果及分析如附录 C 所示。

3.3 响应式场景

电力系统对调峰的需求可以概括为以下 2 种:①在某段时间希望负荷侧减小用能功率(例如负荷中心);②在某段时间希望负荷侧增加用能功率来消纳多余的新能源(例如风电场、光伏集群)。本节以上述 2 种典型的调峰需求为例,介绍响应式场景的算例。对于其他类型的需求,只需将期望的调峰需求转化为功率变化量,本文模型仍然适用。由于篇幅限制,本节仅展示多能虚拟电厂响应电网消纳新能源辅助服务需求的算例,对于响应电网削峰辅助服务需求的算例如附录 C 所示。

由于电网预测次日中午负荷低谷时光伏出力较高,向虚拟电厂发布协助消纳新能源的调峰需求,要求虚拟电厂在 11:45—13:15 将功率提升 1 MW。在 09:15—10:00,功率可在基线基础上下降不超过 400 kW,其余时刻功率与基线相同。虚拟电厂以 10% 为步长进行计算,虚拟电厂对调峰需求的响应情况如图 5 所示。

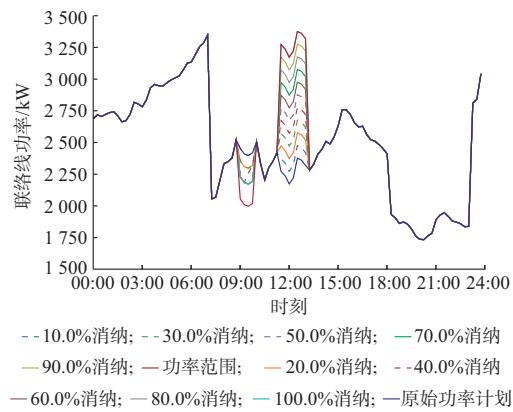


图 5 虚拟电厂对光伏消纳需求的响应
Fig. 5 Response of virtual power plant to photovoltaic consumption demand

调用解聚合模块对电网的调峰需求进行响应,结果如附录 B 图 B4 和图 B5 所示。在图中可以看出,在 11:45—13:15,为了响应新能源消纳需求,园区采取的调度措施有:①蓄电池由放电转为充电;②减少内燃机发电功率;③增加电制冷机用电功率。

通过多种措施联合作用,增加了园区的用电需求,进而提高了新能源消纳能力。

附录 B 图 B5 展示了响应前后热力系统的调度计划。在图中可以看出,在新能源消纳时段,溴化锂机组供冷量减少,但电制冷机组供冷量增加,园区依

然保持冷功率平衡,相当于利用新能源弃电来制冷,利用热力系统的调节能力来提高电网的灵活性。

此外,园区中的用户侧资源可协助完成对调峰需求的响应。本算例基于产业园中可平移负荷,故可合理安排可平移负荷的生产计划,协助实现对电网调峰需求的响应。响应上述调峰需求时,某可平移负荷的功率优化结果如附录B图B6所示。

该可平移负荷可将10:30—13:30时段内,任意120 min内的300 kW负荷平移至22:00—24:00。图中灰色曲线代表原始负荷功率曲线,蓝色曲线代表不响应调峰需求时,可平移负荷的功率计划曲线,红色曲线代表响应调峰需求后,可平移负荷的功率计划曲线。可见平移的时段前移了30 min,以适应在11:45—13:15升高功率的调峰需求。

附录B图B7为虚拟电厂模块计算出调峰成本-调峰响应量曲线。由于响应调峰需求时,电制冷机制冷量会增加,而单位成本较低的内燃机发电量及供冷量减少,造成了运行成本的增加。虽然响应电力系统调峰会增加虚拟电厂的运行成本,且额外成本随着响应量的增加而增加,但可通过提供调峰辅助服务获得收益以弥补增加的成本,与电力系统实现“双赢”。

4 结语

本文设计了多能流虚拟电厂云-群-端协同的架构,并研发了集群层级的虚拟电厂功能模块,在多个现场投运。

1) 基于云边协同的信息架构,设计了云-群-端协同的虚拟电厂架构及功能模块,适应了分布式资源时空分布广、差异大、属于不同主体等特点。

2) 提出了虚拟电厂中可控资源标准化建模方法,提高了虚拟电厂模块的分布式资源接入的通用性,支持海量异质多能分布式资源的接入。

3) 提出了日前鲁棒聚合和日内滚动修正衔接的虚拟电厂在线等值技术,其中日前聚合结果同时保证了可行性和经济上的鲁棒性,日内通过滚动修正减少不确定性带来的保守性,为电网提供更多灵活性资源。

4) 提出了考虑差异化调峰需求的虚拟电厂-电网交互调度模式,包括主动式和响应式2种交互调度模式,提高了虚拟电厂模块对电网不同调节需求及对不同调峰辅助服务市场机制的适应性。

虚拟电厂技术是能源互联网挖掘利用各类分布式资源灵活调节能力的重要措施。未来,将围绕虚拟电厂调度这一专题,继续开展如下研究工作:虚拟电厂云端管控平台与电网调度、交易系统的协同优化、分布式资源的在线动态分群聚合和提供多种辅

助服务的虚拟电厂精细化聚合建模等。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参 考 文 献

- [1] 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.
SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang. Energy Internet: concept, architecture and frontier outlook [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 1-8.
- [2] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光,等.能源互联网:驱动力、评述与展望[J].电网技术,2015,39(11):3005-3013.
SUN Hongbin, GUO Qinglai, PAN Zhaoguang, et al. Energy internet: driving force, review and outlook [J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3005-3013.
- [3] 孙宏斌,潘昭光,郭庆来.多能流能量管理研究:挑战与展望[J].电力系统自动化,2016,40(15):1-8.
SUN Hongbin, PAN Zhaoguang, GUO Qinglai. Energy management for multi-energy flow: challenges and prospects [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 1-8.
- [4] 盛万兴,吴鸣,季宇,等.分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J].中国电机工程学报,2019,39(8):2175-2186.
SHENG Wanxing, WU Ming, JI Yu, et al. Key techniques and engineering practice of distributed renewable generation clusters integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2175-2186.
- [5] ULLAH Z, MOKRYANI G, CAMPEAN F. Comprehensive review of VPPs planning, operation and scheduling considering the uncertainties related to renewable energy sources [J]. IET Energy System Integration, 2019, 1(3): 147-157.
- [6] SUN H B, GUO Q L, ZHANG B M, et al. Integrated energy management system: concept, design, and demonstration in China [J]. IEEE Electrification Magazine, 2018, 6(2): 42-50.
- [7] 孙宏斌,郭庆来,吴文传,等.面向能源互联网的多能流综合能量管理系统:设计与应用[J].电力系统自动化,2019,43(12):122-128.
SUN Hongbin, GUO Qinglai, WU Wenchuan, et al. Integrated energy management system with multi-energy flow for Energy Internet: design and application [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 122-128.
- [8] ADRIAAN W, CHRISTOS K, JAAP J, et al. Financial and socio-economic impacts of embracing the FENIX concept [EB/OL]. [2020-04-20]. <http://www.fenix-project.org>.
- [9] ROOSSIEN B, WARMER J C, KAMPHUIS G I. The power match: multiagent control of electricity demand and supply [J]. IEEE Intelligent Systems, 2016, 21(2): 89-90.
- [10] ZENG J, LIU J F, WU J, et al. A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system [J]. Renewable Energy, 2011, 36(5): 1352-1363.
- [11] RICHTER A, HAUER I, WOLTER M. Algorithms for technical integration of virtual power plants into German system operation [J]. Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal, 2018, 3(1): 135-147.

- [12] BÜHLER R. Integration of renewable energy sources using microgrids, virtual power plants and the energy hub approach [D]. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2010.
- [13] 冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程投运 [EB/OL].[2020-04-20].https://www.cec.org.cn/detail/index.html?_0-259268. The demonstration project of virtual power plant in ubiquitous power Internet of Things put into operation in Jibei Power Grid [EB/OL]. [2020-04-20]. https://www.cec.org.cn/detail/index.html?_0-259268.
- [14] YI Z K, XU Y L, GU W, et al. A multi-time-scale economic scheduling strategy for virtual power plant based on deferrable loads aggregation and disaggregation [J/OL]. IEEE Transactions on Sustainable Energy [2020-04-20]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8746582/>.
- [15] KARDAKOS E G, SIMOGLOU C K, BAKIRTZIS A G. Optimal offering strategy of a virtual power plant: a stochastic bi-level approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 794-806.
- [16] 刘思源,艾芊,郑建平,等.多时间尺度的多虚拟电厂双层协调机制与运行策略[J].中国电机工程学报,2018,38(3):753-761. LIU Siyuan, AI Qian, ZHENG Jianping, et al. Bi-level coordination mechanism and operation strategy of multi-time scale multiple virtual power plants [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 753-761.
- [17] 陈好,卫志农,胥峥,等.电力体制改革下的多虚拟电厂联合优化调度策略[J].电力系统自动化,2019,43(7):42-51. CHEN Yu, WEI Zhinong, XU Zheng, et al. Optimal scheduling strategy of multiple virtual power plants under electricity market reform [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 42-51.
- [18] 方燕琼,艾芊.考虑内部响应意愿的虚拟电厂日内互动机制 [J].现代电力,2019,36(3):88-94. FANG Yanqiong, AI Qian. Intraday interaction mechanism of virtual power plant considering members' response willingness [J]. Modern Electric Power, 2019, 36(3): 88-94.
- [19] 何奇琳,艾芊.售电侧放开环境下含需求响应虚拟电厂的电力市场竞价策略[J].电力建设,2019,40(2):1-10. HE Qilin, AI Qian. Bidding strategy of electricity market including virtual power plant considering demand response under retail power market deregulation [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(2): 1-10.
- [20] 杨甲甲,赵俊华,文福拴,等.含电动汽车和风电机组的虚拟发电厂竞价策略[J].电力系统自动化,2014,38(13):92-102. YANG Jiajia, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Development of bidding strategies for virtual power plants considering uncertain outputs from plug-in electric vehicles and wind generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 92-102.
- [21] 周亦洲,孙国强,黄文进,等.计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J].电网技术,2017,41(6): 1759-1767. ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response [J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1759-1767.
- [22] 方燕琼,甘霖,艾芊,等.基于主从博弈的虚拟电厂双层竞标策略[J].电力系统自动化,2017,41(14):61-69. FANG Yanqiong, GAN Lin, AI Qian, et al. Stackelberg game based bi-level bidding strategy for virtual power plant [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 61-69.
- [23] 王宣元,刘敦楠,刘蓁,等.泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J].电网技术,2019,43(9):3175-3183. WANG Xuanyuan, LIU Dunnan, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous Internet of Things [J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3175-3183.
- [24] ESPOSITO C, CASTIGLIONE A, POP F, et al. Challenges of connecting edge and cloud computing: a security and forensic perspective [J]. IEEE Cloud Computing, 2017, 4 (2): 13-17.
- [25] 司羽飞,谭阳红,汪沨,等.面向电力物联网的云边协同结构模型[J/OL].中国电机工程学报[2020-07-16].<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.191532>. SI Yufei, TAN Yanghong, WANG Feng, et al. Cloud-edge collaborative structure model for power Internet of Things [J/OL]. Proceedings of the CSEE [2020-07-16]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.191532>.
- [26] 徐胜蓝,司曹明哲,万灿,等.考虑双尺度相似性的负荷曲线集成谱聚类算法[J/OL].电力系统自动化[2020-09-11].<http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20200321005>. XU Shenglan, SI Caomingzhe, WAN Can, et al. Ensemble spectral clustering algorithm for load profiles considering dual-scale similarities [J/OL]. Automation of Electric Power Systems [2020-09-11]. <http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20200321005>.
- [27] 庞传军,余建明,冯长有,等.基于LSTM自动编码器的电力负荷聚类建模及特性分析[J/OL].电力系统自动化[2020-09-11].<http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20200222005>. PANG Chuanjun, YU Jianming, FENG Changyou, et al. Clustering modeling and characteristic analysis of power load based on long-short-term memory auto-encoder [J/OL]. Automation of Electric Power Systems [2020-09-11]. <http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20200222005>.
- [28] 王潇笛,刘俊勇,刘友波,等.采用自适应分段聚合近似的典型负荷曲线形态聚类算法[J].电力系统自动化,2019,43(1): 110-121. WANG Xiaodi, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Shape clustering algorithm of typical load curves based on adaptive piecewise aggregate approximation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 110-121.
- [29] LU R, HONG S H, YU M. Demand response for home energy management using reinforcement learning and artificial neural network [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6629-6639.
- [30] 能量管理系统应用程序接口(EMS-API)第301部分:公共信息模型(CIM)基础:DL/T 890.301—2016[S].北京:中国电力出版社,2016. Energy management system application program interface (EMS-API) Part 301: common information model (CIM) foundation: DL/T 890.301—2016 [S]. Beijing: China Electric Power Press, 2016.

- [31] ZHAO H, CHEN J, WANG B, et al. A robust aggregate model for multi-energy virtual power plant in grid dispatch [C]// 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), November 21-23, 2019, Beijing, China.
- [32] 国家能源局南方监管局.广东现货电能量市场交易实施细则 [EB/OL]. [2020-04-20]. http://nfj.nea.gov.cn/action/front/indexAction_initUploadedFile?uniqueURL=file_upload/20180831/51651535676221331_07394434-00fb-42bf-af70-e0e2696aeed.pdf.
- South China Energy Regulatory Office of National Energy Administration. Spot electric energy market trading implementation rules in Guangdong Province [EB/OL]. [2020-04-20]. http://nfj.nea.gov.cn/action/front/indexAction_initUploadedFile?uniqueURL=file_upload/20180831/51651535676221331_07394434-00fb-42bf-af70-e0e2696aeed.pdf.
- [33] 国家能源局华东监管局.关于印发《华东电力调峰辅助服务市场试点方案》和《华东电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》的通知 [EB/OL]. [2020-04-20]. http://hdj.nea.gov.cn/load.loadPage.d?newsid=1481311087&page=detail_index.xml&siteCode=hddjwucm&urlChannelId=1481001274&urlMenuId=1481001274.
- East China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration. Notice on issuing the “East China electric power peaking ancillary service market pilot program” and “East China electricity peaking ancillary service market operation rules (trial)” [EB/OL]. [2020-04-20]. http://hdj.nea.gov.cn/load.loadPage.d?newsid=1481311087&page=detail_index.xml&siteCode=hddjwucm&urlChannelId=1481001274&urlMenuId=1481001274.
- [34] 国家能源局华北能源监管局.关于印发华北电力调峰辅助服
- 务市场运营规则(试运行版)的通知 [EB/OL]. [2020-04-20]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=00000006696c0e30167f91b21ec026b>.
- North China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration. Notice on issuing the operation rules of the North China electric power peaking ancillary service market (trial) [EB/OL]. [2020-04-20]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=00000006696c0e30167f91b21ec026b>.
- [35] 陈瑜玮,王彬,潘昭光,等.计及用户灵活性和热惯性的多能园区优化调度:研发及应用 [J/OL]. 电力系统自动化 [2020-09-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20200903.1130.012.html>.
- CHEN Yuwei, WANG Bin, PAN Zhaoguang, et al. Multi-energy park optimization dispatch considering flexibility and thermal inertias of users: research, development and application [J/OL]. Automation of Electric Power Systems [2020-09-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20200903.1130.012.html>.

赵昊天(1994—),男,博士研究生,主要研究方向:综合能源系统虚拟电厂。E-mail:zhao-ht17@mails.tsinghua.edu.cn

王彬(1984—),男,通信作者,博士,副研究员,主要研究方向:智能电网和能源互联网的能量管理与运行调控。E-mail:wb1984@tsinghua.edu.cn

潘昭光(1991—),男,博士,主要研究方向:多能流综合能量管理。E-mail:panzg09@163.com

(编辑 杨松迎)

Research and Application of Park-level Multi-energy Virtual Power Plants Supporting Cloud-Cluster-End Multi-level Synergetic Dispatch

ZHAO Haotian^{1,2}, WANG Bin^{1,2}, PAN Zhaoguang^{1,2}, SUN Hongbin^{1,2}, GUO Qinglai^{1,2}

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. State Key Laboratory of Power System and Generation Equipment, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Virtual power plants exploit and utilize the flexibility of various types of distributed resources. It is an important measure to improve the safety of the power grid, reduce energy consumption costs for users, and reduce the curtailment of renewable energy. Under the environment of Energy Internet, virtual power plants are faced with technical challenges such as heterogeneous resources with multi-management body, strong uncertainty, and diversified power grid requirements in different regions. Based on the cloud-edge synergetic architecture, this paper designs a cloud-cluster-end hierarchical collaborative dispatch framework for multi-energy virtual power plants. This paper proposes some practical key technologies such as standardized modeling methods for the flexibility of heterogeneous distributed resources, online equivalent technology with day-ahead robust aggregation and intraday rolling modification method, and an interaction model for the virtual power plant and the upper power grid with diversified peak regulation requests considered. This paper designs and develops a dispatch module for park-level virtual power plants, which is applied in several engineering practical projects. The practicability of the proposed method and the universality of the modules are proven according to a case study for a real multi-energy park in Beijing of China.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 522300190008).

Key words: virtual power plant; multi-energy flow; energy management system; cloud-edge synergy; robust aggregation

