

考虑用户互补聚合响应与热能传输延时的综合能源园区 运营商两阶段短期优化调度

徐业琰¹, 彭思成¹, 廖清芬¹, 杨 铮¹, 刘涤尘¹, 邹宏亮^{1,2}, 李进昌¹

(1. 武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072; 2. 国网浙江省电力公司台州供电公司, 浙江 台州 318000)

摘要: 发展冷/热/电/气协同的综合能源系统是提高能源利用效率和新能源就地消纳率的有效手段, 综合能源园区是综合能源系统的典型代表, 研究其调度策略具有重要意义。建立了综合能源园区系统供给侧、需求侧和传输侧的模型; 在需求侧, 通过分析用户内部能量耦合关系提出了一种不影响用户舒适度的用户互补聚合响应策略; 在传输侧, 建立了环形热网的传输延时模型, 以提高园区运营商收益和风电就地消纳率为目标, 利用用户互补聚合响应与热能传输延时优势互补, 提出了一种两阶段短期优化调度策略。对所提策略在6节点电网和5节点热网耦合系统算例中进行了多场景仿真分析, 结果表明: 考虑热能传输延时能够实现供需两侧高效配合并在日内调度中更充分地发挥用户互补聚合响应作用; 日前优化调度和日内优化调度策略相配合的两阶段优化调度策略可同时提高运营商收益和风电消纳能力。

关键词: 综合能源系统; 综合能源园区; 优化调度; 用户互补聚合响应; 传输延时; 虚拟储能; 两阶段优化

中图分类号: TM 734

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.06.021

0 引言

能源是人类生活、社会发展的基础, 随着化石能源危机的日益加剧, 大力发展可再生能源发电技术实现“开源”、提高能源利用效率, 从而实现“节流”成为未来能源可持续发展的必然选择^[1-2], 综合能源系统(IES)应运而生。IES是以冷热电联供(CCHP)机组为核心, 在规划、建设和运行中利用冷/热/电/气在供给侧、传输侧和需求侧协同优化, 实现能源利用率、新能源就地消纳同时最大化的能源产供销一体化系统^[1]。

IES根据研究区域可分为区域IES和多区域IES。区域IES特指由集中能源供给网络和分布式用户终端构成的IES^[3]; 多区域IES通过能源传输网络实现多个区域IES的协同运行, 充分利用各区域IES在供给侧和需求侧的互补性实现整体最优运行^[3-4]。本文的研究对象——综合能源园区是区域IES的典型代表, 园区内各分布式供能基地与用户终端共用一个电能网络和热能网络。园区运营商利用综合能源供给侧、需求侧和传输侧的协同优化, 通过提高能源利用效率、新能源就地消纳率, 获取能源差价利润。

目前关于IES的优化调度策略聚焦于调动其源荷储各要素, 提升系统灵活性以促进新能源消纳。文献[5-7]通过采用储能系统提高IES的风电消纳率,

在风电激增时降低CCHP机组出力, 采用冷/热储能系统满足用户冷/热能需求; 但随着风电渗透率上升, 需要更大容量的储能装置平抑风电波动, 使园区运营商的储能设备建设和维护成本不断提高。为了避免增加储能设备, 许多研究者将目光聚焦于需求侧, 利用需求响应实现需求侧与供给侧的互动, 引导需求侧增加灵活性以平抑风电出力波动。文献[8-9]分别将用户电热泵和电动汽车作为可控负荷。文献[10]利用楼宇热能调节相对缓慢的特点将楼宇温控负荷作为虚拟储能以削峰填谷。目前关于IES的需求侧响应研究依然集中在利用传统电力需求响应方面, 文献[11]虽然考虑了综合能源用户的用能可替代性, 但仍采用传统电力需求响应的控制手段, 以牺牲用户舒适度为代价, 而未聚焦于用户内部的能量耦合关系。

在IES的热网建模及其调度应用方面, 文献[12]建立了热网流量平衡模型, 实现不同区域热能协同消纳; 文献[13]在热网流量平衡的基础上建立了传输管道长度与传输热功率的关系模型。但上述文献均未考虑热电传输在时间尺度上的差异, 只有少数文献聚焦能源传输时间的差异, 文献[14-15]利用节点法^[16]建立了集中供热方式下热网传输延时模型, 利用热能传输延时优化机组组合, 提高风电消纳率, 但综合能源园区多采用分布式供热的环形热网。

目前综合考虑用户能源需求特性和环形热网传输延时特性, 协同供给侧、传输侧和需求侧进行优化运行的研究还未见报道。对此, 本文以综合能源园区系统为研究对象, 提出了一种利用用户互补聚合响应

收稿日期: 2017-02-26; 修回日期: 2017-05-16

基金项目: 国家重点研发计划项目(2015BAA01B01); 国家电网公司科技项目(JHJS1600074)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2015BAA01B01) and the Science and Technology Program of SGCC(JHJS1600074)

和环形热网传输延时特性,实现综合能源供给侧、传输侧和需求侧协同优化的园区运营商两阶段短期优化调度策略。通过分析用户的能源需求互补特性,提出了一种综合需求侧响应模式——用户互补聚合响应,在不影响用户舒适度的前提下利用价格机制引导不同类型用户聚合形成一个可调节能力强的聚合体参与调度,并建立了环形热网传输延时模型实现供需两侧的高效配合。两阶段短期优化调度策略的日前阶段通过模拟用户互补聚合响应行为制定价格引导机制和能源供给策略;日内阶段利用双偏差自平抑思想,通过多种用户侧需求响应策略平抑源荷预测偏差,综合提高风电就地消纳率,实现运营商实际收益最大化。仿真结果验证了用户互补聚合响应与热网传输延时相配合、日前优化调度与日内优化调度相配合,可同时提高运营商收益和风电消纳能力。

1 综合能源园区系统的结构与模型

1.1 综合能源园区的结构

本文所述综合能源园区系统是一种在园区能源运营商管理下,集成冷热电综合能源供给单元、传输网络与各类综合能源用户的冷/热/电/气多能协同系统,其物理及能量结构如图 1 所示。综合能源园区包含多个分布式供能基地和分布式用户,其通过环形供热管网和电缆建立能量关联关系。

图 1 给出了分布式供能基地 1 的内部结构,基地内部接入上级电网与外部天然气管道,由风力发电机、微燃机、水泵、变压器与逆变器等设备构成。并以居民区用户为例,给出了用户内部能量耦合关系,可见综合能源用户内部也存在多能协同互补关系。

在综合能源传输侧,电能经电缆传输,传输延时及损耗可忽略;热能在热水管道网络中传输,受流体动力学、温度动态平衡约束^[14-15]而客观存在传输延时。采用环形管网的热能传输模式能避免因供热距

离过长导致用户侧热能需求无法及时满足的问题。

1.2 综合能源园区系统建模分析

建立融合供给侧、传输侧和需求侧模型的综合能源园区系统模型,是系统优化调度的前提。从能量流动层面分析,综合能源园区中的综合能源由供给侧耦合输出,因各能源的传输特性不同而在传输侧解耦传输至需求侧。园区能量守恒需同时满足 2 个实时平衡,分别是供给侧输出与传输侧注入实时平衡、传输侧输出与需求侧注入实时平衡。电能传输时间及损耗很小,园区电能供给侧与需求侧满足供需实时平衡;因热能传输延时,园区热能的 2 个实时平衡需满足传输延时模型约束。

1.3 供给侧分布式供能基地建模

分布式供能基地内部设备模型如下。

a. 微燃机模型。

微燃机的功率模型如式(1)所示。

$$P_{MT,t} = \eta_{ge} F_{g,t} \tag{1}$$

其中, $P_{MT,t}$ 为微燃机的输出功率; η_{ge} 为微燃机的发电效率; $F_{g,t}$ 为微燃机的天然气消耗功率。

b. 水泵模型。

水泵消耗电能,将由微燃机输出热能加热的流体加压输出,其模型如式(2)^[12]所示。

$$P_{P,t} = \eta_p \beta_{MT} P_{MT,t} \tag{2}$$

其中, $P_{P,t}$ 为水泵的耗电功率; η_p 为水泵的耗电输热比; β_{MT} 为微燃机的热电比,微燃机采用固定热电比模式运行。

c. 风力发电机模型。

风力发电机的输出功率与风速相关,模型如下:

$$P_{WT,t} = \begin{cases} 0 & v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ P_{WT}^e \frac{v - v_{in}}{v_e - v_{in}} & v_{in} \leq v \leq v_e \\ P_{WT}^e & v_e < v \leq v_{out} \end{cases} \tag{3}$$

其中, $P_{WT,t}$ 为风力发电机的输出功率; v 为外界风速;

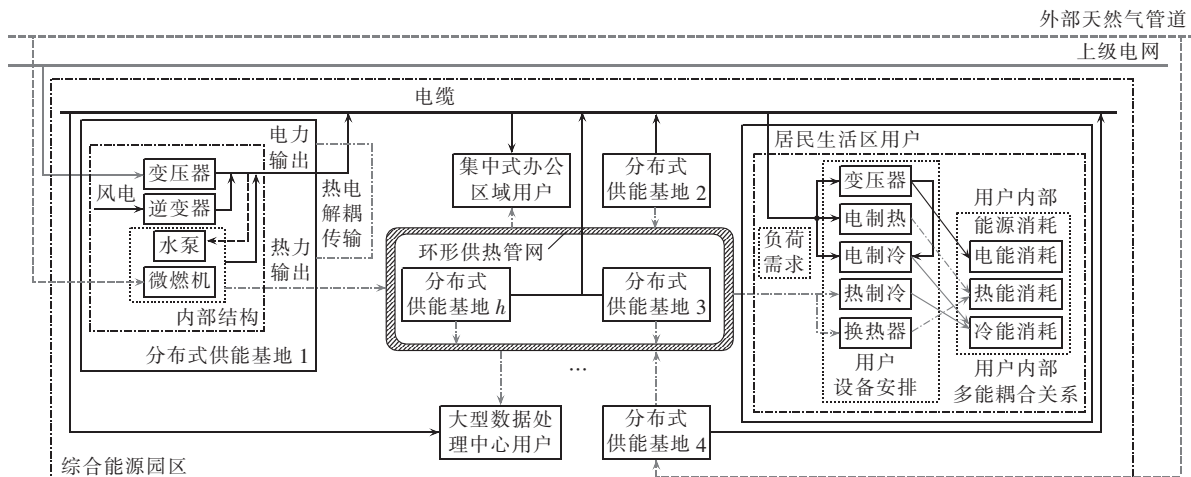


图 1 综合能源园区物理和能量结构
Fig.1 Physical and energy structure of MEP

v_{in} 、 v_{out} 和 v_e 分别为风力发电机的切入风速、切出风速和额定风速; P_{WT}^e 为风力发电机的额定输出功率。

根据式(1)–(3)建立供能基地的能源中心数学模型,如式(4)所示。

$$\begin{bmatrix} P_{e,t}^h \\ P_{h,t}^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{11}^h \eta^T & u_{12}^h \eta^C & u_{13}^h \eta_{ge}^h (1 - \eta_p^h) \\ 0 & 0 & u_{13}^h \beta_{MT}^h \eta_{ge}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g,t}^h \\ P_{WT,t}^h \\ F_{g,t}^h \end{bmatrix} \quad (4)$$

其中, $P_{e,t}^h$ 和 $P_{h,t}^h$ 分别为供能基地 h 的输出电功率和热功率; $P_{g,t}^h$ 、 $P_{WT,t}^h$ 和 $F_{g,t}^h$ 分别为供能基地 h 的外部购电功率、风力发电机输出功率和天然气消耗的功率; η^T 和 η^C 分别为变压器和逆变器的转换效率; u_{11}^h 为购电决策变量, $u_{11}^h=0$ 表示不购电, $u_{11}^h=1$ 表示购电; u_{12}^h 为风电并网率; u_{13}^h 为微燃机的运行状态, $u_{13}^h=0$ 表示停机, $u_{13}^h=1$ 表示运行。

2 需求侧用户互补聚合响应

2.1 用户互补聚合响应概念分析

综合能源用户自身含有多能转换设备,其内部能源转换过程如图 1 所示,可见综合能源用户内部的能量流动过程也存在多能协同互补现象。类比文献[17]中对能源中心输入输出端的定义,本文定义用户生活行为直接所需的能源为用户的“能源消耗”EC(Energy Consumption);用户对供给侧和传输侧产生的能源需求为“负荷需求”LD(Load Demand),代表其为综合能源园区系统的综合能源负荷。用户的 EC 是用户内部进行能源转换的目的,LD 是进行内部能源转换而产生的对系统能源的供给需求。

根据定义,用户的 EC 包括冷/热/电 EC:用户冷 EC 是为了直接满足用户对降低室温或使用冷水的行为;用户热 EC 是为了直接满足用户对提高室温或使用热水的行为;用户电 EC 是为了直接满足用户生活行为中直接对电能的需求,即洗衣机、电脑、电灯照明等。可见,用户舒适度是否改变取决于是否满足其 EC。用户 LD 是从系统角度出发用户内各能源转换设备的耗能需求。

除特殊申明外,下文出现的 EC 和 LD 均特指用户内部能流过程中的用户 EC 和用户 LD。

在相同 EC 下,用户能源转换策略不同,将表征不同的 LD。例如在风电激增时,引导用户降低热 LD,优先选择电制冷和电制热方式满足冷、热 EC,可在不影响舒适度的前提下增加用户的电 LD,为风电提供上网空间。本文将在不改变用户 EC 前提下的用户热、电 LD 反向变化的这一特性,定义为用户 LD 的互补特性。

利用用户 LD 的互补特性,园区运营商可引导用户在不改变舒适度的前提下参与需求侧响应,避免降低用户舒适度而造成额外的补偿。

用户 LD 的互补能力与用户的负荷特性和内部能源转换设备类型的多样性相关,园区用户 LD 的互补能力对比如表 1 所示。

表 1 综合能源园区用户 LD 互补能力对比

Table 1 Comparison of LD complementation capability among different users of MEP

用户类型	EC	EC 趋势	能源转换设备	LD 互补能力
居民区	冷/热/电	工作时段低谷, 休息时段高峰	电热泵, HVAC 系统, 吸收式制冷机	工作时段弱, 休息时段强
办公区	冷/热/电	工作时段高峰, 休息时段无 EC	电热泵, HVAC 系统, 吸收式制冷机	工作时段强, 休息时段无
数据处理中心	冷/电	无明显峰谷差	HVAC 系统, 吸收式制冷机	一直较低

工作时段,居民区内用户大部分外出,EC 处于低谷;休息时段,居民区内用户大量涌入使得 EC 剧增,LD 互补能力随之呈峰谷变化,互补能力在工作时段较弱,在休息时段较强。办公区用户的 EC 变化趋势与居民区相反,LD 互补能力在工作时段较强,在休息时段无 EC,而不具备互补能力。数据处理中心仅有冷/电 EC,且无明显峰谷差,由于多能转换设备类型少,LD 互补能力一直较低。

可见,用户在一个调度周期内的 LD 互补能力存在峰谷差,且不同用户的峰谷差存在互补。因此,本文利用“聚合”[18]的思想,采用引导机制[19]引导园区内 3 类用户类型聚合成一个始终具有良好 LD 互补能力的用户终端聚合体参与园区优化调度。本文将这种基于“聚合”思想的需求侧响应模式定义为用户互补聚合响应,互补一词既指个体用户自身的热/电 LD 互补特性,又表征不同用户类型的热/电 LD 互补能力存在互补关系。

2.2 用户互补聚合响应建模

用户热/电 LD 互补特性模型如式(5)所示。

$$\begin{bmatrix} p_e^i \\ p_h^i \\ p_c^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{ee} \eta^T & 0 \\ \alpha_{eh} \eta_{ch} & \alpha_{lh} \eta^H \\ \alpha_{ec} \eta_{ce} & \alpha_{hc} \eta_{hc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_e^i \\ P_h^i \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中, p_e^i 、 p_h^i 和 p_c^i 分别为用户 i 的电、热、冷 EC; P_e^i 和 P_h^i 分别为用户 i 的电、热 LD; η^H 、 η_{ch} 、 η_{ce} 和 η_{hc} 分别为用户终端的换热效率、电制热效率、电制冷效率和热制冷效率; α_{ee} 、 α_{eh} 、 α_{lh} 、 α_{ec} 、 α_{ce} 和 α_{hc} 为各能源转换方式的耗能比例。在 EC 不变时,改变各能源转换方式的耗能比例,可获得不同的热/电 LD 结构。

表 1 所列用户侧多能转换设备的数学模型如下。

a. 电热泵。

电热泵为电制热设备,其功率模型如式(6)所示。

$$P_h^{\text{EHP}} = \eta_{\text{EHP}} P_e^{\text{EHP}} \quad (6)$$

其中, P_e^{EHP} 为电热泵的耗电功率; η_{EHP} 为电热泵炉的制热性能系数,对应式(5)的电制热效率 η_{ch} ; P_h^{EHP} 为电热泵输出的热功率。

b. HVAC 系统。

供热通风与空气调节(HVAC)系统,消耗电能使室内温度维持舒适值,其功率与室内外温差相关,即:

$$P_e^{\text{HVAC}} = \eta_{\text{HVAC}} |T_{\text{in}} - T_{\text{out}}| \quad (7)$$

其中, T_{in} 和 T_{out} 分别为室内、室外温度; η_{HVAC} 为 HVAC 系统的制冷性能系数; P_e^{HVAC} 为 HVAC 系统的耗电功率。在夏季, HVAC 系统作为电制冷设备,其制冷性能系数对应式(5)的电制冷效率 η_{ec} 。

c. 吸收式制冷机。

吸收式制冷机为热制冷设备,其模型见式(8)。

$$P_e^{\text{AC}} = \eta_{\text{AC}} P_e^{\text{AC}} \quad (8)$$

其中, P_e^{AC} 为吸收式制冷机的耗热功率; η_{AC} 为吸收式制冷机的制冷效率,对应式(5)的热制冷效率 η_{he} ; P_e^{AC} 为吸收式制冷机输出的冷功率。

根据各用户能源转换设备构成,将式(6)—(8)代入式(5)可以得到用户的热/电 LD 互补特性模型,根据用户 EC 便可由式(5)求解其电、热 LD,各用户的热/电 LD 进行聚合后就可得到本文所述用户互补聚合响应的功率聚合结果。

3 热能传输延时的虚拟储能模型

热能传输延时打破了传统的热能供需平衡约束,热电联产(CHP)机组的热出力和用户热 LD 不必满足实时平衡约束,对促进供需侧高效配合有重要意义;在风电激增时,用户侧利用用户互补聚合响应增大电 LD 的同时,供给侧与之配合可部分或全部关停 CHP 机组,以促进风电消纳,此时用户热 LD 由管道内热储满足;在电 LD 高峰期,用户将电 LD 转换为热 LD,而不增加 CHP 机组的出力,在不影响用户舒适度的前提下同时达到削峰效果和园区经济运行。

综上分析,热能传输网络的延时效应可等效为 IES 的虚拟储能,在优化调度中发挥辅助作用,其分析模型具体如下。

3.1 节点流体动力学模型

对管道流体做如下假设:管道内流体不可压缩,管道流速固定不变;不考虑管道摩擦对流体速度和温度的损耗;不考虑管道内外温差对流体温度的影响。

环形管网的节点具有多端注入或输出的特点,节点处流体流动过程如图 2 所示,图中方块表示单位时间内注入管道的流量,灰色部分表示管道最大蓄水量,阴影部分表示该时刻管道输出流量。节点 i 处流体满足流量守恒约束,如式(9)所示。

$$\sum_{g \in \Gamma_g} \sum_{k=0}^{N_g} G_{gi} \alpha_g(t-k\Delta t) = \sum_{m \in \Gamma_m} G_{im} \quad (9)$$

其中, Γ_g 和 Γ_m 分别为节点 i 的上游节点集合和下游节点集合; G_{gi} 和 G_{im} 分别为节点 i 上游和下游的管道流速; N_g 为节点 i 的上游节点 g 的传输延时时间

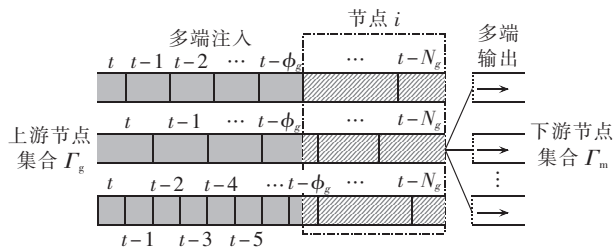


图2 管道节点处流体流动截面图

Fig.2 Sectional view of fluid flowing through pipeline node

间隔数量; $\alpha_g(t-k\Delta t)$ 为各时刻注入管道的流体在 t 时刻的输出比例; Δt 为调度时间间隔。

节点 i 的上、下游节点根据该节点处流体流向确定,流入节点 i 的流体所经传输管道的另一端定义为上游节点,流出节点 i 的流体所经传输管道的另一端定义为下游节点,如图 2 所示。

管道的储能时间间隔 ϕ_g 表征单位时间注入流量在管道内传输的时长,计算公式如式(10)所示。

$$\phi_g = N \left(\frac{\rho A_{gi} L_{gi}}{G_{gi} \Delta t} \right) - 1 \quad (10)$$

其中, ρ 为流体密度; A_{gi} 为管道截面积; L_{gi} 为管道长度; $N(\cdot)$ 表示向上取整。

t 时刻上游各管道的输出流量如式(11)所示。

$$M_g = \frac{G_{gi}}{\sum_{g \in \Gamma_g} G_{gi}} \left(\sum_{m \in \Gamma_m} G_{im} - \sum_{g \in \Gamma_g} M_g^0 \right) + M_g^0 \quad (11)$$

其中, M_g 为 t 时刻各上游管道的输出流量; M_g^0 为各上游节点 $t-\phi_g$ 时刻注入流量在 t 时刻的输出量。

$$M_g^0 = (\phi_g + 1) G_{gi} \Delta t - \rho A_{gi} L_{gi} \quad (12)$$

各上游管道传输时延间隔数量,如式(13)所示。

$$N_g = \phi_g + N \left(\frac{M_g - M_g^0}{G_{gi} \Delta t} \right) \quad (13)$$

由式(10)—(13)可获得各上游节点在 t 时刻及之前时刻注入流量在多端注入节点的输出比例:

$$\alpha_g(t-k\Delta t) = \begin{cases} 0 & 0 \leq k \leq \phi_g - 1 \\ M_g^0 / (G_{gi} \Delta t) & k = \phi_g \\ 1 & \phi_g + 1 \leq k \leq N_g - 1 \\ \frac{M_g - \sum_{k=\phi_g+1}^{N_g-1} G_{gi} \Delta t - M_g^0}{G_{gi} \Delta t} & k = N_g \end{cases} \quad (14)$$

3.2 节点温度动态平衡模型

流体热量与温度的关系如式(15)所示。

$$H_{gi} = c G_{gi} (\tau_{gi} - \tau_{re}) \quad (15)$$

其中, H_{gi} 为单位时间注入流量所携带的热能; c 为比热容; τ_{gi} 、 τ_{re} 分别为注入流量的温度、热水回收温度。

根据热能守恒原理,由式(9)和式(15)可得到节点温度动态平衡约束,如式(16)所示。

$$\tau_i(t) = \frac{\sum_{g \in \Gamma_g} \sum_{k=0}^{N_g} G_{gi} \tau_g(t-k\Delta t) \alpha_g(t-k\Delta t)}{\sum_{m \in \Gamma_m} G_{im}} \quad (16)$$

其中, $\tau_i(t)$ 为节点 i 单位时间内输出流量的温度。

由式(16)可见, 节点 i 的输出温度与上游各节点之前时刻的流速和温度以及下游节点的流速密切相关, 因而具有传输延时的效果。

各管道注入端通过水泵加压, 将注入流量按规定流速输出, 单位时间各管道水泵消耗的电量由注入流量所携带的热能决定, 如式(17)所示。

$$P_p^g = \eta_{pc} G_{gi} |(\tau_i(t) - \tau_w)| \quad (17)$$

其中, P_p^g 为传输管道 $g-i$ 上水泵的耗电功率。

4 园区运营商两阶段短期优化调度策略

为了提高园区运营商的收益和风电消纳率, 本文提出了一种充分利用用户互补聚合响应和热能传输延时的两阶段短期优化调度策略, 包括日前优化调度和日内短时优化调度, 如图 3 所示。

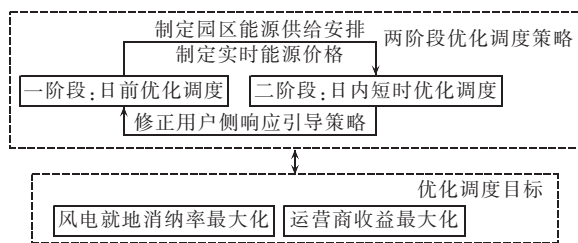


图 3 两阶段优化调度策略流程图

Fig.3 Flowchart of two-stage optimal dispatch strategy

其中, 日前优化调度阶段基于日前源荷预测, 负责安排园区价格引导机制和分布式供能基地的能源供给方案, 使运营商预计收益和风电消纳最大化。

风电和用户 EC 都存在极大的波动性和不确定性, 预测误差通常很大, 为了保证系统稳定运行并最大限度地消纳风电, 在日前调度的基础上进行日内短时优化调度, 基于双偏差互补思想, 利用多种需求响应策略平抑风电偏差和 LD 偏差。

4.1 一阶段：日前优化调度策略

日前优化调度策略引导用户自主互补聚合响应实现源荷互动, 以热能传输延时为虚拟储能实现供需高效配合, 最大化运营商预计收益和风电消纳率。

用户自主互补聚合响应是指在假定用户均为理性的前提下, 仅以统一的价格机制为引导时用户的互补聚合响应行为。为了降低日前调度对用户自主互补聚合响应行为的预测误差, 运营商首先模拟园区能源价格机制与用户自主互补聚合响应的关系, 并以此为依据建立园区日前优化调度模型。

4.1.1 用户自主互补聚合响应行为模拟

在 EC 不变时, 用户选择不同的能源转换策略将导致不同的热/电 LD, 因此 LD 的预测误差大。若仅根据 LD 预测值来制定园区能源价格, 将因影响用户舒适度而无法达到引导目标, 导致用户的实际自主响

应行为与预估值存在较大误差。

在理性思维影响下, 用户通常会选择经济最优的能源转换策略, 因此影响用户能源转换策略制定的关键因素是能源价格。为了降低用户自主互补聚合响应行为的预测误差, 本文根据用户上传的日前 EC 曲线^[17], 以需求侧各用户购能成本最低为目标进行预测性优化计算, 以优化结果对应的 LD 作为在给定能源价格引导机制下用户互补聚合响应预测结果, 从而建立了用户自主互补聚合响应与园区能源价格间的关系模型, 如式(18)所示。

$$\min c_e^t \sum_{i=1}^M \beta_i P_{e,i}^t + \alpha_t c_e^t \sum_{i=1}^M \beta_i P_{h,i}^t \quad (18)$$

其中, M 为综合能源园区的用户数量; β_i 为用户 i 的权重, 取 $1/M$; $P_{e,i}^t$ 和 $P_{h,i}^t$ 分别为用户 i 的自主互补聚合响应的电 LD 和热 LD; c_e^t 和 α_t 分别为 t 时刻园区的电价和热电电价比。

式(18)以式(5)—(8)为约束条件, 综合考虑用户 LD 互补特性和用户能源转换策略制定心理, 且不影响用户舒适度, 在理论上能够有效地降低用户自主互补聚合响应的预测误差。

园区运营商的日前优化调度流程是根据用户上传的日前 EC 曲线, 以式(18)模拟用户自主互补聚合响应行为以预测用户聚合体在给定能源价格引导机制下的 LD 结构, 以此不断调整得到使园区运营商日前收益最大化的能源价格引导机制, 并将该能源价格曲线在日前发送至各用户。

4.1.2 园区运营商日前优化调度模型

(1) 目标函数。

园区运营商的预计收益目标函数如式(19)所示。

$$\max C_1 = C_{ben} - C_{en} - C_{trans} \quad (19)$$

其中, C_1 为园区运营商的预计收益; C_{ben} 为运营商的售能收益; C_{en} 和 C_{trans} 分别为园区运营商的能源生产成本与传输成本。

$$C_{ben} = \sum_{t=1}^T \left(c_e^t \sum_{i=1}^M P_{e,i}^t + \alpha_t c_e^t \sum_{i=1}^M P_{h,i}^t \right) \quad (20)$$

$$C_{en} = \sum_{t=1}^T \left(c_g^t \sum_{h=1}^H F_{g,t}^h + c_{gr}^t \sum_{h=1}^H P_{g,t}^h \right) \quad (21)$$

$$C_{trans} = \sum_{t=1}^T c_e^t \sum_{i=1}^n P_{p,i}^t \quad (22)$$

其中, c_g^t 、 c_{gr}^t 分别为园区外部的天然气价格和电能价格; H 为园区内分布式供能基地总数量; n 为热能传输网络的管道数量; $P_{p,i}^t$ 为各传输管道上水泵的耗电功率, 由式(17)计算。园区能源传输成本为热能传输管道水泵耗电造成的售电损失。

(2) 约束条件。

a. 能源守恒约束。

园区电能供需满足实时平衡, 如式(23)所示。园区热能满足传输延时模型约束, 见式(9)和式(16)。

$$\sum_{h=1}^H P_{e,t}^h = \sum_{i=1}^n P_{p,t}^i + \sum_{i=1}^M P_{e,t}^i \quad (23)$$

b. 分布式供能基地约束。

分布式供能基地内部能源耦合约束如式(1)~(4)所示。为了保证上级电网稳定运行,单位时间内园区从外部购入的总电量满足式(24)所示约束。

$$P_{e,t}^{\min} \leq \sum_{h=1}^H P_{e,t}^h \leq P_{e,t}^{\max} \quad (24)$$

其中, $P_{e,t}^{\min}$ 、 $P_{e,t}^{\max}$ 分别为园区从外部电网购电总功率的最小值、最大值。

c. 热能传输管道约束。

为了延长供热管道的使用寿命,各管道的流速、温度和水泵出力应满足如下约束:

$$G_{ij}^{\min} \leq G_{ij} \leq G_{ij}^{\max} \quad (25)$$

$$\tau_{ij}^{\min} \leq \frac{\sum_{k=0}^{\phi_i} G_{ij} \tau_i(t-k\Delta t) - M_i^0 \tau_i(t-\phi_i \Delta t)}{\rho A_{ij} L_{ij}} \leq \tau_{ij}^{\max} \quad (26)$$

$$P_{p,i}^{\min} \leq P_{p,i}(t) \leq P_{p,i}^{\max} \quad (27)$$

其中, $G_{ij}^{\min}$ 和 $G_{ij}^{\max}$ 分别为供热管道允许的最低、最高流速; $\tau_{ij}^{\min}$ 和 $\tau_{ij}^{\max}$ 分别为供热管道内平均温度的最低、最高允许值; $P_{p,i}^{\min}$ 和 $P_{p,i}^{\max}$ 分别为供热管道水泵的最小、最大耗电功率。

热网的虚拟储能作用的实质是热网传输延时将热能供需实时平衡解耦,其约束条件为式(9)、式(16)和热能传输管道约束。

d. 园区能源价格约束。

为了避免运营商恶意抬价,运营商与用户共同达成如下能源价格约束:

$$\begin{cases} c_e^{\min} \leq c_e^t \leq c_e^{\max} \\ \sum_{t=1}^T c_e^t / T \leq \sum_{t=1}^T c_{gr}^t / T \\ \alpha_{\min} \leq \alpha_t \leq \alpha_{\max} \end{cases} \quad (28)$$

其中, $c_e^{\min}$ 和 $c_e^{\max}$ 分别为电能最低、最高售价,且园区电能均价不得高于外部电网均价; $\alpha_{\min}$ 和 $\alpha_{\max}$ 分别为热电售价比的最低、最高限值。

e. 用户互补聚合响应约束。

用户内部能量耦合关系满足能量守恒,用户 LD 互补特性式(5)内各能源转换方式的能耗比满足如下约束:

$$0 \leq \alpha_{ee} \leq 1, 0 \leq \alpha_{eh} \leq 1, 0 \leq \alpha_{ec} \leq 1, 0 \leq \alpha_{hc} \leq 1 \quad (29)$$

$$\alpha_{ee} + \alpha_{eh} + \alpha_{ec} = 1 \quad (30)$$

$$\alpha_{hh} + \alpha_{hc} = 1 \quad (31)$$

4.2 二阶段: 日内短时优化调度策略

考虑到出力频繁调节对 CHP 机组使用寿命的影响、联络线功率波动对上级电网安全性的影响,运营商按日前联络线购电计划与上级电网签订购电协议。在实际运行中,CHP 机组按日前供能计划运行,

且能源价格引导机制不变,采用双偏差短时自平抑策略,通过多种需求侧响应策略实现园区能量守恒和风电消纳最大化,实现流程如图 4 所示。

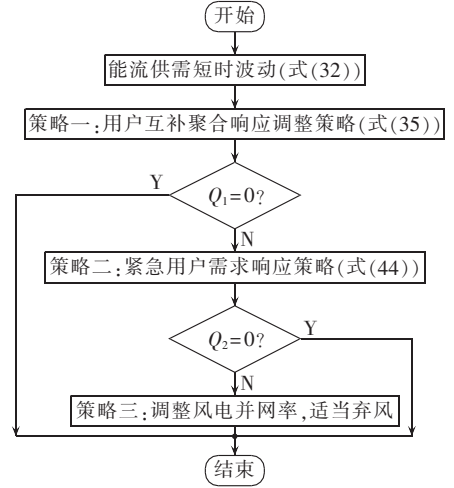


图 4 日内调度双偏差短时自平抑策略实现流程

Fig.4 Flowchart of dual-deviation short-time self-suppression strategy of intra-day dispatch

4.2.1 策略一: 用户互补聚合响应调整策略

日内调度周期内电能供需偏差如式(32)所示。

$$\Delta P_t = \Delta P_{w,t} - \Delta P_{d,t} \quad (32)$$

其中, $\Delta P_{w,t}$ 和 $\Delta P_{d,t}$ 分别为风电预测偏差和用户电能需求偏差,分别如式(33)和式(34)所示。

$$\Delta P_{w,t} = \sum_{h=1}^H (P_{w,t}^{h*} - P_{w,t}^{h0}) \quad (33)$$

$$\Delta P_{d,t} = \sum_{i=1}^M (P_{e,t}^{i*} - P_{e,t}^{i0}) \quad (34)$$

其中, $P_{w,t}^{h*}$ 、 $P_{w,t}^{h0}$ 和 $P_{e,t}^{i*}$ 、 $P_{e,t}^{i0}$ 分别为风电和用户互补聚合响应电 LD 的实际值、预测值。

在不影响用户舒适度和未来用户 LD 的前提下,运营商根据式(35)制定用户互补聚合响应调整策略,约束条件包括式(5)~(8)和式(36)~(38)。

$$Q_1 = \min \left[\sum_{t=1}^{T_2} (a_t^1 + a_t^2) + \sum_{i=1}^M (a_i^3 + a_i^4) \right] \quad (35)$$

其中, T_2 为日内短时调度周期; Q_1 作为判断指标,表征该策略对园区双偏差的平抑效果; a_t^1 和 a_t^2 表征电能供需波动的平抑效果,如式(36)所示; a_i^3 和 a_i^4 表征热 LD 波动平抑效果。由于 CHP 机组出力不变,为了保证下一时段注入用户节点的流量及流体温度与日前调度安排一致,短时热 LD 总量应与日前调度安排相同,如式(37)所示。

$$\Delta P_t = \sum_{i=1}^M P_{e,t}^i - \sum_{i=1}^M P_{e,t}^{i*} + a_t^1 - a_t^2 \quad (36)$$

$$\sum_{t=1}^{T_2} P_{h,t}^{i0} = \sum_{t=1}^{T_2} P_{h,t}^i + a_t^3 - a_t^4 \quad (37)$$

其中, $P_{e,t}^i$ 和 $P_{h,t}^i$ 分别为策略一下各用户电、热 LD; $P_{h,t}^{i0}$ 为用户热 LD 的日前估计值。

a_t^1 、 a_t^2 、 a_t^3 和 a_t^4 满足如下约束:

$$a_t^1 \geq 0, a_t^2 \geq 0, a_t^3 \geq 0, a_t^4 \geq 0 \quad (38)$$

因此, $Q_1=0$ 表示用户互补聚合响应调整策略完全平抑园区能量守恒波动; $Q_1>0$ 表示未完全平抑。

4.2.2 策略二: 紧急用户需求响应策略

当 $Q_1>0$ 时, 采用紧急用户需求响应(EDR)策略, 通过改变用户 EC(降低舒适度)协助平抑波动, 即:

$$\begin{cases} \Delta P_t^e = \Delta P_t^i - \left(\sum_{i=1}^M P_{e,t}^i - \sum_{i=1}^M P_{e,t}^{i*} \right) \\ \Delta P_{h,t}^i = \sum_{t=1}^{T_2} P_{h,t}^{i0} - \sum_{t=1}^{T_2} P_{h,t}^i \end{cases} \quad (39)$$

其中, ΔP_t^e 为 EDR 策略的电 LD 平抑目标; $\Delta P_{h,t}^i$ 为 EDR 策略的各用户热 LD 平抑目标。

数据处理中心的电 LD 主要用于满足服务器机组运行, 服务器机组模型^[20]如式(40)所示。

$$p_{DC}^i(t) = (S_{DC}^i - s_{DC}^{i*}(t)) \left[p_s + \frac{V_{DC}^i(t)}{(S_{DC}^i - s_{DC}^{i*}(t))v_s} p_a \right] \quad (40)$$

其中, $p_{DC}^i(t)$ 为服务器机组 i 的耗电功率; p_s, p_a 分别为服务器的静态功率和动态功率; $S_{DC}^i, s_{DC}^{i*}(t)$ 分别为服务器机组 i 的服务器总量和闲置服务器数量; $v_s, V_{DC}^i(t)$ 分别为服务器额定计算速度和机组工作量。通过控制服务器机组内的闲置服务器数量, 便可改变数据处理中心的电能消耗, 如式(41)所示。

$$\Delta P_t^{DC} = \sum_{i=1}^{M_2} \Delta p_t^{DC} = \sum_{i=1}^{M_2} (s_{DC}^{i*}(t) - s_{DC}^i(t)) p_s \quad (41)$$

其中, M_2 为参与 EDR 的服务器机组数量; $s_{DC}^i(t)$ 为 EDR 策略下闲置服务器数量; Δp_t^{DC} 为机组 i 电 LD 变化量; ΔP_t^{DC} 为 EDR 实际响应功率。

服务器机组的计算时间 $m_{DC}^i(t)$ 如式(42)所示。

$$m_{DC}^i(t) = \frac{1}{v_s - V_{DC}^i(t) / (S_{DC}^i - s_{DC}^{i*}(t))} \quad (42)$$

机组计算时间受最大允许计算时间 $m_{DC}^{i,max}$ 约束:

$$m_{DC}^i(t) \leq m_{DC}^{i,max} \quad (43)$$

根据上述分析, 建立 EDR 策略的目标函数:

$$Q_2 = \min \sum_{t=1}^{T_2} (a_t^3 + a_t^4) \quad (44)$$

其中, 指标 Q_2 表征 EDR 策略对园区电 LD 波动的平抑效果; a_t^3 和 a_t^4 满足式(45)和式(46)所示约束。

$$\Delta P_t^{DC} = \Delta P_t^e + a_t^3 - a_t^4 \quad (45)$$

$$a_t^3 \geq 0, a_t^4 \geq 0 \quad (46)$$

$Q_2=0$ 表明能源平衡波动完全平抑; $Q_2>0$ 表示仍存在电能供需波动, 需弃风以保证系统稳定运行。

4.2.3 园区运营商二阶段调度成本

运营商在一个短时优化调度周期内的成本是用户侧需求响应的补偿成本与弃风成本之和, 即:

$$\begin{aligned} C_2 = & \sum_{t=1}^{T_2} \Delta C_{ben,t}^i + \Delta t_2 \sum_{t=1}^{T_2} \left(c_{h,t}^{t,2} \sum_{i=1}^M |\Delta P_{h,t}^i| + c_{e,t}^{t,2} \Delta P_{j,t}^{DC} \right) + \\ & \Delta t_2 \sum_{t=1}^{T_2} c_{e,t}^{t,3} (\Delta P_{e,t}^i - \Delta P_{e,t}^{DC}) \end{aligned} \quad (47)$$

其中, $\Delta C_{ben,t}^i$ 为策略一 t 时刻所增加的用户购能成本; $c_{e,t}^{t,2}$ 和 $c_{h,t}^{t,2}$ 分别为 EDR 策略的电、热 LD 调整的补

偿价格; $c_{e,t}^{t,3}$ 为弃风惩罚; Δt_2 为时间间隔; $\Delta P_{e,t}^{DC}, \Delta P_{e,t}^e$ 分别为实际 EDR 响应功率和目标响应功率。

运营商出于经济性考虑, 在减少弃风而增加的用户补偿成本大于弃风成本时, 将选择经济性弃风。

园区运营商一日实际运行收益如式(48)所示。

$$C = C'_{ben} - C_{em} - C_{rans} - \sum_{i=1}^R C_2^i \quad (48)$$

其中, R 为日内短时调度周期数量; C'_{ben} 为园区实际售能收益, 根据式(20)计算获得。

5 仿真验证

本文以图 5 所示的 6 节点电网与 5 节点热网耦合的园区 IES 为算例, 对所提策略进行仿真分析。图中实线表示电能流动, 虚线表示热能流动。风电和用户 EC 的预测曲线和实际曲线及园区设备参数以文献[12,21-24]为依据。供能基地 1 中微燃机额定功率为 100 kW, 热电比为 1.85; 水泵额定功率为 200 kW, 耗电输热比为 0.02。供能基地 2 中微燃机额定功率为 150 kW, 热电比为 1.85; 水泵额定功率为 250 kW, 耗电输热比为 0.02。供能基地 3 中风机额定功率为 125 kW, 联络线允许波动功率为 50 kW。用户 1 中电热泵额定功率为 80 kW, HVAC 系统额定功率为 100 kW, 吸收式制冷机额定功率为 100 kW; 用户 2 中电热泵额定功率为 50 kW, HVAC 系统额定功率为 75 kW, 吸收式制冷机额定功率为 65 kW; 用户 3 中 HVAC 系统额定功率为 75 kW, 吸收式制冷机额定功率为 25 kW。电热泵的电制热效率为 3.4, HVAC 系统的制冷效率为 4, 吸收式制冷机效率为 1.2。热网管道直径为 80 mm, 管道 1、2、3、4、5 的额定流速分别为 8500 kg/h、8000 kg/h、12000 kg/h、12000 kg/h、12000 kg/h; 管道 1-4、4-2、2-3、3-5、5-1 的管道长度分别为 4 km、6.5 km、6 km、6.5 km、6.5 km, 额定流速分别为 12000 kg/h、8000 kg/h、12000 kg/h、8500 kg/h、8000 kg/h。外部电网的电价为 0.65 元/(kW·h), 天然气售价为 0.15 元/(kW·h); 园区电价范围为 0.3~0.8 元/(kW·h), 热电售价比的范围为

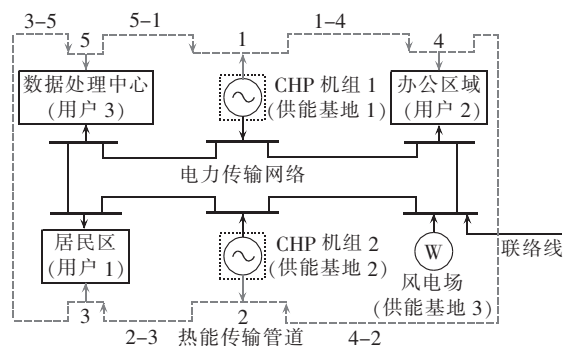


图 5 6 节点电网和 5 节点热网耦合系统
Fig.5 IES of 6-node electric network and 5-node thermal network

0.1~1;日内优化调度中,二阶段用户 LD 补偿均为 0.7 元/(kW·h);弃风惩罚为 4.0 元/(kW·h)。服务器机组最大允许计算时间为 1 s。日内短时优化调度周期为 2 h,时间间隔为 15 min。

采用多场景仿真方法对比分析用户互补聚合响应和传输延时对园区运营商经济性和风电就地消纳的作用,场景设置如下:场景 1,考虑用户互补聚合响应和热网传输延时;场景 2,仅考虑用户互补聚合响应;场景 3,仅考虑热网传输延时;场景 4,不考虑用户互补聚合响应和热网传输延时。

场景 3 和 4 不考虑用户互补聚合响应,用户向运营商上传 LD,用户 LD 预测曲线、能源价格曲线、用户 LD 实际曲线分别如图 6—8 所示。

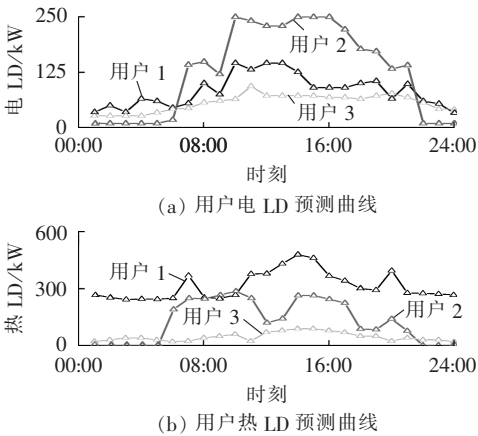


图 6 不考虑用户互补聚合响应时用户 LD 预测曲线
Fig.6 Predicted user LD curves,without considering CAUR

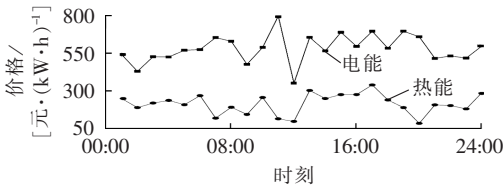


图 7 不考虑用户互补聚合响应时的能源价格曲线
Fig.7 Energy price curves,without considering CAUR

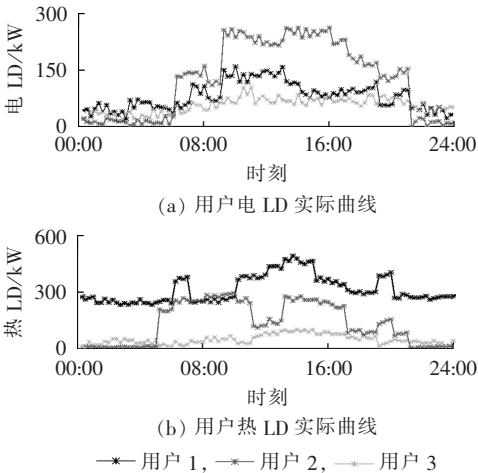


图 8 不考虑用户互补聚合响应时用户 LD 实际曲线
Fig.8 Actual user LD curves,without considering CAUR

5.1 多场景园区运营商收益对比分析

4 种仿真场景的经济性比较如表 2 所示。

表 2 多场景运营商收益对比

Table 2 Comparison of operator's benefits among scenarios

场景	预计收益 C_1	日内调度成本	实际收益 C
1	3642	703	3750
2	3234	722	2883
3	3113	1055	2479
4	3094	1427	1887

a. 日前优化预计收益:场景 1 最大,场景 2 和 3 次之,场景 4 最低。这说明综合考虑用户互补聚合响应和热网传输延时对提高运营商收益有积极作用。

b. 日内调度成本:场景 1 最小,场景 2、3 次之,场景 4 最大。场景 3 和 4 仅采用 EDR 策略促进风电消纳,场景 3 利用调度周期内用户热 LD 变动可能存在的互补关系,削减对用户热 LD 的调整量,以降低调度成本;场景 2 利用经济性最强的策略一平抑双偏差,调度成本低于场景 3 和 4,但因热能供需实时平衡约束,调度成本高于场景 1。

c. 两阶段实际运行收益:场景 4 的收益偏差最大,说明 EDR 策略平抑双偏差的效果并不理想,且调度成本高昂;场景 3 的收益偏差较小,是因为热能传输延时降低了对用户热 LD 的调整程度;场景 2 的收益偏差比场景 3 小,说明用户互补聚合调整策略可明显地平抑双偏差,从而降低 EDR 策略成本和弃风惩罚成本;场景 1 的实际收益大于预计收益,是因为同时考虑传输延时和用户互补聚合响应,提高了用户互补聚合响应的双偏差平抑能力,风电实际消纳率大于日前预测,使实际收益高于预计值。

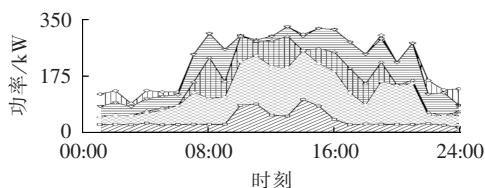
5.2 多场景风电消纳率对比分析

日内短时优化调度策略不改变园区 CHP 机组的出力安排和联络线购电计划,因此在本节仅采用各场景日前调度供能方案分别分析用户互补聚合响应、热网虚拟储能及二者组合对园区 CHP 机组出力、风电消纳能力和运行经济性的影响,其结论和机理分析同样适用于两阶段优化调度策略。并对比有无日内短时优化调度策略下的园区一日实际风电消纳情况,分析日内短时优化调度策略对提升风电消纳的作用。

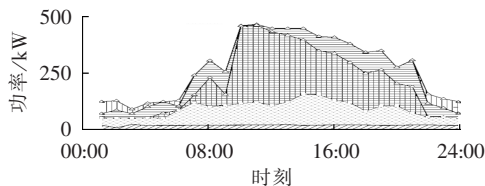
5.2.1 用户互补聚合响应的影响分析

场景 2 和 4 日前调度的供能方案仿真结果如图 9 所示,其对比能够反映用户互补聚合响应的作用。图中, W 、 CHP_1 、 CHP_2 分别为风电场、CHP 机组 1 和 2 的出力安排; P_L 为外部购电量; ΔW 为弃风量。

a. 场景 4:风电与用户电 LD 的峰谷时段并不完全重叠,如在 21:00 时风电达到峰值,用户的电 LD 较大,可完全消纳风电峰值;但在用户电 LD 低谷



(a) 场景 2



(b) 场景 4

□ ΔW , □ W , □ P_L , □ CHP_1 , □ CHP_2

图 9 场景 2 和场景 4 的日前调度供能方案

Fig.9 Day-ahead energy-supply schemes for Scenario 2 and 4

而风电较大时存在严重的弃风现象,如图 9(b)中 01:00—04:00 和 22:00—24:00 这 2 个时间段内,用户电 LD 处于低谷,CHP 机组为满足用户热 LD 而无法降低出力,从而造成弃用大量的风电。

b. 场景 2:在风电消纳能力方面,01:00—04:00 和 22:00—24:00 弃风严重时段内,场景 2 利用用户互补聚合响应,引导用户将部分热负荷转换为电 LD,同时降低了 CHP 机组出力,为风电上网提供更多空间,但受热能实时平衡约束,CHP 机组始终处于运行状态,在这 2 个时段仍存在弃风现象;在提升园区运营经济性方面,电 LD 较大而风电较低(10:00—20:00)期间,场景 2 将用户部分电负荷转换为热 LD,以增加 CHP 机组出力来降低从联络线购买的电量。

5.2.2 热网传输延时的影响分析

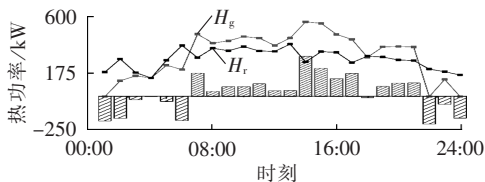
a. 热网虚拟储能特性分析。

热网虚拟储能特性可通过场景 3 的园区实时热能供需差值体现,如图 10(a)所示,其中 H_g 代表产热曲线, H_r 代表热需求曲线。可见,热能供需不受实时平衡约束,在 01:00—06:00、22:00—24:00 时间段内,产热量低于热能需求,此时热能需求部分由供热管道内存储的热量满足,热网等效于对外释放的热量,如图 10(a)中 $H_{discharge}$ 所示;在 07:00—17:00 和 19:00—21:00 时间段内,产热量大于热能需求,热网等效于将多余的产热量存储于热网管道内,如图 10(a)中 H_{charge} 所示。因此,在考虑热网管道传输延时特性时,热网具有虚拟储能的作用,用以协助提高园区的风电消纳。

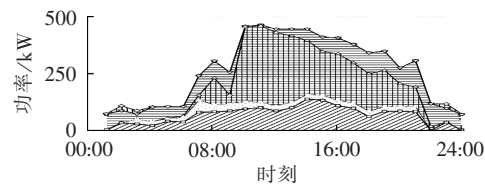
b. 热网虚拟储能对风电消纳的影响。

场景 3 日前调度的供能基地出力变化曲线如图 10(b)所示,与不考虑热网虚拟储能的场景 4 日前调度供能方案(图 9(b))相比,场景 3 在 01:00—04:00 和 22:00—24:00 的弃风量大幅下降。因为热网虚拟

储能的作用,在上述时段,CHP 机组 2 停机、CHP 机组 1 逼近最低出力,利用管道放热满足用户热负荷,使 CHP 机组出力降低,为风电上网留出空间;CHP 机组在中间时段适当增加出力,热网在满足风电消纳的前提下进行蓄热,为夜间风电消纳提供热储。



(a) 供需变化曲线



(b) 供能基地出力变化曲线

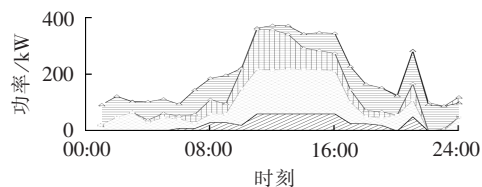
□ ΔW , □ W , □ P_L , □ CHP_1 , □ CHP_2

图 10 场景 3 的日前优化调度结果

Fig.10 Results of day-ahead optimal dispatch for Scenario 3

5.2.3 用户互补聚合响应与热网传输延时配合分析

场景 1 日前调度供能方案如图 11 所示,在风电较大时,CHP 机组部分或全部停机,运营商引导用户提高电 LD,利用虚拟储能满足用户热负荷;风电低谷时,降低用户电负荷并增大 CHP 机组出力,管道蓄热,用于满足风电高峰时的用户热 LD。



□ ΔW , □ W , □ P_L , □ CHP_1 , □ CHP_2

图 11 场景 1 的日前调度供能方案

Fig.11 Day-ahead energy-supply schemes for Scenario 1

对比图 11 和图 9、图 10 可见,用户互补聚合响应与热网传输延时存在优势互补。与场景 2(图 9(a))相比,场景 1 利用热网虚拟储能,解决了因热能实时平衡约束导致的严重弃风现象,大幅提高了风电消纳能力;与场景 3(图 10(b))相比,场景 1 利用用户互补聚合响应,在 01:00—04:00 时间段内提高电 LD 从而实现风电完全消纳,在调度中期降低用户电 LD 从而减少联络线购电成本。与场景 3 相比,场景 1 在调度后期(22:00,24:00)的弃风量大于场景 3,因为调度中期时段的用户热 LD 增大,使得在调度后期需要增大 CHP 机组的热出力,使管道内热水能够满足下一调度周期的运行。但从整体风电消纳情况来看,

场景 1 的整体风电消纳能力最优。

5.2.4 日内短时优化调度策略分析

园区采用两阶段优化调度策略后各场景的风电实际消纳曲线如图 12 所示,为了直观分析日内短时优化调度策略对园区风电消纳和经济性的影响,本文取各场景下、无日内短时优化调度策略的各时段平均弃风增加量进行对比(如图 13 所示),来分析各场景的日内实际风电消纳能力和日内用户互补聚合响应调整策略、EDR 策略的风电消纳能力。

从图 13 可见,各场景采用日内短时优化调度策略均能提高风电实际消纳量,下面进一步对各场景

的风电消纳能力差异进行分析。

a. 各场景风电消纳能力对比分析。

对比图 13(c)和图 13(d)发现,场景 3 和 4 有、无日内短时优化调度策略时的弃风量差值在各时段都相同,说明仅考虑热网传输延时在日内调度阶段并不能提高风电消纳能力。由表 2 可知,场景 3 的运营商实际收益大于场景 4,因热网传输延时可以利用短时优化周期内用户热负荷波动在各时段间的互补,来降低运营商对用户热负荷调整的补偿成本,其原理如图 14 所示。

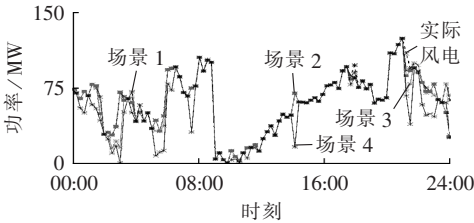


图 12 各场景风电实际消纳曲线
Fig.12 Actual wind-power accommodation curves for different scenarios

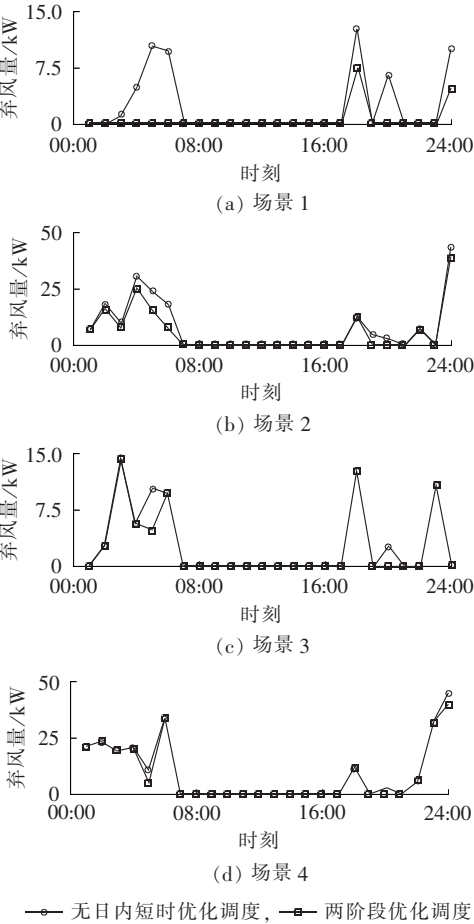


图 13 各场景有、无日内短时优化调度时各时段平均弃风电量

Fig.13 Average wind-power curtailment of each period with/without intra-day short-term optimal dispatch for different scenarios

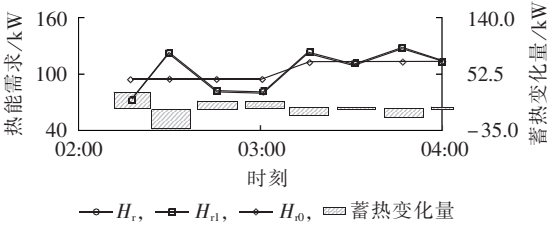


图 14 场景 3 短时优化调度周期内热网蓄热量和热负荷曲线

Fig.14 Heat storage curve and heat load curves in short-term optimal dispatch period of Scenario 3

图 14 为场景 3 在 (02:15 — 04:00) 短时优化周期内热网蓄热量与日前计划的对比, H_{t0} 、 H_{t1} 和 H_t 分别代表热负荷的日前预测曲线、日内短时预测曲线和调整后的实际曲线。蓄热量变化值大于 0 表示热网在日前计划基础上所增加的蓄热量,反之则表示热网在日前计划基础上所释放的蓄热量,一个短时优化周期的蓄热总变化量为 0。由图 14 可见,日内短时预测曲线与日前预测曲线的偏差较大,场景 3 通过调整各时刻热网蓄热量的变化,使用户热 LD 实际曲线尽可能地逼近日内短时预测曲线,从而降低对用户的补偿成本。

对比图 13(a)和图 13(b)中有、无日内短时优化调度策略时的弃风量差值可以发现,在大部分时间,场景 1 和场景 2 日内优化调度策略的风电消纳能力相同,但仍有一些时间,场景 2 的差值小于场景 1,即场景 2 的风电消纳能力低于场景 1,例如 18:00。场景 2 利用用户互补聚合响应可显著提高风电消纳能力,但由此造成的额外热负荷波动将增加补偿成本,此时弃风成本低于用户补偿成本,运营商选择弃风;场景 1 则利用热网虚拟储能的作用降低了对用户热负荷调整的补偿成本,得以充分发挥用户互补聚合响应的风电消纳能力。可见,在日内调度中,热能传输延时增大了用户互补聚合响应的空间。

b. 日内短时优化调度内子策略对比分析。

场景 3 和 4 无用户互补聚合响应,日内短时优化调度策略仅采用策略二和策略三;场景 1 和 2 考虑用户互补聚合响应,在策略一的基础上采用策略二和策

略三。对比场景 1 和 3 或场景 2 和 4 便可直观地反映策略一和策略二的风电消纳能力。

场景 3 有、无短时优化调度策略时的弃风量差值表征日内短时优化调度策略二的风电消纳情况,场景 1 有、无短时优化调度策略时的弃风量差值表征日内短时优化调度策略一和策略二的综合风电消纳情况。由图 13(a)和图 13(c)可见,场景 1 的弃风量差值在 02:00—05:00 时段、18:00 和 20:00 远大于场景 3,说明策略一的风电消纳能力比策略二强。

综上,综合考虑用户互补聚合响应和热网传输延时能同时提高日前和日内风电消纳能力和运营商的经济性,且运营商两阶段优化调度策略可进一步提高园区风电的实际消纳能力。

6 结论

本文建立了综合能源园区的需求侧用户互补聚合响应模型和传输侧热能传输延时模型,并提出了一种运营商两阶段短期优化调度策略。经理论分析和仿真得到以下结论。

a. 用户互补聚合响应利用综合能源用户 LD 的互补特性,采用价格机制引导不同类型用户聚合,在不改变用户舒适度的前提下,需求侧仍保持良好的响应能力。

b. 建立了环形热网传输延时模型。考虑传输延时可将供需侧热能实时平衡解耦处理,实现供需两侧高效配合,在日内调度期间还能充分发挥用户互补聚合响应,在日前预测误差较大时将发挥更大作用。

c. 运营商两阶段短期优化调度策略利用用户互补聚合响应并考虑热能传输延时,能够提高园区实际运行期间的风电消纳率和运营商实际收益。日前调度阶段通过模拟用户互补聚合响应能够降低需求侧响应预测偏差,日内短时优化调度利用多种需求侧响应,有效解决了日前预测偏差带来的弃风问题。

参考文献:

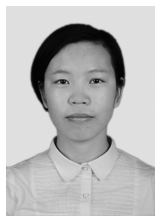
- [1] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):1-13.
YU Xiaodan,XU Xianong,CHEN Shuoyi,et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(1):1-13.
- [2] CREIA,CWEA,GWEC. 2014 China wind power review and outlook [EB/OL]. (2014-06-12)[2017-02-25]. http://www.gwec.net/2014_China_Wind_Power_Review_and_Outlook.
- [3] 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.
JIA Hongjie,WANG Dan,XU Xianong,et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(7):198-207.
- [4] WU Q H,ZHENG J H,JING Z X,et al. Coordinated scheduling

of energy resources for distributed DHCs in an integrated energy grid[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2015,1(1):95-104.

- [5] CHEN X Y,KANG C Q,O'MALLEY M,et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China:modeling and implications[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(4):1848-1857.
- [6] 熊焰,吴杰康,王强,等. 风光气储互补发电的冷热电联供优化协调模型及求解方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3616-3625.
XIONG Yan,WU Jiekang,WANG Qiang,et al. An optimization coordination model and solution for combined cooling,heating and electric power systems with complimentary generation of wind,PV,gas and enrgy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14):3616-3625.
- [7] CHEN Hongkun,YU Yanjuan,JIANG Xin. Optimal scheduling of combined heat and power units with heat storage for the improvement of wind power integration[C]//2016 IEEE Asia-Pacific Power and Energy Conference. Xi'an,China:IEEE,2016: 1508-1512.
- [8] WANG Dan,GE Shaoyun,JIA Hongjie,et al. A demand response and battery storage coordination algorithm for providing microgrid tie-line smoothing services[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2014,5(2):476-486.
- [9] MOEIN M A,ALI A,MAHMUD F F,et al. Optimized probabilistic PHEVs demand management in the context of energy hubs[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2015,30(2):996-1006.
- [10] 靳小龙,穆云飞,贾宏杰,等. 融合需求侧虚拟储能系统的冷热电联供楼宇微网优化调度方法[J]. 中国电机工程学报,2017, 37(2):581-591.
JIN Xiaolong,MU Yunfei,JIA Hongjie,et al. Optimal scheduling method for a combined cooling,heating and power bulding microgrid considering virtual storage system at demand side[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):581-591.
- [11] 曾鸣,武庚,李冉,等. 能源互联网中综合需求侧响应的关键问题及展望[J]. 电网技术,2016,40(11):3391-3398.
ZENG Ming,WU Geng,LI Ran,et al. Key problems and prospects of integrated demand response in energy internet[J]. Power System Technology,2016,40(11):3391-3398.
- [12] 王珺,顾伟,陆帅,等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):17-24.
WANG Jun,GU Wei,LU Shuai,et al. Coordinated planning of multi-district integrated energy system combining heating network model[J]. Automation of Electric Power Systems,2016, 40(15):17-24.
- [13] 顾伟,陆帅,王珺,等. 多区域综合能源系统热网建模及系统运行优化[J]. 中国电机工程学报,2017,37(5):1305-1315.
GU Wei,LU Shuai,WANG Jun,et al. Modeling of the heating network for multi-district integrated energy system and its operation optimization[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(5): 1305-1315.
- [14] LI Z G,WU W C,SHAHIDEHPOUR M,et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016,7(1):12-22.
- [15] LI Zhigang,WU Wenchuan,WANG Jianhui,et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. IEEE Transactions on Sus-

- tainable Energy,2016,7(2):480-492.
- [16] ENSO I,ISTVAN S,JENO K,et al. Short term optimization of district heating network supply temperatures[C]//ENERGYCON 2014. Subrovnk,Croatia:[s.n.],2014:996-1003.
- [17] ARAS S,SHAHAB,B,ALI M R,et al. An autonomous demand response program for electricity and natural gas network in smart energy hubs[J]. Energy,2015,89:490-499.
- [18] 孙玲玲,高赐威,谈健,等. 负荷聚合技术及其应用[J]. 电力系统自动化,2017,41(6):159-167.
- SUN Lingling,GAO Ciwei,TAN Jian,et al. Load aggregation technology and its applications[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(6):159-167.
- [19] 高赐威,李倩玉,李慧星,等. 基于负荷聚合商业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.
- [20] NGUYEN H T,CHUAN P,MINH N H N,et al. Incentivizing energy reduction for emergency demand response in multi-tenant mixed-use buildings[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2016,PP(99):1-14.
- [21] 施锦月,许健,曾博,等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. 电网技术,2016,40(10):2959-2966.
- SHI Jinyue,XU Jian,ZENG Bo,et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology,2016,40(10):2959-2966.
- [22] 郭宇航,胡博,万凌云,等. 含热泵的热电联产型微电网短期最优经济运行[J]. 电力系统自动化,2015,39(14):16-22.
- GUO Yuhang,HU Bo,WAN Lingyun,et al. Optimal economic short-term scheduling of CHP microgrid incorporating heat pump[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(14):16-22.
- [23] 中华人民共和国住房和城乡建设部,国家质量监督检验检疫总局. 建筑给水排水设计规范:GB 50015—2003[S]. 北京:中国计划出版社,2003.
- [24] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准:JGJ 26—2010[S]. 北京:中国建筑工业出版社,2010.

作者简介:



徐业琰

徐业琰(1994—),女,江苏句容人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统;

彭思成(1993—),男,河北平山人,博士研究生,主要研究方向为综合能源系统、能源互联网;

廖清芬(1975—),女,浙江衢州人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail:qfliao@whu.edu.cn)。

Two-stage short-term optimal dispatch of MEP considering CAUR and HTTD

XU Yeyan¹,PENG Sicheng¹,LIAO Qingfen¹,YANG Zheng¹,LIU Dichen¹,
ZOU Hongliang^{1,2},LI Jinchang¹

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Company Taizhou Power Supply Company, Taizhou 318000, China)

Abstract: IES(Integrated Energy System) integrating cooling,heating,electric and gas energies is an effective means to enhance the efficiency of energy utilization and the local accommodation of renewable energy sources. MEP(Multi-Energy Park) is of typical IES and its dispatch strategy is worth researching. Models are established for the supply side,demand side and transmission side of MEP. At the demand side,a strategy of CAUR(Complementarily-Aggregative User Response) without influencing user's comfort degree is proposed based on the analysis of the internal relationship of energy coupling among users. At the transmission side,a HTTD(Heat Transmission Time-Delay) model of annular heat network is developed to improve the benefit of MEP operator and enhance the local accommodation of wind power,for which,a two-stage short-term optimal dispatch strategy is proposed to complementarily take the advantages of CAUR and HTTD. A multi-scenario simulative analysis is conducted for an MEP of 6-node electric network and 5-node thermal network,and results show that,with the consideration of HTTD,the cooperation between supply and demand sides is more effective and the performance of CAUR in the intra-day dispatch more outstanding;the two-stage optimal dispatch strategy combining day-ahead and intra-day optimal dispatch strategies can increase the benefit of MEP operator and enhance the local accommodation of wind power.

Key words: IES; MEP; optimal dispatch; CAUR; transmission time-delay; virtual energy storage; two-stage optimization