

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201073

计及机会约束规划的园区能量枢纽经济调度

王贵龙, 赵庆生, 梁定康, 王旭平

(太原理工大学电力系统运行与控制山西省重点实验室, 山西 太原 030024)

摘要: 能量枢纽(Energy Hub, EH)是实现多种能源互补利用的载体, 而园区级能量枢纽中存在着大量的不确定性因素, 包含可再生能源出力波动、负荷预测偏差、机组故障、外界环境及用户用能规律等。构建了一个包含冷热电联产系统、蓄热设备、电动公交车换电站的商业园区能量枢纽模型, 研究了在不确定性因素下园区能量枢纽经济运行问题。以最小综合运行成本为目标函数, 提出了一种计及机会约束规划的园区能量枢纽经济调度模型, 将燃气轮机热电备用出力、后备电力市场购电设置为能量枢纽机会约束。所建模型为典型的 0-1 混合整数线性规划问题, 基于 Matlab/Yalmip/Cplex 解算器进行求解。算例分析了不同运行场景、置信水平对园区能量枢纽经济调度的影响, 结果表明: 所建立的模型能够协调多种能源的运行, 可以为方案决策者在风险与经济之间提供参考。

关键词: 商业园区; 能量枢纽; 机会约束规划; 经济调度; 不确定性因素

Economic dispatch of an energy hub in a business park considering chance constrained programming

WANG Guilong, ZHAO Qingsheng, LIANG Dingkang, WANG Xuping

(Shanxi Key Laboratory of Power System Operation and Control, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China)

Abstract: The Energy Hub (EH) is a carrier for realizing the complementary use of multiple energy sources. There are many uncertain factors in the park-level energy hub, including renewable energy output fluctuations, load forecast deviations, unit failures, external environment and user energy consumption laws. This paper builds an energy hub model of a business park that includes a combined heat and power system, heat storage equipment, and electric bus battery swapping station, and studies the economic operation of the park's EH under uncertain factors. Taking the minimum total operating cost as the objective function, this paper proposes an economic dispatch model of the park energy hub that takes into account the chance-constrained planning. The gas turbine thermal power reserve output and the reserve power market power purchase are set as energy hub opportunity constraints. The model built in this paper is a typical 0-1 mixed integer linear programming problem, which is solved with the aid of the Matlab/Yalmip/Cplex solver. The example analyzes the impact of different operating scenarios and confidence levels on the EH economic dispatch of the park. The results show that the model established in this paper can coordinate the operation of multiple energy sources, and can provide a reference between the risk and the economy for scheme decision makers.

This work is supported by the Youth Fund of National Natural Science Foundation (No. 51907138) and Applied Basic Research Foundation of Shanxi Province (No. 201801D221362).

Key words: business park; energy hub; chance-constrained programming; economic dispatch; uncertain factors

0 引言

提高能源利用率, 优化能源利用结构, 促进以电力系统为核心的多能源网络深度融合, 是当今世界能源革命的主流趋势^[1-7]。而将各类能源协调互

补利用, 有助于提高调度的灵活性、可靠性。能量枢纽内部涵盖了冷、热、气、电等多种能源形式, 并含多种能量生产、转换、存储及电气化交通等设备, 系统内部运行情况较为复杂, 能量枢纽是实现多种能源互补利用的载体。从空间角度看, 能量枢纽可分为园区-区域-跨区域三级。园区级能量枢纽主要考虑冷、热、气、电的梯级利用问题。区域级能量枢纽作为承上启下的重要环节, 涵盖电/气/热/

基金项目: 国家自然科学基金青年基金项目资助(51907138); 山西省应用基础研究项目资助(201801D221362)

冷等多种能源形式以及相关通信基础设施, 涉及能源的生产、传输、分配、转换、存储、消费等各种环节, 是能源互联网建设的关键。跨区域级能量枢纽是一个更为复杂的能源网络, 需要考虑多个能源系统之间的协调调度问题^[8]。

作为“智慧城市”建设中的用能主体, 商业园区可以实现冷、热、电、天然气、氢气等多种能源互补转换, 园区内的电气化交通设施如换电站同时可以作为电储能装置储存电能^[9]。文献[10]第一次定义了能量枢纽的概念, 并对该模型在分析各种形式能源的转换、耦合和储存过程中发挥的重要作用进行了详细的论述。文献[11]采用能量枢纽的概念表示各能源之间的耦合关系, 同时考虑气电网络架构的运行约束。在实现各能源间转化、转移和存储等协同工作的基础上, 建立含沼-风-光的综合能源微网优化模型, 并对其优化调度进行了研究。文献[12-13]考虑了舒适度等因素, 依据家庭能量枢纽中不同冷热负荷特性建立了基于不同类型负荷数学模型的家庭能量枢纽优化模型, 以研究居民能量枢纽的最优调度问题。文献[14]以居民能量枢纽为研究目标, 计及光伏出力构建了以可再生能源为基础的居民能量枢纽概率优化模型以减少能量损耗, 降低运行成本。文献[15]对家庭能量枢纽中的冷、热、电负荷进行分类, 建立了基于综合需求响应的社区能量枢纽优化调度模型, 研究变频/定频空调与居民舒适度、制冷成本之间的关系。文献[16]建立了输电网层面的含高比例可再生能源的风、水、气能量枢纽模型, 提出了日前-实时两阶段优化调度策略, 以消除弃风、弃水给能量枢纽经济效益带来的不利影响。文献[17]研究计及关键特征变量的区域能量枢纽多场景优化问题, 建立了不同负荷结构、多时段、多场景运行模式下的优化模型。文献[18-19]针对区域级能量枢纽, 考虑了系统源荷不确定性、风电出力偏差及其极端场景等因素, 研究了区域能量枢纽的运行可靠性和经济性问题。

与区域级能量枢纽不同的是, 园区级能量枢纽中存在很多不确定性因素。譬如室内及热水温度、用户的主观意愿等, 且存在频繁的投切负荷行为, 冷、热、电负荷会出现较高的波动性、不确定性。文献[20]提出了能量枢纽的双层优化设计方法并构建了能量枢纽的运行可靠性指标, 将容量配置与运行策略相结合, 确定了能量枢纽中设备的最优容量和型号以满足系统可靠性要求。文献[21]针对虚拟

电厂中存在的大量不确定性因素, 求解以虚拟电厂调度周期内系统经济效益最大为目标函数的机会约束规划问题。文献[22]针对风电预测误差, 提出基于净负荷分步建模策略的多场景概率风险分析法。针对园区级能量枢纽中各能源耦合性强、不确定性强的问题, 建立能量枢纽各能量设备模型, 研究计及不确定性因素的经济调度方法。

本文以包含冷热电联产系统、蓄热装置(Heat Storage, HS)、中央空调(Air Conditioner, AC)、电动公交车换电站(Battery Swapping Station, BSS)的商业园区能量枢纽为基础, 模型中考虑新能源出力波动、负荷预测偏差等不确定因素^[23]。机会约束为能量枢纽从后备电力市场的购电量以及燃气轮机热电备用出力, 研究不同运行模式、置信水平下的能量枢纽经济调度问题。

1 商业园区能量枢纽结构

文中的能量枢纽(Energy Hub, EH)结构如图 1 所示, 由天然气网和上级电网组成上层能源网向园区供能。能量转换环节由燃气轮机(Gas Turbine, GT)、余热锅炉(Heat Recovery Boiler, HRB)、溴化锂制冷机(Lithium Bromide Refrigerator, LBR)组成的冷热电联供系统(Combined Cooling Heating and Power System, CCHP), 燃气锅炉(Gas Boiler, GB)和 AC 构成。BSS、HS 分别作为电储能及蓄热设备。GT 和 GB 由输入 EH 的天然气供应; GT、PV、BSS 放电及电网通过电能母线汇聚电能, 园区中的电负荷、AC、BSS 充电负荷由电能母线供电; 热能母线吸收来自 HRB、GB 及 HS 释放的热能, 给热负荷及 LBR 提供热能; AC、LBR 发出的冷功率经过冷母线提供给冷负荷。

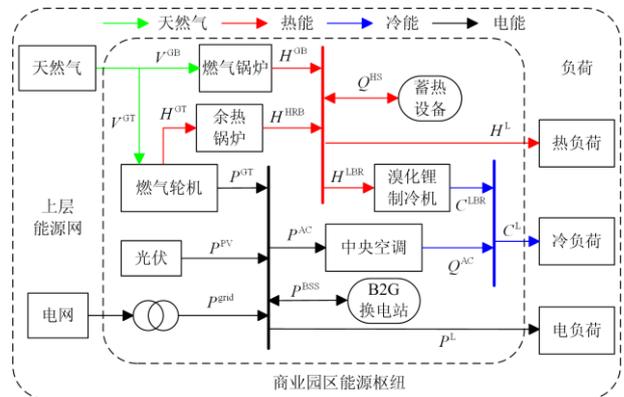


图 1 商业园区能量枢纽示意图

Fig. 1 Schematic diagram of energy hub in business park

2 商业园区 EH 模型

2.1 能量转换设备建模

1) 冷热电联供系统

冷热电联供系统中的燃气轮机输出功率的同时, 产生的高温蒸汽余热经余热锅炉、蓄热设备、溴化锂制冷机分别输出灵活可变的热功率和冷功率, 其电、热、冷出力表达式分别如式(1)一式(4)所示。

$$P_t^{\text{GT}} = V_t^{\text{GT}} \eta^{\text{GT}} \beta / \Delta t \quad (1)$$

$$H_t^{\text{HRB}} = P_t^{\text{GT}} \eta^{\text{HRB}} (1 - \eta^{\text{GT}}) / \eta^{\text{GT}} \quad (2)$$

$$H_t^{\text{CCHP}} = H_t^{\text{HRB}} + H_t^{\text{dHS}} - H_t^{\text{cHS}} - H_t^{\text{LBR}} \quad (3)$$

$$C_t^{\text{LBR}} = H_t^{\text{LBR}} \eta^{\text{LBR}} \quad (4)$$

式中: P_t^{GT} 为燃气轮机电出力(MW); V_t^{GT} 为燃气轮机的耗气量(m^3); η^{GT} 为燃气轮机的发电效率; β 为天然气低热值, 取 $9.97 \text{ kWh}/\text{m}^3$; H_t^{HRB} 为余热锅炉热出力; η^{HRB} 为余热回收效率; H_t^{CCHP} 、 C_t^{LBR} 分别为 CCHP 系统热、冷出力(MW); η^{LBR} 为溴化锂制冷机效率; H_t^{LBR} 、 H_t^{cHS} 、 H_t^{dHS} 分别为输入溴化锂制冷机、蓄热设备的充、放热功率(MW)。

2) 燃气锅炉

燃气锅炉是 CCHP 系统中常用的热源调峰设备, 表达式如式(5)所示。

$$H_t^{\text{GB}} = V_t^{\text{GB}} \eta^{\text{GB}} \beta / \Delta t \quad (5)$$

式中: H_t^{GB} 为燃气锅炉热出力(MW); V_t^{GB} 为燃气锅炉的耗气量(m^3); η^{GB} 为燃气锅炉的效率。

3) 中央空调

园区级 EH 一般采用 AC 对建筑室温进行整体均衡调控^[24], 其制冷量与性能系数有关。

$$C_{t,i}^{\text{AC}} = \eta_i^{\text{cAC}} P_{t,i}^{\text{cAC}} h_{t,i}^{\text{c}} \quad (6)$$

式中: $C_{t,i}^{\text{AC}}$ 、 $P_{t,i}^{\text{cAC}}$ 分别为 AC 的制冷、耗电功率(MW); η_i^{cAC} 为制冷性能系数; $h_{t,i}^{\text{c}}$ 为工作状态 0-1 值, 工作时段取 1, 非工作时段取 0。

2.2 能量存储设备建模

1) B2G 换电站

实施电池联网技术的换电站(Battery to Grid, B2G)统一管理和维护园区内电动公交车的电池组。假定每个充电位充/放电功率相同且恒定^[25-26], 换电站功率和电量表表达式如式(7)、式(8)所示。

$$P_t^{\text{BSS}} = \sum_{j=1}^{N_c} (u_{t,j}^{\text{c}} P_{\text{BSS}}^{\text{c}} \eta_c^{\text{BSS}} - u_{t,j}^{\text{d}} P_{\text{BSS}}^{\text{d}} / \eta_d^{\text{BSS}}) \quad (7)$$

$$E_{t+1}^{\text{BSS}} = E_t^{\text{BSS}} + P_t^{\text{BSS}} \Delta t - E_{\text{batt}} D_t + E_t^{\text{R}} \quad (8)$$

式中: P_t^{BSS} 为 BSS 的总功率(MW), 表示充/放电功率的差; E_t^{BSS} 、 D_t 、 E_t^{R} 分别为 BSS 的站内电量值(MWh)、换电需求数和旧电池组剩余电量值; N_c 为站内充电桩数量; $u_{t,j}^{\text{c}}/u_{t,j}^{\text{d}}$ 为充电桩 j 充/放电状态的 0-1 变量, 取 1 表示充/放电; $P_{\text{BSS}}^{\text{c}}$ 、 $P_{\text{BSS}}^{\text{d}}$ 为充电桩充/放电功率(MW); η_c^{BSS} 、 η_d^{BSS} 为充/放电效率; E_{batt} 为每台电池组的额定电量(MWh)。

2) 蓄热设备

园区 EH 内一般采取蓄热罐蓄热, 正常运行时 HS 的散热损失率不到 1%, HS 蓄热量如式(9)所示。

$$Q_{t+1,k}^{\text{HS}} = (1 - \mu) Q_{t,k}^{\text{HS}} + (H_{t,k}^{\text{cHS}} \eta_{\text{hc}}^{\text{HS}} - H_{t,k}^{\text{dHS}} / \eta_{\text{hd}}^{\text{HS}}) \Delta t \quad (9)$$

式中: $Q_{t,k}^{\text{HS}}$ 为蓄热设备 k 的蓄热量; $H_{t,k}^{\text{cHS}}$ 、 $H_{t,k}^{\text{dHS}}$ 和 $\eta_{\text{hc}}^{\text{HS}}$ 、 $\eta_{\text{hd}}^{\text{HS}}$ 分别为蓄热设备 k 的蓄热功率及效率; μ 为蓄热设备的散热损失率。

3 优化调度模型

3.1 目标函数

本文的目标函数为 EH 经济运行成本, 运行费用包括购电费用、购气费用及 BSS 电池寿命损耗费用, 其中购电费用含 EH 从备用市场购买电能的费用, 按分配的备用容量付费^[27]。

$$C_{\text{cost}} = C_{\text{gas}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{cost}}^{\text{BSS}} \quad (10)$$

$$C_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^{24} \lambda_t^{\text{gas}} (P_t^{\text{GT}} / \eta^{\text{GT}} + H_t^{\text{GB}} / \eta^{\text{GB}}) \Delta t / \beta \quad (11)$$

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^{24} (\lambda_t^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}} + \lambda^{\text{p}} R_{\text{grid},t}^{\text{p}}) \Delta t \quad (12)$$

$$C_{\text{loss}}^{\text{BSS}} = \sum_{t=1}^{24} \lambda_{\text{loss}}^{\text{BSS}} u_{t,j}^{\text{d}} P_{\text{BSS}}^{\text{d}} / \eta_d^{\text{BSS}} \quad (13)$$

式中: C_{cost} 为经济运行成本; C_{gas} 为购买天然气的费用; λ_t^{gas} 为天然气价格($\text{元}/\text{m}^3$); C_{grid} 为购电费用; λ_t^{grid} 为一般商用分时电价; λ^{p} 为备用市场电价($\text{元}/(\text{kWh})$); P_t^{grid} 为购电功率; $R_{\text{grid},t}^{\text{p}}$ 为从备用市场购买的电量(MW); $C_{\text{loss}}^{\text{BSS}}$ 、 $\lambda_{\text{loss}}^{\text{BSS}}$ 分别为 BSS 电池组放电时的寿命损耗成本和单位功率寿命损耗成本。

3.2 约束条件

3.2.1 功率平衡约束

园区能量枢纽的运行需满足冷、热、电功率平衡约束。

$$P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{GT}} + P_t^{\text{grid}} = P_t^{\text{L}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{AC}}} P_{t,i}^{\text{cAC}} h_{t,i}^{\text{c}} + P_t^{\text{BSS}} \quad (14)$$

$$\begin{cases} H_t^{\text{CCHP}} + H_t^{\text{GB}} = H_t^{\text{L}} \\ C_t^{\text{LBR}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{AC}}} C_{t,i}^{\text{AC}} = C_t^{\text{L}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: P_t^{L} 、 H_t^{L} 、 C_t^{L} 、 P_t^{PV} 分别为园区电、热、冷负荷和光伏出力; N_{AC} 为中央空调台数。

3.2.2 设备运行约束

1) 换电站运行约束

$$0 \leq P_t^{\text{cBSS}} \leq (N_c - D_t) P_{\text{BSS}}^{\text{c}} \quad (16)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dBSS}} \leq (N_c - D_t) P_{\text{BSS}}^{\text{d}} \quad (17)$$

$$E_{t,\min}^{\text{BSS}} = 20\% E_{\text{batt}} (N_z - \sum_t^{t+t_c+1} D_t) \quad (18)$$

$$(1 + \beta_{\text{BSS}}) E_{t,\min}^{\text{BSS}} \leq E_t^{\text{BSS}} \leq E_{\text{max}}^{\text{BSS}} \quad (19)$$

$$\begin{cases} 0 \leq u_{t,j}^{\text{c}} + u_{t,j}^{\text{d}} \leq 1 \\ E_{\text{max}}^{\text{BSS}} = 90\% N_z E_{\text{batt}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: N_z 为 BSS 总电池数量; t_c 为一组电池的充电时长; β_{BSS} 为 BSS 电量备用系数, 取 10%; $E_{\text{max}}^{\text{BSS}}$ 为站内电量最大值, 是全部电池总电量的和, 最小值 $E_{t,\min}^{\text{BSS}}$ 需满足下一个充电时长间隔的充电需求。为延长电池使用寿命, 同一时刻同一充电位只能运行在充电或放电模式, 每组电池的荷电状态(State of Charge, SOC)取 20%~90%。

2) 蓄热设备运行约束

$$\begin{cases} Q_{\min}^{\text{HS}} \leq Q_{t,k}^{\text{HS}} \leq Q_{\max}^{\text{HS}} \\ 0 \leq H_{t,k}^{\text{cHS}} \leq f_{t,k}^{\text{c}} H_{\max}^{\text{cHS}} \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} Q_{\text{L},k}^{\text{HS}} = Q_{\text{T},k}^{\text{HS}} \\ 0 \leq H_{t,k}^{\text{dHS}} \leq f_{t,k}^{\text{d}} H_{\max}^{\text{dHS}} \end{cases} \quad (22)$$

$$0 \leq f_{t,k}^{\text{c}} + f_{t,k}^{\text{d}} \leq 1 \quad (23)$$

式中: Q_{\min}^{HS} 、 Q_{\max}^{HS} 分别为储热量上下限; $Q_{\text{L},k}^{\text{HS}}$ 、 $Q_{\text{T},k}^{\text{HS}}$ 分别为 HS 始末时刻的储热量; H_{\max}^{cHS} 、 H_{\max}^{dHS} 分别为充/放热上限; $f_{t,k}^{\text{c}}$ 、 $f_{t,k}^{\text{d}}$ 为 HS 运行状态的 0-1 变量, 取 1 表示充/放热。HS 在同一时刻只能运行在蓄热或放热模式。

3) CCHP 系统、燃气锅炉、中央空调系统运行约束

$$0 \leq P_t^{\text{GT}} \leq P_{\text{max}}^{\text{GT}}, |P_t^{\text{GT}} - P_{t-1}^{\text{GT}}| \leq \Delta P_{\text{max}}^{\text{GT}} \quad (24)$$

$$0 \leq H_t^{\text{GT}} \leq H_{\text{max}}^{\text{GT}}, 0 \leq H_t^{\text{HRB}} \leq H_{\text{max}}^{\text{HRB}} \quad (25)$$

$$0 \leq H_t^{\text{GB}} \leq H_{\text{max}}^{\text{GB}}, 0 \leq C_t^{\text{LBR}} \leq C_{\text{max}}^{\text{LBR}} \quad (26)$$

$$0 \leq C_{t,i}^{\text{AC}} \leq C_{\text{max}}^{\text{AC}} \quad (27)$$

式中: P_t^{GT} 为 GT 出力上限; $\Delta P_{\text{max}}^{\text{GT}}$ 为 GT 爬坡率上限; $H_{\text{max}}^{\text{GT}}$ 、 $H_{\text{max}}^{\text{HRB}}$ 、 $H_{\text{max}}^{\text{GB}}$ 、 $C_{\text{max}}^{\text{LBR}}$ 、 $C_{\text{max}}^{\text{AC}}$ 分别为燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉热出力上限及溴化锂制冷机、中央空调制冷量上限。

3.2.3 系统备用约束

考虑到商业园区 EH 中的不确定性因素, 设置一部分燃气轮机热电出力以及从后备电力市场购电量作为商业园区 EH 的备用容量。为了提高经济性, 降低系统越限风险, 本文在传统机会约束中引入松弛变量 ΔP_{down} 、 ΔH_{down} 、 ΔC_{down} , 进一步转换为机会约束目标规划模型^[28], 具体如下所述。

1) 冷备用约束

$$P\{C_t^{\text{LBR}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{AC}}} C_{t,i}^{\text{AC}} - (C_t^{\text{L}} + \delta_{\text{L},t}^{\text{C}}) - \Delta C_{\text{down}} \geq 0\} \geq \alpha \quad (28)$$

2) 热备用约束

$$P\{H_t^{\text{CCHP}} + R_{\text{CCHP},t}^{\text{H}} + H_t^{\text{GB}} - (H_t^{\text{L}} + \delta_{\text{L},t}^{\text{H}}) - \Delta H_{\text{down}} \geq 0\} \geq \alpha \quad (29)$$

3) 电备用约束

$$P\{(P_t^{\text{PV}} + \delta_{\text{L},t}^{\text{PV}}) + (P_t^{\text{GT}} + R_{\text{GT},t}^{\text{P}}) + (P_t^{\text{grid}} + R_{\text{grid},t}^{\text{P}}) - (P_t^{\text{L}} + \delta_{\text{L},t}^{\text{P}}) - \sum_{i=1}^{N_{\text{AC}}} P_{t,i}^{\text{cAC}} h_{t,i}^{\text{c}} - P_t^{\text{BSS}} - \Delta P_{\text{down}} \geq 0\} \geq \alpha \quad (30)$$

$$R_{\text{CCHP},t}^{\text{H}} = R_{\text{GT},t}^{\text{P}} (1 - \eta^{\text{GT}}) / \eta^{\text{GT}} \quad (31)$$

$$0 \leq P_t^{\text{GT}} + R_{\text{GT},t}^{\text{P}} \leq P_{\text{max}}^{\text{GT}} \quad (32)$$

$$0 \leq H_t^{\text{CCHP}} + R_{\text{CCHP},t}^{\text{H}} \leq H_{\text{max}}^{\text{CCHP}} \quad (33)$$

$$\Delta P_{\text{down}}, \Delta H_{\text{down}}, \Delta C_{\text{down}} \geq 0 \quad (34)$$

以上各式中: α 为该备用约束条件成立所满足的概率值, 一般取 0.95; $\delta_{\text{L},t}^{\text{C}}$ 、 $\delta_{\text{L},t}^{\text{H}}$ 、 $\delta_{\text{L},t}^{\text{P}}$ 、 $\delta_{\text{L},t}^{\text{PV}}$ 分别为冷热电负荷及光伏预测出力的随机量; $R_{\text{CCHP},t}^{\text{H}}$ 、 $R_{\text{GT},t}^{\text{P}}$ 、 $R_{\text{grid},t}^{\text{P}}$ 分别为 CCHP 系统热备用、电备用以及系统从备用市场购买的电量; CCHP 系统的电热备用需满足式(31), η^{CCHP} 为 CCHP 系统的热效率; $H_{\text{max}}^{\text{CCHP}}$ 为 CCHP 系统的热出力上限; ΔP_{down} 、 ΔH_{down} 、 ΔC_{down} 分别为电、热、冷备用约束中引入的松弛变量。

为了尽量降低越限风险, 在原目标函数中加入功率风险成本, 综合运行成本为

$$C = C_{\text{cost}} + C_{\text{risk}} \quad (35)$$

$$C_{\text{risk}} = \tau_r (\Delta P_{\text{down}} + \Delta H_{\text{down}} + \Delta C_{\text{down}}) \quad (36)$$

式中: C 、 C_{cost} 、 C_{risk} 分别为综合运行成本、经济运行成本及备用约束越限产生的惩罚项, 越限量越大, 惩罚的数值也越大; τ_r 为越限罚因子。

3.2.4 系统约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{grid}} \leq P_{\text{max}}^{\text{grid}} \\ 0 \leq V_t^{\text{GB}} + V_t^{\text{GT}} \leq V_{\text{max}}^{\text{gas}} \end{cases} \quad (37)$$

式中, $P_{\text{max}}^{\text{grid}}$ 、 $V_{\text{max}}^{\text{gas}}$ 分别为园区购电量、购气量上限。

3.3 优化求解

本文建立的商业园区 EH 优化模型的目标函数为式(35), 式(14)一式(27)、式(37)为常规约束条件, 式(28)一式(34)为机会约束条件, 文中建立的机会约束条件涉及到的随机变量较少且服从正态分布, 可以将其转换为确定性等价类形式, 具体转换过程见文献[29]。本文建立的模型为 0-1 混合整数线性规划问题, 可借助 Matlab/Yalmip/Cplex 进行求解。

4 算例分析

4.1 调度结果及分析

本文以江苏省常州市某多能互补商业园区为例, 包含有 1 个 CCHP 系统、3 座商业楼宇及建筑物楼顶光伏设施、一座 BSS、一套 HS。BSS 工作时段为 06:00—23:00, 公交车每 1 h 的换电池数服从均匀分布 $U[0,12]$ 。天然气市价及分时电价采用文献[30]中的数据。园区内其余参数见附录表 1 模型关键参数表。

本文考虑 4 种场景, 如表 1 所示, 在场景 1 中, 典型工作日下午 BSS 作为电储能系统与电网之间进行双向能量交换。而在场景 2 中, 典型工作日下午 BSS 作为电负荷单方面从电网获取电能, 不向电网反馈电能。此场景下 BSS 在 06:00—23:00 的时间段内不参与调度, 经过夜间的充电, 电动公交车在 06:00 离开时处于 SOC 较高的状态, 日间工作时段内当电动公交车 SOC 接近下限值时, 经过 BSS 快速换电可以继续工作。场景 3、4 分别对应于非典型工作日下午, BSS 是否参与调度。文中将能源利用效率作为 BSS 参与调度时的优化结果评估指标, 能源利用效率为能量枢纽总供应负荷与总输入能量的比值。

表 1 场景划分

Table 1 Scenario setting

场景	BSS 是否馈电	典型工作日
1	是	是
2	否	是
3	是	否
4	否	否

4 种场景下的 EH 优化结果如表 2 所示。文中假定各备用置信水平 $\alpha = 0.90$, 可以看出, 非典型工作日场景下园区 EH 的运行成本要比工作日场景下低, 这是因为非典型工作日场景下园区内冷、热、

电三类负荷水平低于工作日场景。与场景 2 相比, 场景 1 中由于 BSS 的馈电作用, 使得 EH 综合运行成本降低了 2.35%, 能源利用效率提高了 0.69%。场景 3 的综合运行成本相比场景 4 减少了 2.99%, 能源利用效率提高了 0.72%。同时由于 BSS 参与调度, 有助于提高园区 EH 的调度灵活性。

表 2 4 种场景下 EH 综合运行成本及能源利用效率

Table 2 EH comprehensive operating cost and energy efficiency in four scenarios

场景	1	2	3	4
运行成本/元	73 972	75 753	56 303	58 038
效率/%	88.44	87.75	85.18	84.46

以场景 1、2 为例, 场景 1 为典型工作日下午 BSS 可以与电网进行双向能量交换; 场景 2 为典型工作日下午 BSS 单从电网获取电能。园区 EH 中冷、热、电能量供应设备调度结果如图 2—图 4 所示, 在计及机会约束的情况下, 能量的供应会略大于需求。图 2 中高于电力负荷曲线的部分等于 AC 耗电量与 BSS 充电功率的和。同理, 图 3 中高于热力负荷曲线的部分与 LBR 输入功率、HS 蓄热功率的和相同。

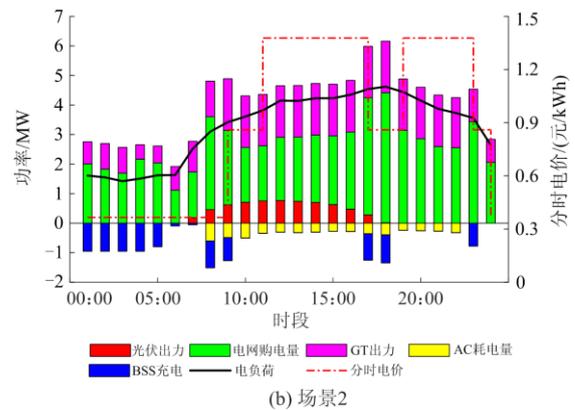
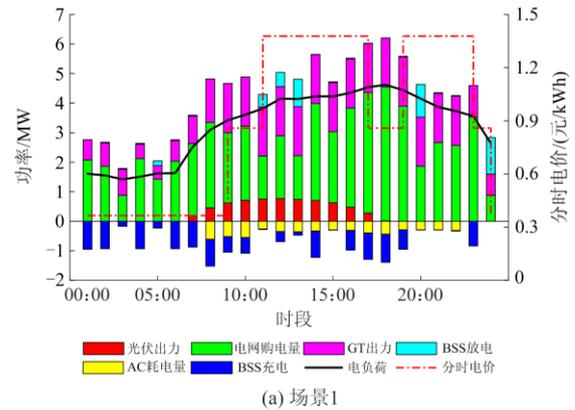


图 2 电功率优化调度结果

Fig. 2 Optimal dispatch results of electric power

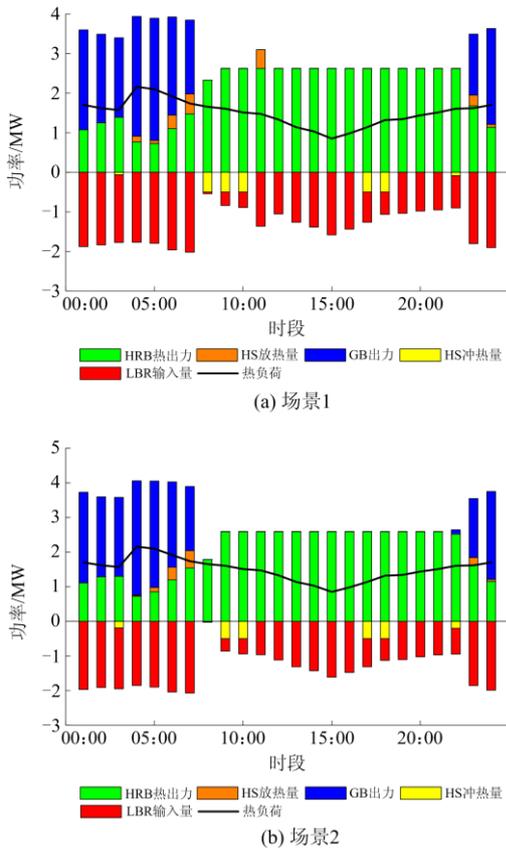


图 3 热功率优化调度结果

Fig. 3 Optimal dispatch results of thermal power

对于电力生产设备，在 01:00—06:00 时段由于电负荷水平较低，EH 主要依靠外购电能满足基本电负荷。由于系统在调度周期内有热、冷负荷需求，因此 GT 启动运行，其烟气余热经过 HRB、LBR 分别向系统提供热、冷需求。对于场景 1，由于 BSS 可以与电网进行双向的电力交换且光伏出力增加，因此在用电高峰时段，BSS 进行放电从而减少 EH 从电网中的购电需求，此场景下 BSS 充电模式为无序充电，且在电价平、谷时段充电功率高，如图 2(a)。对于场景 2，BSS 只从电网单向获取电能并不向电网馈电，因此购电量高于场景 1 相应时段，此场景下 BSS 充电模式变为有序充电，即在谷、平时段集中充电，以满足电动公交车一天的运行电量需求，如图 2(b)。从图 2 中可以看出，在 08:00—22:00 时段内由于 LBR 输入量减少，故冷负荷主要由 AC 系统通过电制冷承担。

对于热、冷能量生产设备，文中假定天然气价格为定值，故 EH 对热、冷能量生产设备的调度主要受热、冷负荷需求的影响，与天然气价格无关。

图 3 中对于 01:00—07:00、23:00—24:00 时段，由于 GT 电出力小且热负荷较其余时段高，因此该时段主要由 GB 供热，其余时段热负荷主要由 HRB 承担，高于热负荷曲线的部分主要通过 LBR 制冷以此满足基本冷负荷需求。从图 3(a)中可以看出，HS 作为灵活蓄热装置，在热负荷较高的时段放热，在热负荷较低的时段蓄热。图 4 中在 08:00—22:00 时段，由于 LBR 热能输入减少且该时段用户对于制冷方式的主观性选择，冷负荷由 AC、LBR 共同承担。

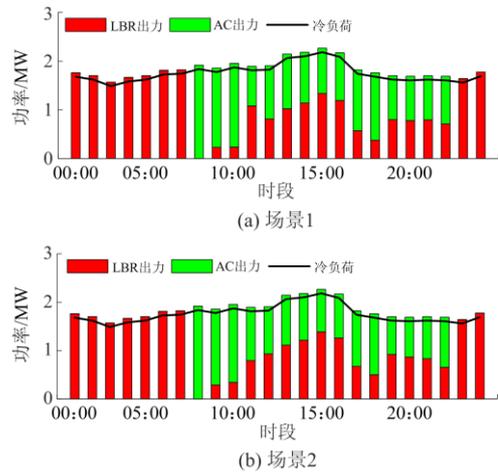


图 4 冷功率优化调度结果

Fig. 4 Optimal dispatch results of cold power

场景 3 为非典型工作日下午 BSS 可以与电网进行双向电力交换；场景 4 为非典型工作日下午 BSS 从电网单向获取电能。此两种场景下的园区冷、热、电负荷水平比场景 1、2 下低，分析方法与前文所述一致，故对于各能量设备的调度结果不在赘述。

以场景 1、2 为例，在场景 1 中 BSS 作为“虚拟电源”可以与电网进行双向能量交换，为一部分园区负荷提供电能；在场景 2 中 BSS 表现为“负荷特性”单向的从电网获取电能，不向电网馈电。

两种场景中 BSS 参与调度情况如图 5 所示，图中功率正值表示充电，负值表示放电。从图中可以看出，在分时电价和电池组放电损耗成本的引导下，文中建立的模型给出了 BSS 的最优充放电运行模式。场景 1 中 BSS 的运行模式为无序充放电，即作为“虚拟电源”起到“削峰填谷”的作用。在场景 2 中 BSS 的运行模式由场景 1 中的无序充放电转变为有序充电，即在电价平、谷时段充满一天所需的电量，在峰值时段不进行充电。

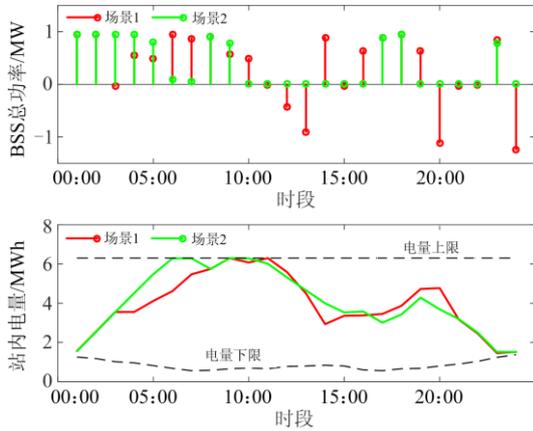


图 5 两种场景中 BSS 参与调度情况

Fig. 5 Participation in dispatch of BSS in two scenarios

4.2 置信水平 α 的影响

由于系统中存在许多随机量, 比如冷热电负荷预测值、由天气变化引起的可再生能源出力发生偏移等, 致使系统可能出现不满足约束条件的情况。机会约束可以很好地描述这些随机量, 文中采用置信水平 α 这一指标来衡量系统的风险水平, 使冷热电机会约束条件成立的概率不小于一定的置信水平。 α 越接近于 1, 系统的运行可靠性越高。依据系统随机量的概率分布性质将置信水平 α 从 0.5 开始依次按照 0.05 的梯度增加到 0.95, 分别计算商业园区 EH 在 4 种运行场景下的总运行成本, 结果如图 6 所示。

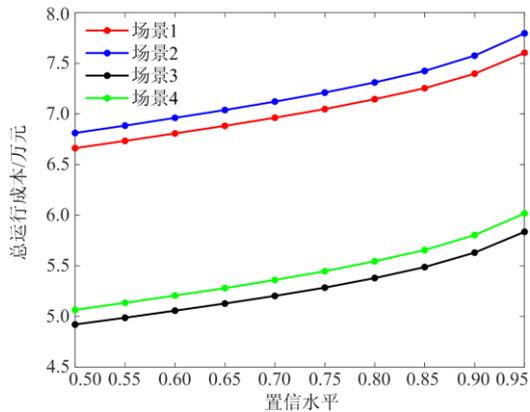


图 6 置信水平与运行成本关系曲线

Fig. 6 Relation curve between confidence level and dispatch cost

从图 6 中可以看出, EH 的总运行成本随着置信水平的提高而增加, 二者呈现正相关。以场景 1 为例, 当置信水平 α 从 0.5 增加到 0.95 时, EH 总运行成本增加了 16.7%, 使得经济性变差, 同时系统运行可靠性提高。由于 BSS 运行模式的改变, 即由

场景 1 中的无序充放电转变为场景 2 中的有序充电, 使得场景 2 的总运行成本较场景 1 平均增加了 2.27%。综上所述, 决策者在制定决策方案时选取合适的置信水平至关重要。

5 结论

针对商业园区 EH 内部存在的不确定性因素, 比如可再生能源出力波动、冷热电负荷预测误差等, 建立了计及机会约束目标规划的冷、热、电、气园区 EH 经济优化模型, 以实现系统经济性与可靠性的平衡。算例分析表明:

1) 采用机会约束目标规划的方法, 在综合运行成本中考虑功率越限惩罚, 可以在置信水平允许的范围降低系统运行成本, 从而为决策者在经济性与可靠性方面提供参考。

2) 在分时电价的调节作用下, BSS 通过采用合理的充放电模式可以补偿峰平时段用电量, 提高 EH 的调度灵活性和能源转换效率, 降低系统运行成本。

3) 文中重点探讨了 EH 运行经济性与置信水平的关系, 置信水平的选取对 EH 可靠运行有一定影响, 置信水平越高对约束条件的要求越严格, 调度决策者可兼顾系统可靠性和运行经济性要求, 通过设置不同置信水平, 降低系统失负荷风险。

目前, 园区层面的不确定因素中可再生能源出力的间歇性问题越来越突出, 如何在考虑可再生能源出力间歇性的基础上确保多能商业园区的经济、可靠运行将作为下一步研究方向。

附录

表 1 模型关键参数表

Table 1 Key parameters of the model

参数	取值	参数	取值
P_{max}^{GT}	2 MW	P_{bss}^c	20 kW
H_{max}^{GT}	3 MW	p_{bss}^d	25 kW
ΔP_{max}^{GT}	0.3 MW	$\eta_c^{BSS} / \eta_d^{BSS}$	95%
η^{GT}	35%	E_{batt}	100 kWh
H_{max}^{HRB}	2 MW	λ_p^{BSS}	0.42 元/kWh
η^{HRB}	85%	P_{max}^{grid}	5 MW
C_{max}^{LBR}	2 MW	V_{max}^{gas}	500 m ³
η^{LBR}	90%	H_{max}^{CCHP}	3 MW
H_{max}^{GB}	4 MW	Q_{max}^{HS}	2 MWh
η^{GB}	90%	Q_{min}^{HS}	0.4 MWh
η_i^{eAC}	3.2	$\eta_{hc}^{HS} / \eta_{hd}^{HS}$	90%
C_{max}^{AC}	1 MW	$H_{max}^{eHS} / h_{max}^{dHS}$	0.5 MW
N_z / N_c	70/50	τ_r	10 000

参考文献

- [1] 孙可, 吴臻, 尚楠, 等. 以省为实体的区域能源互联网内涵框架及发展方向分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 1-9.
SUN Ke, WU Zhen, SHANG Nan, et al. Provincial regional energy internet framework and development tendency analysis[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 1-9.
- [2] HUANG Q. Insights for global energy interconnection from China renewable energy development[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 2-12.
- [3] 陈志磊, 沈珮, 李臻, 等. 全球能源互联网标准化及其评价方法研究[J]. 供用电, 2019, 36(2): 1-6.
CHEN Zhilei, SHEN Pei, LI Zhen, et al. Research on standardization of global energy interconnection and its evaluation methods[J]. Distribution & Utilization, 2019, 36(2): 1-6.
- [4] 李秋燕, 王利利, 张艺涵, 等. 能源互联网多能流的耦合模型及动态优化方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 180-186.
LI Qiuyan, WANG Lili, ZHANG Yihan, et al. A review of coupling models and dynamic optimization methods for energy internet multi-energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 180-186.
- [5] DING T, LU R, XU Y, et al. Joint electricity and carbon market for Northeast Asia energy interconnection[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 99-110.
- [6] 杨翮, 张林强, 孙可, 等. 法国可再生能源区域发展政策的研究[J]. 高压电器, 2019, 55(10): 241-246.
YANG Xuan, ZHANG Linqiang, SUN Ke, et al. Analysis on regional development policy of renewable energy in France[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(10): 241-246.
- [7] 孙建梅, 李龙龙. 低碳电网建设研究现状及未来发展趋势[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(3): 21-30, 36.
SUN Jianmei, LI Longlong. Research status and development trend of low-carbon grid construction[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(3): 21-30, 36.
- [8] 艾芊, 郝然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 2-10, 46.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 2-10, 46.
- [9] 何照安, 沈迪, 刘源, 等. 基于电动汽车群接入的光储充放一体化微电网系统研究[J]. 新能源汽车供能技术, 2019, 3(1): 1-6.
HE Zhao'an, SHEN Di, LIU Yuan, et al. Research on integrated photovoltaic, energy storage, electric vehicle charging and discharge microgrid system based on electric vehicle group access[J]. Energy Supply Techniques of New Energy Vehicles, 2019, 3(1): 1-6.
- [10] FARVE-PERROD P. A vision of future energy networks[C] // 2005 IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, April 3, 2006, Durban: South Africa: 13-17.
- [11] 刘广, 白晓清, 刁天一. 考虑气电网络架构的沼-风-光综合能源微网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(12): 49-58.
LIU Guang, BAI Xiaoqing, DIAO Tianyi. Optimal scheduling of biogas-wind-solar integrated energy microgrid system considering gas-power network architecture[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(12): 49-58.
- [12] BOZCHALUI M C, HASHMI S A, HASSEN H, et al. Optimal operation of residential energy hubs in smart grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1755-1766.
- [13] 张华一, 文福拴, 张璨, 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.
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.
- [14] RASTEGAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, ZAREIPOUR H, et al. A probabilistic energy management scheme for renewable-based residential energy hubs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2217-2227.
- [15] 葛续涛, 撒奥洋, 于立涛, 等. 计及综合需求响应的社区能量枢纽优化调度[J]. 广东电力, 2020, 33(6): 83-91.
GE Xutao, HAN Aoyang, YU Litao, et al. Optimal dispatching of community energy hubs considering integrated demand response[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(6): 83-91.
- [16] 冯智慧, 吕林, 许立雄, 等. 高比例清洁能源渗透下的能量枢纽两阶段优化调度策略[J]. 电力建设, 2019, 40(3): 1-8.
FENG Zhihui, LÜ Lin, XU Lixiong, et al. Two-stage optimal dispatch strategy for energy hub with high proportion clean energy penetration[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(3): 1-8.
- [17] 钟永洁, 孙永辉, 谢东亮, 等. 含电-热-气-冷子系统的区域综合能源系统多场景优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 76-96.
ZHONG Yongjie, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Multi-scenario optimal dispatch of integrated community energy system with power-heating-gas-cooling

- subsystems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 76-96.
- [18] 袁泉, 吴云亮, 李豹, 等. 计及源荷不确定性的多时间尺度滚动调度计划模型与方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(16): 8-16.
YUAN Quan, WU Yunliang, LI Bao, et al. Multi-timescale coordinated dispatch model and approach considering generation and load uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(16): 8-16.
- [19] 赵丽萍, 张书伟, 张雪岩, 等. 基于随机机会约束规划的面向能源互联的主动配电网选址定容方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(14): 121-129.
ZHAO Liping, ZHANG Shuwei, ZHANG Xueyan, et al. Locating and sizing method for energy interconnection oriented active distribution networks based on stochastic chance constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 121-129.
- [20] 罗艳红, 梁佳丽, 杨东升, 等. 计及可靠性的电—气—热能量枢纽配置与运行优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 47-54.
LUO Yanhong, LIANG Jiali, YANG Dongsheng, et al. Configuration and operation optimization of electricity-gas-heat energy hub considering reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 47-54.
- [21] 范松丽, 艾芊, 贺兴. 基于机会约束规划的虚拟电厂调度风险分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(16): 4025-4034.
FAN Songli, AI Qian, HE Xing. Risk analysis on dispatch of virtual power plant based on chance constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(16): 4025-4034.
- [22] 张刘冬, 殷明慧, 宋坤隆, 等. 基于净负荷分步建模的旋转备用优化确定风险分析方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 16-22.
ZHANG Liudong, YIN Minghui, SONG Kunlong, et al. Risk analysing method of optimizing spinning reserve requirements based on multi-step modeling of net demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 16-22.
- [23] 仇知, 王蓓蓓, 贲树俊, 等. 计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 176-185.
QIU Zhi, WANG Beibei, BEN Shujun, et al. Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 176-185.
- [24] 张雪纯, 高广玲, 张智晟, 等. 基于需求响应的建筑楼宇综合能源系统优化调度[J]. 电力需求侧管理, 2019, 21(4): 28-34.
ZHANG Xuechun, GAO Guangling, ZHANG Zhisheng, et al. Optimal scheduling of building integrated energy system based on demand response[J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(4): 28-34.
- [25] SARKER M R, PANDŽIĆ H, MIGUEL A. Optimal operation and services scheduling for an electric vehicle battery swapping station[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 901-910.
- [26] CHENG Yu, ZHANG Chengwei. Configuration and operation combined optimization for EV battery swapping station considering PV consumption bundling[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(3): 276-293. DOI: 10.1186/s41601-017-0056-y.
- [27] ATTAVIRIYANUPAP P, KITA H, TANAKA E, et al. A fuzzy-optimization approach to dynamic economic dispatch considering uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1299-1307.
- [28] 张浩禹, 邱晓燕, 周晟锐, 等. 基于机会约束目标规划的多电-气互联综合能源系统分布式优化模型[J]. 电力建设, 2020, 41(7): 82-91.
ZHANG Haoyu, QIU Xiaoyan, ZHOU Shengrui, et al. Distributed optimal dispatch based on chance constrained goal programming for multi-area integrated electricity-natural gas energy systems[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(7): 82-91.
- [29] 麻倩倩. 一类随机机会约束规划的算法及应用研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2007.
MA Qianqian. Research on the algorithm and application for a class of stochastic chance-constrained programming[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2007.
- [30] GUO Zun, YAO Shangrun, GU Jiting, et al. Bi-level optimal scheduling of demand response integrated energy hub through cost and energy assessments[C] // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), October 20-22, 2018, Beijing, China: 1-6.

收稿日期: 2020-09-02; 修回日期: 2021-01-04

作者简介:

王贵龙(1994—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化; E-mail: wanggl1994@qq.com

赵庆生(1969—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士生导师, 主要研究方向为电力系统运行与控制、综合能源系统优化。E-mail: zhaogs1996@163.com

(编辑 姜新丽)