

计及需求响应的综合能源系统容量经济配置及效益分析

蔡含虎, 向月, 杨昕然

(四川大学电气工程学院, 四川成都 610065)

摘要: 为了对计及需求响应计划的区域综合能源系统容量配置的经济与环境效益进行综合评估分析, 对并网型综合能源系统建立电价激励型需求响应(PBDR)下年总规划成本和年二氧化碳排放最小的双目标优化模型, 采用价格需求弹性系数对用电负荷曲线进行修正, 将负荷功率从高峰时段转移到其他时段。利用 ϵ -约束技术将该双目标规划模型转化为单目标规划问题, 通过求解得到 Pareto 最优解集, 运用模糊决策方法选取最优方案。算例结果显示综合能源系统年总规划成本和年二氧化碳排放量在 PBDR 下有所降低, 反映了需求响应带来的经济效益和环境效益。

关键词: 区域综合能源系统; 电价型需求响应; ϵ -约束; 模糊决策; 气、电价扩展分析

中图分类号: TM 711

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.201908014

0 引言

综合能源系统 IES(Integrated Energy System)是当今能源发展的方向和未来能源互联网的基础, IES能够整合分布式电源、储能装置和负荷, 并通过控制装置组合为一独立可控的单元, 进而并网或孤岛运行, 实现对分布式能源的灵活高效利用^[1-4]。分布式电源可以在系统中灵活运行, 随时接入和切出, 独立可控, 成本低, 环境污染小, 可以有效地减少传统火力发电所排放的温室气体。更为突出的是, 在 IES 中, 电-气-热耦合能够实现能源的梯级利用, 有利于提高能源的利用率, 减少污染气体的排放^[5-6]。

目前, 对于 IES 规划配置已有许多研究。文献[7]提出一种面向园区微电网的 IES 多目标优化设计方法, 以年总费用、年污染排放和年能耗为优化目标, 运用两阶段优化方法对系统进行优化, 采用基于证据推理的决策方法得到最优的系统方案。文献[8]提出结合所提商业运营模式和调度策略的计算方法对并网型风光储微电网容量进行改进优化配置。文献[9]提出考虑电-热分时间尺度平衡的 IES 优化模型, 寻求最优热调度时间尺度以满足用户舒适度及系统运行经济性的双重要求。文献[10]利用风光互补发电优势, 采用分时段优化策略对储能容量进行补偿, 以提高可再生能源利用率和减少对电网的冲击。文献[11]从 IES 成本指标、环境指标、供电可靠性方面建立多目标优化模型, 应用线性加权法和法将多目标问题转化为单目标问题, 求解得到最优配置结果, 并分析节能减排效益。然而上述研

究并未充分考虑利用需求响应进一步提高系统规划方案的经济性、环保性等目标。

近年来, 在电力市场的发展下, 需求响应 DR(Demand Response)的作用日益增大, 已有学者在 IES 的规划研究中考虑需求响应。文献[12]考虑电热负荷综合需求响应和供热双侧热电耦合, 通过平滑供能侧热电负荷曲线修正配置容量。文献[13]考虑综合需求响应及能量枢纽运行约束, 建立能量枢纽优化配置的 0-1 混合整数线性规划模型。文献[14]考虑需求响应, 对独立型微电网进行优化配置, 建立价格型需求响应参与的独立微电网优化配置模型, 并采用遗传算法进行求解。上述文献的仿真结果均反映了需求响应的经济效益, 但文献[12, 14]所考虑配置系统为独立微电网系统, 尽管文献[13]为并网型系统, 但未涉及风光可再生能源。

在此背景下, 本文提出一种 IES 双目标优化模型, 用于优化电价激励型需求响应(PBDR)计划下 IES 的经济配置以及环境效益。利用 ϵ -约束方法将该双目标规划模型转化为单目标规划模型, 通过求解得到 Pareto 解集后, 再利用最大最小模糊决策方法选取最后的折中解, 以得到最优的配置结果。在此基础上分析系统的运行, 并对是否考虑需求响应的配置系统的运行效益进行比较分析。最后在不同碳排放约束下, 分析气、电价的变动对配置系统的影响。

1 IES 架构

本文考虑的 IES 主要包含光伏、风机、储能电池、燃气锅炉以及 1 个以微型燃气轮机 MT(Micro Turbine)为核心的热电联供系统 CHP(Combined Heat and Power system)。在该系统中主要的终端用户分为电负荷和热负荷 2 类, 其中电负荷由电网、光伏发电、风力发电、储能电池和 CHP 满足; 热负荷由 CHP 和燃气锅炉供给。IES 架构见图 1。

收稿日期: 2019-03-25; 修回日期: 2019-06-05

基金项目: 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(YJ-201654)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(YJ201654)

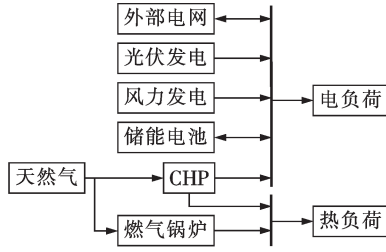


图1 区域 IES 架构

Fig.1 Architecture of regional IES

2 IES 各电源模型

2.1 光伏出力模型

光伏的输出功率由标准额定条件下的输出功率 Y_{PV} 、光照幅度 G_{STC} 、环境温度 T_{STC} 共同决定:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \frac{G_T}{G_{STC}} [1 + \alpha_P (T_c - T_{STC})] \quad (1)$$

其中, f_{PV} 为光伏降额因子,其根据光伏面板的污垢、接线损耗、遮光、积雪、老化等因素设定; G_T 为当前环境的辐照度; α_P 为功率温度系数; T_c 为当前环境下的温度。

2.2 风力发电机模型

风电出力具有随机波动性,本文利用双参数威布尔分布描述风速的分布特性,拟合风速曲线,求出对应的风功率。风速与风机出力功率间的对应关系如式(2)所示。

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v > v_{co} \\ \frac{v - v_{ci}}{v_N - v_{ci}} P_N & v_{ci} \leq v \leq v_N \\ P_N & v_N < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_{WT} 为风电机组的输出功率; v 为实际风速; v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速; v_N 为额定风速; P_N 为风力发电机的额定输出功率。

2.3 微型燃气轮机模型

在以微型燃气轮机为核心装置的 CHP 型 IES 中,微型燃气轮机在发电的同时,会排出高温烟气,可供应用户侧的取暖等,从而实现了能量的梯级利用,提高了能源利用率,减少了污染气体的排放。

本文用燃气曲线^[15-16]描述微型燃气轮机生产电能所消耗的燃料数量,燃料消耗量与出力值之间存在的关系如式(3)所示。

$$F_t^{CHP} = F_0 Y_{MT} + F_1 P_t^{MT} \quad (3)$$

其中, F_t^{CHP} 为 t 时刻天然气流速 (m^3/h); F_0 为燃气曲线截距系数 ($m^3/(h \cdot kW)$); F_1 为燃气曲线斜率; Y_{MT} 为燃气轮机额定装机容量; P_t^{MT} 为 t 时刻微型燃气轮机功率输出值,即 CHP 发电功率。CHP 热出力值主要来自余热回收,可通过式(4)计算。

$$Q_t^{CHP} = f_{hr} (\rho_{gas} F_t^{CHP} M_{gas}^{LHV} - 3.6 P_t^{MT}) \Delta t \quad (4)$$

其中, Q_t^{CHP} 为余热回收量; f_{hr} 为余热回收率; ρ_{gas} 为天

然气密度; M_{gas}^{LHV} 为天然气的低热值; Δt 为时段长度。

3 PBDR 建模

对于 PBDR 模型,用户的用电量与电价之间的关系可以由价格弹性系数表征。根据价格需求弹性系数,电价较低时,用户的用电越多;而电价较高时,用电量越少。根据文献[17-18]提出的阶梯式弹性负荷曲线建模方法,本文引用其所设计的 10 个电价档位来表示电价变化率与负荷变化率的关系,从而得到激励电价与用户的负荷响应量之间的关系。根据 t 时刻电价变化便可确定该时刻负荷转移率。以某一档电价水平为例,当电价为基准电价的 80% 时,用户的期望用电负荷将增加为基准负荷的 104.8%。则 PBDR 策略实施后用户负荷为:

$$L_t^{dDR} = L_t^{d0} \sum_{k \in K} \alpha_{kt} \eta_{kt} \quad (5)$$

$$\sum_{k \in K} \alpha_{kt} = 1, \alpha_{kt} \in \{0, 1\} \quad (6)$$

其中, L_t^{d0} 为 t 时刻负荷值; L_t^{dDR} 为 PBDR 实施后的负荷; K 为电价档位集; α_{kt} 为电价档位的标识; η_{kt} 为 t 时刻 k 档位下的负荷响应率。

4 IES 优化配置双目标优化模型

4.1 目标函数

(1) 年总规划成本。

年总规划成本包括设备年均初始投资成本及运营相关成本。目标函数为:

$$F_1 = \min \{ C_{inv} + C_{OC} \} \quad (7)$$

$$C_{inv} = \sum_{i=1}^M C_i V_i^{cap} \frac{j(1+j)^R}{(1+j)^R - 1} \quad (8)$$

其中, C_{inv} 为年均初始投资成本,它是将年初购买的设备总投资成本平均到每年的成本; M 为 IES 规划设备类型数; C_i 为第 i 类设备的单位投资成本; V_i^{cap} 为第 i 类设备的安装容量; j 为实际折现率; R 为设备的使用寿命; C_{OC} 为 IES 年运行成本,计算公式见式(9)。

$$C_{OC} = C_{grid, buy} - C_{grid, sale} + \sum_{t=1}^T C_t^{CHP} + \sum_{t=1}^T C_t^{boiler} + C_{op}^{fixed} \quad (9)$$

其中, $C_{grid, buy}$ 、 $C_{grid, sale}$ 分别为从电网中的购电成本和售电收入,其计算公式分别见式(10)和式(11); C_t^{CHP} 为 t 时刻微型燃气轮机的运行成本, C_t^{boiler} 为 t 时刻燃气锅炉的运行成本, C_{op}^{fixed} 为各设备运维成本,其计算公式分别见式(12)~(14); T 为全年的总时段数。

$$C_{grid, buy} = \sum_{t=1}^T c_t^{buy} P_t^{buy} \Delta t + \sum_{m=1}^{12} P_m^{max} c^{demand} \quad (10)$$

$$C_{grid, sale} = \sum_{t=1}^T c_t^{sale} P_t^{sale} \Delta t \quad (11)$$

$$C_t^{CHP} = c_{gas} \frac{3.6 P_t^{MT} \Delta t}{M_{gas}^{LHV} \eta_{MT} \rho_{gas}} \quad (12)$$

$$C_t^{\text{boiler}} = c_{\text{gas}} \frac{3.6H_t \Delta t - Q_t^{\text{CHP}}}{\rho_{\text{gas}} M_{\text{gas}}^{\text{LHV}} \eta_{\text{boiler}}} \quad (13)$$

$$C_{\text{op}}^{\text{fixed}} = c_{\text{pv}} P_{\text{pv}}^{\text{cap}} + c_{\text{WT}} P_{\text{WT}}^{\text{cap}} + c_{\text{bat}} P_{\text{bat}}^{\text{cap}} + c_{\text{MT}} P_{\text{MT}}^{\text{cap}} t_{\text{yr}} \quad (14)$$

其中, c_t^{buy} 为电网在 t 时刻的电价; c_t^{sale} 为向电网售电的电价; c^{demand} 为功率需求费用 (元/kW); P_t^{buy} 、 P_t^{sale} 分别为 t 时刻的购、售电功率; P_m^{max} 为第 m 月最大购电功率; η_{MT} 为微型燃气轮机的发电效率; η_{boiler} 为锅炉的燃气热转化效率; c_{gas} 为天然气的单价; c_{pv} 、 c_{WT} 、 c_{bat} 分别为光伏、风机、储能电池的单位年运维成本; c_{MT} 为微型燃气轮机的单位时间运维成本; $P_{\text{pv}}^{\text{cap}}$ 、 $P_{\text{WT}}^{\text{cap}}$ 、 $P_{\text{bat}}^{\text{cap}}$ 、 $P_{\text{MT}}^{\text{cap}}$ 分别为光伏、风机、储能电池、微型燃气轮机的装机容量; t_{yr} 为微型燃气轮机年运行时间。

(2) 年污染排放量。

污染气体主要来自电网、CHP、燃气锅炉, 本文采用二氧化碳排放量来衡量环境效益指标, 后文中碳排放均指二氧化碳排放量。

$$F_2 = \min \left\{ \sum_{t=1}^T d_{\text{gas}}^{\text{CHP}} F_t^{\text{CHP}} \Delta t + \sum_{t=1}^T d_{\text{gas}}^{\text{boiler}} F_t^{\text{boiler}} \Delta t + \sum_{t=1}^T d_{\text{Grid}} P_t^{\text{buy}} \Delta t \right\} \quad (15)$$

其中, $d_{\text{gas}}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 消耗单位天然气的碳排放量 (g/m^3); $d_{\text{gas}}^{\text{boiler}}$ 为锅炉消耗单位天然气的碳排放量; F_t^{boiler} 为流入锅炉的天然气流速; d_{Grid} 为电网单位电量碳排放量 ($\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$)。

4.2 IES 优化配置约束条件

(1) 分布式电源运行约束。

$$P_{\text{min}}^{\text{DG}i} \leq P_t^{\text{DG}i} \leq P_{\text{max}}^{\text{DG}i} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (16)$$

其中, $P_t^{\text{DG}i}$ 为 t 时刻 DG $_i$ 的出力; $P_{\text{max}}^{\text{DG}i}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{DG}i}$ 分别为其出力的上、下限; N 为分布式电源的总数。

(2) 储能电池运行约束。

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\text{max}} \quad (17)$$

$$0 \leq P_t^{\text{chg}} \leq P_{\text{max}} \delta_t^{\text{chg}} \quad (18)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dsg}} \leq P_{\text{max}} \delta_t^{\text{dsg}} \quad (19)$$

其中, SOC_{max} 、 SOC_{min} 分别为电池荷电状态的上、下限值; P_{max} 为电池最大充放电功率; P_t^{chg} 、 P_t^{dsg} 分别为 t 时刻电池的充、放电功率; δ_t^{chg} 、 δ_t^{dsg} 分别为充、放电状态, 为 0-1 变量且任意时刻满足 $\delta_t^{\text{chg}} + \delta_t^{\text{dsg}} \leq 1$ 。

(3) 售电功率约束。

$$P_t^{\text{sale}} < G^{\text{max}} \quad (20)$$

其中, G^{max} 为流入电网的最大功率限制, 目的是保证电网运行的稳定性。

(4) 需求响应约束。

$$\begin{cases} \Delta L_t^{\text{DR}} = L_t^{\text{dDR}} - L_t^{\text{d0}} \\ |\Delta L_t^{\text{DR}}| \leq \Delta L_t^{\text{DR,max}} \\ \sum_{t=1}^{T_d} \Delta L_t^{\text{DR}} = 0 \end{cases} \quad (21)$$

其中, ΔL_t^{DR} 为 t 时刻负荷需求响应量; $\Delta L_t^{\text{DR,max}}$ 为 t 时刻最大负荷需求响应量; T_d 为一天的总时段数。

(5) 功率平衡约束。

$$\delta_t^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{CHP}} + \delta_t^{\text{dsg}} P_t^{\text{dsg}} = \delta_t^{\text{chg}} P_t^{\text{chg}} + \delta_t^{\text{sale}} P_t^{\text{sale}} + L_t^{\text{d}} \quad (22)$$

$$H_t^{\text{CHP}} + H_t^{\text{boiler}} = H_t \quad (23)$$

其中, δ_t^{buy} 、 δ_t^{sale} 为电网与 IES 能量交互状态, 为 0-1 变量且任意时刻满足 $\delta_t^{\text{buy}} + \delta_t^{\text{sale}} \leq 1$; L_t^{d} 为 t 时刻的电负荷; H_t 为 t 时刻的热需求; H_t^{CHP} 、 H_t^{boiler} 分别为 CHP 和燃气锅炉的热出力。

4.3 IES 能量管理策略

本文考虑的 IES 能量管理策略见图 2。CHP 的运作可跟随负荷需求变化出力, CHP 以“以电定热”的方式运行; 储能电池仅由风光可再生能源充电。

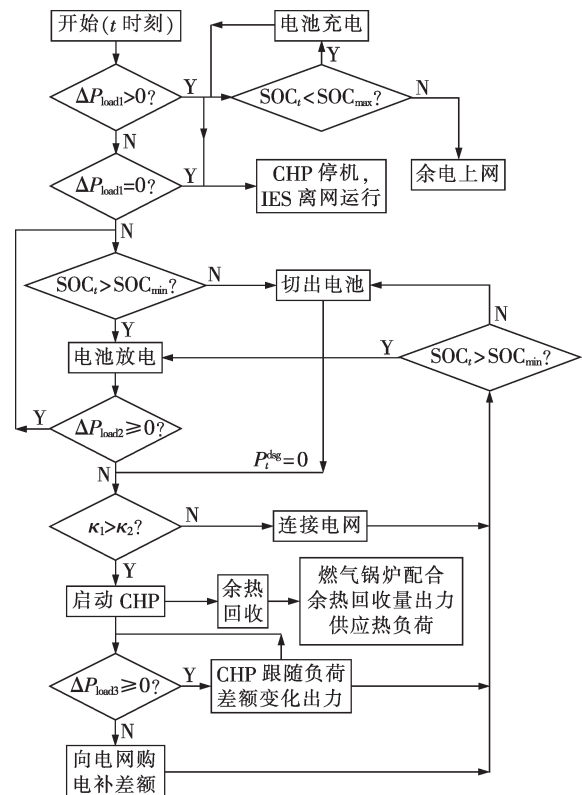


图 2 IES 能量管理策略流程图

Fig.2 Flowchart of IES energy management strategy

对于任意时刻 t , 考虑到以下 2 种情况。

(1) 当可再生能源总发电量大于负荷时, 即:

$$\Delta P_{\text{load1}} = P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} - L_t^{\text{d}} > 0 \quad (24)$$

此时储能充电, 同时 CHP 机组停机, IES 离网运行, 热负荷仅由燃气锅炉供给。若可再生能源丰富, 将储能电池不足以吸纳的能源卖给电网。

(2) 若风光出力不足, 则优先通过储能放电补给负荷需求, 同时判断是否存在负荷功率缺额, 即:

$$\Delta P_{\text{load2}} = P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{dsg}} - L_t^{\text{d}} \quad (25)$$

如果该时刻储能容量不足, 则需考虑 IES 并网运行, 启动 CHP 机组的优先性, 这主要由天然气价

格、电价、负荷需求量共同决定。如式(26)和式(27)所示, κ_1 为电、热负荷独立供给,即CHP机组不工作时所需成本; κ_2 为CHP运作时电、热负荷供给所需成本。

$$\kappa_1 = c_t^{\text{buy}} \Delta P_{\text{load}2} \Delta t + c^{\text{gas}} \frac{3.6H_i \Delta t}{\rho_{\text{gas}} M_{\text{gas}}^{\text{LHV}} \eta_{\text{boiler}}} \quad (26)$$

$$\kappa_2 = c^{\text{gas}} F_t^{\text{CHP}} \Delta t + c^{\text{gas}} \frac{3.6H_i \Delta t - Q_t^{\text{CHP}}}{\rho_{\text{gas}} M_{\text{gas}}^{\text{LHV}} \eta_{\text{boiler}}} + c_{\text{MT}} P_{\text{MT}}^{\text{cap}} \Delta t \quad (27)$$

当 $\kappa_1 < \kappa_2$ 时,IES优先连接电网并网运行;反之,优先启动CHP机组。若优先启动CHP机组后,当CHP出力最大时还不能满足负荷需求,即 $\Delta P_{\text{load}3} < 0$,则IES连接电网购电补给。在整个运行过程中,一旦储能电池的荷电状态不高于最小荷电状态,则切出电池,即 $P_t^{\text{dsg}} = 0$ 。

$$\Delta P_{\text{load}3} = P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{dsg}} + P_{\text{CHP}}^{\text{max}} - L_t^{\text{d}} \quad (28)$$

4.4 双目标规划决策方法

(1) ε -约束法。

ε -约束法^[19]是一种获得Pareto解集的高效技术。该方法将一目标作为主要目标函数,将其他目标作为主要目标函数的约束条件,从而得到Pareto最优解集。本文提出包含碳排放和年总规划成本的双目标函数,将年总规划成本作为主要目标函数,碳排放作为约束条件,则利用 ε -约束法可将双目标函数写成单目标函数^[20],如式(29)所示。

$$\begin{cases} O_F = \min(F_1) \\ \text{s.t. } F_2 \leq \varepsilon \\ \text{所有等式和不等式约束} \end{cases} \quad (29)$$

其中, ε 为碳排放约束目标。

(2) 最大最小模糊决策。

在获得Pareto最优解集之后,利用模糊决策方法从得到的Pareto前沿中折中得到最优解。定义模糊隶属函数如式(30)所示,采用降半梯形分布^[21]。

$$\mu^{F_{k,i}} = \begin{cases} 1 & F_{k,i} \leq F_{k,i}^{\text{min}} \\ \frac{F_k^{\text{max}} - F_{k,i}}{F_k^{\text{max}} - F_k^{\text{min}}} & F_k^{\text{min}} < F_{k,i} < F_k^{\text{max}} \\ 0 & F_{k,i} \geq F_k^{\text{max}} \end{cases} \quad (30)$$

其中, $k=1,2$,表示第 k 个目标函数; $i=1,2,\dots,N_0$, N_0 为Pareto前沿中解的数量; $F_{k,i}$ 为第 i 个解的目标函数值; F_k^{max} 、 F_k^{min} 分别为Pareto解集中目标函数的最大、最小值。

根据计算出来的2个目标函数的隶属度值,取其最小值;重复该步骤,依次计算所有解的隶属度值并取其最小值。即:

$$\min(\mu^{F_{k,i}}) \quad i=1,2,\dots,N_0; k=1,2 \quad (31)$$

然后,再从式(31)中选择最大值,该值所对应的解方案即为最后的折中决策解,即:

$$\max\{\min(\mu^{F_{k,i}}) \mid (i=1,2,\dots,N_0; k=1,2)\} \quad (32)$$

5 算例仿真分析

为验证本文所提方案的合理性,以某区域为例进行优化配置仿真分析。该区域以居民用户居多,全年的用电负荷数据、热负荷数据、电价信息^[22]、全年风光数据以及购置设备的基本参数见附录A;售回电价为0.2元/(kW·h),天然气的价格为2.3元/m³。考虑电网的安全性,IES向电网的售电最大功率为200kW。时段长度 $\Delta t=1$ h。

根据第3节的PBDR模型对负荷曲线进行修正,典型日负荷曲线修正后的效果如图3所示,通过图3可以看出,在电价信息的激励下,用户在高峰时段(18:00—20:00)减少负荷需求量;而在11:00—17:00以及02:00—06:00,负荷需求有所提高,这2个时段分别对应光伏发电、风力发电充足的时期。这说明PBDR在不减少负荷需求的情况下,具有改变用户用电曲线的效果,从而可以实现更高的经济效益和社会效益。

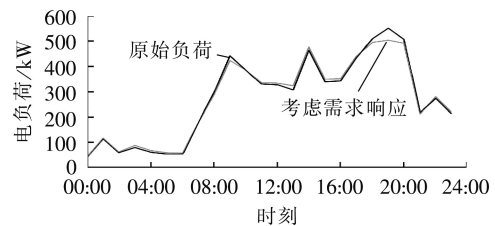


图3 PBDR实施效果

Fig.3 Implementation effect of PBDR

5.1 仿真结果

为了探究需求响应对IES规划的影响,现考虑下述2种配置模式并进行比较分析:模式1,IES规划时不考虑PBDR;模式2,IES规划时考虑PBDR。通过求解这2种模式得到Pareto前沿如图4所示。

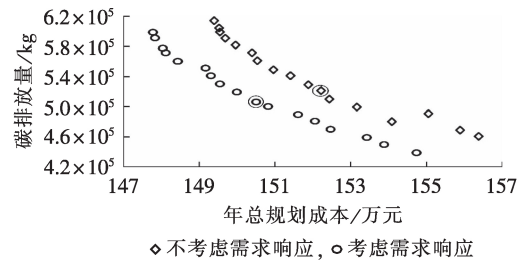


图4 Pareto解集

Fig.4 Pareto solution set

从图4中可以看出,2种模式下年总规划成本与碳排放量变化趋势均呈负相关,利用最大最小模糊决策方法得到2种模式下最优配置方案如表1所示,即图4中被圈的解。基于仿真结果可以看出,与模式1相比,模式2年总规划成本减少1.7120万元,碳排放量减少14749.1kg,分别减少了1.13%、2.84%。从各设备配置容量看,风机数量保持不变,光伏容量增加20kW,同时储能容量也增加了75kW·h,而

表1 2种模式下最优系统配置结果

Table 1 Optimal configuration results of two modes

模式	光伏容量/kW	风机数/台	CHP装机容量/kW	储能容量/(kW·h)	年总规划成本/万元	年均初始投资成本/万元	年运行成本/万元	天然气消耗量/m ³	购电量/(kW·h)	售电量/(kW·h)	碳排放量/kg
1	655	40	200	939	152.173 7	55.703 98	96.469 72	141 338.7	390 559.1	568 463	519 712.8
2	675	40	150	1 014	150.461 7	56.094 86	94.366 87	140 366.3	370 192.3	558 656	504 963.7

CHP中微型燃气轮机的容量减少了50 kW。另外,模式2较模式1的初始投资成本高,但年运行成本比模式1低,天然气消耗量和购电量对比均可以说明。天然气的消耗量和购电量的减少使得碳排放量有所减少。对于售电量,模式2总售电量有所下降,但是总体来看,总的经济效益和环境效益相对于模式1更优。

5.2 IES运行分析

在PBDR下,IES典型一周的电负荷和各设备出力见附录B中图B1。可以看出,当可再生能源总出力大于负荷需求时,储能电池充电。以典型一天为例进行分析,如图5所示。从图中可以看出,储能电池从06:00开始充电,直到10:00充满,从图6所示的售电功率可知,10:00之后,由于储能电池已充满,系统开始向电网售电;而在16:00以后,风光发电量骤降,不足以满足负荷,储能电池先在17:00—18:00放电到最小荷电状态;19:00时负荷高峰期来临,但风光发电出力不足,该时段电价较高,完全从电网中购电不经济,因此CHP机组优先工作,同时供应电、热

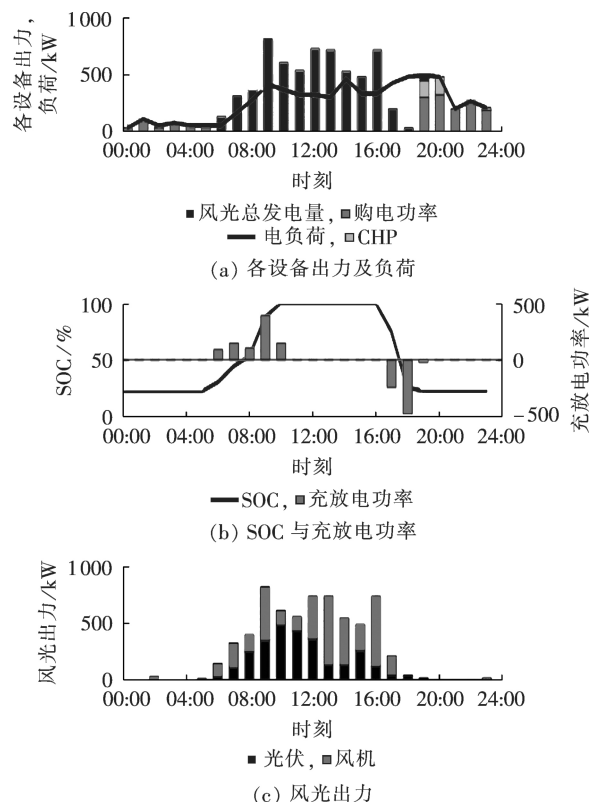


图5 典型一天运行情况

Fig.5 Operation condition in a typical day

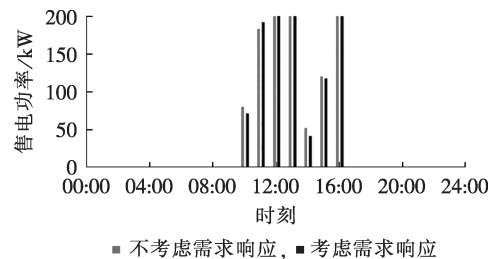


图6 2种模式下售电功率

Fig.6 Sold electricity of two modes

负荷,CHP不足以满足的电功率由电网补给,而CHP不足以满足的热负荷通过燃气锅炉补给。

该周热负荷供应各设备出力如图7所示,由于该时间区间风光资源相对充足,CHP机组运行时间较少,CHP主要运行在负荷高峰期,此时也是电价较高的时段,该时段热负荷主要由CHP余热回收供应,其他时段的热负荷主要由锅炉供应。

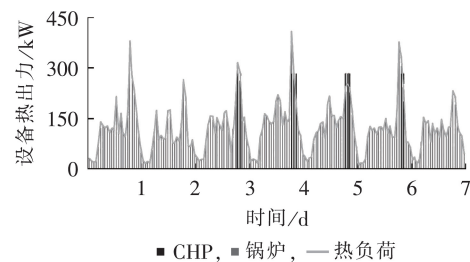


图7 热负荷及供热设备出力

Fig.7 Thermal load and heating equipment output

5.3 2种模式下运行效益对比分析

运行效益对比分析从典型一天购、售电量以及天然气的消耗进行说明。2种配置模式下典型日售电功率对比如图6所示,售电时段集中在10:00—16:00。考虑需求响应后,尽管系统的总风光发电量略微增加,但整日售电量有所减少。初始时段的售电功率减少是因为储能容量增加,其他时段的售电功率减少是因为需求响应下高峰时段一部分负荷转移到该时段,负荷需求增加。

2种配置模式下购电功率对比如图8所示,购电时段主要集中在00:00—05:00,由于需求响应下一部分负荷转移到该时段,模式2的购电功率略有增加,使得购电量有所增加,但储能容量增加,且用电高峰时段的负荷转出,总体的购电量有所下降。

图9为天然气消耗量及CHP热出力值,可以看出,在19:00—20:00,模式2下,由于CHP机组容量减少,热出力同样减少,锅炉出力增加,但总的天然

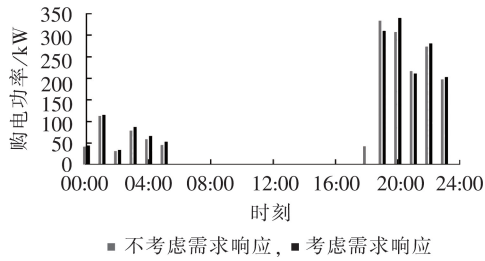
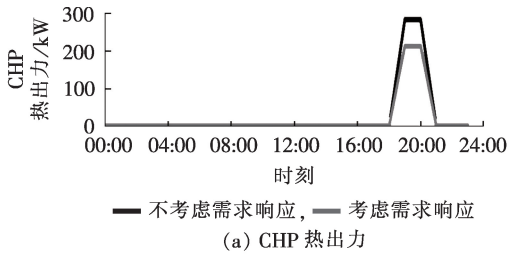
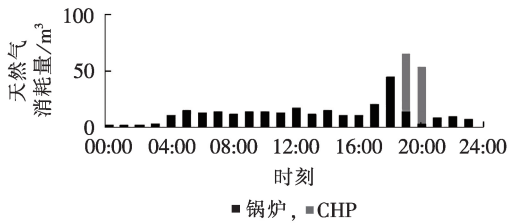


图 8 2 种模式下购电功率

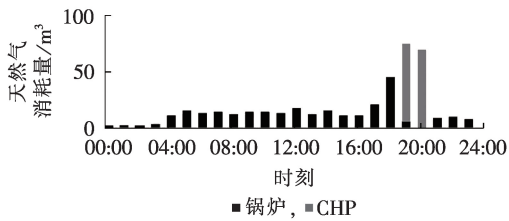
Fig.8 Purchased electricity of two modes



(a) CHP 热出力



(b) 考虑需求响应时天然气消耗量



(c) 不考虑需求响应时天然气消耗量

图 9 CHP 热出力及天然气消耗量

Fig.9 CHP thermal output and natural gas consumption

气消耗量相对于模式 1 要少,这是因为 CHP 机组仅仅利用发电余热回收供应热负荷,相比消耗同等天然气,锅炉的产热量更高。

5.4 价格参数变化下的扩展分析

市场中的气、电价往往会发生变化,因此在 IES 经济配置中有必要分析气、电价格变化对系统最优经济配置的影响。而在传统单目标规划分析气、电价格参数变化对系统最优经济配置的影响时,往往是一一对应的关系,气、电价格变化对经济和环境效益会同时产生影响,且相关的研究分析也很多。本文规划模型中不仅考虑经济效益,同时考虑环境目标,在分析气、电价格变化对配置结果的影响时具有一定的独特性。因此,本文在分析气、电价格参数变化对系统最优配置时兼顾环境效益,研究分析不同碳排放约束下气、电价格变化对系统最优配置的影响。

图 10 为不同碳排放约束下气价对年总规划成

本的影响。可以看出,同等碳排放限制下,随着气价的提高,年总规划成本几乎线性增加,而当气价一定时,随着碳排放约束中对于碳排放限制的增加,年总规划成本有所减少。不同碳排放约束下,气价对储能及 CHP 装机容量的影响分别如图 11、12 所示。从图 11 中可以看出,同等气价下,随着碳排放限制的减小,储能容量增幅较为明显;同等碳排放限制下,随着气价的提高,储能容量同样呈增长趋势,但不同碳排放限制下的变化趋势存在差异。从图 12 中可以看出,不同碳排放限制下,CHP 最优容量随气价的变化同样存在差异,总体呈下降趋势。当气价较高时,CHP 的装机容量为 0,表明此时安装 CHP 不经济,从侧面反映出天然气价格变化对 CHP 装机容量较大的系统运行影响很大。基于仿真结果分析,同等碳排放约束下,随着气价的提高,CHP 装机容量减少,而风光总装机容量受售电功率极限约束增幅不大,使得在电网侧的购电量会有所增加,而为了满足碳排放限制,通过增加储能容量来减少系统的购电从而减少碳排放量,从侧面说明储能在节能减排中的效益。相反,气价降低,满足相同碳排放约束所需

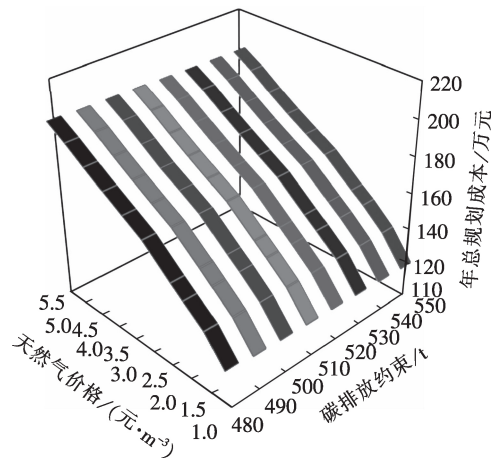


图 10 不同碳排放约束下气价变化对年总规划成本的影响

Fig.10 Impact of gas price variation on annual overall planning cost for different carbon emission constraints

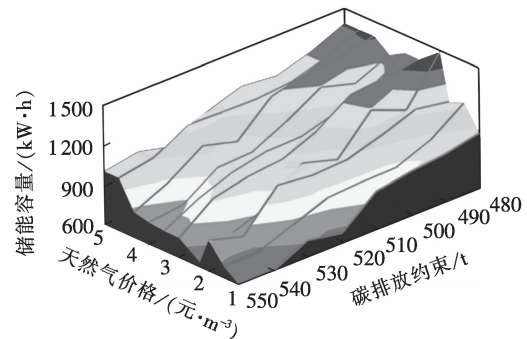


图 11 不同碳排放约束下气价变化对储能容量的影响

Fig.11 Impact of gas price variation on storage capacity for different carbon emission constraints

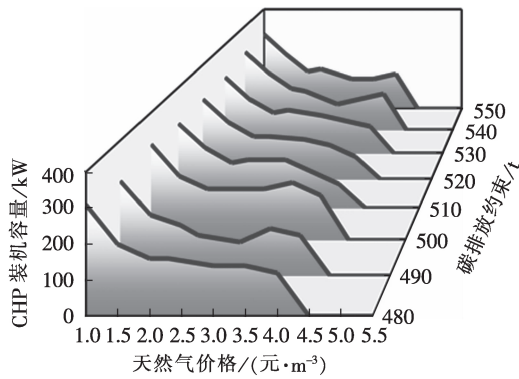


图12 不同碳排放约束下气价变化对CHP装机容量的影响

Fig.12 Impact of gas price variation on CHP installed capacity for different carbon emission constraints

储能装置容量较少,而CHP机组容量的增加,加强了电热供应的耦合程度,有益于减少污染气体的排放。

本文分别考虑电价波动 $\pm 5\%$ 、 $\pm 10\%$ 、 $\pm 15\%$ 分析其对系统经济配置的影响。图13、图14分别为不同碳排放约束下,电价波动对最优配置系统购电量和天然气消耗量的影响。可以看出,两者的变化趋势相反。从图15中可以看出,同等碳排放约束限制下,电价提高,年总规划成本增加,而电价降低时,年总规划成本出现先减少后增长的趋势。图14表明电价降低时,考虑经济效益,购电量增加,从而天然气消耗量减少,CHP装机容量有下降的趋势(附录B中图B2),而为了满足碳排放约束,需安装更多的风光发电设备以及储能装置,同时CHP的容量亦有回升的趋势,从而初始投资成本有所增加(附录B中图B3),电价降低较多时,满足相同碳排放约束配置系统所需规划成本反而有所增加;而同等电价下,随着碳排放限制大小的增加,年总规划成本明显减少。

综合以上分析可得,气价升高,CHP经济效益降

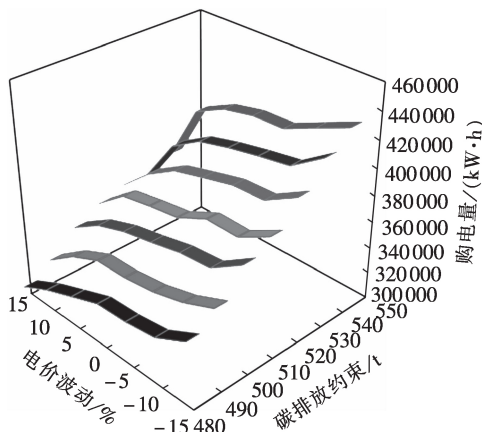


图13 不同碳排放约束下电价变化对购电量的影响
Fig.13 Impact of electricity price variation on purchased electricity amount for different carbon emission constraints

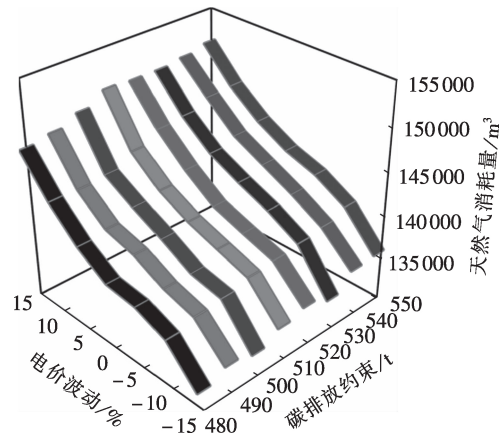


图14 不同碳排放约束下电价变化对天然气消耗的影响

Fig.14 Impact of electricity price variation on gas consumption amount for different carbon emission constraints

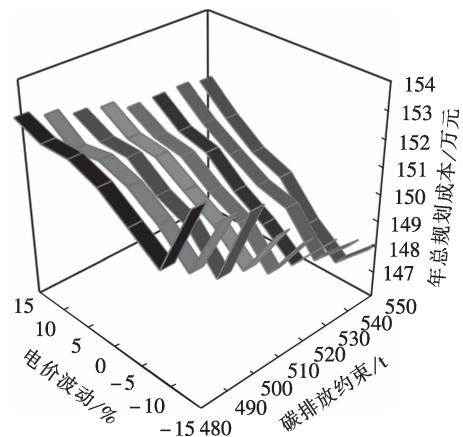


图15 不同碳排放约束下电价变化对年总规划成本的影响

Fig.15 Impact of electricity price variation on annual overall planning cost for different carbon emission constraints

低,天然气消耗减少,同时电热负荷供应耦合度减少,为满足碳排放约束,增大储能容量的经济效益更优;而较低的气价能够加深电热负荷供应的耦合程度,更能体现CHP单元节能减排效益,同时减少储能安装成本。电价提高时,增加CHP机组的装机容量更有益于系统的经济与环境效益,以此增加电热负荷供应耦合度。电价适量降低时,尽管购电成本的降低使得在满足同等碳排放约束下所需规划成本有所下降,但CHP单元的经济效益得不到体现,且满足同等碳排放约束限制下,电价降幅过大反而会导致总体的规划成本有所增加。

6 结论

本文主要研究了在PBRD下区域IES的经济配置问题,基于本文仿真结果分析,考虑需求响应下配置系统的年总规划成本和碳排放量相对于不考虑需求响应的配置系统均有所下降,表明了考虑需求响

应对 IES 经济和环境效益的必要性。除此之外,基于不同碳排放约束条件,分析了气、电价格变化对系统最优经济配置的影响。结果表明,较低的气价更能体现 CHP 机组的节能减排效益,而较高的气价下,CHP 的装机效益很低,为满足环境目标,增加储能容量的经济效益更大。对于电价的变化,电价降幅过大时,为满足同等碳排放限制,年总规划成本反而有所增加;而电价适当地增加,更能体现 CHP 机组的经济效益,有益于挖掘 IES 电热耦合单元的节能减排效益。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 孙宏斌,郭庆来,潘韶光. 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] 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 Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [3] 马钊,周孝信,尚宇炜,等. 能源互联网概念、关键技术及发展模式探索[J]. 电网技术,2015,39(11):3014-3022.
MA Zhao, ZHOU Xiaoxin, SHANG Yuwei, et al. Exploring the concept, key technologies and development model of energy internet[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3014-3022.
- [4] 殷爽睿,艾芊,曾顺奇,等. 能源互联网多能分布式优化研究挑战与展望[J]. 电网技术,2018,42(5):1359-1369.
YIN Shuangrui, AI Qian, ZENG Shunqi, et al. Challenges and prospects of multi-energy distributed optimization for energy internet[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1359-1369.
- [5] 曾鸣,刘英新,周鹏程,等. 综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J]. 电网技术,2018,42(6):1697-1708.
ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1697-1708.
- [6] MEI Shengwei, LI Rui, XUE Xiaodai, et al. Paving the way to smart micro energy grid: concepts, design principles, and engineering practices[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(4): 440-449.
- [7] 周灿煌,郑杰辉,荆朝霞,等. 面向园区微网的综合能源系统多目标优化设计[J]. 电网技术,2018,42(6):1687-1697.
ZHOU Canhuang, ZHENG Jiehui, JING Zhaoxia, et al. Multi-objective optimization design of integrated energy system for micro grid in the park[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1687-1697.
- [8] 窦晓波,袁筒,吴在军,等. 并网型风光储微网容量改进优化配置方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(3):26-32.
DOU Xiaobo, YUAN Jian, WU Zaijun, et al. Improved configuration optimization of PV-wind-storage capacities for grid-connected microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 26-32.
- [9] 朱承治,陆帅,周金辉,等. 基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备,2018,38(6):138-143,151.
ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on time-scale balance between electricity and heat[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143, 151.
- [10] 徐林,阮新波,张步涵,等. 风光蓄互补发电系统容量的改进优化配置方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(25):88-98.
XU Lin, RUAN Xinbo, ZHANG Buhuan, et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 88-98.
- [11] 雷金勇,谢俊,甘德强. 分布式发电供电系统能量优化及节能减排效益分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(23):29-36.
LEI Jinyong, XIE Jun, GAN Deqiang. Optimization of distributed energy system and benefit analysis of energy saving and emission reduction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(23): 29-36.
- [12] 宋阳阳,王艳松,衣京波. 计及需求侧响应和热/电耦合的微网能源优化规划[J]. 电网技术,2018,42(11):3469-3476.
SONG Yangyang, WANG Yansong, YI Jingbo. Microgrid energy source optimization planning considering demand side response and thermal-electrical coupling[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3469-3476.
- [13] 崔鹏程,史俊伟,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.
- [14] 张有兵,任帅杰,杨晓东,等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):55-62.
ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.
- [15] Diesel. Approximate natural gas generator fuel consumption chart [EB/OL]. [2019-02-14]. https://www.dieselserviceandsupply.com/Natural_Gas_Fuel_Consumption.aspx.
- [16] RAMLI M A M, HIENDRO A, TWAHA S. Economic analysis of PV / diesel hybrid system with flywheel energy storage [J]. Renew Energy, 2015, 78: 398-405.
- [17] ZHANG Cuo, XU Yan, DONG Zhaoyang, et al. Robust coordination of distributed generation and price-based demand response in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4236-4247.
- [18] KHODAEI A, SHAHIDEHPOUR M, BAHRAMIRAD S. SCUC with hourly demand response considering intertemporal load characteristics[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, 2(3): 564-571.
- [19] HAMED B, RAMEZAN A N. Multi-criteria optimal sizing of hybrid renewable energy systems including wind, photovoltaic, battery, and hydrogen storage with ϵ -constraint method[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(8): 883-892.
- [20] SOUMAYA A B, BRAHIM A. An improved augmented ϵ -constraint and branch-and-cut method to solve the TSP with profits [J]. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, 2019, 20(1): 195-204.
- [21] MOHSENI-BONAB S, RABIEE A, JALILZADEH S, et al. Probabilistic multi objective optimal reactive power dispatch

considering load uncertainties using Monte Carlo simulations [J].
Journal of Operation and Automation in Power Engineering, 2015,
3(1):83-93.

[22] AEMO[EB/OL]. [2019-02-13]. <http://www.aemo.com.au/>.

作者简介:

蔡含虎(1994—),男,四川巴中人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划(E-mail:ccchanhu@126.com);



蔡含虎

向月(1987—),男,重庆人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统规划与优化运行、综合能源系统等(E-mail:xiang@scu.edu.cn);

杨昕然(1994—),女,重庆人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与优化运行(E-mail:xinranyyy@126.com)。

Economic capacity allocation and benefit analysis of integrated energy system considering demand response

CAI Hanhu, XIANG Yue, YANG Xinran

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: In order to comprehensively evaluate and analyze the economic and environmental benefits of capacity allocation of regional integrated energy system considering demand response mechanism, a bi-objective optimization model of both minimum annual total planning cost and minimum annual carbon dioxide emission is built for grid-connected integrated energy system under PBDR (Price-Based Demand Response). The price demand elasticity coefficient is used to modify the electricity load curve to transfer the load power from peak period to other periods. The ε -constraint technique is adopted to transfer the bi-objective planning model to single objective planning problem, which is solved to obtain the optimal Pareto solution set and the optimal scheme is selected by fuzzy decision-making method. Case results show that the annual total planning cost and annual carbon dioxide emission of the integrated energy system are reduced under PBDR, which reflects the economic and environmental benefits of demand response.

Key words: regional integrated energy system; price-based demand response; ε -constraint; fuzzy decision; expansion analysis of gas and electricity price

附录 A

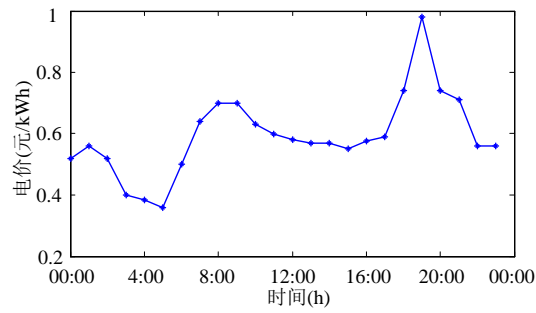


图 A1 电价信息

Fig.A1 Electricity price information

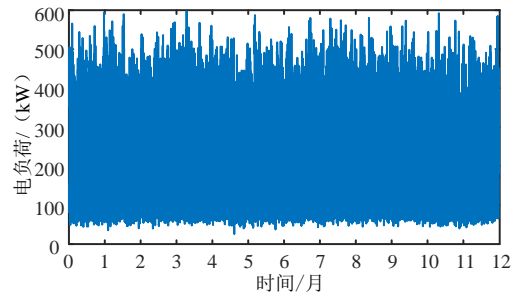


图 A2 年电负荷

Fig.A2 Annual electrical load

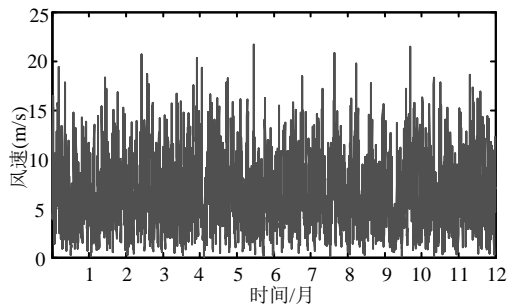


图 A3 全年风速

Fig.A3 Annual wind speed

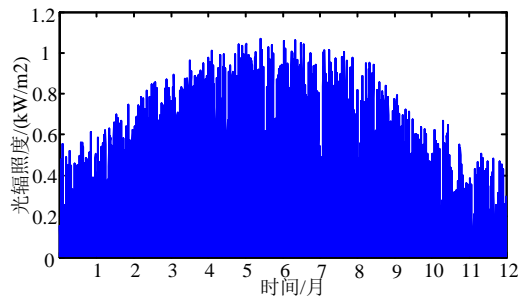


图 A4 年光辐照度

Fig.A4 Annual solar irradiance

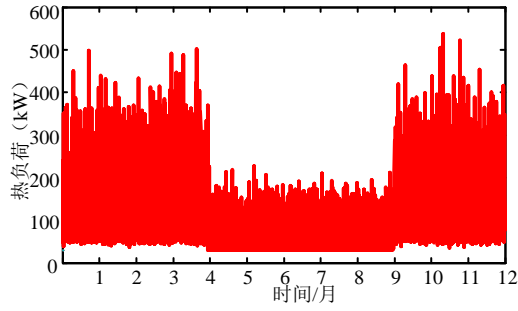


图 A5 年热负荷

Fig.A5 Annual thermal load

表 A1 IES 设备购置单价及其参数

Table A1 Purchase price and parameters of IES equipments

设备类型	安装成本	替换成本	运维	寿命
光伏	3400 元/kW	3400 元/kW	50 元/a	25 a
风机	80000 元/台 (25kW)	80000 元/kW	1000 元/a	20 a
微型燃气轮机	1500 元/kW	1500 元/kW	0.1 元/h	90 000 h
锂离子电池	1000 元/ (kW·h)	1000 元/ (kW·h)	50 元/a	10 a

附录 B

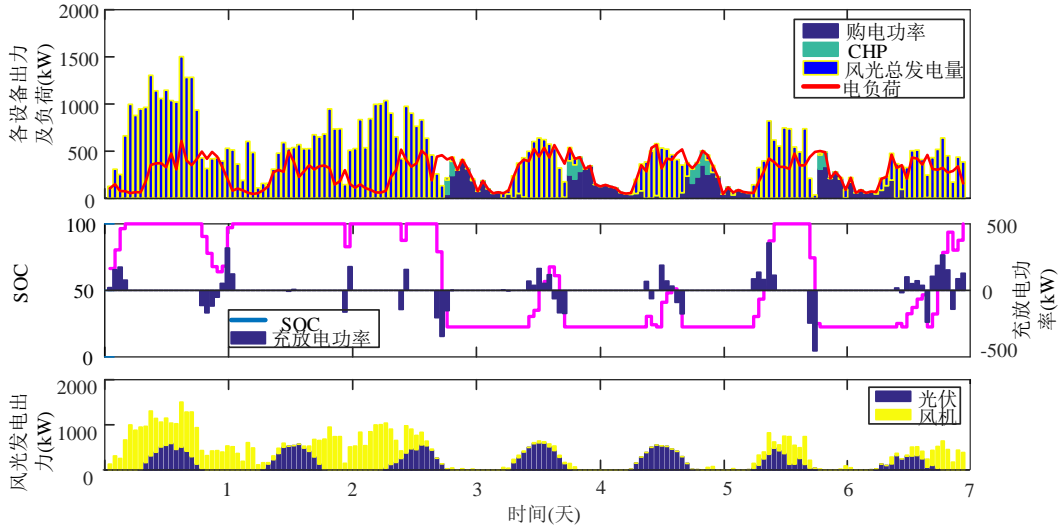


图 B1 典型一周运行状况

Fig.B1 Typical weekly operation condition

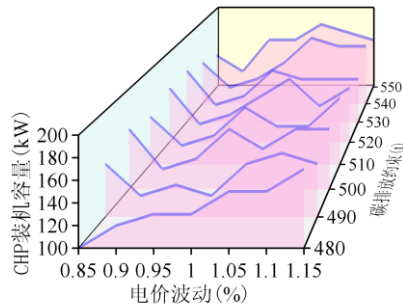


图 B2 不同碳排放目标下气价波动对 CHP 容量的影响

Fig.B2 Impact of gas price variation on installed capacity of CHP for different carbon emission constraints

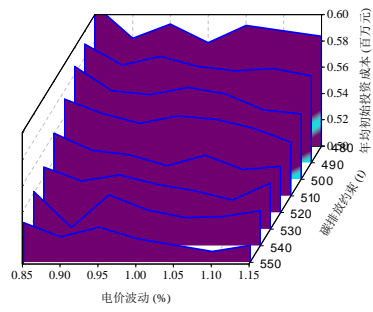


图 B3 不同碳排放目标下电价波动对年均初始投资成本的影响

Fig.B3 Impact of electricity price variation on annual initial investment cost for different carbon emission constraints