

文章编号:1671-6833(2020)06-0066-07

计及 DR 的电-气综合能源系统的鲁棒优化调度

章 健¹, 张玉晓¹, 朱永胜², 熊壮壮³, 谢加新¹, 祝方圆¹

(1.郑州大学 电气工程学院,河南 郑州 450001; 2.中原工学院 电子信息学院,河南 郑州 450007;3.国网山西省电力公司晋城供电公司,山西 晋城 048000)

摘 要: 针对在电-气综合能源系统中新能源渗透率高和系统间耦合性能低等情况,提出一种电-气综合能源系统鲁棒优化模型,以提高新能源的消纳和加强电、气能量之间灵活转换。通过建立考虑价格约束系数的电-气需求侧负荷响应模型,并采用二阶锥和 McCormick 法将原始混合整数非线性模型转化为线性模型,利用场景筛选规则加入新能源的不确定性,采用修改的 IEEE33 节点电力网和比利时20 节点天然气网络互联系统,分析比较该模型的利润、电转气能力和弃电率,以及系统的鲁棒性等,验证了模型在消纳新能源和加强电-气耦合性上的优势,并能更好应对新能源的波动性。

关键词: 电-气综合能源系统; 价格约束系数; 需求侧负荷响应; 场景筛选规则; 电转气

中图分类号: TM72 **文献标志码:** A **doi:**10. 13705/j.issn.1671-6833. 2020.06. 001

0 引言

近年来,由于人类社会面临能源危机和大量分布式能源 (distributed generation, DG) 的接入带来的高渗透率等问题,能源互联网(EI)的概念应运而生,成为解决问题的关键,也是未来能源发展的新模式^[1]。天然气相较于一般一次能源,更清洁环保,其网络与电力网络具有相似的能量流属性,与电力网联系紧密,从而使得电-气综合能源系统 (integrated electricity-natural gas system, IEGS)成为 EI 的基础和过渡,因此研究 IEGS 的特性具有深远的意义^[2]。

由于电力网与天然气网的耦合作用,使得电力网中的 DG 波动传播到气网络,威胁整个系统的安全。电转气 (power to gas, P2G) 技术^[3]的出现为解决这一问题提供了新思路,其将电能转化成天然气进行储存,可有效加强两系统间的耦合,并可消纳 DG,降低弃电率。Vandewalle 等^[4]研究了 P2G 对 IEGS 运行的影响。杜琳等^[5]论证了 P2G 有提升负荷供能率和降低弃风水平的作用。故提升 P2G 的电转化量,可提高 IEGS 的耦合性,对加强能量间的转化和提高 DG 的消纳有重要作用。

需求响应 (demand response, DR) 通过制定合理价格来引导用户用能行为,转移高峰用电以减少弃电率,对 DG 消纳和提升 IEGS 的运行效率具有重要作用。Kirschen 等^[6]通过弹性矩阵来反映负荷与电价的关系,奠定了价格型 DR 研究的基础。曾鸣等^[7-9]从 DR 的不确定性、新能源的消纳和用户满意度等方面,研究了价格型需求响应 对电力网络优化运行的影响。然而对于 DR 在 IEGS 中的影响分析国内外研究尚少。张伊宁等^[10]考虑价格型需求响应机制;Zhang 等^[11]考虑了 DR 的爬坡能力;曾博等^[12]在 IEGS 中加入 DR 的不确定性,建立一种动态概率能流计算方法。以上文献仅考虑电力网络中的需求响应,忽视了天然气网络中的 DR 对系统灵活性和稳定性的影响,且采用的定价模型不能体现电价如何引导用户行为来促进新能源的消纳。实际上,合理制定定价模型,能更有效地引导用户用能行为,以降低 DG 的弃电率。

另外,卫志农等^[13]考虑需求响应和电转气,建立 IEGS 的优化模型,实现风电消纳的目标,但未考虑风电的不确定性。实际上,DG 出力的波动性将增加 IEGS 运行调度的风险。结合 Arias 等^[14]的研究,目前解决 DG 不确定性的方法有随

机规划、模糊规划以及鲁棒优化,前两者有概率分布不确定和受样本数据及决策者主观性影响较大等缺点,而鲁棒优化因仅需模拟不确定边界等优点被广泛使用。

综上,本文建立了计及DR的IEGS鲁棒优化调度模型。并采用修改的IEEE33节点电力网和比利时20节点天然气互联系统仿真,论证文中模型能够促进DG消纳和增强系统的耦合性,与确定性优化模型对比,说明该模型对DG的波动具有良好的适应性。

1 DG出力不确定集

文中考虑风力和光伏两种DG,针对DG出力不确定的特性,可根据典型地区历史数据进行统计预测,由于鲁棒优化模型以适应DG不确定性发展为目标,其核心在于制定恶劣场景下的决策方案,因此引入DG的不确定性集,公式如下:

$$U = \{ P_{j,s,t}^{\text{PRE}} \mid P_{j,s,t}^{\text{PRE}} = P_{j,s,t}^{\text{pre}} + \varepsilon(t), \varepsilon_{\min} \leq \varepsilon(t) \leq \varepsilon_{\max} \}。 \quad (1)$$

式中: $P_{j,s,t}^{\text{PRE}}$ 为DG的预测值; $P_{j,s,t}^{\text{pre}}$ 为DG出力均值; $\varepsilon(t)$ 为波动量; ε_{\max} 、 ε_{\min} 为波动量的最大值和最小值。

根据凸优化理论,极值存在于多面体解空间某端点处,需要通过制定相应规则来筛选端点场景,即极限场景或恶劣场景。可通过以下规则,生成简单有效的不确定性端点场景,规则如下:

(1)考虑各时段值取限值的场景,取以下两种情况:

$$\begin{cases} P_{j,s,t}^{\text{PRE}} = P_{j,s,t}^{\text{pre}} - \varepsilon_{\min}; \\ P_{j,s,t}^{\text{PRE}} = P_{j,s,t}^{\text{pre}} + \varepsilon_{\max}。 \end{cases} \quad (2)$$

(2)取满足全时序总量为限值的场景,即

$$P_{j,\min}^{\text{PRE}} \leq \sum_t P_{j,s,t}^{\text{PRE}} \leq P_{j,\max}^{\text{PRE}}。 \quad (3)$$

式中: $P_{j,\max}^{\text{PRE}}$ 、 $P_{j,\min}^{\text{PRE}}$ 为全时序总量上下限值,该上下限值可通过预测数据、历史信息等获得。

2 电-气综合能源系统鲁棒规划模型

2.1 目标函数

本文优化模型旨在研究IEGS能量传递和对DG消纳的影响,因此建立以下目标函数:

$$\max \sum_{t=1}^T [(\sum_{j \in N^e} c_{e,t} P_{j,t}^{\text{D}} + \sum_{i \in N^g} c_{g,t} q_{i,t}^{\text{D}}) - (\sum_{j \in N^{\text{sub}}} c_{\text{sub}} P_{j,t}^{\text{sub}} + \sum_{i \in N^{\text{gas}}} c_{\text{gas}} Q_{i,t}^{\text{gas}} + \sum_{j \in N^{\text{DG}}} c_{\text{DG}} (P_{j,s,t}^{\text{PRE}} - P_{j,s,t}^{\text{DG}}))]。 \quad (4)$$

式中: N^e 、 N^g 、 N^{sub} 、 N^{gas} 为电网络、气网络、配变关

口、气源点节点集合; $P_{j,t}^{\text{D}}$ 、 $q_{i,t}^{\text{D}}$ 为响应后的电负荷有功功率和气负荷; $P_{j,t}^{\text{sub}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{gas}}$ 为配电网配变关口有功功率和气源点功率; $P_{j,s,t}^{\text{DG}}$ 为DG实际出力; $c_{e,t}$ 、 $c_{g,t}$ 为电、气负荷的实时电价; c_{sub} 、 c_{gas} 、 c_{DG} 为购电价格、购气价格、弃电价格。

2.2 电力网络模型

(1)支路潮流约束:

$$\begin{cases} \sum_{i \in \alpha(j)} (P_{ij,t} - r_{ij} I_{ij,t}^2) - \sum_{k \in \beta(j)} P_{jk,t} = P_{j,t}^{\text{sub}} + P_{j,t}^{\text{DG}} + P_{j,t}^{\text{GT}} - P_{j,t}^{\text{D}}; \\ \sum_{i \in \alpha(j)} (Q_{ij,t} - x_{ij} I_{ij,t}^2) - \sum_{k \in \beta(j)} Q_{jk,t} = Q_{j,t}^{\text{sub}} + Q_{j,t}^{\text{DG}} - Q_{j,t}^{\text{D}}。 \end{cases} \quad (5)$$

$$V_{j,t}^2 = V_{i,t}^2 - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij,t}^2。 \quad (6)$$

$$I_{ij,t}^2 V_{ij,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2。 \quad (7)$$

式中: r_{ij} 、 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻、电抗; $\alpha(j)$ 、 $\beta(j)$ 分别为以 j 为末(首)端节点的支路首(末)端节点集合; $V_{j,t}$ 为节点电压; $I_{ij,t}$ 为支路电流值; $P_{j,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为节点注入的有功、无功功率; $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为支路上的有功、无功功率。 $P_{j,t}^{\text{DG}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{GT}}$ 为DG和燃气轮机注入有功功率; $Q_{j,t}^{\text{DG}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{D}}$ 分别为DG和响应后的负荷无功功率; $Q_{j,t}^{\text{sub}}$ 为从变电站节点流出的无功功率。

(2)安全约束:

$$\begin{cases} V_{j,\min} \leq V_{j,t} \leq V_{j,\max}; \\ 0 \leq I_{ij,t} \leq I_{ij,\max}。 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $V_{j,\max}$ 、 $V_{j,\min}$ 、 $I_{ij,\max}$ 分别为节点电压幅值上、下限和电流幅值限值。

(3)配电网关口约束。为了防止主动配电网关口功率波动对输电网的电能质量的影响,对其进行约束如下:

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{sub}} \leq P_{j,t}^{\text{sub}} \leq P_{\max}^{\text{sub}}; \\ Q_{\min}^{\text{sub}} \leq Q_{j,t}^{\text{sub}} \leq Q_{\max}^{\text{sub}}。 \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_{\max}^{sub} 、 P_{\min}^{sub} 、 Q_{\max}^{sub} 、 Q_{\min}^{sub} 为变电站节点的输出有功无功功率的上下界。

(4)分布式电源出力。文中考虑风光两种不同的DG,由于二者有相似的特性,现将其简化分析,建立如下模型:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{j,s,t}^{\text{DG}} \leq P_{j,s,t}^{\text{PRE}}; \\ 0 \leq Q_{j,s,t}^{\text{DG}} \leq P_{j,s,t}^{\text{DG}} \tan \varphi。 \end{cases} \quad (10)$$

式中: φ 为DG的功率因数角。

2.3 天然气网络模型

(1)气源。气源点向天然气网络注入天然气,每个气源点供应流量的上下限满足以下约束条件:

$$Q_{\min}^{\text{gas}} \leq Q_{j,t}^{\text{gas}} \leq Q_{\max}^{\text{gas}} \quad (11)$$

式中: $Q_{\max}^{\text{gas}} \setminus Q_{\min}^{\text{gas}}$ 为气源供气量的上下限。

(2) 管道。本文采用树型无环网天然气系统, 根据天然气网络的实际情况, 在 1 d 内气流方向几乎不变^[15], 则管道方程具体可描述为以下形式:

$$\begin{cases} (Q_{ij,t}^{\text{pf}})^2 = C_{i,j}^2 (m_{i,t}^2 - m_{j,t}^2); \\ m_{i,\min} \leq m_{i,t} \leq m_{i,\max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $Q_{ij,t}^{\text{pf}} = (Q_{ij,t}^{\text{in}} + Q_{ij,t}^{\text{out}})/2$ 表示流过管道的平均流量; $Q_{ij,t}^{\text{in}} \setminus Q_{ij,t}^{\text{out}}$ 分别为流入、流出的管道流量; $C_{i,j}$ 为管道效率、温度、平均压缩因子等决定的常数; $m_{i,t}$ 为管道节点压力; $m_{i,\max} \setminus m_{i,\min}$ 分别为压力上下限。

(3) 流量平衡。根据流量守恒定律, 任意节点的气体总流入量等于总流出量。

$$Q_{i,t}^{\text{gas}} + Q_{i,t}^{\text{P2G}} - Q_{i,t}^{\text{GT}} - q_{i,t}^{\text{D}} - Q_{j,t}^{\text{in}} + Q_{j,t}^{\text{out}} = 0. \quad (13)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{P2G}} \setminus Q_{i,t}^{\text{GT}}$ 分别为 P2G 装置气体注入量、燃气轮机消耗气体量。

2.4 电-气耦合元件约束

电-气综合能源系统中由燃气轮机机组和 P2G 装置作为耦合元件。

(1) 燃气轮机机组约束:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{GT}} = \eta^{\text{GT}} Q_{i,t}^{\text{GT}}; \\ P_{i,\min}^{\text{GT}} \leq P_{i,t}^{\text{GT}} \leq P_{i,\max}^{\text{GT}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: η^{GT} 为燃气轮机的发电效率; $P_{i,\max}^{\text{GT}} \setminus P_{i,\min}^{\text{GT}}$ 分别为燃气轮机功率上、下限。

(2) P2G 装置约束:

$$\begin{cases} Q_{i,t}^{\text{P2G}} = \eta^{\text{P2G}} P_{i,t}^{\text{P2G}}; \\ 0 \leq Q_{i,t}^{\text{P2G}} \leq Q_{i,\max}^{\text{P2G}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: η^{P2G} 为 P2G 装置的转换效率; $P_{i,\max}^{\text{P2G}}$ 为 P2G 装置气体注入量上限值。

3 电-气互联系统需求响应建模

3.1 电力负荷需求响应模型

本文将电力负荷分为居民、商业、工业用电 3 种, 依据价格信号刺激用户自发转移用能时段, 实现削峰填谷的作用。其模型如下:

$$\begin{cases} P_{j,t}^{\text{D}} = P_{j,t}^{\text{D,pre}}(1 + \alpha); \\ \alpha = \sum_{t=1}^T E_{e,tt'}(c_{e,t} - c_{e,t}^{\text{pre}})/c_{e,t}^{\text{pre}} \end{cases} \quad (16)$$

电价约束:

$$\begin{cases} c_{e,t} = c_{e,t}^{\text{pre}} + \lambda_e \sum_{i \in N^e} (P_{j,t}^{\text{D}} - \eta_e P_{j,t}^{\text{DG}}); \\ c_{e,\min} \leq c_{e,t} \leq c_{e,\max} \end{cases} \quad (17)$$

响应后的有功无功约束:

$$\begin{cases} P_{j,\min}^{\text{D}} \leq P_{j,t}^{\text{D}} \leq P_{j,\max}^{\text{D}}; \\ Q_{j,t}^{\text{D}} = P_{j,t}^{\text{D}} Q_{j,t}^{\text{D,pre}} / P_{j,t}^{\text{D,pre}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: α 为电力负荷变化系数; $E_{e,tt'}$ 为电价弹性系数, 当 $t = t'$ 时为自弹性, 当 $t \neq t'$ 时为交叉弹性; $c_{e,t}^{\text{pre}}$ 为参考电价; λ_e 为电价约束系数; η_e 为不同电负荷占比; $c_{e,\max} \setminus c_{e,\min}$ 分别为电价上、下限; $P_{j,\max}^{\text{D}} \setminus P_{j,\min}^{\text{D}}$ 分别为电负荷功率上、下限。

3.2 天然气负荷需求响应模型

天然气与电力均为重要资源, 具有相似的商品属性, 为进一步研究需求侧对 IEGS 作用, 类比电力负荷, 天然气负荷模型如下:

$$\begin{cases} q_{i,t}^{\text{D}} = q_{i,t}^{\text{D,pre}}(1 + \beta); \\ \beta = \sum_{t=1}^T E_{g,tt'}(c_{g,t} - c_{g,t}^{\text{pre}})/c_{g,t}^{\text{pre}} \end{cases} \quad (19)$$

为进一步加强 IEGS 的耦合性, 提高系统的稳定性, 考虑气负荷与电转气量的差值, 添加定价约束:

$$\begin{cases} c_{g,t} = c_{g,t}^{\text{pre}} + \lambda_g \sum_{i \in N^g} (q_{i,t}^{\text{D}} - \eta_g Q_{i,t}^{\text{P2G}}); \\ c_{g,\min} \leq c_{g,t} \leq c_{g,\max} \end{cases} \quad (20)$$

$$q_{i,\min}^{\text{D}} \leq q_{i,t}^{\text{D}} \leq q_{i,\max}^{\text{D}} \quad (21)$$

式中: β 为天然气负荷变化系数; $E_{g,tt'}$ 为气价弹性系数, 当 $t = t'$ 时为自弹性, 当 $t \neq t'$ 时为交叉弹性; $c_{g,t}^{\text{pre}}$ 为参考气价; λ_g 为气价约束系数; η_g 为气负荷占比; $c_{g,\max} \setminus c_{g,\min}$ 分别为气价上下限; $q_{i,\max}^{\text{D}} \setminus q_{i,\min}^{\text{D}}$ 分别为气负荷上下限。

4 模型化简

在本文模型中, 目标函数、电网络支路潮流及天然气管道方程中含非线性约束, 为方便快速求解, 可将混合整数非线性规划 (MINLP) 问题转化为混合整数线性规划 (MILP) 问题。

4.1 二阶锥规划处理平方项

在电-气综合能源系统中, 采用二阶锥规划的方法进行等价变形, 对电力网络电压电流及天然气管道节点压力用 $z^2 = \bar{z}$ 的形式将其化简得到, 即将式(5)、(6)、(8)简化:

$$\begin{cases} \sum_{i \in \alpha(j)} (P_{ij,t} - r_{ij} \bar{I}_{ij,t}) - \sum_{k \in \beta(j)} P_{jk,t} = P_{j,t}^{\text{sub}} + P_{j,t}^{\text{DG}} + P_{j,t}^{\text{GT}} - P_{j,t}^{\text{D}}; \\ \sum_{i \in \alpha(j)} (Q_{ij,t} - x_{ij} \bar{I}_{ij,t}) - \sum_{k \in \beta(j)} Q_{jk,t} = Q_{j,t}^{\text{sub}} + Q_{j,t}^{\text{DG}} - Q_{j,t}^{\text{D}} \end{cases} \quad (22)$$

$$\bar{V}_{j,t} = \bar{V}_{i,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \bar{I}_{ij,t} \quad (23)$$

安全约束变为:

$$\begin{cases} V_{j,\min}^2 \leq \tilde{V}_{j,t} \leq V_{j,\max}^2; \\ 0 \leq \tilde{I}_{ij,t} \leq I_{ij,\max}^2 \circ \end{cases} \quad (24)$$

同时对式(7)、(12)松弛优化得到对应的二阶锥形式:

$$\begin{vmatrix} 2P_{ij,t} \\ 2Q_{ij,t} \\ \tilde{V}_{i,t} - \tilde{I}_{ij,t} \end{vmatrix} \leq \tilde{V}_{i,t} + \tilde{I}_{ij,t}; \quad (25)$$

$$\begin{vmatrix} Q_{ij,t}^{pf} \\ C_{ij}\tilde{m}_{j,t} \end{vmatrix} \leq C_{ij}\tilde{m}_{j,t} \circ \quad (26)$$

4.2 McCormick 方法处理双线性项

对于目标函数中售电售气收入均为双线性项,采用 McCormick 法将其线性化,令

$$\Delta_{j,t} = c_{e,t} P_{j,t}^D, \quad (27)$$

其中 $\Delta_{j,t}$ 满足以下约束:

$$\begin{cases} \Delta_{j,t} \leq P_{j,\min}^D c_{e,t} + P_{j,t}^D c_{e,\max} - P_{j,\min}^D c_{e,\max}; \\ \Delta_{j,t} \leq P_{j,\max}^D c_{e,t} + P_{j,t}^D c_{e,\min} - P_{j,\max}^D c_{e,\min}; \\ \Delta_{j,t} \geq P_{j,\max}^D c_{e,t} + P_{j,t}^D c_{e,\max} - P_{j,\max}^D c_{e,\max}; \\ \Delta_{j,t} \geq P_{j,\min}^D c_{e,t} + P_{j,t}^D c_{e,\min} - P_{j,\min}^D c_{e,\min} \circ \end{cases} \quad (28)$$

式中: $\Delta_{j,t}$ 为辅助变量。

同理售气收入亦可采用上述方式进行线性化处理。

5 仿真论证

5.1 算例参数

文中采用修改的 IEEE33 节点电力系统与比利时 20 节点天然气系统进行仿真验证。天然气系统包含 20 个节点,21 条输气管道,2 个气源点,将天然气负荷归算为电力单位。图 1 为模型的求解流程图;图 2 为电、气负荷出力曲线。

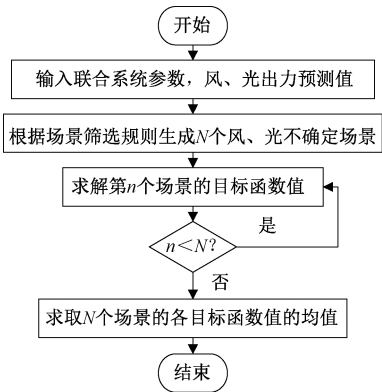


图 1 模型求解流程图

Figure 1 Flow chart for model solving

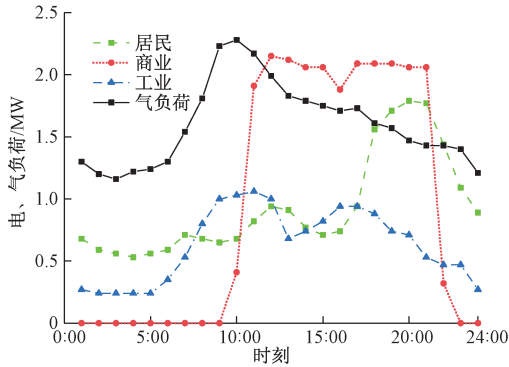


图 2 电负荷、气负荷出力曲线

Figure 2 Load profile of electric and gas

该系统的风电出力和光伏出力的均值和波动范围分别见图 3、4;各时段电价见图 5;表 1、2 给出了各类型装置的参数和 IEGS 求解参数。计算平台为系统硬件环境 Intei (R) Core (TM) i5-2 410 M CPU, 2 G 内存,程序在 Yalmip 上建模,于 MATLAB R2016b 环境下用 CPLEX12.7 算法包进行计算。

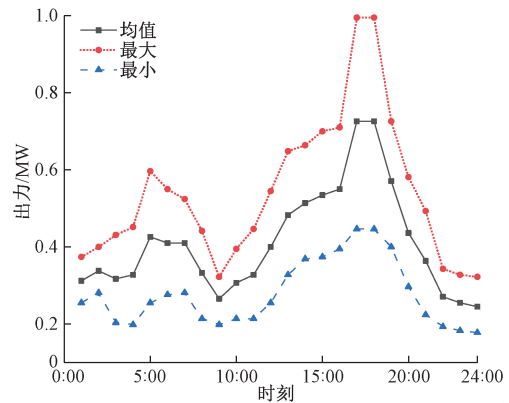


图 3 风电出力

Figure 3 Wind power output

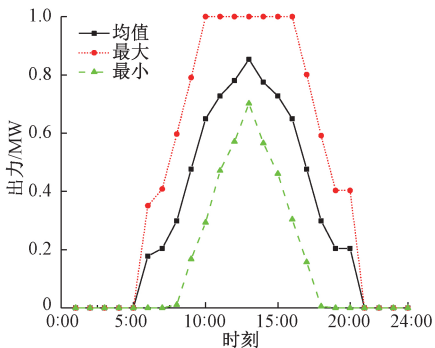


图 4 光伏出力

Figure 4 Photovoltaic output

5.2 电-气系统不同需求响应分析

5.2.1 价格约束系数对系统的影响

电价与气价约束系数,对电、气价格的定价具有重要作用,由于电、气负荷具有相似的价格属性,为方便计算,认为二者相同。其中电价气价约

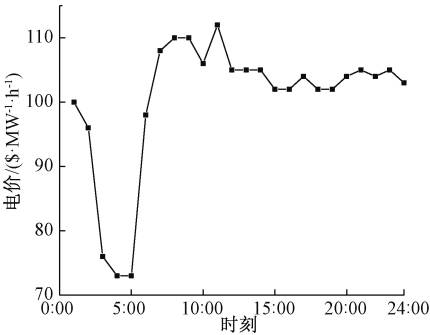


图 5 购电电价曲线

Figure 5 Electricity purchase price curve

表 1 各类型装置参数

Table 1 Parameters of each type of device

装置类型	电力网节点	天然气网节点	有功/容量上限/MW	有功/容量下限/MW	转化效率/%
MTG	1/4	18/12	1.5/1.5	0.1/0.1	43
P2G	3/6	8/16	1/1	0/0	60
气源点	—	1/9	1/1.3	0/0	—
PVG	18/31	—	—	—	—
WTG	3/8	—	—	—	—

注:其中“/”两侧的值分别对应,“—”表示无值。

表 2 模型求解参数

Table 2 Parameters for solving the model

参数	数值
DG 功率因数	0.95
弃风/弃光价格/(\$·MW ⁻¹ ·h ⁻¹)	100/180
居民/商业/工业/天然气自弹性系数	-0.14/-0.17/ -0.18/-0.2
居民/商业/工业/天然气互弹性系数	0.08/0.07/0.1/0.1
购气/售气价格/(\$·MW ⁻¹ ·h ⁻¹)	42.5/50

束的波动范围为基准值的±50%,需求响应容量上下限为基准值的±15%。现对价格约束系数取不同的值进行研究,结果如表 3 所示。

由表 3 可以看出,随着 γ 的增大,利润逐渐降低,总弃电率下降,电转气总量逐渐增加。当 γ 增大时,对应的电价、气价变化增大,由于价格变化幅度越大越易刺激用户参与需求响应,使负荷曲线变化幅度增大和 DG 的消纳能力增强,故价格调节对弃电有显著影响。 $\gamma=6$ 或 8 时,总弃电率较小,但利润较低,电转气总量增幅相对分别为

表 3 不同 γ 对系统影响分析

Table 3 Analysis of the impact of different γ in system

价格约束系数 γ	利润/\$	电转气总量/MW	弃风率/%	弃光率/%	总弃电率/%
2	2 984.00	16.26	4.38	2.91	7.29
4	2 159.00	28.15	2.32	1.61	3.93
6	1 872.00	33.06	1.50	1.06	2.56
8	1 859.00	35.51	1.14	0.82	1.96

14.85%和 6.90%; $\gamma=4$ 时对比 $\gamma=2$ 时电转气总量增加了 42.24%,极大增强了电-气系统之间的耦合,提高了系统可靠性和稳定性,弃电率进一步降低。

综合考虑,文中选取 $\gamma=4$,既满足加强需求响应调节能力、DG 的消纳能力的要求,又使电-气综合能源系统间耦合度增加。

5.2.2 不同 DR 对电-气综合能源系统影响分析

为验证基于价格约束系数的需求响应对消纳 DG 能力和运行效率提升的有效性,设置 3 种情景进行对比分析。情景 1:不考虑需求响应;情景 2:考虑不计及价格约束系数的一般需求响应;情景 3:考虑计及价格约束系数的需求相应。不同情景结果对比分析如表 4 所示。采用蒙特卡罗随机生成 1 000 个场景,并选取 16 个典型场景进行分析。

其中表 4 中数据为各个变量的均值,如利润并非收入与成本的直接相减。可以看出,对比于情景 1、2,采用本文 PR 模型后,总弃电率大幅度下降,得益于电转气总量增加,使更多的 DG 发电量通过 PIG 转化为天然气,增强了 IEGS 的耦合度,并提高了售电售气收入。然而由于一部分电能的转化,也在一定程度上增加了电网络的购电成本。

对比情景 1,情景 2 加入需求响应后,能明显增加 DG 的消纳率,且利润增加。图 6 为处于最恶劣场景的不同情景下 IEGS 能量交换曲线(取利润最大的某一场景),可以看出采用本文模型远远领先其他情景的 IEGS 的能量交换量。结合电力负荷曲线图,在负荷低谷期(0~10 h、22~24 h)时,电转气、气转电波形都处于峰值,电-气系统间能

表 4 不同情景下结果对比分析

Table 4 Comparison of results in different scenes

情景	售电收入/\$	售气收入/\$	购电成本/\$	购气成本/\$	弃风成本/\$	弃光成本/\$	利润/\$	弃风率/%	弃光率/%	总弃电率/%	电转气总量/MW
1	5 699	1 919	3 777	1 130	341	332	2 037	17.38	12.41	29.79	11.64
2	5 636	2 060	3 346	1 171	262	212	2 704	13.36	7.88	21.24	9.90
3	6 056	2 205	4 906	1 174	45	43	2 195	2.32	1.61	3.93	28.15

量的传递能力加强;在负荷高峰期(16~21 h)时,系统电-气之间的互转量都明显降低,电转气值减小到零,使更多的风光发电用于电力负荷损耗,使 DG 消纳量增加,弃电率减少。所建模型通过对需求响应价格约束系数的定义,一方面实现对 DG 的消纳,另一方面增强了系统的耦合性,使 DG 发电量能够在系统中灵活转移,促进能量间的交换。

图 7 为不同情景下电价变化,情景 2 中工业负荷电价波动范围大,峰谷差达到 98.6 \$,一半时间处于电价极端值,居民、商业电价几乎一成不变且波动不规律,不利于用户参与需求响应,对比图 2 不能根据负荷的变化达到削峰填谷的目的。情景 3 中电价基本在基准值上下波动,峰谷差较小,更具有针对性。结合对应的电力负荷曲线,电价的波动规律与负荷大致吻合,在负荷高峰期时电价增加,低谷期时电价降低,这将极大促进用户参与需求响应的积极性,使消纳 DG 能力增强。

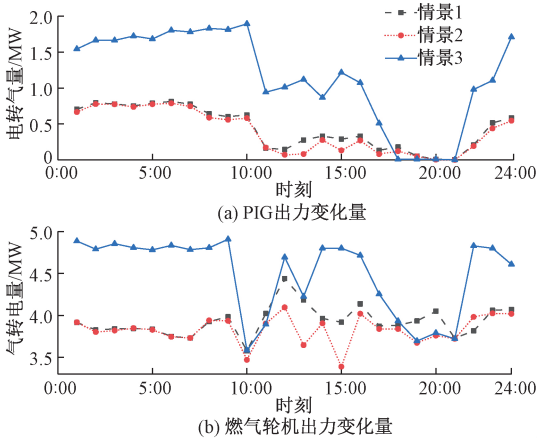


图 6 不同情景下电-气交换量
Figure 6 Exchange capacity of electric-gas in different scenes

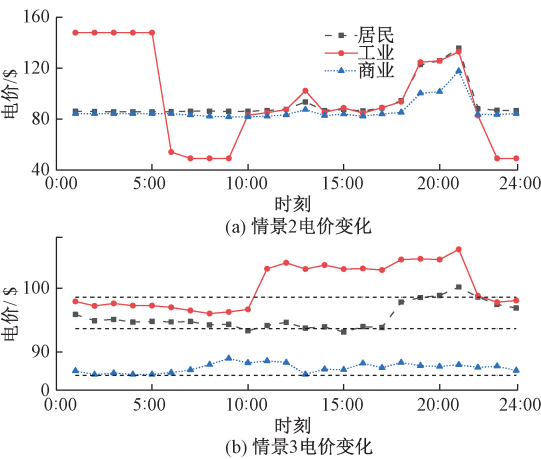


图 7 不同情景下电价对比
Figure 7 Comparison of electricity price in different scenes

5.3 电-气互联系统的鲁棒性分析

为分析鲁棒模型的性能和 DG 在不同波动范围下的运算结果,对系统的鲁棒性模型与传统的确定性模型对比分析,如表 5 所示。

表 5 不同模型对波动范围的对比分析

Table 5 Comparative analysis of fluctuation range in different models				
波动量	鲁棒模型		确定性模型	
	利润/\$	总弃电率/%	利润/\$	总弃电率/%
0.1	2 104	3.90	1 768	13.51
0.2	2 115	4.02	1 554	21.47
0.3	2 131	4.03	1 273	30.58
0.4	2 177	3.99	1 130	35.13
0.5	2 177	3.96	—	—

上述值为所有场景中的均值,可见随着 DG 波动性的加强,确定性模型产生更多的弃电成本,导致利润降低,且弃电率大幅度增加,当 DG 波动量为 0.5 时,系统无可行解,鲁棒性差。而鲁棒模型能更好地平衡系统的稳定性,弃电率能够保持很低且变化不大,抗干扰性强。由于 IEGS 中能源之间动态的交换调节作用,利润变化不明显,大于 0.4 后几乎不变,当增到 0.8 时系统模型无可行解。说明鲁棒模型对波动偏差也具有一定的极限,因此在实际应用中应合理选择 DG 波动偏差。

5.4 算法验证

为验证本文 MILP 的可行性和二阶锥及 McCormick 法的有效性,现将其与原始 MINLP 进行对比分析,对 MINLP 运用粒子群智能算法求解,如表 6 所示。由表 6 可见,直接求解 MINLP 耗时长,而转化为 MILP 后,求解速度大大提高。

表 6 不同算法下的求解信息对比

Table 6 Comparison for solution information under different algorithms		
模型	求解算法	求解时间/h
MILP	CPLEX	0.45
MINLP	粒子群算法	1.42

6 结论

建立了针对消纳分布式能源和加强 IEGS 耦合性的需求响应模型,并考虑 DG 出力的不确定性,运用二阶锥和 McCormick 法建立了计及 DR 的 IEGS 的鲁棒优化调度线性模型,经过算例验证,得到如下结论:

(1)相较于一般需求响应,在选择合适的电价、气价约束系数后,对清洁能源的消纳和系统间

的耦合性上,本文模型具有更大的优势。

(2)随着 DG 波动性的增加,本文鲁棒模型弃电率始终较低,性能更好,但对波动范围也存在一定极限,故在实际情况中应合理选择波动偏差。

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.

[2] 陈胜,卫志农,孙国强,等.电-气互联综合能源系统安全分析与优化控制研究综述[J].电力自动化设备,2019,39(8):3-11.

[3] GÖTZ M, LEFEBVRE J, MÖRS F, et al. Renewable power-to-gas: a technological and economic review[J]. Renewable energy, 2016, 85: 1371-1390.

[4] VANDEWALLE J, BRUNINX K, D' HAESELEER W. Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions[J]. Energy conversion and management, 2015, 94: 28-39.

[5] 杜琳,孙亮,陈厚合.计及电转气规划的综合能源系统运行多指标评价[J].电力自动化设备,2017,37(6):110-116.

[6] KIRSCHEN D S, STRBAC G, CUMPERAYOT P, et al. Factoring the elasticity of demand in electricity prices [J]. IEEE transactions on power systems, 2000, 15(2): 612-617.

[7] 曾鸣,武赓,王昊婧,等.智能用电背景下考虑用户满意度的居民需求侧响应调控策略[J].电网技术, 2016, 40(10): 2917-2923.

[8] 张涛,章佳莹,王凌云,等.计及用户行为的电-气-热综合能源系统日前经济调度[J].电力系统自动化, 2019, 43(11): 86-94.

[9] MA R, LI K, LI X, et al. An economic and low-carbon day-ahead Pareto-optimal scheduling for wind farm integrated power systems with demand response[J]. Journal of modern power systems and clean energy, 2015, 3(3): 393-401.

[10] 张伊宁,何宇斌,晏鸣宇,等.计及需求响应与动态气潮流的电-气综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化, 2018, 42(20): 1-8.

[11] ZHANG X P, CHE L, SHAHIDEHPOUR M, et al. Electricity-natural gas operation planning with hourly demand response for deployment of flexible ramp[J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2016, 7(3): 996-1004.

[12] 曾博,胡强 刘裕,等.考虑需求响应复杂不确定性的电-气互联系统动态概率能流计算[J].中国电机工程学报, 2020, 40(4): 1162-1171, 1408.

[13] 卫志农,张思德,孙国强,等.计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J].中国电机工程学报, 2017, 37(16): 4601-4609.

[14] ARIAS N B, TABARES A, FRANCO J F, et al. Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations[J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2018, 9(2): 884-894.

[15] WANG C, WEI W, WANG J H, et al. Convex optimization based distributed optimal gas-power flow calculation [J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2018, 9(3): 1145-1156.

Robust Optimal Dispatch of Electric-gas Integrated Energy System Considering with Demand Response

ZHANG Jian¹, ZHANG Yuxiao¹, ZHU Yongsheng², XIONG Zhuangzhuang³, XIE Jiaxin¹, ZHU Fangyuan¹

(1.School of Electrical Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China; 2.School of Electronic and Information Engineering, Zhongyuan University of Technology, Zhengzhou 450007, China; 3.State Grid Shanxi Electric Power Company Jincheng Power Supply Company, Jincheng 048000, China)

Abstract: In view of the high permeability of new energy and the low coupling performance between electricity and gas systems in the IECS, a robust optimization model of the integrated energy system of electricity and gas was proposed in this paper to improve the consumption of new energy, and strengthen, flexible conversion between electricity and gas energy. An electric-gas demand side load response model was established considering the price constraint coefficient, and using the second-order cone and McCormick method to convert the original mixed integer nonlinear model into a linear model. Scene screening rules was used to add the uncertainty of new energy, The IEEE 33-node power grid and the Belgian 20-node natural gas network interconnection system were modified, analyze and compare The model's profit, electricity-to-gas capacity and power consumption rate, and the robustness of the system were analyzed and compared. It had a great advantage in nature and could better cope with the volatility of new energy.

Key words: electric-gas integrated energy system; price constraint coefficient; demand-side load response; scenario screening rules; electricity to gas