

考虑弹性提升的城市电—气互联能源系统扩展规划

李 丹¹, 贾伯岩¹, 马天祥¹, 姜月娟², 何良策², 卢志刚²

(1. 国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北 石家庄 050021; 2. 燕山大学
电力电子节能与传动控制河北省重点实验室, 河北 秦皇岛 066004)

摘要:随着燃气发电技术和电转气技术的发展,电—气互联能源系统扩展规划成为研究的热点问题,同时近年来频发的极端自然灾害威胁着电—气互联能源系统的正常运行。为此,在极端自然灾害场景下,对兼顾弹性提升的城市电—气互联能源系统扩展规划问题展开研究。首先,对系统中的基础元件进行抗灾等级划分,用于描述灾害后的元件损坏情况;然后,以投资成本和失负荷成本之和最小为目标,应用储能蓄电池、分布式燃气发电机、储气罐以及电转气装置等设备,提出一种考虑弹性提升的城市电—气互联能源系统扩展规划的鲁棒优化模型;最后,利用列和约束算法对提出模型进行求解,并采用改进的 IEEE 33 节点电力系统和比利时 20 节点天然气系统进行仿真测试,得到一定极端自然灾害预算情况下的规划结果,从而验证所提出的扩展规划模型能够起到提升系统弹性的作用。

关键词:弹性;电—气互联能源系统;扩展规划;鲁棒优化;列和约束算法

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.06.004 中图分类号:TM715 文章编号:1673-9140(2022)06-0035-11

Expansion planning of urban power-gas interconnection energy system considering resilience enhancement

LI Dan¹, JIA Boyan¹, MA Tianxiang¹, JIANG Yuejuan², HE Liangce², LU Zhigang²

(1. Electric Power Science Research Institute, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050021, China; 2. Key Lab of Power Electronics for Energy Conservation and Motor Drive of Hebei Province, Yanshan University, Qinhuangdao 066004, China)

Abstract: With the development of energy technology, the extended planning of integrated urban electricity and natural gas systems has become a hot issue. In recent years, the frequent occurrence of extreme natural disasters threaten the operation of the energy system. Under the background, the extended planning problem of integrated urban electricity and natural gas systems with consideration of resilience upgrading is addressed in this paper. Firstly, the basic components in the system are divided into disaster resistance levels to describe the damage of components after disaster in the extreme natural disaster scenario. Then, a robust optimization model of urban power gas interconnected energy system expansion planning considering elastic lifting is proposed to minimize the sum of investment cost and load shedding cost by using energy storage batteries, distributed gas generators, gas storage tanks, power to gas devices

收稿日期:2021-11-23;修回日期:2022-05-20

基金项目:国家自然科学基金(61873225);河北省自然科学基金(E2020203205)

通信作者:卢志刚(1963—),男,博士,教授,博士生导师,主要从事电力系统经济运行与控制研究;E-mail:zhglu@ysu.edu.cn

and other equipment. Finally, the column and constraint generation algorithm are utilized to solve the proposed model. In addition, the improved IEEE 33 bus power system and Belgium 20 bus power system are chosen for simulation test. The planning results verifies that the proposed extended planning model can improve the system flexibility.

Key words: resilience; integrated urban electricity and natural gas systems; extension planning; robust optimization; column and constraint generation algorithms

随着电力系统和天然气系统之间的耦合程度不断提升,使得融合 2 个系统的电—气互联能源系统成为了研究热点^[1]。为了更好地将电力网与天然气网耦合在一起,有必要对其进行合理的规划^[2]。

目前,国内外众多学者针对电—气互联能源系统的规划问题已经进行了一系列研究。文献[3]计及电力系统和天然气系统之间的信息隐私,采用交替方向乘子法算法对电—气互联能源系统进行协同规划;文献[4]提出在考虑需求侧管理的基础上进行电—气互联能源系统的规划,可以优化电力负荷轮廓,实现削峰填谷,提升消纳间歇新能源的能力,达到提升电—气集成能源系统安全与经济运行的目的;文献[5]考虑热电联产和电转气装置等设备新增和投运的情况下对电—气互联能源系统进行了协同规划;文献[6]考虑电转气装置的情况下进行了电—气综合能源系统的规划,以投资成本、年运行成本最小为目标实现了在规划年内耦合系统的安全经济运行。然而,以上研究都是在系统正常运行情况下的规划,而没有考虑电—气互联能源系统受极端自然灾害故障影响情况下的规划情况,规划后的互联系统虽然在某一方面具有突出优势,但是受到极端灾害后易崩溃瓦解,带来重大的经济损失。

在最近几年,台风、地震等极端自然灾害频频发生,同时给能源输送网络带来了很大的破坏,产生了巨额的经济损失^[7]。弹性概念最早由加拿大生态学家 Holling 引入生态学领域^[8],随后便慢慢扩展到环境科学、社会学以及工业界等领域。弹性概念广泛应用于评价个体、集体或系统承受外部扰动以及扰动后恢复的能力,且已经引起电力系统和综合能源系统相关学者的关注。文献[9]提出了一种自然灾害后配电网的减灾方法,即将配电网分段为带有分布式发电单元的微电网;文献[10]考虑了电力杆的故障率,研究了保护配电系统免受飓风影响的加固策略;文献[11]中提出了一种弹性配电网规划模型,用于协调强化和分布式发电的分配;文献[12]重

点介绍了保护配电网免受极端天气事件影响的不同加固技术,如加固电力杆和植被管理;文献[13]提出了区域综合能源系统的 $N-k$ 约束日前调度方法,该方法说明分布式储气能够在一定程度上提升弹性恢复力;文献[14]提出在已有的电—气互联能源系统中加入分布式电源和储气库,可以有效提高综合能源系统的弹性。但是这些文献大多在已有的硬化措施下对能源系统进行研究,极少在能源系统的规划层面上考虑弹性的性能提升。在电力和交通耦合网络中,当以交通网络中充电站作为应急响应设备时,文献[15]通过对充电站的合理规划,达到兼顾提高配电网韧性和充电便利性的目的;文献[16]将储能作为备用能源,考虑在遭受极端自然灾害时,通过电—气互联能源系统的多阶段运行来规划储能的容量,最终得出提高互联系统运行弹性的结论。虽然以上文献在规划层面对极端灾害下的互联能源系统的弹性提升进行了研究,但是并未考虑到自然灾害发生前的防御资源部署规划。

此外,文献[17-18]表明绝大部分与天气有关的停电发生在城市配电部分。因此,本文将对考虑弹性提升的城市电—气互联能源系统进行扩展规划。首先,利用商权决策法进行互联系统基础元件抗灾等级划分并建立受灾不确定集合;接着建立互联能源系统的规划模型,对新增分布式燃气发电机、储能蓄电池、电转气装置、储气罐、输电线路和输气管道进行选址和定容;然后,为描述自然灾害所导致的能源系统故障不确定性,将所建立的规划模型转化为鲁棒优化的形式,采用列和约束算法(column and constraint algorithms, C&CG)进行模型求解;最后,以改进的 IEEE 33 节点电力系统和比利时 20 节点天然气系统进行仿真验证,对不进行任何规划、按照规划成本最小为目标进行规划和按照本文模型进行规划生成的仿真结果对比分析,有力说明在本文所提出的扩展规划方案下能够提高电—气互联能源系统在受到极端自然灾害时的弹性恢复力。

1 电—气互联能源系统基础元件抗灾等级划分与故障不确定模型

1.1 电—气互联能源系统基础元件抗灾等级划分

由于自然灾害(例如台风、地震、海啸)的破坏力会随着时间和空间的变化逐渐减弱,会对位于不同区域的元件产生不同的破坏水平,因此,有必要将受灾区域按照灾害传播的时空路径划分不同的受灾等级,如图 1 所示,从右至左 3 个区域的受灾程度依次减弱。在基本电网规划设计阶段,对一些重要负荷开展了保护措施,因此,若线路所带负荷等级高,则该线路的抗灾性越强,如图 2 所示。同时,如果一条线路是城市中的主要干线,也会在设计之初进行硬化保护,如图 3 所示,主干线硬化程度较高。

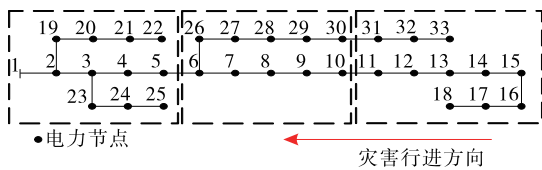


图 1 受灾区域等级划分

Figure 1 Classification of disaster area

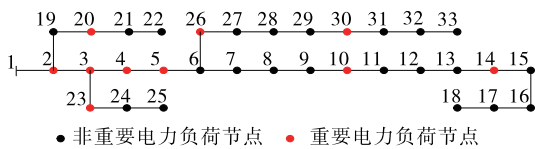


图 2 负荷重要程度划分

Figure 2 Load importance division

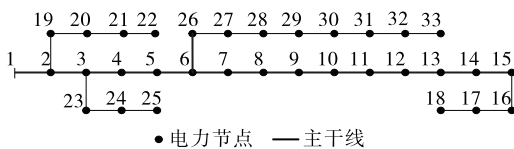


图 3 网络主干划分

Figure 3 Network backbone division

本文将灾害传播时空路径、线路所带负荷的重要程度和线路是否主干部分作为 3 个评价指标,对电—气互联能源系统的基本构成单元电力线路和输气管道进行综合抗灾等级划分。为了减少凭借主观经验确定指标权重的主观随意性,利用熵权决策法^[19]进行抗灾等级划分。由于天然气系统中的输气管道在配气网络中与电力系统中的电力线路在配

电网络中类似^[20],因此,以电力线路为例进行抗灾等级划分情况的具体说明。电力系统中的电力线路为被评价对象,用 i 表示线路数,每个被评价对象的评价指标用 j 表示^[19]。

将被评价对象进行标准化处理:

$$X_{ij}^* = \frac{x_{ij} - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (1)$$

式中 x_{\min} 、 x_{\max} 分别为同一评价指标下不同元件的指标值中最小、最大值; x_{ij} 为第 i 个元件的第 j 个指标数值。

进行归一化处理:

$$B_{ij} = \frac{1 + x_{ij}^*}{\sum_{i=1}^I (1 + x_{ij}^*)} \quad (2)$$

计算各评价指标的熵、第 j 个评价指标的熵权、第 i 个元件的灾害风险值,分别为

$$H_j = - \frac{\sum_{i=1}^I B_{ij} \ln B_{ij}}{\ln I} \quad (3)$$

$$W_j = \frac{1 - H_j}{I - \sum_{j=1}^J H_j} \quad (4)$$

$$R = \sum_{j=1}^J W_j B_{ij} \quad (5)$$

通过对各元件灾害风险值的划分,将所有线路分为 3 个抗灾等级并用抗灾等级集合 l_τ ($\tau=1,2,3$) 表示。同理,进行天然气系统中的基础元件输气管道抗灾等级的划分,将 3 个抗灾等级集合用 k_τ ($\tau=1,2,3$) 表示。

1.2 故障不确定模型

由于自然灾害给网络带来的损害是不确定的,因此,使用故障不确定集合给出元件在受灾时的损坏预算,故障不确定性集合^[16]如下:

$$U = \left\{ \sum_{(i,j) \in l_\tau} (1 - u_{i,j,t}) \leq \Gamma_{l_\tau}, \sum_{(m,n) \in k_\tau} (1 - u_{m,n,t}) \leq \Gamma_{k_\tau}, \tau = 1, 2, 3 \right\} \quad (6)$$

式中 Γ_{l_τ} 、 Γ_{k_τ} 分别为 3 个受灾等级集合内线路、输气管道损坏预算个数; τ 为灾害等级,其值越大表明灾害的破坏力越强; $u_{i,j,t}$ 、 $u_{m,n,t}$ 取值分别表示线路 (i,j) 、管道 (m,n) 是否受到自然灾害的破坏,为 1 则没有遭到破坏,为 0 则遭到破坏。

2 考虑弹性提升的城市电一气互联能源系统扩展规划模型

本文以城市电一气互联能源系统为研究对象,同时在极端灾害影响下考虑互联能源系统的弹性提升。

2.1 目标函数

考虑弹性提升的城市电一气互联能源系统扩展规划优化模型的目标函数为投资成本和最坏灾害情况下运行的失负荷成本之和最小,即

$$\min F = \beta(c_{\text{inv}}^{\text{B}} + c_{\text{inv}}^{\text{DG}} + c_{\text{inv}}^{\text{P2G}} + c_{\text{inv}}^{\text{S}} + c_{\text{inv}}^{\text{L}} + c_{\text{inv}}^{\text{K}}) + c_{\text{loss}} \quad (7)$$

式中 $c_{\text{inv}}^{\text{B}}$ 、 $c_{\text{inv}}^{\text{DG}}$ 、 $c_{\text{inv}}^{\text{P2G}}$ 、 $c_{\text{inv}}^{\text{S}}$ 、 $c_{\text{inv}}^{\text{L}}$ 、 $c_{\text{inv}}^{\text{K}}$ 分别为新增蓄电池、燃气分布式发电机、电转气装置、储气罐、电力线路以及输气管道的投资成本; β 为现值转等年值系数; c_{loss} 为运行过程中的失电负荷和失气负荷成本。

$$\begin{cases} c_{\text{inv}}^{\text{B}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{B}\sigma} \in \Theta_{\text{B}}} (U^{\text{BP}} P_{\sigma}^{\text{B}} + U^{\text{BE}} E_{\sigma}^{\text{B}}) x_{i,\sigma}^{\text{B}} \\ c_{\text{inv}}^{\text{DG}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{DG}\sigma} \in \Theta_{\text{DG}}} U^{\text{DG}} P_{\sigma}^{\text{DG}} x_{i,\sigma}^{\text{DG}} \\ c_{\text{inv}}^{\text{P2G}} = \sum_{m \in \Omega_{\text{P2G}\sigma} \in \Theta_{\text{P2G}}} U^{\text{P2G}} P_{\sigma}^{\text{P2G}} x_{m,\sigma}^{\text{P2G}} \\ c_{\text{inv}}^{\text{S}} = \sum_{m \in \Omega_{\text{S}\sigma} \in \Theta_{\text{S}}} (U^{\text{SG}} G_{m,\sigma}^{\text{S}} + U^{\text{SE}} E_{m,\sigma}^{\text{S}}) x_{m,\sigma}^{\text{S}} \\ c_{\text{inv}}^{\text{L}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{L}} \in \Omega_{\text{P2G}}} U^{\text{L}} P^{\text{L}} x_{i,m}^{\text{L}} \\ c_{\text{inv}}^{\text{K}} = \sum_{m \in \Omega_{\text{K}} \in \Omega_{\text{DG}}} U^{\text{K}} E^{\text{K}} x_{m,i}^{\text{K}} \\ \beta = \frac{r(1+r)N_{\text{inv}}}{(1+r)N_{\text{inv}} - 1} \end{cases} \quad (8)$$

式中 i 、 m 分别为电力线路、输气管道节点; Ω_{B} 、 Ω_{DG} 、 Ω_{P2G} 、 Ω_{S} 分别为各投资设备待选节点集合; Ω_{L} 、 Ω_{K} 分别为电力系统中新增电力线路候选节点集合、天然气系统中新增输气管道节点集合(新增电力线路连接电网并处于气网电转气装置中,新增输气管道连接气网并处于电网燃气分布式发电机装置中); Θ_{B} 、 Θ_{DG} 、 Θ_{P2G} 、 Θ_{S} 分别为新增储能蓄电池、燃气分布发电机、电转气设备、储气罐的备选类型集合; U^{BP} 、 U^{BE} 分别为储能蓄电池的单位功率、单位容量投资维护费用; U^{SG} 、 U^{SE} 分别为储气库的单位气流量、单位容量投资维护费用; U^{DG} 、 U^{P2G} 、 U^{L} 、 U^{K} 分别为分布式燃气轮机、电转气装置、新增电力线

路、新增输气管道的单位容量投资维护费用; P_{σ}^{B} 、 E_{σ}^{B} 为待选型号为 σ 的储能蓄电池的功率和容量; P_{σ}^{DG} 、 P_{σ}^{P2G} 分别为待选型号为 σ 的燃气分布式电源、电转气装置功率; G_{σ}^{S} 、 E_{σ}^{S} 分别为待选型号为 σ 的储气罐流量、容量; P^{L} 、 E^{K} 分别为新增电力线路、输气管道容量; $x_{i,\sigma}^{\text{B}}$ 、 $x_{i,\sigma}^{\text{DG}}$ 、 $x_{m,\sigma}^{\text{P2G}}$ 、 $x_{m,\sigma}^{\text{S}}$ 、 $x_{i,m}^{\text{L}}$ 、 $x_{m,i}^{\text{K}}$ 分别为各投资设备的二进制整数决策变量; r 为贴现率; N_{inv} 为新增设备的使用年限。每种类型的投资成本表示为新增线路或设备的单位功率/单位容量/单位气流量投资维护费用、功率/容量/气流量以及投资的二进制整数决策变量三者的乘积。

$$c_{\text{loss}} = \sum_{i \in T} \left[\sum_{i \in L_1} c_{\text{d},1} P_{i,t}^{\text{LS}} + \sum_{i \in L_2} c_{\text{d},2} P_{i,t}^{\text{LS}} + \sum_{m \in K_1} c_{\text{g},1} G_{m,t}^{\text{LS}} + \sum_{m \in K_2} c_{\text{g},2} G_{m,t}^{\text{LS}} \right] \quad (9)$$

式中 节点 L_1 、 L_2 分别为电力系统中重要、非重要负荷的节点集合; K_1 、 K_2 分别为天然气系统中重要、非重要负荷的节点集合; $c_{\text{d},1}$ 、 $c_{\text{d},2}$ 分别为电力系统中重要、非重要负荷切除单位电量的惩罚费用; $c_{\text{g},1}$ 、 $c_{\text{g},2}$ 分别为天然气系统中重要、非重要负荷切除单位气量的惩罚费用; $P_{i,t}^{\text{LS}}$ 、 $G_{m,t}^{\text{LS}}$ 分别为 t 时刻电力系统中节点 i 失电负荷量、天然气系统中节点 m 失气负荷量。失负荷成本表示为单位电量/气量的惩罚费用与 t 时刻系统中失电/失气负荷量的乘积。

2.2 约束条件

对于上述目标而言,约束条件主要包括新增设备数量、新增设备运行、电力系统运行以及天然气系统运行约束等几个方面。

1) 新增设备数量约束。

$$\begin{cases} 1 \leq \sum_{i \in \Omega_{\text{B}\sigma} \in \Theta_{\text{B}}} x_{i,\sigma}^{\text{B}} \leq N^{\text{B}} \\ 1 \leq \sum_{i \in \Omega_{\text{DG}\sigma} \in \Theta_{\text{DG}}} x_{i,\sigma}^{\text{DG}} \leq N^{\text{DG}} \\ 1 \leq \sum_{m \in \Omega_{\text{P2G}\sigma} \in \Theta_{\text{P2G}}} x_{m,\sigma}^{\text{P2G}} \leq N^{\text{P2G}} \\ 1 \leq \sum_{m \in \Omega_{\text{S}\sigma} \in \Theta_{\text{S}}} x_{m,\sigma}^{\text{S}} \leq N^{\text{S}} \\ 0 \leq \sum_{m \in \Omega_{\text{P2G}}} x_{i,m}^{\text{L}} \leq 1, i \in \Omega_{\text{L}} \\ 0 \leq \sum_{i \in \Omega_{\text{DG}}} x_{m,i}^{\text{K}} \leq 1, m \in \Omega_{\text{K}} \end{cases} \quad (10)$$

式中 N^{B} 、 N^{DG} 、 N^{P2G} 、 N^{S} 分别为各元件允许新增的个数上限。第5式保证每个在天然气网络中新增

的为电转气装置通过电力线路连接到相匹配的电力系统节点;第 6 式保证每个在电力网络中新增的分布式燃气轮机通过输气管道连接到相匹配的天然气系统节点。

2) 新增设备运行约束。

① 储能蓄电池约束。

$$\begin{cases} c_{i,t} + d_{i,t} \leq x_{i,\sigma}^B \\ 0 \leq P_{i,t}^{Bc} \leq c_{i,t} P_i^{B,\max} \\ 0 \leq P_{i,t}^{Bd} \leq d_{i,t} P_i^{B,\max} \\ P_{i,t}^B = P_{i,t}^{Bc} - P_{i,t}^{Bd} \\ E_{i,t}^B = E_{i,t-1}^B - \frac{1}{r_{B1}} P_{i,t}^{Bd} + r_{B2} P_{i,t}^{Bc} \\ 0.2 \cdot x_{i,\sigma}^B E_i^{B,\max} \leq E_{i,t}^B \leq x_{i,\sigma}^B E_i^{B,\max} \\ \forall i \in \Omega_B, t \in T, \sigma \in \Theta_B \end{cases} \quad (11)$$

式中 $c_{i,t}, d_{i,t}$ 为 0-1 整数变量,分别表示储能蓄电池的充电、放电状态,若第 i 个储能蓄电池 t 时刻处于放电状态,则 $c_{i,t}=0, d_{i,t}=1$,反之亦然; $P_{i,t}^B$ 为 t 时刻节点 i 的储能蓄电池输出有功功率; $P_{i,t}^{Bc}, P_{i,t}^{Bd}$ 分别为 t 时刻储能蓄电池的充电、放电功率。 r_{B1}, r_{B2} 分别为储能蓄电池的放电、充电效率; $P_i^{B,\max}$ 为该节点允许接入的储能蓄电池最大有功功率; $E_i^{B,\max}$ 为该节点允许接入的储能蓄电池最大容量。第 1 式为储能蓄电池充放电状态约束;第 2、3 式分别为充电、放电功率约束;第 4 式为输出有功功率表达式;第 5 式为储能蓄电池容量变化表达式;第 6 式为容量上下限约束。

② 储气设施约束。

$$\begin{cases} c_{m,t} + d_{m,t} \leq x_{m,\sigma}^S \\ 0 \leq G_{m,t}^{Sc} \leq c_{m,t} G_m^{S,\max} \\ 0 \leq G_{m,t}^{Sd} \leq d_{m,t} G_m^{S,\max} \\ G_{m,t}^S = G_{m,t}^{Sd} - G_{m,t}^{Sc} \\ E_{m,t}^S = E_{m,t-1}^S - \frac{1}{r_{S1}} G_{m,t}^{Sc} + r_{S2} G_{m,t}^{Sd} \\ 0.2 \cdot x_{m,\sigma}^S E_m^{S,\max} \leq E_{m,t}^S \leq x_{m,\sigma}^S E_m^{S,\max} \\ \forall m \in \Omega_S, t \in T, \sigma \in \Theta_S \end{cases} \quad (12)$$

式中 $c_{m,t}, d_{m,t}$ 为 0-1 整数变量,分别表示储气罐的充气、放气状态,若在 m 节点处的储气罐 t 时刻处于输出气体状态,则 $c_{m,t}=0, d_{m,t}=1$,反之亦然; $G_{m,t}^S$ 为储气罐 t 时刻流入节点 m 的气流量; $G_{m,t}^{Sd}$ 为储气罐输出气体流量; $G_{m,t}^{Sc}$ 为输入储气罐的气体流

量; r_{S1}, r_{S2} 分别为储气罐放气、充气效率; $G_m^{S,\max}, E_m^{S,\max}$ 分别为该点允许接入的储气罐最大气体流量、最大容量。第 1 式为储气罐充放气状态约束;第 2、3 式分别为输入、输出储气罐的气体流量约束;第 4 式为流入节点 m 的气流量表达式;第 5 式为储气罐容量变化表达式;第 6 式为容量上下限约束。

③ 燃气分布式发电机的输出功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{DG} \leq x_{i,\sigma}^{DG} P_i^{DG,\max} \\ 0 \leq Q_{i,t}^{DG} \leq x_{i,\sigma}^{DG} Q_i^{DG,\max} \\ \forall i \in \Omega_{DG}, t \in T, \sigma \in \Theta_{DG} \end{cases} \quad (13)$$

式中 $P_{i,t}^{DG}, Q_{i,t}^{DG}$ 分别为 t 时刻节点 i 的燃气分布式发电机输出有功、无功功率; $P_i^{DG,\max}, Q_i^{DG,\max}$ 分别为节点 i 允许接入的燃气分布式发电机的最大有功、无功功率。

④ 电转气装置的转化效率及最大出力约束。

$$\begin{cases} G_{m,t}^{P2G} = \eta_{P2G} P_{m,t}^{P2G} \\ 0 \leq P_{m,t}^{P2G} \leq x_{m,\sigma}^{P2G} P_m^{P2G,\max} \\ P_{i,t}^{P2G} = x_{i,m}^L P_{m,t}^{P2G} \\ \forall m \in \Omega_{P2G}, t \in T, \sigma \in \Theta_{P2G}, i \in \Omega_L \end{cases} \quad (14)$$

式中 $P_{i,t}^{P2G}$ 为电转气装置 t 时刻节点 i 消耗配电系统有功功率; η_{P2G} 为电能转化为气体的转化效率; $G_{m,t}^{P2G}$ 为电转气装置输入到节点 m 的气流; $P_m^{P2G,\max}$ 为节点 m 允许接入的电转气装置最大功率。第 1 式为电能转化为气体的效率表达式;第 2 式为电转气装置功率约束;第 3 式为消耗配电系统有功功率约束。

3) 电力系统运行约束。

① 电力系统功率平衡约束。

$$\begin{cases} \sum_{j,(i,j) \in l} P_{j,i,t} - \sum_{j,(i,j) \in l} P_{i,j,t} + P_{i,t}^{DG} + P_{i,t}^B = \\ \quad P_{i,t}^L - P_{i,t}^{LS} + P_{i,t}^{P2G} \\ \sum_{j,(i,j) \in l} Q_{j,i,t} - \sum_{j,(i,j) \in l} Q_{i,j,t} + Q_{i,t}^{DG} = \\ \quad Q_{i,t}^L - \frac{P_{i,t}^{LS}}{P_{i,t}^L} Q_{i,t}^L \\ \forall t \in T, i \in l \end{cases} \quad (15)$$

式中 $P_{i,j,t}$ 为 t 时刻从节点 i 流向 j 的有功功率、 $P_{j,i,t}$ 为 t 时刻从节点 j 流向 i 的有功功率; $P_{i,t}^L$ 为 t 时刻 i 点的负荷有功功率; $P_{i,t}^{LS}$ 为配电系统中 t 时刻 i 点的失负荷有功功率; l 为线路集合; $Q_{i,j,t}$ 为 t 时刻从节点 i 流向 j 的无功功率; $Q_{j,i,t}$ 为 t 时刻从

节点 j 流向 i 的无功功率; $Q_{i,t}^L$ 为 t 时刻节点 i 的无功负荷。

②电压约束。

$$\begin{cases} |V_{j,t}| \leq |V_{i,t}| - \frac{R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}}{V_0} + (1-u_{i,j,t})M_1 \\ |V_{i,t}| - \frac{R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}}{V_0} - (1-u_{i,j,t})M_1 \leq |V_{j,t}| \\ |V_i|^{min} \leq |V_{i,t}| \leq |V_i|^{max} \\ \forall i \in l, t \in T \end{cases} \quad (16)$$

式中 $V_{i,t}$ 为节点 i 电压; R_{ij} 、 X_{ij} 分别为支路阻抗、导纳; V_0 为参考节点电压; $|V_i|^{min}$ 、 $|V_i|^{max}$ 分别为节点电压的最大、最小值; M_1 、 M_2 为引入的大 M 值, 由于其为非线性, 使用分段线性化方法进行求解。

③分支功率流约束。

$$\begin{cases} -u_{i,j,t}P_{i,j}^{max} \leq P_{i,j,t} \leq u_{i,j,t}P_{i,j}^{max} \\ -u_{i,j,t}Q_{i,j}^{max} \leq Q_{i,j,t} \leq u_{i,j,t}Q_{i,j}^{max} \\ \forall (i,j) \in l, t \in T \end{cases} \quad (17)$$

式中 $P_{i,j}^{max}$ 、 $Q_{i,j}^{max}$ 分别为线路所能承受最大有功、无功功率。若线路 ij 受灾损坏, $u_{i,j,t}$, 则线路传输功率 $P_{i,j,t} = 0$ 、 $Q_{i,j,t} = 0$ 。

④失电负荷约束。

$$0 \leq P_{i,t}^{LS} \leq P_{i,t}^L, \forall i \in l, \forall t \in T \quad (18)$$

4) 天然气运行约束。

①天然气系统运行时天然气流量平衡约束。

$$\sum_{n,(m,n) \in k} G_{n,m,t} - \sum_{n,(m,n) \in k} G_{m,n,t} + G_{m,t}^S + G_{m,t}^{P2G} = G_{m,t}^L + G_{m,t}^{DG} - G_{m,t}^{LS}, \forall t \in T, m \in k \quad (19)$$

式中 $G_{m,n,t}$ 为从 t 时刻节点 m 流向 n 的气流; $G_{n,m,t}$ 为 t 时刻从节点 n 流向 m 的气体流量; $G_{m,t}^{P2G}$ 为电转气装置 t 时刻流入节点 m 的气流量; $G_{m,t}^L$ 为 t 时刻节点 m 处的气体负荷; $G_{m,t}^{DG}$ 为 t 时刻节点 m 处提供燃气发电机的气流量; $G_{m,t}^{LS}$ 为 t 时刻节点 m 处失气负荷。由于本文主要是规划问题, 因此为简化模型, 不考虑管道气流方程^[21]。

②管道气流流量约束。

$$0 \leq G_{m,n,t} \leq u_{m,n,t}G_{m,n}^{max}, (m,n) \in k, t \in T \quad (20)$$

式中 $G_{m,n}^{max}$ 为输气管道的容量上限。

③天然气与燃气轮机的耦合关系。

$$G_{m,t}^{DG} = x_{m,i}^K \eta_g P_{i,t}^{DG}, i \in \Omega_{DG}, m \in \Omega_K, t \in T \quad (21)$$

式中 η_g 为燃气分布发电机的的气体消耗系数。

④失气负荷约束。

$$0 \leq G_{m,t}^{LS} \leq G_{m,t}^L, m \in k, t \in T \quad (22)$$

3 模型的转化与求解

针对故障集合的不确定性, 本文提出二阶段鲁棒规划模型, 并将原模型写成鲁棒形式进行求解。外层最小化为第 1 阶段, 是优化线路故障前新增各元件的选址定容决策问题, 优化变量为 x ; 第 2 阶段为线路发生故障最坏情况下的经济调度问题, 主要是减小城市配电和配气系统的失负荷量, 优化变量为 u 和 y 。

$$\begin{cases} \min_{x,u,y} \{ \beta (c_{inv}^B + c_{inv}^{DG} + c_{inv}^{P2G} + c_{inv}^S + c_{inv}^L + c_{inv}^K) + \max_{u \in U} \min_{y \in Q(x,u)} c_{loss} \} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \text{式(10)} \\ \mathbf{x} = (x_{i,\sigma}^B, x_{i,\sigma}^{DG}, x_{m,\sigma}^{P2G}, x_{m,\sigma}^S, x_{i,m}^L, x_{m,i}^K)^T \\ \mathbf{x} \in \{0,1\} \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

其中, y 表示具体决策变量, $Q(x,u)$ 表示给定一组 (x,u) 是 y 的可行域, 分别包括:

$$\left[P_{i,t}^{LS}, G_{m,t}^{LS}, P_{i,j,t}, P_{i,t}^{DG}, P_{i,t}^{Pc}, P_{i,t}^{Pd}, P_{i,t}^{P2G}, Q_{i,j,t}, Q_{i,t}^{DG}, V_{i,t}, P_{m,t}^{P2G}, E_{B,i,t}, G_{m,n,t}, G_{m,t}^{Sc}, G_{m,t}^{Sd}, G_{m,t}^{P2G}, E_{m,t}^S \right] \quad (24)$$

$$Q(x,u) = \begin{cases} \mathbf{D}\mathbf{y} \geq \mathbf{d} \rightarrow \gamma \\ \mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{0} \rightarrow \lambda \\ \mathbf{F}\mathbf{x} + \mathbf{G}\mathbf{y} \geq \mathbf{h} \rightarrow \nu \\ \mathbf{I}_u \mathbf{y} = \mathbf{u} \rightarrow \pi \end{cases} \quad (25)$$

式中 \mathbf{D} 、 \mathbf{K} 、 \mathbf{F} 、 \mathbf{G} 、 \mathbf{I}_u 为对应的约束条件下变量的系数矩阵; \mathbf{d} 、 \mathbf{h} 为常数列向量; γ 、 λ 、 ν 、 π 为第 2 阶段最小化问题中各约束对应的对偶变量。

第 2 阶段运行约束条件具体为第 1 行表示优化模型的不等式约束, 包括式(11)的第 2、3 式、式(12)的第 2、3 式、式(16)的第 3 式、式(18)、(22); 第 2 行为等式约束, 包括式(11)的第 4、5 式、式(12)的第 4、5 式、式(14)的第 1 式、式(15)、(19); 第 3 行对应式(11)的第 1 式、式(11)的第 6 式和式(12)的第 1

式、式(12)的第 6 式和式(13)、式(14)的第 2、3 式、式(21);第 4 行表示在自然灾害不确定模型下的元件故障情况对子问题决策变量的影响,对应式(16)的第 1、2 式以及式(17)、(20)。

由于构建的鲁棒优化模型具有 min-max-min 结构,因而无法像单层确定问题一样直接求解。在此使用列和约束算法把模型中内层问题转化为子问题、外层问题转化为主问题,并将 2 个问题进行迭代求解。同时,每次返回主问题的为子问题的最优解,同时收敛所需的迭代次数较少,收敛速度较快。为便于表示,使用模型的矩阵形式进行表述^[22]。

1)主问题。

对应第 1 阶段,针对的是扩展规划中新增设备选址定容决策问题,需要在自然灾害发生前进行规划,表示为

$$\begin{cases} \min_{x, \eta, y^l} (\mathbf{F}(\mathbf{x}) + \eta) \\ \text{s.t.} \begin{cases} \eta \geq \mathbf{c}^T \mathbf{y}^l \\ \mathbf{D} \mathbf{y}^l \geq \mathbf{d} \\ \mathbf{K} \mathbf{y}^l = 0 \\ \mathbf{F} \mathbf{x} + \mathbf{G} \mathbf{y}^l \geq \mathbf{h} \\ \mathbf{I}_u \mathbf{y}^l = \mathbf{u}_i^* \\ \forall l \leq k \end{cases} \end{cases} \quad (26)$$

式中 \mathbf{c} 为子问题目标函数对应的系数列向量; k 为当前迭代次数; \mathbf{y}^l 为第 l 次迭代的子问题的解; \mathbf{u}^* 为第 l 次迭代后得到的最恶劣场景下不确定变量 \mathbf{u} 的取值; η 为代替子问题函数值的辅助变量,表示第 2 阶段对应的目标函数值。主问题为混合整数线性规划问题,可以通过商业求解器 cplex 进行有效求解。

2)子问题。

对应第 2 阶段,针对自然灾害对城市电—气互联能源系统的影响,在观测到最坏情况下的线路和输气管道破坏后,通过调整电网和气网潮流分布减少失负荷量,从而保证系统运行的经济性。

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{y \in Q(x, u)} \mathbf{c}^T \mathbf{y} \\ \max_{u \in U, \gamma, \lambda, v, \pi} \mathbf{d}^T \gamma + (\mathbf{h} - \mathbf{F} \mathbf{x})^T \mathbf{v} + \mathbf{u}^T \pi \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{D}^T \gamma + \mathbf{K}^T \lambda + \mathbf{G}^T \mathbf{v} + \mathbf{I}_u^T \pi \leq \mathbf{c} \\ \gamma \geq 0, \mathbf{v} \geq 0, \pi \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (27)$$

由式(27)可以看到,子问题现阶段为 max-min

两层结构,无法直接求解,将采用拉格朗日对偶理论将内层 min 问题转化为其对偶问题对应的 max 问题,并与外层 max 问题合并求解。其中, $\mathbf{u}^T \pi$ 为双线性项,无法直接求解,可以采用外近似法或大 M 线性化法进行求解。但是有时使用外近似法可能无法找到全局最优解,因此使用大 M 线性化法进行求解。

$$\begin{cases} \max_{\mathbf{u}} \mathbf{u}^T \pi = \max r \\ \text{s.t.} \begin{cases} -\mathbf{u}^T \cdot M \leq r \leq 0 \\ \pi - (1 - \mathbf{u}^T) \cdot M \leq r \leq \\ \pi + (1 - \mathbf{u}^T) \cdot M \end{cases} \end{cases} \quad (28)$$

通过以上处理,子问题即转化为标准单层 MILP 问题。

$$\begin{cases} \max_{u \in U, \gamma, \lambda, v, \pi} \mathbf{c}^T \mathbf{y} = \mathbf{d}^T \gamma + (\mathbf{h} - \mathbf{F} \mathbf{x})^T \mathbf{v} + r \\ \text{s.t.} \text{ 式(27)、(28)中 s.t.} \end{cases} \quad (29)$$

通过上面的推导过程,将两阶段的鲁棒优化规划模型解耦为具有混合整数线性形式的主问题和子问题,可以用列和约束算法进行求解。算法流程如图 4 所示。

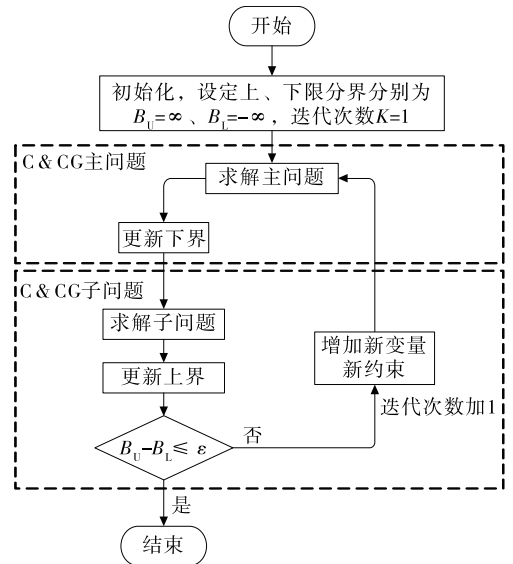


图 4 算法流程

Figure 4 Algorithm flowchart

1) 给定一组受灾不确定变量 \mathbf{u} 作为初始的最恶劣场景,设定最终的成本下界 $B_L = -\infty$, 上界 $B_U = +\infty$, 迭代次数为 $k = 1$;

2) 根据最恶劣场景 \mathbf{u}^* , 求解主问题,得到最优解,其中主问题目标函数解作为新的下界;

3) 将求得主问题的解带入子问题中,得到子问

题中的目标函数值 $f_k^*(x_k^*)$ 和相应最恶劣场景下不确定变量 u 的取值 u_{k+1}^* , 更新上界 $B_U = \min\{B_U, f_k^*(x_k^*)\}$;

4) 给定算法的收敛阈值 ϵ , 若 $B_L - B_U \leq \epsilon$, 则停止迭代, 返回最优解; 否则令迭代次数 $k = k + 1$, 增加变量和约束, 并返回第 2 步继续进行迭代, 直到满足收敛条件。

4 算例仿真

算例中采用改进的 IEEE 33 节点电力系统和比利时 20 节点天然气系统作为城市电—气互联能源系统, 该 IEEE 33 节点系统有 32 条配电线路, 除节点 1 外均为负荷节点。比利时 20 节点天然气系统有 19 条输气管道, 3、6、7、10、15、16、19、20 为负荷节点, 1、8 为气源节点。在未进行扩展规划前, 城市电力、天然气系统只通过节点 14 处的燃气发电机进行耦合。电力系统重要、非重要负荷的单位切负荷惩罚系数分别为 100、10 万元/(MW·h)^[23]。天然气系统重要、非重要负荷的单位切负荷惩罚系数分别为 30、4 万元/kcf。模型中燃气分布式发电机 (DG)、电转气装置 (P2G)、储气罐 (S)、储能蓄电池 (B) 最大规划数量分别为 2、1、2、3 台。假设极端自然灾害引起综合能源系统故障时间从 1 h 开始, 求解算法中取收敛阈值为 0.5%。

使用 MATLAB R2019b 进行仿真, 采用 YALMIP 语言进行编程, 调用 CPLEX 12.6 工具箱进行求解。新增设备参数如表 1、2 所示, 负荷重要程度分类如表 3 所示; 电力、天然气系统负荷水平分别如图 5、6 所示。

表 1 备选 DG、P2G、S、B 型号参数

Table 1 Parameters of DG, P2G, S and B

型号	DG		P2G
	有功功率/MW	无功功率/MVar	功率/MW
1	1.25	0.77	8
2	2.50	1.54	12

型号	S		B	
	气流/kcf	容量/kcf	功率/MW	容量/(MW/h)
1	15	150	1	4
2	20	200	2	6

表 2 新增设备基础数据

Table 2 Basic data of new equipment

设备	效率/%	成本	使用年限/a
DG	50	56 万元/MW	20
P2G	60	150 万元/MW	20
S	90	气流量: 0.73 万元/kcf 容量: 0.56 万元/(kcf·h)	20
B	90	功率: 24.2 万元/MW 容量: 18.6 万元/(MW·h)	20

表 3 负荷分类

Table 3 Load classification

系统	重要负荷节点	非重要负荷节点
电力	2, 5, 10, 14, 23, 20, 26, 30	3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 33
	天然气	3, 10, 20

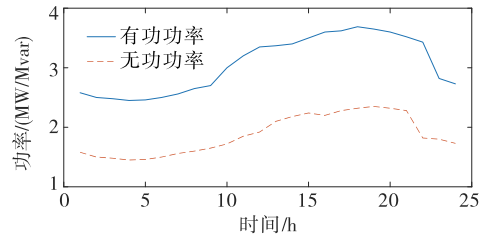


图 5 电力系统负荷水平

Figure 5 Load level of power system

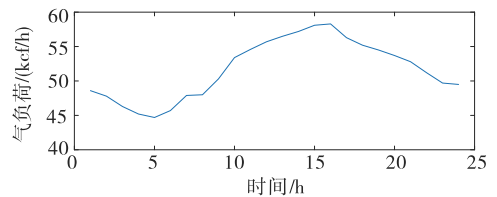


图 6 天然气系统负荷水平

Figure 6 Load level of natural gas system

利用商权决策法, 根据 3 个评价指标获得城市电—气综合能源系统的基础元件 (输电线路和输气管道) 最终抵御自然灾害时的抗灾指标, 并按照抗灾水平进行分类, 如表 4 所示。在故障不确定集合下, 本文将进行城市电—气互联能源系统的扩展规划: 电力系统中取抗灾能力 1 级 (较弱)、2 级 (中等)、3 级 (强) 输电线路最大损坏条数分别为 2、1、1 条; 天然气系统中取抗灾能力 1 级、2 级、3 级输气管道最大损坏条数分别为 2、1、0 条。总体故障不确定集合记为 $L(2, 1, 1)K(2, 1, 0)$ 。

表 4 基础元件抗灾等级划分结果

Table 4 Disaster resistance level of basic components

抗灾等级	输电线路	输气管道
1	10,11,12,13,14,15,16,17,20 21,25,28,32,33	5,7,10,13,15,19
2	6,8,9,18,19,22,26,27,30,31	1,2,4,12,14,16
3	1,2,3,4,5,7,13,23,24,29	8,9,3,6,7,11,17,18

最终得到的具体损坏情况为电力线路 1、6、25、28 断开,输气管道 1、5、10 断开,规划成本为 2 275.7 万元,失负荷成本为 1 166.7 万元,考虑现值转年值转化系数的总成本为 1 405.0 万元。扩展规划的结果如图 7、表 5 所示,可以看出,新增设备大都选择所给出候选型号中输出功率或者是气流量大的型号 2 进行规划。因为从故障情况来看,电力系统中输电线路 1 的断开使得系统缺少供电电源,因此,需要更多的电量补充来减小负荷的损失量;天然气系统中的输气管道 1 的断开使得系统供气气源缺少一半,因此,需要更多的天然气供应来减小气负荷的损失量。

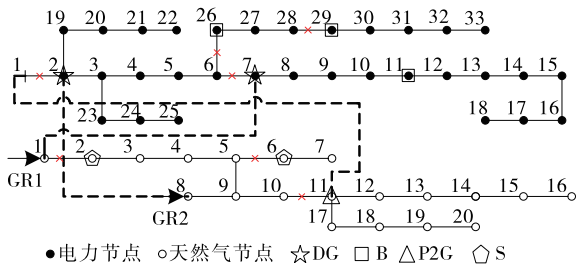


图 7 规划结果

Figure 7 Planning results

表 5 具体规划结果

Table 5 Planning result for a specific case

型号	具体规划方案(节点编号)					
	DG	P2G	S	B	输电线路	输气管道
1	7	—	2	—	L ₁ -K ₁₁	K ₁ -L ₇ , K ₈ -L ₂
2	2	11	6	26,11,29	—	—

电、气负荷的失负荷趋势如图 8 所示,可以看出,在最大放电深度的约束下,由于电力线路损坏使得储能蓄电池没有电能补充时,最终将不再输出电能来补充电力系统节点的负荷需求,在第 11 个小时开始产生电能损失。3 个储能相继在第 11 个小时之后不能工作,因此,在图中呈现出三段上升—稳定的趋势。天然气系统中的储气罐也存在同样情况,由于缺少气源的补充,逐渐减小输出气流,在第 13

个小时之后,产生失负荷。

综合来看,在极端灾害带来很大影响时,这些作为应急能源补充的设备能够在很大程度上补充城市所需能源,并且按照本文的规划方案可以保证在至少 11 h 内不会产生任何的能源供应不足,为灾后抢修提供了宝贵的时间,提升了电—气互联能源系统的弹性性能。

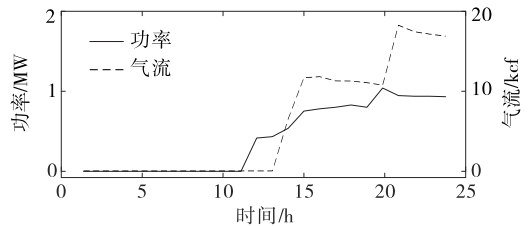


图 8 失负荷趋势

Figure 8 Load loss trend

为了进一步验证本文所提出的规划模型对城市电—气互联能源系统有弹性提升的作用,在上述受灾情况下考虑 3 个案例:案例 1 不进行任何规划;案例 2 按照规划成本最小为目标进行规划;案例 3 按照本文模型的规划方法进行规划。不同案例下的数据结果如表 6 所示。

表 6 不同案例各项数据对比

Table 6 Data comparison of different cases

案例	电力系统失负荷量/MW	天然气系统失负荷量/kcf
1	69.3	1 088.5
2	37.6	869.4
3	10.7	158.6

通过对比案例 1、3 可以看出,案例 1 的失负荷水平约为案例 3 的 7 倍,同样,案例 1 的天然气失负荷量也约为案例 3 的 7 倍,说明本文的规划方法可以大大减小电—气互联能源系统的失负荷水平,提高能源系统在面对极端灾害时的弹性。可见,在传统网络中合理规划一些应急能源补充设备是很有必要的。通过对比案例 2、3 可以看出,本文提出的模型能够更好地为能源系统提供应急能源补充,使其最大程度上减小失负荷水平。

将灾害预算定义为需要抵御的灾害水平。不同灾害预算下所造成的电力线路和输气管道具体故障情况以及规划、失负荷等费用如表 7 所示,其中总成本为规划现值转等年值成本和失负荷成本之和。在故障预算小的情况下,可以看出,极端灾害所引起的

故障较少,无论是规划成本还是最终失负荷惩罚成本,一定程度上均比灾害预算大的情况下低。因此,规划决策者可以根据规划预算和需要抵御的灾害水平选择最经济的规划方案。

表7 不同灾害预算下数据

Table 7 Data under different disaster budgets 万元

灾害预算	规划成本	失负荷成本	总成本
L(1,1,1)K(1,1,0)	213.2	936.8	1 150.0
L(2,1,1)K(2,1,0)	238.3	1 166.7	1 405.0
L(2,2,1)K(2,1,1)	319.2	1 328.2	1 647.4

5 结语

本文针对电力线路和输气管道本身的抗灾特性,利用熵权决策法对其进行抗灾等级分类,使用故障不确定集合来描述其在极端灾害下的损坏情况。以投资成本和失负荷成本之和最小为目标,建立了考虑弹性提升的电—气互联能源系统扩展规划模型。仿真算例表明:通过合理地规划储能蓄电池、燃气发电机、储气罐、电转气装置等新增元件的位置和容量,能够最大程度上提升电—气互联能源系统弹性。同时得到不同故障水平下投资总成本会有差异的结论,规划者可以根据本地区的实际抗灾需要进行适当的规划。

参考文献:

- [1] 刘家权,刘坤,周金涛,等.基于鲁棒优化的电—气互联型主动配电网故障恢复方法[J].电力系统保护与控制,2021,49(7):66-74.
LIU Jiaquan, LIU Shen, ZHOU Jintao, et al. Fault recovery method of an integrated electricity and natural-gas active distribution network based on robust optimization [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 66-74.
- [2] 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+4885.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Study on peak shaving and valley filling of electricity to gas interconnected integrated energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4601-4609+4885.
- [3] 王旭,别朝红.基于交替方向乘法法的电—气互联系统分布式协同规划[J].电力系统自动化,2018,42(22):107-120.
WANG Xu, BIE Chaohong. Distributed collaborative planning of electricity gas interconnected system based on alternating direction multiplier method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 107-120.
- [4] 白云,贾燕冰,陈浩,等.计及供气充裕性的电—气互联综合能源系统低碳经济调度[J].电测与仪表,2021,58(11):32-38.
BAI Yun, JIA Yanbing, CHEN Hao, et al. Low-carbon economic dispatch of electric-gas interconnection systems considering gas supply adequacy [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(11): 32-38.
- [5] 黄柯蒙,刘继春.计及需求响应和热电联产的多微电网联盟优化调度方法[J].智慧电力,2021,49(6):107-115.
HUANG kemeng, LIU Jichun. Optimal dispatch method of multi-microgrid alliance considering demand response & CHP [J]. Smart Power, 2021, 49(6): 107-115.
- [6] 牛启帆,武鹏,张菁,等.考虑电转气的电—气耦合系统协同优化规划方法[J].电力系统自动化,2020,44(3):24-31.
NIU Qifan, WU Peng, ZHANG Jing, et al. Collaborative optimization planning method of electricity gas coupling system considering electricity to gas [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(3): 24-31.
- [7] 丁茂生,孙维佳,蔡星浦,等.电力系统极端事件的风险评估与防范[J].中国电力,2020,53(1):32-39+65.
DING Maosheng, SUN Weijia, CAI Xingpu, et al. Risk assessment and prevention of extreme events in power systems [J]. Electric Power, 2020, 53(1): 32-39+65.
- [8] SALMAN A M, LI Y, STEWART M G. Evaluating system reliability and targeted hardening strategies of power distribution systems subjected to hurricanes [J]. Reliability Engineering & System Safety, 2015, 144: 319-333.
- [9] CHEN C, WANG J, QIU F, et al. Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(2): 958-966.
- [10] KUNTZ P A, CHRISTIE R D, Venkata S S. Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems [J]. IEEE Power Engineering Review, 2007, 22(7): 64-64.
- [11] 郭艺,姜新丽,王波.基于CDOA算法的配电网弹性提升方法[J].电网与清洁能源,2022,38(5):56-64+78.

- GUO Yi,JIANG Xinli,WANG Bo.Method to improve the elasticity of distribution network based on CDOA algorithm[J].Power System and Clean Energy,2022,38(5):56-64+78.
- [12] MA S,CHEN B,WANG Z.Resilience Enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events[J].IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(2):1442-1451.
- [13] HE Y,SHAHIDEHPOUR M,LI Z,et al.Robust constrained operation of integrated electricity-natural gas system considering distributed natural gas storage[J].IEEE Transactions on Sustainable Energy,2018,9(3):1061-1071.
- [14] HE C,DAI C,WU L,et al.Robust network hardening strategy for enhancing resilience of integrated electricity and natural gas distribution systems against natural disasters[J].IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(5):5787-5798.
- [15] 常小强,宋政湘,王建华.基于蒙特卡罗算法的电动汽车充电负荷预测及系统开发[J].高压电器,2020,56(8):1-5.
- CHANG Xiaoqiang,SONG Zhengxiang,WANG Jianhua.Electric vehicle charging load prediction and system development based on monte carlo algorithm[J].High Voltage Apparatus,2020,56(8):1-5.
- [16] LÜ C,YU H,LI P,et al.Coordinated operation and planning of integrated electricity and gas community energy system with enhanced operational resilience[J].IEEE Access,2020,8:59257-59277.
- [17] 兰颖.考虑台风影响的配电网可靠性评估和规划[D].重庆:重庆大学,2014.
- [18] 杨珏,黄慧红,杨柳,等.大面积停电应急抢修兵棋演练系统建模与分析[J].供用电,2020,37(1):80-84.
- YANG Jue,HUANG Huihong,YANG Liu,et al.Modeling and analysis of wargaming drill system for wide-area power outage emergency repairing[J].Distribution & Utilization,2020,37(1):80-84.
- [19] 贺海磊,郭剑波.考虑共因失效的电力系统地震灾害风险评估[J].中国电机工程学报,2012,32(28):44-54.
- HE Hailei,GUO Jianbo.Seismic disaster risk assessment of power system considering common cause failure[J].Proceedings of the CSEE,2012,32(28):44-54.
- [20] LI W Y,VAAHEDI E,LIN Z H.BC hydro's transmission reliability margin assessment in total transfer capability calculations[J].IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(4):4796-4802.
- [21] 周贤正.城市综合能源系统配电—气—热网联合规划研究[D].杭州:浙江大学,2019.
- [22] 张玉敏.应对不确定性的机组组合决策理论研究[D].济南:山东大学,2019.
- [23] 杨火明,徐潇源,严正.考虑配电网韧性的储能系统选址定容优化方法[J].电力建设,2018,39(1):30-39.
- YANG Huoming,XU Xiaoyuan,YAN Zheng.Optimization method for location and capacity of energy storage system considering distribution network toughness[J].Electric Power Construction,2018,39(1):30-39.