# 缓减电压暂降影响的电-气综合能源系统 储气装置选址定容方法

张逸1,张妍1,张嫣1,王建勋2

(1. 福州大学 电气工程与自动化学院,福建 福州 350108;2. 国网泉州供电公司,福建 泉州 362000)

摘要:针对电力系统故障导致的电压暂降通过电-气耦合设备对系统造成多次影响的问题,提出了一种缓减 电压暂降影响的电-气综合能源系统储气装置选址定容方法。分析了电力系统发生电压暂降事件对电-气综 合能源系统的影响;基于灵敏度分析提出了天然气系统储气装置选址方法;综合考虑投资成本与效益,以安 装储气装置后效益的最大值为目标函数,确定储气装置最佳配置方案。通过对由IEEE 14节点电力系统和 11节点天然气系统构成的电-气综合能源系统进行算例分析,验证了该缓减方法的正确性与有效性。

关键词:电压暂降;电-气综合能源系统;过程参数;储气装置;选址定容

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204002

### 0 引言

中图分类号:TM 761;TK 01

电-气综合能源系统通过燃气轮机等耦合设备 将电力系统和天然气系统紧密地联系在一起,实现 了不同能源之间的优势互补,具有节能、运行灵活等 优点<sup>[1]</sup>。但是,电-气综合能源系统中电力系统和天 然气系统相互耦合,其中一个系统出现故障会影响 另一个系统,导致电-气综合能源系统失负荷问题比 单一系统更复杂,损失巨大<sup>[23]</sup>。

当前,已有国内外学者对电-气综合能源系统的 电-气交互影响进行了研究:文献[4-6]主要研究了 天然气网络发生故障如何对电-气综合能源系统产 生影响:文献[7]对电力系统发生故障和天然气系统 发生故障如何影响另一种能源系统均进行了分析; 文献[8]以燃气轮机为耦合设备,分析了电网节点注 入功率对天然气系统的影响,文献[9]基于灵敏度分 析了电-气综合能源系统间的耦合机理,文献[8-9] 还提出了提升电-气综合能源系统可靠安全运行的 方法,但是未给出具体定点定量的解决措施。文献 [4-9]基本研究的是一种系统发生故障后如何通过 耦合设备影响另一系统的单次过程,实际中交互影 响是往复多次的。例如:天然气网压缩机是重要的 耦合设备,电力系统发生故障引发的电压暂降将导 致变频驱动的压缩机停机,使燃气管道气压降低,影 响气负荷流量<sup>[6]</sup>,燃气轮机作为天然气网的负荷,也 会因供气量不足而减少出力,反过来二次影响电力

## 收稿日期:2021-07-23;修回日期:2022-02-11

在线出版日期:2022-04-14

基金项目:福建省科技计划引导性项目(2020H0009);福建省自然科学基金资助项目(2016J01219)

Project supported by the Science and Technology Plan Leading Project of Fujian Province(2020H0009) and the Natural Science Foundation of Fujian Province(2016J01219) 系统。同时,现有文献大多是分析电网发生故障如 何进一步影响电-气综合能源系统的,尚未涉及电压 暂降等电能质量问题。实际中,单点一次电网发生 故障将引发多点数次电压暂降,后者已经成为最严 重和最频繁的电能质量问题<sup>[10]</sup>。但目前暂无学者从 电压暂降角度出发,研究电压暂降对电-气综合能源 系统的影响。传统电压暂降治理手段<sup>[11+3]</sup>,例如安 装动态电压恢复器(DVR)等治理方法,仅从电气角 度出发提高供电质量或者设备的耐受能力,导致治 理手段单一且成本较高,在电-气综合能源系统中并 不适用,也未发挥其电-气耦合的互补优势。

针对以上问题,本文在研究电力系统发生电压 暂降时通过耦合设备多次影响电-气综合能源系统 原理的基础上,借鉴文献[14]的思想,提出了含储气 装置的电-气综合能源系统电压暂降缓减方法,并对 其选址定容问题进行了研究。首先,选用天然气网 节点灵敏度等因素作为选址依据,在考虑节点负荷 的前提下,对各节点灵敏度进行理论分析;然后,考 虑储气装置的定容规划,分析储气装置投资成本、运 维费用和治理后所获效益,利用过程参数免疫时间 (PIT)曲线建立的经济损失评估模型计算治理前后 电压暂降对电-气综合能源系统造成的经济损失,并 基于此确立目标函数;最后,利用粒子群优化(PSO) 算法寻优求解,得到储气装置的最优配置结果。该 缓减方法从物理角度出发,针对电-气综合能源系统 进行电压暂降治理,与其他方法相比,在保证治理效 果的情况下可以使治理成本大幅降低。

## 1 电压暂降对电-气综合能源系统的影响以及 经济损失评估

## 1.1 电压暂降对电-气综合能源系统的影响

压缩机是电-气综合能源系统的重要耦合设备,

其前端接有变频器<sup>[15]</sup>,变频器是电压敏感设备,当电 压暂降幅值超过变频器阈值时,变频器就会停止运 行,进而影响压缩机正常工作。压缩机一旦发生故 障,会导致管道内天然气气压降低,必要时需要切除 一定的气负荷以保证系统正常运行<sup>[16]</sup>,如西北电网 某750 kV线路发生故障,导致整个地区电压暂降, 西气东输压气站的4台压缩机由于暂降停机造成负 荷停运,会带来较大影响。同时,需要天然气系统供 气的燃气轮机也会因供气不足导致出力降低<sup>[2]</sup>,致 使电力系统需切除一定的电负荷来维持系统正常运 行。因此,发生电压暂降时,电-气综合能源系统中 的级联传播和交互影响过程如图1所示。



## 图1 电压暂降对电-气综合能源系统影响的示意图

Fig.1 Schematic diagram of effect of voltage sag on integrated electricity-gas energy system

#### 1.2 基于PIT曲线的经济损失评估

由电压暂降导致的电-气综合能源系统切除负荷的经济损失评估面临的困难是对损失程度难以量化。由于在能量传输特性方面,天然气具有滞延性<sup>[17]</sup>,电压暂降瞬间对天然气网几乎无影响,但电压暂降导致压缩机故障后,天然气节点气压会随着压缩机故障时间的增加而不断下降,PIT曲线可以反映这种物理参数随时间变化的过程<sup>[18]</sup>,因此可以利用PIT曲线评估电-气综合能源系统暂降损失。参考文献[19]的经济损失评估模型可将电-气综合能源系统电压暂降年度经济损失模型定义为:

$$E_{\rm sag} = E_{\rm L} + E_{\rm G} = M\left(\sum_{i=1}^{n} q_i C_i + \sum_{j=1}^{m} q_j C_j\right)$$
(1)

式中: E<sub>sag</sub>为电压暂降年度经济损失; E<sub>L</sub>、E<sub>c</sub>分别为天 然气系统切负荷损失和电力系统切负荷损失; M为 电压暂降导致压缩机年度故障次数,其值与系统年 度电压暂降概率和暂降强度有关; q<sub>i</sub>为用户负荷节 点 i 发生切负荷损失事件对全切负荷损失事件的等 效概率; C<sub>i</sub>为用户负荷节点 i 全切负荷平均损失; q<sub>i</sub>为 燃气轮机 j 感知损失事件对中断损失事件的等效概 率; C<sub>j</sub>为燃气轮机 j 中断时切电负荷平均损失; n、m 分别为天然气系统用户负荷节点数和天然气系统燃 气轮机数。

由于实际情况下很难得到压缩机故障期间的所 有数据,所以当数据不足时,本文采用分段线性插值 法逼近 PIT 曲线<sup>[19]</sup>。设插值节点 *T*=*T*<sub>0</sub>,*T*<sub>1</sub>,…,*T*<sub>k</sub>,…,  $T_a$ , 且  $T_0 < T_1 < \cdots < T_k < \cdots < T_a$ , 对应的物理参数为  $P_{T0}$ 、  $P_{T1}$ 、  $\cdots$ 、  $P_{Tk}$ 、  $\cdots$ 、  $P_{Ta}$ , 其中  $P_{Ta}$ 为其阈值。在区间 [ $T_k$ ,  $T_{k+1}$ ] 内用线性插值函数确定  $P_{Tk}(T)$  为:

$$P_{\mathrm{T}k}(T) = \frac{T - T_{k+1}}{T_k - T_{k+1}} P_{\mathrm{T}k} + \frac{T - T_k}{T_{k+1} - T_k} P_{\mathrm{T}k+1} \quad T_k < T < T_{k+1} \quad (2)$$

非中断损失与物理参数的偏离度平方成正比<sup>[14]</sup>, 定义单次非全切除负荷事件的严重度因子θ为:

$$\theta = S^2(T) \tag{3}$$

式中:S(T)为物理参数随时间T的偏离度,可由式 (4)表示。

$$S(T) = \left| 1 - P_{\rm T}(T) / P_{\rm TN} \right|, \quad 0 \le S(T) \le 1 \tag{4}$$

式中:P<sub>TN</sub>为物理参数正常值。

实际情况下,当气压偏离程度达到一定程度α 时,系统开始切负荷,天然气系统气压偏离程度越 大,电-气综合能源系统切除的负荷量越多,造成的 损失越大。

电压暂降导致压缩机发生故障后,当 $S(T)=\alpha$ 时,可根据式(4)求得系统发生经济损失事件的开始时间 $t_0$ ,则系统发生经济损失事件的概率q为:

$$q = \int_{t_0}^{t_1} f(T) S^2(T) dT = \int_{t_0}^{t_1} f(T) \theta dT$$
 (5)

式中: $t_1$ 为压缩机故障时间;f(T)为压缩机故障持续时间的概率密度函数。

该经济损失评估方法可作为下文提出的电-气 综合能源系统电压暂降缓减方法的效益测算依据。

## 2 储气装置选址定容方法

#### 2.1 储气装置对电压暂降的缓减作用

为了减少电压暂降对电-气综合能源系统造成 的影响和损失,可采用在天然气系统中合理安装储 气装置的缓减方法,该方法主要应用于电压暂降对 电-气综合能源系统产生了一定经济损失的情况。 电压暂降导致天然气系统中压缩机发生故障时,储 气装置可解决供气不足的问题,从而提升节点气压。 节点气压得到改善后,PIT曲线发生变化,会在原始 曲线的基础上向上移动,如图2所示。图中:Pm为开 始切负荷时的气压值;P<sub>Timit</sub>为全切负荷时的气压值。 安装储气装置后会得到新的损失概率q'和q',由于 储气装置可补偿节点气压,使气负荷(包括燃气轮 机)气压尽量维持在正常运行值,可以尽量避免切气 负荷以及因燃气轮机出力降低造成的切电负荷,故 电-气综合能源系统发生经济损失的概率会减小,从 而减少电压暂降造成的经济损失。由于此缓减方法 主要解决了电压暂降致使压缩机故障时,天然气系 统供气不足导致天然气系统会削减负荷以及燃气轮 机出力减少的问题,暂不涉及电网的敏感性负荷损 失,所以下文主要针对这两部分可以缓解的经济损 失进行实施缓减策略前后的评估。



Fig.2 PIT curves of nodal pressure

储气装置的接入位置和容量的大小决定储气装 置是否能起到减少损失的作用,因此为充分发挥储 气装置的优势,合理优化储气装置的接入点和容量 大小至关重要。由于系统本身的网架结构较为复 杂,若同时优化储气装置的接入点和容量,会增加优 化问题的难度和复杂性。且实际工程中,储气装置 的选址要综合考虑交通、环境、空间等因素,具备安 装条件的节点才可以进行安装,确定好要安装的节 点位置后,才能有效地进行下一步的规划。本文所 提的选址方法是根据综合选址系数从高到低进行选 址的,若综合选址系数高的接入点不满足安装条件, 则可顺延综合选址系数次高的接入点,使选址变得 更加简单、方便。因此本文将优化过程分为选址和 定容两部分。

#### 2.2 储气装置选址方法

储气装置对电-气综合能源系统的缓减作用与 其接入位置的灵敏度<sup>[8,20]</sup>、距负荷节点距离、节点的 年度电压暂降经济损失有关,故定义综合选址系 数η为:

$$\eta = \omega_i \left( \frac{E_i}{E_s} + \sum \frac{1}{d_{ij}} \frac{E_j}{E_s} \right) \times 100 \%$$
(6)

式中: $\omega_i$ 为节点i的灵敏度; $d_i$ 为节点i到节点j的距离; $E_i$ 为负荷节点经济损失总和; $E_i$ 为节点i处储气装置的经济损失; $E_j$ 为除储气装置接入节点外其他节点j的年度暂降损失。下面具体介绍灵敏度计算方法。

天然气输送系统由供应者、储气装置、加压站、 管道、消费者组成,且天然气网络约束与电力网络约 束相似,故类比电力网络,天然气网络的平衡方程可 表示为<sup>[21]</sup>:

$$f_{ij} = S_{ij} \gamma \sqrt{p_i^2 - p_j^2}$$

$$S_{ij} = \begin{cases} 1 & p_i - p_j \ge 0 \\ -1 & p_i - p_j < 0 \end{cases}$$
(7)

式中: $f_{ij}$ 为天然气管道ij传输的流量; $\gamma$ 为天然气管 道常数; $p_i,p_j$ 分别为天然气网络节点i,j的压强; $S_{ij}$ 为 表征天然气管道ij内气体流向的变量。

天然气系统通过压缩机提升节点气压,压缩机 所消耗的流量方程可以近似为:

$$f_{\rm QC} = k_{\rm e} Q_{\rm f} \left( p_i - p_j \right) \tag{8}$$

式中: $f_{qc}$ 为压缩机所消耗的流量; $k_{e}$ 为压缩机常数;  $Q_{f}$ 为流过压缩机的流量率。

天然气网络的灵敏度分析可以反映天然气系统 节点压强变化对天然气系统节点流量的影响。根据 天然气管道有无压缩机,由式(7)、(8)可得灵敏度 *ω* 计算公式如下:

综上,储气装置选址流程如附录A图A1所示。

设系统安装储气装置上限为y台(实际工程中由于各类条件限制,y一般不会很大),后续则遍历安装不同台数(1—y台)的储气装置时的最佳容量及其效益,并根据具体情况选取最佳安装方案。

#### 2.3 储气装置定容方法

2.3.1 目标函数

在天然气系统安装储气装置后,当电压暂降使 天然气网气压降低时,储气装置可及时供气,以维持 天然气网气压水平,改善负荷节点供气压力,其气 压为:

$$p_{\text{sagi}}' = p_{\text{sagi}} + p_{\text{sagi}} \beta_i \tag{10}$$

式中:*p*<sub>sagi</sub>和*p*'<sub>sagi</sub>分别为发生电压暂降后天然气网络 节点*i*的气压值和通过储气装置进行改善后的节点 气压值;*β*<sub>i</sub>为节点*i*处储气装置提升气压系数,与储 气装置的位置和容量有关,其表达式见式(11)。

$$\boldsymbol{\beta}_i = \boldsymbol{\mu}_i \boldsymbol{\lambda}_i \tag{11}$$

式中: $\mu_i$ 为节点i处储气装置位置提升气压系数,其 与安装节点到负荷节点距离和节点灵敏度有关; $\lambda_i$ 为节点i处储气装置容量提升气压系数。参考文献 [9,20], $\mu_i$ 和 $\lambda_i$ 的表达式可分别改写为:

$$\mu_i = \frac{1}{d_{ij}} \omega_i \tag{12}$$

$$\lambda_{i} = \frac{\nu_{i}}{\nu_{\sum \text{loadi}}} = \frac{\sigma W_{i}}{\nu_{\sum \text{loadi}}}$$
(13)

式中: $\nu_i$ 为节点i处储气装置流速; $\sigma$ 为系数; $W_i$ 为节 点i处储气装置容量; $\nu_{\sum loadi}$ 为流经节点i的负荷峰值 之和。

利用式(10)一(13)计算安装储气装置后,天然 气网遭受电压暂降事件时各节点气压值,所得气压 值用以求下文目标函数中的q'。

储气装置安装的数量以及容量在不超出负荷容 量的情况下越大,电压暂降对电-气综合能源系统造 成的经济损失越小,但考虑到电压暂降次数有限,储 气装置的安装及平时运行维护需要成本,为使总体 效益最高,需要寻找安装储气装置最佳安装方案。 为使方案达到最优,以效益最大值为目标函数,即:

$$\max E = E_{sag} - (E_{L'} + E_{G'}) - E_{S}$$
(14)

式中:*E<sub>L</sub>*为实施缓减方案后电压暂降时电力系统切 负荷的经济损失;*E<sub>c</sub>*为实施缓减方案后电压暂降时 天然气网络切负荷的经济损失;*E<sub>s</sub>*为储气装置年等 值成本和年运行维护费用之和。

1)安装储气装置后电压暂降时天然气网络切负 荷的经济损失为:

$$E_{c'} = M\left(\sum_{i} q'_{i}C_{i}\right) \tag{15}$$

2)安装储气装置后电压暂降时电网切负荷的经 济损失。

天然气系统安装储气装置可以缓解电压暂降导 致的燃气轮机出力降低的问题,从而降低电力系统 切负荷概率,即实施缓减方案后的损失为:

$$E_{\mathrm{L}'} = M\left(\sum_{j} q_{j}' C_{j}\right) \tag{16}$$

3)储气装置年投资费用。

$$E_{\rm S} = \sum_{i \in a_{\rm con}} \left( C_{\rm inv, i} + C_{\rm onm, i} \right) \tag{17}$$

$$C_{\text{inv},i} = C_{\text{f}} W_{i} \frac{r(1+r)^{N}}{(1+r)^{N} - 1}$$
(18)

$$C_{\text{onm},i} = C_{\text{r}} W_i \tag{19}$$

式中:*a*<sub>com</sub>为压缩机所安装的节点集合;*C*<sub>inv,i</sub>为节点*i* 处储气装置初始等年值成本;*C*<sub>onm,i</sub>为节点*i*处储气 装置年运行维护费用;*C*<sub>t</sub>为单位容量投资成本;*C*<sub>r</sub>为 单位容量的运行维护费用;*N*为储气装置使用年限; *r*为年折旧率,一般取10%。

2.3.2 约束条件

1)储气装置节点安装容量约束。

某节点安装的储气装置供气量不应超过天然气 网节点以及经过该节点流入后方的负荷需求量。

$$\nu_i \leq \nu_{\text{loadi}} + \nu'_{\text{loadi}} \tag{20}$$

式中:*v*<sub>loadi</sub>为节点*i*处负荷峰值;*v*'<sub>loadi</sub>为经过节点*i*流入后方的负荷峰值。

2)储气装置接入总容量约束。

为使储气装置供气量在可控制的范围内,应对 储气装置安装总容量进行限制。

$$\sum W_i \leq W_{\text{base}} \tag{21}$$

式中:W<sub>base</sub>为气源供给值。

3)流量和气压约束。

在运行过程中,天然气网的流量和气压必须在 合理的范围内,安装的储气装置作用时,也应保证气 网流量和气压不越限,具体分别如下:

$$f_{ij}^{\min} \leq f_{ij} \leq f_{ij}$$
(22)

$$p_i^{\min} \leqslant p_i \leqslant p_i^{\max} \tag{23}$$

式中: f<sub>ij</sub><sup>max</sup>和 f<sub>ij</sub><sup>min</sup>分别为管道 ij 传输流量的上限和下

限; *p*<sup>max</sup>, *p*<sup>min</sup>分别为节点*i*处气压的最大值、最小值。 2.4 **求解流程** 

首先根据电压暂降历史数据或利用仿真(如新 建工程或未安装监测设备,无暂降历史数据)获得压 缩机故障次数;其次,对储气装置进行选址定容分 析;然后,基于PIT曲线评估计算缓减方案实施前后 的年度电压暂降损失、储气装置年度费用;最后,对 目标函数进行优化求解。因用经典的数学方法在求 解系统节点数较多时过程繁琐、复杂,故本文选择通 用性强且最优解精确度较高的启发式优化算法进行 求解。具体流程如图3所示。



图3 电-气综合能源系统电压暂降缓减方案流程图

Fig.3 Flowchart of scheme for mitigating voltage sag of integrated electricity-gas energy system

### 3 算例分析

#### 3.1 算例说明

本文算例对电力网络进行电压暂降仿真,探究 其对电-气综合能源系统的影响,并且为验证本文从 物理角度出发所提治理方法的有效性,将其与电气 治理方法进行了对比分析。

以IEEE 14节点电力系统和11节点天然气系统 构成的电-气综合能源系统为例验证本文所提方法 的有效性,算例结构图如附录A图A2所示。图中电 力系统节点编号为 $E_1 - E_{14}$ ,天然气系统节点编号为  $G_1 - G_{11}$ , $GT_1$ 、 $GT_2$ 为燃气轮机, $C_1$ 、 $C_2$ 为压缩机。燃 气轮机负荷接入天然气系统节点 $G_3$ 、 $G_5$ ,用户负荷接 入节点 $G_4$ 、 $G_8 - G_{110}$  GT<sub>1</sub>由天然气节点 $G_3$ 供气接入 电力系统节点 E<sub>1</sub>, GT<sub>2</sub>由天然气节点 G<sub>5</sub>供气接入电 力系统节点 E<sub>6</sub>, 天然气系统中的2台压缩机分别由 电力系统节点 E<sub>5</sub>和 E<sub>12</sub>供电。

储气装置参数、压缩机参数、天然气系统各节点 压力值、天然气负荷、天然气系统各负荷节点全切负 荷(包括接入燃气轮机节点)时的经济损失、天然 气网络各节点间距离等相关参数分别见附录A表 A1—A6。其中实际系统中天然气各负荷节点全切 负荷、燃气轮机损失可以根据实际的调研数据和历 史故障数据统计得到,对于无历史数据的,可根据天 然气网络节点供气量乘以单位供气价格进行估算。 本文仿真算例中的数据是根据实际情况合理预设得 来的。跟据天然气负荷数据以及约束条件,可得各 节点安装储气装置容量的上限值,具体数值如附录 A表A7所示。

根据文献[22]以及参考西北某天然气网络的实 测数据,可得天然气系统各节点气压允许范围以及 极限值,即当电压暂降造成天然气负荷节点气压偏 离程度达0.3后,系统就会开始部分切负荷,当节点 气压小于4 MPa时,节点负荷会被全部切除。当暂 降幅值低于压缩机耐受程度的上限值时,压缩机会 发生故障,压缩机发生故障后的气压变化情况与电 压暂降幅值无关,下降趋势基本相同,根据式(2)可 得天然气负荷节点的PIT曲线,具体如附录A图A3 所示。

#### 3.2 电压暂降仿真分析

对于有实际历史电压暂降数据的已建成系统, 可根据实际情况获得电压暂降导致的压缩机故障次数。如新建工程或未安装电压暂降监测设备,无电 压暂降历史数据时,可依据电压暂降仿真分析获得 故障次数。

在本文算例中,参考文献[23]对IEEE 14节点 电力系统按单相接地短路故障、两相接地短路故障、 两相短路故障、三相短路故障6.5:2:1:0.5的比例在 各条线路上进行仿真,共计仿真1000次,得到各节 点电压暂降情况,压缩机接入E5、E12的残余电压幅 值区间频次分布如附录A图A4所示。根据电网继 电保护配置,设保护动作时间为[90,180]ms<sup>[24]</sup>,可 认为在电网发生故障引起电压暂降的情况下,该时 间就是电压暂降持续时间,因此本文假设电压暂 降持续时间在[90,180]ms范围内呈均匀分布。根 据压缩机接入节点的电压暂降强度的频数分布情 况,并在已知压缩机耐受程度的情况下,可得到压缩 机故障次数。

#### 3.3 不同情景下的选址定容分析

在负荷一定的电-气综合能源系统中,电压暂降 对其造成的经济损失影响主要取决于以下2个方 面:一是发生电压暂降的频率,二是设备的耐受能 力。由于不同品牌和型号的压缩机电压暂降耐受程 度不同,且所面向应用情景的年度暂降次数也不尽 相同,2种影响因素在不同情况下对电-气综合能源 系统造成的经济损失也是不同的。因此,本文根据 实际情况以及在合理的取值范围内,针对影响因素 的不同情况进行组合,即将暂降次数的多少与压缩 机耐受程度高低进行组合,共计得到4种组合方式, 且当2次暂降的相隔时间小于暂降导致压缩机的停 运时间时,可将其间发生的电压暂降当成1次,故在 本文算例设置不同情景时,年度暂降事件其实是较 少的,这是考虑到了有些电压暂降事件是在短时间 内多次发生的。综上,采用如表1所示的4种典型情 景进行选址定容分析,以验证所提方法在不同应用 情景下的性能。

表1 4种情景参数

Table 1 Parameters of four scenarios

情景	系统年度电压 暂降次数	压缩机可忍受的 暂降幅度 / %	压缩机可忍受的 暂降时间 / ms
1	20	70	120
2	30	70	120
3	20	90	100
4	30	90	100

根据仿真结果得到的各节点电压暂降比例情况,可得情景1下压缩机故障3次,情景2下压缩机 故障4次,情景3下压缩机故障11次,情景4下压缩 机故障17次。根据调研,压缩机平均故障时间为 2.5h,则用本文所提的评估方法可计算缓减方案实 施前后电-气综合能源系统年度暂降损失。根据式 (2)—(6)可计算得到储气装置安装前气网节点G<sub>4</sub>、 (2)—(6)可计算得到储气装置安装前气网节点G<sub>4</sub>、 (5、G<sub>8</sub>、G<sub>9</sub>的损失等效概率分别为0.0237、0.0199、 0.0192、0.0264。由于节点G<sub>10</sub>、G<sub>11</sub>的气压仍能保持 在正常运行区间内,故不产生损失,等效概率为0。 则4种情景下的年度暂降经济损失分别为10.955、 14.606、40.167、62.075万元。

本文假设接入天然气系统的储气装置数量上限 为3台,遍历安装1-3台储气装置时的最佳效益。 限于篇幅,下文以安装2台储气装置为例详细给出选 址定容步骤,其他2种方案仅展示优化后的效益结果。

实际情况下,储气装置的安装要综合考虑交通、 空间利用等因素,本文设各节点均具备选址条件。 依据2.3节所提的储气装置选址方法计算天然气各 节点灵敏度系数与4种情景下的综合选址系数,结 果分别如表2和表3所示。因4种情景下计算得到 的各节点综合选址系数相同,故天然气各节点综合 选址系数用表3统一表示。这是由于4种情景下产 生的经济损失虽然不同,但各节点产生损失占其总 损失的比例不变,故根据式(6)计算得到的综合选址 系数相同。

表2 天然气系统节点灵敏度

Tal	ole 2	2	Nodal	sensitivity	of	natural	gas	system
-----	-------	---	-------	-------------	----	---------	-----	--------

节点	灵敏度	节点	灵敏度	节点	灵敏度
$G_1$	0.058	G <sub>5</sub>	0.172	G <sub>9</sub>	0.103
$G_2$	0.058	G <sub>6</sub>	0.030	G <sub>10</sub>	0.317
G3	0.071	G <sub>7</sub>	0.046	G <sub>11</sub>	0.201
$G_4$	0.057	G.	0.104		

#### 表3 储气装置综合选址系数

Table 3 Comprehensive location factor of

gas storage device

节点	综合选址 系数 / %	节点	综合选址 系数 / %	节点	综合选址 系数 / %
G <sub>1</sub>	0.334	G <sub>5</sub>	5.060	G <sub>9</sub>	0.246
$G_2$	0.434	G <sub>6</sub>	0	G <sub>10</sub>	0
G3	1.060	G <sub>7</sub>	0.335	G <sub>11</sub>	0
$G_4$	2.540	G <sub>8</sub>	2.630		

根据表3可得,选择在G<sub>5</sub>、G<sub>8</sub>安装2台储气装置 时安装效果最佳。

利用 PSO 算法对 4 种情景下安装 2 台储气装置 时的容量进行优化,其获得的效益结果如图 4 所示, 图中 $\lambda_s$ 、 $\lambda_s$ 分别为接入 G<sub>s</sub>和 G<sub>s</sub>时的储气装置容量升 压系数,阴影部分为利用函数绘出满足条件的解的 可行域,三角形标记位置对应最优的容量配置。容 量优化的最终结果如表 4 所示。



图4 4种情景下的方案效益优化图

Fig.4 Optimization diagrams of scheme benefit under four scenarios

表4 4种情景下的储气装置容量优化结果

Table 4 Capacity optimization results

1	0	•
under	tour	scenarios

情景	节点5处储气装置 容量 / km <sup>3</sup>	节点8处储气装置 容量 / km <sup>3</sup>
1	1.06	3.00
2	3.94	3.00
3	6.62	3.00
4	6.62	3.00

根据图4(a)、(b)可知,在压缩机故障次数少、年 度暂降经济损失低的情况下,优化结果出现拐点,即 储气装置容量系数未达到其上限值时就会使效益达 到最佳;根据图4(c)、(d)可知,在压缩机故障次数 多、年度暂降损失高的情况下,优化结果基本呈线性 上升,即储气装置容量系数为其上限值时效益最佳。

图5为情景1-4下安装不同台数的储气装置 时从物理角度提出的缓减方案效益对比,并与不进 行治理、仅从电气角度提出治理的方案进行对比。 由于从电气角度提出的采用备用电源的治理方法, 需要在规划设计阶段进行考虑,额外建造备用电源 或采用双回路供电,将增加投资成本,同时,由于供 气网络运行连续性要求,此方法较难适用于仅有单 电源的现有系统改造。故本文与安装 DVR 的电气 治理方法进行对比,并参考文献[13]计算得到最优 DVR 配置容量时的效益值。



#### 图 5 4种情景下安装不同数量的储气装置效益 与安装 DVR 效益对比



从图5中情景1可看出,安装2台储气装置时效 益已达到最佳,这是由于该情景下电压暂降导致的 压缩机年度故障次数较少,故年度暂降损失较小,增 加1台储气装置所需的费用要大于其带来的效益。 情景2中,安装3台储气装置较安装2台储气装置时 效益已经略有提升,但由于增加了储气装置成本,其 效果并不明显。可见,在暂降次数较少且压缩机耐 受特性强和暂降次数增加但压缩机耐受特性很强 时,经济损失较小,增加储气装置台数并不会使效益 有明显提高。情景1和情景2中采用安装DVR进行 治理时,其效益均为负值,这是由于DVR设备的成 本过高,即使它能减少更多的损失,但其成本费用会 高于其带来的效益,使效益为负值,可见在损失较小 时,采用DVR的电气治理方法并不适用。在情景3 与情景4中,安装3台储气装置较安装1台和2台储 气装置时效益明显提升,可见在暂降导致压缩机故 障次数多、经济损失较大的情况下,安装储气装置台 数越多,其效益越佳。从情景3、4中还可以看出,安 装DVR也会带来一定的效益,但仍比安装最佳储气 装置台数时获得的效益更低,由此可见,本文方法不 仅能够通过改善负荷节点供气压力来减少切负荷产 生的损失,而且安装储气装置这种从物理角度出发 的治理方法与电气治理方法相比,适用场合更广,造 价更低,安装更方便,不需要改变系统原有结构,更 具有经济性与实用性。故本文所提的方案更适用于 缓减电-气综合能源系统的电压暂降损失。

## 4 结论

本文研究了电压暂降对电-气综合能源系统的 复杂影响过程,并提出了一种针对电-气综合能源系 统的电压暂降缓减方法,得到以下结论:

1)本文定义的储气装置综合选址系数可以反映 储气装置位置对电-气综合能源系统的暂降缓减程 度大小,以识别天然气系统的电压暂降敏感节点;

2)发生电压暂降事件时,本文所提方法能降低 暂降损失,且从算例分析可知,在暂降次数越多、经 济损失越大的情况下,该方法效果越好;

3)本文从缓减暂降影响的角度对储气装置进行 优化配置,使储气装置的功能性增加,且由于储气装 置安装较方便快捷,因此具有实用性。

本文方法从天然气系统角度出发缓减电压暂降 后果,后续可进一步研究同时考虑电力系统与天然 气系统的综合缓减方案。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- [1] 胡源,别朝红,李更丰,等. 天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):45-54.
  HU Yuan, BIE Zhaohong, LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system[J].
  Proceedings of the CSEE,2017,37(1):45-54.
- [2] 梅建春,卫志农,张勇,等.考虑关键故障筛选的电-气互联综合能源系统混合控制方法[J]. 电网技术,2019,43(1):23-33.
   MEI Jianchun,WEI Zhinong,ZHANG Yong, et al. Hybrid control of integrated power and gas energy systems based on significant contingency screening[J]. Power System Technology, 2019,43(1):23-33.
- [3] CEBRIAN J C, KAGAN N, MILANOVIĆ J V. Probabilistic estimation of distribution network performance with respect to voltage sags and interruptions considering network protection setting-part II: economic assessment [J]. IEEE Transactions on

Power Delivery, 2018, 33(1):52-61.

- [4] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等.考虑天然气网络状态的电力-天然 气区域综合能源系统稳态分析[J].中国电机工程学报,2017, 37(5):1293-1305.
  WANG Weiliang,WANG Dan,JIA Hongjie, et al. Steady state analysis of electricity-gas regional integrated energy system with consideration of NGS network status[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(5):1293-1305.
- [5]陈娟伟,余涛,许悦,等. 气电耦合综合能源系统供电可靠性评估解析算法[J]. 电力系统自动化,2018,42(24):59-69.
   CHEN Juanwei,YU Tao,XU Yue, et al. Analytic method for power supply reliability assessment of electricity-gas coupled energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018, 42(24):59-69.
- [6]包铭磊,杨阳,丁一,等.考虑天然气系统影响的电力系统连锁 故障评估[J].电网技术,2019,43(1):32-40.
   BAO Minglei,YANG Yang,DING Yi,et al. Assessment of cascading failures in power system considering effects of natural gas system[J]. Power System Technology,2019,43(1):32-40.
- [7] 郇嘉嘉,隋宇,张小辉.综合能源系统级联失效及故障连锁反应分析方法[J].电力建设,2019,40(8):84-92.
   HUAN Jiajia, SUI Yu, ZHANG Xiaohui. Analysis method for cascade failure and fault chain reaction of integrated energy system[J]. Electric Power Construction,2019,40(8):84-92.
- [8]苏洁莹,林楷东,张勇军,等.基于统一潮流建模及灵敏度分析的电-气网络相互作用机理[J].电力系统自动化,2020,44(2):43-52.
   SU Jieying, LIN Kaidong, ZHANG Yongjun, et al. Interaction

flow modeling and sensitivity analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020,44(2):43-52.

- [9] 陈厚合,张鹏,姜涛,等. 基于灵敏度分析的综合能源系统运行 安全性的研究[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):95-103.
   CHEN Houhe,ZHANG Peng,JIANG Tao, et al. Security analysis based on sensitivity analysis for integrated electric and gas energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019,39(8):95-103.
- [10] 钟庆,易杨,武志刚,等.电力用户电压暂降问题分析与仿真
  [J].电力系统及其自动化学报,2008,20(6):102-106,115.
  ZHONG Qing,YI Yang,WU Zhigang,et al. Analysis and simulations of the voltage sags in power customer [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2008,20(6):102-106,115.
- [11] 阚力丰,李华强,李春海.基于供需协调的电压暂降综合治理 策略[J].电力系统及其自动化学报,2018,30(6):90-95.
  KAN Lifeng,LI Huaqiang,LI Chunhai. Comprehensive management strategy for voltage sags based on coordination of supply and demand[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30 (6):90-95.
- [12] 张逸,李为明,张嫣,等.考虑供电系统运行方式的工业过程电 压暂降耐受特性评估方法[J].电力自动化设备,2019,39(12): 205-211.
  ZHANG Yi,LI Weiming,ZHANG Yan, et al. Evaluation method for voltage sag tolerance characteristics of industrial process considering operation mode of power supply system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(12):205-211.
- [13] 王建勋,张逸,张嫣,等.面向现代工业园区的电压暂降综合防 治方案[J].电力系统自动化,2020,44(14):156-163.
  WANG Jianxun, ZHANG Yi, ZHANG Yan, et al. Comprehensive prevention and control scheme for voltage sag in modern industrial park[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(14):156-163.
- [14] 张逸,李为明,林芳,等. 基于电气特性-物理属性的工业用户

电压暂降缓减策略[J],中国电机工程学报,2021,41(2): 632-642

ZHANG Yi, LI Weiming, LIN Fang, et al. Voltage sag mitigation strategy for industrial users based on process electrical characteristics-physical attribute[J]. Proceedings of the CSEE, 2021,41(2):632-642.

- [15] 田小民,张硕. 压气站投产调试阶段常见故障原因分析[J]. 天然气与石油,2013,31(4):21-22,32. TIAN Xiaomin, ZHANG Shuo. Analysis on common fault reasons of compressor station in commissioning stage[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(4): 21-22, 32.
- [16] VAN REUSEL K, STOCKMAN K, DRIESSENS W. "Process immunity time" assessment of its practicability in industry [C]//Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power-ICHOP 2010. Bergamo, Italy; IEEE, 2010:61-64.
- [17] 陈玮,丁筱,施云辉,等.考虑双向耦合的电-气综合能源系统 时序故障恢复方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):86-94. CHEN Wei, DING Xiao, SHI Yunhui, et al. Sequential fault restoration method for electricity-gas integrated energy system considering two-way coupling [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):86-94.
- [18] CIGRE / CIRED / UIE Joint Working Group C4. 110. Voltage dip immunity of equipment in installations[R]. Paris, France: CIGRE, 2010.
- [19] 肖先勇,谭秀美,汪颖,等. 基于电气特性-物理属性-感知损失 的电压暂降经济损失评估[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38 (增刊1):105-110.

XIAO Xianyong, TAN Xiumei, WANG Ying, et al. Voltage sag economic losses assessment based on electrical characteristicphysical attribute-perceived loss[J]. Proceedings of the CSEE, 2018,38(Supplement 1):105-110.

[20] 龚凌霄,刘天琪,何川,等.考虑综合需求响应的气电联合系统 可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):39-47. GONG Lingxiao, LIU Tiangi, HE Chuan, et al. Reliability evaluation of integrated electricity and natural-gas system considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 39-47.

- [21] 秦佳倩,马瑞. 电-气耦合系统概率 Pareto 最大负荷裕度及灵 敏度分析[J]. 电网技术,2019,43(1):58-65. QIN Jiaqian, MA Rui. Probability Pareto maximum load margin and sensitivity analysis for electricity-gas coupling system [J]. Power System Technology, 2019, 43(1):58-65.
- [22] 陈厚合, 邵俊岩, 姜涛, 等. 基于参数灵敏度的综合能源系统安 全控制策略研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(15):4831-4843.

CHEN Houhe, SHAO Junyan, JIANG Tao, et al. Security control strategy for integrated energy system using parameter sensitivity[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(15): 4831-4843.

[23] 贾东梨,刘科研,盛万兴,等. 有源配电网故障场景下的电压暂 降仿真与评估方法研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(5): 1279-1288.

JIA Dongli, LIU Keyan, SHENG Wanxing, et al. Voltage sag simulation and evaluation in active distribution network with fault cases [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(5):1279-1288

[24] 叶曦,刘开培,李志伟. 不确定条件下计及线路保护动作特性 的电压暂降频次评估[J]. 电力自动化设备,2018,38(3): 169-176.

YE Xi, LIU Kaipei, LI Zhiwei. Voltage sag frequency assessment considering action characteristics of line protection in uncertain conditions[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(3):169-176.

#### 作者简介:



逸

张 逸(1984-),男,副教授,博士,研 究方向为电能质量、主动配电网及电力数据 分析(E-mail:zhangyi@fzu.edu.cn);

张 妍(1996-),女,硕士研究生,研 究方向为电能质量分析与控制(E-mail: 1372884870@qq.com)<sub>o</sub>

(编辑 李玮)

## Location and constant volume method of gas storage device in integrated electricity-gas energy system for mitigating voltage sag effect

ZHANG Yi<sup>1</sup>, ZHANG Yan<sup>1</sup>, ZHANG Yan<sup>1</sup>, WANG Jianxun<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China;

2. State Grid Quanzhou Electric Power Supply Company, Quanzhou 362000, China)

Abstract: Aiming at the voltage sag caused by power system fault affects the system many times through electricity-gas coupling equipment, a location and constant volume method of gas storage device in integrated electricity-gas energy system for mitigating voltage sag effect is proposed. The impacts of voltage sags in power system on the integrated electricity-gas energy system are analyzed. Then, the location method of gas storage device in natural gas system is proposed based on the sensitivity analysis. Furthermore, with the comprehensive consideration of investment cost and benefit, the best configuration scheme of gas storage device is determined by taking the maximum benefit after installing gas storage device as the objective function. The correctness and effectiveness of the mitigation method are verified by analyzing an example of the integrated electricity-gas energy system composed of IEEE 14-bus power system and 11-node natural gas system.

Key words: voltage sag; integrated electricity-gas energy system; process parameter; gas storage device; location and constant volume

44

# 附录 A



图 A1 储气装置选址流程图

Fig.A1 Location flowchart of gas storage device



图 A2 算例系统结构图 Fig.A2 System structure diagram

#### 表 A1 储气装置参数

Table A1 Gas storage device parameters						
に々	投资成本系数/	运护成本系数/	12亿本人/			
<b></b>	(万元・m <sup>-3</sup> )	(万元・m <sup>-3</sup> )	运行寿命/a			
储气装置	0.5	0.65	10			

## 表 A2 压缩机参数

Table A2	Compressor	parameters
----------	------------	------------

		-	-	
压缩机 编号	压缩机 升压比	入口 节点	出口 节点	通过压缩机流量/ (m <sup>3</sup> ・h <sup>-1</sup> )
$C_1$	1.12	5	6	$1.2 \times 10^{3}$
$C_2$	1.23	7	10	$5.8 \times 10^2$

Table A3 Pressure values of each node of natural gas system							
节点	压力/Mpar	节点	压力/Mpar	节点	压力/Mpar		
$G_1$	10	G <sub>5</sub>	9.33	G <sub>9</sub>	8.51		
$G_2$	9.66	$G_6$	8.33	G <sub>10</sub>	10.82		
$G_3$	9.33	<b>G</b> <sub>7</sub>	8.80	G11	10.79		
$G_4$	9.12	$G_8$	8.60				

## 表 A4 天然气系统负荷数据

Table A4 Natural gas system load data

古点	气负荷峰值/ (km <sup>3</sup> ・h <sup>-1</sup> )	节点	气负荷峰值/ (km <sup>3</sup> ・h <sup>-1</sup> )	节点	气负荷峰值/ (km <sup>3</sup> ・h <sup>-1</sup> )
$G_1$	0	G <sub>5</sub>	0.47	G <sub>9</sub>	0.73
$G_2$	0	$G_6$	0	G <sub>10</sub>	0.86
$G_3$	0.38	$G_7$	0	G11	0.91
$G_4$	0.81	$G_8$	0.62		

#### 表 A5 天然气各负荷节点全切经济损失

Table A5 Total cut economic losses of natural gas load nodes

节点	经济损失/万元	节点	经济损失/万元	节点	经济损失/万元
$G_4$	70	G <sub>8</sub>	40	G10	75
G <sub>5</sub>	35	G9	20	G11	90

## 表 A6 天然气各节点间距离

Table A6 Distance between natural gas nodes								
管道首节点	管道末节点	管道长度/km						
$G_1$	$G_2$	3						
$G_2$	$G_3$	4.68						
G <sub>3</sub>	$G_4$	3.8						
$G_4$	$G_7$	3.4						
G <sub>7</sub>	$G_8$	3.56						
$G_8$	G <sub>9</sub>	3.4						
$G_6$	G <sub>5</sub>	5.28						
$G_7$	$G_{10}$	4.78						
G <sub>10</sub>	G11	3.48						

## 表 A7 各节点允许储气装置容量上限

Table A7 Each node allows maximum capacity of

gas storage device									
节点	容量上限	节点	容量上限	节点	容量上限				
$G_1$	0.78	G5	11	G9	1.83				
$G_2$	10.8	$G_6$	11	$G_{10}$	4.43				
$G_3$	10.78	$G_7$	7.8	G11	2.28				
$G_4$	9.83	G <sub>8</sub>	3.38						



图 A4 压缩机接入电力系统节点残余电压幅值 Fig.A4 Compressor shall access residual voltage amplitude of power system bus