

# 计及冷、热、电联产的气电互联网络最优调度

汪洋子<sup>1</sup>, 陈茜<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学, 北京 102206; 2. 国网北京市电力公司电力科学研究院, 北京 100075)

**摘要:** 能源互联网的发展提高了系统的能效、经济性和安全性。储气备用不仅维护了气网自身的安全运行, 还能支持燃气轮机出力快速变化, 提供电网额外的灵活备用, 这对平衡电网中的可再生能源和多能源负荷具有重要意义。此外, 气电网络间的高效协调互补, 与包括冷、热、电三联产设施在内的多能源应用的运行也有赖于充足的储气备用。为促进气电互联网络安全高效地运行, 创新地将储气备用纳入调度优化, 提出了一种含有三联产设施的气电互联网络的多目标最优调度模型, 并使用 NSGAII 进行求解。算例分析显示了所提方法的有效性。

**关键词:** 气电互联网络; 冷、热、电联产; 储气备用; 最优调度; 多目标优化

## Optimal dispatch for the integrated electrical and natural gas network with combined cooling, heat and power plant

WANG Yangzi<sup>1</sup>, CHEN Qian<sup>2</sup>

(1. North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. State Grid Beijing Electric Power Research Institute, Beijing 100075, China)

**Abstract:** The development of the energy internet promotes the efficiency, economy and security of the energy system. In the Integrated Electrical and Natural Gas Network (IEGN), linepack reserves not only secure the safe operation of the natural gas network, but also could be employed by gas turbines to provide fast-response flexibility. It plays an increasingly significant role in balancing the electrical network with renewable energy sources and multi-energy utilizations. Besides, the linepack reserve also guards the coordination between networks, and the normal function of multi-energy utilizations, including combined cooling, heat and power, aka trigeneration plants. To promote the safety and coordination of the IEGN, this paper novelly integrates the linepack reserve into the dispatch process and proposes a multi-objective optimal dispatch model for the IEGN with trigeneration plants to simultaneously promote its economy, safety and efficiency. NSGAII is employed to solve it. Finally, case studies demonstrate its effectiveness.

This work is supported by Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2016XS13).

**Key words:** integrated electrical and natural gas network; trigeneration; linepack reserve; optimal dispatch; multi-objective optimization

## 0 引言

随着能源互联网的发展, 天然气、电等多种能源网络间的联系日益紧密, 多能互补不仅提高了能源系统的经济性和能效<sup>[1-4]</sup>, 也提高了安全性<sup>[5-7]</sup>。储气备用作为气网正常运行时管网内特有的天然气储备, 历来被调度员用于维护网络的安全运行<sup>[5-6]</sup>。能源网络的互联让储气备用在维护气网正常运行之余, 可以作为一种备用源, 服务其他能源网络, 尤其是与气网联系日渐紧密的电气网络<sup>[7-9]</sup>。燃气轮机

具备良好的爬坡能力, 通过使用储气备用, 可以快速改变出力, 平衡电网中的各类扰动<sup>[5]</sup>。除了可再生能源引入的间歇性波动外, 多能源负荷也会通过各类多能源应用将波动耦合入电网, 尤其是随季节波动显著的冷、热负荷。此外, 多能源应用的灵活运行也离不开充足的储气备用。以冷、热、电三联产设施为代表的多能源应用普遍具备灵活的运行方式。比如: 热能可以由电能转化(电热泵等), 也可以由天然气转化(天然气炉等); 冷气可以由电能转化(电压缩制冷机等), 也可以通过热能转化(水吸式制冷机等)<sup>[10-12]</sup>。由此, 三联产设施的运行可以仅仅依靠电能, 或仅仅依靠天然气, 或兼而有之。虽然

这种灵活的运行方式可以作为一种资源服务于系统的调度优化, 例如响应分时电价等市场信号提高系统的经济性等, 但是运行方式的更替会显著地改变三联产设施与气、电网络间的能量交换。而由于气网的调度周期远长于电网, 大部分气负荷的突变都将由管网中的储气备用消纳。由此, 储气备用不仅关乎气网、电网的安全运行, 也关乎网络间的高效协调互补。如果不在制定调度策略时将储气备用纳入考量, 不仅浪费了能源互联网建立所带来的一种宝贵的资源, 削弱了系统承受扰动的能力, 也可能妨碍多能源应用的高效运行, 阻塞网络间的协调, 降低系统的整体能效。

基于电网的经济调度模型和气网的稳态潮流模型<sup>[13-15]</sup>, 国内外开展了许多有关气电互联网络的调度研究<sup>[16-19]</sup>。文献[16]提出的最优潮流模型以减少运行成本为目标, 并利用进化算法求解。文献[17]计及了气、电网络内负荷之间的相关性。文献[18]将规划成本与运行成本一同选为目标进行优化, 并使用改进的进化算法进行求解。目前大部分气电互联网络的优化调度研究均以经济性作为目标, 并没有考虑网络运行的安全性和网络间的协调互补。文献[6-7]介绍了气网中储气备用的模型和其调度应用, 文献[7]量化了气电互联网络中可供电网使用的储气备用。本文创新地将气网中的储气备用纳入到气电互联网络调度模型中, 提出了一种包含三联产设施的气电互联网络的最优调度模型, 同时优化系统的运行成本, 储气备用和能效。本文首先对储气备用进行建模, 接着与三联产设施产能模型一同纳入到气电互联网络的优化调度模型中去, 并使用 NSGAII 进行求解<sup>[20]</sup>。

## 1 天然气管网的储气备用

对于天然气管道  $\pi$ , 管道流量  $F_\pi$  如式(1)所示, 表示  $\pi$  内传输的天然气的负荷大小; 管道储气  $L_\pi$  如式(2)所示, 表示  $\pi$  内的天然气总量<sup>[21]</sup>。

$$\text{sign}(F_\pi) F_\pi^2 = c_\pi^2 (p_1^2 - p_2^2) \quad (1)$$

$$L_\pi = \frac{2zV_{ol}}{3p_{NTP}} \left( p_1 + p_2 - \frac{p_1 p_2}{p_1 + p_2} \right) \quad (2)$$

式中:  $p_1$  和  $p_2$  分别表示管道始、末端气压;  $c_\pi$  表示管道常数;  $p_{NTP}$  表示一个标准大气压;  $z$  表示管道的可压缩系数;  $V_{ol}$  表示管道容积。管道储气在天然气管网运行中发挥了多重作用, 包括维持天然气流传输特性, 维持管道末端最小气压, 消纳管道内的天然气不平衡量等。由于管网中部分天然气承担着维系正常传输环境的任务, 故管道流量仅是管道储

气的一部分<sup>[6]</sup>。

比较式(1)、式(2)可知, 管道内的天然气流量由两端节点气压的平方差决定, 而不是节点气压真实值。由此, 通过调节管道始末端气压, 可以有目的地释放管道中的天然气储备, 或将天然气储存在管道中, 而不影响正常的负荷传输。这种由灵活调度带来的额外的天然气就被定义为储气备用。工程上一般将管道以最大、最小气压传输最大负荷时的管道储气分别定义为管道的最大、最小储气, 其差值就是管道的储气备用。假设  $\pi$  的最大负荷是  $D$ 。若令管道始端气压  $p_1$  等于管道最大气压, 则由式(1), 管道末端的节点气压为

$$p_2 = \sqrt{(p_1^2 - D^2)/c^2} \quad (3)$$

管道  $\pi$  内的最大储气如式(4)所示。

$$L_{\pi, \max} = \frac{2zV_{ol}}{3p_{NTP}} (p_1 + \sqrt{(p_1^2 - D^2)/c^2} - \frac{p_1 \sqrt{(p_1^2 - D^2)/c^2}}{p_1 + \sqrt{(p_1^2 - D^2)/c^2}}) \quad (4)$$

同理, 令管道末端节点气压  $p_2$  等于管道最小气压, 管道始端节点气压和管道最小储气如下。

$$p_1 = \sqrt{(p_2^2 + D^2)/c^2} \quad (5)$$

$$L_{\pi, \min} = \frac{zV_{ol}}{p_{NTP}} \frac{2}{3} (p_2 + \sqrt{(p_2^2 + D^2)/c^2} - \frac{p_2 \sqrt{(p_2^2 + D^2)/c^2}}{p_2 + \sqrt{(p_2^2 + D^2)/c^2}}) \quad (6)$$

联立式(2)、式(4)和式(6), 管道  $\pi$  的储气备用为

$$LR_{u,\pi} = L_{\pi, \max} - L_\pi, \quad LR_{d,\pi} = L_\pi - L_{\pi, \min} \quad (7)$$

$$LR_\pi = L_{\pi, \max} - L_{\pi, \min} \quad (8)$$

式(7)中:  $LR_{u,\pi}$  表示管道  $\pi$  的正储气备用, 定义为  $\pi$  的最大储气与某一时刻的储气间的差值, 反映此刻  $\pi$  内天然气贮存空间的大小, 也是  $\pi$  消纳燃气轮机减出力的能力;  $LR_{d,\pi}$  表示管道  $\pi$  的负储气备用, 定义为  $\pi$  在某一时刻的储气量与最小储气间的差值, 反映此刻  $\pi$  内天然气贮存的多少, 也是  $\pi$  支持燃气轮机增大出力的能力。在式(8)中,  $LR_\pi$  表示  $\pi$  的总储气备用, 描述某一时刻  $\pi$  内天然气的机动量, 反映了此刻  $\pi$  对天然气注入或输出突变的适应能力。若用  $\Omega_{\text{pipe}}$  表示天然气网络 GN 中的管道集合, 则在  $t_0$  时刻网络 GN 的正、负储气备用和总储气备用如式(9)、式(10)所示。

$$LR_{u,GN}(t_0) = \sum_{i \in \mathcal{I}_{pipe}} (L_{i,max}(t_0) - L_i(t_0))$$

$$LR_{d,GN}(t_0) = \sum_{i \in \mathcal{I}_{pipe}} (L_i(t_0) - L_{i,min}(t_0)) \quad (9)$$

$$LR_{GN} = LR_{u,GN}(t_0) + LR_{d,GN}(t_0) \quad (10)$$

用  $T$  表示 GN 中储气备用的使用周期, 具体大小与天然气网络本身的结构、规模和调度能力相关。由于天然气网络的调度周期远长于电网, 在  $T$  内, 气网中由于各种原因产生的天然气不平衡量均需要使用储气备用进行消纳<sup>[7]</sup>, 例如燃气轮机以及各类燃气多能源应用出力变化产生的气负荷波动。图 1 描绘了天然气管网中储气与储气备用的示意图。储气曲线与最大、最小储气之间的区域就表示正、负储气备用, 分别由黄色区域和蓝色区域表示。

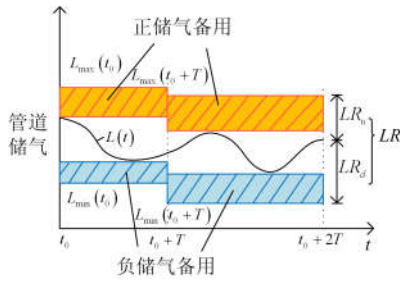


图 1 储气和储气备用示意图

Fig. 1 Diagram of the linepack and linepack reserve

为了简化分析, 假设 GN 中的燃气轮机参数相同, 最大出力为  $P_{gtmax}$ , 最小出力为  $P_{gtmin}$ , 爬坡速率为  $r_{gt}$ , 能效为  $\eta_{gt}$ , 初始运行状态为  $P_{gt}(t_0)$ 。分别用  $t_{ru}$  和  $t_{rd}$  表示增大出力至最大和降低出力至最小所需要的时间, 则整个过程中需要的额外的能量注入如式(12)、式(13)所示。

$$t_{ru} = \frac{P_{gtmax} - P_{gt}(t_0)}{r_{gt}}, \quad t_{rd} = \frac{P_{gt}(t_0) - P_{gtmin}}{r_{gt}} \quad (11)$$

$$W_{gtmax}(t_0) = \begin{cases} \frac{1}{2} r_{gt} \cdot t_{ru}^2 + P_{gtmax} \cdot (T - t_{ru}), & t_{ru} > T \\ \frac{1}{2} r_{gt} \cdot T^2, & t_{ru} \leq T \end{cases} \quad (12)$$

$$W_{gtmin}(t_0) = \begin{cases} -\frac{1}{2} r_{gt} \cdot t_{rd}^2 + P_{gt}(t_0) t_{rd} + P_{gtmin} \cdot (T - t_{rd}), & t_{rd} < T \\ \frac{1}{2} r_{gt} \cdot T^2, & t_{rd} \geq T \end{cases} \quad (13)$$

结合式(9)一式(13), 燃气轮机使用储气备用可以提供的额外的电能就如式(14)所示。

$$E_{u,GN}(t_0) = \min \{ q \cdot LR_{d,GN}(t_0) \cdot \eta_{gt}, W_{gtmax}(t_0) \}$$

$$E_{d,GN}(t_0) = \min \{ q \cdot LR_{u,GN}(t_0) \cdot \eta_{gt}, W_{gtmin}(t_0) \} \quad (14)$$

由于天然气网络潮流将直接影响管道储气, 从而影响可用的储气备用。因此, 通过对气网潮流进行优化, 可以有效改善储气备用的容量。

## 2 冷、热、电联产设施的建模

多能源应用丰富的运行方式, 波动的多能源负荷均会显著改变整个气电互联网络中的能量分布, 从而影响包括储气备用在内的各项运行指标。

### 2.1 冷、热、电三联产设施的一般结构

三联产设施可以看作由热电联产设备与制冷设备组成。其中, 热电联产设备一般由热电联产(Combined Heat and Power, CHP)机组和备用制热机组(Combustion Heat Group, CHG)组成。分别用  $\eta_w$ 、 $\eta_Q$  和  $\eta_t$  表示 CHP 的电能输出  $W$ 、热能输出  $Q$ , CHG 的热能输出与天然气燃烧热注入  $F$  的比值。表 1 中列出了几种常见制冷设备, 并用 COP(Coefficient of Performance)表示制冷输出  $R$  与能量注入(电能, 天然气或热能)的比值<sup>[10-12]</sup>。其中, 电热泵通过消耗电能, 既可以制热, 也可以制冷。图 2 中描绘了上述三联产设备的输入和输出。

表 1 制冷设备及其性能指数

Table 1 Cooling generators and performance indicators

| 制冷设备                                               | 性能指数          |
|----------------------------------------------------|---------------|
| 压缩式电制冷机(Compression Electrical Chiller, CEC)、电热泵   | $COP_c = R/W$ |
| 水吸收式制冷机(Water Absorption Refrigerator Group, WARG) | $COP_c = R/Q$ |
| 气体吸收式制冷机(Gas Absorption Chiller, GAC)              | $COP_c = R/F$ |
| 电热泵(Electrical Heat Pump, EHP)                     | $COP_h = Q/W$ |

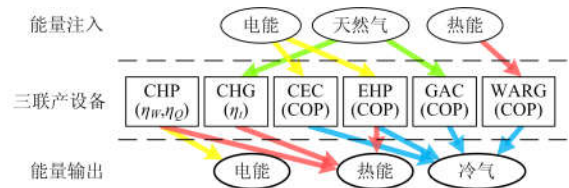


图 2 典型三联产设备的输入输出示意图

Fig. 2 Inputs and outputs of typical trigeneration devices

由于三联产设施中往往有复数种多能源产能应用, 每种能源负荷均可以由多种设备产生。以图 3 所示的典型三联产设施为例, 本地电能负荷可以由 CHP 消耗天然气产生, 或者由配电网供应; 热能负荷可以通过 CHP、CHG 消耗天然气产生, 或者通过 EHP 消耗电能产生; EHP 运行所需的电能可以由 CHP 或配电网供应; 此外, 在承担本地电能负荷之余, CHP 也可以向配电网输电, 尤其是在负荷高峰或售电价格合理的时候。各多能源设备互联提供了丰富能量路径和产能选择, 令整个设施可以

运行在多种运行策略之下。针对不同负荷场景, 运行策略和产能方案的选择不仅会影响整体的能源利用效率, 更重要的是会改变三联产设施与气、电网间的能量交换, 从而影响气、电网络中的潮流分布和整个气电互联网络的运行性能。

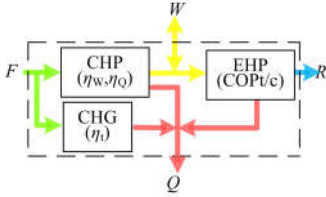


图3 三联产设施示意图

Fig. 3 Diagram of one trigeneration plant

文献[12]中给出了式(15)所示的三联产设施能效评估指标—TPES (Trigeneration Irimary Energy saving)。式中,  $F_{\text{tri}}$  表示三联产设施的一次能源燃烧热注入,  $W_{\text{tri}}$ ,  $Q_{\text{tri}}$  和  $R_{\text{tri}}$  分别表示其电、热、冷产能输出,  $\eta_e^{\text{SP}}$ ,  $\eta_t^{\text{SP}}$  和  $\text{COP}^{\text{SP}}$  分别表示参考用独立产能设备的发电、制热和制冷的产能效率(考虑独立制冷设备与配网相联的 CEC)。

$$\text{TPES} = 1 - \frac{F_{\text{tri}}}{\frac{W_{\text{tri}}}{\eta_e^{\text{SP}}} + \frac{Q_{\text{tri}}}{\eta_t^{\text{SP}}} + \frac{R_{\text{tri}}}{\eta_e^{\text{SP}} \cdot \text{COP}^{\text{SP}}}} \quad (15)$$

由式(15)可知, 如果把整个气电互联网络的产能侧看做是一个三联产设施, 那么该指标同样可以用来评估整个气电互联网络的能源利用效率。

## 2.2 三联产设施的运行策略

本节用两个不同的冷、热、电负荷场景说明三联产设施对气电互联网络运行的影响:

(1)  $S_1=[200 \text{ MW}, 400 \text{ MW}, 75 \text{ MW}]$ ;

(2)  $S_2=[275 \text{ MW}, 325 \text{ MW}, 300 \text{ MW}]$ 。

本文考虑工业上常用的三种基本运行策略<sup>[13]</sup>, 他们本质上反应了热电联产机组的出力状况: A) 电负荷追随; B) 热负荷追随; C) 满载。此外, 根据承担多能源负荷的产能设备组合不同, 每种运行策略之下又可能包含几种不同的产能方案。若考虑图3中的三联产设施的设备配置如表2, 制冷、热用和发电用天然气价格分别是 2.36 元/ $\text{m}^3$  和 2.51 元/ $\text{m}^3$ , 气电上网价格是 0.65 元/kWh, 独立产能设备的参考能效是  $\eta_e^{\text{SP}}=0.4$ ,  $\eta_t^{\text{SP}}=0.9$  和  $\text{COP}^{\text{SP}}=3.5$ <sup>[12]</sup>, 则上述两种负荷场景下三联产设施的具体运行数据就如表3、表4所示。

比较表3和表4的第2、3列, 可知不同的负荷场景、运行策略, 三联产设施与电、气网间的能量交换有很大不同。对电网来说, 三联产设施在  $S_1$

表2 三联产设施具体设备配置

| Table 2 Detailed configuration of the trigeneration plant |                          |                               |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|
| 设备                                                        | 装机容量                     | 能效                            |
| CHP                                                       | 300 MW                   | $\eta_w=36\%$ , $\eta_q=43\%$ |
| CHG                                                       | $\eta_t^{\text{SP}}=0.9$ | $\text{COP}_c=R/Q$            |
| EHP                                                       | $\text{COP}=4$           | $\text{COP}_c=R/F$            |

表3  $S_1$  的调度方案

| Table 3 Dispatch for $S_1$ |                                        |                            |       |       |         |
|----------------------------|----------------------------------------|----------------------------|-------|-------|---------|
| 运行策略                       | $F_{\text{tri}}/(\text{m}^3/\text{s})$ | $W_{\text{tri}}/\text{MW}$ | TPES  | 成本    | 产热设备    |
| A                          | 21.60                                  | 0                          | 27.5% | 20.97 | CHP+EHP |
|                            | 22.49                                  | 0                          | 24.5% | 53.09 | CHP+CHG |
| B                          | 23.23                                  | 38.10                      | 28.4% | 47.96 | CHP+EHP |
|                            | 24.52                                  | 50                         | 26.3% | 48.86 | CHP+CHG |
| C                          | 23.23                                  | 38.10                      | 28.4% | 47.96 | CHP+EHP |
|                            | 24.52                                  | 50                         | 26.3% | 48.86 | CHP+CHG |

表4  $S_2$  的调度方案

| Table 4 Dispatch for $S_2$ |                                        |                            |       |       |      |
|----------------------------|----------------------------------------|----------------------------|-------|-------|------|
| 运行策略                       | $F_{\text{tri}}/(\text{m}^3/\text{s})$ | $W_{\text{tri}}/\text{MW}$ | TPES  | 成本    | 产热设备 |
| A                          | 23.23                                  | -60.71                     | 25%   | 65.74 | CHP  |
| B                          | 21.07                                  | -88.62                     | 27.4% | 65.67 | CHP  |
| C                          | 23.23                                  | -60.71                     | 25%   | 65.74 | CHP  |

中是电源, 在  $S_2$  中却是负荷。即便运行策略相同, 也可能存在多种产能选择, 从而导致不同的运行成本、节能性能等等。在  $S_{1-A}$  中, CHP 的电能产出在满足本地负荷之余, 还承担了 EHP 的运行负荷, 充分利用了多能源设备的高能效优势, 节约了运行成本。在  $S_{1-B}$  中, CHP 的实际出力追随热负荷, 此时 CHP 的电能出力在承担本地负荷之余, 更将富余输进配网。但是由于此时的售电价格相较天然气价格并不理想, 反而推高了运行成本。在  $S_2$  中, 即使 CHP 满载运行, 其电能产出也不足以同时承担本地负荷和 EHP 的正常运行。由于从配网购电, 表4中第三列均为负值。也由此,  $S_2$  的运行成本普遍比  $S_1$  高。由于  $S_2$  中热负荷较小,  $S_{2-B}$  时, 电负荷缺额会更大, 进一步推高运行成本。

总的来说, 在电价较高、气价较低时, 能够尽量多发电的运行策略以及更依赖燃气多能源应用的产能方案可以取得更好的经济效益; 在电价较低、气价较高时, 能够少发电的运行策略和更依赖耗电多能源应用的产能方案可以取得更好的经济效益。多能源产能能效的提高一般会改善系统的经济性, 但也不尽然, 必须进行进一步的优化。

## 3 气电联合网络最优调度模型

本节给出本文提出的最优调度模型。决策变量

包括天然气网络可调压节点气压, 气源节点天然气注入, 燃气轮机出力, 三联产设施的运行策略和产能方案。目标函数部分由三个独立的目标函数组成, 分别是:  $OBJ_1$ —运行成本,  $OBJ_2$ —储气备用和  $OBJ_3$ —节能性能。 $OBJ_1$  如式(16)所示, 描述气电互联网络的整体运行成本, 是传统发电机、燃气轮机和三联产设施各自的运行成本之和。

$$OBJ_1 = \min \left[ \sum_{i \in \Omega_{CG}} (a_i + b_i P_{CG,i} + c_i P_{CG,i}^2) + p_{g1} \sum_{j \in \Omega_{GT}} (P_{GT,j} / (\eta_{GT,j} \cdot HV)) + p_{g2} \sum_{j \in \Omega_{tri}} F_{tri} \right] \quad (16)$$

式中:  $\Omega_{CG}$ 、 $\Omega_{GT}$  和  $\Omega_{tri}$  分别表示传统发电机、燃气发电机组和三联产设施的集合;  $P_{CG}$  和  $P_{GT}$  分别为传统发电机和燃气轮机的出力;  $a$ 、 $b$  和  $c$  为耗量因数;  $F_{tri}$  是三联产设施的天然气消耗;  $p_{g1}$  和  $p_{g2}$  分别表示发电天然气价格和制冷、热天然气价格。

$OBJ_2$  描述天然气网络的储气备用。式中,  $LR_i$  表示管道  $i$  内的储气备用。

$$OBJ_2 = \max \sum_{i \in \Omega_{pipe}} LR_i \quad (17)$$

$OBJ_3$  描述气电互联网络的整体能源利用效率。式中,  $F$  表示气电互联网络的一次能源燃烧热注入,  $W$ 、 $Q$  和  $R$  分别表示电能、热能和冷气负荷。

$$OBJ_3 = \max \left( 1 - F / \left( \frac{W}{\eta_e^{SP}} + \frac{Q}{\eta_t^{SP}} + \frac{R}{\eta_c^{SP} \cdot COP^{SP}} \right) \right) \quad (18)$$

约束部分包括: 气网与电网的安全运行约束, 三联产设施的安全运行约束和储气备用约束。式(19)、式(23)是电网的安全运行约束; 式(19)、式(20)是电网功率平衡方程; 式(21)、式(23)分别是线路潮流, 母线电压, 和发电机出力约束。

$$P_{Gi} - P_{Li} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (19)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (20)$$

式中:  $P_G$ 、 $Q_G$  和  $P_L$ 、 $Q_L$  分别表示母线的有功、无功注入和有功、无功负荷;  $U$  和  $\theta$  分别表示母线电压的幅值和相角。

$$|S_{ij}| \leq S_{ij,max} \quad (21)$$

$$U_{min} \leq U \leq U_{max} \quad (22)$$

$$P_{Gmin} \leq P_G \leq P_{Gmax}, Q_{Gmin} \leq Q_G \leq Q_{Gmax} \quad (23)$$

式(24)、式(27)是气网安全运行约束: 式(24)是天然气流量平衡方程, 式(25)是管道天然气流方程, 式(26)、式(27)是管道流量、节点气压约束。

$$G_i - D_i = \sum_{j=1, j \neq i}^n F_{ij} \quad (24)$$

$$\text{sign}(F_{ij}) F_{ij}^2 = c_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad (25)$$

$$|F_{ij}| \leq F_{ij,max} \quad (26)$$

$$p_{i,min} \leq p_i \leq p_{i,max} \quad (27)$$

式中:  $G$  表示节点天然气注入;  $D$  表示节点天然气负荷;  $F$  表示管道天然气流量;  $p$  表示节点气压;  $c$  表示管道常数。

式(28)是储气备用约束, 目的是保证传统燃煤发电机的正负备用与燃气轮机的正负备用之和大于系统预测的备用需要。

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_{CG}} R_{u,i}(t) + E_u(t_0) &\geq FR_u(t) \\ \sum_{i \in \Omega_{CG}} R_{d,i}(t) + E_d(t_0) &\geq FR_d(t) \end{aligned} \quad (28)$$

式中:  $R_u$  和  $R_d$  分别表示传统电机的正、负备用容量;  $FR_u$  和  $FR_d$  分别表示系统预测的正负备用需要。

由于本文提出的最优调度模型是一个多目标非线性混合整数模型, 无法简单使用经典算法求解, 故本文使用了 NSGAI<sup>[20]</sup>。图 4 描绘了最优调度模型的求解流程, 可以概括为以下 6 个步骤。

步骤 1: 根据多能源负荷曲线, 初始化三联产设施的运行策略和产能方案, 并计算相应的电能出力  $W_{tri}$  和天然气消耗  $F_{tri}$ 。

步骤 2: 初始化除平衡机外的燃气轮机机组的出力, 并计算相应的天然气消耗。

步骤 3: 求解电气网络潮流。若平衡机是燃气轮机, 计算其天然气消耗。

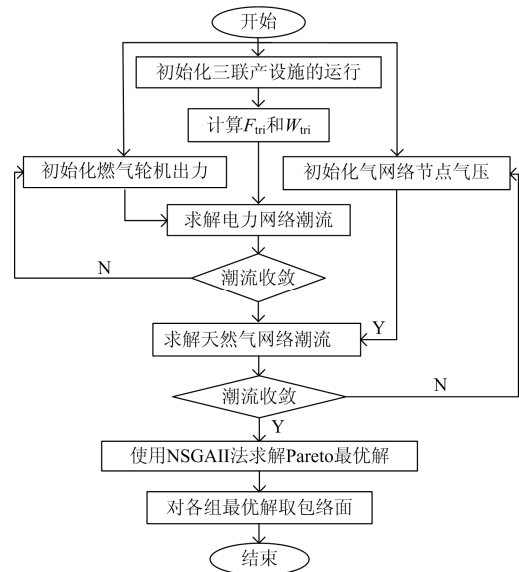


图 4 优化问题求解流程

Fig. 4 Computation flow chart

步骤 4: 初始化天然气网络节点气压和气源注入。联立步骤 1—3 中得到的天然气负荷数据, 求解天然气网络潮流。

步骤 5: 使用 NSGAI 求解所有运行策略和产能方案组合下的 Pareto 前沿。

步骤 6: 在目标函数空间对所有 Pareto 前沿取包络面, 包络面上的点集就是最优调度解集。

#### 4 算例分析

图 5 中的气电互联网络由一个 39 节点电气网络(具体参数见[22])和一个简单天然气网络组成。右侧红色天然气网络由 5 条输气管道和 2 组气源组成, 参数见表 5。其中, 可调压节点 Node1, 2, 4 分别与左侧电气网络中的 Bus33, 34 和 36 相连。Bus33 与 Node1 之间是三联产设施, 参数同表 2; 其余两处是普通燃气轮机机组, 参数见表 6, 并假设其效率不随出力变化。考虑储气备用使用周期为 1 h, 设种群数为 100, 进化代数为 500, 多能源负荷场景同 2.2 节中的  $S_1$  和  $S_2$ , 则表 3、表 4 中所列的运行策略与产能方案的优化结果就如图 6 所示。

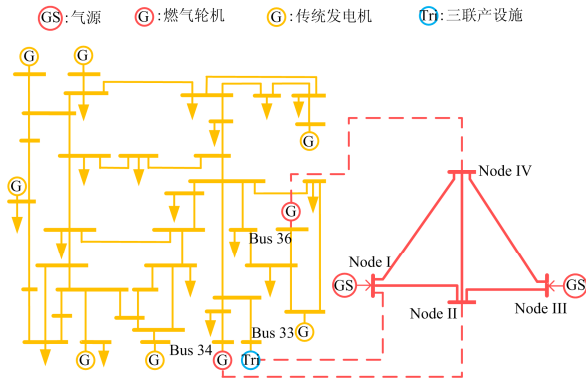


图 5 简单气电互联网络

Fig. 5 Simple electrical and natural gas network

表 5 天然气管道参数

Table 5 Pipes parameters

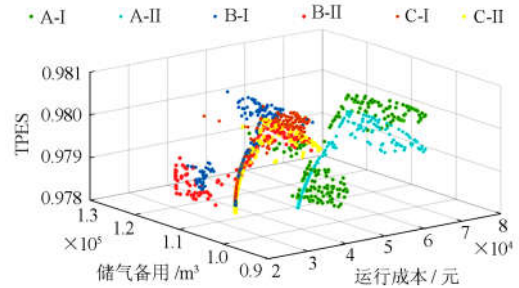
| 管道                       | 1-2 | 1-4 | 2-3 | 2-4 | 3-4 |
|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| 长度/km                    | 20  | 20  | 20  | 40  | 20  |
| 直径/mm                    |     |     | 625 |     |     |
| 最大气压/Mpa                 |     |     | 0.4 |     |     |
| 最小气压/Mpa                 |     |     | 0.2 |     |     |
| 最大流量/(m <sup>3</sup> /s) |     |     | 40  |     |     |

表 6 燃气发电机组参数

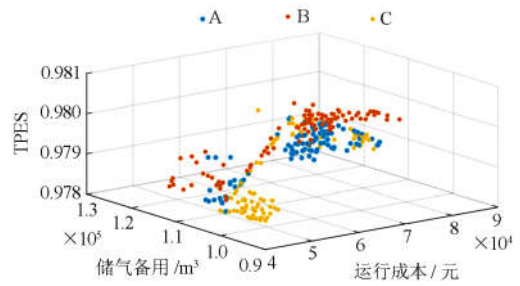
Table 6 Gas turbines parameters

| 母线编号 | 效率            | 装机容量   | 天然气价格                 |
|------|---------------|--------|-----------------------|
| 1    | $\eta_1=60\%$ | 508 MW | 2.51 元/m <sup>3</sup> |
| 2    | $\eta_2=45\%$ | 580 MW |                       |

在图 6 中, x、y、z 轴分别表示运行成本、储气备用和节能性能。图 6 中,  $S_1$  的 6 组优化结果与  $S_2$  的 3 组优化结果在目标函数空间中位置各异, 说明不同的运行策略和产能方案在经济性、安全性和能效三个方面的优势不同。由此, 调度员可以有侧重地进行选择。在储气备用方面, 运行策略 B 优于策略 C, 策略 A 最次。这是因为热追随之运行策略会增大系统的天然气消耗, 这会增强气电网络之间的能量联系, 也会增多电网可用的储气备用。能效方面, 系统能效的提高有赖于多能源应用间的多能互补, 这和多能源负荷直接相关。具体来说, 在图 6(a)中, 运行策略 A 优于策略 C, 策略 B 最次; 在图 6(b)中, 运行策略 B 优于策略 C, 策略 A 最次。



(a) 场景 1 的优化结果



(b) 场景 2 的优化结果

图 6 场景 1 和场景 2 的优化结果

Fig. 6 Optimization results for Scenario1 and Scenario2

值得注意的是, 由于各组优化结果均求解自相互独立的优化过程, 为获取最优调度解, 需要对现有最优解做进一步优化。以图 6(b)中的优化结果为例, 对其取-x、y、z 方向的包络面, 包络面上的点就是  $S_2$  的最优调度解。在图 7 中, 蓝色点表示最优调度解, 橙色点表示初始解。在整个目标函数空间里, 蓝色点集在三个目标函数方向上均明显优于橙色点集, 说明优化算法能够有效提高气电互联网络的储气备用和能效, 并降低运行成本。取最优解集中的一个进行进一步说明: 燃气产能机组的出力见表 7; 三联产设施运行在策略 A, 产能方案见表 8; 气网中的节点气压见表 9; 管道流量见表 10; 各管

道内的储气备用见图 8。

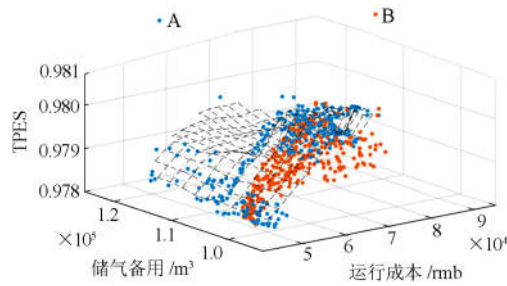


图 7 场景 2 的最优解

Fig. 7 Optimized results for Scenario 2

表 7 天然气发电机组出力

Table 7 Gas turbines outputs

| 机组编号 | 出力/MW  | 天然气注入/(m <sup>3</sup> /s) |
|------|--------|---------------------------|
| 33   | 238.10 | 23.23                     |
| 34   | 508    | 23.60                     |
| 36   | 580    | 35.92                     |

表 8 三联产设备的产能方案

Table 8 Generation schemes of trigeneration devices

| 设备    | CHP | CHG | EHP (热) | EHP (冷) |
|-------|-----|-----|---------|---------|
| 出力/MW | 300 | 0   | 0       | 300     |

表 9 天然气网络节点气压

Table 9 Nodal pressure in natural gas network

| 节点编号     | 1      | 2      | 3      | 4      |
|----------|--------|--------|--------|--------|
| 节点气压/kPa | 178.87 | 164.30 | 164.02 | 163.46 |

表 10 天然气网络管道流量

Table 10 Gas flows in the natural gas network

| 管道                        | 1-2   | 1-4   | 2-3  | 2-4  | 3-4  |
|---------------------------|-------|-------|------|------|------|
| 天然气流量/(m <sup>3</sup> /s) | 34.47 | 25.04 | 5.74 | 4.72 | 4.66 |

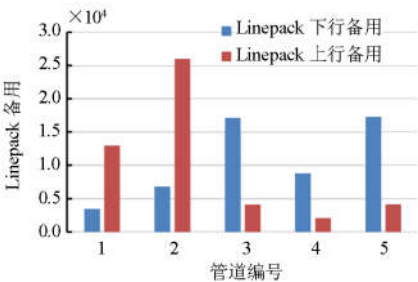


图 8 天然气管道储气备用

Fig. 8 Linepack reserve in each pipeline

## 5 结论

本文创新性地将气网中的储气备用纳入到气电互联网络的最优调度模型中去，提出了一种含有冷、热、电三联产设施的气电互联网络的最优调度

方法，在提高经济性、能效的同时，促进气电互联网络的高效协调与安全运行。

## 参考文献

- [1] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, 等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.  
DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.
- [2] 王伟亮, 王丹, 贾宏杰, 等. 能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(12): 3292-3305.  
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12): 3292-3305.
- [3] 马宇辉, 刘念. 用户侧微电网的能量管理方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 158-168.  
MA Yuhui, LIU Nian. Survey on energy management method of community micro-grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 158-168.
- [4] 张延宇, 曾鹏, 臧传治. 智能电网环境下家庭能源管理系统研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(18): 144-154.  
ZHANG Yanyu, ZENG Peng, ZANG Chuanzhi. Review of home energy management system in smart grid[J]. Power System Protection and Control, 2014, 45(18): 144-154.
- [5] BALDICK R. Flexibility and availability: can the natural gas supply support these needs?[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2014, 12: 104-110.
- [6] KEYAERTS N, HALLACK M, GLACHANT J M, et al. Gas market distorting effects of imbalanced gas balancing rules: Inefficient regulation of pipeline flexibility[J]. Energy Policy, 2011, 39: 865-876.
- [7] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated electrical and gas network flexibility assessment in low-carbon multi-energy systems[C] // 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), July 17-21, 2016, Boston, MA, USA: 1-1.
- [8] 胡殿刚, 潘正婕, 徐昊亮, 等. 大规模可再生能源并网条件下天然气机组调峰空间估算[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3): 87-93.  
HU Diangang, PAN Zhengjie, XU Haoliang, et al. Peaking capacity estimation of natural gas unit under the condition of large-scale renewable energy connecting with power grid[J].

- Power System Protection and Control, 2017, 45(3): 87-93.
- [9] 孙可, 吴臻, 尚楠, 等. 以省为实体的区域能源互联网内涵框架及发展方向分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 1-9.
- SUN Ke, WU Zhen, SHANG Nan, et al. Provincial regional energy internet framework and development tendency analysis[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 1-9.
- [10] MANCARELLA P. From cogeneration to trigeneration: energy planning and evaluation in a competitive market framework[D]. Italy: Politecnico di Torino, 2006.
- [11] CHICCO G, MANCARELLA P. Evaluation of MG alternatives: an approach based on load transformations[C] // 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, 2008: 1-6.
- [12] CHICCO G, MANCARELLA P. Enhanced energy saving performance in composite trigeneration systems[C] // 2007 IEEE Lausanne Power Tech, July 1-5, 2007, Lausanne, Switzerland: 1423-1428.
- [13] 王英瑞, 曾博, 郭经, 等. 电-热-气综合能源系统多能流计算方法[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2942-2950.
- WANG Yingrui, ZENG Bo, GUO Jing, et al. Multi-energy flow calculation method for integrated energy system containing electricity, heat and gas[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2942-2950.
- [14] LIU C, SHAHIDEHPOUR M, FU Y, et al. Security-constrained unit commitment with natural gas transmission constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1523-1536.
- [15] LIU C, SHAHIDEHPOUR M, WANG J. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow[J]. Chaos, 2011, 21: 025102-1-025102-12.
- [16] UNSHUAY C, LIMA J W M, DE SOUZA A C Z. Modeling the integrated natural gas and electricity optimal power flow[C] // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 24-28, 2007, Tampa, FL, USA: 1-7.
- [17] 孙国强, 陈霜, 卫志农, 等. 计及相关性的电-气互联系统概率最优潮流[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 11-17.
- SUN Guoqiang, CHEN Shuang, WEI Zhinong, et al. Probabilistic optimal power flow of combined natural gas and electric system considering correlation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 11-17.
- [18] 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): 45-53.
- 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): 45-53.
- [19] 刘继春, 周春燕, 高红均, 等. 考虑氢能—天然气混合储能的气-电综合能源微网日前经济调度优化[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 170-179.
- LIU Jichun, ZHOU Chunyan, GAO Hongjun, et al. A day-ahead economic dispatch optimization model of integrated electricity-natural gas system considering hydrogen-gas energy storage system in microgrid[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 170-179.
- [20] DEB K, PRATAP A, AGARWAL S, et al. A fast and elitist multi-objective genetic algorithm: NSGA-II[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2002, 6(2): 182-197.
- [21] 张义斌. 天然气-电力混合系统分析方法研究[D]. 北京: 中国电力科学研究院, 2005.
- ZHANG Yibin. Study on the methods for analyzing combined gas and electricity networks[D]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2005.
- [22] RAY Z, CARLOS M. Matpower6.0 user's manual [EB/OL]. [2018-08-22]. <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

收稿日期: 2018-02-11; 修回日期: 2018-08-23

作者简介:

汪洋子(1989—), 男, 博士研究生, 研究方向为综合能源系统分析控制。E-mail: 649001205@qq.com

(编辑 葛艳娜)