

东部城市天然气应用方式探讨

江 亿

(清华大学建筑学院, 北京 100084)

[摘要] 合理利用天然气是东部大城市急待解决的问题。指出燃气部分取代燃煤, 不应该是简单的燃料替换, 而应充分利用燃气的特点。提出分户式燃气炉采暖、“以电定热”的热电联产系统和分布式小型 CHP 系统等合理应用燃气的方式, 可改善城市空气质量, 解决城市供热问题, 削减电力负荷峰谷差。

[关键词] 天然气; 热电联产; 城市能源; 采暖

[中图分类号] TU994; TU995; TU996 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742 (2002) 10-0036-04

1 前言

西气东输是中央的战略决策, 目前陕北到北京的输气管道已经开通, 输气量很快将达到 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 新疆到沪宁地区干线、四川到武汉的干线等也将陆续完工, 天然气将成为东部大型、特大型城市能源的重要组成部分。然而, 由于巨额的长途输送成本, 使天然气的终端销售价格很高, 按照同样的热量计算是目前燃煤价格的 4~6 倍。因此, 简单地用天然气取代煤在经济性方面存在很大的问题。作者就此提出一些初步意见与建议, 供讨论。

2 东部大城市能源系统面临的问题

我国东部大城市一次能源目前大多以燃煤为主。用于采暖与热水供应的中小锅炉、工业窑炉及燃煤热电厂大量排放的污染物是城市空气的主要污染源之一, 煤场与灰渣清除也严重影响了城市环境和交通。减少燃煤量、取消小型燃煤锅炉是改善城市环境的重要举措。

北方城市冬季采暖用煤占商品煤的 40% 以上, 主要用于锅炉房或热电联产集中供热。根据目前的调查测试, 燃煤锅炉房集中供热的综合效率为 35%~55%, 其中锅炉效率 50%~70%, 户外输配系统热损失 3%~30%, 末端由于不可调节导致

供热不均匀造成的热损失为 8%~15%。热电联产集中供热系统户外管网损失与末端不可调节造成的热损失为 15%~40%。为了减少采暖能耗并促进建筑物节能措施的实施, 目前进行的“热改”要求“分户计量、分户可调”, 但投资、室内管道改造、热费补贴模式和热价等一系列问题导致热改工作进展缓慢。

电力供应的主要矛盾是电力负荷的巨大峰谷差, 主要是一天之内不同时间的负荷之差。目前北京、上海等特大城市电力负荷峰谷差已高达 40%, 并随着城市产业结构的调整而继续增长。燃煤热电厂很难对这种短期内的负荷差实行调整。为缓和这一矛盾, 各地纷纷筹建抽水蓄能电站, 尽管其电力贮存效率不足 60%, 但仍然被认为是减缓峰谷差的有效方式。再就是各种政策鼓励建立低谷期的蓄能系统, 如夜间制冰蓄冷的空调系统及夜间电热锅炉加蓄热水箱的采暖系统等。此外, 北京等大都市主要的电力供应依靠外地长途输送, 这对城市安全形成一定的威胁。就地建立调峰电厂, 参与调峰并作为备用电厂, 是电力部门目前的相应对策。

3 天然气应用的特点

与燃煤相比较, 天然气的主要特点是: a. 可实现清洁燃烧, 粉尘、 SO_x 的排放大规模减少; b.

高效,采用天然气通过燃气轮机发电,其效率可超过 35%,采用燃气—蒸汽联合循环发电,效率可超过 50%,并且启停迅速,可实现日内调峰。c. 便于输送和计量,可直接送到用能末端,且输送成本与损失远低于蒸汽或热水的输送。d. 价格较高,为燃煤的 4~6 倍。

虽然燃气也需要供需平衡,但与电力系统要求的瞬态供需平衡不同,它可以通过控制城市高压干线的压力,来进行几小时甚至一天范围内的供需调节。通过贮气装置,还可以实现更长时间段内的调节,这是电网难以实现的。反之,为降低长途输送成本,希望长途管线能够常年满负荷运行,季节间的用气量差别将大大增加输送成本。而电力系统通过改变机组运行台数,至少可适应这种不同季节间的负荷差别。因此燃气与电力在负荷调节性能上各有长短,呈互补特性。

根据天然气的特点,其应用应该按如下顺序优先考虑:a. 能降低或至少不增加燃料成本的应用;b. 能改善大气环境的应用,(应考虑燃气代煤所增加的燃料成本与环境改善的收益之间的关系,以最小燃料成本增加获得最大减排效果的方式);c. 能解决日内电力负荷调节问题的应用;d. 充分发挥其便于输送、便于调节、便于计量之特点的应用。

4 天然气应用方式的讨论

从天然气特点及城市能源系统面临的问题出发,对目前除发电之外的应用方式分析如下(发电应用则在 5、6 两节专门讨论):

1) LNG 或 CNG 作为城市公共交通汽车燃料,对改善城市大气环境有重要作用,且经济上可行,应在有条件的城市大力推广。

2) 代替煤制气、液化石油气等作为炊事燃料,单位热值成本降低,并减少污染,因此是首选的应用。

3) 替代部分燃煤工业窑炉,减少污染,并提高生产质量,有一定效益。

4) 替代燃煤的小型生活热水、开水锅炉,减少污染,同时易于控制调节,提高效率并减少运行管理成本,总的成本可以不提高甚至降低。

以上诸项的消耗占计划燃气用量的 10%~20%,并且不能从根本上实现改善城市大气环境的目标。

5) 北方地区采暖锅炉的“煤改气”。锅炉房集

中供热方式是针对燃煤而形成的,它可以提高燃烧效率并便于运行管理和消烟除尘。但带来的问题是输配系统及不均匀供热导致的可高达 40% 的热损失,并面临“分户计量、分户可调”改造的难题。天然气为清洁燃料,并便于输送、计量,容易实现自动调节与控制。舍弃了天然气的这些特点、优点,简单地继承集中供热的模式及由此带来的输配损失、不可调、不易计量等问题,且由于燃料成本的增加导致供热价格大幅度增加,这不是正确的解决方案。燃料不同,相应的供热方式也应改变。当以天然气为燃料时,应燃气直接入户,采用户式独立小锅炉自行供热,避免户外管线的热损失,也避免了不均匀、不可调造成的热量浪费,从根本上解决了分户计量分户调节问题,充分发挥了天然气的特点。我们在 2001—2002 年冬季,对北京市回龙观小区采用独立户式天然气锅炉采暖的 150 户居民进行了测试与跟踪调查^[1],发现平均燃料消耗量仅为管理水平高的锅炉房集中供热的 69.5%,平均室温为 18℃,冬季平均燃料消费为 13.45 元/m²,远低于北京市天然气锅炉集中供热的 30 元/m² 的价格,且减少了锅炉房维护管理费用。对污染情况的测试结果和分析表明:当采用质量好的分户独立燃气锅炉时,地面的 CO₂、NO_x 浓度都远低于环境标准。因此“煤改气”采暖必须改变原有的集中供热模式,充分发挥天然气的特点。

6) 由于不可能将全部燃烧锅炉换为燃气炉,因此,应优先考虑改造减排效果大的锅炉。蒸发量在 20 t/h 或 40 t/h 以上的燃煤锅炉单位吨位的排放量可以达到 5 t/h 以下小锅炉的 1/3~1/5。因此,应优先替换 5 t/h 以下小锅炉。但是目前一些地区却先从大锅炉改起,这样减排成本是否太高?

7) 天然气化工。长途输送天然气的成本通常高于输送化工制成品的成本。西部地区人力、土地成本远低于东部,减少环境污染的压力相对较小,因此,为什么不能在西部建天然气化工厂,而要在东部建厂,增加环境和土地的压力呢?

5 天然气发电及热电联产

不宜以建立骨干天然气发电厂来解决基础负荷问题。即使天然气发电效率可超过 50%,但由于燃气成本高于燃煤 4~6 倍,发电成本也会高于燃煤电厂的 1~2 倍。且电力长途输送成本可能低于天然气长途输送成本,因此即使要建也不应将电厂

设在末端。

采用燃气作为动力的热电联产方式 (CHP), 通过燃气轮机或燃气—蒸汽联合循环发电, 同时将其排热用于集中供热或作为空调制冷的热源, 可以使能源利用效率达到 85% 以上。对北京市 4 个 $10 \times 10^4 \sim 40 \times 10^4$ kW 的项目的论证结果表明, 按照目前的燃气价格, 盈亏平衡点的上网电价均在 0.40 元/kW·h 以上, 远高于目前燃煤电厂的上网电价, 仍不具备经济性。但是如果让燃气轮机热电厂以调峰模式运行, 发挥其可以迅速启停的特点, 按照调峰效果确定其上网的发电价值, 与抽水蓄能电站及其它调峰方式比, 上网电价可以在 0.60 元/kW·h 以上, 具有良好的经济性。要这样做, 就必须改变以往热电联产“以热定电”的运行模式, 而改为“以电定热”, 即根据电力负荷的变化, 在负荷高峰期上网发电、低谷期停机。而热电联产的另一侧要满足建筑物采暖和空调的要求。采暖和空调的负荷与用电负荷的变化是不同步的, 这就是以往按照“以热定电”模式运行的原因。集中供热的庞大室外管网, 具有一定的热量贮存能力, 需采暖的建筑物又有巨大的热惯性。理论分析和实测表明^[2], 在热源停止供热的 5~6 h 内; 只要维持水系统循环, 室温波动可以保持在 2℃ 以内。此时配合以适当的控制手段, 如果再在热源厂设置贮水式蓄能罐, 就可以按“以电定热”的模式运行而不影响供热效果。

作为调峰电厂, 必须承担全年各季节的调峰任务, 尤其是承担冬、夏两季出现电力负荷高峰期时的发电任务。因此除供热外, 夏季还必须解决“以电定热”运行模式下用热作为空调制冷的热源时的蓄能问题。在热电厂设吸收式制冷机和大型冷水贮存罐是一个可行的解决方案。但由于冷水温度的限制, 供回水温差很难超过 10℃, 因而要求很大的循环水量, 增加投资和能耗; 冷水管道的保温层渗入湿热空气后会结露, 使保温恶化。这就要求保温层有良好的气密性而使得投资增加, 为满足生活热水供应要求, 还要另铺设热水管道……。因此对于规模较大, 供热半径超过 2 km 的热电联产系统, 要实行“区域供热、分散制冷”。但末端的热水型吸收式制冷机, 目前 COP 仅能够达到 0.65~0.7, 远低于 COP=1.2 的安装在电厂的蒸汽型吸收式制冷机, 能量贮存也没有好的解决方案。

针对这一问题, 正在与美国、印度的有关机构

合作, 开展溶液除湿法空调系统的研究^[3]。目前的结果表明, 利用 100℃ 左右的热水作动力, 等效 COP 可达 1 以上, 且可以通过贮存浓溶液的方法贮存能量, 其蓄能的体积利用率超过蓄冰, 完全可以满足温湿度控制与调节的要求, 并兼有改善室内空气品质的功能。因此, 用它作为按电力调峰模式运行的区域热、电、冷联产系统的夏季空调方式将是很适宜的。

用天然气发电的最佳解决方案是采用热、电联产方式, 根据电网负荷的变化决定机组的开停, 以协助调节一天内电力供需平衡为目的, “以电定热”, 优先满足电力供应的要求。电、热负荷间的不匹配在冬季依靠室外管网的贮热能力及建筑物的热惯性解决, 夏季采用“溶液除湿空调”, 依靠贮存浓溶液的方式平衡。这样, 一方面可对城市电力负荷解决“峰谷差”问题作出贡献, 还可降低对长途输电的依赖程度, 提高供电系统安全性。同时, 可使冬季和夏季天然气都得到大规模利用, 改善目前天然气负荷冬夏悬殊的状况, 从而降低天然气输送成本。

6 分布式小型 CHP 系统

用小型燃气机发电, 并回收其排热作为采暖和空调热源, 解决一座建筑物内的能源供应问题, 也是大有前景的一种方式。目前我国受电力系统的限制, 这种方式发电很难允许上网, 只能在建筑物内自用。因此, 建筑物内的电、热及冷负荷的比例及其同步特性就成为此方案实用性的关键。

小型 CHP 的电热比应在 1:3.5 以上, 否则经济性差。一般商业建筑的基本电负荷在 $10 \sim 20$ W/m², 可提供最大热负荷为 $35 \sim 70$ W/m²。北京地区冬季采暖的最大热负荷在 50 W/m² 左右, 因此在北京仅适用于高用电量、低采暖负荷的商业建筑。在长江中下游地区, 冬季采暖负荷降低至 $20 \sim 40$ W/m², 一般的商业建筑就都可以利用这种方式供电。冬季供热、供生活热水, 夏季则用此部分热量作为空调吸收式制冷机的热源, 不足部分由电压缩制冷补充。通过冷、热水贮水罐可较顺利地解决电、热、冷负荷的同步问题。

小型 CHP 仅满足建筑物内的基本电负荷, 短期的高峰负荷则仍由外网提供, 春秋无冷热负荷时停机, 全部由外电网供应。这样对我国城市电网冬夏负荷偏大, 春秋负荷偏低的状况, 恰好是一

有益的补充。

7 结论

1) 城市各种用能系统形式是由能源供应结构所决定。燃气部分地取代燃煤, 绝不应该是简单的燃料替换, 而应该重新分析各用能系统, 充分利用燃气的特点, 抛弃为满足燃煤的特点而采取的方式和系统, 从而在满足改善大气环境要求的同时保持良好的经济性。

2) 由于天然气网比电力网更易平衡一天之内的负荷变化, 所以天然气的重要应用领域应是满足短期负荷调节要求。尽管这给天然气的输配系统的控制调节带来一定的麻烦, 但是这种变化的负荷是客观存在并必须满足的, 用天然气作平衡总比用调节性能更差的电力作平衡好。

3) 电力部门应该支持按电力调峰模式运行的

CHP 方式, 并合理定价。区别对待“以电定热”和“以热定电”两种不同的运行模式, 实行不同价格政策。

4) “西气东输”对东部城市是一个极好的机遇。从全局出发, 合理规划, 可对改善城市空气质量, 解决城市供热中的重大问题、削减电力负荷峰谷差等一系列市政建设的难题找到新的解决方案, 起到关键作用, 为清洁的、现代化的城市建设作出极其重要的贡献。

参考文献

- [1] 郭 非, 江 亿. 分户燃气锅炉采暖方式调研分析 [A]. 2002 年暖通空调文集 [C]. 北京: 建工出版社
- [2] 付 林. 热电(冷)联产系统电力调峰运行研究 [D]. 清华大学工学博士学位论文 2000-06
- [3] 江 亿, 李 震. 除湿法空调及系统 [A]. 2002 年暖通空调文集 [C]. 北京: 建工出版社

The Suitable Approaches for Natural Gas Application in Eastern Chinese Cities

Jiang Yi

(School of Architecture, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

[Abstract] As one of the environment policies in China, natural gas will take the place of coal as the major energy source for eastern cities. However, due to the high cost of natural gas, the change in energy structure cannot be done by simply replacing coal with gas. The energy application mode should also change to match the change in energy structure. This paper lists most of gas applications such as power generation, space heating, chemical industry, public transportation, etc. Analysis has then been carried on to each type of application from both technical point and economic point. The conclusions are:

(a) Energy application mode depends on the energy supply structure. Current application is based on the energy system that coal takes the major part. It does not suitable if gas takes the place of coal.

(b) Comparing with electricity, natural gas is more convenient to balance the difference in daily peak and vale demand. This should be one of the important factors in energy planning.

(c) One of the most suitable applications is combined heat and power generation (CHP). However, “electrical demand first” should be the rule in design and operation of the system rather than “heat demand first” in current CHP policy. Gas driven CHP should take the rule of balancing the daily difference in electrical demand. During vale demand period, gas engine should be switched off, heat demand can then be met by thermal storage system. Air-conditioning system using low temperature heat source should be encouraged so as to run the CHP and to meet the utility peak load during summer.

(d) Except CHP system, district heating may not be suitable for space heating due to the large loss in transportation and distribution. Individual family boilers may be a better solution for heating when heat is generated from direct gas burning.

[Key words] natural gas applications; CHP; urban energy planning; space heating