

深圳市西二线天然气发电电价改革初探

□ 深圳市燃气集团有限公司 (518040) 蔡 泳

1 前言

根据《深圳电网“十一五”发展规划》和广东省电力设计院的深圳市电力需求预测,预计深圳2015年最高电力负荷将达到1 800万kW-1 840万kW,比2008年的1 112万kW将提高688万kW-728万kW,新增电力需求空间在700万kW左右。由于深圳区域调峰需求突出,天然气发电可充分发挥其优势,就地平衡高峰负荷需求。但由于天然气价格随油价波动,因此,如何理顺天然气价格与上网电价之间关系,成为发展天然气发电重要瓶颈。

2 深圳地区天然气发电现状及必要性分析

目前,深圳境内主要地方电源(220kV及以下)在西部的南山区,有妈湾、西部、南山、月亮湾等电厂,总装机容量约3 052MW,其次是龙岗区,有福华德、钰湖等电厂,总装机容量约941MW,宝安区560MW,福田区396MW,盐田区54MW,境内220kV以下电源总装机容量5 003MW,上述电源中,妈湾和西部共1 800MW装机容量接入220kV电网。在未来较长时间内,接入深圳110kV电网的6家燃机电厂,将负责深圳本地区的电力平衡,在深圳电网中具有不可替代的重要作用。

2.1 深圳地区在用的天然气燃气机组

目前,深圳地区在用的天然气燃机机组主要是广东LNG项目所带的天然气机组,即利用位于深圳东部秤头角LNG接收站向位于广东、香港的天然气电厂供气。一期合同中,分配给深圳市天然气机组的天然

气总量约为120万t/a左右(约15亿m³/a),其中给东部电厂供应量50.90万t,给前湾电厂供应量50.90万t,给南天(美视)电厂供应量17.90万t。除一期合同量外,另有LNG现货和其他合同供应,2009年全年深圳市天然气电厂天然气使用量约140万t。除此之外,深圳地区仍有多台9E机组尚未进行油改气工作。

2.2 天然气发电必要性分析

(1) 深圳市负荷密集,调峰需求突出,燃机可充分发挥其优势,就地平衡高峰负荷需求。

深圳市用电负荷高度集中,现有主网输送容量已趋于饱和,新建输电线路受征地等问题的制约,不能满足负荷中心电力快速增长的需求。现有的燃机电站,基本位于负荷中心,接入110kV的地区电网,可以减轻电网建设压力。未来深圳市电力系统峰谷差将加大,调峰问题将更加突出。以日启停方式运行的燃机电站,可以充分发挥出其它类型电源无法比拟的特点,对电网调峰起到重要作用。

(2) 能源结构优化、能源供应安全和节能环保要求需要发展清洁、高效燃气发电机组。

广东省电源结构仍显单一,煤电依赖性大、发电效率低、调峰性能有限、环境污染严重。西电东送以水电为主,受来水量限制,季节性明显。燃气机组以其热效率高、排污少、投资低、建设周期短、占地少等特点,可继续为缓解广东省峰谷差大、季节性供电缺口,改善广东省电力供应结构,提高电网安全性和保护环境起到积极作用。

(3) 备用电力紧缺,供电可靠性低,需要一定数量的备用装机。

由于广东电力供需矛盾突出,目前电力系统备

用严重不足。2005年运行方式分析中,负荷备用不足4%,系统的紧急事故备用仅为30万kW抽水蓄能容量,远达不到系统最大负荷10%的事故备用要求。燃机机组可以迅速启停,在供电紧张得以缓解以后,可以转为系统的负荷备用和事故备用电源,起到提高系统供电可靠性的作用。

(4) 广东依靠远距离、大容量外部输电,需要一部分分散的地区电源来应对大面积停电的威胁。

广东省接受西电东送的容量很大,目前占全省用电负荷的近30%。且西电的直流输电落点集中,部分直流落点处电网结构薄弱,对电网安全运行构成威胁。一旦出现输电中断,就会造成大面积停电。2008年初,我国遭遇雨雪冰冻灾害,西电东送输电几乎全部中断,严重影响了广东的电力供应。分散在负荷中心地区的燃机电站,在外部输电中断或电网解裂的情况下,发挥了地区保安电源的作用,有效抵御了大规模停电的威胁。

(5) 城市节能环保的需要

天然气在城市一次能源中所占的比重是衡量一个城市燃气发展水平和现代化程度的重要标志。伴随着深圳经济高速发展,人民生活水平大幅提高,土地和环境容量限制趋紧,扩大优质清洁能源供应和推广天然气开发利用成为深圳必须选择的能源发展之路。2007年,在深圳市一次能源结构中,石油、煤炭、天然气、电力所占比重分别为55.13%、9.75%、7.68%、27.44%,进一步提高天然气能源的比例已是大势所趋。初步计算,西二线到来后,通过电厂、油改气,每年可减少二氧化碳排量500万t左右,减少硫化物排量0.7万t-1.0万t,减少氮氧化物排量1.5万t-2.0万t,减少总悬浮颗粒0.1万t-0.15万t,为城市节能环保减排做出巨大贡献。

3 西气东输二线应发展天然气发电

3.1 天然气发电对西气东输二线项目有重要支撑作用

西气东输二线工程是国家“十一五”规划的重大能源基础设施建设项目,也是我国第一条引进境外天然气的大型管道工程。西气东输二线主供气源来自土库曼斯坦,根据有关协议,未来30年内,土库曼斯坦将向我国出口300亿m³/a-400亿m³/a的天然气。计划

2011年建成通气,2015年达产。根据规划,西二线天然气发电用气量将占整个西气东输二线供气量的30%左右;天然气发电是西二线的用气大户,对西二线气量消纳、落实西二线天然气市场起到重要的支撑作用。

由于我国天然气市场尚未发育成熟,管网设施不完善,城市燃气市场的扩展和置换相对缓慢,无法消纳大型天然气项目的规模气量。发展一定规模的燃气电站是保证大型管道项目、进口LNG项目成功的重要措施。燃气电站用气量稳定,是启动和支撑天然气市场,保证输气项目经济性和可行性的重要用户。

3.2 对调节天然气用气季节负荷,保障供气稳定安全有重要作用

我国西气东输二线途径14个省区,由于南北差异、气候差异,使得用户用气方式冬夏季差异大。北方地区由于冬季需要采暖,冬季负荷高。南方地区由于夏季制冷,夏季负荷高。在南方地区利用天然气发电可以对西气东输二线管道进行季节调峰,平衡季节用气差异。

我国尚不具备较为完善的天然气管网,天然气储备设施更是缺乏。建设天然气电厂作为西二线的大用户,用气量大,用气方式比较固定,天然气电厂可以担任起调节气峰的职能,减少储气设施的建设。西气东输一线运行经验看,已建设的10来个电厂对西气东输供气的安全性、稳定性,为天然气供应的季节调峰、日调峰发挥了非常重要的作用。

而且,大城市为了达到天然气的安全和持续性供应,一般需要多气源供气,富裕气量在正常情况下用于发电,在供气紧张情况下,则用于城市燃气。天然气电厂可以作为燃气公司的机动用户,在用气高峰或发生事故时,可提前通知燃气电厂,切断其气源,保证其他用户的用气。燃气发电也可以为城市燃气的气源调节起到一定的作用。

4 电厂可承受天然气价格分析

当燃料成本占上网电价75%时,燃气电厂可以有正常的盈利;当燃料成本占上网电价达到80%时,电厂处于盈亏平衡状态。根据当前深圳地区电厂最高上网电价0.78元/kWh推算,在天然气热值在35.5MJ/Nm³

时, 电厂可承受天然气气价约为2.59元/ Nm³, 在天然气热值在33.4MJ/Nm³时, 电厂可承受天然气气价约为2.44元/ Nm³, 详细结果见表1。

表1 电厂可承受天然气价格

气质热值 (MJ/Nm ³)	上网电价 (元/kWh)	可承受燃料价格 (元/Nm ³)	
		正常盈利 (燃料成本占75%)	盈亏平衡 (燃料成本占80%)
35.5	0.571	1.90	2.02
	0.745	2.48	2.64
	0.78	2.59	2.76
33.4	0.571	1.79	1.91
	0.745	2.33	2.48
	0.78	2.44	2.60

根据目前对西气东输二线气价的预测, 很可能超过2.59元/ Nm³。因此, 若不提高电厂的上网电价, 燃气电厂利用西气东输二线气发电将会处于亏损状态。因此, 必须理顺天然气价格与上网电价的关系, 才能解决天然气发电所面临的问题。

5 天然气发电产业链存在的问题

天然气发电产业链上有上游供气企业、城市燃气供应企业、发电企业、电网公司四大行业板块。“西二气”产业链上游, 天然气供应商所签订的“照付不议”合同需要供气企业和发电厂等大用户的支撑, 天然气发电企业的单一产品生产方式和销售现状决定它既要面对上游的“照付不议”合同压力, 又缺少对自身燃气发电战略研究和商业模式运营、价格策略的设计能力, 还不能通过电价将成本与风险向下游电网和用户去传导, 因此, 天然气电厂市场竞争力相对较弱, 亟待天然气发电产业政策支持。

5.1 现行电价制度制约了天然气发电的优势发挥

政府制定上网电价和销售电价。目前, 我国电价制度是全国一盘棋, 由于上网电价和销售电价由政府制定, 电能终端目录电价形式是固定的。然而, 在产业链上发电燃料市场价格波动导致发电成本增加的矛盾很难平衡, 发电企业没有价格和成本的运营空间, 气价超过燃气发电的成本底线, 天然气发电企业将面临亏损, 目前解决这些企业困境的办法只能是找政府

补贴, 但这种方式难以为继。

另外, 目前我国发电的外部环境成本还没有进入电价, 所以, 天然气发电高成本特点全部掩盖了它优于燃煤发电的低排放、高效率、灵活性等优势。

5.2 天然气发电的市场竞争力较弱, 定位不明确

天然气发电企业一般出现在我国改革开放的前沿城市、人均收入居前的最发达、具有高负荷的电力需求的地区, 并且这些地区的一次能源资源十分缺乏, 因此, 煤、油和天然气等燃料之间、地方电厂与中央电厂之间、电厂与电网之间、能源生产输送和转换等产业之间的利益协调一直无法解决。燃气发电机组容量占深圳地区电力市场的份额虽高, 但在电力市场中定位并不明确, 因此, 比较被动, 竞争力不强。

5.3 电网调度环节和供气的调峰价值均未体现

长期以来“以煤电为主”的调度方式符合电网调度的惯例, 受到普遍欢迎, 气电上网调峰的机会因此减少。依据现行电网节能调度原则, 存在更加节能、环保的水电、风电可优先调度。由于天然气发电既可以调节管输天然气用气高峰, 也可以调节电网高峰, 但是却没有调峰价格机制, 没有考虑调峰机组的发电成本及其对输气管网和电网的贡献。无配套的辅助服务电价。其次, 我国电网包括抽水蓄能等备用机组为电网提供备用辅助服务但却不计价。这就决定了天然气电站若提供备用服务的话, 其运行成本就没有清晰的电价配套。

5.4 “照付不议”合同需要相应的配套产业政策

上游供气企业需要执行照付不议合同, 但天然气发电“照付不议”合同模式、发电厂供气不足风险和上网价格无差别是这一产业链长期以来共同的难题, “西二气”同样不能回避。

6 深圳市天然气发电电价改革探讨

天然气是清洁能源, 天然气发电符合国家鼓励清洁能源、加快优化能源结构的政策背景。随着环保压力加大和电煤价格上涨, 天然气发电的优势日益突显。但是由于天然气发电缺乏竞争力, 在没有任何政策支持的情况下, 在以煤电为竞争主体的发电市场上, 天然气电厂的上网电量和电价具有很大的不确定性。因此, 发展天然气发电必须要有相应的上网电价

政策的支持。

6.1 天然气电厂上网电价改革

由于燃料成本较高，按现行电力市场的电价定价方式，将无法与燃煤机组竞争。天然气发电单纯依靠地方政府或者中央政府补贴，不是长久之计。此外，提高终端用户电价的方法也很难解决根本问题。将深圳市的9E机组定位为调峰机组，并按照调峰电价进行结算，既能够避免让政府和用户承担昂贵的电价，又能够帮助天然气电厂继续生存下去。实行调峰电价机制是对机组调峰作用和对电力系统运行贡献的价值体现，电网公司获利，理应由电网公司承担调峰电价高出部分。

参照国际经验，调峰电价一般为平均上网电价的1.8到2倍，是低谷电价的3到5倍，有的国家峰谷电价比更高（如，法国峰谷电价比为8.3倍~20.5倍）。按照广东省燃煤机组的标杆电价0.5042元/kWh的1.8倍~2倍来计算，得到燃机的调峰电价为0.90752元/kWh到1.0084元/kWh之间的水平。根据计算，相应可使3000h运行的燃气调峰电站的可承受气价水平提升到3元/m³和3.48元/m³（分别对应国际油价50美元和80美元，如按最新国际油价与到深圳的气价关系，分别对应国际油价84美元和110美元）。

6.2 地方政府建立天然气发电调节基金

如果燃气机组运行小时数下降或天然气价格超过3元/m³，燃机上网电价高出调峰电价的部分，如果实行电价传导机制难度较大，可以通过电力调节基金或地方政府补贴办法解决。

如按照广东省燃煤机组的标杆电价0.5042元/kWh的1.8倍核定天然气发电调峰上网电价：0.91元/kWh，此时深圳燃气电厂可承受气价水平约为3元/m³。可将这一气价与国际油价70美元进行挂钩，作为基准气价进行测算分析。当国际油价低于70美元/桶或运行小

时数高于3000h，天然气电厂将超额利润上缴到调节基金；如国际油价高于70美元/桶或运行小时数低于3000h，由调节基金或政府补贴电厂。政府可对天然气电厂上网电价高出燃机调峰电价的部分进行补贴（电网公司按照燃气电厂核定的上网电价支付给电厂，而政府把上网电价超出的部分补贴给电网公司）。

6.3 电力用户支付环保电价

考虑二氧化碳的减排，天然气发电能够创造每度电1.6分钱的环保价值。我们认为，天然气发电也应该享受与燃煤脱硫发电平等的待遇，给予环保加价，并反映到终端销售电价里。广大终端用户是环境改善的受益者，应该支付一定额度的环保电价。深圳的人均收入居全国前列，深圳用户对环境改善的支付意愿也比较高，对于天然气发电项目，可以考虑由终端用户承担2分/kWh的环保电价。

7 结论

发展天然气发电对优化能源结构、保障能源供应安全、促进节能环保具有重要意义，并对西二线项目市场的落实起到重要的支撑作用，但需要配套政策和各方利益协调。建议将深圳作为天然气发电改革试点城市，在发电小时、上网电价方面先行一步，科学发展天然气发电，优先考虑现有电厂改烧天然气，明确深圳天然气发电调峰为主、冷热电联产为辅的定位。建议政府按照成本加成原则并考虑天然气调峰、环保等价值，重新按照2倍以内燃煤标杆电价核定天然气电厂的上网电价，并建立调节基金应对气价的波动。通过电价为纽带，使得天然气发电“调峰、环保”的特性能得以体现，促进中国电力、天然气产业价值链的优化。

工程信息

新汶集团煤制天然气项目开工

总投资110亿元的山东省新汶集团一期年产20亿m³煤制天然气项目目前已完成场前区地面平整，进入施工建设阶段，预计2012年10月建成投产。

据了解，新汶集团煤制天然气项目分三期建

成，其中一期工程年产天然气20亿m³，建成后，每年可转化煤炭3000万t以上，使伊犁州煤回收率平均值达到58%以上，项目生产的天然气可通过“西气东输”二线、三线输往内地。（本刊通讯员供稿）