

# CO<sub>2</sub> 排放约束下的广东省电力发展研究

易经伟<sup>1</sup>, 赵黛青<sup>1,2</sup>, 胡秀莲<sup>3</sup>, 蔡国田<sup>2</sup>

(1. 中国科学技术大学热科学与能源工程系, 安徽合肥 230026; 2. 中国科学院广州能源研究所, 广东广州 510640;  
3. 国家发展和改革委员会能源研究所, 北京 100038)

**摘要:**为应对气候变化,我国承诺到2020年将单位GDP的CO<sub>2</sub>排放比2005年降低40%~45%,广东省也有必要采取相应的减排措施。为此构建了广东省电力系统的能源技术模型以分析广东省电力的CO<sub>2</sub>排放和减排对策。应用模型分析了在三种减排约束下广东省至2020年电力的发展情景,以及相应的能源消费和CO<sub>2</sub>排放趋势。分析结果显示广东省电力部门至2020年合理的CO<sub>2</sub>减排目标可在将单位供电的CO<sub>2</sub>排放比2005年降低25%左右,主要减排措施包括:继续发展核电,核电装机的比例由2007年的5.8%提高到20%左右;关停200 MW以下小火电约8 000 MW;大力发展风电,风电装机比例由2007年的0.4%提高到10%以上;此外,还需适当发展天然气发电。

**关键词:**CO<sub>2</sub> 排放; 广东; 电力; 能源模型

**中图分类号:**TK01+8      **文献标识码:**A      doi:10.3969/j.issn.0253-2778.2011.05.012

## Study on the development of Guangdong's electricity power under CO<sub>2</sub> emission constraints

YI Jingwei<sup>1</sup>, ZHAO Daiqing<sup>1,2</sup>, HU Xiulian<sup>3</sup>, CAI Guotian<sup>2</sup>

(1. Department of Thermal Science and Energy Engineering, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China;  
2. Guangzhou institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Science, Guangzhou 510640, China;  
3. Energy Research Institute of National Development and Reform commission, Beijing 10038, China)

**Abstract:** In order to tackle climate change, China has promised to reduce CO<sub>2</sub> emissions per unit of GDP by 40%~45% in 2020 compared with that in 2005, and Guangdong must follow suit. A techno-economic model was built to analyze the structure, energy consumption and CO<sub>2</sub> emission of Guangdong's electricity supply system in three scenarios with different CO<sub>2</sub> reduction pressures until 2020. The result shows that it is a reasonable target for Guangdong to reduce about 25% of CO<sub>2</sub> emissions per unit electricity supply in 2020 compared with that in 2005. The chief measures to achieve the target are as follows: continue developing nuclear power, increasing the electric power installed capacity from 5.8% in 2007 to about 20% in 2020; phasing out thermal power stations with unit capacity less than 200 MW to a total of 8 000 MW, develop wind power, increasing the electric power installed capacity from 0.4% in 2007 to more than 10%; and develop natural gas power appropriately.

**Key words:** CO<sub>2</sub> emission; Guangdong; electricity power; energy model

收稿日期:2010-09-27;修回日期:2011-03-06

基金项目:英国政府 SPF 基金(PSFLCHGCC0562),国家自然科学基金(41001084)资助。

作者简介:易经伟,男,1981年生,博士生。研究方向:能源发展战略和低碳经济。E-mail:yijw@mail.ustc.edu.cn

通讯作者:赵黛青,博士/研究员。E-mail:zhaodq@ms.giec.ac.cn

## 0 引言

气候变化是当今国际社会普遍关注的问题. 在不同的程度上, 气候变化将对自然生态系统、粮食、水资源、海岸、公共卫生等等多方面带来深度影响, 将对人类的生产和生活、生存和发展带来深远的影响<sup>[1]</sup>. 许多观测表明人类活动带来的温室气体排放, 尤其是 CO<sub>2</sub> 排放, 是引起气候变化的一个主要原因<sup>[2]</sup>. 为了应对气候变化, 一些国家或地区提出自己的 CO<sub>2</sub> 减排目标. 中国承诺到 2020 年单位 GDP 的 CO<sub>2</sub> 排放将比 2005 年降低 40%~45%. 作为中国最发达的地区之一, 广东省也有必要采取相应的措施减少 CO<sub>2</sub> 排放. 根据能源平衡表计算, 在广东省 2007 年由化石能源使用而产生的 CO<sub>2</sub> 排放中电力部门所占最多, 超过 50%, 为此本文选择对广东省电力部门进行研究.

自上世纪 90 年代以来, 就有许多针对中国电力部门 CO<sub>2</sub> 排放的研究, 如文献[3-4], 但是从 2002 年底起中国开始了新一轮的电力改革, 有必要对电力部门重新分析<sup>[5]</sup>; 2003 年以来也有许多研究, 如文献[6], 然而针对特定区域的研究, 特别是针对广东省 CO<sub>2</sub> 减排的研究较少, 且主要集中在节能减排技术的研究和宏观方向、发展政策的探讨上, 缺少系统性的定量研究. 本文通过技术经济模型对广东电力发展进行系统的定量研究, 对未来广东的电力发展在 3 种 CO<sub>2</sub> 排放约束的情景下进行预测, 就未来广东电力结构、能源消费、CO<sub>2</sub> 排放以及如何减排进行了分析, 提出了相应的合理减排目标和措施.

## 1 模型

本文利用国家发展和改革委员会能源研究所开发的 IPAC-AIM/local 构建了广东省电力的系统分析模型. 分析模型根据广东能流图, 以发电技术为基础描述从一次能源供给到电力生产的能源转化和 CO<sub>2</sub> 排放, 再到电力供给以满足全社会电力需求的过程. 广东省电力系统结构如图 1 所示.

### 1.1 过程描述

电力生产是一次能源投入和产生电力同时排放 CO<sub>2</sub> 的过程, 其过程用下面的函数进行描述:

(I) 一次能源的投入

$$EN_{i,input} = EQ \times T \times \epsilon \quad (1)$$

式中,  $EN_{i,input}/GJ$  为发电技术的年消耗能源  $i$  的量;  $EQ/MW$  为发电技术的装机容量;  $T/h$  为发电技术

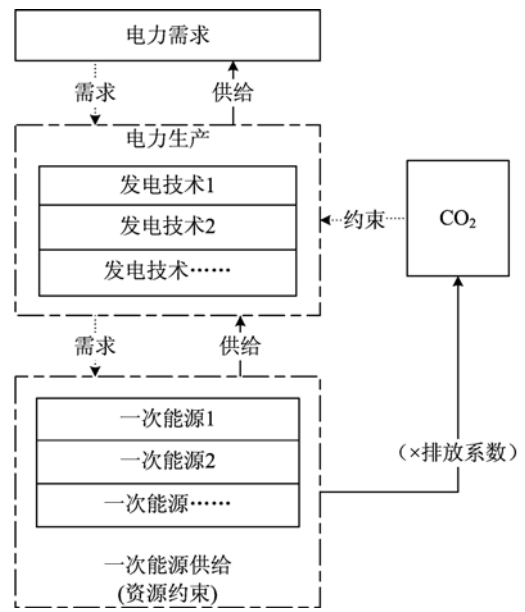


图 1 广东省电力系统模型的基本结构图

Fig. 1 Basic structure of Guangdong electricity system model

年运行小时数;  $\epsilon/(kJ \cdot W^{-1} \cdot h^{-1})$  为生产单位电力的能耗.

(II) 电力的产出

$$ELE_{supply} = EN_{i,input} \div \epsilon = EQ \times T \quad (2)$$

式中,  $ELE_{supply}/(MW \cdot h)$  为发电量.

(III) CO<sub>2</sub> 的排放

$$EM_{output} = EN_{i,input} \times \rho_i \quad (3)$$

式中,  $EM_{output}/t$  为发电技术的年 CO<sub>2</sub> 排放量;  $\rho_i/(t \cdot GJ^{-1})$  为能源的 CO<sub>2</sub> 排放因子.

电力生产的成本主要包括固定成本、除燃料费外的运行成本和燃料费用:

$$C = INV_{em} + OPC + EN_{i,input} \times P_i \quad (4)$$

$$INV_{em} = INV_{initial} \times \frac{d \times (1+d)^L}{(1+d)^L - 1} \quad (5)$$

式中,  $C$  为该技术的电力生产总成本;  $INV_{em}$  为该技术在寿命期内每年分摊初始投资  $INV_{initial}$  的量;  $OPC$  为年运行成本;  $P_i$  为能源  $i$  的价格;  $L$  表示设计寿命;  $d$  为折现率.

### 1.2 目标函数

目标函数为广东省电力生产的总成本最小化, 总成本包括各项电力生产技术总的固定成本、运行费用和燃料费用.

$$\min C_{total} = \sum_j C_j \quad (6)$$

式中,  $C_{total}$  为广东省年度电力生产的总成本;  $j$  代表发电技术.

### 1.3 约束条件

(I) 能源的消费量应小于或等于能源供给量:

$$\sum EN_{i,input} \leq EN_{i,limited} \quad (7)$$

(II) 电力的供给应该大于或等于电力的需求量:

$$\sum_j ELE_j \geq ELE_{demand} \quad (8)$$

(III) 如果对 CO<sub>2</sub> 排放进行限制, CO<sub>2</sub> 的排放量应在限额以下:

$$\sum EM_{output} \leq EM_{limited} \quad (9)$$

### 1.4 模型求解过程

在模型求解过程中,首先设定未来电力需求情景,然后在广东省资源和环境的约束下,按总成本最小化的原则选择满足电力需求的最优技术组合,并分析其能源需求和相应的 CO<sub>2</sub> 排放量.模型使用通用数学建模系统(generalized algebraic modeling system,GAMS)求解.

## 2 情景及参数设定

本文以 2007 年为基准年,对广东至 2020 年的电力发展进行分析.

### 2.1 电力需求情景

根据针对南方电网电力工业发展“十二五”及中长期发展的预测研究<sup>[7]</sup>,本文对广东至 2020 年的电

力需求情景假设如表 1 所示.

表 1 广东未来的电力需求假设

年份	2007	2010	2015	2020
电力需求 /(亿 kW·h)	3 394	3 900	6 000	7 800

### 2.2 技术数据

模型中包括的发电技术主要有火力发电、水电、核电以及可再生能源发电,根据实际情况,模型中用于广东电力生产供给的技术及主要参数(2007 年水平)如表 2 所示.

模型考虑了技术进步的情况,包括初始投资的减少,技术效率的提升等,特别是可再生能源发电的技术进步.表 3 显示的是风力发电、光伏发电、生物质发电、核电等低碳发电技术的单位投资假设.

### 2.3 能源数据

广东省是一个化石能源资源匮乏的省份,但由于化石能源可以通过国内和国际市场供给,模型中未对化石能源的最大消费进行约束.由于可再生能源一般只能在本地开发,模型对广东的可再生能源资源可开发量进行了限制.

此外,各种能源的价格在模型中设定为按现有趋势变化.

表 2 2007 年各项发电技术的主要参数<sup>[8-18]</sup>

Tab. 2 Main parameters of electricity generation technology in 2007

发电技术	单位投资 /(元·kW <sup>-1</sup> )	设计寿命 /a	供电能耗 /(kJ·W <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )	年利用小时 /h	运行费 /(元·kW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )
风电 <sup>[8-11]</sup>	8 507	25	3.60	1 553	0.12
核电 <sup>[8-9,12]</sup>	10 000	40	3.60	7 984	0.16
大型水电 <sup>[8-9,13]</sup>	38 710	50	3.60	2 494	0.17
中型水电 <sup>[8-9,13]</sup>	73 520	50	3.60	2 494	0.17
小水电 <sup>[8-9,13]</sup>	6 495	50	3.60	2 494	0.17
光伏发电 <sup>[8-9,14]</sup>	45 000	20	3.60	1 500	0.16
超超临界煤电(USC) <sup>[8-9,12,15]</sup>	4 008	30	8.82	6 600	0.05
超临界煤电(SC) <sup>[8-9,12,15]</sup>	3 702	30	9.61	6 540	0.05
300MW 亚临界(SUB30) <sup>[8-9,12,15]</sup>	3 850	30	10.08	6 300	0.05
200MW 亚临界(SUB20) <sup>[8-9,12,15]</sup>	4 089	30	10.99	5 700	0.05
100MW 亚临界(SUB10) <sup>[8-9,12,15]</sup>	4 089	30	11.72	5 450	0.05
9F 天然气发电 <sup>[8-9,15-16]</sup>	3 500	30	7.16	3 500	0.05
9E 天然气发电 <sup>[8-9,15-16]</sup>	3 500	30	8.55	3 500	0.05
燃油发电 <sup>[8-9,15]</sup>	3 500	30	7.16	2 881	0.05
生物质发电 <sup>[17]</sup>	11 500	25	13.00	5 000	0.12
垃圾发电 <sup>[7,18]</sup>	32 000	25	12.80	4 916	0.16

表 3 低碳发电技术进步假设  
Tab. 3 Advance of investment cost of low carbon technology

发电技术	技术成本/(元·kW <sup>-1</sup> )			
	2007	2010	2015	2020
风电 <sup>[5]</sup>	8 507	8 400	8 000	7 500
光伏 <sup>[10]</sup>	45 000	32 805	19 371	11 438
生物质 <sup>[13]</sup>	11 500	11 000	10 000	9 500
核电 <sup>[19]</sup>	10 000	9 400	8 500	8 000

2.4 排放系数

各种化石能源和市政垃圾的排放因子采用联合国政府间气候变化专门委员会推荐的 CO<sub>2</sub> 排放因子缺省值<sup>[20]</sup>,西电东送的排放因子采用南方电网的基准排放因子,核能、水能、风能、生物质能在模型中设为零排放。

此外,根据国家发改委和建设部发布的建设项目经济评价和参数<sup>[21]</sup>,折现率为 8%。

3 结果和讨论

本文就广东省电力在 3 种不同 CO<sub>2</sub> 排放约束下的发展情况进行了研究. 3 种约束分别是不限制 CO<sub>2</sub> 排放,以及到 2020 年单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年的 756.4 mg·W<sup>-1</sup>·h<sup>-1</sup> 强制降低 25% 和强制降低 30% 两种情景. 在不限制 CO<sub>2</sub> 排放的情况下,广东电力在现状上发展,成本是主要考虑因素. 在限制排放的情景中,除成本外还必须考虑减少排放。

3.1 不限制 CO<sub>2</sub> 排放下广东省电力装机的发展

图 2 显示的是在不限制 CO<sub>2</sub> 排放情景下的广东电力装机结构的变化. 电力装机总量(含西电东送)将从 2007 年的 63.3 GW 增长至 2020 年的 113.1 GW,结构上煤电将从 2007 年的 43.0% 增加至 49.6%,但是其中近 8 000 MW 的小煤电将会逐步被淘汰,此外 10 000 MW 多的燃油发电将会逐步减产和退出,天然气发电装机容量保持不变,核电将从 2007 年的 5.8% 迅速发展至 21.4%,西电东送从 2007 年的 13.0% 增长至 16.1%,水电的比例则会从 2007 年的 11.9% 减少至 7.2%,其他发电发展极少。

可以看到,在不限制 CO<sub>2</sub> 排放的情况下到 2020 年煤电仍然是广东省的主要电源,煤电装机则以高效的超临界和超超临界机组为主,2020 年超临界和超超临界煤电机组占煤电总装机比例达 87.6%。其

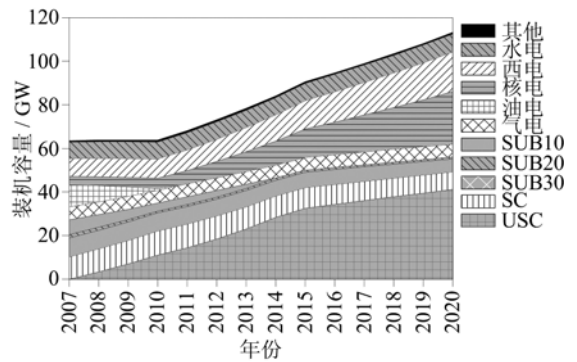


图 2 不限制 CO<sub>2</sub> 排放下电力装机发展  
Fig. 2 The development of installed capacity of electricity with no CO<sub>2</sub> emission constraint

次,到 2020 年核电和西电东送有较多增长,主要是因为广东是核电大省,也是能源资源匮乏的省份,能够且需要大力发展核电和输入西电. 此外,由于广东水电开发已近饱和,水电到 2020 年没有很多增加的空间,而可再生能源发电和垃圾发电等受成本和资源的限制,到 2020 年在发电能源中所占份额仍然很小. 燃油发电将逐步减产和停产约 10 000 MW,其主要原因是不断上涨的燃料价格使得燃油发电成本过高. 天然气发电由于有澳大利亚长期照付不议合同保证燃料供应故已有机组不会退出,但由于新来源天然气的价格较高,故在没有减排压力下难以新增天然气发电装机. 此外,在不限制 CO<sub>2</sub> 排放的条件下,广东至 2020 年单位供电 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年降低近 20% 至 604.6 mg·W<sup>-1</sup>·h<sup>-1</sup>。

3.2 限制 CO<sub>2</sub> 排放下广东省电力装机的发展

图 3 是在不同限制条件下广东省 2020 年电力装机结构图. 在将单位供电 CO<sub>2</sub> 排放降低 25% 的约

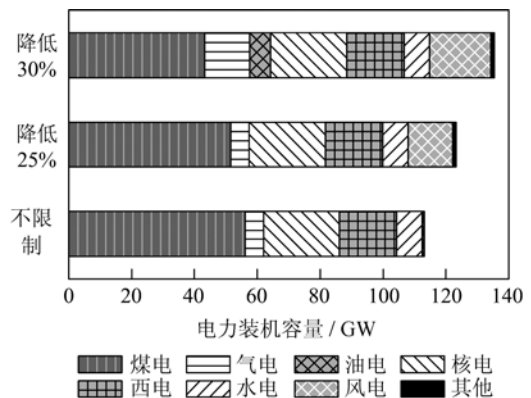


图 3 2020 年各约束下电力装机结构  
Fig. 3 The structure of electricity installed capacity in 2020 with CO<sub>2</sub> constraints

束条件下广东省至 2020 年的电力装机将达到 123.4 GW, 其中除了核电的发展, 以及燃油发电和 100 MW 以下煤电更早的减产和退出外, 风电将得到巨大的发展, 装机比例将迅速增长至 11.5%, 天然气也有少量发展. 此外, 单位装机 200 MW 的煤电也要退出, 煤电效率需要进一步提高, 2020 年供电煤耗要接近国际先进水平.

在将单位供电的  $\text{CO}_2$  排放降低 30% 的约束条件下, 依靠核电、风电以及提高煤电效率无法满足要求, 需要进一步发展天然气发电和燃油发电来降低煤电比例. 在该约束条件下装机为 135.5 GW, 各发电技术装机比例分别为: 煤电 32.0%, 核电 17.8%, 水电 6.0%, 风电 14.4%, 西电东送 13.4%, 天然气发电 10.6%, 燃油发电 4.9%.

3 种  $\text{CO}_2$  排放约束下广东省电力的发展表明煤电未来依然是广东电力的基础, 但是通过发展低碳排放的发电技术和关停小火电, 煤电的基础地位可以被削弱. 在低碳排放的发电技术中, 核电是最易发展的, 在未来电力供给中具有重要地位; 其次是风电, 在一定的减排压力下就会大力发展; 再次是天然气和燃油电站, 由于成本较高, 在较高的减排压力下才会有较多发展. 此外, 太阳能发电由于成本过高, 至 2020 年仍无法规模发电, 生物质发电由于受广东省资源条件的限制也很难大力发展.

### 3.3 至 2020 年广东电力部门的能源消费及 $\text{CO}_2$ 排放

图 4 是在不同约束条件下广东 2020 年供电耗能和各品种能源消费情况. 由图可见,  $\text{CO}_2$  排放的约束可以促使能源消费总量的降低, 尤其是减少煤炭的消费量, 改善能源消费结构. 在不限制  $\text{CO}_2$

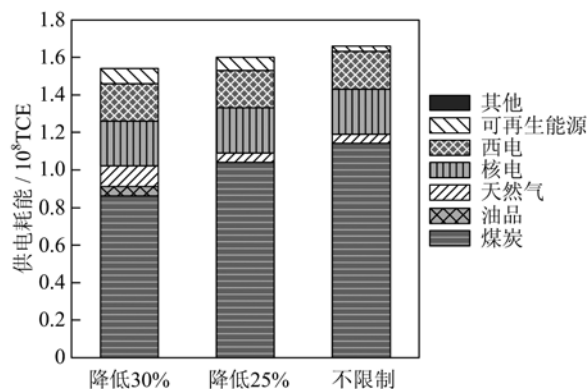


图 4 2020 年电力部门能源消费结构  
Fig. 4 The energy consumption structure of electricity department in 2020

排放的情况下, 2020 年供电耗能总量为 16 524.0 万 t 标煤; 随着对  $\text{CO}_2$  排放约束的加大, 在将单位供电  $\text{CO}_2$  排放降低 25% 时, 供电耗能总量降至 15 968.7 万 t 标煤, 而在单位供电  $\text{CO}_2$  排放降低 30% 时, 供电耗能总量进一步降低至 15 423.9 万 t 标煤. 2020 年煤炭的消费量则从 11 395.3 万 t 标煤降低至 8 602.5 万 t 标煤, 比例从 68.9% 下降到 55.7%. 与煤炭相反, 含水可再生能源的发展得到促进, 比例从 1.6% 提高到 5.4%. 此外, 在将单位供电  $\text{CO}_2$  排放降低 30% 时天然气发电和燃油发电要占耗能的 10.5%.

图 5 是在不同约束条件下广东省电力部门  $\text{CO}_2$  排放总量和单位供电  $\text{CO}_2$  排放的下降路径. 2007 年广东电力部门  $\text{CO}_2$  排放总量为 2.5 亿 t, 单位供电  $\text{CO}_2$  排放为  $742.1 \text{ mg} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ . 在不限制  $\text{CO}_2$  排放的情况下, 2020 年广东电力部门  $\text{CO}_2$  排放总量将近 4.7 亿 t, 单位供电  $\text{CO}_2$  排放为  $604.5 \text{ mg} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ ; 而在单位供电  $\text{CO}_2$  排放比 2005 年降低 25% 时, 2020 年广东电力部门  $\text{CO}_2$  排放的总量将在 4.4 亿 t, 单位供电  $\text{CO}_2$  排放为  $567.3 \text{ mg} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ ; 在单位供电  $\text{CO}_2$  排放比 2005 年降低 30% 时, 2020 年广东电力部门  $\text{CO}_2$  排放的总量将在 4.1 亿 t, 单位供电  $\text{CO}_2$  排放为  $529.4 \text{ mg} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ .

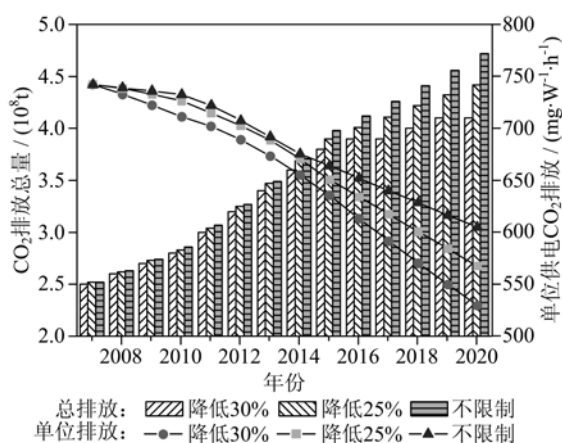


图 5 2007 年至 2020 年广东省电力部门  $\text{CO}_2$  排放  
Fig. 5 The  $\text{CO}_2$  emission of electricity department in Guangdong from 2007 to 2020

由图 5 可见, 广东省电力部门的  $\text{CO}_2$  排放将持续增长, 但是增长速度可以放缓, 单位供电的  $\text{CO}_2$  排放可以降低.  $\text{CO}_2$  排放的持续增长是由经济发展、电力需求的增长以及煤电在电力部门的基础地

位决定的.降低 CO<sub>2</sub> 排放主要是降低电力部门的煤炭消费,措施主要有:①提高煤电效率,包括关停小火电、发展高效率的超临界和超超临界机组以及电厂自身的节能改造等;②发展低碳排放的发电方式来替代煤电,包括核电、可再生能源发电以及燃气发电等.在不限制 CO<sub>2</sub> 排放的情景中,广东通过现有的大力发展核电、关停小火电的政策措施可实现至 2020 年将单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年降低近 20%.在进一步将单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年降低 25%的情景中,广东则要采取大力发展可再生能源和关停较多煤电等措施,由于广东未开发水电资源、生物质资源、太阳能资源等有限,可再生能源的发展主要是风电的发展.由于风电资源和开发能力也有限制,在将单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年降低 30%的情景中,广东需要较大幅度降低煤电比例,提高煤电的效率,发展较多成本较高的天然气和燃油发电,这在我国“缺油少气”的能源格局以及作为发展中国家的经济背景下实现起来比较困难,但是由于天然气发电具有清洁性和灵活性的特点,且珠三角地区不再新上煤电,未来珠三角地区可适当发展天然气发电.综上,到 2020 年广东将单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放比 2005 年降低 25%左右比较合适,而实现手段主要是靠大力发展核电、风电,关停小火电,提高煤电效率,以及适当发展天然气发电.

## 4 结论

(I) 随着电力需求的增长,至 2020 年广东用于供电的能源需求和 CO<sub>2</sub> 排放将会持续增长.电力部门的能源消费将增长至 15 423.9 万 t 标煤左右;由于煤电的基础地位,预计 2020 年的 CO<sub>2</sub> 排放将增长至 4.4 亿 t 左右.

(II) 单位供电的 CO<sub>2</sub> 排放可比 2005 年降低 25%左右.单位供电排放降低的目标主要通过大力发展核电、关停 200 MW 以下火电、提高煤电效率、发展风电以及适当发展天然气发电来实现.至 2020 年核电装机将占总装机容量的 20%左右;煤电以发展超临界和超超临界煤电为主,将逐步关停小火电 8 000 MW 左右,2020 年超临界和超超临界煤电机组占煤电总装机 87.6%左右;由于成本较高的原因,燃油发电将逐渐减产和停产;天然气发电清洁灵活,在减排的压力下可适当发展;在可再生能源方面,水电已近饱和,在目前 7 700 MW 的装机水平上不会有较多增长,风电在限制 CO<sub>2</sub> 排放的条件下迅

速发展,装机容量比例可超过 10%.此外,太阳能发电由于成本过高,至 2020 年不会规模发展,生物质发电由于资源限制无法实现较大发展.

## 参考文献 (References)

- [1] Stern N. Stern Review: The Economics of Climate Change [EB/OL]. [2009-04-08]. [http://www. hm-treasury. gov. uk/stern\\_review\\_report. htm](http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm).
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2007: Synthesis Report [M]. Switzerland: IPCC, 2007.
- [3] Li J, Wan Y, Ohi J. Renewable energy development in China: Resource assessment, technology status, and greenhouse gas mitigation potential [J]. Applied Energy, 1997, 56: 381-394.
- [4] Vuuren D, Zhou F Q, Vries B, et al. Energy and emission scenarios for China in the 21st century-exploration of baseline development and mitigation options [J]. Energy Policy, 2003, 31(4): 369-387.
- [5] Cai W, Wang C, Wang K, et al. Scenario analysis on CO<sub>2</sub> emissions reduction potential in China's electricity sector [J]. Energy Policy, 2007, 35(12): 6 445-6 456.
- [6] Wang T, Watson J. Scenario analysis of China's emissions pathways in the 21st century for low carbon transition [J]. Energy Policy, 2010, 38(7): 3 537-3 546.
- [7] China Power Engineering Consulting Group Corporation. Study of south China power grid planning in Twelfth Five-year Plan and min long term [R]. Beijing: CPECC, 2009.  
中国电力工程顾问集团公司. 南方电网电力工业发展“十二五”及中长期规划研究[R]. 北京: 中国电力工程顾问集团公司, 2009.
- [8] Editorial Board of China Electric Power Yearbook. China Electric Power Yearbook 2008 [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008.  
《中国电力年鉴》编委会. 中国电力年鉴 2008[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [9] State Electricity Regulatory Commission. Electricity Regulatory Report 2008 [M]. Beijing: SERC, 2009.  
国家电力监管委员会. 电力监管年度报告 2008 [M]. 北京: 国家电力监管委员会, 2009.
- [10] Li Junfeng, Gao Hu, Shi Pengfei, et al. China Wind Power Report 2007 [M]. Beijing: China Environmental Science Press, 2008.  
李俊峰, 高虎, 施鹏飞, 等. 中国风电发展报告 2007 [M]. 北京: 中国环境科学出版社, 2008.
- [11] Liu Jiaming. Brief Estimation to Wind Power Generation Cost [J]. Inner Mongolia Electric Power,

- 2007, 25(4):45-47.
- 刘佳明. 风电成本的简易估算[J]. 内蒙古电力技术, 2007, 25(4):45-47.
- [12] Wang Lunwu. Comparison on the cost of nuclear power and thermal power generation[J]. Research & Design of Nuclear, 2008, 69: 65-68.
- 汪伦伍. 核电与火电发电成本比较[J]. 核工程研究与设计, 2008, 69:65-68.
- [13] 赖善青. 关于小水电站生产运行成本收益情况的调查报告 [EB/OL]. [2010-8-20]. [http://www.fjjg.gov.cn/cms/pub/xhkh\\_nr.jsp?infoid=1219391928642948](http://www.fjjg.gov.cn/cms/pub/xhkh_nr.jsp?infoid=1219391928642948).
- [14] Li Junfeng, Wang Sicheng, Zhang Minji, et al. China Solar PV Report 2007 [M]. Beijing: China Environmental Science Press, 2008.
- 李俊峰, 王斯成, 张敏吉, 等. 中国光伏发展报告 2007[M]. 北京: 中国环境科学出版社, 2008.
- [15] Department of Energy Statistics of National Bureau of Statistics, Department of General Affairs of National Energy Administration. China Energy Statistical Yearbook 2008 [M]. Beijing: China Statistics Press, 2008.
- 国家统计局能源统计司, 国家能源局综合司. 中国能源统计年鉴 2008[M]. 北京: 中国统计出版社, 2008.
- [16] Xiang Xiaomin, Chen Maohao, Huang He, et al. Analysis of natural - gas electricity foreground in Guangdong province[J]. Energy Technology, 2008, 28(4): 214-220.
- 香小敏, 陈茂濠, 黄何, 等. 广东省天然气发电前景分析[J]. 能源技术, 2008, 28(4): 214-220.
- [17] Guangzhou Institute of Energy Conversion. Lifecycle assessment of power generation technologies from selected agriculture and forestry biomass [R]. Guangzhou: GIEC, 2009.
- 中科院广州能源所. 基于农林类生物质资源发电技术的全生命周期综合评价[R]. 广州: 中科院广州能源所, 2009.
- [18] Sun Chuwen. Research on compensation mechanism for waste incineration power generation[J]. Price: Theory & Practice, 2010, 1: 34-36.
- 孙楚文. 垃圾焚烧发电补偿机制研究[J]. 价格: 理论与实践, 2010, 1: 34-36.
- [19] World Nuclear Association. The economics of nuclear power [EB/OL]. [2010-8-20]. <http://www.world-nuclear.org/>.
- [20] Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [M]. Hayama: Institute for Global Environmental Strategies, 2008.
- [21] National Development and Reform Commission, Ministry of Construction. Construct Project Economy Appraising Method and Parameter [M]. 3rd ed. Beijing: China Planning Press, 2006.
- 国家发改委, 建设部. 建设项目经济评价和参数[M]. 3 版. 北京: 中国计划出版社, 2006.