

[1]蔡斌,秦恺承,杨明煜,等.考虑煤电 CCUS 规模化发展的电力转型路径优化[J/OL].洁净煤技术,1-10[2024-11-19].https://doi.org/10.13226/j.issn.1006-6772.CN23102801.

## 考虑煤电 CCUS 规模化发展的电力转型路径优化

蔡斌<sup>1,2</sup>, 秦恺承<sup>1,2</sup>, 杨明煜<sup>2,3</sup>, 薛禹胜<sup>2</sup>, 裴飞<sup>2</sup>, 李钺炜<sup>2</sup>, 陈绎弛<sup>1,2</sup>

(1.南京工程学院 电力工程学院, 江苏 南京 211100;

2.南瑞集团有限公司/国网电力科学研究院有限公司, 江苏 南京 211106;

3 山东大学 电气工程学院, 山东 济南 250012)

**摘要:** 碳捕集、利用与封存 (Carbon capture, utilization and storage, CCUS) 技术是煤电低碳化发展的重要途径之一, 煤电 CCUS 的规模化发展是电力低碳转型的关键措施之一。本文基于计及煤电 CCUS 的电力转型技术-经济-排放仿真模型, 在给定的参数条件下对不同的煤电发展路径进行仿真, 评估了不同煤电 CCUS 发展规模下电力转型路径的电力、排放与经济类指标, 以总经济代价最小为目标函数比选了最优煤电 CCUS 发展路径。结果表明: 煤电 CCUS 与新能源的协同发展有潜力降低电力低碳转型的总经济代价; 在电力转型优化中不应将某个年份后不再新建煤电作为约束条件, 应在给定的参数条件下优化煤电 CCUS 发展路径并分析其对相关参数的敏感性, 并强调应及时根据最新的参数条件更新路径优化结果。

**关键词:** 煤电低碳化发展; CCUS 规模化; 煤电与新能源协同; 技术-经济-排放仿真模型; 电力转型优化;

中图分类号: TM715

文献标志码: A

## Optimization of the power transition pathway considering the large-scale development of coal power with CCUS

CAI Bin<sup>1,2</sup>, QIN Kaicheng<sup>1,2</sup>, YANG Mingyu<sup>2,3</sup>, XUE Yusheng<sup>2</sup>, PEI Fei<sup>2</sup>, LI Chengwei<sup>2</sup>, CHEN Yichi<sup>1,2</sup>

(1. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing, 211100, China;

2. NARI Group Corporation / State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China;

3. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan, 250012, China)

**Abstract:** Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) is one of the crucial approaches for the low carbon development of coal power, and the large-scale development of coal power with CCUS is one of the key measures for the low carbon power transition. Based on a power transition technology-economy-emission simulation model considering coal power with CCUS, the power, emission, and economic indicators of the power transition pathways for different scales of coal-fired power with CCUS are simulated and evaluated under given parameter conditions. The optimal coal-fired power with CCUS development pathway was selected based on the objective of minimizing the overall economic cost. The results indicate that the coordinated development between CCUS and new energy has the potential to reduce the total economic cost of low carbon energy transition. The constraint of no longer building new coal-fired power plants after a certain year should not be included in the optimization of power transition pathway and the development pathway of coal power CCUS should be optimized under given parameter conditions and its sensitivity to relevant parameters should be analyzed. It emphasizes that the pathway optimization results should be updated in a timely manner

according to the latest parameter conditions.

收稿日期: XXXX-XX-XX 责任编辑:

基金项目: 电力系统主动支撑能源转型与双碳变革的沙盘推演与风险决策技术研究(5108-202218280A-2-253-XG);

作者简介: 蔡斌(1985年—), 男, 江苏昆山人, 高级工程师, 主要从事能源电力转型路径优化、能源政策研究。E-mail:

caibin@sgepri.sgcc.com.cn

通讯作者: 薛禹胜(1941年—), 男, 江苏无锡人, 教授, 主要从事电力系统自动化、双碳与能源电力转型研究。E-mail:

xueyusheng@sgepri.sgcc.com.cn

Key words: low carbon development of coal power; large-scale development of CCUS; coordinated development between coal power and new energy; technology-economy-emission simulation model; optimization of power transition

## 0 引 言

面对日益严峻的气候变化问题,《巴黎协定》提出将全球平均气温较工业化前上升幅度控制在 $2^{\circ}\text{C}$ 以内,并努力限制在 $1.5^{\circ}\text{C}$ 以内。为此,各国政府相继提出“碳中和”的承诺<sup>[1]</sup>,并提上立法日程。2020年9月,中国提出在2030年前实现“碳达峰”,努力在2060年前实现“碳中和”的庄严承诺。

中国的能源消费以高排放的煤炭为主,能源系统相关的碳排放量占全国碳排放总量的80%以上。因此,能源系统低碳化发展是实现碳中和目标的关键。为此,中国提出“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期煤炭逐步减少的煤炭消费控制目标<sup>[2]</sup>。电煤消费占中国煤炭消费总量的50%以上,严控煤炭消费目标下,电力行业面临着巨大的脱碳减排压力,煤电如何发展成为亟需解决的问题。目前,全球许多国家设定了限制或退出燃煤发电的时间表,我国作为全球煤电规模增长的主要贡献者,也已提出要严控煤电项目,构建以新能源为主体的新型电力系统。

当前,如何在电力低碳转型过程中协同优化煤电与新能源的中长期发展已成为国内外研究的热门话题。文献[3-7]全面分析了中国未来电力发展的挑战及趋势。文献[8]对中国近11亿千瓦现役煤电的退出路径进行研究,指出煤电装机容量将降至2050年的1.2亿千瓦,且均配备生物质发电耦合碳捕获装置(BECCS)。文献[9]提出了考虑气候目标和电力安全双重约束的煤电发展规划模型,考虑应当加速煤电推出路径,以降低未来面临的巨大减排、成本压力,并建立成本分析模型全面比较电源投资改造、碳排放和煤电搁浅等成本。文献[10]以保障能源供应安全为前提,对比分析不同国内外能源资源供应形势下中国的电力转型情景,提出零碳电力系统发展路径,未来电力系统将以新能源为主导,煤电仅用于承担基础保障作用。文献[11]分析了中国到2050年的能源电力发展趋势,指出2050年中国风电与光伏装机容量占比将超过50%,但2050年仍需保留7亿千瓦煤电作为支撑电源,以保障电力系统的电力电量平衡与调峰灵活性。文献[12]预计2060年中国常规煤电装机约4亿千瓦,应急煤电装机约6.7亿千瓦,两者之和与当前煤电装机水平基本持平,若考虑到一些老旧机组在碳中和进程中自然寿命到期,则碳达峰后仍需新建部分煤电机组。文献[10-12]的

研究成果为明晰煤电装机容量在碳达峰、碳中和发展路径中保证系统供电安全的重要保障作用提供了重要参考。

CCUS技术(Carbon Capture, Utilization and Storage)是指将 $\text{CO}_2$ 从工业过程、能源利用或大气中分离出来,直接加以利用或注入地层以实现 $\text{CO}_2$ 永久减排的过程<sup>[13]</sup>。由于CCUS技术具有强大的碳减排能力并且其适用性广泛,因此被公认是实现低碳发展的最重要的技术手段之一<sup>[14]</sup>。经过CCUS改造后的煤电机组能够吸收原始碳排放量的80%-90%,能够为新型电力系统的安全可靠运行提供不可或缺的灵活低碳电力,是最重要也最有前景的CCUS应用领域之一<sup>[15]</sup>。诸多文献指出CCUS技术是碳中和目标下未来煤电低碳清洁发展、经济效益提升的重要举措<sup>[16][17]</sup>。

目前,绝大部分关于煤电转型路径的研究中均已考虑了CCUS。文献[18]指出双碳背景下煤电的低碳发展必须结合CCUS,2045年后CCUS技术将是主要减排手段。文献[19]在 $1.5^{\circ}\text{C}$ 温升情景下计算得出,如果不使用CCUS技术,电力行业将无法在2050年实现近零排放。文献[20]基于电力行业长期规划与短期运行联合优化模型,将低碳排放目标作为碳约束条件,在不同碳减排情景下得到了最优的中国电力转型路径、煤电退出及CCUS改造路径。文献[21]针对构建了深度低碳、零碳、负碳3类中国电力转型情景,在各情景下优化火电CCUS改造与退出路径,优化得到不同情景下电力系统碳减排路径、电力供应成本变化情况。

然而,相关研究主要存在以下局限性:①主要针对存量煤电,或在进行电力转型路径优化时将某个年份后不再新建煤电作为约束条件,未考虑转型中后期(如2030-2050年间)继续新建安装有CCUS的煤电;②在目标函数中忽视了煤电CCUS对高比例新能源消纳成本的缓解能力,未能有效协调煤电CCUS与新能源在转型过程中的关系;③未详细分析关键不确定性参数对煤电CCUS发展路径优化结果的影响。碳中和背景下考虑CCUS的煤电低碳发展优化问题涉及到多个维度因素,文献[22]针对这类问题提出了能源电力转型问题的框架模型。基于该框架,在Sim-CPSS平台<sup>[23]</sup>上开发的技术-经济-排放仿真模型已用于国家<sup>[24]</sup>、省份<sup>[25]</sup>和企业<sup>[26]</sup>的能源电力转型研究。本文基于上述仿真模型研究考虑煤电CCUS大规模发展的电力低碳转型路径优化

方法，通过仿真分析煤电 CCUS 规模化发展对保障电力供应与降低电力低碳转型的总经济代价的作用，并指出最优的煤电 CCUS 发展规模受燃料成本、系统成本、CCUS 成本、碳排放社会成本等相关参数的影响，强调应及时根据最新的参数条件更新路径优化结果。

## 1 研究方法 with 参数设置

### 1.1 研究方法

本文的研究方法如图 1 所示：基于计及煤电 CCUS 的电力转型技术-经济-排放仿真模型，以电力供应成本最小化为目标函数，考虑各维度关键输入参数；以电力供需平衡、碳排放、能源资源禀赋等为关键约束条件下，构建多条计及煤电 CCUS 的典型电力发展路径，根据不同参数条件分别对上述路径进行仿真评估与分析，并按目标函数值完成路径优选。

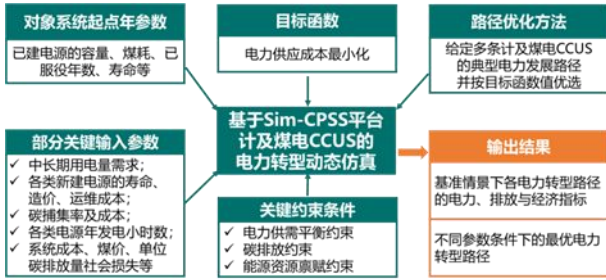


图 1 本文中计及煤电 CCUS 的电力转型路径优化研究方法

Fig.1 Proposed approach for power transition pathway optimization considering coal power with CCUS

本研究的目标函数构成如下：

$$\min R^{BC} = \sum_{t=1}^T (C_{cons,t} + C_{om,t} + C_{fuel,t} + C_{ccus,t} + C_{grid,t}) \quad (1)$$

$$C_{coal,t} = C_{coal,t}^{cons} + C_{coal,t}^{om} + C_{coal,t}^{fuel} + C_{coal,t}^{ccus} + C_{coal,t}^{grid} \quad (2)$$

$$C_{gas,t} = C_{gas,t}^{cons} + C_{gas,t}^{om} + C_{gas,t}^{fuel} + C_{gas,t}^{grid} \quad (3)$$

$$C_{nuclear,t} = C_{nuclear,t}^{cons} + C_{nuclear,t}^{om} + C_{nuclear,t}^{fuel} + C_{nuclear,t}^{grid} \quad (4)$$

$$C_{ren,t} = C_{ren,t}^{cons} + C_{ren,t}^{om} + C_{ren,t}^{fuel} + C_{ren,t}^{grid} \quad (5)$$

其中，为整个转型期的时间跨度；为转型期内的累计电力供应成本，分为建设成本、运维成本、燃料成本、CCUS 成本、系统成本。其中，煤电包括建设成本、运维成本、燃料成本、CCUS 成本、系统成本；气电与核电包括建设成本、运维成本、燃料成本、系统成本；风电、光伏、水电等可再生

能源发电的成本项包括建设成本、运维成本、系统成本。

电力系统产生的碳排放量将对社会的发展造成损失，被称为碳排放社会成本。不同于建设成本、运维成本、燃料成本、CCUS 成本、系统成本等需要直接支出的成本，碳排放社会成本不由某个减排主体独立承担或直接支出相应的经济成本，且碳排放社会成本的数值具有很大的不确定性<sup>[27]</sup>。因此，本文在基准情景下的目标函数中暂不计及碳排放社会成本，将在参数不确定性分析中单独评估其对电力转型路径优化结果的影响。同时，考虑到各项参数的不同取值对目标函数会造成很大影响，因此本文后续对多项重要参数进行了敏感性分析。

### 1.2 基准情景参数设置

参考相关政策文件和行业常规值，仿真推演基准情景下的部分参数设置如下：

1) 研究期：2021-2060 年，仿真步长为年；

2) 发电类型：涵盖煤电、水电、风电（区分陆上和海上）、光伏、核电，暂不考虑生物质发电、光热、海洋能发电等发电类型；

3) 年总发电量：系统总发电量保持增长，起点年 2021 年总发电量为 3 万亿千瓦时，2030 年、2040 年、2050 年、2060 年的总发电量分别为 4.2、5.1、5.6、6.0 万亿千瓦时，中间年份等比增长；

4) 起点年发电量结构：煤电、气电、水电、核电、陆上风电、海上风电和光伏的发电量占比分别为 60.0%、3.0%、17.0%、5.0%、9.0%、1.0% 和 5.0%；

5) 起点年发电装机容量结构：煤电、气电、陆上风电、海上风电、光伏、水电、核电的装机容量分别为 4.50、0.36、1.35、0.12、1.25、1.59、0.20 亿千瓦；

6) 已投产煤电的供电煤耗：已有煤电装机由 1991 年以来投运的各煤电对象构成；同一年投运的所有煤电聚类为 1-3 个煤电对象，假定越晚投运的煤电对象，其供电煤耗越低，各煤电对象的煤耗参数见附录表 A1；需要说明的是，此种聚类方式是为加快仿真速度的简化处理，每个发电对象不代表实际电厂；

7) 各类型机组的服役年限：煤电 40 年；气电 40 年；水电 60 年；核电 60 年；光伏 20 年；陆上风电 20 年；海上风电 20 年；

8) 各发电类型的年发电小时数：陆上风电 2000 小时、海上风电 2500 小时、光伏 1200 小

时、气电 2500 小时、水电 3200 小时、核电 7500 小时；在清洁能源优先上网机制下，煤电发电小时数为系统电量平衡的输出值，最大值设为 6000；

9) 碳排放系数：每吨标煤排放 2.64 吨 CO<sub>2</sub>；

10) 燃料价格：煤炭价格 800 元/吨标煤，天然气价格 2 元/立方米；

11) 新能源与煤电造价：陆上风电起点年单位容量造价设为 7000 元/千瓦，等比下降至 2060 年的 4900 元/千瓦（降幅 30%）；海上风电起点年单位容量造价设为 15000 元/千瓦，等比下降至 2060 年的 7500 元/千瓦（降幅 50%）；光伏起点年单位容量造价设为 4000 元/千瓦，等比下降至 2060 年的 2400 元/千瓦（降幅 50%）；煤电造价设为 3000 元/千瓦；

12) 煤电 CCUS 的二氧化碳捕集率：90%；

13) 煤电 CCUS 改造能效损失：20%；

14) CCUS 运行成本（不含能效损失，考虑二氧化碳利用带来的收益）：从改造起点年（2026 年）的 400 元/吨等比下降到 2060 年的 250 元/吨；

15) 不同发电类型的系统成本：令渗透率为 0 时的系统成本为 0；参考文献[28]的研究结果，针对煤电、气电、陆上风电、海上风电、光伏、水电、核电，分别设定渗透率水平 10%与 30%时的度电系统成本（详见附录表 A2 的中系统成本情景），其它渗透率水平下则按分段线性方式外推。

值得指出的是，参数取值将影响具体的仿真数值结果，但不影响本文研究方法的有效性，后文将分析部分关键参数取值对评估与优化结果的影响。

### 1.3 计及煤电 CCUS 的电力转型路径

本研究中共设置低、中、高三种煤电发展路径，煤电低发展路径下电力转型路径设置如下：

1) 煤电：2030 年前，煤电装机保持增长，到 2030 年达到峰值 6.3 亿千瓦；之后煤电装机不再新建，按照机组寿命逐步退役，到 2060 年降至 2.0 亿千瓦，煤电发电量占全系统总发电量比例为 10%；2026 年开始，对部分煤电对象进行 CCUS 改造，2060 年装有碳捕集装置的煤电装机容量达到 0.8 亿千瓦，占煤电总装机的比例为 40%。

2) 其它发电类型：2060 年，气电、陆上风电、海上风电、光伏、水电、核电的装机容量分别为 0.48, 9.00, 1.20, 15.00, 2.81, 0.64 亿千瓦，发电量分别为 0.12, 1.80, 0.30, 1.8, 0.90, 0.48 万亿千瓦时，分别占总发电量的 2%, 30%, 5%, 30%, 15%, 8%。

煤电低发展路径下各电源类型装机容量和发电

量如图 2 和图 3 所示。

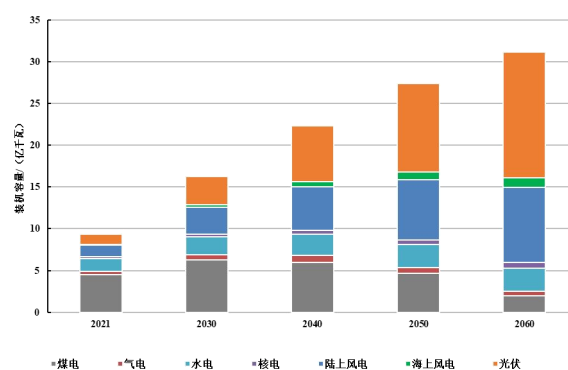


图 2 煤电低发展路径下发电装机容量结构 2021-2060  
Fig.2 Installed capacity structure of the low development pathway of coal power 2021-2060

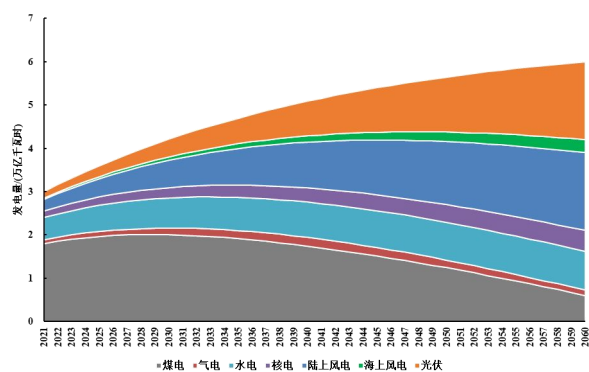


图 3 煤电低发展路径下全系统发电量结构 2021-2060  
Fig.3 Power generation structure of the low development pathway of coal power 2021-2060

假定煤电中发展与高发展路径下，气电、水电、海上风电与核电的发展路径均与煤电低发展路径下保持一致，陆上风电与光伏发电的装机容量则随着煤电 CCUS 装机容量的增长而下降。煤电中发展路径与煤电高发展路径设置如下：

1) 煤电中发展路径：2040 年前继续新投产煤电，2040 年煤电装机达到峰值 8.0 亿千瓦，之后煤电装机不再新建，按照机组寿命逐步退役，到 2060 年降至 4.0 亿千瓦；相比煤电低发展路径，本路径多出的 2.0 亿千瓦煤电装机进行碳捕集改造，有碳捕集装置的煤电装机容量达到 2.8 亿千瓦，占 2060 年煤电总装机的比例为 70%；2060 年煤电发电量占全系统总发电量的比例为 20%，是煤电低发展路径的 2 倍；2060 年非化石能源发电量占全系统的比例为 78%。

2) 煤电高发展路径：2050 年前继续新投产煤电，2050 年煤电装机达到峰值 8.7 亿千瓦，之后煤

电装机不再新建，按照机组寿命逐步退役，到2060年降至6.0亿千瓦；相比煤电低发展路径，本路径多出的4.0亿千瓦煤电装机进行碳捕集改造，有碳捕集装置的煤电装机容量达到4.8亿千瓦，占2060年煤电总装机的比例为80%；2060年煤电发电量占全系统总发电量的比例为30%，是煤电低发展路径的3倍；2060年非化石能源发电量占全系统的比例为68%。

2060年煤电低、中、高三条发展路径的装机容量见表1。2021-2060年三条路径的煤电装机容量以及配置CCUS的煤电装机分别如图4、图5所示：

表1 三条煤电发展路径下2060年装机容量（亿千瓦）

Tab.1 Installed power capacity structure of 2060 of the three

coal power development pathways (10<sup>8</sup> kilowatts)

煤电路径	煤电低发展	煤电中发展	煤电高发展
煤电	2.00	4.00	6.00
煤电 CCUS	0.80	2.80	4.80
气电	0.48	0.48	0.48
水电	2.80	2.80	2.80
核电	0.64	0.64	0.64
陆上风电	9.00	7.50	6.00
海上风电	1.20	1.20	1.20
光伏	15.00	12.5	10.00

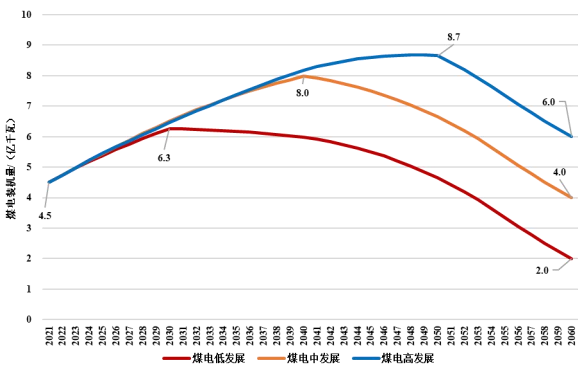


图4 三条发展路径下煤电装机 2021-2060

Fig.4 Installed coal power capacity of the three development pathways 2021-2060

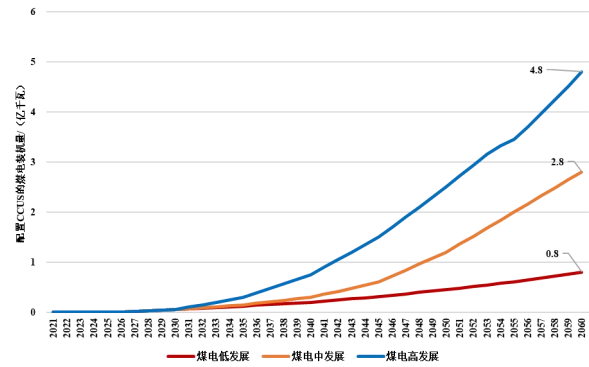


图5 三条发展路径下加装CCUS的煤电装机 2021-2060

Fig.5 Installed coal power capacity with CCUS of the three development pathways 2021-2060

## 2 结果分析

### 2.1 基准情景分析

#### 2.1.1 排放类指标

尽管三条路径的煤电发电量有较大的差异，但在煤电高发展与中发展路径下为多投建的煤电装机均安装了碳捕集装置，捕集了90%的额外碳排放量，因此，各条煤电发展路径的净排放量（发电产生的碳排放量减去碳捕集量）差值较小。三条路径的净碳排放量分别在2030、2032、2033年达到峰值16.1, 16.8, 17.4亿吨，2060年的净排放量分别降至3.4, 3.9, 4.5亿吨。相比煤电低发展路径，煤电高发展路径2060年的煤电发电量高出2倍，但净排放量仅高出32%（如图6所示）。

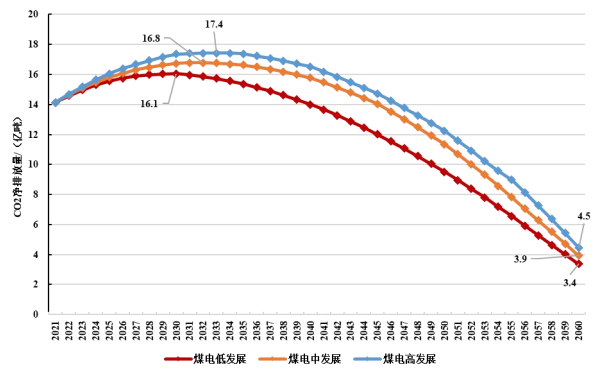


图6 三条煤电发展路径下年净排放量 2021-2060

Fig.6 Annual net CO<sub>2</sub> emissions of the three coal power development pathways 2021-2060

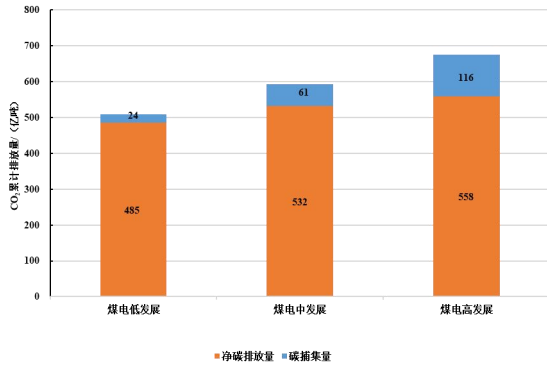


图7 三条煤电发展路径下累积排放量 2021-2060

Fig.7 Cumulative CO<sub>2</sub> emissions of the three development pathways 2021-2060

2021-2060年累积碳排放量方面，煤电高发展路径为674亿吨，比中发展和低发展路径分别高出165亿吨和82亿吨；但由于煤电高发展路径碳捕集量达到116亿吨，比中发展和低发展路径分别高出55亿吨和92亿吨，因此，煤电高发展路径的累积净碳排放量为558亿吨，仅分别比中发展和低发展路径高26亿吨和73亿吨（如图7所示）。

### 2.1.2 经济类指标

图8是基准情景下2021-2060年煤电中发展路径各年度的经济代价（也是本研究中进行路径优选的目标函数值，不含碳排放社会成本），从2021年的8786亿增长至24339亿元，增长1.8倍。

电源建设与发电运维成本随着风电、光伏等非化石能源发电新建装机容量的不断增长。电源建设成本从2021年的2582亿元增长至2060年的4592亿元，占2060年总供电成本的18.9%。其中，转型中后期风光装机容量服役满20年后开始退役，为了保证其累计装机容量按规划值增长，每年的新建装机容量需额外考虑当年的风光装机容量退役量。发电运维成本从2021年的883亿元增长至4076亿元，占2060年总供电成本的16.7%。

燃料成本受到煤电发电量与气电发电量变化趋势的影响，从2021年的4612亿元增长至2035年的峰值5801亿元，随后逐年下降2060年的3565亿元（相比峰值下降了39%）。燃料成本占总供电成本的比例从2021年的52.5%降至2060年的14.7%。

CCUS成本从2026年开始随着CCUS发展规模的增长而上升到2060年的3585亿元，占2060年总供电成本的14.7%。

随着非化石能源发电占比从2021年的37%逐年增长2060年的88%，尤其是风光等新能源发电占比从2021年的15%增长至2060年的65%，系统成本

由2021年的709亿元快速上升到2060年的8521亿元，增幅超过12倍，占2060年总供电成本的比例达到35.0%。

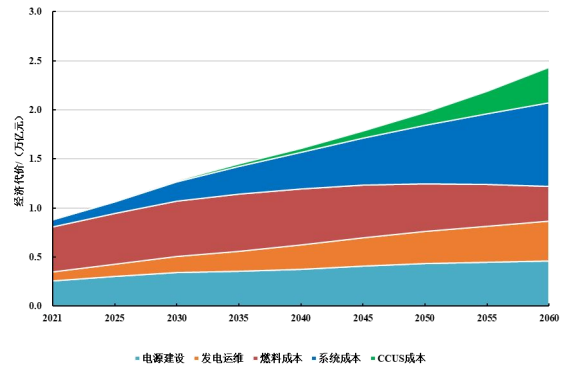


图8 煤电中发展路径各年度经济代价 2021-2060

Fig.8 Annual economic cost of the middle development pathway of coal power 2021-2060

在总经济代价的结构方面，煤电中发展路径电源建设、发电运维、燃料成本、系统成本及CCUS成本分别为15.21万亿元、10.01万亿元、20.43万亿元、16.52万亿元及3.62万亿元，占总经济代价的比例分别为23%，15%，31%，25%及6%。

由于三条煤电发展路径的电源结构存在差异，因此，其总经济代价及结构均存在差异（如图9所示）。煤电中发展路径的风光发电装机容量、煤电发电量及碳捕集量均位于中间，相比煤电高发展与低发展路径，其累计电源建设成本分别高0.97万亿元、低0.81万亿元，累计发电运维成本分别高0.95万亿元、低0.71万亿元，累计燃料成本分别低2.47万亿元、高2.54万亿元，累计系统成本分别高3.27万亿元、低3.60万亿元，CCUS成本分别低3.28万亿元、高2.16万亿元。

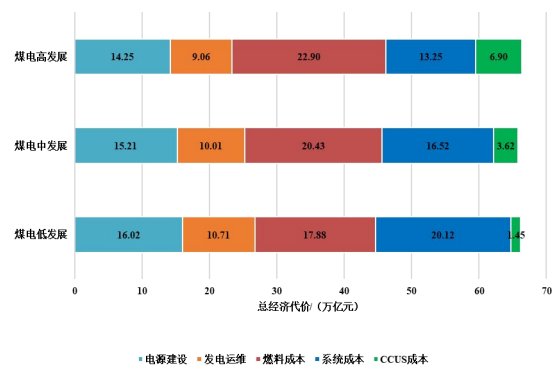


图9 基准情景下三条路径 2021-2060年的总经济代价  
Fig.9 Total economic costs of the middle development pathway of coal power 2021-2060 under the base scenario

因此，煤电高发展、中发展与低发展路径的总经济代价分别为66.4万亿元、65.8万亿元、66.2万

亿元。在本案例所给定的参数条件下，煤电中发展路径以微弱的优势成为基准情景下的最优路径。

## 2.2 参数不确定性的影响分析

各路径总经济代价的评估结果以及各路径的相对优劣受到参数取值变化的影响。本节分析燃料成本、系统成本、CCUS 成本及碳排放社会成本四个参数的影响。

### 2.2.1 燃料成本

煤炭价格的变化将改变各路径的燃料成本。煤炭价格每上升 1 元/吨，将分别使煤电低发展、中发展、高发展路径的总成本上升 224 亿元、255 亿元、286 亿元（如图 10 所示），煤炭价格越高越不利于煤电的大规模发展。经测算，当煤炭价格处于 616 和 927 元/吨之间时（基准情景下煤炭价格为 800 元/吨标煤），煤电中发展路径为最优路径；当煤炭价格低于 616 元/吨时，最优路径由煤电中发展路径变为高发展路径；当煤炭价格高于 927 元/吨时，最优路径由煤电中发展路径变为低发展路径。

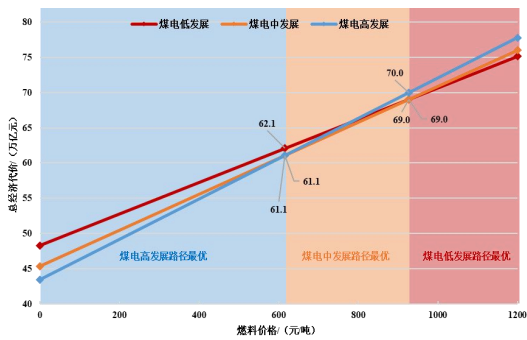


图 10 不同煤炭价格下的三条路径总经济代价  
Fig.10 Total economic cost of the three development pathways with different coal prices

### 2.2.2 系统成本

系统成本高昂，而且，为消纳单位电量新能源所需付出的系统成本将随新能源占比的提升而非线性上升。除了基准情景下的中系统成本参数情景，本研究参考文献[28]额外设定了高、低两种系统成本参数情景（见附表 A2），分析不同参数条件对不同电力转型路径的影响（见表 2）。

相比基准情景，高系统成本情景下（此时，陆上风电、海上风电与光伏渗透率达到 30%时的度电系统成本分别为 307.0 元/兆瓦时、317.7 元/兆瓦时与 580.7 元/兆瓦时）煤电低发展、中发展与高发展路径的系统成本将分别增长至 29.7 万亿元（占总经济代价的 39%）、23.9 万亿元（占总经济代价的 33%）、18.7 万亿元（占总经济代价的 26%），增

幅分别为 9.6 万亿元、7.3 万亿元、5.4 万亿元，总经济代价分别增长 75.8 万亿元、73.1 万亿元、71.8 万亿元，即新能源发电占比最低、煤电 CCUS 发展规模最大、煤电高发展路径成为最优路径。

相反的，在低系统成本情景下（此时，陆上风电、海上风电与光伏渗透率达到 30%时的度电系统成本分别为 138.9 元/兆瓦时、197.8 元/兆瓦时与 197.9 元/兆瓦时），煤电低发展、中发展与高发展路径的系统成本将分别降低至 11.7 万亿元（占总经济代价的 20%）、9.6 万亿元（占总经济代价的 16%）、7.7 万亿元（占总经济代价的 13%），总经济代价将分别降至 57.8 万亿元、58.9 万亿元、60.8 万亿元，新能源发电占比最高、煤电 CCUS 发展规模最小的煤电低发展路径成为最优路径。

表 2 各系统成本情景下三条路径的总经济代价（万亿元）

Tab.2 Total economic cost of the three development pathways with different system cost (trillion yuan)

不同系统成本情景	煤电发展路径	系统成本	总经济代价	最优路径
高系统成本	煤电低发展	29.7	75.8	煤电高发展
	煤电中发展	23.9	73.1	
	煤电高发展	18.7	71.8	
中系统成本	煤电低发展	20.1	66.2	煤电中发展
	煤电中发展	16.5	65.8	
	煤电高发展	13.3	66.4	
低系统成本	煤电低发展	11.7	57.8	煤电低发展
	煤电中发展	9.6	58.9	
	煤电高发展	7.7	60.8	

### 2.2.3 CCUS 成本

当前，CCUS 的成本仍然较高（本研究将 2026 年的 CCUS 成本设定为 400 元/吨），CCUS 成本的未降幅越小，则越不利于煤电 CCUS 的大规模发展（如图 11 所示）。经测算，当 2060 年的 CCUS 成本处于 50 和 400 元/吨之间时（基准情景下 2060 年的 CCUS 成本为 250 元/吨），煤电中发展路径为最优路径；若 CCUS 成本出现极为乐观的降幅（2060 年降至 50 元/吨以下），最优路径由煤电中发展路径变为高发展路径；若 CCUS 成本未能实现下降、甚至出现上升时，最优路径由煤电中发展路径变为低发展路径。

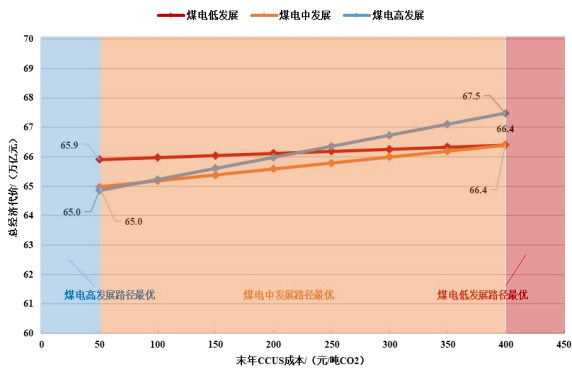


图 11 不同 CCUS 成本下的三条路径的总经济代价  
Fig.11 Total economic cost of the three development pathways with different CCUS costs

### 2.2.4 碳排放社会成本

前文的总经济代价分析中均未考虑不确定性极大的碳排放社会成本。当计入碳排放社会成本时，净排放量最多的煤电高发展路径的总经济代价增幅将最大（如图 12 所示）。经测算，碳排放社会成本每上升 1 元/吨 CO<sub>2</sub>，煤电低发展、中发展与高发展路径的总经济代价分别增长 485 亿元、532 亿元与 558 亿元；煤电高发展的总经济代价将始终大于中发展与低发展路径；当单位碳排放社会成本为 86 元/吨 CO<sub>2</sub> 时，煤电中发展路径和煤电低发展的累计经济代价均增长至 70.4 万亿元，即单位碳排放社会成本低于 86 元/吨 CO<sub>2</sub> 时，煤电中发展路径为最优路径，反之，则煤电低发展路径为最优路径。

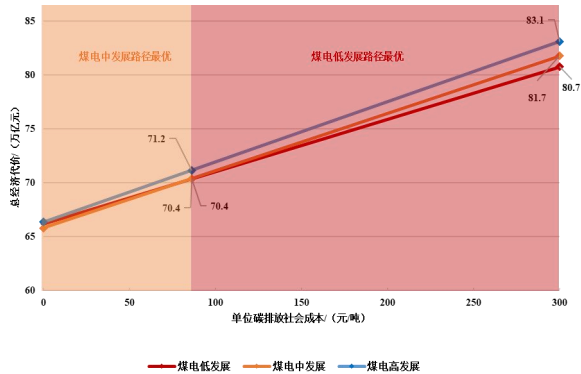


图 12 不同碳排放社会成本下的三条路径总经济代价  
Fig.12 Total economic cost of the three development pathways with different social costs of carbon

## 3 结 论

构建以新能源为主体的新型电力系统是碳中和背景下的必然趋势，煤电 CCUS 能够为未来电力系统提供更多低碳灵活的煤电机组，为煤电与新能源的协同发展提供了新的可能。本文基于计及煤电 CCUS 的电力转型技术-经济-排放仿真模型，以三

条计及 CCUS 的高、中、低煤电发展路径为案例进行仿真评估与路径优选，并对相关参数进行了敏感性分析，得到以下结论：

1) 新能源的系统成本在电力转型的总经济代价中占据很大的份额，过高比例的新能源不仅对电力系统运行带来严峻挑战，还可能因非线性上升的昂贵的系统成本而严重影响总的电力供应经济性。

2) CCUS 为电力系统中的存量煤电及未来的新建煤电提供了低碳发展的可能性。配置了碳捕集能力的煤电，能够在仅少量提高净碳排放量的情况下，为新型电力系统提供可靠灵活的低碳电力，显著降低双碳目标下的新能源渗透率，有效缓解高比例新能源给新型电力系统带来的挑战。然而，煤电 CCUS 发展并非越积极越好，各成本项将随着其发展规模变化而此消彼长。煤电 CCUS 发展规模增加，系统成本降低，但燃料成本、CCUS 成本、碳排放社会成本等将增高，当各成本项之和最小时，便得到了 CCUS 发展规模的最优值。

3) 燃料成本、系统成本、CCUS 成本、碳排放社会成本等相关参数存在不确定性。燃料成本、CCUS 成本以及碳排放社会成本的相关参数越低，则煤电 CCUS 的经济优势更明显，优化结果更倾向于发展更大规模的 CCUS；系统成本越低，则呈现相反的效果。为此，在能源电力转型研究中不应将某个年份（如 2030 年）后不再新建煤电作为边界或约束条件，而应在给定的参数条件下优化煤电及 CCUS 的发展目标与路径，并分析其对相关参数的敏感性。此外，应及时根据最新的参数条件，更新优化结果。

煤电与新能源协同发展是中国电力转型的关键问题之一，本文在常规条件下针对计及 CCUS 的常规煤电发展路径进行了研究，未来值得进一步拓展的问题包括：1) 风光等新能源出力海量场景下的系统成本精细化评估；2) 考虑极端天气条件下新能源与煤电的供电能力差异及其带来的电力供应风险差异，如新能源可能出现长时间（如数周以上）低出力或零出力，而煤电等常规电源在极端天气条件下将表现出更好的韧性；3) 考虑煤电服役期满后保持在“关而不拆”状态下的成本及其对极端条件下电力供应的保障收益等。

## 参考文献 (References) :

[1] Megan Darby, Isabelle Gerretsen. Which countries have a net zero carbon goal? [EB/OL]. (2019-06-14)[2023-10-27]. <https://www.climatechangenet.org/>



ws.com/2019/06/14/countries-net-zero-climate-goal/.

[2]新华网. 习近平出席领导人气候峰会并发表重要讲话[EB/OL]. (2021-04-22)[2023-10-27].[http://www.xinhuanet.com/2021-04/22/c\\_1127363307.htm](http://www.xinhuanet.com/2021-04/22/c_1127363307.htm).

XINHUANET. Xi Jinping Attends Leaders' Climate Summit, Delivers Key Speech [EB/OL]. (2021-04-22) [2023-10-27].[http://www.xinhuanet.com/2021-04/22/c\\_1127363307.htm](http://www.xinhuanet.com/2021-04/22/c_1127363307.htm).

[3]舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69.

SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.

[4]张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(08): 2806-2819.

ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2819.

[5]辛保安. 加快建设新型电力系统 助力实现“双碳”目标[J]. 国家电网, 2021(08):10-12.

XIN Baoan. Accelerating the construction of a new power system to help achieve the "dual carbon" goal[J]. State Grid, 2021(8): 10-12.

[6]胡道成, 张帅, 韩涛, 等. 碳中和目标下发电领域低碳转型路径[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(07): 23-33.

HU Daocheng, ZHANG Shuai, HAN Tao, et al. Research on the low carbon transformation path of power generation under the goal of carbon neutralization[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(07): 23-33.

[7]张文华, 闫庆友, 何钢, 等. 气候变化约束下中国电力系统低碳转型路径及策略[J]. 气候变化研究进展, 2021, 17(01): 18-26.

ZHANG Wenhua, YAN Qingyou, HE Gang, et al. The pathway and strategy of China's power system low-carbon transition under the constraints of climate change [J]. Climate Change Research, 2021, 17(1): 18-26.

[8]袁家海, 张凯. “碳中和”目标下, 新型电力系统中常规煤电退出路径研究[J]. 中国能源, 2021, 43(06): 19-26+66.

YUAN Jiahai, ZHANG Kai. Coal power phase-out pathway in the new power system under carbon neutral target[J]. Energy of China, 2021, 43(6): 19-26+66.

[9]孟之绪, 张凯, 袁家海. 气候和安全约束下中国煤电退出路径及成本[J]. 煤炭经济研究, 2021, 41(07): 13-20.

MENG Zhixu, ZHANG Kai, YUAN Jiahai. The pathway and costs of China's coal power phase-out under climate and security constraints[J]. Coal Economic Research, 2021, 41(7): 13-20.

[10]舒印彪, 赵勇, 赵良, 等.“双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(05):1663-1672.

SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Low-carbon transformation

path of China's energy and power under the goal of "dual-carbon"[J]. China Journal of Electrical Engineering, 2023,43(05):1663-1672.

[11]张宁, 邢璐, 鲁刚. 我国中长期能源电力转型发展展望与挑战[J]. 中国电力企业管理, 2018(13): 58-63.

ZHANG Ning, XING Lu, LU Gang, Prospects and challenges for the medium and long-term energy and power transformation in China[J]. China Power Enterprise Management, 2018(13): 58-63.

[12]辛保安, 陈梅, 赵鹏, 等. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 6919-6931.

XIN Baoan, CHEN Mei, ZHAO Peng, et al. Study on China's Coal Power Retirement Path Considering Power Supply Security Constraints under the Carbon Neutral Goal [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2022, 42(19): 6919-6931.

[13]International Energy Agency. Energy and Climate Change [EB/OL]. (2015-06-01)[2023-10-27].<https://www.iea.org/reports/energy-and-climate-change>.

[14]Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Special Report 1.5°C [EB/OL].(2018-10-08)[2023-10-27].[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM\\_zh.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_zh.pdf).

[15]康重庆, 陈启鑫, 夏清. 应用于电力系统的碳捕集技术及其带来的变革[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(1): 1-7.

KANG Chongqing, CHEN Qixin, Xia Qing. Carbon Capture Technologies for Power Systems and the Changes They Bring[J].Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1):1-7.

[16]徐冬, 张帅, 韩涛, 等. 煤电+CCUS 产业规模化发展政策激励[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(04): 13-20.

XU Dong, ZHANG Shuai, HAN Tao, et al. Policy incentives for the large-scale development of coal power+CCUS industry[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(04): 13-20.

[17]袁鑫, 赵淑媛, 孙昊, 等. CCUS 技术在燃煤电厂大规模应用的经济性和效益提升路径研究[J]. 热力发电, 2023, 52(7): 33-40.

YUAN Xin, ZHAO Shuyuan, SUN Hao, et al. Study on the economic and efficiency improvement path of CCUS technology for large-scale application in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 33-40.

[18]马双忱, 樊帅军, 武凯, 等. 双碳战略背景下燃煤电厂 CCUS 技术发展: 挑战与应对[J]. 洁净煤技术, 2022, 142(06): 1-13.

MA Shuangchen, FAN Shuaijun, WU Kai, et al. CCUS technology development of coal-fired power plant under the background of Dual Carbon Strategy: Challenges and countermeasures[J]. Clean Coal Technology, 2022, 142(06):1-13.

[19]李政, 陈思源, 董文娟, 等. 现实可行且成本可负担的中国电力低碳转型路径[J]. 洁净煤技术, 2021, 132(02): 1-7

LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Feasible and affordable pathways to low-carbon power transition in China[J]. Clean Coal Technology ,

2021, 132(02): 1-7.

[20]李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4001.

LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Low carbon transition path way of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4000.

[21]舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021,23(06): 1-14.

SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.

[22]舒印彪, 薛禹胜, 蔡斌, 等. 关于能源转型分析的评述(一)转型要素及研究范式[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(09): 1-15.

SHU Yinbiao, XUE Yusheng, CAI Bin, et al. A review of energy transition analysis: elements and paradigms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 1-15.

[23]薛禹胜, 谢东亮, 薛峰, 等. 支持信息-物理-社会系统研究的跨领域交互仿真平台[J]. 电力系统自动化, 2022,46(10): 138-148.

Xue Yusheng, Xie Dongliang, Xue Feng, et al. A Simulation Platform to Support Researches on Cyber-Physical-Social Systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10):138-148.

[24]Wen Yan, Cai Bin, Yang Xinxin, et al. Quantitative analysis of China's Low-Carbon energy transition[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 119: 105854.

[25]Cai Bin, Xue Yusheng, Fan Yue, et al. Optimization on Trans-regional Electricity Transmission Scale of China's Western Renewable Energy Base: The case study of Qinghai Province[C]. 2nd International Symposium on Architecture Research Frontiers and Ecological Environment. Guilin, China. 2020.

[26]Yang Xinxin, Cai Bin, Xue Yusheng, et al. Quantitative assessment of clean transition of GenCo considering other participants' generation investment[J]. Energy Procedia, 2019, 156: 23-27.

[27]Katharine Ricke, Laurent Drouet, Ken Caldeira, et al. Country-level social cost of carbon [J]. Nature Climate Change, 2018, 8, 895-900.

[28]OECD, NEA. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. [R]. OECD Publishing, Paris.2019.

# 附录 A

表 A1 仿真起始年已有煤电对象的主要参数  
**Tab. A1 Main parameters of coal power generation units**

机组名称	投运年份	装机容量 (MW)	煤耗 (g/kWh)	机组名称	投运年份	装机容量 (MW)	煤耗 (g/kWh)
Coal001	1991	1000	335	Coal028	2007	2500	302
Coal002	1992	1300	334	Coal029	2007	13000	302
Coal003	1993	1700	332	Coal030	2008	2500	300
Coal004	1994	2000	330	Coal031	2008	14500	300
Coal005	1995	2500	328	Coal032	2009	2500	298
Coal006	1996	1000	325	Coal033	2009	16000	298
Coal007	1996	2000	325	Coal034	2010	2500	296
Coal008	1997	1000	323	Coal035	2010	17500	296
Coal009	1997	2500	323	Coal036	2011	3750	294
Coal010	1998	1000	321	Coal037	2011	18250	294
Coal011	1998	3000	321	Coal038	2012	3750	293
Coal012	1999	1000	319	Coal039	2012	20250	293
Coal013	1999	3500	319	Coal040	2013	3750	291
Coal014	2000	1000	317	Coal041	2013	22250	291
Coal015	2000	4000	317	Coal042	2014	3750	289
Coal016	2001	1500	315	Coal043	2014	24250	289
Coal017	2001	5000	315	Coal044	2015	3750	287
Coal018	2002	1500	313	Coal045	2015	26250	287
Coal019	2002	6500	313	Coal046	2016	5250	285
Coal020	2003	1500	311	Coal047	2016	23750	285
Coal021	2003	8000	311	Coal048	2017	5250	283
Coal022	2004	1500	308	Coal049	2017	22750	283
Coal023	2004	9500	308	Coal050	2018	5250	281
Coal024	2005	1500	306	Coal051	2018	21750	281
Coal025	2005	11000	306	Coal052	2019	5250	279
Coal026	2006	2500	304	Coal053	2019	20750	279
Coal027	2006	11500	304	Coal054	2020	5250	277
/	/	/	/	Coal055	2020	19750	277

表 A2 各电源不同参透率水平下的单位系统成本 (元/兆瓦时)  
**Tab. A2 Unit system cost by power type at different penetration levels (Yuan/MWH)**

发电技术类型	煤电		气电		陆上风电		海上风电		光伏		水电		核电	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
参透率水平	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
低系统成本情景	3.2	3.2	2.4	2.4	114.1	138.9	143.6	197.8	103.7	197.9	5.9	5.1	12.0	9.8
中系统成本情景	6.9	6.9	3.6	3.6	130.9	197.7	210.8	269.5	267.7	375.5	8.7	8.3	15.7	14.4
高系统成本情景	9.4	9.4	3.9	3.9	143.3	307.0	251.9	317.7	405.2	580.7	11.7	10.9	21.7	19.3