

中国电力行业低碳路径分析

模型构建及情景研究

报告摘要

中国能源模型论坛主题研究 1 (CEMF01)

2017 年 9 月

CEMF01 之电力行业模型分析

中国电力行业低碳路径分析模型构建及情景研究

报告摘要

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心 (NCSC) 团队

刘强 (NCSC 战略规划部主任)

郑晓奇 (NCSC 助理研究员)

赵旭晨 (NCSC 助理研究员)

陈怡 (NCSC 助理研究员)

中国能源模型论坛 (CEMF)

清华大学

【编者按】随着《巴黎协定》的达成，全球应对气候变化的框架初步形成。我国正处于新的五年规划阶段，面临着来自经济增长、能源资源约束以及环境治理方面的重重考验。如何在经济发展、能源消费与环境保护之间更好地决策，如何为决策提供坚实的科学支持和指导，都是当前面临的问题。中国能源模型论坛旨在运用并比较多种不同的能源经济模型，分析适合中国国情的能源及环境目标，探讨目标实现过程中的成本、相关效益及风险问题，明确影响目标实现的主要因素。

中国能源模型论坛主题研究一（CEMF01）于 2015 年底启动，研究主题为“巴黎协议，十三五规划目标和碳排放峰值-多模型比较研究”。CEMF01 基于自上而下的 CGE 模型和自下而上的模型，包括覆盖全经济、全行业范围的，和侧重于单行业的模型。为实现研究目标，CEMF 委托国内知名模型团队开展了相应研究，包括：

- 国家信息中心团队的 SIC-CGE 模型（全行业分析）
- 中国科学院科技战略咨询研究院团队的 CAS-PIC-Macro 模型（全行业分析）
- 清华大学能源环境经济研究所团队 CHINA-MAPLE 模型（全行业分析）
- 国家信息中心团队的 SIC-IIS 模型（钢铁行业）
- 环境保护部环境与经济政策研究中心团队的 PRCEE-TIMES-Cement 模型(水泥行业)
- 环境保护部环境与经济政策研究中心团队的 PRCEE-LEAP-Transportation 模型(交通行业)
- 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心 NCSC-ELECTRC-TIMES 模型（电力行业）

在此基础上，CEMF 团队完成了《中国碳排放峰值的多模型比较研究（CEMF01）》，主要采用多模型比较的研究方法，在多种情景下对同类模型的排放峰值进行比较，通过建立比较平台，对不同类型模型的结果进行比较，探讨模型之间的关联性、模型情景设定的合理性，分析同类模型结果差异的主要原因，对模型参数设定的科学合理性讨论，提高各个模型的公信力。同时，通过比较和调整校准得各自模型，形成新的、更具研究透明性和可信度的中国碳排放峰值的综合研究成果，供决策部门参考。

本报告的研究工作是在 CEMF 学术委员会的指导下完成的，研究过程中，得到了来自清华大学、国家发展和改革委员会能源研究所、国家应对气候变化战略中心、国家信息中心、环保部环境与经济政策研究中心、国务院发展研究中心、复旦大学、中国矿业大学、冶金工业规划研究院、中国石油和化学工业联合会、交通部科学研究院、中国电力企业联合会、国网能源研究院、中国环境科学研究院、中国农业科学研究院等多家单位的专家学者的大力支持，同时

也离不开 CEMF 秘书处的协调工作。

CEMF 研究报告将陆续刊发 CEMF01 研究成果及各分报告的摘要版本, 供读者参考。如您对本研究有咨询和建议, 请联系北京市清华大学公共管理 615 室, 中国能源模型论坛(100084), 或发送邮件至 cemf@tsinghua.edu.cn。我们的官方网站是 www.cemf.net.cn

目 录

一、背景.....	1
二、碳峰值分析.....	2
三、碳价分析.....	5
四、对策建议.....	8
附件 我国电力行业碳排放情景分析的研究梳理.....	10
图 1 电力行业低碳转型分析模型框架图	2
图 2 不同情景下电力行业碳排放量	4
图 3 不同情景下的发电量结构.....	4
图 4 不同情景下的电力装机容量结构	5
图 5 固定式碳价（左图）和渐增式碳价（右图）的变化区间	5
图 6 固定式碳价对减排情景碳排放量的影响.....	6
图 7 渐增式碳价对参考情景的碳排放量的影响.....	7
图 8 参考情景和 IL150 情景的发电量（左图）和装机容量（右图）对比.....	7
图 9 渐增式碳价和碳减排效果的关系图	8
图 10 不同情景中电力行业碳排放变化趋势比较	11
表 1 三个情景下的主要设定和比较.....	3
表 2 不同情景电力行业碳排放量达峰情况	10

一、背景

随着《巴黎协定》的达成，世界各国正朝着低排放和气候适应型社会转型，低碳发展逐渐成为大多数国家发展道路的选择。我国政府 2016 年发布了《强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献》，提出全国二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值并争取尽早达峰，为实现上述目标，必须大力推动我国经济社会的低碳转型，而能源行业的低碳转型更是其中的重中之重。

电力行业是我国碳排放量最大、消费非化石能源最多的行业，据初步测算，2015 年电力行业碳排放约为 35.5 亿吨 CO₂，占全国能源消费碳排放量的 38 左右%，只有实现电力行业的低碳转型，才能从根本上改变我国能源系统的高碳特征，并带动终端行业的低碳化。随着碳排放目标约束的增强，我国政府针对电力行业出台了多项政策和措施来改善能源结构、提高能源效率，取得了显著成效。2015 年，我国非化石电力装机容量达到 5.2 亿千瓦，比 2005 年水平翻了两番；火电单位供电煤耗为 315 克标煤/千瓦时，比 2005 年水平下降了 14.9%。然而不容忽视的是，电力行业碳排放量仍呈继续增加趋势，2005 年到 2015 年的十年间，电力行业碳排放量从 21 亿吨增长到 35.5 亿吨，增加了 69%。为此，国家应对气候变化战略研究

和国际合作中心（以下简称“国家气候战略中心”，NCSC）和美国环保协会（以下简称 EDF）合作开发了中国电力行业低碳路径分析模型，对电力行业的多种碳排放情景进行了比较分析，并在此基础上对电力行业碳排放控制的目标、实现路径、关键政策及其效果等开展了深入分析。

中国电力行业低碳路径分析模型以 TIMES（The Integrated MARKAL-EFOM System）模型为平台构建，是一个针对电力系统的动态线性优化模型。模型由未来的电力需求驱动，在满足一次能源供应总量约束、工艺的容量限制和生产运行限制、污染物排放约束以及使用者自定义约束等限制条件下，按照线性规划方法，得出不同情景设定下电力系统的成本最小技术组合，进而计算得到各情景下电力系统的能源消费和碳排放量。中国电力行业低碳路径分析模型（以下简称“电力行业模型”）以 2010 年为基准年，以 2050 年作为目标年，研究步长为 1 年；模型考虑了原煤、石油、天然气、核能、水能、风能、太阳能、生物质能和地热能等共 9 种能源载体；模型共包括 201 种技术，能对碳排放峰值以及碳价等政策效果进行模拟。

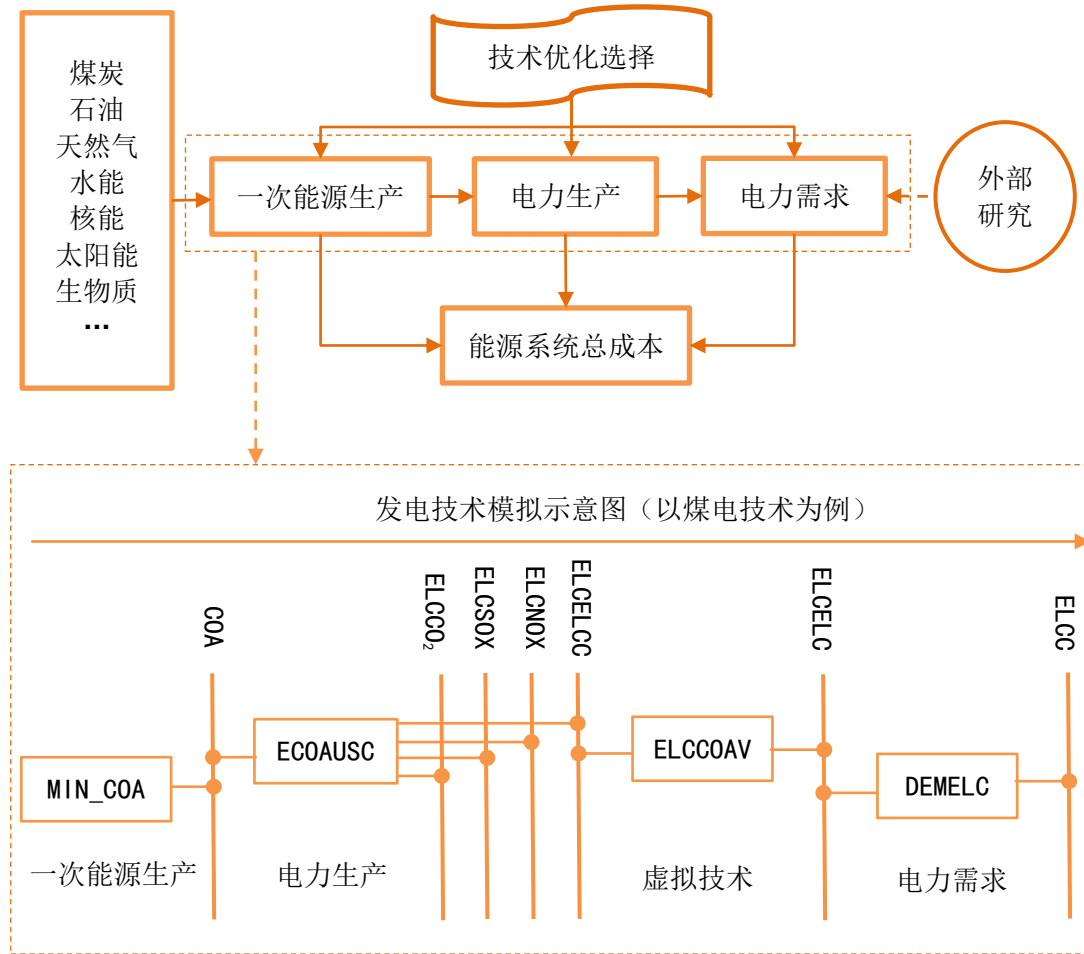


图 1 电力行业低碳转型分析模型框架图

二、碳峰值分析

本研究设定了基准情景、减排情景和深度减排情景，通过比较不同情景下碳排放的变化，识别出电力行业的不同碳排放达峰路径及政策影响。基准情景下，电力行业将继续沿用我国“十一五”、“十二五”以来的节能和非化石能源发展态势，不再附加额外强化控制目标。减排情景下，电力行业将强化节能减排政策，加大对落后燃煤机组的淘汰

和替换力度，同时强化非化石能源电力的发展。深度减排情景下，电力行业将实施更为严格的碳排放约束，强化对煤电装机总量控制，加强可再生能源电力的规模化发展。三个情景下，电力需求侧管理的力度将不断强化，到 2050 年基准、减排和深度减排情景的人均用电量将分别为 8500、7500 和 7000 千瓦时。三个情景的主要设定见表 1。

表 1 三个情景下的主要设定和比较

	基准情景	减排情景	深度减排情景
碳排放控制目标	2020 年国家碳排放约束目标；2020 年后无额外碳排放约束目标	2030 年前按照国家碳排放约束目标；碳排放总量约束力度加强	强化碳排放总量控制；推动碳排放尽早达峰
电力需求侧管理	适度的电力需求侧管理；2020、2030、2050 年电力需求量达到 7.0、9.0、11.5 万亿千瓦时，人均用电量分别达到 5000、6300、8500 千瓦时	积极的电力需求侧管理；2020、2030、2050 年电力需求量达到 6.8、8.3、10.2 万亿千瓦时，人均用电量分别为 4800、5800、7500 千瓦时	高效的电力需求侧管理；2020、2030、2050 年电力需求量达到 6.5、7.7、9.5 万亿千瓦时，人均用电量分别为 4600、5400、7000 千瓦时
电力生产侧管理	2020 年政府制定的非化石发展目标；相对宽松的煤电装机约束；适度的可再生能源装机发展目标	2020 年政府制定的非化石发展目标；适度严格的煤电装机约束；积极的可再生能源装机发展目标	2020 年政府制定的非化石发展目标；最严格的煤电装机约束；强化的可再生能源装机发展目标

模型分析结果显示，基准情景下，电力行业碳排放量在 2030 年前呈快速增长趋势，到 2030 年左右开始稳定，之后缓慢增加，2040 年左右达到峰值 48.6 亿吨 CO₂，到 2050 年降为 48 亿吨 CO₂；减排情景下，电力行业碳排放量增速有所放缓，在 2027 年左右达到峰值 40.9 亿吨，之后快速下降，到 2050 年降为 37.6 亿吨 CO₂；深度减排情景下，电力行业碳排放量在 2024 年左右达到峰值 39.2 亿吨 CO₂，随后快速下降，到 2050 年降为 35 亿吨 CO₂。

总的来说，电力行业碳排放达峰时间跨度较大，峰值出现的早晚取决于几项关键措施的力度，包括电力需求侧管理、煤电限制、可再生能源发展等，如果措施得当，可以在经济有效的条件下实现碳排放在 2025 年前达峰。电力行业碳排放峰值的水平随着达峰年也有所区别，达峰越早，峰值越低，峰值水平在 40-48 亿吨 CO₂ 的范围，即相比 2015 年的碳排放量（约 35.5 亿吨 CO₂），电力行业仅有 5-13 亿吨 CO₂ 的增量空间，即可以增长 14%-35%。

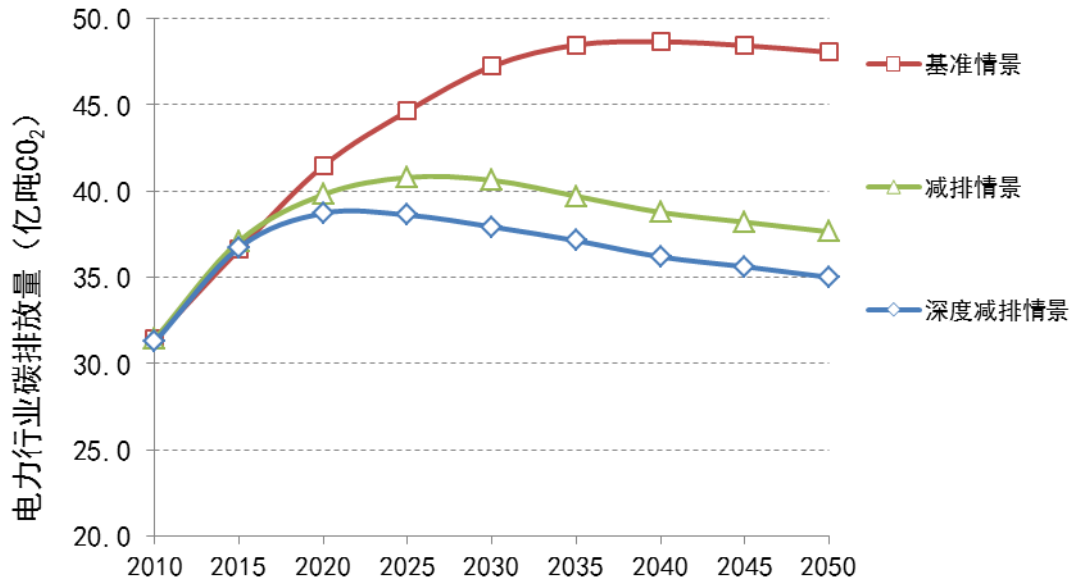


图2 不同情景下电力行业碳排放量

三个情景下的电源结构有很大差异。就非化石发电量占比而言,2010年时为20.6%,在基准、减排和深度减排情景下,到2020年将分别上升到29.0%、29.6%和30%,到2030年分别上升到35.0%、42.8%和41.7%,到2050年则分别增至45.9%、55.8%和56.8%。就非化石电力装机而言,三个情景下到2020年都将达到7亿千瓦以上,占总电力装机容量的比重约39%。到2030年时,基准、减

排和深度减排情景下的非化石电力装机将分别达到9.3亿千瓦、10.6亿千瓦和11亿千瓦,在总电力装机中的比重分别为42.4%、47.5%和49.8%。到2050年则分别达到55.4%、65%和66.3%。对比三个情景可以发现,即使在基准情景下,电力行业结构优化趋势也十分显著,到2050年非化石电力装机占比将超过55%,发电量占比将超过46%。

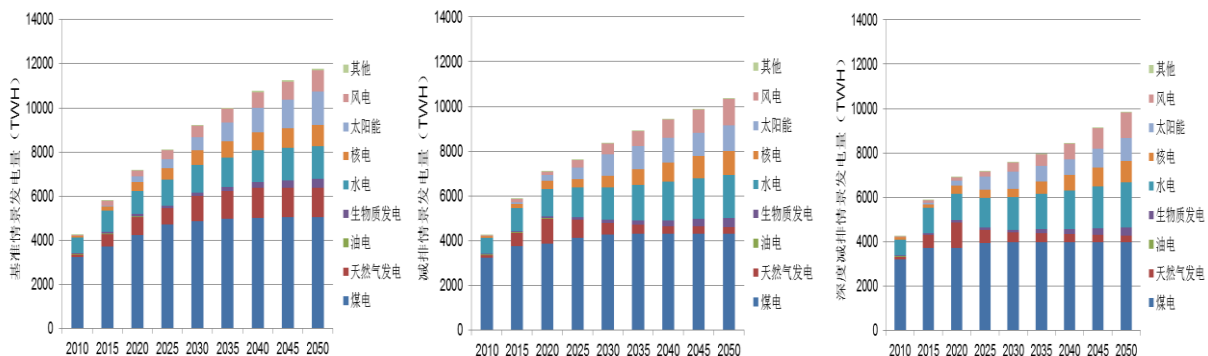


图3 不同情景下的发电量结构

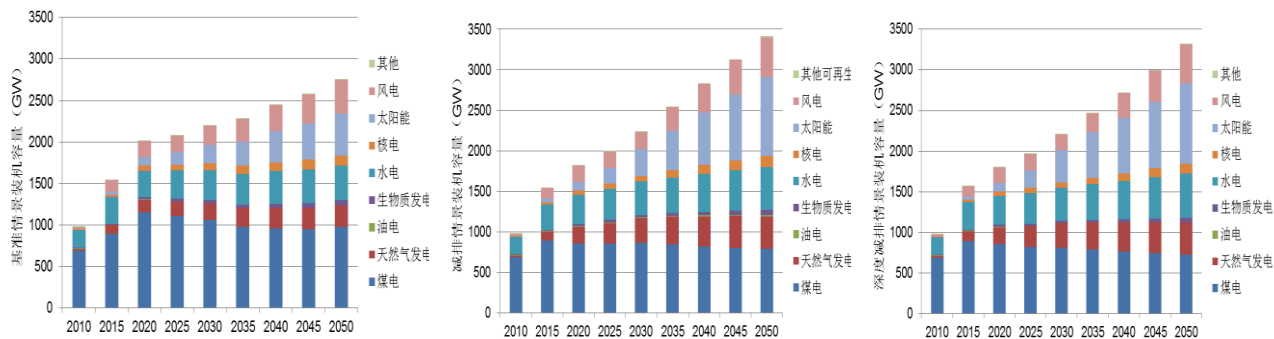


图 4 不同情景下的电力装机容量结构

三、碳价分析

本研究选用前述的减排情景作为参考情景，在其基础上引入不同水平的碳价，进而评估碳价对电力行业碳排放的影响。研究中采用了两种碳价的引入方式，一种是固定式碳价，即在 2017 年引入某一固定碳价，并在此之后碳价保持不变。研究中在 0-200 元/吨 CO₂ 范围内选取了多个水平的碳价进行了评估，分别为 0、10、25、30、40、50、60、70、80、90、100、125、150、175、200 元/吨 CO₂；另一种是线性渐增式碳价，即将 2017 年初始碳价设定为 30 元/吨 CO₂，随后碳价逐年递增，到 2050 年分别增加至 50、75、100、125 和 150 元/吨 CO₂，相应情景分别为 IL50 情景¹、IL75 情景、IL100 情景、IL125 情景、IL150 情景。

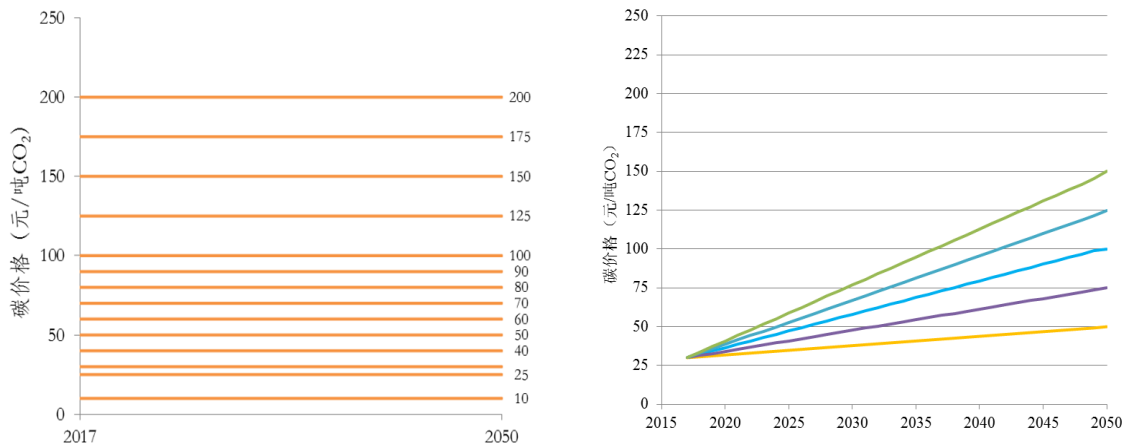


图 5 固定式碳价（左图）和渐增式碳价（右图）的变化区间

¹ IL 指 Increase Linearly，即线性增加

固定式碳价情景的分析结果表明，当碳价低于 10 元/吨 CO₂ 时，对电力行业碳排放量基本无影响；当碳价高于 25 元/吨 CO₂ 时，碳价所带来的减排效果开始显现，且随着碳价增加减排效果逐渐增大；当碳价在 70 元-100 元/吨 CO₂ 时，碳减排效果有显著增强；当碳价高于 100 元/吨 CO₂ 时，将大幅推动 CCUS 等低碳技术的应用，从而导致碳排放量在一定时间节点后大幅下降，如碳价

达到 125 元/吨 CO₂ 时，碳排放量在 2035 年左右出现大幅下降，而当碳价达到 150 元/吨 CO₂ 时，碳排放量在 2020 年左右就出现大幅下降。通过上述比较可以发现，当碳价低于 100 元/吨 CO₂ 时，碳价主要影响电力行业峰值水平，对峰值出现的早晚影响较小；当碳价高于 100 元/吨 CO₂ 时，碳价即影响峰值水平也影响峰值的早晚，碳价越高，峰值越低且峰值越早。

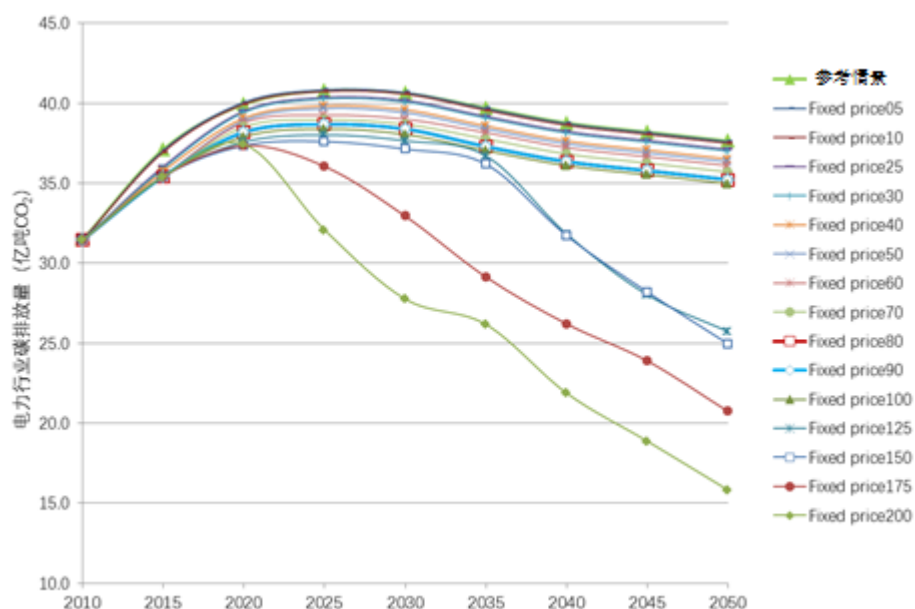


图 6 固定式碳价对减排情景碳排放量的影响

渐增式碳价情景的分析结果表明（见图 7），随着碳价递增，碳减排量也逐渐增加。相比参考情景，IL50 情景下到 2020 年、2030 年和 2050 年可分别减排 1.7%、1.9%和 2.2%。IL75 情景和 IL100 情景下的碳排放变化趋势和 IL50 情景较为接近。在 IL125 情景下，2020 年、2030 年和 2050 年可分别减排 2.5%、3.5%

和 27.5%。在 IL150 情景下，2020 年、2030 年和 2050 年可分别减排 3.0%、4.2%和 36.6%。

对比 IL150 情景和参考情景发现，在高碳价下，无论是发电结构还是装机机构都有显著优化。在 IL150 情景下，2020 年、2030 年和 2050 年煤电发电量占比分别为 51.8%、48.6%和 39.2%，分别比参考情景低 2.6、2.5 和 2.3 个百分点，而非化石发电量占比分别

为 31.0%、45.0%和 58.1%，分别比参考情景高 1.4、2.3 和 2.3 个百分点。IL150 情景相下

发电装机结构的变化也基本类似。（见图 7）

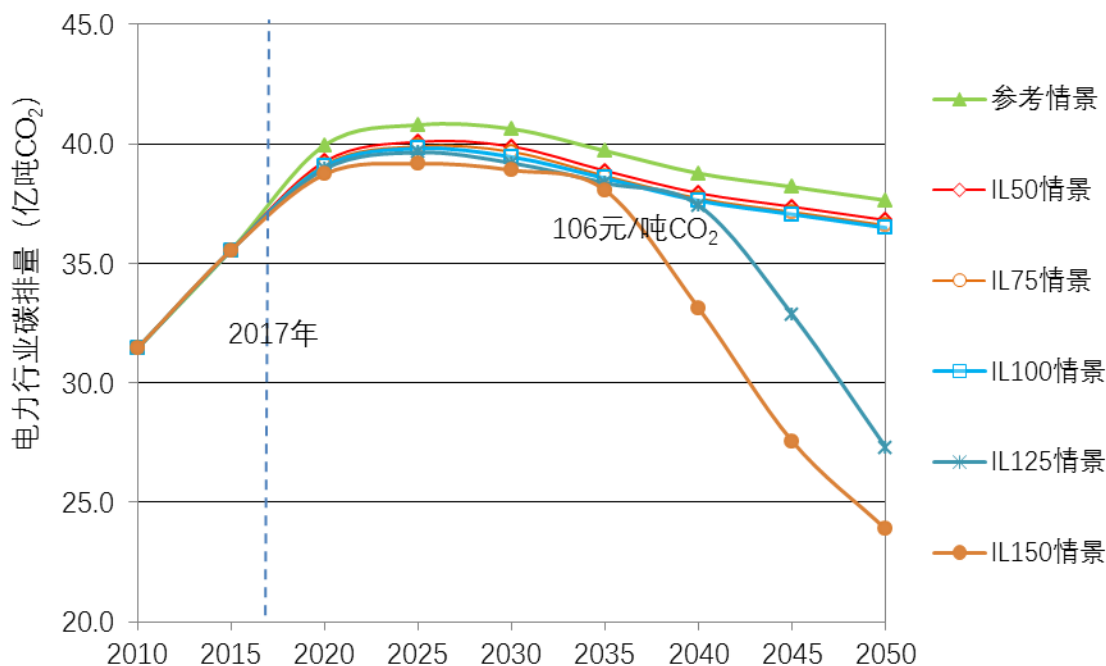


图 7 渐增式碳价对参考情景的碳排放量的影响

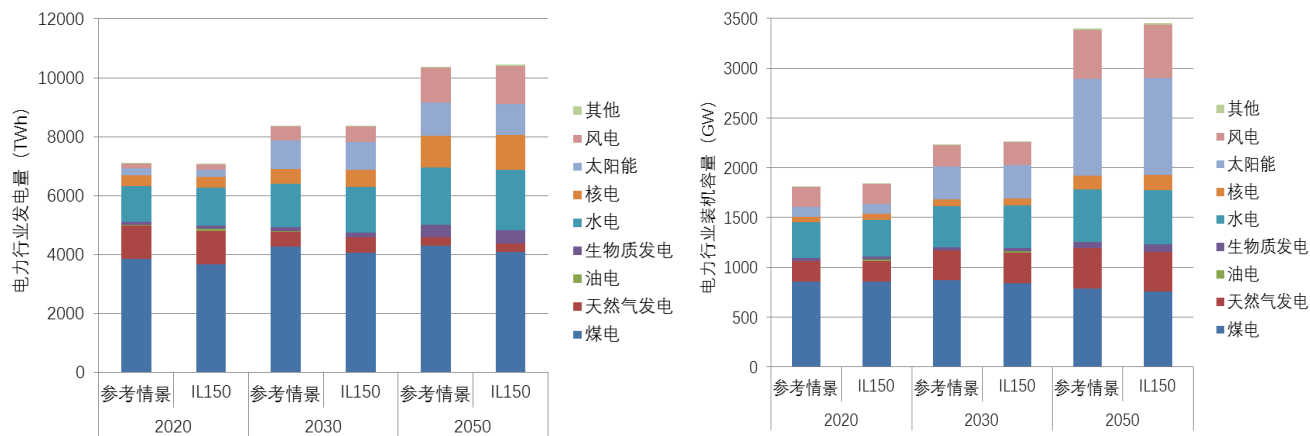


图 8 参考情景和 IL150 情景的发电量（左图）和装机容量（右图）对比

分析不同碳价和碳减排效果的关系（见图 8）可以发现：当平均碳价低于 100 元/吨 CO_2 时，碳减排效果随着碳价递增而缓慢增加，但减排效果在 5% 以下。如 IL50 情景、

IL100 情景和 IL150 情景在 2030 年时的碳价水平分别为 38、58 和 77 元/吨 CO_2 ，相比参考情景的碳减排率分别为 1.8%、2.9%和 4.3%。当碳价超过 106 元/吨 CO_2 时，碳减排效果

随着碳价递增而快速增加，且碳减排率普遍在 15% 以上。当碳价达到 150 元/吨 CO₂ 时，碳减排率可高达 36%。通过分析还可以发现，当碳价低于 106 元/吨 CO₂ 时，碳减排贡献

主要来自于非化石能源的发展，而当碳价高于 106 元/吨 CO₂ 时，碳减排贡献更多来自于 CCUS 技术的应用。

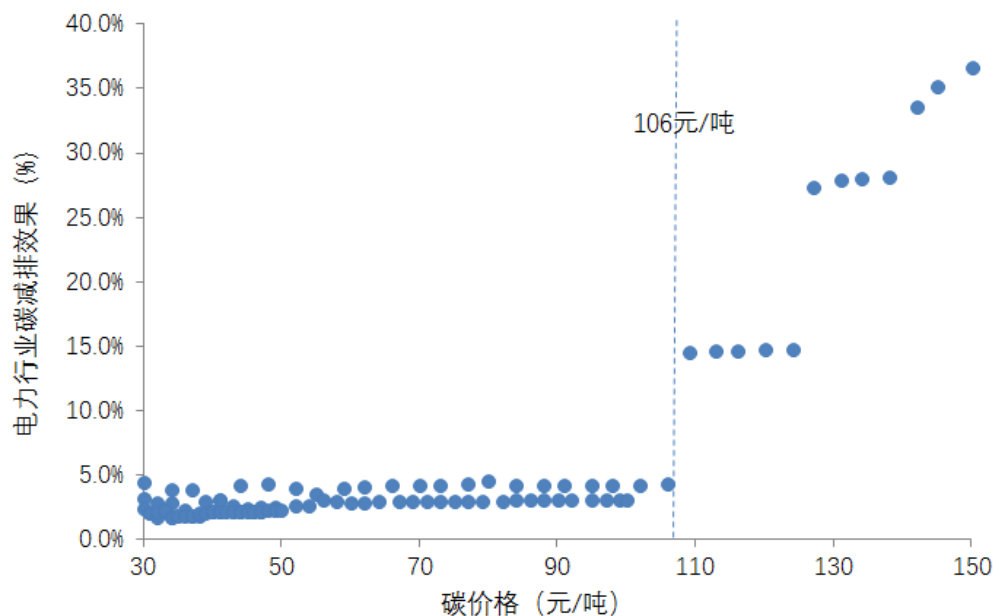


图 9 渐增式碳价和碳减排效果的关系图

四、对策建议

电力行业碳排放达峰对我国实现 2030 年的碳排放峰值目标起着重要的作用。本文基于对电力行业多种碳排放情景的分析，提出了推动电力行业低碳发展的政策建议，具体如下。

一是积极发展非化石能源，新增能源需求主要靠非化石能源补足。2020 年前，加快可再生能源创新式发展，尽快使其形成可与化石能源相竞争的价格；2020—2030 年，逐步形成可再生能源相对于化石能源的技术和市场优势，非化石能源发展进一步提速；

2030—2050 年，推动风能和太阳能发电等实现规模化发展，到 2050 年非化石能源发电比重达到 55% 以上。

二是优化火电发电结构，促进煤电清洁高效发展。一方面，优化火力发电结构，做好存量清洁化、增量先进化，严格控制新增煤电规模，2020 年控制煤电装机容量不超过 11 亿千瓦。另一方面，严格执行《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》和《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》，提高煤电发电效率，到 2020 年全国

煤电机组平均供电煤耗要至少降至 310 克标煤/千瓦时，推动电力行业在 2030 年之前碳排放达峰。

三是推动可再生能源电力的跨区域输送和技术保障。一方面，要从机制上破除跨区域输送可再生能源电力的障碍，为跨省输送可再生能源电力提供有效激励，做好电源电网之间的协调，确保可再生能源电力能输送到负荷中心；另一方面，加大对大规模可再生能源发电并网、储能技术、电动汽车充电技术、智能电网等技术的研发示范和应用，

强化电网建设，加强煤电机组灵活性改造，从技术上为可再生能源的规模化利用提供保障。

四是加大对 CCUS 技术的重视及支持力度。将 CCUS 技术的示范和商业化应用与国家政策导向紧密相连，通过在国家层面建立完善的 CCUS 相关法律法规、制定可行的发展规划与技术路线图、出台一系列优惠政策，拓宽 CCUS 技术发展的融资渠道，最终实现 CCS 技术的突破式发展和规模化商业利用。

附件 我国电力行业碳排放情景分析的研究梳理

近年来，国内外研究机构针对我国电力行业何时达峰等问题开展了大量的研究，提出了不同的电力行业碳排放达峰路径。

国内外研究机构根据研究需求，假设了不同的研究目标、技术参数、情景定义，模拟出的电力行业碳排放量变化趋势存在较大区别，主要包括峰值年和峰值的不同。在峰值年方面，部分研究机构在其提出的参考情景（一般指按照既有政策照常发展的情景，也可称为基准情景）中电力行业无法实现碳排放峰值，在政策情景（一般指相比参考情景实施了某种政策）下可以实现碳排放峰值。不同研究机构对电力行业何时达峰有不同

判断。部分研究机构如北京大学判断电力行业碳排放达峰将在 2030 年之后，大多数研究机构判断电力行业可以在 2030 年之前实现碳排放达峰，甚至可以在 2020 年左右达峰，具体可见表 2。在峰值方面，少数研究机构认为电力行业碳排放峰值将超过 50 亿吨，如北京大学；多数研究机构认为电力行业可以在 40-50 亿吨范围实现达峰，如国家气候战略中心、美国西北太平洋实验室、美国劳伦斯-伯克利国家重点实验室和清华大学等；个别研究机构认为电力行业在一定的条件下可以在 40 亿吨以下实现达峰，如 LBNL 等。

表 2 不同情景电力行业碳排放量达峰情况

情景	规划期	碳排放峰值年	峰值水平 (亿吨)
NCSC-基准情景	2050	2040 前后	46
NCSC-减排情景	2050	2027	41
NCSC-深度减排情景	2050	2024	39
PNNL-参考情景	2050	NO	NO
PNNL-INDC 情景	2050	2030	47
LBNL-参考情景	2050	2032	43
LBNL-CCS 基础情景	2050	2030	40
LBNL-效率情景	2050	2019	29
IEA-Current policy	2040	NO	NO
IEA-New policy	2040	NO	NO
IEA-450 policy	2040	2020	43.5
清华大学	2050	2035	40
能源所-基准情景	2030	NO	NO

情景	规划期	碳排放峰值年	峰值水平 (亿吨)
能源所-低碳情景	2030	NO	NO
能源所-强化低碳	2030	2020	33
国家电网能源研究院	2050	2025	54
北京大学-低情景	2050	2031	52
北京大学-高情景	2050	2034	60

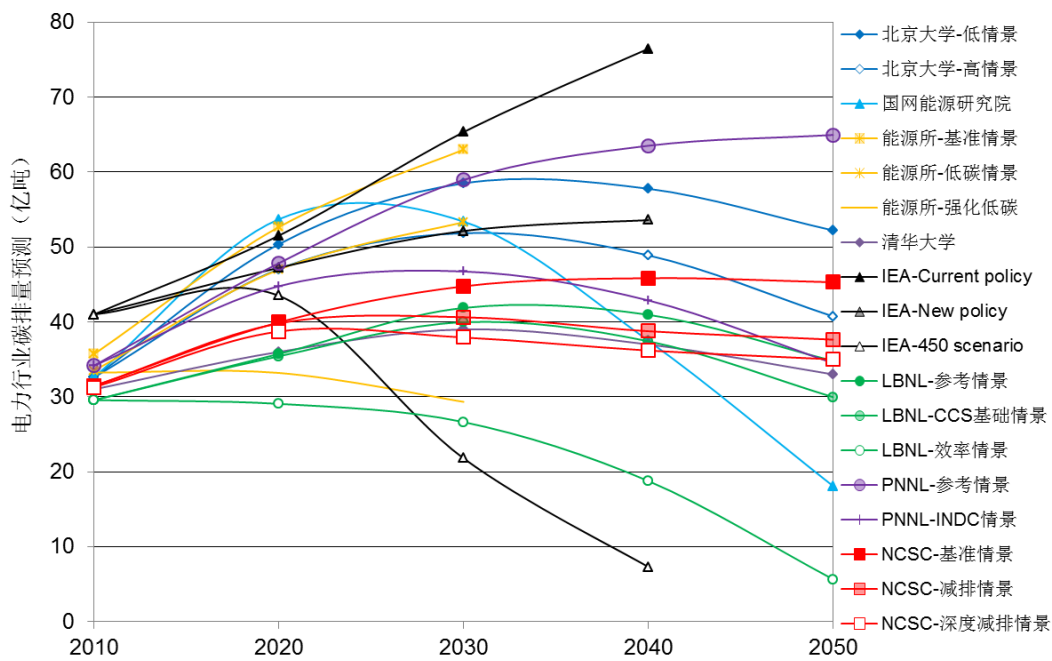


图 10 不同情景中电力行业碳排放变化趋势比较

中国能源模型论坛（CEMF）由清华大学公共管理学院、清华大学产业发展与环境治理研究中心（CIDEG）与美国环保协会（EDF）共同发起成立，旨在为国内外能源、经济、环境和人类健康模型团队提供对话互动和观点交流的平台，为决策者和其他群体理解各类模型创造机会，共同推动中国能源与环境模型的能力建设，提升中国能源、环境与经济领域的科学决策水平。

The China Energy Modeling Forum (CEMF), initiated jointly by the School of Public Policy and Management at Tsinghua University, the Center for Industrial Development and Environmental Governance (CIDEG) at Tsinghua University and Environmental Defense Fund (EDF), is a platform for domestic and international modeling professionals working in energy, economic development, environment, human health and climate change fields to exchange and refine modeling ideas—and for non-technical policymakers and investors to improve their understanding of the strengths and weaknesses of different models in different applications. It aims to enhance capacity building of Chinese modeling teams, increase credibility of models and strengthen scientific policy development and decision making in the fields of environment, energy and economy with the support of modeling.

中立 Neutrality

协同 Synergy

独立 Independence

透明 Transparency



CHINA
ENERGY MODELING
FORUM

地址(Address): 清华大学公共管理学院615室
Room 615, School of Public Policy and Management, Tsinghua
University, Beijing, P.R. China, 100084
电话(Tel): 86-10-62789263 传真(Fax): 86-10-62772497
邮箱(E-mail): cemf@tsinghua.edu.cn
网站(Website): <http://www.cemf.net.cn>