

碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展

周淑慧 王军 梁严

中国石油规划总院

摘要：中国 2060 前实现碳中和目标的提出必将带来能源供需结构的深刻变革。作为清洁低碳化石能源，天然气未来的发展前景如何，是否也面临着市场萎缩的局面？“十四五”中国天然气行业该如何发展？为了解答上述疑问，首先溯源 IPCC 等相关报告，认为对中国碳中和目标比较准确的理解应是 2060 年前实现 CO₂ 中和，而不是实现全部温室气体中和——这一理解符合《巴黎协定》2℃ 温升控制目标；进而调研国内外知名研究机构发布的相关成果报告，采用能源—经济—环境协同模型（LEAP 模型）设定情景参数，研判碳中和目标下中国天然气市场的发展空间和发展重点。研究结果表明：①未来 15 年中国天然气市场仍将处于稳定增长期，天然气消费量 2035 年左右达到峰值 6 500×10⁸ m³，之后有 5~10 年的平台期，2050 年下降至 5 500×10⁸ m³，2060 年仍有 4 300×10⁸ m³ 的发展空间；②到 2025 年国内各类天然气资源量有望达到 2 500×10⁸ m³，为满足 4 500×10⁸ m³ 的市场需求量还需进口 2 000×10⁸ m³，天然气对外依存度接近 45%；③天然气储运体系建设的重点一是加快国家级干线管道建设，二是压实责任补齐储气能力短板，三是完善区域管网，打造“全国一张网”；④天然气市场体系建设重在压实储气调峰与保供责任，加强对中间环节的监管，建立健全设施公平开放运营相关制度规范，推进地方管网改革融入“一张网”统筹调度。最后建议：①碳中和战略下，能源企业要准确把握所处行业的发展前景，积极拥抱碳中和；②油气企业须加快业务转型升级，谋划并加快推进新能源、新产业发展；③建立和谐天然气生态圈，实现上中下游协同高效发展；④构建天然气与可再生能源融合发展的新模式；⑤统筹解决历史长协问题，促进天然气行业健康可持续发展。

关键词：碳中和；“十四五”规划；天然气行业发展；资源供应；基础设施；市场；建议

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.02.020

Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality

ZHOU Shuhui, WANG Jun, LIANG Yan

(PetroChina Planning and Engineering Institute, Beijing 100083, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.2, p.171-182, 2/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The proposal of 2060 carbon neutrality goal will inevitably result in profound change of its energy supply and demand structure. As a kind of clean low-carbon fossil energy, how is the future development of natural gas? Is it also facing a shrinking market? How will China's natural gas industry be developed during the "14th Five-Year Plan"? To answer these questions, this paper firstly reviewed the relevant reports, e.g. IPCC. It is indicated that the correct understanding on China's goal of carbon neutrality should be to achieve carbon dioxide neutrality before 2060 instead of all greenhouse gases. This understanding is in line with the Paris Agreement's 2℃ temperature rise control goal. Then, the relevant achievement reports issued by domestic and foreign well-known research institutions were investigated, and scenario parameters were set by using the energy-economy-environment collaborative model (LEAP model) to study the development space and focus of China's natural gas market under the goal of carbon neutrality. And the following research results were obtained. First, China's natural gas market will be still in the period of stable growth in the next 15 years, and the natural gas consumption will reach the peak of 6 500×10⁸ m³ in 2035, followed by a platform period of 5-10 years, and then drop to 5 500×10⁸ m³ in 2050. And there is still a development space of 4 300×10⁸ m³ in 2060. Second, it is expected that, the amount of all natural gas resources in China will reach 2 500×10⁸ m³ in 2025, and in order to meet the market demand of 4 500×10⁸ m³, 2 000×10⁸ m³ natural gas shall be imported, which indicates that the import dependence of natural gas is 45%. Third, the key points to construct the natural gas storage and transportation system include accelerating the construction of national trunk pipeline, intensifying the responsibility to make up the short board of gas storage capacity and improving the regional pipeline network to build up "one national network". Fourth, the construction of the natural gas market system focuses on intensifying the responsibilities of peak shaving and supply guarantee, strengthening the supervision of intermediate links, establishing and improving the relevant systems and norms for the fair and open facility operation and promoting the reform of local pipeline network into the overall scheduling of "one network". Finally, several suggestions were put forward as follows. (1) According to the strategy of carbon neutrality, energy enterprises shall accurately grasp the development prospect of their industries and actively embrace carbon neutrality. (2) Oil and gas enterprises shall speed up business upgrading and transformation and plan and accelerate the development of new energy and new industries. (3) A harmonious ecosystem of natural gas shall be established to realize the coordinated and efficient development of upstream, mid-stream and downstream. (4) A new mode of integrated development of natural gas and renewable energy shall be constructed to promote the utilization of natural gas to a new level. (5) The problem shall be comprehensively solved of long-term natural gas SPA signed in history to promote the healthy and sustainable development of natural gas industry.

Keywords: Carbon neutrality; China; 14th Five-Year Plan; Natural gas industry development; Resource supply; Infrastructure; Market; Suggestion

作者简介：周淑慧，女，1971 年生，正高级工程师；主要从事天然气发展战略、规划和市场等方面的研究工作。地址：(100083) 北京市海淀区志新西路 3 号。ORCID: 0000-0002-1419-3910。E-mail: zhoushuhui@petrochina.com.cn

0 引言

2020 年 9 月 22 日, 习近平总书记在第 75 届联合国大会上宣布中国将增加自主减排贡献, 力争二氧化碳 (CO₂) 排放 2030 年前达到峰值, 2060 年前实现碳中和。鉴于超过 85% 的 CO₂ 排放量来自能源活动, 碳中和战略将深刻改变我国能源的消费结构, 必须加快向绿色低碳能源转型的步伐。

天然气是最为清洁的化石能源, 碳达峰与碳中和战略对其发展会带来怎样的影响? 近中期及远期还有多大的市场发展空间, 中国是否与全球同步达到峰值, 峰值水平是多少? 达到峰值后又呈现怎样的走势? 这些问题直接关系到行业今后的发展前景, 关系到企业上游勘探开发投入及基础设施建设的积极性, 非常有必要进行探讨。基于上述问题的判断, 笔者重点展望了中国“十四五”天然气产供储销体系建设部署, 提出了政府相关主管部门、能源及油气企业需要重点关注的问题及促进行业健康可持续发展的建议。

1 对我国 2060 年碳中和目标的认识

碳中和、净零排放、气候中性作为舶来词, 社会各界对其内涵还不是很清楚, 认识上有点混乱, 有必要追根溯源。根据联合国政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 2018 年 10 月发布的特别报告《Global Warming of 1.5 °C》^[1], 碳中和的英文表达为 Carbon Neutrality, 指一个组织一年内的 CO₂ 排放量通过移除技术应用达到平衡, 也称 CO₂ 净零排放 (Net-Zero CO₂ Emission)。净零排放的英文表达为 Net-Zero Emission, 指一个组织一年内所有温室气体排放量与移除量达到平衡, 而温室气体除 CO₂ 之外, 还有氧化亚氮、氟利昂、甲烷等, 核算时均以 CO₂ 当量计算。气候中性的英文表达为 Climate-Neutrality, 指一个组织的活动对气候系统未产生净影响, 该定义考虑了区域或局部的地球物理效应, 如航空业中非 CO₂ 排放辐射效应影响。三者的主要区别在于, “碳中和”目标只与 CO₂ 有关, “净零排放”目标则包括所有温室气体, 而“气候中性”目标则考虑其他地球物理效应的影响。基于 IPCC 对碳中和的定义, 对中国 2060 年碳中和目标比较准确的理解应是争取在 2060 年前实现 CO₂ 中和, 而不是所有温室气体的中和。

近几年中国温室气体排放绝对量及构成鲜见公布, 相关报告一般多提及单位 GDP 排放量相对下降

情况, 如在《新时代的中国能源发展》白皮书中^[2], 2019 年中国的碳排放强度比 2005 年下降了 48.1%。据 2019 年 6 月中国政府向《联合国气候变化框架公约》秘书处提交的《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告》^[3], 2014 年中国温室气体排放总量为 123.01×10⁸t (不包括碳汇), 相对 2010 年增加了 16.8%; 其中 CO₂ 排放量约 102.75×10⁸t, 占温室气体总排放量的 83.5% (图 1)。据麦肯锡 2020 年 6 月发布的《应对气候变化: 中国对策》^[4] 报告估算: 2016 年中国温室气体净排放量为 160×10⁸t CO₂ 当量, 其中 CO₂ 占温室气体总排放量的 62%, 甲烷占 30%, 其他温室气体占 8%。2020 年 10 月清华大学等机构联合发布的《中国低碳发展与转型路径研究》^[5] 报告估算: 2020 年中国温室气体净排放量为 130.7×10⁸t, 其中 CO₂ 排放量为 113.5×10⁸t, 占温室气体排放总量的 86.8%。尽管不同机构在温室气体排放总量的估算上有着较大差距, 但都可以看出“碳中和”与“净零排放”二者之间在数据上存在着较大的差异, CO₂ 之外的氧化亚氮 (N₂O)、甲烷 (CH₄) 等温室气体排放占比约 15%。

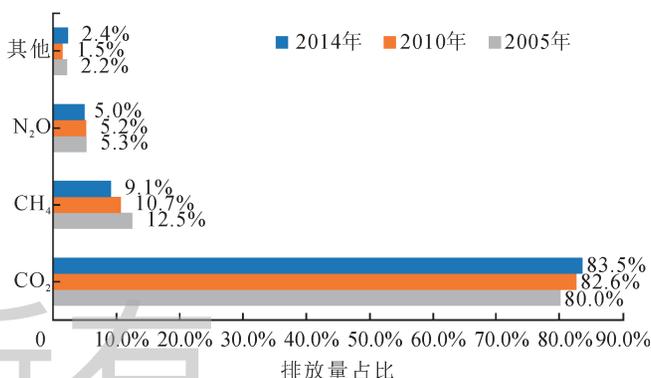


图 1 中国温室气体排放构成图

截至 2021 年 1 月底, 全球有 30 个国家或地区通过正式渠道明确提出碳中和目标, 这些国家或地区的温室气体排放量约占全球的 2/3。欧洲、日韩等发达经济体有的提出碳中和目标, 有的提出温室气体净零排放目标, 时间基本都在 2050 年前后。如 2019 年 12 月欧盟发布的“绿色协议”提出整个欧盟到 2050 年实现温室气体净零排放, 并于 2020 年 3 月将这一目标列入欧洲首部《气候法》草案。世界资源研究所、能源基金会 (美国)、麦肯锡、波士顿、清华大学等机构近期发布的关于中国碳中和的相关研究成果, 大多倡议以实现全球温升 1.5 °C 目标作为各国行动方略, 同时一致认为 2060 年中国碳中和目标与全球实现温升 1.5 °C 的努力一致。中国作为《巴黎

协定》缔约方之一，在温室气体减排上的立场是“共同但有区别的责任”。中国经济发展取得了举世瞩目的成就，年温室气体排放量全球第一，但人均排放居全球第49位，仅为美国的1/2左右。现阶段中国整体上仍处于工业化进程中，产业结构失衡，区域工业化水平差异较大，去产能、调结构需尚需时日，特别是能源供需结构长期以煤为主，实现2060碳中和目标面临巨大压力。基于现实国情，建议“十四五”及远期碳减排相关工作部署以2060年实现CO₂净零排放作为约束，而不是所有温室气体净零排放，以便为未来经济发展留出相对宽松的排放空间，5~10年后再根据各方面的发展情况适时调整自主减排力度。

2 碳中和目标下天然气发展前景

2.1 碳中和目标下全球天然气发展空间

根据IPCC国家温室气体清单指南，煤炭、石油、天然气作为固定源时CO₂排放系数分别为94 600 kg/TJ、77 400 kg/TJ、56 100 kg/TJ，产生相同热值时，天然气燃烧时的CO₂排放量是煤炭的59%，如果进一步考虑锅炉燃烧效率因素，天然气相对煤炭减排量可达50%左右。因此，一方面近中期推进气代煤对实现碳达峰目标有很大的促进作用，另一方面鉴于天然气的含碳化石能源属性，远期碳中和目标下也将逐步被无碳的可再生能源或氢能、核能等新能源替代。国际上有很多机构开展全球能源发展研究，并且大多研究都是基于情景假设思路，如国际能源署的既定政策情景、可持续发展情景、净零排放情景等，不同情景下未来能源消费规模、消费结构具有非常大的差别，不同机构的预测结果也千差万别。为此，笔者在分析对比国内外部分研究机构研究成果的基础上，对全球未来能源需求特别是天然气发展空间给出基本判断。

国际能源署2020年10月发布的最新研究成果报告《World Energy Outlook 2020》^[6]认为，新冠肺炎疫情对全球能源造成的破坏超过了近年来任何其他事件，并且这些影响将持续数十年。全球化石燃料面临极大挑战，在既定政策情景下，煤炭需求量2030年比2019年减少7%，2040年比2019年减少12%，到2040年煤炭在一次能源消费结构中的占比将降到20%以下，相比2019年减少13%；石油发展前景则充满了不确定性，未来十年石油需求增长时代将结束但不会明显下降，可能会维持约10年的平台期；天然气需求量则快速增加，2030年达到 4.6×10^{12}

m³，相对2019年增长15%，增长主要来自中国、印度、中东及东南亚国家，欧洲需求则呈下降趋势，2030—2040年全球天然气需求量将以年均1.2%的速度增加，2040年可增加到 5.2×10^{12} m³，增长主要来自工业领域。不同的政策背景下各类能源需求有极大差异，可持续发展情景下，即接近巴黎协定2.0℃温控目标，2040年全球煤炭、石油消费分别降至2019年的34%、66%，天然气消费在2020年中期达到峰值（约 4.2×10^{12} m³）后缓慢下降，2030年降至2019年的水平，2040年相比2019年减少12%，但印度和中国等发展中经济体由于电力需求的快速增加及煤炭转换，在2040年前仍将稳步增长。

据麦肯锡2021年1月发布的《全球能源展望（2021）》^[7]，参考情景下全球化石燃料总需求可能在2027年达到峰值，其中煤炭需求2014年已经达峰，2050年相对2019年下降40%；石油需求峰值可能会在2029年到达，由于化工原料和航空用油需求，到2050年石油仍将发挥重要作用；天然气是未来10~15年仍然继续增长的化石能源，2037年需求达到峰值（约 4.2×10^{12} m³），相比2017年增加约17%，增长动力主要来自化工、其他工业以及亚洲和美洲非经合组织成员建筑行业的需求，之后因燃气发电从基本负荷提供者向灵活性补充角色转变而下降，但2050年的需求仍比目前高约5%。该报告特别指出，参考情景下全球能源活动相关CO₂排放在2023年到达峰值 330×10^8 t，平台期持续到2030年，2050年比目前减少约25%，但这一趋势意味着全球温升将朝着3.5℃路径发展，距离巴黎协定温升1.5℃轨迹有非常大的差距，需要各国更具雄心加速转型。

《BP世界能源展望：2020年》^[8]快速转型情景下，即与巴黎协定2.0℃温升目标一致，2050年能源活动碳排放相对2018年减少75%，全球天然气消费在2038年左右达到峰值 4.5×10^{12} m³，2050年消费需求与2018年的 3.85×10^{12} m³基本一致，天然气在一次能源消费结构中的占比从2018年的24%降至21%。净零排放情景下，即与全球气温升1.5℃温升目标一致，2050年能源活动碳排放相对2018年减少95%，全球天然气消费在2026年左右达峰，峰值略高于 4.0×10^{12} m³；2050年天然气消费需求约 2.3×10^{12} m³，相比2019年下降43%，天然气在一次能源结构中的占比降至13%。

欧洲能源公司的典型代表壳牌公司，在2018年发布了全球能源转型分析报告“天空情景”^[9]，该情景假定基于巴黎协定2.0℃温升目标，2070年全球实

现能源活动净零排放。该情景下,全球天然气消费在 2028 年达到峰值,峰值需求约 $4.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 之后经过 6 年左右的平台期,2040 年后开始迅速下降,2050 年天然气消费量降至 $2.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 比 2015 年减少约 16%, 在一次能源中的占比由 2017 年的 22% 降至 14%。天然气在替代煤炭发电、支持间歇性可再生能源发展的早期起着重要的作用,但随着太阳能光伏的迅速扩张、储能成本下降及碳排放成本的走高,天然气消费将受到抑制。

综合多家机构研究成果得出初步结论:在全球较有可能实现的 2°C 温升控制目标,也就是中国 2060 年碳中和目标对应的情景下,未来 10~15 年全球天然气需求仍将温和增长,2030 年中后期达峰,峰值水平在 $4.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 左右,2040 年之后快速下降,2050 年消费规模降至 2019 年的约 80%,2060 年后大幅下降。

2.2 碳中和目标下中国天然气发展空间

2019 年全球天然气在一次能源消费中占比为 24.2%, 其中日本为 20.8%、韩国为 16.3%, 欧洲为 23.8%。我国能源消费高碳化情况严重,2019 年煤炭在一次能源消费中占比高达 57.6%, 天然气占比仅为 7.8%^[10], 与世界平均水平特别是与美国、欧盟、日韩等发达国家相比仍有非常大的差距,也由此带来了严重的生态环境及温室气体排放问题。碳达峰及碳中和目标下,未来中国天然气市场还有多大的发展空间,是否与全球同步达到峰值,峰值水平是多少,达到峰值后又呈现怎样的走势,这直接关系到勘探开发、基础设施建设投入的积极性问题。笔者在调研国内外知名机构研究成果基础上,采用 LEAP 模型进行分析预测。

2.2.1 部分外部研究机构的判断

从中国温室气体排放清单看^[3],2005—2014 年能源活动产生的 CO_2 占比高达 87%~90% (图 2), 因此实现碳减排目标须首先从减少化石能源消费、

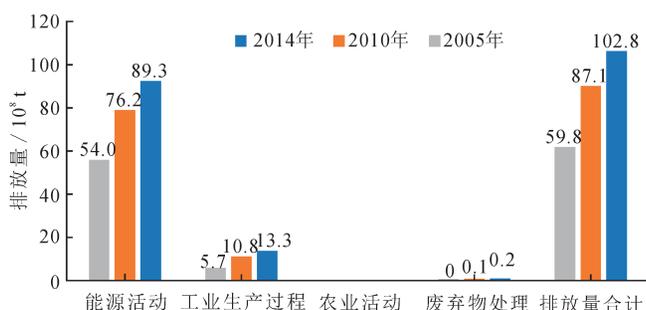


图 2 中国分领域温室气体排放构成图

优化能源结构入手。2014 年国家“四个革命一个合作”能源新战略首次提出推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。2017 年,《能源生产和消费革命战略(2016—2030 年)》^[11] 提出 2030 年能源消费总量控制在 $60 \times 10^8 \text{ tce}$ (tce 表示吨标准煤,下同) 以下,天然气消费占比达约 15%, 非化石能源消费占比达到 20% 左右。碳达峰与碳中和目标提出到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25% 左右,较之前的能源革命战略 20% 的目标增加了 5%, 能源消费清洁低碳转型进程加快。近期部分机构发表了关于中国碳中和目标下能源发展的研究成果(表 1), 总体认为在 2060 年碳中和目标下,未来 15~20 年中国天然气市场仍处于稳定增长期,峰值消费量在 $5\,000 \times 10^8 \sim 6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 也有机构的判断超过 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

国际能源署《世界能源展望:2020 年》^[6] 认为,受工业及发电产业煤改气等因素驱动,中国天然气消费未来 20 年仍然持续增长。既定政策情景下,2025 年、2030 年、2040 年需求量分别为 $4\,250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $5\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $6\,370 \times 10^8 \text{ m}^3$, 可持续发展情景下分别为 $3\,980 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $4\,460 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $5\,110 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国一次能源消费在 2025 年左右达到峰值后开始缓慢下降,2030 年相对 2019 年约减少 5%, 2040 年减少 13%。

根据清华大学 2020 年 10 月发布的报告《中国低碳发展与转型路径研究》^[5]: 2.0°C 情景下,一次能源消费在 2030 年达到峰值 $58 \times 10^8 \text{ tce}$ 后开始缓慢下降,2050 年约为 $52 \times 10^8 \text{ tce}$; 天然气消费在 2035 年左右达到峰值 $7\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$, 之后逐步下降,2040 年约为 $6\,600 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2050 年降至约 $4\,400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。 1.5°C 情景下于 2050 年实现 CO_2 净零排放,其他温室气体深度减排,一次能源在 2030 年达到峰值 $54 \times 10^8 \text{ tce}$, 之后逐步下降至 2050 年的 $50 \times 10^8 \text{ tce}$; 天然气消费量在 2030 年左右达到峰值 $5\,800 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2040 年降到 $3\,380 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2050 年大幅降至 $1\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

在世界资源研究所 2020 年 12 月发布的《零碳之路:“十四五”开启中国绿色发展新篇章》^[12] 强化行动情景下,2050 年中国一次能源消费总量约 $56 \times 10^8 \text{ tce}$, 其中煤炭占比约 28%, 石油占比约 12%, 天然气占比约 11%, 折合 $4\,600 \times 10^8 \text{ m}^3$, 比 2030 年消费规模略有增加。同时报告认为,控制排放并不等于抑制能源消费,而是通过优化能源结构、提高能效,促使能源更加合理利用,因此 2050 年前对中国能源

表1 部分机构预测2050年中国能源消费及温室气体排放情况表

能源消费、碳排放	2.0℃情景 (清华大学气候变化 与可持续发展研究院)	2060年碳中和情景 (清华大学能源环 境经济研究所)	强化行动情景 (世界资源研究所)	电气化加速情景 (国网能源研究院)	快速转型情景 (英国 BP)
能源消费峰值 /10 ⁸ tce	2030年 58.0	2060年 57.0	持续缓慢增加	2030年 57.7	2030年 53.0
能源消费需求量 /10 ⁸ tce	2050年 52.0	2060年 47.0	2050年 55.0	2060年 51.4	2050年 48.4
煤炭占比	13.0%	7.0%	28.0%	8.1%	7.0%
石油占比	5.0%	8.0%	12.0%	7.1%	9.1%
天然气占比	11.0%	4.0%	11.0%	10.7%	13.3%
非化石能源占比	72.0%	81.0%	59.0%	74.1%	70.7%
温室气体总排放量 /10 ⁸ t	2050年 51.5	—	2060年 72.0	—	—
碳排放	2050年 33.9 (能源活动 29.2)	2050年 28.7 ; 2060年 12.3 (能源活动)	2060年 36.0 (全部)	2050年 40.0 ; 2060年 25.0 (能源活动)	2050年 14.7 (能源活动、 净排放)
CO ₂ 排放峰值 /10 ⁸ t	2025年 101.0	2025年 102.0	2026年 74.0	2025年 104.0	2025年前 < 100.0
碳汇+碳捕集量 /10 ⁸ t	7.0 + 5.1	12.3	14.0	—	2060年 15.0

消费总量的判断一直处于缓慢增长状态。

在《BP世界能源展望：2020年》^[8]设定的3种情景下，中国天然气消费需求都将稳定增长，2050年天然气占一次能源的比例介于12%~13%。快速转型情景下，2035年左右达到峰值6420×10⁸ m³，之后缓慢下降，2050年需求降为5200×10⁸ m³，相对2019年增加约70%。即使是净零排放情景，2030年峰值需求也在5020×10⁸ m³，2050年为4670×10⁸ m³，相对2019年消费量仍有1600×10⁸ m³的增长空间。

在国网能源研究院《中国能源电力发展展望》^[13]电气化加速情景下，中国一次能源消费低碳化转型趋势明显，2035年、2050年、2060年非化石能源占一次能源消费比重分别有望达到约37.8%、64.7%、74%，2035年左右非化石能源总规模超过煤炭；风能、太阳能快速发展，2030年以后成为主要的非化石能源品种，2050年占一次能源需求总量比重分别为26%和17%，2060年进一步提升至31%和21%。天然气需求在2040年前后达到峰值，峰值水平在6000×10⁸ m³左右，2050年下降到4400×10⁸ m³，2060年进一步降至4100×10⁸ m³。

2.2.2 本文基于LEAP模型的研判

传统上我国天然气市场中长期需求预测通常采用类比法、能源消费比例法、部分分析法、用气项目分析法、系统动力学模型等方法，这些方法都基本不涉及碳排放问题。笔者基于2030年碳达峰及2060年碳中和目标，采用LEAP模型对我国未来天然气需

求进行研判。关于能源活动CO₂的排放，参考IEA、清华大学等机构的研究结果，2030年之前达到峰值，取值105×10⁸ t，2050年取值29×10⁸ t，2060年取值15×10⁸ t，届时通过碳汇及碳捕集技术的应用，实现CO₂的中和。

LEAP模型是长期能源替代规划系统的简称(Long-range Energy Alternatives Planning System)，是一个基于情景分析的自下而上的能源—环境核算工具，可用来分析不同情景假定下，全社会及主要行业的中长期能源需求，并计算能源在流通、转换和消费过程中大气污染物及温室气体排放量^[14]。该模型有较为详细的环境数据库，统计了各个国家、不同技术种类的排放指标，因此非常适合用于“碳排放约束”情景下的能源系统分析。如Shin等^[15]应用LEAP模型分析了韩国增加天然气发电容量对能源市场、发电成本和温室气体排放的影响；高俊莲等^[16]利用LEAP模型对中国煤炭需求情景进行了研究，吴唯等^[17]以LEAP模型为研究工具，分析了不同情景下浙江省2020—2050年的能源需求和碳排放；郭洪旭等^[18]利用LEAP模型，模拟不同发展情景下广州市交通领域未来能源消费需求和CO₂排放趋势，分析城市低碳发展的方向与路径；国家发展和改革委员会（以下简称发改委）能源所^[19]采用LEAP模型模拟分析了中国2005—2050年相关因素对经济社会发展、能源需求和CO₂排放的影响。

碳中和背景下利用LEAP模型预测天然气需求

的原理是：设定人口、经济、产业、技术进步等发展情景，计算得到各类能源需求及碳排放数据，然后以各阶段及“碳中和”情景下的碳排放作为约束条件，将情景分析得出的排放数据向前反馈，通过对“能源需求总量及结构”不断的反馈调整，使之满足环境约束，最终实现“社会—经济—能源—天然气”的协同发展模拟。LEAP模型只是提供了一个工具和平台，研究中需要结合具体研究对象，收集和研判未来不同时间国家或区域的人口、城镇化率等社会发展指标、GDP及三次产业结构等经济发展指标、主要工业产品产量及能耗指标、交通运输工具保有量及能耗指标等基础参数。本文中，人口、城镇化率、经济、产业结构等多数参数均取自国家或行业发展规划，或者相应领域权威研究机构的研究成果。主要基础参数选取如下：①人口。基于《国家人口发展规划（2016—2030年）》，2030年前后我国人口总量达到峰值，峰值水平约14.5亿人，此后开始缓慢减少，2050年降至约14亿。②城镇化率。2030年之前以年均近1.0%的增速发展，2030年达到70%，此后保持0.3%左右的增速，在2050年达到77%。③经济总量。中国经济发展处于中高速增长期，2021—2030年GDP年均增速介于5.5%~5.0%，2030—2050年介于3%~4%；④产业结构，第三产业占比持续提高，2030年一、二、三产业比重按5:35:60考虑。⑤能源效率，2030年交通运输部门人均能耗0.5~0.6 tce，商业部门人均能耗0.4 tce，工业产品单耗达到国际先进水平。

研究结果表明，中国2060年碳中和目标的实现大体可以分为以下4个阶段（图3）：

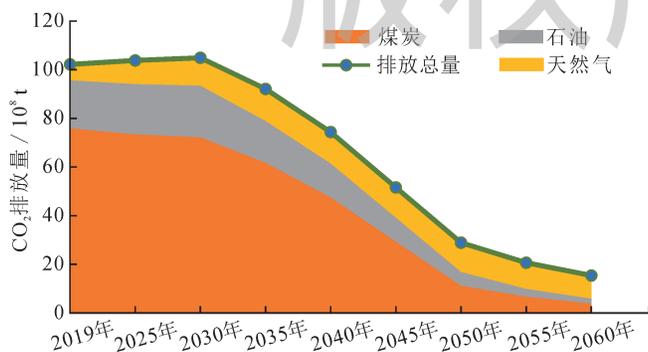


图3 碳中和目标下我国能源活动CO₂排放量图

2020—2030年，能源消费及碳总量达峰阶段。此阶段内煤炭、石油等高碳能源消费相继达峰并开始缓慢下降，天然气发挥其低碳、清洁、灵活的作用，保持较快增长，可再生能源高速增长（图4）。预测

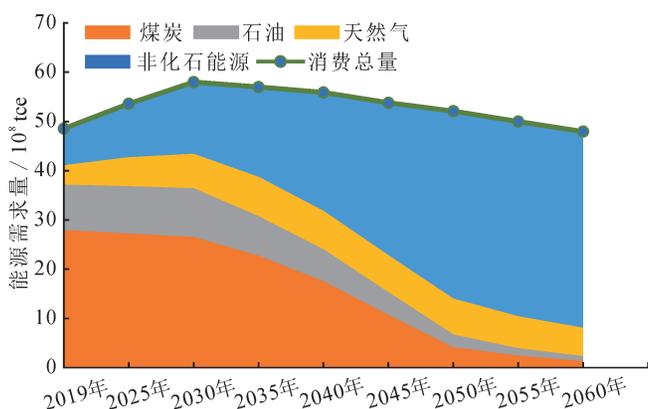


图4 碳中和目标下我国能源需求预测图

2025年能源消费总量 53.6×10^8 tce，天然气需求量 4.400×10^8 m³，在一次能源消费中占比11%。2030年能源消费总量达到峰值 58×10^8 t，天然气消费量增至 5.260×10^8 m³，在一次能源消费中占比超过12%。

2030—2035年，能源消费总量平台振荡、碳排放总量波动下行阶段。此阶段内煤炭、石油消费加速下降，天然气与可再生能源充分融合发展，消费需求小幅增长并趋于峰值，可再生能源发展进一步提速，成为主体能源之一。总体能源消费量缓慢下降，2035年约 57×10^8 tce。天然气需求量在2035年左右达峰，峰值水平约 6.500×10^8 m³。

2035—2050年，能源消费总量缓慢下降、碳排放总量线性高速下降阶段。此阶段内煤炭和石油消费迅速下降，退出主体能源的历史舞台，天然气与可再生能源充分融合，利用重点由终端燃料转向发电，消费量在峰值水平上小幅下降，2050年需求量大致为 5.500×10^8 m³。非化石能源以指数级增长，在气电、储能等技术支撑下树立核心地位，成为绝对的主体能源。

2050—2060年，能源消费总量持续下降、CO₂实现净零排放阶段。此阶段内煤炭和石油基本退出，天然气通过气电联合、碳捕集等技术仍然发挥对可再生能源的支撑保障作用，2060年需求量大致为 4.300×10^8 m³。这阶段需加大非CO₂温室气体减排力度，加强碳汇吸收、碳捕集与利用等技术的研发与应用，促进2075年前后实现全部温室气体净零排放。

3 “十四五”天然气产供储销体系建设

3.1 天然气资源供应

2020年12月中旬召开的中央经济工作会议^[20]，将碳达峰、碳中和列为2021年八大重点工作任务之

一，提出要抓紧制定2030年前碳排放达峰行动方案，支持有条件的地方率先达峰。相关部门正在抓紧编制“十四五”能源、生态环保、应对气候变化等专项规划，制定碳中和路线图、分阶段量化目标、碳达峰行动方案及配套政策措施，具体指标任务将分解到各省市及重点用能企业，相关部署将有效驱动“十四五”天然气消费持续快速增长。笔者在前文LEAP模型研究基础上，结合省市、重点行业能源及天然气发展规划，初步判断2025年我国能源消费总量可控制在 $54 \times 10^8 \text{ tce}$ ，天然气消费量介于 $(4\,300 \sim 4\,500) \times 10^8 \text{ m}^3$ ，在一次能源消费中占比 $10.7\% \sim 11.2\%$ 。

中国的天然气供应必须坚持“立足国内、多元引进”的原则，构建国内基础稳固、海外多元的天然气供给体系。国内资源方面，根据国家要求相关企业正在按照七年行动计划，加大勘探开发力度，但面临资源劣质化、开发成本刚性上升、生态环保要求趋严等诸多挑战，低油价下综合效益不断下降，持续大幅增产存在非常大的困难。根据相关机构和学者的研究成果^[21-23]及部分企业的初步发展规划，2025年国内天然气产量介于 $(2\,200 \sim 2\,400) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2025年 $2\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 情景下，各类资源产量大致为：常规气 $1\,250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、致密气 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、页岩气 $350 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、煤层气 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。煤制天然气受生态环保、水资源及项目经济性多方面因素制约，难以大规模发展，“十四五”期间考虑已投产的新疆庆华、大唐克什克腾旗、汇能古鄂尔多斯、伊犁新天以及正在建设的大唐阜新和已经核准的苏新和丰、北控准格尔旗等项目，2025年产量约 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

引进国外资源方面，中亚ABC线及中缅输气管道已建成投产，设计输气能力分别为 $550 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，中俄东线在北段及中段建成基础上，“十四五”期间全线建成投产并逐步达到设计输气能力 $380 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，此外还有新疆广汇公司在哈萨克斯坦斋桑油气田约 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的份额气。考虑上游各国资源供应的稳定性、到市场的竞争力、照付不议合同的浮动空间及企业多元化资源诉求等因素，2025年管道气在中国市场的规模大致为 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。进口LNG资源方面，中石油、中石化、中海油、广汇、新奥等主体已执行或已签待执行的3年期以上购销协议，2025年合计约 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

按照优先利用国内资源，其次考虑已签进口合同资源，不足部分由新增进口补充的思路统筹新增资源引进。2025年，国产天然气、煤制气及已签各类进口长协资源合计 $(3\,900 \sim 4\,100) \times 10^8 \text{ m}^3$ ，若满足

$(4\,300 \sim 4\,500) \times 10^8 \text{ m}^3$ 的市场需求，还需落实新增进口资源 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，届时中国的天然气进口依存度为45%左右。

3.2 天然气储运体系建设

2020年10月，国家石油天然气管网集团有限公司正式独立运营，一度放缓的干线管网建设有望步入快车道。2020年12月初，中俄东线中段吉林长岭—河北永清段建成投产，东北管网、大连LNG、唐山LNG、陕京线系统、辽河储气库、华北储气库等实现联通，俄罗斯东西伯利亚资源进入环渤海地区，2021年1月初实时进气量接近 $3\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，在北方地区冬季保供中发挥了重要作用。2020年12月底，青宁输气管道正式投产，实现了川气东送管道、江苏及山东省管网、青岛及天津LNG接收站之间的互联互通，有力提升环渤海及长三角两大经济区天然气资源互保互供能力。“十四五”天然气管网建设的重点工作为：①加快国家级干线管道建设；②压实责任补齐储气能力短板；③完善区域管网，打造“全国一张网”。干线管道建设，除了完成在建的中俄东线南段工程外，重点围绕塔里木、川渝气区页岩气上产，加快推进西气东输三线中段、西气东输四线、川气出川第二通道；着眼远期中俄东线增供、俄远东等资源引进，打通沈阳—安平—濮阳—潜江—韶关南北中通道，充分发挥辽河、文23等储气库功能，提高南北互联水平及对进口俄气的战略保障作用。

储气库建设方面，依托枯竭油气藏着力打造华北、东北、西南、西北等数个百亿立方米地下储气库群。华北地区以文23为依托，东北地区以辽河储气库为核心，西南地区实施相国寺储气库扩容达容并新建铜锣峡、黄草峡等新库，西北地区在呼图壁储气库扩容的同时新开发吐哈油田储气库资源，同时加强长三角、中部地区、珠三角等消费中心盐穴储气库扩容达容及新建，力争到2025年全国形成 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 储气能力。鉴于部分在役及新建储气库存在与城市总体规划、自然保护区、生态红线冲突或占用基本农田问题，一些规划储气库可能出现延期和无法建设的风险。

根据发改委“供气商10%、城市燃气企业5%、地方政府3天”调峰及应急储备需求^[24]，2025年全国消费天然气 $4\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时储气能力须超过 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在储气设施集约建设思想指导下，还需要在东部沿海省份完善LNG接收站布局，特别是要加大LNG储气设施建设力度，发挥其集约储存、灵活调峰的作用，承担起沿海及内陆部分省份燃气公司

年用气量 5% 和地方区域 3 天日均消费量的应急储气任务。根据对辽宁、河北、天津、山东、江苏、浙江、福建、广东等沿海各省已建、在建和规划 LNG 接收站情况的统计,预计到“十四五”末,全国 LNG 接收能力在现有 $9\,000 \times 10^4$ tce 基础上可望翻番,届时天然气保供能力将大大增强,同时接收站负荷利用率也趋于下降。

3.3 天然气市场体系建设

“十三五”以来我国天然气产供储销体系建设加快推进,产业发展的基础日臻完善。体制机制改革的关键政策落地,批发环节市场化定价初步建立,国家管网独立运营,干线管网、LNG 接收站等基础设施开始向社会公平开放,“X+1+X”市场体系及多元竞争的市场格局初步构建。天然气市场进入后管网独立时代,为保障天然气稳定供应,产业链平稳运行,“十四五”天然气市场体系建设重点包括以下几个方面。

3.3.1 界定各方调峰与保供责任

2018 年,国家发改委有关文件规定了“供气商 10%、城市燃气企业 5%、地方政府 3 天”调峰及应急储备责任。管网独立后,三大石油公司大部分储气库和 LNG 接收站被剥离,储气调峰责任怎么划分尚未正式明确,需要国家能源主管部门尽早发文确认。同时,考虑到大多数地方政府和城燃企业的调峰应急责任距离完成尚有非常大的差距,需要政府进一步压实各方责任,确保在既定时间完成储气设施建设任务。此外,天然气不同于普通商品,其关系国家的经济命脉与民生大计,价格在一定程度上还受政策管控,现阶段还不具备完全自由化市场条件。管网独立催生了大量新的市场主体,特别是通过价差赢利的中间贸易商,改革还需要弥补这方面的制度缺陷,加强诚信体系建设,维护良好的市场秩序,做到权责对等。若放任投机赚快钱,可能给高峰期或特殊情况下天然气安全稳定供应带来隐患。

3.3.2 加强对中间环节的监管

管网公司在用户准入、气源调配、管网开口、管输收费等方面具有高度垄断特点,需要加强对管网运行的监管、信息的及时充分披露,防止权力寻租,保证服务的及时公平透明。同时,管网作为能源类基础设施,投资运营风险相对上游勘探开发低很多,而现阶段干线管道运输的收益水平高于上游勘探开发业务,因此还需从严核定管输运价率,将行业基准收益率限制在合理水平,这也是终端用户所期待分享到的油气体制改革红利。此外,管网独立后,管道

建设的驱动力将由原来的一体化协调发展向注重投资效益转变,在资源和市场存在不确定性的情况下,管网公司系统扩张的动力不足,需要相关部门加强监督协调,避免管输环节成为天然气发展的瓶颈。

3.3.3 建立健全管网建设运行相关制度规则与规范

管网独立运营后上中下游关系面临重塑:①需要相关部门加强组织指导,尽快建立顺畅高效的沟通机制、数据传递与信息共享机制、矛盾争议解决机制等,加强产运销之间的衔接,避免因改革带来推诿扯皮、产业链运行效率下降、产运销失衡等问题;②借鉴国际经验,以保障存量、民生优先为原则,尽快建立管输容量分配与转让机制,维护托运商公平权益;③建立管网平衡办法及奖惩机制,保障管网安全平稳运行;建立管容“非用即失”机制,防止个别托运商“占而不用”,促使各方精细化管理;④制定满足中长期用户、短期可中断用户等多样化需求的标准管输服务合同,提高合同约束力和履约意识;⑤健全应急调度机制,保障民生用气、合同用气需求。

3.3.4 推进地方管网改革避免区域垄断

“十四五”沿海大批 LNG 接收站建成投产,接卸能力大幅增加,全国资源供应形势走向宽松。省级能源集团或天然气企业、实力较强的城市燃气公司普遍将业务延伸到上中下游全产业链,这些地方性企业有可能利用其优势地位,优先接收、输送自有或关联公司的资源,配送到下游自有终端,从而形成“玻璃门”隔断其他企业进入。国家和地方能源监管部门须密切关注此类问题,加快推进地方管网改革,落实地方管网设施公平开放政策,逐步纳入国家管网统一调度范畴,给所有市场主体创造公平的营商环境。

4 重点关注与建议

4.1 关注碳中和战略对能源发展的影响

根据 BP 统计年鉴,2019 年中国能源相关 CO_2 排放总量为 98.2×10^8 tce,占全球的 28.7%,过去 3 年平均增速为 2.4%。若继续沿着发达国家走过的“从煤炭到油气,再向可再生能源转型”的老路,那么到 2050 年中国的 CO_2 排放量仍然还是目前的 100×10^8 tce 水平,能源结构仍是煤、油气、非化石化能源“三分天下”。碳中和国家战略的提出,给国内传统能源行业带来了巨大震动,煤炭将加快退出主体能源地位。长期以来煤炭发展最大的优势是经济性,但如果将治理大气污染及减碳的外部成本叠加后,煤炭将

成为“最昂贵”的能源。2019年煤炭消费占我国能源消费总量的57.7%，碳达峰及碳中和愿景下2050年将大幅减少至10%以下。终端消费中煤炭正在被电力和天然气替代并呈加速趋势，现有煤电机组逐步淘汰，新增电力需求主要由可再生能源满足。据全球能源互联网发展合作组织预测^[25]，“十四五”煤电装机达峰至 11×10^8 kW后，逐步减少至2035年的 9.1×10^8 kW、2050年的 4×10^8 kW左右，而且这部分煤电装机须具备调节能力，甚至需要进行碳捕集与循环利用。煤炭行业在做好我国能源供应压舱石、稳定器的同时，必须及时转变观念，革故鼎新，寻找适合自己的发展路径。

对于石油消费而言，伴随交通电动化、车船燃油经济性及智能共享带来的系统效率提高，叠加氢燃料电池汽车在政策加持下呈快速发展态势，陆上交通领域电能、氢能对石油的替代不可避免，石油消费将加快向化工原料聚集，2025年后期达到 7×10^8 t左右的峰值后，平台振荡进而步入缓慢下降通道。天然气清洁低碳，在居民炊事、供热领域优势地位突出，同时燃气电厂投资成本较低、运行灵活可靠，相比燃煤电厂可减少CO₂排放量45%~55%，因此被视为能源转型的重要手段和通向零碳能源的“桥梁”。碳达峰目标将促进天然气消费需求在未来10年内快速增加，然后进入10年的平台期，2040年后受制于碳中和目标约束进入下降通道。因此，油气上游发展需要更加聚焦天然气，下游消费则需要抓住碳达峰之前的最佳窗口期着力推动气代煤，发挥气电作为灵活性电源和在消费中心支撑电源的作用，与风电、光伏发电融合发展，保障未来大比例可再生能源结构下的电力供应安全。

国际知名咨询机构曾预测21世纪末将全球温升控制在2.0℃情景下，油气资源富集国家约有50%的剩余石油储量、40%的天然气储量面临搁浅风险^[26]，特别是沙特、伊朗、卡塔尔、科威特等油气储采比在50年以上的国家。中国作为全球第一大油气消费国，碳中和目标的提出对全球油气行业将产生重大影响，长期看油气资源供应买方市场特征明显，从而促使资源富集国加快资源变现，以较低价格抢占市场，进而为我国低成本进口石油天然气、为油气企业参与境外勘探开发提供良好机遇。

4.2 油气企业须守正创新加快业务转型升级

积极顺应《巴黎协定》要求，加快推进投资决策模式和生产方式的调整、努力减少生产操作过程的

碳排放，已成为绝大部分国际石油巨头的共同选择。国际石油巨头业务重点纷纷转向低碳的天然气，把对天然气业务的投资摆在了更加重要的位置，实施“降油增气”战略。2019年道达尔、壳牌、BP、雪佛龙等巨头油气产量中天然气的占比已经达到50%左右，并提出了未来占比提升至60%左右的目标^[27]。同时，受各国能源政策低碳化趋势影响，特别是油气开采输送过程中甲烷等温室气体的逸散效应，国际大石油公司受到来自政府、投资者和公众的环保监管或监督的压力日益增大，都在主动拥抱可再生能源。2020年以来，壳牌、BP、道达尔、意大利埃尼等公司陆续发布了2050年“净零”新愿景及发展路径，用加强低碳投资换取天然气的发展空间，以加大投入谋求低碳技术突破和成本优势。如壳牌公司于2016年成立天然气一体化与新能源业务部门、关注电力业务发展的基础上，2020年进一步将电力业务确定为公司的三大重点业务之一，力争至2030年成为全球最大的综合电力供应商，以应对全球能源结构发展的电气化趋势。BP公司提出从一家国际石油公司转型为一家综合性能源公司，整合天然气供应、气电与可再生发电、储能与充电、氢能和CCUS技术等业务，新成立了天然气与低碳板块；该公司还表示在未来10年内将削减40%以上的石油和天然气产量，不会在新的国家新的区域进行勘探，公司每年用于排放治理的低碳投资将从现阶段的5亿美元增加到50亿美元。

面对国家碳达峰与碳中和战略，中国的油气企业该何去何从？油气行业是长周期行业，一个新油气田投产后的生产周期往往持续二三十年，同时勘探开发、炼化加工、储运集输等生产经营中也面临越来越大的减排压力，因此必须提前谋划应对。在传统油气业务方面，首先要巩固发展好天然气及相关业务，确保“七年行动计划”目标任务实现，发挥在国家油气安全供应中的基石作用，同时须更加注重生产过程中的节能和提高能效，如使用可再生电力减少碳排放，积极发展林业碳汇、参与碳交易等，塑造清洁能源公司的品牌形象。另一方面，须抓住当前最佳窗口期，突破传统油气业务，转型发展可再生电力、氢能、生物沼气等新能源业务。实践中三桶油已经在积极行动，中海油2019年6月发布《绿色发展行动计划》，明确了2020、2035、2050年三阶段的绿色发展目标，推进实施绿色油田、清洁能源和绿色低碳三个方面的行动方案；2020年7月注册成立了中海油融风能源有限公司，加快进入风能发电领域。

中石化于 2020 年 3 月提出打造“世界领先清洁能源化工公司”战略,拟在新能源、新经济、新领域上发力,加强战略性新兴产业培育,地热、氢能、风电、太阳能、综合能源站等各项新能源业务全面快速推进;地热开发“雄安”模式已成为行业标杆,氢能方面凭借其丰富的炼厂氢能资源、遍布全国的加油站网络优势,已初步形成“东西南北中”五大发展区域;太阳能业务 2020 年下半年先后入股了安徽凤阳投资入股凤阳硅谷智能有限公司、常州百佳年代薄膜科技公司,积极布局光伏发电新能源、新材料领域。中石油多年来持续开展新能源相关研究工作,部分油田企业尝试开发了地热能、光伏发电项目,在吉林开展了 CO₂ 驱油试点示范,积极参与国际油气行业气候倡议组织(OGCI),牵头成立新疆 CCUS 产业促进中心;近期提出了“创新、资源、市场、国际化、绿色低碳”五大发展战略,首次将绿色低碳纳入公司发展战略,并提出了力争在 2050 年实现“净零”排放目标。期待各企业上述战略规划能够尽快落地,尽早将绿色低碳产业培育成为接替性业务和新的增长点,实现从油气供应商向综合能源服务商转型。

从长远看,能源转型将由资源依赖型向技术依赖型转变,通过技术的不断创新与迭代实现能源替代成本的降低。BP、壳牌等知名跨国石油企业正在着力打造成为能源技术服务的提供商,而不仅仅是能源资源的提供者。中石油、中石化等几大石油企业资金实力雄厚,研发能力强,未来应在氢能的开发、利用、储运及 CCUS 方面加大研发投入,起引领和示范带头作用,在加强内部创新体系建设的同时充分整合外部创新资源,搭建产学研一体化合作平台,为我国绿色低碳发展做出积极贡献。同时,还须将碳排放纳入绩效考核、投资决策、资产配置等公司运营的方方面面。

4.3 上中下游共谋发展共建和谐天然气生态圈

国家干线管网已独立运营、主要设施剩余能力公平开放为新的市场参与者提供了前所未有的机遇,碳中和战略下未来十年是天然气行业发展的最佳机遇期,为行业内上中下游企业提供了较为充裕的发展空间。2020 年疫情影响下,国际 LNG 资源充足且价格处于历史低位,新进入或正在谋划进入的资源供应主体超过 20 家,市场竞争进入白热状态。大型城市燃气公司、省级管网公司、地方能源集团、电力企业等积极洽谈从海外直接购买资源,谋求成为集气源供应、区域管输、下游销售或利用于一体的公司。中石油等传统资源供应商背负高价长协压力,扩销增

量非常困难,市场份额呈下降趋势,但依然处于市场主导地位。新的市场格局下,上中下游各方互相渗透,传统供用气企业的客户关系需要重塑,由之前单纯的买卖关系变为竞合关系,竞争与合作将成为主流。整个行业需要树立“创新、协调、绿色、开放、共享”新发展理念,上中下游相关各方通力合作,取长补短,包容发展,共建良好生态圈,共同促进产业健康稳定发展。此外,管网独立后上中下游系不同主体,相互间利益纷争、矛盾可能会时常出现,特别是在改革初期产运销协调涉及环节多、流程长,且保供责任不是很明晰,难免出现运行效率低、互相推诿指责情况,一定程度上影响资源调配与市场供应。为此,需要供气商、管输企业、用户强化诚信意识,主动做好产供储销运衔接,严格履行交付、提取和管网平衡等义务,给其他方造成损失的应承担赔偿责任。

4.4 国家层面大力推动天然气与可再生融合发展

中国碳中和目标的实现主要依靠可再生电力,但风能、太阳能发电存在出力不连续、不稳定、在传输上难以被电网消纳、在利用上难以与负荷匹配的先天缺陷,天然气发电启停快、应急能力强,占地及单位投资少,可弥补新能源发电间歇、波动等短板,为新能源规模高效利用提供重要支撑。从世界天然气成熟市场发展历程看,在快速发展初期通常依靠发电和城市燃气带动,后期依靠工业燃料替代煤和发电持续提升。天然气相对煤炭发电可减排 CO₂ 40% ~ 50%,可以帮助和支持能源结构去碳化,弥补煤炭退出带来的部分空缺,因此在全球未来能源体系中仍将发挥重要作用。中国气电发展一直以来存在政策“迷雾”,是近年来政策调整最为频繁的天然气利用领域,从 2013 年“大气十条”到 2017 年《加快推进天然气利用的意见》,再到 2018 年“打赢蓝天保卫战行动计划”,热电联产政策从“不再新建”到“有序发展”再到“不再新建”,调峰电厂从“有序发展”到“鼓励发展”再到“有序发展”。截至 2019 年底,全国燃气发电总装机 $9\,022 \times 10^4$ kW,“十三五”规划的 1.1×10^8 kW 未能如期实现。传统调峰型燃气电厂和热电联产型电厂在经济上缺乏竞争力,发展空间受到限制,需要与可再生能源融合寻求新突破。“十四五”后半程,中东部省份电力电量供应将出现较大缺口,建议在粤港澳大湾区、长三角等东部沿海风力资源较好的地区,结合海上风电规划,开展天然气与海上风电一体化多能互补试点,实现气电与可再生“打捆就地消纳”;在京津冀鲁、长三角、中南等大气污染重点防控区,支持发展天然气热电联产和天然气分

布式能源,助力当地分布式光伏发电消纳及电力的稳定供应;在大中城市大型商业区及新型产业园区,统筹电、气、热、冷一体化集成供应,促进天然气分布式能源发展;在青海、甘肃、内蒙古等天然气、风光资源富集区,配套集中式风电和光伏发电项目,适当建设一批燃气电厂,通过气电与可再生电力“打捆外送”,带动当地新能源项目高效运营,同时实现天然气资源的价值最大化。

4.5 统筹解决历史长协亏损问题促进长期可持续发展

天然气行业市场化改革、2017—2018年的气荒、广阔的发展前景,特别是国际LNG价格的下行,吸引了各类资本争先恐后抢滩布局LNG接收站。简政放权改革背景下,LNG接收站项目的核准不再要求落实境外资源购销合同,并且除了新选址项目外,已有项目扩建或现有项目同一站址不同主体新建都不需要国家层面进行核准,审批周期大大缩短。根据各地已建、在建及正在开展前期工作的LNG接收站项目情况,粗略统计2025年全国LNG接收站规模有望达到 2×10^8 t,2030年甚至可能增至 3×10^8 t。新上项目较少在国际上签订长期资源购销协议,多通过现货或中短期协议临时性采购,这种靠现货增加市场供应、刺激消费的模式存在极大的安全风险,近十年国际石油价格的大起大落值得我们警醒。

为此建议如下:①国家能源主管部门“十四五”及远景规划合理布局LNG接收站,避免大量基础设施建成后的闲置,造成各方面资源浪费;②将签订一定比例的中长期资源采购协议作为核准LNG接收站的条件,避免中国市场对LNG现货的高度依赖,保障稳定供应和能源安全;③用历史观、现实观和未来看待中亚、中缅等战略性管道工程,充分认识其在地缘政治角逐和保障能源安全方面的重要作用,在国家层面统筹谋划,多方共担,化解疏导进口高成本给传统资源供应企业带来的长期亏损问题。例如,由原进口企业承担一部分;国家管网公司担负一部分,在西气东输、西南管道等主要输送进口资源的管道给予管输费折让,适当降低管输收益;以管道附加费的形式由新托运商分担一部分;新增长协和现货消纳一部分,新增进口量不分主体,根据当年实际进口规模按比例分摊历史长协亏损,以时间换空间;各供应主体各自分担民生供气责任,等等。管网独立后若继续由原进口企业一家长期持续承担亏损,则亏损经年累积将使得企业没有资金投入上游勘探开发,导致国内产量下降,甚至在国际上产生照付不议违约责任,最终损害整个天然气行业的健康可持续发展。

参 考 文 献

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change. Global warming of 1.5 °C [R]. (2018-10-07)[2021-02-01]. <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [2] 国务院新闻办公室.《新时代的中国能源发展》白皮书[EB/OL]. (2020-12-21)[2021-02-01]. <http://www.scio.gov.cn/zfbps/32832/Document/1695117/1695117.htm>.
The State Council Information Office of the PRC. White paper on China's energy development in the new era[EB/OL]. (2020-12-21)[2021-02-01]. <http://www.scio.gov.cn/zfbps/32832/Document/1695117/1695117.htm>.
- [3] 中华人民共和国生态环境部. 中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告[EB/OL]. (2018-12-01)[2021-02-01]. <http://big5.mee.gov.cn/gate/big5/www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtzk/201907/P020190701765971866571.pdf>.
Ministry of Ecology and Environment of the PRC. Second biennial update report on climate change in the People's Republic of China[EB/OL]. (2018-12-01)[2021-02-01]. <http://big5.mee.gov.cn/gate/big5/www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtzk/201907/P020190701765971866571.pdf>.
- [4] 麦肯锡. 应对气候变化: 中国对策[R/OL]. (2020-06-01)[2021-02-01]. https://www.mckinsey.com.cn/wp-content/uploads/2020/06/麦肯锡_应对气候变化_中国对策.pdf.
McKinsey & Company. Coping with climate change: China's countermeasures[R/OL]. (2020-06-01)[2021-02-01]. https://www.mckinsey.com.cn/wp-content/uploads/2020/06/麦肯锡_应对气候变化_中国对策.pdf.
- [5] 何建坤. 中国低碳发展战略与转型路径研究[R/OL]. (2020-10-13)[2021-02-01]. <https://mp.weixin.qq.com/s/pCdHrObCBwTrSlzCJsxgQ>.
HE Jiankun. Research on China's low-carbon development and transformation path[R/OL]. (2020-10-13)[2021-02-01]. <https://mp.weixin.qq.com/s/pCdHrObCBwTrSlzCJsxgQ>.
- [6] International Energy Agency. World energy outlook 2020[R/OL]. (2020-10-01)[2021-02-01]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [7] McKinsey & Company. Global energy perspective 2021[R/OL]. (2021-01-01)[2021-02-01]. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2021#>.
- [8] BP. BP energy outlook: 2020 edition[R/OL]. (2020-09-01)[2021-02-01]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/zh-cn/china/home/reports/bp-energy-outlook/2020/energy-outlook-2020-press-release-cn.pdf>.
- [9] Shell. Shell energy transition report[R/OL]. (2018-03-01)[2021-02-01]. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/shell-energy-transition-report.html>.
- [10] BP. Statistical review of world energy 2020[R/OL]. [2020-02-01]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- [11] 国家发展改革委, 国家能源局. 能源生产和消费革命战略(2016—2030)[EB/OL]. (2016-12-29)[2020-02-01]. <https://www>.

- ndrc.gov.cn/fggz/zcssfz/zcgh/201704/t20170425_1145761.html. National Development and Reform Commission & National Energy Administration. Revolutionary strategy of energy production and consumption(2016-2030)[EB/OL]. (2016-12-29) [2020-02-01]. https://www.ndrc.gov.cn/fggz/zcssfz/zcgh/201704/t20170425_1145761.html.
- [12] 奚文怡, 蒋小谦, 张默凡, 等. 零碳之路: “十四五” 开启中国绿色发展新篇章 [R/OL]. (2020-12-01)[2021-02-01]. https://www.wri.org.cn/report/2020/11/accelerating-net-zero-transition-china_cn. XI Wenyi, JIANG Xiaoqian, ZHANG Mofan, et al. Accelerating the Net-Zero transition: Strategic action for China's "14th Five-Year Plan"[R/OL]. (2020-12-01)[2021-02-01]. https://www.wri.org.cn/report/2020/11/accelerating-net-zero-transition-china_cn.
- [13] 国网能源研究院有限公司. 中国能源电力发展展望 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., China energy & electricity outlook[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2020.
- [14] 王克, 刘芳名, 尹明健, 等. 1.5 °C 升温目标下中国碳排放路径研究 [J/OL]. (2020-12-30)[2021-02-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.5368.P.20201230.1722.002.html>. WANG Ke, LIU Fangming, YIN Mingjian, et al. Research on China's carbon emissions pathway under the goal of Global Warming 1.5 °C [J/OL]. (2020-12-30)[2021-02-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.5368.P.20201230.1722.002.html>.
- [15] SHIN H C, PARK J W. Environmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model[J]. Energy Policy, 2005, 33(10): 1261-1270.
- [16] 高俊莲, 姜克隽, 刘嘉, 等. 基于 LEAP 模型的中国煤炭需求情景分析 [J]. 中国煤炭, 2017, 43(4): 23-27.
GAO Junlian, JIANG Kejuan, LIU Jia, et al. Scenarios analysis of the coal demand in China based on LEAP model[J]. China Coal, 2017, 43(4): 23-27.
- [17] 吴唯, 张庭婷, 谢晓敏, 等. 基于 LEAP 模型的区域低碳发展路径研究——以浙江省为例 [J]. 生态经济, 2019, 35(12): 19-24.
WU Wei, ZHANG Tingting, XIE Xiaomin, et al. Research on regional low carbon development path based on leap model: A case study of Zhejiang[J]. Province Ecological Economy, 2019, 35(12): 19-24.
- [18] 黄莹, 郭洪旭, 廖翠萍, 等. 基于 LEAP 模型的城市交通低碳发展路径研究——以广州市为例 [J]. 气候变化研究进展, 2019, 15(6): 670-683.
HUANG Ying, GUO Hongxu, LIAO Cuiping, et al. Study on low-carbon development path of urban transportation sector based on LEAP model—take Guangzhou as an example[J]. Climate Change Research, 2019, 15(6): 670-683.
- [19] 国家发展和改革委员会能源研究所课题组. 中国 2050 年低碳发展之路: 能源需求暨碳排放情景分析 [M]. 北京: 科学出版社, 2009.
Energy Research Institute National Development and Reform Commission. China's low carbon development pathways by 2050: Scenario analysis of energy demand and carbon emissions[M]. Beijing: Science Press, 2009.
- [20] 人民日报. 中央经济工作会议在北京举行, 习近平、李克强作重要讲话, 栗战书、汪洋、王沪宁、赵乐际、韩正出席会议 [N]. 2020-12-19(01).
RENMIN RIBAO. The central economic work conference was held in Beijing. Xi Jinping and Li Keqiang delivered an important speech. Li Zhanshu, Wang Yang, Wang Huning, Zhao Leji and Han Zheng attended the meeting[N]. 2020-12-19(01).
- [21] 贾爱林, 何东博, 位云生, 等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测 [J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 17-27.
JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27.
- [22] 潘继平, 娄钰, 王陆新. 中国天然气勘探开发增储上产潜力及其政策建议 [J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(6): 2-6.
PAN Jiping, LOU Yu, WANG Liuxin. Potential and policy recommendations for increasing reserve and production of natural gas exploratio[J]. Natural Gas Technology, 2018, 12(6): 2-6.
- [23] 陆家亮, 赵素平, 孙玉平, 等. 中国天然气产量峰值研究及建议 [J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 1-9.
LU Jialiang, ZHAO Suping, SUN Yuping, et al. Natural gas production peaks in China: Research and strategic proposals[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 1-9.
- [24] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见 [EB/OL]. (2018-04-26) [2021-02-01]. <http://www.gov.cn/xinwen/2018-04/27/5286414/files/9f718c2c74204d3fb27db3528dd04a22.pdf>.
National Development and Reform Commission & National Energy Administration. Opinions on accelerating the construction of gas storage facilities and improving the market mechanism of gas storage peak shaving auxiliary services[EB/OL]. (2018-04-26) [2021-02-01]. <http://www.gov.cn/xinwen/2018-04/27/5286414/files/9f718c2c74204d3fb27db3528dd04a22.pdf>.
- [25] 全球能源互联网发展合作组织. 中国“十四五” 电力发展规划研究 [R/OL]. (2020-08-07)[2021-02-01]. <https://xueqiu.com/9331049986/156109885>.
Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. Research on China's electric power development plan in the "14th Five Year Plan"[R/OL]. (2020-08-07)[2021-02-01]. <https://xueqiu.com/9331049986/156109885>.
- [26] 林益楷. 迈向碳中和世界: 化石能源的资产搁置风险 [J]. 能源, 2019(12): 36-39.
LIN Yikai. Towards a carbon neutral world: Asset shelving risk of fossil energy[J]. Energy, 2019(12): 36-39.
- [27] 姜学峰, 单卫国, 宋磊, 等. 以时间换空间: 欧美大石油公司天然气业务战略调整初探 [J]. 国际石油经济, 2020, 28(8): 8-17.
JIANG Xuefeng, SHAN Weiguo, SONG Lei, et al. Time for space: Preliminary analysis on IOCs' gas business strategy amendment[J]. International Petroleum Economics, 2020, 28(8): 8-17.

(收稿日期 2021-01-22 编辑 罗冬梅)



本文互动