



天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判

傅观君, 张富强, 夏鹏, 冯君淑, 张晋芳

(国网能源研究院有限公司, 北京 102209)

摘要: 天然气发电具有排放低、效率高、调节灵活等优势, 是“双碳”目标下构建新型电力系统的重要组成部分和有效电源, 但中国天然气发电发展存在气源保障程度不高、燃料成本较高、关键核心技术受限等问题, 当前, 各方对“双碳”进程中天然气发电发展问题仍有争议, 亟待统一认识, 明确发展定位和方向。将天然气发电与新能源发电的融合发展纳入电力系统整体规划考虑, 采用自主开发的碳达峰、碳中和电力规划软件包进行优化分析, 以电力行业零碳为目标构建电力低碳转型情景, 研判了碳中和目标下天然气发电未来发展规模与布局, 并就影响天然气发电未来规模的不确定性因素展开了敏感性分析。依托模型测算结果, 建立评估气电在新型电力系统中功能作用的量化指标, 分析未来天然气发电在清洁电量供应、电力平衡、调峰平衡中的功能作用。天然气发电未来仍须适度发展, 新增布局仍主要集中在东南沿海, 中西部逐渐增加, 未来重点须加强天然气产运储销统筹协调、完善天然气和气电价格机制、加快攻关核心技术, 切实发挥天然气发电在新型电力系统构建过程中的积极作用。

关键词: 天然气发电; 碳达峰; 碳中和; 新型电力系统; 电源规划

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202401112

0 引言

当前, “四个革命、一个合作”能源安全新战略正加快实施, 中国做出力争 2030 年前二氧化碳排放达峰、2060 年前实现碳中和的国际承诺^[1-2]。2021 年 3 月 15 日, 习近平总书记在主持召开的中央财经委员会第九次会议上, 进一步明确要把“碳达峰、碳中和”纳入生态文明建设整体布局, 并强调构建清洁低碳安全高效的能源体系和新型电力系统^[3], 释放出加速能源电力系统清洁低碳转型的强烈信号。

近年来中国天然气发电(以下简称“气电”)保持较快增长, 过去十年发电装机年均增速达到 11% 以上。气电作为一种清洁低碳、灵活高效的发电方式, 具有调节灵活、排放低、效率高等优点, 可有效提高电力系统灵活性, 促进新能源消纳^[4-6], 在实现“碳达峰、碳中和”目标过程中,

相比煤电具有一定的比较优势。但同时, 当前气电发展仍面临气源保障难、燃料成本高、核心技术“卡脖子”等现实问题^[7]。当前业界已有不少学者对气电在构建新型电力系统、推进“双碳”进程中的定位问题进行研究^[8-10], 但总体仍存在一定的认识差异。同时, 已有针对“双碳”目标下的气电发展前景研究以定性分析为主, 缺乏从电力系统全局层面对气电发展的量化研究。因此, 有必要全面分析气电的优劣势, 明确气电在新型电力系统中的功能定位, 科学研判气电未来发展前景, 为顺利实现碳达峰、碳中和提供保障。

本文详细梳理了当前中国气电发展现状和存在的问题, 结合新型电力系统的建设需求及气电的优势特点, 分析了气电在构建新型电力系统中的功能定位。此外, 将气电与新能源发电的融合发展纳入电力系统整体规划考虑, 采用国网能源研究院有限公司自主开发的碳达峰、碳中和电力规划软件包(GESP-V)对气电在未来新型电力系统中的发展规模与布局进行优化分析, 研判了未来气电发展趋势, 提出了相关发展建议, 可为中长期气电行业的健康发展提供有益参考。

收稿日期: 2024-01-25; 修回日期: 2024-04-17。

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2022YFB2403100)。



1 中国气电发展现状及主要问题

1.1 发展现状

近年来中国气电保持稳步增长态势，但装机及发电量占比仍处于较低水平，如图 1 所示。截至 2023 年底，中国气电装机容量达 12 562 万 kW，近十年气电装机年均增速约 11.4%，但由于基数偏低，气电装机整体规模占比较低，仅占总装机规模的 4.3%，远低于世界平均水平（25% 左右），与美国 40% 以上的气电装机占比相比差距较大^[4]。从发电量看，中国天然气发电量也保持了稳定增长，2023 年达 3 016 亿 kW·h，近十年年均增速约为 10.2%，发电利用小时数为 2 500~3 000 h，但气电发电量占总发电量比重始终未突破 3.5%，远低于世界平均水平（23%），显著低于美国（37%）、欧盟（27%）、日本（36.8%）、韩国（27%）、德国（13%）等^[11]。



图 1 2013—2023 年中国天然气发电装机及电量变化趋势
Fig. 1 Trend of installed capacity and electricity of natural gas power generation in China from 2013 to 2023

中国气电主要布局在长三角、珠三角和京津地区，南方以调峰机组为主，北方以热电联产机组为主。受气源供应、管网建设、电价承受力等因素影响，广东、江浙沪、京津等地区气电装机容量较高，占全国比重约 80%。广东、浙江、上海等省市调峰气电占比约 70%~80%；北京、天津

由于冬季供暖需求大，全部是热电联产机组；江苏工业供热负荷较多，70% 以上为热电联产机组。

各地气电电价模式和水平不一，执行两部制电价地区逐渐增多。当前，中国气电执行单一制和两部制 2 种电价方式。各地电价水平不一，单一制电价为 0.61~0.69 元/(kW·h)；两部制电价中容量电价为 28~48 元/(kW·月)、电量电价为 0.44~0.55 元/(kW·h)。由于容量电价基本可补偿电厂固定成本，电量电价与变动成本持平或略高，两部制电价对气电企业经营形成兜底，自 2014 年起，上海、浙江、江苏、河南陆续开始执行两部制电价^[12-13]。

1.2 气电优势

与煤电相比，气电具备调节能力强、排放低、效率高、建设工期短等优势，具体如表 1 所示。

1) 调节能力强^[14]。气电机组启停快，运行灵活，单循环燃气轮机机组调峰能力可达 100%，联合循环机组非供热期可达 70%。

2) 排放低。气电几乎不排放烟尘和二氧化硫。单位度电发电量氮氧化物、二氧化碳排放量分别约为 0.114 g 和 400 g，分别相当于煤电的 60% 和 50% 左右。

3) 效率高。单循环气电发电效率为 35%~45%，联合循环发电由于增加了余热锅炉，利用了排气余热，机组整体发电效率可达 50% 以上，最新的 H 级联合循环发电效率达 60% 以上，加上供热，整体能源效率可达 75% 以上。

4) 建设工期短。常规电源中，气电建设周期最短，其中单循环气电工期为 10~12 个月，联合循环气电为 16~20 个月，比煤电更适合作为应对负荷增长和其他电源建设不确定性的储备电源。

1.3 存在问题

发电用气保障程度不高。中国天然气资源有限，已查明的化石能源储量中天然气仅占 0.6%。

表 1 煤电、气电特性对比

Table 1 Characteristics comparison between coal-fired and gas-fired power generation

机组	承担负荷位置	建设周期	能源综合效率/%	调峰范围/%	静止到满载时间	空载到满载时间	爬坡速率/(%额定容量·min ⁻¹)	填谷	调频	单位度电 NO _x 排放/g	单位度电 CO ₂ 排放/g
燃煤机组	基荷、腰荷	2~2.5年	40左右	目前: 50~100; 改造后: 35~100	6~8小时	1.5小时	2~3	×	√	0.19	800左右
联合循环燃机	基荷、腰荷	16~20月	50~75	38~100	2小时	1小时	大于5	×	√	0.114	400左右
简单循环燃机	峰荷	10~12月	40左右	20~100; 启停调峰: 0~100	19分钟	6~8分钟	10	×	√		



“缺油少气”的资源禀赋决定了中国天然气对外依存度近些年一直保持在 40% 以上的高位^[15]。另外，冬季民生用气挤占发电用气量，进一步影响气电的稳定性，例如华东地区 2020 年冬季由于给北方供暖让气导致机组缺气停机比例超过 70%。

燃料成本高，燃机核心制造技术尚未全部掌握导致市场竞争力不强。受上游资源约束、中下游供气环节多等影响，中国天然气价格较高，近年来大部分地区的发电用气价格为 2.0~2.5 元/m³，气电成本约为 0.55~0.65 元/(kW·h)，比煤电、水电、核电等电源高 0.1~0.3 元/(kW·h)。另外，中国尚缺少燃气轮机燃烧室、高温透平叶片等关键部件自主设计和制造能力，机组检修维护、改造升级等都依赖原厂商，费用高昂，进一步降低了气电的市场竞争力。

近年来政府推动降低用能成本，气电价格疏导空间有限，给气电企业经营带来较大压力^[16]。各地政府主要通过提高销售电价疏导较高的气电上网电价，但这与降低工商业用能成本的要求相互冲突。随着市场化交易电量比例提升，可分摊高电价的电量降低，再加上气电装机增加，各地疏导压力逐渐增大，造成部分地区气电利用小时数持续降低，企业经营困难。

气电发展前景受替代低碳能源发电技术的影响存在不确定性。气电习惯上被称作清洁能源发电，但本质属于化石能源、高碳能源，气电碳排放情况尽管好于煤电，“双碳”目标硬约束下，气电未来发展定位仍不清晰，尽管近期影响不大，但中远期存在被“非化石能源”“煤电+CCUS 技术”等零碳能源发电技术替代的风险。

2 “双碳”目标下气电未来发展趋势研究

2.1 模型方法

考虑“双碳”目标下行业间碳减排路径的统筹优化和顶层设计仍不清晰，电力系统应承担的具体减排责任和贡献潜力尚不明确，以电力行业未来承担的碳减排实物量为主约束，以 2060 年电力系统实现零碳排放为目标，依托碳达峰、碳中和电力规划软件包（GESP-V）优化分析不同情景下电源发展规模布局、传统电源 CCUS 改造捕集规模和电力碳减排路径。GESP-V 以包含新能源

在内的多区域电力规划模型为核心，可反映电力电量平衡、碳排放约束、碳捕集改造、电制氢等减碳、新能源利用等关键技术的影响，集成电源规划、生产模拟、政策分析等系统工具，可针对各类情景下的能源电力发展路径、电源发展规模布局、电力流向规模、传统电源 CCUS 改造捕集规模、电力碳减排路径等开展优化分析，如图 2 所示。

GESP-V 的目标函数是规划期内系统总费用 Z 最小，具体包括规划期内总投资 I 、规划期内新增固定资产的余值 S 、系统固定运行费用 F 、系统变动运行费用 V 、系统环境成本等外部成本 E ，即

$$\min Z = I - S + F + V + E \quad (1)$$

投资成本包括规划期内新增电源及其配套输变电的投资、区域间联络线扩展耗费的的投资、CCUS 设备改造的投资；全系统的运行费用包括燃料费用、固定运行费、变动费用、需求侧响应调用成本；排放费用包括碳排放和各类污染物排放费用，并扣除新增投资在规划期末的余值。

GESP-V 的约束方程主要包括电力系统扩展规划约束、电力系统运行约束、发电资源约束、能源电力发展政策约束等^[17]。

电力系统扩展规划约束反映规划期内逐水平年的新增及退役情况，对于电源装机扩展规划，有

$$X_{t,i}^G = X_{t-1,i}^G + X_{t,i}^{NG} - X_{t,i}^{RG} \quad (2)$$

式中： $X_{t,i}^G$ 、 $X_{t,i}^{NG}$ 、 $X_{t,i}^{RG}$ 分别为水平年 t 电源类型 i 的总装机容量、新增容量、退役容量。

电力系统运行约束主要包括电力平衡约束、系统充裕度约束、电源出力约束、跨区输电约束等，对于电力平衡约束，选取典型场景进行逐时段电力供需平衡，有

$$\sum_{i \in M} P_{t,i} - \sum_{i \in E} P_{t,i}^C + P_{t,l} = L_t \quad (3)$$

式中： $P_{t,i}$ 、 $P_{t,i}^C$ 、 $P_{t,l}$ 、 L_t 分别为时段 t 电源类型 i 的发电功率、储能 i 充电（抽水）功率、区域净受入电力、用电负荷； M 为各类电源集合； E 为储能类型集合。

发电资源约束主要各类发电燃料的供应上限约束，对于发电用煤，有

$$\sigma_t E_{t,c} \leq F_{t,c,m} \quad (4)$$

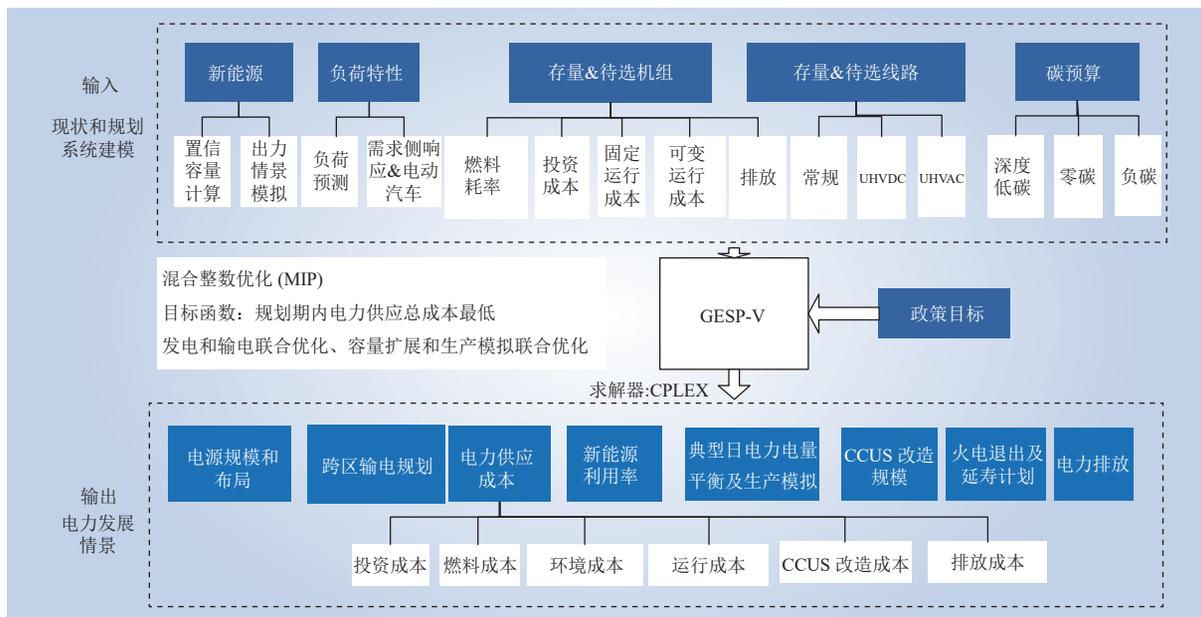


图 2 碳达峰、碳中和目标下电力发展路径优化模型

Fig. 2 Power development path optimization model under the goal of reaching carbon emission peak and carbon neutrality

式中： σ_t 、 $E_{t,c}$ 、 $F_{t,c,m}$ 分别为水平年 t 的单位发电煤耗、煤电累积发电量、发电用煤可供上限。

能源电力发展政策约束主要包括碳排放和非化石能源消费占比等约束，对于 2060 年碳排放约束，有

$$\sum_{i \in M_{if-b}} \delta_{2060,i} E_{2060,i} - \sum_{i \in M_{if}} \delta_{2060,i} E_{2060,i}^{CUSS} = 0 \quad (5)$$

式中： $\delta_{2060,i}$ 、 $E_{2060,i}$ 、 $E_{2060,i}^{CUSS}$ 分别为 2060 年电源类型 i 对应单位发电量的二氧化碳排放量、总发电量以及经过 CUSS 技术改造的机组发电量； M_{if-b} 、 M_{if} 分别为不包含生物质发电的火电机组集合、所有火电机组集合。

2.2 主要边界条件

经济发展目标、能源需求、非化石能源结构占比、非化石能源开发潜力及目标、碳减排关键目标和电力碳预算等边界条件设置如表 2 所示。经济发展、能源消费总量、能源结构、碳减排目标作为模型中电力需求预测外置模块的输入边界，非化石能源发电潜力及目标在电源装机扩展规划约束中以上限或下限约束体现，电力碳预算在碳排放约束方程中体现。

2.3 气电未来规模及布局

根据模型测算得到未来全国电源装机结构，如图 3 所示。从气电未来装机规模看，预计 2030、

表 2 关键边界条件
Table 2 Key boundary conditions

类别	边界条件
经济发展	2035年国民生产总值较2020年翻一番，“十四五”、2026—2035、2036—2050、2051—2060年期间，GDP年均增速约为6.0%、4.4%、3.3%、2.7%
能源消费总量	一次能源消费2030年左右达峰，峰值控制在60亿t标煤以内
能源结构	2030年非化石能源消费占一次能源消费比重达到25%以上
碳减排目标	2030年碳排放达峰，2060年碳中和；2030年单位GDP CO ₂ 排放比2005年下降65%以上
非化石能源开发潜力及目标	常规水电、核电技术可开发量约6亿和4亿~5亿kW；2030年新能源装机规模为12亿kW以上
2020—2060年电力碳预算	累积碳预算为1000亿t，2060年电力碳排放为0

2060 年，气电装机分别达到 2.2 亿 kW、3 亿 kW，气电装机规模增长趋势总体可分为稳步增长、增容控量、控容减量 3 个发展阶段，如图 4 所示。

稳步增长阶段：2030 年前气电仍将延续当前发展态势，保持稳步增长态势，预计 2030 年气电装机达到 2.2 亿 kW 左右，2020~2030 年均增长 1200 万 kW，年均增速为 8%，与“十三五”期间增速基本相当。2030 年气电发电量达到 7550 亿 kW·h 左右，未来十年年均增长 500 亿 kW·h 左右，气电发电利用小时数保持稳定水平，约为 2500~3500 h。

增容控量阶段：2030~2045 年，气电装机规模

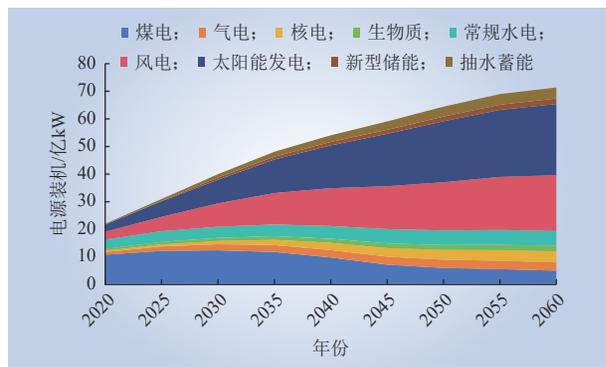


图 3 2020—2060 年全国电源装机结构

Fig. 3 National power installation mix from 2020 to 2060

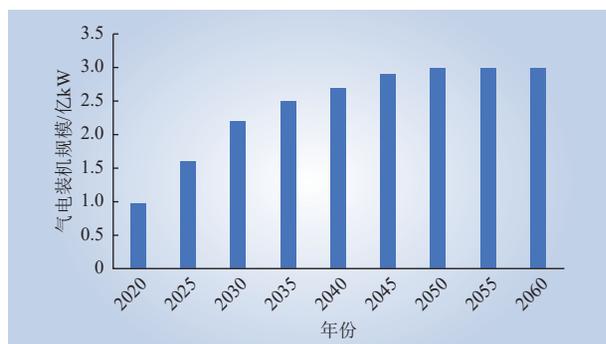


图 4 2020—2060 年全国气电装机规模变化趋势

Fig. 4 Change trend of national gas electricity installed capacity from 2020 to 2060

和发电量仍保持增长，但增速逐步放缓，且发电量增速相比装机增速下降更快，利用小时数保持下降趋势，预计 2040 年左右，气电发电量将达到峰值，约为 8380 万亿 kW·h。2035 年以后气电 CCUS 改造逐步进入示范和规模化应用，2045 年加装 CCUS 装置的气电装机规模约为 3000 万 kW 左右，气电总装机规模约为 2.9 亿 kW。

控容减量阶段：2045 年以后，气电装机规模进入峰值平台期，气电更多发挥系统调节和高峰电力保障作用，气电发电量和利用小时数均呈现较快下降趋势，2060 年气电发电量约为 4620 万亿 kW·h，相比峰值下降约 45%。预计 2060 年气电装机约为 3 亿 kW，其中加装 CCUS 装置的近零脱碳机组为 1.2 亿 kW，灵活调节机组（未 CCUS 改造，基本不承担电量，仅做调峰运行）为 1.8 亿 kW。

从未来气电发展布局看，延续目前布局，新增气电主要布局在长三角、珠三角、京津等地区。主要有 2 个原因，1) 与其他地方相比，这些地区更容易获得液化天然气等基础设施，气源更

有保障；2) 在高发电成本、受监管的电价、利用小时数不高的情况下，气电的盈利能力仍将面临挑战，这些较富裕的省份有能力为气电企业提供补贴。

中部适度布局气电，解决电力缺口和调节能力不足问题。在“双碳”目标下，严控煤电装机规模是大势所趋，中部的安徽与华中各省将面临电力、电量双缺的困境，加上新能源的不稳定性，低碳、可靠性较高的气电成为各地现实的选择。

西部北部气源丰富、新能源发电较多的地区适当布局调峰气电。在新疆、青海、内蒙古等天然气和风光资源富集区配套建设一批燃气调峰电站，建立协同配合的“气风互补”或“气光互补”发电组合，以进一步减少弃风弃光，提升可再生能源发电总出力水平、电网运行的可靠性以及电源外送能力。

2.4 敏感性分析

从气电未来发展的不确定性看，未来气电发展规模主要受到新能源发展规模、气源保障、CCUS 技术发展及碳价等因素影响。

新能源是实现“双碳”目标的决定性因素，国家提出要推动新能源高质量发展，“新能源+储能”与“火电+CCUS”是 2 条相互竞争的可行技术路线。若未来长时储能技术能够突破与应用，中远期新能源装机规模将会明显提升，系统所需火电装机规模将会有所下降。假定 2060 年新能源装机规模在基准情景上增加 3 亿 kW，在其他各类电源装机边界保持不变的前提下，预计气电装机规模相比基准情景将下降约 3000 万 kW。

气源保障对气电发展会产生一定影响。在当前电力系统零碳情景下，发电用气需求在 2040 年达到峰值，约为 1600 亿 m³。2023 年，全国规上工业天然气产量达到 2297 亿 m³，保持稳步增长，考虑中远期天然气掺氢、氢气和二氧化碳制取天然气等碳循环模式作为补充气源，基本可满足发电用气需求。但同时考虑到进口天然气受国际能源格局影响存在较大不确定性，若未来气源供应不及预期，气电电量及装机规模将会在当前基础上有所下降。

CCUS 技术成本影响煤电低碳转型路径，若 CCUS 技术成本下降，系统中可保留较多煤电，气电规模将有所下降。假定未来各水平年 CCUS



技术成本在基准情景基础上下降 30% 开展敏感性分析。在此情景下，气电装机增长速度相比基准情景放缓，2060 年气电装机规模达到 2.5 亿 kW，相比基准情景下降 5 000 万 kW，煤电装机容量有所增加，2060 年装机规模达到 5.7 亿 kW，相比基准情景增加 7 000 万 kW。

考虑到未来碳市场发展存在较大不确定性，若对标目前欧盟碳价水平，2060 年碳价水平设定为 500 元/t，进行敏感性分析。在此情景下，2060 年气电装机规模达到 3.4 亿 kW，相比基准情景增加 4 000 万 kW，2060 年煤电装机规模达到 4.8 亿 kW，相比基准情景减少 2 000 万 kW。

3 气电在新型电力系统中的功能定位分析

实现双碳目标，加快构建新型电力系统，需要坚持电源发展多元化^[18-19]，即多种电源协调包容发展，既包括发展风电、太阳能发电等新能源，也包括发展水电、核电、抽蓄、新型储能，还包括推广加装 CCUS 的煤电、气电和生物质发电等。虽然气电大规模发展，需要面临上述气源保障程度不高、燃料成本较高、机组关键核心技术不掌握等问题，但其自身诸多优点对于构建中国未来多元保障、高灵活性的新型电力系统将起到重要的辅助作用。本章选取气电发电量占清洁能源发电量比重、气电发电能力占总发电能力需求比重、气电调峰能力占系统总调峰能力的比重 3 个指标，分析气电在构建新型电力系统进程中的功能定位，如图 5 所示。

从清洁电量供应看，2030 年前气电提供清洁电量的功能作用持续增强，2030 年后气电占清洁电量的比重开始逐步下降，气电的电量供应作用开始减弱。2030 年，气电发电量达到 7 500 亿 kW·h，占清洁能源发电量总量的 11%。此后随着气电发电利用小时数的逐步下降，气电电量增势放缓，2045 年以后气电发电量开始呈现下降趋势，气电占清洁电量的比重持续下降，到 2060 年降至 3% 左右。

从电力供应看，气电始终是“顶峰保供应”的重要补充电源，电力平衡保障作用持续增强。在充分考虑煤电、水电、核电、新能源的基础上，2030 年气电在电力平衡中的贡献度约为 8%，2030 年前煤电仍是保障电力平衡的主力电源。远

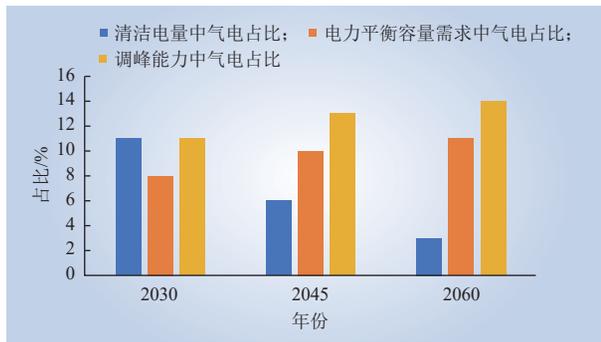


图 5 气电功能定位各项指标走势
Fig. 5 Trends in various indicators of gas-fired power

期来看保障电力平衡需要依靠多元化清洁能源，各类型电源和需求侧资源承担电力平衡供应容量较为平均，形成多元化电源供应体系。气电在电力平衡中的贡献度持续提升，预计 2060 年全国电力平衡容量需求达到 28 亿~32 亿 kW，气电在电力平衡中的贡献度提升至 11%，如图 6 所示。

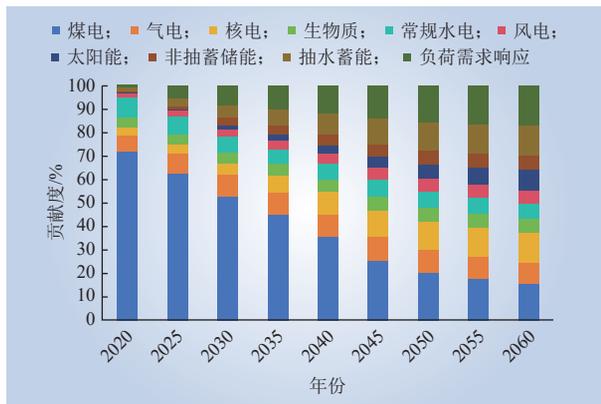


图 6 2020—2060 年全国各类电源电力平衡贡献图
Fig. 6 Contribution of power balance of various power sources from 2020 to 2060

从调节支撑看，气电是“调峰促消纳”的有效电源，对调峰能力的贡献作用在远期占主导。随着新能源发电渗透率上升，电力系统调峰平衡压力逐步增大，需要配置含气电在内的更多的灵活性调节资源^[20]。根据调峰平衡估算，在充分考虑煤电灵活性改造、抽蓄、电化学储能等调节资源的基础上，2030 年、2060 年气电对调峰供应的贡献度约为 11%、14%。

4 结论及建议

1) 气电是“双碳”进程中未来电源结构多元



化的重要组成部分，电力规划软件模型测算表明，电力零碳情景下，2060年，气电装机规模将达到3亿kW，气电对电力平衡容量贡献度约为11%，气电对调峰平衡的贡献度约为14%。2035年前后开始通过配备CCUS装置捕集二氧化碳，预计2060年气电CCUS改造规模达到1.2亿kW左右，年碳捕集量为1.2亿t。

2) 气电未来新增布局主要分布在长三角、珠三角、京津等气源有保障、气价承受力强的地区，中部适度布局气电，解决电力电量缺口和调节能力不足问题，西部北部气源丰富、新能源发电较多的地区适当布局调峰气电。

3) 气电未来发展须重点解决气源保障难、燃料成本高、核心技术“卡脖子”等现实问题，建议加强天然气产运储销统筹协调，多渠道保障稳定供应；深化上中下游供气体制机制改革，适时科学调控气价，完善气电价格机制；加快科技攻关，掌握燃气轮机关键核心技术。

参考文献：

- [1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话 [R]. 北京: 中华人民共和国国务院, 2020.
- [2] 新华网. 习近平在气候雄心峰会上的讲话 [EB/OL]. (2020-12-12)[2023-12-22]. http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-12/12/c_1126853599.htm.
- [3] 中华人民共和国国务院. 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议 [EB/OL]. (2021-03-15) [2023-12-22]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [4] 黄龔, 赵文轸. 推进中国天然气与可再生能源融合发展的思考 [J]. 世界石油工业, 2021, 28(4): 38–43.
HUANG Yan, ZHAO Wenzhen. Thoughts on promoting the integrated development of natural gas and renewable energy in China[J]. World Petroleum Industry, 2021, 28(4): 38–43.
- [5] 李琼慧, 王彩霞. 新能源发展关键问题研究 [J]. 中国电力, 2015, 48(1): 33–36.
LI Qionghui, WANG Caixia. Study on the major issues of renewable energy development[J]. Electric Power, 2015, 48(1): 33–36.
- [6] 贾德香, 韩净. 燃气发电的发展及其对电网调峰和经济性影响研究 [J]. 中国电力, 2013, 46(7): 149–152.
JIA Dexiang, HAN Jing. Development planning of natural gas power generation and its influence on power system's peak load regulation and economy[J]. Electric Power, 2013, 46(7): 149–152.
- [7] 郭华璋, 罗歆尧, 张红梅. 我国气电产业发展的潜力、挑战与推进措施 [J]. 天然气技术与经济, 2021, 15(5): 75–82.
GUO Huazhang, LUO Xinyao, ZHANG Hongmei. Development potential, challenges, and promotion measures of gas power generation industry in China[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2021, 15(5): 75–82.
- [8] 刘合, 梁坤, 张国生, 等. 碳达峰、碳中和约束下我国天然气发展策略研究 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 33–42.
LIU He, LIANG Kun, ZHANG Guosheng, et al. China's natural gas development strategy under the constraints of carbon peak and carbon neutrality[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 33–42.
- [9] 周淑慧, 王军, 梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171–182.
ZHOU Shuhui, WANG Jun, LIANG Yan. Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171–182.
- [10] 刘志坦, 李玉刚, 杨光俊, 等. 低碳转型背景下我国气电产业发展路径 [J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 152–161.
LIU Zhitan, LI Yugang, YANG Guangjun, et al. Development path of China's gas power industry under the background of low-carbon transformation[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 152–161.
- [11] BP. 世界能源统计年鉴 2021 [EB/OL]. (2021-07-08)[2023-12-22]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>.
- [12] 程培培. 上网电价政策对天然气发电企业的影响分析 [J]. 中国总会计师, 2019(8): 148–149.
- [13] 王文飞, 刘志坦. 我国两部制电价制度对天然气发电企业盈利能力的影响 [J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 138–145.
WANG Wenfei, LIU Zhitan. Influence of a two-part electricity price system on the profitability of natural gas power generation enterprises in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 138–145.
- [14] 刘嘉乐, 马素霞, 马红和, 等. 燃气机组热调峰性能及经济性分析 [J]. 中国电力, 2021, 54(6): 104–110.
LIU Jiale, MA Suxia, MA Honghe, et al. Analysis on thermal peak shaving and economic performance of gas-fired unit[J]. Electric Power, 2021, 54(6): 104–110.
- [15] 刘朝全, 姜学峰. 2020年国内外油气行业发展报告 [R]. 石油工业出版社, 2021.
- [16] 郑国, 孙利, 邢金燕, 等. 促进我国天然气发电产业健康快速发展研



- 究[J]. *中国能源*, 2020, 42(1): 31–35, 38.
- ZHENG Guo, SUN Li, XING Jinyan, *et al.* Research on promoting the healthy and rapid development of China's natural gas power generation industry[J]. *Energy of China*, 2020, 42(1): 31–35, 38.
- [17] 王耀华, 焦冰琦, 张富强, 等. 计及高比例可再生能源运行特性的中长期电力发展分析[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(21): 9–16.
- WANG Yaohua, JIAO Bingqi, ZHANG Fuqiang, *et al.* Medium and long-term electric power development considering operating characteristics of high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(21): 9–16.
- [18] 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J]. *中国电力*, 2021, 54(3): 1–11.
- ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, *et al.* Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system[J]. *Electric Power*, 2021, 54(3): 1–11.
- [19] 王耀华, 栗楠, 元博, 等. 含大比例新能源的电力系统规划中“合理弃能”问题探讨[J]. *中国电力*, 2017, 50(11): 8–14.
- WANG Yaohua, LI Nan, YUAN Bo, *et al.* Discussion on the reasonable curtailment problems in highly renewable power system planning[J]. *Electric Power*, 2017, 50(11): 8–14.
- [20] 王跃峰. 德国新能源发电发展和运行研究[J]. *中国电力*, 2020, 53(5): 112–121.
- WANG Yuefeng. Research on development and operation of renewable energy generation in German[J]. *Electric Power*, 2020, 53(5): 112–121.

作者简介:

傅观君(1984—), 女, 通信作者, 博士, 高级工程师(教授级), 从事能源电力规划以及能源电力安全研究, E-mail: fuguanjun@sgeri.sgcc.com.cn;

张富强(1982—), 男, 博士, 高级工程师, 从事能源战略与规划以及新能源消纳研究, E-mail: zhangfuqiang@sgeri.sgcc.com.cn.

(责任编辑 许晓艳)

Functional Orientation and Development Prospect of Natural Gas Power Generation in New Power System

FU Guanjun, ZHANG Fuqiang, XIA Peng, FENG Junshu, ZHANG Jinfang
(State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: Natural gas power generation has the advantages of low emissions, high efficiency, and flexibility. It is an important component and effective power source for building a new power system under the dual carbon goals of reaching carbon emission peak and carbon neutrality. However, there are still problems in China's natural gas power generation development, such as the relatively low gas source guarantee, high fuel costs, and limited key core technologies. At present, disputes about the development of natural gas power generation in the dual carbon process still exist. It is urgent to have a unified understanding and clarify its development orientation and direction. This paper takes the integrated development of natural gas power generation and new energy generation into consideration in the overall planning of the power system. It uses self-developed carbon emission peak and carbon neutrality power planning software packages for optimization analysis and constructs a low-carbon transformation scenario for the power industry with zero carbon as the goal. It analyzes the future development scale and layout of natural gas power generation under the carbon neutrality goal and conducts sensitivity analysis on the uncertainty factors affecting the future scale of natural gas power generation. Based on the model calculation results, the paper establishes quantitative indicators to evaluate the functional role of gas-fired electricity in new power systems and analyzes its functional role in clean electricity supply, power balance, and peak shaving balance in the future. Natural gas power generation still needs moderate development in the future, with new layouts mainly concentrated in the southeast coastal areas and gradually increasing in the central and western regions. In the future, the focus must be on strengthening the coordination of natural gas production, transportation, storage, and sales, improving the pricing mechanism of natural gas and gas-fired electricity, and accelerating the development of core technologies, to give full play to the positive role of natural gas power generation in the construction of new power system.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No.2022YFB2403100).

Keywords: natural gas power generation; carbon emission peak; carbon neutrality; new power system; power source plan