

碳达峰碳中和“施工细节”亟待形成共识

业内认为需研判行业结构调整、区域发展、技术创新的节奏和力度

■本报记者 苏南

实现碳达峰碳中和是一项多维、立体、系统的工程，涉及经济社会发展的方方面面，其顶层设计清晰且明确。但业内普遍认为，自“双碳”目标的施工图和路线图明确以来，具体推进落实中对于达成目标的路径和方式、节奏和力度、局部和全局等诸多辩证考量尚未形成共识，十分有必要围绕“双碳”主线，考虑行业和区域分解下的能源电力发展路径。

业内专家表示，能源转型不会一蹴而就，更不是另起炉灶，要统筹好常规技术与颠覆性技术创新突破，支撑能源系统稳步转型的同时，实现能源技术革命性的换代创新。

产业结构调整需与能源体系优化同频共振

我国产业结构偏重、能源结构偏煤，能源消费仍在刚性增长，实现“双碳”目标减排量大、时间窗口紧，能源持续发展中实现大规模减排面临巨大挑战。业内普遍认为，实现“双碳”目标是产业结构调整与能源体系优化同频共振的过程，实质上是在一定碳排放配额下，对工业、交通、建筑与能源、电力行业转型责任的分配问题。

按照国网能源研究院的分析研究，我国终端能源消费预计在2030年前后进入峰值平台期，峰值约为42亿吨标准煤。石油和天然气终端需求依次在2030年和2035年前后达峰，煤炭消费稳步下降。

中国石油集团经济技术研究院副院长吴谋远日前在“六铺炕能源论坛”上表示，



碳达峰碳中和阶段的能源转型特征存在显著不同：2030年以前，能源转型以增量替代为主，呈现出煤炭平稳、石油放缓、清洁能源加快的特征；碳中和阶段能源转型以存量调整为主，表现为非水可再生能源对煤炭和石油的替代，化石能源利用规模明显下降，以非化石能源为主的电力体系逐步形成。

“电力供给清洁化水平是协调电力碳达峰与其他行业碳达峰时序的关键因素，科学合理地制定策略，实现工业、建筑、交通、电力等部门的碳排放梯次达峰至关重要。”国网能源研究院副院长王耀华表示，当前我国非化石能源发电量占比38.5%，工业、建筑、交通等终端部门电能替代获得清洁环境效益的同时，会带来全社会综合碳排放的增加；当非化石能源发

电量占比超过40%，终端部门电能替代可适当降低全社会碳排放峰值，但电力行业碳排放增加；当非化石能源发电量占比超过60%，加快推动终端部门电能替代有助于全社会各部门快速减排。

王耀华指出，结合电力供给清洁化预期水平看，电力行业碳排放达峰有助于更好统筹电力安全供应保障与全社会碳减排进程。从直接碳排放看，工业部门（含工业过程）能在“十四五”达峰，建筑部门在2025年前后达峰，交通部门在2030年前达峰，由于这些部门碳排放的压力通过电气化转移到电力部门，所以电力部门碳排放会在2030年以后进入峰值平台期。“经过3—5年，多元化清洁能源供应体系基本形成，新能源对火电更深度替代，电力碳排放也会快速下降。”

区域梯次碳达峰有利于区域协调发展

据《中国能源报》记者了解，华东、华北、东北区域预计将早于全国实现电力碳达峰，南方、西北区域基本与全国同步实现电力碳达峰，华中、西南区域晚于全国实现电力碳达峰。碳达峰至碳中和时期，各区域与全国类似，降碳路径相对平稳。

“考虑发展基础、资源禀赋、战略定位等差异，不同区域电力行业碳排放演化路径存在不同。”国网能源研究院研究员冯君淑表示，西部、中部等积极承接产业转移的地区，电力需求拥有更大增长空间，不宜早于全国实现电力碳达峰。京津冀、长三角、粤港澳大湾区等引领高质量发展的第一梯队区域，以及东北区域，拥有更多元化的电力供应结构，不宜晚于全国实现电力碳达峰。“统筹区域间碳达峰次序意味着可能给部分地区带来经济发展受替代价，将削弱区域减排协同意愿，这需要统筹推进相关支持政策。”

国网能源研究院研究认为，2030年后东中部分布式新能源已高比例开发，大型新能源发电基地将在西北地区以及其他有条件的区域不断扩大规模。针对目前“沙戈荒”地区新能源基地化开发技术路径仍不明确、经济性仍较低等问题，需要坚持构建“三位一体”的新能源供给消纳体系。

业内人士普遍认为，未来需设计合理的区域间碳配额分配机制，通过完善的交易机制推动各地区之间相互协调发展，可合力减碳。此外，还需依据各地区能源资

源禀赋和经济发展阶段差异，统筹能源电力流向与跨区碳流向核算机制。

关键科技创新与能源转型需协同布局

行业碳预算多寡代表了减排责任，也意味着国家对不同产业在资金投入、政策扶持和各类资源倾斜方面的战略抉择。未来，关键低碳技术路线布局、突破方向、突破时点等均会产生路径切换。比如，新型储能、CCUS、氢能等前沿技术在已设计的实施路径中不可或缺，但这些技术的研发突破、商业应用等还面临不确定性。

国网能源研究院研究认为，“双碳”目标下，“新能源+储能”与“煤电+CCUS”是两条存在竞争的可行性技术路线。由于短时储能在保供应和促消纳方面都存在“饱和效应”，未来长时储能技术突破的时间节点、部署规模会对能源电力“双碳”路径产生深刻影响。假设跨季节储能技术在2030年实现突破，并开始商业化部署，中长期新能源装机规模将明显提升。

“不同环节技术发展既相互依赖，又需要以一定的节奏相互匹配。”国网能源研究院研究员吴聪表示，如高效清洁能源发电技术与新型储能、先进输电技术等协同推进才能满足新能源高效消纳要求，氢能开发利用技术与氢能工业、交通、电力等领域的应用技术相匹配，终端电气化技术的推广应用要与供给侧电力供应清洁化技术发展节奏相匹配，才能实现协同降碳。“所以，‘双碳’目标下，必须以系统观念开展转型路径与科技布局间的战略与规划协同。”

储气库调峰供气有“余粮”更从容

——访中国石油勘探开发研究院首席技术专家郑得文

■本报记者 梁沛然

储气库具备季节调峰、事故应急以及国家能源战略储备三大功能，是保障天然气安全平稳供给的“地下粮仓”和“地下银行”。截至11月23日，我国最大天然气储气库——新疆油田呼图壁储气库已连续两周向西气东输干线以及北疆沿线城市平稳供应天然气。

据了解，因地质条件复杂且起步晚，我国储气库建设曾面临资源地域分配不均、标准规范不健全、盈利水平偏低和市场化程度不高等瓶颈，但随着储气库建设持续推进，库容量越来越大，调峰能力不断增强。立足2035年“地下储气库建库技术总体达到国际领先水平”目标，我国如何建好并管好、用好储气库？储气库如何从天然气“银行”“粮仓”转变为“气、油、氢、能、碳”等地下宝库？《中国能源报》记者日前专访了中国石油勘探开发研究院首席技术专家郑得文。



郑得文

成为建设储气库调峰能力增长最快国家

中国能源报：从调峰能力看，目前我国储气库建设达到什么水平？

郑得文：世界天然气联盟储气库委员会专家曾指出，中国建库地质条件复杂，储层埋藏深至5000米且低渗透率、低孔隙度，储气库大规模建设在世界范围内都是最大挑战。但我们迎难而上，目前已成为全球建设储气库调峰能力增长最快的国家，已形成复杂地质条件建设储气库技术系列，总体上在该领域进入世界先进行列。

截至今年底，全国在役储气库（群）预计将达29座，气藏储气库占大多数，设计总工作气量328亿方，形成调峰能力230亿立方米，最大日调峰量超2.6亿立方米。中国石油今年重点保供储气库工程总体进展顺利，预计形成工作气量近200亿立方米，同比增加37亿立方米，这也是我国建设储气库以来年增量首次突破30亿立方米；今年高月（12月）调峰能力预计达到每日2.15亿立方米，每日同比净增3000万立方米。

中国能源报：近年来，冬季天然气供应持续稳定，其中储气库发挥了什么作用？

郑得文：储气库在关键时刻的削峰填谷作用十分显著，比如，中亚进口管道气冬季日减供达5000万立方米以上已成为常态，此时只有启动储气库快速“放粮增供”，才能保障天然气供应系统稳定运行。

近年来，随着我国天然气消费量增加和储气库规模扩大，储气库作用也逐渐发生变化。以前，我们将储气库作为尖峰保供的一个主要手段，舍不得多用，主要的气都留在尖峰时段用，有时会造成少采情况。但现在，储气库工作气量多了，调峰能力强了，就能将一部分量作为保供季资源量进行安排，同时预留7—10天的应急能力，保障短期的高峰需求。这样既能保障冬季高峰的采气需求，又能保障储气库的利用效率。

中国能源报：目前我国在储气库建设过程中还存在哪些问题？未来将如何解决？

郑得文：我国储气库建设还面临不少问题。比如，我国天然气消费市场与资源禀赋先天错位，长距离管道将国内外天然气资源输送到消费市场已成为资源流的主体；地质条件复杂，天然气主要消费市场地区适合建库的目标

更加缺乏；天然气大规模开发利用时间较晚，天然气管网与市场配套储气库建设滞后，早期调峰保供能力较弱。另外，我国储气库类型相对单一，除气藏型储气库建设目标比较成熟外，油藏型、盐穴型还处于小规模开创性建设阶段，水层型、矿坑型还处于探索阶段，一定程度上制约了储气库规模化快速发展。近年来，随着新类型气藏库址目标出现，新的建库目标向低渗、火山岩、含硫碳酸盐岩等复杂气藏转变，建库难度成倍增加。

在“双碳”目标和油气企业转型背景下，地下空间的综合利用为储气库快速转型提供了很好的机遇。

建好、管好、用好储气库是关键

中国能源报：储气库行业高质量发展的关键着力点有哪些？

郑得文：建好、管好、用好储气库是关键。储气库建设涉及油气管道上中下游多项主体技术，组织强有力的专业化技术团队是建好储气库的前提；管理好储气库需要统一认识，国企要成为天然气保供的顶梁柱，承担主要责任，还要有配套的政策支持、管理规则约束、考核检查制度，给储气库多元化发展提供强有力支撑；另外，利用好储气库是一个系统工程。

储气库行业发展离不开科技创新攻关，要通过技术创新促进储气库业务转型升级。地下储气库建设任务艰巨，而且未来建库条件更加复杂多样，“双高”油藏、连通老腔、水层矿坑等领域建库技术处于空白，复杂气藏建库、数字化储气库建设仍有诸多基础性、前瞻性理论技术问题尚待解决，都给工程建设带来极大挑战。

未来，要系统分析储气库建设面临的科学、技术与工程问题，针对性地开展储气库建库基础理论与关键技术攻关，引领建库技术发展，为储气库高效建设与安全运行提供支持。

中国能源报：我国储气库近期和中远期的发展目标是什么？

郑得文：目标是“三步走”。预计到“十四五”末，地下储气库建库技术总体上达到国际先进水平，气藏、盐穴建库技术基本成熟，重点发展油藏建库技术，地下储气库调峰能力达到300亿立方米以上；预计到2030年底，地下储气库建库技术达到国际一流水平，含水层、油藏建库技术基本成熟，地下储氢、储能业务有所发展，地下

储气库调峰能力达到500亿立方米以上；预计到2035年底，地下储气库建库技术总体达到国际领先水平，地下储气、储能、储氢技术全面突破，实现地下储库与新能源业务融合发展，储气库调峰能力突破800亿立方米。

转型中解决好矛盾和挑战

中国能源报：实现储气库库容周转的高效化和效益最大化，应从哪些方面发力？

郑得文：储气库削峰填谷是第一要务，一般来说夏季用气低谷时储存、冬季用气高峰期采出是基本规律，但遇到特殊情况也可以灵活调配，经过气藏动态分析评价技术评估后，短期平衡状态下调整注采气方向及时转注或采出，完成应急供气任务。尤其是盐穴型储气库灵活性更高，一个注采周期内可实现多次注采转换，兼具社会效益和经济效益。目前，我国气藏型储气库实行每年一注一采，如果可以仿效盐穴型储气库，根据市场变化优选适合的气藏型储气库，实现多轮次注采，可大幅提高储气库的库容周转效率，实现效益最大化。

目前，国家执行新建库垫底气补贴制度，给建库企业带来实惠。储气库经营企业利用两部制机制获得经济效益，有的企业可利用冬夏气价差异实现经营效益，这些都促进了储气库高效建设。如果国家能推行储气库单独定价机制，保障储气库建设者合理收益，同时仿效欧美国家实施不同时间和气量的调峰气价，在我国冬季应急调峰时给予0.1元/方的额外采气费用，有望掀起新一轮储气库多元化市场化建设热潮。

中国能源报：储气库未来的功能会不会更多？前景如何？还会面临哪些挑战？

郑得文：能源行业利用地下空间重点开展“气、油、氢、能、碳”安全高效存储，是落实能源安全新战略和“双碳”目标的具体举措，将增强油气保供能力，实现油气与新能源融合发展。储气库将与地下空间统一规划发展，从天然气“银行”“粮仓”变为“气、油、氢、能、碳”地下综合能源。

储气库与能源安全、绿色低碳发展等战略息息相关，关乎国计民生，前景广阔。未来，其与国产气、进口管道气、进口LNG、新能源、消费市场等因素有机融合，建成东北、中东部、西北、西南、中西部及环渤海等六大储气中心，总体规模达到800亿—1000亿立方米的调峰保供能力。

尽管我国在气藏型储气库建设方面取得了重要成就，但今后储气库建设仍面临优质库址资源不足与储气库快速高效建设之间的矛盾，库址资源分布与天然气市场、管道建设布局之间的矛盾，调峰需求大与市场机制欠缺、建库动力不足之间的矛盾，冬季保供压力大与顶峰调节能力不足之间的矛盾。同时，也面临新类型储气库建设技术缺乏、储气库库容利用率低、储气库安全管控难度大以及储气库群一体化智能化调峰保供效率不高的挑战。



首个全国性海域立体分层设权规定出炉

海上风光项目用海或进一步规范

本报讯 记者李丽曼报道 自然资源部近日发布《自然资源部关于探索推进海域立体分层设权工作的通知》（以下简称《通知》），对海域立体分层设权工作中涉及的国土空间规划、海域使用论证、用海审批、不动产登记、海域使用金征收等方面予以指导和规范。业内认为，作为我国首次在国家层面出台的海域使用分层设权相关管理规定，《通知》或将推动海域管理模式从“平面”走向“立体”，或进一步规范未来海上风电、光伏等能源项目海域使用，促进海洋经济高质量发展。

自然资源部海域海岛管理司司长高忠文在11月例行新闻发布会上指出，海域空间范围包括内水、领海的水面、水体、海床和底土。现行海域管理制度体系主要基于海域“平面”管理，同一海域空间范围内仅设置一个海域使用权，海域空间资源的立体性和多功能性未得到有效发挥，部分区域的空间资源浪费较为严重。为充分发挥海域资源效益，缓解行业用海矛盾，逐步完善海域资产产权制度，有必要尽快探索开展海域立体分层设权。

《通知》明确，在不影响国防安全、海上交通安全、工程安全及防灾减灾等前提下，鼓励对跨海桥梁、养殖、温（冷）排水、海底电缆管道、海底隧道等用海进行立体分层设权，生产经营活动存在冲突的除外。其他用海活动经严格论证具备立体分层设权条件的，也可进行立体分层设权。

《通知》正式公布前，河北、浙江、广西、海南、辽宁等省区已先后出台海域立体分层设权政策文件。早在2002年，辽宁省大连长海县率先探索开展养殖用海立体分层设权。去年4月，浙江省自然资源厅发布《关于推进海域使用权立体分层设权的通知》，在设权空间范围方面，明确海上风电、光伏、跨海桥梁、温排水等用海活动，可以对海域的水面、水体、海床和底土部分或整体设立海域使用权。

近年来，我国各沿海省区大力推进海上风电发展，装机量呈现稳步增长态势。今年前三季度，全国海上风电新增并网容量和发电量同比分别增长14.8%、19.2%，在建和新建海上风电项目规模约1940万千瓦，较去年同期增加约200万千瓦。

中国能源研究会能源与环境专业委员会秘书长王卫权指出，此次出台的海域立体分层设权管理规定实际是在各地基础上进一步规范了海域使用，当前沿海各省海上新能源开发火热，可按照最新规定对相关项目用海情况进行分层设权管理。

厦门大学经济学院教授孙传旺在接受《中国能源报》记者采访时表示，海上风电等海上能源项目开发涉及水面、水体、海床和底土等多层海域。海域立体分层管理规定的出台有助于规范海域立体开发行为，缓解海上能源项目开发用海、通航、渔业等项目活动的用海冲突问题，为海上能源项目开发提供合理空间。

王卫权进一步表示，我国作出“发展海洋经济，保护海洋生态环境，加快建设海洋强国”的战略部署，要实现这一目标，海域的多元化利用势在必行。《通知》的出台有望推动海域多元化利用，不同领域用海各取所需，更能协同发挥作用，实现海洋海域的集约化利用。

近年来，随着海洋开发利用深度和广度不断拓展，近海传统和新兴海洋产业用海需求持续增大，海域空间资源的稀缺性日益凸显。据《中国能源报》记者了解，海上风光项目用海资源正不断收紧，渔业、交通等因素时常对项目用海审批以及项目落地造成影响。而随着《通知》出台，业界认为，海域管理模式改变更可能对未来海上能源项目开发带来利好，有助于推动形成海上可再生能源项目开发利用新模式。

“一方面，海域立体分层设权可以提高海域立体空间利用效率，有利于缓解用海权属交叉重叠问题和用海紧张现状，推动海上风电与其他用海主体共用同一海域，在空间上实现耦合发展和多重利用；另一方面，海域管理模式的优化也有助于盘活海域空间资源，推动形成‘海上风电+海洋牧场’‘海上风电+海上制氢’等新模式新业态，在产业上实现融合发展与互补延伸。”孙传旺说。