

盯紧用电“双高峰” 下好保供“先手棋”

■本报记者 杨晓冉

在冬夏“双高峰”保电压力呈现常态化背景下，提前做好迎峰度夏、迎峰度冬电力保供工作十分关键。

山东省发改委、山东省能源局日前印发的《2023年全省电力电量平衡方案》提到：“综合来看，夏、冬季午高峰期间，光伏支撑有力，电力供需基本平衡。考虑极端情况，在严格测算边界条件下，迎峰度夏晚高峰可能存在约1000万千瓦供需缺口；迎峰度冬晚高峰可能存在约800万千瓦供需缺口。”

中电联近日发布的《2023年度全国电力供需形势分析预测报告》预计，今年全国电力供需总体平衡，部分区域用电高峰时段电力供需偏紧。迎峰度夏期间，华东、华中、南方区域电力供需形势偏紧；华北、东北、西北区域电力供需基本平衡。迎峰度冬期间，华东、华中、南方、西北区域电力供需偏紧；华北区域电力供需紧张；东北区域电力供需基本平衡。

业内专家认为，在我国经济运行总体回升拉动电力消费需求增长、新型电力系统加快建设、极端天气频发等多重背景下，能源电力保供面临新的挑战，更需未雨绸缪，加强预测研判并理顺相关机制，确保保供无虞。

提前做好“双高峰”保供

《2023年度全国电力供需形势分析预测报告》预计，今年我国经济运行有望总体回升，拉动电力消费需求增速比2022年有

所提高。正常气候情况下，预计全国全社会用电量9.15万亿千瓦时，比2022年增长6%左右。

“可以预期，今年电力消费增速较去年会有所提高，尤其是有效投资推动下的新赛道和新业态，其用电需求持续提升将成为新的增长点。”厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺告诉中国能源报记者。

华北电力大学教授袁家海分析，从2018年开始，我国供电形势就从“总体宽松”逐渐转变为“总体平衡，局部地区高峰时段供应偏紧”。进入“十四五”，电力缺口向全国范围逐步扩大，高峰时期启动有序用电方案的省份逐渐增多。“自2018年，我国就暴露出最大用电负荷时期电力供应不足的现象，如江西度冬曾出现两三百万千瓦的缺口。山东、浙江、广东每年迎峰度夏都要启动有序用电的管理方案进行限电和调配。”

高峰时期电力供应缺口常态化，加之气候变化，导致供应侧和需求侧两头承压。“去年四川的限电情况，今年有可能还会出现。目前处于枯水期的云南干旱情况比往年更甚，三峡水电站的出力水平也和历史同期平均水平相比处于低位，所以今年很可能还会遇到持续干旱缺水的局面。”袁家海进一步称。

云南省水利厅今年2月表示，今年以来，云南大部分地区无明显降水，河道来水总体偏少，库塘蓄水总量下降加快，气象干旱发展迅速，玉溪、大理、丽江局部地区旱情影响逐步显现。“西南水电大省未来一段

时间或将面临严峻的电力安全考验。”袁家海说。

基于上述预期，业内专家一致认为，今年迎峰度夏和迎峰度冬期间，需要考虑高温等极端天气的预测和预警，提前做好电力规划及应急准备，缓解供给侧的迎峰保供压力。

结构性用电矛盾依然凸显

当前，部分省区加快能源清洁低碳转型步伐，新能源开发持续提速，非化石一次能源尤其是风电与光伏发电装机容量占比不断提高。业内专家认为，由于风电与光伏发电的随机性、波动性和间歇性特点，在新能源电源占比日益提高的情况下，保证电力系统供需平衡的难度也将进一步加大。

以山东为例，由于光伏发电装机规模大，在现货市场中，午高峰光伏发电时段反而价格最低，使得山东的午高峰基本平衡，变成电力负荷的低谷期。相对而言，夜晚光伏无法出力时，负荷较高。“在新能源越来越高的渗透率下，电力平衡由‘双峰曲线’变成‘鸭子曲线’，两头负荷高，中间负荷低。”袁家海解释道。

同时，负荷侧也发生了由主要工业负荷过渡到居民温控负荷的转变。

江苏省2022年发布的《江苏省电力需求响应实施细则（修订征求意见稿）》指出，空调、采暖等负荷逐年增长加剧了电网季节性峰谷差。“近几年，第三产业及居民采暖、制冷负荷飞速增长，2022年夏季全省最高空调负

荷约6000万千瓦，达到最高调峰负荷49%。”

孙传旺分析，结构性用电矛盾往往不是供需总量上的不相等，而主要体现在电力供给侧与需求侧在峰谷时间上的结构错配。新能源发电机组大规模替代常规发电机组容易影响电网频率与电压稳定，电力系统需要增强调节能力，调峰压力与日俱增。

另有能源行业分析人士指出，大规模建设新型电力系统时也要充分考虑不同类型装机之间的安全余度。“为提高供电可靠性，在电网中运行的设备或处于备用状态的设备，应有一定冗余度。目前，我国电源装机对这种安全供电冗余程度的考虑还不够全面。”

与此同时，袁家海也指出，在每年最大电力负荷增长可能达到6%-7%的形势下，单纯在电源侧增加装机并非效率最高的途径。“以煤电为例，一个项目从开工到建成，需要18个月左右。即使是去年年底已经开工的机组，也要到明年下半年才能建成，这对近两年的保供未必能直接发挥作用。”

需从“源网荷储”系统层面优化

“保供不能只从建电源的角度考虑，还要改机制。需要建立在电力供应最紧张时期能够发挥需求弹性的电力系统，这需要需求侧响应、价格机制等同时发挥作用。”袁家海表示，未来电力的平衡，显然要从“源网荷储”系统层面进行优化。

伴随需求侧温控负荷占比越来越高，保供阶段对需求侧响应提出了新要求。“需

求侧有无优化，对保供影响大不相同。通过空调楼宇的虚拟电厂模式，可以实现百万千瓦级别的响应规模。在电源侧，比起新建煤电等传统电源，建议加强电池储能的短周期‘充电宝’建设，以较快满足电力缺口。另一方面，价格机制也要能够引导机组在最缺电时满负荷发电，而不是在最缺电时发电越多反而亏损越多。”袁家海建议。

上述能源行业分析人士则指出，要夯实配套电力基础设施建设，加强省间或网间手拉手的电力能力，加快建立全国统一电力市场。“加强电源中心至负荷中心的电力输送通道，进一步提高省内与省际间的调控能力，促进跨区电能平衡与横向互补。电源冗余建设搭配要得当，省间和网间的互联互通要尽快打通，为全国形成统一电力市场打下基础。”

除了进一步加强电源建设，推动源网荷储一体化发展，强化多种能源的互补互济和有效利用也很重要。孙传旺强调，应注重促进煤电机组节能降碳改造、供热改造和灵活性改造的“三改联动”，加快完善调峰补偿分摊机制，尤其是推进落实煤电调峰辅助服务补偿，鼓励煤电机组参与区域深度调峰。

“中长期气象预测准确性有待提高，气象部门要更好地服务于电力生产部门。现在短时的负荷预测已经可以非常准确，但新能源的出力预测具有极强的不确定性，如何进一步提高新能源出力的负荷短期预测水平，仍需各部门之间的协同。”袁家海说。

浩吉铁路运输煤炭突破2亿吨



图片新闻

3月28日，随着一列满载8000吨煤炭的71453次列车从国铁西安局靖边东站缓缓驶出，一路向南开往湖北省襄州北站，标志着浩吉铁路煤炭运输总量达到2.01亿吨，能源运输大通道作用进一步凸显。

浩吉铁路全长1813.5公里，是我国“北煤南运”最长的煤炭运输战略大通道，主要为鄂湘赣等华中地区提供源源不断的能源保障。因为运输煤炭的浩吉铁路。

国铁西安局/供图

关注

全国首个固态储氢项目并网发电

本报讯 3月25日，国家重点研发计划中的固态储氢开发项目率先在广州和昆明实现并网发电，这是我国首次利用光伏发电制成固态氢能并成功应用于电力系统，对于推进可再生能源大规模制氢、加快建成新型电力系统具有里程碑意义。

“固态储氢解决了‘绿电’与‘绿氢’灵活转换的难题，这一重大变革性技术，未来有望成为支撑电力系统向高级形态演化的重要驱动力。”中国工程院院士王成山说。

此前的储氢方式不是气态就是液态，气态储氢存在气压高、易燃易爆的风险，液态储氢要求温度低于零下250℃，成本极高。

这一由南方电网公司牵头组织实施的氢能开发项目，成功解决了在常温条件下以固态形式存储氢气的技术瓶颈。它的原理，是通过氢气与新型合金材料发生化学反应，从而“吸引”氢原子进入金属空隙中，实现存储目的。这时，如果将合金的环境温度升高，其间的氢气就会被释放出来，通过燃料电池转化为电能，就能并入电网。而通过类似“加气站”装置，则可直接为新能源汽车加氢。

“固态储氢装置就像一个大容量充电宝，可以把光伏发电、风电等不稳定的可再生能源高密度存储起来，既解决了其发电波动性强、利用难的问题，也将改变目前过度依赖煤炭、石油等化石能源制氢的现状。”南方电网广东广州供电局氢能研究中心总经理雷金勇介绍。

据中国工程院最新预测，在碳中和情景下，2060年我国氢气需求量将超过1.3亿吨，氢能占终端能源消费比重将达到20%，其中“绿氢”占比将超过80%。

“氢能融合，将为加快‘绿氢’开发与利用提供有效的实现途径，助力实现碳达峰碳中和目标。”雷金勇说。

（殷伍金 肖玲 余慧萍）

南方复杂构造区页岩气研究中心落户武汉

本报讯 南方复杂构造区页岩气研究中心近日在湖北省武汉市成立，将为摸清南方地区页岩气资源家底、构建我国页岩气勘探开发新格局提供有力保障。

我国南方复杂构造区页岩气资源丰富，是重要的油气资源战略接替区。2013年以来，中国地质调查局和湖北省政府共同组织实施鄂西页岩气调查评价攻坚战，推进央地合作，在新区新层系取得多项重要发现，初步提出鄂西地区页岩气具有支撑100亿立方米产能的资源基础。

南方复杂构造区页岩气研究中心由中国地质调查局武汉地质调查中心牵头，湖北省自然资源厅、湖北省地质局、中国地质大学（武汉）、中石化江汉油田分公司等10家单位共建，旨在联合区内优势技术力量，深化南方复杂构造区页岩气成藏理论研究和勘探开发技术攻关，建成国内一流的页岩气勘探开发协同创新平台。（自冉）

多措并举释放油气增产增效潜力

■本报记者 梁沛然

近年来，我国油气开发技术取得一系列重大成果，持续开展老油田精细开发的同时，深水油气勘探开发实现新突破，成为油气产量重要的增长极。同时，页岩油气、致密油气进入工业化实施阶段，油气资源开发核心技术装备水平迈上新台阶，基本实现数字化油田建设目标。

在日前举办的中国油气开发技术年会上，多位院士和专家表示，目前油气勘探开发仍然存在一系列重大理论与技术难题，如何在非常规油气领域实施创新，并实现规模化、效益化高效开发，亟需突破理论和关键技术瓶颈，探析推动油气产量攀升的“秘籍”。

尝试撬动难动用储量

中国石化天然气股份有限公司副总裁张道伟指出，未来10-15年，国内原油需求消费量在7亿吨以上，即达到碳中和目标，原油需求量仍在2亿吨-3亿吨以上，增储上产仍是重任。

自然资源部2022年9月发布的《中国矿产资源报告（2022）》显示，截至2021年底，中国石油、天然气剩余探明技术可采储量已达36.89亿吨、63392.67亿立方米。对此，国家能源局原副局长张玉清指出，全国剩余石油可采储量多为低产、低渗透、难动用的储量，开发经济性较差，但探明这些储量也投入了巨额资金。“如何解决开发技术问题，让资金流动起来，值得探究。”

“美国有很多石油公司，有巨无霸，也有中小型体量的公司。众多油气公司和油服企业形成良性竞争，推动技术和机制迭代创新，不断促进开发成本下降，充分调动了各方降本增效的积极性。”张玉清说，“我们也可以实现地方和企业联动，把税收交

到当地，调动地方政府支持油气企业勘探开发的积极性。”

张玉清建议：“虽然国内没有一家油气企业和技术服务公司的体量能与‘三桶油’相提并论，但如果比拼某个单项技术，不少民企具备优势。因此可以尝试将技术服务对外招标，让民企一起同台竞技。”

企业也在不断尝试攻克这一“难啃的骨头”。

中国工程院院士、中国石油化工股份有限公司副总工程师孙焕泉指出，通过体制机制和地质工程一体化带来的技术进步，目前已经将难动用储量的平衡油价由80美元降至50美元，累计产能达267万吨。“以前难动用、动不起来的储量，通过技术支撑让井布得准、打得快、产量高，加快低成本开发。通过四全、四用、四严、四保这些措施，实现转方式，调结构，降成本，创效益。”

新老领域共同发力

多位业内人士表示，未来随着油气投入区块、禀赋的变差，增储上产更要付出艰苦努力。张道伟指出，油田方面应构建老油田智能化开发理论与技术体系，建设百年油田。同时，创新发展陆相页岩油开发理论与技术，推动陆相页岩油革命。大力发展天然气高效增产稳产工程，建成天然气强国。“大幅提高采收率技术，重视老油气田稳产，新区效益建产、深层深水开发、非常规油气效益开发、智慧油气田建设成为行业共识。”

面对老油田地层能量不足、含水上升、层间矛盾突出等问题，孙焕泉表示：“老油田要展现新作为，需要深化基础研究，转换

开发思路，强化工艺配套，在水驱、稠油、化学驱这些开发方式上针对油藏类型做实、做好工作，取得更好的效果。”

“‘十三五’以来，水驱、热采、化学驱提高采收率方面所做的工作取得很好的效果，新增经济可采储量在整个增加可采储量构成中的占比超过55%，自然递减率则保持稳定，含水量也保持稳定不升。”孙焕泉说。

企业方面，中国石油突出鄂尔多斯、四川、新疆地区老气田的压裂石示范工作。中国海油提出老油田采收率达到45%的目标，重点在低渗、稠油、潜山产上850万吨，稠油300万吨，低渗压裂150万吨，同时要求油田开发平台无人化达到30%。

针对非常规油气，张道伟指出，要优化系列控储开发技术，保障非常规气规模上产到800亿立方米。建设页岩气地下试验室，推动单井的EUR达1.5亿立方米以上，支撑长宁、威远100亿立方米稳产以及泸州、渝西200亿立方米的稳产。“煤层气要转变开发方式，建立煤层人造气藏的开发理念，优化体积改造的相关开发参数，支撑鄂尔多斯煤层气百亿万立方米的稳产。”

海洋油气方面，中国海洋石油有限公司副总裁孙福街指出，海洋油气开发环境恶劣，投资巨大，井控风险高，但深水油气田已探索出适合我国的开发模式，解放了南海近亿吨储量开发，为未来近5亿吨资源量开发奠定基础。

充分利用碳“捕手”

作为碳减排的方式之一，CCUS已成为石油行业绿色低碳转型的重要突破

口。同时，CCUS的利用与封存步骤与油气开采过程高度重合，均涉及地质勘探、钻井、注入流体、储运、监测等，因此在技术层面上油气企业开展CCUS项目具有先天优势。

随着“双碳”目标提出，绿色低碳产业扶持政策频发，中国CCUS产业正在加速发展。截至2021年底，中国已投运或建设中的CCUS示范项目约40个，捕集能力300万吨/年。目前，有不少CCUS项目已利用强化采油（EOR）驱油实现收益，成为油气公司提质增效的手段之一。

中国工程院院士李阳指出，发展新一代的CCUS全产业链关键技术，油气行业具有引领条件和优势。“可以通过管道输送，使含油气盆地不仅可以去油，还可以围绕含油气盆地真正构建起匹配的枢纽和产业集群。”

与会专家指出，从经济角度而言，以CCUS技术为核心提高二氧化碳驱油技术利用率，可以提升低渗透油田的采收率，进一步降低成本，提高产出。我国石油储备资源虽相对丰富，但国内低渗透石油资源占总资源量的一半以上，开发利用面临很多技术难点。在没有自然产能的前提下，低渗透油田只能通过压裂改造等技术手段方能实现工业性开发。而在CCUS技术助力下，油田采收率将提高5%以上，可以有效控制投入成本，总体效益也十分可观。

“如何在稳油增气阶段充分发挥好CCUS技术，建立起以含油气盆地为中心的技术和产业，对于石油行业的发展而言又增加了新领域。”李阳说，“减碳不是目标，最终目标还是要发展生产力。发展生产力的方向在什么地方？就在新的领域，CCUS应该就是十分重要的领域。”