

进入现货市场 参与辅助服务

各地新规拓展储能多重应用空间

■本报记者 苏南

新型储能参与电力市场的身份变得愈发明晰。

近日，河南省能源监管办发布关于公开征求《河南新型储能参与电力调峰辅助服务市场规则(试行)意见通知》，明确独立储能和符合要求的配建储能项目均可参与调峰辅助服务市场交易，2MW/2h 可准入，最高可补偿 0.3 元/kWh。湖南能源监管办印发的《湖南省电力辅助服务市场交易规则(2023 版)》明确，独立储能并网容量应不小于 5 兆瓦/10 兆瓦时，储能电站紧急时段调峰报价最高 600 元/MWh，储能电站深度调峰报价最高 500 元/MWh。从今年 5 月开始，依据《西藏电力辅助服务管理实施细则》和《西藏电力并网运行管理实施细则》，西藏风储、光储 10MWh 及以上独立储能可提供辅助服务。

在业内人士看来，各地陆续出台储能参与电力市场的规则，进一步明晰了储能定位。当前，随着我国电力市场不断完善，储能“入市”方式正在不断拓展，不仅有现货市场，还有调峰辅助服务市场、备用辅助服务市场、爬坡辅助服务市场等。

■ 可参与辅助服务全品种

据《中国能源报》记者了解，截至目前，国网、南网基本实现电力辅助服务全覆盖，20 多个省(区、市)鼓励储能等新型市场主体参与辅助服务市场，不少地方已有储能参与市场的实践。例如，青海省首次提出，储能电站可同时参与调频、调峰市场，或同时参与调频、现货电能市场。

华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇认为，在电改进程中，辅助服务占比小，对利益格局触动也少，有望做成一个真的市场。而在众多辅助服务品种中，目前运转最有效的是调峰辅助服务。“从补偿服务费用的占比看，调峰占主要，然后是调频、备用、调压。总体来说，储能较适合参与辅助服务，因为其调节性、灵活性

都非常好。”

“现在走得较快的是山西，它是首个把储能纳入一次调频辅助服务的省份。福建、江苏、山东、甘肃等省也陆续将储能参与二次调频(AGC)纳入辅助服务，青海、江苏、宁夏均允许储能参与调峰辅助服务。”国网能源研究院不愿具名专家指出，尤其是甘肃省，采取了调峰+AGC 两种辅助服务品种的日内分时叠加模式，在全国范围内首次为储能开放调峰容量市场，储能可在不同时段参与不同服务，从而获得多样化收益。

“我们初步测算了储能参与调频辅助服务市场，如果按照调频里程给予补偿，假设每天的调频里程是 20 兆瓦，可获得全天收益大概 4400 元，一年调频辅助服务的收益是 160 万元左右。如果再加上储能参与备用辅助服务或爬坡辅助服务，收益会更高。”上述专家进一步解释。

在中国电建湖北省电力勘测设计院有限公司规划分院政策研究处专工夏宇峰看来，储能可以很好地覆盖电力辅助服务市场中的每个品种，不管是无功平衡服务中的调频、调峰、备用，还是无功平衡调节以及事故应急的黑启动，储能均能发挥积极作用。“尤其在调频辅助服务领域，储能具有天然优势，其响应快速、运行灵活的特性可以为电网做好精准服务，同时还可快速弥补火电大面积亏损的短板。”

■ 参与电力现货市场机制复杂

电力辅助服务收益只是储能的一部分。随着山东、山西在现货市场连续结算试运行较长时间后引入储能，储能参与市场的想象空间不断扩大。尤其是去年底，国家能源局发布的《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》和《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》明确，推动储能在更多区域参与电力现货市场，探索建立市场化容量补偿机制。业内人士普遍认为，未来储能电站



资料图

将参与到各省区电力现货市场中。

《中国能源报》记者了解到，目前 14 个省级电力现货试点已启动试运行，除进展较快的山西、山东、甘肃外，非试点的黑龙江、河北南网、陕西、江西、宁夏均在积极开展省级电力市场的规则编制、方案设计。在众多实践中，山东的电力现货市场走得最快，从 2021 年年底开始，山东陆续出台新型储能示范项目参与电力现货市场和容量补偿等相关政策，支持示范项目作为独立储能参与电力现货市场交易。

“山东独立储能按自愿原则参与现货市场，自行申报运行出力曲线，参与现货市场优先出清。”上述不愿具名专家表示，与山东不同，甘肃是另外一种模式。“甘肃将储能纳入电力系统的集中优化出清中，储能电站需要向甘肃调度中心申报充放电价差，同时要申报电量状态的具体物理参数，甘肃调度中心在新能源消纳时优先调度储能。从目前储能参与现货探索情况来看，能够得到实践应用的只有山东模式。”

陈皓勇认为，近两年，从国家发改委到地方政府，陆续推出储能参与电力市场方案。从落实情况看，储能参与电力市场的机制复杂，各省进度不一。“这个核心问题在于缺乏体现储能价值的市场化运行机制，但储能的价值评估确实颇为复杂。储能在电力系统中各种元件中功能最多、性能最好，参与不同中长期现货和辅助服务调峰、调频价值均不一样，目前尚难以研究清楚其价值。价值评估问题不解决，就没法合理定价，而电价又关系到储能能否盈利。”

■ 亟需明确参与市场技术参数

谈及储能参与电力市场亟需解决的难题，业内专家一致认为，需进一步优化储能参与电力市场机制的顶层设计。电力现货发展迅速，第一批、第二批 14 个省区和其他 8 个意愿比较强烈的省均全面建立了现货市场的机制设计，有望在 2023 年或之后实现现货市场全覆盖。在全覆盖情况下，需

明确储能容量、调节能力等方面的储能技术参数限制，明确储能在什么条件下可参与电力现货市场。

“另外，需要完善现货市场电能申报的限价机制。”上述不愿具名专家表示，储能参与现货市场最大的获利方式是通过现货市场的峰谷价差获得相应的经济收益，需要鼓励各地不断拉大现货市场电能申报设置价格的区间。目前，上限较高的是山西、山东，市场电能申报设置价格上限为 1.5 元，西部等省区因经济承受能力有限，市场电能申报设置价格上限在 0.65 元。“为将储能更好地推入市场，现货市场限价空间可根据各地经济发展水平逐渐拉大，提高储能获得的经济效益。”

此外，业内人士普遍建议，需要改变当前辅助服务市场费用的分担方式，当前发电侧零和博弈费用分摊方式不利于储能参与辅助服务市场，建议推动辅助服务费用向用户侧传导分摊。

我国首个自营深水油田群累产原油破千万吨



图为正在进行原油外输作业的流花 16-2 油田群“海洋石油 119”储油轮。
中国海油/供图

本报讯 记者吴莉报道《中国能源报》记者 6 月 8 日从中国海洋石油集团有限公司(以下称为“中国海油”)获悉，我国首个自营深水油田群——流花 16-2 油田群累计生产原油突破 1000 万吨。作为当前我国南海产量最高的油田群，流花 16-2 高峰年产量超过 400 万吨，所产原油可满足 400 多万辆家用汽车一年的

技术难度和复杂性位居世界前列。

据中国海油深圳分公司流花油田总经理江俊达介绍，自 2020 年 9 月首个油田投产以来，流花 16-2 油田群产量节节攀升，当前油气日产量保持在 1.1 万吨油当量以上。油田群全部生产并正满负荷运行，保持着“5 天一船油，3 天一船气”的外输频率，今年已外输油气 70 船次。

南海夏季台风频发，是海上油气田持续稳定生产的大敌。流花 16-2 油田群处于深水、离岸远、设备复杂，当台风来袭时需组织人员撤离和设备关停，造成较大的产量损失。今年，中国海油深圳分公司进行智能化科技攻关，对流花 16-2 油田群实施自动控制系统改造，使之成为我国首个具备远程遥控生产能力的深水油田，可在台风期间维持无人化生产，保障油田稳产高产。

“我们已形成一套深水油气田产、储、销一体的生产经营管理模式。下一步，将继续加强数字化智能化技术在深水油气田的应用，为我国海洋油气产业发展提供更多的深水产量份额。”江俊达说。

作为伴生气富集的油田群，流花 16-2 面临“油气双产”的难题。中国海油深圳分公司在“海洋石油 119”储油轮上装备了国内首套自主设计建造的海上 LPG(液化石油气)回收系统。收集的伴生气

既能用于油田自用发电，也可外输 LPG 产品，实现环保与经济效益的双赢。今年，流花油田现场作业团队优化 LPG 合格组分比例，最大限度降低伴生气放空损失，实现零成本增产，推动 LPG 日产量达到 550 立方米的历史新高。

海洋是生命的摇篮，也是资源的宝库。2022 年，中国海油国内原油产量同比增长 339.4 万吨，增量占比全国总增量的 60%以上，连续四年名列国内首位，天然气产量同比增长 26.8 亿立方米，为我国原油年产量时隔六年重回 2 亿吨作出重要贡献。

据了解，水深超过 300 米的深海是全球油气资源的主要接替区。近年来，随着我国首个深水自营油田群流花 16-2 油田群全面投产，我国已在深水海域勘探开发了 12 个油气田，深水油气年产量超过 1000 万吨油当量，深海油气领域正成为保障国家能源安全的重要力量。2021 年 6 月 25 日，水深超过 1500 米的“深海一号”超深水大气田投产，我国海洋油气勘探开发能力全面进入“深水时代”。同时，深海区域地质研究、油气田开发、装备建造、钻井技术体系以及配套作业能力建设进一步加强，实现了深水油气勘探开发新突破，基本具备了深海油气勘探开发全产业链的技术和装备能力。

● 资讯

市场化交易提升 宁夏电力保供能力

本报讯 宁夏回族自治区发改委日前发布的数据显示，1-4 月，宁夏消纳新能源电量 137 亿千瓦时，同比大幅增长 41.5%，占统调用电量比重 33.3%，比去年同期提升 8.3 个百分点，比全国平均水平高 19.5 个百分点。其中，电力市场化直接交易新能源电量 113 亿千瓦时，同比大幅增长 57.4%，新能源已经占电力市场化交易电量的 40%，有力促进了新能源消纳和电力保供。

据悉，今年以来，宁夏新投产新能源发电装机 207 万千瓦，比去年年底增长 13%，新能源总装机达到 3246 万千瓦，占全区统调发电装机容量 52%。面对外送直流线路检修等不利影响，宁夏启动电力中长期连续分时段融合交易机制，突出光伏占比高的电源出力特性，发挥白天谷段新能源出力足、价格低优势，支持新能源企业多参与区内市场交易。

此外，提高用户与新能源谷段交易比重上限，将云计算、晶硅等行业新能源谷段比重提高至 100%，其他行业新能源谷段比重提高至 50%，鼓励企业多用低谷时段电价便宜的新能源，降低企业用电成本。(宁)

东北首台核电机组 10 年上网电量超 729 亿千瓦时

本报讯 6 月 6 日，我国东北地区首座核电站、东北最大电力能源投资项目——辽宁红沿河核电站 1 号机组迎来商运 10 周年。据悉，1 号机组自投产发电以来，始终保持安全稳定运行业绩，截至 2022 年底，累计上网电量 729.7 亿千瓦时，累计上网电量等效减少标煤消耗 7086 万吨，减排二氧化碳近 2 亿吨，相当于植树造林 53 万公顷。

红沿河核电站位于辽宁大连瓦房店市，由国家电投、中广核集团等比例控股，大连建投参股。2022 年 6 月 23 日，随着 6 号机组高质量投产，红沿河核电站全面建成，总装机容量超过 671 万千瓦，成为目前我国在运装机容量最大核电站、世界第三大核电站。

同时，红沿河核电积极拓宽核能应用边界，研究推进周边社区核能供暖项目。2022 年 11 月 1 日，作为东北地区首个核能供暖项目的红沿河核电站核能供暖示范项目投运供热，共惠及周边红沿河镇近两万居民。(安)

山西：强化科技支撑 保障电力外送

本报讯 5 月 29 日，国网山西省电力公司采用无人机红外技术，对相关线路密集区进行自主巡检，以确保特高压晋电外送线路安全。

山西是电力大省，肩负着保障华北、华东、华中电力供应的重要任务。近几年，随着电源点和特高压站线的不断增加，变电站设备和线路运维工作愈加繁重。为此，国网山西省电力公司(以下简称“国网山西电力”)进一步强化科技支撑，向科技要安全，向科技要效益，全力保证外送电工作万无一失。

1000 千伏特高压长治变电站是全世界最早投入商业运行的特高压站，自 2009 年 1 月 16 日投运以来，国网山西电力高度重视设备运维工作，累计投入各类新技术、新设备 17 项。截至 5 月 31 日，该站安全运行 5329 天，外送电量 1170 多亿千瓦时。

±800 千伏雁门关换流站是山西目前唯一的特高压直流站，设备数量多、承载负荷大，运维人员坚持加强新技术研发

和应用筑牢安全根基。去年以来，国网山西电力陆续成功研制出适用于本站的阀冷主泵、GIS 设备、平衡水池水泵、罐式断路器、空冷风机等检修专用工具，有力地提升了检修效率。特别是部署了设备状态感知及智能诊断系统，采用大数据分析手段对设备状态进行监视和诊断，有效提升了运维工作的精准性和针对性。截至 5 月 31 日，该站实现连续安全运行 2161 天，最大外送负荷 8000 兆瓦，2017 年 6 月 30 日投运至今，累计外送电量 1600 多亿千瓦时。

1000 千伏特高压北岳变电站和洪善变电站也积极开展技术攻关，分别根据本站实际研发并投用了可见光红外检测装置、多维度智能监测系统、智能钥匙管控系统、安全工器具智能化管控系统、反无人机侦察系统及数据分析机器人等新技术，有效提高了设备状态感知能力，从各方面保证设备安全可靠运行。

1000 千伏特高压洪善变电站值班长



图为国网山西超高压变电公司±800 千伏雁门关换流站运维人员查看“设备运行状态感知及故障智能诊断系统”自动生成的状态曲线，排查设备隐患。 国网山西电力供图

文国卫说：“今年应用数据分析机器人后，不但运维人员节省了 90% 的抄录时间，而且机器人还能纵向对比历史数据，对设备的运行工况和发展趋势进行分析，对微量漏气等发展缓慢的缺陷能够及时发现，这对安全生产是一个很好的促进。”

截至 5 月 31 日，特高压北岳站安全运行 2369 天，2016 年 11 月 24 日投运至

今，累计外送电量 840 多亿千瓦时；特高压洪善站安全运行 2116 天，自 2017 年 8 月 14 日投运至今，累计外送电量 1140 亿千瓦时。

2022 年，山西电力外送 1464 亿千瓦时，同比增长 18.55%。今年 1-4 月份，山西电力外送 486.4 亿千瓦时，同比增长 19.74%。(冉涌 张博然 蔚真)