

国家能源局发布《2021年能源监管重点任务清单》，将对炼油行业油品质量及承诺产能淘汰情况进行专项监管，在管治日趋严格背景下——

中小炼油企业生存空间收窄

■本报记者 李玲

核心阅读

在当前碳达峰、碳中和、供给侧结构性改革，以及炼油产能过剩的大背景下，炼油产能淘汰将是一个常态化的现象，中小型炼厂生存空间会一步步缩小，相对较高的生产成本和单一的产品种类，都会导致发展受限。

国家能源局日前发布《2021年能源监管重点任务清单》(下称“任务清单”)，包括2项综合监管、10项专项监管以及5项重点监管项目，内容涉及电力、油气、清洁取暖等领域。

记者注意到，与2020年的任务清单相比，此次任务清单在油气领域增加了炼油行业专项监管，主要包括对炼厂设备升级改造情况、油品质量及承诺产能淘汰情况等的监管，其中地炼第一大省山东为重要监管地区，该项任务将于2021年6月启动，10月形成监管报告。

在业内人士看来，这将对油品质量监管和炼油产能退出工作的一次总结。在相关监管日益严格的背景下，中小炼油企业生存空间将进一步收窄。

监管进一步加强

记者注意到，此次任务清单对炼油行业的监管主要集中在两方面：一是油品质量升级，二是承诺炼油产能淘汰。

早在2018年底，国家发改委、公安部等七部委联合发布2018年第16号公告要求，自2019年1月1日起，全国全面供应符合第六阶段强制性国家标准VIA车用汽油(含E10乙醇汽油)、VI车用柴油(含B5生物柴油)，成品油生产、流通、销售企业按照现行国家标准，强化油品质量管理和控制，保障清洁油品市场供应。

“这几年油品质量要求比较严格，主要是为了响应打赢蓝天保卫战和污染防治攻坚战。过去三年，我们也在做油品质量的升级管理工作，企业每个月都向我们报送设备相关情况、油品质量情况、技术情况等。”中国

石油和化学工业联合会副秘书长庞广廉指出。

在中石油经济技术研究院石油市场所主任工程师王利宁看来：“此次专项监管相当于一个扫尾，2020年是污染防治攻坚战三年行动计划的收官阶段，其中很重要的一个内容就是油品质量的升级，国家规定国VI油品在2020年左右全面普及，今年是要查缺补漏，看是否还有地方没有完全升级到位。”

对于承诺炼油产能淘汰，庞广廉告诉记者，主要是基于国家发改委2015年发布的《关于进口原油使用管理有关问题的通知》，彼时为了促进炼油行业结构调整及产业升级，符合条件的民营企业可以通过淘汰落后产能换取进口原油使用配额。

据中国石油和化学工业联合会统计，2016—2019年炼油行业共退出落后产能约1.4亿吨。“此次专项监管可以说是过去几年油品质量升级和产能退出成果的一个总结。”庞广廉表示。

中小企业监管难题多

据了解，近几年相关部门在油品质量监管以及产能退出上做了不少工作，虽然取得一定成效，但目前看来仍存在不少问题。

“过去山东、辽宁好多企业会在油品中掺杂其他组分，影响油品质量，这两年监管部门从源头、销售途径上逐渐在加大监管力度，加之一些中小炼油企业加速退出，使得整体的环境越来越好，这几年严重违法违规的情况也在减少。”庞广廉表示，“但在市场上要完全杜绝违规行为不大可能，一些监管难的小企业和黑加油站通过勾兑油品谋取暴利的违法

行为仍存在。”

这种问题在落后产能淘汰中同样存在。所谓落后产能，是指规模低于200万吨/年的炼厂，这种小型炼厂能耗相对较高，规模效应和质量相对较差。

庞广廉告诉记者，为获取原油进口配额需要履行的产能淘汰表面上看是完成了，但存在被淘汰的产能在企业之间相互倒卖的情况。“比如一个企业为了应付产能淘汰任务，从一家淘汰的炼厂买来设备，当做自己淘汰的产能指标，但后边又卖给其他企业，相当于这一家炼厂关闭了，产能淘汰了，但这个被淘汰的指标仍在卖来卖去，重复计算。”

除了产能淘汰存在“钻空子”现象外，在隆众资讯分析师丁旭看来，目前的淘汰标准，对整个产业结构调整起到的作用并不大。

据隆众资讯统计的数据，目前山东省独立炼厂共56家，其中产能500万吨以上的15家，200—500万吨的有24家，200万吨以下的有17家，合计产能占比分别为52.96%、42.11%、4.94%。

“当前山东小炼厂产能占比非常小，就算淘汰这些小产能，目前来看起到的作用也并不是很大，可能需要继续淘汰300万吨及以上规模。”丁旭表示。

产能过剩加剧倒逼一体化转型

当前，随着大连恒力、浙石化等千万吨级炼化一体化项目陆续投产，我国炼油产能过剩局面不断加剧。数据显示，截至2020年底，我国炼油总产能基本接近9.3亿吨，产能过剩超过1亿吨。

另一方面，炼化行业的监管也日

趋严格，在多位受访人士看来，中小企业此前通过“钻空子”谋取利润的粗放发展方式将不再适应行业发展大势，生存空间将进一步收窄。

在王利宁看来：“在当前碳达峰、碳中和、供给侧结构性改革，以及炼油产能过剩的大背景下，炼油产能淘汰将是一个常态化的现象，中小型炼厂生存空间会一步步缩小，相对较高的生产成本和单一的产品种类，都会导致发展受限。”

“未来炼油产能肯定是越来越过剩的，油品利润也会越来越低，炼油企业只能通过转型生产高盈利的化工产品来获得生存空间。”丁旭指出，“但转型升级必须得建新的装置，并不是所有企业都有足够的资金做这些投入，因此对中小型企业来说挑战较大。”

“200万吨产能完全淘汰后，接下来可能300万吨、500万吨规模炼厂的生存空间都会进一步缩小。”庞广廉指出，“这一方面是市场倒逼，倒逼企业提高工艺水平和技术水平，减少污染、降低消耗，降低生产成本；另一方面，无论是社会、政府、行业协会，各方面监管措施也逼迫企业不得不面对这种形势，去做一些调整，在特殊产品方面保持自己的竞争性，比如低硫船燃、高端润滑油等高附加值产品，加快成品油的质量升级。”



中国科学院院士、青海大学校长王光谦：

碳中和目标宜分省推进

■本报记者 姚金楠

核心阅读

分省碳中和是一种政府行为，而且是区域化的政府行为。不同省份地理环境不同、经济发展水平不同、支柱产业不同，省一级的行政力量最能契合当地实际去推动碳中和。

“中国要在2060年前实现碳中和的目标。这是一个全国的大概念，但如果分解到各个省，压力是完全不同的，责任也不一样。比如北京、四川、青海、内蒙古，这几个省区市就天差地别，如果笼统地混为一谈，责任界定就会模糊不清。所以，我国更适宜走分省碳中和的道路。”在全国碳中和的大目标下，如何稳扎稳打、步步推进，中国科学院院士、青海大学校长王光谦有着自己的思考。

在王光谦看来，分省的重要意义在于可以调动政府力量去主导碳中和的实施。“碳中和一方面是减排，另一方面是增汇。如何增汇？我其实并不看好单个项目的纯市场化碳交易。如果完全走市场化的道路，从经济性、商业性上来说大多数市场主体是不愿意的。”王光谦认为，一旦推行分

省碳中和，碳汇交易就不再是完全自由的商业化行为。“分省碳中和是一种政府行为，而且是区域化的政府行为，不同省份地理环境不同、经济发展水平不同、支柱产业不同，省一级的行政力量最能契合当地实际去推动碳中和。”

事实上，纵观日前陆续召开的各地方两会，实现碳达峰、碳中和已经成为多个省区市未来的重点工作，已有十余个省区市在政府工作报告中进行了相应的部署。而且已经有部分省份正在探索将目标分解的思路，针对不同城市给出不同的进度。例如在福建省的政府工作报告中就提出，制定实施二氧化碳排放达峰行动方案，支持厦门、南平等地率先达峰。

同时，在各省的规划方案中，针对不同的区位优势，也提出了各具特色的行动措施。例如山西省主打煤矿绿色智能开采、煤炭分质分级梯级利用；浙江省着力开展低碳园区建设和“零碳”体系试点；海南省提出推广清洁能源汽车、推进热带雨林国家公园建设等方案；广东省

则致力于发展风电、核电、氢能等清洁能源。

要因地制宜，更要心中有数。在分省碳中和的路径下，王光谦指出，“算账”实乃头等大事。“每个省现状是怎样的？排放了多少碳？每年可以减排多少碳？本省又可以中和多少碳？这是非常重要的基础工作，应该先把这些事情算清楚。”王光谦透露，目前他正在组织力量协助青海省完成相应的测算工作。“青海也许已经快要实现碳中和了，只是当地并不知道具体差了多少、差在哪里，该在哪里发力。在全国范围内，可能也有一些省份有类似的情况。如果经过系统测算，结合当地的实际，再加上一些有效的政策支持，有些省份完全可能更快、更早达成碳中和的目标。”

“账算清了，目标有了，碳交易自然而然就‘逼’出来了，跟耕地占补平衡的模式是一样的。”王光谦认为，如此催生的碳交易乃至碳中和，其实与我国现行的耕地占补平衡政策有着异曲同工之妙。

王光谦口中的“耕地占补平衡”政策，是一种耕地占用的补偿制度。建设

项目占用耕地需要补充同等数量和质量耕地，“占一补一，占优补优”。如果某一省区后备土地资源匮乏，则可以通过资金等交易方式向资源丰富的省区购买耕地指标，由国家统一组织实施，从而实现跨省占补平衡。“东部城市化用地多，需要通过购买西部地区耕地来平衡。一亩地的占补平衡费30万、40万或者更高，如何定价就要政府根据需求来确认。分省碳中和、碳交易也是同样的道理。”王光谦表示，如此，能够率先实现碳中和的省份还可以通过相应的交易机制获得一定的补偿收益。

此外，王光谦强调，在分省实现碳中和的过程中，也必须对全国碳中和有清晰的认知。“各地的时间表要明确，比如在2035年之前，像青海、西藏、海南等省份就要率先实现碳中和。类似福建省等生态环境处于中等位置的，可以在2045年左右实现碳中和。最后，在2055年前后，推进最后一批省份实现碳中和。分期分批，既考虑了不同省份的具体实际，也对全国范围内实现碳中和有了宏观把控。”

上接1版

“此举将增加项目收益的不确定性，削弱投资建设的积极性”

上报过国家能源局、召开过专题会议，那么新政中的保障利用小时数是否得到各方认可呢？光伏1250小时、风电1700小时的保障利用小时数到底是如何确定的呢？

陕西省发改委方面表示，以接入国网系统新能源装机运行数据统计分析，截至2020年底，陕西省风电装机容量792万千瓦，平均利用小时数2026小时，发电量80.17亿千瓦时；光伏装机容量822万千瓦，平均利用小时数1464小时，发电量93.87亿千瓦时。“据测算，2021年省内绿电交易需要新能源市场化交易电量约40—45亿千瓦时，约占新能源发电量的15%，以此核算，2021年新能源保障利用小时数为风电1722小时、光伏1244小时，取整确定风电1700小时、光伏1250小时，略低于‘1150号文’中对陕西核定的保障利用小时数。”

“《实施方案》规定的小时数的确偏低。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎坦言，“整个政策也不应该如此‘简单粗暴’。”

刘译阳进一步指出，《实施方案》并未考虑到实际操作层面不同项目的差别。“以陕西光照资源最好的榆林为例，光伏平均利用小时数可以达到1550小时，按照此方案，将有300小时的发电量需要参与市场化交易，或以更低的价格被电网收购。以陕西跨省外送江苏的电力价格0.229元/千瓦时为例（远低于当地脱硫煤标杆电价0.3545元/千瓦时），榆林某300MW平价项目的综合上网电价至少要下降7个百分点，年发电收入减少约1200万元。”

刘译阳强调，《实施方案》还同时提出“后续年份逐步扩大市场化交易规模，调整保障利用小时数”，“此举将增加项目收益的不确定性，削弱投资建设的积极性。”

“2021年起弃电率将大幅上涨，需通过市场化方式提升消纳水平”

稍早前我国提出了“2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上”的目标。在此背景下，陕西为何推出与当前舆论环境“不甚协调”的新政？陕西省发改委方面对此向记者道出了自己的苦衷。

“‘十三五’期间陕西新能源装机快速增长，2021年起弃电率将大幅上涨，需通过市场化方式提升消纳水平。”陕西省发改委提供的数据显示，2020年底，陕西新能源装机已达1883万千瓦，同比增长90%，较2016年“1150号文”发布时已增长3.65倍。“今年1月，陕西电网处于大负荷运行时段，国网经营区用电量高达148.47亿千瓦时，增长16%。即便是在用电量如此高速增长，陕西电网充分发挥现有调控技术手段的情况下，新能源弃电率仍高达4.14%，是2020年全年平均弃电率的2倍。后续月份，受气温回升用电负荷回落、外送电量减少、新能源装机持续增长等因素影响，新能源弃电率将超过15%。”

此外，来自外送方面的压力也始终困扰着陕西。“受制于新能源未参与市场化交易，陕西电力外送全部依靠火电，且送出价格偏高，无法满足购电省购入可再生能源电力的需求，导致陕西在电力外送市场中的竞争力严重削弱。”因此，陕西省发改委表示，提高陕西电力外送竞争力，也需要新能源进入市场，发挥电价优势。

“全国很多省份都有这样的做法，只是没有明确发文”

“全国很多省份都有这样的做法，只是没有明确发文。陕西发布了《实施方案》，就成了众矢之的。”上述西北监管局相关负责人告诉记者，“自行降低保障利用小时数”在国内其实并不鲜见。“‘1150号文’对保障利用小时数进行了规定，但实际上，至少从西北来看，在实际运行过程很多都无法达到。为使新能源进入市场，很多地方都曾试图调整保障利用小时数，西北监管局在‘1150号文’出台后就曾向国家能源局汇报过，但并没有收到正式的书面答复。”

“就在‘1150号文’下发当天，宁夏自治区也给国家发改委运行局上报了一个自行核定的保障利用小时数，比‘1150号文’规定的要低，也获得了批复。这意味着，国家发改委和宁夏自治区在同一天下达的两个文件，形成了两个不同的标准。”有知情人士告诉记者，其实近年来宁夏执行的一直是“低标准”保量保价，差额部分保量竞价，参与市场化交易。

陕西省发改委方面表示，下一步，将适时出台新能源交易实施细则。“结合2021年新能源发电企业参与市场化交易的实际情况，陕西省电力市场管理委员会将及时研究编制《陕西省新能源市场化交易实施细则》，经公开征求各市场主体意见后报陕西省发改委、国家能源局西北监管局备案印发实施。”

