

天然气市场化改革提速,LNG 资源进口主体增加——

LNG 接收站“第二梯队”快速集结

■本报记者 渠沛然

日前,国家管网集团公布了今年 6—12 月 LNG 接收站剩余能力信息。作为基础设施的重要组成部分和海上进口通道,LNG 接收站的公平开放对促进上游主体多元化具有重要推动作用。

在管网独立、设施公平开放等多重因素影响下,伴随国内天然气市场化改革提速,一批以非油央企、地方发电集团、大型城市燃气公司等为代表的下游天然气用户开始探索 LNG 独立采购或成为托运商,形成了“三桶油”和国家管网公司之外的 LNG 采购“第二梯队”,LNG 资源进口主体快速增加。

但据记者了解,2021 年,由于国际 LNG 现货价格高企,部分托运商受自身进口能力有限和市场调节具有局限性等因素影响,放弃使用已订窗口期,也间接暴露出行业发展和相关制度的问题。未来,“第二梯队”发展前景如何?面对气价波动等风险,市场和企业又该如何应对?

主体多元 快速发展

自 2006 年广东大鹏 LNG 接收站投运以来,我国 LNG 接收能力逐年增加,目前仍有批量接收站在规划、审批和建设中。基于能源的战略储备和清洁化利用的要求,未来 LNG 接收站的建设规模将进一步增加。

截至 2021 年 5 月,我国在建 LNG 接收站项目 21 个,总接收能力约 5775 千万吨/年,预计未来 4 年内陆续建成投产。到 2025 年,我国 LNG 接收站总接收能力将达到 1.3 亿吨—1.5 亿吨/年。

咨询机构 LessBetter 天然气事业部总监刘广彬表示,“三桶油”和国家管网公司仍是未来建设主力,但随着接收站建设审批权力的下沉、国家发改委给城市燃气和地方政府下达储气任务要求,以及大型城市燃气企业向上延伸产业链的需求,未来项目的前两大建设主体分别是“第二梯队中”的省级能源企业和城市燃气企业。

目前,中国已拥有 LNG 接收站的“第二梯队”企业包括中能、广汇能源、新奥、九丰能源、深圳燃气,建设主体包括发电企业、城市燃气企业、石化生产或贸易企业。

“同时,‘第二梯队’也在不断涌现出新的市场主体,如浙江能源、广东能源、深圳能源、新天绿能等。这些第二梯队除自主建设 LNG 接收站以外,还通过取得国家管网托运商资质,进而利用国家管网 LNG 接收站窗口期或通过股权合作等方式拓展了 LNG 接收站运营模式。”佛燃能源集团股份有限公司业务经理文习之表示。

其中,在已经拥有接收站的民企中,新奥和广汇接收站仍有继续扩建的计划,另有华瀾天然气和哈纳斯两家纯民营资本企业未来将拥有自己的 LNG 接收站。

文习之表示,未来几年,LNG 接收站“第二梯队”产能将集中释放,企业自主建设的接收站也在朝着“大型化”方向发展,项目的设计更侧重应急调峰功能,能较好地满足地方政府储气能力建设指标。

预计“十四五”期间由第二梯队企业建设和投产的 LNG 接收站数量超过 10 个,设计总规模近 6000 万吨/年。

“身手灵活” 风险尚存

“总体来说,‘第二梯队’壮大是一个很好的趋势。一方面能够满足企业采购海外资源的需求。另一方面跟‘大鱼’一起‘激活’了市场,让终端用户手握更多选择,形成良性竞争,契合我国油气管网改革的初衷和趋势。”某不愿具名业内资深人士说。

刘广彬也认为,“第二梯队”有市场有现货,他们的进口方式和资源也更加灵活。“自主采购海外 LNG 资源,也给予‘第二梯队’企业更宽广的发展空间。比如城燃企业和发电企业,如果还是很保守地依靠特定业务盈利,局限性很大。现在参与国际贸

易,增加了盈利手段。”

文习之表示,因企业性质、行业属性的不同,“第二梯队”体现出不同竞争优势。“贸易类企业在用户基础方面不如具有特许经营权的城市燃气企业,但在市场外拓、把握周期性行情方面具备优势;城燃企业、发电企业普遍拥有稳定终端市场,可通过外输管道或 LNG 槽车开展国内天然气贸易。”

但受访人士也都表示,“第二梯队”企业能力仍有限,风险尚存。

“与三大石油公司大手笔签订供销合同相比,‘第二梯队’企业 LNG 采购合同量偏小。即便是长协采购意向在 200 万吨/年以上的华电和新奥,也倾向于将计划采购量拆分为几个小合同,体现了分散风险和‘多方接触、多方比较’的谨慎思路。”上述业内资深人士说。

“由于‘第二梯队’拥有的 LNG 接收站项目规模和签订的 LNG 资源总量有限,在面临国际市场剧烈变化时,调配和腾挪空间有限、议价能力较弱。此外,‘第二梯队’LNG 接收站主要定位于区域性市场,在外输管道建设、与主干管网互联互通等方面的优势有待挖掘,项目发展面临一些不确定性。”刘广彬说。

此外,如果进口 LNG 价格处于高位,“第二梯队”企业也面临顺价压力,对应价格波动能力和供应保障能力提出更高要求。“在政府主管部门对配气收益率监管趋严的形势下,价格管理是一个新课题,面对阵痛,企业急需发掘顺价机制。”上述业内资深人士说,“新玩家要有新玩法。”

权责合一 理性投资

受访人士均表示,中国油气管网设施公平开放应坚持保供与开放双重目标导向,企业在享受公平开放权利的同时还要履行保供义务。

自国家管网公司首次开放 LNG 接

收站窗口期后,企业申请热情高涨。但随着 2021 年进口 LNG 价格屡创新高后,出现了部分托运商放弃已申请到的窗口期的情况。

中国石油天然气股份有限公司规划总院首席技术专家周淑慧也撰文指出,“设施公平开放对所有主体而言都是权利与义务的统一。国际 LNG 现货价格风起云涌,没有产业依托的小型贸易商难以承受价格频繁波动的风险,若放任短期投机行为将会给行业发展带来长期阴影。”

有业内人士建议,我国 LNG 接收站建设应抓住加快推进天然气产供储销体系建设以及“十四五”规划的契机,强化顶层设计和规划引领,建议按照“共建共享、集约布局、规模发展”的思路,鼓励内陆省份、各类投资主体、各类用户优先在沿海已有 LNG 接收站增建储罐和码头,实现储气设施集约化建设运营,提高岸线及土地利用效率。

刘广彬表示,“第二梯队”要与资源和客户长期共存。“‘十四五’是天然气改革的关键时期也是国际 LNG 产能重新提升、LNG 运输船生产交付的高峰期,在加速建设 LNG 接收站的同时,应避免 LNG 在资源的引进方面‘一哄而上’,导致严重的周期性供过于求或短期的供求失衡。”



跟踪报道

为适应新能源规模化发展需求,“十四五”期间,至少要新开工建设 1.6 亿千瓦抽蓄——

抽蓄将从电力系统“奢侈品”变身“必需品”

■本报记者 苏南

核心阅读

以往,抽蓄是基于火电为主、西电东送水电和核电为辅的传统电力系统而规划;如今,抽蓄发展要面对风光大规模集中开发的新形势和构建新型电力系统的新要求。

5 月 7 日,中国能源报官方微信发布《抽水蓄能发展严重滞后!》一文后,引发行业热议。围绕业内关注的发展为什么严重滞后、发展障碍有哪些、如何系统研究抽水蓄能(简称“抽蓄”)行业发展等问题,记者再次深入采访,探寻其快速匹配新要求的路径。

发展底层逻辑正在改变

我国以往的抽蓄发展是基于火电为主、西电东送水电和核电为辅的传统电力系统而规划的。如今,面对大规模集中开发风电和光伏发电以及构建新型电力系统这一新的发展要求,我国抽蓄发展严重滞后,不能适应新能源大规模快速发展的要求。

多位业内人士向记者坦言,与新能源装机的快速增长相比,抽蓄电站开发建设规模与需求相差甚远。根据我国“十二五”、“十三五”相关产业发展规划,到 2020 年和 2025 年,抽蓄装机规模应分别达到 4000 万千瓦和 9000 万千瓦。实际上,2020 年我国抽蓄装机规模仅为 3549 万千瓦,预计 2025 年可达到 6200 万千瓦,无法完成规划目标。“十三五”时期,抽蓄建设同样严重滞后。

“中国电建总工程师周建平接受记者采访时表示,过去,抽蓄是电力系统中的奢侈品,由于抽蓄功能定位和市场电价缺失,导致开发主体单一,限于电网公司投资开发,成本纳入当地电网运行费用,投资者积极性不高。

周建平认为,目前,在构建新型电力系统的要求下,抽蓄成为电力系统的基本配置,不可或缺,而按照“先立后破”的要

求,“立”在先,需要加快“立”,因此在加快风光清洁能源基地规模化开发的同时,抽水蓄能电站建设迫在眉睫。“更关键的是,如果抽蓄工程仓促上马,与新能源开发、电网规划建设不匹配,缺乏统筹规划,不计成本代价,不仅开发企业投资收益没有保障,还将显著增加全社会用电成本,造成极大浪费。”

在中国电建副总工程师侯靖看来,截至 2021 年底,我国电力储能容量的总规模为 4610 万千瓦,其中抽蓄总装机规模约 3934 万千瓦,占比约 86.3%。为了实现“双碳”目标,若 2030 年我国风光电新能源总装机容量超过 12 亿千瓦,按照新能源配置储能 15%保守测算,总容量至少为 1.8 亿千瓦。考虑到 2030 年风光新能源总装机容量可能会进一步增加到 16 亿千瓦,则需要储能规模接近 2 亿千瓦,在“十四五”期间,至少新开工建设 1.6 亿千瓦抽蓄,差额缺口巨大,任务十分艰巨。

抽蓄电站选址颇为不易

中国电建北京院总规划师靳亚东对记者表示,我国目前有超过 2 亿千瓦的抽蓄正在开展前期工作。但抽蓄电站投资大、建设周期长,一座 100 万千瓦的抽蓄电站建设周期一般要 7—8 年。相较于目前紧迫的发展要求,过去 30 年里,我国抽蓄建设进度滞后,前期工作储备也显得不足。

一位不愿具名的业内人士向记者透露,仅在抽蓄前期勘测阶段就面临诸多掣肘。例如,中长期规划中有一些优良的抽蓄站址由于位于生态保护红线范围内而无法开发,为了避开生态保护红线而选择了一

些建设条件较差、经济指标欠佳的站址,而这些站址由于建设条件差,投资高,随着工作的推进很可能搁浅;而有些抽蓄站址为了论证,严重延缓了项目前期工作的进度。

昆明勘测设计研究院副总工程师王昆也直言,抽蓄电站选点工作十分重要,首先涉及站与电网,若选址不当,后续工作难度大,严重制约项目的推进。此外,抽蓄选点要从多方面论证站点位置的必要性、合理性及可行性,工作中需要规划、移民、环境、水工、地质、机电等多专业密切配合,熟悉掌握本地区重要的基础资料。前期选点经常因基础资料不够,反复调整站点位置,造成勘探费用增加,并影响项目的进度。

多位业内人士认为,为避免抽蓄后续工作推进难度大甚至“半途而废”,电站要选择地质条件相对较好,上、下水库具备成库条件的站址,因为输水发电系统属大型地下洞室群工程,要求围岩总体稳定性好,应Ⅲ类及以上岩体为主,并避开地下水丰富、断裂、地应力极高及放射性地区,否则后续施工难度大,严重影响投资及工期,且施工安全风险大。

“在项目明确、方案可行的前提下,可提前实施地下厂房勘探平洞;为降低勘探费用,建议探索多项目集中打包,采用小型 TBM 等手段掘进勘探平洞的可行性,可大幅提高勘探效率。”王昆建议,抽蓄电站涉及多个专业,规划专业前期尤其重要。由于抽蓄电站勘察设计周期短,各专业协同配合时常出现信息不一、沟通不够等问题。因此,组建高效勘察设计团队十分必要。

一位勘探公司相关负责人透露,“有的抽蓄站点在建设的必要性、可行性及建设条件、投资等方面都具有较大优势,但未纳入‘十四五’规划,推进难度较大。若某抽蓄站前期未入规,重新纳规程序复杂,且不统一。”

除了最重要的电站选址问题,业内人士还纷纷提出系统规划难、成本控制难、协调关系难、回报兑现难等多方面影

响因素。

建议系统研究抽蓄建设措施

在新型电力系统的源、网、荷各环节中,抽蓄的功能定位、合理配置容量、运行调度规则等,目前尚缺乏系统研究论证。采访中,业内人士建议,要加强统一规划,维护规划的权威性和严肃性;鼓励投资主体多元化,激发投资者积极性,还要明确开发模式、商业模式和投资回报路径,要避免无序竞争、过度竞争和恶性竞争。

侯靖建议,由国家发改委和国家能源局结合全国的新能源和新型电力系统发展规划,组织开展全国各区域统一的抽蓄选点规划布局,再由各省详细选点规划。

业内人士认为,抽蓄行业健康发展,需要扎实开展项目前期论证,优选开发方案,规范项目审批流程,确保抽水蓄能电站建设规范有序。目前存在的问题是部分项目规划论证深度不足,前期工作基础不扎实,在“能核尽核”、“能开尽开”的号召下,放宽要求和管控,难免鱼目混珠,泥沙俱下。

除了上述问题,记者采访了解到,抽蓄电站参建各方的一个普遍共识是:当前的水电定额水平偏低。目前采取的水电行业定额依旧以 2004 年发布的《水电建筑工程预算定额》为主,费用标准采用 2013 年发布的《水电工程费用构成及概(估)算费用标准(2013 年版)》,定额水平与行业现状存在脱节,投标限价编制价格水平普遍偏低,而当前抽蓄市场竞争激烈,一些施工企业为了中标往往低价投标,而实际人工、材料费、设备成本相对较高,导致项目安全质量难以得到充分的保障。

在中国电建北京院副总经理王可看来,抽蓄电站建设是个系统工程,国家能源主管部门应尽快出台《促进抽水蓄能高质量发展指导意见》,从政府管控、技术把关、项目核准、新技术应用、费用定额等等方面提出指导性意见,促进抽蓄科学健康高质量发展。

关注

中电联：1-4 月我国全社会用电量同比增长 3.4%

本报讯 记者杨晓冉报道:中电联近日发布的 2022 年 1—4 月份电力工业运行简况显示,1—4 月,全国全社会用电量 26809 亿千瓦时,同比增长 3.4%,其中,4 月份全国全社会用电量 6362 亿千瓦时,同比下降 1.3%。

1—4 月份,可再生能源发电量较快增长,火电发电量增速由正转负;除水电和太阳能发电外,其他类型发电设备利用小时同比降低;全国跨区送出电量实现正增长;全国基建新增发电装机容量同比增长,其中新能源发电增加较多。

截至 4 月底,全国发电装机容量 24.1 亿千瓦,同比增长 7.9%。其中,非化石能源发电装机容量 11.5 亿千瓦,同比增长 14.5%,占总装机容量 47.7%,占比同比提高 2.7 个百分点。

截至 4 月底,全国 6000 千瓦及以上电厂发电装机容量 22.5 亿千瓦,同比增长 6.6%。水电 3.5 亿千瓦,其中,常规水电 3.1 亿千瓦;火电 12.9 亿千瓦,其中,燃煤发电 11.1 亿千瓦,燃气发电 10709 万千瓦;核电 5443 万千瓦;并网风电 3.4 亿千瓦;并网太阳能发电 2.1 亿千瓦。

1—4 月份,全国规模以上电厂发电量 26029 亿千瓦时,同比增长 1.3%。1—4 月份,全国规模以上电厂水电发电量 3130 亿千瓦时,同比增长 14.3%。全国水电发电量前三位的省份为四川(833 亿千瓦时)、云南(683 亿千瓦时)和湖北(359 亿千瓦时),其合计水电发电量占全国水电发电量的 59.9%,增速分别为 17.2%、19.9% 和 6.6%。

1—4 月份,全国规模以上电厂火电发电量 18635 亿千瓦时,同比下降 1.8%。分省份看,四川、山西、内蒙古、湖南、河南、浙江和安徽等 7 个省份火电发电量同比增长,其中,四川增速超 10%,同比增长 16.0%,其他省份火电发电量均同比下降;1—4 月份,全国核电发电量 1317 亿千瓦时,同比增长 5.4%;1—4 月份,全国并网风电厂发电量 2574 亿千瓦时,同比增长 10.7%。

1—4 月份,全国发电设备累计平均利用小时 1176 小时,比上年同期降低 41 小时。其中,1—4 月份,全国水电设备平均利用小时为 904 小时,比上年同期增加 61 小时;全国火电设备平均利用小时为 1417 小时,比上年同期降低 51 小时;全国核电设备平均利用小时 2447 小时,比上年同期降低 4 小时;全国并网风电设备平均利用小时 778 小时,比上年同期降低 45 小时;全国太阳能发电设备平均利用小时 432 小时,比上年同期增加 23 小时。

在跨省跨区方面,1—4 月份全国跨区送电完成 2006 亿千瓦时,同比增长 1.1%。其中,华北送华中(特高压)17 亿千瓦时,同比下降 5.5%;华北送华东 248 亿千瓦时,同比增长 13.8%;东北送华北 126 亿千瓦时,同比增长 2.6%;华中送华东 62 亿千瓦时,同比下降 14.0%;华中送南方 56 亿千瓦时,同比下降 9.3%;西北送华北和华中合计 547 亿千瓦时,同比下降 12.3%;西南送华东 200 亿千瓦时,同比增长 43.3%。

1—4 月份,全国各省份区送出电量合计 4720 亿千瓦时,同比增长 0.7%。其中,内蒙古送出电量 789 亿千瓦时,同比增长 5.1%;山西送出电量 427 亿千瓦时,同比增长 5.6%;新疆送出电量 369 亿千瓦时,同比增长 4.4%;云南送出电量 348 亿千瓦时,同比增长 43.7%;四川送出电量 345 亿千瓦时,同比增长 48.8%;宁夏送出电量 291 亿千瓦时,同比下降 19.5%。

1—4 月份,全国基建新增发电生产能力 4233 万千瓦,比上年同期多投产 1262 万千瓦。其中,水电 500 万千瓦、火电 938 万千瓦(其中燃煤 541 万千瓦、燃气 73 万千瓦、生物质 134 万千瓦)、风电 958 万千瓦、太阳能发电 1688 万千瓦,水电、核电、风电和太阳能发电分别比上年同期多投产 347 万千瓦、1 万千瓦、298 万千瓦和 980 万千瓦,火电比上年同期少投产 390 万千瓦。