

远景集团高级副总裁田庆军:

勇闯世界风电“无人区”

■本报记者 李丽雯



2023北京国际风能大会开幕式上,远景与百余中外风电企业和多个行业组织共同签署发布《全球风电产业链供应链安全宣言》,田庆军代表企业发言。 远景集团/供图

以“构筑全球稳定供应链、共建能源转型新未来”为主题的2023北京国际风能大会日前在北京召开。围绕提升风机可靠性、构筑稳定产业链、引领全球风电可持续发展等话题,远景集团高级副总裁田庆军在大会期间接受了《中国能源报》记者专访。在他看来,经过30多年发展,中国风电已步入“无人区”,在技术创新、产品形态、商业模式等方面已无太多经验可借鉴。现在是中国风电企业穿越低价竞争周期,通过持续技术创新引领全球风电产业链安全发展、共同应对全球气候变化的关键时刻。

■ 穿越低价竞争周期

“风机‘价格战’已持续两年多,陆上风机单位价格从近4000元/千瓦降到1500元/千瓦左右,海上风机单位价格从7000元/千瓦左右降到3500元/千瓦左右。虽然近几十年风电成本不断下行,但近年来的下降速度之快却是空前的。”田庆军表示。

2020年后,国内陆上以及海上风电逐步步入平价时代,同时“双碳”目标的提出极大拓展了风电市场空间,风电装机量快速增长至4亿千瓦,对于风电产业链来说,快速降本成为关键。

“这两年来,风机企业一方面不断提升自身企业效率,靠自研降低风机生产成本,另一方面则不断推动风电大型化以降低千瓦单价。近几年,国内风机单机容量也呈现前所未有的快速增长。”田庆军表示。

值得注意的是,风机价格屡创新低的同时,安全事故也有所抬头。在田庆军看

来,以低价换取市场份额的做法并不可取。“风机价格快速下行实际上带来诸多隐患。低价、内卷的特点就是价格极低、没有钱赚,部分企业甚至为了抢占市场上一定程度上牺牲产品质量,为未来风电产业发展埋下风险隐患。”田庆军表示,“任何一个繁荣的行业都会经历不同发展阶段,风电企业正在穿越这一周期,未来行业必须在稳定价格的同时保障质量。”

■ 技术创新让降本同步保质

“以目前的市场情况看,风机企业实际上已没有太多的降价空间,考验企业自身能

力的时刻到了。”田庆军表示,“随着‘价格战’进入尾声,风电行业也面临洗牌,面向未来,技术创新才是风电行业的永恒议题。”

远景已探索出了自己的道路。“一直以来,远景都希望在快速降本的同时保障产品质量,平台化、模块化研发,加大测试投入和数字孪生技术的应用三方面缺一不可。”田庆军介绍,“一方面,远景通过推动风机产品研发平台的标准化和模块化,在保证可靠性的基础上实现相对快速的技术迭代。基于平台的产品开发可以通过灵活模块化、高通用特性衍生出系列风机产品,首发产品批量应用且充分验证后,核心部件和可靠性

目前风机企业已无太多降价空间,到了考验企业能力的时刻。随着“价格战”进入尾声,风电行业也面临洗牌,面向未来,技术创新才是风电行业的永恒议题。

不论是技术创新、产品形态还是商业模式,可以参考借鉴的经验越来越少,中国风电真正走进了“无人区”。未来,中国风电要继续坚持创新精神,坚持自主研发、国际化,通过技术进步降低度电成本,解决绿电下游应用难题。

基因均可快速复制到同平台其他系列产品。由此,不仅大大降低了新产品推出时间,还降低了研发成本,提高了验证效率。另一方面,远景一直坚持进行严格的全流程、多层次测试验证,不论整机还是大部件、系统,测试都是必不可少的环节。近两年,风电行业发展节奏越来越快,为适应产品快速迭代,远景大幅增加了测试平台的投入。最后,通过数字孪生技术为下一代风机研发提供支撑,最大程度保障风机质量安全。”

与此同时,远景更在积极探索核心部件全自研道路。“要在保证质量安全的前提下进一步降本,全自研成为关键。核心

部件自研可以突破行业固有限制,实现新产品的快速推陈出新。远景还在探索有计划的自制,在行业内保持生态合作关系的同时合理分配利润,促进行业健康发展。”

■ 勇扛世界风电发展大旗

在田庆军看来,维护风电供应链健康安全,是风电行业一直追求的目标。不论是推动风电产业国产化水平提升,还是保障风电产业高质量发展,中国风电装备始终走在积极发展的道路上。

“如今,我们开始谈论全球风电产业链,意味着在世界风电舞台上,中国风电产业已占据举足轻重的地位,中国企业也愈加重视未来整个行业的发展。”田庆军强调,“虽然仍理性看待国产风机与国际领先产品的差距,但中国风电产品已经接轨国际,甚至在部分领域实现领先。全世界单机容量最大的陆上机型都在中国,海上风机创新也与国际同步。”

据《中国能源报》记者了解,截至2022年底,我国已向全球49个国家和地区出口风机,中国整机制造国际化程度显著提升,企业实力稳步增强。

田庆军表示,不论是技术创新、产品形态还是商业模式,可以参考借鉴的经验已越来越少,中国风电真正走进了“无人区”。创新成就了中国风电,未来,中国风电要继续坚持创新精神,坚持自主研发、国际化,通过技术进步降低度电成本,解决绿电下游应用难题;未来,中国风电行业更要勇于担当,扛起世界风电发展的大旗,承担起全球供应链安全的大任,共同应对全球气候变化。

新能源「入市」增收咋破题

■本报记者 卢奇秀

今年十一假期,山东电网日前,现货交易价格再次出现负电价,即市场中的电力价格低于零元,发电企业不仅不能靠卖电挣钱,还需支付一定费用给电网或用电方,以出售电力。

不只山东,在新能源高占比的地区,新能源参与电力市场后出现价格普遍走低情况,加之辅助服务分摊、系统偏差考核、新增配套储能等因素,新能源电站经营压力陡增。如何应对“入市”收益风险,是摆在新能源电站面前的一大难题。

◆ “入市”是大势所趋

我国能源资源与负荷中心呈逆向分布,随着中东部负荷和“三北”地区新能源装机持续增长,电力电量平衡及清洁能源消纳仅靠本省、本区域已难以为继,电力电量平衡已由“分省分区平衡”全面向“全国统一平衡”转变。

电力现货市场可精准反映实时供需,构建能涨能降的市场价格机制,通过短时电价信号保障能源安全,促进新能源消纳。自2017年电力现货市场启动建设以来,已有14个电力现货试点启动试运行,广东、蒙西、山西、山东、甘肃、福建6个试点已开展长周期结算试运行。

负电价的出现,正源于电力市场这只“看不见的手”在优化资源配置。

“十一假期间,部分工厂放假停工,山东用电负荷骤降,但新能源出力处于高位水平,市场供需不平衡引发现货出清负价。”在近日召开的2023新能源与电力市场发展论坛上,三峡新能源山东分公司副总经理汝会通指出,新能源高比例甚至全电量入市已是大势所趋,未开展现货交易省份的新能源主体要高度重视电力现货市场建设进度,积极研判市场变化,做到有准备、能应对。

南方电网电力调度控制中心主管梁彦杰也表示,随着市场用户增多,固定保障优先用电的合约量将逐步减少。“上网价格也将逐步形成由市场供需决定价格的机制,通过价格信号引导新能源主体的投资选点、发展及运营。”

◆ 精准预测难度较大

新能源“入市”既有门槛,更具挑战。加入电力现货市场之前,新能源在全额保障性收购制度下可以享受保量保价政策,即电量优先消纳,电价享受政府定价,大部分存量项目还享受补贴,有稳定的收益预期。而在市场环境下,实际欠发电量需要用现货价格回收,实际增发电量则用现货价格卖出。因此,新能源预测准确率直接决定了电站收益。

“参与现货市场,我们最大感悟就是存在不确定性。”北京亿合科技有限公司交易与解决方案经理任倩宜指出,一方面是电价不确

定,相较以往统购统销、固定结算的方式,现货市场电价起伏波动,不同时段价格差异较大,电价并不稳定;另一方面,新能源出力不确定且具备同质性,即风光出力好的时候,所有新能源场站上网电量趋于集中,供给充足又与电价呈反趋势,其收益面临更大不确定性。

由此,市场中出现不少为新能源提供电力交易辅助决策系统的厂商,旨在通过历史数据分析预判市场价格变化趋势。汝会通坦言,电力市场存在随机性、季节性和人为原因,当前新能源功率预测准确性基本维持在80%左右,导致新能源主体在现货市场中存在高占比的偏差结算电量,发生价格倒挂的概率极高。

“现货市场给新能源场站的生存环境、竞争模式、收益方式都带来系统性转变,放大了交易策略对最终资产收益的影响。”任倩宜指出,随着现货交易品种越来越丰富,如何在保证交易效率的前提下,对各个交易品种进行风险管控、风险量化并有效识别控制,是每个新能源企业面对的现实考验。

◆ 数据和专业人员很关键

今年9月,国家发改委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本规则(试行)》,明确稳妥有序推动新能源参与电力市场,设计适应新能源特性的市场机制,与新能源保障性政策做好衔接。

政策规则不断完善,企业也要充分发挥主观能动性。“电力现货市场作为金融衍生市场,必须有专业化的操盘手。在电力现货市场建设伊始,提前筹划配备交易人员,搭建专业化团队。在明确市场规则情况下,不断积累经验,锁定预期收益。”汝会通表示,中长期交易作为对冲现货市场的压舱石,能有效规避现货市场价格波动风险,是新能源主体提高结算均价的有效途径。此外,要积极利用电力交易辅助决策系统、电力交易复盘软件、极端天气预警系统等辅助交易的科学手段,将庞杂数据模块化、复杂运算公式化、交易变化直观化,确保交易的及时、高效、准确。

任倩宜同样表示,数字化系统在现货实战中非常重要,但不能过度依赖。“一定要先有专业的交易人员,在现货交易过程中积累成熟的交易经验,再与数字化系统结合,这才是保证新能源企业在现货市场中实现收益最大化的可行路径。”

“通过多元化、多品种的资产叠加来减少单一资产波动的风险。”北京亿合科技有限公司总经理商敬男指出,参与现货市场的核心是提升运营能力,一定要跳出单一厂站的定式思维,从单一厂站的决策上升到集团化的组合决策,找到综合收益最大化的运营策略。“同时,聚焦多目标优化及多属性决策的电力交易策略,并考虑与碳市场、绿电绿证市场的衔接联动。”

绿电市场建设需要精雕细琢

——访中国新能源海外发展联盟副理事长罗琦

■本报记者 苏南

我国新能源发展及绿电市场建设还有很长的路要走,粗放式发展可能导致投资浪费,所以绿电市场建设需要精雕细琢,进一步完善相关政策和机制。不加强政策支持和监管,不提高调度灵活性与市场开放性,很难激发各类主体参与建设新型电力系统。

我国绿电交易已两周年。两年来,有关绿电交易的地方政策、项目与日俱增,交易规模也呈现快速增长态势。当前我国绿电交易情况如何?企业在绿电交易过程中面临哪些难题?绿电交易快速发展还需要完善哪些环节?围绕上述问题,《中国能源报》记者近日专访了中国新能源海外发展联盟副理事长罗琦。

■ 政策激发绿电交易发展

中国能源报:目前我国绿电交易现状如何?

罗琦:从2021年国家发展改革委、国家能源局发布绿电试点交易方案以来,国家层面已发布五六项政策。近期,相关主管部门联合推出一系列鼓励可再生能源发展的强有力政策,绿电就是其中一项。

截至2021年,中国绿电交易超过400亿千瓦时,绿证交易超过3400万张。与绿电交易相关的零碳园区、零碳工厂,以及推进绿电交易的地方政策和项目如雨后春笋般涌现。

目前,我国正加快建设新型电力系统,绿电市场正在迅速发展。2030年国内生产总值对应的能耗比2005年下降20%以上,已然成为必须完成的战略目标。

如今,全国各地正如火如荼建设新能源项目,提升微电网建设比例,增加分布式能源的接入比例,绿色能源、绿色电力的供应在不断增加。但当前,我国绿电市场仍然存在一些问题:新能源发电不稳定给电力系统带来一定压力和风险;新能源发电开发成本高,发电系统成本受制于储能拖累下降缓慢;绿电交易的市场机制有待完善,电力市场需要加强监管和规范。

中国能源报:国外绿电交易有哪些



罗琦

经验可借鉴?

罗琦:总体来看,国外绿电市场建设较成熟,建立了系统完善的政策体系。例如,美国构建了与强制市场配套的可再生能源配额制度,欧盟通过指令要求所有欧盟成员国必须建立国家绿色电力证书,并建立了“欧洲能源证书系统”的联合标准。

欧美还构建了较完善的绿色电力市场机制,在强制市场或自愿市场中,市场主体均可通过多样灵活的方式进行绿色电力消费。此外,国外还建立了成熟的绿色电力证书(以下简称“绿证”)全生命周期管理机制,绿证签发、划转、注销全流程均可追溯。

■ 绿电交易存在价格错配

中国能源报:您提到绿电交易仍然存在的问题,请具体展开谈一谈?

罗琦:当前绿色电力交易主要存在以下几个问题:首先,绿电价格形成机制有待厘清。如果用电企业购电成本中绿电附加价值无法直接体现,电价上涨会抑制绿电购买意愿,这也是目前绿电交易不活跃的主要因素。

其次,跨省跨区电力交易问题敏感,西北绿色电力供需存在错配,主要是我国绿色能源“西富东贫”,消费呈现“东多西少”,而电力交易灵活性和电费透明的复杂性又较难解决。特别是我国绿电价格存在错配,西北新能源平价上网电价较低,外送绿电落地电价普遍低于当地火电基准电价,无法体现绿电生态价值。

再次,“大水漫灌式”的新能源项目开发竞争激烈,老电站的利用问题与新电站的消纳问题交织,新能源很难实现高质量发展。目前,有多少新能源项目存在质量问题,多少项目存

在运维问题,多少项目存在“不可告知”等问题,亟需深思探讨。

最后,目前绿电交易与碳排放尚未实现有效联动,两者参与角色不够清晰。两种政策设计分属不同主管部门,政策边界不够明显,缺乏政策引导。碳-电是否能融合,碳-电如何联动,建立碳-电融合的市场机制,发挥市场对资源配置的决定性作用十分重要。

■ 建议加强政策支持和监管

中国能源报:解决上述问题,您有什么建议?

罗琦:一是完善电力交易规则和激励机制,突出绿电属性及价值。自然资源不同,绿电成本存在差异性,绿电在交易市场存在诸多不确定性和风险,各省电力交易细则不同,政策变化和地方性市场操纵较为严重。因此,建立完善的交易规则和激励机制,降低用电企业成本、提升绿色电力供应企业的附加价值十分重要。

二是完成绿证与绿电的融合统一,突出绿电的价格属性。我国绿证和绿电要完成核发与交易的深度融合,这样用户才会简单理解绿电的电价成分。目前,用户购买绿电既要学习绿电相关的政策,又要了解地方电力交易规则,还要完成与售电公司的商务对接,过程十分复杂,“证电合一”和“双证合一”会提升各类用户的绿电购买积极性。

三是加强政策支持和监管,解决交易的公平性。电力交易市场需要突出对绿电的支持,需要凸显对电力交易规则的设计与监督。建议地方政府加大对绿电的扶持力度,主管部门加大对电价政策的支持。各地电力市场建设进度不同,以地方特色作为不进行电力市场化改革的“幌子”,不利于地方经济发展。

我国新能源发展及绿色电力市场建设还有很长的路要走,粗放式发展可能导致诸多投资浪费,电力市场建设需要精雕细琢,需进一步完善相关的政策和机制。不加强政策支持和监管,不提高调度的灵活性,很难激发各类主体参与建设新型电力系统,也很难保障绿色电力市场建设的健康发展。