

聚焦碳排放

绿色电力市场体系建设现状及存在问题

刘梦飞

(中国恩菲工程技术有限公司, 北京 100038)

[摘要] 在“双碳”目标的激励下,新能源迎来了新的发展机遇,急需尽快并入电力市场。本文分析了当前绿电交易市场和绿证交易市场的现状及存在问题,对绿色电力市场建设提出了建议。目前,中国绿色电力市场的试点启动促使绿电交易量逐步提高;随着绿证与补贴脱钩,绿证价格向“平价”转变,推动交易量的增长。但在绿电交易中,绿电价格中的电价和环境溢价没有区分,各地绿电交易价格存在差异。此外,我国绿电供需存在严重的不平衡问题,再生能源富集的省份存在新能源外送消纳和内部消纳的矛盾,且供需两端早晚用电高峰趋同。为了打通壁垒,完善绿电市场机制,应建立促进消纳的市场机制,以能耗“双控”考核促进绿电交易,以及尽快推动绿电市场与碳市场接轨。

[关键词] 绿电交易;“双碳”目标;绿证交易;电力市场;碳排放权交易;能耗“双控”;新能源

[中图分类号] F426.61; F272.3 [文献标志码] A [文章编号] 1008-5122(2022)06-0001-04

DOI:10.19610/j.cnki.cn11-4011/tf.2022.06.001

0 前言

伴随国家电网、南方电网关于绿色电力交易规则的相继发布,在“双碳”目标相关政策频频发布的重大激励之下,中国的绿色电力市场备受瞩目。可以预见的是,绿色电力的发展将保持较长时间的高速增长,并将在配套机制逐步建立完善的过程中进入新的发展阶段。但对于长期以来缺乏市场化的中国新能源电力市场来说,实现破局,仍有很长一段路要走。

1 绿电市场试点启动

绿色电力简称绿电,指在生产过程中产生的二氧化碳几乎为零的电力,主要包括风光电、生物质能、地热能等,因与传统火力发电相比,对环境影响相对微小而得“绿”之名。在我国,绿电以风电、光伏发电为主^[1]。绿电交易实质上是中长期交易。

2015年,国家出台《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》,开启新一轮电改,此时在发电端参与电力交易的主体,是以火电为主的传统电源,而新能源由于受到各项政策补贴,没有被纳入广泛的市场交易之中。

近年来,随着新能源补贴逐步退坡,完善电力交易市场,尤其是建立健全新能源电力市场交易机制的呼声愈发强烈。2021年9月,中国正式启动绿电交易试点,由国家电网公司、南方电网公司开展试点交易。此前,仅有京津冀、浙、滇、粤等地开展了零星的试点,本次试点启动后全国有17个省份、259家市场主体参与其中。绿电交易是在现有中长期交易框架下设立的独立交易品种^[2]。绿电交易可以引导有绿电需求的企业直接与绿电发电企业进行交易,相应地,绿电也能够电力市场、电网调度中获得组织、安排、执行和结算方面的优先权。以绿电交易为路径,风、光电项目可以直接参与电力市场,一方面,可以体现绿电的环境价值,产生的收益还可以进一步推动绿色能源的可持续发展;另一方面,让有意愿承担更多社会责任的用户也能够拥有更多元、畅通的交易渠道,建立更加完善的市场机制。

2022年2月,南方电网开始实施《南方区域绿

[收稿日期] 2022-07-25

[作者简介] 刘梦飞(1984—),女,北京市人,硕士,高级工程师。

[引用格式] 刘梦飞.绿色电力市场体系建设现状及存在问题[J].有色冶金节能,2022,38(6):1-4.

色电力交易规则(试行)》,5月份,《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》正式发布。经过几个月的试点,截至2022年3月,参与绿电交易的市场主体超过1600家。绿电交易量逐步提高,2022年前4个月累计交易量38.1亿kW·h,4月份单月交易量达到15.1亿kW·h^[3]。虽然从总体占比看,绿电交易量仅占总电力交易量的0.3%,但是随着“双碳”目标加速实现,其增长趋势将长期保持。

从消费需求来看,过去中国的绿电消费以跨国企业、互联网数据中心为主,但是目前已经扩大至石油石化、钢铁、外贸等企业。这种变化的发生,主要源于,一方面,跨国企业对于绿电的认知较早,且将之提升至与企业品牌形象密切相关的社会责任高度,国内外贸企业的转变也由此而来;另一方面,以钢铁为代表的重点工业领域,在“双碳”目标下承担减碳重任,所以加大对绿电的布局。不过,对于企业而言,减少用电成本的优势才是最值得关注的。2021年春季以来,我国“电荒”在多地重现,火电价格居高不下,衬托出新能源的成本优势。例如,在新能源发电比重较高的宁夏,高能耗企业以绿电交易的方式成功降低了用电成本。

2 绿证交易增长

伴随绿电市场发展,绿电证书的交易也蓬勃增长。绿证是对应可再生能源电量的电子证书。每张绿证对应1GW·h非水可再生能源上网电量。绿证交易是除绿电交易以外,电力用户对冲自身碳排放或者高耗能压力的另一条路径。我国绿证认购交易平台启动始于2017年,目的主要是弥补新能源补贴缺口,所以定价机制与补贴挂钩,对标非水可再生能源上网电量的补贴额度区间。在补贴较高的时期,每张1GW·h光伏绿证价格高达800元。随着补贴减少,绿证价格虽然“下跌”至100~200元,但参与者寥寥。过去,由于项目享有补贴,缺乏由市场供需决定的价格机制,绿证价格多以补贴上限设置,高成本之下企业难以持续采购。随着新能源新增项目的补贴退坡,绿证与补贴脱钩,价格向“平价”转变。每张1GW·h的绿证,价格也稳定在50元左右,也就是说,购买绿证所获得的环境溢价为0.05元/kW·h。这极大地推动了交易量的增长,使2021—2022年的交易量高达补贴退出前5年总和的20倍。

目前,绿证市场还存在一定局限性,例如覆盖范

围相对较小,仅为陆上风电、集中式光伏发电项目,近年来发展快速的海上风电、分布式可再生能源、光热发电、生物质发电尚未纳入,水电也没有覆盖在内。此外,目前全国并非所有省份都参与绿证交易,这导致购买绿电的用户并非都能拿到绿证。

而那些已经开展绿电交易的地区,也存在用户获取绿证受阻的情况。绿电交易机构为各地省级交易中心和北京、广州两大区域电力交易中心,而绿证的核发机构则是国家可再生能源管理信息中心。跨单位的信息互通工作在2022年4月完成,可以实现绿电交易后自动生成绿证,但随之产生的结算、核发、市场对接等问题仍需陆续解决。

3 环境溢价有待明晰

绿电交易价格的构成是电能量价格与环境溢价之和。在试点阶段,保障收益的原则是确保绿电交易的价格水平,电能量价格体现生产运营成本,这是相对固定的,其余价格归属于环境溢价。

2022年1月18日,国家印发《促进绿色消费实施方案》,要求激发绿电消费,推动绿电交易,并将之提升至落实“双碳”目标的高度。同日,《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》发布,“探索开展绿色电力交易”被单独列举至“构建适应新型电力系统的市场机制”之下,也就是说,绿电成为一个独立的交易品种。这更将为“参与市场、获得绿证”的“证电合一”增加助力。值得关注的是,“证电合一”虽然能够实现绿电使用声明权和实际消纳电量的统一,有利于实现绿电的经济价值和环境效益的双重价值,但是在绿电交易中,各地以燃煤基准价作为指导,设置交易价格的上下限,并对外披露成交价格。在此过程中,绿电价格的组成——电价、环境溢价则没有区分,这导致绿电交易仅体现为电能交易,新能源的边际成本几乎为零,环境溢价有待清晰。这一方面导致企业直接参与动力不足,另一方面也造成用电端、供电端如果出现输送不畅或者能力不强的问题,用户购买的绿证就不能对应绿电交易,强行捆绑会导致市场丧失灵活性。

目前,环境价值如何单独确定和评估,已经引起行业人士的高度重视。环境溢价包括直接交易的环境溢价和认购交易的环境溢价两个方面,前者为所在省区电网收购绿电价格水平之上的溢价,后者是电网企业保障性收购的绿电发电企业上网电量中的环境上浮。这两者在目前的绿电价格设定规则中都

难以进行明确划定,但在某种原则下,短期电力需求的下降会导致绿电价格明显下降,从而使环境溢价成为负值。目前,各地绿电价格差异较大。例如,湖北、江苏的绿电交易价格都低于火电成交价,用户购买绿电可以节约用电成本;而在广东,2022年度交易中绿电成交价高出火电价格3个百分点;广西规定,绿电交易价格上限参照内陆燃煤基准价上浮20%。绿电价格不一的原因在于各省交易规则以及政府的交易限价存在差异。以江苏为代表,绿电交易价格低于煤电,主要是因为煤电价格高,但新能源企业运营成本不变。

此外,从消费端来看,绿电消费企业无法在能耗“双控”上得到抵扣,也就无法由此获得碳配额,通过建设绿电项目获得减排量的CCER机制尚未重启,消费绿电的节能减排效益没有获得认可。未来伴随欧盟碳边境税和地方能耗双控等措施的实施,碳成本就将接近欧洲市场水平,而欧洲碳市场对应的绿电环境权益价值是中国的近10倍,可见目前国内环境溢价被严重低估。环境溢价可大幅提升新能源产业的发展竞争力,因此尽快理顺相关机制至关重要。

4 绿色电力市场建设

中国提出,到2025年,非化石能源发电量比重达到39%左右,2030年风电、光电装机容量达到12亿kW以上,而随着中央财政补贴退出,平价项目进入建设高峰期。这需要电力市场尽快“跟进”,以满足绿电产业的蓬勃之需。

目前,我国绿电供需还存在非常严重的不平衡问题。各地由于经济发展水平存在差距,产业结构也有一定差异,参与绿电市场的积极性也极为不同。相较而言,江苏、广东、浙江等东部沿海地区已经实现常态化的绿电交易,甚至出现了供不应求的情况;在河北、湖北、新疆等地,则仍然呈现“有政策无市场”的尴尬局面。此外,和省间交易相比,省间交易也呈现相对冷清的局面,尤其是目前可再生能源富集的西部向东部输送绿电方面,由于各省规则政策不一、电价差异较大,跨省交易仍存在较多障碍。

破除电源和负荷的不平衡,是重中之重。自2020年起,中国开始实施可再生能源消纳权重考核,送出端省份需要权衡自身的新能源究竟是外送消纳,还是自行消纳从而完成本省的消纳考核指标。减少外送,则本地消纳不完;超额外送,则不能完成

自身权重指标。可再生能源消纳权重是可再生能源电力消纳量占当地全社会用量的比例。国家对各省试行对总量消纳权重和非水电再生资源消纳权重进行责任考核。根据国家能源局2022年5月的数据,全国各地中,甘肃只完成非水可再生能源消纳权重,未完成总量消纳指标;新疆两项指标均为达标。这一方面是由于2021年用电量激增,例如新疆用电量较上年上升5.6%;另一方面,也与能源外送有关,国网新疆电力在2021年外送电量为1220亿kW·h,同比增长16%,创历史新高。值得关注的是,特高压外送的风电、光电项目对于本地消纳权重不起作用。甘肃的情况也很有代表性。甘肃新能源资源富足,必须以外送的方式解决消纳问题,但当外送价格高于本地消纳价格时,发电企业必然会选择外送,这无疑造成外送消纳与内部消纳的矛盾。

需要打通的壁垒还远不止于此。未来,伴随绿电交易逐步走向电力负荷曲线交易,对于供需两端的负荷峰谷时段的对应性考验就会增加。伴随产业结构的调整,供需两端早晚用电高峰时段趋同,传统的能源富集省份绿电会出现整体富裕、短时紧缺现象。中午光伏出力多,但供需两端电力过剩,出现西部向外送,东部却不想要的现象;晚高峰时段,出现供需两端都缺电的问题。这些问题的解决有赖于省内、省间市场机制的建立并持续完善,构建全国统一的市场体系。“十四五”可再生能源发展规划再度提及加强可再生能源电力消纳责任权重,并将这一指标纳入地方政府考核体系,强化对电网、市场主体消纳量的完成情况考核,力求压实地方责任。有人提出可将国内消纳责任权重考核分解至售电公司或终端用户。但“双碳”目标提出后,形势发生了变化,目前绿电需求较为旺盛,如果强行分解,可能会造成需求端利益失衡的问题,所以需要分省份、分用户考虑。对于下一步打通壁垒、完善相关市场机制,应从以下几个方面进行探索:

1) 建立促进消纳的市场机制。应区别对待电力市场的存量和增量;存量优先用于发电,增量进入市场。基于此,以区域市场为单位进行统一规划,保障各省消纳且消纳充分,应加大省间调剂力度,拓宽临时消纳渠道。这个过程,既要尊重绿色电力作为商品的流动性和交易性,也要充分考虑绿色电力自身具有的波动性和间歇性,以形成合力解决消纳平衡问题。

2) 推动市场化改革。消纳责任权重对于促进

绿电持续发展、落实绿电消费责任具有重要意义,在执行过程中,应对责任进行分解,使政府、用售电单位都参与其中。消纳量交易和绿证交易可以共同成为推动绿色电力市场建设的有效抓手。在考核方面,可以考虑区域考核的方式,如对区域下达消纳权重指标,而不是单独省份考核,从而鼓励联合完成消纳责任。

3) 以能耗“双控”考核促进绿电交易。将绿电市场的各项数据(如跨省交易、消费量等)与能耗“双控”任务完成情况挂钩,根据外购绿电规模相应减少购电主体的“双控”考核要求。对于高能耗企业,以指标、配比制加强考核,从而多渠道推动“双碳”目标的实现。

4) 尽快接轨碳市场。应该从碳市场重点行业、重点领域、重点企业入手,统筹协调电力市场、碳市场和相关用能市场,发挥绿电交易在溯源方面的精准性和完整性,核算企业的碳排放、碳减排情况,使信息披露、监督考核更为有据可依,促进环境溢价与碳配额价格有效趋同,推动建立电力交易、碳交易的

价格联动机制。

5 结束语

中国绿色电力市场的试点启动使正在跨越进程中的新能源迎来了新的发展机遇。在持续拓围的过程中,以实现“双碳”目标为契机,可再生能源急需尽快并入电力市场。在此过程中,“证电合一”,尽快完善绿证交易市场,使新能源的环境价值得到进一步认可和明确至关重要。

[参考文献]

- [1] IEA (2013) Trends Report 2013 in photovoltaic applications, IEA (PDF). International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: 48.
- [2] 什么是绿色电力交易——访国家发展改革委有关负责人[R/OL]. <https://m.gmw.cn/baijia/2021-09/13/35158019.html>.
- [3] 中电联发布1—4月全国电力市场中长期电力直接交易简况[R/OL]. <http://www.chinapower.com.cn/xw/zyxw/20220527/151263.html>.

Current Situation and Existing Problems of Green Power Market System Construction

LIU Meng-fei

Abstract: Inspired by the goal of “double carbon”, new energy has ushered in new development opportunities, which urgently needs to be incorporated into the power market as soon as possible. This paper analyzed the current situation and existing problems of green power trading market and green certificates trading market, and put forward suggestions for the construction of green power market. At present, the pilot launch of China’s green power market has promoted the gradual increase of green power trading volume; With the decoupling of green certificates from subsidies, the price of green certificates has changed to “parity”, promoting the growth of trading volume. However, in the green power transaction, there is no distinction between the electricity price and the environmental premium in the green power price, and there are differences in the green power transaction prices in different regions. In addition, there is a serious imbalance between the supply and demand of green power in China. In provinces rich in renewable energy, there is a contradiction between the export and internal consumption of new energy, and the peak of electricity consumption in the morning and evening on both sides of the supply and demand gradually converge. In order to break through barriers and improve the market mechanism of green electricity, a market mechanism should be established to promote consumption, promote green electricity trading through the “dual control” assessment of energy consumption, and promote the integration of green electricity market and carbon market as soon as possible.

Key words: green electricity trading; “Double carbon” target; green certificates trading; electricity market; carbon emissions trading; “Double control” of energy consumption; new energy