TransitionAsia
ACCELERATING ASIAN CORPORATE CLIMATE ACTION

新能源全面入市背景下
钢铁企业如何选择绿电获取方式

2026年4月

（更新版本2026年8月）

延续气候转型亚洲于一月发布的文章《钢铁行业低碳发展如何促进电力脱碳》，钢铁行业通过采用「可再生氢—直接还原铁—电炉」工艺路线，能够实现大规模绿电的有效消纳。在此基础上，本文进一步聚焦国家现行的绿电相关政策，并以江苏为例，梳理钢铁企业获取绿电的路径及其适用场景。

2025年初，国家发改委和能源局发布了《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（以下简称136号文），并在同年开始了绿电直连试点。[1][2] 2026年2月国务院办公厅发布的《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》进一步提出「到2030年基本建成全国统一电力市场体系」的目标。相关政策持续更新和深化，体现出国家在电力市场改革上的坚定决心与长远布局。[3]

钢铁企业在充分了解现行政策的基础上，可以布局最合适的绿电获取方案，尽早规划，在提升绿电比例的基础上提高用电经济性。目前钢铁企业常见的绿电获取途径有自建可再生能源（其中分布式光伏较为常见）与省内、省间电力市场交易，近期不少企业也开始探索绿电直连。但是在全国统一大市场建成前，现阶段电力市场仍显示出很强的地域性。由于各地政策不同，电源结构也不同，企业需因地制宜寻找最合适自身需求的绿电获取方式。

路径一：自建分布式新能源，直接有效但规模受限

利用厂区建设屋顶光伏项目是钢铁企业自建新能源的普遍选择。当前最大规模的屋顶光伏项目是宝钢股份下属宝山生产基地建设的148MW光伏项目群。此外，河钢、沙钢、太钢不锈、中天钢铁集团、鞍钢集团也都铺设了15.8MW至72.5MW不等的分布式光伏。[4]

这些屋顶光伏项目，通常被界定为大型工商业分布式光伏，他们不仅能为企业提供直接绿电供应，在满足一定政策条件的情况下，还能通过出售富余电力为企业带来额外收入。2025年1月国家发布的《分布式光伏发电开发建设管理办法》规定了大型工商业光伏的上网方式，即只有在电力现货市场连续运营的地区大型工商业光伏才可以反向向电网售电，获得额外收益。除此之外，在执行层面，各省往往有不同的细则要求。在江苏，电力现货市场于2025年9月份实现了连续结算试运营，但是选择该方式的企业屋顶光伏需要按照集中式光伏电站备案。由于目前分布式电源每月上网电量不稳定，预测难度较高，所以江苏在2026年期间自发自用的分布式光伏项目仍以月度/月内交易为主。同时，江苏并没有限制自发自用的比例。但是在其他地区——比如山东——选择自发自用余电上网的大型工商业分布式光伏，有50%自发自用比例上限，且上网电量需全部参与电力现货市场。[5]

1 https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7002959.htm
2 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138.html
3 http://www.scio.gov.cn/zdgz/jj/202602/t20260212_952499.html
4 绿色和平，2025 《中国钢铁行业绿电消费的进程、挑战与建议》
5 山东省人民政府公布，2025 关于印发《山东省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》的通知

表一: 分布式光伏自发自用余电上网相关国家政策和江苏地方规定

颁布时间	政策适用范围	政策名称	相关内容
2025年1月	国家	《分布式光伏发电开发建设管理办法》	大型工商业光伏定义以及其上网方式选择
2025年4月	江苏省	《关于贯彻落实〈分布式光伏开发建设管理办法〉的实施意见（征求意见稿）》	大型工商业光伏发电项目如果有自发自用、余电上网需求，可以选择该上网方式，不过需要按集中式光伏电站备案。
2025年12月	江苏省	《关于开展2026年电力市场交易工作的通知》	自发自用项目（分布式光伏/分散式风电）主要参加月度/月内交易

136号文在这些项目保证自身绿电供给之余，通过建立新能源价格场外结算机制（机制电价）为余电上网的电量为守住了收入底线。若市场交易价格低于机制电价，电源会获得差价补偿，反之当交易价格高于机制电价时则会扣除差价。这种「多退少补」的结算方式，给发电企业提供了一个稳定的预期，同时也保障了最低收益。除此之外，各个地区也出台了136号文细则。江苏对于参与电力现货市场的电量实施了限价，以平抑现货市场电价的大幅波动。按照规定，现货市场申报、出清价格上限为1.5元/千瓦时，下限为0元/千瓦时。这对于自发自用余电上网的电量非常有利，因为往往电力富余出现在新能源大发时段，电价会大幅下降，在山东甚至出现过负电价。这一规定在制度层面直接避免了因为电力市场供需失衡，影响电源收益的情况。

表二：新能源全面入市相关国家政策和江苏实施方案

颁布时间	政策适用范围	政策名称	相关内容
2025年2月	国家	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知(发改价格〔2025〕136号)》	新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场且建立新能源可持续发展价格结算机制
2025年10月	江苏省	《江苏省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	现货市场申报、出清价格上限，暂定为1.5元/千瓦时，申报、出清价格下限暂定为0元/千瓦时

自建分布式光伏是钢铁企业直接获取绿电以及绿电绿证的有效途径。随着中国电力市场建设不断完善，部分项目还可以通过余电上网的方式获取额外的收益。但是且由于

场地限制，自建分布式光伏只能满足企业极少的可再生能源电力需求。目前国内最大的宝钢宝山基地厂房屋顶项目年发电量高达1亿千瓦时，但是仅占总用电量的1%左右。这一比例在规模较小的钢铁企业中也十分常见，陕西省某钢铁企业拥有11.17兆瓦光伏发电项目，其绿电使用比例同样不足1%。[6]这种分散式自发电模式，从规模经济和社会整体效率角度看，并非资源配置的最优方式。随着我国可再生电力供应规模持续快速扩张，其消纳更需要依托全国统一电力市场进行优化配置。

路径二: 参与电力市场交易 ，主流途径 — 规则较为复杂，企业需提前规划

参与绿电交易或者单独购买绿证是钢铁企业满足绿电需要的常见选择。绿电交易是「证电合一」的交易，尽管电量与绿色价值（即绿证价格）分开标价，但绿证会在电量交易发生的同时转移到购电方。绿证交易则是单独购买可再生能源绿色电力证书的行为，不与物理电量绑定。绿电交易同时也是中长期交易的一种，往往以多年、年度、月度以及月内为时间标的，并通过双边协商，集中竞价或者挂牌方式达成交易。

常规电力市场则是电力交易的主场，其交易电源不局限于风光而包含火电、核电、风电、光伏等多种类型。从时间尺度上来看，有中长期交易和现货交易。从交易方式上来看，有双边协商、集中竞价或者挂牌。购电方在通过双边协商，挂牌交易购买电力的时候可以明确购买电量的电源类型（比如风电，光伏发电等）。但是出于电力的同质性，除了直供或者自发自用等特殊情况之外，电力在接入电网之后，从用户侧无法区别自身实际使用的电力类型，可能是煤电也可能是绿电或者其他。换句话说，电力用户即使不参与绿电交易也可能使用到可再生能源电力。但是这部分电量由于不可溯源，绿色属性归属难以界定，也无法在交易的同时获得绿证，因此无法用于可再生电力消纳比例合规。省间交易也存在同样的情况。

表三: 江苏省电力市场交易方式汇总及绿色电源分析

常规电力交易	时间尺度	交易类型	是否包含风光电量	电源电量是否可统计	是否获得绿证
中长期交易	年度交易	双边协商	○	○	x
		集中竞价	○	x	x
		挂牌	○	○	x
	月度/旬	竞价等	○	x	x
	日以上	挂牌滚动	○	○	x
现货交易	日前/日内	电量竞价，集中优化	○	x	x
绿电交易	（多）年/月（内）	双边协商/集中竞价/挂牌	○	○	○

省间交易对于可再生能源资源欠佳而用电需求量大的区域十分重要。以江苏为例，2023年江苏省钢铁企业年用电量高达491亿千瓦时，占全省工业用电量的9.1%、社会用电量的6.2%。[7] 但是江苏省2025年度绿色交易电量大约只有22千瓦时，这部分电

6 绿钢伙伴，2025《2025中国钢铁企业低碳转型实践案例集》
7 https://mp.weixin.qq.com/s/lHJ_d9Wd_wVYQL3cjlYqyg

量不到钢铁企业年用电量一半，且还需满足其他行业需求。如果江苏未来实现工业电气化和低碳化，省内绿电供给难以覆盖需求，跨省购电将不可或缺。目前，江苏已经有多条常态化省间线路，比如雁淮、锡泰等特高压通道，将青海和新疆等8个省区的绿电输入江苏。同时，江苏规划了到2027年输电能力达4600万千瓦的外来电通道，13000万千瓦可再生能源接网消纳规模，以及400亿千瓦时的绿电交易供应电量。[8]

对于企业来说，参与省间电力交易需多关注电力平台公告，注意申请时间线并积极同省外电源协商达成双边协定。以江苏为例，2025年10月电力交易中心就已经开始收集2026年度多年期的绿电交易意向。月度交易则大约提前半个月左右，由北京电力交易中心发布某条具体线路的竞价通知。另外省间交易有明确的交易优先级，年度（含多年）优先于月度（含多月）优先于月内，中长期交易优先于省间现货。只有前一级电力交易还有余量，才会开启下一级的电力交易。[9]因此，省间交易量几乎来自于中长期合同，钢铁企业如果有省外购电的需求， 应根据年度和月度用电需求，积极同外省电源企业沟通，提前锁定稳定绿电供给。

表四:省间电力交易方式汇总及绿色电源分析

省间交易	时间尺度	交易类型	是否包含风光电量	电源电量是否可统计	是否获得绿证
常规省间	年度/月度	双边协商/挂牌	○	○	x
		集中竞价/滚动撮合	○	x	x
	日前/日内	集中竞价	○	x	x
省间绿电	多年期	双边协商	○	○	○
	年度/月度/月内	集中竞价	○	○	○

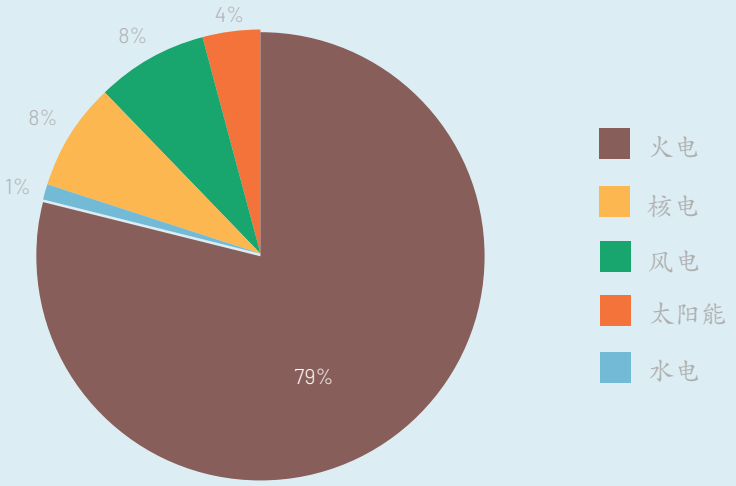
8 https://www.jfdaily.com/sgh/detail?id=1455985
9 注: 此处未考虑直接调度的容量

在绿电供给有限的当下，钢企能源转型面临电网结构性制约

分布式光伏和绿电交易规模仍然有限，难以为钢铁转型生产近零碳钢（0.4吨CO_2/吨钢）提供充足的低排放电力。按照2022全国电网平均排放水平（0.52 kgCO_2/kWh）测算，若要满足生产近零碳排放原生钢，电网电力占其碳排放的85%以上。[10]同时电网排放因子的实质性降低也会影响欧盟CBAM中对于电力作为间接排放计算的默认值，可帮助有出口需求的钢铁企业降低合规成本。

钢铁行业转型需要多方协同推进，电网的清洁程度也决定了钢铁企业能从电力市场中获得多少风光电量。各省的电源结构是电力市场各类交易的根基，而风光发电量则进一步限制了电力市场中风光电力的实际可交易规模。以江苏为例，其电力供应结构仍以火电为主，尽管新能源发展势头迅猛，但截至2025年，火电仍占总发电量约80%，风光发电量仅占12%，约775亿千瓦时。

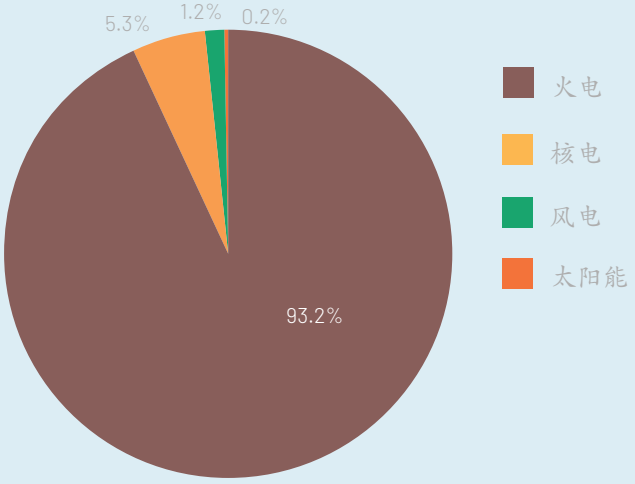
图一. 江苏省2025年分电源发电比例



来源： 中国国家统计局、TA 分析

根据江苏省年度常规电力交易公示，火电同样是主力，占2026年年度交易总成交量的93%，其次是核电，约占5%。风光电源交易量除了常规电力市场还要考虑单独的绿电交易，但是其交易量在常规电力市场交易和绿电交易中都偏小。 2026年风光电量占常规电力市场年度交易电量的2%，约40亿千瓦时。同年绿电年度交易总量约18亿千瓦时。2025年江苏绿电交易总量约达220亿千瓦时，其中包括年度交易和月度交易，月平均交易量约在18亿千瓦时左右，且每月波动幅度不大。以江苏2025年风光总发电量约775亿千瓦时来考虑，即使绿电市场扩张到现在的3倍，新能源的电力也无法成为市场主力。对于江苏来说，如果想让风光成为电力交易的主流选择，根本上仍需要大力推动电网的减碳。依托全国统一电力市场进行优化配置不仅有助于提升系统效率，也有望为钢铁等大型电力用户提供更加稳定、成本更具竞争力的可再生电力。通过市场化机制实现专业分工，让发电侧专注供给、用电侧专注生产，才能推动全社会生产效率达到更优水平。

图二. 2026年江苏省内电力市场分电源类型，年度交易成交情况



来源： 中国国家统计局、TA 分析

10 https://transitionasia.org/enabling-chinas-green-steel-transition/

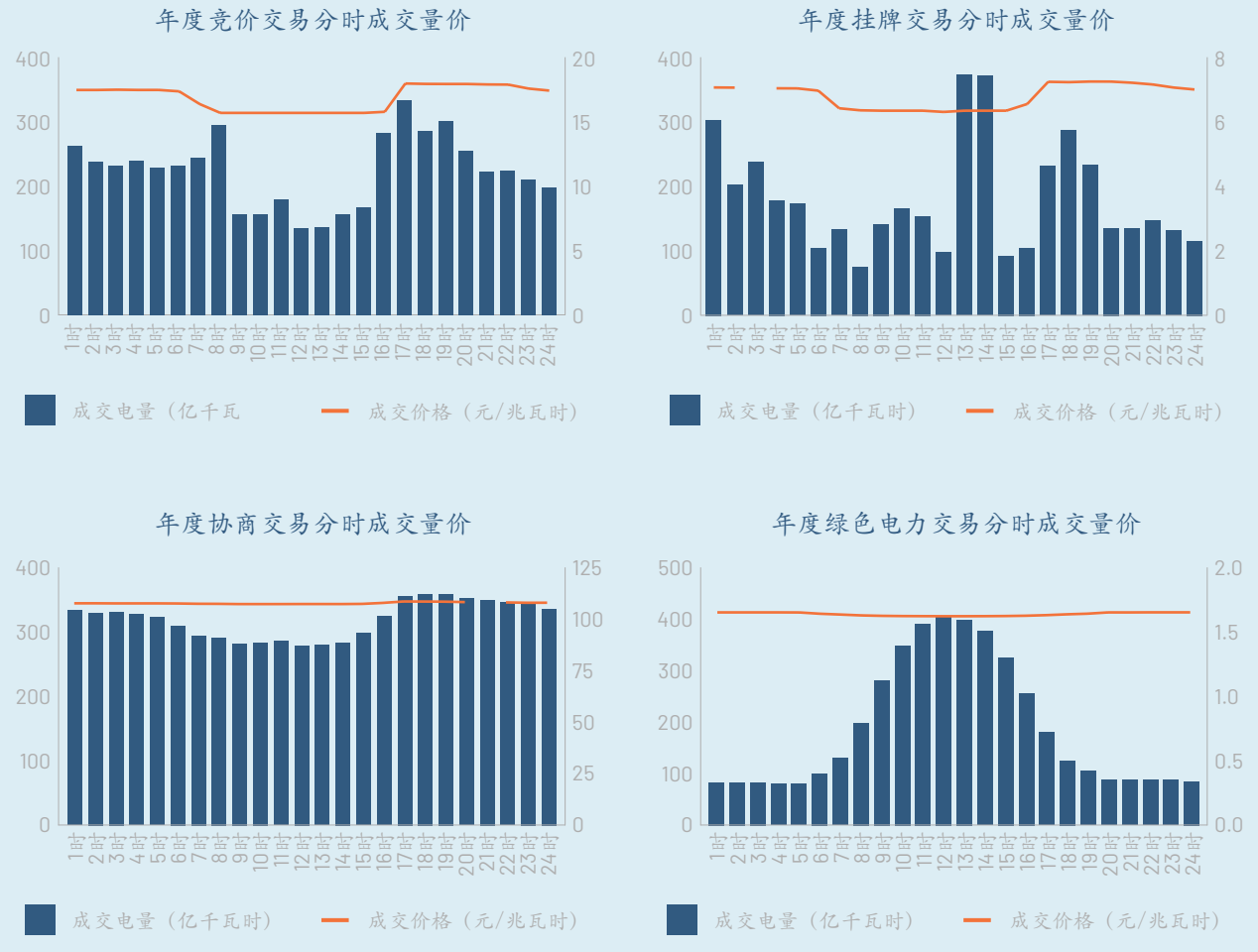
市场波动加剧，钢企绿电难以依赖单一途径，需多方式结合

电力市场政策虽然不断推陈出新但是大多针对发电方，钢铁企业关注点应侧重于其可能带来的价格变化。以136号文为例，新能源全面入市并不会改变江苏可再生电力总量。曾经被保障性收购的电量仍流动在电网中，只不过新能源发电方的收益模式从固定模式转向了市场化。但是对于企业，尤其是高度依赖绿电和绿证交易的企业，会有一定影响。136号文中强调对于「纳入机制的电量，不重复获得绿证收益」，意味着曾经绿电交易的电量中会有部分被纳入机制电价，参与常规电力市场。江苏省内绿电年度交易量从2025年的52亿千瓦时直降66%到2026年的18亿千瓦时。随着绿电交易总量减少，新核发的可交易的绿电绿证也会减少，相应的未来绿电绿证的数量也会减少。钢铁企业的能源转型将难以依赖单一电力获取途径，而应该更注重多种方式的结合。

根据年度交易价格公示，江苏绿电交易平均购电成本略高于常规电力市场的交易。常规电力市场风电加权均价约为337元/兆瓦时，光伏稍低为320元/兆瓦时。两者绿电年度交易均价相比常规市场均价有大约22-25%的上涨，风电的溢价中约有61%来自于环境属性，即绿证价格，光伏溢价中约27%来自于绿证。

常规电力市场交易模式又细分为三类，集中竞价、挂牌和双边协定。根据分时段交易价格曲线， 三种方式均价目前相差不大，集中竞价和挂牌交易波动浮动较大，通常在午间价格较低，但是夜间较高，高点价位甚至会超过双边协定的均价。长协加权平均价格大约在345元/兆瓦时，价格在一天之内几乎没有波动。价格稳定性是双边协议受到卖方亲睐的主要原因，它也是年度交易中电量交易的大头。但是在常规电力市场中，长协仍以火电为主，一天内每小时电量成交量波动不大。绿电交易以长协为主，其稳价的作用在绿电交易中更加明显，绿电交易量在一天之内相差可达1.3亿千瓦时，但是交易价格的波动最大只有10元/兆瓦时。

图三. 2026年江苏省内年度交易分交易品种分时成交量

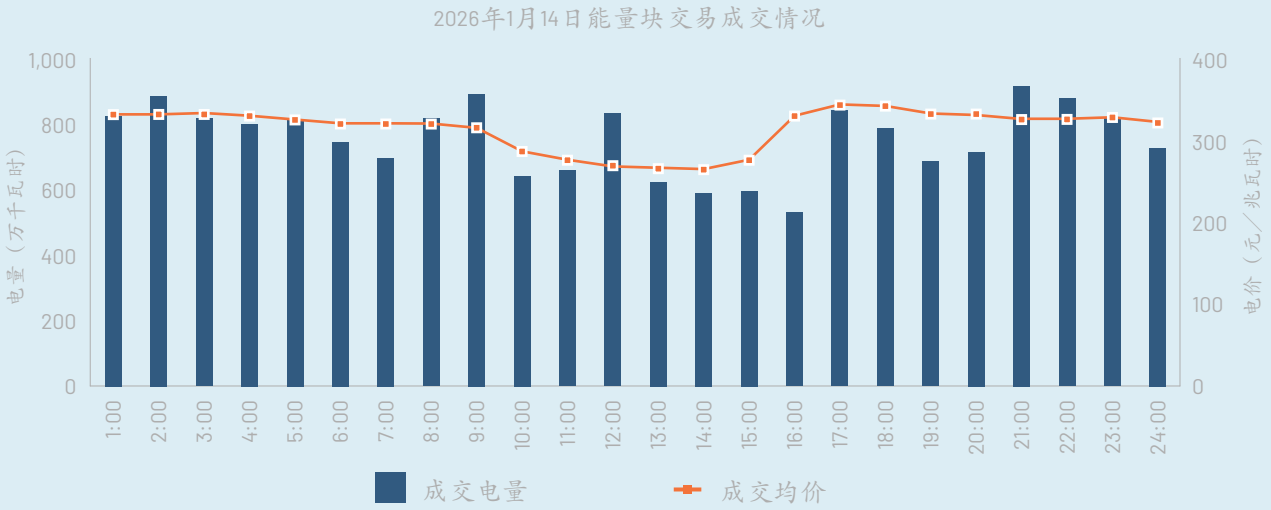


来源： 江苏电力交易中心有限公司、TA 分析

从现货市场来看，交易均价普遍低于中长期，这也符合全国的趋势。下图随机选取了江苏电力现货市场一日的交易情况。均价与年度交易公示价格相比非常有优势，大约低8%。且现货市场15分钟一次出清，价格在日内受供需变化影响显著，从图中可以观察到明显的价格低谷时段。

图4. 江苏电力现货市场2026年1月14日交易数据

日期	直接交易成交电量	交易均价
2026/1/14	18191.28	316.55



来源： 江苏电力交易中心有限公司、TA 分析

对于钢铁企业来说，企业应该结合自身需求和业务环境多维度的考虑绿电获取途径。单从价格上考虑，钢铁企业耗电量大，通过签订长期双边购电协议有利于稳定电价，使其用电成本更可控。尤其是随着电力市场建设更加完善，可再生能源比例大幅提高，价格对供需的反应会更加的敏感。使用电炉工艺的企业，凭借其启停灵活的特点，可以更有效地利用电价差异优化生产安排，在电力成本较低时间段进行生产，同时安排绿电交易和现货交易结合。绿证可以帮助企业实现低碳目标，也是可再生能源消纳比例的核算标准。但是对于有出口需求的企业存在一定风险，尤其是欧盟电池法案以及CBAM的碳足迹核算方法尚不认可电力PPA以及单独的绿证。当前CBAM虽然尚未要求钢铁行业为间接排放付费，但其对电力的要求高达小时级的物理溯源。这一背景下，有出口需求的企业，或者下游客户出口需求大的企业可以积极探索其他方式，比如场内分布式光伏以及绿电直连。

路径三：绿电直连 - 企业出海新出路

绿电直连最早试点在电池领域，源于欧盟电池法案下动力电池碳足迹计算规则草案及附件。其中提出在核算动力电池产品碳足迹时，电力排放因子可采用直连绿电数据。随后也常纳入零碳园区相关政策，近期许多钢铁企业也开始了绿电直连的探索。有关绿电直连的政策于2025年上半年正式发布，《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》明确新能源项目可以通过直连线路向电力用户直接供给绿电，9月国家《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（以下简称650号文）进一步明确了价格机制。

该政策释放了更多由于消纳受限原因无法并网的新能源装机，允许其在履行相应变更手续后开展绿电直连，并鼓励专用可再生能源电厂不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电。直连项目可以由终端用户自建也可以通过签订多年期购电协议（PPA）与用电方建立长期供电关系。这种安排既确保了电力来源的可追溯性，也为工业用户获取可再生能源电力提供了更多选择，还在一定程度上缓解了部分地区绿电供给不足或供需错配的问题，近期受到了钢铁企业广泛关注。

直连项目前期投资比较复杂，除了电厂本身投资之外，还包括配套的直连线路，变电站和储能(一般非必须)。电力系统附加费用问题则具体需要根据电力是否实际占用了公共电网资产和服务判断。如果是离网型绿电直连项目，不接入公共电网，则无需交输配电费/系统备用费。并网型绿电直连项目会通过公共电网买电应对新能源出力不足的情况，所以仍需分担输配电价/系统备用费。企业可以根据自己情况选择按容（需）量缴纳上网部分输配电费或者选择两部制输配电价模式缴费。[11]在按容（需）量缴纳输配电费的模式下，企业在配置新能源项目的时候应按用电需求合理布局，若电力设备利用不充分，使项目平均负荷率低于所在省份110千伏以上工商业两部制用户平均水平，则会增加输配电成本。若企业对供电稳定要求高，也可以选择按现行的两部制输配电价缴费，即现行容量电费和电量电费（包括自发自用的电量）的总和。系统运行费覆盖电网日常运营的成本，按照下网电量缴纳，即按照从电网购买电量结算。同时自发自用的电量暂时不需要缴纳为了保障居民、农业用电价格稳定而产生的政策性交叉补贴。

此外，建议企业在申请该类项目时多关注各地实施细则。例如云南、江西和宁夏在650号文的基础上进一步明确电源同用电侧原则上应当处于同一州、市且距离小于30公里或者50公里。四川的阿坝州、甘孜州、凉山州、攀枝花市则将650号文提出的上网电量比例不超过20%进一步缩紧至10%。

这类项目规避了因为电力市场价格波动对企业生产经营成本的冲击，同时因为实现了绿电物理溯源，这对于有出口需求，尤其是需对接CBAM的企业非常有优势。比如山东东营的直连项目，接入了山东的绿电交易区块链平台，每15分钟生成一张「电量-碳量」凭证，在CBAM扩大至钢铁行业后，满足其对于计算电力间接排放使用实际值而非默认值的要求。[12]该项目通过直连专线将动力电池生产同345MW风光装机以及1200MWh储能相连，同时配有2座110kv变电站和2回110kv专线。[13]

11 容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费＋所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量，其中，平均负荷率暂按所在省份110千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，由电网企业测算、经省级价格主管部门审核后公布；接入公共电网容量为项目同时使用的受电变压器容量及不通过变压器接入的高压电动机容量之和。

12 CBAM暂不覆盖钢铁间接排放。CBAM对于使用电力实际隐藏碳排放而非默认值计算排放的企业，要求提供时间分辨率不超过1小时的发电测和用电侧数据。

13 https://msolar.in-en.com/html/solar-2457077.shtml

根据国家能源局数据，全国截至2月底已经有84个绿电直连项目完成审批。[14]各省也陆续发布了绿电直连项目要求和名单，各个地区对于项目申请有不同的适用范围和优先级，例如河北优先支持项目中包含钢铁行业以及「通过减压自备电厂出力实现清洁能源替代的项目」。从电源角度看，储备库内待批准项目，未并网或消纳受限项目，在用户附近的项目有优先级。在筹划的项目中有不少钢铁企业的身影，比如新武安钢铁集团拟建设200MW光伏发电直连项目，奥森特钢集团50MW分散式风电直连项目，唐山正丰钢铁11.5万千瓦风电直连，中首特钢35万千瓦风电和首钢迁安31万千瓦光伏和25万千瓦风电项目，唐山东华钢铁200MW风电直连。且这些项目都为钢铁企业自主投资。

总结

新能源全面入市并不能自动解决钢铁企业在能源转型中的挑战。对于用电规模巨大且面临日益严格碳排放约束的钢铁行业而言，关键在于规划最适合自身的可再生能源电力获取组合。从现实条件看，自建分布式光伏虽然可以直接获得绿电与绿证，但受场地限制，其供电比例极为有限，难以成为主力电源。

企业可以多元化规划绿电获取渠道。单从价格考虑，对于需要绿证的企业，虽然当前常规电力市场较绿电交易更具成本优势，但在常规电力市场购买电力仍需单独购买绿证，在未来绿证价格可能受136号文影响上涨的背景下，未必为成本最优选。企业在可以考虑绿电交易和常规电力市场交易结合，比如积极参与电力现货市场，尤其是那些已经拥有电炉的企业，可以利用电炉易启停的特色通过电价差降低成本，抵消一部分因为绿电溢价或者单独购买绿证的支出。另外，对于钢铁企业这类用电量大的行业，签订长期双边协议可以避免因为可再生能源快速增长导致的价格波动，使得成本可控。同时，企业可以积极探索省间绿电交易，尤其是那些位于可再生能源资源欠佳而用电需求量大的区域。有出口需求的企业，可以积极探索可物理溯源的可再生能源获取方式，比如绿电直连以适应不断收紧的海外碳排放披露要求。

政府侧大力推动电网低碳减排将有助于制造业更高效实现范围二降碳。钢铁企业能源转型和电力行业低碳减排息息相关。当前自建光伏项目成本高，且绿电交易也难以覆盖整个钢铁行业的绿电需求。但若风光电力成为市场交易主力，企业便能在在常规市场购电时，无形中降低实际用电碳强度。同时，随着海外对于碳排放数据披露要求越来越高，降低电网排放强度也有利于降低企业出口合规成本。同时政府可以积极探索，为有需求的企业提供能实现可再生能源物理溯源的平台或者方式。比如规划零碳园区，推动电力系统数字化转型，将智能电表和区块链技术结合等技术。

14 https://mp.weixin.qq.com/s/bBrvCVCIH-NEs3yVaxRVfA

数据和免责声明

本分析仅供参考，不构成投资建议，且不应作为作出任何投资决定的依据。此文代表了作者对受评估公司自行报告的公开资讯的看法和解读。本文提供了公司报告的参考资料，但作者并未试图验证这些公司提供的公开自我报告资讯。因此，作者无法保证本文提供的所有资讯的事实准确性。作者和气候转型亚洲（Transition Asia）明确对第三方使用或发布参考本文的资讯不承担任何责任。

我们的团队

研究分析员
陈云悠　　vittoria@transitionasia.org

中国总干事
王立　　isadora.wang@transitionasia.org

关于气候转型亚洲(TRANSITION ASIA)

气候转型亚洲是一家成立于2021年的非营利智库，致力于加速亚洲大宗商品及重工业的降碳进程，以实现1.5°C的气候目标。我们的跨学科团队融合了多元背景、经验与专业能力，具备深厚的亚洲研究基础，并对本地区拥有深入的理解。

通过分析模型与深入评估，我们分析和监测企业的降碳进展与行动。我们与包括企业、投资者、政策制定者及民间社会组织在内的各类利益相关方互动交流，推动循证、有影响力的对话，助力实现可持续、低碳且符合1.5°C目标的转型路径。

欢迎访问我们的网站www.transitionasia.org（中文网页：https://transitionasia.org/?lang=zh-hant）或关注我们的LinkedIn页面了解更多信息。