

# 钢铁行业低碳发展如何促进电力脱碳

2026年1月

## 实现近零碳钢铁生产离不开电力行业的深度脱碳

目前，近零钢铁生产以可再生氢-直接还原铁-电炉为工艺路径。假设企业采用就地建设可再生能源发电并联网的制氢方案，电网电力的绿色程度将成为钢铁生产成本的重要影响因素。

按照2022年全国电网平均排放水平（0.52 kgCO<sub>2</sub>/kWh）测算，若要生产满足0.4吨 CO<sub>2</sub>/吨钢的近零碳排放原生钢，电网电力占其碳排放的85%以上。<sup>1</sup>在这一排放约束下，钢铁生产企业将不得不减少使用电网电力，同时加大力度投资自建可再生能源并建设配套的储能设施，以满足零碳工艺对低碳电力的需求。

然而，自建新能源和储能项目普遍投资高，其成本可以占到近零碳钢铁生产总成本的15%-30%。如果企业希望在满足0.4吨 CO<sub>2</sub>/吨钢排放阈值的同时有效控制投资规模，就必须更多依赖电网的持续降碳，即进一步降低排放因子。当前，中国的电力系统脱碳进程正稳步推进，电网的排放因子也正呈逐年下降趋势。但是这一进程需要时间，对于希望抢占先机，尽早布局近零碳钢铁生产的钢铁企业而言，科学评估成本尤为重要。

自建新能源电厂虽然前期投入大，但长期运营成本较低且能节省外购电力支出。然而，由于风光出力具有间歇性的特征，为保障生产连续性，企业必须投入高昂的资金建设储能设施。储能设备的前期投入不容小觑，一般而言，2小时的储能电站的投资能占到风光电站初始投资成本的8%-20%。<sup>2</sup>

## 清洁电力与近零碳钢铁的成本联动

单从成本的角度考虑，使用电网电力是替代自建可再生能源电厂和自建储能的优选。但关键在于：电网清洁化水平需要提升到什么程度，才能实质降低近零碳钢铁的生产成本？

我们通过自有模型的情景分析发现，电网清洁化水平提升能切实降低近零碳钢铁的生产成本。例如，若电网排放因子较当前水平下降约50%，各省近零碳钢铁的生产成本可降低约49-126元/吨。<sup>3</sup>其核心逻辑在于，清洁电网电力可以作为一种“虚拟储能”，可替代企业为了保障生产连续性而投资厂内新能源以及储能设施。

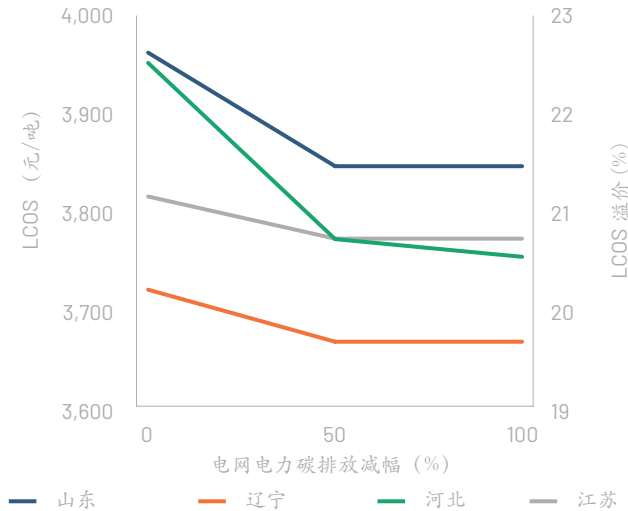
不过值得注意的是，若未来电网碳排放强度进一步降低，例如假设电网电力实现完全脱碳，相比50%的脱碳水平，其带来的成本节约将较为有限（见图1）。这是因为在大多数省份，自建可再生能源发电成本已经低于从电网购电。在这种情况下，电网电力主要用于替代储能，在可再生能源出力不足时进行支持，而非完全替代企业自建的可再生能源电力装机。

1 采用Responsible steel 'cradle to crude'排放核算方法

2 <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/cn/pdf/zh/2023/03/new-energy-storage-helps-energy-transformation.pdf>

3 汇率换算参考2026年1月27日中国外汇交易中心受权公布人民币汇率中间价公告，1美元对人民币6.9858元

图1. 电网排放因子下降导致的LCOS降低（相较现有水平）

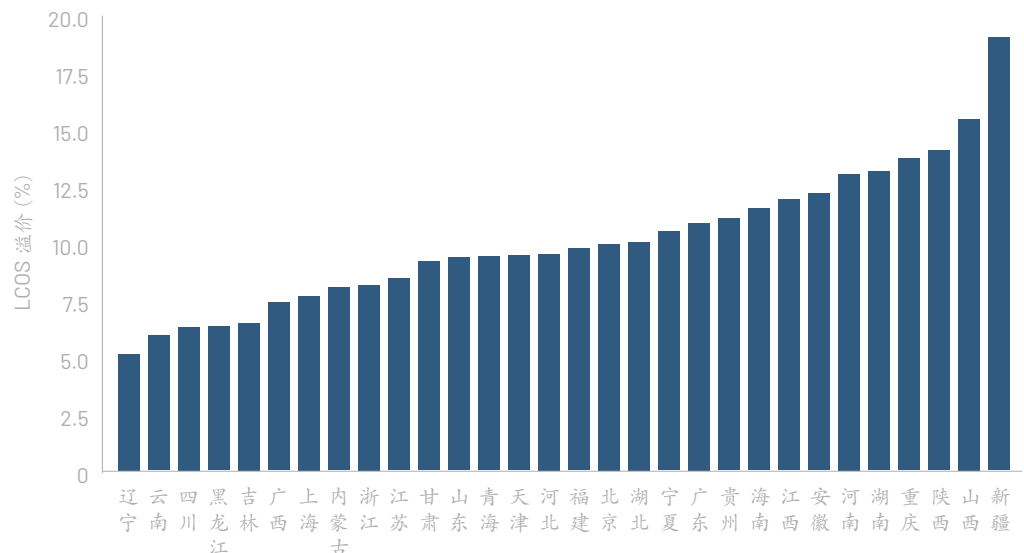


数据来源：TA分析

中国当前生产近零钢铁可行性最高的方案之一，就是使用可再生氢-直接还原铁-电炉工艺。但是不可避免的是，这一路线的成本仍显著高于依赖煤炭的高炉-转炉传统工艺。基于当前电网排放水平和各地可再生能源资源条件测算，生产近零钢铁的溢价相较传统路线大约高出15%-35%。<sup>4</sup> 具体溢价因地区间风光资源差异、电网排放因子不同而有所波动。

基于此，我们综合各省风光资源条件，构建情景假设：电网排放因子下降至当前的50%，平均工业电价下降至2021年工业用电平均价格（0.61元/千瓦时）的40%，并重新评估各省的绿色钢铁溢价情况。分析显示，在多重因素叠加作用下，氢气制备成本和电炉炼钢的用电成本均大幅降低，与传统炼钢路线之间的成本差距明显收窄。在这一情景下，全国约有半数省份能够将绿色钢铁溢价控制在10%以内，具备更强的市场竞争潜力。

图2. 2030年各省绿色钢铁成本溢价情况  
(假设电网电价较2024年降低40%，排放因子减半)



4 注：不考虑企业实际能获得多少可再生能源电力的情况，以及不考虑电价和其他成本差异的前提下。

数据来源：TA分析

总体来看，钢铁行业的低碳发展离不开电力行业降碳努力。更清洁的电力系统不仅是钢铁行业达成近零排放的重要基础，也将在未来成为优化近零碳钢铁生产成本结构的关键力量。

## 大力发展近零钢铁生产如何反向赋能电力系统转型

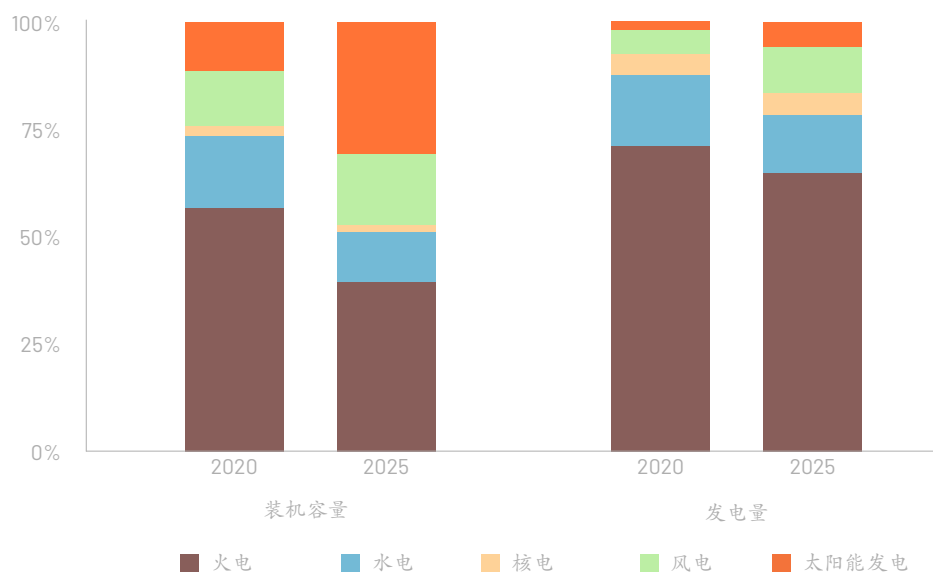
电力行业与钢铁行业的低碳转型密切相关、相互影响。随着钢铁行业推进工艺电气化和氢能利用，其用能结构的变化同样能够为电力系统脱碳提供有力支撑。

### 清洁能源装机快速增长，但发电占比提升仍面临挑战

2024年，我国电力行业实现了两大重要里程碑。一是可再生能源发电装机占比首次突破50%，二是提前六年完成2030年风光装机达到1,200吉瓦的目标。根据新的中长期发展规划，预计到2035年，风电和光伏装机规模将进一步扩大至3,600吉瓦。

尽管清洁能源装机增长迅速，但发电实际与规划目标仍存在一定差距。截至2025年底，风电与光伏发电量占总发电量中的比重尚不足20%，而两者的装机容量已较2020年翻了一番。非化石能源发电占比仍落后于2025年39%的目标，2025年非化石能源发电占比为35%，与目标相比存在4个百分点的缺口。这一差距可以归因于多个因素，包括大量批准新的煤电项目、当前电网消纳能力不足，以及电网基础设施待升级改造等。

图3. 中国各发电来源装机容量与发电量份额, 2020-2025年



数据来源：国家统计局，国家能源局，TA分析

### 钢铁行业的工艺电气化有助于提升可再生能源消纳能力

大型工业用户自身就是可再生能源的潜在消纳主体。对钢铁行业而言，从高炉—转炉路线向电弧炉路线转型，本质上就是将工艺更多地建立在电力基础之上，从而直接扩大绿电的消费能力。如果企业进一步配置可再生氢制备设施，绿电需求将更为显著。

以可再生氢-直接还原铁-电炉为例，每生产1吨钢，直接还原与电炉环节平均需消耗约833千瓦时电力，而在制氢环节需要消耗约2,971千瓦时。这意味着钢铁行业若实现大规模工艺替代，将成为我国新增可再生能源的重要承载负荷，为电力系统向高比例清洁能源运行提供稳定的需求支撑。

### 政策正在加快构建以工业用户为核心的可再生电力消纳机制，电力转型与钢铁行业脱碳的协同效应正加速显现

当前，国家层面正积极推动以钢铁等高耗能行业为主体的可再生能源消纳体系建设。这不仅有助于提高可再生能源的利用比例，也将进一步促进行业自身的工艺电气化和绿色转型。钢铁行业通过采用可再生氢-直接还原铁-电炉高度依赖电力的工艺路线，可以实现对大规模绿电的有效消纳。如果钢铁企业自建装置、就地制氢和就地产氢，钢铁行业和电力行业节能降碳的协同效应将更加突出。

近年来，我国不断完善可再生能源消纳体系，相关政策从最初的全国可再生电力消纳责任权重，逐步扩大至省级考核，并进一步向重点行业落实。2025年7月，我国首次将可再生能源消纳指标明确覆盖至钢铁、水泥、多晶硅等高耗能行业，要求重工业切实提升绿色电力消费比例。在钢铁行业中，绿色电力消费比例的要求呈现明显的区域差异：四川、云南、青海等水电资源充裕的省份，目标设定为70%；而其他省份则普遍在25%至54%的区间内。尽管目前这些行业仍可通过购买绿色电力证书来完成考核，但该方式并不代表实际使用可再生能源电力。随着政策导向不断强化“真实消纳”，未来重工业将需要切实提高绿电实际使用比例，而非仅依靠证书完成指标。

2025年5月，国家发展和改革委员会发布了《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，为工业用户获取可再生能源电力的提供了新的渠道。该政策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。这种安排既确保了电力来源的可追溯性，也有效提高工业用户用电中可再生能源的占比。根据这项政策，可再生能源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。

## 钢铁绿色转型需地方政府与企业协同引领

要抓住近零排放钢发展的战略机遇，并推动行业稳步迈向碳中和目标，电力系统仍需发挥更为关键的支撑作用。各省需要加大可再生能源部署，提高消纳水平。同时积极开展新型电力系统建设。对于可再生能源资源禀赋较好的地区，应进一步发挥优势，布局可再生氢生产、装备制造等配套绿色产业。绿色氢能产业链的完善，将为我国推广氢基DRI工艺、降低成本并提升国际竞争力奠定扎实基础。

在此背景下，钢铁企业需密切关注能源转型带来的政策动向，适时制定相匹配的战略规划，使自身决策适应不断向前发展的脱碳节奏和政策要求。地方政府则应结合自身资源实际，促进新能源大规模高比例发展；并积极响应国家政策，为钢铁企业的清洁用能提供制度保障。比如，细化电力市场运营规则和工作安排，积极探索绿电直供机制和工业微电网建设等。尽管当前绿色钢铁在市场需求、成本效益和基础设施等方面仍面临诸多挑战，但随着我国电力行业减碳进程的持续推进，“双碳”目标的落实重点

将逐步从电力行业转向以钢铁为代表的重工业行业。钢铁企业只有与政策协同推进、提前布局，才能赢得先机，在“高质量发展”的竞争中脱颖而出，并为我国实现深度脱碳和产业升级提供坚实基础。

## 延伸阅读：绿钢生产竞争力概览

随着中国在电力脱碳和工业脱碳两个赛道上加速前进，可再生资源的分布正在成为决定一个地区绿钢生产能否具备成本竞争力的关键因素。各个省份在可再生能源潜力、电网碳强度和氢能发展战略上的差异很大，而这些因素都会影响H<sub>2</sub>-DRI-EAF工艺的经济性。一些同时拥有钢铁生产、丰富的可再生能源及清洁电力基础设施的地区有希望在低碳钢铁生产中占据领先地位。其他同样资源丰富但是现有钢铁生产较少的地区，也有机会吸引低碳产能的迁入。

不同地区在可再生能源资源、电网低碳化水平以及氢能发展进程上的差异对绿钢生产潜力影响各有不同。

气候转型亚洲的氢能直接还原铁炼钢成本模型显示，辽宁（中国第四大产钢省份）凭借其丰富的可再生能源潜力（特别是风能），有望成为绿钢生产溢价最低的省份。<sup>5</sup>该省风能和太阳能高度互补的特性，也有助于将储能需求降至最低。

在过去四年间，辽宁可再生能源发电量增幅达22%，全国领先。2024年，辽宁的清洁能源发电装机容量与发电量份额均超过50%；2025年，该省的目标是将二者分别提高至55%和53%。<sup>6</sup>此外，辽宁还计划到2030年开发14吉瓦的核电容量，以进一步降低电网的碳排放强度。这些清洁能源发展为可再生氢制备创造了机会。2024年，中国最大的离网风电制氢项目在辽宁开始商业运营。该项目建设了25兆瓦风力发电机组、5兆瓦时储能电站和3套单机产量为1000Nm<sup>3</sup>/h的水电解制氢装置。<sup>7</sup>

氢能产业和清洁能源的发展也为钢铁转型提供了机遇。鞍钢集团开发的可再生氢-DRI-EAF炼钢试点项目于近期投产。该项目位于辽宁营口并使用风能发电，并计划扩大规模，向年产50万吨的工业示范项目迈进。<sup>8</sup>

江苏、河北和山东均为中国重要的产钢省份，也同时在发展绿钢生产方面展现了巨大潜力。特别是江苏省，先进的光伏产业链推动了光伏发电的显著增长。该省的太阳能光伏装机容量达到了84吉瓦，位居全国第二；2025年上半年的新增装机容量为22吉瓦，排名全国第一。<sup>9</sup>江苏在电网灵活性方面也表现出色，截至2024年在新能源储能容量方面排名全国第四，实现了99%的可再生能源利用率。<sup>10</sup>该省政府计划在未来五年加速氢能产业发展，制定了到2030年将可再生氢作为供氢增量主体的目标。<sup>11</sup>

河北和山东两省均在中国电力转型方面位于前列，2020-2024年间的可再生能源发电份额显著增加，分别为16%和13%。这种增长的主要推动力来源于光伏发电装机的增加，河北为50吉瓦，山东为53吉瓦。山东在提高可再生能源消纳方面一直走在前列：该省是最早实施电力现货市场的地区之一，到2022年，光伏发电在其电力市场中将价格降

5 <https://transitionasia.org/enabling-chinas-green-steel-transition/>

6 <https://www.ln.gov.cn/web/ywtdt/jrn/wzxx2018/2025032708530347556/index.shtml>

7 <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c30616778/content.html>

8 <https://www.ln.gov.cn/web/ywtdt/jrn/tpxw/2025082909214342140/index.shtml>

9 <https://www.nationalee.com/newsinfo/8718775.html>

10 [https://www.stdaily.com/web/gdxw/2025-03/25/content\\_314509.html](https://www.stdaily.com/web/gdxw/2025-03/25/content_314509.html)

11 [http://www.jsjnw.org/dangjian\\_1/624.html](http://www.jsjnw.org/dangjian_1/624.html)

至零元以下。河北和山东两省都将储能作为优先发展领域：截至2024年，山东新能源储能装机量排名全国第三；河北则在抽水蓄能装机量保持领先，提高了电网的灵活性并有益于电网减碳。<sup>12</sup> 氢能生产方面，河北省最大的可再生氢生产基地位于张家口市，日产量为22吨。山东也已将氢能生产列入其政策议程，但主要应用于交通领域，而非工业。目前，河北和山东都建设了使用H<sub>2</sub>-DRI-EAF工艺进行钢铁生产的试点项目。尽管这些项目使用的是天然气或焦炉煤气生产的氢气，但其工艺设计本身均可以直接用于“可再生氢”生产。

在其他具有低成本绿钢生产潜力的省份，即便当前尚无大型钢铁基地，也有望成为氢能生产重地，进而为下游工业提供供应。四川、云南、吉林和黑龙江都是新建氢能直接还原铁炼钢设施的理想之地，可以接收从氢能成本较高省份（如河南和江西）转移而来的钢铁产能。截至2023年，云南和四川的水电装机容量在全国范围内保持领先，分别达到95吉瓦和80吉瓦；两省的电网电力非常清洁，排放强度仅为0.1千克二氧化碳/千瓦时。<sup>13</sup> 凭借这种丰富的水电资源，云南已经吸引了包括电解铝、太阳能光伏和电池制造等各种行业进入该省。

吉林省和黑龙江省拥有丰富的可再生能源资源，在可再生氢发展方面展示了巨大潜力。两省的风力发电利用率分别为25%和27%，太阳能发电利用率分别为17%和18%。因此，两省具备成为未来可再生氢生产基地的条件。目前，吉林拥有世界上最大的综合绿电-可再生氢-绿氨项目，该项目具备新能源装机800兆瓦，年制可再生氢3.2万吨，年制绿氨18万吨。<sup>14</sup> 黑龙江正在开发的可再生氢项目规划建设3.5吉瓦风电设施，配套16.4万吨/年制氢系统。<sup>15</sup> 不过这两个项目只专注于为交通部门生产可持续航空燃料和绿色甲醇，并未着眼钢铁行业作为下游应用。

总而言之，可再生氢生产能力所体现的可再生资源禀赋在低碳钢生产中的作用举足轻重，是规划产能时重要的考量因素。风电、光伏条件好且互补性高的地区是最理想的稳定可再生氢生产基地，有望为钢铁行业的低碳发展率先提供成本经济性。

详细分析请点击链接 阅读 [《推动中国绿色钢铁转型：资本支出、电网脱碳与补贴支持》](#) 报告

<sup>12</sup> [https://www.nea.gov.cn/20250731/1d40d09f75714280a9218d5bea178fbd/202507311d40d09f75714280a9218d5bea178fbd\\_453d9a0609da1d4456a8b12d843bd256cf.pdf](https://www.nea.gov.cn/20250731/1d40d09f75714280a9218d5bea178fbd/202507311d40d09f75714280a9218d5bea178fbd_453d9a0609da1d4456a8b12d843bd256cf.pdf)

<sup>13</sup> 数据来自中国电力企业联合会、《2024中国电力年鉴》

<sup>14</sup> [http://www.daan.gov.cn/tzda/xmjs/2024i2/t2024i223\\_1004736.html](http://www.daan.gov.cn/tzda/xmjs/2024i2/t2024i223_1004736.html)

<sup>15</sup> [https://www.hlj.gov.cn/hlj/c116382/202312/c00\\_31692643.shtml](https://www.hlj.gov.cn/hlj/c116382/202312/c00_31692643.shtml)

## 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](http://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。