



中欧能源合作平台出品

中欧能源杂志

2022年十月刊





关于中欧能源合作平台（ECECP）

中欧能源合作平台于 2019 年 5 月 15 日启动，旨在支持和落实《关于落实中欧能源合作的联合声明》中宣布的各项活动。

2019 年 4 月 9 日，在布鲁塞尔举行的第八次中国 - 欧盟能源对话上，中国国家能源局局长章建华先生与欧盟气候行动和能源专员米格尔 - 阿里亚斯·卡尼特（Miguel Arias Cañete）共同出席并签署了《关于落实中欧能源合作的联合声明》。正在出席第 21 次欧盟 - 中国领导人峰会的中国国务院总理李克强、欧盟委员会主席让 - 克劳德·容克（Jean-Claude Juncker）、欧洲议会主席唐纳德·图斯克（Donald Tusk）共同见证了这一历史时刻。

启动实施中欧能源合作平台（ECECP），被明确写入了此次中欧领导人会晤的联合公报。

ECECP 平台的总体目标是：

“加强中欧能源合作。与欧盟的能源联盟战略、欧洲人人享有清洁能源倡议、以及应对气候变化的《巴黎协议》、欧盟的全球战略保持一致，通过加强合作，将有助于提高欧盟和中国之间的相互信任和理解，为推动全球能源向清洁方向转型，以及建立可持续、可靠和安全的能源体系的共同愿景做出贡献。”

ECECP 第二阶段项目由 ICF 国际咨询公司和中国国家发展和改革委员会能源研究所共同组成的联合执行机构共同实施。

声明：

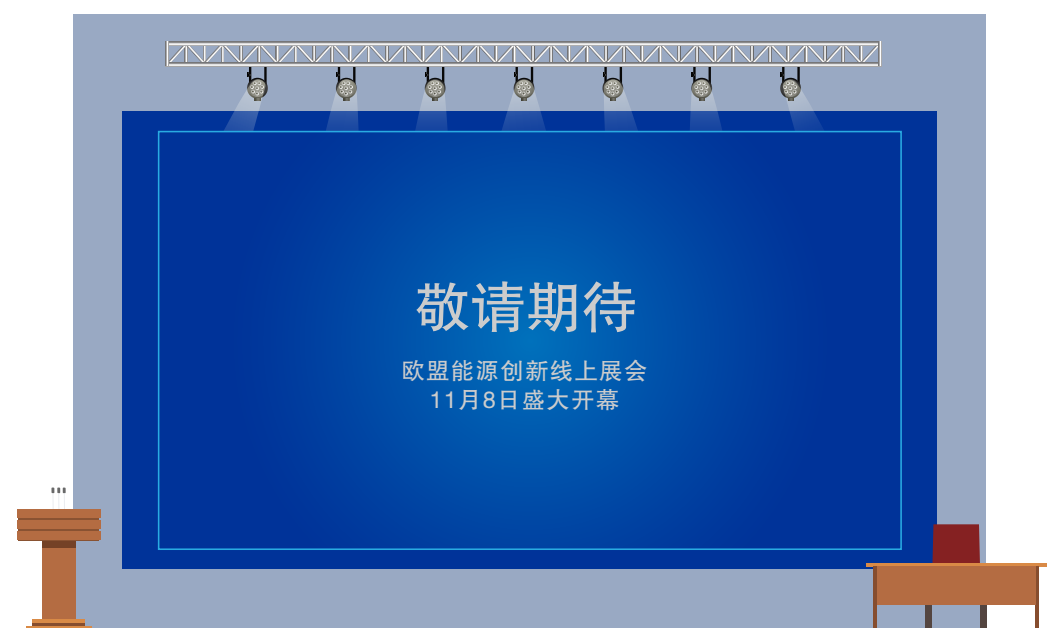
本刊所刊文章仅代表作者个人观点，不代表中欧能源合作平台（ECECP）。

图片来源 Freepik。

中欧
能源杂志

2022

CONTENTS



- 02 / 天然气未来：危机之中探寻机遇
- 08 / 欧盟天然气价格上限该如何设定？
- 12 / 欧洲电力和天然气价格脱钩：
危机是暂时的，有必要这样做吗？
- 16 / 工业副产氢：氢产业绿色化的过渡方案
- 22 / 中国“低比功率”风机：
全球市场的游戏规则改变者？
- 31 / “ESCO-in-a-Box™”：将能效推向主流
- 44 / 每月新闻速览
- 40 / 出版物推荐

亲爱的读者朋友，

欢迎阅读《中欧能源杂志》2022年10月刊。

执笔之际，能源价格仍在持续上涨，毫无疑问，我们正面临着一场全球性的能源危机。然而正如中国人常说的一句话：危机中往往蕴藏着机会。我们现在可以看到人们的能源消费行为正在发生改变，这正是我们过去多年来一直在努力实现的。如今媒体上现在随处可见教导人们如何减少能源消费和能源账单的文章，比如将室内温度调低几度；晚上使用电热毯；使用微波炉和空气炸锅而不是大型家用烤箱；使用保温锅具进行慢煮；关掉待机的电子设备等等，这样的例子不胜枚举。

这场能源危机也是我们在上个月举办的“天然气未来”研讨会的核心议题。与会专家们就天然气的供应问题以及脱碳方案各抒己见。研讨会的纪要和视频录影已经上传至 ECECP 网站，本期刊物的第一篇文章也就此进行了报道。

11月，我们的各项活动将继续推进。北京时间11月8日上午九时，ECECP主办的欧盟能源创新线上展会将正式拉开序幕。本次展会旨在为那些有意将其在可再生能源、能效、储能、电网和建筑节能方面的创新技术引入中国市场的欧洲企业提供展示的机会。在为期三天的活动中，我们还将为观众直播来自欧洲的在线访谈及相关活动。详情敬请随时关注展会官方网站：www.euenergyinnovationexpo.com

此外，我们还将在11月发布《电力市场手册》的精华版。该手册于2021年11月正式出版，由佛罗伦萨法规学院院长 Jean-Michel Glachant、麻省理工学院的 Paul L. Joskow 和剑桥大学的 Michael G. Pollitt 联合编撰，汇集了众多电力市场领域最杰出的思想家和专家们的贡献。ECECP已委托佛罗伦萨法规学院的 Glachant 与 Nicolò Rossetto 联合众多专家撰稿人浓缩了手册中的精华内容，以方便决策者把握其中要点。

最后，我还是要向我们辛勤工作的编辑赤洁乔和 Helen Farrell 致以由衷的谢意。祝愿我们的助理主任 Helena Uhde 能够早日战胜新冠，尽快康复。

祝您阅读愉快！

Flora Kan

中欧能源合作平台 (ECECP) 执行主任



天然气未来： 危机之中探寻机遇

通过部署 CCUS、运作良好的市场以及促进可再生气体的增长来实现天然气行业的脱碳是一项全球性的挑战。俄乌冲突以及由此产生的供应短缺问题让全球天然气市场雪上加霜。中欧能源合作平台(ECECP)与 Energy Post 今年9月合作举办的“天然气未来”研讨会就这些新进展进行了讨论。ECECP 青年研究生学者 Helena Uhde 在本文中总结了此次研讨会的主要收获。



Photo by Martin Adams on Unsplash

重压之下的欧洲天然气市场

俄乌冲突已经导致天然气市场的全面重组，这在欧洲尤为明显。国际天然气联盟副主席 Andrea Stegher 解释说：“至少在过去 15 年里，我们都享有一个非常发达的能源市场，但我们没有在供应短缺的情况下测试过它。”

根据 Walter Boltz 咨询公司的欧洲能源高级顾问 Walter Boltz 的说法，这场危机在 2021 年夏天就已经初具端倪，因为在俄罗斯入侵乌克兰之前，俄罗斯天然气工业股份公司就已经开始清空欧洲储存设施中的库存，而且俄罗斯基本上从 2021 年夏天开始就减少了天然气出口，从而推动了价格上涨。

再加上自 2022 年 2 月以来俄罗斯天然气进口量的逐步下降，给欧洲天然气市场造成了巨大震荡，导致欧洲大范围寻求俄罗斯天然气以外的供应源。危机之前，欧盟 40% 的天然气供应从俄罗斯进口，到 2022 年 8 月这一份额只剩下 8%。

天然气价格的波动反映出地缘政治局势和未来可预见的变化，这对电力市场产生了严重影响，预计今后两年内仍将继续出现高位震荡。Bolt 表示，天然气短缺导致电价暴涨，一度飙升至 240 欧元 /MWh，这是前所未有的水平，而在危机之前，最高价格仅为 25 欧元 -30 欧元 /MWh。

天然气价格的高度波动性，以及欧洲、亚洲和北美天然气市场之间的价格差异，使企业和政策制定者难以驾驭，不仅给经济造成下滑风险，也扰乱了社会平衡。此外，能源的不确定性正在使人们将气候目标抛之脑后，而煤炭由于价格优

势和相对丰富的资源而继续被人们所青睐。

欧盟的干预措施

欧盟驻华代表团能源与气候行动参赞傅维恩 (Octavian Stamate) 总结了欧盟为应对严重供应中断而采取的措施：供应多样化、寻找更可靠的供应商、加速节能，以及加大可再生能源投资规模。其中一部分举措将通过欧盟委员会的 REPowerEU 计划落实，该提案旨在通过减少天然气需求、多样化供应和建设天然气存储设施，以期在 2022 年底前将欧盟对俄罗斯天然气的需求减少三分之二。

此外，欧洲委员会还特别提出了欧洲天然气需求削减计划，该计划已于 2022 年 7 月 26 日由欧盟能源部长理事会审议通过。各成员国

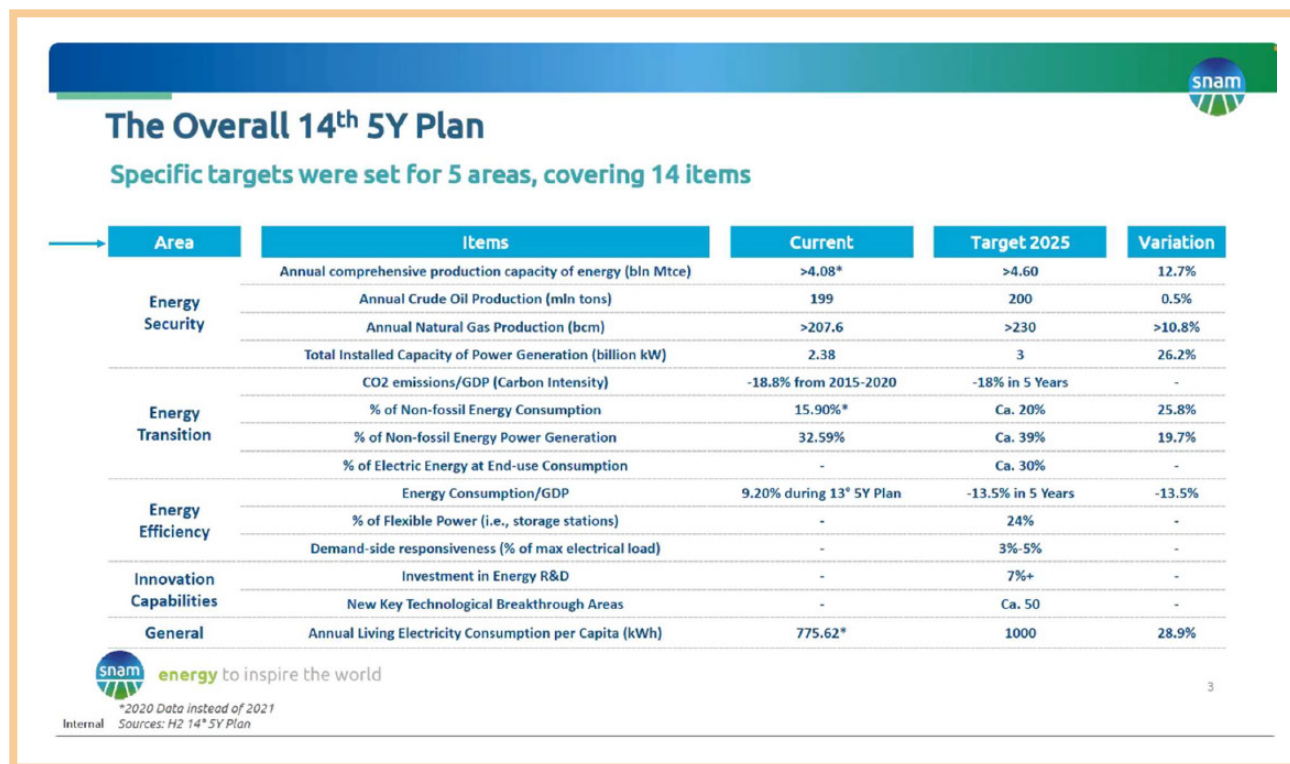
同意在 2022 年 8 月 1 日至 2023 年 3 月 31 日期间，与过去五年的平均消费量相比，将各自的天然气需求减少 15%，措施由各国自行选择。为了使供应多样化，欧盟、埃及和以色列签署了一份三方备忘录，就未来的天然气供应达成一致，以便为所有成员国共同购买天然气。为了支持补充天然气库存，欧盟规定在 2022 年 11 月前储气库填充率至少要达到 80%，未来几年还将提高到 90%。

此外，傅维恩强调了欧盟成员国之间合作和团结的重要性：“当我们发挥单一市场的优势并展现出团结的力量时，我们会更加强大。这是非常重要的一步，欧洲需要齐心协力共渡难关，以全体欧洲人的身份共同采购天然气，而不是以 27 个不同成员国的身份单打独斗。”

中国天然气市场现状

在新的地缘政治格局下，中国的立场与欧洲截然不同。天然气预计将在中国能源结构的脱碳过程中发挥重要作用，但其市场现状更多地受到国内政治的推动，而非俄乌冲突。SNAM 中国董事长兼首席执行官 Matteo Tanteri 表示，中国天然气市场主要受到“十四五”规划的影响，愈发重视液化天然气 (LNG) 的作用。

中国“十四五”规划的目标是在 2021-2025 年期间将单位 GDP 二氧化碳排放量和单位 GDP 能耗分别较 2020 年降低 18% 和 13.5%¹。2021 年，中共中央和国务院发布的中央一号文件也充分肯定了天然气作为煤炭过渡能源的重要性。



1. 关于“十四五”规划如何影响中国的脱碳进程，详见 Carbon Brief 的文章：<https://www.carbonbrief.org/qa-what-does-chinas-14th-five-year-plan-mean-for-climate-change/>

除了脱碳，能源供应安全也是中国的核心关切。然而，与欧洲不同的是，中国的做法历来注重供应多样化和最大限度地利用国内资源。自 2015 年以来，中国的天然气进口增加了约 60%（目前约为 1000 亿立方米），且来自多个供应国家。在遭遇之前的供应短缺之后，中国在几年前就与美国和卡塔尔等主要 LNG 出口国签订了长期合同。与欧洲相比，中国通过国内天然气产量满足需求的比重更大，自给率自 2015 年以来已经增加了 30%。

中国天然气供应目标面临的主要挑战在于基础设施和存储能力不足。Tanteri 表示，为了解决这一问题，中国制定了雄心勃勃的扩张目标，并于 2020 年成立了国家石油天然气管网集团（简称国家管网，PipeChina），成为推动从煤炭向天然气转型的关键参与者。

然而，尽管中国将天然气作为能源转型的重要一环给予了大力支持，但天然气消费的增长目前正在放缓，今年预计仅比去年略有增长。由于国内天然气消费低迷和 LNG 价格高企，中国的 LNG 进口预计将呈下降局面。据亚洲天然气和液化天然气市场专家、韩国外国语大学研究教授 Jinsok Sung 称，导致中国国内天然气消费低迷的原因包括新冠疫情、天然气市场波动以及对供应造成的破坏。

通过合作及广泛的工具来化解危机

欧盟当前面临的供应不确定性和气候压力是全球性的挑战，只有

通过合作才能解决。中国在新的地缘政治局势中的角色是欧洲的热议话题。

中国的统计数据显示，在过去六个月里，中国从俄罗斯进口的液化天然气增加了 30%。与此同时，中国已开始向欧洲出口 LNG，满足了欧盟约 7% 的天然气需求。然而，Tanteri 表示，媒体关于中国向欧洲转售俄罗斯天然气的报道只是基于猜测。事实上 2022 年上半年，中国仅从俄罗斯购买了 76 亿立方米的天然气，2022 年全年的目标是 150 亿立方米。按照俄乌冲突之前的市场条件，这些天然气相对于俄罗斯对欧洲的供气量来说只是很小的一部分。

中国增加俄罗斯天然气进口是在几年前就已经规划好的，并且通过西伯利亚输气管道的供应也在增加，因为第二条输气管道尚未完工。未来形势将如何发展还有待观察。

除了关注能源供应安全，还有一点重要的是不应忽视脱碳目标。Stegher 强调了寻找切实可行的解决方案和考虑多个工具组合的重要性：“净零目标十分重要，但也非常具有挑战性，我们需要利用广泛的工具。我们正在讨论核能的复兴，并且努力摆脱对煤炭和化石天然气的依赖，可再生气体必须成为未来能源版图的一部分。”

可再生气体

从长远来看，欧洲可以依靠可再生气体来解决供应问题。R2Gas 副总裁 Jan Stambasky 博士表示，到 2040/50 年，生物甲烷、绿氢和蓝

氢的技术能力可以满足欧盟的天然气消费需求，并超过目前北溪管道（Nord Stream）、亚马尔管道（Yamal）及兄弟天然气管道（Brotherhood）三条主要的俄罗斯管道的供应能力。因此，欧洲本土生产的可再生气体有能力提供供应保障，并帮助欧洲实现脱碳目标，同时促进经济发展。

氢能在通向碳中和和气候中和的道路上也能发挥决定性作用，特别是对于那些难以减排的部门——例如化工领域。欧洲化学工业委员会（European Chemical Industry Council）能源部门总监 Nicola Rega 表示，化工行业约占欧洲天然气消费量的 10% 左右，这其中 56% 的天然气消费用于能源相关用途，其余 44% 用作原料和生产合成氨。此外，化工行业目前是氢能最大的生产方和消费者。氢是化工生产过程的一部分，是重要的副产品。根据 Fit for 55 一揽子计划，欧盟理事会规定，到 2030 年，工业中使用的氢必须有 35% 来自非生物来源的可再生燃料，到 2035 年必须提高到 50%²。

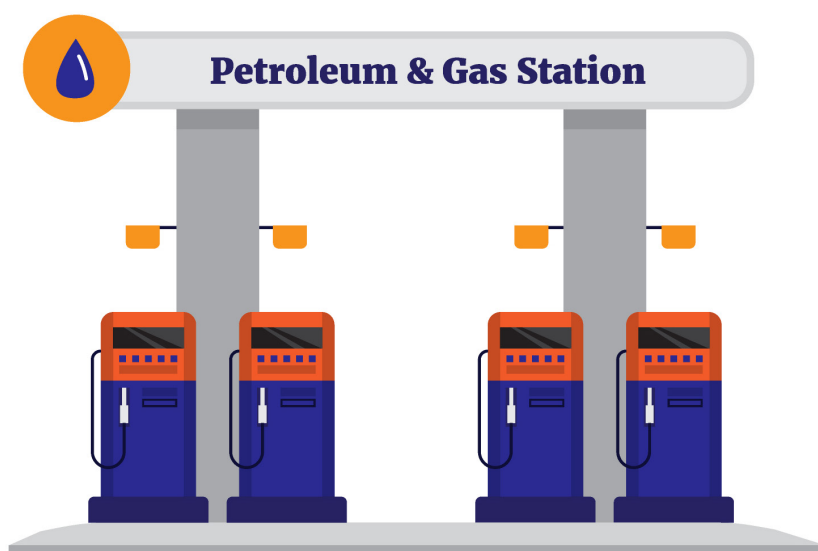
然而，运输方面的障碍以及缺乏氢气和其他可再生气体的标准化认证阻碍了可再生气体发展。在某些情况下，运输终端产品比运送气体更加容易。出于这个原因，林德公司全球商业总监 Joachim von Scheele 认为，可再生能源获取较为便捷的地方未来有望发展成为各种产品的生产基地，比如生产氨、甲醇、化肥和其他可再生气体。欧洲化工委员会的 Rega 建议，氢气、生物甲烷和其他合成气体应该放在一起讨论，因为它们在使用和运输方面有很多相似之处。

2. Council of the EU (2022). 'Fit for 55': Council agrees on higher targets for renewables and energy efficiency. <https://presidence-francaise.consilium.europa.eu/en/news/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>

碳捕集、利用和封存 (CCUS)

CCUS 在控制碳足迹和碳去除方面具有巨大的潜力，特别是对于钢铁、化工、化肥和制造业等难以减排的行业。据国际能源顾问、中国问题专家 François Issard 称，单个 CCUS 项目每年可处理 100-200 万吨二氧化碳。如果扩大规模，可以达到每年 500-1000 万吨的处理能力。

在过去 20 年中，CCUS 技术主要以示范项目的形式发展部署，如法国西南部的 Pycasso 项目（见下表所示）。据与会专家介绍，CCUS 是一项经过验证的技术，但其广泛应用仍有待实现。



Pycasso 项目（法国）：

Pycasso 项目（比利牛斯可持续封存除碳项目）探索了如何利用法国西南部的地下存储设施为法国西南部和西班牙北部的工业活动提供脱碳解决方案，并为该地区创造就业机会。这些地下储气设施 60 年来一直为法国以及围绕这些设施建设的工业区提供天然气供应。

该项目表明，接近 100 欧元 / 吨的碳价将使 CCUS 项目变得经济可行。

有关该项目的更多信息详见：<https://www.pycasso-project.eu/en/home/>

Instruments to incentivize CCUS

- › Numerous options to support scale-up
- › Complex interaction of instruments with existing market mechanisms

Instrument	Mechanism	Examples
Financial support	Grants and loans	US, EU (Innovation Fund), UK, Norway
	Tax breaks	US (45Q)
	Contracts for Difference	NL
CO2-pricing	CO2 tax	Many countries
	Emission trading system	EU (EU ETS), China, California
	Carbon border adjustment mechanism	EU (in preparation)
Regulation	Emission standards	Canada
	Legal requirements	Australia
	Regulated infrastructure	UK
Other options	Public procurement / auctions	EU, US, Sweden
	Reduction of financing risks (loan collateralization, risk sharing)	Australia

Simon Göß
The Future of Gas – CCUS for the gas sector. 21.09.2022

3

carboneer

Carboneer 的创始人 Simon Goess 表示，CCUS 领域之所以尚未起飞是因为实施该技术的成本比支付碳价更加昂贵。Goess 概述了刺激 CCUS 领域增长的工具，如财政支持、碳定价和监管。ETS 碳市场已经为各行业提供了价格信号，二氧化碳的价格约为 80 欧元/吨。然而，在中国，碳价水平还不足以证明 CCUS 价值链的成本效益。在会议的圆桌讨论环节，专家们进一步指出，CCUS 项目的实施需要时间，因此相关激励计划必须有稳定的政治支持并且能够提供长期的价格信号。

博众智合能源转型论坛（Agora Energiewende）的高级顾问涂建军指出，虽然中国已经储存了数百万吨

二氧化碳，但中国的排放量仍占全球总排放量的三分之一左右，这意味着碳封存的规模仍然很小。虽然西方国家已经表示出对 CCUS 的兴趣，但尚未采取行动，而中国的兴趣仍然相当微妙。然而，习近平主席宣布的 2030/2060 双碳目标为脱碳工作提供了新的动力。据涂建军介绍，CCUS 在中国的潜力巨大，尤其是在煤化工领域，而蓝氢在欧洲的发展潜力更大。

未来展望

尽管能源市场形势严峻，但欧洲和中国似乎都在坚持各自的脱碳目标，两个地区之间的合作仍有很

大的发展空间。围绕 LNG 脱碳技术的联合开发以及氢能和可再生气体标签领域的合作将是中欧双方未来合作的首选。Stegher 总结道：“我们对俄罗斯入侵乌克兰感到震惊，但就能源领域而言，我们还有一个更长期的脱碳问题需要解决。因此我们必须继续加大对天然气和 CCUS 技术的投资，同时促进可再生气体的增长”。

【文 / Helena Uhde】

ECECP 青年研究生学者

欧盟天然气价格上限该如何设定？



过去的一年里，特别是俄乌冲突爆发以来，欧盟天然气批发市场面临持续的不稳定因素，导致价格剧烈波动，天然气价格飙升至前所未有的水平。去年夏天，欧盟主要的天然气市场参照枢纽——荷兰天然气期货交易所 TTF 的近月期货交易价格一度冲高至 350 欧元 /MWh，考虑到在截至 2021 年春季的前 5 年时间里，TTF 价格几乎从未达到过 30 欧元 /MWh（如图 1 所示），如此高的价格水平令人震惊。

天然气价格的飙升也导致了电力价格的上涨，因为在欧洲大多数市场，天然气发电厂是边际电厂，这便引起了政治上的关注。争论的重点是需要保护消费者，特别是能

源密集型部门以及脆弱和能源匮乏的消费者。

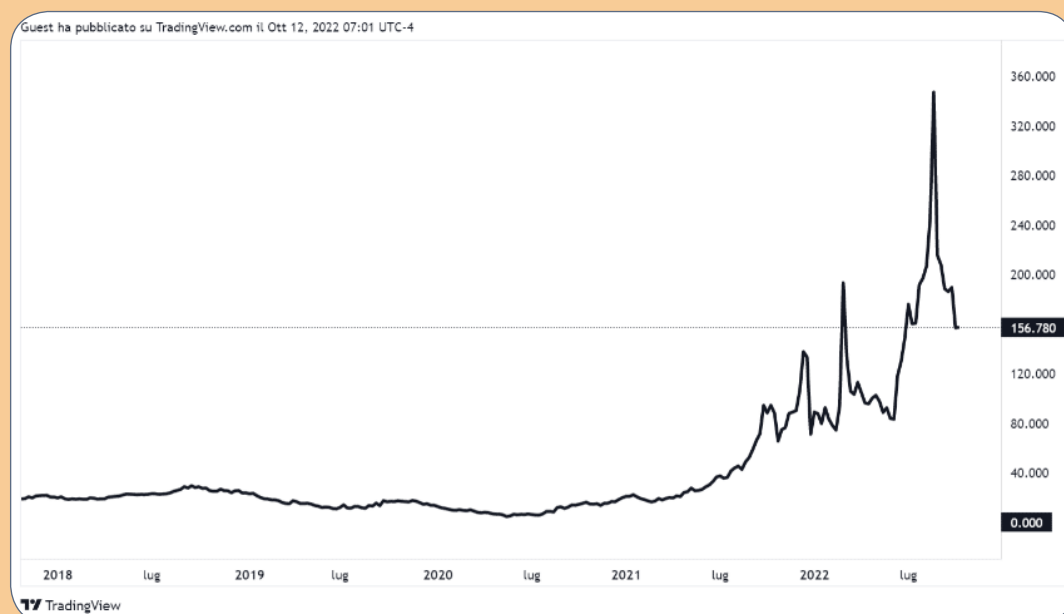
除了成员国层面为缓解高能源价格对消费者的影响而采取的几项措施之外¹，最近能源领域最受争议的选择之一无疑是对欧洲天然气价格设定上限的想法。

早在今年 5 月，欧洲理事会就邀请欧盟委员会与国际伙伴通力合作，探索遏制能源价格上涨的方法，包括讨论在适当的时候引入天然气临时进口价格上限的可能性²。然而这场争论在夏季并没有取得明显进展，直到最近，15 个欧盟成员国的能源部长联署了一封信³，呼吁欧盟委员会作为优先事项引入“适用于所有天然气批发交易”的价格上限。

佛罗伦萨法规学院一直致力于为欧盟机构提供支持，帮助其评估可以采取哪些措施来缓解当前的能源危机。佛罗伦萨法规学院（FSR）围绕相关讨论发表了若干出版物和倡议，特别是关于监管干预以及电力和天然气市场的潜在改革措施方面。

具体来说，在天然气价格上限方面，FSR 最近分别就欧洲天然气价格上限和确保欧洲天然气安全发布了两份政策简报。在这两份简报中，抛开是否应该引入欧盟天然气价格上限的政治争论，FSR 分析了如果在政治层面能够达成一致，那么该如何设计欧盟天然气批发市场的价格上限的问题。

图 1：TTF 近月期货价格（2018–2022）



1. 早在 2021 年 10 月，欧盟委员会就将相关措施列入了“应对能源价格：行动和支持工具箱”。详见[这里](#)。
 2. 2022 年 5 月 30 日和 31 日欧洲理事会特别会议的结论第 27 点 (a) 中的第二小点，详见文件第 8 页。
 3. 各国能源部长致欧盟能源专员 Kadri Simson 的信可[在此查阅](#)。

■ 上限的设置应当慎之又慎

天然气市场已经成为一个全球性市场，特别是由于液化天然气（LNG）在过去 10 年发挥了日益重要的作用，预计在未来几年 LNG 对欧洲的影响将更为突出。事实上，欧洲作为一个重要的区域市场，其内部动态变化不可避免地会在全球范围产生直接影响，并可能影响到其他市场。

一般情况下，一旦欧洲的天然气价格被封顶，首要的挑战是要确保运往欧洲的液化天然气不会被转

到天然气价格更高的其他市场（通常是亚洲）。因此，虽然欧洲的现货价格与欧洲天然气交易中心的价格挂钩，但在对欧盟天然气市场引入价格上限时，不应忽视 LNG 的全球层面。

另一方面，尽管欧盟正在逐步淘汰俄罗斯的天然气供应，但仍有大量的天然气通过管道输送至欧洲。所谓的“管道天然气”和“液化天然气”，虽然在物理意义上是相同的，但却具有不同的市场基本面。因此，特别是就欧洲而言，从监管的角度上说如果有需要可以将管道

气与 LNG 分别处理。特别是对于向欧盟出口管道天然气的外部出口商来说，将天然气转买到其他目的地，或是将其液化并作为 LNG 在全球市场上销售的机会是有限的。

■ FSR 的建议

基于这些假设，FSR 在政策简报中阐述了一种机制，由两部分组成，分别针对欧洲天然气的两个细分市场——管道天然气和液化天然气。

就管道天然气而言，FSR 建议：

- 利用技术功能，如洲际交易所的区间价格限制，对有组织市场的天然气价格进行监管干预⁴；
- 授权天然气传输系统运营商（TSO）以预定的价格或价格范围提供天然气平衡服务，这有望做为欧盟天然气交易价格趋同的驱动因素

事实上，这两项措施可以同时采用以提高上述机制的效力。

就液化天然气而言，FSR 建议引用竞拍机制在全球液化天然气市场上采购 TSO 平衡系统所需的任何数量的天然气。拍卖可以由 TSO 自主管理，或者更合适的是由单一买方实体来管理，其模式与欧盟委员会 REPowerEU 计划中所提出的联合采购平台类似⁵。这样的一个实体可以组织拍卖，外部 LNG 供应商以高于欧盟管道天然气现价的溢价竞标



4. IPL 功能和其他交易平台使用的类似设备在这些平台上充当临时熔断机制，以减少短期价格飙升或市场异常波动的可能性和波动程度。虽然它的设计在每个交易日都有效，但这些功能提供的保护可能只在非常短的时间内出现极端价格波动的情况下才会被触发。拟议的机制将使这些功能能够发挥更持久的作用。

5. 然而，虽然联合采购机制一般被认为是自愿性质，但如果在采购 TSO 所需的平衡气体方面强制采用单一买家实体的模式才是最有效的。

向欧盟供应 LNG。单一买家实体将以最终拍卖价格（包括溢价）购买这些天然气，并根据 TSO 的需求，以预定的价格或在预定的价格范围内将其出售给 TSO。单一买方实体支付的价格溢价必须通过监管来收回⁶。

在实践中，根据 FSR 的建议，航运商和贸易商可能需要重新关注他们的交易策略，在购买或出售任何数量的天然气时以天然气上限价格（或范围）为参考。如果欧洲机构将上述机制作为应对当前能源危机和由此导致的能源价格飞涨问题的可靠承诺的一部分来引入，那么 TSOs 通过平衡机制提供的天然气数量可能仍然相当有限。

然而，这只是最好的情况，为欧盟管道天然气的价格设置上限很可能导致管道天然气的外部供应商在一定程度上削减向欧洲的供气量。这正是欧盟委员会倡导的国际外联和能源外交可以发挥作用的地方⁷，可以解释这种机制的意义以及能够给欧盟的管道天然气外部出口商提供的机会。

最后，由于许多欧洲天然气供应长期合同与欧盟市场的现货价格挂钩，如果上述措施成功地抑制了现货市场的天然气价格，它们也将对长期合同进口天然气价格产生有益影响。

结论

正如 FSR 在政策简报中所指出的那样，FSR 一般不赞成设置价格上限，但欧洲目前正经历一场战争，这可能需要特殊的监管或市场干预。

FSR 非常同意 15 个成员国的观点，即潜在的天然气上限“可以在确保欧洲天然气供应安全的前提下以自由流动的方式设计，同时实现削减天然气需求的共同目标”。然而，目前在欧盟层面讨论的所有可能措施都存在缺陷，而且都涉及一定程度的风险。挑战在于寻找到能将这些缺点和风险最小化的措施。

FSR 在政策简报中概述的战略是基于满足欧盟需求的天然气来源的两个细分市场（管道天然气和 LNG）的不同特征，以及对市场结构、天然气承运商和其他市场参与者行为的特定假设。很明显，还有许多设计元素需要进一步细化和验证，也有许多挑战需要解决。FSR 在其两份政策简报中试图至少澄清其中的一些问题。

只有当这个策略是可信的，它才有望降低欧盟天然气消费的总体成本——就像欧洲中央银行行长马里奥·德拉吉通过“不惜一切代价”的讲话给予欧洲中央银行保卫欧元的承诺那样⁸。问题是：欧盟目前是否能拿出同样的决心？

【文 / Ilaria Conti】

本文由佛罗伦萨法规学院授权转载



6. 我们的第二份政策简报详细描述了如何通过监管来实现这一目的。
7. 例如，今年 5 月，欧盟委员会成立了一个欧盟能源平台工作组，以确保替代能源的供应。
8. “在我们的职责范围内，欧洲央行银行准备不惜一切代价保护欧元。相信我，这就足够了。”



欧洲电力和天然气价格脱钩： 危机是暂时的，有必要这样做吗？

能源危机背景下，欧洲关于如何使电价与异常高企的天然气价格脱钩的争议正愈演愈烈。Simona Benedettini 和 Carlo Stagnaro 认为，目前的高电力价格并不是由电力市场失灵造成的，而是由天然气价格的异常趋势所导致。那么，是否应该重新设计市场机制？我们是否会失去现有设计的益处，包括为可再生能源带来可靠利润，从而刺激进一步的投资。作者们研究了来自欧委会、希腊、西班牙、葡萄牙和意大利的提案，并详细讨论了这些提案的利弊，以及价格上限、市场分割、补贴机制等选择。任何对市场的重塑都会带来风险，还可能会无意间扩大成员国之间的差异，从而改变其相对的竞争优势和劣势。因此，作者认为，脱钩应当非常谨慎，或者干脆不做。

在欧洲，每个人都想让电价与天然气价格脱钩，至少看起来是这样。最值得注意的是，欧盟委员会主席乌苏拉·冯·德莱恩在她的 2022 年国情咨文中表示：“当前基于优先顺序调度的电力市场设计对于消费者来说已不再公平，他们应该能够从低成本的可再生能源中获益。因此，我们必须消除天然气对电价的支配影响，这就是为什么我们要对电力市场进行深入、全面的改革。”

要使气电脱钩，说起来容易做起来难。在过去的几个月里，欧盟各方提出了若干提案建议。比如，希腊此前就提出了一种机制以区别对待与低边际成本和高边际成本发电机组的电力交易。西班牙和葡萄牙也通过了一项类似目的的机制，并且已经得到了欧盟委员会的临时批准。意大利最近强制性地地将一些可再生能源发电机组纳入一项差价合约计划，旨在获取这些资产的超边际收益。在欧盟层面，欧委会也提出了一项法规提案，其中包括对超边际发电技术设置价格上限。但这些提案建议究竟有何内涵？又存在哪些利弊呢？

背景：系统边际定价

电价是通过一系列的市场交易时段来确定的，这确保了供需之间的实时平衡。所谓的日前市场代表主要交易日。日前市场交易旨在为每台发电机组确定一个生产计划，以满足第二天逐小时的电力需求。

为此，一个中央对手方收集和汇总发电商和消费者提交的报价。发电商的出价根据其边际发电成本（即燃料和二氧化碳成本）由小到大的顺序排列，由此产生的曲线被

称为优先顺序曲线。相对的，需求方的出价根据消费的边际效益有大到小排列。这样可以得出一条需求曲线。

需求和供应曲线的交汇点代表均衡价格。这个价格对应所谓的系统边际成本，也就是在任何特定时间点满足需求所需的最昂贵的发电资产的边际发电成本。该发电技术对于完全满足后一天的电力需求计划至关重要。所有参与的发电厂都按此价格进行交易结算。因此，边际电厂得到的价格只包括其发电的可变成本，而次边际电厂——即位于电力供应曲线中边际电厂左侧的发电厂（见下图 1）——将获得高于其各自边际成本的价格，这使得它们也能够支付资本支出。

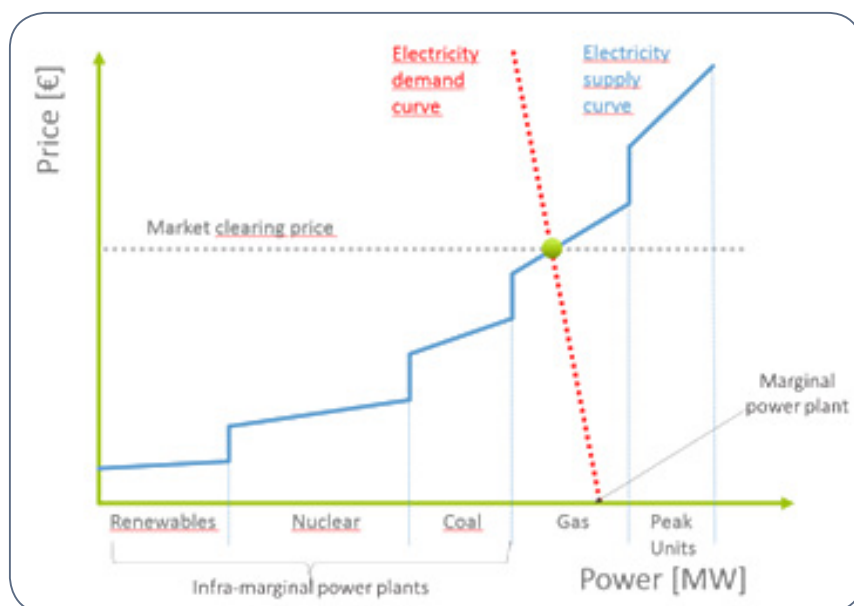
欧盟层面的持续争论

关于可再生能源为主导的能源

系统的价格形成机制的改革及其是否适当的争论并不是什么新鲜事。大约就在一年前，在 2021 年第四季度天然气价格上涨之后，欧盟委员会要求欧盟能源监管合作署 ACER 着手调查这一问题。ACER 的结论是，系统边际价格当前仍然是最有效的机制，因为它不但能够使电力购买成本最小化，而且可以为可再生能源和核电站的投资成本回收提供足够的保障。

尽管 ACER 得出了上述结论，但俄乌冲突导致天然气和电力价格创下历史新高，重新引发了关于边际定价是否仍然适用的辩论。近期关于电力市场设计改革的建议有一个共同的特点，且明显有别于过去提出的其他建议（例如改用按报价结算）。新建议大都基于这样一种观点：尽管电力是一种同质产品，但（从物理、金融或行政的角度）将电力市场一分为二是可能的，并

图 1：系统边际定价法



且也是可取的。一种用于高边际成本的发电厂，另一种用于低或零边际成本的发电厂。

欧盟层面的三种主流提案

在欧盟层面，有三种主要的提案脱颖而出：一是对超边际发电技术的收入设置上限；二是建立两个独立的电力交易所，分别用于低边际成本和高边际成本的发电资产，三是向天然气发电厂支付补贴，购买用于发电的天然气（“el tope al gas”）。

1) 对超边际发电技术的收入设置上限

这是欧盟委员会总统主席在 9 月 14 日发表年度咨文演讲时提出的建议。该措施包括对超边际发电技术每卖出 MWh 电力所能赚取的收入设定价格上限。发电量将继续按市场价格结算，均衡价格将继续根据边际定价确定。但是，如果均衡价格超过上限，超边际成本的发电商将不得不针对市场价格超过限额的部分缴纳加税补偿。由此筹得的

财政资金应当用于为各成员国对家庭和企业账单的干预性活动提供资金支持。欧盟委员会建议将这一上限定为 180 欧元 /MW。这种机制如图 2 所示。

意大利和其他一些国家也引入了类似的机制，适用于：1) 装机容量大于 20kW 并享受上网电价的光伏电站；2) 2010 年以前投产、装机容量大于 20kW、未享受激励措施的可再生能源发电厂。意大利的机制设定的上限约为 60 欧元 /MWh。

2) 分拆市场

在 7 月 26 日的欧盟能源部长会议上，希腊提出了一项提案，建议在日前市场上建立两个不同的、连续的交易小节：第一节交易将只针对那些成本结构以高固定成本和低可变成本为特点的发电厂，即超边际发电技术。第二节交易则将针对那些以正边际成本为特征的可控发电技术，如燃煤电厂和天然气发电厂。在第二节交易中，运营商将就满足剩余需求所需的发电量进行竞标，即第一节竞标后未能满足消费的部分。

参与第一节交易的发电厂的利润来自于发电企业与公 / 私交易对手方（如终端消费者、贸易商或聚合服务商）签订的差价合约。对于无法在市场上找到买家的发电厂，可以签订差价合约，设想其自愿参与一个新成立的市场。这样的市场被称为绿色电力池，将由作为单一买家的公共实体管理。参与第二节交易的发电厂将继续根据系统边际定价机制对其发电量进行估值。

买卖电力的均衡价格将由三个值的加权平均值确定：（1）第一节交易中根据差额合约支付的平均价格；（2）第二节交易的结算价格；

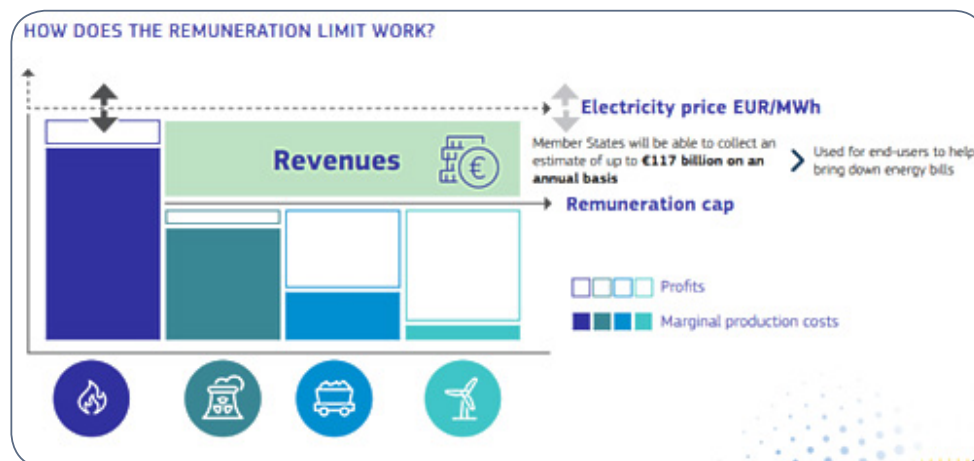
（3）绿色电力池交易的加权平均价格。这个机制看起来很复杂，在某些方面还很模糊。例如，目前还不清楚绿色发电池将按照何种规则组织和运营。

希腊的提案似乎是要放弃边际定价（这实际是大宗商品市场的常态），转而采用平均定价的方法（即基于平均发电成本的定价机制，包括可变成本和固定成本）。

3) 天然气价格上限

西班牙和葡萄牙为发电厂采购

图 2：欧洲对超边际发电技术设置收入上限



的天然气设定了成本上限（“tope”）。启动实施后的六个月内的上限为 40 欧元 /MWh。从第七个月开始，上限将每月提高 5 欧元 /MWh，直到达到 70 欧元 /MWh 的封顶价。

如果天然气的市场价格超过上限，火力发电商将获得补贴，以弥补燃料成本与上限之间的差额。例如，如果天然气的价格为 100 欧元 /MWh，火力发电商在电力交易所按照上限价格出价（即，如果天然气的价格仅为 40 欧元 /MWh），并将获得差额部分（60 欧元 /MWh）的补偿。补贴资金由不同的主体提供：

（1）批发市场上的买方，按购买量的比例提供；（2）没有在开放的零售市场上选择供应商，而继续按管制价格购买电力的终端用户；（3）由于引入了 tope，西班牙电价下降，导致额外的电力出口到法国而带来的更高收入。

通过补贴天然气成本，边际发电商可能会在未来的市场上出价更低，从而压低均衡价格和超边际收益。

结论

以上这些提案建议都旨在降低电价，并且以不同的方式取得了成效。然而，没有一种方式是免费的，都需要付出代价。对有的方案来说，这是一个为明确补贴寻找资金来源的问题，例如伊比利亚半岛的天然气限价，或者就希腊的提案而言，则有要求助于一个公共实体，从那些无法在市场上规定差价合约的运营商手中购买电力。实际上，最显著的代价是对电力市场设计的干预所产生的连带影响。

每种建议都有利弊。限制超边

际收益机制的优点是不影响日前市场均衡价格。因此，这一机制不影响成员国之间的跨境电力交易。希腊的提案展现出重新思考市场运作机制的雄心，而不是试图修补一个被认为过时的机制。伊比利亚的机制维护了电力市场设计，并设法在上游进行干预，以解决被认为是特殊现象的天然气价格上涨问题。

希腊机制和伊比利亚机制都对批发价格产生影响，因此，应在欧盟层面采用这两种机制，以防止跨境电力交易的扭曲。至于对天然气和超边际收入设置上限的方案，还有一个进一步的问题。如果上限设置过低（比如在 tope 模式中），其风险是会加剧对电力出口和电力系统安全的影响。而对超边际收入设置上限，还可能会阻碍电厂投资成本的回收。

希腊的提议则有更进一步和更为具体的局限性。首先，由于没有义务参与所谓的绿色电力池，目前尚不清楚那些不能或不方便在市场上签订差价合约的发电厂讲如何获得报酬。其次，在第二节交易（即高边际成本资产的交易）中，如果一些发电厂认为必须满足一天中某些时段和某些市场区域的电力需求，那么它们可能会行使市场力，从而构成重大风险。这有可能会阻碍降低电价的目标。此外，这种机制在实施层面的复杂性也不容低估，不管是调整市场和跨境电力交易的运作规则，还是在电力交易所运营商之间及其与电力监管机构之间拟定新交易机制的实施协议，都将会是一个非常复杂耗时的过程。

最后，所有这些措施——即使是在欧盟层面上采取的措施——都有可能无意中增加成员国之间的

分歧。例如，从边际定价转向平均定价的模式显然会使得平均发电成本较低的国家（即天然气发电占比较小的国家）享受较低电价。这会对下游行业的竞争优势或劣势产生影响，特别是那些能源密集型和与贸易相关的行业（如钢铁、水泥、造纸、玻璃等）。

市场脱钩的想法——通过行政干预将可再生能源与其他电源分离开来——虽然在政治层面取得了巨大成功，但也会有许多不同的含义。然而，几乎所有这些措施都与抑制电价和减少超边际收益的愿望有关。在后自由化市场设计中，边际定价体系的合理性在于能够鼓励对新发电产能的投资，特别是对高固定成本、低边际成本甚至零边际成本的发电厂（如可再生能源）的投资。直接或间接设定收入上限可能会阻碍新的投资，这既不利于通过减少对天然气的依赖来摆脱当前危机的努力，也不利于欧洲的脱碳计划。无论如何，从这个角度来看，这个问题明显是经验主义的：设定一个足够高的上限（例如欧盟委员会建议的 180 欧元 /MWh）不一定在这方面构成阻碍，而一个过低的门槛（如意大利设定的 60-70 欧元 /MWh）则可能会适得其反。另一方面，“脱钩论”似乎试图在解决一个并非源于电力市场失灵的问题：而问题的根源实际在于天然气价格的异常上涨。因此，人们不禁要问，这种情况是不是应遵循古老的智慧：如果没有坏，就不要去修理它。

【文 / [Simona Benedettini](#)、
[Carlo Stagnaro](#)】

本文由 [EnergyPost](#) 授权转载

工业副产氢： 氢产业绿色化的过渡方案

低成本的工业副产氢能促进氢能产业链上下游的发展，被视为中国氢能发展的过渡方案，但是该发展模式包含着“碳锁定”的风险。



随着对氢能需求的增加及其成本的下降，其生产和运输的基础设施也需要跟上。



(图片来源: Yu Fangping / Alamy)

首次使用氢能作为火炬燃料、运营近千辆氢燃料电池车辆作为运输主力、配建 30 余座加氢站……氢能在北京 2022 年冬奥会的广泛应用，为中国氢能产业发展注入了新的动力。

冬奥会闭幕不久后的 3 月，中国首个氢能产业中长期规划出台，提出了三个五年跨度的氢能发展计划。规划尤其强调工业副产氢短期内的积极作用，鼓励在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业聚集区优先使用工业副产氢，并提出了“到 2025 年，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系”的目标。

工业副产制氢是指将富含氢气的工业尾气（如氯碱尾气、焦炉煤气等）作为原料，通过变压吸附等技术将其中的氢气分离提纯的制氢方式。随着顶层设计出台，目前已有 30 多个省市发布涉及氢能的规划和政策，其中，山东、山西、内蒙古等地都提出了要发挥本地的“工业副产氢资源优势”。

工业副产氢不仅成本低廉，而且能够促进周边氢能产业链的协同发展。但是专家认为，在“双碳”背景下，工业副产氢项目只能是短期的过渡方案，要避免对此领域的过度投资，尽快转向可再生能源制氢。

氢能不够“绿”

虽然氢能是清洁的可再生能源，释放能量时只会产生水，没有碳排放，但是制氢的过程并不是百分百“零碳”。根据其生产来源和生产过程中的碳排放情况，氢气被分为通过化石燃料燃烧产生的灰氢、在灰氢的基础上使用碳捕集和封存（CCS）技术的蓝氢和可再生能源通过电解水等手段所制的绿氢。

中国是世界上最大的氢能生产国，年产量达 3300 万吨，占全球需求的三分之一以上。从能源结构看，全球氢气有 60% 来源于天然气、19% 来源于煤炭，21% 来自于工业副产气，电解水等低碳方式制氢所占比例微乎其微。中国氢源结构目前仍以煤为主，来自煤制氢的氢气占比约 62%、天然气制氢占 19%，工业副产占 18%，电解水制氢仅占 1%

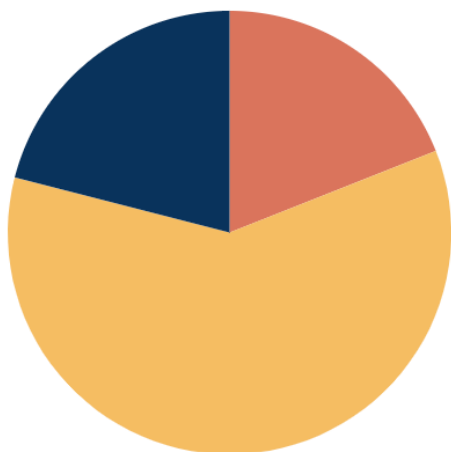
无论是全球还是中国的氢源结构都不够“绿”，主要是受技术和成本的限制。根据能源转型委员会（ETC）的报告，全球生产灰氢的成本目前在 0.7 至 2.2 美元 / 公斤之间，具体数值取决于不同国家的天然气或煤炭价格。在此基础上安装 CCS 装置，变成蓝氢，成本将会必然超过灰氢，而最清洁环保的绿氢成本约为 3-5 美元 / 公斤。

从长远来看，想要发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用，最清洁的绿氢无疑是最佳的，但是中短期内，工业副产氢被认为是中国氢能产业发展的重要过渡方案。

作为工业大国，中国具有得天独厚的原料优势。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》（简称“《白皮书》”）公布的数据，目前中国工业副产氢的提纯成本在 0.3-0.6 元 / 公斤，考虑副产气体成本后的综合制氢成本约在 10-16 元 / 公斤。

全球氢气来源结构

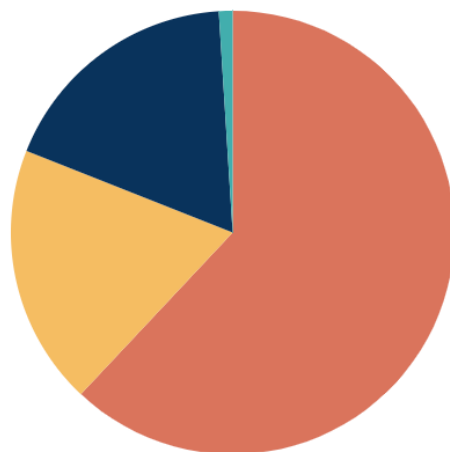
■ 煤炭 ■ 天然气 ■ 工业副产气



数据来源：国际能源署《2021年全球氢气回顾》

中国氢气来源结构

■ 煤炭 ■ 天然气 ■ 工业副产气 ■ 电解水



数据来源：中国煤炭加工利用协会

（图片来源：中外对话）



上海的氢燃料客车。（图片来源：Alamy）

工业副产氢仍属于灰氢，但相较于化石燃料制氢，它既能提高资源利用效率和经济效益，又能在一定程度上降低大气污染，改善环境。

《白皮书》指出，中国的焦炉煤气、氯碱化工、合成氨及合成甲醇、丙烷脱氢等工业每年能够提供百万吨级的氢气供应，在氢能产业发展初期提供了低成本、分布式氢源。

自国家规划出台以来，各省市不断加快推进氢能项目的实施。有媒体统计，2022 年上半年共有 18 个制氢项目落地，其中副产氢项目 9 个，可再生能源制氢项目 9 个，在数量上基本持平。从目前已经开展的工业副产氢项目中，不难发现，利用工业副产气制氢只是其氢能发展的第一步而已。工厂生产出来的便宜

氢气为其周边的区域以及所在的城市提供了建设氢能基础设施的契机。

用便宜的氢源打通产业链

氢能产业链分为制氢、储运、加氢站、氢燃料电池应用等多个环节。国际能源署（IEA）研究指出，想要发展氢能，需要有效且具有成本效益的储运系统的支持，将供应端和需求端连接起来，建立一个高流动性的市场。中国目前已经开展的副产氢项目多采用“前站后厂，就近供给”的模式：在工厂的附近建设加氢站，为周边的氢燃料汽车、公交车以及工厂生产运输需要使用的重型卡车提供氢气。

以山东省为例，据初步测算，

山东省年产氢气 260 万吨左右，居全国第一，大部分为工业副产氢。2021 年省内首个加氢母站在泰山钢铁集团建成投产，该加氢站能够辐射周边 150 公里范围的近百辆氢能汽车的需求，其氢气来源就是钢铁厂的工业副产焦炉煤气。随着加氢站的建成，山东重工集团的 10 辆 49 吨氢燃料电池牵引车也投入了运营。

内蒙古乌海市也采取了类似的措施。由乌海化工的氯碱工厂产生的工业副产氢通过管道输送至工厂前方的加氢母站，再通过长管拖车运输至子站，为全市 50 辆氢燃料电池公交车提供氢气。同时，乌海及周边地区总计 8 万辆矿山用车和柴油货车如果更新换代为氢燃料电池车，将提供更为广阔的应用空间。

加氢站等基础设施的建设是构建氢能产业链的重要环节，也是中国氢能产业链发展的薄弱环节。和氢气生产所面临的问题一样，成本是阻碍加氢站建设的重要因素。《白皮书》数据显示，国内建设一座日加氢能力 500 公斤的加氢站需要约 1200 万元，相当于传统加油站的 3 倍左右。除了建设成本外，加氢站的运行还面临着设备维护、运营、人工等费用，从而成了氢能产业的“卡脖子”环节。想要把产业链打通，加氢站和氢燃料电池车的供需匹配十分重要。若氢燃料电池车数量少，加氢站运营就没有经济性和规模效应。

IEA 在上述报告中指出，使用副产氢有助于在工业中心获得低成本氢气并部署服务于工业的燃料电池卡车和公共汽车车队，以最大限度地提高加氢站的利用率。这个模式解决了氢能部署主要面临的成本的问题。

工业副产氢项目不仅制氢成本低廉，而且由于接近应用端，储运成本也非常低。《白皮书》指出，在同一区域内的氢能价值链有机会发挥彼此之间的协同作用，例如在工业集群和运输走廊上的卡车车队可以依托更大规模优势降低总体成本。

山西的“柴改氢”项目就是这

样的一个例子。山西焦煤集团利用自有的煤炭焦化产能，提供低成本氢源，使用氢能重卡运煤，其产能全年可满足 2200 台重卡满负荷使用。参与该项目的国家电投国氢科技总经理张银广在采访中表示，煤炭基地外运量大且稳定，一个区域拥有成千甚至上万辆氢能重卡，为运营阶段规模化降低成本提供了可能。只要氢气成本能够控制在 25 元 / 公斤以下，氢能重卡较柴油车就有足够竞争力。

挑战重重

工业副产氢在现阶段氢能供应方面有很大的潜力，但是并不能够满足持续增长的需求，其项目模式在一定程度上促进了上下游协同发展，不过氢能产业链仍存在“储运难”等诸多掣肘，过度发展工业副产氢有着锁定高碳基础设施的风险。

在“双碳”目标的背景下，钢铁、化工等工业领域的产能必然下降，其副产气也会大幅减少，未来用工业副产气制氢必将遭遇产能瓶颈。河北省就遇到了这个问题，随着碳达峰、碳中和工作推进，河北焦炭企业数量将在“十四五”期间减少到 40 家左右，未来实际可提纯利用的工业副产氢资源总量也将从 94 万吨 / 年降低为约 45 万吨 / 年。

此外，目前现有的大部分加氢站采用外供氢源，需要依靠高压气态的运输方式，如果超过 200 公里，运输成本就会大幅增加。“就近消纳”是工业副产氢模式得以成功运行的关键，但并不是所有工业园区都能够像山西焦煤集团一样“自产自销”。储运环节成本高的问题受技术限制短期内仍难以解决。



独立能源分析师朱利安·阿尔米约（Julien Armijo）认为，依托于煤化工工业的工业副产氢在短期内可能是个机会，但是过分依赖工业副产氢是“危险”的，投资错误的基础设施会导致“碳锁定”效应。如果企业将用工业副产气制氢视为减碳的手段，反而延长了本该加速淘汰的高碳排放基础设施的寿命。

他指出，同样问题也出现在其他地区，尤其是欧洲。石油和天然气行业经常声称蓝氢能够迅速扩大产业规模，因此应该作为大规模生产绿氢前的临时解决方案。然而智库 E3G 的报告表明，这种方法反而会适得其反，蓝氢锁定了高碳基础设施和就业机会，很有可能阻碍绿氢的发展。

阿尔米约也持相同的观点，“当企业倾注大量的资金去建设基础设施，他们通常期待其能够运营数十年甚至更久的时间，才愿意对他们进行替换或淘汰”。E3G 建议，为了确保向绿氢转变，政府需要设定明确的时间表和目标、问责制和透明度机制，以及支持逐步过渡的法规和标准，但是阿尔米约对此并不乐观，“应对气候变化刻不容缓，各国的行动都太慢了。”

转向绿氢

墨卡托中国研究所（Mercator Institute for China Studies，简称 Merics）的分析报告指出，中国对氢能的政策支持仍以“产业发展为主，绿化为辅”。相较于旨在利用绿色氢能实现快速脱碳的欧洲战略，中国的氢能目标过于保守。

好消息是，可再生能源制氢的成本近年来持续下降，有望成为氢



气来源的主流。ETC 报告预计到 2030 年，在全球大多数地区，绿氢的成本将低于每公斤 2 美元。未来，绿氢在大部分地区将会比蓝氢、灰氢更便宜。

Merics 的分析师亚历山大·布朗（Alexander Brown）表示，工业副产气为产业发展提供了便宜的氢气来源，但仍属于灰氢，制氢过程中会产生二氧化碳。中国需要利用氢能来实现“双碳”目标，而只有绿

氢才能够做到这一点。他提醒中国不能依赖工业副产氢来满足不断增长的能源需求，“如果中国认真对待其气候目标，就必须尽快转向绿色氢能。”

【文 / 牛雨晗】

本文根据知识共享协议最初发表于“[中外对话](#)”。

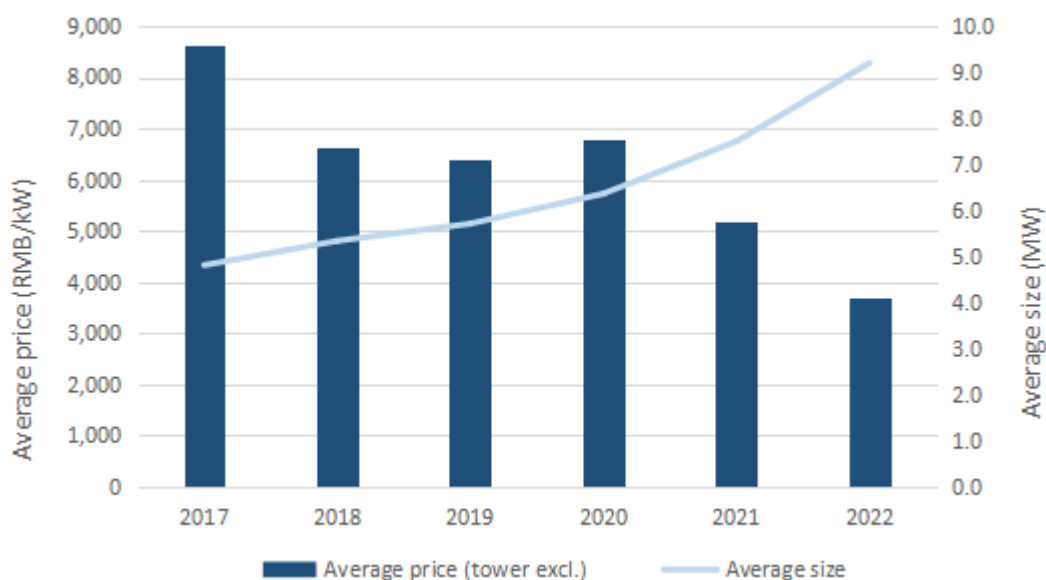
中国“低比功率”风机：
全球市场的游戏规则改变者？

2021 年，中国海上风电行业在补贴驱动下实现爆发式增长。2022 年，随着平价上网时代来临，这种增长明显放缓。市场动态也突然从以供应短缺为主的局面转变为以产能过剩为主的局面，影响到了供应链的大部分零部件。无论中国的政策制定者是否有意，由此造成的风机制造商（也称为“主机厂”）之间的激烈竞争正在产生明显的后果，包括风机价格前所未有的下降以及对国际市场更多的关注。

今天，我们将仔细探讨中国海上风电供应链的另一个显著趋势：8+MW 系列低比功率风机崭露头角。

在深入分析这些趋势之前，我们应该定义“比功率”，即：额定功率与转子扫风面积之比 (W/m^2)。比功率越小，风机的风能捕获能力就越高²。或者说，对于一个给定额定功率的风机，比功率越小，它配备的叶轮直径越大。下图显示了中国和欧洲市场上典型风机 (WTG) 机型的比功率。

2017–2022 年 8 月中国海上风机平均价格（不含塔筒¹）和平均单机容量

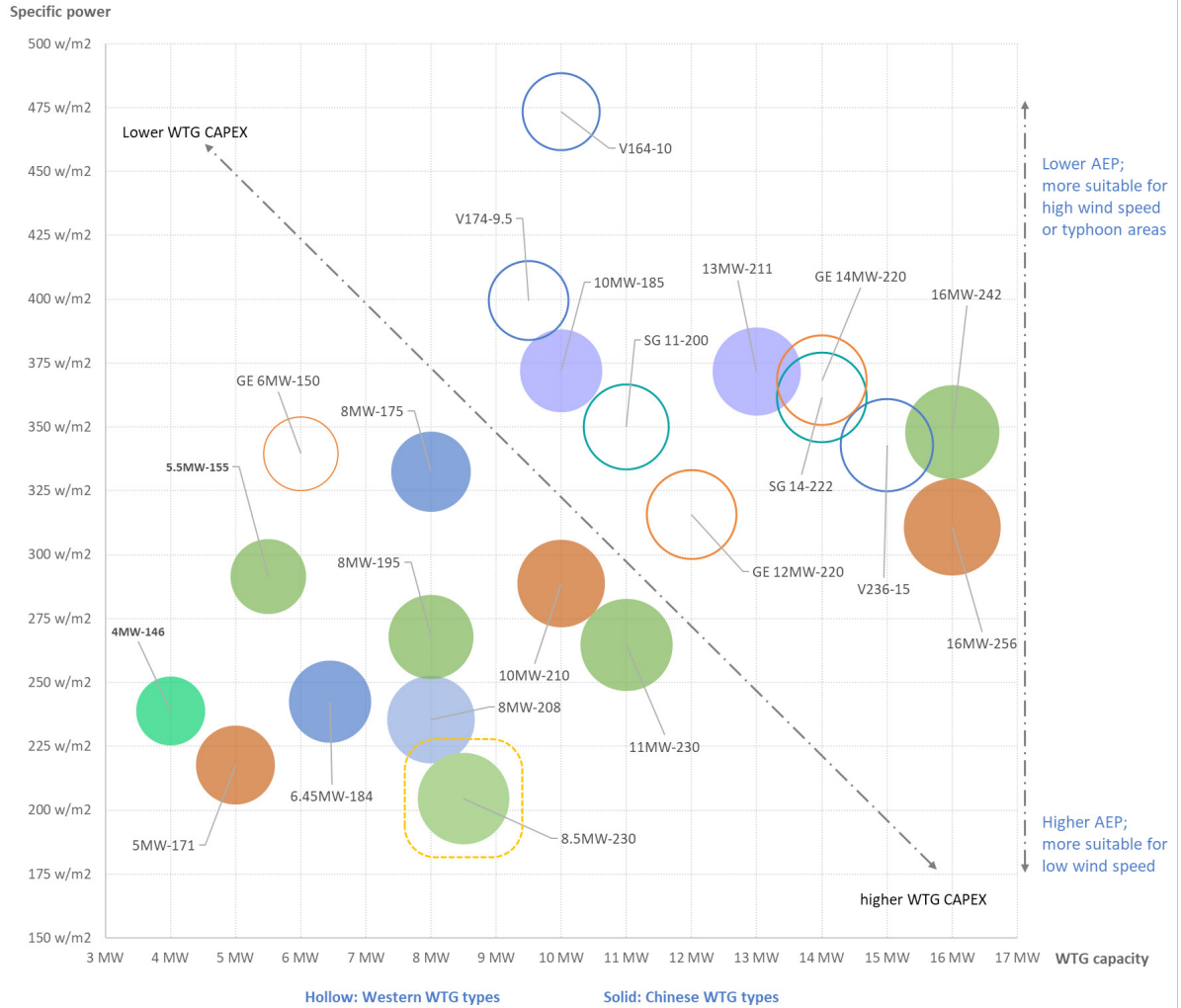


[来源：Azure database]

1. 是否含塔筒依据招标需求。数据中，塔筒价格（RMB/kW）参照市场并进行合理的平均估算。

2. 中国市场常用比功率的倒数即“单位扫风面积” (m^2/W) 来定量描述风电机组的性能。近期已有部分国内业主招标时，将该项作为风机的定量考核要求。

中国风机对比西方风机



[Source: Azure database]

可以很容易地想象，更大的叶轮可以为相同功率的风机带来更多动力，但这也有缺点，例如风机和基础上的载荷条件更恶劣，以及物流和安装方面的挑战。右表提供了不同方面优缺点的比较。

表 1：高 / 低比功率风机对比

高比功率	低比功率
较低的容量系数 (每千瓦发电量更少)	较高的容量系数 (每千瓦发电量更多)
更适合高风速或者受台风影响的地区	更适合风速较低的地区
由于叶片较短带来较低的风机成本，但是并不一定显现在风机整体价格中	较高的风机成本 (但是并不一定显现在风机整体价格中)
较低的基础单位千瓦成本 (因为载荷较小)	较高的基础单位千瓦成本 (因为载荷较大)



Image: BJX

2022 年 8 月
第一片 123m
叶片在中复连
众下线

中国正在着眼于长叶片、 低比功率风机

2022 年 8 月 30 日，一则激动人心的公告登上了头条：

“123 米！全球最长风电叶片在中复连众下线”。事实上，这并不是中国第一款 100m+ 的叶片。自 2021 年以来，中国供应商已生产将近 10 款 100m+ 叶片。

这些近期发布的新闻有两点引起了我们的注意：

- 中国企业自主生产并测试的风电叶片长度首次打破全球纪录。从历史上看，大多数叶片长度记录由丹麦的 LM WindPower 保持，该公司于 2017 年被通用电气收购。大部分 100m 以上

表 2：中国供应商开发的 100m+ 叶片

叶片厂	主机厂	型号	长度 (m)
中复连众	电气风电	S102	102
洛阳双瑞	中国海装	SR210	102
东方风电	东方电气	B1030A	103
洛阳双瑞	中国海装	SR220	107
东方风电	东方电气	B1085A	108.5
中复连众	运达股份	YD110	110
明阳智能	明阳智能	N/A	111.6
中复连众	电气风电	S112	112
中复连众	未注明	N/A	123



的叶片由国际主机厂生产，包括 LM 用于“Haliade-X 12MW”的 107m 叶片（2019 年生产），西班牙-德国公司 Siemens-Gamesa 用于“SG 14-236 DD”的 117m 叶片（目前正在生产和测试中），以及丹麦公司 Vestas 用于“V236-15MW”的 117.5m 叶片（目前正在生产中）。

- 其次，西方对更长叶片的竞争伴随着机组大型化（12MW+ 风机）的需求，但在中国，这些长叶片最初用于 8MW 范围的中型机型。

多年来，中国的开发商和主机厂一直在降低陆上和海上市场的比功率，这些低比功率风机从 4 兆瓦到 10 兆瓦不等。选择这样一条“艰难的道路”的主要驱动因素如下：

◆ 风资源

中国最好的海上风能资源在台湾海峡，在福建以及邻近的广东和浙江。这些地区的平均风速最高可超过 10m/s。然而，海上风电的发展受到地质岩土挑战、台风和其他因素（如军事）的制约。这些风能资源丰富的地区仅占中国海上风能潜力的一小部分。其余地区的风速平均为 7.0-8+m/s。在这种情况下，需要每单位功率配有更长的叶片才能获得足够的发电量。

◆ 市场需求

海上风电投资受投资回报率（ROI）预期的驱动，并得到政策支持。中国政府在 2010 年代初试行了竞争性配置政策（V1.0），鼓励开发商竞标上网电价（FIT）。由于当时的监管、技术和商业化不成熟，该政策不是一次成功的试验。随后在全国范围内实施 0.85 元/千瓦时（0.12 欧元/千瓦时）的固定上网电价，该政策吸引了开发商，保障了行业的健康发展。2019 年底，国家发改委宣布，自 2022 年起，全并网海上风电场不再适用 0.85 元/千瓦时的固定上网电价。从那时起，所有新项目都通过竞争性配置（V2.0）进行分配，上网电价不高于当地煤电标杆电价（尽管在某些情况下有少量地方政府补贴）。这项改革使整个行业处于危机之中，开发商和主机厂别无选择，只能降低风机成本，并积极推出提高年发电量（AEP）的新技术平台。

◆ 中西方风电场配套设施（BoP）成本的驱动因素

中国推动低比功率风机的另一个可能原因在于风电场配套设施的成本驱动因素。与中国相比，西方的材料、设备和劳动力成本出了名的高，尤其是在海上工作，这促使开发商在特定项目中使用更大、更少的风机——通常这些大型机组比功率更高。在中国，成本优化可能会导致不同的范式。由于风电场配套设施成本较低，使用较大风机所节省的成本可能无法抵过潜在的发电损失。在江苏等省份尤其如此，那里的水域相对较浅，土壤条件较好，风机的基础、运输和安装成本可以保持在合理的水平。

从 4MW 到 8MW 升级之路

目前，中国低比功率风机主要有三个家族系列：

4MW：多年来 4MW 一直是主要平台。从 4MW-130（4MW 主机配备 130m 叶轮）开始，典型的低比功率类型现在已经发展到 4MW-146（见图）或 4.5MW-148。由于 4MW 部件更轻，因此它们更适用于浅水区域（在某些地点，在退潮时甚至可以看到海床）或岩土条件不适用于大型风机的区域（例如非常厚和软的泥层）。

6MW：虽然 4MW 可能适用于许多地区，但由于基础和安装单位成本高，它们可能会很昂贵。主机厂已经开发了从 6MW-154 到 6.25/6.45MW 配备 180m+ 叶轮的各种 6MW 平台机型。6MW 平台在 2019-2021 年期间（有时称为“抢装潮”）占据了重要的市场份额，当时中国开发商竞相在固定的海上风电上网电价截止日期之前将其批准的海上风电项目并网。

新一代（8-10MW）：低比功率风机主要限制在不超过 10MW 的级别，因为更大容量的低比功率风机需要的叶片长度超过当前设计和制造能力。8-8.5MW 机组正在成为中国低比功率风机的流行平台，因为它们结合了更大的单机容量和更长的叶片，从而实现了创纪录的低平准化能源成本 (LCOE)。



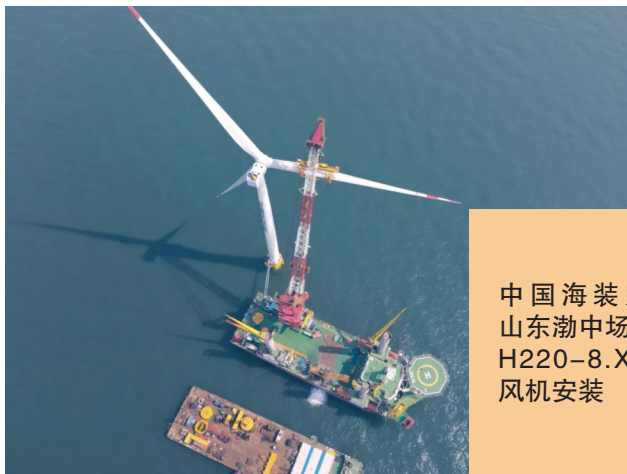
[Source]

上海电气为如东 H14# 海上风电场提供的 4MW-146 风机



[Source]

三峡江苏大丰项目安装金风 6.45MW-184 风机



[Source]

中国海装完成山东渤中 21-2 风电场 H220-8.XMW 风机安装

主要的海上风电主机厂已经推出多款低比功率风机机型，例如：

表 3：中国主要风机厂的 8.xMW 低比功率风机

 MINGYANG SMART ENERGY 明阳智能	MySE8.5-230
 上海电气 SHANGHAI ELECTRIC	EW8-208, EW8.5-230
 GOLDWIND 金风科技	GW8.5-230
 ENVISION 远景能源	WD225-9000
 CSSC 中国海装	H220-8.X

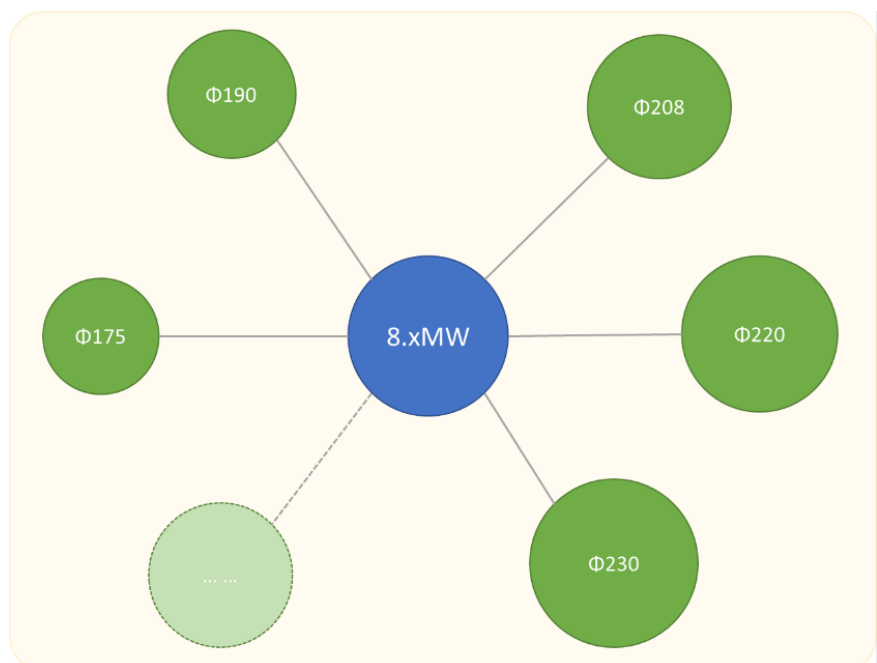
长叶片的低比功率风机 可使全球市场受益

全球市场和国际开发商可以从中国开发的长叶片低比功率风机中获益：

◆ 丰富且优化的配置选择

因为对于给定的机舱可以有不同的叶片组合（例如 8.xMW 机舱可配备 175/184/193/210/220/230m 叶轮），这可以针对特定项目现场优化风机（叶轮）尺寸，有助于实现更好的年发电量。

叶轮直径的丰富选择

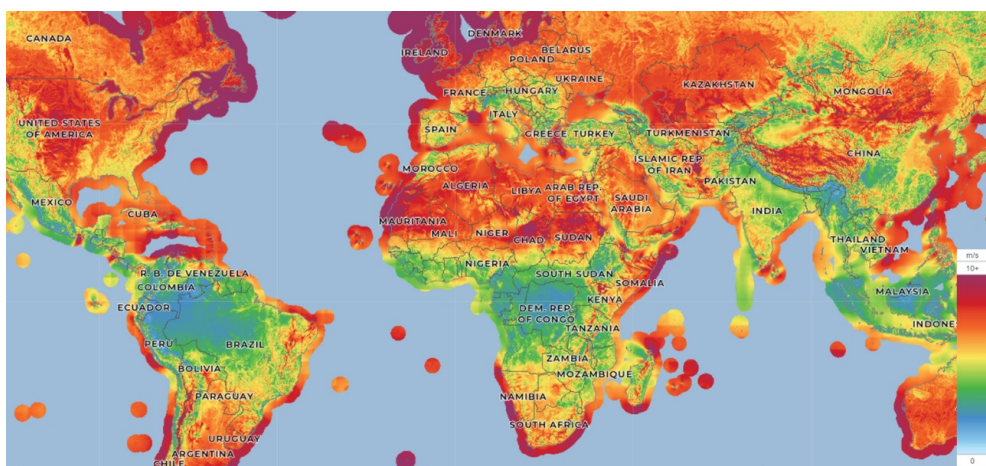


[Source: Azure]

◆全球市场

这些风机不仅适用于中国，而且也非常适合地中海地区、南亚、东南亚、巴西和墨西哥湾等风力资源较低的市场。

许多海上地区适合低比功率风机



[source: Global Wind Atlas 3.0]

◆良好的业绩

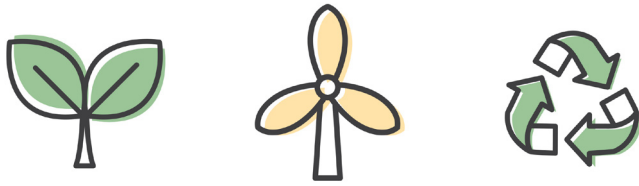
100m+ 叶片自 2021 年开始进行测试，而具有这些长叶片的风机自 2022 年以来已在中国安装。在接下来的数年里，这些产品很有可能在国内外大规模使用，这将为产品的测试提供良好的机会，并证明这些长叶片的技术。

随着这些风机的使用，相关各级供应链将变得成熟，有助于提升国际开发商使用这些产品的信心。

YD110 叶片遵循 IEC61400-23 进行测试



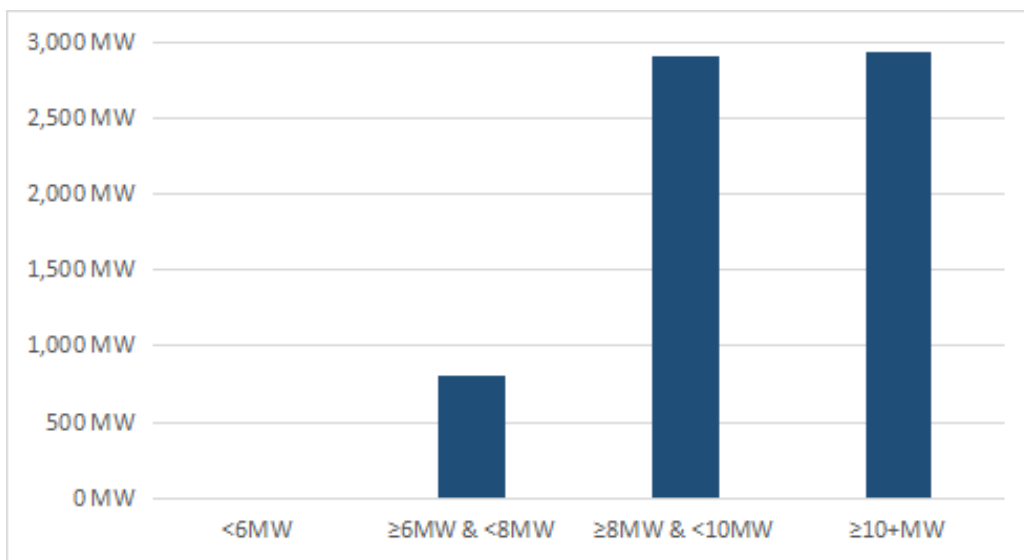
[Source]



◆具有竞争力的价格

根据投资回报要求和公开招标信息，长叶片低比功率风机很可能在中国得到广泛应用，这提供了一个很好的契机来降低价格。如下图所示，截止 2022 年 8 月，当年中标的 8-10MW 范围的风机累计已近 3GW（中标机型已知的项目）。

2022 年 1-8 月中国海上风机中标情况（中标机型已知的项目）



[来源: Azure database]

由于长叶片的发展，中国的风机能够捕获更多的风能。此类叶片的成本劣势可以通过开发强健的供应链和优化项目经济性来弥补，特别是通过更高的发电量。另外一个担心可能来自于对现场条件的适用性。目前，这类风机的国际认证还没有完成。低比功率风机可能不太适用于极限风速较高的情况，比如容易遭受台风或龙卷风袭击的地区。

本文尚未提及的另一个关键问题是安全性。装有这些长叶片的风机需要能够抵抗更恶劣的极限工况，而这还有待证明。

总而言之，中国长叶片风机更高的性能可以使其在国际市场上具有竞争力，特别是在中低风速地区。然而，维斯塔斯和西门子歌美飒等玩家在中国以外的高风速地区仍然占据主导地位，中国的长叶片风机能否在这些的地区竞争还有待观察。

【文 / 张子光】

安元易如（Azure）工程总监

“ESCO-in-a-Box™” 将能效推向主流

如果能让全世界注意到能效的价值，需要一种全新的模式，EP 集团管理合伙人 Steve Fawkes 如是说。该公司的措施是帮助节能服务商与用户分享节能所带来的好处，并因地制宜地针对个人情况提供定制化的服务。

能源服务公司（ESCO）是负责识别、开发和交付节能项目（有时也包括节水）的企业，他们与客户分享收益，同时为节能效果提供某种形式的保证，这并不是什么新的想法。早在 18 世纪 70 年代，詹姆斯·瓦特（James Watt）和马修·博尔顿（Matthew Boulton）出售了瓦特改良的效率更高的蒸汽机用来抽水，取代了此前低效的纽科门（Newcomen）蒸汽机，他们把节省下来的钱一部分回馈给了锡矿商。这一技术创新促进了工业革命，而在付款方式上的创新也缓解了客户对新技术的恐惧。历史学家托马斯·克伦普写道：“虽然新的蒸汽发动机能够节省锡矿的抽水成本，

但却遭到了康沃尔当地一些人的反对……博尔顿和瓦特提出的 25 年节省三分之一的燃料成本，且‘无效不用付款’的条件最终挽救了这一局面。”¹

上世纪 70 年代石油危机等一系列事件发生后，ESCO 行业开始蓬勃发展起来。在英国，国家煤炭局在 1966 年创建了联合供热服务公司，提供燃煤锅炉外包服务，1980 年基于能源绩效合同成立了第一家 ESCO。此后的十年内，石油巨头 BP 和壳牌都相继成立了能源服务公司。

在欧洲，公用事业服务外包的想法在法国尤为普遍。与能源供应商有关的大型企业通常为建筑

物提供供暖服务，也就是所谓的“chauffage”（供热公司）。然而，尽管安装新的锅炉一定比旧锅炉拥有更好的性能，但纯热力供应商并不鼓励客户节约能源。

在美国，20 世纪 70 年代末和 80 年代初诞生了合同能源管理（EPC）的模式，现在更多被称为节能绩效合同（ESPC）。在 20 世纪 80 和 90 年代，美国国际开发署（USAID）在全世界推广了这一理念，冷战结束后支持在中欧和东欧、东南亚和中国成立能源服务公司。然而这些努力许多都不是特别成功，因为它们没能充分解决项目的融资问题。

1. Crump, T. *The Age of Steam*, London, Constable and Robinson, 2007, p.58.

到了 20 世纪 90 年代中期，初代 ESCO（通常是能源咨询公司）在整个欧洲寻求融资，直到现在仍然这样做。但问题是，美国模式在世界其他地区的推广通常忽略了一个事实，那就是美国 90% 的 ESPC 业务来源于市政、大学、学校和医院（MUSH）市场，这些市场可以获得市政资金的支持，而在美国以外，此类项目很难获得类似的资金来源。在美国，由于州和联邦立法支持的大型项目鼓励甚至强制军事基地等设施使用能源服务外包和合同能源管理，促使国内涌现出越来越多的 ESCO。后来，ESCO 和能源效率外包需求急剧增长，直到 2001 年主要参与者安然公司的倒闭才引发了 ESCO 行业有所收缩。

在过去的十年里，ESCO 行业经历了某种程度上的复苏，这要归功于人们对减排的愈加重视，以及当前高企的能源价格。“共享节能”的理念现在似乎被人们当做一个新的概念来接受，并被誉为是提高能源效率的万能药。然而，ESCO 行业在全球范围内目前仍主要集中在公共部门，这一事实表明，它并不是一些人认为的什么灵丹妙药。2018 年，国际能源署估计全球 ESCO 市场规模为 286 亿美元，其中中国占 168 亿美元。尽管如此，在全球范围内，与整个能源供应行业相比，ESCO 依旧是一个小众领域。

事实上，能源服务公司和合同能源管理项目在实施过程中面临许多问题：

- 高交易成本：一个项目从概念到实施可能需要数月甚至数年的时间——有时项目达不到预期成果。
- EPC 合同复杂，用户经常无法

理解。

- EPC 合同期通常较长（7-15 年甚至更长时间）的特点本身也可能带来问题，特别是在一个行业和业务发展变化迅速的世界里。
- 在会计问题处理上可能令人困惑；许多机构希望这项投资脱离其资产负债表，但实现这一目标需要真正的风险转移，而不是通过租赁等简单的融资模式。
- EPC 合同在商业房地产领域并不适用，特别是在有多个租户以及对房东和租户采取不同的激励方式的情况下。
- 当技术或实践发生变化而影响能源使用时，测量节能可能会变得十分困难。在能源服务公司发展早期，合同纠纷屡见不鲜，许多以闹上法庭告终，这促使全球引入了一套通用的国际节能绩效测量和验证规程（IPMVP），但应用 IPMVP 对合同额较小的项目来说可能过于昂贵。
- 由于运用到的技术种类繁多，节能项目非常多样化。
- ESCO 对节能绩效的保证不足以消除投资者对项目风险的顾虑。
- 即使是最大型的节能和能效项目，其资金成本也比金融机构的要求小很多。即使是在 2010 年备受赞誉的帝国大厦翻新工程这种大型的 EPC 合同项目中，能效要素相关的投资也只有 1300 万美元。
- 尽管金融部门对投资能源效率和 ESCO 的兴趣日益浓厚，但仍缺乏一定的能力和专业知识。

鉴于上述这些问题，以及迫切需要扩大对能效领域的投资，EP 集团开发了“ESCO-in-a-box™”操作系统，由英国商业、能源和工业战略部（BEIS）提供资金支持，尤其针对那些目前无法获得有融资支持的能效服务的领域，诸如商业地产和中小企业等。该计划的初衷是提供一个更加简便的 ESCO 模式，帮助包括能源咨询公司在内的其他企业以及地方经济发展机构等公共机构，建立和培育一个针对其特定市场的 ESCO，无论是针对某个地理区域或是针对特定部门。为此，EP 团队借鉴了其在 ESCO 业务方面丰富的国际经验，他们相信业务流程标准化的力量，并从全球特许经营业务中汲取灵感，即无论在哪个国家运营都使用相同的生产和运营系统。

ESCO-in-a-box™ 为被许可方提供了成立一个成功的能源服务公司所需的一切，包括提供启动包、营销包、标准化合同、运营包以及 EP 集团特定级别的支持。

该系统由 EP 集团与牛津低碳中心合作开发，目前正在英国多个地区部署推广。许多当地的经济机构都把它看成是解决脱碳、技能和能力建设以及吸引投资等迫切需求的一举多得的方案。此外，本地使用者可以自主开发自有品牌并进行营销。

ESCO-in-a-Box™ 也已经开始在美国部署。其第一个授权用户 NuWorld Energy 正在利用这套系统来满足新泽西和纽约州的小型少数族裔企业的能效需求。该系统还得到了联合国项目事务署 UNOPS 的资助，以便将其引入菲律宾。这也符合 EP 集团的愿景。事实证明，该系

统在许多市场上都运作良好，且无需进行过多的适应性调整，其在国际推广方面面临的主要问题在于需要确保合同符合当地法律要求。但就总体而言，该系统目前在任何地方都被发现很有用。

提高能效：时不可待

在全球范围内扩大能效市场现在已是当务之急。提高能源效率不仅是最清洁、最快速、最便宜的减排方式，还可以减轻能源供应系统的压力，从而帮助各国实现联合国可持续发展目标 7 “确保人人获得负担得起、可靠和可持续的现代能源”的目标。此外，提高能效还有助于减少对能源进口的依赖，今年这一问题对于欧洲来说尤为重要，因为其正试图摆脱对俄罗斯石油和天然气的依赖。

EP 集团在能效领域的相关工作以及多年甚至几十年来深耕能效融资解决方案的实践经验使其得出结论：为了提高能源效率，任何项目或方案都需要具备以下四个要素：

- 连续的项目管道
- 项目开发、合同和承保的标准化
- 能力建设
 - » 供应链
 - » 目标市场
 - » 金融市场
- 确保项目融资的可用性，但同时也需要能将项目从概念推向可盈利状态所需的高风险融资。

这些因素的结合方式以及负责实施的实体的性质（无论是私营还是公共部门）将因国家而异。

ESCO-in-a-Box™所处理的要素涉

及标准化、能力建设和项目管道建设。目前它通过与当地的金融机构合作来解决资金问题，这些机构看到了将资本投放到能效方面的优势，并准备在 EP 集团和 ESCO-in-a-Box™的协助下开始学习。

ESCO-in-a-Box™在英国和肯尼亚发展的下一步是招募更多实体，将其孵化培育成 ESCO。这将增加项目的流动性，所有这些项目都是利用 ESCO-in-a-Box™系统内部的标准开发的，这反过来将有助于吸引更多的资金方。在非洲，已经有来自肯尼亚以外的企业提出了相关需求，计划加入 ESCO-in-a-Box™生态系统。鉴于非洲的特殊融资需求以及获得当地资金的困难局面，EP 集团及其合作伙伴正在开发设立

一个专门的撒哈拉以南非洲 ESCO 基金，旨在通过该系统为所有可行的项目提供资金支持。设立这样一个基金将有望改善能源服务公司的生态系统，并为扩大市场规模提供必要的资金。

传统的能源服务公司，不管是通过合同能源管理的方式还是提供节能绩效保证，虽然在提高大型复杂企业的能源效率方面可以发挥重要作用，但却很难解决 ESCO-in-a-Box™在英国、肯尼亚、美国以及菲律宾开展的项目所触及到的那部分市场需求。这一举措是增加能效投资的一个重要的新工具。

【文 / [Steve Fawkes](#)】

[EP 集团](#)管理合伙人

肯尼亚的 ESCO-in-a-Box™ 项目

早在英国相关项目还处于早期阶段时，肯尼亚领先的能源咨询公司 Eenovators 就与 ep 集团进行了接洽，在发展咨询公司 ENSO Impact 的帮助下对该系统进行了本地化调整，以适应肯尼亚的法律和商业环境。其主要目标实施部门是食品和农业，二者在肯尼亚的经济中占据很大比重。Eenovators 使用 ESCO-in-a-Box™开发了约 2000 万美元的能效项目，这些项目将帮助当地企业节省资金，提高竞争力，并将有助于减少排放，改善当地空气质量。这些项目目前还正在与主要资助可再生能源的专门基金合作进行筹资。肯尼亚的项目还产生了另一个积极影响：Eenovators 将 ESCO-in-a-Box™融入其“青年参与能源赋权计划”（YEEP），该计划旨在使年轻人具备一定的工程背景，并具备在能源领域就业和创业所需的技能和经验。这是一项重要的社会福利。



每月新闻速览

欧盟批准实施第八轮对俄制裁措施

2022 年 10 月 5 日，欧盟各国就针对俄罗斯的第八套制裁措施达成一致，其中包括禁止超过价格上限的俄罗斯石油通过海路运输至第三方国家。制裁还扩展至包括钢铁产品、木浆、纸张、机械和电器、化学品、塑料和香烟等领域的进口。此外，欧盟还禁止向俄罗斯实体提供信息技术、工程和法律服务，并将进一步扩大技术出口禁令。

[+ More](#)

欧盟各国财政部长就通过碳市场筹资应对能源危机达成协议

欧盟财政部长于 10 月 4 日达成一项有争议的协议，拟从欧盟碳市场筹集 200 亿欧元以支持脱离俄罗斯能源的转型。

[+ More](#)

欧盟出台应对能源危机的进一步举措

欧盟委员会于 10 月 18 日提出了一套新的紧急措施，以应对欧盟天然气价格高企，确保今冬能源供应安全。相关措施包括联合采购天然气、对欧洲 TTF 天然气基准价格实施限价机制、确保基础设施使用透明化、增进成员国之间团结，以及继续努力削减天然气需求。

[+ More](#)

欧委会启动能源系统数字化计划

10 月 18 日，欧盟委员会正式提出“能源系统数字化”计划，旨在利用技术提高能源使用效率，促进可再生能源并网。同时，欧委会还将促进能源数据共享，提高数字电力基础设施投资，确保消费者权益并增强能源网络安全。

[+ More](#)

英国推出大规模海上油气勘探许可证以提高国内产量

为了促进国内能源生产并减少对化石燃料进口的依赖，英国已启动第 33 轮海上石油和天然气勘探开发许可证颁发工作，涵盖 898 个区块。初期目标是在 2023 年第二季度开始颁发 100 多个许可证。

[+ More](#)

清洁氢创新项目获得英国政府的支持

碳信托基金近日宣布了新的清洁氢加速器计划——清洁氢创新项目，旨在通过技术创新降低端到端的成本，从而加快清洁氢的部署，使其在成本上较传统替代品更具竞争力。该项目得到了英国政府商业、能源和工业战略部（BEIS）的支持。

[+ More](#)

西班牙公布 30 亿欧元能源援助计划

西班牙政府近日公布了一项 30 亿欧元的一揽子计划，旨在帮助弱势家庭应对不断上涨的能源价格，重点包括增加 15% 的能源折扣，以及将“弱势”和“严重弱势”家庭的电费折扣率分别提高到 65% 和 80%。

当局还将天然气的增值税（VAT）至少到 2022 年 12 月前从 21% 下调至 5%，以减少国际价格上涨对家庭能源账单的影响。在过去的一年里，西班牙已经两次削减了电力的增值税，但本次降低天然气增值税尚属首次。

[+ More](#)

荷兰逐步关闭欧洲最大天然气田

荷兰正在关闭欧洲最大的天然气田，北部城市格罗宁根天然气将加速减产。尽管该地区地表下还有 4,700 亿立方米储备，但 2023 年的产量将被限制在 28 亿立方米。即便面临能源短缺，但鉴于潜在的地震风险，荷兰对抽取更多的天然气犹豫不决。为了确保能源安全，该国已决定取消对燃煤电厂的限制，并将液化天然气进口提高一倍。

[+ More](#)

荷兰八个大型氢能项目获得欧盟资助

八个荷兰氢能项目近日获得了欧盟的资助，有望大幅增加绿氢生产规模。这些项目电解槽的规模从 100 兆瓦到 850 兆瓦不等。这八个项目已被选为欧洲更大的融资计划的一部分。该融资计划将为欧盟的氢能项目提供超过 50 亿欧元的资金，其中的四个资助项目位于鹿特丹。

[+ More](#)



法国公布全国节能计划

法国近日宣布了国家节能计划，以期到 2024 年削减 10% 的能源消费。政府制定了 15 项关键措施，包括将办公室的供暖温度降至最高 19℃，鼓励人们拼车出行等。政府还计划加快普及安装楼宇温度自动化控制系统，减少能源浪费。然而，该计划不包含任何约束性的措施。

[+ More](#)

天然气危机加速 Uniper 国有化进程

德国联邦政府已经收购了 Uniper 公司 99% 的股份，标志着这家天然气进口商被收归国有。在俄罗斯削减对德国的天然气供应后，Uniper 公司用尽了其现金储备在现货市场上购买天然气，引发了德国政府的一系列救援计划，目前已承诺出资 290 亿欧元为其提供支持。

[+ More](#)

瑞典 H2 绿色钢铁与 Midrex 开展 DRI 技术合作

瑞典 H2 绿色钢铁公司（H2 Green Steel）近日与美国的 Midrex 公司达成技术合作，将为 H2 Green Steel 打造的“世界首座”使用 100% 绿氢直接还原铁的钢厂提供技术支持。

[+ More](#)

Equinor 将在英国建造 Blandford Road 电池储能项目

挪威能源公司 Equinor 已经就其与英国 Noriker Power 合作开发的 Blandford Road 25MW/50MWh 电池储能项目达成最终投资决定。项目完成后，该电池储能系统将与南苏格兰公司（SSE）配电网络相连，以应对电力间歇性、平衡供需，并向 SSE 和英国国家电网提供电网服务。

[+ More](#)

Ørsted 将重启石油和燃煤发电厂以应对供应紧张

为应对欧洲能源供应危机，丹麦当局已下令能源公司 Ørsted 继续并恢复其三个燃油和燃煤发电机组的运行，其中两个机组原定于 2023 年 3 月 31 日退役。尽管丹麦当局命令这三台机组继续运行至 2024 年 6 月 30 日，但 Ørsted 宣布将继续致力于实现其可持续发展目标。

[+ More](#)

中国将积极稳妥推进碳达峰碳中和

在 10 月 16 日中国共产党第二十次全国代表大会开幕式上，习近平主席在其长达两小时的讲话中突出强调了能源安全，并重申国家将积极稳妥推进碳达峰碳中和目标的实现。

[+ More](#)

中国发布《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》

国家能源局 10 月 9 日印发了《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》，文件提出将在 2025 年前建立一套能源标准体系，以推进中国能源系统的低碳转型。

[+ More](#)

中国光伏装机规模已赶超风电

国家能源局的最新统计数据显示，截至 2022 年 8 月底，中国光伏发电累计装机容量达到 349.9GW，已超过风力发电（344.5GW），成为第三大电源。

[+ More](#)

“十四五”期间能源基础设施建设将进一步加强

国家发改委 9 月份表示，中国计划进一步加强新能源系统的基础设施建设，同时促进其数字转型。目标是在“十四五”期间将能源重点领域投资的支出增加 20%，到 2025 年西电东送能力达到 3.6 亿千瓦以上。

[+ More](#)

国资委：各央企 2022 完成碳达峰方案

近日，国资委以视频形式召开中央企业碳达峰碳中和工作推进会，对积极稳妥推进碳达峰碳中和工作进行部署。要求各中央企业在今年年底前完成自身碳达峰行动方案编制，并全面梳理核算自身碳排放情况。目前已有近 20 家央企已发布了碳达峰行动方案或工作计划，但有的企业被认为仍缺乏转型力度。

[+ More](#)

农网升级改造将重点服务分布式可再生能源整合

10 月 8 日，国家发改委和国家能源局联合发布了《关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见（征求意见稿）》，强调了农村电网现代化升级改造应注重灵活整合分布式可再生能源和多元化负荷。此举有望提高分布式可再生能源在农村电网中的渗透率，同时促进可再生能源的就地消纳。

[+ More](#)



三部门发文鼓励和支持公共机构采用能源费用托管服务

国管局、国家发展改革委、财政部近日联合印发《关于鼓励和支持公共机构采用能源费用托管服务的意见》，进一步规范和加强公共机构采用能源费用托管服务工作，调动社会资本参与公共机构节约能源资源工作，推进公共机构绿色低碳转型。

[+ More](#)

新能源汽车免征购置税政策将延长至 2023 年底

工业和信息化部近日发布公告称，中国将把新能源汽车（NEVs）的免征车辆购置税政策再延长一年。该政策原定于 2022 年结束。此举旨在支持新能源汽车行业的发展，同时刺激电动汽车消费。

[+ More](#)

新能源汽车市场旺盛推动动力电池产量激增

中国汽车工业协会的数据显示，受新能源汽车市场蓬勃发展的推动，2022 年前九个月，中国的动力电池产量同比增长 176.2%，达到 372.1GWh。

[+ More](#)

国家开发银行提高对清洁能源的贷款支持

今年前三季度，国家开发银行持续加大对清洁能源、能源保供、煤炭清洁高效利用等能源重点领域发展的支持力度，发放 4069 亿元能源贷款，助力保障国家能源安全。其中，发放清洁能源产业贷款 2480 亿元，有力支持了能源绿色低碳转型。

[+ More](#)

中国发布污泥无害化处理和资源化利用实施方案

国家发改委、住房城乡建设部、生态环境部近日联合印发《污泥无害化处理和资源化利用实施方案》的通知，通知要求，推广污水源热泵技术、污泥沼气热电联产技术，实现厂区或周边区域供热供冷。积极推广建设能源资源高效循环利用的污水处理绿色低碳标杆厂，实现减污降碳协同增效。

[+ More](#)

浙江推进分布式隔墙售电

浙江省于 9 月 29 日发布了《浙江省电力条例》，这是自中国宣布“双碳”目标以来首个此类地方性法规。该文件建议分布式光伏和分散式风力发电生产商与周边用户进行直接交易，利用市场机制来刺激可再生能源的消费。此举有望促进产销者的崛起并推动分布式能源的发展。

[+ More](#)

东北地区启动首个核能供暖项目

中国东北地区的首个商业核供暖项目红沿河镇核能供热示范项目将在今冬正式启用。计划供暖面积为 242,400 平方米，预计将取代红沿河镇（人口 20,000）现有的 12 台小型锅炉。红沿河核电站的总装机容量为 670 万千瓦，是中国最大的运行核电站，也是世界第三大核电站，于 2022 年 6 月全面投产。

[+ More](#)

美的集团在意大利启动建造新的热泵厂

美的集团在欧洲投资新建的生产研发基地在意大利正式开工奠基。新的生产研发基地位于其收购的意大利高端商用空调品牌 Clivet 厂区。按照规划，该新生产基地将投资 6000 万欧元，包括建设热泵生产中心与研发中心，预计 2024 年第二季度投产，建成后热泵年产能达 30 万台。美的拥有 Clivet 公司 80% 的股份。

[+ More](#)

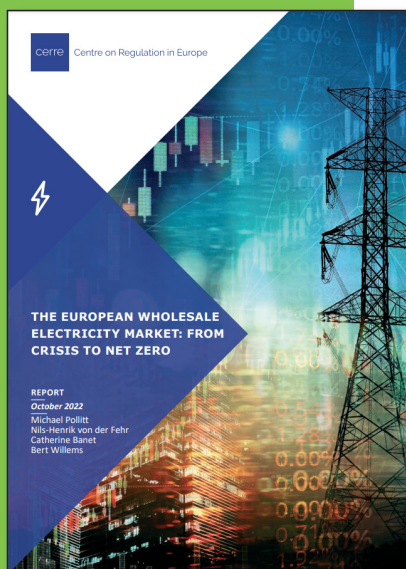
Featured Publication ▶



▲ 中国能源转型展望

由中国宏观经济研究院能源研究所（ERI）发布的此份报告对中国能源系统进行了全面的分析。该报告得到了丹麦能源署（DEA）、哥伦比亚大学全球能源政策中心（CGEP）和挪威开发合作署（NORAD）的支持。报告侧重于分析基准情景和碳中和情境这两种情景下中国能源系统的转型情况。此外，该报告还就一些能源转型的重点领域进行了分析，包括终端用能部门的转型、电力部门转型、电力市场改革、电制“X”、碳定价以及碳捕集与封存（CCUS）的现状和前景等。

→ [Read More](#)



▲ 欧洲电力批发市场： 从危机到净零

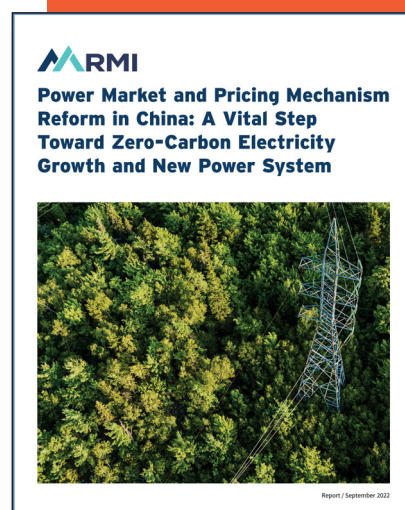
总部位于布鲁塞尔的欧洲监管中心（CERRE）发布的此份报告旨在根据欧洲当前的能源危机形势和碳中和目标，审视批发电力市场的设计和拟议的调整干预措施。虽然报告的大部分内容都集中在讨论当前的危机，但也对短期行动可能产生的持久影响提出了警告，并就欧洲在试图摆脱当前能源危机并向“零净”迈进的过程中可能对能源市场监管产生的影响得出了一些初步结论。

→ [Read More](#)

▲ 中国电力市场和定价机制改革： 向零碳电力增长和新电力系统 迈进的重要一步

市场和定价机制改革在促进零碳电力增长和支持更具弹性的电力系统方面发挥着至关重要的作用。落基山研究所（RMI）发布的此份报告重点讨论了中国电力市场在零碳电源开发及电力消费方面所面临的挑战，以及与零碳电力增长相关的系统充裕性问题。该研究揭示了电力市场的发展和定价机制改革如何通过中长期电力合同、省间交易和输配电价优化，以及有利于确保系统充裕度的容量价格机制来解决这些挑战。

→ [Read More](#)





▲ 欧盟需求侧灵活性收益量化研究报告

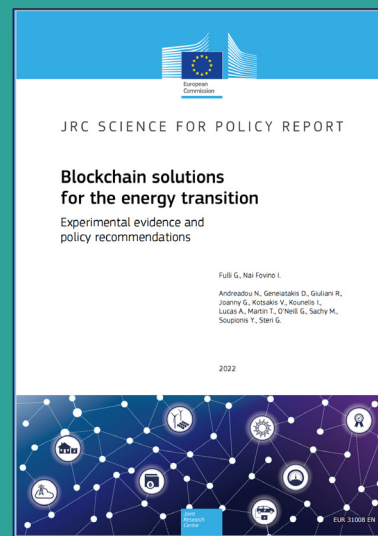
此份由欧洲智慧能源协会（smartEn）发布的研究报告首次对欧盟需求侧灵活性（DFS）的潜力进行了全面评估。挪威船级社（DNV）受 smartEn 委托，确定并量化了欧盟全面激活建筑、运输和工业部门的灵活性从而以具有成本效益的方式实现 55% 的温室气体减排目标所带来的好处。鉴于需求侧灵活性可能对高效、清洁电力系统的发展有着巨大的潜在影响，报告的相关发现警示人们不应低估需求侧灵活性的价值。

→ [Read More](#)

▲ 能源转型的区块链解决方案：实证研究及政策建议

区块链解决方案将如何改变和颠覆能源市场和能源系统运行方式？此份报告总结了欧盟联合研究中心（JRC）就能源系统区块链解决方案开展的几项实验性研究的主要结果，并就在整个能源价值链中部署区块链时应考虑的因素为决策者提出了若干建议。

→ [Read More](#)





☎ 86-10 6587 6175

✉ info@ecec.eu

📍 北京市朝阳区建国门外大街2号，
银泰中心C座31层3123、3125

🌐 www.ecec.eu

👤 主编：赤洁乔

英文编辑：Helen Farrell

✍ 反馈及投稿：magazine@ecec.eu

🇪🇺 中欧能源合作平台项目（ECECP）由欧盟提供资助。

© 2022 European Union 版权所有。