



中欧能源合作平台出品

中欧能源杂志

2022年十一月刊





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 / 欧洲需要未雨绸缪为下一个冬天做好准备

10 / 危机当前，欧盟第五次电力市场改革要来了吗？

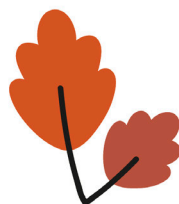
15 / 中国电力市场建设可以汲取哪些国际经验？

21 / 四川电荒凸显电力系统改革痛点

27 / 如何促进清洁氢项目达成最终投资决定的机会？

31 / 每月新闻速览

37 / 出版物推荐



亲爱的读者朋友，

欢迎阅读《中欧能源杂志》2022年11月刊！

在本月初的中欧气候外交周期间，ECECP组织了一场为期三天的线上展会，15家欧洲企业在云端展示了他们在可再生能源、能效、建筑、电网和储能方面的创新清洁能源解决方案。截至目前，已有1,300多位来自中国、欧盟、美国、英国、日本和俄罗斯的观众注册观展，活动网站的网页浏览量已达近20,000。目前线上虚拟展台仍然开放，感兴趣的朋友可直接登录网站与参展企业对接联络。

此外，在本次展会的开幕仪式上，我们还正式发布了《电力市场手册》的精华版。这份650页《手册》可谓是全球电力市场的一本百科全书，汇集了该领域一些顶级专家的思想。ECECP特委托编写了手册的浓缩精华版，以便帮助公务繁忙的决策者能够更好地了解《手册》中的要点。精华版提供中、英文两种版本，可在[ECECP网站](#)免费下载。《电力市场手册》全书的中文翻译工作也正在进行当中，预计将于2023年春季与大家见面。

另外，如果您错过了展会期间对参展商、政府代表和其他能源专家们的精彩采访，欢迎登录[展会官网](#)查看回放。

在本期的杂志中，我们特别准备了一篇文章，回顾了《电力市场手册》及精华版发布会上讨论的一些热点。其他的文章有的聚焦欧盟2023-24年冬季能源供应可能遇到的挑战。佛罗伦萨法规学院的Leonardo Mees探讨了欧盟危机之下的电力市场改革，期待着未来电力消费可以在不求助于紧急措施的情况下得到有效管理。还有一篇文章则聚焦中国的电力市场改革，今年夏季的干旱更是凸显了当下改革的重要作用。此外还收录了一篇世界经济论坛关于如何加快氢能投资的洞见分析。

本月，我们的杂志设计师不幸中招奥密克戎，衷心祝愿她早日康复。在此，我还要再次感谢我们的编辑赤洁乔和Helen Farrell的辛苦付出。

祝您阅读愉快！

Flora Kan

中欧能源合作平台（ECECP）执行主任

欧洲需要未雨绸缪 为下一个冬天做好准备

随着冬季临近，有利的液化天然气市场形势、非俄罗斯管道天然气供应走强、需求下降以及一系列的政策行动，使得欧洲有望避开俄罗斯大幅削减天然气供应所带来的一些最严重的直接影响。

与去年相比，2022 年前十个月俄罗斯向欧盟输送的管道天然气减少了一半。按绝对值计算，降幅为 600 亿立方米，相当于全球液化天然气（LNG）贸易的 10% 以上。在俄罗斯天然气供应急剧下降的同时，欧洲水电和核电发电量也创下多年来的新低（同比分别下降了 20% 和 16%），给欧洲天然气市场带来了巨大压力。



欧洲主要的天然气交易中心荷兰 TTF 今年以来的天然气均价超过 130 欧元 / 兆瓦时（40 美元 / 百万英热单位），几乎是 2016 年至 2020 年 5 年平均价格的 8 倍。居高不下的价格吸引了创纪录的液化天然气流入欧盟和英国，2022 年前十个月同比增长 65%，超过 500 亿立方米。

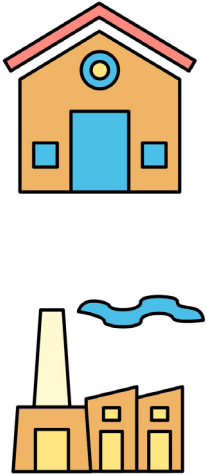
与去年同期相比，2022 年前十个月欧盟和英国的天然气需求下降



了约 10%，超过 400 亿立方米。其主要原因在于住宅、商业和工业部门的消费下降，但也包括一些提高能效和对价格上涨的应对措施。这也反映了特别是天然气密集型行业的需求骤降。

欧洲的非俄罗斯管道供应大幅增加。2022 年前十个月，挪威的管道天然气输送量增长了 5%（50 亿立方米），阿塞拜疆通过跨亚得里亚海管道的流量同比增长了近 50%（30 亿立方米）。这两个管道的出口基础设施都接近满负荷运行。今年前十个月，阿尔及利亚利用其有限的出口管道向欧洲增加了超过 10%（或 30 亿立方米）的管道供应，几乎不再有上升空间。

欧洲对液化天然气的强劲需求导致了全球 LNG 市场贸易流向的重构，因为 LNG 供应的增加（230 亿立方米）仍不足以满足欧洲快速增长的进口需求。流向欧洲的液化天然气增加，部分原因是中国大幅减少了 LNG 现货采购，其液化天然气进口量今年已下降了 20%（或 190 亿立方米）。欧洲对液化天然气的渴求也扰乱了对价格更为敏感的市场（包括南亚）的天然气和电力供应。



图：2022 年 1–10 月份按区域划分的全球 LNG 进出口同比变化



温暖的天气、较高的储存水平以及 LNG 供应导致部分天然气价格指标大幅下跌。

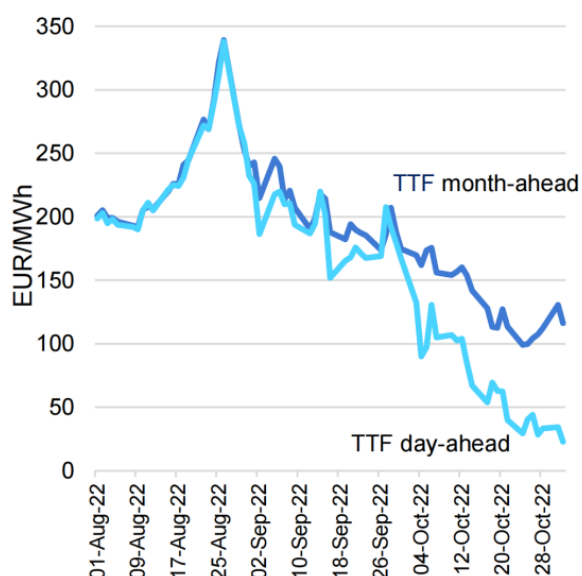
对于欧洲来说，非俄罗斯天然气进口量的增长加上需求下降，有助于抵消因俄罗斯天然气供应削减而带来的影响，并使其天然气存储量接近历史最高水平。2022 年，欧洲的天然气储量比 5 年来的平均水平高出 22%，即 130 亿立方米。11 月初，欧盟范围内的储气库已经被填满接近 95%，远高于欧盟 80% 的目标，与 IEA 减少欧盟对俄罗斯天然气依赖的十点计划完全一致。

10 月份反常的偏暖天气使天然气输配网络（主要是商业和住宅部门）的天然气需求同比减少了 30% 以上，有效地推迟了大多数欧洲市场供暖季的到来。需求急剧下降的

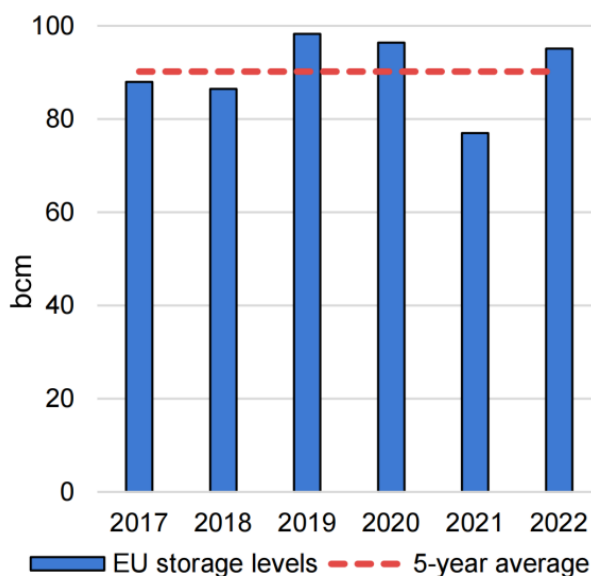
同时，进口 LNG 则持续大量涌入。LNG 货物贸易迅速改变目的地的灵活性有限，因为通常需要提前几周安排交付。

需求低于预期，加上 LNG 大量流入和充足的库存，压低了欧洲的天然气价格。截至 10 月底，TTF 的月前价格降至 100 欧元 / 兆瓦时（30 美元 / 百万英热单位）以下。这还不到 8 月底历史最高水平的三分之一，但仍然是 2016–2020 年平均水平的 5 倍。更能反映短期供需状况的日前价格在 10 月底跌破 10 美元 / 百万英热单位，而在 10 月 24 日由于 TTF 市场区域基础设施的限制，下一小时现货价格甚至一度跌至负值。

TTF 日前和月前价格（2022 年 8–10 月）



欧盟天然气储量（2022 年 11 月 1 日）



IEA. CC BY 4.0.

虽然当下的市场状况有所缓解但未来形势仍不容乐观：寒流可能会迅速改变市场情绪，欧洲的天然气平衡在 2023 年将面临更严峻的考验。

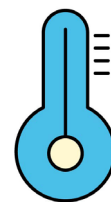
虽然欧盟的天然气库存比五年平均水平高出 5%，达 50 亿立方米，但这一点缓冲，在严寒天气时只够欧盟用两天。

在今年冬季供暖季结束时，欧盟天然气储存可能面临多种不同的结果。假设今年冬天不开放俄罗斯天然气供应，且液化天然气进口达平均水平（每月约 130 亿立方米），那么到供暖季结束时，天然气储量可能还剩下 5% 至 35%，这取决于未来几个月的需求趋势。

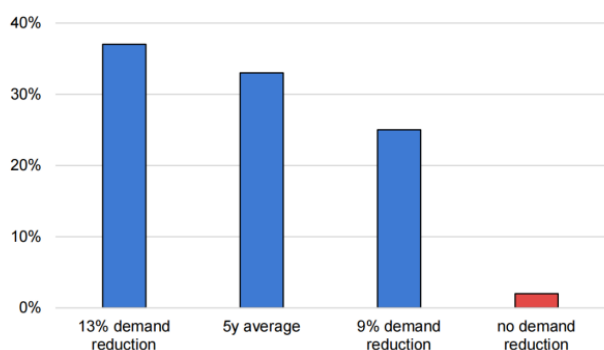
需求趋势可能会受到政策、价格和天气的影响而瞬息万变，从而会导致 2023 年夏季天然气进口需求出现多种情景。到明年夏天时，欧洲需要补充 600–900 亿立方米的天然气，才能在 2023–2024 供暖季到来前维持 95% 的储气水平。

考虑到当前的市场趋势，IEA 目前预计欧盟和英国将需要为储气设施补充 680 亿立方米（包括英国粗略储存的 16.8 亿立方米）。这是基于今年 11 月至明年 3 月期间欧洲天然气需求比五年平均水平低 11% 的假设。一个比平均气温更冷的冬天可能会更快地耗尽欧洲的储备，导致补气需求达到 800–900 亿立方米之间。

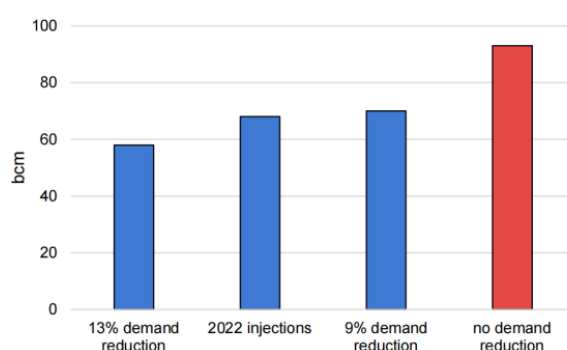
限制短期需求和库存消耗的措施，以及降低天然气需求的更多结构性措施，对于欧洲明年的供应形势至关重要。为 2023–24 年冬季供暖季补充欧洲天然气储备的行动必须从现在开始。



2023 年 3 月底前欧盟和英国的潜在储气水平



2023 年夏季的补气需求将达到 95%



IEA. CC BY 4.0.

Note: assuming no Russian piped gas to the European Union from 1st of January and average (13 bcm/month) LNG imports into the European Union and the United Kingdom.

2022 年于欧洲有利的部分因素不大可能在 2023 年同样奏效：特别是，俄罗斯的交付量可能会大幅减少，而来自中国的对液化天然气商品的竞争可能会大幅增加。

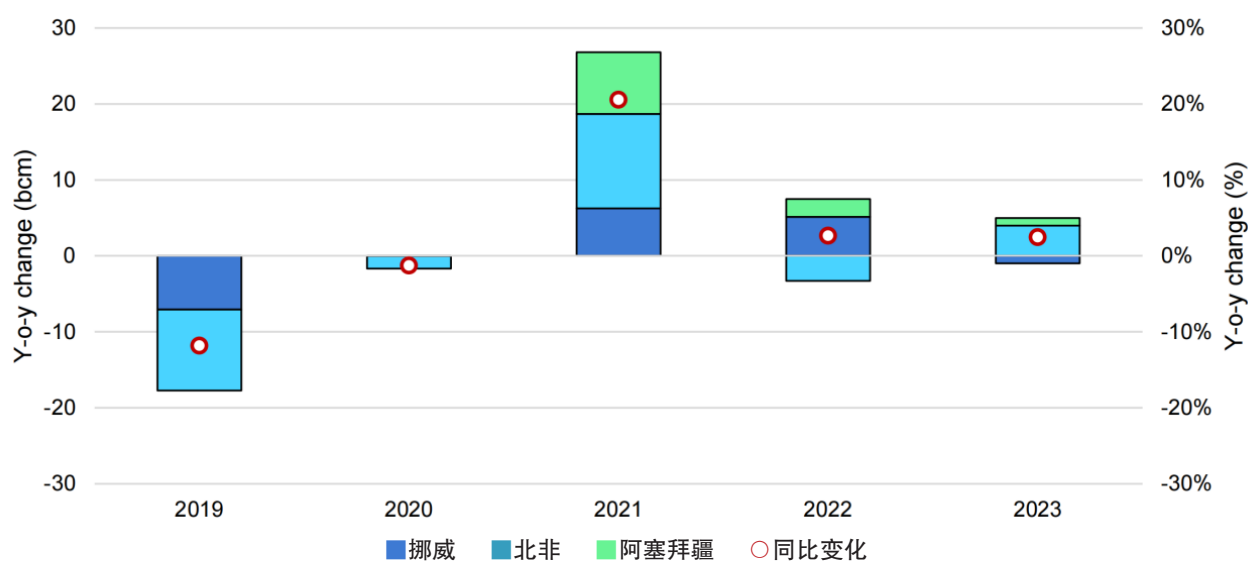
尽管俄罗斯向欧洲输送的天然气在 2022 年大幅下降，但在今年上半年的大部分时间里仍接近“正常”水平。2022 年来自俄罗斯的管道天然气供应总量约达 600 亿立方米。而到 2023 年，俄罗斯再输送 600 亿立方米的管道气是极不可能的。如果供应量保持在当前水平，则 2023 年俄罗斯管道气供应量将达到 250 亿立方米左右。俄罗斯的交付量也完全有可能进一步削减——甚至完全中断。

非俄罗斯管道供应商的上升潜力有限，阿塞拜疆和挪威的供应都接近其 2022 年的产能极限。就阿尔及利亚而言，随着 Berkine South 盆地气田的开发，预计会有一些有限的上升空间。

2023 年，全球液化天然气供应量预计将增加 200 亿立方米，这主要得益于美国 Calcasieu Pass 和莫桑比克 Coral South LNG 设施的产能提升，以及美国 LNG 设施 Freeport 的回归。然而，这些增加的液化天然气供应并不足以抵消俄罗斯向欧盟输送的管道气可能出现的下降。

欧盟本土天然气产量在 2023 年必将进一步下降。在荷兰，格罗宁根气田 2022-23 天然气年度 [天然气年度指 10 月 1 日至次年 9 月 30 日。] 的年产量上限为 28 亿立方米，低于 2021-22 年的 45 亿立方米，小型油田的产量也在持续

非俄罗斯管道天然气输送的变化



IEA. CC BY 4.0.

下降。在丹麦，Tyra 气田的重新启动被推迟至 2023-24 年冬季，这意味着它将不会在 2023 年夏季为储气库重新注入天然气。英国虽然天然气产量在 2022 年强劲复苏，但短期内进一步增长的潜力有限。

更重要的是，中国的 LNG 进口量明年可能会出现反弹。2022 年前十个月，中国的 LNG 进口量较低，这是导致欧洲液化天然气供应增加的关键因素。中国经济强劲复苏和一定程度的放松封控可能会使其 2023 年的液化天然气进口量恢复到 2021 年的水平（1,080 亿立方米），这将占明年全球液化天然气供应预期增长的 85% 以上，并将进一步挤压欧洲市场可用的液化天然气数量。

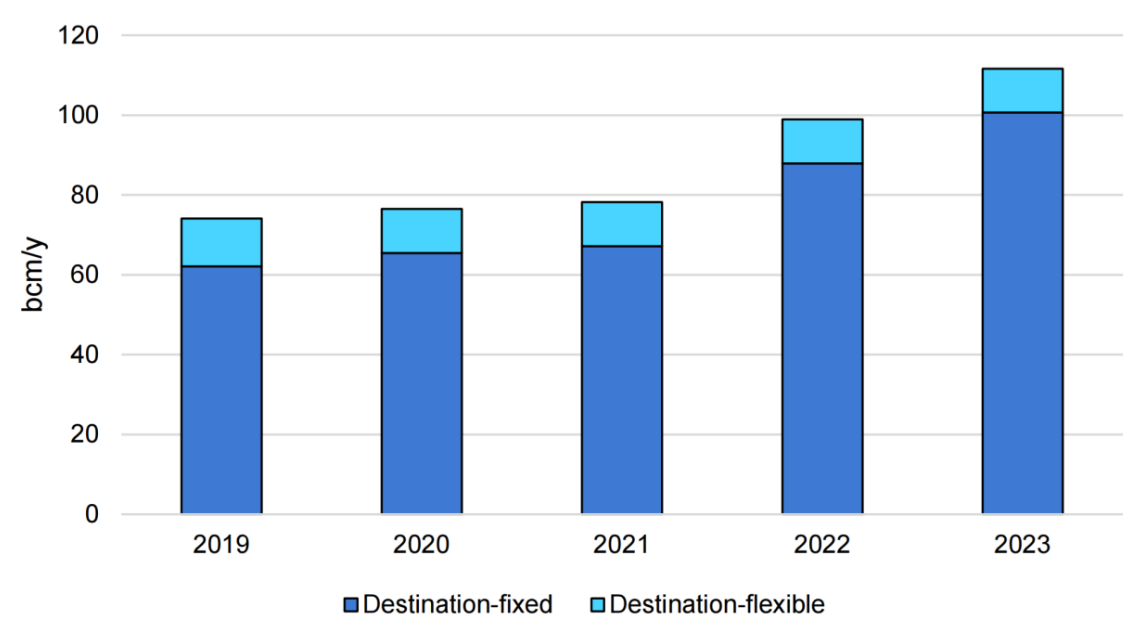
近年来，中国一直奉行强有力的 LNG 合同战略。因此，中国对固定采购国 LNG 合同的依赖将从 2022 年的每年 880 亿立方米增加到 2023 年的每年 1,000 亿立方米。这实际上意味着，中国将对额外的 120 亿立方米液化天然气拥有优先购买权，远远超过 2023 年全球液化天然气供应量预期增长的一半。

10 月中旬，据广泛报道称，中国国家发改委已要求国有天然气进口商停止向欧洲和亚洲的买家转售液化天然气，以确保冬季前稳定的国内天然气供应。

欧盟对乌克兰的天然气出口将增加。乌克兰在 2022 年至 2023 年供暖季开始时，储存量仅为 140 亿

立方米，远低于历史平均水平。即使假设该国冬季天然气消费减少 25%，预计到 2023 年 3 月底，其库存也将消耗殆尽。IEA 的分析表明，乌克兰将在 2023 年夏季从欧盟进口至少 50 亿立方米天然气，以在 2023-2024 年供暖季开始前补充 140 亿立方米库存。

中国液化天然气进口合同结构



IEA. CC BY 4.0.

欧洲要想满足经济需求并充分补充库存，2023 年夏季可能面临 300 亿立方米的天然气短缺，这将危及其为 2023–2024 年冬季所做的准备工作。

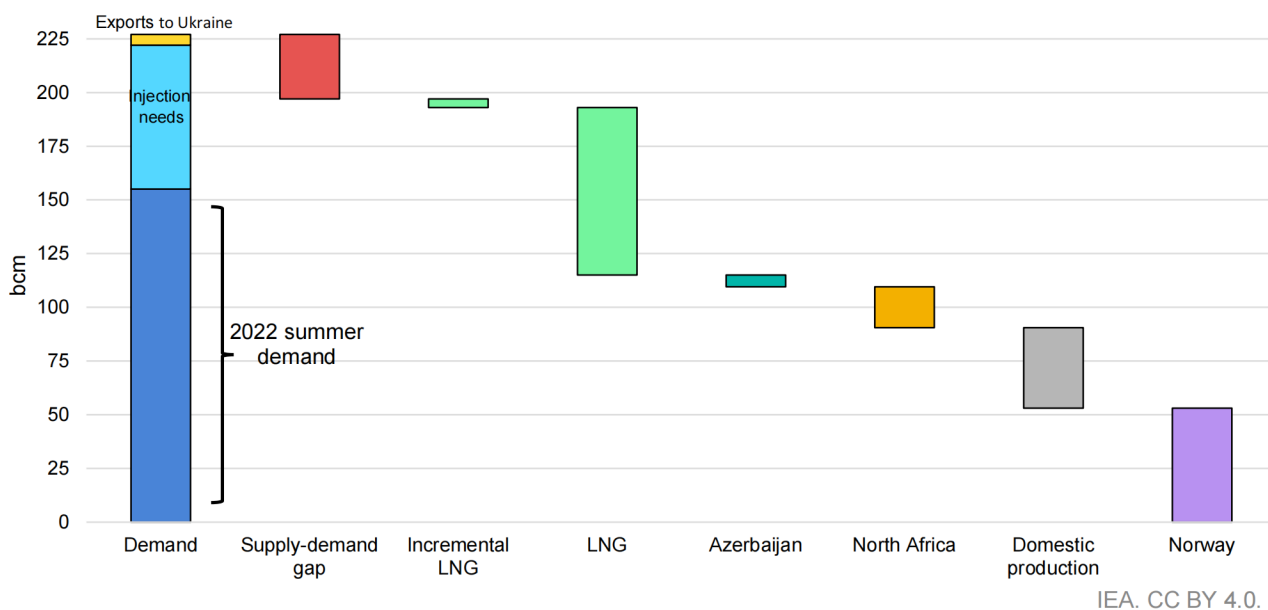
若俄罗斯全面停止对欧盟的管道天然气供应，加上中国 LNG 进口恢复到 2021 年的水平，到 2023 年夏季欧洲需要重新补充储气库时可能将面临 300 亿立方米的天然气缺口。

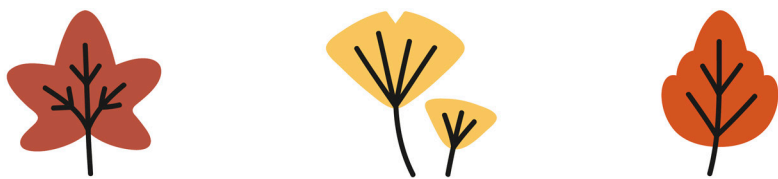
这相当于 2023–24 年供暖季开始时将储气库填充至 95% 所需注入量的近一半。这是基于这样一种假设，即在 2022 年 11 月至 2023 年 3 月期间，欧盟和英国的天然气需求将比其五年平均水平下降 11%，并且今年冬季结束时欧洲的天然气库存能够保留 30% 左右。

若欧洲水力发电恢复到五年平均水平，加上法国核电发电量增加（与法国电力公司 EDF 最新建议的中间值一致），有望使上述缺口减少到 220 亿立方米，但仍不足以消除缺口。

这就使得天然气需求再次成为关键。供应短缺将再次给价格带来巨大压力，但这可以通过欧洲天然气需求的加速结构性调整来缓解。

2023 年 3–9 月，在俄罗斯全面停止天然气供应和液化天然气有限情况下，欧盟和英国的天然气供需平衡分解





更快地部署可再生能源、热泵和能效措施可以缓解能源和天然气危机恶化的风险。

尽管在 2022-2023 年冬季开始时，充足的库存和反常的偏暖天气为欧洲的天然气和相关能源市场提供了一丝暂时的缓解，但 IEA 的分析表明，2023 年供需基本面必将进一步收紧。

更快地部署可再生能源、热泵和能效措施可以缓解能源和天然气危机恶化的风险。然而，这需要各国政府立即采取行动。

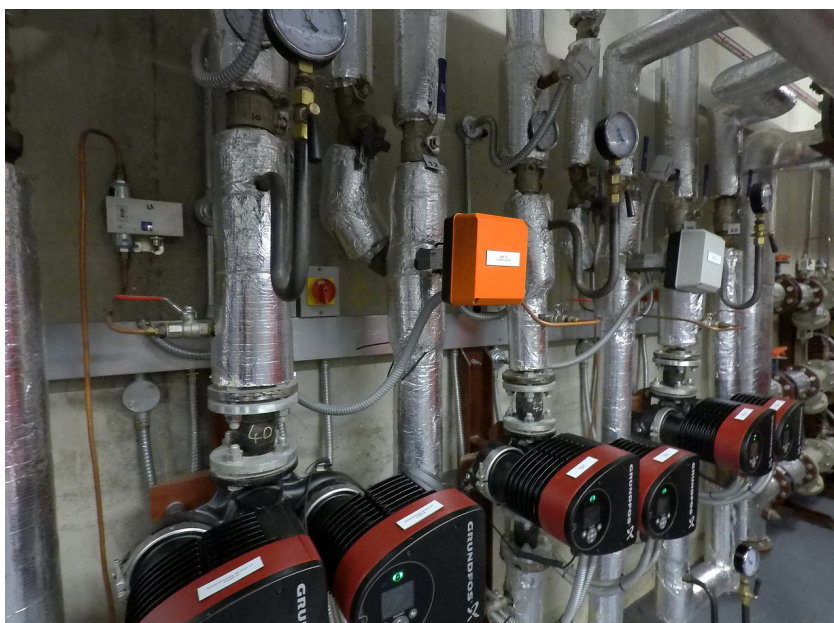
IEA 将提出一份确保欧洲明年冬季天然气平衡的路线图，阐明需要采取哪些措施来确保储气库在 2023-2024 年供暖季开始前达到 95% 的库存水平，并从结构上减少冬季的天然气消耗。关键措施包括：

- 加快对提高能效的投资
- 加快可再生能源的部署
- 加速安装热泵
- 确定工业和电力部门燃料转换的剩余选择
- 行为方式的改变

进一步加快推动结构性调整和减少天然气消费，不仅对欧洲的清洁能源转型至关重要，而且关乎能源安全、公民福祉和工业的健康发展。

当前的市场环境还需要更多关注能够促进甲烷减排相关投资的工具和措施。

本文基于 CC BY 4.0 协议转载于 [IEA](#)。



危机当前， 欧盟第五次电力市场改革要来了吗？



由于天然气供应短缺，燃气发电推动电价飙升，使得欧洲电价居高不下。雪上加霜的是，法国数量空前的核电站又被迫关停维护，进一步推高了电价。超高的电价令消费者叫苦不迭，而一些发电商却收获了意想不到的利润。

欧盟已经采取了许多紧急措施，用来保护消费者并收回发电商的意外利润。除了这些短期措施外，中长期电力市场改革进程也已经启动。这有可能会演变成欧盟第五次电力市场改革¹。

在持续的辩论中，一些人认为

电力市场已经崩溃，我们应该给它按下暂停键并进行彻底的改革²。这场改革的目标是使天然气和电力价格脱钩，消除意外的暴利，让消费者能够使用上廉价的可再生能源。许多所谓的“革命性建议”甚嚣尘上，比如根据技术特点划分市场，并单

1. 本文题目受 Les Echos 的一篇文章启发 (2022 年 7 月 18 日): “Eolien, solaire: vers un jackpot d’ au moins 8,6 milliards d’ euros pour l’ Etat”。详见 [这里](#)。
2. 欧委会主席冯德莱恩在 2022 年 9 月 14 日发表的盟情咨文中提到 “This is why we will do a deep and comprehensive reform of the electricity market”。详见 [这里](#)。

独定价或监管。然而这些提议一旦被采纳会使欧洲电力市场一体化进程面临开倒车的风险，为跨境电力贸易引入新的障碍。那样会非常令人遗憾，因为随着向可再生能源转型，市场整合的好处正在越来越多地显现出来。

好消息是我们没有必要开历史的倒车。我们可以利用过去 20 年共同开发的电力市场，让所有欧洲人可以享受可再生能源带来的最大益处³。我们只需要完善这些市场，必须将它们与一些在当前危机中已经

证明有用的工具结合起来。这些工具有望成为市场改革的核心，从而真正演变成一场革命性的变革，但应当是一场前进而不是倒退的变革。

为了说明这一点，本文将就电力市场和以下工具进行讨论：差价合约（CfD）、电力购买协议（PPA）、容量报酬机制（CRM）、能源社区和需求侧灵活性。讨论主要分为三个部分：1）概述；2）危机期间的表现；3）改革的经验教训。这并不是说以上这些方面可能会是此次改革的全部范畴，但至少是一个开端。

最后需要注意的是，第四次电力市场改革曾耗时数年进行研究、影响评估和公众咨询。根据欧盟委员会的工作计划，预计将在 2023 年提出改革提案，这将比往常快得多，而欧洲理事会会在 2022 年 10 月已经明确要求委员会进一步加快速度⁴。的确，速度很关键，当前的能源危机要求我们必须尽快行动起来，但问题是是否把改革和紧急措施混为一谈了呢？

更快地部署可再生能源、热泵和能效措施可以缓解能源和天然气危机恶化的风险。

概述：在欧洲，我们有各种类型的电力市场，从远期交易市场到日前交易、日内交易和平衡市场。这些市场允许我们跨越国界交换电力，根据标准化合同的长度进行长达几年乃至实时的电力交易。这些市场很有价值，每年为我们节省数十亿欧元⁵。这是世界范围内都是独一无二的成就，是向更可持续的能源系统转型的重要资产。

危机期间的表现：当市场一体化开始时，法国过境比利时向荷兰出口核电，比利时担心此举会有损自己的利益。几年后，比利时在冬季遭遇电力短缺，最终依靠电力进口得以纾困。如今，法国正面临电力短缺的局面，电力市场也正在帮助拯救法国。欧洲电力市场是危机时期的稳定因素，也是国家间团结的组织。如果我们暂停电力市场，那么国家间的团结就要靠政府来维持。政府间目光短浅、代价高昂的推诿行径势必会削弱团结的力量。当前的争议中，电力市场被认为是问题的症结所在，但是如果没有电力市场发挥作用调度电力流向最需要的地方，那么将会酿成更大的问题。对于未来以可再生能源为主的系统中，依靠市场（以及跨境基础

设施网络）来实现各国间的资源共享将变得更加重要。如若不然，欧洲各国都要耗费巨资建设自己的备用系统并保证灵活性，这对于边境开放的欧洲来说根本没有必要。

改革的经验教训：这场危机为长期投资的风险对冲和监管框架的重要性敲响了警钟。我们都希望固定价格的零售合同或其他预防措施能够抵御价格上涨，但是在危机中一些零售商还是没能幸免于难，遭遇了破产。学术界一直在讨论用更有效的远期市场来进一步完善欧洲电力市场。这方面有很多种做法，比如为消费者和零售商实施监管激励措施，从而规避损失；或实现不同国家间远期市场的整合。这些想法都值得进一步细致研究。

3. 欢迎浏览于此有关的开源书籍：Leonardo Meeus, 2020. The Evolution of Electricity Markets in Europe. Edward Elgar. 详见[这里](#)。

4. 欧洲理事会结论，10 月 20-21 日。详见[这里](#)。

5. 有关成本节约的数据详见 ACER/CEER 的年度市场检测报告，详见[这里](#)。



差价合约和购电协议

概述：随着可再生能源的成熟，补贴政策也在发展。我们逐步将可再生能源纳入电力市场。许多国家从固定的“上网电价”开始，使可再生能源开发商不受市场价格的影响；然后演变为在市场价格基础上提供“溢价补贴”。最近，各国开始引入差价合约（CfD）来支持可再生能源。开发商通过竞标来确定能够覆盖投资成本的电价。如果市场价格低于竞标价格，政府负责填补差价；如果市场价格高于竞标价格，那么开发商向政府支付差价。差价合约必须是双向的（或对等的），

也可以适当调整以使它们适应短期市场的变动，既保留了对开发商积极响应价格信号的激励，又给他们设定了收入上限。

危机期间的表现：可再生能源开发商因在危机期间的意外利润而备受指责。对可再生能源开发商进行回溯性征税或设定收入上限都是困难的操作，而且会造成政策的过度扭曲。同时，与可再生能源开发商签订差价合约的政府已有收获可再生能源丰厚回报的先例，比如丹麦、法国、英国。政府在签订差价合约时可能也没有料想到会获利颇丰。在当前的危机中，政府用于补贴高电价的公共资金支出要远远高于从差价合约中的获利，当然如果未来差价合约成为通行标准并且我们改善对消费者的支持措施，那么情况也会发生变化。

改革的经验教训：增加可再生能源投资会使电价逐渐与天然气价格脱钩。如果我们想要保证消费者能够获得廉价的可再生能源，政府可以代表消费者进一步发展差价合约。然后需要考虑的就是危机期间的合约收益如何在高价格时期帮助和回馈消费者。帮助对象应该是最需要帮助的人群，同样重要的是，我们在危机期间还要积极鼓励节约能源⁶。另一个选择是由成员国授权一个实体充当中介，这样消费者可以购买差价合约作为抵御高价的保险。值得注意的是，虽然一些大型电力消费者和供应商已经与可再生能源开发商签订了购电协议，但这些协议与现货价格挂钩，在危机时期起不到帮助作用（事后反思，也不利于现在面临被征收暴利税的开发商）。

6. 另见 FSR 发表的政策简报：Pototschnig et al. (2022): “Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition”（详见[这里](#)），以及 “Consumer protection mechanisms during the current and future periods of high and volatile energy prices”（详见[这里](#)）。

容量补偿机制

概述：公用事业公司长期以来一直认为，电力市场需要配备容量补偿机制（CRM），以确保投资充足。即使用运转更好的远期市场来补充完善短期电力市场也不一定能保证有足够的投资。然而，在危机之前，人们普遍担心容量补偿机制会被滥用。比如用来支持某些特定技术，或者用来给无力收回过时且有污染技术的投资成本的公用事业公司提供政府救济。

危机期间的表现：能源短缺的成本如此之高，我想我们都愿意多付一点钱，以避免另一场因极端价格造成的供应短缺。由于交通、供暖和工业的电气化需求增加，我们似乎更担心投资不足，而不是投资过度。如果使用差价合约来增加对可再生能源的投资，我们就可以利用容量补偿机制来确保备用电源和灵活性方面有足够的投资，这可以是低碳可调度发电、储能解决方案和需求响应的组合。

改革的经验教训：欧盟出台《清洁能源一揽子法案》是为了避免容量机制的滥用。该法案还确保这些机制的设计能够最大限度地减少短期电力市场信号可能带来的负面影响。如果我们改变范式，将这些机制视为电力市场目标模型的一部分，我们就可以在协调和整合方面更进一步。这方面可以通过电网导则和指南来实现，这一过程也已成功地用于电力市场的其他方面。

能源社区

概述：欧盟《清洁能源一揽子法案》还引入了一个监管框架，让公民个人和集体能够自主掌控能源转型。能源合作社的形式已经存在了一段时间，其中一些由活动家发起，他们想要更环保、更本地化的能源供应，并自己寻求解决。他们行动的目的主要是为了收获社会和环境效益，而不是为了盈利。这些社区的成员通常愿意为更绿色的能源支付额外费用。

危机期间的表现：大多数能源社区共同投资可再生能源，一些社区还与当地可再生能源生产商签订长期电力购买协议来获取能源。这种商业模式并不是为了在危机期间对冲极端价格而设计的，但事实证明，它比近期市场价格还便宜。共同投资可再生能源也比单独投资更便宜也更有效。当然，对冲市场高价的效果并不完美，社区仍然需要从电力市场中购买一些电力作为补充，但它有助于保护消费者免受市场高价的影响。能源社区可以帮助消费者掌控这一转变。

改革的经验教训：如果更多的公民想要加入能源社区，并确保他们能够获得可再生能源项目，我们需要加强有关可再生能源发电、共享和供应的监管框架。一些国家已经允许能源社区参与大型可再生能源项目的招标。能源社区或许也可以获得差价合约，并且在公私合作伙伴关系中发挥作用。当地政府可以向能源社区开放公共建筑上太阳能光伏的投资，并确保能源社区能够容纳弱勢的消费者。能源社区可以参与社会住房项目，欧洲正在涌现出其他许多能源社区的优秀实践案例。为了推广这些举措，我们应进一步加大对社区和公民的技术援助和能力建设，并组织相应的活动以提高民众对能源社区的认识。

需求侧灵活性

概述：欧盟《清洁能源一揽子法案》在吸引消费者参与、实现电网和系统运行现代化方面向前迈出了一大步。例如，消费者可以获得智能电表，并且签订动态的零售价格合同。输电系统运营商们越来越青睐平衡市场的聚合灵活性。配电系统运营商则更多地与地方一级的灵活性服务商合作，以管理电网阻塞。

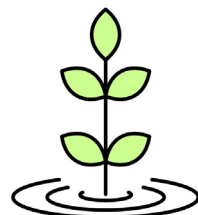
危机期间的表现：目前，我们正通过极端价格来解决能源短缺的局面。在没有限制零售电价的国家，家庭和工业消费者通过节约能源回应极端价格，而我们只希求需求侧更加灵活，能以更低的价格做出回应。然而，这场危机也令我们警醒，在面对紧急情况时我们的应急体系并不完备。如果一切都基于自愿，而人们对价格信号的反应不足，我们就需要采取限电措施。虽然有电网减载计划，在紧急情况下启动拉闸限电，但我们当然希望永远也不需要启用它们。例如，2021年冬天，美国得克萨斯州不得不启动电网减载计划，导致发生了诸多混乱并引起公众愤怒。人们不明白为什么他们的电力系统被切断，而其他人却可以继续无限量地使用电力。此外，限电的轮换机制还不够明确，一些用户发现他们不曾断电，其实

可能是碰巧连上了医院或另一个受保护的用户的馈线。

改革的经验教训：欧盟《清洁能源一揽子法案》侧重自愿的灵活性，调动这种灵活性的方式有能够反映成本的上网电价、动态零售价格以及系统运营商基于市场的服务采购行为。但在紧急情况下，进一步提升灵活性将非常有益。我们应该能够减少人均的基本能源消费，这比轮流断电带来的痛苦要更少，也更容易接受。电网用户也可以在紧急情况下自愿断电以换取补偿。我们可以要求所有零售商提供不同保障水平的供电服务。风险对冲既可以对冲价格，也可以对冲交易量。我们可以要求所有的输配电系统运营商提供固定和非固定的接网协议，或是不同折扣级别的非固定接网协议。这意味着我们将从自愿的灵活性发展到自愿与更智能的强制（备用）计划相结合。这对处理（暂时的）电网瓶颈是必要的，也可以将我们从紧急情况下混乱的轮流停电中拯救出来。

【文 / Leonardo Meeus】

本文由佛罗伦斯法规学院
(Florence School of Regulation)
授权转载。





中国电力市场建设 可以汲取哪些国际经验？

电力市场将在中国建设以新能源为主体的新型电力系统中发挥关键作用。尽管中国电力市场建设已经取得了一些实质性的初步进展，但在促进可再生能源消纳、优化跨省跨区资源配置、激活需求侧灵活性潜力等方面仍面临着诸多艰巨挑战。中国可以从世界成熟的电力市场中借鉴哪些经验呢？本文将分享《电力市场手册》以及手册精华版发布会上的部分讨论及洞见。

中国电力市场改革进展

在过去的 20 年里，中国一直在稳步发展自己独有的电力市场体系。近期的电力市场改革始于 2002 年的行业大规模重组，实现了厂网分离；2015 年新一轮电力体制改革启动，标志着电改进程按下了加速键，按照“管住中间、放开两头”的改革路径，电力市场链条中的竞争性环节逐步放开，开始从行政分配体制过渡到以中长期合同为特征的市场化体制，批发和现货电力市场结构基本形成，售电领域日益活跃。随着 2021 年 10 月电价改革有序放开了燃煤发电电量上网电价并扩大了市场交易电价的上下浮动范围，以及 2022 年 1 月宣布建设全国统一电力市场体系，中国电力市场发展进入了一个全新的阶段。

中国的电力市场虽然仍处在起步阶段，但已经取得了一些显著进展。近年来，随着中国开始大力构建以新能源为主体的新型电力系统，中国越发重视发挥市场在资源配置中的作用，中长期电力市场逐步扩大，并已经覆盖各省用电需求的相当一部分比例。此外，电力现货试点工作顺利开展，燃煤发电全部参加市场交易，有序推动工商业用户全部进入电力市场，驱动电力市场建设蓬勃发展。市场化交易电量正在迅速扩大，市场交易用户也显著增加。根据中电联（CEC）的统计，2021 年，全国市场化交易电量 3.7 万亿千瓦时，占全社会用电量的 44.6%，是 2015 年市场化交易电量的近 5 倍¹。截至 2021 年底，全国各电力交易中心累计注册市场主体 46.7 万家，在短短一年内增长了 76%²。

电力市场发展的障碍及挑战

尽管这些数字看起来令人鼓舞，然而中国要建成统一的全国电力市场体系还有很长的路要走。中电联理事长杨昆所指出，当前电力市场还存在机制不健全、规则不统一、跨省跨区交易市场壁垒等问题，各地区电力市场之间规则差异性较大，需要通过完善政策和市场机制加以解决。此外，可再生能源电力绿色低碳属性的市场价值未充分体现，电力市场和绿证交易及碳市场、中长期市场和现货市场、省间市场和省内市场的衔接有待加强³。

电力市场改革是中国实现碳达峰和碳中和目标的重要抓手。这一国家战略要求中国在短短 30 年的时间内实现从碳达峰到净零，这对当前以化石燃料为主的电力系统构成了前所未有的挑战。

在建设新型电力系统的背景下，可变和间歇性可再生能源在系统中所占比例不断增加，由于这些可再生能源的出力极易受到天气条件的影响，这使得平衡电力供需变得更加困难。而要解决这一问题，很重要的一点就是要通过市场机制设计充分挖掘系统灵活调节潜力，保障电力电量的平衡。

与此同时，可再生能源的快速发展使得电力系统的备用资源、灵活调节资源成本上升，配套接网送出工程、电网扩展补强工程投资增加，从而推高了整个系统成本。在国网能源研究院副总工程师马莉看来，中国当前的电力市场设计还需要充分考虑系统成本的疏导问题，在供需双方引入适当的价格机制，以保障各方投资的公平回报和积极性。

此外，中国的电力市场建设当前还面临一个更加复杂的挑战，那就是如何鼓励可再生能源参与电力市场交易。中电联最近发表的一份行业调查研究报告发现，当前全国新能源电量平均市场化率仅为约 30% 左右，全国有三分之一的省份超过 30%，主要集中在中西部地区⁴。可再生能源电力在现货市场的结算价格也普遍较低，并不能充分反映可再生能源的绿色属性，阻碍了参与市场交易的热情。由于电力市场最初是为传统的电力供应而设计的，并不完全适应可再生能源的输出特性，这使得可再生能源在参与现货电力市场交易时显得缺乏竞争力。要解决上述这些复杂挑战，不可避免地要求对政策支撑体系进行系统性地调整，并改革现有的市场机制。

1. http://www.cnenergynews.cn/dianli/2022/04/13/detail_20220413121518.html

2. http://www.xinhuanet.com/power/2022-07/07/c_1211664934.htm

3. 见注释 1.

4. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-315657>

《电力市场手册》：市场设计的经典参考

中国目前正在大力推进全国统一的电力市场体系建设，现在正是汲取和借鉴国际经验的大好时机，以加深对全球各类电力市场机制的理解，从而更好地设计一个适合中国国情的电力市场体系。2021 年 11 月出版的《电力市场手册》对于中国来说可谓恰逢其时。该书由佛罗伦萨法规学院院长让·米歇尔·格拉尚（Jean-Michel Glachant）、麻省理工学院保罗·乔斯科（Paul L. Joskow）和剑桥大学迈克尔·G·波利特（Michael G. Pollitt）联合编撰。这份 600 多页的宏篇巨著是集全球电力市场领域顶尖专家们的思想于大成的经典之作，可谓电力市场的百科全书。

该书分为两大部分，共 22 个章节：前半部分着眼于分析当前全球电力市场的遗留状态，如传统供电模式、电力批发和零售市场以及电价的设计，并且对欧洲、英国、澳大利亚、美国等国家地区电力市场发展中的经验教训进行了梳理和总结；后半部分则重点关注电力市场如何适应当前的新形势，如供应侧和需求侧涌现的新技术、促进电力系统脱碳的工具和政策优先事项、未来电力市场设计、供需形势的变化以及新的商业模式进行了分析。

中欧能源合作平台（ECECP）在欧盟的资助下特委托编写了该手册精华版（中英双语）。该精华版由佛罗伦萨法规学院 Jean-Michel Glachant 和 Nicolò Rossetto 编撰，浓缩梳理了手册中的精华内容，以便帮助公务繁忙的决策者们更好地把握其中的各项要点。此外，精华版的中国发行版本还特针对国内读者增加了一个特别章节，即“《电力市场手册》对中国电力行业改革的启示”，由波利特教授撰写，总结和探讨了手册中的一些关键经验教训与中国电力市场当前面临的问题之间的关系。中欧能源合作平台目前正在加紧制作该手册的中文版本，计划于 2023 年出版，以便将手册中丰富的信息更好地传递给中国读者，为中国电力市场的决策者和参与者们提供更全面的参考。





对中国的启示

在手册精华版的发布会上，国网能源研究院副总工程师马莉分享了读后的体会以及该手册对于中国的借鉴意义。她表示，这份沉甸甸的手册内容详实，特别是对国外成熟市场模式的设计理念和实践经验的总结对于中国电力市场的研究者和决策者提供了很好的借鉴。中国电力市场目前遇到的诸多复杂问题，包括省间和省内市场的衔接、鼓励可再生能源参与电力市场交易的机制，以及释放需求侧灵活性潜力等等，都可以从书中得到启示，令人受益匪浅。

▲ 全国统一电力市场的模型选择

中国可再生能源的供应和电力需求的分布都极不平衡，可再生能源资源富足地区普遍存在弃电问题，

这意味着绿色电能需要在更大的范围内进行平衡分配和消纳，这正是建设全国统一电力市场体系的意义所在。

中国的目标是要在 2030 年之前基本建立起一个全面运转的全国电力市场，那么中国究竟应该采用哪种成熟的电力市场模式呢？这一问题已经引发了广泛的讨论。美国的 PJM 市场和欧洲电力市场都覆盖了大范围的地理区域，跨越多个行政区（州/国家），是两个典型且经常被引用的市场模式，对于中国构建全国电力市场具有特殊的借鉴意义⁵。然而，波利特教授在精华版的发布会上指出，以日前现货市场和节点价格著称的美国 PJM 市场可能并不是中国的理想选择，其形成和运行的有效性很大程度上依赖于美国特殊的市场条件和特点，比如其

5. 关于 PJM 和欧洲单一电力市场的更多信息详见手册第 7 章和第 11 章。



输电系统的扩展存在一定困难，而这对于中国来说似乎并不是一个主要问题。此外，在中国当前的背景条件下，让所有人都暴露在随时间和空间变化的节点价格之下可能会引发诸多问题。

而另一方面，欧洲单一市场是一个次区域市场及国家市场长期整合趋同的典型案列，这与中国目前省级电力市场整合的努力有着诸多相似之处。在波利特教授看来，欧洲单一市场的成功离不开欧盟委员会所发挥的关键作用，并且充分凸显有必要进行强有力的干预，以减少不同司法管辖区之间的博弈，削弱原有主导企业以及成员国监管机构的权力。他强调，欧洲电力市场的经验给中国的一个重要启示就是，要发展一个真正的全国性电力市场，需要中央政府强有力的监管领导来

为各方提供支撑，而过多专注于发展省级市场可能会错失统一大市场带来的巨大好处。

▲适应高比例可再生能源的市场机制

随着中国正在向新型电力系统迈进，间歇性可再生能源的增加给电力系统的安全性构成了持续挑战，这是因为可再生能源的可用性并不一定与需求相匹配。“每当我们考虑电力市场的供需匹配问题时，要么通过价格机制来实现，要么通过某种量的控制来实现。因此，当可再生能源发电不足时，我们可以通过某种人们事先约定好的配给算法来分配电力需求”。波利特指出，这实际提供了一种替代方案，而不是简单地将人们暴露于更高的实时电力价格。在未来电力市场设计方

面⁶，波利特强调，长期合同配以短期电量控制的模式更能够适应中国以可再生能源为基础的新型电力系统的特点，因为这种长期模式强调的是灵活性的质量而非价格。

世界各国都在纷纷探索适配高比例可再生能源的市场机制，为电力市场的安全运行提供保障。例如，激励市场主体提供灵活性服务的辅助服务机制；为可靠性电源提供的容量补偿机制；组织容量市场；确保资源充裕性的稀缺性价格机制等。所有这些机制都在《手册》中都做了细致的阐述，并配以实际的案例和经验总结，有必要在中国的环境下做进一步探索。

除了需要确保系统的可靠性，电力市场建设还有一个重要的因素需要考虑：脱碳。市场机制的设计应尽可能体现可再生能源电力的绿

6. 详见手册第16章。

色价值，这对于鼓励可再生能源生产参与电力市场至关重要。在这方面有很多可用的市场工具，比如绿色电力证书、绿电交易以及碳市场，这些工具相辅相成，都致力于实现促进可再生能源市场化交易和消费的共同目标。尽管中国已经具备了一些基础要素，比如已经启动的全国碳市场，但波利特建议，这些市场化工具还需要进一步的整合衔接，同时结合进一步优化可再生能源的补贴制度。波利特指出，对于中国市场来说，更重要的是碳价格需要提升到一定的水平，这样才会对电力行业产生实际影响。

▲释放需求侧灵活性潜力

波利特教授在发布会上指出，释放需求侧的潜力是管理系统波动性的关键，也是建设电力市场的一个重要初衷。而要释放这种灵活性，

不仅关乎于加速发展储能、电动汽车等各类需求侧技术，还关乎管理灵活性的方式。由于大多数电力用户通常不具备根据电力市场价格信号作出反应的能力，因此在这方面，电力零售商或供应商作为用户参与电力市场的桥梁，所起的作用就十分关键。

波利特指出，中国自 2015 年以来引入大量竞争性电力零售商的举措表明，中国已经在有意识地挖掘需求侧的潜力。然而，人们似乎对竞争性零售商的潜在作用认识不足，零售商的职能仍相对单一，一个真正的竞争性零售市场尚未建立起来。

“全面零售竞争是指零售商们在捆绑批发合同、供电计量、计价和客户关系管理方面的竞争。对于终端用户而言，这些零售商是电力行业面向终端用户的代言人，成功的零售商应该在客户关系方面有所

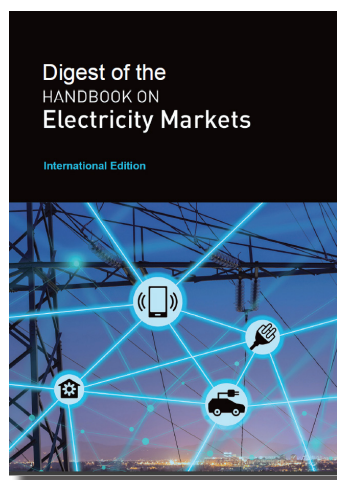
创新，并尝试不同的与发电整合。然而，中国并没有实现这种完整意义上的竞争性零售市场。”他进一步强调，中国需要尤为注意的是，如果没有批发市场定价和充分的零售竞争，需求侧的潜力就无法完全释放。

展望未来，需求侧涌现的新技术正在驱动被动的消费者转变为市场的主动参与者，这为系统灵活性提供了巨大的潜力，这方面的灵活性可以通过新的商业模式来解锁，为消费者提供对市场信号和电网激励作出反应的新的选项。波利特建议，这一问题需要在中国进行实践检验，以了解哪些商业模式和支付机制能够引发最大的需求响应，且在政治上可以被接受。在这方面，中国可以从世界其他地区的消费者行为实验研究中汲取经验。

有待更多探索

总之，这本 600 多页的手册为中国读者提供了大量电力市场相关的宝贵信息。ECECP 希望，手册精华版的出版能够帮助中国绕过其他国家所走过的一些弯路，汲取和吸收世界各地电力市场发展的经验教训。

【文 / 赤洁乔】



《电力市场手册》的精华版现可在 [ECECP](#) 和 [FSR](#) 的网站上免费下载。

四川电荒 凸显电力系统改革痛点

中国连续两年遭遇“电荒”冲击，专家认为推进区域电力市场建设和需求侧响应机制比单纯加建电站更为重要。



四川，中国西南人口和工业最为密集的省份，在今年夏天遭遇了罕见的高温旱情。有气象记录以来最严重的热浪之下，干涸的水库令这个水电大省的电力系统遭遇了前所未有的冲击。

为了维持电网系统的稳定以及保障民生用电，四川省政府暂停工业用电长达半个月。而随着旱情的持续，不少地方的民生用电也陆续受到了影响。

白鹤滩水电站位于四川和云南交界处，装机容量仅次于三峡水电站。截至 2021 年底，四川总电力装机容量 1.14 亿千瓦，其中水电占比 77.39%。图片来源：Cao Mengyao / Alamy

专家认为，此次危机的爆发暴露了多年来中国电力改革中的“老大难”问题：不够灵活的电力市场、需求侧响应的空白以及电力系统优化平衡的缺位，使得一场大旱迅速演变成电荒。而气候变化这一越来越显见的风险，可能会成为这个老旧系统无法承受之重。

是要新增火电继续加固老旧的系统，还是下定决心加快改革的步伐，已经成为中国电力系统不得不面对的问题。

危机的发生

有着“千水之省”之称的四川，境内共有大小河流 1419 条。同时，四川境内地形地貌极为丰富，作为青藏高原和横断山脉到四川盆地的过渡地区，从川西高原到成都平原最大落差近 7000 米。众多河流以及巨大的地势落差，使得四川拥有丰沛的水力资源，水电因此成为了四川能源结构中最为重要的部分。

数据显示，截至 2021 年底，四川总电力装机容量 1.14 亿千瓦，其中水电占比 77.39%。

在正常的年份，夏季是一年中降水最为丰沛的季节，从川西高原一路奔腾向东的河流，随着地势的降低，将倾泻而下的动能，经由沿途的涡轮机转化为数量可观的电能——产自四川的水电不仅能满足省内的需求，还能将廉价的水电外送江浙等东部沿海工业大省。

然而，在气候变化影响下，以往需要防汛的时节，在今年却旱情不断，长江流域从上到下都遭遇了罕见的“主汛期反枯”现象。7 到 8 月四川盆地部分地区降雨量较常年同期偏少 5 成以上。降雨量严重下降的同时，整个四川盆地经历了罕见的高温天气。四川省气候中心数据显示，6 月至 8 月底的这段时间，四川全省平均气温较常年同期显著偏高 2.3℃，为 1961

年有完整气象观测记录以来最热。

受到“历史之最”天气的影响，四川水力发电能力大幅下降。据《四川日报》报道，8 月 16 日，四川省内多个主力水库蓄水几乎消落至死水位，水电日发电量相比历史同期下降达到 50%。而高温天气下，空调的使用出现激增，全省用电负荷同比去年增加 25%。

“入不敷出”之下，电网系统面临“破产”的危险——如果用电负荷长时间居高不下，可能会造成电网安全事故，引发大面积停电。不得已之下，四川给工业用电“拉闸”。状况一直持续到了 8 月底，随着冷空气南下，副热带高压势头减弱，四川终于迎来久违的降雨，危机得以解除。



2022 年 8 月，四川多个水电站由于水位过低而发电量锐减。
图片来源：Tom Wang / Alamy

煤电重新抬头

在这场电荒中，一些声音认为危机的发生主要是由于四川的电力结构过于依赖水电，为了保障电力的稳定供应，未来应上马更多的火电项目。

现实似乎已经在呼应这样的声音。建设以天然气作为燃料来源的火电厂在电荒发生后得到了四川政府的政策激励：四川省发改委 10 月印发《关于天然气发电上网电价有关事项的通知》，在国内首次明确将对天然气调峰发电机组提供容量电价，即可以将不发电、仅作为系统备用部分的电量进行核算并收取费用，以降低电厂的运行成本。

另据财新报道，自七月中旬开始，包括广东、安徽、新疆、贵州等省份也将新建煤电厂纳入了议事日程。根据财新统计，这些煤电项目的总装机容量接近 1700 万千瓦。未来三年，中国可能迎来一波煤电建设的高潮。

实际上，以煤电为代表的火电厂建设回暖的势头来得更早。转折发生自去年九月席卷多个省份的另一场电荒，在此之后，煤电装机核准自去年四季度突然加速。绿色和平 7 月发布的一份简报显示，从 2021 年四季度到 2022 年一季度的 6 个月里，中国各省共计审批了接近 2000 万千瓦的煤电装机。在这份简报里，绿色和平将煤电装机提速的原因归结为在九月的拉闸限电之后，保供和能源安全已经成为电力行业发展的主导因素。

“这两年确实电力安全保障出了很多的问题。那怎么处理呢？先把煤电建起来，至少需要的时候能顶上，尽管平时它可能利用率很低。这就是以平时的浪费来支撑关键时候不缺电。对决策者来说，安全稳定是第一位的。”长期研究中国能源问题的华北电力大学经济与管理学院教授袁家海向中外对话表示。

然而，加入更多的煤电不一定能让电力系统更加安全，例如一场意料之外的煤价上涨就足以触发电力危机。

一年以前的那场电荒之所以发生，原因就在于煤炭价格与电价的倒挂使得多数煤电企业陷入越发电越亏损的怪圈，不得不主动关停发电机组。

而且面对极端天气，煤电也并不比水电更安全。2021 年 7 月郑州极端暴雨发生之后，当地电力系统也经历非常严峻的挑战。位于郑州西部的郑州豫能电厂因积水严重，一度面临安全稳定生产的严峻形势。暴雨导致河南郑州、洛阳、焦作等周边多个城市电力设施受损。

任何一种发电设施都有可能遭遇难以预测的风险，无论是异常干旱的夏季、极端的降雨，还是煤炭价格超预期上涨。问题的关键是如何让这些发电设施组成的电力系统更加安全稳定运行，满足经济社会发展的需求。

缺乏灵活性的 电力系统



途经 5 省市的白鹤滩至江苏特高压直流工程是“西电东送”战略的重点工程之一。图片来源：Alamy

一个典型的电力系统由发电、输电和配电三个紧密相连的环节所组成，引发今年四川电力危机的直接原因便是发电侧能力短时间大幅下降。一个解决问题的简单思路便是增加发电侧的供应，通过增加更多的发电能力来应对不确定性。然而，危机的深层次原因并没有这么简单。

作为中国第一水电外送大省，四川所发的水电有三分之一送往江浙沪等地，而不参与本地供应。刚性的外送电要求打破了旱情之下四川原本可能维持的电力平衡。

在四川的 1.14 亿千瓦总装机中，水电 8887 万千瓦，火电 1825 万千瓦，新能源 723 万千瓦。在旱情最为严重的时候，尽管水电发电能力下降了至少 50%，仍有约 4000 万千瓦的发电能力。

袁家海等人估算，当时四川火力机组满负荷运行，新能源实际出力水平约为 300 万千瓦，再加上外省少量支援的 400 万千瓦电力，四川整体的供电能力约为 6500 万千瓦。与此同时，四川全省最高用电负荷为 6500 万千瓦，刚好可以维持基本的平衡。

然而在政府间协议（包括国家指令性计划和电网协议）的约束下，四川所发的电中有相当一部分需要外送至上海、江苏、浙江等省份。留给四川本省的水电有效发电容量在旱情最为严重的时候只有 2300 万-2500 万千瓦，由此造成高峰时期 1500 万千瓦左右的电力缺口。

为了履行外送合约，即使在电力紧缺的 8 月，四川也无法将宝贵的电力资源留存本地使用，这既有电网层面本身的原因，也有电力体制的因素。

“目前的区域电力市场还是按照国家计划，以直流、大容量、单向输电的模式来设计和运行。这样的物理接线方式无法支持四川把更多的电留给自己用。而且在现有的电力体制下，四川省政府没有权力修改已经制定好的交易计划，”袁家海向中外对话表示，“在遭遇电力危机之后，四川启动了能源供应一级响应事件，这是四川政府上报到中央政府之后，由国家能源供应安全委员会认定，并在全国层面统筹供需，之后才让更多的电力在四川留了下来。”

根据电力规划设计总院 2019 年所撰写的《中国电力系统转型报告》，中国电力行业投资以及省际电力调度由国家规划主导，而省级政府主管部门主要负责落实。于是，当实际情况大幅超出规划设计的预期的时候，囿于现有制度，主责机构难以根据变化及时做出调整。

“这是非市场化、不灵活的制度安排，”袁家海说，“省间的长期协议、国家授权的一些交易计划已经定死了，因此省间的现货市场优化的空间也有限。”

超越发电侧的解决方案



七年之前，国务院发布了一份名为《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的文件。由于这份文件的编号为“中发〔2015〕9号”，因此被称为“9号文件”，其中也提到了市场交易机制缺失、全国规划和省级规划难以有效协调的问题。

袁家海认为，应把电力系统的交易规则改造成“哪边的需求多就往哪边多送”的模式，类似欧洲各国国境上频繁的、双边的、多向的交易模式，而这目前在国内完全没有：“也就是说我们的区域市场建设是严重滞后的”。

“今年夏天的情况显示我们现有的系统确实还是有很大的空间可以协调”，袁家海指出，如果有一个区域市场机制，通过更高的价格信号激励其它省份开启备用电源，并让四川把电留在省内，肯定能削减今年夏天四川遇到的困难，带来的损失远小于拉闸限电。但是这个代价要有合理分担，在市场机制下，四川需要有意愿付出更高的购电价格将原本计划外送的电力留在省内，从而让东部愿意启用本地备用机组来自我保障。

“我觉得通过这样一次事件教育了政府和市场主体：电力供应安全和保障是有代价的，不可能任何情况下都维持固定的低电价”。但他同时提醒，在计划向市场转变的过程中不可能一步到位，要把握好一个节奏。

另外一个是，当发电端的电力供应出现问题的时候，需求侧的响应并没有随之相应调整。由于电价锁定，在高温炙烤的8月，四川居民端的用电负荷始终居高不下，甚至由于持续的高温天气，不少民众家里空调24小时不停运转，于是最后只能以牺牲工业用电

的方式来保障民生用电。

“如果不考虑需求侧，那要建多高比例的备用资源才能保证四川这种情况不拉闸限电？”袁家海问道。他算了一笔账，如果按照今年的电力缺口在四川增加 1500 万千瓦的备用容量，但这些机组未来每年只使用几天，投资的代价是非常大的。但如果能激励需求侧主动减少用电负荷，把缺口降成 700 万或者 800 万千瓦，再靠更加优化的区域市场消化掉四五百万千瓦，那就只剩下两三百万千瓦需要靠发电侧的投资来保障。

“9 号文件”也提到，要提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。政府要按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡。

尽管在“十四五”能源规划中设定了需求侧管理的目标（电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%），但目前仍缺乏市场机制来激励对需求侧响应的投入，袁家海认为一个非常重要的原因便是国家能源局自身的角色定位。

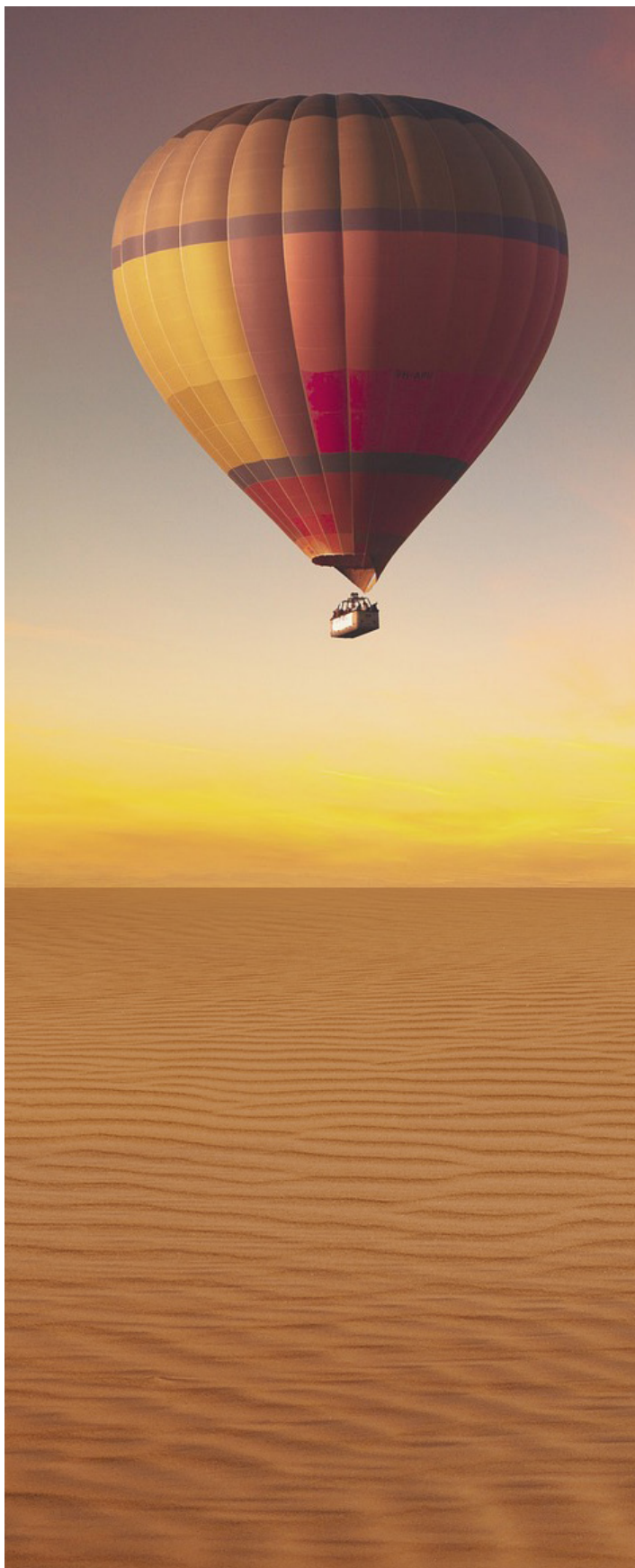
他解释说，从体制机制上来说，国家能源局扮演了一个“电力供应管理局”的角色，是电力供应的管理中心，而不是电力系统优化平衡的管理中心——能源局下辖的司局里没有负责需求侧管理的司局，从而导致中国在连续遭遇两次电荒之后，仍然倾向于通过增加发电侧供应来解决问题。

因此着力进行电力体制改革，加强区域电力市场化建设，同时在技术加持下开发需求侧响应的能力，应当成为中国未来投入资源的地方。

正如自然资源保护协会气候与能源项目主管黄辉与北京大学能源研究院特聘研究员杨富强此前在一篇文章中所写的那样：“无论是从应对气候变化、实现‘双碳’目标的角度，还是从投资回报的角度，新增煤电都应该是最后的选项。”

【文 / 夏志坚】

本文根据知识共享协议最初发表于“[中外对话](#)”。





如何促进清洁氢项目 达成最终投资决定的机会？

清洁氢项目要达成最终投资决定正面临着多重障碍。为此，本文仔细研究了确保清洁氢承购客户的重要性，并分享了克服这一挑战的实用解决方案。

清洁氢将在能源转型中发挥关键作用，然而，尽管相关的规划项目越来越多，但只有 4% 达成了最终投资决定（FID）。为了发掘造成这一局面的因素，并找到消除障碍的方法，世界经济论坛（World Economic Forum）启动了清洁氢加速器计划（Clean Hydrogen Project Accelerator），以了解如何加快清洁氢项目从项目公布到达成 FID 的进程。令人意想不到的是，考虑到需求预测，该加速器项目强调，寻找和敲定承购协议将是一项挑战。这一点非常关键，因为它能够证明这些资本密集型项目的长期盈利能力及投资回报。

那么，承购协议究竟为什么难以达成？该如何克服这一挑战？加速器计划研究确定了解决这一问题的三种主要途径。

缩小买卖双方的预期价格差距

清洁氢买卖双方对于价格的预期存在相当大的差距。受现有能源价格的影响，大多数买家从灰氢向清洁氢过渡的成本可能要高出数倍。尽管俄乌冲突导致天然气价格飙升，公众和监管压力也越来越大，但成本上的差距仍阻碍了许多公司采取有意义的行动来实现净零排放。这对于利润率较低的行业而言挑战更为巨大，比如化肥生产，而氢是化肥生产的关键原料。

从短期和中期来看，政府干预和补贴将在帮助弥合买卖双方之间的价格预期差距方面发挥重要作用，使双方采购合同谈判能够更加顺利地达成。在欧洲，欧盟委员会将基于 RePowerEU 框架推出碳差价合约机制（Carbon Contracts for Difference，一种抵偿转换成本的金融机制），以支持行业采用绿氢。

在美国，能源部宣布了一项 80 亿美元的计划，根据《基础设施、投资和就业法案》开发区域清洁氢能中心，并根据历史性的《通胀削减法案》提供 2,700 亿美元的清洁能源税收抵免，使绿氢能够比灰氢拥有 3 美元 / 千克的补贴优势。

在项目层面，世界第二大氨生产商 Yara Clean Ammonia 获得了挪威政府 3,320 万美元的赠款，用于开发 Skrei 项目。该项目是一座新的电解厂，将与现有的氨生产厂相连。

日本最大的发电公司 JERA 也采取了类似的做法。该公司正在其 Hekinan 火电厂开展氨采购和共燃示范项目，政府拨款被用来降低氨的生产成本，同时覆盖 2024 财年前的研发成本。

清洁氢加速器

该倡议正在与四个氢能项目开展合作：



绿氢生产，挪威

建设一座 24MW 的绿氢示范生产厂，生产用于化肥和航运的氨气。



绿氢生产，丹麦

建设一座 1GW 的绿氢生产厂为公路运输提供氢气，以及一座大型甲醇工厂，用于氨气生产以及海事应用。



LOHC 氢进口技术，荷兰

利用他们的 SPERA 氢运输技术开发全球氢供应链。



氨采购和共燃，日本

展示 20% 的氨共燃技术，在 2030 年前大规模部署。项目得到了氨生产的国际竞争性投标的支持。

应对供给侧风险



虽然已经宣布了超过 45GW 的清洁氢项目提案（电解项目超过 1GW），但这种规模的生产尚未得到验证，这给供给侧造成了极大风险。随着时间的推移，这种情况会有所改善，但它会给早期的承购商带来真正的风险，这对于公共事业公司这样的买家来说尤为如此，因为对于他们来说，供应的可靠性和安全性事关国家利益。

要解决这一问题，可以采取两种关键策略：

一种策略是创建氢产业集群，使供给和需求侧可以同地协作。这些产业集群是氢能活动的中心，将整个氢能价值链的利益相关者联合起来，围绕共同的目标而聚集到一起。这使得集群成员能够共同寻求多个氢气来源，并使供应商能够更容易找到和利用现成的潜在买家。在这方面，英国的 Hynet North West 集群是一个典型的成功案例，促成了超过 24 份氢能承购谅解备忘录。另一个例子是三菱和千代田

（Chiyoda）在鹿特丹港工业集群开展的合作，为承购商寻找氢气来源提供支持并通过其“SPERA”技术进行交付。他们目前正处在寻找钢铁、可持续航空燃料、化工和电力行业承购商的早期阶段。

另一种策略是垂直整合。越来越多的公司正在氢能价值链上扮演着多重角色，而有些公司则正在谋求在价值链中通常不属于自身核心业务的方面找到股权合作伙伴。这使得企业能够独立自主，提高对价格溢价挑战的控制和意识，并且更好地利用可靠的业务关系。例如，H2 Energy Europe（H2 Energy 和 Trafigura 的合资企业）正在丹麦的两个关键试点开发绿氢。该公司的做法是优先考虑大规模生产以实现规模经济，进而满足未来的需求。为了打造端到端的氢能价值链，该公司与 Phillips 66 成立了一家合资企业，创建了一个欧洲加氢站网络，将零售和氢能体验相结合，以推动欧洲的氢能发展。

驾驭标准和认证方面的不确定性

除了政府需要澄清政策之外，市场范围的标准和认证框架以及可交易的原产地担保对于缓解氢能项目的不确定性、获得投资者和市场信心以及促进全球贸易都至关重要。换句话说，除了围绕氢的颜色（蓝氢 / 绿氢）的争论之外，投资者和氢能买家需要从全生命周期的角度分析理解和比较氢产品的碳含量。如果缺乏这种安全性，许多开发商可能会因担心投资不符合未来监管要求而犹豫不决，使得最终不能达成承购协议。

去年第 26 届联合国气候变化大会（COP26）上发布的《绿色氢能促进措施路线图》（Enabling Measures Roadmaps for Green Hydrogen）强调，应当确保整个氢能价值链中的项目具备明确的技术标准，包括一套公认的碳强度认证方法。国际可再生能源署 IRENA 正在分析比较七国集团对氢认证方法之间的差距，这将为氢能行业提供急需的透明度。

还有一些通过组织创新来克服这一障碍的案例。例如，Yara 清洁氨气公司（Yara Clean Ammonia）已经制定了一套自己的认证计划，并且期望该计划将与未来推出的标准保持一致。尽管尚未得到国际认可，但它的引入已成为向支付溢价的买家提供确定性和保证的关键。

未来将何去何从

获得承购合同将在推进清洁氢项目达成最终投资决定方面发挥关键作用，但这并非唯一的挑战。至关重要的一点是，在清洁氢的供应、需求和基础设施共同扩大规模的同时，还需要同步发展基础供应链和所需技能。

在撰写本文时，全球各国政府正齐聚 COP27。期待各国政府能齐心协力，与行业密切合作，共同解决氢能发展的瓶颈问题，并且建立适当的政策框架以及促进措施，为行业树立必要的信心，以释放清洁氢市场潜力，帮助其真正发挥在实现未来净零目标中的巨大作用。

【文 / Jorgen Sandstrom、Noam Boussidan、Catherine O'Brien】

本文基于 [CC BY 4.0](#) 协议转自世界经济论坛（[World Economic Forum](#)）

每月新闻速览

COP27 闭幕，未能就更具雄心的减排行动取得进展

第 27 届气候变化大会 COP27 于 11 月 19 日落下帷幕，虽然会议就设立专门的损失和损害基金达成了协议，以帮助遭受气候灾害的脆弱国家，但未能就更具雄心的减排目标取得进展。本届大会的亮点包括发布了非国家实体净零排放承诺高级别专家组的第二份报告，抨击了“洗绿”行为；推出了一个由气候跟踪联盟创建的新的独立温室气体排放监测网站；以及主席国埃及提出的一份所谓的总体规划，以加快电力、道路运输、钢铁、氢能和农业五大行业的脱碳进程。

[+ More](#)

欧盟紧急出台新规加快可再生能源审批许可

欧盟委员会近日制定了一项临时紧急规定，以加速风能和太阳能等可再生能源的部署。欧委会强调，俄乌冲突引发了持续的能源危机，需要采取特别措施。部分措施包括屋顶太阳能项目和容量在 50 千瓦以下的小型太阳能装置将无需进行专门的环境影响评估。在建筑上安装太阳能发电装置最长审批时限不得超过一个月，现有风电厂申请增产及更换老旧风机的最长审批时限不得超过六个月。

[+ More](#)

欧盟各国就努力分担条例达成一致

11 月 8 日，欧盟谈判代表就修订《努力分担条例》(ESR) 达成了协议，主要针对 EU-ETS 覆盖范围外的部门的减排实施监管，要求建筑、道路运输、农业和废物处理等行业的排放量在 2005 年的基础上减少 40%。根据新条例，若成员国实际排放量低于年度排放配额，可将最高 25% 的盈余部分储存起来供以后使用，同样在实际排放量高于年度排放限额时，也可以从下一年的配额中提前借用，并且成员国之间可以相互交易排放配额。

[+ More](#)

欧盟与埃及将加强清洁能源转型合作

COP27 期间，欧盟与埃及就建立可再生氢能战略伙伴关系签署了一份双边谅解备忘录。该谅解备忘录将作为一个框架，为欧盟和埃及之间的可再生氢产业和贸易的发展提供长期有利条件，包括建设基础设施和相关融资。此外，欧洲复兴开发银行（EBRD）还将向埃及的能源财富计划提供高达 3500 万欧元的资金，旨在助力埃及逐步淘汰天然气发电。

[+ More](#)



多个欧洲国家加入全球海上风电联盟

据欧洲新闻报道，COP27 期间国际联盟全球海上风电联盟（GOWA）成员迎来大扩容。包括比利时、哥伦比亚、德国、爱尔兰、日本、荷兰、挪威、英国和美国在内的多个国家在会议期间宣布加入全球海上风电联盟，承诺进一步快速增加海上风电，以应对气候和能源安全危机。

[+ More](#)

英国承诺加大油气行业减排力度

COP27 大会期间，英国与美国、欧盟、日本、加拿大、挪威和新加坡共同签署协议，承诺迅速采取行动，减少石油和天然气行业的温室气体排放。这些国家呼吁化石能源进口国减少能源消费相关的甲烷排放，并要求化石燃料生产国实施有助于减少排放的项目和政策支持措施。

[+ More](#)

英国敲定 CCS 项目监管框架

英国政府近日宣布了行业期待已久的碳捕集与封存（CCS）项目监管框架，以支持国内此类项目的发展。这份新的可调度电力协议是英国第一个正式的 CCS 监管框架，为 CCS 项目制定了官方的商业模式和合同架构，有望塑造并促进 CCS 行业发展。

[+ More](#)

欧洲最大储能系统在英国投运

欧洲最大的电池储能系统近日在英国投入运营。这个名为 Pillswood 的电池储能项目由 Harmony Energy Limited 公司开发，由采用了特斯拉 2 小时 Megapack 系统，由特斯拉负责运营管理，能够在单个循环中存储高达 196 兆瓦时的电力。该系统存储的电能为大约 30 万户英国家庭供电两个小时。

[+ More](#)

法国提出工业脱碳新计划

法国总统马克龙近日提出了一项限制工业部门碳排放的计划，目标是在未来十年将法国 120 个碳排放大户中的 50 个工业场所的排放量减半。如果实施，该提议将使法国的碳排放量减少 5%。法国政府目前已经筹集了 50 亿欧元的资金用于资助高质量的工业脱碳项目，并支持中小企业低碳技术的开发和部署。

[+ More](#)

德国宣布退出能源宪章

德国执政党的议员们近日宣布了一项协议，表示德国将加入一些欧洲国家的行列，退出有争议的 1994 年《能源宪章条约》。《能源宪章》是能源行业跨境合作的多边框架，被批评者认为保护某些特定领域的投资，特别是核能和化石能源。该协定允许能源项目的国际投资者就政策变化造成的利润损失起诉政府，现在被视为对关停燃煤电厂或限制油气生产的国家实施气候计划的一个重大威胁。相反，德国打算支持欧盟与美国、加拿大和南美的新自由贸易协定。

[+ More](#)

德国热泵安装量显著增长

德国能源署 DENA 的最新报告显示，热泵已经开始在德国的供热中发挥重要作用。2021 年，超过一半的新建建筑都安装了热泵并作为主要的供暖系统。去年一年，全国共售出了超过 17 万套热泵系统，其中一半被用于现有建筑。然而，供热市场当前仍由燃气供热系统主导。

[+ More](#)

挪威提高自主贡献目标

挪威根据《巴黎协定》提交了最新的国家自主贡献（NDC）提案，将该国 2030 年的减排目标从在 1990 年的基础上减少 50% 提高到至少 55%。该目标不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）部门。

[+ More](#)

法国和西班牙承诺 2035 年停售燃油车

法国和西班牙于 11 月 17 日宣布加入零排放车辆宣言，承诺到 2035 年停止销售燃油汽车，比之前的计划提前了五年，作为加快向低碳经济转型而采取的部分措施。该宣言是去年格拉斯哥气候变化大会上发起的，签约方承诺到 2035 年在主要汽车市场实现零排放汽车销售，并在 2040 年推广至全球范围。

[+ More](#)

Iberdrola 拟在 2025 年前投建 12GW 可再生能源项目

西班牙能源公司 Iberdrola 公司近日宣布将在 2025 年前投资超过 170 亿美元用于开发可再生能源项目，以期将自身可再生能源总装机容量提高至 52GW。这是该公司 470 亿美元投资计划的一部分，此外该公司还承诺向电网领域再投入 270 亿美元。

[+ More](#)

罗马尼亚宣布对能源市场实施部分管制

罗马尼亚政府近日修订了针对家庭、小型企业和工业的能源支持计划，拟在 2025 年 3 月之前对电力市场进行部分管制，以确保供应安全。政府通过发布这份紧急法令引入了一种集中的电力采购机制，要求发电商自 2023 年 1 月起以受监管的价格出售可用电力。

[+ More](#)

三部门：以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证

11月16日，国家发改委、国家能源局、国家统计局三部门联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》。《通知》明确，新增可再生能源和原料用能消费不纳入能源消费总量控制，现阶段主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。以各地区2020年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。《通知》提出，以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证。积极推进绿证交易市场建设，推动可再生能源参与绿证交易。

[+ More](#)

中国公布重点用能产品设备能效水平新规

11月17日，国家发改委等五部门发布关于《重点用能产品设备能效先进水平、节能水平和准入水平（2022年版）》的通知（以下简称《通知》）。《通知》指出，将节能产品等纳入统一的绿色产品体系，加快建立统一的绿色产品标识、认证和采信制度。《通知》提出完善政府采购相关政策，加大绿色产品采购力度，扩大绿色低碳产品采购范围，引导居民优先选购能效先进水平产品设备，更好发挥政策支持作用。

[+ More](#)

建材行业碳达峰实施方案正式出台

工信部、发改委等四部委近日印发《建材行业碳达峰实施方案》。其中提出，“十四五”期间，建材产业结构调整取得明显进展，行业节能低碳技术持续推广，水泥、玻璃、陶瓷等重点产品单位能耗、碳排放强度不断下降，水泥熟料单位产品综合能耗水平降低3%以上。“十五五”期间，建材行业绿色低碳关键技术产业化实现重大突破，原燃料替代水平大幅提高，基本建立绿色低碳循环发展的产业体系，确保2030年前建材行业实现碳达峰。

[+ More](#)

三部门：支持符合要求的高载能行业向西部清洁能源优势地区集聚

11月21日，工信部、国家发改委、国资委三部门联合印发《关于巩固回升向好趋势加力振作工业经济的通知》。其中提到，支持中西部承接产业转移，促进西部地区转型升级，加快培育发展特色产业和集群。进一步优化西部地区营商环境，在满足产业、能源、碳排放等政策的条件下，支持符合生态环境分区管控要求和环保、能效、安全生产等标准要求的高载能行业向西部清洁能源优势地区集聚。

[+ More](#)

中电联建议调整电价机制适应新型电力系统

日前，中电联发布《适应新型电力系统的电价机制研究报告》。中电联认为，电价的合理构成应包括六个部分，即电能价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加，有序将全国平均煤电基准价调整到0.4335元/千瓦时的水平。

[+ More](#)

制造业利用外资新政鼓励外商积极参与双碳战略

六部委近日联合发布《关于以制造业为重点促进外资扩增量稳存量提质量的若干政策措施》，旨在促进制造业领域的外商投资，特别是高端设备、先进制造业的基础零部件和关键零部件以及高科技产业。通知指出，中国将促进外商在新能源、绿色和低碳技术研发、创新和应用领域的投资，鼓励外商积极参与有助于碳达峰碳中和战略的活动和项目。

[+ More](#)

两部门发文！建设全国锂电统一大市场

近来随着电动汽车等下游需求爆发式增长、疫情复杂多变等因素影响，国内锂电产业链供应链阶段性供需失衡。11月18日，工信部办公厅、国家市场监督管理总局办公厅发布《关于做好锂离子电池产业链供应链协同稳定发展工作的通知》，旨在避免囤积居奇、低水平同质化发展和恶性竞争，着力破除地方保护和区域割裂，共同建设高效规范、公平竞争、充分开放的全国锂电统一大市场。

[+ More](#)

中国继续加大国内能源生产确保迎峰度冬

为确保供暖季的能源供应稳定，中国继续加大国内能源生产。国家统计局最新数据显示，10月份，原煤、原油、天然气生产分别同比增长1.2%、1.5%和12.3%。原煤和原油进口分别同比增长8.3%和14.1%，天然气进口则下降18.9%。

[+ More](#)

俄中能源贸易持续增长

11月18日，俄罗斯副总理诺瓦克表示，俄罗斯和中国两国的能源贸易一直在稳步增长，今年迄今为止按货币计算已经增长了64%，石油、天然气、煤炭和电力的供应实际增长了约10%。俄通过西伯利亚电力天然气管道向中国供应天然气已转向采用卢布和人民币结算能源贸易。

[+ More](#)

壳牌与中国石化、中国宝武及巴斯夫签署谅解备忘录，寻求建设中国首个大规模开放式CCUS项目

2022年11月4日，壳牌与中国石化、中国宝武以及巴斯夫签署了一份非约束性谅解备忘录，探索在中国华东地区建设开放式碳捕集、利用与封存（CCUS）项目的可行性，以期为长江中下游沿线的各类工业企业提供二氧化碳捕集与封存的碳减排方案。该项目建成后将成为中国首个大规模开放式CCUS项目，其二氧化碳封存规模可达每年千万吨级。

[+ More](#)



中国与卡塔尔签署 27 年 LNG “大单”

11 月 21 日，中国石油化工集团有限公司与卡塔尔能源公司签署了为期 27 年的大型液化天然气（LNG）长期购销协议。按照协议规定，每年卡塔尔国家能源公司将从北方气田扩建项目中向中国供应 400 万吨液化天然气，这是液化天然气行业历史上为期最长的购销协议。

[+ More](#)

支持迎峰度冬 能源保供特别债加快发行

随着北方地区陆续进入供暖季，能源需求增加，中央发电企业正在加快发行能源保供特别债。此举将有效解决发电企业在全局能源市场动荡之际负债率高、融资难等问题，为迎峰度冬能源保供提供充足资金支持。目前能源保供特别债累计发行规模已突破 1000 亿元。

[+ More](#)

中国将加快推动通过中欧班列运输新能源汽车和动力电池

工业和信息化部、国家发展改革委、国务院国资委 21 日联合印发《关于巩固回升向好趋势加力振作工业经济的通知》。其中提出，稳定工业产品出口，加快推动通过中欧班列运输新能源汽车和动力电池，支持跨境电商、海外仓等外贸新业态发展。

[+ More](#)

国内自主研发 16 兆瓦海上风机下线

11 月 23 日，中国长江三峡集团与金风科技联合研制的 16 MW 海上风电机组，在福建三峡海上风电国际产业园正式下线，是当前全球单机容量最大的风电机组。这标志着中国海上风电大容量机组在高端装备制造能力上再次实现突破。据悉，在额定工况下，单台机组每转动一圈可发电 34.2 千瓦时，每年可输出电能超 6600 万千瓦时，约可满足 3.6 万户三口之家一年的生活用电。

[+ More](#)



Featured Publication



▲ 净零转型中的煤炭

国际能源署 IEA 发布的这份《世界能源展望》特别报告为政策制定者在不损害经济或能源安全的情况下减少煤炭相关的二氧化碳排放提供了务实的指导，并且概述了为能源转型提供资金并解决其社会影响的措施。该报告探讨了电力部门和煤炭占显著地位的其他经济部门的选择，考察了一系列的政策和技术选项，包括碳捕集、利用和封存的潜力。报告还探讨了投融资需求，考虑到确保可靠和负担得起的能源供应以及应对能源转型的社会后果的重要性。

→ [Read More](#)

▲ PolyGrid 2050: 欧洲能源传输基础设施的氢能整合

氢经济的发展依赖于充足的输送基础设施。开发商面临的任务是避免未来氢能运输基础设施的低效和冗余，但由于技术上的不确定性、未来氢供应和需求的不可预测性、网络的外部效应以及基于电网的基础设施投资的不可逆性，使这一任务更具有挑战性。为了应对这些挑战，需要协调所有类型的氢气运输基础设施的投资，以建立跨部门的氢聚合网络。这份由牛津能源研究所（OIES）撰写的报告分析了三种可能的方法——集中协调、以市场为基础和监管，以及它们各自的优点与不足。最后报告提出了若干政策建议，以建立一个连贯的制度框架，管理未来氢聚合网络的投资。

→ [Read More](#)

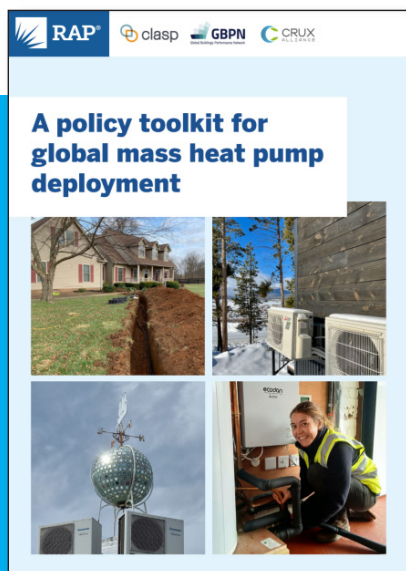




▲ 能源数据共享及电动汽车智能充电

数据共享框架是智能充电计划发展的关键，提供指导方针和协议以确保利益相关者能够安全、无缝地共享数据。双向充电在减少交通和电力生产方面的温室气体排放方面具有巨大潜力。此份由欧洲监管中心（CEERE）撰写的报告，研究了双向充电技术的经济性特点，并研究了与欧盟数据共享相关的广泛的监管框架，展示了该框架与能源数据的特定要求如何相互补充。作者还探讨了在电动汽车充电和电力供应背景下数据共享的潜在影响。

→ [Read More](#)



▲ 全球大规模部署热泵的政策工具包

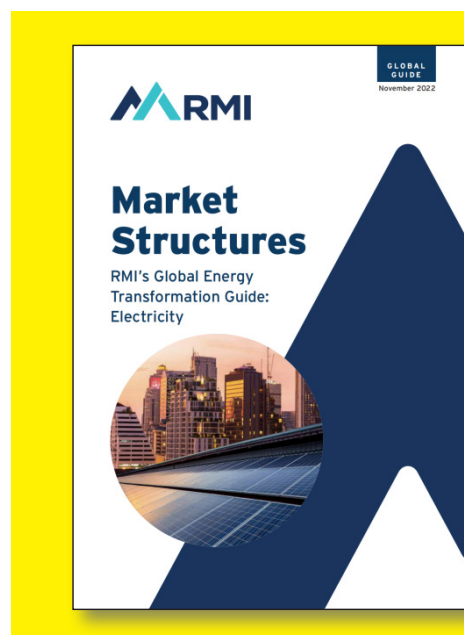
热泵是清洁能源系统的一项关键技术，并且有望成为供暖脱碳方面最广泛使用的技术。睿博能源智库（RAP）、法律与社会政策中心（CLASP）和全球建筑性能网络（GBPN）合作开发了一个热泵部署的政策工具包，为有兴趣推广这一关键技术政策制定者们提供了一套有效工具，并就如何使用这些工具提出了建议。此份报告不仅对热泵部署的综合性政策方法进行了概述，还为如何设计最佳的一揽子政策提供了指导。此外，该工具包还配备了一系列的短视频，对工具包中的各个元素进行了简要介绍。

→ [Read More](#)

▲ 全球能源转型指南：电力部门市场结构

批发、零售和本地电力市场的设计和规则影响着系统运营商购买、销售和利用各类电源的时间和方式。随着电力系统要适应更高比例的可变和分布式能源，市场参数正在发生改变，以支持电力的可靠性和可负担性。落基山研究所（RMI）的此份报告通过研究以及对全球专家的采访，描述了电力部门领导人如何利用市场结构，在能源转型的优先事项上取得进展。具体而言，本报告描述了如何利用市场结构促进全球能源转型成功的七个关键成果。它还提供了若干案例研究，以说明整个行业正在做出哪些尝试，并分享从业者的经验。

→ [Read More](#)



▲ 中国耦合 CCUS 制氢机遇

IEA 与中国 21 世纪议程管理中心（ACCA21）合作编写的此份报告，根据国际能源署和中国氢能联盟独立开发的情景，探讨了中国目前氢能和 CCUS 发展现状，并分析到 2060 年中国经济产业各部门对于氢气需求的潜在演变过程。报告还对不同制氢路线的经济性和生命周期排放进行了比较评估，讨论了在部署 CCUS 和氢能方面的潜在协同效应，并阐述了在中国部署 CCUS 耦合制氢所需的融资机制和支持政策。

→ [Read More](#)



☎ 86-10 6587 6175

✉ info@ececpc.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.ececpc.eu

👤 主编：赤洁乔

英文编辑：Helen Farrell

✍ 反馈及投稿：magazine@ececpc.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。