

氢能未来



抓住今日氢能机遇

国际能源署为日本G20准备的报告



翻译

前言

这对氢能来说是关键的一年。它正在全球范围内享有前所未有的发展势头，最终可以走上一条充分发挥其作为清洁能源解决方案的长期潜力的道路。

为了抓住这个机会，政府和企业需要立即采取雄心勃勃的现实行动。我们非常感谢日本政府在G20提出的要求，即国际能源署（IEA）准备这份重要而及时的报告。

我们的研究提供了广泛而独立的氢能评估，其中列出了现在的情况；氢有助于实现清洁，安全和负担得起的能源未来的方式；以及我们如何才能实现其潜力。为了帮助推动发展，我们确定了最有希望的直接机会，为未来提供跳板。

作为世界领先的能源机构，涵盖所有能源和所有技术，IEA的理想地位是帮助制定全球氢能政策。本报告中的严格分析是与政府，工业界和学术界密切合作进行的。

这项关于氢的研究是IEA对全球能源系统采取的综合方法的一部分。上个月，我们发表了一份关于核电在清洁能源系统中的作用的报告。我们还举行各种高级别会议，以强调可持续能源未来所需的关键要素 - 包括本月在都柏林举行的能源效率部长级会议和2019年10月在柏林举行的另一次关于可再生能源系统整合的部长级会议。

我非常希望我们的氢能报告能够为G20国家以及世界各国政府和公司之间的讨论和决策提供信息。我希望这将有助于将氢能的当前势头转化为现实世界的行动，使氢能牢牢地成为一个清洁，安全和负担得起的能源未来的重要推动者。

除本报告外，IEA将继续关注氢能，进一步扩展我们的专业知识，以监测进展并提供有关技术，政策和市场设计的指导。

我们将继续与政府和所有其他利益相关方密切合作，支持您充分利用氢能巨大潜力的努力。

IEA期待一起继续这一旅程。

Dr. Fatih Birol

执行董事

国际能源署



翻译

致谢

本研究由来自IEA所有相关局和办事处的跨机构氢能工作组编写。该研究由TimurGül（能源技术政策司司长）和Dave Turk（战略计划办公室主任）设计和指导。该报告的分析和制作由Simon Bennett和Uwe Remme协调。

主要贡献者是Herib Blanco（运输部门），Pierpaolo Cazzola（运输部门），John Dulac（建筑部门），Hiroyuki Fukui（运输部门），Tae-Yoon Kim（炼油），Zeynep Kurban（输送，配送和储存；政策），Peter Levi（工业应用），Raimund Malischek（氢气供应），Christophe McGlade（输送，配送和储存），Kristine Petrosyan（炼油），Cédric Philibert（氢气供应），Jacob Teter（运输部门）和Jabbe van Leeuwen（项目和产业集群）。其他贡献者包括Thibaut Abergel, Julien Armijo, Araceli Fernandez Pales和Tiffany Vass。Paul Lucchese（氢技术合作计划主席；

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives（CEA）是IEA团队的一员，在整个过程中提供专家意见。Caroline Abettan, Lisa Marie Grenier和Réka Koczka提供了必要的支持。

Edmund Hosker负责编辑。Justin French-Brooks是副本编辑。

该报告得益于IEA内其他专家的宝贵意见和评论，包括Paul Frankl, Peter Fraser, Tim Gould和Julian Prime。还要感谢IEA通信和数字办公室的Tom Allen-Olivar, Jon Custer, Astrid Dumond, Christopher Gully, Jad Mouawad, Isabelle Nonain-Semelin, Robert Stone和Therese Walsh，感谢他们帮助制作报告。

没有日本经济产业省、荷兰经济事务和气候政策部和新西兰商业/创新和就业部提供的支持，这项工作就不可能实现；。

我们特别感谢本报告高级别咨询小组的专业知识和指导，由Noé vanHulst（荷兰经济事务和气候政策部氢能特使）主持。成员包括尊敬的Elisabeth Köstinger（奥地利可持续发展和旅游部长），Ahmad O. Al-Khowaiter，沙特阿美公司首席技术官，Alan Finkel博士（澳大利亚首席科学家，首席科学家办公室），Mikio Kizaki（日本丰田汽车公司首席专业工程师，Rebecca Maserumule博士（南非科学与技术部氢能与能源部总监），Ajay Mathur博士（印度能源与资源研究所所长），Dominique Ristori（欧盟委员会能源总监），Sunita Satyapal博士（美国能源部燃料电池技术办公室主任）和Adnan Shihab-Eldin博士（科威特科学促进基金会总干事，科威特）。

我们感谢2019年2月举行的IEA氢能高级工作室的发言人和与会者的贡献。

来自国际能源机构以外的许多专家提供了意见，对基础分析工作发表了评论并审查了该报告。他们的意见和建议非常有价值。他们包括：

Jørg Aarnes	DNV
Anthy Alexiades	California Air Resources Board
Maria Belen Amunátegui Vallejo	Enagás
Everett Anderson	NEL Hydrogen
Florian Ausfelder	Dechema
Fredrik Bengtson	Norwegian Ministry of Petroleum and Energy
Bart Birbuyck	FCH-JU
Simon Blakey	IHS Markit
Klaus Bonhoff	NOW
Valérie Bouillon-Delporte	Michelin
Chris Bronsdon	Eneus Energy
Tyler Bryant	Fortis BC
Karl Buttiens	Arcelormittal
Jorgo Chatzimarkakis	Hydrogen Europe
Ping Chen	Dalian Institute of Chemical Physics
Jan Cihlar	Navigant
Roberto Cimino	Eni
Elizabeth Connelly	US Department of Energy
Anne-Sophie Corbeau	BP
Paula Coussy	IFP
Mark Crowther	Kiwa Gastek
Jostein Dahl Karlsen	IEA Gas and Oil TCP
Bill David	University of Oxford
Amandine Denis-Ryan	ClimateWorks Australia
Steinar Eikaas	Equinor
Masana Ezawa	Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
Alessandro Faldi	Exxon Mobil
Pierre-Etienne Franc	Air Liquide
Sam French	Johnson Matthey
Katharina Giesecke	Permanent Mission of Austria to the OECD
Florie Gonsolin	CEFIC
Jürgen Guldner	BMW
Manfred Hafner	FEEM
Ilkka Hannula	VTT
David Hart	E4tech
Bernd Heid	McKinsey & Company
Emile Herben	Yara
Caroline Hillegeer	Engie
Katsuhiko Hirose	I2CNER
Lindsay Hitchcock	Natural Resources Canada



Théophile Hordé	Safran Group
Andreas Horn	BASF
Brigitta Huckerstein	BASF
Yuki Ishimoto	The Institute of Applied Energy
Nikolas Iwan	H2 Mobility
Emmanouil Kakaras	Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe
Tim Karlsson	IPHE
Rob Kelly	ClimateWorks Australia
Vanessa Koh	Ministry of Trade and Industry, Singapore
Roland Käppner	Thyssenkrupp
Phillippe Kavafyan	MHI Vestas Offshore Wind
Jonathan Leaver	Unitec Institute of Technology
Ashish Lele	Reliance Industries
Takeshi Matsushita	Mitsubishi Corporation International (Europe)
Alicia Mignone	Ministry of Foreign Affairs, Italy
Jongsoo Mok	Hyundai Motor
Pietro Moretto	Joint Research Centre – European Commission
Takashi Moriya	Honda R&D
Peter Morris	Minerals Council of Australia
Hechem Nadjar	Shell
Motohiko Nishimura	Kawasaki Heavy Industry
Mikael Nordlander	Vattenfall
Eiji Ohira	NEDO
Matt Pellow	EPRI
Joris Proost	Université catholique de Louvain
Danny Pudjianto	Imperial College London
Carlo Raucci	University Maritime Advisory Services
Alison Reeve	Department of the Environment and Energy, Australia
Henk Reimink	World Steel Association
Andrew Renton	Transpower
Martin Robinius	FZ Juelich
Mark Ruth	National Renewable Energy Laboratory
Jacques Saint-Just	H2 Plus
Stanley Santos	Tata Steel Europe
Kazunari Sasaki	Kyushu University
Manfred Schuckert	Daimler
Virginie Schwarz	French Ministry of Ecology, Energy, Sustainable Development and Spatial Planning
Yoshiaki Shibata	The Institute of Energy Economics, Japan
Bunro Shiozawa	SIP
Tristan Smith	University College London
Markus Steinhäusler	Voestalpine
Hideyuki Takagi	National Institute of Advanced Industrial Science and Technology
Peter Taylor	Leeds University

Daniel Teichmann
Denis Thomas
Øystein Ulleberg
Fridtjof Unander
Rita Wadey

Hans-Jörn Weddige
Liu Wei
Brittany Westlake
Ad van Wijk
Juergen Wollschlaeger
Linda Wright
Akira Yabumoto
Makoto Yasui
Cheng Yibu

Rudolf Zauner
Robert Zeller
Christian Zinglarsen

Hydrogenious
Hydrogenics
IFE
Research Council Norway
Department for Business, Energy &
Industrial Strategy, United Kingdom
Thyssenkrupp
China Energy Investment Corporation
EPRI
Delft University of Technology
Heide Refinery
NZ Hydrogen Association
Electric Power Development
Chiyoda
Sinopec Economics and Development
Research Institute
Verbund
Occidental Petroleum
Clean Energy Ministerial



翻
译

目录

执行摘要.....	13
IEA关于扩大氢能的7个关键建议.....	16
第1章：简介.....	17
2019年：氢能前所未有的势头.....	18
有许多相互促进的原因，为什么这个时间氢能可能会有所不同.....	22
政府的关键作用.....	30
氢能和能源：优先项.....	31
参考文献.....	36
第2章：生产氢和氢基产品.....	37
今日氢气生产.....	38
天然气制氢.....	39
水电解制氢.....	42
煤制氢.....	49
生物质制氢.....	51
不同氢生产途径之间的比较.....	52
将氢转化为氢基燃料和易于储存，运输和使用的原料.....	55
参考文献.....	64
第3章：氢的储存，传输和配送.....	67
氢储存.....	69
氢气输送和配送.....	70
输送和储存氢气的总成本.....	81
参考文献.....	85
第4章：氢的现有和潜在的工业用途.....	89
炼油中的氢.....	91
化学工业的氢.....	99
钢铁生产中的氢.....	108
氢气用于高温加热.....	116
参考文献.....	120
第5章：运输，建筑和电力中的氢气机会.....	123
氢作为清洁运输燃料的基础.....	124
氢作为建筑物的热量燃料.....	144
用于发电和蓄电的氢气.....	150
参考文献.....	160
第6章：促进关键价值链发展势头的政策.....	167
IEA分析的主要发现.....	168
近期机会.....	171
1.沿海产业集群：建设清洁氢气枢纽的门户.....	177
2.现有的天然气基础设施：利用可靠的需求.....	182
3.车队，货运和走廊：使燃料电池汽车更具竞争力.....	185
4.第一条航线：启动国际氢贸易.....	188
下一步.....	193
分析师下一步是什么？.....	193
政府和行业的下一步是什么？.....	194
参考文献.....	194
缩写与首字母缩略词.....	197



翻译

图清单

Figure 1.	Global annual demand for hydrogen since 1975.....	18
Figure 2.	Policies directly supporting hydrogen deployment by target application	20
Figure 3.	Government RD&D budgets for hydrogen and fuel cells.....	20
Figure 4.	Capacity of new projects for hydrogen production for energy and climate purposes, by technology and start date	26
Figure 5.	A guide to the hydrogen energy value chain, from supply to end use	29
Figure 6.	Today's hydrogen value chains.....	32
Figure 7.	Potential pathways for producing hydrogen and hydrogen-based products.....	39
Figure 8.	Production process of hydrogen from gas with CCUS.....	40
Figure 9.	Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018.....	42
Figure 10.	Development of electrolyser capacity additions for energy purposes and their average unit size, 1990–2019	45
Figure 11.	Expected reduction in electrolyser CAPEX from the use of multi-stack systems.....	47
Figure 12.	Future levelised cost of hydrogen production by operating hour for different electrolyser investment costs (left) and electricity costs (right).....	47
Figure 13.	Hydrogen costs from electrolysis using grid electricity	48
Figure 14.	Hydrogen costs from hybrid solar PV and onshore wind systems in the long term	49
Figure 15.	Hydrogen production costs in China today	51
Figure 16.	Hydrogen production costs for different technology options, 2030.....	52
Figure 17.	CO ₂ intensity of hydrogen production	53
Figure 18.	Comparison of hydrogen production costs from electricity and natural gas with CCUS in the near term.....	54
Figure 19.	Hydrogen production costs in different parts of the world	55
Figure 20.	Outputs and losses of different pathways for hydrogen-based fuels and feedstocks from electrolytic hydrogen	56
Figure 21.	Number of new projects for making various hydrogen-based fuels and feedstocks from electrolytic hydrogen	57
Figure 22.	Indicative production costs of electricity-based pathways in the near and long term	60
Figure 23.	Synthetic diesel and methane production costs and CO ₂ price penalty needed for competitiveness with fossil diesel and natural gas in the long term.....	62
Figure 24.	Transmission, distribution and storage elements of hydrogen value chains	68
Figure 25.	Tolerance of selected existing elements of the natural gas network to hydrogen blend shares by volume	72
Figure 26.	Current limits on hydrogen blending in natural gas networks	73
Figure 27.	Cost of hydrogen storage and transmission by pipeline and ship, and cost of hydrogen liquefaction and conversion	78
Figure 28.	Cost of hydrogen distribution to a large centralised facility and cost of reconversion to gaseous hydrogen	80
Figure 29.	Full cost of hydrogen delivery to the industrial sector by pipeline or by ship in 2030 for different transmission distances.....	81
Figure 30.	Cost of delivering hydrogen or ammonia produced via electrolysis from Australia to an industrial customer in Japan in 2030.....	82
Figure 31.	Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030	83
Figure 32.	Cost of electrolytic hydrogen imports from North Africa supplied to a hydrogen refuelling station in Europe in 2030	84
Figure 33.	Allowed sulphur content in oil products.....	92
Figure 34.	Sources of hydrogen supply for refineries in selected regions, 2018.....	93
Figure 35.	Hydrogen production costs compared to refining margins, 2018	94
Figure 36.	Future hydrogen demand in oil refining under two different pathways	95
Figure 37.	Hydrogen production costs from natural gas with and without CCUS by region under different carbon prices, 2030	97
Figure 38.	Hydrogen demand for ammonia and methanol production in 2018	100
Figure 39.	Hydrogen demand for primary chemical production for existing applications under current trends....	102
Figure 40.	The implications of cleaner process routes for methanol and ammonia production	105
Figure 41.	Costs and CO ₂ intensities for greenfield ammonia and methanol production in 2018.....	106
Figure 42.	Variation of ammonia and methanol production costs with fuel price in the long-term.....	107
Figure 43.	Hydrogen consumption and production in the iron and steel sector today	109
Figure 44.	Theoretical potential for dedicated hydrogen demand for primary steel production.....	110
Figure 45.	Energy implications of fulfilling hydrogen demand via the DRI-EAF route.....	114
Figure 46.	Estimated costs of steel for selected greenfield production routes in 2018.....	115

Figure 47.	Comparison of cleaner routes for steel production in the long term	116
Figure 48.	Demand for heat in industry under current trends	117
Figure 49.	Economics and future potential in the context of a USD 100/tCO ₂ carbon price	118
Figure 50.	Fuel cell electric cars in circulation, 2017–18	126
Figure 51.	Hydrogen refuelling stations and utilisation, 2018	128
Figure 52.	Road vehicle fleet growth to 2030 under current trends.....	130
Figure 53.	Benchmarking hydrogen refuelling station capital costs as a function of capacity	133
Figure 54.	Total cost of car ownership by powertrain, range and fuel	135
Figure 55.	Break-even fuel cell cost to be competitive with BEV in the long term	136
Figure 56.	Current and future total cost of ownership of fuel/powertrain alternatives in long-haul trucks	137
Figure 57.	Current and future total cost of ownership of fuel/powertrain alternatives in a bulk carrier ship	141
Figure 58.	Break-even carbon price for ammonia to be competitive with fossil fuels	142
Figure 59.	Spread of energy prices, performance and operational costs for gas and electric heating equipment in IEA countries, 2017	147
Figure 60.	Potential hydrogen demand for heating in buildings and spread of competitive energy prices in selected markets, 2030	148
Figure 61.	Development of global stationary fuel cell capacity, 2007–18	153
Figure 62.	Break even for hydrogen CCGT against other flexible power generation options	157
Figure 63.	Levelised electricity generation costs for load balancing from natural gas and hydrogen	158
Figure 64.	Levelised costs of storage as a function of discharge duration	159
Figure 65.	Today's fuel prices in hydrogen-equivalent terms on an energy basis (left) and accounting for the relative efficiencies to provide the same service (right).....	170
Figure 66.	Global distribution of existing refining, steelmaking and chemical cracking plants.....	178
Figure 67.	Cost and emissions intensity of blending hydrogen into the gas network at different blend shares	183
Figure 68.	Routes for hydrogen trading with long-term costs compared to domestic production.	189

框清单

Box 1.	Previous waves of enthusiasm for hydrogen	19
Box 2.	How this report manages uncertainties about present and future costs and potentials	30
Box 3.	Emerging technologies to produce hydrogen	41
Box 4.	Thermal routes for hydrogen production – a case for nuclear?	46
Box 5.	CO ₂ sources for synthetic hydrocarbons.....	58
Box 6.	Production of hydrogen and ammonia from solar and wind in China	62
Box 7.	Advantages and disadvantages of ammonia and LOHCs	75
Box 8.	Can California's Low Carbon Fuel Standard support low-carbon hydrogen?.....	98
Box 9.	Existing and planned low-carbon ammonia and methanol production	103
Box 10.	Projects for low-emissions steel production	111
Box 11.	General challenges facing the use of hydrogen for heat in industry.....	119
Box 12.	Public and private initiatives for hydrogen in road transport.....	129
Box 13.	Policy opportunities for promoting the use of hydrogen in road transport	134
Box 14.	The ENE-FARM programme in Japan	145
Box 15.	Fuel cell technologies for stationary power applications	152
Box 16.	Using fuel cells to provide back-up power and access to electricity	154
Box 17.	Putting low-cost energy resources to higher-value uses	173
Box 18.	Focus on the North Sea region	179
Box 19.	Realising existing government targets would drive down costs by 2030.....	186
Box 20.	Key ongoing hydrogen projects related to hydrogen trade in Asia Pacific	191

表清单

Table 1.	Selected hydrogen-related government announcements since early 2018.....	21
Table 2.	Physical properties of hydrogen	35
Table 3.	Techno-economic characteristics of different electrolyser technologies	44
Table 4.	Summary of hydrogen use in industrial applications and future potential	90
Table 5.	Potential uses of hydrogen and derived products for transport applications	125
Table 6.	Potential routes to use hydrogen for buildings heat supply	144
Table 7.	The global buildings stock and share of gas in heat production in 2017	146
Table 8.	2030 natural gas demand for heat in buildings and indicative theoretical hydrogen demand in selected regions.....	149

Table 9. Role of hydrogen and hydrogen-based products in power generation151

Table 10. Applications for low-carbon hydrogen classified by the theoretical size of the 2030 opportunity and the long-term potential 169

Table 11. Four value chains representing opportunities for scaling up hydrogen in the near term.....172

Table 12. Five key policy categories and examples of cross-cutting policy needs for hydrogen scale-up regardless of the value chains pursued175

Table 13. Hydrogen demand and supply in Asia Pacific from national and regional roadmaps, 2030 190



翻译

执行摘要

是时候利用氢气的潜力，使其在清洁、安全和负担得起的能源未来中发挥关键作用。应G20主席国日本政府的要求，国际能源署（IEA）制作了这份具有里程碑意义的报告，分析氢能的现状，并为其未来发展提供指导。该报告发现，清洁氢能目前正在享受前所未有的政治和商业动力，世界各地的政策和项目数量迅速扩大。它的结论是，现在是时候扩大技术并降低成本，使氢气得到广泛应用。向政府和行业提供的务实和可行的建议将有可能充分利用这种不断增长的势头。

氢能可以帮助解决各种关键的能源挑战。它提供了一系列行业进行脱碳的方法 - 包括长途运输，化学品和钢铁 - 这些行业很难有意义地减少排放。它还可以帮助改善空气质量和加强能源安全。尽管国际气候目标非常雄心勃勃，但全球能源相关的CO₂排放量在2018年达到历史最高水平。室外空气污染仍然是一个紧迫的问题，导致每年约有300万人过早死亡。

氢能具备多样性。目前已有的技术使氢能够以不同的方式生产，储存，移动和使用能源。各种各样的燃料能够生产氢气，包括可再生能源，核能，天然气，煤和石油。它可以通过管道作为气体运输，也可以通过船舶以液体形式运输，就像液化天然气（LNG）一样。它可以转化为电力和甲烷，为家庭和饲料工业提供动力，并转化为汽车，卡车，船舶和飞机的燃料。

氢可以使可再生能源提供更大的贡献。它有可能帮助可再生能源的可变输出，如太阳能光伏发电（PV）和风能，它们可用性并不总是与需求相匹配。氢气是储存可再生能源的主要选择之一，看起来有望成为储存电力的最低成本选择，可在数天，数周甚至数月内储存。氢和氢基燃料可以长距离传输能源 - 从拥有丰富的太阳能和风能资源的地区，如澳大利亚或拉丁美洲，到数千公里以外的能源渴求城市。

过去氢气有一些错误的开始，但这次可能会有所不同。最近太阳能光伏，风能，电池和电动汽车的成功表明，政策和技术创新有能力建立全球清洁能源产业。随着全球能源行业的不断变化，氢气的多功能性吸引了各种政府和企业的强烈兴趣。支持来自政府，包括进口和出口能源以及可再生电力供应商，工业气体生产商，电力和燃气公用事业，汽车制造商，石油和天然气公司，主要工程公司，以及城市。



翻译

对氢的投资有助于促进世界经济体的新技术和工业发展，创造技术性的就业机会。

氢可以更广泛地使用。如今，氢气主要用于炼油和肥料生产。为了对清洁能源转型作出重大贡献，它还需要在目前几乎完全不存在的部门采用，例如运输，建筑和发电。

然而，在全球能源转型中氢能被清洁、广泛地使用还面临着一些挑战：

- **目前，从低碳能源生产氢气的成本很高。**IEA分析发现，由于可再生能源成本下降和氢气生产规模扩大，到2030年可再生能源生产氢气的成本可能下降30%。燃料电池，加氢设备和电解槽（从电和水中产生氢气）都可以从大规模制造中受益。
- **氢能基础设施的发展缓慢，阻碍了广泛采用。**零售氢价在很大程度上取决于加氢站的数量，使用频率以及每天输送的氢气量。解决这个问题可能需要规划和协调，将国家和地方政府，行业和投资聚集在一起。
- **现今的氢气几乎全部来自天然气和煤炭。**氢气已经在全世界范围内规模工业化，但其生产所导致的年度CO₂排放量相当于印度尼西亚和英国的总排放量。在通往清洁能源未来的道路上利用现有规模，既需要从化石燃料的氢气生产中捕获CO₂，也需要从清洁电力中获取更多的氢气。
- **法规目前限制了清洁氢工业的发展。**政府和行业必须共同努力，确保现有法规不是不必要的投资障碍。贸易将受益于运输和储存大量氢气的安全性以及追踪不同氢气供应的环境影响的共同国际标准。



国际能源署已经确定了四个近期的机会，以推动氢气在清洁，广泛使用的道路上不断前进。专注于这些真实世界的跳板可以帮助氢气达到必要的规模，降低成本，降低政府和私营企业的风险。虽然每个机会都有不同的目的，但这四个机会也相互加强。

1. **使工业港成为扩大清洁氢气使用的神经中枢。**今天，大部分使用基于化石燃料的氢气的炼油和化学品生产已经集中在世界各地的沿海工业区，如欧洲北海，北美洲的墨西哥湾沿岸和中国东南部。鼓励这些工厂转向更清洁的氢气生产将降低总体成本。这些大量的氢气供应还可以为港口服务的船舶和卡车提供燃料，并为附近的其他工业设施（如钢铁厂）供电。
2. **以现有基础设施为基础，如数百万公里的天然气管道。**推出清洁氢气，取代仅占国家数量的5%天然气供应将大大增加对氢的需求并降低成本。
3. **通过车队，货运和走廊扩大运输中的氢气。**为高速行驶的汽车，卡车和公共汽车提供动力，以便在热门航线上运送乘客和货物，这可以使燃料电池汽车更具竞争力。
4. **启动氢贸易的第一条国际航线。**可以利用全球液化天然气市场成功增长的经验教训。如果要对全球能源系统产生影响，国际氢贸易需要尽快启动。

国际合作对于加速全球多功能，清洁氢气的发展至关重要。如果政府努力以协调的方式扩大氢气，它可以帮助刺激对工厂和基础设施的投资，从而降低成本并实现知识共享和最佳实践。氢的贸易将受益于共同的国际标准。作为涵盖所有燃料和所有技术的全球能源组织，IEA将继续提供严格的分析和政策建议，以支持国际合作，并有效跟踪未来几年的进展。

作为未来的路线图，我们提供七项重要建议，帮助政府，公司和其他人抓住这个机会，使清洁氢能够实现其长期潜力。



翻
译

IEA关于扩大氢能的7个关键建议

- 1. 在长期能源战略中确立氢的作用。**国家，地区和城市政府可以指导未来的期望。公司也应该有明确的长期目标。主要部门包括炼油，化工，钢铁，货运和长途运输，建筑物以及发电和储存。
- 2. 刺激清洁氢的商业需求。**清洁氢技术是可行的，但成本仍然具有挑战性。需要制定政策，为清洁氢创造可持续的市场，特别是减少以化石燃料为基础的氢的排放，以支持供应商、分销商和用户的投资。通过扩大供应链，这些投资可以推动成本降低，无论是低碳电力还是化石燃料的碳捕获、利用和储存。
- 3. 解决先行者的投资风险。**氢的新应用，以及清洁氢供应和基础设施项目，都处在部署曲线上风险最高的位置。有针对性、有时限的贷款、担保和其他工具可以帮助私营部门投资、学习和分享风险和回报。
- 4. 支持研发以降低成本。**除了规模经济带来的成本削减，研发对降低成本和提高性能也至关重要，包括燃料电池、氢基燃料和电解槽(从水中生产氢的技术)。政府的行动，包括使用公共资金，对制定研究议程、承担风险和吸引私人资本进行创新至关重要。
- 5. 消除不必要的监管障碍，协调标准。**在法规和许可证要求不明确、不适合新用途或各部门和国家之间不一致的情况下，项目开发商面临障碍。分享知识和协调标准是关键，包括设备、安全以及认证来自不同来源的排放。氢能源复杂的供应链意味着政府、企业、社区和公民社会需要定期磋商。
- 6. 参与国际事务并跟踪进展。**需要全面加强国际合作，尤其是在标准、分享良好实践和跨境基础设施方面。需要定期监测和报告氢的生产和使用情况，以便跟踪长期目标的进展情况。
- 7. 重点放在四个关键机遇上，以便在未来10年进一步增强势头。**在现有政策、基础设施和技能的基础上，这些相互支持的机会将有助于扩大基础设施建设，增强投资者信心，降低成本：
 - 充分利用现有的工业港口，把它们变成低成本、低碳氢的集散地。
 - 利用现有的天然气基础设施来刺激新的清洁氢供应。
 - 支持运输车队、货运和走廊，使燃料电池汽车更具竞争力。
 - 建立首条国际氢贸易航线。



翻
译

第1章：简介

氢和能源有着悠久的历史。19世纪，电解水和燃料电池的首次演示引起了工程师们的想象。200多年前，氢被用来为第一台内燃机提供燃料。在18世纪和19世纪，氢气为气球和飞艇提供了升力，并在20世纪60年代推动人类登上月球。氨化肥中的氢(来自化石燃料，早些时候来自电力和水)帮助养活了不断增长的全球人口。自20世纪中期以来，氢就一直是能源行业不可或缺的一部分，当时它在炼油行业的使用已变得司空见惯。

向工业用户供应氢气现在是全球的一项主要业务。自1975年以来，氢的需求已经增长了三倍多，并且还在继续增长(图1)。纯氢的需求大约是每年7000万吨。这种氢几乎完全由化石燃料提供，全球6%的天然气和2%的煤炭用于生产氢¹。因此，氢的生产造成每年约8.3亿吨二氧化碳的排放，相当于印度尼西亚和英国二氧化碳排放量的总和。在能源方面，全球每年对氢的总需求约为3.3亿吨石油当量，超过了德国的一次能源供应。

这些现有的氢市场是建立在它的特性之上的:它轻，可储存，反应性强，单位质量的能量含量高，并且可以很容易地以工业规模生产。今天，人们对在清洁能源系统中广泛使用氢气越来越感兴趣，这在很大程度上取决于两个额外的特性:1)氢气可以在不直接排放空气污染物或温室气体的情况下使用;2)它可以由多种低碳能源制成。它的潜在供应包括可再生电力、生物质和核能的生产。如果将化石燃料的低碳生产与碳捕获、使用和储存(CCUS)²以及化石燃料开采和供应过程中的排放结合起来，也有可能实现低碳生产。

从广义上讲，氢可以通过两种方式为一个弹性的、可持续的能源未来做出贡献：

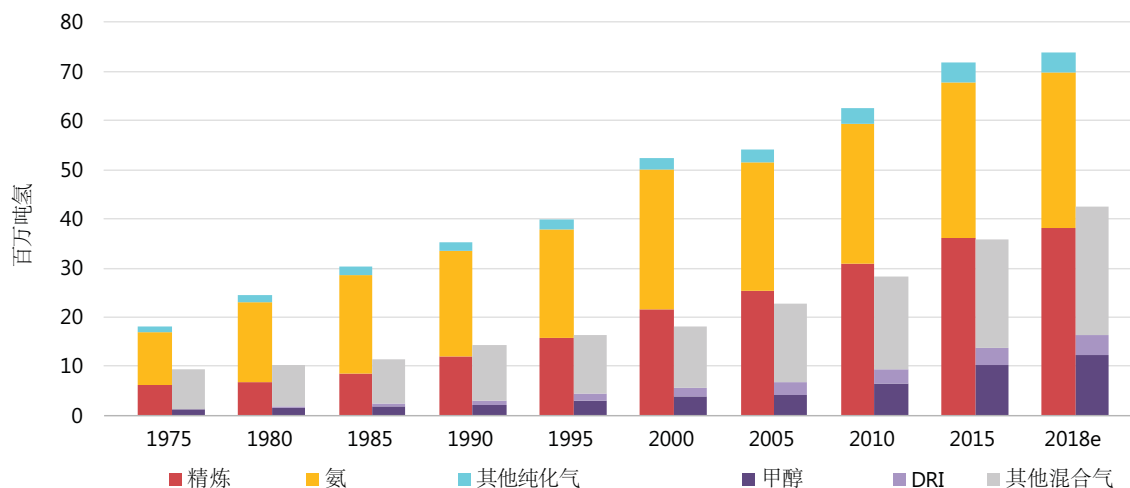
1. 现有的氢应用可以使用替代的、更清洁的生产方法和更多样化的能源产生的氢。
2. 氢可以作为目前燃料和投入的替代品，或作为在这些应用中更多地使用电力的补充，在广泛的新应用中得到使用。在这些情况下——例如在运输、供暖、钢铁生产和电力——氢可以以纯形式使用，或转化为氢基燃料，包括合成甲烷、合成液体燃料、氨和甲醇。

¹ 另外，45 MtH₂/yr用于钢铁和甲醇生产等行业，而无需预先分离氢气和其他气体。

² CCUS一词在本报告中被中性地使用，指的是二氧化碳的捕获(在它可以被排放或直接从空气中排放之前)，然后是永久的地质储存或二氧化碳的使用，从而实现等量的减排——例如通过将化学物质整合到长期使用的材料中。该报告还包括使用二氧化碳作为输入氢燃料和原料，这是一种CCUS与减排效益差别很大与碳的来源及其最终的使用和一般不等同于二氧化碳地质储存。

在这两种情况下，氢都有可能加强和连接能源系统的不同部分。通过生产氢，可再生能源可以用于化学燃料更好的应用。低碳能源可以远距离供应，电力可以储存起来，以满足每周或每月的供需失衡。

图1 1975年以来全球氢年度需求



注：DRI=直接减少铁钢产量。精炼，氨和“其他纯净”代表了对特定应用的需求，这些应用需要氢气，只需要少量的添加剂或污染物。甲醇，DRI和“其他混合”代表了对使用氢气作为气体混合物（例如合成气），燃料或原料的一部分的应用的需求。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

现今大约70 MtH₂/年以纯化形式使用，主要用于炼油和制造肥料的氨；另外45 MtH₂ 在工业中使用而没有事先与其他气体分离

2019: 氢气空前高涨的势头

人们对氢作为一种广泛的低碳能源载体的潜力的兴趣并不新鲜。近几十年来，许多专家研究了从不同来源生产氢、运输和储存氢，以及利用氢提供最终的无排放能源服务的潜力。前两轮对氢的热情主要集中在运输部门的燃料电池的使用上(框1)。今天的新情况是，正在讨论的氢的使用可能性的广度和世界各地对这些可能性的政治热情的深度。在几乎所有地区，氢越来越多地成为主流能源对话的主要内容，不同的国家和公司都认为，氢在未来能源领域具有潜在的价值和广泛的作用。



翻译

框 1. 之前几波对氢能的热情

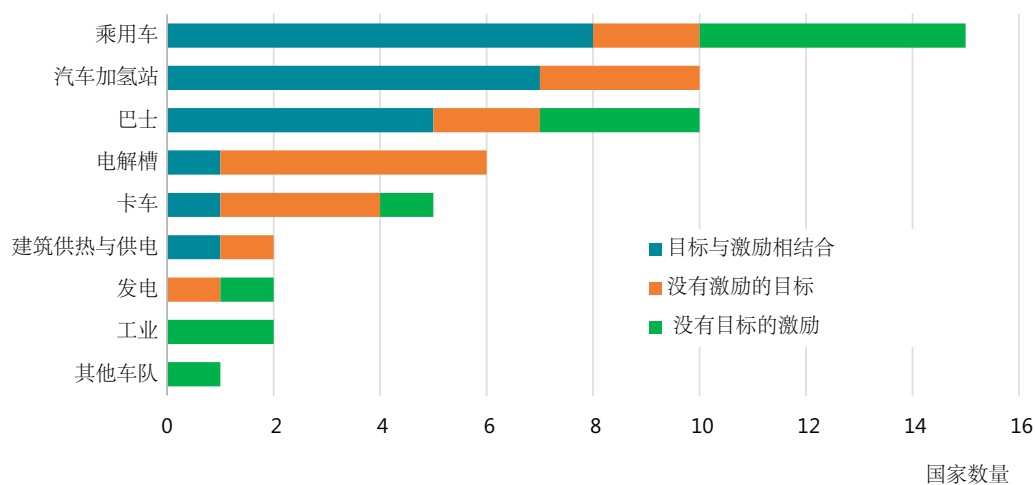
在最近的历史上，人们对氢产生了几波兴趣，但都没有完全转化为持续增长的投资对这些早期时期的简要总结表明，这可能是由于氢的大规模生产高度依赖于石油和天然气价格的高企和不断上涨，而且在很大程度上集中在单一的最终用途行业：交通运输。

- 上世纪70年代，随着油价冲击、石油短缺以及对空气污染和酸雨的关注，人们对氢的兴趣有所上升。预测显示，从长期来看，从煤或核电产生的氢可以在提供能源方面发挥重要作用，特别是在运输方面。《国际氢能杂志》于1976年创刊，1977年设立了国际能源机构氢和燃料电池技术合作方案。随着石油和天然气资源的丰富、油价的回落、核能面临的公众阻力越来越大，以及其他解决空气污染问题的控制措施，人们对氢的潜力的兴趣逐渐减弱。
- 上世纪90年代，对气候变化的担忧促使人们对氢进行了更多的研究，特别关注于碳捕获与封存(CCS)、可再生能源和交通运输。1993年，日本宣布为其基于可再生能源的国际氢贸易长期WE-NET方案的头四年提供45亿日元的资金。欧盟委员会(European Commission)和魁北克的政府公司共拨款约3300万加元，探索一系列储氢和用例，包括国际氢气运输。上世纪90年代，随着燃料电池技术的迅速进步，许多主要汽车制造商在车展上推出了氢动力汽车。但油价在2005年至2005年期间一直保持在低位，抑制了本可以使这些项目更接近主流的支持。
- 到本世纪初，对气候变化的担忧已开始转化为针对交通行业的新政策行动，对石油峰值的担忧重新浮出水面。虽然核能并非普遍受到欢迎，但新一代廉价核电站的希望和水的热分解是许多低氢成本估算的核心。美国于2003年召集了“经济中的氢燃料电池国际伙伴关系”(IPHE)。扩大氢动力汽车的部署在一定程度上受到“鸡生蛋还是蛋生鸡”问题的阻碍，即需要同时开发基础设施和汽车。到2010年，随着石油峰值的回落、气候政策发展力度的不确定性以及纯电动汽车的进展，氢燃料的预期有所下降。纯电动汽车的初始基础设施需求比氢燃料汽车便宜。

今天，支持氢的声音联盟包括可再生能源电力供应商、工业天然气生产商、电力和天然气公用事业公司、汽车制造商、石油和天然气公司、主要工程公司以及世界上大多数最大经济体的政府。它还包括那些使用或可能使用氢作为工业生产原料的人，而不仅仅是能源。2017年成立了国际氢能委员会，将相关的私营企业聚集在一起。其指导小组现在有33名首席执行官和主席级别的成员和21名支持成员。这些有影响力的利益攸关方将共同努力确保项目得到实施和市场得到开发，这一可能性是一个重要迹象，表明氢能现在可能获得未来所需的那种跨部门的承诺支持。

有直接政策支持氢技术投资的国家越来越多，它们的目标行业也越来越多。到2019年年中，全球直接支持氢的目标、任务和政策激励措施的国家总数约为50个(图2)。在20国集团(G20)和欧盟中，有11个国家实施了此类政策，9个国家制定了氢能源的国家路线图。仅在过去一年，许多国家政府就发布了与氢相关的公告(表1)。在过去几年里，各国政府在氢能源研究、开发和示范(RD&D)上的全球支出有所上升，尽管仍低于2008年的峰值(图3)。

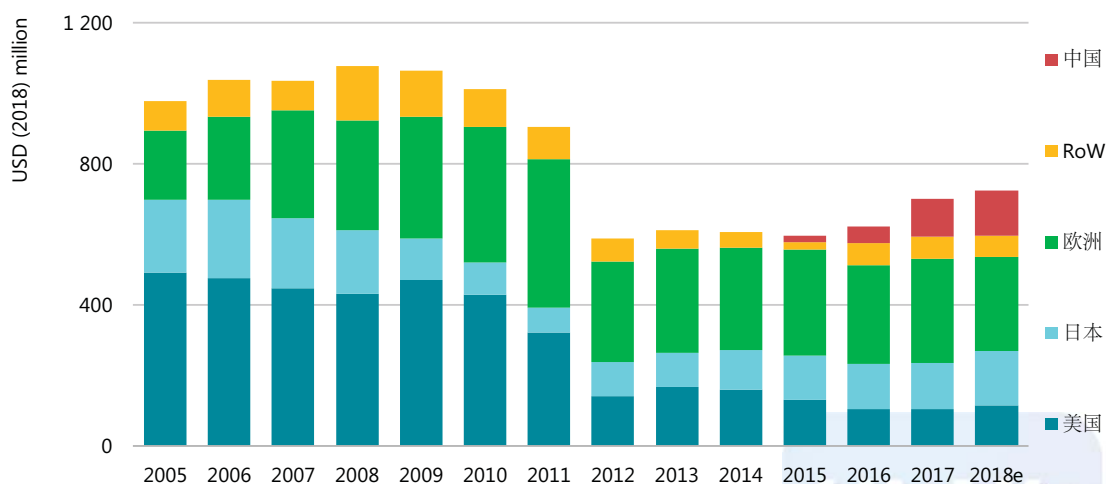
图 2. 通过目标应用直接支持氢气部署政策的国家



注:根据截至2019年5月的现有数据。

Source: IEA analysis and government surveys in collaboration with IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme; IPHE (2019), *Country Updates*.

图 3. 政府对氢燃料电池的研发预算



注:政府支出包括欧盟委员会(European Commission)的资金，但不包括地方政府的资金，而地方政府的资金在一些国家可能相当可观2018e =估计；RoW =世界其他地方。

Source: IEA (2018a), *RD&D Statistics*.



翻译

表 1. 2018年初以来，部分与氢有关的政府公告

国家	2018年初以来的公告和进展
澳大利亚	宣布超过1亿澳元用于支持氢研究和试点项目。发布了由联邦科学与工业研究组织（CSIRO）制作的澳大利亚氢气技术路线图。已成立政府工作组，制定国家氢战略，并于2019年底完成。
奥地利	宣布将在2019年开发基于可再生电力的氢气战略，作为2030年奥地利气候与能源战略的一部分。
比利时	在2018年发布了政府批准的氢气路线图，其具体目标定在2030年和2050年，以及相关的5000万欧元的电力 - 天然气区域投资计划。
巴西	将氢纳入可再生能源和生物燃料的科学、技术和创新计划。2018年主办支持第22届世界氢能大会。
中国	宣布在中国大陆推出纯电动汽车的十个城市计划将在北京、上海和成都等地推广氢运输。宣布武汉将成为中国第一个氢燃料城市，到2025年，武汉将拥有多达100家燃料电池制造商和相关企业，以及多达300个加油站。宣布了到2020年5000辆燃料电池电动汽车(FCEVs)的目标，并再次承诺到2030年实现2015年100万辆FCEVs的目标，以及1000个加油站。免除FCEVs(和纯电动汽车)的车船税。
欧盟	欧盟委员会公布了一项长期脱碳战略，其中包括实现碳中和的氢途径；重新制定《关于促进使用可再生能源的指导意见》，将有来源保证的可再生能源生产的氢纳入2030年可再生能源目标；建立“氢能源网络”，作为欧盟成员国讨论氢问题的平台。28个欧洲国家与大约100家企业、组织和机构签署了林茨宣言“氢倡议”，促进可持续氢技术方面的合作。
法国	公布了一项氢利用计划，并提供了1亿欧元的资金，以及2023年和2028年的工业、交通和可再生能源储存(包括岛屿)低碳氢的目标。
德国	批准再用14亿欧元资助国家氢和燃料电池技术创新项目10年，其中包括向公众可获得的氢燃料加气站、燃料电池汽车和微型热电联产购买提供补贴，另外还有20亿欧元的私人投资。支持了氢动力火车的首次商业化运营，并通过H2mobility项目，支持了该国燃料补给站的最大年度增长。
印度	印度最高法院要求德里探索在城市中使用燃料电池巴士来对抗空气污染，政府还发表了一份6000万INR的呼吁，呼吁政府就氢燃料电池的研究提出建议。
意大利	发布法规，通过提高氢配送的允许压力，加强安全、经济和社会方面的工作，克服部署加氢站的障碍。



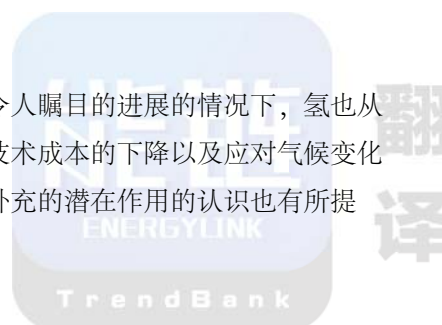
翻
译

国家	2018年初以来的公告和进展
日本	主持了由21个国家和企业代表参加的首届氢能部长级会议，就国际协作达成了东京联合声明。更新了战略路线图，以实施基本的氢战略，包括新的目标，氢和燃料电池的成本和部署，并在发电厂发射氢载体。日本开发银行(Development Bank of Japan)加入了一个由多家公司组成的财团，计划在日本中央政府可再生能源、氢及相关问题部长级理事会(ministry Council on Renewable Energy, hydrogen and Related Issues)的指导下，在2021年前建成80座氢燃料补给站，推出日本H2 Mobility。跨部门战略创新促进计划(SIP)能源载体倡议结束了2014-18年工作计划，并启动了一个绿色氢联盟，以帮助支持下一阶段。
韩国	发布了一份关于2022年和2040年公共汽车、FCEVs和加油站的氢经济路线图，并表达了到2025年将所有商用汽车转向氢的愿景。为加氢站提供财政支持，并放宽许可。宣布将为氢经济制定技术路线图。
荷兰	发布了一份氢路线图，并在荷兰气候协议中加入了一章关于氢的内容。带头召开了比利时、荷兰、卢森堡、法国、德国和奥地利五方能源论坛的第一次会议，以支持在欧洲西北部开展氢合作。
新西兰	与日本签署合作备忘录，共同开发氢项目。开始编制新西兰氢能绿皮书和氢战略。建立一个绿色投资基金来投资企业，包括那些将氢商业化的企业。
挪威	获资助发展一艘氢动力渡轮及一艘沿海航线船只。
沙特阿拉伯	沙特阿拉伯国家石油公司(Saudi Aramco)和Air Products宣布，它们将建造沙特首个氢燃料补给站。
南非	包括燃料电池汽车作为绿色交通战略的一部分，以促进使用燃料电池公共汽车在城市和城市周边地区的国家。
英国	设立两笔2000万英镑的资金，用于低碳氢供应创新和包括Power-to-X在内的大规模储氢创新。发表了一篇关于实现长期热脱碳(包括为建筑物提供氢)选择的证据综述。正在测试英国天然气网络中20%氢气的混合。宣布了由产业战略挑战基金1.7亿英镑公共投资支持的产业集群脱碳任务。
美国	延长和加强奖励地质库区二氧化碳储存的45Q税收优惠，增加奖励二氧化碳转化为其他产品的规定，包括与氢结合。加州修订了低碳燃料标准，要求到2030年更严格地降低碳强度，鼓励发展加气站，并允许CCUS的运营商参与利用低碳氢发电。加州燃料电池伙伴计划提出了到2030年建成1000个氢燃料加气站和1000万辆FCEVs的目标，与中国的目标相匹配。

注:热电联产是指热和电同时生产。

有许多相互强化的原因可以解释为什么这次的氢很可能是不同的

即使在电池和可再生能源等其他低碳能源技术最近取得令人瞩目的进展的情况下，氢也从未像现在这样受到如此多的国际和跨部门的关注。随着技术成本的下降以及应对气候变化和空气污染的雄心壮志的上升，人们对氢作为电力灵活补充的潜在作用的认识也有所提高。



虽然与能源系统的规模相比，今天的投资水平仍然非常低，部署方面的挑战也很重大，但目前的关注水平为政策和私营企业的行动打开了真正的机会之窗。这一积极前景有四个主要原因。

1) 更多地关注氢的深度减排，尤其是在难以减排的领域

制定雄心勃勃的温室气体减排目标的国家数量继续增加，考虑使用低碳氢的行业也随之增加。2015年《巴黎气候变化协定》的195个签署国同意，在本世纪内提高各自的减排努力，使所有部门实现零排放。2018年，政府间气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, 2018)发现，全球人为净二氧化碳排放需要在2050年左右达到零排放，这一路径与全球气温有限上升至1.5°C相一致(IPCC,2018)。欧盟正在考虑将零排放作为2050年的目标，其他国家似乎也可能这么做。

到本世纪中叶将排放量减少到接近零的目标得到越来越多的关注，使解决难以减少的排放源问题的挑战得到了显著缓解。这些排放属于电力目前在最终使用时还不是能源形式的部门和应用领域，直接以电力为基础的解决方案对这些部门和应用来说成本高或存在技术缺陷。今天终端用户最终能源需求的五分之四是含碳燃料，而不是电力。此外，许多化学品和其他产品的原料今天都含有碳，并在加工过程中产生二氧化碳排放。

难以减少的排放物来源包括航空、航运、钢铁生产、化工生产、高温工业热能、长途和长途公路运输，特别是在密集的城市环境或电网外，建筑物的热能。面对低碳选择的成本、它们的基础设施需求、它们对已建立的供应链构成的挑战以及根深蒂固的习惯，这些行业的快速技术转型取得了有限的进展。尽管实现大幅减排需要做出重大的财政和政治承诺，但各国政府和企业越来越意识到，有必要开始制定适当的解决方案。作为一种低碳的化学能源载体，氢是减少这些难以减少的排放的主要选择，因为它可以以类似天然气、石油和煤炭的方式在化学反应中储存、燃烧和结合。从技术上讲，氢也可以被转化为当今燃料的低碳替代品，这对排放量难以减少的行业尤其具有吸引力，尤其是在直接使用生物质和ccu受到限制的情况下。

2) 氢被认为能够为更广泛的政策目标做出贡献

虽然对氢的兴趣继续与气候变化的雄心壮志密切相关，但氢可以为之作出贡献的政策目标已明显扩大。

对于目前直接用电的能源应用，许多地区越来越相信，低碳电力可以以具有成本竞争力的方式供应给电网或非电网社区，从而在不更换燃料的情况下实现这些最终用途的脱碳。然而，实现脱碳电力供应仍然面临重大的经济和技术挑战，特别是在可再生能源输出的可再生能源一体化方面。

氢对能源安全、当地空气污染、经济发展和能源获取的好处现在经常被提到。

氢可以在几个方面支持能源安全。当氢与电力基础设施一起部署时，电力可以被转化为氢再转化回来，或者进一步转化为其他燃料，从而减少最终用户对特定能源的依赖，提高能源供应的弹性。使用CCUS从化石燃料或生物质中生产氢也可以增加能源的多样性，特别是在低碳经济中。如果开发出合适的基础设施，未来各国就有可能通过出口氢和氢基燃料形式的低碳能源，或通过进口氢从抑制价格的竞争中获益，实现经济多元化。拥有高质量制氢资源的国家分布在全球各地，目前许多能源出口国也被赋予了可再生制氢资源。在一个雄心勃勃的低碳背景下，这种氢贸易将有效地使不同地区之间的风能和太阳能贸易和储存克服季节差异。最后，氢可以为各国在一个高度电气化的低碳世界中战略性地储存能源储备提供一种额外的方式。

在能源最终用途中使用氢燃料而不是含碳燃料也可以减少当地的空气污染，改善环境和健康状况。城市空气污染问题及其对健康的影响现在是能源政策决定的主要驱动力，各国政府对减少空气污染和改善空气质量的方法非常感兴趣。当用于汽车和加热设备时，氢不会产生微粒或硫氧化物，也不会增加地面臭氧(Stephens-Romero et al., 2009)。在燃料电池中使用氢时，氢不产生氮氧化物。

发展氢基础设施和技术往往与更广泛的经济发展目标相联系，特别是在能源转型的背景下。氢价值链涉及许多不同类型的技术和制造业。生产、传输和使用氢可能需要化学技术，如碳捕获溶剂或燃料电池膜，以及新的精密工程产品，如储罐或管道材料和燃烧器。各国在这些领域有发展领导能力、技术专长和新工作的余地，特别是在加强现有技能和能力的时候。

虽然一些现有技能和资产的所有者将在低碳情景中看到其价值的下降，但大部分价值可以通过投资于与当前基础设施兼容的低碳解决方案来保存。例如，一些天然气网络运营商正在探索用二氧化碳浓度较低的替代品(包括氢)部分替代天然气的机会。同样，如果氢可以在不搬迁制造业的情况下，以成本效益的方式减少工业排放，这将有助于保留当地的就业岗位。同样，如果CCUS被用于降低化石燃料制氢的二氧化碳浓度，将使一些化石燃料资源得以继续使用。利用现有基础设施、资产和技能的过渡途径可能比其他途径更容易、更便宜。

离网制氢和蓄氢系统的机会来自于电解槽、蓄氢和燃料电池一体化设计的改进。集装箱系统正在开发中，它可以与离网能源供应相配套，为医院等重要设施提供备用电力，并比基于电池的系统储存更长的时间。



翻译

虽然这些系统仍然很昂贵，但在电力需求不大，而且预计短期内不会扩大电网的地方，例如在非洲某些地区，这种离网解决办法可能很有吸引力。在印度，数以百计的燃料电池被用来为电信塔提供不间断的电力。如今，这些系统主要依靠进口的化石基甲醇运行。

3) 氢可以帮助确保目前可再生电力的快速增长继续下去

可再生能源成本的下降是推动氢气潜力上升的力量之一。随着太阳能和风能成本的降低，它们在未来一次能源组合中所占的份额将会上升。在太阳能和风能所占比例很高的情况下，它们输出的可变性带来了挑战。目前，许多国家和地区都制定了雄心勃勃的低碳电力份额目标，南澳大利亚的目标是到2025年实现100%，福岛县的目标是2040年实现，瑞典的目标是2040年实现，加州的目标是2045年实现，丹麦的目标是2050年实现。其他国家也有雄心勃勃的减排目标，指向同一个方向。例如，欧盟的目标是到2050年将排放量在1990年的基础上减少80-95%，这意味着发电几乎完全脱碳，可再生能源多样化水平很高。

由于氢可以储存或在不同的领域使用，将电力转化为氢可以帮助在时间和地理上匹配可变的能源供应和需求，以及抽水蓄能水电、电池和电网升级等替代能源。如果可再生能源发电变得足够廉价和普及，它不仅可以用来提供低碳电力，还可以用来制造低碳氢，在交通、供暖和工业原材料中取代化石燃料，实际上几乎可以用于任何不容易电气化的应用。所有这些都使得氢成为一套能够很好地协同工作的技术之一，在整个能源系统的层面上支持低碳能源的增长。

在这种情况下，成本问题当然非常重要。电力成本是电解氢生产成本中唯一最重要的因素，最近太阳能和风能发电成本的大幅下降，因此降低了可再生能源制氢的实际和预期价格。例如，公用事业规模的太阳能光伏发电(PV)的资本成本比2010年降低了75%，而目前来自陆上风力发电的成本比10年前低了约四分之一。这使得更多的潜在终端用户密切关注可再生氢是否正在成为满足他们需求和减少环境影响的一种有竞争力的方式。最近的投资包括一个利用电解槽生产低碳氢的项目，以取代炼油和化肥生产中以化石燃料为基础的氢的一部分。

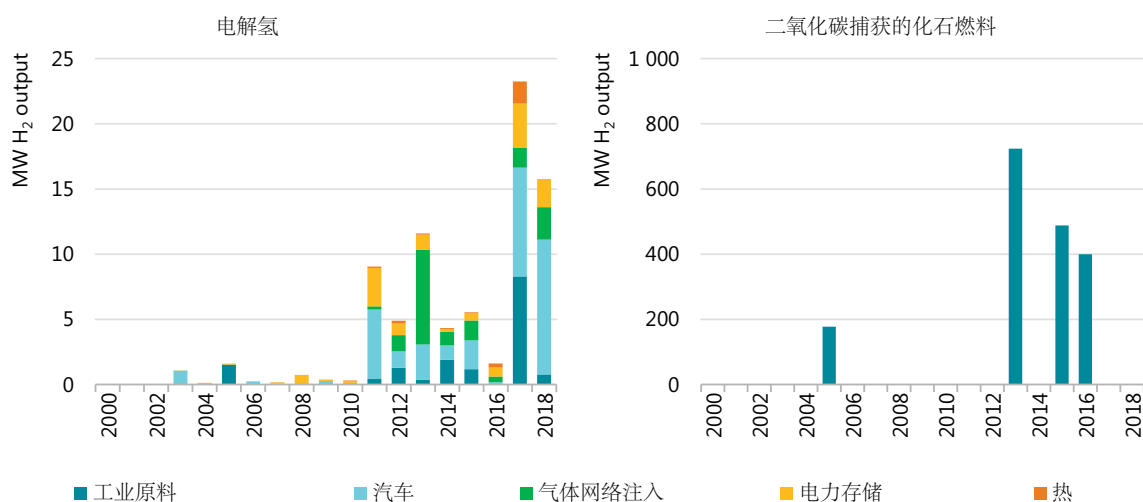
4) 氢可以从开发清洁能源技术的积极经验中受益

本世纪初以来，一些清洁能源技术已成为主要的新兴产业。虽然太阳能光伏和风力涡轮机的部署最初得到了政府直接支持系统和政策的支持，但目前每年对它们的投资为1240亿美元，主要来自私人资本(IEA, 2019)。目前，电动汽车正沿着类似的道路，从政府支持的研究和试点项目转向一个自给自足的行业。这一经验使今天的投资者更加相信，各国政府有意愿和能力帮助开发氢能源。氢能源是一种潜在的清洁能源技术，目前主要依靠政府资助的项目，其方式和规模也类似。

全球大约有**11,200**辆氢动力汽车已经上路，驾驶员可以从市场上的几款汽车中进行选择。由于氢在仓库使用上的特殊优势，目前使用的氢叉车超过2万辆。2015年，当国际能源署发布其氢燃料电池技术路线图时，第一辆商用氢动力FCEV刚刚推出，仅有80个加油站(IEA, 2015)。目前有381个加氢站在运行(AFC TCP, 2018)。目前，日本已安装了约27.5万套天然气燃料电池热电联产系统，据报道，燃料电池的成本约为2015年水平的三分之一(相当于2005年水平的十分之一)。燃料电池的耐用性可达1万小时，据报道，稳定的燃料电池可运行8万小时。

近年来，用于能源和气候目的的氢生产项目激增。自2000年以来，全球大约有230个项目投入运行，将电能转化为氢气，用于一系列能源和气候应用(图4)。2017年和2018年投入使用的水电解槽的资本成本约为每年2000万至3000万美元，与之相关的储罐、加氢基础设施、管道和其他设备的投资推动了项目总投资的进一步增加。在这些项目中，碱性和质子交换膜(PEM)电解槽都是常用的：最近的项目倾向于使用PEM，这可能反映出许多项目都是为低成本技术测试环境，这些技术具有很高的降低成本的潜力。固体氧化物电解槽有望提高效率，也正开始进入这一市场。到目前为止，这些已安装项目的电解槽尺寸都不超过10兆瓦(MWe)(模块为2-4 MWe)，而且通常要小得多。然而，一个20MWe的项目目前正在建设中，几个项目建议超过100MWe的里程碑。一些项目已经证明氢进一步转化为合成甲烷、甲醇、氨和其他氢基燃料和原料。

图 4. 按技术和开始日期，为能源和气候目的生产氢的新项目的能力



Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), World Energy Investment, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

自2000年以来，已有9家工厂开始从以化石燃料为基础的氢生产中收集二氧化碳，用于工业用途，不过预计接下来的此类项目几年内不会启动。在此期间，涡轮机也被开发成100%燃烧氢用CCUS进行煤气化生产。

这些项目大多在北美，但也有法国、日本和阿布扎比的例子。虽然有些企业将捕获的二氧化碳用于工业用途，但大多数企业将其储存在地下，要么通过提高采收率，要么通过专门的地质储存。

虽然大多数这些项目得到了包括研究预算在内的直接公共支持，但它们涉及公共和私营部门的合作伙伴，这些伙伴已证明这些技术是有效的，并对如何管理项目风险和合同方面的考虑有了更多的了解。今天，许多利益攸关方都认为，燃料电池、水电解槽、氢燃料加注和氢涡轮机等技术目前主要是在等待大规模的需求和标准化，而不是进一步的技术发展。燃料电池的成本，特别是，预计将大大受益于大规模生产(第5章)。

但是，仍存在重大挑战

尽管支持氢投资持续增长的因素比以往任何时期都要强大得多，也更协调一致，但仍需要应对重大挑战。克服这些挑战将是启动有利于其他清洁能源技术的氢的良性循环的关键：

- (a) 政策支持和监管改革刺激低风险应用领域的先行者；
- (b) 良好的业绩记录吸引私人资金，使政策能够从直接支助转向以市场为基础的奖励；
- (c) 对部署的高而广泛的期望打开了公共和私人对长期基础设施和制造业的投资；
- (d) 创造一个数十亿美元的市场，通过竞争和创新来刺激降低成本；
- (e) 客户、投资者和供应商相互依赖技术，提供长期稳定。

世界各地的决策者和企业目前正在与广泛的利益攸关方合作，以应对挑战，并降低目前通过上述前两项措施进展缓慢的风险。这些挑战可以分为三类。

挑战 1) 政策和技术的确定性

气候变化的野心仍然是广泛使用清洁氢的唯一最重要的驱动力。各国政府推动低碳能源转型的速度仍是一个重大不确定因素。虽然低碳氢在短期内在某些应用领域具有吸引力，但它的主要优势在于它能够帮助提供非常低的排放途径，并管理非常高水平的可变可再生能源。在长期缺乏对可持续和弹性能源系统的明确、理想的约束性承诺的情况下，对氢技术和基础设施的重大财政承诺就不那么有吸引力了。此外，还需要制定政策框架，在短期内支持低碳氢项目的收入。尽管最近政府开展了一些活动，但大多数国家和地区的政策框架尚未得到充分发展。在一些国家，这反映出缺乏全面的长期能源战略，但也意味着技术的不确定性。

如果没有政府的直接支持，大多数低碳氢的应用都没有成本竞争力。然而，在不同地区从不同来源生产氢的相对成本，以及它们未来将如何竞争，目前还不清楚。这使得人们很难将未来氢的潜在价格与固态电池、抽水蓄能水电、电动汽车、生物燃料和高温热能电气化等替代能源的价格进行比较。这些能源中有许多已经起步，并可能受益于路径依赖。就燃料电池而言，降低成本的速度是一个关键因素，但专家们对燃料电池需求规模、成本和性能改善之间的关系存在分歧。

技术上的不确定性也很明显地体现在关于氢可以远距离运输的方式，以及氢可以以何种形式交付给最终用户的讨论中。

挑战 2) 价值链复杂性和基础设施需求

氢的价值链可以有多种不同的路径(图5)。低碳氢的需求可以来自不同的行业，有很多氢供应和处理的排列可以满足它。此外，在不同的区域和应用中，最具成本竞争力的结果将是不同的。对于每一个可能的价值链，如果要生产氢并交付给准备使用它的最终用户，就需要在规模和时间上同步投资和政策。在整个价值链中建立信任，从而协调投资需要时间，可能还需要新的合同关系。在某些情况下，政府和企业将需要以新的方式跨部门思考和行动，以充分利用氢的灵活性。

管道和输送网络等基础设施对氢等新能源载体尤为重要。虽然氢可以在当地生产，但其储存和配送得益于规模经济。特别是从化石燃料中生产时，其供应集中时更便宜。在公路运输使用氢的情况下，加氢站网络将是广泛采用FCEVs的先决条件，目前基础设施发展的速度是采用FCEVs的一个障碍。在许多国家和地区，政府承诺大规模(必要的)基础设施投资的能力有限:公私合营的投资模式可能有所帮助，但可能会进一步增加复杂性。在某些情况下，这些投资还需要跨国界的协调，这就需要国际间的合作，而这种合作的水平在氢能源领域尚属首次。

挑战 3) 法规、标准和接受度

在世界各地，现有的法规和标准目前限制氢的吸收。某些规定并不明确，或者没有考虑到氢的新用途，也不允许充分利用氢所能提供的好处。他们处理一系列技术但重要的问题，比如如何使用和加压或液化氢，谁能处理氢，氢汽车可以去哪里，税制之间的转换能源载体，二氧化碳可以存储，和多少氢可以出现在天然气管道。如果氢要有机会发挥其潜力，它们就需要更新。

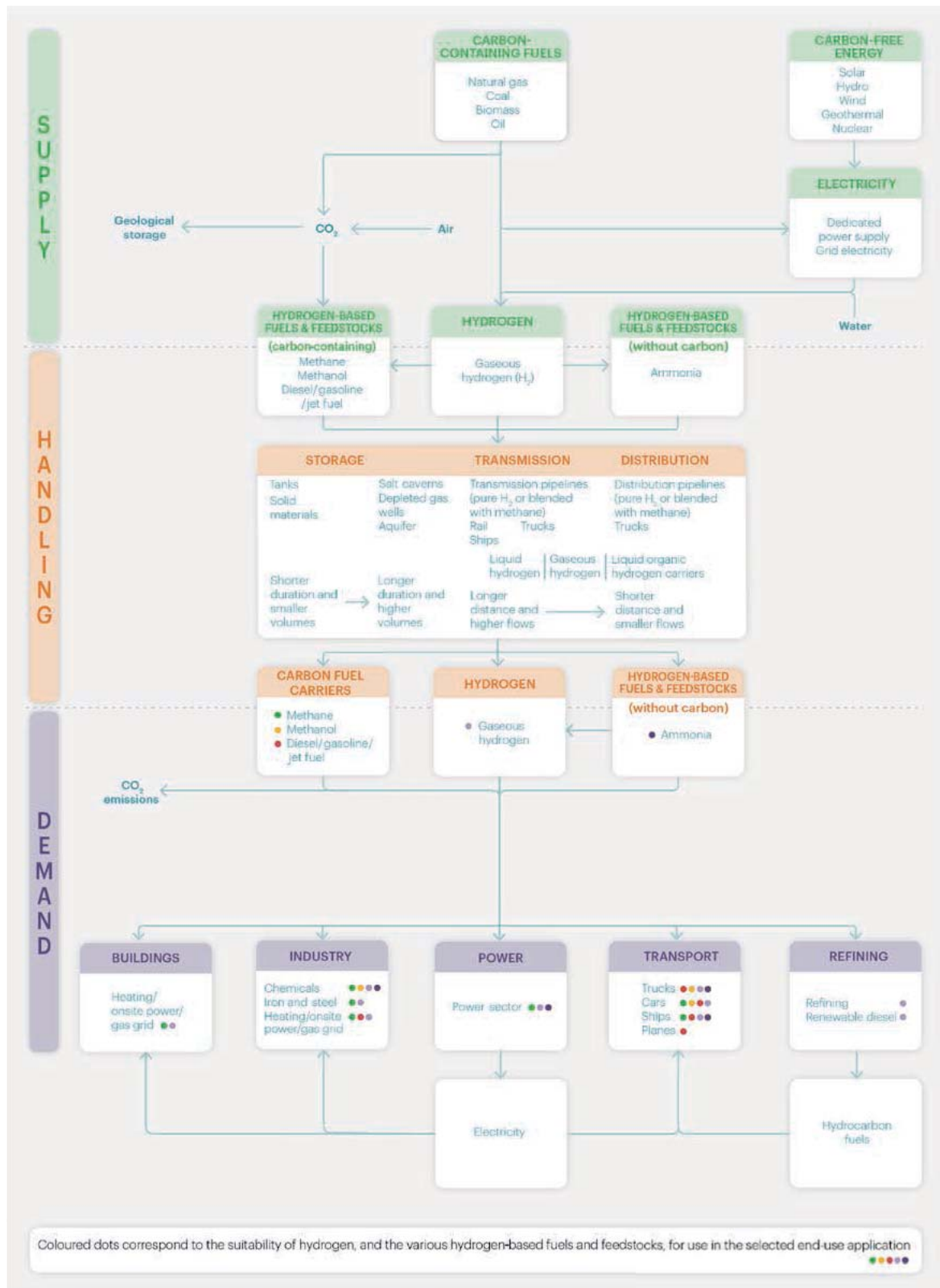
一些重要的标准尚未达成一致，包括氢燃料汽车加油、跨境销售的气体成分、安全措施、许可、材料以及如何衡量生命周期环境影响的标准。在氢的情况下，生命周期影响的问题是一个特别的挑战，因为相同的氢分子可以从具有非常不同的二氧化碳浓度的来源产生并结合起来。与电力不同，氢和氢基燃料可以与化石燃料混合，但最终用户无法识别。供应链上不同氢源的会计准则可能是创建低碳氢市场的基础，需要在国际商定的基础上制定。

氢存在安全风险，前期基础设施成本高，以及化石燃料供应和配送的一些行业动态，尤其是与CCUS合作时。目前还不清楚公民将如何应对氢的哪些方面，也不清楚他们将如何权衡氢的一些应用带来的便利和环境效益，以及氢对长期可持续发展的潜在重要性。



翻
译

图 5. 从供应到最终使用的氢能价值链指南



Source: IEA 2019. All rights reserved.

氢可以从多种来源生产，并用于多种应用，价值链包含不同的供应、处理和需求技术组合。

政府的关键作用

今天对氢的兴趣并没有转化为可持续的开发，反而会导致进一步的失望循环，这种风险是非常现实的。各国政府在避免这一结果和帮助氢实现其潜力方面可发挥核心作用。这就提出了一个问题：在短期内，各国政府应在多大程度上促进低碳氢的采用。政府可能倾向于采取技术中立的方法，让市场来决定采用哪种技术。这种方法通常是明智的，但就氢的问题而言，政府也有强有力的理由采取更有效的方法。事实上，正如前面所述，许多国家的政府已经在这样做了，就像它们以前在各种低碳技术方面所做的那样。本报告旨在协助公营及私营机构的决策者，提供下列资料：

- 第二章至第五章结合氢和能源的关键事实与严格的分析。它们关系到氢的供应(第二章);存储、传输和配送(第三章);包括敏感性在内的前沿分析旨在帮助各国政府将事实纳入背景，并衡量其重要性。这份报告不存在氢部署的新场景,而是概括了当前状态的技术,其未来可能的发展,和他们的经济和政策环境(框2)。进一步研究在全球和地方层面都将被要求通知具体政策,构建在本报告所提供的基础和快速增长的世界各地的证据基础。
- 第六章为政策提供建议，通过最有前景的短期价值链，为未来10年氢的更广泛使用建立一个跳板。报告确定了四个现实世界中相互关联的价值链，为扩大清洁氢的规模和降低成本提供了现实的潜力，并通过强调各国政府应考虑的具体、面向行动的建议得出结论。

目前决策者面临的问题没有简单的答案，但报告发现了几个令人信服的理由，说明为什么政府可能会考虑加大支持低碳氢的努力。各国政府当然要正确地权衡所有有关事实，考虑这些分析，并根据自己的情况得出自己的结论。本报告旨在帮助各国政府的审议和决定提供资料，并为各国政府之间以及各国政府与各公司和其他利益攸关方之间的讨论提供资料。

框 2. 本报告如何处理关于当前和未来成本和潜力的不确定性

本报告的目的是描述氢在未来能源系统中的前景，而是概述技术的现状及其未来可能的发展，并描述其经济和政策背景。鉴于一些相关技术及其竞争对手的不确定性程度，为了对目前和未来进行合理的比较，已经作出了某些假设。

技术成本和性能的参数是基于广泛的文献分析、与专家的对话和同行评审。

报告中数字和图表背后的价值列在报告附件中，可从IEA网站下载。为了便于使用，文本和图中的许多地方都给出了单值或中点。在某些情况下，特别是对于不太成熟的技术，这种方法不能反映该领域可靠专家所引用的各种不同价值的全部。在可能的情况下，强调了与社会和政治逆风和顺风有关的其他考虑，并在国际能源机构网站上提供材料，供读者探讨敏感性分析。

为便于说明，本报告提供了三个不同时期的成本和需求水平的例子：今天（以2018年为基准年）、2030年和长期（2030年后）。在未来一段时间内，燃料价格、需求水平和其他参数是根据国际能源署最近的全球能源系统模型编制工作得出的。参照当前到2030年的趋势，这些趋势符合国际能源署《2018年世界能源展望》（IEA，2018c）的新政策设想。凡提及与《巴黎气候变化协定》目标相适应的路径，均符合国际能源署《2018年世界能源展望》的可持续发展设想。SDS完全符合巴黎协议控股的目标远低于全球平均温度增加 2°C 高于工业化前水平，追求努力限制气温上升到 1.5°C ，以及联合国可持续发展目标的实现普遍获取能源，减少空气污染的严重的健康影响。

氢与能源：引子

今天氢是如何产生和使用的？

该报告指出，目前全球对“纯”氢的需求约为7000万吨(Mt)，“纯”指的是，特定的应用需要的氢只含有少量添加剂或污染物(图6)。这种氢的主要应用是炼油和氨生产，主要用于化肥。作为合成气等混合气体的一部分，作为燃料或原料，对氢的需求还有4500万吨。氢气作为混合气体的一部分主要应用于甲醇生产和钢铁生产。尽管三分之一的氢需求今天是交通部门应用广义上说，在炼油厂和用于汽车燃料的甲醇-纯氢小于0.01百万吨/年(小于0.03百万吨石油当量)是用于FCEVs，其中大部分来自天然气。

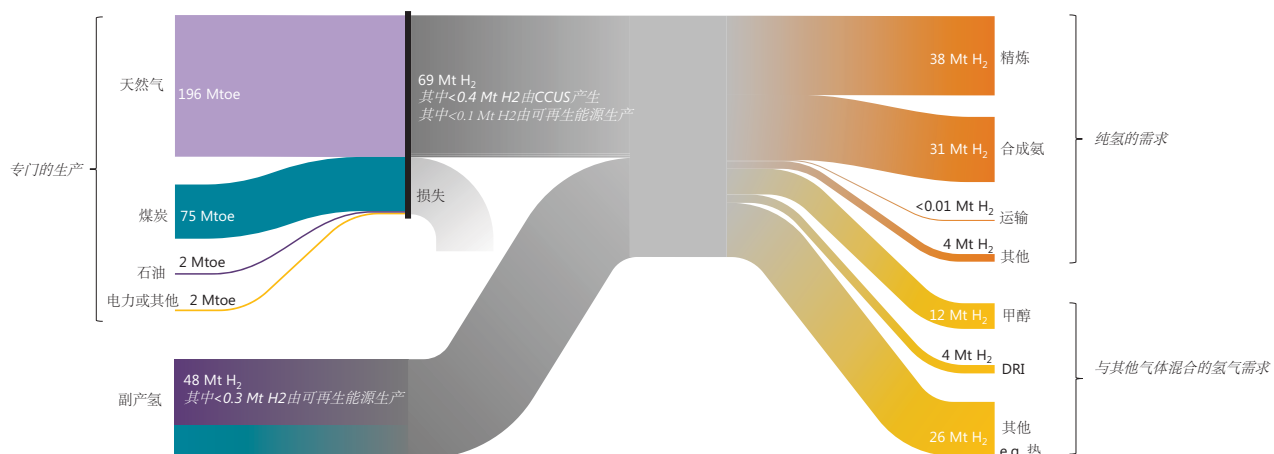
今天生产的氢绝大多数来自化石燃料，其中约60%是在“专用”氢生产设施中生产的，这意味着氢是他们的主要产品。其中大部分来自天然气，虽然有些来自煤炭，还有一小部分来自水电解(一种从水和电中产生氢的过程)。全球供应的三分之一是“副产品”氢，这意味着它来自主要用来生产其他东西的设施和工艺。这种副产品氢通常需要脱水或其他类型的清洁，然后可以发送到各种氢使用过程和设施。目前大多数氢的生产接近其最终用途，使用的是同一国家开采的资源。



翻译

总的来说，目前只有不到0.7%的氢生产来自可再生能源或配备CCUS的化石燃料工厂。目前的氢气生产释放了8.3亿吨二氧化碳/年。一般来说，用低碳氢的替代能源替代专用设施提供的纯氢是最直接的。

图6. 今日氢能价值链



注:其它形式的纯氢需求包括化工、金属、电子和玻璃制造业。对氢和其他气体(如一氧化碳)混合的其他形式的需求包括从钢铁厂产生的热量,产生的气体和蒸汽裂解炉的副产品气体。基于可再生能源的氢生产份额是根据可再生能源在全球发电中的份额计算的。利用CCUS生产的专用氢的比例是根据现有的永久地质储存设施估算的,假设利用率为85%。对各种最终用途的副产品和专用发电的份额作了若干估计,同时假定用于副产品生产的投入能量等于不作进一步分配而生产的氢的能量。所有显示的数字都是对2018年的估计。Sankey图中的线的厚度是根据所描述的流的能量含量来确定的。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

今天的氢工业规模很大,有许多来源和用途。大多数氢是在专用设施中由天然气生产的,而目前可再生能源的份额很小。

第二章提供了更多关于制氢过程和成本的细节。报告得出的结论是,生产成本高度依赖于电力成本和税收、电网费用、天然气价格、CCUS服务的可用性和价格以及电解槽的产能利用率等因素。氢的价格在地区和最终用途之间差别很大(不同的最终用途需要不同的氢气体积、压力和纯度);它也随着氢的运输方式而变化。

作为化学能载体而不是能源意味着什么?

氢不是一种能源,而是一种能量载体,这意味着它的潜在作用与电相似。氢和电都可以通过各种能源和技术生产。两者都是通用的,可以用于许多不同的应用。使用氢或电不会产生温室气体、微粒、硫氧化物或地面臭氧。如果氢在燃料电池中使用,它只会放出水。然而,如果用煤、石油或天然气等化石燃料生产,氢和电在上游都可能产生高浓度的二氧化碳。这一劣势只能通过使用可再生能源或核能作为初始能源投入,或为化石燃料工厂配备CCUS来克服。

氢和电的关键区别在于氢是一种化学能量载体，它不仅由电子而且由分子组成。这一区别支撑了氢在某些情况下可能会胜过电的所有原因(反之亦然)。化学能具有吸引力，因为它可以以一种稳定的方式储存和运输，就像今天的石油、煤炭、生物质和天然气一样。4种分子可以储存很长一段时间，用轮船运输，燃烧产生高温，用于现有的基础设施和围绕化石燃料设计的商业模式。由于氢的分子性质，它还可以与碳和氮等其他元素结合，制成更容易处理的氢基燃料，并可作为工业原料，有助于减少排放。

没有氢，一个以电力为基础的脱碳能源系统将更加以流量为基础。基于流量的能源系统必须与需求和供应进行实时、远距离的匹配，并且容易受到供应中断的影响。化学能源可以为能源经济增加一种以库存为基础的因素，从而对能源系统的恢复力作出重大贡献。

所有的能源载体，包括化石燃料，在每次生产、转换或使用都会遭遇效率损失。以氢为例，这些损失可以通过价值链的不同步骤累积起来。在将电能转化为氢气，运输并储存起来，然后在燃料电池中再将其转化为电能之后，所输送的能量可以低于最初电能输入量的30%。这使得氢比电力或天然气更“昂贵”。它还为在任何价值链中最小化能源载体之间的转换提供了理由。

也就是说，在能源供应不受限制的情况下，只要对二氧化碳排放进行评估，效率就可以在很大程度上成为一个经济学问题，在整个价值链的层面上加以考虑。这一点很重要，因为氢可以在某些应用中以更高的效率使用，而且有可能在不排放温室气体的情况下生产。例如，汽车中的氢燃料电池的效率约为60%，而汽油内燃机的效率约为20%，现代燃煤发电厂的效率约为45%，而电线损耗则占到10%或更多。

氢燃料和氢基燃料以及原料之间有什么区别？

氢可以以其单纯的形式作为能源载体或工业原料。它还可以与其他投入相结合，生产所谓的氢基燃料和原料。以氢为基础的燃料和原料可以用任何来源的氢来生产，无论是电力、生物质还是化石燃料，而且很容易用于发动机、涡轮机和化学过程等应用。它们包括合成甲烷、合成液体燃料和甲醇等衍生产品，所有这些产品都需要碳和氢。它们还包括氨，它可以用作化学原料或潜在的燃料，由氢和氮结合而成。

⁴ 电池也能储存化学能，但不能以分子键的形式储存。在电池中，化学能是一种离子和电子在阴极和阳极上以特别配制的化合物的形式积聚起来的能量；这些往往是稳定性差的复杂化学品。随着时间的推移，电池中的化学能降解得更快。

本报告考虑氢和氢基燃料及原料的生产和使用。它们都能产生对氢的需求，而且它们都能促进能源安全和脱碳，尽管不同的生产路线会有不同的二氧化碳浓度。

Power-to-X是一个常用的术语，用于将电能转换为其他能源载体或化学品，通常通过电解水产生的氢来实现。“X”可以代表任何产生的燃料、化学物质、动力或热量。例如，电制气是指电解氢本身或电解氢与二氧化碳结合产生的合成甲烷。同样，动力转化为液体指的是生产氢基液体燃料。将电解氢集成在一起的氢基燃料有时被称为“电燃料”，或者，在非常特殊的情况下，称为来自太阳能的动力，称为太阳能燃料

为什么有些人谈论黑色、蓝色、棕色、绿色和灰色的氢？

近年来，颜色被用来指代不同的氢生产来源。“黑色”、“灰色”、“棕色”分别指从煤、天然气和褐煤中生产氢气。“蓝色”通常用于从化石燃料中生产氢，CCUS的使用减少了二氧化碳的排放。“绿色”一词是指利用可再生能源生产氢。一般来说，没有确定的颜色氢从生物质，核能或不同品种的电网电力。由于这些生产路线的环境影响可能因能源、地区和所采用的CCUS类型而有很大差异，因此本报告没有使用颜色术语。

这份报告强调了低碳氢的生产路线。这包括来自可再生能源和核电的氢；它还包括利用CCUS从生物质和化石燃料中提取氢，前提是上游排放足够低，二氧化碳捕获应用于所有相关的二氧化碳流，并防止二氧化碳进入大气层。同样的原则也适用于低碳氢基燃料和使用低碳氢和可持续碳源制成的原料。

氢最相关的物理性质是什么？

氢的单位质量能量比天然气或汽油高，是一种有吸引力的运输燃料(表2)。然而，氢是最轻的元素，因此单位体积的能量密度较低。这意味着，与其他燃料相比，更大体积的氢必须被运输，以满足相同的能源需求。例如，可以通过使用更大或更快的管道和更大的储罐来实现这一点。氢可以被压缩、液化，或者转化为能量密度更高的氢基燃料，但这(以及随后的任何再转换)需要一些能量。

⁵ 其他地方也有更广泛的定义，包括使用电力作为输入，但不通过电解氢作为中间体的生物化学过程的电燃料(Ridjan, 2016)。

表 2. 氢的物理性质

属性	氢	对照
密度 (气体)	0.089kg/m ³ (°C, 1 bar)	1/10的天然气
密度 (液体)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6的天然气
沸点	-252.76°C (1 bar)	比LNG低90°C
单位质量能量 (LHV)	120.1 MJ/kg	汽油的3倍
能量密度(环境温度, LHV)	0.01 MJ/L	1/3的天然气
比能量 (液化, LHV)	8.5 MJ/L	LNG的1/3
火焰速度	346 cm/s	8倍甲烷
点火范围	4-77% 空气量按体积计	比甲烷宽6倍
自燃温度	585°C	220°C汽油
点火能量	0.02 MJ	甲烷的1/10

注: cm/s = centimetre per second; kg/m³ = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre.

什么是健康和安全隐患?

与其他能源载体一样，氢在大规模使用时也存在一定的健康和安全隐患。如果风险没有得到良好的沟通和管理，安全隐患和事故可能会减缓甚至预防新能源技术的部署。CCUS就是一个突出的例子，锂离子电池也面临着担忧。另一方面，现有能源产品——汽油、柴油、天然气、电力、煤炭——对消费者的健康和安全隐患影响是熟悉的，而且很少受到质疑，这表明，包括易燃性、假定的致癌性和毒性在内的风险可以管理得令用户满意。

氢气是一种轻分子气体，需要特殊的设备和程序来处理。氢是如此之小，它可以扩散到一些材料中，包括某些类型的钢铁管道，并增加了它们的失效几率。与天然气等大分子相比，它更容易通过密封材料和连接器逸出。第三章讨论了尽管存在这些问题，利用现有天然气基础设施的巨大潜力。

氢气是一种无毒气体，但其火焰速度快、点火范围广、点火能量低，极易燃烧。这部分是由于它的高浮力和扩散率，这导致它迅速消散。它有肉眼看不到的火焰，无色无味，使人们更难发现火灾和泄漏。在工业上使用氢已经有几十年的经验，包括在大型专用配送管道中。在这些场址安全处理的协议已经制定好，它们也存在于特定场址形式的氢燃料补给基础设施。然而，与其他能量载体相比，它们仍然复杂而陌生。能源系统的广泛使用将带来新的挑战。这些问题需要进一步发展，需要减轻公众的任何关切。

能源行业熟悉大多数氢基燃料和原料的健康和安全隐患考虑。唯一的例外是氨和液态有机氢载体(LOHCs, 在第3章中讨论过)，它们只是最近才被认真考虑用于能源系统的潜在用途。氨通常比氢引起更多的健康和安全隐患方面的考虑，而且它的使用可能需要继续仅限于受过专业培训的操作人员。它是剧毒的，易燃的，腐蚀性的，并以气体形式从泄漏处逃逸。然而，与氢不同的是，它有一种刺鼻的气味，使得泄漏更容易被发现。

它也是空气污染的前兆。和氢一样，工业上使用氨也有很长的历史。自19世纪初以来，它一直被用作制冷剂，一个多世纪以来，它还被用于大规模化肥生产。氨通常被储存和运输，包括在远洋油轮中，有时直接注入农业土壤中。甲基环己烷、潜在的候选人LOHC易燃和危险的摄取，及其生产需要甲苯(有毒)，但是作为一个液体，甲基环己烷不危险与气体相比，可以吸入。二苄基甲苯被认为是LOHC的另一种选择，更安全。这两种方法目前都没有得到大规模的处理，除非是在特定的化学设施中，但是在适当的控制下，在管道或船舶上的安全处理被认为不会造成重大的安全问题。

参考文献

- AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Partnership) (2018), *AFC TCP 2018 Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets*, provided to the IEA by AFC TCP.
- Cehade, Z. et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", *International Journal of Hydrogen Energy*, in press.
- GCCSI (Global CCS Institute) (2019), *The Global Carbon Capture and Storage Intelligence Database*, <https://co2re.co/> (accessed 9 April 2019).
- IEA (International Energy Agency) (2019), *World Energy Investment 2019*, Paris, www.iea.org/weo2019/.
- IEA (2018a), *RD&D Statistics*, Paris, www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/ (accessed 5 April 2019).
- IEA (2018b), *World Energy Investment 2018*, Paris, www.iea.org/weo2018/.
- IEA (2018c), *World Energy Outlook 2018*, Paris, www.iea.org/weo2018/.
- IEA (2015), *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*, Paris.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), "Global Warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty", World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) (2019), *Country Updates*, www.iphe.net/ (accessed 8 April 2019).
- Ridjan (2016), "Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: a review", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 112, pp. 3709–20, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.05.117.
- Society of Automotive Engineers of China (2016), *Hydrogen Fuel Cell Vehicle Technology Roadmap* [English Version], Strategy Advisory Committee of the Technology Roadmap for Energy Saving and New Energy Vehicles, www.ihfca.org.cn/file/FCV%20Tech%20Roadmap.pdf.
- Stephens-Romero, S. et al. (2009), "Determining air quality and greenhouse gas impacts of hydrogen infrastructure and fuel cell vehicles", *Environmental Science and Technology*, Vol. 43, Issue 23, pp. 9022–9, <https://doi.org/10.1021/es901515y>.
- World Energy Council (2018), *Hydrogen an Enabler of the Grand Transition*, Future Energy Leaders Hydrogen Taskforce, World Energy Council.

第2章:生产氢及氢基产品

- 目前大约有7000万吨的氢被用于生产，其中76%来自天然气，其余的几乎全部(23%)来自煤炭。每年氢气生产消耗约2050亿立方米天然气(占全球天然气使用量的6%)和1.7亿吨煤炭(占全球煤炭使用量的2%)，煤炭使用集中在中国大陆地区。其结果是，目前全球的氢气生产每年产生8.30亿吨二氧化碳，相当于印度尼西亚和英国每年二氧化碳排放量的总和。
- 电解水目前占全球氢气产量的2%，但电解提供更低碳的氢气还有很大的空间。来自可再生能源的剩余电力成本较低，但产生剩余的时间通常较短。然而，成本下降意味着，在资源条件优越的地区，专门用于生产氢的可再生能源现在可能成为一种可靠的低成本氢资源。如果目前所有的氢生产都是通过电解水(利用水和电来产生氢)来实现的，那么每年的电力需求将达到3600 TWh，比欧盟每年的发电量还要多。需水量将达到6.17亿立方米，占目前全球能源部门耗水量的1.3%；这大约是目前天然气制氢的用水量的两倍。
- 目前，氢生产成本存在巨大的地区差异，它们未来的经济取决于一些因素，这些因素将继续随着地区而变化，包括化石燃料、电力和碳的价格。没有CCUS的天然气目前是世界上大部分地区生产氢气最经济的选择，在中东成本低至1美元/kgH₂。在低碳选择中，电解需要电价为10-40美元/MWh，满载小时为3000 - 6000小时，才能与CCUS天然气相比具有成本竞争力(取决于当地天然气价格)。拥有良好可再生资源或核电站的地区可能会发现电解是一个有吸引力的选择，尤其是如果它们目前依赖于成本相对较高的天然气进口的话。
- 如果没有其他低碳替代品可用，将氢转化为其他氢基燃料可能颇具吸引力，但以目前的价格来看并不划算。将氢转化为氨得益于现有的基础设施和需求;它也不需要碳作为原料。然而，对于电解氢合成液体燃料，20美元/MWh的电力成本转化为60-70美元/桶的成本，而不考虑任何资本支出或二氧化碳原料成本。合成甲烷的当量为10-12美元/MBtu。为了缩小合成碳氢化合物和化石燃料之间的成本差距，需要制定碳定价或类似的政策。

氢可以通过一系列的能源和技术来生产。今天，全球的氢生产主要是由化石燃料的使用决定的。电解氢——即由水和电产生的氢——只起很小的作用(尽管在20世纪20年代至60年代，电解氢是工业氢的主要来源，使用水力发电，后来被天然气取代)。随着可再生能源(特别是太阳能光伏和风能)成本的下降，目前人们对生产氢的电解水越来越感兴趣，并对进一步将氢转化为氢基燃料或原料，例如合成碳氢化合物和氨的可能性也越来越感兴趣，因为这些原料比氢更适合现有的基础设施。

本章探讨了制造氢和氢产品的各种方法。它首先分析了现有的氢的来源和生产方法。然后考虑氢生产的关键来源，依次从技术选择和成本方面考虑天然气、水电、煤炭和生物质。然后，本章概述了将氢转化为比氢更容易储存、运输和使用的燃料和原料的范围。

今天的氢气生产

氢可以从化石燃料和生物质能中提取，也可以从水中提取，也可以从两者的混合中提取(图7)。目前，氢的生产大约需要2.75亿吨石油当量的能源(占全球一次能源总需求的2%)。天然气目前是氢生产的主要来源，使用天然气的蒸汽甲烷转化炉是氨气、甲醇工业和炼油厂专用氢生产的主力。天然气约占全球每年约7000万吨氢(MtH₂)专用氢气产量的四分之三，使用约2050亿立方米(bcm)天然气(占全球天然气使用量的6%)。煤炭紧随其后，因为其在中国的主导地位：据估计，煤炭占全球专用氢产量的23%，使用1.7亿吨煤炭(占全球煤炭使用量的2%)。石油和电力占专用生产的其余部分。

对天然气和煤炭的依赖意味着，今天的氢生产产生了大量的二氧化碳排放：每吨天然气产生10吨二氧化碳(tCO₂/tH₂)，⁶石油产品产生12吨二氧化碳/tH₂，煤炭产生19吨二氧化碳/tH₂。这导致总二氧化碳排放量约为8.3亿吨二氧化碳/年，相当于印度尼西亚和英国二氧化碳排放量的总和。大部分的二氧化碳被排放到大气中，尽管在氨/尿素工厂中，来自蒸汽甲烷重整(SMR)的高浓度二氧化碳流(每年约1.3亿万吨二氧化碳)被捕获并用于尿素肥料的生产。⁷

重整是从天然气中生产氢的最普遍的方法。有三种方法：蒸汽重整(使用水作为氧化剂和氢的来源)，部分氧化(使用空气中的氧气作为氧化剂)，或两者的结合称为自热重整(ATR)⁸。蒸汽重整用于从天然气中提取氢气，而从液化石油气和石脑油中提取氢气的频率要低得多。

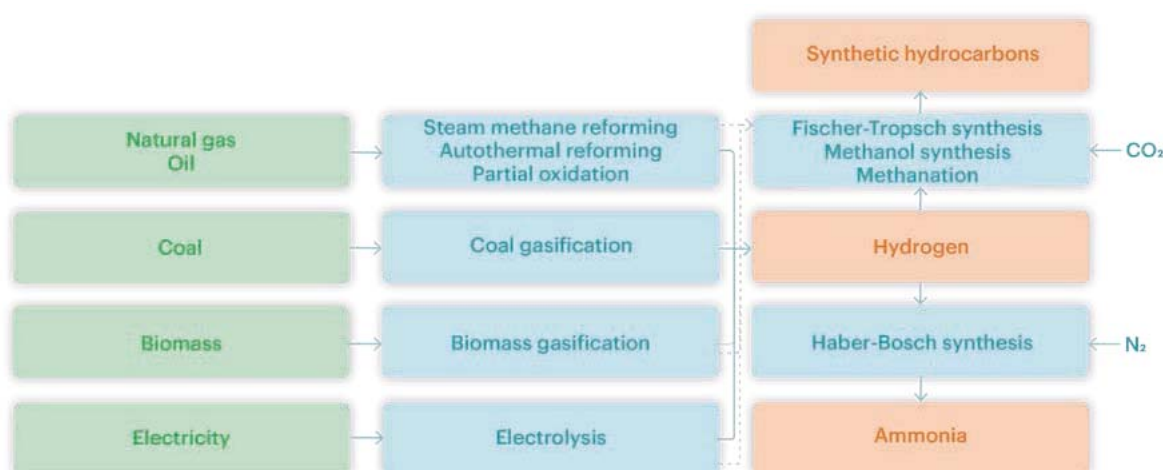
⁶ 在比较不同的制氢路线时，考虑天然气生产、加工和运输过程中的逸散排放是很重要的，因为它们在二氧化碳减排潜力中占很大比例(Tlili et al., 2019)。

⁷ 然而，当农民将化肥施用到土壤中时，尿素肥料中所含的碳又以二氧化碳的形式释放出来。

⁸ 蒸汽重整需要热量(吸热)，而部分氧化释放热量(放热)。ATR使用空气和水作为氧化剂，所以它不需要或释放热量。

采用部分氧化法从重油和煤中提取氢。在所有的情况下，合成气体主要由一氧化碳和氢气组成，然后转化为氢气和二氧化碳，如果纯氢是主要产品。其他过程包括气化(将煤或生物质等原料转化为合成气，然后转化为氢和二氧化碳)和电解(将水分解为氢和氧产生氢)。虽然电解在很长一段时间内已经为人所知，但在今天的氢总产量中只占很小的比例，主要在氯碱工业中，氢是氯碱工业的副产品。

图 7. 生产氢和氢基产品的潜在途径



注：N₂ = 氮气。虚线表示含氢合成气(氢和一氧化碳的混合物)从碳氢化合物燃料中流出，进一步转化为其他合成碳氢化合物，如煤制油或气制油。虽然不是在本章所讨论的，这直接转换路线通过合成碳氢化合物气体到其他合成碳氢化合物可能是更有利的排放(尤其是加上CCUS)或成本与生产纯氢气从碳氢化合物，然后再结合氢和二氧化碳合成碳氢化合物的生产，特别是二氧化碳输入化石产地。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

生产氢的方法多种多样，其中SMR、煤气化和水电解法是目前最普遍的方法。

天然气制氢

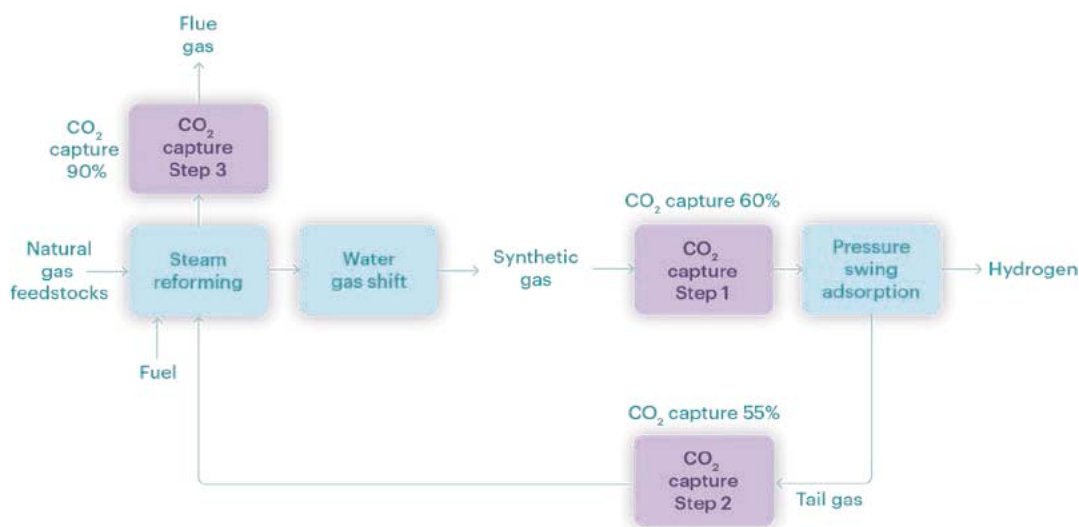
SMR是从天然气中大规模生产氢气的最广泛的技术，尽管ATR也在使用。SMR中的天然气既是燃料又是原料(与水一起)。通常有30-40%的二氧化碳被燃烧来为这个过程提供燃料，从而产生“稀释”的二氧化碳流，而剩下的则被这个过程分解成氢气和更浓的“过程”二氧化碳。在短期内，SMR仍将是大规模制氢的主导技术，因为它具有良好的经济效益，而且目前有大量的SMR装置在运行。

低碳氢的技术选择

CCUS可同时用于SMR和ATR制氢。在SMR工厂中使用CCUS，如果同时应用于流程和能源排放流，可以将碳排放量减少90%。目前已有几家SMR-CCUS工厂投产，产量约为0.5 MtH₂/年。

有几种方法可以在SMR工厂捕获二氧化碳。二氧化碳可以从高压合成气流中分离出来，减少排放量高达60%(图8)。根据欧洲目前的天然气价格，每吨二氧化碳(tCO₂)的商业工厂(即氨生产不与氨或甲醇生产相结合的工厂)的成本通常在53美元左右。二氧化碳也可以从较稀的炉内烟气中捕获。这可以将总体减排水平提高到90%或以上，但也会使商业工厂的成本增加到80美元/tCO₂左右，而合成氨/尿素和甲醇工厂的成本增加到90-115美元/tCO₂，而合成氨/尿素和甲醇工厂的CO₂流稀释程度更高(见IEAGHG, 2017a和2017b)。

图 8. CCUS制氢工艺



Source: IEAGHG (2017a), "Reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS".

CCUS对今天运行的大型SMR机群的脱碳至关重要。

ATR是一种替代技术，在这种技术中，所需要的热量是在转化炉本身产生的。这意味着所有的二氧化碳都是在反应堆内产生的，这使得二氧化碳回收率高于SMR。ATR还允许以比SMR更低的成本捕获排放，因为排放更集中。许多研究表明，捕获率超过90%的SMR的成本高于同等ATR系统(H21, 2018)。全球大部分氨和甲醇生产已经将SMR技术与ATR技术相结合，英国宣布的HyNet和H21项目计划将ATR技术与CCUS联合使用，而不是SMR技术。使用天然气生产氢气的其他选择是存在的，但今天仍然只是在示范或实验室规模(框3)。



翻译

框 3. 生产氢的新兴技术

甲烷裂解为从天然气中生产氢提供了一种潜在的新方法。自20世纪90年代以来，各种技术得到了发展。主要技术以交流三相等离子体为基础，以甲烷为原料，电力为能源。它产生氢和固体碳，但没有二氧化碳排放(Fulcheri, 2018)。

甲烷裂解需要高温等离子体，而巨大的热损失降低了它的效率优势，但对于同样数量的氢气，它使用的电力比电解少三到五倍。它有非常低的二氧化碳形成和创造固态碳的形式的炭黑。它需要更多的天然气，而不是电解，但可以通过销售用于橡胶、轮胎、打印机和塑料的炭黑，创造额外的收入流。美国公司Monolith Materials在加州运营着一个甲烷裂解试点工厂，并正在内布拉斯加州建设一座工业工厂；内布拉斯加州电厂最终将使用低碳电力，并向内布拉斯加州公共电力区出售氢气。该地区计划将一座125兆瓦的燃煤电厂改造成燃烧氢气而非煤炭的发电厂。虽然总效率将低于直接在发电厂使用天然气，但将避免天然气燃烧产生的排放，氢气将有效地成为电网输入电力的“储存”。

未来5年，全球对炭黑的需求预计将从1200万吨增加到1600万吨，使用现有技术，这将产生大量的二氧化碳排放。通过甲烷裂解生产低于5 MtH₂/yr的氢，可以替代所有这些需求，并避免这些排放。其他奇特形式的固体碳——碳纳米管、碳纤维、石墨烯——的市场规模比炭黑小一到两个数量级，但随着电池或碳增强混凝土的扩张，它们可能会迅速增长(Dagle et al., 2017)。其他固体碳市场可能提供其他选择(Hanson, 2018)。

同时，SMR的替代工艺设计也在探索之中。虽然仍然需要天然气作为原料，但其他能源可以用来产生必要的蒸汽，这可以促进更集中的“过程”二氧化碳流的捕获。电力是生产必要高温蒸汽的潜在候选(Bazzanella和Ausfelder, 2017)，而集中太阳能热可以用于拥有合适太阳能资源的地区。

如果更高的太阳能浓度可以产生800 - 1000 °C左右的温度，那么太阳能就可以直接将水分解成氢气和氧气，而不需要储存天然气和二氧化碳。然而，提高太阳能浓度水平的技术仍处于实验室规模。

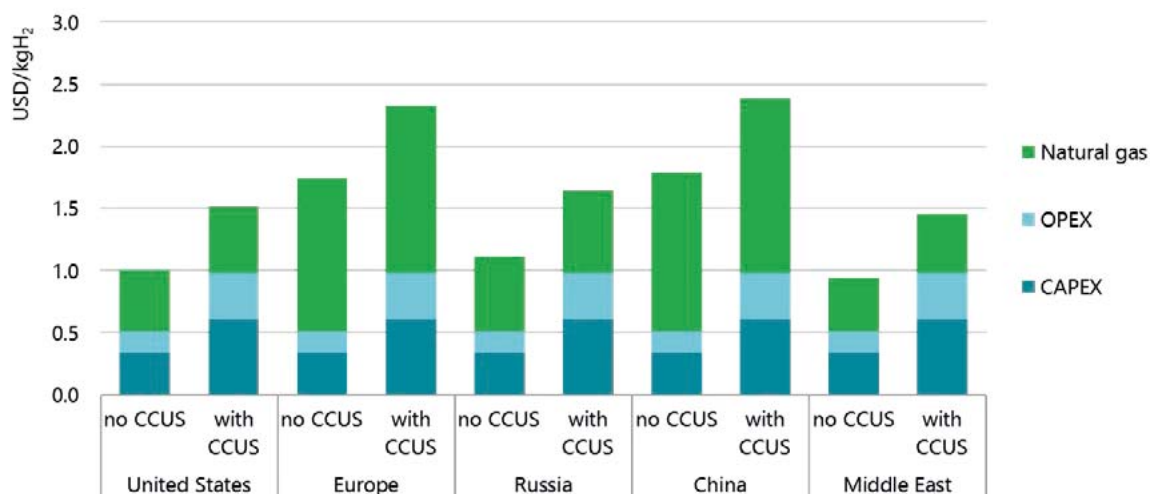
Sources: Fulcheri (2018), "Direct decarbonization of methane by thermal plasma for the co-production of hydrogen and carbon nanostructures"; Dagle et al. (2017), "An overview of natural gas conversion technologies for co-production of hydrogen and value-added solid carbon products"; Bazzanella and Ausfelder (2017), "Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry"; and personal communication with Rob Hanson, 2018.

天然气制氢的成本

天然气制氢成本受多种技术经济因素的影响，其中天然气价格和资本支出(CAPEX)是最重要的两个因素。

燃料成本是所有区域中最大的成本组成部分，占生产成本的45%至75%(图9)。中东、俄罗斯联邦和北美的天然气价格较低，导致一些氢生产成本最低。日本、韩国、中国和印度等天然气进口国不得不对更高的天然气进口价格，这导致氢气生产成本上升。

图 9. 2018年不同地区天然气制氢成本



Notes: kgH₂ = 每公斤氢气; OPEX = 运营支出. CAPEX=资本支出 in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900每千瓦hydrogen (kW_{H₂}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H₂}, 由于地区差异, 其范围有所不同. 气价 = USD 3–11 每百万英国热量单位 (MBtu) 取决于地区. 有关基本假设的更多资料载于www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

低成本天然气的可用性是决定SMR制氢成本的关键因素。

在SMR工厂中添加CCUS平均会导致资本支出增加约50%，燃料成本增加约10%，具体数额取决于设计。由于二氧化碳的运输和储存成本，这还导致平均运营成本增加一倍。然而，在最有发展前景的地区，采用CCUS的SMR制氢成本在1.4-1.5美元/kgH₂之间，是成本最低的低碳制氢路线之一。(与其他生产技术进行比较)。

电解水制氢

电解水是一种将水分解成氢和氧的电化学过程。目前，全球只有不到0.1%的专用氢生产来自电解水，通过这种方法生产的氢主要用于需要高纯度氢的市场(例如，电子产品和多晶硅)。

除了通过电解水产生氢气外，全球约2%的氢气是氯碱电解生产氯和烧碱的副产品。

随着可再生能源发电成本的下降，特别是太阳能光伏和风能发电成本的下降，人们对电解氢的兴趣越来越大(第4章)，近年来已经有了几个示范项目。当今电解槽系统的效率取决于工艺类型和负载因素，在60%到81%之间。今天所有的氢产量(690MtH₂)都来自电力，这将导致3600太瓦时(TWh)的电力需求，超过欧盟每年的总发电量。

电解需要水和电。生产1 kgH₂大约需要9升水，产生8公斤氧气作为副产品，这些副产品可用于较小规模的卫生保健部门或较大规模的工业用途。如果所有今天的专用制氢约70 MtH₂被电解生产，这将导致6.17亿立方米的水需求(m³)，这相当于目前全球能源部门耗水量的1.3%(IEA,2016)，或者大约是SMR目前氢气耗水量的两倍(SMR耗水量为3.45亿立方米，产氢量为52 MtH₂)。

在水资源紧张的地区，获取淡水可能是一个问题。在沿海地区，使用海水可能成为一种选择。使用反渗透海水淡化需要3-4千瓦时/立方米的电力需求，成本约为0.7-2.5美元/立方米的水(Tractebel, 2018;卡尔德拉等, 2018)。这对电解水的总成本影响很小，使制氢总成本增加0.01-0.02美元/kgH₂。目前，电解过程中直接使用海水会导致腐蚀破坏和氯的产生，但未来如何使电解过程中更容易使用海水还有待研究。

技术方案

目前存在三种主要的电解槽技术:碱性电解槽、质子交换膜(PEM)电解和固体氧化物电解池(SOECs)。表3总结了它们的主要技术和经济特点。

碱性电解槽是一项成熟的工业技术。自20世纪20年代以来，它一直被使用，特别是用于化肥和氯气工业的氢生产。碱性电解槽的操作范围从最小负荷10%到最大设计容量。上个世纪，在水力资源丰富的国家(加拿大、埃及、印度、挪威和津巴布韦)建造了几座碱性电解槽，其发电能力可达165MWe。尽管在20世纪70年代天然气和蒸汽甲烷重整制氢开始时，几乎所有的反应堆都已退役。由于避免使用昂贵的材料，碱性电解槽的特点是相对于其他电解槽技术的资本成本较低。

PEM电解槽系统于20世纪60年代由通用电气公司首次引入，以克服碱性电解槽的一些操作缺陷。他们使用纯水作为电解质溶液，因此避免了氢氧化钾电解质溶液的回收和循环，这是碱性电解槽所必需的。它们相对较小，这使得它们比密集城市地区的碱性电解槽更具吸引力。

⁹ For comparison, SMR without CCUS requires around 7 litres of raw water per kgH₂ (IEAGHG, 2017b).

他们能够生产高度压缩的氢，用于分散生产和燃料补给站的储存（30-60巴，没有额外的压缩机，某些系统最高可达100-200巴，而碱性电解槽为1-30巴）并提供灵活的操作，包括提供频率储备等网格服务的能力。他们的工作范围可以从零负荷到160%的设计能力(所以有可能超负荷电解槽一段时间，如果工厂和电力电子设备已相应地设计)。然而，与此相反，它们需要昂贵的电极催化剂(铂、铱)和膜材料，而且它们的寿命目前比碱性电解槽短。目前，它们的总成本高于碱性电解槽，而且应用范围较窄。

固体氧化物（SOECs）是最不发达的电解技术。尽管个别公司目前正打算将它们推向市场，但它们尚未商业化。SOEC采用陶瓷作为电解质，材料成本低。它们在高温下工作，具有很高的电气效率。因为他们使用蒸汽进行电解，所以他们需要热源。如果所产生的氢用于合成碳氢化合物(动力-液体和动力-气体)的生产，这些合成过程(如费歇尔-托普希合成、甲烷化)产生的余热可以回收，产生蒸汽，用于进一步的SOEC电解。核电站、太阳热能或地热系统也可以作为高温电解的热源(框4)。

与碱性电解槽和PEM电解槽不同，SOEC电解槽可以作为燃料电池反向运行，将氢转化为电能，这意味着它可以结合储氢设施为电网提供平衡服务。这将提高设备的整体利用率。也可以使用SOEC电解槽来同时电解蒸汽和二氧化碳，产生气体混合物(一氧化碳和氢气)，然后转化为合成燃料。对于那些开发SOEC电解槽的人来说，一个关键的挑战是解决由于高温操作导致材料降解问题。

表 3. 不同电解槽技术的技术经济特性

	碱性电解槽			PEM 电解槽			SOEC 电解槽		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
电效率 (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
工作压力 (bar)	1-30			30-80			1		
工作温度 (°C)	60-80			50-80			650 - 1 000		
堆栈寿命 (运行时间)	60 000 -	90 000 -	100 000 -	30 000 -	60 000 -	100 000 -	10 000 -	40 000 -	75 000 -
	90 000	100 000	150 000	90 000	90 000	150 000	30 000	60 000	100 000
负载范围 (% 相对于额定负载)	10-110			0-160			20-100		
工厂足迹 (m ² /kW _e)	0.095			0.048					

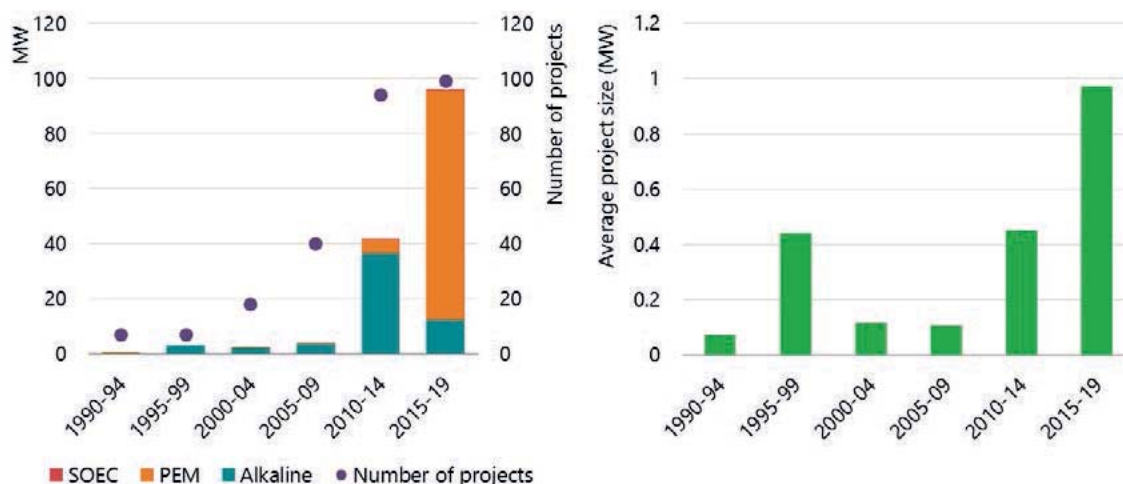
	碱性电解槽			PEM 电解槽			SOEC 电解槽		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
电效率(% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
资本支出 (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Notes: LHV = 低发热值; m^2/kW_e = 平方米每千瓦电. 没有对未来的工作压力、温度或负载范围特性做出预测. 对SOEC来说, 电力效率不包括产生蒸汽的能量. 资本支出代表系统成本, 包括电力电子、气体调节和平衡装置; 资本支出范围反映了不同的系统规模和未来估计的不确定性.

Sources: Buttler and Spliethoff (2018), "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review"; Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*; NOW (2018), *Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*; Schmidt et al. (2017), "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study"; FCH JU (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union, Final Report*; Element Energy (2018), "Hydrogen supply chain evidence base".

过去10年, 旨在从水中生产氢的电解装置数量有所增加, PEM技术在这一市场上取得了重大进展. 从地理位置上看, 大多数项目都在欧洲, 不过也有一些项目在澳大利亚、中国和美洲启动或宣布. 近年来, 这些额外的电解槽的平均单位尺寸从2000-09年的0.1MWe增加到2015-19年的1.0MWe, 这表明从小型试点和示范项目向商业规模应用的转变. 这应该开始创造规模经济, 这将有助于降低资本成本和扩大电解槽行业的供应链(图10). 几个正在开发的项目电解槽尺寸在10MWe以上, 一些电解槽尺寸在100 MWe以上的项目正在讨论中.

图 10. 1990-2019年为能源目的增加电解槽容量及其平均单位尺寸的发展



注:容量增加是指已安装的容量增加, 并在指定的5年内累积。

Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), *World Energy Investment*, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

近年来, 用于能源目的的全球电解槽容量增加一直在迅速增长, 安装规模也在不断扩大, 通过规模经济和学习效果降低了成本。

框 4. 生产氢的热路线——核能的例子?

在生产氢的过程中，热可以以各种方式使用。蒸汽甲烷重整过程中需要蒸汽形式的热。电解水的电耗可以通过不电解液态水而电解蒸汽来降低，从而将电解所需能量的一部分从电能转移到热能。SOEC就是这种高温电解的一个例子。这意味着人们对将热量集成到制氢过程中的范围以及如何最好地满足热量需求非常感兴趣。低成本供热的地方存在着潜在的机会，无论是来自工业过程的余热，还是来自资源丰富地区的地热或太阳能。

核电站是为氢生产提供热量的另一种选择。例如，它们可以为以天然气为基础的蒸汽甲烷重整提供蒸汽。根据当地情况，使用核能产生的蒸汽可能比使用天然气产生的蒸汽更便宜，同时还能降低氢的碳强度。它还可以为核电站提供有用的额外收入来源。

电和热(核电站在300°C左右的温度下产生)也可以用来为SOEC电解提供电力和蒸汽。SOEC电解材料的研究正在进行中，这些材料非常适合核能热源的温度水平(US-DOE, 2018)。

小型模块化反应器在未来的SOEC电解中也可以发挥一定的作用。6个小型模块式反应器的总容量为300MWe，可以满足一个中型氨厂(每年73000吨氢气[tH₂/yr])的年氢气需求。探索小型模块化反应堆的非电力应用，如氢，是美国联合使用模块化工厂(JUMP)研究计划的一部分。

从长远来看，先进的核反应堆，如中国目前正在建设的两个工业原型高温球床反应堆，也可能成为热化学水裂解的热源，一些反应堆设计的冷却剂出口温度为800 - 1000°C。

Source: US-DOE (2018), "Energy Department announces up to \$3.5m for nuclear-compatible hydrogen production".

水电解制氢的成本

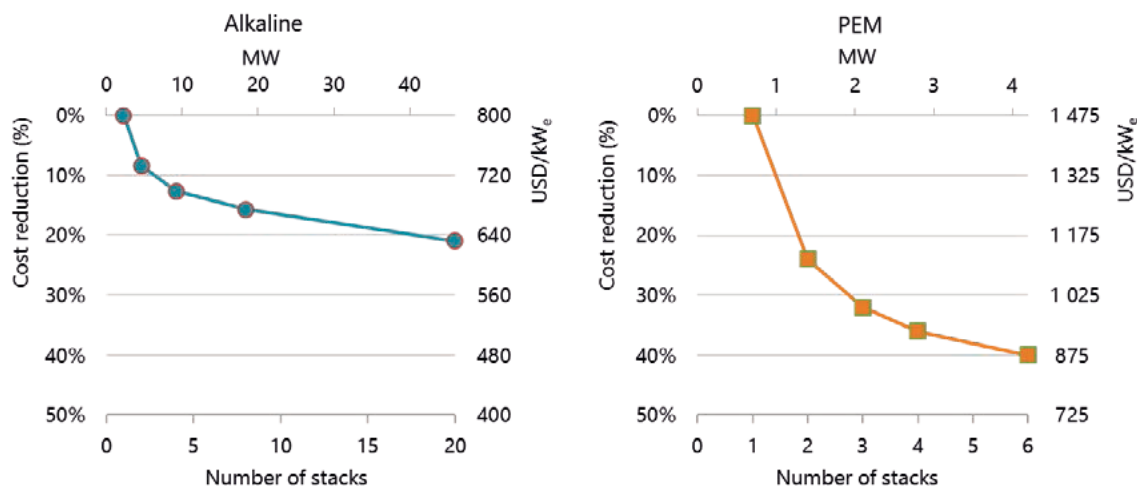
水电解制氢的生产成本受各种技术经济因素的影响，其中资本支出要求、转换效率、电力成本和年度营业小时数是最重要的。

目前碱性电解槽的资本支出要求为500-1400美元/kW_e，PEM电解槽资本支出要求为1100 - 1800美元/kW_e，而SOEC电解槽的预估为2800-5600美元/kW_e(表3)。电解槽栈分别占碱性电解槽和PEM电解槽资本支出的50%和60%。电力电子、燃气调节和工厂部件占其余成本的大部分。

未来的成本削减将受到技术本身创新的影响(例如开发成本较低的电极和薄膜材料)，以及制造过程的规模经济的影响(例如开发更大的电解槽)。

图11显示了从切换到更大的多堆系统(结合多个电解槽栈来增加电解槽系统的总体容量),可以降低当前碱性电解槽和PEM电解槽的成本。

图 11. 从使用多堆栈系统的电解槽的资本支出预计减少

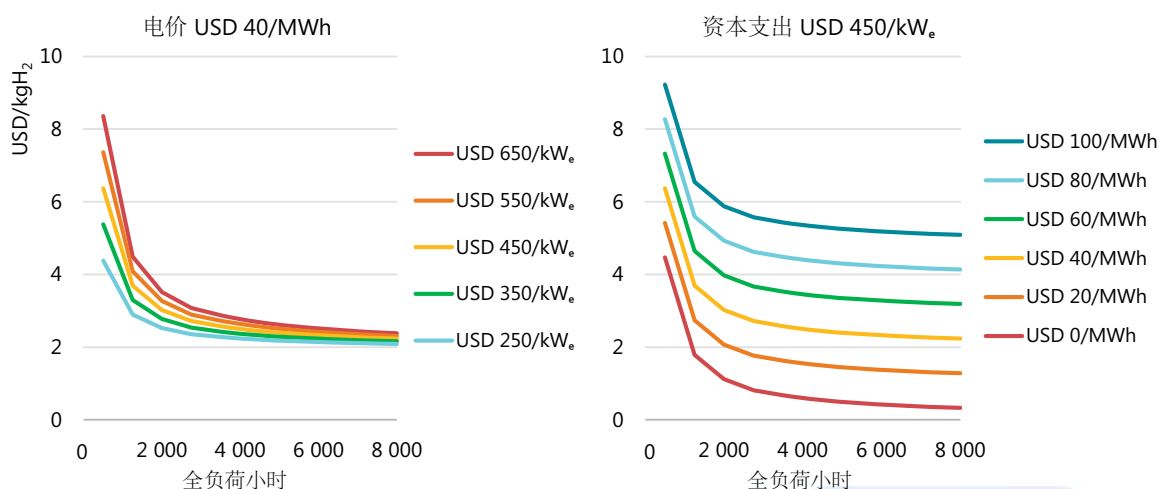


注: 单堆容量为碱性电解2MW, PEM电解0.7 MW。

Source: Based on analysis supported by Task 38 of the IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme and published in Proost (2018), "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings".

规模扩大的电解槽和自动化生产流程正导致资本支出大幅削减。

图 12. 按不同电解槽投资成本(左)及电力成本(右)计算的未来制氢作业时数的平均成本



注: MWh = 兆瓦时. 基于6%的电解槽效率(LHV)和8%的折现率。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

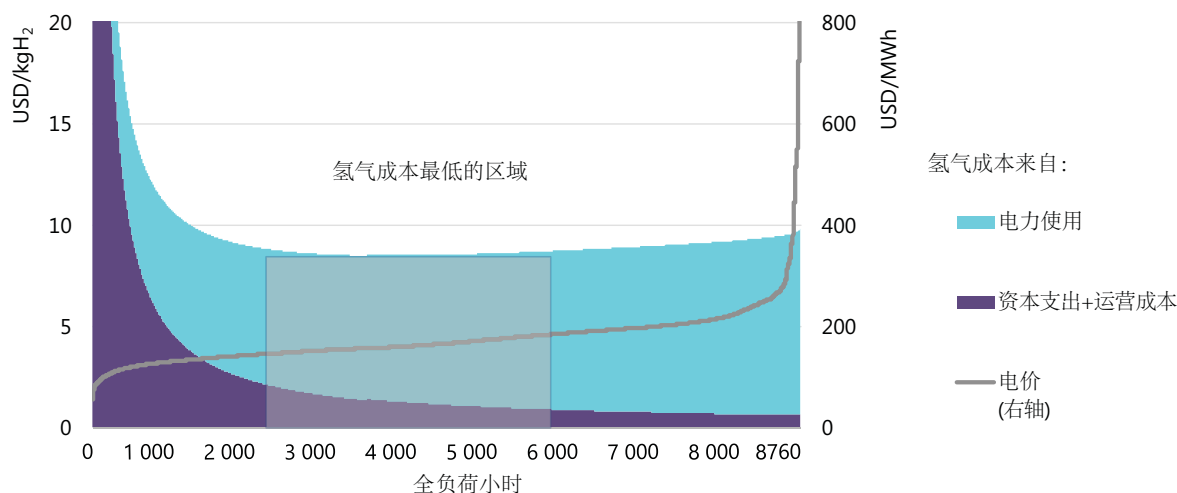
随着满载小时数的增加, 资本支出对氢气成本的影响逐渐减小, 电成为电解水的主要成本组成部分。

随着电解槽工作小时数的增加，资本支出成本对氢平衡成本的影响下降，电力成本的影响上升(图12)。因此，生产低成本氢的关键是要在一定水平上提供低成本电力，以确保电解槽能够在相对较高的满载小时运行。¹⁰

在可再生能源比重不断增加的电力系统中，剩余电力可能以较低的成本获得。通过电解生产氢并储存氢供以后使用可能是利用剩余电力的一种方法，但如果剩余电力只是偶尔可用，那么依靠它来降低成本就不太可能有意义。运行电解槽在高满负荷小时和支付额外的电力实际上可以比仅仅依靠剩余电力低满负荷小时更便宜。

当查看使用电网电力生产氢气的电解槽时，电力成本和运行时间之间的关系变得很明显(图13)。极低成本的电力通常只能在一年内使用几个小时，这意味着电解槽利用率低，反映资本支出成本的氢成本高。随着工作时间的增加，电力成本也会增加，但电解槽利用率的提高会导致生产一单位氢的成本下降，最高可达到最佳水平，即大约3000 - 6000个等效满载小时。除此之外，高峰时段较高的电价会导致氢单位生产成本的增加。

图 13. 使用电网电力电解氢的成本



注：资本支出 = USD 800/kW_e；效率(LHV) = 64%；折现率 = 8%。

Source: IEA analysis based on Japanese electricity spot prices in 2018, JEPX (2019), *Intraday Market Trading Results 2018*.

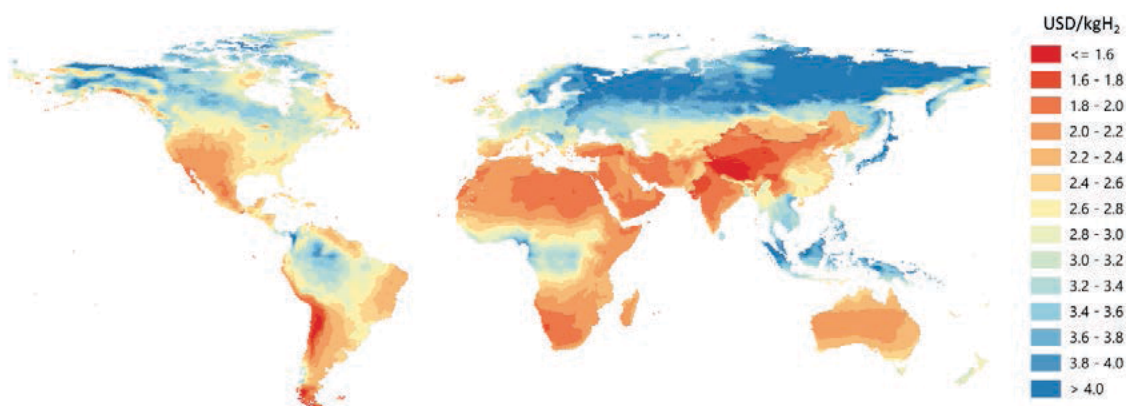
更高的利用率有助于降低资本支出的影响，但对并网电解槽而言，这意味着更高的电价；在中负荷运行时，氢的成本最低。

¹⁰ 满载时间是电解槽年利用率的一个指标。满载小时表示电解槽在一年之内必须以其设计容量(即“满载”)运行的小时数，以达到一定的年产量。8760小时的满载时间代表了最大可能的利用率，这意味着电解槽将在一年之内以其设计容量运行所有小时。从给定的满载时间和电解槽容量，可以计算出每年的氢气产量(考虑到转换效率，因为电解槽容量通常用电力输入量来衡量)。

可再生能源或核能的专用发电为使用电网发电生产氢提供了另一种选择。随着太阳能光伏和风力发电成本的下降，即使考虑到从(通常是偏远的)可再生能源地区向最终用户运输氢的传输和配送成本，如第3章所述，在可再生资源条件良好的地区建造电解槽也可能成为一种低成本的氢供应选择。

例如在巴塔哥尼亚、新西兰、北非、中东、蒙古、澳大利亚大部分地区以及中国和美国的部分地区(图14)存在着有希望的地区。位于西澳大利亚州的亚洲可再生能源中心项目基地的目标是建设75吉瓦(GW)的风力发电和3.5吉瓦的太阳能发电，其中约8吉瓦用于生产供国内使用和出口的氢气(亚洲可再生能源中心，2019年)。世界各地利用专门的可再生资源生产氢的其他几个项目正在筹备或已经宣布。在这两种资源都很丰富的地区，将太阳能光伏和陆上风能结合起来，建立一个混合发电厂，有可能进一步降低成本。

图 14. 从长远来看，混合了太阳能光伏和陆上风力发电系统的氢成本



注:本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界和边界的划定，不影响任何领土、城市或地区的名称。电解槽资本支出= 450美元/kW_e，效率(LHV) = 74%；太阳能光伏及陆上风电资本支出= 400-1 000美元/千瓦至900-2 500美元/千瓦，视地区而定；折现率= 8%。

Source: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis and solar data from renewables.ninja (2019).

太阳能光伏和风能的成本不断下降，可能使它们成为资源条件优越地区生产氢的低成本来源。

煤制氢

煤炭气化制氢是一项成熟的技术，几十年来，化工和化肥行业一直在使用这项技术生产氨(尤其是在中国)。全球约有130座煤炭气化厂在运行，其中80%以上在中国。用煤制氢产生的二氧化碳排放量约为19 tCO₂/tH₂，是天然气的两倍。

技术选择

煤制氢的高二氧化碳排放强度意味着，如果煤制氢要在低碳能源体系中有未来，就需要使用碳捕捉技术。CCUS的使用带来了一些挑战：煤炭生产氢与碳的比例相对较低（煤的氢与碳的比例为0.1:1，甲烷为4:1），并带来了高水平的杂质（硫、氮和矿物质）(Muradov, 2017)。

从煤的气化中获得的合成气可以用来为联合循环发电厂提供燃料——假设煤的气化厂配备了CCUS——它产生的电力将被视为低碳。如果能增加一个水煤气转换(WGS)装置，合成气也可以用来生产更多的氢，从而使煤气化厂能够在电力生产和氢生产之间转换，根据哪个更有利可图。然而，目前还没有大规模的商业单位同时生产氢和电。

单独的二氧化碳捕获技术和方法的综合性能在二氧化碳去除率、氢和二氧化碳纯度水平方面有所不同。氢纯度要求因最终用途的不同而有很大差异。虽然大多数燃料电池需要高纯度水平，但较低的水平足以用于燃气轮机，炼油厂和工业锅炉。由于气体分离技术的重点是除氢或除二氧化碳，目前很少有同时生产高纯氢和二氧化碳的技术，而这两种技术的纯度足以用于其他用途或储存。因此，氢生产路线和捕获技术的最佳组合取决于氢的用途以及生产成本。

目前，中国绝大多数的煤炭制氢都是通过煤气化来实现的，主要是为了生产氨。中国正在探索氢在经济中的作用，目前使用煤炭是最便宜的生产方式，成本为0.6-0.7元/立方米（约1美元/kgH₂）。中国最大的电力公司中国能源集团，也是世界上最大的制氢公司。该公司的80台煤气化炉每年可生产约8 MtH₂，相当于目前全球专用氢气产量的12%。用煤带CCUS处理的煤制取氢气目前看起来可能是成本最低的方式，生产更清洁的氢，但是，目前的技术只能使二氧化碳浓度低至每千克氢2千克二氧化碳(kgCO₂/kgH₂)，而先进的技术可能使这一浓度低至0.4千克二氧化碳/kgH₂(图15)。

在澳大利亚，氢能源供应链(HESC)拉筹伯谷项目正在寻求利用高压部分氧化褐煤生产氢。相关的碳净碳捕获和储存项目提出了一个潜在的解决方案，以减轻商业阶段从制氢过程中分离出来的二氧化碳。生产的氢气将被液化并出口到日本。第一步是为期一年的试验项目，处理160吨褐煤生产3吨H₂。

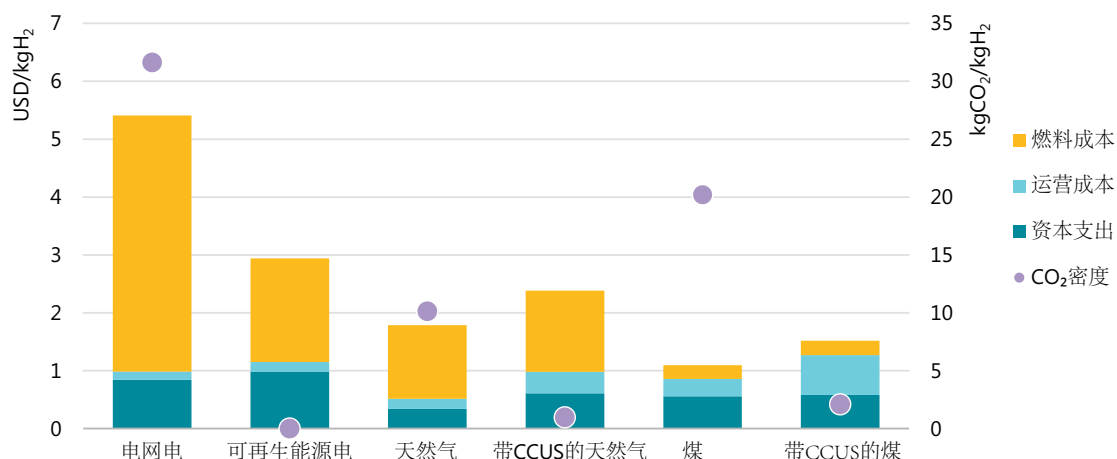
煤制氢成本

从煤制氢的成本来看，资本支出需求约占50%，燃料成本占15 - 20%(图15)。因此，煤的可用性和成本对煤制氢项目的可行性起着重要的决定作用。



翻译

图 15. 目前中国的氢气生产成本



Notes: 带CCUS的煤的资本支出 = USD 1 475/kW_{H₂}. 可再生电的成本 = USD 30/MWh 在4 000 满载小时. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在短期内，采用CCUS的煤制氢可能仍将是中国成本最低的清洁制氢路线。

在低碳环境下，减少碳足迹将是煤制氢前景的关键因素。在煤制氢生产中加入CCUS预计将使资本支出和燃料成本分别增加5%和130%。在中国和印度，由于它们已经建立了煤炭开采基础设施，而且国内缺乏廉价的天然气，配备CCUS的煤制氢很可能至少在中期是清洁氢生产中最便宜的选择。

生物质制氢

生物质能以不同的方式产生氢。在生物化学过程中，微生物利用有机物质产生沼气(厌氧消化过程)或酸、醇和气体的混合物(发酵)。生物质的热化学气化是一个过程，其工作原理很像煤炭气化，将生物质转化为一氧化碳、二氧化碳、氢和甲烷的混合物。厌氧消化生产沼气是这些工艺中技术最成熟的，但只能处理污泥、农业、食品加工和生活垃圾，以及一些能源作物。发酵可以处理某些植物的非食用纤维素部分。气化可能会转化所有的有机物，特别是生物质中的木质素成分。虽然世界上有很多生物质气化示范工厂，但技术还没有完全开发出来，可能导致催化剂中毒的tars的形成问题也没有完全解决(Ericsson, 2017)。在所有情况下，产生的气体都需要进一步处理以提取氢气。

生物质能的复杂处理意味着它通常是一种比太阳能或风能电解生产低碳氢更昂贵的方法。大规模生物质制氢的潜力也受到了廉价生物质的限制。例如，在美国市场满足需求理论氢60MtH₂，对应于四倍的美国家目前氢需求——需要几乎100%的生物质技术的潜力，但只需要6%的风力发电、和少于1%的太阳能潜力(Ruth, Jadun Pivovar, 2017)

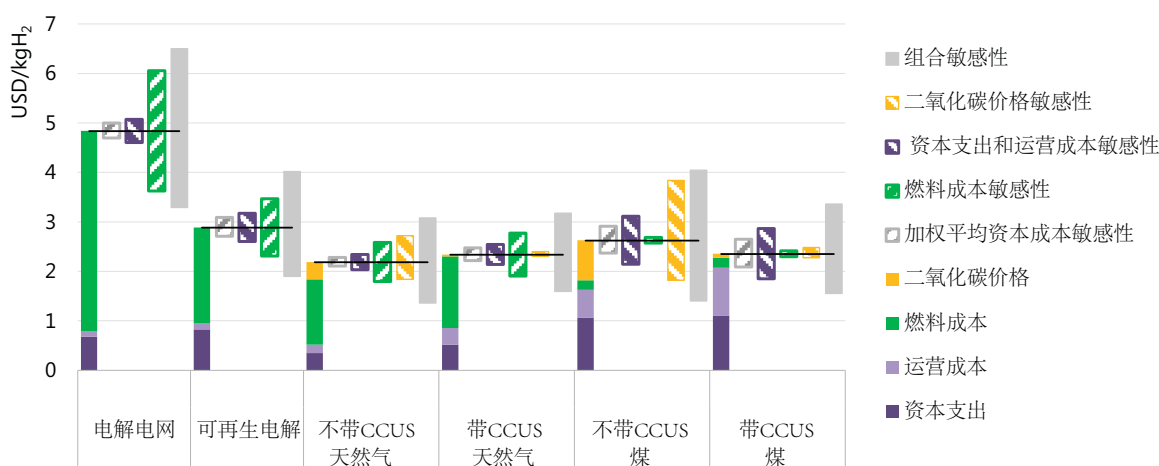
然而，将生物质制氢与碳捕获和储存相结合，可能是创造所谓“负排放”的一种选择，这可能在未来发挥作用。¹¹

不同制氢途径的比较

从近期来看，也就是到2030年，化石燃料的成本优势很可能会在大多数地区继续存在，在不使用CCUS的情况下，来自天然气的氢气成本将取决于当地天然气价格，在1-2美元/kgH₂之间。¹²

除煤制氢的情况外，燃料成本是制氢成本中最大的单一组成部分(图16)。因此，未来的氢成本将在很大程度上受到电力和天然气成本的影响，或影响这些成本的参数，如转换效率。电解生产成本也可能对资本支出要求敏感，特别是如果工厂在低负荷运行时。

图 16. 2030年不同技术选择的氢气生产成本



Notes: WACC = 加权平均资本成本。假设指的是2030年的欧洲。可再生电力价格 = USD 40/MWh 在 4 000 负荷小时在最佳位置；基于资本支出、运营成本和燃料成本正负30%变化的敏感性分析；+/-3%的默认WACC变化为8%，以及默认CO₂价格的变化分别为USD 40/tCO₂ to USD 0/tCO₂ and USD 100/tCO₂。More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

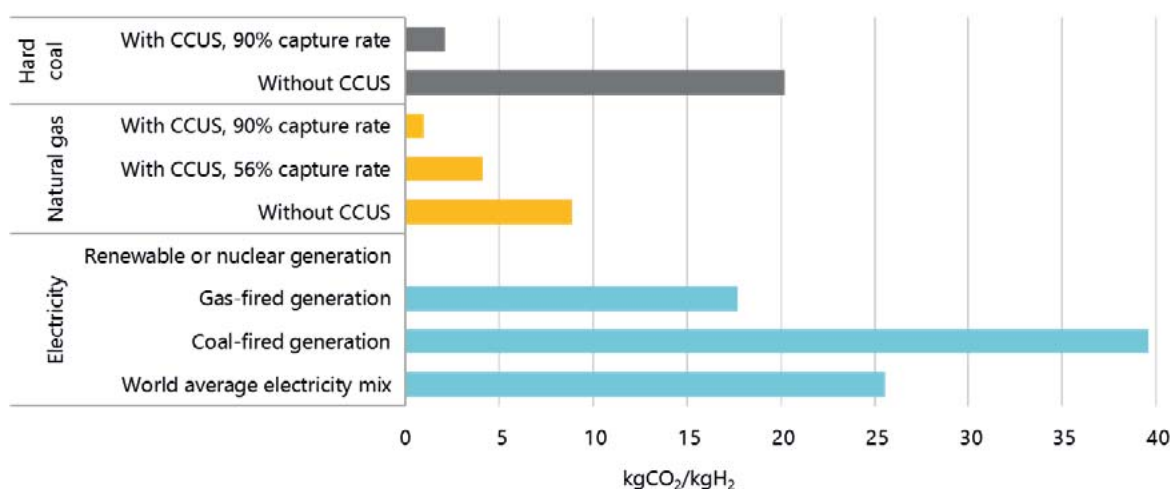
在短期内，从化石燃料中生产氢在大多数情况下仍然是最具成本竞争力的选择。

¹¹ 将生物能源与CCUS相结合，可以捕获生物能源转化过程中形成的CO₂，并将其注入长期地质储藏库中。这在生产能源的同时有效地消除大气中的二氧化碳提供了可能。

¹² 仅考虑1 kgH₂的LHV能量含量，即不考虑以后任何氢的使用，1美元/kgH₂的成本相当于30美元/MWh，或相当于每桶石油近50美元(bbl)。

不同制氢技术对CO₂的影响差异很大(图17)。没有CCUS的天然气中氢的碳强度大约是没有CCUS的煤的一半。电解的CO₂强度取决于输入电流的CO₂强度。发电过程中的转换损失意味着，使用天然气或煤炭发电厂的电力将比直接使用天然气或煤炭生产氢气产生更高的二氧化碳浓度。这意味着电解的CO₂强度与不含CCUS的天然气制氢相同或更低，电力的二氧化碳强度必须低于185克每千瓦时的二氧化碳(gCO₂/kWh)，刚好超过现代联合循环燃气发电厂排放量的一半。

图 17. 生产氢的二氧化碳浓度



注：CCUS对天然气的捕获率为56%，仅捕获与原料有关的二氧化碳，而对90%的捕获率CCUS也适用于与燃料有关的二氧化碳排放；只考虑发电厂的二氧化碳直接排放：2017年世界平均水平= 491 gCO₂/kWh，燃气发电= 336 gCO₂/kWh，燃煤发电= 760 gCO₂/kWh。氢的二氧化碳浓度也不包括与氢的传输和配送有关的二氧化碳排放，例如用于氢压缩的电网电力。More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

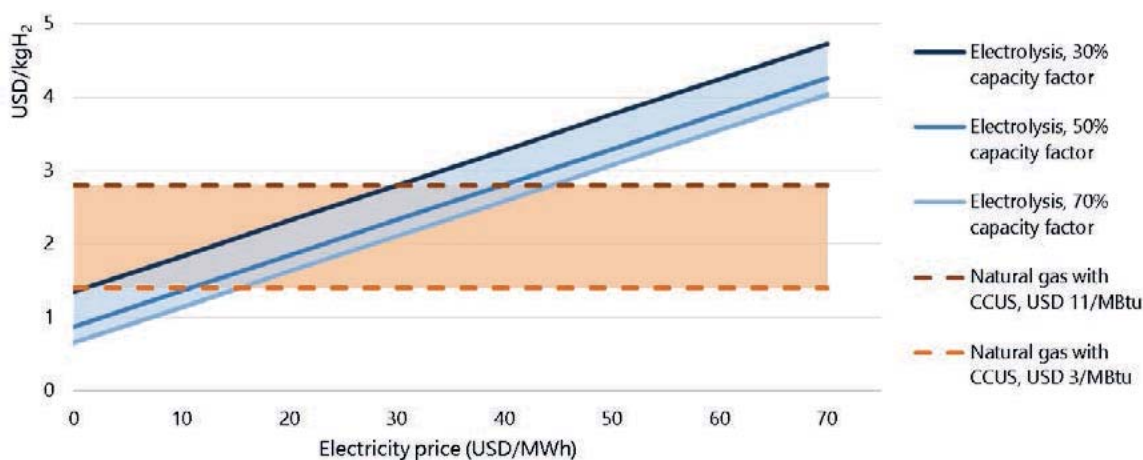
Source: IEA 2019. All rights reserved.

天然气直接产生的氢的二氧化碳强度是煤炭的一半，近一半来自燃气电力；电解的CO₂强度取决于电的CO₂强度。

目前，用CCUS或可再生电力生产的低碳氢，在大多数情况下都比不受限制的化石燃料生产的氢更昂贵。天然气制氢的成本一般在1.5-3美元/kgH₂左右，而可再生电力(太阳能光伏或陆上风能)制氢的成本一般在2.5-6美元/kgH₂左右。在中东使用CCUS从天然气中制取氢气，与不受限制的化石燃料制氢竞争，将需要大约50美元/tCO₂的CO₂价格，或CCUS选项的同等成本效益。

利用CCUS天然气或可再生电力(太阳能光伏或陆上风能)生产低碳氢的未来竞争力主要取决于天然气和电力价格。在天然气价格较低的情况下，可再生电力必须达到低于10美元/MWh的成本范围，才能使电解成为比带CCUS的天然气更具有成本竞争力。更高的天然气价格将使成本更高的可再生电力具有成本竞争力：在天然气价格为11美元/MBtu时，可再生电力将具有竞争力，最高可达30-45美元/MWh(图18)。

图18. 电力与带CCUS的天然气制氢成本的近期比较



Notes: More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

根据当地天然气价格，电解水需要10- 40美元/MWh的电力，满载时约4000小时，才能与CCUS的天然气比具有成本优势。

可再生电力和天然气成本对氢生产成本的影响在观察特定国家时变得明显(图19)。在拥有良好可再生资源，但依赖天然气进口，特别是液化天然气形式的国家，用可再生能源生产氢气可能比用天然气更便宜，而在国内天然气资源和二氧化碳储存能力较低的地区，用CCUS生产天然气可能是更便宜的选择。

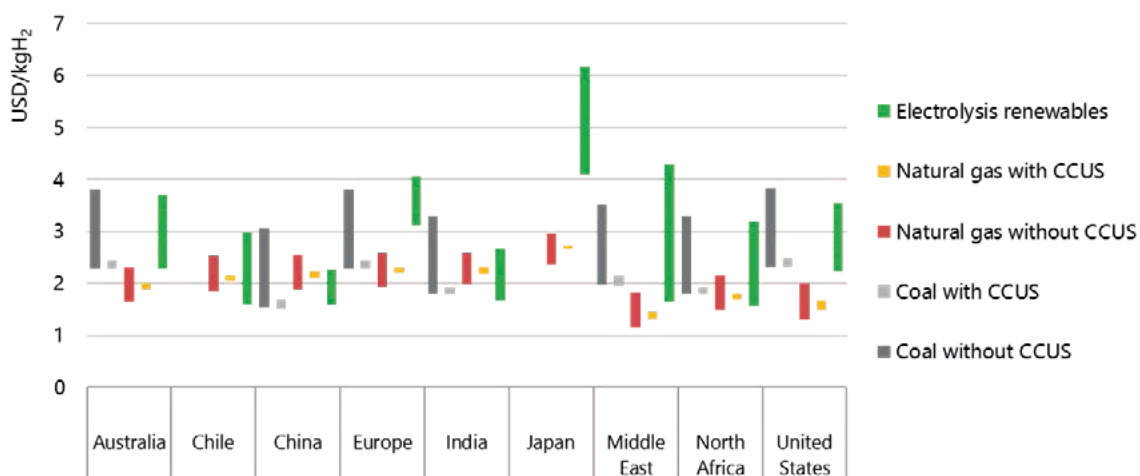
其他因素也与选择低碳氢生产方案有关。从化石燃料中生产氢，再加上二氧化碳储存，地质上的可用性和公众接受二氧化碳储存是先决条件。对于水电解，获得充足的水供应是一个先决条件，即使水处理(例如海水淡化)的费用只是总制氢费用的一小部分。各国还可以考虑进口氢或以氢为基础的产品，如果这些产品的价格低于国内替代品，如第三章所详细讨论的那样。

从投资的角度来看，投资规模也是相关的。虽然CCUS工厂需要一定的规模来证明在二氧化碳运输和储存基础设施上的投资是合理的，但电解槽的规模较小，使用的是更模块化的技术，可以根据需求逐步扩大和调整。例如，英国英格兰北部H₂1项目计划生产氢与CCUS十二ATR单位，每一个都有容量约1350MWH₂并要求单位投资约9.45亿美元，而今天最大的电解槽模块提供20MWe(14 MWH₂)，需要投资约1800万美元(或2.8亿美元220 MWH₂)。



翻译

图 19. 世界各地的不同氢气生产成本



注：条形图显示了近期和长期制氢成本之间的范围，其中包括短期CO₂价格为25美元/t，长期CO₂价格为100美元/tCO₂。对于来自煤炭和天然气的选项，较高的值表示长期成本(由于二氧化碳价格不断上涨)，而对于来自可再生能源的氢，较低的值表示长期成本。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在依赖天然气进口并以良好可再生资源为特征的国家，利用可再生能源生产清洁氢可以与依赖天然气的生产有效竞争。

将氢转化为更容易储存、运输和使用的氢基燃料和原料

氢的能量密度较低，这使得储存和运输比化石燃料更具挑战性但是，它可以转化为以氢为基础的燃料和原料，例如合成甲烷、合成液体燃料和氨，可以利用现有的基础设施进行运输、储存和配送。这可以降低到达最终用户的成本。从氢中产生的一些合成碳氢化合物可以直接替代它们的化石替代品。氨在今天已经被用作化学工业的原料(见第4章)，并且在未来可以作为氢的长距离运输的氢载体(见第3章)，或者氨本身被用作航运部门的燃料(见第5章)。

然而，必须权衡这些氢基燃料和原料的潜在好处和机会，以及将氢转化为这些产品的成本。许多生产这些燃料和原料的技术途径都处于早期示范阶段，导致成本高昂。生产氨需从空气中分离氮，而合成烃的生产需要碳作为输入，这对生产成本有影响，而碳的来源也会影响合成烃的环境影响和碳强度。

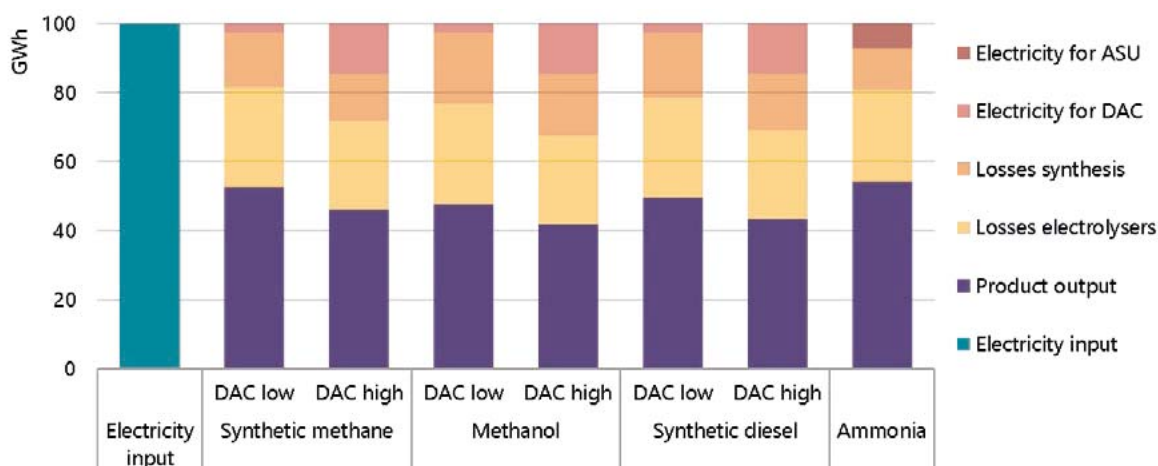


翻译

技术选择

将氢转化为燃料和更容易处理、运输和使用的原料的途径多种多样。氨可以由氢和氮合成，合成碳氢化合物，如甲烷、甲醇、柴油或航空燃料，可以由氢和碳以二氧化碳的形式合成。然而，对于基于电解氢的途径，将氢转化为燃料和原料的大部分电力在转化过程中丢失(图20)。

图 20. 氨基燃料和电解氢原料不同途径的输出和损失



Notes: ASU = 空气分离装置(用于氮气生产); DAC = 直接空气捕捉; GWh = 吉瓦时. 输出产物(甲烷、甲醇、柴油和氨)的能量含量是根据其LHVs计算的。对于甲烷、甲醇和柴油，这里假设DAC为CO₂原料的来源，低温DAC (DAC低)每tCO₂需要250千瓦时，高温DAC (DAC高)每tCO₂需要1750千瓦时。低温DAC还需要每tCO₂ 1535千瓦时的热量，这可以在很大程度上被显示的合成热损失所覆盖。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在生产合成碳氢化合物或氨的过程中，大约有45-60%的电力损失。

氨

氨是氮和氢的化合物，因此燃烧时不会产生二氧化碳。它在常温常压下是一种气体，但在-33℃时可以液化，这个温度并不难达到。液氨的体积能量密度比液氢高50%。氨作为制冷剂已经有170年的历史，作为氮肥和炸药的化学原料也有一个世纪的历史。工业用于储存和运输，包括在远洋油轮中。原则上，氨可以作为各种能源应用的燃料(例如在燃煤发电厂的联合燃烧)，但这些应用目前都没有商业化使用。氨的毒性意味着它的处理需要谨慎，而且可能仅限于受过专业训练的操作人员，这可能限制了它的技术经济潜力。

自20世纪20年代以来，氨是由水力发电的电解槽中的氢和ASUs的氮制成的，挪威的几家工厂满足了整个欧洲对氮肥的需求(IEA, 2017)。然而，利用可再生电力生产氨的新项目正在进行中。

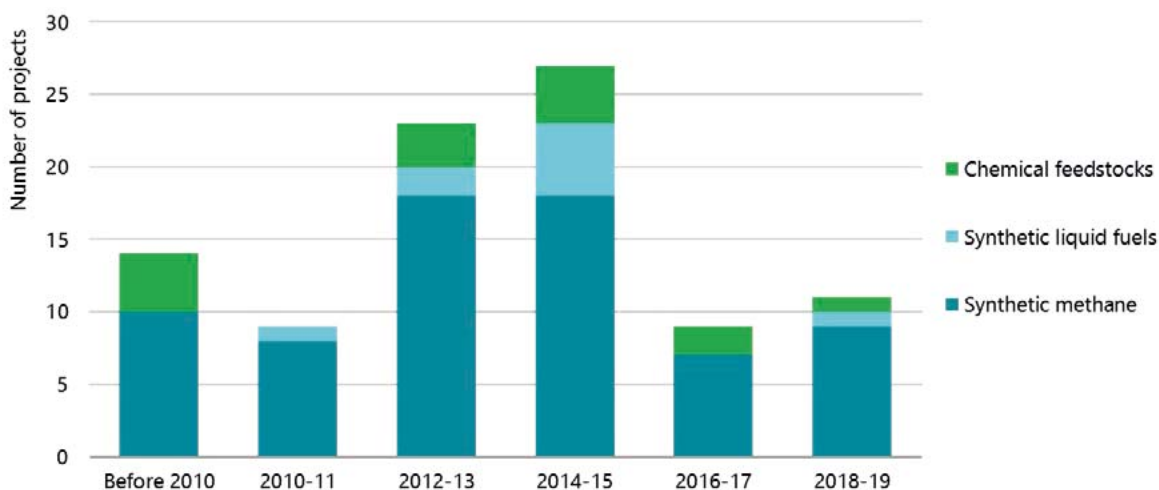
例如，南澳大利亚林肯港正在建设一座日生产能力为50吨、电解槽容量为30MW_e的商业规模氨厂，并将使用风能和太阳能发电(氨工业，2018)。

合成碳氢化合物

氢可以与二氧化碳结合生成合成碳氢化合物，如甲烷，或合成液体燃料，如甲醇、柴油、汽油和喷气燃料。其中一些产品的能量密度比氢或氨高：

- 合成甲烷:**这可以直接从二氧化碳和氢在甲烷化过程中产生。目前甲烷化过程的应用主要依赖于催化(热化学)甲烷化。生物甲烷化也是可能的，在厌氧环境中微生物将氢和二氧化碳转化为甲烷，但这还处于开发的早期阶段。到目前为止，大多数氨基燃料和原料项目的目标是生产合成甲烷，有近70个示范工厂(图21)。其中大部分位于德国和其他欧洲国家。

图 21. 利用电解氢生产各种氨基燃料和原料的新项目数量



Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), *World Energy Investment*, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

大部分氨基燃料和原料试验示范项目都生产合成甲烷。

- 合成柴油或煤油:**合成柴油或煤油的生产需要氢和一氧化碳作为输入。由于一氧化碳一般不容易得到，可以用二氧化碳来代替。这些二氧化碳首先转化为一氧化碳，然后一氧化碳和氢气的合成气体(通过费歇尔-托普希[FT]合成)¹³转化为原始液体燃料，经过进一步的升级，再转化为合成柴油或煤油。FT合成相对较慢，需要昂贵的投资。

- **合成甲醇:**甲醇是最简单的醇。它的能量含量等于每千克19.9兆焦耳(LHV)，比液氢的能量密度高80%。作为一种液体，它很容易运输，就像其他常见的石油燃料一样。它和普通的液态石油燃料一样有毒，但与它们不同的是，它不会致癌或致突变。甲醇溶于水，可生物降解，以合成气为原料生产甲醇是完全商业化的。目前全球约40%的甲醇生产用于能源用途，但甲醇也可作为合成一系列化学品的基本原料，例如塑料的生产。

由于生产过程的总效率较低，生产合成碳氢化合物需要大量的电力和发电能力。合成碳氢化合物只需要投入约1000 TWh和700 TWh的电力，就能分别满足目前全球石油和天然气产量的1%，相当于2018年全球发电量的4%和3%左右。这将需要600吉瓦和400吉瓦的太阳能光伏发电能力(容量系数为20%)，或340吉瓦和230吉瓦的陆上风力发电能力(容量系数为35%)。

氢气合成碳氢化合物的生产以CO₂为原料，可以通过各种方法得到(框6)。例如，在德国的Werlte，一家电解槽容量为6MWe的工厂自2013年以来，每小时生产300立方米的合成甲烷，其中二氧化碳由一家沼气工厂提供。自2012年起，冰岛就建立了一座用于甲醇生产的合成液体工厂，电解槽容量为6MWe，甲醇年产量为4000吨。所需的二氧化碳是从地热发电厂捕获的。

框 5. 合成碳氢化合物的二氧化碳源

从氢生产甲烷或液态碳氢化合物燃料和原料通常使用二氧化碳作为输入。例如，用合成煤油完全取代目前全球每年26亿桶的化石煤油，每年将需要10兆吨二氧化碳(GtCO₂)。如果合成碳氢化合物燃料燃烧，这些二氧化碳会再次释放到大气中(假设燃烧过程中没有安装CCUS)。因此，从气候角度来看，二氧化碳的来源至关重要。

一种选择是获取化石燃料燃烧产生的二氧化碳，或从提供更集中的二氧化碳流(如水泥生产)的各种工业工厂获得。虽然二氧化碳是以化石燃料为基础的，但它的利用可以有助于二氧化碳的减少，因为原则上，每个碳分子都被使用了两次:化石燃料中所含的碳被用于生产能源，或者用于制造一种可再生能源工业过程。

¹³ FT合成是一个完全商业化的过程。几家通过FT合成将煤炭或天然气转化为液体燃料的大型工厂正在运行。自上世纪80年代以来，这家位于南非塞昆达的最大煤制液工厂一直在运营，日产量为16万桶。自2011年以来，卡塔尔最大的天然气液化厂一直以每天14万桶的速度运营。

然后产生的二氧化碳与氢结合，产生一种合成碳氢化合物燃料。然而，这样的系统仍然会涉及化石燃料的二氧化碳排放，理论上的上限是50%的减排(Bennett, Schroeder和McCoy, 2014)。

对于非常低的二氧化碳排放途径，将需要非化石的二氧化碳来源。一种选择是使用在生产沼气和生物乙醇过程中形成的高纯度二氧化碳。从这些过程中捕获二氧化碳只需要适度的额外投资和能源，二氧化碳捕获成本低至20-30美元/tCO₂ (Irlam, 2017)。如果氢基燃料的生产与升级后的沼气或生物燃料的生产在同一地点，则可以混合使用这两种产品流，以利用相同的基础设施进行后续配送。最大限度地利用原始生物量投入中所含的碳也是一种效率。如果生物质气化达到商业规模，它也可能成为一个潜在的二氧化碳来源，因为相对较低的二氧化碳捕获成本和与大多数生物质原料的兼容性(Ericsson, 2017)。为了提高效率，如果外部来源的氢可以直接引入气化产物(含CO₂，也含氢和一氧化碳)，使它们可以在一个联合反应过程中转化为合成燃料，则可能不需要分离CO₂ (Hannula, 2016)。然而，尚不确定将来是否能以广泛生产氢基合成碳氢化合物燃料所需的规模获得足够的生物源二氧化碳。

二氧化碳也可以直接从大气中捕获，在大气中二氧化碳的可用性没有限制。然而，由于大气中二氧化碳浓度较低，DAC比从发电厂或工业设施产生的气体中捕获二氧化碳更耗能。今天的装置需要电和热来捕获二氧化碳，两种主要的系统类型是高温或低温DAC。高温DAC工作在900°C左右，使用水溶液吸收二氧化碳，而低温DAC工作在100°C左右，使用固体吸附剂。DAC的能源需求估计约为每吨二氧化碳250-400千瓦时的热量和1500-1750千瓦时的电力。然而，将DAC与合成烃燃料的生产相结合可以降低热需求(Fasihi和Breyer, 2017)。目前，加拿大、冰岛、意大利和瑞士的DAC工厂每年的二氧化碳排放量为900吨或更少，但实际经验仍然有限。DAC的成本估计仍然不确定，但研究估计，从长期来看，DAC的高温DAC成本可能降至94-232美元/tCO₂ (Keith et al., 2018)，低温DAC成本可能降至130-170t CO₂ (Fasihi, Efimova和Breyer, 2019)。

氢基合成碳氢化合物燃料对环境的影响取决于氢和二氧化碳中的二氧化碳浓度。因此，政策必须考虑整个价值链的二氧化碳浓度，包括二氧化碳的来源，以避免产生总体上不会导致二氧化碳减排的结果。单独鼓励氢生产和氢基燃料生产的政策，可能无意中鼓励化石甲烷中二氧化碳与氢的分离，以及化石甲烷与氢的重组，从而再次生产甲烷，这一过程需要投入能源。低碳氢燃料是一种燃烧后净排放量为零，或接近零的燃料，减去来自生物或大气碳源的二氧化碳排放量。有效地管理这一会计挑战是很重要的。如果可行，最简单的方法可能是通过供应链以“化石”或“非化石”的形式认证和跟踪碳。与没有二氧化碳捕获的相同过程相比，二氧化碳捕获设施的经营者在其过程中排放的二氧化碳将被计入较低的排放。

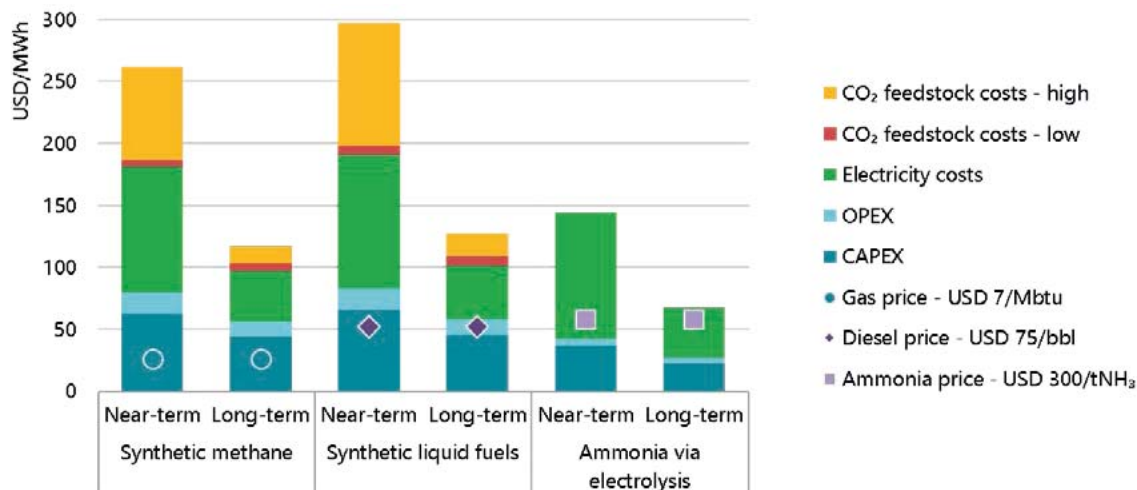
Sources: Bennett, Schroeder and McCoy (2014), "Towards a framework for discussing and assessing CO₂ utilisation in a climate context"; Irlam (2017), "Global costs of carbon capture and storage: 2017 update"; Ericsson (2017), "Biogenic carbon dioxide as feedstock for production of chemicals and fuels: A Techno-economic assessment with a European perspective"; Hannula (2016), "Hydrogen enhancement potential of synthetic biofuels manufacture in the European context: A techno-economic assessment"; Keith et al. (2018), "A process for capturing CO₂ from the atmosphere"; Fasihi and Breyer (2017), "Synthetic methanol and dimethyl ether production based on hybrid PV-wind power plants"; Fasihi, Efimova and Breyer (2019), "Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants".

生产成本

生产氨和合成碳氢化合物的主要成本构成是资本支出，如果氢是通过电解产生的，那么氢的成本，对合成碳氢化合物来说，等于电解生产氢的电力成本，以及二氧化碳的原料成本。

如果氢是由电力生产的，资本成本大约占氨和合成碳氢化合物总生产成本的30-40%。资本支出成本主要由电解槽成本决定，而合成工艺等设备零部件的成本影响较小¹⁴。从长期来看，学习效应可以大致将不同生产路径的资本支出成本减半，从而降低生产成本(图22)。

图 22. 短期和长期电力网的指示性生产成本



注：NH₃ = 氨；可再生电力价格 = USD 50/MWh 短期内3000小时满负荷，长期25美元/MWh；从近期和长期来看，生物乙醇生产的CO₂成本为30美元/tCO₂，CO₂原料成本较低；基于DAC = 近期400美元/tCO₂和长期100美元/tCO₂的CO₂原料成本上限区间；折现率= 8%。More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

未来电力中氨基产品的成本降低将取决于电力成本的降低，而二氧化碳原料的成本降低对合成碳氢化合物也至关重要。

¹⁴例如，对于电解氢制氨，合成工艺和空分装置占总资本支出的不到5%。

对于以电为基础的途径，氢基产品成本最大的组成部分通常是电，约占不同氢基产品生产成本的40-70%。仅20美元/MWh的电价就相当于60-70美元/桶用于生产液态烃和10-12美元/MBtu的甲烷¹⁵。即使不增加资本支出和运营成本、二氧化碳原料成本和其他成本，这些价格已经接近化石燃料期权的价格区间。因此，降低电力成本是一个重要的目标，同时提高转换链的整体效率(图20)。

在合成碳氢化合物燃料的情况下，CO₂原料成本是一个重要的进一步成本组成部分。它们可以有很大的不同，这取决于是否有合适的二氧化碳来源。如果纯二氧化碳作为生产过程(如生物乙醇的生产)的副产品很容易获得，那么成本可能会很低，但可能会高得多。合成柴油的CO₂原料成本为30美元/tCO₂，换算成成本为13美元/桶；CO₂原料成本为100美元/tCO₂，成本为42美元/桶。然而，二氧化碳生产者是否愿意以接近捕获成本的价格将其出售给合成燃料制造商，将取决于当前的二氧化碳排放价格，或者如果可以的话，将二氧化碳送往长期地质储存所带来的任何竞争性财政利益水平。

当比较不同电基途径的生产成本时，氨的成本低于合成烃(图22)。然而，合成碳氢化合物受益于现有的以化石燃料为基础的传输和配送基础设施，这意味着将它们运输到最终用户的成本更低。它们也有更多的既定的最终用途。到目前为止，氨的使用仅限于其作为化工原料的应用，而将氨用作能源部门燃料的价值链在今天实际上是不存在的。

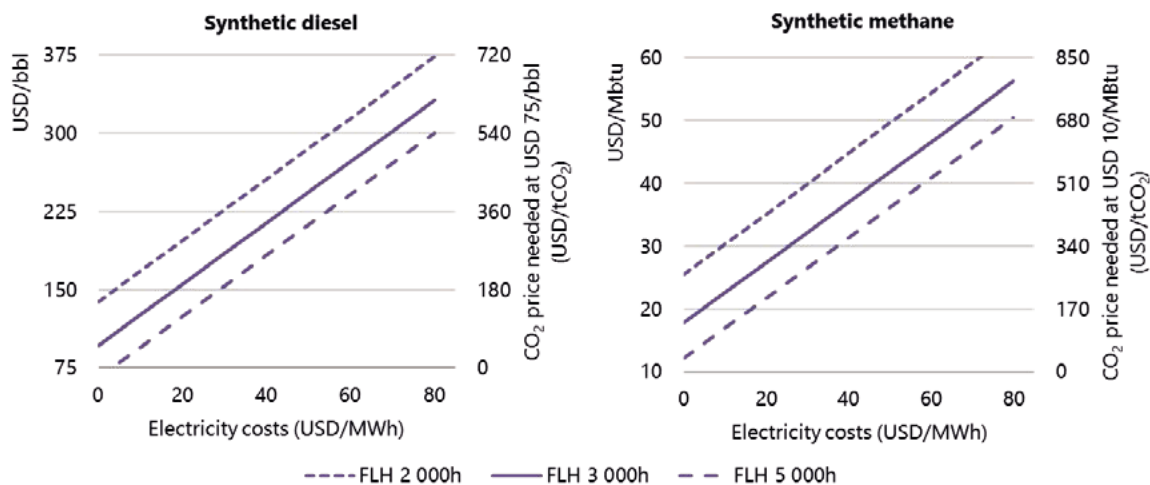
合成碳氢化合物燃料要想与化石燃料替代品竞争，就需要高昂的二氧化碳价格(或类似的政策，以抑制化石燃料的使用)。例如，如果合成柴油的生产成本为150美元/桶，那么合成柴油要想在75美元/桶的价格上与化石柴油竞争，就需要制定180美元/tCO₂的CO₂价格，或者采取相应的政策措施(图23)。电力合成碳氢化合物燃料要与化石燃料竞争，需要相当高的二氧化碳当量价格，这表明，在短期内不太可能大规模使用合成碳氢化合物燃料。然而，以氢为基础的燃料和原料的经济性确实取决于具体的当地条件和不同工艺部件的配置，如框6所示，用于中国不同地点的氨生产。

¹⁵ 在低CO₂原料成本的情况下，如图22所示。

¹⁶ 范围反映了不同的电解槽效率。



图 23. 从长远来看，合成柴油和甲烷的生产成本以及与化石柴油和天然气竞争所需的二氧化碳价格惩罚



注: FLH: 全负荷小时。左图为合成柴油和甲烷的生产成本, 右图为与化石柴油和天然气竞争所需的CO₂价格, 分别为75美元/桶和10美元/MBtu。More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

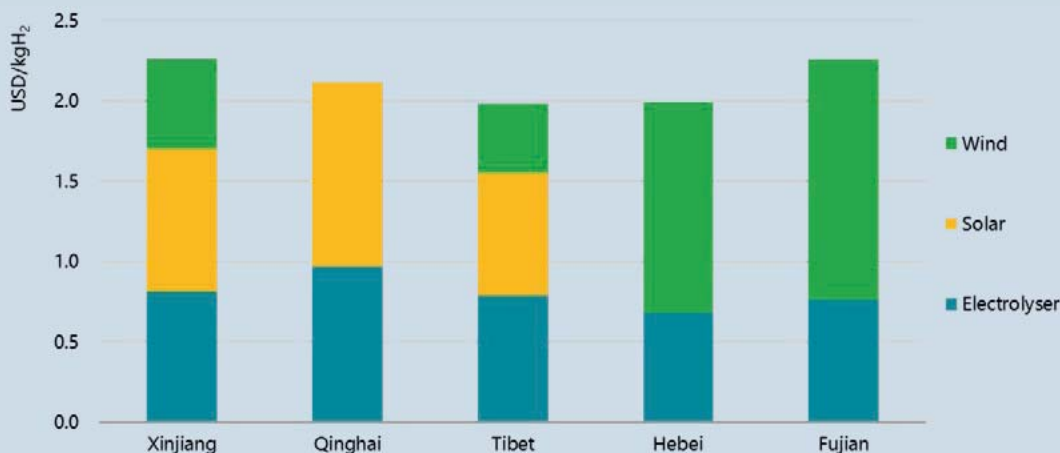
要想让合成柴油和甲烷与化石原油和天然气竞争, 就必须同时具备低电力成本和高二氧化碳价格。

框 6. 中国利用太阳能和风能生产氢和氨

发展具有成本效益的氢供应链需要考虑不同技术选择的具体位置。这适用于氢和氢基产品的生产。中国就是一个例子: 中国拥有丰富的可再生能源资源, 而这些资源往往分布在远离大型产业集群的广袤人烟稀少的地区。在一些地方, 可再生能源的应用如此之快, 以至于电力网络难以实时适应。这为氢和富氢化学品的生产商提供了利用可再生资源的机会。鉴于中国是全球最大的氮肥消费国, 每年消耗4600万吨氮肥, 氨生产是一个机遇。

国际能源署的一份详细的经济评估显示, 氢的生产成本为2-2.3美元/kgH₂, 该评估基于不同省份5个地点一年多来每小时的太阳能和风能数据。在一些省份, 仅使用太阳能(青海)或风能(河北和福建)就能达到最低的生产成本, 而在新疆和西藏, 两者结合使用效果最好。

2020年中国太阳能和风能制氢成本估计

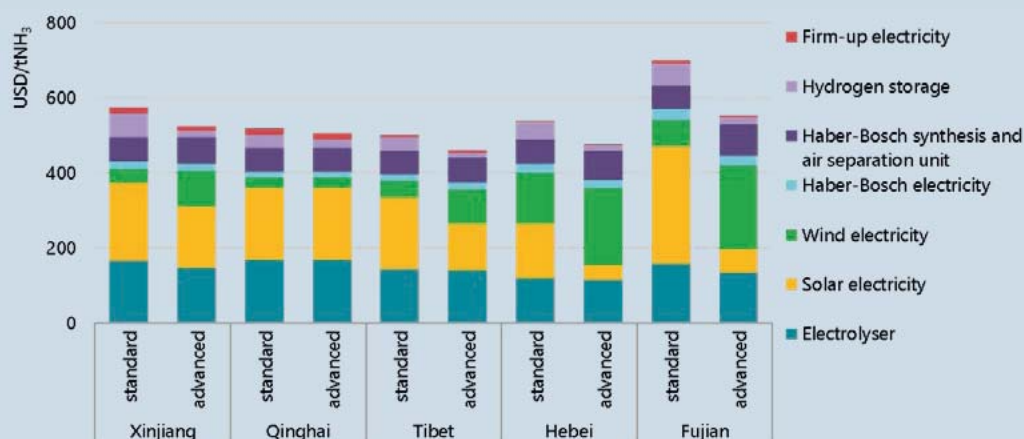


Source: IEA 2019. All rights reserved.

基于可变可再生能源的氨生产优化模式的研究更为复杂。计算适当的太阳能和风能容量需要考虑电解槽的大小、氢缓冲存储器和哈伯-博世循环的大小，以及使用更昂贵的“固定”电力来连续运行Haber-Bosch循环。

在所有省份，尽管太阳能和风能两种资源的成本不同，但要获得最佳性能，都需要混合使用太阳能和风能。混合减少了氢缓冲存储器的大小，并减少了对更昂贵的固定电力的需求;它只稍微增加了Haber-Bosch循环和电解槽的容量因子。

2020年中国太阳能和风能的氨生产成本估计



注: tNH₃ = 每吨氨。Left-hand bars correspond to "standard" flexibility of the Haber-Bosch operations with a 40% downward flexibility of the Haber-Bosch synthesis; right-hand bars correspond to the "advanced" flexibility case, allowing 80% downward flexibility and the possibility of shutting down the synthesis process completely. From bottom to top, the bars show the following costs: electrolyser, electricity from solar and wind for hydrogen production, renewable electricity for running the Haber-Bosch synthesis, Haber-Bosch synthesis and air separation unit for nitrogen production, hydrogen buffer storage and firm-up electricity to run the Haber-Bosch process when there is not enough wind at night.

Source: IEA 2019. All rights reserved.



References

- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, Study*, www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf.
- Albrecht, F. G. et al. (2017), "A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study", *Fuel*, Vol. 194, pp. 511–26.
- Ammonia Industry (2018), "ThyssenKrupp's 'green hydrogen and renewable ammonia value chain'", 26 July 2018, <https://ammoniaindustry.com/thyssenkrupps-green-hydrogen-and-renewable-ammonia-value-chain/>.
- Asian Renewable Energy Hub (2019), "About the Asian Renewable Energy Hub", <https://asianrehub.com/about/>.
- Bazzanella, A. M. and F. Ausfelder (2017), "Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry", DECHEMA Technology Study, https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf
- Bennett, S.J., Schroeder, D.J. and S. T. McCoy (2014), "Towards a framework for discussing and assessing CO₂ utilisation in a climate context", *Energy Procedia*, Vol. 63, pp. 7976–7992.
- Buttler, A. and H. Spliethoff (2018), "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 82, pp. 2440–54.
- Caldera, U. et al. (2018), "Role of seawater desalination in the management of an integrated water and 100% renewable energy based power sector in Saudi Arabia", *Water*, Vol. 10, DOI: 10.3390/w10010003.
- Chehade, Z. et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", *International Journal of Hydrogen Energy*, in press.
- Dagle, R. et al. (2017), "An overview of natural gas conversion technologies for co-production of hydrogen and value-added solid carbon products", ANL-17/11; PNNL-26726, US Department of Energy.
- Ericsson, K. (2017), "Biogenic carbon dioxide as feedstock for production of chemicals and fuels: A techno-economic assessment with a European perspective", Environmental and Energy System Studies, Lund University.
- Element Energy (2018), "Hydrogen supply chain evidence base", prepared for the UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf.
- Fasihi, M. and C. Breyer (2017), "Synthetic methanol and dimethyl ether production based on hybrid PV-wind power plants", paper presented at 11th International Renewable Energy Storage Conference, Düsseldorf, 14–16 March.
- Fasihi, M., O. Efimova and C. Breyer (2019), "Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants", *Journal of Cleaner Production*, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>.
- FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union: Final Report*, www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_o-Logos_o_o.pdf.

- Fulcheri, L. (2018), "Direct decarbonization of methane by thermal plasma for the co-production of hydrogen and carbon nanostructures", 15th International High-Tech Plasma Processes Conference, Toulouse, 2–6 July 2018.
- H21 (2018), *H21 North of England*, H21 NoE Report/2018, <https://northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-23Nov18-v1.0.pdf>.
- Hannula, I. (2016), "Hydrogen enhancement potential of synthetic biofuels manufacture in the European context: A techno-economic assessment", *Energy*, Vol. 104, pp. 199–212.
- IEA (International Energy Agency) (2018), *World Energy Investment*, IEA, Paris, www.iea.org/we2018/.
- IEA (2017), *Renewable Energy for Industry, from Green Energy to Green Materials and Fuels*, IEA, Paris.
- IEA (2016), *World Energy Outlook 2016*, IEA, Paris.
- IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) (2017a), "Reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS", 2017-TR03, March 2017, https://ieaghg.org/exco_docs/2017-TR3.pdf.
- IEAGHG (2017b), "Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS", 2017/02, February 2017.
- Irlam, L. (2017), "Global costs of carbon capture and storage: 2017 update", Global CCS Institute, June 2017, <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>.
- JEPX (Japan Electric Power Exchange) (2019), *Intraday Market Trading Results 2018*, www.jepx.org/english/market/index.html.
- Keith, D. et al. (2018), "A process for capturing CO₂ from the atmosphere", *Joule*, Vol. 2, pp. 1573–94.
- Mignard, D. and C. Pritchard (2008), "On the use of electrolytic hydrogen from variable renewable energies for the enhanced conversion of biomass to fuels", *Chemical Engineering Research and Design*, Vol. 86, Issue 5, pp.473–87.
- Muradov, N. (2017), "Low to near-zero CO₂ production of hydrogen from fossil fuels: Status and perspectives", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 20, pp. 14058–88.
- NOW (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) (2018), *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*[Industrialization of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat], www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_vo4.1.pdf.
- Proost, J. (2018), "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, Issue 9, pp. 4406–13. renewables.ninja (2019), www.renewables.ninja.
- Rife, D. L. et al. (2014), *NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis*, Research Data Archive at the National Center for Atmospheric Research, Computational and Information Systems Laboratory, <http://dx.doi.org/10.5065/D6M32STK>.
- Ruth, M.F., P. Jadun and B. Pivovar (2017), "H₂@Scale: Technical and economic potential of hydrogen as an energy intermediate", presentation at the Fuel Cell Seminar and Energy Exposition, Long Beach, CA, 9 November, <http://dx.doi.org/10.5065/D6M32STK>.
- Schmidt, O. et al. (2017), "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, pp. 30470–92.

Tlili, O. et al. (submitted), "A multi-regional overview of current and future hydrogen markets based on governmental roadmaps: Fostering the hydrogen potential through adequate policies", *Energy Policy*.

Tractebel (2018), "Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% renovable" "[Opportunities for the development of a solar hydrogen industry in the Atacama and Antofagasta regions: Innovations for 100% renewable energy system]", report prepared for Comité Solar – CORFO, www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2018/08/Comite-Solar-2018-Oportunidades-Industria-del-Hidr%C3%B3geno_Informe-Final.pdf.

US DOE (United States Department of Energy) (2018), "Energy Department announces up to \$3.5m for nuclear-compatible hydrogen production", www.energy.gov/eere/articles/energy-department-announces-35m-nuclear-compatible-hydrogen-production.

World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition", Future Energy Leaders Hydrogen Taskforce, World Energy Council.



翻译

第3章:氢的储存、运输和分销

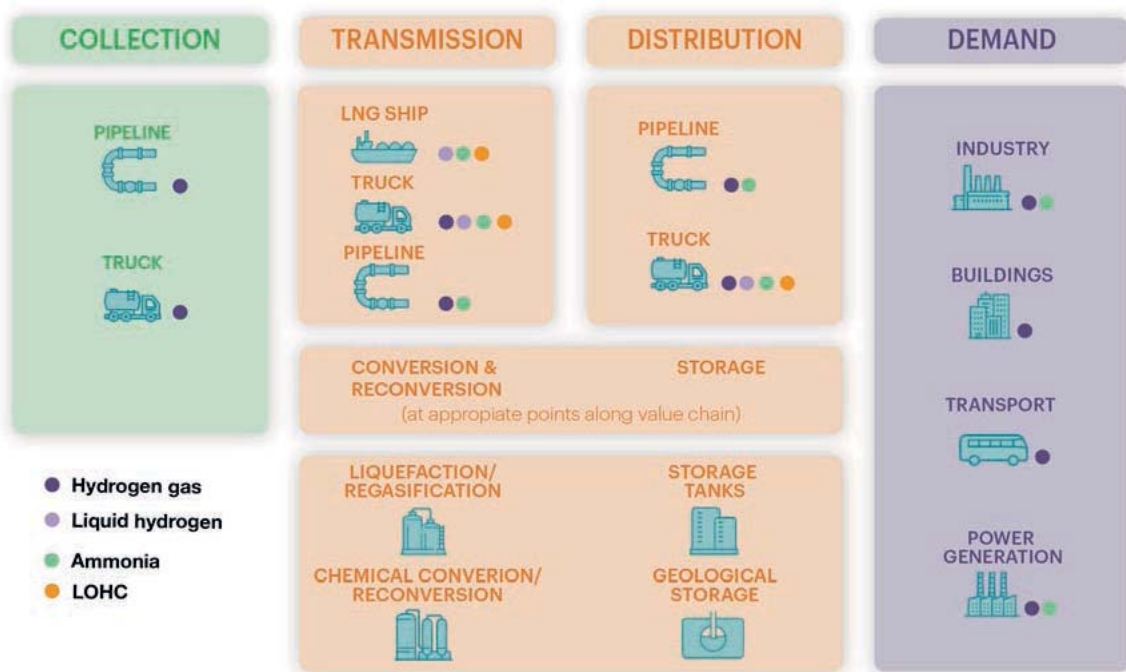
- **运输和储存成本将在氢的竞争力中发挥重要作用。**如果氢能在离其产地很近的地方使用，这些成本可能接近于零。然而，如果氢要经过很长一段距离才能被使用，那么运输和分销的成本可能是氢生产成本的三倍。
- **大规模和洲际氢价值链的顺利运作将取决于是否有足够的储存能力和功能性。**今天有各种各样的储存选择，地下设施可以储存数万吨的氢。需要进行进一步的研究，以评估未来在容量、持续时间、价格和排放速度方面可能需要哪些存储，并研究促进其发展的各种选择。
- **由于氢气能量密度低，因此长距离传输和区域分销比较困难。**压缩、液化或将氢合并成更大的分子是克服这一障碍的可能选择。每种选择都有优点和缺点，最便宜的选择将根据地理位置、距离、规模和所需的最终用途而有所不同。
- **将氢气混合到现有的天然气管道网络中，将促进氢气供应技术的发展，**而不会产生开发新的氢气输配基础设施的投资成本和风险。采取行动更新和协调国家规定，限制天然气流中氢的允许浓度，将有助于促进这种混合。
- **如果氢需要运往海外，通常必须液化或以氨或液态有机氢运输船(LOHCs)的形式运输。**对于1500公里以下的距离，通过管道运输氢气可能是最便宜的运输方式；在1500公里以上，以氨气或LOHC的形式运输氢气可能更划算。这些方式的运输成本更低，但出口前的转化和消费前的再转化回氢的成本是巨大的。它们有时也可能引起安全和公众接受问题。
- **如果有足够大、持续和本地化的需求，管道很可能是当地氢气输送最具成本效益的长期选择。**然而，今天的运输通常依赖于以气体或液体形式运输氢气的卡车，而这很可能在未来十年仍将是主要的运输机制。
- **在一些地区，氢的进口可能比国内生产更便宜。**到2030年，日本国内使用电解槽生产氢及其配送的成本将达到每公斤6.5美元左右；从澳大利亚进口氢气的价格约为5.5美元/公斤。韩国和欧洲部分地区可能也会出现类似的机会。直接在终端应用行业使用氨可以进一步提高进口的竞争力。即使进口氢不是最便宜的选择，一些能源进口国也可能希望考虑进口氢，以增加能源多样性和获得低碳能源。

如果氢要在清洁、灵活的能源系统中发挥有意义的作用，很大程度上是因为它可以用来长期大量储存能量，并将其输送到很远的地方。因此，交付基础设施的选择和成本非常重要。

今天氢通常以压缩气体或液体的形式储存和输送。大多数要么在现场生产和消费(约85%)，要么通过卡车或管道运输(约15%)。在未来，这些选择之间的平衡可能会改变，新的选择可能会出现。不同选择的竞争力将取决于氢的运输距离、规模和最终用途。长距离运输将使氢从低成本生产区出口到低成本生产区成为可能(图24)。对依赖能源进口的国家来说，这也可以改善能源的多样性，增加能源安全。

本章首先介绍氢和氢载体的可能存储方式。然后研究了利用现有的天然气网络运输和配送氢气的可能性。在此之后，讨论了长距离传输和本地配送的各种交付方案和成本。报告最后评估了若干不同贸易路线的储存、运输和配送的总费用。我们对成本的评估是基于工业和科学文献的最新数据；然而，其中许多估计数，包括与未来技术发展有关的估计数，不可避免地存在高度不确定性。

图 24. 氢价值链的传输、配送和存储要素



注: LOHC = 液态有机氢载体。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

根据氢载体的环境和类型，不同的部分可以在价值链中组合起来进行氢的传输和配送，从而导致各类区域的成本不同。

氢存储

今天，氢通常以气体或液体的形式储存在罐中，用于小型的移动和固定应用。然而，未来大规模和洲际氢价值链的顺利运行将需要更广泛的存储选择。例如，在出口终端，在运输之前可能需要短时间的储氢。汽车加氢站储氢量需要满足数小时运行，而几天到几周的储氢量将有助于用户防止氢供应和需求的潜在不匹配。如果氢被用来弥补电力供应或热需求的重大季节性变化，或提供系统的弹性，就需要更长期和更大的存储选择¹⁷。最合适的存储介质取决于要存储的容量、存储时间、所需的放氢速度以及不同选项的地理可用性。但是，一般来说，地质储存是大规模和长期储存的最佳选择，而储罐更适合短期和小规模储存。

地质储存

盐穴、枯竭的天然气或油藏和含水层都是大规模长期储氢的可能选择(HyUnder,2014; Kruck等, 2013)。它们目前用于天然气储存，具有显著的规模经济效益、高效率(注入氢的数量除以可提取氢的数量)、低运营成本和低土地成本。这些特性意味着，尽管氢的能量密度比天然气低，但它们很可能是储氢成本最低的选择(Bunger et al., 2014)。

自20世纪70年代以来，英国和美国的化学部门就开始使用盐穴储存氢。它们的成本通常低于0.6美元/kgH₂，效率约为98%，对储存的氢污染的风险较低(H21, 2018; Bungler等, 2014; Lord, Kobos and, 2014)。它们的高压使其具有高放氢率，使其对工业和电力部门的应用具有吸引力。由于盐穴储气库通常是作为一系列独立的、相邻的储气库来运行的，随着氢气使用量的增加，天然气储气库可以一次转化为氢气储气库，从而降低前期成本。美国目前拥有最大的盐穴储氢系统;它可以储存附近蒸汽甲烷转化炉(1万到2万吨H₂ (ktH₂)) 30天左右的氢气产量，以帮助管理炼油和化学品的供需。英国三个盐穴可以储存1 ktH₂，而德国正在筹备一个3.5 ktH₂盐穴储存示范项目(计划于2023年进行)。

枯竭的油气藏通常比盐穴更大，但它们的渗透性也更强，而且含有污染物，在氢被用于燃料电池之前，这些污染物必须被清除。含水层是三种地质储存方式中最不成熟的一种，而且有各种各样的证据证明它们的适宜性(尽管它们多年来一直被用来储存含有50-60%氢气的城镇煤气)。与油气藏一样，天然屏障将绝大多数氢困在地下深处。然而，与微生物、液体和岩石的反应会导致氢的损失。由于它们以前没有被用于纯氢的商业用途进行研究，许多含水层也会产生勘探和开发费用。

¹⁷ 另一种选择是让氢提供短时间的电力储存，例如少于一天。然而，抽水蓄能的水力发电、压缩空气的储存和/或电池很可能在可用的领域胜过氢。

在枯竭的水库和含水层中储存氢的可行性和成本仍有待证明。如果它们能克服这些挑战，并使自己成为可行的，这两种办法都是提供季节性储氢所需规模的储存，特别是在无法进入盐穴的地方。

虽然地质储藏量是长期大规模储藏量的最佳选择，但场地的地理分布、面积大、压力要求小，使其不太适合短期小规模储藏量。对于这些应用，储罐是最有希望的选择。

储罐

储存压缩氢或液化氢的储罐具有高放氢率和99%左右的效率，使它们适合于小规模的应用，适合那些需要随时获得当地的燃料或原料的应用。

压缩氢(在700bar压力下)的能量密度仅为汽油的15%，因此在一个汽车加注站储存等量的能量需要将近7倍的空间。氨具有更大的能量密度，因此将减少对如此大的储罐的需要，但这些优点必须与能源损失和在最终使用需要纯氢时进行转换和再转换的设备进行权衡(见下文)。当涉及到汽车而不是加注站时，压缩氢罐比锂离子电池具有更高的能量密度，因此使汽车或卡车的行驶范围比纯电动汽车更大。

研究仍在继续，目的是找到减少坦克大小的方法，这在人口密集地区尤其有用。这包括寻找地下储罐的范围，可以承受800巴的压力，从而使氢有更大的压缩率。固态材料(如金属和化学氢化物)中的氢储存尚处于开发的早期阶段，但有可能使更大密度的氢在常压下储存。

氢的运输和配送

氢的能量密度很低，这意味着长距离运输氢的成本很高。尽管如此，还是有许多可能的方法可以克服这个障碍，包括压缩、液化或将氢合并成更大的分子，使其更容易以液体形式运输。在许多国家，现有广泛的天然气管道网络可用来运输和配送氢气。新的基础设施也可以开发，专用管道和运输网络可能允许大规模的海外氢运输。每一种可能的选择都有不同的优点和缺点，最便宜的选择将根据地理位置、距离、规模和所需的氢的最终用途而有所不同。本节讨论与每个主要运输和配送方案相关的机会和问题。

在现有的天然气网络中混合氢气

发展一个新的氢价值链将取决于成功地完成和连接生产、运输、配送、储存和最终用途的基础设施。



这将需要许多不同的市场参与者进行协调投资，这对它们来说可能是一个挑战。然而，将氢混合到现有的天然气基础设施中，将避免开发新的输配基础设施所涉及的巨额资本成本。此外，如果在低水平上进行混合，虽然这可能增加向消费者运送天然气的成本，但也会减少二氧化碳的排放。如果采取步骤澄清关于天然气中氢的现有国家规定，并协调各国的规定，那么混合将容易得多。

世界各地有近300万公里的天然气输送管道和近4000亿立方米的地下储藏量；国际液化天然气(LNG)航运基础设施也已建成(Snam、IGU和BCG, 2018; Speirs等, 2017)。如果这些基础设施中的一些能够被用来运输和使用氢气，那么它将为氢气的发展提供一个巨大的推动力。例如，全球天然气需求中3%的氢¹⁸(2018年约为3.9万亿立方米)的混合物需要接近12兆吨的氢气。如果这些氢大部分来自电解槽，那么这本身就需要大约100GW的电解槽装机容量(在50%的负载系数下)，这一水平可以使电解槽的资本成本降低50%左右。然而，氢混合面临着许多挑战：

- 氢的能量密度大约是天然气的三分之一，因此混合气体降低了输送气体的能量含量：在天然气输送管道中加入3%的氢气，将使管道输送的能量减少2%左右(Haeseldonckx和D'haeseleer, 2007)。最终用户将需要使用更多的天然气来满足给定的能源需求。同样，依赖天然气中碳含量的工业部门(例如处理金属)将不得不使用更多的天然气。
- 氢比甲烷燃烧得快得多。这增加了火焰蔓延的风险。氢火焰燃烧时也不是很明亮。新的火焰探测器可能需要高混合比。
- 混合到天然气流中的氢气量的变化将对设备的运行产生不利影响，这些设备的设计只能容纳很小范围的天然气混合物(Abbott, Bowers和James, 2013)。它还可能影响某些工业过程的产品质量。
- 管道网络中混合氢的上限取决于与之相连的设备，这需要根据具体情况进行评估。容错最低的组件将定义整个网络的容错。

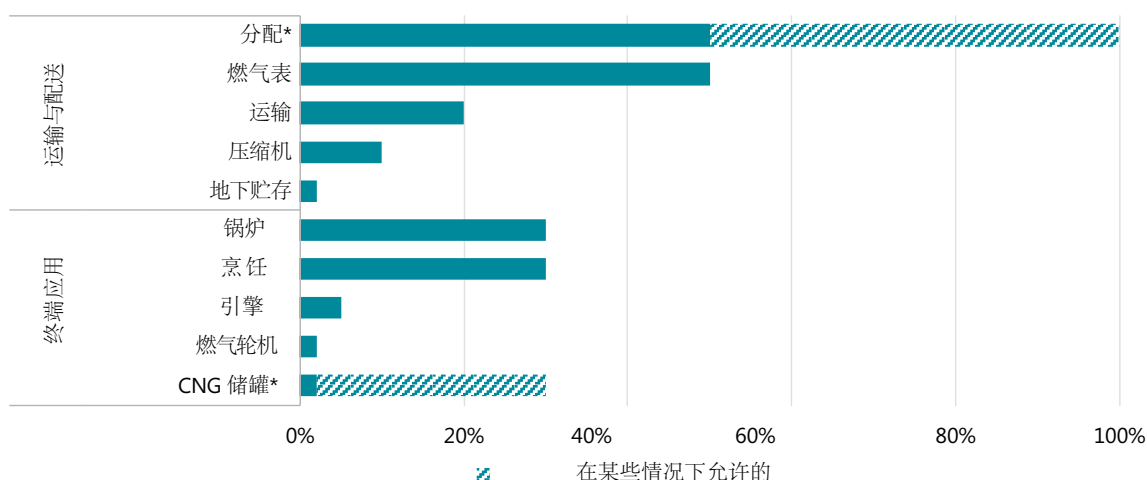
天然气价值链上的一些现有组件对氢混合具有很高的容忍度(图25)。例如，聚乙烯配送管道可以处理100%的氢气，英国利兹市H21城门项目旨在证明通过天然气配送网络输送氢气为家庭和企业提供热量的可行性。类似地，盐穴可以储存纯氢而不是天然气，不需要升级。在欧洲，许多燃气加热和烹饪器具被证明含有高达23%的氢，尽管这些水平在多年使用后的影响仍然不清楚(Altfeld和Pinchbeck, 2013)。

然而，现有天然气价值链的其他部分无法承受高水平的混合氢。最大的限制可能是在工业部门，那里的许多工业应用还没有得到认证或氢混合的详细评估。

¹⁸ All blending percentages in this section are on a volume basis.

例如，使用天然气作为原料的化工企业可能需要调整流程，并与天然气供应商签订合同，因为天然气供应商规定的天然气含量规格很窄。现有燃气轮机的控制系统和密封不是针对氢的特性而设计的，能够承受小于5%的混合氢(ECS, 2015)。对于许多已安装的燃气发动机也会出现类似的问题，其中建议的混合氢的最大浓度为2%。对现有涡轮机和发动机进行一些小的修改可能使它们能够处理更高的氢混合水平，新的设备可以专门设计来处理更高水平的氢。但这种调整需要时间和金钱。

图 25. 天然气网络中选定的现有元素对氢混物的容忍度



* CNG储罐的耐受性较高的是IV型储罐(虽然根据天然气的湿度，CNG储罐的耐受性可能低至0.1%)(联合国, 2014); 较高的配送容忍度将需要具体的安全评估。

注: CNG = 压缩天然气

Sources: Altfeld and Pinchbeck (2013), "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems", Gas Energy <http://www.gas-for-energy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-natural-gas-systems-1/>; Jones, Kobos and Borns (2018), "Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands", *Inter. Journal of Hydrogen Energy*; Kouchachvili and Entchev (2018), "Power to gas and H₂/NG blend in SMART energy networks concept", *Renewable Energy*; Melaina, Antonia and Penev (2013), "Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues", National Renewable Energy Laboratory; Müller-Syring and Henel (2014), "Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen", DVGW; Reitenbach, et al. (2015), "Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues", *Environmental Earth Science*; Weidner et al. (2016), "Sector Forum Energy Management/Working Group Hydrogen Final Report".

压缩天然气罐、涡轮和发动机的氢容限最低。轻微的调整可以提高网络的容忍度，并利用其传输能力。

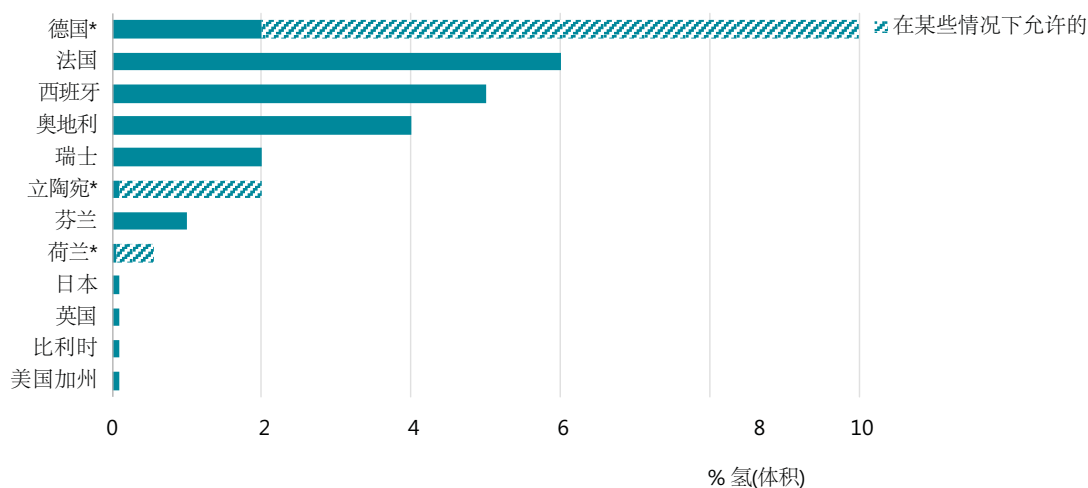
现有的国家对天然气质量的规定是由天然气价值链上最不能够处理混合的元素来定义的。许多区域指定了最大2%的混合，少数区域指定了4%到6%之间的混合(图26)。德国规定的上限为10%，但如果CNG加油站连接到网络，则小于2%。某些设备的规格也有限制:例如，欧洲标准规定天然气流的氢含量必须低于1%，用于燃气轮机的控制系统和密封。由于天然气是国际贸易，协调跨境混合限制是支持部署的关键一步。



翻译

标准还应考虑氢混合水平可能随时间的变化。在欧洲，一些技术委员会和行业工作组(如HyReady和HIPS-Net)正在研究氢混合的标准，而欧盟委员会也在研究标准和可再生气体和氢在天然气网络中的作用(Eurogas, 2018)。

图 26. 目前天然气网络中氢混合的限制



* 如果没有连接到该网络的压缩天然气加气站，则德国适用更高的限额；荷兰的上限适用于高热量气体；当管道压力大于16 bar时，立陶宛适用更高的极限。

Sources: Dolci et al. (2019), "Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot", *International Journal of Hydrogen*; HyLaw (n.d.), *Online Database*; Staffell et al. (2019) "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system", *Energy and Environmental Science*.

如今，大多数国家都限制天然气网络中的氢浓度；修改这些规定将是必要的，以刺激有意义的水平的氢混合。

跟踪向网络中注入了多少氢及其碳强度也很重要。如果要向运营商支付供应低碳气体的溢价，这种会计方法——有时被称为“原产地担保”——是必不可少的。加州的系统就是一个例子，尽管注入后的气体分子本身无法追踪，但一些客户仍然可以购买可再生的混合甲烷的证书。在欧洲，CertifHy项目为原产地担保设计了一个操作框架，并签发了超过75,000份数码证书。

除了与网络本身有关的问题外，实现更高混合水平的政策还需要纳入替换家庭、办公室和工厂设备的战略。这种转换可以按地区逐步进行。实施这类政策既费时又费钱，但并非史无前例：英国、奥地利、德国和美国在20世纪60年代和70年代从城镇天然气(含50%氢气)转向天然气。英国在10年内更换了4000万台电器，花费120亿美元(Dodds and Ekins, 2013)。

目前，有37个示范项目正在研究天然气网络中的氢混合。荷兰的Ameland项目没有发现混合30%的氢对家庭设备造成任何困难，包括锅炉、燃气灶和烹饪用具(Kippers, De Laet and Hermkens, 2011)。在输配两级也对注入进行了测试。其他欧洲项目正在测试地下储存的技术和监测要求(Hypos, 2017)。

将氢混合到天然气流中，如果在最终使用地点将氢分离，则可用于提供纯氢流。有很多方法可以做到这一点，但是这些技术的成本，以及一旦氢被提取出来就需要重新压缩天然气，使得这一过程相对昂贵。一种选择是变压吸附，根据混合水平和最终使用需求，其成本在3美元/kgH₂到6美元/kgH₂之间(Melaina, Antonia和Penev, 2013)。

总的来说，除制氢成本外，混合氢的成本可能会略微增加0.3美元/kgH₂至0.4美元/kgH₂。增加的原因是输配网络需要注入站，以及更高的运营成本(Roland Berger, 2017)。

新的氢传输和配送基础设施

可以开发若干新的选择，将氢从生产地点运送到最终用户。和天然气一样，纯氢在运输前可以液化，以增加其密度。然而，液化需要将氢冷却到-253 C。如果氢本身被用来提供这种能量，那么它将消耗大约25%到35%的初始氢气量(基于今天的技术)(Ohlig和Decker, 2014) 这比液化天然气所需的能量要高得多，液化天然气大约消耗天然气初始量的10%。

另一种可能性是将氢合并成更大的分子，使其更容易以液体形式运输。选项包括氨和LOHC(框7)¹⁹。氨和LOHC比氢更容易运输，但它们往往不能作为最终产品使用，在最终消耗之前需要进一步释放氢(例如，氨可以被最终客户直接使用的情况除外)。这需要额外的能源和成本，必须与较低的运输成本相平衡。

我们的分析表明，如果氢的运输距离不超过1500公里，通过管道输送氢气通常是最便宜的选择。对于更远的距离，以氨或LOHC的形式传输可能是一个更划算的选择，尤其是如果氢需要转移到海外，即使考虑到将氢转化为氨或LOHC然后再返回的成本。对于局部分布，管道对于长距离输送大量氢气是划算的；在其他情况下，卡车可能是更便宜的选择。

¹⁹ 氢还可以被纳入其他成熟的最终用途燃料，如合成甲烷或生物燃料(如第2章所讨论的)，然后在这些产品的现有基础设施中运输，并配送到它们现有的需求中心，从而降低它们的二氧化碳强度。这是否具有成本效益取决于额外处理步骤的较高成本和使用现有基础设施的较低成本之间的权衡。进一步讨论见第4章。

框 7. 氨和LOHC的优缺点

将氢转化为氨需要的能量相当于氢所含能量的7%到18%，这取决于系统的大小和位置(Aakko-Saksaa等, 2018; 汉森,2017;巴特尔斯,2008)。如果氨需要在目的地重新转化为高纯氢，则会损失类似水平的能量(Brown, 2017;Giddey, 2017)。然而，氨在-33° C的温度下液化，比氢的温度高得多，每立方米含氢量是液化氢的1.7倍，这意味着它比氢的运输成本低得多。虽然氨已经有一个完善的国际传输和配送网络(见第2章)，但它是一种有毒化学品，这可能限制它在一些最终用途部门的使用。也有一些未燃烧的氨可能逸出的风险，这可能导致颗粒物(一种空气污染物)的形成和酸化(下表)。

制造LOHC需要用氢“装载”一个“载体”分子，运输它，然后在目的地再次提取纯氢。LOHC与原油和石油产品具有相似的性质，其主要优点是不需要冷却就可以作为液体运输。然而，与氨一样，涉及的转化和再转化过程也有成本。这些过程需要的能量相当于氢本身的35%到40% (Wulf和Zapp, 2018;Reuß et al., 2017)。此外，大LOHC的载体分子通常很昂贵，而且当氢在这个过程中结束时再次生成时，这些载体分子不会被用完，因此需要运回到它们的原产地。

几种不同的LOHC分子正在考虑中，每种分子都有不同的优点和缺点。在本章中LOHC指的是甲基环己烷(MCH)，这是一种以甲苯为载体分子的相对廉价的选择。目前每年大约生产2200万吨甲苯(用于商业产品)，如果用作LOHC，这个数量可以携带140万吨氢气。每吨大约400-900美元。然而，甲苯是有毒的，需要小心处理。另一种无毒的LOHC是二苯基甲苯。尽管这比现在的甲苯要贵得多，但从长远来看，扩大规模可能会使其成为更有吸引力的选择，尤其是考虑到其无毒的性质。甲醇和甲酸是另一种选择，但如果直接使用它们会导致温室气体排放(除非使用非化石碳源)。

对氨和LOHC来说，有效利用转化过程中释放的热量可以提高价值链的效率，降低总成本。

氢载体的选择特性

		液氢	氨	LOHC (甲基环己烷)
过程与技术成熟度	转换	小规模: 高 大规模: 低	高	中
	罐存储	高	高	高
	运输	海运: 低 管道: 高 卡车: 高	海运: 高 管道: 高 卡车: 高	海运: 高 管道: 高 卡车: 高
	重新转换	高	中	中
	供应链集成	中/高	高	中



	液氢	氨	LOHC (甲基环己烷)
危害**	可燃的; 无气味或火焰	可燃的; 急性毒性; 空气污染的前兆; 腐蚀性	甲苯:易燃; 中等毒性。 其他LOHC可能更安全。
转换和再转换所需能量***	目前 25–35% 潜力: 18%	转换: 7–18% 再转换: < 20%	目前: 35–40% 潜力: 25%
技术改进和扩大需求	生产装置效率; 蒸发管理	与柔性电解槽集成; 提高转换效率; H ₂ 净化	利用转化热; 恢复原状的效率
选定的组织发展供应链	HySTRA; CSIRO; Fortescue Metals Group; Air Liquide	Green Ammonia consortium; IHI Corporation; US Department of Energy	AHEAD; Chiyoda; Hydrogenious; Framatome; Clariant

* 高 = 已验证和商业化; 中 = 原型演示; 低 = 经过验证或正在开发的; 小规模 = < 5吨每天; 大规模 = > 100 吨每天。

** 毒性标准基于吸入。

*** 为氢较低热值的百分比; 数值是指可以用于燃料电池的氢; 低纯度的氢需要更少的能量。

Sources: Aakko-Saksaa et al. (2018), "Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion", *Journal of Power Sources*; Bartels, (2008), "A feasibility study of implementing an Ammonia Economy", Iowa State University; Brown, (2017), "Round-trip efficiency of ammonia as a renewable energy transportation media", *Ammonia Energy*; Giddey (2017), "Ammonia as a renewable energy transportation media", *ACS Sust. Chem. Eng.*; Hansen (2017), "Solid oxide cell enabled ammonia synthesis and ammonia based power production"; Reuß et al. (2017), "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model", *Applied Energy*; Wulf and Zapp, (2018), "Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers", *International Journal of Hydrogen Energy*.

远距离输送

当能源是化学燃料而不是电力时，远距离运输能源就容易多了。化学燃料往往具有较高的能源密度，在运输过程中不遭受损失，受益于规模经济，并允许通过广泛的网络进行点对点交易或传输。大多数天然气和石油通过大型管道和船舶在世界各地运输，这两种选择也可以用于氢和氨运输船。对一些地区来说，使用火车运输氢气也可能是内陆地区的一种选择，尽管这通常比通过管道运输氢气更昂贵。

管道

目前世界上有近5000公里的氢气管道，而天然气输送管道只有300万公里这些现有的氢管道由工业制氢企业运营，主要用于向化工和炼油设施输送氢。美国有2600公里，比利时600公里，德国不到400公里(壳牌，2017)。

管道运营成本低，使用寿命在40到80年之间。它们的两个主要缺点是高昂的资本成本和获得通行权的需要。这意味着，如果要建造新的管道，未来氢需求的不确定性和政府的支持是至关重要的。

如果现有的高压天然气输送管道不再用于天然气，未来可以转换成输送纯氢的管道，但它们的适用性必须根据具体情况进行评估，这将取决于管道中使用的钢材类型和正在运输的氢的纯度(NREL, 2013)。²⁰ 荷兰最近的研究表明，现有的天然气网络可以用于传输氢气，只需要进行少量的修改(Netbeheer Nederland, 2018; DNVGL, 2017)。主要的挑战是，要供应与天然气等量的能源，需要三倍于天然气的体积。因此，可能需要通过网络增加传输和存储容量，这取决于氢的增长程度。

氨通常通过管道运输，而新的氨管道将比新的纯氢管道更便宜。美国的氨气管道目前为数百个零售点提供原料，总长度达4830公里。在东欧，2400公里长的敖德萨线从俄罗斯向远至乌克兰的化肥和化工厂输送氨。

LOHC类似于原油和柴油，因此可以使用现有的石油管道。然而，由于需要将氢运输船运回其原产地，以使用卡车或向相反方向运行的平行管道重新装载氢，因此这是一种复杂而昂贵的运输方法。

船运

进口氢气为各国提供了实现能源进口多样化的空间，其中一个结果是各国对使用船舶运输氢气产生了浓厚的兴趣。

目前还没有能够运输纯氢的船只。这类船将与液化天然气船大致相似，并要求氢在运输前液化。虽然船舶和液化过程都需要大量的费用，但一些项目正在积极寻求开发合适的船舶。预计这些船只将由氢提供动力，氢在航行过程中会燃烧(约0.2%的货物可能每天消耗，与液化天然气运输船消耗的天然气量类似)。除非一种高价值的液体在返回时可以在同一艘船上运输，否则船只将空船返回。

在氢载体中，氨的洲际传播最为发达，它依赖于化学和半冷冻液化石油气(LPG)油轮。今天的贸易路线包括从阿拉伯海湾和特立尼达和多巴哥到欧洲和北美的运输。LOHC将是最容易用船运输氢的形式，因为可以使用油品运输船，不过也需要考虑到在使用前将氢转化和再转化为氢的成本。此外，船只还需要随原航母返回，这增加了补给线的复杂性。

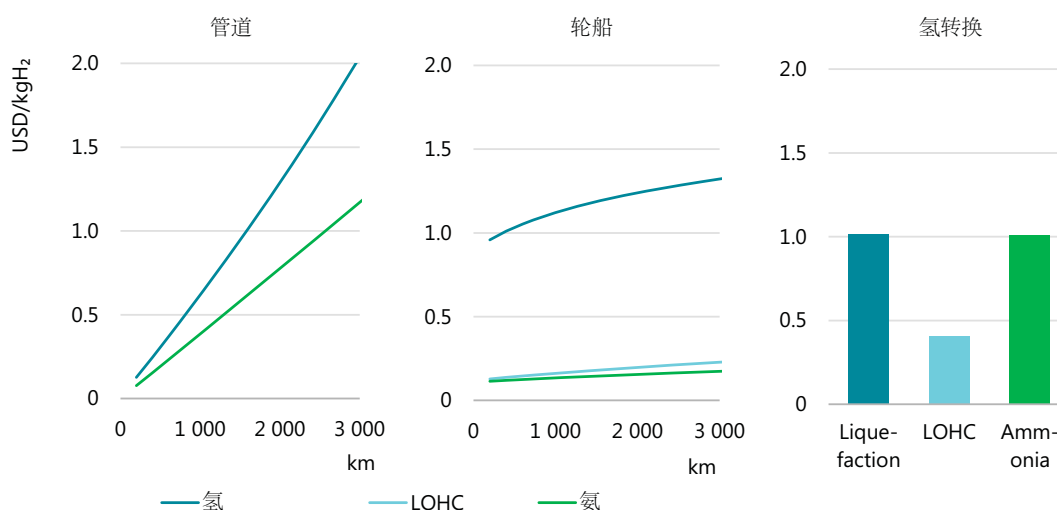
在所有情况下，航运供应链都需要在适当的装卸码头建造必要的基础设施，包括储罐、液化和再气化工厂以及转换和再转换工厂。

²⁰ 氢气的纯度至关重要;非常纯的氢比99.5%的纯氢更具侵略性，而99.5%的纯氢可以用于家庭的氢锅炉。

长途输送成本

对于管道，考虑到所有的资本和运营成本，国际能源署估计，将氢作为气体运输大约1500公里，成本约为1美元/kgH₂(图27)。将氢转化为氨的成本约为1美元/kgH₂(不同地区之间有所差异)。虽然用管道输送氨比用氢气更便宜，但这些转换成本意味着输送氨大约1500公里的总成本约为1.5美元/kgH₂。随着传输距离的增加，由于需要更多的压缩站，通过管道输送氢气的成本比氨的成本上升得更快。如果传输距离为2500公里，通过管道输送氨的成本(包括转换成本)将与以气体形式输送氢的成本大致相当(约为2美元/kgH₂)。

图 27. 通过管道和船舶储存和运输氢气的成本，以及氢气液化和转化的成本



注: 管道输送的氢气为气态; 船舶运输的氢是液化的。费用包括运输费用和所需的任何储存费用; 不包括分发和重新转换的费用。 More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

运输氢最便宜的选择很大程度上取决于模式和距离; 转换的额外费用需要与运输节省量进行权衡。

对于船舶来说，氢气必须在运输前液化或转化。这需要在移动和储存氢，LOHC或氨的成本上增加额外的成本。对于液氢，在进出口终端储存氢气也相对昂贵。作为LOHC，氢的转换和运输成本为0.6美元/kgH₂，氨为1.2美元/kgH₂，液氢为2美元/kgH₂。考虑到需要更多的船只、更长的航程和更多的储存，运输费用随着传输距离的增加而增加，但与转换费用相比没有显著的增加。距离越远，成本增加的幅度也比管道要小得多。如上所述，这些费用仅与氢的传输有关; 对不同模式的全面成本比较需要考虑到当地配送和再转化为氢的成本。

当地配送

氢气一旦到达进口终端或传输枢纽，就需要在当地进行配送，以便将其交付给最终用户。与输送一样，氨、氮和LOHC的最佳选择将取决于体积、距离和最终用户的需求。

卡车

今天，氢的配送主要依靠压缩气体拖车，行驶距离不足300公里。在有可靠需求和液化成本可以被较低的氢运输单位成本所抵消的地方，经常使用液氢罐车来替代。在这两种情况下，氢都分配在装在拖车上的管子里。卡车可以用大致相似的方式来配送氨或氯丙烷。

从理论上讲，一辆装载压缩氢气的拖车可以装载1100kgH₂(在500bar轻质复合气瓶)。然而，由于世界各地的规定限制了可运输管道的允许压力、高度、宽度和重量，实际中很少能达到这个重量。例如，在美国，钢管的压力极限意味着拖车的最大负载为280 kgH₂(尽管美国交通部最近批准了制造和使用高压复合容器)。

高度绝缘的低温油罐车可以装载多达4000公斤的液化氢，目前普遍用于长达4000公里的长途运输。这些卡车不适合在这个距离以上运输，因为氢气会升温，导致压力上升。

大约5000 kgH₂以氨的形式或1700 kgH₂以LOHC的形式可以在公路罐车中输送。在使用LOHC的情况下，在氢被提取出来之后，还需要一辆卡车将载体分子运送回原来的目的地。

管道

许多现代低压气体输送管道都是由聚乙烯或纤维增强聚合物制成的，一般来说，只要稍加升级，就可以输送氢气。在英国，作为天然气基础设施升级计划的一部分，几乎整个配送管网(大约是该国输气管网长度的14倍)都被塑料管道取代。天然气输配管道广泛分布在北欧、中国、北美等供热需求大的地区，并延伸至城市和产业群。

新的专用氢气输送管道将带来更大的资本支出，尤其是在为建筑供暖提供氢气所需的规模上。通过管道长距离输送氨的成本较低，但只有在氨需求量大的情况下才有吸引力，因为氨在使用前需要转化为氢。与传输一样，LOHC通过管道分布可能是不切实际的，因为需要在过程结束时将载体分子返回到它们的原始位置。

²³ 行业消息人士表示，加州汽车氢供应已达到这一临界点。



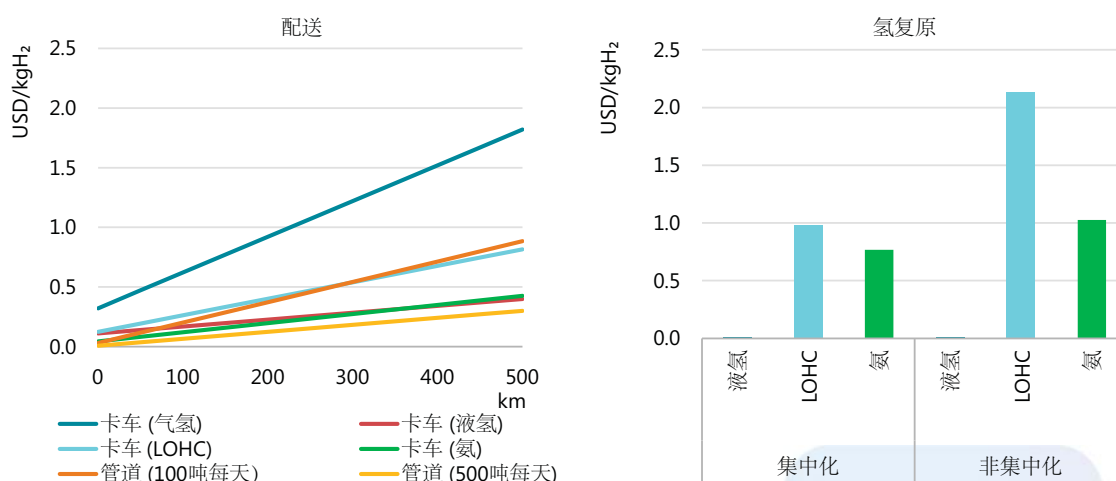
地区配送成本

虽然现在的卡车运输氢气占氢的绝大部分，但这是一个相对高成本的选择(图28)。随着配送距离的增加，管道与卡车之间的成本竞争越来越激烈。配送的一个关键考虑因素是最终用户需要多少氢气。如果需要大量的管道，那么可以使用更大的管道，从而降低交付成本。例如，如果在距离进口点500公里的地方每天需要100吨氢气(tpd)，大约相当于一个200兆瓦氢气发电厂所需的氢气量，那么使用卡车将比建造管道更便宜；如果需要500吨/天，那么管道的单位成本就会降低。不过，可以合理地预期，在未来十年，压缩气体管拖车和液氢罐仍将是主要的分配方式，正如今天向地理上分散的加油站分配汽油和柴油主要是使用卡车。

成本也很大程度上取决于氢的最终用途。如果需要纯氢，则必须包括从氨或LOHC中提取氢的额外成本。这种再转化的成本取决于所需氢的纯度：如果氢是用于燃料电池而不是燃烧，那么再转化的成本更高。此外，在最终使用点的再转换成本(例如在氢燃料补给站)高于集中再转换成本(例如在输送进口终端)。

国际能源署估计，在500公里范围内用卡车运送LOHC的成本为0.8美元/kgH₂，而在最终使用时提取和净化氢的成本为2.1美元/kgH₂。因此，本地分销的总成本将为2.9美元/kgH₂。氨的当量成本为1.5美元/kgH₂；但是，如果最终用户可以使用氨而不需要重新转化为氢气，那么配送成本将会大大降低，为0.4美元/kgH₂。

图 28. 将氢分配到大型集中设施的成本和再转化为气态氢的成本



注: More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

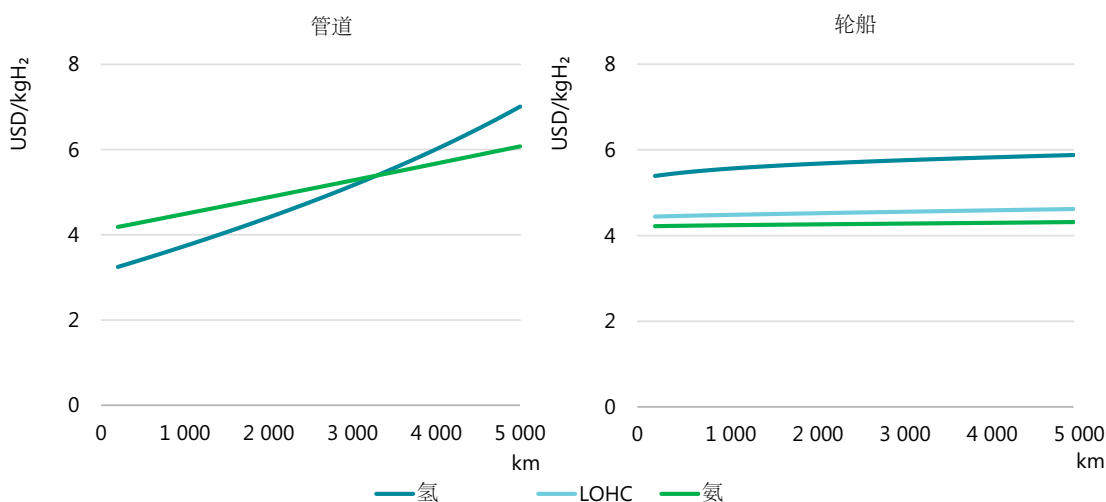
新管道可能是输送大量氢气的最便宜的选择;从氨和LOHC中提取纯氢是昂贵的。

运送和储存氢气的总成本

向最终用户交付氢的全部成本必须考虑到供应链的所有可能阶段。不同的氢载体和运输方式具有非常不同的转化、传输、配送、储存和再转化成本。虽然对于价值链的特定部分，一种选择可能更便宜，但这可能会被价值链另一部分更高的成本所抵消。所涉及的各种技术也处于不同的成熟度，因此未来降低成本的潜力也大不相同。能源、热量和储存需求之间可能存在协同作用的空间。例如，如果所讨论的特定价值链在出口终端的能量需求高于进口终端(例如液氢)，那么与相反的情况(例如LOHC)相比，这可以改善相对成本和排放动力学。

运输氢气的总成本将根据出口国和进口国现有的基础设施、传输和配送距离、运输方式和最终使用需求而有所不同。尽管这些成本组成部分存在许多不确定性，但国际能源署的分析表明，对于内陆传输和配送，氢气是3500公里以下距离的较便宜选择(图29)。超过这个距离，氨管道将是更便宜的选择。与使用管道和船舶运输相比，在距离低于1500公里时，通过管道输送和配送氢气更便宜。在这一距离之上，LOHC和氨的海运(两者的全部成本大致相当)成为更便宜的运输选择。然而，氨或某些LOHC的运输和使用可能引起潜在的安全和公众接受问题，这可能限制它们在某些情况下的应用。

图 29. 2030年通过管道或船舶向工业领域输送不同距离氢气的全部成本



注：氢生产成本 = USD 3/kgH₂；假设100 tpd分布在距离接收终端50公里的最终使用站点的管道中。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

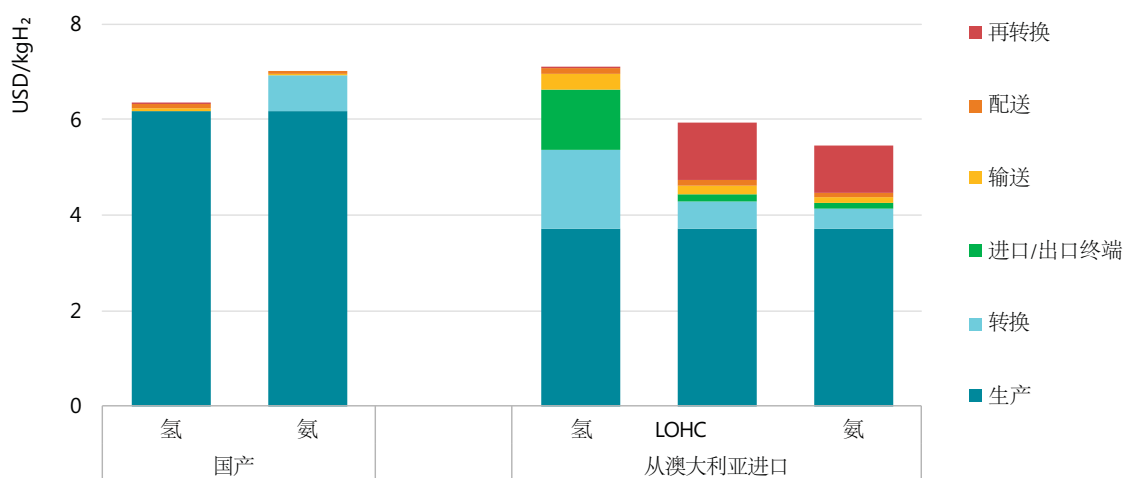
Source: IEA 2019. All rights reserved.

通过管道将氢输送到工业部门，输送距离低于1500公里的成本更低；在这个距离之上，LOHC和氨是更便宜的选择。

国际能源署的分析表明，在未来的许多情况下，进口氢气可能比在国内生产更便宜。例如，日本目前90%的能源需求依赖进口，正如其基本的氢战略所显示的那样，日本将氢视为能源多样化、减排和产业领先地位的来源。IEA估计，到2030年，日本工业部门从澳大利亚进口电解氢(约5.5美元/kgH₂)的成本将低于国内生产(6.5美元/kgH₂)(图30)。这是假设在澳大利亚使用电解槽、太阳能发电厂和风力发电场在太阳能和风能资源丰富的地区的联合装置生产氢，然后将这种氢出口到日本作为氨或LOHC使用。从澳大利亚到日本运输氢气的总成本(包括转换和再转换)将略高于1.5美元/kgH₂，相当于每MWh 45美元。如果最终用户可以直接使用氨，从而避免将其重新转化为氢的额外成本，那么氨将更具吸引力。

然而，最便宜的氢资源仍然要比天然气贵很多。2030年日本天然气进口价格预计为10美元/MBtu，相当于1.2美元/kgH₂左右。虽然实际的成本差异可能比看上去的要小一些，因为一些氢最终使用装置可能比天然气装置效率更高，但需要进一步降低成本，以提高氢对天然气系统的竞争力。

图 30. 2030年，将澳大利亚电解生产的氢或氨输送到日本工业客户的成本



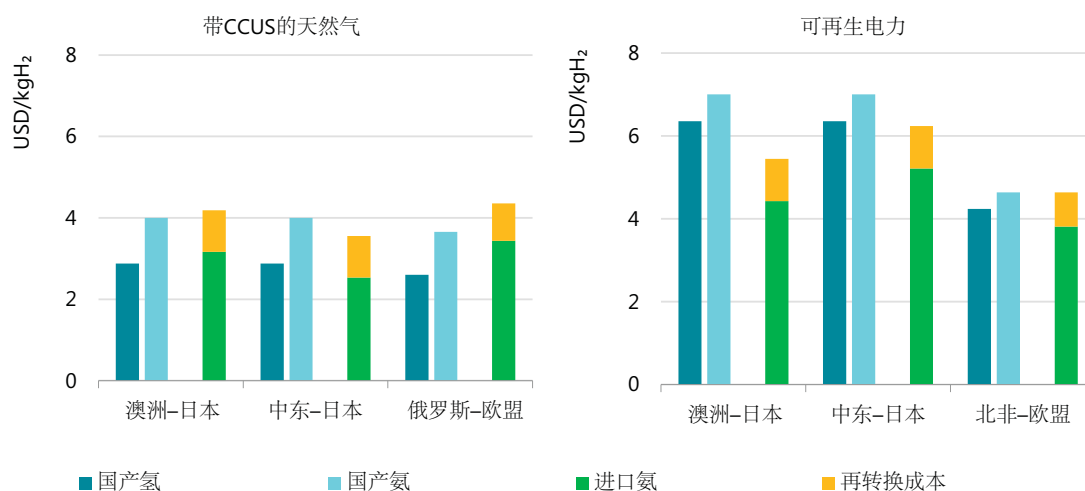
注：假设100 tpd分布在距离接收终端50公里的最终使用站点的管道中。仓储成本包含在进出口码头的成本中。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA analysis based on IAE (2019), "Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems" and Reuß (2017), "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model". All rights reserved.

从澳大利亚到日本的运输成本可能占氢总成本的30%到45%；然而，进口电解氢仍然可能比国内生产更便宜。

从可再生能源发电中进口氢气似乎对其他一些可能的贸易路线也有意义。如果最终用户可以使用氨而不需要重新转化回氢，那么进口氨将更加便宜。例如，从北非生产的电解氢进口氨到欧洲的成本可能比在欧洲生产更低(图31)。

图 31. 2030年选定贸易路线国内生产和进口氢的交付成本比较



注：“国内”成本是指在进口国(即日本或欧盟)生产和分配氢气的全部成本。所有成本都假定分布在50公里的大型工业设施。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

对许多国家来说，氢的进口可能比国内生产更便宜，特别是如果最终用户可以使用氨而不需要重新转化为氢。

然而，对于许多其他可能的贸易路线来说，氢的传输和分销成本相对较高，这意味着在国内生产氢通常比进口氢更便宜。这是因为运输成本将超过可再生能源发电成本的差异，或者天然气价格和CCUS成本的差异。例如，在欧洲，国内使用配备CCUS的天然气生产低碳氢，在工业和电力应用方面可能比从俄罗斯进口低碳氢更便宜。即便如此，一些二氧化碳储量有限或未开发再生资源有限的国家可能仍然认为低碳氢进口是值得的，因为它们为实现能源体系多元化和减少二氧化碳排放做出了贡献。

在运输领域，例如，在进口终端对LOHC或氨进行集中再转化以生产氢，通常比在最终使用点(例如在加注站)进行再转化要便宜得多。然而，这需要与氢作为液体或气体分布的更高成本相平衡。

对于在北非生产并运输到欧洲的氢，以氨或LOHC的形式运输氢可能是最便宜的，而随后将氢分配到1 tpd加氢站²²的最便宜选择则取决于所涉及的距离。

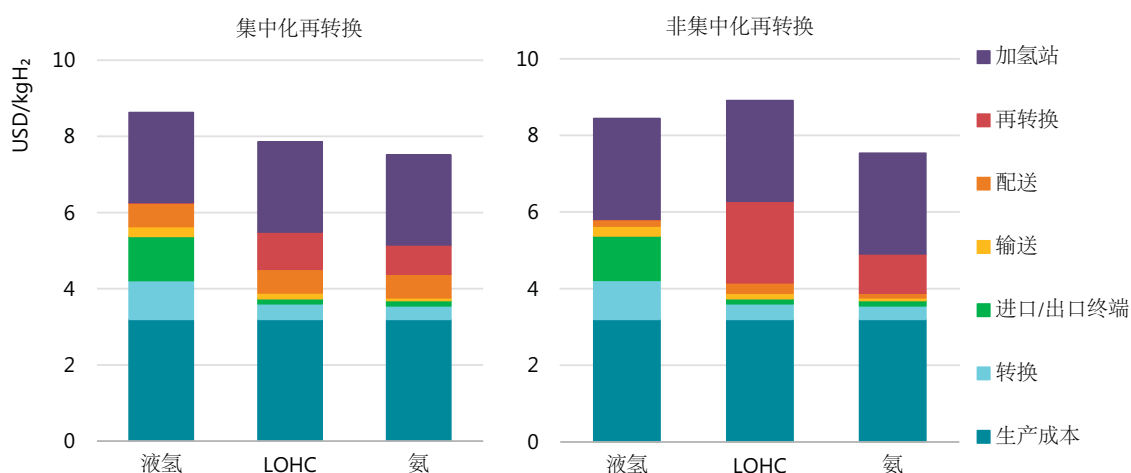
²² This is approximately the size of large hydrogen refuelling stations considered under the Hydrogen Mobility Initiative in Germany.

对于氨，如果配送距离低于100公里，那么最便宜的选择可能是在氨进口后立即对其进行再转换，并使用压缩氢气卡车分配产生的氢气。如果配送距离大于100公里，那么将氨分配到卡车上并在加注站将其重新转化为氢气可能会更便宜。对于LOHC而言，对于500公里以下的配送距离而言，集中再转换成本更低。

100公里的配送距离将导致交付的氢气价格(税前和利润)介于7.5美元/kgH₂和9美元/kgH₂之间(图32)。考虑到燃料电池的转换效率比内燃机高，这相当于每升汽油1.1至1.3美元；在欧洲加油站，目前的价格每升约1.4美元税后价格。

如果现有的管道基础设施可以用于氢气，那么输送和配送的成本将会低得多。例如，据估计，将英国的天然气网络转化为向建筑提供纯氢的成本约为0.6美元/kgH₂ (CCC, 2018)。由于氢的能量密度较低，还需要额外的存储容量来满足热需求，这将进一步增加0.5美元/kgH₂。在这种情况下，从北非进口并交付给欧盟建筑物的氢的总成本为CCUS天然气制氢4.5美元/kgH₂(135美元/MWh)左右，电解氢为6美元/kgH₂(180美元/MWh)左右。

图 32. 2030年从北非进口电解氢供应给欧洲一个氢燃料补给站的成本



注:假设配送距离为100公里。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA analysis based on IAE (2019), "Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems" and Reuß (2019), "A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany". All rights reserved.

到2030年，向欧洲加氢站输送氢气的成本可能为7.5-9美元/公斤。集中或分散再转换的选择取决于配送距离。



翻译

References

- Aakko-Saksa, P. T. et al. (2018), "Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion", *Journal of Power Sources*, Vol. 396, pp. 803–23, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>.
- Abbott, D. J., J. P. Bowers and S. R. James, "The impact of natural gas composition variations on the operation of gas turbines for power generation", The Future of Gas Turbine Technology 6th International Conference, 17–18 October 2012, Brussels, Belgium, https://gasgov-mst-files.s3.eu-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/Impact%20of%20Natural%20Gas%20Composition%20-%20Paper_o.pdf (accessed 5 April 2019).
- Altfeld, K. and D. Pinchbeck (2013), "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems", *Gas Energy*, www.gas-for-energy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-natural-gas-systems-1/.
- Bartels, J.R. (2008), "A feasibility study of implementing an Ammonia Economy", Iowa State University, <https://lib.dr.iastate.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2119&context=etd>.
- Brown, T. (2017), "Round-trip efficiency of ammonia as a renewable energy transportation media", *Ammonia Energy*, www.ammoniaenergy.org/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/.
- Bünger, U. et al., (2014). "Power-to-Gas (PtG) in transport: Status quo and perspectives for development", Report to the Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), Germany.
- CCC (Committee on Climate Change) (2018), "Analysis of alternative UK heat decarbonisation pathways (Imperial), Supporting data", www.theccc.org.uk/publication/analysis-of-alternative-uk-heat-decarbonisation-pathways/.
- Dodds, P. and P. Ekins (2013), "A portfolio of powertrains for the UK: an energy systems analysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 39, Issue 26, pp. 13941–53.
- Dolci, F., et al. (2019), "Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot", *International Journal of Hydrogen*, doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.045.
- DNV GL (2017), "Verkenning Waterstofinfrastructuur"(Reconnaissance hydrogen infrastructure), OGNL.151886, Rev. 2, www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf
- Eurogas (2018), "Eurogas discussion paper for the gas package (2020)", Position Paper No. 18PP309, <https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/10/18PP309-Eurogas-discussion-paper-for-2020-gas-package-October-2018.pdf> (accessed 5 April 2019).
- ECS (European Committee for Standardization) (2015), "European standard: Gas infrastructure – Quality of gas – Group H", <https://standards.globalspec.com/std/10009928/din-en-16726>.
- Giddey, S. et al. (2017), "Ammonia as a renewable energy transportation media", *ACS Sust. Chem. Eng.*, Vol. 5, Issue 11, pp. 10231–39, doi: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.
- H21 (2018), *H21 North of England*, H21, Northern Gas Networks, Equinor and Cadent, www.northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-26Nov18-v1.0.pdf.
- Haeseldonckx, D. and W. D'haeseleer (2007), "The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32, Issues 10-11, pp. 1381–6.

- Hansen, J.B. (2017), "Solid oxide cell enabled ammonia synthesis and ammonia based power production", Haldor Topsøe A/S, <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2017/11/NH3-Energy-2017-John-Hansen.pdf>.
- HyLaw (n.d.), *Online Database*, www.hylaw.eu/database#/database/gas-grid-issues/injection-of-hydrogen-at-transmission-level-for-energy-storage-and-enhancing-sustainability.
- Hypos (2017), "Hydrogen power and storage solutions in East Germany", www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/transport-und-speicherung/ (accessed 24 May 2019)
- HyUnder (2014), "Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and long term storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe (executive summary)", http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf.
- IAE (Institute of Applied Energy) (2019), "Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems, Final Report 2016", Japan, updated in 2019. Also presented in: Y. Mizuno et al., "Economic analysis on International Hydrogen Energy Carrier Supply Chains", *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, Vol. 38, No.3. pp.11. www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/38/3/38_11/article-char/en
- Jones, D. R., W. A. Al-Masryb and C. W. Dunnill (2018). "Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: an analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK" *Sustainable Energy & Fuels*, Vol. 2, pp. 710–23.
- Kippers, M. J., J. C. De Laat and R. J. M. Hermkens (2011), "Pilot project on the hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands", International Gas Union Research Conference 2011, http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf (accessed 5 April 2019).
- Kouchachvili, L. and E. Entchev (2018), "Power to gas and H₂/NG blend in SMART energy networks concept", *Renewable Energy*, Vol. 125, pp. 456–64, doi:10.1016/j.renene.2018.02.088.
- Kruck, O. et al. (2013) "Overview on all known underground storage technologies for hydrogen", HyUnder, Huesca, Spain.
- Lord, A.S., P. H. Kobos and D. J. Borns (2014), "Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 39, Issue 28, pp. 15570–82.
- Melaina, M., O. Antonia, and M. Penev (2013), "Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues", National Renewable Energy Laboratory (TP-5600-51995), <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>.
- Müller-Syring, G. and M. Henel (2014), "Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen" "[Hydrogen tolerance of the natural gas infrastructure including all associated facilities]", DVGW, project number G 1-02-12: 46.
- Netbeheer Nederland (2018), Toekomstbestendige gasdistributienetten [Future-proof gas distribution networks], www.netbeheernederland.nl/upload/RadFiles/New/Documents/Kiwa%20-Toekomstbestendige%20gasdistributienetten%20-%20GT170272%20-%202018-07-05%20-D..pdf.
- Ohlig, K. and L. Decker (2014), "The latest developments and outlook for hydrogen liquefaction technology", *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1573, Issue 1, <https://doi.org/10.1063/1.4860858>.
- Reitenbach, V. et al. (2015), "Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues", *Environmental Earth Science*, Vol. 73, pp. 6927–37, doi:10.1007/s12665-015-4176-2.

- Roland Berger (2017), "Development of business cases for fuel cells and hydrogen applications for regions and cities: Hydrogen injection into the natural gas grid", Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf (accessed 5 April 2019).
- Reuß, M. et al. (2017), "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model", *Applied Energy*, Vol. 200, pp. 290–302, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>.
- Reuß, M. et al. (2019), "A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany", *Applied Energy*, Vol. 247, pp. 438–53, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.064>.
- Shell (2017), *Shell Hydrogen Study: Energy of the Future?*, https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968967778/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf, (accessed 5 April 2019).
- Snam, IGU (International Gas Union) and BCG (Boston Consulting Group) (2018), *Global Gas Report 2018*, www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf (accessed 5 April 2019).
- Speirs, J. et al. (2017), *A Greener Gas Grid: What are the Options?* Sustainable Gas Institute, Imperial College London, www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/12/SGI-A-greener-gas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1 (accessed 5 April 2019).
- Staffell, I. et al. (2019), "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system", *Energy and Environmental Science*, Vol. 12, pp. 463–91, doi: 10.1039/C8EE01157E.
- United Nations (2014), UN Regulation No. 110 – Compressed and Liquefied Natural Gas System Components, Addendum 109, Revision 3, Annex 3A, p. 62, www.unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29regs/2015/R110r3e.pdf.
- Weidner, E. et al. (2016), "Sector Forum Energy Management/Working Group Hydrogen Final Report", Joint Research Centre (JRC).
- Wulf, C. and P. Zapp (2018), "Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, pp. 11884–95, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.198>.



第4章:氢的目前和潜在的工业用途

- 今日氢的使用主要是工业应用。目前氢的四大单一用途(纯氢和混合氢)分别是:炼油(33%)、氨生产(27%)、甲醇生产(11%)和通过直接减少铁矿石生产的钢铁(3%)。几乎所有这些氢都是用化石燃料提供的。氢的这些现有用途支撑着全球经济和我们日常生活的许多方面。它们未来的增长取决于下游产品需求的演变,尤其是用于运输的精炼燃料、用于食品生产的化肥和用于建筑的建筑材料。
- 目前炼油厂60%以上的氢是用天然气生产的。到2030年,更严格的空气污染物标准可能会使炼油过程中氢的使用量增加7%,达到4100万吨H₂/年。不过,为抑制石油需求增长而进行的进一步政策调整可能会抑制增长速度。目前全球炼油产能普遍被认为足以满足不断增长的石油需求,这意味着未来氢需求的大部分可能来自已经配备了氢生产装置的现有设施。这意味着有机会对CCUS进行改造,使其成为减少相关排放的合适选择。
- 预计短期和中期对氨和甲醇的需求将会增加,随着新产能的增加,为扩大低排放氢通道提供了重要机遇。提高效率可以降低总体需求水平,但这只会部分抵消需求增长。无论是使用CCUS天然气还是电解天然气,该技术都可以以低碳的方式为氨和甲醇提供预计额外的氢需求增长(到2030年增加1400万吨H₂/年)。优先考虑的是,用低排放途径取代任何没有CCUS的燃煤生产,将大大有助于减排。
- 从长远来看,钢铁和高温热能生产为低排放氢需求的增长提供了巨大的潜力。假设目前阻碍氢在这些地区广泛应用的技术挑战能够克服,关键的挑战将是降低成本和扩大规模。从长远来看,用氢生产所有的初级钢在技术上是可行的,但这将需要大量的低碳电力(约2500 TWh/yr,约占当今全球发电量的10%),而且只有在没有政策支持的情况下,才能以非常低的电价获得经济效益。



翻
译

目前大多数氢被用于三个工业领域:炼油、化工和钢铁。为满足这些部门的需要而生产的氢具有商业规模,今天几乎完全来自天然气、煤炭和石油,并对环境产生影响。然而,这些技术可以通过生产和供应低碳氢来避免这种化石燃料的排放。在某些情况下,这些替代方案已经部署在政策和经济支持的地方。表4概述了氢的当前和可能的未来工业用途。

本章探讨了目前氢在炼油、化工和钢铁行业的使用情况。它审查了这些部门目前的氢需求趋势,以及解决与为这些现有用途供应氢有关的排放问题的备选办法。最后,讨论了如果氢被用于满足全球钢铁生产原料的更高份额,或者作为一种不直接排放的高温热源,工业应用中重要的氢新市场将如何出现。

表 4. 概述了氢在工业上的应用和未来的潜力

行业	目前氢的作用	2030氢需求	长期需求	低碳氢供应	
				机遇	挑战
炼油	主要用于去除原油中的杂质(如硫)和提升重质原油。少量用于油砂和生物燃料。	增加7%的政策。受更严格的污染法规推动,但石油需求增长放缓	虽然高度依赖未来的石油需求,但到2050年很可能仍将是一个巨大的需求来源,即使是在与巴黎协定兼容的道路上。	用CCUS改造天然气或煤制氢。用低碳电力生产的氢取代商业用氢。	氢的生产和使用与炼油业务紧密结合,这使得取代现有产能成为一项艰难的业务。氢气成本对炼油利润率影响很大。

化学品生产	氨和甲醇生产的中心,并用于其他几个较小规模的化学过程。	由于经济和人口的增长,现有的氨和甲醇政策下增加了31%。	尽管材料效率高(包括回收利用),对现有用途的氢需求仍将增长;作为氢基燃料的清洁用途,可能会产生新的氨和甲醇需求。	用CCUS改造或新建氢气。使用低碳氢生产氨和甲醇(尿素和甲醇仍然需要碳的来源)。	低碳氢供应的竞争力取决于天然气和电力价格。CCUS改造并不是一个普遍的选择。
-------	-----------------------------	------------------------------	--	--	--

行业	目前氢的作用	2030氢需求	长期需求	低碳氢供应	
				机遇	挑战
钢铁生产	7%的初级钢生产是通过直接还原铁(DRI)路线进行的,这需要氢。高炉路线产生的副产品氢气作为混合气体,这是经常在现场使用。	与目前占主导地位的高炉路线相比,在现有政策下, DRI路线的使用量将增加一倍。	即使考虑到材料效率的提高,钢材需求仍在不断增长。从长远来看, 100%以氢为基础的生产可以显著增加对低碳氢的需求。	用CCUS改造DRI设施。在目前的DRI路线中, 大约30%的天然气可以替代电解氢。充分转化钢厂使用氢作为关键还原剂。	所有的选择都需要更高的生产成本和/或流程变更。CCUS的直接应用通常预计成本更低, 尽管这些都是高度不确定的。来自直接电气化的长期竞争。

高温热(不含化工、钢铁)	几乎没有专门用于产生热量的氢气生产。从钢铁和化工行业排放的含氢废气的使用有些有限。	现有政策下高温热需求增长9%。没有重大的政策支持, 不允许额外使用氢气。	热需求可能会进一步上升, 这为氢提供了一个机会, 如果它能在当前的政策环境下在成本上竞争的话。	任何来源的氢气都可以替代天然气, 例如在工业集群或氢气管道附近。与天然气混合使用更为直接, 但对环境的益处较小。	一般来说, 氢与生物质和直接CCUS的竞争会很弱, 但与直接电气化可能会有竞争。燃料转换, 或者CCUS, 往往需要大量投资。
--------------	---	--------------------------------------	---	--	---

炼油用氢

炼油——将原油转化为各种最终用户产品, 如运输燃料和石化原料——是当今最大的氢用户之一。大约3800万吨H₂/年, 或占全球氢总需求的33%(纯氢和混合氢), 被炼油厂用作原料、试剂和能源。大约三分之二的氢是在炼油厂的专用设施中生产的, 或者是从商业供应商那里购买的(统称为“有目的的”供应)。氢的使用约占炼油厂总排放量的20%, 每年产生约2.3亿吨二氧化碳。随着对石油产品硫含量的监管收紧, 炼油厂目前对氢的大规模需求将会增长。这为从更清洁的途径获取氢提供了一个潜在的早期市场, 可以降低运输燃料的排放强度。

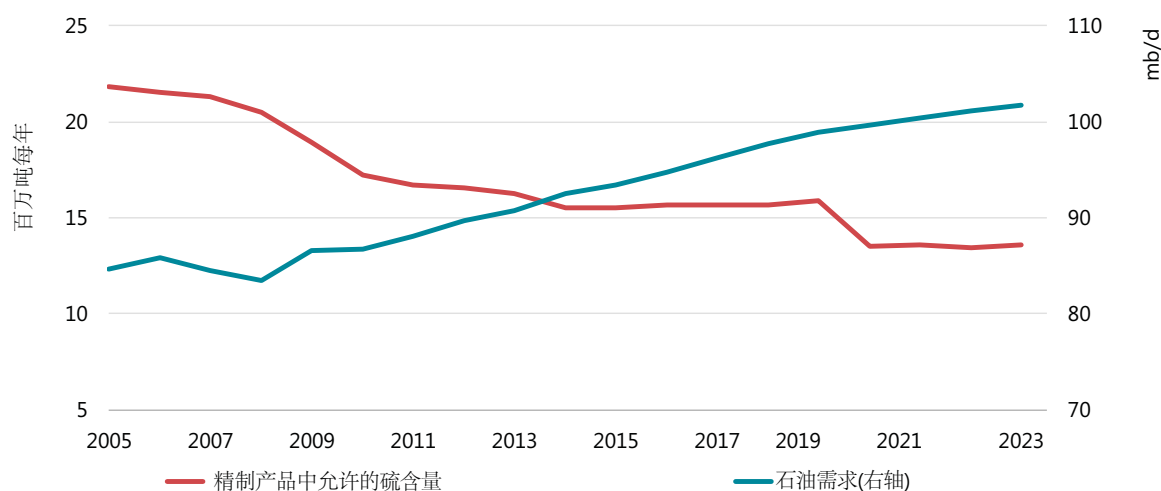


翻译

目前炼油行业如何使用氢?

加氢处理和加氢裂化是炼油厂的主要耗氢工艺。加氢处理用于去除杂质，尤其是硫(通常简称为脱硫)，在全球炼厂氢的使用中占很大比例。如今，炼油厂从原油中去除约70%的天然硫。随着人们对空气质量的担忧加剧，要求进一步降低最终产品含硫量的监管压力越来越大。尽管需求持续增长，到2020年，精炼产品的含硫量将比2005年减少40%(图33)。

图 33. 石油产品中允许的硫含量



注: mb/d = 每天一百万桶。

Source: IEA (2018a), *World Energy Outlook 2018*.

精炼产品中允许的硫含量继续下降，而石油需求继续增加。

加氢裂化是一种利用氢将重质渣油转化为高附加值石油产品的过程。对轻馏分油和中馏分油的需求正在增长，对重馏分油的需求正在下降，这导致加氢裂化的使用增加。除了加氢处理和加氢裂化，炼油厂使用或生产的一些氢不能经济地回收，并作为燃料作为废气混合物的一部分燃烧。

美国、中国和欧洲是炼油厂氢的最大消费国。这三个地区约占炼厂氢消耗总量的一半，反映了它们加工的原油量和产品质量标准的严格程度。

氢也被用来升级油砂和加氢处理生物燃料。对于油砂来说，从原始沥青中去除硫所需要的氢的量因技术的改进和所生产的合成原油的质量而有很大的不同。

²³ 它也处理其他化学成分-氮和含氧化合物或金属-对燃料质量和/或精炼设备不利，如催化剂。

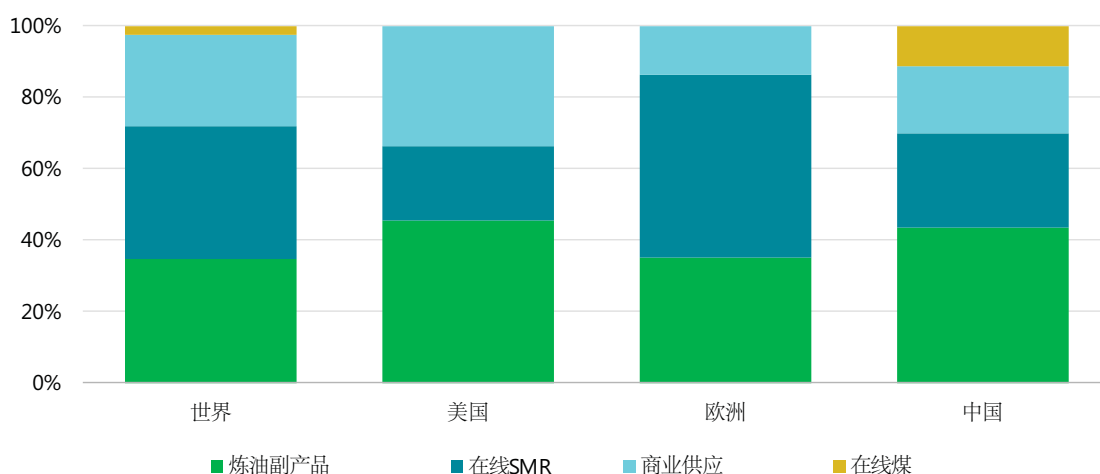
总的来说，每处理一吨沥青大约需要10公斤的氢气。由此产生的合成原油仍然需要在炼油厂使用氢气进行精炼。对于生物燃料，加氢处理可以去除氧气，提高植物油和动物脂肪的燃料质量，并将其加工成柴油替代品。这一过程每生产一吨生物柴油需要大约38公斤氢气，但在随后的精炼步骤中不需要进一步的氢气。

炼油用氢的来源和成本

在全球范围内，炼厂氢的需求是通过使用现场副产品、现场专用生产或商业供应来满足的(图34)。

现场副产物氢主要来自催化石脑油重整，这是一种生产高辛烷值汽油混合组分并同时产生氢的过程。拥有综合石化业务的炼油厂也从蒸汽裂解中获得副产品氢。然而，现场副产物氢无法完全满足炼油厂的氢需求，除非在使用非常低硫原油和公路运输燃料产量相对较低的小型炼油厂。平均而言，现场副产品氢满足炼油厂三分之一的氢需求。这一缺口需要通过专门的现场生产(全球约40%)或从商户供应商处采购(约四分之一)来填补。

图34. 2018年选定地区炼油厂氢供应来源



Notes: SMR = 蒸汽甲烷重整。对中国来说，炼油厂副产品还包括从炼油厂综合裂解炉生产的氢气。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

炼厂副产氢仅满足三分之一的氢需求，其中的缺口由专门的现场生产和商业供应填补。

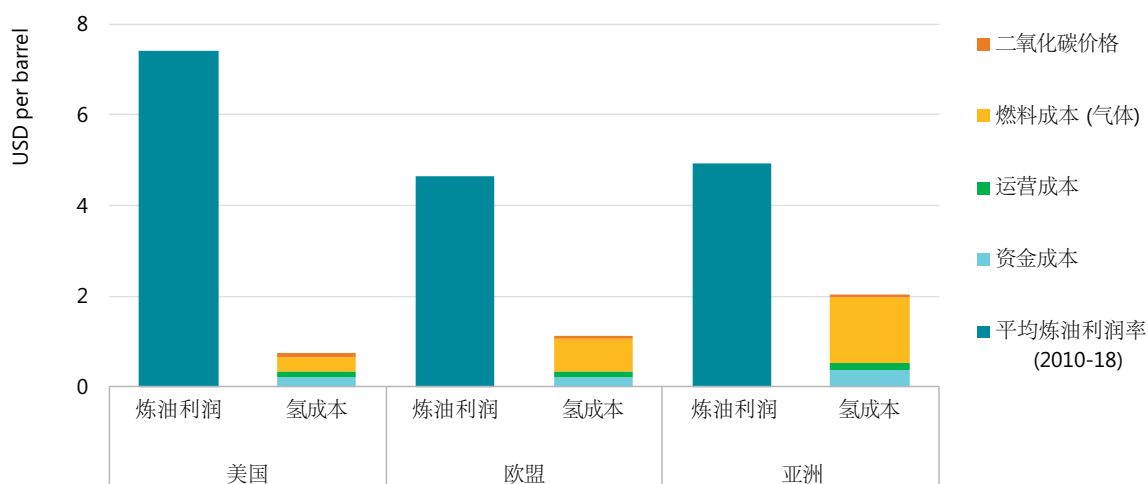
大多数现场专用生产使用天然气原料，但一些地区也使用石油蒸馏的轻馏分和较重的原料--石油焦、真空渣油和煤。较重原料的使用主要限于印度和中国，这两个国家需要进口天然气。在中国，煤气化作为一个主要或辅助的制氢装置，经常被纳入新的炼油厂设置中。

²⁴ 大约0.6 MtH₂/yr用于处理1mb/d的沥青。

在发达的氢管道基础设施存在的密集工业化地区，如美国墨西哥湾沿岸和欧洲的阿姆斯特丹-鹿特丹-安特卫普枢纽，商业供氢是一个选择。与现场专用生产一样，商用氢主要来自天然气，不过也有一部分来自化工过程，是蒸汽裂解和氯生产等操作的副产品。在美国墨西哥湾沿岸等地区，商用氢能满足总氢能需求的三分之一以上。

制氢成本差别很大，很大程度上反映了天然气价格的差异。美国的生产成本是全球最低的，而欧洲和亚洲的生产成本则要高得多。在美国，氢的成本约为1.1美元/kgH₂或0.7美元/桶精炼石油。例如，与原油成本相比，这对炼油厂来说似乎是一个相对较小的成本组成部分，但即使是氢成本上的一个小成本优势，也会对炼油利润率产生显著影响，而在竞争激烈的市场中，炼油利润率通常很低(图35)。

图 35. 2018年氢生产成本与炼油利润之比



注:以天然气SMR生产成本为基础。 More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在许多地区，氢气成本是炼油厂利润的一大消耗。

未来炼油对氢的潜在需求

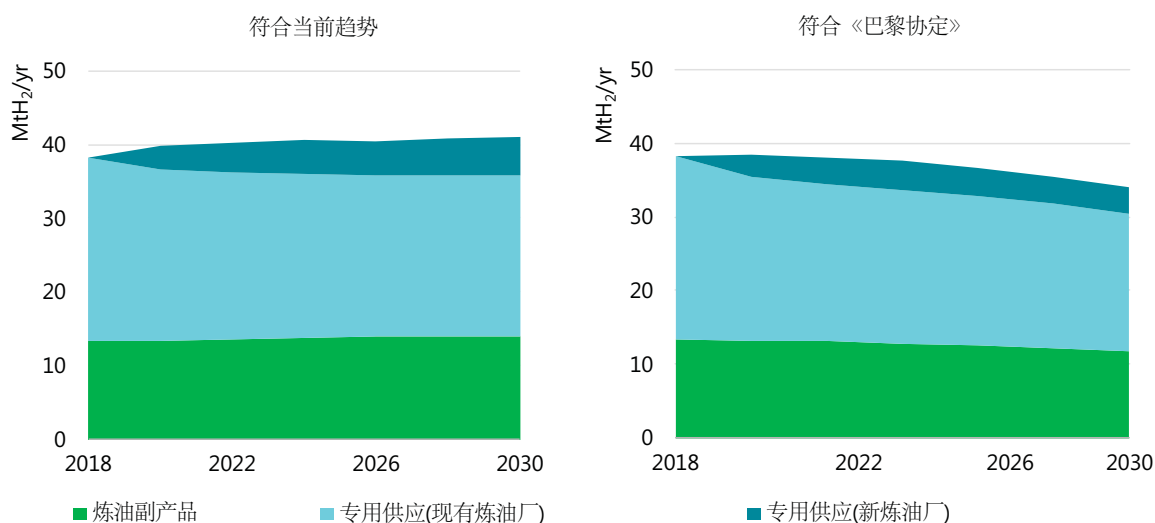
近几十年来，由于炼油活动不断增加，对加氢处理和加氢裂化的要求不断提高，炼油厂对氢的需求大幅度增加。随着全球燃料规格进一步降低可接受的硫含量水平，这一趋势将继续下去。包括中国在内的许多国家已经将汽油或柴油等道路运输燃料的含硫量要求降低到0.0015%以下，其他国家也可能引入类似的标准。国际海事组织(International Maritime Organization)也出台了新的船用燃料法规，规定从2020年起，船用燃料的硫含量不得超过0.5% (IEA, 2019a)，这很可能导致船用燃料生产对氢的需求大幅增加。

然而，对氢的需求也是原油中硫含量的一个函数。近年来，由于美国致密油产量激增，原油供应的平均质量变得更轻、更让人愉快，这可能在一定程度上降低了对氢的需求。按照目前的趋势，到2030年，炼油厂对氢的总需求将增长7%，达到4100万吨H₂/年。

2030年以后，目前的趋势和政策表明，随着收紧产品质量标准的范围缩小，以及石油对运输燃料的需求受到效率提高和电气化的双重影响，氢需求增长的步伐将放缓。炼油商还可能提高从炼厂废气中回收氢的效率，降低额外制氢的要求。在符合《巴黎协定》目标的情况下，炼油厂的氢需求将会下降，石油需求下降的影响将超过氢强度上升的影响。

不管未来全球能源需求的走向如何，一个共同的方面是，现有炼油厂在预计的氢需求中占主导地位。全球已经有足够的炼油能力来满足对石油产品的预期需求。再加上炼油厂的寿命较长，这限制了大幅增加炼油产能的空间。因此，从今天到2030年，大约80-90%的累积目标氢供应(包括专门的现场生产和商业采购)将来自这两种情况下的现有炼油厂(图36)。

图 36. 未来炼油对氢的需求有两种不同的途径



注:专用供货是指现场专用生产和商户采购。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

炼油行业未来对氢的需求主要来自目前的产能。

在减少排放的同时满足未来炼油对氢的需求

氢生产——除非作为炼油作业的副产品供应——目前造成相当大的二氧化碳排放。在全球范围内，用于炼油厂的氢生产每年排放约2.3亿吨二氧化碳，约占炼油厂总排放量的20%。

未来需求和排放都将上升。如果未来的需求增长是用煤炭来满足的，那么二氧化碳排放水平将进一步上升。在中国等国，煤炭在没有CCUS的情况下被广泛用于生产氢。

因此，以一种更清洁的方式生产氢，对于大幅减少炼油业务的排放至关重要。其它关键措施——如能源效率和燃料从排放密集型燃料转向其它燃料——已在许多炼油厂得到广泛采用，限制了进一步减排的机会。在这种背景下，再加上目前已经存在的巨大需求，炼油行业为低碳氢提供了一个潜在的早期市场。

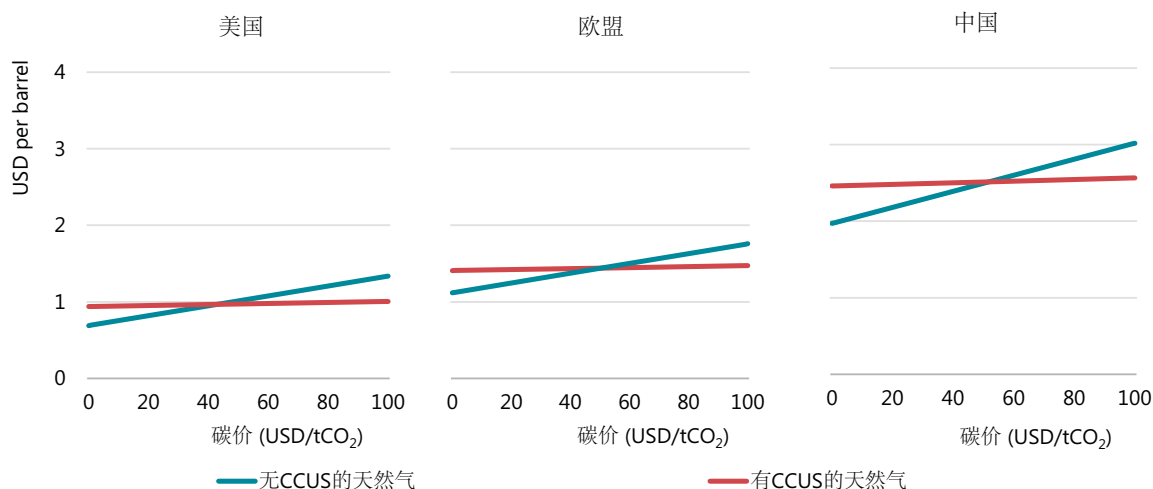
更清洁途径的成本竞争力

炼油厂生产氢有两种主要的清洁途径：用CCUS装备以煤或天然气为基础的制氢设施；使用低碳电力中的电解氢。考虑到未来氢需求的大部分来自现有的炼油厂，而且大多数炼油厂已经配备了SMR装置，与基于可再生能源的电解相比，采用CCUS的天然气提供了一条更明显的低碳氢的途径。生产低碳氢的增量成本仅限于CCUS设施，这使得CCUS天然气比基于电力的选择更具竞争力，从SMR装置捕获二氧化碳排放是在炼油厂应用CCUS的成本最低的机会之一，因为大部分二氧化碳是在高度集中的气流中排放的。

然而，尽管CCUS的技术成本持续下降，但炼油厂制氢装置大规模采用CCUS需要政策制定者的帮助，尤其是考虑到炼油行业利润率较低且竞争激烈。引入CCUS将增加约0.25-0.5美元/桶的增量成本，高于目前的碳价格水平(从0到0.1美元/桶)。²⁵ 这意味着炼油商可能倾向于支付二氧化碳的价格，而不是直接努力捕捉和储存二氧化碳。更高的碳价格，或同等的政策激励，将改变这一局面。例如，碳价格高于50美元/tCO₂，将使CCUS天然气在大多数地区具有经济吸引力，并可能在SMR设施中引发更广泛的CCUS部署(图37)。在美国，一项被称为“45Q”的税收优惠计划，到2026年将为CCUS的在线运营提供高达50美元/tCO₂的税收优惠。如果能将捕获的二氧化碳卖给工业用户或上游石油公司以提高采收率(EOR)，投资的理由将进一步加强。低碳燃料标准也有助于刺激CCUS:这类标准已经在加拿大、欧洲和包括加利福尼亚在内的一些美国州引入(框8)。

²⁵ CCUS安装的增量成本也高于IEA新政策设想的2030年碳价格水平，即每桶0.2美元左右。

图 37. 2030年不同碳价格下天然气有CCUS和无CCUS的制氢成本



注:美国、欧盟和中国分别采用0.64 kgH₂/桶、0.63 kgH₂/桶和1.04 kgH₂/桶来换算制氢成本,以反映制氢成本对炼油成本的影响。More detail on the assumptions available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

如果CO₂价格高于50美元/tCO₂, CCUS将对大多数地区的炼油厂具有经济吸引力。

引入CCUS的成本还取决于二氧化碳储存的成本,这意味着CCUS的成功引入取决于二氧化碳储存的可用性和可获得性,以及已知和可管理的成本和风险。因此,降低成本的努力必须辅之以政策措施,以便在适当地点建立二氧化碳储存基础设施和发展经营业务。这也将为CCUS在其他行业的采用打下基础。

许多炼油厂已经安装了CCUS制氢设施。鹿特丹佩尔尼斯(Pernis)炼油厂每天40万桶(kb/d)的一些排放物被捕获、运输并用于附近的温室。2017年德州航空产品亚瑟港项目完成示范阶段;它为西黑斯廷斯油田的采收率作业捕捉二氧化碳。在法国,法国液化空气公司(Air Liquide)的杰罗姆港项目(Port Jerome project)负责捕获和销售二氧化碳,日本北海道炼油厂(Hokkaido Refinery)已建立了CCUS试点设施。今天也有一个装有CCUS的沥青升级器在运行——加拿大的Quest项目——它捕获了255 kb/d升级器大约20%的排放。总而言之,目前在炼油厂运营的4家CCUS工厂有能力生产超过15万吨H₂/年的低碳氢。²⁶

炼油厂也存在电解氢替代天然气或煤制氢的潜力。目前还没有任何炼油厂使用电解氢,但壳牌位于德国的200kb /d的莱茵炼油厂已经宣布了一个2020年的10MW电解槽项目,该项目将提供大约1000吨h₂,即炼油厂氢需求的1%。德国汉堡附近的一家小型炼油厂Heide宣布,将推出一台30MW的电解槽,与海上风力发电配套使用,以取代高达3000吨/年的采购。

²⁶ Calculated by multiplying hydrogen production capacity by the CO₂ capture rate to label a fraction of the capacity as "low carbon".

BP、Nouryon和鹿特丹港口管理局(Port of Rotterdam Authority)也在联合评估为鹿特丹的BP炼油厂建造一座年产45000吨H₂/年的250MW电解工厂的可行性。尽管取得了这些进展，但如果电解要大规模发展，就需要政策支持。

在某些情况下，也有通过“outside-gate协作”(CIEP, 2018)来有操作空间以避免当前一些与氢相关的排放。石化蒸汽裂解炉往往会产生多余的氢，可用于炼油厂；相反，炼油厂生产的低价值燃料气体可用于蒸汽裂解炉。鼓励发展必要的基础设施，以便在产业集群内交换这些产品，将有助于减少总排放量。

框 8. 加州的低碳燃料标准能支持低碳氢吗?

2007年，加州颁布了一项世界上第一个降低该州交通燃料碳排放强度的法令它要求炼油商和分销商实现运输燃料全生命周期温室气体排放下降的目标，以便在2030年之前比2010年的基准降低20%的碳强度。欧洲联盟、俄勒冈州和加拿大也采取了类似的政策，这些国家正在制定适用于所有燃料和最终用途的清洁燃料标准。

2019年加州的修正案扩大了符合条件的减排技术范围，并推出了开发氢燃料补给和电动汽车快速充电站的激励措施。修正案还包括采取措施，使碳捕获和封存运营商能够获得减排的信贷，包括通过在加州以外的地区直接捕获二氧化碳。

加州的低碳燃料标准(LCFS)是一个基于市场的标准，具有可交易的信用。碳强度高于目标的燃料供应商会产生赤字，必须从低碳燃料供应商那里购买相当于其赤字的信贷。这一系统促使燃料供应商不断提高碳强度，即使他们已经在生产可再生燃料或为电动汽车充电。信贷以吨二氧化碳当量为单位，相对于汽油、柴油或航空燃料的标准值(CARB, 2019a)。随着时间的推移，信贷来源的多样性有所增加。2011年，生物乙醇供应商获得了80%的信贷。2018年，可再生柴油、生物柴油、电力和生物甲烷的供应占信贷总额的60%以上。2018年1300万笔信贷交易的平均价格为160美元/tCO₂。

氢可以通过多种方式产生信用，包括：

- 加氢站的运营
- 为燃料电池电动汽车(FCEVs)或叉车提供氢气
- 用低碳氢生产的石油产品的供应，例如来自CCUS、生物甲烷的蒸汽重整或炼油厂的电解
- 供应使用低碳氢燃料生产的可再生柴油或替代航空燃料
- 每天使用低碳强度的电解槽。

一单位氢的价值因使用和生命周期二氧化碳排放量的不同而不同。例如，在160美元/tCO₂的情况下，上游零排放的1千克低碳氢，如果直接用于燃料电池汽车，价值约为4.3美元；如果直接用于燃料电池叉车，价值约为3.6美元；如果在炼油厂或可再生柴油工厂中替换基于氢

的天然气，则价值约为2.3美元。2018年氢产生的LCFS信贷大部分用于天然气衍生氢在汽车上的使用；在160美元/tCO₂ 情况下这些价值2.2美元/kgH₂(CARB, 2019b)。

燃料供应商还没有在炼油厂使用低碳氢来产生信用来履行他们的义务。其中一家工厂利用混合使用太阳能和电网电力的电解生产氢气，为公交车提供燃料，从而获得贷款。几家使用氢的可再生柴油工厂获得了认证。以160美元/tCO₂的价格计算，碳信用额高于使用CCUS从天然气生产氢气的成本。LCFS还与加州的其他政策工具相互作用，如零排放车辆强制令、总量管制与排放交易体系、FCEVs的基础设施赠款和税收抵免，这有可能提高符合条件的项目的盈利能力。

化工行业中的氢

目前，化工行业是氢需求的第二大和第三大来源:氨(3100万吨H₂/年)和甲醇(1200万吨H₂/年)。其他相对较小的应用使其总需求达到4600万吨H₂/yr，或纯氢和混合氢总需求的40%。它也是产生副产氢的一个来源，这些副产氢既在该行业内部消耗，也分布在其他地方使用。化工行业消耗的氢绝大部分是用化石燃料生产的，这就产生了相当数量的温室气体排放。降低排放水平对该行业能源使用的可持续性是一个重要挑战，也是利用低碳氢的一个重要机会。

今天的化工行业如何使用氢?

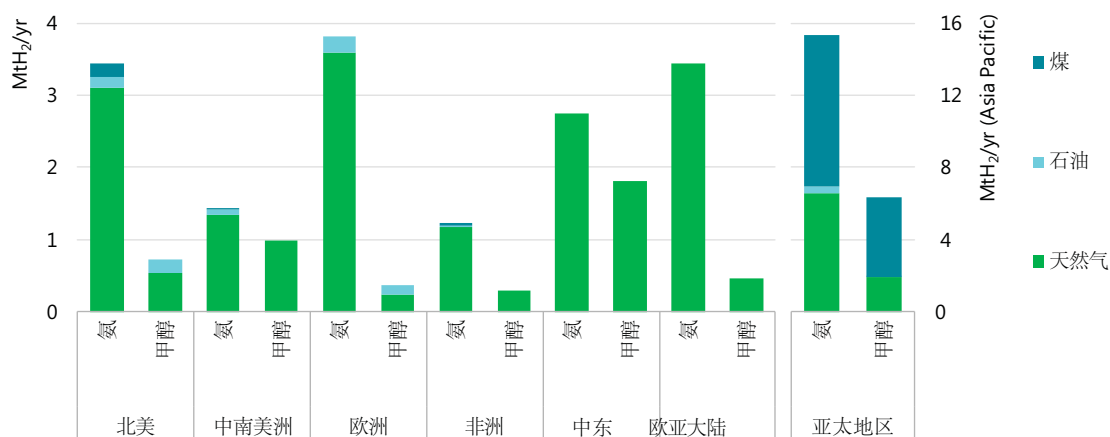
化工行业生产一系列复杂的产品，从塑料和化肥到溶剂和炸药。本节主要讨论氨和甲醇，较少涉及乙烯、丙烯、苯、甲苯和混合二甲苯。这七种“初级化学品”约占化工行业能源消耗的三分之二，其对能源产品作为原材料投入(所谓的“原料”)的需求占绝大部分。

氢是几乎所有工业化学品分子结构的一部分，但只有一些初级化学品需要大量的专用氢气生产作为原料，尤其是氨和甲醇(图38)，超过3100万吨H₂/年以上的氢为原料用于制氨，1200万吨H₂/年以上的氢用于制甲醇。另外200万吨H₂/年是在一些生产过程中消耗一小部分(例如过氧化氢和环己烷生产)，但这些消耗的大部分来自该部门产生的副产品氢。



翻
译

图 38. 2018年氨和甲醇生产对氢的需求



注:只包括一次化工生产 >1 Mt/yr的生产路线;石油是指石脑油、石油气等成品油产品。2018年的数据是基于以下来源的前几年数据的估计。

Sources: IFA (2019), *International Fertilizer Association Database*; WoodMackenzie (2018), *Methanol Production and Supply Database*.

今天天然气占氨和甲醇产量的65%;煤基占30%。

长期以来,化石燃料一直是氨和甲醇生产中氢和碳的一种既方便又经济的来源。2018年,用于生产这两种产品氢的化石燃料约为2.7亿吨石油当量/年,约相当于巴西和俄罗斯联邦石油需求的总和。由于天然气(重整)生产比煤炭(气化)生产效率更高,前者占氢生产总量的65%,但还不到生产氨所需能源投入的55%。天然气和煤炭的区域价格差异也是工艺路线选择的关键决定因素。几乎所有用于化工领域的煤制氢都是在中国生产和使用的。

氨主要用于化肥的生产,如尿素和硝酸铵(约80%)。其余的用于工业应用,如炸药、合成纤维和其他特殊材料,这些都是日益重要的需求来源。

甲醇用于各种工业应用,包括甲醛、甲基丙烯酸甲酯和各种溶剂的制造。甲醇还被用于生产其他几种工业化学品,以及从天然气和煤炭生产汽油的甲醇制汽油工艺。事实证明,在煤炭或天然气储量丰富、但国内石油产量很少或根本不生产的地区,甲醇制汽油颇具吸引力。这是甲醇的燃料应用之一,无论是纯形式的混合,还是在进一步转化后使用(例如,转化为甲基叔丁基醚),约占该化学品全球使用量的三分之一(Levi and Cullen, 2018; 甲醇研究所,2019)。甲醇-烯烃技术和甲醇-芳烃技术的发展开辟了一条从甲醇到高价值化学品(HVCs)进而到塑料的间接路线。甲醇-烯烃技术目前已在我国大规模应用,到2018年,该技术的年产量将达到900万吨(Mt/yr),占国内HVC产量的18%。用于生产更复杂的HVC分子的甲醇-芳香族化合物,目前仍处于示范阶段。

²⁷ Including feedstock and process energy requirements.

与氨和甲醇不同，HVC是大多数塑料的前体，主要由乙烷、液化石油气和石脑油等石油产品生产。直接从石油产品生产的HVC不需要氢原料，但它们的生产产生的副产品氢可用于炼油和其他化工部门的操作，如升级其他裂解装置的副产品。在全球范围内，用于HVC生产的蒸汽裂化和丙烷脱氢工艺产生的副产物约为1800万吨H₂/年。HVC需求的增长速度比成品油需求的增长速度要快，这意味着这种副产品氢可以用于其他行业的数量也在增加。

氯碱工艺是化工部门副产物氢的另一个来源，供应约200万吨H₂/年。蒸汽裂解过程中产生的副产物氢来源于石油产品(主要是乙烷和石脑油)，而氯碱过程是电解(卤水)的一种形式，由电力驱动。从苯乙烯生产等其它过程中也可以生产出较小比例的副产物氢。

未来对氢的需求会如何发展?

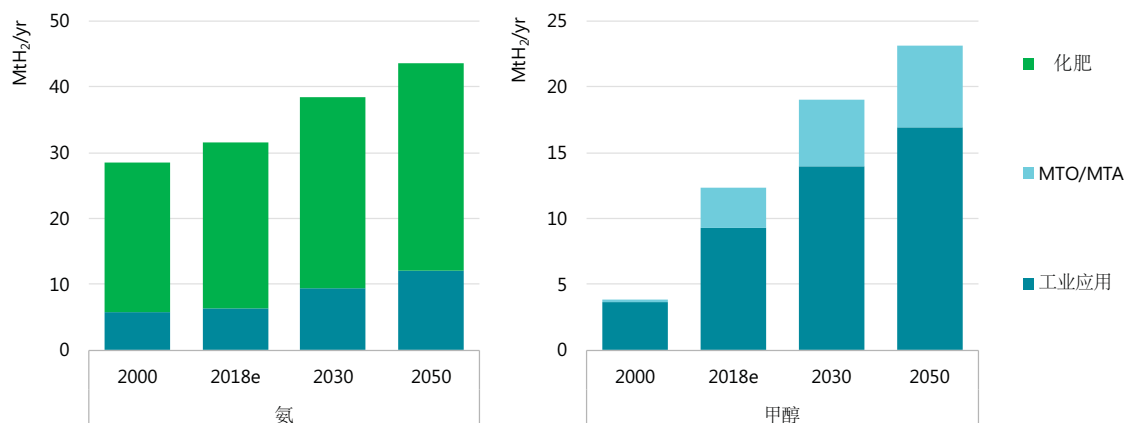
随着对氨和甲醇需求的增长，初级化工生产对氢的需求将从今天的4400万吨/年增加到2030年的5700万吨/年(图39)。²⁸ 从2018年到2030年，现有氨应用的需求将以每年1.7%的速度增长，此后还将继续增长。在此期间，以工业应用需求为代表的份额增长得更快;在2030年以后，许多地区的氮肥使用量可能会开始趋于平稳，甚至下降。

从2018年到2030年，用于现有用途的甲醇需求将以每年3.6%的速度增长。甲醇-烯烃/甲醇-芳烃需求的增长速度高于总需求的增长速度，同期为每年4.1%，其中几乎所有的增长都来自中国。按照这一增长速度，到2030年，这些现有应用的甲醇产量将需要1900万吨H₂/年，而目前为1200万吨H₂/年。

与能源效率措施一起，材料效率战略是国际能源机构在脱碳情景下减少排放的一种重要方式，可以减少需求的增加(国际能源机构，2019b; Allwood and Cullen, 2012)。塑料和其他材料的回收和再利用可以减少未来初级化学产品的需求量，尽管这对氨和甲醇需求的影响可能不如对乙烯等其他初级化学产品的需求那么明显提高化肥使用效率还可能降低未来对化学品的需求。一些国家已经宣布了限制化肥使用的具体政策，比如中国目前的零增长目标(Shuqin and Fang, 2018)。

²⁸ 国际能源署最近出版的探讨化学部门未来发展的出版物是《石油化学的未来》(2018b)。

图 39. 在目前的趋势下，初级化工生产对氢的需求是现有的应用



注:MTO=甲醇-烯烃;MTA=甲醇-芳烃。甲醇的工业应用包括目前燃料添加剂的使用(如甲基叔丁基醚)和热固性塑料(如苯酚甲醛)。氨的工业应用包括炸药(如硝酸铵)和塑料(如脲醛)。2030年和2050年的需求数据与参考技术情景(IEA, 2018b)一致, 目前的趋势保持不变。2018年的数据是基于以下来源的前几年数据的估计。

Sources: IFA (2019), *International Fertilizer Association Database*; WoodMackenzie (2018), *Methanol Production and Supply Database*.

现有应用对氨和甲醇的氢需求将会上升。

相反, 如果这些化学品成为氢的传输、分配和储存的能源载体, 促进其在新的应用中的使用, 或者, 如果它们本身被用作燃料(见第2章和第3章), 则对氨和甲醇的需求可能会进一步增加。如果这些新应用得到广泛应用, 化工行业可能会发展到与炼油厂一样, 为下游用户提供能源。

如果当前的经济或生产监管没有任何变化, 目前化工产品的增长轨迹很可能导致天然气和煤炭在不使用CCUS的情况下生产氢气的增长。按照目前的趋势, 这一增长将导致2018年至2030年间, 合成氨和甲醇生产直接排放的二氧化碳总量增加约20%。

在减少排放的同时满足未来化工行业对氢的需求

目前, 全球生产氨和甲醇所产生的二氧化碳排放量约为6.3亿吨/年。²⁹全球氨生产的平均直接排放强度为每吨2.4吨二氧化碳(tCO₂/t), 主要地区的平均排放强度在1.6-2.7tCO₂/t之间。亚太地区新建的天然气工厂往往处于这一范围的低端, 而在中国广泛分布的基于纯煤生产(约4 tCO₂/t)是二氧化碳最密集的生产路线。

²⁹ 这一数字不包括约1.3亿吨二氧化碳/年的浓缩二氧化碳流, 这些二氧化碳流被分离出来并用于制造尿素。当尿素施用于土壤时, 农业部门重新排放了很大一部分这种嵌入的二氧化碳。

对甲醇来说全球平均排放数字为2.3 tCO₂/t，主要地区平均强度在0.8-3.1 tCO₂/t范围内。对于氨，基于纯煤生产是排放最密集的方式。

HVC的生产还要承担2.5亿吨/年的二氧化碳排放。然而，目前正在开发的主要缓解方案(包括直接将CCUS应用于现有的工艺装置、干甲烷重整和蒸汽裂解炉电气化)并不涉及额外的专用氢气生产。HVCs也可以由甲醇生产，但这同样不会涉及甲醇所需的额外氢气生产。因此，本节的重点是氨和甲醇。

替代工艺技术和原料可以满足化学部门对大量专用氢原料氨和甲醇的日益增长的需求，同时减少二氧化碳的排放(框9)。三种主要的清洁工艺技术选择是:使用CCUS减少化石燃料相关的排放(假设有足够的二氧化碳运输和储存基础设施);使用电解氢(假设有可再生电力供应);以及使用生物质原料(假设有可持续的生物能源供应)。如今，所有这些选择都比不使用CCUS的化石燃料成本更高。

框9. 现有和计划的低碳氨和甲醇生产

2018年，美国有三家工厂在为氨化肥生产氢气的过程中收集二氧化碳。总的来说，这些运行中的工厂有能力生产超过15万吨/年的低碳氢，并捕获近200万吨/年的二氧化碳。捕获的二氧化碳目前被送入管道，用于提高采收率(IEA, 2016)到2022年，将有四个类似的项目投入使用其中两个在美国，一个在加拿大，一个在中国，除了一个计划以外，所有的计划都是为了提高采收率而出售二氧化碳。从长期来看(随着石油产量的下降)，提高采收率可能会降低二氧化碳的使用机会，而且并非在所有地区都适用此外，澳大利亚西南部一个规模更大的项目计划在2025年前投入运营，其中每年捕获的250万吨二氧化碳中，有一部分来自用于氨化肥的氢气生产，并将在没有采收率的情况下用于地质储存。

自2018年末以来，世界上最大的氨生产商Yara一直在使用蒸汽裂解炉的副产品氢，以减少其在荷兰现有氨厂的天然气消耗(以及报道的1万吨CO₂/年的排放量)(Brown, 2019)。在与能源公司ENGIE的合作下，Yara现在正在评估将电解氢整合到其澳大利亚业务中的可行性(ENGIE, 2019)。智利(德国政府, 2018)和摩洛哥(Fraunhofer IMWS, 2018)的电解氢项目也正在进行可行性研究。美国爱荷华州也在开展工作，利用太阳能电解氢生产氨，用作肥料和燃料(Schmuecker Pinehurst Farm LLC, 2017)，在英国的牛津和美国的明尼苏达也有类似规模的研究和试验设施。

VarmlandsMetanol AB和蒂森克虏伯工业解决方案公司计划委托世界上第一个商业化规模的生物质气化示范工厂在瑞典生产甲醇(VarmlandsMetanol AB, 2017)。

该工艺将使用类似于煤基甲醇生产的设备，目前在中国广泛使用，并作为替代印度天然气消费的前景进行研究(ET Energy World, 2018)。荷兰的BioMCN (BioMCN, 2019)和加拿大的城市固体废物(Enerkem, 2019)也在利用沼气生产甲醇。欧洲的Carbon2Chem、Steelanol和Vulcanol项目，以及日本的三井化工(Mitsui Chemicals)项目，都在寻求利用钢铁生产和发电产生的二氧化碳(和CO)生产甲醇等化学品。

Sources: Brown (2019), "Ammonia plant revamp to decarbonize: Yara Sluiskil"; ENGIE (2019), "ENGIE and YARA take green hydrogen into the factory"; German Government (2018), "'Green' hydrogen beckons for Chilean industry"; Fraunhofer IMWS (2018), "Fraunhofer IMWS and OCP Group sign Memorandum of Understanding"; Schmuecker Pinehurst Farm LLC (2017), *Carbon Emission Free Renewable Energy*; VärmlandsMetanol AB (2017), "In short about VärmlandsMetanol Ltd"; ET Energy World (2018), "Task force to study feasibility of making methanol from coal"; BioMCN (2019), "BioMCN produces methanol and bio-methanol"; Enerkem

使用生物质生产氨和甲醇的成本竞争力明显低于其他选择(图41)，因此本节分析的重点是使用CCUS天然气和电解氢。

完全通过这些清洁途径满足未来对氨和甲醇的需求将大大增加对化学部门能源投入的需求(图40)。如果未来巴黎兼容途径的需求完全由CCUS从天然气中生产的氢气来满足，到2030年将需要约3万2000亿立方米天然气，其中近一半将用作原料。这大约是目前全球天然气需求的10%。大约45亿吨二氧化碳/年需要被捕获，尽管其中大约三分之一可以用来生产尿素。目前最大的碳捕获装置位于每年1百万公吨二氧化碳的区域。到2030年，要想在每年捕获4.5亿吨二氧化碳，到目前为止，需要大约450个这种规模的新项目投入运营，从现在到2030年，每个月的建设速度约为4个新项目。

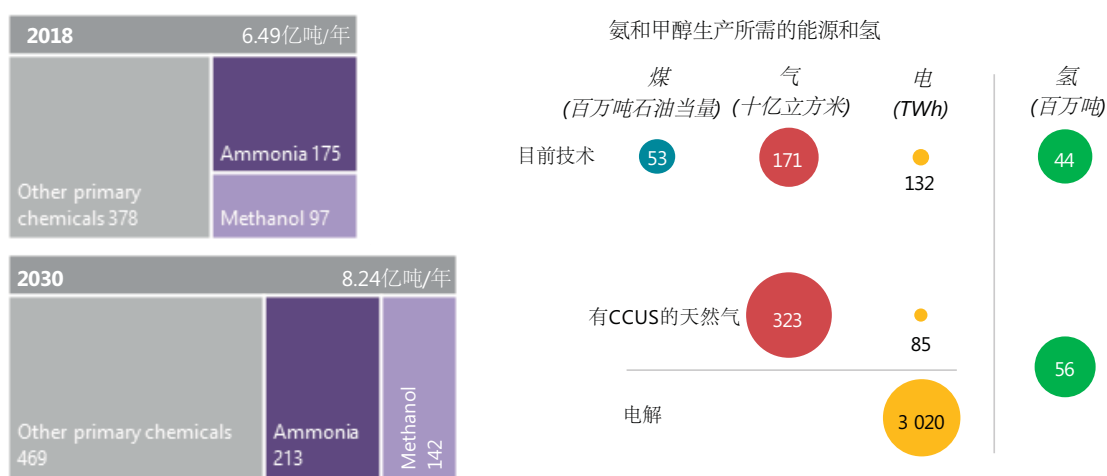
如果未来的需求完全由低碳电解氢来满足，到2030年，每年将需要约3020太瓦时(TWh/yr)的额外电力，相当于目前全球发电量的11%左右。根据效率水平和容量因素，这还需要350-450GW的电解槽容量。目前正在开发的最大单体电解槽规模为100MW以上，这意味着到2030年，需要建设3500-4000个此类设施，或在2018年至2030年期间每周建设6-7个。每年大约需要6亿立方米(bcm/yr)的水作为电解槽的原料，这大约占当今能源行业总用水量的1%。每年约有0.5兆吨氧气(Gt/yr)将作为副产品生产，可用于其他工业过程。

电解途径将使用一些二氧化碳来制造尿素($\text{CH}_4\text{N}_2\text{O}$)和甲醇(CH_3OH)。为了在2030年完全避免在甲醇合成中使用化石燃料，需要从生物源(如生物质气化)或大气(如直接空气捕获)来源和捕获2亿吨二氧化碳/年(或等量的一氧化碳，如果可能的话)。尿素还需要1.7亿吨二氧化碳/年或相当当量。

³⁰ 就尿素而言，这种二氧化碳的嵌入只是暂时的，因为在农业部门的应用过程中，随着尿素的分解，二氧化碳会重新释放出来。对于甲醇来说，理论上二氧化碳的封存是永久性的，尽管目前许多甲醇的应用都涉及到甲醇中的碳(及其化学衍生物)被氧化回二氧化碳并释放出来。

在缺乏生物源或大气二氧化碳的经济来源的情况下，从未减少的二氧化碳固定点源(例如钢铁和水泥生产)捕获和利用二氧化碳流仍然是有益的。从短期到中期来看，这些产品的价格可能仍会低得多。但是，除非二氧化碳不可避免地被排放，否则避免的总排放量将会低得多(第2章)。低成本可再生电力、水的供应和不贵得令人望而却步的持久二氧化碳来源的地理位置匹配是一项重大挑战。

图 40. 清洁工艺路线对甲醇和氨生产的影响



注:用于2030年天然气预测的最佳实践能源绩效。以LHV为基准，2030年电解槽效率=69%。2030年的需求数字与清洁技术情景一致(IEA, 2018a)。在清洁技术情景下，包括实施材料效率战略在内的《巴黎协定》目标得以实现。表示能量和氢需求的气泡大小取决于LHV的能量含量。氢和能量值是相等的，不能相加。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

通过低碳生产来满足对氨和甲醇的全部需求，到2030年将需要3230亿立方米有CCUS的天然气，或3020太瓦时/年的可再生电力。

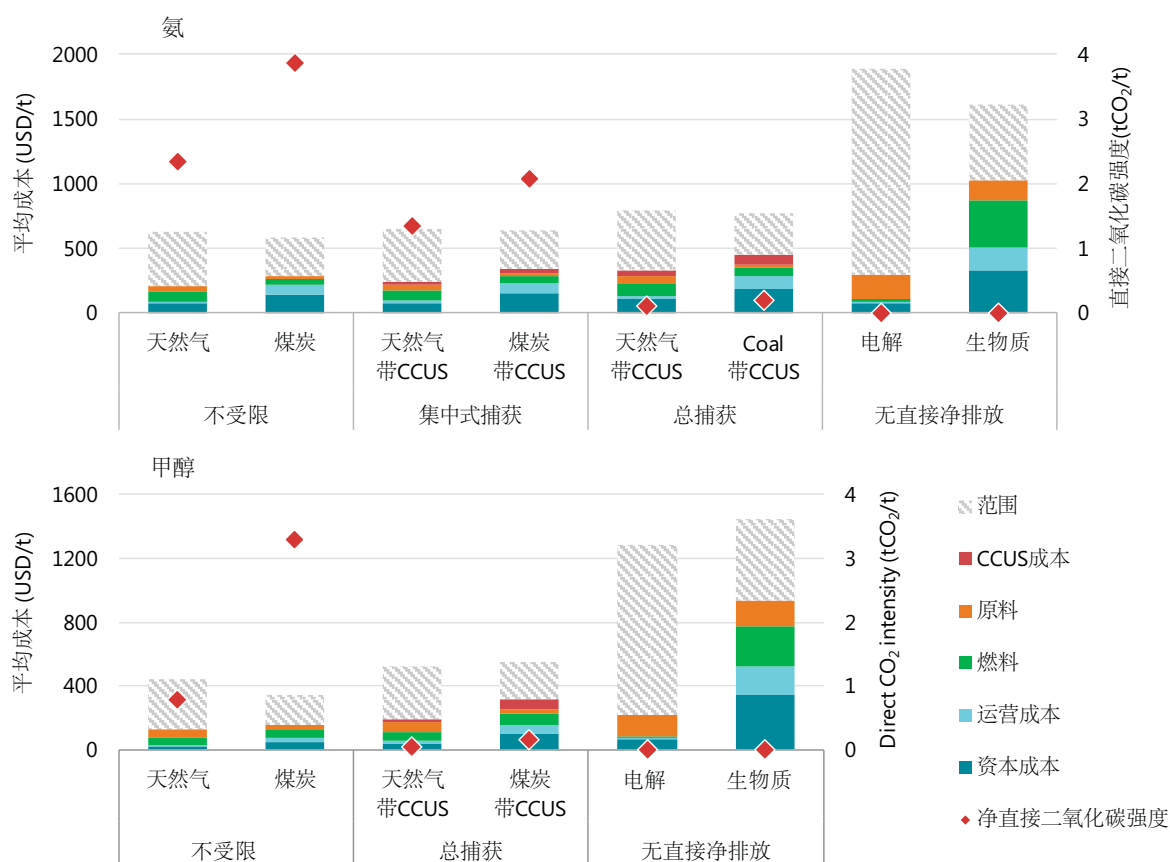
更清洁途径的成本竞争力

生产氨和甲醇的更清洁的方法比目前商业上可用的方法成本更高。但是，各区域之间的生产成本差别很大，这取决于各区域天然气、煤炭、生物量和电力的成本(图41)。



翻译

图 4.1. 2018年新建合成氨和甲醇生产的成本和二氧化碳浓度



注:CCUS成本包括捕获、运输和储存二氧化碳的成本。范围是指跨区域的总水平成本范围,范围的底端(每种技术的最佳情况)按每种技术进行分解。假设电解路线提供100%可再生能源,且相关路线的生物质来源是可持续获取的,没有净CO₂排放。与总捕获描述了一种安排,其中过程和能源相关的排放都被捕获,而与集中式捕获描述只捕获过程排放的安排。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

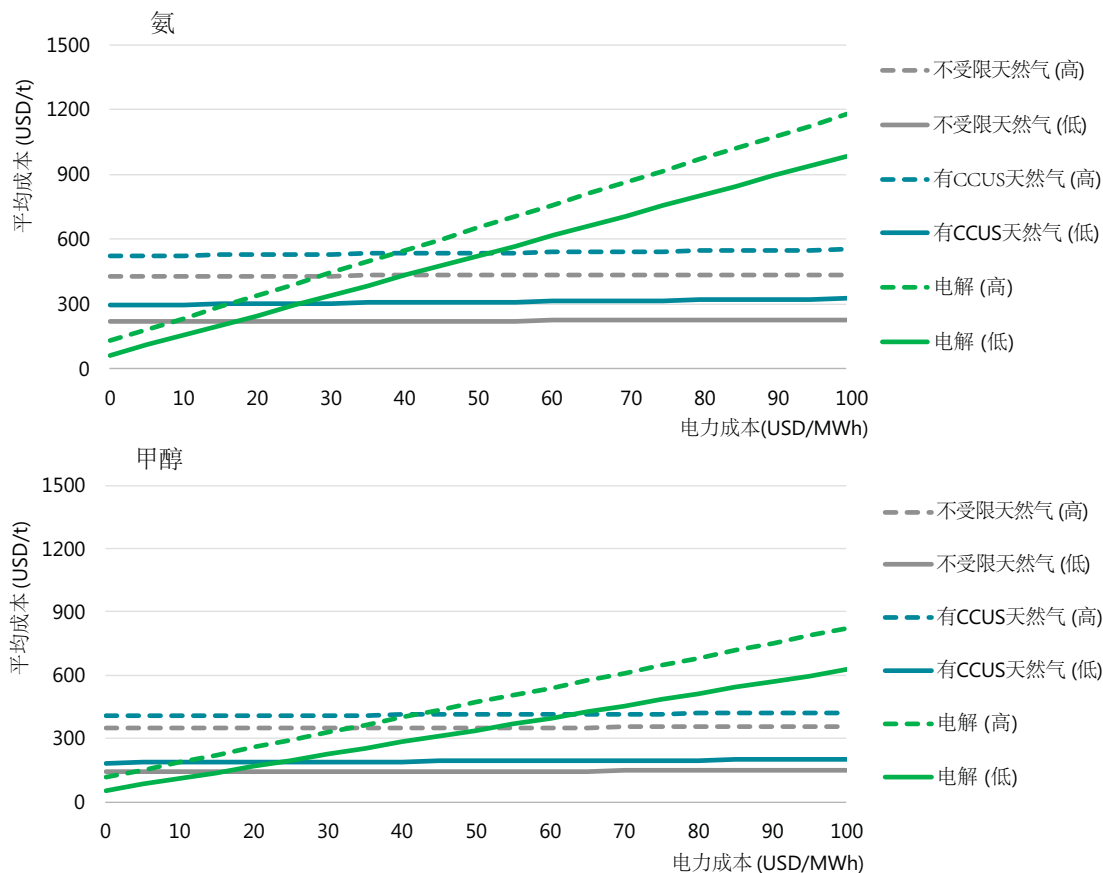
目前,低碳氨和甲醇的生产成本明显高于使用未减少的化石燃料。

在可再生能源发电成本最低的地区(例如智利、摩洛哥和中国),电解氢在成本方面将接近于天然气和煤炭,即使它们不使用CCUS生产氨和甲醇。虽然这些地点离今天对这些产品的需求中心还有一段距离,但它们可能吸引未来的外来投资,尽管缓冲储存的额外成本和其他应对可变可再生能源间歇性的战略可能使成本高于图4.1所示。将可再生能源运送到主要需求中心是另一种选择,但也会涉及额外的费用(第2章框4)。

化工行业清洁通道所需的许多技术和设备已经在整个行业得到广泛应用,包括用于二氧化碳捕获的泵、压缩机和分离装置。在过去,电解槽的规模已经超过100MW,并正在作出重大努力,以进一步降低其成本(第2章)。

影响电解生产和有CCUS的天然气生产经济的关键变量是天然气和电价(图42)。

图 42. 氨、甲醇生产成本长期随燃料价格变化情况



注:平均成本包括核心工艺设备的资本支出、固定运营成本、燃料和原料成本,以及捕获、运输和储存二氧化碳的成本。对天然气为基础的路线,假定了最佳实践能源性能。电解槽资本支出范围=455-894美元/kWe。在LHV的基础上,电解槽效率范围=64-74%。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在电价较低的情况下,电解是生产低碳氨和甲醇的最佳选择,而具有CCUS的天然气在电价较高的情况下更具竞争力。

在假设天然气价格为3-10美元/MBtu的情况下,在氨的电价为15-50美元/MWh,甲醇的电价为10-65美元/MWh的情况下,电解与CCUS天然气相比具有竞争力。³¹ 然而,为了在这些天然气价格上与无CCUS的天然气竞争,氨和甲醇的电价需要分别降至10-40美元/MWh和5-50美元/MWh。

尽管这些具有成本竞争力的电价区间的顶端显示出了替代途径的前景,但从经济角度看,大多数地区的情况是,如果要想实现低碳生产形式的起飞,可能需要短期到中期的政策支持。

³¹ 假设电解槽资本支出下降50%,效率提高15%,而天然气转化效率或CCUS没有相应的提高。

政策措施可以刺激化工行业对低碳氢的需求，从而刺激对更清洁的氢供应的投资。这些措施可以包括使用证书、公共采购或组合标准，为通过低碳工艺路线生产的化学品创造市场价值。就作为燃料或燃料添加剂生产的甲醇而言，这可以包括使用燃料规格或燃料标准(专栏8)。各国政府也可以使用标准来支持以较低的二氧化碳浓度生产氨。在短期内，投资CCUS或电解氢用于化工生产的初期项目，可能需要一些政府的直接支持，这些项目具有价值链和市场风险。支助的目的应是管理这些风险，并将分担费用的好处扩大到工业集群的其他设施。

氢在钢铁生产中的应用

DRI是一种从铁矿石中生产钢铁的方法。这一过程构成了当今第四大单一氢需求来源(400万吨H₂/年，约占纯氢和混合氢总使用量的3%)，仅次于炼油、氨和甲醇。根据目前的趋势，到2030年，全球钢铁需求将增长6%左右，发展中地区对基础设施的需求和不断增长的人口将抵消其他地区需求下降的影响。

与化工行业一样，钢铁行业也生产大量的氢气和其他气体混合作为副产品(例如焦炉煤气)，其中一些氢气在该行业内部消耗，另一些则分布在其他地方使用。几乎所有这些氢都是由煤和其他化石燃料产生的。为了减少排放，人们正在努力测试以氢为主要还原剂的钢铁生产(相对于从化石燃料中提取的一氧化碳)，预计将在本世纪30年代进行首次商业规模的设计。与此同时，低碳氢可以被混合到目前以天然气和煤炭为基础的现有工艺中，以降低它们的总体二氧化碳强度。

目前钢铁行业如何使用氢?

今天，超过四分之三的全球钢铁需求是通过将铁矿石转化为钢铁的初级生产方法来满足的，而不是利用有限的回收废钢供应的次级生产路线(图43)。³²两条主要的主要生产路线已经涉及到氢气的生产和消耗。

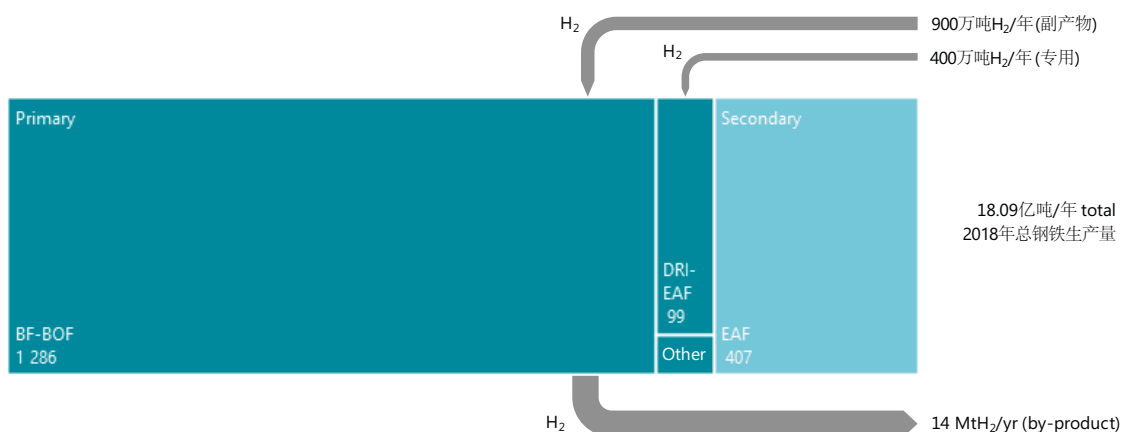
高炉-碱性氧炉(BF-BOF)路线约占全球初级钢产量的90%。它产生氢作为煤炭使用的副产品。这种氢，包含在所谓的“工作产生气体”(WAG)中，是在与一氧化碳等其他气体的混合物中产生的。³³ WAG被用于现场的各种用途，但也被转移到其他行业使用，包括发电和在中国的甲醇生产。据估计，目前钢铁行业使用的氢约为每年900万吨H₂，约占全球混合氢(即非纯氢)使用量的20%。

³² 剩余的需求通过电弧炉(EAF)再熔废钢来满足。除BF-BOF和DRI - EAF路线外，目前还有其他用于初级钢生产的路线，如冶炼还原工艺(结合BOF)和过时的平炉路线。这些其他路线加起来约占初级生产的1%。

³³ 焦炉煤气的氢气含量一般在39%到65%之间，而高炉煤气的氢气含量在1%到5%之间(欧盟委员会，2000)。BOF气体是WAG的另一个组成部分，按体积计算含有2%到10%的氢。

铁电电弧炉(DRI-EAF)路线的直接还原占全球初级钢产量的7%。它使用氢和一氧化碳的混合物作为还原剂。氢是在专用设施中产生的,而不是作为副产品。大约四分之三的天然(重整)和其余的煤(气化)用于生产。2018年,氢的消耗量约为400万吨H₂/年,占全球混合形式氢消耗量的10%。³⁴

图 43. 今天钢铁行业的氢消耗和生产



注:根据下列来源最近的数据估计的钢材数量,以百万吨/年为单位国际能源署根据能源统计数字和DRI-EAF路线43 kgH₂/吨的具体氢需求估计的有关氢消耗和产量在DRI-EAF路线中消耗的400万吨H₂/年被用作还原剂,而在BF-BOF路线(以及集成站点上的相关过程)中消耗的900万吨H₂/年大部分被燃烧。

Source: World Steel Association (2018), *Steel Statistical Yearbook 2018*. World Steel Association (2019), "World Crude Steel Production - Summary".

今天,钢铁行业占氢专用产量的400万吨H₂/年。它在含氢气体中产生的1400万吨H₂/年副产品中,大约消耗了900万吨H₂/年,其余出口用于其他部门。

未来对钢铁氢需求的潜力

在没有政策干预的情况下,钢铁行业对专用氢生产的需求预计将从目前的400万吨H₂/年的水平上升,大致与基于天然气的DRI-EAF路线一致(图44)。³⁵虽然基于天然气的DRI-EAF比BF-BOF路线更耗能,但它使用的设备更简单,资本密集度略低。它往往部署在天然气价格较低的地区(如中东)或煤炭价格较低的地区(如印度)。

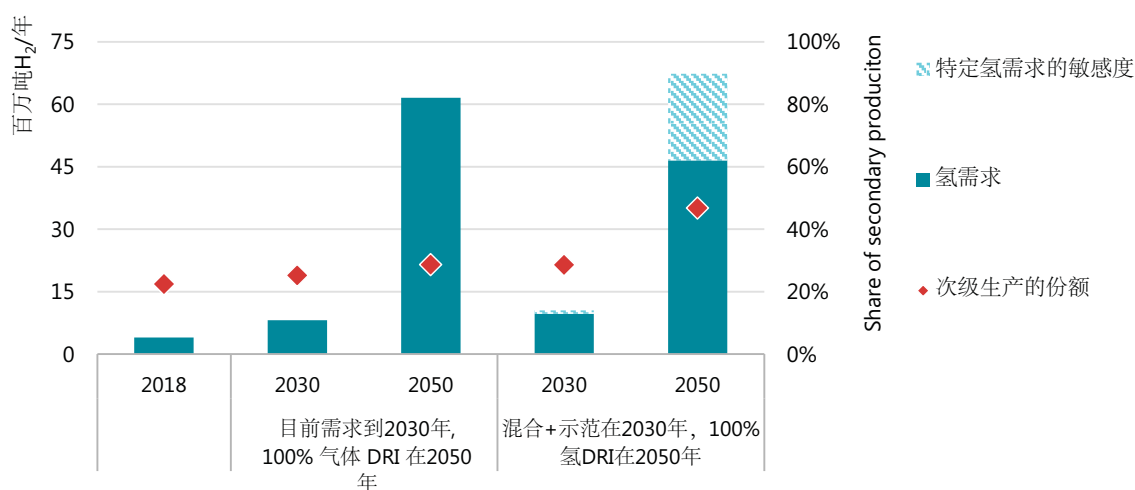
³⁴ 本出版物中考虑的所有DRI-EAF过程的氢需求是基于与奥钢联和其他钢铁行业专家代表的个人交流得出的估计。

³⁵ 副产品WAG中所含氢的未来使用将继续与BF-BOF操作紧密结合。因此,它并不是氢的使用可以提供替代氢供应的需求来源,如电解氢或有CCUS的化石燃料。

³⁶ 这些路线之间还有其他重要的区别。在BF-BOF路线中,原材料的制备通常是在现场进行的(如结块、石灰生产),其工艺在可接受的矿石等级上更为灵活。BF-BOF路线生产的粒状矿渣作为副产品的效用往往大于DRI-EAF路线生产的颗粒矿渣。这两条路线都倾向于在铁矿石旁边使用一些废料,但DRI-EAF往往比BF-BOF使用得更多。两种路线的能量强度比较对具体地点的条件非常敏感,例如过程集成的程度。

影响未来钢铁生产专用氢需求的两个主要因素是:一次炼钢中吹-电弧炉路线所占比重,以及一次和二次钢产量在总产出中所占比例。考虑到钢铁库存在建筑环境中的动态情况,按照目前的趋势,以废钢为主的生产在钢铁总产量中所占的份额预计将从目前的23%左右增长到2030年的25%。在这种情况下,商用天然气驱动-电弧炉路线可以满足14%的初级钢铁需求。这将需要800万吨H₂/年作为还原剂(图44的第二列),用于DRI-EAF生产的氢的使用量从目前的水平增加一倍。在同样的情况下,如果二次钢产量的份额继续上升(到2050年达到29%),并且使用天然气为基础的DRI-EAF路线满足100%的一次钢需求,理论上该行业的氢需求可以达到6200万吨H₂/年(图12第三列)。图12中右边的两列将在下一节中描述。

图 44. 初级钢生产专用氢需求的理论潜力



注:在100%基于天然气的DRI案例中,基于天然气的DRI路线在2030年前的增长趋势与当前趋势一致,2050年的数据显示,如果所有的初级生产都通过基于天然气的DRI进行,理论上有可能实现。在2030年的混合+示范、2050年100%氢DRI的案例中,HYBRIT概念将在2030年以规模(150万吨/年)进行示范,剩余的以天然气为基础的干式-电炉产能的30%将被外部氢源替代。到2050年,HYBRIT概念将占到这个案例中的所有初级生产。在前一种情况中,初级生产的份额和整体钢产量数据来自一个上下文,在这个目前的趋势预计,而后者就是采取行动达到目标的巴黎协议(大部署的次要的路线和吸收材料效率的策略)。特定氢需要量假设:基于天然气的DRI-eaf = 43 kgH₂/t; 掺量为DRI 51-55 kgH₂/t的气基DRI-EAF, 可外购23 kg; 1100%氢基DRI-eaf = 47-68 kgH₂/t。在所有情况下都假定EAF承担95%的DRI费用。由于降低了成本,目前的DRI-EAF设备通常使用更高比例的废料。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

到2030年,DRI-EAF路线的氢需求量可能会增加一倍以上。到2050年,在所有初级生产中使用这种方法将导致氢需求增加15倍。

在减少二氧化碳排放的同时，利用氢气来满足日益增长的钢铁需求

平均而言，目前生产一吨粗钢将导致约1.4吨的直接二氧化碳排放。³⁷ 一些更清洁的途径正在开发中，这将大大减少初级钢铁生产的二氧化碳排放量(框10)。这些可以分为两类：

- “二氧化碳避免”途径寻求完全通过采用低碳能源和还原剂(通常使用氢)来避免大部分二氧化碳排放。
- “二氧化碳管理”途径旨在回收和管理与传统化石燃料路线有关的二氧化碳，通常通过直接应用CCUS。

世界各地都在进行各种各样的项目，以推进商业化进程。与本章前面所述的化学部门相比，这些过程通常处于较早的发展阶段。

框 10. 低排放钢铁生产项目

二氧化碳避免途径

HYBRIT。 在瑞典SSAB(一家钢铁生产商)，LKAB(一家铁矿石颗粒制造商)和Vattenfall(一家电力公司)成立了HYBRIT合资企业，利用改良的DRI-EAF工艺设计探索氢制钢的可行性(HYBRIT, 2019)。目前处于试点阶段，第一个商业工厂预计在2036年。在14亿瑞典克朗(1.47亿美元)的试点工厂估计成本中，瑞典能源署将提供5.28亿瑞典克朗(5600万美元)，其余由合资伙伴承担。

SALCOS。 与HYBRIT项目一样，Salzgitter AG和Fraunhofer研究所的合作旨在通过DRI-EAF路线部分实现铁矿石的氢还原(SALCOS, 2019)。虽然HYBRIT的目标是从一开始就几乎100%地减少氢，但SALCOS将采用天然气供应的工艺设计，并逐步增加氢的比例。

GrInHy和H2FUTURE。 这些由欧盟燃料电池和氢联合企业提供资金的举措，旨在扩大新兴电解槽的设计规模，以确保可再生能源的可变来源能够有效地用于钢铁生产和其他工业运营。H2FUTURE项目由奥地利公用事业公司VERBUND协调，采用6MW质子交换膜设计(H2FUTURE, 2019)，GrInHy包括一个新的可逆固体氧化物电池单元(GrInHy, 2019)。这些项目于2016/17年启动，将于本世纪20年代初结束。

Siderwin和BostonMetal。 Siderwin是最初由欧盟资助的一个研究项目，现在由ArcelorMittal公司将其推进到试点阶段。它采用电铸生产钢铁(SIDERWIN, 2019)。

³⁷ 这并不包括专属公用事业或随后使用WAG的排放，也不包括与集中发电相关的间接排放。这些因素，以及其他几个因素，可能会对排放强度产生重大影响。

Boston Metal是一家初创企业，最近吸引了2000万美元的投资，继续开发用于生产多种金属的熔融氧化电解工艺(Boston Metal, 2019)。这两种方法都直接利用电力进行减排，避免了产生氢气的需要。

炼铁和氨。在日本，研究人员已经在实验室规模上证明了用氨还原赤铁矿(铁矿石的一种成分)(Hosokai et al., 2011)。如果它能在商业规模上得到证明，这条路线将有助于远离那些通过低碳途径廉价生产氢(和氨)的地区的钢铁生产。

二氧化碳管理途径

Hlsarna。在欧盟和几家大型钢铁生产商资助的超低二氧化碳炼钢(ULCOS)研究项目期间开发的Hlsarna，是一个具有显著减排潜力的钢铁生产示范阶段的过程，特别是如果配备CCUS(Hlsarna, 2019)。该技术采用了一种升级的冶炼还原工艺，只需一步就可对铁矿石进行处理，省去了焦炉和结块工序。在当前示范项目完成后的10年内，未开发地区的商业工厂可以投入使用。

有CCUS的DRI。Al Reyadah，阿布扎比国家石油公司的全资子公司，正在从阿联酋钢铁公司运营的商业化规模的DRI-EAF工厂捕获二氧化碳(Al Reyadah, 2017)。这种燃烧后捕获方法涉及一种化学分离过程，它比Hlsarna过程设计中使用的过程能耗更高，但受益于该技术可以应用于现有设备。

来自WAG的化工品。几个大型试点项目将WAG中的H₂、CO和CO₂用于各种目的。这些倡议的气候效益取决于所考虑的反事实，如果不加以利用。这些项目为利用大量现有炼钢资产提供了多种途径。关键的例子包括欧洲公私合营的Carbon2Chem和Steelanol项目。

COURSE 50。日本钢铁联合会的这一倡议旨在提高高炉-转炉路线中氢作为还原剂的比例，并从高炉煤气中捕获二氧化碳流，计划在本世纪30年代进行全面示范(COURSE 50, 2019)。氢来自丰富和处理过的WAG流。这些修改将使每单位钢铁生产的二氧化碳排放量减少30%。

Sources: HYBRIT (2019), "HYBRIT – towards fossil-free steel"; SALCOS (2019), "Project overview"; H₂FUTURE (2019), "Production of green hydrogen"; GrInHy (2019), "Project overview"; SIDERWIN (2019), "Development of new methodologies for industrial CO₂-free steel production by electrowinning"; Boston Metal (2019), "We transform dirt to metal very efficiently"; Hosokai et al. (2011), "Ironmaking with ammonia at low temperature", *Environmental Science & Technology*; Hlsarna (2019), "Hlsarna: Game changer in the steel industry"; COURSE 50 (2019), "CO₂ ultimate reduction in steelmaking process by innovative technology for cool earth 50".

如果不遵循目前的趋势，而是遵循另一种途径，使能源部门的未来发展与《巴黎协定》的目标保持一致，那么该部门的氢需求和生产前景可能会大不相同。



翻译

在这一过程中，废钢回收在钢铁总产量中所占的比例预计将更快地增长，从目前的23%增长到2030年的29%，到2050年将增长到47%，而这仅仅受到废钢可用性的限制。我们的分析表明，到2030年，以天然气为基础的DRI-EAF在初级钢生产中所占比例将略高(16%)，而且材料效率战略的进展也将加快，从而导致整体产量水平的下降。

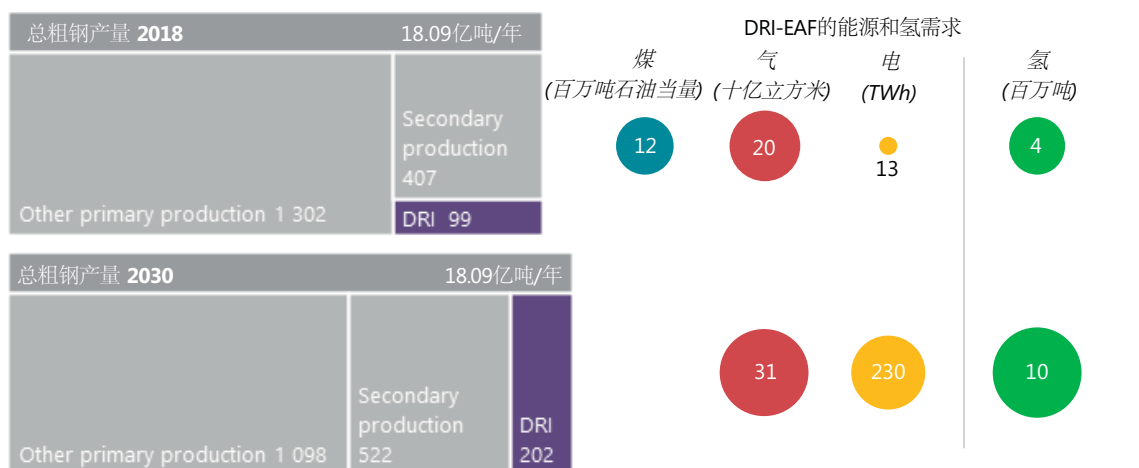
在这种情况下，还假定与DRI-EAF有关的两项平行技术发展正在进行。首先，到2030年，DRI-EAF生产过程中消耗的30%的天然气将被电解生产的外部纯氢所替代，这可以在不进行重大设备更改的情况下完成(Chevrier, 2018)。第二，开发HYBRIT概念(框10)的进展将足以证明，到2030年，中国将建成首个商业规模的100%氢基干式电炉工厂，供应150万吨/年粗钢，占钢铁总需求的0.1%。

如果要实现这些雄心勃勃的发展，到2030年，钢铁生产对氢的需求将达到900-1100万吨H₂/年(图44的第四列)，与根据当前趋势预计的800万吨H₂/年水平相似。然而，只有大约450万吨H₂/年将来自可再生电力，其余将来自天然气。相比之下，在目前的趋势下，所有额外的氢需求都将由天然气来满足，而不需要CCUS。这将需要230TWh/年的电力，大约相当于今天土耳其的总电力消耗(图45)。尽管如此，到2030年，天然气仍将在供应剩余氢方面发挥重要作用，导致天然气需求达到310亿立方米/年，大约相当于今天西班牙的天然气消费量。在这种情况下，到2030年，以煤炭为基础的DRI-EAF生产将会消失，减少1200万吨石油当量/年，大约相当于今天墨西哥的年煤炭消费量。

从长远来看，一条与巴黎相容的途径将寻求大幅减少初级钢铁生产的二氧化碳排放。³⁸如果电力来自可再生能源，那么在所有初级钢铁生产中使用100%氢驱动-电弧炉技术将在很大程度上减少二氧化碳的排放。如图12所示，这将需要4700-6700万吨H₂/年(图44的第五列)。生产这么多的氢需要超过2500千瓦时/年的电力，大约相当于今天印度、日本和韩国的总用电量(图45)。电解槽还需要大量但可控的水作为原料：约6亿立方米/年，约占当今能源行业总用水量的1%。大约5亿吨/年的氧气将作为副产品产生；这可以用于工业的其他领域。

³⁸ “无二氧化碳排放”并不等同于“无碳排放”。在炼钢的过程中，一些碳将继续被需要，因为它是最终材料的关键化学成分。

图 45. 通过DRI-EAF路线满足氢需求的能源影响



注:只包括商用煤/气基和100%氢基干式电弧炉路线的能源和氢需求。需求数字符合实现《巴黎协定》目标的情况,包括执行材料效率战略和最大限度地部署次级生产路线。在计算氢需求和能量输入时,假定了天然气和100%氢基的DRI-EAF路线的平均氢需求。表示能量和氢需求的气泡大小取决于LHV的能量含量。氢和能量值是相等的,不能相加。在所有情况下都假定EAF承担95%的DRI费用。由于降低了成本,目前的DRI-EAF设备通常使用更高比例的废料。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

尽管从中长期来看,氢的作用可能会显著扩大,但即使到2030年,随着这一转变的发生,天然气仍将继续发挥重要作用。

更清洁途径的成本竞争力

在没有足够高的二氧化碳价格来触发转向低碳氢的情况下,在DRI-EAF路线上用可再生氢替代未减少的天然气,将扩大商业DRI-EAF路线和BF-BOF路线之间的成本差异(图46)。能源和其他原材料的投入成本约占DRI-EAF航线生产成本的45%以上,因此,价格的微小差异可以对成本竞争力产生很大的影响。鉴于目前天然气价格的波动范围使得商用的DRI-EAF路线在特定情况下比BF-BOF路线更具竞争力,而基于氢的DRI-EAF路线,根据目前对关键技术参数的估计,只会在电价最低的地方具有竞争力。即使天然气生产涉及CCUS(10-85%以上),它的成本也将明显高于以天然气为基础的同类产品(高出15-90%)。

在目前正在探索的其他低排放钢铁生产途径中,在当前能源价格背景下,在大多数地区,“采用CCUS降低富氧冶炼BOF”(HIsarna)途径的总生产成本似乎是最低的。根据目前在公共领域可获得的有限的技术经济信息,它甚至比今天的商业BF-BOF路线的资本密集度都要低,并且可以将二氧化碳的直接排放量减少80-90%左右。在大多数地区,“二氧化碳管理”途径各种方式目前往往处于更高级的发展阶段。然而,在巴黎长期兼容的途径范围内,HIsarna设计必须与广泛的二氧化碳运输和地质二氧化碳储存基础设施一起部署。

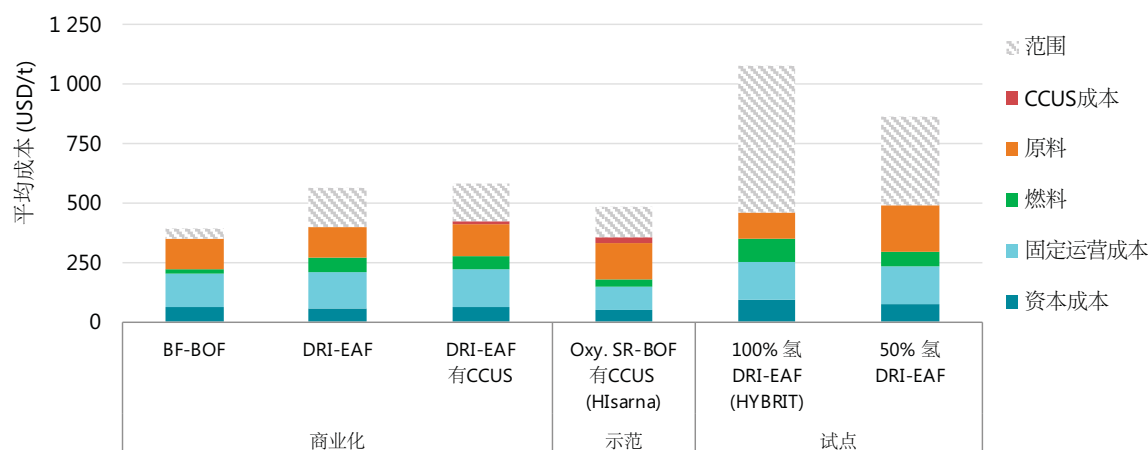


翻译

图46中没有探讨的另一个关键问题是现有容量的存量。尽管最近采取了一些措施来淘汰未充分利用的资产，但钢铁行业仍然存在产能过剩的问题，2018年市场仍然脆弱(经合组织，2019)。此外，BF-BOF路线约占现有主要产能的90%，这是一种资产类别，钢铁生产商通常预计未来几年不会进行大规模未开发地区投资。在过去10年至20年间，许多工厂都在使用这种技术，因此，如果没有政策干预，新的替代生产路线将很难在竞争中胜出。这些动力支持了CO₂管理路径的发展(框10)，后者通常寻求在利用现有综合钢铁设施的同时减少排放。HIsarna是一个例外，因为它需要未开发地区的投资。

从长远来看，要与配备CCUS的天然气发电方式竞争，目前100%氢发电方式可能需要5-35美元/MWh范围内的低碳电价(图47)。假设电解槽效率高、资本支出要求低，这意味着氢成本为0.7-2.0美元/kgH₂。正如第2章所讨论的，当使用专用的低成本可再生资源时，这些成本在某些地区可能是现实的，但在其他地方却很难实现。此外，如果拥有低成本可再生资源的地区没有获得足够的铁矿石和其他材料储备，而且距离需求中心很远，那么这些地区可能会产生额外的成本。

图 4.6. 2018年选定的新建生产线钢材成本估算



注: Oxy. SR-BOF = 富氧熔炼还原。CCUS成本包括捕获、运输和储存二氧化碳的成本。范围是指跨区域的总水平成本范围，范围的底端按每种技术进行分类。所有设备的可用性系数为95%，始终使用8%的折现率。假设电解路线提供100%可再生电力。基于天然气和100%氢的DRI-EAF，EAF承担95%的DRI费用。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

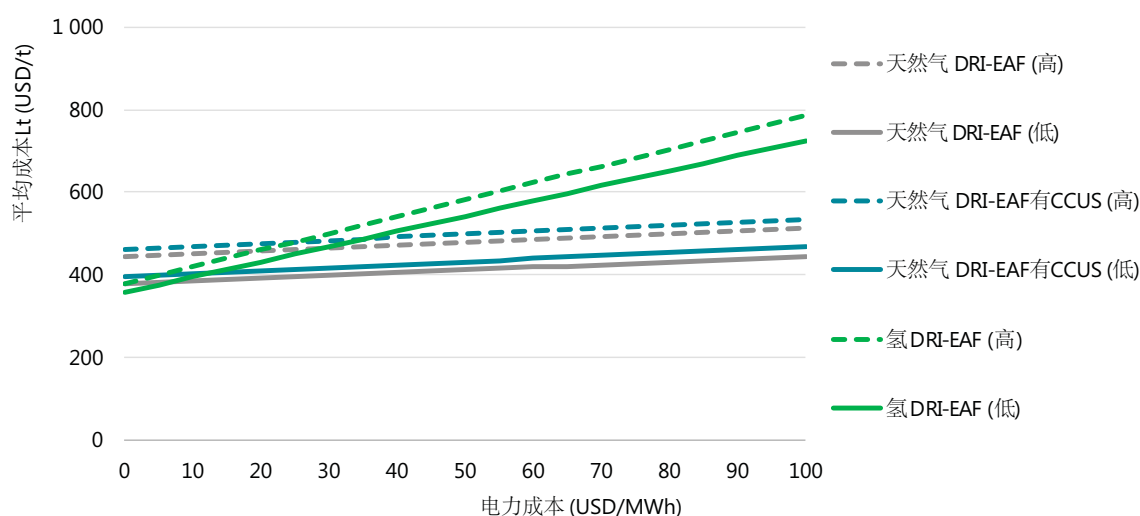
Source: IEA 2019. All rights reserved.

以氢为基础的DRI-EAF比以天然气为基础的路线成本高10%至90%，而且对电力成本高度敏感。

从政策角度看，有两个关键领域需要支持，以支持可持续地采用氢作为钢铁行业的还原剂。首先，需要支持寻求扩大100%氢基DRI-EAF工艺的示范项目；例如，这可以采取获得低成本融资的形式，以扩大示范规模，并资助加速发展所需的研究和发展的具体方面。

其次，必须建立差异化市场，以支持钢铁生产商在生产过程中引入可再生氢所面临的成本上升。这应该在短期内扩展到氢与天然气的混合，因为这可以帮助扩大电解和专用可再生能源的安装，但一旦达到商业规模的示范，应该转向100%氢为基础的路线的唯一支持。例如，可以修改公共采购合同，要求公共建筑或基础设施项目的承包商使用越来越多的“绿色钢材”。这可能有助于启动一种最初成本更高的产品的需求。由于这种广泛交易的大宗商品利润率相对较低，钢铁生产商自己消化这些成本的能力有限。除此之外，在一些市场领域和终端产品中，消费者，尤其是工业化经济体的消费者，可以承受稍高的成本，比如汽车价格上涨1% (ETC, 2018)。

图47. 更清洁的钢铁生产路线的长期比较



注:平均成本包括核心工艺设备的资本支出、固定运营成本、燃料和原料成本，以及捕获、运输和储存二氧化碳的成本。对天然气为基础的路线，假定了最佳实践能源性能。电解槽资本支出范围= 455-894美元/kWe。在LHV的基础上，电解槽效率范围= 64-74%。在所有情况下都假定EAF承担95%的DRI费用。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

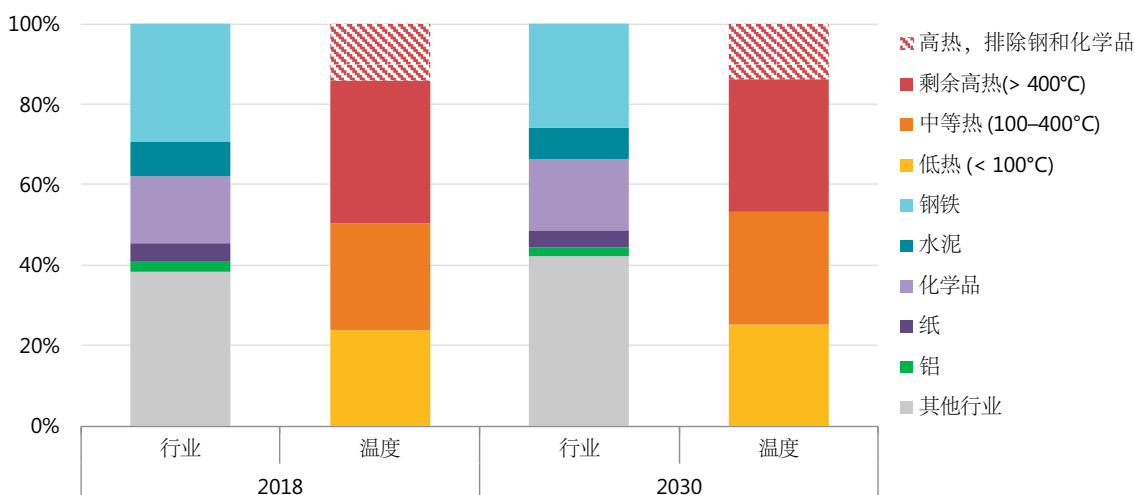
以电解氢为基础的线路开始与配备CCUS的天然气为基础的线路竞争，电价为5-35美元/MWh。

高温加热用氢气

工业高温热是未来氢需求增长的一个潜在来源，但目前还没有专门用于这种应用的氢。工业将热量用于各种不同的目的，包括熔化、气化、干燥和动员广泛的化学反应。热既可以直接使用，例如在熔炉中，也可以间接使用，例如首先提高蒸汽，然后将其转移到需要加热的地方。工业热主要有三种温度范围:低温(< 100 °C)、中温(100 - 400 °C)和高温(> 400 °C)。

2018年，全球工业对高温热的需求约为12.80亿吨石油当量/年，其中仅3.7亿吨石油当量/年不包括前几节所述的化工和钢铁行业(图48)。剩余的一半以上用于水泥生产(IEA和CSI, 2018)。按照目前的趋势，这一需求水平将逐步上升，到2030年将超过每年4亿吨石油当量。即使采取强有力的减缓气候变化措施，这一需求轨迹也不会发生显著变化，尽管能源和材料效率的提高会产生一些小的差异。

图 4.8. 在当前趋势下工业对热能的需求



Source: IEA 2019. All rights reserved.

工业中近30%的高温热量消耗在化工和钢铁行业以外，这一比例在当前趋势下保持相对稳定。

化石燃料是当今高温热的主要来源(约65%来自煤炭，20%来自天然气，10%来自石油)，尽管在某些行业使用少量生物质和废物。在特定的应用中，电也被广泛用于产生高温热，无论是直接的(如钢铁工业中的电弧和感应炉)，还是间接的(如在铝冶炼中驱动电化学反应)。电阻加热器用于碳纤维的生产，其温度可达1800°C，并且可以利用电磁加热技术(如微波和红外)在其他特定的加热应用中达到类似的温度(超过零排放，2018)。然而，一些大规模的工艺，如蒸汽裂解炉和水泥窑，这两个领域都在进行示范和可行性研究(BASF, 2019; Cementa, 2019)。

氢基高温热经济性

除化学和钢铁行业外，工业高温热造成的直接排放约为1.1 GtCO₂/年，约占全球能源行业二氧化碳排放的3%。

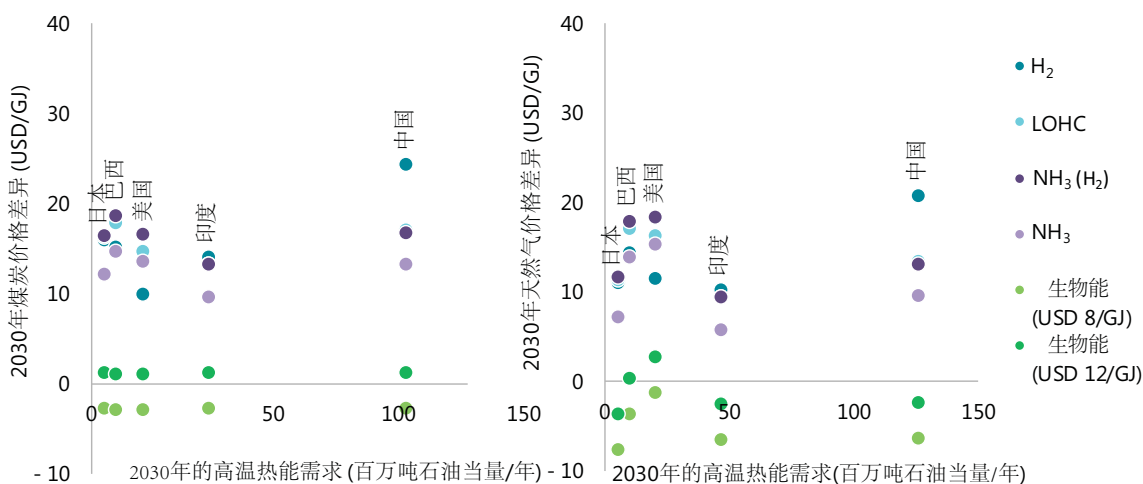


翻译

可持续生物能源或氢的燃烧(或直接使用以氢为基础的燃料,如氨)提供了大规模减少排放的方法。然而,目前用于这一目的的氢的数量可以忽略不计。³⁹

尽管有可能消除工业高温热的排放,但在能源系统低碳途径的背景下,即使二氧化碳价格达到100美元/tCO₂(图49),氢仍然是化石燃料的昂贵替代品。在此背景下,生物能源的成本竞争力更强,假设2030年生物能源价格区间为8-12美元/GJ。在图49所示的所有区域中,生物能源比氢基燃料便宜,因此相对于煤和天然气的价格差别较小。

图49. 100美元/tCO₂碳价格下的经济和未来潜力



注: LOHC = 液态有机氢载体; NH₃ (H₂) = 氢以氨的形式运输, 然后再转化回氢; NH₃ = 氨以氨的形式运输和燃烧。高温热需求为非化工/钢铁行业热需求 > 400 °C。区域差价是用每一种氢基燃料(进口或国产)最便宜的来源以及国内煤和天然气的价格来计算的。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在2030年高温热需求的关键地区, 低碳氢基燃料可能是比生物能源更昂贵的化石燃料替代品

到2030年, 在印度、中国和日本, 生物能源作为高温热源的成本将与天然气竞争, 甚至是在探索的生物能源价格区间的高端(12美元/GJ)。这是由于这些地区的天然气价格相对较高, 在巴黎能源系统兼容路径的背景下(3.8-10.6美元/MBtu)。在最便宜的氢基燃料(交付成本为2.3-2.7美元/kgH₂)与煤炭和天然气竞争之前, 需要将二氧化碳价格定在200美元/tCO₂左右。

然而, 尽管氢的成本相对较高, 而且需要克服某些实际困难, 但它确实为这一能源需求的不同部分的脱碳元素提供了一些优势(框11)。

³⁹ 这包括燃料气体中再循环用于燃烧的氢气部分(例如焦炉煤气、蒸汽裂解产生的副产品气)。这些副产品气体的利用与本分析的范围无关, 因为它们不太可能代表未来低碳氢生产的增长领域。

例如，低碳氢有可能帮助工业高温热需求中地理上较为分散的部分脱碳，而直接应用CCUS可能是不切实际的。无论是通过管道还是使用小型现场电解，氢气都可以为这些“难以触及”的行业领域提供低碳能源。如果未来可持续生物能源的供应有限，它的潜在作用也可能增加；生物能源在航空等其它最终用途领域也可能有需求。

框 11. 工业上使用氢作热源所面临的一般挑战

纯氢不能简单地在许多工业领域取代煤或天然气，因为这些部门使用的能源转换设备(如窑、炉、锅炉、反应堆)具有多样性和特殊性。例如，在水泥工业，有几个因素需要改变设备和做法，增加了改造的总费用：

- 与含碳燃料相比，氢具有较高的燃烧速度和不发光的火焰，这使得光学监测变得困难。这些挑战可以通过使用氢/氨混合来部分克服，因为氨燃烧的速度要低得多，并且有可见的火焰，这也有助于减少(氮氧化物)氮氧化物的排放(Li et al., 2014)。
- 与其他燃料相比，氢火焰实现了相对较低的辐射传热，需要将其他(无碳)介质(如煤渣粉尘)引入燃料流(Hoenig, Hoppe和Emberger, 2007)。
- 目前的燃烧器可能需要重新设计，以处理任何引入的新介质(例如，处理熟料粉尘的磨料特性)。
- 氢与某些金属接触会引起腐蚀和脆性，需要新的涂层和其他防护措施。
- 间歇性的氢源可能给高温热用户操作“按需”流程带来困难，并可能需要昂贵的现场存储，尽管其他高温热用户可以获得灵活性和启用辅助电网服务的报酬。
- 与传统燃料相比，现场处理和储存氢气存在额外的困难，因为氢气具有爆炸性。虽然许多工业操作人员都有处理危险物质的经验，但以其他形式储存氢可能更安全，如氨(Hoenig, Hoppe和Emberger, 2007)。

Sources: Hoenig, Hoppe and Emberger (2007), "Carbon capture technology – options and potentials for the cement industry"; Li et al. (2014), "Study on using hydrogen and ammonia as fuels: Combustion characteristics and NO_x formation", *International Journal of Energy Research*.



翻译

References

- Al Reyadah (2017), "Review of project proposed for CSLF Recognition: Al Reyadah CCUS Project (Phase I: Emirates Steel)" (presentation), www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/AbuDhabi2017/AbuDhabi17-TW-Sakaria-Session2.pdf.
- Allwood, J. and J. Cullen (2012), *Sustainable Materials with Both Eyes Open*, UIT Cambridge.
- BASF (2019), "Innovations for a climate-friendly chemical production", www.basf.com/global/en/media/news-releases/2019/01/p-19-103.html.
- Beyond Zero Emissions (2018), *Zero Carbon Industry Plan Electrifying Industry*, <https://bze.org.au/wp-content/uploads/electrifying-industry-bze-report-2018.pdf>.
- BioMCN (2019), "BioMCN produces methanol and bio-methanol", www.biomcn.eu/our-product/.
- Boston Metal (2019), "We transform dirt to metal very efficiently", <https://www.bostonmetal.com/moe-technology/>.
- Brown, T. (2019), "Ammonia plant revamp to decarbonize: Yara Sluiskil", <https://ammoniaindustry.com/ammonia-plant-revamp-to-decarbonize-yara-sluiskil/>.
- CARB (California Air Resources Board) (2019a), "Low Carbon Fuel Standard Regulation approved by the Office of Administrative Law (OAL) on January 4, 2019", www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fro_oal_approved_clean_unofficial_010919.pdf.
- CARB (2019b), "LCFS pathway certified carbon intensities", www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fuelpathways/pathwaytable.htm.
- Cementa (2019), *CemZero – För en klimatneutral cementtillverkning*, www.cementa.se/sv/cemzero.
- Chevrier V. (2018), "Hydrogen uses in iron making" (presentation), Midrex Technologies, www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-8-chevrier.pdf.
- CIEP (Clingendael International Energy Programme) (2018), *Refinery 2050: Refining the Clean Molecule*, CIEP, The Hague.
- COURSE 50 (2019), "CO₂ ultimate reduction in steelmaking process by innovative technology for cool Earth 50", www.jisf.or.jp/course50/research/index_en.html.
- Energy Transitions Commission (ETC) (2018), *Mission Possible: Reaching Net-Zero Carbon Emissions from Harder-to-Abate Sectors by Mid-Century*, www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf.
- Enerkem (2019), "Enerkem enables the chemical industry to achieve sustainability by recycling carbon from garbage", <https://enerkem.com/biofuels-and-green-chemicals/renewable-chemicals/>.
- ENGIE (2019), "ENGIE and YARA take green hydrogen into the factory", www.engie.com/en/news/yara-green-hydrogen-factory.
- ET Energy World (2018), "Task force to study feasibility of making methanol from coal", *The Economic Times*, <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/task-force-to-study-feasibility-of-making-methanol-from-coal/62417181>.
- Remus, R. et al. (2000), Best Available Techniques (BAT) Reference Document on the Production of Iron and Steel, Joint Research Centre, European Commission, Brussels.
- Fraunhofer IMWS (2018), "Fraunhofer IMWS and OCP Group sign memorandum of understanding", Fraunhofer Institute for Microstructure of Materials and Systems,

- www.imws.fraunhofer.de/en/presse/pressemitteilungen/OCP-group-cooperation-fertilizers-ammonia-hydrogen.html.
- German Government (2018), "Green' hydrogen beckons for Chilean industry", Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, [www.international-climate-initiative.com/en/news/article/%27green%27 hydrogen beckons for chilean industry](http://www.international-climate-initiative.com/en/news/article/%27green%27%20hydrogen%20beckons%20for%20chilean%20industry).
- GrInHy (Green Industrial Hydrogen) (2019), "Project overview", <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>.
- H2FUTURE (2019), "Production of green hydrogen", www.h2future-project.eu/technology (accessed 20 March 2019).
- Hlsarna (2019), "Hlsarna: Game changer in the steel industry", www.tatasteeleurope.com/static_files/Downloads/Corporate/About%20ous/hlsarna%20factsheet.pdf.
- Hoenig V., H. Hoppe and B. Emberger (2007), "Carbon capture technology – Options and potentials for the cement industry", Portland Cement Association, www.nrmca.org/taskforce/item_2_talkingpoints/sustainability/sustainability/sn3022%5B1%5D.pdf.
- Hosokai S. et al. (2011), "Ironmaking with ammonia at low temperature", *Environmental Science & Technology*, Vol. 45, Issue 2, pp. 821–6.
- HYBRIT (2019), "HYBRIT – towards fossil-free steel", www.hybritdevelopment.com/.
- IEA (International Energy Agency) (2019a), *Oil 2019*, IEA, Paris.
- IEA (2019b), *Material Efficiency in Clean Energy Transitions*, IEA, Paris.
- IEA (2018a), *World Energy Outlook 2018*, Paris.
- IEA (2018b), *The Future of Petrochemicals: Towards More Sustainable Plastics and Fertilisers*, IEA, Paris.
- IEA, (2016), *20 Years of Carbon Capture and Storage*, IEA, Paris.
- IEA and CSI (Cement Sustainability Initiative) (2018), *Technology Roadmap: Low-Carbon Transition in the Cement Industry*, IEA, Paris.
- IFA (International Fertilizer Association) (2018), *International Fertilizer Association Database*, <http://ifadata.fertilizer.org/ucSearch.aspx> (accessed 13 March 2018).
- Levi P. and J. Cullen (2018), "Mapping global flows of chemicals: From fossil fuel feedstocks to chemical products", *Environmental Science & Technology*, Vol. 52, Issue 4, pp. 1725–34.
- Li, J. et al. (2014), "Study on using hydrogen and ammonia as fuels: Combustion characteristics and NO_x formation", *International Journal of Energy Research*, Vol 38, pp. 1214–23.
- Methanol Institute (2019), *Methanol Price and Supply/Demand*, www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/ (accessed 20 March 2019).
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2019), *85th Session of the Steel Committee*, www.oecd.org/industry/ind/Item_3.b_i_1_Market_report_Fabien.pdf.
- SALCOS (2019), "Project overview", https://salcos.salzgitter-ag.com/en/index.html?no_cache=1.
- Schmuecker Pinehurst Farm LLC (2019), "Carbon emission free renewable energy", <http://solarhydrogensystem.com/>.
- Shuqin J. and Z. Fang (2018), "Zero growth of chemical fertilizer and pesticide use: China's objectives, progress and challenges", *Journal of Resources and Ecology*, Vol. 9, Issue 1, pp. 50–8.
- SIDERWIN (2019), "Development of new methodologies for industrial CO₂-free steel production by electrowinning", www.siderwin-spire.eu/.

- VärmlandsMetanol Ltd (2017), "In short about VärmlandsMetanol Ltd",
www.varmlandsmetanol.se/dokument/Folder%20VM%20nov%202017%20eng.pdf.
- WoodMackenzie (2018), *Methanol Production and Supply Database*,
www.woodmac.com/research/products/chemicals-polymers-fibres/ (accessed 13 March 2018).
- World Steel Association (2018), *Steel Statistical Yearbook 2018*, www.worldsteel.org/en/dam/jcr:e5a8eda5-4b46-4892-856b-00908b5ab492/SSY_2018.pdf (accessed 20 March 2019).
- World Steel Association (2019), "World Crude Steel Production - Summary",
www.worldsteel.org/en/dam/jcr:dcd93336-2756-486e-aa7f-64f6be8e6b1e/2018%2520global%2520crude%2520steel%2520production.pdf (accessed 29 May 2019).



翻译

第5章:氢在交通、建筑和电力方面的机遇

- **氢在现有工业应用之外的许多领域具有长期前景。** 交通、建筑和电力行业都有可能使用氢，前提是生产和利用成本相对于其它选择都有有利的发展。然而，开发和部署氢所涉及的复杂过程意味着，精心设计的政策支持将是至关重要的。
- **氢燃料电池汽车在运输领域的竞争力取决于燃料电池的成本以及加氢站的建设和利用。** 对于汽车来说，首要任务是降低燃料电池和车上储氢的成本。这可能使它们在400-500公里的行驶里程上与纯电动汽车竞争，并使它们对优先行驶里程的消费者具有潜在吸引力。对于卡车来说，首要任务是降低氢的运输价格。在部署的早期阶段，为执行中心辐射式任务的车队建造加氢站，可能有助于确保加氢站的高利用率，从而可能成为启动基础设施建设的一种方式。
- **航运和航空的低碳燃料选择有限，这为氢基燃料提供了机会。** 氨和氢有潜力解决航运中的环境目标，但它们的生产成本相对于以石油为基础的燃料较高。以氢为基础的液体燃料为航空提供了一个潜在的有吸引力的选择，但代价是更高的能源消耗和潜在的更高成本。以低碳目标或其他方式提供的政策支持对它们的前景至关重要。
- **建筑行业近期最大的机遇是将氢气混合到现有的天然气网络中。** 到2030年，用于建筑供暖的氢的潜在使用量将高达400百万吨，而低浓度的混合燃料如果是低碳的，将有助于减少排放。这种潜力在 multi-unit residential 和商业建筑中最大，尤其是在人口密集的城市，在那里，转换成热泵比在其他地方更具挑战性。供暖的长期前景可能包括直接在氢锅炉或燃料电池中使用氢，但这两项工作都将取决于基础设施的升级，以及解决安全问题和提供公众保障的措施。
- **发电为氢和氢基燃料提供了许多机会。** 在近期内，可以在燃煤发电厂联合使用氨来减少二氧化碳的排放。氢和氨在燃气轮机或燃料电池中可以作为灵活的发电选择。在柔性发电厂典型的低容量系数下，2.5美元/公斤以下的氢具有良好的竞争潜力。这类服务的主要低碳竞争对手包括与CCUS合作的天然气和沼气。从长期来看，氢可以在大规模长期储存中发挥作用，以平衡季节变化。

要最大限度地发挥氢的长期潜力，就必须超越第4章所述的氢的现有工业用途，并为氢作为多种用途燃料在各种新行业的使用提出强有力的理由。这在很大程度上取决于它帮助实现燃料结构多样化的能力，如果采用低碳能源，支持向更清洁的能源体系过渡。在工业应用之外使用氢有许多机会：实际上所有运输方式都可能使用氢或氢基燃料；建筑物的供热、制冷和电力需求可以通过氢气来满足；电力部门可以使用氢或富氢燃料，如氨来发电。

考虑到它的多功能性，我们很有可能在未来设想一个全方位的低碳氢经济然而，其他清洁能源技术的机会最近有了很大的改善，最重要的是直接使用电力的解决方案，这意味着氢的未来可能更多地是融入多样化和互补的能源网络与其他(低碳)竞争对手相比，氢在某些最终用途领域的使用面临着技术和经济上的挑战还有一个路径依赖的元素；例如，铁路运输在许多国家已经广泛电气化。

本章探讨氢在交通、建筑和电力领域的各种可能应用。它通过审查氢燃料和氢基燃料的潜在机会，包括它们相对于其他替代品的经济竞争力，来做到这一点。

氢作为清洁运输燃料的基础

氢气长期以来一直被认为是一种潜在的交通燃料。它被视为提供了一种低碳的成品油和天然气替代品，并补充了电力和先进生物燃料等其他替代品。氢燃料电池电动汽车(FCEVs)将减少当地的空气污染，因为——像电池电动汽车(BEVs)一样——它们没有尾气排放。如第二章所述，氢可以转化为氢基燃料，包括合成甲烷、甲醇和氨，以及合成液体燃料，这些燃料具有一系列潜在的运输用途。由电解氢生产的合成液体燃料通常被称为“power-to-liquid”。

表5列出了氢和这些氢基燃料在不同运输方式下的适用性，列出了它们的一些主要优点和缺点。⁴⁰ 一般来说，氢燃料可以利用现有的基础设施，价值链的变化有限，但代价是效率损失。以氢为基础的燃料在航空(以合成航空燃料的形式)和航运(以氨为形式)方面具有特别的优势，而在这些领域，氢或电的使用更为困难。

⁴⁰ 对于所有的应用，对车载存储的体积要求是氢的一个关键挑战。虽然氢每千克所含能量是化石燃料的三倍左右，但当压缩到气态氢(7000万帕)的典型船上存储压力时，它的能量密度比这些传统燃料低8倍。

表 5. 氢及其衍生物在运输应用中的潜在用途

	目前作用	需求角度	未来部署	
			机遇	挑战
汽车和货车 (轻型汽车)	11200 汽车在运营中, 大部分在加州、欧洲和日本	全球汽车库存预计将继续增长; 氢可以占领部分市场	<p>氢: 加注时间短, 储存能量增加重量少, 尾气排放零燃料可能比锂电池具有更低材料足迹</p>	<p>氢: 燃料补给站最初利用率低, 增加了燃料成本; 减少所需的燃料电池和储存费用; 从井-车轮的效率损失</p>
卡车和巴士 (重型汽车)	示范和利基市场: ~ 25000 辆叉车 ~ 500 辆公共汽车 ~ 400 辆卡车 ~ 100 辆货车。 预计到 2019 年底, 中国将有数千辆公交车和卡车	强劲增长行业; 长距离和重型应用对氢很有吸引力	<p>专属车队可协助克服加氢站使用率低的挑战; 长距离和重型是有吸引力的选择</p>	<p>Power-to-liquid: 耗电量高, 生产成本低</p> <p>氢: 接近最终用户的腐蚀性和有害物质意味着, 使用可能仍然仅限于专业操作人员</p>
海运	海运仅限于小型船舶的示范项目和大型船舶的船上电源供应	到 2030 年, 海运活动将增长 45% 左右。2020 年的空气污染目标和 2050 年的温室气体目标可以促进氢燃料的发展	考虑到其他燃料的使用受到限制, 氢和氨 是各国在国内航运脱碳行动和国际海事组织温室气体减排战略的候选目标	<p>氢: 储存成本高于其他燃料</p> <p>氢/氨: 因贮存而损失的货运量(比现时的液体燃料密度低)</p>
铁路	德国有两列氢火车	铁路是许多国家的主要交通工具	<p>氢动力列车在铁路货运(低网络利用率的区域线路和跨境货运)方面最有竞争力</p>	<p>铁路是最电气化的运输方式;</p> <p>氢动力列车和部分电气化的电池电动列车都是替代非电气化列车的选择, 而非电气化列车在许多地区都很重要</p>
航空	仅限于小型示范项目和可行性研究	发展最快的客运模式。纯氢燃料需要更大的存储容量和重新设计, 这使得 Power-to-liquid 和生物燃料对这种模式更具吸引力	<p>Power-to-liquid: 有限地改变分配、业务和设施的现状; 还通过提高产量最大限度地利用生物量</p> <p>氢: 与电池一起, 可在港口和滑行过程中提供船上能源供应</p>	<p>Power-to-liquid: 目前的价格是煤油的 4 到 6 倍, 从长期来看将会下降到 1.5 到 2 倍(第二章), 有可能导致价格上涨和需求下降</p>

* China = People's Republic of China.

道路运输

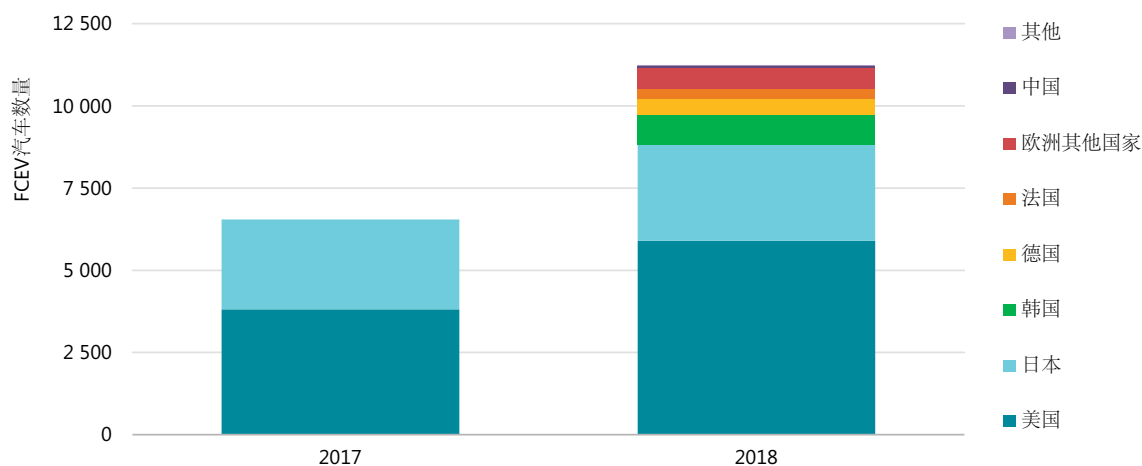
在氢可以再交通领域直接的今天，轻型FCEVs受到公众关注。⁴¹

当今道路运输如何使用氢气?

小型汽车

小型汽车占道路运输中使用的燃料电池动力的应用的绝大部分(E4tech, 2018)。2018年，燃料电池电动汽车销量约4000辆，达到11200辆(图50)，同比增长56% (AFC TCP, 2018)。与2018年510万辆BEV库存(IEA, 2019a)或全球逾10亿辆汽车库存相比，这个数字仍然很小。美国约占已注册FCEVs的一半，其次是日本(约四分之一)、欧盟(11%，主要在德国和法国)和韩国(8%)。几乎所有的FCEV轿车都是由丰田、本田和现代生产的，尽管梅赛德斯-奔驰最近开始租赁和销售有限数量的带有燃料电池的插电式混合动力汽车。

图 50. 流通中的燃料电池电动汽车, 2017-18



Source: AFC TCP (2019), AFC TCP Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets.

2018年，中国售出了约4000辆燃料电池电动车，同比增长近56%，但仍只占全球轻型汽车销量的一小部分。

公共汽车、卡车和其他货车

氢燃料电池电动叉车作为现有电池电动叉车⁴²的替代品已经具有商业可行性，据估计，全球有2.5万辆叉车装有燃料电池。

⁴¹ FCEVs在叉车市场的成功来自于他们需要使用大量的电力和严格的尾气排放要求，因为他们经常在封闭的环境中运行，在这种环境中，内燃机会导致人类大量暴露在废气中。

⁴² 经济效益来自高利用率、快速充电、较小的电网充电和更好的资本使用(即充电时没有电池离线)一个重要的先决条件是通过自设的叉车车队充分利用氢燃料站。

在公交车方面，中国(“中国”)的部署规模最大，截至2018年底，已有400多辆公交车登记用于示范项目(AFC TCP, 2019; HongXiang, 2018)。2017年，欧洲估计有50辆燃料电池电动巴士投入运营，加州25辆，美国其他州约30辆(E4tech, 2018)。其他燃料电池电动巴士示范项目已经在韩国和日本推出。产量正在迅速增长，预计到2020年底，将有数千辆车进入运营(大部分在中国)。

目前全球至少有11家公司生产燃料电池电动巴士。因为它们的长距离意味着通常在白天不需要充电，所以它们通常非常适合：每天行驶里程更高(每天200公里以上)；更大的公交车队，在那里加氢比充电更简单，以及灵活的路线和运营方式，例如在一年中的某些时段扩展给定的路线。

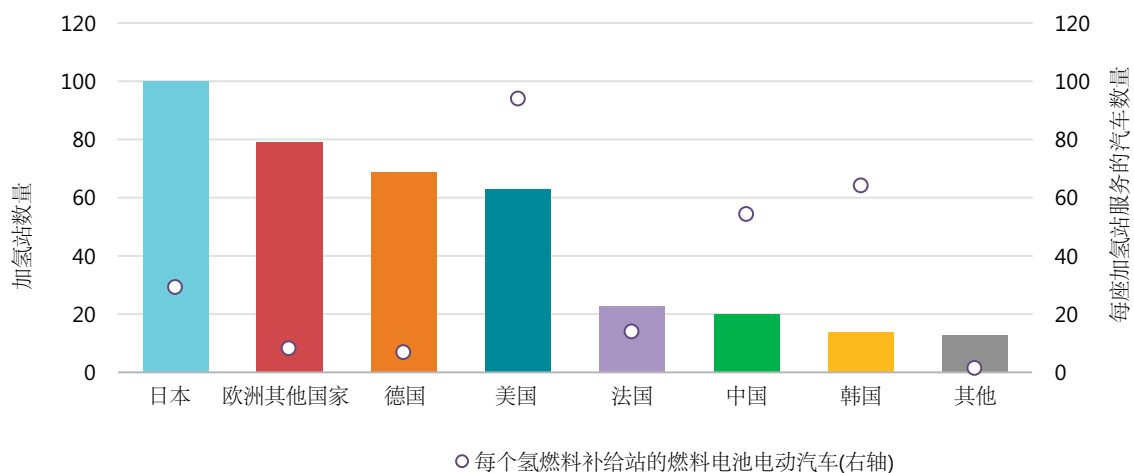
新型号的电动卡车和公共汽车最近已经生产、购买和投入使用。市场增长最快的是那些每天都有充电机会和有限的每日行驶里程(每天350公里)的车队，尤其是城市巴士和送货车队。这些车队的某些作业集中使用，需要长距离行驶，一些车队所有者和运营商发现，在存在加氢站的地区，在轻型和中型卡车和公共汽车上安装燃料电池里程增程器是划算的。特别是城际巴士很可能是燃料电池电力系统的一个有前途和竞争力的应用。

在卡车方面，中国是燃料电池电动卡车全球部署的领导者，占示范项目的绝大部分。2018年国家级统计数据为在中国注册的412辆(AFC TCP, 2019)，另有100辆货车。据报道，仅如皋市就有500辆氢燃料电池运输车投入运营，上海市内及周边地区有100多辆车投入日常运营(HongXiang, 2018; E4tech, 2018)。在中国以外，联邦快递和UPS这两家快递公司正在美国试用燃料电池增程器6级运载工具，h2Share项目计划在欧洲测试一辆27吨的重型卡车(E4tech, 2018; H2-Share, 2018)(框12)法国邮政和法国其他物流公司也在其车队的300辆纯电动汽车上安装了小型燃料电池作为增程器，其他公司也在法国推出了电动货车燃料电池增程器(AFHYPAAC, 2017)。

加氢站

尽管迄今为止氢燃料补给基础设施的安装相对有限，但在过去几年里，这种安装势头有所增强。2018年，用于道路运输车辆的氢燃料补给站，包括公共和私人燃料补给站，在全球范围内达到了381个(图51)。日本(100个)、德国(69个)和美国(63个)是公开提供氢燃料补给站数量最多的三个国家。然而，与BEVs相比，这些数字仍然很小：世界上有近14.4万辆公共快速充电桩供轻型汽车使用，39.5万辆公共慢速充电桩和470万辆私人充电桩(IEA, 2019a)。这些数字意味着，每台公共充电桩服务大约10辆BEV，每台私人充电桩服务大约有一辆BEV；在大多数已经部署了FCEV的地区，每个加氢站服务的FCEV平均数量目前要高得多(图51)。对于一个完全开发的基础设施，每个站点预计有2500-3500辆FCEV(Robinius et al., 2018)。

图 51. 2018年氢燃料补给站和利用率



注:加氢站编号包括公共和私人加氢装置。用于估计这一比例的FCEVs数量只包括轻型车辆,因此不反映其他类别道路车辆对车站的使用情况。

Source: AFC TCP (2019), *AFC TCP Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets*.

氢燃料加注站与轻型FCEVs的比例在各国差别很大,反映了在部署方法、加气站规模、储存压力和使用方面的差异。

交付的氢气价格对加氢站的使用高度敏感。例如,每个加油站有近10辆汽车的比例(就像欧洲的情况一样)意味着,如果加油站小到每天50kgH₂,那么加油站运行的时间不到10%。⁴³这意味着,如果建造和运营加氢站的成本在加氢站的使用寿命内通过出售燃料来偿还,那么加氢站的价格将高达15-25美元/kgH₂左右。汽车与加氢站的比例越高,意味着车辆与基础设施部署之间的协调就越好,这应该会导致氢燃料价格下降。然而,目前比例较高的一些国家拥有的FCEV主要用作车队车辆,其固定路线和加油方式不能代表更广泛部署的需要。例如,中国和法国就是这种情况。

各国之间这一比率的差异表明,对与燃料补给基础设施发展有关的风险采取了不同的办法。在中国,加氢站投入运营可能需要6个月的时间,但一般认为需要2年(CEC, 2017)。试图缓解与基础设施发展相关的协调问题和时间滞后的方法包括使用氢生产站点或附近的加氢站(例如工业站点、多式联运枢纽或港口)为专用车队(例如工业运营或潜在的公共汽车或出租车)提供服务。

⁴³ 这一计算是根据每辆车每年加氢160公斤和每年行驶12000公里计算的。

⁴⁴ 虽然每天50公斤以下的加氢站能力将转化为更高的利用率,但小型加氢站是资本密集型的,无法利用大型加氢站强大的规模经济。因此,每天给一个容量不足50公斤的加氢站加氢所增加的成本差额仍将超过每公斤15美元。

框 12. 公共和私营部门在道路运输中使用氢的倡议

- 目前领先的FCEV汽车制造商是丰田(Toyota)和现代(Hyundai)，它们都有扩大规模的雄心勃勃的计划。丰田宣布的目标是在2020年后每年生产超过3万辆燃料电池电动车，从目前的约3000辆(Tajitsu and Shiraki, 2018)。现代汽车目前也有大约3000个燃料电池系统的生产能力，并计划到2030年将这一数字提高到70万，其中70%用于道路FCEV (Kim, 2018)。
- 数千辆燃料电池电动巴士正在排队生产，并将在未来5年内接受预订，其中大部分在中国。总的来说，政府支持的举措直接支持这些订单，包括欧洲的燃料电池和氢燃料联合项目，以及美国的国家燃料电池巴士项目。在韩国，公私合作的目标是到2022年部署1000辆燃料电池电动巴士，到2040年达到韩国设定的4万辆目标(研究工作组，2019年)。韩国天然气驱动的公交车队拥有2.6万辆汽车，所有这些汽车都可以转化为氢气(O'Dell, 2018)。日本计划为2020年东京夏季奥运会提供100辆燃料电池电动巴士。
- 就卡车而言，现代(Hyundai)、斯堪尼亚(Scania)、丰田(Toyota)、大众(Volkswagen)、戴姆勒(Daimler)和PSA集团等几家老牌卡车制造商正在开发车型，尼古拉汽车公司(Nikola Motor Company)等成立于2014年的新公司也在开发车型。其中，现代和尼古拉的订单更先进，1600辆现代燃料电池电动卡车(与H2 Energy合作)计划在2025年之前在瑞士和其他欧洲国家推出(ACTU, 2019)。尼古拉已经获得了大量的资金和大量的订购其半卡车，包括最近公布的欧洲模式，尼古拉特(尼古拉, 2018a; 尼古拉, 2018 b)。现代和尼古拉都密切参与氢的供应(主要来自可再生电力)，以确保客户能够从一开始就满足他们的燃料需求。丰田正与加州航空资源委员会以及洛杉矶和长滩的港口合作，测试其8级卡车。此外，联邦快递(FedEx)、联合包裹(UPS)和敦豪快递(DHL)等快递公司也打算试用燃料电池增程器。StreetScooter(现为德国邮政DHL集团所有)的目标是到2020年让拥有燃料电池增程器的货车投入运营。

Sources: Tajitsu and Shiraki (2018), "Toyota plans to expand production, shrink cost of hydrogen fuel cell vehicles"; Kim (2018), "Hyundai plans \$6.7 billion investment to boost fuel-cell output"; Study Task Force (2019), "Hydrogen Roadmap Korea: Presenting a vision, roadmap, and recommendations for Korea's future hydrogen economy"; O'Dell (2018), "2018 is the tipping point for commercial vehicle electrification"; ACTU (2019); Nikola (2018a), "Nikola oversubscribes C round with \$210 million"; Nikola (2018b), "Nikola raises \$100 million in August".

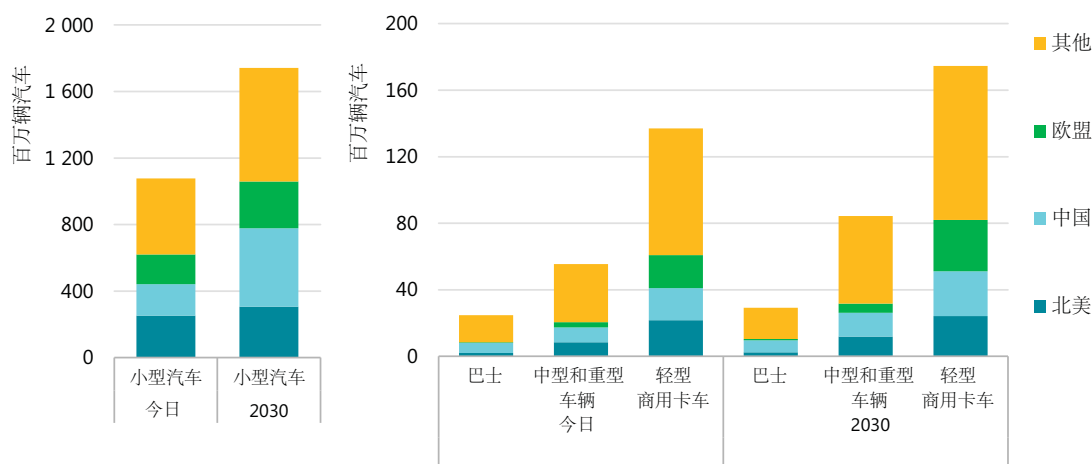
未来道路运输对氢的潜在需求

与BEV一样，FCEV是唯一没有尾气排放的汽车，因此有可能大幅减少当地的空气污染，特别是在城市。当使用低碳氢时，它们还可以显著减少二氧化碳的排放。FCEV的行驶里程和加注方式与内燃机车相似。此外，与生物燃料相比，氢具有一些吸引人的特性，因为它通常不会面临资源限制或土地使用方面的竞争。尽管如此，FCEV起步缓慢。技术上的挑战和高昂的价格推迟了它们进入市场的时间。

尽管现代途胜-ix 35是在2013年推出的，丰田Mirai是在2014年推出的，但如果要吸引更多汽车制造商进入市场，就有必要进一步降低成本，同时建立加油站网络。

氢在未来道路运输中应用的理论潜力非常大。从技术上讲，任何道路运输模式都可以使用氢作为动力，要么直接使用燃料电池，要么通过内燃机中的氢燃料。作为这一市场的规模表明，如果所有的10亿辆，全球目前1.9亿辆卡车和2500万辆公交车在路上被FCEVs所取代，氢的需求将高达3亿吨H₂/年，是当前全球需求纯氢的四倍以上(图52)。理论上，未来的潜在需求甚至更大。在到2030年的未来10年里，如果不采取强有力的行动来实现《巴黎协定》的目标，公路运输对石油的需求将增长10%。特别是，这将受到新兴经济体对卡车需求的推动，以及汽车保有量的不断上升。印度甚至中国等国的汽车保有量都远低于欧盟和美国等工业化国家。美国的人均汽车拥有量是印度的25倍。

图 52. 按照目前的趋势，到2030年，公路车辆车队数量将增长



Source: IEA 2019. All rights reserved.

道路车辆目前的燃料需求很大，而且将随着个人汽车出行需求和卡车送货需求的增长而增长，特别是在发展中国家和新兴经济体。

虽然理论上的潜力很大，但实际的部署将在很大程度上取决于车辆成本、燃料成本和政策之间的相互作用，以及不同国家的替代方案成本和不断变化的驾驶习惯。

氢在道路运输中直接和间接使用的成本竞争力

下一节将讨论不同组件对氢燃料电池汽车成本的影响。它作为一种方法来确定降低成本的关键机会，并了解与其他应用选项相比，尤其是与BEV。然而，应该指出的是，从消费者的角度来看，汽车的成本只是众多决策标准之一。购车者倾向于根据一系列标准来决定购买汽车，包括性能、舒适度、可感知的可靠性和品牌。

换句话说，买什么车的选择绝不仅仅是成本或价格的问题，也不只是拥有和经营一辆车的总成本的比较计算。BEV和FCEV都有一些共同的特点(如零尾气排放、从无到有的快速加速和安静运行)，这些特点可能会吸引消费者，同时推动交通运输向使用低碳燃料的更广泛转型。它们还有一些不同的性能属性，可能会吸引不同的消费群体。

撇开第2章和第3章讨论的氢燃料成本不谈，FCEVs中直接使用氢燃料的成本竞争力取决于与当前和潜在的未来竞争对手相比，三个关键的成本组件是如何发展的：燃料电池电堆的成本；车载储存费用；以及燃料补给的成本。

燃料电池成本和潜在的成本削减

燃料电池的成本在过去的十年中已经大幅下降(Yumiya, 2015)，但成本仍然很高，产量仍然很低。目前一个典型的燃料电池的商业成本估计为230美元/千瓦，尽管使用最先进的技术可能很快将这一成本降低到180美元/千瓦(Papageorgopoulos, 2017)。

在未来，通过研究驱动的技术进步可以进一步降低成本。提高催化剂活性从而降低铂含量是可能的，铂是燃料电池中昂贵的成分之一。开发一种不含铂的催化剂也是可能的。还需要进行研究，以优化膜电极组件中燃料电池组件的设计和集成，并降低双极板和BOP组件(例如压缩机和加湿器)的成本(预计将占未来成本的越来越大的份额)。

将来还可以通过规模经济来降低成本:在一个制造工厂中增加制造单位的数目可以减少每一个组成部分的具体成本。大约一半的系统成本是在双极板，膜，催化剂和气体扩散层。通过将工厂规模从每年1000台增加到每年10万台，将系统成本降低到50美元/千瓦，这些组件的综合成本可以降低65%。将规模进一步扩大到每年50万台，可能只会再降低10%的成本，使其降低到45美元/千瓦(Wilson, Kleen和Papageorgopoulos, 2017)。然而，这些成本削减估计必须与同时提高燃料电池性能和耐久性的挑战相平衡。更高的耐久性要求可以转化为更高的燃料电池成本，并限制通过规模经济实现的成本削减。美国能源部(DOE)最近的数据考虑了这些权衡，并提供了初步耐用性调整成本目标为75美元/千瓦(美国能源部，2019年)。然而，汽车制造商正在努力提高耐用性，比如通过构建燃料电池操作地图来缓解性能下降。

制造业的规模经济可以很快实现。2017年，全球中型和重型卡车销量分别为160万辆和180万辆左右。中型卡车需要的电力大约是轿车的两倍，重型卡车需要的电力大约是轿车的四倍。然而，这些要求可以通过将燃料电池堆安装在一起来满足;最具成本效益的方法可能是为一辆中型燃料电池电动卡车配备两个燃料电池堆，以及一辆重型卡车配备四个燃料电池堆。要想在全球卡车市场占据5%的份额，需要5家燃料电池系统工厂，每年生产10万辆(堆)。中国每年需要10家工厂生产10万辆卡车，才能满足目前国内中型和重型卡车年销量的四分之一。



翻
译

乘用车市场规模远大于卡车，2017年全年新车销量约为8500万辆，轻型商用卡车销量为1000万辆。这些轻型车辆需要一个由单个燃料电池堆组成的系统，每辆车的峰值功率为80-100千瓦。要想占据全球汽车市场5%的份额，需要40家燃料电池制造工厂，每家工厂的平均年产量为10万辆。

储罐成本和潜在的成本降低

车载储罐成本由昂贵的复合材料决定，预计将以比燃料电池更慢的速度下降。汽车和卡车上的氢储存要求压缩到350-700巴，这相当于氢能量的6-15%。⁴⁵ 目前的车载存储系统(包括配件、阀门和调节器)的成本估计为23美元/千瓦时，可用氢存储规模为每年1万套；如果下降到14-18美元/千瓦时，则规模为每年50万套(Vijayagopal, Kim和Rousseau, 2017)。美国能源部的最终目标是每千瓦时8美元。对于一辆里程600公里的汽车来说，这意味着目前的成本约为3400美元，而从长期来看，225千瓦时的储罐成本为1800美元。对于700公里里程的重型卡车，这意味着今天的成本为27700美元and 与传统柴油卡车拖拉机的10万到15万美元的全部成本相比，1800千瓦时的储罐可能降低到16700美元。

加氢基础设施成本和潜在的成本削减

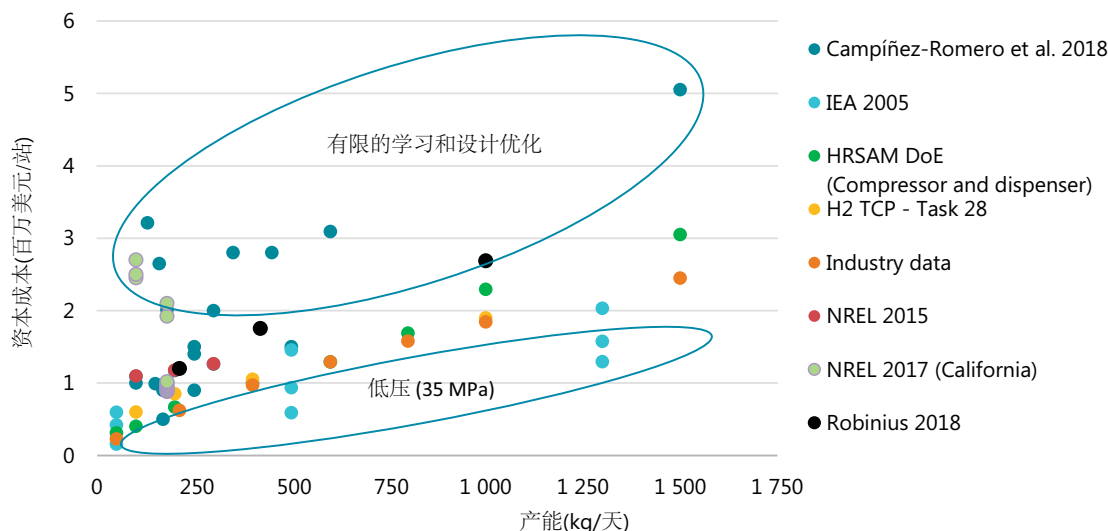
氢燃料补给基础设施的推广是FCEV的关键要求。氢燃料加注的时间几乎与传统液体运输燃料加注的时间一样短。然而，与传统运输燃料相比，向加油站供应氢气可能需要更多的时间和劳动力。确认成本估计是困难的，因为世界上只有不到400个氢燃料加气站，而且它们的数据通常不公开。然而，加氢站的投资成本，700bar压力约为60 - 200万美元，350 bar压力约为150 - 160万美元(图53)。这些范围的下端是加注量为50 kgH₂/天的车站，上端的加注量为1300 kgH₂/天。⁴⁶

最大的两个成本组件是压缩机(当输送压力为700bar时可达到总成本的60%)和储罐(由于氢气密度较低，储罐相对较大)。建造一个车站的实际费用在各国差别很大，主要是由于安全和许可要求不同。有强大的规模经济。将产能从50 kgH₂/天增加到500 kgH₂/天，可能会降低75%的具体成本(即每公斤氢气的资本成本)。目前正在计划建造更大的日产量可达1000kgH₂的加氢站，特别是用于重型应用的加氢站，这些加氢站具有进一步扩大规模经济的潜力。通过转向更先进的供应选择(如超高压或液氢)和扩大加氢站产品的制造(通过压缩机等部件的大规模生产)，也有可能降低成本。

⁴⁵ 即使在700bar的压力下，也需要注意的是，氢储存需要比传统柴油技术多7倍的空间才能达到相同的续航里程。

⁴⁶ 具有日产130公斤至350公斤氢气能力的氢燃料加气站的工程、建设和一般管理费用总额下降幅度较大(240-320万美元)(Baronas et al., 2017)。

图 53. 基准加氢站的资本成本作为产能的函数关系



Sources: Campiñez-Romero et al. (2018), "A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out"; IEA (2005), *Prospects for Hydrogen and Fuel Cells*; Pratt et al. (2015), *H2FIRST Reference Station Design Task*; US DOE (2018) HRSAM DoE; industry data, Robinius et al. (2018), "Comparative analysis of infrastructures: Hydrogen fueling and electricity charging of vehicles".

只要预期的氢需求允许，建造更大的加氢站就可以降低向FCEVs提供氢的成本。

与加氢站规模、氢气成本和氢气需求之间的紧张关系相关的风险是阻碍交通领域快速采用氢能的障碍之一。小型加氢站在最初的部署阶段更具经济意义，因为当交通车辆对氢的需求受到限制时，它们更有可能获得更高的产能利用率，但它们每运送一单位氢的成本更高。一旦有了足够的需求，更大的加氢站就会变得更加经济，并有助于降低最终用户的氢气成本。交付氢的成本还将取决于氢是在本地生产，还是从集中生产设施交付。集中生产的成本优势可能会被卡车或管道输送至加油站的成本所抵消(第3章)。最便宜的选择将视情况而定。

尽管初始成本比BEV充电基础设施高，氢燃料补给站在大规模部署时可以提供显著的优势，例如更快的燃料补给和比充电基础设施少15倍的空间需求，以及潜在的更低的最终投资成本(FCH₂ JU, 2019)。从长远来看，如果加氢站与汽车的比例与今天的石油动力汽车的比例相似，那么100万辆氢燃料汽车将需要400多个加氢站来提供服务(FuelsEurope,2018;ACEA,2018;Robinius et al. 2018)。相比之下，100万辆电动汽车需要100万个私人充电桩和至少1万个快速充电的公共充电桩。

为了满足日益增长的FCEV车队的的需求，政策制定者将需要确保投资在正确的时间。在FCEV部署的早期阶段，大多数为非专属车队服务的加氢站规模较小(< 200 kgH₂/天)，而建造这400个加氢站所需的总投资可能在5 - 6亿美元之间。

然而，这一数字将迅速增长，对于一个拥有更大加氢站(每日1000公斤)的成熟市场，350 - 450亿美元的投资仅需要为全球5%的车队(约6000万辆)提供服务。政策制定者除了与行业利益攸关方合作，在最初阶段建造加氢站的路线图上合作(在加油站的收入能够支撑其扩张投资之前)，还可以鼓励专属车队加氢站的所有者将加氢站开放给公众使用，从而让普通用户能够使用更多加氢站(专栏13)。

框 13. 促进公路运输使用氢的政策机会

促进采用FCEVs的政策选择包括燃料经济标准、零排放车辆(ZEV)强制要求、联邦补贴(对表现最差的车辆征税，以补贴那些在二氧化碳或空气污染物排放方面表现最好的车辆)和购买补贴。前两项规定将为气候和空气质量外部性提供技术解决方案的责任推给私营企业，让它们有自由找到最适合自己的解决方案。燃料经济性标准和feebates（译者注：是一种制度，过利用低能效汽车销售所得的资金来补贴部分高效汽车成本）可以是技术中立的，而ZEV的要求更加具体，可以帮助确保氢燃料补给站在最初部署阶段降低氢运输成本所需的需求。

最初的重点是为圈养车队建造加氢基础设施，这将为解决资源利用不足的障碍提供一条途径。专属车队的例子包括在工业地点、集群和港口的卡车和装卸车辆;公共汽车;和出租车。原本为专属车队建造的加氢站可以开放给公众使用，从而以较低的边际成本向FCEV的早期采用者提供加氢点。另一种方法是根据实际利用率和目标利用率之间的差距(在燃料标准下)向加氢站提供贷款，就像在加州，一系列政策工具结合起来支持私人对加氢基础设施的投资(CEC和CARB, 2018)。

公共政策也可在初期发挥支助作用，方法如下：

- 缓解与氢运输相关的监管负担(例如桥梁和隧道上的车辆)，以及必要基础设施的许可和建设。
- 与能够进行必要投资的行业利益相关者进行接触，在行业伙伴之间撮合承诺，以支持可信且结构良好的业务计划，并定期对此类计划的改进领域提供关键评估(例如，基于审计)。
- 暂时挪用汽车或燃油税的资金，以降低新建氢燃料补给站网络的投资风险。

Source: CEC and CARB (2018).

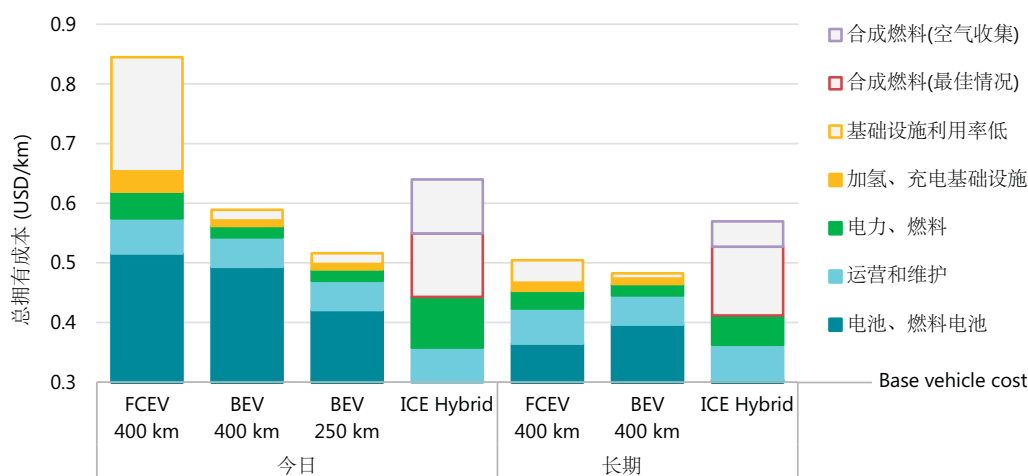
⁴⁷ 假设随着市场的发展，20%的站规模较小(200公斤/天)，80%的站规模较大(1000公斤/天)。

拥有汽车的总成本

在长距离行驶的大型车辆上，每公里的能耗最高。这意味着，燃料成本通常占重型汽车和高使用率汽车(如长途卡车、城际巴士和商用车队)总成本的更大比例。由于汽车的资本成本在总拥有成本的70%到95%之间，根据汽车的不同，降低燃料电池系统和储氢罐的成本，以实现与其他选择相比的成本竞争力，将是势在必行的。卡车的情况有所不同，其资本成本占总拥有成本的40%到70%不等，这意味着降低交付氢的成本同样重要(见下文中、重型汽车部分)。

购车者通常将拥有汽车的总成本作为几个决策标准之一。例如，汽车的行驶里程对一些买家来说可能很重要。目前全球销售的BEV平均行驶里程约为250公里;这对大多数日常旅行来说已经足够了。今天销售的FCEVs的续航里程更长:丰田Mirai的续航里程约为400公里，而现代Nexo的续航里程甚至更长。这使得它们对优先考虑产品范围的消费者具有吸引力。⁴⁸ 为了说明这种相关性，假设氢燃料补给设施位于理想的路线上，FCEV可以从巴黎开到马赛(约750公里)，只需要一个短暂的燃料补给站。同样的行程，一辆行驶250公里的BEV需要停车充电至少两次，根据站点的可用性快速充电。然而，FCEV提供的这一额外的范围是以车辆的成本为代价的。不同的消费者会根据他们个人的优先级和偏好来权衡这些因素。

图 54. 按动力系统、里程和燃料计算的汽车总拥有成本



注: ICE = 内燃机。图中的y轴截距对应于基础车辆“glider”加上较小的部件成本，这些成本在动力系统中基本不变。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在400公里里程范围内，FCEV的成本可以与BEV持平。降低燃料电池和储罐的成本，以及提高加氢站的利用率，是实现竞争力的关键。

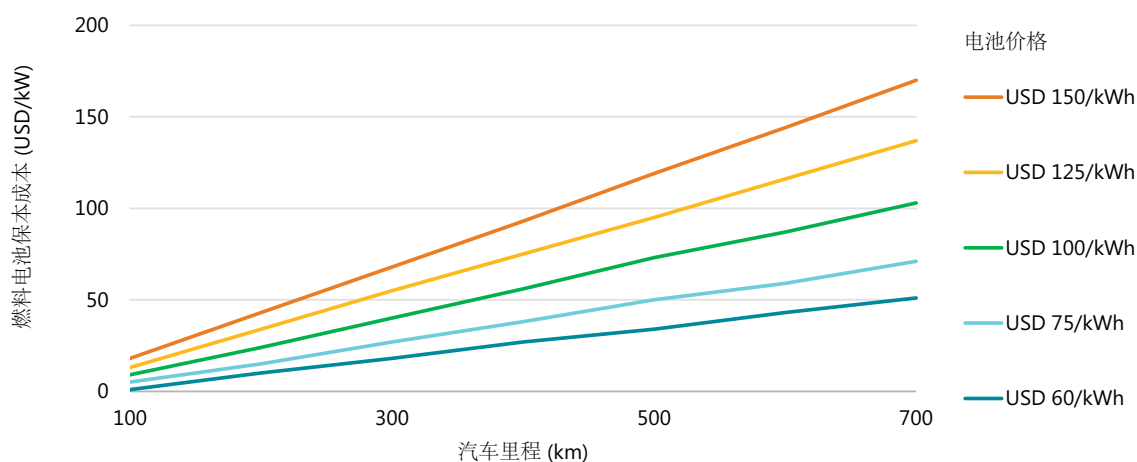
⁴⁸ 与其他动力系统相比，BEV的实际行驶距离对温度和辅助系统(如空调)的使用也更敏感。

目前，氢燃料电池汽车通常比纯电动汽车更贵，这是由于燃料电池和储罐的成本很高，而且它们的设计通常具有较长的续航能力(图54)。如果假定FCEV和BEV的里程范围相同，那么竞争能力就会提高，尽管目前只有有限数量的BEV型号才可能达到这种范围。如果通过规模经济降低成本可以将燃料电池成本降至50美元/千瓦，而电池成本降至100美元/千瓦时，那么FCEV将在400公里范围内与BEVs竞争。如果燃料电池成本仅下降到75美元/千瓦，例如，由于需要耐用性要求，如本章早些时候讨论的，那么FCEV与BEV竞争里程范围为500公里(图55)。这凸显了一个事实，即FCEV对有更高里程要求的消费者具有经济吸引力。

燃料补给基础设施的利用是FCEV未来竞争力的另一个决定因素。在最初的推出阶段，氢燃料的成本预计将占总拥有成本的12%(9美元/kgH₂)到22%(18美元/kgH₂)。如上所述，加氢站的额外成本取决于加氢站的规模和使用情况：每天200 kgH₂容量的加油站以10-33%的产量分配燃料，每kgH₂增加4-13美元的利润，而且，随着车站规模的扩大和产能利用率的提高，利润率也会下降。氢燃料补给站利用率不足的风险突显出，在FCEV部署的初始阶段，确保高利用率以降低成本的重要性，即便是在燃料成本决定因素最少的汽车上。

值得注意的是，在加州，大约花了两年时间才将网络的平均利用率从5%提高到40%；目前平均车站规模约为200 kgH₂/天 (CEC和CARB, 2018)，一些车站的利用率仍然低于10% (NREL, 2019)。然而，合成燃料的高成本表明，过渡到替代动力系统——无论是电池或燃料电池电动——可能是减少二氧化碳的低成本战略和地方污染物排放的汽车和卡车，也考虑到重要的能源消耗和二氧化碳生物这条路需要的必要性。

图 55. 从长远来看，燃料电池的成本要达到盈亏平衡，才能与BEV竞争



Note: More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

燃料电池电动汽车是最具竞争力的总拥有成本的基础上比BEV汽车行驶里程更长。要想在电池成本低于100美元/千瓦时的情况下实现收支平衡，燃料电池成本可能需要低于60美元/千瓦时。

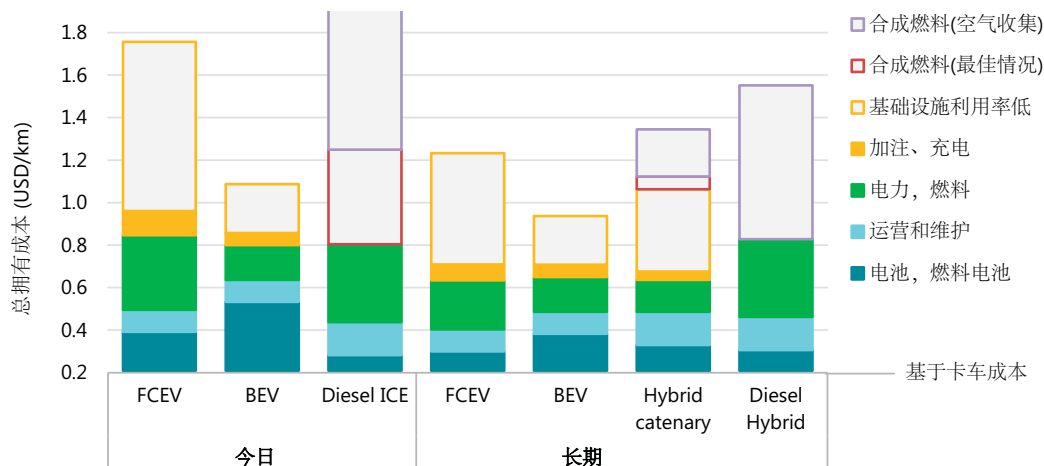
上述分析表明，BEV和FCEV可以互补，作为满足不同消费者的替代选择，FCEV为长距离行驶的汽车提供了最佳的机会，在能够获得廉价氢气的地区满足快速的加氢需求。此外，它表明，一旦建立了氢燃料补给基础设施，不同配置的轻型FCEV(例如燃料电池增程器)可以利用燃料电池和电池的成本和性能改进。

中、重型车辆总拥有成本

重型长途运输行业，包括卡车和城际巴士(或“长途客车”)，为氢燃料混合动力汽车提供了强大的前景，因为它需要长距离和高功率的要求。因此，重型FCEVs往往比BEV更具无可比拟的优势。区域公共汽车业务的直接电气化和长途货运的重型卡车运输都面临着电池容量更大、充电时间长和电力需求高的重大挑战，这些都转化为有效载荷损失和额外的充电基础设施成本。燃料电池电动卡车克服了其中一些挑战。

在重型长途卡车的场景下，燃料电池的成本高于轻型车辆的应用，主要是由于高耐久性的要求。这就需要增加催化剂的负载，从而提高成本。未来重型卡车燃料电池系统的成本估计为95美元/千瓦(年产量为10万辆)(美国能源部，2019年)。即使以目前的燃料电池成本，如果氢的交付价格低于7美元/kgH₂，FCEVs在超过600公里的重型应用中也能与BEVs竞争，尽管氢燃料的确切价格取决于它们的年行驶里程和其他运行特性。

图 56. 目前和将来拥有长途卡车燃料/动力系统替代方案的总成本



注:图中的y轴截距对应于基础车辆“glider”加上较小的部件成本。基础设施包括车站、充电站和接触网线路。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

燃料成本约占重型卡车总拥有成本的一半，因此让它们具有竞争力的重点应该是降低氢的交付价格。



脱碳重型卡车的动力系统和燃料选择包括FCEV，纯电动卡车，动态充电(级联是现有道路上最先进、成本最低的选择)⁴⁹和使用合成燃料(或先进生物燃料)的传统柴油混合动力车。图56考虑了在级联上行驶25公里的柴油混合动力车，一系列低碳动力系统的选择可以令人信服地共存：插电式混合动力汽车，有或没有燃料电池增程器的BEV和不同配置的FCEV可以设计和订购，以满足不同的任务。

降低燃料电池成本到95美元/千瓦可能使氢燃料电池在氢价7美元/kgH₂左右时，在重型卡车市场与柴油混合动力卡车相比有竞争力，5美元/公斤的价格与内燃机柴油卡车比有竞争性。然而，如果燃料电池电动卡车的行驶里程小于500公里，要想与电动道路系统或电池电动卡车竞争，氢的价格必须低于每公斤5美元。由于卡车市场的规模有限，仅靠在卡车上部署燃料电池可能无法达到这一燃料电池成本目标，而且很可能需要在汽车上大量部署燃料电池。燃料电池生产小型移动设备，如叉车，也可以帮助降低成本，但由于该设备的用电需求，通常不到一辆车的三分之一，大约3000辆每年的产能才能实现成本低于80美元/千瓦的目标。

在卡车(也包括公交车)的情况下，基础设施的成本贡献可以通过“轮辐式”模式的运行来降低：在固定路线上运行的专用车队可以在一个集中的氢燃料补给站加氢。由于炼油厂和产业集群通常位于港口，港口运营(和装卸设备)提供了更有吸引力的初始市场。这些战略的效率已通过在中国迅速采用氢燃料电池电动客车和卡车得到了证明。在中国，由于成功地获得了低成本的氢，并实现了加氢站的高使用率，强化了中、重型集约化经营的商业理由。

海事行业:船舶和港口

海事行业是石油产品的重要消费者，约占全球石油需求的5%。报告的这一部分关注国际航运，这是最便宜的长途运输方式。全球货物实物贸易约90%是海运，其中三分之一是能源产品，尤其是石油产品(IMO, 2014)。海事行业约80%的燃料用于国际航运，其中90%用于货物运输。因此，国际航运是气候变化的一个重要因素：全球与能源相关的二氧化碳排放中，国际航运约占2.5%。由于使用重油，它对空气质量也有很大的有害影响，尤其是在港口附近。氢，主要以氢燃料的形式存在，是应对国际航运中这些挑战的一个主要选择。这些应用的一个优点是，它们不仅提供了处理海上运输过程中的排放物的机会，而且还利用与叉车、卡车和货物在港口内和周围移动的协同作用，处理港口作业中产生的排放物(见第6章)。

⁴⁹ 级联线可以为多种动力系统提供能源，包括柴油混合动力汽车、FCEVs和BEVs。然而，它们需要在卡车上安装变电站和架空接触网线路，以及可伸缩的受电弓，增加了投资风险。目前还不清楚这些成本将如何与燃料电池卡车或纯电动卡车的成本进行比较。就像氢一样，具有足够高的能源供应基础设施利用率，这些成本可以被较小电池的成本和运营效益所抵消。

在国家管辖范围内，也有机会在较短的航线上使用氢和燃料电池，特别是那些由渡轮运营的航线。

氢在当今的海事领域是如何使用的？

石油产品目前在航运行业占主导地位，因此在航运中使用氢基燃料是非常有限的。然而，在比利时有一个项目是在海上内燃机中用氢与柴油联合燃烧，还有20多个项目是用于300千瓦以下的燃料电池，主要用于辅助动力单元(DNV GL, 2017)。在加州(GGZEM, 2018)、爱尔兰、挪威(AirClim, 2018)以及一些欧洲范围内的项目中，使用燃料电池的项目通常与电池结合使用。

今天的船只不使用氨作为燃料，但是船上交易的氨当量相当于350吨H₂/年。几个研究和示范项目正在研究氨作为船舶燃料进行燃烧(Brown, 2018)。现有发动机中氨的良好燃烧一般需要点火助推器(以克服其较低的点火能量)和发动机改造。

氢基燃料在海事行业的潜力

按照目前的趋势，到2050年，国际航运量预计将增长两倍以上。在缺乏减缓气候变化政策的情况下，这可能导致该行业对石油产品的需求增加50%，达到每天约600万桶。减少与使用这种石油有关的排放的行动可能为使用氢基燃料开辟道路。国际海事组织(海事组织)制订了减少硫和温室气体排放的战略。

解决减少硫排放的挑战的可能措施是安装洗涤器、改用液化天然气和使用超低硫燃料油(VLSFO)，尽管这些措施只会对到2050年比1990年减少50%温室气体的目标作出部分贡献。如第4章所述，限制硫的排放可能会刺激炼油厂对氢的需求，而不是作为运输燃料。为了实现温室气体排放目标，先进的生物燃料、氢和氨以及以氢为基础的合成液体燃料都是选择。燃料转换的选择依赖于船东直接控制之外的基础设施部署。液化天然气、氢气和氨气需要发展燃料供应设施，而液化天然气和氨气都可以建立在现有的分销网络上。先进生物燃料的可用性和成本是不确定的，因为其他部门对有限的可持续生物质供应存在需求竞争。

一些国家也制定了国内航运低碳替代品的目标。瑞典和挪威是这方面的两个例子，而欧洲委员会正在制订一项战略，根据监测、报告和核查大型船舶的二氧化碳排放情况，为海上运输制定减少二氧化碳的目标。从2023年起，航运可能被纳入欧洲排放交易体系。

在众多企业中，全球最大的海事公司马士基(Maersk)于2018年宣布，其目标是到2050年实现碳中和。为了实现这一目标，它认识到低碳船舶将需要在2030年之前具备商业可行性(Jacobsen, 2018)。行业领袖还起草了一项行动计划，以降低航运业的碳排放，其中包括示范项目、技术采用、透明度和知识共享(UNFCCC, 2017)。



氢基燃料在海事部门的成本竞争力

船舶每公里能源强度高，动力需求大(最大集装箱船舶可达130兆瓦)，因此对燃料的要求很高。船舶的主要成本组成部分与公路运输相同:基础设施(加燃料设施)、船上设备(燃料电池/发动机和储存)和燃料。

关于国际运输中使用液氢的费用的资料是不确定的。一项关于加注设施额外成本的估计表明，液氢基础设施可能比液化天然气贵30% (Taljegard et al., 2014)。然而，这一估计很可能忽略了与开发氢的新基础设施相关的前期成本，目前还不存在这种基础设施。主要的费用组成部分是储油船和燃料船，这将需要与所服务的船的数目平行地加以调整。考虑到较小的流量和专用氢气管道的高成本，小型港口将需要现场或附近的氢气。相反，船舶和基础设施成本在15年的使用寿命中只占总运输成本的一小部分，燃料成本则是一个大得多的因素。

在以氢为基础的燃料中，氨已经在全球范围内进行了交易，而将其用作燃料所需的一些基础设施已经存在(分配到港口和储罐)。但是，需要建造新的燃料供应设施;还需要大规模增加氨的生产、港口和分配设施以及储罐。作为一个指标，长期满足航运需求将需要500吨氨气，几乎是目前全球产量的三倍，是目前氨气贸易量的30倍左右。

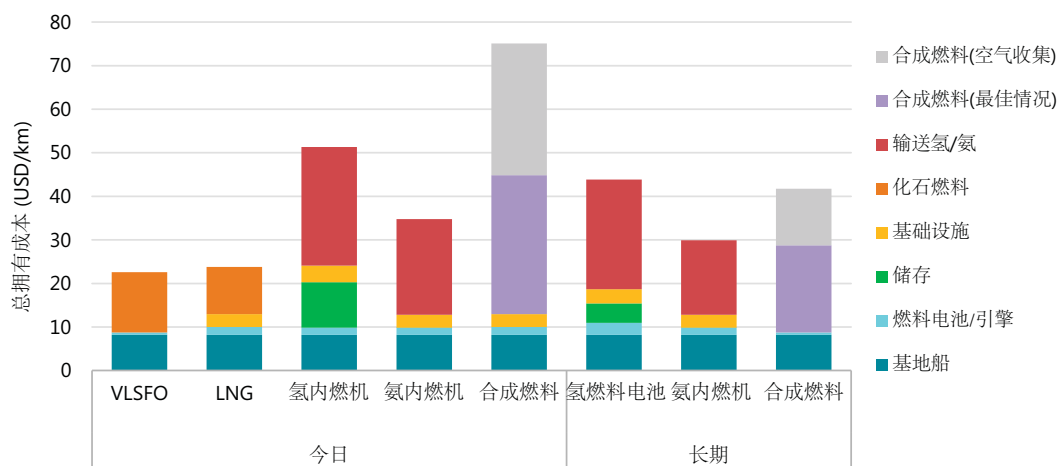
在缺乏政策的情况下，转向低碳燃料似乎不太可能发生，无论是强制性的、直接的碳定价，还是/或更灵活、更容易接受的措施，如低碳燃料标准(LCFS) (ITF, 2018)。租船商目前监管着超过一半的集装箱船队，他们从船东那里以每吨或一次性的方式租船，他们的回收期可能要短得多。

服务于长途海上贸易航线的船舶可能为氢、氨和其他氢基燃料提供最佳的潜在发展空间。这是因为与燃料成本相比，燃料电池系统和氢储存成本的影响相对较小(图57)。此外，燃料电池的空间需求可能是一个问题，特别是对于较小的船舶(小于2 MW)，因为它们需要几乎两倍于内燃机的空间(明尼汉和普拉特, 2017;van Biert等, 2016)。储存液氢需要的体积至少是传统石油燃料的五倍，而储存氨则需要三倍的体积。从长期来看，这可能重新设计船舶、缩短航程和更频繁的加油、减少货运量，或者综合考虑这些操作因素，具体取决于船舶和货物类型和航线(UMAS, 2018)。

与燃油和液化天然气相比，低碳燃料在今天是昂贵的(图57)。燃料价格是成本竞争力的关键;与其他运输方式相比，基础设施在船舶总成本中所占的份额要低得多，目前以10美元/kgH₂的氢气价格计算，约占船舶使用氢气总成本的3%。如果氢的价格降至2美元/kgH₂，这一比例将上升到17%;如果燃料供应设施规模过大或利用率不足，这一比例将显著上升(高达40%)。在道路运输方面，可以通过以下措施来规避燃料补给设施利用率不足的风险:推出更小的船只;使用较小的储罐(可随容量的增加而扩大);使用罐车为船舶加氢;使用更小的加氢站。

然而，为了降低燃料成本，需要更大的设施来进行更广泛的部署。

图 57. 目前和将来在散货船上拥有燃料/动力系统替代品的总成本 alternatives in a bulk



Note: More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

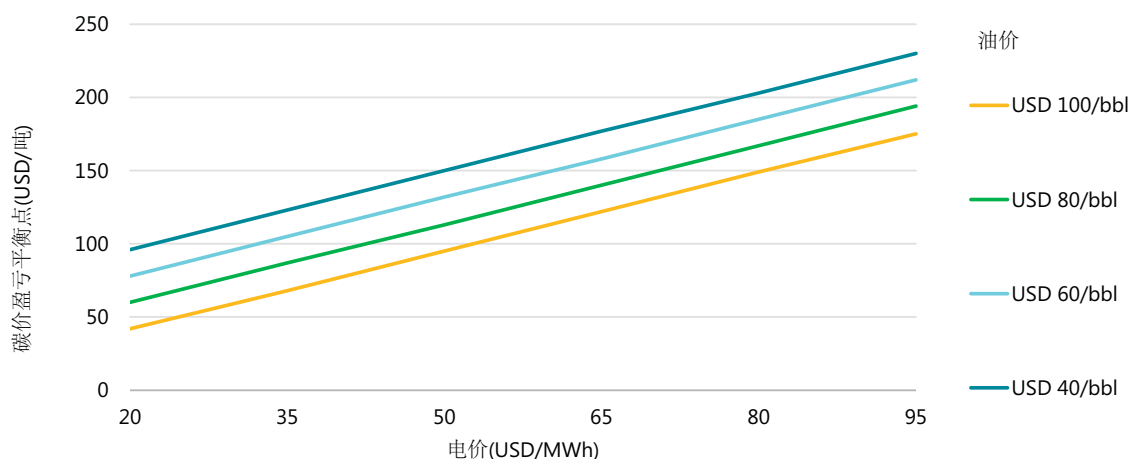
Source: IEA 2019. All rights reserved.

由于液化成本和高储存成本，氢可能比其他低碳的远距离海上运输替代品更昂贵。

在15年的首次拥有者寿命计算中，为了使氢的成本相对于化石燃料具有竞争力，需要将CO₂价格定在40-230美元/tCO₂，这取决于氢的交付成本，而这一成本将因地区而异(图58)。氢的盈亏平衡碳价比氨高35-45美元/tCO₂，主要是由于氢的能量密度较低⁵⁰，储存成本较高。这将意味着船东的成本大幅增加，而这一转变需要的政策，其效果相当于竞争船队的这些二氧化碳价格，例如强制要求或低碳燃料标准。然而，将这些成本传递给最终消费者的影响将是有限的，因为运输成本只占发货总价格的一小部分(通常不到1%)(ETC, 2018a)。

⁵⁰ 对于寻求三年回报的租船商来说，这个价值会更高(租船商目前监管着超过一半的集装箱船队运营(Global Ship Lease, 2019))。

图 58. 为了与化石燃料竞争，氢的碳价盈亏平衡点



Note: More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

对于一艘散货船来说，要使使用氢气的内燃机发动机与燃油竞争，就需要制定相当于40-230美元/tCO₂的碳价政策。盈亏平衡的碳价对油价和电价都非常敏感。

铁路

铁路已经是最电气化的交通方式。虽然电气化轨道的比例在大多数国家仍在扩大，因为高利用率的线路是第一个电气化的(IEA, 2019b)，因此铁路网络的进一步电气化很可能面临投资回报的递减的风险。例如，在法国和德国，电气化线路现在承载了80%以上的交通，尽管电气化的铁路网络还不到铁路网的一半(欧盟委员会, 2016)。除了双模柴油电力选项，有几种技术在非电气化轨道上提供零尾气排放，而且该行业似乎将在未来几十年朝着这一目标迈进。其中最具创新性的技术是电池电动列车和氢燃料电池列车。带有较小电池的电动火车也可以在部分电气化线路上使用，这使得电气化成本大幅降低，因为它省略了轨道上最难电气化的部分(如桥梁或隧道)。

包括氢动力火车在内的计划已经在许多国家实施，至少有三家公司正在为其提供氢动力火车。德国计划到2021年将氢动力列车的数量扩大到14辆，5个联邦州签署了从阿尔斯通购买60辆列车的意向书，截止到2019年5月应订购了其中27辆(施密特, 2017)。德国下萨克森州已经有两列氢动力列车在运行(阿尔斯通, 2018年)，每天一次加氢可以行驶近800公里。奥地利齐勒塔巴铁路公司计划在2022年之前部署5辆氢动力列车，总投资近1.75亿美元。英国政府正在支持到2022年开发第一辆氢列车(怀斯曼, 2019)。法国政府也在考虑将2022年作为首列氢动力列车的目标。日本东铁也有一个正在进行的项目，与丰田合作(共同社, 2018)。

在燃料电池成本降低的乐观假设下，氢动力列车可以与其他低使用率的客运服务选择竞争(IEA, 2019b)。

氢燃料电池技术是最具竞争力的服务，需要长途移动的大型列车与低频网络利用，这是铁路货运中一套共同的条件。

航空

2017年，航空占全球能源相关二氧化碳排放的2.8%，按照目前的趋势，到本世纪中叶，航空客运量预计将增长一倍以上，达到近16万亿公里/年。提高能效应能减少能源消耗，减缓能源需求的增长，但最终将需要替代燃料，以避免该行业排放的增加。先进的生物燃料和氢燃料是主要的选择。

虽然已经有可行性研究和示范项目测试在小型飞机上使用氢的范围(DLR, 2016; Schilo, 2009; 空中客车, 2000)，使用纯氢作为航空燃料需要进一步的重大研发。氢的低能量密度和对低温储存的需求将需要改变飞机的设计，以及机场新的加氢和储存基础设施。更多的项目——2018年总共130个——正在开发直接使用电力而不是纯氢，主要用于城市空中出租车(汤姆森, 2018)。然而，直接电气化也面临挑战，特别是在电池重量和成本方面。

相比之下，以氢为基础的液体燃料不需要改变机场的设计或加油基础设施。以电解氢为基础的合成燃料(即所谓的动力转化为液体的燃料)估计比目前的传统航空燃料贵四到六倍(有关支撑氢燃料的成本因素的更多信息，请参阅第2章)。燃料在运营飞机的总成本中占很大比例，因此这将显著增加运营成本，并可能推高机票价格。无论传统航空燃料的成本如何，情况都是如此。由于碳定价或其他减排政策，传统燃料本身可能会变得更加昂贵。从长期来看，对鼓励航空行业从动力转向液体所需要的二氧化碳价格的估计相差很大，从115美金/tCO₂到660美金/tCO₂，对通过电网为更广泛的能源系统提供的可能价值来说价格不高(ETC, 2018a; 马林, 2017)。由于缺乏其他替代方案，大多数估计将这些成本列入完成向低碳能源系统过渡的较高减排成本之列。

与生物燃料一样，可以通过混合燃料份额的目标来促进航空中氢基燃料的使用。即使是一个温和的目标也可能有助于证明其可行性，并支持扩大生产。标准开发组织ASTM目前为不同燃料设定了混合限制，从最低10%到最高90%不等。这些可能为公共和私人决策者设置上限提供一个有用的参考点，并可随着新引擎技术的出现而更新。

除了在飞机上使用氢以外，今天氢已经被用在一些辅助动力装置中，当喷气发动机不运转时，这些辅助动力装置就会发电。这些装置通常使用天然气，可以占地面飞机排放量的20% (Baroutaji et al., 2019)。

⁵¹ 这也有助于通过价格弹性或运输方式之间的转换来减少需求。据估计，欧洲燃油价格上涨四倍，可能导致机票价格上涨近60%，需求减少30% (Murphy et al., 2018)。

氢作为建筑物的热能燃料

全球建筑行业占全球最终能源使用量的30%，其中近四分之三用于空间供暖、热水生产和烹饪。包括发展中国家固体生物质的传统使用，2017年相关能源需求约为22亿吨石油当量。其中近一半直接来自化石燃料，天然气占6.2亿吨石油当量。其余大部分来自传统电力设备(如电阻散热器和炉灶)和商业供热(如区域供热)，2017年约85%的供热使用化石燃料。总体而言，全球与能源相关的二氧化碳排放中，有近28%来自建筑物的能源使用。

用低碳替代品替代供热，并通过改善建筑来降低供热需求，这是一个挑战。建筑物的能源使用决策是复杂的，取决于建筑物的类型、位置、所有权、客户偏好、设备成本、能源价格和总体便利性等因素。这多个变量意味着，从天然气锅炉到电热泵、区域供热和太阳能供热，各种能源和技术在未来可能共存。氢有潜力促进能源转型(例如通过混合或甲烷生产)和长期的脱碳热战略(例如从可再生能源生产纯氢)(表6)。在这一过程中,它可以利用现有的建筑和能源网络基础设施提供的灵活性和连续性。

表 6. 利用氢气为建筑物供暖的潜在途径

策略	优势	要求	案例
混合	与大多数现有天然气基础设施和设备兼容的低成本解决方案	在大多数情况下，混合比例约为5-20%。进一步降低二氧化碳排放的额外效率措施	GRHYD项目(2017)法国。 HyDeploy(2019)在英国
由清洁的氢合成的甲烷	完全脱碳的气体，如果低碳氢和低碳二氧化碳作为原料。利用现有的煤气网络及设备	投资甲烷化工厂。 研发以提高甲烷化效率。 碳源，如二氧化碳	STORE&GO(2016)催化和生物甲烷化欧洲项目(示范工程200千瓦至1兆瓦)
100% 纯氢	完全脱碳的气体，如果低碳氢。效率损失比合成甲烷低	投资升级燃气网络和设备。 协调气体供应商和分销商之间，如果各种网络共存	利兹H21城市门(> 2025)和H21网络创新大赛(ni-2018)项目，应该国
使用燃料电池和热电联产	多种能源服务(如热能和电力)。潜在需求响应	投资燃料电池或热电联产技术。 研发以提高设备效率	日本的ENE-FARM计划(2009)* 德国能源效率激励计划(2016)**

* 目前的ENE-FARM设施主要使用天然气或液化石油气，主要是为了降低成本。

** 该计划包括燃料电池在建筑物中的应用。

今天的建筑业如何使用氢?

在当今的全球建筑领域，氢作为一种能源的使用非常少，尽管各种潜在的用途正在试验中。目前有37个示范项目正在研究天然气网络中的氢混合(更多信息请参见第3章)。在英国，高供热需求已经把注意力集中在供热解决方案上，英格兰北部的H21是最大的项目，计划通过管道向建筑物提供100%的氢气。该项目的目标是到2025年实现18万吨H₂/年的氢供应，到2035年实现200万吨H₂/年的氢供应。2016年的研究证实了现有管网再利用的可行性(Northern Gas Networks, 2018)。

此外，欧洲和亚洲也有微型热电联产和燃料电池氢示范项目，特别是日本的ENE-FARM项目(框14)。在欧洲，是ene.field2012年启动了示范，在11个国家为住宅和商业建筑安装了1000多个小型固定燃料电池系统，并计划将其增加到2800个(Ravn Nielsen和Prag, 2017)。在德国，消费者可以获得政府资金，以抵消建筑中燃料电池电器的额外成本(KfW, 2018)。目前还在筹备一些项目，以便示范数字系统，以便促进可再生能源与一幢或多幢建筑物(例如在联合王国)的电和热的储存和供应的一体化。

框 14. 日本ENE-FARM项目

ENE-FARM是一个大规模的燃料电池示范和商业化项目，旨在为建筑应用提供高效和廉价的燃料电池技术。首套系统于2009年在一幢住宅楼引入，预计到2020年将有近30万套住宅投入使用。该计划的目标是到2050年安装530万台。目前，电子农场单位正在对天然气或液化石油气进行就地改造，以使燃料电池充满氢气。化石燃料的使用带来了有限的二氧化碳减排效益，但有助于降低成本，一旦它变得具有经济吸引力，这将有助于为低碳氢的分配铺平道路。近10年来，每台机器的初始成本下降了75%(从超过3.5万美元到2018年的约9000美元(Nagashima, 2018))。

Source: Nagashima (2018), Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications.

未来建筑对氢的潜在需求

氢并不适用于所有的建筑应用，许多因素将影响建筑中氢的最终需求，包括现有的天然气基础设施、热密度、其他建筑能源需求和安全考虑。在成本和消费者接受程度方面存在障碍，以及各种政策设计方面的挑战，这就是为什么目前氢的使用仅限于本地化运营和规模更大的示范项目，如上述项目。但也有很多机会，主要集中在两个方面。首先是在现有的天然气网络中混合氢气。第二种是直接利用氢在建筑中产生热量。氢也可以间接地用于加热或冷却当地的能源网络，然后供应建筑物。

这些潜在的应用可能在许多国家具有吸引力，因为这些国家的供热很重要，而且大部分供热都必须提供给现有建筑。例如，超过25年的建筑(通常具有能源密集型供暖负荷)占欧盟总建筑存量的约四分之三 (FCH JU, 2019)，而美国和加拿大约三分之二的建筑建于1990年以前(OEE, 2018;EIA,2015;EIA,2012)。现有的建筑物，其中许多已有几十年的历史，在未来仍会占建筑物总存量的相当大的比例(表7)。这意味着，在未来几十年，一定程度的热能需求基本上已经“锁定”。

氢共混物的一个主要优点是，直接使用氢和间接使用氢用于区域供热和制冷，它们可以利用现有的基础设施。虽然在技术上是可行的，但其他可能的解决办法将需要主要的新的基础设施，这将不可避免地非常昂贵。

另一个主要优势是，在建筑中使用氢可能会与更广泛的能源系统产生协同作用，从而使其在低碳转型的总体系统成本方面更具吸引力。其他潜在的解决方案可能会发现这是一个更艰巨的挑战。例如，将热能完全电气化，即使使用高效热泵，也可能导致电力需求的巨大季节性不平衡，特别是如果不同时进行重大的建筑能效改善(IEA, 2019c)。这可能需要大规模的峰值电力或储能能力。用生物甲烷部分或全部替代天然气也有局限性:例如，在欧盟，2016年用于建筑供暖的天然气约为生物甲烷产量的90倍(EBA, 2017)。全球沼气产量需要增加20倍，才能满足建筑行业目前的天然气需求。

表 7. 2017年，全球建筑库存和天然气在热力生产中的份额

地区	建筑面积 (十亿平米)	人均需热量, MWh	天然气供热份额	预计现有建筑占 2050年库存的份额
北美*	37	7.6	61%	55%
欧盟*	29	7.2	43%	57%
其他发达经济体*	13	4.9	33%	53%
俄罗斯*	5	10.7	35%	55%
中国*	58	2.2	17%	50%
印度	21	0.4	4%	17%
非洲	21	0.3	10%	18%
拉丁美洲	12	1.0	27%	32%
其他新兴经济体*	39	1.2	44%	31%
世界	235	2.4	41%	39%

*显示有主要供暖需求的市场占建筑部门总最终能源消耗的份额。

注：不包括传统的固体生物质的使用，也不包括在商业热能生产中使用天然气。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

将氢与天然气混合加热

在加拿大、美国和西欧等主要供暖市场，将低比例的氢气(按体积计为3-5%)混合到供应的天然气中，对锅炉和煤气灶等最终使用设备几乎没有影响。如第3章所述，荷兰Ameland地区14栋建筑中20%的共混物没有发现泄漏、火焰稳定性、回火或点火问题，30%的共混物管道或加热设备也没有问题。世界各地的其他项目也对特定的设备进行了测试，得出了类似的结论。

尽管如此，仍需要进行严格的测试，以确保系统的安全、效率和长期的环境性能，因为不能假定家用电器在较高的共混物中具有一般的容忍度，特别是对于较旧的设备。与此同时，确保任何基础设施或设备升级都能与可能转向更高比例的氢燃料相兼容，也是有意义的。

混氢可以通过其早期部署阶段创造可靠的氢需求，但管理成本影响是政策制定者面临的一个关键挑战。举个说明的例子，如果世界各地的天然气使用中仅以3%的体积混合氢，这将使清洁氢的需求增加近1200万吨H₂/年。这将大大增加氢供应，相当于目前全球专用氢产量的17%左右。这可能会通过扩大制造和安装对氢供应技术的成本产生重大影响，但会使天然气供应成本增加约3-15%。目前，许多市场已经接近天然气和电力价格之间的临界点，这可能触发转向性能更高的热泵技术——包括混合动力或天然气热泵——在合适的地方，尤其是在新建筑中(图59)。混合措施或激励措施导致的天然气价格上涨，可能会导致天然气客户流失，这是政策设计中需要考虑的问题。

图 59. 2017年国际能源署成员国天然气和电力加热设备的能源价格、性能和运营成本的分布



注: kWh-eq = 千瓦吋当量。价格是以购买力平价计算的2017年美元计算的住宅价格，包括税费。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在许多国家，相对天然气和电力价格在一定水平之间保持着微妙的平衡，这将使热泵或燃气锅炉成为新安装最具成本效益的设备。

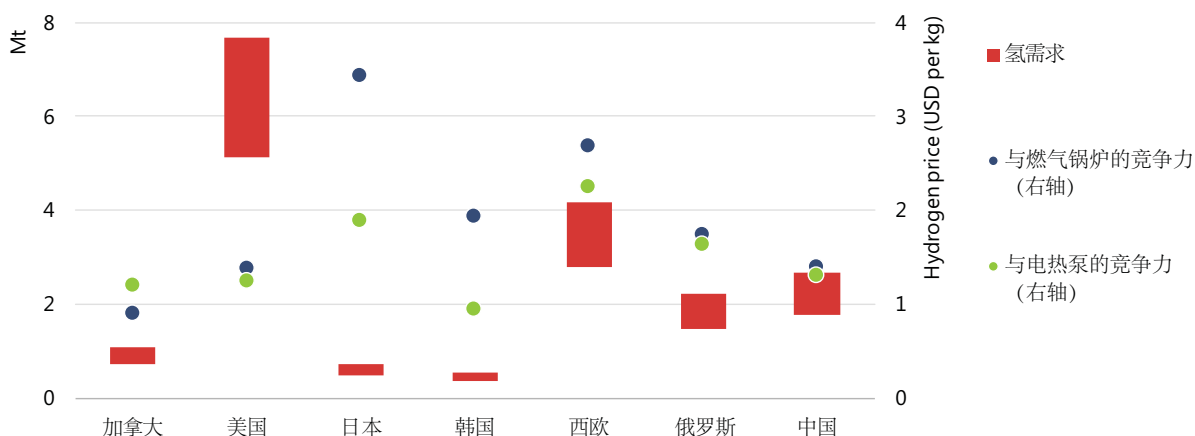
天然气网络中20%以上的氢可以通过氢基燃料实现。然而，在大多数情况下，注入合成甲烷可以避免更换现有设备，这可能会使天然气价格比单位能源输送的纯氢混合燃料高得多。

100%纯氢用于加热

从成本的角度来看，100%的氢在建筑中的使用(例如通过燃料电池或氢锅炉)对于相对较大的商业建筑或建筑群以及区域能源网络来说是最有吸引力的。利用现场可再生能源或低电价，燃料电池、热电联产装置或其他混合系统可用于具有储能能力(通过蓄热或区域能源网络提供)的情况下，以满足供热、制冷和电力需求。燃料电池和热电联产技术同样可以用于区域能源网络，当与存储(热或氢)相结合时，可以提高全年电力系统的平衡，避免出现较大的季节性高峰，并使电网具有更大的灵活性。与大型热泵配套使用，这些区域能源解决方案还可以显著提高建筑物的整体产热效率。

对于更广泛的建筑市场，特别是住宅，氢转化的长期前景将取决于几个关键因素，尤其是氢的价格和技术成本。在许多主要的供暖市场，氢的价格可能需要在1.5-3.0美元/kgH₂之间，才能与天然气锅炉和电动热泵竞争(图60)。⁵²最终价格在3-4美元/kgH₂的范围内，在某些国家或某些建筑类型的天然气价格可能仍然具有竞争力(最终的二氧化碳定价将缩小这一差距)，而在其他天然气价格较低的国家，如加拿大，价格可能需要低于1美元/kgH₂。

图 60. 2030年，建筑供暖对氢的潜在需求和选定市场上具有竞争力的能源价格的分布



Notes: 价格为2017年美元平均零售价格(含税)。天然气需求用于空间供暖和热水生产，包括在巴黎兼容的道路下，到2030年改善建筑围护结构。在这些国家，电热泵的竞争力假设了热泵的典型季节效率。价格竞争力不包括设备的资本成本。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在主要供暖市场，氢的最终能源价格可能必须在1.5-3.0美元/kgH₂之间，以便在建筑供暖方面与天然气和电力竞争。

⁵² 这也取决于热泵的类型、它在当前气候下的效率以及建筑的能源性能。

如果一个产品一开始就比较贵，那么随着时间的推移，它不一定能够提供更低的运行成本。消费者往往更重视预先购买的价格，而不是整个生命周期的成本。加热设备的成本因机组容量、品牌、当地市场的可用性和产品需求的总体规模等因素而异。此外，消费者的偏好也会影响到诸如安全性和安装方便性等问题。此外，一些类型的建筑将比其他建筑更适合使用氢。例如，就资本和业务支出而言，大型商业建筑的大规模热电联产可能比小型住宅建筑更具成本效益。类似地，大型燃料电池热电联产可能非常适合为采用高性能热泵和清洁区域供热的建筑物提供可再生电力(作为难以转换的基于天然气的系统的替代品)，但不太适合其他类型的建筑物。

如果100%氢气最终能够在某些市场上在资本和运营成本方面具有竞争力，那么建筑领域的市场潜力确实非常大。即使在低碳环境下，建筑对热量的需求也将不可避免地成为能源需求的核心。按照巴黎协调的方式，到2030年，热量需求预计将占全球建筑能源消耗的一半以上，每年约有5亿吨石油当量天然气用于建筑的空间和水供暖。理论上，如果在今天到2030年期间按预计的库存周转率安装或更换的所有燃气锅炉设备都是氢就绪的(表8)，主要市场(加拿大、美国、西欧、日本、韩国、俄罗斯联邦["俄罗斯"]和中国)的潜在氢需求可能在1200-2000 万吨H₂/年左右。再加上更广泛的天然气网络中的低浓度氢混合物，2030年全球对氢的需求上限为1400-2400万吨H₂。

表 8. 2030年建筑物的天然气热需求和选定区域的指导性理论氢需求

地区	天然气需求 (百万吨石油当量)	有竞争力的氢价范围 (USD/kgH ₂)	指导性氢需求 (百万吨H ₂)
加拿大	21	0.8-1.2	0.7-1.1
美国	147	1.2-1.5	5.1-7.7
西欧	80	2.0-3.0	0.5-0.7
日本	14	2.0-3.5	0.4-0.6
韩国	11	0.9-1.9	2.8-4.2
俄罗斯	43	1.5-1.8	1.5-2.2
中国	51	1.2-1.4	1.8-2.7

注:天然气需求用于空间供暖和热水生产，并考虑到巴黎兼容道路下建筑围护结构的改进。指示性需求假定氢的生产、传输和分配在这里所示的竞争范围内，不包括氢基燃料的潜在氢需求。不包括用于商业供热的天然气。西欧包括法国、德国、意大利和英国。指定建筑物直接使用氢。指示性需求考虑到建筑物内现有供暖设备的典型寿命，并不假设设备提前退役。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

在建筑物中实现这种水平的氢的使用，并在远期达到更高的水平的话，面临着几个障碍。这包括更高的前期资本成本和更高的能源价格，以及消费者可能存在的任何安全担忧。在短期内，强大的公共和私人参与的示范项目可继续帮助查明和找到克服这些障碍的方法，特别是如果这些项目根据以下情况提供实际资料：

- 城市发展模式。例如，目前大多数示范项目并不位于城市地区的类型，而城市地区的热需求最大，而且通常氢的供应更具挑战性。同样，示范建筑往往是单人居住或低密度的商业或多户住宅单元，不能说明氢设备在密集的城市环境中的实际应用，或在电力或混合电力-天然气热泵可能不太合适的老建筑中的实际应用，这使它们成为氢的主要目标。
- 建筑类型。例如，就资本支出和运营成本而言，大型商业建筑的大规模热电联产可能比小型住宅建筑更具成本效益。大型燃料电池热电联产可能也很适合为配备高性能热泵和清洁区域供热的建筑物提供可再生电力(作为难以转换的天然气系统的替代品)，但不太适合其他类型的建筑物。

要实现在建筑中使用氢的潜力，并转向低碳氢的使用，将需要政策制定者、行业和投资者之间的协调，以及与消费者和设备服务部门的更多接触。例如，安装人员可能需要培训或特定的技能。各国政府可以通过改善政策规章等措施，帮助促进对话和消除使用氢的潜在障碍；提供明确的信号，表明他们对未来热能的碳强度的预期(包括雄心勃勃的天然气网络脱碳目标)；继续改进氢在建筑物中用于供热的证据基础；和支持创新。

用于发电和储能的氢

如今，氢在电力领域的作用微不足道：它只占发电总量的不到0.2%。这主要与钢铁工业、石化工厂和炼油厂使用的气体有关。但未来这种情况有可能发生改变。氢的联合燃烧可以降低现有传统燃煤电厂的碳强度，而氢燃气轮机和联合循环燃气轮机可以成为电力系统的一个灵活性来源，可再生能源的比例将不断增加。以压缩气体、氨或合成甲烷的形式，氢也可以成为长期储存的选择，以平衡电力需求或可再生能源发电的季节性变化(表9)。



表 9. 氢和氨基产品在发电中的作用

	目前角色	需求角度	未来部署	
			机遇	挑战
燃煤发电厂 氨的共燃	至今未有部署; 在日本的一个商业燃煤电厂中已经演示了联合燃烧	到2030年, 全球燃煤电厂20%的联合燃烧份额可能导致氨需求高达6.70亿吨, 或相应的氢需求为1.2亿吨	在短期内减少现有燃煤发电厂的碳排放	减少二氧化碳排放的成本可能很低, 但依赖于低成本的氨供应。必须注意氮氧化物的排放; 可能需要进一步处理氮氧化物。这只是一个过渡性措施——仍然有大量剩余的二氧化碳排放
弹性发电	使用富氢气体的商用燃气轮机很少; 安装了36.3万个燃料电池单元(1600兆瓦)	假设到2030年, 全球1%的燃气发电能力将以氢为动力, 这将产生25GW的发电能力, 产生90TWH的电力, 消耗450万吨H ₂	支持在电力系统中集成VRE。一些燃气轮机的设计已经能够运行在高氢气份额	低成本低碳氢和氨的可用性。与其他弹性的发电方案以及其他弹性的方案(例如需求响应、存储)竞争
备用和离网供电	农村电气化示范工程; 燃料电池系统与存储相结合	随着电信事业的不断发展, 对可靠电源的需求也越来越大	燃料电池系统与存储相结合, 作为一种低成本、低污染的柴油发电机替代品。比电池系统更有活力	通常比柴油发电机需要更高的初始投资
长期大规模蓄能	美国的三个储氢盐洞; 另外三个在英国	从长期来看, 由于VRE的份额非常高, 需要大规模和长期储存, 以应付季节性不平衡或较长时期没有产生VRE。结合长途贸易, 利用全球VRE供应的季节性差异的范围	由于氢的能量含量高, 本身储存成本相对较低。用于长期大规模存储的替代技术很少。如果储存的氢或氨可以直接用于最终用途, 转换损失可以减少	高转换损失。盐穴储氢区域的地质有效性。缺乏开采枯竭油气田或蓄水层储氢的经验(例如污染问题)

Note: VRE = 可变可再生能源

当今的电力行业如何使用氢?

虽然纯氢在今天的发电中一般不作为燃料，但也有一些小规模例外。例如，意大利的一个12MW氢燃料联合循环燃气轮机使用附近一家石化企业的氢，而日本神户的一个氢燃料燃气轮机向当地社区提供热量(2.8W热能)和电力(1.1MW_e)。比较常见的是钢厂、石化工厂和炼油厂使用的富氢气体。往复式燃气发动机今天可以处理氢含量高达70%的气体(以体积为基础)，而在未来，燃气发动机应该能够运行甚至100%的氢(Goldmeier,2018)。燃气轮机也有能力运行在富氢气体。在韩国，一家炼油厂的一台40MW的燃气轮机已经使用氢含量高达95%的气体运行了20年。

燃料电池是将氢转化为电能和热能的另一种选择，既能产生水，又不会产生直接排放。它们可以达到60%以上的高电气效率，并且部分负载的效率比满载的效率更高，这使得它们对于负载平衡等灵活的操作特别具有吸引力(Box 15)。

框 15. 用于固定电源的燃料电池技术

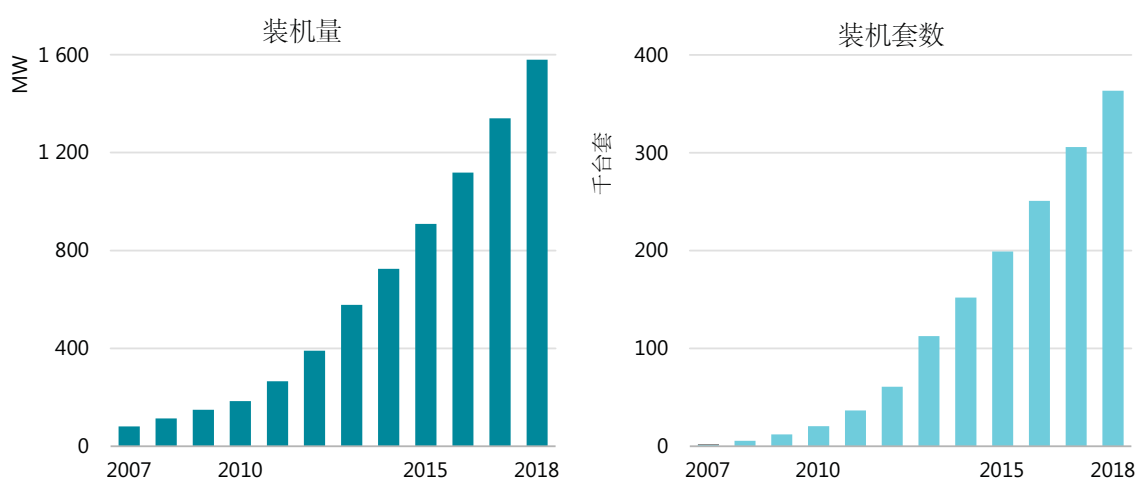
各种燃料电池技术存在于固定电源应用:

- **聚合物电解质膜燃料电池(PEMFC)**工作在相对较低的温度(低于100°C)下，具有快速启动时间。然而，如果使用天然气作为燃料，则需要纯氢流或外部重整装置。PEMFC目前被用作微型热电联产装置，与天然气或液化石油气一起在住宅建筑中运行。
- **磷酸燃料电池(PAFC)**是一种以磷酸为电解质的燃料电池，目前被用作100-400kW输出功率的固定发电机。除了电，它们还能在180°C左右产生热量，可能用于空间和水加热。
- **熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)**和**固体氧化物燃料电池(SOFC)**的工作温度分别为600°C和800-1000°C，这使得它们可以在不同的碳氢化合物燃料上运行，而不需要外部重整器先产生氢。MCFC用于MW规模的发电(由于其低功率密度，导致相对较大的尺寸)。所产生的热量可用于建筑物和工业应用的加热或冷却。SOFC具有类似的应用领域，通常在kW范围内规模较小，例如微型热电联产机组或离网供电。

⁵³ 与天然气(35兆焦耳/立方米)相比，氢每立方米(立方米)的能量含量天然气低三分之一以上。因此，70%的氢气体积混合比例相当于20%的混合比例的能量。如果没有另外说明，本节中的氢份额是指体积份额。

过去10年，全球固定式燃料电池装机容量一直在快速增长，在2018年达到近1.6GW(图61)，尽管只有约70MW使用氢作为燃料；目前大多数现有的燃料电池都使用天然气。全球安装的燃料电池大约有36.3万台，主要是微型热电联产系统。日本的ENE-FARM项目(框14)占大多数，拥有约276,000个微型热电联产系统，但仅有193MW，占装机容量的12%(IPHE,2018a)。在日本之外，德国的家用燃料电池市场也在增长，这是由KfW433支持计划推动的，到2018年11月，该计划批准了大约1900项融资(IPHE, 2018b)。100kw至2.4MW以上的较大燃料电池系统几乎全部部署在韩国和美国，装机容量分别为300MW和150MW。燃料电池的进一步增长的市场是提供备用电力和离网电力(专栏16)。

图 61. 全球固定式燃料电池装机量的发展，2007-18



Sources: E4tech (various years), *The Fuel Cell Industry Review*; S&P Global Platts (2018), *World Electric Power Plants Database*.

固定式燃料电池的装机容量和机组数量在过去10年经历了强劲增长，但仍仅占全球发电容量的0.02%。

很少有国家明确规定在电力部门使用氢或氢基燃料的目标。日本是为数不多的例外之一：它的目标是到2030年达到1GW的氢发电能力，相当于每年消耗30万吨H₂的氢，从长远来看将上升到15-30GW，相当于每年消耗1500-3000万吨的氢(METI, 2017)。韩国是另一个例外：其氢路线图设定的目标是，到2022年在电力行业实现1.5GW的燃料电池装机容量，到2040年达到15GW。然而，许多国家已经认识到氢作为发电和供热的低碳选择的潜力。

日本正在进行将氢和氨作为燃气轮机和燃煤发电厂燃料的研究和试验项。荷兰现有的440MW联合循环燃气轮机(CCGT)厂正在从天然气转换为氢气，正在考虑在那里长期储存氨；在燃气轮机燃烧氢之前，它将被重新转化为氢和氨(荷兰北部创新委会，2017)。澳大利亚正在建设的林肯港绿色氢项目包括一个30MW的电解槽厂和一个氨生产设施，以及一个10MW的氢燃气轮机和一个5MW的氢燃料电池，将为电网和氨厂提供平衡服务。

该设施还将支持两个新的太阳能农场，以及附近的一个微型电网，这些微型电网将被受到老化备用发电影响的当地水农学家使用(Bruce et al., 2018)。

框16. 使用燃料电池提供备用电源和电力

目前，备用电力和离网电力的供应通常仍以柴油发电机为主。燃料电池是一种可能的替代方案，在许多情况下可以减少当地的空气污染以及对进口柴油的需求。据估计，2018年部署了2500到3000套这样的系统(E4Tech, 2018)。

移动通信行业就是一个需要备用和离网供电的行业。它依靠全球约700万个基站，而且这个数字还在以每年超过10万个的速度增长，主要集中在发展中国家和新兴经济体。为确保这些基站在世界上电力基础设施薄弱或没有电网连接的地区获得可靠的电力供应，这些基站需要自己的电力供应，这些基站通常由柴油发电机或柴油电池混合系统提供，每个基站每年消耗约10000至12000升柴油。举个例子，印度目前大约有65万座电信塔，其中20%左右依赖柴油发电机，导致每年柴油消耗50亿升，二氧化碳排放量为500万吨/年(Lele, 2019)。

燃料电池系统，依靠瓶装氢，甲醇或氨作为燃料，提供了柴油发电机或电池系统的替代品。与电池系统相比，燃料电池可以在-40°C到50°C的环境下工作，不需要任何冷却。(也有报道称，与柴油发电机、光伏系统和电池相比，燃料电池及其燃料对小偷的吸引力似乎更小。)在肯尼亚，800个基站正在从柴油发电机转向4千瓦的氨碱性燃料电池系统，其中包括一个将氨转化为氢的裂解装置。一个12吨重的氨罐可以提供足够的燃料运行一个基站一年(氨能源, 2018)。在南非，Vodacom已经推出了300多个固定燃料电池系统，为电信基站提供备用电源，2019年计划再推出250个。

燃料电池还可以帮助为断电提供后备电源，并为离网的村庄、学校和诊所提供电力。2014年，南非一个34户的小村庄通过小型电网进行了试点，依靠3个5千瓦甲醇燃料电池，14立方米甲醇罐和73千瓦时电池组供电。固定燃料电池系统的改进已导致更大规模的实地试验，最近在夸祖鲁-纳塔尔省部署了更多的设备，包括为两个农村的500多户家庭提供能源以及在该地区分配水。2015年，豪登省的一家诊所安装了一个燃料电池系统，为断电期间的关键药品和疫苗的冷藏提供备用电源。同年，在南非东开普省，学校安装了氢燃料电池，以支持基本的电力需求，如平板电脑、传真机和计算机的充电站。

以加州为例，不间断和备用电力的固定式电力装置(最高可达5兆瓦)市场也在扩大，这反映出不间断电力对数据中心、银行、医院和类似机构的重要性。这为燃料电池特别是SOFC的规模化提供了另一种可能的途径。它们可以用电子工业技术制造，并在人口密集地区迅速和模块化地安装。它们在不排放氮氧化物的情况下安静地运行，通过使用天然气电网，为电网断电提供了弹性，从而避免了现场燃料存储的需要。燃料电池的模块化特性意味着，它们可以在不停机的情况下对组件进行实时监控和服务，这与业务和品牌的数字化趋势非常吻合。为了减少排放，他们可以在未来改用氢气发电，或者安装二氧化碳捕捉装置，如果有一个收集二氧化碳的系统可用，例如地质储存系统。

Sources: E4Tech (2018), *The Fuel Cell Industry Review*; Lele (2019), "Hydrogen and fuel cells at Reliance Industries Limited"; Ammonia Energy (2018), "GenCell launches commercial alkaline fuel cell using cracked ammonia fuel".

未来电力行业对氢的潜在需求

氢和以氢为基础的燃料，如氨和合成天然气，可以作为发电燃料。氨可以在燃煤电厂联合燃烧，以减少煤炭的使用，减少这些电厂的碳足迹；如果使用低碳燃料，也会减少总排放量。氢和氨也可以用作燃气轮机、CCGTs或燃料电池的燃料，因此提供了一种灵活的、潜在的低碳发电选择。氢燃料也是大规模和长期储存能源的选择，以平衡电力需求的季节性变化或可变的可再生能源发电。

燃煤发电厂氨的联合燃烧

2017年，日本中央电力公司(Chugoku Electric Power Corporation)成功演示了氨与煤的联合燃烧，其中一个商业燃煤发电站(120mw)的氨占总能量的1% (Muraki, 2018)。使用氨作为燃料引发了人们对氮氧化物排放增加的担忧，但示范活动成功地将氮氧化物排放控制在了正常范围内，并避免了任何氨进入废气。在能源方面，提高20%氨的混合比例可能是可行的，只需要对燃煤电厂进行少量调整。在10MW热容量的小型炉中，20%氨的掺混比例已经顺利实现，特别是氨没有引入废气。

用氨替代煤炭的经济取决于低成本氨的可用性(第二章)，但是如果用低碳氢生产氨，则有助于减少排放。到2030年，全球约有1250GW目前正在运行或在建的燃煤电厂不仅可以继续运行，而且至少还能使用20年。在低碳氢制氨的前提下，与20%的氨混合燃烧可以使这些燃煤电厂每年6兆吨二氧化碳的排放量减少1.2兆吨二氧化碳。达到20%的混合比例，每年的氨需求量将达到6.7亿吨，是目前全球氨产量的三倍多，而全球氨产量则需要1.2亿吨。



翻
译

弹性发电

氢可作为燃气轮机和燃气轮机的燃料。大多数现有的燃气轮机设计已经可以处理3-5%的氢气比例，一些可以处理30%或更高的比例。该行业相信，到2030年，它将能够提供完全依靠氢驱动的标准涡轮机(欧盟涡轮机，2019年)。

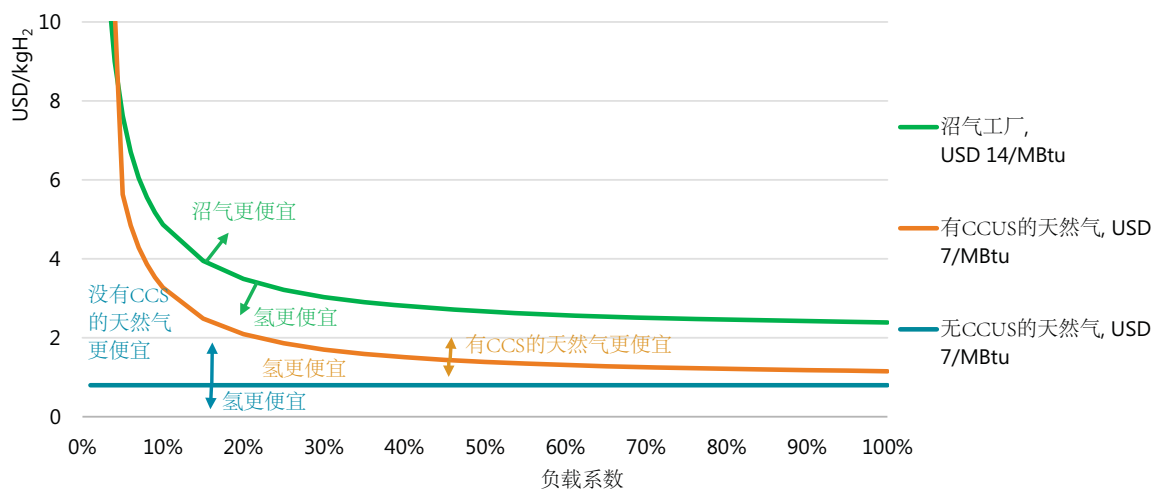
氨是燃气轮机的另一种潜在燃料。氨的直接使用已经成功地在功率高达300千瓦的微型燃气轮机上进行了演示(Shiozawa, 2019)。在2MW以上的大型燃气轮机中，氨与空气的慢反应动力学、火焰稳定性和NO_x排放等问题仍在研究中(Valera-Medina et al., 2018)。直接燃烧氨的另一种代替方法是先将氨转化为氢和氮，在燃气轮机燃烧室中燃烧氢。在600-1000°C(温度取决于催化剂)的温度水平下分解(或裂解)氨所需的热量可以由燃气轮机提供，尽管这稍微降低了整个过程的发电效率。

燃料电池也可以作为一种弹性发电技术。由于电力效率为50-60%(目前较低的范围，未来较高的潜力)，与CCGTs类似，燃料电池和CCGTs之间的经济选择在很大程度上取决于它们的资本成本。然而，值得注意的是，燃料电池堆栈今天仍然面临比燃气轮机的技术生命周期短(10000 - 40000小时的操作)的问题。如今固定式燃料电池输出功率更小(50MW最大的燃料电池发电厂)，这使得他们最适合分布式发电。作为对比，CCGT机组可以达到400mw的发电能力。燃料电池在发电时产生的热量可以用来提供额外的收入来源。燃料电池未来的成本削减将取决于未来的部署水平以及由此带来的学习效果和规模经济。根据乐观的假设，到2030年，氢燃料电池的资本支出可能会降至425美元/千瓦，而目前1兆瓦质子交换膜燃料电池(PEMFC)的资本支出为1600美元/千瓦，CCGT的资本支出为1000美元/千瓦(Bruce et al., 2018)。

氢和氨可以为电力系统提供低碳的灵活性，增加VRE的份额。可替代的低碳弹性发电方式有配备CCUS的天然气发电厂和沼气发电厂。由于CCUS需要额外的捕获设备，而且沼气发电厂的规模通常较小，这两种替代方案的特点都是单位电力的资本成本高于氢燃料的CCGT发电厂。作为一个选项，氢的资本成本优势在负载因子较低时更为明显(图62)。在具有较高VRE份额的系统中，其资本成本优势通常较低。在容量系数为15%的情况下，如果天然气价格为7美元/MBtu，那么低碳氢发电将与CCS天然气发电形成竞争，价格为2.5美元/kgH₂。⁵⁴

⁵⁴ 相比之下，1美元/kgH₂对应8.8美元/MBtu。

图 62. 相对于其他弹性发电方式，氢燃料电池发电盈亏平衡点



注:箭头表示氢成本和负载因素意味着竞争的发电技术或氢更便宜的地区。资本支出=无CCS燃气轮机和氢能燃气轮机1000美元/千瓦,有CCS燃气轮机1770美元/千瓦,沼气发动机2000美元/千瓦;总效率(LHV)=61% CCGT不使用CCS和氢燃烧 CCGT,53% CCGT使用CCS,45%沼气发动机。经济寿命=25年。More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

与天然气相比，氢可能具有成本竞争力，而CCS和沼气作为一种灵活的发电选择，尤其是在低负荷因素下。

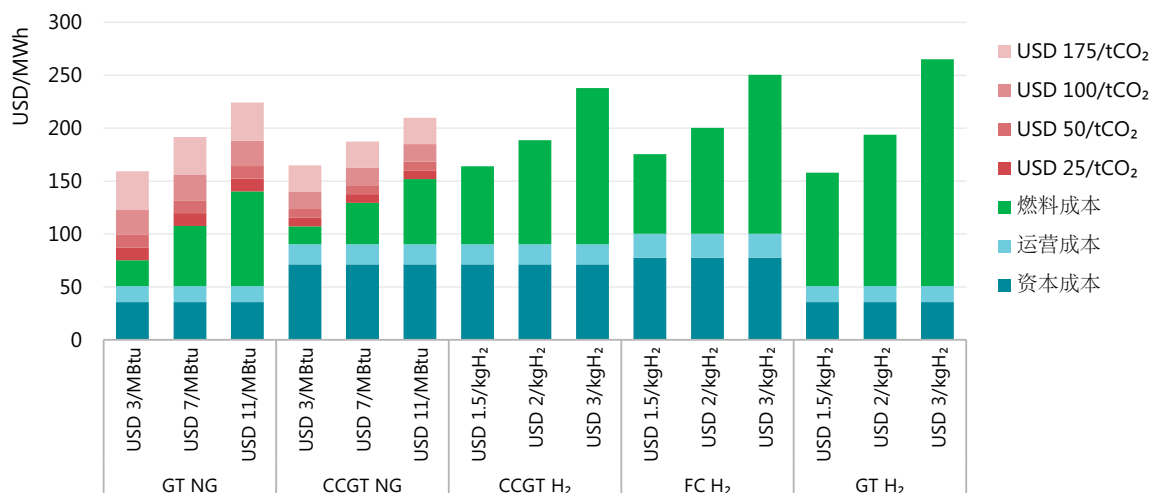
天然气发电的氢能发电厂在负荷平衡和峰值负荷发电方面的竞争力取决于天然气价格和潜在的碳价格水平。例如，考虑到负荷系数为15%，天然气价格为7美元/MBtu时，CO₂价格必须为100美元/tCO₂，才能使氢燃料发电价格为1.5美元/kgH₂，与天然气竞争。如果氢的价格是2美元/kgH₂，那么CO₂的价格必须是175美元/tCO₂才能使氢发电与天然气竞争(图63)。

举例来说，如果2030年全球燃气发电装机容量(或25GW)的1%由氢(或氨)发电，这将导致年发电量约为90TWh(40%的负荷因数)，氢需求为450万吨H₂(或3000万吨氨)。这将有助于扩大氢的需求和供应基础设施，因为25GW的氢发电厂每年的氢需求相当于2300万辆燃料电池汽车的年消耗量。甚至一个500兆瓦的发电厂将创建一个相当于455000氢燃料电池车辆加氢需求或221000户英国家庭的热需求，因此可能会为其他潜在的氢气用户提供一个机会创建一个中心，如交通或建筑。



翻译

图 63. 来自天然气和氢的负载均衡平均发电成本



Notes: GT = 燃气轮机; CCGT = 联合循环燃气轮机; FC = 燃料电池; NG = 天然气. 资本成本= USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, USD 1 000/kW FC. 总效率 (LHV) = 42% GT, 61% CCGT without CCS and hydrogen-fired CCGT, 55% FC. 经济寿命 = 25 years for GT and CCGT, 20 years for FC. 容量系数= 15%. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

以氢为基础的负载均衡发电能否在价格上与天然气竞争，取决于地区氢、天然气和二氧化碳的价格。

大规模长期贮存

将越来越多的VRE纳入电力系统需要一个更加弹性的电力系统。高份额的可再生能源可以创造长期和季节性存储的需求，例如，在只有很少的风和或阳光的情况下，提供几天的电力。

氢和氢基燃料(如甲烷、液态有机氢载体[LOHC和电解产生的氨)是长期大规模储存能源的潜在选择。盐穴结构紧凑，污染风险低，是纯氢地下储存的最佳选择。此外，还在研究其他的地下储氢方法，例如孔隙储氢和枯竭油气田储氢。通过电力转化为天然气将电力转化为甲烷是另一种长期的储存方式，可以利用现有的天然气运输和储存基础设施。目前大约有70个生产甲烷的power-to-gas项目在运行，其中大部分在欧洲(第二章)。以氨的形式储存电力是另一个长期和大规模的储存选择。大型钢制储罐已经普遍用于化肥工业中储存氨。

以氢为基础的存储方式的往返效率很低:在通过电解将电能转化为氢，然后再将氢转化为电能的过程中，大约60%的原始电能会损耗，而对于锂离子电池来说，一个存储周期的损耗约为15%(图64)。抽水蓄能设施提供了另一种选择:它们已经被使用了一个多世纪，用来储存相对较长的时间的电力。电池提供了另一种选择，尽管它们不太可能用于长期和大规模的存储，因为它们遭受自我放电的痛苦，因为大规模存储需要大量的电池。

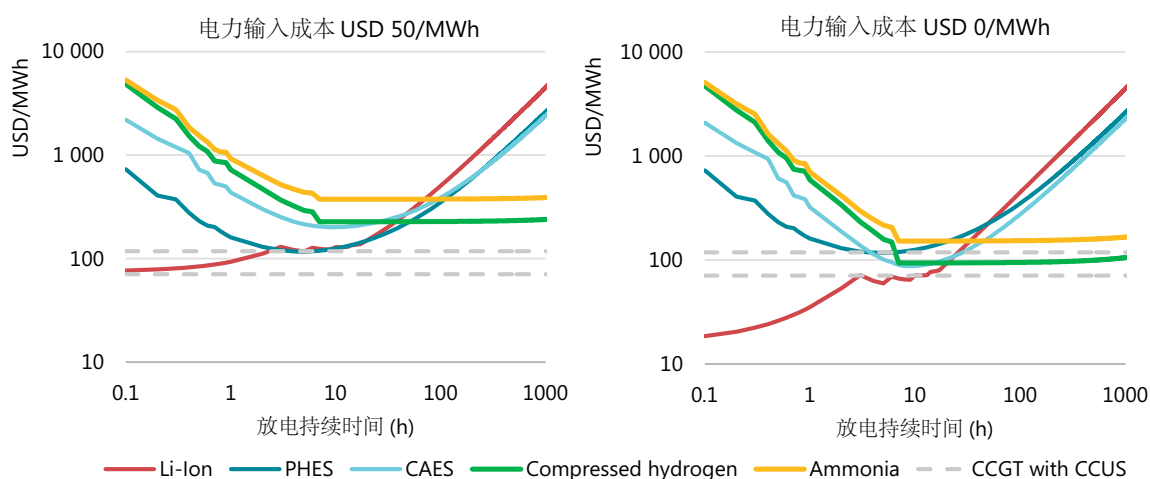


翻译

一个直径为50米、高度为30米的大型冷冻液氨储罐(通常用于化肥行业)可以储存150GWH的能量,相当于一个人口10万的城市的年用电量。要用电池储存同样数量的电量,需要安装约1150倍于澳大利亚霍恩斯代尔电池储备(Hornsedale Battery Reserve)的设备。霍恩斯代尔电池储备是目前世界上最大的锂离子电池储备,容量为129MWH。

所有的选择都有优点和缺点。对于低于几个小时的较短的放电持续时间,氢和氨比抽水蓄能或电池储存更昂贵。随着放电持续时间的延长,压缩氢和氨变得更具吸引力,这得益于它们相对较低的储能资本成本(开发地下盐穴或储罐的投资成本)。在这里考虑的各种存储技术中,压缩氢成为20-45小时以上放电持续时间的最经济的选择。

图 64. 放电持续时间与平均储存成本的函数关系



Notes: PHES = 抽水蓄能; CAES = 压缩空气蓄能; Li-Ion = 锂离子电池. 压缩储氢是指压缩气体储存在盐穴中, 氨储存在储罐中。

Source: IEA 2019. All rights reserved.

根据储存电力的成本, 压缩氢储存成为最经济的选择, 在放电持续时间超过20-45小时的情况下。

为了提高竞争力, 氢作为一种储能选择也可以与氢的其他用途结合使用。例如, 在美国, 这家由三个州组成的发电和输电公司正考虑利用电力为国内化肥市场生产氨。位于一个风能、太阳能和水力发电成本低廉的地区, 当电力成本低于25美元/MWh(85%的时间), 该项目将使用可逆固体氧化物电解槽(rSOEC)生产氢, 然后将其转化成氨在市场上销售, 同时储存一部分用于rSOEC在高峰时段发电, 从而提高整体利用率。这种方法可能是安装新发电资源的替代方法, 而新发电资源预计只在高峰负荷期间需要。

可能不需要大规模储存氢基燃料来覆盖整个储存周期, 即以电力为输入, 最后再将其转化为电力。

利用可再生电力供应和电力需求季节性互补格局，利用当时可再生电力生产的季节性盈余，从世界其他地方进口以氢为基础的燃料，而不是用国内电力的长期储存来补充氢。根据导入的频率和规模，这可能会减少导入区域所需的存储容量。电力的转换也不一定总是需要的。储存的甲烷、氨或氢可以直接用作燃料，以满足季节需求，例如空间供暖。

参考文献

- ACEA (European Automobile Manufacturers Association) (2018), "ACEA report: Vehicles in use Europe 2018", www.acea.be/uploads/statistic_documents/ACEA_Report_Vehicles_in_use-Europe_2018.pdf.
- ACTU (2019), "Hyundai prévoit finalement 1 600 camions hydrogènes pour la Suisse et l'Europe" [Hyundai finally expects 1 600 hydrogen trucks for Switzerland and Europe], www.actu-transport-logistique.fr/routier/hyundai-prevoit-finalement-1-600-camions-hydrogenes-pour-la-suisse-et-leurope-517674.php.
- AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme) (2019), "AFC TCP Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets", provided to IEA by AFC TCP.
- AFHYPAC (2017), "100 Véhicules à hydrogène déployés dans le cadre du Projet H2ME" [100 hydrogen vehicles deployed in the framework of the H2ME project], www.afhypac.org/newsletter/65/100-vehicules-a-hydrogene-deploies-dans-le-cadre-du-projet-h2me-104/.
- Airbus (2000), "Cryoplane – Hydrogen fuelled aircraft", <http://staffwww.itn.liu.se/~clryd/KURSER/TNK027/Kurslitteratur2011/CRYOPLANE.pdf>.
- AirClim (2018), "Norway heading for zero-emission ships", www.airclim.org/acidnews/norway-heading-zero-emission-ships.
- Alstom (2018), "World premiere: Alstom's hydrogen trains enter passenger service in Lower Saxony", <https://www.alstom.com/press-releases-news/2018/9/world-premiere-alstoms-hydrogen-trains-enter-passenger-service-lower>.
- Ammonia Energy (2018), "GenCell launches commercial alkaline fuel cell using cracked ammonia fuel", www.ammoniaenergy.org/gencell-launches-commercial-alkaline-fuel-cell-using-cracked-ammonia-fuel/.
- Baronas, J. et al. (2017), "Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2016 Assessment of time and cost needed to attain 100 hydrogen refueling stations in California", www.energy.ca.gov/2017publications/CEC-600-2017-002/CEC-600-2017-002.pdf.
- Baroutaji, A. et al. (2019), "Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 106, pp. 31-40.
- Brown, T (2018), "Pilot project: an ammonia tanker fueled by its own cargo" Ammonia Energy, www.ammoniaenergy.org/pilot-project-an-ammonia-tanker-fueled-by-its-own-cargo/.
- Bruce, S. et al. (2018), *National Hydrogen Roadmap*, CSIRO, Australia.
- Campañez-Romero, S. et al. (2018), "A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out", *Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.009>.

- CEC (California Energy Commission) (2017), *Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2017 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California*, California Energy Commission, www.energy.ca.gov/2017publications/CEC-600-2017-011/CEC-600-2017-011.pdf.
- CEC and CARB (California Energy Commission and California Air Resources Board) (2018), *Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2018 Annual assessment of time and cost needed to attain 100 hydrogen refueling stations in California*, California Energy Commission 54, www.energy.ca.gov/2018publications/CEC-600-2018-008/CEC-600-2018-008.pdf.
- DLR (2016), "Zero-emission air transport – first flight of four-seat passenger aircraft HY4", DLR German Aerospace Center, www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-19469/#/gallery/24480.
- DNV GL (2017), "Study on the use of fuel cells in shipping", EMSA European Maritime Safety Agency, 106, www.emsa.europa.eu/emsa-documents/latest/download/4545/2921/23.html.
- E4tech (2018), *The Fuel Cell Industry Review*, www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2019/01/TheFuelCellIndustryReview2018.pdf.
- E4tech (various years), *The Fuel Cell Industry Review*, various editions, www.fuelcellindustryreview.com.
- EBA (European Biogas Association) (2017), *EBA Statistical Report 2017*, EBA, Brussels, <http://european-biogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/>.
- EIA (United States Energy Information Administration) (2015), *2015 Residential Energy Consumption Survey*, EIA, Washington, DC, www.eia.gov/consumption/residential/index.php.
- EIA (2012), *2012 Commercial Building Energy Consumption Survey*, EIA, Washington, DC, www.eia.gov/consumption/commercial/.
- ENGIE (2018), "Les partenaires du projet GRHYD inaugurent le premier démonstrateur Power-to-Gas en France" [The GRHYD project partners inaugurate the first power-to-gas demonstrator in France], www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/grhyd-premier-demonstrateur-power-to-gas-france/.
- ENGIE (2019), "ENGIE and YARA take green hydrogen into the factory", www.engie.com/en/news/yara-green-hydrogen-factory.
- ETC (Energy Transitions Commission) (2018a), "Mission possible – Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors by mid-century", www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf.
- ETC (2018b), "Reaching zero carbon emissions from shipping", Appendix.
- European Commission (2016), "Electrified railway lines", Mobility and Transport, https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/scoreboard/compare/energy-union-innovation/share-electrified-railway_en.
- EUTurbines (2019), "The gas turbine industry commitments to drive Europe's transition to a decarbonised energy mix" (press release), 23 January 2019, <https://powertheeu.eu/wp-content/themes/euturbines/dl/EUTurbines-press-release-on-the-Commitments.pdf>.
- FCH 2 JU (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking) (2019), *Hydrogen Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition*, FCH 2 JU, London, https://fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf.
- FuelsEurope (2018), "Statistical Report 2018", www.fuelseurope.eu/wp-content/uploads/FuelsEurope-Statistical-Report-2018.pdf.
- Global Ship Lease (2019), "Industry Overview", www.globalshiplease.com/industry-overview.

- GGZEM (Golden Gate Zero Emission Marine) (2018), “Current Projects: The Water-Go-Round”, <https://waterground.com/>.
- Goldmeier, J. (2018), *Fuel flexible gas turbines as enablers for a low or reduced carbon energy ecosystem*, GE Power, GEA33861, www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20-%20Fuel%20Flexible%20Gas%20Turbines%20as%20Enablers%20for%20a%20Low%20Carbon%20Energy%20Ecosystem.pdf.
- H2-Share (2018), “TNO joins H2-Share project to build and demo 27t hydrogen fuel cell truck and mobile refueler”, Green Car Congress, www.engie.com/en/news/yara-green-hydrogen-factory.
- Hongxiang, Z. (2018), *New Energy Auto Industry at Rugao*, https://www.iea.org/media/workshops/2018/cem/Plenary_5_Rugao.pdf.
- IEA (International Energy Agency). (2019a). *Global EV Outlook 2019: Overcoming the Challenges of Transport Electrification*, <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>.
- IEA (2019b), *The Future of Rail; Opportunities for Energy and the Environment*, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/the-future-of-rail>.
- IEA (2019c), *Perspectives for the Clean Energy Transition: The Critical Role of Buildings*, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/perspectives-for-the-clean-energy-transition>.
- IEA (2017), *The Future of Trucks: Implications for Energy and the Environment*, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/the-future-of-trucks>.
- IEA (2015), *Technology Roadmap; Hydrogen and Fuel Cells*, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf.
- IEA (2005), *Prospects for Hydrogen and Fuel Cells*, OECD/IEA, Paris, <http://ieahydrogen.org/Activities/Subtask-A,-Hydrogen-Resource-Study-2008,-Resource-S/2005-IEA-Prospects-for-H2-and-FC.aspx>.
- IMO (International Maritime Organization) (2014), *Third IMO GHG Study 2014*, IMO, London, www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf.
- IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) (2018a), *Japan, IPHE Country Update*, December 2018, www.iphe.net/japan.
- IPHE (2018b), *Germany, IPHE Country Update*, December 2018, www.iphe.net/germany.
- KfW (2018), *Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle (433)* [Energy Efficient Building and Remediation – Fuel Cell Grant (433)], [www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/Arbeitshilfen-Pr%C3%A4sentationen/Pr%C3%A4sentationen/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-\(433\).pdf](http://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/Arbeitshilfen-Pr%C3%A4sentationen/Pr%C3%A4sentationen/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-(433).pdf).
- Kim, S. (2018), “Hyundai plans \$6.7 billion investment to boost fuel-cell output”, *Bloomberg*, www.bloomberg.com/news/articles/2018-12-11/hyundai-plans-6-7-billion-investment-to-boost-fuel-cell-output.
- Kippers, M.J., J.C. De Laat and R.J.M. Hermkens (2011), “Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands”, International Gas Union Research Conference 2011, Apeldoorn, Netherlands, http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf.

- Jacobsen, S. (2018), "World's largest container shipper Maersk aims to be CO₂ neutral by 2050", *Reuters*, www.reuters.com/article/us-maersk-emissions/worlds-largest-container-shipper-maerskaims-to-be-co2-neutral-by-2050-idUSKBN1O40QW.
- Kyodo (2018), "Toyota teams up with JR East to develop hydrogen-powered trains", <https://this.kiji.is/418056389112202337>.
- Lele, A. (2019), "Hydrogen and fuel cells at Reliance Industries Limited", presentation at IEA Workshop on Hydrogen, 11 February 2019, www.iea.org/media/workshops/2019/2019hydrogen/Session1-3-LELE.pdf.
- Malins, C. (2017), "What role is there for electrofuel technologies in European's transport low carbon future?" Cerulogy, www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerulogy_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf
- METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) (2017), *The Basic Hydrogen Strategy*, www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html.
- Minnehan, J. and J. Pratt (2017), "Practical application limits of fuel cells and batteries for zero emission vessels", Sandia National Laboratory, 70, <https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2017/12/SAND2017-12665.pdf>.
- Murphy, A. et al. (2018), "Roadmap to decarbonising European aviation", www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_10_Aviation_decarbonisation_paper_final.pdf.
- Muraki, S. (2018), "R&D on hydrogen energy carriers toward low-carbon society", presentation on 12 October 2018 at IEA.
- Nagashima, Monica (2018), *Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications*, IFRI Centre for Energy, Paris, www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications.
- Nikola (2018a), "Nikola oversubscribes C round with \$210 million", https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-oversubscribes-c-round-with-210-million-54.
- Nikola (2018b), "Nikola raises \$100 million in August", https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-raises-100-million-in-august-49.
- Northern Gas Networks (2018), *H21 North of England*, <https://northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-23Nov18-v1.0.pdf>.
- Northern Netherlands Innovation Board (2017), *Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands*, http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full_report.pdf.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2019), *Next Generation Hydrogen Station Composite Data Products: All Stations*, www.nrel.gov/hydrogen/infrastructure-cdps-all.html.
- O'Dell, J. (2018), "2018 is the tipping point for commercial vehicle electrification", www.trucks.com/2018/07/02/commercial-vehicle-electrification/.
- OEE (Office of Energy Efficiency, Canada) (2018), *National Energy Use Database*, Energy Use Data Handbook tables 1990–2016, OEE, Toronto, http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/trends/comprehensive_tables/list.cfm.
- Papageorgopoulos, D. (2017), *Fuel Cells Sub-Program Overview*, United States Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress17/v_0_papageorgopoulos_2017.pdf.

- Pratt, J. et al. (2015). *H2FIRST Reference Station Design Task*, NREL, www.nrel.gov/docs/fy15osti/64107.pdf.
- Ravn Nielsen, E. and C. B. Prag (2017), "Learning points from demonstration of 1000 fuel cell based micro-CHP units – Summary of analyses from the ene.field project", <http://enefield.eu/wp-content/uploads/2017/10/ene.field-Summary-Report.pdf>.
- Robinius, M. et al. (2018), "Comparative analysis of infrastructures: Hydrogen fueling and electricity charging of vehicles", *Energy and Environment*, Vol. 408, http://user.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf.
- Schiller, B. (2015), "The world's first hydrogen-powered tram is now running in China", Fast Company, www.fastcompany.com/3044383/the-worlds-first-hydrogen-powered-tram-is-now-running-in-china.
- Schilo, C. (2009), *Fuel Cell Application in a New Configured Aircraft*, CELINA, https://trimis.ec.europa.eu/sites/default/files/project/documents/20121029_103328_25039_516126_972891_CELINA_Publishable_Report-v13.pdf.
- Schmidt, O. et al. (2016), *Power-to-Liquids – Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*, www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentials-perspectives-for-the.
- Schmidt, N. (2017), "This hydrogen-powered train emits only water", CNN, <https://money.cnn.com/2017/04/12/technology/germany-hydrogen-powered-train/index.html>.
- Shiozawa, B. (2019), "SIP Energy Carriers – Updates and Establishment Of Green Ammonia Consortium", presentation, 26 February 2019, <http://in-japan.no/wp-content/uploads/2019/02/3-SIP-Energy-Carriers.pdf>.
- S&P Global Platts (2018), *World Electric Power Plants Database*, March 2018, S&P Global Platts, London.
- Study Task Force (2019), "Hydrogen Roadmap Korea: Presenting a vision, roadmap, and recommendations for Korea's future hydrogen economy".
- Tajitsu N., and M. Shiraki (2018), "Toyota plans to expand production, shrink cost of hydrogen fuel cell vehicles", *Reuters*, www.reuters.com/article/us-toyota-hydrogen/toyota-plans-to-expand-production-shrink-cost-of-hydrogen-fuel-cell-vehicles-idUSKBN1KGoYo.
- Taljegard, M. et al. (2014), "Cost-effective choices of marine fuels in a carbon-constrained world: results from a global energy model", https://pubs.acs.org/doi/suppl/10.1021/es5018575/suppl_file/es5018575_si_001.pdf.
- Thomson, R. (2018), "The number of electrically propelled aircraft around the world now exceeds 130", Roland Berger, www.rolandberger.com/en/Point-of-View/Electric-propulsion-is-finally-on-the-map.html.
- UMAS (University Maritime Advisory Services) (2018), *Zero-Emission Vessels: Transition Pathways*, Lloyd's Register, www.lr.org/en-gb/latest-news/lr-and-umas-release-new-zero-emission-vessels-transition-pathways-study/.
- UNFCCC (2017), "International shipping industry takes significant action on decarbonizing at UNFCCC COP23. Ambition 1.5C – Global Shipping Action Plan", https://unfccc.int/sites/default/files/resource/PRESS%20RELEASE_INTERNATIONAL%20SHIPPING%20INDUSTRY%20TAKES%20SIGNIFICANT%20ACTION%20ON%20DECARBONIZATION%20AT%20UNFCCC%20COP23_o.pdf.
- US DOE (United States Department of Energy) (2019), "Fuel Cell R&D Overview", 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, Washington, DC, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf.

- US DOE (United States Department of Energy) (2018), "Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM)", 2018 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, Washington, DC, <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.
- Valera-Medina A. et al. (2018), "Ammonia for power", *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 69, pp. 63–102.
- van Biert, L. et al. (2016) "A review of fuel cell systems for maritime applications", *Journal of Power Sources* 345-364, www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775316308631.
- Vijayagopal, R., N. Kim and A. Rousseau (2017), "Fuel cell powered vehicles: An analysis of how technology progress affects the technical and economic feasibility".
- Wilson A., G. Kleen and D. Papageorgopoulos (2017), *Fuel Cell System Cost – 2017*, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/17007_fuel_cell_system_cost_2017.pdf.
- Wiseman, E. (2019), "Hydrogen fuel cell trains to run on British railways from 2022", *The Telegraph*, www.telegraph.co.uk/cars/news/hydrogen-fuel-cell-trains-run-british-railways-2022/.
- Yumiya, H. (2015), "Toyota Fuel Cell System (TFCS)", *World Electric Vehicle Journal*, www.mdpi.com/2032-6653/7/1/85/pdf.



第6章:提升关键价值链动力的政策

- 氢已经广泛应用于一些行业，但它还没有实现其支持清洁能源转型的潜力。氢可以从许多来源产生，它可以在未来的清洁能源中扮演非常重要和多功能的角色。近年来，有许多政府支持的项目取得了成功；现在是时候出台政策，帮助刺激对清洁氢的商业需求，并让支持者证明，他们可以利用目前前所未有的势头。
- 需要采取雄心勃勃的、务实的短期行动，进一步克服障碍，降低成本。从长远来看，2030年的时间跨度对氢的更广泛应用至关重要。通过扩大低碳生产和鼓励创新，氢的现有用途仍有发展空间。与此同时，新的行业和应用领域对氢的需求可以创造出来，市场也可以连接起来。
- 到2030年，需要采取五项明智的政策行动：(1) 建立长期信号，增强投资者信心；(2) 刺激多种应用对氢的商业需求；(3) 有助于降低价值链复杂性等突出风险；(4) 促进研发和知识共享；(5) 协调标准，消除壁垒。
- 在现有产业、基础设施和政策的基础上，四个价值链提供了扩大氢供需的跳板机会：
- 让工业集群成为扩大清洁氢使用的神经中枢。主要行业对氢的需求不断增长，为建立集散地提供了机会，从而降低低碳氢通道的成本，并启动新的需求来源。位于港口附近的沿海产业集群尤其具有吸引力，
- 利用现有的天然气基础设施，帮助促进低碳氢供应，充分利用可靠的需求来源。即使5%的混合也会产生大量的新氢需求；100%的氢能够长期大幅度减少排放。
- 重点支持氢最具潜力的交通应用。这将使燃料电池汽车更具竞争力，并促进核心基础设施的发展。现有的2030年政府目标要求路上行驶250万辆燃料电池汽车和4000个加氢站。这种规模的扩大可以将燃料电池的成本降低75%。
- 启动首条氢贸易国际航线。全球液化天然气市场成功增长的经验教训可以加以利用。要想对全球能源体系产生影响，国际氢贸易必须尽快启动。

本报告的各章重点介绍了在不断变化的能源系统中生产、配送和使用氢的广泛方式。氢的每一种应用都可以在支持清洁能源转型方面发挥重要作用，但也面临着重大挑战和竞争。

本章综合和总结了前几章的分析。报告指出，未来10年将是扩大氢技术和供应链的关键机遇，使它们能够发挥其潜力。然后，它列出了各国政府、企业和其他方面在短期内以及在全球不同政策背景下可以采取的步骤。它确定了在四个互补价值链中部署的特定短期机会，并审查了决策者需要做些什么来支持它们。各国政府在制定总体的长期投资政策框架、就氢的国内机遇达成共识、创造市场需求、消除监管障碍、指导研究和参与国际事务等方面，可以发挥核心作用。本章最后列出了下一步的优先级。

国际能源署分析的关键发现

氢已经在许多重要领域得到应用。据估计，纯氢的需求约为7400万吨H₂/年，工业已经证明，它可以大规模生产、储存和配送。事实上，目前天然气需求的6%直接用于氢气生产，主要用于炼油和化工生产。

目前，几乎所有工业用氢都是使用不受限的化石燃料生产的，尽管以前人们对这一主题有过兴趣，但对更清洁的氢的需求仍然有限。然而，有充分的理由得出这样的结论：这种情况正在发生变化。现在，人们更加关注氢所能帮助实现的深层减排，更广泛地认识到氢可以帮助实现广泛的政策目标，越来越多的人意识到，氢可以通过各种重要的方式补充预期的高水平可再生能源，以及越来越多的低碳技术经验，政府和投资者都可以借鉴这些经验。

总的来说，氢的潜能分为：

- 氢的现有应用，有机会使用更清洁的生产方法和利用更多样化的能源。
- 氢作为当前燃料和原料的替代品，或作为在这些应用中更多地使用电力的补充，具有广泛的潜在新用途。在这些情况下，例如在运输、热力、钢铁和电力方面，氢可以以纯形式使用，或转化为氢基燃料。

有政策直接支持对氢技术投资的国家正在增加，越来越多的国家把重点放在这两种贡献的第一种上，但也支持道路运输等新应用。各国政府可发挥关键作用，并正与一个日益强大和多样化的利益攸关方社区合作，应对关键挑战，包括：高成本；政策和技术的确定性；价值链复杂性和基础设施需求；法规和标准；和公众接受度。如果氢想在更广泛的能源体系中占据一席之地，那么应对这些挑战就不是可选的。



翻译

氢的广泛应用在长期潜力和短期机会上各不相同

在本报告中，氢的潜在应用几乎涵盖了现代经济中能源需求的所有方面。它们在规模、成熟度或对各行业的大幅减排的潜在贡献方面并不完全相同。世界各地的目标和现有和计划的项目表明，未来几年的部署速度预计将在各行业之间有很大差别。航空、航运、钢铁和化工等行业未来对氢和氢基燃料的潜在需求非常高，几乎没有其他低碳技术的竞争对手。可能的提前期意味着迫切需要在近期加快发展，以实现长期气候目标，但到2030年部署的机会收到限制(表10)。其他行业也为更快速的短期部署提供了机会。利用近期机遇实现大规模生产氢气，将有助于总体上推动低碳技术的发展，例如将CCUS应用于炼油制氢，以及开发有利于电网的电解槽和储氢业务模式。

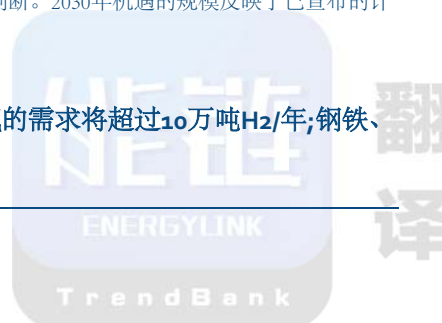
表 10. 应用低碳氢的理论规模划分了2030年的机遇和长期潜力

应用类型	应用	2030年机遇的规模 (ktH ₂ /年)	长期潜在规模
当今氢的主要用途	化学品(氨和甲醇)	超过 100	高
	炼油厂和生物燃料	超过 100	中
	铁和钢 (DRI混合)	10-100	低
用于清洁能源系统氢的新用途	建筑 (转化为100%氢气)	超过 100	高
	道路运输	超过 100	高
	乘用车	超过 100	中
	建筑 (混合进燃气网)	超过 100	低
	铁和钢 (转化为100%氢气)	10-100	高
	航空及海上运输	低于 10	高
	电力存储	低于 10	高
	弹性和备用发电	低于 10	中
	工业高温热	低于 10	低

注:长期潜力规模表是对氢在此应用中面临其他低碳选择的技术潜力和竞争程度的判断。2030年机遇的规模反映了已宣布的计划和目标，即在全球范围内扩大清洁氢的应用。

Source: IEA 2019, all rights reserved.

根据目前的计划，到2030年，现有工业应用和天然气网络对低碳氢的需求将超过10万吨H₂/年；钢铁、航空和航运具有较长期的潜力。

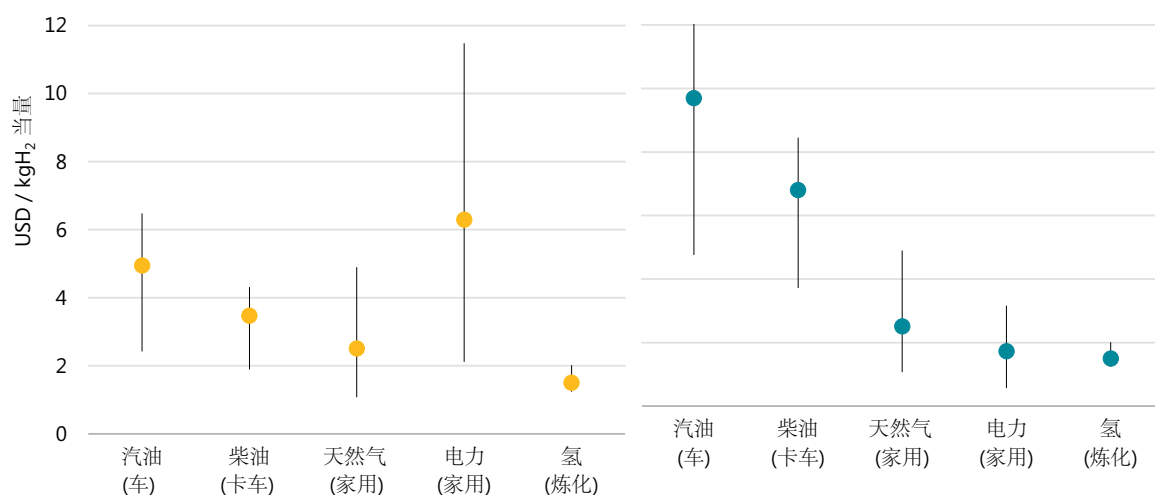


应用之间的这些差异可以战略性地用于通过逐步构建氢供应链、试验和基础设施的方法来支持仔细考虑。一个行业或应用的短期投资可以受益，并触发其他相关行业的长期部署。

氢是一种相对昂贵的燃料，也是一种原料，可以在当今大部分(但不是全部)能源应用中用于减缓气候变化。天然气与CCUS联合生产低碳氢的成本通常是最低的：目前在中东和北美地区，低碳氢的生产成本仅为1.5美元/kgH₂，而且这种生产方式到2030年看来仍将是一种低成本的氢生产方式。当CCUS不是首选或可行的选择时，电解氢在某些情况下并不贵很多，但在高满负荷时生产时是最便宜的，而不是因为可再生能源价格相对较低。在中国和其他一些国家，电解氢可以在大多数地方以3-6美元/kgH₂的价格生产，到2030年，这一成本可能降至2-5美元/kgH₂。由于低碳电力成本和区域间CCUS的吸引力存在显著差异，国际氢贸易存在机会，这将根据最终使用情况，为交付的氢成本增加约1.5-2.5美元/kgH₂。这相当于电解氢的电价差为31-52美元/MWh。

在今天的交通领域，消费者已经为能源(包括税收)支付了与低碳氢供应成本相当的价格(图65)。对于早期部署，这表明费用差距可能不大，可以由各国政府部分弥补，例如对先行者实行有时限的免税。在炼油和工业等其它行业，通过销售一种二氧化碳浓度较低的现有工业产品，有可能填补部分成本缺口。消费者需求或政策干预可以创造一个低碳工业产品市场，并将有助于降低这些行业低碳氢项目给纳税人带来的直接成本。

图 65. 以能源为基础的氢当量计算的当今燃料价格(左图)以及提供相同服务的相对效率(右图)



注:国际能源署成员国加上中国的平均价格。价格包括税和关税。燃料电池和动力传动系统的效率比内燃机高出96%。热泵的效率是氢气加热效率的3.6倍。

Source: IEA (2018a), *World Energy Prices 2018*.

在将氢转化为动力的效率计算在内后，汽车司机为汽油支付的价格接近10美元/kgH₂，到2030年，许多地区的交付氢成本都可以实现。



未来10年将是将氢纳入能源政策工具箱的关键时期

广泛使用低碳氢的主要动力是其有助于减少碳排放的潜力，同时有助于能源安全和弹性。世界各国政府都致力于实现雄心勃勃的减排目标，并正在努力应对这样一个挑战：如何在不承担能源安全和抗风险的情况下，最好地实现这些目标。规模挑战和变化的快速前进意味着，未来十年绝对是至关重要的。

目前还不清楚氢最终将如何与其他低碳能源竞争，但我们有一个明确的长期理由，确保为不断增长的全球人口和经济提供尽可能多的选择，以帮助应对多种能源体系的挑战——包括能源安全、可负担性、可获得性和可持续性。换句话说，不把大规模、清洁、灵活的氢放在桌面上，似乎是鲁莽之举。

“雄心勃勃的实用主义”对于积聚动力、大规模支持低成本和低碳氢的开发、帮助氢做好竞争准备并抓住长期机遇至关重要。在过去的十年里，氢已经取得了很大的进步，但是新能源技术要渗透到现有的市场还需要时间。用十年的时间去扩大氢的需求与供应，使得政府、投资者、设备供应商以及其他各方对可持续的氢市场抱有信心，这个时间并不算长。从为可再生能源发电引入第一个创造市场的上网电价，到太阳能光伏发电占全球发电量的1%，历时近25年。

建立一个有效的跳板将包括以鼓励创新、提高效率和降低成本的方式扩大低碳氢供应。电解槽、燃料电池和加气站部件的大规模生产将促进成本的降低，尤其是在达成国际标准的情况下。规模还将降低在氢燃料和原料制造技术以及共同基础设施(包括管道转换、新管道、CCUS基础设施和航运码头)方面的重大投资所带来的成本风险。

近期机遇：

我们需要明智的政策，让世界走上一条能够实现这些长期目标的道路。氢价值链是复杂的，投资者面临的风险是巨大的。价值链不同部分之间的协调问题依然存在，成本变化迅速，技术(包括氢在某些应用领域的竞争对手)发展迅速。各地区的法规和标准不尽相同，预计还将进行修订，给企业和投资者带来不确定性。在这种背景下，有充分的理由将短期行动集中在最容易克服部署障碍的应用上。未来10年，四个价值链将提供一个特殊的机会，使氢的部署步伐发生重大变化。



翻译

4个关键价值链

这四个价值链共同构成了一个重大机遇，为实现氢的长期潜力建立一个2030年的跳板(表11)。它们是第2章至第5章分析得出的氢供应和需求的组合，侧重于基于现有政策、基础设施、技能、地理优势和氢需求的低成本和短期机会。这种方法在实现显著规模的同时，将政府和私营部门的风险降至最低。

表 11. 四个价值链代表了在短期内扩大氢产量的机会

价值链名称	对2030年目标的贡献	重点地区
1 沿海产业集群	打开通往低成本、低碳氢枢纽的大门	欧洲，中国，日本，拉丁美洲，美国
2 现有的天然气基础设施	利用可靠的需求，扩大低碳氢的供应	北美、欧洲
3 车队、货运和走廊	为具有竞争力的燃料电池汽车达到适当的规模和加氢规模	中国，日本，韩国，欧洲，南非，美国
4 第一条贸易航线	启动国际氢贸易，最终实现全球低碳市场	亚太，中东，北非，欧洲

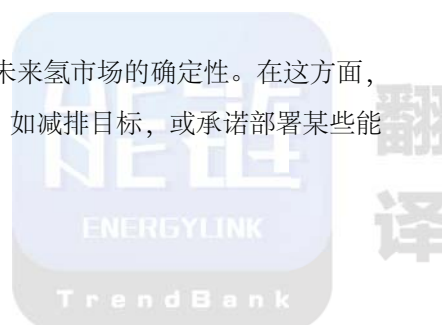
本章将更详细地描述这些价值链，并确定它们的策略需求。这四个价值链并不是独立的，因为其中一个价值链的发展将有利于其他价值链实现成本削减和创新。此外，在同一区域内可能有机会利用它们之间的协同作用，例如在工业集群之间和沿着运输走廊行驶的卡车车队。要想从氢供应和分配的规模经济中获得成本效益，可能需要一个地区几个部门的累积需求，而不仅仅是一个应用。例如，一个不断扩大的氢燃料补给网络可以帮助启动灵活的低碳发电。每个价值链上的成功都将为其他价值链的成功提供条件。

五种政策需要协同工作

无论各国政府希望探索和发展哪种价值链，都需要作出政策努力，以期：

1. 制定目标和/或长期政策信号。
2. 支撑需求的创造。
3. 降低投资风险。
4. 推动研发、战略示范和知识共享。
5. 协调标准，消除障碍。

目标和/或长期政策信号是需要的，以向利益相关者提供未来氢市场的确定性。在这方面，气候政策尤其至关重要。行动可以包括落实高级别文书，如减排目标，或承诺部署某些能源或碳定价体系。



在交通领域，2030年燃料电池汽车和氢燃料加气站的部署目标已经在几个国家发挥了这一作用。

然而，仅凭这些目标，还不足以在未来10年为四大价值链建立一个有效的跳板。以下各节依次研究这些短期价值链，描述上述五个政策类别下的具体例子和有针对性的建议。这些建议的目的是帮助各种最终用途部门接受向新的更清洁的燃料和原料的转变。对于每一个价值链，技术中立的政策是可取的，但是可以通过额外的措施来补充，以支持有前景的氢技术，因为它们可以扩大成本竞争力。

总而言之，价值链为确保2030年的氢在全球实现清洁、安全、有弹性和成本效益的全球能源体系的长期努力中发挥潜在的关键作用提供了一条成本效益高、切实可行的途径。除了每个价值链需要的具体措施外，还可能需要一些措施，而不管支持哪些氢源和应用。这些在表12中列出，并适用于所有四个价值链。

没有大一统的氢政策

个别国家的政策和行动将始终以它们所面临的社会和政治优先事项和限制，以及资源供应和现有基础设施为基础。所有能源技术都是如此，当然氢也是如此。一些国家可能希望利用以化石燃料为基础的近期机遇，为未来更大、更清洁的氢产品和市场奠定基础，并采取分阶段转向低碳氢的方式。这种方法可能有助于在短期内扩大规模。然而，这种方法的环境效益有限，甚至对环境造成负面影响，这意味着在后期部署CCUS或低碳氢的战略至关重要。其他国家可能选择建立氢产品和市场完全基于选定的低碳资源，如可再生能源。在这两种情况下，都有可能利用目前未得到充分利用的能源资源，或以有助于管理短期成本和风险的方式用于目前价值较低的应用领域(见专栏17)。如果能够将这些资源用于高价值的应用，例如交通或化学品，就可以提高整个系统的效率。

然而，无论各国政府选择何种政策选择，如果它们的雄心和时机在不同级别的政府和国际上得到广泛一致，它们发出的信号将会强烈得多。氢生产商和供应链将需要能够根据国际前景和扩大规模的最大可能市场获得融资。

框 17. 把低成本的能源用于更有价值的用途

作为一种化学能载体，氢可以将化学能和电能重新定向到目前主要使用化学能的应用中，例如运输。被低估的能源资源的四个主要来源可重新用于供应氢燃料补给站，或对氢和氢运输船的其他需求来源：

- 减少了可再生能源电力的使用，且使其不再合算。** 尽管中国的限电正在减少，但2017年，中国的太阳能、风能和水力发电量减少了100多太瓦时(IEA,2018年)，大致相当于荷兰的用电量水平。在德国，2017年削减了5.5TWh的电力(Bundesnetzagentur,2018)。2017年德国的再调度和削减成本为12亿美元，2018年英国为11十五美元(Bundesnetzagentur,2018;国家电网,2019)。有效利用减少的产出将有明显的好处。2018年，三家德国电网运营商宣布计划在下萨克森州建造一座100兆瓦的电解槽。下萨克森州海上风能资源经常过剩，现有电网无法满足这些需求。除了削减，一些可再生能源设施在生产大部分能源时获得的收入更少，因为风能或太阳能或两者兼而有之的高产量会导致现货价格下跌。为了对冲这一风险，项目开发商(包括水电运营商，它们有时会“溢水”)可以以商定的价格与承建商签订合同。然而，激励措施和电力价格必须非常具有吸引力，以抵消电解槽在该电源上运行的小时数减少(第2章)和缓冲储氢管理可变性的成本。
- 缺乏弹性的发电厂。** 当当地电网没有足够的电力需求时，一些热电联产电厂在高热需求时过度发电。例如，中国东北地区的情况就是如此。2017年，中国减少了40太瓦时的风力发电，原因之一是热负荷导致燃煤电厂缺乏灵活性。在这些地区的热需求得到其他能源的满足之前，如果电解槽在低电价下有足够的满负荷运行时间，通过电解生产氢有可能被用来避免削减煤炭或可再生电力。从长远来看，任何利用煤炭生产氢的做法都需要与CCUS相结合，以实现减排。
- 副产氢和排放出的氢气。** 有些工业生产的副产氢是工厂不需要的(例如蒸汽裂解炉、氯碱电解槽和丙烷脱氢)。商业氢供应商收集并净化其中一些氢，出售给炼油厂、化工厂和其他工厂。然而，目前全球高达50万吨H₂通过这些过程排放到空气中。另外22 00万吨H₂用于相对低价值的应用，如不经净化的热和发电。综合起来，理论上这代表了足够1.8亿辆汽车使用的氢气。
- 可再生气体。** 来自厌氧消化器、奶牛场和垃圾填埋场的沼气通常用于相对低价值的局部供热。通过对天然气进行处理，这些资源可以注入到天然气网络中，如果像加州那样实行会计制度，这些资源“实际上”可以卖给使用天然气的现有氢生产工厂的运营商。

这些资源并非在所有地方都可用，但在它们可用的地方，它们可以减少排放和对新投资的需求，潜在地减少协调方面的挑战。

Sources: IEA (2018b), *Market Report Series: Renewables 2018*; Bundesnetzagentur (2018), *Monitoring Report 2018 – Key Findings*; National Grid (2019), *Monthly System Balancing Reports*; Tennet (2018), “Gasunie, TenneT and Thyssengas reveal detailed, green ‘sector coupling’ plans using power-to-gas technology”.



翻
译

表 12. 五个主要的政策类别和政策交叉扩大氢需求的例子，不考虑所追求的价值链

政策范畴	政策需要	目的	交叉例子
1. 目标和/或长期政策信号	公共和私营部门对2030年和2050年氢的作用的愿景的承诺，包括能源、环境和产业政策框架，以及实施措施。	<p>让所有利益攸关方更加相信，未来将有一个低碳氢及其相关技术的市场，支持企业与国家之间的投资与合作。</p> <p>包括:国家氢路线图和氢利用目标;</p> <p>整个经济的减排目标;</p> <p>国家产业战略;</p> <p>国际协议和承诺。</p>	<p>根据《巴黎协定》由国家决定的捐款;</p> <p>欧洲委员会2050年气候中性战略;</p> <p>英国气候变化法案;</p> <p>2050年法国和德国的碳中和法律草案;</p> <p>日本的基本氢战略;</p> <p>中国的生态文明承诺;</p> <p>印度制造;</p> <p>荷兰气候法律与协议。</p>

将氢用于新用途或从新来源获得的经济价值纳入政策，以综合的方式增加不同用途的氢需求

国际合作有助于同步扩大氢需求，降低与贸易相关行业竞争压力相关的风险，并为制造业产能投资提供支撑。

2. 创造需求

使用需求端策略来扩大商业部署，这种策略可以“拉动”整个价值链的投资，从而使项目变得有利可图。在一些应用中，氢技术已经准备好超越示范项目，并在政策支持下缩小价格差距，进入金融机构能够理解的自我维持的行业。

包括:投资组合标准;
二氧化碳和污染定价;
规定和禁止;
性能标准;
公共采购规则;
电力和天然气市场规则(包括辅助服务市场和地点、时间定价);
税收抵免;
反向拍卖。

应该避免采用高技术规范的政策，但所有这些政策都应该以平等的条件向氢开放，例如在与电力存储相结合的低碳电力拍卖中。

加拿大清洁燃料标准;
加州低碳燃料标准(LCFS)和零排放汽车(ZEV)的强制要求;
欧盟排放交易体系、清洁汽车指令和轿车和卡车排放标准;
荷兰低碳材料公共采购规定;
英国可再生运输燃料义务(RTFO);
美国45Q税收抵免为CCUS。



翻译

政策范畴	政策需要	目的	交叉的例子
3. 投资风险缓解	在扩张的早期阶段，当风险被不确定的需求、不熟悉和价值链的复杂性所主导时，这些措施有助于扭转局面，使私人部门投资于分散的措施。	<p>解决氢进入“死亡谷”的许多应用问题，在“死亡谷”中，需求创造政策本身不足以使项目获得资金或克服协调市场失灵的问题。应对与资本和运营成本相关的风险的政策是必要的。</p> <p>包括:贷款; 出口信贷; 风险担保; 使“原产地担保”交易成为可能的会计制度; 税收优惠; 监管的回报; 水资源和CCUS规划。</p>	<p>中国政策性银行贷款; 澳大利亚清洁能源金融公司; 欧洲共同关心的欧盟项目; 欧洲投资银行能源贷款政策; 多边银行融资; 欧盟连接欧洲设施; 南加州天然气公司可再生天然气认证。</p>

4. 研发、战略示范、知识共享	<p>各国政府需要继续在制定早期高风险项目的研究议程、承担早期风险和吸引私人投资项目方面发挥中心作用。</p> <p>对于市场规模扩大和风险较低的项目，一系列政策工具可以激励私营部门根据市场需求和竞争率先推动创新。</p>	<p>满足对性能更好、成本更低的技术的需求，这些技术以集成的方式运行，生产和安装成本更低。</p> <p>包括:直接项目资助和共同资助;税收优惠;优惠贷款;复杂的示范协调;在初创企业股权;多边合作计划;有针对性的宣传活动;奖品。</p> <p>跨领域、非部门的具体需求领域:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 电解槽: 效率;生命周期;制造和安装成本;再循环能力;氧气生产。 • 燃料电池: 贵金属含量;效率;再循环能力;制造成本;储罐的成本。 • 氢、氨、甲苯的安全: 对新用途的理解;管理技术。 • CCUS和甲烷热解: 捕获率 > 90%;商业化之前的综合示范方法。 • 氨基燃料/原料: Haber-Bosch、甲烷化、fischer - tolsch的灵活性和效率。 • 存储: 固态;轻型储罐;多孔介质。 • DAC: 资本成本;效率;吸着剂成本;与放热过程(如费歇尔-托普希过程)的集成。 • 生物质: 气化效率和成本。 	<p>美国能源部氢燃料电池项目和H2@Scale; 日本NEDO燃料电池和氢路线图; 欧盟地平线2020和燃料电池与氢公私伙伴关系(FCH JU); 德国国家氢燃料电池技术创新计划; 法国氢计划; 任务创新挑战; 清洁能源部长倡议。</p>
-----------------	---	--	--



翻译

政策范畴	政策需要	目的	交叉的例子
5. 协调标准, 消除障碍	<p>降低或消除不必要的监管壁垒, 建立促进贸易和确保价值链所有要素安全的共同标准。</p> <p>让当地社区参与进来, 确保他们能够对新的氢项目的风险和影响做出明智的决定。</p>	<p>通过消除阻碍采用或增加风险的障碍, 并解决潜在的公众担忧, 帮助市场吸收氢技术。</p> <p>交叉问题包括安全标准、在适用的情况下避免能源重复征税、以及配送纯度和压力。一个关键问题是对二氧化碳浓度和氢供应来源的认证, 以及它们取代的现有工艺的基准。需要一个强有力的国际框架, 防止对环境影响的错误标签或重复计算(所谓的“来源保证”), 并包括对氢基燃料和原料的二氧化碳投入。</p>	<p>氢技术合作计划; 经济中的氢燃料电池 国际伙伴关系(IPHE); 国际标准化组织(ISO) tc197; 国际电工委员会tc105; CEN部门论坛能源管理; HySafe; 欧盟CertifHy; CSA组。</p>

1. 沿海产业集群:建设清洁氢枢纽的门户

产业集群活动为加快低碳氢的部署提供了重要机遇。它们减少了输配基础设施的前期投资需求, 因为氢的需求和供应可以同时定位(图66)。它们减少了在新领域开发氢需求和氢使用设备的需求, 因为许多工业中心已经有了用于炼油和化工的大量氢的固定用户, 包括氨。它们还提供了大量且不断增长的氢需求, 反映出—个事实, 即在IEA的所有设想中, 以及在许多现有工业中心, 用于炼油、氨、甲醇和炼钢的氢的使用量都将增长(第4章)。

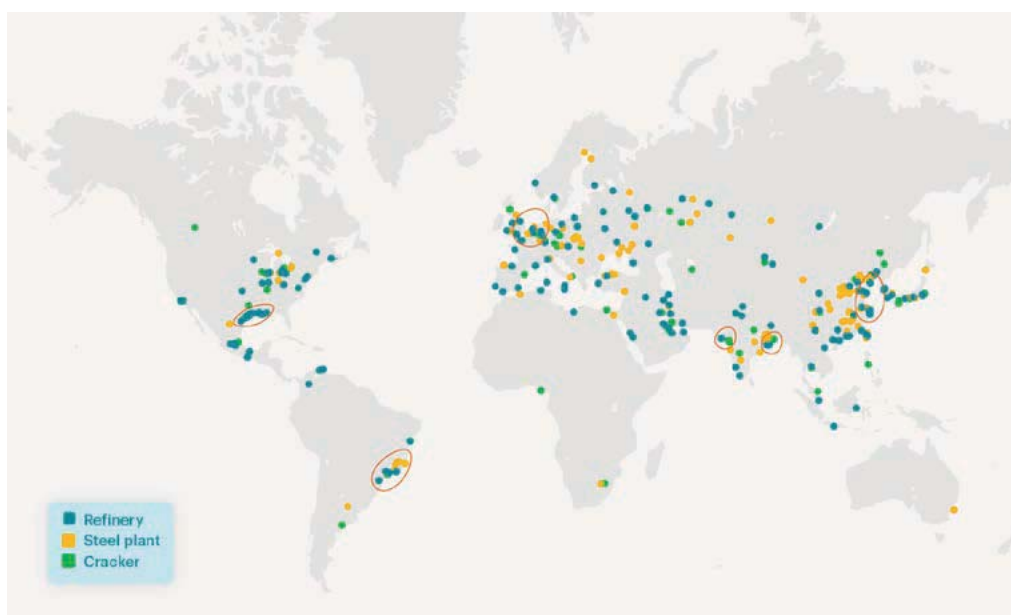
然而, 即使要取代目前炼油、钢铁或氨生产中使用的一小部分氢, 也需要从电解或CCUS中大量增加低碳氢的供应。目前提出的最大的水力电解槽约为100兆瓦, 相当于—家钢铁厂氢需求的10%左右。

沿海工业中心对氢价值链特别感兴趣的原因有四:

- 目前对纯氢的需求为7400万吨, 其中大部分已经在沿海中心地区, 混合气体中对氢的需求为4500万吨, 几乎所有的专用氢管道和存储基础设施也有很大一部分在沿海中心地区。在美国墨西哥湾沿岸、比利时、法国和荷兰等几个国家, 这些集群已经拥有了可能用于新氢源贸易的氢管道网络。现有炼制、炼钢和化工产品的全球分布显示出几个这样的集群(图66), 而且这些行业都在增长: 到2030年, 炼制氢、氨和甲醇的年需求量将增长近20%, 达到9600万吨。

- 在欧洲北海、中国东南部、西澳大利亚和印度西北部等地区，有可能将沿海枢纽的工业或运输应用，与附近的海上风能和太阳能光伏基地整合起来。
- 沿海工业中心通常位于墨西哥湾、波斯湾、澳大利亚维多利亚和皮尔巴拉海岸以及北海等地的油气作业和潜在的二氧化碳储存场所(包括提高采收率作业)附近。
- 未来有可能利用港口设施来支持国际船舶氢贸易，以及为卡车和车队车辆使用氢和氢基燃料，以及作为海运和内河航运燃料。

图 66. 现有炼油、炼钢和化工裂化工厂的全球分布



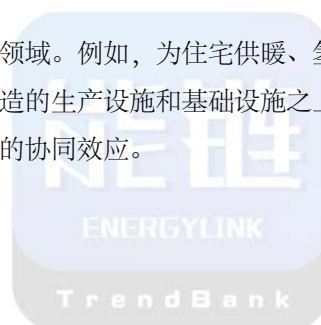
注:本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界和边界的划定，不影响任何领土、城市或地区的名称。图中所示的地点是那些日产量超过0.2 mb/天的炼油厂、超过2 Mt/年的钢铁厂和超过0.3 Mt/年的蒸汽裂解厂。

Sources: IEA analysis based on Oil & Gas Journal (2018), *Worldwide Refinery Survey – 2018*; Platts (2018), *Olefins Database*; Steel Institute VDEh (2018), *Plantfacts Database*.

目前，工业氢需求的分布主要集中在沿海地区的关键产业集群。

今天的几个主要工业集群已经独立地认识到这一潜力，公共和私人的氢计划已经实施，有时由国家政府，有时由地区社区。其中包括法国的H2V工业、英国的HyNet North West、荷兰北部创新委员会和新西兰的Taranaki。

从长远来看，工业中心尤其有希望将氢的使用扩展到其他领域。例如，为住宅供暖、氢燃料补给站或可调度发电提供氢，可以建立在为工业应用而建造的生产设施和基础设施之上。这些潜在的氢需求来源往往靠近工业中心，并提供许多潜在的协同效应。



翻译

例如，一个500兆瓦的发电厂创造的氢需求相当于65万辆FCEV氢需求或200万户家庭的热需求(第五章)。氢的使用可以通过卡车、驳船或管道从内陆更远的沿海枢纽逐渐扩散(因为工业集群通常与现有的天然气管道很好地结合在一起)。

已经有一些计划的例子表明，作为氢燃料的使用者，沿海集群是有潜力的。在洛杉矶和长滩港口的，例如，零和近零排放货运设施项目计划了两个重型氢燃料补给站和十辆氢燃料卡车，用以配送在港口的货物，目的是改善空气质量以及解决气候问题。

各种沿海产业集群有潜力支持氢的商业规模的需求和供应，包括用CCUS改造现有氢工厂的。北海是一个候选地区，但其他地区包括中国东南部、美国墨西哥湾沿岸、澳大利亚和波斯湾。沙特阿拉伯计划在波斯湾勘探氢气生产，并将其运往日本。一些内陆产业集群也可以支持氢开发，例如中国内陆的化肥生产(第二章)或奥地利的钢铁生产。为工业应用生产数十万吨氢气是扩大电解槽生产和产能以及CCUS项目的一个重要机会。

框 18. 关注北海地区

北海地区具有许多特征，可以使沿海工业中心成为扩大(和清理)氢供需的一个有吸引力的起点：

- 工业基础雄厚，拥有9个重点工业中心
- 雄心勃勃的气候政策是低碳投资的强大推动力
- 氢气管道
- 接近二氧化碳储存潜力
- 海上风力发电潜力巨大
- 在保持该地区强大工业基础的背景下，对氢作为燃料和原料的政治兴趣。

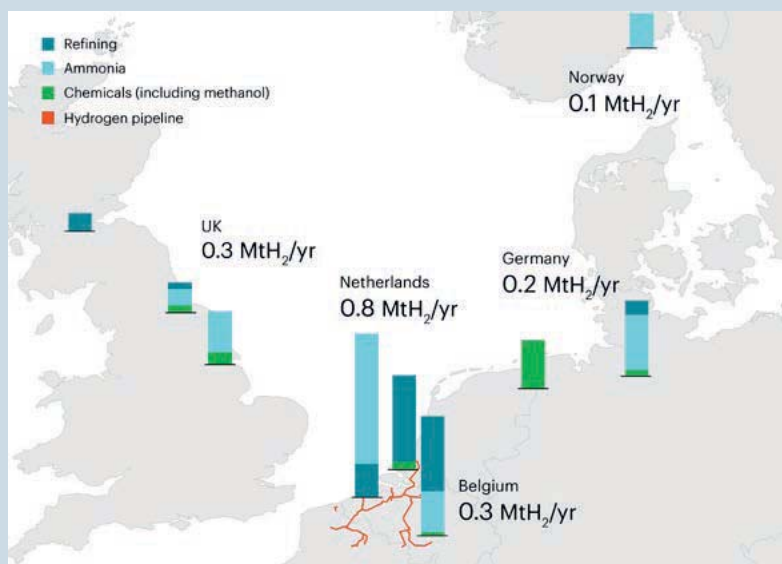
北海周边的9个工业中心目前每年消耗氢气总量为170万吨，其中近一半用于氨气(80万吨)，其余大部分用于炼油(60万吨)和化学品(20万吨)。这种氢的生产目前产生了1500万吨二氧化碳，相当于德国制造业和工业部门二氧化碳排放量的三分之一。

北海拥有欧盟一些最发达的二氧化碳储存资源。自1996年以来，挪威大陆架以每年100万吨二氧化碳的速度注入二氧化碳，是大型制氢工厂减少排放所需的两倍多。尽管自那以后进展缓慢，但北海从天然气制氢中捕获和储存二氧化碳的项目，如今已成为欧洲CCUS的主要候选项目之一。虽然目前还没有最终的投资决定，但在可行性研究阶段，计划于2030年投入运营的项目包括：英格兰北部和东北部的H21项目，该项目将涉及9个产能为20万吨H₂/年的氢生产装置(H21, 2018);荷兰的Magnum项目，该项目将为三个转化为氢的燃气电厂单元创造20万吨H₂/年的需求(NIB, 2018);H-Vision项目旨在将荷兰鹿特丹的二氧化碳捕集能力提高到60万吨H₂/年，用于工业用途(PoR, 2018);以及英格兰西北部的HyNet项目，该项目提出了20万吨H₂/年的工业使用和天然气网络注入能力(Cadent, 2018)。

这些项目中有几个计划使用国内天然气资源，并将二氧化碳储存在领海下，但在某些情况下，项目支持者打算进口天然气用于当地生产氢气，然后再出口二氧化碳储存，例如在挪威大陆架。另一种选择是从海外二氧化碳储存地附近的产氢工厂进口氢气。政策和公共资助条件可以帮助决定采用哪种方法，例如只支持当地的氢供应。

北海已经拥有13GW的海上风能，2030年的国家目标可能会使这一数字超过50GW。通过在沿海地区创造新的电力需求，电解槽可以防止海上风力发电产生的电力浪费，因为在有风的时候，电网连接不足以将所有的电力输送到需求中心。如果将2030年北海海上风力发电量的5%（目前德国风力发电量将被削减）用于生产氢，那么低碳氢的供应量将达到20万吨H₂/年左右。这可以满足目前北海工业氢需求的10%以上。已经有人提出了一些建议，将海上风力发电与产业集群相联系，并作为其中的一部分，利用大规模的储氢设施，包括在英格兰东北部(H21, 2018)、荷兰北部(EnergyStock, 2019);以及人工岛上的设施(NSWPH, 2019)。从长远来看，将可再生能源发电能力与用于运输和工业的氢生产能力相结合，可能对电力需求与供应相匹配具有吸引力。

Sources: H21 (2018), *H21 North of England*; NIB (2018), "The green hydrogen economy"; PoR (2018), "H-Vision: Blue hydrogen for a green future"; Cadent (2018), *HyNet North West: From Vision to Reality*; EnergyStock (2019), "The hydrogen project HyStock"; ReNews (2019); NSWPH (2019), "Planning the future today".



注:本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界和边界的划定，不影响任何领土、城市或地区的名称。挪威的Tjeldbergodden，每年消耗10万吨H₂的甲醇，在地图上没有显示。

Sources: Air Liquide (2019), "Supply modes"; CF Industries (2017), *More Ways to Win: 2017 Annual Report*; Integraal waterstofplan Noord-Nederland (2019), *Investeringsagenda Waterstof Noord-Nederland*; Roads2Hy.com (2007), "European hydrogen infrastructure atlas" and "Industrial surplus hydrogen and markets and production"; Yara (2018), "Annual production capacity"; data provided directly to IEA by Port of Rotterdam.

北海工业集群对氢的需求已经相当可观。

近期政策重点

目标和/或长期政策信号。各级政府应认真看待产业集群，将其作为2030年氢能源发展的机遇。制定跨部门路线图并承诺实现部署目标，有助于让所有利益攸关方都参与进来，并确保不同行业的愿景在规模和时间上保持一致。

创造需求。像二氧化碳定价这样的技术中立工具将为低碳氢的使用提供一个全面的激励，50美元/吨二氧化碳的价格可能使投资CCUS改造炼油厂或氨厂成为可能，在那里二氧化碳储存是可获得的。还可以帮助其他措施，包括法律或自愿承诺实现二氧化碳强度目标在部门级别(类似于低碳燃料标准)或从低碳提供给定的输出输入(如可再生交通燃料义务)，公共采购规则或拍卖，税收抵免，和计划，使消费者区分产品，这样他们就可以购买低碳产品，如果他们想。

投资风险降低。未来10年，氢在多数工业应用领域的供应链风险和市场不确定性将持续存在，尤其是在最终产品利润率较低的领域。具体的风险还包括环境法规的跨境差异，以及以高价创建垄断低碳氢供应商的风险。为了帮助管理这些风险，各国政府可以参与跨国界的项目融资，比如欧盟共同利益的重要项目(IPCEI)，或者组织对氢供应合同的竞标。在单个产业集群中，或者在更广泛的地区，通过建立能够签订未来氢供应多年合同的中介机构，可能有机会分散潜在氢买家的风险，因此，根据预期需求的规模和时间来集中风险，为投资者提供更多的确定性。将CCUS发展为服务业务和特殊开发区，也有助于管理风险，从而将成本降至最低

研发、战略示范、知识共享。氢在当今工业中已经被广泛使用，因此随着商业竞争的加剧，特别是在需求方面，私营部门可以进行大量的研究和降低成本。在供应方面，公众支持CCUS技术在某一特定地区的首次主要应用，以及大规模的集成电解槽示范，可以帮助确保所产生的一些知识得到广泛共享，从而加快后续的采用。然而，对于新应用(特别是那些技术准备水平较低的应用)和复杂的示范，仍然需要公共研发支持。示范项目必须与整体能源政策和战略相联系，以避免对可持续发展的扩大没有贡献的一次性项目。在钢铁行业，100%氢DRI还需要进一步细化和论证，可以研究DRI中氨的应急选择。为了促进对氢和氢基产品的大规模需求，需要证明和改进在涡轮机中(co-)燃烧氢和在锅炉/涡轮机/燃料电池中(co-)燃烧氨来消除风险。改进氢的储存，包括液氢的储存，也将是有价值的。

协调标准，消除障碍。将从国际统一和共同标准中受益的领域，包括工业用氢纯度和管道规范(可与交通行业的ISO标准相媲美)、氢和氢基燃料及原料使用的安全规程以及“原产地保证”(表12)。



翻译

2. 现有天然气基础设施:利用可靠的需求

今天,世界各地约有300万公里的天然气输送管道在运行,甚至还有更长的输配管道。这些管道在短期内具有扩大氢产量的战略价值(第3章)。只要在基础设施或最终使用设备上进行适度的额外投资,它们就能够以较低的边际成本运输新的氢生产设施的产出,从而降低供应低碳氢的成本。

在2030年之前,各国政府将需要对天然气和天然气管道的长期未来做出重要的战略决策,以确保平稳过渡到全面转型,或者可能完全放弃天然气网络的使用。这些决定将在某一时刻面对所有的天然气网络,如果他们要大幅减少排放(包括短期排放),因为没有吸引人的低碳替代品。它们将对网络的投资需求产生连锁反应。在氢的混合比例约为20%以上的情况下,修改终端用户设备和网络本身的成本,只有全部改用100%的氢才有可能得到合理的补偿。在天然气网络中使用氢的两种主要方法—将氢与天然气混合,并将网络转换为100%氢—在下面的讨论中是不同的,并且是独立处理的。

氢混合

在现有的天然气系统中,只要对基础设施、设备和大多数终端用户的电器做一些小的改动,就可以混合少量的氢气,如果需要的话。需要对注氢设施进行一些新的投资,但总的来说,只要氢生产位于天然气输配网络附近,在安全的水平上进行混合,就能提供一种相对快速、简便的方式,将氢供应输送给最终用户。

正如第5章所描述的,世界各地的几个项目已经展示了混合氢在建筑燃气网中的应用,而且还有更多的项目在更大规模的计划中在未来几年提出的更大的项目中,欧洲和北美的100兆瓦至250兆瓦的电解槽将使用风力或水力发电,每年向天然气网络注入数万吨氢气。欧洲也有与CCUS合作混合天然气氢气的提议项目,包括英格兰西北部计划向天然气网络注入约60万吨H₂/年的氢气,并在2030年前向化工厂供应氢气,从而将天然气网络和产业集群连接起来。如果这些项目,以及英格兰北部的H₂1项目继续进行,到2030年将会产生一个超过200万吨H₂/年的可观且可靠的氢需求。

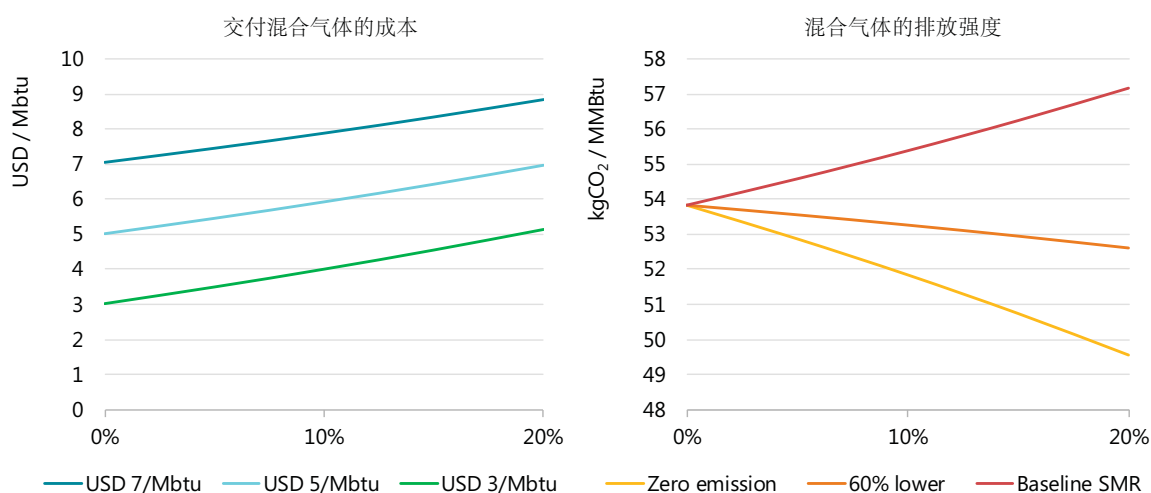
如果在欧盟所有天然气中仅以5%的体积混合氢,这将使低碳氢需求增加250万吨H₂/年。如果这是由电解槽提供的,那么它将需要近25GW的水电解能力。自2000年以来,累计装机容量不足1GW,这将意味着大需要幅提高发电效率,并将资本成本削减至多三分之一。25GW电解槽产能的资本投资可达200亿美元左右,另外注入设备的额外投资超过30亿美元(FCH JU, 2017)。如果氢是从装有CCUS的设施中获得的,那么成本也会随之下降(不仅仅是因为规模经济给二氧化碳运输和储存带来的好处),但幅度不会那么大。



翻
译

混合燃料的成本和排放避免取决于氢成本、天然气成本和氢生产的二氧化碳浓度(图67)。在目前天然气价格为5美元/MBtu的情况下，按体积计算，5%的混合氢成本为4美元/千克，将使输送天然气的成本增加约8%，但从大规模生产和效率方面的影响来看，未来氢的成本应该会降低。如果氢和天然气没有相关的上游温室气体排放，这种5%的体积混合将使输送气体的二氧化碳浓度降低2%。

图 67. 在不同混合比例下将氢混合到天然气网络的成本和排放强度



注:假设4美元/kgH₂的混合气交付成本，“基准SMR”排放强度=91.0 kgCO₂/GJ H₂，“降低60%”=36.4 kgCO₂/GJ H₂，“零排放”=0 kgCO₂/GJ H₂。按体积进行混合。

Source: IEA 2018. all rights reserved.

混合氢的成本和减排取决于氢和天然气的价格来源。5%的低碳氢化合物可以减少2%的二氧化碳排放量。

转化为100%氢气

将现有的输气管网改造成100%供氢的输气管网，将大大促进大规模供氢，从而降低氢的配送成本；它还将使纯氢需求源(例如运输和工业用户)能够连接到一个公共网络。

现有的管网并不是发展未来氢输配基础设施的唯一可行途径，但它很可能是最具成本效益的，尤其是在配电层面。⁵⁶管网的关键组件可能需要一些投资，特别是配送网，但这在技术和经济上应该是可行的(NN, 2018;2013年)。⁵⁷

⁵⁵ 最终用户的成本增长可能会更低，这取决于税收待遇、定价模式和纳税人的支持。

⁵⁶ 将塑料输送管道改装成100%氢气的成本是不确定的，但估计为1.4万美元/公里(H21, 2018)，而新的氢气输送管道的成本根据劳动力成本和人口密度等因素，从13万美元/公里到270万美元/公里不等(SGI, 2017)。预计未来需求增长，需要扩大管道规模，这将增加前期成本。

在最近已经安装或升级了分配管道的地方，它们很可能会使用聚乙烯或尼龙管道，这些管道可以输送100%的氢气。现有管道不需要新的许可证，这可能需要数年时间才能获得，从而进一步提高了成本和风险，减缓了改革的步伐。利用现有基础设施也有非经济上的好处，包括体制安排的连续性和避免建筑工程，这可能引起当地居民和现有资产所有者的反对。

转化为100%的氢比混合的变化更大。转换需要在夜间为受影响的网络的每个部分切换到100%的氢供应，这意味着新的压缩机，在某些情况下，存储设施，需要提前可用。⁵⁸ 它还需要更换仪表、压缩机和监测设备，彻底检查管道的旧部件，以及更换现有的天然气设备。此外，公民对这种方案的反应还没有经过检验。在2030年的时间框架内，完全转换预计将在比混合更少的地方实现，而且只在国家管网的有限部分实现，如城镇配送网或特定的未充分利用的输送管道。H21项目目前处于可行性研究阶段，计划从本世纪20年代末开始，将英国利兹市100%的氢转化为天然气，每年超过100万吨H₂来自天然气，CCUS来自北海工业集群(H21, 2018)。

近期政策重点

目标和/或长期政策信号。及时制定清晰的路线图将减少管网转换的障碍，并帮助潜在的氢供应商估计未来的市场规模。管网升级和改造方案的时限很长，煤气用消费电器的周转时限也很长。关于未来天然气基础设施和热源的战略决策在气候较冷的地区尤为重要，因为在这些地区，供暖占能源使用和二氧化碳排放的很大比例。第一个大型项目的时间表可以作为长期计划中的关键里程碑。

需求创造。在目前的成本水平下，即使是低水平的氢混合也需要政策支持，以刺激天然气供应商的需求，并鼓励氢设备的生产和基础设施的使用。如今很少有这样的政策(Dolci等人, 2019年)。要成为低碳氢需求的可靠来源，可以通过设定配额、排放目标或低碳气体的混合水平来促进混合，类似于可再生电力的机制。如果对消费价格的影响可能适得其反，就需要从战略上考虑分摊额外的费用。

投资风险降低。政府可以通过澄清市场和技术条件，降低投资新的氢供应以融入天然气网络的风险(Mulder, Perey和Moraga, 2019)。需要澄清的问题包括与第三方访问相关的条件、系统运营商的规范回报和消费者保护。政府和系统运营商可以进一步帮助投资者管理风险，采取措施确保管网上现有和未来的设备能够使用混合氢，包括天然气存储、压缩机、涡轮机和家用电器。

⁵⁷ 荷兰现有的低热值天然气输气网络正在被充分利用，其钢管道等级适合氢运输(DNV-GL, 2017)。到2030年，对这种天然气的需求预计将大幅下降，从而有可能创造一个独特的机会，将一条输气管道完全转换成氢气。

⁵⁸ 当输气管道走廊由多条平行管道组成时，这些管道可以一个接一个地转换，同时也存在局部配送网，可以与更广的配送网隔离，并连接到专用的氢源。

研发、战略示范、知识共享。公共部门有理由参与改进与氢生产有关的技术——电解槽和CCUS——以及帮助在整个供应链中为氢的混合和转化提供安全依据。公共联合资助还可以加速100%使用氢的电器的开发，尤其是在未来市场规模不确定的情况下。在枯竭的油气田和含水层中进行地下储氢研究很可能是必要的，以证明它们是否适合与氢一起使用。本地化管网转换的高风险示范项目也可能需要公众支持。国际论坛可以促进知识分享，例如国际能源机构技术合作方案、清洁能源部长级氢倡议和IPHE。

协调标准，消除障碍。由于天然气网中的氢气，无论是混合氢气还是100%氢气，都将用于人们的家庭，确保安全至关重要。公共安全或不利事件可能严重损害部署速度或完全阻止部署。新设备和设备的标准也很重要。需要解决的一个关键障碍是，目前许多司法管辖区(包括存在跨境管道的地区)允许的混合程度较低。标准,比如电器和设备的宽容不同的混合水平,显然也有一个角色(第3章)。一些能源税制设计不考虑购买的能源产品(如电能)转换到另一个零售能源产品(如天然气),可能导致“双重”消费税;各国政府应确保税收制度保持适当。

3. 车队、货运和走廊:让燃料电池汽车更具竞争力

今天的交通行业绝大多数依赖石油(占该部门能源消耗的92%)。作为世界转换到替代运输燃料,氢的作用引领低碳燃料安全性和多样化,同时减少污染,虽然高度分散的基础设施和广泛的供应商、运输行业的投资者和消费者可以挑战带来快速转向低碳燃料。在长距离、高重量的应用中,氢是BEV的有效替代品(第5章)。

尽管目前有几家令人印象深刻的氢燃料电池汽车商业企业,但下一阶段将对创建一个广泛部署的平台至关重要。这将需要包括扩大零部件和汽车的生产,吸引更多的市场参与者,降低生产成本,并确保燃料补给基础设施的充足和战略定位。各国政府都制定了雄心勃勃的2030年汽车和基础设施发展目标,这将为汽车行业打下坚实的基础,并降低汽车成本(框19)。这些政府目标通常得到了空气质量和气候变化承诺的支持,这些承诺也支持同时为BEV设定更高的目标。⁵⁹

⁵⁹ 如果一些国家以氢或氢载体的形式进口或储存低碳电力,那么在所有情况下,将这些氢直接用于汽车将比将其转化为电力用于BEV更有效。



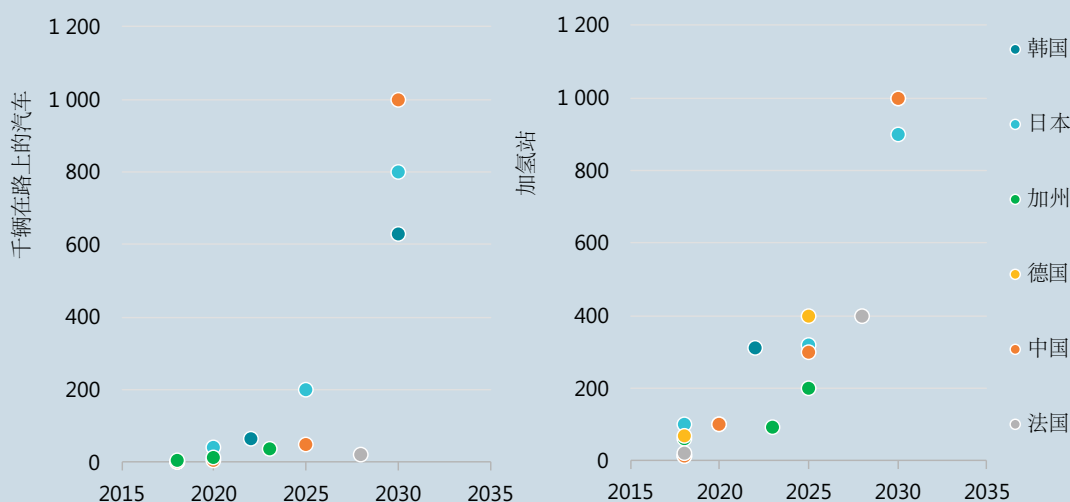
框 19. 实现现有的政府目标将使成本2030年前得到降低

道路运输仍然是世界上大多数氢项目和政策的中心特征。自2000年以来，在公共支持的能源项目中，40%的水电解槽产能用于为公共汽车、商用车队或客车提供氢气。几个国家的政府制定了部署FCEV和氢燃料补给站的目标，这意味着到2030年将有250万辆汽车上路行驶，有3500个氢燃料补给站。这将转化为40万吨H₂/年的氢需求，几乎相当于两家大型氨厂的氢需求。这些数字将在2030年后上升：仅韩国就有一个到2040年解决空气污染和促进工业增长的近300万辆FCEV(汽车、公共汽车和卡车)的目标(MOTIE, 2019)。

如果这些2030年的目标得以实现，对成本削减的影响将可能是巨大的。有250万辆FCEVs在路上行驶，有3500个加油站，分析表明燃料电池的成本可以降低75%左右，加油站的资本成本可以减半。国际能源署估计，如果所有这些氢都由电解提供，电解槽的成本也可以减少约三分之一。这些目标将需要非常大的氢气产量和FCEV数量的增加，尽管这只意味着实现FCEV在全球道路车辆库存中的份额，即目前所有电动汽车的一半，或约0.2%。

Sources: MOTIE (2019), "Government announces roadmap to promote hydrogen economy".

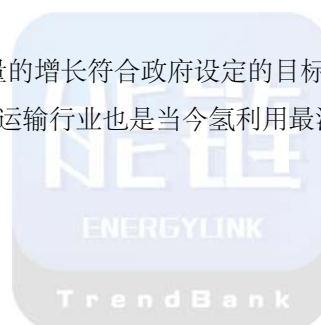
部署FCEVs和燃料补给站以及未来的官方目标



Source: AFC TCP (2018), *Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets*; METI (2019), *Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*.

加快部署的机会

如今氢动力汽车的成本没有竞争力，但随着产量和使用量的增长符合政府设定的目标导致创新和降低成本，从而会变得更具有竞争力 (第5章)。道路运输行业也是当今氢利用最活跃的领域，拥有最多的项目和政策(第1章)。



翻译

然而，要实现这些目标，需要同时扩大氢供应、车辆加氢和车辆制造(包括燃料电池)的基础设施。对于价值链各组成部分的投资者来说，如果对其他组成部分的投资存在不确定性，那么风险和成本将成倍增加。

政策制定者的任务是，确定应专注于哪种类型的交通工具，以及如何以及在哪里鼓励基础设施建设，以使纳税人的短期成本降至最低，并在运输脱碳方面实现长期战略价值的最大化。车队车辆，包括每日行驶里程较高的的士、轻型商用车和巴士，以及固定走廊路线的货车，都是极具发展前景的机会，并可协助提高主要路线加氢站的使用率，而这是决定燃料成本的关键因素。它们还可以与产业集群价值链结合，降低供应链风险，培育包括航运在内的长期运输枢纽。

卡车是空气污染的来源之一，未来严格的空气质量标准将使氢卡车更具吸引力。正如第5章所述，具有高里程和大质量的卡车非常适合使用氢燃料，但即使是全球约5600万辆重型和中型卡车，可能也不足以实现所需的燃料电池成本削减。

随着市场的扩大，基础设施部署策略将需要适用于不同的燃料电池汽车类型。例如，一旦在某一特定地区实现规模，为运输行业建造的氢基础设施可以成为利用氢进行灵活发电的踏脚石。鉴于世界上相对较少的几条最繁忙的高速公路承载着大量的商业交通，一项策略是鼓励在主要运输走廊增加氢燃料补给：京港澳高速公路、德国汉堡附近的7号高速公路、加拿大的401号高速公路和美国洛杉矶的I-405号高速公路每天总共运送约100万辆小汽车和卡车。另一种方法是，从沿海工业中心以外的卡车车队开始，帮助集中和扩大氢供应方面的初始投资。

因为市级政府将在支持氢动力汽车和城市基础设施的部署方面发挥关键作用，各级政府需要紧密合作，这样才能选择集群和城市间走廊进行互相交叉，氢运输可能最先繁荣。加州的零排放和接近零排放的货运设施项目以及德国的H₂Mobility计划显示了应对这一挑战的不同方法。

近期政策重点

目标和/或长期政策信号。 FCEV和加氢站部署的官方目标至少存在于18个国家和地区。其他人可能会考虑效仿他们。这些目标需要牢牢地定位在一个稳健的整体运输战略中，该战略应确定氢燃料电池汽车以及BEV和其他运输模式的优先次序。长期的运输战略也可以包括航空、铁路和航运。

创造需求。 诸如燃料经济标准、可再生燃料义务和低碳燃料标准等首要政策框架，应包括所有类型的氢供应，并根据生命周期的减排量以及其他技术选择对其进行评估。尽管零排放城市、优先车道、专区和停车位等非财务激励措施可能有所帮助，但如果没有一系列价格可接受的可用汽车，加上可预测且负担得起的燃料价格，就不会出现巨大的消费需求。



翻译

最初，这可能直接需要购买补贴、税收抵免，以及供应商或政府提供的燃料价格担保等其他措施。政策制定者可能会选择提供更具吸引力的支持水平，为大型车队或加氢站网络争取大额设备订单，或者鼓励利用走廊沿线现有的加氢基础设施。

投资风险降低。公共政策可能需要管理由不确定的供应链引发的投资风险，以避免资本成本和氢气价格过高。例如，电解槽或加氢站容量的一部分可以在有限的时间内获得有保障的收入，就像在加州一样。就像电池一样，在许多市场上，确定电解槽是否将免除电网费用、税收和征费，以及在何种情况下免除这些费用，将是非常重要的。跨境合作以最大限度地发挥氢利用方面的协同作用，也将有助于降低投资风险。

研发、战略示范、知识共享。公共资金资助的研究成果可能会主要侧重于成本的关键组件，如燃料电池耐久性和回收、车载存储选项和电解槽效率，以及前期技术可能是重要的航运和航空、包括在船舶使用的氨气、二氧化碳低成本采购“低碳”的手段和生产合成燃料。涉及多个供应链合作伙伴的示范项目可能很有价值，特别是如果侧重于使用中间存储来管理可变的氢供应流；公共汽车、出租车和送货车辆等氢动力车辆的能力；以及没有氢价值链的司法管辖区的安全法规。

协调标准，消除障碍。各地区标准的统一，最好是全球标准的统一，将有助于刺激成本削减。此外，还需要制定车辆加氢枪的标准、氢供应压力、燃料补给站许可、以及卡车运输高压氢和液氢的安全规程。还有一项研究是，目前限制在桥梁和隧道中使用氢燃料汽车的规定，能否得到安全的修正。欧洲经委会的《全球技术条例13》和ISO各委员会目前正在探讨其中几个问题。

4. 第一条航线:启动国际氢贸易

各国之间的氢运输将成为未来安全、有弹性、有竞争力和可持续能源体系的关键要素。对基础设施、船舶、标准和供应链企业的投资，如果位于氢进出口潜力最大的地区，将产生最大的影响。如果没有相关政府间的多边合作，这些计划不太可能大规模实施。

不同地区的制氢成本不同，欧洲和日本的制氢成本相对较高，但对制氢有强有力的政策支持(图68)。氢进口国将受益于更廉价的低碳能源，尤其是如果它们的国内可再生能源、核能或CCUS资源的开发具有挑战性或成本高昂。进口氢有助于在低碳的未来维持能源安全。出口商坚持以清洁能源为基础，创造新的经济价值来源。非洲有潜力以低于2美元/kgH₂的价格生产(用于国内和出口)约5亿吨H₂/年，而仅智利就能以这个成本生产1.6亿吨H₂/年。中东地区现有的天然气储量可以与CCUS相结合，以1.3美元/kgH₂的价格生产200年以上的氢需求。

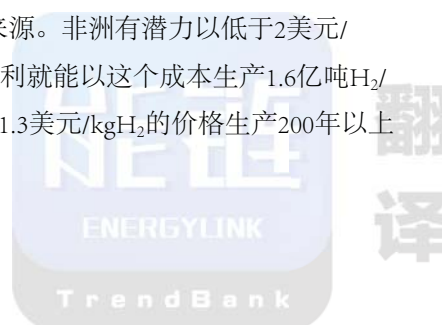
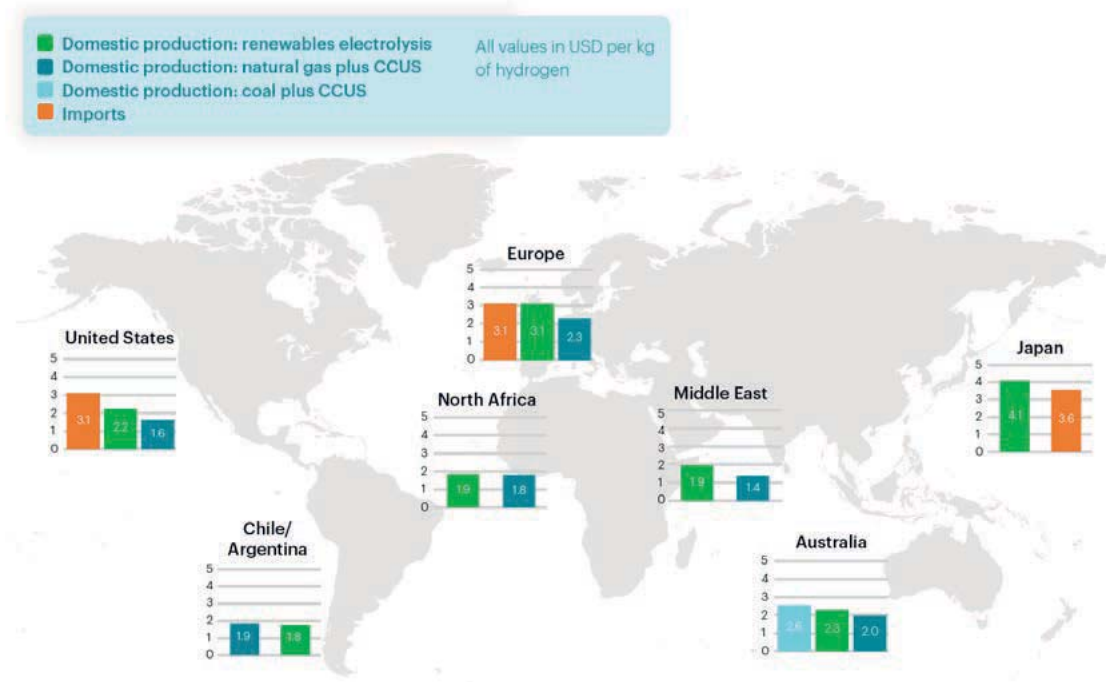


图 68. 氢贸易路线与国内生产成本比较



注:本地图不影响任何领土的地位或主权,不影响国际边界和边界的划定,不影响任何领土、城市或地区的名称。生产成本反映长期潜力(即风能和太阳能的低资本支出,见第二章)。电解考虑专用风能和太阳能生产。

Source: IEA 2019. all rights reserved.

国际氢贸易路线存在多种机会,这可能有助于能源多样化和安全,特别是在欧洲和日本。

国际能源产品贸易的发展需要时间。目前,全球液化天然气进口量约为4000亿立方米,占全球天然气需求的10%,澳大利亚和卡塔尔的液化天然气供应量占全球液化天然气市场的近55%。他们没有在一夜之间达到这些出口量。澳大利亚的第一批液化天然气出口是在30年前的1989年,也就是签订第一份合同10年后。卡塔尔的第一批液化天然气出口是在1997年,当时全球交易量约为目前水平的三分之一。总的来说,全球液化能力用了60年才达到可在全球140个接收终端接收,达到31个液化终端现在可以处理相当于日本一年一次能源供应总量的液化天然气的水平。到目前为止,还没有纯氢的运输,尽管有常规的氨海上贸易(相当于大约300万吨H₂/年)。

2030年亚太地区潜在的氢贸易

日本、韩国和中国是世界上氢能发展的领导者,都有2030年的宏伟目标(表13和表20)。它们也是目前最大的三个液化天然气进口国,合计占全球市场的55%。每个国家都将氢视为在不削弱能源安全的前提下管理环境问题的一种手段。这三个国家的目标都是在汽车上使用氢;日本和韩国也计划将氢用于固定式装置。韩国的固定式燃料电池装机容量为300MW,是全球最大的固定式燃料电池应用市场之一。韩国雄心勃勃地计划,到2030年将这一规模扩大至3.5GW。

日本有进口氢用于发电的主要计划，反映了在现有发电厂联合燃烧进口氨以降低二氧化碳浓度的潜力。

表 13. 从国家和地区路线图，2030年亚太地区的氢需求和供应

国家	2030前计划				备注
	氢能流 (百万吨H ₂ /年)	交通 (千辆)	发电 (GW)	住宅 (百万户)	
澳大利亚	0.5				澳大利亚的战略可能以出口为主导。
中国	0.2	1 000 (小型车)			中国的战略重点是使国内供给与国内需求相匹配。
日本	0.3	800 (小型车) 1.2 (巴士)	1	5.3	主要是发电需求。 来自交通运输的需求约为15万吨H ₂ /年，预计将在国内得到满足。
新西兰 (Taranaki only)	0.7				Taranaki提议出口30万吨H ₂ (0.5-1GW)，占产量的40%。
韩国	0.2	630 (小型车) 150 (卡车)	3.5		动力的目标是燃料电池，不一定是氢

Sources: Commonwealth of Australia (2018), *Hydrogen for Australia's Future*; Ministerial Council on Renewable Energy, *Hydrogen and Related Issues* (2017), *Basic Hydrogen Strategy*; Venture Taranaki (2019), *Hydrogen Taranaki Roadmap*.

虽然中国目前的重点是在10个全球规模的零排放汽车城市中心为当地交通运输提供氢气，但它很有可能成为未来国际氢气贸易的参与者。印度在氢的生产、储存和最终用途方面有积极的研究项目，尽管它还没有任何重大的示范项目。澳大利亚已经是该地区最大的液化天然气出口国，与其他亚洲国家建立了贸易联系。中国拥有大量的煤炭和可再生资源，可以转化为低碳氢，以满足日本和韩国不断增长的需求。澳大利亚仍在制定其国家氢战略，但很可能在短期内优先发展出口市场，而不是大规模的国内使用。一项研究估计，到2030年，氢出口将贡献12亿美元，为澳大利亚提供2800个就业岗位(澳大利亚联邦，2018)。新西兰也在寻找可能的出口市场，并估计到2030年可再生电力可生产70万吨H₂/年，其中30万吨H₂/年可用于出口(Venture Taranaki, 2018)。新西兰还在2018年与日本签署了一份合作备忘录，以开发和扩大氢出口，而新加坡正在研究氢进口的可行性。



框 20. 正在进行的与亚太地区氢贸易有关的关键氢项目

电解。澳大利亚水晶溪能源公园(Crystal Brook Energy Park)的一台50MW的电解槽，结合风能、太阳能和电池(分别为150MW、150MW和400MW)，预计将于2019年做出最终投资决定，2021年投入使用(Parkinson, 2018)。澳大利亚林肯港附近的一个30MW电解槽项目，已经为2020年的启动提供了1.18亿澳元的资金(南澳大利亚州政府, n.d.)。该项目将生产高达1.8万吨H₂/年。

基于化石燃料生产。到2021年，澳大利亚和日本将共同投资5亿澳元，将有CCUS的煤炭转化为3 吨H₂用于液化和向日本运输。HESC, 2019)。文莱一个耗资1亿美元的试点项目正在建设中，该项目将生产210吨来自天然气的H₂，通过液态有机运输船运往日本，供电力行业使用。该项目将于2020年投产。日本能源经济研究所(Institute of Energy Economics)正在探索从沙特阿拉伯进口氨的可行性，用于日本发电。这种氨有带CCUS的天然气制成。氨的价格需要350美元/吨，才能与日本的天然气和煤炭发电竞争。关西电力计划到2020年实现氨与煤的混合燃烧。自2016年以来，IHI一直在研究用带20%的甲烷的氨在横滨燃烧。

混合动力。挪威正在评估从有CCS水力发电和天然气中生产氢的规模，并将其运往亚洲。

Sources: Parkinson (2018), "Neoen plans world's biggest solar + wind powered hydrogen hub in S.A."; Government of South Australia (n.d.), "Hydrogen and green ammonia production facility"; DIIS (2018), "Local jobs and a new energy industry for the LaTrobe valley"; HESC (2018), "Latrobe Valley".

2030年欧洲的氢贸易时间表

欧洲国家之间的氢贸易存在着广泛的机会。天然气网络最有可能成为此类交易的载体，但也可以使用专门的跨境管道或国内水路。氢和电的贸易可以帮助国家间平稳的低碳能源供应，并帮助低成本的供应与需求相匹配，进口氢可能与本地生产相竞争(第3章)。从可再生能源电解氢尤其如此:在北非，从专用可再生电力生产氢，在不久的将来，进口成本可能会低至4.7美元/kgH₂，⁶⁰相比之下，欧洲大部分地区的可再生电力生产的氢价格为4.9美元/kgH₂。有CCUS的天然气制成的氢也可以从中东进口，竞争成本低至2美元/kgH₂，如果氨裂解为纯氢，为2.6美元/kgH₂。然而，如果欧洲也能以同样的成本获得二氧化碳储存，那么进口天然气并在欧洲生产氢气可能更划算。天然气可以通过CCUS就地转化为氢气进口，成本约为2.3美元/kgH₂。

与这些地区的能源贸易是欧洲邻国政策的一个支柱，预计将继续如此。为了支持这一政策目标，欧洲联盟支持在非洲和中东的能源基础设施投资。这些地区都包括在欧洲邻国文书的范围内，该文书对2014年至2020年的预算超过150亿欧元。

⁶⁰ 如果需要的话，海水淡化预计只会增加1%的成本。



非洲-欧盟能源伙伴关系的能源安全目标包括，到2020年，非洲对欧盟的电力互联和天然气出口将比2010年翻一番。欧盟已经从北非(主要是阿尔及利亚)进口了大约12-14%的天然气，尽管目前还不清楚这些管道是否能以低成本有效的方式重新利用，以以超过百分之几的比例运输氢气。

近期政策重点

目标和长期政策信号。通过双边和多边伙伴关系协调各国的国家氢战略和路线图，将有助于价值链两端的风险管理。

创造需求。进口氢可以用于许多领域，但最终用户只有在符合成本效益的情况下才会转而使用氢或氢基产品。政府可以通过使用组合标准、授权、绩效标准、税收减免和二氧化碳定价，帮助氢在目标行业实现成本效益。出口国可以通过向买方提供有时限的支持来刺激早期出口。在国际支持下投标方案可将基础设施费用减至最低。同样，通过国际合作，达到足够的需求，以证明在进出口终端和氢供应方面的投资是合理的，也是最好的。

投资风险降低。首个商业化规模的氢出口和进口基础设施项目将代表可观的投资，并可能受益于公私合作关系的结构，其中包括一些直接公共投资和多阶段的合同授予竞争。在某些情况下，风险最好的管理方法是采用模块化的方法，并从资助更小的项目开始，以打消出资方的疑虑，尽管这对运送氢气的船舶和存储设施等基础设施可能并不有效。随后的项目应从第一个项目的学习和知识交流中获得重大利益，只要这些项目不需要具有商业机密。各国政府尽早就关税问题作出明确表态，并为氢进口制定明确的许可程序，特别是对第一类产业中资本密集型的大型基础设施项目，将对风险管理大有裨益。

研发、战略示范、知识共享。关于最有效的氢运输载体的不确定性仍然存在，有很大的余地对各种选择进行彻底调查，并提高效率和资本成本。液化效率、蒸发管理、可扩展性和冷却循环效率都需要改进。战略示范项目的目标可以是扩大直接或以氨形式生产氢气的液化和再气化设施。

协调标准，消除障碍。在这一价值链中，国际标准化将是至关重要的，包括“原产地保证”⁶¹、氢纯度、液化/转化和再气化/再转化设施的设计及设备规格。国际海事组织的一些规章可能需要修订和建立新的规章。

⁶¹ 表12描述了这一点。注:对于使用CCUS生产的氢，导致永久性的二氧化碳储存或类似物，一个简单的方法可以是将氢的产量乘以二氧化碳捕获率来计算一个经过认证的“低碳”氢的数量。其余的氢将未经认证(即具有未减弱的化石氢的二氧化碳强度)。



下一步

分析师的下一步是什么？

本报告是根据出版物以及政府和工业界接触的最新资料和数据编制的。它建立在IEA在讨论和对比的每一个领域的广泛技术和经济建模专业知识的基础上。然而，在知识和分析方面仍存在许多差距，包括在不同部门最有效的政策类型。通过协调一致的努力，支持明智的决策，未来几年可以做很多事情来填补这些空白。今后五年将获得更多的资料，特别是本报告所强调的项目和计划，这将为进一步的定量和定性分析提供坚实的基础。

四项后续行动将补充为本报告所进行的工作，以及本报告所依据的在世界各地发表的所有专家工作：

1. 将所有氢供应源和需求源之间的潜在联系纳入能源方案，以探索相互竞争的能源途径之间的复杂权衡。一个关键的挑战是将学习结合起来，因为技术同时部署在多个行业和多个级别的治理之下(从市政到国家和区域)。了解不同途径的基础设施需求也将是决策的核心。
2. 开发可靠的“关键”资源，跟踪政策、技术和成本趋势的进展。如果没有关于成本和部署的准确信息，学习率将仍然高度不确定，分析师之间的分歧将持续存在。可以建立公共和私营部门的报告机制，使所有各方受益。
3. 协调和加强这一领域现有的和计划中的多边倡议，包括国际能源机构氢和先进燃料电池技术合作方案、国际能源局、氢能源部长材料、清洁能源部长、特派团创新和行业协会。
4. 与私营部门合作伙伴和其他主要利益攸关方共同创建国家、州和地方政府之间的知识交流论坛。如果没有所有能够提供资金、实施监管、管理安全、以及最重要的是与当地社区建立有效伙伴关系，氢基础设施的部署将无法实现。

国际能源署计划在这份报告之外继续其对氢的前沿分析，包括作为2019年5月启动的清洁能源部级氢倡议(Clean Energy ministry hydrogen Initiative)的协调人。任何新的数据和额外的分析(连同假设、交互式图表、表格和地图)都可以通过IEA氢能源网站访问 – www.iea.org/hydrogen.



翻译

政府和产业的下一步是什么？

今天氢似乎有了顺风，有机会成功地建立在这一前所未有的势头上。这份报告指出，2030年将成为更广泛地部署清洁、可负担得起的氢的关键跳板。我们需要明智的政策，以工业应用的可靠使用为基础，推动更大规模的低成本低碳氢生产，同时刺激新的需求来源，并连接市场。

本章涵盖的四个关键价值链提供了机会，在现有产业、基础设施和政策的基础上，在短期机会看起来最有希望的领域扩大低碳氢供应和需求。针对每一个价值链的政策建议都是具体的，但不是详尽的，与所有新技术一样，在这条路上肯定会出现更多的机会和挑战。

充分利用这些短期机遇，可以使低碳氢在全球实现清洁、安全、有弹性和成本效益的全球能源体系的长期努力中发挥关键作用。在某些领域，氢和氢基燃料很可能是少数几种可能的低碳替代品之一，而在另一些领域，它可能最终没有经济意义或需要进一步分析。总的来说，氢的潜在关键作用在世界范围内得到了越来越多的认可。

回答最初的问题带来的这份报告：是的，有一种强烈的机会，这一次可以，事实上，是不同的，有一个新的和可靠的途径干净、负担得起的和广泛使用的氢在全球能源系统中，只要政府、公司和其他行动者近期抓住这些机会。

参考文献

AFC TCP (Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme) (2018), AFC TCP 2018 Survey on the Number of Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen Refuelling Stations and Targets, provided to IEA by AFC TCP.

Air Liquide (2019), "Supply modes", www.airliquide.com/industry/supply-modes.

Bundesnetzagentur (2018), *Monitoring Report 2018 – Key Findings*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/KernaussagenEng_MB2018.pdf?blob=publicationFile&v=2.

Cadent (2018), *HyNet North West: From Vision to Reality*, https://hynet.co.uk/app/uploads/2018/05/14368_CADENT_PROJECT_REPORT_AMENDED_v22105.pdf.

CF Industries (2017), *More Ways to Win: 2017 Annual Report*, www.cfindustries.com/globalassets/cf-industries/media/documents/reports/annual-reports/cf-industries-2017-annual-report.pdf.

DNV-GL (2017), *Verkenning Waterstofinfrastructuur*, DNV-GL/Topsector Energie, www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20overkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf.



翻译

- DIIS (Ministers for the Department of Industry, Innovation and Science) (2018), "Local jobs and a new energy industry for the LaTrobe valley"
<https://www.minister.industry.gov.au/ministers/cash/media-releases/local-jobs-and-new-energy-industry-latrobe-valley>.
- Dodds, P.E. and S. Demoullin (2013), "Conversion of the UK gas system to transport hydrogen", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 30, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070>.
- Dolci, F. et al. (2019) "Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot", *International Journal of Hydrogen Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>.
- EnergyStock (2019), "The hydrogen project HyStock", <https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>.
- Commonwealth of Australia (2018), *Hydrogen for Australia's Future*, Hydrogen Strategy Group, 68, www.chiefscientist.gov.au/wp-content/uploads/HydrogenCOAGWhitePaper_WEB.pdf.
- FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking), (2017), "Development of business cases for fuel cells and hydrogen. Applications for regions and cities", www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/hydrogen_injection_into_the_natural_gas_grid-development_of_business_cases_for_fuel_cells_and_hydrogen_applications_for_regions_and_cities.pdf.
- Fraille, D. et al. (2015), "Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas", www.fch.europa.eu/sites/default/files/project_results_and_deliverables/D%20201.2.%20Overview%20of%20the%20market%20segmentation%20for%20hydrogen%20across%20potential%20customer%20groups%20based%20on%20key%20application%20areas.pdf.
- Frontier (2018), "The importance of the gas infrastructure for Germany's energy transition", Frontier Economics/IAEW/4 Management/EMCEL, www.frontier-economics.com/media/2247/fnb-green-gas-study-english-full-version.pdf.
- Government of South Australia (n.d.), "Hydrogen and green ammonia production facility", www.renewablesa.sa.gov.au/topic/hydrogen/hydrogen-projects/hydrogen-green-ammonia-production-facility (accessed 9 April 2019).
- H21 (2018), *H21 North of England*, H21/Northern Gas Networks/Equinor/Cadent, www.northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-26Nov18-v1.0.pdf.
- HESC (Hydrogen Energy Supply Chain) (2018), "Latrobe Valley", <https://hydrogenenergysupplychain.com/latrobe-valley>.
- IEA (2018a) (International Energy Agency), *World Energy Prices*, Paris, <https://webstore.iea.org/world-energy-prices-2018>.
- IEA (2018b), *Market Report Series: Renewables 2018*, Paris, <https://webstore.iea.org/market-report-series-renewables-2018> .
- Integraal Waterstofplan Noord-Nederland (2019), *Investeringsagenda Waterstof Noord-Nederland*, www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Beleid_en_documenten/Documentenzoeker/Klimaat_en_energie/Energie_transitie/Investeringsagenda_waterstof_Noord-Nederland.pdf.
- METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) (2019), *Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*, www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html.
- Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues (2017), *Basic Hydrogen Strategy*, METI, www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf.



- MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy) (2019), "Government announces roadmap to promote hydrogen economy",
www.motie.go.kr/motie/nc/press/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=161262&bbs_cd_n=81.
- Mulder, M., P. Perey and J. L. Moraga (2019), "Outlook for a Dutch hydrogen market – Economic conditions and scenarios", Centre for Energy Economics Research, Policy Paper No. 5,
www.rug.nl/ceer/blog/ceer_policypaper_5_web.pdf (accessed 9 April 2019).
- National Grid (2019), *Monthly System Balancing Reports* (January to December 2018),
www.nationalgrideso.com/balancing-data/system-balancing-reports (accessed 29 April 2019).
- NIB (Noordelijke Innovatie Board) (2018), "The green hydrogen economy",
<http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/>.
- NN (2018), *Toekomstbestendige gasdistributienetten*, Netbeheer Nederland/KIWA,
www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Kiwa%20-Toekomstbestendige%20gasdistributienetten%20-%20GT170272%20-%202018-07-05%20-D...pdf.
- NSWPH (North Sea Wind Power Hub) (2019), "Planning the future today",
<https://northseawindpowerhub.eu/vision/>.
- Oil & Gas Journal (2018), *Worldwide Refinery Survey – 2018*, <https://ogjresearch.com/products/worldwide-refinery-survey-2018.html> (proprietary data).
- Parkinson, G. (2018), "Neoen plans world's biggest solar + wind powered hydrogen hub in S.A.",
<https://reneweconomy.com.au/neoen-plans-worlds-biggest-solar-wind-powered-hydrogen-hub-in-s-a-53674/>.
- Platts (2018), *Olefins Database*, www.spglobal.com/platts/en/products-services/petrochemicals/global-polyolefins-outlook (proprietary data).
- PoR (Port of Rotterdam) (2019), "H-Vision: Blue hydrogen for a green future",
www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/h-vision-blue-hydrogen-for-a-green-future.
- ReNews (2019), "Engie Hydrogen looks offshore to power 100MW Dutch electrolyser", www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2019/04/reNEWS_April-2019.pdf.
- Roads2Hy.com (2007), "European hydrogen infrastructure atlas" and "Industrial surplus hydrogen and markets and production",
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=2CE6E8E0372BA3DFB981E8F506C7E6AA?doi=10.1.1.477.3069&rep=rep1&type=pdf>.
- SGL (2017), *A greener gas grid: What are the options?*, Sustainable Gas Institute/Imperial College London,
www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/12/SGL-A-greener-gas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1.
- Steel Institute VDEh (2018), *Plantfacts Database*, https://en.stahl-online.de/wp-content/uploads/2016/04/Plantfacts_englisch_2015_Internet.pdf (proprietary data).
- Tennet (2018), "Gasunie, TenneT and Thyssengas reveal detailed, green 'sector coupling' plans using power-to-gas technology", www.tennet.eu/news/detail/gasunie-tennet-and-thyssengas-reveal-detailed-green-sector-coupling-plans-using-power-to-gas-tec/.
- Venture Taranaki (2018), *Hydrogen Taranaki Roadmap*, Tapuae Roa Project, 68,
<http://about.taranaki.info/Taranaki2050/Work-Group-Files/H2-Taranaki-Roadmap.pdf>.
- Yara (2018), *Annual Production Capacity*, www.yara.com/siteassets/investors/04o-analyst-information/02o-sensitivities/production-capacities-march-2018.pdf (accessed 9 April 2019).

缩写和首字母缩写

ASU	空气分离装置
ATR	自热式重整
BEV	电池电动汽车
BF-BOF	高炉-碱性氧气炉
CAES	压缩空气储能;
CAPEX	资本支出
CCGT	联合循环燃气轮机
CH ₃ OH	甲醇
CNG	压缩天然气
CO	一氧化碳
CO ₂	二氧化碳
CCS	碳捕获和储存
CCUS	碳捕获、利用和储存
CNG	压缩天然气
CSA	中美洲和南美洲
CSIRO	澳洲联邦科学和工业研究组织
DAC	直接空气捕捉
DRI	直接还原铁
DRI-EAF	直接还原铁电电弧炉
EAF	电弧炉
EOR	提高原油采收率
FC	燃料电池
FCEV	燃料电池电动车
FLH	燃料负载小时
FT	Fischer-Tropsch
G20	Group of Twenty
GHG	温室气体
GT	燃气轮机
H ₂	氢
HESC	氢能供应链
HVC	高附加值化学品
ICE	内燃机
IEA	国际能源机构
IMO	国际海事组织
IPHE	经济中氢燃料电池的国际合作
ISO	国际标准化组织
JUMP	组合式装置
LCFS	低碳燃料标准
LHV	低发热值
Li-Ion	锂离子
LNG	液化天然气
LOHC	液态有机氢载体
LPG	液化石油气
MCFC	熔融碳酸盐燃料电池
MCH	甲基环己烷
MeOH	甲醇
N ₂	氮
NG	天然气
NH ₃	氨



翻译

NO _x	氮氧化物
OPEX	运营支出
PAFC	磷酸燃料电池
PEM	质子交换膜
PEMFC	聚合物电解质膜燃料电池
PHES	泵送水电能源储存
PV	光伏
R&D	研究和开发
RD&D	研究、开发和示范
RoW	世界其他地区
rSOEC	可逆固体氧化物电解槽
SDS	可持续发展设想
SMR	蒸汽甲烷重整
SOEC	固体氧化物电解槽
SOFC	固体氧化物燃料电池
US DOE	美国能源部
VLSFO	超低硫燃料油
VRE	变量可再生能源
WACC	加权平均资本成本
WAG	工作产生气体
WGS	水气转变
w/	有
w/o	无
ZEV	零排放汽车

Units of measure

bbl	桶
bbl/d	桶/天
bcm	十亿立方米
bcm/yr	每年十亿立方米
cm/s	厘米/秒
gCO ₂	二氧化碳克
gCO ₂ /kWh	每千瓦时二氧化碳的克数是
GJ	十亿焦耳
Gt/yr	十亿吨/年
GtCO ₂	十亿吨二氧化碳
GtCO ₂ /yr	每年有十亿吨的二氧化碳排放
GW	吉瓦
GWh	吉瓦时
h	小时
kb/d	每天一千桶
kg	公斤
kgCO ₂	千克二氧化碳
kgH ₂	千克氢
kg/m ₃	千克每立方米
km	公里
ktH ₂	千吨氢
ktH ₂ /yr	每年有千吨氢气
kW	千瓦
kW _e	千瓦电
kWh	千瓦时
kWh-eq	千瓦时当量
kW _{H2}	千瓦的氢
m ²	平方米
m ² /kW _e	平方米每千瓦电



翻译

m ³	立方米
mb/d	百万桶/天
MBtu	百万英热单位
MJ	兆焦
MJ/L	兆焦每升
MJ/kg	兆焦每千克
Mt	百万吨
Mt/yr	每年百万吨
MtH ₂	百万吨氢气
MtH ₂ /yr	每年百万吨氢气
MtCO ₂ /yr	每年百万吨二氧化碳
Mtoe	百万吨石油当量
Mtoe/yr	每年百万吨石油当量
MW	兆瓦
MW _e	兆瓦电
MWh	兆瓦时
MW _{H₂}	兆瓦的氢
t	吨
tCO ₂	吨二氧化碳
tCO ₂ /t	吨二氧化碳的排放量
tCO ₂ /tH ₂	每吨氢气产生吨二氧化碳
tH ₂	吨氢气
tH ₂ /yr	吨氢每年
tNH ₃	吨氨
tpd	每天
TWh	太瓦时
TWh/yr	太瓦时每年



翻译

国际能源署为日本G20准备的报告

日本将于2019年担任二十国集团(G20)轮值主席国，要求国际能源署(International Energy Agency)分析二十国集团(G20)及其他国家的进展，为高层讨论氢提供坚实基础，前提是各国对氢的地位和前景达成共识。日本总统任期从2018年12月1日开始，一直持续到2019年11月30日，将重点放在创新、商业和金融上[1]。在能源和环境领域，日本希望创造“环境与增长之间的良性循环”，这是2019年6月15日至16日在日本Karuizawa举行的G20能源转型与全球环境促进可持续增长部长级会议的核心主题。

报告初稿已提交至2019年4月18日至19日举行的二十国集团能源转型工作组第二次会议。这份最终报告包含了G20成员国在4月份提交的反馈和意见，并与ETWG成员国共享。

这份最终报告被引用于“为日本担任G20主席国而拟定的文件”中，该文件已分发给2019年6月15日至16日在清水泽召开的G20能源部长会议。

作为2019年二十国集团大阪峰会的投入，这份报告是IEA的贡献；它没有提交能源部长们的正式批准，也没有反映G20成员国的国家或集体观点。报告列出了目前的情况；氢如何帮助实现一个清洁、安全和可负担得起的能源未来；以及政府和行业如何实现其潜力。与其他相关信息一起，该报告可在国际能源署氢能源门户网站上找到 <https://www.iea.org/topics/hydrogen/>。

^[1] 二十国集团主席国日本的愿景和重点概述，请见 www.japan.go.jp/g20japan/。



翻
译

国际能源署

国际能源机构审查了包括石油、天然气和煤炭供应、可再生能源技术、电力市场、能源效率、获得能源、需求侧管理等在内的所有能源问题。

国际能源机构通过其工作，倡导在其30个成员国、8个联系国及其他国家中提高能源的可靠性、可负担性和可持续性的政策。

请注意，本出版物受限于限制其使用和发行的特定限制。有关条款及细则可于www.iea.org/t&c查看

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA 成员国:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA 联盟国:

Brazil
China
India Indonesia
Morocco
Singapore South Africa Thailand



翻译

本出版物反映了能源机构秘书处的意见，但不一定反映能源机构个别成员国的意见。国际能源署不就该刊物的内容(包括其完整性或准确性)作出任何明示或隐含的陈述或保证，亦不负责使用或依赖该刊物。除非另有说明，数字和表中所列的所有材料均来自国际能源机构的数据和分析。

本出版物和其中所包括的任何地图均不损害任何领土的地位或主权、国际边界和边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称。

IEA. All rights reserved.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - June 2019

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock



翻译

