



中德能源与能效合作
Energiepartnerschaft
DEUTSCHLAND - CHINA

Supported by:

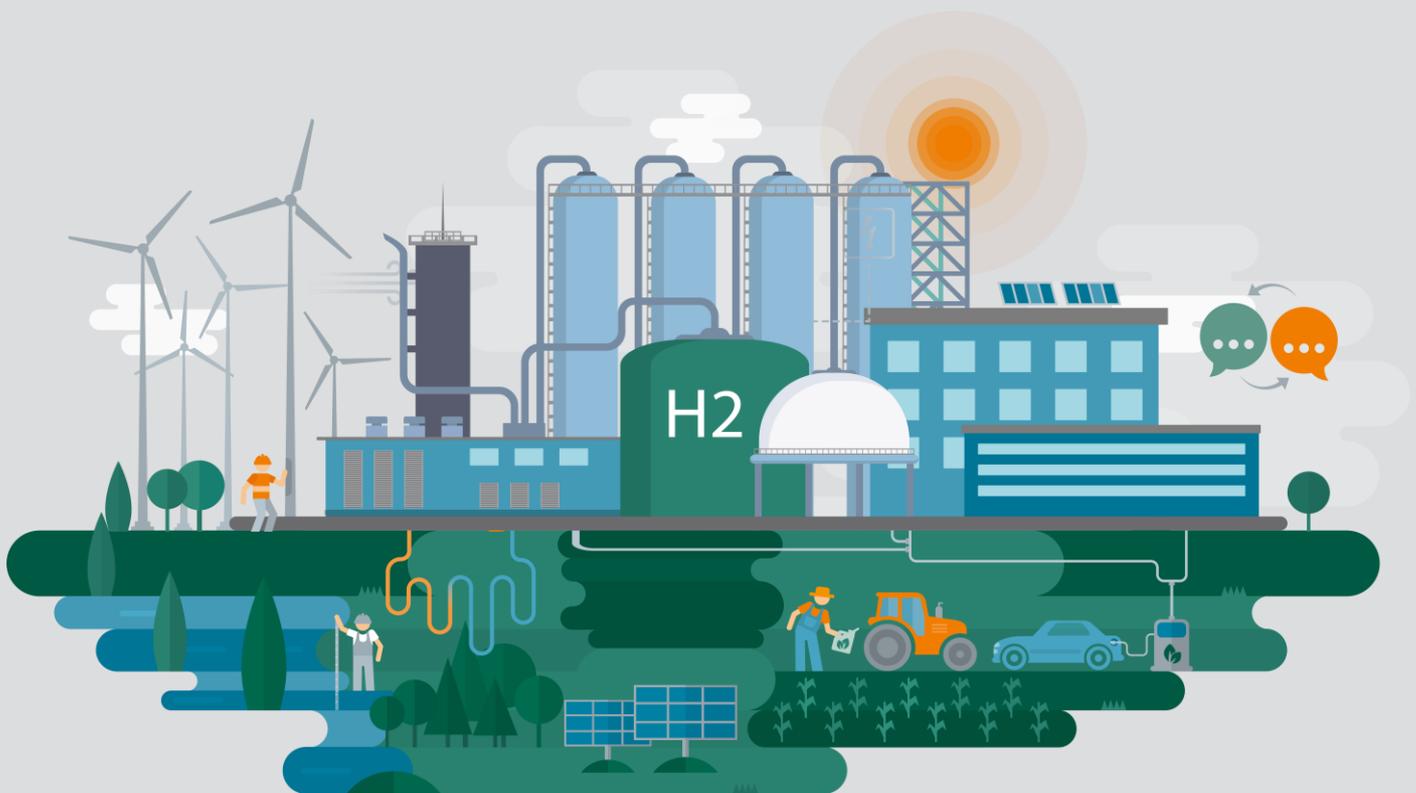


Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag

绿氢认证： 欧盟近期工作和进展

中德能源与能效合作伙伴



出版说明

《绿氢认证：欧盟近期工作和进展》（Certification of green hydrogen: Recent efforts and developments in the European Union）报告在中德能源与能效合作伙伴项目框架下发布。项目受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托和资助，中国国家发展和改革委员会、国家能源局作为中方政府合作伙伴提供支持和指导。项目旨在围绕能效提升和发展可再生能源，通过深入交流可持续能源系统发展相关的政策、最佳实践和技术知识，推动高级别政府对话，企业与政府交流以及技术和政策法规层面交流，从而促进和推动两国能源转型，助力实现气候目标。

受德国联邦经济和气候保护部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责实施中德能源与能效合作伙伴项目。作为德国联邦企业，德国国际合作机构支持德国政府开展国际合作，推动实现可持续发展目标。

发布方

中德能源与能效合作伙伴
德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托
中国北京市朝阳区亮马河南路 14 号塔园外交人
员办公楼 1-15 号
邮编：100600

c/o

德国国际合作机构（GIZ）
Torsten Fritsche
Köthener Str.2
Berlin 10963

项目管理

尹玉霞
Maximilian Ryssel
德国国际合作机构（GIZ）

作者

Naomi Gericke、Stefan Thomas 博士
伍珀塔尔气候、环境与能源研究所

设计

edelman.ergo（委托方：德国联邦经济事务和能源
部）

图片

德国联邦经济和气候保护部/封面
Shutterstock 1909277101/第 17 页
Shutterstock 1786937360/第 21 页

© 北京，2022 年 7 月

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本报告仅代表作者的观点，而不代表项目合作伙伴的观点，如有任何信息纰漏或错误，报告作者负全责。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述不代表委托方的意见。

目录

| | |
|---|----|
| 缩略语表..... | 5 |
| 背景..... | 6 |
| 1.1 研究目的..... | 6 |
| 1.2 中国的氢能生产现状..... | 6 |
| 2. 绿氢认证的可持续性规定..... | 8 |
| 2.1 温室气体 – 全供应链评价：开发、建设、运行和运输..... | 8 |
| 2.2 用额外的可再生能源电力满足的制氢电力需求..... | 8 |
| 2.3 水、土地、生物多样性、社会经济影响和原材料..... | 9 |
| 3. 欧盟氢认证的监管框架和工作..... | 11 |
| 3.1 原产地担保证书（GoO）..... | 11 |
| 3.2 非生物来源的可再生燃料（RFNBO）的可持续性标准..... | 12 |
| 3.3 RED II 对绿氢额外性的定义：第 27 条第(3)款..... | 12 |
| 3.4 非生物来源的可再生燃料（RFNBO）温室气体减排量阈值和核算方法：第 25 条第(2)款和第 28 条第(5)款..... | 13 |
| 3.5 适用范围..... | 15 |
| 3.6 《欧盟分类法》中的氢气..... | 15 |
| 4. 更广泛的认证标准的可能性..... | 17 |
| 4.1 温室气体排放：需要雄心勃勃的减排目标和路径..... | 17 |
| 4.2 生产电力的额外性：特别是在可再生能源发电量超过需求总量的情况下，将电解用作灵活负荷..... | 18 |
| 4.3 努力生产“绿色可持续”氢..... | 19 |
| 4.4 氢气泄漏、水蒸气及其对大气的潜在影响有待深入分析..... | 20 |
| 5. 展望：氢基合成燃料的其他方面..... | 21 |
| 5.1 将可持续来源的二氧化碳转化为碳氢化合物..... | 21 |
| 5.2 扩大原料供应..... | 21 |
| 5.3 《欧盟分类法》与氢基燃料..... | 21 |
| 6. 建议..... | 22 |
| 全供应链温室气体减排..... | 22 |

| | |
|---|----|
| 可再生能源电力的额外性 | 22 |
| 将可持续性标准纳入认证体系 | 23 |
| 附录 | 24 |
| 关于《可再生能源指令 II》（REDII）：第 27 条第(3)款中绿氢额外性定义的细节..... | 24 |
| 参考文献..... | 26 |

缩略语表

| | |
|-----------------|--|
| bcm | 十亿立方米 |
| CHN Energy | 中国国家能源投资集团 |
| CCS | 碳捕集与封存 |
| DAC | 直接空气捕集 |
| DNSH | “无重大损害” |
| EJ | 艾焦 |
| EU | 欧盟 |
| GJ | 吉焦 |
| GHG | 温室气体 |
| GoO | 原产地担保证书 |
| MMt | 百万公吨 |
| MWh | 兆瓦时 |
| PPA | 购电协议 |
| PV | 光伏 |
| PtX | 电转 X 燃料 |
| RED I, RED II | （欧盟）《可再生能源指令》 2009/28/EC（RED，某些地方也称为 RED I），2018 年，欧盟对其进行了修订，称为 2018/2001 号《可再生能源指令》（某些地方也称为 RED II） |
| RED III | 计划修订《可再生能源指令》RED II 的欧盟指令（目前处于提案阶段） |
| RES-E | 可再生能源发电 |
| RFNBO | 非生物来源的可再生燃料 |
| R&D | 研发 |
| TWh | 太瓦时 |
| T/CAB 0078-2020 | 中国氢能联盟提出的《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》 |

1.背景

1.1 研究目的

在化学和石化工业中，氢能的使用历史悠久。当前，在碳中和的多个长期场景下，氢能的使用成为经济发展中实现脱碳化发展的重要基础实现途径之一。通过转变氢气的生产、运输和储存过程，可以降低温室气体（GHG）排放，同时通过扩大氢能的应用场景，将有助于减少二氧化碳排放。特别是利用可再生能源发电生产的绿氢，以及由绿氢衍生的其他非生物来源的可再生燃料（RFNBO），对于今后将长期依赖气体和液体燃料的行业，如海运业和航空业，以及能源行业和工业，都具有重要意义。

然而，目前氢的生产主要来自天然气和煤炭。即使使用绿色电力电解生产氢气，为保持相应平衡，系统边界也需要基于油井到油箱（Well to Tank）方法，涵盖氢能生命周期的所有步骤及各种其他因素。假设许多国家生产的绿氢及其衍生产品无法满足国内需求，需要通过国际贸易从国外进口，我们还要认真思考制氢对对氢能出口国的环境和社会影响，特别是在气候变化下的水供应问题。

在能源领域，针对氢及其衍生品即电转 X（PtX）燃料可持续性，存在多种定义和认证体系，其中不同程度的涉

1.2 中国的氢能生产现状

本节介绍中国氢能领域的现状和计划，帮助读者简单了解相关背景。更多详情，特别是关于认证工作的详细信息，请参见关于中国的平行研究报告《中国氢能发展报告 2022》。目前，中国是全球最大的氢生产国，年产量为 3300 万吨（GIZ 2022）。大部分氢气产自化石能源（60%为煤炭，25%为天然气）和其他来源，或作为工业副产物（14%）产生。出于经济性考虑，电解水制氢是使用率最低的生产手段（仅为 1%）。目前，中国许多关键材料依赖进口，国产零部件有待进一步开发。根据中国氢能联盟预计，到 2030 年，中国氢气需求量将达到 3500 万吨，2050 年将达到 6000 万吨（Earley 2021）。2022 年 3 月，中国国家发展和改革委员会（NDRC）发布了首个全面氢能战略——《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，进一步证明，在能源行业发展以及实现 2030 年和 2060 年碳达峰和碳中和目标方面，氢

及到了氢气生产和供应链的各个阶段。如果主要的氢能潜在进、出口国能在“绿氢”国际贸易的初始阶段，就低碳氢的联合认证体系达成一致，并符合可持续发展其他标准，将有助于各方发展。通过持续交流，有助于形成协调一致的认证标准，作为各国切实可行的评价工具。

在此背景下，本研究旨在概述：

- 与绿氢认证相关的可持续性普遍观点；
- 特别是欧盟（EU）层面绿氢和电转 X 燃料认证标准认定的现状和发展，包括对氢气市场发展和可持续性的影响。为此，欧盟于 2022 年 5 月 23 日发布了授权法案，征询程序于 2022 年 6 月 17 日结束；
- 潜在的更全面的认证标准建议
- 氢基合成燃料需要考虑的其他方面。

根据研究结果，本文作者提出了若干建议。本研究的结果可作为后续研讨会的基础。

气被寄予厚望。根据氢能发展规划，中国将发展氢经济，通过相关创新、氢能基础设施、示范项目和完善的政策和标准的支持，建立涵盖交通运输、储能和行业应用的完整氢产业供应链，并。总体目标是，到 2025 年，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年（3.3-6.7 太瓦时，相当于 1.3 吉瓦电解能力）（GIZ 2022）。

目前，中国尚未出台认定绿氢或低碳氢的国家标准或政策。但在 2020 年 12 月，中国氢能联盟牵头氢能领域相关企业联合编写了自愿性团体行业标准 T/CAB 0078-2020《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》，该标准已由中国产学研合作促进会发布，但并非官方政策文件。该标准运用生命周期评价方法，给出了三类氢的单位碳排放量。主要标准包括单位氢温室气体排放量以及能源是否为可再生能源（Earley 2021）（见表 1）。

未通过碳捕集与封存，天然气制氢的温室气体排放值属于该标准中低碳氢的范畴，而加装碳捕集与封存后天然气制取的蓝氢则符合该标准中清洁氢的范畴。

表 1: T/CAB 0078-2020 《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》中低碳氢、清洁氢及可再生氢的评价标准。2020 年 12 月 29 日发布（基于 Earley 2021）

| | 指标 | | |
|--|-------|------|------|
| | 低碳氢 | 清洁氢 | 可再生氢 |
| 单位氢气温室气体排放值 ($\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$) \leq | 14.51 | 4.9 | 4.9 |
| 单位氢气温室气体排放值转换为 $\text{kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}$ 值 | 约 120 | 约 40 | 约 40 |
| 氢气生产所消耗的能源是否为可再生能源 | 否 | 否 | 是 |

2. 绿氢认证的可持续性规定

下文将介绍目前文献中探讨的可持续氢的普遍观点。在制定国家或国际认证计划时，可以将这些方面纳入考虑，以实现绿色公平的燃料生产。这些方面涉及国家和国际两个层面，是本报告后续章节的基础。

随着氢能市场的快速发展，各国纷纷启动产业转型支持计划，旨在打造氢经济并开展广泛的政府间氢能合作。与此同时，各国都在规划巨大的氢气产能。因此，当务之急是确保这条新的能源发展道路能够真正助力可持续发展。

2.1 温室气体 – 全供应链评价：开发、建设、运行和运输

为确保对温室气体减排产生积极影响，认证工作必须着眼于氢气生产和供应的全产业链排放。通常需要考虑四个基本步骤（Heinemann 和 Mendlevitch, 2021, Jensterle 等 2019/GJETC 2020）：（1）技术开发和生产，包括可再生能源电厂、电解、海水淡化厂和其他氢气衍生产品生产；（2）贯穿制氢站的设计、工程和建筑施工等全流程；（3）制氢站运行（如果衍生产品计划出口，还需对其进行提纯）；（4）将氢气或衍生产品运输到应用和储存点。除了运输方式的不同（管道、海运和公路），进、出口国间的距离也产别很大，有可能大部分温室气体的排放极是在产业链的最后一环即运输中产生。

除非以上所有四个步骤都使用零碳能源，否则氢气不可能完全达到零碳标准，而只可能达到低碳标准。因此，需要为低碳氢限定单位氢气温室气体排放值。

2.2 用额外的可再生能源电力满足的制氢电力需求

电力是制取零碳氢或低碳氢的主要投入资源，它可以用于电解、海水淡化、氢气衍生产品生产以及氢能价值链上的其他环节。如果使用氢能的目的是降低温室气体排放，那么用于制氢所有环节的电力生产，也不应排放温室气体。

虽然本研究聚焦绿氢，但生命周期评价原则和可持续发展的其他观点对所有其他形式的低碳氢非常重要，特别是结合碳捕集与封存技术、使用化石燃料制取的蓝氢。低碳电力的额外性也有可能适用于核电制氢。

图 1：氢生产和供应的产业链链



本报告自制图，基于 Heinemann 和 Mendeleevitch (2021)

因此，必须确保整个制氢过程所需的电力来自额外的可再生能源，换言之，制氢需要的电力不占用（没有电解制氢情况下）当前电力系统总需求，而是由额外的可再生发电满足。否则，可再生氢可能会耗尽现有可再生产能，而不是扩大现有可再生产能。

从电网中获取电力时，避免产生额外温室气体排放的正确方法是：只在电网中可再生能源（或其他低碳发电厂）总发电量超过总负荷的时间段进行氢气生产。否则，电解所需的边际电力将由燃气或燃煤机组提供，这将导致大量额外的温室气体排放。

因此，为了认证的顺利进行，必须确定可再生能源的**额外性的认定方法**。最严格的额外可再生能源发电认定方法是：在一个 100%满足用电需求的可再生能源系统中，没有电解制氢的话，存在富余电力。此外，它还可包括 100%满足区域需求后无法远距离输送到负荷中心的可再生电力。

由于可再生能源电力只有在其发电占比达到 50%-60% 才会出现富余，并且富余的时段在初始阶段可能只占一年中的几个小时，导致制取绿氢的成本较高。

2.3 水、土地、生物多样性、社会经济影响和原材料

即使是绿氢生产和供应，也可能对其他领域的可持续性产生负面影响，因此绿氢或清洁氢和可持续氢的认证系统中的标准也必须涉及这些方面。Heinemann 和 Mendlevitch（2021）强调了以下领域。

水资源利用和供应：电解需要水资源。据国际可再生能源署（2021）估计，未来全球氢能需求量将增长至 74 艾焦¹（目前是 8.4 艾焦），相应生产氢气的耗水量将上升至每年 250 亿立方米。多数情况下，用于电解氢的水来自海水淡化。根据化学计量方法，生产 1 千克氢气需要 9 公斤水（国际能源署 2019），而电解槽需要优质水，因此必须进行水处理并需要更多原水。据估计，生产 1 千克氢气需要 18 至 30 公斤原水（Blanco 2021）。其中一部分水可能会实现再循环。然而，在产业链的其他环节中，特别是电力生产（例如清洁或冷却光伏板）也需要水。根据 Blanco 的计算结果，光伏发电额外最多需要水 19Kg//Kg H₂，而风力发电最多需要水 2.1Kg//Kg H₂。尽管有人认为，与农业（每年 2.77 万亿立方米）、工业（7680 亿立方米）和市政部门（4640 亿立方米）等其他领域的用水量相比，全球制氢的需水量仍然相对较小，但必须考虑到，可再生能源发电条件较好的潜在出口国（或地区）通常面临严重的缺水问题。这些国家或地区对氢气生产的额外用水需求可能导致水资源的争夺，从而导致价格上涨（特别是在农业用地和

因此，该标准也可以从**经济或政策层面对额外性**进行定义。例如，以**提高可再生发电容量为目的** - 在没有实现随时 100%可再生供电的系统中，专门为电解而**建设**的可再生发电容量视为额外性。政策层面的额外性可体现在：把可再生制氢纳入政府为了促进可再生能源发展而通过竞拍发放的补贴政策中，补贴对应一个政府设定的容量上限，若通过电解制氢增加的容量超过上限一定数额，可认为是**对基础政策的额外补充**。经济层面的额外性可体现在：氢能生产商为其电解槽采购额外的可再生电力容量，从而与电力企业建立经济联系。例如，在补贴体系之外，通过购电协议采购可再生能源电力。

人口密度较高的沿海地区）。未来几十年里，气候危机将急速加剧，极端天气（特别是干旱和热浪）或将导致需水量上升、供水量下降，从而加剧更多地区的水资源稀缺问题。

Jones 等人（2019）认为扩大海水淡化规模的关键障碍在于盐水生产和海水淡化设施的能源消耗。他们指出，盐水产量为 1.415 亿立方米/天，已经比过去估计的数字高出 50%。浓缩盐水处理过程不仅成本高昂，还会对环境造成负担。作者呼吁改进盐水管理策略和处置方式。

土地与土壤：指的是既可以用作可再生能源发电设施和制氢设施，也可以用作海水淡化、运输和港口基础设施，必要时还用作通过直接空气捕集（DAC）将二氧化碳加工成其他产品的土地。这些需求可能导致土地利用冲突，并影响当地土地权。

此外，在国际贸易的背景下，以下问题值得关注：当发展中国家为了出口可再生能源电力，而将最好的土地转化为可再生能源电力的生产基地，会对本国国内脱碳努力造成何种影响？

生物多样性：发电设施、运输和港口基础设施，同时海水淡化设施会造成周围地区盐碱化，从而对海洋生物圈

¹ 艾焦，即 EJ，等于 10¹⁸ 焦耳

造成严重的生态影响，并可能与自然及野生生物发生冲突。

社会经济影响、人权、安全：氢气出口价值链的建立或许能够推动当地社会和经济的发展，但也可能形成对当地社会和经济发展的挑战。如果无法与当地市政部门合作制定具体可行的实施步骤，那么工作流程不清或者变更土地利用，将可能影响当地居民正常参与经济活动、就

业或能力建设，另外，氢气或衍生产品可能会对工人和环境造成损害。

原材料：建造电解槽和可再生能源发电厂需要稀有原材料，该原材料的开采可能会损害工人和当地居民健康。

表 2 总结了本章所讨论的氢气生产和供应方面的可持续性议题。

表 2：在氢气生产和供应中，认证涉及的可持续性领域

| 供电 | 供水 | 土地利用与生物多样性 | 社会经济影响、人权、安全 | 原材料 |
|---|---|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ 发电过程的碳排放 ▪ 新的大规模电力需求对电网的间接影响 ▪ 引发对廉价的可再生能源电力的竞争对额外可再生能源发电的需求 ▪ 社会经济与生态影响 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 水资源稀缺 ▪ 生态影响较小的盐水处置（海水淡化） ▪ 海水淡化所需的电力 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 土地使用竞争 ▪ 土地的生态意义 ▪ 土地的社会文化意义 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 人权 ▪ 出口国的附加值潜力 ▪ 对本地劳动力的潜在影响 ▪ 安全问题、危险品处理、工人和当地居民健康 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 缺乏建造电解槽和可再生发电厂所需的原材料 ▪ 原材料开采劳工健康保障标准 |

资料来源：自制图，基于 Heinemann 和 Mendeleevitch (2021)

3. 欧盟氢认证的监管框架和工作

欧盟立法如何处理氢及其认证的可持续性问题？在欧洲，氢及其衍生产品认证的核心依据是 2018 年修订的《可再生能源指令》（RED II）。该指令要求欧盟成员国责成燃料供应商提高可再生能源在运输燃料中的份额，并就认证交通运输业使用的非生物来源的可再生燃料（RFNBO）制定框架。2022 年 5 月，欧盟委员会公布相关授权法案的草案，并就草案展开为期 4 周的意见征询，旨在明确如何在法律层面将使用可再生能源生产的绿氢视为额外产生的氢并加以核查，同时详细说明评估非生物来源的可再生燃料（RFNBO）的温室气体减排量（文件中称为“减排量”（savings））核算方法。

此外，《欧盟分类法条例》（EU Taxonomy Regulation）规定了可持续投资的要求，并且针对氢生产、储存、运输和使用等制定了准则（criteria）。

为落实《巴黎气候协定》，欧洲多国已将使用绿氢或低碳氢作为实现其气候目标的关键手段：在交通运输和工业部门，通过可再生能源电解水制取的绿氢被视为化石能源的重要替代品，因为这些部门无法直接或通过电池使用可再生能源电力。这也是能源部门的中长期储能解决方案。

未来氢气需求量巨大。据欧盟预计，到 2050 年，绿氢和氢基燃料的总需求量将达到 6000 万吨或 2000 太瓦时（世界能源理事会 2021）。由于可再生能源潜力有限，欧盟成员国每年必须进口数百万吨脱碳氢气及其衍生产品。因此，制定欧盟绿氢认证的标准和程序迫在眉睫。

《可再生能源指令 II》（RED II）中有两组与氢认证相关的规定：（1）向消费者披露的原产地担保证书（第 19 条），表明一定比例的能源确实来自可再生能源，（2）氢气被认证为“100%可再生”，可作为交通运输部门的非生物来源的可再生燃料（RFNBO）使用。考虑到欧盟规定燃料供应商有义务提高可再生能源在运输燃料中的份额（第 25-30 条），迄今为止，RED II 将仅将用于运输燃料的氢气定义为“100%可再生”。RED 要求欧盟委员会制定规则，以确保为绿氢提供电力的发电装置是其他

用途电力的“额外”补充，即绿氢生产的电力来源不得为现有电力，而必须是额外生产的电力。这项规定不是要求整个系统或区域可再生能源电力富余，而是认定可再生电力“额外性”的一种经济/政策联系形式。此举旨在防止绿电错误分配，避免电解制氢用的绿电本来是要直接用于传统用途以及日益电气化的供热、交通和工业等部门。这将在无意中延长化石燃料发电站或核电站的运行时间，并导致额外的温室气体排放。

2022 年 5 月 23 日，欧盟公布了授权法案草案，以建立一套欧盟方法论，其中规定了详细的非生物来源的可再生燃料（RFNBO）生产规则，并（通过）设定再循环碳燃料的温室气体减排最低阈值；（通过）明确规定一套 RFNBO 及再生利用碳燃料的温室气体减排方法论（欧盟委员会，2022a、b、c）²。欧盟就该草案公开征求意见，截止日期为 2022 年 6 月 17 日。

基于欧盟（绿色新政）的气候雄心，欧盟委员会最近提出一项法律提案，提议修订《可再生能源指令 II》

（RED II）以期出台指令 III。其目的是将氢认证范围从运输燃料扩大到所有行业，例如为工业或供热部门等制定“绿氢”标准。

3.1 原产地担保证书（GoO）

原产地担保证书（GoO）是一种能源证书。以电力领域为例，证书保证一定数量的绿色电力来自可追溯的发

电厂。证书显示所供应的电力是否来自可再生（“绿色”）能源，将绿色能源的选择权交给客户。同时，确保绿电

² https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20_en

只能出售一次，从而维护使用可再生能源的生产商的利益。《可再生能源指令 II》（RED II）第 15 条对电力领域的原产地担保证书作出定义，第 19 条规定，原产地担保证书也可用于氢气，以证明其品质足以达到可再生能源标准。然而，到目前为止，除电力领域外，其他领域尚未建立氢气原产地担保证书体系（GIZ，2021:

10/11）。如有必要，可对现有的原产地担保证书体系进行调整，以满足进一步的核查要求。作为目前 RED II 改革的一部分，核查要求可能涉及额外性或时间及地理相关性。鉴于尚处在法令修订阶段，我们不再对这类认证作进一步详述。

3.2 非生物来源的可再生燃料（RFNBO）的可持续性标准

《可再生能源指令 II》（RED II）第 25 条和第 27 条规定了旨在证明 RFNBO **100%可再生**的一般**可持续性准则（criteria）**。这些准则涵盖上一节所讨论的电力和供应链方面的可再生能源电力的定义。至于其他可持续性准则，如第 2 章中讨论的准则或《欧盟分类法条例》中包含的准则，在 RED II 中并未涉及或要求。

RFNBO 的可持续性准则:

1. 一般可再生发电厂的额外性
2. 并网可再生能源发电厂的发电和制氢的时间相关性
3. 并网可再生能源发电厂发电和制氢的地理相关性
4. 温室气体排放量平衡/减少至少 70%

3.3 RED II 对绿氢额外性的定义：第 27 条第(3)款

由于《可再生能源指令 II》（RED II）设定了可再生能源在运输燃料供应商的燃料中的份额目标，本节内容聚焦于燃料的可再生能源定义。原则上，若使用可再生能源电力电解制氢，则氢作为非生物来源的可再生燃料（RFNBO）被认为是可再生的（RED II 第 27 条第(3)款）。这种可再生能源电力可以由与生产 RFNBO 的设

RED-II 第 28 条第(5)款还要求制定 **RFNBO 温室气体减排的评估方法**。

对于这些（在一般形式上模棱两可的）标准，最近公布的授权法案草案作了详细定义，明确 2018 年指令下欧盟关于可再生氢气的规则 and 标准。人们对其寄予厚望，进行了激烈讨论，并要求氢能协会设定宽松的标准，以避免阻碍氢能的快速发展。第 3.3 章介绍了 RED II 及拟议的授权法案规定的绿氢额外性或可再生能源标准。

施**直接相连**的设施提供，也可以**来自电网**。必须在此方法中纳入严格的额外性标准，以确保与电解中使用的可再生能源电力相对应的可再生能源电力产量增加。RED II 区分了以下 3 种绿氢生产场景。授权法案详述了场景 1 和场景 3，特别是时间相关性和地理相关性。表 3 列出 3 种场景的主要特征（详细说明见附录）。

表 3：RED II 和授权法案实施后可能出现的绿氢生产场景

| | | |
|------------------------------|---|----------------------------------|
| <p>场景 1： 直接连接</p> | <p>可再生能源生产设施与制氢设施直接连接：</p> <ul style="list-style-type: none"> 无并网/无电网用电。 新的可再生能源发电厂设施。 与非生物来源的可再生燃料（RFNBO）生产工厂直接连接的发电厂需要不早于 RFNBO 生产设施前 36 个月投入运行。 | <p>“100%绿氢”</p> |
| <p>场景 2： 平均份额</p> | <p>并网，成员国的电力结构³</p> <ul style="list-style-type: none"> 完全绿氢选项： 如果电解槽位于竞标区⁴，上一日历年可再生能源电力的平均比重超过 90%，且生产 RFNBO 的时长不超过最大小时数/年⁵。 非完全可再生氢选项： 可再生能源在成员国电力结构中的平均份额（2 年前）决定了用于生产绿氢的可再生能源份额。 | <p>“100%绿氢” 或 “部分绿氢”</p> |
| <p>场景 3： 电网输送</p> | <p>并网，需要满足额外性标准</p> <ul style="list-style-type: none"> 可再生能源发电的额外性：要求与可再生能源发电商签订购电协议（PPA），并且所产生的电量必须与电解槽中使用的电量相同，但再调度的场景除外； 时间相关性：建议匹配时间为 1 小时，原因是氢气必须在产生可再生能源电力的同一小时内生产；也可以从本地储能中获取电力（已按 1 小时匹配规则收费），以低于 20 欧元/兆瓦时或低于每吨二氧化碳当量排放补贴价格 0.36 倍的价格从电网购买电力⁶ 地理相关性：可再生能源生产装置与电解槽位于同一竞标区或相邻竞标区。装置也可能位于 RFNBO 设施区附近的海上竞标区。 | <p>“100%绿氢”</p> |

3.4 非生物来源的可再生燃料（RFNBO）温室气体减排量阈值和核算方法：第 25 条第(2)款和第 28 条第(5)款

本节将介绍 RFNBO 潜在温室气体减排量的核算方法。因此，这与先前探讨可再生能源份额的第 27 条第(3)款不同。

化石燃料比较值和 70%减排目标

《可再生能源指令 II》（RED II）第 25 条第(2)款规定，与化石燃料相比，使用 RFNBO 产生的温室气体排放量应至少减少 70%。RED II 第 25 条第(2)款规定欧盟委员会应通过一项授权法案，其中详细说明计算温室气体减排量的必要方法。该授权法案草案也于近日公布。授权法案中的《温室气体排放规则》（GHG Emissions

³ 例如，由于 2020 年德国可再生能源电力的占比为 44.1%，因此 2022 年使用德国电网电力生产的 44.1%的氢气将被视作“可再生”。

⁴ 竞标区是市场参与者可以不受任何内部瓶颈限制进行电力交易的最大地理区域

https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_delimitation-zones-marches-electriques-Europe-et-consideration-des-congestions-internes.pdf

⁵ 授权法案草案第4条第(1)款规定：“这一最大小时数的计算方法为：将每一历年的总小时数乘以生产可再生氢的竞标区报告的可再生能源电力份额。”每一历年的总小时数将为8760小时或8784小时。

⁶ 授权法案草案未说明将该低价时段的例外案例包括在内的原因。据推测，根本原因是在这段时间内将有富余电力供应，这些电力可能产自调峰可再生能源发电厂，即太阳能光伏和风能。然而，这并不意味着生产的所有电力都将来自可再生能源电力。因此，该建议可被视为经济激励手段，即利用廉价电力增加电解槽的运行时间，从而提高其成本效益并降低 RFNBO 价格，但其环境完整性可能会受到质疑。

Rules) 建议将 RFNBO 的化石燃料比较值设定为 94 gCO_{2eq}/MJ (相当于 11.3 kgCO_{2eq}/kgH₂)，这与 RED II 中为生物燃料和生物液体设定的数值一致。该数值约等于重质燃料油 (94.2 gCO_{2eq}/MJ)、柴油 (95.1 gCO_{2eq}/MJ)、汽油 (93.3 gCO_{2eq}/MJ) 以及甲醇 (97.1 gCO_{2eq}/MJ) 的温室气体强度/排放总量 (见授权法案第 28 条第(5)款)。鉴于 70% 的减排要求，这意味着燃料阈值必须达到 28.2 gCO_{2eq}/MJ (3.4 kgCO_{2eq}/kgH₂) 才能被视为可再生。更多关于确定温室气体强度和减排量的细节详见授权法案附件一。

全供应链方法

授权法案规定，核算方法须考虑到 RFNBO 和再循环碳燃料生产活动在整个生命周期内的排放量，包括原料供应、加工、运输和分配、燃料在最终用途中的燃烧的排放量以及碳捕集和地质封存实现的减排量。就供应链的所有要素而言，需要对其与氢气 (RFNBO) 有关的温室气体排放进行审计，并结合所有要素的贡献率，以实现温室气体总量平衡。

机械和设备制造的排放以及直接用于汽车的氢气压缩和分配产生的排放不在考虑之列。《温室气体排放规则》附件列出了此类生命周期分析的详细信息。

额外的可再生能源电力

根据《可再生能源指令 II》(RED II) 第 27 条 (参见第 3.3 节)，符合完全可再生条件的电力应计入零温室气体排放 (该电力的碳强度应为零)。

如果用于生产非生物来源的可再生燃料 (RFNBO) 的电力来自电网且不被认为是完全可再生的，则应采用生产燃料的成员国内所耗电力的平均碳强度 (授权法案附件包含电力²的温室气体排放强度标准值，以及 2018 年欧盟各成员国发电的排放强度标准值，这些都是计算各自绿氢份额时所需要的)。

另外，从不符合完全可再生条件的电网中获取的电力可能会被计入温室气体排放值，具体数值取决于生产 RFNBO 和再循环碳燃料的设施正在运行的满负荷小时数。对于有可靠数据的可再生能源电力生产设施或核电站在上一日历年设定的边际电价的小时数，如果电解槽生产的满负荷小时数等于或低于该小时数，则在 RFNBO 和再循环碳燃料生产过程中使用的电网电力应计入 0g CO_{2eq}/MJ 的温室气体排放值。如果超过此满负荷小时数，则 RFNBO 和再循环碳燃料生产过程中使用的电网电力应计入 183 gCO_{2eq}/MJ 的温室气体排放值。

| 制氢过程使用的电力 | 温室气体排放强度 | 示例 |
|--|----------------------------|--|
| 符合《可再生能源指令 II》(RED II) 第 27 条中的完全可再生条件 | 0 gCO _{2eq} /MJ | 场景 1；场景 2，竞标区的电解槽，可再生能源超过 90%；场景 3 符合标准，参见表 3。 |
| 从电网获取，不符合完全可再生条件 | 欧盟成员国电力消费的平均碳强度 | 表 3 中的场景 2 |
| <ul style="list-style-type: none"> 从电网获取，不符合完全可再生条件的电力替代选项 子场景 1：电解槽生产的满负荷小时数等于或低于可再生能源电力生产设施或核电站在上一日历年设定的边际电价的小时数 | 0 gCO _{2eq} /MJ | 表 3 中的场景 2 |
| <ul style="list-style-type: none"> 替代从电网中获取的、非完全可再生电力 子场景 2：电解槽生产的满负荷小时数高于可再生能源电力生产设施或核电站在上一日历年设定的边际电价的小时数 | 183 gCO _{2eq} /MJ | 表 3 中的场景 2 |

由于可再生和低碳电力的比例提高，电力结构的碳强度有望逐步降低。建议采纳从能源统计中得出的改进系数。

3.5 适用范围

无论 RFNBO 是在欧盟境内还是境外生产，本条例的规定均适用（授权法案第 27 条第(3)款及第 6 条“合规认证”）。

为了使国际认证机制发挥作用，必须引入国际监督机制并得到欧盟认可。目前尚未进行 RFNBO 认证（GIZ 智利 2021:44）。旨在认证 RFNBO 的自愿性计划须纳入

3.6 《欧盟分类法》中的氢气

《欧盟分类法》规定了可持续投资要求，并制定了准则（criteria），以确定某项经济活动是否符合环境可持续要求。该准则旨在通过鼓励绿色和可持续项目的私营领域投资助力落实《欧洲绿色新政》（European Green Deal）。最重要的是，它使人们能够统一和透明地了解哪些经济活动具有环境可持续性。《欧盟分类法》涉及欧盟的六个环境目标：（1）减缓气候变化，（2）适应气候变化，（3）可持续利用和保护水资源和海洋资源，（4）向循环经济转型，（5）污染预防和控制，（6）保护和恢复生物多样性和生态系统。

目前，该分类法涵盖 8 个经济部门的 70 项活动，这些活动的温室气体排放占欧盟温室气体排放总量的 93.5%。符合《欧盟分类法》的经济活动是指对欧盟六个环境目标之一做出重大贡献、避免对其他环境目标造成重大损害、符合最低社会标准以及符合活动技术评价标准的经济活动。分类法详细说明了技术筛选标准，用于确定某项经济活动在何种条件下能够对减缓气候变化做出重大贡献，并确定该经济活动不会对任何其他环境目标造成重大损害。在《欧盟分类法》中，也涉及了氢能在制造和能源部门的应用内容（第 3 节和第 4 节），见下⁸：

碳捕集技术

除绿氢外，《可再生能源指令 II》（RED II）原则上认可使用蓝氢。《温室气体排放规则》认可特定的碳捕集技术，但也指出，捕获来自非可持续来源的排放，仅应被视为一种在 2035 年之前避免排放的途径。

授权法案的要求和标准，然后才能根据 RED II 进行 RFNBO 认证。目前，可通过 CertifHy 或 TÜV 南德意志集团等测试机构对任何用途的氢气进行自愿产品认证。更多说明，请参阅德国国际合作机构报告（2021）。

- 生产和使用氢的设备制造（第 41 页）
- 制氢（第 53 页）
- 无水氨制取（第 59 页）
- 电力储存（第 75 页）
- 氢储存（第 77 页）

部分内容是对减缓气候变化所作贡献的技术筛选标准的规定，但也有基于其他环境目标的 DNSH（无重大损害）标准的规定。制取氢和氢基合成燃料是其核心。

温室气体减排，包括碳捕集与封存

该分类法强调了**氢能**在减缓气候变化目标方面的**重大贡献**。它指出，相对于化石燃料的 94 gCO_{2eq}/MJ，制氢活动符合氢气 73.4%[使生命周期温室气体排放量低于 3.0 tCO_{2eq}/tH₂]及氢基合成燃料 70%的生命周期温室气体减排要求，这与《可再生能源指令 II》（RED II）指令第 25 条第(2)款和附件五规定的方法（《欧盟分类法》，第 53 页）类似。因此，值得关注的是，可再生氢的阈值被界定为 73.4%或 3.0 kg/kgH₂，而不是 RED II 中的 3.4，这显示出更具雄心的目标。生命周期温室气体减排量的计算依据是 RED II 28 条第(5)款中提及的方法，

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2139&from=EN>

或 ISO 14067:2018 或 ISO 14064-1:2018 标准。在适用情况下，应根据（欧盟）2018/2001 号指令第 30 条对量化的生命周期温室气体减排量进行核查，或由独立第三方进行核查。

如果捕集制造过程中将排放的二氧化碳用于地下封存，则须遵守二氧化碳运输和永久地质封存相关技术筛选标准。

适应气候变化、水和海洋资源、生物多样性及生态系统的环境目标

按照《欧盟分类法》，需要避免对其他环境目标造成重大损害。针对（2）适应气候变化；（3）可持续利用和保护水资源和海洋资源；（5）污染预防和控制以及（6）保护和恢复生物多样性和生态系统，分类法规定制氢必须符合相关附录中的标准。下文梳理了与上一节内容最相关的可持续性目标的附录。

适应气候变化方面，存在一些与水有关的危害，例如海平面上升、缺水和干旱，以及可能与制氢有关的海水倒灌。“无重大损害”的通用标准规定，为了识别风险，须进行强有力的气候风险和脆弱性评估。标准应适用于相应的活动规模及其预期寿命。影响预测和评估必须基于

最佳实践和现有指导方针，同时考虑到最先进科学方法。在长达 5 年的时间里，经营者必须采用实质和非实质的适应解决方案，减少其活动产生的重要自然气候灾害。它们不得对其他人员、自然、文化遗产、资产和其他经济活动或对物理气候风险的抵御水平产生不利影响。它们必须与地方、部门、区域或国家的适应战略及规划保持一致，并考虑使用基于自然的解决方案，或尽可能借助蓝色或绿色基础设施。

水资源和海洋资源的可持续利用和保护方面，环境退化风险与保持水质和避免缺水有关。为了改善水体状况，提高生态潜力，需要识别并解决这类风险，并与利益相关者协商，为可能受到影响的水体制定用水和保护管理计划。

保护和恢复生物多样性和生态系统方面，需要根据 2011/92/EU 号指令完成环境影响评估或筛选。需要实施必要的减缓和补偿措施以保护环境。针对位于生物多样性敏感地区（包括 Natura 2000 生态保护区网络、联合国教科文组织世界遗产地和主要生物多样性地区，以及其他保护区）或其附近的场地/企业，须酌情进行评估，并根据评估结论采取必要的减缓措施。



4.更广泛的认证标准的可能性

为了确保生产的是真正的绿氢和清洁氢，欧盟认证目前把重点放在了温室气体排放上，主要要求利用额外可再生能源来生产电力，以确保真正实现各自的减排量。按照《欧盟分类法》(EU Taxonomy)，如果氢符合生命周期温室气体减排73.4%的要求，则其将被视为可持续能源。其中也提及了其他环境目标，但都不具有强制性（“无重大损害”标准对这些其他目标来说已经足够，见第3.6节）。制氢在其生命周期供应链中可能对生态和社会系统产生巨大影响，在此背景下，考虑到预期对氢产量将大幅增加的前提，本章将探讨欧盟关于温室气体减排和可再生能源电力的额外性的标准是否适当和充分，以及哪些其他可持续性标准对于绿色/清洁和可持续氢的国家或国际认证计划是可取的。本章还涉及经济挑战和过渡阶段可能做出的妥协等内容，这可能有助于实现两个目标：立即减少温室气体排放和促进基础设施建设，以及短期内已有技术的供应和使用。

4.1 温室气体排放：需要雄心勃勃的减排目标和路径

技术上可实现的排放限值

针对授权法案草稿的激烈讨论反映了新路径面临的巨大挑战：实现大规模二氧化碳减排，将氢生产从化石燃料转向绿色生产方式，而绿氢仍然无法按需供应且价格不菲。因此，欧盟将传统制氢造成的温室气体排放作为减排目标的基线，将标准设定为总体减排份额的70%。鉴于减缓气候变化和城市污染的紧迫性，最好依照**技术上可实现、经济上可行的温室气体排放限值**界定这些目标。《欧盟分类法》(EU Taxonomy)设定的阈值为3 kgCO_{2eq}/kgH₂或25 g/MJ，这似乎是目前能实现的最佳值。在碳捕集与封存技术能够提高安全性，降低成本，并得到公众支持的前提下，德日能源转型委员会 GJETC (Shibata 等，2020: 51 f.) 认为，蓝氢生产也可以大幅减少温室气体排放，排放量可低至约20 gCO_{2eq}/MJH₂。如果能够实现稳定使用或储存捕集的碳，那么生产蓝氢可以大幅提高氢气产量。

考虑输氢的阈值

除生产之外，还需要考虑并量化氢运输至进口国边境口岸的排放量 (Shibata 等，2020)。该指标在很大程度上取决于距离（如挪威、摩洛哥、中东、澳大利亚或智利）以及运输工具——管道或船只，甚至取决于所运输气体或液体的种类，如液化氢或甲基环己烷。为了激励创新以及缩短运输距离和减少排放，可允许运输至边境

口岸的额外温室气体排放量，但不应超过10 gCO_{2eq}/MJH₂。加上蓝氢生产中可能产生20 gCO_{2eq}/MJH₂，得出运输至边境口岸的进口氢气的特定温室气体排放量的上限为30 gCO_{2eq}/MJH₂（相当于约3.6 kgCO_{2eq}/kgH₂）。该数字将是天然气（温室气体排放量最低的化石燃料）边境口岸温室气体排放量的一半左右，从而使温室气体排放量从一开始就能大幅减少至少50%。规定上述阈值水平时，应同时考虑生产和运输两个方面，以使两者之间保持灵活性。

出于认证目的，《可再生能源指令 II》(RED II) 和授权法案设定的阈值为3.4 kgCO_{2eq}/kgH₂，或28.2 gCO_{2eq}/MJH₂。该数字非常接近上一节讨论的绿氢和蓝氢的可行水平，因此可以认定在未来几年内，它对于国产和进口的绿氢和蓝氢都是合适的。

在技术发展水平允许的情况下，应进一步降低阈值，使其在2050年或更早时间降至零。因此，最好依照排放阈值在2050年或更早时间降至零的情景设定路径。该体系还应提供激励措施，使其在修订前低于最高通用绝对阈值水平，以防止锁定效应。例如，在《欧盟分类法》(EU Taxonomy)和国际认证体系中，可以设定比最高通用绝对阈值水平低30%或50%的第二个温室气体排放“清洁溢价”水平。

4.2 生产电力的额外性：特别是在可再生能源发电量超过需求总量的情况下，将电解用作灵活负荷

只有额外产生的可再生能源电力才可用于绿氢生产。对于《可再生能源指令》（RED）中的场景 1 和 2，“可再生能源生产设施与氢气生产设施之间直接连接”和“并网产生部分绿氢”，该标准基本明确且适当。然而，对于场景 3“并网，但要满足额外性标准”，似乎需要更多的规范。值得称赞的是，RED II 和授权法案草案试图通过时间和空间相关性规定，以及缩短时间间隔来加强可再生能源发电厂与氢气生产之间的联系。然而，这是以电力系统角度为出发点：要么可再生能源，特别是光伏和风能的份额相对较低，因此没有可再生能源发电总量超过总负荷的时间段；要么系统中的可再生能源几乎达到 100%（根据欧盟授权法案草案，至少 90%）。

在可再生能源所占份额相对较低的情况下，确保可再生能源发电和氢气生产在时间上具有密切相关性可能是有意义的，因为新的可再生能源与制氢站的连接不会导致额外的灵活性需求。然而，相关性的时间范围越短，电解槽的运行时间越短，因此成本也就越高。例如，与实现时间相关性的更短时间范围相比，年度核算期可允许缩小电解槽规模，并增加年度运行时间。据估计，将年度核算期与季度核算期相比较，氢气的成本可能最高增加 1.2 欧元/千克（frontier economics, 2021）。

将电解作为灵活性来源的其他子场景

然而，在上述两种场景下，都不可能将电解槽本身用作电力灵活性的来源。在一些时间段内，系统的可再生能源总发电量超过总负荷，此时需要电解槽充当灵活负荷。在系统中可再生能源电力占比约为 50%-60%的情况下，这种场景将会出现，出现的概率随着可再生发电占比的

升高而增加。德国和丹麦即将或已经发生过这种情况场景。因此，我们建议允许为《可再生能源指令 II》（REDII）及其授权法案再增加两种场景或子场景（见表 4）。两种场景均适用于可再生能源份额在 50%至 90%之间的电力系统；超过 90%，则适用场景 2（平均份额）的相应子场景（参见第 3.3 章表 3）。

在场景 3“额外的并网可再生能源发电厂”中，我们建议对子场景 3(b)进行单独界定，该场景需要满足的条件是：系统运营商可将电解槽用作灵活负荷。这一条件不同于《可再生能源指令 II》（REDII）中的场景 3（见第 3.3 章表 3）。然而，这不符合时间相关性的要求，即可再生能源生产出的电力必须在 1 小时内消耗掉。但为了满足条件，电解槽将在其签订购电协议的发电厂发电的一段时间内停止运行，反之同理。为了解决这一问题并奖励这种灵活性服务，应留出更长时间范围以实现时间相关性。因此有必要进一步分析，来确定一个月是否足够，或者几个月或最多一年是否合适。

此外，我们将新增场景 4。在此场景下，并网电解槽仅在可再生能源发电总量超过总负荷（或总负荷减去一些必须运行的火力发电厂，如热电联产电厂）的时间段内运行。在此场景下，不需要将购电协议与可再生能源发电挂钩，因为该条件确保了可再生能源电力的额外性。

针对 RFNBO 以外的原产地担保证书，也应采用相同的标准和监测程序。如果按照拟议的 RED II 修订版本 RED III 中所预料的那样将其使用范围扩大到所有行业，则需要这些标准和监测程序。

表 4：认证绿氢的其他场景

| | | |
|--|--|------------------|
| <p>场景 3：将电解作为灵活资源的电网输送</p> | <p>并网，需要满足额外性标准</p> <p>场景 3(a)：由《可再生能源指令 II》（REDII）和授权的授权法案界定</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 参见表 2 <p>新：场景 3(b)–作为灵活负荷的电解槽</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 系统运营商可将电解槽用作灵活负荷（不仅用于再调度） ▪ 可再生能源发电的额外性：购电协议，电力产量必须与电解槽的用电量相同，但再调度或作为灵活负荷使用的场景除外 ▪ 时间相关性：允许 1 个月到 1 年之间（需要进一步分析以确定适当时间范围） ▪ 地理相关性：同一竞标区或相邻竞标区 | <p>“100% 绿氢”</p> |
| <p>新：场景 4：电网输送，电解仅用于富余可再生能源电力的使用和储存</p> | <p>电网连接，电解槽作为富余可再生能源电力的储存装置</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 只有当可再生能源发电总量超过系统总负荷时，电解槽才会运行。 ▪ 该条件保证了可再生能源电力的额外性，因此不需要购电协议，也不需要时间或地理相关性。 | <p>“100% 绿氢”</p> |

资料来源：自制图

4.3 努力生产“绿色可持续”氢

《欧盟分类法》仅涉及部分所讨论的氢的可持续性观点。分析如何具体改进《欧盟分类法》不属于本研究的范围。但 Heinemann 和 Mendelevitch（2021）针对可持续绿氢制定了合理的准则（criteria）并试图将其付诸实施。他们建议区分最低标准（“无害”）和额外支持可持续发展（“有益”）的标准，以考虑对氢能项目的不同要求。在可能的情况下，应使用现有标准集，以使氢气生产中遵守可持续性标准所面临较低的障碍。

电力

除现行规定外，作者还建议将生物质和核能排除在低碳氢的来源之外。⁹ 在使用其他可再生能源生产的电力方面，还应涉及出口和本地脱碳之间对可再生能源基地的

竞争。展望未来，可能有必要扩大可再生能源产能并增加发展额外基础设施的规定，助力地方能源系统去碳化。

水资源可持续利用

建议规定缺水地区不得从地下水和地表水中取水，只允许供水充足的地区从地下水和地表水中取水。当使用海水淡化厂的水时，这些工厂应是现有工厂的额外补充，需满足最低效率和生态标准并使用可再生能源。应监测当地水价，如果氢气生产导致水价上涨，应采取应对措施。

投资改善当地水利基础设施以减少损失和蒸发，并通过海水淡化扩大水生产规模，这些措施能够助力当地可持

⁹使用核能可能造成毁灭性的环境灾难，此外还会产生大量危险的高放射性废物，而目前没有任何一个国家建成安全的终极储存库，这些因素构成巨大风险，并使这种能源的可持续性遭到质疑。一般而言，生物能源囊括各种原料、技术途径和应用领域（电力、热力和燃料生产）。在某些情况下，生物能源的温室气体平衡状况胜过化石能源，但其同样饱受争议。特别是专门为能源供应而种植的农作物或其他生物质对人类和环境产生了各种负面影响，出口国的情

况尤其严重。生物能源可能导致竞争性使用（例如“板材或储罐”），造成价格波动、间接土地利用变化和生态成本，包括间接温室气体排放（例如通过破坏自然土地）。这可能会破坏全球温室气体减排成果，并导致公众接受度较低。因此，生物能源不应成为能源生产的重点，因为可持续生物质（例如木材残渣或不可避免的餐厨垃圾）的数量仍将保持在有限水平（UBA 2022; Heinemann & Mendelevitch 2021）。

续发展。应在原产地担保证书中披露关于用水情况的额外信息。需要制定海水管理和处置标准。

土地利用与社会经济学

在生态保护区内，不得因为制取氢气、生产可再生能源电力而改变土地利用方式。当地利益相关者在进行洽谈时，应确保当地和非正规土地权不受侵犯。当地居民通过参与经济活动、实现互惠互利（如在当地农业区安装农业光伏系统）可以助力当地可持续发展。原产地担保证书中应披露与（可持续）土地利用有关的额外数据。

为降低社会经济风险，需遵循尽职调查程序，例如信息公开、建立联络点等。建议界定具体部门的风险，并提

供适当的措施，以降低风险。保障人权、防治腐败，鼓励当地居民参与社会经济活动，提倡制定经济参与标准、保证资金流动透明。此外，建议明确强调，整个价值链必须遵守尽职调查和国际劳工安全标准。

通过建立当地的技术供应链，直接投资研发及当地的能力建设计划，鼓励当地民众参与社会经济活动。然而，仍有必要明确规定当地主体的参与、额外的投资和减贫的标准。

4.4 氢气泄漏、水蒸气及其对大气的潜在影响有待深入分析

使用电解水和可再生能源电力生产的氢气为能源供应提供了一个重要的替代选项，有助于减少化石燃料排放。然而，使用氢气也可能导致大气成分发生变化。研究人员（Warwick 等 2022; Cooper 等 2022; Ocko & Hamburg 2022; Derwent 等 2020; Stevenson 2006）提出了氢气泄漏意外的连带后果，例如，甲烷等温室气体的羟基自由基浓度降低，延长了大气中甲烷的寿命，间接加剧了温室效应。如果氢燃料飞机将尾气排放到平流层，水蒸气的温室气体效应也会增加，因为水蒸气在平流层的存留时长远超过近地面水平。

虽然泄漏和水蒸气目前占比可能很小，但如果未来几十年里氢气使用量增长到更高水平，二者的相关性或将更加明显。这可能会抵消转用氢气所获得的部分收益。氢气泄漏评估等复杂且不确定性的问题，需要通过进一步的研究来解决。



5.展望：氢基合成燃料的其他方面

氢基合成燃料可以取代矿物油或天然气作为燃料或原料，无需使用燃料电池等尖端技术，但仍需进一步的精炼步骤并将二氧化碳或氮气作为共同原料。而且就合成燃料而言，环境足迹也有很大不同。这具体取决于采用的工艺、应用的原料和污染控制措施，以及原料采购和最终产品分销的运输距离和方法。在使用绿色可持续氢的情况下，本章将着眼于碳氢化合物领域一些值得思考的其他可持续性问题的。下文将分别对现有方法和建议进行介绍。

5.1 将可持续来源的二氧化碳转化为碳氢化合物

二氧化碳来源和减排量测算

生产氢衍生产品需要二氧化碳作为原料，二氧化碳有不同来源。如果使用燃烧化石燃料产生的二氧化碳，因为缺乏替代化石燃料的动力，经济的去碳化可能会被推迟。因此，Bracker（2017）和Jensterle（2019）提议所需的二氧化碳应来自生物质、沼气或大气。此外，Heinemann 和 Mendlevitch（2021）呼吁在生产氢衍生产品时，只使用那些与大气形成封闭、短期碳循环的二氧化碳，并建议仅使用直接空气捕集的二氧化碳或来自基于可持续生物质的工业生产所排放废物的二氧化碳。然而，GIZ/ILF/LBST（2021）承认直接空气捕集更加灵活，可以在地质封存场所附近的非可耕地上进行，但指出直接空气捕集所需的地块具有很大的生态足迹。

根据《可再生能源指令 II》（REDII），不应授予被捕集的二氧化碳碳信用，因为其他法律条款已经对此做出了规定。为此，在确定原料现有用途或去向的排放量时，不应将这种捕集的二氧化碳视为已被避免。

直接空气捕集使用的电力必须完全可再生，而且必须考虑到在碳捕集地点到合成燃料工厂之间运送生物质和二氧化碳产生的排放，例如基础设施、运输方式和距离。这些因素可能会抵消部分已实现的减排量。

5.2 扩大原料供应

另一个重要的价值链组成部分是将氢重新转化为其他能源载体，如氨、甲醇或合成燃料。转化过程需要其他原料供应，例如用空气分离制取氮气。除了保证在这些原料的生产过程中使用绿色电力且遵守其他可持续性标准外，还需要获得相关认证。此外，危险物质的泄漏对生物多样性、土壤、水、当地居民健康和安全造成威胁。氨是氮污染的主要来源之一，氮污染会影响植物物种多

样性（GIZ/ILF/LBST 2021）。在运输和交付方面，必须采取和氢气运输一样严格的安全预防措施，避免此类环境破坏。GIZ/ILF/LBST（2021）建议遵守与危险活动有关的限制条例，例如国际可持续发展与碳认证（ISCC）的限制条例。

5.3 《欧盟分类法》与氢基燃料

《欧盟分类法》在 3.10 “氢气和氢基合成燃料的制造”中指出，作为对照基准的化石燃料的生命周期温室气体排放量为 94g CO₂e/MJ，生命周期温室气体排放量测算的方法参照《2018/2001 欧盟（EU）指令》11 的第 25（2）条和附录五中的方法，该类经济活动符合“氢基合成燃料的生命周期温室气体排放量为基准对照化石燃料

的 70%”的生命周期温室气体减排要求。对二氧化碳的来源没有规定标准。其他与氢气生产相关的环境标准也适用于氢基合成燃料的生产（见第 3.6 章）。

6. 建议

欧盟在 2022 年 5 月 23 日发布了认证绿氢的授权法案草案，并于 6 月 17 日前公开征求意见。此前的激烈讨论反映出，在制定规则的过程中，必须本着审慎的态度找到平衡点，应通过市场增产绿氢或低碳氢实现快速有效的温室气体减排，同时确保以合理的条件和价格获得充足的可再生能源电力。这些举措可能会带来经济风险，如并最终不被业界接受，或不得不由公共部门提供巨额补贴。

然而，目前讨论的欧盟法规将对交通部门及其他部门的绿氢认证和核查产生重大影响。在欧盟，应通过将认证

范围扩大到所有部门来确保达成上述目标。有关部门已提交此项建议，为修订欧盟指令并出台 RED III（《可再生能源指令》第三修订版）做好准备。

因此，基于对一般标准和正在制定的欧盟认证体系的分析，我们建议进一步完善氢认证标准，在中国建立有利的监管框架，并开展此类燃料的国际贸易。我们尤其倡导大力扩展认证标准的覆盖范围，尤其是在全价值链评估、可再生能源电力的额外性以及即将纳入的更多可持续性方面等领域。

全供应链温室气体减排

实现整个供应链的温室气体减排是认证中“减缓气候变化”指标的基础。温室气体排放限值应比“天然气”至少低 50%。欧盟 RED-II 建议的 $3.4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ （相当于约 $28 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJH}_2$ ）或 Shibata 等人（2020）建议的 $30 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJH}_2$ （相当于约 $3.6 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ）的数值将有

助于实现这一目标，并仍能同时使用绿氢和蓝氢。然而，最好依照排放阈值在 2050 年或更早时间降至零的情景设定路径。此外，该体系还应提供激励措施，使其在修订前低于最高通用绝对阈值水平，以防止锁定效应

可再生能源电力的额外性

欧盟旨在确保额外性的立法似乎是合理的。不过，我们建议总共分析 4 个场景，外加两个（子）场景。如上所述，场景 1 和 2 似乎没有问题：场景 1 中，可再生能源生产设施与氢气生产设施之间直接连接，如果电解槽直接连接可再生能源发电设施，并且明确为电解槽建造了配套发电厂，则证明生产 100% 绿氢。场景 2 中，氢气生产设施实现并网，如果可再生能源在成员国电力组合中的份额很高，则根据这一占比确定绿氢占比。

对于场景 3，并网的氢气生产设施需要满足额外性标准，才能被视为基于完全可再生能源电力生产绿氢。在该场景中，通过可再生能源电力购买协议（期限 < 36 个月，时间相关性 1 小时，可再生能源设施位于相同或相邻地

理竞标区）建立的经济联系，证明可再生能源发电设施的额外性，并通过测量发电设施和制氢工厂的负荷曲线，证明氢气生产使用的电力未超过合同中发电设施的发电量。然而，可再生能源占比在越来越多的成员国中逐步趋于 100%，这便需要额外的灵活性资源。因此，我们建议为氢气工厂运营商增设一个子场景，允许电力系统运营商将电解槽本身用作灵活性的来源。我们建议允许更长时间的时间相关性（最长 1 年），以换取这种灵活性服务。

最后，还需要额外的场景 4。在该场景中，当并网电解槽只在可再生能源发电总量超过总负荷的时间段工作时，能够实现完全额外性和 100% 氢气。

将可持续性标准纳入认证体系

面对未来庞大的氢气需求，有人指出，氢气生产或许不仅是机遇，也可能给环境、社会或经济发展带来负面影响。这种负面影响尤其针对氢能出口国，如前文所述，当前存在如气候危机导致的酷热天气频发、水资源压力的日益增大等挑战。除减缓气候变化外，还必须避免对其他环境和社会条件产生负面影响。因此，绿氢经济必须在初始阶段就保持可持续和公平公正，并应符合雄心勃勃和明确的可持续性标准，这些标准应被纳入认证体系。认证体系明确规定以下标准，并推进标准规范化和实施：认证，本地供应优先，供水，保护和土地使用权，发展，自由、事先和知情同意，参与及良好治理（Heinrich Böll Foundation 等，2022）。这将为企业

提供投资保障，并为长期认证进口氢气作为气候保护工具奠定基础。不过，还需进一步研究以确定务实的评估方式。

Heinemann 和 Mendlevich（2021）指出，以下活动可针对氢气进口使用可持续性标准，如贸易法规、融资指南、技术支持和标准、国家采购氢气或自愿性标签。作为下一步，他们建议在国际层面制定一套可持续性标准，促进采用可持续氢认证体系并解决未决问题，为海水淡化制定可持续性标准，发起旨在制定标准和监测社会经济影响的倡议，并与潜在出口国密切合作。

表 4：可持续绿氢的潜在标准

| | 电力 | 水 | 土地利用 | 社会经济 |
|---------|--|---|--|---|
| 最低标准 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 不包括生物质和核电站 ▪ 如果从直接连接专用可再生能源电力产能的设施中获取：可再生能源电力应为额外 ▪ 如果从电网中获取：可再生能源电力应为额外，与可再生能源电力具有时间相关性，与可再生能源电力具有地理相关性 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 不包括区域性缺水地区的地表水和地下水 ▪ 如果从海水淡化（SWD）装置中获取：海水淡化装置应使用可再生能源电力，海水淡化装置需要额外供水，遵守尚未制定的国际海水处置环境标准，监测和保证现行水价 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 不包括保护区 ▪ 尊重当地（非正式）土地权 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 遵循尽职调查规定 ▪ 保障人权 ▪ 预防腐败并监督地方经济参与情况（透明度倡议） |
| 支持可持续发展 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 额外可再生能源电力产能，促进当地能源系统脱碳 ▪ 基础设施额外（资金）供应：灵活性、电网 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 额外产水量超过制氢需求 ▪ 改善现有水基础设施 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 实现共赢，例如：安装“农业光伏系统”，参与地方经济活动 | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 能力建设（研发） ▪ 着眼本地，建立和运营技术供应链 ▪ 确保一定比例的当地劳动力 |

资料来源：自制图，基于 Heinemann 和 Mendeleevitch（2021）

附录

关于《可再生能源指令 II》（REDII）：第 27 条第(3)款中绿氢额外性定义的细节

原则上，如果在使用额外可再生能源电力的电解槽中生产氢气成分，则 RFNBO 被认为可再生（RED-II 第 27 条第(3)款）。这种可再生能源电力可以由与生产 RFNBO 的设施直接相连的设施提供，也可以来自电网。必须在此方法中纳入严格的额外性标准，以确保与电解中使用的可再生能源电力相对应的可再生能源电力产量增加。RED II 区分了表 2 所列的 3 个绿氢生产场景。授权法案阐明了场景 1 和场景 3 的细节，特别是时间相关性和地理相关性。

场景 1：将从直接连接的设施中获取的电力视为完全可再生的规则

如果电解槽直接连接到可再生能源发电设施，并且专为电解槽建造了配套发电厂，则氢气将被视为“100%绿氢”。授权法案详细说明并规定了将从直接连接到可再生能源电力生产设施中获取的电力视为完全可再生，前提条件是有证据表明

- 可再生能源电力生产设施通过直接线路连接到 RFNBO 生产设施，或者在同一设施内生产可再生能源电力和 RFNBO。
- 可再生能源电力生产设施不早于 RFNBO 生产设施前 36 个月投入运行。如果在现有 RFNBO 生产设施的基础上增加额外产能，应将新增产能视为现有设施的一部分，前提是该产能是在同一场地增加，并且增加的时间不晚于初始设施投入运行后 24 个月。
- 发电设施没有接入电网，或者发电设施接入电网，但测量电网所有电力流量的智能计量系统显示，没有从电网中获取电力用于生产 RFNBO（授权法案草案，第 6 页）。

场景 2：将从电网中获取的电力视为部分或完全可再生的规则——基于可再生能源平均份额的场景

如果用于生产 RFNBO 的电力来自电网且不被视为完全可再生，则应采用生产燃料的成员所消耗电力的平均碳强度，因为该指标能够最准确地说明整个过程的温室气体强度。

如果 RFNBO 生产设施位于竞标区，上一日历年可再生能源电力的平均比例超过 90%，且生产 RFNBO 的时长不超过与竞标区可再生能源电力比例相关的最大小时数，

则燃料生产商可将从电网中获取的电力视为完全可再生。这一最大小时数的计算方法为：将每一历年的总小时数乘以生产可再生能源氢气的竞标区报告的可再生能源电力份额。

场景 3：将从电网中获取的电力视为完全可再生的规则——基于额外性标准的场景

在发电仍然严重依赖化石燃料、RFNBOs 的生产有望获得公众支持的情况下，对额外性以及时间和地理相关性的要求尤为关键。必须存在某一经济联系，以证明可再生能源发电设施的额外性。如果燃料生产商与经济运营商签订了一项或多项可再生能源电力购买协议（PPA），在一个或多个可再生能源电力生产设施中生产可再生能源电力，其产量至少相当于声称完全可再生的电量，并且该设施有效生产所声称的电力，如果符合以下标准，则从这里的电网中获取的电力可被视为完全可再生：

a) 可再生发电厂的额外性

根据 RED，可再生能源发电厂必须“在生产非生物来源的可再生液体和气体运输燃料的设施之后或同时投入运行”（第 27 条第(3)款），以确保其额外性。

可再生能源电力生产设施不早于 RFNBO 生产设施前 36 个月投入运行。

如果可再生能源电力生产设施符合第一项规定，但与燃料生产商签订的可再生能源电力购买协议已终止，则应将该设施视为与新的可再生能源电力购买协议项下 RFNBO 生产设施同时投入运行。

如果在现有 RFNBO 生产设施的基础上增加额外产能，应将新增产能视为与初始设施同时投入运行，前提是该产能是在同一场地增加的，并且增加的时间不晚于初始设施投入运行后 36 个月。

人们希望电解槽助力缓解电网压力，因为电解槽使用的电力原本可能不会被使用。

b) 时间相关性：氢气生产与购电协议设施发电相匹配

为确保使用可再生能源电力生产可再生能源氢气，并确保可再生能源氢气获得 100%绿色认证，必须证实氢气

是在可再生能源电力购买协议下产生可再生能源电力的同一日历小时内生产的，或者使用的是在该时间段内在当地储存和充电的可再生能源电力。

第三种可能性是，氢气是在一小时内生产的。在此情形下，按照第 39 条第(2)款的规定，竞标区内单一日前市场耦合产生的电力出清价格低于或等于每兆瓦时 20 欧元，或低于为满足 2003/87/EC 号指令的要求（授权法案草案，第 7 页）而在规定时间内排放 1 吨二氧化碳当量的补贴价格的 0.36 倍。

上述要求将从 2027 年起生效。2027 年之前，仍沿用同一日历日规定。

c) 地理相关性：同一竞标区或相邻竞标区的可再生能源电力设施

要获得 100%绿氢认证，必须证实是在同一竞标区或相邻竞标区使用可再生能源设施。具体而言，要求可再生能源电力购买协议项下的可再生能源电力生产设施位于，

或在其投入运行时位于：(i)与电解槽相同的竞标区，或(ii)位于相邻竞标区，并且在日前市场相关时间段内的电价等于或高于生产 RFNBO 的竞标区的电价。出于地理相关性，可再生能源电力购买协议项下的可再生能源电力生产设施也可以位于与电解槽所在竞标区相邻的海上竞标区。

这一要求应避免在电网中造成或加剧电网阻塞。

d) 削减：使用可再生能源的发电设施向下再调度的不平衡结算期间的消耗

作为例外，如果燃料生产商证明用于生产 RFNBO 的电力是在不平衡结算期间消耗的，在此期间可以证明使用可再生能源的发电设施向下再调度（根据（欧盟）2019/943 号条例第 13 条），并且生产 RFNBO 所消耗的电力正在减少相应数量的再调度需求，则从电网中获取的用于生产 RFNBO 的电力也可被视为完全可再生。

参考文献

Allen & Overy (2022):RED II Draft Delegated Acts :The missing pieces of the EU ´s hydrogen puzzle; Next level of discussion regarding clean hydrogen in the EU and how it compares to the emerging regime in the UK.

<https://www.allenoverly.com/en-gb/global/news-and-insights/publications/red-ii-draft-delegated-acts-the-missing-pieces-of-the-eus-hydrogen-puzzle> (accessed on 14.6.2022)

Blanco, Heribert (2021):Hydrogen production in 2050: how much water will 74EJ need?International Renewable Energy Agency. <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/> (accessed on 14.6.2022)

Center for Strategic & International Studies (CSIS)(2022):China ´s Hydrogen Industrial Strategy.

Earley, Robert (2021):Hydrogen for a Clean Economy Transition in China Policy and Research:Status and Future.

European Union (2021):Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives.<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2139&from=EN> (accessed on 14.6.2022)

European Union (2022a):Commission Delegated Regulation (EU)... supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/05/090166e5ec7b7157.pdf> (accessed on 14.6.2022)

European Union (2022b):Commission Delegated Regulation (EU) ... / ... of XXX.Supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12713-Erneuerbare-Energie-Methode-zur-Bewertung-der-Treibhausgasemissionseinsparungen-durch-bestimmte-Kraftstoffe_de

European Union (2022c):Annexes to the Commission Delegated Regulation (EU).../... on establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12713-Erneuerbare-Energie-Methode-zur-Bewertung-der-Treibhausgasemissionseinsparungen-durch-bestimmte-Kraftstoffe_de

Cooper, Jasmin, Dubey Luke, Bakkaloglu Semra and Adam Hawkes (2022):Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S004896972201717X> (accessed on 14.6.2022)

Derwent, Richard G., Stevenson, David S., Utembe, Steven R., Jenkin, Michael E., Khan, Anwar H., Shallcross Dudley E. (2020):Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHM-CRI:Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319920302779> (accessed on 14.6.2022)

Frontier economics (2021): Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland. Kurzstudie für die RWE AG. <https://www.frontier-economics.com/media/4760/analyse-red-ii-kriterien.pdf> (accessed on 14.6.2022)

GIZ / ILF Ingenieria Chile Limitada (Colin Boyle, Daniel Duenner, Felipe Munoz, Fernanda Duran) & Ludwig-Bölkow Systemtechnik (Matthias Altmann, Matthias Schmidt, Patrick & Pierre Krenn) (2021): Requirements for the production and export of Green-sustainable hydrogen: International Certification Framework.

GIZ (2022): Policy Briefing: China's hydrogen roadmap – Medium and long-term plan for hydrogen energy industry development (2021-2035).

Heinemann, Christoph, and Roman Mendeleevitch (2021): Sustainability dimensions of imported hydrogen. Working Paper. Öko-Institut. www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-imported-hydrogen.pdf (accessed on 14.6.2022)

Heinrich-Boell-Foundation et al (2022): Declaration on Sustainability Criteria for Green Hydrogen. <https://www.boell.de/sites/default/files/2022-06/Declaration-on-Sustainability-Criteria-for-GreenHydrogen.pdf> (accessed on 14.6.2022)

IEA - International Energy Agency (2019). The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency. Paris, June 2019.

Jones, Edward, Qadir, Manzoor, von Vliet, Michelle T.H., Smakhtin, Vladimir and Seong-mu Kang (2019): The state of desalination and brine production: A global outlook. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969718349167?via%3Dihub> (accessed on 14.6.2022)

Ocko, I. B. and Hamburg, S. P.: Climate consequences of hydrogen leakage, Atmos. Chem. Phys. Discuss. [preprint], <https://doi.org/10.5194/acp-2022-91>, in review, 2022. Environmental Defense Fund.

Shibata, Yoshiaki, Matsumoto, Tomoko, Kan, Sichau, Thomas, Stefan, Gericke Naomi, Nanning, Sabine (2020): Clean Hydrogen: Important Aspects of Production, International Cooperation, and Certification. www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Hydrogen-Society-Study-II.pdf

Umweltbundesamt (2022): Bioenergie – ein weites und komplexes Feld. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#Reststoffe> (accessed on 30.6.2022)

World Energy Council (2021): Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities. https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2021/10/WEC-Europe_Hydrogen-Import-Study.pdf (accessed on 14.6.2022)

Warwick, Nicola, Griffiths, Paul, Keeble, James, Archibald, Alexander, Pyle, John, and Keith Shine (2022): Atmospheric implications of increased hydrogen use. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf (accessed on 14.6.2022)

官网



微信

