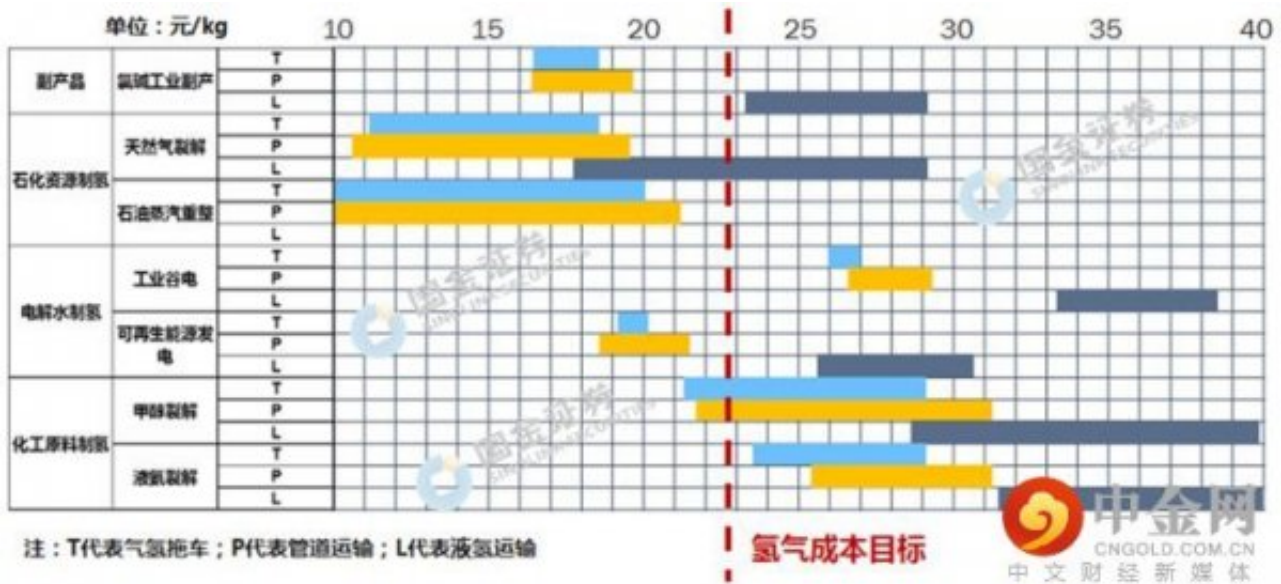


燃料电池产业链（五）| 氢气篇：来源分析

1、综述：氯碱制氢可满足当前下游需求，可再生能源电解水助力实现未来零排放

目前，制备氢气的几种主要方式包括氯碱工业副产氢、电解水制氢、化工原料制氢（甲醇裂解、乙醇裂解、液氨裂解等）、石化资源制氢（石油裂解、水煤气法等）和新型制氢方法（生物质、光化学等）。

通过比较分析各种制氢方式的成本、优劣势和我们认为：在现阶段，选择成本较低、氢气产物纯度较高的氯碱工业副产氢的路线，已经可以满足下游燃料电池车运营的氢气需求；在未来氢能产业链发展得比较完善的情况下，利用可再生能源电解水制氢将成为终极能源解决方案。



我们认为氯碱工业副产氢是现阶段最适合的制氢方式，主要基于以下两点判断：

(1) 从制氢工艺的成本和环保性能角度来看，氯碱制氢的工艺成本最为适中，且所制取的氢气纯度高达99.99%，环保和安全性能也较好，是目前较为适宜的制氢方法。分析如下：

水煤气法制氢成本最低，适用规模大，但是二氧化碳排放量最高，且所产生氢气含硫量高，如果用于燃料电池，会导致燃料电池催化剂中毒，如果应用脱硫装置对其产生氢气进行处理，不但增加了额外的成本，对技术标准的要求也很高；

石油和天然气蒸汽重整制氢的成本次之，约为0.7~1.6元/Nm³，能量转化率高达72%以上，但环保性不强，未来可以考虑通过碳捕捉技术减少碳排放；

氯碱制氢工艺成本适中，在1.3~1.5元/Nm³之间，且环保性能较好，生产的氢气纯度高，目前而言适用于大规模制取燃料电池所使用的氢气原料，也是可实现度最高的氢气来源。

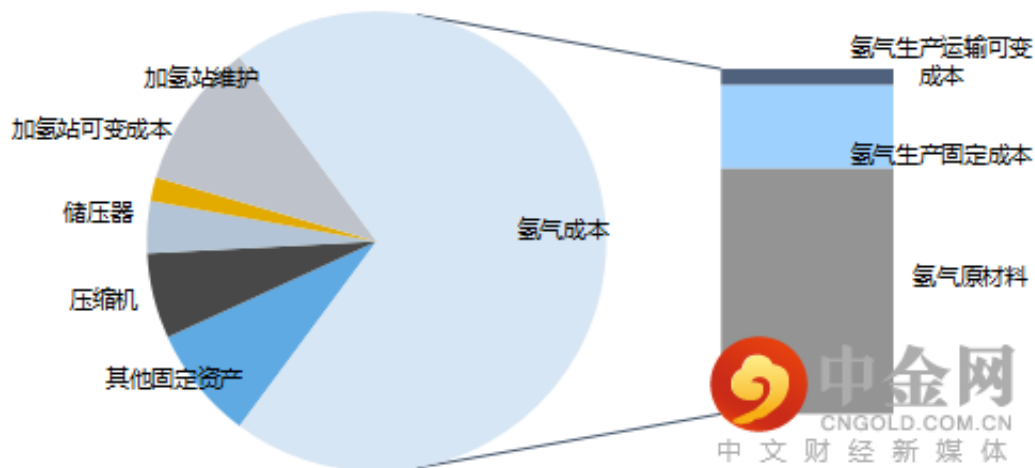
甲醇裂解和液氨裂解成本较氯碱制氢高50%左右，较化石资源制氢技术前期投资低、能耗低，较水电解法制氢单位氢成本低。

水电解法制氢成本最高，在2.5~3.5元/Nm³之间，且成本在不断降低，碳排放量低，且在应用水力、潮汐、风能的情况下能量转化率高达70%以上。在未来与可再生能源发电紧密结合的条件下，水电解法制氢将发展成为氢气来源的主流路线。

制氢方式	全国理论产能			200km 范围内			500km 范围内		
	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆	氢气产能 万吨/年	供应物流车 万辆	供应乘用车 万辆
氯碱制氢	76	34	243	31	14	99	35	16	112
天然气裂解	70	31	226	13	6	43	17	8	55
甲醇裂解	25	11	79	1	0	3	2	1	7
液氨裂解	31	14	100	6	3	19	11	5	33
总计	202	90	648	51	23	164	65	29	209

（2）从理论储备和经济储备的角度来看，氯碱工业副产氢的经济储备能够满足长三角地区对于氢气的需求，全国范围来看也储备充足。我们通过统计氯碱工业和其他化工原料（天然气、甲醇、液氨等）的产能，计算了理想情况下氢气的理论产能和经济产能（如图表3）。

假设（1）产能利用率为76%；（2）化工原料和天然气裂解制氢的部分相当于原有产能的3%；（3）燃料电池乘用车以丰田Mirai作为数据样本（储氢量5kg，续驶里程482km）；（4）燃料电池物流车以E-truck为数据样本（储氢量7.5kg，续驶里程400km，载重量4-8吨）；（5）乘用车年行驶里程数取值1万公里；（6）物流车年行驶里程数取值12万公里。



我们得出结论：目前全国范围内的氯碱工业制取的氢气相当于76万吨/年的产能，可供34万辆燃料电池物流车使用一年，或者可供243万辆燃料电池乘用车使用一年。如加上现有天然气、甲醇、液氨裂解产生氢气的量，约为202万吨/年，可满足90万辆物流车或648万辆乘用车一年的氢气需求量。

我们以目前燃料电池车数量较集中的江苏上海一带作为中心，200km、500km作为半径，划定了两种不同的范围，分别考虑其产能。可以发现，在所划定的200km范围内，氯碱副产氢气产能可以供14万辆物流车或99万辆乘用车使用；在500km范围内，氯碱副产氢气产能可供16万辆物流车或112万辆乘用车使用。

制氢工艺	煤气制氢	天然气制氢	氨分解制氢	水电解制氢	甲醇裂解制氢
适用规模	10000-20000M ³	>5000M ³	<50M ³	2-300M ³	<20000M ³
制氢成本 (元/Nm ³)	0.6~1.2	0.8~1.5	2~2.5	2.5~3.5	1.8~2.5
运行参数	反应压力≈0.7MPa	反应压力>1.5MPa	工作压力 0.05MPa， 温度 800-850度	电解槽工作压力可达 4.0MPa,出槽气体温度 ≈90度	工作压力 1.2MPa, 温度 260-290度
技术指标	纯度≥99%，副产 物 CO ₂	纯度 39%-59%，可回 收 CO ₂ ，CO 和 CH ₄ ，氢气回收率达 70%	最大产量 200m ³ /H,最 高纯度 39%-49%，可 回收综合气体 N ₂	最大产量 300m ³ /H，最高纯度 69%，可回收 O ₂	最大产量 20000M ³ /H，纯度 39%- 79%，可回收 CO,CO ₂
主要消耗 (/Nm ³)	煤：7.3kg 电：0.355kw/h	原料天然气 0.48m ³ 燃 料天然气 0.12m ³ 锅炉 供水 1.7kg，供电 0.2kw/h	电 1.3kw/h，液氨 0.52kg/M ³	脱盐水 0.82kg，电 5.5kw/h	电 0.0556kw/h,甲醇 0.52kg
技术环保安全	工艺流程时间长， 制造环境差，容易 污染环境	排放少量锅炉污水， CO ₂ 和水蒸气以及少 量废催化剂	1.反应器耐高温；反应 器转换器材质稳定； 电消耗大； 2.储存以及运输液氨必 须用 30kg 以上的压 力容器。 3.氨气易爆 4.液氨有毒性	流程简易，工作稳 定，全自动操作	甲醇使用环保，运输 安全，节省成本
占地面积	100m*80m	50m*30m（受限于天 然气的供应）	20m*15m,液氨供应 在工厂附近	50m*20m，不存在 建设地域限制	20m*15m,甲醇供应 在工厂附近
优势领域	中大规模的制氢装 置	大规模制作流程	中高要求，中小规模	小规模，要求高端精 确	小规模，要求高端精 确

我们认为现阶段最佳的制氢和运氢方式搭配为：氯碱工业副产氢+气氢拖车运输，其氢气成本范围在17.9~19.2元/kg。该氢源路线的选择主要是基于成本和环保的角度考虑的。此外，通过测算氢气作为燃料的经济性，我们得出结论：如果使氢燃料电池车具有较强的竞争力（百公里耗氢成本较百公里耗油成本低20%以上），则氢气成本需控制在22.78元/kg以下。

现阶段影响我国加氢站终端氢气售价的主要因素是氢气成本价格（占70%），其中包括氢气原材料（50%）、氢气生产运输成本（20%）。因此，要降低我国的氢气售价，在补贴力度较强的现阶段来看，选择合适的氢源，并降低氢气运输与储藏的成本，是最适当的选择；长远来看，随着行业的发展和补贴额度的下降，通过提高关键设备的国产化率水平来降低加氢站的建设成本则是未来降低氢气售价的明智之选。

现阶段加氢站对运输距离（<500km,200km为宜）和运输规模（10t/d）的需求来看，氢气最佳的运输方式仍是气氢拖车，其成本可以达到2.3元/kg，而在同等条件下的液氢运输成本可以达到9.1元/Nm³。未来在液化氢技术达到标准且氢气需求量规模上升（100t/d）的情况下，将考虑采用液氢运输的方式运送氢气。

	与油价相同	比油价低 10%	比油价低 20%	比油价低 30%
物流车油耗 (L/100km)	10	10	10	10
油费总价(元)	60.1	60.1	60.1	60.1
氢气总价(元)	60.1	54.09	48.08	42.07
FCV 耗氢量 (kg/100km)	1.48	1.48	1.48	1.48
氢气单价 (元/kg)	40.68	36.61	32.54	28.47
氢气成本价 (元/kg)	28.47	25.63	22.78	19.93
加氢站利润空间 (元/kg)	9.29~10.54	6.45~7.7	3.6~4.85	0.75~2

2、氯碱工业副产氢：目前最现实的大规模燃料电池用氢气的来源

氢气的制备技术和存储运输等技术等，均影响到燃料电池所用燃料是否能方便快捷低成本地获得。其中氢能的大规模、低成本和高效制备是首先需要解决的关键性难题。根据Hydrogen Analysis Resource Center的统计数据显示，全球制氢能力约保持在1440百万标准立方英尺/天。其中中国的制氢能力保持在1320.86吨/天以上。

根据日本经济产业省的统计分析，2014年日本氢气售价的构成主要由氢气原材料、氢气的生产运输成本、加氢站的固定和可变成本以及加氢站运营维护几个部分组成。其中涉及到氢气的制备和储运的成本占38%。而对比看来，汽油售价的重要组成部分则是汽油的消费税。

影响我国氢气售价的最主要因素是包括制氢和储运氢气在内的氢气成本部分。比较日本和我国的加氢站氢气售价价格组成可以发现，影响日本氢气售价的最主要的两个因素是氢气成本（约占38%）和加氢站固定成本（约占26%），而影响我国氢气售价最主要的因素是氢气成本（约占65%）。

	石油	煤炭	天然气	总额
年均消费量(万亿 Btu)	170793.4	159216.8	125718.2	
单价水平(美元/百万 Btu)	16.9	3.71	2.9	
总计(千亿美元)	28.86	5.91	3.73	38.50

根据氢气的原料不同，氢气的制备方法可以分为非再生制氢和可再生制氢，前者的原料是化石燃料，后者的原料是水或可再生物质。

制备氢气的方法目前较为成熟，从多种能源来源中都可以制备氢气，每种技术的成本及环保属性都不相同。主要分为五种技术路线：氯碱工业副产氢、电解水制氢、化工原料制氢、石化资源制氢和新型制氢方法等。目前制备氢气的最主要问题是如何控制制氢过程中的碳排放

、成本方面，未来技术的主要发展方向是使用可再生能源电解水，包括生物制氢和太阳能制氢等。



全球来看，目前主要的制氢原料96%以上来源于传统能源的化学重整（48%来自天然气重整、30%来自醇类重整，18%来自焦炉煤气），4%左右来源于电解水。

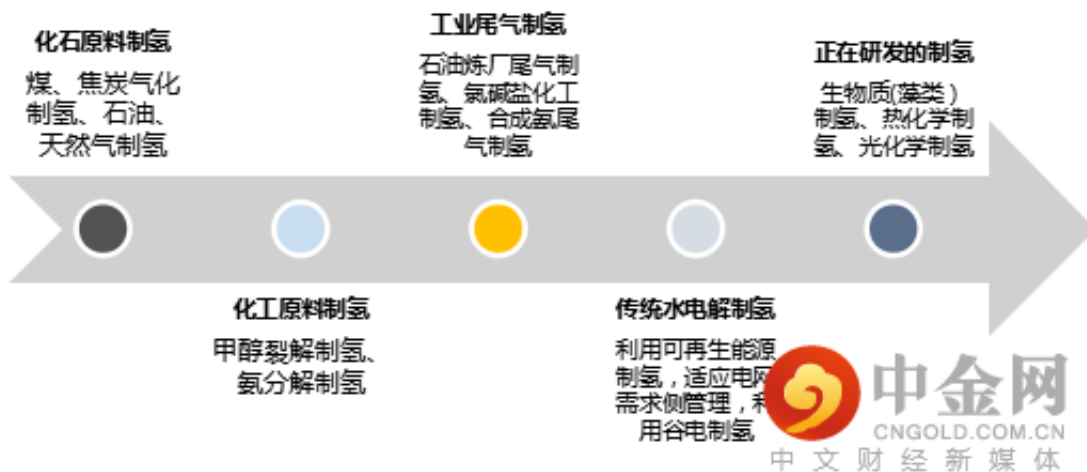
日本盐水电解的产能占有制氢产能的63%，此外产能占比较高的还包括天然气改制（8%）、乙烯制氢（7%）、焦炉煤气制氢（6%）和甲醇改制（6%）等。

目前国内主流的氢气来源为焦炉煤气制氢，但考虑到所制得的氢气纯度不高（含硫），且制氢的过程耗时长、对环境造成污染，如果再经过脱硫脱硝的步骤则增加了制氢的成本。因此在考虑燃料电池所使用的氢气来源时，主要依靠氯碱工业副产氢、天然气、甲醇、液氨重整产生的氢气，未来在体系完善技术加强的情况下将逐步选用可再生能源电解水制氢，打造真正零污染的氢能供应链。

目前燃料电池所使用的氢气来源最主要的途径是来源于氯碱工业的副产品。虽然从整个氢气产量来看，利用煤作为原料来制备氢气占全部制氢产量的2/3，但是由于煤制氢气中含有杂质较多，对于纯化装置要求较高从而增加了成本，因此作为氯碱工业副产品的氢气用于供应给燃料电池作为原料的路线较为常见。

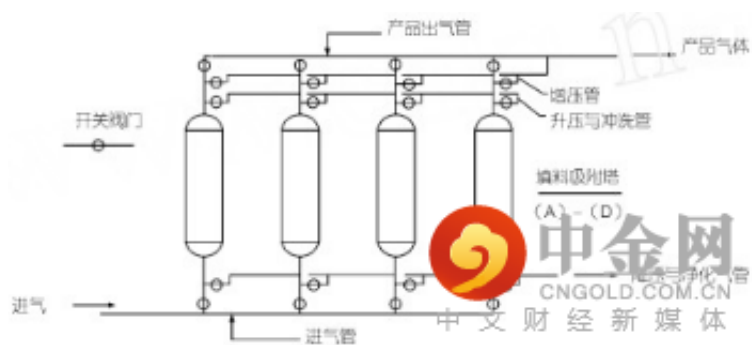
氯碱厂以食盐水（NaCl）为原料，采用离子膜或石棉隔膜电解槽生产烧碱（NaOH）和氯气（Cl₂），同时可得到副产品氢气。（ $2\text{NaCl}+2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{NaOH}+\text{H}_2+\text{Cl}_2$ ）把这类氢气再去掉杂质，可制得纯氢。我国许多氯碱厂都采用PSA提氢装置处理，可获得高纯度氢气（氢纯度可达99%~99.999%）。

PSA 技术是利用气体组分在固体吸附材料上吸附特性的差异，通过周期性的压力变化过程实现气体的分离与净化。PSA 技术是一种物理吸附法。PSA 具有能耗低、投资少、流程简单、自动化程度高、产品纯度高、无环境污染等优点。



根据国家统计局的数据，2015年，我国氯碱厂产能为3961万吨，产量为3028.1万吨。根据氯碱平衡表，烧碱与氢气的产量配比为40:1，理论上将产生氢气75.7万吨，即85亿Nm³氢气，理论上可以供243万辆乘用车使用。但考虑氯碱厂区域分布、运输距离、期间损耗及不同车型的耗氢量，几十万辆的规模问题不大。

目前氯碱厂对氢气的利用主要是两个方面，一是与氯气反应生产盐酸，另一方面将氢气直接燃烧，产生热能。但是后者需要的投资较大，因此大量的氯碱厂实际上将氢气都直接放空了。这样对于氢气资源实质上是一种浪费，如能合理收集氯碱厂所生产的氢气，对于发展燃料电池而言是一种合理的途径。



氯碱工业副产制氢的成本约为14.6~16.85元/kg（即1.3~1.5元/Nm³）。氯碱工业副产制氢的方法成本较低，且所制备的氢气纯度能达到99.99%以上，同时理论储量和经济储量都相对较高，足以满足现有燃料电池对于氢气的需求量。

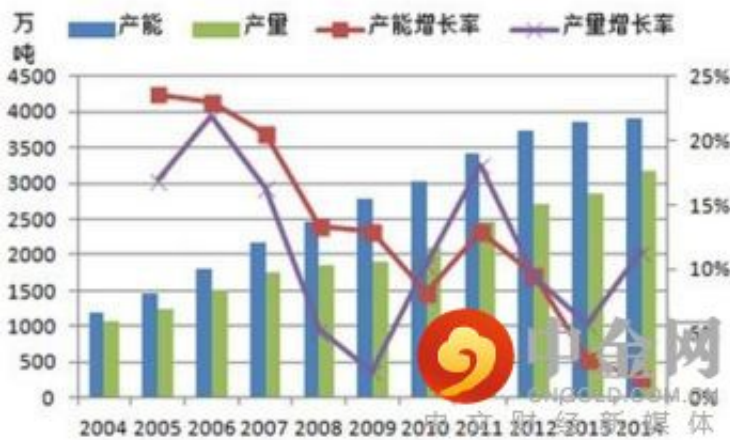
3、水电解制氢：利用可再生能源电解水制氢助力未来实现零排放

一 电解水技术成熟、适用场合广泛、制氢效率高

电解水技术与光解水、热化学制氢的不同特点：电解水技术成熟、设备简单、无污染，所得氢气纯度高、杂质含量少，适用于各种场合，缺点是耗能大、制氢成本高；光解水技术目前难点是催化剂研制；热化学循环制氢系统更复杂，但制氢效率较高，结合可再生能源，利用效率更高。

目前商品化的水电解制氢装置的操作压力为0.8~3Mpa,操作温度为80~90℃，制氢纯度达到99.7%，制氧纯度达到99.5%。

水电解制氢的关键是如何降低电解过程中的能耗，提高能源转换效率。电解水制氢一般都以强碱、强酸或含氧盐溶液作为电解液。目前商用电解槽法，能耗水平约为4.5~5.5kwh/Nm³H₂，能效在72%~82%之间。折算下来，水电解制氢成本相当于30~40元/kg，用电解法生产气态氢的价格比汽油约高65%，如果生产液态氢，则比汽油高约260%以上。



(单位: 万吨)	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
产能	800	1471	3021	3412	3736	3850	3910	3961
产量	665	1240	2087	2466	2699	2854	3180	3010
对应氢气理论产量	16.6	31.0	52.2	61.7	67.5	71.4	79.5	75.3
可供乘用车数量 (万辆)	53	100	168	198	217	229	255	242

热化学循环水分解制氢可耦合核能、太阳能甚至是工业废热进行高效制氢，每一步反应条件温和，理论上不会排放任何污染物；若能在高温耐腐蚀材料等方面实现突破，将是最有希望实现工业化规模应用的技术方式。根据循环过程中使用过的不同物质，一般将热化学循环水分解制氢分成4大类：金属氧化物体系、金属卤化物体系、含硫体系以及电解-热化学联合的杂化体系。

燃料名称	Kcal/kg(kwh)	kJ/kg(kwh)	折合标煤
标煤	7000	29300	1
原油	10296	43100	1.47
汽油	10989	46000	1.57
电	860	3600	0.12
氢气	34160	142997	4.88

二 电解水大规模制氢首先需要突破成本困局：充分利用可再生能源助力降本

使用电解水的方法大规模制氢有两条主要的降本途径：1) 降低电解过程的能耗；2) 充分利用可再生能源，使用弃风弃水弃光所产生电能进行电解水。

各国通过研发新型技术降低电解过程中的能耗，但是根据热力学原理，电解水制备1m³氢气和0.5m³氧气的最低电耗为2.95度电。由此可知，该途径降低成本的空间有限、技术复杂。

日本的新型技术将能耗降低到3.8kwh/Nm³H₂；美国GE公司开发的固体高分子电解质（SPE）水解法，以离子交换膜作为隔膜和电解质，使电解过程的能耗大大降低。针对电解水技术方面的改进主要集中在电解池、聚合物薄膜电解池和固体氧化物电解池等种类，电池效率由70%提高到90%，但考虑到发电效率，实际上电解水制氢的能量利用效率不足35%。

体系	原理	优点	缺点
金属氧化物体系	使用金属氧化物作为中间物，一般是通过活泼金属/低价态金属氧化物与高价态金属氧化物之间进行相互转换来实现水的分解	步骤简单	过程温度高、热效率低、产氢量小、材料要求高集中太阳能热源
金属卤化物体系	采用金属卤化物与水反应，再经过一系列化学反应（一般至少4步）后制得氢气和氧气	反应过程热效率可以高达35%~40%，如果同时发电，效率还可以提高10%。	CaBr ₂ 水解反应速率较慢、CaO溴化反应烧结严重及耐腐蚀廉价材料研制等。
含硫体系	含硫循环体系主要包括：硫碘（SI或IS）循环、硫酸-硫化氢循环、硫酸-甲醇循环和硫酸盐循环等	反应简单	N/A
杂化体系	热化学过程和电解过程联合组成的体系	简化了热化学循环分解水制氢流程，而且降低了电解温度，可以实现较高的热效率，据理论计算铜氯循环制氢效率可达43%	步骤繁琐，系统变复杂



根据我们的测算（见图表12），在不考虑运输成本的条件下，假设运维和固定投资的成本占电解水制氢的总成本的25%，计算出水电解制氢达到能够和汽油竞争的水平，电价必须保证在0.31元/kwh以下，如果考虑比汽油的价格更有竞争力的情况，则对应较92号汽油价格低10%、20%、30%的情况，电价分别需要达到0.28元/kwh、0.25元/kwh和0.22元/kwh以下。

此外，大规模制氢也不能完全依赖于谷电电价。且目前电价政策对于这一块没有特殊的倾斜，因此一般考虑使用弃风弃光所产生的电能电解水（电价能达到0.25元/kwh左右）。

单位：\$/kg	2011	2015	2020
固定资产投资	0.6	0.5	0.4
电价	3.2	2.3	1.4
固定生产运维	0.2	0.1	0.1
其他	0.1	0.1	0.1
总计	4.1	3.3	2.2

	能量 (kcal)	体积 (L)	电价 (元/kwh)	成品总价 (元)	制氢单价 (元/m ³)
汽油 (以 92 号汽油为例)	7967.03	1	N/A	6.01	6010
水电解制氢					
假设最终价格相同	7967.03	2620.53	0.31	6.01	1.72
假设比汽油价格低 10%	7967.03	2620.53	0.28	5.409	1.55
假设比汽油价格低 20%	7967.03	2620.53	0.25	4.808	1.38
假设比汽油价格低 30%	7967.03	2620.53	0.22	4.207	1.20

我国可再生能源丰富，每年弃水弃风的电量都可以用于电解水。我国拥有水电资源3.78亿kw，年发电量达到2800亿kwh。水电由于丰水期和调峰需要，产生了大量的弃水电能。我国风力资源也非常丰富，可利用风能约2.53亿kwh，相当于水力资源的2/3。但风电由于其不稳定的特性，较难上网，因此每年弃风限电的电量规模庞大。如果将这部分能源充分利用起来，产生的经济效益是可观的。

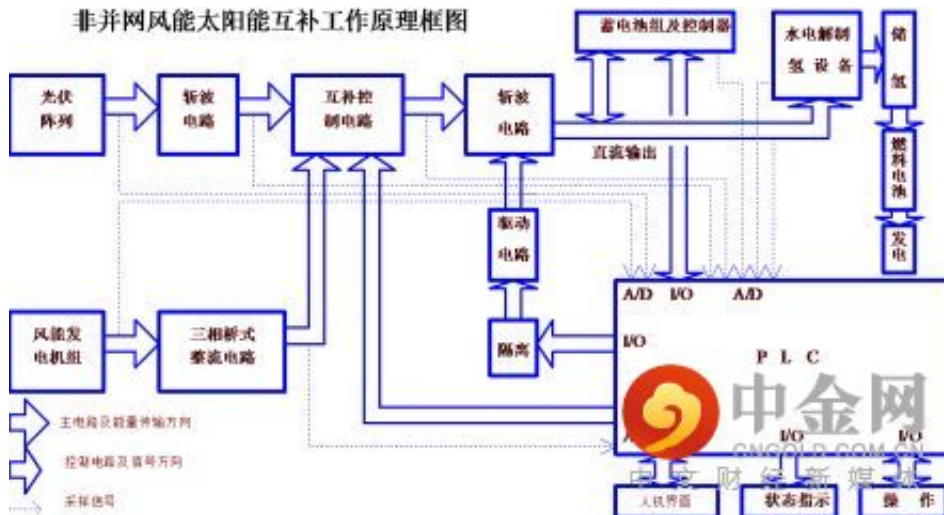
例如，三峡电站建成后，在每年的5~8月弃水电能高达45亿kwh，即使建设一座180万千瓦的抽水蓄能电站联合运行，三峡电站的弃水电能仍有21亿kwh。若将此电能用于电解水制氢，可生产氢气4~4.5亿Nm³，可见利用水电站的弃水电能来制氢，将会使我国出现一个巨大的氢源基地。

目前燃料电池汽车的分布主要以东部沿海城市为主，如果考虑到氢气的运输成本，使用中西部地区的弃水电能进行氢气的制备尚不具备成本优势。

2010年至2015年，我国弃风电量累计达到997亿千瓦时，直接经济损失超过530亿元。仅过去一年弃风电量就达到339亿千瓦时，直接经济损失超180亿元，几乎抵消全年风电新增装机的社会效益。解决这样的一个现状的合理方式之一是采取储电的方法。若利用氢能燃料电池来储电，则可解决风能发电的平衡问题——利用风能发电的电能来电解水制氢，它成为氢能燃料电池的燃料，而燃料电池又用来储电。这个循环过程，既可解决风能发电的负荷平衡，又可制得一定数量的氢能。

例如，江苏盐城周边有1000多家风电厂，目前所产生的电能无法并网，使用这些风电所产生的电能，结合海水电解技术，所产生的氢气成本可以达到2元/Nm³，相对而言已经具备了和汽油能源竞争的能力。

时间	政策文件	涉及储能内容
2011年3月	《国家“十二五”规划纲要》	首次提到“储能”，要求在“十二五”期间指导新能源、智能电网、储能行业的发展建设以及规划新能源重点建设项目
2011年11月	科技部《国家能源科技“十二五”规划(2011-2015)》	到2015年，我国将建成30个新能源微电网示范工程
2013年3月	国家电网《关于做好分布式电源并网服务的意见》	强调了储能技术在分布式发电中的重要应用
2015年3月	能源局《关于做好2015年度风电并网消纳有关工作的通知》	积极开拓适应风能资源特点的风电消纳市场，加快推进风能制氢的示范工作
2016年3月	能源局《关于做好2016年度风电消纳工作有关要求的通知》	总结现有示范项目经验基础上，开展一批新的风电、风电制氢示范项目建设。河北、吉林要加快推进风能制氢的示范工作

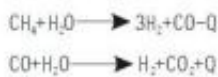


4、石化资源制氢：天然气裂解制氢为主，水煤气法对脱硫技术要求高

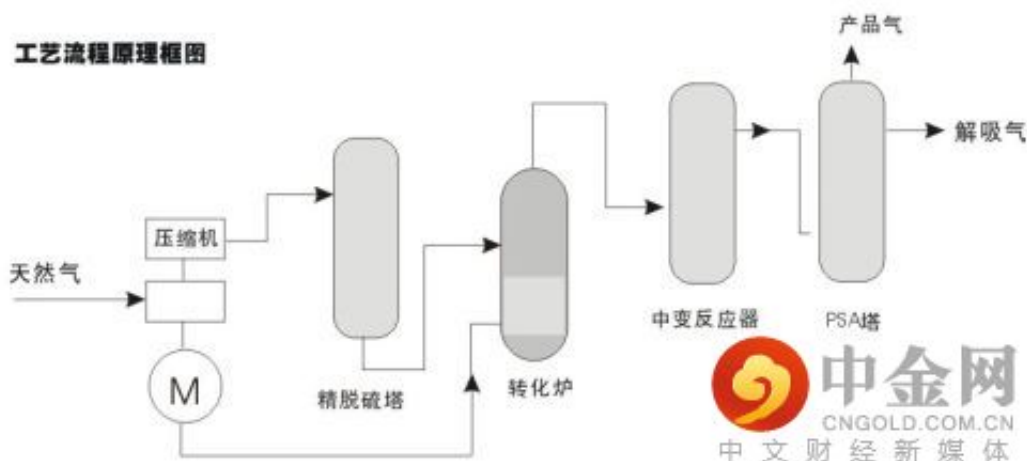
石化资源制氢：主要是天然气裂解制氢路线，燃料电池所用氢气一般不使用煤制氢的技术路线，主要是因为煤制氢存在投资成本高、污染严重和碳排放量大等问题。天然气制氢技术主要包括水蒸气重整、部分氢化、自热重整、绝热催化裂解等。

水煤气法制氢含硫偏高，不适用于燃料电池。水煤气法制氢是传统的煤化工工艺路径。通过无烟煤或者焦炭与水蒸气在高温下反应得到水煤气（ $C+H_2O \rightarrow CO+H_2-热$ ），净化后再使它与水蒸气一起通过触媒令其中的CO转化成 CO_2 （ $CO+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$ ）可得含氧量在80%以上的气体。最后除去 CO_2 以及CO得到较为纯净的氢气。这种方式制氢量大，成本低。但如果用于燃料电池，则其中含硫量偏高，易使得燃料电池的铂催化剂中毒，损坏染料电池电堆。因此目前尚无法实现大规模生产使用。未来如果脱硫技术提升，则有颠覆氢气来源的可能。

反应原理



工艺流程原理框图



纯度 (mol%)	99.9~99.999
CO+CO ₂ (ppm)	≤20
温度 (°C)	<40
天然气消耗 (Nm ³)	0.48 (含原料和燃料)

水蒸气重整	甲烷与水蒸气经催化反应和水煤气变换反应最终生成氢气
天然气部分氧化重整	甲烷与氧气先进行部分氧化反应，再进行水煤气变换反应，最终制得氢气
自热重整制氢	甲烷同时与水蒸气、氧气发生水蒸气重整反应和部分氧化反应，氧化反应放出的热量直接用于水蒸气重整反应，最后通过一氧化碳的水煤气变换进一步生成氢气
催化分解制氢	可直接生成碳和氢气，因此无需额外分离操作便可以制得高纯氢气

成本方面，天然气裂解制氢的成本约为9~16.85元/kg（即0.8~1.5元/Nm³之间）。我们根据中石化集团经济技术研究院所提供的一些数据测算如图表34。天然气制氢虽然成本方面有优势，但需要针对性地制氢，对于前期投资要求较高，且制氢过程会产生一定的污染。

假设制造 1 吨氢气	1 吨氢气=11123.5m ³ 氢气
原料(元/吨)	2650
氢与原料比例（重量）	1 比 3.24
辅助设备成本（元）	3000
工艺流程费用（元）	1100
总费用（元）	6860
单位成本（元/m ³ ）	1.14

天然气重整制氢的成本相对石油售价和天然气售价而言具有竞争力。我们通过将不同能源折算为热量单位（Btu）进行对比（图表35），根据我们的分析和预测，可发现目前同等热值的可再生能源电解水成本已经低于交通用以及工业用的石油售价，而天然气重整制氢的成本已经低于上述石油售价及天然气工业用售价。



从能量转换效率的角度来看，天然气重整制氢的方法能量转换效率最高，而乙醇裂解和电解水制氢的方法次之。各种制氢方式的能量转换效率比较如下：

生产流程	水煤气制氢								
	生物质制氢	水煤气制氢	天然气重整制氢 (碳捕捉技术)		天然气重整制氢 (碳捕捉技术)	电解水制氢 (1500kg/天)	乙醇裂解制氢 (1500kg/天)	天然气重整制氢 (1500kg/天)	
能量输入 (单位: 原始/英热)									
植物									
(kg)	13,490	-	-	-	-	-	-	-	-
(Btu)	249,983	-	-	-	-	-	-	-	-
天然气									
(Nm ³)	0.170	-	-	4,501	4,488	-	-	-	4,488
(Btu)	5,900	-	-	156,250	155,800	-	-	-	155,798
乙醇									
(gallons)	-	-	-	-	-	-	-	2,191	-
(Btu)	-	-	-	-	-	-	-	167,239	-
电力 kWh									
(kwh)	0.980	-	1,720	0.569	1,405	90,000	50,000	0.490	1,110
(Btu)	3,344	-	5,867	1,942	4,796	170,607	170,607	1,672	3,787
煤 kg									
(kg)	-	8,508	7,849	-	-	-	-	-	-
(Btu)	-	223,253	205,960	-	-	-	-	-	-
能量输出 (单位: 原始/英热)									
氢气									
(kg)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
(Btu)	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940	113,940
电力 kWh									
(kwh)	-	3,175	-	-	-	-	-	-	-
(Btu)	-	10,834	-	-	-	-	-	-	-
能量转换效率	44.0%	55.9%	53.8%	72.0%	70.9%	66.8%	66.8%	67.5%	71.4%

5、化工原料制氢：甲醇制氢技术应用于众多特定场所，但成本较高

甲醇裂解制氢：由于甲醇具有易于运输、易于获得等特点，甲醇制氢技术备受关注，并应用于众多特定的场所。利用甲醇制氢有3种途径：甲醇裂解、甲醇-蒸汽重整和甲醇部分氧化。在这三种方法中，甲醇裂解由于应用范围更广和原料单一的特点具有更强的竞争力。

甲醇制氢与大规模的天然气、重油转化制氢或者水煤气制氢相比，投资省，能耗低；与水电解制氢相比，单位氢气成本低。

化石燃料制氢工艺一般需要在800 以上的高温下进行。所以转化炉等设备需要特殊材质。同时需要综合考虑能量平衡和利用，不适合小规模制氢。而甲醇转化制氢反应温度低（260~280 ），工艺条件缓和，燃料消耗低。与同等规模的化石燃料制氢装置相比，甲醇-蒸汽转化制氢的能耗是前者的50%。

水电解制氢的成本一般在3~5元/m³，而一套规模为1000m³/h的甲醇-蒸汽制氢转化装置的氢气成本一般不高于2元/m³。

液氨制氢方法由英国化学家亚瑟汀斯利在1894年提出，主要原理是利用液氨和钠单质反应生成氨基化钠，然后氨基化钠将分解成为氮气、氢气以及钠单质。液氨是世界上产量最大的无机化合物之一，通常与丙烷一样被加压储存在液氨罐之内（300psi，约20千帕），液氨虽然可获得性高，但是液氨制氢需要依赖于钌作为催化剂，而钌是一种稀有金属，且在该过程中，分离氢气需要极高的温度。

2015年，英国科学家提出液氨制氢的新方法，将分离氢气的温度降低到了400 的温度。一个典型的汽车电池都可以提供足够的能量来加热一个小型（1.5立方英寸）钠/氨反应器到达该温度。其设备的输出不能满足一个大型商业设施所需的氢气，但可以扩大到满足一辆氢能燃料电池汽车所需的氢气。

目前丰田、本田和现代所使用的氢气，绝大多数都来自天然气重整制氢，但天然气重整制氢对环境的影响较大，因此如果上述液氨制氢的方法能够推行，可以降低制氢过程对环境的影响。此外，该制氢方式的另一个优势是其使用的罐体与现有的其他气体储存罐类似，这也将降低氢能基础设施建设的成本。

成本方面，液氨制氢目前的成本约为2~2.5元/Nm³，仍比电解水制氢的成本低，如未来有进一步的技术突破，液氨制氢的技术可以拓展到直接用于车载供氢。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/136581.html>