

可再生能源电解制氢成本分析

郭秀盈，李先明，许壮，何广利，缪平

（北京低碳清洁能源研究院，北京102211）

摘要：本文对可再生能源电解制氢成本进行了系统分析，对比了碱性与质子交换膜（PEM）电解制氢的平准化成本（LCOH），并考察了规模效应、氢气压力、压缩与液化及输入功率波动性对碱性与PEM电解制氢成本的影响。结果表明：规模增加可降低制氢成本，所考察的电解系统在规模由1MW提高至40MW后，装置的固定成本降幅40%以上，由于电费是主要成本，平准化成本（LCOH）降幅小于25%。在固定成本投入无明显增加的情况下高压电解制氢可明显降低制氢成本，随着电解氢气压力由1atm（1atm=101.325kPa）提高至30atm，进一步压缩至700atm的成本由1\$/kg降至0.3\$/kg；液化成本受规模影响显著，1MW电解制氢增至40MW时制氢并液化的平准化成本（LCOH）从8.7\$/kg降至5.3\$/kg；由于PEM对可再生能源波动具有良好的适应性，在波动性功率输入时，随着低功率（<20%额定功率）波动性的增加，PEM的LCOH成本可以优于碱性电解。随着碱性与PEM电解技术的进步，二者优劣仍需针对具体情况进行分析讨论。

大力发展新能源是实现能源结构转型和应对能源环境可持续发展的重大战略举措。根据《2018年全球可再生能源现状报告》，2018年全球可再生能源装机增至约2378GW，连续四年可再生能源新增装机超过了化石燃料和核能的新装机容量[1]。其中太阳能光伏（PV）新增装机约100GW，占可再生能源新增装机的55%，其次是风力发电（28%）和水电（11%）。目前风能和太阳能等可再生能源发电的难点在于发电的波动性，使发电高峰和用电高峰产生错配，造成并网困难[2-4]。

通过电解制氢将可再生能源转化成氢气，可储可转，其应用模式可以抽象为Power to X[5-6]（图1），实现电能到电能、电能到燃气、电能到燃料、电能到化学品的多种转换，能大大促进能源供应端融合，提升能源使用效率[7-8]。电解制氢是Power to X的核心，特别是氢燃料电池汽车近两年已成为各国竞相发展的大趋势，为了促进绿色氢能的大规模应用，可再生能源电解制氢的成本必须进一步降低，亟待开发低成本的可再生能源电解制氢技术。综合氢气储运的经济性、安全性和可靠性，根据市场可接受价格及美国能源部目标[9-10]，氢的零售价约为4.5\$/kg。这一价格略高于传统化石能源的汽油或柴油，但由于燃料电池效率至少是内燃机的两倍，在汽油或柴油当量的基础上，它接近内燃机成本的一半。为实现这一目标，电解制氢成本必须大幅度降低，主要体现在能耗（kW·h/kg H₂）

），以及固定投资和维护成本。本文基于对商业化电解水制氢装置的调研，以加氢站可接受的氢气零售价格为目标，对可再生能源电解制氢成本进行了系统分析，确定了降低电解制氢成本的潜在改进领域。

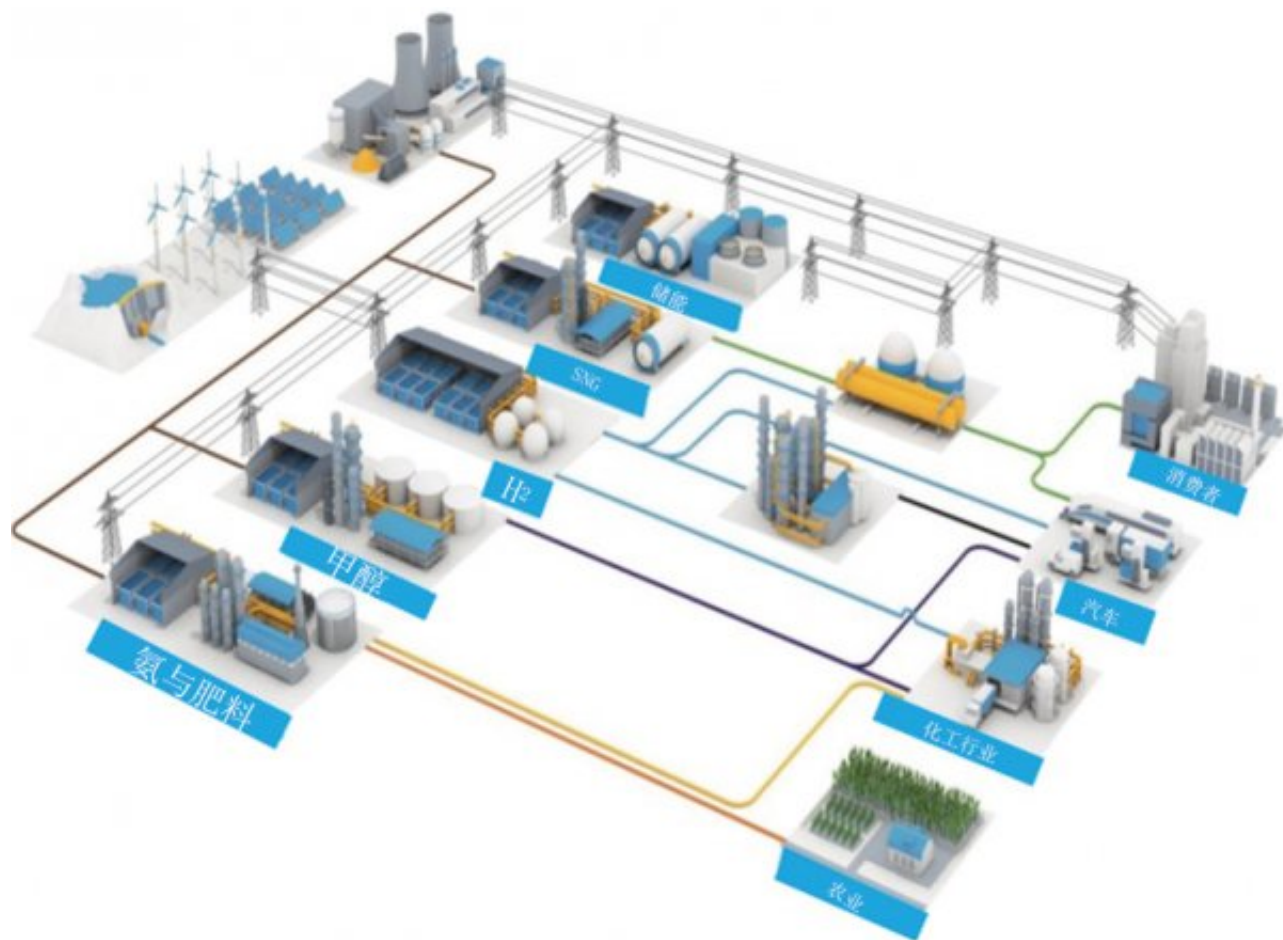


图1 可再生能源Power to X 模式

Fig.1 Power to x mode of renewable energy

1电解制氢成本计算方法

为使氢成为一种商业上可行的能源载体，规定每千克高压氢气（约700atm，1atm=101.325kPa，余同）或液氢的生产成本约4.5\$/kg。为实现这一目标，进行以下计算分析：建立每公斤氢气的生产成本，计算1MW和40MW规模电解制氢平准化成本（levelized cost of Hydrogen，LCOH）；考察3种不同的电解技术：常压（1atm）碱性电解，高压（30atm）碱性电解，高压（30atm）质子交换膜（PEM）电解；平准化成本LCOH=固定成本（capex）/制氢量（capacity）*寿命（lifetime）+运行成本（opex），单位氢气成本以美元计（\$/kg）。运行成本（opex）=每千克氢气耗电量（kW·h/kg）*电价（electricity_price）。

电解系统的成本估算基于市场调研价格及相关文献资料[11-12]，明确电价和电解装置产能因数对制氢成本的敏感性，为分析电解子系统对成本的影响，LCOH分解为组件成本明细。

2财务及技术假设

表1是进行LCOH成本分析研究的财务假设。值得指出的是，尽管文献[13-14]表明PEM体系的寿命还不及碱性体系，但随着燃料电池技术的飞速发展，PEM电解堆的寿命已有很大提高，因此在整个分析过程中，设定PEM电解堆的寿命与碱性体系的相同，电解装置的电力供给均为稳定电源。

由于国内仍无成熟的规模化PEM电解技术，为了便于比较，我们采用了国际知名公司电解装置（如NEL、McPhy与GINER），以美元计价对电解制氢成本进行分析。表2总结了不同评估工厂的技术成本和性能系数，对30atm，40MW的PEM电解装置，由于缺乏官方报价，固定成本支出是根据1MW系统将容量扩大到40MW时的成本减少额（约60%）来确定的，就压缩机而言，大型系统的固定成本支出假定为1MW系统固定成本支出的50%[11]。

表1 财务假设概要

Table 1 Summary of financial assumptions

设备寿命	20 年
折旧率	10%
中期电解槽替换	是
电解槽寿命，PEM 电解槽=碱性电解槽	10 年

注：无电解堆退化，所有费用均以现汇美元计，夜间工厂建设，无价格调整，无所得税，无还本付息税扣减，无工厂折扣。

表2 技术假设概要

Table 2 Summary of technical assumptions

项目规模/MW	1	40
碱性常压电解固定成本/\$·kW ⁻¹	\$ 870	\$536
碱性 30 atm 电解固定成本/\$·kW ⁻¹	\$1250	\$775
PEM 30 atm 电解固定成本/\$·kW ⁻¹	\$ 2100	\$ 840
碱性常压电解效率/(kW·h)·kg ⁻¹ H ₂	54.88	53.76
碱性 30atm 电解效率/(kW·h)·kg ⁻¹ H ₂	54.88	53.76
PEM 30atm 电解效率/(kW·h)·kg ⁻¹ H ₂	49.28	58.24
固定运维/\$·kW ⁻¹	2% of CAPEX	2% of CAPEX
可变运维/\$·kg ⁻¹ H ₂	\$ 0.1	\$ 0.1
氧气收入/\$·Ton ⁻¹	\$ 50	\$ 50
辅助服务/\$·(MW·h) ⁻¹	—	—
液化电量/(kW·h)·kg ⁻¹ H ₂	\$ 12	\$ 12
液化固定成本/\$·kW ⁻¹	\$ 2,800	\$ 490
等温压缩效率	50%	50%
压缩固定成本/\$·kW ⁻¹ (1~700 atm)	\$ 200.0	\$ 100.0
压缩固定成本/\$·kW ⁻¹ (30~700 atm)	\$ 100.0	\$ 50.0
压缩固定成本/\$·kW ⁻¹ (200~700 atm)	\$ 25.0	\$ 12.5

3结果与讨论

3.1制氢

图2是电解制氢LCOH成本受电力成本和产能因数的函数图，3个不同的1MW电解制氢装置图上都突出显示了氢气成本4.5\$/kg的目标标记。可以看出，随着电解装置的容量因数降低，为实现上述目标，电力成本需要更快下降，与采用的电解装置类型关系不大。30atm碱性电解装置在75%的容量因数和60\$/MW·h的电力成本下氢气的LCOH成本约4.5\$/kg，75%的容量因数和60\$/MW·h电价与实际电解厂运行情况相近。值得一提的是4.5\$/kg是为高能量密度氢气产品设定的，该成本必须考虑压缩或液化的增量成本。

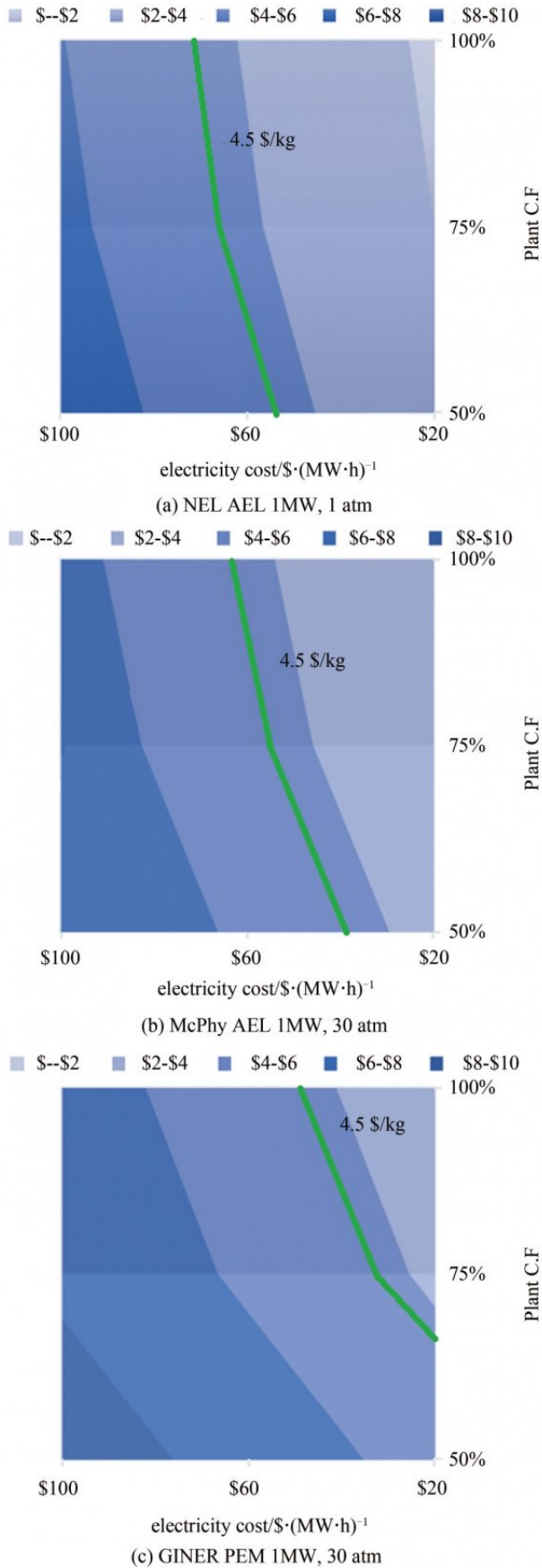
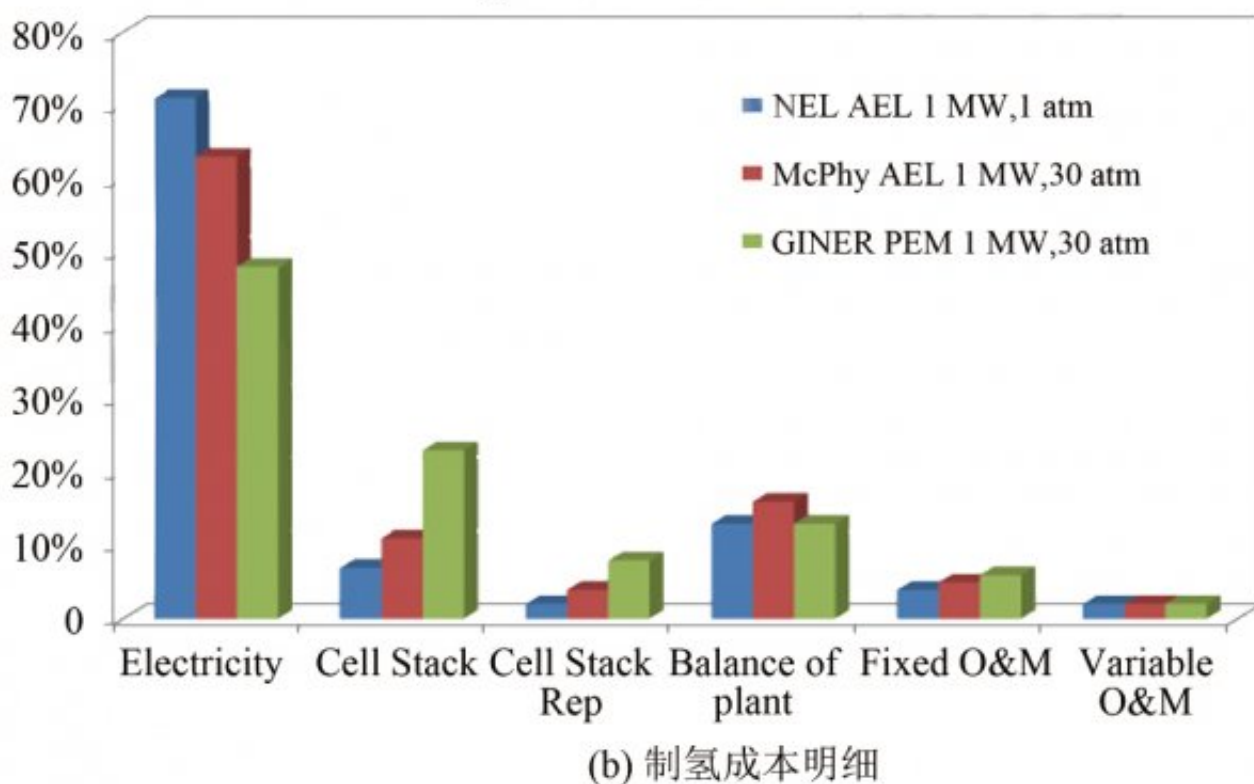
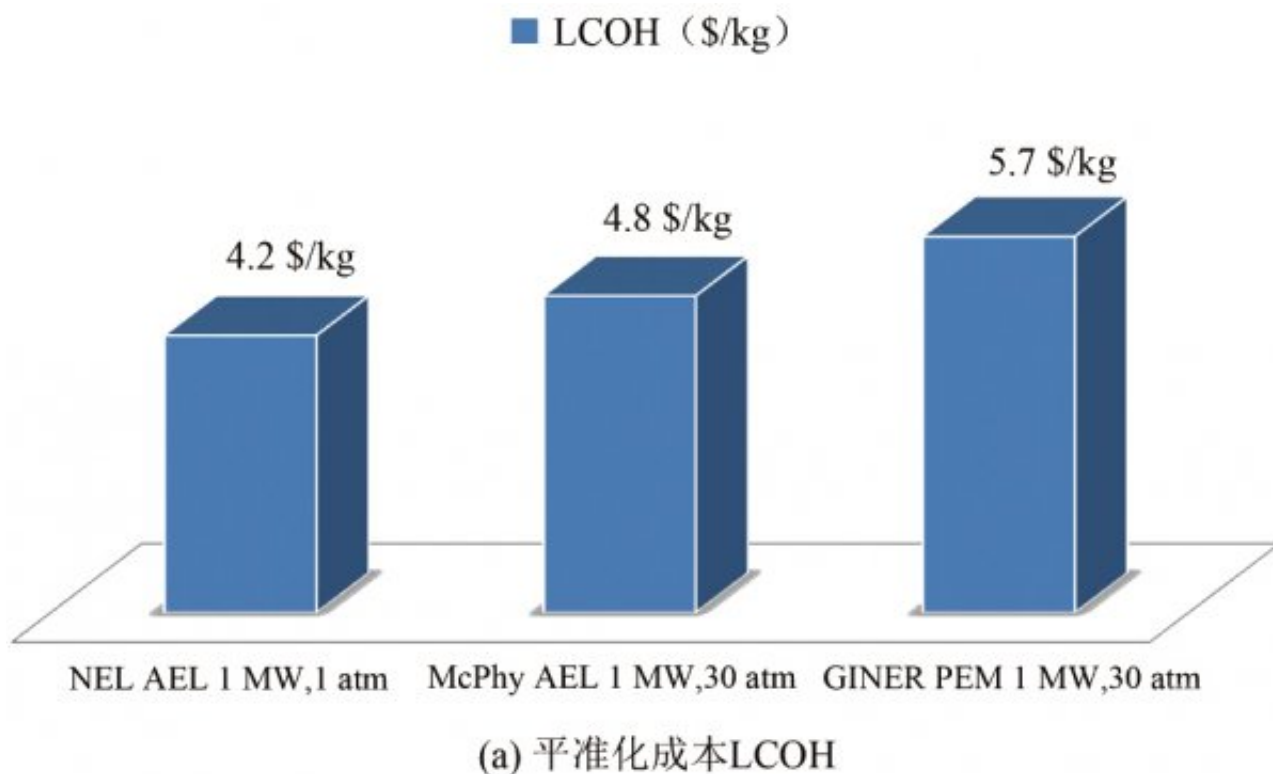


图2 电解制氢成本作为电力成本和产能因数的函数图

Fig.2 Hydrogen production cost of electrolysis systems as a function of power cost and capacity factor

为了解每种技术之间的成本差异，对比了在产能因数75%和电价60\$/MW·h下运行的3种电解装置的LCOH明细，如图3所示。考察的3种电解装置包括：电解工艺系统、供电系统、供水系统和控制系统。由图3(a)可以看出在给定的1 MW电解规模下，常压碱性电解制氢的氢气平准化成本LCOH为4.2\$/kg，是最廉价的选择。



注: 工厂产能因数为75%, 电力成本为60 \$/MW·h

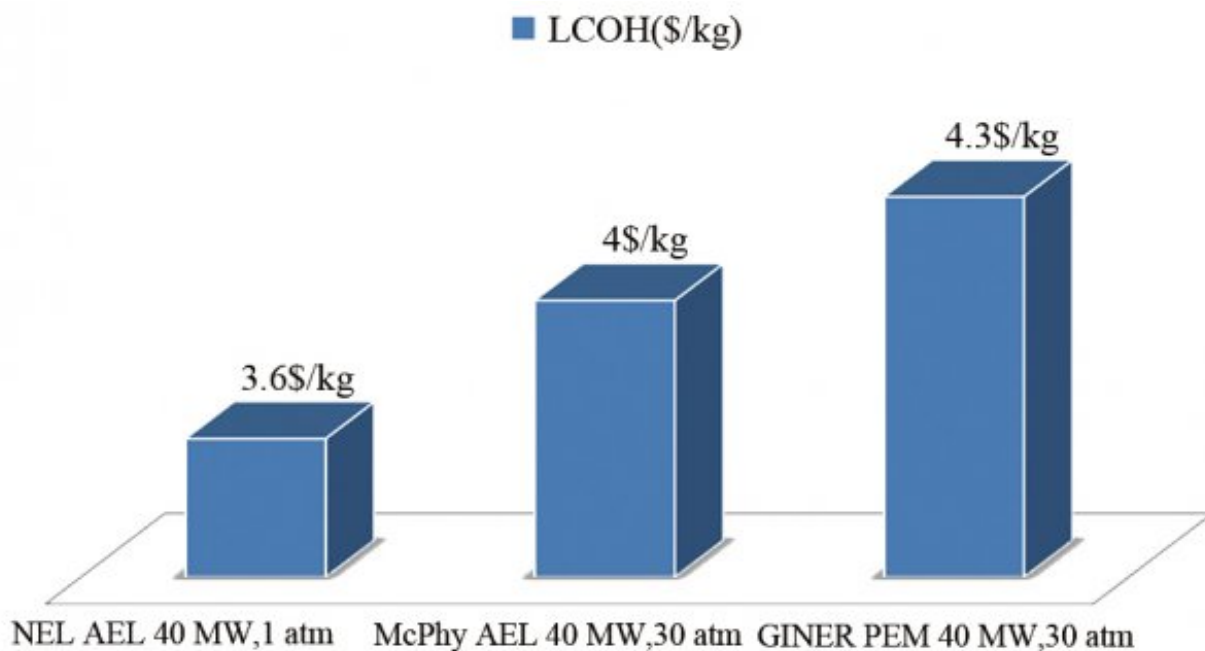
图3 1 MW 规模下评估3种不同技术的制氢成本明细

Fig.3 Cost breakdown of hydrogen production by three different electrolyzers at 1 MW scale

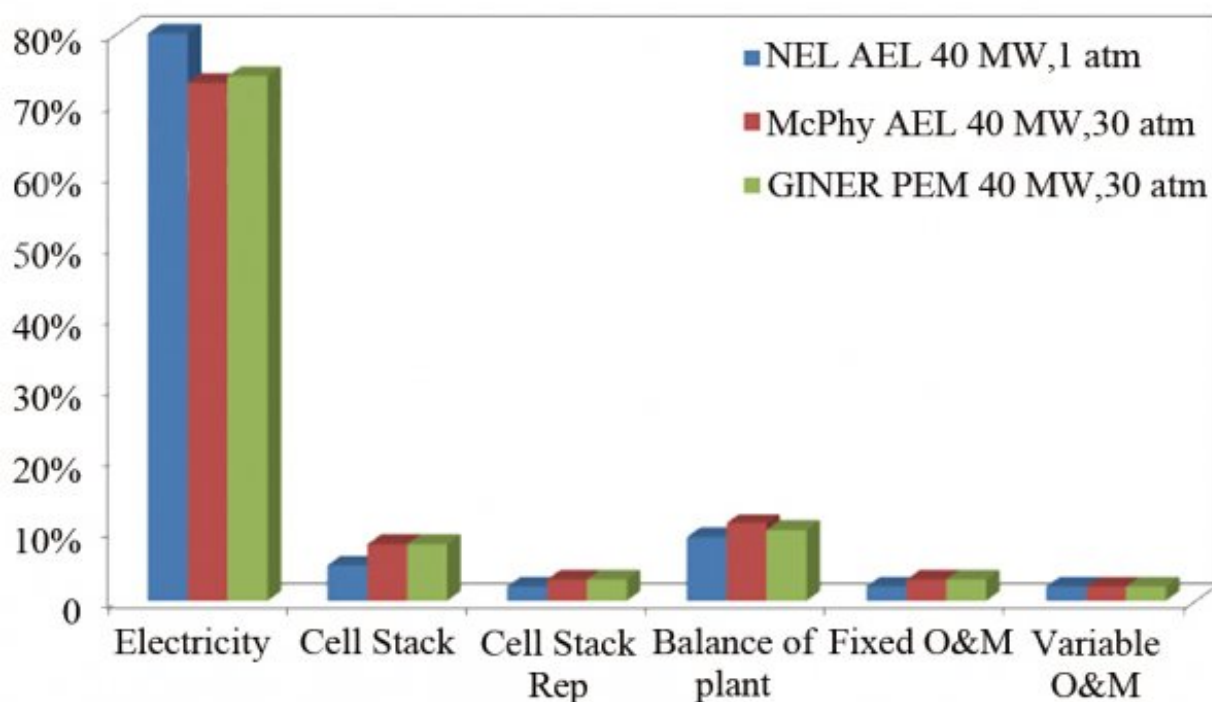
在比较NEL 1 MW 1atm与McPhy 1 MW 30atm两碱性系统时，考虑到两个装置的效率是可比的，其平准化成本（LCOH）差异与30atm电解装置的固定成本较高有关。在更高的压力下工作，电解堆所用材料及每个连续单元之间的密封件有更严格的要求。此外，在较高的工作压力下，控制系统和供水系统变得更加复杂，因此导致了高压电解装置有更高的固定成本。电解制氢高的氢气出口压力的优势在于降低后端储运的压缩成本。

由于PEM电解堆使用稀有贵金属催化剂，固定成本高，导致PEM电解制氢的平准化成本（LCOH为5.7\$/kg）比两碱性系统的平准化成本都要高。尽管在1MW规模下，PEM系统的电解效率（ $49.28\text{kW} \cdot \text{h}/\text{kg H}_2$ ）比两碱性电解系统电解效率（ $54.88\text{kW} \cdot \text{h}/\text{kg H}_2$ ）高10%，但较低的运行成本仍不足以使其具有明显的经济性优势。

随着电解规模从1MW增加到40MW，3个电解系统的固定成本和效率发生了很大变化（表2）。为了解电解装置规模的影响，图4(a)~(b)分别列出了3个电解系统在40MW规模下的平准化成本（LCOH）及其成本明细。



(a) 平准化成本LCOH



(b) 制氢成本明细

注: 工厂产能因数为75%, 电力成本为60 \$/MW·h

图4 在40 MW工厂规模下评估三种不同技术的制氢成本明细

Fig.4 Cost breakdown of hydrogen production by three different electrolyzers at 40 MW scale

结果表明，3个电解系统在规模由1MW提高40MW后，装置的固定成本都有大幅度下降，碱性系统的固定成本投入降低约为40%，PEM系统的固定成本投入降低约为60%（表2），但这3个电解系统的平准化成本（LCOH）由1MW提高至40MW后分别由4.2\$/kg、4.8\$/kg、5.7\$/kg降至3.6\$/kg、4.0\$/kg、4.3\$/kg，降低率均小于25%，这是因为电费是该电解制氢中的主要成本，如图4(b)所示。

常压1atm和高压30atm碱性体系相比，规模40MW较1MW电解制氢的平准化成本（LCOH）差异分别为0.6\$/kg和0.8\$/kg。尽管PEM电解装置的固定成本随着规模由1MW增加至40MW，PEM电解制氢的平准化成本降低（1.4\$/kg）明显，但由于技术工艺不够成熟，其规模增至40MW后电解效率出现了降低（标方氢气耗电量由原来1MW的49.28kW·h/kg，增加至58.24kW·h/kg），电解效率的下降抵消了固定成本投入的降低，使PEM电解装置仍为所研究系统中最昂贵的。

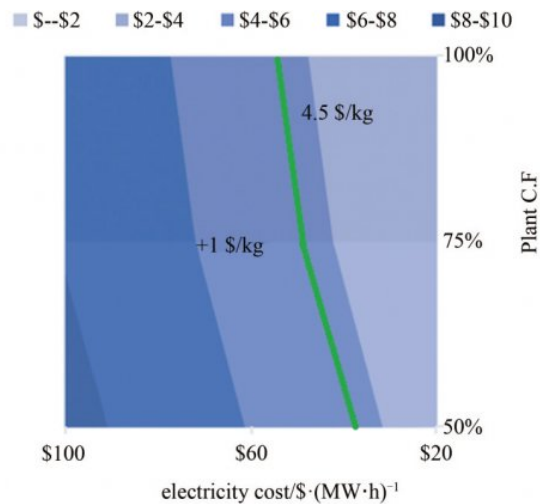
总的来说，增加电解装置规模可降低电解制氢成本，使碱性与PEM电解制氢的成本达到低于4.5\$/kg的目标。值得注意的是我们设定的氢气目标价格是基于高能量密度氢气产品（70MPa高压氢气或液氢），因此下文我们将分析讨论氢气的压缩和液化成本。

3.2 氢气压缩与液化成本

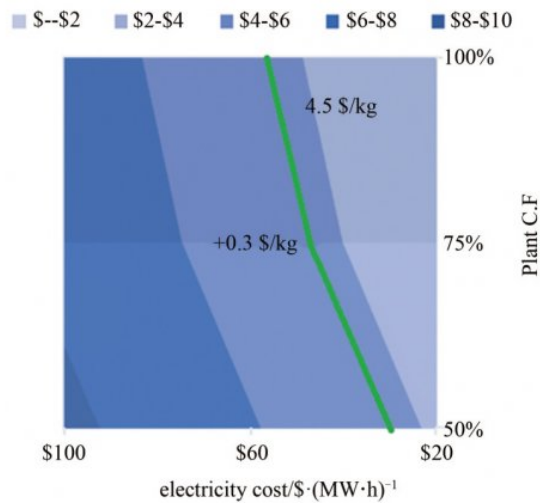
考虑到氢气在常温、常压下能量密度低，要使氢气成为一种能量载体，氢的体积能量密度需要大幅度提高，可以通过液化、压缩或储氢合金来实现[15-16]。鉴于储氢合金仍处于实验室和商业初期阶段，我们仅考虑采用压缩与液化两种方式。如图3和图4所示，电解制氢成本随着系统工作压力的增加而增加，但考虑到加氢站最终需要高能量密度氢气产品，从氢全产业链来看压缩与液化可增加整体经济效益。

3.2.1 压缩成本

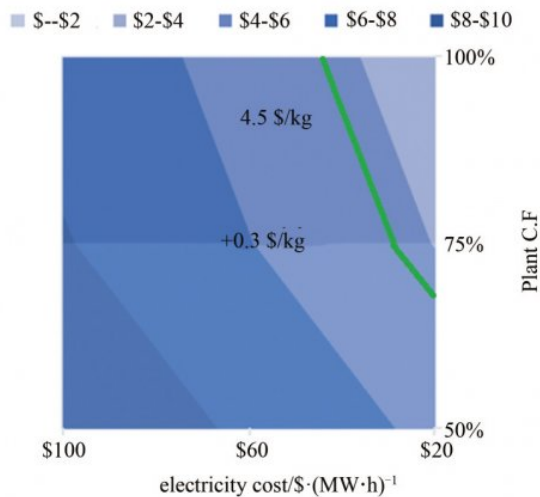
下文对比1MW规模三种电解装置出口的氢气进一步压缩增压至700atm的氢气平准化成本，整个计算过程中使用的技术假设见表2。



(a) NEL AEL 1MW, 1 atm; compress to 700atm



(b) McPhy AEL 1MW, 30 atm; compress to 700atm

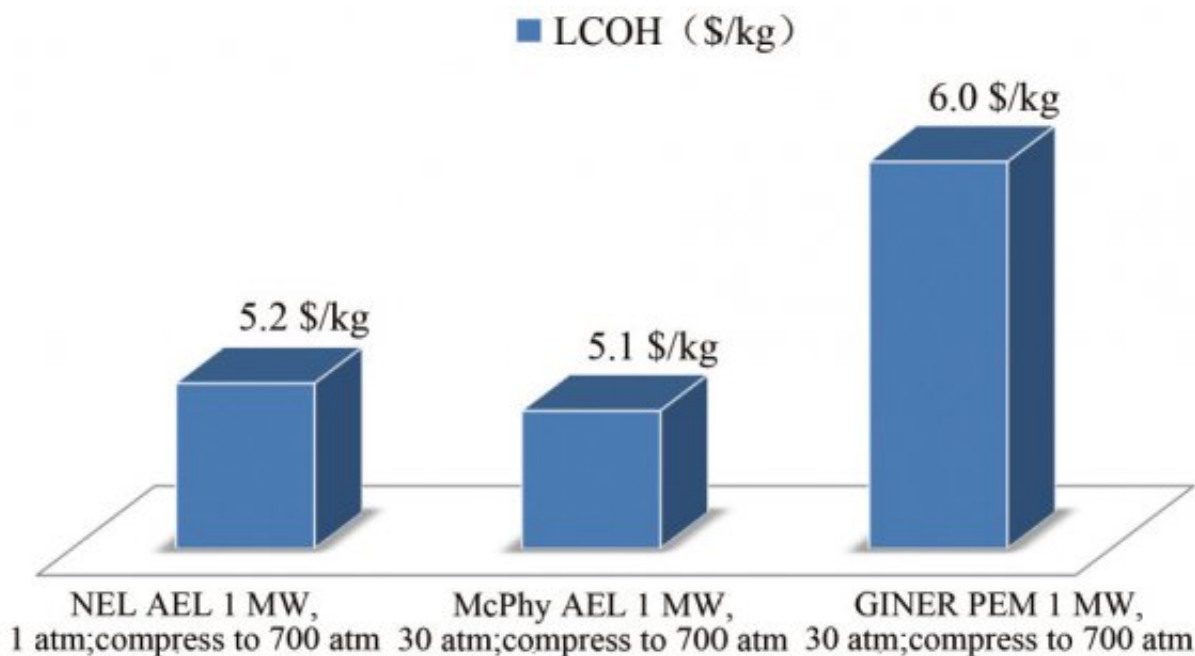


(c) GINER PEM 1MW, 30 atm; compress to 700atm

图5 三个电解系统制氢及压缩成本作为电力成本和产能因数的函数

Fig.5 Hydrogen production and compression cost of three electrolysis systems as a function of power cost and capacity factor

图5显示了我们所评估的3个1MW规模电解制氢和压缩的成本。结果表明，当考虑电解产生的氢气进一步压缩为700 atm高压氢气时，30atm电解系统比1atm电解系统具有相当大的经济优势。常压装置的增量压缩成本约为1\$/kg，而30atm电解槽的增量压缩成本仅为0.3\$/kg。图6显示了3个1MW规模电解系统在工厂产能因数为75%，电力成本为60\$/MW·h条件下的制氢和压缩成本，以及增加压缩后的成本明细。由图6规模1MW电解制氢并压缩至700atm的平准化成本LCOH可以看出，在规模1MW的三个电解系统中，碱性30atm电解制氢并压缩至700atm的LCOH成本最低（5.1\$/kg），成为最经济的选择。随着装置规模的扩大，高压电解制氢的优势将更加明显。



注：工厂产能因数为75%，电力成本为60 \$/(MW·h)

图6 规模1MW电解制氢并压缩至700 atm的平准化成本LCOH比较

Fig.6 Cost analysis of 1 MW electrolytic hydrogen production and compression to 700 atm

由前面分析可知，电解制氢并压缩到700atm的总成本随着电解系统输出压力的增加而下降，在固定成本投入无明显增加的情况下高压电解制氢可明显降低其LCOH成本，最具成本优势。这种高压电解制氢解决方案的成本优势来源于压缩阶段所需压缩机以及电力的减少。

3.2.2液化成本

为了评估1MW和40MW电解制氢并进行氢气液化的成本增量，计算了氢气出口压力30atm的碱性电解系统制氢并进一步液化的平准化成本（LCOH）。整个评估过程的技术假设见表2，液化设施的固定成本与电解制氢规模密切相关，与1MW电解制氢系统配套的液化固定成本投入为2800\$/kW，与40MW系统配套的液化固定成本投入仅为490\$/kW。液化对1MW和40MW规模电解制氢成本的影响结果如图7所示。

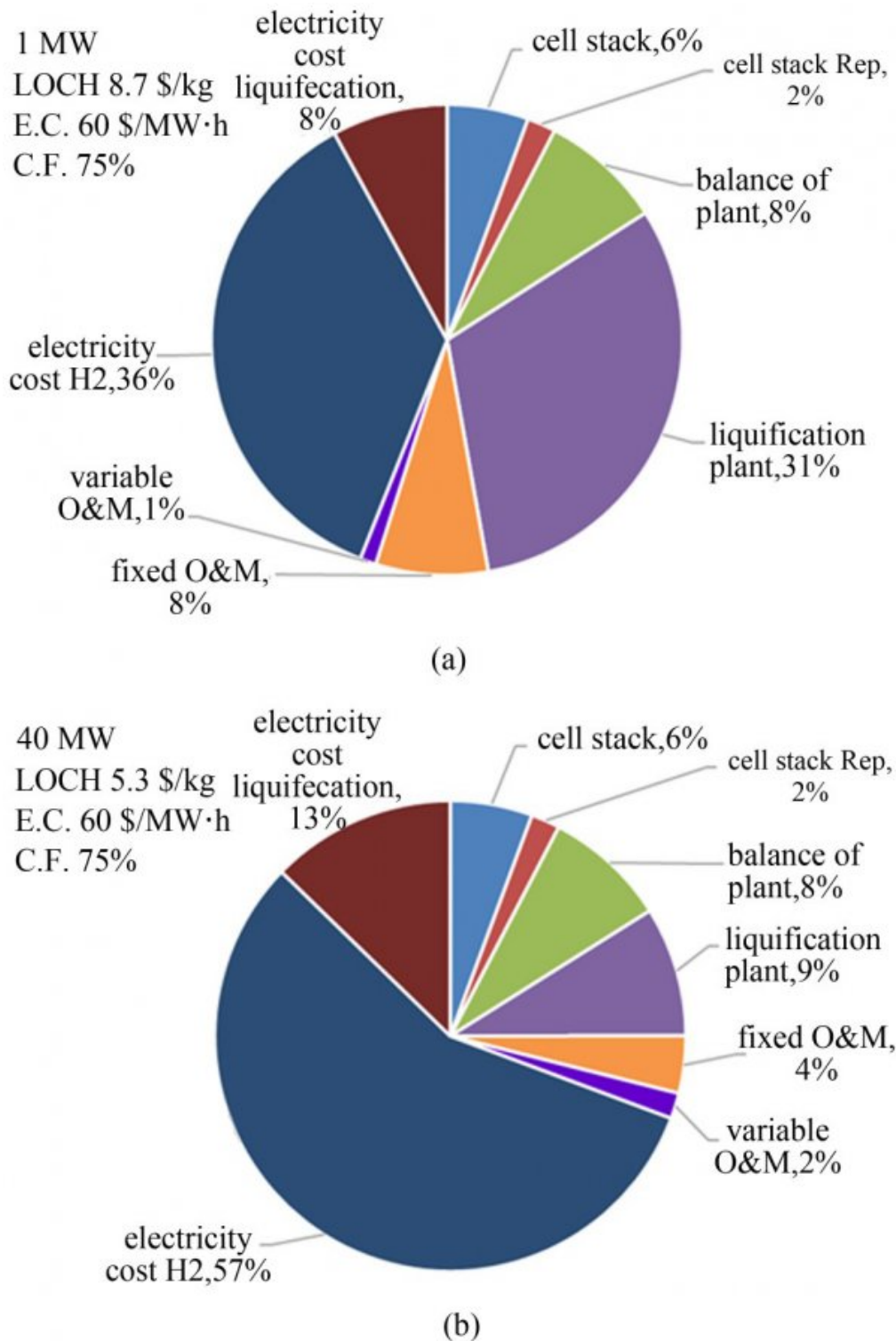


图7 规模1 MW和40 MW碱性电解制氢（氢气出口压力30 atm）和液化成本{明细[产能因数为75%，电力成本为60 \$/(MW·h)]}

Fig.7 cost breakdown of 1 MW and 40 MW alkaline electrolytic hydrogen production (hydrogen outlet pressure 30atm) and liquefaction

由图7可以看出在1MW电解槽规模下，液化装置的固定成本支出占总生产成本的31%，液化过程几乎使氢气的平准化成本LCOH翻了一番，从4.8\$/kg增至8.7\$/kg，这表明，在1MW规模的电解制氢厂进行氢气液化，经济性上是不可行的。当电解制氢系统规模扩大40倍至40MW时，电解制氢并液化的氢气平准化成本从4.0\$/kg增至5.3\$/kg，仍高于设定目标4.5\$/kg。1MW规模增加至40MW时，液化固定成本由总LCOH的31%降低至9%，下降百分比达70%以上；随着规模的进一步增大，液化优势将越来越显著。

4 可再生能源波动性对成本分析的影响

以上对稳定电源输入下的碱性与PEM电解制氢的成本进行了详细的分析，由于可再生能源存在较大的波动性，该波动性源于诸如风、光的间断式供应、不稳定性以及季节性，风电机组的输出功率和风速有关，光伏发电和气温、有无云遮挡太阳等基础因素有关[17-18]。风光的随机性、间歇性使得它不像传统的火力发电等常规发电机组的能量来源那样根据需要来对发电进行灵活的控制，难以接入电网，引入储能等调峰手段又会大大增加其成本，很多企业期望可再生能源直接电解制氢，以氢能形式存储起来[19]。如果风光波动性可再生能源直接为电解装置提供电力供给，碱性与PEM电解装置哪个更具经济性？为了弄清这个问题，我们对40MW波动性太阳能用于电解制氢，采用出口压力30atm碱性电解与30atmPEM电解装置，对其制氢成本进行了对比，两种电解装置的性能参数及分析所用数据如表3所示。

表3 40 MW波动电源输入下碱性与PEM电解制氢成本
分析对比

Table 3 Cost analysis and comparison of alkaline and
PEM electrolytic hydrogen production under 40MW
fluctuating power input

参数	碱性	PEM
太阳能供电/MW	40	40
30 atm 电解固定成本/\$·kW ⁻¹	\$775	\$840
30 atm 电解系统效率/kW·h·kg ⁻¹ H ₂	53.76	58.24
电流密度/A·cm ⁻²	0.25~0.45	1.0~2.0
可允许的最小负载/%	20	0
可允许的最大负载/%	120	150
冷启动时间/min	60~120	5~10
热启动时间	1~5 min	<10 s
计算结果		
所需电解装置规模/MW	34.3	26.8
产氢量/kg H ₂ ·h ⁻¹	595	686
固定成本投入/10000\$	2658	2251

太阳能每天需要冷启停一次，而且由于阴天下雨等天气影响，1个自然年太阳能波动供电中低于额定功率20%的电量占比可达20%以上[19]，该部分能量低于碱性电解装置要求的最小负载，无法使电解装置启动，而这部分能量在PEM电解中可以利用起来。PEM电解允许的最大负载为150%，而碱性电解装置允许的最大负载为120%，40MW太阳能发电需要配套34.3MW碱性电解装置，如配套PEM电解装置则仅需26.8MW，PEM装置规模可明显小于碱性装置，固定成本投入方面PEM比碱性更有优势（表3）。由表3可知同样是40MW的太阳能输入26.8MW的PEM电解装置每小时可制备氢气686kg，或需要配置34.3MW的碱性电解装置每小时可制备氢气595kg。以上计算没有考虑占地面积的影响，PEM装置更加紧凑，同等规模下PEM占地面积几乎为碱性装置的一半，在土地昂贵的地区PEM电解优势将更加明显。

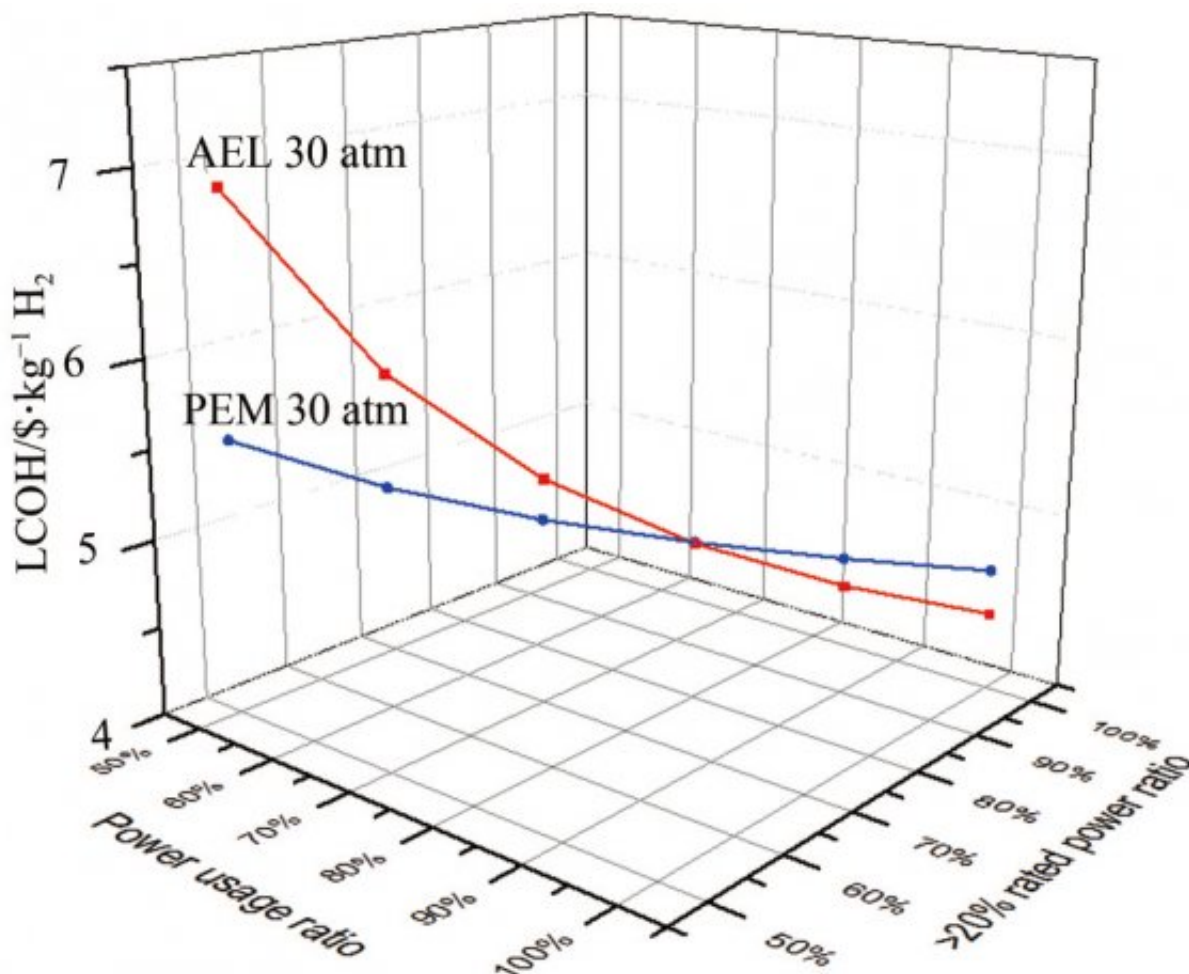


图8 可再生能源波动性对LCOH的影响

Fig.8 Influence of renewable energy fluctuation on LCOH

高压（30atm）34.3MW AEL与26.8MW PEM电解制氢平准化成本LCOH随可再生能源波动性的敏感性变化如图8所示，其中电价以60\$/(MW·h)计算，可再生能源波动性以可再生能源利用率计算，同时考察了可再生能源中大于20%额定功率占比的影响。考虑到对碱性电解装置小于20%额定功率部分的能量无法启动装置，而该部分能量在PEM中可以得到利用，因此在分析可再生能源利用率的同时将功率波动性分为了大于20%额定功率部分与小于20%额定功率波动性两部分，分析了大于20%额定功率部分占比对LCOH成本的影响。可以看出在40MW可再生能源100%功率供给时，高压34.3MW碱性电解与26.8MW PEM电解制氢的LCOH相近，PEM电解略高；随着可再生能源利用率降低，二者的氢气成本逐渐升高。由于可再生能源中低品质部分（小于20%额定功率）的电能在AEL电解中无法利用（碱性可允许的负载区间为20%~120%），而在PEM电解中该部分能量是可以用于产氢的（PEM可允许的负载区间为0~150%），随着可再生能源损失中大于20%额定功率部分的减少（或小于20%额定功率部分的增加），AEL的电解制氢成本较PEM的制氢成本有明显的升高。当可再生能源利用率为50%时，其中大于20%额定功率部分占比为50%时，PEM的LOCH成本为5.5\$/kg H₂，而AEL的LOCH成本达到6.9\$/kg H₂。

综上所述，波动性能源输入下，考虑低负载及过载情况时，PEM比碱性电解装置更有优势。为适应可再生能源的波动性电解厂家在进行不断的优化，随着碱性电解与PEM电解技术的不断改进，孰优孰劣还需视具体情况再议。

5结论

本文基于对商业化电解水制氢技术及成本的详细调研，对比了相同规模（1MW，40MW）常压（1atm）碱性电解、高压（30atm）碱性电解与相应PEM电解制氢的成本，分析计算了氢气平准化成本LCOH随产能因数与电力成本的变化，明确了实现氢气成本达到设定目标4.5\$/kg的条件，并分析研究了规模、氢气压力、压缩及液化对碱性及PEM电解制氢的LCOH及其成本明细构成的影响。

在1MW规模下,碱性电解装置在大于75%产能因数和小于60\$/(MW·h)的电价下可达到氢气成本4.5\$/kg的目标。由于LCOH的大部分来自电力消耗,降低电解制氢系统的LCOH应优先提高电解效率,降低标方氢气耗电量。电解制氢并压缩到700atm的总成本随着电解系统输出压力的增加而下降,在固定成本投入无明显增加的情况下高压电解制氢可明显降低制氢成本,因为高压可以减少压缩段所需压缩装置及电能消耗。由于液化厂固定成本投入高,规模效应显著,电解制氢规模由1MW增至40MW使得制氢并液化的平准化成本(LCOH)从8.7\$/kg下降到5.3\$/kg。

由于PEM较碱性电解装置具有更强的负载波动适应性能力,在风光等波动性可再生能源输入下,PEM比碱性电解装置更有优势。随着碱性电解与PEM电解技术的不断改进,孰优孰劣仍需视具体情况再议。

参 考 文 献

- [1] Renewables 2018 Global Status Report[R]. REN21 (Paris), 2019.
- [2] ASHREETA P, VIKTOR D. Feasibility of renewable hydrogen based energy supply for a district[J]. Energy Procedia, 2017, 122: 373-378.
- [3] SIMONIS B, NEWBOROUGH M. Sizing and operating power-to-gas systems to absorb excess renewable electricity[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(34): 21635-21647.
- [4] KONG L, YU J, CAI G. Modeling, control and simulation of a photovoltaic/hydrogen/supercapacitor hybrid power generation system for grid-connected applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(46): 25129-25144.
- [5] CHEHADE Z, MANSILLA C, LUCCHESI P, et al. Review and

- analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(51): 27637-27655.
- [6] THYSSENKRUPP P. Clean energy, renewable fuels & chemicals, carbon recycling[EB/OL]. [2018-10-01]. <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis/power-to-gas>.
- [7] JANUSZ K, DANIEL W, MICHAL J. Analysis of component operation in power-to-gas-to-power installations[J]. Applied Energy, 2018, 216 (15): 45-59.
- [8] ANNA L B, DESIDERIA U. Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures[J]. Applied Energy, 2018, 228 (15): 57-67.
- [9] GUERRA O J, EICHMAN J, KURTZ J, et al. Cost competitiveness of electrolytic hydrogen[J]. Joule, 2019, 3(10): 2425-2443.
- [10] MAYYAS A, MANN M. Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(18): 9121-9142.
- [11] REDDI K, ELGOWAINY A, RUSTAGI N, et al. Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(34): 21855-21865.
- [12] JOSHUA E, AARON T, MARC M. DOE economic assessment of hydrogen technologies participating in california electricity markets[R]. U S Department of Energy, Washington, D C, 2016.
- [13] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82(3): 2440-2454.
- [14] SABA S M, MULLER M, ROBINIUS M. The instrument costs of electrolysis—A comparison of cost studies from the past 30 years[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43: 1209-1223.
- [15] SATYAPAL S. DOE Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs[R]. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, 2009.
- [16] KASPER T M, TORBEN R J, ETSUO A, et al. Hydrogen—A sustainable energy carrier[J]. Progress in Natural Science: Materials International, 2017, 27(1): 34-40.
- [17] ZHANG Y, TANG N, NIU Y, et al. Wind energy rejection in China: Current status, reasons and perspectives[J]. Renew. Sustain. Energy Rev., 2016, 66: 322-344.
- [18] DISPENZA G, SERGI F, NAPOLII G, et al. Development of a solar-powered hydrogen fueling station in smart cities applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(46): 27884-27893.
- [19] TANG N, ZHANG Y, NIU Y, et al. Solar energy curtailment in China: Status quo, reasons and solutions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 97: 509-528.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/168719.html>