

化工碳中和系列报告三：碳中和背景下大炼化和煤化工如何发展

——氢从哪里来

在我国作出 2060 年前实现“碳中和”承诺的背景下，大炼化和煤化工行业未来会如何发展是市场所关注的问题。正如我们在碳中和系列报告中指出的，化工过程的二氧化碳排放可分为能源相关排放和工业过程排放，随着未来可再生能源替代的推进，能源相关排放会大大缩减，过程排放或将成为决定产品碳排放压力的核心因素。本文讨论在用煤指标限制下，大炼化和煤化工如何降低产品形成过程中产生的碳排放：

核心观点

- **碳排放来自制氢过程，“碳中和”背景下煤制氢受限制：**工艺过程的碳排放来自于制氢过程，由于煤制氢在现阶段拥有绝对的成本优势，无论大炼化还是煤化工均首选煤制氢装置。但煤制氢制 1 吨氢气将排放 11 吨的二氧化碳，在“碳中和”背景下，长远看，大炼化和煤化工企业需要选择新的制氢路径。
- **炼厂从燃油型向化工型转型，宜配套轻烃裂解装置：**许多国家已经宣布未来将禁止生产化石燃料汽车，成品油的需求在达峰后将逐步减少，炼厂面临从燃油型向化工型的转型。蜡油和渣油加氢裂化后可提升乙烯、丙烯和低碳芳烃的产率，因此炼厂转型后对氢气的需求将会提升。配套轻烃裂解装置可减少煤的用量，以浙石化一期为例，该项目配套 60 万吨/年的 PDH 装置预计一年供应 2.4 万吨氢气，至少减少 18.2 万吨/年的煤炭使用，同时将炼厂副产的丙烷转化为高附加值的丙烯。若配套 250 万吨/年的乙烷裂解制乙烯项目，一年将副产 17.2 万吨的氢气，可满足 2000 万吨/年的炼厂一年的氢气需求。
- **西部煤化工宜发展可再生能源电解水制氢：**西部地区的太阳能和风电资源丰富，可再生能源发电成本逐渐下降，2020 年国家发改委对 I 类资源区的陆上风电指导价和集中式光伏电站上网指导价分别为 0.29 元/kWh 和 0.35 元/kWh，进入平价时代。根据我们的测算，煤炭价格为 500 元/吨时，煤制氢成本约 10.1 元/kg，而宝丰的一体化太阳能电价水制氢项目的制氢成本约 17.1 元/kg，对应宁东的光伏发电成本 0.23 元/kWh，是后煤制氢时代的替代方案。若未来光伏发电成本降至 0.1 元/kWh，光伏发电电解水制氢的成本将下降至 9.9 元/kg。对于煤化工来讲，额外补充氢气还可大幅降低原料煤的使用，若外部氢气充足，MTO 的煤单耗可从 5 下降至 2.1。

投资建议与投资标的

- “碳中和”背景下，大炼化与煤化工企业将针对减碳排放目标进行资本开支，龙头企业优势在于可选择合适的项目实现协同效应。建议关注恒力石化(600346, 买入)、荣盛石化(002493, 买入)、宝丰能源(600989, 买入)的投资机会。

风险提示

- “碳中和”政策执行力度不及预期；可再生能源发电成本下降不及预期；化学品需求下滑。

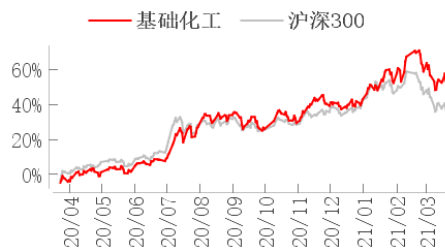


东方证券
ORIENT SECURITIES

行业评级 **看好** 中性 看淡 (维持)

国家/地区 中国
行业 基础化工行业
报告发布日期 2021 年 03 月 21 日

行业表现



资料来源：WIND、东方证券研究所

证券分析师 倪吉
021-63325888*7504
niji@orientsec.com.cn
执业证书编号：S0860517120003

联系人 袁帅
yuanshuai@orientsec.com.cn

相关报告

化工碳中和系列报告二：化工行业碳排放压力有多大？ 2021-03-20
碳中和承诺对化工意味着什么 2020-11-11

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

目 录

1. 大炼化和煤化工需寻找新的制氢途径	4
1.1. 大炼化和煤化工是用氢大户	4
1.2. 主要制氢途径成本	5
2. 大炼化宜配套轻烃裂解装置	6
2.1. 炼厂转型将提升氢气需求	6
2.2. 东部炼厂宜配套轻烃裂解装置	9
3. 西部煤制烯烃宜布局可再生能源电解水	10
3.1. 额外补氢可降低 MTO 单耗	10
3.2. 西部地区利用可再生能源有优势	11
4. 投资建议	12
5. 风险提示	13

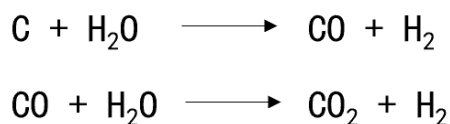
图表目录

图 1: 煤气化反应方程式.....	4
图 2: 氢气需求占比.....	4
图 3: 全球制氢途径结构.....	5
图 4: 国内制氢途径结构.....	5
图 5: 主要制氢途径成本 (元/kg)	5
图 6: 我国汽油产量及增速.....	7
图 7: 我国柴油产量及增速.....	7
图 8: 美国二次炼油装置占比	7
图 9: 中国二次炼油装置占比	7
图 10: 航天炉内煤气化和变换过程	11
图 11: 各省甲醇产能占比.....	12
图 12: 各省聚丙烯产能占比.....	12
表 1: 煤制氢、天然气制氢、可再生能源电解水制氢对比.....	6
表 2: 恒力石化和浙石化一期主体装置对比	7
表 3: 固定床和沸腾床对比.....	8
表 4: 浙石化一期成品油下降至 10%将产生的额外氢气需求	8
表 5: 七大炼化基地及周边 PDH 项目	9
表 6: 不同制氢方式投资规模对比	10
表 7: 煤制烯烃成本变化情况	11

1. 大炼化和煤化工需寻找新的制氢途径

我们在碳中和系列报告二中指出，化工过程的二氧化碳排放可分为能源相关排放和工业过程排放，随着未来可再生能源替代的推进，能源相关排放会大大缩减，过程排放或将成为决定产品碳排放压力的核心因素。产品形成过程中的碳排放主要来自于煤制氢过程。目前市场最担心的问题就是碳减排政策会限制化工行业的增长，不仅限制能源的使用，甚至连原料使用都进行限制，特别是大炼化和煤化工这两个耗氢大户，如果没有足量的氢气支持，生产将会受到很大影响。但是我们分析认为大炼化和煤化工的氢气需求即使未来不能用煤制氢来支撑，也有较好的可持续解决方案。虽然生产成本难免会有一定提升，但在满足碳排放的同时，仍能获得增长的空间。

图 1：煤气化反应方程式

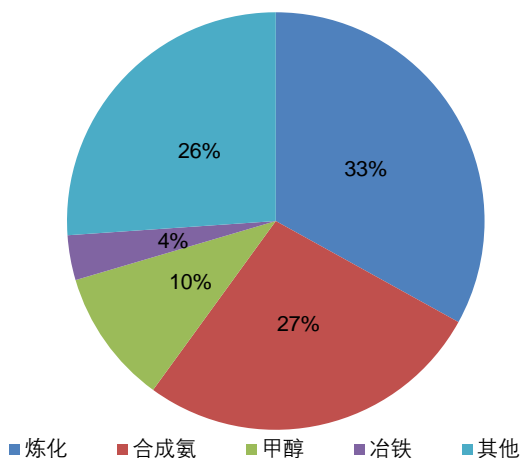


资料来源：环评报告，东方证券研究所

1.1. 大炼化和煤化工是用氢大户

2018 年全球氢气消费量高达 1.15 亿吨，大炼化的氢气消费量为 3800 万吨，占比 33%，煤化工涉及的合成氨和甲醇分别占氢气需求的 27%和 10%。从供给端来看，天然气制氢在全球的占比最大，达 45%，其次是工业副产氢，占比 41%，煤炭制氢占比 13.6%。但煤制氢因其极其廉价的成本在我国占比达 62%。

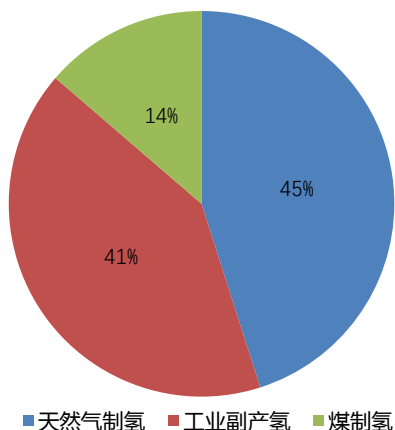
图 2：氢气需求占比



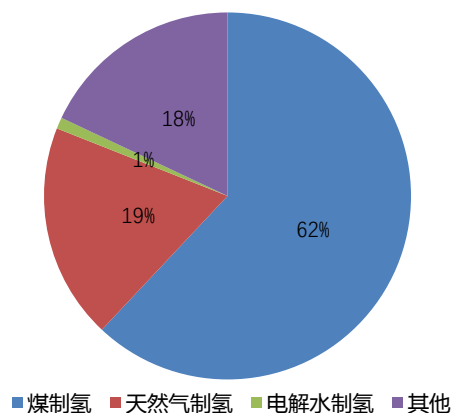
资料来源：EIA，东方证券研究所

世界能源理事会将氢气划分为灰氢、蓝氢和绿氢，分别指化石燃料制氢、工业副产氢和可再生能源电解制氢，只有绿氢才是真正零排放制氢方式。化石燃料制氢方式中，煤制氢排放最大，生产 1 吨

氢气将排放 11 吨二氧化碳，其次是石油制氢，生产 1 吨氢气将排放 7 吨二氧化碳，天然气制氢生产 1 吨氢气将排放 5.5 吨二氧化碳。因此，在“碳中和”背景下，大炼化和煤化工中常用的煤制氢将受到限制，亟需寻找新的制氢方式。

图 3：全球制氢途径结构


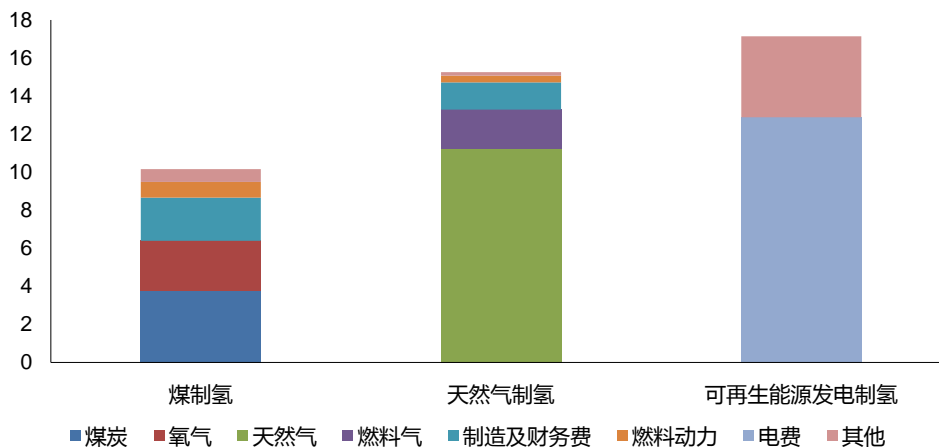
资料来源：EIA，东方证券研究所

图 4：国内制氢途径结构


资料来源：中国氢能标准化技术委员会，东方证券研究所

1.2. 主要制氢途径成本

根据我们的测算，煤炭价格在 500 元/吨，煤制氢生产 1kg 氢气的成本约 10.2 元；天然气价格在 2.5 元/Nm³ 时，天然气制氢生产 1kg 氢气的成本约 15.3 元；可再生能源发电的成本在 0.23 元/kWh 时，可再生能源发电制氢生产 1kg 氢气的成本约 17.1 元。工业副产氢属于副产物，一般不单独核算成本，但以 PDH 和乙烷裂解为代表的轻烃裂解项目投资巨大，一套 60 万吨/年的 PDH 项目总投资约 36 亿元。

图 5：主要制氢途径成本（元/kg）


资料来源：东方证券研究所测算

不考虑碳税的情况下，天然气价格需降低到 1.65 元/Nm³ 时才可与煤制氢的成本打平（煤价 500 元/吨），可再生能源发电的成本需降低至 0.1 元/kWh 时才可与煤制氢的成本打平。若考虑碳税成本，参考欧洲 40 欧元/吨的碳税，约人民币 300 元/吨，天然气价格需降低到 1.92 元/Nm³ 时可与煤制氢的成本打平，可再生能源发电的成本需降低至 0.16 元/kWh 时可与煤制氢的成本打平。按 300 元/吨的碳税计算，当前的可再生能源制氢的成本已与天然气制氢成本相当。我们判断，越接近 2060 年“碳中和”承诺期，碳排放权会越稀缺，碳税的价格会越高，可再生能源电解水制氢的成本将越有竞争力，天然气制氢只是权宜之计。

表 1：煤制氢、天然气制氢、可再生能源电解水制氢对比

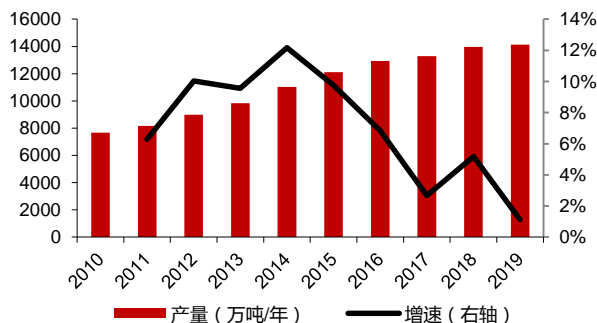
煤制氢			天然气制氢			可再生能源电解水		
项目	单位	1	项目	单位	1	项目	单位	1
氢气	吨	1	氢气	吨	1	氢气	吨	1
煤炭	吨/吨氢	7.5	天然气	标方/吨氢	4490	用电量	千瓦时/吨氢	56000
煤炭单价	元/吨	500	天然气价格	元/标方	2.5	可再生能源发电成本	元/千瓦时	0.23
煤炭成本	元/吨氢	3750	天然气成本	元/吨氢	11224	发电成本	元/吨氢	12880
原料占成本比例	%	37	原料占成本比例	%	73	发电占成本比例	%	75
制氢总成本	元/吨氢	10135	制氢总成本	元/吨氢	15376	制氢总成本	元/吨氢	17173
二氧化碳排放量	吨	11	二氧化碳排放量	吨	5.5	二氧化碳排放量	吨	0
碳税	元/吨	300	碳税	元/吨	300	碳税	元/吨	300
碳税成本	元/吨氢	3300	碳税成本	元/吨氢	1650	碳税成本	元/吨氢	0
总成本（含碳税）	元/吨氢	13435	总成本（含碳税）	元/吨氢	17026	总成本（含碳税）	元/吨氢	17173

资料来源：东方证券研究所测算

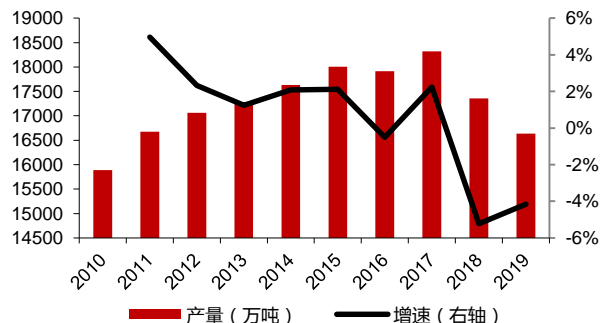
2. 大炼化宜配套轻烃裂解装置

2.1. 炼厂转型将提升氢气需求

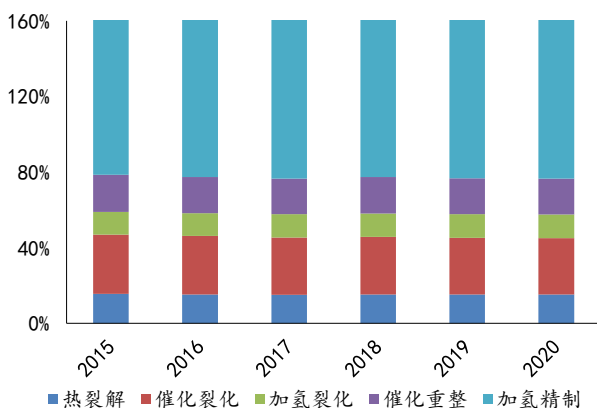
许多国家已经宣布未来将禁止生产化石燃料汽车，成品油的需求在达峰后将逐步减少，我国汽油产量增速明显放缓，柴油产量自 2017 年后开始下降，炼厂面临从燃油型向化工型的转型。分别为渣油和蜡油加氢裂化后可提升乙烯、丙烯和低碳芳烃的产率。因此炼厂转型后对氢气的需求将会提升。以美国为例，美国炼油厂的二次加工装置中加氢裂化和加氢精制占比分别达 12.5% 和 89.2%，相比之下，国内的加氢装置仍有很大的提升空间，国内加氢裂化占比 10.8%，加氢精制占比 44.0%，低于世界平均水平的 55.0%。

图 6：我国汽油产量及增速


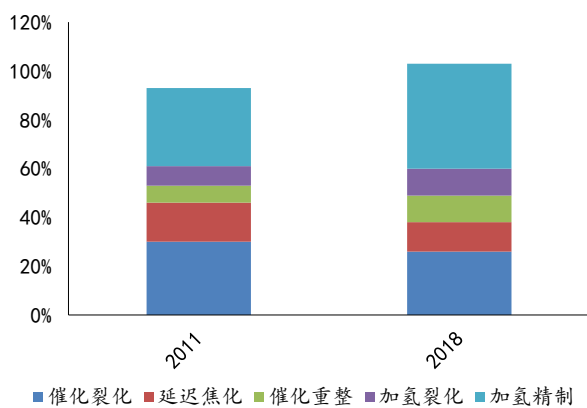
资料来源：Wind，东方证券研究所

图 7：我国柴油产量及增速


资料来源：Wind，东方证券研究所

图 8：美国二次炼油装置占比


资料来源：EIA，东方证券研究所

图 9：中国二次炼油装置占比


资料来源：《中美两国石油化工产业实力对比分析》，东方证券研究所

民营大炼化中，恒力石化 2000 万吨/年炼化一体化项目需额外制氢 24 万吨/年，循环回收纯氢 54 万吨，一年煤制氢装置消耗原料煤 260 万吨/年。而规模相等的浙石化 4000 万吨/年炼化一体化一期项目，需额外制氢 10 万吨/年，消耗原料煤 200 万吨/年。我们认为，恒力石化的氢气用量大于浙石化有两点原因：1.恒力石化的加氢装置规模更大；2.恒力石化的渣油加氢裂化使用的是沸腾床，而浙石化一期使用的是固定床，沸腾床的氢气用量更大。

表 2：恒力石化和浙石化一期主体装置对比

恒力石化		浙石化一期	
主体工程	规模 (万吨/年)	主体工程	规模 (万吨/年)
常减压蒸馏装置	2000	常减压蒸馏装置	2000
轻烃回收装置	450	轻烃回收装置	300
煤油加氢精制装置	200	延迟焦化	300

柴油加氢裂化装置	600	柴油加氢裂化装置	800
蜡油加氢裂化装置	750	蜡油加氢裂化装置	380
沸腾床渣油加氢裂化	600	固定床渣油加氢裂化	500
溶剂脱沥青	140	重油催化裂化	420
润滑油异构脱蜡装置	60	石脑油加氢	320
芳烃联合装置	450	芳烃装置	520
连续重整	960	连续重整	800
异构化装置	50	航煤精制装置	150
C3/C4 混合脱氢装置	100	C3/C4 分离装置	110
聚丙烯装置	43	烷基化装置	45
MTBE 装置	82	MTBE 装置	18
PSA 氢气提浓装置	73 万标方/时	C5 正异构分离装置	150
煤制氢联产醋酸装置	50 万标方/时	煤制氢气装置	80 万标方/时

资料来源：环评报告，东方证券研究所

表 3：固定床和沸腾床对比

	固定床	沸腾床
原料油	杂质较小的原油	可用杂质较多的原油
反应温度/°C	370~420	400~450
反应压力/MPa	10~20	15~21
渣油转化率/%	20~50	50~90
单位立方化学耗氢/m ³	150	200~300
技术难度	简单	复杂
技术成熟度	成熟	较成熟
装置投资	中等	较高

资料来源：《渣油加氢工艺及工程技术探讨》，东方证券研究所

目前浙石化一期成品油收率为 41.8%，汽油 378.85 万吨/年（其中催化汽油 185.97 万吨/年），煤油 284.41 万吨/年，柴油 172.81 万吨/年。要提高化工品的产率需提高催化裂化和加氢裂化的装置规模，将成品油组分转化为石脑油，其中加氢裂化需要大量氢气，而催化裂化几乎不需要氢气。参考浙石化柴油加氢装置，柴油的转化率为 57.2%，重石脑油收率 43.7%，而重石脑油可经过连续重整得到芳烃原料和副产氢，一套 400 万吨/年的连续重整装置副产 15 万吨/年的氢气。假设浙石化一期炼厂成品油下降至 10%，意味着需减少 636.1 万吨/年的成品油，扣除搭配连续重整产生的副产氢，如果全部通过加氢裂化转化，将额外产生 12.08 万吨/年的氢气需求。如果搭配催化裂化（DCC）技术，则氢气增量需求会少于 12.08 万吨/年。

表 4：浙石化一期成品油下降至 10%将产生的额外氢气需求

加氢裂化 I		连续重整	
进料	万吨/年	出料	万吨/年

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

成品油	836.07	成品油	357.84	重石脑油	521.74	氢气	19.57
氢气	22.16	重石脑油	365.36			芳烃原料	452.62
		轻石脑油+其他	135.03			其他	49.55
加氢裂化 II							
进料	万吨/年	出料	万吨/年				
成品油	357.84	成品油	153.16				
氢气	9.48	重石脑油	156.38				
		轻石脑油+其他	57.79			额外氢气需求	12.08

资料来源：环评报告，东方证券研究所测算

2.2. 东部炼厂宜配套轻烃裂解装置

我国规划了大连长兴岛、河北曹妃甸、江苏连云港、浙江宁波、上海漕泾、广东惠州、福建古雷建设七大炼化基地，在这七大炼化基地附近建有或规划建设多个轻烃裂解项目，通过管道运输氢气，可实现区域内的氢气循环，达到减碳目的。一般 60 万吨/年的 PDH 装置可副产约 2.3 万吨氢气，对于浙江石化这样的装置，增加不过 4 套 60 万吨 PDH 就可以使成品油收率降低至 10%。

其次对于东部炼厂来说，港口是其优势，且国内企业在进口轻烃方面有一定经验。例如，万华化学在中东 LPG 市场采购方面拥有一定的话语权，拥有 CP 定价推荐权，且建有地下洞库用于储存丙烷，平抑 LPG 价格的季节性。卫星石化租赁超大型乙烷运输船（VLEC）从美国进口乙烷用于乙烷裂解制乙烯。

表 5：七大炼化基地及周边 PDH 项目

石化基地	炼油项目	设计产能/年	轻烃裂解项目	设计产能/年
大连长兴岛	中石油炼化一体化项目	2500	向辉化工营口 PDH 项目	60
	恒力石化炼化一体化项目	2000	聚能重工锦州乙烷裂解项目	200
	中国华阳和福佳集团炼化一体化项目	2000		
河北曹妃甸	中石化曹妃甸千万吨级炼油项目	1200	东华能源 PDH 项目	132
	旭阳石化炼化一体化项目	1500	东华能源乙烷裂解项目	200
	新华石化炼化一体化项目	2000	海伟石化衡水 PDH 项目	50
	浅海集团-一泓石化炼化一体化项目	1500		
江苏连云港	中石化连云港炼化一体化项目	3200	斯尔邦 PDH 项目	70
	盛虹石化炼化一体化项目	1600	新海石化 PDH 项目	150
			卫星石化乙烷裂解项目	250
浙江舟山	中石化镇海炼化一体化项目	1500	东华能源 PDH 项目	120
	浙江石化炼化一体化项目	4000	浙石化 PDH 项目	120
上海漕泾			金发 PDH 项目	120
	中石化高桥石化漕泾炼油化工一体化项目	2000		
广东惠州	中海油惠州炼化项目	2200	广东尊鹏 PDH 项目	45
			巨正源 PDH 项目	66
			东华能源茂名 PDH 项目	120

福建古雷	中石化古雷炼化一体化项目	1600	美得石化福清 PDH 项目	80
------	--------------	------	---------------	----

资料来源：公开资料整理，东方证券研究所

和其他制氢方式相比，轻烃裂解装置产生的氢气属于蓝氢，几乎不产生碳排放，而且不考虑氢气收益的情况下本身就有很好的投资回报。PDH 项目的单吨丙烯投资强度约在 6000 元左右，过去长期的行业 ROA 基本都维持在 10%以上。国内乙烷裂解项目单吨乙烯投资强度约 1.2 万元，预期的 ROA 约 15%。如果按氢气折算，PDH 和乙烷裂解的单吨氢气投资强度分别为 16 万元和 19 万元。而目前可再生能源电解水制氢的投资强度还很高，西部某 I 类资源区的年产 1.4 万吨氢气的太阳能电解水制氢储能项目的投资规模高达 14 亿元，单吨投资强度 10 万元，且没有其他收益。天然气制氢的投资强度虽然比光伏制氢低，约 8000 元/吨，但也没有其他收益，还产生二氧化碳排放。所以我们认为配套轻烃裂解是未来大炼化补充氢气、压减成品油的最佳选项。

表 6：不同制氢方式投资规模对比

项目	总投资 (亿元)	氢产量 (万吨/年)	年均利润 (亿元)
45 万吨/年 PDH 项目	30.4	1.9	4.0
250 万吨/年乙烷裂解项目	325.3	17.2	78.3
年产 8 万方氢气项目	4.8	6.0	0.3
太阳能电解水制氢项目	14	1.4	1.1

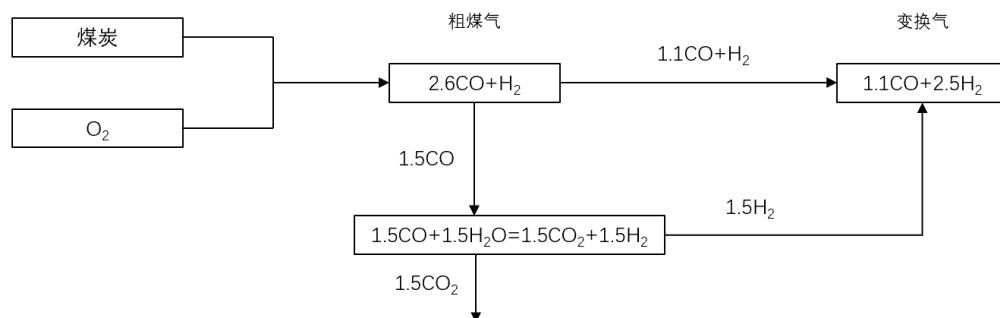
资料来源：环评报告，东方证券研究所

3. 西部煤制烯烃宜布局可再生能源电解水

3.1. 额外补氢可降低 MTO 单耗

煤制烯烃反应过程中的碳排放主要来自煤制甲醇 (MTO) 中的合成气变换反应，以常见的航天炉为例，粗煤气中的 CO: H₂ 为 2.6，为了满足生产甲醇的要求，需要通过变换反应将 CO: H₂ 比例调为 0.45，这一过程中就会产生大量 CO₂ 排放。如果从外部补充氢气，来降低 CO: H₂ 比例，理论上可将 MTO 的煤炭单耗从 5 吨降低至 2.1 吨，且 C 元素将全部转化到甲醇中，不产生碳排放。以 50 万吨/年 MTO 项目为例，原料煤消耗量为 246 万吨/年，反应过程产生约 300 万吨/年碳排放。当 MTO 单耗下降至 2.1 吨煤/吨烯烃时，50 万吨/年 MTO 项目耗煤量将下降至 104 万吨/年，需要额外补充氢气 16.5 万吨/年，折合 18.3 亿 Nm³/年。

国内煤制烯烃产能集中在西北部地区，很难像上述炼油企业一样配套轻烃裂解来补充氢气，但是西北地区地广人稀、日照充足，非常适合布局光伏项目，以光伏发电电解水产氢与煤气化配合也可以生产烯烃。在煤炭用量不变的情况下，以光伏发电补氢可以多生产约 140%的聚烯烃产品。

图 10：航天炉内煤气化和变换过程


资料来源：公开资料整理，东方证券研究所

我们测算了在当下采用光伏电解水制氢补充到粗煤气制烯烃的成本，按 17173 元/吨氢气的成本，煤制烯烃的单吨烯烃成本将增加 3514 元，严重挤压煤制烯烃的盈利空间。但若光伏电解水制氢成本下降至 7000 元/吨氢气的成本，煤制烯烃的单吨成本与当前成本相当，仍可保持煤制烯烃的竞争力。随着技术的进步，新能源发电成本以及电解水能耗下降是大概率事件。

表 7：煤制烯烃成本变化情况

原工艺	单位	粗煤气	单位	变换气	单位
煤炭	吨	5.0	CO	吨	13.10
煤价	元/吨	320	H ₂	吨	0.16
煤炭成本	元/吨聚烯烃	1600			
氧气	吨	2.95			
氧气价格	元/吨	350			
氧气成本	元/吨聚烯烃	1033			
额外加氢	单位	粗煤气	单位	变换气	单位
煤炭	吨	2.1	CO	吨	5.55
煤价	元/吨	320	H ₂	吨	0.07
煤炭成本	元/吨聚烯烃	672		额外补充 H ₂	吨
氧气	吨	1.24		制氢成本	元/吨
氧气价格	元/吨	350		补充氢气成本	元/吨聚烯烃
氧气成本	元/吨聚烯烃	434		原料节省成本	元/吨聚烯烃
				其他节省成本	元/吨聚烯烃
				总成本变化	元/吨聚烯烃

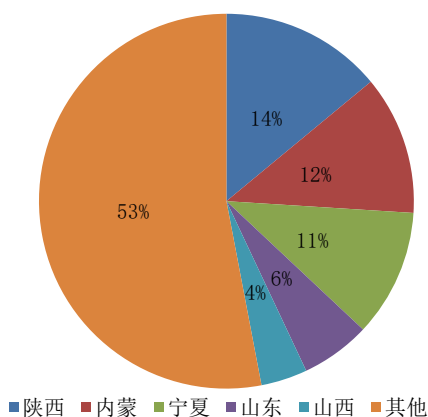
资料来源：环评报告，东方证券研究所测算

正如我们在碳中和系列报告二中指出的，聚乙烯等产品的进口依赖度仍旧处于较高水平，煤头聚烯烃除了经济价值外，更多承担了战略意义，我们并不认为因为“碳中和”目标的提出就会将煤制烯烃一棍子打死，更为实际的是通过绿氢对灰氢的替代，降低煤制烯烃的单耗和碳排放，这也正是宝丰等龙头企业正在布局的。

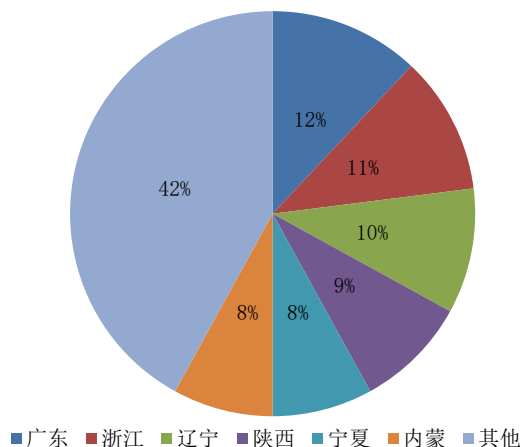
3.2. 西部地区利用可再生能源有优势

根据年等效利用小时数，全国的太阳能资源区被划分为三类，年等效利用小时数大于 1600 小时为 I 类资源区，年等效利用小时数大于 1300 小时时间的为 II 类资源区，其余为 III 类资源区。西部省份，如宁夏、青海、甘肃、新疆、内蒙古，大部地区为 I 类资源区，发展可再生能源具有先天优势。目前 I 类地区的新建光伏项目的发电成本已经可以达到 0.23 元/kWh，而且未来还有下降的空间和潜力。在本文的第一部分我们已经测算过，当可再生能源发电的成本下降至 0.1 元/kWh 时，可再生能源电解水制氢的成本与煤制氢（原料煤 500 元/吨）的成本相当。如果考虑 300 元/吨的碳税，那光伏发电成本降至 0.16 元/kWh 就可以与煤制氢成本打平。

西部煤化工的甲醇和聚烯烃产能在全国占比很高，煤制甲醇占全国甲醇产能的 82%。而且西部地区由于自身用电规模有限，新能源甚至还存在消纳问题，电解水可以有效解决西部地区风电、光伏就地消纳问题。因此，我们认为可再生能源电解水搭配煤化工是西部煤化工企业未来应对碳中和的较好转型方向。

图 11：各省甲醇产能占比


资料来源：百川资讯，东方证券研究所

图 12：各省聚丙烯产能占比


资料来源：百川资讯，东方证券研究所

4. 投资建议

“碳中和”提出后，大炼化和煤化工企业的碳排放权将会变得稀缺，企业必将针对减碳排放进行资本开支。龙头企业因为实力雄厚，可选择合适的减排措施，而小企业大概率只能选择用天然气制氢工艺去替代煤制氢以减少碳排放。我们认为，大炼化龙头企业宜选择轻烃裂解配套炼化，利用副产氢达到“减碳”目的，同时轻烃裂解项目还可为大炼化企业带来新的利润。西部煤化工企业通过可再生能源电解水搭配煤化工可解决当地可再生能源就地消纳问题，同时额外的氢可降低煤化工的煤炭单耗，相互协同。长期看可再生能源发电成本仍有较大下降空间，若发电成本降至 0.1 元/kWh，则电解水制氢成本将与煤制氢相当。当碳税为 300 元/吨二氧化碳时，若发电成本降至 0.16 元/kWh，则电解水制氢成本将与煤制氢相当。建议关注恒力石化(600346, 买入)、荣盛石化(002493, 买入)、宝丰能源(600989, 买入)的投资机会。

5. 风险提示

- 1) “碳中和”政策执行力度不及预期：对后进企业的限制小于预期，龙头企业的资本开支将成为资金浪费。
- 2) 可再生能源发电成本下降不及预期：若可再生能源发电的成本不继续下降，煤制氢在成本上的优势将继续存在。
- 3) 化学品需求下滑：需求下滑对整条产业链将产生重大影响，导致行业利润下滑，企业主观上将减少资本开支。

分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

公司投资评级的量化标准

买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；

增持：相对强于市场基准指数收益率 5% ~ 15%；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

行业投资评级的量化标准：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

免责声明

本证券研究报告（以下简称“本报告”）由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告的全体接收人应当采取必要措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容。不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发的，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

电话：021-63325888

传真：021-63326786

网址：www.dfzq.com.cn