



2021 CHINA PETROLEUM & CHEMICAL  
INTERNATIONAL CONFERENCE  
中国国际石油化工大会

# 论文集

PROCEEDING

2021年10月25-29日 中国·宁波  
October 25-29, 2021 Ningbo, China





# 目录 Contents

碳排放权交易政策对中国企业对外直接投资的影响研究 .....	1
双碳目标下中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作研究 .....	12
退税优化赋能石油化工出口企业降本增效 .....	20
炼厂绿色制氢成本及可行性探讨 .....	22
石油化工企业生产和管理模式数字化转型及应用研究 .....	29
论 LYCS 型智能测温报警铸铁合金空气预热器 研发应用助力碳达峰 .....	41
大型调峰型地下储气库用集成式压缩机可行性分析 .....	46
“MVR 核心技术”水蒸汽压缩机开发及应用 .....	52
聚光强化提升 CO <sub>2</sub> 光还原过程效率 .....	60
陕鼓方案助力一带一路绿色建设 .....	66
基于能源互联岛的化工项目碳流、能流系统优化方案探析 .....	72





# 碳排放权交易政策对中国企业对外直接投资规模的影响研究

李卓<sup>1,2</sup> 王峰伟<sup>1</sup>

(1. 武汉大学经济与管理学院 2. 经济发展研究中心)

**摘要：**本文以 2009 年至 2019 年中国上市公司为研究对象，利用碳排放权交易政策作为政策冲击，采用双重差分法研究了碳排放权交易政策对中国上市公司对外直接投资规模的影响。研究发现：第一，碳排放权交易政策与公司对外直接投资规模之间存在正向的相关关系，即碳排放权交易政策的实施会显著促进试点地区企业的对外直接投资规模；第二，异质性发现，碳排放权交易政策对企业对外直接投资的影响在民营企业、非污染行业的企业、小规模企业的对外直接投资规模影响更显著；第三，机制检验发现，碳排放权交易政策对企业对外直接投资规模的影响是通过技术创新渠道实现的。最后，基于研究结果，为规范我国企业进行对外直接投资动机，推动我国对外直接投资结构升级，本文提出了政策建议。

**关键词：**碳排放交易政策；对外直接投资；技术创新

## 一、引言

加入世界贸易组织以来，中国经济发展取得了傲人的成绩，但是在经济高速发展的同时，温室效应等诸多生态问题也日益凸显，以温室效应不断加剧为特征的气候变化，导致资源短缺、生存环境恶化、人类健康受威胁等问题，严重束缚了全球经济的可持续发展。进入 21 世纪，发展低碳经济已成为全球经济绿色发展的迫切要求和不可逆转的大趋势，更是各国努力抢占新一轮产业竞争的制高点。作为全球最大的碳排放国，中国将在日趋深入的工业化、城镇化以及国际气候变化谈判进程中，面临着巨大的碳减排压力。国家发展改革委办公厅颁布了《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，从 2013 年开始，北京等试点地区陆续出台碳排放权交易试点工作的相关政策法规，都体现了我国进行节能减排的决心。

与此同时，对外直接投资（OFDI）作为我国对外经济开放布局中的重要一环，虽起步较晚但发展迅速。由图 1 可以看出，中国企业对外直接投资存量一直呈稳定上升趋势，在 2013 年增势明显上升，且在 2014 年达到增速峰值。考虑到 2013 年碳排放权交易试点工作的实施，在该环境规制下，作为趋利型组织的企业主体有动机提高生产率改善生产工艺，增加对外直接投资。

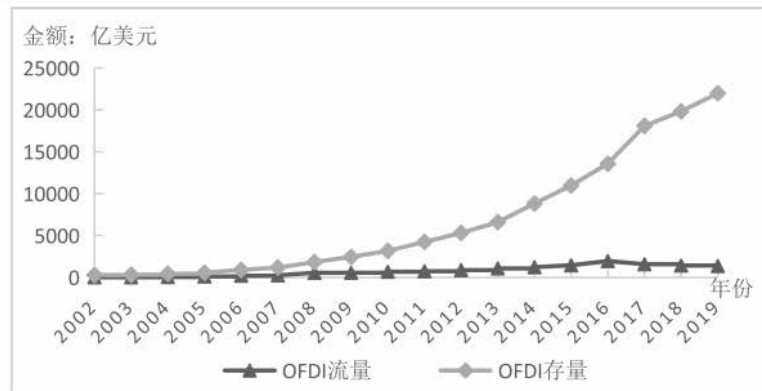


图 1 2002-2019 年中国对外直接投资流量与存量变化趋势

数据来源：根据《2019 年度对外直接投资统计公报》整理。

因此，本文拟利用碳排放权交易政策为政策冲击，采用双重差分的方法（碳排放交易试点工作前后、不同行业之间）来识别碳排放权交易政策与企业对外直接投资之间的关系，解决可能存在的内生性问题，是对现有研究的有益补充，也为近年来中国对外直接投资大幅增长提供了一个解释。

## 二、文献综述

### （一）碳排放权交易政策效应

一系列碳排放权交易政策的出台对企业的各方各面都产生了显著的影响，国内外学者也从多角度进行了广泛的研究并取得了较为广泛的意见。

首先，骆瑞玲等（2014）发现政府合理的制定碳限额能够促使供应链企业有效减少碳排放；李广明和张维洁（2017）指出，碳交易对试点地区规模工业的碳排放量和碳强度有显著抑制作用，但交易可以使试点地区的工业能源技术效率配置效率显著提高；庞韬等（2014）指出多数试点体系的企业纳入门槛较低、覆盖排放量较小；Ji et al.（2021）碳市场的扩大和集中交易将导致价格下降；而孙睿等（2014）研究发现在宏观层面上，碳价越高减排效果显著。

其次，部分学者指出，碳排放权交易政策提高了企业的绿色生产效率（Yang et al.; 2021），因此碳排放权交易政策有利于促进企业在碳减排方面的创新（Lv and Bai; 2021），推动企业绿色创新（廖文龙等; 2020）。刘和旺等（2020）等通过研究发现，碳排放权交易政策显著促进了我国企业转型升级（刘晔和张训常, 2017; 吴磊等, 2020）。但Chen et al.（2021）通过研究发现，碳排放权交易试点政策对企业的绿色创新有明显的滞后效应，抑制了企业的绿色创新。

第三，碳排放权交易政策效应存在异质性。碳排放交易政策促进企业转型升级的效应对非国有企业和大型企业转型升级更为显著（王为东; 2020）。Liu et al.（2021）指出，中国碳排放权交易试点政策对低碳技术创新的影响在广东、湖北、天津和重庆更为明显。王文军等（2014）研究发现在7个试点地区中，北京、广东、深圳和重庆碳排放权交易机制的管理效率最为有效；而Zhang et al.（2021）借助双重差分模型和ML指数发现碳排放权交易政策显著提高了绿色发展效率和区域碳平等。

### （二）环境政策与企业对外直接投资

对于环境政策与企业对外直接投资的关系，国内外学者意见不一。安崇义（2017）、Gong et al.认为环境监管会促进企业的对外直接投资；而姚大庆（2015）、Naughton（2014）认为母国的环境规制与企业的对外直接投资之间存在倒“U”型的关系，即当母国的环境规制不太高时，更加严格的环境规制会促进企业对外直接投资的增加；当母国的环境规制超过一定门槛后，更加严格的环境规制导致企业的对外直接投资趋于下降；Harrison（2003）认为企业减排支出仅占总成本中非常小的一部分，因此企业在面对减排成本的大幅增加时，并不会改变自己的对外直接投资决策。韩先锋等（2018）认为，较低的环境规制强度对OFDI逆向创新溢出的积极影响相对有限，只有当环境规制强度超越一定门槛水平时，才能最大限度地加强OFDI逆向创新溢出效应，从而促进企业的对外直接投资。杨连星等（2021）指出，国企OFDI呈现出更强的风险偏好投资，海外投资往往具有多重目的，既有经济方面也有政治方面，因此碳排放权交易政策可能对国企OFDI影响较小。

### （三）碳排放权交易政策与企业对外直接投资

但是关于碳排放权交易政策对企业的对外直接投资的影响的研究非常有限，并且没有得到一致的结论。Yu et al.认为碳排放权交易政策加快了中国企业对外直接投资的深度和广度。Yang et al.研究发现对外直接投资与母国的碳规制强度呈负相关。中国大多数省份的对外直接投资对当地向绿色经济转型的影响也很小。因此，需要制定适当的政策来鼓励对外直接投资，提高其绿色溢出效应。

不同的学者对碳排放权交易政策与企业对外直接投资之间的关系得出了不同的结果，可能是因为



碳排放权交易政策与对外直接投资政策存在互为因果的关系会影响企业的生产成本，进而影响其贸易或投资活动；另一方面，贸易、投资活动会影响一国的环境污染、产品价格等，这些因素又会反作用于碳排放权政策的制定。因此，通过寻找一个外生冲击来实现对环境规制与企业对外直接投资之间关系的识别不失为一个好办法。中国的碳排放权交易试点工作率先在部分企业中开展，因此不同的企业受碳排放权交易政策的 CO<sub>2</sub> 减排政策的影响是不同的，此外不同 CO<sub>2</sub> 排放强度的企业受到 CO<sub>2</sub> 减排政策的影响也不相同。

本文主要的创新之处在于：第一，将商务部公布的境外投资企业名录与国泰安数据库中的上市公司进行合并，得到 2009-2019 年间中国上市企业的对外直接投资数据，进而在企业层面对碳排放权交易政策对企业对外直接投资的影响进行研究，现有研究大多集中在城市层面，本文是对现有研究的有益补充；第二，利用碳排放权交易政策为政策冲击，采用双重差分的方法来识别碳排放权交易政策对企业对外直接投资的影响，是对现有研究的有益补充。

### 三、理论机制与研究设计

#### (一) 理论机制

碳排放权交易主要通过价格机制内化环境污染的外部性成本，以约束企业二氧化碳排放总量。在该环境规制的实施过程中，碳市场管理部门会根据历史排放数据赋予参与减排企业一定比率的免费排放配额，企业排放总量若超出该免费配额，则需要在碳市场购买相应的排放权，否则将受到惩罚。根据碳排放权交易的规制过程，我们预期碳排放权交易政策对企业对外直接创新存在积极的推动效应。

具体来说，当碳排放权交易政策对企业污染排放实施总量控制，在此约束下，企业若维持原有生产技术和生产方式，为满足碳排放总量控制的要求可能存在如下两种行为选择：一是继续保持原有生产产量，在碳交易市场购买超过政府免费排放配额相应的排放权；二是在一定程度上降低生产总量，使企业的污染排放总量控制在免费排放额的控制范围内。显然，若企业保持原有生产技艺，无论是通过购买超额排放权还是减少生产总量都将导致企业利润损失，市场竞争力下降，这无疑都与企业追求利润最大化的目标不符。

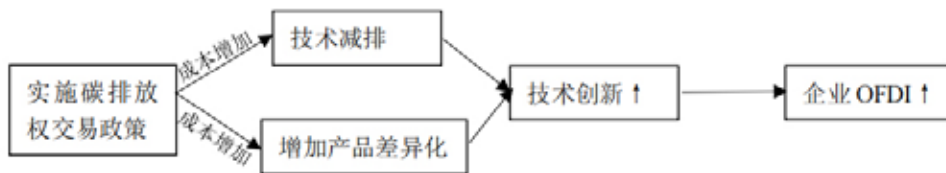


图 2：技术创新机制

在该环境规制下，作为趋利型组织的企业主体有动机增加技术创新。一般而言，企业技术创新投入具有高成本、长期性和收益不确定性等风险特征，导致管理者通常缺乏足够的创新激励。但在碳排放权交易政策下，由于企业积极的创新行为可以改善生产效率，这不仅有助于降低企业生产成本和提高产品差异化，助力企业获得产品市场竞争优势，还能够相对减少企业在既定产量下的污染排放总量，甚至可能低于政府免费给予的排放限额。也就是说，在碳排放权交易政策下，企业会主动增加对外直接投资，以寻求技术创新。技术创新可以满足企业降低污染排放的环境需求，当技术减排使得企业排放总量低于排放限额时，剩余排放权还可以通过碳市场交易获得额外的减排收益，补偿环境规制成本。由于对外直接投资的潜在收益提升，管理者会更倾向于对外投资。

#### (二) 研究设计

本文将商务部公布的境外投资企业名录与国泰安数据库中的上市公司进行合并，得到 2009-2019 年



间中国上市公司对外直接投资数据,进而研究碳排放权交易政策对中国上市公司对外直接投资活动的影响。

以碳排放权交易制度为政策冲击,采用双重差分的识别策略来解决存在的内生性问题(碳排放权交易政策试点前后、不同企业之间),实现对碳排放权交易政策与企业对外直接投资的关系的识别,具体如下:

$$LN\text{OFDI}_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 \text{treatedi} \times \text{postt} + \lambda \Sigma X_{i,t} + \mu_i + \tau_t + \varepsilon_{i,t} \quad (1)$$

其中,下标  $i$  代表企业,  $t$  代表时期。被解释变量  $LN\text{OFDI}_{i,t}$  为  $i$  企业在  $t$  年的对外直接投资的对数;  $\text{treatedi}$  为处理组虚拟变量,当  $i$  企业为处理组样本时取 1,否则取 0;  $\text{postt}$  为政策实施虚拟变量,政策实施(2014)后的年份取 1,否则取 0。 $\text{treatedi} \times \text{postt}$  为两者的交互项,其系数为两者的交互项,其系数  $\beta_1$  含义为碳排放权交易政策实施后处理组样本相较于控制组对外直接投资变化的平均动水。剩下量中,样本相较于控制组对外直接投资变化的平均动水。剩下量中,样本相较于控制组对外直接投资变化的平均动水。剩下量中,  $X_{i,t}$  表示控制变量,  $\mu_i$  代表每个企业的体固定效应,代表每个企业的体固定效应,代表每个企业的体固定效应,  $\tau_t$  代表时间固定效应,代表时间固定效应,代表时间固定效应,  $\varepsilon_{i,t}$  为随机误差为随机误差项。

### (三) 变量定义

被解释变量 ( $LN\text{OFDI}_{i,t}$ ): 本文使用中国上市公司历年对外直接投资对数,数据来源于历年中国上市公司财务年报,在以长期股权投资为基础上,也考虑了证券投资的金额 (Hall et al., 2001; Rong et al., 2017; Zhang et al., 2019)。

解释变量 ( $\text{treatedi} \times \text{postt}$ ):  $\text{treatedi}$  为处理组虚拟变量,当  $i$  企业发生过碳排放权交易时取 1,否则取 0; 数据来源: 试点省市碳排放权交易试点工作实施方案的相关批文;  $\text{postt}$  为政策实施虚拟变量,政策实施(2014)后的年份取 1,否则取 0。

控制变量。由于我们已经控制了企业固定效应和年份固定效应,本文在模型中只加入了企业层面的控制变量,包括企业资产回报率 (Roa)、企业总资产 (Asset)、企业净利润 (Profit)、企业成立年限 (Age)、企业资产负债率 (Dta)、企业货币资金短期投资 (Invest) 以及托宾 Q (TobinQ)。数据来源于国泰安数据库。具体见以下描述性统计。

表1: 描述性统计

Variable	Obs	Mean	Std.Dev.	Min	Max
LNofdi	22012	17.987	2.965	0	26.13
Roa	29761	.037	.206	-14.586	20.788
Asset	29784	22.138	1.518	0	31.036
Profit	26524	18.779	1.706	10.338	26.471
Age	29784	2.806	.37	.693	4.127
Dta	29783	.488	1.252	-.195	142.718
Invest	29433	20.166	1.708	0	28.932
TobinQ	29657	.347	.95	-5.996	10.612

## 四、实证结果

### (一) 基准回归

表 2 报告了碳排放交易试点政策对中国上市公司对外直接投资规模影响的基准回归结果。列 (1) 报告的是控制企业和年份固定效应下,碳排放交易试点政策对中国上市公司对外直接投资规模影响的估计结果。可以看到,在 1% 的显著性水平上,  $\text{treatedi} \times \text{postt}$  的影响系数显著为正。这表明,碳排放交易试点政策对企业做出对外直接投资规模产生了正向效应。具体而言,碳排放交易试点政策 ( $\text{treatedi} \times \text{postt}$ ) 每提高一个标准差时,企业的对外直接投资规模平均增加 28.8%。列 (2)、列 (3) 进一步增加控制变量



以及改变固定效应，结果显示： $treated_i \times post_t$  系数依旧显著为正，说明碳排放交易试点政策有利于企业增加对外直接投资规模的结论依旧成立

表2：基准回归

VARIABLES	(1) LNofdi	(2) LNofdi	(3) LNofdi
$treated_i \times post_t$	0.288*** (0.0677)	0.166*** (0.0592)	0.151** (0.0675)
Roa		-0.609* (0.329)	-0.773** (0.354)
Asset		0.854*** (0.0571)	1.000*** (0.0612)
Profit		0.0285 (0.0210)	-0.00550 (0.0220)
Age		0.919*** (0.113)	2.139*** (0.254)
Dta		0.0149 (0.0282)	0.00171 (0.0283)
Invest		-0.193*** (0.0308)	-0.178*** (0.0305)
TobinQ		-0.151*** (0.0348)	0.00596 (0.0478)
Firm FE	Yes	Yes	Yes
Year FE	Yes	No	Yes
Observations	21,782	19,099	19,099
R-squared	0.651	0.686	0.691

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## (二) 稳健性检验

### 1. 平行趋势检验

使用双重差分法的前提假设是在碳排放交易试点政策前，处理组企业与其他企业对外直接投资规模的变化满足平行趋势。本文接下来使用“事件分析法”加以实证检验。其中，本文将2014年设置为基准参考年份，其他变量设定与主回归（1）式相同。图3绘制了95%置信区间下各事件年份的估计结果，可以发现各年份估计系数在政策试点前皆不显著，平行趋势假设得到验证。

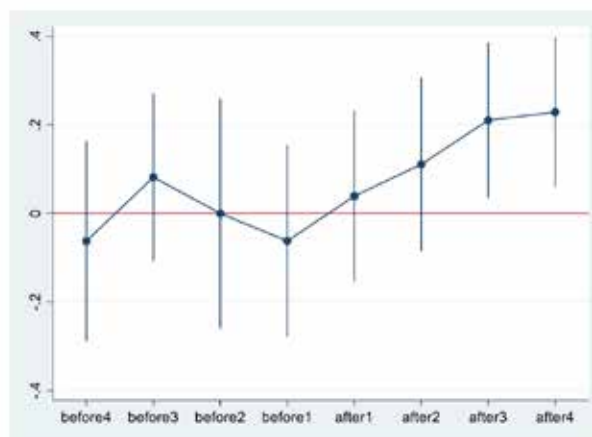


图3：平行趋势检验

### 2. 动态效应

为了直观展示碳排放交易试点政策对企业对外直接投资规模的作用效果变化趋势，本文使用动态 DID 估计来检验碳排放交易试点政策的动态效应。表3可以看到，各事件年份的估计系数在政策前都不显著，试点第3年后变为正向显著，且系数显著性及绝对值皆逐渐提高，这表明碳排放交易试点政策对中国上市公司对外直接投资规模的促进作用存在滞后效应，并且该政策影响随时间的推移而逐渐增强。

表3: 动态DID

VARIABLES	(1) LNofdi
before4	-0.0629 (0.115)
before3	0.0815 (0.0964)
before2	-0.000215 (0.132)
before1	-0.0625 (0.110)
after1	0.0389 (0.0988)
after2	0.111 (0.0998)
after3	0.210** (0.0894)
after4	0.228*** (0.0862)
Firm FE	Yes
Year FE	Yes
Observations	19,099
R-squared	0.691

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

### 3. PSM-DID

为了克服处理组和控制组的系统差异并减少 DID 估计的偏差, 我们还使用 PSM-DID 方法研究碳排放交易试点政策对企业对外直接投资规模的影响。在本文中, 我们使用核匹配方法来确定权重, 初步的测试匹配结果见附图 1。附图 1 的测试结果表明, 在倾向得分匹配之后, 在处理组和对照组之间, 协变量的标准偏差有效减少, 表明匹配结果是合理可靠的。同时, 我们使用 1: 2 的比例来匹配样本, 并获得了 14,877 个样本用于 DID 估计。结果报告在表 4 列 (1) 中, 与基准回归结果相比,  $treatedi \times postt$  的回归系数略有上升依旧显著为正, 再次验证了碳排放权交易试点政策对企业对外直接投资规模的正效应。

### 4. 缩尾处理

为了避免极端异常值对实证结果的干扰, 在本部分稳健性检验中, 本文对所有连续性研究变量按 1% 进行了 winsorize 缩尾处理。使用缩尾后的样本重新进行估计, 具体结果表 4 列 (2)。可以看到,  $treatedi \times postt$  的回归系数略有上升依旧显著为正, 说明了碳排放权交易试点政策对企业对外直接投资规模的正向影响存在大部分样本企业中, 而非极端值造成的偶然效应。

### 5. 改变聚类方式

在基准回归中我们将稳健标准误聚类到企业层面, 考虑到不同聚类方式对于结果显著性水平的影响, 我们分别将标准误聚类到省份 - 年份层面、行业 - 年份层面, 结果分别见表 4 的 (3)、(4) 列。结果显示, 在使用不同聚类标准误后,  $treatedi \times postt$  的显著性, 影响系数均显著为正, 说明基准回归结果稳健。

### 6. 更换因变量: OFDI 虚拟变量

基准回归中的对外直接投资规模, 我们主要使用各上市公司对外直接投资的对数值来衡量。为进一步确保实证结果的稳健性, 本部分更换对外直接投资的衡量方式, 将上市公司对外直接投资的对数值替换为对外直接投资虚拟变量 (发生对外直接投资取 1, 反之取 0), 通过研究碳排放交易制度对上市公司对外直接投资决策的影响做稳健性检验。具体结果见表 4 的列 (5), 结果发现  $treatedi \times postt$  的回归系数依然显著为正, 基准估计稳健。



表4: 稳健性检验

VARIABLES	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
$treated_t \times post_t$	0.166** (0.0733)	0.192*** (0.0679)	0.151** (0.0707)	0.151** (0.0759)	0.00547** (0.00234)
Roa	-0.665* (0.386)	-2.454*** (0.820)	-0.773** (0.336)	-0.773** (0.368)	0.000157 (0.000673)
Asset	1.053*** (0.0714)	1.020*** (0.0643)	1.000*** (0.0633)	1.000*** (0.0641)	0.00412** (0.00181)
Profit	-0.0218 (0.0245)	0.0387 (0.0264)	-0.00550 (0.0207)	-0.00550 (0.0204)	0.000445 (0.000757)
Age	2.328*** (0.279)	2.498*** (0.285)	2.139*** (0.259)	2.139*** (0.297)	0.00335 (0.00367)
Dta	0.0136 (0.0190)	-0.276 (0.190)	0.00171 (0.0277)	0.00171 (0.0277)	3.80e-05 (0.000103)
Invest	-0.186*** (0.0384)	-0.233*** (0.0308)	-0.178*** (0.0317)	-0.178*** (0.0324)	-0.00158* (0.000847)
TobinQ	0.0517 (0.0539)	0.000736 (0.0509)	0.00596 (0.0480)	0.00596 (0.0493)	0.00302** (0.00133)
Firm FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Year FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Observations	14,877	19,099	19,099	19,099	26,041
R-squared	0.709	0.691	0.691	0.691	0.244

Robust standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## 7. 安慰剂检验

为了验证基准回归中的政策效应不是随机产生的，我们参考 Li et al. (2016)、Bradley et al (2017) 的方法，随机设定实验组进行安慰剂检验。具体来说，我们随机选取 50% 的样本公司，将其设定为“伪”处理组，其余样本则作为对照组，重新构建解释变量  $treated_i \times post_t$ ，然后根据这个伪样本进行回归。我们重复这个模拟过程 200 次。从图 4 的安慰剂结果来看，基准回归系数 (0.151) 明显属于异常值。因此，我们可以得出结论：基准回归结果并非由政策之外的偶然因素所致， $treated_i \times post_t$  的系数确实是碳排放交易制度的效应体现。

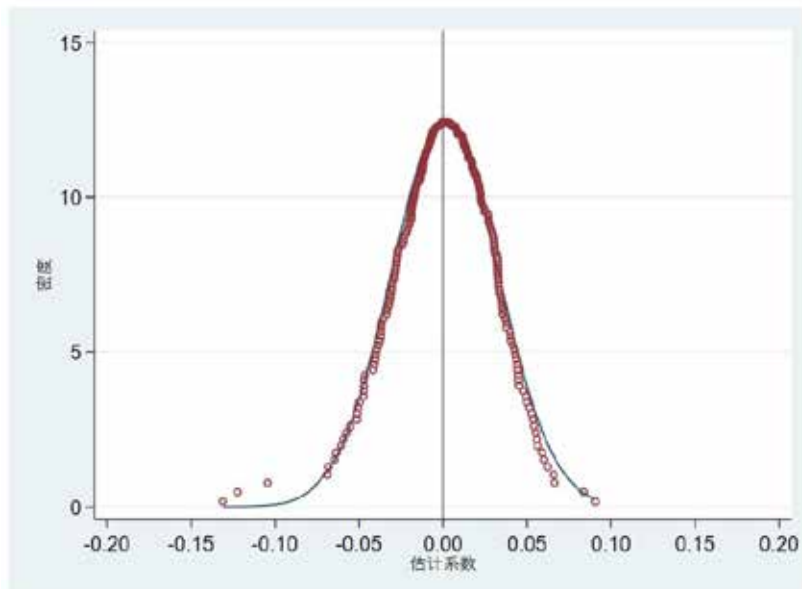


图4: 安慰剂检验

### (三) 异质性分析

#### 1. 按企业的所有制进行分组检验

由于不同所有制企业的对外直接投资规模受碳排放权交易政策的影响程度可能不同，因此，我们将企业分为国有、非国有两组进行重新估计，结果见表 5 的列 (1) 和列 (2)。结果显示，碳排放权交

易政策对企业对外直接投资规模的影响在国有、民营企业均有体现，但对民营企业的影响程度和概率更（0.354>0.157）。考虑到国有企业的特殊定位，其对外直接投资规模受碳排放制度影响较小比较符合我国现实。

## 2. 按照企业行业进行分组检验

传统环境规制政策可能对处于不同污染水平行业的企业可能产生差异化规制效应，甚至有些学者认为在中国的环境规制政策使中国企业发生了污染转移（Zhang and Fu, 2008; Li et al., 2020）。因此，我们针对企业所在行业污染程度进行异质性分析。

我们根据环保部公布的《上市公司环境信息披露指南》将上市公司所处的行业划分为污染性行业和非污染行业进行分组回归，结果见表 5 的列（3）和列（4）。结果显示，非污染行业样本中  $treated_i \times post_t$  系数显著为正，污染行业样本中  $treated_i \times post_t$  系数不再显著。说明碳排放权交易政策给企业对外直接投资规模带来的影响主要体现在非污染行业的企业上。具体表现为，碳排放交易每提高 1 个标准差，可以促进非污染行业企业 OFDI 规模 22.9% 的增加。这也说明了中国的市场型碳规制政策并未造成中国企业的污染转移。

## 3. 按照企业规模进行分组检验

考虑到在面临同等强度的环境规制时，相比于小企业，大企业应对环境规制的可选决策更多，因此，我们以企业规模进行异质性分析。具体分类方法是，当企业总资产大于所有样本的中位数时则分类为大企业，反之则为小企业，分组回归结果见表 5 的列（5）和列（6）。结果显示，小企业样本  $treated_i \times post_t$  系数显著为正，大企业样本中  $treated_i \times post_t$  系数不再显著。这表明相对于规模较大的企业，碳排放权交易政策对于规模较小的企业的 OFDI 促进效应更强。

表5：异质性分析

VARIABLES	(1) stateowned LNofdi	(2) private LNofdi	(3) pollution LNofdi	(4) nonpollution LNofdi	(5) Large LNofdi	(6) Small LNofdi
$treated_i$ $\times post_t$	0.157** (0.0726)	0.354*** (0.120)	0.170 (0.107)	0.229*** (0.0858)	0.0767 (0.0708)	0.285* (0.155)
Roa	-2.914*** (1.011)	-2.028 (1.246)	-2.073* (1.087)	-3.021** (1.253)	-0.456 (0.931)	-3.294** (1.510)
Asset	0.736*** (0.0822)	1.061*** (0.101)	1.135*** (0.107)	0.939*** (0.0804)	0.856*** (0.0835)	1.322*** (0.147)
Profit	0.0400 (0.0282)	0.0302 (0.0478)	0.0389 (0.0373)	0.0362 (0.0372)	-0.0644** (0.0310)	0.0742 (0.0503)
Age	1.998*** (0.294)	1.940*** (0.433)	2.006*** (0.442)	3.014*** (0.360)	1.933*** (0.331)	2.709*** (0.553)
Dta	-0.873*** (0.233)	0.295 (0.278)	0.150 (0.274)	-0.774*** (0.261)	-0.474* (0.247)	-0.333 (0.291)
Invest	-0.0763** (0.0381)	-0.304*** (0.0445)	-0.266*** (0.0472)	-0.199*** (0.0389)	-0.0836** (0.0342)	-0.346*** (0.0497)
TobinQ	-0.109* (0.0595)	0.0246 (0.0838)	0.0822 (0.0789)	-0.0944 (0.0650)	-0.167*** (0.0559)	0.278*** (0.0967)
Firm FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Year FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Observations	8,470	10,206	10,332	8,767	9,816	8,956
R-squared	0.766	0.637	0.652	0.724	0.760	0.651

Robust standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## （四）进一步分析

### 1. 按企业的所有制进行分组检验

上文结果表明，碳排放权交易政策与公司对外直接投资规模之间存在正向的相关关系，即碳排放权交易政策的实施会显著促进试点地区企业的对外直接投资规模。那么其影响机制是什么？本部分根据前文理分析，对碳排放权交易政策影响企业对外直接投资规模的创新机制进行实证检验。



理论分析表明，碳排放权交易政策会通过促进企业的技术创新，增强企业的竞争力，从而提高企业的对外直接投资规模。为了检验这一传导机制，参考 Persico 等（2004）、Powell 等（2018）的做法，本文引入创新变量 *patent*，使用回归方程（2）对此进行机制检验。

$$patent_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 treated_i \times post_t + \lambda \Sigma X_{i,t} + \mu_i + \tau_t + \varepsilon_{i,t} \quad (2)$$

其中 *patent* 代表公司的技术创新，使用上市公司当年的专利申请作为代理变量，其余变量定义与基准回归相同。表 6 报告了创新机制检验的回归结果，结果显示，*treated<sub>i</sub> × post<sub>t</sub>* 对 *patent* 的影响系数在 1% 的水平上显著为正，这表明碳排放权交易政策的实施使得企业的创新水平显著提高，进而带动企业对外直接投资。

表6：机制分析

VARIABLES	(1) patent	(2) patent	(3) patent
<i>treated<sub>i</sub> × post<sub>t</sub></i>	33.96*** (5.985)	28.05*** (6.341)	32.39*** (6.555)
Roa		-97.58** (41.74)	-103.9** (42.61)
Asset		14.74*** (4.377)	16.75*** (4.948)
Profit		3.395* (1.811)	3.611* (1.862)
Age		65.35*** (7.656)	109.1*** (22.85)
Dta		0.252 (8.963)	-1.843 (9.729)
Invest		5.130** (2.385)	5.324** (2.331)
TobinQ		4.245* (2.330)	5.974 (4.815)
Firm FE	Yes	Yes	Yes
Year FE	Yes	No	Yes
Observations	29,666	26,041	26,041
R-squared	0.829	0.848	0.849

Robust standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

## 五、结论与政策建议

本文以 2009 年至 2019 年中国上市公司为研究对象，利用国家发展改革委办公厅颁布的《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》——碳排放权交易试点政策作为政策冲击，采用双重差分法研究了碳排放权交易试点政策对中国上市公司对外直接投资规模的影响。首先，基准回归结果发现：第一，碳排放权交易政策与公司对外直接投资规模之间存在正向的相关关系，即碳排放权交易政策的实施会显著促进试点地区企业的对外直接投资规模；第二，在进行了倾向得分匹配、缩尾处理、改变聚类方式、替换被解释变量的度量方式和安慰剂测试等稳健性检验后，本文的实证结果依然稳健。

其次，异质性检验有以下四个方面的发现：第一，当按企业所有制进行分组检验时，发现碳排放权交易政策对企业对外直接投资的影响在国有、私营企业均有体现，但对私营企业的影响程度和概率更大；第二，当按企业所在行业污染程度进行分组检验时，发现碳排放权交易政策给企业对外直接投资规模带来的影响主要体现在非污染行业的企业上，这也说明了中国的市场型碳规制政策并未造成中国企业的污染转移；第三，当按企业规模进行分组检验时，发现碳排放权交易政策主要促进了小规模企业的对外直接投资规模，大规模企业由于经济实力更大等原因受碳规制政策的影响并不显著。

再次，进一步的机制检验发现，碳排放权交易政策对企业对外直接投资规模的影响是通过技术创新渠道实现的。在碳排放权交易政策下，企业会主动寻求技术创新以满足企业降低碳排放的环境需求。由于企业积极的创新行为可以改善生产效率，这不仅有助于降低生产成本和提高产品差异化，获得市场竞争优势，还能够相对减少企业在既定产量下的污染排放总量。当技术减排使得企业排放总量低于排放限额时，剩余排放权还可以通过碳市场交易获得额外的减排收益。随着上述潜在收益的提升，管理者会更倾向于对外投资。

最后，基于研究结果，为规范我国企业进行对外直接投资动机，推动我国对外直接投资结构升级，本文提出以下政策建议：一方面，在制定碳规制政策的同时应当积极鼓励公司创新行为，增加对公司创新的补贴，让企业利用技术的升级来冲减碳规制带来的成本增加并提升企业的国际竞争力，实现更好更有效率的“走出去”；另一方面，要考虑到不同性质的企业面对碳规制政策的承受程度，增加对民营、非污染、小规模的企业、低污染企业的创新补贴，积极发挥创新机制对于企业对外直接投资的驱动效应。

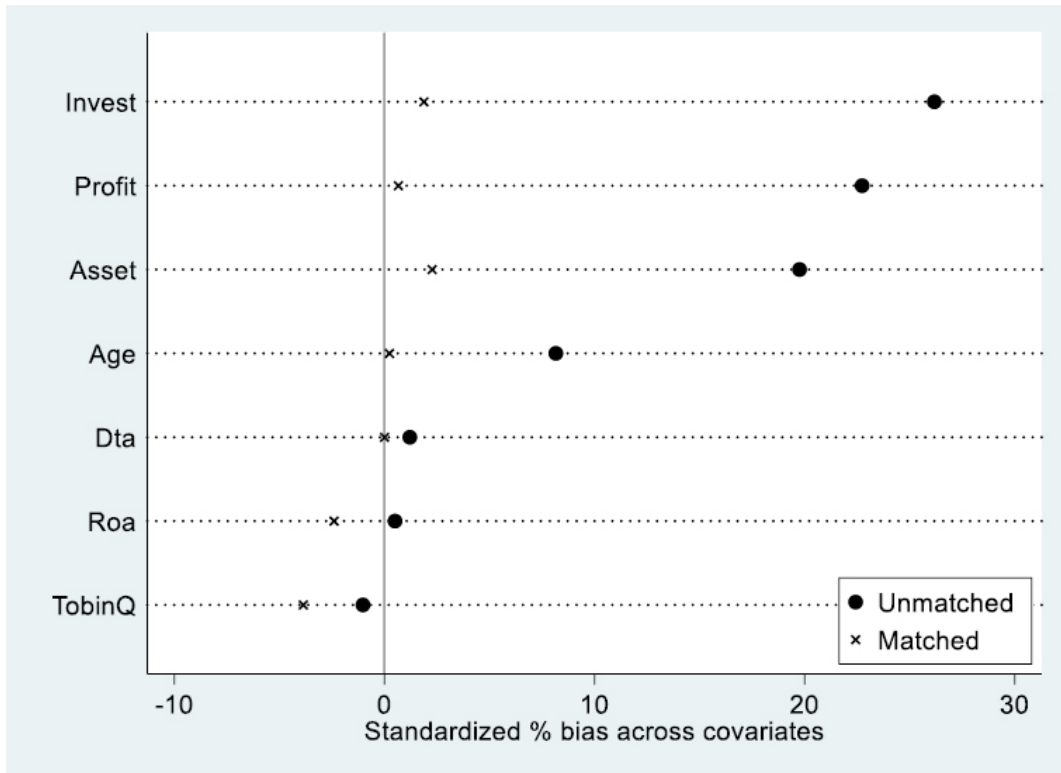
#### 参考文献

- [1] Lv M, Bai M. Evaluation of China's carbon emission trading policy from corporate innovation[J]. *Finance Research Letters*, 2021, 39: 101565.
- [2] Yang L, Li Y, Liu H. Did carbon trade improve green production performance? Evidence from China[J]. *Energy Economics*, 2021, 96: 105185.
- [3] Chen Z, Zhang X, Chen F. Do carbon emission trading schemes stimulate green innovation in enterprises? Evidence from China[J]. *Technological Forecasting and Social Change*, 2021, 168: 120744.
- [4] Gong M, Yi M, Liu H, et al. Environmental regulation, the hidden economy, and China's outward foreign direct investment[J]. *Chinese Journal of Population, Resources and Environment*, 2020, 18(1): 35-41.
- [5] Naughton H T. To shut down or to shift: Multinationals and environmental regulation[J]. *Ecological Economics*, 2014, 102: 113-117.
- [6] Eskeland G S, Harrison A E. Moving to greener pastures? Multinationals and the pollution haven hypothesis[J]. *Journal of development economics*, 2003, 70(1): 1-23.
- [7] Yu P, Cai Z, Sun Y. Does the emissions trading system in developing countries accelerate carbon leakage through OFDI? Evidence from China[J]. *Energy Economics*, 2021: 105397.
- [8] Ji C J, Hu Y J, Tang B J, et al. Price drivers in the carbon emissions trading scheme: evidence from Chinese emissions trading scheme pilots[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 278: 123469.
- [9] Zhang S, Wang Y, Hao Y, et al. Shooting two hawks with one arrow: Could China's emission trading scheme promote green development efficiency and regional carbon equality? [J]. *Energy Economics*, 2021, 101: 105412.
- [10] Yang T, Dong Q, Du Q, et al. Carbon dioxide emissions and Chinese OFDI: From the perspective of carbon neutrality targets and environmental management of home country[J]. *Journal of Environmental Management*, 2021, 295: 113120.
- [11] Liu Z, Sun H. Assessing the impact of emissions trading scheme on low-carbon technological innovation: Evidence from China[J]. *Environmental Impact Assessment Review*, 2021, 89: 106589.
- [12] Hall B H, Jaffe A, Trajtenberg M. Market value and patent citations[J]. *RAND Journal of economics*, 2005: 16-38.
- [13] Rong Z, Wu X, Boeing P. The effect of institutional ownership on firm innovation: Evidence from Chinese listed firms[J]. *Research Policy*, 2017, 46(9): 1533-1551.
- [14] Zhang D, Rong Z, Ji Q. Green innovation and firm performance: evidence from listed companies in China[J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2019, 144: 48-55.
- [15] Li P, Lu Y, Wang J. Does flattening government improve economic performance? Evidence from China[J]. *Journal of Development Economics*, 2016, 123: 18-37.
- [16] Bradley D, Kim I, Tian X. Do unions affect innovation? [J]. *Management Science*, 2017, 63(7): 2251-2271.
- [17] Li M, Du W, Tang S. Assessing the impact of environmental regulation and environmental co-governance on pollution transfer: Micro-evidence from China[J]. *Environmental Impact Assessment Review*, 2021, 86: 106467.
- [18] Zhang J, Fu X. FDI and environmental regulations in China[J]. *Journal of the Asia Pacific Economy*, 2008, 13(3): 332-353.
- [19] Persico N, Postlewaite A, Silverman D. The effect of adolescent experience on labor market outcomes: The case of height[J]. *Journal of Political Economy*, 2004, 112(5): 1019-1053.
- [20] Powell D, Seabury S. Medical care spending and labor market outcomes: Evidence from workers' compensation reforms[J]. *American Economic Review*, 2018, 108(10): 2995-3027.
- [21] 刘和旺, 李洪洪, 郑世林. 碳排放交易试点对企业转型升级的影响 [J]. *产业经济评论*, 2020(06):86-104.
- [22] 王为东, 王冬, 卢娜. 中国碳排放权交易促进低碳技术创新机制的研究 [J]. *中国人口·资源与环境*, 2020,30(02):41-48.
- [23] 姚大庆. 母国环境规制与外商直接投资: 对污染避难所效应的一个解释 [J]. *世界经济研究*, 2015(03):65-71+128.
- [24] 吴磊, 贾晓燕, 吴超, 彭甲超. 异质型环境规制对中国绿色全要素生产率的影响 [J]. *中国人口·资源与环境*, 2020,30(10):82-92.
- [25] 韩先锋, 惠宁, 宋文飞. OFDI 逆向创新溢出效应提升的新视角——基于环境规制的实证检验 [J]. *国际贸易问题*, 2018(04):103-116.
- [26] 杨连星, 牟彦丞, 张迪. 对外直接投资如何影响企业收益? [J]. *世界经济研究*, 2021(01):104-116+136.
- [27] 安崇义, 唐跃军. 排放权交易机制下企业碳减排的决策模型研究 [J]. *经济研究*, 2012,47(08):45-58.
- [28] 孙睿, 况丹, 常冬勤. 碳交易的“能源 - 经济 - 环境”影响及碳价合理区间测算 [J]. *中国人口·资源与环境*, 2014,24(07):82-90.



- [29] 廖文龙,董新凯,翁鸣,等.市场型环境规制的经济效应:碳排放交易、绿色创新与绿色经济增长[J].中国软科学,2020(06):159-173.
- [30] 刘晔,张训常.碳排放交易制度与企业研发创新——基于三重差分模型的实证研究[J].经济科学,2017(03):102-114.
- [31] 李广明,张维洁.中国碳交易下的工业碳排放与减排机制研究[J].中国人口·资源与环境,2017,27(10):141-148.
- [32] 骆瑞玲,范体军,夏海洋.碳排放交易政策下供应链碳减排技术投资的博弈分析[J].中国管理科学,2014,22(11):44-53.
- [33] 庞韬,周丽,段茂盛.中国碳排放权交易试点体系的连接可行性分析[J].中国人口·资源与环境,2014,24(09):6-12.
- [34] 王文军,傅崇辉,骆跃军,等.我国碳排放权交易机制试点地区的ETS管理效率评价[J].中国环境科学,2014(6):1614-1621.

## 附录:



附图 1 PSM 匹配结果

# 双碳目标下中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作研究

许肖阳

（中共成都市委党校，四川成都 610110）

**摘要：**“一带一路”倡议实施以来，中国始终将南亚地区特别是尼泊尔看作是“一带一路”倡议的重点方向之一。西藏自治区紧抓历史机遇，与尼泊尔相关部门间开展全方位、多层次的交流与合作，双方在“五通发展”等方面取得突出进展，区域间关系显著提升。立足新的历史起点，推动高质量发展，特别是围绕双碳目标，进一步深化西藏与尼泊尔之间的合作关系，需要进一步加强双方在清洁能源特别是水电开发的合作。

**关键词：**双碳目标；一带一路；跨喜马拉雅；水电开发合作

**Abstract:** Since the implementation of the “Belt & Road” initiative, China has always regarded South Asia, especially Nepal, as one of the key directions of the initiative. The Tibet Autonomous Region has seized the historical opportunities and carried out all-round and multi-level exchanges and cooperation with the relevant departments of Nepal. The two sides have made outstanding progress in the development of the “policy coordination, facilities connectivity, unimpeded trade, financing integration, people-to-people bonds”, and the relationship between regions has been significantly improved. Based on a new historical starting point, to promote high-quality development, especially on the plan for emission peak before 2030 and carbon neutralization before 2060, it is necessary to deepen the cooperative relationship between Tibet and Nepal, to further strengthen the cooperation between the two sides in the development of clean energy, especially hydropower.

**Keyword:** Carbon emission peak and neutralization ; “Belt & Road” initiative; Trans-Himalaya; Cooperation of hydropower development

[基金项目] 本文系 2019 年度西藏自治区哲学社会科学专项资金项目（青年项目）“一带一路倡议下西藏建设面向南亚开放重要通道研究”（项目编号：19CGJ01）、2021 年成都市委党校校院委托项目“习近平新时代中国特色社会主义思想在成都的生动实践”专项课题阶段性成果。

[作者简介] 许肖阳（1987-），河南济源人，博士、讲师，主要从事喜马拉雅地区政治经济与外交研究。

2021 年 7 月 21 日至 23 日，习近平总书记在西藏考察时强调：推动高质量发展，在推动青藏高原生态保护和可持续发展上不断取得新成就，奋力谱写雪域高原长治久安和高质量发展新篇章。立足西藏自治区自然资源禀赋优势，在发展清洁能源，特别是水光风互补、发电 - 输电 - 储能一体化的能源建设格局的基础上，结合“一带一路”倡议，开展中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作，是立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局的切实举措。区陆续出台碳排放权交易试点工作的相关政策法规，都体现了我国进行节能减排的决心。

与此同时，对外直接投资（OFDI）作为我国对外经济开放布局中的重要一环，虽起步较晚但发展迅速。由图 1 可以看出，中国企业对外直接投资存量一直呈稳定上升趋势，在 2013 年增势明显上升，且在 2014 年达到增速峰值。考虑到 2013 年碳排放权交易试点工作的实施，在该环境规制下，作为趋利型组织的企业主体有动机提高生产率改善生产工艺，增加对外直接投资。

## 一、中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作的必要性

### （一）推进跨喜马拉雅水电开发合作是深化一带一路倡议的必然选择

《推动共建丝绸之路经济带和21世纪海上丝绸之路的愿景与行动》发布后，西藏自治区积极响应、主动作为，立足毗邻南亚区位优势，提出建设面向南亚开放重要通道。6年来，西藏自治区克服发展基础薄弱、沿边开放滞后等困难，初步形成“对外通道全面拓展”、“平台载体更加多元”、“经贸合作成果丰硕”、“国际交流不断深化”、“营商环境显著提升”的良好局面。迈步第二个百年奋斗目标新征程，紧扣新时代西藏工作的阶段性特征，西藏自治区提出要“全面提升对外开放水平，深度融入共建“一带一路”，加快构建内外结合、优势互补、互利共赢的沿边开放经济带，建设面向南亚开放的重要通道，提升我区在国家对外开放格局中的战略地位”。

2019年4月26日，习近平主席在第二届“一带一路”国际合作高峰论坛上发表讲话，提出“将继续沿着中国特色社会主义道路大步向前，坚持全面深化改革，坚持高质量发展，坚持扩大对外开放，坚持走和平发展道路，推动构建人类命运共同体”，为“一带一路”倡议的进一步拓展指明了方向。同期发布的《共建“一带一路”倡议：进展、贡献与展望》中也提到：“中国愿与沿线各国开展生态环境保护合作，将努力与更多国家签署建设绿色丝绸之路的合作文件，扩大“一带一路”绿色发展国际联盟，建设“一带一路”可持续城市联盟。建设一批绿色产业合作示范基地、绿色技术交流与转移基地、技术示范推广基地、科技园区等国际绿色产业合作平台，打造“一带一路”绿色供应链平台，开展国家公园建设合作交流”，将一带一路打造成为“绿色之路”。

新时代，立足西藏自治区和尼泊尔资源禀赋条件，继续深化一带一路倡议要着重加强跨喜马拉雅水电开发合作。西藏自治区河流众多，水力资源理论蕴藏量2.01亿千瓦，技术可开发量1.74亿千瓦，其中，雅江流域技术可开发量占全区的65.5%，是打造建设清洁能源基地的重要基础。与此同时，尼泊尔水电资源蕴藏量也非常丰富。据统计，尼泊尔有大约6000条河流，水力发电的技术潜力估计为8.3万兆瓦，可开发潜能达到大约4.2万兆瓦（见表1）。但是，截至2020年，尼泊尔已开发的装机总量只有1200兆瓦。地区内丰富的水电资源，是开展跨喜马拉雅水电开发合作的重要基础。

表1 尼泊尔主要水系和水电潜能<sup>7</sup>

主要水系	理论潜能		技术潜能		经济潜能	
	兆瓦	项目数	兆瓦	项目数	兆瓦	项目数
沙普塔戈西水系 (Sapta Koshi)	22350	53	11400	40	10860	
沙普塔甘达基水系 (Sapta Gandaki)	20650	18	6660	12	5270	
卡纳利和马哈卡利水系 (Karnali and Mahakali)	36180	34	26570	9	25125	
南方水系 (Southern Rivers)	4110	9	980	5	878	
共计	83290	114	45610	66	42133	

### 1.2 推进跨喜马拉雅水电开发合作是深化中尼双边关系的现实举措

立足国内经济高质量发展需要，对接尼泊尔国家发展战略，习近平主席在2019年10月访问尼泊尔期间提出“以共建一带一路为契机，全面深化各领域互利合作”，将中尼关系提升为“中尼面向发展与繁荣的世代友好的战略合作伙伴关系”。特别强调中尼双方要深化“开展水电、风电、光伏、生物质等新能源以及电网等领域的交流与合作”。作为“一带一路”倡议的重要组成部分，能源合作对于推进经济发展、维护国家安全都有着极端重要的意义。伴随我国经济由高速增长阶段转向高质量发展阶段，党的十九大报告更是将“建立健全绿色低碳循环发展的经济体系”<sup>3</sup>明确为高质量发展的实践路径，国际能源合作，尤其是跨境水电开发越来越成为“高质量发展”“一带一路”“国家安全”“国际国内双循环”“碳中和”等战略的汇集点和聚焦点，开展跨境水电开发具有极端重要的战略意义。

长久以来，面对脆弱的能源供应体系、薄弱的基础设施条件，立足国内丰富的水电资源，尼泊尔一直将国际水电开发作为国家经济发展的优先战略方向，并在国际投资、市场准入、税收等方面给予外国投资者极大的优惠便利。西藏自治区与尼泊尔北部地区山水相依，在能源结构特别是水电资源方面有着相近的资源禀赋条件。根据《西藏自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，西藏自治区提出要“加强区内外能源互联互通”“推进中尼电网联网工程”“全力推进清洁能源基地开发建设，打造国家清洁能源接续基地”3等建设，为进一步开展与尼泊尔之间的跨喜马拉雅水电开发合作奠定了合作基础。

### 1.3 推进跨喜马拉雅水电开发合作是建成国际生态文明高地、实现双碳目标的必然选择

温室气体排放导致的全球气候变暖问题已经成为当今全人类亟需解决的挑战之一，为此，以联合国为代表的多边合作机制长期以来通过《联合国气候变化框架公约》《巴黎协定》《京都议定书》等合作机制加强各方之间的合作，以应对全球二氧化碳排放。中国作为全世界最大的发展中国家，面临极为艰巨的发展任务，同时，作为负责任的大国，中国积极履行国际责任，承诺“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。2021年《政府工作报告》进一步提出：“做好碳达峰、碳中和工作”。

作为国家生态安全屏障，西藏自治区在实现双碳目标的过程中有着得天独厚的优势，统计数据显示，截至2020年底，西藏自治区电力总装机容量达423万千瓦，清洁能源达到发电装机容量的89.09%。同时，西藏自治区具备在全国范围内率先实现双碳目标的基础与实力。为此，2020年12月27日，中国共产党西藏自治区第九届委员会第九次全体会议通过的《中共西藏自治区委员会关于制定国民经济和社会发展“十四五”规划和二〇三五年远景目标的建议》提出：编制实施生态文明高地建设规划，研究制定碳达峰行动方案。加快清洁能源规模化开发，形成以清洁能源为主、油气和其他新能源互补的综合能源体系。加快推进“光伏+储能”研究和试点，大力推动“水风光互补”，推动清洁能源开发利用和电气化走在全国前列，2025年建成国家清洁可再生能源利用示范区。《西藏自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》也进一步明确：“展望二零三五年”，“成为全国乃至国际生态文明高地，率先实现碳达峰和碳中和”<sup>3</sup>。

对照全国在实现双碳目标下的形势、任务与要求，西藏自治区在实现全区双碳目标的基础上，有帮助全国一道如期实现双碳目标的潜力和能力。但受气候、季节以及储能技术等因素影响，单凭西藏自治区清洁能源产能仍不足以实现该目标。特别是，当前由于自然条件、地理距离、工程难度、环保影响等方面因素影响，西藏水电开发不具备足够的经济效益。2019年测算显示，拉哇水电站向华东四省送电的落地电价是0.5978元/千瓦时，当地火电目录电价是0.4471元/千瓦时。随着双碳目标的确立，全国碳排放市场等机制的进一步推动，未来西藏水电在全国电力市场的竞争力势必进一步增强，必将带动形成“绿水青山”“冰天雪地”向“金山银山”转化的体制机制，进而推动西藏高质量发展。

推进跨喜马拉雅水电开发合作，特别是加强与尼泊尔等周边国家的水电合作可以一定程度上弥补以上不足，特别是中尼跨境电网等项目实施以后，跨境的电能调度不仅可以有效弥补西藏自治区清洁可再生能源在气候、季节、储能等方面的缺憾，特别是长期以来困扰西藏水电发展的成本劣势问题，还能有效促进水电等清洁能源的跨时区、跨季节错峰调度，极大提高清洁能源使用效率，加快构建起实现双碳目标的能源保障体系。

## 二、中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作的基础

### （一）中尼两国政府对水电开发合作的支持

中尼两国长期以来在全方位、多领域保持着友好合作关系，特别是在水电开发合作方面，堪称双方合作的典范。早在1972年，中国援助尼泊尔建设的桑科日水电站（Sunkoshi Hydropower Station）成为两国水电开发合作的起点。此后，1985年双方合作建成的赛提水电站（Seti Hydropower Station），推动了双方水电合作的进一步发展。一些国内企业积极走出去，参与到尼泊尔水电开发国际合作项目中去。其中，由中国进出口银行提供贷款融资、葛洲坝集团负责建设、中国国际水电公司负责输电线路、三峡集

团负责运维的上崔树里3A水电站（Upper Trishuli 3A Hydroelectric Project）成为水电企业走出去的示范项目。该项目不仅探索出一条中尼水电开发合作的可行道路，而且由于该水电站所产电量约占尼泊尔国内8%的电力需求，极大地缓解加德满都及周边地区的用电短缺问题，成为中尼水电开发合作的标志性工程。

正是在中尼双方水电开发合作不断加深的基础上，中尼双方领导人逐步将水电开发合作提升到两国合作的重点领域。2009年12月31日，时任尼泊尔总理马达夫·库马尔·尼帕尔访华期间，中尼双方发表的《中华人民共和国和尼泊尔联邦民主共和国联合声明》就明确指出：“尼方感谢中方多年来为尼经济建设提供的宝贵援助，热情欢迎中国企业积极参与尼泊尔水电开发……中方表示……将根据有关项目经济和技术可行性，在水电开发、基础设施建设、医疗、教育、人力资源开发等领域向尼方提供必要支持和帮助。”2012年1月14日，中华人民共和国时任总理温家宝访尼期间，双方在具体的合作项目上达成一致：“确保中方提供优惠贷款建设的上崔树里水电站项目的顺利实施”，期间，中国进出口银行与尼泊尔财政部签署了关于贷款合作机制的备忘录。双方同意继续就商签《投资促进和保护协定》保持沟通。

进入新时期，中尼双方在全方位、多领域展开更加密切的合作，水电合作更成为双边合作的重中之重。2016年3月23日、2018年6月21日，时任总理卡·普·夏尔马·奥利两次访华，进一步重申“双方同意建立能源合作对话机制，更好地开展长远合作规划，包括跨境电网、水电和太阳能等领域合作。尼方愿采取必要措施为中国企业在尼投资提供便利”，并“希望中方建设阿伦 - 吉马塘卡水电站项目、热索瓦 - 吉隆口岸的400千伏跨境输变电项目和加德满都环路输变电项目”“同意就尼方提出的公路、铁路联通，水电，输变电线等合作项目商讨融资模式”。2019年10月12日-13日，习近平主席在加德满都对尼泊尔进行国事访问期间，更是将双方水电合作进行全面而系统的提升，“双方将在2018年6月21日签署的《关于能源合作的谅解备忘录》基础上，充分利用中尼能源联合工作组平台，开展水电、风电、光伏、生物质等新能源以及电网等领域的交流与合作。双方同意联合开展中尼电力合作规划，并在一年内完成规划编制工作。双方同意，将中尼电力合作规划作为下一步两国电力合作的重要参考，推动中尼电力务实合作落地”<sup>8</sup>。

## （二）水电开发能力巨大资源充足

作为水电资源大国、水电开发大国，我国长久以来形成了较为完整的水电产业链、供应链体系。从水电设计、水电开发能力、水电融资能力、水电运维能力、技术积累、供应链保障等全环节，我国的水电开发走在了世界前列。据国际水电协会统计，截至2020年，中国水电装机总量356.4gw，占全球水电装机总量的27%（见图1）。

图1 全球水电装机总量<sup>18</sup>



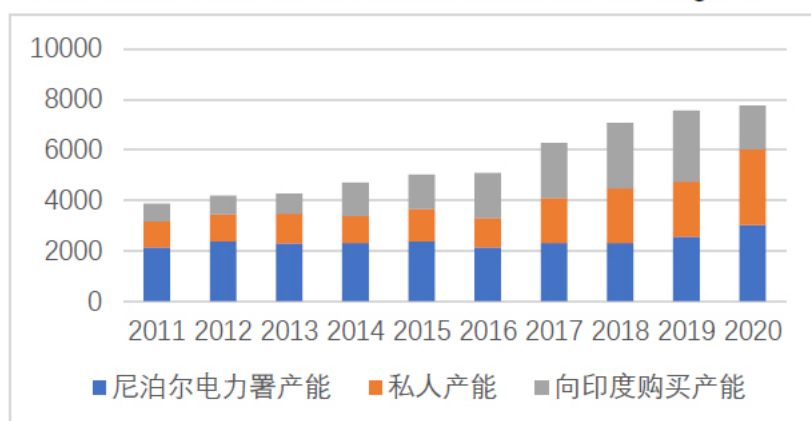


一带一路倡议提出以来，中国水电企业积极探索国际市场，谋求海外布局。中国成为最具竞争力的水电强国之一。据统计：中国水电企业占据海外70%以上的水电市场，大中型水电工程市场几乎全部被中国水电企业占领。中国水电企业业务遍及全球140多个国家和地区，参与的已建在建海外水电工程约320座，总装机8100多万千瓦。水电企业在水电工程国际工程承包、国际投资和国际贸易三大业务占据主导，具备了先进的水电开发、运营管理能力、金融服务及资本运作能力以及包括设计、施工、重大装备制造在内的完整产业链整合能力。当然，需要看到的是，受能源政策、产业周期、市场等多方面影响，在经历水电建设繁荣发展周期后，近些年来，国内水电建设逐渐遇冷、可开发水电资源减少，带动水电装备制造、建设等进入停滞期，水电企业走出去也有开拓国际市场、消化过剩产能的考量。

### （三）中尼两国水电开发合作潜力巨大

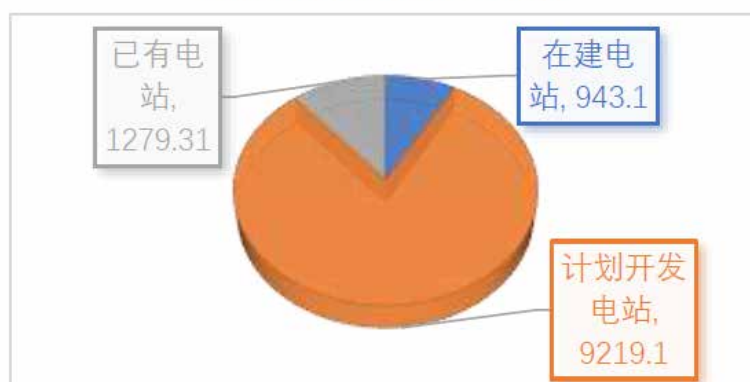
一直以来，电力供应不足长期困扰着尼泊尔经济社会发展。近年来，电力供应的问题虽然得到一定缓解，但由于地处内陆，所有化石燃料全部仰赖印度海港进口，化石燃料进口长期占据尼泊尔对外贸易首位。从具体指标来看，尽管尼泊尔的人均用电量已经从2000年的63千瓦时增长至2018年的177千瓦时，远低于世界平均水平。统计显示，2018、2019两年，尼泊尔从印度进口的电能分别占到年度电能的36.58%、37.25%（见图2）。

图 2 2011-2020 年尼泊尔电力供给构成（单位 gwh）<sup>22</sup>




与电力短缺形成鲜明对比的是，尼泊尔水电开发的潜力并未完全释放。根据尼泊尔电力署（NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY）统计显示，截至2019-2020财年，尼泊尔水电装机总量1279.31兆瓦（另外，尼泊尔还有火电装机总量53.41兆瓦，光电装机总量0.14兆瓦），正在建设的水电装机总量为943.1兆瓦，而计划开发的水电装机总量还有多达3219.1兆瓦（见图3）。尼泊尔长期以来水电开发的缺口与我国水电开发产能过剩形成契合，是跨喜马拉雅水电开发合作的现实基础。

图 3 尼泊尔水电开发现状







长期来看，跨喜马拉雅水电开发合作的对象国不仅仅局限于尼泊尔。特别是随着雅鲁藏布下游水电开发的逐步推进，与印度、孟加拉国等国家和地区间的跨境河流水电开发合作就会成为一个必须着手解决的现实问题。从地缘政治角度来看，一方面，雅鲁藏布下游水电开发必然会触动流域内国家的利益和情绪，进而对水电开发合作带来阻力。另一方面，跨境水电开发所带来的合作又会促进我与流域内国家之间的低层次合作，进而推动合作向着中高领域推进。从经济角度来讲，雅鲁藏布下游水电开发所带来的跨境水电开发合作却是最为经济的，电力需求巨大的印度东北地区、孟加拉国都是雅鲁藏布下游水电的潜在市场。

#### （四）跨喜马拉雅水电开发合作中存在的困难与不足

在看到中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作的基础与潜力的同时，也应正视跨喜马拉雅水电开发合作中存在的困难与不足。

首先，中尼双方之间水电开发合作体制机制不成熟。相较于一般海外投资项目，水电开发建设具有初始投资大、经营周期长、开发门槛高、受政治经济文化影响较大等特点，使得双方合作体制机制的确立尤为必要。目前中尼双方在水电合作领域已经建立起《关于能源合作的谅解备忘录》、“中尼能源联合工作组”“中尼电力合作规划”等体制机制，但对于双方迈向更高层次、更宽领域的能源合作来说，相较于印度在南亚牵头成立的电力合作机制来讲，中尼双方进一步建立投融资、建设开发、运营维护、跨境电力联网、争端解决等体制机制方面，还有很长的路要走。

其次，跨境合作的风险累积叠加。一方面，面对世界百年未有之大变局，中国与南亚国家和地区的合作潜力与意愿受到域外国家和某些国家的干扰和破坏，形成跨喜马拉雅水电开发合作中最大的不确定因素。另一方面，对于水电开发企业来讲，最大的风险还是集中在政府违约和投资收益方面。近些年来，随着越来越多的企业走出去，由于体制上的相对稳妥和保守，大部分企业在处理与当地政府、合作伙伴关系时，都会或多或少的产生困惑。特别是对于水电开发企业来讲，往往会因为工程承包的关系，要处理征地、移民、舆论、非政府组织应对等一系列问题，这些都会对企业的投资兴趣与意愿带来很大的困扰。

再次，站在尼泊尔国家电力建设全局来看，目前的水电开发虽然缓慢，但在大量投资持续涌入的情况下，水电开发逐渐满足尼泊尔经济社会发展需求并达到出口的目标也是可期的。但水电占比过大所带来的电力体系结构性、周期性问题也是需要加以重视并解决的。例如，尽管尼泊尔现在已经开始注重调节式水电站的建设，但径流式水电站的占比依然不小，叠加尼泊尔环境、气候、地理等因素，水电开发力度的加大反而会导致全国电力体系中结构性压力持续增加，亟需考虑通过“调节式水电站”“水光互补”“加大与周边国家电网互联互通”等方式加以破解，这些都是双方加强水电开发合作时需要破解的问题。

### 三、中国（西藏）尼泊尔跨喜马拉雅水电开发合作的路径选择

#### （一）立足国家清洁能源基地，推动设立国家清洁能源走廊

坚定站牢“国家清洁能源基地”这一战略定位，立足西藏自身清洁能源优势，扬长避短、因地制宜，加快建立水风光互补的清洁能源格局，加快建成国家清洁可再生能源利用示范区。国家清洁能源基地是集生产、转换、输配、贸易于一体的系统性工程，在立足资源禀赋加强清洁能源特别是水利资源开发的同时，西藏还应积极利用政策、经济、地理优势，加快打造转换、输配、贸易相关平台建设，抢占能源赛道、补齐产业链条，加快打造国家乃至国际清洁能源高地。

其次，做好“一带一路”倡议与《西藏自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》等战略间的沟通与匹配，特别是要在国家战略与地区发展规划之间找到战略契合点。“一带一路”倡议实施以来，我国先后打造了立足周边国家资源禀赋和优势的能源走廊，东北、西北、西南等地区为国家能源安全建设提供了重要保障。随着高质量发展和双碳目标的不断推进，西藏自治区在国家能源安全地理版图中的地位和作用将会得到进一步的彰显。特别是清洁能源走廊的建设，必将成为服务国家战略、加快地区建设的高质量发展平台。

再次，具体到跨喜马拉雅水电开发合作问题上，充分利用一带一路能源合作平台建设，找准西藏自治区在加快构建对外能源通道定位，以清洁能源为切入点，申请设立以清洁能源为战略主攻方向的“自由贸易试验区”。同时，立足国内清洁能源分布特点，加快形成跨境清洁能源走廊的国内配套规划，建立起

“一枢纽-两基地-一走廊”。充分发挥拉萨在清洁能源开发合作中的枢纽作用，同时利用四川、云南两省区在产业基础、投资建设、运维管理、金融服务方面的基地优势，加快推进拉萨-加德满都的跨境电网走廊，加快跨境电网互联互通，打造起清洁能源生产、输送、储能等产业体系。探索建立清洁能源交易中心、清洁能源投融资平台、水电企业跨境开发合作对接平台，加快构建中国——南亚清洁能源合作体系。

## （二）立足优势、正视问题，加快跨境水电开发合作体制机制建设

首先，进一步完善跨境水电投融资机制建设。结合水电开发投资大、周期长的特点，利用尼泊尔水电市场优势，搭建国家清洁能源投资平台，拓宽投资渠道，加强融资能力建设，更好地抓住尼泊尔等南亚国家和地区投资并购的机遇，抢抓高质量发展机遇，积极探索“碳汇金融+清洁能源跨境投资”投融资手段，多渠道、多层次地破除跨境水电开发合作的资金难题。

其次，继续深化跨境水电综合利用合作机制。在充分认识中尼前期水电开发合作成绩与问题的基础上，坚持2019年《中华人民共和国和尼泊尔联合声明》提出的中尼双方在水电开发合作上的机制建设方向，特别是坚持“企业主体、商业原则、市场导向、国际惯例”8原则。这一原则立足“一带一路”倡议所面临的新形势新任务新挑战，不仅从正确处理政府与市场关系角度出发，进一步明确各级政府在对外投融资过程中要充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，充分尊重企业在投资中的主体作用，而且进一步鼓励投融资体制机制的创新，增强投融资体系的可持续性。鼓励企业通过政府和社会资本合作（PPP）、建设——经营——转让（BOT）等多种模式推进水电开发合作，进一步降低对外投融资的债务风险和金融风险。

再次，建立长效的水电开发合作争端解决机制。国家间的水电开发合作争端解决机制是解决争端的最直接、最有效的方式，对于中尼两国来说同样如此。在中尼水电开发合作中，双方之间在能源政策、水电政策方面的坦诚是建立相关争端解决机制的基础。特别是在双碳目标预期下，对中国能源政策的转型提倡和推介，有利于双方在政策预期基础上更快地达成争端解决的共识。同时，借助我国在“一带一路”倡议中的地位，鼓励地方政府探索建立次区域层次的清洁能源争端解决机制。特别是发挥西藏自治区在我国对外能源通道建设中的独特作用，在相关体制机制建设中先行先试。

## （三）防范风险、主动服务，加强党对跨境水电开发合作的领导

快速识别、主动防范国际水电开发合作的风险是加强风险防控的主要依靠手段。一是，依托专业的国别科研机构，加强对相关国家形势的研判，特别是针对相关国家能源政策、水电政策等的跟踪式研究，形成常设性机构、常态化研究；二是，对接企业和相关科研机构，充分利用现有的科研资源，发挥民间智库的作用，打造一支政府主导、市场主体的跨喜马拉雅水电开发合作研究力量，跟踪研究企业对外水电投资中涉及政府违约和投资收益等重大关切。对投融资、建设、运营、输电网络、清洁能源教育中可能会出现的对象国政策变化、政府违约、财务风险、法律风险等情况，建立起有效的风险识别、预警和规避机制。

考虑引入第三方投资者，适时主动地降低跨境水电开发合作风险。一方面，对于在尼泊尔等国家和地区进行水电投资、建设、运维的利益攸关方、域外利益国家，不仅要充分尊重其在尼泊尔国际水电开发合作的利益与关切，合理布局、适度投资。另一方面，对于已有的水电开发项目、即将进行的水电开发项目，在充分评估、加强研判的基础上，考虑引入第三方投资者，通过科学合理地设置投资比例、利益分配比例等，降低由于地缘政治所带来的投资风险。

加强党对跨境水电开发合作的领导，在党委牵头设立清洁能源基地建设小组的基础上，加强对跨境水电开发合作的支持和引导，特别是加强与尼泊尔相关部门和地方间的沟通与合作，在充分研究的基础上，牵头成立部门间、地方间的水电合作协议、方案，指导水利、外事以及相关企业进一步完善、落实、细化相关协议、方案，推动跨境水电开发合作走深走实。

<sup>1</sup> 新华社。习近平在西藏考察时强调 全面贯彻新时代党的治藏方略 谱写雪域高原长治久安和高质量发展新篇章[EB/OL]. (2021-07-23) [2021-08-08], [http://www.xinhuanet.com/politics/2021-07/23/c\\_1127687414.htm](http://www.xinhuanet.com/politics/2021-07/23/c_1127687414.htm)



- <sup>2</sup> 罗梅. 开启发展新征程 拓展开放新局面 推进面向南亚开放重要通道建设走深走实[J]. 新西藏, 2019, 115(01):13-17.
- <sup>3</sup> 西藏自治区人民政府. 西藏自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要——2021年1月24日西藏自治区第十一届人民代表大会第四次会议通过[EB/OL]. (2021-03-29) [2021-08-08]. [http://drc.xizang.gov.cn/xwzx/daod/202103/t20210329\\_197641.html](http://drc.xizang.gov.cn/xwzx/daod/202103/t20210329_197641.html)
- <sup>4</sup> 习近平. 齐心开创共建“一带一路”美好未来——在第二届“一带一路”国际合作高峰论坛开幕式上的主旨演讲[EB/OL]. (2019-04-26) [2021-08-08]. <https://www.yidaiyilu.gov.cn/xjbyydy/xjbls/90618.htm>
- <sup>5</sup> 中国一带一路网. 共建“一带一路”倡议：进展、贡献与展望[EB/OL].(2019-04-22)[2021-08-08]. <https://www.yidaiyilu.gov.cn/zchj/qwfb/86697.htm>
- <sup>6</sup> 樊启祥. 高质量开发水电资源全面助力西藏发展[J]. 水力发电, 2019, 45(02):1-3+34.
- <sup>7</sup> 数据来源：K.C. Surendra et al. 2010. Current status of renewable energy in Nepal: Opportunities and challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (2011).
- <sup>8</sup> 外交部, 《中华人民共和国和尼泊尔联合声明》[EB/OL], (2019-10-13) [2021-08-08], [https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq\\_676201/gj\\_676203/yz\\_676205/1206\\_676812/1207\\_676824/t1707506.shtml](https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq_676201/gj_676203/yz_676205/1206_676812/1207_676824/t1707506.shtml)
- <sup>9</sup> 习近平, 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL], (2020-09-22) [2021-08-08], [http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content\\_5546168.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm)
- <sup>10</sup> 李克强, 政府工作报告——2021年3月5日在第十三届全国人民代表大会第四次会议上[EB/OL], (2019-03-05) [2021-08-08], <http://www.gov.cn/guowuyuan/zfgzbg.htm>
- <sup>11</sup> 曹健 李健 刘洪明, 从“家家烧牛粪”到“绿电出高原”：70年西藏能源变革, 新华社 [EB/OL]. (2021-08-04) [2021-08-08]. [http://www.news.cn/local/2021-08/04/c\\_1127730636.htm](http://www.news.cn/local/2021-08/04/c_1127730636.htm)
- <sup>12</sup> 中共西藏自治区委员会关于制定国民经济和社会发展“十四五”规划和二〇三五年远景目标的建议[N]. 西藏日报(汉), 2021-01-14(001).
- <sup>13</sup> 胡虹. “一带一路”倡议下H公司柬埔寨水电开发战略研究[D]. 云南大学, 2019. (05)
- <sup>14</sup> 外交部, 《中华人民共和国和尼泊尔联邦民主共和国联合声明》[EB/OL], (2009-12-31) [2021-08-08], [https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq\\_676201/gj\\_676203/yz\\_676205/1206\\_676812/1207\\_676824/t649020.shtml](https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq_676201/gj_676203/yz_676205/1206_676812/1207_676824/t649020.shtml)
- <sup>15</sup> 外交部, 《中华人民共和国和尼泊尔联合声明》[EB/OL], (2012-01-15) [2021-08-08], [https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq\\_676201/gj\\_676203/yz\\_676205/1206\\_676812/1207\\_676824/t895814.shtml](https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq_676201/gj_676203/yz_676205/1206_676812/1207_676824/t895814.shtml)
- <sup>16</sup> 外交部, 《中华人民共和国和尼泊尔联合声明》[EB/OL], (2016-03-23) [2021-08-08], v

# 退税优化赋能石油化工出口企业降本增效

薛峰

上海雅鹰船务有限公司

**摘要：**国家为鼓励出口，提高中国品牌在海外的竞争力，从1985年开始，出台了一系列免税、退税政策。商品编码是海关对货物实施监管的有效途径，准确归类也是企业能否充分享受国家退税政策的关键。本文结合PX项目重点阐述合理归类对企业享受出口退税政策的现实影响。

**关键词：**退税优化

## 一、项目背景介绍

GP项目是一个液化天然气（LNG）出口站。项目位于美国D州。

NF公司承接了共100万英寸的管道预制。

## 二、财政部退税新政

为推动钢铁行业高质量发展，今年5月1日、8月1日国务院关税税则委员会先后对钢管等146个税号的产品取消出口退税。

对于GP项目来说，原来申报税号为7305、7306的钢铁管，如今退税率直接从13%降至0%，将直接损失约7600w人民币。

面对退税新政，深入研究产品，通过准确归类实现足额退税成为合法、有效解决问题的办法。

## 三、液化天然气（LNG）生产工艺介绍：

## 四、液化天然气（LNG）生产设备的商品归类分析

从设备构造和工作原理分析，不同工艺的液化天然气生产，都是利用压缩机制冷，通过热交换器使天然气冷却，最终成为液化天然气（LNG）。

液化天然气（LNG）生产设备，符合品目8418注释描述的设备形式，应归入商品编码8418699090。

## 五、NF公司出口的预制管道归类简析：

### （一）预制管道相关概念：

中华人民共和国化工行业标准HG/T 21641—2013《管道工厂预制化技术规范》：

管道定义：

管道组成件：

管道预制：



NF公司出口的预制管道情况：

NF公司承接GP项目的管道预制工作，是按照客户提供的图纸在工厂完成管道的制造，出口后作为液化天然气（LNG）生产设备的零件使用，应按零件归入商品编码8418999990。

## 六、归类特性

由于工业产品生产的复杂性，造成了其生产过程的分工协作。中国国内制造业仅仅是全球产业链中某个工业产品生产过程中的一个环节。

## 七、雅鹰推动中国能源、冶金企业实现足额退税的历程

雅鹰作为关务咨询专业机构，先后参与了哈电、葛洲坝、成达重工等50多家企业的关务风险防控服务，有效的保障了这些项目的高品质服务需求。雅鹰的工作得到了中国对外承包商会和海关职能部门的认可。

## 八、GP项目 操作流程

## 九、海关归类预裁定难点

## 十、雅鹰提供专业服务的意义和必要性

- （一）通过准确归类为GP项目提供可以量化的退税提升服务；
- （二）雅鹰提供的专业服务是NF公司合规建设的组成部分；
- （三）企业需要在原材料涨价、用工成本增加、汇率波动和疫情下物流成本大幅增加的情况下，充分享受好国家给予的退税政策。

雅鹰服务的核心是防范因盲目归类或海关质疑时无法佐证申报意志带来的法律风险，真正做到守法合规、应退尽退。

# 炼厂绿色制氢成本及可行性探讨

张轩<sup>1</sup>, 郑丽君<sup>2</sup>, 樊昕晔<sup>1</sup>

(1 中国石油技术开发有限公司, 北京 100028; 2 中国石油石油化工研究院, 北京 102200)

**摘要:** 炼厂作为石化行业的重要支撑, 其本身属于高碳排放行业, 在“双碳”政策的要求下, 绿色低碳转型势在必行。在炼厂整体的碳排放中, 制氢单元占据很大比例。目前国内炼厂制氢以天然气制氢或煤制氢为主, 本文主要探讨利用电解水的绿氢代替炼厂当前灰氢的技术经济可行性。经过分析, 在当前的技术及原料价格水平下, 天然气制氢成本约在1.5元/Nm<sup>3</sup>左右, 原料成本占总成本的80%, 煤制氢成本在1.1元/Nm<sup>3</sup>左右, 原料成本占总成本的55%, 同时分析了不同制氢成本所对应的煤和天然气的原料价格。目前可以商用的电解水技术路线可分为碱性电解槽 (ALK) 电解和质子交换膜电解槽 (PEM) 电解。在目前的条件下, 电解制氢的成本主要由设备折旧和电费构成, 碱性电解槽 (ALK) 制氢成本约为2.7元/Nm<sup>3</sup>, 质子交换膜电解槽 (PEM) 制氢成本约为3.6元/Nm<sup>3</sup>, 目前电解水制氢的成本仍远高于化石能源制氢。如果将二氧化碳排放成本以碳税的形式纳入成本考量, 则在700元/吨和1300元/吨碳税的情况下, 煤制氢和天然气制氢成本会高于电解水制氢。因此如果电解水要成为炼厂制氢的主流并具备经济性, 需要通过降低电价、增加电解槽工作时间、以及通过技术进步降低电解槽的制造成本等手段来降低电解水的制氢成本。

**关键词:** 氢气; 二氧化碳; 成本; 电解水; 碱性电解槽; 质子交换膜电解槽

面对全球气候变暖挑战, 促进能源转型、减排温室气体、加快绿色低碳技术发展受到世界各国的重视。自我国去年提出“双碳”目标以来, 政府通过各种方式压减碳排放, 促进新能源发展, 反应了我国能源结构调整和产业结构转型升级的急迫性。化石能源是全球碳排放增加的重要原因, 降低碳排放量, 加快发展绿色低碳的新能源已成为行业共识。炼厂作为传统能源的重要组节点, 其本身也属于高碳行业, 在“双碳”目标的总体要求下, 将面临更大的转型升级压力。

中国炼厂由于加工规模、原料性质、产品比例及工艺流程各有不同, 所以加工过程中的单位碳排放量也存在较大差别。以某原油加工能力为1000万吨/年的典型炼厂为例, 其二氧化碳排放量约为250万吨/年, 相当于每加工1吨原油排放0.25吨二氧化碳。据此估算, 2019年中国炼油行业因加工原油而排放二氧化碳约1.7亿吨, 占总排放量的约1.65%<sup>[1]</sup>。在炼厂所有工艺单元中, 制氢单元的二氧化碳排放约占8%, 仅次于加热炉燃烧和催化裂化装置, 碳排放量巨大<sup>[2]</sup>。如果可以将目前炼厂的天然气或煤制氢等“灰氢”替换为电解水的“绿氢”, 则可以实现石化行业大幅度的碳减排。目前Shell旗下位于德国的Rhineland炼厂已经开始建设10MW的电解水设备, 用以部分替换原有的以天然气为原料的灰氢。

## 1 炼厂煤制氢和天然气制氢的成本分析

天然气制氢主要通过甲烷蒸汽重整, 在催化剂的作用下生成H<sub>2</sub>和CO, 分离后再对CO变换, 与水蒸气反应生成CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>。天然气蒸汽重整制氢是传统制氢工艺, 技术成熟, 广泛应用于生产炼厂氢气、纯氢、合成气和合成氨原料, 是工业上最常用的制氢方法<sup>[3]</sup>。煤制氢是煤炭主要以水煤浆或煤粉的形式, 经气化炉在1000°C以上的高温条件下与气化剂(蒸汽/氧气)反应生成合成气(H<sub>2</sub>+CO), CO与H<sub>2</sub>分离后CO经水蒸气变换转变为H<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>, 再经过脱除酸性气体(CO<sub>2</sub>+SO<sub>2</sub>)以及氢气PSA提纯等工艺流程, 得到高纯度的氢气。近些年从原料的易得性和成本角度出发, 越来越多的制氢企业, 如炼厂和尿素厂选择



煤制氢工艺，同时近几年煤制油和煤制烯烃等煤化工行业的迅速发展也使煤气化技术获得了更大发展空间，技术研发、工程设计和操作水平获得了极大提升<sup>[4]</sup>。

根据相关行业氢气成本模型的计算方法<sup>[5-6]</sup>，计算得到天然气制氢和煤制氢的氢气成本，结果见表 1

表 1 天然气制氢和煤制氢的氢气成本分析

项目	成本	
	天然气制氢	煤制氢
原料(煤炭/天然气)/元 Nm <sup>3</sup>	1.2	0.6
氧气/元 Nm <sup>3</sup>	0	0.21
辅助材料/元 Nm <sup>3</sup>	0.014	0.043
燃料动力能耗/元 Nm <sup>3</sup>	0.184	0.069
直接工资/元 Nm <sup>3</sup>	0.012	0.012
制造费用/元 Nm <sup>3</sup>	0.065	0.135
财务及管理费/元 Nm <sup>3</sup>	0.029	0.06
体积成本（标准状态）/元 Nm <sup>3</sup>	1.504	1.129
折算质量成本/元 kg <sup>-1</sup>	16.8	12.64

以上计算以原料天然气到厂价为 2.5 元/Nm<sup>3</sup>，煤炭 800 元/吨为计算依据。通过以上静态考察，可知天然气成本占到天然气制氢 80%以上，煤炭成本占到煤制氢 54%以上，相对而言，天然气制氢对原料价格更为敏感。图1为动态条件下相同氢气成本与天然气和煤炭价格的对比。由于我国天然气价格主要由政府制定，煤炭价格市场化定价，所以天然气价格相对固定，波动幅度不大，而煤炭价格受国家政策和市场供需的影响较大，在短期内往往会有大幅波动，所以煤制氢的成本往往会随之波动，因此虽然一般情况下煤制氢成本低于天然气制氢，但在市场发生巨大变化时其成本可能会超过天然气制氢。

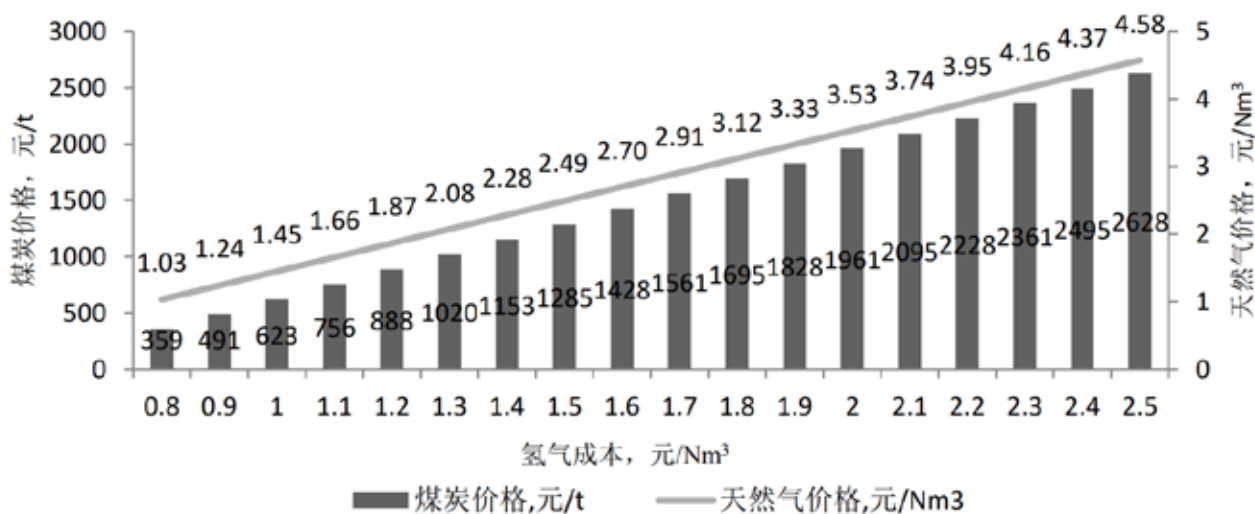


图 1 不同氢气成本对应天然气及煤炭价格

## 2 电解水制氢的成本分析

目前电解水制氢主要有两条技术路线，即碱性电解槽电解水和质子交换膜（PEM）电解槽电解水。下面分别分析两种电解水制氢的成本。

## 2.1碱性电解槽

碱性电解水制氢技术目前发展的最为成熟，具有槽体结构简单、安全可靠、运行寿命长、操作简便、售价低廉等优点，是市场上主要的电解制氢方式，广泛应用于冶金、医药、储能、食品等行业。

一般制氢成本分为固定成本和可变成本，固定成本包括设备折旧、人工、运维等，可变成本包括制氢过程的电耗和水耗。由此可以推导出碱性电解槽制氢成本计算公式，如下：

$$\text{制氢成本} = \text{电价} \times \text{单位电耗} + (\text{每年折旧} + \text{每年运维}) / \text{每年制氢总量} + \text{单位水耗} \times \text{水价} \quad (1)$$

为了计算电解水制氢的具体成本，做出如下假设：

(1) 1000Nm<sup>3</sup>/h碱性电解槽成本850万元，不含土地费用，土建和设备安装150万元；

(2) 每方氢气消耗原料水0.001吨，冷却水0.001吨，水费5元/吨；

(3) 设备折旧期10年，土建及安装折旧期20年，采用直线折旧，无残值，设备每年折旧10%，土建和安装每年折旧5%；

(4) 工业用电价格0.4元/kWh，每方氢气耗电5kwh

(5) 每年工作2000小时，每年制氢200万Nm<sup>3</sup>

(6) 人工成本和维护成本每年40万元。

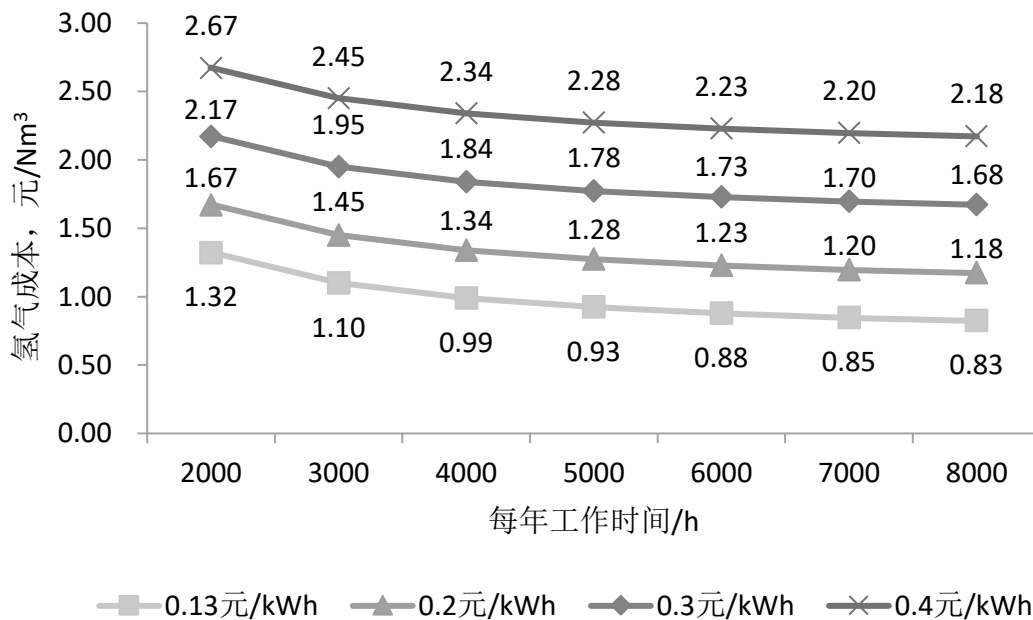
结果见表2。

表 2 碱性电解槽制氢成本分析

项目	成本
折旧成本，元/Nm <sup>3</sup>	0.46
原料成本，元/Nm <sup>3</sup>	0.01
人工运维成本，元/Nm <sup>3</sup>	0.2
电耗成本，元/Nm <sup>3</sup>	2
单位体积氢气成本，元/Nm <sup>3</sup>	2.67
单位质量氢气成本，元/kg	29.9

从表2可知，现有条件下的电解水制氢成本接近30元/kg，这远远高于天然气制氢或煤制氢10-15元/kg的制氢成本，毫无竞争优势。从成本构成分析，电耗成本最高，占到74%，其次为折旧成本，占到18%，这两项就占到了总成本的90%以上。由于人工运维和原料属于刚性支出，所以降低其制氢成本还需要从降低电耗和降低折旧这两方面入手。

由于我国电力以火电为主，如果采用电网电力则电解制氢的碳排放强度高于煤制氢和天然气制氢<sup>[7]</sup>，不符合目前的“双碳”政策导向，所以电解水应该与光伏、风电等可再生电力耦合，实现绿色制氢。根据国家发改委的《中国2050年光伏发展展望（2019）》的预测，至2035年和2050年光伏发电成本相比当前预计约下降50%和70%，达到0.2元/kWh和0.13元/kWh。由此采用相同计算方法，计算不同电价条件下氢气成本以及电费成本在其中的比例，具体见图2。



从图2可知，随着电价的降低，电解水制氢成本也随之降低，同时电力成本的占比也同步降低。电力成本每下降0.1元/kWh，氢气成本平均下降0.5元/Nm<sup>3</sup>。如果对光伏上网电价的预测准确，则到2035年和2050年，电费占比分别为60%和49%，制氢成本将会为1.67元/Nm<sup>3</sup>和1.32元/Nm<sup>3</sup>，相比目前分别降低了37%和50%，分别接近和超过了目前制氢成本最低的煤制氢<sup>[8]</sup>。

降低成本的第二条路径为增加设备利用率。随着氢能行业的发展，如果未来氢气需求达到一定水平，并且可再生能源电力储能取得突破，则可以通过延长电解槽工作时间，生产更多“绿氢”以摊薄其固定成本。考察每年运行时间2000-8000小时下，在0.13元/kWh、0.2元/kWh、0.3元/kWh和0.4元/kWh电价条件下的制氢成本，结果见图3。

表 3 PEM 电解槽的制氢成本分析

项目	成本
折旧成本, 元/Nm <sup>3</sup>	1.55
原料成本, 元/Nm <sup>3</sup>	0.01
人工运维成本, 元/Nm <sup>3</sup>	0.2
电耗成本, 元/Nm <sup>3</sup>	1.8
单位体积氢气成本, 元/Nm <sup>3</sup>	3.56
单位质量氢气成本, 元/kg	39.87

从图3可知，在不同电价条件下，随着电解槽每年工作时间的延长，由于单位氢气固定成本的降低，制氢成本随之下落，从2000小时提升至8000小时后，单位氢气成本平均降低30%以上。结合电费的降低和运行时间的延长，如果到2030年和2050年，电费分别为0.2元/kWh和0.13元/kWh，工作时间分别为4000h/年和8000h/年，则对应的制氢成本分别为1.34元/Nm<sup>3</sup>和0.83元/Nm<sup>3</sup>，那么在不依赖补贴的条件下，使“绿氢”的生产成本接近和低于“灰氢”。

除上述降本方式外，还可以通过降低电解槽采购成本和提升电解槽效率的办法来实现。由于碱性电解槽工艺技术已经十分成熟，很难通过技术革新降低成本，根据预测<sup>[9]</sup>，未来10年通过技术改进和规模扩

张，可以降本40%，1000Nm<sup>3</sup>/h电解槽成本会降至500万元，届时制氢成本将下降5-10%。此外，通过开发先进性能的电极和隔膜材料，进一步优化槽体结构，可以进一步提高其转化效率，降低成本和能耗<sup>[10-11]</sup>。

## 2.2 质子交换膜电解槽(PEM)

虽然碱性电解槽作为最为成熟的电解技术占据着主导地位，但由于碱性电解槽电解效率低，需要使用强腐蚀性碱液，氢气需要脱除水和碱，难以快速启动和变载，同时无法快速调节制氢的速度，因而与可再生能源发电的适配性较差，且由于碱性电解槽的技术特点，以上缺点难以克服，所以近年来质子交换膜电解槽（PEM）日益受到人们的重视。质子交换膜电解槽采用高分子聚合物质子交换膜替代了碱性电解槽中的隔膜和液态电解质，具有离子传导和隔离气体的双重作用<sup>[12]</sup>。

为计算PEM电解槽制氢成本，做出如下假设：

- (1) 1000Nm<sup>3</sup>/h的PEM电解槽成本3000万元，不含土地费用，土建和设备安装200万元；
- (2) 每方氢气消耗原料水0.001吨，冷却水0.001吨，水费5元/吨；
- (3) 设备折旧期10年，土建及安装折旧期20年，采用直线折旧，无残值，设备每年折旧10%，土建和安装每年折旧5%；
- (4) 工业用电价格0.4元/kWh，每方氢气耗电4.5kwh
- (5) 每年工作2000小时，每年制氢200万方
- (6) 人工成本和维护成本每年40万元。

从表3可知，按照相同的计算原则，PEM电解槽制氢成本高于碱性电解槽，主要由于PEM电解槽的采购成本太高，带来每年的折旧成本太高，抬高了制氢成本。设备折旧成本占到总成本的44%，电耗成本占到50%，所以降低成本还是要从这两方面入手。不同电价条件下电力成本占比和氢气成本的变化见图4。

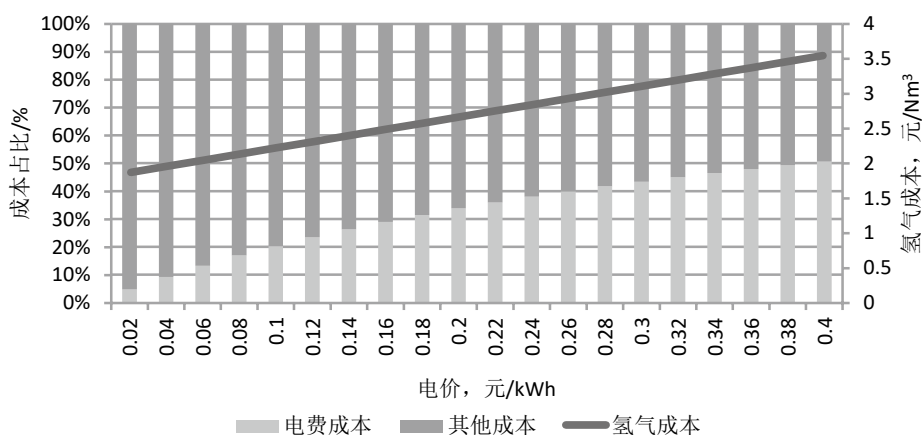


图4 PEM电解槽在不同电价下的制氢成本比例以及氢气成本的变化

从图4可知，随着电费的下降，电力成本在总成本中的比重逐渐下降，氢气成本也逐渐降低。当电费分别为0.13元/kWh和0.2元/kWh时，氢气成本分别为2.4元/Nm<sup>3</sup>和2.71元/Nm<sup>3</sup>，成本占比分别为24%和33%。与碱性电解槽制氢成相比，仍有一定差距，主要在于PEM电解槽价格太贵，折旧成本太高。

通过对过去几十年PEM电解槽的成本分析，根据学习率曲线，PEM电解槽的平均学习率为13%<sup>[13]</sup>，至2030年1000Nm<sup>3</sup>/h的PEM电解槽价格预计为1500万元，至2050年约为500万元。下面考察在不同电价和不同电解槽成本的组合条件下，即电价0.4元/kWh、电解槽成本3000万元，电价0.3元/kWh、电解槽成本2000万元，电价0.2元/kWh、电解槽成本1500万元，电价0.13元/kWh、电解槽成本500万元，运行时间对制氢成本的影响，见图5。

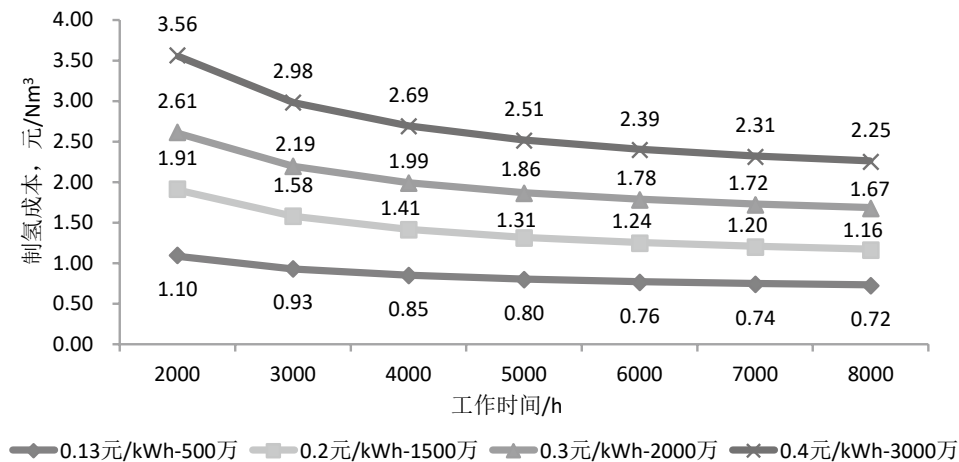


图5 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系

从图5可以看出，随着电解槽工作时间的延长，氢气产量的增加，氢气成本逐渐下降。其中，电力成本和固定成本越高，下降趋势越明显。到2030年和2050年，预计电费分别为0.2元/kWh和0.13元/kWh，工作时间分别为4000h/年和8000h/年，对应PEM电解槽成本分别为1500万和500万，则对应的制氢成本分别为1.41元/Nm<sup>3</sup>和0.72元/Nm<sup>3</sup>，对比目前制氢成本大大降低。虽然中期内相比碱性电解槽PEM电解的氢气成本仍然偏高，但随着PEM电解槽采购成本的降低，预计会在2030年后逐渐低于碱性电解槽的制氢成本，并在2040年后低于化石燃料制氢<sup>[14]</sup>。

通过上述分析可知，在当前条件下，电解水制氢成本仍然远高于化石燃料制氢。降低成本的途径应该通过以下方法：1、降低风、光等可再生能源的电价降低用电成本；2、提高电解槽使用时长，通过生产更多的氢气以摊薄折旧和其它固定成本；3、努力通过技术进步，降低电解槽，尤其是PEM电解槽的生产制造成本，降低设备折旧成本。

### 3 碳税的影响

从以上分析可知，从狭义的成本经济性考虑，电解水制氢成本还无法与天然气制氢和煤制氢相比，“绿氢”成本远远高于“灰氢”。因此，在目前“双碳”形势下，要从广义角度，将二氧化碳排放纳入成本考量。如果以碳税的形式对二氧化碳计价，将对整个制氢成本体系产生重大影响。

天然气制氢的碳排放强度约为10kg/kgH<sub>2</sub>，煤制氢碳排放强度约为25kg/kgH<sub>2</sub><sup>[14]</sup>，以此为基础，结合表1的成本数据，考察不同碳税水平下的制氢成本。结果见图6。

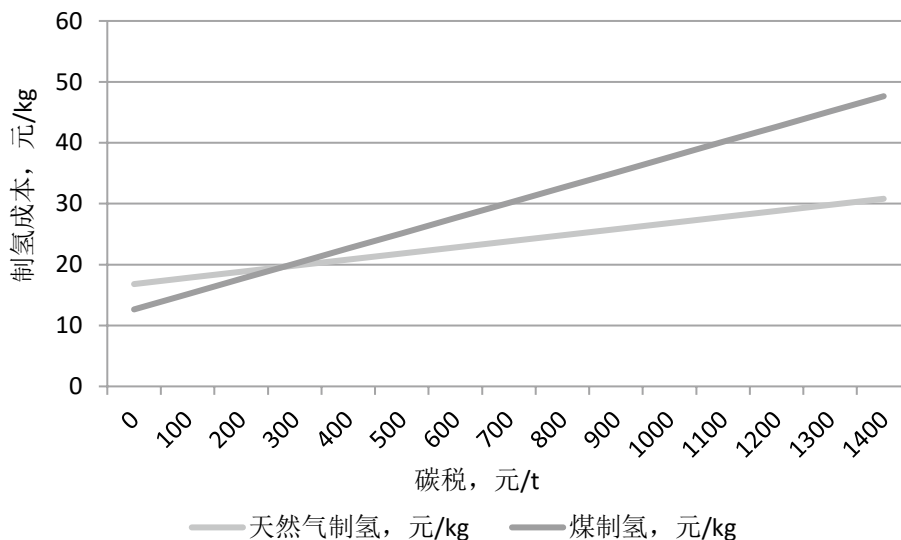


图6 碳税对煤制氢和天然气制氢的影响

从图6可以看出,当电解水制氢成本为30元/kg时(以表2碱性电解槽制氢成本为参考基准),碳税达到700元/吨时,煤制氢成本就会高于电解水制氢,当高于1300元/吨元时,天然气制氢成本也会高于电解水制氢。由于碳税对我国工业发展影响较大,因此目前国家仍然没有推出相关碳税计划,即在近期内,无法将二氧化碳纳入成本考量。

#### 4 结语

从上述分析可知,在当前的政策、技术和原料价格水平下,电解水制氢完全取代化石燃料制氢,从成本角度出发仍然有很大的距离。但随着技术的进步,通过降低电解槽的制造成本和可再生能源电价,以及增加设备工作时间以增加制氢数量,则有望将电解水制氢成本降至与化石能源制氢相同甚至更低的水平。此外,电解水制氢的同时会产生8倍质量的氧气,如果可以将这部分氧气作为炼厂加热炉燃料,取代空气,则可以减少部分NO<sub>x</sub>的产生,有利于减轻环保压力。总之,炼厂绿色制氢是“双碳”目标下的政策任务,也是时代宏观发展的必要主题,更是炼厂绿色转型的必由之路,有条件的炼厂应积极开展试点工作,为中国炼化行业的绿色转型积极探索。

#### 参考文献

- [1]刘初春,杨维军,孙琦.中国炼油行业碳减排路径思考[J].国际石油经济,2021,29(08):8-13.
- [2]黄格省.能源转型背景下炼厂生产运营模式如何变化[N].中国石油报,2021-06-22(006).
- [3]王奕然,曾令志,姜舒洁等.天然气制氢技术研究进展[J].石化技术与应用,2019,37(5):361-366
- [4]黄格省,李锦山,魏寿祥等.化石原料制氢技术发展现状与经济性分析[J].化工进展,2019,38(12):5217-5224.
- [5]张彩丽.煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J].石油炼制与化工,2018,49(1):94-98.
- [6]苗军,郭卫军.氢能的生产工艺及经济性分析[J].能源化工,2020,41(6):6-10
- [7]陈掌星.水解制氢的研究进展及前景[J].中国工业和信息化,2021(09):56-60..
- [8]苗军,郭卫军.氢能的生产工艺及经济性分析[J].能源化工,2020,41(6):6-10.
- [9]邓甜音,何广利,缪平.不同应用场景的电解水制氢成本分析[J].能源化工,2020,41(6):1-5.
- [10]杨阳,张胜中,王红涛.碱性电解水制氢关键材料研究进展[J].现代化工,2021,41(5):78-82.
- [11]CHI Jun, YU Hongmei. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production[J]. Chinese Journal of Catalysis, 2018, 39(3):390-394.
- [12]王飞,周抗寒,管春磊等. PEM水电解技术在航天上的应用现状与发展趋势[J]. 上海航天, 2020, 37(2): 23-29.
- [13]郭秀盈,李先明,许壮等.可再生能源电解制氢成本分析[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(3):688-695.
- [14]李家全,刘兰翠,李小裕,杨波,颜瑞.中国煤炭制氢成本及碳足迹研究[J].中国能源,2021,43(01):51-54.





# 石油化工企业生产和管理模式数字化转型及应用研究

岳 华

(中国船舶集团昆船智能技术股份有限公司)

**摘要：**随着设备智能化需求的不断提高，全球制造业正经历以数字化、智能化技术为核心，以互联网、物联网信息技术为基础的技术革新及产业升级。石油化工企业管理模式的数字化转型是未来的发展趋势。数字化管理工厂是实现企业生产设施数字化和智能化的重要途径，数字化工厂在石油化工企业的深入应用，能够评估产品生产工艺的合理性，统筹规划建造资源和生产计划，以数字化方式创建物理实体的虚拟模型，借助数据模拟物理实体在现实环境中的行为，通过虚实交互反馈、数据融合分析、决策迭代优化等手段，有效地将企业的产品即物理实体和信息世界互联交融在一起，对产业的生产过程进行精准实时控制，从而优化生产工艺过程，降低生产成本。

**关键词：**数字化；智能化；石油化工企业；决策迭代

## 1、引言

石油化工企业是知识、技术与劳动密集型企业，具有高投资、高风险等特点。当前，全球石油化工企业正经历以数字化、智能化技术为核心，以互联网、物联网信息技术为基础的技术革新及产业升级。党的十九大报告中提出：我国经济已由高速增长阶段转向高质量发展阶段。当前，我国正处在转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的关键时期。

石化工业属于流程工业，作为基础能源和基础原材料的制造业，对 GDP 的贡献率超过 22%，已经成为国民经济持续发展的重要支柱产业。经过数十年的发展，我国石油化工生产技术水平得到了大幅提升，整体实力增长迅速，国际影响力显著提高，已成为世界上门类齐全、规模庞大的实体经济。例如，我国炼油能力、乙烯产能位居世界第二位，对二甲苯、对苯二甲酸等 20 多种大宗石化产品产能位居世界第一位 [1]。然而，与美、欧、日等世界制造强国相比，我国的石化行业还存在能耗物耗较高、资源与能源利用率偏低、产品结构性过剩较为严重、高端制造水平亟待提高、安全环保水平有待提升等问题，未来发展还面临着更加严峻的资源、市场、环保、竞争等挑战。这些问题和挑战促使我国石化企业必须加快数字化转型升级、提质增效，加快向集约化、高效化、绿色化和智能化等方向发展。

生产和管理模式数字化转型是基于新一代信息通信技术与先进制造技术深度融合，贯穿研发、设计、工程、生产、管理、服务等制造活动的各个环节，具有自感知、自学习、自决策、自执行、自适应等功能

的新型生产方式。发展智能制造是我国石化工业数字化转型升级的主要路径。智能制造一方面有助于石化企业全面提升研发、生产、管理和服务的数字化、网络化、智能化水平，提高企业生产效率，持续改善产品品质，满足在新常态下企业迫切希望实现创新和转型升级的需求；另一方面可带动众多新技术、新产品、新装备快速发展，催生出一大批新应用、新业态和新模式，驱动新业务的快速成长，推动石化工业实现质量变革、效率变革、动力变革，为产业可持续发展注入强有力的新动能，促进石化工业向全球产业链的中高端迈进 [2]。

## 2、生产过程的数字化管理

石油化工行业的复杂程度高，涉及的运输物料种类繁多，数量庞大，若采用传统的管理方式会造成管理成本高涨，难度大增，容易造成物料和人力资源的极大浪费。因此需要将企业各个部分通过信息流的形式有机的整合为一体，降本增效，最终实现石油化工业的数字化转型。保障企业内部信息能够快速合理的流动是企业信息化管理的基础。数字化工厂系统解决在化工厂设计阶段或化工厂设计完成之后，如何组织生产过程，包括生产过程中所面临的一系列问题，从生产前的工艺准备到具体执行层的工艺文档 [3]。数字化工厂以智能装备作为底层支撑，通过物联网和边缘计算技术，提升生产设备的工作效率，通过 5G 技术和装备的技术结合，实现高效的实时数据获取，和实时设备状态监控，做到精准精确，减少人员操作，避免人工误操作，提高工作效率，并结合运输设备，AGV，智能堆垛机，智能穿梭车等运输装备，实现工厂内的高效运输过程，将物料信息和设备实时动态上传到信息系统平台，最终通过基于云计算、微服务架构的系统快速响应平台，与生产工艺，业务流程相结合，实现整个数字化工厂的整个生产过程信息的统筹规划。数字化工厂不仅可以通过设备的智能化升级来填补产品设计自动化、生产自动化等系统间存在的技术鸿沟，有效解决了制造业信息化中的问题，还能通过使用数字孪生技术，将数据模型作为核心，连接实时数据库和关系数据库、对生产过程进行过程监管、控制和诊断、环境监测、单元整合、模拟和优化，并进行物料平衡、生产计划、调度、离线或在线模拟与优化等操作管理，最终实现围绕客户“产供销”全流程，提供智能化的整体解决方案服务，达到自动排产、自动备料、自动生产、自动存储、自动配送等能力。

数字化工厂是并行工程的体现，并行工程是对产品及其相关过程包括生产过程和支持过程进行并行、一体化设计的一种系统化的工作模式 [4-6]。在数字化工厂的虚拟环境下，通过规划部门、产品研发部门、生产工程部门和生产车间的高度信息共享实现各部门间的并行地协同作业。将制造过程与设计过程同步规划，在产品的设计阶段就考虑可制造性、可装配性问题，尽早发现并解决各种潜在的问题，真正体现了产品设计规划阶段就可以预测产品全生命周期的并行工程理念。

## 3、数字工厂的数据管理

数字化工厂的本质特征是信息、信息流和工作流的数字化。我国石油化工企业的管理模式主要是集中式和分布式两种管理模式。集中式管理模式指生产管理相关的职能部门及管理工作不下设到工厂，集中在地区公司一级进行。分布式生产管理模式则指工厂下设相关职能部门，其生产管理分散在各工厂内部进行，地区公司仅负责协调监督工作。随着信息技术的发展和普及，国外大型流程工业企业，特别是石油化工企业十分重视信息集成技术的应用 [7-9,12]，纷纷以极大的热情和精力，构架工厂级、公司级甚至跨国集团公司级的信息集成系统。以面向数据的模型为核心系统、连接实时数据库和关系数据库、对生产过程进行过程监视、控制和诊断、环境监测、单元整合、模拟和优化，并进行物料平衡、生产计划、调度、离线或在线模拟与优化等操作管理。这样就使流程工业综合自动化系统中原来难以处理的具有生产与管理双重性质的信息问题得到了解决。目前，已成为西方先进工业国家流程工业综合自动化系统理论和产品的主流框架 [10,11]。在我国石油化工行业开展的项目建设从 2005 年开始 2009 年结束，项目前后历 4 年。现已在中石油、中石化两大公司的大部分二级地区公司完成了部署。

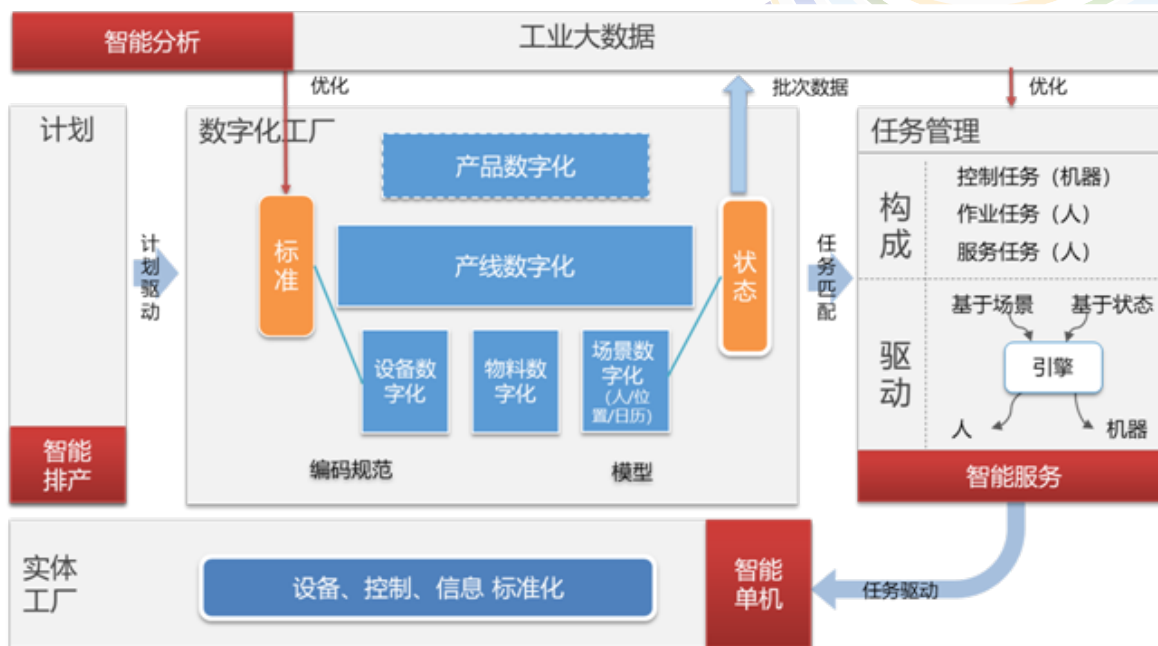


图 2.1 企业以数据为中心的数字化工厂的系统总体框架  
Fig.2.1 The framework for plant of digital plant with the core of data

建立以数据为中心的石油化工企业的数字工厂由多个模块组成，如图 2.1 用于支持工厂生产运行的不同方面的工作，涉及生产计划与排产、生产执行、生产运行管理、生产统计等业务领域。

数字化工厂的数据管理，是系统集成的一个核心要素。只有形成了完备的系统集成，才能将工厂的数字化转型顺利的进行，避免走弯路，造成不必要的资金成本浪费。

以微服务、云计算等架构模式形成的信息化平台，作为数字化工厂的大脑，将智能设备获取到的数据进行汇总和计算，实现系统的快速响应和迭代升级，并结合石化行业的生产工艺，运用软件的生产策略，进行高效的排产，衔接迅速响应的运输系统，完成数字化工厂的高效标准化存储、快速配送等过程。

最终可以通过智能设备的运行数据和物料数据，通过数字孪生等技术来进行，数字工厂的数字建模，做到工厂的排产预测、节拍管控以及风险规避，从而实现数字工厂从硬件，软件等方便的升级迭代，并形成适合石油化工行业的网络化、协同化、服务化、智能化为核心特征的新生产管理模式。

将石油化工行业的业务，组织结构、现状和发展，在满足石油化工行业需求的前提下，进行技术系统集成，并针对行业特点，运用大数据、物联网、边缘计算等技术，以适合石油化工行业的智能设备为目标，进行设备的数字化升级改造。

建立数字化工厂可以预判工厂的发展，对未来做好规划。所谓的数字化工厂是以产品全生命周期的相关数据为基础，在计算机虚拟环境中，对整个生产过程进行仿真、评估和优化，并进一步扩展到整个产品生命周期的新型生产组织方式，是现代数字制造技术与计算机仿真技术相结合的产物。

## 4、智能物流技术的应用

石油化工行业存在着大量的物料输送，仓库管理及物资运输等物流问题，通过智能化管理的方式可以大量的节省管理成本，提升物流效率。将传统工厂的物流管理方式升级为智能物流技术后可以发现，物料

转运的效率提升了 32%，而管理人员的数量由原先的 43 人降低为 27 人，人力资源的成本大幅下降。此外，成品物料流转过程中的错误从原先的 1.2% 降低到现在的 3.7%。这些方面的改进都显示了智能物流技术的先进性和可靠性。如图 3.1 所示成品库房的智能机器人。在仓储环节运用智能技术，实现化工产品的统一管理和调度，实现物料输送、信息识别、信息绑定、分配位置暂存、等业务处理，以满足自动化的需要。智能化的系统还可与上下游系统通过标准的接口和协议进行数据交互，实现信息的无缝集成，这些技术的具体运用都会在后案例中予以展示。通过实施这些智能话技术，可以提高仓库管理的效率。



图 3.1 智能物流机器人  
Fig.3.1 Intelligent logistics robot

将智能物流技术与数字孪生技术相结合，可以更加有效的提升整个物流模块的运行效率。物理层面的数字化主要由物流系统数字模型，智能通信模块，管理系统智慧端等部分组成。采用基于工业组件的模块，进行全新设备与系统的拼接构建的方式完成数字化建模，可以极大的降低构建成本与周期。提升孪生仿真体应用价值的关键是提升可信度，使得物理层面的架构可以实时反馈到虚拟的数字孪生体上，让物流系统实现“所见即所得”。物流管理智慧化类似掌管直觉的右脑，是产生智慧的过程，是数字孪生的重要目标，实现预判、预测和分析功能，来提升实际系统的效率。要想精准的、全面的、物理的可信仿真，产生多维度、跨传统业务层的未知大数据，是物流系统管理智慧化的关键，有助于建构学习网络的隐含层。行业中常说的人工智能与物流的应用领域，除了诸如货物等图像识别等技术点之外，通过数字孪生结合物流体系整合的大数据分析与挖掘，成为物流系统柔性价值最大化挖掘的“金矿” [13]。

同时，智慧物流的系统集成，还需要将原先传统的“以产品为中心”的观点，转变为“以客户为中心”，目的是为了打造出围绕客户，有着多层次体系组织能力，以客户组织结构，在客户的实际应用场景下的创新能力，并根据数据、考核机制、调试服务等方面实现“以客户为中心”的目标。可以通过线上设计、或者通过 AR, VR 增强现实等技术在客户端的展现，来统一客户的使用体验，从而合理分配企业资源，做到提高资源利用率，优先使用关键流程控制点以及数据的打通来实现以客户为中心的能力建设，在后续积累的经验中再进行组织调整。

可以从业务流程入手，在某些特定的场景下，发掘客户的需求，并给予整体解决方案，让客户感受到一个完整的过程，这个方式有效的避免了以往业务发展战略和当前业务流程之间缺少过度的过程，着重提升单流程效率，忽视了客户整体需求的缺点。以客户需求为核心，对多流程，多功能的配合实现进行创新。

人工智能已经在很多大型企业投入使用，在以数据为基础的前提下，企业搭建自己的数据平台和智能信息系统作为企业的“智慧大脑”，对工厂运营管理的整个生命周期进行覆盖，可以运用云计算，将已经获取的数据用来预测未来的发展转型。目前阻碍数据信息平台的建设最重要的问题，是需要打破不同技术



和不同部门之间的数据隔离，只有摆脱信息孤岛，才能将数字化转型推进到一个新的高度，相应的物联网技术、边缘计算技术、数字孪生技术才能真正发挥到极致，进而推动企业的数字化转型。

## 5、案例

### 5.1、浙江华峰热塑性聚氨酯有限公司自动化立体仓库

#### 5.1.1 项目简介

本项目浙江华峰热塑性聚氨酯有限公司自动化立体仓库项目包括货架、堆垛机系统、输送机系统、环形穿梭车系统、电气控制系统、计算机调度管理系统和其他辅助设施设备的设计、制造、运输、安装、验收、售后服务等。

#### 5.1.2 主要单机装备

单深位堆垛机 2 台，双深位堆垛机 4 台，环形穿梭车 7 台

#### 5.1.3 总体规划

自动仓储系统成品仓库管理模式定位为全自动化运作，采用横梁组合式货架进行储存。仓库建筑面积约 9580m<sup>2</sup>，库前端约 2054m<sup>2</sup> 面积设计为两个楼层。一楼为发货区，二楼为码垛入库区，存储区 7527m<sup>2</sup> 均分为三个消防分区。本项目包含南边两个消防分区，靠北边一个消防分区做为二期空间。

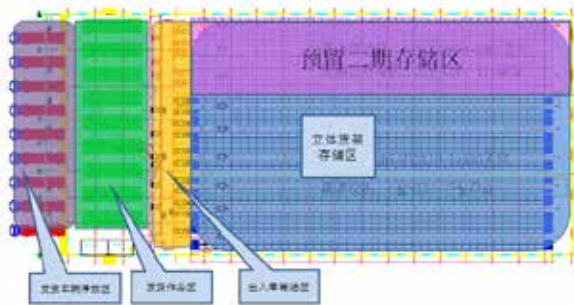


图 3.2 华峰项目仓库平面图一

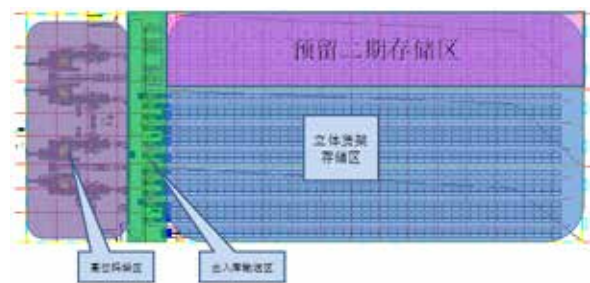


图 3.3 华峰项目仓库平面图二

#### 5.1.4 工艺流程

主要的工艺流程有：空托盘组出库，拆零拣选，成品发货，空托盘组返库，抽检盘点等。

#### 5.1.5 电控系统

电控系统主要完成整个物流系统中输送设备的控制任务，向上联接物流上位计算机系统，接受物料的输送指令；向下联接输送设备实现底层输送设备的驱动、物料的检测与识别，完成物料输送的过程控制及信息的传递。横向完成其他单机系统的控制集成。此外还提供内容丰富、形象直观的人机界面、安全保护措施和多种操作模式，辅助工作人员进行设备操作和维护。

#### 5.1.6 计算机系统

本项目中，采用昆船 TIMMS 系统对整个自动化物流项目进行智能化管理和调度，提供完整的 WMS 管理系统、WCS 调度控制系统、与外部系统接口等子系统。

本系统主要负责对浙江华峰公司成品的自动化入库、搬运、存储、出库等业务进行统一管理和调度，实现成品输送、信息识别、分类缓存、入库空托盘自动出库分发、信息绑定、分配货位入库、成品整托盘出库发货、成品拣选发货、尾托盘 / 空托盘回库等业务处理，以满足出入库自动化的需要。具体范围涵盖

了空托盘组出库、空托盘分发、成品组盘、实托盘入库、成品出库、空托盘码盘回收等基本业务流程，还包括库存管理、货位管理、任务管理、盘点管理、抽检管理、统计查询管理、权限管理、系统维护等基础业务功能。同时还可与公司上层 ERP、MES 等系统通过接口传递和交换数据，实现系统间的无缝集成。

## 5.2、英轩柠檬酸分项智能立体仓库系统

### 5.2.1 项目简介

本项目潍坊英轩实业有限公司“40万吨/年精品柠檬酸绿色智能制造项目柠檬酸分项智能立体仓库系统”包括货架、堆垛机系统、输送机系统、环形穿梭车系统、电气控制系统、计算机调度管理系统和其他辅助设施设备的设计、制造、运输、安装、验收、售后服务等。

### 5.2.2 主要单机装备

单深位堆垛机 2 台，双深位堆垛机 8 台，环形穿梭车 14 台

### 5.2.3 总体规划

系统主要为两栋单体建筑，其中包含成品库、平库及包装车间，包装车间与库区通过连廊连接，连廊标高 5.5m。

功能为：实托盘及空托盘组的立体存储、实托盘出入库、空托盘组出入库。

配置为：8 台双深巷道堆垛机、2 台单深巷道堆垛机，两套环行穿梭车系统、货架、4 台垂直提升机、输送系统等。其中西侧配置 6 个发货口 1 个回库口，北侧配置 4 个发货口，1 个回库口，东侧配置 2 个发货口，2 个空托盘组回库口、2 个成品入库口，1 个空托盘组出库口，2 个成品平库出库口，2 套板结物料拆码垛托盘输送设备。

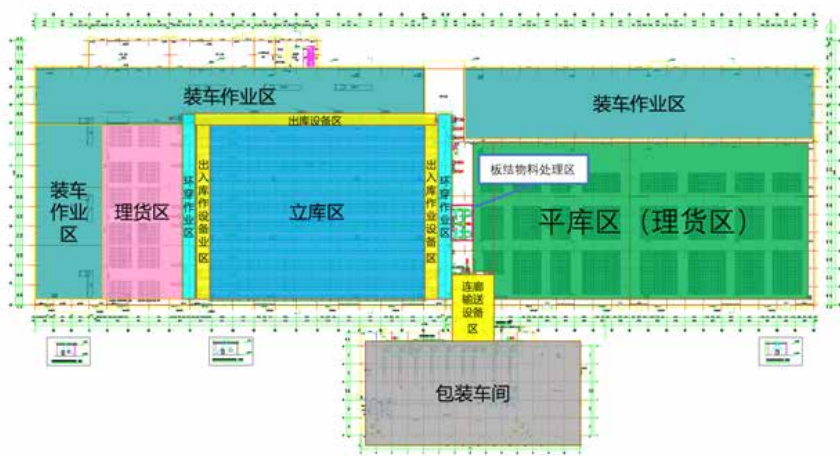


图 3.4 英轩项目仓库平面图一

### 5.2.4 工艺流程

主要的工艺流程有：成品入库流程，成品发货流程，出库至平库及板结物料码垛流程，车间内部流程等

### 5.2.5 电控系统

输送电控系统（以下简称电控系统）主要完成整个物流系统中输送设备的控制任务，向上联接物流上位计算机系统，接受物料的输送指令；向下联接输送设备实现底层输送设备的驱动、物料的检测与识别，完成物料输送的过程控制及信息的传递。横向完成其他单机系统的控制集成。此外还提供内容丰富、形象直观的人机界面、安全保护措施和多种操作模式，辅助工作人员进行设备操作和维护。



## 5.2.6 计算机系统

本项目中，采用昆船整体集成物流管理系统（简称“昆船 TIMMS 系统”）对整个仓库项目进行智能化管理和调度，提供完整的 WMS 管理系统、WCS 调度控制系统、与外部系统（MES、上游 WMS 等）接口等子系统，并由我方工程师全程负责上述软件系统的实施调试。昆船 TIMMS 系统是昆船完全自主研发、拥有完整自主知识产权的软件系统，历经七百多个项目的实施经验累积，系统功能全面、完善、成熟、稳定、可靠。

本系统（本章节内特指计算机系统，下同）主要针对英轩柠檬酸的成品入库，成品出库等业务进行统一管理和调度，实现物料输送、信息识别、信息绑定、分配位置暂存、等业务处理，以满足自动化的需要。计算机系统还可与公司上下游系统通过标准的接口和协议进行数据交互，实现信息的无缝集成。

## 5.3、山东弘润石化

### 5.3.1 项目简介

本项目潍坊英轩实业有限公司“40 万吨 / 年精品柠檬酸绿色智能制造项目柠檬酸分项智能立体仓库系统”包括货架、堆垛机系统、输送机系统、环形穿梭车系统、电气控制系统、计算机调度管理系统和其他辅助设施设备的设计、制造、运输、安装、验收、售后服务等。

### 5.3.2 主要装备

堆垛机 22 台，直行穿梭车 4 台，环形穿梭车 16 台，垂直提升机 12 台，托盘码分机 6 台。

### 5.3.3 总体规划

系统主要分为建筑一层及建筑二层。建筑一层分为生产包装区、立体仓储区、装车发货区及预留装车区，共 4 个功能区。建筑二层主要为钢平台穿梭车转运入库区。

#### 建筑一层

1) 功能为：实托盘及空托盘组的立体存储、实托盘发货、空托盘组返库。

2) 配置为：22 台巷道堆垛机、直行穿梭车系统、货架、5 个包装生产线接口、1 个包装区空托盘补货口、10 个装车发货口、5 个空托盘组回库口。设备主要有巷道堆垛机、直行穿梭车、链式输送机、升降台、RFID 识别、LED 显示屏等。

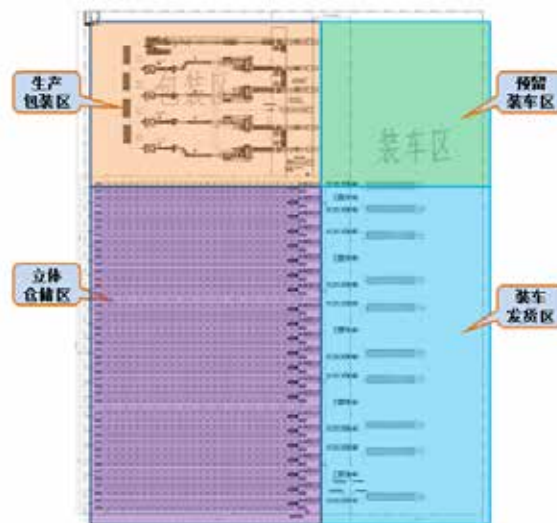


图 3.5 弘润石化项目仓库一层平面图

## 建筑二层

1) 功能为：实托盘入库转运、空托盘组生产区补货、发货区空托盘组返库。

2) 配置为：5个包装生产线接口、1个包装区空托盘补货接口、5个空托盘组入库口。环形穿梭车系统、链式输送机、升降台、LED 显示屏等。

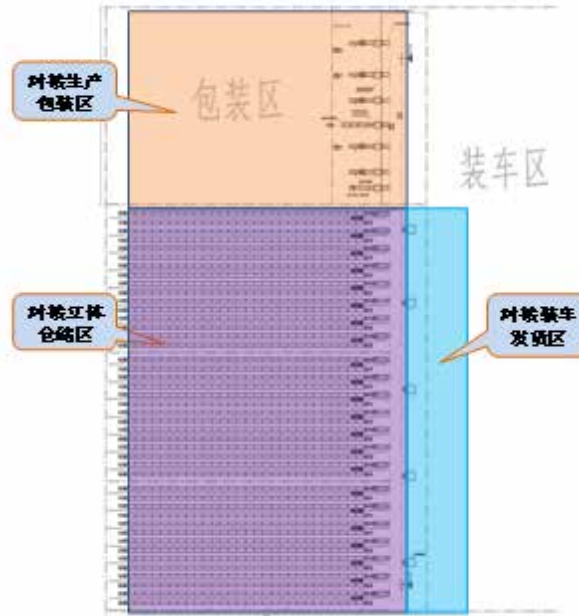


图 3.6 弘润石化项目仓库二层平面图

### 5.3.4 工艺流程

主要的工艺流程有：生产包装区空托盘补货流程，实托盘入库存储流程，实托盘一层出库发货流程，空托盘组回收返库流程，异常实托盘返回流程，生产包装区越库发货流程，托盘 RFID 信息写入及清除流程，盘库流程等。

### 5.3.5 电控系统

输送电控系统（以下简称电控系统）主要完成整个物流系统中输送设备的控制任务，向上联接物流上位计算机系统，接受物料的输送指令；向下联接输送设备实现底层输送设备的驱动、物料的检测与识别，完成物料输送的过程控制及信息的传递。横向完成其他单机系统的控制集成。此外还提供内容丰富、形象直观的人机界面、安全保护措施和多种操作模式，辅助工作人员进行设备操作和维护。

### 5.3.6 计算机系统

本项目物流管理系统对整个自动化物流项目进行智能化管理和输送设备全面的运行过程控制、实时监控以及物流信息管理与跟踪，提供完整的 WMS 管理系统、WCS 调度控制系统、与外部系统接口等子系统。

本系统（本章节内特指计算机系统，下同）主要针对山东弘润石化立体库项目的成品物料（以下统称为“成品”或“物料”）的入库、存储、出库等业务进行统一管理和调度，实现成品从下车后的码盘入库、包材采购收货入库、包材供生产出库、成品发货出库的自动化处理。具体范围涵盖了空托盘组出库、空托盘分发、实托盘入库、成品出库、成品人工处理入出库等基本业务流程，还包括物料管理、货位管理、盘点管理、任务管理、统计查询管理、权限管理、系统维护等基础业务功能。计算机系统还可与业主公司生产（MES）、销售、ERP 等系统通过标准的接口和协议进行数据交互，进行出入库数据的对接，实现信息

的无缝集成。

#### 5.4、系统智能化特点

##### 5.4.1 智能单机

•具备以太网接口，能同时与多个 PLC 系统及计算机系统进行数据交换，具备联网功能，在管理允许的情况下可以接入外网。

- 具备自感知功能
- 具备自学习功能
- 具备自主分析决策功能
- 支持本地和远程维护功能
- 具备可视化人机交互功能
- 具备自动测试各种设备预设的功能，比如取货、放货、可靠性测试等。

##### 5.4.2 智能线控

- 系统网络化
- 系统具备自感知、自诊断功能
- 系统自分析、自学习、自决策
- 透明化、可视化人机交互
- 智能远程维护功能

##### 5.4.3 计算机系统

###### 5.4.3.1 石化行业仓储信息系统软件 IT 架构图

计算机软件系统采用多层架构，含外围系统接口层、应用层、设备调度层、执行层、自动化设备层，下图是典型石化行业仓储信息系统软件 IT 架构图。



图 3.6 石化行业仓储信息系统软件 IT 架构图

外围系统接口层负责计算机系统与外部系统进行数据交互，从外围系统如：ERP、SAP、MES 系统等获取订单信息、物料信息、车辆信息等数据信息，同时向外围系统提供作业信息、任务信息、设备信息等内容，实现仓储系统与外围系统的信息互联互通。仓储信息系统通常使用标准 API 与外围系统进行数据交互。

应用层负责对数据进行管理，对基础数据进行接受与维护，根据业务内容生成出库、入库、盘点等任务信息，将任务信息下发至设备调度系统，设备调度系统完成任务后回传至应用层系统，应用层系统进行数据处理，对单据、库存等信息进行处理。

设备调度层负责接收应用层任务数据，将任务拆分下发至自动化物流设备，调度设备完成任务，同时进行任务监控、设备监控、设备运行数据记录。任务执行完成后将任务完成情况报送至应用层系统。

设备执行层负责接收设备调度层任务数据，产生作业指令驱动设备进行任务作业，同时将设备状态、任务信息等实时反馈至设备调度层。

自动化设备层根据指令进行作业。自动化设备包括且不限于堆垛机、穿梭车、输送机、AGV、机械手、提升机等设备。

#### 5.4.3.2 仓储管理系统

仓库管理模块实现仓库管理层的功能，通过对物料托盘和仓库货位进行全面的信息化管理和对调度模块的信息进行收集归类、整理和分析，实现仓库物料的自动化存储和出入库，及时准确地反映仓库物料的收发情况、储备状况可有效避免物料在生产过程中出现积压或缺，有效控制物料的存储成本，为企业生产决策提供准确、快捷的材料和数据。

仓储管理系统支持一维、二维条形码、RFID 等信息载体管理，并提供灵活的物料信息维护功能，如生产日期、生产批号、效期、单位等，最大程度满足石化行业实际需求和应用。通过与上位系统 SAP、ERP 等对接，实现物料按批次信息进行出入库并进行质量管理，以提高对物料质量的控制和追踪管理。提供综合信息查询，包括作业任务、设备状态、库存信息、货位状态、出入库、操作记录、运行日志等信息，全面满足日常仓储管理的需要。

#### 5.4.3.3 仓储控制系统

仓储控制系统实现了堆垛机、穿梭车、AGV 等设备的智能化调度。系统通过实时采集设备信息、设备状态等信息，实现设备与物流的动态跟踪，通过设备预调度、路径动态优化等方法实现物流效能最优化。

对于堆垛机设备系统将根据任务情况，优先完成就近取放货、出入库复合作业，以减少堆垛机的移动距离，提升作业效率，作业路径选择上，系统将根据路径上设备的故障情况、繁忙度、可用性、优先级、物流效率等，全面评估托盘的输送成本，选择输送成本较低的路径。同时，如果托盘在输送过程中，设备发生故障，系统将重新搜索新路径，实现物流路径的动态规划。

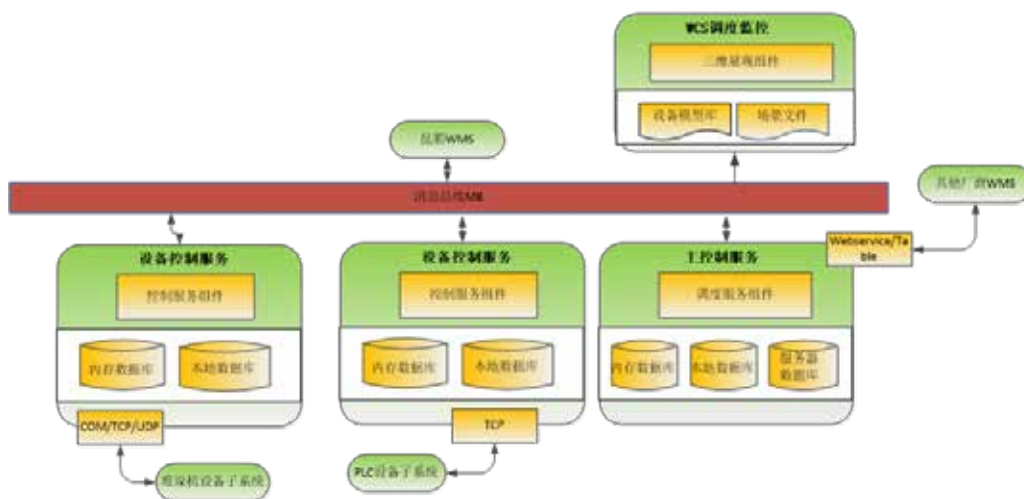


图 3.7 WCS 系统架构设计图



#### 5.4.3.4 3D 可视化系统

调度监控 3D 可视化系统是融合物联网技术、VR 技术、仿真技术、3D 技术的创新性产品，可以实现仓储业务全流程的集中监控，实现物理系统与虚拟系统的虚实映射、虚实交互，可以洞察业务运行各项指标，快速定位业务异常，提高系统的运营维护效率，保障系统的高效运行。

系统通过数据采集插件、智能网关设备及企业消息总线实现了不同设备之间、异构系统之间的互联互通，为系统提供全面感知能力。系统可以真实、直观反映物流设备的工作状态、位置状态、设备动作，全面实现了作业流程可视化、库存可视化、作业单元可视化、业务监控可视化、设备故障可视化，运用数字孪生技术用户可以在数字空间中形象、直观的了解仓储系统的整体运行情况。

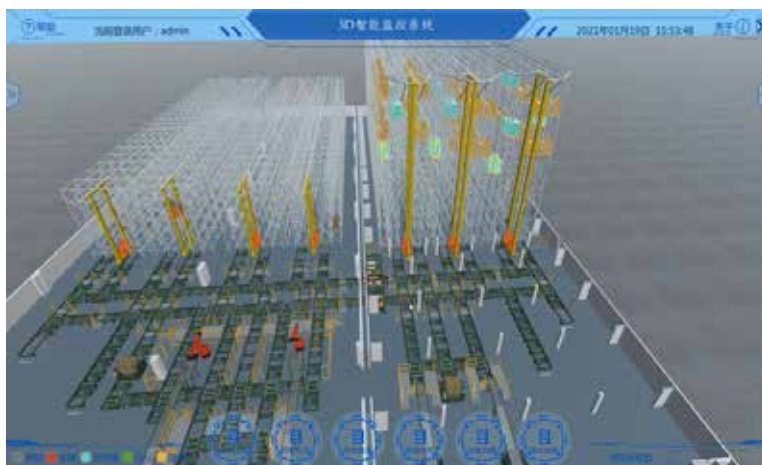


图 3.8 仓储数字孪生系统

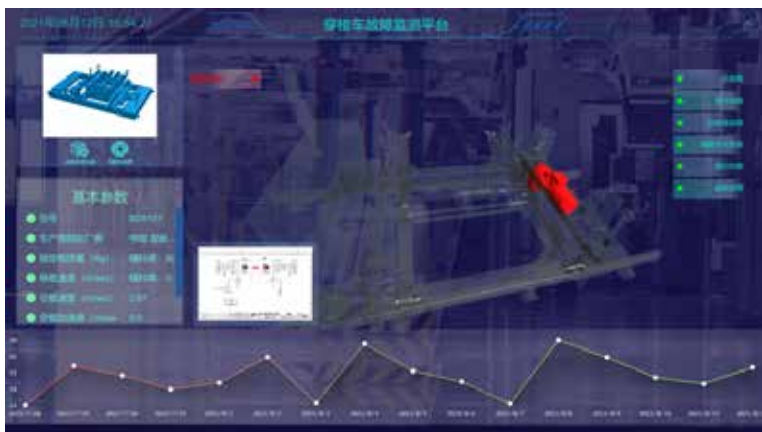


图 3.9 设备故障可视化



图 3.10 仓储数字孪生系统

### 5.4.3.5 园区预约管理系统

项目通过园区预约管理系统的建设，将园区复杂、交叉的资源匹配逻辑融入到预约排队过程中，实现了车辆预约、车辆调度、月台调度、进出的自动化，减少资源错配和浪费，实现园区车辆管理和仓储作业的协同联动，保障系统出入库及车辆调度效率。

系统对接企业上位系统获取订单、车辆及司机信息，实现上下游信息系统的无缝链接，根据订单绑定的车辆信息将车牌号纳入园区车辆白名单，可对接车辆出入口管控系统，实现车辆的无感出入园；可根据月台当前使用情况，利用大屏指引、语音叫号、微信消息推送等手段指引车辆到达月台进行装卸货作业，极大的提高了月台调度、车辆调度、与仓储收发作业的协同联动效率。

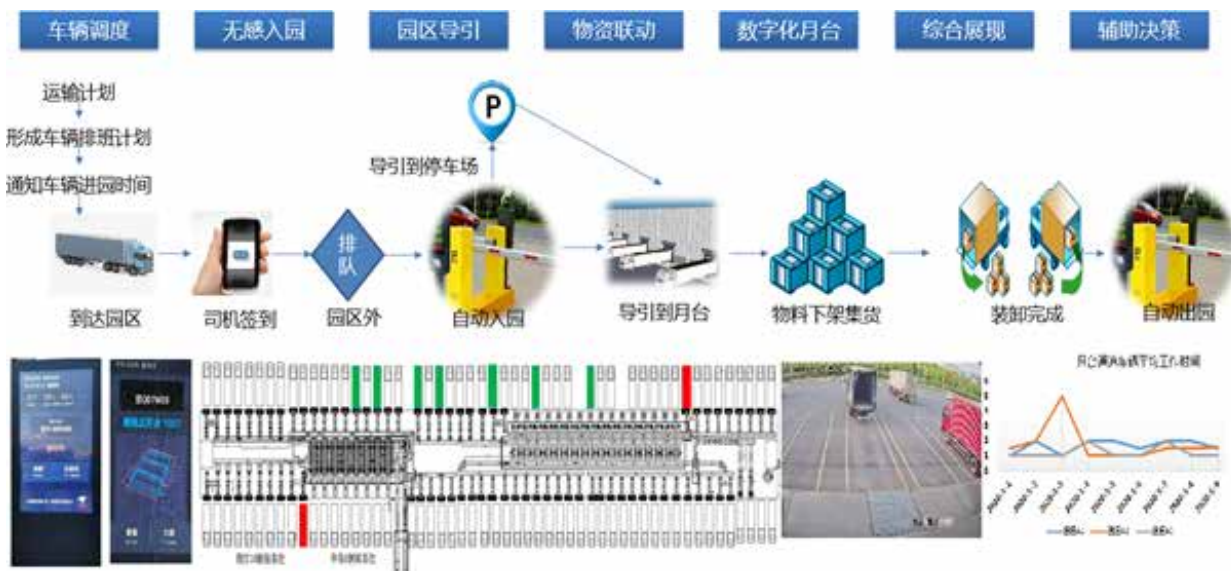


图 3.10 仓储数字孪生系统

## 6、结论

在石油化工行业采用新型的数字化技术，包括数字化工厂技术及智能物流技术等，可以使企业的对产业的生产过程进行精准实时控制，从而优化生产工艺过程，降低生产成本。当然具体工厂的数字化之路依旧需要长期不断的探索和持续改进。

### 参考文献

- [1] 钱新华，基于数字化工厂概念的乙烯装置生产过程模拟及其应用，2010-05，大连理工大学
- [2] 张健，面向供应链的企业物资协同管理平台研究与应用，2018-12，西安科技大学
- [3] 数字化转型助力石油和化工企业高质量发展，第二十届中国国际化工展览会，2021-08，工程科技I辑
- [4] 面向数字化未来，打造化工百年老店，2021-05，流程工业
- [5] 郭宇，施耐德发布煤化工智能制造观察白皮书，2021-08，中国工业报
- [6] 于欣阳，工业数字化环境下化工企业综合性安全信息系统的构建，2021-09，化工管理
- [7] 董超，浅析三维数字化工厂技术在炼油化工企业中的应用，2021-07，中国管理信息化
- [8] 赵妮，化工企业危险有害因素辨识与风险控制研究，2021-04，化工管理
- [9] 胡静，生产力增长的数字引擎，2021-02，化学工程与装备
- [10] 徐文，基于中小型化工企业数字化商业应用的实践探索，2021-03，天津化工
- [11] 宋洋，数字化巡检在石油企业的应用，2021-09，石化技术
- [12] 2020 化工行业数字化转型现状报告，2020-09，流程工业





# 论 LYCS 型智能测温报警铸铁合金空气预热器研发应用助力碳达峰

许栋五 虞辉 许煜

(洛阳森德石化工程有限公司)

## 一、概述

习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话中指出，中国宣布将提高“国家自主贡献”力度，力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。碳达峰碳中和是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，只有纳入生态文明建设整体布局，才能推动经济社会绿色转型和系统性深刻变革。“碳达峰”是指二氧化碳的排放达到峰值不再增长，意味着中国要在 2030 年前，使二氧化碳的排放总量达到峰值之后，不再增长，并逐渐下降。“碳中和”是指在 2060 年前，中国通过植树造林、节能减排、产业调整等形式，抵消自身产生的二氧化碳排放。

加热炉是炼油生产装置的主要设备之一，又是炼油生产装置的能耗大户，正常情况下，加热炉燃料的单项能耗占炼油综合能耗的 30% ~ 40%。同时，加热炉还是炼油生产装置对环境产生污染的主要污染源。提高加热炉热效率是响应党中央和国家能源革命战略，减少炼油生产装置加热炉燃料消耗量和环境污染的技术创新。加热炉热效率是衡量加热炉设计和运行管理先进性的一个重要标志，提高加热炉热效率还是降低炼油成本、提高经济效益的重要举措。

提高加热炉热效率主要是减少加热炉的热损失，加热炉的热损失包含排烟损失、不完全燃烧损失和炉体散热损失。炉体散热损失约占加热炉总供热量的 1.5 ~ 2.5%，并且只随环境温度和风速发生微小的变化，在实际生产中不予控制。不完全燃烧损失影响有限，因此，提高常减压热效率的关键是大幅度降低加热炉排烟温度，排烟温度降低 17-20℃，常减压热效率提高一个百分点。

## 二、预热器研发历史与简介

我公司与洛阳工程有限公司退休专家虞戈同高工合作研发空气预热器。他是我国唯一一位从 80 年代至今连续研发板式空气预热器的专家，90 年代设计的碳钢板壳洛阳森德石化工程有限公司式空气预热器，首应用于茂名 6 万标立制氢炉使用。虞戈同高工去世后，与其子虞辉继续合作，设计研发铸铁合金纯平板空气预热器。

在当前能源形势紧张的今天，作为加热炉主要燃料的天然气短缺且价格不断上涨，同时如何降低碳排放助力碳达峰，如何综合考虑加热炉余热回收设备的使用成本及效益回收是节能减排设备生产厂家、专家和业主共同思考的方向。研发初期，我公司分析现有空气预热器类型，发现如热管式、搪瓷管式、回转式预热器等各有其难以克服的缺点，决定研发抗露点腐蚀的板壳式空气预热器。在选择了可耐露点腐蚀的铸铁合金材料后，基本解决了因烟气内含酸性物质导致低温段换热模块露点腐蚀导致设备泄露烟气窜道导致预热器整体报废的问题后，明确了设计研发制造铸铁合金纯平板空气预热器方向。

LYCS 板壳式空气预热器 2008 年首用于山东永鑫石化焦化炉，采用先用后付款模式，率先填补我国石化企业加热炉抗露点腐蚀板壳式空气预热器应用空白。适应严苛工况，能够高效收集排放到大气中的高温烟气的热量用来加热通入加热炉的空气，节能环保、有效降低碳排放，快速收回成本，综合效益高，目前已经广泛应用于山东金诚集团、山东齐成集团、山东富海集团、山东利华益集团、中石油、中石化燕山石化、等 70 余台加热炉余热回收系统中，深受用户认可与好评。

2019 年我公司与西北工业大学合作预热器智能测温报警系统，能够随时监测预热器排烟温度并发送短信提醒相关负责人，实时跟踪预热器使用情况，实现及时清理，有效维护预热器及其使用效果。

### 三、设计理念

3.1 技术路线：调研各种形式的预热器，总结优点和缺点以及实际运行中遇到的各种问题，结合国内外经验，选择合适的材质和设计方案，建立模型，实践检验，根据应用中遇到的问题，不断改进，找到解决方法，不断提高设备的耐用性能。

3.2 创新模式：在材质和结构设计上进行突破，有效克服预热器露点腐蚀和积洛阳森德石化工程有限公司灰结垢问题。

#### 3.2.1 高温段的技术创新

几年前惠州石化进口国外铸造双翅片空气预热器虽然采用高中低温度区分界，仍然延续国外大规模生产、长周期、高品质燃气设计理念，高中低温度区全部采用铸造双翅片，设计排烟温度 160℃。我公司率先提出了空气预热器可以按高温段和低温段分界，主要考虑到我国石化企业第一要求是大幅度降低排烟温度、大幅度的同时还要兼顾设备投资成本，在高温段无需考虑露点腐蚀问题可以采用碳钢 / 考登钢 / 不锈钢薄板换热体减轻重量，在低温段采用抗露点腐蚀的铸造平板换热体。

我公司 LYCS 板壳式空气预热器推入市场后，首用于设计温度较高的加热炉炉顶置式预热器，先后采用了碳钢、不锈钢、考登钢、考登钢，板材厚度也分别采用了 0.6mm、0.8mm、1.0mm、1.2mm、1.6mm、2.0mm 的探索应用，确认在露点腐蚀温度区都不能做到长周期运行（燃气例外）。我公司还参考了管束式、扰流子式、热管式用于大幅度降低排烟温度后的高温段，对比板式换热板，确认考登钢板是最佳选择。

同时在应用初期中发现了多起高温段空气预热器换热体的积灰结垢和损坏，直接影响到空气预热器整体烧油工况下长周期运行 6 年烧气工况下长周期运行 10 年的承诺，不断摸索筛选出合适的高低温度分界点。



理论上讲，设置高温段和低温段的分界，就是确保高温段的钢板不出现因积灰结垢造成的露点腐蚀损坏。实际上，在加工量波动情况下等因素的影响下，高温段和低温段的实际分界线会随之移动，如果计算

不精确露点腐蚀区域会逐步扩展到高温段，造成高温段损坏。如果制造商偷工减料，私自降低低温段换热面积，也会造成露点腐蚀区域超过实际高低温段分界线上。即使设计准确的高温段和低温段温度分界线，也会由于低温段的积灰结垢造成换热面积减少，实际分界线上移。特别是大幅度降低排烟温度到 110°C 甚至 100°C 出现的快速积灰结垢问题，更是要求温度分界线设计精确严格把控。设计精确、严格按设计执行生产制造是我公司优势之一。

### 3.2.2 低温段的技术创新

低温段内，换热模块采用铸铁合金纯平板结构，竖直放置，利于夹杂着灰垢的烟气自上向下顺畅流动，同时板间距基准设置为 15mm，间距大更不易积灰结垢，间距随燃料性质不同还可继续调整扩大，更耐积灰结垢。另外，在低温段与高温段分界处设置冲洗孔和冲洗枪，可实现在线开通烟气旁路后工作人员将冲洗枪与管道连接后通入蒸汽或者热水进行冲洗。同时还可设置人孔，停工检修时，工作人员拿板铲清理冲洗不掉的板结的灰垢，进行深度清理。板间距大的另一个好处是，对预热器前后压降要求低，对风机要求低，更节能。冲洗枪的发明是由我公司许栋五于 2009 年在锦西石化现场发现雨水可溶解预热器板间灰垢，进行了水冲洗积灰结垢的探索，现设置水冲洗机构已成为标配。选用铸铁合金纯平板材质及结构后，可以实现预热器排烟温度降低到 120°C 以下。如业主现场场地空间足够，可实现排烟温度降低至 100°C 以下。经长期实践检验证明，预热器排烟温度不一定越低越好，要综合考虑整个余热回收系统和现场空间以及投入产出比，同时温度过低烟气出口排出酸性冷凝水会影响预热器后续其他设备如管线、鼓风机、引风机的腐蚀问题，也希望能引起用户及各位专家学者的重视。

### 首创水冲洗，实施在线冲洗



多年来我公司耐心在工况较差的山东地炼民企，进行大幅度降低排烟温度稳定长周期探索。主动承担风险，采用先用后付款模式，在烧油浆、煤焦油、油、油气混烧、燃气不同燃料、不同地理位置进行应用，创造和保持了一系列新纪录。我公司坚持铸造平板空气预热器研发、应用方向，引领了我国铸造板空气预热器的的发展。





#### 四、我公司实现预热器多种设计安装改造模式：

##### 4.1 整体设计

洛阳森德石化工程有限公司预热器整台设计制造是业主最常规的设计要求，应用于炼厂正常设备检修更换或原预热器整体腐蚀报废情况下做整台设计制造。

##### 4.2 局部更换

如遇到原预热器体积大吨位重拆装不便且工期紧急的情况下，我单位可以做到原框架利旧，仅更换内部模块，有效降低排烟温度。

#### 例：山东联合石化大型混合芳烃及配套工程项目 420 万吨 / 年渣油脱蜡装置



#### 例：山东联合石化大型混合芳烃及配套工程项目 420 万吨 / 年渣油脱蜡装置





## 五、智能型空气预热器

2019年起，我单位联合西北工业大学合作开发智能型空气预热器，通过加装智能测温短信报警系统，可以实现有效监测预热器排烟温度，发送温度及相关短信提醒到相关负责人手机上，及时提醒业主清理预热器的功能，实时跟踪检测预热器运行情况，可有效保障预热器长周期正常运行，已经通过B级C级防爆检测认证，目前可免费加装使用。

## 六、效益简算

LYCS型铸铁合金纯平板空气预热器技术指标：1. 预热器排烟温度可有效降低至120℃以下，如果现场空间足够，可以达到100℃以下。2. 烧气工况下稳定运行10年左右，烧油工况下稳定运行6年左右。3. 效益简算：按加热炉处理量及对应预热器成本核算，基本1-2年内能够回收成本。

加热炉预热器排烟温度每降低20℃，加热炉热效率提高1%。如果原预热器排烟温度180℃，那么应用新型预热器，排温度降至120摄氏度时，加热炉热效率提高至少3%。

举例说明：2020年应用于延长集团延安炼油厂260万吨/年常压装置加热炉，运行后，预热器排烟温度从165℃~179℃降低至115℃，排烟温度每降低20度，提高加热炉热效率1%。节约燃料概算：温差50度，系数0.265，烟气量36468kg/h，节约标油48.4kg/h，一年8000小时，节约标油387吨/年，折合燃料气387/0.85=455吨/年，燃料气2100元/吨核算，仅一台加热炉一年可节约燃料费用95.6万元，十年节约近千万燃料费用。另外只要定期冲洗预热器低温段，使用期间无需更换任何换热模块，节约大量人力物力。

综上，LYCS型智能预警型铸铁合金纯平板空气预热器的推广应用以来为用户节约巨额燃料费用，使用稳定，后期维护成本低，提高加热炉热效率，降低加热炉能耗，节能环保，降低碳排放，可推广应用到有加热炉相关产业如化工、冶金、玻璃、电厂等，正符合国家政策降低碳排放的大方向，为降低碳排放做出一份实际的贡献，创造巨大的经济效益和社会效益，利国利民。

# 大型调峰型地下储气库用集成式压缩机可行性分析

彭媛 黄靓 张晨娟 田鹏斌 刘忠

(西安陕鼓动力股份有限公司, 陕西 西安 710075)

**摘要:** 随着国内天然气储运业务的快速发展, 地下储气库对于管网调峰的作用日益凸显, 大型化成为储气库的发展趋势。相比传统的储气库注气往复式压缩机, 离心压缩机组单台处理量大, 安全可靠, 尤其是集成式压缩机能够解决目前离心压缩机组调速范围窄、系统复杂、启停周期长等问题, 更加适合大型调峰型储气库的应用需求。结合国外集成式压缩机及其在储气库应用现状, 对比了国外集成式压缩机的优势与特点, 并针对国内在规划的大型地下储气库参数, 提出了集成式压缩机应用于大型调峰型储气库的配置选型方案。

**关键词:** 集成式压缩机 地下储气库 注气压缩机 选型配置

## Feasibility Study of Integrated-compressor for Gas Injection in underground gas storage

PENG Yuan, HUANG Liang, ZHANG Chen-Juan, TIAN Peng-Bin, LIU Zhong

(Xi'An ShaanGu Power Co. Ltd. Xi'An Shaanxi 710075, China)

**Abstract:** With the rapid development of domestic natural gas storage operations, the role of underground gas storage in the regulation of pipeline networks has become increasingly prominent, and Large-scale has become a development trend. Compared with the reciprocating compressor, the centrifugal compressor unit has a large processing capacity and high safety and reliability. In particular, the integrated compressor can solve the current problems in centrifugal compressor unit, such as narrow regulation range of speed, complex system, long period of start stop, it is more suitable for the application needs of large peak-shaving underground gas storage. Based on the application status of the integrated compressor abroad, the advantages and characteristics of foreign integrated compressors are compared, and a plan for the development and application of integrated compressors applied to a certain domestic large underground gas storage is proposed.

**Key words:** Integrated-compressor, Underground gas storage, Gas injection compressor, Design plan



## 0 引言

随着国家双碳目标的提出,天然气在能源结构中的地位日益凸显,大力发展天然气等清洁能源已成为当下能源发展的重点。“十三五”期间,中国天然气的消费量年均增速 11%,截至 2020 年,国内天然气消费量达到 3280 亿  $m^3$ ,同比增长 6.9%,预计 2021 年将达到 3650~3700 亿  $m^3$ [1]。但天然气市场存在季节用气波动大、资源市场距离远、进口气量占比高等特点,冬季用气高峰期面临严峻挑战。世界发达国家天然气利用的经验表明,储气库是当前最主要的天然气储存方式和调峰手段[2],其作为天然气“产供储销”产业链中重要组成部分,具有调峰保供、应急供气、战略储备等多项功能,不可或缺。有研究表明,当国家的天然气对外依存度高于 30%,作为调峰运行的储气库总工作气量就需要达到天然气年消费量的 12% 以上,如果进口依存度高于 50%,储气库总工作气量将达到天然气年消费量的 15% 以上[3]。

注气压缩机是储气库注气装置的核心设备[4],为了达到较高的压比过去通常选用往复式压缩机。但随着天然气消费量的不断增加和天然气长输管线的大规模建成投运,建设大型储气库的需求愈来愈迫切。此时往复式压缩机由于单台处理量小,建设一座储气库压气站通常需要配置多台往复式压缩机,占地面积大、投资成本高。且由于往复式压缩机脉动冲击大、依靠摩擦副密封油压等的工作特点,造成注气系统运行不平稳、无故障运行时间短、运行维护费用高,设备运转噪音大、润滑油易泄漏污染天然气、易耗件较多[5]等诸多弊端。采用离心式压缩机替代或配合往复式压缩机作为注气压缩机使用,已成为大型储气库压缩机选型的趋势,但传统的离心式压缩机作为注气压缩机使用,亦存在施工安装周期长、机组启动时间长;启动、停机过程中需放空天然气;运行调速范围窄、运行期间干气密封、润滑油油气持续排放造成环境污染、机组无法长时间保压停机;干气密封易受气质、操作运维因素影响故障率较为频繁[6]等诸多问题。集成式压缩机将压缩机、电机整体成撬封装在承压壳体内,采用磁力轴承支撑,并通过工艺天然气直接冷却高速电机及磁力轴承,省去了传统流程气压缩机组的轴端干气密封系统与滑动轴承用润滑油系统,具有结构简单、调速范围广、启停时间短、操作灵活、无油气持续排放、零污染等显著特点[7],因此有必要对地下储气库注气压缩机用集成式压缩机进行可行性研究。

## 1 注气压缩机工作特点及设计要求

注气压缩机作为连接上游长输管道及地下储气库的枢纽,主要目的是在规定的注气期内将经过装置过滤后天然气管网来气增压注入地层。但受限于市场天然气需求量、天然气需求结构以及终端用户分布的不均匀性等因素,对注气压缩机的选型和工作特性提出了更高要求,其主要表现[5]为:

(1) 注气压力变化范围大。储气库的注气压力范围即取决于上游天然气管网来气压力,又同时受制于地下储气库地层的天然气压力,在一个注气周期内,随着时间的推移,注气压力不断增大。以某储气库注气压缩机为例,气源压力 8~8.4MPa(设计点  $P_s=8\text{MPa}$ ),排气压力 14.5~23.5MPa,注气期内井口压力大幅变化。在早期的储气库建设中,由于库容量小且设计储气压力大,通常达到 20~35MPa,往往采用往复式压缩机以达到较高的注气压力。

(2) 注气量变化范围宽。注气装置应满足储气库整个注气期内工况要求,而在一个注气期内,注气流量既取决于上游天然气管网剩余气量,又需要满足用户日、月、季节调峰气量需求,注气量变化范围可达到设计气量的 30%~120%。以上述储气库注气压缩机为例,日注气量从 517~2900 $\times 10^4 m^3$  范围均需要满足。

(3) 注气工况、采气工况切换频繁。调峰型地下储气库的主要作用就是调节天然气供求关系,或者在应对特殊需求场景时能保证供气的连续性,因此所有地下储气库需要频繁在注气和采气之间切换。

为了满足注气压缩机上述工作特点,在进行注气压缩机选型及设计时应满足的基本要求[8]如下:

(1) 设计承压能力大。注气压缩机的排气压力应能满足储气量最大操作压力值。按照常规地下储气库的运行压力,一般在 30MPa 左右,低到 20MPa,高至 35MPa。

(2) 工况调节范围宽。注气压缩机的设计压力注气量及注气压缩机进出口压力等多变，对注气压缩机选型提出了更高要求。

(3) 灵活串并联运行。注气期前期，流量大而库内压力低，适合压缩机串联运行；在注气期后期需要达到较高的排气压力，适合压缩机并联运行。

(4) 短时间灵活频繁启停。如果能根据天然气管网及下游用户需求灵活的对压缩机进行启停操作，将促进提高储气库的运行效率及适应性。

(5) 运行可靠性高。为了最大限度的发挥储气库的运行效率，需要在一个注气周期（通常为 220 天）内压缩机连续运行，因此最大限度的降低非计划停机时间，使压缩机的无故障运行时间应达到 6000 小时。

## 2. 集成式压缩机的特点及优势

国际上集成式压缩机工程样机研制始于 20 世纪 80 年代 [9]，目前在世界范围内已运行超过 200 套，其通过有效集成磁力轴承、变频高速电机、离心压缩机等成熟技术，实现了离心压缩机的超宽范围变频调节，成为压缩机行业节能环保的绿色机型，应用主要集中于天然气管道输送和地下储气库 [10]。

集成式压缩机通过对压缩机、电机整体置于承压壳体内部，消除了轴端干气密封系统，从而大大提高了压缩机组的可靠性，保证整机无泄漏。通过采用磁力轴承支撑，替代了滑动轴承，从而取消了润滑油系统。这种设计从根本上减少了压缩机复杂的辅助系统，使压缩机组占地面积更小，安装调试更方便 [10]。

结合注气压缩机的运行特点，各类压缩机应用的效果对比如表 1 所示：

表 1 各类型注气压缩机应用效果分析

应用对比项 <sup>[4]</sup>		往复式压缩机	传统离心式压缩机	集成式压缩机
技术 指标	适用日注气规模 [ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ]	<600 <sup>[4]</sup>	>600 <sup>[4]</sup>	>800
	适宜储气库最高 运行压力[MPa]	35	30	25
	单台排量	小	大	较大
	工况调节方式	余隙容积调节+回流 调节	变转速调节 (70%~105%)+防喘 回流调节	变转速调节 (35%~105%)+防喘 回流调节
	压缩机效率范围	65%~85%	55%~78%	55%~78%
	振动及噪声	大	较小	最小
	润滑油系统	有	有	无
	干气密封系统	无	有	无
经济 指 标	维护费用	最高	低	最低
	设备可用性	较低	较高	最高
	一次性投资成本	高	低	较低
	总持有成本	高	一般	低
	占地面积	较大	较小	最小
	大修周期	长	较长	最短

从上表的对比中，总结集成式压缩机的应用于储气库的主要优势表现在：



### (1) 高压下的可靠性高，无干气密封和润滑油系统

电机和压缩机整体封装，实施一体化，密封置于承压壳体内部，从而省略了干气密封及其配套干气密封系统，由此降低高压干气密封系统的设计难度。集成式压缩机设计减少了机组系统组件及其辅助系统，进而提高了机组的安全性和可靠性。

### (2) 频繁灵活启停

注气压缩机系统需要快速响应上游来气及注采模式的工况变化，这就要求集成式压缩机设计有高的可用性和可靠性。集成式压缩机因其系统组件少，可用性得到极大提高。省去了润滑油系统串油暖机和干气密封系统的准备时间，不受环境条件的限制，可以实现直接带压启动，有效的将启机准备时间缩短至 10 分钟以内。另外，在停机程序上不依赖于辅助系统，可以实现自由停机。

### (3) 灵活串并联运行，调节范围宽

离心压缩机组可以依托电机变频调速实现变转速工况调节，从而迎合注气压缩机多工况变化的需求。但离心压缩机组的变转速调节范围受临界转速影响，通常转速调节范围设计为 70%~105%。而集成式压缩机组由于采用了磁力轴承，通过轴承的变刚度阻尼调节特性，可以有效的将转速调节范围扩展至 35%~105%，结合合理串并联运行设计，可以有效的满足注气周期内的变工况需求。

### (4) 运行维护成本低，环境友好

与往复式压缩机相比，无润滑油泄漏污染介质气，无干气密封气放空及润滑油消耗。易耗件数量少，运行维护成本低于往复式压缩机和传统离心压缩机。整机实现电气化控制，适合进行无人值守或少人值守，使得用户总的持有成本最优化。且整机噪音水平低，无泄漏排放，占地少，环境友好。

## 3. 集成式压缩机的应用现状

目前国际上多家公司在储气库上已经研制并应用了集成式压缩机组，其典型参数见表 2。并不断向海底天然气输送、管道增压、LNG、氢能及二氧化碳压缩等领域推广应用。

表 2 国外储气库用集成式压缩机组应用现状 [10-12]

厂家	M 公司	B 公司	S 公司
典型功率	Up to 18MW	12MW	7.5MW
承压压力	Up to 303bar	Up to 350bar	Class 1500#
典型级数	Up to 8	Up to 8	Up to 6
典型转速	15200r/min	15500r/min	12200r/min
调速范围	30%~105%	35%~105%	30%~105%

调速范围 30%~105%    35%~105%    30%~105%

M 公司设计开发的集成式压缩机机型标称功率范围在 3.5-18MW，最高转速 7500-15200r/min[16]，并延伸出三种组合机型，功率范围。对于高压储气库用压缩机，其结构特点是将电机设计安装在机组中间，两侧压缩机均可进行多级增压，极大的减少了空间占用，该机型非常适用于储气库高压比小流量工况，但整机轴系长，整体设计及制造难度较大。

B 公司开发的集成式压缩机机型，广泛应用于储气库、燃料气天然气外输、天然气管道输送等领域。在某海底输气项目中，提供了一个模块压气站所需要的 4 台集成式压缩机，安装在约 900m 深的海底，单台机组功率可达 15MW[15]。目前在役 30 台集成式压缩机组用于天然气存储和管道输送项目中。

S 公司开发的集成式压缩机机型为立式结构，分为低压机型和高压机型，其中低压机型功率为 4MW-10MW、运行转速范围较大为 2500rpm 至 13000rpm；高压机型功率为 10 MW -20MW、运行转速范围为 2500rpm 至 10000rpm。该低压机型成功在应用于欧洲某天然气集气、处理、回收功能的站场，该机组可靠性接近 100%，机组状态良好。

国内压缩机制造企业自“十三五”期间开始研究集成式压缩机组，并依托国内在建管线项目研发了 18MW 等级天然气管线集成式压缩机组，通过了全部设计方案评审，后续将持续推进试制及工业性试验工作 [7]。随着国内储气库建设步伐的加快，集成式压缩机组作为注气压缩机应用于地下储气库的研究工作正在有序展开。

#### 4. 某储气库用集成式压缩机的方案

以上的分析研究表明，集成式压缩机适应于地下储气库上使用。以国内在规划的 1200×104m<sup>3</sup>/d 注气量的某储气库设计参数为例，对注气压缩机进行设计选型，如下表所示。

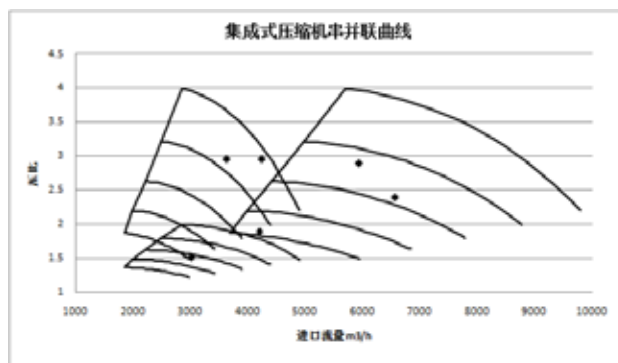
表 3 注气周期内压缩机运行参数

月份	3	4	5	6	7	8	9	10
日注气量 [×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d]	190	551	767	1200	1084	775	663	194
进气压力[MPa]	8	8	8	8	8	8	8	8
排气压力[MPa]	9.86	12.09	15.07	19.06	23.06	23.49	23.5	23.5
运行方式	往复机	1 台	1+1 串联	2 台并联 +1 串联	2 台并联 +1 串联	1+1 串联	1+1 串联 防喘振回 流调节	往复机
气动功率[kW]	—	3600	7700	14350	14960	11350	10290	—
运行转速 1 [r/min]	—	10900	12300	12400	12000	12800	12000	—
运行转速 2 [r/min]	—	—	8876	12500	12100	12400	12300	—
备注	9 月工况需要回流运行，A 机组入口回流 1590000							

该方案由 3 台同规格的集成式压缩机组和 1 台往复式压缩机共同工作，从表 3 可以看出，通过灵活的串并联运行，配合变转速、回流调节等手段，完成注气期内的注气任务。根据天然气管网调峰的实际情况，3 月注气前期和 10 月注气末期，注气流量小，可采用往复式压缩机进行单独注气，实现小流量需求。4 月由 1 台集成式压缩机完成；5 月至 9 月可以通过 3 台灵活串并联运行，以实现压缩机最高能效。

三台集成式压缩机串并联运行的预测性能曲线见下图。

图 1 集成式压缩机组串并联运行预测性能曲线







## 5. 结论

集成式压缩机组具有可靠性高、运行平稳、不污染介质、启停时间短、易损件少、维护成本低、噪声小等优点，在日注气量  $800 \times 10^4 \text{m}^3$  以上地下储气库上通过集成式压缩机与往复式压缩机配合使用，具备较大的经济优势，不仅可以减少占地面积及一次性投资成本，在后期的运行维护上具备更大的灵活性，是未来大型调峰型储气库用注气压缩机组的新选择。

### 参考文献：

- [1] 国家能源局. 中国天然气发展报告(2021) [R]. [http://www.nea.gov.cn/2021-08/21/c\\_1310139334.htm](http://www.nea.gov.cn/2021-08/21/c_1310139334.htm),p5-p21.
- [2] 雷鸿. 中国地下储气库建设的机遇与挑战 [J]. 油气储运, 2018, 037(007):728-733.
- [3] 魏欢, 田静, 李建中, 等. 中国天然气地下储气库现状及发展趋势 [J]. 国际石油经济, 2015, 23(006):57-62.
- [4] 王铁军, 齐德珍, 王赤字, 等. 调峰型地下储气库注气压缩机选型配置建议 [J]. 天然气与石油, 2020(4):9-13.
- [5] 李志卓, 于长猛, 陈久国, 等. 地下储气库注气用离心压缩机方案可行性分析 [J]. 机电产品开发与创新, 2017(1).
- [6] 葛建刚, 古自强, 李星星. 西部管道压缩机组干气密封失效故障分析 [J]. 科技创新导报, 2015, 12(18):13-18.
- [7] 张平, 古自强, 刘小龙, 等. 天然气长输管道集成式压缩机关键技术研究进展 [J]. 油气储运, 2018, 037(011):1213-1217,1229.
- [8] 熊文凌. 集成式磁悬浮透平压缩机的发展 [C]. 第二届中国国际流体机械产业高峰论坛论文集, 2019.
- [9] 刘建臣. 集成式压缩机及其在天然气管道的应用 [J]. 油气储运, 2011, 30(10): 721-724.
- [10] 熊文凌, Gabriel Franci. 集成式透平压缩机在海底压缩的应用 [J]. 风机技术, 2019, 12:61-66.
- [11] 吴张帆, 姜炜, 赵艳杰. 我国储气库标准体系框架建设分析 [J]. 石油工业技术监督, 2020, 02:23-29.
- [12] MAN Energy Solutions, Hermetically sealed compressors. MAN Energy Solutions sealed HOFIM and MOPICO compressors. <https://www.man-es.com/oil-gas/products/compressors/sealed-compressor>
- [13] Backer Hughes, ICL zero-emissions integrated compressors. <https://www.bakerhughes.com/centrifugal-axial-compressors/icl>
- [14] SIEMENS Energy, STC ECO Hermetically Sealed Motor Compressor. <https://manualzz.com/doc/9830963/stc-eco-hermetically-sealed-motor-compressor>
- [15] 元涛 新型集成式压缩机技术 [J], 石油机械, 2011, 39 (10) 144-145
- [16] 卢鹏飞, 戴家齐, 叶德丰. 开发同轴高速电动机驱动管道压缩机的设想 [J]. 油气储运, 2006, 25(1): 45-47.

# MVR 水蒸汽压缩机组开发与应用

李新宏

## 一、前言

石化、印染、煤化工、制药是我国的工业产值大户，同时也是重点水污染行业。在采用常规水处理技术以后，尽管多数废水得到回用或排放，但同时形成了大量高盐高有机物的废液，这些废液的零排放处理是实现水专项实施的重点领域水质改善的关键。

目前高盐高有机物的废液蒸发浓缩热源主要采用源源不断的锅炉生蒸汽或者外购蒸汽。采用锅炉生蒸汽需要燃煤，存在能耗高、二次污染严重的问题，且对于低浓度处理量大的物料，蒸汽耗费能源相当大；对于外购蒸汽的企业，市场蒸汽价格不断上涨给企业增加了巨大的运营成本。

采用 MVR（蒸汽机械再压缩技术）代替传统的单效或者多效蒸发技术，将蒸发器产生的需要冷却水冷凝的二次蒸汽经压缩机压缩后，提高二次蒸汽的饱和温度和压力，提高二次蒸汽的热焓，获得热焓的二次蒸汽再进入蒸发器加热器作为热源来循环使用，这样不但蒸汽循环利用，且减少了锅炉燃煤带来的二次污染。

## 二、MVR 技术简介

MVR 原理如下图 1 所示，蒸发器中产生的二次蒸汽，经压缩机压缩，压力、温度升高，热焓增加；二次蒸汽经压缩后为过热蒸汽，为了利用潜热，需在出口压力不变的情况下进行喷水到饱和蒸汽状态，然后送到蒸发器的加热室当作加热蒸汽使用；在蒸发器里面，经过喷水的饱和蒸汽释放潜热加热料液，使料液维持沸腾状态，而加热蒸汽本身则冷凝成水。图 2 是实际的生产工艺流程简图。

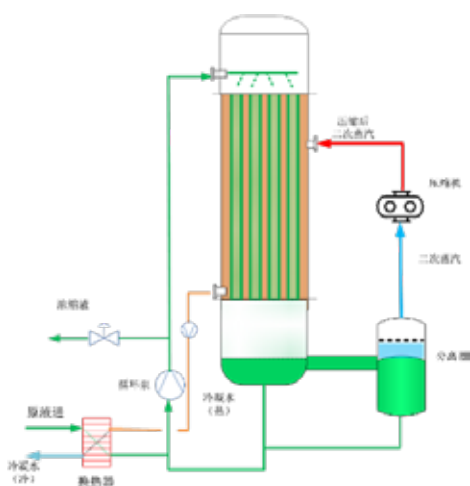


图 1 MVR 原理图

- 1,2 降膜蒸发器
- 3,4 降膜蒸发器
- 5,6 冷凝器
- 7,9 预热器
- 10 蒸汽再压缩机 (离心压缩机)
- 11 热力蒸汽再压缩机
- 12 逆料罐
- 13 冷凝水收集罐
- 14 闪冷器
- 15 真空泵
- A 产品
- B 浓缩液
- C 冷却水
- D 新蒸汽
- E 排气
- F 冷却水
- G 循环水

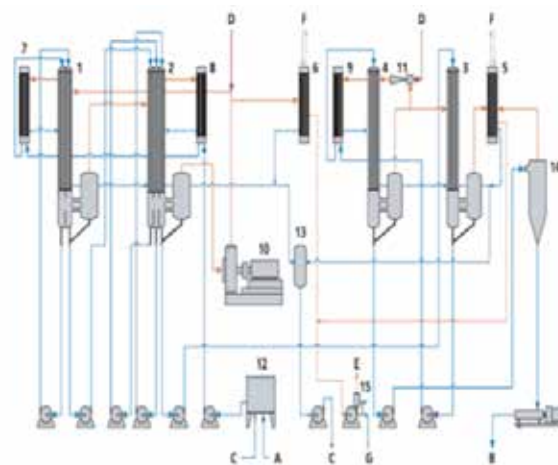


图 2 MVR 工艺流程简图



表 1 给出了 MVR 蒸发器与传统的多效蒸发蒸发器的能耗对比，MVR 的节能效果非常明显。

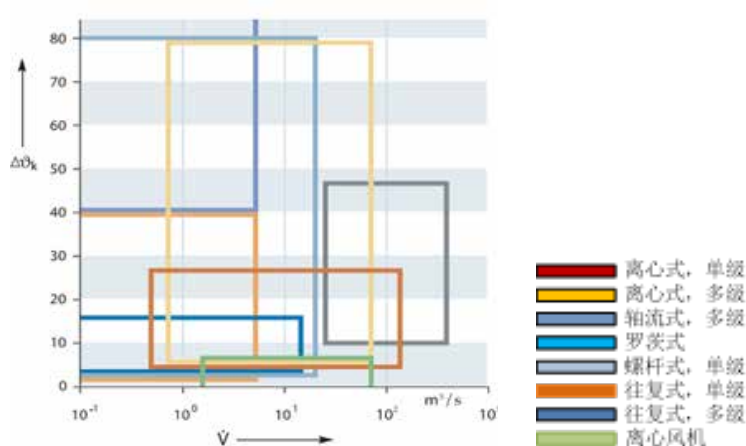
表1 MVR蒸发器与传统 4 效蒸发器能耗对比

20t/h 蒸发量运行成本（高浓度有机废水）：电 0.6 元/度；蒸汽 200 元/吨				
设备	MVR 蒸发器		传统 4 效蒸发器	
机械压缩机	315kw/h	189 元/小时	30kw/h	18 元/小时
循环泵耗电	30kw/h	18 元/小时	15kw/h	9 元/小时
真空泵耗电	7.5kw/h	4.5 元/小时	15kw/h	9 元/小时
冷却塔耗电	0	0	7.5kw/h	4.5 元/小时
冷却水循环泵	0	0	22.5kw/h	13.5 元/小时
鲜蒸汽	0	0	5500kg/h	1100 元/小时
每小时费用	211.5 元/小时		1154 元/小时	
单位蒸发量小时成本	10.575 元/(小时·t)		57.7 元/(小时·t)	
年运行成本（24 小时/天；330 天/年）	1675080 元/年		9139680 元/年	

MVR 系统的能源是电能，同时起到了节能与环保的双重效果，是近年来该项工艺快速普及的最重要的原因。

MVR 系统的核心设备是水蒸汽压缩机。从结构上，水蒸汽压缩机可以分 8 大类。按照德国 GEA 多年的经验，MVR 系统需要按照流量、饱和温升分

类进行选型，如下图 3 所示。



其中，单级水蒸汽压缩机流量、饱和温升范围大，应用范围占市场的 90% 以上。但其技术含量高，开发难度大，一直被欧美等发达国家垄断。

### 三、MVR 核心技术 - 水蒸汽压缩机研发

在国家重大水专项“高浓高盐有机废水高效节能蒸发装备产业化”（2014ZX07214003）资助下，陕鼓动力成立了专门的研发团队进行攻关。

#### 1、水蒸汽压缩机基本级专用研发平台

水蒸汽属于轻介质，饱和温升要达到 9 度以上，压缩机的周速超过 400m/s，传统的闭式叶轮无法满足要求，需要开发具有高周速特点的半开式叶轮模型级；我们采用水蒸汽压缩机专用研发平台，应用三元流动理论，结合水蒸汽的物性特点，优化叶片的型线，形成变转速机组高效率叶片基本型线谱，解决型线优化方法和优化收敛速度问题，获得动叶片型线沿叶片高度的扭曲规律及静叶片弯扭特性，开发出专门用于水蒸汽压缩机的半开式模型级。图 4 ~ 7 是平台示意图。

专用研发平台界面友好，操作流程结构明晰。



图 4 开发平台示意图



图 5 开发平台示意图



图 6 开发平台示意图

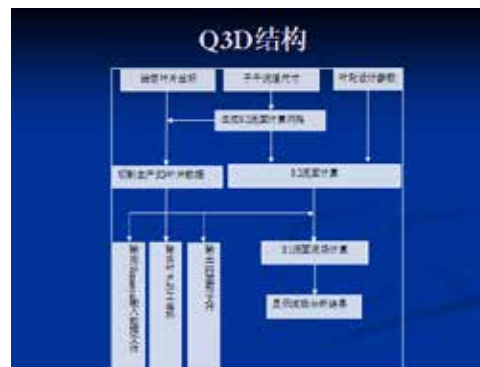


图 7 开发平台示意图

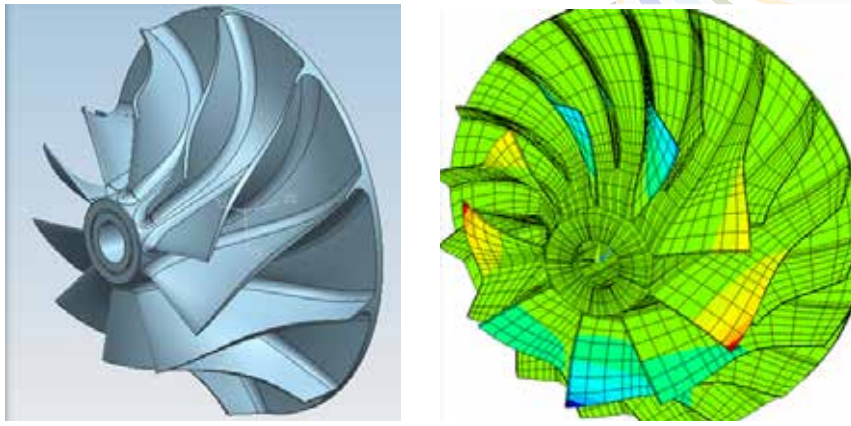


图 8 完成的叶轮三维图及计算网格

## 2、用 CFD 技术对平台开发的基本级进行数值分析

采用商业软件 CFX 对研发平台开发的水蒸气压缩机基本级进行了流场分析，CFD 的计算分析见图 9 ~ 19。



图 9 模型级三维模型



图 10 叶轮网格

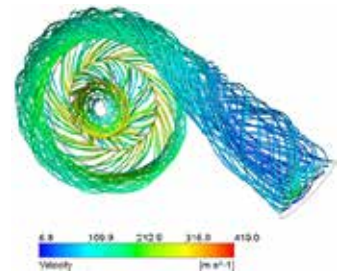


图 11 设计点三维流线



图 12 叶轮 50% 展向压力等值线云图



图 13 叶轮 50% 展向速度矢量图

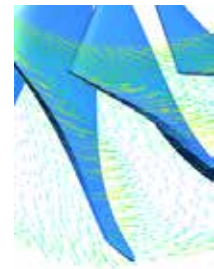


图 14 叶轮轮缘极限速度矢量分布（有叶顶间隙）

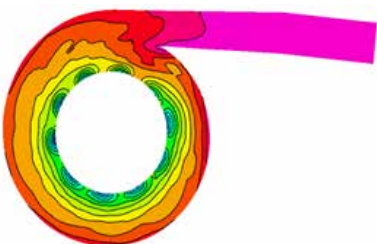


图 15 蜗壳不同截面静压等值线云图



图 16 叶片压力面极限流线

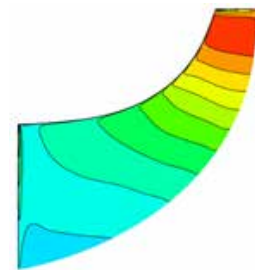


图 17 叶片压力面静压等值线

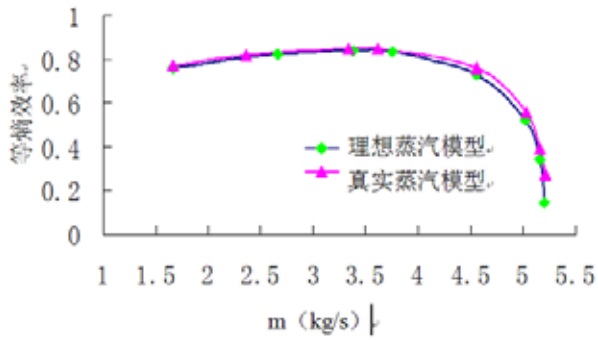


图 18 等熵效率比较

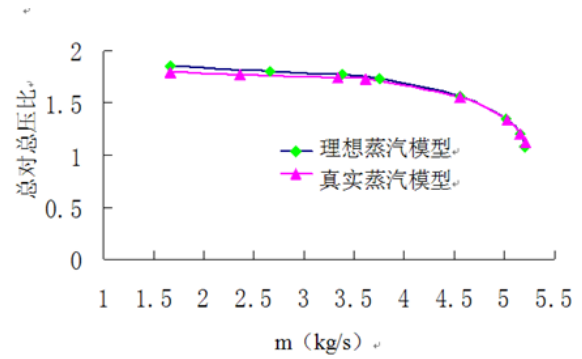


图 19 压比较

### 3、水蒸汽离心压缩机闭式试验管路系统及样机实验

为了检验样机的性能，搭建了水蒸汽离心压缩机闭式试验管路系统并以水蒸汽为介质进行了样机实验，闭式试验包括压缩机系统、抽真空系统、补加汽和排水系统。系统能够实现数据实时检测和采集；满足远程控制和数据采集；实现机组运转控制和试验调节控制；满足机组振动、位移、键相实时监测；满足机组气动参数实时监测和采集，其中包含稳态参数和动态参数；满足试验数据在线实时处理及初步计算等。其控制系统包含机组运转控制和试验调节控制两大部分；采集系统包含机组运转监测、稳态数据采集、动态数据采集三大部分。图 20 是正在实验的样机，图 21 是样机计算与实验性能的对比如，可以看出，计算的性与实验的性能吻合非常好。



图 20 正在实验的样机

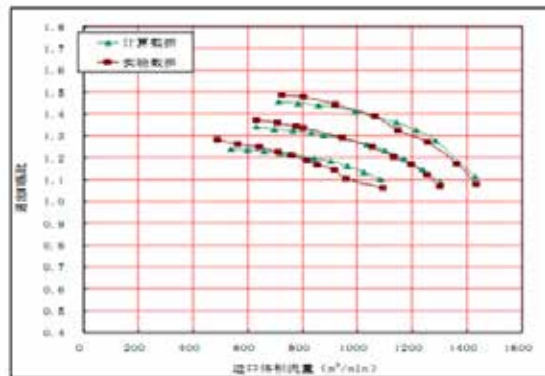


图 21 样机的计算压比与实验压比的比较



#### 4、水蒸汽离心压缩机标准化、系列化、通用化开发

根据水蒸汽压缩机市场各应用领域使用的压比和流量范围，共规划了 16 种机型，型谱见图 22，每个系列进气温度 30°C ~ 120°C，饱和温升 8°C ~ 24°C 规划，整个系列的体积流量范围从 100m<sup>3</sup>/min 到 8000 m<sup>3</sup>/min，覆盖了所有的市场需求范围。压比最大能达到 2.4，体积流量范围从 100 到 8000 立方米 / 分钟，分别对应饱和水蒸汽 60°C 时 1 吨 / 小时至 100°C 时 280 吨 / 小时的水蒸发量的流通能力。

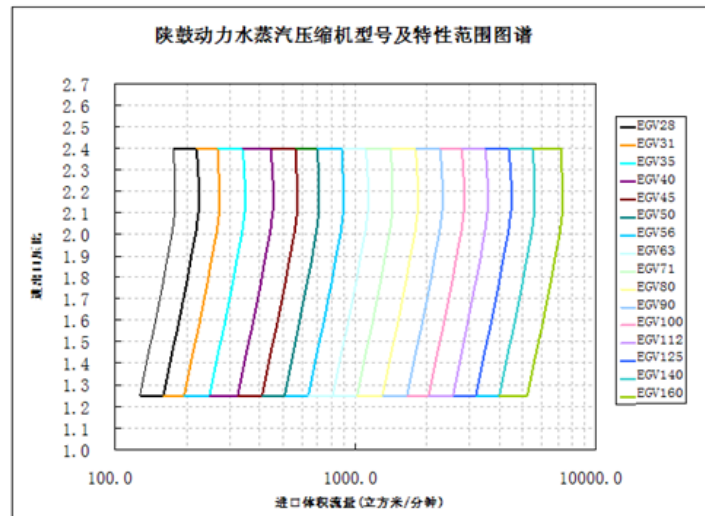


图 22 陕鼓动力 MVR 水蒸汽压缩机型号谱图

#### 四、技术创新点

开发的水蒸汽压缩机叶轮采用先进的三元流钛合金叶轮，压缩机整机效率可达 86%，能耗低，效率领先国内，达到国际水平。压缩机实现了标准、系列化和通用化，属国内首次对蒸汽压缩机进行的系列化设计，满足整个市场需求。水蒸汽压缩机各项机械性能，包括轴承振动、轴承温度、轴位移等都符合 API 国际标准，水蒸汽压缩机在高温升高转速方面的设计水平在国内处于领先的水平。

主要创新点包括：

- 1) 开发基于互联网的水蒸汽压缩机自动设计选型计算软件；
- 2) 通用化、系列化、标准化三化设计，实现水蒸汽压缩机的参数化设计；
- 3) 叶轮最高线速度达到 530m/s，最大蒸汽压比超过 2；
- 4) 分别开发国内最高转速 35378r/min、最大叶轮直径 1500mm 水蒸汽压缩机组；
- 5) 搭建了国内唯一一套水蒸汽压缩机闭式实验台位。

#### 五、市场推广

目前陕鼓研发 33 台机组，总功率 45000Kw，每年可减少二氧化碳排放 24.8 万吨，减少二氧化硫 0.0824 万吨，减少氮氧化物 0.074 万吨。

依托水蒸汽压缩机陕鼓成功中标浙江省丽水水阁工业区 DMF 回收及废水处理项目，该项目被国家发改委列入循环化改造示范试点重点项目（发改办环资 [2015]1468 号文件），总投资额约 5 个亿。图 23、24 分别是某用户证明及机组验收报告。表 2 给出了陕鼓动力水蒸汽压缩机业绩。



## 应用证明

项目名称	MVR蒸汽压缩机设计开发与应用		
应用单位	楚源高新科技集团股份有限公司		
单位注册地址	湖北省宜昌市高新技术园区		
联系人	廖杰	联系电话	0716-7226988
应用起止时间	2014年06月至今		
自然年	新增销售量	新增利润	
2013年			
2014年			
2015年			
累计			
<b>所列经济效益的有关说明及计算依据:</b>			
传统5效蒸发系统每年运营成本，蒸发1吨水约需要0.3吨新鲜蒸汽，当地蒸汽价格180元/吨，一年运行天数按照330天算，那么蒸发量为28吨/小时装置总的运行成本为： $0.3 \times 28 \times 180 \times 24 \times 330 = 11975040$ 元 MVR水蒸汽压缩机系统每年运营成本，当地工业电价为0.8元/小时，蒸发水蒸汽压缩机1吨水电耗为28度，28吨/小时装置总的运行成本为： $0.8 \times 28 \times 28 \times 24 \times 330 = 6741504$ 元 每年使用MVR蒸发系统比传统蒸发系统节省11975040-6741504=5233536元			
<b>具体应用情况:</b>			
狄酸生产的EGV71-1高性能水蒸汽压缩机在楚源高新科技集团股份有限公司芒硝废水蒸发浓缩工程得到应用，到目前为止，已经运行达18个月，压缩机各种气动性能参数包括温升、蒸发量都很好并满足了工艺要求，压缩机能耗指标小于设计值，压缩机效率达94%，从运行效果看，已经到达了国际先进水平。 压缩机各项机械运行指标，齿轮箱轴承温度以及电机定子温度均小于允许值标准；振动小于API要求的24 $\mu$ m；噪音符合国家环保标准。 MVR水蒸汽压缩机系统安全可靠，在成本、节能降耗等方面优于传统蒸发系统，降低企业运营成本的同时，对国家的节能减排起到了很大的作用。			
应用单位(盖章)  年 月 日			

图 23 某用户应用证明

## 关于川宁 202T/H 水蒸汽压缩机 72 小时考核验收报告

1 压缩机设计参数  
 伊犁川宁生物技术有限公司委托西安陕鼓动力股份有限公司为 396T/H 蒸发系统配备水蒸汽压缩机，具体设计参数如下：  
 蒸发量：202T/H  
 进气压力：101Kpa  
 进气温度：100℃  
 饱和温升：16.5℃  
 排气压力：178Kpa  
 转速 (r/min)：561 (输入转速 1488)  
 电机功率 (KW)：8000

### 2 72 小时性能考核数据说明

#### 2.1 机械性能

该压缩机于 2016 年 5 月 26 日早晨 10 点 20 分投运，分别经过 70%、80%、90%、95%额定转速下运行，并于 2016 年 5 月 30 日 12 点 20 分达到百分之百额定转速。在满负荷工况下，该压缩机机械性能满足 AP9817 要求。

#### 2.2 气动性能

序号	考核指标	设计值	100%转速工况	最大值	备注
1	装置蒸发量	396T/H	413T/H	480T/H	
2	功耗及电流	6970kW/471A	6763 Kw/457A		8000 Kw 电机额定电流 541A
3	补充蒸汽量	在蒸发塔未结晶时，机组需补充蒸汽量为 2-3T/H，发生结晶后，机组补充蒸汽量为 5T/H。			

经过核算，平均每蒸发一吨水的耗电 15-16 度，与同类机组比较，狄酸水蒸汽压缩机高效节能。

综上，经过 72 小时现场运行证明，西安陕鼓动力股份有限公司为伊犁川宁生物技术有限公司提供的狄酸水蒸汽压缩机各项指标达到设计值，特此进行调试验收。

甲方：伊犁川宁生物技术有限公司

电话：18609902739

代表：孙海

日期：2016.5.31

乙方：西安陕鼓动力股份有限公司

电话：029828355

代表：徐海

日期：2016.5.31

图 24 某机组验收证明

表 2 水蒸汽压缩机业绩表

序号	用户	机型	应用领域	项目名称
1	河北煜源环保科技股份有限公司	EGV71-1	淀粉浓缩	12t/h 玉米浆浓缩水蒸汽压缩机项目
2	湖北楚源高新科技集团有限公司	EGV71-1	废水处理	28t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
3	湖北楚源高新科技集团有限公司	EGV63-1	废水处理	28t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
4	甘肃兰科石化高新装备股份有限公司	EGV50-1	糖醇浓缩	5t/h 糖醇浓缩水蒸汽压缩机项目
5	甘肃兰科石化高新装备股份有限公司	EGV100-1	糖醇浓缩	20t/h 糖醇浓缩水蒸汽压缩机项目
6	河北冀横化学有限公司	EGV56-1	废水处理	13.77t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
7	浙江华友钴新材料有限公司	EGV112-1	废水处理	硫酸铵废水资源化综合回收一期项目
8	印尼泗水 UCI 公司	EGV45-1	制盐	UCI 公司制盐工程 21t/h 水蒸汽压缩机项目



9	河北冀横青先有限公司	EGV28-1	废水处理	4.5t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
10	深圳市瑞升华科技有限公司	EGV31-1	废水处理	5t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
11	深圳市瑞升华科技有限公司	EGV40-1	废水处理	9t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
12	吉林泉德高唐绿荫环保科技有限公司	EGV100-1	废水处理	84t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
13	伊犁川宁生物技术有限公司	EGV150-1	废水处理	202t/h 二沉池出水处理水蒸汽压缩机项目
14	上海蓝滨石化设备有限公司	EGV28-1	明胶浓缩	1.8t/h 明胶浓缩水蒸汽压缩机项目
15	西藏容汇锂业科技有限公司	EGV40-1	废水处理	5000 吨/年磷酸铁锂工水蒸汽压缩机
16	阳煤集团太原化工新材料有限公司	EGV50-1	废水处理	18t/h 污水处理水蒸汽压缩机项目
17	浙江工程设计有限公司（丽水）	EGV56-1	废水处理	含 DMF 高浓度废水集中回收处置项目
18	浙江工程设计有限公司（丽水）	EGV100-1	废水处理	含 DMF 高浓度废水集中回收处置项目
19	泰国 THAI 公司	EGV112-1	制盐	300kt/a MVR 制盐工程
20	浙江华友钴新材料有限公司	EGV112-1	废水处理	硫酸铵废水资源化综合回收二期项目
21	浙江华友钴新材料有限公司	EGV90-1	废水处理	硫酸铵废水资源化综合回收二期项目
22	四川省洪雅青衣江元明粉有限公司	EGV90-1	废水处理	老厂搬迁改造建设项目
23	浙江工程设计有限公司（丽水）	EGV80-1	废水处理	丽水经济技术开发区合成革含 DMF 高浓度废水集中回收处置项目
24	浙江工程设计有限公司（丽水）	EGV140-1	废水处理	丽水经济技术开发区合成革含 DMF 高浓度废水集中回收处置项目
25	山东莱央子盐场有限公司	EGV80-1	制盐	5 万吨/年真空制盐及该项目的升级改造项目
26	四川省洪雅青衣江元明粉有限公司	EGV100-1	废水处理	新建项目
27	江苏苏盐井神股份有限公司	EGV125-1	制盐	新建项目
28	江苏瑞丰盐业股份有限公司	EGV125-1	制盐	新建项目

# 聚光强化提高 CO<sub>2</sub> 光催化还原效率

张泽凯

浙江工业大学化学工程学院, 浙江杭州 310014

**摘要:** “双碳”目标的实现需要一系列可工业化的 CO<sub>2</sub> 封存、捕集和利用技术。利用太阳光像植物一样将 CO<sub>2</sub> 催化还原为碳氢化合物是一种非常有前景的负碳排放方法。针对 CO<sub>2</sub> 催化还原过程效率低的问题, 本文在理论分析基础上, 提出了一种采用聚光技术强化该反应过程的技术路径, 以促进 CO<sub>2</sub> 的转化, 特别是 C<sub>2+</sub> 产物的生成, 并在自建聚光反应系统上进行了系列 CO<sub>2</sub> 催化还原试验。在 800 倍聚光条件下, 反应器温度可以加热到 500 °C, 压力可以增加至 1.1 MPa, CO<sub>2</sub> 还原反应速率则可以达到数千  $\mu\text{mol} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ , 为非聚光条件下反应速率的数百倍, 有效提升了 CO<sub>2</sub> 转化效率。

**关键词:** 碳中和, CCUS, 人工光合作用, 过程强化, 聚光

## 前言

CO<sub>2</sub> 等温室气体的过量排放导致的气候变化是全球可持续发展面临的重大挑战之一。碳中和是应对全球气候危机的重要手段。目前全球已有 100 多个国家提出碳中和目标, 大部分计划在 2050 年实现碳中和。2020 年 9 月 22 日, 国家主席习近平在第 75 届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话, 提出了我国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和。这标志着我国的 CO<sub>2</sub> 减排进入实施阶段。[1]

CO<sub>2</sub> 排放主要来自于化石燃料消耗。减少碳排放的措施包括提高燃料能源效率, 并在使用过程中实施 CO<sub>2</sub> 捕获、储存和利用, 即所谓 CCUS。CCUS 包括如下几个主要步骤: (1) CO<sub>2</sub> 捕获; (2) 运输; (3) 通过矿化或物理方法将 CO<sub>2</sub> 注入深海或地下封存, 特别是注入油田, 在封存的同时提高原油采收率; 或者 (4) 采用化学方法将 CO<sub>2</sub> 转化为有价值的化学品或者燃料。其中, CO<sub>2</sub> 的封存和驱油利用方式较为简单, 在目前是较为现实的实施方法。如中石油在新疆油田的实验, 已累计注入 5.6 万吨二氧化碳, 增油 4.7 万吨, 节约蒸汽 2.37 万方。近两年还有更多的 CO<sub>2</sub>-EOR 实验在实施中。但这种方法实际上是仅改变了 CO<sub>2</sub> 存在的方式, 并没有真正消除 CO<sub>2</sub>, 且可能对自然界生态有一些负面影响。[2]

相比之下, 实现 CO<sub>2</sub> 的化学利用是一种更为可持续的技术。这种路径将 CO<sub>2</sub> 视作一种碳源, 通过与 CCS 整合, 将来自可再生能源的过剩和不确定的能源供应转化储存为稳定的化学能源 (如甲烷、合成气或碳氢化合物等), 实现碳循环和真正的碳中和, 如图 1。这种技术的吸引力显而易见, 因此, 有许多 CO<sub>2</sub> 转化途径, 包括热催化、光催化、电催化及等离子体催化等, 都已经被提了出来。[3-5] 特别是其中的 CO<sub>2</sub> 光催化还原过程, 是效法了自然界的光合作用, 利用太阳光还原 CO<sub>2</sub> 得到碳氢化合物, 因此也称人工光合成。[6-7] 这种技术一旦工业化, 无疑是碳中和的最佳解决方案之一。

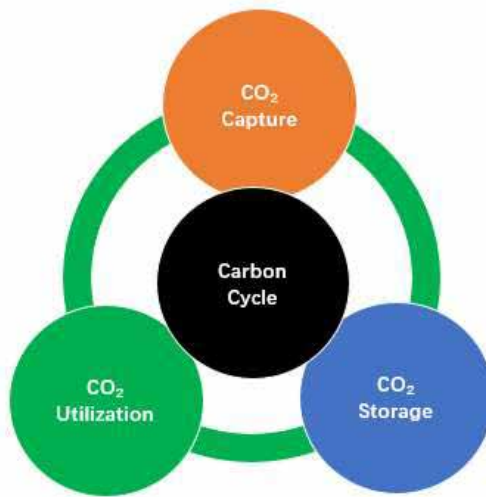
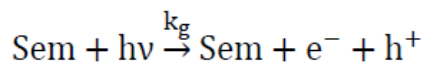


图 1 化学法实现 CCUS 路径示意图

人工光合成虽然前景巨大，但可惜的是，这种方法暂时还无法应用。尽管研究人员在上世纪 70 年代就开始了相关研究，但是到目前为止，所报道的太阳能转化效率和碳氢化合物的生成速率仍然处于非常低的水平。形成这个结果的原因主要有如下几点。首先，CO<sub>2</sub> 作为碳的最终氧化产物，性能非常稳定，需要大量的能量输入才能实现还原。其次，太阳能能量密度过低 (1kW/m<sup>2</sup>)，不能与化石燃料相比。再次，即使是如此有限的太阳能能量密度，普通光合成催化剂能够利用的通常也只有短波光线，只占太阳光谱一小部分。为了能够更多利用太阳光线，开发宽光谱吸收催化剂，将催化剂吸收范围从紫外区延伸到可见光区，是这几十年来科学家的目标。最后，这种情况也受到了光催化过程科学本质的影响。

### 1. 光催化还原 CO<sub>2</sub> 的过程和现状

CO<sub>2</sub> 光催化还原反应的原理如图 2[8]，一般可具体分为以下步骤：（1）光催化剂吸收太阳光生成光生电子和空穴对，



（2）光生电子 - 空穴对转移到催化剂表面；（3）光生电子和空穴对与 H<sub>2</sub>O 和 CO<sub>2</sub> 反应，生成氧气和碳氢化合物（甲烷）。

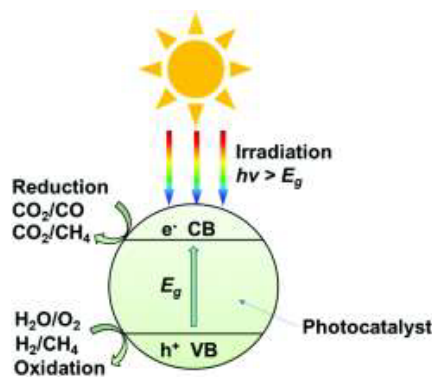
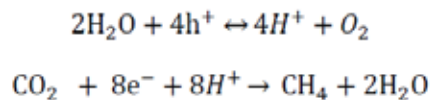
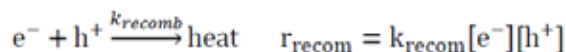


图 2 光催化还原 CO<sub>2</sub> 原理示意图。

显而易见，这个过程中要提升光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应速率，可以通过提升光强来增加光生电子空穴对浓度，进而达到提升反应速率的目的。但困扰该领域科学家的主要问题在于，在光生载流子转移过程中会发生复合反应



这就意味着，产生的光生电子空穴对越多，则复合速率也越高。因此，如果单纯增加光生电子空穴对浓度，虽然反应速率可能提高，但反应的能量转化效率反而可能降低。所以，要在二者之间寻找一个平衡，获得一个合适的光强。这个合适的光强，目前似乎并没有明确的标准。但在这里我们认为，可以采用下两个判据进行粗略的判断。(1) 入射可激发光子数量与催化剂表面金属原子数量相等；(2) 入射可激发光子数量与整个催化剂金属原子数量相等。第一个假设是基于入射光子恰好全部为表面金属原子吸收，第二个假设是入射光子可以穿透催化剂表面，为催化剂内部原子吸收。低于这个数量的情况下，增加入射光光强对反应速率有利。一旦超过这个数量，更多的入射光子也就没有了意义。而考虑到光的确对小颗粒的催化剂具有穿透能力，选择第二个假设可能更为合理。此时，入射光子与催化剂原子数比例关系如下：

$$\frac{n_{光}}{n_{催}} = \frac{E/h\nu}{n_{催}} = \frac{E\lambda/hc}{n_{催}} = \frac{PS\lambda/hc}{\left(\frac{m}{M}\right) * N}$$

式中，h 为普朗克常数，P 为入射光强，S 为入射面积，c 为光速，m 为催化剂质量，M 为催化剂分子量，N 为阿佛加德罗常数。根据公式，如果以现在实验室光催化还原常用的 300W 氙灯为光源，其入射光强约为 100mW/cm<sup>2</sup>，紫外部分比例约为 12.2%。假设光催化剂可激发光子波长以紫外光为主 (<420nm)，催化剂为 TiO<sub>2</sub>，用量为 0.1g 的话，可以计算得到，在理想状况下入射可激发光子和催化剂摩尔数比例相当。这样的光源也可以创造一个和自然界光合作用类似的温和环境，满足一般实验室研究需求。

然而这样温和的环境也有一些问题，特别是限制了光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应的快速进行。实际上，现在常见的报道中，CO<sub>2</sub> 还原反应速率通常保持在几个到几百微摩尔每克每小时的级别，而太阳能的转化效率则通常在 1% 以下。[9-11] 这种极低的反应速率和太阳能转化效率，在近期显然是无法满足工业化需求的。因此面对国家双碳目标需求，近几年大量的基础研究开始转向电催化方向，即首先利用光伏发电，再利用电催化 CO<sub>2</sub> 还原。这个新的工艺虽然延长了反应步骤，但是鉴于目前光伏发电效率已达到 22% 以上，如果电催化的法拉第效率达到 90% 以上，总的 CO<sub>2</sub> 还原效率可以到达 18% 以上，比目前直接光催化还原效率显然要高得多，也更为现实。

## 2. 聚光强化 CO<sub>2</sub> 还原的理论与应用基础

过于温和的反应条件与 CO<sub>2</sub> 还原的大规模工业化需求不相适应。碳中和要求处理的 CO<sub>2</sub> 在亿吨级别，微摩尔每克每小时级别的反应速率显然无法满足要求。光催化还原 CO<sub>2</sub> 是一个光催化主导的多相反应，其反应动力学方程一般可以写为

$$\text{Rate of reaction} = (kI^{\alpha}K_{H_2O}K_{CO_2}) \left( \frac{P_{H_2O}P_{CO_2}}{(1 + K_{H_2O}P_{H_2O} + K_{CO_2}P_{CO_2})^2} \right)$$

从方程中可以看出，反应条件如光强，CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O 的压力对反应速率有着直接影响。适当的对反应条件进行强化，以加快反应速率，是光催化还原 CO<sub>2</sub> 过程工业化的当然要求。而过程强化也是近几十年来化学工程学科领域内十分活跃的方向之一。

对当前光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应条件的强化也是比较容易通过一定技术手段实现。因为现在光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应一般在常温条件下进行，有些是在液相中反应，有一些是在气相中反应。在液相中反应时，受到 CO<sub>2</sub> 在水相中溶解度的限制；在气相中反应时，则受到 H<sub>2</sub>O 在气相中饱和蒸汽压的限制。也就是说，总有一种反应物质的浓度较低。这种情况下，完全可以强化和提高反应温度，让反应在高温气相中进行，使得 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O 的分压和浓度相匹配。其次，如果以真实太阳光作为反应光源，则更有提高光强的余地。因为真实太阳光中，紫外区只占很小一部分 (3-5%)，远低于模拟光源，实际上是需要一定程度上提高入射光强度，来提升反应的速率。



提高真实太阳光的入射光强，还有另一个优点，这就是 C2+ 产物的选择性。目前光催化还原 CO<sub>2</sub> 的反应产物主要是 C1 产物如甲烷和甲醇等，乙烯以上的 C2+ 产物的生成量非常少。很少有催化剂能够表现出太高的 C2+ 产物的选择性。这是因为 C2+ 产物的生成需要更高的载流子浓度，生成速度本就较 C1 产物为难。在 C1 产物生成速率极低情况下，C2+ 产物的选择性也就很难提高。但是反过来也可以看出，在一定程度上提升入射光强，使得载流子浓度进一步提高，是有利于 C2+ 产物生成的，也就是有利于 C2+ 产物的选择性。

而关于 C2+ 产物的选择性，则可以用下式表示。

$$\eta_{\text{总}} = \eta_{\text{化}} + \eta_{\text{热}}$$

$$\eta_{\text{总}} = \frac{r \times \Delta G_r}{P_{\text{sun}} \times S} + \frac{P_{\text{electricity}}}{Q_{\text{in}}}$$

这意味着，在光强增加到一定程度后，C2+ 产物的选择性实际上受到水和 CO<sub>2</sub> 分压的影响，可以通过调节水和 CO<sub>2</sub> 分压来提高 C2+ 产物的选择性。

通过以上反应动力学的分析，可以得出反应条件的强化能够提高光催化还原 CO<sub>2</sub> 的反应速率，及 C2+ 产物的选择性。需要进一步分析的是，反应条件强化的具体实施手段，以及条件强化对能量转化效率的影响。

在这里，我们认为，采用聚光来实现反应条件强化是合适的技术手段。这是因为：首先，聚光实际上是太阳能利用中的常见方法，可以较为方便的引入到光催化还原 CO<sub>2</sub> 过程。其次是，聚光可以有效的同时提升光强和反应温度，实现多个反应条件强化。再次，聚光所可能引起的太阳能直接光催化效率的下降，可以通过（光转化为）热能的利用得到补偿，这种热能的补偿首先是可以提升光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应体系的温度，其次在于有望得到一定量额外的高热气体。总的太阳能转化效率可以表示为由 CO<sub>2</sub> 还原储存的化学能和物理储存的热能。

$$\eta_{\text{总}} = \eta_{\text{化}} + \eta_{\text{热}}$$

$$\eta_{\text{总}} = \frac{r \times \Delta G_r}{P_{\text{sun}} \times S} + \frac{P_{\text{electricity}}}{Q_{\text{in}}}$$

而对于这样一个体系来说，如果选择目前典型的中温太阳能光热利用效率（选择中温的原因是催化剂一般使用温度在 500°C 左右），联合如斯特林发电机技术，其总的效率将可望达到 30%-40% 以上。

### 3. 聚光强化 CO<sub>2</sub> 还原实验与结果

#### 3.1 聚光反应系统简介和实验流程

图 3 是我们自制的以太阳能为光源的聚光反应系统，该系统包括聚光系统、反应系统、自动追踪系统和固定系统四部分。聚光系统采用直径为 1 m 的菲涅尔透镜获得足够的聚光比和光通量。将催化剂放入反应器中，太阳光通过菲涅尔透镜聚集并送至催化剂表面。自动追踪系统由东西追踪电机、仰角升降电机、控制器和光传感器组成，光传感器会根据天空中不同区域的光线强弱，判断太阳的具体位置，驱动东西追踪电机和仰角升降电机对其进行跟踪，使太阳光垂直射入透镜和催化剂。固定系统中包含反应器升降平台用于调节不同的聚光比，从而控制投射入反应器内的温度和光强。

光催化还原 CO<sub>2</sub> 反应在该系统中进行。反应开始之前，将反应器清洗并用 N<sub>2</sub> 冲洗，随后充入高纯 CO<sub>2</sub>，然后从反应器的侧壁向反应器中加入适量的水。将反应器放到聚光体系下，太阳光通过菲涅尔透镜聚集到催化剂表面，自动跟踪系统用于追踪太阳使太阳光垂直于透镜和催化剂，每隔一段时间取样分析。



图 3 聚光反应系统原理示意图及真实装置图

### 3.2 实验结果与讨论

图 4 显示了采用 P25 作为催化剂，以自然光为光源，在不同聚光比光催化还原 CO<sub>2</sub> 的结果。可以看到聚光强化效果非常明显，光催化还原 CO<sub>2</sub> 的反应速率大大的提高了。与文献数据相比，从原来的几个微摩尔每克每小时，提升到 3000 多微摩尔每克每小时。光催化 CO<sub>2</sub> 还原产物（CO<sub>2</sub> RPs）也变得丰富了，可以明显的得到乙烯和乙烷，计算可以得到 C<sub>2</sub>+ 产物的选择性最大到了 44%。

此外，可以清楚的看到随着聚光比的增加，光催化还原 CO<sub>2</sub> 的反应率先增加后降低，在聚光比为 800 时光催化反应速率达到最大。得到这个结果的原因不仅是聚光带来的光强增加，记录到的反应压强增加到 1.1MPa，温度约 500±50 oC，这也就意味着这两个条件也得到了强化。特别是高温环境的产生，为获得一定量的高热气体提供了基础。

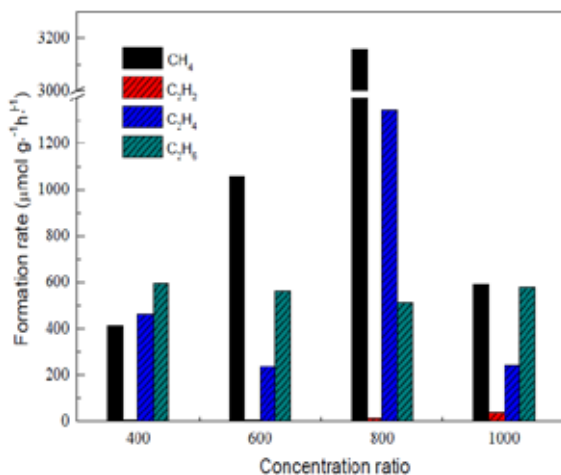


图 4 典型聚光催化还原 CO<sub>2</sub> 结果 (反应条件, P1.1 MPa, T 500 oC)

根据图 4 的结果，可以计算得到聚光催化还原的化学能量转化效率。客观地说，此时其能量转化效率虽然有较大提高，但绝对数值距离工业化还有很大距离。以紫外光部分计，储存的化学能约为 2.12%；而以全部入射太阳光计，能量转化效率则只有 0.15%。要想获得更高的转化效率，需要开发新的适应这种反应环境的高效催化剂。当然，考虑到反应体系的温度在 500 oC，这意味着获得一定量的高热气体是可能的。这部分的热量，假设光热转化效率为 80%，每小时该系统约可获得热量

$$Q = P \times S \times \eta_{\text{热}} \times t = 600 \times \frac{4}{3} \times \pi \times (0.5)^2 \times 0.8 \times 1 = 376.8J$$

以氦气为工质的话，可以加热约 4.4L 的氦气到 500oC。



## 4. 结论

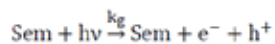
利用可再生能源催化还原 CO<sub>2</sub> 生成碳氢化合物，实现碳循环，是达到碳中和目标的最佳解决方案之一。鉴于目前光催化还原 CO<sub>2</sub> 过程的低效，采取过程强化来达到提升该过程反应速率和能量转化效率，是较为合理的一种解决方案。本文从科学原理上分析了采取聚光强化提升该过程效率的合理性，并通过实验初步验证了这种方案的可行性，有望促进 CO<sub>2</sub> 化学利用技术的发展。

### 参考文献

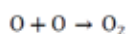
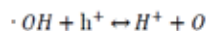
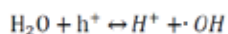
1. 习近平，在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话，中华人民共和国商务部，2020-12-08.
2. T. Terlouw, C. Bauer, L. Rosa, M. Mazzotti, Life cycle assessment of carbondioxide removal technologies: a critical review, *Energy Environ. Sci*, DOI:10.1039/d0ee03757e
3. S. C. Roy, O. K. Varghese, M. Paulose, C. A. Grimes, Toward Solar Fuels: Photocatalytic Conversion of Carbon Dioxide to Hydrocarbons, *ACS Nano*, 4(2010)1259-1278
4. Z.Y. Fu, Q. Yang, Z. Liu, F. Chen, F.B. Yao, T. Xie, Y. Zhong, D.B. Wang, J. Li, X.M. Li, G.M. Zeng, Photocatalytic conversion of carbon dioxide: From products to design the catalysts, *J. CO<sub>2</sub> Utilization*, 34(2019)63-73
5. C. F. Shih, T. Zhang, J.H. Li, C.L. Bai, Powering the future with liquid sunshine, *Joule*, 2(2018)1-25
6. A. Fujishima, K. Honda. Electrochemical photolysis of water at a semiconductor electrode, *Nature*, 238(1972)37-38
7. I. Tooru, F. Akira,; K. Satoshi, A. Honda, Photoelectrocatalytic reduction of carbondioxide in aqueous suspensions of semiconductor powders, *Nature*, 277(1979)637-638
8. X. Li, J.G. Yu, M. Jaroniec, X.B. Chen, Cocatalysts for Selective Photoreduction of CO<sub>2</sub> into Solar Fuels, *Chem. Rev.*, 119(2019)3962-4179
9. X.P. Li, L. Wang, W. Su, Y. Xing, A review of the research status of CO<sub>2</sub> photocatalytic conversion technology based on bibliometrics, *New J. Chem.*, DOI:10.1039/d0nj04597g
10. N. G. Moustakas, J. Strunk, Photocatalytic CO<sub>2</sub> Reduction on TiO<sub>2</sub>-Based Materials under Controlled Reaction Conditions: Systematic Insights from a Literature Study, *Chem. Eur. J.* 24(2018)12739 - 1274
11. S. Sorcar, S. Yoriya, H. Lee, C.A. Grimes, S.P. Feng, A review of recent progress in gas phase CO<sub>2</sub> reduction and suggestions on future advancement, *Mater. Today Chem.* 16 (2020) 100264
12. K. Teramura, T. Tanaka, Necessary and sufficient conditions for the successful three-phase photocatalytic reduction of CO<sub>2</sub> by H<sub>2</sub>O over heterogeneous photocatalysts, *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 20(2018)8423-84316.

附：一种可能的 CO<sub>2</sub> 光还原反应历程。

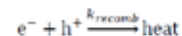
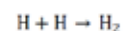
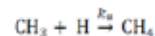
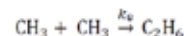
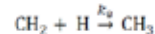
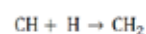
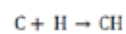
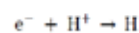
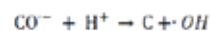
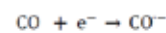
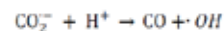
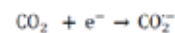
光的激发，



水的分解，



CO<sub>2</sub> 的还原，



## 陕鼓方案助力一带一路绿色建设

赵金艳, 刘青, 田攀

西安陕鼓动力股份有限公司

从 1968 年建厂, 1975 年研制出第一套压缩机, 陕鼓历代技术人员在国产大型装备领域始终保持着饱满的创新热情。特别是近年来, 陕鼓致力于分布式能源领域节能高效的大型装备技术的国产化研究与开发, 制造能力和技术水平持续提升。陕鼓借助“一带一路”发展机遇, 整合全球资源, 开展与国际先进企业和研究机构合作交流。目前, 已设立陕鼓欧洲研发公司(德国)、陕鼓欧洲服务中心(捷克)、陕鼓印度服务中心等 12 家海外公司和服务机构, 并建立了印度、土耳其、德国、西班牙、俄罗斯、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、越南、印度尼西亚等 100 多个国家和地区的海外营销体系, 为全球石化领域用户提供优质的系统服务。

2018 年, 陕西国际产能合作(捷克)促进中心在捷克陕鼓 EKOL 公司揭牌, 陕鼓作为该中心主任单位, 将借助平台引领陕西企业与捷克和中东欧企业对接交流, 开展产能产融合作。

与此同时, 陕鼓以自身优势服务于海外工程, 推动节能环保技术和装备走出国门。

### 一、陕鼓为哈萨克斯坦某炼厂及文莱某客户提供催化裂化及灵活焦化节能环保装备和系统解决方案。

催化裂化是提高原油加工深度, 生产优质汽油、柴油最重要的工艺操作。催化裂化工艺由三部分组成: 原料油催化裂化、催化剂再生、及产物分离。催化裂化所得的产物经分馏后, 可得到气体、汽油、柴油和重质馏分油。

催化裂化反应是在催化剂表面进行的, 其反应过程的七个步骤如下:

气态原料分子从主流扩散到催化剂表面;

原料分子沿催化剂由外向内扩散;

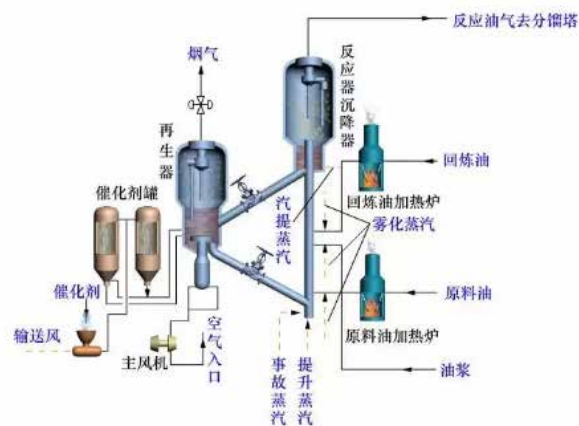
原料分子被催化剂活性中心吸附;

原料分子发生化学反应;

产品分子从催化剂内表面脱附;

产品分子由催化剂由内向外扩散;

产品分子扩散到主流中。



高低并列式催化裂化反应再生系统流程

催化裂化装置的基本组成单元为：反应 -- 再生单元，三机单元、能量回收单元，分馏单元，及吸收稳定单元。作为扩充部分有：干气、液化气脱硫单元，及汽油、液化气脱硫醇单元等。各单元的作用介绍如下。

### 1、反应 -- 再生单元

重质原料在提升管中与热催化剂接触反应后进入反应器，油气与催化剂经旋风分离器与催化剂分离，反应生成的气体、汽油、液化气、及柴油等馏分与未反应的组分一起离开沉降器进入分馏单元。反应后的附有焦炭的待生催化剂进入再生器用空气烧焦，催化剂恢复活性后再进入提升管参加反应，如此循环。再生器顶部的烟气，进入能量回收单元。

### 2、三机单元

所谓三机指轴流压缩机主风机、气压机及增压机。若将反应 -- 再生单元作为催化裂化装置的核心部分，那么主风机就是装置的心脏。其作用是将空气送入再生器，使催化剂在再生器中烧焦，将待生催化剂再生，恢复其活性以保证催化反应的继续进行。

增压机是将主风机出口的空气提压后作为催化剂输送的动力风、流化风、及提升风，以保持反应 -- 再生系统催化剂的正常循环。

气压机的作用是将分馏单元的气体压缩升压后送入吸收稳定单元，同时通过调节气压机转数可达到控制沉降器顶部压力的目的。这是保证反应 -- 再生系统压力平衡的一个手段。

### 3、能量回收单元

利用再生器出口烟气的热能及压力能，使余热锅炉产生蒸汽和烟气轮机作功、发电等，此举可大大降低装置能耗。目前现有的重油催化裂化装置有无此回收系统，其能耗可相差 1 / 3 左右。

### 4、分馏单元

沉降器出来的反应油气经换热后进入分馏塔，根据各物料的不同沸点差，从上至下分离为富气（空气压机）、粗汽油、柴油、回炼油及油浆。该单元的操作对全装置的安全影响较大。一头一尾的操作尤为重要，即分馏塔顶压力、塔底液面的平稳是装置安全生产的保证，保证气压机入口放火炬，以及油浆出装置系统的通畅，是整个安全生产的前提。

### 5、吸收稳定单元

经气压机压缩升压后的气体和来自分馏单元的粗汽油，经吸收稳定部分，分割为干气、液化气和稳定汽油。此单元是催化裂化装置甲类危险物最集中的地方。

### 6、干气、液化气脱硫，汽油、液化气脱硫醇单元

干气和液化气在胺液（乙醇胺、二乙醇胺、IV—甲基二乙醇胺等）作用下，吸收干气、液化气中的硫

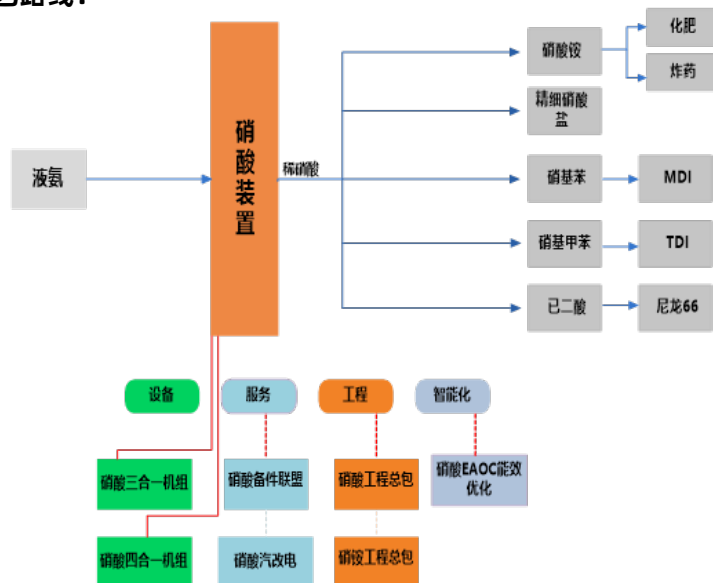


化氢气体以达到脱除硫化氢的目的。

汽油和液化气在碱液状态中，在磺化酞氰钴或聚酞氰钴作用下将硫醇氧化为二硫化物，以达到脱除硫醇的目的。

## 二、2020年，陕鼓为俄罗斯某化工企业提供了硝酸机组项目，使中国硝酸装备正式进军国际市场。

### 1、硝酸生产的工艺路线：



### 2、该装置是向系统提供能量和从系统回收能量的核心设备，也是基础化工及化肥行业工业流程中典型的分布式能源系统解决方案。

主要由轴流压缩机、NO<sub>x</sub>压缩机、硝酸尾气透平膨胀机和汽轮机组组成。它集压缩设备空气压缩机、NO<sub>x</sub>压缩机和驱动设备蒸汽透平、尾气透平膨胀机于一体，是关系到硝酸装置能否长期稳定、可靠运行，达产达标的关键设备。业绩由10万吨/年到36万吨/年储备了45-60万吨/年设计制造的能力，市场占有率达95%以上，陕鼓的机组不仅出口了国外，技术更是打破了国外垄断。

2019年，中化联组织召开“陕鼓36万吨/年硝酸四合一机组科技成果鉴定会”，专家一致认为：陕鼓提供的国产首台套36万吨/年硝酸四合一机组填补了国内技术空白，整体技术达到国际先进水平，机组工况范围及汽轮机效率属国际领先水平，同意通过科技成果鉴定，同时被评为中国氮肥工业协会科学技术一等奖。



附图1 硝酸四合一机组照片

### 三、2019年陕鼓为“一带一路”某客户提供丙烷脱氢制丙烯装置

主要由再生气压缩机、丙烯压缩机、乙烯压缩机、及产品气压缩机等，提升客户的生产效益与炼化一体化成本竞争优势。“丙烷脱氢装置用压缩机组技术开发与应用”还获得了机械工业科学技术奖二等奖。

#### 1、丙烯是重要的化工原料，需求量在不断扩大。

传统石化路线的催化裂化和蒸汽裂解联产是国内丙烯生产的重要工艺，但以煤/甲醇为原料的CTO/MTO路线，和以丙烷为原料的PDH路线发展迅速。蒸汽裂解技术以石脑油等为原料，在高温条件下和水蒸气发生分子链断裂和脱氢反应，以制取乙烯和丙烯等低分子烯烃。但该工艺主产乙烯，丙烯是副产品。CTO包含煤制甲醇和甲醇制烯烃两个过程。MTO&MTP则是以煤制甲醇或外购甲醇为原料，生产低碳烯烃和丙烯的化工技术。近十年来，国内大力发展煤化工，包括煤制烯烃、煤制油、煤制天然气等项目。PDH生产工艺将丙烷经过脱氢催化反应制丙烯，副产氢气，可在高温和低压时获得合理的丙烯收率。



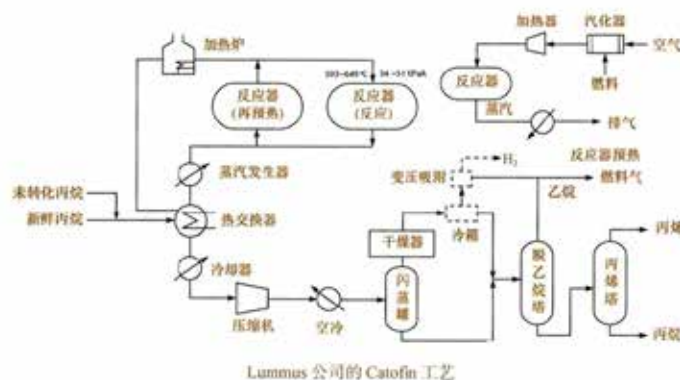
#### 2、PDH工艺最显著的技术优势是可以提高丙烯产品收率。

蒸汽裂解生产丙烯，丙烯收率最高约33%，而催化脱氢法制丙烯总收率可达约80%。由于过程原料单一，产品只有氢气和丙烯且易分离，因此丙烯收率较高。其次，丙烷脱氢的生产成本只与丙烷价格波动相关，且丙烷价格与石脑油价格、丙烯市场没有直接的关联。丙烷是一种低价值的气体，以往主要利用方式是作为燃料，其化工价值没有得到很好的开发，PDH可以将低价值的丙烷转化为高价值的丙烯，进而提高企业效益。最后，PDH跟传统的炼油厂副产和蒸汽裂解工艺相比，工艺流程较短，且装置简单，投资和运营成本较低，在中高油价下，PDH的盈利性比传统的炼油厂气工艺和蒸汽裂解工艺高。

#### 3、PDH装置对丙烷纯度要求较高，纯度要求达到97%，杂质气态硫体积分数100 μL/L以下。

由于原材料丙烷的费用约占总成本的80%，该工艺的经济性主要决定于丙烷和丙烯的差价，丙烷价格越低廉，项目盈利越可观。随着全球PDH产能大幅增长，原料丙烷供应缺口将逐步增大，丙烷进口量将处于持续增长态势，未来如何拥有长期、稳定、相对低廉的丙烷资源、充足的丙烷贮存设施以及港口码头和物流优势，将成为影响PDH发展的关键。

近年来，一带一路沿线国家如北非，中东，东南亚，中亚等地区均有PDH项目上马。以某客户Catofin工艺为例：



**1) 反应工段:** 新鲜丙烷与循环丙烷混合料, 经加热炉加热至反应温度后送至反应器反应, 丙烷单程转化率约为 45%, 总转化率大于 85%, 操作温度 593 ~ 649 °C, 压力 33.86 ~ 50.79 kPaA;

**2) 压缩工段:** 反应器排放料被冷却后压缩再冷凝, 产生的气 - 液混合物在闪蒸罐中分离;

**3) 回收工段:** 闪蒸罐排放的气体经干燥并进一步冷凝并回收剩余 C3 组分和重质烃, 排放气经提纯后氢气作为副产品; 液态料送到脱乙烷塔以除去甲烷、乙烷和惰性气体;

**4) 精制工段:** 脱乙烷塔底物料进入产品分离塔, 塔顶可得到纯度为 99.5% 的丙烯, 塔底物则回流为再循环料使用。

Catofin 工艺采用 Cr2O3 /Al2O3 催化剂, 丙烷转化为丙烯的总选择性大于 86%(摩尔), 但铬系催化剂稳定性差, 具有毒性, 不环保。HGM 是一款创新的金属氧化物材料, 可显著增加 Catofin 装置的选择性和产量。HGM 材料与催化剂一同装入反应器床层, 在循环操作周期中经历氧化和还原过程, 产生热量, 从而驱动脱氢反应。这不仅能够提高产量, 降低能耗, 而且还能减少排放。涉及动设备压缩机部分配置:

LUMMUS 工艺机组 (60 万吨/年)	
机组	机型
再生空气压缩机组	电机+齿轮箱+轴流压缩机
产品气压缩机组	离心压缩机+齿轮箱+电机+齿轮箱 +离心压缩机
丙烯压缩机组	汽轮机+离心压缩机
乙烯压缩机组	电机+齿轮箱+离心压缩机

上述三种工艺均采用了陕鼓的轴流压缩机装备和系统解决方案

#### 四、陕鼓装备和系统解决方案的优势:

##### 1、陕鼓装备的优势

陕鼓轴流压缩机拥有工况调节范围宽、效率高省功节能、安全性高、运行平稳、噪音低、操作维护方便等特点, 已在催化裂化、化肥、制药、丙烷脱氢、联合循环发电装置 CCGT 等行业得到广泛应用。同时在实际项目应用中开发了新叶型、新型扩压器, 新静叶调节执行机构, 提高了性能, 增大了工况调节范围; 引入了安全性设计思路。



附图 2 轴流压缩机转子照片

## 2、陕鼓系统解决方案的优势：

陕鼓以为人类文明创造智慧绿色能源为使命，持续探索节能减排和绿色发展道路，战略聚焦分布式能源，为用户提供设备、工程、服务、运营、智能化、供应链、金融七大业务为一体的系统解决方案。53年，陕鼓为流程工业等领域提供的能量回收装置回收并利用的能量达 21.5GW，相当于 96% 的三峡，每年节约原煤 4800 万吨，每年二氧化碳减排 1.25 亿吨，为国家碳减排做出了积极贡献。同时为石油，化工领域提供了绿色方案。



附图 3 陕鼓系统解决方案

陕鼓大型高效节能设备以及绿色系统方案一直持续服务于“一带一路”用户，在“一带一路”不断彰显着中国装备的卓越品质。这是作为分布式能源领域系统解决方案商和系统服务商的陕鼓，一直在专注做的事情，为用户提供了“中国智造”和“绿色建设”的完美方案。

# 基于能源互联岛的化工项目碳流、能流系统优化方案探析

田中锋 贾亚妮 赵万虎 苗雨 苏琦 刘斌 宋庚 袁浩 张晨 刘伟明 刘成娟 王斌 王鑫

(陕西鼓风机(集团)有限公司 西安 710075)

**摘要:**在碳达峰、碳中和政策加快推进的背景下,化工尤其是煤化工过程碳排放强度和压力突出,节能减排成为争取未来生存空间和发展主动权的重要手段。陕鼓“能源互联岛”核心技术借鉴互联网思维,根据区域资源禀赋特点,将区域内“热、电、冷、风、水、废、油、气、交、环境监测”等统一规划、智能管理,从源头减量、能源替代、节能提效、回收利用、工艺改造和碳捕集等环节实现区域节能减排目标,建设了全球首个能源互联岛示范项目,实现区域清洁能源使用率100%,可再生能源使用率100%,可再生能源在系统内贡献率34%,万元产值能耗5千克标煤,创造了全球行业万元产值能耗最低、排放最少的智能制造基地。

依托能源互联岛创新技术,陕鼓已在化工园区能源规划、化工存量项目能效诊断优化、化工增量项目碳优化以及CO<sub>2</sub>耦合利用方面进行了创新方案实践。在某化工园区能源规划方面,从整个园区的安全、绿色、节能入手,分园区、工厂、单元装置三个层级搭建能源互联平台,将增量配电网、热电岛、工业气体岛、氢能利用中心、低碳产业园、水务一体化、资源再利用中心、能源管控中心、智能制造云服务等进行系统规划,实现清洁能源使用率48-55%,可再生能源使用率15-20%,预期可节约天然气耗量18%-20%,节约标煤耗量10%-15%,CO<sub>2</sub>排放减少55%-57%。在某存量化工项目能效诊断优化方面,采用流程建模、能耗对标、能源平衡优化、能源调度优化、装置操作优化、能源监测智能化等技术手段,针对全流程机组、空分系统、蒸汽动力系统、循环水系统、工艺系统、低温热系统等,从能源损失控制与余热余能利用、用能设备升级及运行优化控制、工艺流程优化与生产组织改进、能源结构调整与能源系统优化、三废综合利用以及碳捕集、碳中和等角度进行系统诊断和优化提升,实现系统综合能耗降低22699.76吨标油,减少CO<sub>2</sub>排放8.23万吨/年,降低全厂CO<sub>2</sub>排放6.13%。在某新建化工项目碳优化方面,以三层级能源互联岛技术为核心,从工艺流程、能量转换设备、配套公辅装置、新能源综合利用等维度提供系统解决方案,结合互联网及大数据分析,系统提升能源利用效率和清洁能源、可再生能源耦合利用率,预期可减排CO<sub>2</sub>194.57万吨/年,降碳比例约18%,综合能耗降低约7%。在CO<sub>2</sub>耦合利用方面,以某化工项目为例,将焦化副产的焦炉煤气和石灰窑尾气中捕集的CO<sub>2</sub>作为原料,采用CO<sub>2</sub>加氢制甲醇工艺生产绿色低碳甲醇和LNG。项目实现CO<sub>2</sub>直接减排10万吨/年,与传统煤制甲醇项目相比,间接减排CO<sub>2</sub>约50万吨/年。

**关键词:**能源互联岛、园区能源规划、能效诊断优化、碳优化

## 1 双碳背景下化工行业的机遇和挑战

自国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表“3060碳达峰、碳中和”的重要讲话后,生态环境部、发改委及各级政府发布一系列碳减排、碳交易政策,同时持续收紧能源消耗总量和强度“双控”



目标，化工尤其是煤化工过程能耗强度和碳排放强度突出，据行业统计，全国化工行业每万元产值能源消耗约 0.67 吨标煤，超过工业行业平均水平 2 倍以上；而以煤制成氨、甲醇、尿素等主流能化产品每万元产值约排放 CO<sub>2</sub>15-20 吨，在各行业中相比也非常突出。

面对我国“碳达峰”“碳中和”新政的快速推进实施，化工行业面临“新建项目”和“现有产能”的双重审查，节能减排成为争取行业未来生存空间和发展主动权的重要手段，也在客观上提出了如何把有限的能源消费量指标用好用活的问题，对于存量项目，需要企业对工艺、设备、公辅等系统实施先进节能技术改造及碳优化；对于增量项目，需要从规划阶段开展顶层设计协同优化，确保项目能效和碳排放指标具备先进性。推动化工行业节能降耗和能源结构快速调整，促进行业技术创新和转型发展，实现绿色、低碳、高质量可持续发展。

## 2 能源互联岛系统解决创新方案

基于对化工行业能源现状的深入分析，陕鼓借鉴互联网思维，结合区域资源禀赋特点，创造性提出面向分布式能源市场的智能综合系统解决方案——能源互联岛，将区域内“热、电、冷、风、水、废、油、气、交、环境监测”等统一规划、智能管理，系统解决传统能源供应规划分散、未集成耦合管理、资源能源未集约利用、能源种类单一等问题，实现区域清洁能源使用率 100%，可再生能源使用率 100%，可再生能源在系统内贡献率 34%，万元产值能耗 5 千克标煤，创造了全球行业万元产值能耗最低、排放最少的智能制造基地（图 1），2020 年能源互联岛技术获得中国工业大奖。

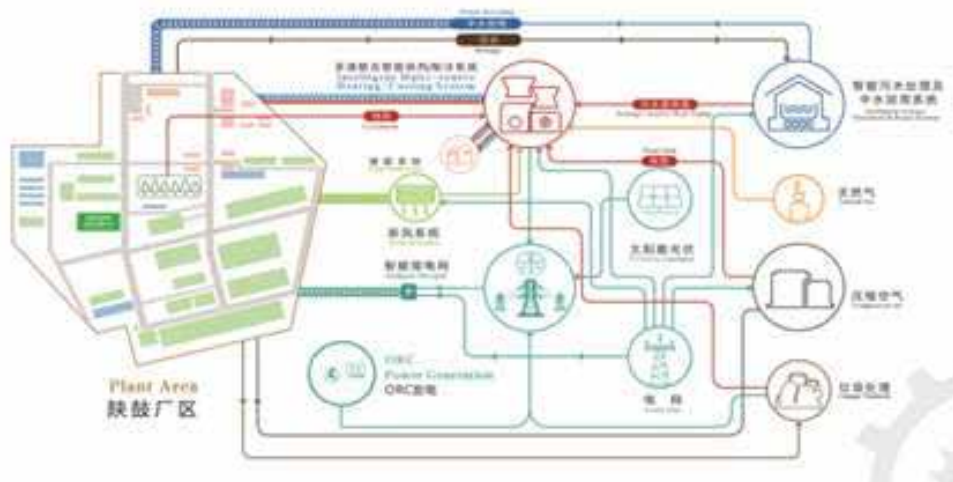


图 1 陕鼓分布式能源智能综合利用示范项目

依托能源互联岛创新技术，陕鼓积极在化工领域进行了分布式能源系统解决创新方案的探索实践，在化工园区能源规划、化工存量项目能效诊断优化、化工增量项目碳优化以及二氧化碳耦合利用方面，通过对全流程工艺能量流、物质流、信息流分析，从能源互联视角、环保引领视角、工艺流程视角、智能制造视角进行优化，将工艺供能、工艺用能、余能回收、三废清洁化利用等进行有机耦合，降低项目综合能耗和碳排放量，助力化工行业低碳、智慧、绿色高质量发展。

## 3 化工领域能源互联岛节能降碳方案实践

### 3.1 化工园区能源规划

某化工园区分为智能制造产业园、工业污水处理厂、高端精细化工园、多能融合中试基地、功能性新材料区及材料加工区、石化新材料区和现代煤化工项目区，占地 196.4 平方公里。针对该园区既有供能方式单一，能源相互独立，各能源规划相对独立，建设分散的特点，陕鼓依托能源互联岛创新技术，从整个园区的安全、绿色、节能入手，分园区、工厂、单元装置三个层级，结合园区产业链特点，搭建能源互联平台（图 2），优化设计、合理匹配，并按多个智慧能源岛进行规划：规划 2 座工业气体岛以满足煤化工和精细化工区需求；规划 2 座热电岛以满足工业气体岛及就近企业蒸汽需求；规划装备制造区和中试基地

2处低碳产业园，并规划300座风光互补路灯；规划光伏发电、燃气冷热电三联供2处增量配电网；规划4处氢能利用中心，分别位于氢燃料电池示范区（1处）和加氢充电综合站（3处）；规划II区、III区2处水务一体化中心；规划碳中和项目、气化废渣综合利用2处资源化利用中心；规划能源管控中心，为园区提供智能大数据云服务系统。经过系统规划，园区可达到区域能量统筹平衡，物料循环利用的效果。

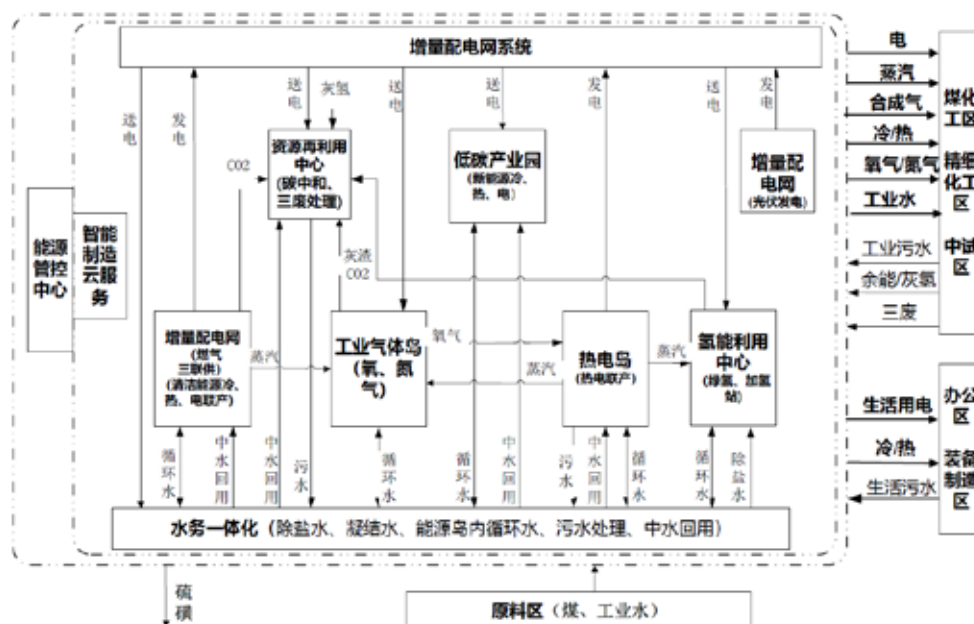


图2 某化工园区智能能源岛规划方案

预期清洁能源使用率达到48-55%，可再生能源使用率15-20%，一次能源综合利用率105%，可节约天然气耗量18%-20%，节约标煤耗量10%-15%，CO<sub>2</sub>排放减少55%-57%，实现大幅度的节能减排。

### 3.2 化工存量项目能效诊断

通过对某560万吨/年炼厂能效诊断发现，该炼厂炼油实际综合能耗为48.48kgEO/t，单位能量因数为10.32kgEO/t能量因数。与国内同规模炼厂先进水平相比，在单因能耗上还有一定差距。为进一步提高企业经济效益，降低企业能量消耗和生产运行成本，陕鼓对其全厂生产装置、系统进行了全面的能源、碳流梳理和系统能效模拟分析优化。

以过程用能三环节理论为指导，结合新排放标准（GB 31571-2015、GB 31570-2015）及产品质量标准（内控质量指标、质量指标）的规范要求。采用流程建模、能耗对标、能源平衡优化、能源调度优化、装置操作优化、能源监测智能化等技术手段，针对全流程机组、蒸汽动力系统、循环水系统、工艺系统、低温热系统等，从能源损失控制与余热余能利用、用能设备升级及运行优化控制、工艺流程优化与生产组织改进、能源结构调整与能源系统优化、三废综合利用以及碳捕集、碳中和等角度进行系统诊断和优化提升，提出了节能方案9项，其中工程实施方案4项、智能化方案3项，全部实施后预计年节省标油22699.76吨，年效益为4177.4万元。

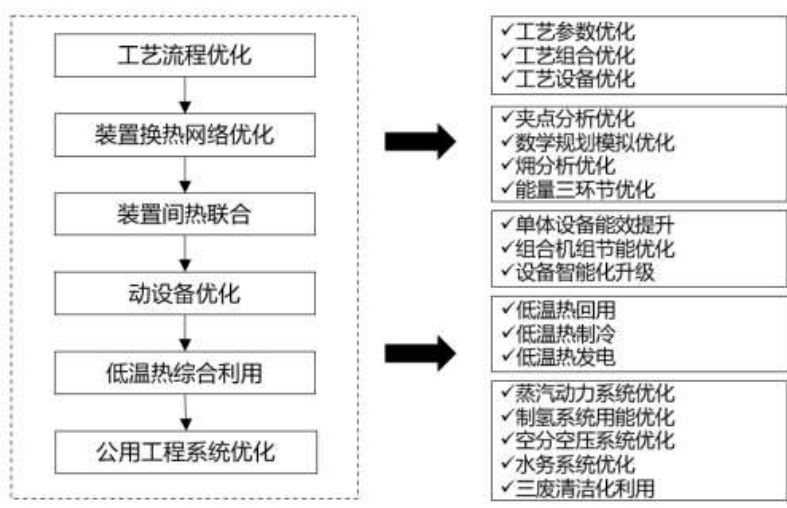


图 3 某存量项目能效诊断优化方案

同时对厂区碳排情况进行梳理测算，该炼厂年碳排放 CO<sub>2</sub> 134.2 万 t，项目全部实施后，减少 CO<sub>2</sub> 排放 8.23 万吨 / 年，降低全厂 CO<sub>2</sub> 排放 6.13%。按最新全国碳交易市场碳排放配额价格的 48 元 / tCO<sub>2</sub> 计算，可带来 395 万元 / 年潜在碳排放配额效益。

### 3.3 新建煤化工项目碳优化

在某煤化工在建项目，陕鼓从项目工艺流程、能量转换设备、配套公辅装置、新能源综合利用等维度进行深挖并形成“陕鼓煤化工领域碳优化的特色方案（图 4）”：

- ①以“大系统”为着力点，进行全局能量优化，提高节能降碳效果。如残碳回收再循环利用、余热 / 余压回收利用、能量转换设备优化、油煤化工工艺流程耦合等。
- ②利用新建项目建设契机，推进陕北地区“碳汇林”建设，规划碳汇林 4000 亩，既改善当地生态环境，又能有效固化项目排放的 CO<sub>2</sub>。
- ③利用项目厂区、屋顶、硬化水泥地面等，规划建设新能源（光伏、风能、氢能）发电装置，绿电上网、制氢耦合实现碳减排、碳中和。
- ④利用项目排放的高纯度 CO<sub>2</sub>，一部分作为当地石油开采优良的油田助采剂，提高原油采油率，另外与当地其他副产品（如氢气、甲醇、甲烷）等反应制取化工产品，实现碳氢资源的循环利用，既减少 CO<sub>2</sub> 排放，又能产生一定规模及示范效应。

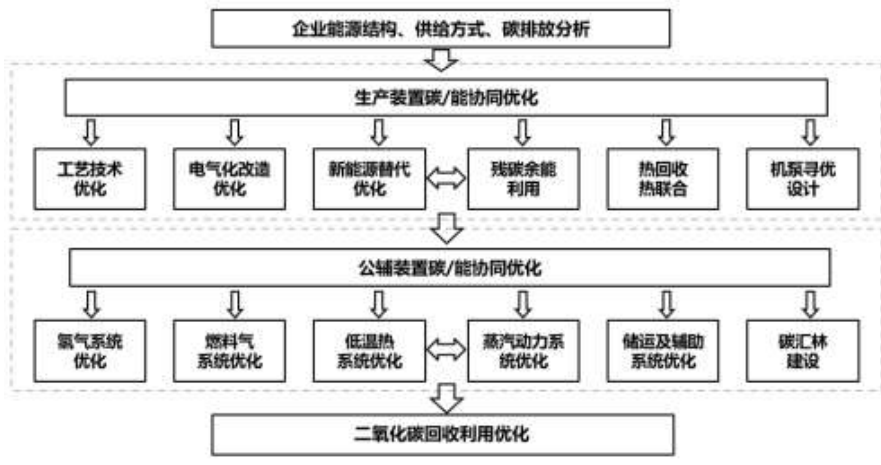


图 4 陕鼓煤化工领域碳优化特色方案

通过“陕鼓煤化工领域碳优化的特色方案”可有效降低煤化工企业碳排放,可减排 CO<sub>2</sub>194.57 万吨 / 年,降碳比例约 18%, 综合能耗降低约 7%。同时可助力煤化工企业的挖潜增效, 减少损耗、能耗, 科学用能, 促进煤化工产业向高端化、多元化、低碳化发展。

### 3.4 CO<sub>2</sub> 综合利用

焦炉煤气耦合二氧化碳综合利用系统方案是利用焦化副产的焦炉煤气, 同时捕集工业尾气中的二氧化碳作为原料, 采用国际先进的二氧化碳加氢制甲醇技术, 生产绿色低碳甲醇联产 LNG。其工艺路线如图 5 所示, 焦炉副产的焦炉煤气经压缩、净化、增压、精脱硫和 MDEA 脱碳后, 净化气首先进入深冷分离装置提取 LNG, 剩余的富氢气、富 CO 气、MDEA 脱碳装置副产的 CO<sub>2</sub> 和工业尾气中回收的 CO<sub>2</sub> 一起作为合成气送入甲醇合成装置制备甲醇。甲醇合成反应以 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub> 反应为主, 同时有少量的 CO 和 H<sub>2</sub> 反应制备甲醇。实现 CO<sub>2</sub> 直接减排 10 万吨 / 年, 与传统煤制甲醇项目相比, 间接减排 CO<sub>2</sub> 约 50 万吨 / 年, 积极响应国家双碳政策要求, 具有良好的经济效益和社会效益。

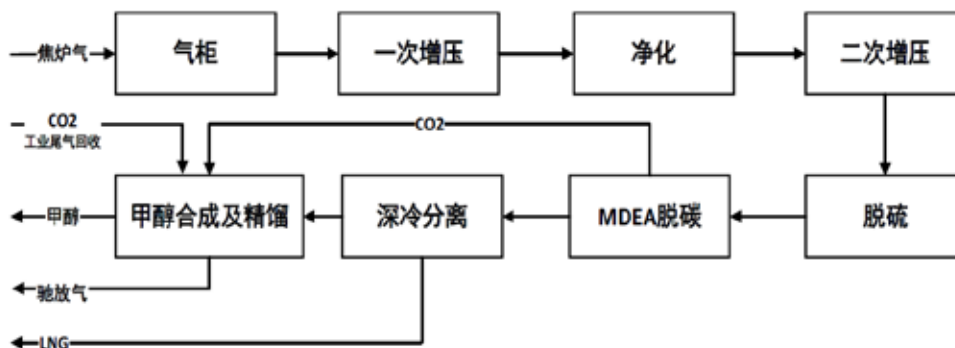


图 5 焦炉煤耦合二氧化碳综合利用工艺流程图

## 4 结论与展望

能源互联岛创新技术在化工园区能源规划、化工存量项目能效诊断优化、化工增量项目碳优化以及 CO<sub>2</sub> 耦合利用方面的实践, 结合区域资源、能源禀赋和工艺路线特点, 全局性、定制化优化“新建项目”和“现有产能”碳流、能流系统, 提升项目核心竞争优势和发展空间, 未来结合节能降碳、CO<sub>2</sub> 合成、智能化技术创新, 陕鼓将不断丰富迭代能源互联岛技术内涵, 拓展技术应用边界, 助力化工行业实现双碳、能耗双控目标, 促进化工行业低碳、智慧、绿色高质量跨越发展。







 **2021 CHINA** PETROLEUM & CHEMICAL  
INTERNATIONAL CONFERENCE  
**中国国际石油化工大会**

