

海油工程（600583）：海工龙头成本优势显著

2023年4月17日

强烈推荐/首次

海油工程 公司报告

公司未来向国际化、深水化、新产业化发展。海洋石油工程股份有限公司是中国唯一集海洋石油、天然气开发工程设计、陆地制造和海上安装、调试、维修以及液化天然气、炼化工程为一体的大型工程总承包公司，也是亚太地区规模最大、实力最强的海洋油气工程 EPCI 总承包之一。公司以“建设中国特色国际一流能源工程公司”为目标，向国际化、深水化、新产业化发展。

公司成本优势显著，EBITDA 利润率先国际同行。传统的油气服务公司转型“轻资产”战略，以研发投入替代传统“重资产”设备投入，低成本和技术创新成为新的核心竞争力。2018年至2020年布伦特原油全年均价持续走低至41.84美元。期间Aker solution、Fluor、Modec、Saipem、Subsea 7、TechnipFMC国际海上油服公司公司 EBITDA Margin 均大幅走低。公司在此期间 EBITDA 利润率保持平稳并维持高位，表现出较强的成本控制能力。公司2011至2022年公司研发费用占营业收入比重平均值为4.79%，显著高于国际油服公司平均3%的占比，公司核心竞争力从“规模优势”向“技术创新”不断进化。

海洋油气开采重回舞台中央，低碳、低成本成为主流。Rystad Energy 预计海上油气开采项目占到2023年至2024年所有FDI项目68%，远超2015年至2018年间的40%。预计2023年和2024年全球海上油服支出增长16%，同比增加210亿美元，达10年来最高水平。近年来国际石油公司不断调整投资组合，降低成本以应对油价下跌风险和环保监管要求。以深水油气为代表的低成本产品目前已经是国际石油公司的重点投资领域之一。**中海油资本支出维持高位，公司业绩增长具有较高确定性。**中海油2023年规划资本开支持续增长1000-1100亿元，开发环节占比提升到59%，预计2023年开发环节资本支出同比增加12%。公司全年新签合同金额256.40亿元。截止2022年末在手未完成订单约355亿元，为未来1-2年工作量提供了有力支撑。

公司围绕低碳规划部署四大领域：1) 做强 LNG 全产业链。LNG 项目占重大项目数量比重增长。公司国内 LNG 业务占比从2018年的11%增长到2022年的19%，2035年前我国的LNG接收站缺口呈现出先降后升的趋势；2) 培育海上风电工程总承包全产业链能力。到2035年，全球的海上风力装机容量预计将超过300吉瓦，大约是2020年底全球已安装的25吉瓦容量的12倍。3) 传统能源企业密集布局海上风电；培育海上岸电全产业链工程总承包能力。近年来全球港口岸电电源市场规模不断增长，2021年行业市场规模达到10.81亿美元，同比上升8.21%。2021年我国港口岸电电源行业市场规模约为9.51亿元，2014年以来年均复合增速为15.16%；4) 探索 CCUS 和氢能工程。公司规划部署探索 CCUS 和氢能工程打造具有综合竞争优势的碳捕集装置模块化制造能力。蓝氢是应用 CCUS 实现低碳制氢，国际石油巨头近期掀起了在氢能产业的布局热潮。

公司盈利预测及投资评级：我们预计公司2023-2025年净利润分别为11.93、12.57和13.19亿元，对应EPS分别为0.27、0.28和0.30元。首次覆盖给予“强烈推荐”评级。

公司简介：

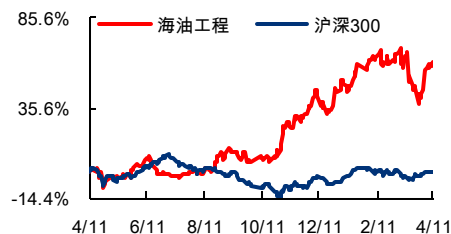
公司是中国唯一一家集海洋石油、天然气开发工程和液化天然气工程于一体的大型工程总承包公司，主营业务包括为海洋油气资源开发提供设计、陆地制造和海上安装、调试、维修等专业工程和技术服务，是亚太地区最大的海洋油气工程 EPCI（设计、采办、建造、安装）总承包商之一。

资料来源：同花顺

交易数据

52周股价区间（元）	7.1-3.88
总市值（亿元）	295.35
流通市值（亿元）	295.35
总股本/流通A股（万股）	442,135/442,135
流通B股/H股（万股）	-/-
52周日均换手率	1.29

52周股价走势图



资料来源：恒生聚源、东兴证券研究所

分析师：任天辉

邮箱：

renth@dxzq.net.cn

执业证书编号：

S1480523020001

风险提示：行业政策出现重大变化、技术进步不及预期、国际油价大幅下行、上游油气公司资本开支不及预期。。

财务指标预测

指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	19,795.48	29,358.37	30,826.29	32,367.60	33,985.98
增长率(%)	10.82%	48.31%	5.00%	5.00%	5.00%
净归母净利润(百万元)	369.80	1,457.41	1,193.10	1,257.15	1,319.06
增长率(%)	1.79%	294.11%	-18.14%	5.37%	4.93%
净资产收益率(%)	1.63%	6.15%	4.93%	5.09%	5.23%
每股收益(元)	0.08	0.33	0.27	0.28	0.30
PE	80.46	20.42	24.94	23.67	22.56
PB	1.31	1.26	1.23	1.21	1.18

资料来源：公司财报、同花顺，东兴证券研究所

目 录

1. 深水海工龙头核心竞争力显著	4
1.1 南海项目占比提升，业务有望多元化	4
1.2 资产结构优化，研发构建核心竞争力	6
1.3 降本增效成果显著，利润率领先同行	9
2. 国际油价韧性较强，国内资本支出支撑业绩	11
2.1 OPEC+减产打破供需紧平衡	11
2.2 国际石油公司构建低碳、低成本组合，海上石油强劲复苏	12
2.3 国内海工资本支出有望保持高位，支撑业绩抵御油价波动	14
3. 顺应全球能源产业绿色低碳发展，规划部署四大领域	15
3.1 做强 LNG 全产业链	15
3.2 培育海上风电工程总承包全产业链能力	17
3.3 培育海上岸电全产业链工程总承包能力	18
3.4 探索 CCUS 和氢能工程	20
4. 公司盈利预测及投资评级	24
5. 风险提示	25

插图目录

图 1： 公司股权结构图	4
图 2： 公司营业收入构成（按地域）	5
图 3： 公司营业收入构成（按类别）	5
图 4： 公司研发支出占营业收入比重	6
图 5： 公司资产构成	7
图 6： 公司资产周转率	8
图 7： 公司扩张性资本支出	8
图 8： 公司资本构成	9
图 9： 总负债占总资产比例	9
图 10： 海油工程利息收入、利息费用、金融资产数额（百万元）	10
图 11： 海油工程管理费用（含研发费用）、财务费用、销售费用占营业收入比重（%）	10
图 12： 海油工程与国际同行 EBITDA 利润率对比	11
图 13： 当年批准的海洋未开发区块投资	12
图 14： 2023 年按地区分类海洋油气投资	12
图 15： 圭亚那板块盈亏平衡线	13
图 16： 全球海上石油市场规模（亿美元）	14
图 17： 中国天然气供需情况预测	16
图 18： 中国 LNG 接收站接收能力缺口预测	16
图 19： Subsea7 预测全球固定式海上风电市场规模	17
图 20： Subsea 7 海上工程清洁能源综合利用示意图	19

图 21: EOR 全生命周期碳排放.....21
图 22: 全球碳捕集累计容量的历史和已公布数值 (按点源划分)22
图 23: BP 低碳氢需求量展望.....23

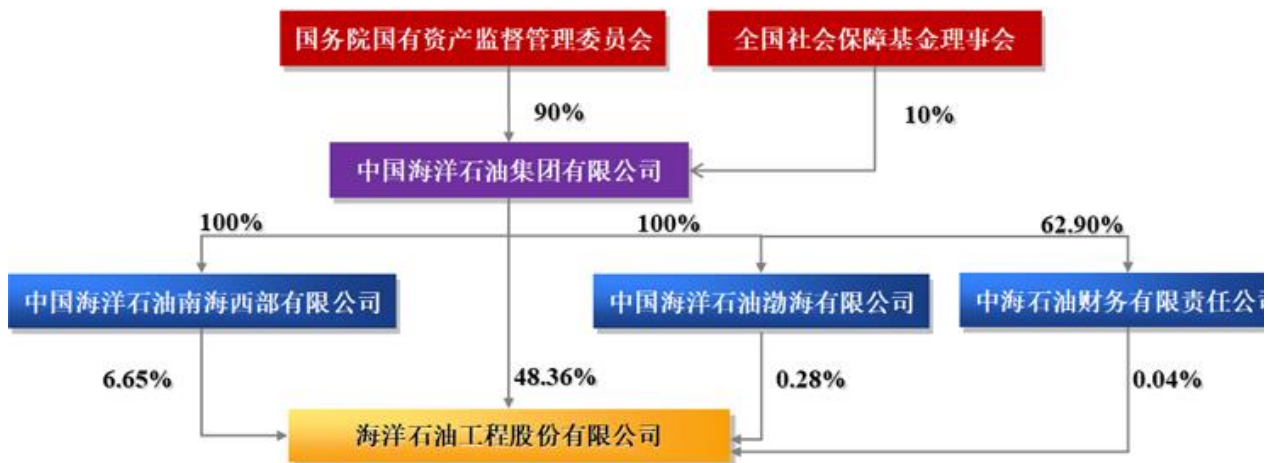
表格目录

表 1: 港口岸电电源行业相关政策.....20
表 2: 国内外石油公司近期氢能布局22

1. 深水海工龙头核心竞争力显著

公司未来向国际化、深水化、新产业化发展。海洋石油工程股份有限公司是中国唯一集海洋石油、天然气开发工程设计、陆地制造和海上安装、调试、维修以及液化天然气、炼化工程为一体的大型工程总承包公司，也是亚太地区规模最大、实力最强的海洋油气工程 EPCI 总承包之一。公司以“建设中国特色国际一流能源工程公司”为目标，向国际化、深水化、新产业化发展，公司总部位于天津滨海新区。

图1：公司股权结构图



目前总股本44.21亿股，其中中国海油及所属全资子公司持股比例为55.33%

资料来源：公司官网，东兴证券研究所

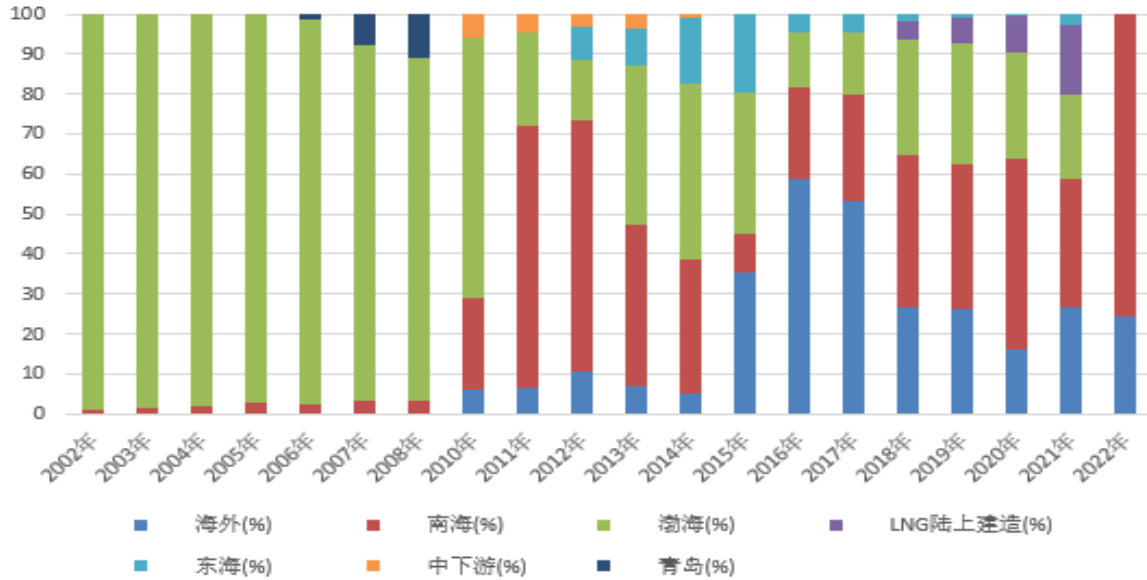
1.1 南海项目占比提升，业务有望多元化

公司以海洋工程项目为核心业务。公司海洋工程 EPCI 主要包括海上平台导管架、上部组块等设计、采办、建造、安装，海底管道铺设，以及 FPSO 项目总承包。非海洋工程项目主要包括 LNG 接收站及模块化建设项目。除 2016/2021 年，海洋工程项目营收占比基本保持 80% 以上，为第一大主营业务。非海洋工程项目收入从 2018 年的 3.23 亿元增长到 2022 年 89.4 亿元，已成为公司新的增长极。未来公司顺应全球能源产业绿色低碳发展和数字化转型，加快进军绿色能源工程产业。随着公司探索业务多元化，收入端波动有望降低。

南海项目占比提升，未来毛利率有望提升。从地区来看，公司海外业务占比从 2010 年的 6.08% 提升至 2022 年的 24.4%。其中 2015 至 2017 年海外业务占比分别为 35.26%、58.89%、53.05%，显著高于其他年份，主要是由于公司参与了俄罗斯 Yamal LNG 模块陆上建造等大型国际项目。国内业务中，随着中海油加快南海开发进程，南海业务占比以 2010 年为拐点，从不到 5% 提升至 30% 左右。相较于渤海项目水深仅 30 米内，南海项目水深在 100-1000 米之间。水深在 80-150 米上采油采气的单位产能投资约为数千美元/年，以中石油为例，浅水油田的单位产能投资不到 1000 美元/年；而在水深 100-150 米的深水油田，单位产能投资

一般在 3-4 千美元/年; 300-500 米的深水项目, 单位产能投资一般在 1-1.5 万美元/年左右; 超深水油田的技术难度和安全风险较高, 对应的单位产能投资一般较大, 以巴西石油公司 (Petrobras) 为例, 其超深水油田单位产能投资约为数万美元/年。2022 年 3 月份, “海基一号”亚洲第一深水导管架在珠海基地建成完工, 标志着公司系统掌握 300 米水深超大型导管架建造安装成套关键技术。随着中海油作业主场将从浅水向深水、超深水转变, 未来单位产能投资额大幅上涨, 公司订单量价有望随之提升。

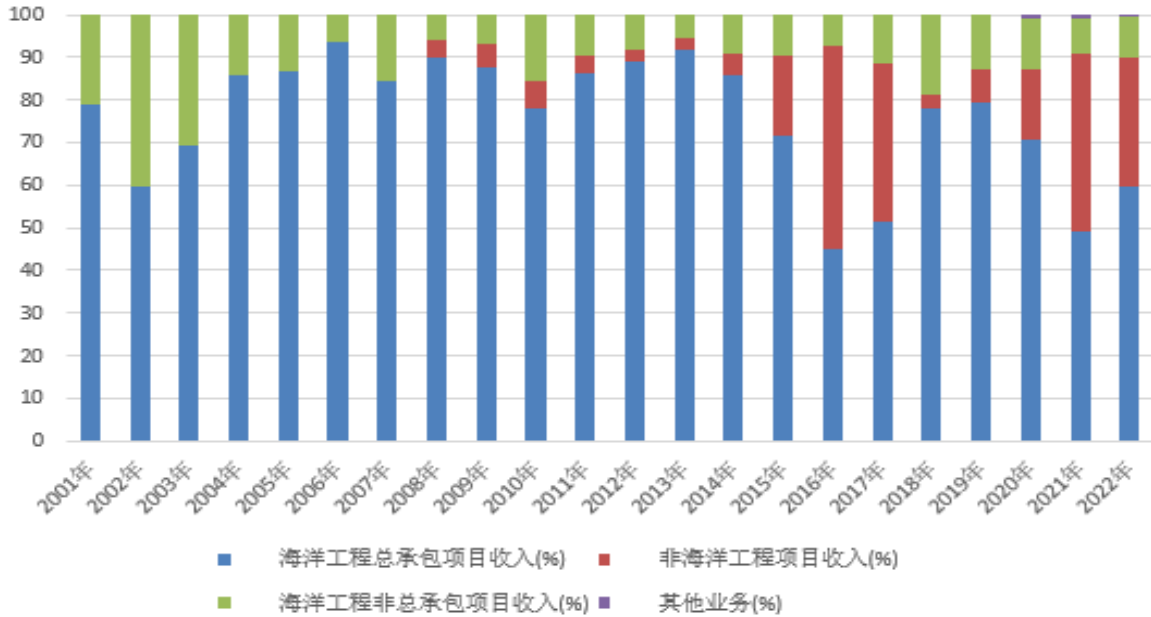
图2: 公司营业收入构成 (按地域)



注: 2022 年南海占比为国内业务占比

资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

图3: 公司营业收入构成 (按类别)

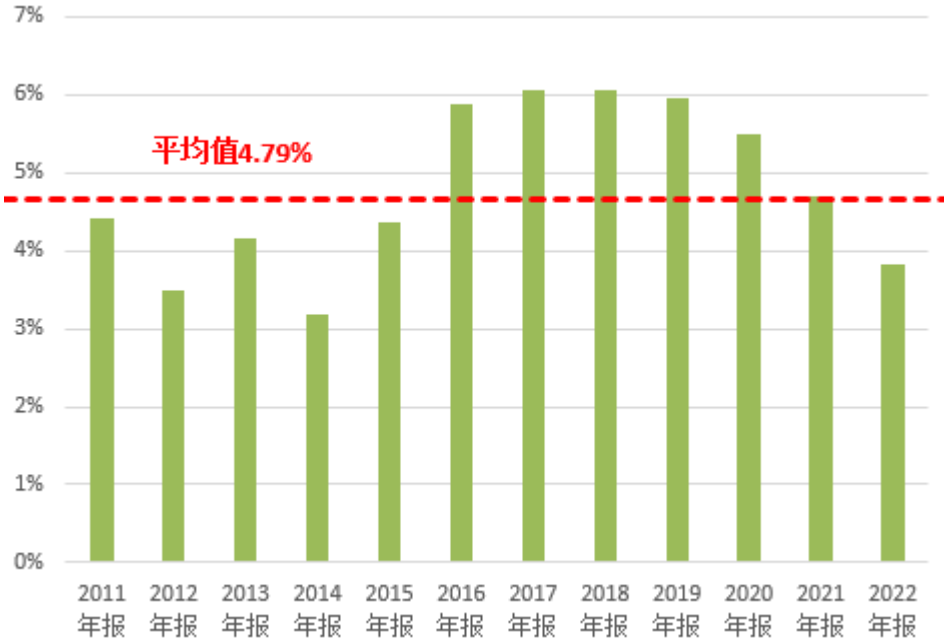


资料来源：同花顺，东兴证券研究所

1.2 资产结构优化，研发构建核心竞争力

资产从“重”到“轻”，高强度研发投入构筑核心竞争力。传统油服公司需要采购价格高昂的设备和物资，资产较重，收入端跟随油价波动的同时，重资产模式下的高经营杠杆将放大利润端波动。近年来油气勘探和生产技术不断发展，新技术、新材料和新工艺的应用越来越广泛，传统高强度投资固定资产模式难以适应新的发展趋势。国际、国内油服公司纷纷通过开发新技术、创新服务产品和业务模式来提升核心竞争力，与之对应的“轻资产”模式，将大幅降低固定成本及经营杠杆。公司 2011 至 2022 年公司研发费用占营业收入比重平均值为 4.79%，显著高于国际油服公司平均 3% 的占比，公司核心竞争力从“规模优势”向“技术创新”不断进化。

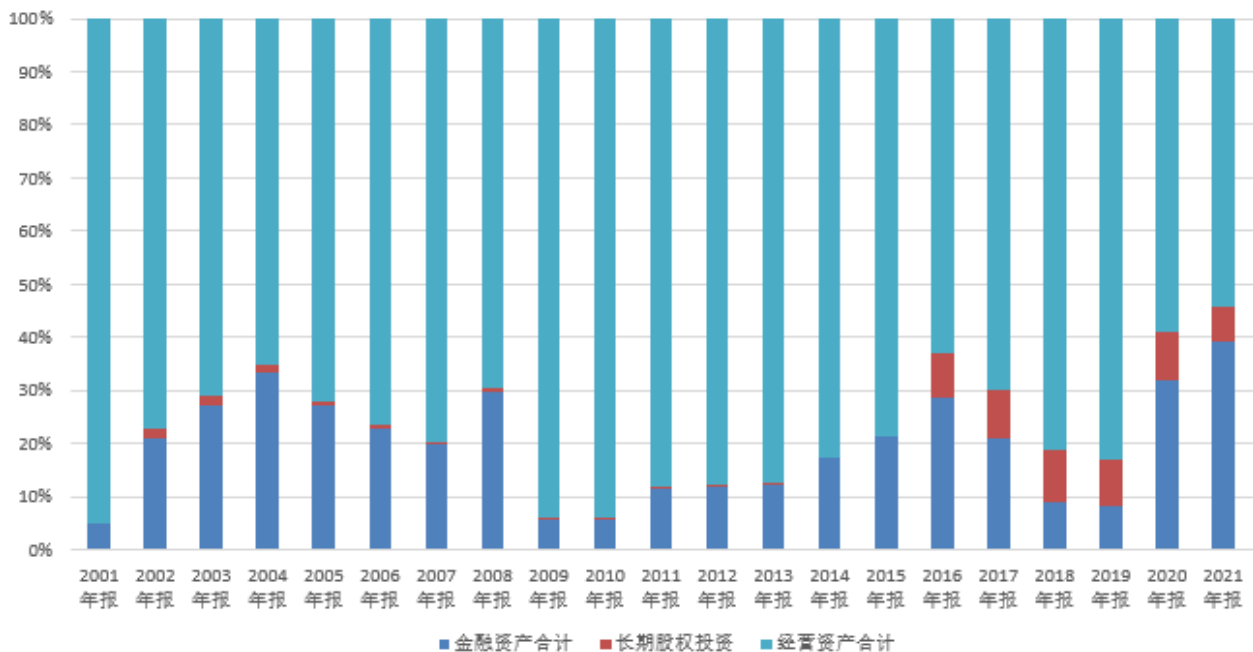
图4：公司研发支出占营业收入比重



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

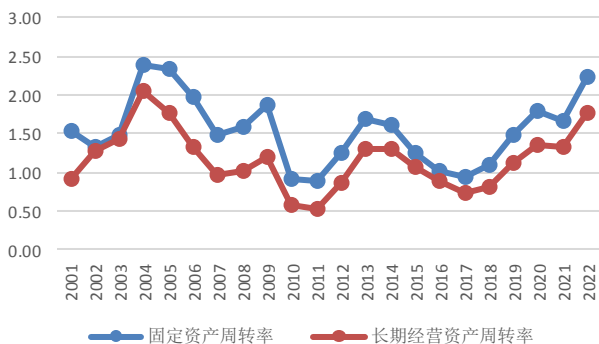
资产周转率稳步上升, 经营杠杆下降。从资产结构来看, 公司经营资产占总资产比例从 2009 年高点 93.93% 降至 2022 年的 53.10%。公司长期资产扩张性资本支出比例在 2008 年达到峰值 72.15%, 随后逐年下降, 保持在 5% 左右。与之对应的是公司固定资产周转率 2011 年触底 0.89 后逐年回升至 2022 年的 2.22, 基本与 2004 年高点持平。随着公司固定资产占比下降, 公司固定成本和经营杠杆同时下降, 未来公司盈利波动区间有望收窄。

图5: 公司资产构成



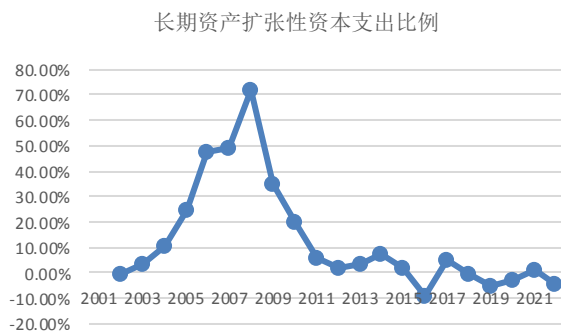
资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

图6: 公司资产周转率



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

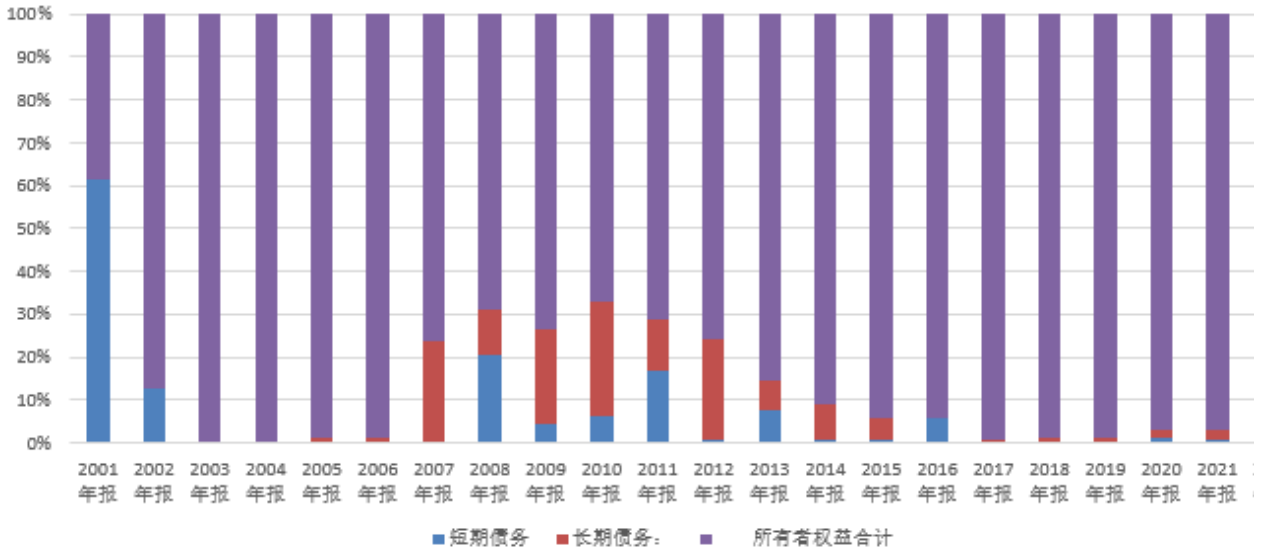
图7: 公司扩张性资本支出



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

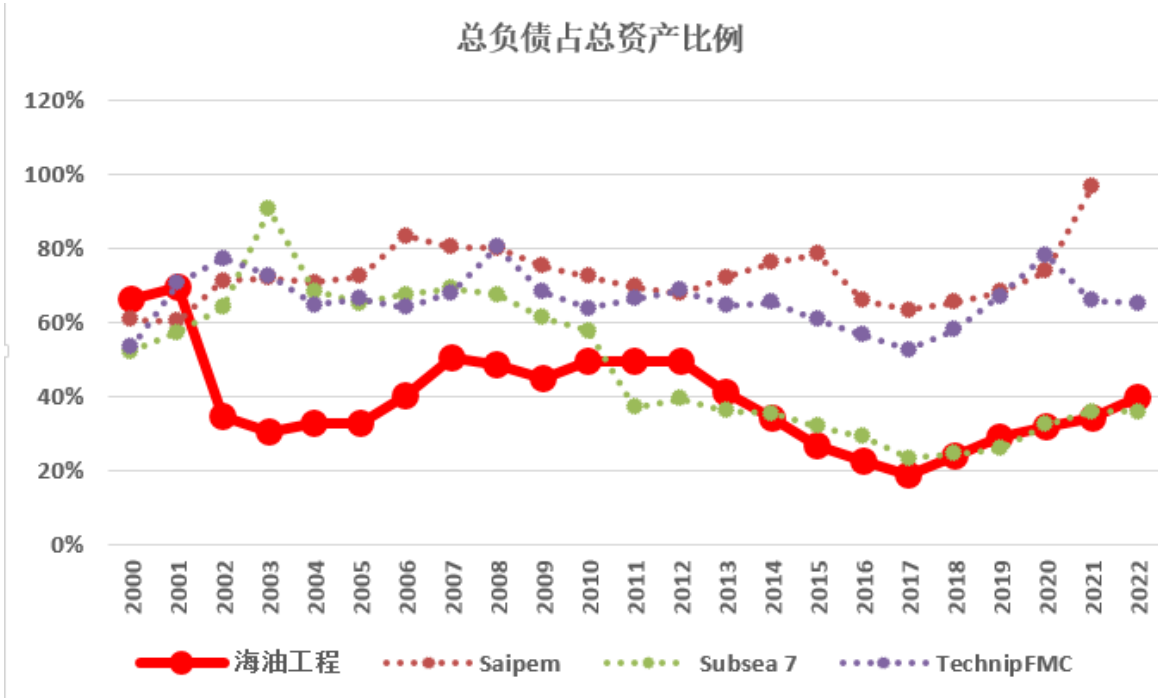
有息负债占比较低, 公司有息债务占总资本比重从 2010 年 32.73% 下降至 2022 年的 3.03%。与国际油服公司 Saipem、Subsea 7、TechnipFMC 对比, 2001 至今公司负债总额占总资产比重均处于较低水平。

图8: 公司资本构成



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

图9: 总负债占总资产比例



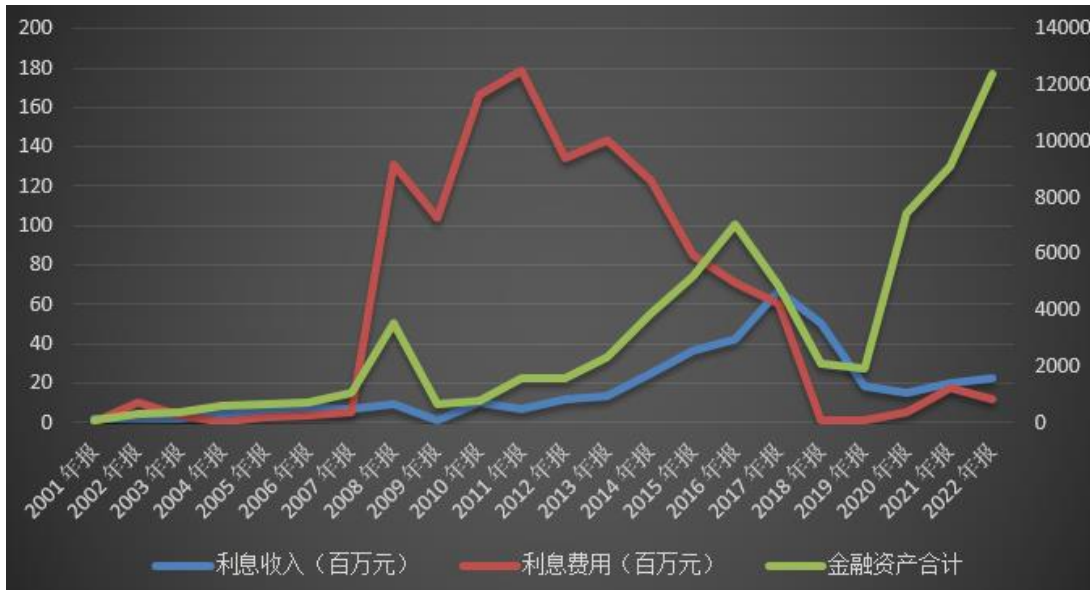
资料来源: 彭博、同花顺、东兴证券研究所

1.3 降本增效成果显著, 利润率领先同行

公司 1998 年至 2022 年管理费用+销售费用+财务费用占营业收入比重均值为 5.38%。(管理费用含研发费用, 2018 年开始公司在利润表中新增—研发费用项目, 将原管理费用中的研发费用重分类至研发费用单独列示)。2017 年占比较高主要由于受人民币对美元等汇率波动影响, 本期汇兑净损失 3.44 亿元, 而上年同期实现汇

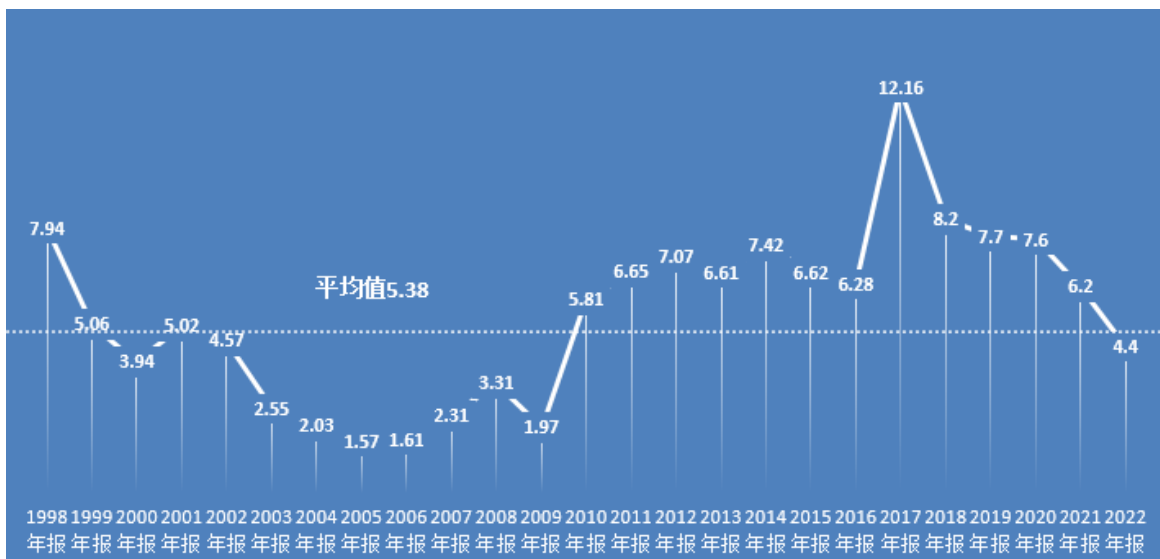
兑净收益 2.54 亿元。公司具有较强的现金获取能力，且主要是内源性筹资。公司金融资产从 2019 年低点 19.16 亿上涨至 2022 年的 124.20 亿元，利息费用从 2011 年高点 1.78 亿元降至 2022 年的 1177 万元。

图10: 海油工程利息收入、利息费用、金融资产数额 (百万元)



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

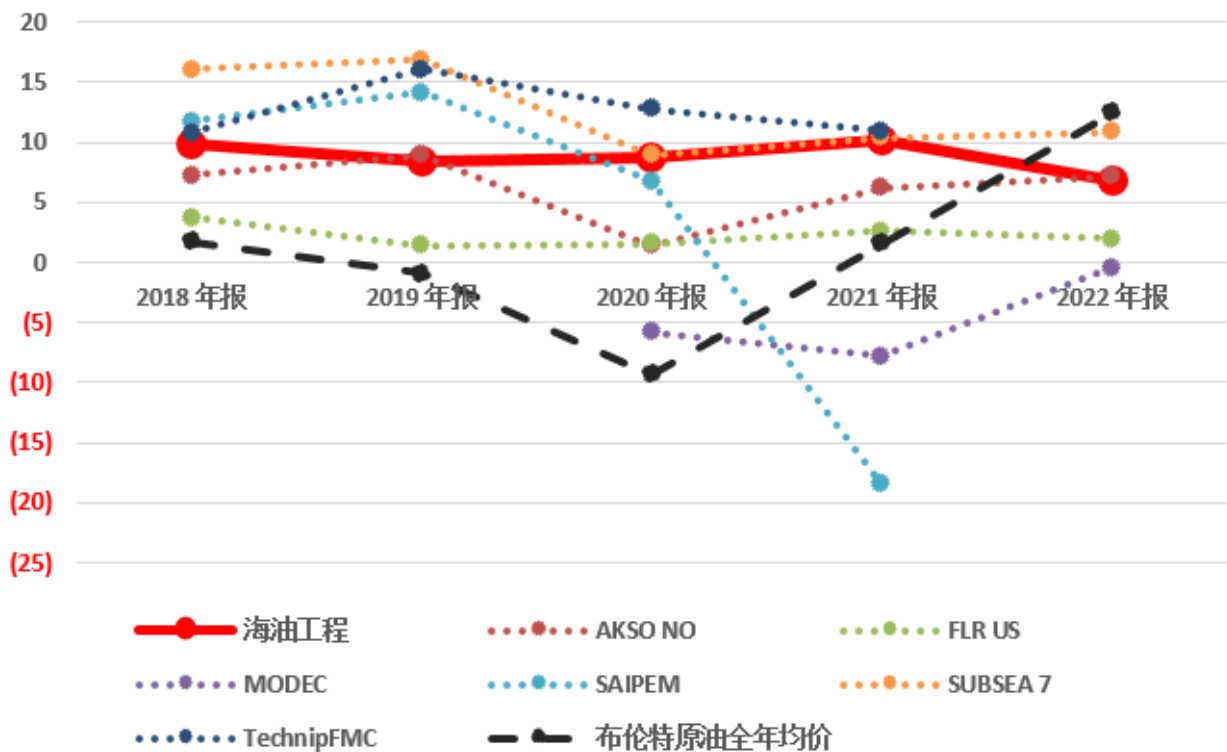
图11: 海油工程管理费用 (含研发费用)、财务费用、销售费用占营业收入比重 (%)



资料来源: 同花顺, 东兴证券研究所

总成本领先优势显著，EBITDA 利润率领先国际同行。2018 年至 2020 年布伦特原油全年均价持续走低至 41.84 美元。期间 Aker solution、Fluor、Modec、Saipem、Subsea 7、TechnipFMC 国际海上油服公司 EBITDA Margin 均大幅走低。公司在此期间 EBITDA 利润率保持平稳并维持高位，表现出较强的成本控制能力。

图12: 海油工程与国际同行 EBITDA 利润率对比



资料来源: 同花顺, 彭博, 东兴证券研究所

2. 国际油价韧性较强，国内资本支出支撑业绩

2.1 OPEC+减产打破供需紧平衡

OPEC+产油国宣布减产，打破原油供需紧平衡，23 年油价有望保持高位，预计 2023 年油价有望维持高位，EIA 预测 2023 年原油价格为 97 美元/桶。

供给端：弹性缺失，增长乏力：OPEC+财政平衡油价较高，减产提升油价符合其核心利益。OPEC 成员国平均财政平衡油价 2022 年预计为 97 美元/桶。4 月 2 日晚间，沙特等 7 个 OPEC+产油国突然宣布自愿进行额外减产，俄罗斯也表示自愿将前期的额外减产延长至今年年底，产油国的自愿额外减产额度已达 164.90 万桶/日，相当于当今全球原油总产量的 1.7%。在全球原油供需紧平衡状态下，OPEC+意外减产将对油价保持高位形成较强支撑。

美国页岩油资本成本偏高，页岩油企业投资意愿大幅削弱。页岩油短生命周期、高衰减性的特点使得页岩油生产企业依赖于持续性的资本支出来维持钻井的开发生产。美国加息导致页岩油公司受限于高资本成本无法滚动融资，在原本较高负债率重压之下，短期扩产受限。美国页岩油公司恪守资本支出纪律，优先偿还债务、回报股东，再投资意愿低迷，供给端缺乏弹性。2016年美国页岩油气活跃钻机恢复至高点900台也仅耗时1年。相比之下，高油价下，截止2022年6月活跃钻机数量也仅仅恢复到739台，截至2023年1月13日，美国石油和天然气钻机数较前周仅增加3座至775座。美国活跃钻机数以及页岩油产量均处于缓慢回升的过程，对原油市场的供需缺口补给有限。

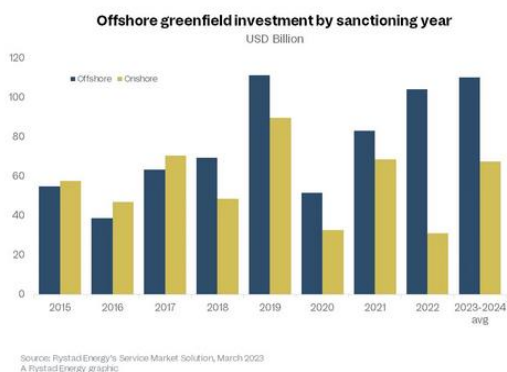
俄47%原油出口受制裁，国际资本退出产量衰减。俄罗斯每天出口约500万桶原油，约占全球原油贸易量的12%，每天出口约285万桶成品油，约占全球成品油贸易量的15%。预计2022年底，受到制裁的俄罗斯原油约有368万桶/日，约占其出口额46.8%。同时，国际油服巨头纷纷退出俄罗斯市场，进一步导致俄罗斯产能降低，俄原油产能的客观性衰减导致其长期产油供给承压。

需求端美国库存告急，叠加国内需求修复。美国的石油消费量占世界的20.31%，是世界上最大的石油消费国。根据美国能源部(Energy Department)的统计数据，SPR目前持有约3.71亿桶石油，仅仅约为SPR储备库存的一半，是39年来最低水，未来补库存带来较大的油价上行压力。同时叠加国内经济回升拉动工业和出行用油需求快速提升，预计原油需求有望迎来季节性修复，支撑油价维持高位。

2.2 国际石油公司构建低碳、低成本组合，海上石油强劲复苏

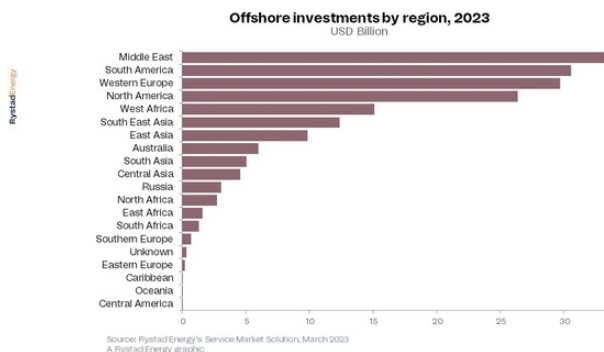
海洋油气开采重回舞台中央。Rystad Energy 预计海上油气开采项目占到2023年至2024年所有FDI项目68%，远超2015年至2018年间的40%。就总项目数而言，在未来两年，海上开发将占到所有FDI项目的近一半，远高于2015年至2018年的仅29%。预计2023年和2024年全球海上油服支出增长16%，同比增加210亿美元，达10年来最高水平。其中沙特阿拉伯、卡塔尔和阿拉伯联合酋长国的巨型项目推动该地区资本支出首次超过其他地区，预计其资本支出增长至少持续到未来三年，从330亿美元增长到2025年的410亿美元，复合增长率7.5%。

图13: 当年批准的海洋未开发区块投资



资料来源: Rystad Energy, 东兴证券研究所

图14: 2023年按地区分类海洋油气投资



资料来源: Rystad Energy, 东兴证券研究所

低成本产品的投资将成为石油公司追求长期盈利的重要策略之一。近年来国际石油公司不断调整投资组合，降低成本以应对油价下跌风险和环保监管要求。以深水油气为代表的低成本产品目前已经是国际石油公司的重点投资领域之一。根据 wood Mackenzie 统计，当前已实现商业化的 299 个深水油气项目中，项目总体回报强劲，内部收益率均值为 24%，仅不足 20% 的深水油气开发项目内部收益率低于 15%。

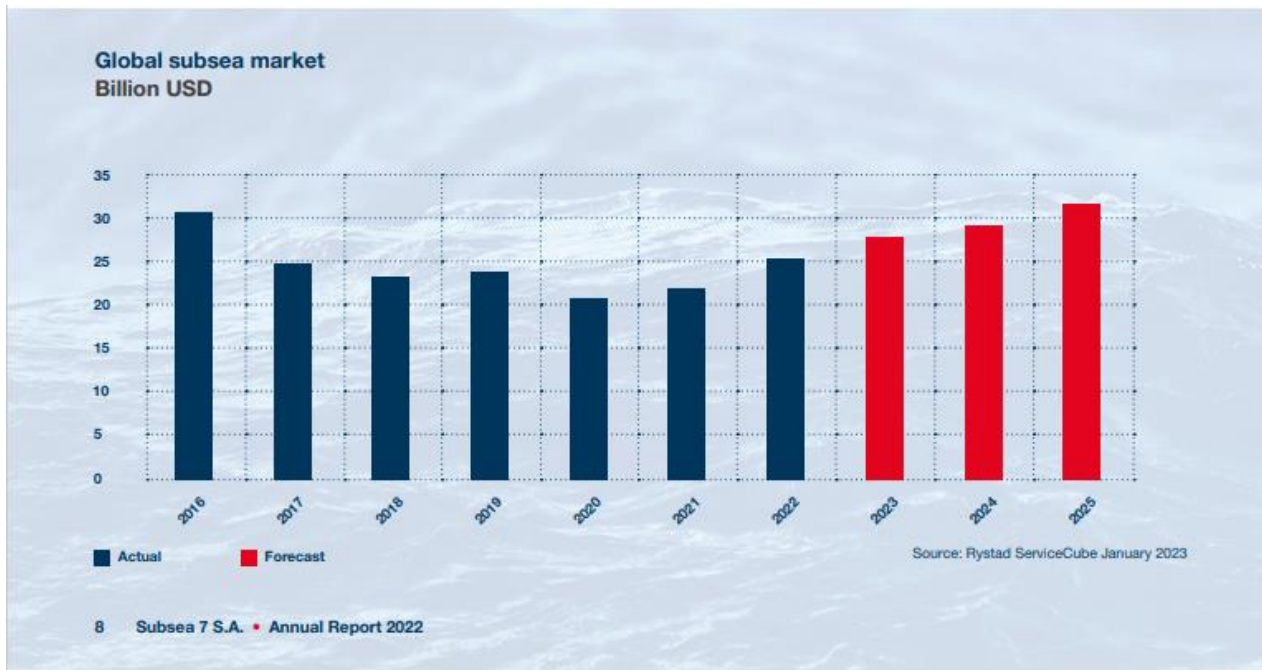
圭亚那深水油田拥有世界级的盈亏平衡点，推动 FPSO 市场持续复苏。圭亚那 Stabroek 区块的面积达到了 26,800 平方公里，由美国埃克森美孚公司、Guyana Offshore Petroleum 公司和中国国家石油公司组成的联合企业共同开采，埃克森美孚在 Stabroek 拥有 45% 的权益，赫斯基拥有 30% 的权益，其余为中海油权益。圭亚那主要采取了全额投资 FPSO 的模式，石油生产开发盈亏平衡点为每桶 25-35 美元，远低于美国页岩油开采的盈亏平衡点每桶 50 美元至 70 美元，是行业中最底的盈亏平衡点之一。随着海上项目盈亏平衡点显著下降，以及深水明显的储量优势，深水油气项目已成为全球增储上产的核心领域，国际油气公司上游资本开支重点也向深水区域倾斜。根据 Subsea 7 预测，海上油服市场预计将在未来几年继续向好发展。预计从 2022 年的 250 亿美元增长到 2023 年的 280 亿美元，到 2025 年达到 320 亿美元，相当于 8% 的复合年增长率。

图 15: 圭亚那板块盈亏平衡线



资料来源: HESS, 东兴证券研究所

图16：全球海上石油市场规模（亿美元）



资料来源：Subsea 7 2022 年报，东兴证券研究所

2.3 国内海工资本支出有望保持高位，支撑业绩抵御油价波动

中海油成本控制能力出众，不惧油价波动。自 2014 年以来，中国海油全面强化成本管控，桶油成本由 2013 年的每桶 45 美元下降至 2021 年的每桶 29.49 美元，降幅达到了 34.5%，成本管控成效显著。在 2020 年油价寒冬时，由于中国海油低成本的特性，保持了全行业最高的营业利润率。从十年的维度来看，相较于其他大型石油公司，中国海油具有抗周期能力。

中海油构建低成本投资组合。随着海上油气田技术进步和深水明显的储量优势，海上项目盈亏平衡点显著下降，中海油向深水进发，不断将低成本项目纳入投资组合。2022 年 4 月份，中海油成功回 A 股上市。根据中海油招股说明书，拟募资约 350 亿元，用于圭亚那 Payara 油田、流花油田二次开发、陵水气田等海内外油气田开发建设活动。在 8 个募投项目中，2 个是国外圭亚那油田开发项目，其余均为国内油田开发项目。从国际项目来看，Payara 项目水深 2030 米。从国内项目来看，在南海 10 个开发项目中，流花 4-1 属于深水项目、陵水 25-1 接近超深水项目，水深在 1000 米之上。

能源安全战略下，国内上游油气资本开支逆周期提供支撑。2022 年我国原油进口 5.08 亿吨、同比下降 1.0%，对外依存度降至 71.2%；天然气进口量在多年连续大幅增长的情况下，2022 年进口量 1520.7 亿立方米、同比下降 10.4%，对外依存度降为 40.2%。2 月 16 日，中国原油和天然气对外依存度均出现下滑，为历史首次。能源安全大战略下，我国不断出台加大能源勘探力度的相关政策。中海油“七年行动计划”，及“稳住渤海、加快南海”、“油气并举、向气倾斜”战略至 25 年结束，其资本支出强度有望持续。中海油 2022 年实际资本开支接近 1000 亿元，实际开发占比约 56%；2023 年规划资本开支持续增长 1000-1100 亿元，开发环节

占比提升到 59%，预计 2023 年开发环节资本支出同比增加 12%，为海油工程产业发展和转型升级提供了空间，公司业绩增长具有高确定性。

深水勘探和开发领域的需求将继续推动 FPSO 市场的发展。FPSO 装置的优势在于其可以适应不同类型的深水油田，并且可灵活应对各种油气生产环节的需求，提高油气的生产效率和受益水平，成为深水油气勘探和开发的重要设备。

根据市场调查公司 DataBridge 的数据，目前全球 FPSO 市场的主要参与者包括：

- 1) SBM Offshore: 全球 FPSO 市场份额约为 40%，是全球最大的 FPSO 提供商之一。
- 2) MODEC: 全球 FPSO 市场份额约为 27%，是全球第二大 FPSO 提供商。
- 3) BW Offshore: 全球 FPSO 市场份额约为 14%，是全球第三大 FPSO 提供商。
- 4) Petrobras: 全球 FPSO 市场份额约为 10%，是全球最大的 FPSO 使用者之一，但同时也是 FPSO 自主开发的领导者之一。
- 5) 阿曼油气公司: 全球 FPSO 市场份额约为 2%；
- 6) Teekay Offshore: 全球 FPSO 市场份额约为 2%；
- 7) Bluewater Energy Services: 全球 FPSO 市场份额约为 1%。

Rystad Energy 能源服务研究分析师 Aleksander Erstad 预测，2021 年和 2022 年的新增订单将使 FPSO 在手订单数量增加一倍。根据 GlobalData 公司发布《2022—2027 年全球 FPSO（浮式生产储卸油船）行业展望》，该报告预计在 2022—2027 年期间，全球共有 56 艘 FPSO 将开始运营。其中，25 艘是已经确定开发计划的 FPSO，31 艘是已宣布处于初期阶段的 FPSO 项目，目前正在进行概念研究，预计将获得许可进行开发。埃克森美孚的目标是 2027 年在圭亚那 Stabroek 区块运行 6 个 FPSO。巴西国家巨头石油公司 Petrobras 计划在本十年内在六个领域部署 16 个 FPSO。

报告期内公司壳牌企鵝 FPSO 成功交付。公司报告期内突破了紧凑空间集成总装等关键技术，推动公司高端制造跻身全球先进行列。巴油 P79 FPSO 正在进行结构预制，是继完成 P67/P70 项目之后，公司再次参与的南美巴西大型深水 FPSO 项目，也是公司与意大利知名油服公司 Saipem 公司建造项目的首次合作。

3. 顺应全球能源产业绿色低碳发展，规划部署四大领域

海上油田的碳排放量要低于陆上油田。根据 IEA（国际能源署）的数据，2017 年，全球石油和天然气生产中，陆地油田每产生 1 个标准立方米石油当量的碳排放量平均为 233 克，而海上油田则为 184 克，相比之下，海上油田碳排放量低于陆上。这主要是因为海上油田采用的先进技术和高效设备，产能单位碳排放量更低，并且海上沉积物储藏的油气开采更为综合和系统化。此外，海上油田的钻井、生产和输送所需要的能量和材料也相对较少，可以更充分地利用关联气井等一系列可再生能源。

3.1 做强 LNG 全产业链

LNG 项目占重大项目数量比重增长。公司国内 LNG 业务占比从 2018 年的 11% 增长到 2022 年的 19%，2023 年 3 月，合同金额约 55 亿元人民币的北美壳牌 LNG 模块化建造项目已在公司青岛场地完工交付，标志着我国超大型 LNG 模块化工厂一体化联合建造技术能力已稳居国际行业第一梯队。

2035 年前我国的 LNG 接收站设计能力缺口呈现出先降后升的趋势。据中国石化经济技术研究院预测：2025 年和 2030 年我国天然气消费量 4500 和 5500 亿立方米；进口管道能力合计 1310 和 1310 亿立方米；进口 LNG 需求量 865 和 1455 亿立方米。我国 LNG 接收站平均利用率从 2015 年的 46% 大幅提高到了 2020 年的 87%。日本 LNG 接收站近五年平均利用率约 45%，而全球 2020 年接收站的整体利用率仅为 38% 左右。由于当前规划新建的进口管道将于 2025 年前逐渐建设完成，LNG 接收站设计能力缺口逐步收窄。2025 年后 LNG 接收站设计能力缺口将再次迅速扩大。据中国石化经济技术研究院预测在 45%、60% 和 80% 利用率的情况下：2025 年的新增建设需求分别约为 27.5、-453、-8132 亿立方米；2030 年的新增建设需求为 1243、435、-171 亿立方米。

图 17：中国天然气供需情况预测

表 1 中国天然气供需情况预测 亿立方米

项目	2018 年	2019 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年
消费量	2 774	3 050	3 300	4 500	5 470	6 300
国内产量	1 594	1 712	1 858	2 325	2 705	2 985
进口管道能力						
中亚管道能力	510	510	510	810	810	810
中缅管道能力	50	50	50	120	120	120
中俄东线管道能力			100	380	380	380
进口管道能力合计		560	660	1 310	1 310	1 310
进口 LNG 需求量		778	782	865	1 455	2 005

数据来源：中国石化经济技术研究院。

资料来源：知网，中国石化经济技术研究院，《2020—2035 年中国 LNG 接收站建设需求测算》刘红光，东兴证券研究所

图 18：中国 LNG 接收站接收能力缺口预测

表 2 中国 LNG 接收站接收能力缺口预测

亿立方米

项目	2019 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年	
进口 LNG 需求量	778	782	865	1455	2005	
在运行接收站能力	979.2	1 114.7	1 202.9	1 230.1	1 229.6	
建设中的接收站能力	12.8	34	156.2	224.2	224.2	
计划建设的接收站能力	0	0	535.6	535.6	535.6	
LNG 接收站能力合计	992	1 148.7	1 894.7	1 989.9	1 989.4	
45% 利用率	运行及在建和计划建设的 LNG 接收站接转量	446.4	516.9	852.6	895.5	895.2
	LNG 接收站接转量缺口	331.6	265.1	12.4	559.5	1 109.8
	LNG 接收站设计能力缺口	736.9	589.1	27.5	1 243.4	2 466.2
60% 利用率	运行及在建和计划建设的 LNG 接收站接转量	595.2	689.2	1 136.8	1 193.9	1 193.6
	LNG 接收站接转量缺口	182.8	92.8	-271.8	261.1	811.4
	LNG 接收站设计能力缺口	304.7	154.6	-453.0	435.1	1 352.3
80% 利用率	运行及在建和计划建设的 LNG 接收站接转量	793.6	919.0	1 515.8	1 591.9	1 591.5
	LNG 接收站接转量缺口	-15.6	-137.0	-650.8	-136.9	413.5
	LNG 接收站设计能力缺口	-19.5	-171.2	-813.5	-171.2	516.9

数据来源: 中国石化经济技术研究院。

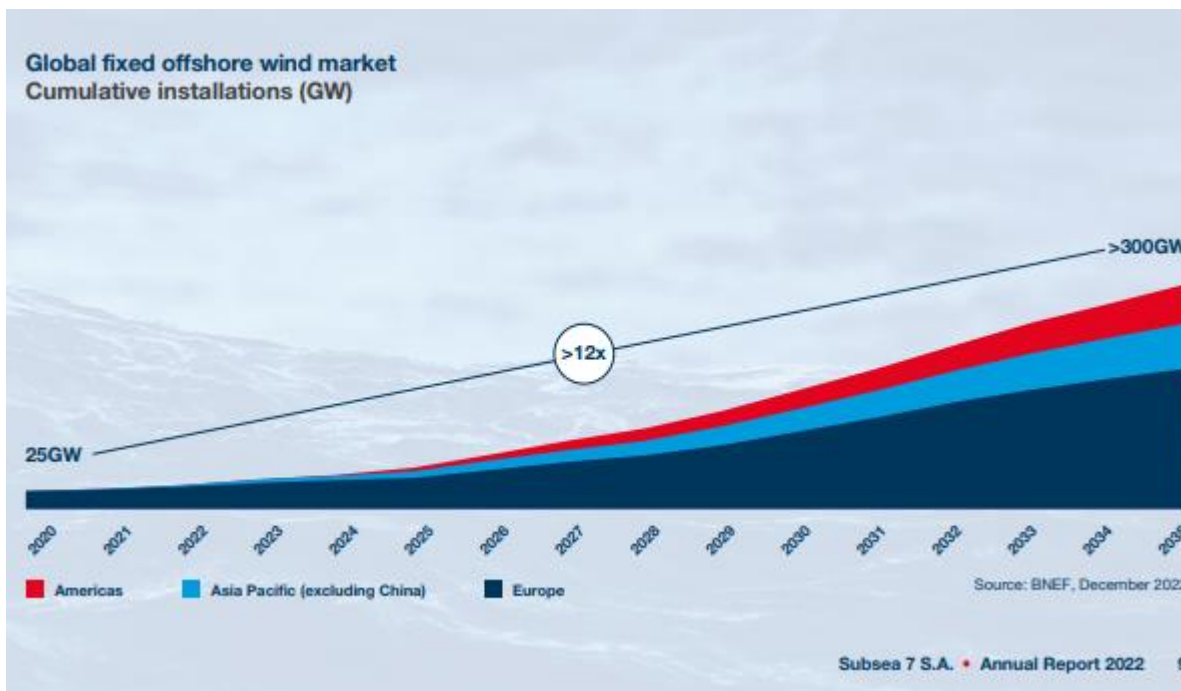
资料来源: 资料来源: 知网, 中国石化经济技术研究院, 《2020—2035 年中国 LNG 接收站建设需求测算》刘红光, 东兴证券研究所

3.2 培育海上风电工程总承包全产业链能力

传统能源企业布局海上风电。近年来, 许多非海上风电领域的传统开发企业, 如油气和火电企业也正争先进入海上风电市场。三家国际石油巨头 Equinor、Total 和 Eni 于 2020 年投资的海上风电项目将于 2023 年投产, 共计容量 1.6GW。中国传统能源企业也加强对海上风电行业的布局。

欧洲风能经济情况看好, 与电力价格相比更具优势。以英国为例, 英国批发电力价格的上涨有助于增加在陆上和海上风电项目的经济可行性。根据 BloombergNEF 的电力平均化成本估算, 英国一个陆上风电项目的全周期成本约为每兆瓦时 60 英镑, 海上项目约为每兆瓦时 45 英镑。相比之下, 未来一个冬季英国平均的未来电力价格超过每兆瓦时 150 英镑。根据 Bloomberg Intelligence 预测, 在 2023-2027 年之间英国很可能会增加约 18 吉瓦的容量, 成为海上风电领域全球领先市场之一。到 2035 年, 全球的海上风力装机容量预计将超过 300 吉瓦, 大约是 2020 年底全球已安装的 25 吉瓦容量的 12 倍。伍德麦肯兹预计 2023 年, 全球海上风电市场将新增 17GW 项目容量并网发电, 较 2022 年同比增长 77%, 中国、英国和荷兰将成为 2023 年最主要增量市场。其中根据 Subsea 7 的展望, 固定式海上风电市场新安装和相关资本支出的前景强劲, 预计在 2020 年至 2035 年间, 复合年增长率达到 18%。

图 19: Subsea7 预测全球固定式海上风电市场规模



资料来源: Subsea 7 2022 年报, 东兴证券研究所

近年来我国海上风电装机容量持续增长。截至 2022 年累计装机容量预计达 3250 万千瓦, 持续保持海上风电装机容量全球第一, 加速向深远海发展。根据世界海上风电论坛发布的最新报告, 2022 年上半年, 全球海上风电装机容量新增 6.8 吉瓦, 其中, 中国占 5.1 吉瓦。从招标数量来看, 据伍德麦肯兹数据统计, 2022 年中国海上风电市场项目招标量达到创纪录的 19GW, 另有 16GW 为已确认的风电机组订单。这意味中国市场将在 2023 年强劲反弹。“十四五”期间, 我国规划了五大千万千瓦海上基地, 各地出台的海上风电发展规划规模已达 8000 万千瓦, 这将推动海上风电实现更高速发展, 预计到 2030 年累计装机将超过 2 亿千瓦。

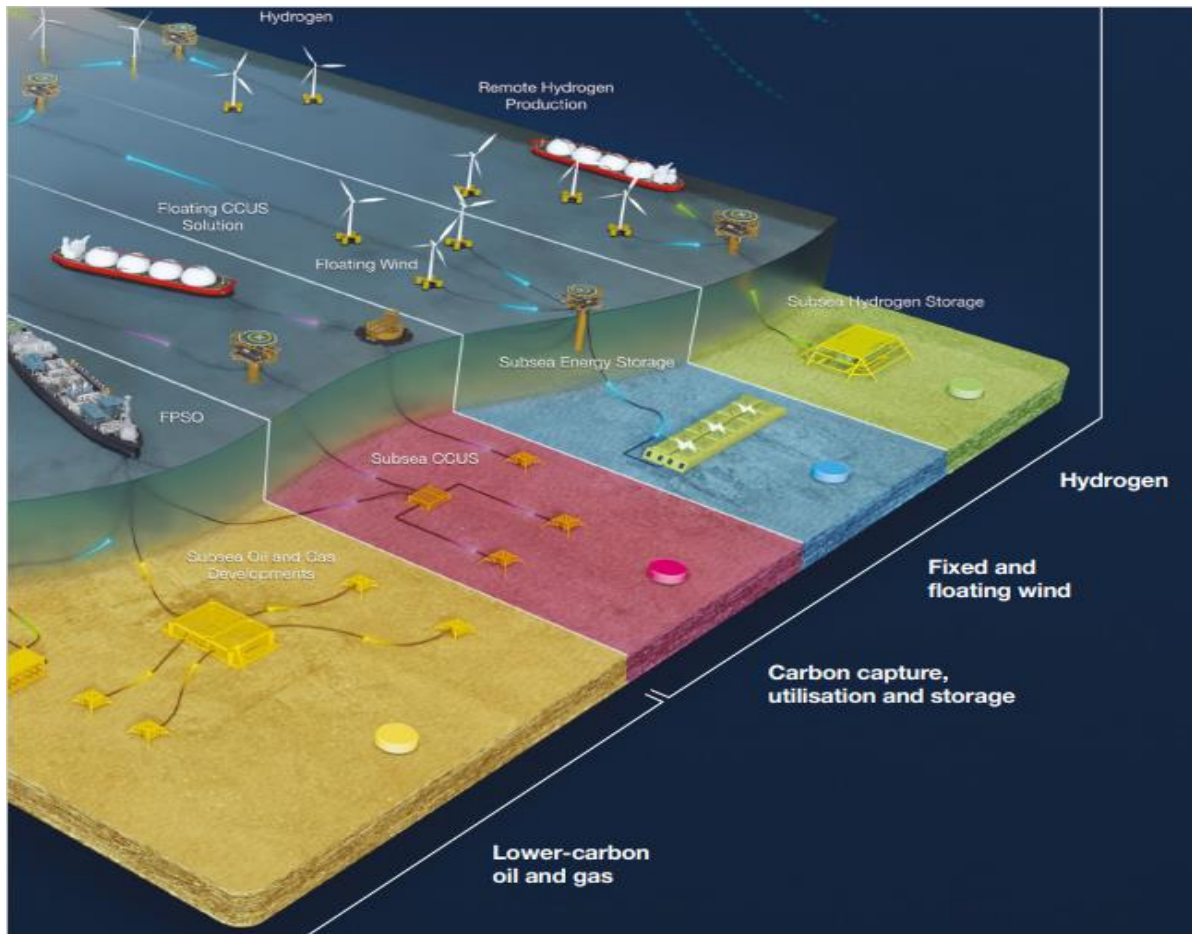
我国首座深远海浮式风电平台启航。根据 Principle Power 统计, 全球超过 80% 的海上风能资源潜力都蕴藏在水深超过 40m 的海域。相较于近海风电, 深远海域具有风资源条件更优、开发潜力巨大、限制性因素少等优势。为开发利用深海丰富的风能资源, 世界各主要发达海洋国家纷纷将研究重点转向深海。考虑到安装建造成本, 浮式基础有望替代固定式基础成为深水海域风机重要的支撑平台。根据 Wood Mackenzie 预测: 未来 10 年, 亚太地区将新建超过 10GW 浮式风电项目, 总投资超过 580 亿美元。目前全球最大的漂浮式海上风电项目 Hywind Tampen 已于 2022 年投运 7 台单机容量为 8.6MW 的风机, 剩下 4 台预计 2023 年投运; 中国海油 3 月 26 日发布消息, 我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”在广东珠海福陆码头启航前往海南文昌海域, 商业化进程有望进一步加速。

3.3 培育海上岸电全产业链工程总承包能力

海上设施的电气化, 包括海底电力分配和设施电气化, 是将生产低碳油气的推动力量的转型解决方案。清洁电力可以从陆上电网或直接从海上可再生能源 (如海上固定和浮动风电) 获得。目前全球海上岸电市场规模仍处于起步阶段, 由于节能减排的需求逐渐增加, 加上政策鼓励, 岸电市场的前景非常广阔, 并且在未来几年将快速发展。当前欧盟的法规要求所有停靠在欧盟港口的船舶使用岸电来供电。根据 Subsea 7 年报披露信息, Subsea 7 结合使用碳估算器评估温室气体排放的能力以及超过十年的海上风能经验, 将传统能源系统和新能源系统相结合。在全球最大的漂浮式海上风电项目 Hywind Tampen 浮动风电项目上安装了内部阵列

电缆，该项目将为北海的 Snorre 和 Gullfaks 油田提供清洁能源。并在 2023 年初，Subsea 7 与西门子能源达成了协议，共同开发浮动风电开发的电气化解决方案。据华经产业研究院数据，近年来全球港口岸电电源市场规模不断增长，2021 年行业市场规模达到 10.81 亿美元，同比上升 8.21%。2021 年我国港口岸电电源行业市场规模约为 9.51 亿元，2014 年以来年均复合增速为 15.16%。2022 年 8 月 4 日，渤中-垦利油田群岸电应用工程项目三座导管架在海洋石油工程（青岛）有限公司成功登上“海洋石油 225”船，标志着我国最大规模海上岸电应用项目导管架陆地建造在青完工。

图20: Subsea 7 海上工程清洁能源综合利用示意图



资料来源: Subsea 7 2022 年年报, 东兴证券研究所

政策支持鼓励岸电市场发展。“港口岸电”是交通领域面向碳中和重大需求实现技术创新突破的重要场景，目前已受到各方广泛关注，并得到国家、各部委等多个层面的政策支持。

表1：港口岸电电源行业相关政策

发布时间	文件名称	内容
2021.7	《关于进一步推进长江经济带船舶靠港使用岸电的通知》	协同推进船舶和港口岸电设施建设,力争到 2025 年船舶受电设施安装率大幅提升,岸电使用成本进一步降低,岸电服务更加优质,基本实现长江经济带船舶靠港使用岸电常态化
2021.1	《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	加快老旧船舶更新改造,发展电动、液化天然气动力船舶,深入推进船舶靠港使用岸电,因地制宜开展沿海、内河绿色智能船舶示范应用
2022.1	《关于“十四五”节能减排综合工作方案的通 知》	实施交通物流节能减排工程。推动绿色铁路、绿色公路、绿色港口、绿色航道、绿色机场建设,有序推进充换电、加注(气)、加氢、港口机场岸电等基础设施建设。加强船舶清洁能源动力推广应用,推动船舶岸电受电设施改造。
2022.3	《“十四五”现代能源体系规划》	提升终端用能低碳化电气化水平,实施港口岸电、空港陆电改造
2022.5	《关于印发扎实推动“十四五”规划交通运输重大工程项目实施工作方案的通 知》	实施绿色低碳交通可持续发展工程,“十四五”时期,在高速公路和水上服务区、港口码头、枢纽场站等场景建成一批“分布式新能源+储能+微电网”智慧能源系统工程项目。支持新能源清洁能源营运车船规模应用,加快船舶受电设施改造、协同推进码头岸电设施改造,鼓励高耗能船舶进行节能技术改造,提高营运车船效能水平。

资料来源：华经产业研究院，东兴证券研究所

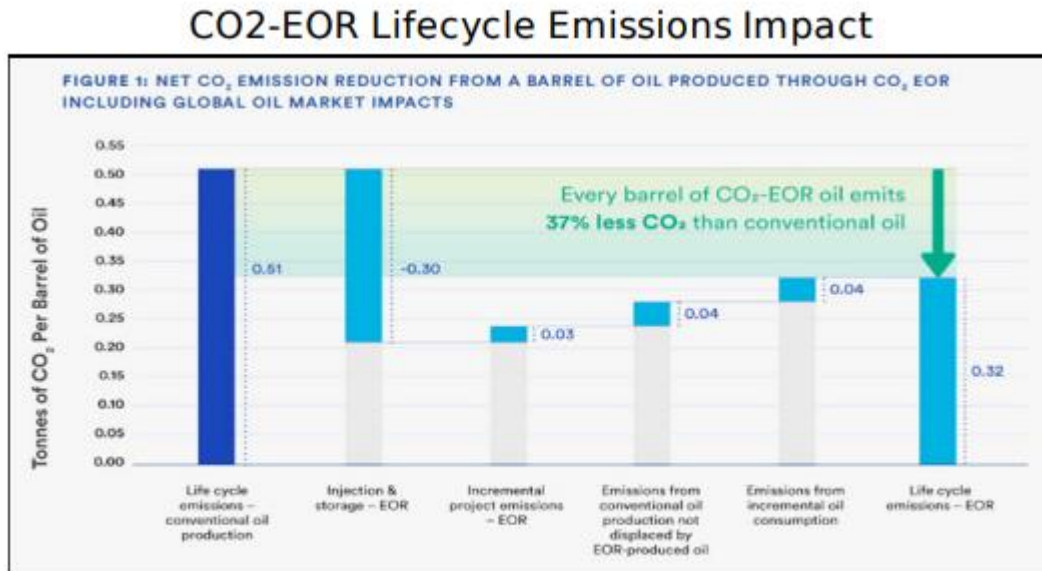
3.4 探索 CCUS 和氢能工程

顺应能源转型变革趋势，推进能效技术变革和能效管理革新。公司规划部署探索 CCUS 和氢能工程打造具有综合竞争优势的碳捕集装置模块化制造能力，以为海上风电制氢提供工程技术解决方案为发展重点，聚焦海上风电制氢平台 EPCI 总包、氢气/混合气海底管道设计及安装、制氢装置模块化建造及海上安装、液氢/液氨储罐 EPCM 总包等环节，成为国内海上风电制氢工程领先企业。

CCUS 或为 2050 净零排放可行性较高路径。3月23日，联合国政府间气候变化专门委员会 IPCC 于 2023 年 3 月发表《第六次评估报告》的总结报告。报告指出，限制 21 世纪末升温程度在 1.5°C 以内仍有可能，但经济发展与能源使用需要彻底转型。唯一可能的路径为“2050 净零排放”，除了急速减少二氧化碳排放，还需要进行去碳过程，从大气中捕捉二氧化碳，将之储存于森林、土壤、地层与海洋。碳捕集利用与封存技术（CCUS）是指通过地质利用、化工利用和生物利用等资源利用手段，将化石能源利用或工业过程排放的 CO₂ 以及从空气中捕集的 CO₂ 进行封存或转化为燃料和化工产品的技术手段。向地层中注入流体、能量，

以提高产量或采收率为目的的开采方法常被称为“强化采油”即“EOR”。埃克森美孚石油、Occidental 等油气巨头利用碳捕集的 CO₂，通过提高原油采收率 (EOR) 作业开采更多石油，而不是处于纯粹的减排目的将 CO₂ 封存。在缺乏激励措施、碳税或通过利用 CO₂ 产生收入的情况下，CCUS 仍是一项额外开支。各国必须运用政策杠杆，将碳捕集项目引入市场并实现工业脱碳。美国、加拿大已经实施了税收抵免，而欧洲正使用公共拨款、贷款为首批大型项目提供资金。

图21: EOR 全生命周期碳排放



Source: Clean Air Task Force, IEA

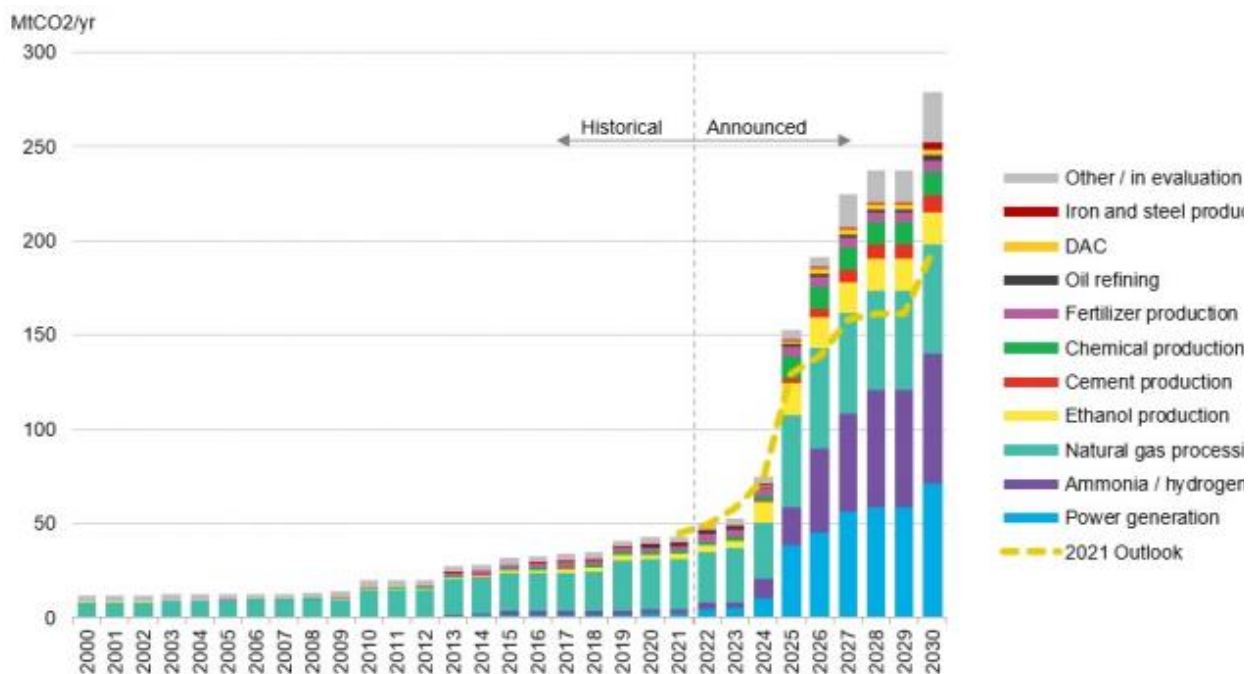
资料来源:《N.A. Electric Utilities 2021 Midyear Policy Outlook》BI 分析师: James Blatchford, Andrew Silverman, Clean Air Task Force, IEA, 东兴证券研究所

随着技术进步和规模化应用，CCUS 利用和封存潜力空间有望不断释放。除了高浓度捕集以外，作为投资、运营支出成本示范的在运商业化项目数量相对较少。通常高浓度的捕集应用（例如乙醇、化肥生产和天然气加工）的成本低于每吨 CO₂ 30 美元，排放浓度较低的应用（燃煤发电或钢铁冶炼）的成本可以增长至每吨 CO₂ 80 美元。新型碳捕集技术宣称可实现 30%~35% 的成本降幅，国外企业甚至宣称通过开发新的溶剂、重新设计吸收塔和汽提塔等设备，相对现有技术的成本降幅可以高达 50%。挪威历来是碳捕集技术的领导者，已于 20 世纪 90 年代建成一批大型项目。虽然欧洲将继续依赖挪威的技术，但未来主要增量在荷兰和英国。预计英国自身的碳捕集容量就将增加 3800 万吨 CO₂/年以上。荷兰已公布的容量约为 600 万吨 CO₂/年。同时，印度尼西亚、马来西亚等新兴经济体也将投运大型项目。

以 2030 年为节点，CCUS 或迎来商业化拐点。根据彭博新能源财经报告，2021 年投资于碳捕集项目和技术的资金规模为 23 亿元，2018 至 2021 年，超过 70 亿美元涌入 CCUS 行业。彭博新能源财经预计 2022 年 1 月至 9 月，已有 35 亿美元资金投入碳捕集技术的部署。根据《二氧化碳捕集、封存与利用技术应用状况》数据，中国已建成投产、在建及拟建的碳捕集与封存设施数量占全球总量的 7.7%，占比远低于美国的 50.8%。赛迪顾问数据显示，2021 年我国捕集规模在 30 万吨 / 年以下的 CCUS 项目数量占比达 88.9%，捕集规模超过 60 万吨 / 年的项目仅占 3.7%，且多数项目计划将 CO₂ 用于 EOR，而美国 CCUS 单项年均碳捕

集规模约 241.4 万吨 / 年。根据《中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)》，2040/2050/2060 年，中国 CCUS 整体利用与封存潜力将分别达到 6.2~11.7 亿吨/年，9.6~19.9 亿吨/年以及 12.2~29.2 亿吨/年。据彭博新能源财经预计，到 2030 年拟建成的碳捕集总装机容量将达到 2.79 亿吨/年，约占当前全球碳排放的 0.6%。美国占全球碳捕集能力运行量从当前的 65% 下降至 48%，其次分别为英国 (14%)、加拿大 (9%)、澳大利亚 (5%) 和中国 (4%)。根据科学技术部社会发展科技司《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图 (2019)》，到 2030 年我国现有技术开始进入商业化应用阶段并具备产业化能力；到 2035 年部分新型技术实现大规模运行；到 2040 年 CCUS 系统集成与风险管理技术得到突破，初步建成 CCUS 集群；到 2050 年 CCUS 技术实现广泛部署，建成多个 CCUS 产业集群。

图22：全球碳捕集累计容量的历史和已公布数值（按点源划分）



(注：“DAC”指直接空气捕集。)来源：彭博新能源财经

资料来源：彭博新能源财经《2022年CCUS市场中期展望报告：碳捕集容量将增五倍》BI分析师：David Madrid Garcia，东兴证券研究所

石油巨头纷纷布局氢能。 氢能在链接可再生能源与传统化石能源之间，将起到桥梁作用，既能化解风光高比例接入电网的消纳问题，更可以解决难脱碳工业领域实现深度减排顽疾，进而成为未来全球新能源产业的重要一环。通常，根据生产来源和制备过程中的碳排放情况，人们将氢能分为灰氢、蓝氢和绿氢这三种类型。灰氢，是通过化石燃料（煤炭、石油、天然气等）燃烧产生的氢气，在生产过程中会有二氧化碳等排放。灰氢的生产成本较低，制氢技术较为简单，这种类型的氢气占当今全球氢气产量的份额最大，碳排放量最高；蓝氢，是在灰氢的基础上，应用碳捕集、利用与封存技术，实现低碳制氢；绿氢，是通过使用再生能源（例如太阳能、风能、核能等）制造的氢气，也被称为“零碳氢气”。因氢气从制取、储存到运输、应用上与其传统油气业务的模式高度契合，所以在发展氢能业务方面有着天然的优势。国际石油巨头们在油价复苏趋势下坐拥创纪录的利润和自由现金流，近期掀起了在氢能产业的布局热潮。

表2：国内外石油公司近期氢能布局

国外石油公司

TotalEnergies	2022年6月14日宣布将购买印度阿达尼新工业公司 (ANIL)25%的股份, 后者正准备斥资 500 亿美元打造“世界上最大的绿色氢生态系统”
BP	2022年6月15日石油巨头 BP 宣布收购澳大利亚 360 亿美元绿色氢能大型项目——亚洲可再生能源中心 (AREH) 40.5% 的股份, 成为其最大股东。
Chevron	2022年6月16日, 雪佛龙新能源公司氢副总裁宣布, 将在未来五年半内在绿氢和蓝氢上投资约 25 亿美元来建立其氢能业务。
Shell	2022年7月6日, 石油巨头壳牌宣布将在无补贴情况下在荷兰鹿特丹港建设一个 200 MW 的绿色氢项目 Holland Hydrogen 1。

国内石油公司

中石化	2021年11月, 中石化新疆库车绿氢示范项目开建, 该项目是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢, 总投资近 30 亿元, 将新建装机容量 300 兆瓦、年均发电量 6.18 亿千瓦时的光伏电站, 年产能 2 万吨的电解水制氢厂等, 预计 2023 年 6 月建成投产, 预计每年减排二氧化碳 48.5 万吨。
中石油	2022年4月22日, 中石油可再生能源制氢示范项目输氢管道工程正式开工, 建成后将为玉门油田 160 兆瓦光伏制氢示范项目顺利建设奠定基础。该项目设计建设 160 兆瓦光伏电站和 7000 吨电解水制氢生产线, 预计 2023 年全面建成投运。
中海油	2022年4月13日, 中国海油正式成立中海石油(中国)有限公司北京新能源分公司, 新能源分公司的主要业务为开展海陆风光发电、加大 CCUS 科技攻关、探索培育氢能等。依托海洋资源, 探索海上风电制氢及储运一体化等差异化氢能综合技术, 推进油气产业与新能源产业一体化协同发展。

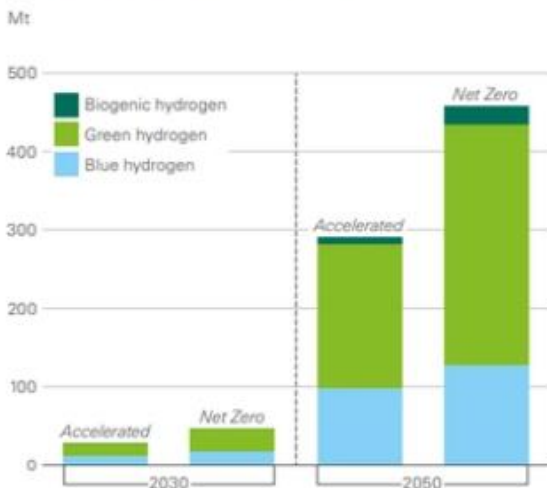
资料来源:《环球零碳》编辑:郭郭, 东兴证券研究所

2030 年全球生产的低碳氢一半来自煤炭和天然气结合 CCUS。 BP 发布的《世界能源展望(2023 年版)》报告指出, 到 2030 年, 在加速转型和净零情境下, 低碳氢需求量将分别达到 3000 万吨/年、5000 万吨/年, 其中大部分低碳氢主要作为能源和工业还原剂等用于替代天然气、煤基氢(用作精炼、生产氨和甲醇的工业原料)及煤炭等; 其余低碳氢将用于化学品及水泥生产等。到 2050 年, 钢铁生产领域使用的低碳氢约占工业领域低碳氢总需求的 40%, 且在加速转型和净零情境下, 低碳氢将分别约占能源使用总量的 5%、10%。报告还预测, 在加速转型和净零情景下, 到 2050 年, 氢衍生物将分别占航空能源需求的 10%和 30%, 分别占海洋能源需求的 30%和 55%, 其余大部分将用于重型公路运输领域; 且到 2050 年, 低碳氢和氢衍生物和在加速转型和净零情景下将分别占交通运输领域能源使用总量的 10%、20%。据国际能源署预计, 到 2030 年全球生产的低碳氢约有一半来自电解, 其余来自煤炭和天然气结合 CCUS。高盛预计, 如果到 2030 年要实现净零排放, 那么需要在绿氢供应链上累计投资 5 万亿美元。(不包括与终端市场工业、运输、建筑和绿氢发电所需的发电厂相关的上游资本支出)。到 2030 年, 仅绿氢发电的潜在总市场就有可能翻一番, 从目前的 1250 亿增加到本世纪末的 2500 亿美元, 到 2050 年可能达到 1 万亿美元。

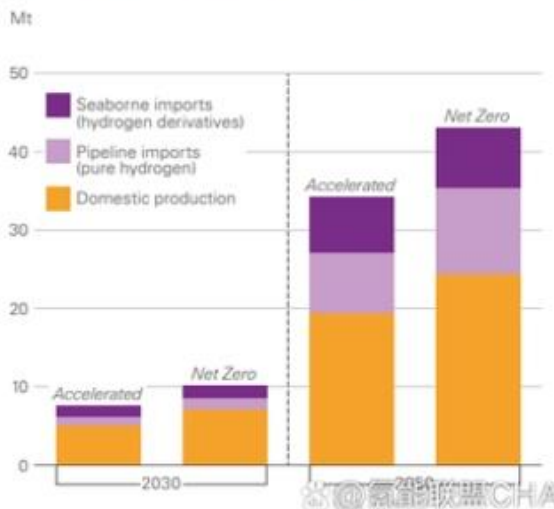
图23: BP 低碳氢需求量展望

Low-carbon hydrogen is dominated by green and blue hydrogen, with trade in hydrogen a mix of regional pipelines and global shipping

Global low-carbon hydrogen supply



Sources of EU low-carbon hydrogen



资料来源: 氢能联盟CHA, BP发布的《世界能源展望(2023年版)》, 东兴证券研究所

我国已是世界上最大的制氢国, 氢气产能约为 4000 万吨/年, 产量约为 3300 万吨/年。2022 年 3 月, 国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》, 提出了氢能产业发展各阶段目标: 到 2025 年, 基本掌握核心技术和制造工艺, 燃料电池车辆保有量约 5 万辆, 部署建设一批加氢站, 可再生能源制氢量达到 10 万~20 万吨/年, 实现二氧化碳减排 100 万~200 万吨/年。到 2030 年, 形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系, 有力支撑碳达峰目标实现。到 2035 年, 形成氢能多元应用生态, 可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升。2023 年 4 月 10 日, 中国石化宣布, 公司“西氢东送”输氢管道示范工程已被纳入《石油天然气“全国一张网”建设实施方案》, 标志着我国氢气长距离输送管道进入新发展阶段。

海水制氢成本低、质量好。未来五到十年是绿氢和蓝氢为主的成本控制竞争, 而海水制氢原料成本低且品质更高。建立区域性的综合氢能价值链是石油巨头开展新兴氢业务的最佳路径。这可以推动规模扩大, 促进成本协同效应, 利用现有基础设施并降低资本需求。西北欧的北海提供了接近世界级可再生能源潜力的机会, 发展绿色氢能的同时也能够获取成熟的烃类储层进行蓝色氢的碳捕集和储存。Equinor 在德国和荷兰的 NortH2 项目以及 Shell 在鹿特丹的项目就是很好的例子: 在现有的炼油厂进行潜在的电解转化, 利用管道基础设施进行氢运输和存储至靠近大型工业和交通枢纽的终端市场。2022 年 4 月 13 日, 中国海油正式成立中海石油(中国)有限公司北京新能源分公司, 新能源分公司的主要业务为开展海陆风光发电、加大 CCUS 科技攻关、探索培育氢能等。依托海洋资源, 探索海上风电制氢及储运一体化等差异化氢能综合技术, 推进油气产业与新能源产业一体化协同发展。

4. 公司盈利预测及投资评级

从公司资产结构看，随着资本扩张性支出高峰结束，经营杠杆随着固定资产占比下降。公司逐渐从重资产经营模式向高研发轻资产模式转型，获取现金能力得到提升，公司利润波动将有所降低。资本端有息债务占比较低，财务状况良好。国内中海油资本开支确定性较强，若国际油价保持高位，预计公司盈利水平有望维持高位，油价波动对公司盈利影响有望趋弱。根据公司年报披露绿色低碳发展思路进行的展望部分，公司估值并未考虑其可能带来的盈利和现金流。

我们预计公司 2023-2025 年净利润分别为 11.93、12.57 和 13.19 亿元，对应 EPS 分别为 0.27、0.28 和 0.30 元。首次覆盖给予“强烈推荐”评级。

5. 风险提示

行业政策出现重大变化、技术进步不及预期、国际油价大幅下行、上游油气公司资本开支不及预期。

附表：公司盈利预测表

资产负债表	单位:百万元					利润表	单位:百万元				
	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E		2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产合计	18,048	25,583	29,276	33,349	37,412	营业收入	19,795	29,358	30,826	32,368	33,986
货币资金	1,171	2,123	3,761	6,988	10,164	营业成本	17,707	26,719	27,744	29,131	30,587
应收账款	8,570	11,023	13,655	14,338	15,055	营业税金及附加	77	175	184	194	203
其他应收款	18	16	26	28	29	营业费用	22	18	19	20	21
预付款项	634	966	844	886	931	管理费用	240	242	254	267	280
存货	1,151	1,301	1,635	1,717	1,803	财务费用	45	-88	3	-18	-33
其他流动资产	6,504	10,154	9,354	9,391	9,430	研发费用	929	1,122	1,178	1,237	1,299
非流动资产合计	16,606	17,055	14,245	11,417	8,682	资产减值损失	-27	-74	-78	-82	-86
长期股权投资	1,529	0	-227	-454	-680	公允价值变动收益	26	12	21	20	17
固定资产	10,806	13,270	11,284	9,280	7,260	投资净收益	-386	703	116	116	116
无形资产	1,095	561	467	374	280	加:其他收益	178	-58	100	100	100
其他非流动资产	2,039	639	639	639	639	营业利润	560	1,713	1,566	1,652	1,735
资产总计	34,654	42,639	43,521	44,766	46,094	营业外收入	13	54	31	31	31
流动负债合计	11,098	16,185	16,697	17,532	18,408	营业外支出	1	5	3	3	3
短期借款	0	330	0	0	0	利润总额	573	1,762	1,594	1,680	1,763
应付账款	8,520	11,665	12,836	13,478	14,152	所得税	201	313	399	420	441
预收款项	0	0	0	0	0	净利润	372	1,450	1,196	1,260	1,322
一年内到期的非流动负债	2,578	4,190	3,861	4,054	4,256	少数股东损益	2	-8	3	3	3
非流动负债合计	798	771	665	573	498	归属母公司净利润	370	1,457	1,193	1,257	1,319
长期借款	515	575	575	575	575	主要财务比率					
应付债券	0	0	0	0	0		2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
负债合计	11,896	16,956	17,362	18,105	18,906	成长能力					
少数股东权益	16	1,980	1,982	1,985	1,988	营业收入增长	11%	48%	5%	5%	5%
实收资本(或股本)	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421	营业利润增长	8%	206%	-9%	5%	5%
资本公积	4,248	4,248	4,248	4,248	4,248	归属于母公司净利润增长	2%	294%	-18%	5%	5%
未分配利润	14,073	15,034	15,508	16,007	16,531	获利能力					
归属母公司股东权益合计	22,742	23,703	24,177	24,676	25,200	毛利率(%)	11%	9%	10%	10%	10%
负债和所有者权益	34,654	42,639	43,521	44,766	46,094	净利率(%)	2%	5%	4%	4%	4%
现金流量表						总资产净利润(%)	1%	3%	3%	3%	3%
						ROE(%)	2%	6%	5%	5%	5%
经营活动现金流	2,966	3,265	2,495	3,759	3,715	偿债能力					
净利润	372	1,450	1,196	1,260	1,322	资产负债率(%)	34%	40%	40%	40%	41%
折旧摊销	1,018	1,109	2,584	2,601	2,508	流动比率	1.63	1.58	1.75	1.90	2.03
财务费用	45	-88	3	-18	-33	速动比率	1.44	1.35	1.56	1.71	1.84
应收账款减少	729	-2,453	-2,632	-683	-717	营运能力					
预收账款增加	0	0	0	0	0	总资产周转率	0.57	0.69	0.71	0.72	0.74
投资活动现金流	-2,946	-1,818	301	300	298	应收账款周转率	2.31	2.66	2.26	2.26	2.26
公允价值变动收益	0	1	2	3	4	应付账款周转率	2.12	2.34	2.19	2.19	2.19
长期投资减少	172	315	-2,293	0	0	每股指标(元)					
投资收益	-386	703	116	116	116	每股收益(最新摊薄)	0.08	0.33	0.27	0.28	0.30
筹资活动现金流	-77	-77	-77	-77	-77	每股净现金流(最新摊薄)	0.33	0.43	0.44	0.81	0.80
应付债券增加	0	0	0	0	0	每股净资产(最新摊薄)	5.14	5.36	5.47	5.58	5.70
长期借款增加	79	-341	-106	-92	-75	估值比率					
普通股增加	0	0	70	0	0	P/E	80.46	20.42	24.94	23.67	22.56
资本公积增加	0	0	0	0	0	P/B	1.31	1.26	1.23	1.21	1.18
现金净增加额	-308	1,336	770	1,589	-51	EV/EBITDA	7.91	7.28	5.29	4.45	3.75

资料来源：公司财报、东兴证券研究所

分析师简介

任天辉，厦门大学自动化本硕，新加坡管理大学金融硕士。2017 年入围卖方分析师水晶球奖。今日投资主办的 2017 年“天眼”中国最佳分析师评选活动中获得“机械设备行业盈利预测最准确分析师第二名”。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写, 东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料, 我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正, 但文中的观点、结论和建议仅供参考, 报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价, 投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及报告作者在自身所知情的范围内, 与本报告所评价或推荐的证券或投资标的的存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下, 我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发, 需注明出处为东兴证券研究所, 且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用, 未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导, 本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和法律责任。

行业评级体系

公司投资评级 (A 股市场基准为沪深 300 指数, 香港市场基准为恒生指数, 美国市场基准为标普 500 指数):

以报告日后的 6 个月内, 公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义:

强烈推荐: 相对强于市场基准指数收益率 15% 以上;

推荐: 相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间;

中性: 相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间;

回避: 相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级 (A 股市场基准为沪深 300 指数, 香港市场基准为恒生指数, 美国市场基准为标普 500 指数):

以报告日后的 6 个月内, 行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义:

看好: 相对强于市场基准指数收益率 5% 以上;

中性: 相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间;

看淡: 相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

东兴证券研究所

北京

西城区金融大街 5 号新盛大厦 B 座 16 层

邮编: 100033

电话: 010-66554070

传真: 010-66554008

上海

虹口区杨树浦路 248 号瑞丰国际大厦 5 层

邮编: 200082

电话: 021-25102800

传真: 021-25102881

深圳

福田区益田路 6009 号新世界中心 46F

邮编: 518038

电话: 0755-83239601

传真: 0755-23824526