船舶大气排放控制措施选择决策方法研究

研究报告

上海海事大学中国（上海）自贸区供应链研究院

2018 年 11 月

目 录

第 1 章　项目背景 1

第 2 章　船舶大气排放控制政策解析 3

2.1　国际海事组织（IMO）最新规范动态 3

2.2　世界船舶排放控制区分布及其特征 5

2.3　各国家和地区制定的排放控制政策 8

2.4 中国大陆船舶排放控制政策 11

2.5　面临的挑战及对策建议 16

第 3 章　硫排放减排措施现状分析 18

3.1　岸电 18

3.2　低硫油 22

3.3　LNG 24

3.4　尾气处理装置 26

3.5　小结 28

第 4 章　船舶能耗与排放估算模型 29

4.1　油耗 29

4.2　排放 32

4.3　节能 33

4.4　减排 35

第 5 章　船舶减排措施成本评估模型 36

5.1　岸电成本评估模型 36

5.2　低硫油成本评估模型 37

5.3　LNG 成本评估模型 37

5.4 尾气处理装置成本评估模型 38
第 6 章 船舶减排措施的经济性分析 40
6.1 研究思路与方法 40
6.2 增量投资与收益分析 40
6.3 方案比选方法 44
第 7 章 案例分析 46
7.1 沿海航线案例 46
7.2 欧洲航线超巴拿马型集装箱船案例 62
7.3 跨太平洋航线 VLCC 油船案例 75
7.4 中日航线邮轮案例 87
7.5 长江下游内河航线 102
7.6 上海港靠港船舶实例分析 110
第 8 章 总结与建议 129
8.1 结果分析 129
8.2 政策建议 131

第 1 章　项目背景

海运是国际贸易的主要运输方式，同时也是排放大户，其温室气体排放量约占全球温室气体排放总量的 3%，硫氧化物和氮氧化物排放量也占有非常大的比重。国际海事组织报告显示，船舶排放的 CO2 和 SO2 约占世界年度排放量的 10%，且大部分船舶污染物排放在近海区域，直接影响着港口城市及江河沿岸城市。根据生态环境部机动车排污监控中心年报，2017 年全国船舶二氧化硫排放量为 85.3 万吨，约占全国二氧化硫排放总量的 6.4%.全国船舶氮氧化物排放总量为 134.6 万吨，占全国的比例为 6.0%。如果不对船舶排放进行有效的监管和控制，将会对全球气候变化和海洋环境造成持续的影响。

硫排放是大气污染的主要因素之一，会造成酸雨等污染问题，对自然环境造成严重的影响，同时也会对人体健康带来严重的危害，因此对船舶硫排放的控制显得尤为重要。针对硫排放的控制问题，从国际层面看，国际海事组织（IMO）于 1997 年通过的 MARPOL 公约旨在解决船舶硫排放问题，并设立了四个排放控制区，在排放控制区内的船舶必须使用硫含量低于 0.1%的燃油。2016 年 10 月举办的 MEPC 第 70 次会议将全球硫排放标准从 3.5%降为 0.5%，并与 2020 年 1 月 1 日开始执行。欧盟和北美地区对硫排放的控制也非常严格。欧盟将 MARPOL 73/78 公约附则 VI 规定的硫氧化物排放标准履约时间提前，逐渐扩大了硫排放标准的适用范围，并制定了更为严格的标准。北美地区也将硫排放控制标准履约时间提前，同时还控制了氮氧化物的排放。由此可知，国际社会正在加快立法进程，不断加强对船舶硫排放的控制。

中国是国际贸易的大国，其排放问题更加凸显。从国家层面看，交通运输部出台的《珠三角、长三角、环渤海（京津冀）水域船舶排放控制区实施方案》于 2016 年 1 月 1 日开始实施，并设立了三个排放控制区，要求船舶在核心港口停泊期间应使用硫含量不高于 0.5%的燃油，并鼓励使用硫含量不高于 0.1%的燃油。2018 年 7 月 9 日，交通运输部公布《船舶排放控制区调整方案（征求意见稿）》，进一步扩大控制地理范围。此外《中华人民共和国大气污染防治法》对设立排放控制区和控制船舶排放也做了相应的规定。因此，国家对船舶大气排放的控制也越来越重视，并不断加强控制力度。

本项目在船舶大气排放控制立法进程不断加快的背景下，全面分析船舶大气排放的现状以及面临的问题，梳理减少船舶大气排放的主要减排措施，建立船舶发动机能耗与排放估算模型、减排措施成本评估模型和减排措施经济型分析，为减排措施的评估提供方法依据，为减排措施的制定与实施提供决策支持。

第 2 章　船舶大气排放控制政策解析

2.1　国际海事组织（IMO）最新规范动态

国际海事组织（International Maritime Organization，IMO）于 1997 年出台，经 2005 年修订、2008 年 10 月通过的《国际防止船舶造成污染公约》（MARPOL 公约）附则 VI，主要致力于解决船舶造成的区域性空气污染问题。2011 年 7 月，IMO 在海洋环境保护委员会第 62 次会议上通过 MARPOL 公约附则 VI 修正案，引入船舶能效规则，首次确定船舶能效设计指数（EEDI）和船舶能效管理计划（SEEMP）两项标准。以下梳理了 IMO 机构改革以来，即 2014 年 1 月以来 IMO 最新船舶污染控制政策动态。

（1）2014 年 1 月 20 至 24 日：IMO 船舶设计建造分委会第 1 次会议（SDC1）在 MARPOL 各附则要求的基础上，制定了极地水域操作船舶针对性的排放控制要求。

（2）2014 年 2 月 3 日至 7 日：IMO 防污染及应对分委会第 1 次会议（PPR1）制定了 MARPOL 附则 VI 第 13.7.1 条规定，在 1990 年 1 月 1 日至 2000 年 1 月 1 日之间建造的船舶上安装的、输出功率超过 5000KW 且每缸排量在 90L 以上的船用柴油机，其 NOX 排放应满足 7.4 条要求。

（3）2014 年 3 月 10 至 14 日：IMO 船舶系统和设备分委会第 1 次会议（SSE1）制定了 MARPOL 公约附则 I/12 修正案草案及 MARPOL 公约附则 I/12.3.3 统一解释更新草案，要求所有船应满足残油舱与舱底水系统之间无相互连接的布置要求，且 2017 年 1 月 1 日之前建造的现有船应在该日期后首次换证检验时符合上述要求，可使用截止止回阀满足上述要求。

（4） 2014 年 3 月 31 日至 4 月 4 日：IMO 海上环境保护委员会第 66 届会议（MEPC66）以 MEPC.XXX(66)决议通过了对“船上焚烧炉技术要求标准”的修订，主要包括：按 MEPC.93(45)决议修改型式认可证书格式；焚烧炉容量从 1500KW 曾加至 4000kW；部分定义按最新的 SOLAS、MARPOL 公约进行了更新，包括焚烧炉、垃圾、渣油、货物残渣等。对原 Tier III 条款做了修订：增加对娱乐性游艇推迟至 2021 年的条款；明确原 Tier III 实施日期 2016 年 1 月 1 日继续适用于目前的北美区域和美国加勒比海区域；对以后指定的新的 NECA 区，

规定在一个新 ECA 区通过之日或以后建造的船舶，或者在指定该 ECA 区修正案中规定的更迟的日期或以后建造的船舶（取晚者）应符合 Tier III。

（5） 2014 年 10 月 13 日至 10 月 17 日：IMO 海上环境保护委员会第 67 届会议（MEPC67）主要修订内容包括:（1）补充 LNG 船的检验发证条款，涉及到电力推进及蒸汽透平推进系统的主机/辅机功率、燃料消耗;（2）修订关于双燃料发动机船舶的主燃料确定要求。

（6） 2015 年 1 月 19 日至 23 日：IMO 污染预防及响应分委会第 2 次会议（PPR2）修订包括:（1）“船用柴油机”的定义;（2）发动机族和组选择原则;（3）试验条件参数;（4）气体排放数据的干湿修正;（5）NOx 的湿度和温度修正;（6）船上验证程序;（7）排气成分分析仪的技术条件;8）分析仪的校准;（9）母型机实验报告;（10）废气流量计算;（11）发动机参数检查方法的检查清单;（12）直接测量法和检测法的实施。

（7） 2015 年 5 月 11 日至 15 日：IMO 海上环境保护委员会第 68 届会议（MEPC68）对现行最小功率临时导则中 level 1 要求做了修订，提高了标准，其中对散货船按照 145000 DWT 以上和以下分为两个标准。

（8） 2015 年 7 月 13 日至 17 日：IMO 综合履约分委会第 2 次会议（III 2）对于无人、非自航驳船（UNSP 驳船）免除 MARPOL 公约检验和发证要求。

（9） 2016 年 2 月 15 日至 19 日：IMO 污染预防及响应分委会第 3 次会议（PPR3）修订了 MARPOL 公约附则 VI 第 18 条，对 400 总吨以上的所有船舶适用，2016 年 10 月通过。主要修订内容为：一份燃油供应商签署的声明，证明所供燃油符合第 14.1 条、14.4 条和第 18.3 条规定，且燃油硫含量不超过：附则 VI 14.1 条规定的限值；附则 VI 14.4 条规定的限值；或购买方规定的限值。

（10） 2016 年 4 月 18 日至 22 日：IMO 海上环境保护委员会第 69 届会议（MEPC69）修订包括:“5.3 当所有 5.1 条适用的船舶进入和离开第 6 条指定 EAC 区或者在该区域内改变发动机运行模式时，船上安装的同时按照 Tier II 和 Tier III 发证的发动机或者仅按照 Tier II 发证的发动机的 NOx 排放标准及其运行模式开关状态，应记录在主管机关要求的记录簿中，同时还应记录日期、时间和船舶地理位置。对国内航行船舶，仅在特殊情况下从事一次国际航行时，主管机关可免除其能效相关要求。

（11） 2016 年 10 月 24 日至 28 日：IMO 海上环境保护委员会第 70 届会议（MEPC70）决定 2020 年 1 月 1 日作为船舶全球 0.5% m/m 燃油硫含量标准的实施时间，并将以 IMO 决议形式予以发布。船舶燃油消耗数据收集系统的 MARPOL 附则 VI 修正案，修正案将于 2018 年 3 月 1 日生效实施（各成员国可自愿提前实施）。根据修正案要求，5000GT 及以上船舶应在 2018 年 12 月 31 日或之前，在其 SEEMP 中包括船舶消耗燃油数据收集计划，自 2019 年 1 月 1 日开始首个数据报告周期。

（12） 2017 年 7 月 3 日至 7 日：IMO 海上环境保护委员会第 71 届会议（MEPC71）2021 年 1 月 1 日或以后建造的且在新增波罗的海或北海排放控制区内营运的船舶，必须满足 NOx Tier III 要求。

2.2 世界船舶排放控制区分布及其特征

2.2.1 国际海事组织批准设立的 ECA

国际海事组织先后批准了 4 个排放控制区：波罗的海排放控制区、北海排放控制区、北美排放控制区和美国加勒比海排放控制区，见表 2.1，其位置和范围，见图 2.1。四个排放控制区均对硫氧化物排放提出要求，北美排放控制区和美国加勒比海排放控制区对氮氧化物和颗粒物的排放也有要求，波罗的海和北海两个未来的氮氧化物排放控制区，将于 2021 年 1 月 1 日强制执行。

表 2.1 国际海事组织批准设立的 ECA 分布

ECA 范围	执行时间	硫氧化物控制	氮氧化物控制	颗粒物控制
波罗的海	2006 年 5 月 19 日	√	2021 年 1 月 1 日	—
北海	2007 年 8 月 11 日	√	2021 年 1 月 1 日	—
北美	2012 年 8 月 1 日	√	√	√
美国加勒比海	2014 年 1 月 1 日	√	√	√



图 2.1 国际海事组织批准设立的 ECA 位置及范围

（1）波罗的海排放控制区

波罗的海 ECA 是由 IMO 批准设立的硫氧化物排放控制区，于 2010 年 7 月正式生效。该区域指波罗的海本身，波的尼亚湾、芬兰湾和波罗的海入口，以斯卡格拉克海峡中斯卡晏角处的北纬 57°44.8′为界。

根据 MARPOL 附则 VI，自 2010 年 7 月 1 日起，行驶至该区域的船舶应使用硫含量不大于 1.00%m/m 的燃油，2015 年 1 月 1 日起，应使用硫含量不大于 0.10%m/m 的燃油。此外，如果船舶使用与低硫燃油同等效果的废气清洗系统，可免除低硫燃油使用要求。

（2）北海排放控制区（含英吉利海峡）

北海 ECA 是由 IMO 批准设立的硫氧化物排放控制区，于 2010 年 7 月正式生效。该区域指北海本身，包括下列界限之内的海域:（a）北纬 62°以南和西经 4°以东的北海海域;（b）斯卡格拉克海峡，南至斯卡晏角东北纬 57°44.8′;（c）英吉利海峡及其西经 5°以东和北纬 48°30′以北的入口处。

根据 MAPROL 公约附则 VI，自 2010 年 7 月 1 日起，行驶至该区域的船舶应使用硫含量不大于 1.00% m/m 的燃油，2015 年 1 月 1 日起，应使用硫含量不大于 0.10% m/m 的燃油。此外，如果船舶使用与低硫燃油同等效果的废气清洗系统，可免除低硫燃油使用要求。

（3）北美排放控制区

北美 ECA 是由 IMO 批准设立的硫氧化物和氮氧化物排放控制区，于 2012 年 8 月 1 日正式生效。该区域位于美国和加拿大海岸附近，包括下列海域:（a）美国和加拿大太平洋沿岸外的海区;（b）美国、加拿大和法国（圣皮埃尔密克隆）大西洋沿岸外的海区以及美国墨西哥湾;（c）夏威夷岛、毛伊岛、瓦胡岛、莫洛凯岛、尼豪岛、考艾岛、拉奈岛卡霍奥拉维岛等夏威夷岛屿沿岸外的海区。

根据 MAPROL 公约附则 VI，自 2012 年 8 月 1 日起，行驶至该区域内的船舶应使用硫含量不大于 1.00%m/m 的燃油，2015 年 1 月 1 日起，应使用硫含量不大于 0.10%m/m 的燃油。此外，如果船舶使用与低硫燃油同等效果的废气清洗系统，可免除低硫燃油使用要求。关于氮氧化物排放，MAPROL 公约规定自 2016 年 1 月 1 日起，行驶至该区域内的船舶应使用符合 MARPOL 公约附则 VI 第 13 款规定的“三级”标准的船舶柴油引擎，即 2016 年 1 月 1 日或以后建造的船上安装的柴油发动机，氮氧化物排放量在下列限值内（其中 n 为发动机额定转速）: n 小于 130 rpm 时，3.4g/kWh; n 大于等于 130rpm 但小于 2000rpm 时，$9 \cdot n^{(-0.2)}$g/kWh; n 大于等于 2000rpm 时，2.0g/kWh。

（4）美国加勒比海排放控制区

美国加勒比海 ECA 是由 IMO 批准设立的硫氧化物和氮氧化物排放控制区，于 2013 年 1 月 1 日正式生效。该区域位于波多黎各自由邦和美属维京群岛大西洋及加勒比海岸附近。

根据 MAPROL 公约附则 VI，自 2014 年 1 月 1 日起，行驶至该区域内的船舶应使用硫含量不大于 1.00%m/m 的燃油，2015 年 1 月 1 日起，应使用硫含量不大于 0.10%m/m 的燃油。此外，如果船舶使用与低硫燃油同等效果的废气清洗系统，可免除低硫燃油使用要求。关于氮氧化物排放，MAPROL 公约规定自 2016 年 1 月 1 日起，行驶至该区域内的船舶应使用符合 MARPOL 公约附则 VI 第 13 款规定的“三级”标准的船舶柴油引擎，即 2016 年 1 月 1 日或以后建造的船上安装的柴油发动机，氮氧化物排放量在下列限值内（其中 n 为发动机额定转速）: n 小于 130 rpm 时，3.4g/kWh; n 大于等于 130rpm 但小于 2000rpm 时，$9 \cdot n^{(-0.2)}$g/kWh; n 大于等于 2000rpm 时，2.0g/kWh。

2.2.2 欧盟批准设立的 ECA

根据欧盟法令（EU Low Sulphur Directive 2005/33/EC、82/714/EEC 等），自 2010 年 1 月 1 日起，成员国应保证在欧盟港口停泊（包括系泊和锚泊）时间超过 2 小时的船舶使用硫含量不大于 0.10%m/m 的燃油（不适用于靠泊期间使用岸电的船舶）。此外，如果船舶通过使用 LNG 等燃料或采用其他减排措施，使其硫氧化物的排放等效于使用低硫燃油，欧盟成员国可以允许该船舶免除低硫燃油使用要求。

2.2.3 美国批准设立的 ECA

根据美国加利福尼亚空气资源委员会法规（California Code of Regulation Titles 13 and 17），自 2012 年 8 月 1 日起，行驶至该区域内的船舶应使用硫含量不大于 0.50%m/m 的船用柴油，2014 年 1 月 1 日起，使用硫含量不大于 0.10%m/m 的船用轻柴油或船用柴油。该区域内不接受采用废气清洗系统作为低硫燃油的等效处理方法。

2.3 各国家和地区制定的排放控制政策

欧盟与北美地区很早就制定和实施了自己的船舶排放控制政策，这些政策与国际海事组织设立的 4 个 ECA 同时有效，互为补充。

2.3.1 欧洲船舶排放控制政策

欧盟海运温室气体减排的法律规则与实践奉行单方面行动的道路。欧盟从 20 世纪 80 年代中期就开始关注温室气体对全球气候变暖的影响，不断地出台一些法律制度，为控制船舶排放，欧盟采取的措施包括：海运温室气体排放补偿基金、明确船舶强制性减排目标、温室气体排放交易机制（EUETS）、征收航海碳排放税。

但欧盟于 2012 年 5 月通过立法修正案 2012/32/EC，为了保护环境，将对行驶于欧盟国家海域的船舶执行更严格的硫化物排放标准，见表 2.2。法案规定，从 2020 年开始，所有行驶在欧盟成员国 12 海里领海或停泊在其港口的船舶，将执行 IMO 于 2008 年制定的 0.5%的硫化物排放标准，而属于欧盟专属排放控制区的波罗的海、北海和英吉利海峡，则从 2015 年开始执行 0.1%的标准，将 MARPOL 公约附则 VI 2008 修正案中使用 0.1%低硫燃油的实施时间整整提前了 5 年。

表 2.2 欧盟 2012/32/EC 法令修正案船舶燃油硫含量标准实施表

范围	标准（%质量分数）	实施日期
排放控制区外	3.50	2014 年 6 月 18 日以后
	0.50	2020 年 1 月 1 日及以后
排放控制区内	1.00	2014 年 12 月 31 日以前
	0.10	2015 年 1 月 1 日及以后

2014 年 11 月 26 日，欧盟正式通过了“航运业二氧化碳排放检测、报告和核实机制”（MRV 机制），作为海运领域碳排放的检测、报告和核实规则，MRV 机制于 2015 年 7 月 1 日生效，从 2018 年起将对停靠欧盟港口的 5000 吨级以上船舶进行碳排放监测。针对 5000 总吨以上的船舶于 2018 年 1 月 1 日开始生效，对不符合要求的船舶，欧盟将采取惩罚措施，超过 1 个以上报告期不执行该规则的船舶将被驱逐出欧盟港口或被拒绝挂靠。

2.3.2 北美船舶排放控制政策

美国制定了空气质量标准及船舶排放控制法规等技术法规，包括《空气污染管制法》、《清洁空气法案》、《国家环境空气质量标准》、《排放标准的参考指南》、《新海洋船舶柴油机排放控制法规》、《非道路柴油机 Tier 4 规则》、《船用柴油机排放控制措施》等。美国国家环境保护局曾制定了减少船舶污染大气的税收政策，规定从 2001 年起征收 NO_X 排放税，以所收税金补贴采取降低污染措施而增加的费用。此外，基于港口空气污染物大多来自船舶在港口航行、靠港和离港操作以及靠港作业时的特点，为进一步减少船舶污染物排放，美国加州对靠港船舶提出更高的控制废气排放要求，于 2014 年 1 月 1 日实施强制靠港船舶使用岸电的减排措施。

洛杉矶港口规定船舶离港口 20 海里或 40 海里内航速若小于 12 节（含），对于 20 海里内满足要求的船舶按 1 天靠港费的 15%奖励，对于 40 海里内满足要求的船舶按 1 天靠港费的 30%奖励。

加拿大运输部于 2013 年 5 月颁布了《船舶废气排放新规则》，要求对于行驶在北美排放控制区和加拿大领海北纬 60°以内的水域，船用燃油最大硫含量为 1.00%m/m；从 2015 年 1 月 1 日起，行驶在这一水域的船舶燃油最大硫含量不得超过 0.10%m/m。

2.3.3 香港船舶排放控制政策

2011 年，13 家船舶运营商在香港主动签署入港船舶转用含硫量 0.5%以下低

硫燃油的《乘风约章》(Fair Winds Charter)，参与的船舶运营商自愿承诺旗下入港班轮在葵青港区使用含硫量不多于 0.5%的低硫燃油，离港后才再使用普通燃油，以改善港区附近的空气质量。该条约的有效期为两年，如果香港特区政府不能就港口燃料油硫排放规范设立法规的话，相关成员也将放弃目前已经在香港港口进行的燃油转换计划。

香港政府在 2012 年 9 月推出轮船在泊岸时转用含硫量不超过 0.5%的低硫燃油，可获宽免 50%港口设施及灯标费的资助计划，但是参与燃油转换和不参与燃油转换的公司将承担不同的运营成本，不利于公平竞争，因此，香港方面一直呼吁在珠三角流域建立首个亚洲硫排放控制区。

2.3.4 与 IMO 政策的比较

从政策实施方式上看，建立排放控制区是通过政府间或 IMO 机制实施的，属于国际强制性措施; 欧盟强制靠港船舶使用低硫燃油和美国加州强制靠港船舶使用岸电是通过政府组织或者地方政府的机制实施的，属于局部强制性措施; 以地方利益换取区域内船舶减排效果的措施，属于激励性措施。各类政策措施的实施效果等，见表 2.3。

表 2.3 不同政策措施实施效果对比

政策措施	范围	船舶大小	监督成本	能力要求	航运成本	准备难度	实施难度	减排效果
激励	地区或港口	较小	增加有限	低	增加有限	低	低	有限
局部强制	国家或地区	大	增加较大	高	增加较大	高	高	好
国际强制	国家或地区	较大	增加最大	最高	增加最大	最高	最高	最好

从政策类型上，可分为技术、运营、市场等。技术方面，IMO 海事安全委员会制定并通过了《有关船上天然气燃料发动机装置安全性的临时指南》，对未来海运船舶使用天然气替代矿物燃料提出了美好设想。营运方面，自 2008 年起，IMO 多次召开会议，讨论造船业营运方面的温室气体减排机制。针对新造的船舶，强制推行 CO2 设计指数。IMO 第 57 届环保会突出了船舶改进能效的各种措施，鼓励船厂、船舶设计者、设备厂改进船舶能效，促进技术革新。市场方面，IMO 提出市场导向减排措施有交纳碳税、温室气体排放补偿基金、实施排放贸

易机制等。

欧盟将 MARPOL 公约附则 VI 规定的硫氧化物排放标准履约时间提前，欧盟法令修正案船舶燃油硫含量标准的适用海域及范围正逐渐扩大，在硫排放控制区内，船舶硫氧化物排放标准更为严格。

美国加州管辖水域内的海运船舶必须使用清洁燃油，燃油含硫量标准的履约时间提前，在北美排放控制区和加拿大领海北纬 60°以内的水域，船舶硫氧化物排放标准严格按照公约的要求执行，2016 年起，北美排放控制区同时控制氮氧化物排放。MARPOL 附则 VI 与美国加州规定及欧盟相关要求对比，见表 2.4。

表 2.4MARPOL 附则 VI 与美国加州规定及欧盟相关要求对比

规定	区域	实施日期	硫含量极限 m/m
MARPOL 附则 VI	排放控制区外	2012 年 1 月 1 日	燃油硫含量不大于 3.50%
		2020 年 1 月 1 日	燃油硫含量不大于 0.50%
	排放控制区内	2010 年 7 月 1 日	燃油硫含量不大于 1.00%
		2015 年 1 月 1 日	燃油硫含量不大于 0.10%
美国加州（MarineNotice2012-1）	加州岸线 24 海里内水域	2009 年 7 月 1 日	船用轻柴油（DMA）含硫量不高于 1.5%
			船用柴油（DMB）含硫量不高于 0.5%
		2012 年 8 月 1 日	船用轻柴油（DMA）硫含量不大于 1.0%
			船用柴油（DMB）硫含量不大于 0.5%
		2014 年 1 月 1 日	船用轻柴油（DMA）或船用柴油（DMB）硫含量不大于 0.1%
欧盟法（Directive2005/33/ECArticle4b）	部分港口要求停泊时间超过 2 小时的船舶	2010 年 1 月 1 日	使用含硫量不超过 0.1%的燃油（土耳其自 2012 年 1 月 1 日加入参照欧盟法令）

2.4 中国大陆船舶排放控制政策

面对国际社会应对和减缓气候变化的迫切形势，中国也出台了一系列环境保

护、节能减排相关的法律在内的综合性环境保护法律体系。此外，交通部在交通运输体系发展规划及相关实施方案中，也对船舶污染排放做了详细规定。船舶大气污染物排放已有法可依，具体的条例规定等趋于完善。

（1）2015 年设定的排放控制区

2015 年 7 月，交通运输部印发了《珠三角、长三角、环渤海（京津冀）水域船舶排放控制区实施方案》，这是中国在污染防治法律法规政策上的重要突破。此后，对船舶大气污染的重视越来越高。

已批准设立包括珠三角、长三角、环渤海（京津冀）水域的船舶排放控制区（ECA），位置及范围见图 2.2。

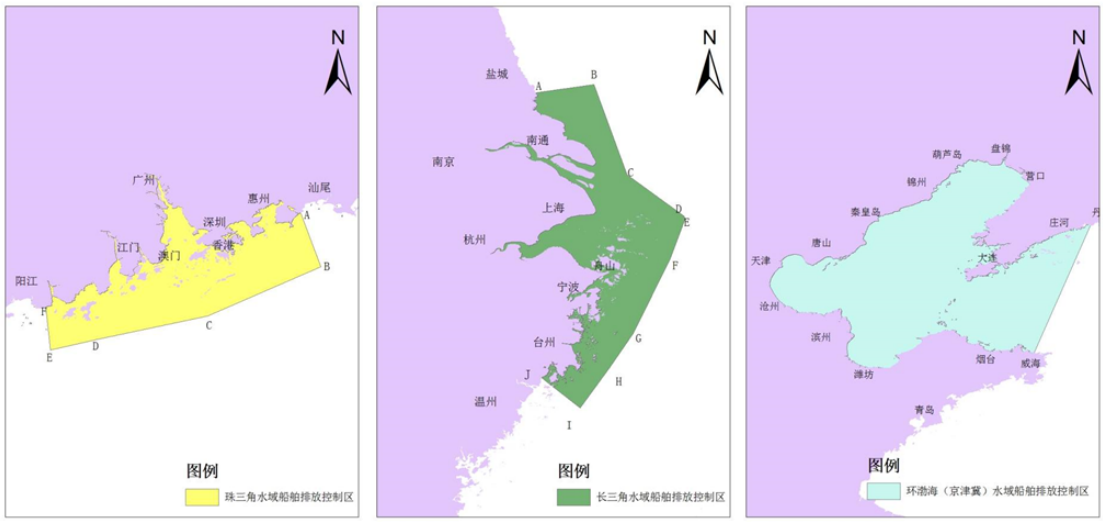


图 2.2 中国 2015 年批准设立的 ECA 位置及范围

1）珠三角水域船舶排放控制区

海域边界：下列 A、B、C、D、E、F 六点连线以内海域（不含香港、澳门管辖水域）。A：惠州与汕尾大陆岸线交界点；B：针头岩外延 12 海里处；C：佳蓬列岛外延 12 海里处；D：围夹岛外延 12 海里处；E：大帆石岛外延 12 海里处；F：江门与阳江大陆岸线交界点。

内河水域范围为广州、东莞、惠州、深圳、珠海、中山、佛山、江门、肇庆 9 个城市行政管辖区域内的内河通航水域。

本排放控制区内的核心港口区域为深圳、广州、珠海港。

2）长三角水域船舶排放控制区

海域边界：下列 A、B、C、D、E、F、G、H、I、J 十点连线以内海域。A：南通与盐城大陆岸线交界点；B：外磕脚岛外延 12 海里处；C：佘山岛外延 12

海里处；D: 海礁外延 12 海里处；E: 东南礁外延 12 海里处；F: 两兄弟屿外延 12 海里处；G: 渔山列岛外延 12 海里处；H: 台州列岛（2）外延 12 海里处；I: 台州与温州大陆岸线交界点外延 12 海里处；J: 台州与温州大陆岸线交界点。

内河水域范围为南京、镇江、扬州、泰州、南通、常州、无锡、苏州、上海、嘉兴、湖州、杭州、绍兴、宁波、舟山、台州 16 个城市行政管辖区域内的内河通航水域。

本排放控制区内的核心港口区域为上海、宁波-舟山、苏州、南通港。

3）环渤海（京津冀）水域船舶排放控制区

海域边界: 大连丹东大陆岸线交界点与烟台威海大陆岸线交界点的连线以内海域。

内河水域范围为大连、营口、盘锦、锦州、葫芦岛、秦皇岛、唐山、天津、沧州、滨州、东营、潍坊、烟台 13 个城市行政管辖区域内的内河通航水域。

本排放控制区内的核心港口区域为天津、秦皇岛、唐山、黄骅港。

（2）2018 年设定的排放控制区

2018 年 11 月 30 日，交通运输部公布《船舶大气污染物排放控制区实施方案》，明确在已设立的环渤海（京津冀）、长三角、珠三角水域船舶排放控制区基础上，进一步扩大控制地理范围。沿海排放控制区拟从此前的三个水域扩大到全国沿海 12 海里以及海南水域，内河包括沿长江干线（云南水富至江苏浏河口）、西江干线（广西南宁至广东肇庆段）的通航水域。

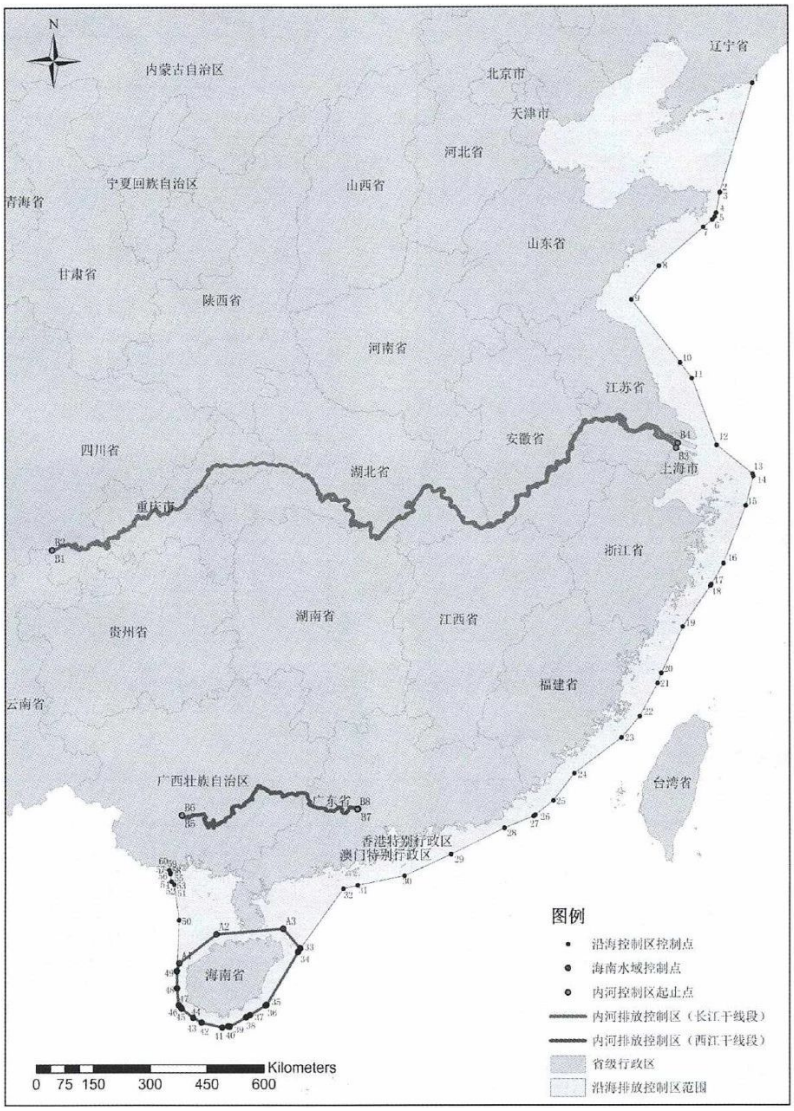


图 2.3 中国 2018 年批准设立的 ECA 位置及范围

（3）2015 版中国 ECA 的排放控制要求

1）自 2016 年 1 月 1 日起，船舶应严格执行现行国际公约和国内法律法规关于硫氧化物、颗粒物和氮氧化物的排放控制要求，排放控制区内有条件的港口可以实施船舶靠岸停泊期间使用硫含量≤0.5%m/m 的燃油等高于现行排放控制要求的措施。

2）自 2017 年 1 月 1 日起，船舶在排放控制区内的核心港口区域靠岸停泊期间（靠港后的一小时和离港前的一小时除外，下同）应使用硫含量≤0.5%m/m 的燃油。

3）自 2018 年 1 月 1 日起，船舶在排放控制区内所有港口靠岸停泊期间应使用硫含量≤0.5%m/m 的燃油。

4）自 2019 年 1 月 1 日起，船舶进入排放控制区应使用硫含量≤0.5%m/m 的燃油。

5）2019 年 12 月 31 日前，评估前述控制措施实施效果，确定是否采取以下行动：①船舶进入排放控制区使用硫含量≤0.1%m/m 的燃油；②扩大排放控制区地理范围；③其他进一步举措。

6）船舶可采取连接岸电、使用清洁能源、尾气后处理等与上述排放控制要求等效的替代措施。

（4）2018 版中国 ECA 的排放控制要求

① 自 2019 年 1 月 1 日起，船舶在沿海控制区内航行及靠岸停泊均应使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油，大型内河船和江海直达船舶应使用符合新修订的船用燃料油国家标准要求的燃油；其他内河船舶应使用符合国家标准的柴油。自 2020 年 1 月 1 日起，海船进入内河控制区，应使用硫含量不大于 0.1%m/m 的船用燃油。

② 2020 年 3 月 1 日起，未使用硫氧化物和颗粒物污染控制装置等替代措施的船舶进入排放控制区只能装载和使用按照本方案规定应当使用的船用燃油。

③ 2022 年 1 月 1 日起，海船进入沿海控制区海南水域，应使用硫含量不大于 0.1%m/m 的船用燃油。

④ 适时评估船舶使用硫含量不大于 0.1%m/m 的船用燃油的可行性，确定是否要求自 2025 年 1 月 1 日起，海船进入沿海控制区使用硫含量不大于 0.1%m/m 的船用燃油。

该实施方案也制定了氮氧化物排放控制要求、船舶靠港使用岸电要求和其他要求。

（5）针对清洁能源的相关政策

为推动内河 LNG 情节能源的使用，相关政策措施也在积极推进。2014 年，根据国家“十二五”水运发展规划要求和交通运输部的统一部署，江苏省交通运输厅开始组织实施“交通运输部京杭运河江苏段水运应用 LNG 综合示范区”项目。2015 年，江苏省发改委、住建厅、交通运输厅联合发布了《江苏省内河船用液化天然气加气站发展专项规划》（苏发改能源发【2015】808 号），明确到 2020 年，全省内河建设船用 LNG 加气站 89 个，基本覆盖京杭运河内河干线航道。2016

年下半年财政部发布了《补助资金管理办法》(财建【2016】418号)，明确了船舶LNG动力系统整体更新的补贴政策。2017年2月，江苏省交通运输厅、国土厅、住建厅、省发改委等部门联合出台《关于规范内河船用LNG加注站建设运行的指导意见》，有力推动了全省内河船用LNG加气站建设和运营。为加快推广LNG应用进程，江苏省交通运输厅、省物价局、财政厅、水利厅联合发文明确，使用LNG的江苏籍运输船舶通过京杭运河、淮河船闸优先过闸，且不加倍征收过闸费。

2.5 面临的挑战及对策建议

2.5.1 面临的挑战

（1）船舶排放控制区方案实施效果评估需要有大气监测数据作支撑，但是从督查情况看，目前环保机构普遍缺乏对港口大气监测网络布局与规划建设，现有的大气监测站点多远离港口区域，现有大气测量数据针对性和全面性不足，难以形成对船舶减排实施效果全面、准确的评估。

（2）低硫油供应市场不够规范，联合执法力度不够，需推动低硫油供给侧改革，提高油品质量，保障低硫油供应。船用燃油的供应链条长，涉及监管部门多，海事仅能对燃油加装上船最后环节进行监管，而源头监管则需要依托质监和能源等部门形成合力。区域内海事和质监等部门联合执法不足，对燃油的生产、储运和使用等环节开展整体监管需形成合力，以推动燃油生产企业加强管理，提高油品质量和市场供应保障规范化。

（3）新能源应用及船舶尾气洗涤等替代措施推进速度不够，有关推进鼓励政策需要加速制定。岸电和LNG等新能源替代措施在实际应用中反映出经济杠杆起到主导作用，低压岸电由于建设成本低使用率高而推广顺利，高压岸电受制于大型船舶靠泊时间短，使用率不高且投资成本大而推广缓慢，LNG在近年油气价差倒挂，加上建设供气站点因标准、监管等问题，各地推广力度有限。此外，电动船成本太高，现阶段推广应用情况不好，船检缺乏适应性的规范和标准，政策、法规等不成熟，因此本课题并未考虑电动船的应用。

2.5.2 对策建议

（1）针对新能源、清洁能源、尾气后处理等替代措施，厘清有关各部门和港航企业之间经济、责任关系，从而为科学制定相关鼓励政策提供合理依据。在

相关区域内率先建设“岸电示范区”，探索“岸电使用成本分摊机制”；积极推进LNG、电力等船舶新能源替代，加大对新能源替代产业的扶植力度，明确 LNG船舶配套加注站点（移动、固定）的建设规范，简化审批流程，强化加注站点建设的可操作性。探索船舶使用清洁能源、尾气后处理的效果和可操作性。

（2）船用燃油的供应链条长，涉及监管部门多，海事仅能对燃油加装上船最后环节进行监管，而源头监管则需要依托质监和能源等部门形成合力。建议开展区域内海事和质监等部门联合执法，对燃油的生产、储运和使用等环节开展整体监管形成合力，以推动燃油生产企业加强管理，提高油品质量和市场供应保障规范化。

（3）推动研究船舶尾气排放监测监控和海事联防联控系统的开发与应用，提升船舶排放控制区联防联控水平，促进政策实施效果评估科学化，为及时推动后期方案执行奠定基础。

第 3 章　硫排放减排措施现状分析

3.1　岸电

船用岸电技术是指船舶在靠泊期间停止使用船上的辅助燃油发电机，船上通风、照明、制冷以及其他设备的运转都改由岸上电源供电，从而减少船舶废气排放的供电方式。

随着全球能源互联网的构建理念日益形成共识，以及大气污染防治行动计划的不断推进，岸电技术也被广泛关注。岸电作为一种重要的电能替代方式，其技术日渐成熟，已在国内外诸多港口得到了实际应用，正处于一个迅速发展的时期。

3.1.1　船用岸电系统的组成

船用岸电系统主要由岸上供电系统、船岸连接装置和船舶受电系统三部分组成。岸上供电系统是固定在码头上的箱体设备，具有电压等级变换和变频等功能，输入端是来自区域变电站的高压电能，输出端是特定电压等级和频率的交流电；船岸连接装置是连接码头接电箱及船舶受电装置间的电缆和设备，应符合两端设备的接口要求；船舶受电系统是在船上原有配电系统的基础上固定安装的岸电受电系统，包括电缆绞车、船上变压器和相关管理系统。

3.1.2　船用岸电系统的供电方式

由于各国船舶的配电电压等级不同，船用岸电系统的供电形式主要分为以下三种：

（1） 低压岸电向低压船舶供电

岸上供电系统（即码头接电箱）与靠港船舶间通过电缆和降压变压器的接驳船进行连接，区域变电站送出的 6.6kV 高压电连接至岸上供电系统，经过置于接驳船上的降压变压器后输出 440V 低压电，再通过电缆接入靠港船舶。以美国洛杉矶港为例，如下图所示：

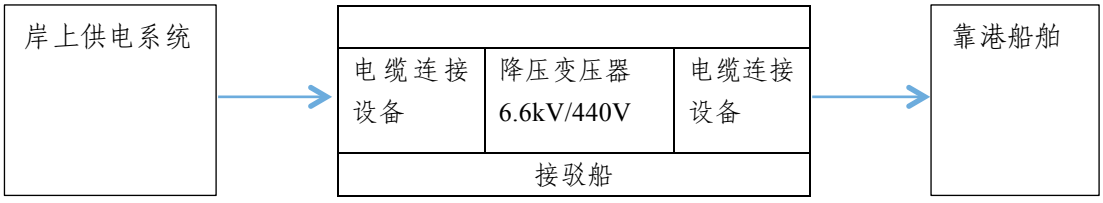


图 3.1 洛杉矶港岸电系统供电方式示意图

（2） 高压岸电向低压船舶供电

区域变电站将 6~20kV 的高压交流电送至岸上供电系统，电能通过连接电缆以高压形式送至船上降压变压器，降压至 400V 后供给船上的用电终端使用。以瑞典哥德堡港为例，如下图所示:

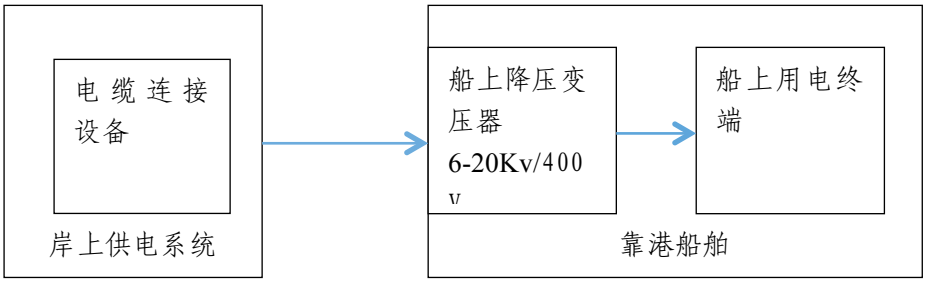


图 3.2 哥德堡港岸电系统供电方式示意图

（3） 高压岸电向高压船舶供电

这种方式与高压岸电向低压船舶供电方式的差别是不再需要船载降压变压器，一般通过置于船上的电缆，直接接取区域变电站送至岸上供电系统的 6.6kV 或 11kV 高压交流电。以美国长滩港为例，如下图所示:

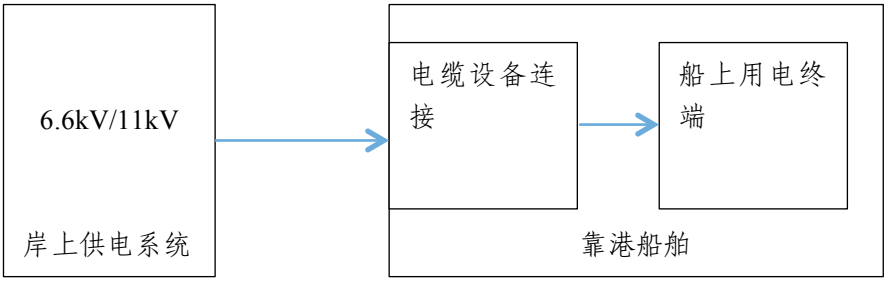


图 3.3 长滩港岸电系统供电方式示意图

上述三种船用岸电系统的供电方式需针对不同的船舶区别使用，每种方式采用的设备也有一定的差别，三种方式的比较见表 3.1 所示。

表 3.1 船用岸电供电方式比较

	低压岸电/低压船舶	高压岸电/低压船舶	高压岸电/高压船舶
岸上系统电压/kV	0.44	6~20	6.6/11
船舶配电电压/kV	0.44	0.4	6.6/11
港口电网频率/Hz	60	50	60
船舶用电频率/Hz	60	50	60
岸电接入方式	港口提供电缆	港口提供电缆	船方提供电缆
船舶改造复杂性	较小	较复杂，需要船舶上安装降压变压器	较小
供电操作难易度	较复杂，需接驳船和多跟电缆	较容易，仅需一根电缆	较容易，仅需少量电缆

3.1.3 使用岸电技术的优点

（1)岸电的供电系统可有效解决靠港船舶废气污染物的排放所带来的问题;

（2）船舶使用岸电可以降低靠港电能的使用成本，同时还可以减少辅机发电机维护费用;

（3）船舶使用岸电也具有较大的社会效益。岸电的使用不仅可以消除船舶靠港期间有害气体排放，同时也可以消除船舶辅机发电机的噪音污染问题，可以改善港口环境质量，是提高港口竞争力和建设绿色港口的重要举措。

3.1.4 推进岸电技术所涉及的技术难点与不足

（1）高功率电力电子变频技术

目前，市场上小功率通用变频器技术比较成熟，但适用于港口或海洋环境的兆瓦级高压船用变频器仍然存在系统拓扑结构、系统控制、散热、电磁兼容、谐波治理等技术难题。

（2）岸电电源电压稳定问题

岸电电源容量相对较小，而船上负载大多为感性负载(是指有些设备在消耗有功功率时还会消耗无功功率)，当船舶使用岸电时，负载的变化会导致岸电电压发生波动。当电压偏离额定值较大时，会导致船上电气设备运行效率降低甚至损坏。因此，岸电变频器必须具备电压自动调节功能，维持输出电压稳定以满足船舶供电标准。

（3）供电系统电制匹配问题

目前，我国配电网一般采用中性点不接地系统，港口码头常采用三相四线TN系统，而船舶大多采用三相三线IT系统。如果TN系统直接向IT系统供电，容易导致绝缘击穿等安全问题，因此岸电电源无法直接连接至船舶。如果为港口岸电设计专门的 IT 系统会导致成本大幅增加，因此目前岸电系统急需研究 TN与IT系统相互兼容的供电模式。

（4）船电与岸电间的无缝切换

船上安装有一套自动并车装置才能实现船电与岸电的无缝衔接。该装置检测船电和岸电的频率、相位以及电压信号，当三者的误差均在一定范围内时，将岸电电源并网到船舶电力系统，最后停止使用船用辅机发电。当船舶离港时，自动并车装置控制船舶辅机并网，然后断开岸电电源。自动并车装置的关键技术是实

现船舶辅机发电与岸电电源的同步，以减小并网时的冲击电流。

（5）电缆管理和快速连接

考虑到港口作业效率和船期等方面的要求，船舶连接岸电时往往需要很迅速，这就需要高效的电缆管理方式，如设计移动式的码头恒张力电缆卷筒或采用快速接头实现电缆的快速连接等。

（6）高压岸电的安全接入

船舶高压岸电的接入对安全性要求较高。目前高压岸电的接入操作还存在一些不规范的问题，具有一定的安全隐患。

（7）岸电设备的保险理赔

靠港船舶接入岸电容易造成船岸设施设备的损坏，然而这些设施设备损坏后的保险与理赔机制还不够健全，造成设施设备损坏后的赔付和维修问题，降低岸电使用的效率，增加岸电维护成本。

（8）船岸双方认识统一问题

岸电使用过程中，船岸双方往往会存在认识不统一的情况，特别是国内港口码头的作业效率与靠泊计划安排，会造成一定的用电困难。

（9）岸电标准与安全检验

目前国内各港口码头的岸电源的标准还存在不统一的情况，影响岸电的规范化使用，此外岸电设施设备的安全检验也没有统一的规范，存在安全隐患。

3.1.5 推广岸电的政策保障

在港口、码头实施岸电工程，引导船舶所有人对船舶进行岸电改造和推广船舶靠港时使用岸电都离不开政策法规的要求和行业技术标准的制定。为此，世界各国相继出台了诸多规章制度以及标准规范文件，以保障岸电的顺利推广。

表 3.2 常见船舶的岸电容量需求范围

船舶类型	岸电容量需求范围（MVA）
渡船和滚装船	1-6
小型货船	1-4
小型邮船	10-20
油船和 LNG 船	3-11
大型邮船	20-24
集装箱船	2-8

我国主要由交通运输部制定颁布各项实施方案或指导意见，要求各港口码头

建设船舶岸电设施，规范靠港船舶使用岸电设备，为岸电的应用推广打下了坚实的基础。出台的主要文件包括《船舶与港口污染防治专项行动实施方案(2015—2020 年)》《绿色港口等级评价标准(JTS /T 105-4-2013)》《码头船舶岸电设施建设技术规范(JTS 155—2012)》《港口船舶岸基供电系统技术条件 JT/T 814—2012》《港口船舶岸基供电系统操作技术规程 JT/T 815—2012》《建设低碳交通运输体系指导意见》《公路水路交通运输节能减排“十二五”规划》和《“十二五”水运节能减排总体推进实施方案》。

各省市为缓解港口城市污染，也制订了相关工作计划，主要有江苏省的《江苏省 2015 年大气污染防治工作计划》和上海市的《上海港靠泊国际航行船舶岸基供电试点工作方案》。

此外，为保障岸电设施的可靠性，中国船级社还制定了岸电验收规范《船舶高压岸电系统检验指南》，以确保我国岸电工程符合国际质量标准。

3.2 低硫油

船舶使用低硫油能够有效的减少船舶硫排放，并且对船舶本身的系统改造较少。由于低硫油含硫量和杂质少，排放相对也少，相比重油可减少 96%的硫排放。船舶使用含硫量小于 0.1%的低硫油时，不需要对现有船舶进行大的改动，大部分使用重油的船舶可直接使用低硫油。部分船舶可能需要进行少量的燃油系统改装，以允许使用低粘度燃油，如安装燃油冷却器，执行特殊的燃油转换程序等。因此船舶改用低硫油带来的风险较低。此外，使用低硫油主机维护成本也将降低，可以去除重油加热设备，降低维护和使用成本。

3.2.1 低硫油的特性以及给设备造成故障的原因分析

（1）低粘度

低硫油进行脱硫之后导致燃油成分中烃类含量变化，从而降低了低硫油的润滑性能和发火燃烧性能。

过低的粘度会导致高压油泵、喷油器等运动部件造成内漏，甚至打不上压力致使柴油机不发火；另外供给泵、循环泵、高压油泵、喷油器等这些按照传统重油设计的机器运动部件由于所运送燃油的润滑性能变差肯定会加快磨损，甚至咬死进而造成主机失灵。

（2）低密度

低硫油的密度比 HFO 低，一般在 0.85~0.89g/cm³，据有关数据表明，相同油门下，与高硫燃油相比较，柴油机的输出功率将减少 6～15%左右。当柴油机高压油泵偶件和喷油器偶件磨损严重时，这种影响将更为严重。另外低密度也将影响燃油分油机的运行，如不调整参数，将会导致分离效果变差和跑油等故障。

（3）挥发性强

含硫量低于 0.1%m/m 的低硫蒸馏油，包括 MGO 和 MDO 都具有较强的挥发性。如锅炉换用低硫油，将会影响锅炉的炉膛扫风质量和燃烧质量。

（4）低闪点

低硫油较低的闪点（着火点）会使燃油在加装、储存、驳运等过程中带来安全方面的问题。

（5）不相容性

当两种不同的燃油混合时会带来燃油不相容，产生沉淀、分层堵塞管路滤器等。然而低硫油与其他的重油相容性很差。由于传统的重油中含有较多的芳香烃成份以及沥青，这些成份与低硫油混合后稳定性极差，将会产生析蜡和质量很大的油泥。这些蜡质油泥势必会造成滤器、阀件、管路等设备通流性变差等后果，进而引起柴油机断油不发火等故障。

（6）低硫油对气缸油的要求

由于低硫油的含硫量降低，燃烧产物中的酸性物质较少，要求润滑油的碱性降低。如果仍然使用 BN70 的气缸油，过高碱性的润滑油将会带来缸套等运动部件磨损、拉缸等事故。如果机器内的燃烧产物没有将过高碱性的润滑油中和掉，则会在燃烧室上、活塞环槽内沉淀大量坚硬钙镁化合物。

3.2.2 使用低硫油应注意的问题

（1）低硫油在选择、加装及驳运方面的管理

在选择低硫油时应注意硅、铝、钠、钙等的含量，应当满足 ISO8217 标准检测的结果（通常小于 15ppm，最高为 80ppm）。另外低硫油的闪点应满足 SOLAS 公约规定的船用燃油最小闪点60℃。

（2）高流油与低硫油的切换

柴油机在使用高硫燃料油时，为得到合适的粘度，进机的油温度一般需要加热到较高的温度（110~130℃左右）。而低硫油为达到 2cst 以上的粘度却需要冷

却到较低温度（17~20℃左右）。因此在进行高、低硫油切换时，如不进行调节控制，温度和粘度的急剧变化将会引起的燃油压力剧烈波动，导致油泵卡阻、转速波动等故障。因此在燃油切换过程中，一般要求燃油的温度变化率控制在 2-3℃/min，粘度控制在 2cst~24cst 范围以内，适当延长换油时间。此外，还应注意加热器及冷却器、蒸汽伴热管的切换。

（3）气缸油的调整与转换

柴油机在使用重油时，一般选用的高 TBN（总碱值）气缸油，以此来中和燃油产生的酸性物质，减缓缸套和活塞环的腐蚀磨损。在换用低硫油后，如果继续使用高 TBN 的气缸油，燃烧产生的酸性物质将被完全中和。缸套因缺乏酸性腐蚀而变得过渡光滑，降低了气缸油的附着和分布能力，使边界润滑能力降低，磨损程度急剧增加。此外，大量过剩的碱性添加剂燃烧后产生碳酸钙颗粒沉积在活塞头和活塞环处，导致缸套和活塞环产生颗粒磨损，引起活塞环卡阻、失去弹性、甚至断裂。而且在长期使用后，这些燃烧产物还会污染增压器喷嘴环、涡轮叶片、废气锅炉等设备，造成严重后果。因此应选用与低硫油相匹配的 TBN 较低的气缸油。

3.3 LNG

在技术进步和油价攀升的大背景下，LNG 作为新兴的船用动力燃料受到了更多的关注和青睐。LNG 作为一种清洁且高效的船舶燃料，导致全球范围内 LNG 的供应量明显增加，使用 LNG 的船舶数量也在持续增加。船舶使用 LNG 可大幅减少硫排放等有害气体排放，降低对环境的污染。

3.3.1 LNG 替代船用燃油的竞争优势

（1）体积小、热值高

天然气的主要成分是甲烷，在常温下无法压缩为液体，只有在低温 162 度以下才能变成液体。LNG 无色、无味、无毒、无腐蚀性，热值高出柴油近 20%。

（2）储量大、供应足

根据 BP（英国石油公司）能源统计，截至 2010 年底，全球天然气探明储量达到 187.1 万亿立方米，按照 2010 年 3.169 万亿立方米的消费量计算，足够使用 59 年。考虑到每年都会有新增的探明储量，LNG 预计能够使用超过 200 年。丰富的资源基础、较低的温室气体排放以及相对低廉的价格（等热值价格低于石油）

使得天然气的供应和需求增长明显快于其他传统能源类型。

（3）排放低、污染少

LNG 燃烧时排放的二氧化碳远少于其他的船用燃料，作为船用燃油的环境效益非常显著。据试验，它可以减排近 100%硫氧化物、85% 90%氮氧化物和 15% 20%二氧化碳，而且没有颗粒排放，有利于保护环境。另外，LNG 属于低温液体，一旦泄漏，自然气化快，而且密度比空气小，会自动逸散到大气中，有利于保护水体环境，解决当前船舶大气污染严重的问题。

（4）易运输、更安全

LNG 运输船舶拥有 40 多年非常良好的安全纪录，尚未发生人员死亡或货物损毁的海上事故。即使发生 LNG 泄漏事故，也会自动向上溢开，不会对水体产生污染；加入特殊嗅剂后，天然气泄漏可及时被发现；天然气的燃点比汽柴油高（柴油的燃点为 260℃，爆炸极限为 0.5% 4.1%；天然气燃点为 650℃，爆炸极限 4.6% 14.57%），瞬间着火比油慢，不易达到爆炸极限。

（5）成本低且市场稳定

根据有效热值算，1 立方米 LNG 气体近似于 1.1 升柴油，而且 LNG 价格较柴油低，可以大大节约成本。按照国内目前的价格水平，柴油均价在 7 元/升以上，天然气价格在 5.3 元/立方米，使用天然气可减少 31%的成本支出，即使与 5000 元/吨的燃料油相比，天然气仍然具有优势。另外，LNG 国际贸易以长期供应合同为主，受国际金融资本炒作的影响小，虽然其定价与国际油价有一定的联动关系，但波动远低于石油市场。

3.3.2 LNG 燃料在应用中存在的问题

虽然 LNG 在使用中具有很多优势，但作为新兴船用动力燃料，其应用和推广依然面临很多问题有待解决。

（1）船舶改造成本高，续航能力较弱

LNG 储存罐体积虽小，却系统复杂，布局困难，安装圆筒形 LNG 储罐也会损失部分运输空间，加之严格的安全储存槽和输送设备间的安全距离要求，为船舶的设计和改建带来了很大难度；此外，还要改变主机和燃料舱的设计布置，圆柱形压力罐所需空间约为等量柴油罐所需空间的 3 4 倍，特殊的储气罐和舱室结构使 LNG 储存的重量约为船用柴油的 1.5 倍，建造成本增加约 8% 20%，维

护成本也随之增加；而且，目前以 LNG 为燃料的船舶最高续航能力仅为 22 天。

（2）配套基础设施严重不足

目前，全球船舶燃油供应系统已经建立起完善的补给供应网络，而全球 LNG 接收站仅有 73 个，大多数在亚洲地区，尚未建立起完备且实用的供应基地和网络。在我国，正如汽车加气站的缺乏阻碍了燃气汽车的发展一样，推广和发展 LNG 船舶必须加快相关配套基础设施的投入和建设。

（3）LNG 加注难点

LNG 加注是一个复杂的操作，需要特别的培训以确保无 LNG 溢出到船体结构上，蒸汽回流管妥善连接，以及加注完成后所有的管路都经过净化；另外，船舶靠港期间如果货物操作和燃气加注无法同时进行，还需增加靠港时间。与此同时，LNG 船对船员的资质要求高于操作柴油机的船员，会增加相应的成本。

（4）我国 LNG 资源供应紧张且分布不均

我国天然气（包括 LNG）发展较晚，分布不均，整体供应一直比较紧张，经常出现“气荒”的局面，尤其是在冬季高峰期。国家出台的《天然气利用政策》明确指出，天然气资源优先保障城市民用领域。这种政策导向将影响 LNG 在船用燃料领域的资源保障能力。

3.3.4 LNG 对船舶设计要求

LNG 密度不到重油一半，因此 LNG 燃料仓容积要比燃油大很多。通常 LNG 储存在特殊设计的液舱中，根据国际气体法规的相应要求建造。大部分情况下，LNG 燃料舱需承受 7-10bar 以上的压力，可以容纳蒸发气 10-20 天，如果无法装载压力气体，必须采取措施持续消耗蒸发气。LNG 燃料舱除了需要更大的容积，还会占用较大的空间，特别是位于甲板下的液舱。LNG 气罐的大小不仅与发动机的耗气量有关，还与船舶的运营时间、航线距离、加气站等有关。此外大部分 LNG 船仍然需要燃油舱，以防止气体燃料供应短缺。

3.4 尾气处理装置

安装尾气处理装置被认为是短期有效并且对旧船改造更经济的一种减排方式。本课题主要讨论针对硫排放的尾气处理装置。此外，不同船舶存在是否合适使用尾气处理装置的情况。本课题案例中除内河航线不考虑尾气处理装置外，其他案例均考虑使用尾气处理装置。欧洲海事安全局组织的一项研究表明，与使用

馏分燃料油相比，洗涤塔具有较高的成本效益，1 年左右就可以收回成本，是符合排放控制区的硫含量限制的最便宜选择。

IMO 通过的《废气清洗系统导则》规定，船舶若使用正常硫含量的燃料油，则应采用经船舶船旗国主管机关按《废气清洗系统导则》认可的废气清洗系统将船舶包括主辅推进机械的SO_x排放总量减少至 4.0g/kWh（消耗单位能量时SO_x的排放总量为 4g）或更少；或采用合适可行的任何其他技术方法，能将SO_x排放限制在同样的水平。

3.4.1 洗涤塔的类型及优劣

（1）开式洗涤塔

开式系统中反应后的水是不做任何处理直接排出舷外的，其系统原理简单、成本相对较低。但此系统有一定的局限性，如遇到限制排放水域时系统无法使用；另外，受海水的碱度影响，碱度越低所需海水量就越多、海水泵容量就越大、塔身内的喷嘴会越多，故当碱值太低时也无法达到处理要求。因此，如果确定使用开式系统时，前期需明确航行水域的碱度，一般标准设计碱值为 2 200 μ mol/L。

（2）闭式洗涤塔。

闭式系统较开式系统复杂，设备也比开式系统多，还需要消耗反应物质，增加了船舶的初期投入成本及后续的船舶运营成本。

（3）混合式洗涤塔

混合式系统：混合式系统既有开式模式又有闭式模式，因此混合式系统灵活性更高。在非限排区域及海水碱值足够的区域，系统选用开式模式；在限排区域及海水碱值不足的区域，系统选用闭式模式。

虽然混合式原理更复杂、设备更多，初期的投入成本也更高，但混合式运营成本更低、灵活性更高、更经济。

选择何种类型的洗涤器需要根据不同船型、船舶作业方式和航行条件确定。比如对于常年在控制区航行的船舶可使用闭式洗涤器系统，对于排放水无限制的区域航行的船舶可使用开式洗涤器系统，对于两个区域都航行的船舶可使用混合式洗涤器系统。

3.4.2 洗涤技术存在的问题

尽管洗涤塔有显著的减排效益，但是目前洗涤塔还没有在船舶上正式采用。

主要存在以下原因:

（1）洗涤塔需要占据一定的空间，而船舶本身空间有限;

（2）洗涤塔需要使用大量淡水，而船舶淡水有限，若用海水淡化技术，需要额外增加设备，成本很高;

（3）洗涤塔产生的洗涤废水酸性较强，不能随意排放到海水中，只能船舶到港后排放到专门的接收设备。

3.5 小结

根据数据统计表明，对于新造船，选择使用 LNG 的船舶数量多过安装尾气处理装置的船舶数量。安装尾气处置装置的船舶大部分是改造船舶。对于低硫油，目前大部分船舶只是在排放控制区使用，在非排放控制区仍然使用的是以重油为主。随着 2020 年对硫排放的限制，预计低硫油的使用量会大幅增加。岸电的使用在许多港口也开始逐渐增加，但由于其局限性只能对靠港船舶使用。

对于选择何种方案，投资方和运营商诉求不同，投资方认为成本最低最好，运营商则要求最大的安全性和方便操作与维护，因此需要综合考虑各方面限制条件。不同方案的经济可行性和成本有效性很大程度上由船舶的类型和操作方式决定。影响经济可能性的因素有在排放控制区操作的时间、额外的维护要求和成本、潜在的货物损失和收入损失、需更具燃料供应情况决定航线、燃料价格波动等等。因此对不同减排措施的经济性分析尤为重要。

第 4 章　船舶能耗与排放估算模型

不同船型的航行模式差别较大，比如集装箱班轮一般都有固定的航行和挂靠港口，而散货船的航线和挂靠港口可能经常变化。但是大部分的船型都是在两个不同的港口之间航行。一条船舶一年可以分为 *nt* 个航次。通过计算每个航次两港之间的能耗和排放可以得到该船舶年度能耗和排放量。

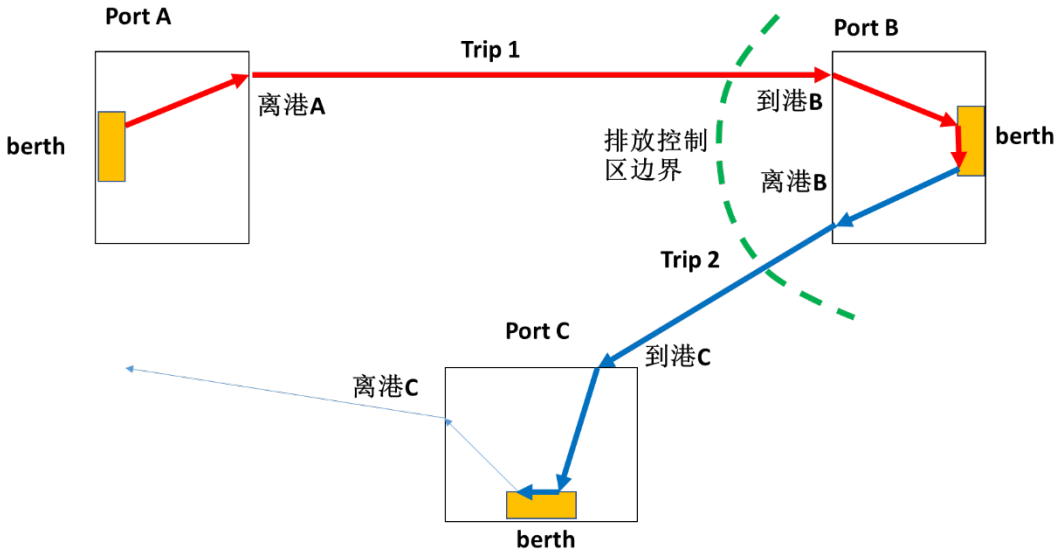


图 4.1 船舶航行轨迹示意图

上图为一条船舶航行轨迹示意图。其中有两个 trip 分别用加粗的红色和蓝色分别表示。每个 trip 由四个节点构成，首先从始发港离港，经过在海航行到目的港，然后进港靠泊码头泊位，在泊装卸后最后离开目的港。每次的航行过程可以分为在海、机动、锚泊和靠泊四种航行模式，其中机动航行又可分为两段，分别是离开出发港和到达目的港两段。

4.1　油耗

船舶主要有三个排放源：主机，辅机和锅炉。三种排放源的功率的计算并不相同，其中主机功率与船舶的航速，载重吨，风浪和外表面腐蚀情况等多种因素相关，但是最主要的是航速。辅机和锅炉功率与船舶的航行模式相关。假设一条船舶一年有 *nt* 个航次，其年油耗公式如下：

$$\boldsymbol{F_k} = \sum_{i=1}^{nt}\left(\boldsymbol{F_{ik}^{main}} + \boldsymbol{F_{ik}^{aux}} + \boldsymbol{F_{ik}^{boiler}}\right)$$

$$\boldsymbol{F_k} = \sum_{i=1}^{nt}\sum_{l}^{m}\left(F_{ilk}^{main}\right) + \sum_{i=1}^{nt}\sum_{j}^{4}\left(F_{ijk}^{aux} + F_{ijk}^{boiler}\right)$$

按照不同发动机展开:

$$\boldsymbol{F_k} = \sum_{i=1}^{nt}\sum_{l=1}^{m}\left(P_{ilk}^{main}\times SFOC_{lk}^{main}\times T_{ilk}^{main}\right) + \sum_{i=1}^{nt}\sum_{j}^{4}\left(P_{ijk}^{aux}\times SFOC_{k}^{aux}\times T_{ijk}^{aux} + P_{ijk}^{boiler}\times SFOC_{k}^{boiler}\times T_{ijk}^{boiler}\right)$$

船舶主机能耗和发动机载荷密切相关，船舶主机能耗由于发动机载荷的不同燃油消耗也不同。因此，主机油耗可以通过多个航段能耗相加，每个航段具有不同的载荷系数，而载荷系数主要和船舶的航速 *v* 和吃水 *d* 相关。

其中:

nt 表示为全年总共有 *nt* 次两港之间的航次

i 表示第 *i* 个航次

j 表示航行模式

k 表示燃油种类

l 表示一个航次中的第 *l* 个航段，其中同一航段主机载荷系数不变。

m 表示一个航次包括的航段总数

$\boldsymbol{F_k}$ 为船舶在一年中燃油 *k* 的油耗

F_{ilk}^{main} 为航次 *i*, 航段 *l*, 燃油 *k* 的主机油耗

F_{ijk}^{aux} 为航次 *i*, 航行模式 *j*, 燃油 *k* 的辅机油耗

F_{ijk}^{boiler} 为航次 *i*, 航行模式 *j*, 燃油 *k* 的锅炉油耗

排放控制区主要反映在燃油种类上。排放控制区和非排放控制区的燃油种类不同，可以用同样的公式，分别对排放控制区和非排放控制区进行计算。

4.1.1 主机功率

$$P_{main} = P_{ref}\times\left(\frac{v_{act}}{v_{design}}\right)^{3}\times\left(\frac{t_t}{t_{ref}}\right)^{(2/3)}\times f_w\times f_f$$

其中:

P_{ref} 为主机额定功率（kw）

V_{design} 为最大航速，单位节（knot);

t_t 为实际的吃水深度，单位米（m);

t_{ref} 为额定吃水深度（m);

f_w为天气影响因子，无量纲。表示天气对船舶载荷影响;

f_f为船舶表面影响系数，无量纲。表示外表面腐蚀对载荷影响;

V_{act}为船舶航速，单位节。

注意：一般情况下，由于数据难以获取，船舶外表面腐蚀以及风浪的影响并不考虑。

4.1.2 辅机和锅炉功率

辅机功率主要与船舶的航行模式（mode）有关，计算公式如下:

$P_{aux} = P_{aux_ref} \times LF_{aux}(mode)$

其中:

P_{aux_ref}为辅机额定功率

LF_{aux} 为辅机在指定工况下的载荷系数

$mode$ 为航行模式，这里航行模式可以分为在泊、锚地、机动和在海四种模式。

注： 由于辅机的功率在很多情况下难以获取，一般情况下直接给出某种船型在某个航行模式下的辅机功率。

锅炉功率计算方法与辅机基本相同，都需要根据船舶航行模式来确定。由于锅炉数据一般很难得到，通常的做法是直接给定锅炉在某种航行模式下的功率。

4.1.3 持续时间

工况持续时间：统计一段时间内一条船舶在某种工况下的持续时间。相同的工况代表船舶的航行模式、主机负载、辅机负载、燃油种类与硫含量、减排装置，甚至海况都相同的情况。基于船公司提供的航次数据可以计算各种工况下的持续时间。

主机运行时间可以从 steaming time 计算出来

$T_{main} = T_{steaming}$

T_{main}为主机运行时间，包括机动和在海航行两种状态。

船舶在码头装卸货等待时间为:

$T_b = T_{Bdep} - T_{BBer}$

T_b为船舶在泊位处时间，T_{Bdep}和T_{BBer}为到达和离开码头时间，靠泊时间为船舶到达和离开码头时间差。

锚地时间则可以通过开始港口出发时间到结束港口到达时间之差，再减去steaming 时间。这里的锚地等待主要在目的地港。

$$T_a = T_{B\text{dep}} - T_{ADep} - T_{steaming}$$

T_a为船舶锚泊时间，T_{Bdep}为船舶达到目的地港的时间，T_{ADep}为船舶离开始发港的时间。

船舶的机动时间包括在 steaming 时间以内，假设平均 6 海里作为机动航速，机动距离为进出港区的距离假设为 6 海里，则机动时间总共 2 个小时。

$$T_m = T_{Am} + T_{Bm} = 2$$

T_m为机动时间，T_{Am}为始发港的机动时间，T_{Bm}为目的港的机动时间。

因此，船舶在海的时间为 steaming 时间再去掉 2 个小时。

$$T_s = T_{steaming} - T_m$$

T_s为船舶在海时间。根据以上分析我们可以知道四种航行模式在一个港间航次的时间分布。在没有发动运行时间的情况下，可以通过假设船舶在机动和锚地时间，以及船舶的航行距离和总的航行时间来估测船舶在各种工况下的航行时间。

4.2 排放

船舶实际排放因子与船舶基准排放因子、发动机生产年份、发动机类型、发动机转速、燃油类型和含硫量以及发动机负载相关。

$$EF = EF_{baseline} \times FCF \times LLA$$

其中:

EFbaseline 为基准排放因子(以 2.7%硫含量的重油 IFO380 的排放因子为基准)，单位 g/kwh

FCF 为燃油修正系数，用于计算不同燃油种类和硫含量与基准燃油不同是的调整系数。

LLA 为主机低载荷修正系数，对辅机和锅炉不起作用。

基准排放因子以含硫量为 2.7%的重油为基准，并与船舶发动机类型,污染物类型相关，其中氮化物的排放因子还与发动机的生产年份和发动机转速相关。

低载荷调整系数与船舶主机相关。发动机在低载荷时由于燃烧效率降低，导致油耗或者排放增加，需要对载荷系数在2%-20%之间的排放因子进行调整。

燃油调整系数用以调整不同燃油造成的排放因子偏差。燃油调整系数可以通过燃油类型，硫含量以及大气排放物种类得到。

大气污染物排放量可根据能耗（单位：kwh）和大气污染物的排放因子（g pollutant /kwh）计算:

$$\boldsymbol{E_p = \sum_{k=1}^{nf}\left(F_k \times EF_{kp} \times LLA\right)}$$

k 为第 k 种燃油

nf 表示燃油种类总数

p 为大气污染物种类

$\boldsymbol{EF_{kp}}$ 为燃油 k, 大气污染物 p 的排放因子 （$g\ pollutant/\ kwh$）

主要大气污染物排放因子计算公式，NOx，PM，CO2.

表 4.1 排放因子计算公式

SOx		$\boldsymbol{EF_{kSOx}} = SFOC_k \times 2 \times 0.97753 \times S_k\%$
NOx	Tier I :	$\boldsymbol{EF_{NOx}} = 45 \times n^{-0.20}$
	Tier II	$\boldsymbol{EF_{NOx}} = 44 \times n^{-0.23}$
	Tier III :	$\boldsymbol{EF_{NOx}} = 9 \times n^{-0.20}$
PM:	HFO	$\boldsymbol{EF_{kPM}} = 1.35 + SFOC_k \times 7 \times 0.02247 \times (S_k\% - 0.0246)$
	MDO/MGO	$\boldsymbol{EF_{kPM}} = 0.23 + SFOC_k \times 7 \times 0.02247 \times (S_k\% - 0.0024)$
CO2		$\boldsymbol{EF_{kCO2}} = 3.114\ gCO2/gfuel \times SFOC_k\ g\ fuel/kwh$

其中，$SFOC_k$为燃油k的能量密度,单位 g/kwh；

$\boldsymbol{EF_{kSOx}}$表示硫化物排放因子；$S_k\%$ 表示燃油 k 的硫含量。

4.3 节能

针对不同的减排措施或者技术，节能效果:

$\Delta F_{kr} = \sum_{i=1}^{nt}(F_{ik} - F_{ikr})$

ΔF_{kr} 为第 i 个航次，采用减排技术 r, 燃油 k 的节能效果。

F_{ik} 为第 i 个航次，没有使用任何减排措施，k 种燃油的油耗

F_{ikr}为第 i 个航次，采用第减排措施 r，燃油 k 的油耗油耗

（1）采用低硫油: 2020 年全球非排放控制区将全部采用硫含量小于等于 0.5%的船舶柴油。假设能量消耗是不变的，则有:

$F_{target} = F_{current}/SFOC_{current} \times SFOC_{target}$

F_{target}表示采用换用低硫油时需要的油耗（单位：吨）

$F_{current}$表示当前没有采用任何减排措施时的油耗（单位：吨）

$SFOC_{current}$ 表示当前燃油的能量密度（单位：g / kwh）

$SFOC_{target}$ 表示采用的低硫油的能量密度（单位：g / kwh）

SFOC 主要与发动机类型，发动机转速，燃油类型相关 （IMO 2014）

（2）采用废气洗涤：增加 2%能耗

$F_{target} = F_{current}/SFOC_{current} \times 1.02 \times SFOC_{target}$

（3）采用 LNG

$F_{LNG} = F_{current}/SFOC_{current} \times SFOC_{LNG}$

F_{LNG} 表示 LNG 消耗

$SFOC_{LNG}$ 表示 LNG 密度

（4）采用岸电

$F_{shore} = F_{current} - F_{berthwithshorePower}$

F_{shore} 表示采用岸电后的油耗

$F_{berthwithshorePower}$ 表示泊位处油耗

$F_{berthwithshorePower} = F^{aux}_{berthwithshorepower} + F^{boiler}_{berthwithshorepower}$

$F^{aux}_{berthwithshorepower}$ 和 $F^{boiler}_{berthwithshorepower}$ 分别表示辅机和锅炉在泊位处的油耗。

$F_{berthwithshorePower} = P^{aux}_{shore} \times T^{aux}_{shore} \times SFOC^{aux}_{k} + P^{boiler}_{shore} \times T^{boiler}_{shore} \times SFOC^{boiler}_{k}$

P^{aux}_{shore}，T^{aux}_{shore}，$SFOC^{aux}_{k}$分别表示辅机在泊位处的功率（kw）、靠泊时间（h）和燃油 k 的能量密度。

P^{boiler}_{shore}，T^{boiler}_{shore}，$SFOC^{boiler}_{k}$分别表示锅炉在泊位处的功率（kw）、靠泊时间（h）和燃油 k 的能量密度。

4.4 减排

$\Delta E_{pr} = \sum_{i=1}^{nt}\left(E_{ip} - E_{ipr}\right)$

ΔE_{pr} 减排措施 *r,* 大气污染物 p 的减排量。

E_{ip} 为第 i 个航次，没有使用任何减排措施，大气污染物 p 的排放量

E_{ipr}为第 i 个航次，采用第 r 种减排措施，大气污染物 p 的排放量

（1）低硫油减排，将当前燃油换成目标低硫油, 排放物 p 的减排量

$\Delta E_p = \boldsymbol{F_{current}} \times \boldsymbol{EF_{currentp}} - \boldsymbol{F_{target}} \times \boldsymbol{EF_{targetp}}$

$\boldsymbol{EF_{currentp}}$ 当前燃油，排放物 p 的排放因子（*g pollutant / g fuel*）

$\boldsymbol{EF_{targetp}}$ 采用目标低硫油，排放物 p 的排放因子(*g pollutant / g fuel*)

（2）废气处理装置: 满足最低排放要求的低硫油燃油的排放量，排放物 p 的减排

$\Delta E_p = \boldsymbol{F_{current}} \times \boldsymbol{EF_{currentp}} - \boldsymbol{F_{lowestS\%}} \times \boldsymbol{EF_{lowestS\%p}}$

$\boldsymbol{F_{lowestS\%}}$ 表示满足排放要求的低硫油油耗

$\boldsymbol{EF_{lowestS\%p}}$ 表示低硫油，p 排放物的排放因子

（3）LNG

$\Delta E_p = \boldsymbol{F_{current}} \times \boldsymbol{EF_{currentp}} - \boldsymbol{F_{LNG}} \times \boldsymbol{EF_{LNGp}}$

$\boldsymbol{EF_{LNGp}}$ 表示采用 *LNG* 时，排放物 p 的排放因子

（4）岸电: 基本不产生排放物

$\Delta E_p = \boldsymbol{F_{current}} \times \boldsymbol{EF_{currentp}} - \boldsymbol{F_{berthwithshorepower}} \times \boldsymbol{EF_{currentp}}$

第 5 章　船舶减排措施成本评估模型

5.1　岸电成本评估模型

船舶使用岸电的成本主要包括岸电项目投资成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本等。其中岸电投资成本包括岸上供电系统、电缆连接设备、船舶受电系统以及安装费用; 运行维护成本是岸电系统日常维护成本; 用电成本基于船舶的用电量和电价等; 机会成本是船舶安装岸电系统而无法提供服务所损失的成本。船舶使用岸电后的增加总成本可由如下公式获得:

$$TC_i = IC_i + \sum_{t=0}^{N} \frac{RC_{i,t}}{(1+r)^t} + OC_i - \sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$$

式中TC_i是船舶 i 使用岸电后增加的总成本。IC_i是使用岸电增加的总投资成本，包括岸电系统和安装费用等。由于船舶岸电系统供电方式的不同，可分为高压和低压岸电系统。这两种系统在成本上存在一定差异，因此在使用岸电的成本分析中，需考虑这两种岸电成本的差异。N是岸电设备的使用年限或者是船舶的剩余使用年限，$RC_{i,t}$是船舶第 t 年使用岸电的非固定成本，包括维护成本和用电成本，可由如下公式获得:

$$RC_{i,t} = M_{i,t} + p_{i,t}^{ele} \times F_{i,t}^{ele}$$

式中$M_{i,t}$是船舶使用岸电第 t 年增加的维护成本，$p_{i,t}^{ele}$是第 t 年岸电的价格，$F_{i,t}^{ele}$是第 t 年船舶使用的岸电量。岸电价格存在较大的波动，为考虑其不确定性，案例中我们将考虑岸电的高、中、低三种价格。

OC_i是船舶安装岸电系统损失的成本，$OC_i = CR_i \times d_i^{ele}$，其中$CR_i$是每天的租船成本，$d_i^{ele}$是安装岸电系统船舶靠港的天数。$\sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$是船舶使用岸电后节省的燃油成本，其中$p_{i,t}^{oil}$是油价，$F_{i,t}^{oil}$是燃油消耗量。燃油价格也存在很大的不确定性。为较好的考虑燃油价格对减排措施评估的影响，案例中将考虑高、中、低三种燃油价格。

基于船舶使用岸电增加的总成本，其年平均增加的成本可由如下公式获得:

$$AC_i = \frac{TC_i}{1 - 1/(1+r)^N}$$

式中AC_i是使用岸电的年均成本，r是折现率。

5.2 低硫油成本评估模型

船舶改用低硫油后增加的成本主要包括初投资成本和运营成本。初投资是改用低硫油需要增加的初始投入，如增加回油冷却器、低硫油柜和管路的成本等。对于船舶改用低硫油，部分船舶无需进行大的改动，可直接使用低硫油。部分船舶需加装回油冷却器等从而降低改用低硫油所带来的风险。因此，不同船舶改用低硫油的改造成本也存在一定的差异。运行成本包括燃料成本、维修保养成本等。由于大部分船舶改用低硫油对设备改造不大，改造时间较短，由此改用低硫油所损失的机会成本可忽略不计。使用低硫油增加的总成本可由如下公式获得:

$$TC_{i,MGO} = IC_{i,MGO} + \sum_{t=0}^{N} \frac{RC_{i,t,MGO}}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$$

式中$IC_{i,MGO}$是换用低硫油后增加的初投资成本；$RC_{i,t,MGO}$是使用低硫油的非固定成本，包括运营维护成本和使用低硫油的成本，可计算如下:

$$RC_{i,t,MGO} = M_{i,t,MGO} + p_{i,t}^{MGO} \times F_{i,t}^{MGO}$$

式中$M_{i,t,MGO}$是使用低硫油增加的维护成本；$p_{i,t}^{MGO}$是低硫油的价格，$F_{i,t}^{MGO}$是低硫油的使用量。$\sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$是使用低硫油后节省的重油成本。基于此，使用低硫油的年均成本可表示如下:

$$AC_{i,MGO} = \frac{TC_{i,MGO}}{1 - 1/(1+r)^N}$$

在计算低硫油和重油使用成本的时候，需考虑燃油的价格。为考虑价格的不确定性影响，在案例中我们将考虑燃油的高、中、低三种价格，从而分析不同价格下对减排措施评估的影响。

5.3 LNG 成本评估模型

船舶使用天然气增加的成本包括初始投资成本、运营维护成本、使用的燃气成本以及机会成本。其中投资成本包括增加的燃气发动机成本以及增加的燃气系统、天然气蒸发装置、再液化系统等成本。运营成本包括增加的维护成本、人员成本以及燃气使用成本。机会成本是加装气罐后损失的运量成本。换用 LNG 增加的总成本可由如下公式获得:

$$TC_{i,LNG} = IC_{i,LNG} + \sum_{t=0}^{N} \frac{RC_{i,t,LNG}}{(1+r)^t} + OC_{i,LNG} - \sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$$

式中$IC_{i,LNG}$是增加的投资成本。$RC_{i,t,LNG}$是增加的非固定成本，可由下式获得:

$$RC_{i,t,LNG} = M_{i,t,LNG} + p_{i,t}^{LNG} \times F_{i,t}^{LNG}$$

其中$M_{i,t,LNG}$是增加的维护成本，$p_{i,t}^{LNG}$是 LNG 的价格，$F_{i,t}^{LNG}$是 LNG 消耗量。

$OC_{i,LNG}$是使用 LNG 后损失的机会成本，可由下式获得:

$$OC_{i,LNG} = CR_{i,LNG} \times d_i^{LNG} + L_i \times p_{i,L}$$

其中$CR_{i,LNG}$是日均租船费用，d_i^{LNG}是船舶改造天数，L_i是船舶使用 LNG 后损失的运载量，$p_{i,L}$是单位运载量的价格。针对内河 LNG 船舶，江苏省提出了优先过闸的政策。因此，内河 LNG 船可通过减少排队过闸时间减少相应的机会成本。让$d_i^{LNG（内河）}$表示内河 LNG 船舶年过闸所节省的时间，则针对内河船舶的机会成本可表达如下:

$$OC_{i,LNG（内河）} = CR_{i,LNG} \times d_i^{LNG} - CR_{i,LNG} \times d_i^{LNG（内河）} + L_i \times p_{i,L}$$

$\sum_{t=0}^{N} \frac{p_{i,t}^{oil} \times F_{i,t}^{oil}}{(1+r)^t}$是使用 LNG 后节省的燃油成本。基于此，使用 LNG 的年均成本可表示如下:

$$AC_{i,LNG} = \frac{TC_{i,LNG}}{1-1/(1+r)^N}$$

以上分析是针对旧船改造成使用 LNG 船后所增加的成本。LNG 新造船和旧船改造存在一定的差异。本项目以评估使用不同减排措施包括改用 LNG 的成本效益为主要目的，因此主要考虑改造成本。对于新船成本可类似的在计算模型中加以考虑。

5.4 尾气处理装置成本评估模型

船舶加装尾气处理装置增加的成本包括初始投资成本、运营维护成本以及机会成本。因为加装尾气处理装置不会减少燃油消耗，所以没有燃油节省成本。其中，初始投资成本包括安装脱硫装置如脱硫洗涤塔的采购和安装成本、玻璃钢管的采购和安装、增加造水机成本等。运营成本包括加注氢氧化钠成本，各类泵的

维护保养成本以及尾气处理装置的耗电量所需的油耗成本。此外，对于闭式洗涤塔以及混合式洗涤塔，还需要洗涤废水的处理成本。机会成本是加装尾气损失的成本。其成本模型如下:

$$TC_{i,w} = IC_{i,w} + \sum_{t=0}^{N} \frac{RC_{i,t,w}}{(1+r)^t} + OC_{i,w}$$

式中$IC_{i,w}$是尾气处理设备购买和安装成本；$RC_{i,t,w}$是非固定成本，包括维护保养成本和耗电成本，可计算如下:

$$RC_{i,t,w} = M_{i,t,LNG} + p_{i,t}^{w} \times F_{i,t}^{w}$$

其中$M_{i,t,LNG}$是增加的维护成本、加注氢氧化钠以及洗涤废水处理等成本; $p_{i,t}^{w}$是燃油价格，$F_{i,t}^{w}$是尾气处理装置运行所需消耗的燃油量。燃油价格在案例中也考虑高、中、低三种价格，从而评估不同燃油价格的影响。$OC_{i,w}$是船舶安装尾气处理设备损失的成本，$OC_{i,w} = CR_{i,w} \times d_i^w$，其中$CR_{i,w}$是每天的租船成本，$d_i^w$是安装尾气处理装置所需的天数。基于增加的总成本，安装尾气处理装置的年均成本可表示如下:

$$AC_{i,w} = \frac{TC_{i,w}}{1-1/(1+r)^N}$$

第 6 章　船舶减排措施的经济性分析

6.1　研究思路与方法

假定船舶排放控制技术措施的减排方案主要包括以下四种:

方案 X: 船用低硫燃油减排

方案 Y: 船舶使用 LNG 排放

方案 Z: 船舶加装尾气处理装置

方案 W: 船舶使用岸电减排

由于船舶使用 LNG 和加装尾气处理装置等方案进行减排，需要事先投入一定的资金进行船舶改造或在船舶建造时需要增加投资支出，而资金的使用需要考虑其时间价值，因此，非常有必要从技术经济的角度对各种减排方案进行比较研究，以选择经济上更为有利的方案。

由于各种减排方案每年的净现金流量难以估量，但可以估算出两个对比方案之间的差额指标值，因此采用增量分析法比选方案比较合适。增量分析法一般采取两两比较的环比方式。首先将各方案按投资额大小排序; 然后计算各方案的绝对经济效果指标，考察经济合理性，选投资额最小的合理方案为临时最优方案; 最后依次计算其余方案相对于前一步骤中的最优方案的经济指标，优胜劣汰，得到最终优选方案。评价指标可根据不同情况选用增量净现值（ΔNPV）、增量净年值（ΔNAV）、增量内部收益率（ΔIRR）以及增量投资回收期（ΔT）等。对于上述四种减排方案的比选，可以选择船用低硫燃油减排（方案 X）为临时最优方案，然后将其他各种方案分别与其对比研究。

6.2　增量投资与收益分析

这里以船舶使用 LNG 排放（方案 Y）为例，分析其与船用低硫燃油减排（方案 X）相比较，需要增加的投入和可以获得的收益。

由于船舶使用 LNG 排放的经济性是相对于使用低硫燃油减排而言，为了简化分析，假定船舶使用 LNG 排放与使用低硫燃油减排相比，仅船舶动力发生改变，其他船舶规范，如船舶类型、吨位、运输能力等都保持不变。因此，船舶使用 LNG 排放与使用低硫燃油减排相比，营运收入、经营成本不变。

6.2.1 增量投资

1. 增量建造成本

船东因使用 LNG 排放而增加的投资统称为增量建造投资，用 $\Delta C'$ 表示。

2. 建造补贴

建造补贴用 A_1 表示，包括船东因使用 LNG 排放而获得的国家或地方政府补贴。

因此，与采用低硫燃油减排相比，船舶使用 LNG 排放的期初实际增量投资为:

$$\Delta C = \Delta C' - A_1$$

其中，

ΔC：增量投资（万元);

$\Delta C'$：增量建造投资（万元);

A_1：建造补贴（万元)。

6.2.2 年增量收益

1. 年节约燃料费用

燃料费用的节约是船舶使用 LNG 排放运营产生的主要收益，与低硫燃油的耗油量、船用低硫燃油价格、LNG 替代率、LNG 价格等有关。

（1）船用低硫燃油年消耗量

船用低硫燃油年消耗量计算公式如下:

$$q_o = mPh\theta\mu$$

其中，

q_o：船用低硫燃油年消耗量（升）;

m：船舶发动机数量（台）;

P：船舶发动机额定功率（千瓦）;

h：船舶发动机年工作时间（小时）;

θ：船舶油耗率（升/千瓦·小时）；

μ：发动机额定功率修正系数。

（2）节约低硫燃油费用

令α为 LNG 替代率，即 LNG 对低硫燃油的替代程度，表示船舶在进入排放控制区时消耗的 LNG 与低硫燃油的比例。

①$\alpha = 0$

$\alpha = 0$意味着船舶仅使用低硫燃油作为动力燃料，其年燃料费用为:

$$S_0 = q_o f_o$$

其中，

S_0：船舶仅使用低硫燃油（$\alpha = 0$）时的年燃料费用（元）；

f_o：船用低硫燃油价格（元/升）。

②$\alpha = 100\%$

$\alpha = 100\%$意味着船舶只使用 LNG，没有低硫燃油消耗。

由于低硫燃油与 LNG 的输出功率存在一定的转换关系，令 1 升低硫燃油输出的功率相当于β立方米 LNG 输出的功率，可得船舶年 LNG 耗气量与年低硫燃油耗油量之间的比例关系为:

$$q_{LNG} = \beta q_o$$

其中，

q_{LNG}：船舶年 LNG 耗气量（立方米）；

β：LNG 与低硫燃油消耗当量比;

则$\alpha = 100\%$时，年低硫燃油费用为:

$$S_1 = q_{LNG} f_{LNG} = \beta q_o f_{LNG}$$

其中，

S_1：船舶仅使用 LNG（$\alpha = 100\%$）时的年低硫燃油费用（元）；

f_{LNG}：船用 LNG 价格（元/立方米）。

③$0 < \alpha < 100\%$

$0 < \alpha < 100\%$ 意味着船舶采用双燃料系统，其中低硫燃油消耗量为 $(1-\alpha)q_o$，其余 αq_o 本应由低硫燃油消耗量所提供的动力改为 LNG 燃烧替代。

则 $0 < \alpha < 100\%$ 时，年低硫燃油费用为：

$$S_2 = (1-\alpha)q_o f_o + \alpha\beta q_o f_{LNG}$$

其中，

S_2：船舶使用双燃料（$0 < \alpha < 100\%$）时的年低硫燃油费用（元）。

S_2 的公式同样适用于 $\alpha = 0$ 或 $\alpha = 100\%$ 时的情况，更具一般性。

因此，船舶使用 LNG 排放年节约低硫燃油费用为：

$$\Delta S = S_0 - S_2 = \alpha q_o \left(f_o - \beta f_{LNG}\right)$$

其中，

ΔS：船舶使用 LNG 排放年节约低硫燃油费用（元）。

2. 年营运补贴

（1）年节能减排补贴

为支持公路水路交通运输节能减排，2011 年 6 月，财政部、交通运输部联合发布《交通运输节能减排专项资金管理暂行办法》，对节能减排量可以量化的项目，原则上奖励资金与节能减排量挂钩，对完成节能减排量目标的项目承担单位给予一次性奖励。按每吨标准煤不超过 600 元或被替代燃料每吨标准油不超过 2000 元的标准，根据年节能减排量给予奖励，对单个项目的补助原则上不超过 1000 万元。

船舶使用 LNG 排放每年可以获得的节能减排补贴如下：

$$A_2 = \gamma\sigma\alpha q_o'$$

其中，

A_2：船舶使用 LNG 排放的节能减排补贴（元）；

q_o'：以标准油换算的船舶使用 LNG 排放年耗油量（吨标准油）；

γ：船舶使用 LNG 排放的节能减排补贴标准（元/吨标准油）

（2）年车船税减免

为促进节约能源，鼓励使用新能源，财政部于 2012 年 3 月发布《关于节约能源使用新能源车船车船税政策的通知》，规定自 2012 年 1 月 1 日起，对使用新能源的车船，免征车船税。

表 6.1　车船税税目税额表

征收标准	车船税征收系数	单位
净吨小于或者等于 200 吨的船舶	3	元/吨
净吨 201 吨至 2000 吨的船舶	4	元/吨
净吨 2001 吨至 10000 吨的船舶	5	元/吨
净吨 10001 吨及其以上的船舶	6	元/吨
拖船、非机动驳船分别按照机动船舶税额的 50%计算		

资料来源：财政部《关于节约能源使用新能源车船车船税政策的通知》

船舶使用 LNG 排放每年减免的车船税为：

$$A_3 = \delta T$$

其中，

A_3：船舶使用 LNG 排放每年减免车船税（元）；

δ：车船税征收系数（元/吨）；

T：船舶净吨（吨）

综上所述，船舶使用 LNG 排放每年的增量收益为：

$$\Delta B = (\Delta S + A_2 + A_3)/10000 = [\alpha q_o(f_o - \beta f_{LNG}) + \gamma \alpha q_o' + \delta T]/10000$$

其中，

ΔB：船舶使用 LNG 排放的年增量收益（万元）。

6.3　方案比选方法

这里以船舶使用 LNG 排放（方案 Y）为例，分析其与船用低硫燃油减排（方

案 X）相比较，需要增加的投入和可以获得的收益。

6.3.1 增量净年值法

增量净年值法（ΔNAV）是通过对现金流量差额的评价来比选减排方案，即相对于某一给定的基准折现率而言，比较投资大的方案比投资小的减排方案所增加的投资是否值得。

以船舶使用 LNG 排放和船用低硫燃油减排相比为例，其增量净年值的计算公式为：

$$\Delta NAV = (A/P,\ i_c,\ n)\sum_{t=0}^{n}(\Delta B - \Delta C)(1+i_c)^{-t}$$

式中，n为项目的计算期；i_c为基准折现率。

使用增量净年值法判别标准：如果增量净年值大于零，表明由投资增额所引起的收益按基准折现率计算的年值大于所增加投资的年值，说明投资的增加是合算的，增量现金流量所形成的方案在经济上是可行的，这时，应选择投资大的方案；如果增量净年值小于零，则应选择投资小的方案；如果投资增额净年值等于零，原则上可选择任一方案，因为在经济上两个方案等值，但考虑到投资大的方案比投资小的方案多投入资金所取得的收益达到了基准收益率，不考虑其他因素，则应考虑选择投资大的方案。

6.3.2 增量内部收益率法

增量内部收益率（ΔIRR）是指在计算出两个原始投资额不相等的投资项目的差量现金净流量的基础上，计算出增量内部收益率，并据以判断这两个减排方案孰优孰劣的方法。增量内部收益率是两个方案各年净现金流量差额的现值之和等于零时的折现率。以船舶使用 LNG 排放和船用低硫燃油减排相比为例，其增量内部收益率的计算公式为：

$$\sum_{t=0}^{n}(\Delta B - \Delta C)(1+\Delta IRR)^{-t}=0$$

采用增量内部收益率法时，当增量内部收益率指标大于或等于基准收益率或设定的折现率时，原始投资额大的减排方案较优；反之，则投资额小的项目为优。

第 7 章　案例分析

7.1　沿海航线案例

7.1.1　船舶能耗与排放分析

本案例采用一条在中国大陆和台湾港口之间航行的集装箱班轮作为研究对象。集装箱船舶的基本信息，发动机和燃油信息以及航次的详细信息由船公司提供。船舶基本信息见表 7.1。船舶使用中速发动机（MSD），TierI 型发动机。

表 7.1　船舶基础信息

类型	集装箱	主机功率（KW）	7980
服务航速(knot)	18	主机转速（r/min）	148
制造年份	2004	发动机类型	MSD
最大载重吨 (ton)	12613	发动机标准	TierI
运力（TEU）	831	主机燃油类型	HFO
长度(m)	144.83	重油硫含量%	2.2
最大吃水(m)	8.2	低硫油燃油类型	MGO
辅机功率(KW)	1680	柴油硫含量%	0.118

注: MSD : Middle Speed Diesel 表示中速发动机; HFO 为重油;MGO 为柴油; TierI 2000-2010; TierII 2011-2015; TierIII 为 2016 年以后生产的发动机，主要在美国氮排放控制区起作用。

该案例研究范围为从 2017 年 9 月 6 日到 2017 年 9 月 13 日。一年总共约有 **40** 个这样的航次。下面将综合考虑船舶排放现状和各种减排措施对船舶能耗和排放进行分析。下图为基于船公司提供的船舶航行数据制作的船舶靠港和工况示意图。该船舶在 2017 年 9 月 6 日从宁波港出发途径上海、高雄、台中、基隆再在 2017 年 9 月 13 日返回宁波港。总航程约 2455 公里，其中在排放控制区约 904 公里。

其中，从宁波到台湾有 220 公里在长三角排放控制区，宁波到上海全部在排放控制区，上海到台湾有 380 公里在排放控制区中。其中，宁波到上海段全部在长三角排放控制区以内，而上海到高雄段约 34%在排放控制区内，高雄到台中，台中到基隆都不在排放控制区，基隆到上海段约有 38%在排放控制区以内。

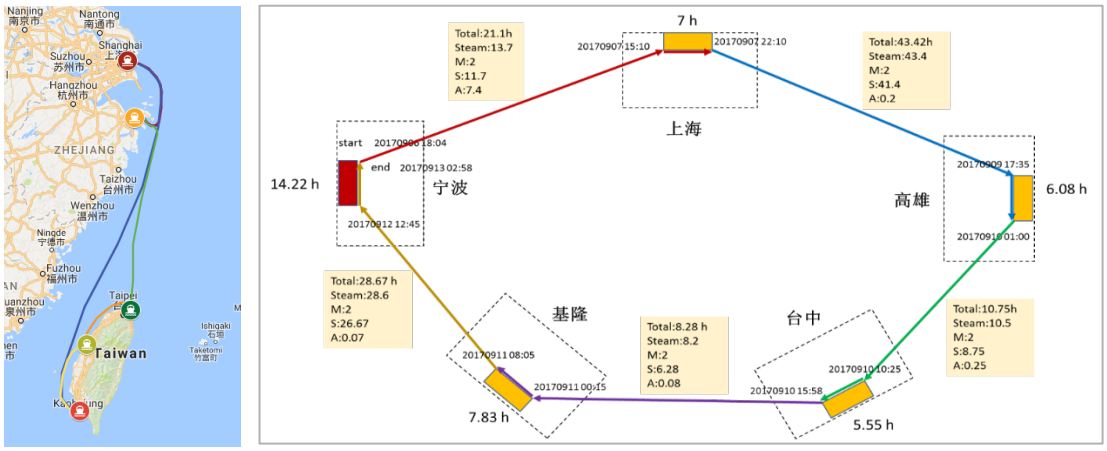


图 7-1　船舶航次以及工况持续时间示意图

下面对以下 7 种情况进行对比分析。针对每种情况，我们分别计算三种燃料的消耗量和四种大气污染物在一年中的排放量。其中燃料主要分为高硫油、低硫油和 LNG，四种主要大气污染物包括硫化物（SOx），氮化物（NOx），颗粒物（PM）和二氧化碳（CO2）。

表 7.2　沿海航线 7 种减排方案说明

序号	减排情景	说明
1	重油+0.1%	现状无任何减排措施，泊位处 0.1%柴油+其他地方 2.2%重油
2	0.5%+0.1%（泊位）	泊位处 0.1%柴油+其他地方 0.5%柴油 即全球和长三角排放控制区都为 0.5%
3	0.5%+0.1%（控制区）	排放控制区 0.1%+全球 0.5%
4	0.1%+0.1%	全球和排放控制区都是 0.1%
5	废气处理装置	主辅机全部采用重油，到达 0.5%水平
6	换用 LNG	（主机和辅机）全部采用 LNG
7	采用岸电	泊位处采用岸电

第一个情景为船舶当前的现状，也就是没有考虑任何减排措施。当前情况为船舶只在长三角排放控制区泊位处使用柴油，而在其他地方可以使用重油。根据调研数据，重油硫含量为 2.2%，柴油硫含量为 0.1%。假设辅机在靠泊和锚泊时候采用低硫油，其他时间和主机使用相同的燃油类型。

第二种情况为船舶在排放控制区内外都使用硫含量为 0.5%，在泊位处还是使用硫含量为 0.1%的燃油。这种情况对应 2020 的情景，即全球非排放控制区采用硫含量不低于 0.5%的情况，同时长三角排放控制区也采用 0.5%的硫含量。

第三种情况是船舶在长三角排放控制区实行 0.1%硫含量，而在排放控制区

外面任然采用 0.5%。这种情况对应 2020 年全球采用 0.5%硫含量，而长三角排放控制区与国际接轨，和其他排放控制区一样采用 0.1%硫含量的燃油。

第四种情况为在第三种情况的基础上，我们假设在全球范围内容都采用更加严格的减排政策，即全球范围内都采用 0.1%的硫含量燃油。

第五种情况为采用废气处理装置，这里假设这个废气处理装置为闭式的。主机和辅机都任然采用重油（2.2%）。废气装置需要对硫化物的处理能够满足在长三角排放控制区使用 0.1%硫含量燃油和全球采用 0.5%硫含量燃油的要求。

第六种情况为船舶全程使用 LNG，主机和辅机都使用 LNG 燃料。

第七种情况为，船舶在泊位处都使用岸电，这样在泊位处辅机都处于停止运行状态。岸电主要节省了辅机的油耗和排放量。

根据我们的能耗和排放模型可以计算得到 7 种情景的油耗和排放见下表。

表 7.3　沿海航线 7 种情景下的能耗和排放

减排情景	HFO/MGO(吨)	HFO/MGO-硫含量	MGO（吨）	MGO-硫含量	LNG（吨）	SOx（吨）	NOx（吨）	PM（吨）	CO2（吨）
重油+0.1%	3456.44	2.20%	225.39	0.12%	0.00	150.41	291.03	21.07	13168.64
0.5%+0.1%（泊位）	3296.44	0.50%	225.39	0.12%	0.00	34.40	291.03	5.65	12666.11
0.5%+0.1%（控制区）	2158.90	0.50%	1362.92	0.10%	0.00	24.78	291.03	4.84	12666.11
0.1%+0.1%			3521.82	0.10%	0.00	7.90	291.03	3.15	12666.11
废气处理装置	3675.90	2.20%	84.50	0.12%	0.00	24.78	291.03	4.84	12715.26
换用 LNG					1710.80	1.44	35.54	0.67	6468.34
采用岸电	3456.44	2.20%	46.75	0.12%	0.00	149.74	278.64	20.87	12277.95

由上表可知，在没有采用任何减排措施的情况下，船舶一年消耗重油约 3456 吨，柴油约 225 吨，并产生硫化物约 150 吨，氮化物约 291 吨，颗粒物 21 吨，二氧化碳约 13169 吨。

若在 2020 年全球采用 0.5%硫含量燃油，并且长三角排放控制区也采用 0.5%硫含量的燃油，该船重油的消耗量为 0 吨，而 0.5%的燃油消耗量为 3296 吨，总体燃油消耗减少 160 吨。 在大气污染物方面，硫化物排放量 34.4 吨，颗粒物排放量为 5.65 吨，分别减少 77%和 73%。而氮化物和二氧化碳几乎没有太大变化。

第三种情况为长三角排放控制区采取更加严苛的减排措施，要求再 2020 年排放控制区使用燃油不能超过 0.1%，而其他区域为 0.5%。相比与第二种方案，船舶消耗的 0.5%的燃油为 2159 吨，减少 35%，而 0.1%的燃油消耗量达到 1363 吨，是原来的 6 倍。在减排方面，硫化物和颗粒物分别减少 84%和 77%，而氮化物和二氧化碳基本上没有太大的变化。也就是换用低硫油对颗粒物和硫化物有明显的减排作用。对氮化物和二氧化碳减排作用不明显。

第四种情况为假设长三角排放控制区和全球都采用 0.1%的燃油，这种情况下，重油和 0.5%的柴油消耗都为 0。0.1%柴油的消耗量达到 3522 吨。在减排上，该方案颗减少硫化物和颗粒物 95%和 85%。但是，氮化物和二氧化碳变化不大。

第五种，情况为采用废气处理装置，主机和辅机都可以采用 2.2%的重油，而由于采用废气处理装置，其油耗量将增加 2%。重油消耗量达到 3675 吨，0.5%燃油消耗为 0，而 0.1%燃油量约 84.5 吨,比第一种方案减少 63%。在减排方面，废气处理装置减排效果可以达到在长三角排放控制区达到采用 0.1%和全球 0.5%的减排效果。即第三种方案的减排效果，硫化物排放减少 84%，颗粒物减少 77%。由于废气处理装置没有对氮化物和二氧化碳进行处理，这些气体减排效果并不显著。

第六方案为采用 LNG 代替重油和 0.5%的柴油，其中消耗 LNG 1669 吨。排放硫化物、氮化物、颗粒物和二氧化碳分别为 1.44 吨，35.54 吨，0.67 吨和 6468.34 吨。与方案一，也就是当前状况相比分别减少 99%，88%，97%和 51%。采用 LNG 对各种排放气体都有大幅度的减少。是减排潜力最大的方案。

最后一种方案是岸电方案。该方案为在船舶靠泊时采用岸电为船舶提供动力，主要减少船舶在靠泊时的能耗和排放。在油耗方面，由于船舶在泊位都采用低硫油，因此重油并没有减少，低硫油（0.1%硫含量）减少约 179 吨，减少 79%。在减排方面，由于总体上船舶在泊位处的能耗不高，时间也不是特别长，各种气体的减排量都在 0%-4%之间。

7.1.2 减排措施成本分析

本案例以沿海航线集装箱船为例对使用低硫油、使用 LNG 和使用尾气处理装置三种减排方案进行评估。其中参考情境为船舶在非排放控制区使用重油，在泊位使用 0.1%的低硫油（即 2.2%+0.1%）。使用低硫油的对比情境包括在其他

区域使用 0.5%的低硫油和泊位使用 0.1%的低硫油（即 0.5%+0.1%（泊位）），在非排放控制区使用 0.5%的低硫油和排放控制区使用 0.1%的低硫油（即 0.5%+0.1%（控制区））以及全程使用低硫油（即 0.1%+0.1%）。对比 LNG 假设全程使用 LNG。加装尾气处理装置的情境则是在参考情境的基础上（即 2.2%+0.1%+尾气处理装置）。重油，0.5%低硫油，0.1%低硫油全球 2018 年 1 月至 2018 年 6 月平均价格如下表所示（数据来源于 WorldBunkerPrices）。LNG 全球 2018 年 1 月至 2018 年 6 月平均价格来源于 Bluegold Research。为考虑价格的不确定影响，分别考虑平均价格上下波动 20%的高低价格，如下表所示。本课题以高中低三种价格进行案例分析，其他不同的燃油价格亦可加入模型中以相同的方法进行计算。

表 7.4　不同船用燃油及 LNG 的价格

类别	高（元/吨）	中（元/吨）	低（元/吨）
重油	3482	2902	2322
0.5%低硫油	4927	4106	3285
0.1%低硫油	5444	4537	3630
LNG	5056	4213	3370

低硫油成本

船舶使用低硫油后的改装成本可忽略不计，因此在此案例中不考虑低硫油系统改装成本。运维成本与使用重油时相似，因此也可忽略不计。因此船舶使用低硫油的主要成本是用油成本。船舶使用低硫油成本如下表所示，其中 0.5%和 0.1%分别表示使用 0.5%和 0.1%的低硫油。

表 7.5　高燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	3456.44	1203.53	1326.23	-
	0.1%	225.39	122.70		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	3296.44	1624.16	1746.86	420.62
	0.1%	225.39	122.70		

0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	2158.90	1063.69	1805.66	479.43
	0.1%	1362.92	741.97		
0.1%	0.1%	3521.82	1917.28	1917.28	591.04

表 7.6　中燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	3456.44	1003.06	1105.32	-
	0.1%	225.39	102.26		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	3296.44	1353.52	1455.78	350.46
	0.1%	225.39	102.26		
0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	2158.9	886.44	1504.80	399.48
	0.1%	1362.92	618.36		
0.1%	0.1%	3521.82	1597.85	1597.85	492.53

表 7.7　低燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	3456.44	802.585368	884.401938	-
	0.1%	225.39	81.81657		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	3296.44	1082.88054	1164.69711	280.295172
	0.1%	225.39	81.81657		
0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	2158.9	709.19865	1203.93861	319.536672
	0.1%	1362.92	494.73996		
0.1%	0.1%	3521.82	1278.42066	1278.42066	394.018722

LNG 成本

船舶使用 LNG 后的成本包括 LNG 改造成本，运维成本和机会成本。船舶使用 LNG 改造成本假设为造船成本的 30%。造船成本为 416 万元/艘，则改装成本约为 124.8 万元。船舶使用 LNG 的运维成本包括增加的维护成本和 LNG 使用成本。维护成本约为 10 万元/年。年 LNG 使用量约 1710.80 吨。LNG 船改装时间

约为一周，现船舶租赁价格约 8,609 元/天，因此船舶安装 LNG 系统所损失的机会成本约为 6.03 万元。船舶使用 LNG 后的成本如下表所示。

表 7.8　高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		124.8 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	864.98 万元/年
机会成本		6.03 万元

表 7.9　中 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		124.8 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	720.76 万元/年
机会成本		6.03 万元

表 7.10　低 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		124.8 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	576.54 万元/年
机会成本		6.03 万元

尾气处理装置成本

船舶安装尾气处理装置成本包括装置购买和安装成本，维护成本和机会成本。尾气处理装置购买成本约 50 万元，安装成本约 10 万元。增加的维护成本约 2 万元/年，包括废气处理成本。另尾气处理装置需消耗额外约 2%的油耗，成本约 20.06 万元/年。安装尾气处理装置为一周，现船舶租赁价格约 8,609 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 6.03 万元。船舶安装尾气处理装置的成本如下表所示。

表 7.11　船舶安装尾气处理装置成本

类别		成本
改装成本	设备购买成本	50 万元
	安装成本	10 万元
运维成本	维护成本	2 万元/年
	燃油使用成本	20.06 万元/年
机会成本		6.03 万元

7.1.3 减排措施经济性分析

（1）情境 1：高燃油价格、高 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下沿海航线集装箱船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.12 三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	1473.5	16
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	1807.96	16
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	1856.98	16
X_4：0.1%	——	1950.03	16
Y：船舶使用 LNG 排放	130.83	901.84	16
Z：船舶加装尾气处理装置	66.03	1495.56	16

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Z 不如方案 X_1。

重点计算方案 Y 相对于方案 X_1 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.13 方案 Y 相对于方案 X_1 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_1	-130.83	571.66	555	437

由$\Delta NAV_{Y-X_1}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_1}>10\%$可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_1>方案 Z。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.14　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-130.83	906.12	889	693
Z- X_2	-66.03	312.4	304	473

由ΔNAV_{Y-X_2}>0、ΔIRR_{Y-X_2}>10%；ΔNAV_{Z-X_2}>0、ΔIRR_{Z-X_2} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此进一步以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.15　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-64.8	593.72	585	916

由ΔNAV_{Y-Z}>0、ΔIRR_{Y-Z}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 Z。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_4。

（2）情境 2：中燃油价格、中 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下沿海航线集装箱船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.16　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	1105.32	16
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	1455.78	16
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	1504.8	16
X_4：0.1%	——	1597.85	16
Y：船舶使用 LNG 排放	130.83	730.76	16
Z：船舶加装尾气处理装置	66.03	1127.38	16

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Z 不如方案 X_1。

重点计算方案 Y 相对于方案 X_1 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.17　方案 Y 相对于方案 X_1 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_1	-130.83	374.56	358	286

由$\Delta NAV_{Y-X_1}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_1}>10\%$可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_1>方案 Z。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.18　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-130.83	725.02	708	554
Z- X_2	-66.03	328.4	320	497

由$\Delta NAV_{Y-X_2}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_2}>10\%$；$\Delta NAV_{Z-X_2}>>0$、$\Delta IRR_{Z-X_2}>10\%$可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此进一步以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.19　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-64.8	396.62	388	612

由ΔNAV_{Y-Z}>0、ΔIRR_{Y-Z}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 Z。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_4。

（3）情境 3：低燃油价格、低 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下沿海航线集装箱船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.20　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	737.14	16
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	1103.59	16
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	1152.62	16
X_4：0.1%	——	1245.67	16
Y：船舶使用 LNG 排放	130.83	559.68	16
Z：船舶加装尾气处理装置	66.03	759.2	16

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以

从经济上看，方案 Z 不如方案 X_1。

重点计算方案 Y 相对于方案 X_1 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.21　方案 Y 相对于方案 X_1 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_1	-130.83	177.46	161	136

由$\Delta NAV_{Y-X_1}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_1}>10\%$可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_1>方案 Z。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.22　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-130.83	543.91	527	416
Z- X_2	-66.03	344.39	336	522

由$\Delta NAV_{Y-X_2}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_2}>10\%$；$\Delta NAV_{Z-X_2}>0$、$\Delta IRR_{Z-X_2}>10\%$可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此进一步以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.23　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-64.8	199.52	191	308

由$\Delta NAV_{Y-Z}>0$、$\Delta IRR_{Y-Z}>10\%$可知，方案 Y 的经济性优于方案 Z。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经

济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_4。

综上所述，对于沿海航线集装箱船，不论燃油价格与 LNG 价格处于高、中、低哪种情境下，当环保要求是船舶在泊位处使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用重油的情况时，船舶使用 LNG 排放的经济性最优，其次为使用低硫油减排，而加装尾气处理装置的经济性最差。而当环保要求是其他三种情况（船舶在泊位处使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用 0.5%低硫油，或船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用 0.5%低硫油，或在全球区域内使用含硫量不大于 0.1%低硫油）时，船舶使用 LNG 排放的经济性最优，其次为加装尾气处理装置，而使用低硫油减排的经济性最差。

表 7.24　沿海航线集装箱船三种减排方案比选结果汇总

情境	高燃油价格、高 LNG 价格	中燃油价格、中 LNG 价格	低燃油价格、低 LNG 价格
X_1：重油+0.1%	方案 Y >方案 X_1>方案 Z		
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	方案 Y>方案 Z>方案 X_2		
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	方案 Y>方案 Z>方案 X_3		
X_4：0.1%	方案 Y>方案 Z>方案 X_4		

7.1.4　岸电的成本和经济性分析

因岸电只在船舶靠港期间使用，因此对岸电进行单独的成本和经济性分析。

岸电成本评估

船舶使用岸电的成本船舶岸电系统改装成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本。其中岸电系统改装成本只考虑船载系统的改装成本，而不考虑港口的岸电系统建造安装成本。船舶岸电系统改装成本如下表所示，包括高压岸电和低压岸电两种情况下的改装成本。

表 7.25　船舶岸电系统改装成本

成本构成		低压岸电成本（万元）	高压岸电成本（万元）
设备购置成本	变压器	50	70

	岸电箱	20	30
	插座箱	20	25
设备安装成本		70	85

船舶运维成本包括设备的维护成本和岸电使用成本。其中低压设备每年维护成本约 2 万元/年，高压设备每年维护成本为 3 万元/年。该船年耗电量约 18712.8kWh。岸电高、中、低价格分别为 1.2 元/kWh、0.8 元/kWh 和 0.4 元/kWh。船舶运维成本如下表所示，由此可知船舶年运维成本。

表 7.26　船舶使用岸电年运维成本

成本构成		低压成本（万元/年）	高压成本（万元）
设备维护成本		2	3
岸电使用成本	高价	2.25	2.25
	中价	1.50	1.50
	低价	0.75	0.75

船舶岸电系统改装需要约 1 周的时间，现船舶租赁价格约 8,609 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本如下表所示。

表 7.27　船舶使用岸电损失的机会成本

成本构成	成本（万元）
机会成本	6.03

船舶生命周期为 30 年，已使用年限为 14 年，剩余使用年限为 16 年。岸电系统使用生命周期为 30 年。船舶油耗由油耗模型获得。船舶年使用岸电总时长约 560 小时。由以上数据可获得船舶岸电使用成本。

岸电经济性分析

船舶靠港期间如不使用岸电，则假设其使用低硫油。因此，船舶的岸电使用将与低硫油进行对比分析。该船年靠港使用低硫油量约 178.64 吨。

（1）情境 1：高燃油价格、高岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.28　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-166.03	94.66	73	57
W_2- X	-216.03	93.66	66	43

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%； ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1和方案 W_2的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（2）情境 2：中燃油价格、中岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.29 方案 W_1和方案 W_2相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-166.03	77.55	56	47
W_2- X	-216.03	76.55	49	35

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%； ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1和方案 W_2的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（3）情境 3：低燃油价格、低岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7-30 方案 W_1和方案 W_2相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-16 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-166.03	60.43	39	36
W_2- X	-216.03	59.43	32	27

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%； ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1和方案 W_2的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

综上所述，从经济上考虑，在燃油价格与岸电价格高、中、低三种情境下，沿海航线集装箱船靠港期间使用低压岸电或高压岸电都优于使用低硫油。

7.1.5 减排措施成本效益分析

减排措施的评估不仅要考虑其减排成本，同时也要考虑其减排能力。因此，本节通过计算不同减排措施的单位减排成本，从而评估其成本效益。单位减排成本是由每种减排措施的年增加成本除以年减排量获得。低硫油、LNG 和尾气处理装置的成本效益是基于重油+0.1%获得，而岸电则是基于 0.1%的低硫油计算获得。不同价格下各种减排措施的单位减排成本如以下表格所示。

表 7.31　高价格下沿海航线减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	2.88	NA	21.69	0.67
0.5%+0.1%（控制区）	3.05	NA	23.63	0.76
0.1%+0.1%	3.34	NA	26.59	0.95
尾气处理装置	0.21	NA	1.61	0.06
换用 LNG	-3.78	-2.21	-27.62	-0.08
采用高压岸电	-119.64	-6.47	-400.81	-0.09
采用低压岸电	-125.80	-6.80	-421.43	-0.09

表 7.32　中价格下沿海航线减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	3.02	NA	22.73	0.70
0.5%+0.1%（控制区）	3.18	NA	24.61	0.79
0.1%+0.1%	3.46	NA	27.48	0.98
尾气处理装置	0.21	NA	1.61	0.06
换用 LNG	-2.46	-1.43	-17.96	-0.05
采用高压岸电	-94.10	-5.09	-315.24	-0.07
采用低压岸电	-100.26	-5.42	-335.86	-0.08

表 7.33　低价格下沿海航线减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	3.16	NA	23.76	0.73
0.5%+0.1%（控制区）	3.31	NA	25.60	0.83
0.1%+0.1%	3.57	NA	28.38	1.01
尾气处理装置	0.21	NA	1.61	0.06
换用 LNG	-1.14	-0.66	-8.30	-0.03
采用高压岸电	-68.56	-3.71	-229.67	-0.05
采用低压岸电	-74.71	-4.04	-250.29	-0.06

表中 NA 表示该减排措施不能对相应排放物进行减排，甚至会增加排放量。单位减排成本越低越好，负值表示该减排措施的实施能够减少成本。结果显示换

用 LNG 和采用岸电在三种价格下单位减排成本均是负值，因此这两种减排方案的实施因减少燃油的消耗从而减少成本。针对硫排放，PM 排放和 CO_2 排放，安装尾气处理装置均比采用低硫油好。因此在本案例中，减排措施排序为岸电>换用 LNG>废气处理装置>低硫油。

7.2 欧洲航线超巴拿马型集装箱船案例

7.2.1 船舶能耗与排放分析

案例船舶为一条 2014 年建造的超巴拿马型集装箱船舶，最大载重吨超过 18 万吨，该船舶主机为低速（SSD）基础数 TierII 型发动机，基本信息见下表。

表 7.34 船舶基本信息

类型	集装箱	主机功率（KW）	56800
服务航速(knot)	22.9	主机转速（r/min）	84
制造年份	2014	发动机类型	SSD
最大载重吨 (ton)	184320	发动机标准	TierII
运力（TEU）	18982	重油类型型号	HSFO/RMK700
长度(m)	399.67	重油硫含量%	3.0
最大吃水(m)	16.024	辅机功率(KW)	18000
柴油类型型号	MGO	柴油硫含量%	0.1

该从鹿特丹途径波兰、德国、英国返回鹿特丹再到新加坡和上海洋山港的航线示意图。该航次从 2018 年 2 月 17 开始到 2018 年 4 月 2 日结束，总共历时 44 天，总航程约 25000 公里。其中约 5000 公里在欧洲排放控制区。船舶的航线示意图见下图。

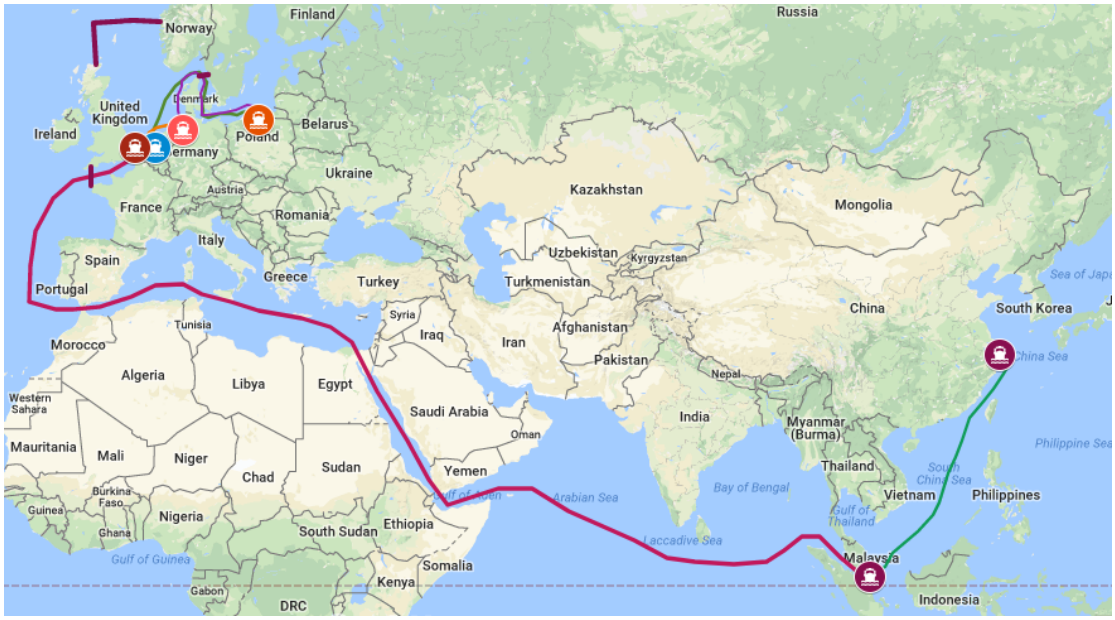


图 7.2 船舶航行轨迹示意图

下面对以下 6 种减排情况进行对比分析。针对每种情况，我们分别计算一年中三种燃料的消耗量和四种大气污染物的排放量。其中燃料主要分为高硫油、低硫油和 LNG，四种主要大气污染物包括硫化物（SOx），氮化物（NOx），颗粒物（PM）和二氧化碳（CO2）。

表 7.35　6 种船舶减排情景说明

序号	燃油使用	说明
1	重油+0.1%	现状无任何减排措施，排放控制区采用 0.1%硫含量柴油，非排放控制区采用 3.0%重油。
2	0.5%+0.1%	重油替换为 0.5%的低硫油。排放控制区采用 0.1%硫含量柴油，非排放控制区采用 0.5%柴油。
3	0.1%+0.1%	全球和排放控制区都是 0.1%
4	废气处理装置	主辅机全部采用重油，排放控制区 0.1%和非排放控制区 0.5%水平
5	换用 LNG	（主机和辅机）全部采用 LNG
6	采用岸电	泊位处采用岸电

第一个情景为船舶当前的现状，也就是没有考虑任何减排措施。当前情况为船舶只在欧洲排放控制区使用柴油，而在其他地方可以使用重油。根据调研数据，中油硫含量为 3.0%，柴油硫含量为 0.1%。假设辅机在靠泊和锚泊时候采用低硫油，其他时间和主机使用相同的燃油类型。

第二种情况是船舶在欧洲排放控制区实行 0.1%硫含量，而在排放控制区外面任然地区都采用 0.5%。这种情况对应 2020 年全球采用 0.5%硫含量。

第三种情况为在第二种情况的基础上，我们假设在全球范围内容都采用更加严格的减排政策，即全球范围内都采用 0.1%的硫含量燃油。

第四种情况为采用废气处理装置，这里假设这个废气处理装置为闭式的。主机和辅机都采用重油（3.0%）。废气装置需要对硫化物的处理能够满足在而欧洲排放控制区使用 0.1%硫含量燃油和全球采用 0.5%硫含量燃油的要求。

第五种情况为船舶全程使用 LNG，主机和辅机都使用 LNG 燃料。

第六种情况为，船舶在泊位处都使用岸电，这样在泊位处主辅机都处于停止运行状态。岸电主要节省了辅机在泊位处的油耗和排放量。

根据我们的能耗和排放模型可以计算得到 6 种情景的油耗和排放见下表。

表 7.36　欧洲航线 6 种情景下的能耗和排放

减排情景	**HFO/MGO**	**HFO/MGO-S%**	**MGO**	**MGO-S%**	**LNG (吨)**	**SOx (吨)**	**NOx (吨)**	**PM (吨)**	**CO2 (吨)**

	(吨)								
重油+0.1%	31712.7	3.00%	9981.93	0.10%	0.00	1888.50	3366.82	257.25	144434.22
0.5%+0.1%	30156.9	0.50%	9981.93	0.10%	0.00	322.76	3366.82	61.92	139419.67
0.1%+0.1%	--	--	40085.61	0.10%	0.00	87.35	3366.82	42.94	139419.67
废气处理装置	42581.55	3.00%	461.30	0.10%	0.00	322.76	3434.16	61.92	148936.63
换用LNG	--	--	--	--	35306.25	10.43	463.03	9.10	112282.50
采用岸电	31712.72	3.00%	9103.43	0.10%	0.00	1886.14	3314.50	256.44	140673.61

由上表可知，在没有采用任何减排措施的情况下，船舶一年消耗重油约31713 吨，柴油约 9982 吨，并产生硫化物约 1889 吨，氮化物约 3367 吨，颗粒物 257 吨，二氧化碳约 144434 吨。

第二种情况，若在 2020 年全球采用 0.5%硫含量燃油，该船重油的消耗量为 0 吨，而 0.5%的燃油消耗量为 30157 吨，0.1%的燃油消耗没有变化，总体燃油消耗减少 1609 吨。 在大气污染物方面，硫化物排放量 323 吨，颗粒物排放量为 62 吨，分别减少 83%和 76%。而氮化物和二氧化碳几乎没有太大变化。

第三种情况为采取更加严苛的减排措施，要求再 2020 年非排放控制区使用燃油不能超过 0.1%，重油和硫含量为 0.5%燃油的消耗都为 0，而 0.·1%的燃油消耗量达到,40086 吨。在减排方面，硫化物和颗粒物分别减少 95%和 83%，而氮化物和二氧化碳基本上没有太大的变化。

第四种情况为采用废气处理装置，主机和辅机都可以采用 3.0%的重油，而由于采用废气处理装置，其油耗量将增加 2%。重油消耗量达到 42582 吨，重油增加 10869 吨，0.5%燃油消耗为 0，而 0.1%燃油量为 461 吨, 减少 9521 吨。在减排方面，废气处理装置减排效果可以达到排放控制区 0.1%和全球 0.5%的减排效果。即第二种方案的减排效果，硫化物排放减少 83%，颗粒物减少 76%。由于废气处理装置没有对氮化物和二氧化碳进行处理，这些气体减排效果并不显著。

第五种方案为采用 LNG 代替重油和 0.5%的柴油，其中消耗 LNG 35080 吨。排放硫化物、氮化物、颗粒物和二氧化碳分别为 10.4 吨，463.0 吨，9.1 吨和 112282.5 吨，与方案一比较分别减少 99%，86%，96%和 22%。采用 LNG 对各种排放气体都有大幅度的减少。是减排潜力最大的方案。

最后一种方案是岸电方案。该方案为在船舶靠泊是采用岸电为船舶提供动力，主要减少船舶在靠泊时的能耗和排放。在油耗方面，由于船舶在泊位都采用低硫油，因此重油并没有减少，低硫油（0.1%硫含量）减少约 879 吨，约减少 9%的低硫油。在减排方面，由于总体上船舶在泊位处的能耗不高，时间也不是特别长，各种气体的减排量都在 3%之内。

7.2.2 减排措施成本分析

本案例以超巴拿马型集装箱船为例对三种减排方案进行评估。

低硫油成本

船舶使用低硫油后的改装成本可忽略不计。运维成本与使用重油时相似，因此也可忽略不计。因此船舶使用低硫油的主要成本是用油成本。船舶使用低硫油成本如下表所示。根据计算所得增加的成本，可进一步计算每个集装箱所增加的成本。本案例船舶运力为 18982TEU，因此每个集装箱在高中低三种燃油价格下使用 05%低硫油所增加的成本分别为 2010.29 元/年、1674.96 元/年、1756.92 元/年，使用 0.1%的低硫油所增加的成本分别为 2916.39 元/年、2346.97 元/年、2431.74 元/年。

表 7.37 高燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	31712.7	11042.36	16476.52	-
	0.1%	9981.93	5434.16		
0.5%+0.1%	0.5%	30156.9	14858.30	20292.47	3815.94
	0.1%	9981.93	5434.16		
0.1%	0.1%	40085.61	21822.61	21822.61	5346.08

表 7.38 中燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	31712.7	9203.03	13731.83	-
	0.1%	9981.93	4528.80		

0.5%+0.1%	0.5%	30156.9	12382.42	16911.22	3179.40
	0.1%	9981.93	4528.80		
0.1%	0.1%	40085.61	18186.84	18186.84	4455.01

表 7.39　低燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	31712.7	6031.76	9562.36	-
	0.1%	9981.93	3530.61		
0.5%+0.1%	0.5%	30156.9	9366.73	12897.34	3334.98
	0.1%	9981.93	3530.61		
0.1%	0.1%	40085.61	14178.28	14178.28	4615.92

LNG 成本

船舶使用 LNG 后的成本包括 LNG 改造成本，运维成本和机会成本。船舶使用 LNG 改造成本假设为造船成本的 30%。造船成本为 983 万元/艘，则改装成本约为 294.9 万元。船舶使用 LNG 的运维成本包括增加的维护成本和 LNG 使用成本。维护成本约为 15 万元/年。年 LNG 使用量约 3.5306 万吨。LNG 船改装时间约为一周，现船舶租赁价格约 56,355 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 39.45 万元。船舶使用 LNG 后的成本如下表所示。每个集装箱在高中低三种价格下所增加的成本分别为 9710.51 元/年、7850.52 元/年、5990.54 元/年。

表 7.40　高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		294.9 万元
运维成本	维护成本	15 万元/年
	LNG 使用成本	18405.15 万元/年
机会成本		39.45 万元

表 7.41　中 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别	成本

改装成本		294.9 万元
运维成本	维护成本	15 万元/年
	LNG 使用成本	14874.52 万元/年
机会成本		39.45 万元

表 7.42　高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		294.9 万元
运维成本	维护成本	15 万元/年
	LNG 使用成本	11343.9 万元/年
机会成本		39.45 万元

尾气处理装置成本

船舶安装尾气处理装置成本包括装置购买和安装成本，维护成本和机会成本。尾气处理装置购买成本约 80 万元，安装成本约 10 万元。增加的维护成本约 2 万元/年。另尾气处理装置需消耗额外约 2%的油耗，成本约 184.06 万元/年。安装尾气处理装置为一周，现船舶租赁价格约 56,355 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 39.45 万元。船舶安装尾气处理装置的成本如下表所示。每个集装箱所增加的成本为 100.37 元/年。

表 7.43　船舶安装尾气处理装置成本

类别		成本
改装成本	设备购买成本	80 万元
	安装成本	10 万元
运维成本	维护成本	2 万元/年
	燃油使用成本	184.06 万元/年
机会成本		39.45 万元

7.2.3　减排措施经济性分析

（1）情境 1：高燃油价格、高 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下欧洲航线超巴拿马型集装箱

船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.44　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	17901.29	26
X_3：0.5%+0.1%	——	20925.11	26
X_4：0.1%	——	22195.4	26
Y：船舶使用 LNG 排放	334.35	18420.15	26
Z：船舶加装尾气处理装置	129.45	18087.35	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.45　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-334.35	2504.96	2468	749
Z- X_3	-129.45	2837.76	2824	2192

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

（2）情境 2：中燃油价格、中 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下欧洲航线超巴拿马型集装箱船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.46　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	13731.83	26
X_3：0.5%+0.1%	——	16911.22	26
X_4：0.1%	——	18186.84	26
Y：船舶使用 LNG 排放	334.35	14889.52	26
Z：船舶加装尾气处理装置	129.45	13917.89	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7-47　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-334.35	2021.7	1985	605
Z- X_3	-129.45	2993.33	2979	2312

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

（3）情境 3：低燃油价格、低 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下欧洲航线超巴拿马型集装箱船三种比选减排方案的基本参数。

表 7.48　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	9562.36	26
X_3：0.5%+0.1%	——	12897.34	26
X_4：0.1%	——	14178.28	26
Y：船舶使用 LNG 排放	334.35	11358.9	26
Z：船舶加装尾气处理装置	129.45	9748.42	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.49　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-334.35	1538.44	1502	460
Z- X_3	-129.45	3148.92	3135	2433

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案

Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

综上所述，对于欧洲航线超巴拿马型集装箱船，不论燃油价格与 LNG 价格处于高、中、低哪种情境下，当环保要求是船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在非排放控制区使用重油的情况时，船舶使用低硫油减排的经济性最优，其次为加装尾气处理装置，而使用 LNG 排放的经济性最差。而当环保要求是其他两种情况（船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在非排放控制区使用 0.5%低硫油，或在全球区域内使用含硫量不大于 0.1%低硫油）时，船舶加装尾气处理装置的经济性最优，其次为使用 LNG 排放，而使用低硫油减排的经济性最差。

表 7-50　欧洲航线超巴拿马型集装箱船三种减排方案比选结果汇总

情境	高燃油价格、高 LNG 价格	中燃油价格、中 LNG 价格	低燃油价格、低 LNG 价格
X_1：重油+0.1%	方案 X_1>方案 Z>方案 Y		
X_3：0.5%+0.1%	方案 Z>方案 Y>方案 X_3		
X_4：0.1%	方案 Z>方案 Y>方案 X_4		

7.2.4　岸电的成本和经济性分析

因岸电只在船舶靠港期间使用，因此对岸电进行单独的成本和经济性分析。

岸电成本评估

船舶使用岸电的成本船舶岸电系统改装成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本。其中岸电系统改装成本只考虑船载系统的改装成本，而不考虑港口的岸电系统建造安装成本。船舶岸电系统改装成本如下表所示。由表可知船舶安装岸电系统总投资成本。

表 7.51　船舶岸电系统改装成本

成本构成		低压岸电成本（万元）	高压岸电成本（万元）
设备购置成本	变压器	60	90
	岸电箱	30	40
	插座箱	20	25
设备安装成本		80	90

船舶运维成本包括设备的维护成本和岸电使用成本。其中设备每年维护成本约 2 万元/年。该船年耗电量约 413090kWh。岸电高、中、低价格分别为 1.2 元/kWh、0.8 元/kWh 和 0.4 元/kWh。船舶运维成本如下表所示，由此可知船舶年运维成本。

表 7.52　船舶使用岸电年运维成本

成本构成		低压成本（万元/年）	高压成本（万元）
设备维护成本		2	3
岸电使用成本	高价	49.57	49.57
	中价	33.05	33.05
	低价	16.52	16.52

船舶岸电系统改装需要约 1 周的时间，现船舶租赁价格约 56,355 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本如下表所示。

表 7.53　船舶使用岸电损失的机会成本

成本构成	成本（万元）
机会成本	39.45

船舶生命周期为 30 年，已使用年限为 4 年，剩余使用年限为 26 年。岸电系统使用生命周期为 30 年。船舶油耗由油耗模型获得。船舶年使用岸电总时长约 180 小时。由以上数据可获得船舶岸电使用成本。每个集装箱在高中低三种价格下低压岸电所增加的成本分别为 31.54 元/年、22.84 元/年、14.13 元/年，高压岸电所增加的成本分别为 33.19 元/年、24.48 元/年、15.77 元/年。

岸电经济性分析

船舶靠港期间如不使用岸电，则假设其使用低硫油。因此，船舶的岸电使用将与低硫油进行对比分析。该船年靠港使用低硫油量约 878.5 吨。

（1）情境 1：高燃油价格、高岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7-54　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-229.45	434.86	410	190
W_2- X	-284.45	433.86	403	153

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（2）情境 2：中燃油价格、中岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.55　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-229.45	363.53	338	158
W_2- X	-284.45	362.53	331	127

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（3）情境 3：低燃油价格、低岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.56　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-229.45	292.21	267	127

W_2- X	-284.45	291.21	260	102

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%； ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1和方案 W_2的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

综上所述，从经济上考虑，在燃油价格与岸电价格高、中、低三种情境下，欧洲航线超巴拿马型集装箱船靠港期间使用低压岸电或高压岸电都优于使用低硫油。

7.2.5 减排措施成本效益分析

不同价格下各种减排措施的单位减排成本如以下表格所示。

表 7.57 高价格下超巴拿马型集装箱船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	1.93	NA	15.48	0.60
0.1%+0.1%	2.38	NA	20.04	0.86
尾气处理装置	0.12	NA	0.98	NA
换用 LNG	0.28	0.18	2.14	0.02
采用高压岸电	-179.20	-8.08	-522.12	-0.11
采用低压岸电	-180.52	-8.14	-525.96	-0.11

表 7.58 中价格下超巴拿马型集装箱船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	2.031	NA	16.277	0.634
0.1%+0.1%	2.473	NA	20.788	0.888
尾气处理装置	0.122	NA	0.978	NA
换用 LNG	0.623	0.403	4.717	0.036
采用高压岸电	-148.977	-6.720	-434.056	-0.093
采用低压岸电	-150.297	-6.779	-437.902	-0.094

表 7.59 低价格下超巴拿马型集装箱船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	2.13	NA	17.07	0.67
0.1%+0.1%	2.56	NA	21.54	0.92
尾气处理装置	0.12	NA	0.98	NA
换用 LNG	0.96	0.62	7.29	0.06
采用高压岸电	-118.76	-5.36	-346.01	-0.07
采用低压岸电	-120.08	-5.42	-349.85	-0.08

表中 NA 表示该减排措施不能对相应排放物进行减排，甚至会增加排放量。单位减排成本越低越好，负值表示该减排措施的实施能够减少成本。结果显示采用岸电在三种价格下单位减排成本均是负值，因此这该减排方案的实施因减少燃油的消耗从而减少成本。针对硫排放和 PM 排放，安装尾气处理装置均优于使用 LNG，而单位减排成本最高的是使用低硫油。但是针对氮氧化物排放和碳排放，安装尾气处理装置会增加排放量，因此针对氮氧化物和碳排放的控制，安装尾气处理装置不是优选方案。

7.3 跨太平洋航线 VLCC 油船案例

7.3.1 船舶能耗与排放分析

案例船舶为一条2014年建造的跨太平洋大型油轮，最大载重吨超过16万吨，该船舶主机为低速（SSD）基础数 TierII 型发动机，基本信息见下表。

表 7.60 船舶基本信息

类型	油轮	主机功率（KW）	29260
服务航速(knot)	15	主机转速（r/min）	78
制造年份	2014	发动机类型	SSD
最大载重吨 (ton)	164492	发动机标准	TierII
运力（TEU）	--	重油类型型号	HFO380
长度(m)	332.95	重油硫含量%	3.3
最大吃水(m)	22.6	辅机功率(KW)	1050
柴油类型型号	MGO	柴油硫含量%	0.08

该船总共经过 5 个港口。航线同时覆盖欧洲和美国排放控制区，该航次总共历时约 4 个半月，以此计算一年该船航行 2.5 个航次左右。虽然经过在美国氮化物排放控制区，但是由于船舶在 2016 年建造，根据相关规定，可以仍然执行 Tier II 氮化物排放标准，但是到硫排放需要控制在 0.1%以内。总航程约 29956 海里，其中在美国排放控制区约 70 海里，在欧洲排方控制区约 800 海里。下图为航行轨迹示意图，



图 7.3　典型航次航线线路示意图

同样，下面对以下 6 种减排情况进行对比分析。针对每种情况，我们分别计算一年中三种燃料的消耗量和四种大气污染物的排放量。其中燃料主要分为高硫油、低硫油和 LNG，四种主要大气污染物包括硫化物（SOx），氮化物（NOx），颗粒物（PM）和二氧化碳（CO2）。

表 7.61　VLCC 6 种船舶减排情景说明

序号	燃油使用	说明
1	重油+0.08%	现状无任何减排措施，排放控制区采用 0.1%硫含量柴油，非排放控制区采用 3.3%重油。
2	0.5%+0.08%	重油替换为 0.5%的低硫油。排放控制区采用 0.08%硫含量柴油，非排放控制区采用 0.5%重油。
3	0.1%+0.1%	全球和排放控制区都是 0.1%
4	废气处理装置	主辅机全部采用重油，排放控制区 0.08%和非排放控制区 0.5%水平
5	换用 LNG	（主机和辅机）全部采用 LNG
6	采用岸电	泊位处采用岸电

下表为六种方式的油耗和排放的计算结果。

表 7-62　VLCC 各种减排方案油耗和排放比较

减排情景	HFO/MGO（吨）	HFO/MGO-S%	MGO	MGO-S%	LNG(吨)	SOx(吨)	NOx(吨)	PM(吨)	CO2(吨)
重油+0.08%	14537.97	3.30%	2965.68	0.08%	0.00	944.42	1378.82	121.45	58180.38
0.5%+0.08%	13801.94	0.50%	2965.68	0.08%	0.00	141.39	1378.82	25.39	55887.54
0.1%+0.1%			16767.62	0.10%	0.00	35.07	1378.82	16.83	55887.54

废气处理	16553.09	3.30%	1357.50	0.08%	0.00	141.39	1406.40	25.39	59606.14
LNG					14264.15	4.18	270.59	3.76	45276.09
岸电	14537.97	3.30%	1481.49	0.08%	0.00	942.74	1370.55	121.08	54847.81

由上表可知，在没有采用任何减排措施的情况下，船舶一年消耗重油约14538 吨，柴油约 2966 吨，并产生硫化物约 944 吨，氮化物约 1379 吨，颗粒物 121 吨，二氧化碳约 58180 吨。

第二种情况，若在 2020 年全球采用 0.5%硫含量燃油，该船重油的消耗量为 0 吨，而 0.5%的燃油消耗量为 13802 吨，0.08%的燃油消耗没有变化，总体燃油消耗减少 736 吨。 在大气污染物方面，硫化物排放量 141 吨，颗粒物排放量为 25 吨，分别减少 85%和 79%。而氮化物和二氧化碳几乎没有太大变化。

第三种情况为采取更加严苛的减排措施，要求再 2020 年非排放控制区使用燃油不能超过 0.1%，重油和硫含量为 0.5%燃油的消耗都为 0，而 0.·1%的燃油消耗量达到,16768 吨。在减排方面，硫化物和颗粒物分别减少 96%和 86%，而氮化物和二氧化碳基本上没有太大的变化。

第四种情况为采用废气处理装置，主机和辅机都可以采用 3.3%的重油，而由于采用废气处理装置，其油耗量将增加 2%。重油消耗量达到 16553 吨，重油增加 2015 吨,0.5%燃油消耗为 0,而 0.08%燃油消耗量为 1358 吨, 减少 1608 吨。在减排方面，废气处理装置减排效果可以达到排放控制区 0.1%和全球 0.5%的减排效果。即第二种方案的减排效果，硫化物排放减少 85%，颗粒物减少 79%。由于废气处理装置没有对氮化物和二氧化碳进行处理,这些气体减排效果并不显著。

第五种方案为采用 LNG 代替重油和柴油，其中消耗 LNG 13585 吨。排放硫化物、氮化物、颗粒物和二氧化碳分别为 4.2 吨，270.6 吨，3.8 吨，45276. 吨，与方案一比较分别减少 99.6%，80%，97%和 22%。采用 LNG 对各种排放气体都有大幅度的减少。是减排潜力最大的方案。

最后一种方案是岸电方案。该方案为在船舶靠泊是采用岸电为船舶提供动力，主要减少船舶在靠泊时的能耗和排放。在油耗方面，由于船舶在泊位都采用低硫油，因此重油并没有减少，低硫油减少约 1484 吨。在减排方面，由于总体上船

舶在泊位处的能耗不高，时间也不是特别长，各种气体的减排量都在6%之内。

7.3.2 减排措施成本分析

本案例以跨太平洋航线VLCC油船为例对三种减排方案进行评估。

低硫油成本

船舶使用低硫油后的改装成本可忽略不计。运维成本与使用重油时相似，因此也可忽略不计。因此船舶使用低硫油的主要成本是用油成本。船舶使用低硫油成本如下表所示。

表7.63 高燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	14537.97	5672.7159	7314.8129	-
	0.1%	2965.68	1642.097		
0.5%+0.1%	0.5%	13801.94	7047.2706	8689.3676	1374.5547
	0.1%	2965.68	1642.097		
0.1%	0.1%	16767.62	9284.2312	9284.2312	1969.4183

表7.64 中燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	14537.97	4218.9189	5564.4479	-
	0.1%	2965.68	1345.529		
0.5%+0.1%	0.5%	13801.94	5667.0766	7012.6056	1448.1577
	0.1%	2965.68	1345.529		
0.1%	0.1%	16767.62	7607.4692	7607.4692	2043.0213

表7.65 低燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	14537.97	2765.1219	3814.0829	-
	0.1%	2965.68	1048.961		

0.5%+0.1%	0.5%	13801.94	4286.8826	5335.8436	1521.7607
	0.1%	2965.68	1048.961		
0.1%	0.1%	16767.62	5930.7072	5930.7072	2116.6243

LNG 成本

船舶使用 LNG 后的成本包括 LNG 改造成本，运维成本和机会成本。船舶使用 LNG 改造成本假设为造船成本的 30%。造船成本为 719 万元/艘，则改装成本约为 124.8 万元。船舶使用 LNG 的运维成本包括增加的维护成本和 LNG 使用成本。维护成本约为 12 万元/年。年 LNG 使用量约 14264.15 吨。LNG 船改装时间约为 2 周，现船舶租赁价格约 29,252 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 40.95 万元。船舶使用 LNG 后的成本如下表所示。

表 7.66　高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		215.7 万元
运维成本	维护成本	12 万元/年
	LNG 使用成本	7435.90 万元/年
机会成本		40.95 万元

表 7.67　中 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		215.7 万元
运维成本	维护成本	12 万元/年
	LNG 使用成本	6009.49 万元/年
机会成本		40.95 万元

表 7.68　低 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		215.7 万元
运维成本	维护成本	12 万元/年
	LNG 使用成本	4583.07 万元/年

机会成本	40.95 万元

尾气处理装置成本

船舶安装尾气处理装置成本包括装置购买和安装成本，维护成本和机会成本。尾气处理装置购买成本约 80 万元，安装成本约 10 万元。增加的维护成本约 2 万元/年。另尾气处理装置需消耗额外约 2%的油耗，成本约 84.38 万元/年。安装尾气处理装置为 2 周，现船舶租赁价格约 29,252 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 40.95 万元。船舶安装尾气处理装置的成本如表 7.69 所示。

表 7.69　船舶安装尾气处理装置成本

类别		成本
改装成本	设备购买成本	80 万元
	安装成本	10 万元
运维成本	维护成本	2 万元/年
	燃油使用成本	84.38 万元/年
机会成本		40.95 万元

7.3.3　减排措施经济性分析

（1）情境 1：高燃油价格、高 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下跨太平洋航线 VLCC 三种比选减排方案的基本参数。

表 7.70　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	7314.81	26
X_3：0.5%+0.1%	——	8689.37	26
X_4：0.1%	——	9284.23	26
Y：船舶使用 LNG 排放	256.65	7447.9	26
Z：船舶加装尾气处理装置	130.95	7401.19	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7-71　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-256.65	1241.47	1213	484
Z- X_3	-130.95	1288.17	1274	984

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

（2）情境 2：中燃油价格、中 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下跨太平洋航线 VLCC 三种比选减排方案的基本参数。

表 7.72　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	5564.45	26
X_3：0.5%+0.1%	——	7012.61	26

X_4：0.1%	——	7607.47	26
Y：船舶使用 LNG 排放	256.65	6021.49	26
Z：船舶加装尾气处理装置	130.95	5650.83	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.73　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-256.65	991.12	963	386
Z- X_3	-130.95	1361.78	1347	1040

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

（3）情境 3：低燃油价格、低 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下跨太平洋航线 VLCC 三种比选减排方案的基本参数。

表 7.74　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会	年运维成本	使用年限

	成本（万元）	（万元）	（年）
X_1：重油+0.1%	——	3814.08	26
X_3：0.5%+0.1%	——	5335.84	26
X_4：0.1%	——	5930.71	26
Y：船舶使用 LNG 排放	256.65	4595.07	26
Z：船舶加装尾气处理装置	130.95	3900.46	26

方案 Y 与方案 Z 相比，需要更多的改造投资与机会成本、年运维成本，因此，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_3：0.5%+0.1%

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.75　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_3 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_3	-256.65	740.77	713	289
Z- X_3	-130.95	1435.38	1421	1096

由ΔNAV_{Y-X_3}>0、ΔIRR_{Y-X_3}>10%；ΔNAV_{Z-X_3}>0、ΔIRR_{Z-X_3} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

③基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案和以 X_3 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

综上所述，对于跨太平洋航线 VLCC，不论燃油价格与 LNG 价格处于高、

中、低哪种情境下，当环保要求是船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在非排放控制区使用重油的情况时，船舶使用低硫油减排的经济性最优，其次为加装尾气处理装置，而使用 LNG 排放的经济性最差。而当环保要求是其他两种情况（船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在非排放控制区使用 0.5%低硫油，或在全球区域内使用含硫量不大于 0.1%低硫油）时，船舶加装尾气处理装置的经济性最优，其次为使用 LNG 排放，而使用低硫油减排的经济性最差。

表 7.76　跨太平洋航线 VLCC 三种减排方案比选结果汇总

情境	高燃油价格、高 LNG 价格	中燃油价格、中 LNG 价格	低燃油价格、低 LNG 价格
X_1：重油+0.1%	方案 X_1>方案 Z>方案 Y		
X_3：0.5%+0.1%	方案 Z>方案 Y>方案 X_3		
X_4：0.1%	方案 Z>方案 Y>方案 X_4		

7.3.4　岸电的成本和经济性分析

因岸电只在船舶靠港期间使用，因此对岸电进行单独的成本和经济性分析。

岸电成本评估

船舶使用岸电的成本船舶岸电系统改装成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本。其中岸电系统改装成本只考虑船载系统的改装成本，而不考虑港口的岸电系统建造安装成本。船舶岸电系统改装成本如下表所示。由表可知船舶安装岸电系统总投资成本。

表 7.77　船舶岸电系统改装成本

成本构成		低压岸电成本（万元）	高压岸电成本（万元）
设备购置成本	变压器	80	95
	岸电箱	40	45
	插座箱	25	30
设备安装成本		100	110

船舶运维成本包括设备的维护成本和岸电使用成本。其中设备每年维护成本

约 2 万元/年。该船年耗电量约 22080000kWh。船舶运维成本如下表所示。

表 7.78　船舶使用岸电年运维成本

成本构成		低压成本（万元/年）	高压成本（万元）
设备维护成本		2	3
岸电使用成本	高价	264.96	264.96
	中价	176.64	176.64
	低价	88.32	88.32

船舶岸电系统改装需要约 2 周的时间，现船舶租赁价格约 29,252 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本如下表所示。

表 7.79　船舶使用岸电损失的机会成本

成本构成	成本（万元）
机会成本	40.95

船舶生命周期为 30 年，已使用年限为 4 年，剩余使用年限为 26 年。岸电系统使用生命周期为 30 年。船舶油耗由油耗模型获得。船舶年使用岸电总时长约 280 小时。由以上数据可获得船舶岸电使用成本。

岸电经济性分析

船舶靠港期间如不使用岸电，则假设其使用低硫油。因此，船舶的岸电使用将与低硫油进行对比分析。该船年靠港使用低硫油量约 1484.19 吨。

（1）情境 1：高燃油价格、高岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.80　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-285.95	554.84	524	194
W_2- X	-320.95	553.84	519	173

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（2）情境 2：中燃油价格、中岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.81　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-285.95	494.74	464	173
W_2- X	-320.95	493.74	459	154

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（3）情境 3：低燃油价格、低岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.82　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-26 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-285.95	434.64	403	152
W_2- X	-320.95	433.64	399	135

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

综上所述，从经济上考虑，在燃油价格与岸电价格高、中、低三种情境下，跨太平洋航线 VLCC 靠港期间使用低压岸电或高压岸电都优于使用低硫油。

7.3.5　减排措施成本效益分析

不同价格下各种减排措施的单位减排成本如以下表格所示。

表 7.83　高价格下 VLCC 船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	1.71	NA	14.31	0.60

0.1%+0.1%	2.17	NA	18.82	0.86
尾气处理装置	0.11	NA	0.95	NA
换用 LNG	0.15	0.13	1.21	0.01
采用高压岸电	-322.32	-65.48	-1463.49	-0.16
采用低压岸电	-323.71	-65.76	-1469.83	-0.16

表 7.84　中价格下 VLCC 船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	1.80	NA	15.08	0.63
0.1%+0.1%	2.25	NA	19.53	0.89
尾气处理装置	0.11	NA	0.95	NA
换用 LNG	0.50	0.42	3.97	0.04
采用高压岸电	-286.54	-58.21	-1301.06	-0.14
采用低压岸电	-287.94	-58.49	-1307.40	-0.15

表 7.85　低价格下 VLCC 船减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%	1.80	NA	15.08	0.63
0.1%+0.1%	2.25	NA	19.53	0.89
尾气处理装置	0.11	NA	0.95	NA
换用 LNG	0.50	0.42	3.97	0.04
采用高压岸电	-286.54	-58.21	-1301.06	-0.14
采用低压岸电	-287.94	-58.49	-1307.40	-0.15

表中 NA 表示该减排措施不能对相应排放物进行减排，甚至会增加排放量。单位减排成本越低越好，负值表示该减排措施的实施能够减少成本。结果显示针对硫排放和 PM 排放，采用岸电在三种价格下单位减排成本均是负值，因此这该减排方案的实施因减少燃油的消耗从而减少成本。其次安装尾气处理装置优于使用 LNG，并优于使用低硫油。但是针对氮氧化物排放和碳排放，安装尾气处理装置不能减少排放。因此针对氮氧化物和碳排放的控制，不能选择安装尾气处理装置。

7.4　中日航线邮轮案例

7.4.1　船舶能耗与排放分析

本案例采用一条在中国大陆和日本之间航行的邮轮船作为研究对象。船舶发动机和燃油信息以及航次的详细信息由船公司提供。船舶基本信息见下表。

表 7.86　船舶基础信息

类型	邮轮	主机功率（KW）	7722*2
服务航速(knot)	19.74	主机转速（r/min）	520
制造年份	1994	发动机类型	MSD
总吨（ton)	14543	发动机标准	TierI
运力（TEU）	250	主机燃油类型	HFO
长度(m)	156.69	重油硫含量%	3.0
最大吃水(m)	6.273	低硫油燃油类型	MDO
辅机功率(KW)	880*3	柴油硫含量%	0.1

注：MSD ：Middle Speed Diesel 表示中速发动机; HFO 为重油;MDO 为柴油; TierI 2000-2010; TierII 2011-2015; TierIII 为 2016 年以后生产的发动机，主要在美国氮排放控制区起作用。

该案例研究范围为从 2018 年 5 月 10 日到 2018 年 5 月 29 日。考虑到中间需要对船舶进行维修和保养，这里假设一年总共约有 **17** 个这样的航次。下面将综合考虑船舶排放现状和各种减排措施对船舶能耗和排放进行分析。下图为基于船公司提供的船舶航行数据制作的船舶航程示意图。该船舶在 2018 年 5 月 10 日从上海港出发到大阪/神户周班往返。总航程约 7240 公里，其中在排放控制区约 745 公里。

其中，从上海到神户有 145 公里在长三角排放控制区，神户-上海 155 公里在排放控制区，上海-大阪有 145 公里在排放控制区中，大阪-上海 有 155 公里在排放控制区中，上海-神户有 145 公里在排放控制区中。其中，各航线在排放控制控制区的比例分别为 10%、11%、10%、11%、10%。



图 7.4　航次示意图

下面对以下 6 种情况进行对比分析。针对每种情况，我们分别计算三种燃料的消耗量和四种大气污染物在一年中的排放量。其中燃料主要分为高硫油、低硫油和 LNG，四种主要大气污染物包括硫化物（SOx），氮化物（NOx），颗粒物（PM）和二氧化碳（CO2）。

表 7.87　沿海航线 7 种减排方案说明

序号	燃油使用	说明
1	重油+0.1%	现状无任何减排措施，泊位处 0.1%柴油+其他地方 3%重油
2	0.5%+0.1%（泊位）	泊位 0.1%+全球 0.5%
3	0.5%+0.1%（控制区）	排放控制区 0.1%+全球 0.5%
4	0.1%+0.1%	全球和排放控制区都是 0.1%
5	废气处理装置	主辅机全部采用重油，到达 0.5%水平
6	换用 LNG	（主机和辅机）全部采用 LNG
7	采用岸电	泊位处采用岸电

根据我们的能耗和排放模型可以计算得到 7 种情景的油耗和排放见下表。

表 7.88　沿海邮轮（Ro-Ro）航线 7 种情景下的能耗和排放

减排情景	HFO/MGO（吨）	HFO/MGO-S%	MGO	MGO-S%	LNG（吨）	SOx（吨）	NOx（吨）	PM（吨）	CO2（吨）
无减排措施重油+0.1%	6425.0	3.00%	1675.21	0.10%	0.00	383.82	537.79	48.10	31189.70
0.5%+0.1%（泊位）	6743.2	0.50%	1060.18	0.10%	0.00	71.70	537.79	12.19	30264.38
0.5%+0.1%（控制区）	6128.2	0.50%	1675.21	0.10%	0.00	66.89	537.79	11.79	30264.38
0.1%+0.1%	--	--	7803.42	0.10%	0.00	18.96	537.79	7.92	30264.38
废气处理装置	8032.7	3.00%	290.41	0.10%	0.00	66.89	537.79	11.79	24830.62
换用 LNG	--	--			5660.11	4.37	128.68	2.28	23359.38
采用岸电	6425.0	3.00%	809.63	0.10%	0.00	380.82	471.39	47.07	26417.33

由上表可知，在没有采用任何减排措施的情况下，船舶一年消耗重油约 6425.0 吨，柴油约 1675 吨，并产生硫化物约 383.82 吨，氮化物约 537.79 吨，颗粒物 48.10 吨，二氧化碳约 31189.70 吨。

第二种情况，若在 2020 年全球采用 0.5%硫含量燃油，并且长三角排放控制区也采用 0.5%硫含量的燃油，该船重油的消耗量为 0 吨，而 0.5%的燃油消耗量为 6743.2 吨，0.1%的燃油消耗量为 1060.18 吨。 在大气污染物方面，硫化物排放量约 71.70 吨，颗粒物排放量约为 12.19 吨，分别减少 81%和 75%。而氮化物和二氧化碳几乎没有太大变化。

第三种情况，若在2020年全球采用0.5%硫含量燃油，并且长三角排放控制区采用0.1%硫含量的燃油，该船重油的消耗量为0吨，而0.5%的燃油消耗量为6128.2吨，0.1%的燃油消耗量为1675.21吨。 在大气污染物方面，硫化物排放量约66.89吨，颗粒物排放量约为11.79吨，分别减少83%和75%。而氮化物和二氧化碳几乎没有太大变化。

第四种情况为假设长三角排放控制区和全球都采用 0.1%的燃油，这种情况下，重油和0.5%的柴油消耗都为0。0.1%柴油的消耗量达到7803.42吨。在减排上，该方案颗减少硫化物和颗粒物 95%和 84%。但是，氮化物和二氧化碳变化不大。

第五种情况为采用废气处理装置，主机和辅机都可以采用3%的重油，而由于采用废气处理装置，其油耗量将增加2%。重油消耗量达到8032.7吨，0.5%燃油消耗为0，而0.1%燃油量290.41吨。在减排方面，废气处理装置减排效果可以达到在长三角排放控制区达到采用0.1%和全球0.5%的减排效果。即第三种方案的减排效果，硫化物排放减少 83%，颗粒物排放减少 75%。由于废气处理装置没有对氮化物和二氧化碳进行处理，这些气体减排效果并不显著。

第六方案为采用LNG代替重油和0.5%的柴油，其中消耗LNG 5514.90吨。排放硫化物、氮化物、颗粒物和二氧化碳分别为4.37 吨， 128.68吨，2.28吨，23359.38 吨。与无减排措施相比分别减少 99%，86%，95%和25%。采用 LNG对各种排放气体都有大幅度的减少。是减排潜力最大的方案。

最后一种方案是岸电方案。该方案为在船舶靠泊是采用岸电为船舶提供动力，主要减少船舶在靠泊时的能耗和排放。在油耗方面，由于船舶在泊位都采用低硫油，因此重油并没有减少，低硫油（0.1%硫含量）消耗809.63吨，比现在减少约866吨，占52%，也就是可以节约一半的低硫油。在减排方面，减少硫化物和颗粒物并不明显，但是氮化物和二氧化碳减少了约12%和15%。

7.4.2 减排措施成本分析

本案例以中日航线邮轮为例对三种减排方案进行评估。

低硫油成本

船舶使用低硫油后的改装成本可忽略不计，因此在此案例中不考虑低硫油系统改装成本。运维成本与使用重油时相似，因此也可忽略不计。因此船舶使用低

硫油的主要成本是用油成本。船舶使用低硫油成本如下表所示，其中 0.5%和 0.1%分别表示使用 0.5%和 0.1%的低硫油。

表 7.89　高燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	6425	2507.04	3434.60	
	0.1%	1675.21	927.56		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	6743.2	3443.08	4030.10	595.50
	0.1%	1060.18	587.02		
0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	6128.2	3129.06	4056.62	622.02
	0.1%	1675.21	927.56		
0.1%	0.1%	7803.42	4320.75	4320.75	886.15

表 7.90　中燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	6425	1864.54	2624.58	-
	0.1%	1675.21	760.04		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	6743.2	2768.76	3249.76	625.18
	0.1%	1060.18	481.00		
0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	6128.2	2516.24	3276.28	651.70
	0.1%	1675.21	760.04		
0.1%	0.1%	7803.42	3540.41	3540.41	915.83

表 7.91　低燃油价格时使用低硫油成本

情境	种类	年消耗量（吨）	成本（万元/年）	总成本（万元/年）	增加的成本（万元/年）
重油+0.1%	重油	6425	1222.04	1814.56	-
	0.1%	1675.21	592.52		
0.5%+0.1%（泊位）	0.5%	6743.2	2094.44	2469.42	654.87
	0.1%	1060.18	374.99		

0.5%+0.1%（控制区）	0.5%	6128.2	1903.42	2495.94	681.38
	0.1%	1675.21	592.52		
0.1%	0.1%	7803.42	2760.07	2760.07	945.51

LNG 成本

船舶使用 LNG 后的成本包括 LNG 改造成本，运维成本和机会成本。船舶使用 LNG 改造成本假设为造船成本的 30%。造船成本为 678 万元/艘，则改装成本约为 203.4 万元。船舶使用 LNG 的运维成本包括增加的维护成本和 LNG 使用成本。维护成本约为 10 万元/年。年 LNG 使用量约 5660.11 吨，LNG 高、中、低价格分别为 5213、4213 和 3213 元/吨。LNG 船改装时间约为一周，现船舶租赁价格约 17,020 元/天，因此船舶安装 LNG 系统所损失的机会成本约为 11.91 万元。船舶使用 LNG 后的成本如下表所示。

表 7.92　高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		203.4 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	2950.62 万元/年
机会成本		11.91 万元

表 7.93　中 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		203.4 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	2384.60 万元/年
机会成本		11.91 万元

表 7.94　低 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别	成本

改装成本		203.4 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	1818.59 万元/年
机会成本		11.91 万元

尾气处理装置成本

船舶安装尾气处理装置成本包括装置购买和安装成本，维护成本和机会成本。尾气处理装置购买成本约 60 万元，安装成本约 15 万元。增加的维护成本约 2 万元/年，包括废气处理成本。另尾气处理装置需消耗额外约 2%的油耗，成本约 37.29 万元/年。安装尾气处理装置为一周，现船舶租赁价格约 17,020 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本约为 11.91 万元。船舶安装尾气处理装置的成本如下表所示。

表 7.95　船舶安装尾气处理装置成本

类别		成本
改装成本	设备购买成本	60 万元
	安装成本	15 万元
运维成本	维护成本	2 万元/年
	燃油使用成本	37.29 万元/年
机会成本		11.91 万元

7.4.3　减排措施经济性分析

（1）情境 1：高燃油价格、高 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中日航线邮轮三种比选减排方案的基本参数。

表 7.96　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	3434.6	6
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	4030.1	6

X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	4056.62	6
X_4：0.1%	——	4320.75	6
Y：船舶使用 LNG 排放	215.31	2960.62	6
Z：船舶加装尾气处理装置	86.91	3473.89	6

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Z 不如方案 X_1。

重点计算方案 Y 相对于方案 X_1 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.97　方案 Y 相对于方案 X_1 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_1	-215.31	473.98	425	220

由ΔNAV_{Y-X_1}>0、ΔIRR_{Y-X_1}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_1>方案 Z。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.98　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-215.31	1069.48	1020	497
Z- X_2	-86.91	556.21	536	640

由ΔNAV_{Y-X_2}>0、ΔIRR_{Y-X_2}>10%；ΔNAV_{Z-X_2}>0、ΔIRR_{Z-X_2} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此进一步以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.99　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-128.4	513. 27	484	400

由ΔNAV_{Y-Z}>0、ΔIRR_{Y-Z}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 Z。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_4。

（2）情境 2：中燃油价格、中 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中日航线邮轮三种比选减排方案的基本参数。

表 7.100　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	2624.58	6
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	3249.76	6
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	3276.28	6
X_4：0.1%	——	3540.41	6
Y：船舶使用 LNG 排放	215.31	2394.6	6
Z：船舶加装尾气处理装置	86.91	2663.87	6

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Z 不如方案 X_1。

重点计算方案 Y 相对于方案 X_1 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.101　方案 Y 相对于方案 X_1 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）

Y- X_1	-215.31	229.98	181	105

由ΔNAV_{Y-X_1}>0、ΔIRR_{Y-X_1}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_1>方案 Z。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.102　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-215.31	855.16	806	397
Z- X_2	-86.91	585.89	566	674

由ΔNAV_{Y-X_2}>0、ΔIRR_{Y-X_2}>10%；ΔNAV_{Z-X_2}>0、ΔIRR_{Z-X_2} >10%可知，方案 Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此进一步以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.103　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-128.4	269. 27	240	209

由ΔNAV_{Y-Z}>0、ΔIRR_{Y-Z}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 Z。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y>方案 Z>方案 X_4。

（3）情境 3：低燃油价格、低 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中日航线邮轮三种比选减排

方案的基本参数。

表 7.104　三种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_1：重油+0.1%	——	1814.56	6
X_2：0.5%+0.1%（泊位）	——	2469.42	6
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	——	2495.94	6
X_4：0.1%	——	2760.07	6
Y：船舶使用 LNG 排放	215.31	1828.59	6
Z：船舶加装尾气处理装置	86.91	1853.85	6

由于方案 Z 的改造投资与机会成本小于方案 Y，因此以方案 Z 为基础，计算方案 Y 相对于方案 Z 的ΔNAV和ΔIRR。

表 7.105　方案 Y 相对于方案 Z 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y-Z	-128.4	25. 26	-4	5

由$\Delta NAV_{Y-Z}<0$、$\Delta IRR_{Y-Z}<10\%$可知，方案 Y 的经济性不如方案 Z。

①基准方案 X_1：重油+0.1%

方案 Y、方案 Z 需要比方案 X_1 增加更多的改造投资与机会成本、年运维成本，所以从经济上看，方案 Y、方案 Z 都不如方案 X_1。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 X_1>方案 Z>方案 Y。

②基准方案 X_2：0.5%+0.1%（泊位）

计算方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的ΔNAV(假定基准收益率为 10%)和ΔIRR。

表 7.106　方案 Y 和方案 Z 相对于方案 X_2 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_2	-215.31	640.83	591	298
Z- X_2	-86.91	615.57	596	708

由$\Delta NAV_{Y-X_2}>0$、$\Delta IRR_{Y-X_2}>10\%$；$\Delta NAV_{Z-X_2}>0$、$\Delta IRR_{Z-X_2}>10\%$可知，方案

Y 和方案 Z 的经济性都优于方案 X_2。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_2。

③基准方案 X_3：0.5%+0.1%（控制区）

以 X_3 为基准方案和以 X_2 为基准方案相比，方案 Y、方案 Z 增加的改造投资与机会成本不变，但节约的年运维成本更多，因此方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_3。

则三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_3。

④基准方案 X_4：0.1%

以 X_4 为基准方案的情况，同以 X_3 为基准方案类似，方案 Y 和方案 Z 的经济性仍优于方案 X_4。

即三种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Z>方案 Y>方案 X_4。

综上所述，对于中日航线邮轮，当环保要求是船舶在泊位处使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用重油的情况时，如果燃油价格和 LNG 价格处于中高水平，则船舶使用 LNG 排放的经济性最优，其次为使用低硫油减排，而加装尾气处理装置的经济性最差；如果燃油价格和 LNG 价格处于低位，则船舶使用低硫油减排的经济性最优，其次为加装尾气处理装置，而使用 LNG 排放的经济性最差。

而当环保要求是其他三种情况（船舶在泊位处使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用 0.5%低硫油，或船舶在排放控制区使用含硫量不大于 0.1%低硫油、在其他区域使用 0.5%低硫油，或在全球区域内使用含硫量不大于 0.1%低硫油）时，如果燃油价格和 LNG 价格处于中高水平，则船舶使用 LNG 排放的经济性最优，其次为加装尾气处理装置，而使用低硫油减排的经济性最差；如果燃油价格和 LNG 价格处于低位，则船舶加装尾气处理装置的经济性最优，其次为使用 LNG 排放，而使用低硫油减排的经济性最差。

表 7.107　中日航线邮轮三种减排方案比选结果汇总

情境	高燃油价格、高 LNG 价格	中燃油价格、中 LNG 价格	低燃油价格、低 LNG 价格
X_1：重油+0.1%	方案 Y >方案 X_1>方案 Z		方案 X_1>方案 Z>方案 Y

X_2：0.5%+0.1%（泊位）	方案 Y>方案 Z>方案 X_2	方案 Z>方案 Y>方案 X_2
X_3：0.5%+0.1%（控制区）	方案 Y>方案 Z>方案 X_3	方案 Z>方案 Y>方案 X_3
X_4：0.1%	方案 Y>方案 Z>方案 X_4	方案 Z>方案 Y>方案 X_4

7.4.4 岸电的成本和经济性分析

因岸电只在船舶靠港期间使用，因此对岸电进行单独的成本和经济性分析。

岸电成本评估

船舶使用岸电的成本船舶岸电系统改装成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本。其中岸电系统改装成本只考虑船载系统的改装成本，而不考虑港口的岸电系统建造安装成本。船舶岸电系统改装成本如下表所示。由表可知船舶安装岸电系统总投资成本。

表 7.108　船舶岸电系统改装成本

成本构成		低压岸电成本（万元）	高压岸电成本（万元）
设备购置成本	变压器	70	85
	岸电箱	30	40
	插座箱	25	35
设备安装成本		90	100

船舶运维成本包括设备的维护成本和岸电使用成本。其中设备每年维护成本约 2 万元/年。该船年耗电量约 217965kWh。船舶运维成本如下表所示。

表 7.109　船舶使用岸电年运维成本

成本构成		低压成本（万元/年）	高压成本（万元）
设备维护成本		2	3
岸电使用成本	高价	26.16	26.16
	中价	17.44	17.44
	低价	8.72	8.72

船舶岸电系统改装约为一周，现船舶租赁价格约 17,020 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本如下表所示。

表 7.110　船舶使用岸电损失的机会成本

成本构成	成本（万元）
机会成本	11.91

船舶生命周期为 30 年，已使用年限为 24 年，剩余使用年限为 6 年。岸电系统使用生命周期为 30 年。

岸电经济性分析

船舶靠港期间如不使用岸电，则假设其使用低硫油。因此，船舶的岸电使用将与低硫油进行对比分析。该船年靠港使用低硫油量约 865.58 吨。

（1）情境 1：高燃油价格、高岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.111　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-226.91	451.11	399	199
W_2- X	-271.91	450.11	388	165

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（2）情境 2：中燃油价格、中岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.112　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-226.91	373.27	321	164
W_2- X	-271.91	372.27	310	136

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（3）情境 3：低燃油价格、低岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.113　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-6 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-226.91	295.44	243	129
W_2- X	-271.91	294.44	232	107

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

综上所述，从经济上考虑，在燃油价格与岸电价格高、中、低三种情境下，中日航线邮轮靠港期间使用低压岸电或高压岸电都优于使用低硫油。

7.4.5　减排措施成本效益分析

不同价格下各种减排措施的单位减排成本如以下表格所示。

表 7.114　高价格下邮轮减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	1.91	NA	16.58	0.64
0.5%+0.1%（控制区）	1.96	NA	17.13	0.67
0.1%+0.1%	2.43	NA	22.05	0.96
尾气处理装置	0.17	NA	1.48	0.01
换用 LNG	-1.15	-1.07	-9.56	-0.06
采用高压岸电	-134.93	-6.10	-393.00	-0.08
采用低压岸电	-137.76	-6.22	-401.26	-0.09

表 7.115　中价格下邮轮减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	2.00	NA	17.41	0.68
0.5%+0.1%（控制区）	2.06	NA	17.95	0.70
0.1%+0.1%	2.51	NA	22.79	0.99
尾气处理装置	0.17	NA	1.48	0.01
换用 LNG	-0.51	-0.47	-4.24	-0.02
采用高压岸电	-108.99	-4.92	-317.43	-0.07
采用低压岸电	-111.82	-5.05	-325.68	-0.07

表 7.116　低价格下邮轮减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
0.5%+0.1%（泊位）	2.10	NA	18.24	0.71
0.5%+0.1%（控制区）	2.15	NA	18.77	0.74
0.1%+0.1%	2.59	NA	23.53	1.02
尾气处理装置	0.17	NA	1.48	0.01
换用 LNG	0.13	0.12	1.09	0.01
采用高压岸电	-83.04	-3.75	-241.86	-0.05
采用低压岸电	-85.87	-3.88	-250.11	-0.05

表中 NA 表示该减排措施不能对相应排放物进行减排，甚至会增加排放量。单位减排成本越低越好，负值表示该减排措施的实施能够减少成本。结果显示采用岸电在三种价格下单位减排成本均是负值，因此这该减排方案的实施因减少燃油的消耗从而减少成本。使用 LNG 在高价格和中价格下单位减排成本是负值，但是在低价格下不是负值。其次安装尾气处理装置优于使用低硫油。

7.5 长江下游内河航线

7.5.1 船舶能耗与排放分析

船舶基本信息见下表:

表 7.117 船舶基本信息

主机功率	1396kW	主机转速	1000r/min		辅机总功率	188kW	
IMO 号	--	MMSI	--	船舶名称	--	船舶类型	多用途船
设计航速	10km/h	制造年份	2015 年	最大载重吨	7131t	总吨（TEU)	4453
最大长度	93.88m	最大吃水	5.9m	LNG 类型	甲烷含量 95%		

下图为船舶从上海到武汉的航程。其中一个航次约 9 天时间，航程为 1000 公里，其中在长三角排放控制区约 400 公里，一年中出去一两次维修保养时间，船舶大概可以航行 36 次。



图 7.5　船舶航次航线线路示意图

该船舶途径排放控制区，因此仍然受到长三角排放控制区的影响，但是由于当前该船舶已经全程使用 0#柴油，其硫含量已符合要求。因此，采用废气处理装置(主要针对重油)的意义并不大，同时排放控制区对该船也没有影响。因此，本案来我们只考虑采用 0.1%的燃油、采用 LNG，和岸电三种情况进行分析。

同样，下面对以下三种减排情况进行对比分析。针对每种情况，我们分别计算一年中燃料的消耗量和四种大气污染物的排放量。其中燃料主要分为低硫油和 LNG，四种主要大气污染物包括硫化物（SOx），氮化物（NOx），颗粒物（PM）和二氧化碳（CO2）。

表 7.118　各种减排方案油耗和排放比较

	MGO（吨）	MGO-S %	LNG（吨）	SOx（吨）	NOx（吨）	PM（吨）	CO2（吨）
0.1%+0.1 %	301.9	0.10%	0.00	0.95	22.60	0.41	1566.77
换用 LNG	0.0	0.10%	193.01	0.37	8.92	0.15	1275.84
采用岸电	261.5	0.10%	0.00	0.75	17.41	0.31	1201.72

由上表可知，第一种为在没有采用任何减排措施的情况下，船舶一年消耗 0#（含硫量约 0.1%）柴油约 301.9 吨，并产生硫化物约 0.95 吨，氮化物约 22.6 吨，颗粒物 0.41 吨，二氧化碳约 1566.77 吨。

第二种方案为采用 LNG 代替柴油，其中消耗 LNG 193.01 吨。排放硫化物、氮化物、颗粒物和二氧化碳分别为 0.37 吨，8.92 吨，0.15 吨，1275.84 吨，与无

减排措施比较分别减少 71%，71%，74%和 19%。采用 LNG 对各种排放气体都有大幅度的减少。

最后一种方案是岸电方案。该方案为在船舶靠泊是采用岸电为船舶提供动力，主要减少船舶在靠泊时的能耗和排放。在油耗方面，低硫油减少约 40.38 吨。在减排方面，与方案一比较分别减少 11%，13%，13%和 13%。

7.5.2 减排措施成本分析

本案例以中日航线邮轮为例对使用 LNG 减排方案进行评估。

燃油成本

该内河船舶已使用 0.1%的低硫油，因此不考虑其他使用低硫油的减排措施以及加装尾气处理装置。该船舶使用低硫油的成本成本如下表所示。

表 7.119 不同价格下内河船舶燃油消耗成本

种类	年消耗量（吨）	价格（元/吨）		成本（万元/年）
0.1%	301.9	高	5537	167.16
		中	4537	136.97
		低	3537	106.78

LNG 成本

船舶使用 LNG 后的成本包括 LNG 改造成本，运维成本和机会成本。船舶使用 LNG 改造成本假设为造船成本的 30%。造船成本为 416 万元/艘，则改装成本约为 124.8 万元。船舶使用 LNG 的运维成本包括增加的维护成本和 LNG 使用成本。维护成本约为 10 万元/年。年 LNG 使用量约 193.01 吨，LNG 高、中、低价格分别为 5213、4213 和 3213 元/吨。LNG 船改装时间约为一周，现船舶租赁价格约 5,333 元/天，因此船舶安装 LNG 系统所损失的机会成本约为 3.73 万元。船舶使用 LNG 后的成本如下表所示。

表 7.120 高 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别	成本
改装成本	124.8 万元

运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	100.62 万元/年
机会成本		3.73 万元

表 7.121　中 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		124.8 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	81.32 万元/年
机会成本		3.73 万元

表 7.122　低 LNG 价格下船舶使用 LNG 成本

类别		成本
改装成本		124.8 万元
运维成本	维护成本	10 万元/年
	LNG 使用成本	62.01 万元/年
机会成本		3.73 万元

7.5.3　减排措施经济性分析

（1）情境 1：高燃油价格、高 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中长江下游内河航线船舶两种比选减排方案的基本参数。

表 7.123　两种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_4：0.1%	——	167.16	27
Y：船舶使用 LNG 排放	128.53	110.62	27

以方案 X_4 为基础，计算方案 Y 相对于方案 X_4 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.124　方案 Y 相对于方案 X_4 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_4	-128.53	56.54	43	44

由ΔNAV_{Y-X_4}>0、ΔIRR_{Y-X_4}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_4。

则两种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_4。

（2）情境 2：中燃油价格、中 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中长江下游内河航线船舶两种比选减排方案的基本参数。

表 7.125　两种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_4：0.1%	——	136.97	27
Y：船舶使用 LNG 排放	128.53	91.32	27

以方案 X_4 为基础，计算方案 Y 相对于方案 X_4 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.126　方案 Y 相对于方案 X_4 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_4	-128.53	45.65	32	36

由ΔNAV_{Y-X_4}>0、ΔIRR_{Y-X_4}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_4。

则两种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_4。

（3）情境 3：低燃油价格、低 LNG 价格

根据减排措施成本评估模型，可以得到该情境下中长江下游内河航线船舶两种比选减排方案的基本参数。

表 7.127　两种减排方案的基本参数

方案	改造投资与机会成本（万元）	年运维成本（万元）	使用年限（年）
X_4：0.1%	——	106.78	27

Y：船舶使用 LNG 排放	128.53	72.01	27

以方案 X_4 为基础，计算方案 Y 相对于方案 X_4 的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.128　方案 Y 相对于方案 X_4 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
Y- X_4	-128.53	34.77	21	27

由ΔNAV_{Y-X_4}>0、ΔIRR_{Y-X_4}>10%可知，方案 Y 的经济性优于方案 X_4。

则两种减排方案经济性优劣顺序分别为：方案 Y >方案 X_4。

综上所述，对于中长江下游内河航线船舶，不论燃油价格与 LNG 价格处于高、中、低哪种情境下，使用 LNG 代替柴油具有更强的经济性。

表 7.129　长江下游内河航线船舶两种减排方案比选结果汇总

情境	高燃油价格、高 LNG 价格	中燃油价格、中 LNG 价格	低燃油价格、低 LNG 价格
X_4：0.1%	方案 Y>方案 X_4		

7.5.4　岸电的成本和经济性分析

因岸电只在船舶靠港期间使用，因此对岸电进行单独的成本和经济性分析。

岸电成本评估

船舶使用岸电的成本船舶岸电系统改装成本、设备运行维护成本、用电成本以及机会成本。其中岸电系统改装成本只考虑船载系统的改装成本，而不考虑港口的岸电系统建造安装成本。船舶岸电系统改装成本如下表所示。由表可知船舶安装岸电系统总投资成本。

表 7.130　船舶岸电系统改装成本

成本构成		低压岸电成本（万元）	高压岸电成本（万元）
设备购置成本	变压器	40	50
	岸电箱	10	20
	插座箱	10	20
设备安装成本		50	60

船舶运维成本包括设备的维护成本和岸电使用成本。其中设备每年维护成本约 2 万元/年。该船年耗电量约 7200kWh。船舶运维成本如下表所示。

表 7.131　船舶使用岸电年运维成本

成本构成		低压成本（万元/年）	高压成本（万元）
设备维护成本		2	3
岸电使用成本	高价	0.86	0.86
	中价	0.58	0.58
	低价	0.29	0.29

船舶岸电系统改装约为一周，现船舶租赁价格约 5,333 元/天，因此船舶安装岸电系统所损失的机会成本如下表所示。

表 7.132　船舶使用岸电损失的机会成本

成本构成	成本（万元）
机会成本	3.73

船舶生命周期为 30 年，已使用年限为 3 年，剩余使用年限为 27 年。岸电系统使用生命周期为 30 年。

岸电经济性分析

船舶靠港期间如不使用岸电，则假设其使用低硫油。因此，船舶的岸电使用将与低硫油进行对比分析。该船年靠港使用低硫油量约 7.6 吨。

（1）情境 1：高燃油价格、高岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.133　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-113.73	476.41	464	419
W_2- X	-153.73	475.41	459	309

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，

方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（2）情境 2：中燃油价格、中岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.134　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-113.73	390.13	378	343
W_2- X	-153.73	389.13	372	253

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

（3）情境 3：低燃油价格、低岸电价格

计算使用低压岸电（方案 W_1）和高压岸电（方案 W_2）相对于低硫油（方案 X）的ΔNAV（假定基准收益率为 10%）和ΔIRR。

表 7.135　方案 W_1 和方案 W_2 相对于方案 X 的增量现金流与评价指标

方案	0 年（万元）	1-27 年（万元）	ΔNAV（万元）	ΔIRR（%）
W_1- X	-113.73	303.87	292	267
W_2- X	-153.73	302.87	286	197

由ΔNAV_{W_1-X}>0、ΔIRR_{W_1-X}>10%；ΔNAV_{W_2-X}>0、ΔIRR_{W_2-X} >10%可知，方案 W_1 和方案 W_2 的经济性都优于方案 X。

即船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电的经济性都优于使用低硫油。

综上所述，从经济上考虑，在燃油价格与岸电价格高、中、低三种情境下，长江下游内河航线船舶靠港期间使用低压岸电或高压岸电都优于使用低硫油。

7.5.5　减排措施成本效益分析

不同价格下各种减排措施的单位减排成本如以下表格所示。

表 7.136　高价格下内河船舶减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）

	SOx	NOx	PM	CO2
换用 LNG	-106.52	-4.52	-237.61	-0.21
采用高压岸电	-64.08	-2.47	-128.16	-0.04
采用低压岸电	-76.49	-2.95	-152.97	-0.04

表 7.137　中价格下内河船舶减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
换用 LNG	-87.74	-3.72	-195.73	-0.17
采用高压岸电	-45.28	-1.74	-90.56	-0.02
采用低压岸电	-57.69	-2.22	-115.37	-0.03

表 7.138　低价格下内河船舶减排措施单位减排成本

减排措施	单位减排成本（万元/吨）			
	SOx	NOx	PM	CO2
换用 LNG	-68.98	-2.92	-153.88	-0.14
采用高压岸电	-26.53	-1.02	-53.06	-0.01
采用低压岸电	-38.94	-1.50	-77.87	-0.02

表中 NA 表示该减排措施不能对相应排放物进行减排，甚至会增加排放量。单位减排成本越低越好，负值表示该减排措施的实施能够减少成本。结果显示该案例中使用 LNG 和使用岸电均优于使用低硫油，而使用 LNG 优于使用岸电。

7.6　上海港靠港船舶实例分析

7.6.1　靠港船舶分析

基于上海港 AIS 数据分析，2017 年上海港靠港船舶共 23731 艘，其具体构成及占比如下图所示。由图可知，货船数量最多，达 11504 艘，占比为 48%。其次为干货船，6198 艘，占比 26%。第三的是集装箱船，1842 艘，占比为 8%。其他所有船舶占比数量为 18%。

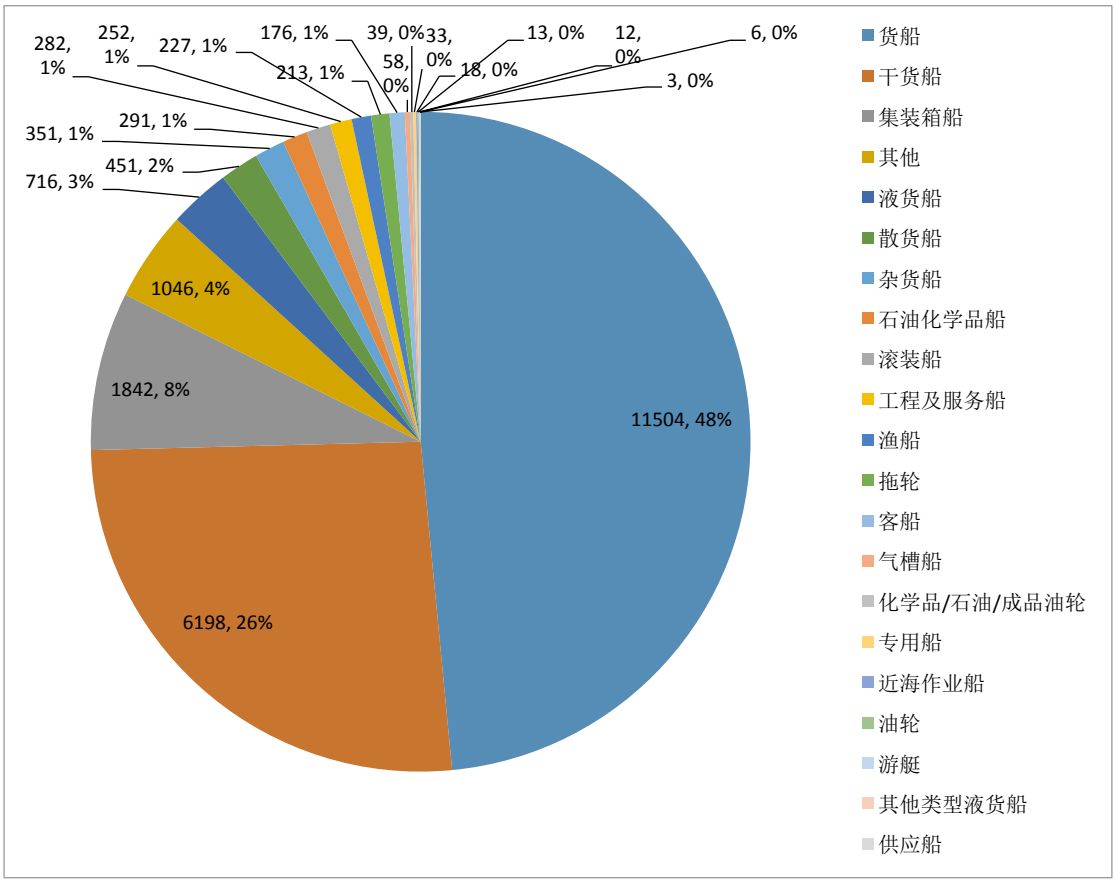


图 7.6　靠港船舶数量

7.6.2　船舶停泊次数分析

不同类型船舶年停泊次数以及每艘船平均停泊次数如下图所示。由图可知，货船年靠泊总次数较多，约 150000 次，然而拖轮的平均靠泊次数较多，每艘船年平均靠泊超过 80 次。集装箱船年靠泊 9447 次，每艘船平均靠泊约 5 次。

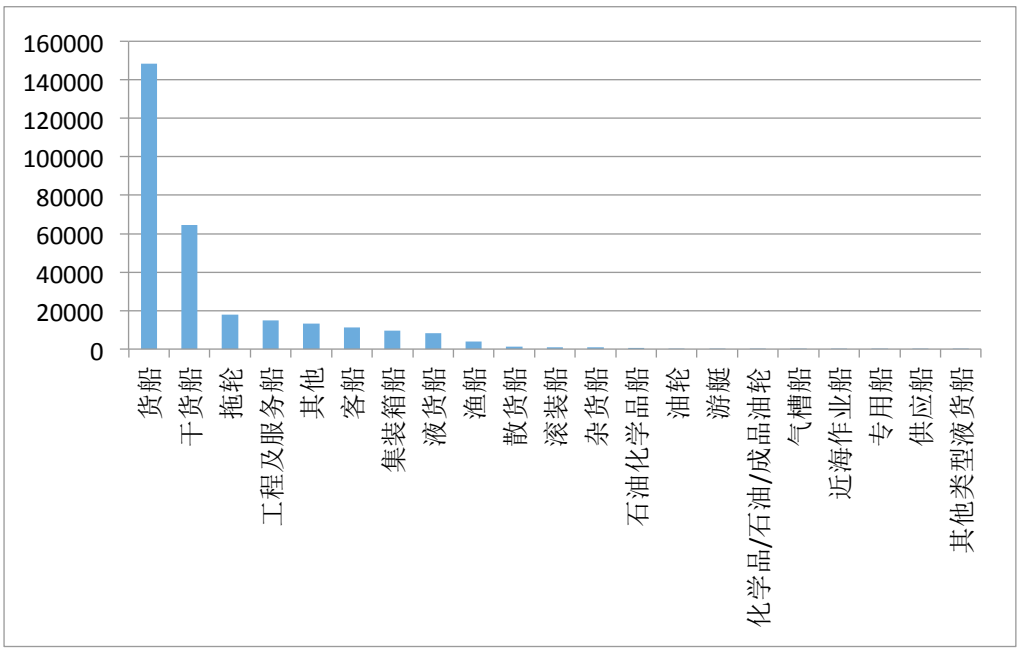


图 7.7　不同类型船舶年靠泊次数

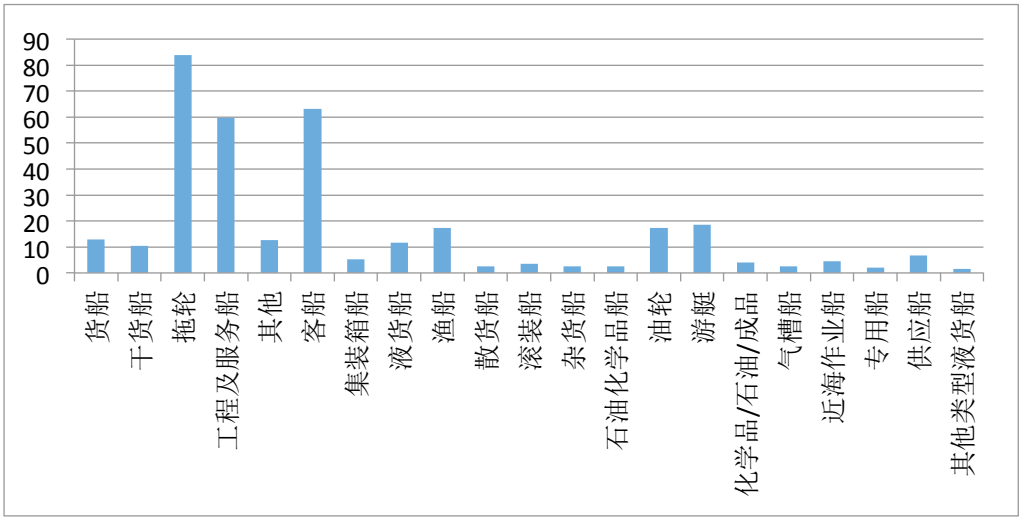


图 7.8　不同类型船舶每艘船年平均靠泊次数

所有船舶停泊次数分布如下图所示，超过 18000 艘船舶年平均停泊次数低于 10 次，但也有约 500 多艘船舶年平均停泊次数超过 100 次。

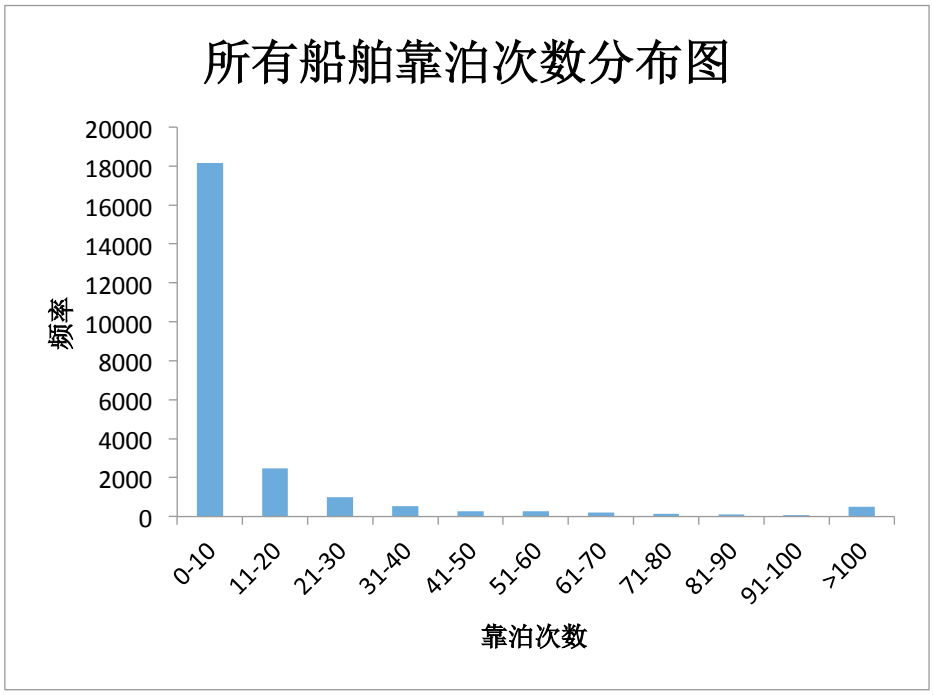


图 7.9　所有船舶靠泊次数分布

集装箱船年平均靠泊次数如下图所示，由图可知大部分船舶靠泊次数在 6 次以下，也有约 50 艘船舶停泊次数大于 20 次。

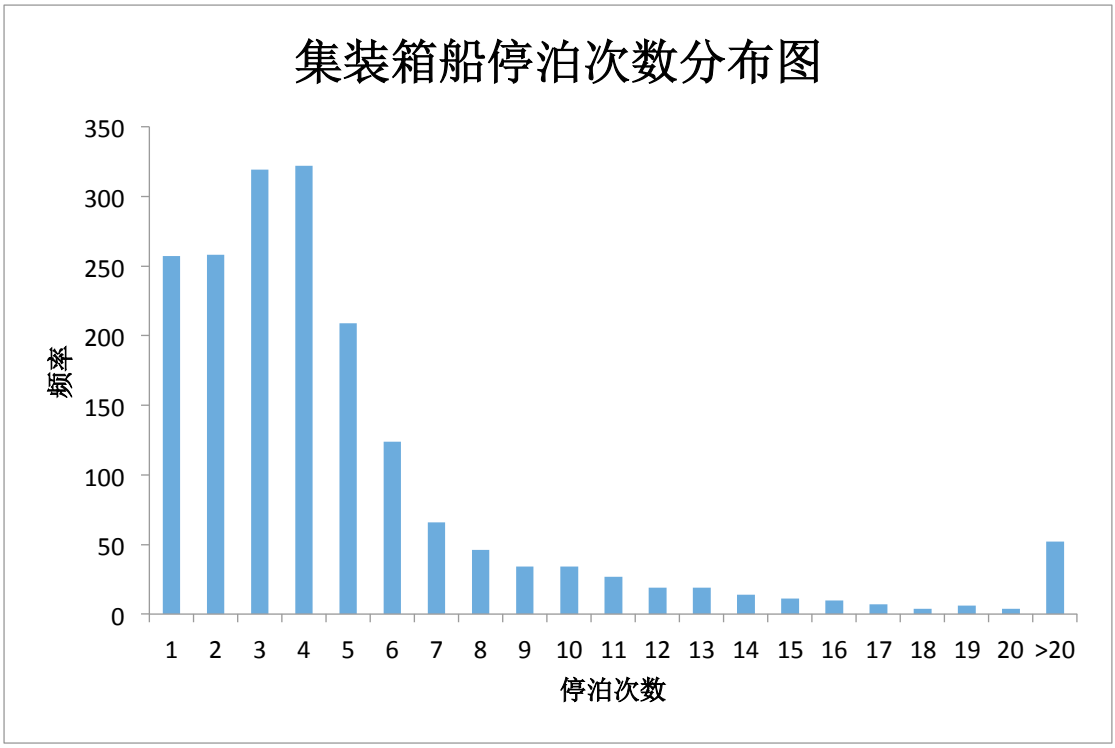


图 7.10　集装箱船靠泊次数分布

7.6.3　船舶停泊时间分析

不同类型船舶年停泊总时长以及每艘船平均停泊时长如下图所示。由图可知，货船与干货船靠泊时长较长，分别约为 4800000 小时和 2700000 小时。集装箱船年靠泊时长约 360000 小时。客船、拖轮、工程及服务船以及游艇每艘船年平均靠泊时长较长，分别为 1661、1376、1316 和 1018 小时。集装箱船每艘船年平均靠泊时间为 199 小时。

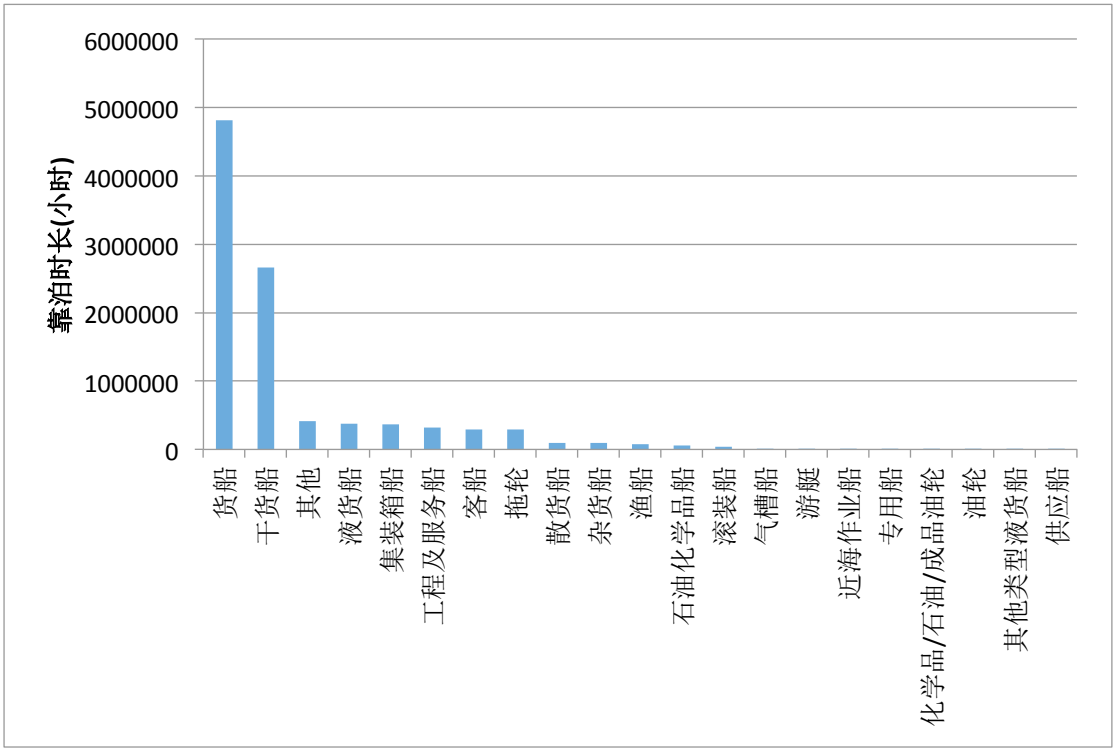


图 7.11　不同类型船舶年靠泊总时长（小时）

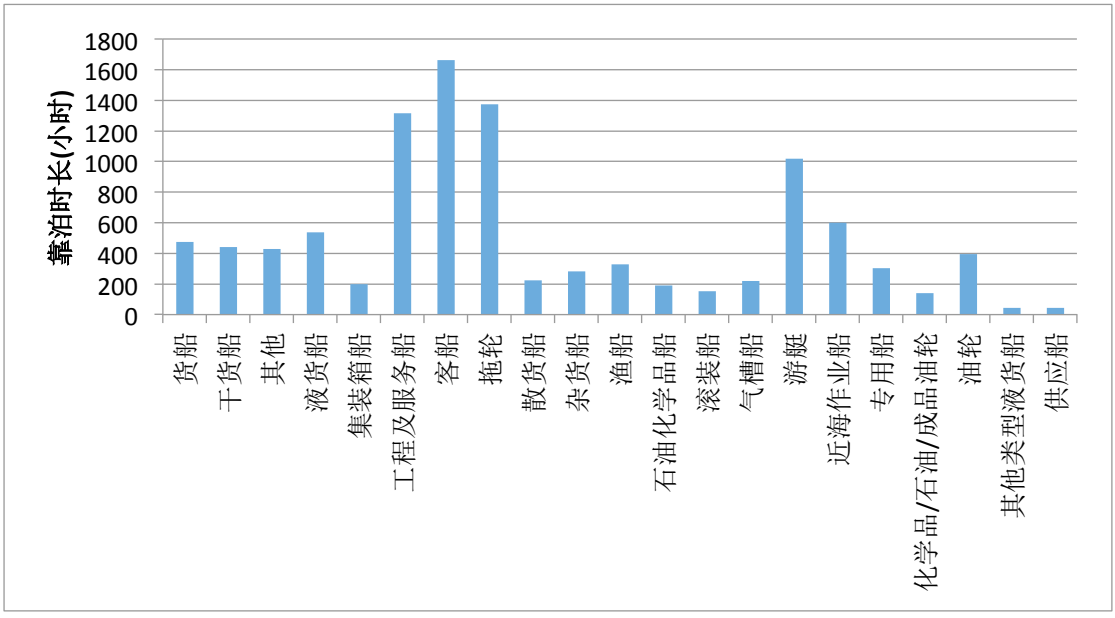


图 7.12　不同类型船舶年平均靠泊时长（小时）

所有船舶靠泊时间分布如下图所示，约 7500 艘船靠泊时间小于 1 天，但也有约 3800 艘和 4600 艘船停泊时间分别超过 7 天和超过 30 天。

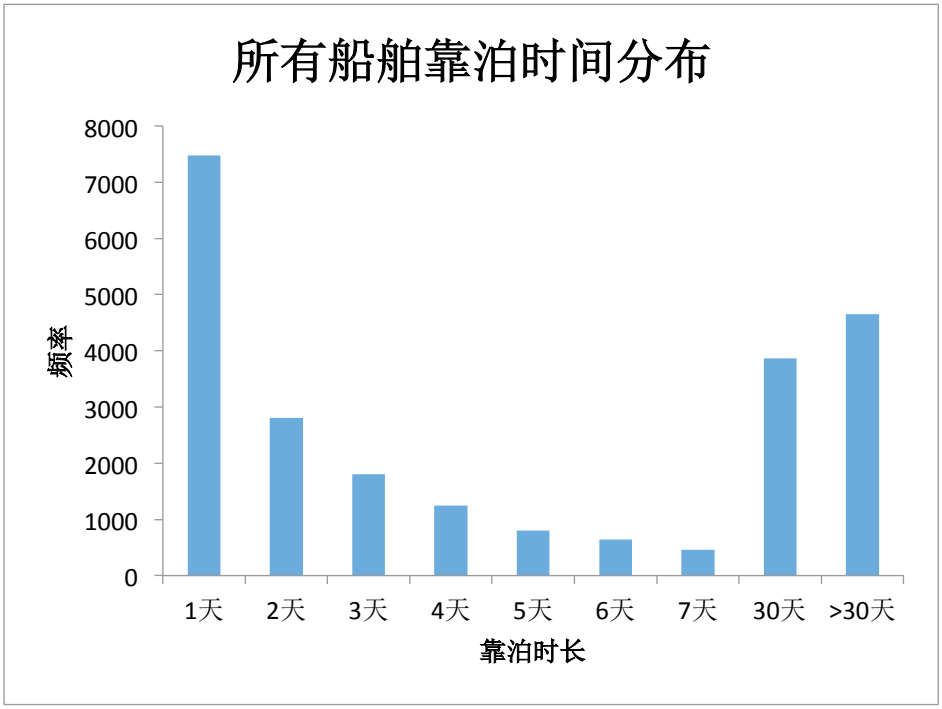


图 7.13　所有船舶靠泊时间分布

不同类型船舶单次停泊平均时长如下表所示。由表可知，专用船、杂货船、近海作业船等单次平均靠泊时长较长，而供应船、拖轮等单次平均靠泊时长较短。

表 7.139　不同类型船舶单次平均靠泊时长

船舶类型	时长（小时）
专用船	185.78
杂货船	140.77
近海作业船	131.45
散货船	101.73
气槽船	99.62
石油化学品船	87.82

游艇	62.98
液货船	57.20
干货船	52.23
滚装船	46.12
货船	43.95
集装箱船	43.27
其他	39.34
化学品/石油/成品油轮	38.74
客船	29.86
其他类型液货船	26.49
油轮	26.48
工程及服务船	23.78
渔船	22.70
拖轮	20.10
供应船	6.88

不同类型船舶单次靠泊时长分布如以下各图所示。数据显示大部分船舶停靠时间在 7 天以内，因此图形只显示 7 天以内每 12 个小时的停泊频次。部分船舶存在单次靠泊时间很长的情况，使得船舶单次平均时长较长。例如专用船，存在

单次船舶停靠时长达 2399 小时（约 100 天），因此使得其单次平均时长约 186 小时，但是大部分专用船单次靠泊时长在 4 天以内。

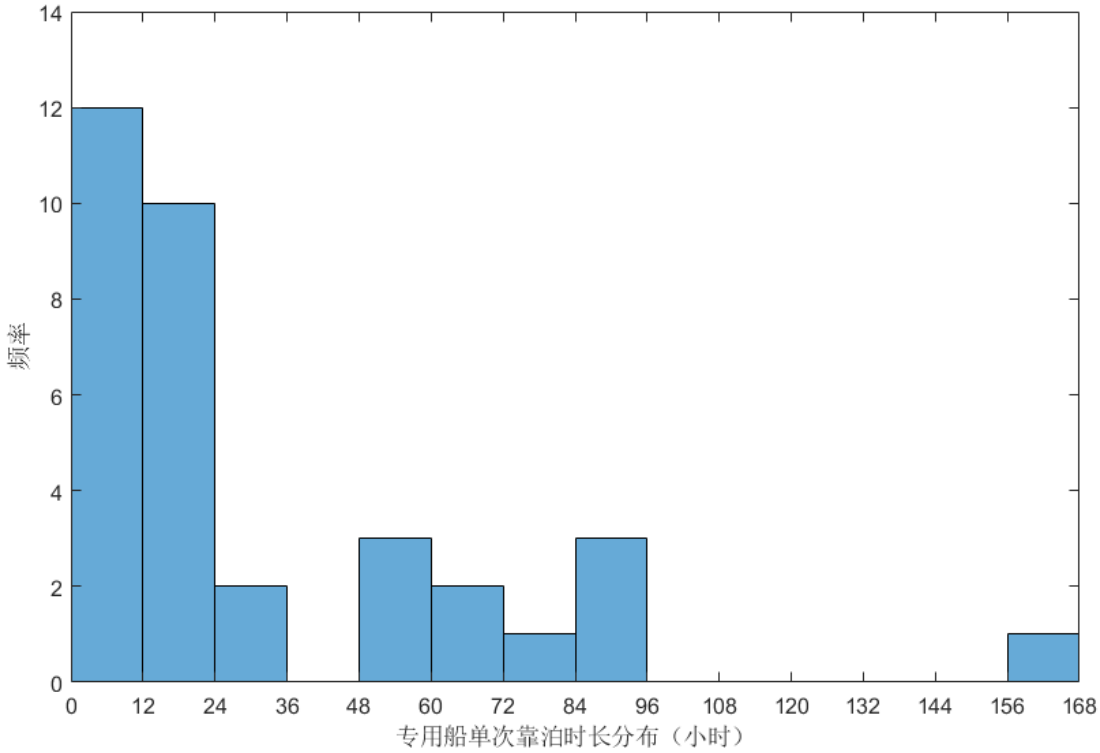


图 7.14　专用船单次靠泊时长分布（小时）

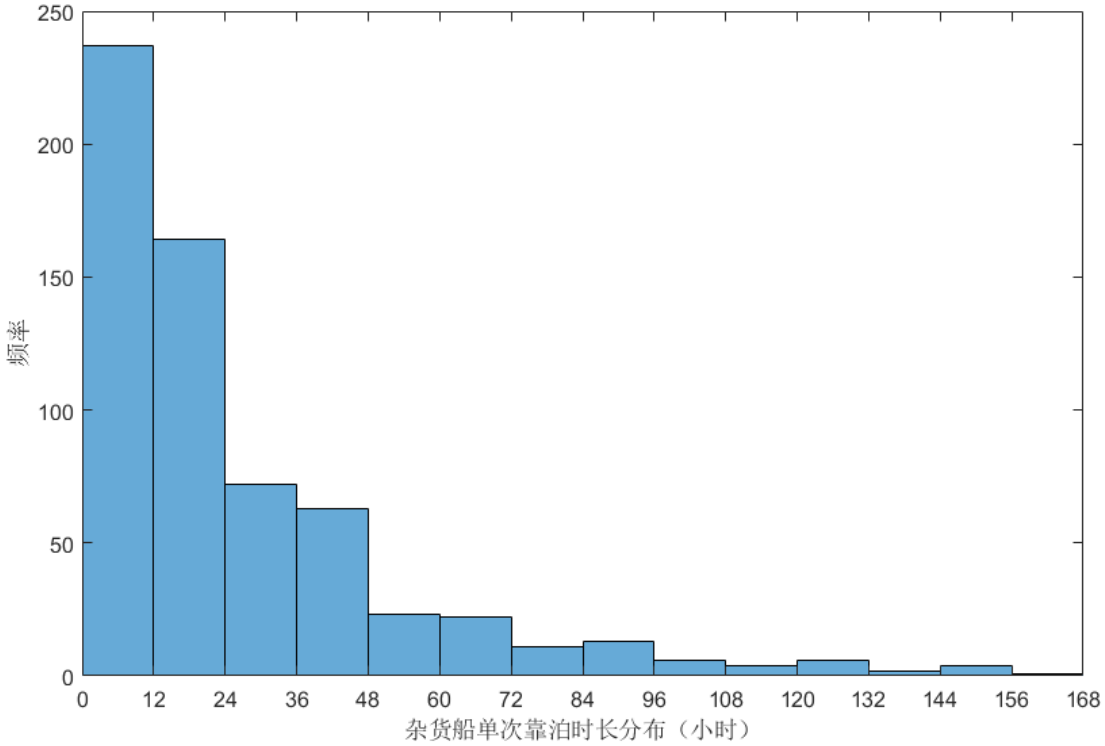


图 7.15　杂货船单次靠泊时长分布（小时）

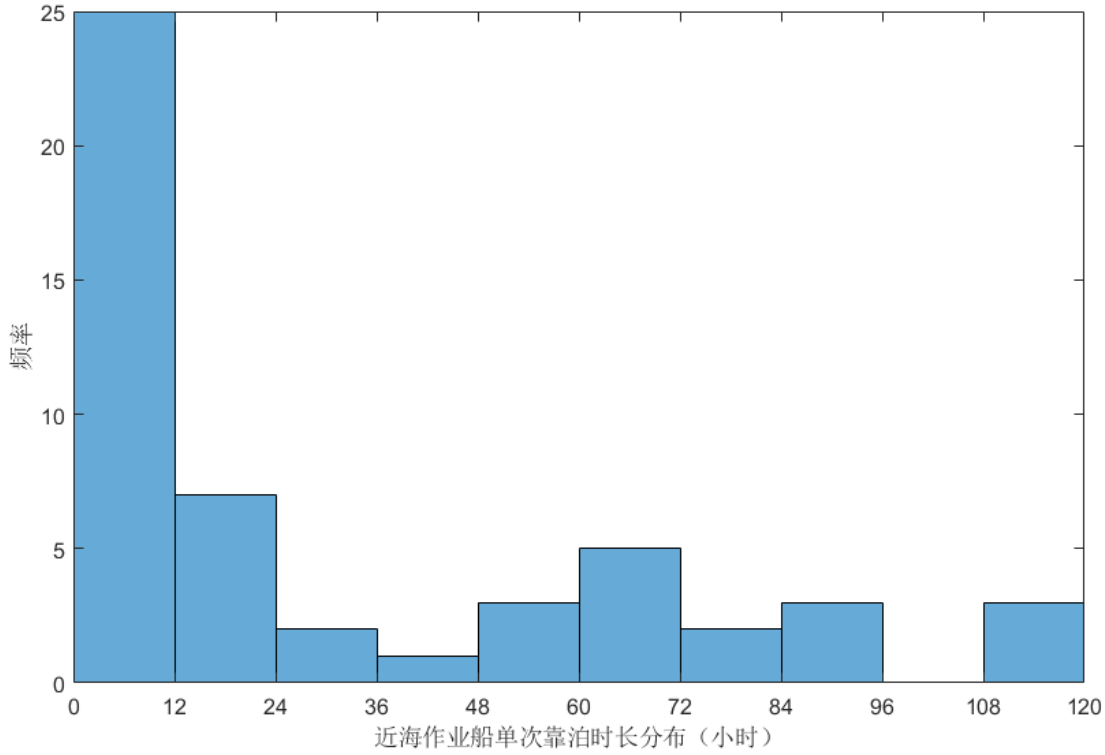


图 7.16　近海作业船单次靠泊时长分布（小时）

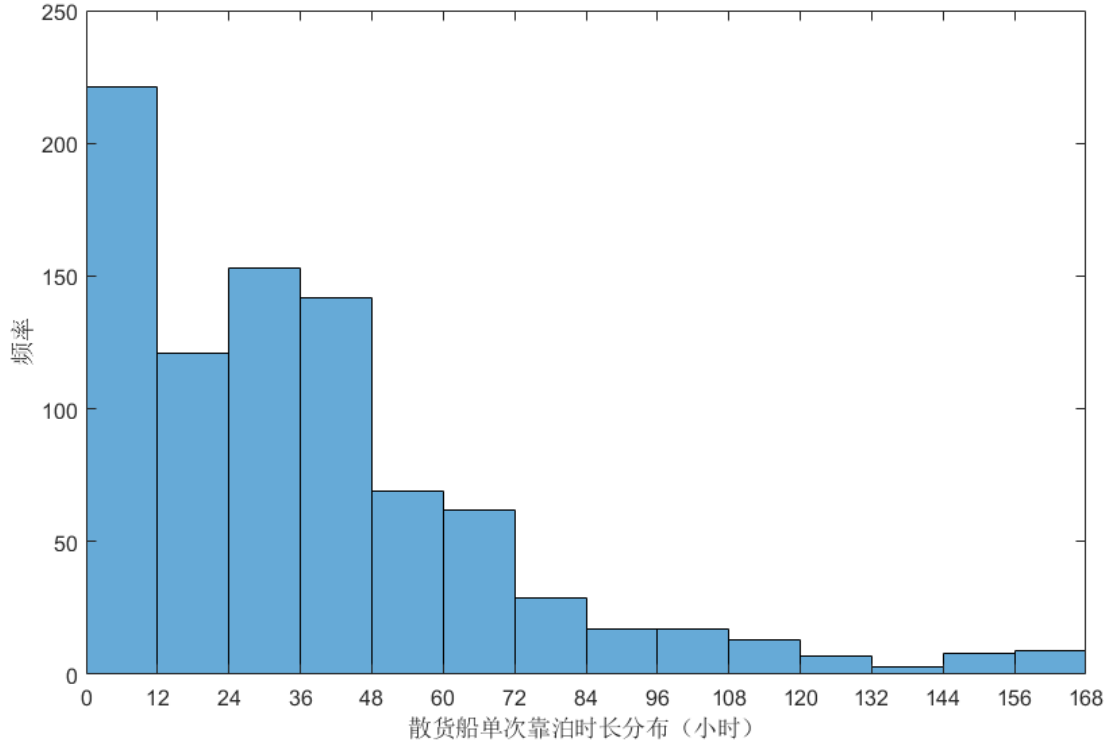


图 7.17　散货船单次靠泊时长分布（小时）

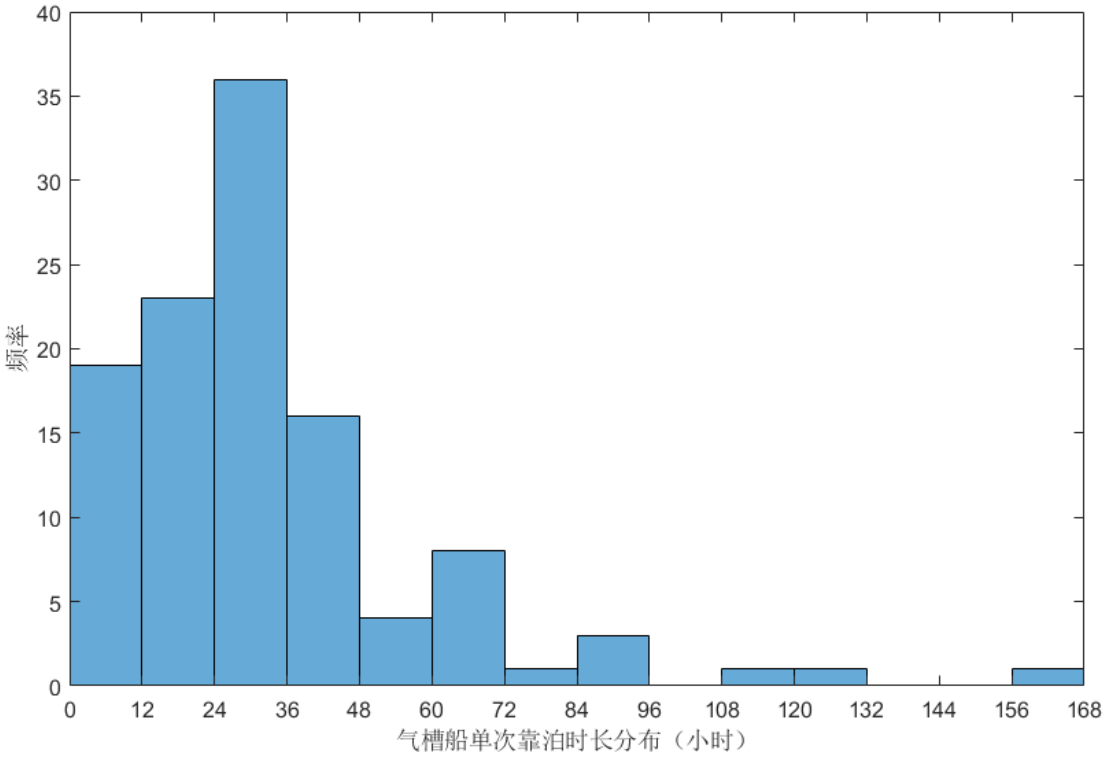


图 7.18　气槽船单次靠泊时长分布（小时）

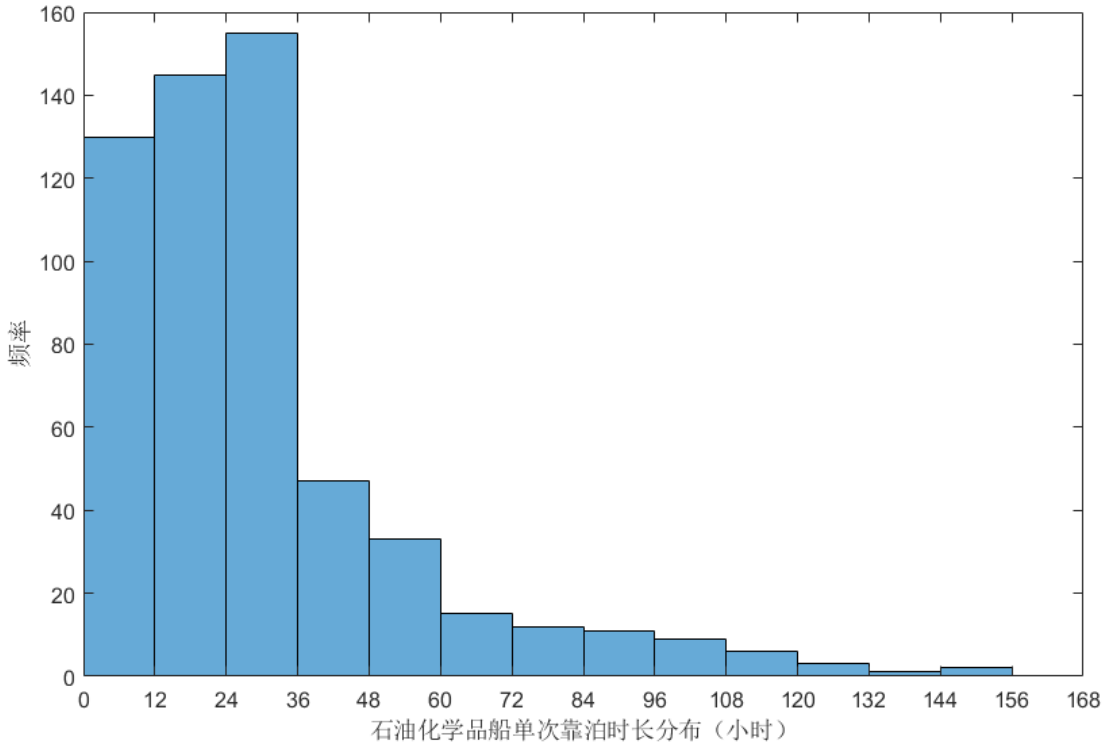


图 7.19　石油化学品船单次靠泊时长分布（小时）

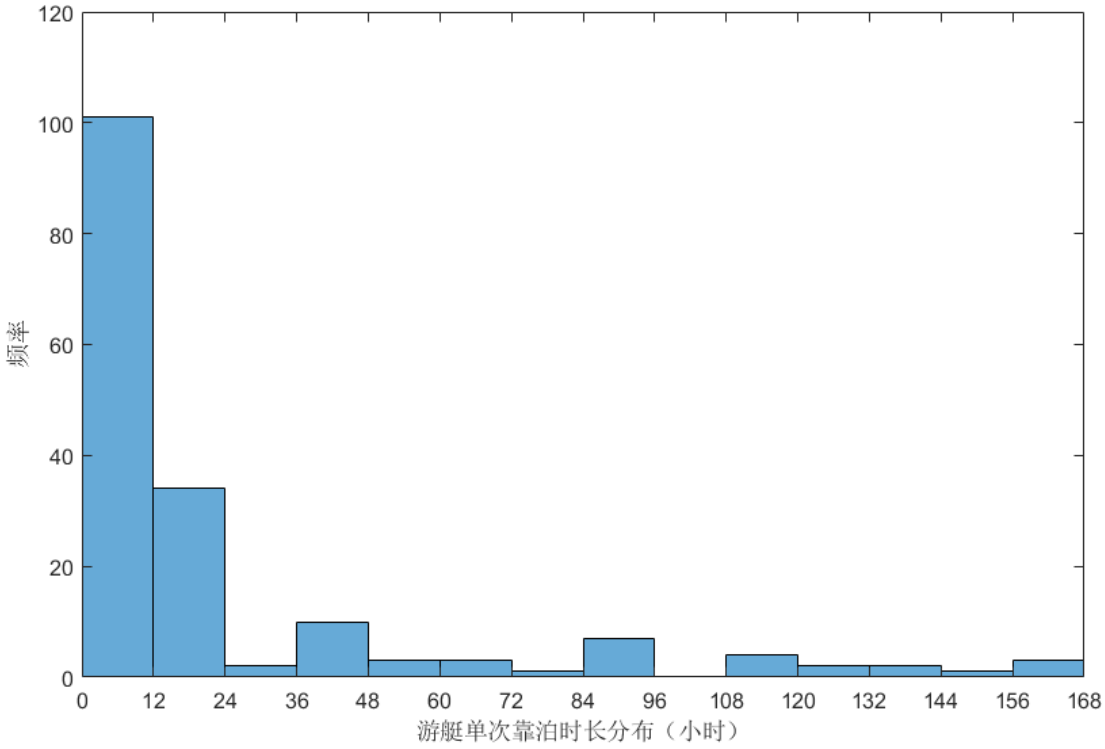


图 7.20　游艇单次靠泊时长分布（小时）

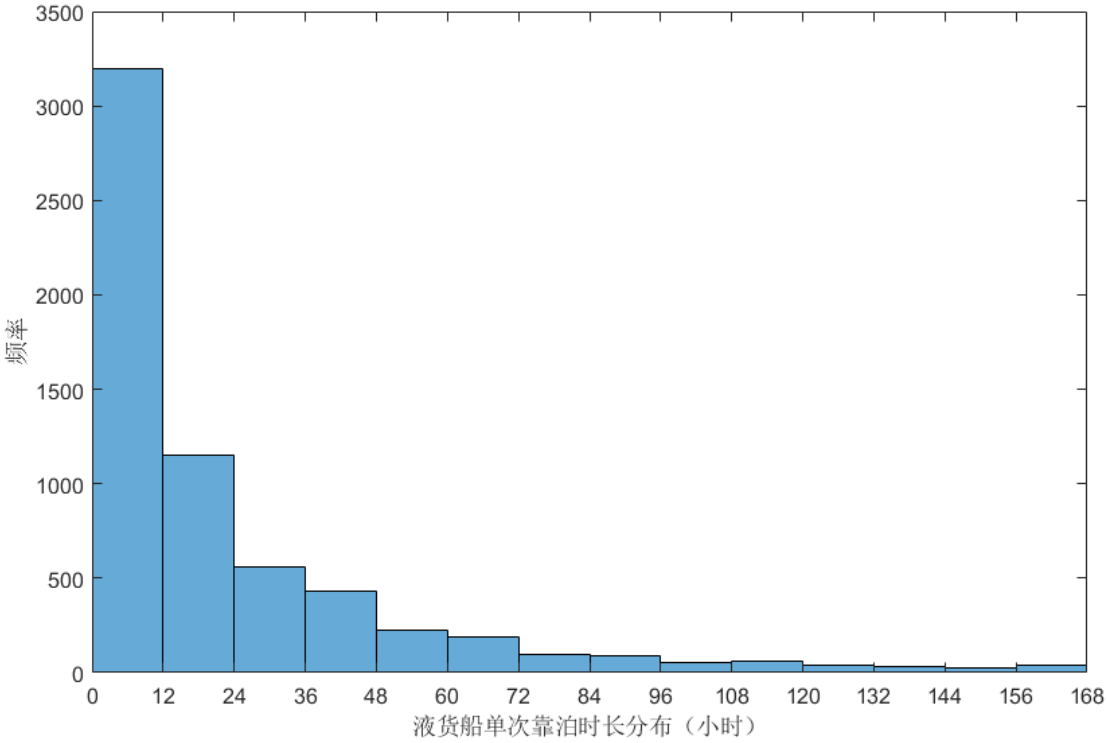


图 7.21　液货船单次靠泊时长分布（小时）

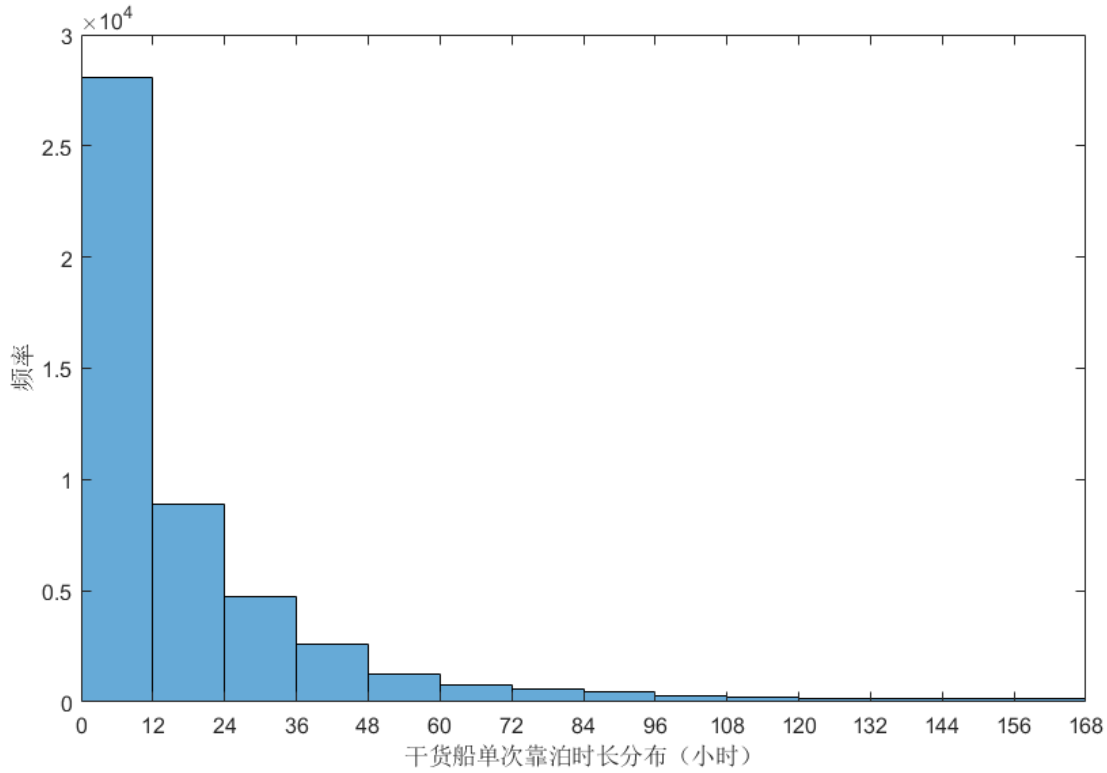


图 7.22　干货船单次靠泊时长分布（小时）

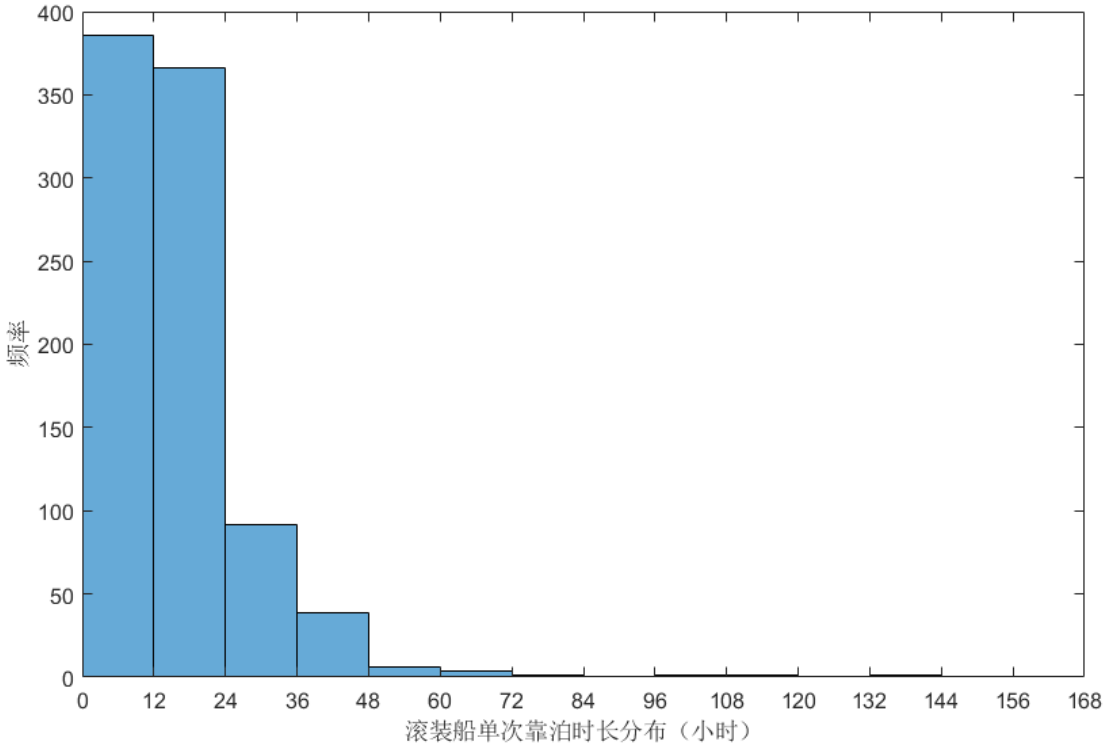


图 7.23　滚装船单次靠泊时长分布（小时）

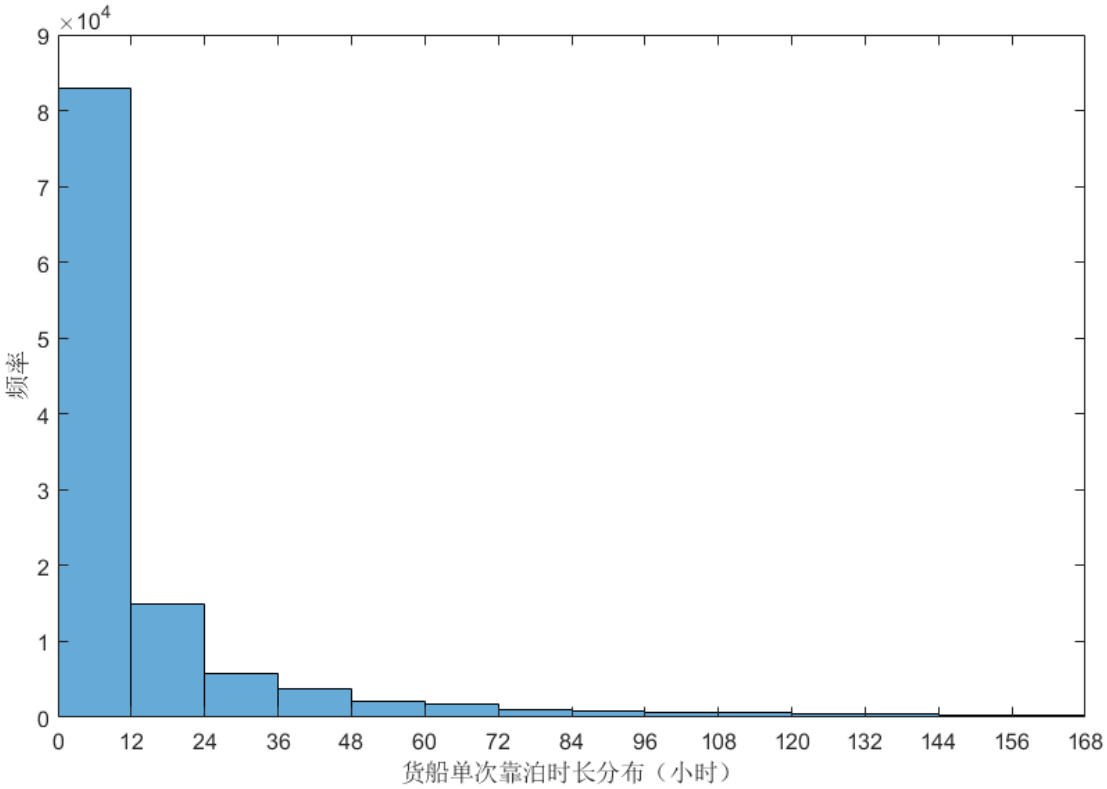


图 7.24　货船单次靠泊时长分布（小时）

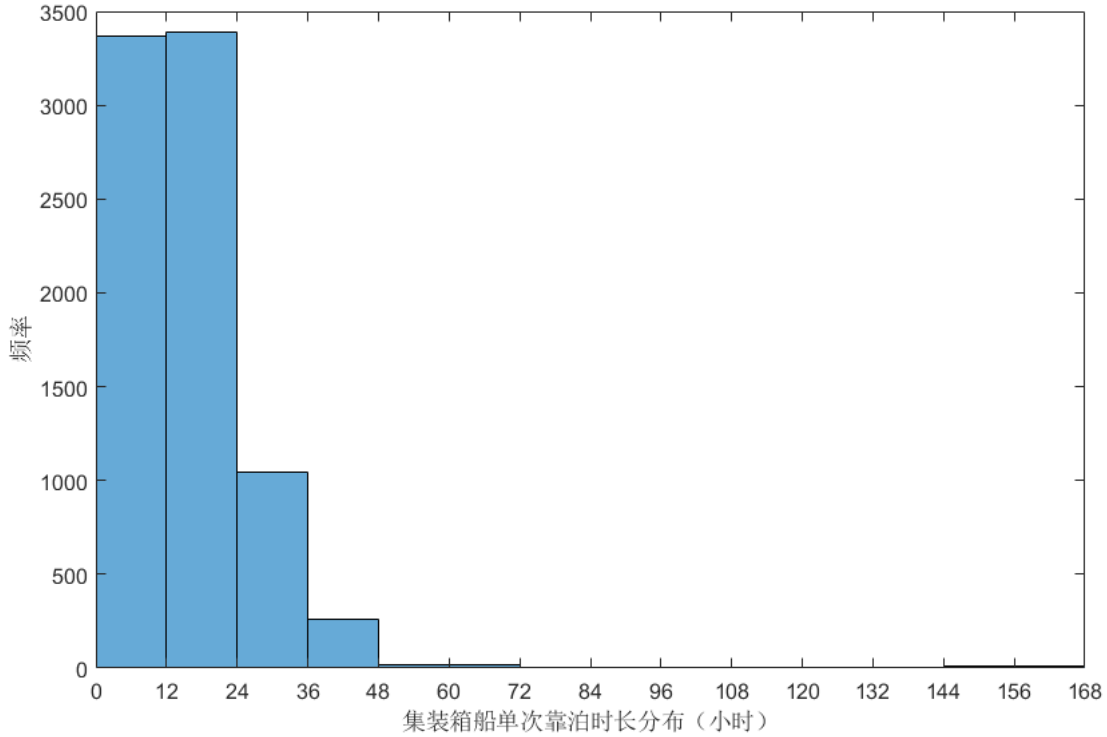


图 7.25　集装箱船单次靠泊时长分布（小时）

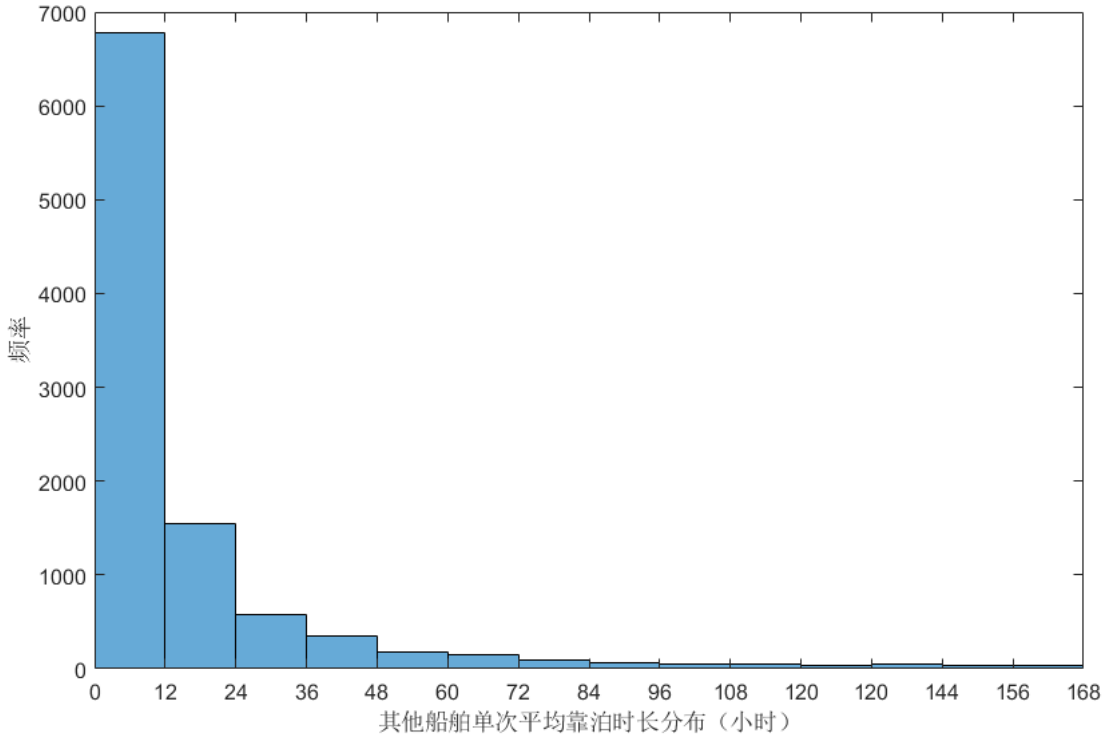


图 7.26　其他船单次靠泊时长分布（小时）

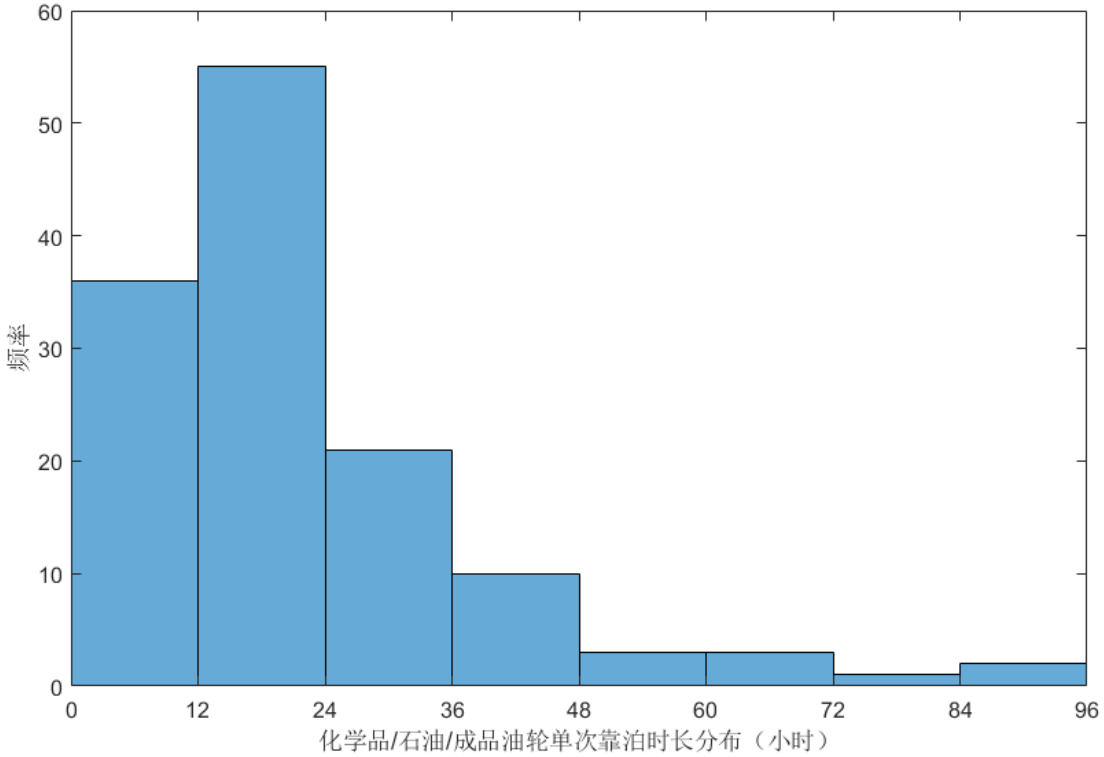


图 7.27　化学品/石油/成品油轮单次靠泊时长分布（小时）

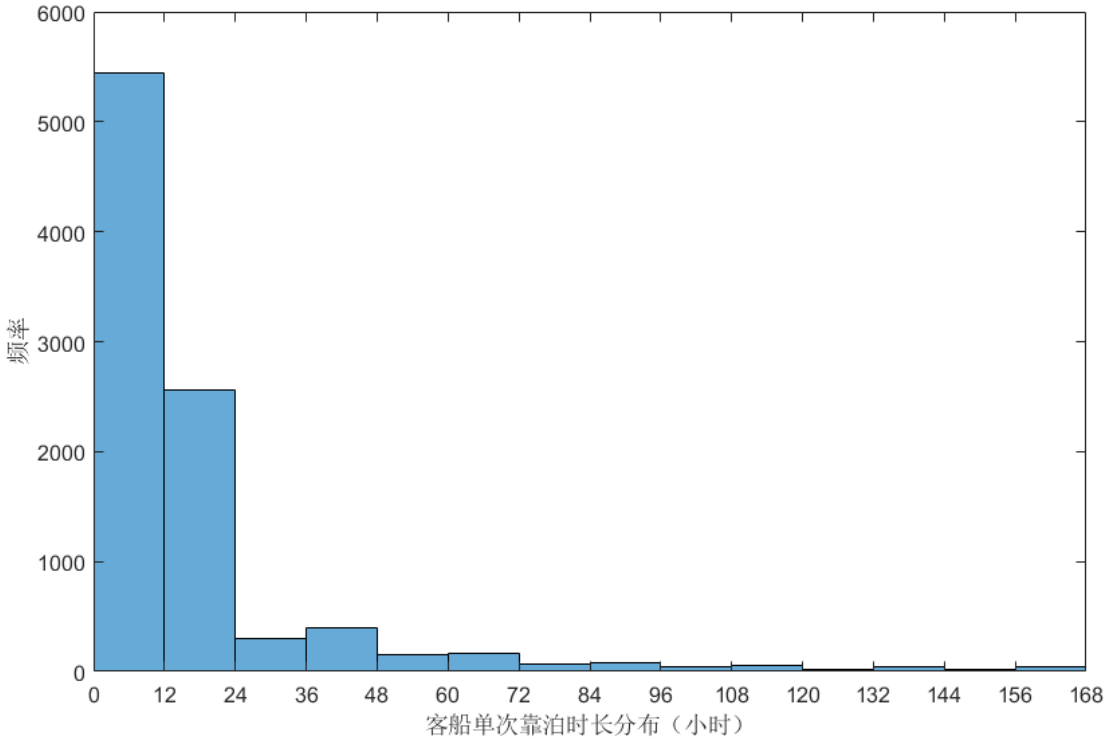


图 7.28　客船单次靠泊时长分布（小时）

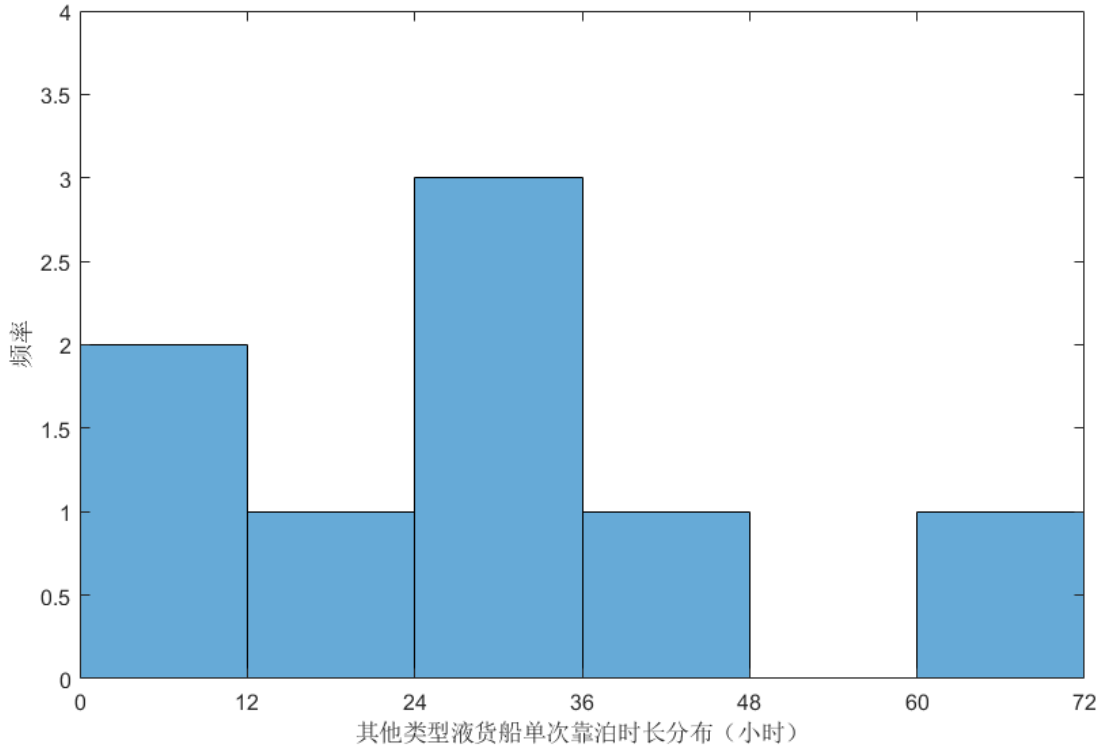


图 7.29　其他类型液货船单次靠泊时长分布（小时）

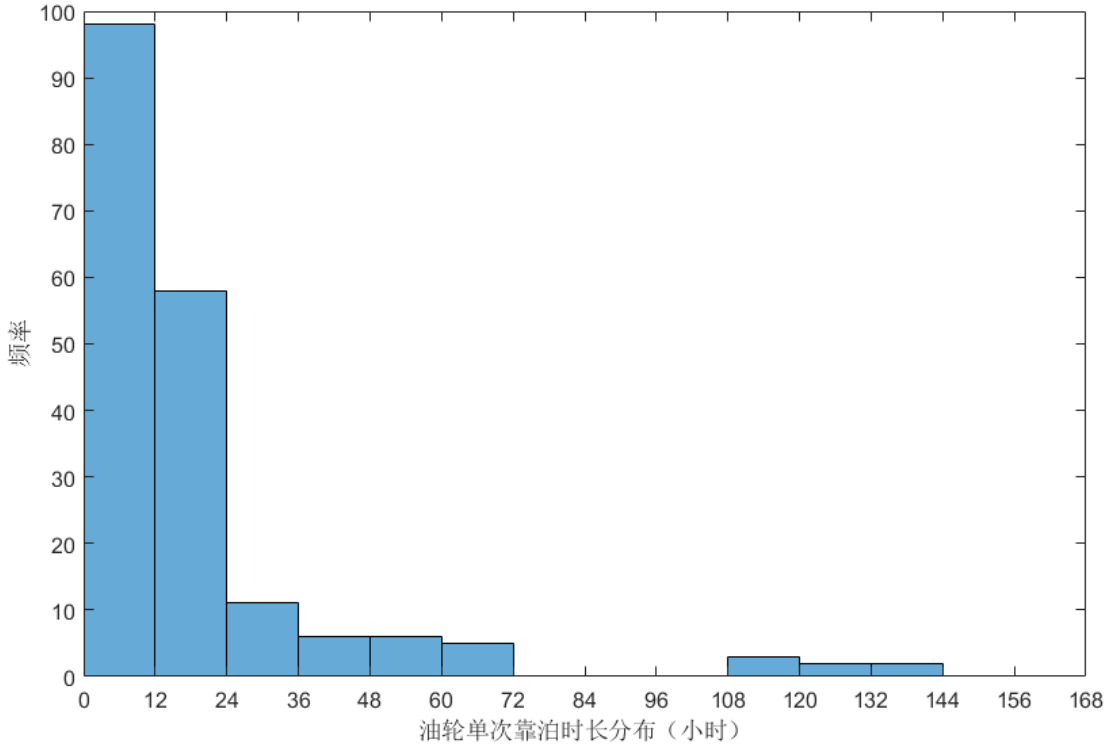


图 7.30　油轮单次靠泊时长分布（小时）

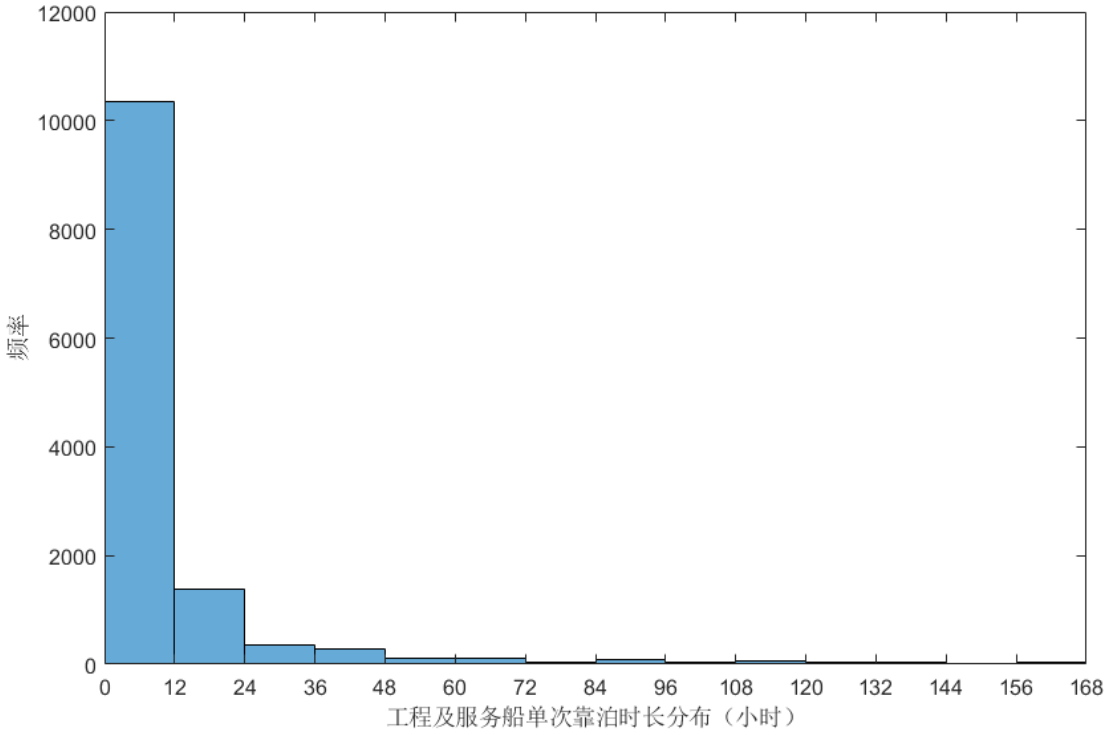


图 7.31　工程及服务船单次靠泊时长分布（小时）

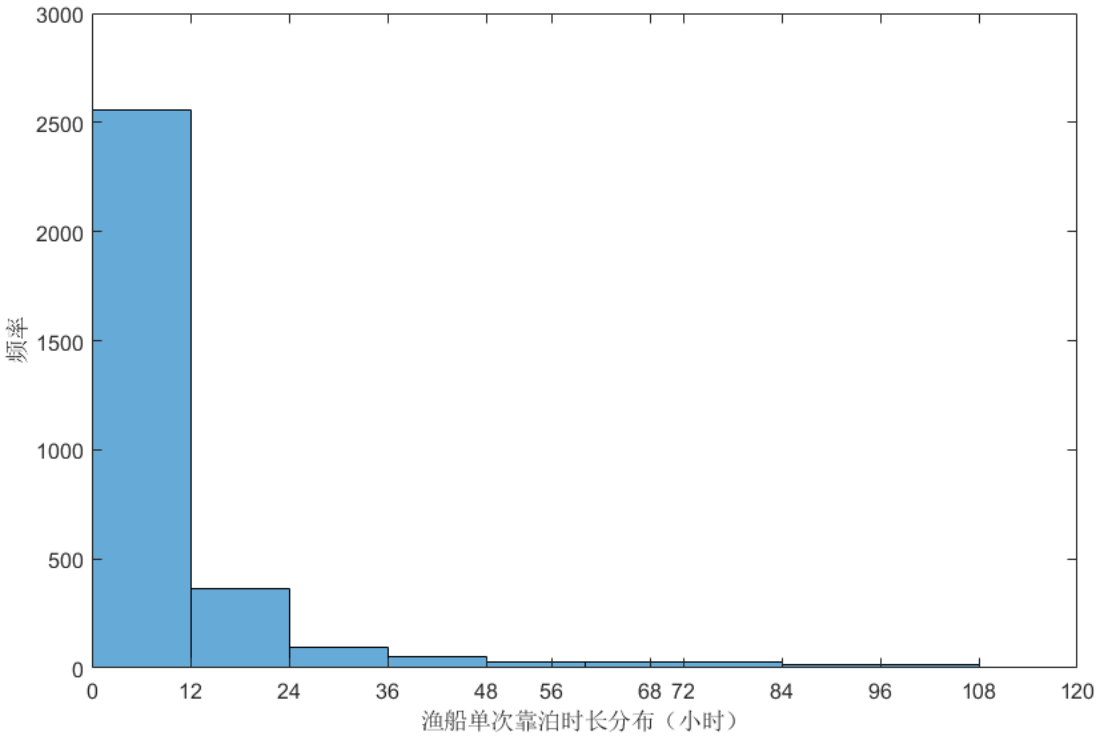


图 7.32　渔船单次靠泊时长分布（小时）

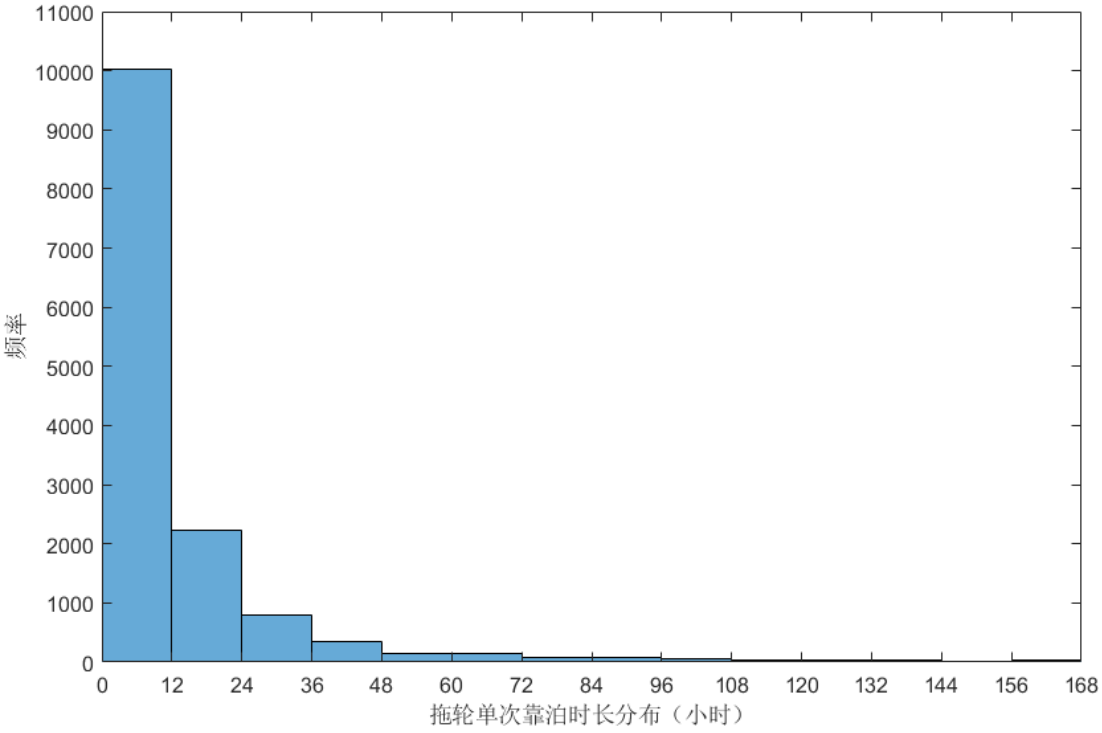


图 7.33　拖轮单次靠泊时长分布（小时）

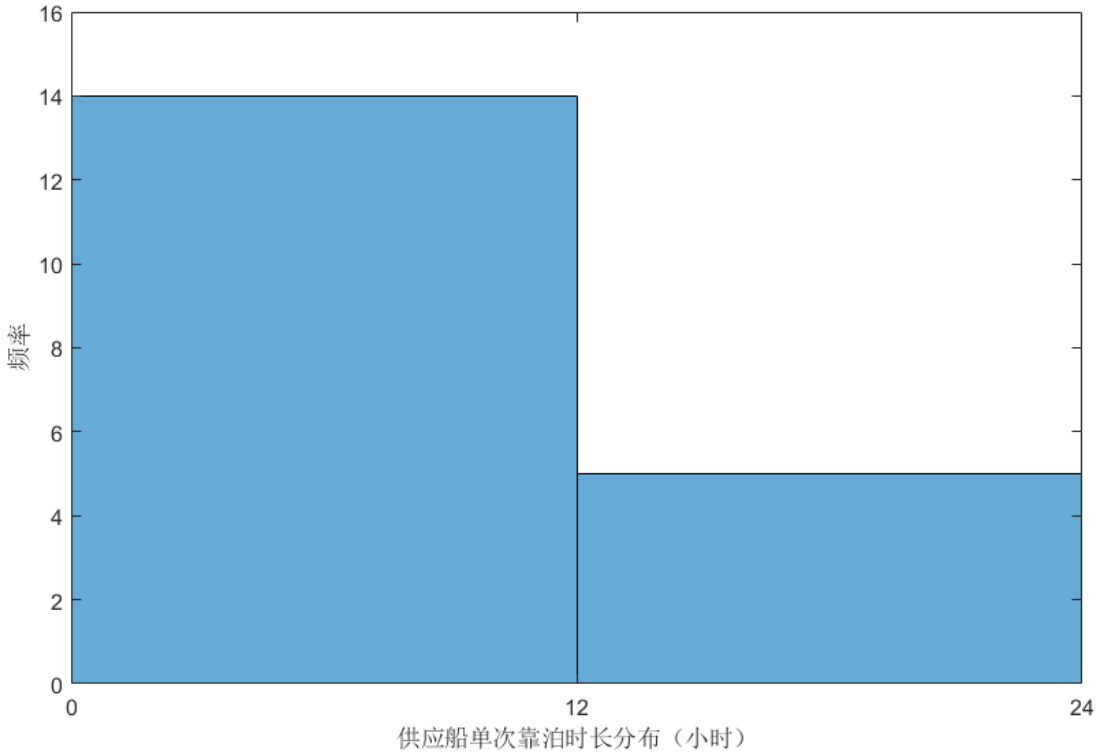


图 7.34　供应船单次靠泊时长分布（小时）

7.6.4　船舶使用岸电减排总量分析

基于船舶靠泊时间，以及不同类型船舶靠泊期间使用岸电情况，可进一步计算不同类型船舶靠泊期间使用岸电的年减排量。以集装箱船和邮轮为例，案例中分析了集装箱船和邮轮在靠泊期间的减排量以及停泊时间，由此可以估算每艘船靠泊期间每小时减排量，再乘以所有船舶年总靠泊时间，可估算出不同类型船舶靠泊期间使用岸电的年减排量，如下表所示。由表可知，集装箱船靠泊使用岸电减排量远大于邮轮，主要是由于集装箱船靠泊时间远大于邮轮。集装箱船靠泊使用岸电每年可减少硫氧化物排放约 476 吨，氮氧化物排放约 10561 吨，PM 排放约 164 吨，二氧化碳排放约 76 万吨。邮轮年减排量硫氧化物约 31 吨，氮氧化物约 153 吨，PM 约 7 吨，二氧化碳约 6 万吨。

表 7.139　不同船舶类型靠泊期间使用岸电年减排量

减排情况	**SOx** (吨)	**NOx** (吨)	**PM** (吨)	**CO_2** (吨)
集装箱船	476	10561	164	759109
邮轮	31	153	7	61465

第 8 章　总结与建议

8.1　结果分析

本项目对五种案例的减排措施进行了分析，包括沿海航线案例、欧洲航线超巴拿马型集装箱船案例、跨太平洋航线 VLCC 油船案例、中日航线邮轮案例以及长江下游内河航线案例。通过对不同减排措施（包括使用低硫油、换用 LNG、安装尾气处理装置和使用岸电）的能耗、排放、成本、经济性以及成本效益的分析，对比了不同减排措施在不同案例中的优劣。案例分析结果汇总如下:

（1）在沿海航线案例中，采用 0.5%的低硫油可减少 84%的硫化物排放和 77%的颗粒物排放，而氮氧化物和二氧化碳的减排量较少。采用 0.1%的低硫油可减少 95%的硫化物排放和 85%的颗粒物排放，针对氮氧化物和二氧化碳的减排效果也不明显。安装尾气处理装置可减少 84%的硫化物排放和 77%的颗粒物排放，但是由于其要消耗额外的燃油等原因，在氮化物和二氧化碳排放上会有所增加。使用 LNG 对四种排放物均有所减少，其中可减少硫化物 99%，氮化物 88%，颗粒物 97%，二氧化碳 51%。从减排量上看，LNG 是最优的选择。使用岸电可减少船舶靠泊期间的排放，虽然减少的总量不大，但是可有效减少船舶在靠泊期间对大气的污染。通过进一步对减排措施的成本和经济性分析，结果显示从成本的角度，使用 LNG 优于安装尾气处理装置，并优于使用低硫油。使用岸电优于使用低硫油。减排措施的成本效益分析结果显示，使用岸电和使用 LNG 均可减少成本，并且岸电优于使用 LNG。两者均优于安装尾气处理装置。成本效益最差的是使用低硫油。

（2）在欧洲航线超巴拿马型集装箱船案例中，采用 0.5%的低硫油可减少 83%的硫化物排放和 76%的颗粒物排放，而氮氧化物和二氧化碳的减排量较少。采用 0.1%的低硫油可减少 95%的硫化物排放和 83%的颗粒物排放，针对氮氧化物和二氧化碳的减排效果也不明显。安装尾气处理装置可减少 83%的硫化物排放和 76%的颗粒物排放，但是由于其要消耗额外的燃油等原因，在氮化物和二氧化碳排放上会有所增加。使用 LNG 对四种排放物均有所减少，其中可减少硫化物 99%，氮化物 86%，颗粒物 96%，二氧化碳 22%。从减排量上看，LNG 是最优的选择。使用岸电可减少船舶靠泊期间的排放，虽然减少的总量不大，但是可有效减少船

舶在靠泊期间对大气的污染。通过进一步对减排措施的成本和经济性分析，结果显示从成本的角度，使用安装尾气处理装置优于使用 LNG，并优于使用低硫油。使用岸电优于使用低硫油。减排措施的成本效益分析结果显示，使用岸电可减少成本。岸电优于安装尾气处理装置，其次是使用 LNG，最差的是使用低硫油。

（3）在跨太平洋航线 VLCC 油船案例中，采用 0.5%的低硫油可减少 85%的硫化物排放和 79%的颗粒物排放，而氮氧化物和二氧化碳的减排量较少。采用 0.1%的低硫油可减少 96%的硫化物排放和 86%的颗粒物排放，针对氮氧化物和二氧化碳的减排效果也不明显。安装尾气处理装置可减少 85%的硫化物排放和 79%的颗粒物排放，但是由于其要消耗额外的燃油等原因，在氮化物和二氧化碳排放上会有所增加。使用 LNG 对四种排放物均有所减少，其中可减少硫化物 99.6%，氮化物 80%，颗粒物 97%，二氧化碳 22%。从减排量上看，LNG 是最优的选择。使用岸电可减少船舶靠泊期间的排放，虽然减少的总量不大，但是可有效减少船舶在靠泊期间对大气的污染。通过进一步对减排措施的成本和经济性分析，结果显示从成本的角度，使用安装尾气处理装置优于使用 LNG，并优于使用低硫油。使用岸电优于使用低硫油。减排措施的成本效益分析结果显示，使用岸电可减少成本。岸电优于安装尾气处理装置，其次是使用 LNG，最差的是使用低硫油。

（4）在中日航线邮轮案例中，采用 0.5%的低硫油可减少 83%的硫化物排放和 75%的颗粒物排放，而氮氧化物和二氧化碳的减排量较少。采用 0.1%的低硫油可减少 95%的硫化物排放和 84%的颗粒物排放，针对氮氧化物和二氧化碳的减排效果也不明显。安装尾气处理装置可减少 83%的硫化物排放和 75%的颗粒物排放，但是由于其要消耗额外的燃油等原因，在氮化物和二氧化碳排放上会有所增加。使用 LNG 对四种排放物均有所减少，其中可减少硫化物 99%，氮化物 86%，颗粒物 95%，二氧化碳 25%。从减排量上看，LNG 是最优的选择。使用岸电可减少船舶靠泊期间的排放，虽然减少的总量不大，但是可有效减少船舶在靠泊期间对大气的污染。通过进一步对减排措施的成本和经济性分析，结果显示从成本的角度，不同燃油价格下减排措施优劣不同。在高燃油价格和中燃油价格下，使用 LNG 优于安装尾气处理装置并优于使用低硫油，而在低燃油价格下，安装尾气处理装置优于使用 LNG，并优于使用低硫油。使用岸电优于使用低硫

油。减排措施的成本效益分析结果显示，使用岸电和使用 LNG 可减少成本。岸电优于使用 LNG，其次是安装尾气处理装置，最差的是使用低硫油。

（5）在长江下游内河航线案例中，使用 LNG 对四种排放物均有所减少，其中可减少硫化物 71%，氮化物 71%，颗粒物 74%，二氧化碳 19%。使用岸电可减少船舶靠泊期间的排放，虽然减少的总量不大，但是可有效减少船舶在靠泊期间对大气的污染。通过进一步对减排措施的成本和经济性分析，结果显示从成本的角度，使用 LNG 和使用岸电均优于使用低硫油。减排措施的成本效益分析结果显示，使用 LNG 和使用岸电均可减少成本，但使用 LNG 的成本效益优于使用岸电。

（6）本项目还对停靠上海港的船舶进行了分析，结果显示不同类型船舶在上海港停靠时间差别较大，其中货船年靠泊时间较长。针对集装箱船和邮轮的分析显示靠泊期间使用岸电可大量减少多重排放物排放，有利于实现港口减排指标。

8.2 政策建议

（1）结果分析表明不同案例中减排措施的优劣存在一定差异。总体来说，船舶靠泊期间在经济性和成本效益上，岸电均优于使用低硫油。因此，应鼓励和推广船舶在靠泊期间使用岸电，加大岸电设施建设与改造的政策鼓励力度，进一步提升岸电设施技术水平，建立规范的岸电使用制度，完善岸电供售电机制，提高岸电使用率。具体措施包括：①加大岸电设施建设、使用的补贴力度。②加强交通运输主管部门、国家电网单位以及港口企业的联动合作，进一步推进岸电设施建设和老旧岸电设施改造工作，提升岸电设施的覆盖率和使用率。③港口企业在新建岸电及岸电设施改造之前，应加强与船方、船舶检验机构的沟通和技术交流，提前识别船舶用电需求，开发满足船舶用电特性的岸电系统。政府行业主管部门需及时组织制定符合航运业规则的检验检测制度，加快出台岸电使用技术标准，完善内河低压小容量岸电的建设标准以及运营安全要求等相关规范，从整体上提高船东用电信心，保障船舶用电安全及用电可靠性。④建立规范的岸电使用管理制度，是船舶使用岸电必要条件。建议港口企业在岸电设施建设完成后，建立科学的岸电使用管理制度，识别己方岸电供电兼容性能力，指导船舶在本港安全用电，减少单次供电手续，提高岸电使用效率。⑤创新岸电设施商业模式，建立统一的岸电设施运营支付平台，完善岸电供售电机制，为船舶靠港使用岸电的

全面实施，提供保障。同时考虑在船舶排放控制区选取部分港口设立“岸电使用示范区”，探索“岸电使用成本分摊机制”，从而理顺岸电收费机制，引导船舶使用岸电，提升岸电使用率。

（2）LNG 的使用针对不同航线其结果不同。在沿海航线以及内河航线中，使用 LNG 不但可以减少排放，同时可以减少成本。但是在欧洲航线和跨太平洋航线中，使用 LNG 会增加成本。因此目前来说 LNG 更适用于沿海及内河等短途航线。值得注意的是，本报告的案例分析中，均未考虑使用 LNG 的技术难点以及其在使用过程中存在持续消耗等损失。由于 LNG 的使用仍存在续航能力弱、配套基础设施不足、加注难等缺点，LNG 船在实际推广中还存在一定的限制。同时 LNG 使用的安全问题也需要进一步统一规范，提高 LNG 运输、使用和加注的安全性。因此，LNG 的推广同时也需要相应政策的支持，完善 LNG 动力船舶的配套设施规划建设，解决 LNG 船加气难等问题。此外可对在港作业的船舶范围内推广 LNG 燃料的应用。在 LNG 使用存在限制的情况下，也可考虑使用低硫油以及加装尾气处理装置等措施。

（3）安装尾气处理装置从经济性和成本效益上均优于使用低硫油，有时候也优于使用 LNG。在仅考虑硫排放和 PM 时，远洋航线加装尾气处理装置是合适的选择。虽然该措施所增加的成本较小，并且能有效减少硫排放和 PM 排放，但是其不但不能减少氮化物排放和二氧化碳排放，反而会增加一定排放。因此，如果进一步加强对氮化物和二氧化碳排放的限制，安装尾气处理装置并不是合适的选择。由于其经济性，可适当鼓励尾气处理装置的应用，同时加大技术创新，使尾气处理装置能同时降低不同排放物的排放，并且向小型化、低成本方向发展。

（4）使用低硫油在所有案例中，其经济性和成本效益均最差，但是其增加的投资成本较少，对船舶的改造也不大，同时也是大部分船舶最直接的选择。此外低硫油的价格也极大的影响了该措施的经济性和成本效益。因此，虽然从长远来看并不是最优的选择，但是低硫油是满足硫排放控制的最直接的选择，现阶段应进一步加强低硫油质量管理，保障船用低硫油的供应。具体措施包括：①明确执法主体，建立联合执法机制，加强区域联动，明确燃油源头监管责任主体，将燃油生产商和供应商全面纳入监管范围，从源头上加强燃油质量监管。②健全船用低硫燃油基本供应保障制度，完善 0.1%m/m 低硫油的保障机制，尽快实现

0.1%m/m 低硫油量产，以便在 IMO 要求全面使用硫含量低于 0.5%m/m 燃油的时候，保障硫含量低于 0.1%m/m 的船用燃油的充足供应。建立低硫燃油“产销用”主体信用约束机制，打通各环节监管部门之间的信息沟通渠道，建立船用燃油监管信息通报制度，并定期向社会公开，引导船东选择合格供应方加油。③加强船用燃油监管能力建设。全面加强船用燃油生产、流通和使用环节的事中、事后监管，为一线执法人员配备有效、便捷、快速的监测设备，提高“双随机”抽检比例，提升船用燃油监管能力。

（5）针对船舶减排，除了对岸电、LNG、尾气处理装置和低硫油等具体减排措施的政策鼓励，还应加强空气质量监测能力，提高区域执法水平。具体措施包括：①建议环保部门加强排放控制区域大气环境质量监测点的建设， 加大对港区环境监测和信息互联共享的资金投入比例，使得船舶排放控制实施方案推进更有指导性。②建议开展相关船舶排放对环境影响的课题研究，其中包括重点港区大气环境特征因子在线监测技术的评估及实施，并及时纳入地方环保监测平台。③建议进一步加强遥感监测技术、无人机搭载传感器技术、船舶尾气实时检测技术等先进技术手段的评估、运用，加大对船舶大气污染物实时监测及记录。④建议建立长三角船舶排放控制区船舶协查机制，及时开展船舶异地违法行为调查取证，联合打击船舶违规行为。⑤进一步统一规范执法流程，放油、取样、封存等执法流程需要进一步规范统一；进一步统一细化执法尺度，尤其是内河监管方面，需要加大对执法尺度作进一步细化优化，并更具有操纵性。⑥建议进一步提升船用燃油监测能力，配置合理的专业人员，设置专项监管资金，为一线执法人员配备检测装备，完善检测手段，建立检测监管信息系统，加强执法人员培训，提高监管执法效能。必要时，引入第三方检验检测机构，提供船用燃油监管技术支撑。

总体来说，船舶在靠泊期间应鼓励使用岸电，尤其是靠泊时间较长船舶。船舶在航行期间，使用低硫油和安装尾气处理装置是中短期选择，虽然可以有效的减少硫排放，但是并不能减少氮化物等其他排放，并且其生命周期所增加的成本较大。因此，从长远来看，不管是针对越来越严格的排放控制，还是从经济和成本效益角度，使用低硫油和安装尾气处理装置都不是最优的选择。从长远来看使用 LNG 是较优的选择，其前提是目前使用 LNG 所存在的技术瓶颈和配套设施能够很好的解决并完善。因此，应鼓励并逐步推进 LNG 的使用，并寻求技术突破。