

国際海運におけるエネルギー効率化に 向けた枠組み作り(フェーズ2)

(2011 年度報告書)

2012 年 3 月

財団法人 日本船舶技術研究協会

はしがき

本報告書は、日本財団の2011年度助成事業「国際海運におけるエネルギー効率化に向けた枠組み作り(フェーズ2)」の成果を取りまとめたものである。この事業は、現在喫緊の課題となっている国際的な温室効果ガス(GHG)の削減に向けて、国際海運から排出されるGHG量についても効果的かつ合理的な削減に寄与する目的で、(1)国際海事機関(IMO)や気候変動枠組み条約締約国会議(COP)等を通じた「国際的な枠組み作りへの対応」と、(2)船舶から排出されるGHG量削減の具体的手法としてLNG等の代替燃料に関する「船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定」から成り立っている。

具体的には、国際的な枠組み作りへの対応に関しては、「エネルギー効率化国際対応委員会」を設置し、各委員並びに関係者のご協力のもと、特に技術的手法の検討加速を目的として、その制度の詳細及び導入による効果についての「エネルギー効率設計指標(EEDI)規制レビューに関する調査研究」を行うとともに、IMO・COP等の各種国際会議に出席し、主要関係国への働きかけを行った。

一方の船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定については、GHG排出削減のみならず大気汚染物質排出量抑制にとっても効果の大きな天然ガスを船用燃料とすることに着目し、「代替燃料総合対策策定検討委員会」ならびにISOで審議されているLNG燃料船等へのバンカリングに関するガイドラインの課題の抽出を目的に「LNG ISO対応検討ワーキンググループ」を設置して、各委員並びに関係者のご協力のもと、「LNG燃料船の経済運航実現に関する課題の検討」を外航船や内航船について具体的に評価を行うとともに、世界の燃料供給インフラ整備状況や、欧州等各国における船用LNG燃料の実用化に向けた動き等の調査等を行い、関連する課題の明確化及び解決策の検討等について研究を行った。

エネルギー効率化国際対応委員会
委員名簿（順不同、敬称略）

委員長	畔津 昭彦	（東海大学）
委員	岡村 敏	（有識者）
	吉田 公一	（海上技術安全研究所）
	松岡 巖	（運輸政策研究機構）
	島田 毅	（日本海事協会）
	大嶋 孝友	（日本海事センター）
	井上 清次	（川崎汽船）
	新井 健太	（商船三井）
	川嶋 民夫	（日本郵船）
	河本 賢一郎	（日本船主協会）
	薦田 哲男	（三井造船）
	上田 直樹	（三菱重工業）
	浅野 重明	（佐伯重工業）
関係者	田村 兼吉	（海上技術安全研究所）
	宇都 正太郎	（海上技術安全研究所）
	辻本 勝	（海上技術安全研究所）
	松井 裕	
	華山 伸一	（海洋政策研究財団）
	小俣 重雄	（日本海事協会）
	森本 清二郎	（日本海事センター）
	山口 祐二	（日本造船工業会）
	富澤 茂	（日本中小型造船工業会）
	澤田 拓也	（日本船用工業会）
	泉 史郎	（商船三井）
	田中 太一	（三菱重工業）
関係官庁	斎藤 英明[大坪新一郎]	（国土交通省 海事局 安全基準課）
	山村 真也[塩入隆志]	（国土交通省 海事局 安全基準課）
	松尾 真治	（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
	岡 建典	（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
	西室 麻里花	（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
事務局	田村 顕洋	（日本船舶技術研究協会）
	中村 幹	（日本船舶技術研究協会）
	杉山 哲雄	（日本船舶技術研究協会）

諸富 恭子 (日本船舶技術研究協会)

注) [] 内は、前任者を示す。

代替燃料総合対策策定検討委員会

委員名簿（順不同、敬称略）

委員長	高崎 講二（九州大学）
委員	田島 博士（九州大学）
	千田 哲也（海上技術安全研究所）
	松本 俊之（日本海事協会）
	増山 伸太（川崎汽船）
	早嶋 達生（商船三井）
	川嶋 民夫（日本郵船）
	木田 隆之（アイ・エイチ・アイ マリンユナイテッド）
	田中 一郎（川崎重工業）
	横田 浩明（三井造船）
	雲石 隆司（三菱重工業）
	武田 清隆（ユニバーサル造船）
	山口 祐二（日本造船工業会）
	田中 圭（ダイハツディーゼル）
	後藤 悟（新潟原動機）
	大橋 一生（ヤンマー）
	辻 一郎（日本舶用工業会）
	上野 康弘（日本ガス協会）
アドバイザー	三浦 佳範（デット ノルスケ ベリタス）
関係者	大島 寛（鉄道建設・運輸施設整備支援機構）
	村山 隆（鉄道建設・運輸施設整備支援機構）
	富澤 茂（日本中小型造船工業会）
	三角 徹（大阪ガス）
	足立 一（東京ガス）
	岩本 泉（海上技術安全研究所）
	福田 哲吾（海上技術安全研究所）
	岸本 雅裕（海上技術安全研究所）
	平田 宏一（海上技術安全研究所）
	大橋 将太（海上技術安全研究所）
	小坂 浩之（海上技術安全研究所）
	安達 雅樹（海上技術安全研究所）
	佐々木千一（日本海事協会）
	千賀 禎弘（日本海事協会）

林 竜也 (日本海事協会)
玉田 晃暢 (日本海事協会)
武居 信彦 (日本ガス協会)
主藤 英樹 (アイ・エイチ・アイ マリンユナイテッド)
本井 達哉 (川崎重工業)
小村 淳 (川崎重工業)
三井田靖央 (川崎汽船)
村越 知史 (商船三井)
熊田 徹 (商船三井)
山根 克仁 (日本郵船)
橋本 徹 (新潟原動機)
小野瀬一之 (住友商事)
新居田達雄 (住友商事)
野間口嘉行 (住友商事)
幸島 公彦 (住友商事)
上野 智規 (住友商事)
巽 直也 (住友商事)
宮崎 修 (石油資源開発)
大浜 正 (石油資源開発)
鈴木 清 (新和ケミカルタンカー)
坂下 広朗 (国土交通省 海事局 安全・環境政策課)
松尾 真治 (国土交通省 海事局 安全・環境政策課)
岡 建典 (国土交通省 海事局 安全・環境政策課)
溝手 雅士 (国土交通省 海事局 安全・環境政策課)
鈴木 長之 (国土交通省 海事局 総務課技術班)
濱中 郁生 (国土交通省 海事局 総務課技術班)
吉田 正彦 (国土交通省 海事局 船舶産業課)
江頭 博之 (国土交通省 海事局 船舶産業課)
奥川 雄士 (国土交通省 海事局 船舶産業課)
西守 男雄 (国土交通省 港湾局 国際・環境課)

関係官庁

事務局

田中 譲史 (日本船舶技術研究協会)
田村 顕洋 (日本船舶技術研究協会)
加戸 正治 (日本船舶技術研究協会)
中村 幹 (日本船舶技術研究協会)
杉山 哲雄 (日本船舶技術研究協会)
諸富 恭子 (日本船舶技術研究協会)

LNG ISO 対応検討ワーキンググループ

委員名簿（順不同、敬称略）

委員長	小田野 直光（海上技術安全研究所）
委員	柳 裕一郎（海上技術安全研究所）
	千賀 禎弘[菅 勇人]（日本海事協会）
	武居 信彦（日本ガス協会）
	三井田 靖央（川崎汽船）
	早嶋 達生（商船三井）
	松本 卓也（日本郵船）
	横田 浩明（三井造船）
	雲石 隆司（三菱重工業）
	山根 宏明（シンコー）
アドバイザー	三浦 佳範（デット ノルスケ ベリタス）
関係者	富澤 茂（日本中小型造船工業会）
	泉 史郎（商船三井）
	米澤 拳志（日本郵船）
	三角 徹（大阪ガス）
	足立 一（東京ガス）
	高橋 拓二（東京ガス）
	小玉 博文（日本舶用工業会）
	森 一慈（デット ノルスケ ベリタス）
関係官庁	松尾 真治（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
	岡 建典（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
	溝手 雅士（国土交通省 海事局 安全・環境政策課）
	神谷 和也（国土交通省 海事局 検査測度課）
	安田 智行（国土交通省 海事局 検査測度課）
	奥川 雄士（国土交通省 海事局 船舶産業課）
	齋藤 直宏（国土交通省 海事局 船舶産業課）
	濱中 郁生（国土交通省 海事局 総務課技術班）
事務局	田村 顕洋（日本船舶技術研究協会）
	中村 幹（日本船舶技術研究協会）
	杉山 哲雄（日本船舶技術研究協会）
	諸富 恭子（日本船舶技術研究協会）

注) [] 内は、前任者を示す。

国際海運におけるエネルギー効率化に向けた枠組み作り(フェーズ2)

目次

1. 国際的枠組み作りへの対応.....	1
1.1 国際的枠組み作りへの対応に関する検討体制.....	1
1.1.1 エネルギー効率化国際対応委員会.....	1
1.1.2 調査研究の概要.....	2
1.2 IMO および UNFCCC における審議への対応.....	3
1.2.1 国際会議の概要.....	3
1.2.2 IMO の動向.....	4
1.2.3 UNFCCC (気候変動枠組み条約) の動向.....	8
1.2.4 今後の展望.....	10
1.3 革新技术に係る EEDI 計算方法に関する調査研究.....	11
1.3.1 調査研究の目的.....	11
1.3.2 革新技术の調査.....	12
1.3.3 空気循環.....	13
1.3.4 排熱回収.....	17
1.3.5 太陽光発電.....	20
1.3.6 まとめ.....	28
2. 船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定.....	29
2.1 船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定に関する検討体制.....	29
2.1.1 代替燃料総合対策策定検討委員会.....	29
2.1.2 調査研究の概要.....	32
2.2 LNG 燃料船の経済運航実現に関する課題の検討.....	34
2.2.1 調査研究の目的および内容.....	34
2.2.2 外航 LNG 燃料船.....	36
2.2.3 内航 LNG 燃料船.....	111
2.3 電気推進型内航船への LNG 焚き船適用可能性調査.....	157
2.3.1 調査研究の目的.....	157
2.3.2 試設計条件と試設計結果の概要.....	158
2.3.3 試設計結果.....	166
2.3.4 経済性評価.....	170
2.3.5 総合評価.....	189
2.3.6 参考データ.....	193
2.4 世界の動向.....	199
2.4.1 LNG 燃料船に係る欧州調査報告.....	199
2.4.2 LNG 燃料船のインフラに関するシンガポール調査報告.....	211
2.4.3 「LNG 燃料船のバンカリングとインフラ」セミナー参加報告.....	217
3. まとめ.....	220

1. 国際的枠組み作りへの対応

1.1 国際的枠組み作りへの対応に関する検討体制

1.1.1 エネルギー効率化国際対応委員会

IMO に関し、本年度開催された EE-WG2・MEPC62 及び MEPC63 において、我が国の提案文書の作成を行い、他国からの提案について、その対処方針について委員会を設置し、審議を行った。一方、UNFCCC の会合 (COP17・AWG) についても、情報収集とともに我が国の対応を審議した。

○ 第 1 回エネルギー効率化国際対応委員会

日時： 2011年6月30日(木) 14:00～16:00

場所： (財)日本船舶技術研究協会 4F 大会議室

議題： ①第3回温室効果ガス対策中間会合 (GHG-WG3) の結果報告
②気候変動枠組条約 (UNFCCC) 特別作業部会 (AWG) ボン会合の結果報告
③第62回海洋環境保護委員会 (MEPC62) への対応について
④今年度調査研究内容について

○ 第 2 回エネルギー効率化国際対応委員会

日時： 2011年12月21日(水) 10:30～13:00

場所： (財)日本船舶技術研究協会 4F 大会議室

議題： ①前回議事録の確認
②第62回海洋環境保護委員会 (MEPC62) の結果報告
③第17回国連気候変動枠組条約締結国会議 (UNFCCC/COP17) の結果報告

○ 第 3 回エネルギー効率化国際対応委員会

日時： 2012年3月19日(月) 10:30～13:00

場所： 東海大学校友会館 富士の間

議題： ①前回議事録の確認

- ②第2回船舶のエネルギー効率化対策に関する作業部会中間会合（EE-WG2）
および第63回海洋環境保護委員会（MEPC63）の結果報告
- ③革新的省エネ技術の調査研究報告
- ④その他

1.1.2 調査研究の概要

- 調査研究名：「革新技術に係る EEDI 計算方法に関する調査研究」

本調査研究の目的は、EEDI（Energy Efficiency Design Index）の主要な革新的なエネルギー効率技術を計算・立証する方法を、MEPC64 に先だって開催された EE-WG2 へ提案することにある。

このため、最初に現状で実用可能と考えられる船舶への革新的なエネルギー効率技術を調査し、これを基に、革新的なエネルギー効率技術の実施予定に関する聞き取りを造船会社を実施した。この結果、要望の高かった技術として、空気潤滑、廃熱回収、太陽光発電の3つを選択し、これらの EEDI を計算・立証する方法を研究した。こうしてまとめられた結果は、国内関係者の合意を得た後、EE-WG2 への提案文章、インフォメーション文章の形でまとめられ、提案された。

1.2 IMO 及び UNFCCC における審議への対応

1.2.1 国際会議の概要

国際海運における CO₂ 排出は全世界の約 3% を占め、ドイツ一国に相当する。気候変動枠組条約 (UNFCCC) 京都議定書は、その対象を附属書 I に掲げる先進国に限定し削減対象外となっており、国際海運については、第 2 条第 2 項において、国際航空とともに専門の国際機関 (国際海事機関 (IMO) 及び国際民間航空機関 (ICAO)) を通じた作業によって、GHG 排出量の抑制を迫ることとされている。

UNFCCC 関係では、2011 年 11 月～12 月にダーバン (南アフリカ) において COP17 が開催され、2020 年からの適用を目標とした、新たな温室効果ガス排出抑制政策を 2015 年までに取りまとめる枠組み (ダーバン・プラットフォーム) が決定した。

一方、IMO では、同項の規定を踏まえ、2003 年第 23 回総会において、「船舶からの温室効果ガス削減に関する IMO の政策及び実行」に関する総会決議 A.963 (23) を採択するとともに、2006 年 10 月に開催された MEPC55 で同総会決議に基づく作業計画を合意し、これに基づき、技術的手法 (新造船のエネルギー効率の改善)、運航的手法 (減速航行、最適航路選択等運航のやり方を改善)、市場メカニズムに基づく経済的手法 (燃料油課金、排出量取引等) についての検討が進められている。

2011 年 7 月に行われた第 62 回海洋環境保護委員会 (MEPC62) では、議場内外における長時間の交渉の末、技術的手法 (エネルギー効率指標)、運航的手法 (個船ごとの船舶エネルギー効率管理計画の策定) の導入を柱とする海洋汚染等防止条約 (MARPOL 条約) 第 6 附属書の改正案が採択された。また、2012 年 2 月に開催された MEPC63 では、エネルギー効率設計指標の計算及び認証方法並びにエネルギー効率管理計画の策定に関するガイドラインが採択された。

上記のとおり、2013 年 1 月からの改正 MARPOL 条約の実施に必要なガイドラインが全て整うこととなった。これにより、全世界で非差別／統一的に適用される世界初の CO₂ 排出抑制スキームが、国際海運分野に導入されることとなる。

IMO では今後、経済的手法の策定議論を行うとともに、技術的手法の更なる改善検討を行うことが予定されている。

我が国は、世界有数の海運国・造船国として、その技術的知見を積極的に IMO に提案を行うとともに、MEPC 作業部会 (WG) の議長、連絡会合 (コレスポnden スグループ) のコーディネータを務める等、IMO の議論を主導してきたところである。今後も、産学官連携のもとに、各種の CO₂ 排出削減対策を IMO に提案し、国際的枠組み作りに主体的に貢献する必要がある。

1.2.2 IMO の動向

(1) IMO 会合の報告

2011年7月に開催されたMEPC62、2012年1月に開催された「第2回船舶のエネルギー効率に関する中間会合（EE-WG2）」及び2012年2月～3月に開催されたMEPC63の報告を以下に示す。

(i) IMO 第62回海洋環境保護委員会（MEPC62）の報告<GHG 関係>

日時：2011年6月11日～15日

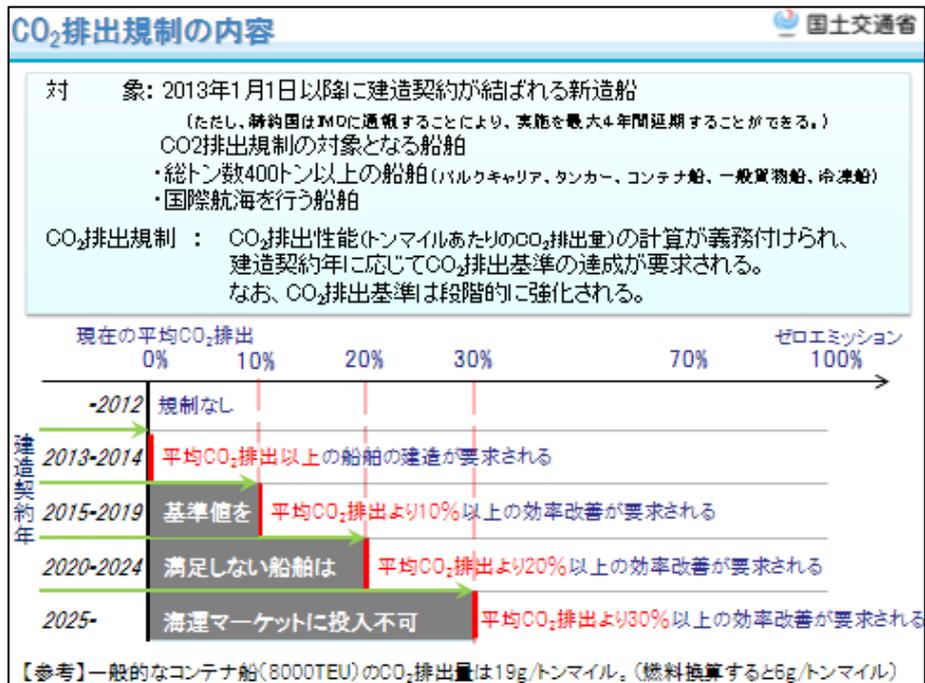
場所：ロンドンIMO本部

日本が主導的な立場で作成した国際海運におけるCO₂排出規制を世界で初めて導入するための海洋汚染防止条約（MARPOL条約）の一部改正案の審議が行われ、改正案が採択された。国際海運は、京都議定書の適用除外とされており、これまで温暖化対策が取られてこなかった分野であったが、今回の改正により、世界で初めて国際的な対策が行われることとなった。

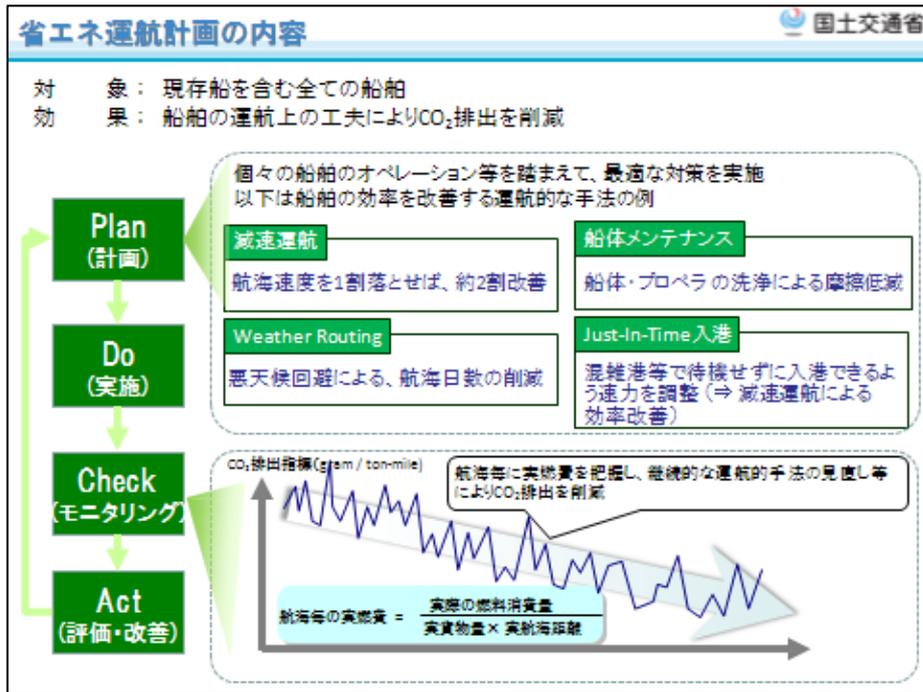
①条約改正案の骨子

今回の改正で以下の対策が、2013年1月^{*1}から義務付けられることとなる。

- 2013年以降に建造される船舶に対する船舶のCO₂排出指標（「エネルギー効率設計指標」：EEDI）の導入と、これに基づくCO₂排出規制の実施
- 省エネ運航計画（「船舶エネルギー効率管理計画」：SEEMP）の作成の義務付け



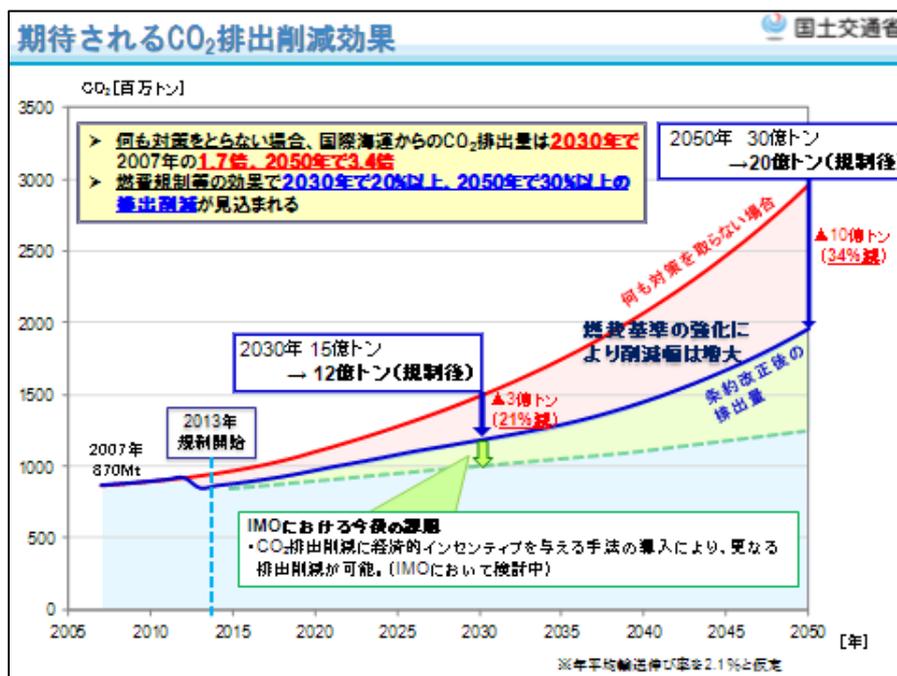
^{*1}締約国はIMOに通報することにより新造船に対する燃費規制の実施を最大4年間延期することができる。



図：CO₂ 排出規制の内容（出典：国土交通省）

②本条約改正により期待される効果

2013年以降、新たに建造される船舶は、船舶の種類毎に設定されたCO₂排出基準を満たすことが要求され、当該基準は、段階的に強化されるため、将来的に、船舶は燃費性能の優れたものに順次入れ替わることとなる。また、現在運航中の船舶も、省エネ運航計画の作成が義務付けられ、運航効率の向上などに取組むことになる。こうした対策により、何らの対策も講じない場合に比べ、2030年には約20%、2050年には約35%のCO₂排出量差削減が期待される。



出典：国土交通省

(ii) IMO/第2回船舶のエネルギー効率に関する中間会合 (EE-WG2) の報告

日時：2011年1月9日～13日

場所：ロンドン IMO 本部

① EEDI 計算ガイドライン案の最終化

EEDI の計算方法を記載したガイドライン (EEDI 計算ガイドライン) 案の審議が行われ、最終化された (主な議論は以下のとおり)。

(a) 実海域の船速低下影響係数 f_w 及び実海域におけるエネルギー効率設計指標 EEDI_{weather} について、それらの値を計算した際は EEDI テクニカルファイルに記載することを日本が提案したところ、多くの国からの幅広い支持を得て、日本提案が受け入れられました。一方、 f_w を計算するためのガイドライン (f_w 計算ガイドライン) については、今後関係国と議論をしつつ、日本が主導して更に内容を改善することとなった。

(b) ケミカルタンカーの運航特性及び船舶設計を考慮した補正係数 f_c について、MEPC62 において係数の導入については IPTA (International Parcel Tanker Association : 国際パーセルタンカー協会) の提案に基づき合意されていたが、その値については修正 (fine tuning) が必要とされていた。これを受け、我が国及びデンマークが共同で代替案を提案したところ、当該提案をベースにした係数が合意された。

(c) LNG (液化天然ガス) 運搬船の運航特性及び船舶設計を考慮した補正係数 f_{cLNG} 、IACS (International Association of Classification Societies : 国際船級協会連合) が作成する CSR (Common Structural Rules : 船舶構造基準) を満足することにより船体重量が増加することに対応するための補正係数 f_{iCSR} が、それぞれ新たに設定された。

② EEDI 検査・認証ガイドライン案の最終化

EEDI の検査・認証方法を記載したガイドライン (EEDI 検査・認証ガイドライン) 案の審議が行われ、最終化された (主な議論は以下のとおり)。

(a) 海上公試における速力の修正方法の見直しについて、日本及び ITTC (International Towing Tank Conference : 国際試験水槽会議) は、専門的知見を有する ITTC において検討することを提案していた。ITTC は当該作業を MEPC64 (本年 10 月) までに終了させることを表明し、日本及び ITTC 提案が受け入れられた。

③ SEEMP ガイドライン案の最終化

SEEMP の作成方法を記載したガイドライン (SEEMP ガイドライン) 案については、捜索・救助のための活動時の運航効率化モニタリングを対象外とすること等の議論を経て、最終化された。

④ その他

- (a) 本プロジェクトの調査研究結果を基に、日本より革新的省エネ技術の効果を EEDI の計算上どう反映させるかについてのガイダンス（革新的省エネ技術の計算ガイダンス）案を提案したところ、当該ガイダンス案に対して多くの国から賛同を得られた。本ガイダンス案については、今後関係国と議論をしつつ、日本が主導して更に内容を改善することとなった。
- (b) EEDI 値を満足させつつも荒天下において十分な耐航性を確保させるためのガイドライン（最低出力ガイドライン）について、今次中間会合で最低速力暫定基準を策定すべきと主張する国と、更なる議論が必要であるとする国に意見が分かれ、今後審議を継続することとなった。
- (c) 現在の EEDI 規制では対象外になっている船舶（旅客船、RoRo 船、ハイブリッド推進船）を EEDI 規制の枠組みに組み込むことについても、MEPC65（2013 年夏）での最終化に向け、議論が開始された。

(iii) IMO／第 63 回海洋環境保護委員会（MEPC63）の報告<GHG 関係>

日時：2012 年 2 月 27 日～3 月 2 日

場所：ロンドン IMO 本部

① 技術的・運航的手法

EE-WG2 の結果をもとに、「EEDI 計算ガイドライン」、「EEDI 検査・認証ガイドライン」、「SEEMP 策定ガイドライン」の 3 つのガイドライン等が採択された。これにより、2013 年 1 月に発効予定である規制の枠組みが整った。

一方、技術協力に係る決議案については、気候変動枠組み条約（UNFCCC）の CBDR 原則の適用を主張し、財政的支援を含めようとする途上国と、IMO においては他の条約の原則に触れるべきでなく、また財政的支援は IMO の技術的規則に関する決議にはふさわしくないと主張する先進国との間で意見がまとまらず、次回会合において継続審議されることとなった。

② 船舶の省エネ対策にインセンティブを与える仕組みの導入（経済的手法）

(a) 背景

IMO では、船舶の効率改善を促進するため、燃料油課金制度や排出量取引（ETS）などの経済的手法についても検討が行われている。日本からは、燃料油課金制度をベースとし、船舶の効率改善に一層のインセンティブを与える手法（規制値から更に燃費の優れた船舶には燃料油課金を減免する制度）を世界海運評議会（WSC^{※2}）と共同で提案している。

^{※2} WSC（World Shipping Council）：世界の定期航路船社約 30 社からなる海運業界団体であり、IMO のオブザーバー資格を有する。

提案国等	制度名称	制度概要
グループ A：国際海運からの実質的な CO ₂ 排出削減に焦点をあてた制度		
日本、WSC	EIS： Efficiency Incentive Scheme	燃料油への課金制度をベースとして、EEDI の優れた船舶の課金を減免する制度
米	SECT： Ship Efficiency and Credit Trading	一定の効率基準を設定し、当該基準を達成していない船舶と達成している船舶間において、効率クレジット（効率基準からの乖離率に活動量を乗じたもの）を取引する制度
ジャマイカ	PSL：Port State Levy	航海毎の燃料消費量に応じて、寄港地で課税する制度
バハマ	義務的な排出削減	過去の実績を基に、個船に排出削減義務をかける制度
グループ B：海運セクターの排出総量規制（キャッピング等）を行い、主として他セクターからの排出権の購入により削減を行う制度		
デンマーク等	GHG FUND	燃料油への課金制度であり、かつ、海運セクターの排出総量規制を伴う制度
独、諾、仏、英	ETS： Emission Trading System	海運セクターの排出総量規制を行い、個船に排出権を割り当て、実排出量に応じて排出権を取引する制度

※ その他、IUCN（国際自然保護連合）より、輸入額に応じて、収益の発生する MBM とセットで適用することを想定した、途上国に MBM の収益を払い戻す制度が提案されている。

昨年 3 月に開催された GHG 中間会合において、各経済的手法案については上記のように、制度の特徴に応じグループ A とグループ B に分類されている。

我が国提案の EIS を含むグループ A については、エネルギー効率の優れた国際海運へのキャッピングを伴わないため、世界経済の担い手である国際海運の活動を阻害しない、船舶の効率改善のための初期投資（効率の優れた船舶の導入等）を行ったとしても、燃料消費量の削減によって当該費用は回収可能である等の長所がある。

今次会合では、MBM に係る議論を加速するため、これら IMO に提案されている各制度を導入した場合の貿易等への影響調査の実施について審議が行われた。

その結果、影響調査の実施については、時間の制約により、調査の手法、クライテリア等の詳細について合意されなかったため、引き続き MEPC64 において検討されることとなった。

1.2.3 UNFCCC（気候変動枠組条約）の動向

(iv) UNFCCC 気候変動枠組条約第 17 回締約国会議／京都議定書第 7 回締約国会合（COP17/CMP7）の報告

日時：2011 年 11 月 28 日～12 月 10 日

場所：南アフリカ・ダーバン

① 全体

我が国は、全ての主要排出国が参加する公平かつ実効性のある国際枠組みの構築を目指して今次交渉に臨んだ。最大の焦点であった 2013 年以降の枠組みの在り方については、新たな作業部会を設置することなどの建設的な提案を行って交渉の進展に貢献した。他方、途上国が求めていた京都議定書の第二約束期間については、将来の包括的な枠組みの構築に資さないため日本は参加しないとの立場を貫いた。

今次会合では、将来の枠組みへの道筋、京都議定書第二約束期間の設定、緑の気候基金の基本設計等について合意するなどの成果があった。

将来の枠組みに関しては、法的文書を作成するための特別作業部会を立ち上げ、可能な限り早く、遅くとも 2015 年中に作業を終えて、議定書、法的文書または法的効力を有する合意成果を 2020 年から発効させ、実施に移すとの道筋に合意した。

京都議定書については、第二約束期間の設定に向けた合意が採択された。我が国を含むいくつかの国は第二約束期間には参加しないことを明らかにし、そのような立場を反映した成果文書が採択された。

② 国際交通関係^{※3}

エキスパートレベルの会合では、中国、インド、ブラジルの BASIC 諸国、アルゼンチン、サウジアラビア等が、国際交通分野の温暖化対策においても、UNFCCC の原則である CBDR の適用が重要であり、その旨を ICAO/IMO に対してガイダンスを行うよう主張。

一方、米国、日本、カナダ、豪州、EU、シンガポール、バハマ、パナマ、UAE、韓国等は、ICAO/IMO は独立した機関であり実績もあることから、特段のガイダンスは不要である旨主張し、議論は平行線となった。

また、先進国等から IMO での燃費規制採択について歓迎する旨の発言があった一方で、BASIC 諸国からは、同規制が僅か 49 か国の賛成だけで採択され、かつ CBDR が反映されていないこと等について不満が表明され、経済的手法の審議に際しては CBDR を盛り込むことが重要との指摘がなされた。

さらに、ボリビアが、国際交通分野における経済的手法を通じて創出される資金を途上国支援等の地球温暖化対策に使うよう提案したが、先進国・途上国を含めて多くの国が反対した。

エキスパートレベルでの交渉では議論がまとまらなかったことから、ファシリテーターを閣僚級（仏の環境・持続可能開発・運輸住宅大臣）に格上げして議論を行った。その結果、国際交通分野（航空・海運）の排出問題については検討を継続することは合意されたものの、具体的に踏み込んだ合意内容とはならなかった。

^{※3} ここでの議論は将来の枠組みに関するもの。なお、京都議定書では、国際交通分野は IMO/ICAO での作業を通じて GHG 排出削減を追求することとされており、議定書延長（第二約束期間）の場合でも当該取り扱いに変更はない予定（少なくとも今次会合において当該取り扱いの変更に関する議論は一切出していない）。

③ 長期資金関係

2009 の COP15（コペンハーゲン合意）において、気候変動対策の長期資金として、2020 年までに年間 1,000 億 US ドルを拠出することを合意済。なお、昨年の COP16（カンクン合意）に提出された国連事務総長諮問委員会レポート、2011 年の G20 に提出された世銀レポート等においては、国際交通分野が主要な拠出源と位置づけられているところ。

資金会合において、EU、ボリビアからは国際交通分野からの拠出を求める主張が行われたが、日本から特定の資金源のみに言及することは不適切である旨発言したところ、中国、インド、ブラジル、ノルウェー、カナダ、ナイジェリア、サウジアラビア、シンガポール、韓国、メキシコ、パナマ、バングラディッシュ等から支持があった。

長期資金に関しては、国連事務総長諮問委員会レポート、G20 レポート等に基づいて、2012 年に資金調達先の拡大・分析のための作業計画を策定すること等が合意された。なお、国際交通分野からの拠出についての直接的な言及はなされなかった。

1.2.4 今後の展望

以上のとおり、2011 年 7 月に開催された MEPC62 及び 2012 年 2 月に開催された MEPC63 において、CO2 排出抑制のための技術的手法及び運航的手法にかかる MARPOL 条約附属書 VI の改正案が採択された。MARPOL 条約附属書 VI の改正は Tacit 形式が採られており、2012 年 7 月までに附属書 VI 締約国の 1/3 以上の国が本改正案に対し異議通告を行わなければ発効が確定する。

このように今年度は CO2 排出抑制策に関する国際議論に極めて大きな進展が得られた 1 年となったが、一方で現行の技術的手法では RoRo 船、旅客船に関する基準値が設定されておらず、EEDI 規制が適用されていない状況にある。また、DFDE 推進等既存の推進機関と異なる推進機関を有する船舶についても EEDI 規制の適用対象外とされている。更に、本プロジェクトの研究結果である革新的省エネルギー技術の効果算定方法については、これから詳細の審議を行うこととなっている。

合理的かつ効果的な CO2 排出抑制策を更に充実させるとともに、我が国の国際競争力の一層の強化を図るためには、これらの RoRo 船、旅客船及び新推進機関に関する EEDI 計算方法の策定及び革新的省エネルギー技術の取扱いに関するガイダンスについて、引き続き我が国が国際議論を主導する必要がある。

また、技術的手法及び運航的手法について一定の成果を得たことから、IMO において今後は経済的手法に関して一層重点的に検討を行うことが予想される。経済的手法は、今後の国際海運活動に直接的に影響を及ぼす性質のものであることから、引き続き当該審議に積極的に参画することが必要不可欠である。また、当該議論とあわせ、UNFCCC における議論についても国際海運の特徴を踏まえない不適切な枠組みが策定されることのないよう、適切に対応していくことが必要である。

このように GHG 排出抑制に向けた国際的な枠組みについては来年度以降も引き続き議論が行われるところ、我が国においても造船国・海運国としての産学官の知見を集約し、引き続き積極的に国際議論を主導していくことが必要である。

1.3 革新技術に係る EEDI 計算方法に関する調査研究

1.3.1 調査研究の目的

本調査研究の目的は、MARPOL 73/78 の Annex VI の規則 5, 6, 7, 8, 9, 20 に従って、EEDI (Energy Efficiency Design Index) の革新的なエネルギー効率技術を計算・立証する方法を示すことにある。このため、①現状での革新的なエネルギー効率技術の調査、②革新的なエネルギー効率の将来技術に関する調査を実施、③②の結果、有望な革新的なエネルギー効率技術について、EEDI を計算・立証する方法を研究、④MEPC64 に先だって開催される EE-WG への提案文章、インフォメーション文章の形でまとめる、といった手順で本調査研究を進めることとした。

なお、革新的なエネルギー効率技術は下記のカテゴリーA,B,C に大別され、カテゴリーB,C については、さらに B-1,B-2,C-1,C-2 に分類される。

カテゴリーA : P_{ME} と V_{ref} の相互変化により、パワーカーブをシフトさせる。例えば、 V_{ref} を一定としたとき、 P_{ME} が減少する。

カテゴリーB : P_{eff} として節約されたエネルギーをカウントすることにより、主機関の出力から (省エネルギーデバイスの効果の結果) 節約分のエネルギーを控除する。

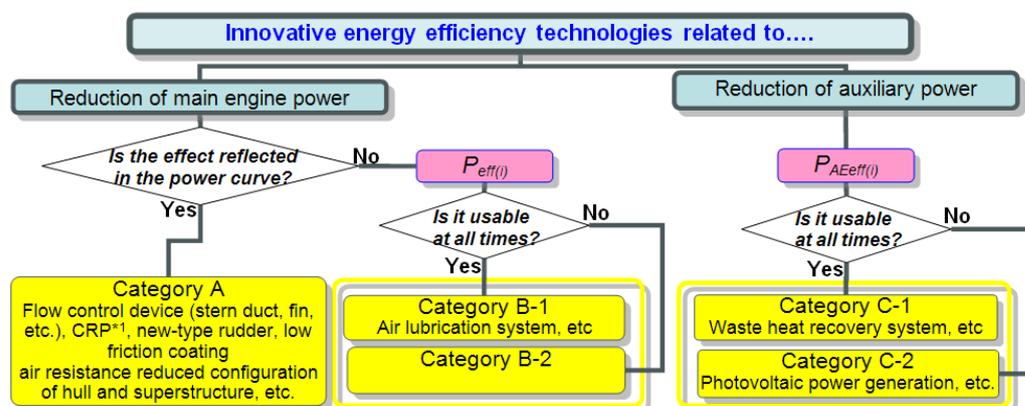
カテゴリーB-1 : 稼働中いつでも利用でき、有効性ファクター(f_{eff})を 1 として取り扱える技術。

カテゴリーB-2 : 限られた条件下のみで利用できるもので、有効性ファクター(f_{eff})を 1 未満とすべき技術。

カテゴリーC : P_{AEff} として節約されたエネルギーをカウントすることにより、補機関の出力から (省エネルギーデバイスの効果の結果) 節約分のエネルギーを控除する。

カテゴリーC-1 : 稼働中いつでも利用でき、有効性ファクター(f_{eff})を 1 として取り扱える技術。

カテゴリーC-2 : 限られた条件下のみで利用できるもので、有効性ファクター(f_{eff})を 1 未満とすべき技術。



*1 Contra-Rotating Propeller

図 1.1.1 革新的なエネルギー効率技術の分類

1.3.2 革新技術の調査

エネルギー効率向上の観点から海運業界では省エネルギーのための革新技術の開発が盛んに行われている。2013年1月から義務化されるEEDIの算定においては、推進に係る機械的革新技術(P_{eff} 等)や補助機関の出力低減に係る電氣的革新技術(P_{Aeff} 等)といった形で考慮されている。

本研究の目的は、これら P_{eff} や P_{Aeff} などの革新技術に係る項の算定方法を検討することであるが、その前段階として、文献等から現状で船舶に適応可能な革新技術を調査した。この結果を革新技術リストとして表2.1.1に示す。リストでは主機・補機系、船体・船型系、推進系、運航・保守系という4つの分野に分けて技術を整理した。

表 2.1.1 革新技術リスト

	技術分野	適用技術・インフラ
主機・補機系	回収エネルギーの利用	熱交換器効率向上技術, 蒸気製造技術向上技術, 造水装置技術, 蒸気タービン発電機, パワータービン, インバータ効率向上, リチウムイオン電池, キャパシタ改良
	代替燃料	天然ガス輸送・貯蔵技術開発, 天然ガスハイドレート化, 蒸気タービン改良エンジン, デュアルフューエル・ディーゼル, LNG・CNG搭載技術, バイオディーゼル
	燃料電池	ディーゼル・燃料電池ハイブリッド, ガスタービン・燃料電池ハイブリッド, 燃料電池船, 船用燃料電池スタック開発, 船用水素貯蔵技術, 船用水素輸送技術, 洋上水素供給
	ガスタービン	ガスタービンエンジン
	バッテリー走行	インバータ効率向上, リチウムイオン電池, 電気二重層キャパシタ, ハイブリッドキャパシタ, 超伝導フライホイール, 次世代電池(リチウム金属電池, リチウム硫黄電池), 洋上発電・給電プラットフォーム技術, 超伝導モータ, 太陽光発電
船体・船型系	大型化	大型船建造, ドック大型化, ハブ港ネットワーク
	船体形状・船首形状改良	双胴船(カタマラン), 三胴船(トリマラン), 単胴船船首形状改良(球状バルブ等)
	軽量化	高張力鋼利用, アルミ部材適用, 構造部材低減, FRP, CFRP, バラスト低減・ノンバラスト
	舵・船尾改良	形状最適化, フィン装着
	粘性抵抗低減	マイクロバルブ, 空気潤滑法, 空気膜法, 摩擦低減塗料
	風圧抵抗低減	居住区外壁への板装着
	船内省電力化	低電力消費型照明機器, 低電力消費型航海計器, 荷役機器の省エネ化, 送電ロス対策
推進系	プロペラ改良	CRP, 遊転プロペラ, ポッド推進, 二軸化
	省エネ付加物	プロペラ前後への省エネデバイス装着
	外乱エネルギー利用	波浪推進, 帆走技術(凧), 帆走技術(高揚力帆)
運航・保守系	運航面の高度化	ウェザールーチン, オートパイロット改良, 陸電利用, 配船計画の高度化, 陸上輸送を含めた運航最適化
	運航支援の高度化	シームレス物流のための接点機能改善, 自動着棧技術, 港湾荷役機器改善, ICTを利用した通関・荷物追跡, 将来船への機能対応, メンテナンス最適化, 修繕ドック機能向上

次に主機・補機系、船体・船型系、推進系については、タンカー／バルカー、コンテナ船、ローロー船／フェリーといった主要な商船船種別に適用の可能性を調査した。調査の中では、新造船だけでなく、レトロフィットの可能性も考慮した。結果を、表2.1.2に示す。なお、運航・保守系については、どの船種に対しても有効であることからこの調査から除外している。新造船に対しては、ほとんどの

技術が適用可能であるが、レトロフィット適用の可能性のある技術は限定的である。

表 2.1.2 主要な商船船種別の革新技術適用可能性

適用技術	タンカー／バルカー		コンテナ船		ローロー船／フェリー	
	新造船	レトロフィット	新造船	レトロフィット	新造船	レトロフィット
主機・補機系						
回収エネルギー利用	○		○		○	○
デュアルフューエル・ディーゼル	○	○	○	○	○	○
バイオ燃料	○		○		○	
ディーゼル・燃料電池ハイブリッド	○		○		○	
バッテリー走行	○		○		○	
船体・船型系						
大型化	○		○		○	
船型改良	○		○		○	
ノンバラスト	○		○		○	
バラスト低減	○	○	○	○	○	○
部材軽量化	○		○		○	
空気膜法	○	○	○	○	○	○
摩擦低減塗料	○	○	○	○	○	○
風圧低減(居住区)	○	○	○	○	○	○
船内省電力化	○	○	○	○	○	○
推進系						
CRP	○		○		○	
ポッド推進	○		○		○	
プロペラ二輪化	○					
プロペラ周り省エネデバイス	○	○	○	○	○	○
波浪推進	○		○		○	
帆走(風)	○	○			○	○
帆走(高揚力帆)	○				○	

1.3.3 空気潤滑

1.3.3.1 空気潤滑の概要

空気潤滑法は革新的なエネルギー効率化技術の一つである。船の前方の船底からブローア(送風機)等を用いて細かい気泡を噴き出して船体表面を覆うことにより、航行時の船体と海水との摩擦抵抗を低減させる技術である。

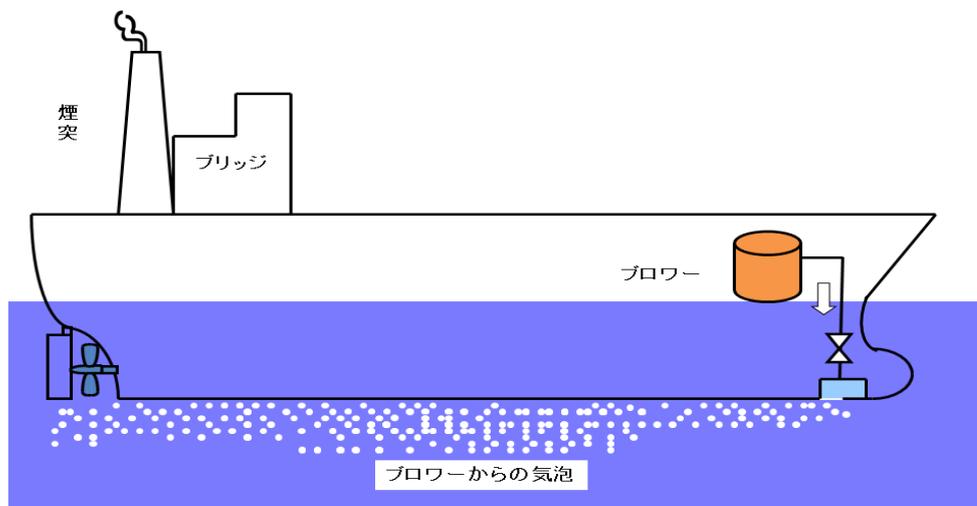


図 3.1.1 空気潤滑法の概念図

1.3.3.2 計算法

(i) 空気潤滑法による馬力低減

革新的エネルギー効率化技術である空気潤滑法による馬力低減係数 P_{eff} は次式によって計算されるものとする。右辺の第1項は空気潤滑法による主機馬力の低減量を、第2項は空気潤滑法を駆動するために必要な動力を定める。本手法では EEDI 計算式における f_{eff} は 1.0 とする。

$$P_{eff} = P_{MEffAL} - P_{AEffAL} \frac{C_{FAE} SFC_{AE}}{C_{FME} SFC_{ME}} \quad (3.2.1)$$

P_{eff} は 75%MCR に対して、空気潤滑法によって得られる正味の馬力低減量であり、単位は kW である。ただし軸発電機を用いる場合は、EEDI 計算ガイドライン 2.5 に従い、75%MCR から軸発電機分を控除した値を用いる。 P_{eff} は満載状態及び海上試運転状態のそれぞれについて求める。

P_{MEffAL} は空気潤滑法による主機馬力低減量であり、単位は kW である。 P_{AEffAL} は EEDI 計算ガイドラインにおいて定義された Capacity に対応する状態（以下では満載状態とする）及び海上試運転状態のそれぞれについて以下を考慮して定められる。

- ① 空気中被覆される面積
- ② 空気膜厚
- ③ 空気膜による摩擦抵抗低減率
- ④ 気泡による推進効率の変化（自航要素及びプロペラ単独効率）及び
- ⑤ 付加物を設ける場合は、付加物による抵抗の変化

P_{AEffAL} は満載状態において空気潤滑法を駆動するために必要な動力（パワー）であり、単位は kW である。 P_{AEffAL} は原則としてメーカーが計画したブロワーの定格出力の 75% とする。ただし、この値が満載状態における通常航海で用いる出力と大きく異なる場合には、別途計算を行った上で、他の値をとることができる。その場合、計算書を認証機関に提出すること。

(ii) 空気潤滑法を用いた EEDI 計算における留意事項

空気潤滑法の効果を二重取りすることを避けるために、EEDI 計算ガイドラインの paragraph 2.2 で定めた V_{ref} は空気潤滑システムを稼働させない状態で計算すること。

EEDI 計算ガイドラインに基づき、空気潤滑システムを稼働させた状態での EEDI は満載状態において計算すること。

1.3.3.3 認証方法

(i) 一般

革新的エネルギー効率化技術を用いた船舶の EEDI の認証は、EEDI 認証ガイドラインに従い実施すること。認証ガイドラインに明文の定めのない空気潤滑法に係る追加要件を以下に定める。

(ii) 設計段階における予備的な認証

船主又は造船所が作成する EEDI テクニカルファイルは、認証ガイドラインの paragraph 4.2.2 に記載された項目以外に以下を含むこと。

- ① 空気潤滑システムの概要
- ② P_{MEffAL} : 空気潤滑法を用いた場合の V_{ref} における満載時及び海上試運転時の主機馬力低減量。
- ③ EDR_{full} : 空気潤滑法を用いた場合の満載時における主機馬力低減率。 EDR_{full} は P_{MEffAL} を EEDI 計算ガイドラインで定義された P_{ME} で割ることによって計算する (図 3.3.1 参照)。
- ④ EDR_{trial} : 空気潤滑法を用いた場合の海上試運転時における主機馬力低減率。 EDR_{trial} は P_{MEffAL} を EEDI 計算ガイドラインで定義された P_{ME} で割ることによって計算する (図 3.3.1 参照)。
- ⑤ P_{AEffAL} : 空気潤滑システムを稼働するために必要な動力、及び
- ⑥ 満載時に空気潤滑システムを稼働させた場合の EEDI の計算結果。

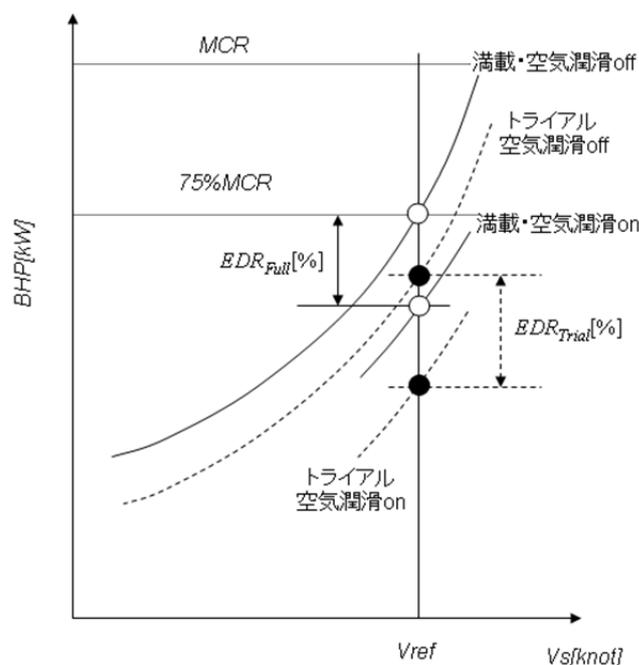


図 3.3.1 空気潤滑法による主機馬力低減率 (EDR_{full} 及び EDR_{trial}) の計算

認証ガイドラインの paragraph 4.2.7 の記載内容に加えて、認証者が造船所に直接提出することを要求できる追加情報は以下を含む。

- ① 空気潤滑システムの稼働による主機馬力低減量(P_{MEffAL}) 計算法の詳細、及び
- ② 空気潤滑システムの稼働に必要な動力(P_{AEffAL})計算法の詳細

(iii) 海上試運転による EEDI の最終認証

空気潤滑法による効果を海上試運転による結果を用いて最終認証する。海上試運転による認証方法は、特記なき場合は認証ガイドラインの paragraph 4.3 に従うものとする。

海上試運転に先立って、以下の書類を認証機関に提出しなければならない。速力試験に用いる試験手順の記述。試験手順には空気潤滑法を用いた場合の計測方法を含むこと。

認証機関は海上試運転に参加し、認証ガイドラインの paragraph 4.3.3 に記載された項目が、空気潤滑 ON/OFF 時のそれぞれにおいて計測されていることを確認しなければならない。

海上試運転における主機負荷は、空気潤滑 ON/OFF 時のそれぞれについて、 V_{ref} を通る馬力曲線が作成できるように定めること。

空気潤滑法を稼働させない場合について作成された馬力曲線をもとに以下を計算する。

- ① 75%MCR における満載状態の船速 V_{ref} を求める。ただし軸発電機を用いる場合は EEDI 計算ガイドラインの paragraph 2.5 に従い、75%MCR から軸発電機分を控除した値を用いること。
- ② 得られた V_{ref} が設計段階で得られた値と異なる場合は、新たな V_{ref} を用いて主機馬力低減率を満載状態及び海上試運転状態について再計算する。

造船会社は海上試運転において計測された速度と主機の出力をもとに空気潤滑法を稼働させた場合について馬力曲線を作成し、以下の計算を行う。

- ① 海上試運転状態での V_{ref} における主機馬力低減率の実測値 (ADR_{trial}) を求める。
- ② 海上試運転を満載状態以外で実施した場合、満載状態における主機馬力低減率の推定値 (ADR_{full}) を次式で計算する。

$$ADR_{Full} = 1 - (1 - EDR_{Full}) \times \frac{1 - ADR_{Trial}}{1 - EDR_{Trial}} \quad (3.3.1)$$

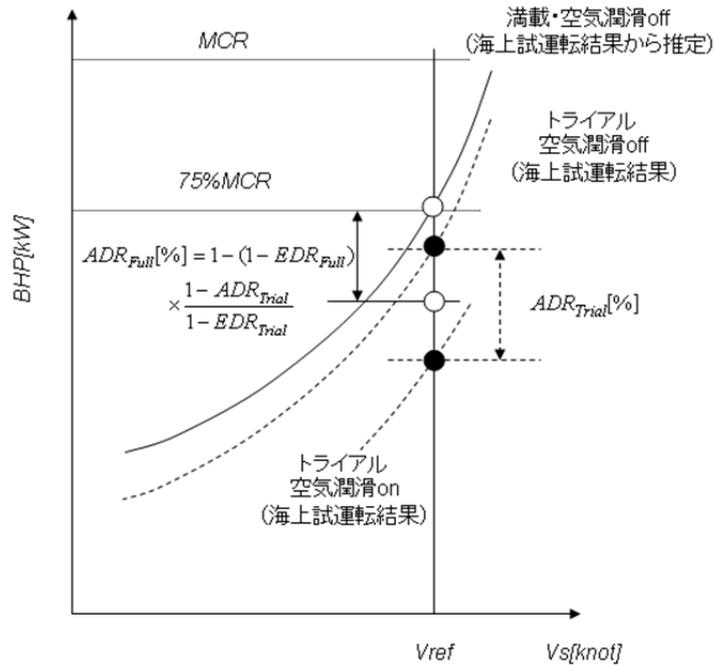


図 3.3.2 海上試運転結果に基づいた空気潤滑法による主機馬力低減率 (ADR_{full} 及び ADR_{trial}) の計算

満載状態及び海上試運転状態における空気潤滑法による馬力低減量 P_{MEffAL} を次式で計算する。

$$P_{MEffAL_Full} = ADR_{Full} \times 75\%MCR \quad (3.3.2)$$

$$P_{MEffAL_Trial} = ADR_{Trial} \times 75\%MCR \quad (3.3.3)$$

船主または造船会社は海上試運転結果を用いて、必要に応じて EEDI テクニカルファイルを改定すること。改定版には以下の内容を含むこと。

- ① V_{ref} 但し、設計段階で得られた船速と異なる場合のみ改定する。
- ② 空気潤滑法を用いた場合の V_{ref} における満載時及び海上試運転時の主機馬力低減量 P_{MEffAL}
- ③ 空気潤滑法を用いた場合の満載状態及び海上試運転状態での主機馬力低減率 (ADR_{full} 及び ADR_{trial})、及び
- ④ 空気潤滑法を用いた場合の満載状態における EEDI の計算結果。

1.3.4 廃熱回収

1.3.4.1 革新的エネルギー効率化技術の概要

本ガイドラインでは、electrical 革新技术($P_{AEff(i)}$ 関連)としての廃熱回収技術について記述される。廃熱回収を用いた mechanical 革新技术($P_{eff(i)}$ 関係)については (例えば軸加勢) 本ガイドラインの範囲外である。

廃熱回収技術は、エンジンの排ガス・冷却水等の熱エネルギーを回収し電力生成して活用することで、エンジンにおいて燃焼させた燃料のエネルギーの利用効率を向上させるものである。

廃熱回収 (発電型) による動力生成方法として、(A) 熱交換器により熱エネルギーを回収し熱機関を駆動し発電機を駆動する方法と、(B) パワータービン等により直接発電機等を駆動する方法がある。さらに、これらの方法を組み合わせたシステムもある。

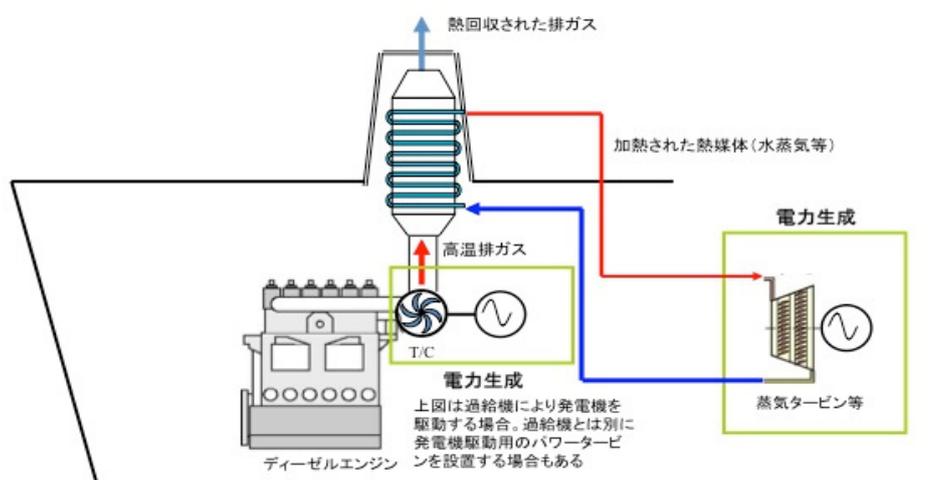


図 4.1.1 廃熱回収のイメージ図

1.3.4.2 計算

(i) 廃熱回収による馬力低減量

廃熱回収システム (発電型) により生成される馬力低減量は次式によって計算されるものとする。右辺の第 1 項は廃熱回収による補機出力の低減量 and/or shaft motor への電力供給量を、第 2 項は廃熱回収システム (発電型) を駆動するために必要な動力を定める。

$$(f_{eff} \cdot P_{AEff}) = P_{AEffEHR} - P_{AEffEHR_Loss}$$

この場合において、 $(f_{eff} \cdot P_{AEff})$ は、 P_{AE} (廃熱回収 (発電型) によって shaft motor への電力供給を行うシステムにあつては、 $P_{AE} + \sum P_{pu(i)}$) の値を上限とする。

- 1) $(f_{eff} \cdot P_{AEff})$ は、EEDI 計算ガイドラインにおける EEDI 算出条件における、廃熱回収によって

得られる正味の馬力低減量であり、単位は kW である。 f_{eff} は通常の場合、1.0 とする。なお、複数の方法を組み合わせる場合はそれぞれの方法により得られる($f_{eff} \cdot P_{AEff}$)の合計とする。

- 2) $P_{AEffEHR}$ は廃熱回収による発電機補機の馬力低減量であり、単位は kW である。
- 3) $P_{AEffEHR}$ は次式により定められる。

$$P_{AEffEHR} = \frac{W_e}{\eta_g}$$

ここで、

W_e : 廃熱回収システムによる算出された発電量。

η_g : 発電効率 (効率は 95% とする。なお、正確な数値が判る場合はそれに置き換えても差し支えない)

- 4) W_e は以下を考慮して定められる。
 - ① エンジン排ガス流量および温度
 - ② 廃熱回収システム (発電型) の構成
 - ③ 廃熱回収システム (発電型) を構成する機器の効率・性能
- 5) $P_{AEffEHR Loss}$ は廃熱回収システム (発電型) を駆動するために必要なポンプ等の動力であり、本システムを駆動させるための補機を新たに設置した場合のみ考慮する。単位は kW である。

(ii) 廃熱回収による CO₂ 低減量

廃熱回収による CO₂ 低減量は馬力低減量($f_{eff} \cdot P_{AEff}$)に、 C_{FAE} 及び SFC_{AE} を乗じることによって計算する。

1.3.4.3 認証方法

(i) 一般

革新技術 EEDI の認証は、EEDI 認証ガイドラインに従い実施することとする。認証ガイドラインに明文の定めのない革新技術に係る追加要件を以下に定める。

(ii) 設計段階における予備的な認証

- 1) 認証ガイドライン第 4.2.2 節について、船主又は造船所が作成する EEDI テクニカルファイルは、次を含むこと。
 - ① 廃熱回収システムの概要を示す配管・計装図、あるいはプロセスフロー図、および構成機器仕様等の関連情報
 - ② 廃熱回収システムによる馬力低減量
 - ③ EEDI の計算結果
- 2) 認証ガイドライン第 4.2.7 節について、認証者が造船所に直接提出することを要求できる追加情報は、次を含む。
 - ① 廃熱回収システムにより回収される熱エネルギー量の推定プロセス
 - ② ガイダンス第 4.1 節に規定する($f_{eff} \cdot P_{AEff}$)の計算方法の詳細

(iii) 海上試運転による EEDI の最終認証

廃熱回収による補機の馬力低減量は、廃熱回収を構成する主要機器の Shop test の結果を用いて最終認証とする。Shop test の実施が困難な主要機器（たとえば排ガスエコマイザーなど）は、海上試運転において、発生蒸気量・温度等を計測することで認証する。ただし、計測された蒸気量・温度等は、設計時の排ガス条件、主機負荷 75%時等における値に補正する。排ガス条件は、主機負荷の微小誤差の補正、機関室温度の補正（主機燃費計測条件である ISO condition=25°C）、等に基づくものとする。

1.3.5. 太陽光発電

1.3.5.1 太陽光発電の概要

太陽光発電（Photovoltaic : PV）は、船上に太陽光発電モジュールを複数台配置することにより発電した電気を、船の推進力または船内電力の一部として利用する。太陽光発電モジュールは、太陽電池セルを複数個組み合わせて取り扱いを容易にしたものであり、太陽電池セルの形式には結晶型、薄膜型、集光型といった種類がある。（図 5.1.1 参照）

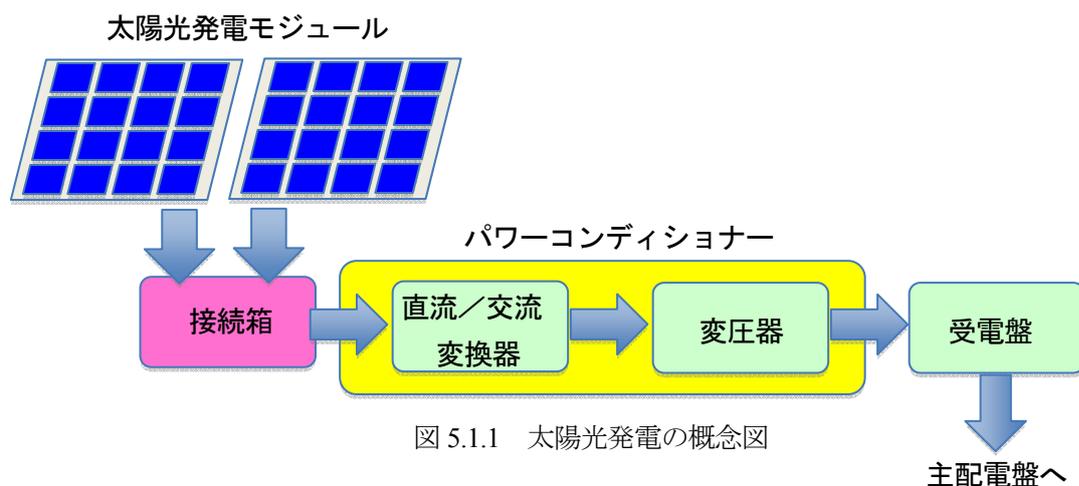


図 5.1.1 太陽光発電の概念図

1.3.5.2 航路上の平均日射照度と平均気温

(i) 平均日射照度（Average Solar Irradiance）

太陽光発電による発電量を計算する場合、航路上での平均日射照度データが必要であるが、そのために、全世界の平均日射照度の推定を行う。全世界の平均日射照度を求める方法として、ISCCP (International Satellite Cloud Climatology Project)データを用いる方法と、モデルを組み合わせる方法により求める方法の 2 種類を実施し、比較した。

1) ISCCP 日射照度データ

ISCCP は 5 個の静止気象衛星 GMS (Geostationary Meteorological Satellite) と 2 個の極軌道衛星 polar orbit satellite を用いて地球の輝度 luminance・雲量 degree of cloudiness に関するデータを収集する計画で

あった。1983年から5年間の計画であったが、実質的には8年分のデータが公表されており、集められたデータは気候予測等の基礎資料となっている。そこで、Jul. 1983～Jun. 1991の96カ月分の月別日射照度データ^[1]を平均して平均日射照度を求めると、図5.2.1の様になる。

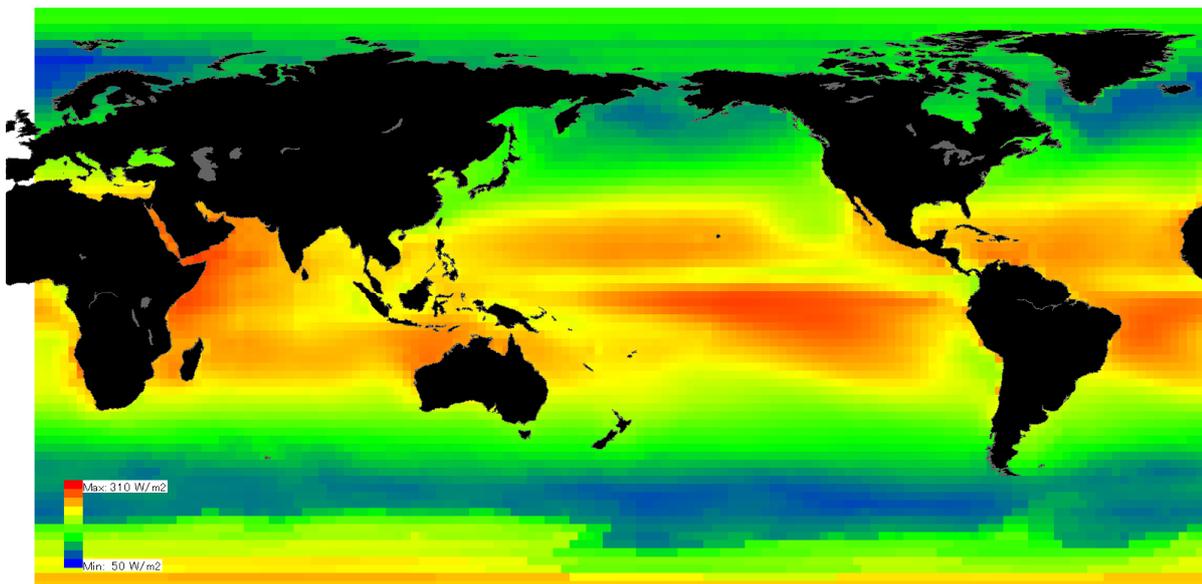


図 5.2.1 ISCCP データによる平均日射照度 (青 50 W/m²～赤 310 W/m²)

2) モデル計算による日射照度

平均日射照度は、太陽高度 solar altitude、大気透過率 atmospheric transmittance と雲量 degree of cloudiness のデータを組み合わせてモデル計算することによっても推定可能である。大気透過率と雲量が日射照度に与える影響から求めた月別回帰式^[2]を用いて、日射照度の年間平均を与える式を求めた。

これに、2010年1年分の太陽高度データ^[3]及び雲量に係る GPV(Grid Point Value)データ (気象庁 Japanese Meteorological Agency から6時間毎に公表される予報値 predictor)^[4]を代入し、2010年における日射照度の年間平均を求めると図5.2.2の様になる。

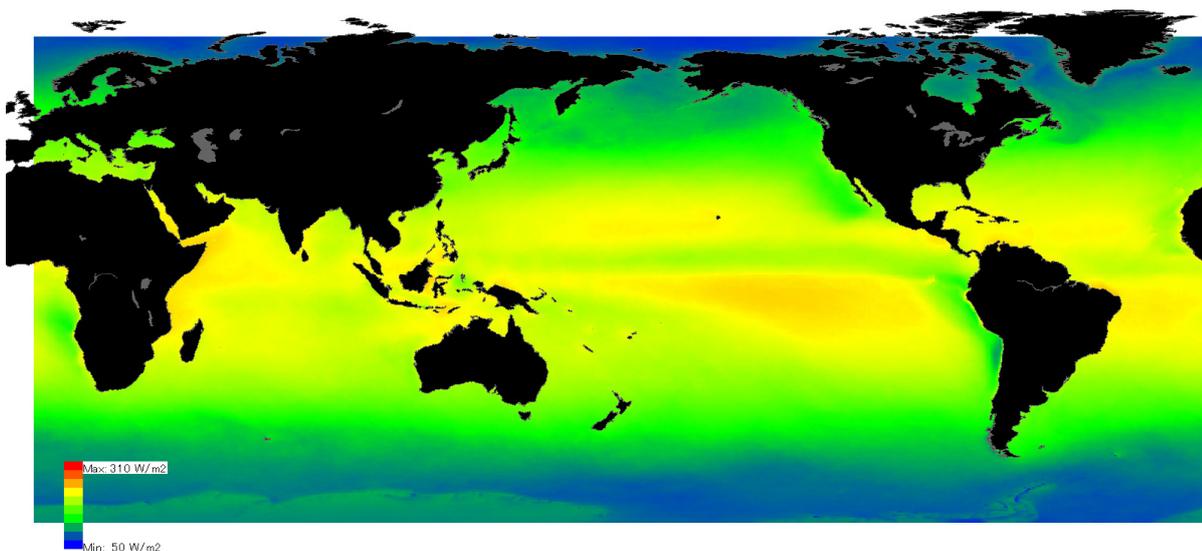


図 5.2.2 モデル計算による平均日射照度 (青 50 W/m²～赤 310 W/m²)

3) ISCCP データとモデルによる日射照度の比較

図 5.2.1 と図 5.2.2 の平均日射照度を用いて、等緯度線 parallel of latitude に沿った海上での日射照度の年間平均値（陸地を除いた海上のみの日射照度）を計算すると図 5.2.3 に示す様になる。

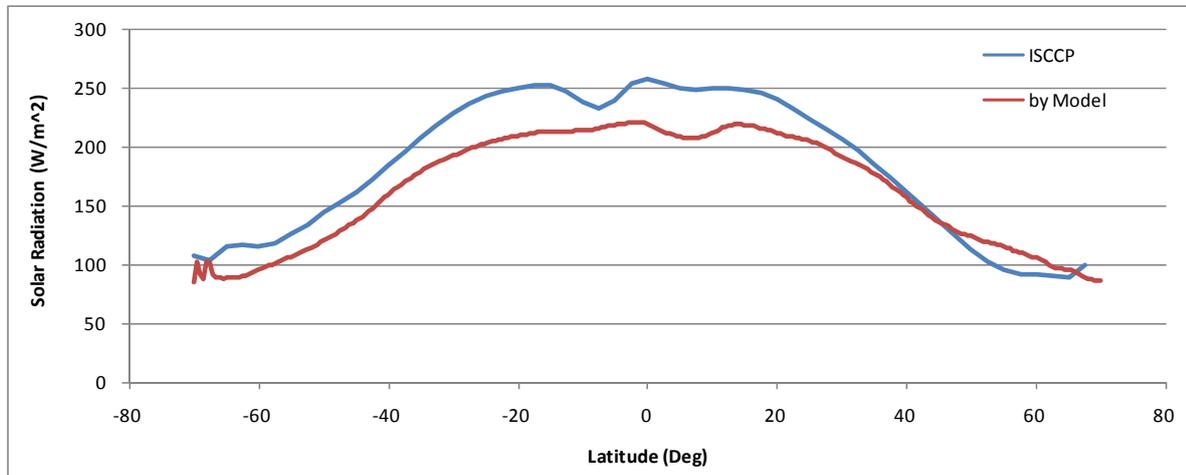


図 5.2.3 等緯度線に沿った日射照度の年間平均値（海上のみ）

モデル計算による平均日射照度は、ISCCP データによる平均日射照度と大差はないが、北半球の高緯度 high latitude 部分を除き、やや低くなる。これは、モデル計算が東京における観測データをベースとしていることが要因として考えられる。

(ii) 平均気温

太陽光発電による発電量を決定するのにもう 1 つ重要な要素は気温である。太陽電池セルの効率は周囲の気温によって大きく影響を受けるため、航路上での平均温度データが必要であるが、そのために、まず全世界の平均温度の推定を行う。全世界の平均気温の推定が必要となる。GPV データ^[4]は、気温情報も含んでおり、これにより 2010 年の年平均気温を求めると図 5.2.4 となる。なお、他のデータベース^[5]を用いても同様な平均気温分布が得られた。

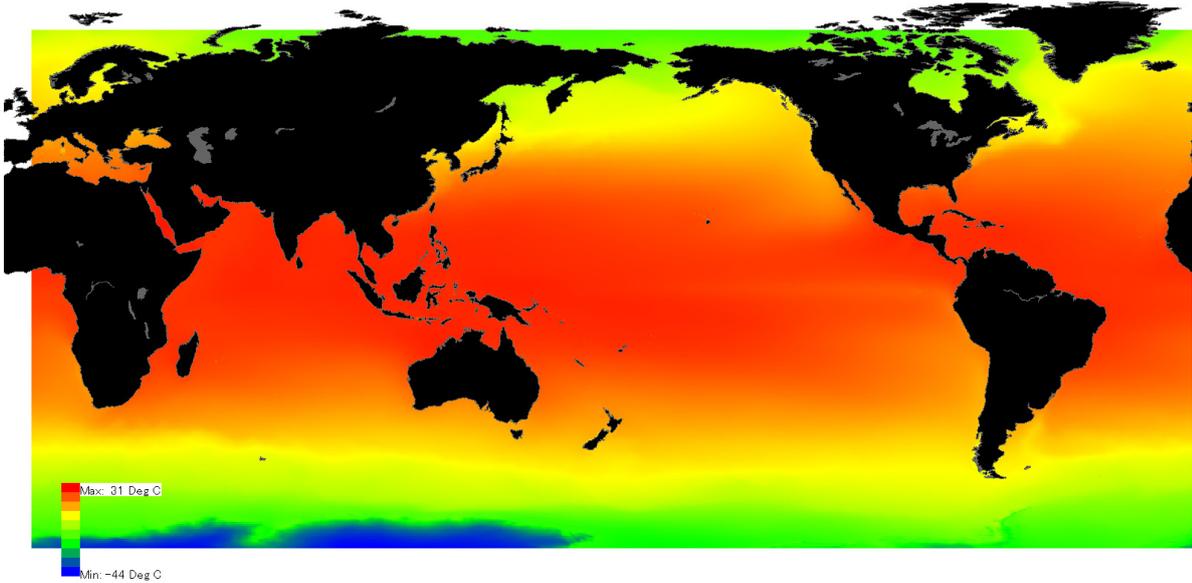


図 5.2.4 海上の年平均気温 (2010 年 青-44°C~赤 31°C)

海上の年平均気温で、等緯度線に沿った平均値 (陸地を除いた海上の大気温度) は図 5.2.5 に示す様になる。

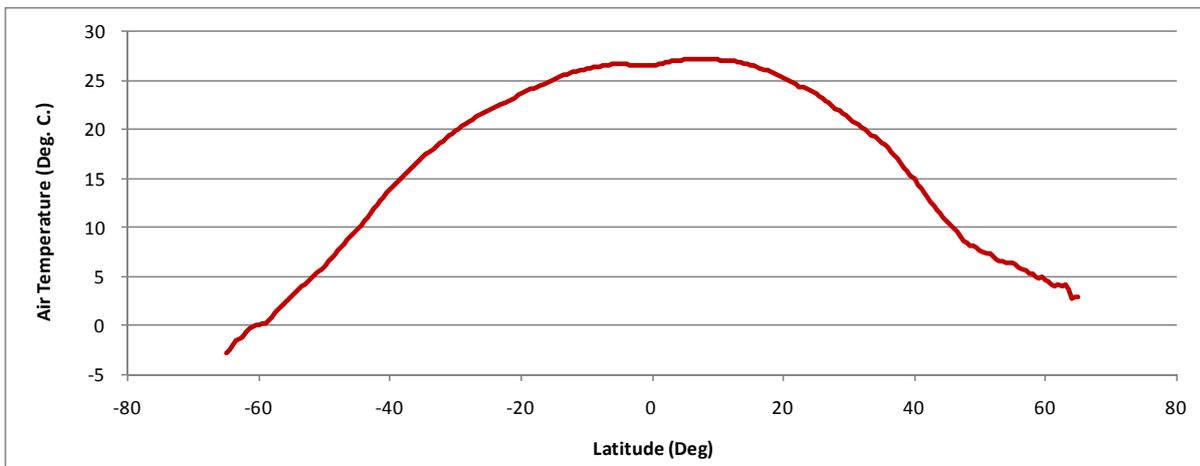


図 5.2.5 等緯度線に沿った年平均気温 (海上のみ)

(iii) 代表航路

kite に関するドイツ提案 (MEPC 62 /INF.34) では、商船が通る代表的な航路 (以下、代表航路) を図 5.2.6 の様に設定し、代表航路上の風向・風速に関する確率分布を示している。これに習って、代表航路での日射照度平均値を求めることとする。

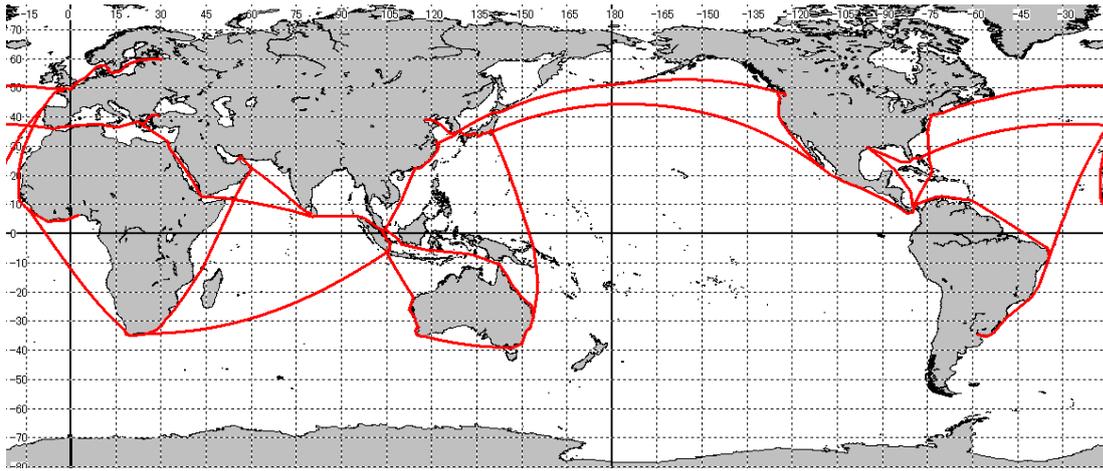


図 5.2.6 代表的な航路

(iv) 航路上の日射照度と気温

代表航路を構成する航路（発着港 departure and arrival port の組み合わせ）を表 5.2.1 の様に定め、各航路の平均緯度、航路長 nautical distance、および航路上での日射照度（ISCCP データとモデル計算）を示す。

表 5.2.1 代表航路を構成する発着港間の航路長、航路平均緯度、平均日射照度、平均気温

Origin Port	Destination	Averaged Latitude (Deg)	Route Length (NM)	Radiation ISCCP (W/m ²)	Radiation Model (W/m ²)	Temp. (Deg. C)
Busan	→ Tacoma	47.9	4634	120.2	129.1	7.8
Busan	→ Tianjin	36.4	685	198.7	180.7	13.5
Busan	→ Tokyo	34.3	642	189.7	183.9	15.7
Cape Town	→ Dubai	-6.7	4800	238.6	217.0	24.8
Cape Town	→ SemangkaBay Term.	-24.6	5140	213.7	200.1	22.1
Colon(PAN)	→ Houston	20.4	1539	237.8	214.6	25.9
Colon(PAN)	→ New York	24.6	1992	219.6	206.6	23.6
Colon(PAN)	→ Recife	5.5	3211	244.8	224.5	27.0
Cotonou	→ Freetown	5.4	1108	238.9	222.2	26.4
Dubai	→ Colombo	16.8	1900	250.0	213.2	27.1
Fremantle	→ Singapore	-15.2	2293	233.8	208.0	24.8
Hong Kong	→ Shanghai	26.1	819	222.1	187.7	20.0
Houston	→ Piraeus	33.7	6212	197.9	190.7	20.7
Le havre	→ Cape Town	7.4	5980	219.7	193.2	20.6
Le havre	→ st. petersburg	56.0	1484	95.2	130.0	7.7
New York	→ Le havre	47.7	3103	128.9	133.2	10.0
Newcastle(AUS)	→ Fremantle	-36.9	2218	183.0	178.0	15.1
Newcastle(AUS)	→ Singapore	-11.7	4075	236.7	212.3	25.7
Piraeus	→ Gemlik	39.4	357	161.5	183.3	16.3
Piraeus	→ Suez	34.1	685	180.8	191.8	20.0
Recife	→ Buenos Aires	-23.3	2216	212.5	207.5	22.4
Recife	→ Le havre	22.4	3995	207.8	192.2	21.2
shanghai	→ Busan	32.8	472	204.0	178.9	16.4
Singapore	→ Hong Kong	11.5	1437	234.8	214.3	26.9
Suez	→ Singapore	11.3	4932	247.6	223.4	27.5
Tacoma	→ Cabo San Lucas	35.5	1976	179.8	166.7	15.4
Tokyo	→ Colon(PAN)	31.5	7746	187.4	163.3	17.6
Tokyo	→ Newcastle(AUS)	1.5	4302	241.0	204.6	25.3

次に図 5.2.7 では、図 5.2.3 の等緯度線に沿った日射照度（曲線で表す）に表 5.2.1 の代表航路別の平均日射照度（●で表す）を重ねた。ただし、各港間航路の緯度は絶対値を取り、等緯度線に沿った平均日射照度は北半球のみを描いている。

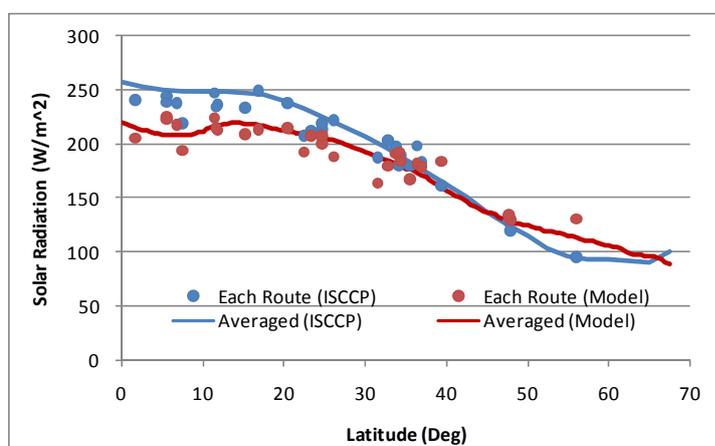


図 5.2.7 平均日射照度と航路上日射照度の比較

図 5.2.7 より、ISCCP データ、モデル計算のどちらを利用するにしても、航路の平均的な緯度で航路上の平均日射照度をおおよそ把握することができる。

また、ISCCP データと Model の等緯度線に沿った平均日射照度は緯度 45 度付近で、大小関係に逆転が生じている。表 5.2.1 で平均緯度（絶対値）が 45 度を超える航路は Busan→Tacoma、Le havre→st. Petersburg、New York → Le havre、の 3 航路であり、その航路長の合計は 9200 海里ほどである。代表航路の長さは 80,000 海里ほどであるため、45 度を超える 3 航路の長さは代表航路の 1 割程度となる。

航路長で重みを付けた代表航路の平均日射照度の平均値は、ISCCP データで 207W/m^2 、モデル計算で 191W/m^2 となった。これより様々な誤差も考慮して代表航路での日射照度を 200W/m^2 と定義することが妥当と考えられる。

気温についても、図 5.2.5 の等緯度線に沿った平均気温（曲線で表す）に表 5.2.1 の代表航路別平均気温（●で表す）を重ねたものを図 5.2.8 に示す。

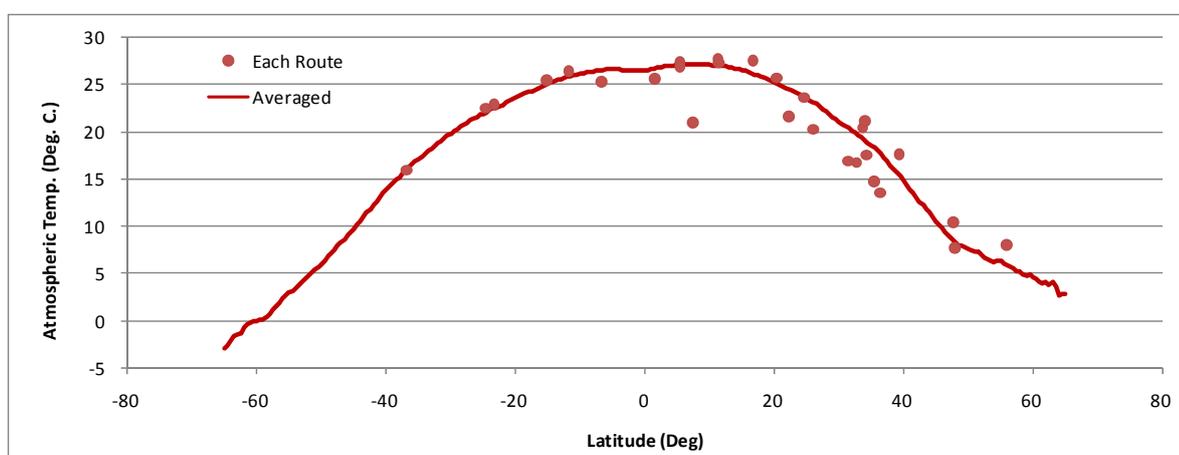


図 5.2.8 平均気温と代表航路別平均気温の比較

これから代表航路の平均気温を計算すると 21°C となった。気温に対して太陽光電池のパネル表面温度がどの程度高くなるかは経験的に推測するしかないが、 $+10\sim+30^\circ\text{C}$ 程度とする文献が多い。これより様々な誤差も考慮して、代表航路でのパネル温度を 40°C と定義することが妥当と考えられる。

1.3.5.3 太陽光発電の EEDI 計算方法

太陽光発電により生成される電力は次式によって計算されるものとする。

$$f_{eff} \cdot P_{AEff} = \{f_{rad} \times (1 + L_{temp} / 100)\} \times \{P_{max} \times (1 - L_{others} / 100) \times N\} \quad (5.3.1)$$

ここで、 $f_{eff} \cdot P_{AEff}$ は、太陽光発電によって生成される正味の総電力であり、単位は kW である。 f_{eff} は、有効性の係数である。代表航路における日照値及び気温と、太陽光発電のカタログ値の環境との比として、次の式によって表される。

$$f_{eff} = f_{rad} \times (1 + L_{temp} / 100) \quad (5.3.2)$$

f_{rad} は、公称最大出力計測時の基準条件の日射照度に対する代表航路での平均日射照度の比の値である。IEC規格でのカタログ値¹の基準条件（STC：Standard Test Condition）は、AM(Air Mass)1.5、モジュールの温度25℃、日射照度1000W/m²である。代表航路での平均日射照度は前節の推定から200W/m²とすることが妥当であると指摘されている。したがって f_{rad} は、次の様に計算される。

$$f_{rad} = 200 \text{ W/m}^2 \div 1000 \text{ W/m}^2 = 0.2 \quad (5.3.3)$$

L_{temp} は太陽光発電モジュールの温度による修正係数で、単位は%で、通常マイナスの値である。代表航路での平均気温から、モジュールの平均温度は前節の推定から40℃とすることが妥当であると指摘されている。したがって、 L_{temp} は温度係数のカタログ値 f_{temp} （%/℃）から次式によって計算されるものとする。

$$L_{temp} = f_{temp} \times (40^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \quad (5.3.4)$$

P_{AEff} は、太陽光発電のカタログ値の環境における発電量であり、次の式で表される。

$$P_{AEff} = P_{max} \times (1 - L_{others} / 100) \times N \quad (5.3.5)$$

ここで、 P_{max} は太陽光発電モジュールの公称最大出力であり、単位はkWである。 P_{max} は性能認証規格¹に基づいて求めたカタログ値とする。 L_{others} はその他の損失であり、パワーコンディショナでの損失、接点での損失、電気抵抗による損失等の合計で、単位は%である。実績から、パワーコンディショナでの損失を5%、それ以外の損失の計を5%とみなし、 L_{others} は10%とする。ただし、パワーコンディショナでの損失5%については、その代わりにIEC規格によるカタログ値²を用いることもできる。 N は、太陽光発電システムで使用しているモジュールの枚数である。

1.3.5.4 認証方法

(i) 一般

革新的エネルギー効率化技術を用いた船舶のEEDIの認証は、EEDI認証ガイドラインに従い実施すること。認証ガイドラインに明文の定めのない太陽光発電に係る追加要件を以下に定める。

(ii) 設計段階における予備的な認証

1) 船主又は造船所が作成するEEDIテクニカルファイルは、認証ガイドラインの paragraph 4.2.2 に記載された項目以外に以下を含むこと。

① 太陽光発電システムの概要

- ② 太陽光発電システムを用いた場合の発電力
- ③ 太陽光発電システムを稼働させた場合の EEDI の計算結果。

認証ガイドラインの paragraph 4.2.7 の記載内容に加えて、認証者が造船所に直接提出することを要求できる追加情報は以下を含む。

- ① 太陽光発電システムの稼働による補助電力低減の計算法の詳細、及び
- ② 太陽光発電システムの稼働によって生成される正味の総電力($f_{eff} \cdot P_{AEff}$)計算法の詳細

(iii) 海上試運転による EEDI の最終認証

太陽光発電による正味の総電力は EEDI テクニカルファイルに基づいて確認される。最終認証に先立ち、海上試運転において太陽光発電システムの形式が申請と一致しているかを確認するものとする。

参考文献

- [1] <http://iridl.ldeo.columbia.edu/SOURCES/.ISCCP/figviewer.html?plotype=colors>
- [2] Kenichi Kimura and Mitsuhiro Udagawa, 雲量係数による曇天時日射照度の推定法: Environmental Engineering, 大会学術講演梗概集. 計画系 45(計画), Architectural Institute of Japan, pp.193-194, 1970, (in Japanese)
- [3] <http://eco.mtk.nao.ac.jp/koyomi/topics/html/topics2005.html>
- [4] <http://database.rish.kyoto-u.ac.jp/arch/jmadata/>
- [5] http://climate.geog.udel.edu/~climate/html_pages/download.html

脚注

¹結晶型については IEC 61215(Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval / First edition)、薄膜型については IEC 61646(Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval / First edition)、集光型については IEC 62108(Concentrator Photovoltaic (CPV) Modules and Assemblies Design Qualification And Type Approval)を参照のこと。

² IEC 61683(Photovoltaic systems –Power conditioners –Procedure for measuring efficiency)を参照のこと。

1.3.6 まとめ

今回、空気潤滑、廃熱回収、太陽光発電の3技術について、EEDIを計算・立証する方法を研究し、これを基にEE-WGへの提案文章、インフォメーションペーパーの形でまとめて提出した。参考資料として、これらの資料を添付する。なお、これら3技術以外にも有望な革新的なエネルギー効率技術は多数存在することを付記する。

2. 船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定

2.1 船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定に関する検討体制

2.1.1 代替燃料総合対策策定検討委員会

国際機関に我が国の意見を反映させつつ、他方でエネルギー効率向上と効果的な温室効果ガス等の排出削減に有望な代替燃料として LNG を燃料とする船舶の普及環境の整備に係る対策の策定のための調査を行うことにより、関連する研究開発や普及促進に寄与することを目的とした。

近年の燃料油価格の高騰や、温暖化効果ガスや NOx、SOx といった船用エンジンからの排ガスに対する規制強化等の趨勢を受けて、LNG を燃料とする LNG 燃料船への関心は、ますます高くなってきている。船級協会や造船所、エンジンメーカー等から数多くコンセプトシップやパイロットプロジェクトの発表が相次いでおり、インフラ面での対応等にまだ課題は残すものの、本格的普及が次第に視野に入りつつある段階に差し掛かっているといえる。

このような環境下、2010 年度の調査研究事業では、船用燃料として LNG を利用する際のインフラに関する調査や世界の各港湾の供給ガスの組成調査等を行い、主にインフラ面からの LNG を船用燃料として利用する際の課題について、調査を行った。

本年度の事業においては、LNG 燃料船の本格的普及の現実的可能性を前提として、その普及環境の整備のために必要と考えられる以下の 3 点について調査を実施した。

- (1) LNG 燃料船及びインフラに係る規制の課題整理
 - ・ LNG 燃料の船舶間移送の業界手順についてのレビュー
 - ・ IGF コードに関する検討状況のフォロー
 - ・ 港湾における LNG 燃料供給方法、インフラ整備に関する世界の動向調査
- (2) LNG 燃料船の経済運航実現に関する課題の検討
 - ・ 検討のための具体的な航路（内航及び外航）、運航条件の想定
 - ・ これらに適応する LNG 燃料船（内航及び外航）の要目等の取り纏め
 - ・ バンカリングを含む LNG 燃料船の運航オペレーション全体の検討
 - ・ 経済性確保に向けた課題の抽出及び解決方策の検討
- (3) LNG 燃料船に係る最新動向の整理
 - ・ 各種の実船建造計画の動向調査
 - ・ ガスエンジン、燃料タンク等の開発動向の調査

上記の調査研究および検討を行うために、有識者、海事産業界、関連団体より構成された委員会を設置した。なお、バンカリングに関する ISO 関連の整備のため、委員会の下部組織としてワーキンググループを立ち上げた。

○ 第1回代替燃料総合対策策定検討委員会

日時： 2011年5月26日(木) 13:30~15:30

場所： (財)日本船舶技術研究協会 4F 大会議室

議題： ① (財)日本船舶技術研究協会の LNG 関連委員会の活動状況等について
② LNG 燃料船導入促進事業の実施について
③ 最近の動向に関する情報提供
④ 本年度の調査研究計画 (案) について

○ 第2回代替燃料総合対策策定検討委員会

日時： 2011年7月28日 (木) 13:30~15:30

場所： (財)日本船舶技術研究協会 4F 大会議室

議題： ① 前回議事録の確認
② 新造船政策について
③ 経済運航実現に関する課題調査について
④ ISO ガイドライン (LNG 燃料船への供給設備) について

○ 第3回代替燃料総合対策策定検討委員会

日時： 2011年11月1日 (火) 15:10~16:20

場所： 東京ガス (株) 袖ヶ浦工場 LNG プラザ

議題： ① 前回議事録の確認
② LNG 燃料船の経済運航実現に関する F S 中間報告
③ 欧州地区・シンガポール地区調査報告
④ LNG ISO 対応検討ワーキンググループについて
⑤ LNG 基地 (東京ガス袖ヶ浦工場) 視察 (13:40~)

○ 第4回代替燃料総合対策策定検討委員会

日時： 2012年2月24日 (金) 13:30~17:00

場所： スタンダード会議室赤坂 7階 A 会議室

- 議題： ①前回議事録の確認
②講演「米国シェールガス革命と LNG 化の見通し及びその影響」
③講演「苫小牧における LNGSTS プロジェクトの紹介」
④LNG 燃料船の経済運航実現に関する課題の検討成果報告
⑤電気推進型内航船への LNG 焚き船適用可能性調査成果報告
⑥国際会議報告（2件）
⑦今後の展開について

○ 第1回 LNG ISO 対応検討ワーキンググループ

- 日時： 2011年9月13日（火） 13:30～17:00
場所： （財）日本船舶技術研究協会 4F 大会議室
議題： ①ワーキンググループの事業計画について
②ISO の PT1 の状況およびその対応について

○ 第2回 LNG ISO 対応検討ワーキンググループ

- 日時： 2011年10月25日（火） 13:30～15:30
場所： （財）日本船舶技術研究協会 4F 大会議室
議題： ①前回議事録の確認
②ISO の PT1 の状況およびその対応について

○ 第3回 LNG ISO 対応検討ワーキンググループ

- 日時： 2011年12月22日（木） 15:30～17:50
場所： （財）日本船舶技術研究協会 4F 大会議室
議題： ①前回議事録の確認
②ISO TC67 WG10 PT1 第2回会合の結果について
③ISO TC67 WG10 PT1 第3回会合の対応について

○ 第4回 LNG ISO 対応検討ワーキンググループ

- 日時： 2012年3月21日（水） 13:30～14:40
場所： （財）日本船舶技術研究協会 4F 大会議室
議題： ①前回議事録の確認
②ISO TC67 WG10 PT1 第3回会合の結果について

③ISO TC67 WG10 PT1 第4回会合の対応について

2.1.2 調査研究の概要

○調査研究名：「LNG 燃料船の経済運航実現に関する課題の検討」

LNG 燃料船の経済運航実現に関する課題の検討を行うために、NO_x3 次規制及び低硫黄燃料規制（ECA 外は硫黄分 0.5%、ECA 内は硫黄分 0.1%の LSFO）導入後を想定した油焼き船と LNG 燃料船について比較を実施した。具体的には、外航船については日本-欧州航路の 9,000TEU コンテナ船を、内航船については瀬戸内海を航行するフェリー（10,000 トンクラス、数百トンクラス）について、在来船の主要目、運航プロファイル、燃料消費量などを調査し、LNG 燃料船関連規則を踏まえ、LNG 燃料船のコンセプト検討（推進システム、LNG 燃料タンク容量、タンク配置、SCR 配置、バンカリング）を実施した。

その結果、9,000TEU クラスのコンテナ船については、全海域 LNG 焚きの場合には LNG タンク容量約 16,000m³、地中海 ECA のみ LNG 焚きの場合には LNG タンク容量約 5,000m³が必要であり、TEU 数を維持しつつ、主要目は船長のみを変える場合、それぞれ 45m、30m の船長増が必要となることが明らかになった。バンカリングは、STS（Ship to Ship）が現実的であり、現状の航行スケジュールに影響なく可能との検討結果が得られた。また、経済性については、DCF 法による評価では、LNG 燃料価格及び LSFO の燃料価格次第であるが、最近の LNG 価格の水準では、油焼き（LSFO 及び NO_x3 次規制対応以降、LSFO が C 重油の 1.5 倍と設定した場合）に比べて LNG 燃料を全海域で使用する場合、LNG 燃料船の方が経済性が優れているという結果が得られた。

内航船では、在来船と同様の航続距離の維持を前提として LNG 燃料タンク容量を決める場合、タンク寸法が大きくなり配置に検討が必要となるが、運航プロファイルに比べて在来船の燃料タンク容量が過大傾向にあるため、運航実態を踏まえた必要燃料量の検討を行うことにより、より余裕のある LNG タンクの配置が可能と考えられる。また、経済性については、DCF 法による評価では、最近の LNG 価格の水準では、油焼き（LSFO 及び NO_x3 次規制対応以降、LSFO が C 重油の 1.5 倍と設定した場合）に比べて大型・小型フェリー共に経済性が優れている結果が得られた。

外航・内航いずれの場合も、経済性は、NO_x3 次規制による SCR 装置導入、LNG 化に伴う船価の増加による影響は限定的であり、燃料（LSFO、LNG）価格が大きく影響する結果となった。

○調査研究名：「電気推進型内航船への LNG 焚き船適用可能性調査」

LNG 燃料船の実用化に際しては、船舶の安全性確保と高い経済性が求められる。IMO ですすめられている LNG 燃料船の安全要件に関する「IGF コード」策定作業への日本提案をベースに内航小型船に適用した場合の技術的課題と経済性評価をおこなった。今回の調査では内航小型船として JRIT が普及を促進している SES をモデルとし、複数の LNG 専焼の発電機関と A 重油焚き発電機関の組み合わせ船舶を想定し実施した。

その結果として、技術課題の抽出については、①ガスエンジンの開発促進、②LNG タンクおよび機器の標準化促進、③スーパーエコシップの普及促進、④燃料電池船の開発、⑤ LNG 焚き船の船種の拡大、などがあげられ、今後、LNG の供給体制や安全基準などのインフラ整備を進めながらハーモナイズしていくことが重要である。

一方、経済性評価については、省エネ設備の搭載による船価の上昇や貨物搭載容積の減少などによって運航経済性は非常に厳しい結果となった。しかしながら、CO₂ 等の排出低減による環境への効果が高く、沿岸地域の地方自治体の環境対応要求にも合致していることから、SES を前提とした LNG 燃料船の普及のためのさまざまな施策（規制緩和や LNG 価格対策など）を行うことで極めて有効な手段となりえることがわかった。

2.2 LNG燃料船の経済運航実現に関する課題の検討

2.2.1 調査研究の目的および内容

2.2.1.1 背景および目的

船舶からの排気ガス規制強化により、NO_x（窒素酸化物）、SO_x（硫黄酸化物）の上限値が厳しく規定され、さらには、トン・マイル当たりのCO₂排出量の規制に向けた議論が行われている。その解決策の1つとして、NO_x、SO_x、CO₂のいずれも大幅に削減できるLNG（液化天然ガス）を従来からの重油の代替燃料として利用することに期待が寄せられている。具体的には、ガス燃料の燃焼方式にも依るが、重油（A、C）に比べ、最大NO_xで約90%、SO_xでほぼ100%、CO₂で約25%の削減が見込まれる。加えて原油価格の高騰に伴い、在来型ガスだけではなく掘削技術向上によりシェールガスなどの非在来型ガス田での生産も採算に合ってきたことから、原油に比べ天然ガスは今後長期的には安定した価格にて供給されることが期待されている。さらに、原油から船用燃料油を製造するコストの上昇（SO_x排出抑制を目的とする低硫黄燃料の割高さ）やNO_xの削減対策となるSCR装置の設置を考慮すると、船舶におけるLNGへの燃料の転換は今後の世界共通のトレンドであると考えられる。

したがって、本検討では、外航船及び内航船それぞれについて実現可能性が高いものとして我が国関係者の関心が高い船種を対象に、それら船舶の概念を経済性評価を行うために必要な程度に固め、バンカリング等の船舶以外の要素も含めたトータルシステムとして見た場合の経済性を検討し、さらには経済的に成立させるための課題を明確化することにより、我が国におけるLNG燃料船の検討促進に資することを目的とする。

2.2.1.2 調査研究の内容

2.2.1.2.1 外航

対象船種は9000TEUクラスのコンテナ船、航路は日本－欧州航路でかつ地中海区域をECA海域と仮定する。

(1) 既存船の主要目及び運航実態の調査

対象船舶の経済性検討のベース作りを目的として、日本－欧州航路に就航している9000TEUクラスのコンテナ船の主要目、運航実態を把握するため、

- ◆ 船の主要目：全長、幅、深さ、喫水、総トン数、機関出力等
- ◆ 航路：主要発着港、1航海当たりの運航距離・航行時間
- ◆ 運航形態：運航速度、1年間当たりの航海数等
- ◆ 燃料消費燃料消費量
- ◆ バンカリング概要：バンカリングの場所、頻度等
- ◆ コスト構造

等について調査を行う。

(2) LNG 燃料コンテナ船のコンセプトの検討

(1)で検討した既存船をベースに、2016年以降の第3次 NOx 規制及び2020年ないし2025年以降の SOx 規制に対応した想定油焚船（以下、「ECA 対応油焚船」）を検討する。また、それをベースに LNG 燃料船とした場合のコンセプトを検討する。

LNG 燃料船のコンセプトは、

- ▶ 主要目は ECA 対応油焚船との比較を有意にするため、コンテナ積載数を同じとし、LNG 燃料船化にあたって主要目を変更する必要がある場合には、船長を変更する。
- ▶ 運航形態は ECA 対応油焚船と基本的に同じとし、運航速度を維持するために、必要に応じて機関出力を変える。
- ▶ LNG 燃料の使用海域は、ECA 海域のみのケースと、2020年以降の全海域(専焼船)の2パターンを検討する。

また、暫定 IGF ガイドライン等の安全基準を考慮して、

- ◆ ガス燃料貯蔵タンクの方式、容量、体積
 - ◆ 推進システム（機関形式、機関出力（主機、補機）、推進システムの方式等）
 - ◆ 主要機器の配置（ガス燃料貯蔵タンクの設置場所等）
 - ◆ 年間燃料消費量（LNG、液体油）等
- 等を検討する。

(3)経済性の評価

- ① LNG 燃料船と ECA 対応油焚船の初期コストの比較を行う。LNG 燃料船とした場合の追加費用および削減費用等については、造船所等からもヒアリングしつつ、価格を推定することとするが、未だ市場に出回っていない主要機器等の将来の価格推定が困難な場合等には、ある程度幅を持った価格設定に基づく複数のパターンを算出する。
- ② 運航コスト部分の比較については、ECA 対応油焚船の年間燃料コストと LNG 燃料船の燃料コスト（バンカリングに必要なコストも含む）を比較する。このほか、LNG 燃料船となることで、変動する可能性のある費用要素があれば、合わせて評価する。燃料コストについては、将来の価格見通しも踏まえ、いくつかの価格パターンを設定し比較する。以上の結果から、ECA 対応油焚船と LNG 燃料船のトータルコストを、コストの変動要因を複数のシナリオにまとめたうえで評価し、LNG 燃料コンテナ船のコスト面での課題の整理を行う。

2.2.1.2.2 内航

対象船種はフェリーとし、航行区域は全て ECA 海域と仮定し、10000 総トンクラス、及び数百トンクラスの2ケースについて検討する。

(1) 既存船の主要目及び運航実態の調査

対象船舶の経済性検討のベース作りを目的として、瀬戸内海に現在就航してい

る 10000 トンクラス及び数百トンクラスのフェリーの主要目、運航実態を把握するため船社等から以下について聞き取り調査を行う。

- ◆ 船の主要目：全長、幅、深さ、喫水、総トン数、機関出力等
- ◆ 航路：主要発着港、1 航海当たりの航行距離・運航時間
- ◆ 運航形態：運航速度、1 年間当たりの航海等
- ◆ 燃料消費量
- ◆ バンカリング概要：バンカリングの場所、頻度等
- ◆ コスト構造

(2)LNG 燃料フェリーのコンセプトの検討

LNG 燃料フェリーのコンセプトを 2.2.1.2.1 (2) と同様に検討する。

ただし、検討にあたっては下記を前提条件とする。

- ▶ 専ら LNG 燃料で運航するケースを想定する。

(3)経済性の評価

2.2.1.2.1 (3) と同様に経済性の評価を行う。

2.2.1.3 その他

経済性の評価にあたっては、船員費、メンテナンス費用、売船時の価格、保険料等の経済性に影響を与える可能性ある要素については考慮していない。

2.2.2 外航LNG燃料船

2.2.2.1 参照とした油焚船モデル

2.2.2.1.1 概要

LNG外航船のコンセプトを検討するための参照として、平成23年現在運行されている油焚船の主要目や航路などを調査した。その結果、日本—欧州航路にて運行されている9300TEUコンテナ船をモデルとした。航路規模やインフラ整備状況、およびLNG燃料にかかる理解度を鑑みると、船主をはじめとする関係者が最も関心の高い航路および船種であることが最も大きい理由である。これを油焚船（現存船）とする。

そしてLNGバンカリングの現状も踏まえつつ、LNG外航船のコンセプトはECA海域もしくは全海域にてLNGを焚いたとしてもコンテナの積載数をはじめとする当モデルにて提示する主要目（船長を除く）・運行条件を可能な限り確保することを基本方針とした。

2.2.2.1.2 油焚船（現存船）の主要目

9300TEUの油焚きコンテナ船モデルのコンセプト図を図2.1.2.1に示す。その主要目は以下の通りである。

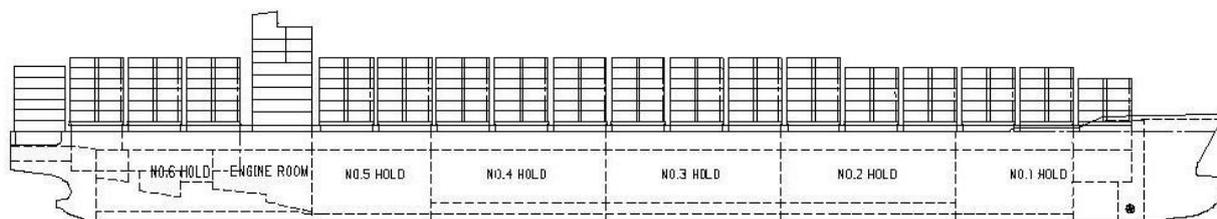


図2.1.2.1 9300TEU油焚きコンテナ船のコンセプト

主要目

船長Lpp	315.00m
船長Loa	332.15m
全幅	45.20m
深さ	26.80m
喫水	
計画運航	12.50m
夏期満載	14.00m
ブリッジ高さ	船底から57.6m
	甲板から31.2m
載貨重量	
計画運航喫水	約71,200ton
夏期満載喫水	約88,200ton
コンテナ積載量	
最大積載数	9144TEU
コンテナ配置	Mid-ship
ON DECK	18列8段
IN HOLD	16列10段
総トン数	105,644ton
計画速度	24.5knot
主機	DU WARTSILA 11RT-flex96C×1機
連続最大出力	58,400kW×99.5rpm
常用出力	45,120kW×91.3 rpm

2.2.2.1.3 航路

モデルとする航路を図2.1.3.1に示す。航路は東シナ海、マラッカ海峡、インド洋、スエズ運河、地中海、ジブラルタル海峡、ケルト海、ドーバー海峡を経由する日本ー欧州間で、航行速度19knotで片道約35日、往復で約70日要する。

なお、本調査では、ECA海域として地中海全域(7,128マイル)及び日本沿岸域の沿岸(ECAなし(0マイル)、50マイル、100マイルの3ケース)と仮定し検討した。

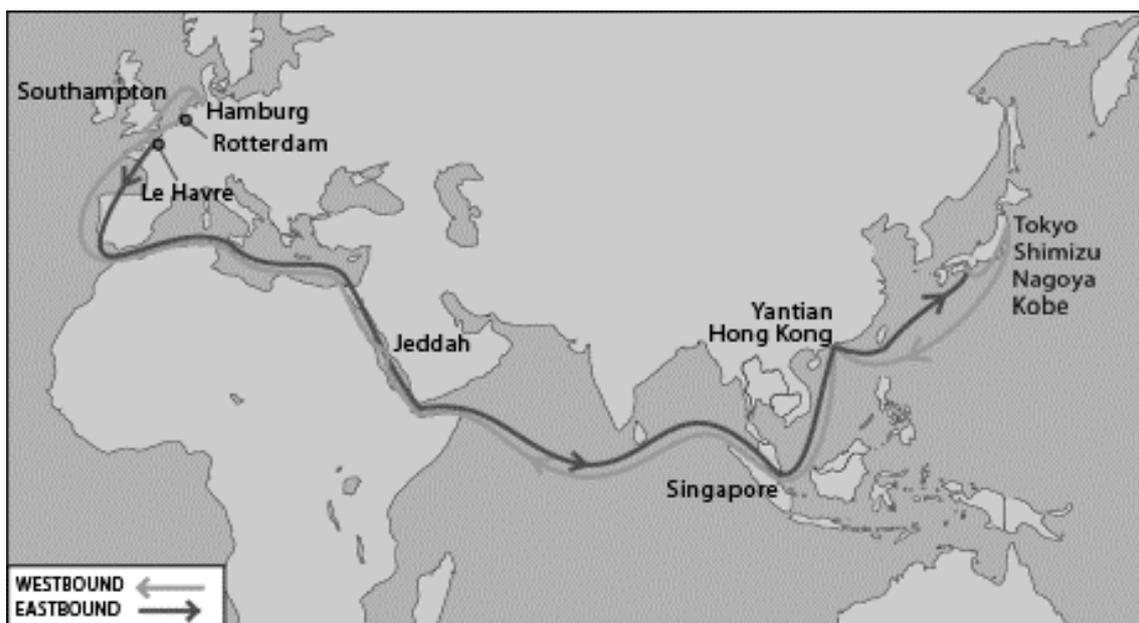


図2.1.3.1 9300TEU油焚きコンテナ船のモデル航路

2.2.2.1.4 運航形態

表2.1.4.1に各港間の所要日数を示す。表中の略称についてUKBは神戸港、NGOは名古屋港、SMZは清水港、TYOは東京港、YTNは深圳港、HKGは香港港、SINはシンガポール港、JEDはジッダ港、RTMはロッテルダム港、HAMはハンブルグ港、SOUはサウサンプトン港、LEHはル・アーブル港である。

モデルとなる9300TEU油焚きコンテナ船が所属する船団が各停泊港に到着・出発する曜日を表2.1.4.2に示す。この欧州航路において停泊する多くの港にて荷役等に要する時間は一昼夜以内である。該当する国内港の内、神戸港では土曜日18時から翌日曜日17時までの23時間、東京港では水曜日8時から翌木曜日17時までの33時間、それぞれ停泊する標準スケジュールが組まれている。ロッテルダム港では木曜日に到着し土曜日に出港するスケジュールが組まれている。資料によると、補油時間は10時間、補油速度は400～500m³/hである。

2.2.2.1.5 燃料消費

現存の油焚船の燃料消費量は実績からわかるが、E C A対応船との比較を行うため、一往復（ラウンド）分の燃料消費量を以下のように区分けした。まず第3次NO_x規制導入後を想定し、ECAは地中海全域と日本沿岸から0マイル、地中海全域と日本沿岸から50マイル、地中海全域と日本沿岸から100マイルの3ケースを設定した。そして、航行時の平均船速を19ktとし、主機馬力は22,000 kWとし、各区間の海マイルから所要時間を計算し、主機の実績平均燃費をかけて主機燃料消費量を計算した。出入港時（パイロット乗船時）も同様に平均燃費と時間をかけて燃料消費量を算出した。補機については、航海中と停泊中の各々の発電電力から航海時と停泊時（出入港時含む）の時間を算出し、補機の実績平均燃費をかけて補機の燃料消費量とした。ボイラーの燃料消費は実績をみて決めた。

表2.1.4.1 各港間の所要日数

W/B	JED	RTM	HAM	SOU	LEH	E/B	SIN	HKG	YTN	UKB	NGO	SMZ	TYO
UKB	23	32	34	37	39	RTM	26	30	31	35	37	38	39
NGO	21	30	32	35	37	HAM	24	28	29	33	35	36	37
SMZ	21	30	32	35	37	SOU	22	26	27	31	33	34	35
TYO	19	28	30	33	35	LEH	20	24	25	29	31	32	33
YTN	14	23	25	28	30								
HKG	14	23	25	28	30								
SIN	9	18	20	23	25								
JED	-	9	11	14	16								

表2.1.4.2 各停泊港に到着・出発する曜日のリスト

Origin	ETA/ETD
Kobe	SAT/SUN
Nagoya	MON/TUE
Shimizu	TUE/TUE
Tokyo	WED/THU
Yantian	MON/TUE
Hong Kong	TUE/TUE
Singapore	FRI/SUN
Jeddah	TUE/TUE
Rotterdam	THU/SAT
Hamburg	SAT/MON
Southampton	TUE/WED
Le Havre	THU/FRI
Singapore	THU/FRI
Hong Kong	MON/TUE
Yantian	TUE/WED
Kobe	SAT/SUN

Turnaround days 70
Weekly/Fixed Day Service

ECAについての各ケースにおける航路の内訳を表2.1.5.1に示す。なお、ECA導入後も導入前と比べて航路は変更しないとの前提でECA海域での航行距離を求めた。この前提において、日本のECAを沿岸から0マイルから沿岸から50マイルに変更することで、ECA海域の航行距離は481海マイル分増加する。さらに100マイルに拡大すると、ECA海域の航行距離は518海マイル分増加することになる。

表2.1.5.1 ECA設定に対する油焚きコンテナ船の路程

単位：海マイル

		ECA海域	その他	計
日本ECA なし (0マイル)	日本 (港数4)	0	381	381
	日本～スエズ (港数5)	0	8,090	8,090
	EU (港数5)	7,128	0	7,128
	スエズ～日本 (港数3)	0	7,909	7,909
	計	7,128	16,380	23,508
日本ECA 50マイル	日本 (港数4)	481	0	481
	日本～スエズ (港数5)	0	8,040	8,040
	EU (港数5)	7,128	0	7,128
	スエズ～日本 (港数3)	0	7,859	7,859
	計	7,609	15,899	23,508
日本ECA 100マイル	日本 (港数4)	581	0	581
	日本～スエズ (港数5)	0	7,990	7,990
	EU (港数5)	7,128	0	7,128
	スエズ～日本 (港数3)	0	7,809	7,809
	計	7,709	15,799	23,508

補油地； ロッテルダム
 補油時間： 10時間
 補油レート： 400～500m3/h

これを元にした各ケースにおける燃料油の消費量の試算結果を図2.1.5.1～図2.1.5.3に示す。それぞれの図においてME FOCは主機での燃料油の消費量を、DG

FOCは補機発電機での燃料油の消費量を、BLR FOCはボイラーでの燃料油の消費量をそれぞれ示す。ボイラー消費量は少ないためグラフにはほとんど見えない。なお、停泊中には出入港時のパイロット乗船中の燃料消費も含む。

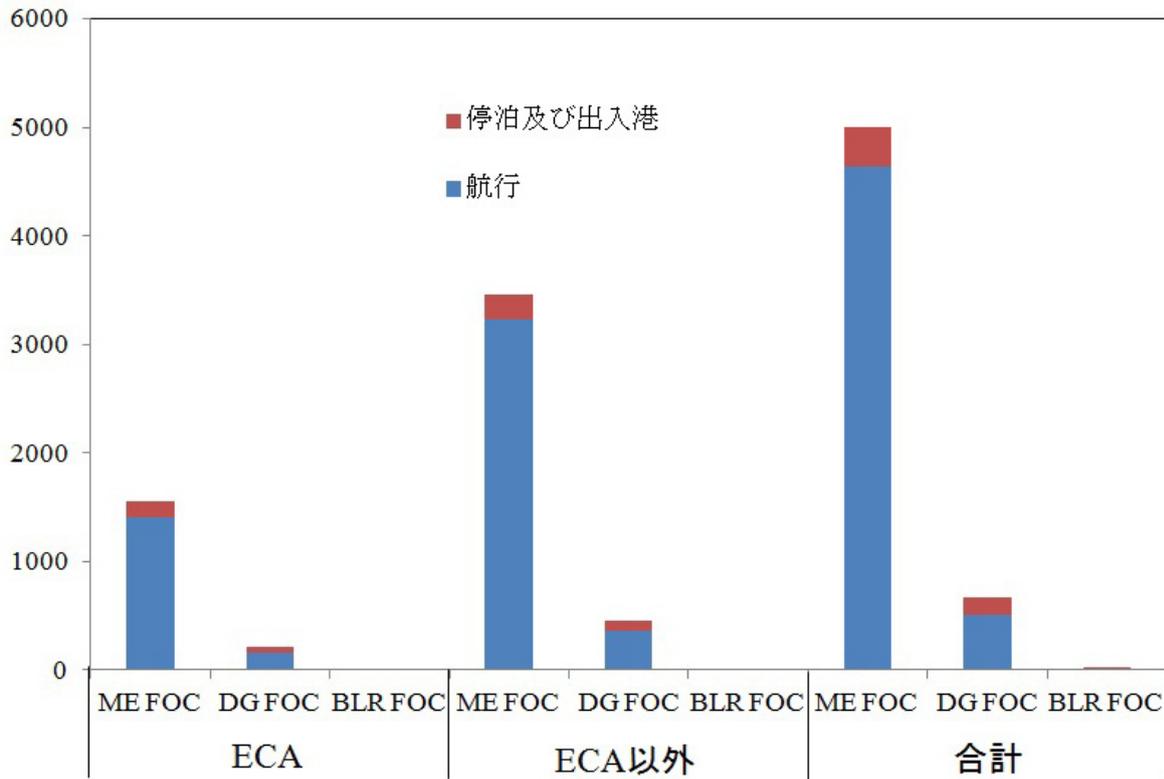


図2.1.5.1 油焚きコンテナ船の燃料消費量、日本沿岸ECAなし（単位：ton）

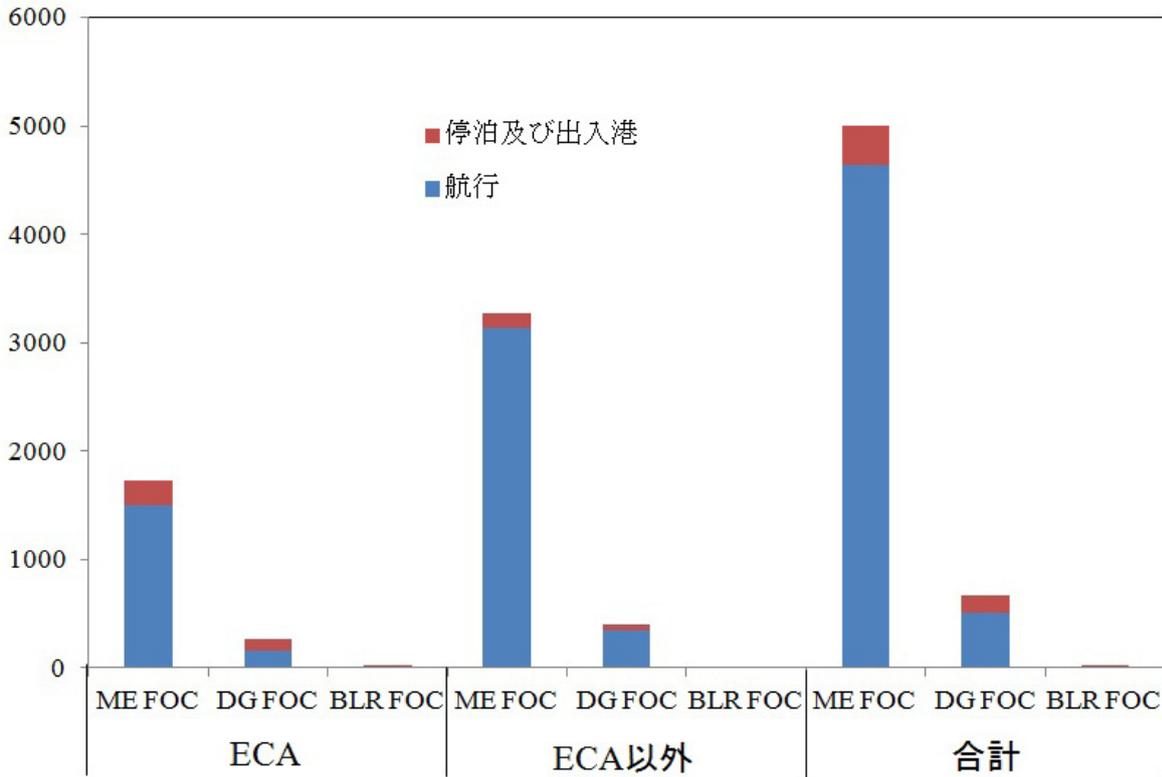


図2.1.5.2 油焚きコンテナ船の燃料消費量、日本沿岸ECA50マイル（単位：ton）

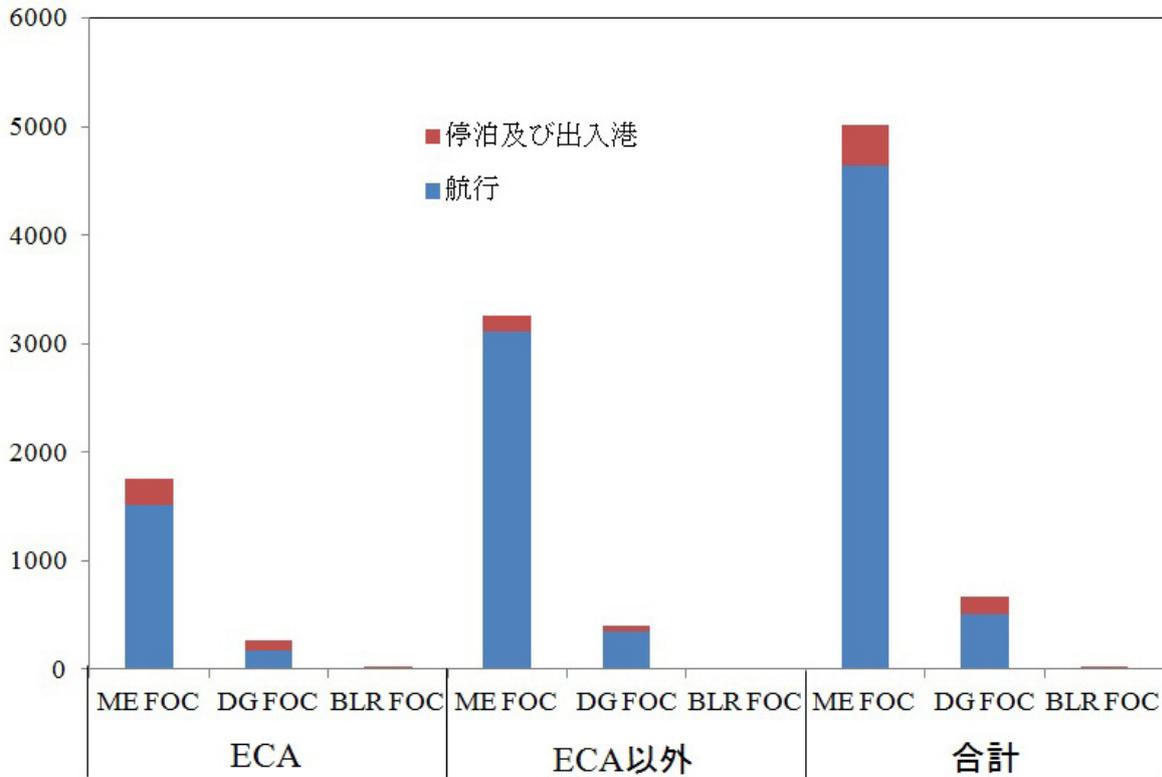


図2.1.5.3 油焚きコンテナ船の燃料消費量、日本沿岸ECA100マイル（単位：ton）

2.2.2.1.6 コンテナ船の傭船料等のコスト構造

モデルとした9300TEUの油焚コンテナ船のコスト構造として下記の数値を用いた。

- 一般マーケットベースの傭船料 US\$3,350,000
1ラウンド航海（70日）当りの数値（資本費、船費、店費を含む）である。
- 港費・運航費 US\$1,800,000
同じく1ラウンド航海（70日）当りの数値である。
- 燃料油単価マーケット価格
 - ロッテルダム船用重油（高硫黄分） US\$660/Mt
 - ロッテルダム船用ガスオイル（0.1%低硫黄分） US\$990/Mt
 - （参考：東京船用ディーゼルオイル（1.5%硫黄分） US\$1,080/Mt）

引用 http://www2.nykdline.com/liner/service_network/eu_loop_a.html

2.2.2.2 LNG燃料コンテナ船のコンセプト検討

2.2.2.2.1 概要

LNG燃料船として主機や補機のガスエンジンの検討、LNG燃料として必要な燃料タンクの種類や配置、燃料ガス供給システム、LNGバンカリングシステム等の機器付帯設備の検討、NO_x対策としてのSCR脱硝装置の配置、検討を行った。

LNG燃料の使用は日本—欧州航路の全海域において使用する場合とECA海域のみで使用する場合の2ケースについて検討した。ECAの設定については、バルチックE海等の既存ECAと地中海を全域ECAとした。我が国のECAについては議論の途中であり、沿岸0マイルと50マイル、100マイルをECAとする3ケースについて検討した。

2.2.2.2.2 LNG燃料船コンセプトの基本方針

2.2.2.1で参照とした油焚船と基本的な主要目、コンテナ積付数、運航プロファイル（航路、運航速力、運航スケジュール）を同じとしてLNG燃料コンテナ船のコンセプトを検討した。従い、計画速力は油焚船と同じである。LNG燃料タンクの大きさの検討に当たっては、2.2.2.1で参照した油焚船の現状の運航速力（減速運転）での1ラウンドトリップ分の油燃料消費量をベースにしてLNG燃料消費量を計算し、LNG燃料タンクの大きさを決めた。

LNG燃料タンクの容量は、船社等の意見を踏まえ、1ラウンドに1回消費量の全量を国内にて補給する計画で、余裕を見て1ラウンドトリップ消費量の1.5倍の容量とした。これはある港で1回LNGの補給に失敗しても、半航海は持続できる余裕がある。また、油燃料タンクについてはスペース上特に変更せず、LNG燃料船にもそのまま残した形にしている。

2.2.2.1で参照とした油焚船と同一運航プロファイルで同一船速、同一コンテナ積付数を揃えることを基本方針としているので、追加されるLNG燃料タンク等の必要スペースを検討するに当たり、主要目（全長、型幅、型深）のうち、型幅、型

深は油焚船と合わせ、全長を増加することで必要スペースを確保し、コンテナ積付数を油焚船と同じとするようにした。さらに、船長増加による同一計画船速を保つため主機必要馬力の計算は海技研所有のソフト（Hope Light）により計算し、それを踏まえてLNG燃料消費を求めた。

2.2.2.2.3 主機および推進システム

2.2.2.1で参照とした油焚船は低速ディーゼル主機プロペラ直結推進システムであり、LNG燃料船ではこの低速ディーゼル機関をガスインジェクション低速機関に置き換えることを基本とした。また、推進システムの候補として中速リーンバーンDF機関の電気推進システムも検討した。

LNG燃料船は第3次NO_x規制及びSO_x規制導入(ECA対応)後における就航を想定しており、NO_x規制は一般海域ではTier II 規制に、ECA海域ではTier III 規制に適合したエンジンとした。このため、Tier II 対応による燃費の悪化とガスインジェクション低速機関ではNO_xの処理装置が必要であるが、本調査ではSCR脱硝装置を設置する計画とした。なお、機関がリーンバーンガスエンジンの場合はNO_x処理装置は不要である。リーンバーンガスエンジンのメタンスリップについては何らかの後処理装置が必要となるかもしれないが、ここでは検討していない。

主機等の推進システムの主要目と平均燃料消費率を表2.2.3.1に示す。

表2.2.3.1 推進システムの主要目比較

		油焚船 (現存船)	油焚船 (ECA対応船)	LNG船 (ECAのみ使用)	LNG船 (全海域使用)	LNG電気推進船 (ECAのみ使用)	LNG電気推進船 (全海域使用)
		A-1	A-2	B-1	B-2	C-1	C-2
推進システム		低速主機直結	低速主機直結	低速主機直結	低速主機直結	中速電気推進	中速電気推進
平均速力	kn	19	19	19	19	19	19
船長 Lpp	m	315	315	345(*1)	360(*1)	345(*1)	360(*1)
船体 B X D	m	45.2X26.8	45.2X26.8	45.2X26.8	45.2X26.8	45.2X26.8	45.2X26.8
計画喫水	m	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
プロペラ駆動力	kW	22000	22000	23100(*2)	23650(*2)	23100(*2)	23650(*2)
平均熱効率(油換算)	g/kWh	170	174(*3)	174(*3)	174(*3)	185(*4)	185(*4)
NOx対応		Tier I 対応	Tier II/III対応	Tier II/III対応	Tier II/III対応	Tier II/III対応	Tier II/III対応
主機		低速ディーゼル	低速ディーゼル	ガスインジェクション	ガスインジェクション	リーンバーンDF	リーンバーンDF
形式		11RT-flex96C	11RT-flex96C	11K98ME-GI	11K98ME-GI	16V50DF	16V50DF
台数	台	1	1	1	1	4	4
カタログ出力	kW	66,330	66,330	66,220	66,220	4X15,200	4X15,200
本船MCO	kW	58,400	58,400	58,400	58,400	4X15,200	4X15,200
補機		中速ディーゼル	中速ディーゼル	リーンバーンDF	リーンバーンDF	リーンバーンDF	リーンバーンDF
形式				6L34DF	6L34DF	6L34DF	6L34DF
台数		4	4	4	4	1	1
カタログ出力	kW	2,900	2,900	2,700	2,700	2,700	2,700
平均出力(航海中)	kW	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
平均出力(停泊中)	kW	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
平均燃費(油換算)	g/kWh	217	217	217	217	193(*5)	193(*5)
主補機メイン使用燃料							
ECA内(*6)		LSFO	LSFO(0.1%S)	LNG	LNG	LNG	LNG
ECA外		HFO	LSFO(0.5%S)	LSFO(0.5%S)	LNG	LSFO(0.5%S)	LNG
ボイラ形式		油焚	油焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚
SCR脱硝装置							
主機		-	要	要	要	-	-
補機		-	要	-	-	-	-

(*1)・・・LNG船のLppを油炊船に比べてECAのみLNG使用は30m増、全海域LNG使用の場合45m増加。
 (*2)・・・プロペラ駆動力はコンテナ数をキープするために船長(Lpp)を増加し、同一船速を得るための駆動力で、DW/LWの推定から、海技研が保有する計算プログラム(HOPE)で計算したものである。詳細は別資料参照。
 (*3)・・・Tier II 対応による燃費悪化考慮(2%)
 (*4)・・・発電効率97%、電気推進効率95%を考慮。
 (*5)・・・効率の良い主発電機での発電効率を考慮。
 (*6)・・・将来のECAについては現存ECAと地中海を全域ECAと仮定し、日本については沿岸0(ECA無)と沿岸50、100マイルの3ケースを仮定する。

2.2.2.1で参照とした油焚船(現存船)(A-1)の主機は11シリンダーの低速ディーゼル機関(11RT-flex96C)でNOx Tier I 規制適合としており、減速運転平均速力19knの平均出力は22,000kwで本船MCO出力の約38%である。2.2.2.1.5に記された燃料消費量から計算した平均燃費は170g/kwhと計算される。また、補機発電機は中速ディーゼル機関4台装備されており、2.2.2.1.5に記された平均出力から計算した平均燃費は217g/kwhと計算される。現存船においても既存のECAでの燃料S分規制やEUでの港での燃料S分規制があるが、主使用燃料油は主機、補機共にいわゆるバンカー油のHFOであり、比較を簡単にするため全量HFO使用とした。

油焚船(ECA対応)(A-2)はNOx Tier II/Tier III 対応船であり、Tier II による主機燃費の悪化を2%と仮定し174g/kwhとした。補機については燃費の悪化は考えていない。また、油焚船(ECA対応)(A-2)は2020/25年の燃料硫黄グローバル規制も考慮し、ECA内では0.1%S分燃料、ECA外では0.5%S分燃料を焚くものとしてLNG燃料船との燃料経済性等を比較した。

LNG船(ECAのみ使用)(B-1)は主機をガスインジェクションディーゼル機関(11K98ME-GI)で、補機は中速リーンバーンDF機関(6L34DF)とし、熱効率(燃費)は基本的にA-2船と同じとした。2.1.で参照とした油焚船のコンテナ搭載数を維持するためには、LNG燃料タンク設置スペース分として船長(Lpp)を30m長くする必要がある。併せて、船長延長後においても、2.2.2.1.で参照とし

た油焚船の航海速度19knを維持するために平均航海出力を5%増加し23,100kwとした。LNG船（全海域使用）（B-2）の場合も主機等は同じであるが、LNGタンクスペースの関係上Lppを45m延長し、同一航海速度19knを維持するため、平均出力は7.5%増加し23,650kwとした。

船長（Lpp）を増加した時の船速維持の為の海技研所有のプログラムHope Lightによる計算例を表2.2.3.2に示す。表は15mと30m増加した場合の計算例であるが、それぞれ2.5%、5%馬力増となるため、45m増加の時は7.5%馬力増とした。

LNG電気推進船も同様にECAのみLNG使用（C-1）船と全海域LNG使用（C-2）船を検討した。主機は中速リーンバーンDF機関（16V50DF）で、発電効率、変換効率等の電気推進効率を考慮して熱効率を悪くし平均燃費は185g/kwhとした。一方、補機については通常航海中は主機で発電できるため効率が良く、停泊時の悪化分を考慮しトータルとして平均燃費を193g/kwhとした。

2.2.2.2.4 油焚船（現存船）、油焚船（ECA対応）、LNG船の燃料消費量比較

A-1船の使用燃料油はいわゆるバンカー油で3.5%S分までのHFOとし、A-2船の燃料油については将来の硫黄規制を考慮し、ECA内は低硫黄燃料LSFOの0.1%S分の燃料を、ECA外の一般海域でも低硫黄燃料LSFOの0.5%S分の燃料を使用するとし、HFOの使用は無いとした。

LNG船の主機ガスインジェクションME-GI機関はガス燃料の引火の為のパイロット燃料油が必要で、パイロット燃料油の最小割合は100%負荷時において全燃料熱量の5%相当である。パイロット燃料油の噴射量は通常固定されており、負荷が下がるとメイン燃料が減り相対的にパイロット燃料油の割合は増えることになる。本船は減速運転で平均負荷は38%MCOであることから、パイロット燃料油の割合を本船の平均負荷で10%とした。また、ME-GI機関は主機負荷25%未満等の低負荷では確実な運転を行うため全量パイロット燃料油を使用し、ガス燃料は使用しない。そのため、本検討では、港湾内のパイロット乗船中の運転時間はパイロット燃料油のみ使用とした。パイロット油はECA内は0.1%S分、ECA外は0.5%S分のLSFOを使用するとした。

中速リーンバーンDF機関もパイロット燃料油が必要で、DF機関メーカーのカタログ値を踏まえ100%負荷時全燃料熱量の1%相当とし、本船の平均負荷では全熱量の3%相当をパイロット燃料油とした。本パイロット油も低速機関と同じとした。

ボイラーは、油焚船では油焚を、LNG船ではLNG焚とした。

SCR脱硝装置の寸法についてはNO_xテクニカルコードに従って計画し、本船MCO出力をベースに検討している。還元剤である尿素水の必要数量は油換算燃料消費量の数量の10%としている。使用尿素水は尿素の割合が40%のものである。

ME-GI機関はLNG燃焼時、油燃焼に比べNO_x排出量が10%以上少ないことから、尿素水の使用量を油焚船に比べ10%減とした。

船種別（A-1、A-2、B-1、B-2、C-1、C-2）に燃料及び尿素の消費量を総括したグラフを図2.2.4.1に示す。LNGの単位はタンク容積の関係からm³単位とし、油の単位はtonとした。

表2.2.3.2 Hope Lightによる馬力の推定計算例

9300TEUコンテナ船の軽荷重量(Lw)及び必要馬力の推定													
主要目		現状船	LNG焚船A	LNG焚船B									
全長	m	332.15	347.45	362.15									
Lpp	m	315	330.3	345									
幅	m	45.2	45.2	45.2									
深さ	m	26.8	26.8	26.8									
船速	kt	19	19	19	一航海の平均船速								
馬力	kW	22,000	?	?	一航海の平均馬力								
喫水	m	12.50	12.50	12.50	実喫水は不明				12.5mを使用				
載貨重量	DW (t)	71,200	72,200	73,200					0				
(内訳)													
貨物重量	Wc (t)	56,200	56,200	56,200									
燃料重量	Wf (t)	10,000	11,000	12,000									
バラスト重量	Wb (t)	5,000	5,000	5,000					Ballastの要否不明				
軽荷重量	LW (t)	28,500	30,800	32,800					0				
(内訳)													
船殻重量	Wh (t)	22,000	24,000	25,900									
船装重量	Wf (t)	2,000	2,100	2,200									
機装重量	Wm (t)	4,000	4,200	4,200									
電装重量	We (t)	500	500	500									
排水量	△ (t)	99,700	103,000	106,000					△= DW + LW				
Cb		0.545	0.537	0.530									
HOPE推定値		V	BHP	V	BHP	V	BHP	V	BHP (kW)			比	
		(kts)	(kW)	(kts)	(kW)	(kts)	(kW)	(kts)	①現船	②A船	③B船	④=②/①	⑤=③/①
		17.45	12,687	17.49	13,153	17.53	13,591	17.5	12,800	13,173	13,532	1,029	1,057
		17.92	13,734	17.96	14,242	18.00	14,720	18.0	13,940	14,324	14,715	1,028	1,056
		18.38	14,880	18.43	15,390	18.47	15,909	18.0	13,940	14,324	14,715	1,028	1,056
		18.85	16,131	18.90	16,655	18.95	17,170	18.5	15,185	15,572	15,977	1,025	1,052
		19.32	17,493	19.37	18,027	19.42	18,556	19.0	16,552	16,931	17,337	1,023	1,047
		19.79	18,981	19.84	19,517	19.89	20,054	19.5	18,056	18,417	18,811	1,020	1,042
		20.25	20,612	20.31	21,141	20.36	21,678	20.0	19,714	20,045	20,419	1,017	1,036
		20.72	22,406	20.78	22,916	20.83	23,444	20.5	21,541	21,831	22,178	1,013	1,030

◆ 現状船
 ■ LNG焚船A
 ▲ LNG焚船B
 — 多項式(現状船)
 — 多項式(LNG焚船A)
 — 多項式(LNG焚船B)

$y = 24.176x^3 - 1147.5x^2 + 20250x - 118989$
 $y = 20.666x^3 - 924.28x^2 + 15581x - 87191$
 $y = 21.135x^3 - 929.9x^2 + 15313x - 83666$

19ノット前後で、およそ2.5%の馬力増加になる。
 19ノット前後で、およそ5%の馬力増加になる。

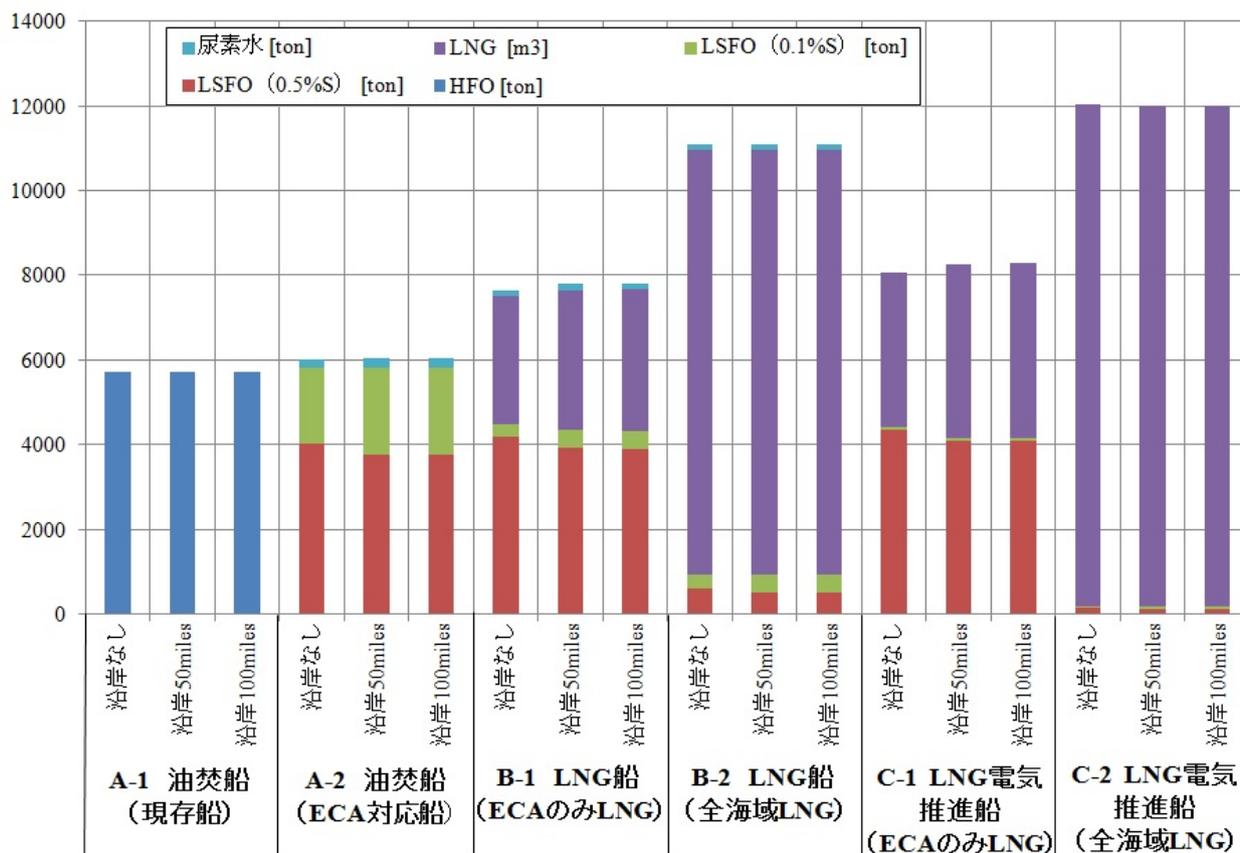


図2.2.4.1 1ラウンドトリップでの燃料消費量総括
 (「沿岸なし」、「沿岸50mile」、「沿岸100mile」は日本沿岸ECAがなし、50マイル、100マイル、をそれぞれ示す)

2.2.2.2.5 LNG貯蔵タンクの仕様

(i) LNGタンクの仕様検討条件

コンテナ船に積載するLNG貯蔵タンクの仕様について検討した。この仕様はLNG燃料船の関連規則であるIGCコード、IGFコード案（現在IMOにて審議中）、IGF暫定ガイドライン、船級が発行している関連ガイドラインへの適合を前提とした。IGFコード案の審議においてタンク外壁と船舶側壁との距離に関する規定についてはIGF暫定ガイドラインに比べ緩和の方向で現在IMOで審議が進んでおり、これを踏まえて、本調査ではその緩和案を踏まえて検討することにした。

LNGタンクの仕様を検討するための条件を以下に挙げる。

- ① タンクの容量は1ラウンド燃料消費量の1.5倍の容量とする。

前項にて挙げた油焚きコンテナ船の燃料タンク容量が通常1.5~2ラウンド程度であること、並びに航路の寄港地における船用LNGのバンカリングおよびLNGチェーンに関わるインフラの整備状況を踏まえて、日本で1ラウンド分のLNGを補給し、航海が予定通り終了して日本に戻った際になお0.5ラウンド分のLNGが残っている状態にするのが現実的であると判断し、タンク合計で1.5ラウンド分のLNGが積載可能な容量にする方針とした。

- ② タンクは地中海ECA海域のみLNGを使用する場合と全海域にてLNGを使用す

る場合の2つを想定する。

QUANTUM9000をはじめとして過去提案された LNG 外航船のコンセプトの多くは ECA 海域のみに LNG 燃料を使用する前提でタンクの仕様を検討している。一方で将来 SOx 規制がさらに強化され ECA 以外でも低硫黄燃料の使用が義務づけられる可能性も無視できない。それを考慮し LNG タンクは、小容量が見積もられる地中海 ECA 海域のみ LNG を使用する場合だけではなく、大容量が見積もられる全海域にて LNG を使用する場合も検討することにした。

- ③ 推進システムは低速直結の場合と中速電気推進の場合、双方を想定する。

環境への負荷軽減を目的に外航船にも将来電気推進が普及する場合を見越して、LNGを燃料とする中速電気推進の場合も検討することにした。

- ④ タンク形式はType BとType Cの両方を検討する。

Type B タンクは、船形に合わせてタンクの形状や容量が決められる。通常は直方体状で耐スロッシング性を考え内部で分けられ、大気圧貯蔵であるが、部分二次防壁が要求される。一日当たりの LNG 蒸発量の指標となる BOR は 0.14~0.2%である。主に IHI マリンユナイテッド(日)が SPB(Self-supporting Prismatic Type B Tank System) 型として多くの LNG タンカーにて採用、建造した実績がある。

一方 Type C タンクはいわゆる圧力容器で二次防壁は要求されない。タンク形状は通常は円筒形状だが二つのタンクを繋ぎあわせたバイロブ状容器も造られている。こちらも耐スロッシング性に優れており、BOR は 0.21~0.23%である。大容量のものは TGE-Marine (独) で 20,000m³ の容量のものが建造実績がある。小型のものが主に北欧の LNG フェリー用タンクとして使われている。どちらも一長一短の特徴があることからそれぞれの容器を使用した場合を検討することにした。

- ⑤ タンクの断熱材厚さは300mmとする。

タンクの種類によらず、既存の LNG タンクの断熱材が 300mm 以上の厚さにしていることから、これを踏襲することにする。

- ⑥ LNG タンクを複数配置させる場合、隣り合うタンク外壁間の距離は 380mm 以上とする。

これは IACS の共通解釈を踏襲することにした。

- ⑦ Type C タンクは横置きで船長方向の配置を想定する。

Type C タンクは配置の柔軟さが特長の一つであり、例えば前述の QUANTUM 9000 は縦置き (鉛直方向) に Type C タンクを配置している。Type C タンクを船体内に配置させる場合そのパターンは以下の 4 つが考えられる。

- ・パターン1：横置き、船幅方向に配置
- ・パターン2：横置き、船長方向に配置
- ・パターン3：縦置き、船幅方向に2本配置
- ・パターン4：縦置き、船幅方向2本×船長方向2本、合計4本配置

このうち、パターン1は他のパターンよりスロッシングの影響が高いと予

想される。パターン3は特に全海域LNGを使用するケースでは大型化し、タンクの高さはデッキを越えてブリッジのそれに近くなり、航行時の視界をタンクが塞ぐおそれがある。加えてLNGタンクの自重により船体中央部への応力集中が生じる可能性がある。パターン4も高さはパターン3より抑えられるものの同じ問題が生じうる。

以上の考察から、Type Cタンクはパターン2：横置きで船長方向の配置、で検討する方針とした。

⑧ LNGタンクの配置に伴う船長の増加は15m単位とする。

LNGを燃料としてもコンテナ船のコンテナの積載量を確保するためにはLNGタンクの直上にあるデッキにもコンテナを積載（ただし、コンテナとLNGタンクの間にはコンテナ落下時の安全確保のために十分丈夫なカバー構造物を設置する）することが有効であると考えた。40feetコンテナ1列分もしくは20feetコンテナ2列分をそのデッキ上に積載することを想定し、LNGタンクの配置に伴う船長の増加分は15m単位（15m、30m、45m、...）に設定することとした。

⑨ タンク配置に関する規定

高さ方向の制限についてはLNG燃料船関連規則によると船底外板から船幅Bについて $B/15$ と2mの短い方の距離以上離すこととされている。当該船に適用すると $B=45.20\text{m}$ より $B/15=3.01\text{m}$ と2mよりも長くなるので、タンクは船底外板から2m以上離すことになる。船体内に収める場合のタンクの高さ制限は船体深さ26.80mより24.8mになる。

船幅方向の制限については、LNG燃料船関連規則による旅客船以外の船幅方向の制限についてはdを制限長さとする、

- タンク容量（V）が $1,000\text{m}^3$ 以下の場合、 $d=0.8\text{m}$
- Vが $1,000\text{m}^3$ 以上 $5,000\text{m}^3$ 未満の場合、 $d=0.75+V\times 0.20/4,000\text{ m}$
- Vが $5,000\text{m}^3$ 以上 $30,000\text{m}^3$ 未満の場合、 $d=0.8+V/25,000\text{ m}$

の代替規則の適用が可能とされている。タンク容量は、複数搭載する場合は個々のタンクのものである。本調査においては代替規則を考慮する方針とした。

またタンクは主機の前方に隣接させる。LNG燃料船関連規則より、TypeBを採用する場合は部分的に二次防壁を設ける必要がある一方、TypeCを使う場合主機とタンクとの間にコファダムの設置が必要ないとした。

⑩ タンク内圧に関する規定

LNG燃料船関連規則によると最大許容作動圧力を10bar(=1MPa)として密閉区画で貯蔵することができるのとことである。従って通常使用時はこれより低い内圧に設定した。

⑪ 視界に関する規定

SOLAS（海上における人命の安全のための国際条約）要件によると、甲板上のコンテナは船橋（ブリッジ）からの視界を妨げない範囲で積付けを行う必要があり、船首から前方水面までの視界がLoaの2倍もしくは500mの短い方以内とすることが求められる。

本調査では船長の延長に伴う視界に関する検討も行う。水面は満載状態での平均喫水を14mでかつ船首方向に2m上向きのトリムを仮定した。すなわちLpp船首位置における喫水が15m、同船尾位置における喫水が13mとし、その延長線に見通し線の先端があるとした。LNGタンクの配置により上記要件を満たさない場合は、甲板上のコンテナ配置や船橋の位置を見なすことにした。

(ii) 充填率の検討

LNG燃料船関連規則によると、Type Cタンクでは標準温度（IGCコード15.1.4で定義。LNGの圧力と温度を制御する装置を搭載している場合は積荷終了時、輸送中又は荷役時での貨物温度のうち大きい方）において満杯の98%を越えて充填してはならない、外部から加熱される可能性が非常に小さい場合でも個別審査にて95%を越えることはないとする。したがって95%以上の充填は控えるべきである。

温度と圧力に対する充填率の制限について、関連規則では以下の相関式を提示している。

$$LL = FL \frac{\rho_R}{\rho_L} \quad (2.2.5.2.1)$$

LLは積荷時の温度および圧力についての充填率制限値、FLは積付制限値で前述より98%としている。 ρ_R は基準温度でのLNG比重、 ρ_L は積荷時の温度及び圧力でのLNG比重で大気圧でのLNG比重0.42を採る。タンクの最大許容設定圧力（MARVS）と関連づけると、MARVSを高く設定すると ρ_R が下がることでLLは低下する。そのため必要量のLNGを貯蔵するためにはタンクの容積を大きめに設定しなければならず、その分を確保するためにさらに船長を長くしなければならない。このことからType Cタンクにおける試算ではMARVSは0.147MPa（ゲージ）、基準温度をこの圧力に対する飽和温度-149℃、 $\rho_R=0.40$ とした。これによりLL=93.6%となり、詳細検討では充填率を93.6%として試算する方針とした。一方Type Bタンクでは大気圧での貯蔵を想定し、(相関式2.2.5.2.1)より充填率は98%として試算する。

(iii) タンク仕様の詳細

代替規則を考慮してタンク容量と仕様を検討した結果を表2.2.5.3.1に示す。

全海域LNGを使用するケースでは、代替規則を適用することにより内径の大きいタンクの配置が容易になる。これにより、Type Cタンクについては図2.2.5.3.1にて示されるシリンダリカル（円筒）型2基だけではなく、図2.2.5.3.2にて示されるシリンダリカル型2基を組み合わせたバイロブ型1基の配置も併せて検討可能となった。前項より充填率を93%としたことで、必要タンク容積は16,038m³という結果となった。タンクの鏡板を2:1の半楕円鏡にすると、シリンダリカル型とバイロブ型それぞれの寸法は以下の通りである。なお内圧に対する強度を確保するため、タンクの内部鋼板は9%ニッケル鋼で板厚32mm、その外から肉厚300mmの断熱材を巻いているとしている。

・シリンダリカル型 内部容積 16,184m³（2基）

	外部長さ	35.5m (内部長さ34.8m)
	外径	18.7m (内径18m)
・バイロブ型	内部容積	16,188m ³ (1基)
	外部長さ	36.7m (内部長さ36.0m)
	外部幅	34.3m (内部幅33.6m)
	断面中心間距離	15.0m

TypeBタンクについては充填率を98%としたことで必要容積は約15,325m³、外部長さは31.9m、外部最大幅は39.3mとなった。

地中海ECAのみLNGを使用するケースでも同様に試算した結果、TypeCタンクの必要容量は4,969m³となり寸法については以下の結果になった。なお板厚は24mmとしている

・シリンドリカル型 (図2.2.5.3.3)	内部容積	5,020m ³ (2基)
	外部長さ	24.9m (内部長さ24.2m)
	外径	12.7m (内径12m)
・バイロブ型 (図2.2.5.3.4)	内部容積	5,052m ³ (1基)
	外部長さ	25.2m (内部長さ24.5m)
	外部幅	24.1m (内部幅23.4m)
	断面中心間距離	11.3m

TypeBタンクは必要容積約4,748m³、外部長さは24.9m、外部最大幅は18.5mとなった。

TypeCタンクの支持構造について、各タンクの支持点は前後2箇所であり、タンクの熱による変形を船体構造に無理なく伝達するように、タンクと支持構造の間には断熱と緩衝を兼ねた強化積層木材（又は高硬度の南洋材）を配置する。その位置に、タンク(自重+LNG)の動的荷重を含む重量を船底構造、動揺等による横荷重を船側構造、また浸水事故時に於ける浮き上がり力を上甲板構造で、それぞれ支える十分な強度を有する主要構造部材を設ける。材質は強度及び軽量化の効率上から高張力鋼を採用するのが一般的である。本支持構造では、タンクの熱収縮を、前後方向はスライディングサポートで、周方向については支持構造と積層木材間の滑りで吸収できるものとしている。実船の設計に当たってはこの区画独自の構造配置と外力条件により、他の貨物倉とは別に三次元構造解析を行う必要があると考えている。

表2.2.5.3.1 タンク容量評価

必要積載量条件	1.5ラウンド分						
推進システム	低速直結						
タンク形式	シリンドリカル 型TypeC		バイロープ 型TypeC		TypeB		
LNG使用条件	全海域	地中海 ECA	全海域	地中海 ECA	全海域	地中海 ECA	
MARVS [MPa,G]	0.147	0.147	0.147	0.147	—	—	
LL (積付制限) (%)	93.6%	93.6%	93.6%	93.6%	98.0%	98.0%	
必要積載量 [m ³]	15,018	4,653	15,018	4,653	15,018	4,653	
必要タンク内容積 *1) [m ³]	16,038	4,969	16,038	4,969	15,325	4,748	
最低必要タンク [個]	2	2	2	2	1	1	
タンク径× タンク長さ*2) [m]	18×35	12×24	18×36	12×25	長さ： 31.2	長さ： 24.2	
タンク搭載最大幅 [m]	38	26	33	23	38.6	17.8	
1タンク当 たり重量 *3)	LNG [ton]	3,379	1,047	3,379	1,047	—	—
	タンク本体 [ton]	569	192	575	186	—	—
	防熱材 [ton]	85	40	86	40	—	—
	Cold Box [ton]	0	0	0	0	—	—
	タンク全体 [ton]	4,033	1,279	4,040	1,273	—	—
各タンク積載量 [m ³]	7,578	2,350	7,579	2,365	16,660	5,096	
各タンク内容積 [m ³]	8,092	2,510	8,094	2,526	17,000	5,200	
タンク個数 [個]	2	2	2	2	1	1	
タンク総積載量 [m ³]	15,155	4,701	15,159	4,731	16,660	5,096	
タンク総内容積 [m ³]	16,184	5,020	16,188	5,052	17,000	5,200	

*1) 積付制限を加味。 *2) 概算値 *3) COLD BOX、ドーム、補強材は含まず。

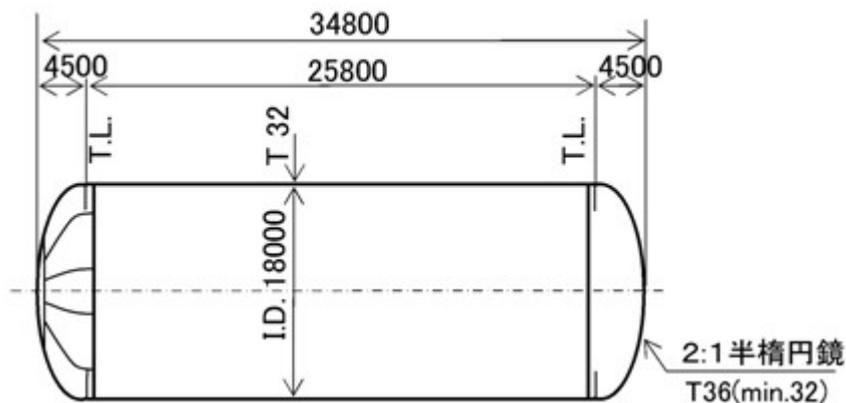


図2.2.5.3.1 全海域LNGコンテナ船タンク、TypeCシリンドリカル型 (単位: mm)

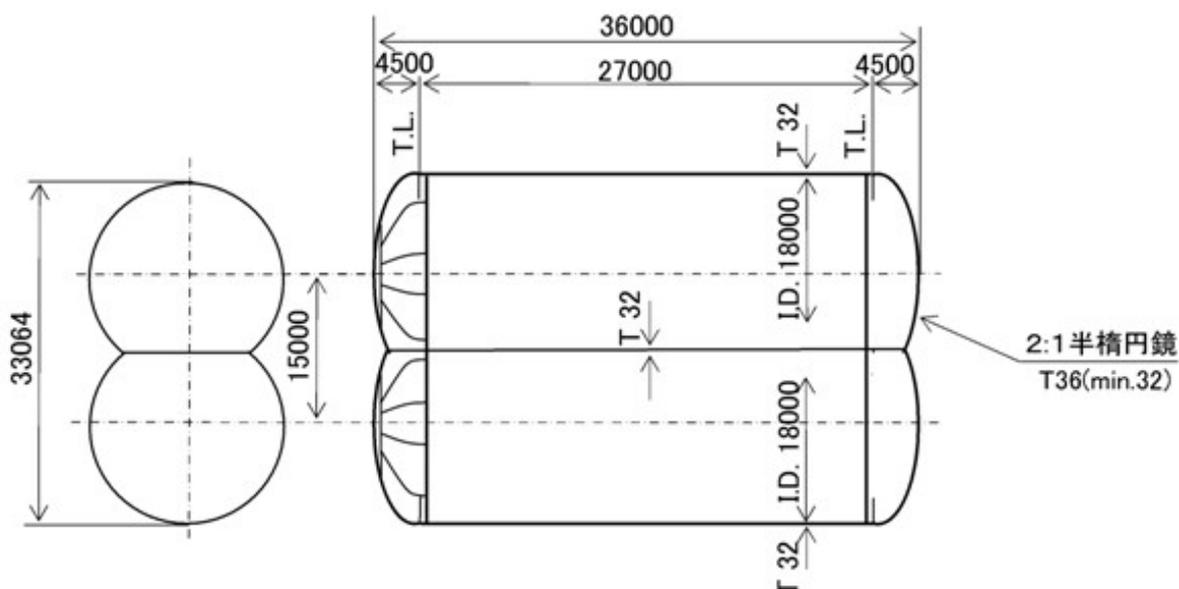


図2.2.5.3.2 全海域LNGコンテナ船タンク、TypeCバイロブ型 (同上)

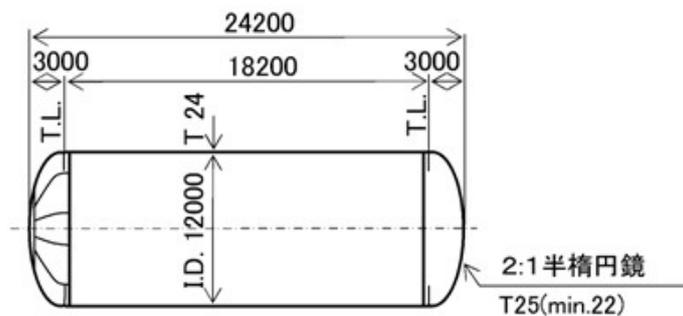


図2.2.5.3.3 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船タンク、TypeCシリンドリカル型 (同上)

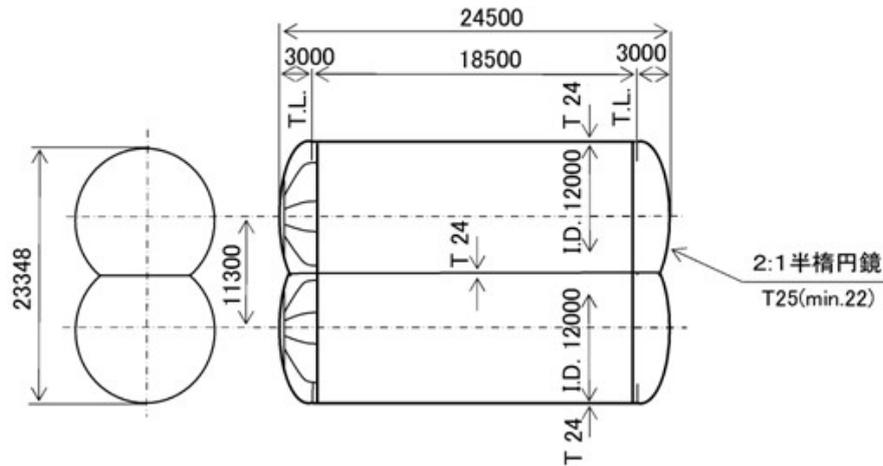


図2.2.5.3.4 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船タンク、TypeCバイローブ型
(同上)

(iv) 全海域LNGを使用するコンテナ船のタンク配置

全海域LNGを使用するコンテナ船のコンセプトについて、シリンダリカル型Type Cタンクを採ったケースについてのものを図2.2.5.4.1に、バイローブ型Type Cタンクを採ったケースについてのものを図2.2.5.4.2に、それぞれ示す。いずれも船橋の真下に主機を、タンクはその主機の前面に、それぞれ配置している。タンクを積載した船倉デッキ上にもコンテナを積載することで、必要数を維持している。補機は主機の斜め前にあたるデッキ位置に配置する。

双方に共通した船体全体の一般配置図を図2.2.5.4.3に、ここから機関室周辺を拡大した配置図を図2.2.5.4.4に、それぞれ示す。LNGを満載したタンクを保持するためにその周囲に高張力鋼の構造材を配置している。この区画にはコンテナ搭載用ハッチは不要であるのでデッキ構造が配置されるが、その荷重条件は前述したタンクの浮き上がり力の他に、デッキ上積載コンテナの荷重に対しても十分な強度を有する構造であることが要求される。各タンクの直上にはタンク接続スペースを設けてLNGの補給及びBOGの抽出に必要な配管系を設置する。タンクと主機の間の区画には燃料油(重油)タンクに加えてLNG用のコンプレッサールームを設ける。その直上のデッキにはLNG補給用のパンカリングステーションを両舷に配置する。主機の直上には船橋を貫通させるかたちでSCRを配置する。これらについては改めて後の章で解説する。

シリンダリカル型Type Cタンクを採ったケースでの船体断面を図2.2.5.4.5に、バイローブ型Type Cタンクを採ったケースでの船体断面を図2.2.5.4.6に、それぞれ示す。両者の差はほとんどないが、前者を採った場合隣り合うタンクの間さらに構造材を追加している。

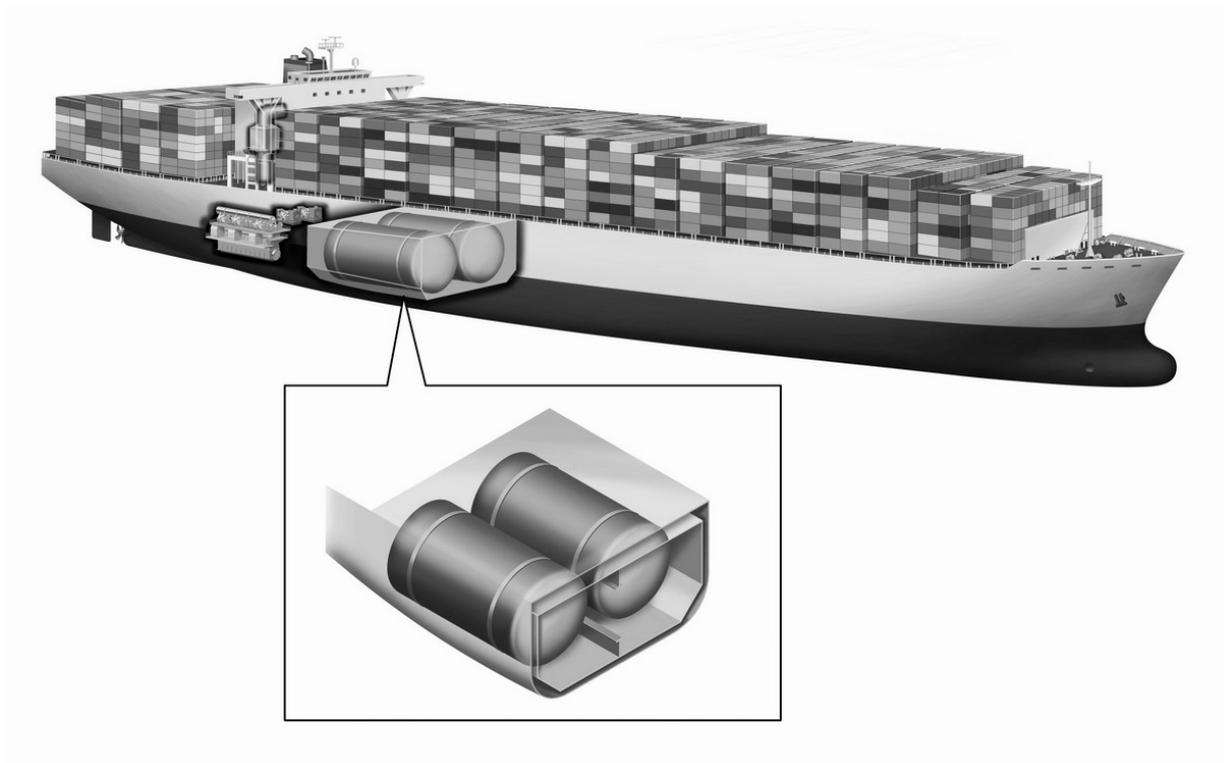


図2.2.5.4.1 全海域LNG使用のコンテナ船コンセプトとタンク配置
 (シリンドリカル型TypeCタンク)

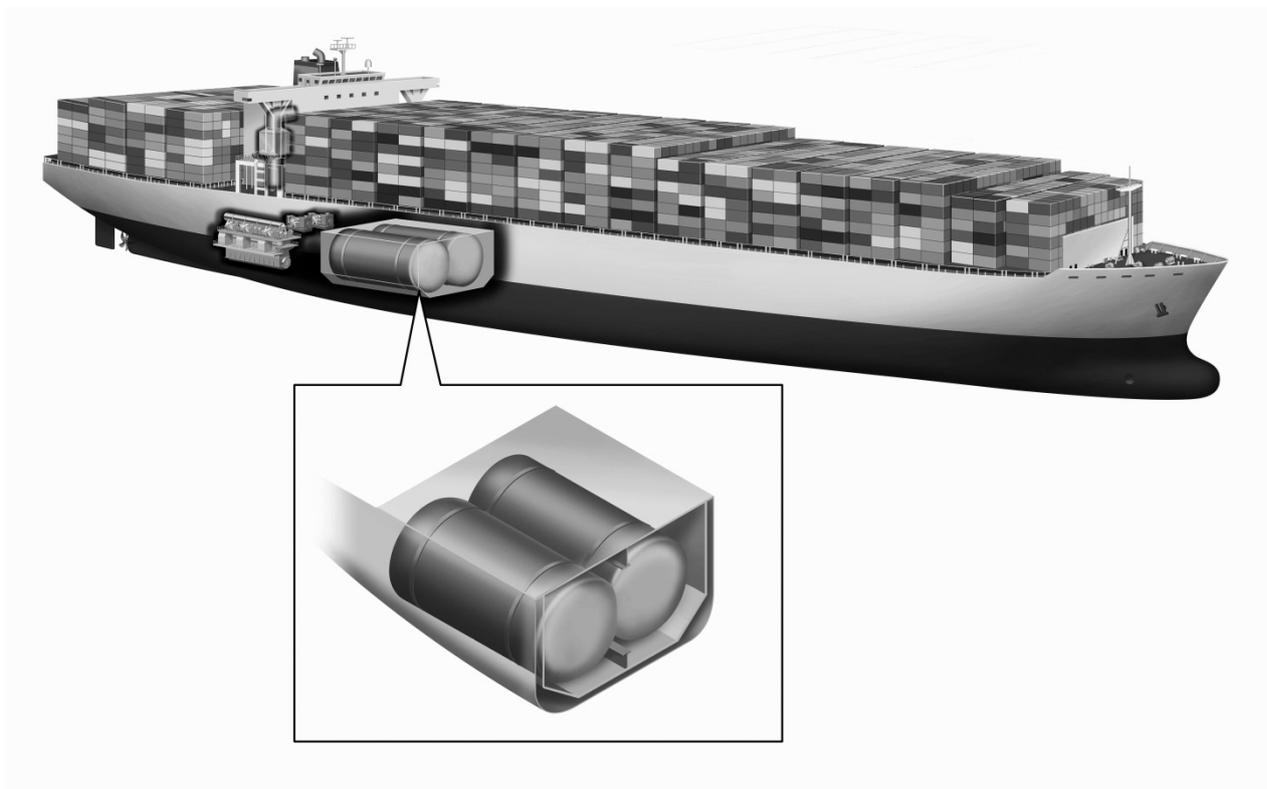


図2.2.5.4.2 全海域LNG使用のコンテナ船コンセプトとタンク配置
 (バイローブ型TypeCタンク)

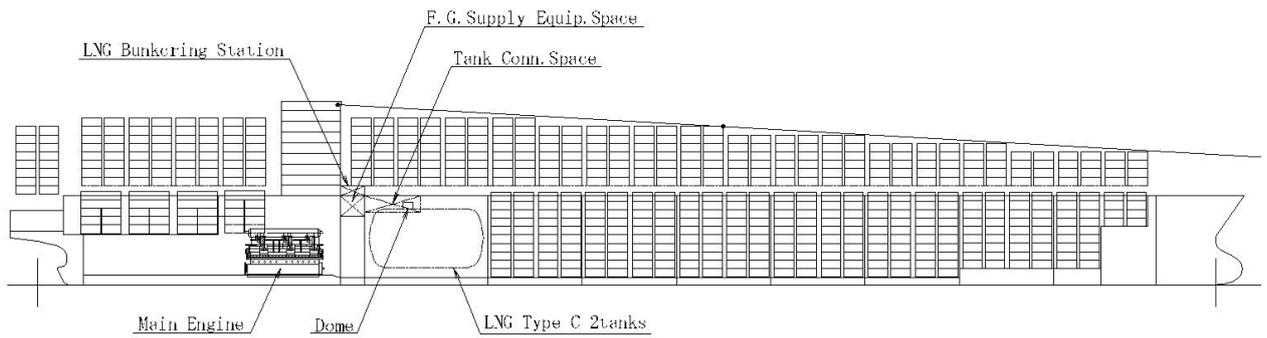


図2.2.5.4.3 全海域LNG使用のコンテナ船一般配置、TypeCタンク使用
(シリンドリカル型、バイロブ型共通)

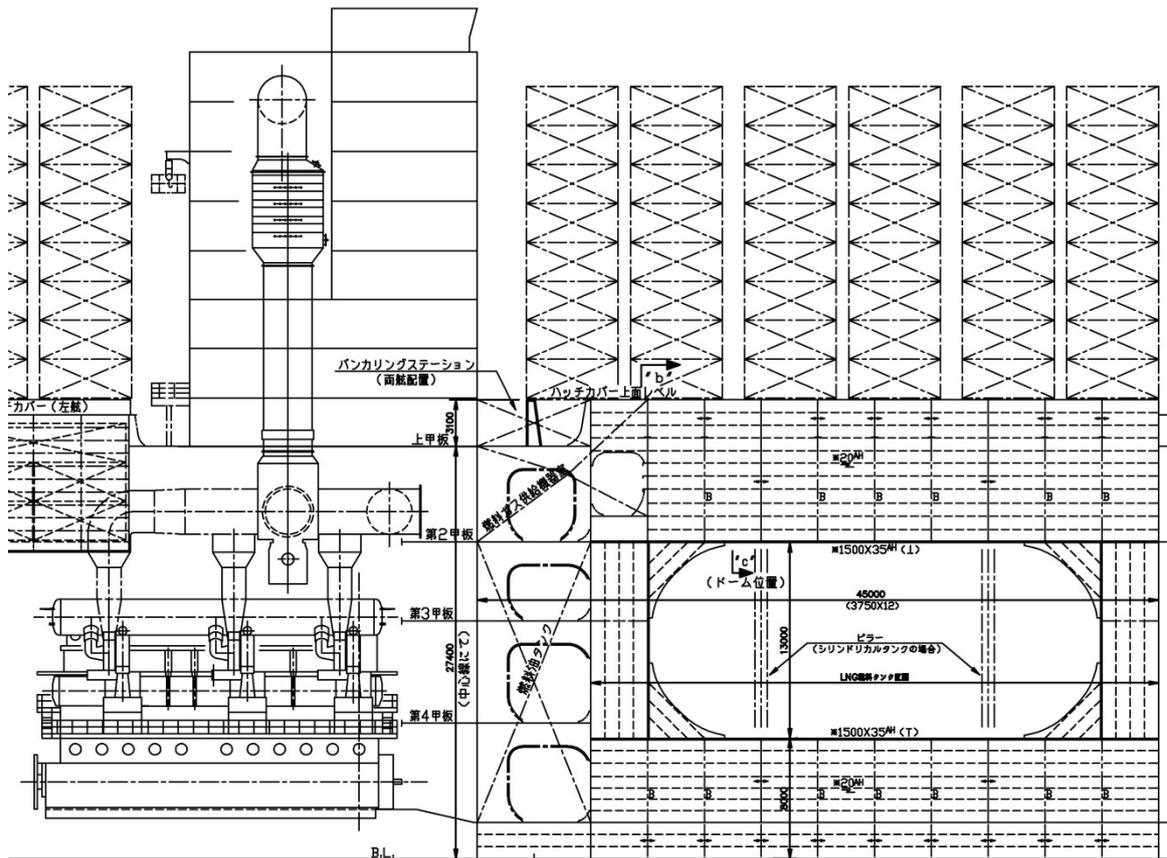


図2.2.5.4.4 全海域LNG使用のコンテナ船機関室周辺配置、TypeCタンク使用
(シリンドリカル型、バイロブ型共通)

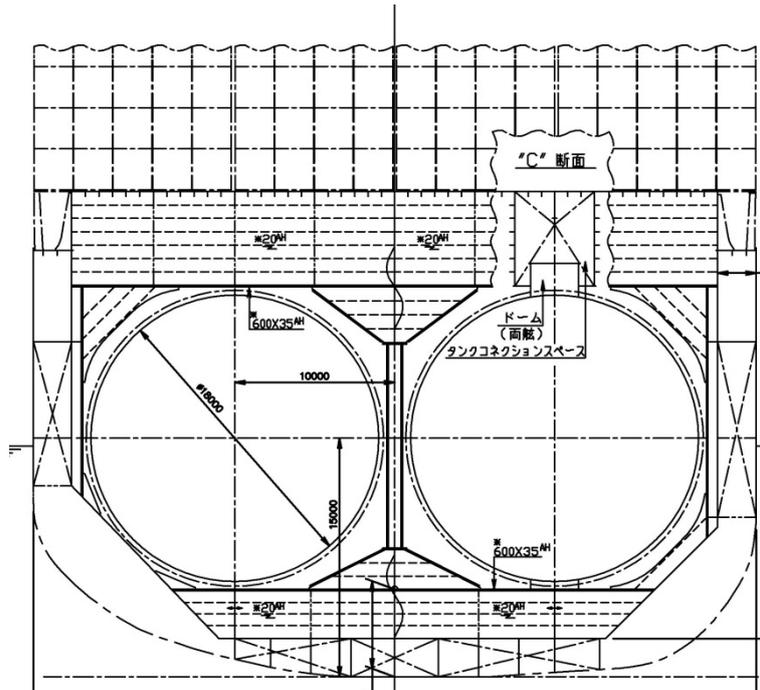


図2.2.5.4.5 全海域LNG使用のコンテナ船断面
(シリンドリカル型TypeCタンク)

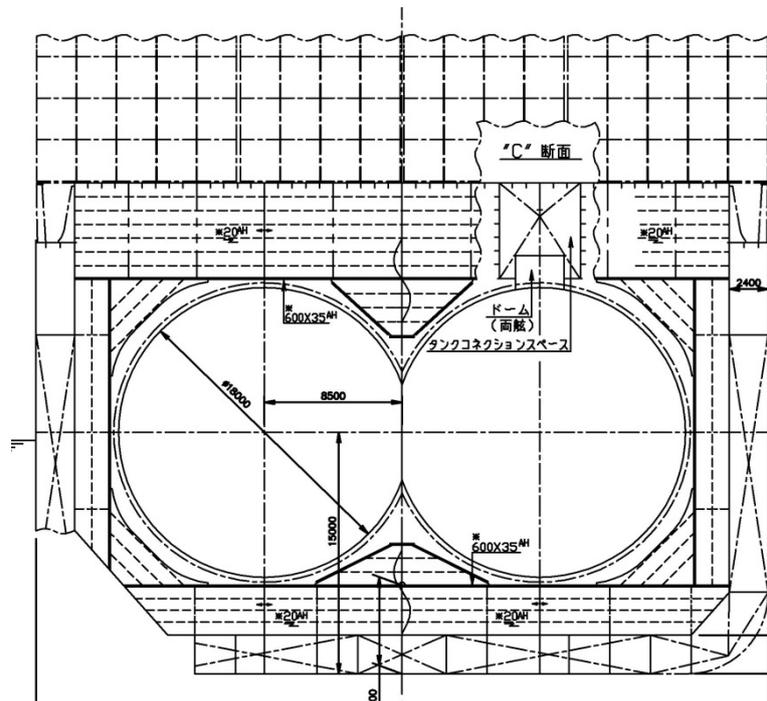


図2.2.5.4.6 全海域LNG使用のコンテナ船断面
(バイローブ型TypeCタンク)

Type Bタンクを採ったケースでのコンセプトを図2.2.5.4.7に、機関室周りの配置図を図2.2.5.4.8に、船体断面を図2.2.5.4.9に、それぞれ示す。TypeCタンクを採った場合と比較して主要機器の配置の差はほとんどない。ただタンクの仕様からタンク接続スペースはコンテナを積載するデッキの直下に配置する。

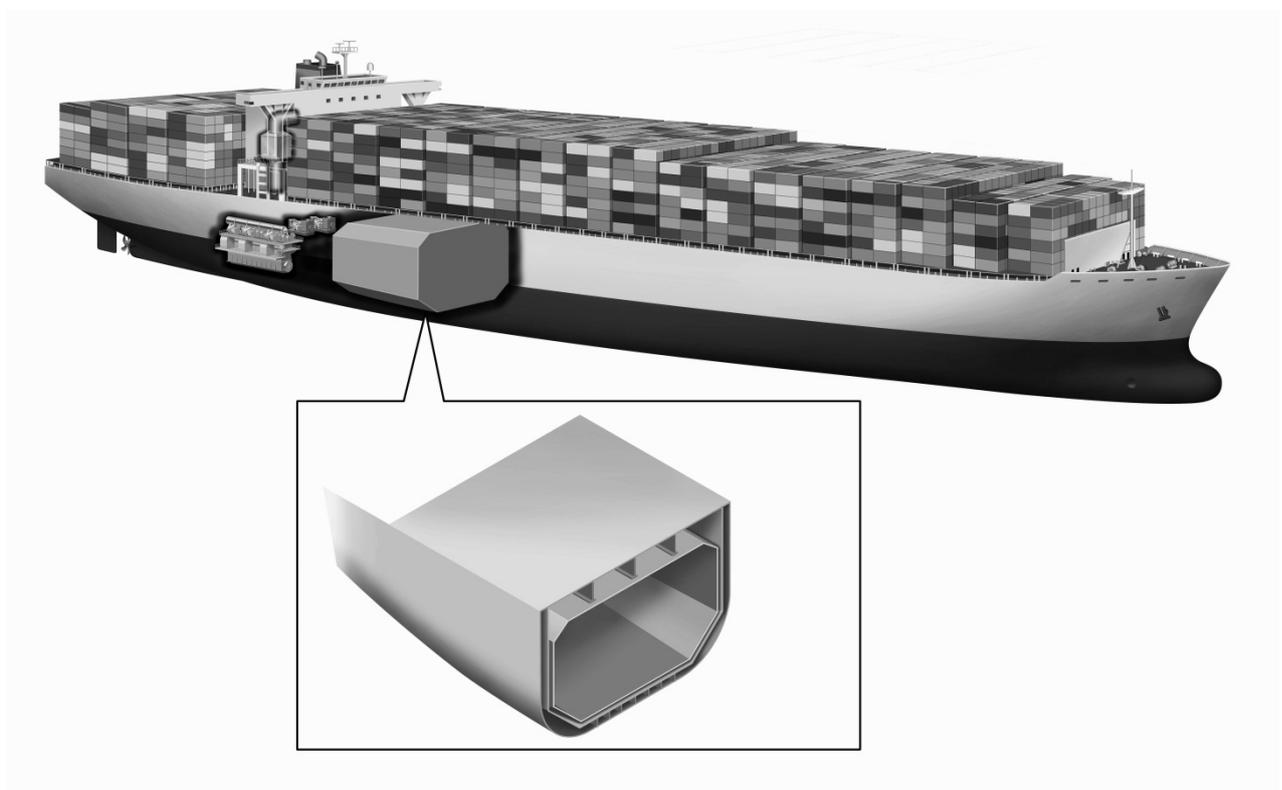


図2.2.5.4.7 全海域LNG使用のコンテナ船コンセプトとタンク配置
(TypeBタンク)

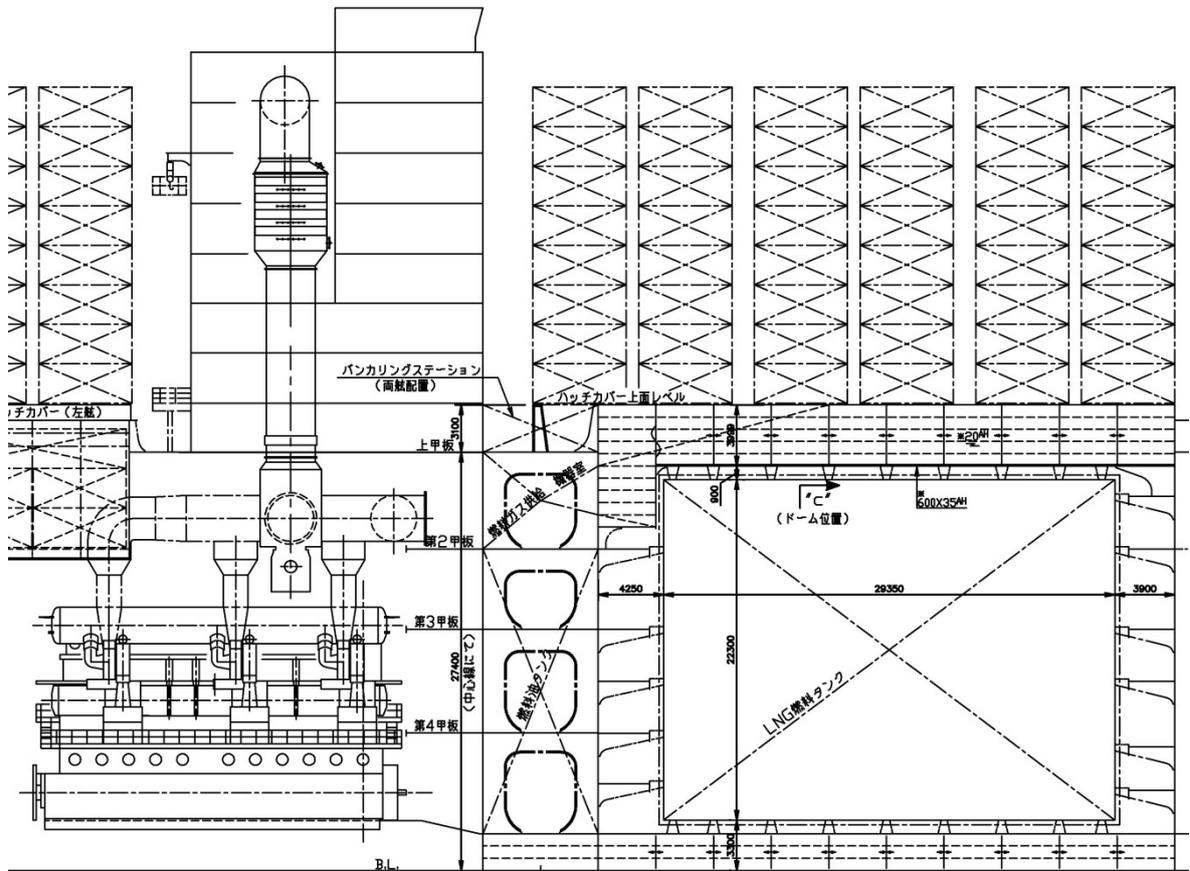


図2.2.5.4.8 全海域LNG使用のコンテナ船機関室周辺配置、TypeBタンク使用

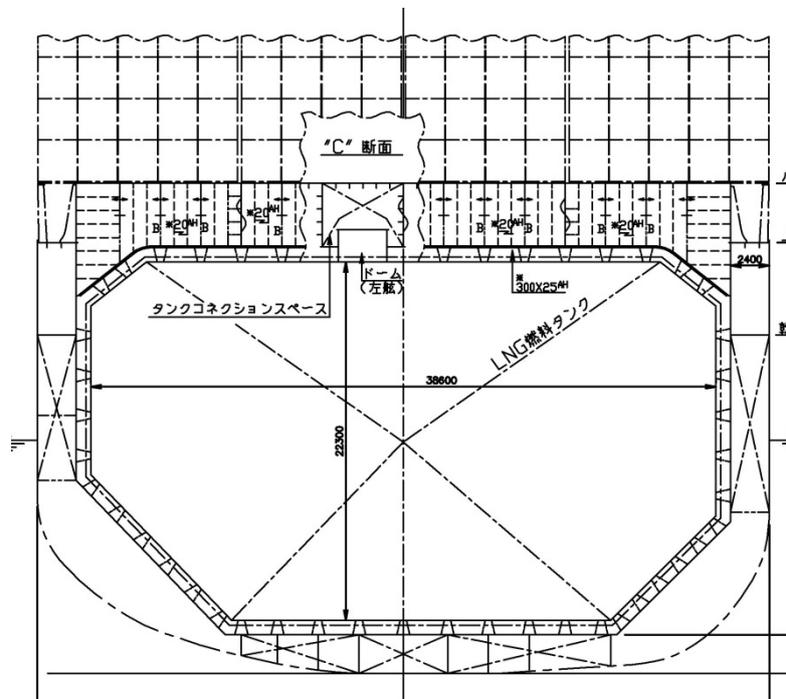


図2.2.5.4.9 全海域LNG使用のコンテナ船機関室周辺配置、TypeBタンク使用

(v) 地中海ECAのみLNGを使用するコンテナ船のタンク配置

地中海ECAのみLNGを使用するコンテナ船のコンセプトについて、シリンドリカル型Type Cタンクを採ったケースについてのものを図2.2.5.5.1に示す。バイローブ型Type Cタンクを採ったケースについてのコンセプトもほぼ同じであるので省略する。概算ではタンクの搭載に伴い最低15m分の船長延長が必要であったので、延長分を30mにしたことで船体内のスペースに余裕が出てきている。これを踏まえて船倉内のタンク直上にもコンテナを積載させることで必要な貨物量を確保している。検討の結果、TypeCタンク直上には16列4段のコンテナスペースが確保できる見込みである(図2.2.5.5.2)。これを実現するにはデッキ上積載コンテナだけではなくタンク直上積載コンテナの荷重に対しても十分な強度を有する構造であることが要求される。

シリンドリカル型Type Cタンクを採ったケースでの船体断面を図2.2.5.5.3に、バイローブ型Type Cタンクを採ったケースでの船体断面を図2.2.5.5.4に、それぞれ示す。全海域LNGを使用するコンテナ船のコンセプトと比較してコンプレッサールームをタンクおよびタンクコネクションスペースの直上に配置するよう変更している。この区画についても直上の積載コンテナからの荷重に対して十分な強度を有する構造であることが要求される。

Type Bタンクを採ったケースでの機関室周りの配置図を図2.2.5.5.5に、船体断面を図2.2.5.5.6に、それぞれ示す。TypeCタンクを採った場合と比較して主要機器の配置はほぼ同じである。

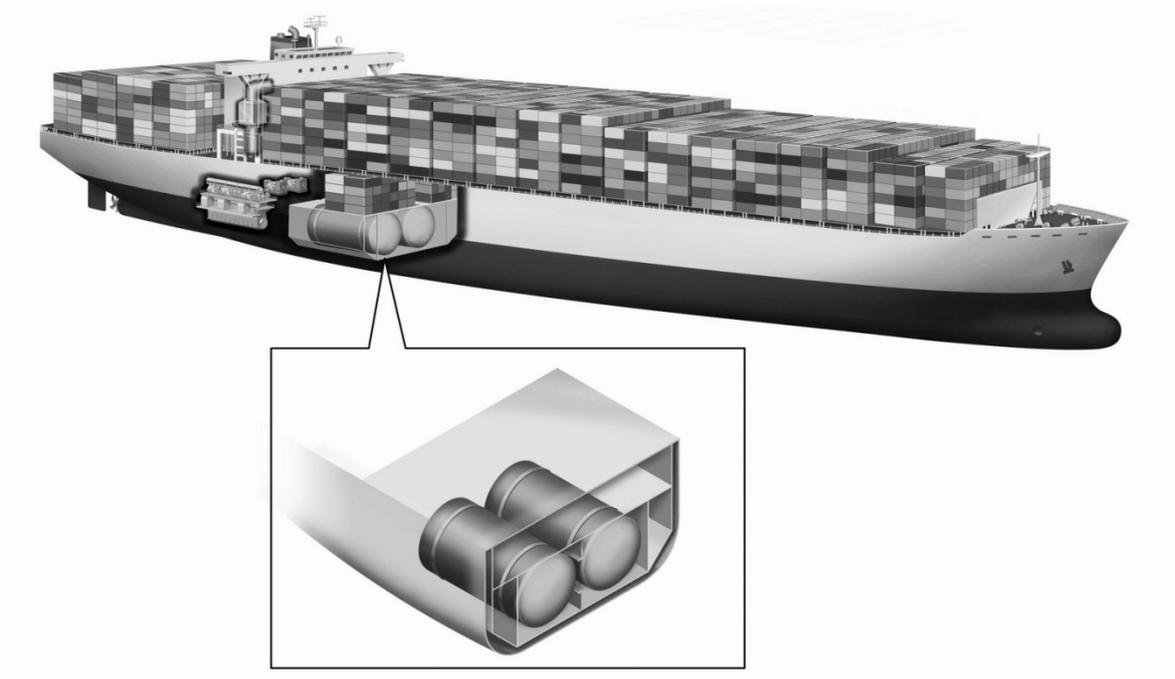


図2.2.5.5.1 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船コンセプトとタンク配置
(シリンドリカル型TypeCタンク)

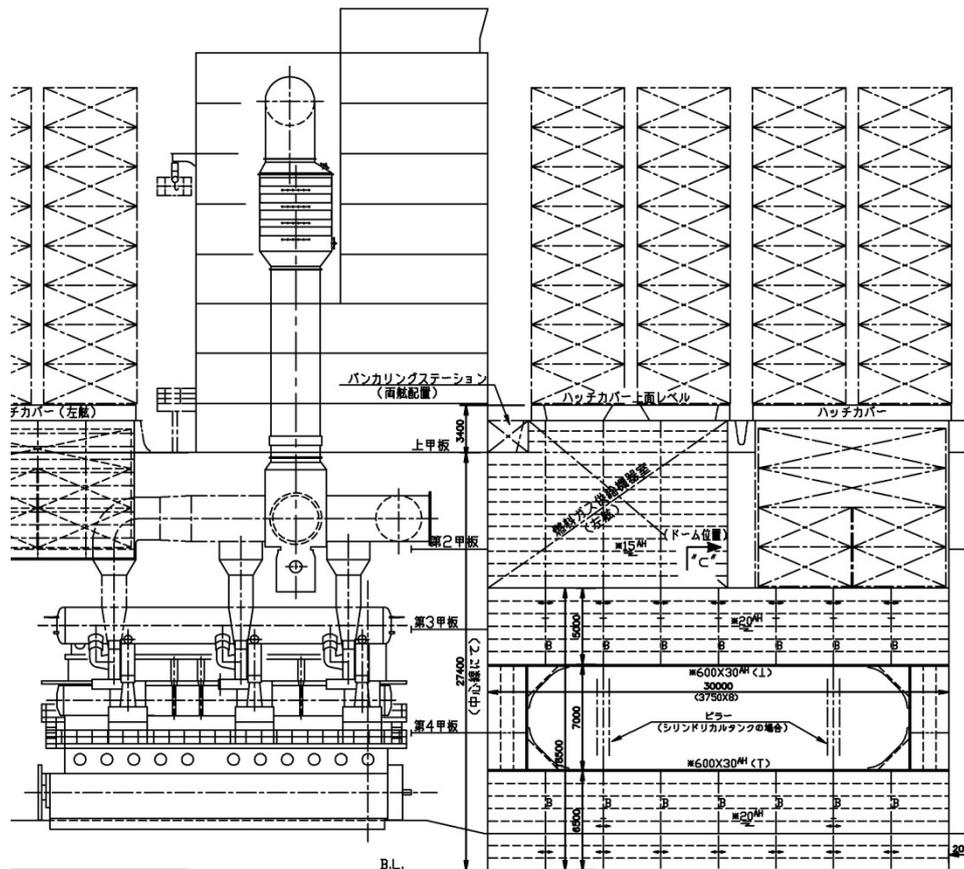


図2.2.5.5.2 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船機関室周辺配置、TypeCタンク使用
(シリンドリカル型、バイローブ型共通)

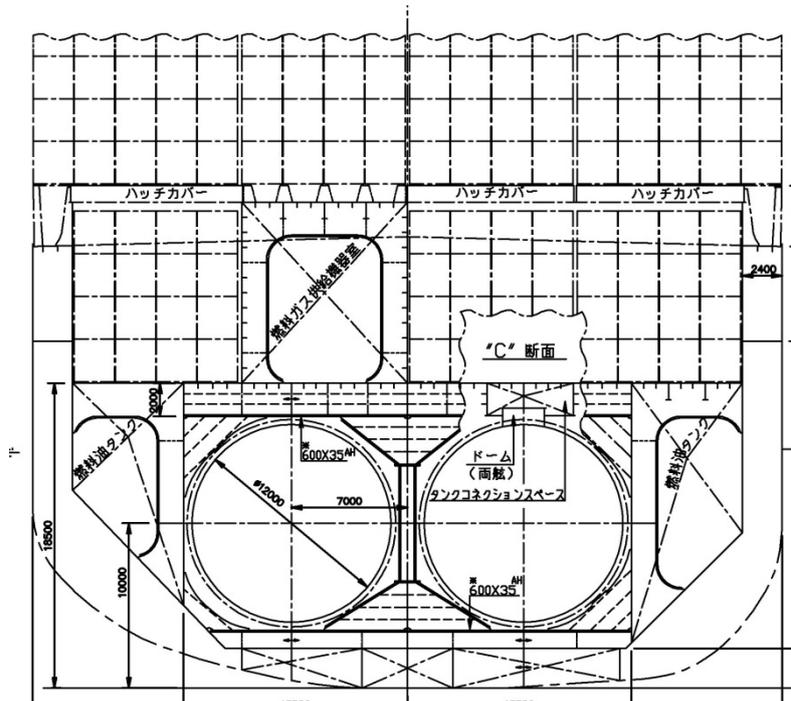


図2.2.5.5.3 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船断面
(シリンダリカル型TypeCタンク)

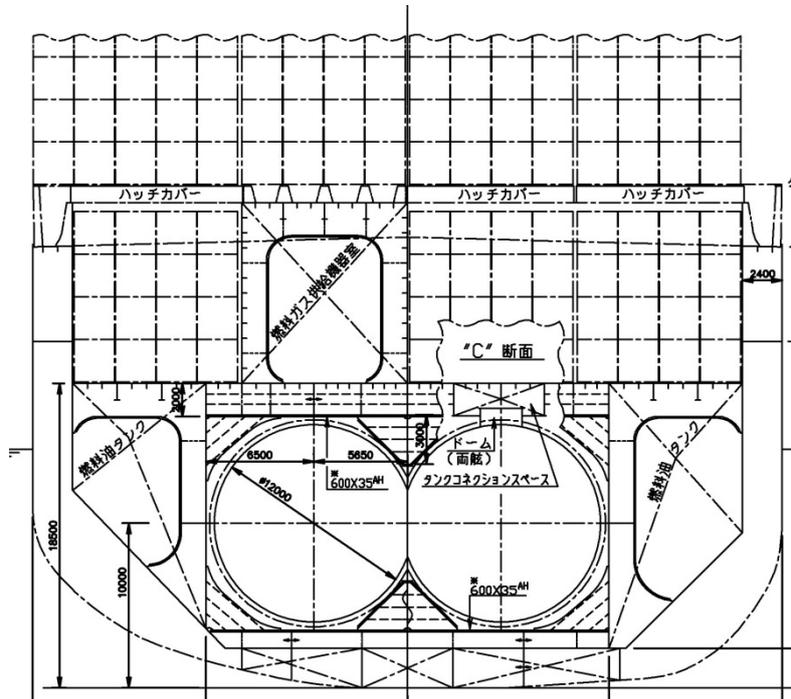


図2.2.5.5.4 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船断面
(バイロブ型TypeCタンク)

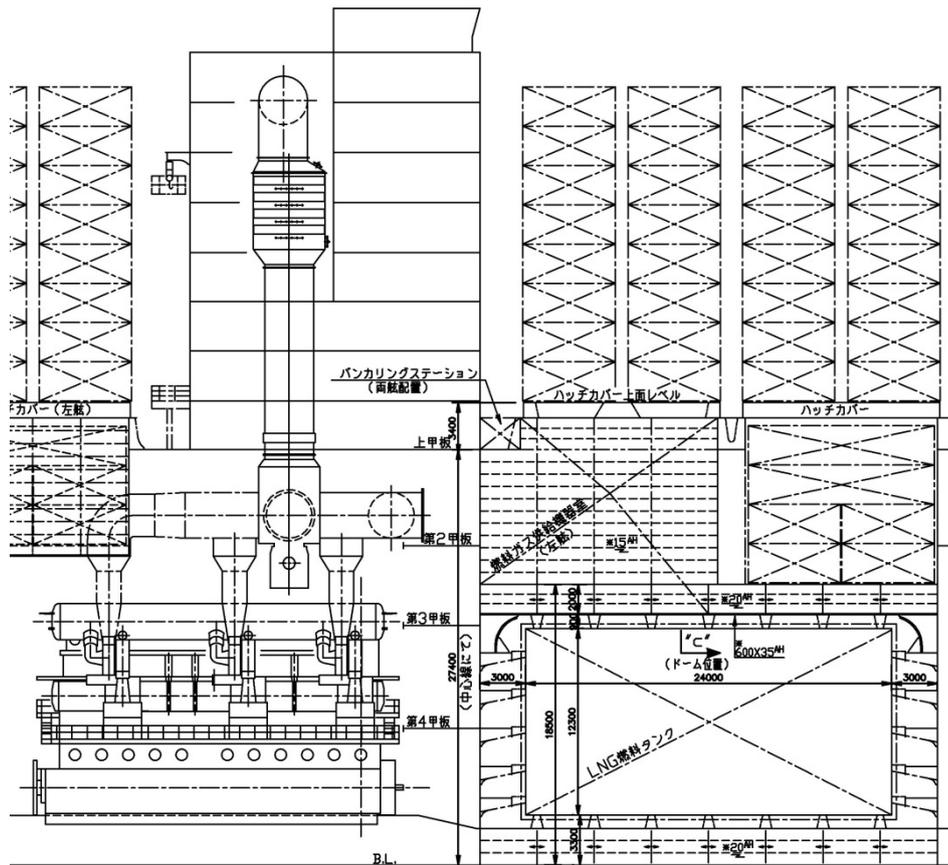


図2.2.5.5.5 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船機関室周辺配置、TypeBタンク使用

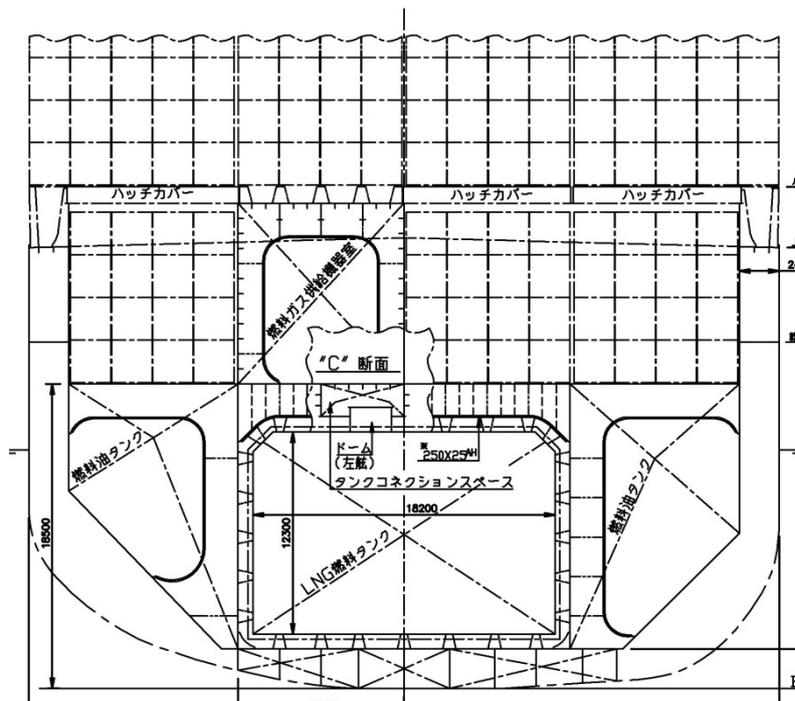
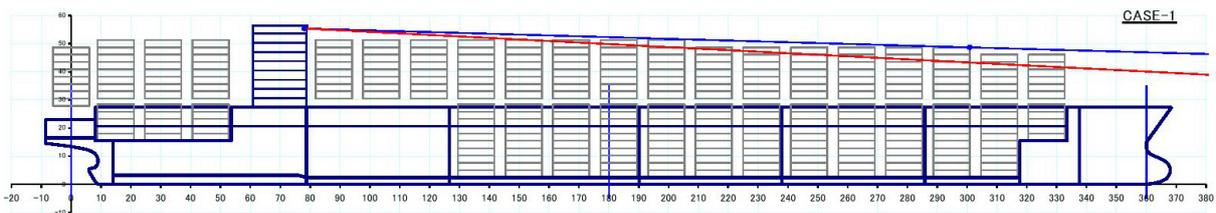


図2.2.5.5.6 地中海ECAのみLNG使用のコンテナ船断面、TypeBタンク使用

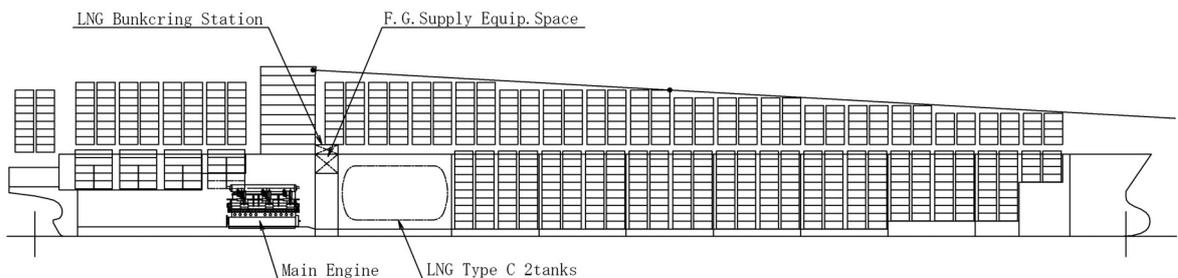
(vi) 船長延長による視界への影響と改善策

コンテナ積載量と視界の確保について検討した結果を図2.2.5.6.1に示す。CASE1は油焚き船の船橋位置及び船橋より船尾側のコンテナ配置を変えずに船長を45m延長した場合の配置図である。船長延長に伴い満載時の積載量は9144TEUから9272TEUに増やすことができる。ただし油焚き船と比べて船橋見透しははなはだ不利になることから、船首側甲板上のコンテナ数を減らす必要があり、実際の満載時積載量は9272TEUより抑えることになる。

その改善策として船橋の位置を船首側に移動する方法が考えられる。CASE2は同じく船長を45m延長しているのに加えて船橋の位置を40フィートコンテナ1Bay分、約15m船首側に移動した場合の配置図である。このときの満載時コンテナ積載量は9260TEUとCASE1より少なくなるが、船首側甲板上のコンテナ数を油焚き船より減らさずに視界を確保できる見込みである。



CASE1：コンテナ積載量9272TEU、船橋の位置そのまま



CASE2：コンテナ9160TEU、船橋を船首側に約15m移動

図2.2.5.6.1 全海域LNGを使用するLNGコンテナ船の一般配置と視界の確保

(vii) LNGタンク搭載に関する今後の課題

LNGタンク搭載に関わる今後の課題を以下に示す。

- ・ 今後は性能関係を含む船の総合的な仕様条件をもとに設計を進め詳細検討を行われるべきである。
- ・ タンク支持の構造設計についてはこの区画独自の構造配置と外力条件により、他の貨物倉とは別に三次元構造解析等含み総合的に検討されなければならない。
- ・ バイローブ型Type Cタンクに於ける”Y”字部についてはFEM計算等で詳細寸法を決める必要があるものの、同構造の実績はあり充分採用可能と考える。
- ・ Type Bタンクについては、船内の容積効率が他のタンク型式より優れている一方で、詳細構造や安全性等について別途詳細な検討、評価が必要である。
- ・ 全海域LNGを使用するケースでのType Bタンクにおいては自由液面の影響が大きくなり、復原性が悪化する。従ってタンクは2個に分け、タンク幅方向を小さくする必要があるが、タンクを2個に分離する要領等について、別途詳細な検討、評価が必要である。

参考文献

IMO, International Code for the Construction of And Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code), (ISBN 9789280112771), 1993.

IMO BLG 13/18, Interim Guidelines on safety for gas fuelled engine installations in ships, 2010.

ABS, GUIDE FOR PROPULSION AND AUXILIARY SYSTEMS FOR GAS-FUELED SHIPS, 2011.

馬場ら、SPB方式LNG船用アルミタンクのすみ肉溶接ビード形状の改善、日本船舶海洋工学会論文集、Vol.5, No.6, pp.77-84, 2007.

Jürgen Harperscheidt, LNG Storage and Fuel Gas Systems, LNG – Fuel for Shipping, 2011.

2.2.2.2.6 LNG船化による主な追加装置と配置

LNGを船舶の燃料として利用するためには、LNG貯蔵燃料タンク、主機、補機のガス化以外に下記のもので船が必要である。

- ・ LNGバンカーリングステーション
- ・ タンクコネクションスペース
- ・ 燃料ガス供給システム
- ・ ベントマスト（追加ベンティレーション）

これらを配置した系統図を図2.2.6.1に示す。

①LNGバンカーリングステーション

本船へのLNG燃料の補給については現段階でLNG供給側のインフラ設備が明確化されていないが、本船の設備は出来るだけ簡素化し、ローディング時等に必要となる設備は供給側で持つとする。たとえば、ローディング時に発生するBOGは供給側に返送する。

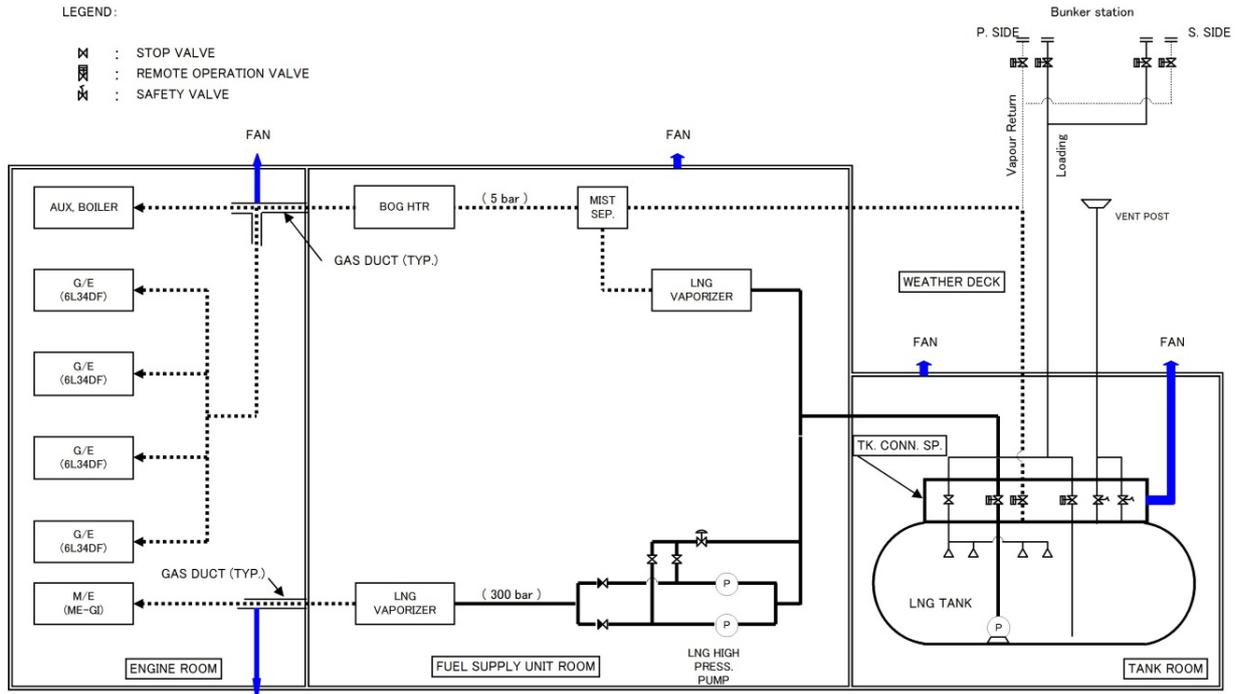


図 2.2.6.1 概略燃料システム系統図

バンカーリングステーションは、換気性能（自然換気）、作業性等を考慮し左右舷のオープンデッキ上の2か所に設ける。

バンカーリングステーションから燃料貯蔵タンクへのLiquid, Vapor Lineの配管は換気性能を考慮し、また落下物による配管へのダメージを避けるためプロテクションを設置する。パイプ本数、サイズ等の詳細についてはバンカーリング速度に依存する。万一の漏えい時船体材料保護の為にウォーターカーテン等を設ける。

② タンクコネクションスペース

開放甲板にある場合を除いて、全てのタンク接続部、付属品、フランジ、およびタンク付弁はタンクコネクションスペース内に設けなければならない。タンクコネクションスペースの隔壁の材料は、燃料タンクと同じ設計温度を有するものでなければならない。

③ 燃料ガス供給システム

LNG 燃料ブースターポンプ、LNG 燃料ベーパーライザー、LNG 燃料加熱器、BOG 供給コンプレッサー等のガス供給機器を配置する必要がある。

ガスコンプレッサーの電動機については、隔壁で仕切られたモーター室を設けそこを安全区画として、駆動軸を隔壁貫通させることで設置する。

供給システムの系統としては、低速ディーゼル ME-GI 機関供給のための高圧系統（300bar）と発電用機関と補助ボイラの為の低圧系統（10bar）を考慮する。

高圧系統の一例のプロセスダイアグラムを図 2.2.6.2 に示す。

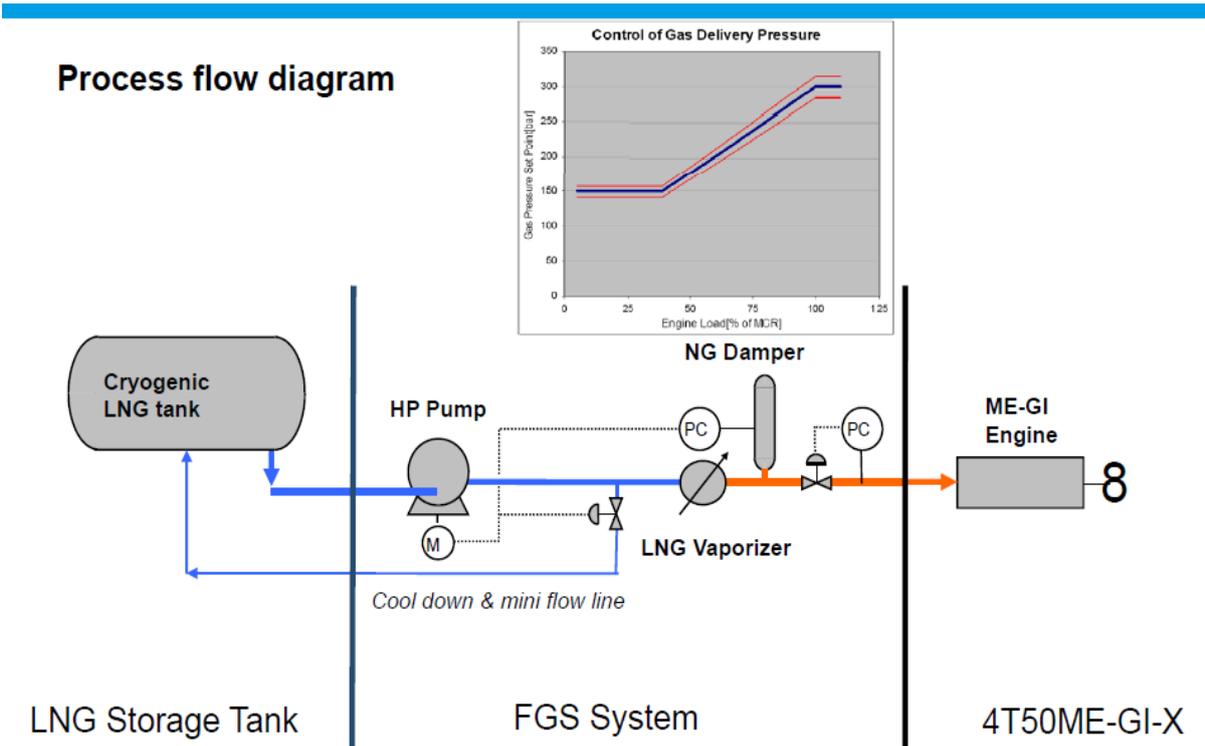


図 2.2.6.2 高圧系統のプロセスダイアグラムの例

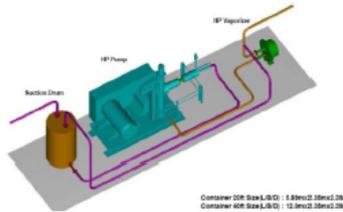
低速ガスインジェクション機関（ME-GI 機関）の燃料ガスの圧力は最大 30MPa 必要であり、極低温液体ポンプか高圧ガス圧縮機が必要であるが、高圧ガス圧縮機では必要駆動力が主機出力の 3 % も必要となり極低温液体ポンプの方が駆動力が圧倒的に少なく（1 % 以下）有利である。

ガス供給システムについては各メーカーが発売しており、図 2.2.6.3 に各メーカーの概念図を示す。

Cryostar
LNG Pump System



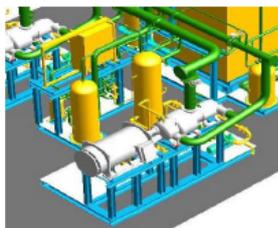
DSME
LNG Tank & Pump System



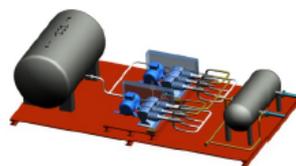
Burckhardt Compression
Laby-GI Compressor



TGE
LNG Tank & Pump System



HHI
Gas supply system



Hamworthy Gas System
LNG Tank & Pump System

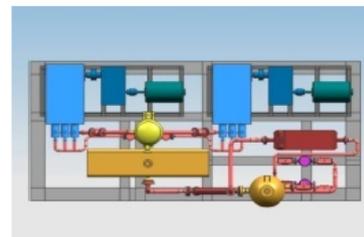


図 2.2.6.3 各社の船用 LNG 供給システム概念

一方リーンバーン中速DFガスエンジンは0.5MPa程度の燃料ガス供給圧で良く、燃料タンクからのBOG（ボイルオフガス）の利用が第1義的に考えられる。

全海域でLNG燃料を使用する場合、燃料タンクの容量は15,000m³程度あり、BOGレートを1日0.2%としても、1日に30m³のLNGが出ることになる。補機のリーンバーンDFエンジンの航海時の平均出力は1,900 kWで燃費が油換算で217 g / k Whであり油換算で約1日10トン（LNGでは19m³）の消費であり、BOGが余ることになる。燃料貯蔵量が2/3程度になるとBOGが1日20m³程度となりちょうど補機リーンバーンの消費と合うようになる。BOGが余る場合はある程度圧縮して貯める等の措置が必要となるかもしれない。再液化装置も考えられるが今のところ高価と言われている。

④ ベントマスト（追加ベンティレーション）

配管内のガスフリー、窒素パージ等のために配管内のベントが必要で、ベントしたガスが十分安全に拡散するよう適当な場所にマストを配置する。

また、タンク室や密閉区域の換気のためのベンティレーションや、ガス配管をダクト内を通して2重管にした場合に、ダクト内を換気ファンで引き負圧にすることが必要である。

2.2.2.2.7 SCR脱硝装置の要目と配置

NO_x 3次規制を満足するために、LNG船の主機ガスインジェクションディーゼル機関ではSCR脱硝装置若しくはインエンジン技術であるEGR（排気再循環）装置及びSCR脱硝装置の組合せなどのNO_x削減装置の設置が必要である。油焚船についても同装置が必要であり、本調査では、SCR脱硝装置を例に挙げて検討した。

主機のSCR脱硝装置の要目計算例を以下に示す。

仮定条件は以下のとおり。

- ① SCRは過給機後の排気管内に設置。
- ② 排ガス温度250℃にて80%脱硝が得られる低温用触媒を選択。
- ③ 排ガス温度が250℃より低い場合は別置きダクトバーナーで250℃になるよう加熱する。バーナーの燃料は在来船は0.1%S分油、LNG焚船はLNG。
- ④ SCRはECA内のみ使用するため、SCRバイパス配管を設置。
- ⑤ 主機出力（11K98ME-GI） 100%負荷 58,400 kW
- ⑥ 排ガス量、排ガス温度 378,400m³N/h、250℃(ISO条件)
- ⑦ 空間速度 SV=6,000 1/h（補機はSV=10,0001/h）
- ⑧ 選択した1本当りの触媒寸法

K=縦横 150mm

L=長さ 580mm

C=セル数 35セル（補機は45セル）

G=目開き 3.69mm、内壁厚 0.6mm

A_v （比表面積）= $H \cdot 4 \cdot C \cdot L / (K \cdot K \cdot L) \cdot 1000 = 804 \text{ m}^2/\text{m}^3$

- ⑨ 総括反応速度定数

$K_0 = 27 \text{ m}^3/\text{m}^2/\text{h}$ 新品時40であるが、製品のばらつき（10%）、
経年劣化（25%）を考慮して 27とする。

（補機は排ガス温度が高いので $K_0=35$ とする。）

ダクトバーナーでの必要燃料量

排ガス量（100%負荷） 339,300 kg/hを10℃上昇させるのに必要な熱量は
排ガスの比熱を1.0kJ/kg/k、

A重油の発熱量42.7MJ/kg、LNGは50MJ/kgとし、
燃焼効率を0.7とするとそれぞれ

A重油は $339,300 \cdot 1.0 \cdot 10 / 42,700 / 0.7 = 113 \text{ kg/h}$

LNGは $339,300 \cdot 1.0 \cdot 10 / 50,000 / 0.7 = 96.9 \text{ kg/h}$ 必要。

以上の仮定条件を踏まえたSCR脱硝装置の基本要目を表2.2.7.1にまとめて示す。

表2.2.7.1 主機・補機のSCR脱硝装置の基本要目計算

主機MCO出力	単位	58400	補機1台MCO出力	単位	2900
MCO時の排ガス量	m ³ N/h	378400	MCO時の排ガス量	m ³ N/h	17,400
空間速度	1/h	6000	空間速度	1/h	10,000
必要触媒体積	m ³	63.1	必要触媒体積	m ³	1.74
一本当たりの触媒体積 (0.15m*0.15m*0.58m)	m ³	0.0131	一本当たりの触媒体積 (0.15m*0.15m*0.58m)	m ³	0.0131
必要本数	本	4833	必要本数	本	133
触媒の段数	段	6	触媒の段数	段	2
1段当たりの触媒本数	本	805.4	1段当たりの触媒本数		66.7
縦の本数	本	28	縦の本数	本	8
横の本数	本	29	横の本数	本	9
触媒ケースの基本寸法			触媒ケースの基本寸法		
縦	m	4.20	縦	m	1.20
横	m	4.35	横	m	1.35
長さ(1段当たり0.8m)	m	4.8	長さ(1段当たり0.8m)	m	1.6
触媒セル数	セル	35	触媒セル数	セル	45
目開き(H)	mm	3.69	目開き(H)	mm	2.93
内壁厚	mm	0.6	内壁厚	mm	0.4
比表面積	m ² /m ³	803.6	比表面積	m ² /m ³	1054.8
総括反応速度定数	m ² /m ³ /h	27	総括反応速度定数	m ² /m ³ /h	35
脱硝率 η	%	97.3	脱硝率 η	%	97.5
触媒ケースにおける圧損			触媒ケースにおける圧損		
全圧損	Pa	4190	全圧損	Pa	824
主機1航海の油燃料消費量 (ECA内)	t	1586.6	補機油燃料消費量 (ECA内)	t	216
尿素水噴射量			尿素水噴射量		
油燃料消費量の10%	t	158.7	油燃料消費量の10%	t	21.6
ME-GI機関は10%減	t	142.8	リーンバーンDFはゼロ	t	0

触媒ケースの圧損計算は表2.2.7.2にてその結果を示す。

表2.2.7.2 SCRの圧力損失試算結果

		主機	補機
排ガス温度	°C	250	350
排ガス比熱	kJ/kgK	1.12	1.12
排ガス密度	kg/m ³ N	1.15	1.15
排ガス流量	Nm ³ /h	378400	17400
	NL/min	6306667	290000
SV	h-1	6000	10000
触媒容積	m ³	63.0667	1.7400
1本当たりの触媒体積	m ³	0.0131	0.0131
段数	段	6.0	2.0
1段あたり触媒本数	本	805	67
1段あたり触媒断面積	mm ²	18122605	1500000
触媒長さ	mm	3480.0	1160.0
セル数		35	45
ピッチ	mm	4.2857	3.3333
肉厚(線径)	mm	0.6	0.4
目開き	mm	3.6857	2.9333
濡れ縁長さ	mm	14.7429	11.7333
水力直径	mm	3.6857	2.9333
総セル数		986675.18	135000
総面積	m ²	50621.5	1837.4
総流路断面積	m ²	13.4035	1.1616
排ガス速度	m/s	14.00	8.85
Lv	Nm/s	7.84	4.16
粘性係数	Pas	2.668E-05	3.016E-05
レイノルズ数		2223.6	989.5
圧力損失係数		0.0098	0.0116
圧力損失	Pa	4190	824
	mmAq	414	81

SCRは船橋内の煙突に組み込む形で設置する。一般配置を図2.2.7.1、断面での配置を図2.2.7.2に示す。

今後の詳細検討における配置上の課題を以下に示す。

- ・還元剤噴射ノズルから反応器までの距離が、推奨されている排ガス配管口径の10倍を下回ることが判明した。SCRでの脱硝反応を均質にすすめるには整流板などの対策が必要である。
- ・SCR反応器を船橋内で支持する構造を検討することが必要である。
- ・SCRに加えて排ガスの排熱を排熱回収する排ガスエコマイザも組み込む場合、排ガス管路全体の圧力損失の抑制を図ることが必要である。

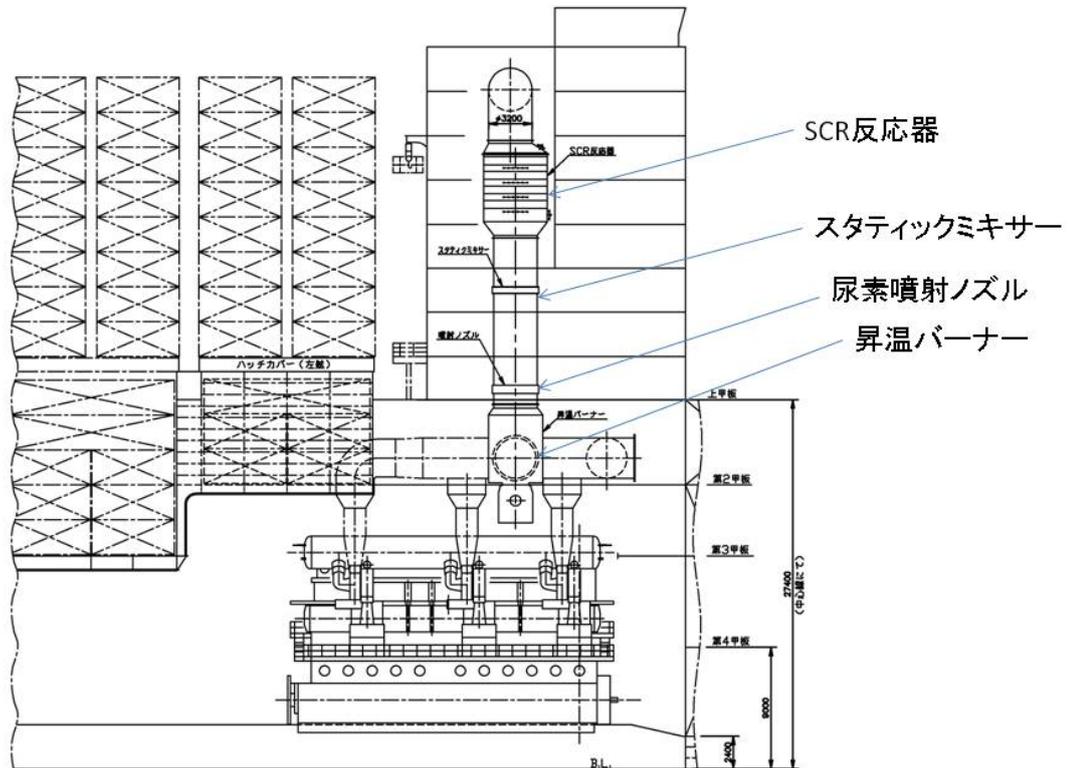


図2.2.7.1 主機とSCRの一般配置

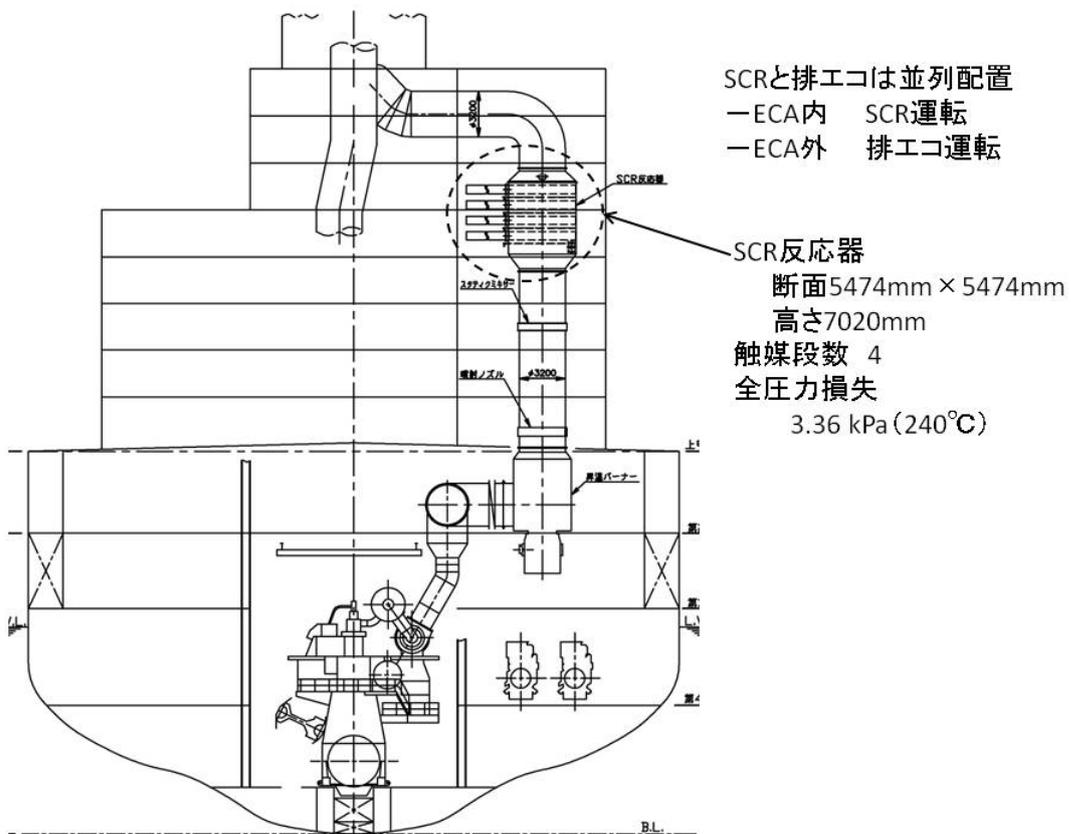


図2.2.7.2 SCRの一般断面配置

2.2.2.2.8 LNGバンカリング

(i) バンカリング方法

LNG を主燃料とする船舶の普及に重要な課題の一つとなるのが LNG の補給、いわゆるバンカリングである。現在北欧などで運行されている LNG 船でのバンカリング及び LNG タンカーにおける荷役を調査したところ、以下の方法が考えられる。

- ◇ STS (Ship To Ship) ; LNG 専用の補給船から補給する。
- ◇ ローリーから船舶へのバンカリング; LNG タンクローリーを港に配置させて、そこから LNG 船へ補給する。
- ◇ LNG タンクコンテナを用いた船上バンカリング; LNG タンクをコンテナとして扱う。停泊時に必要量を充填したタンクコンテナと空のタンクコンテナを交換させることで燃料補給する。
- ◇ 陸上の固定式燃料供給施設からのバンカリング; LNG ターミナルに寄り、そこから LNG を補給する。港湾内にタンカーも荷役する大型ターミナルか LNG 燃料船専用のターミナル、のいずれかを設置する。
- ◇ シーバース[海上用棧橋]からのバンカリング; 寄港地が浅瀬で大型船の係留が困難な場合は、沖合に海上用棧橋であるシーバースを設置しそこから LNG を補給する。

コンテナ船も含めて LNG を商船用の燃料として普及させるためには、バンカリングを重油と同程度もしくはそれ以上の短い時間で進められることが必要である。バンカリングの時間が長すぎると商用船の航行スケジュールに支障が出てくるだけではなく、LNG を積載した状況で長時間係留されると BOG により LNG 内のメタン濃度が下がり熱量が増加する傾向を示す。

これを踏まえて上記のバンカリング法を大型コンテナ船へ適用可能かはメリット、デメリット、実現性、課題などで不明な点があった。そこでガス会社への聞き取りをはじめとして各バンカリング法を調査したところ、以下のことが判明した。

- STS; バンカリング価格を考えると最も有望な方法となる。ただ課題として、①係留索の取り方で風や雨への対策が必須、②船舶間を繋ぐバンカリング用フレキシブルチューブの固定方法や接続法などの技術基準が未確定。③係留の安定性が一番の問題、がある。
- ローリーから船舶へのバンカリング; 日本では実施困難。ローリーに積載可能な LNG は 13~14t が上限であり、外航船のような大型船へバンカリングする際はコストが高くなる。
- LNG タンクコンテナを用いた船上バンカリング; 同上。LNG タンクコンテナの回収ルートを確認するのが難しい。
- 陸上の固定式 LNG 燃料供給施設; 可能ではあるが、陸上施設は場所が限られており、船をそこへ持っていく必要がある。また、STS に比べて設備費用が

かかることが予測される。

- シーバース[海上用栈橋]；同上。参考として扇島工場（横浜市）沖に建造した LNG 受入シーバースの建造コストは数百億円とのこと。

これらを踏まえて技術的な課題はあるものの、初期投資の低さなどから STS によるバンカリングが一番現実的であると考えられる。

（ii）バンカリングの検討

バンカリングが現段階で成立しうるか、外航LNGタンカーの荷役についての調査結果を元に1ラウンド分の所要時間を試算する。

係留を済ませた後のタンカーのLNG荷役に係わる作業は大きく、ギャングウェイ取り付けからポンプの作動直前までの事前行程、ポンプを作動して必要量のLNGを補給しポンプが停止するまでのLNG補給行程、ポンプ停止から出港までの事後行程に分けられる。

まずLNG補給行程に要する時間はLNGのLoading Rates (m^3/h) に依存する。ガス会社によると、LNG補給行程の速度は船側のポンプ能力とLNG供給配管の大きさ双方がそろふことで決まるとのことである。東京ガスの外航LNG運搬船の容量は14～15万 m^3 であり、32inch配管を使用して最大11,000～14,000 m^3/h のLNG移送が標準的である。また現在の国内LNGターミナルにおいて荷役に使用しているアンローディングアームは配管径16inch（共通規格）でアーム一本当たりの最大輸送量は4,000～5,000 m^3/h という仕様になっている。現行の外航LNGタンカーに対してはアーム4本を接続しており、内3本をLNGの荷役に、残り1本を船側タンクへのリターンガス供給用に、それぞれ使用しており、前述の数値はこの条件から試算している。なおLNGターミナルから内航用LNGタンカーへの積み込みには8inch管のローディングアームが使用される。

また重油の給油行程と比較して、LNG補給行程においては配管の監視とRGBの運転という作業が加わる。配管の監視では、LNG供給に伴い局所的に配管が縮むためその都度ボルトで締め直して漏洩を防ぐために、フランジを中心に配管の接続状況を随時チェックする。当該作業には特別な資格は必要なく、社内訓練程度で十分とのことである。RGBはReturn Gas Blowerの略称であり、船側タンクの圧力を維持させるために陸側タンクに溜まったLNGガスを船に供給する必要がある（Return Gas）ことから、LNGの荷役中に随時RGBを運転させる。

これを踏まえて本該船へのLNG補給行程の所要時間について試算する。上記のローディングアーム1本当たりの供給量を1,000 m^3/h と4,000 m^3/h の2ケースを仮定し、アーム2本でLNGを補給する場合（1本がLNG供給、残りはリターンガス排出）と、アーム4本でLNGを補給する場合（3本がLNG供給、残りがリターンガス排出）それぞれについて試算した。

その結果を以下に示す。

- ・ローディングアーム供給量 1,000m³/hの場合
 - 全海域LNG使用コンテナ船
 - アーム2本使用 10時間
 - アーム4本使用 3時間20分
 - 地中海ECAのみLNG使用コンテナ船
 - アーム2本使用 3時間
 - アーム4本使用 1時間
- ・ローディングアーム供給量 4,000m³/hの場合
 - 全海域LNG使用コンテナ船
 - アーム2本使用 2時間30分
 - アーム4本使用 48分
 - 地中海ECAのみLNG使用コンテナ船
 - アーム2本使用 48分
 - アーム4本使用 18分

次に事前行程について、重油のバンカリングと比較してLNGのハンドリング上加わる作業を以下に示す。

- ・主蒸気元弁閉止；蒸気タービンへの蒸気元弁を閉止し荷役時に絶対運転しないようにする。
 - ・ボイラー燃料切替（混焼停止）；航行中はLNGと重油の混合燃焼であるが、事前行程初期では重油のみの燃焼に、LNGの補給直前では環境保護のため再度LNGと重油の混合燃焼に、それぞれ切り替える。切り替えに要する時間は双方とも5分程度である。
 - ・ホット時の緊急遮断テスト；通常環境におけるESD（Emergency Shut Down、緊急遮断）弁の動作確認を行う。ESD弁はダブルボールバルブとなっており、船側と陸側いずれか停電の場合や気象等により船の停泊が困難な場合に作動させる。所要時間は15分程度である。
 - ・クールダウン；船側ポンプ1台を動かして荷役用配管系を-100℃まで冷却する。所要時間は約90分である。
 - ・クール時の緊急遮断テスト；-100℃の環境下におけるESD弁の動作確認を再度行う。こちらの所要時間は10分程度である。
- これらも含めて、事前行程に要する時間は3時間40分程度である。

最後に事後行程であるが、基本的には片付けと出港に向けての準備であることから作業内容は重油バンカリングでの作業とほぼ同じである。外航タンカーでの所要時間は3時間15分程度となる。

以上の調査結果を踏まえて、バンカリングの事前行程および事後行程は前述のLNG荷役におけるそれらと同じ所要時間がかかると仮定して、当該船への1ラウンド分LNGのバンカリングの所要時間を試算した結果を表2.2.8.2.1に示す。このときコンテナ船は既に港に係留されており、そこにSTS用タンカーが並列係留されて荷役と平行してバンカリングを行う状況を想定している。

表2.2.8.2.1 当該船へのバンカリング所要時間の試算結果（1ラウンド分）

(a) ローディングアーム供給量1,000m³/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	10.0	3.3	3.0	1.0
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		16.9	10.3	10.0	7.9

(b) ローディングアーム供給量4,000m³/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	2.5	0.8	0.8	0.3
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		9.4	7.8	7.7	7.2

表 2.2.8.2.1 より 2.2.2.1.4 にて示した神戸港での停泊時間 23 時間及び東京港での停泊時間 33 時間と比較して、1 ラウンド分のバンカリング所要時間はこれらより短く済ませることができることから、コンテナ船への運行スケジュールへの影響はないと見なすことができる。

さらに諸事情により航行中に1ラウンド分以上のLNGを消費した状況に対して、STSにて1.5ラウンド分のLNGを補給する場合のバンカリング所要時間を試算した結果を表2.2.8.2.2に示す。作業の内容から事前行程と事後行程それぞれの所要時間は1ラウンド分のバンカリングにおけるそれらと同じとした。表2.2.8.2.2より全海域LNGを使用するコンテナ船に対して供給量1,000m³/hのローディングアーム2本を使用する際の所要時間が約21時間54分と、同一条件での1ラウンド分のバンカリング所要時間の約1.3倍となるが、それでも前述の二港における停泊時間内にバンカリングを済ませることができる結果となっており、STSによるバンカリングは成立しうるということがわかる。

表2.2.8.2.2 当該船へのバンカリング所要時間の試算結果（1.5ラウンド分）

(a) ローディングアーム供給量1,000m³/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	15.0	5.0	4.6	1.5
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		21.9	11.9	11.5	8.4

(b) ローディングアーム供給量4,000m³/hの場合

所要時間 [hour]		LNGコンテナ船コンセプト			
		全海域LNG		地中海ECAのみLNG	
大分類	主な作業	アーム2本	アーム4本	アーム2本	アーム4本
事前行程	ESD弁テスト、クールダウン	3.7			
LNG補給行程	LNG補給、RGB作動	3.8	1.3	1.1	0.4
事後行程	後尺、アーム切り離し	3.3			
バンカリング時間		10.7	8.2	8.1	7.3

(iii) STS バンカリングの課題

バンカリングそのものが現実的な所要時間で成立しうる一方で、STSバンカリングを実現させるために必要な課題を以下に挙げる。

・ STSバンカリング実現のための技術的課題

具体的には先ほど挙げたように、①係留索の取り方で風や雨への対策が必須、②船舶間を繋ぐバンカリング用フレキシブルチューブの固定方法や接続法などの技術基準が未確定、③係留の安定性、などがある。

・ 事前行程の時間短縮

・ STS用タンカーの配備

前項にて議論したように、LNG補給行程の時間短縮を図るには少なくとも16inchできれば32inchのLNG用配管の使用は必須である。加えてSTSバンカリング一回分でLNGの補給が完了できるようLNG搭載量は10,000～30,000m³程度必要である。万が一バンカリングが長時間化する事態に備えて、タンカー側に再液化装

置を装備した方が有効である。

- ・ STSに係わる規定の整備と規格の統一
- ・ バンカリングと荷役の同時進行

商用船の運航スケジュールの過密さを考えると、貨物の荷役とLNGバンカリング、および重油バンカリングを同時に進めることは寄港時間を短縮し商船の稼働率を上げられることから有効な手段であると考えられる。そのため、ルールを検討する際には荷役とバンカリングの同時進行も考慮すべきであろう。

(iv) バンカリングのコスト

ガス会社へのヒアリングでは、STSでバンカリングする際の価格の内訳としては、LNG (CIF) +5%消費税、石油石炭税、警戒船の配置費用、港湾使用量、内航船の傭船費用、設備償却費、等から成るが、バンカリング販売価格はLNG自体の価格から1割強の割増が見込まれるとの意見をもらっている。

LNG自体の価格は貿易統計価格と同じと考えてよいとのことである。

参考文献

Jürgen Harperscheidt, LNG BUNKERING LNG AS A SHIP'S FUEL, GREEN SHIP TECHNOLOGY, 2011.

Patrick Englebert , Ship-to-Ship LNG Bunkering, EMSA / ECSA Workshop, 2010.

Swedish Marine Technology Forum, LNG bunkering Ship to Ship procedure, 2010.

2.2.2.3 外航コンテナ船の経済性評価

2.2.2.3.1 概要

各プロジェクトの燃料消費量の推計値に基づき、ディスカウントキャッシュフロー (DCF) 法に従って、LNG燃料船を導入するプロジェクトの評価の試算を行う。また、各プロジェクトがどのようなLNG燃料価格の場合に優位になるのかを示す。

2.2.2.3.2 油焚船 (現存船)、油焚船 (ECA対応)、LNG船の初期コスト比較

油焚船 (現存船) と油焚船 (ECA対応) の違いはハード的には脱硝装置の有無であり、表2.3.2.1に油焚船 (現存船) を基準にLNG船の超概算初期コストを比較した。金額の単位は千ドルであり、1ドル=80円の換算レートを使用した。LNGタンク等LNG関連の設備費用はDNVが中心で検討しているLNG燃料VLCC Triality (注1) の数値を用いた。機関関係のkW単価は現在の相場に倣ったものである。脱硝装置についてはEPAの資料 (注2) によった。

超概算コストであるため、LNG船のコストは全海域LNGを使用する場合を想定し、ECAのみLNGを使用する船のコストは全海域LNG船と同じとした。LNG船 (ECAのみ使用) にとっては厳しめの評価となる。

表2.3.2.1 超概算初期コスト比較表

	(金額 単位 千ドル)					
	油焚船 (現存船)	油焚船 (ECA対応)	LNG船B (ECAのみ)	LNG船B (全海域)	LNG船C (ECAのみ)	LNG船C (全海域)
船種	A-1	A-2	B-1	B-2	C-1	C-2
推進システム	プロペラ直結	プロペラ直結	プロペラ直結	プロペラ直結	電気推進	電気推進
主機	低速ディーゼル	低速ディーゼル	低速ME-GI	低速ME-GI	中速DFDE	中速DFDE
補機	中速ディーゼル	中速ディーゼル	中速DFDE	中速DFDE	中速DFDE	中速DFDE
ボイラ	油焚	油焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚	LNG焚
船体部						
船長増加	0	0	1,000	1,500	1,000	1,500
LNG燃料システム						
Vent Mast						
LNG Bunkerring Station						
Fuel gas Supply System						
LNGタンク(Type C)	0	0	15,511	15,700	15,530	15,757
機関部(プロペラ直結)						
低速ディーゼル(66,000kW)	33,000	33,000				
低速ME-GI(主機)(66,000kW)	0	0	36,300	36,300		
中速ディーゼル(補機)(4X2,900kW)	5,800	5,800	0	0		
中速DFDE(補機)(4X2,700kW)	0	0	10,800	10,800		
機関部(電気推進)						
中速DFDE(主機)(66,000kW)	0	0	0	0	41,250	41,250
中速DFDE(補機)(1X2,700kW)	0	0	0	0	2,700	2,700
電気推進装置	0	0	0	0	33,000	33,000
SCR脱硝装置	0	2,100 (主機+補機)	1,752 (主機のみ)	1,752 (主機のみ)	0	0
現存船よりコスト減額アイテム						
HFO加熱システム	0	25	25	25	25	25
上記合計	38,800	40,875	65,338	66,027	93,455	94,182
油焚船(現存船)よりの増額	0	2,075	26,538	27,227	54,655	55,382

参考文献

注1 : Triality Taking the environmental and economic performance of VLCCs a great step forward by DNV

注2 : Proposal to Designate an Emission Control Area for Nitrogen Oxides, Sulfur Oxides and Particulate Matter Technical Support Document Chapter 5 Costs by EPA

2.2.2.3.3 外航コンテナ船の経済性の比較

(i) DCF法による比較

(あ) 前提条件

①ディスカウントキャッシュフロー(DCF)法の内容

DCF手法は、現在価値により、投資とキャッシュフローの評価が可能となる。本調査で検討する投資は新たな船舶の建造であり、キャッシュフローは船舶を投入することによる収入と支出である。DCF手法の基本式は以下である。

$$NPV = -P + \frac{M_1}{(1+i)} + \frac{M_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{M_n}{(1+i)^n} + \frac{S}{(1+i)^n}$$

ここで、

- P : 初期投資額
- N : 対象期間
- M_t : t年末の収益(名目額)

S : n 年後の残存価値（名目額）
 I : 割引率
 NPV : プロジェクトの正味現在価値

このDCF手法を用いて、一般的に用いられるNPVの大きさ、回収期間（投資を回収できる期間）、内部収益率（NPVを0とする割引率）によって、プロジェクトの評価を行う。評価の対象は、日本ECAなし、日本ECA-沿岸50マイル、日本ECA-沿岸100マイルを設定した欧州航路において、2.2.2.2で示されたコンセプトに基づく9,300TEU型コンテナ船が運航するプロジェクトである。従って、3つのECA海域に対して、以下の6つの投資プロジェクトの評価を行う。

- ・ A-1 油焚船（現存船）
- ・ A-2 油焚船（ECA対応）
- ・ B-1 LNG船（ECAのみLNG）
- ・ B-2 LNG船（全海域LNG）
- ・ C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）
- ・ C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）

②対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、ヒヤリング調査の結果を踏まえて対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0[US\$]）と仮定した。

対象期間 20年
割引率 6.0%
残存価値 0US\$

③初期投資額に関する前提条件

2.2.2.3.2で示した各コンセプト船（9,300TEU）のコスト比較と、現存するコンテナ船の船価から各コンセプト船の船価を設定する。表2.3.3.1.1はClarkson社の統計による近年のコンテナ船の船価である。この統計値に基づき、図2.3.3.1.1はコンテナ船のTEUサイズ別にTEU当たりの船価を示している。TEU当たり船価は、6,000TEUクラスを超えると大きな変化がない。そのため9,300TEU船の船価を推定するため、大型船ではTEU当たり船価が一定であると仮定した。9,300TEU船に大きさが近い8,800TEU船では、2011年7月において、船価が9,450万[US\$]であり、TEU当たりの船価が10,740[US\$/TEU]である。このTEU当たりの船価を使用して、9,300TEU船は、9,990万US\$と仮定した（9,450万[US\$]+1.074万[US\$/TEU]×500[TEU]）。

表2.3.3.1.1 コンテナ船の船価（単位：100万[US\$]）

サイズ	2008年	2009年	2010年	2011年7月
13,000 teu	166.0	118.0	129.0	130.0
8,800 teu	129.0	86.5	95.0	94.5
6,600 teu	100.0	66.5	79.5	70.0
4,800 teu	84.0	57.3	60.5	60.0
4,300 teu	72.0	48.3	52.5	58.0
2,750 teu	50.0	29.5	41.5	39.0
2,500 teu	52.0	28.5	36.0	40.0
1,700 teu	38.0	23.0	29.5	32.0
1,000 teu	25.0	19.0	21.5	21.3
725 teu	18.0	14.0	16.0	16.0

出典：Clarkson Research Services, World Shipyard Monitor August 2011

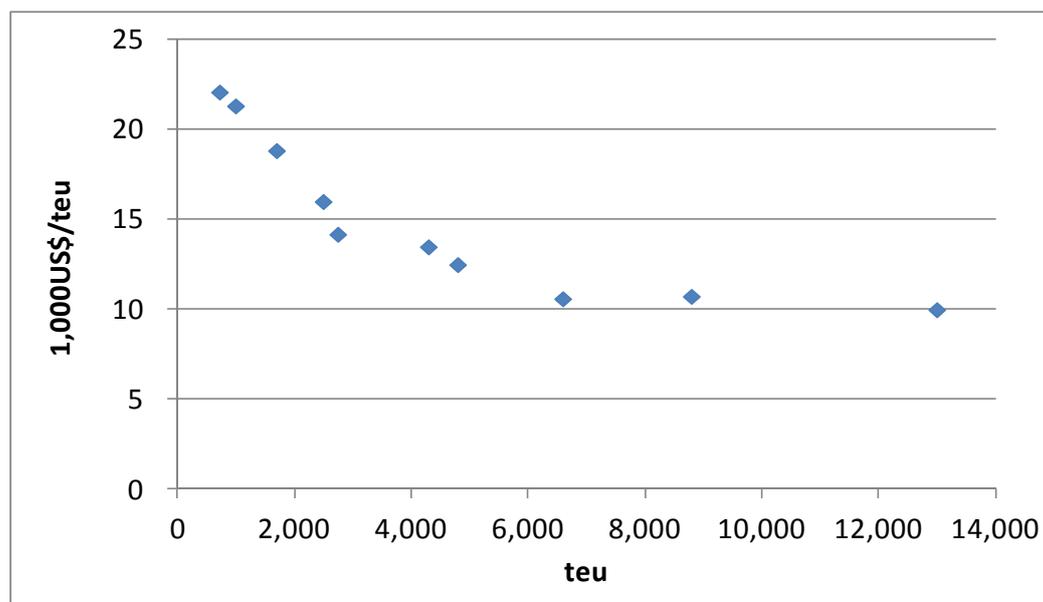


図2.3.3.1.1 コンテナTEU当たりの船価（2011年7月）

出典：Clarkson Research Services, World Shipyard Monitor August 2011.

9,300TEU船の船価を仮定と、2.3.2節のコスト比較から、各コンセプト船の船価は、以下の様に仮定できる。

A-1 油焚船（現存船）	9,990万[US\$]
A-2 油焚船（ECA対応）	1億190万[US\$]
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	1億2,640万[US\$]
B-2 LNG船（全海域LNG）	1億2,710万[US\$]
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	1億5,450万[US\$]
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	1億5,530万[US\$]

この船舶の購入費用が、DCF法における各プロジェクトの初期投資額とする。図2.3.3.1.2は、各プロジェクトの船舶の購入費用を示している。

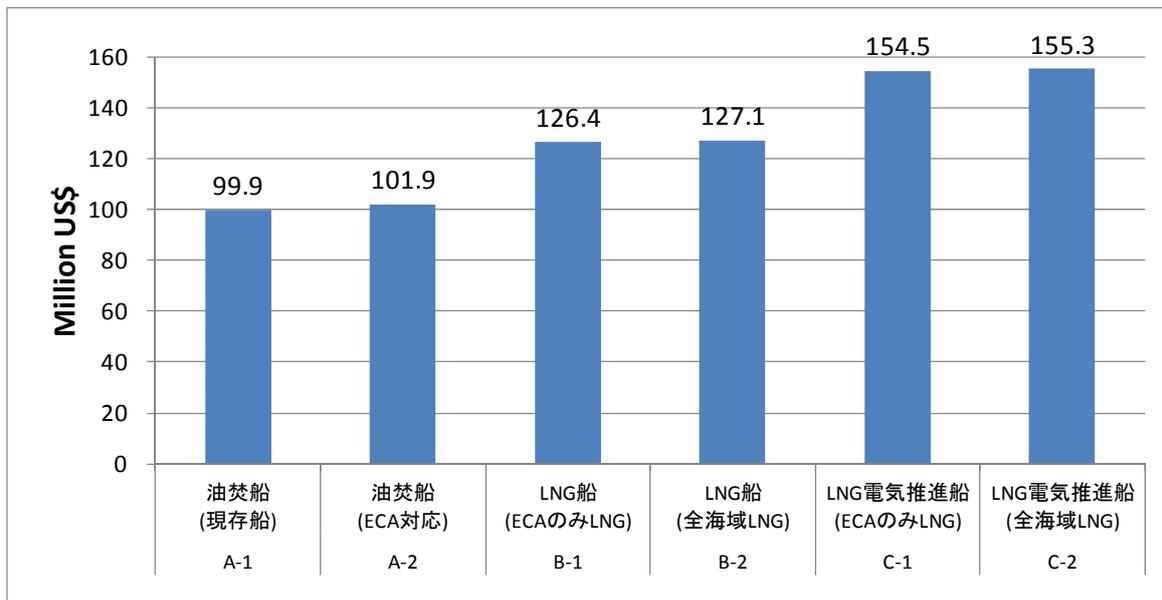


図2.3.3.1.2 各プロジェクトの船舶購入費用

④利益に関する前提条件

利益は、運賃収入と費用の差であり、統計資料やヒヤリングに基づく概算値である。

運賃収益は、単純化と比較結果の考察を容易にするため、DCF法の適用期間で一定であることを仮定している。運賃収益は、積載能力(9,300TEU)×積載率×運賃で算出する。ただし、対象とする欧州航路は、アジア発欧州向けの航路と欧州発アジア向けの航路で特性が異なるため、それぞれの運賃と積載率を設定した。

積載率は、オーシャンコマース社「国際輸送ハンドブック2011年版」によると、アジア発欧州向け航路で、71% (2008年第2四半期)、72% (2009年第2四半期)、85% (2010年第2四半期)であり、欧州発アジア向け航路で、31% (2008年第2四半期)、34% (2009年第2四半期)、38% (2010年第2四半期)である。平均値は、アジア発欧州向け航路が76%、欧州発アジア向け航路が34%であり、この値をDCF法の適用に使用する。

次に、図2.3.3.1.3は、UNCTADが公表する1995年から2009年までのアジア・欧州航路の運賃推移を4半期別に示している。アジア発欧州向けの貨物は、対象期間の平均運賃が1,490[US\$/TEU]である。また、欧州発アジア向けの貨物は、その平均運賃が860[US\$/TEU]である。以上の運賃に関する平均値をDCF法の適用に使用する。以上の積載率と運賃の設定値と、コンセプト船は9,300TEUで同一であるため、表2.3.3.1.2の通りに運賃収益を算出できる。1ラウンドでは、約1,325万[US\$]の運賃収益であり、1ラウンドは70日と設定しているため、1年間に拡大すると約6,909万[US\$] (1,325万[US\$]×365[日]/70[日])の運賃収益である。この運賃収益は、DCF法の適用において比較結果を容易にするため、各プロジェクトで一定であることを仮定した。

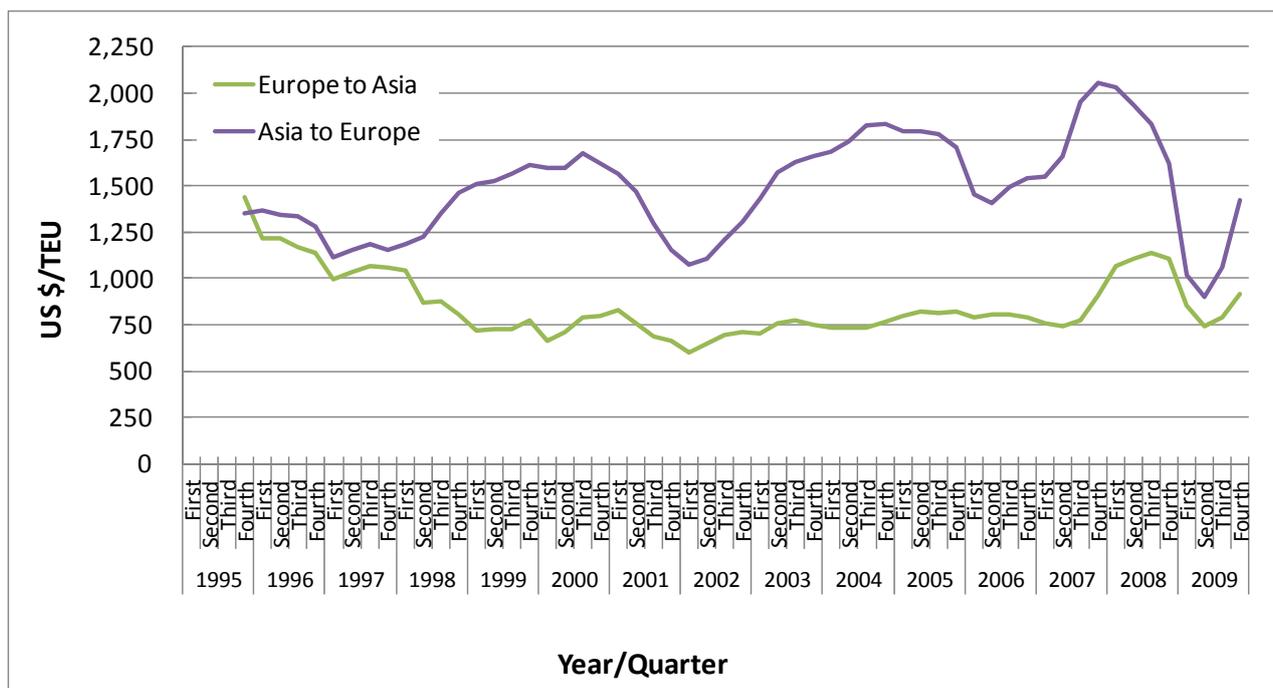


図2.3.3.1.3 アジア・欧州航路の運賃推移

出典：UNCTAD, Review of Maritime Transport, several years

表2.3.3.1.2 運賃収益収入の設定値

	Asia→Europe	Europe→Asia	1Round trip	年間利益
運賃[US\$/TEU] ¹⁾	1,490	860	-	-
積載率 ²⁾	76%	34%	-	-
輸送量[TEU]	7,068	3,162	-	-
運賃収益[US\$]	10,531,320	2,719,320	13,250,640	69,092,623

出典1)：UNCTAD, Review of Maritime Transport, several years.

出典2)：オーシャンコマース社、国際輸送ハンドブック2011年版

費用は、船舶購入の初期投資を除いた、(a)船費・店費、(b)港費・運航費、(c)燃料費、(d)SCRによる尿素水費を対象にする。

(a)船費・店費は、ヒヤリング調査による9,300TEU型コンテナ船の備船料から算出した。9,300TEU船の一般マーケットベースの備船料は、2011年7月現在、1ラウンド当たり365万[US\$]程度（約52,143[US\$/日]）である。これは、資本費、船費、店費等で構成される値であると考えられる。備船料から資本費を除外するため、資本費は船舶購入の減価償却費と仮定した。また、減価償却費は、10年後に残存価額が0の場合の定額法に従うとして、購入費用の10%と仮定する（9,300TEU船の購入費用は1.0億[US\$]と設定）。よって、9,300TEU船の資本費は、1,000万[US\$/年]と仮定することになる。よって、年間の船費・店費は以下の様になる。

$$\begin{aligned}
 \text{(a)年間船費・店費} &= 3,650,000[\text{US\$/round}] \times 365/70[\text{round/年}] - 10,000,000[\text{US\$/年}] \\
 &= 19,032,143[\text{US\$/年}] - 10,000,000[\text{US\$/年}] \\
 &= 9,032,143[\text{US\$/年}]
 \end{aligned}$$

各プロジェクトの船費・店費は、この値で等しいと単純化のため仮定した。また、参考までに、Harper Petersen & Coによる2008年8月から2011年8月までの6,500TEU型コンテナ船と8,500TEU型コンテナ船の傭船料の推移を図2.3.3.1.4に示す。

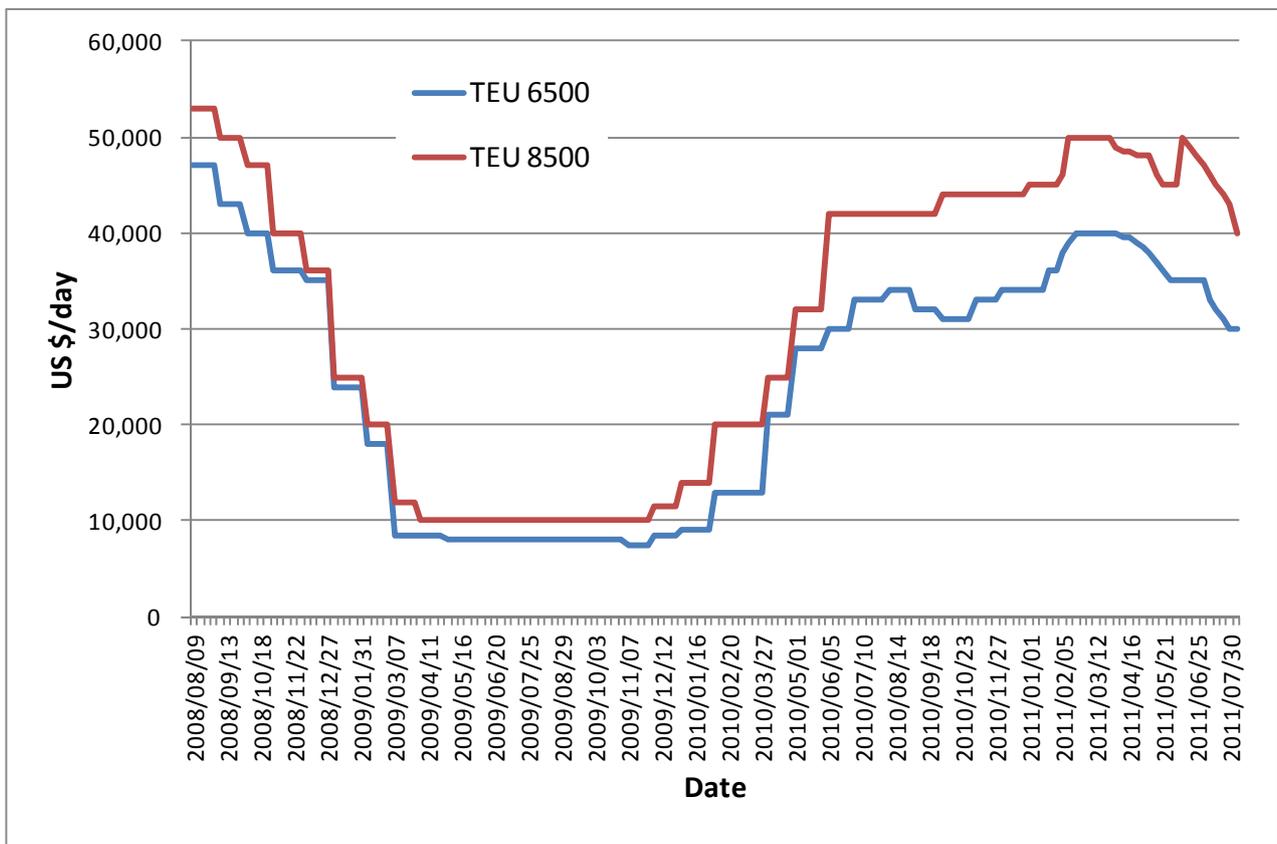


図2.3.3.1.4 6,500TEU型コンテナ船と8,500TEU型コンテナ船の傭船料の推移

出典：Harper Petersen & Co, HARPEX, <http://www.harperpetersen.com/harpex/harpexVP.do>

(b)港費・運航費は、ヒヤリング調査により、9,300TEU型コンテナ船では、1ラウンド当たり180万[US\$]程度であることが得られた。各プロジェクトにおいても変化しないと仮定した。

$$\begin{aligned} \text{(b)年間港費・運航費} &= 1,800,000[\text{US\$/round}] \times 365/70[\text{round/年}] \\ &= 9,385,714[\text{US\$/年}] \end{aligned}$$

(c)燃料費は、2.2.2.2で検討した各コンセプト船の燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

C重油（Heavy Fuel Oil, HFO）は、油焚船（現存船）でのみを消費されることを仮定している。図2.3.3.1.5は、IEAの統計値に基づき、ロッテルダム、ヒューストン、シンガポールにおけるHFO（380 cst）とHFO（180 cst）の推移を1986年から2011年6月まで示している。また、参考までに、ロッテルダム、ヒューストン、シンガポールにおけるA重油（Marine Diesel Oil, MDO）の統計値も示している。C重油は、長期的に大きな変動を示しているが、2011年に入り価格が670[US\$/ton]程度で安定している。図2.3.3.1.6は、最新の情報として、BunkerIndexに基づくC重油に加え、参考までにA重油、船用ガスオイル（Marine Gas Oil, MGO）の価格推移（2011年1月から2012年1月）を示している。BunkerIndexによると、2011年4月以降、C重油の価格はある程度安定しており、2012年1月5日では、380cstと180cstのC重油の平均価格が720[US\$/ton]である。本調査では、C重油の価格として最近の値である720[US\$/ton]を設定する。

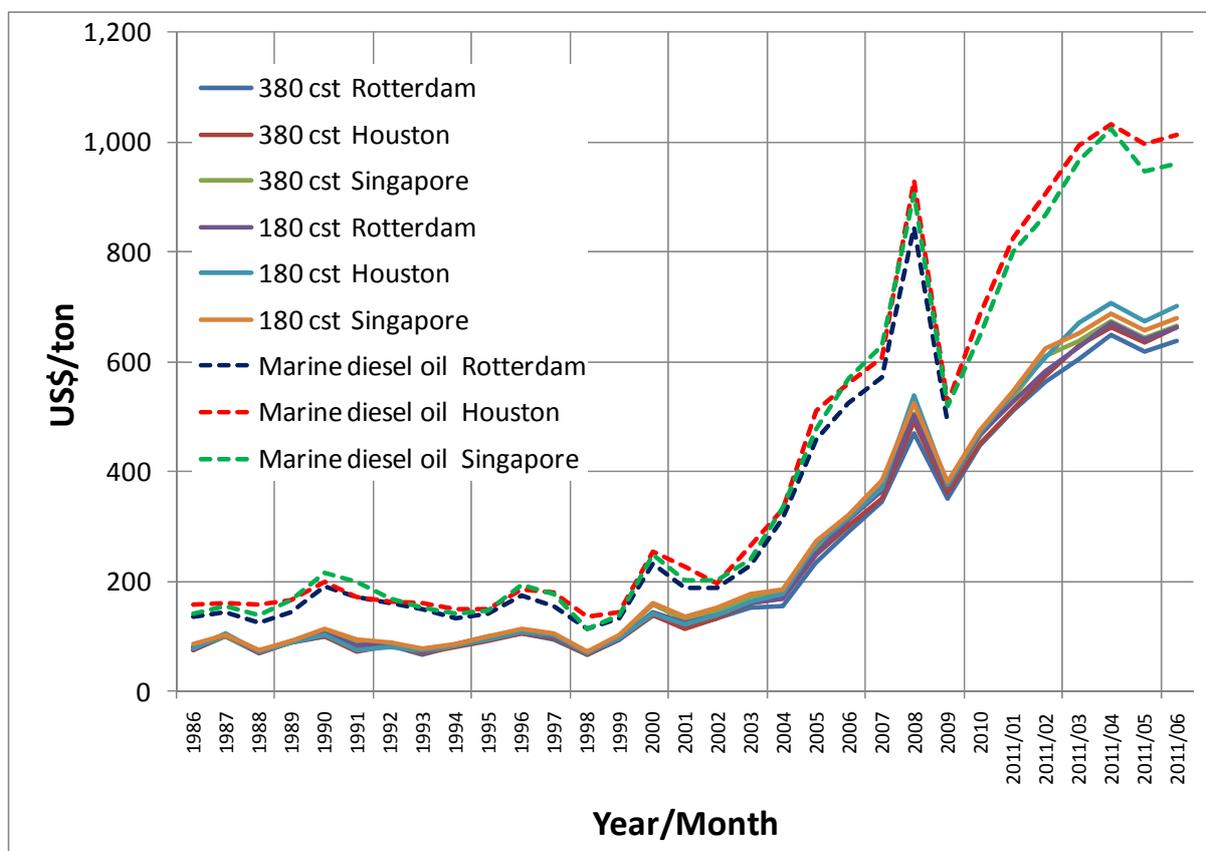


図2.3.3.1.5 HFO価格とMDO価格の推移（IEA）

出典：International Energy Agency, Energy Prices and Taxes

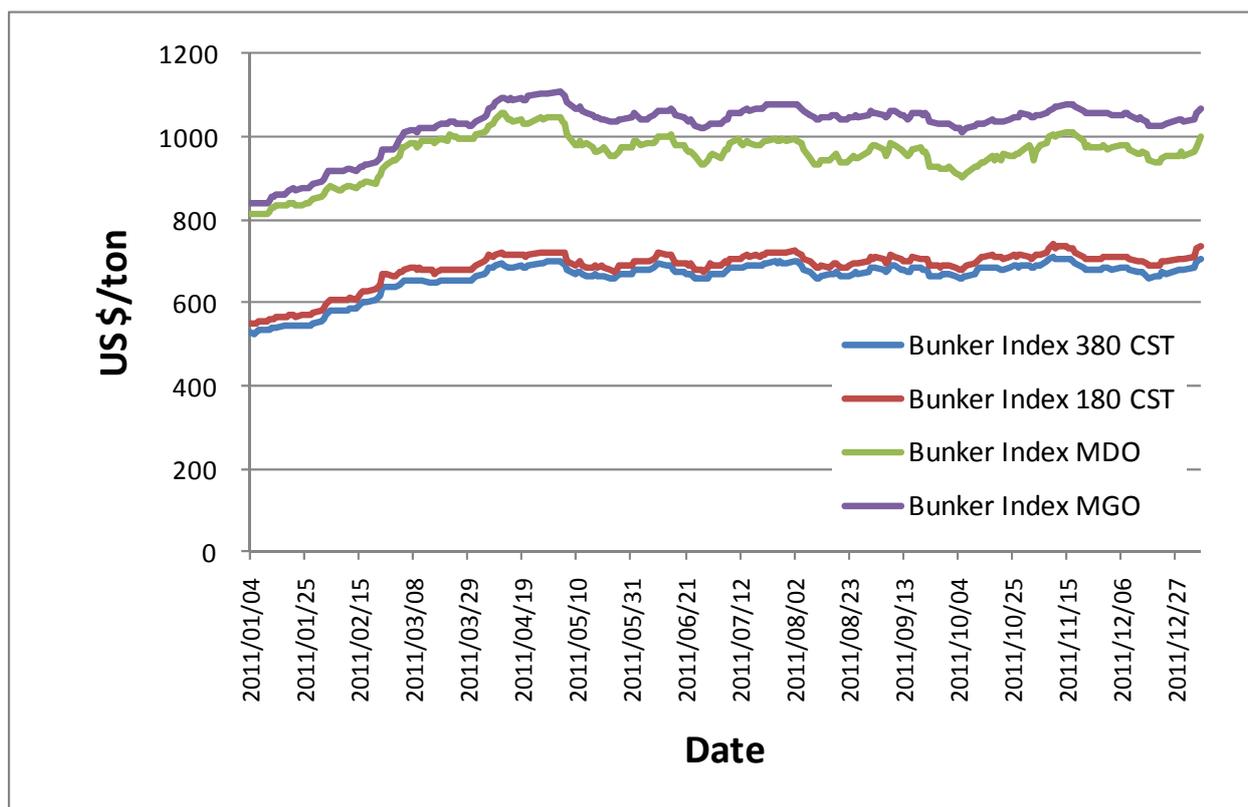


図2.3.3.1.6 HFO価格とMDO価格の推移 (BunkerIndex)

出典：BunkerIndex, Price, <http://www.bunkerindex.com/prices/index.php>

LSFOは、0.1% S分と0.5% S分の燃料が対象であり、油焚船 (ECA対応)、LNG船、LNG電気推進船で使用されることが仮定されている。LSFOは、取引が広まっていないため既存統計値が存在しない。本調査は、DCF法の適用において、0.1% S分と0.5% S分のLSFO価格は、共にC重油の1.5倍と仮定した。そのため、LSFOは、1,100[US\$/ton]となる。なお、この価格は、最近のA重油価格と同じ程度となる。

LNGは、LNG船とLNG電気推進船によって消費される。LNG価格は、日本の貿易統計の輸入価格に基づき検討する。また、参考までに、IMFの資料に基づき、欧州と米国のLNG価格、原油価格を加え、100万btu (100万英国熱量単位、Million Metric British Thermal Unit, mmbtu) 当たりのLNG価格[US\$/mmbtu]を図2.3.3.1.7は示している。対象期間は、2001年1月から2011年11月である。また、同様のLNG価格について、液体での立法メートル当たりUS\$に換算した価格を図2.3.3.1.8に示す。日本のLNG価格は、原油価格に応じて設定されるため、タイムラグは存在するが、両者の推移は強い相関を持っている。原油価格は2008年7月に842[US\$/m3]のピークに達している。これに対応して、日本のLNG価格は2008年11月に360[US\$/m3] (16.4[US\$/mmbtu]) に達しているが、この値を超えて2011年11月には403[US\$/m3] (18.4[US\$/mmbtu]) に急増している。今後のLNG価格の情勢は注意深く観察する必要があるが、本調査では、日本における最新の実績値である403[US\$/m3]を基準としてLNG価格を設定する。日本のLNG輸入価格に対して、消費税、バンカー輸送等を考慮し、約1.1倍の440[US\$/m3] (20.1[US\$/mmbtu]) としている。

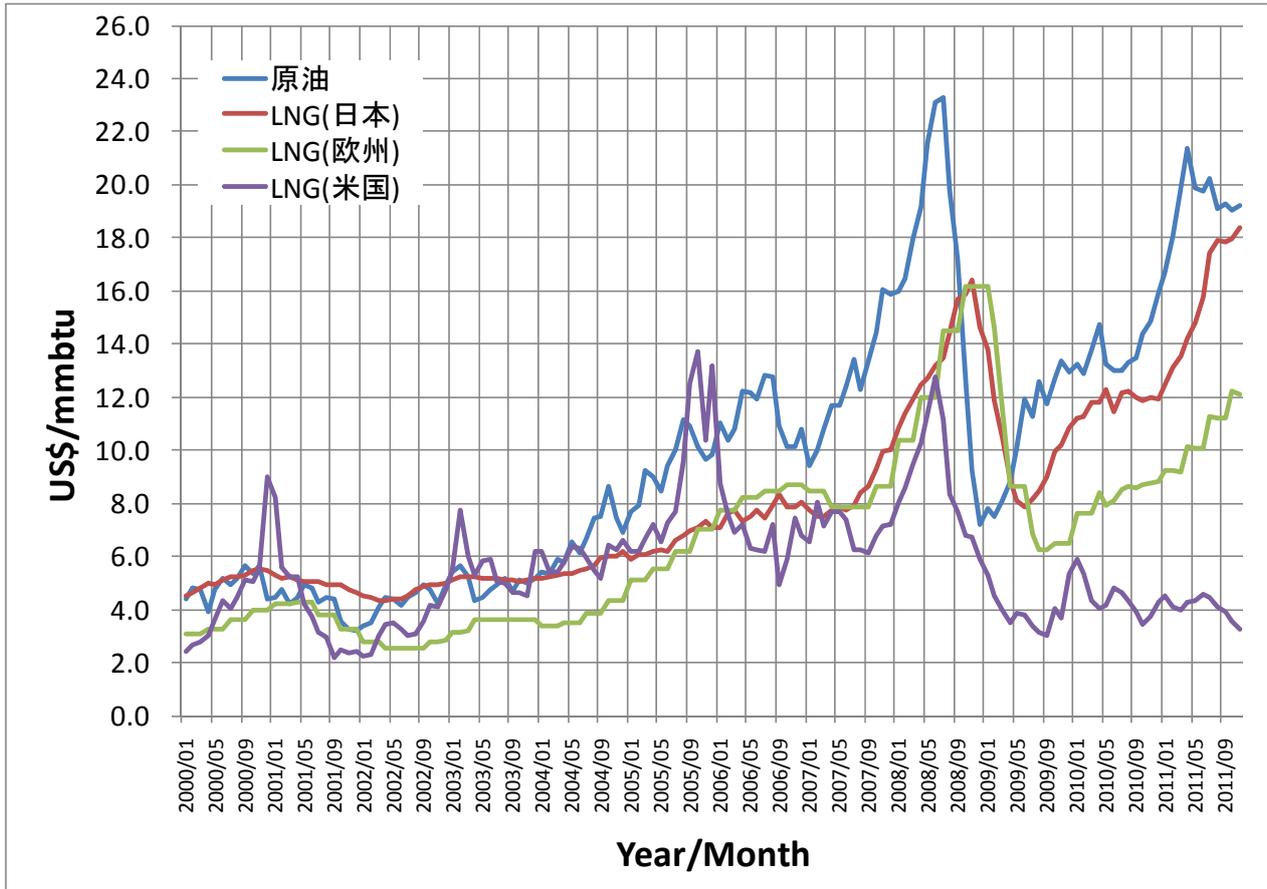


図2.3.3.1.7 100万英国熱量単位当たりのLNG価格と原油価格

出典 LNG(日本)：財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

原油、LNG(欧州)、LNG(米国)：International Monetary Fund, Primary Commodity Prices

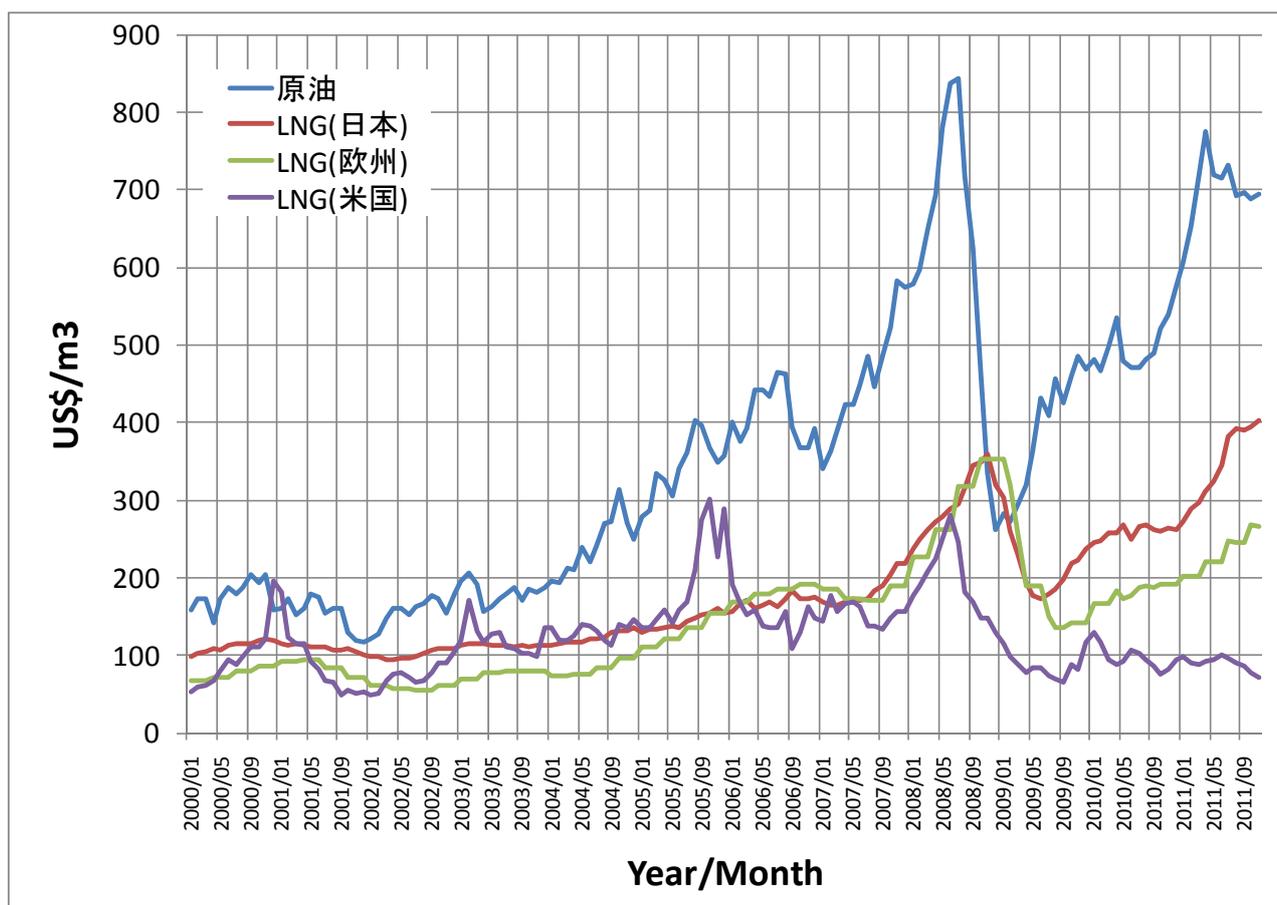


図2.3.3.1.8 立法メートル（液体）当たりのLNG価格と原油価格

出典 LNG(日本)：財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

原油、LNG(欧州)、LNG(米国)：International Monetary Fund, Primary Commodity Prices

(d)SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を800[US\$/m³]に設定した。

表2.3.3.1.3は、以上の燃料価格と尿素水価格の設定値を整理したものであり、これらの値を用いてDCF法の適用を行う。

表2.3.3.1.3 燃料価格と尿素水価格の設定値

燃料価格 [US\$/ton]	C重油 (HFO)	720
	LSFO (0.5%S)	1,100
	LSFO (0.1%S)	1,100
燃料価格 [US\$/m ³]	LNG	440
燃料価格 [US\$/mmbtu]	LNG	20.1
尿素水価格 [US\$/ton]		800

(い) DCF法による比較

①年間費用の算出結果

(あ) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図2.3.3.1.9は、日本沿岸のECA海域の設定別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で20年間の平均を算出した値を意味している。日本のECA海域の設定によって、年間総費用平均値の相違は小さい。ECA海域が日本沿岸でない場合、A-1・油焚船（現存船）、A-2・油焚船（ECA対応船）、B-1・LNG船（ECAのみLNG）、B-2・LNG船（全海域LNG）、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）、C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の年間総費用平均値は、それぞれ2,650万[US\$]、3,360万[US\$]、3,420万[US\$]、3,190万[US\$]、3,580万[US\$]、3,290万[US\$]である。A-1・油焚船（現存船）の年間総費用平均値に比べ、A-2・油焚船（ECA対応船）の年間総費用は、約1.3倍大きい。

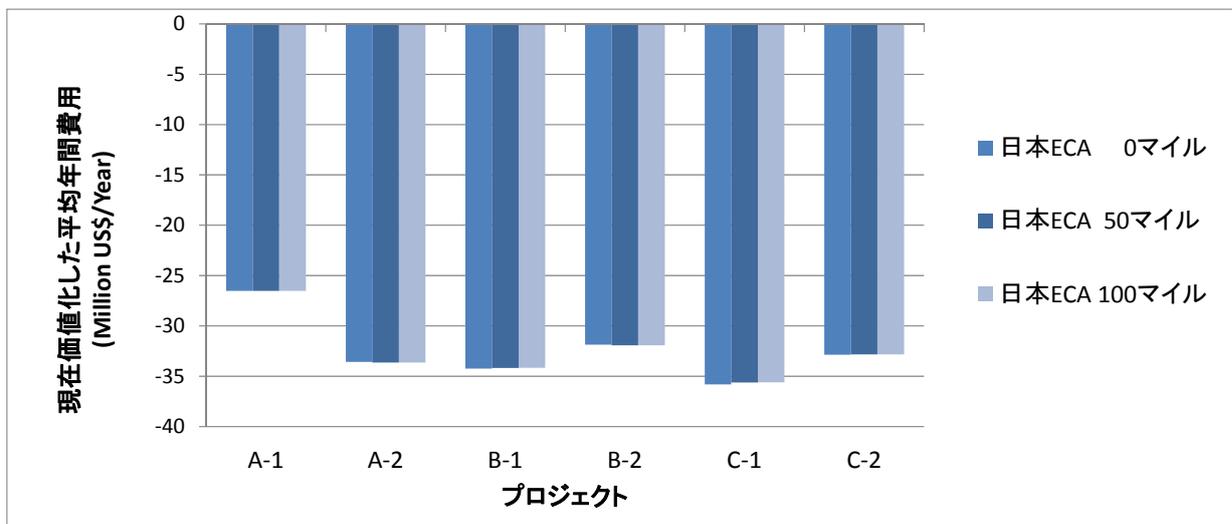


図2.3.3.1.9 ECA海域別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

また、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、全海域LNGを使用するB-2・LNG船（全海域LNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）は、年間総費用平均値がそれぞれ約5%と約2%小さい。一方、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、ECA海域のみLNGを使用するB-1・LNG船（ECAのみLNG）とC-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）は、年間総費用平均値がそれぞれ約2%と約7%大きい。以上の結果から、本調査の前提条件では、A-2・油焚船（ECA対応船）に比べて、B-2・LNG船（全海域LNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）は経済性が優れているが、B-1・LNG船（ECAのみLNG）とC-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）は経済性が劣っている。

次に、表2.3.3.1.4は、日本沿岸のECA海域がない場合において、各プロジェクトの年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。表2.3.3.1.5と表2.3.3.1.6は、同様の内容に関して、日本沿岸ECA海域を50マイルと100マイルに設定した場合である。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、費用項目の割合に大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。

A-1・油焚船（現存船）とA-2・油焚船（ECA対応船）では、船舶の購入費用に関して大きな相違がないため、A-2・油焚船（ECA対応船）の燃料費の増加によって年間総費用平均値の差が生じる。A-1・油焚船（現存船）とA-2・油焚船（ECA対応船）の年間燃料費平均値は、それぞれ1,170万[US\$]と1,830万[US\$]であり、それぞれ総費用の44%と54%を占める。

次に、A-2・油焚船（ECA対応船）とB-1、B-2、C-1、C-2のプロジェクトを比較する。それぞれの年間購入費平均値は、A-2・油焚船（ECA対応船）が490万[US\$]、B-1・LNG船（ECAのみLNG）とB-2・LNG船（全海域LNG）が600万[US\$]、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）とC-2・LNG電気推進船（全海域LNG）が740万[US\$]である。A-2に比べ、B-1とB-2は140万[US\$]大きく、また、C-1とC-2は250万[US\$]大きい。一方、年間燃料費平均値は、A-2・油焚船（ECA対応船）が1,830万[US\$]、B-1・LNG船（ECAのみLNG）が1,790万[US\$]、B-2・LNG船（全海域LNG）が1,550万[US\$]、C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）が1,840万[US\$]、C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）が1,540万[US\$]である。A-2に比べ、B-1、B-2、C-2は、年間燃料費平均値がそれぞれ40万[US\$]、280万[US\$]、280万[US\$]小さいが、C-1は10万[US\$]大きい。B-2とC-2は、A-2と比べて購入費が増加するが、燃料費の削減によって総費用がA-2に比べて小さくなる。一方、B-1は、燃料費の削減では、購入費の増加分を取り戻すことが出来ない。また、C-2はA-2に比べ燃料費も増加し、総費用の面でA-2に劣る。以上の考察は、尿素水の影響を考えていないが、尿素水費は小さく、全体に影響を与えていない。

図2.3.3.1.10、図2.3.3.1.11、図2.3.3.1.12は、それぞれ日本のECA海域なし、50マイル、100マイルの設定別に、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

表2.3.3.1.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECAなし）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	37%	17%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	38%	3%	11%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	49%	6%	3%	39%	—	1%	
C-1	35.8	21%	14%	14%	51%	38%	1%	13%	—	—	
C-2	32.9	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

表2.3.3.1.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECA50マイル）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	35%	19%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	36%	4%	12%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	49%	5%	4%	39%	—	1%	
C-1	35.6	21%	14%	14%	51%	36%	1%	14%	—	—	
C-2	32.8	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

表2.3.3.1.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（日本沿岸ECA100マイル）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万 [US\$]	費用項目別の割合									
		購入費	船費 ・ 点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費						尿素水 費
					小計	LSFO		LNG	HFO		
						(0.5% S)	(0.1% S)				
A-1	26.5	18%	19%	19%	44%	—	—	—	44%	—	
A-2	33.6	14%	15%	15%	54%	35%	19%	—	—	1%	
B-1	34.2	18%	14%	15%	52%	36%	4%	12%	—	1%	
B-2	31.9	19%	15%	16%	48%	5%	4%	39%	—	1%	
C-1	35.6	21%	14%	14%	51%	36%	1%	15%	—	—	
C-2	32.8	22%	15%	16%	47%	1%	1%	45%	—	—	

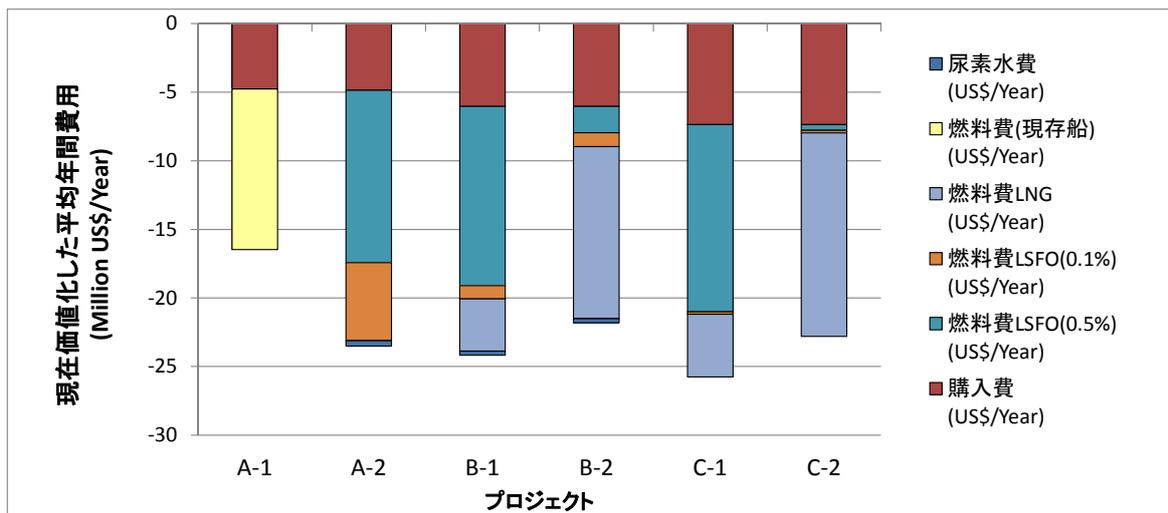


図2.3.3.1.10 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域なし）

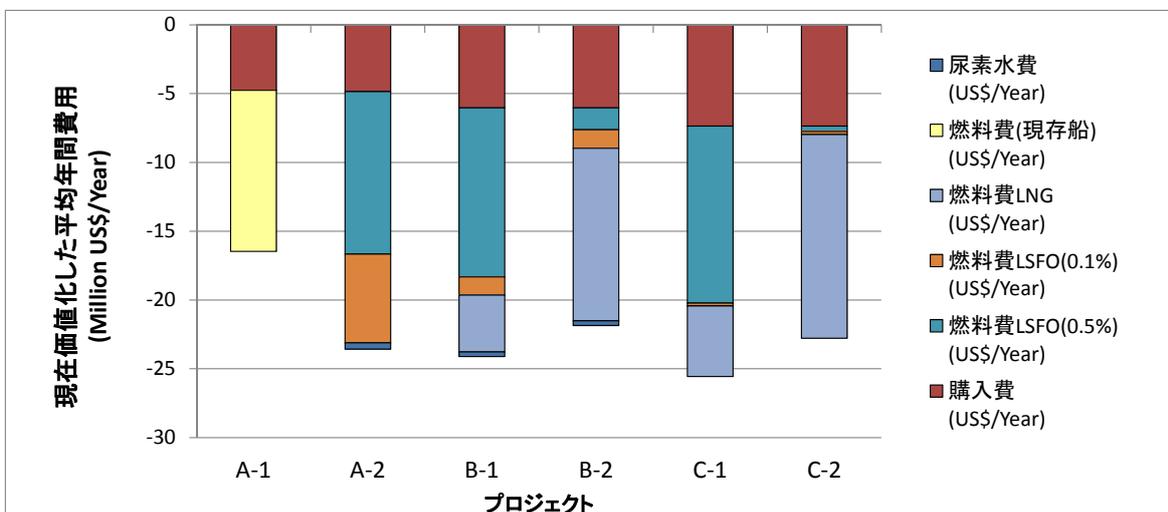


図2.3.3.1.11 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域50マイル）

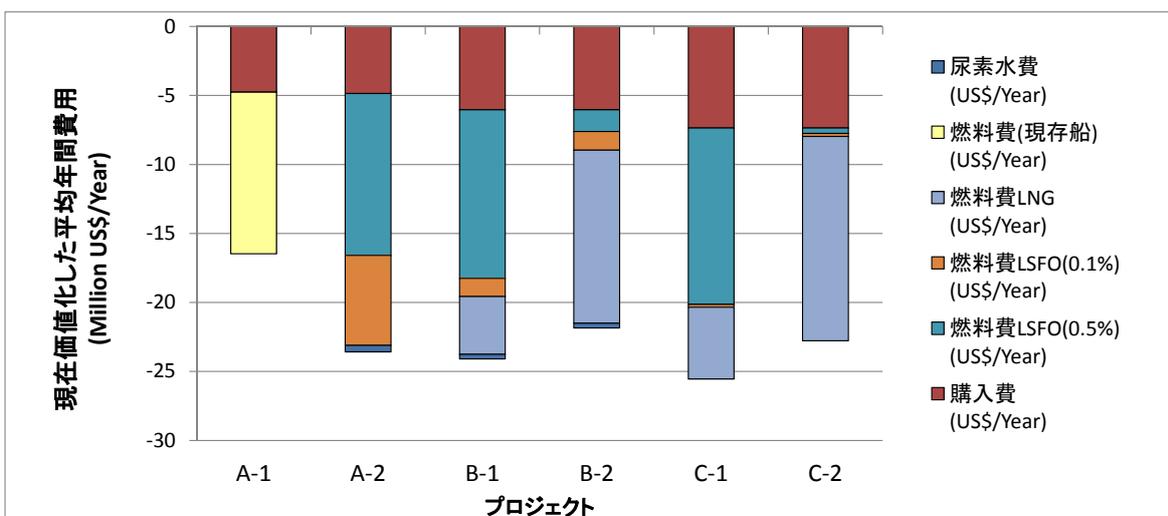


図2.3.3.1.12 購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値（日本ECA海域100マイル）

② 正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

(あ) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った正味現在価値 (NPV)、回収期間 (Payback year)、内部収益率 (IRR) の算出結果を示す。

表2.3.3.1.7は、日本ECA海域の設定別に、20年後の各プロジェクトの正味現在価値を示している。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、正味現在価値の大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域が0マイルである場合について記述する。A-1・油焚船 (現存船)、A-2・油焚船 (ECA対応船)、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) の20年後の正味現在価値は、2億3,540万 [US\$]、8,730万 [US\$]、7,340万 [US\$]、1億2,310万 [US\$]、4,040万 [US\$]、1億220万 [US\$]である。A-1の正味現在価値に対して、A-2の正味現在価値は、約1億4,810万 [US\$]の減少である。A-2に比べて、B-1、B-2、C-1、C-2は、それぞれ1,390万 [US\$]の減少、3,580万 [US\$]の増加、4,690万 [US\$]の減少、1,490万 [US\$]の増加である。A-2に比べて正味現在価値が優れているB-2とC-2は、それぞれ正味現在価値が1.4倍と1.2倍になる。

表2.3.3.1.8は、日本ECA海域の設定別に、各プロジェクトの回収期間を示している。日本沿岸ECA海域の設定の相違では、回収期間の大きな相違が存在しないため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。A-1・油焚船 (現存船)、A-2・油焚船 (ECA対応船)、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) の回収期間は、3.9年、7.9年、9.8年、7.4年、13.5年、9.2年である。A-1の回収期間に対して、A-2の回収期間は、約4年長い。A-2に比べて、B-1、B-2、C-1、C-2は、それぞれ1.9年の増加、0.5の減少、5.6年の増加、1.3年の増加である。A-2に比べて正味現在価値が優れているB-2とC-2は、B-2は回収期間の点でも優れているが、C-2は回収期間の点ではA-2に劣る。C-2は、A-2に比べ長期的な視点での投資が必要になる。

参考として、表2.3.3.1.9は、日本ECA海域の設定別に、各プロジェクトの内部収益率を示している。内部収益率は、正味現在価値が0 [US\$]となる割引率である。

また、図2.3.3.1.13、図2.3.3.1.14、図2.3.3.1.15は、それぞれ日本のECA海域なし、50マイル、100マイルの設定別に、正味現在価値累積値の経年的な変化を示している。正味現在価値累積値が0 [US\$]になる年が、上記の回収期間となる。

表2.3.3.1.7 正味現在価値（NPV）の算出結果（100万[US\$]）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	235.4	235.4	235.4
A-2 油焚船（ECA対応船）	87.3	86.2	86.1
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	73.4	74.8	75.1
B-2 LNG船（全海域LNG）	123.1	122.2	122.2
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	40.4	44.3	44.7
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	102.2	102.9	102.9

表2.3.3.1.8 回収期間（年）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	3.9	3.9	3.9
A-2 油焚船（ECA対応船）	7.9	8.0	8.0
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	9.8	9.7	9.7
B-2 LNG船（全海域LNG）	7.4	7.4	7.4
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	13.5	13.1	13.1
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	9.2	9.2	9.2

表2.3.3.1.9 内部収益率（%）

プロジェクト	日本ECA （なし）	日本ECA （沿岸50マイル）	日本ECA （沿岸100マイル）
A-1 油焚船（現存船）	29.1%	29.1%	29.1%
A-2 油焚船（ECA対応船）	15.2%	15.1%	15.1%
B-1 LNG船（ECAのみLNG）	12.5%	12.6%	12.6%
B-2 LNG船（全海域LNG）	16.4%	16.3%	16.3%
C-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）	9.1%	9.3%	9.4%
C-2 LNG電気推進船（全海域LNG）	13.3%	13.3%	13.3%

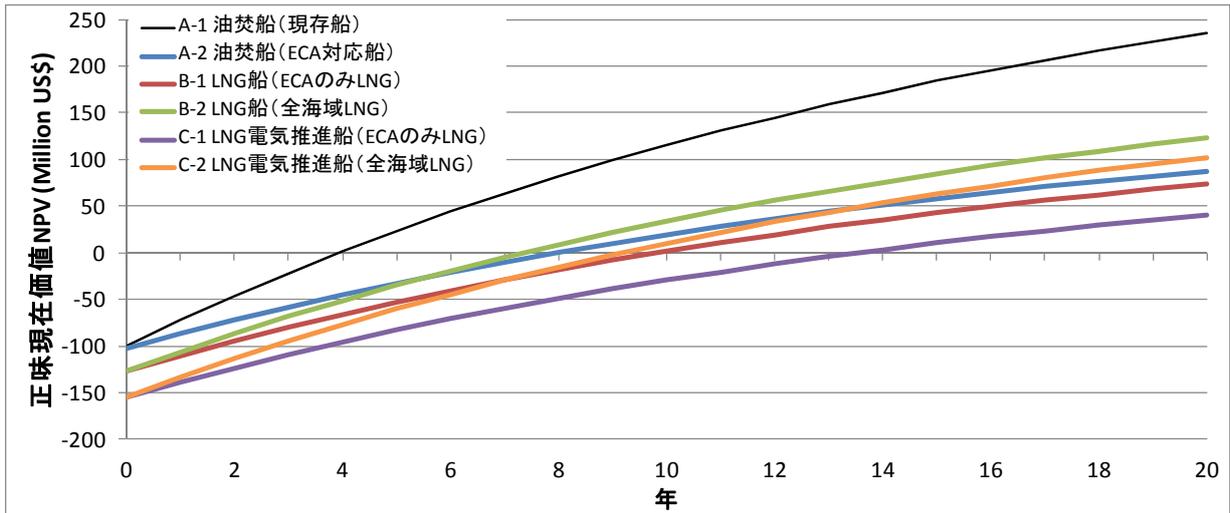


図2.3.3.1.13 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域なし)

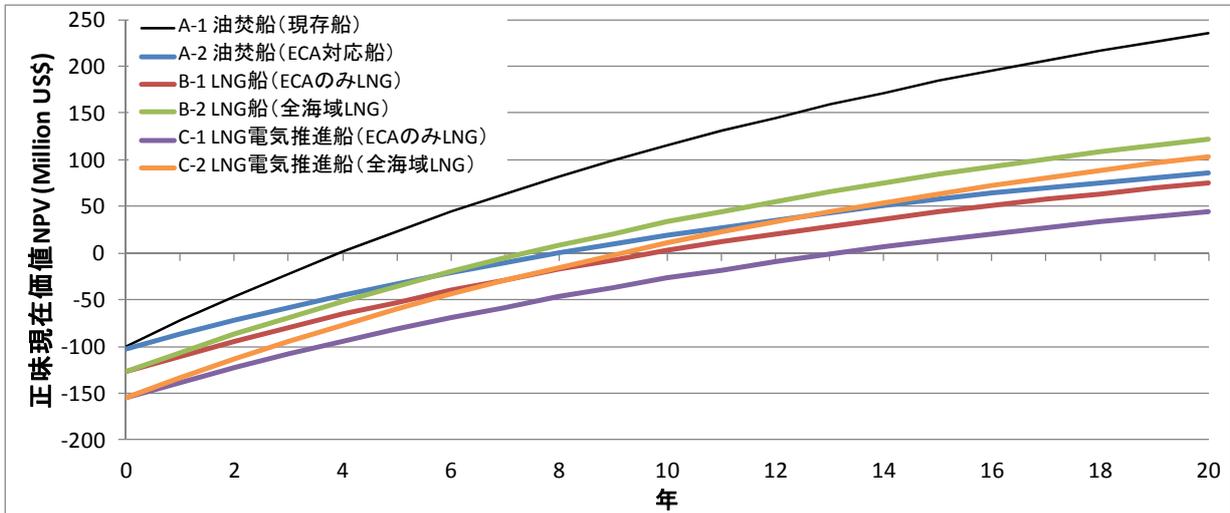


図2.3.3.1.14 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域50マイル)

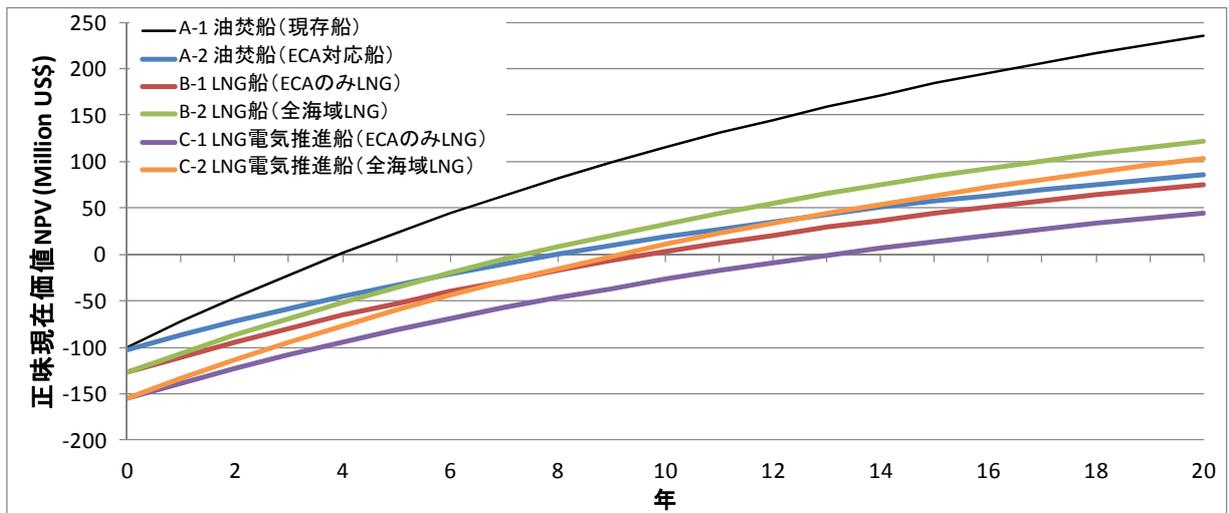


図2.3.3.1.15 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化 (日本ECA海域100マイル)

(ii) 油焚船 (ECA対応) とLNG燃料船の年間費用が同一となる限界線

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船 (ECA対応船) に対して、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) がいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、船費・店費、港費・運航費は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船 (ECA対応船) の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定する。一方、B-1とB-2のLNG船、C1とC2のLNG電気推進船は、表2.3.2.1で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。表2.3.3.2.1は、以上の内容に従った各プロジェクトの船舶購入を示している。また、これらのプロジェクトにおいて、年間購入費は、15年定額償却の値とした (残存価値は0[US\$])。年間燃料費は、各プロジェクトで定まった燃料消費量と変化するLSFO燃料価格とLNG燃料価格で算出する。LSFO(0.1%S)とLSFO(0.5%S)の燃料価格は、同一の値で変化するとした。尿素水費は、各プロジェクトで定まった尿素水消費量と一定の尿素水価格 (800[US\$]) で算出する。

図2.3.3.2.1から図2.3.3.2.9は、A-2・油焚船 (ECA対応) に対して、B-1・LNG船 (ECAのみLNG)、B-2・LNG船 (全海域LNG)、C-1・LNG電気推進船 (ECAのみLNG)、C-2・LNG電気推進船 (全海域LNG) が同一の年間費用となる限界線を示している。図2.3.3.2.1、図2.3.3.2.2、図2.3.3.2.3は、日本のECA海域がない場合であり、それぞれ各プロジェクトの購入費用を下位値、中位値、上位値とした場合である。図2.3.3.2.4、図2.3.3.2.5、図2.3.3.2.6は、日本のECA海域を50マイルとした場合であり、図2.3.3.2.7、図2.3.3.2.8、図2.3.3.2.9は、日本のECA海域を100マイルとした場合である。各限界線の下側では、A-2・油焚船 (ECA対応) に比べ、LNG燃料船の年間費用が上記の条件では小さくなる。

日本沿岸ECA海域の設定の相違では、限界線の大きな相違が存在しない。そのため、ここでは、日本沿岸ECA海域がない場合について記述する。

DCF法で設定したLSFO価格が1,100[US\$/ton]である時、船舶購入費の中位値では、B-1では396[US\$/m³] (18.1[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では509[US\$/m³] (23.3[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では282[US\$/m³] (12.9[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では479[US\$/m³]

(21.9[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG燃料船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。これは、LNG価格を440[US\$/m³]としたDCF法の結果 (A-2に比べB-2、C-2の経済性が優れている) に対応する。

表2.3.3.2.1 船舶購入費の設定 (10,000[US\$])

プロジェクト	下位値	中位値	上位値
A-2 油焚船 (ECA対応船)	1,019	1,019	1,019
B-1 LNG船 (ECAのみLNG)	1,143	1,266	1,390
B-2 LNG船 (全海域LNG)	1,143	1,266	1,390
C-1 LNG電気推進船 (ECAのみLNG)	1,283	1,547	1,811
C-2 LNG電気推進船 (全海域LNG)	1,283	1,547	1,811

同様のLSFO価格における船舶購入費の上位値では、B-1では344[US\$/m³] (15.7 [US\$/mmbtu]) 以下、B-2では494[US\$/m³] (22.5[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では189[US\$/m³] (8.6[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では450[US\$/m³] (20.6[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。船舶購入費が上位値の場合でもLNG価格が440[US\$/m³]であれば、A-2に比べB-2、C-2は経済性が優れていると判断できる。

同様のLSFO価格における船舶購入費の下位値では、B-1では448[US\$/m³] (20.4[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では525[US\$/m³] (24.0[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では374[US\$/m³] (17.1[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では507[US\$/m³] (23.2[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。DCF法の適用条件であるLNG価格440[US\$/m³]で考えると、船舶購入費下位値ではB-1も年間費用がA-1よりも小さくなる。

LSFO価格が1,500[US\$/ton]である場合の船舶購入費の中位値では、B-1では573[US\$/m³] (26.2[US\$/mmbtu]) 以下、B-2では705[US\$/m³] (32.2[US\$/mmbtu]) 以下、C-1では437[US\$/m³] (20.0[US\$/mmbtu]) 以下、C-2では669[US\$/m³] (30.5[US\$/mmbtu]) 以下で、LNG焚船の年間費用がA-2油焚船 (ECA対応船) の年間費用よりも小さくなる。この場合は、C-1がA-2に比べ若干年間費用が大きくなるが、B-1、B-2、C-2は年間費用がA-2に比べ小さくなることがわかる。

以上は、船舶購入費やLSFO価格の変化に伴う各プロジェクトの優位性の変化を、一例として示している。図2.3.3.2.1から図2.3.3.2.9は、その様々なケースを示している。これに加え、図2.3.3.2.10から図2.3.3.2.21は、各プロジェクト別に、購入費下位値、購入費中位値、購入費上位値の限界線を、上記と同様の方法で作成している。

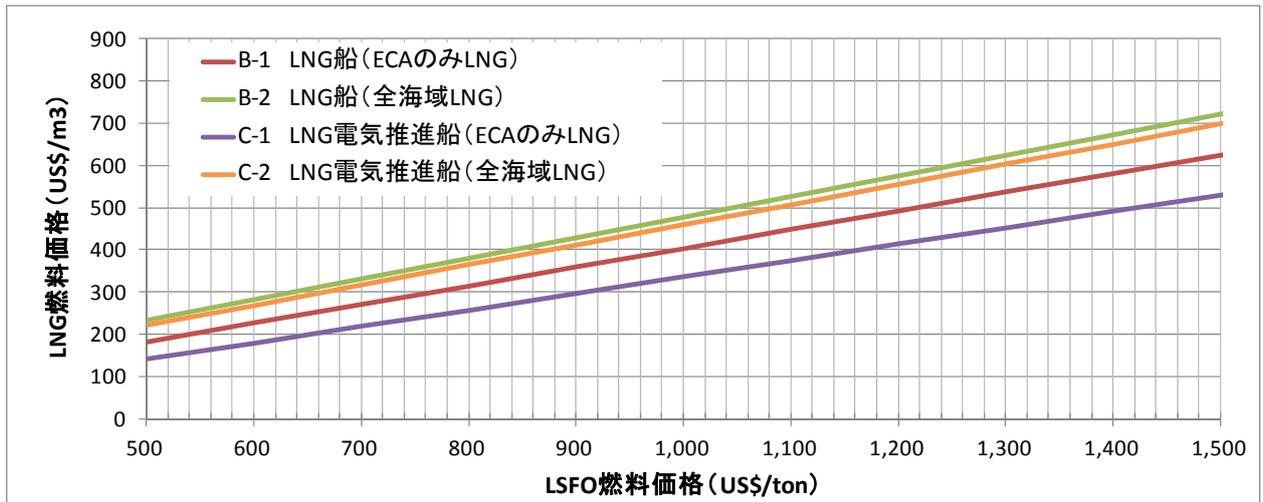


図2.3.3.2.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECAなし、購入費下位値)

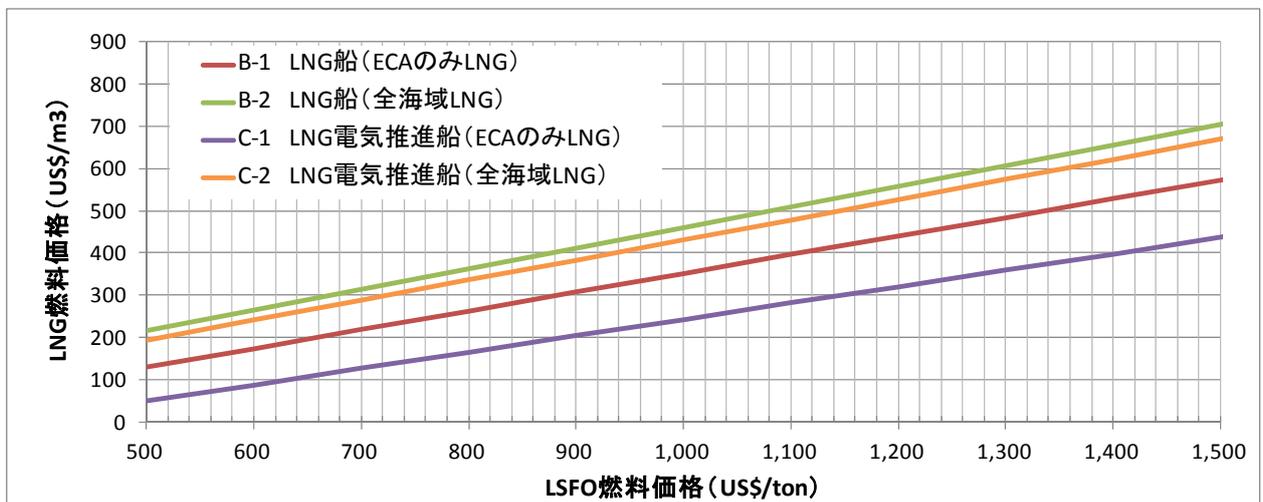


図2.3.3.2.2 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECAなし、購入費中位値)

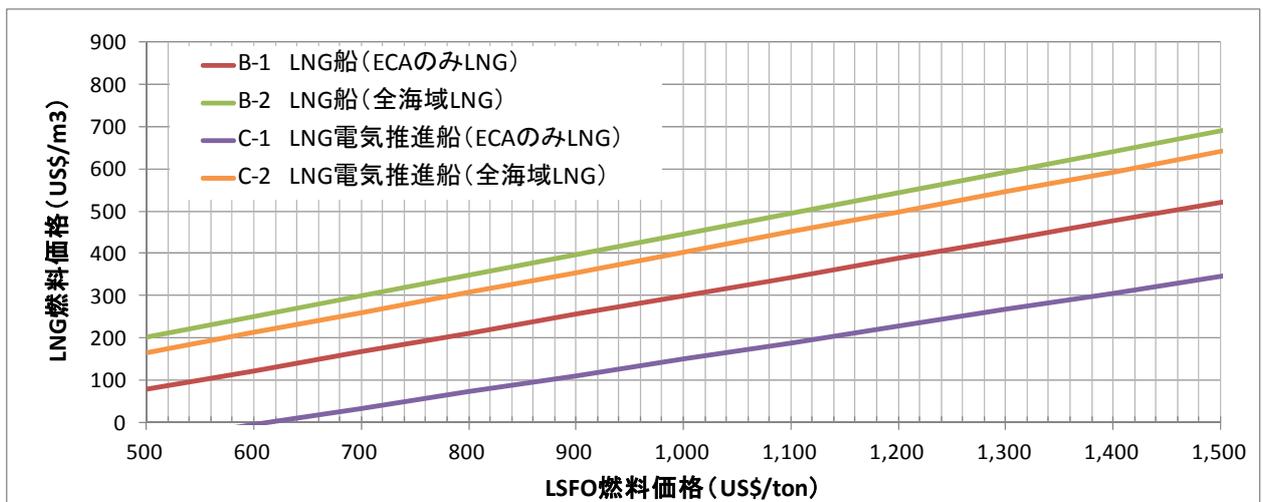


図2.3.3.2.3 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECAなし、購入費上位値)

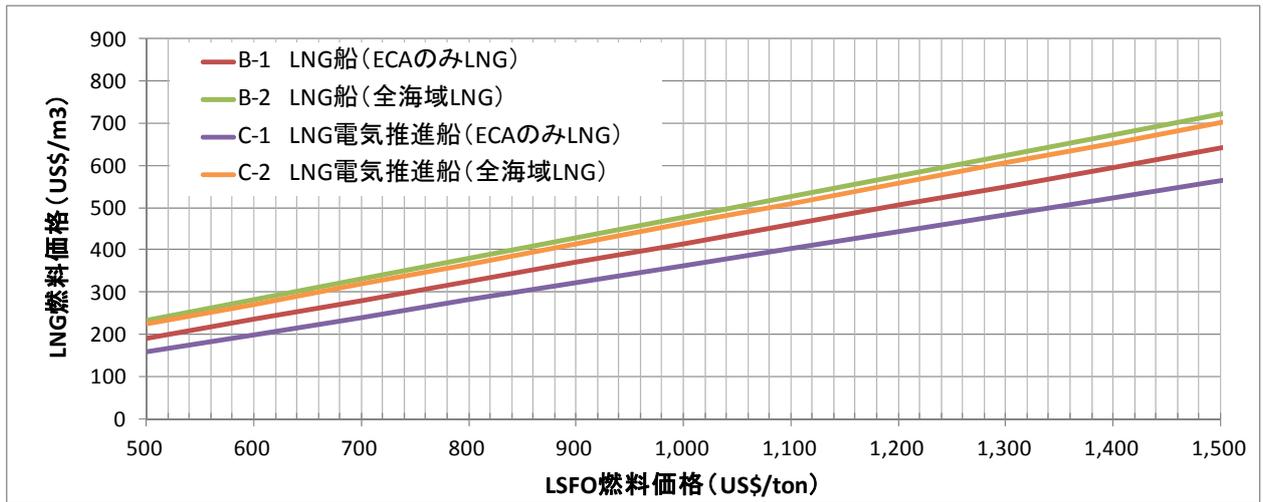


図2.3.3.2.4 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA50マイル、購入費下位値)

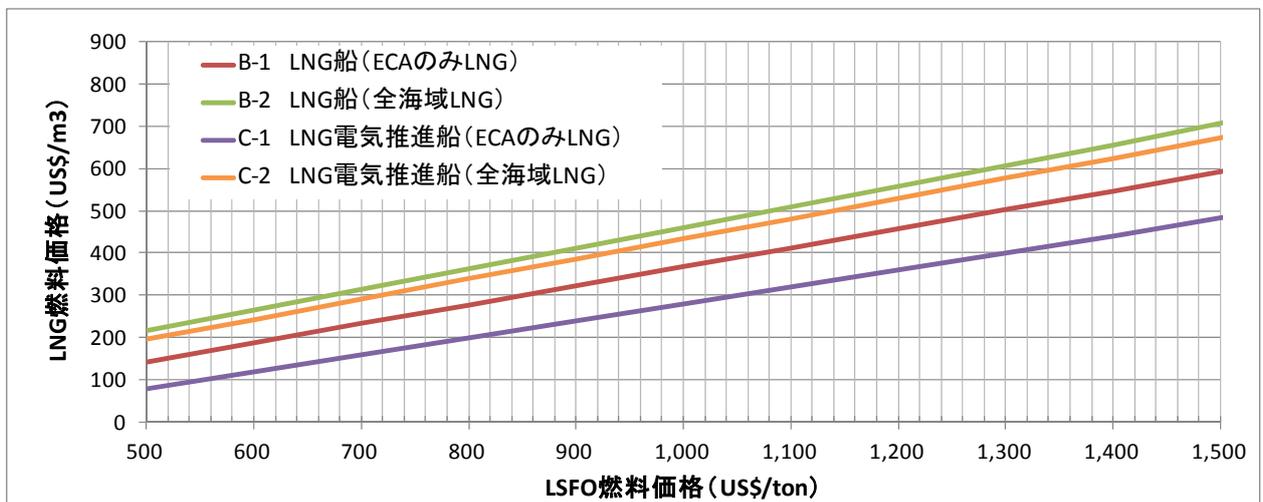


図2.3.3.2.5 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA50マイル、購入費中位値)

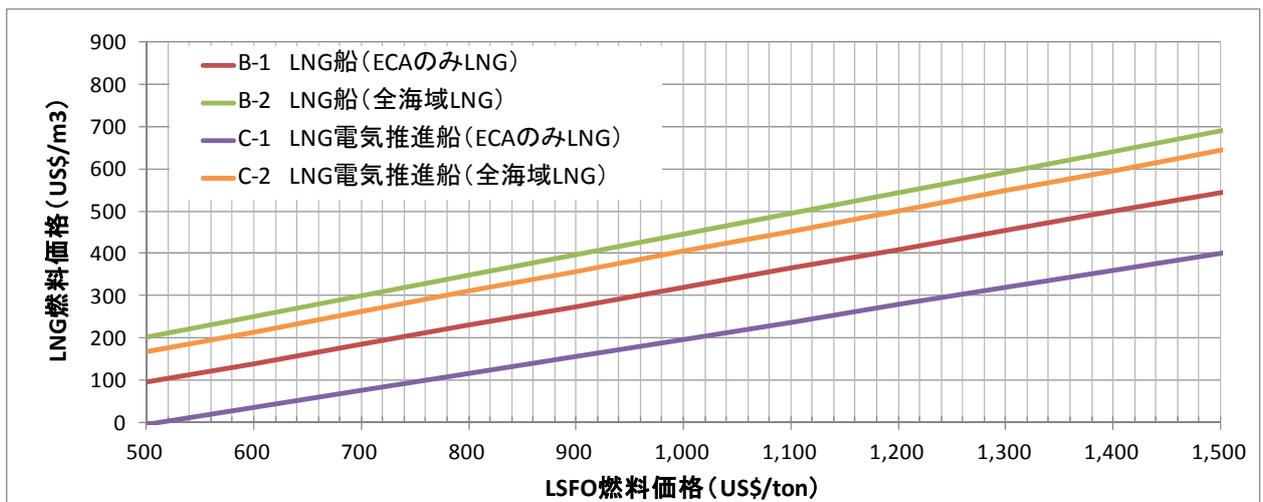


図2.3.3.2.6 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA50マイル、購入費上位値)

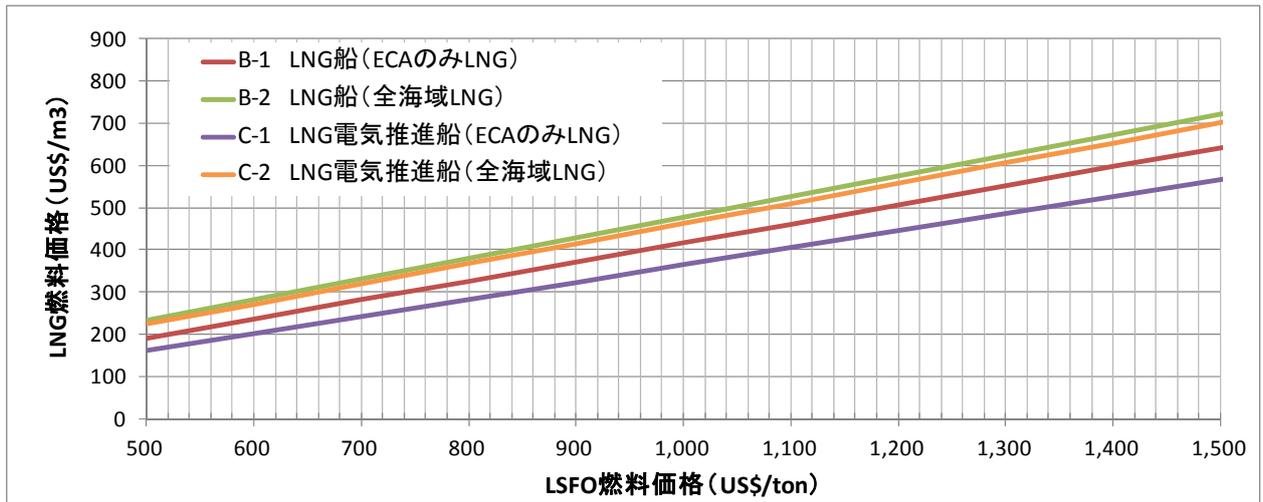


図2.3.3.2.7 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA100マイル、購入費下位値)

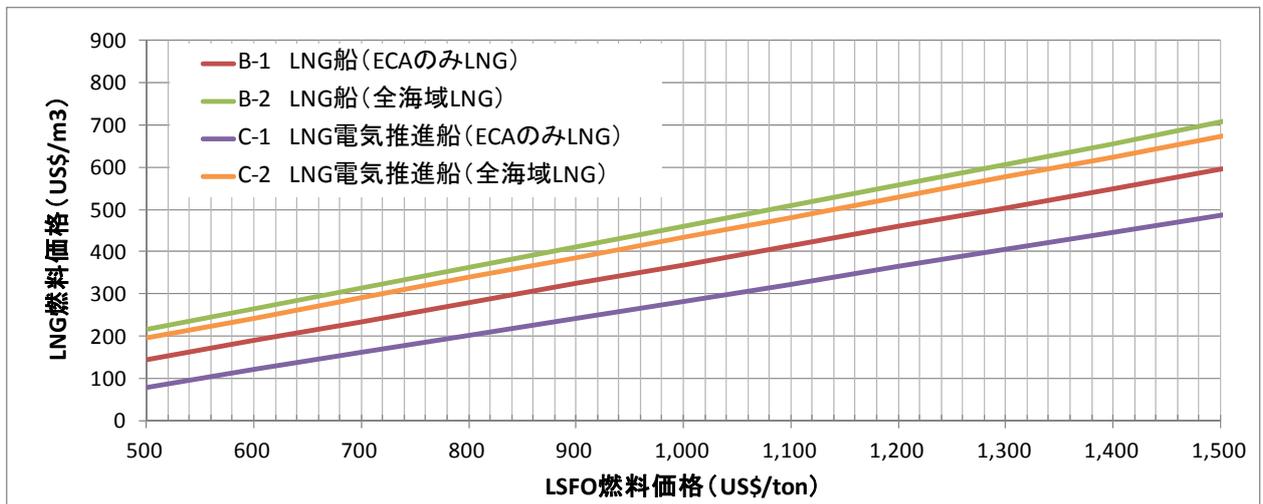


図2.3.3.2.8 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA100マイル、購入費中位値)

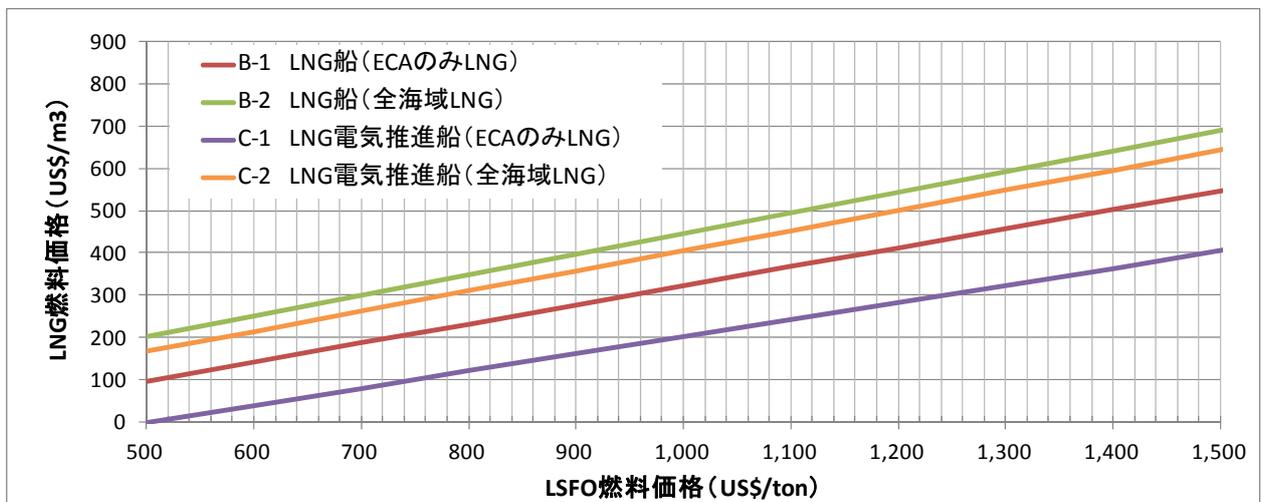


図2.3.3.2.9 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線
(日本ECA100マイル、購入費上位値)

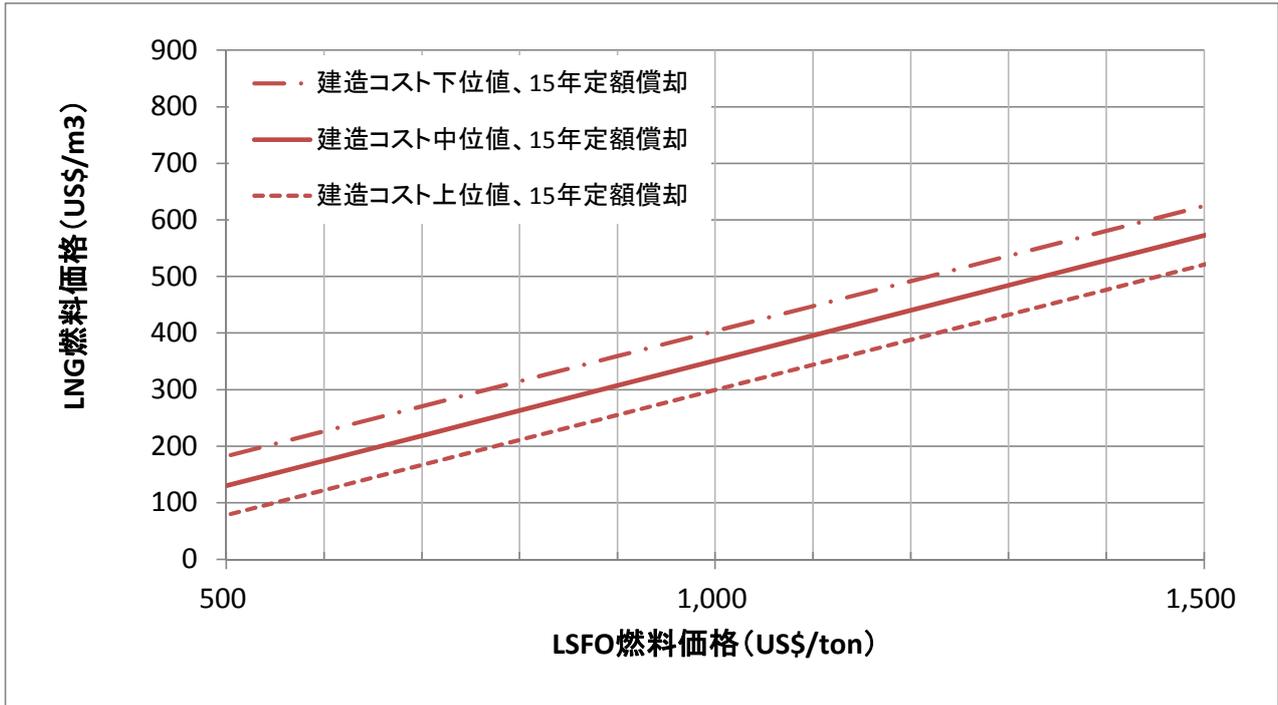


図2.3.3.2.10 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECAなし）

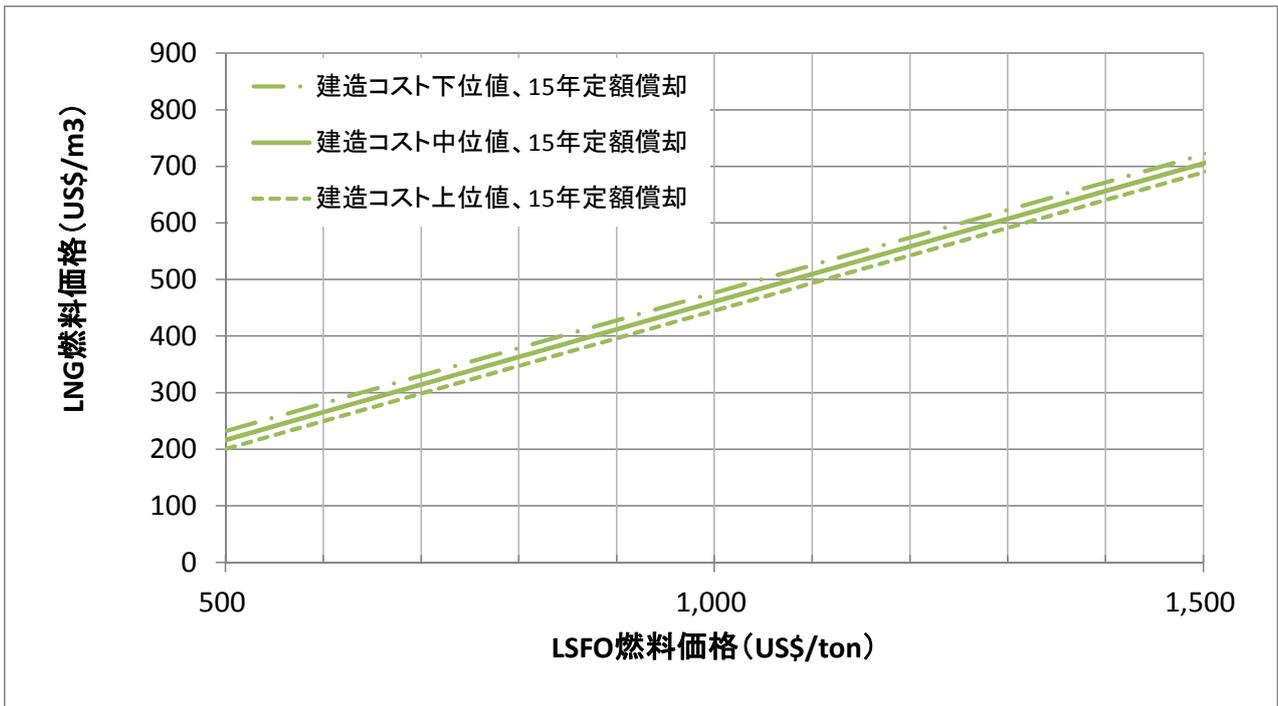


図2.3.3.2.11 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECAなし）

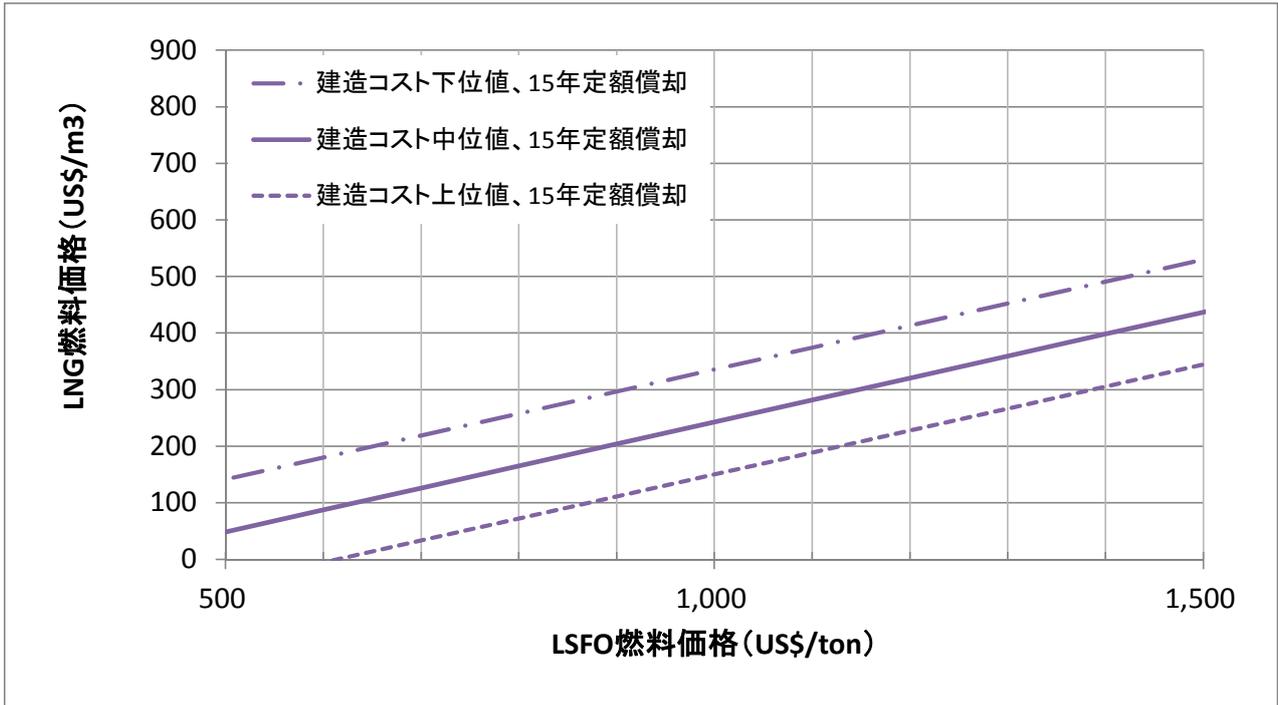


図2.3.3.2.12 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECAなし）

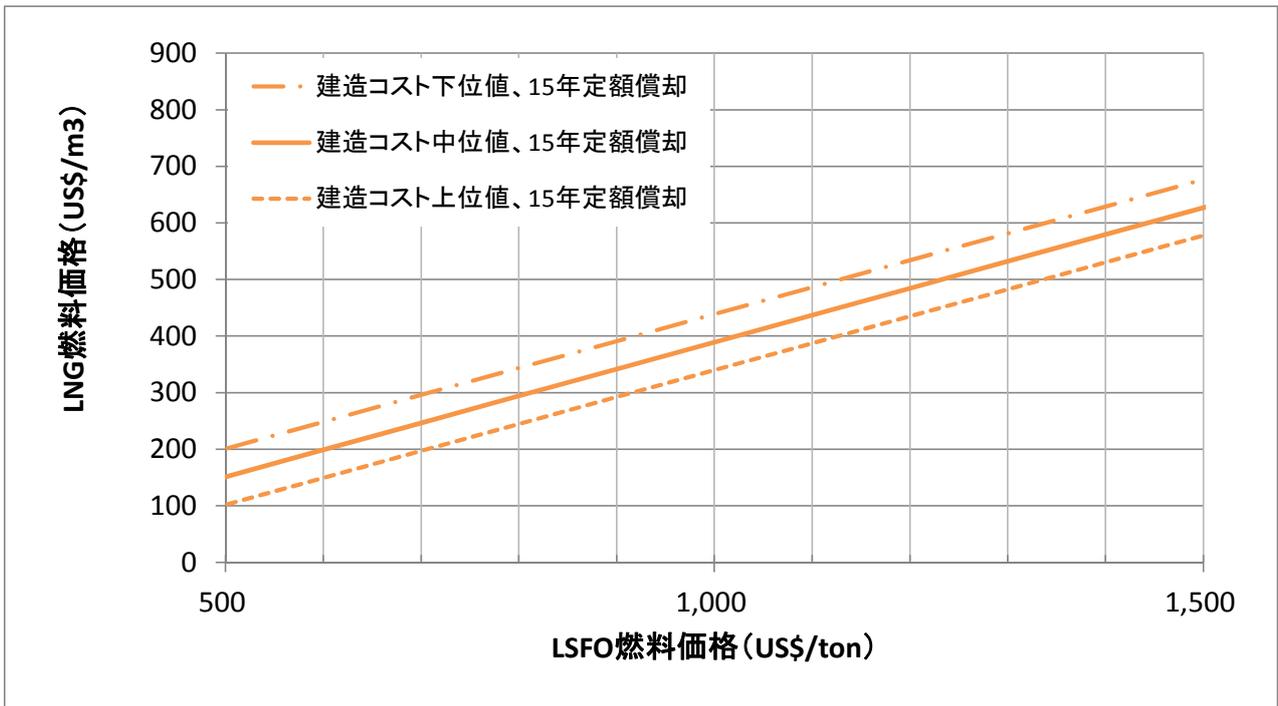


図2.3.3.2.13 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECAなし）

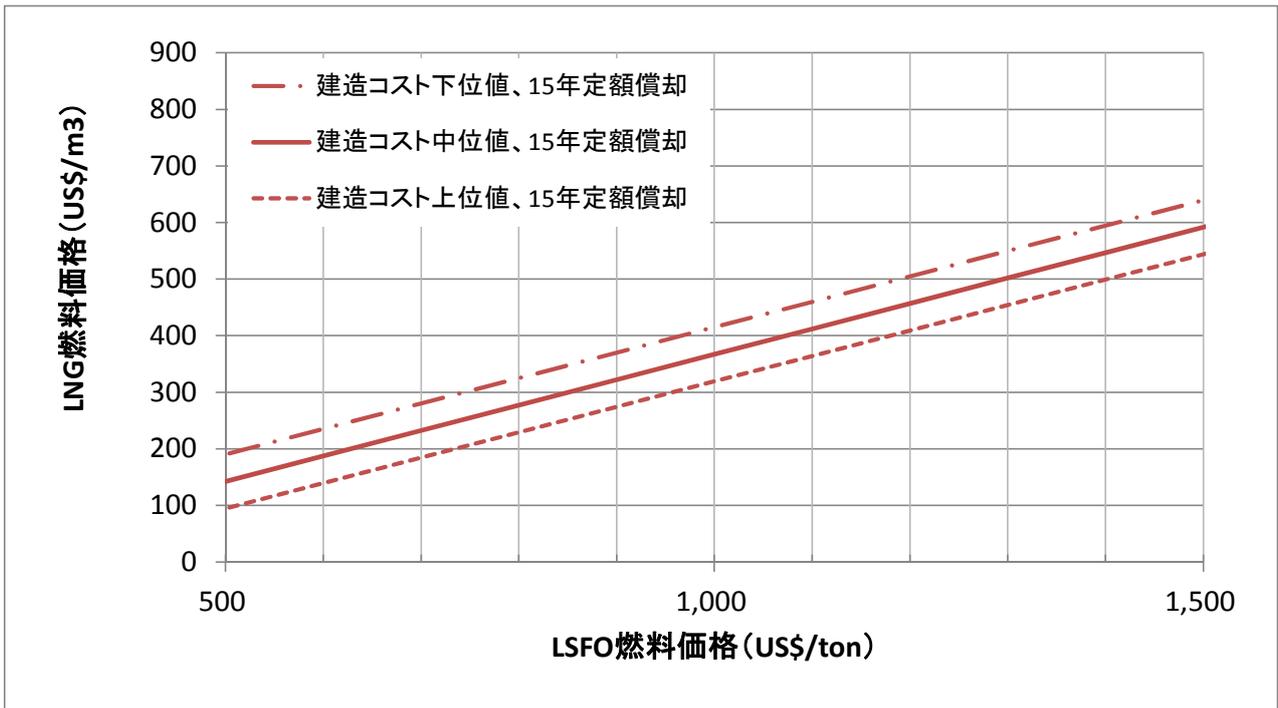


図2.3.3.2.14 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA50マイル）

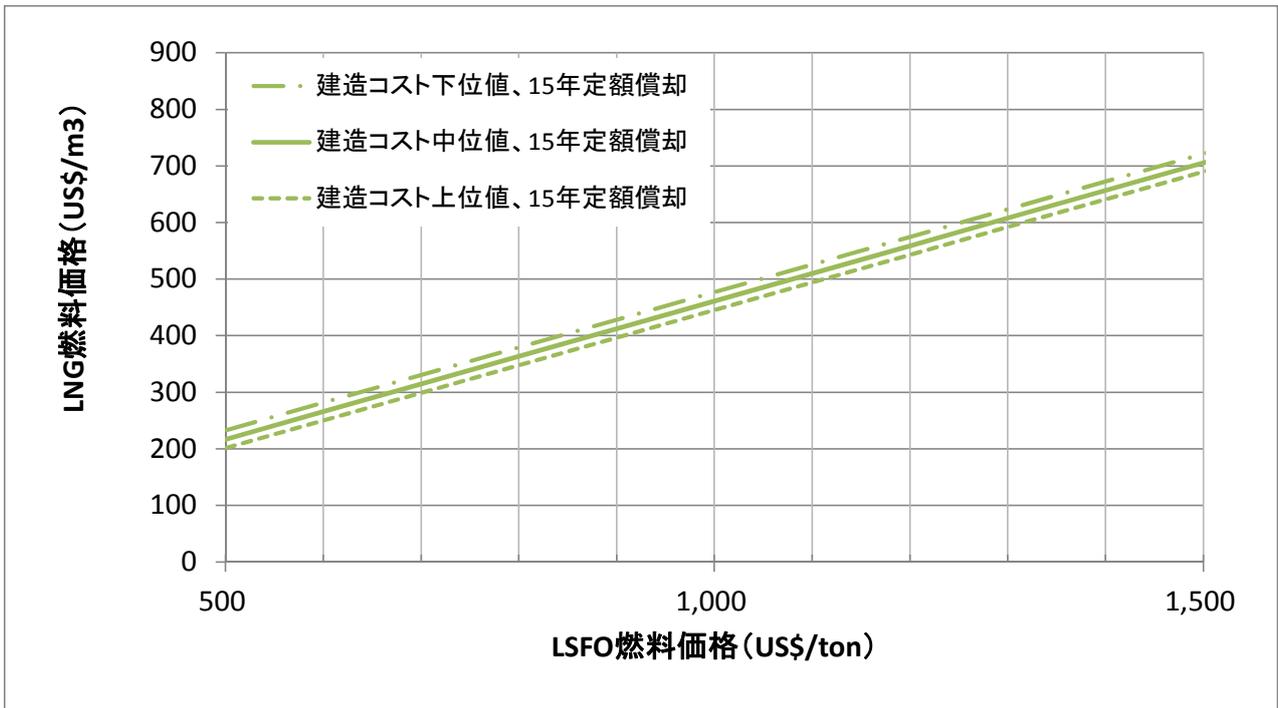


図2.3.3.2.15 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECA50マイル）

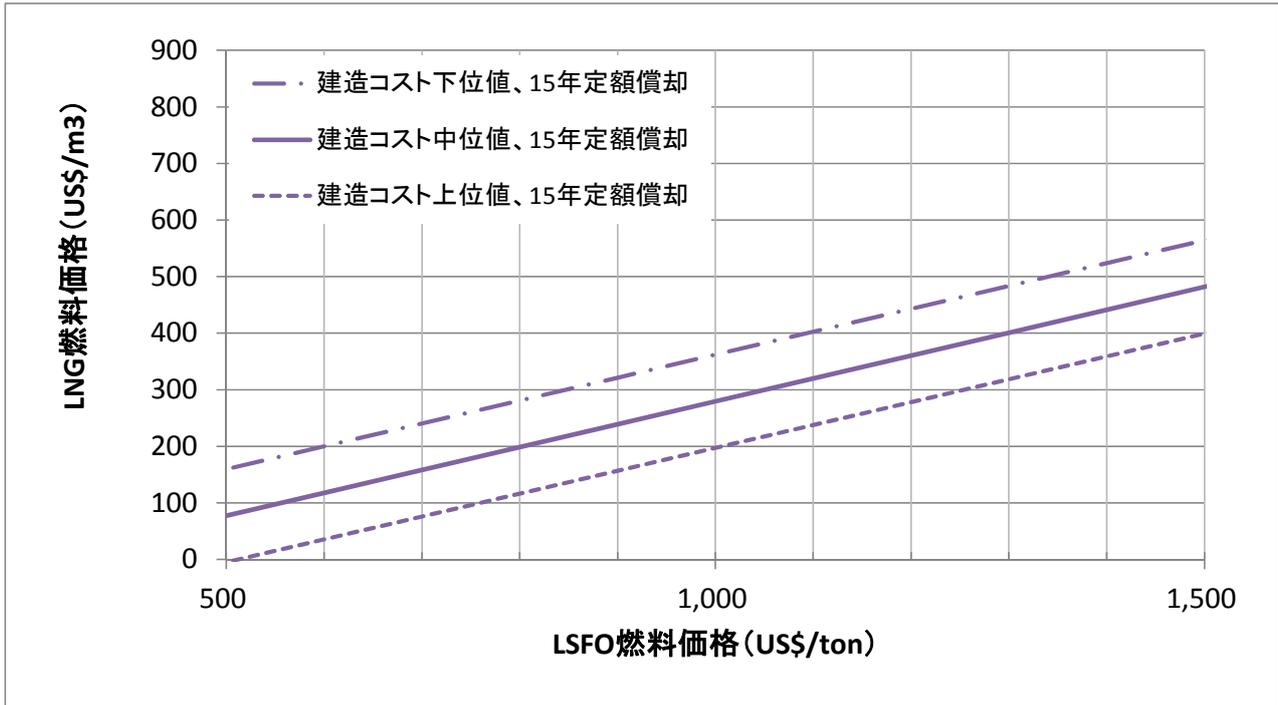


図2.3.3.2.16 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA50マイル）

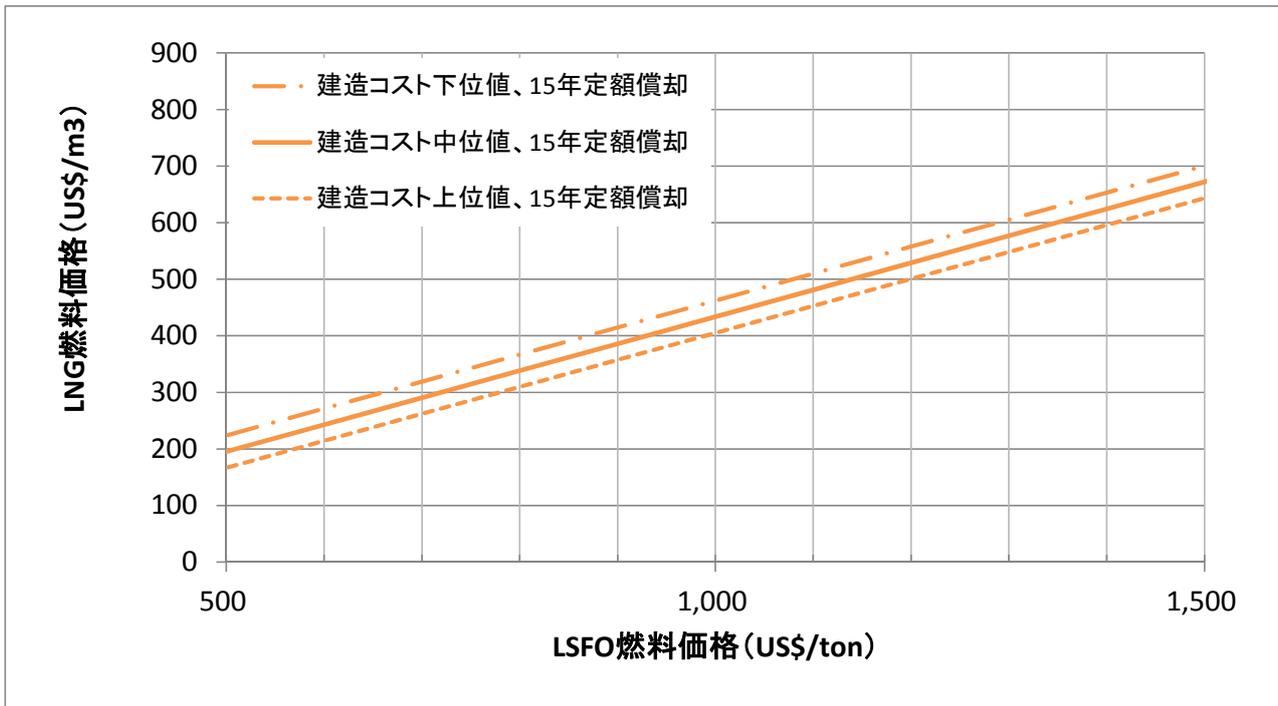


図2.3.3.2.17 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECA50マイル）

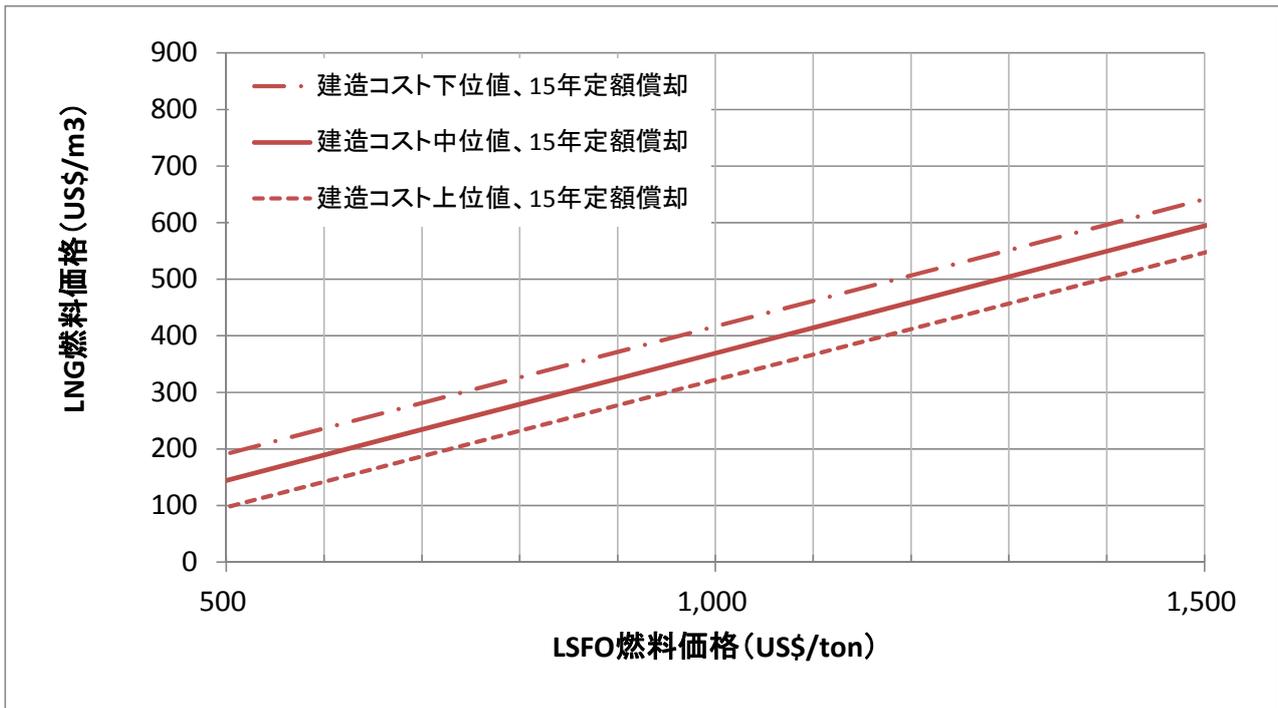


図2.3.3.2.18 B-1・LNG船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA100マイル）

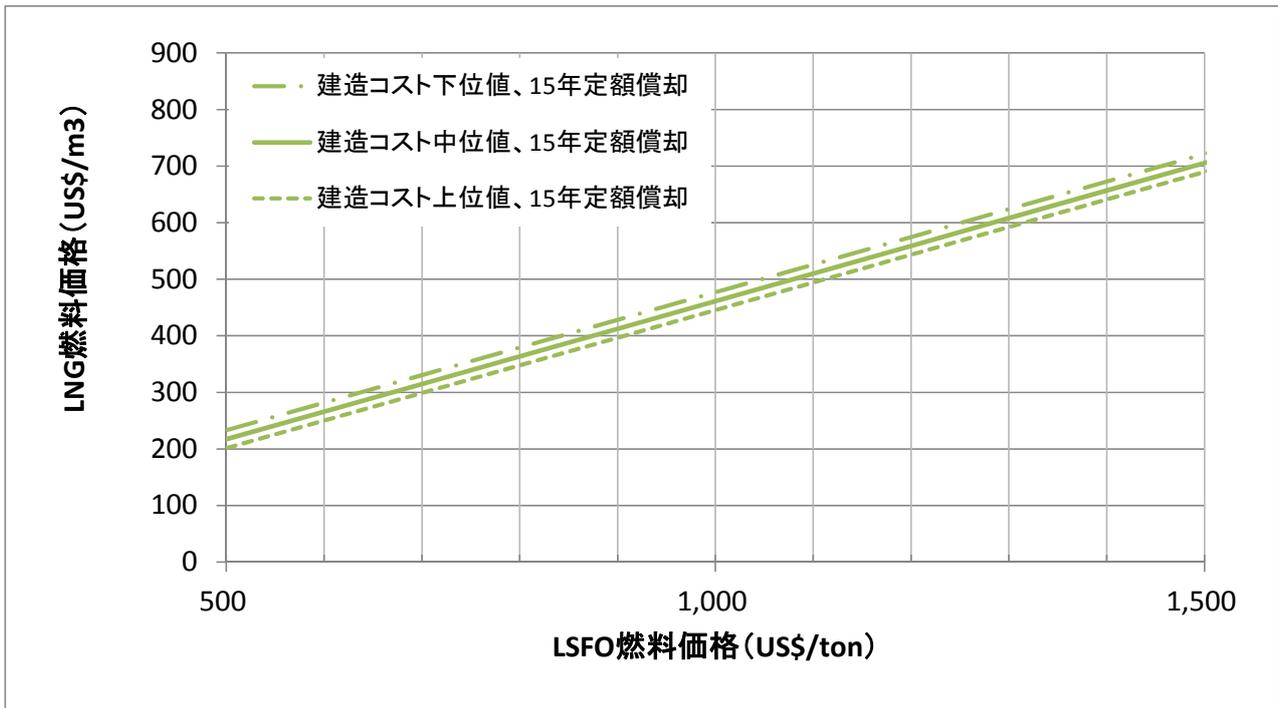


図2.3.3.2.19 B-2・LNG船（全海域LNG）の限界線（日本ECA100マイル）

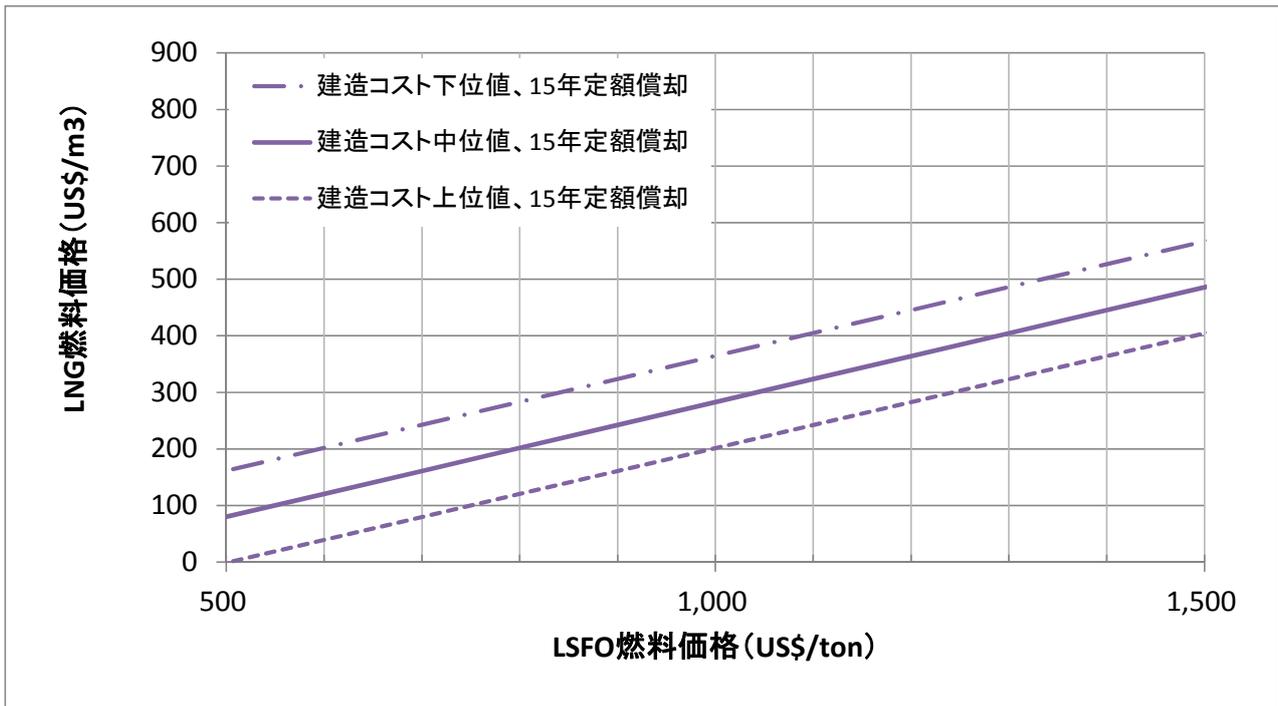


図2.3.3.2.20 C-1・LNG電気推進船（ECAのみLNG）の限界線（日本ECA100マイル）

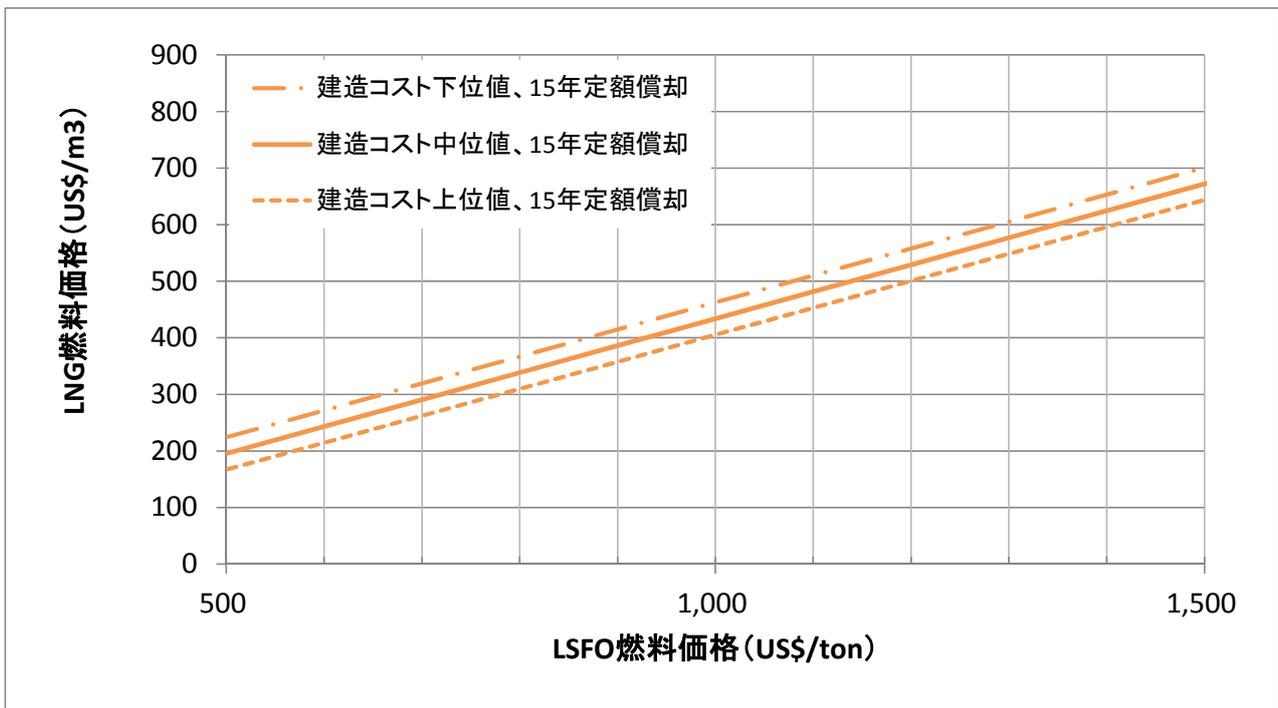


図2.3.3.2.21 C-2・LNG電気推進船（全海域LNG）の限界線（日本ECA100マイル）

2.2.2.4 まとめと考察

2.2.2.4.1 まとめ

(i) LNG燃料コンテナ船のコンセプト検討

LNG燃料貯蔵タンクの容量については、1ラウンド燃料消費量の1.5倍の容量として、1ラウンドで一回消費量分を補給する前提でコンテナ船のコンセプトをまとめた。全海域LNGを使用する場合の必要タンク容量は15,000m³となり、地中海ECAのみを使用する場合は4,700m³となった。貯蔵タンクについてはタイプC、タイプBの両方検討したが、タイプCではコンテナ積載数を確保するために、船長を45m、30m増加する必要がある。タイプBについては詳細配置検討をしていないが、同寸法の増加が必要である。

LNG貯蔵量が大きくなるとBOG（ボイルオフガス）量も多くなり、1日に0.2%のBOGが出るとすると、10,000m³貯蔵の場合1日に20m³のBOGが出ることになり、補機リーンバーンDF機関の消費量とほぼ等しくなる。これ以上の場合、あるいは非ECA内でLNGを消費しない場合はBOGを圧縮貯蔵する必要があり、高压に出来るタンクCの方が有利である。タンクBの場合は別に圧縮貯蔵室が必要となる。いずれにしてもBOGの詳細利用について、また再液化装置等については検討していない。

推進システムについては主機直結プロペラ駆動方式と電気推進方式の2ケースについて検討し、初期コスト、燃料消費を比較した。電気推進方式は燃費は6%程度の悪化であるが、初期コストの増加は大きくコンテナ船には向いていないと思われる。

主機・補機等の要目については、主機はME-GI機関の電子燃料噴射制御式ガスインジェクション機関を、補機はリーンバーンDF機関を選ぶことができ対応できるものと考えている。補機については、ガス専焼のガス機関を選ぶこともできるが、油焚機関のバックアップがリダンダンシー上必要になるかもしれない。

LNG貯蔵タンク以外にLNG燃料船として、バンカリングステーション、タンクコネクションスペース、ポンプ・気化器等の燃料ガス供給機器室、燃料ガスの2重管・ダクト、ベントマスト、換気ファン、イナートガスシステム等が必要であり、大まかな配置検討を行った。

主機ME-GI機関への燃料ガス供給については、300bar程度の高圧が必要であるが、極低温LNG液体ポンプが実用化されてきており、効率的に圧縮できる。補機の低圧ガス機関には5bar程度の低圧ガスで良く、BOG（ボイルオフガス）の利用が出来る。

(ii) 経済性評価

LNG船の経済性評価の比較対象は将来のNO_x、油燃料のS（硫黄）分規制導入後を想定し、A-2油焚船（ECA対応船）とした。即ち、油焚船ではECA内では0.1% S分の油、非ECA内では0.5% S分の油とLNG価格の比較をした。

DCF法を適用した結果、20年後のNPVは、A-2油焚船（ECA対応船）に比べ、B-2

LNG船（全海域LNG）とC-2 LNG電気推進船（全海域LNG）が大きい（A-2に対し、B-2とC-2は、1.4倍、1.2倍大きい）。回収期間は、B-2<A-2<C-2であり、A-2に比べB-2は0.5年短い、C-2は回収期間が1.3年ほど長い。

船舶購入費が中位値、LSFO価格が1,100 [\$/ton]の場合、B-1 LNG船（ECAのみLNG）とC-1 LNG電気推進船（ECAのみLNG）が、A-2に対して優位になるためには、それぞれLNG価格が、397 [\$/m³] (18.1 [\$/MBTU]) 以下、282 [\$/m³] (12.9 [\$/MBTU]) 以下になる必要がある。

なお、IMF統計によると、最近の欧州と米国のLNG価格は、266 [\$/m³] (12.1 [\$/MBTU])、72 [\$/m³] (3.3 [\$/MBTU]) であり、いずれも上記の値を下回っている。特に、米国の価格は一桁安く、これをベースにすると更に優位性が高まる。

2.2.2.4.2 課題と考察

(i) LNG燃料コンテナ船のコンセプト検討

LNG燃料コンテナ船のコンセプトをまとめたが、欧州航路全海域でLNGを燃料として使用する場合、貯蔵タンク容量は大きくなり、タイプCタンクの場合コンテナ積載数を同じとするためには、船長を45m伸ばす必要があった。また、タイプBタンクでも30m伸ばす必要があり、船長増加による船舶の性能上の問題、造船上の工作等の問題については詳細に検討する必要がある。

1ラウンドに1回の燃料補油の回数を上げることにより、貯蔵タンク容量を小さくできスペース上は有利となる。ただ、バンカリングの回数が増えるとともに、バンカリング場所のインフラ整備が必要となる。

推進システムの課題はガスエンジンの信頼性と安全性である。主機のME-GIガスインジェクション機関は船用での実績がないが、ガスインジェクションコンセプトは古くから開発され、すでに主要船級の型式承認が得られており、陸上発電プラントでの10年近い実績がある。また、今後数多くの搭載船が出ることが計画されており、実績が積みあがるものと期待される。ME-GI機関は高NO_xに対応するSCR脱硝装置や排ガス再循環（EGR）の設置を考える必要があり、スペースを確保する必要がある。

リーンバーンDF機関については燃焼の安定性確保、異常燃焼（ノッキング、失火）の回避制御の高度化を図る必要がある。また、メタンスリップについてはインエンジンでの対応や後処理装置での対策も検討する必要があるかもしれない。

ガス専焼機関についてもDF機関と同じ燃焼の問題があり、異常時油燃料に変換できないことから、更なる燃焼の安定性と制御の高度化が求められる。

LNG燃料のバンカリングについては、技術的には現在のLNG運搬船のLNG受け渡しをベースにその簡素化で良いが、海上で船同士のバンカリングであるSTSバンカリングについては実績が少なく、規則の整備等が今後の検討課題である。

Small LNG基地の少ない我が国においては特に今後のインフラ整備が必要である。

(ii) 経済性評価

本調査ではLNG船とA-2船の比較を行ったが、将来のNO_x、S（硫黄）分規制を満足する方法としてA-1船にSCR脱硝装置+排気ガススクラバーを装備することも考えられる。この場合はLNGとHFO（C重油）との比較となるが、スクラバーについては詳細検討を行っていない。いずれにしても将来のLNGと油価格動向が経済性に及ぼす影響が大きい。ただ、シェール革命と言われているようにLNGの供給は中国等全世界に広がる可能性があり、原油よりも供給が広がる可能性もある。

本調査では、初歩的な経済性の評価によって、LNG燃料船の優位性を示した。その際、燃料価格や費用に関して、単純な仮定を行なっているが、それらの仮定を詳細に検討することが必要である。

2.2.3 内航LNG燃料船

本受託研究「LNG燃料船の経済運航実現に関する課題の検討」においては、LNG燃料船としての実現可能性が高い船種として、関係者の関心が高い内航フェリーを選定し、そのコンセプト検討とそれを前提としたLNG燃料船の経済性評価を行う。

本章では、主に瀬戸内海を対象とした数隻のフェリーの実船調査結果、10000 GT級大型フェリー及び300 GT級小型フェリーの2隻の内航フェリーについてコンセプト検討並びに経済性評価を実施した結果について述べる。

2.2.3.1 在来内航フェリーの実船調査

本研究では、主に瀬戸内海を対象として、図3.1.1に示す①～⑥のフェリーに乗船・見学並びに関係者への聞き取り調査を実施した。

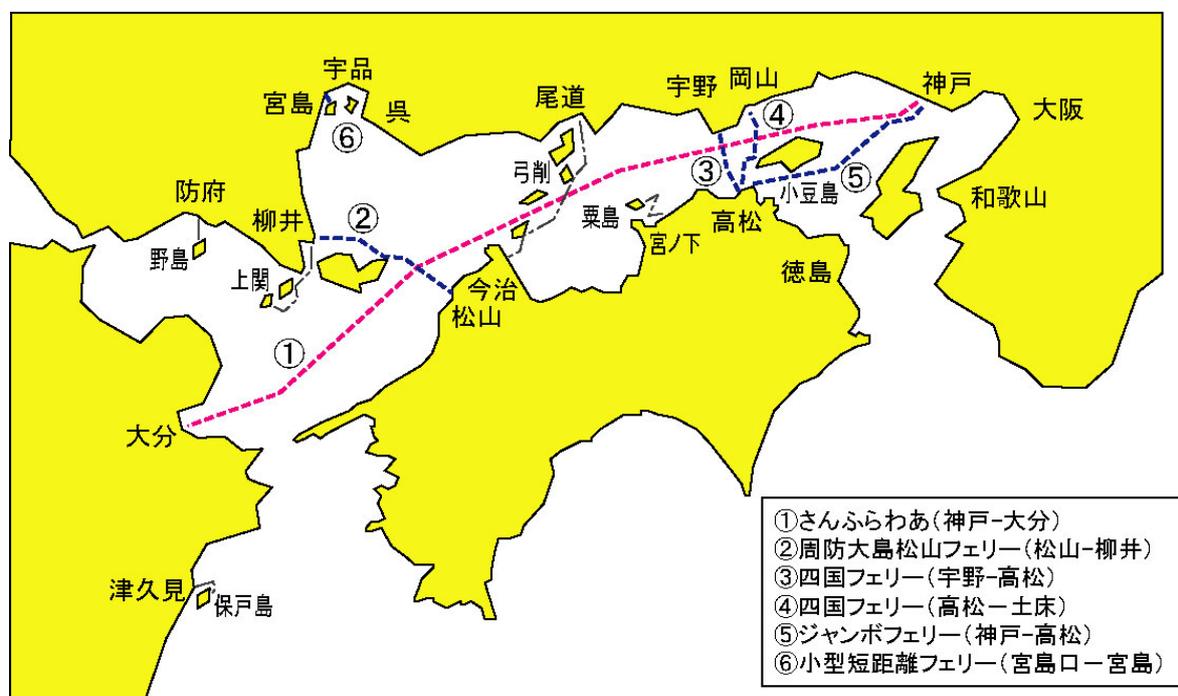


図3.1.1 瀬戸内海のフェリー航路

2.2.3.1.1 さんふらわあ ごーるど

図3.1.1.1～図3.1.1.8は、総トン数11,178 GTの大型内航フェリー「さんふらわあ ごーるど」の外観並びに船内の写真である。表3.1.1.1に本船の主要目を示す。本船には、常用出力7650 kW(85%負荷率)の2台の主機が搭載されており、それぞれに1350 kW及び1800 kWの軸発電機が取り付けられている。主発電機には、2台のディーゼルエンジン(出力1280 kW)が搭載されているが、運航時には主発電機を運転せず、軸発電機だけを運転して船内電力を賄っている。本船の発着港は神戸と大分であり、約12時間の運航と約12時間の停泊を繰り返し、ドックを年間約360日、約180往復の運航を行っている。



図3.1.1.1 さんふらわあ ごーるど¹⁾



図3.1.1.2 ブリッジ



図3.1.1.3 機関コントロール室



図3.1.1.4 主機関



図3.1.1.5 主発電機



図3.1.1.6 軸発電機



図3.1.1.7 排ガスエコマイザ



図3.1.1.8 減速機

表3.1.1.1 「さんふらわあ ごーるど」の主要データ

(a) 主要目

船名	さんふらわあ ごーるど
全長 (LOA)	165.50 m
垂線間長さ (Lpp)	154.70 m
幅 (B)	27.00 m
深さ	14.30 m
喫水	6.00 m
総トン数	11,178 GT
機関型式・出力・台数	<p>【主機】ディーゼル機関： 12PC2-6B×2台 N.R.(85%)7,650kW/568rpm (10,404PS)</p> <p>【軸発電機】1350kW×1台，1800kW×1台</p> <p>【主発電機】ディーゼル機関： 8DK-20 (1280kW) ×2台 発電機：1500kVA (1200kW) ×2台</p>
車載数	トラック147台，乗用車75台
旅客定員	通常定員 655名
燃料タンク容量	タンク全容量：900kL程度

(b) 航路及び運航スケジュール等

発着港	神戸～大分
運航速度 (通常運航時)	航海速力 23.2kt (フェリーガイドより)
1年間当たりの航海数	隔日の神戸発と大分発で基本的に毎日 (357日運航)、ドック8日間 (HPより)
バンカリングの頻度	8日間に1回 1回当たり200～250kL (神戸または大分)

2.2.3.1.2 周防大島松山フェリー／防予フェリー

図3.1.2.1及び図3.1.2.2は、周防大島松山フェリー株式会社が柳井（山口県）と松山（愛媛県）の間で運航する443 GTフェリー「しらきさん」である。瀬戸内海における就航数が多い数百GT級の代表的な内航フェリーであり、車輦甲板の前後に自動車の乗入口があり、その上部に客室が配置されている。

図3.1.2.3は、同系列グループの防予フェリー株式会社が運航する694 GTフェリー「おれんじぐれいす」である。両船の主要目を表3.1.2.1及び表3.1.2.2に示す。



図3.1.2.1 しらきさん²⁾



図3.1.2.1 しらきさんの車輛甲板



図3.1.2.3 おれんじぐれいす

表3.1.2.1 「しらきさん」の主要目

船名	しらきさん
航路	柳井～伊保田～松山
全長	62.97 m
総トン数	443 GT
主機関	ディーゼル1700PS×2基
航海速力	15.8ノット
旅客定員	150名
車両搭載能力	乗用車のみ／34台 (大型車7台、乗用車3台)

表3.1.2.2 「おれんじぐれいす」の主要目

船名	おれんじぐれいす
航路	柳井～松山
全長	61.35 m
総トン数	694 GT
主機関	ディーゼル1700PS×2基
航海速力	14ノット
旅客定員	300名

2.2.3.1.3 四国フェリーグループ

図3.1.3.1～図3.1.3.4は、宇野-高松間（所要時間約60分）を運航する853 GTフェリー「第八十七玉高丸」である。表3.1.3.1に本船の主要目を示す。本航路は、ほぼ24時間体制で運航しており、1日に44往復もの就航数がある。

図3.1.3.5は、同四国フェリーグループが高松-小豆島間を運航する993 GTフェリー「第七しょうどしま丸」である。観光客が多い小豆島航路は、高い環境性が要求されるためLNG燃料化の関心が高いと考えられる。表3.1.3.2に本船の主要目を示す。本船の寸法等の主要目は宇野-高松航路のフェリーと概ね同じである。



図3.1.3.1 第八十七玉高丸

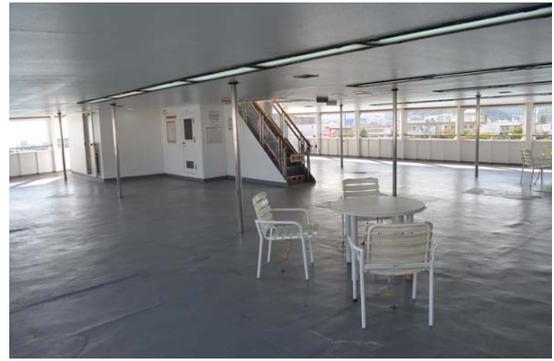


図3.1.3.2 オープンデッキ



図3.1.3.3 客室



図3.1.3.4 車輛甲板

表3.1.3.1 「第八十七玉高丸」の主要目

船名	第八十七玉高丸
航路	宇野～高松
全長	71.83 m
総トン数	853 GT
主機関	ディーゼル1300PS×2基
航海速度	13.5ノット
旅客定員	300名



図3.1.3.5 第七しょうどしま丸

表3.1.3.2 「第七しょうどしま丸」の主要目

船名	第七しょうどしま丸
航路	高松～土床（小豆島）
全長	71.83 m
総トン数	694 GT
主機関	ディーゼル1800PS×2基
旅客定員	481名
タンク容量	74.3 kL（100 %）

2.2.3.1.4 小型短距離フェリー

小型フェリーに関する実船調査として、宮島口-宮島間を運航するフェリーに乗船した。図3.1.4.1～図3.1.4.4は、JR西日本（西日本旅客鉄道株式会社）が運航する254 GT電気推進フェリー「みやじま丸」、表3.1.4.1は本船の主要目である。図3.1.4.5は、広島電鉄グループの宮島松大汽船株式会社が運航する199 GTフェリー「フェリー宮島」である。

宮島口-宮島間には、同一航路を複数のフェリーが運航している。これらのフェリーは、1航海（片道）の所要時間はわずか10分程度であり、1隻当たり1日20往復程度の運航をしている。



図3.1.4.1 みやじま丸（JR西日本）



図3.1.4.2 バリアフリー客席



図3.1.4.3 オープンデッキ



図3.1.4.4 車輦甲板（乗用車7台）

表3.1.4.1 「みやじま丸」の主要目

船名	みやじま丸
航路	宮島口～宮島
全長	35.02 m
総トン数	254 GT
主発電用機関	353kW/1800rpm×3台
航海速力	8ノット
旅客定員	503名
車輦搭載能力	乗用車7台



図3.1.4.5 フェリー宮島（宮島松大汽船）

2.2.3.1.5 その他のフェリー

その他のフェリーとして、ジャンボフェリー株式会社が神戸-高松間を運航する3056 GTフェリー「こんぴらⅡ」（図3.1.5.1）、九州商船株式会社が長崎-五島航路を運航する1551 GTフェリー「万葉」（図3.1.5.2）に訪船し、関係者からの話を伺うことができた。

「こんぴらⅡ」は、ファンネルを片側（左舷）に配置する等、車輦甲板をできる限り長方形として、車載数（主にトラック）を増やしていることが特徴である。

「万葉」は、2011年4月に就航した新造船であり、省エネのための船首・船尾形状等、様々な省エネ対策をしているといった特徴がある。

また、新日本海フェリー株式会社が三菱重工長崎造船所で建造し、2012年6～7月に就航を予定しているすずらん型代替新造船（約17000 GT）は、ディーゼルエンジン駆動と電気駆動（ポッド）を組み合わせたハイブリッド推進の大型フェリーであり、排熱回収機器を搭載する等、多くの省エネ対策をしている³⁾。

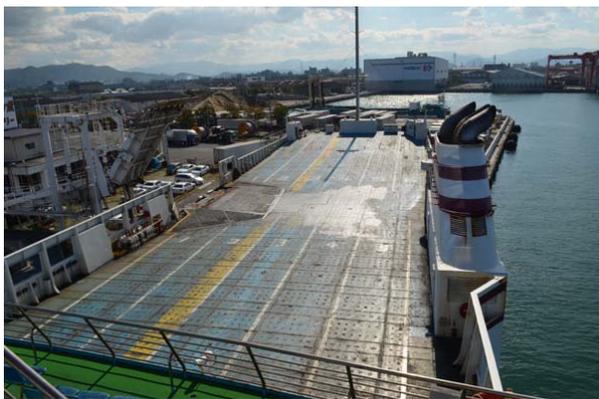


図3.1.5.1 こんぴらⅡ（ジャンボフェリー）



図3.1.5.2 万葉（九州商船）

2.2.3.1.6 実船調査のまとめ

以上、主に瀬戸内海を対象として、数隻の内航フェリーに乗船・見学並びに関係者への聞き取り調査を実施した結果について述べた。以下、調査結果をまとめる。

(1) 経済性評価のためのコスト構造

内航フェリーの用途としては、生活・輸送・観光があり、各運航事業者の状況は多様

である。LNG燃料フェリーの経済性を踏まえた実運航を考える場合、各運航事業者や各船舶のコスト構造の正確な推定が重要である。LNG燃料船の詳細な経済性評価を行うためには、船舶の建造コストや燃料費、船舶を運航するためのその他の必要経費、さらに運賃等の収入を試算する必要があるが、それらは各運航事業者や各船舶によって全く異なるため、総括的な評価は極めて難しい。また、コスト試算ばかりでなく、それぞれの航路で要求される環境調和性や燃料供給等の利便性、運航スケジュール等の兼ね合いが重要となる。

(2) 船舶に要求される仕様

運航事業者の環境性・省エネ化についての考え方や各船舶に要求される設計条件（仕様）や船内設備は様々である。船舶の主要目である船体寸法やトン数、要求される船速や主機出力は、航路毎に全く異なる仕様が要求される。また、対象とする客層によって、必要とされる搭載車両数（車両甲板の広さ）や旅客定員（客室数、客席数）、客室や船内のバリアフリー設備等は全く異なってくる。

LNG燃料船の経済性評価のためには船価を設定する必要があるが、各船舶に要求される仕様によって船価は大きく異なるため、総括的な評価は難しい。

(3) タンク容量

一般に、現在就航中の内航フェリーや旅客船の燃料タンク容量には、かなりの余裕がある。実際、軽量化による省エネ運航のために必要最小限の燃料を搭載し、頻繁に燃料供給をする運航事業者もいる。次章以降で述べるLNG燃料船のコンセプト検討では、本調査結果を踏まえて、現在就航中の船舶のタンク容量よりもやや小さいLNGタンクを搭載することとし、実現性の高い検討を行うこととする。

参考文献

- 1) フェリーさんふらわあ：<http://www.ferry-sunflower.co.jp/ship/index.html>
- 2) 防予フェリー株式会社：<http://www.boyoferry.co.jp/>
- 3) 新日本海フェリー株式会社：<http://www.snf.jp/>

2.2.3.2 内航LNG燃料大型フェリーのコンセプト検討及び経済性評価

以上の実船調査の結果を踏まえて、10000 GT級大型フェリーのLNG燃料化のためのコンセプト検討及び本報告書第2章で述べた外航コンテナ船と同様の経済性評価を行う。

2.2.3.2.1 コンセプト検討のための前提条件

コンセプト検討のための前提条件は以下の通りである。

- (1) 瀬戸内海の280 mile (516 km) の航路を運航する10000 GT級フェリーを検討する。
- (2) 瀬戸内海の全海域がECA (Emission Control Area) になるものとし、12時間の航行、12時間の停泊を繰り返すものとする。
- (3) 10000~20000 GT級内航大型フェリーの主要目を参考にして、LNG燃料船の主機出力や発電機出力を検討する。
- (4) バンカリング頻度を8日に1回として、LNGタンク容量を検討する。

2.2.3.2.2 機関推進システムの検討

大型フェリーのコンセプトを検討するにあたって、図3.2.2.1.1に示す機関推進システムの特徴を調べ、それぞれのシステムの特徴を比較する。

(i) 各機関推進システムの特徴

図3.2.2.1.1 (a)は、NOx 3次規制に対応するための油焚き船であり、NOx排出削減のためにSCR脱硝システムを搭載している。

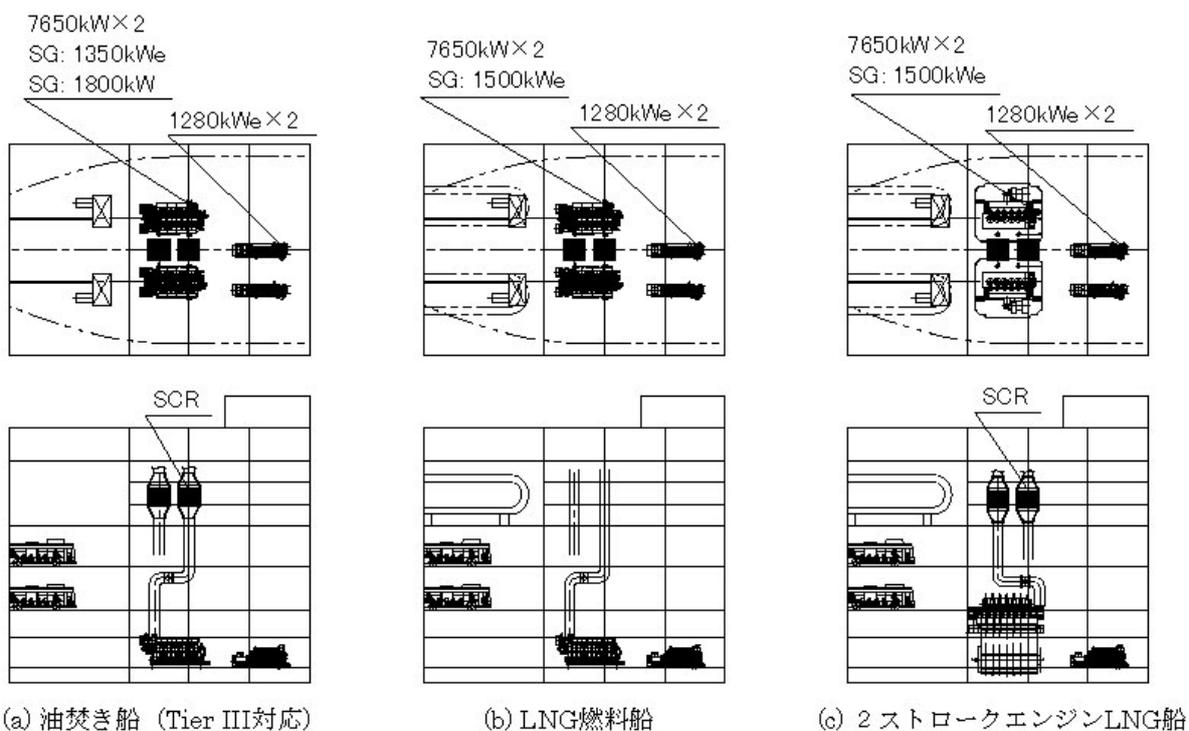


図3.2.2.1.1 機関推進システムの検討

(b)は、主機及び主発電機に、LNG焚きの4ストロークエンジンを搭載したシステムであり、低NO_xのガスエンジンを搭載しているためSCR脱硝システムは不要となる。ここでは、ガス専焼エンジンを想定しているが、負荷変動対応等の実用時の技術課題については詳細な調査が必要である。

(c)は、LNG焚きの高効率2ストロークエンジンを搭載したシステム例である。ガスインジェクション（GI）方式の2ストロークエンジンはNO_x排出力が多いため、NO_x 3次規制に対応するためのSCR脱硝システムを搭載している。2ストロークエンジンは、4ストロークエンジンと比べて一般に熱効率が高く、省エネ性・環境調和性は高められるものと考えられる。しかし、2ストロークエンジンの高さは、4ストロークエンジンの2倍以上もある。そのため、同一の出力の主機を搭載すると車輻甲板に干渉し、実現性は低いと考えられる。

表3.2.2.1.1は、ECA非対応の油焚き船（現在就航中の船舶に相当）及び上記(a)～(c)の機関推進システムの特徴をまとめたものである。これらの結果を踏まえて、本研究では、(b)の4ストロークエンジンを搭載したLNG燃料船を主対象としてコンセプト検討を行い、コスト試算や経済性評価について調べることにする。

表3.2.2.1.1 機関推進システム構成の比較

項目	油焚き船 (ECA非対応)	(a) 油焚き船 (ECA対応)	(b) LNG燃料船	(c) 2ストローク エンジンLNG船
燃料	C重油	重油 (S0.1%未満)	LNG	LNG
主機関構成	4ストロークエ ンジン×2機	4ストロークエ ンジン×2機	4ストロークエ ンジン×2機	2ストロークエ ンジン×2機
NO _x 規制対応	不要	SCR搭載	不要	SCR搭載
コスト	◎	○	○	○
省エネ・環境性	△	△	○	◎
実現性	◎	○	○	×
備考	・ 現在就航中の船舶に相当する。	・ LNG燃料船との比較用。NO _x 3次規制対応のためにSCRが必要となる。	・ 現状の船舶の燃料をLNGとする。その他の構成は変更しない。	・ 燃料消費削減のために、高効率な2ストロークディーゼルエンジンの搭載を検討。 ・ エンジンの高さ寸法が大きく車輻甲板に干渉するため、フェリーへの搭載は困難。

(ii) 油焚き船 (ECA対応) のSCR脱硝システム

図3.2.2.2.1は、図3.2.2.1.1(a)に示した油焚き船 (ECA対応) に搭載するためのSCR脱硝システムの構成例である。主機にはSV値 (負荷率100 %時の排ガス流量[Nm³/h]と触媒体積[m³]の比) が10000 h⁻¹、主発電機にはSV値が12000 h⁻¹の触媒を搭載することを想定している。規制対応のために必要となる尿素水消費量は同図に示すとおりである。

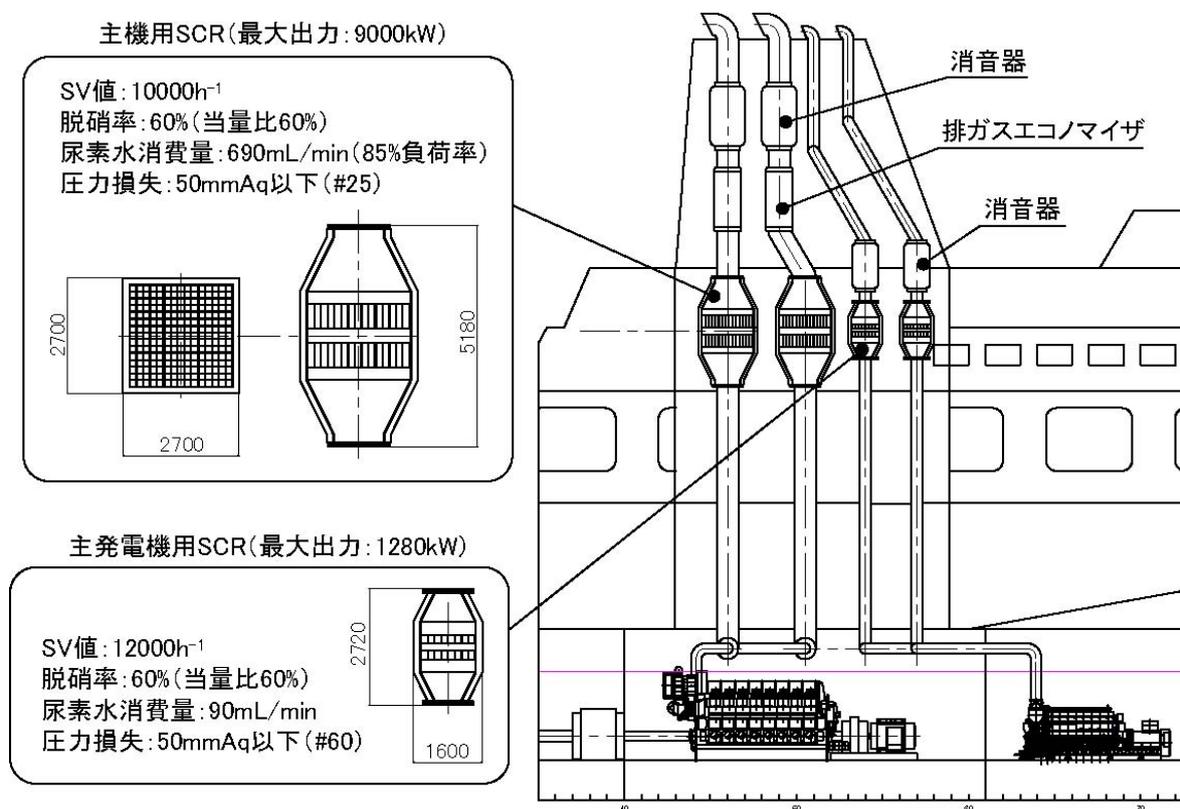


図3.2.2.2.1 油焚き船 (ECA対応) のSCR脱硝システムの検討例

2.2.3.2.3 燃料消費量及び燃料タンクの試算例

(i) 仮定及び計算条件

燃料消費量及び燃料タンクの試算においては、2.2.3.2.1項で述べた条件の他、以下の仮定及び計算条件を設ける。

- (1) LNG燃料焚きエンジンの熱効率が油焚きエンジンの熱効率と同じになるように燃料消費量を計算する。
- (2) 8日に1回のバンカリングを行い、1回に全タンク容量の50%を供給するものとする。すなわち、15航海 (7.5往復) に必要な燃料タンク容量を計算する。
- (3) 船底部及びオープンデッキ上にLNGタンクを設置することを想定し、内径2.7mのタンク長さ及びタンク数を計算する。
- (4) タンク周囲の断熱材の厚さは250mm程度とする。

(ii) 燃料消費量及びタンク容量の計算結果

表3.2.3.2.1は、以上の仮定・計算条件に基づき計算した結果である。同表には、油焚き船（ECA非対応）、油焚き船（ECA対応）及びLNG燃料船の主な計算結果をまとめている。

表3.2.3.2.1 大型フェリーの計算結果（燃料消費量及び運航コスト）

	単位	油焚き船 (ECA 非対応)	油焚き船 (ECA 対応)	LNG 燃料 船	備考
燃料物性値					
燃料		C 重油	重油 S0.1%未満	LNG	
低位発熱量	MJ/kg	42.7	39.1	50	
密度	kg/m3	970	900	450	液体密度
	kg/m3			0.72	ガス密度
容積あたりの熱量	MJ/m3	41419	35190	22500	
運航時					
常用機関出力	kW	15300	15300	15682.5	85%負荷率で運航, LNG 船は 2.5%up
燃料消費率	g/kWh	190	207.5	162.3	
熱効率	%	44.4	44.4	44.4	
燃料消費量	kg/h	2907	3174.7	2544.6	
	kL/h	3.00	3.53	5.65	
常用速力	knot	23	23	23	
航行時間	h	12.2	12.2	12.2	1 航海（片道）の時間
航行距離	海里	280	280	280	1 航海（片道）の距離
尿素水流量	L/min	0	1.38		
停泊時					
機関出力	kW	1020	1020	1020	発電機 1 台を 85%負荷 率運転
燃料消費率	g/kWh	207	226.1	176.8	
熱効率	%	40.7	40.7	40.7	
燃料消費量	kg/h	211.14	230.6	180.3	
	kL/h	0.22	0.26	0.40	
停泊時間	h	11.8	11.8	11.8	1 航海（片道）の時間
尿素水流量	L/min		0.09		
タンク容量					
1 航海当たりの燃料消費量	kL	39.1	46.0	73.6	
燃料タンク容量	航海分	25.6	15	15	
	kL	1000	689.6	1032.6	
	日分	25.6	15	15	1 航海（片道）／1 日
尿素水タンク容量	kL		15.12		燃料タンクと同じ比 率として
燃料使用量	ton/day	37.89	41.37	33.11	1 航海（片道）／1 日

2.2.3.2.4 一般配置の検討

以上の計算結果を踏まえて10000 GT級LNG燃料船の一般配置を検討する。検討のための条件として、表3.1.1.1に示した11178 GTフェリーと同じ搭載車両数とする。

図3.2.4.1は10000 GT級LNG燃料船のエンジン及びLNGタンクの配置を示している。同図

に示すように、船底部に8本のLNGタンク、オープンデッキ上に2本のLNGタンクを搭載している。表3.2.4.1に油焚き船とLNG燃料船の主要目をまとめている。

図3.2.4.2は車輛甲板や客席を含めた一般配置の検討例を示す。上述の通り、車載数は表3.1.1.1に示した11000 GT級フェリーと同じであり、トラック147台、乗用車75台としている。客席数についても概ね表3.1.1.1に示した11000 GT級フェリーと同程度としている。

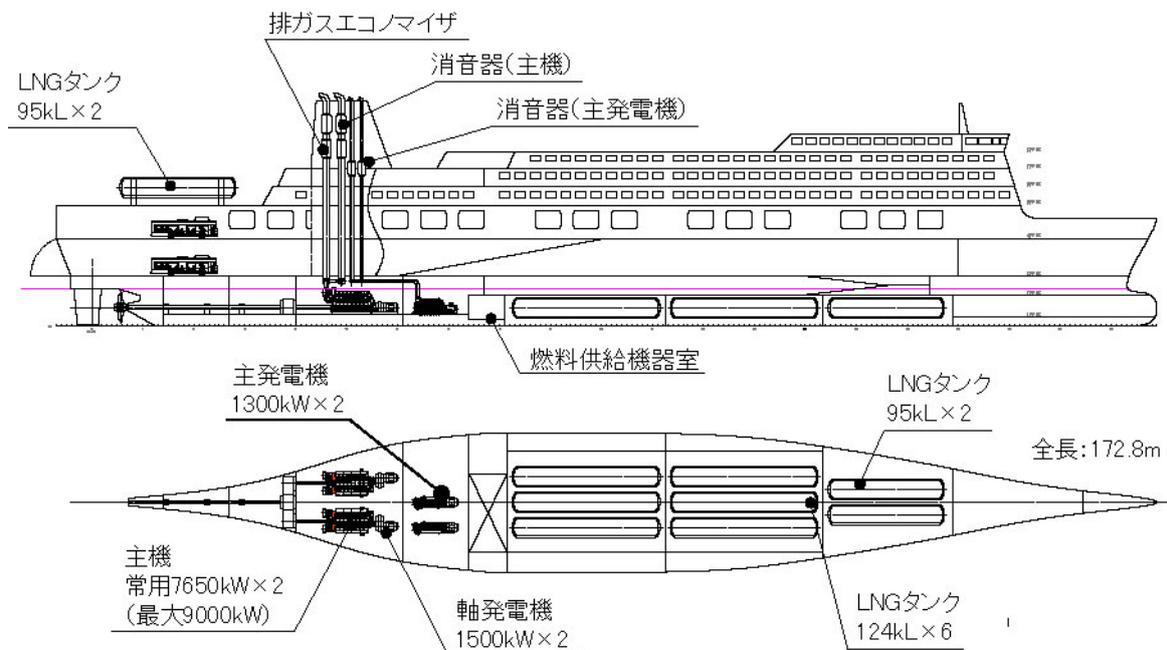


図3.2.4.1 内航LNG燃料大型フェリーの検討例

表3.2.4.1 油焚き船とLNG燃料船の主要目

項目	油焚き船 (ECA 非対応・対応)	LNG 燃料船	備考
全長	166m	172.8m	約 7m 延長
垂線間長さ	155m	162.5m	約 8m 延長
幅(型)	27m	27m	
満載喫水	6m	6m	
総トン数	約 11000GT	約 12000GT	
旅客定員	約 650名		
車載数	トラック 147台, 乗用車 75台		
主機常用出力	7650kW (85%) × 2機	7840kW × 2機	
常用速力	23knot		
タンク容量	約 1000kL		
連続航行距離	約 280mile × 26 航海	約 280mile × 15 航海	
CO ₂ 排出量	57.7ton/day	43.7ton/day	24%削減 (概算)

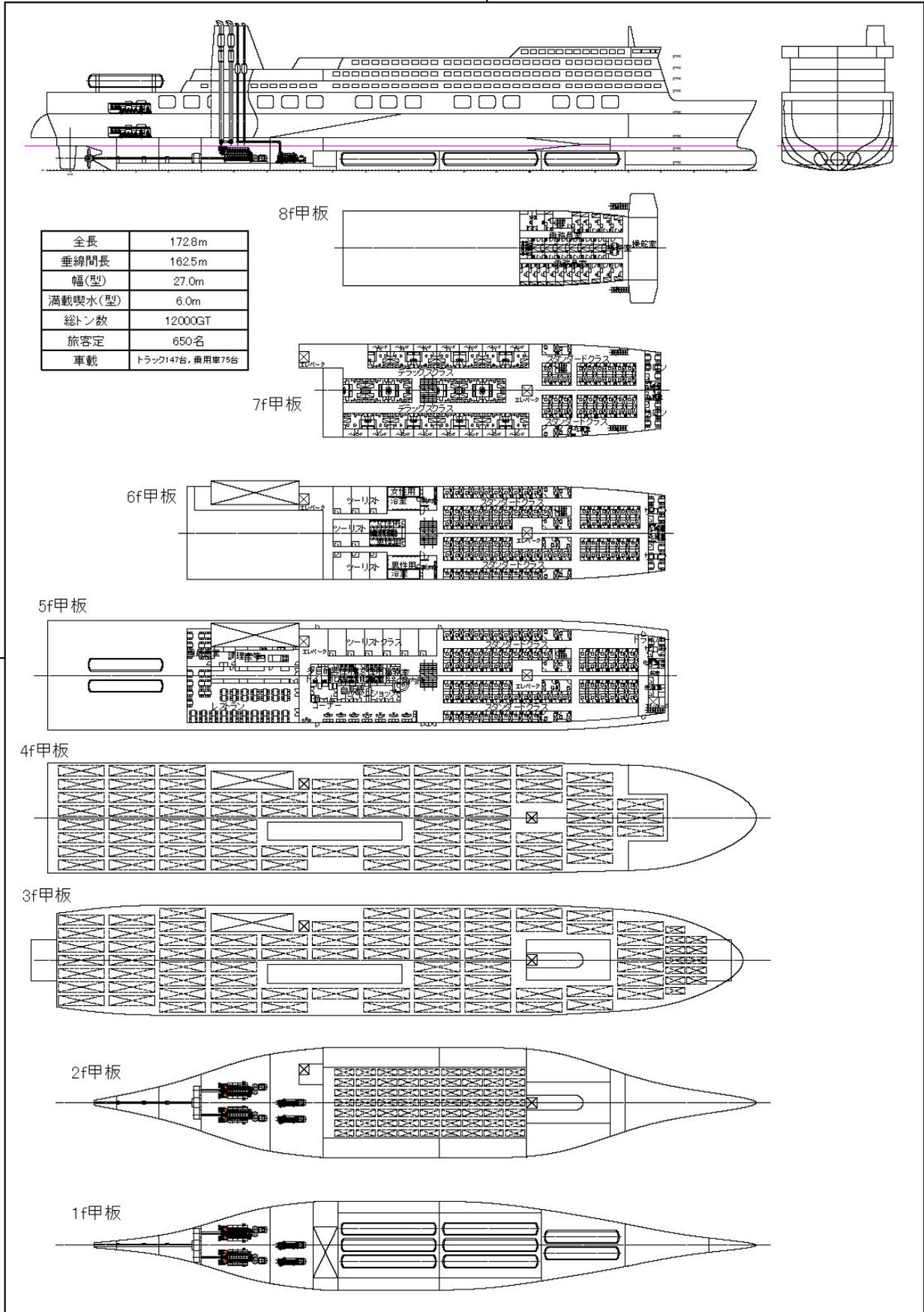
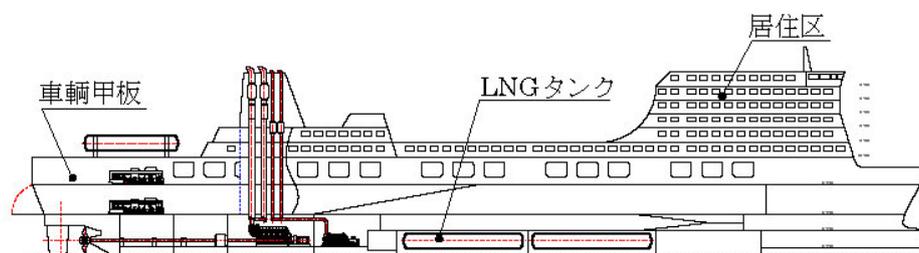


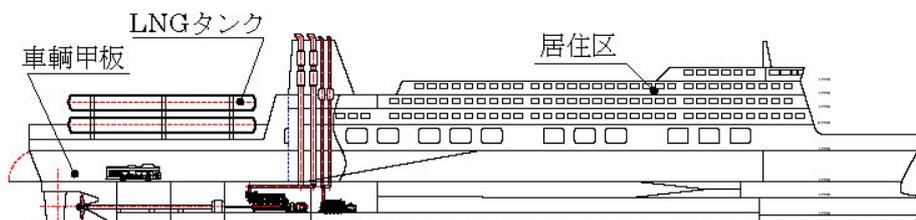
図3.2.4.2 内航LNG燃料大型フェリーの一般配置

図3.2.4.2の内航LNG燃料大型フェリーは、船底部に配置したLNGタンクの上方に3層の車輦甲板を介して、客室が配置されている。IMO等による基準は未確定であるが、LNGタンク上方に居住区を配置することが禁止された場合の対応策を検討する。

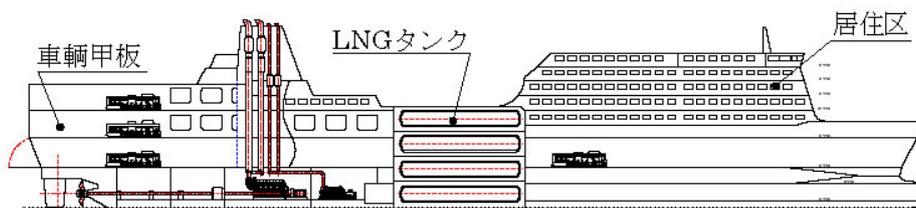
図3.2.4.3は、LNGタンク上方に居住区を配置しない場合の一般配置の例である。(a)はLNGタンク上の居住区を船体前方に配置した例であるが、トリムのバランスが悪化するために実現は極めて困難であると考えられる。(b)はオープンデッキ上だけにLNGタンクを配置した例である。詳細については検討していないが、避難スペースの確保等が課題になるものと考えられる。(c)はすべてのLNGタンクを1区画に配置した例である。トリムのバランスが悪化するばかりでなく、車輦や旅客の船内移動等で船としての使い勝手が悪化するものと考えられる。(d)はオープンデッキ上に小型タンクを配置した例である。2本のLNGタンク（計248 kL）により3航海が可能であると試算されており、バンカリング回数を増やすことができれば、このような構成の実現も十分に可能性があるものと考えられる。



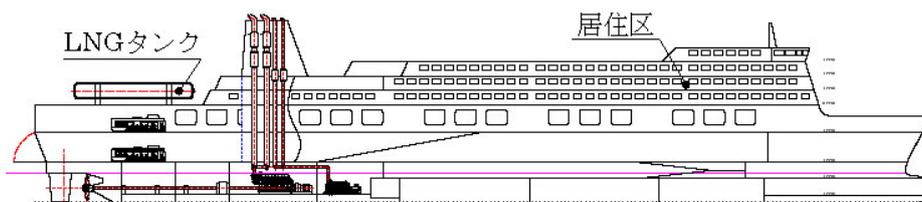
(a) LNGタンク上の居住区を船体前方に配置



(b) オープンデッキ上だけにLNGタンクを配置



(c) すべてのLNGタンクを1区画に配置



(d) オープンデッキ上に小型タンクを配置

図3.2.4.3 客室とタンク配置の検討

2.2.3.2.5 運航コスト及び建造コストの試算例

表3.2.2.2.1に示した各船舶の燃料消費量及び油焚船（ECA対応）の尿素水消費量の計算結果より、各船舶の運航コスト並びに建造コストを試算する。

表3.2.5.1は運航コストの試算例である。この計算において、油焚船（ECA非対応）の燃料費は現状のA重油価格、油焚船（ECA対応）の燃料費は現状のA重油価格の1.5倍、LNG燃料船の燃料費は現状の輸入価格を参考にした値を用いている。

表3.2.5.2は建造コストの試算例である。LNG燃料システムやSCR脱走システムのコストは、2.2.2で述べた外航コンテナ船の計算に準じている。

表3.2.5.1 大型フェリーの運航コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
燃料使用量	ton/day	37.89	41.37	33.11	1航海（片道）／1日
燃料費	yen/ton	¥64,897	¥104,917	¥69,444	
	yen/Nm3			¥50	ガス
	yen/kL	¥62,950	¥94,425	¥31,250	A重油(2011年7-9月,内航総連)×1.5倍
	yen/MJ	1.47	2.41	1.39	
	yen/day	¥2,458,718	¥4,340,906	¥2,299,351	
尿素水使用量	kL/day		1.01		
尿素水費	yen/L		¥84		
	yen/day		¥84,319		
運航コスト	yen/day	¥2,458,718	¥4,425,225	¥2,299,351	
CO2排出係数	kgC/L	0.8016	0.8016		
	kgC/kg			0.7331	
CO2排出量	ton/day	29.46	29.85	24.27	

表3.2.5.2 大型フェリーの建造コストの試算例

	単位	油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
基準船価	千円	7,000,000	7,000,000	7,000,000	推測値
ディーゼル機関（増加分）	千円		0	720,000	ガス燃料化による差額4万円/kWとして
LNG燃料システム	千円		0	444,133	資料：タンク容量1395kL=6000kユーロ=6億円より
SCR脱硝装置	千円		54,864	0	$= (22.6 \times W[\text{kW}] + 279000) \times 80[\text{yen/USD}]$
尿素水タンク	千円		0	0	油焚船では従来のDOTを流用
上記合計	千円	7,000,000	7,054,864	8,164,133	
油焚船からの増額	千円			1,109,269	
償却年	年			1.4	建造コスト増加分／運航コスト差額

2.2.3.2.6 大型フェリーの経済性の検討

(1) 前提条件

内航大型フェリーを対象にしてDCF法の適用を行う。内航大型フェリーに関する在来型油焚船のプロジェクトは、A-1・油焚船（ECA非対応）と表記する。LSFO（0.1%S）を使用する油焚船のプロジェクトは、A-2・油焚船（ECA対応）と表記する。LNG燃料船のプロジェクトは、B・LNG燃料船と表記する。以下は、DCF法の適用に関する主な前提条件である。

①対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0円）と仮定した。

対象期間	30年
割引率	3.0%
残存価値	0円

②初期投資額に関する前提条件

2.2.3.2.5のコスト比較に従い、内航大型フェリーの各プロジェクトにおける船価は以下の様に仮定できる。

A-1	油焚船（ECA非対応）	70億円
A-2	油焚船（ECA対応）	70億5,500万円
B	LNG燃料大型フェリー	81億6,400万円

③利益に関する前提条件

利益は、A-1・油焚船（ECA非対応）に関して、年間6億円と設定した。これは、償却・利払い前のフリーキャッシュフローの推定値である。この利益を基準として、A-2・油焚船（ECA対応）とB・LNG燃料船の利益は、燃料費に従って変化する。

燃料費は、2.2.3.2.3（ii）で検討した燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

A-1・油焚船（ECA非対応）はC重油を使用し、A-2・油焚船（ECA対応）はLSFO（0.1%S）を使用し、B・LNG燃料大型フェリーはLNGを使用する。図3.2.6.1は、内航総連によるC重油とA重油の推移を1999年度から2011年12月まで示している。

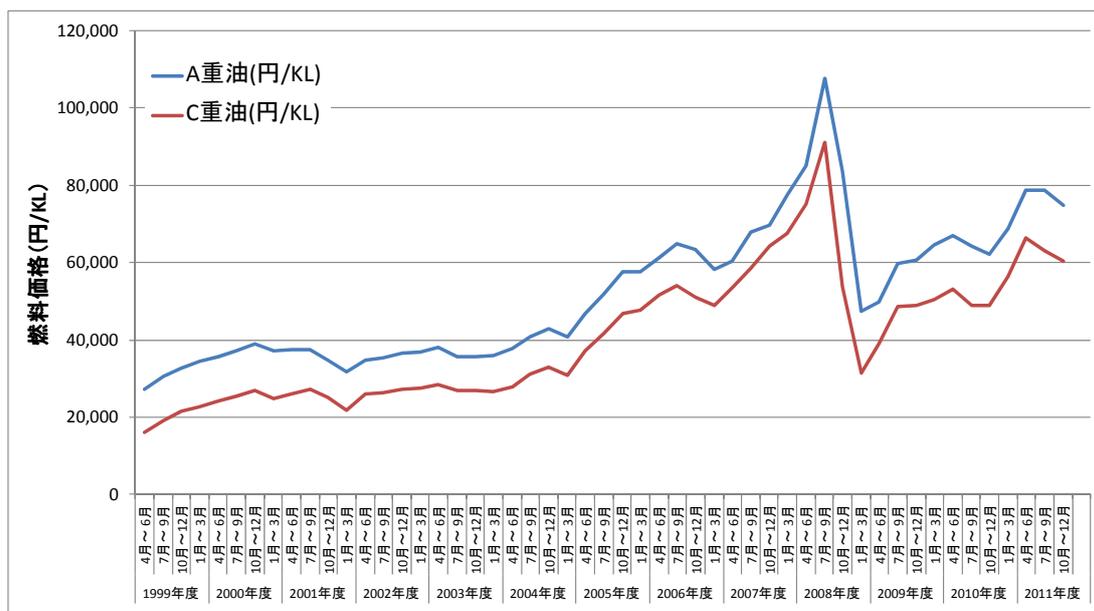


図3.2.6.1 内航A重油価格とC重油価格の推移

出典：内航総連、内航燃料油価格

A重油とC重油の変動を踏まえ、C重油価格を基準としてLSFO価格、LNG価格の設定を行う。表3.2.6.1は、本調査で設定したC重油価格、LSFO価格、LNG価格である。C重油は、50,000[円/kl]、60,000[円/kl]、70,000[円/kl]、80,000[円/kl]、90,000[円/kl]の5ケースを想定する。LSFOは、このC重油価格の1.5倍とした。次に、A重油価格をC重油価格のプラス12,000[円/kl]と仮定し、このA重油価格とエネルギー量等価価格のLNG価格をベースとなる値とした。このベースシナリオのLNG価格は、C重油の5つのケースに対応して、34,140[円/kl]、39,650[円/kl]、45,160[円/kl]、50,660[円/kl]、56,170[円/kl]となる。さらにLNG価格は、ベースシナリオに対して、-30%、-20%、-10%、+10%、+20のシナリオを設定した。これらのLNG価格の設定値に対応して、C重油価格の5つのケース別に、LNG燃料船のプロジェクトはB-1、B-2、B-2、B-3、B-4、B-5、B-6と記述する。図3.2.6.2は、参考までに、2001年1月から2011年11月の日本におけるLNG輸入価格を示している。

表3.2.6.1 内航大型フェリーの燃料価格の設定値

燃料油	燃料価格 [円/kl]	C重油の設定ケース				
		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
C重油価格：A-1		50,000	60,000	70,000	80,000	90,000
LSFO価格 (C重油価格×1.5)：A-2		75,000	90,000	105,000	120,000	135,000
A重油価格 (C重油価格+12,000[円/kl])		62,000	72,000	82,000	92,000	102,000
LNG価格 (-30%シナリオ)：B-1		23,890	27,750	31,610	35,460	39,310
LNG価格 (-20%シナリオ)：B-2		27,310	31,720	36,120	40,520	44,930
LNG価格 (-10%シナリオ)：B-3		30,720	35,680	40,640	45,590	50,550
LNG価格 (ベースシナリオ)：A重油等価価格、B-4		34,140	39,650	45,160	50,660	56,170
LNG価格 (+10%シナリオ)：B-5		37,550	43,610	49,670	55,720	61,780
LNG価格 (+20%シナリオ)：B-6		40,960	47,580	54,190	60,790	67,400

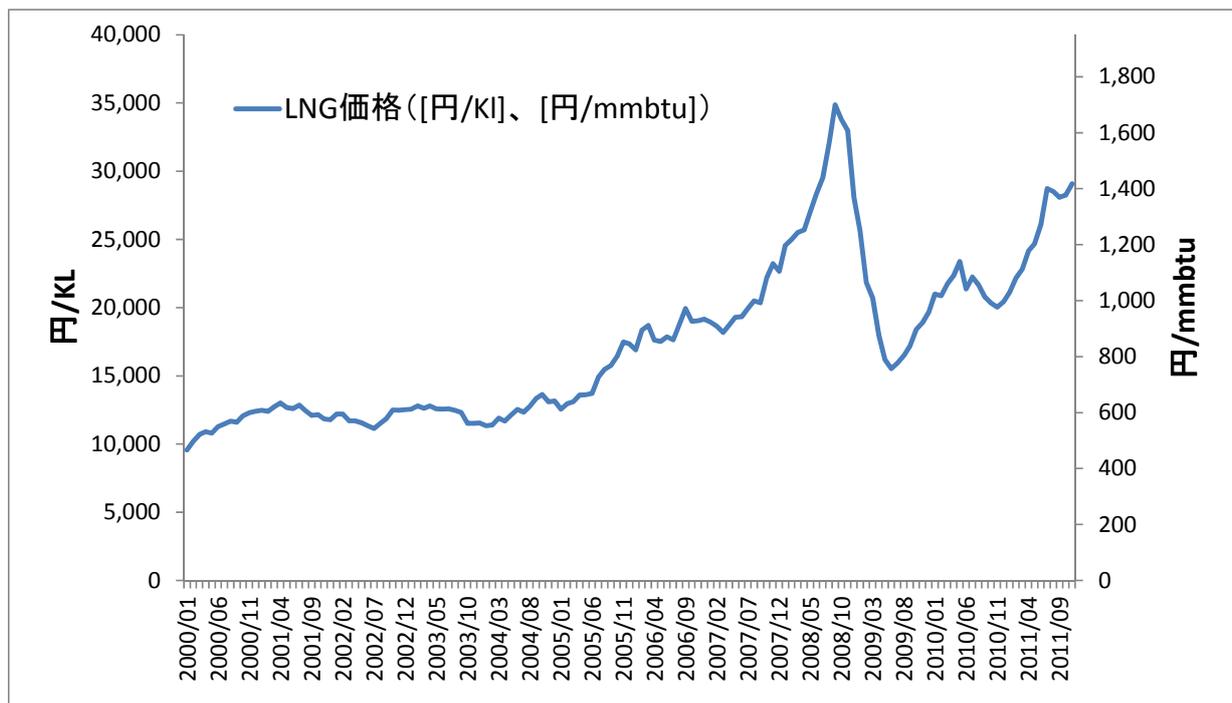


図3.2.6.2 日本のLNG輸入価格の推移

出典 財務省，貿易統計，<http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>

SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を84[円/k]に設定した。

(2) DCF法による比較

①年間費用の算出結果

(1) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図3.2.6.3は、C重油価格ケース別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で30年間の平均を算出した値を意味している。ここでは、最近のC重油価格とLNG価格に近い値であるC重油価格ケース2について述べる。この場合、A-1・油焚船（ECA非対応）、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値が、13億2千万円、17億3千万円である。また、LNG燃料大型フェリーのベースシナリオであるLNG価格（B-4）では、年間総費用平均値が14億9,000万円となる。LNG燃料大型フェリーの年間総費用平均値が、A-1・油焚船（ECA非対応）の年間総費用平均値に比べ小さくなるLNG価格は、ベースシナリオから-30%であるB-1である。また、すべてのLNG燃料大型フェリーにおいて、年間総費用平均値は、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値よりも小さい。本調査で設定した燃料価格では、すべてのC重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値の大小関係が一致する。表3.2.6.2から表3.2.6.6は、C重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。また、図3.2.6.4から図3.2.6.8は、C重油価格ケースごとに、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

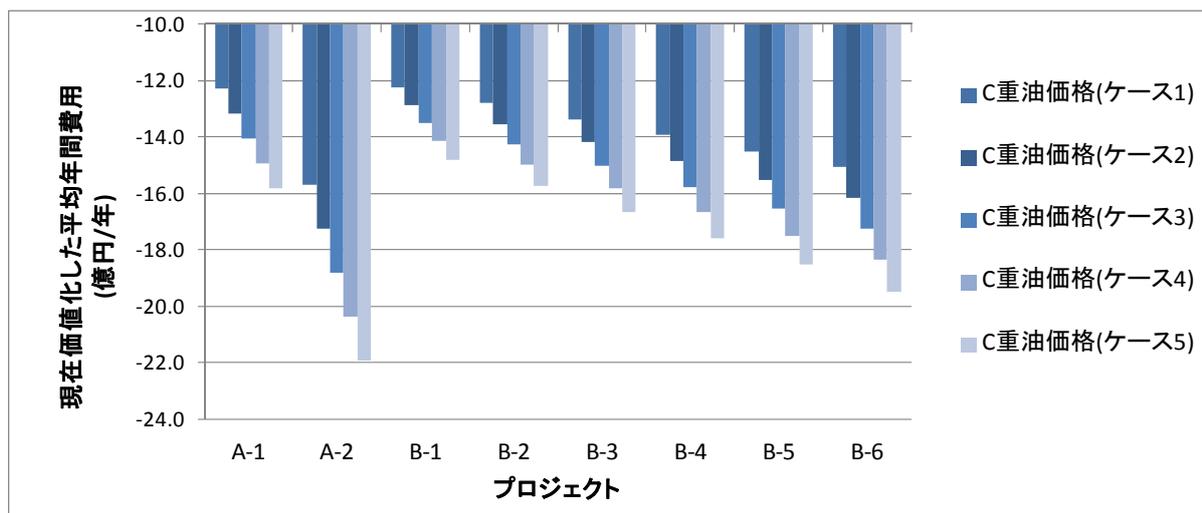


図3.2.6.3 C重油価格ケース別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

表3.2.6.2 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース1）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,230	18%	25%	21%	36%	—	—	—
A-2	1,569	15%	19%	17%	—	50%	—	0.001%
B-1	1,223	22%	25%	21%	—	—	32%	—
B-2	1,280	21%	24%	20%	—	—	35%	—
B-3	1,336	20%	23%	19%	—	—	38%	—
B-4	1,393	19%	22%	19%	—	—	41%	—
B-5	1,450	18%	21%	18%	—	—	43%	—
B-6	1,507	17%	20%	17%	—	—	45%	—

表3.2.6.3 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース2）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,318	17%	23%	20%	40%	—	—	—
A-2	1,725	13%	18%	15%	—	54%	—	0.001%
B-1	1,287	20%	24%	20%	—	—	36%	—
B-2	1,353	19%	22%	19%	—	—	39%	—
B-3	1,419	19%	21%	18%	—	—	42%	—
B-4	1,485	18%	20%	17%	—	—	44%	—
B-5	1,551	17%	20%	17%	—	—	47%	—
B-6	1,617	16%	19%	16%	—	—	49%	—

表3.2.6.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース3）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,406	16%	22%	18%	44%	—	—	—
A-2	1,881	12%	16%	14%	—	58%	—	0.001%
B-1	1,351	19%	22%	19%	—	—	39%	—
B-2	1,426	18%	21%	18%	—	—	42%	—
B-3	1,501	18%	20%	17%	—	—	45%	—
B-4	1,576	17%	19%	16%	—	—	48%	—
B-5	1,651	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-6	1,726	15%	18%	15%	—	—	52%	—

表3.2.6.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース4）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,495	15%	20%	17%	47%	—	—	—
A-2	2,036	11%	15%	13%	—	61%	—	0.001%
B-1	1,415	19%	21%	18%	—	—	42%	—
B-2	1,499	18%	20%	17%	—	—	45%	—
B-3	1,583	17%	19%	16%	—	—	48%	—
B-4	1,668	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-5	1,752	15%	17%	15%	—	—	53%	—
B-6	1,836	14%	17%	14%	—	—	55%	—

表3.2.6.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（C重油価格・ケース5）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					C重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	1,583	14%	19%	16%	50%	—	—	—
A-2	2,192	10%	14%	12%	—	64%	—	0.001%
B-1	1,479	18%	21%	18%	—	—	44%	—
B-2	1,573	17%	19%	16%	—	—	47%	—
B-3	1,666	16%	18%	16%	—	—	50%	—
B-4	1,759	15%	17%	15%	—	—	53%	—
B-5	1,852	14%	16%	14%	—	—	55%	—
B-6	1,946	14%	16%	13%	—	—	58%	—

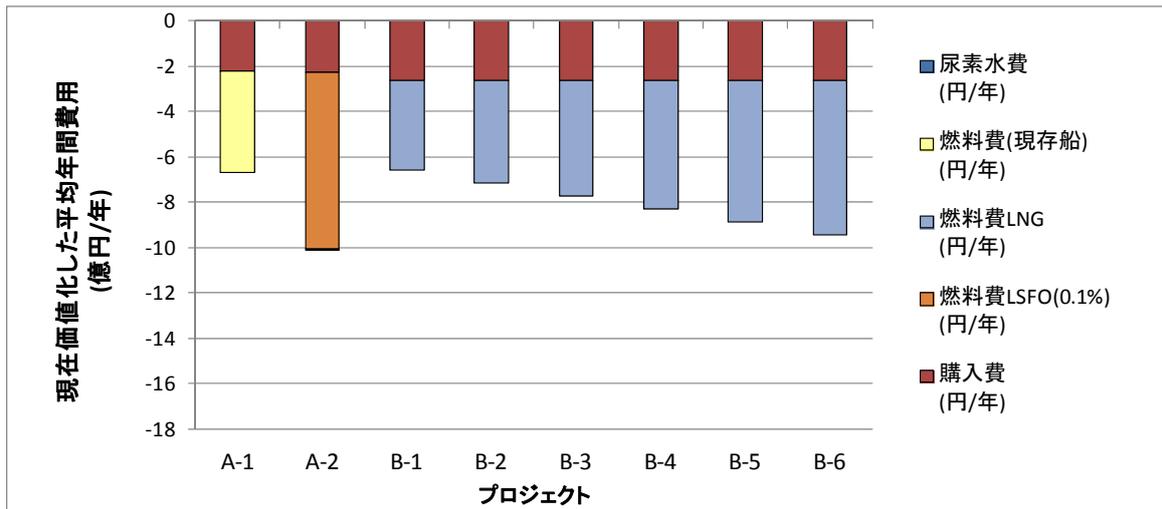


図3.2.6.4 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース1)

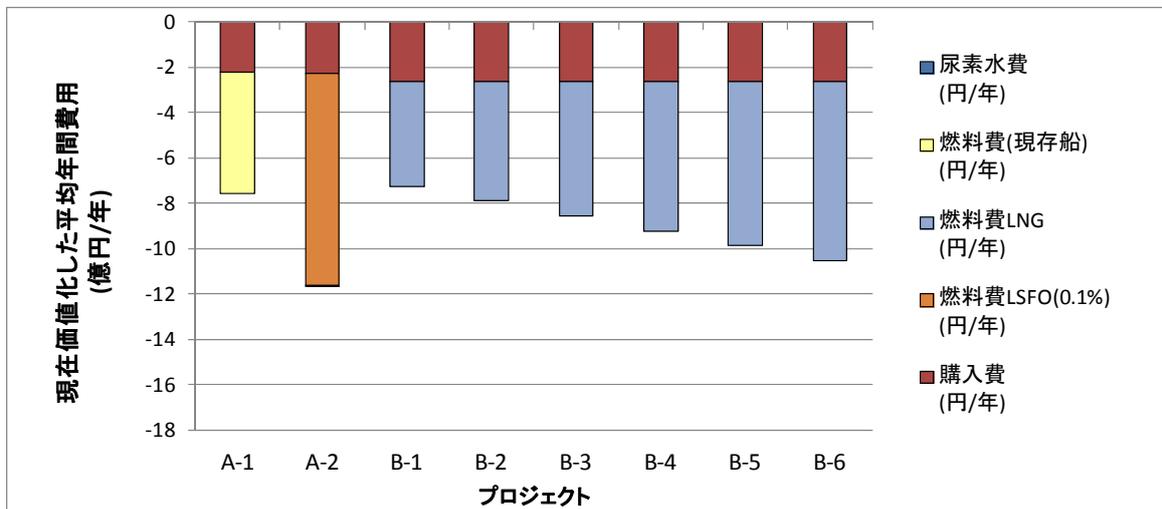


図3.2.6.5 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース2)

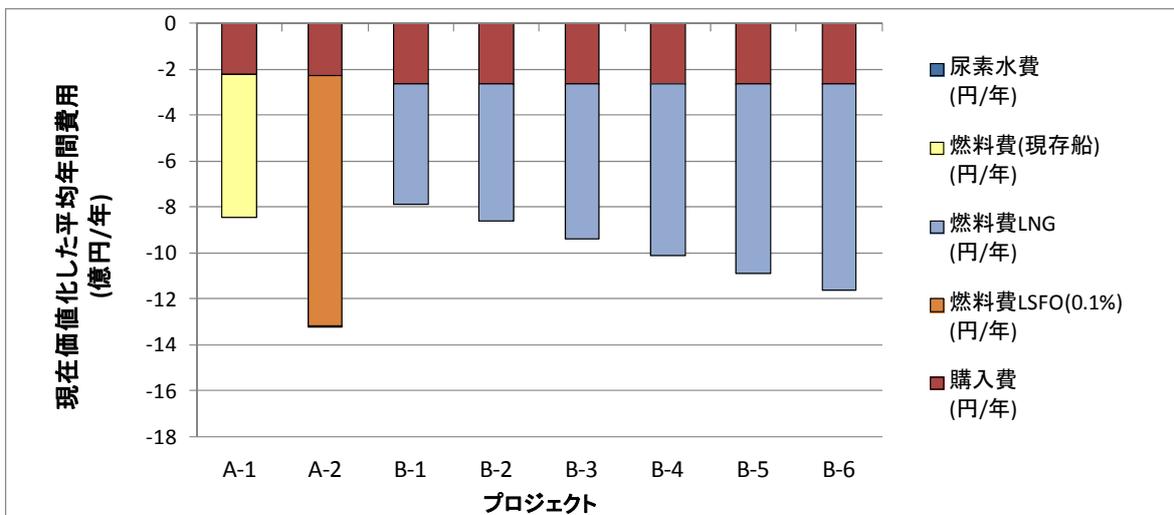


図3.2.6.6 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース3)

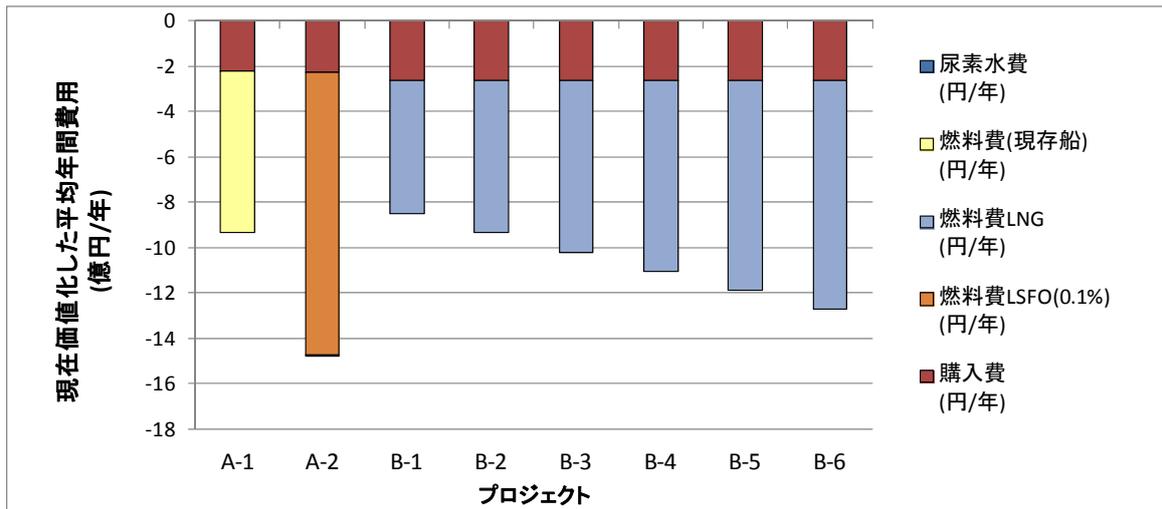


図3.2.6.7 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース4)

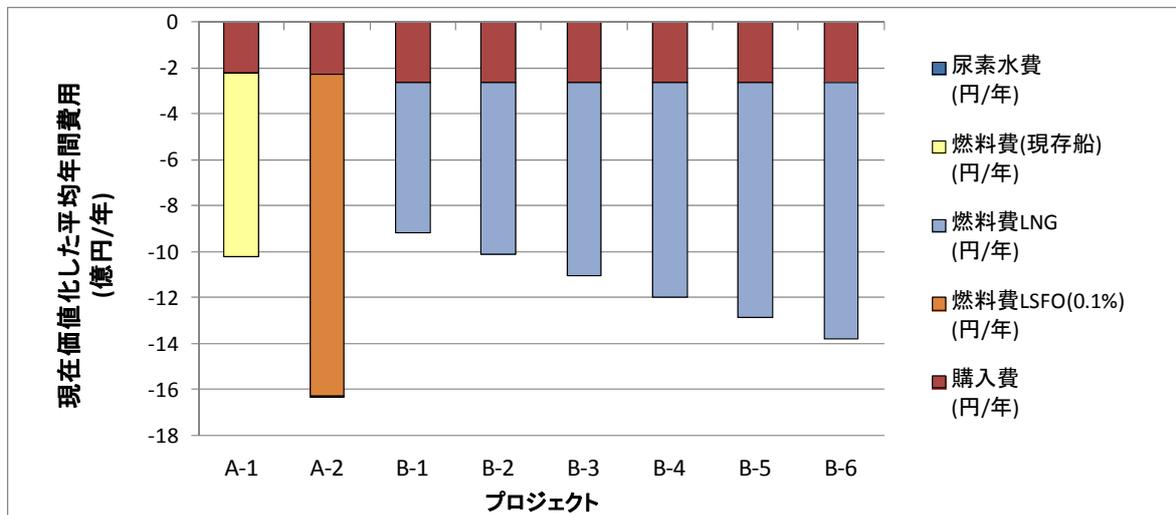


図3.2.6.8 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－C重油価格(ケース5)

② 正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

表3.2.6.7は、DCF法による正味現在価値（NPV）の算出結果を示している。C重油価格ケース2について述べると、A-1・油焚船（ECA非対応）のNPVは約48億であり、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVは-78億円である。本調査の設定値では、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVがマイナスであり経済性を持たない。LNG燃料大型フェリーでは、B-1、B-2、B-3ではそれぞれ57億円、37億円、17億円のNPVである。B-1のLNG価格である時、最も大きなNPVであり、A-1のNPVよりも大きい。B-4、B-5、B-6ではマイナスのNPVである。

表3.2.6.8と表3.2.6.9は、プラスのNPVを持つシナリオに関して、回収期間と内部収益率を示している。また、図3.2.6.9から図3.2.6.13は、C重油価格ケース別に、NPV累積値の対象期間における変化を示している。

表3.2.6.7 正味現在価値（NPV）の算出結果（1億円）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	75.1	47.8	20.4	-7.0	-34.3
A-2 油焚船（ECA対応）	-30.0	-78.3	-126.6	-174.9	-223.2
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	77.2	57.4	37.5	17.7	-2.2
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	59.6	36.9	14.3	-8.4	-31.1
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	42.1	16.5	-9.0	-34.5	-60.1
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	24.5	-3.9	-32.3	-60.6	-89.0
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	6.9	-24.3	-55.5	-86.7	-117.9
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-10.7	-44.8	-78.8	-112.8	-146.8

表3.2.6.8 回収期間（年）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	11.3	14.6	20.6	-	-
A-2 油焚船（ECA対応）	-	-	-	-	-
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	12.2	14.3	17.5	22.4	-
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	14.0	17.6	23.5	-	-
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	16.6	22.7	-	-	-
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	20.4	-	-	-	-
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	26.4	-	-	-	-
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-	-	-	-	-

表3.2.6.9 内部収益率（%）

プロジェクト	C重油価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	8.5%	5.8%	2.8%	-	-
A-2 油焚船（ECA対応）	-	-	-	-	-
B-1 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-30%）	7.7%	6.0%	4.1%	2.2%	-
B-2 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-20%）	6.2%	4.1%	1.8%	-	-
B-3 LNG燃料大型フェリー（LNG価格-10%）	4.6%	2.0%	-	-	-
B-4 LNG燃料大型フェリー（LNG価格Base）	2.9%	-	-	-	-
B-5 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+10%）	1.0%	-	-	-	-
B-6 LNG燃料大型フェリー（LNG価格+20%）	-	-	-	-	-

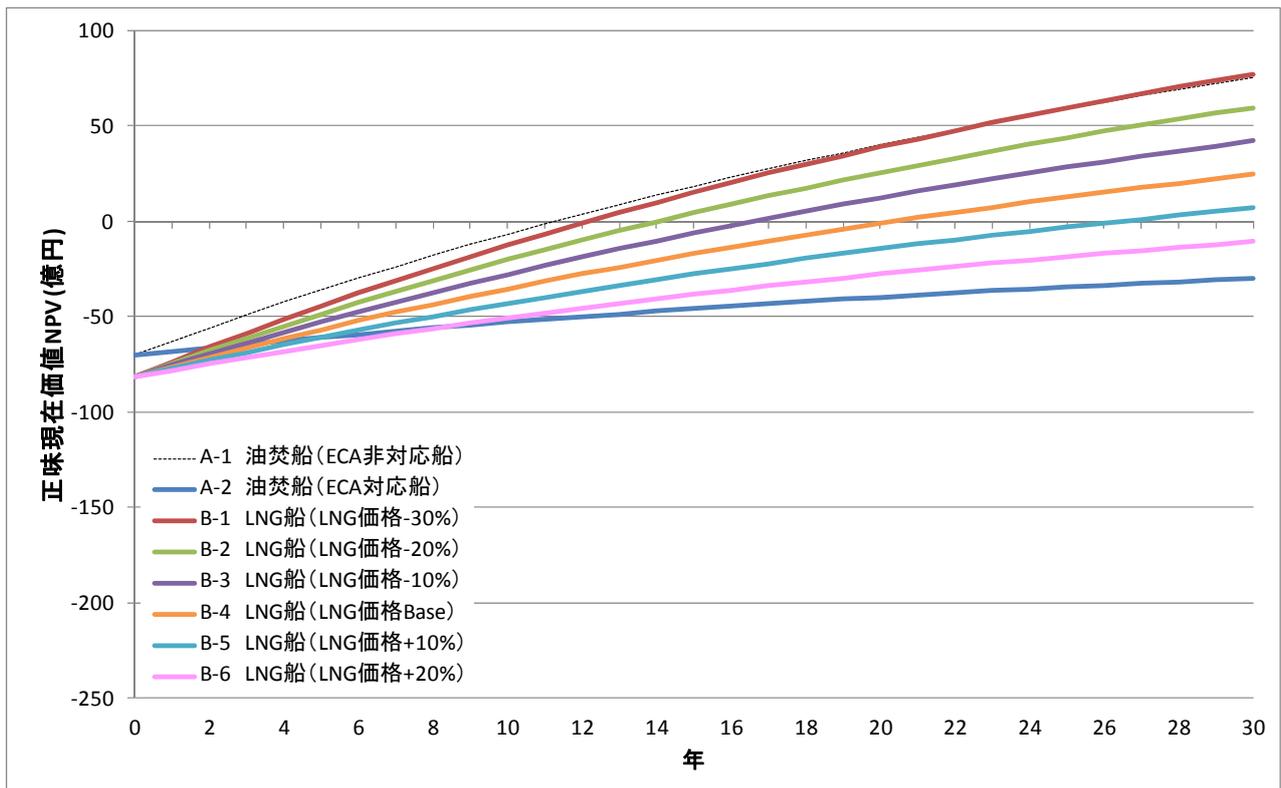


図3.2.6.9 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース1)

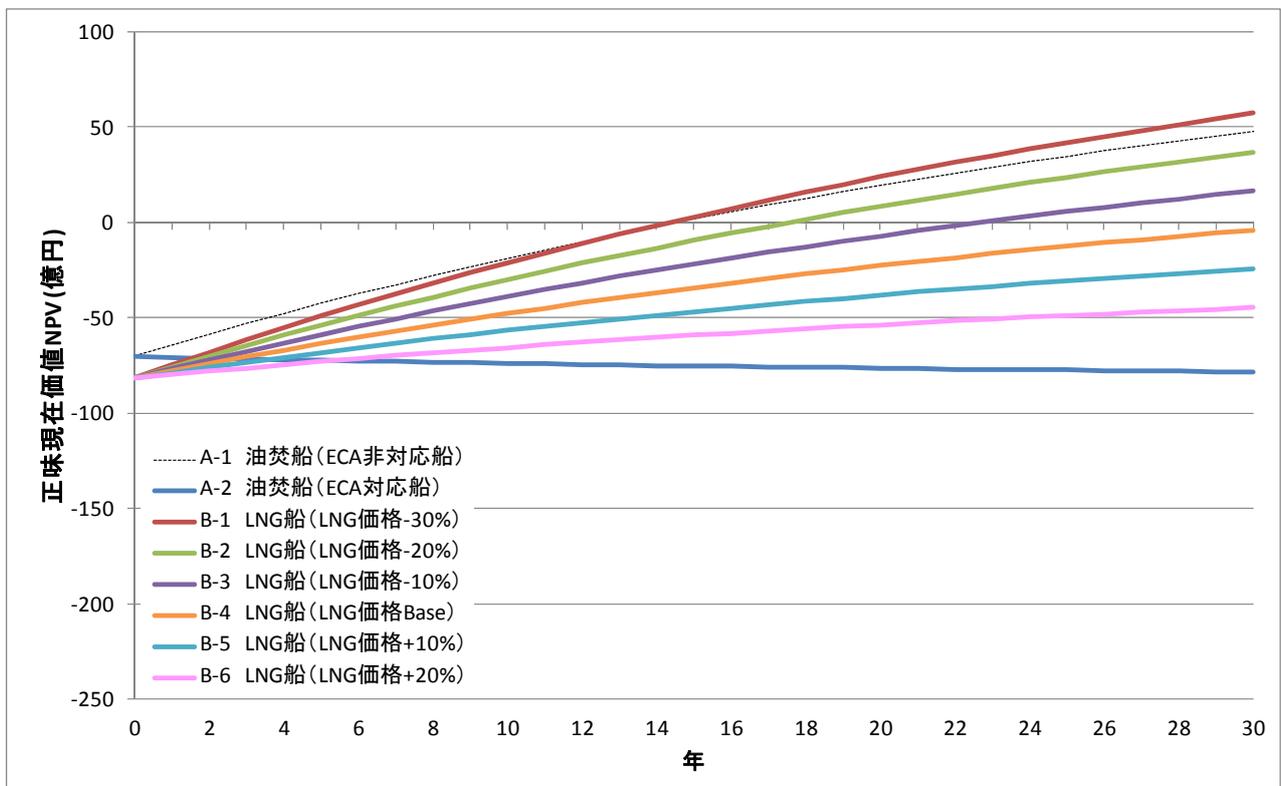


図3.2.6.10 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース2)

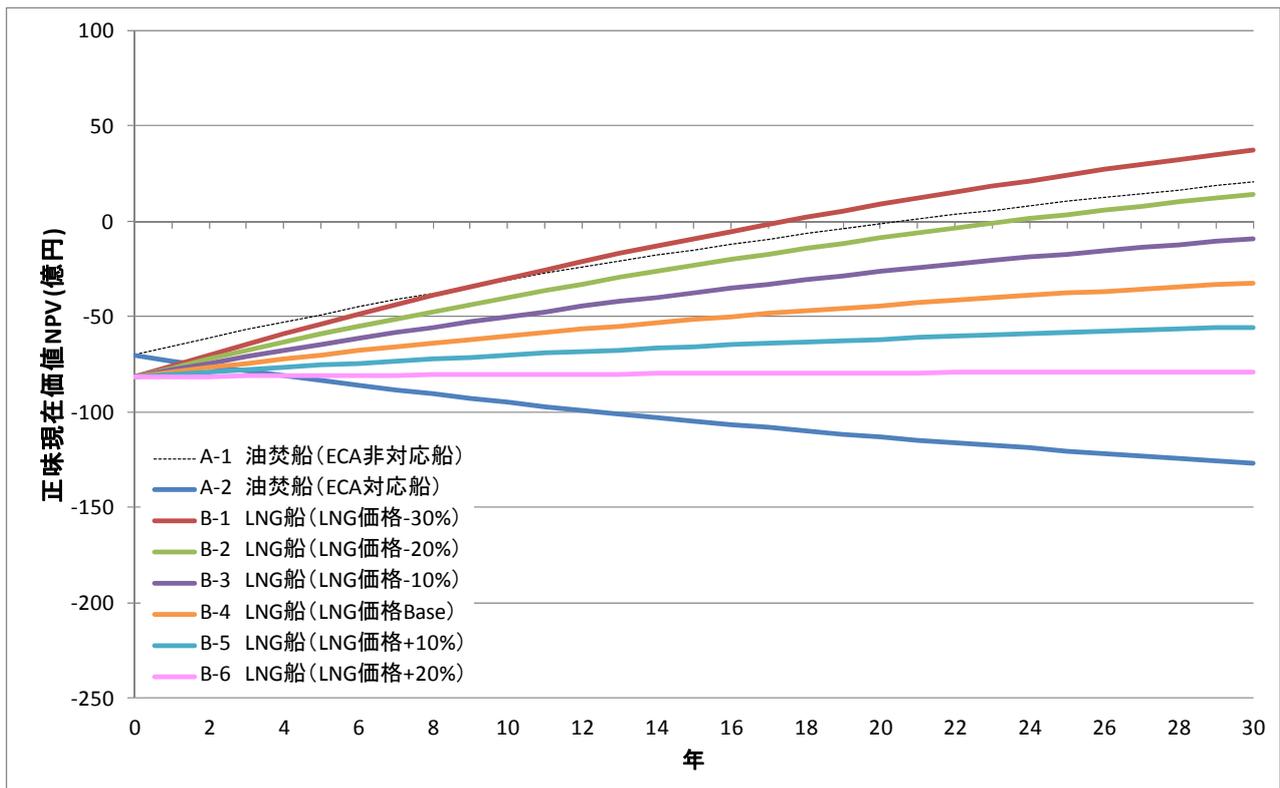


図3.2.6.11 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース3)

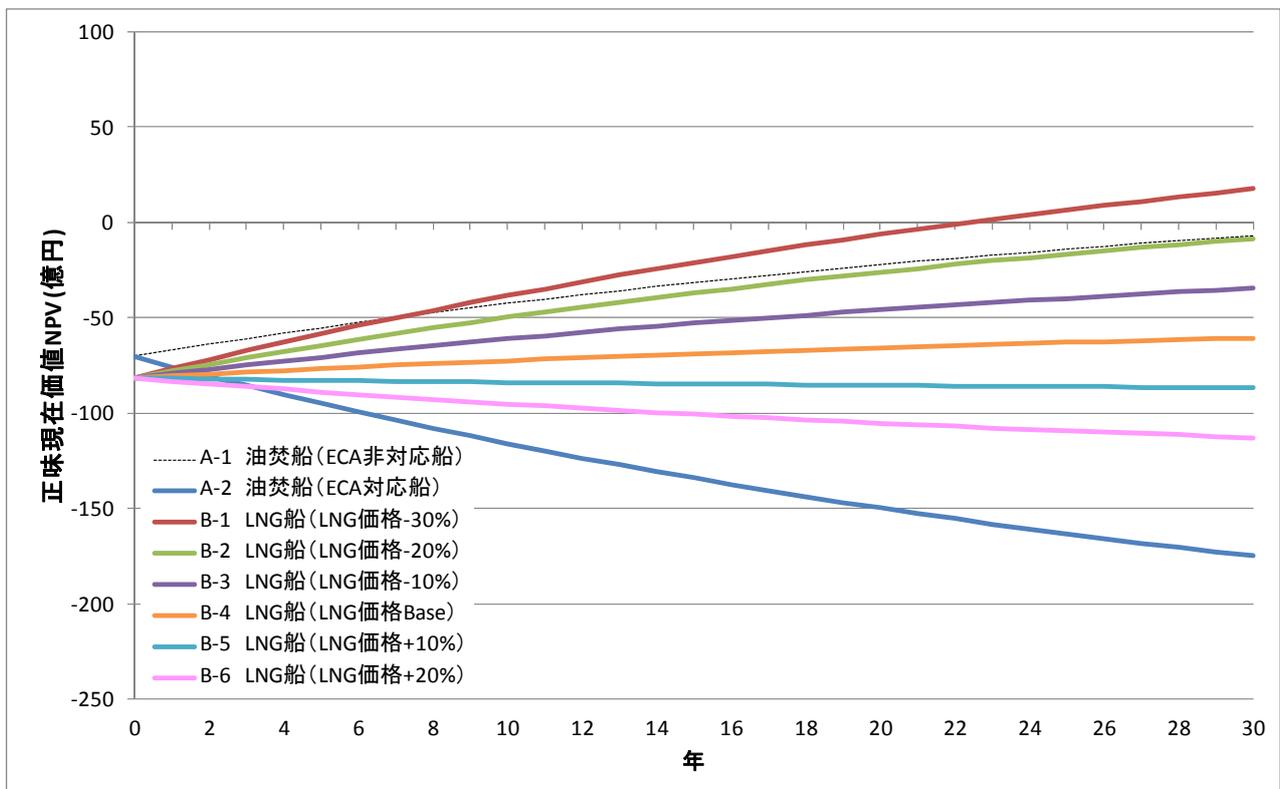


図3.2.6.12 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース4)

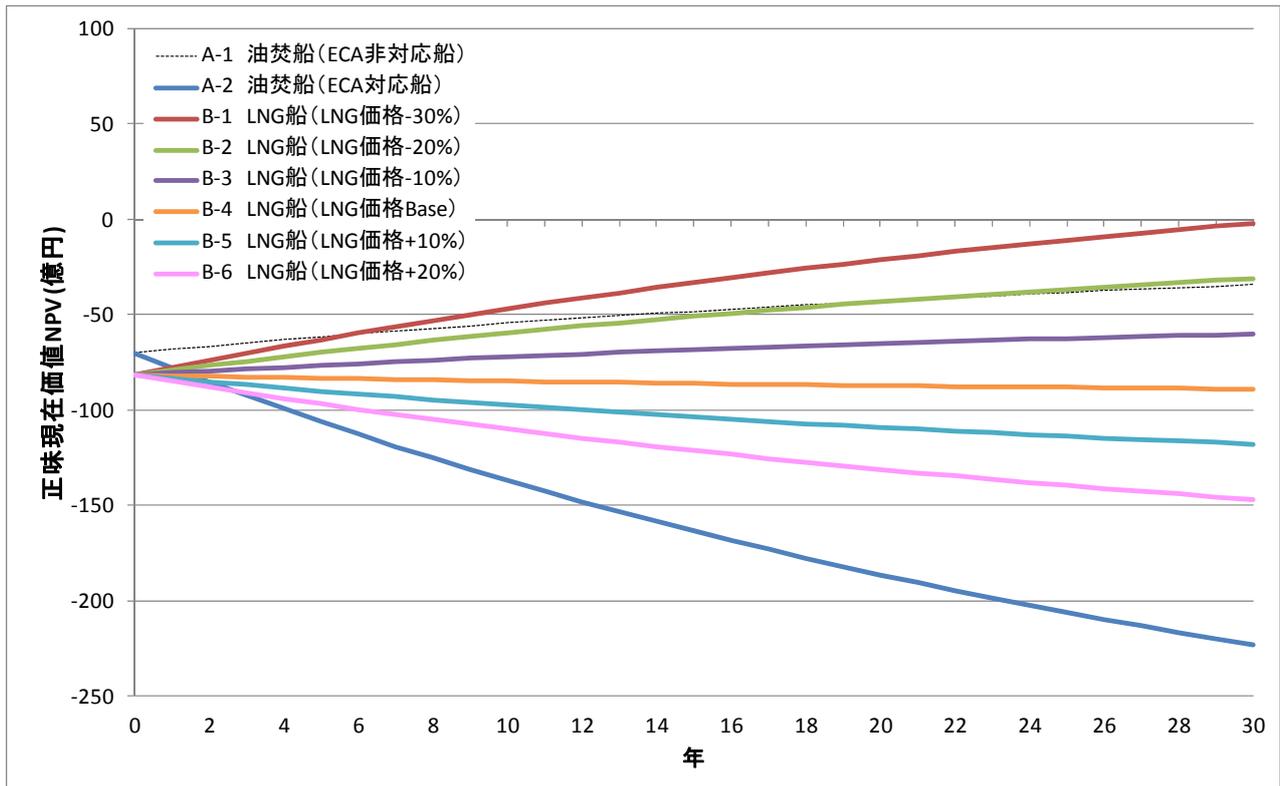


図3.2.6.13 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－C重油価格(ケース5)

2.2.3.2.7 油焚船 (ECA対応) とLNG燃料船の年間費用の比較

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船 (ECA非対応) に対して、B・LNG燃料大型フェリーがいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、その他の費用は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船 (ECA対応船) の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定する。一方、B・LNG燃料大型フェリーは、2.2.3.2.5で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。算出結果を図3.2.7.1に示す。船舶購入費の中位値では、LSFOがkL当たり75,000円、90,000万円、105,000円、120,000円、135,000円である時、それぞれLNG価格がkL当たり44,061円、53,436円、62,811円、72,186円、81,561円以下で、LNG燃料船の年間費用が油焚船 (ECA対応) の年間費用よりも小さい。

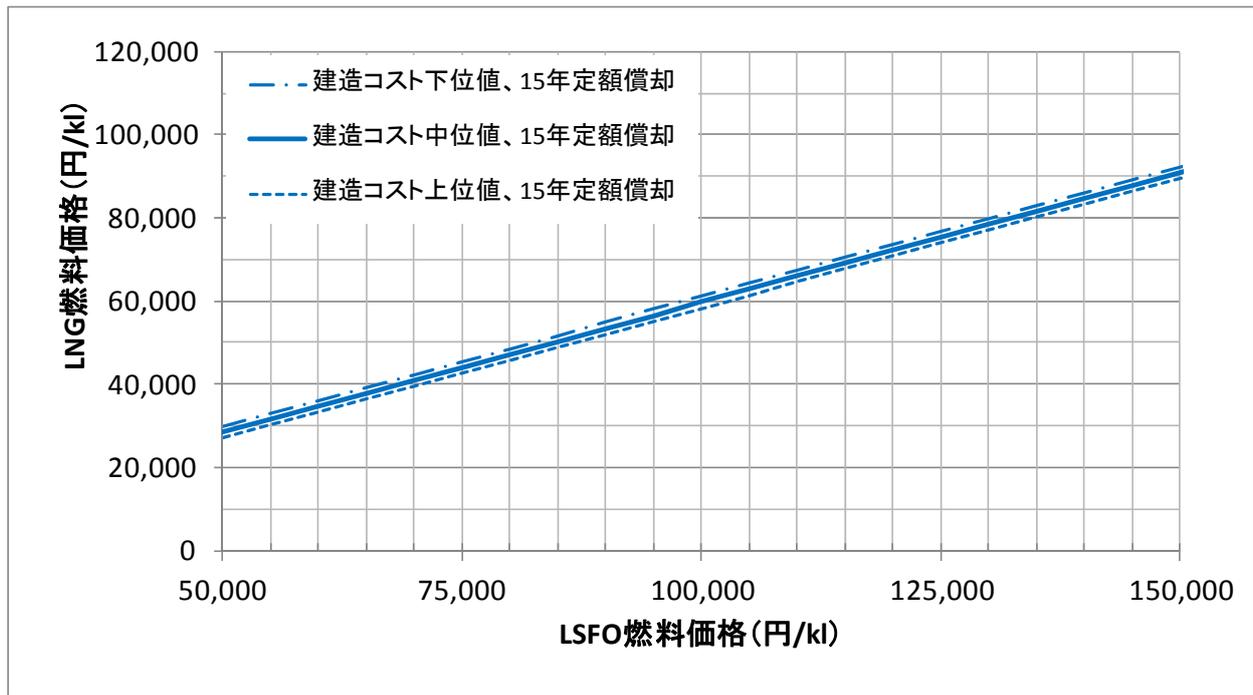


図3.2.7.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線

2.2.3.3 内航LNG燃料小型フェリーのコンセプト検討及び経済性評価

2.2.3.1.4項に述べた小型短距離フェリーの実船調査結果を踏まえて、300 GT級小型フェリーのLNG燃料化のためのコンセプト検討及び経済性評価を行う。

2.2.3.3.1 燃料消費量および燃料タンクの試算

(i) 仮定及び計算条件

前節の大型フェリーと同様、燃料消費量及び燃料タンクの試算における仮定及び計算条件を以下のように設定する。

- (1) 瀬戸内海の2 kmの航路を10分で運航する300 GT級フェリーを検討する（図3.3.1.1.1参照）。
- (2) 瀬戸内海の全海域がECA（Emission Control Area）になるものとし、短時間の航行を1日に20往復する船舶を検討する。
- (3) 小型電気推進フェリーの主要目を参考にして、LNG燃料船の主発電用機関の出力及び搭載台数を検討する。
- (4) LNG燃料焚きエンジンの熱効率が油焚きエンジンの熱効率と同じになるように燃料消費量を計算する。
- (5) 8日に1回のバンカリングを行い、1回に全タンク容量の50%を供給するものとする。すなわち、15航海（7.5往復）に必要な燃料タンク容量を計算する。



図3.3.1.1.1 瀬戸内海の短距離航路（宮島口-宮島航路）

(ii) 燃料消費量及びタンク容量の計算結果

表3.3.1.2.1は、以上の仮定・計算条件に基づき計算した結果である。大型フェリーと同様、油焚き船（ECA非対応）、油焚き船（ECA対応）及びLNG燃料船の主な計算結果をまとめている。

表3.3.1.2.1 小型フェリーの計算結果（燃料消費量及び運航コスト）

		油焚き船 (ECA非対応)	油焚き船 (ECA対応)	LNG燃料船	備考
燃料物性値					
燃料		A重油	重油 S0.1%未満	LNG	
低位発熱量	MJ/kg	39.1	39.1	50	物性値
密度（液体）	kg/kL	900	900	450	物性値
ガス密度	kg/m ³			0.72	物性値
容積あたりの熱量	MJ/kL	35190	35190	22500	物性値
運航時					
機関出力	kW	600.1	600.1	600.1	機関定格出力353kW×2台×負荷率85%として
燃料消費率	g/kWh	201	201	157.182	提供資料より
熱効率	%	45.8	45.8	45.8	
燃料消費量	kg/h	120.62	120.62	94.32	
	kL/h	0.13	0.13	0.21	
常用速力	knot	8	8	8	提供資料より
航行時間	h	0.17	0.17	0.17	片道10分
航行距離	海里	3.6	3.6	3.6	片道2km
尿素水流量	mL/min	77.2	77.2		40%尿素水，類似機関の実績より推測
停泊時					
機関出力	kW	176	176	176	機関出力176kW×1台として（負荷率50%）
燃料消費率	g/kWh	207	207	161.874	類似機関の実績より
熱効率	%	44.5	44.5	44.5	
燃料消費量	kg/h	36.432	36.432	28.489824	
	kL/h	0.04	0.04	0.06	
1往復当たりの時間	h	0.96	0.96	0.96	16時間で50/3往復
片道の平均時間	h	0.48	0.48	0.48	
停泊時間	h	0.31	0.31	0.31	
尿素水流量	mL/min		49.3		40%尿素水，類似機関の実績より推測
タンク容量					
1往復当たりの燃料消費量	kL	0.083534911	0.083534911	0.130648601	運航・停泊を含む
燃料タンク容量	kL	19.5	19.5	30.5	提供資料より
	往復分	233.4353355	233.4353355	233.4353355	
	日分	14.00612013	14.00612013	14.00612013	1日に50/3往復
1往復当たりの尿素水消費量	L		4.38368		
尿素水タンク容量	kL		1.023305811		燃料タンクと同じ比率として
燃料使用量	ton/day	1.253	1.253	0.980	1日に50/3往復

2.2.3.3.2 LNG燃料タンク配置の検討

小型フェリーの船型には様々な形式が考えられるが、ここでは双胴船を想定して、LNGタンクの配置を検討する。LNGタンクは船の側壁から幅の1/5以上の距離を離して配置するように定められているため、双胴船においては車輦甲板下の船底部へのLNGタンクの配置は難しい。そのため、図3.3.2.1に示すように、ブリッジ上方のデッキ上にLNGタンクを設置する。なお、航続距離を減らすことで車輦甲板上への設置も可能であると考えられる。

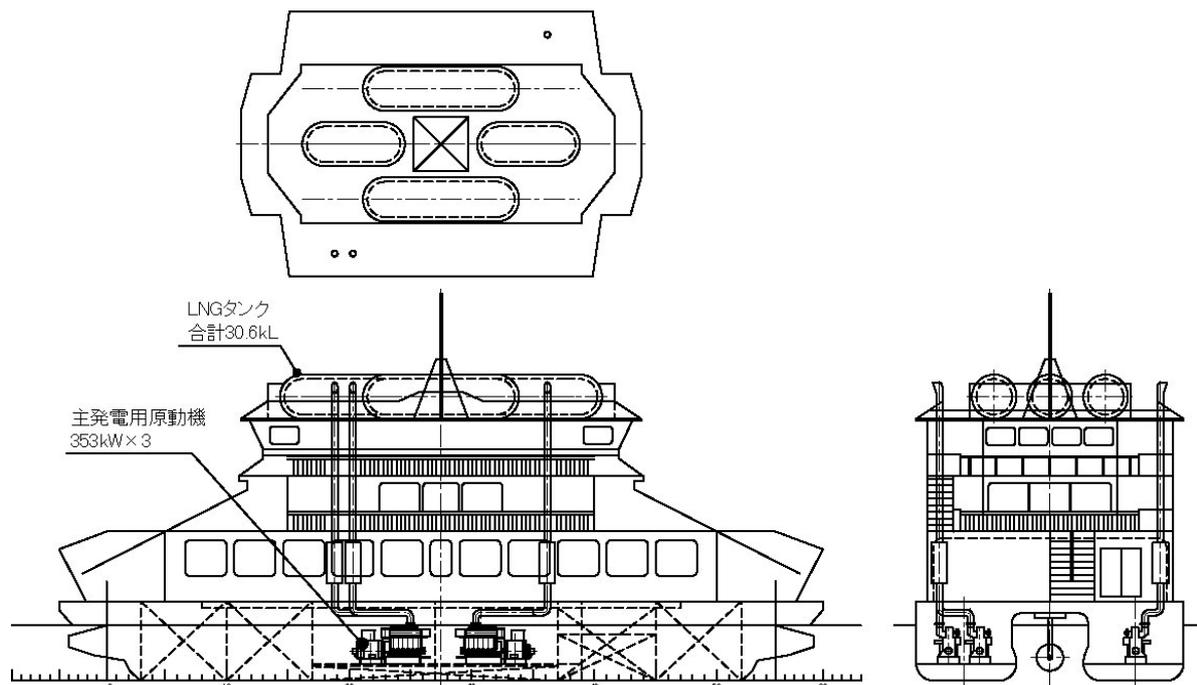


図3.3.2.1 内航LNG燃料小型フェリーの検討例

図3.3.2.2及び図3.3.2.3は、油焚き小型フェリー（ECA対応）に搭載するためのSCR脱硝システムの構成例である。それぞれの主発電用機関にはSV値が 11000 h^{-1} の触媒を搭載することを想定し、機関室内に設置している。また、規制対応のために必要となる尿素水消費量は 82 mL/min 程度であると推定される。

図3.3.2.4は、当研究所が実運航中の内航貨物船の発電用ディーゼルエンジンに搭載しているSCR脱硝装置の外観である。本ディーゼルエンジンの定格出力は 353 kW であり、本研究で想定した小型フェリーの主発電用機関の出力と同じである。

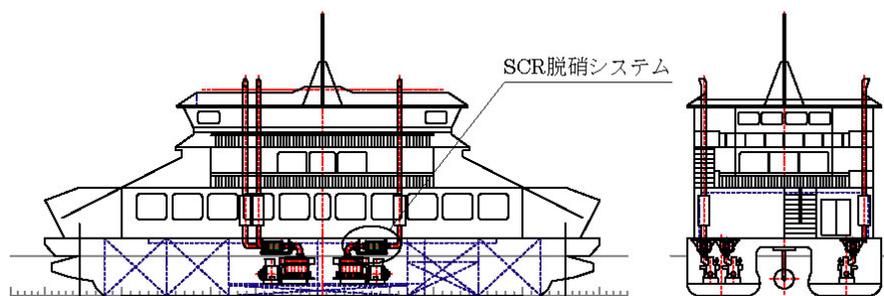


図3.3.2.2 油焚き船（ECA対応）のSCR脱硝システムの検討例

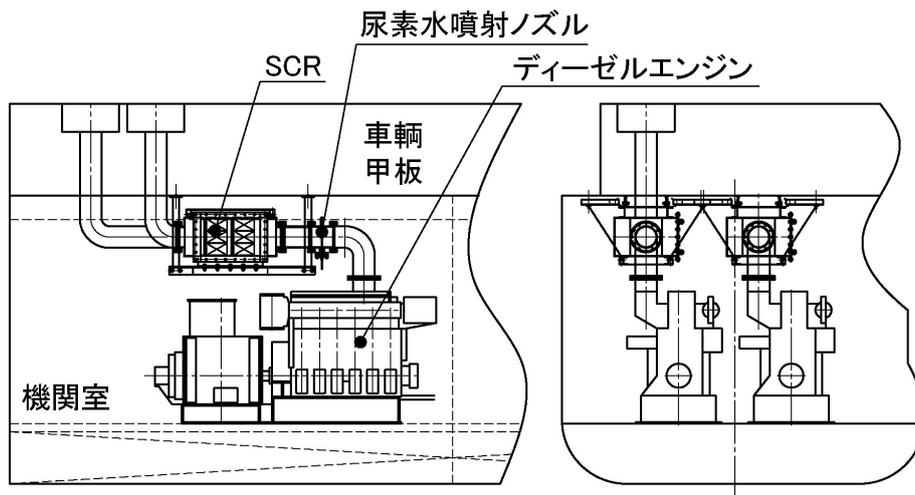
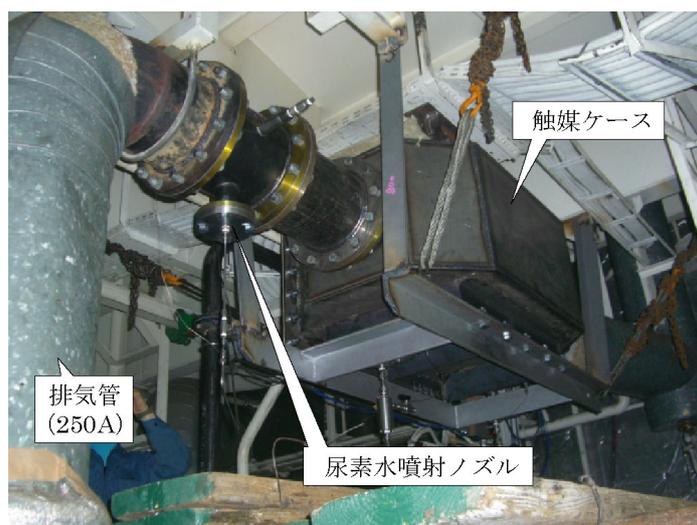


図3.3.2.3 SCR脱硝システムの詳細（機関室）



(a) 触媒ケースの外観



(b) 船舶に搭載したSCR

図3.3.2.4 353 kWディーゼルエンジンに搭載したSCR脱硝システム

2.2.3.3.3 運航コスト及び建造コストの試算例

表3.3.1.2.1に示した各船舶の燃料消費量及び油焚き船（ECA対応）の尿素水消費量の計算結果より、各船舶の運航コスト並びに建造コストを試算する。

表3.3.3.1は運航コストの試算例である。この計算において、油焚船（ECA非対応）の燃料費は現状のA重油価格、油焚船（ECA対応）の燃料費は現状のC重油価格の1.5倍、LNG燃料船の燃料費は現状の輸入価格を参考にした値を用いている。

表3.3.3.2は建造コストの試算例である。LNG燃料システムやSCR脱走システムのコストは、2.2.2で述べた外航コンテナ船及び前節で述べた大型フェリーの計算に準じている。

表3.3.3.1 小型フェリーの運航コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	
燃料使用量	ton/day	1.253	1.253	0.980	1日に50/3往復
燃料費	yen/ton	¥87,333	¥131,000	¥69,444	
	yen/Nm3			¥50	ガス
	yen/kL	¥78,600	¥117,900	¥31,250	C重油（2011年7-9月， 内航総連）×1.5倍として
	yen/MJ	2.23	3.35	1.39	
	yen/day	¥109,431	¥164,146	¥68,046	
尿素水使用量	L/day	0.00	73.06		1日に50/3往復
尿素水費	yen/L	¥84	¥84		40%尿素水（2009年購入 価格，ローリ運搬）
	yen/day	¥0	¥6,112		
運航コスト	yen/day	¥109,431	¥170,258	¥68,046	

表3.3.3.2 小型フェリーの建造コストの試算例

		油焚船 (ECA非対応)	油焚船 (ECA対応)	LNG燃料船	
基準船価	千円	900,000	900,000	900,000	現存SES船から推測
ディーゼル機関 (増加分)	千円	0	0	42,360	ガス燃料化による差額 4万円/kWとして
LNG燃料システム	千円	0	0	13,117	資料：タンク容量 1395kL=6000kユーロ=6 億円より
SCR脱硝装置	千円	0	24,240	0	$= (22.6 \times W[\text{kW}] + 279000) \times 80[\text{yen/USD}]$
尿素水タンク	千円	0	0	0	油焚船では従来のDOT を流用
上記合計		900,000	924,240	955,477	
油焚船からの増額				31,237	
償却年	年			0.8	建造コスト増加分／運 航コスト差額

2.2.3.3.4 小型フェリーの経済性の検討

(1) 前提条件

内航小型フェリーを対象にしてDCF法の適用を行う。内航小型フェリーに関する在来型油焚船のプロジェクトは、A-1・油焚船（ECA非対応）と表記する。LSFO（0.1%S）を使用する油焚船のプロジェクトは、A-2・油焚船（ECA対応）と表記する。LNG燃料船のプロジェクトは、B・LNG燃料小型フェリーと表記する。以下は、DCF法の適用に関する主な前提条件である。

①対象期間、残存価値、割引率の前提条件

DCF法を適用するに当たり、対象期間と割引率を以下の様に設定した。また、残存価値は、単純化のため発生しない（0円）と仮定した。

対象期間 20年
割引率 6.0%
残存価値 0円

②初期投資額に関する前提条件

3.3.3節のコスト比較に従い、内航小型フェリーの各プロジェクトにおける船価は以下の様に仮定できる。

A-1	油焚船（ECA非対応）	9億円
A-2	油焚船（ECA対応）	9億2,420万円
B	LNG燃料小型フェリー	9億6,540万円

③利益に関する前提条件

利益は、運賃収益と費用の差であり、各種資料に基づく概算値である。

運賃収益は、単純化と比較結果の考察を容易にするため、DCF法の適用期間で一定であることを仮定している。運賃収益は、積載能力×積載率×運賃で算出する。在来小型フェリーを参考にして、積載能力は、旅客503名、車両7台とした。積載率は70%、運賃は旅客150円、車両1,000と設定している。以上の設定値と在来小型フェリーが年間5,917回の往復の運航であることから、表3.3.4.1の通りに運賃収入を算出できる。

表3.3.4.1 運賃収入の設定値

	旅客（片道）	車両（片道）	1往復収入	年間利益
運賃[円/人、円/台]	150	1,000	-	-
積載能力[人、台]	503	7	-	-
積載率	70%	70%	-	-
輸送量[人、台]	352	4.9	-	-
運賃収入[円]	52,815	4,900	57,715	341,499,655

費用は、船舶購入の初期投資を除いた、(a)船費・店費、(b)港費・運航費、(c)燃料費、(d)SCRによる尿素水費を対象にする。

(a)船費・店費、(b)港費・運航費は、海事産業研究所（2002）の「内航海運コスト分析研究会報告書」を参考にし、以下のように設定した。

(a)船費・店費 8,900万[円/年]

(b)港費・運航費 8,070万[円/年]

(c)燃料費は、2.2.3.3.1（ii）で検討した燃料消費量と燃料価格によって算出する。燃料価格は、既存統計による値を基準にして設定値を作成する。

A-1・油焚船（ECA非対応）はA重油を使用し、A-2・油焚船（ECA対応）はLSFO（0.1% S）を使用し、B・LNG燃料小型フェリーはLNGを使用する。

A重油価格、LSFO価格、LNG価格は、大型フェリーの分析と同様の設定を行った。表3.3.4.2は、本調査で設定したA重油価格、LSFO価格、LNG価格である。

表3.3.4.2 内航小型フェリーの燃料価格の設定値

燃料油	燃料価格の設定ケース				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
C重油価格	50,000	60,000	70,000	80,000	90,000
LSFO価格（C重油価格×1.5）：A-2	75,000	90,000	105,000	120,000	135,000
A重油価格（C重油価格+12,000[円/kl]）：A-1	62,000	72,000	82,000	92,000	102,000
LNG価格（-30%シナリオ）：B-1	23,890	27,750	31,610	35,460	39,310
LNG価格（-20%シナリオ）：B-2	27,310	31,720	36,120	40,520	44,930
LNG価格（-10%シナリオ）：B-3	30,720	35,680	40,640	45,590	50,550
LNG価格（ベースシナリオ）：A重油等価価格、B-4	34,140	39,650	45,160	50,660	56,170
LNG価格（+10%シナリオ）：B-5	37,550	43,610	49,670	55,720	61,780
LNG価格（+20%シナリオ）：B-6	40,960	47,580	54,190	60,790	67,400

(d)SCRによる尿素水費は、SCRの使用に伴う尿素水消費によるもので、尿素水消費量と尿素水価格で決定することを仮定した。尿素水の購入実績から、尿素水価格を84[円/kl]に設定した。

(2) DCF法による比較

①年間費用の算出結果

(1) の前提条件に基づき、DCF法の適用を行った費用の結果を示す。

図3.3.4.1は、A重油価格ケース別に、各プロジェクトの年間総費用の平均値を示している。ここでの年間総費用の平均値とは、初年の船舶購入費用も含み、各年の総費用を現在価値化した上で20年間の平均を算出した値を意味している。ここでは、最近のA重油価格とLNG価格に近い値であるA重油価格ケース2について述べる。この場合、A-1・油焚船（ECA非対応）、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値が、1億5,500万円、1億6,200万円である。また、LNG燃料小型フェリーのベースシナリオであるLNG価格（B-4）では、年間総費用平均値が1億5,600万円となる。LNG燃料小型フェリーの年間総費用平均値が、

A-1・油焚船（ECA非対応）の年間総費用平均値に比べ小さくなるLNG価格は、ベースシナリオから-10%であるB-3である。また、すべてのLNG燃料小型フェリーにおいて、年間総費用平均値は、A-2・油焚船（ECA対応）の年間総費用平均値よりも小さい。本調査で設定した燃料価格では、すべてのA重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値の大小関係が一致する。さらに、A重油価格ケース4、ケース5では、B-4（LNG価格ベースシナリオ）においても、年間総費用平均値がA-1・油焚船（ECA非対応）のものよりLNG燃料小型フェリーで小さい。表3.3.4.3から表3.3.4.7は、A重油価格ケースごとに、以上の年間総費用平均値とその費用項目別割合を示している。また、図3.3.4.2から図3.3.4.6は、A重油価格ケースごとに、購入費、燃料費、尿素水費の年間費用平均値を示している。

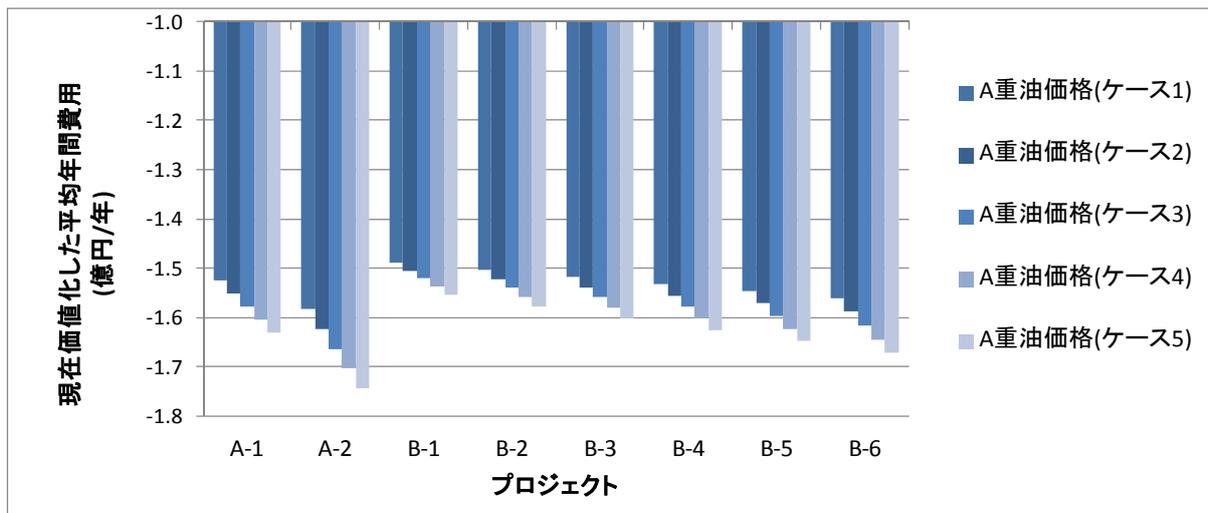


図3.3.4.1 A重油価格ケース別の各プロジェクトにおける平均年間費用の比較

表3.3.4.3 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース1）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	152	28%	32%	29%	11%	—	—	—
A-2	158	28%	31%	28%	—	13%	—	1%
B-1	149	31%	33%	30%	—	—	7%	—
B-2	150	31%	32%	29%	—	—	8%	—
B-3	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-4	153	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-5	155	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-6	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—

表3.3.4.4 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース2）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	155	28%	31%	28%	13%	—	—	—
A-2	162	27%	30%	27%	—	15%	—	1%
B-1	150	31%	32%	29%	—	—	8%	—
B-2	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-3	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-4	156	30%	31%	28%	—	—	11%	—
B-5	157	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-6	159	29%	31%	28%	—	—	13%	—

表3.3.4.5 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース3）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	158	27%	31%	28%	14%	—	—	—
A-2	168	26%	29%	26%	—	17%	—	1%
B-1	152	30%	32%	29%	—	—	9%	—
B-2	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-3	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—
B-4	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-5	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-6	162	28%	30%	27%	—	—	14%	—

表3.3.4.6 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース4）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	160	27%	30%	27%	15%	—	—	—
A-2	170	26%	29%	26%	—	19%	—	1%
B-1	154	30%	32%	29%	—	—	10%	—
B-2	156	29%	31%	28%	—	—	11%	—
B-3	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-4	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-5	162	28%	30%	27%	—	—	14%	—
B-6	164	28%	30%	27%	—	—	16%	—

表3.3.4.7 年間総費用平均値とその費用項目別の割合（燃料価格・ケース5）

プロジェクト	年間総費用 平均値 100万[円]	費用項目別の割合						
		購入費	船費・点費	港湾費 ・ 運航費	燃料費			尿素水費
					A重油	LSFO (0.1%S)	LNG	
A-1	163	26%	30%	27%	17%	—	—	—
A-2	174	25%	28%	25%	—	21%	—	1%
B-1	155	30%	31%	28%	—	—	11%	—
B-2	158	29%	31%	28%	—	—	12%	—
B-3	160	29%	30%	28%	—	—	13%	—
B-4	162	28%	30%	27%	—	—	15%	—
B-5	165	28%	30%	27%	—	—	16%	—
B-6	167	27%	29%	26%	—	—	17%	—

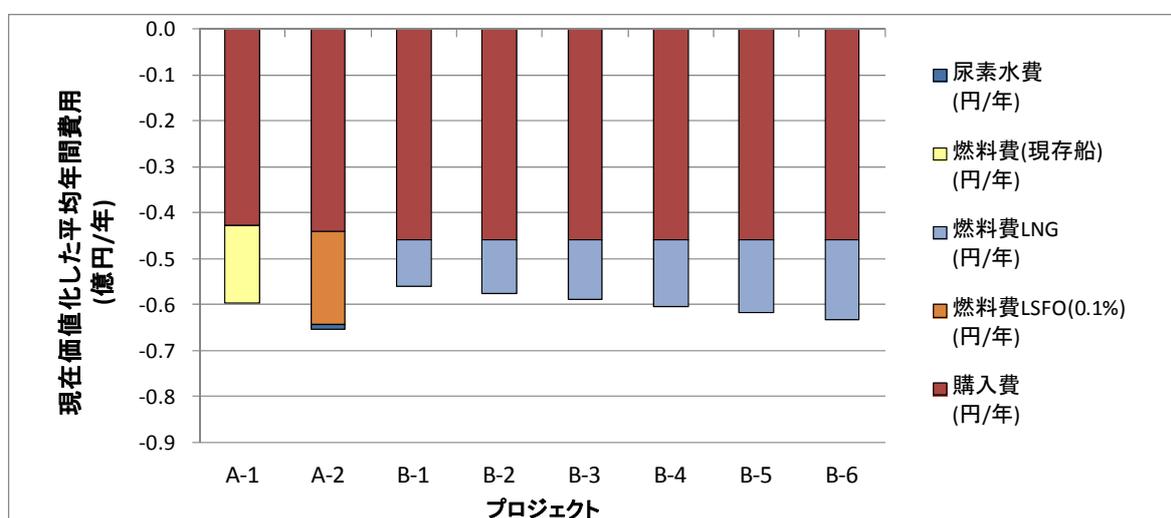


図3.3.4.2 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース1)

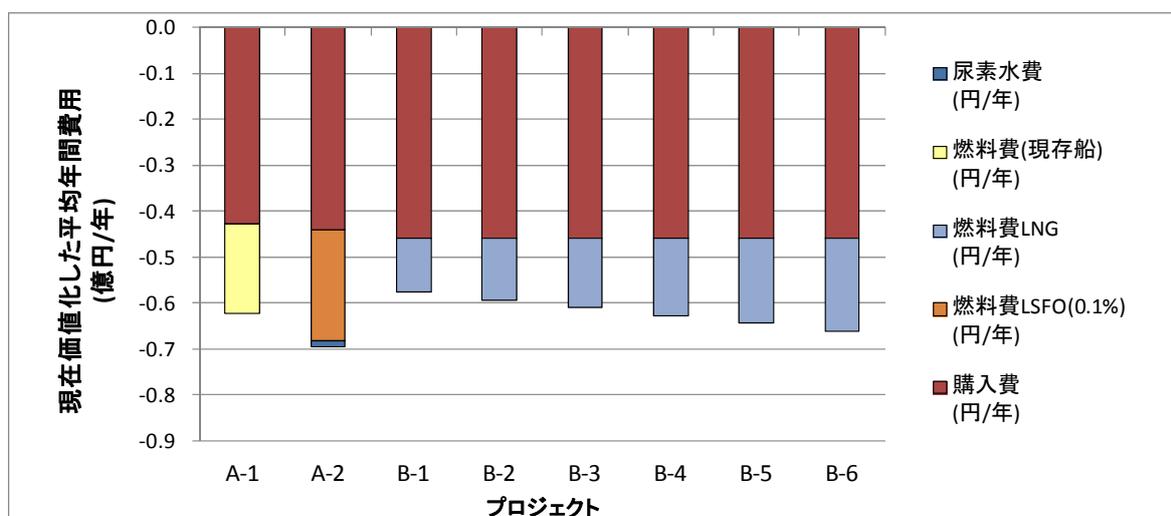


図3.3.4.3 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース2)

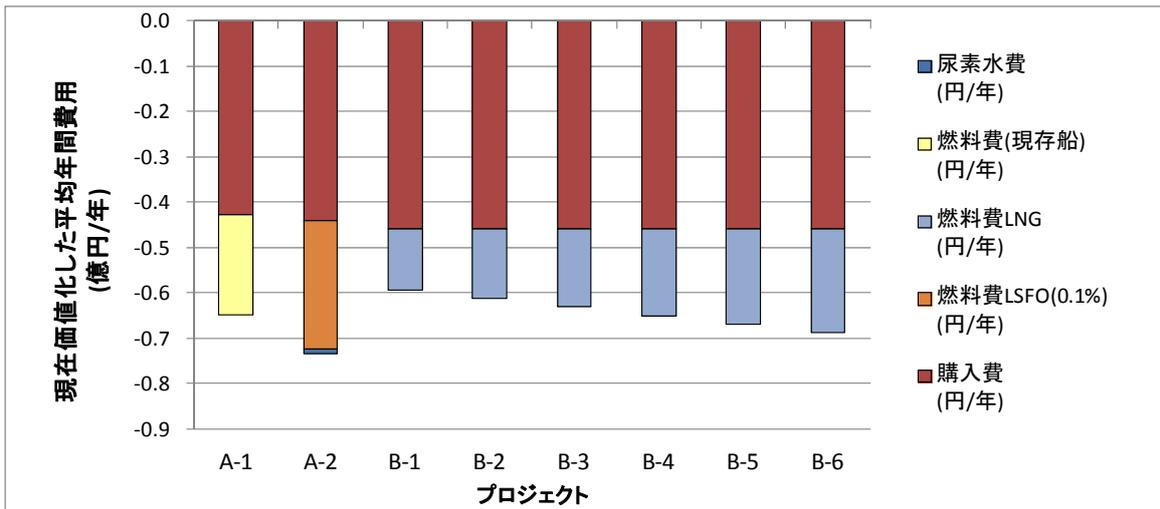


図3.3.4.4 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース3)

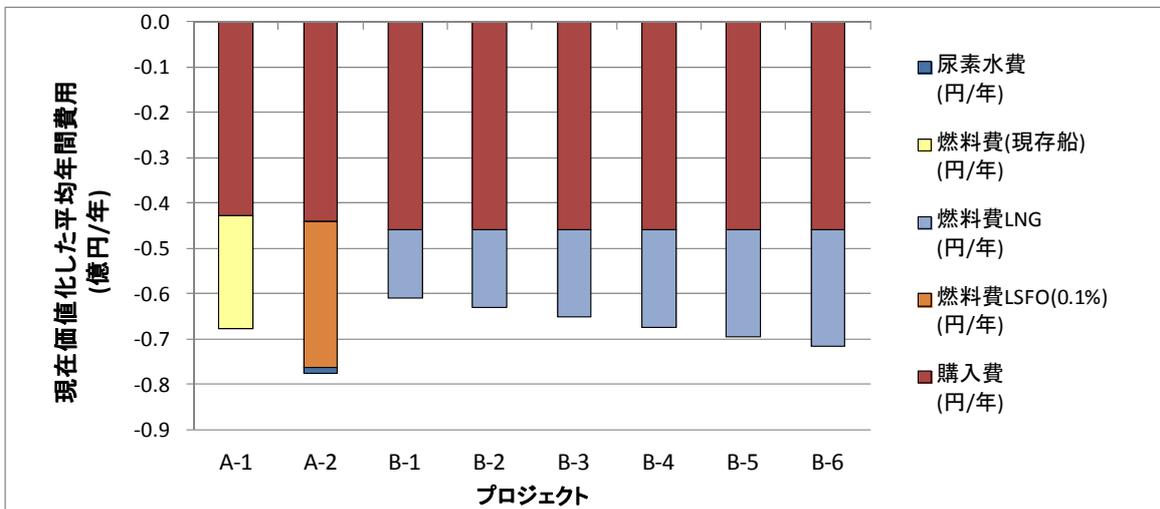


図3.3.4.5 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース4)

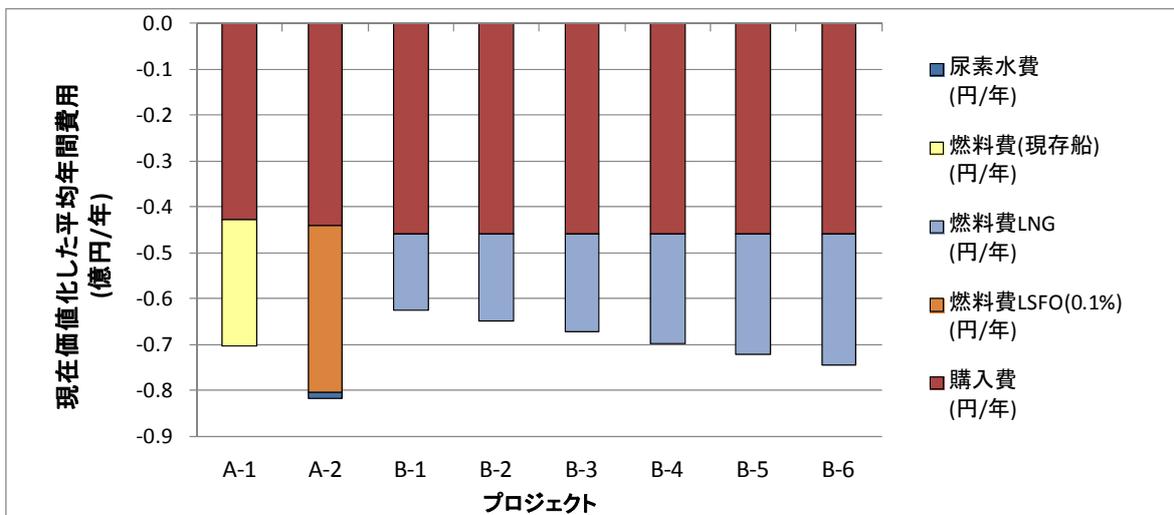


図3.3.4.6 現在価値化した購入費、燃料費、尿素水費の平均値－燃料価格(ケース5)

②正味現在価値、回収期間、内部収益率の算出結果

表3.3.4.8は、DCF法による正味現在価値（NPV）の算出結果を示している。A重油価格ケース2について述べると、A-1・油焚船（ECA非対応）のNPVは約6億6千万円であり、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVは5億1千万円である。LNG燃料小型フェリーのNPVは、B-1、B-2、B-3、B-4、B-5、B-6でそれぞれ7億6千万円、7億2千万円、6億9千万円、6億5千万円、6億2千万円、5億8千万円である。LNG燃料小型フェリーのNPVは、A-2・油焚船（ECA対応）のNPVよりも大きく経済性が優れていることになる。

表3.3.4.9と表3.3.4.10は、回収期間と内部収益率を示している。また、図3.3.4.7から図3.3.4.11は、燃料価格ケース別に、NPV累積値の対象期間における変化を示している。

表3.3.4.8 正味現在価値（NPV）の算出結果（1億円）

プロジェクト	燃料価格価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	7.2	6.6	6.0	5.5	4.9
A-2 油焚船（ECA対応）	5.9	5.1	4.2	3.4	2.5
B-1 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-30%）	7.9	7.6	7.2	6.9	6.5
B-2 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-20%）	7.6	7.2	6.8	6.4	6.0
B-3 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-10%）	7.3	6.9	6.4	6.0	5.5
B-4 LNG燃料小型フェリー（LNG価格Base）	7.0	6.5	6.0	5.5	5.0
B-5 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+10%）	6.7	6.2	5.6	5.1	4.6
B-6 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+20%）	6.4	5.8	5.2	4.6	4.1

表3.3.4.9 回収期間（年）

プロジェクト	燃料価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船（ECA非対応）	8.3	8.7	9.1	9.6	10.1
A-2 油焚船（ECA対応）	9.3	10.1	11.0	12.0	13.3
B-1 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-30%）	8.2	8.4	8.6	8.8	9.1
B-2 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-20%）	8.3	8.6	8.9	9.1	9.4
B-3 LNG燃料小型フェリー（LNG価格-10%）	8.5	8.8	9.2	9.5	9.9
B-4 LNG燃料小型フェリー（LNG価格Base）	8.7	9.1	9.5	9.9	10.3
B-5 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+10%）	8.9	9.4	9.8	10.3	10.8
B-6 LNG燃料小型フェリー（LNG価格+20%）	9.2	9.6	10.2	10.7	11.4

表3.3.4.10 内部収益率 (%)

プロジェクト	燃料価格				
	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
A-1 油焚船 (ECA非対応)	14.6%	14.0%	13.4%	12.7%	12.1%
A-2 油焚船 (ECA対応)	13.1%	12.2%	11.2%	10.2%	9.2%
B-1 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-30%)	14.9%	14.5%	14.2%	13.8%	13.5%
B-2 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-20%)	14.6%	14.2%	13.8%	13.3%	12.9%
B-3 LNG燃料小型フェリー (LNG価格-10%)	14.3%	13.8%	13.3%	12.9%	12.4%
B-4 LNG燃料小型フェリー (LNG価格Base)	13.9%	13.4%	12.9%	12.4%	11.9%
B-5 LNG燃料小型フェリー (LNG価格+10%)	13.6%	13.1%	12.5%	11.9%	11.3%
B-6 LNG燃料小型フェリー (LNG価格+20%)	13.3%	12.7%	12.1%	11.4%	10.8%

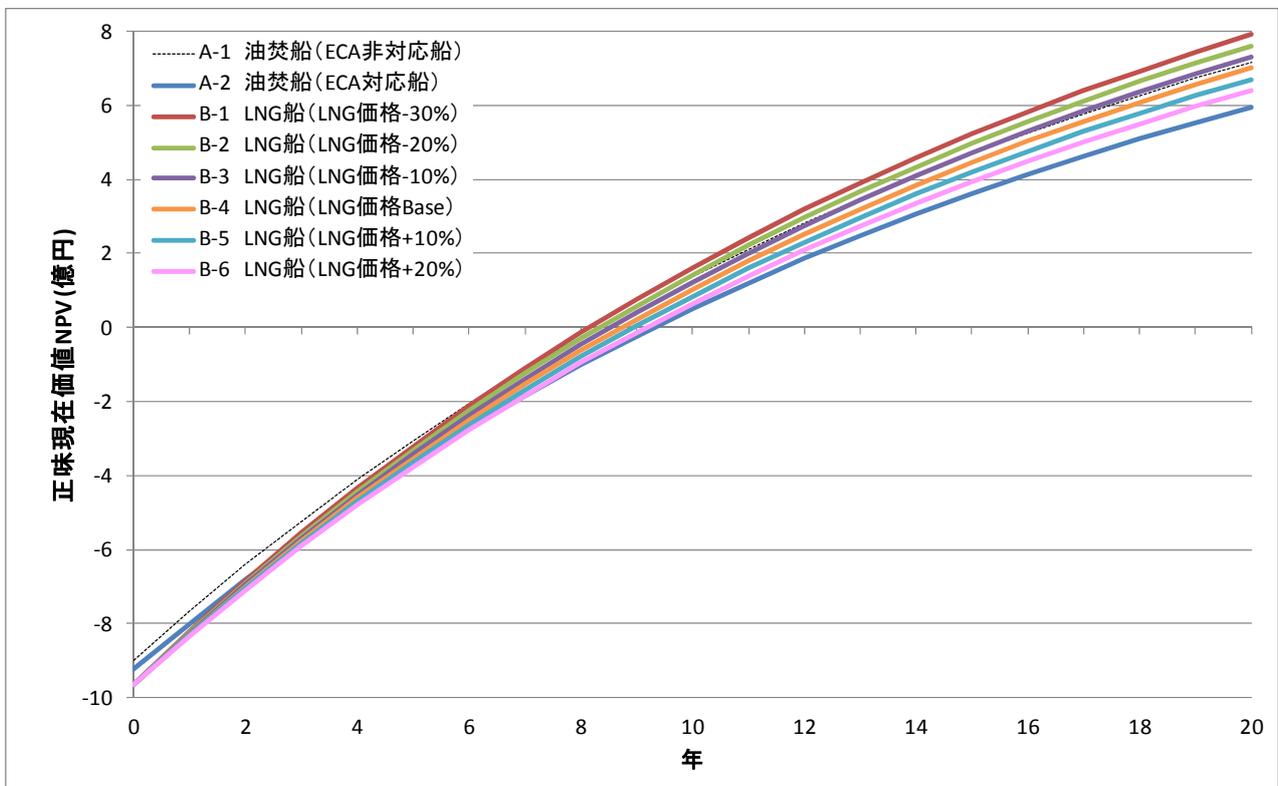


図3.3.4.7 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース1)

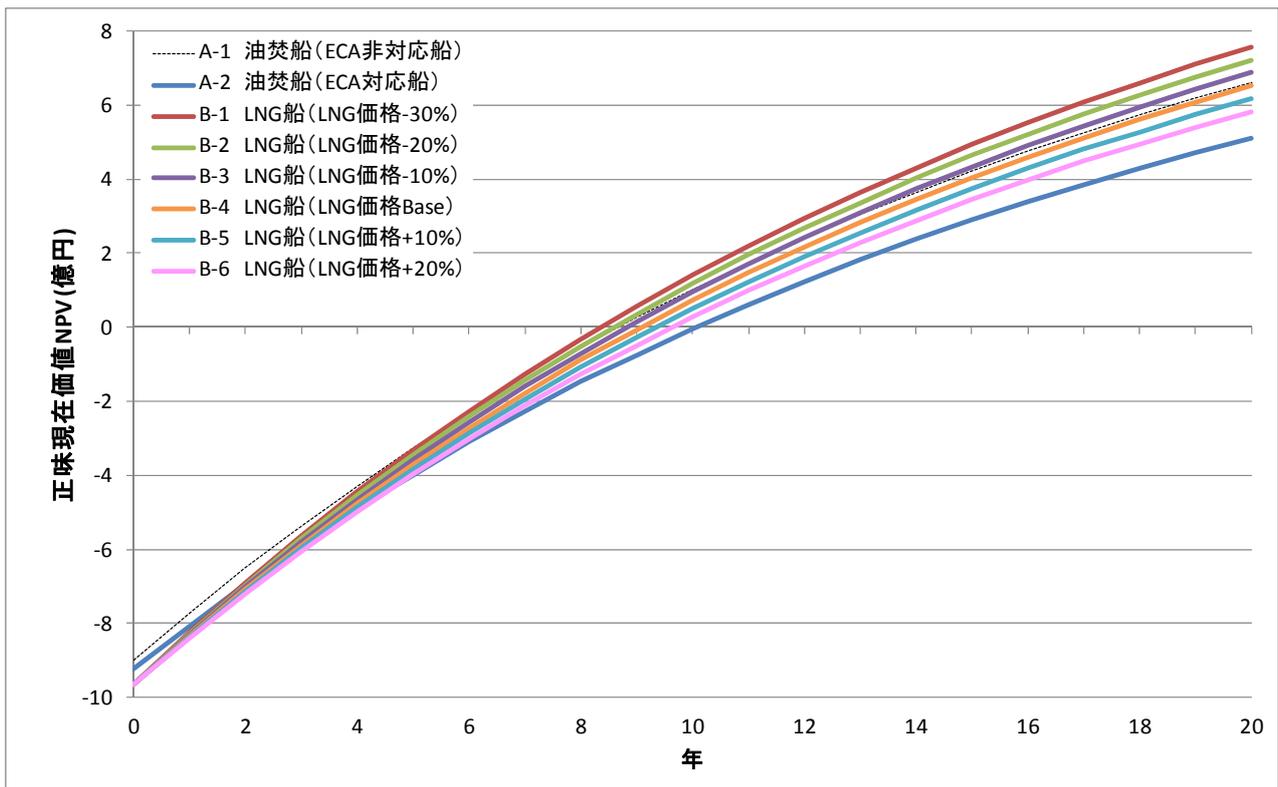


図3.3.4.8 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース2)

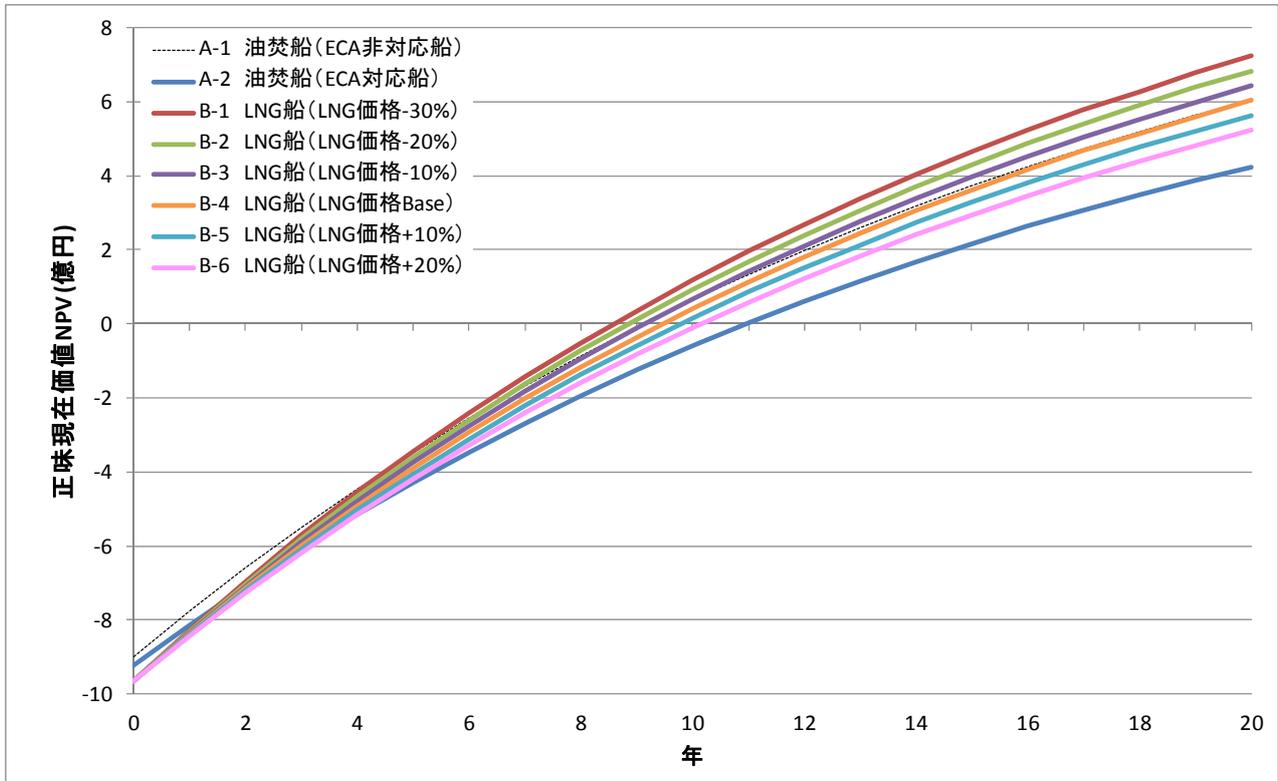


図3.3.4.9 正味現在価値 (NPV) の累積値の変化－燃料価格(ケース3)

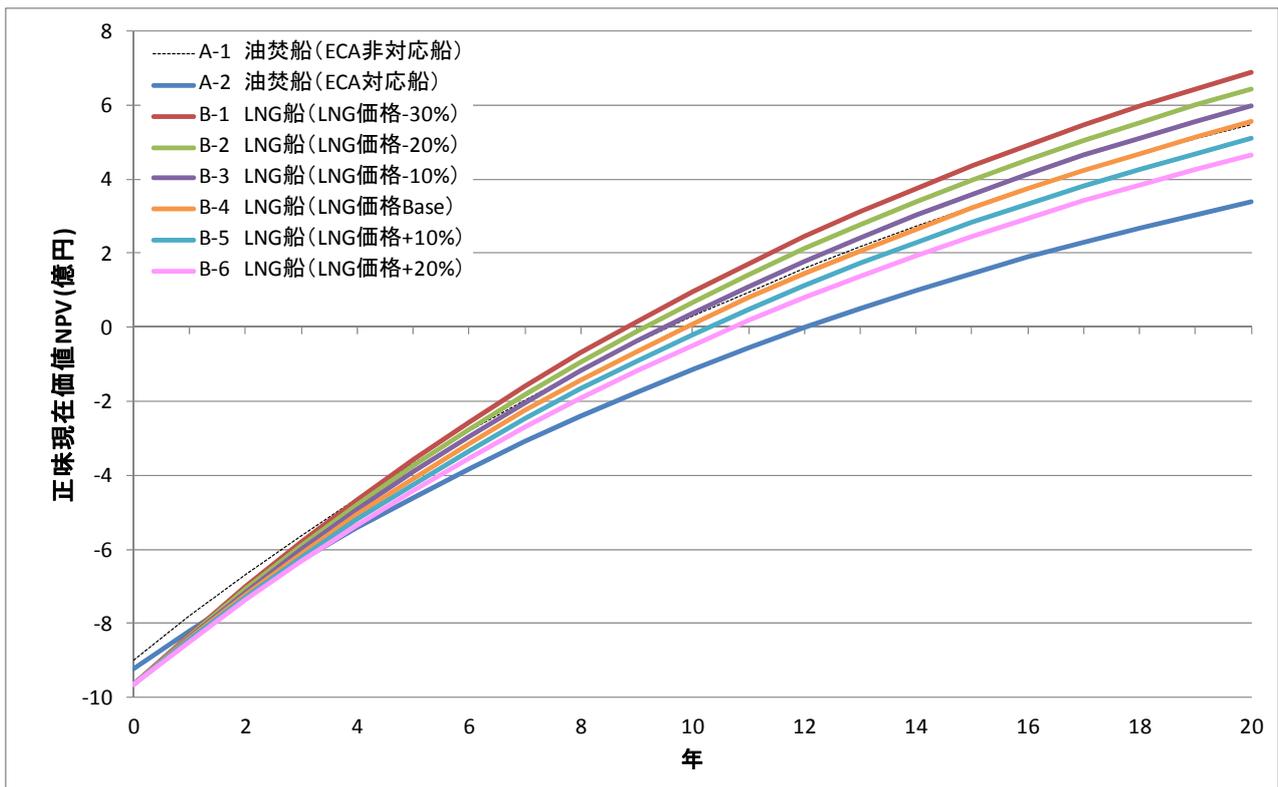


図3.3.4.10 正味現在価値（NPV）の累積値の変化－燃料価格(ケース4)

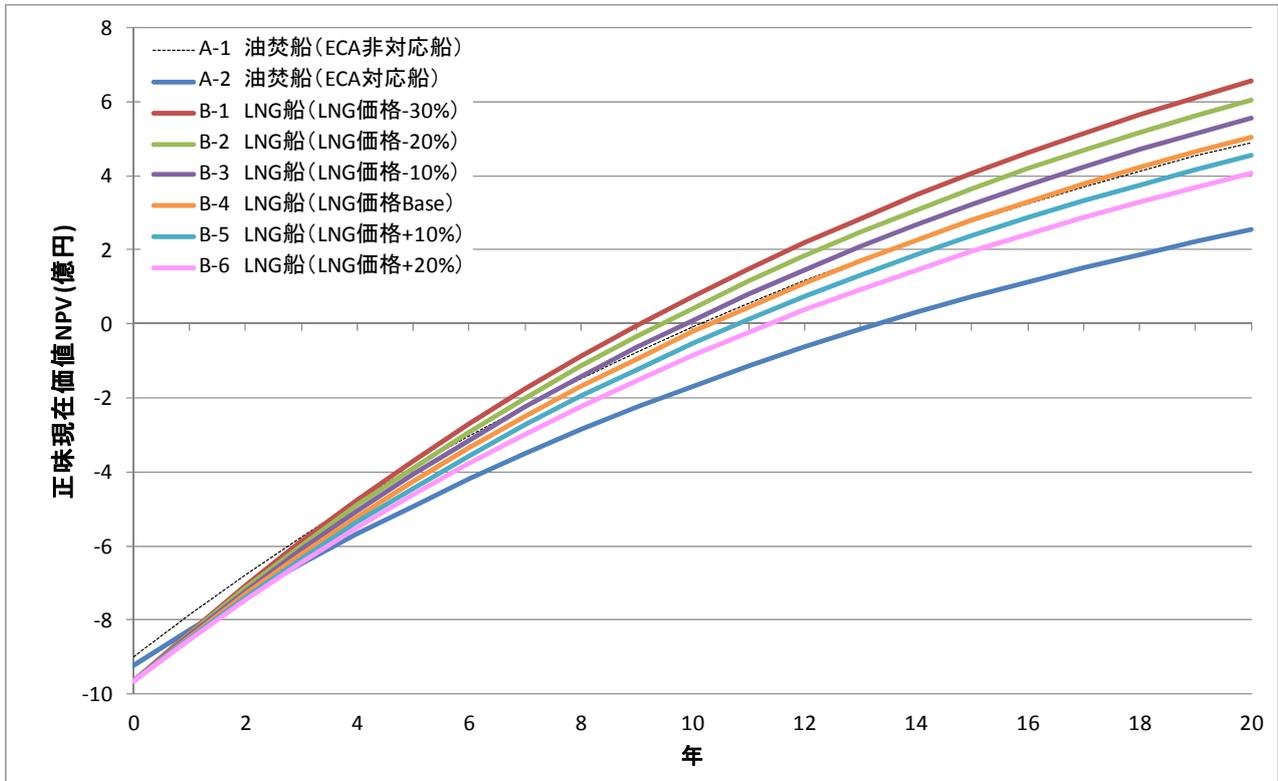


図3.3.4.11 正味現在価値（NPV）の累積値の変化－燃料価格(ケース5)

2.2.3.3.5 油焚船（ECA対応）とLNG燃料船の年間費用の比較

ここでは、燃料価格の変化に従って、A-2・油焚船（ECA非対応）に対して、B・LNG燃料大型フェリーがいかなる場合に優位性を持つかを検討する。優位性は、年間費用の大小のみで検討し、各プロジェクトの燃料消費量、購入費用、SCRによる尿素水費のみを対象とする。したがって、船費・店費、港費・運航費は扱わず、各プロジェクトで同一と考えている。また、A-2・油焚船（ECA対応船）の船舶購入費用はDCF法で用いた値で一定とする。一方、B・LNG燃料小型フェリーは、3.3.4節で推計した増加コストの0.5倍、1.0倍、1.5倍を加え、それぞれを購入費用の下位値、中位値、上位値として設定する。中位値は、DCF法で使用した値と同一である。算出結果を図3.3.5.1に示す。船舶購入費の中位値では、LSFOがkL当たり75,000円、90,000万円、105,000円、120,000円、135,000円である時、それぞれLNG価格がkL当たり47,246円、56,836円、66,427円、76,018円、85,609円以下で、LNG燃料船の年間費用が油焚船（ECA対応）の年間費用よりも小さい。

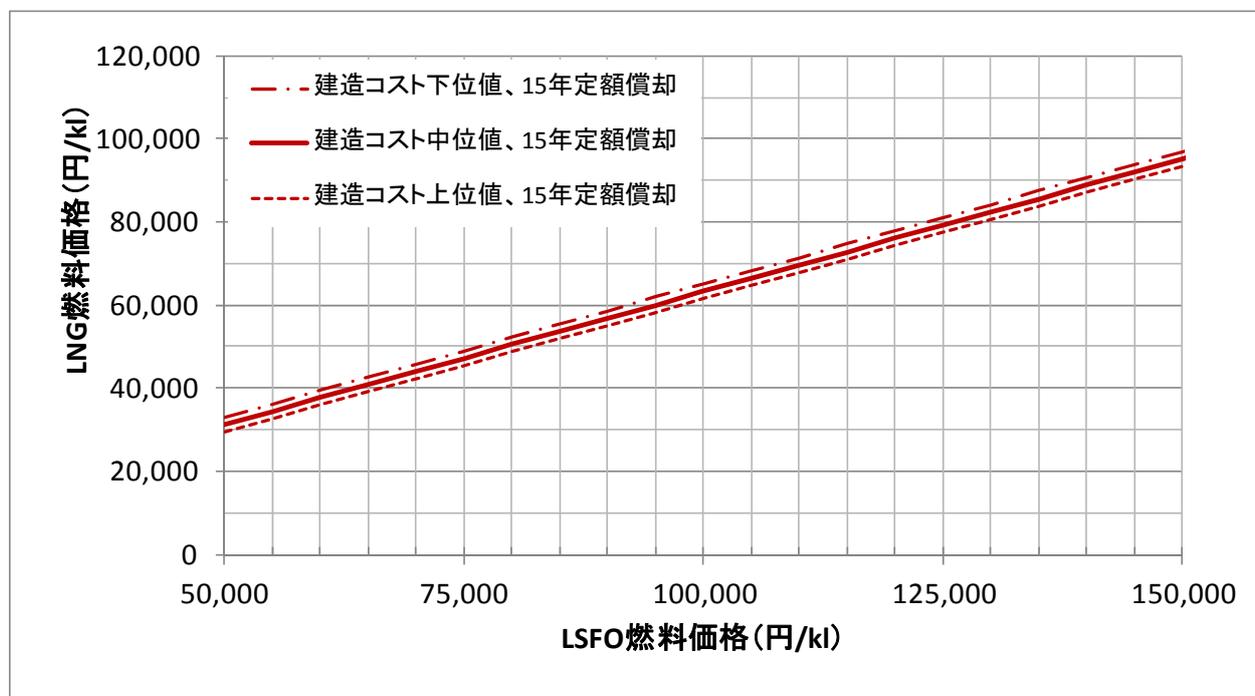


図3.3.5.1 油焚船(ECA対応)の年間費用と一致する限界線

2.2.3.4 内航フェリーのLNG供給方法の検討

航行時間に対する停泊時間が長い内航LNG燃料船では、燃料供給に要する時間が問題になることは少ないと考えられる。LNGの供給方法としては、①専用タンカーからの供給（STS）、②タンクローリからの供給、③港内の専用供給設備からの供給等があり、いずれの方法も実現可能性がある。

インフラ設備の設置コストや運用方法については詳細な検討が必要であるが、現状の内航フェリーでは、③港内の専用供給設備からの供給が最も適切であると考えられる。図3.4.1に示すように、瀬戸内海の一部の港には旅客船用の燃料供給設備が設置されており、船員が停泊中に燃料補給をしている。このようなLNG供給設備が設置されることで、適切な運航が保たれるものと考えられる。ただし、補給時の配管の冷却や安全装置については今後の検討課題である。

また、図3.4.2に示すように、瀬戸内海の沿岸には、液化天然ガスを利用した発電所があり、これらの陸上インフラ設備をLNG燃料船の燃料供給設備として活用できれば、内航LNG燃料フェリーの実運航の可能性がさらに高まるものと考えられる。



(a) 燃料供給設備



(b) 小型船舶への燃料補給

図3.4.1 港での燃料補給（広島県宇品港）



図3.4.2 山口県柳井港・中国電力柳井発電所（液化天然ガス発電）

2.2.3.5 まとめと考察

本章では、主に瀬戸内海を対象とした数隻のフェリーの実船調査結果、10000 GT級大型フェリー及び300 GT級小型フェリーの2隻の内航フェリーについてコンセプト検討並びに経済性評価を実施した結果について述べた。以下、調査結果をまとめる。

(1) LNG燃料タンクの配置

内航フェリーの場合、在来船の燃料タンク容量は運航プロファイルに比べてやや過大傾向にある。在来船と同じ航続距離を維持するようにLNG燃料タンク容量を決めると、タンク寸法が大きくなり、船底部あるいはオープンデッキへの配置や船型・船長の増大等の検討が必要となる。しかし、運航実態や燃料供給の頻度を踏まえて必要燃料量の検討を行うことにより、在来船とほぼ同一寸法の船型でLNG燃料化ができるものと考えられる。

(2) 建造コスト

LNG燃料化に伴う建造コストの増加、あるいはECA対応の油焚船とするためのSCR搭載の建造コストには不明確な点が多い。また、基準となる船価により大きく異なるが、LNG燃料船の建造コストは在来船と比べて5～20%程度の増加があると推測される。重油価格が現在の1.5倍となり、LNG価格が現状を維持した場合、LNG燃料船の建造コスト増加分は1年程度で回収でき、十分に採算がとれるものと考えられる。

(3) 運航コスト

LNG燃料船と油焚船の運航コストは使用する燃料の価格によって大きく異なる。DCF法による評価では、最近のLNG価格としたLNG燃料船は、油焚船（LSFO及びNOx 3次規制対応以降、LSFOがC重油の1.5倍の場合）に比べて、大型・小型フェリーともに経済性が優れているという結果が得られた。なお、本計算の結果は、燃料価格差の影響を大きく受けており、ECAの設定の有無に関わらず、グローバルキャップ導入後のLSFO（S分0.5%）の燃料価格によって計算結果が大きく左右される点にご留意頂きたい。

(4) 燃料供給

航行時間に対する停泊時間が長い内航船では、燃料供給に要する時間が問題になることは少ないと考えられる。インフラ設備の設置コストや運用方法については詳細な検討が必要であるが、定期航路を運航する内航フェリーでは、港内の専用供給設備からの供給が最も適切であると考えられる。

(5) その他の技術課題

その他のLNG燃料内航フェリーを実現化するための技術課題としては、外航コンテナ船と同様、ガスエンジンの信頼性及び燃焼の安定性の確保があげられる。また、LNG燃料化に伴うポンプや気化器等の燃料供給機器の船内設置、あるいは燃料供給時の配管の冷却方法や安全装置についても今後の検討課題である。

2.3 電気推進型内航船への LNG 焚き船適用可能性調査

2.3.1 調査目的

2010 年度に「LNG 燃料船の燃料タンク等に関する研究」—LNG 燃料船の試設計実施および関連する調査—を実施した。国際海運から排出される GHG の抑制方策の 1 つとして、単位出力あたりの二酸化炭素排出量の少ない LNG を船舶燃料にすることにあるが、商業船としての LNG 燃料船の実用化に際しては、船舶の安全性確保と高い経済性を求められた。IMO では 2009 年に LNG 燃料船の安全要件に関する「IGF 暫定ガイドライン」を定め、このガイドラインを基に「IGF コード」化作業を進めてきた。この検討スケジュールを踏まえ、IGF コード策定に際して必要な提案を行うため LNG 燃料船の試設計を行い、商業船としての経済性を確保した上で、船舶の安全性の要件を整理し、課題を抽出した。

2011 年度はこの結果を基に内航小型船に適用した場合の技術的課題の抽出、経済性の評価を行うことにした。環境対策を主たる目的として、国および(独)鉄道建設・運輸施設整備支援機構（以下 JR TT と略す）は電気推進船スーパーエコシップ（以下 SES と略す）の普及促進を推進してきた。この SES への LNG 焚き適用の可能性を調査した。

IMO の NO_x の 3 次規制が内航海運にも適用され、小型内航船が排出規制海域（ECA）を航行することを想定して、NO_x の 3 次規制の適用を満足し、CO₂ の排出量の更に低減することを目的として、電気推進型内航小型船の燃料を LNG とする「LNG 焚き船」とする場合の適用可能性を調査した。内航小型船の LNG 焚き船は排出規制海域（ECA）が設定されれば、環境影響対策の意味では有効性は大きいと思われるが、一方経済性の面ではかなり厳しいものと予想された。従ってそのメリットを何にするかの目標設定を的確に行うことが重要であり、そのための先導的な調査と位置づけた。

現在、主として大型外航船で研究開発を進めている LNG 焚き船は LNG と重油との混焼（DUAL FUEL）を前提としたものであった。これをそのまま小型内航船の主推進機関に適用するにはシステムが複雑になり、経済的にも成立性が困難であると予想された。一方、エンジンメーカーでは 80 年代頃から、陸上用のコージェネ用として専焼のガスエンジンを商用化しており、すでに多くの実績がある。これを基に船用に転用し、性能改善した船用ガスエンジンの開発も着実に進められてきた。

今回の調査では内航小型船として JR TT が普及を促進している SES をモデルとし、この実用化開発中の船用ガスエンジンの採用を前提とした。従来からガスエンジンは一般に負荷変動に弱いと言われており、プロペラ直結の主機関として使用するより、負荷変動が小さい主発電機関に使用するほうが好都合である。また出入渠時等 LNG 燃料が使用出来ない状況を想定して、重油も焚けるようにする二元燃料化が必要になるが、SES では主としてパワーマネジメントの観点から推進に必要な電力を複数の発電機関の並列運転により供給している。このコンセプトを活用して複数の LNG 専焼の発電機関（単一ガス燃料エンジン）と、1 基の A 重油焚き発電機関とを組み合わせた LNG 焚き SES を想定した。

これらを前提として技術課題の抽出および経済性の評価の調査を実施した。

2.3.2 試設計条件と試設計結果の概要

2.3.2.1 想定される運用区域と船種・船型

内航船への LNG 焚き船の適用を検討するにあたり、NO_x 3 次規制が適用され、通常のディーゼルエンジンに A 重油を使用するだけでは適合することができず、主機および発電機機関の排気に SCR 脱硝装置（選択接触還元触媒 Selective Catalytic Reduction、以下 SCR と略す）を装備することが要求される状況を想定した。

内航貨物船の場合は北九州工業地帯から阪神工業地帯まで、約 300SM の ECA に設定された瀬戸内海を航行して産業基礎物資を輸送すると想定した。燃費性能と、経済性を重視して図 2. 1. に示す 2 軸型の SES とした。

内航旅客船の場合は ECA に設定された 3 大港湾内の短距離の約 10SM を往復して人と車を輸送するものとした。出入港の回数が多く、狭い港内で 180° 旋回しなくてはならない内航フェリーの場合には燃費性能に加えて、特に操縦性能を重視して 2 重反転ツインプッド型の SES とした。

全航路 ECA が適用され LNG 燃料を全航海で使用する場合でも、入渠時等 LNG 燃料が使用出来ない状況を想定して、燃料は LNG 燃料だけでなく、A 重油も使用できるようにして、船として二元燃料化しておくことが必要である。このため従来は主機は二元燃料 (DUAL FUEL) 化であることが求められた。

SES では推進用の電力は複数の主発電機を並列運転して供給するのが通常である。このうち 1 基を A 重油燃料専焼の予備主発電機関とし、他を全て LNG 燃料専焼の常用主発電機関とした。常時は LNG 燃料だけで運航し、必要な場合のみ予備発電機関により A 重油にて発電するものとした。これにより内航船用の主機本体を DUAL FUEL 化することなく、船として DUAL FUEL 化できると考えた。

2.3.2.2 留意点

(1) LNG 燃料の供給について

LNG 燃料供給側のインフラは整備されているものとする。大型外航船の場合にも同様な前提条件が設定されているが、小型内航船の場合にはその供給量が少ないことから、より簡便な方式が必要とされることも想定されるが、大型船と同様な設備が整備されているものとする。

(2) LNG 燃料タンクについて

749GT 型内航貨物船の場合には、特に他の船と比べて燃料タンクを置くスペースの確保が難しいため、他方式と比べて容積効率に優れる IHI-SPB (IMO Type-B) 方式（以下 SPB 方式）とした。Type-B 認定のための諸試験、手続きが必要になると思われるが、今回の試設計で想定したタンク形状、寸法の SPB タンクが Type-B として認定され、部分 2 次防壁の考え方が適用されるものとした。

3,000GT クラスの旅客フェリーの場合には 749 型貨物船に比べて配置的に余裕があるので、BOG (Boil Off Gas) の処理が容易な円筒型の圧力タンク (IMO Type-C) の LNG 燃料タンクで検討した。

(3) LNG 燃料供給システムについて

ガス発電機機関には LNG を温水または海水による気化器により気化させ常温まで温度を上げて、低圧の 3.5bar の天然ガスとして供給するものとし、これによって発電した電力を推進モータに供給するものとした。

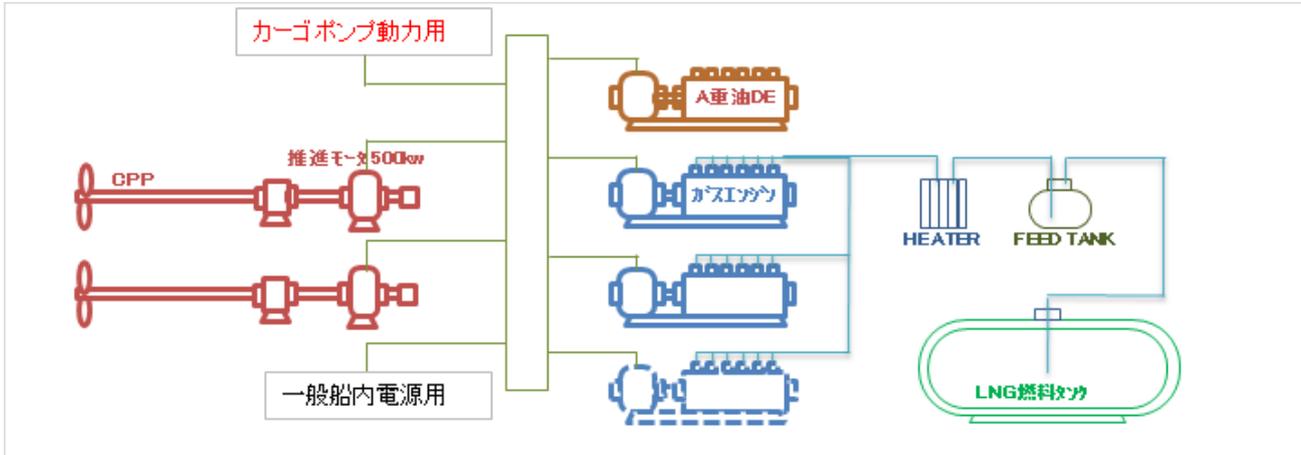


図 2. 1. 2 軸型 SES の貨物船の LNG 燃料供給システム

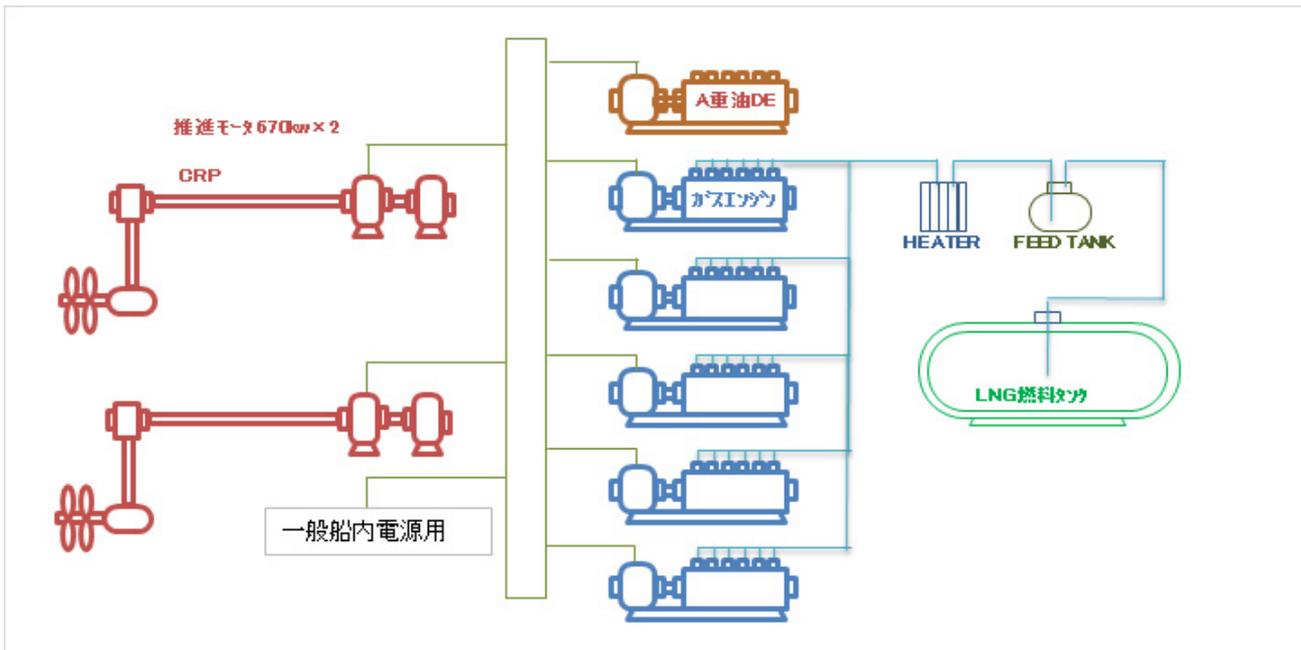


図 2. 2. 2 重反転ツインポッド型 SES の旅客フェリーの LNG 燃料供給システム

(4) 機関室と LNG 機器配置について

SES および小型内航船に関する設計および性能評価についての従来からの研究開発の結果から、機関室の長さを出来るだけ圧縮し、貨物槽を船尾側にシフトし、それに釣り合うように浮心位置を船尾側に移動し、船首肥大度を小さくすることにより性能改善ができる可能性があった。しかし従来の C 重油焚き船では燃料油の処理関連の機器が多く、機関室の配置上の制約から性能の最適化が難しい状況にあった。

LNG 焚きの SES とするにあたり、機関室には推進器関連の機器のみを配置し、船首部に LNG 燃料区画を設けて、LNG タンクと関連機器を配置することにより、従来の機関室配置上の制約から緩和され機関室を圧縮することにより性能改善の効果を意図する。

機関室には推進電動機、ガス発電機関とそれに関連する機器を配置し、従来の燃料油関連の機器、燃料油タンクは非常用の一部を除いて全廃する。LNG 燃料区画には LNG タンク室とその上部に LNG 機器室を配置する。LNG 燃料は LNG 機器室にてガス化し、上甲板上を縦方向に機関室まで導き、ガス発電機関に供給する。機関室内の供給配管は全てダクト構造の中に導設し、そのダクト内は強制排気通風機にて規定の換気を行う。

(5) ガス発電機関について

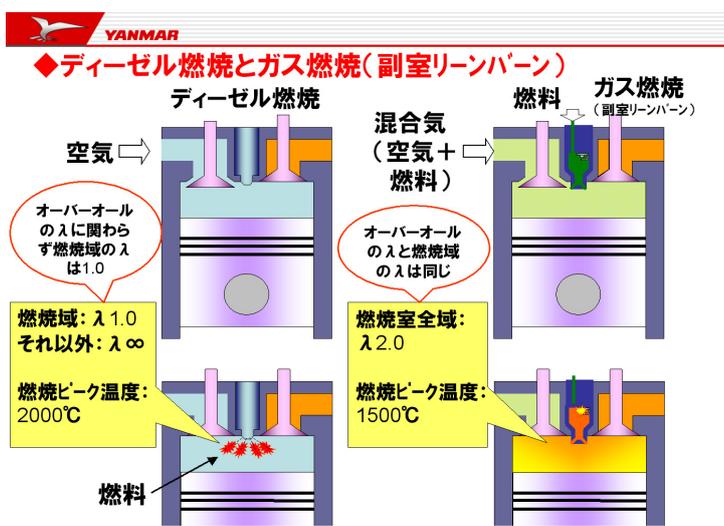


図 2. 3. リーンバーンの説明図(出典ヤンマー提供図)

発電機関として現在(株)ヤンマーが開発をすすめているガスエンジンを使用することを想定する。ガスエンジンは陸上でのコージェネ用として実用化され累積 570 台の実績がある。この間、高効率化、低エミッション化の性能改善も行われ、副室式リーンバーン+ミラーサイクルエンジンとして発展した。これは 2006 年優秀省エネルギー機器として日本機械連合会長賞を受賞している。

リーンバーンとは図 2. 3. に示すように取り込まれた燃料を完全燃焼させるために必要な理論空気量よりも多くの空気と混合させて燃焼させる希薄燃焼方式で、燃焼最高温度を低く抑えることができるため NOx の低減をはかることができる。

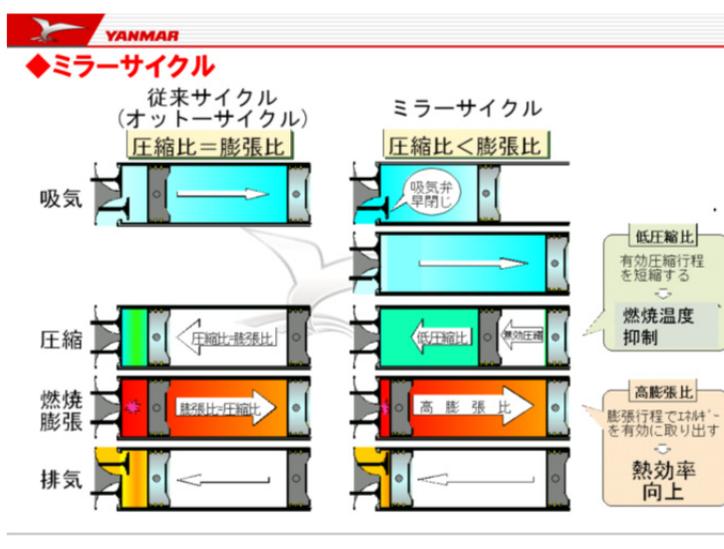


図 2. 4. ミラーサイクルの説明図(出典ヤンマー提供図)

またミラーサイクルは図 2. 4. に示すように吸気の途中で吸気弁を閉める(早閉じ)、あるいは圧縮の途中まで吸気弁を開けておく(遅閉じ)ことによりシリンダーの圧縮仕事を軽減する一方で、膨張行程ではシリンダー内で燃焼したガスを全ストロークにわたり十分に膨張させ、効率の上昇をはかることができる。

ガスエンジン性能改善(高効率化)

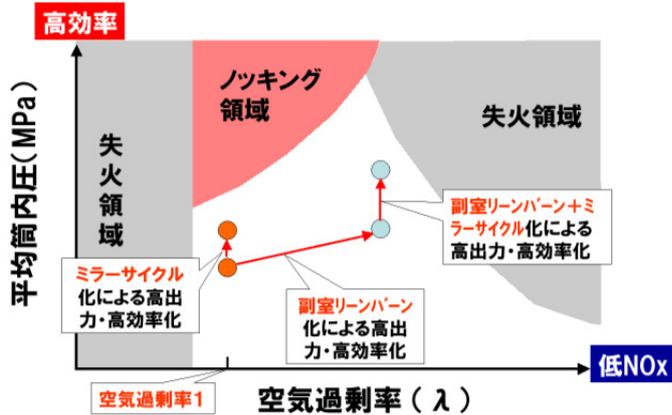


図 2. 5. ガスエンジンの使用領域の説明図
(出典ヤンマー提供図)

ミラーサイクルは圧縮比よりも膨張比が大きいことから、高膨張比サイクルとも呼ばれる。これをベースに船用エンジンとしての開発をすすめ、NKの認定取得の作業をすすめている。

図 2. 5. に示すようにガスエンジンの高効率化をすすめた結果として筒内圧と空気過剰率の領域においてノッキング領域と失火領域に挟まれた狭い範囲で使用することになり、負荷変動に対し配慮が必要となる。電子制御システム等のエンジン側の対策に加え、出来るだけ負荷変動の小さい使用方法が望ましく、プロペラ直結の主機よりも発電機エンジンとして使用する電気推進船に適する。

(6) LNG 機器について

LNG 機器は IGF 暫定ガイドラインに従い 100%の予備機および配管を持つものとした。係留中あるいは A 重油を焚いて航行しているときに、LNG タンクから発生する BOG はバッファータンクに一時保管してガス発電機関に供給するか、省エネ上は得策ではないが AUX GAS BOILER にて燃焼し、温水として回収もしくは放熱するものとした。

LNG の燃料供給は約 4 時間で完了するものとし、VAPOUR は供給元に戻すものとした。LNG 燃料タンクに設置する LNG 燃料供給ポンプは主機推進用に必要十分な容量とした。非常時にこれを排出用に用いることは可能であるが、全量排出するには約 60 時間要すること留意する必要がある。

2.3.2.3 試設計結果の概要

(1) 船舶の概要

749GT 型タンカーは現在約 150 隻が燃料油、石油製品の内航輸送に運航されており、最もポピュラーな船種、船型の 1 つである。近年になり環境対策、輸送効率の向上を目的として SES が現在のところ 3 隻が就航している。貨物船のモデルとして表 2. 1. および図 2. 6. に示すような最新鋭の 2 軸型 SES を選定し、これを LNG 焚き船とする検討を行った。一般に LNG 焚き船はタンク配置が難しく、小型船なればなるほど困難になると言われている。このクラスがサイズ的には下限に近いと考え選定した。

3,000GT クラスの内航フェリーが比較的近距离の航路に東京湾フェリーの「しらはま丸」をはじめとして、現在約 20 隻が運航されている。これらはいずれも SES ではないが、参考にして SES に変更した上で、さらに LNG 焚きの SES に変更して計画した。

比較主要目表を表 2. 1. に示す。SES 化するにあたり、その方式について検討した。頻繁に出入港を繰り返す内航フェリーであるので、港内での操船船を優先してツインポッド方式とした。ベースの船型が 2 軸船であるので、そのままツインポッドにしたのではプロペラの荷重度から推定して推進効率の向上はあまり期待できず、電気変換ロスの方だけ燃費低下になると判断した。図 2. 7. に示す 2 重反転プロペラのポッドとすることにした。このタイプは 23 年度に就航した鹿児島県の桜島フェリーの「さくらじま丸」がこのタイプを採用し、良好な燃費性能を出している。

表 2. 1. 比較主要目表

LNG 焚きに変更

SES にして LNG 焚きに変更

	2軸SES型貨物船	LNG焚き2軸SES	通常型旅客フェリー	LNG焚きツインポッドSES	
	749型内航タンカー-(Type II)	749型内航タンカー-(Type II)	2,600型フェリー	3,000型フェリー	
	白油、ケミカル 沿海	白油、ケミカル 沿海	旅客、車 限定沿海	旅客、車 限定沿海	
水 中 機 能	長さ	69.950 m	69.950 m	72.900 m	72.900 m
	幅	11.500 m	11.500 m	16.000 m	16.000 m
	深さ	5.200 m	5.200 m	4.800 m	4.800 m
	計画喫水	4.700 m	4.700 m	3.400 m	3.400 m
	載貨重量	1,750 t	1,750 t	690 t	680 t
総トン数(国内)	749 T	749 T	2,610 T	3,000 T	
貨物容積または積載量	1,850 m ³	1,700 m ³	130 乗用車	130 乗用車	
航海速度	12.0 knots	12.0 knots	13.5 knots	13.5 knots	
推 進 機 能	推進機関	2軸-推進用電動機	2軸-推進用電動機	2-低速ディーゼルエンジン直結	2-ポッド型2重反転プロペラ
	発電機関	3-中速ディーゼル発電機	2-ガスエンジン発電機 1-中速ディーゼル発電機		5-ガスエンジン発電機 1-中速ディーゼル発電機
	D.ENG.				
	MCR (kW × rpm)	500 2006	500 196.8	1,620 310.0	1,300 238.0
	NOR (kW × rpm)	425 190.0	425 190.0	1,373 293.7	1,200 231.5
燃料消費量	4.4 t/day		13.1 t/day		
航続距離	3,678 sm		739 sm		



図 2. 6. 2 軸型 SES の完成予想図
 (出典：JRTT の SES 資料)



図 2. 7. 2 重反転ポッド型 SES の船尾部
 (出典：JRTT の SES 資料)



図 2. 8. 749 型 SES タンカーの就航例
 東亜汽船(東亜丸)
 (出典：JRTT の HP フォトギャラリー)



図 2. 9. 3,000GT 級フェリーの例
 東京湾フェリー(しらはま丸)
 (出典：東京湾フェリーの HP)

(2) 推進機関の概要

想定される運用航域ではNOxおよびSOxの排出量制限がかかると想定されることに加え、機関室内の設置スペースをできるだけ効率的に縮小し、SESとしての優位性を保つために、推進機関は図 2. 10. に示す(株)ヤンマーが常用発電用ガスエンジンをベースに開発中の800kW（V型12気筒）の高効率・低NOxガス専焼エンジンAYG40L-SEを想定した。

このエンジンは火花点火式リーンバーン（希薄燃焼）方式により、熱効率40.8%、NOxの排出量1g/kWh以下の性能が期待できる。また火花点火方式は電氣的な放電エネルギーだけで燃料を着火させるため、燃焼残渣物が発生せず非常にクリーンでかつメンテナンスが容易であり、より環境性が重視される内航船では高い顧客メリットの提供が可能である。

船用推進機関としてのガスエンジンの課題は、負荷変動や燃料の発熱量のばらつきへの対応である。わが国はほぼ99%の天然ガスをLNGとして輸入に依存しているが、産地によってその性状が異なる。このためノッキングや失火を起こさずに安定して運転できるよう、エンジンには空気過剰率を調整する機能が不可欠である。エンジンの運転状態や警報はすべて電氣的に処理され、電気推進装置とともに集中監視が可能である。この機能をさらに進め、全体の装置の健全性を自己診断し必要に応じてメンテナンスができる高度船舶安全管理システムにすることで、乗務員の負荷の軽減や装置の維持管理費の低減につなげることが可能となる。


YANMAR

副室式リーンバーンミラーガスエンジン AYG



2006年 優秀省エネルギー機器
日本機械連合会会長賞 受賞

AYG20L-SE

機関名称	AYG20L-SE	
発電出力(kWe)	370	400
機関回転数(rpm)	1500	1800
燃料消費量(Nm ³ /h)	74.7	92.2
発電端効率(%) $\eta_g: 96.7\%$	40.5	39.6



AYG40L-SE

機関名称	AYG40L-SE	
発電出力(kWe)	700	800
機関回転数(rpm)	1500	1800
燃料消費量(Nm ³ /h)	147.2	173.8
発電端効率(%) $\eta_g: 97.0\%$	42.0	40.8

図 2. 10. ガスエンジンの概要説明図(出典ヤンマー提供図)

(3) 燃料タンクの概要

LNGを燃料として使用するための機器を表2.2. および表2.3. にまとめた。749GT型はLNGタンクを配置することが難しいので、船型に合わせてタンク形状を設計できるので容積効率が良いSPB方式とした。3,000GT型フェリーはBOGの処理が容易な2重殻円筒型タンクを使用した。それでも必要な容積を確保することは困難であり、749GT型の場合には55m³が限度であった。LNG機器は100%予備の機器および配管とした。

表2.2. LNG燃料タンクの主要目

	内航749型貨物船用		内航旅客フェリー用	
燃料	LNG		LNG	
燃料比重	燃費計算:0.430	構造強度:0.50	燃費計算:0.430	構造強度:0.50
タンク型式	IHI SPB(IMO Type-B)		圧力タンク(IMO Type-C)	
タンク形状	矩型		2重殻円筒型	
数量	1 基		2~4	基
タンク材質	アルミ合金		ステンス(内殻:SUS304、外殻:SUS316L)	
容量(98% cold cond)	55	m ³	45	m ³
タンク長	4.6	m	10.0	m
タンク幅	4.6~2.0	m	2.0~3.0	m
タンク深さ	4.0	m	2.0~3.0	m
MARVS	0.25	bar	10.00	bar
防熱材	PUF	300 mm	真空断熱、パーライト充填	
BOG	0.40	%/day以下	0.50	%/day以下

表2.3. LNG燃料機器の主要目

	内航749型貨物船用		内航旅客フェリー用	
主発電機関	2-高速4ストローク ガスエンジン YANMAR AYG40L-SE 745/680kw×450V		5-高速4ストローク ガスエンジン YANMAR AYG40L-SE 745/680kw×450V	
	副室式リンパーンミラーサイクル方式		副室式リンパーンミラーサイクル方式	
	1-中速4ストローク ディーゼルエンジン YANMAR 6EY22ALW 970/900kw×450V		1-中速4ストローク ディーゼルエンジン YANMAR 6EY22ALW 1,370/1,300kw×450V	
補助ボイラー	1-雑用水管ボイラー、ガス/A重油兼用		1-雑用水管ボイラー、ガス/A重油兼用	
LNG燃料供給ポンプ	2-サブマージド型	0.6m ³ /h×3Pa		
LNG燃料ポンプ	2-ピストン型	0.6m ³ /h×5Pa	2-ピストン型	1.5m ³ /h×5Pa
LNG燃料バーライザー	2-温水or海水	0.6m ³ /h, 40kw	2-温水or海水	1.5m ³ /h, 100kw
LNG燃料ヒーター	2-温水or海水	0.6m ³ /h, 15kw	2-温水or海水	1.5m ³ /h, 45kw
BOGコンプレッサー	2-ピストン型	10m ³ /h×5Pa		
BOGウォームアップヒーター	2-温水or海水	10m ³ /h, 0.2kw		
N ₂ ボトル	2-		2-	
N ₂ バッファータンク	1-		1-	

2.3.3 試設計結果

2.3.3.1 主要目の検討結果

電気推進型内航 LNG 焚き船 2 種類について表 2. 1. に示す基本計画方針に沿って、試設計を行った結果の主要目を表 3. 1. に示す。それぞれ現存船をベースに LNG 焚き SES にしたものである。

表 3. 1. 電気推進型内航 LNG 焚き船の主要目

			LNG焚き2軸SES型計画船		LNG焚きツインポッドSES型		
			749型内航タンカー(Type II)		3,000型フェリー		
			白油、ケミカル	沿海、	旅客、車	限定沿海	
LxBxD & Dispt.	Loa	m	74.150		79.000		
	Lpp	m	69.950		72.900		
	B mld	m	11.500		16.000		
	D mld	m	5.200		4.800		
	d mld	m	4.700		3.400		
	D.W.	t	1,750		680		
	Light Weight	t	939		2,043		
	Gross Tonnage			749		3,000	
Capacity	Cargo	m ³	1,700		130 乗用車		
	Ballast	m ³	600		260		
	H.F.O./D.O./LNG	m ³	55		20	90	20
	D.W./F.W.	m ³	50		30		0
Speed	Vs (Des. Full)	kts	12.0 (15%)		13.5 (15%)		
	Vs (Ballast)	kts	12.9 (15%)				
Main Engine	Eng.System & Number		電動機 2		2-POD/CRP、2-電動 2		
	GAS ENG.		ヤンマー-AYG40L-SE 2		ヤンマー-AYG40L-SE 5		
	Eng.Type & Number		D.ENG. ヤンマー-6EY22ALW 1		ヤンマー-6EY22ALW 1		
	MCR0 (kW × rpm)		500 720.0		1,300 900.0		
	MCR (kW × rpm)		500 196.8		1,300 238.0		
	NOR (kW × rpm)		425 190.0		1,200 231.5		
			85 %MCR		92 %MCR		
	F.O.C. (M/E)rate		g/kwh 174		174		
	F.O.C. (M/E)		t/day 3.9 LNG		11.5 LNG		
F.O.C. (DG)		t/day 0.5 LNG		0.9 LNG			
Cruising Range			sm 1,322		693		
Aux.Mach	Boiler				1-GAS Hot Water Boiler		
	Bow Thruster		1-CPP 1.0m、3.8T、220kw		1-CPP 1.27m、5.5T、370kw		
	Generator		2 - GAS.G 745/680 kW×450V 1 - DG 970/900 kW×450V 1 - EG 120 kW×450V		5 - GAS.G 745/680 kW×450V 1 - DG 1370/1300 kW×450V		
Dk.Mach	Windlass (kN × m/m)		2-EH 50/50kN×9/15		2-EH 78.4kN×9m		
	Moor. Winch. (kN × m/r)		2-EH 50kN×15m		2-EH 78.4kN×10m		
	Steering Gear		2-EH 3.7kw×2		2-EH 7.5kw×2		
Crew & Passenger			3 + 5		24 + 726		
Prop.	Prop.No×Type		2 CPP		2 CRP+POD		
	Brade No.		4 AI-Br		4 AI-Br		
	Prop.Dia		m 2.700		2.600		

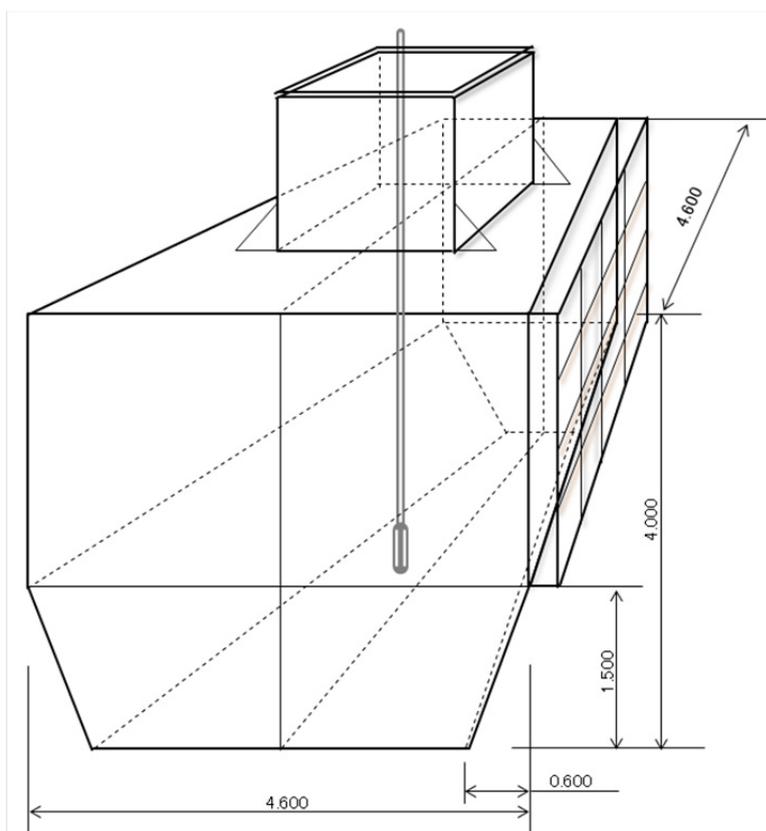
2.3.3.2 概略配置図の検討結果

(1) 内航タンカーの検討結果

表 3. 1. の基本計画で示した 749GT 型内航タンカーの概略配置検討図を添付の図 7. 1. に示した。また図 7. 3. に 3,000GT 型内航フェリーの概略配置検討図を示した。

内航タンカーの例では通常ならば、機関室前方に LNG タンクと機器を配置する区画を設ける。この分貨物槽の容積が減少するだけでなく、貨物の重心位置が船首方向に移動する。これにバランスさせるために浮心位置を船首方向に移動させる。しかしこの配置では船首肥大度が大きくなり性能が低下する。SES の開発では電気推進装置の機関室配置の自由度を活用して機関室を切り詰め、重心、浮心を船尾方向に移動し船型改良をはかったものである。今回も 2 軸型 SES の船型開発の考え方に沿って、LNG タンクおよび機器を船首部に配置し船尾部の機関室は出来るだけ圧縮した配置とした。これにより重心位置および浮心位置を船尾側に動かし、船首肥大度を小さくし、船型性能の向上に努めた。

船首部の狭い区画に LNG タンクを格納するには円筒型では難しいため、図 3. 1. に示すような容積効率の良い SPB 方式の LNG タンクを想定した。本図は狭い小型船の船首部に LNG タンクを配置するために必要なタンク形状と容積を推定したものであって、SPB タンクとしての成立性を確認したものではない。それでも十分な容積を確保することが出来ず、航続距離を減じ、2 往復分の燃料確保が限度であった。LNG タンクも単純な直方体形状ではないため SPB (Type-B) の認定を得るためには、構造解析等が必要になる。しかし船ごとにタンクの寸法形状が異なるのでは解析費用がかさみ経済的ではないので、標準化を進めることが重要である。



IGF 暫定ガスガイドラインによれば、「ガス貯蔵タンクは舷側から B/5 と 11.5m の短い方の距離以上離すこと」「シェル外板から 760mm 以上離すこと」との規定があり、さらに「旅客船および多胴船以外の船舶の場合は、舷側から B/5 以内にタンクを置くことが許可される場合がある」との規定がある。本船の場合 B/5 は 2.3m であり、これを厳密に確保しようとするるとタンク容積はさらに減少する。斟酌規定の適用が必要であるが、現時点では適用基準が明確ではない。適用可という想定のもとに検討を進めた。

図 3. 1. LNG タンクの外形形状図

(2) 内航フェリーの検討結果

内航フェリーの例では車両甲板下の機関区域に LNG タンク、機器を配置した。このクラスでは航海距離が短く、搭載燃料が少ないこともあり、スペース的に余裕があるので、円筒型の LNG タンク 2 基でも十分に配置することが可能であった。ただしタンク上方に居住区画を配置してはならないとする規則により制限される場合には上部甲板の船尾寄りに配置することとし、図 7. 3. に併せて示した。この区画は定員数に係わる居住区画ではないが、オープンデッキとして乗客が多目的に使える場所であり、規則が許せば、タンクは下部の機関区画に配置するほうが効率的である。また暴露部に配置する場合にはタンクの防触にも配慮を払う必要がある。特に今回の例の場合にはタンクの上部区画は解放された車両甲板であり、万一 LNG が漏洩した場合でも、船内に滞留することなく外部に放出される。今回の事例を参考に今後の検討課題とする。

煙突は従来と同じように設置したが、煙害対策も不要であるので、廃止あるいは形状および配置に更なる工夫の余地がある。エンジンの排気システムを含め見直すことが可能である。

2.3.3.3 LNG 焚き機関と推進システムの検討結果

船用ガスエンジンは実用化のための開発中であり、現時点で採用できる機種が 1 種類しかなく、749GT 型タンカーと同じ機種のガスエンジンを 3,000GT 型フェリーでも使用した。結果として 5 基のガスエンジン発電機が必要となった。スペース的には配置可能であったが、コスト、維持管理および運航管理上好ましくない。船用ガスエンジンのシリーズ化の完成を待って、大型の船用ガスエンジンとし、基数を減らす方が良いので、船用のガスエンジンのシリーズ化が完成すれば見直すことが必要である。

2.3.3.4 LNG 燃料システムの検討結果

添付の図 7. 2. の LNG FUEL SYSTEM PIPING DIAGRAM を示す。完全 2 重化のシステムとしたが、DUAL FUEL の解釈如何では簡略化の余地は残る。

2.3.3.5 試設計結果の評価

(1) 船型について

749GT 型内航タンカーと 3,000GT 型内航フェリーについて試設計を行った。いずれの場合も技術的には成立する可能性確認できた。しかし 749GT 型についてはそのスペースの制約からかなり厳しく、さらにこれより小型の 499GT 型の場合には一層困難になるものと予想された。

499～749 型クラス内航タンカーにとっては船尾部の機関室を広げて LNG タンク、機器を配置することは、貨物槽の重心位置をその分船首方向に移動、それに伴い浮心位置も船首方向に移動することになり、性能上好ましくない。従って今回の如く LNG タンクを船首部に配置し、性能と配置とを両立させることができた。さらに排気ガスの処理が容易であるので、ガスエンジン発電機自体も前方に移動する案も考えられたが、検討事項が多岐におよぶことから現案の範囲にとどめた。

(2) 749GT 型内航タンカーの GT について

この種の 749GT 型タンカーでは IMO-TYPE II 適用の場合、通常カーゴタンク容量として 1,850m³ は要求される。一方、本船の場合には LNG 燃料タンクの配置確保のため、100m³ 程度少なくなり 1,750m³ とならざるを得ない。

運搬する貨物の種類にもよるが DW の減少につながり、4. 経済性評価の中でも示されるように運航採算上の影響は非常に大きい。これをリカバーするには船の深さを約 200mm 大きくする必要があるが総トン数 (GT) が 749T を超えるため不可である。内航タンカーでは GT の要件は厳しく 1 トンでも超過すれば、船員の資格要件や、諸設備の要件が厳しくなりそのクラスの内航船として運航できなくなる。LNG 焚き船でなくても、NOx3 次規制をクリアするためには SCR 脱硝装置の設置のためエンジンケーシングを拡張する必要があり、GT が大きくなる。過去の居住環境の改善を目的として GT 規制を緩和したこともあり、今回のように、新たな環境規制である NOx3 次規制の要件を満足する船舶については GT を 50 トン緩和する政策的な処置が望ましい。

(3) SES との組み合わせについて

SES を前提に LNG 焚きの検討を行った。両者の組み合わせは小型の内航船に対しては下記の点において非常に適していると判断された。

- ①発電機エンジンとして使用することによりプロペラからの負荷変動を回避できる
- ②実用化が進んでいる専焼ガスエンジンを使用できる
- ③複数のガスエンジンと 1 基の重油焚き DE により船として 2 元燃料化ができる

(4) LNG タンクについて

LNG タンクとして想定した SPB タンク (IMO IGC TypeB) および 2 重殻円筒型タンク (IMO IGC TypeC) は現時点では、実物あるいは設計があるわけではなく、コンセプトがあるだけである。実際の設計展開時に IMO の規定に沿ったタンク設計、解析を行い、承認を取得する必要がある。その結果如何では今回想定した仕様に若干の変更が生じる可能性がある。

(5) LNG 移送ポンプについて

LNG 燃料の搭載は 4 時間程度で完了できるものとして配管を決めたが、一方 LNG 燃料を主発電機に移送するポンプ容量はその燃料消費量に合わせた。結果として LNG タンクに積み込む能力 (4 時間) と搬出する能力 (60 時間) に大きな差が生じた。通常のオペレーションでは問題は生じないが、事故、故障時の安全対策として、このままで良いかは改めて検討を要する。

2.3.4 経済性評価

2.3.4.1 建造コスト見積

(1) 749 型白油タンカーの概算比較見積

下記の A～D の 4 種の貨物船について相対比較による概算見積を行った。主要目を表 4. 1. に示す。概算見積結果を表 4. 2. とそれをインデックス表示したものを図 4. 1. に示す。

この概算見積の計算条件は下記とした。本計算条件は本調査における相対比較のために設定したものであり、実際の数値とは若干異なる場合がある。

A : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー LNG 焚き

B : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー NOx3 次規制適用 SCR 脱硝装置搭載

C : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー

D : 通常型 749GT 白油タンカー

表 4. 1. 749GT 型白油タンカーの主要目比較表

		LNG 焚き 2 軸 SES	SCR 搭載 2 軸 SES 型計画船	2 軸 SES 型貨物船	通常型実績船
		A (燃料:LNG)	B (燃料:A 重油)	C (燃料C 重油)	D (燃料C 重油)
船体寸法	長さ	69,950 m	69,950 m	69,950 m	68,000 m
	幅	11,500 m	11,500 m	11,500 m	11,500 m
	深さ	5,200 m	5,200 m	5,200 m	5,350 m
	計画喫水	4,700 m	4,700 m	4,700 m	4,890 m
	載貨重量	1,750 t	1,750 t	1,750 t	1,850 t
総トン数(国内)		749 T	749 T	749 T	749 T
貨物容積または積載量		1,700 m ³	1,850 m ³	1,850 m ³	1,880 m ³
航海速度		12.0 knots	12.0 knots	12.0 knots	12.0 knots
推進機関	推進機関	2 軸 - 推進用電動機	2 軸 - 推進用電動機	2 軸 - 推進用電動機	1 - 低速 4 スローク DE 直結
	発電機関	2 - ガスエンジン発電機 D.ENG. 1 - 中速ディーゼル発電機	3 - 中速ディーゼル発電機 (SCR 脱硝装置付き)	3 - 中速ディーゼル発電機	
推進機関	MCR (kW × rpm)	500 196.8	500 200.6	500 200.6	1,320 290.0
	NOR (kW × rpm)	425 190.0	425 190.0	425 190.0	1,125 274.7
	燃料消費量	3.9 t/day	4.4 t/day	4.5 t/day	5.1 t/day
	航続距離	1,322 sm	3,678 sm	3,678 sm	3,678 sm
乗員数(法定職員+追加部員)		3 + 5	3 + 5	3 + 5	4 + 4

① 工費の単価は一律 4,690 円/h とした。

(中造工 21 年度の単価 4,599 円に対し 22 年度として 2% の上昇分を考慮した。)

② 鋼材単価は 105,000 円/t とした。鋼材歩留まりを 95% とした。

③ 船殻工事の工数は 40h/t とし、すべて内作とした。

④ 機器単価は実績より、重量あたり単価に割り戻して価格を概算した。

⑤ 白油タンカーの一般的な仕様とし、カーゴタンクは PE 塗装とした。

⑥ その他の条件は極力統一して、従来型とこれを SES にした場合との比較を行った。

⑦ LNG タンク、機器は該当する製品が既にあるものとし、開発費は見込まないものとした。

さらに C の SES は D の通常型と比べて約 9%増加した。結局、LNG 焼きタンカー A は現在運航されている通常型のタンカー D に比べると約 23%建造コストが増加した。

この建造コストには SES に対する JRTT 等による金利優遇や助成は含まれていないので、実際には種々の助成策を考慮すると相対差はかなり小さくなるものと推測される。

実際の建造コストは仕様や造船所、その時々々の資材価格状況により、さらに造船市況により船価は大きく変動するのでこれだけで船価を論じることは出来ない。

(2) 3,000GT 型旅客フェリーの概算比較見積

貨物船の場合と同様に下記の A~D の 4 種の旅客フェリーについて相対比較による概算見積を行った。主要目を表 4. 3. に示す。概算見積結果を表 4. 4. とそれをインデックス表示したものを図 4. 2. に示す。この概算見積の計算条件は 2.3.4.1 (1) のタンカーの場合と同一とした。

- A : ツインポッド SES 型 3,000GT 旅客フェリー LNG 焼き (以下 LNG 焼き船と略称)
- B : ツインポッド SES 型 3,000GT 旅客フェリー NOx3 次規制適用 SCR 脱硝装置搭載
- C : ツインポッド SES 型 3,000GT 旅客フェリー
- D : 通常型 3,000GT 旅客フェリー

表 4. 3. 3,000GT 型旅客フェリーの主要目比較表

		LNG 焼き ツインポッド SES	SCR 搭載 ツインポッド SES 型	ツインポッド SES 型	通常型旅客フェリー
		A (燃料:LNG)	B (燃料:A重油)	C (燃料A重油)	D (燃料A重油)
船体寸法	長さ	72.900 m	72.900 m	72.900 m	72.900 m
	幅	16.000 m	16.000 m	16.000 m	16.000 m
	深さ	4.800 m	4.800 m	4.800 m	4.800 m
	計画喫水	3.400 m	3.400 m	3.400 m	3.400 m
	載貨重量	680 t	680 t	680 t	690 t
総トン数(国内)		3,000 T	3,000 T	3,000 T	3,000 T
貨物容積または積載量		130 乗用車	130 乗用車	130 乗用車	130 乗用車
航海速度		13.5 knots	13.5 knots	13.5 knots	13.5 knots
推進機関	推進機関	2-ポッド型2重反転プロペラ	2-ポッド型2重反転プロペラ	2-ポッド型2重反転プロペラ	2-低速ディーゼルエンジン直結
	発電機関	5-ガスエンジン発電機 D.ENG. 1-中速ディーゼル発電機	4-中速ディーゼル発電機 (SCR脱硝装置付き)	4-中速ディーゼル発電機	
推進機関	MCR (kW × rpm)	1300×2 238.0	1300×2 238.0	1300×2 238.0	1620×2 310.0
	NOR (kW × rpm)	1200×2 231.5	1200×2 231.5	1200×2 231.5	1373×2 293.7
	燃料消費量	11.5 t/day	13.2 t/day	13.2 t/day	13.1 t/day
	航続距離	693 sm	739 sm	739 sm	739 sm
乗員数 + 乗客数		24 + 726	24 + 726	24 + 726	24 + 726

表 4. 4. 3,000GT 型旅客フェリーの概算見積比較表

A:ツインホッド型SES LNG焚き				B:ツインホッド型SES SCR搭載				C:ツインホッド型SES				D:通常型			
2	材料費 千円	工費 千円	価格 百万円		材料費 千円	工費 千円	価格 百万円		材料費 千円	工費 千円	価格 百万円		材料費 千円	工費 千円	価格 百万円
船殻構造	198,380	336,859	535		165,380	274,459	440		165,380	274,459	440		165,380	274,459	440
塗装防食	19,500	15,008	35		19,500	15,008	35		19,500	15,008	35		19,500	15,008	35
船体艀装	423,224	86,718	510		420,324	85,546	506		417,424	84,373	502		439,924	107,354	547
機関艀装	582,269	38,693	621		581,314	43,898	625		491,384	40,381	532		381,960	44,555	426
電機艀装	380,113	37,051	417		362,113	34,472	397		362,113	34,472	397		230,838	18,760	250
設計費		56,381	56			56,381	56			53,441	53			49,714	50
特別費			40				40				40				40
一般管理費			133				126				120				107
合計	1,603,486	570,709	2,347		1,548,631	509,763	2,224		1,455,801	502,133	2,118		1,237,502	509,850	1,895

← 6% UR
→ 11% UP
← 12% UP

* 本計算結果は本調査における相対比較のために算出したものであり、実際の建造コストとは異なる場合がある。

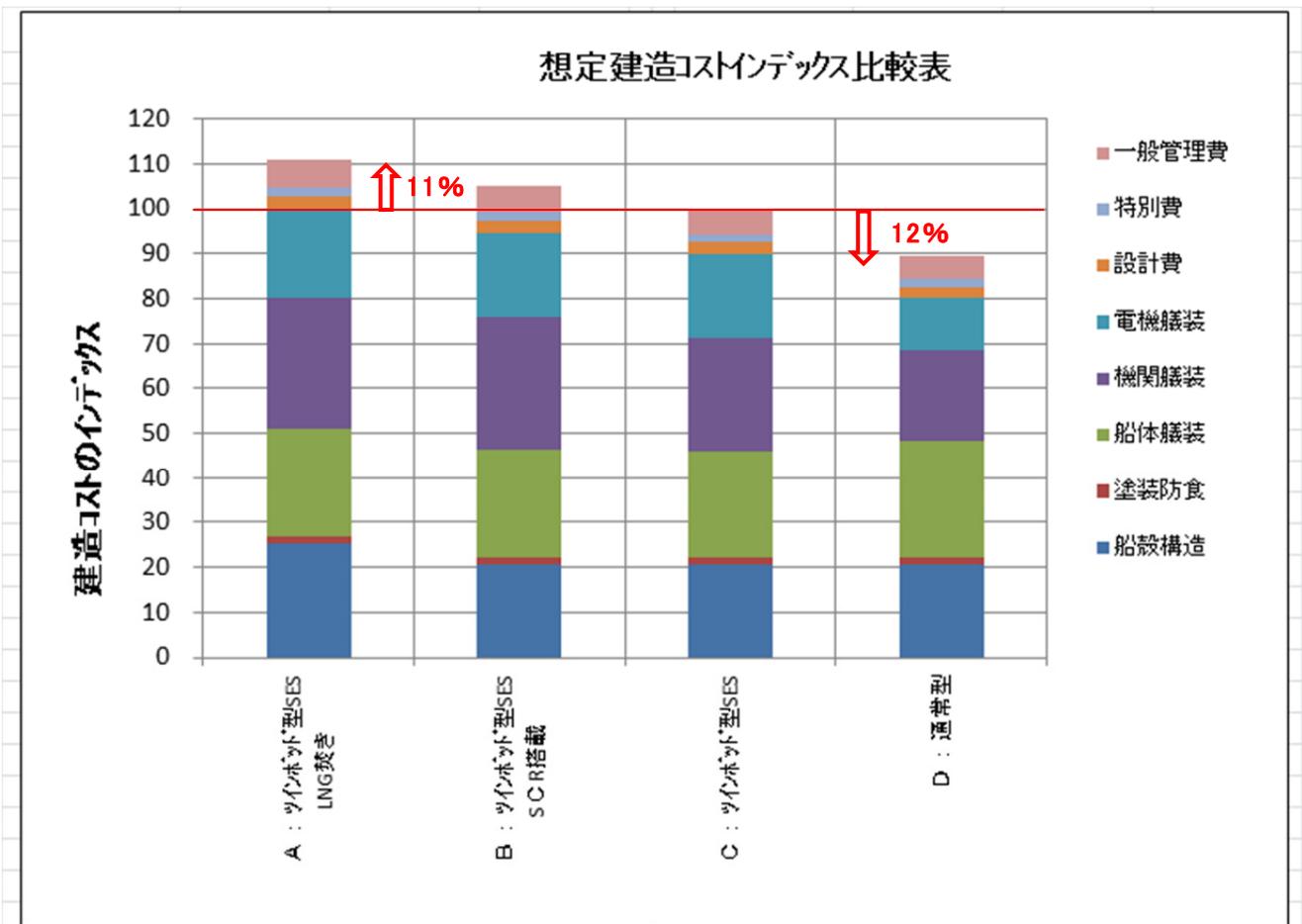


図 4.2. 3,000GT 型旅客フェリーの概算見積比較

A と C の比較では SES を LNG 焚きにすると建造コストは約 11% 増加の結果となった。また B の NOx3 次規制を適用してこれに SCR 脱硝装置を搭載すると C より約 5% 増加となった。

さらに C の SES は D の通常型と比べて約 12% 増加した。結局、LNG 焚きフェリー A は現在運航されている通常型のフェリー D に比べると約 23% 建造コストが増加した。内航タンカーの場合とコスト差の数値は若干異なるが、傾向は同じである。また実際の建造コストは仕様や造船所、その時々資材価格状況により、さらに造船市況により船価は大きく変動するのでこれだけで船価を論じることは出来ないことも同じである。

2.3.4.2 運航経済性の検討

(1) 計算条件

LNG 焚き内航船の実現の可能性は NOx の 3 次規制の動向によるところが大きい。経済性の評価もまた大きな要因である。経済性評価はそのベースとなる条件が、その時の経済環境条件、建造造船所と造船市況、運航船会社と海運市況により大きく変化する。特に昨今の燃料費の高騰、急落はその経済性評価に大きな不確定要因となる。このような不確定要因を含むのが経済性評価ではあるが、電気推進型内航 LNG 焚き船の実現の判断の重要な材料であり、避けて通れない。現状で想定可能な条件の範囲で運航採算シミュレーションを行い、経済性評価を試みた。

運航採算シミュレーションを下記の 4 種類の船に対し、下記の条件にて行った。

- A : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー LNG 焚き (以下 LNG 焚き船と略称)
- B : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー NOx 3 次規制 SCR 脱硝装置搭載 (以下 SCR 船)
- C : 2 軸 SES 型 749GT 白油タンカー (以下 SES 船)
- D : 通常型 749GT 白油タンカー (以下従来船)

- ① 1 隻のタンカーのみを保有し、運航するオーナー兼オペレーターとした。
- ② 14 年で 99% の定額減価償却を行うものとした。
- ③ 船価の約 5% の 6,000 万円を自己資金とし、80% を共有船として JRTT より借入れ、残り約 15% を市中銀行から借入れるものとした。
- ④ JRTT 資金の金利を SES では 1.6%、従来船では 2.0% とする。返済は 14 年均等とした。
- ⑤ 市中銀行は 2.8%、10 年均等返済とした。短期借入れの運転資金の金利は 3.5% とした。
- ⑥ SI 等の助成は考慮しないものとした。
- ⑦ 船価は表 4. 2. の建造コストに 5% 上乗せ船価とした。
- ⑧ 重油価格、LNG 価格と運賃とをパラメータとして計算を行うものとした。図 4. 2. に示す LNG 価格と内航船燃料油の価格の動向を勘案して表 4. 5. に示す価格帯を設定した。
- ⑨ 維持管理費は SES 船、LNG 焚き船では総船価の 0.9%/年、1.8%/5 年、従来船では 1.0%/年、2.0% とした。SCR 船では触媒の交換費用として +0.5% 上乗せした。
- ⑩ 乗組員は従来船では職員 4 名、部員 3 名の計 7 名、SES 船では SES 推進の国の施策に従い職員 3 名、部員 4 名の計 7 名とした。

表 4. 5. LNG、A 重油、C 重油の価格設定範囲

	比重	発熱量 kcal/kg		想定価格(円/kL)				
				ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
C重油	0.950	9,800		43,000	53,000	63,000	73,000	83,000
A重油	0.900	10,200	C重油価格の12,000円増し	55,000	65,000	75,000	85,000	95,000
			ケースSS: -30%	21,200	25,050	28,910	32,760	36,620
			ケースS: -20%	24,230	28,630	33,040	37,440	41,850
			ケースA: -10%	27,260	32,210	37,170	42,120	47,080
			ケースB: -5%	28,770	34,000	39,230	44,460	49,700
LNG	0.430	11,758	ケースC: A重油等価格	30,290	35,790	41,300	46,810	52,320
			ケースD: +5%	31,800	37,570	43,360	49,150	54,930
			ケースE: +10%	33,310	39,360	45,430	51,490	57,550
			ケースF: +20%	36,340	42,940	49,560	56,170	62,780

***表 4. 5. の A 重油等価格の補足説明

LNG の KL あたりの A 重油等価格は下記算式で計算したものである。

$$\text{LNG の等価格(¥/KL)} = \text{A 重油価格} \times (\text{LNG 発熱量/A 重油発熱量}) \times (\text{LNG 液比重/A 重油比重})$$

$$41,300 \text{ 円} = 75,000 \text{ 円} \times (11,758/10,200) \text{ (kcal/kg)} \times (0.430/0.900) \text{ (kg/KL)}$$

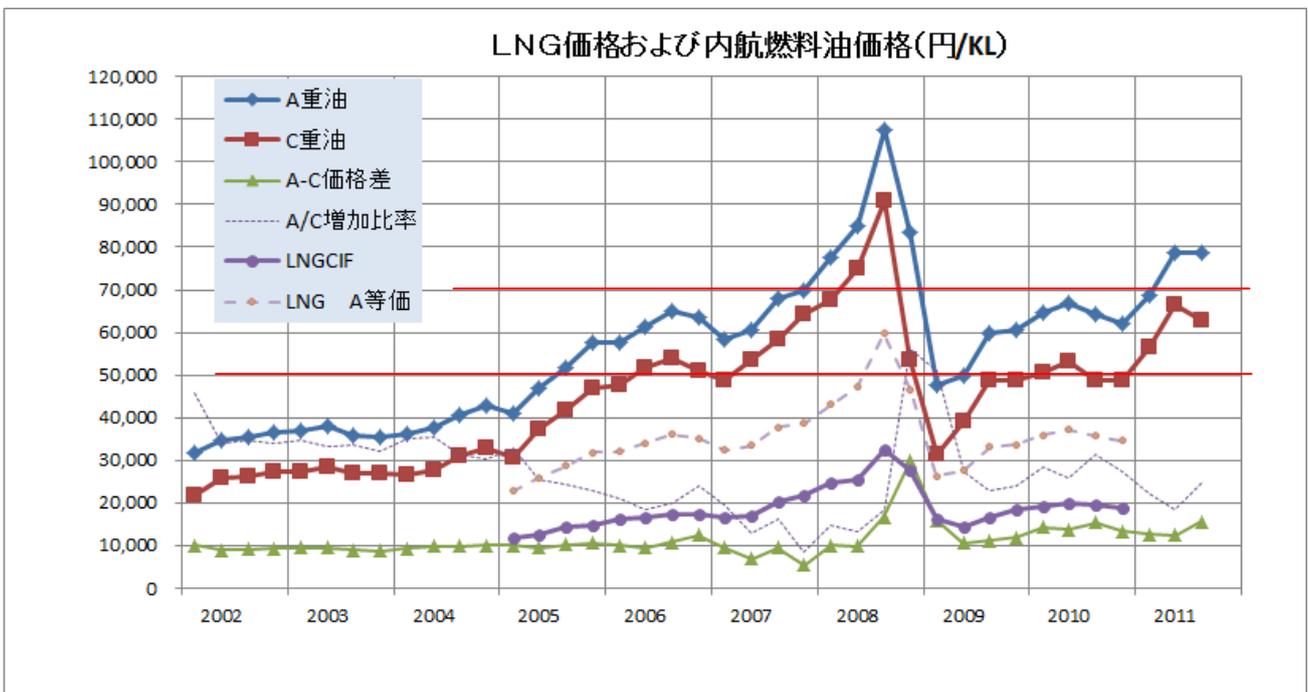


図 4. 3. LNG 価格と内航燃料油価格動向

(2) LNG 価格の動向

図 4. 2. に LNG 価格と内航燃料油価格動向を示す。内航燃料油価格は日本内航海運組合連合会が内航船の燃料油の価格として調査し公表しているものである。A 重油と C 重油の価格差を図中緑の線で示した。2008 年の油価格高騰期を除けば、A 重油と C 重油の価格差は 10,000 円～12,000 円/KL でほぼ安定している。

図中紫色の線は LNG の日本着の CIF 価格の代表例を示している。LNG 価格は通常 mmbtu あたり \$ 建て公表されるが、これを為替レート、LNG の発熱量と比重を推定して重油価格と同じ単位で表示すると、2010 年は概ね 20,000 円/KL であった。薄紫の線は A 重油と発熱量比例で推定した上記の LNG 燃料の A 重油等価格である。概ね 35,000 円/KL である。この差の約 15,000 円が LNG 燃料として供給するための設備コストに相当する。運航採算計算では A 重油価格から推定した、LNG 燃料の A 重油等価格をベースにして±5%、±10%とした場合の計算を行った。仮に設備コストが 12,000 円で収まれば、LNG 価格は A 重油等価格よりも-8.5%の価格で供給できることになる。

表 4. 5. は運航採算計算のために設定した LNG、A 重油、C 重油の価格範囲である。A 重油をベースとし KL あたり 55,000 円から 95,000 円まで 10,000 円きざみで 5 ケース想定し、C 重油価格はこれより一律-12,000 円とした。LNG 価格は A 重油と発熱量あたりの価格が等しい価格を発熱量 A 重等価価格とし、これをベースとして±5%、±10%、±20%、-30% の変化をさせて設定した。

(3) 749 型白油タンカーの運航採算結果

運航採算は船種 4 ケース×運賃 4 ケース×燃料価格 25 ケースの 400 ケースについて実施し、図表化した。この中から計算結果の 1 ケースを代表例として表 4. 6. 及びこのグラフを図 4. 4. に示した。表 4. 6. は各縦列が 1 年目から償却の終わる 14 年目、さらに 20 年目までの各年の採算を示し、各横行は上から運航状況を示す各指標、運賃収入、船費支出（固定費）および運航費（変動費）の各費用、さらに下の 2 行はこれらを差し引きした各年の損益と累積損益を示している。損益の行が緑字であれば黒字であることを示し、赤字であれば損失になっていることを示す。赤字になると運転資金を銀行からさらに短期借り入れすることになり、赤字は増大することになる。結局最終的に 14 年および更に 20 年たって利益が出たかどうかは赤丸で囲んだ累積損益の数値により判断することになる。

表 4. 6. のケースは A 重油価格が KL あたり 85,000 円で、C 重油価格が 73,000 円に対し、LNG 価格が A 重油と発熱量あたりの価格と等価な KL あたり 46,810 円の場合の計算結果である。表 4. 6. の例では最初の数年間は収支トントン状態が続き、定検で修繕費用のかさむ年には一時的に赤字になるが、その後徐々に収益が増加し、14 年後の累積損益で 1 億 1,000 万円の利益となる。14 年以降は減価償却も完了し、収益は急速に良くなり、累積 5 億 6,000 万円の利益となる。当初の 6,000 万円の自己資金の投資に対し、まずまずの資本回収率となる。ただし運賃、燃料費、金利等の仮定に基づくものであり、これらの条件が異なれば、結果は大きく異なる。それぞれの項目の結果に与える影響度と相対的な比較評価のための計算であることに注意を要する。

計算条件のパラメータを変更して行った 80 ケース分の計算の集計表を表 4. 7. に示した。全 400 ケースはこの表が 5 枚あることを意味する。この表の中で、赤枠で囲ったものが表 4. 6. で示した 1 ケースである。

これらの結果から LNG 焚き船と他方式との比較評価を行うために、図 4. 5. ～図 4. 7. を作成した。SES 船と従来船とを比較すると SES 船は船価が高い分だけ運航採算上不利になる。さらに LNG 焚き船や SCR 船になるとこの差はさらに拡大する。燃料油価格の上昇に伴いこの差は小さくなるが、今回の計算した範囲では得失が逆転することはなかった。

表 4. 7. から読むと、14 年間の累積損益差は A 重油価格 85,000 円/KL のとき従来船では 5 億 7,000 万円の利益、SES 船では 4 億 9,000 万円の利益、SCR 船では 2 億 5,000 万円の利益に対し LNG 焚き船では 1 億 1,000 万円の利益となる。従来船と比べ 4 億円、SCR 船と比べて 1 億 4,000 万円の収益差がある。これは運賃が t/k m あたり 5 円程度の場合であり、仮に 4 円と仮定するとそれぞれ 2,600 万円の赤字、1 億円の赤字、5 億円の赤字、7 億円の赤字となる。LNG 焚き船と従来船との損益差、LNG 焚き船と SCR 船との差は大きく運航採算上厳しいものがある。SES 船や LNG 焚き船は単に運航経済性の観点から導入を計画したものでなく、環境対策として計画したものであるが、「規則だからやむを得ない」ということでは看過できない問題であり、経済性改善の方策に取り組む必要がある。

図 4. 5. ～図 4. 7. 損益分岐図は運航採算計算の結果より損益分岐点をもとめ、A 重油価格と運賃指標をそれぞれ X、Y 軸にして従来船、SES 船、SCR 船、LNG 焚き船の 4 種船の損益分岐線を図で示したものである。損益分岐点は上記各種条件での運航採算計算より、14 年後の累積損益が船主の初期投資額（内航タンカーの場合 6,000 万円、内航フェリーの場合 1 億円）と同額になって、投資額を回収できる限界の燃料価格と運賃との関係を求めたものである。厳密にはこの 14 年後の累積損益も現在価値に直して評価する必要があるし、また 14 年後に船主にはこの他に JR TT との共有が完了し、JR TT から譲渡された償却済みの船舶が手元に残るので、厳密な意味での損益分岐点ではない。しかしこの船の価値、売船価格まで論議するのは本調査の主旨ではないので、ここではこのように単純化して定義した。この損益分岐点をつないだ損益分岐線より高い運賃であれば益となり、逆に低ければ損となる。A 重油価格が上昇すると当然損益分岐の運賃も上昇する。4 種船の船価が従来船、SES 船、SCR 船、LNG 焚き船の順に高くなり、燃費差により損益分岐線の傾きが異なる。従来船と比べて燃費の良い SES 船は A 重油価格の上昇に伴い、従来船との差が縮まる傾向にあるが、A 重油価格が今回計算した 95,000 円/KL までの範囲では、船価差が非常に大きいので損益分岐線が交わり状況が逆転することはない。

しかし LNG 焚き船（青線）と SCR 船（緑線）を比べるとその差はかなり接近していて、LNG 価格が A 重油と発熱量等価な場合には SCR 船よりも損益分岐線は高く不利であるが、LNG 価格が -5% になると、両者はかなり接近する。LNG 価格が -10% になると A 重油価格 90,000 円/KL 以上の範囲で LNG 焚き船が優位となる結果となった。

さらに図 4. 6. で示すように LNG 価格が -20% まで下がると、LNG 焚き船は SCR 船よりもかなり優位になり、A 重油価格の全範囲で LNG 焚き船が優位となる。しかしそれでも C 重油焚きの SES と比べると経済性はまだ差が大きい。

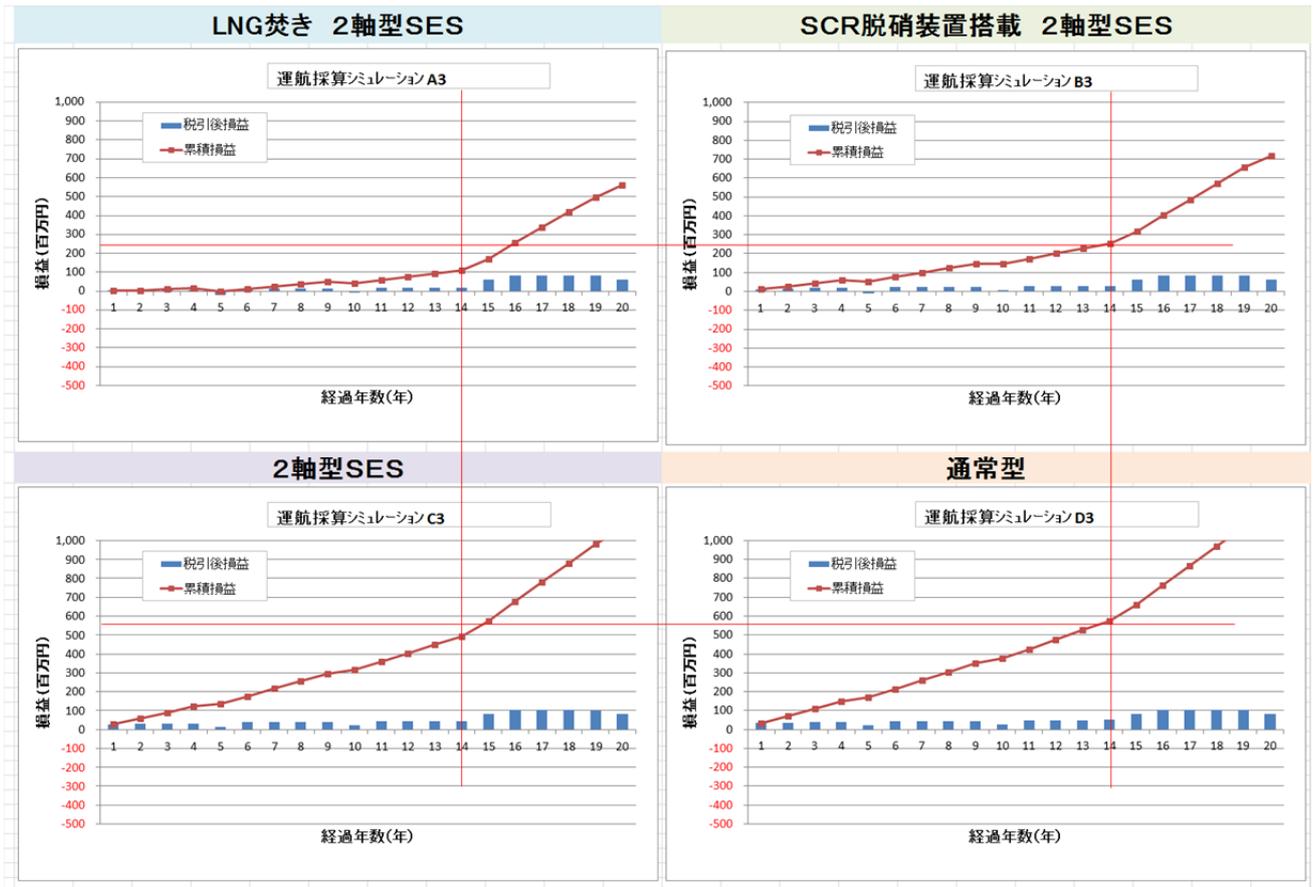


図 4. 4. 運航採算シミュレーション結果の例 (LNG 価格 46,810 円/KL)

表 4. 7. 運航採算計算結果の集計表 (80 ケース)

		LNG 焚き船、SCR 船、2 軸 SES vs 従来船 運航採算計算結果の比較																
PI/KL		A1:2軸SES (LNG)	A2:2軸SES (LNG)	A3:2軸SES (LNG)	A4:2軸SES (LNG)	B1:2軸SES (SCR)	B2:2軸SES (SCR)	B3:2軸SES (SCR)	B4:2軸SES (SCR)	C1:2軸SES (C重油)	C2:2軸SES (C重油)	C3:2軸SES (C重油)	C4:2軸SES (C重油)	D1:従来型 (C重油)	D2:従来型 (C重油)	D3:従来型 (C重油)	D4:従来型 (C重油)	
		43,000 燃料費 (C重油)	DW	t	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,850	1,850	1,850
船価	百万円		1,310	1,310	1,310	1,310	1,185	1,185	1,185	1,185	1,155	1,155	1,155	1,060	1,060	1,060	1,060	
主燃費/年燃料消費量/年総CO2排出量	t/day		3.9	878	1,544	4.4	979	2,784	4.5	1,019	3,120	5.3	1,172	3,541				
燃料費(推進機関用)	V/KL		30,290	30,290	30,290	30,290	55,000	55,000	55,000	55,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	
燃料費(一般電力用)	V/KL		30,290	30,290	30,290	30,290	55,000	55,000	55,000	55,000	43,000	43,000	43,000	43,000	55,000	55,000	55,000	55,000
設定運賃	円/t		1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000
14年平均の年間収入	百万円		261	313	367	422	261	313	368	423	261	314	369	424	277	335	393	451
14年平均の年間支出	百万円		337	322	319	319	320	306	306	306	293	285	285	285	300	294	294	294
内14年平均の燃料費年間支出	百万円		64	64	64	64	62	62	62	62	48	48	48	48	58	58	58	58
内14年平均の燃料費年間支出	百万円		121	106	7	103	107	94	94	94	99	91	91	91	91	86	86	86
14年平均のあたり損益	円/t		-4,029	-682	1,662	3,695	-3,120	101	2,210	4,243	-1,784	984	3,021	5,055	-1,242	1,313	3,346	5,380
14年間の累積損益(税込み)	百万円		-1,069	-130	481	1,018	-824	64	619	1,156	-445	296	834	1,372	-318	403	974	1,544
支払い総利息	百万円		402	191	11	151	328	136	136	136	240	132	132	132	227	150	150	150
資本収益率	%		3.5	7.5	9.8	13.5	4.2	8.3	11.7	14.9	5.9	9.8	13.1	16.4	6.5	10.9	14.7	18.6
C/B-H/B		-32.8	16.2	57.1	96.2	-21.3	26.8	65.9	105.0	-2.0	42.1	81.2	120.3	4.3	47.0	86.3	125.6	
53,000 燃料費 (C重油)	DW	t	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,850	1,850	1,850	1,850	
	船価	百万円	1,310	1,310	1,310	1,310	1,185	1,185	1,185	1,185	1,155	1,155	1,155	1,060	1,060	1,060	1,060	
	主燃費/年燃料消費量/年総CO2排出量	t/day	3.9	878	1,544	4.4	979	2,784	4.5	1,019	3,120	5.3	1,172	3,541				
	燃料費(推進機関用)	V/KL	35,790	35,790	35,790	35,790	65,000	65,000	65,000	65,000	53,000	53,000	53,000	53,000	53,000	53,000	53,000	53,000
	燃料費(一般電力用)	V/KL	35,790	35,790	35,790	35,790	65,000	65,000	65,000	65,000	53,000	53,000	53,000	53,000	65,000	65,000	65,000	65,000
	設定運賃	円/t	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000
	14年平均の年間収入	百万円	261	313	367	422	261	313	368	422	261	314	369	424	277	334	392	450
	14年平均の年間支出	百万円	352	337	331	331	335	320	318	318	307	296	296	296	316	307	307	307
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	76	76	76	76	73	73	73	73	59	59	59	59	71	71	71	71
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	125	110	7	103	111	95	94	94	102	91	91	91	95	86	86	86
	14年平均のあたり損益	円/t	-4,762	-1,413	1,214	3,250	-3,958	-513	1,761	3,795	-2,483	539	2,596	4,630	-2,008	841	2,881	4,915
	14年間の累積損益(税込み)	百万円	-1,278	-336	361	898	-1,034	-96	498	1,035	-645	178	720	1,258	-549	269	841	1,412
	支払い総利息	百万円	449	237	11	151	375	164	136	136	284	132	132	132	279	150	150	150
	資本収益率	%	2.6	6.6	9.2	12.9	3.2	7.5	11.0	14.2	4.9	9.1	12.4	15.7	5.3	10.0	13.8	17.7
C/B-H/B		-43.7	5.3	48.4	87.5	-32.3	16.7	57.1	96.2	-12.4	33.8	72.9	112.0	-7.2	37.8	77.1	116.4	
63,000 燃料費 (C重油)	DW	t	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,850	1,850	1,850	1,850	
	船価	百万円	1,310	1,310	1,310	1,310	1,185	1,185	1,185	1,185	1,155	1,155	1,155	1,060	1,060	1,060	1,060	
	主燃費/年燃料消費量/年総CO2排出量	t/day	3.9	878	1,544	4.4	979	2,784	4.5	1,019	3,120	5.3	1,172	3,541				
	燃料費(推進機関用)	V/KL	41,300	41,300	41,300	41,300	75,000	75,000	75,000	75,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000
	燃料費(一般電力用)	V/KL	41,300	41,300	41,300	41,300	75,000	75,000	75,000	75,000	63,000	63,000	63,000	63,000	75,000	75,000	75,000	75,000
	設定運賃	円/t	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000
	14年平均の年間収入	百万円	261	313	366	421	261	313	367	422	261	313	368	423	277	333	392	450
	14年平均の年間支出	百万円	367	352	343	343	350	335	329	329	321	307	307	307	333	320	320	320
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	87	87	87	87	84	84	84	84	70	70	70	70	84	84	84	84
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	128	113	7	103	114	99	94	94	105	91	91	91	99	86	86	86
	14年平均のあたり損益	円/t	-5,495	-2,146	752	2,804	-4,595	-1,246	1,311	3,346	-3,183	66	2,171	4,204	-2,773	348	2,416	4,449
	14年間の累積損益(税込み)	百万円	-1,487	-545	238	779	-1,244	-302	378	915	-844	54	606	1,144	-781	129	709	1,279
	支払い総利息	百万円	495	283	11	151	421	210	136	136	328	132	132	132	330	150	150	150
	資本収益率	%	1.7	5.7	8.5	12.2	2.2	6.6	10.2	13.5	3.9	8.3	11.7	15.0	4.1	9.0	12.9	16.8
C/B-H/B		-54.6	-5.5	39.7	78.8	-43.2	5.8	48.3	87.4	-22.8	25.5	64.6	103.7	-18.6	28.7	68.0	107.3	
73,000 燃料費 (C重油)	DW	t	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,850	1,850	1,850	1,850	
	船価	百万円	1,310	1,310	1,310	1,310	1,185	1,185	1,185	1,185	1,155	1,155	1,155	1,060	1,060	1,060	1,060	
	主燃費/年燃料消費量/年総CO2排出量	t/day	3.9	878	1,544	4.4	979	2,784	4.5	1,019	3,120	5.3	1,172	3,541				
	燃料費(推進機関用)	V/KL	46,810	46,810	46,810	46,810	85,000	85,000	85,000	85,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000
	燃料費(一般電力用)	V/KL	46,810	46,810	46,810	46,810	85,000	85,000	85,000	85,000	73,000	73,000	73,000	73,000	85,000	85,000	85,000	85,000
	設定運賃	円/t	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000	1,875	2,250	2,625	3,000
	14年平均の年間収入	百万円	261	313	366	421	261	313	367	422	261	313	368	423	277	333	391	448
	14年平均の年間支出	百万円	382	367	354	354	365	350	341	341	335	320	318	318	350	334	333	333
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	99	99	99	99	96	96	96	96	81	81	81	81	97	97	97	97
	内14年平均の燃料費年間支出	百万円	131	116	7	103	117	102	94	94	108	93	91	91	102	86	86	86
	14年平均のあたり損益	円/t	-6,229	-2,890	275	2,358	-5,333	-1,984	846	2,898	-3,882	-535	1,746	3,779	-3,539	-215	1,951	3,984
	14年間の累積損益(税込み)	百万円	-1,696	-754	111	659	-1,455	-512	254	795	-1,044	-103	492	1,029	-1,013	-26	576	1,147
	支払い総利息	百万円	541	330	11	151	468	256	136	136	372	161	132	132	382	160	150	150
	資本収益率	%	0.8	4.8	7.8	11.6	1.2	5.6	9.5	12.8	3.0	7.5	11.0	14.3	2.9	8.0	12.0	15.9
C/B-H/B		-65.4	-16.4	31.0	70.1	-54.2	-5.2	39.6	78.7	-33.2	15.8	56.3	95.4	-30.0	19.1	58.9	98.2	
83,000 燃料費 (C重油)	DW	t	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,850	1,850	1,850	1,850	
	船価	百万円	1,310	1,310	1,310	1,310	1,185	1,185	1,185	1,185	1,155	1,155	1,155	1,060	1,060	1,060	1,060	
	主燃費/年燃料消費量/年総CO2排出量	t/day	3.9	878	1,544	4.4	979	2,784	4.5	1,019	3,120	5.3	1,172	3,541				
	燃料費(推進機関用)	V/KL	52,320	52,320	52,320	52,320	95,000	95,000	95,000	95,000	83,000	83,000	83,000	83,000	83,000	83,000	83,000	83,000
	燃料費(一般電力用)	V/KL	52,320	52,320	52,320	52,320	95,000	95,000	95,00									

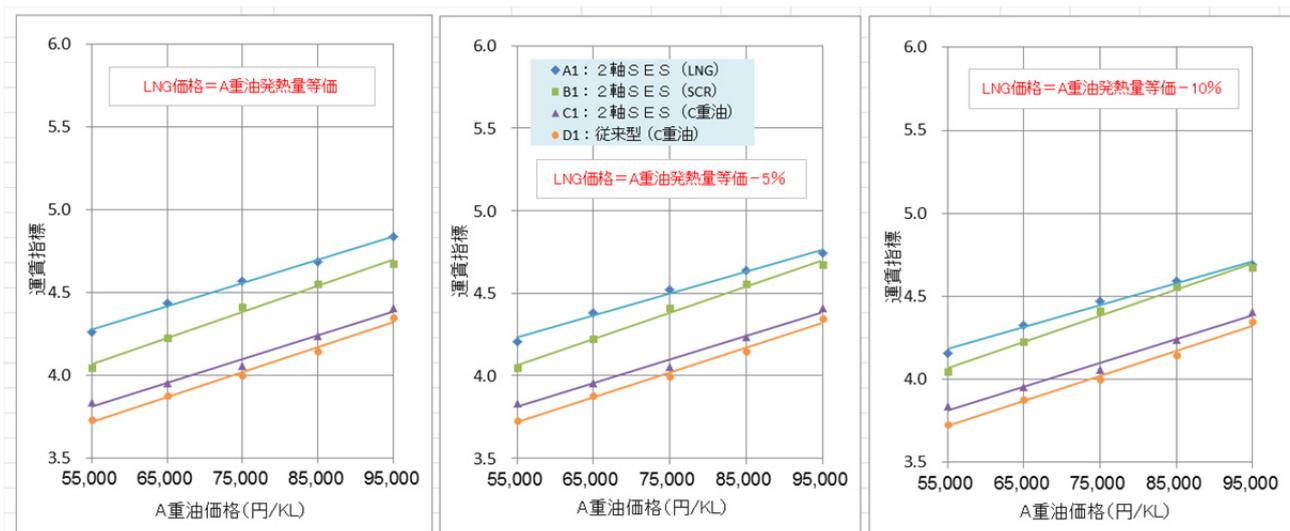


図 4. 5. 損益分岐図 (LNG 価格：左から A 重油等価、-5%、-10%)

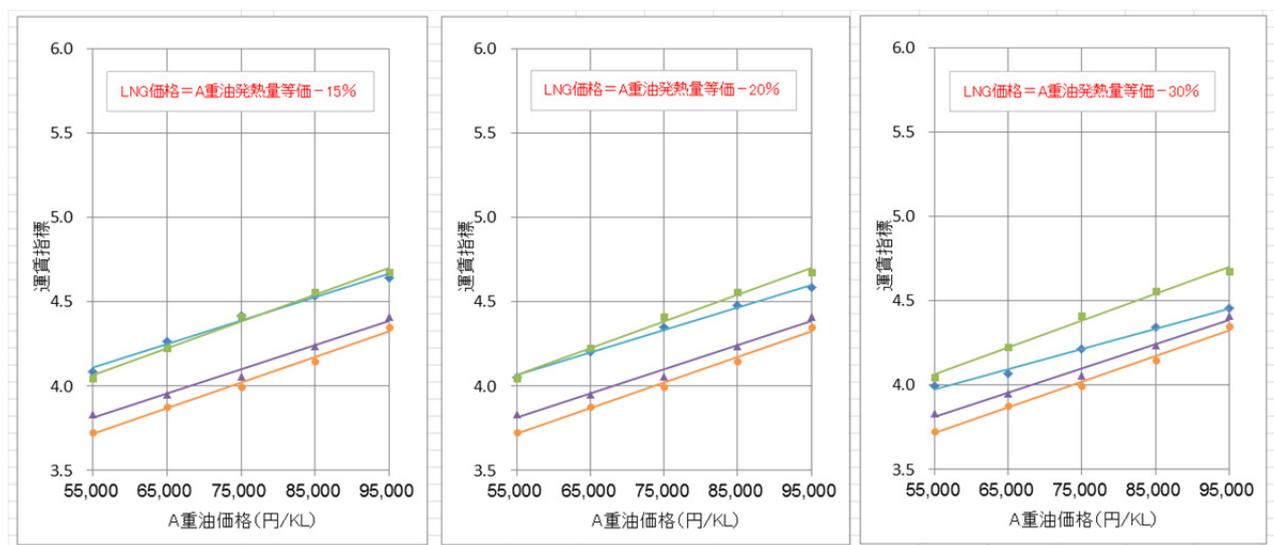


図 4. 6. 損益分岐図 (LNG 価格：左から -15%、-20%、-30%)

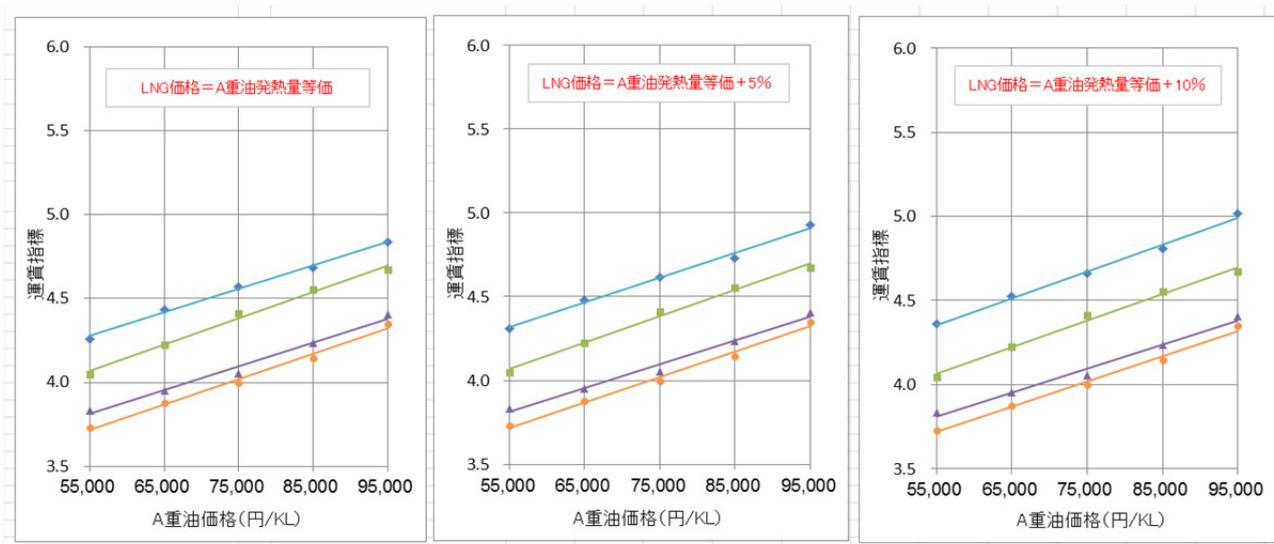


図 4. 7. 損益分岐図 (LNG 価格：左から A 重油等価、+5%、+10%)

***図 4. 5. ～図 4. 7. 損益分岐図に対する補足説明

①運賃指標について

縦軸の運賃指標は貨物 1 t を 1km 運ぶ運賃を指標とした。現在石油製品の運賃は 5 円/t km と言われているので利益が出る範囲と言える。ただしこの損益分岐線は船主が建造時に投資した 6,000 万円を 14 年後に回収できるか否かで判定した線であり、事業としては十分な利益の出る線ではない。

②LNG 価格について

表 4. 5. に示すように、A 重油の発熱量等価な KL あたりの価格を LNG 価格のベースとした。このベースから -5%、-10%、-15%、-20%、-30%、+5%、+10% の価格をパラメータとして比較した。この 8 枚のグラフでは LNG 価格以外は同一であるので、**緑線 (SCR 船)**、**紫線 (SES 船)**、**赤線 (従来型)** は変化なく LNG 焼き船を示す**青線**のみが上下に変化して、比較船の損益分岐点と交差している。

③4 本の損益分岐線について

4 本の損益分岐線はそれぞれ従来型、SES 船、SCR 船、LNG 焼き船を示すが、損益分岐線の上下方向のズレは主として船価差が 9%、12%、23%UP したことにより生じたものであり、損益分岐線の傾きは燃費差により生じたものである。傾きの小さい損益分岐線は燃費の良いことを意味する。2 本の損益分岐線が燃費差による傾きの違いにより交差する点が、燃費差により両者の関係が逆転した点である。LNG 価格が A 重油発熱量等価の場合では、4 本の損益分岐線は A 重油価格の動向により接近したり離れたりにしているが、交差はしていない。燃料油価格の動向により影響が出るが、関係が逆転することが無いことを示している。LNG 価格が -5%、-10%・・・-30% となると交差点が現れる。この点関係が逆転する可能性のあることを示している。

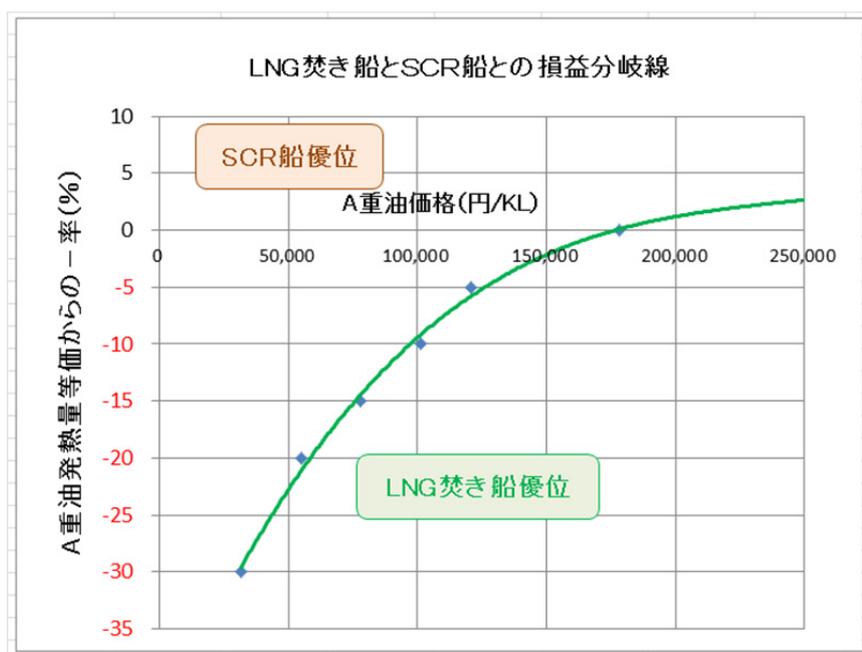


図 4. 8. は LNG 焼き船と SCR 船の損益分岐線の交点をもとめてプロットしたもので、両者の関係が逆転する LNG 価格を調べたものである。A 重油価格が 50,000 円～100,000 円の範囲にあるとき、概ね LNG 価格は -15% 程度以下であれば LNG 燃料優位ということになる。

図 4. 8. LNG 焼き船と SCR 船との損益分岐線の交点

(4) 3,000GT 型旅客フェリーの運航採算結果

2.3.4.2 (3) の 749 型タンカーの場合と同様な方法にて運航採算を行った。10SM の航路を片道 45 分で 1 日 7 往復するシャトルサービスを想定した。

運航採算シミュレーションを下記の 4 種類の船に対し、下記の条件にて行った。

- A : ツインポッド SES 型 3,000GT フェリー LNG 焚き (以下 LNG 焚き船)
- B : ツインポッド SES 型 3,000GT フェリー NOx 3 次規制 SCR 脱硝装置搭載 (SCR 船)
- C : ツインポッド SES 型 3,000GT フェリー (以下 SES 船)
- D : 通常型 3,000GT 旅客フェリー (以下従来船)

- ① 1 隻のフェリーのみを保有し、運航するオーナー兼オペレーターとした。
- ② 14 年で 99% の定額減価償却を行うものとした。
- ③ 船価の約 5% の 1 億円を自己資金とし、90% を共有船として JRJT より借入れ、残りを市中銀行から借入れるものとした。
- ④ JRJT 資金の金利を SES 船では 1.6%、従来船では 2.0% とする。返済は 14 年均等とした。
- ⑤ 市中銀行は 2.8%、10 年均等返済とした。短期借入れの運転資金の金利は 3.5% とした。
- ⑥ SI 等の公的助成は考慮しないものとした。
- ⑦ 船価は表 4. 4. の建造コストに 5% 上乗せ船価とした。
- ⑧ 重油価格、LNG 価格と運賃とをパラメータとして計算を行うものとした。LNG 価格と内航船燃料油の価格の動向を勘案して表 4. 5. に示す価格帯を設定した。
- ⑩ 維持管理費は SES 船、SCR 船、LNG 焚き船では総船価の 1.2%/年、1.8%/5 年、従来船では 1.3%/年、2.0%/5 年とした。SCR 船では触媒の交換費用として +0.5% 上乗せした。
- ⑫ 乗組員は職員 4 名、部員 8 名の計 12 名とした。交代要員をこの 100% とした。

上記の他に下記の条件を追加した。

- ⑬ 運賃収入は現在運航中のフェリー運賃を参考にして表 4. 8. を作成とした。実際には運賃収入の他、船内およびターミナルの売店にての物品販売も大きな収入源であるが、ここでは考慮しないこととした。この表より運航採算計算プログラムの入力書式に合わせる都合上、消席率 20% の場合の t あたり運賃収入を 3,509 円と推定し、3,000 円～3,750 円の範囲でこれをパラメータにして計算した。

表 4. 8. 運賃の想定

	片道 円	往復 円	定員	重量 t	消席率 %	人数/台数	運賃収入 円	輸送重量 t	tあたり運賃 円/t
大人	700	1,280	500	0.60	20	100	128,000	60.0	
小人	350	640	80	0.30	20	16	10,240	4.8	
乗用車	3,880	6,980	110	1.20	20	22	153,560	26.4	
観光バス	11,550	20,790	16	8.00	10	1	20,790	8.0	
トラック	9,450	17,010	36	2.50	10	3	51,030	7.5	
バイク	1,640	3,060	20	0.10	20	4	12,240	0.4	
合計				676			375,860	107.1	3,509

これらの条件に基づき 749GT 型タンカーと同様な計算を行った。内航フェリーの運航採算は従来船であつてもかなり厳しいものがある。今回想定した消席率は実態よりも良く想定しており、余程消席率が改善されない限り、事業採算の成立は難しい状況にあるのが通常である。

運航採算シミュレーションの結果より 749GT 型タンカーの場合と同様な手法により図 4. 9. に示す損益分岐図にまとめた。749GT 型タンカーと同じく LNG 価格が A 重油発熱量に等価である場合と、これより -5%、-10%・・・の場合との比較とした。

全体の傾向は 749GT 型タンカーの場合と同じであるが、LNG 焚き船と SCR 船の損益分岐線が交わるのが -5% の場合、A 重油価格 85,000 円の時であり -10% の場合 55,000 円の時であった。749GT 型タンカーの場合とほぼ同じ傾向であるが、燃料油の消費が大きいので、LNG 焚き船の優位性が SCR 船よりも良くなるのが早く現れている。

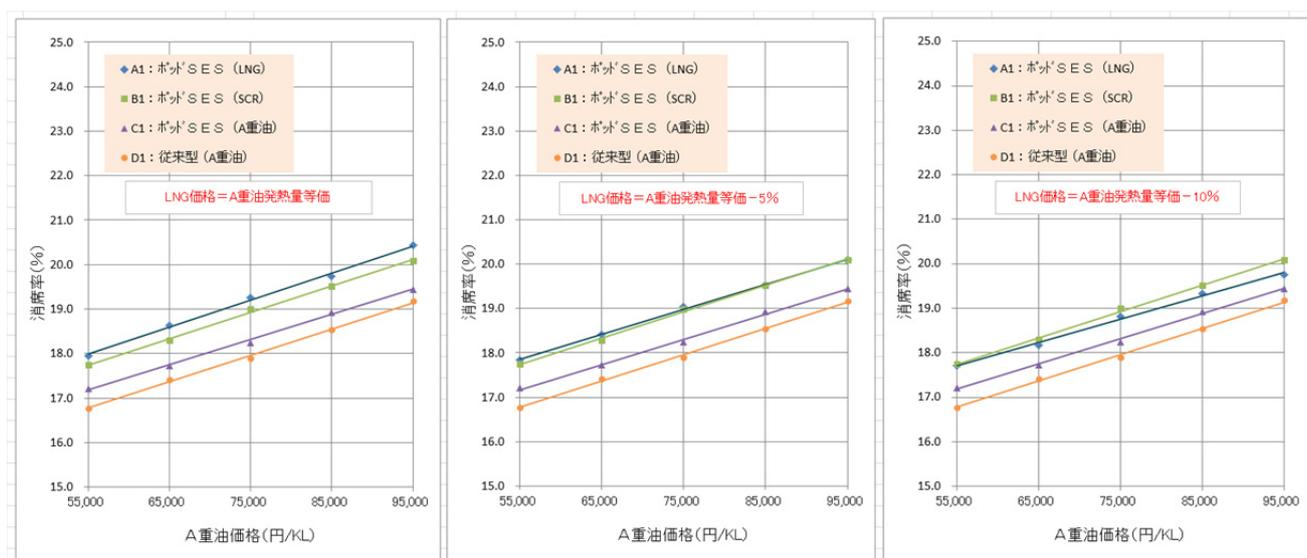


図 4. 9. 損益分岐図 (LNG 価格左から A 重等価、-5%、-10%)

*** 図 4. 9. 損益分岐図に対する補足説明

① 消席率指標について

縦軸の指標は計算で使用した t あたり運賃収入を元に人と車の平均の乗船率である消席率

に換算して指標として使用した。基本的にはタンカーの運賃指標と同じく運賃収入に関する数値である。20%前後の数値はかなり低いように見えるが、早朝から深夜まで、休日平日の平均であり実態よりも高めと推測した。ただしこの損益分岐線は船主が建造時に投資した1億円を14年後に回収できるか否かで判定した線であり、事業としては十分な利益の出る線ではない。

②LNG 価格について

表 4. 5. に示すように、A 重油の発熱量に等価な KL あたりの価格を LNG 価格のベースとした。これから 5%安い、10%安い場合を想定し比較した。この 3 枚のグラフでは LNG 価格以外は同一であるので、**緑線の SCR 船**、**紫線の SES**、**赤線の従来型**は変化なく **LNG 焚き船を示す青線のみ**が変化している。

③4 本の損益分岐線について

4 本の損益分岐線は従来型、SES 船、SCR 船、LNG 焚き船を示すが、船価が 12%、17%、23%UP したことによりこの差が生じ、燃費、維持管理費等の運航費の差によりその間隔が変化している。燃費差は燃料油価格の動向により影響が出るが、この範囲の燃料油価格では、船価は高いが燃費は良い船が船価は安いが燃費は悪い船を逆転することはなかった。ただし SES 船と LNG 焚き船との線がかなり接近しており、LNG 価格がさらに安くなるか、船価差が縮まれば逆転する可能性がある。LNG 価格が-20%の例を図 4. 10. に示す。この場合には A 重油価格が 80,000 円を超えると LNG 焚き船が SES よりも優位となる。タンカーの場合よりもこの傾向が顕著に出ているのは、タンカーに比べ燃料消費量が多いことによる。

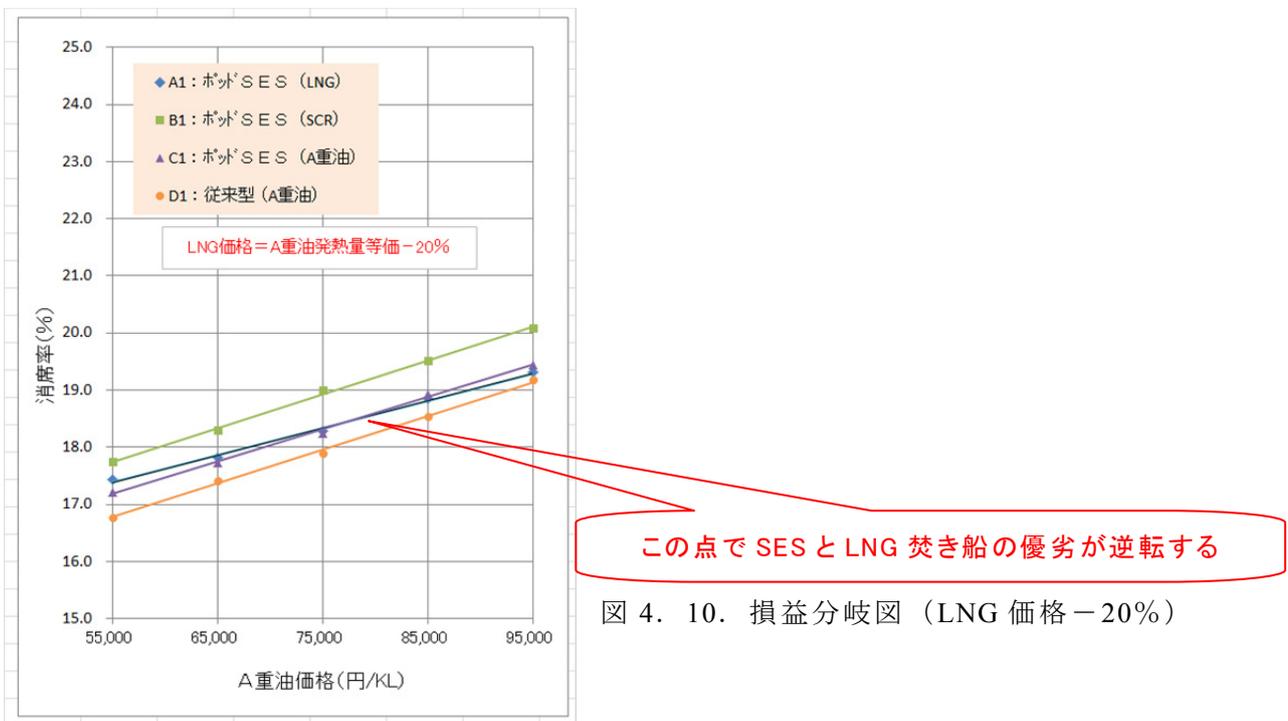


図 4. 10. 損益分岐図 (LNG 価格-20%)

2.3.4.3 経済性の評価

(1) 経済性の評価

2.3.4.2 で行った運航採算の結果は、LNG の価格にもよるが、LNG 焚き船の実現が厳しいことを示した。ECA が適用され、NOx 対策が要求された場合には、何らかの経済的支援の政策が必要となり、さもなくばその分運賃に転嫁することになる。当然製品価格の値上げにつながってくる。内航船は石油製品、鋼材、石炭等の産業基礎物資を運搬しておりこれらの値上げは日本の産業界全体に影響を与えることになる。

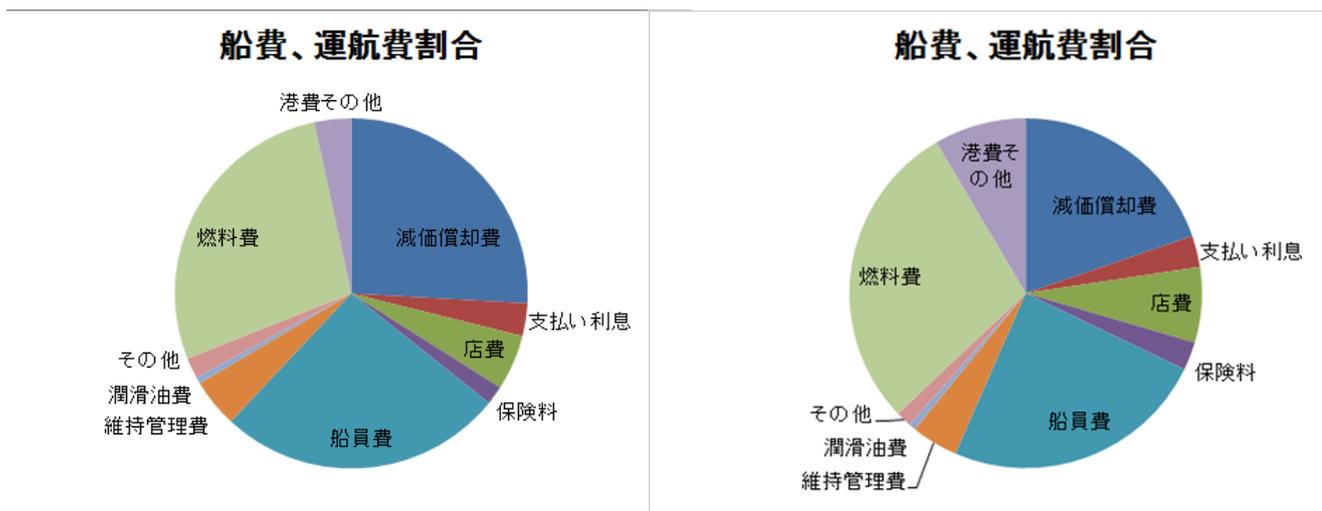


図 4. 11. 船費、運航費の割合 (左：内航タンカー、右：内航フェリー)

年間の総支出の割合は図 4. 11. に示すように内航タンカー、内航フェリーともに内航船では減価償却費、船員費、維持管理費等の船費の占める割合が大きく、運航費の中では大半が燃料費ではあるが相対的に大きくない。本図は A 重油価格が 85,000 円まで高騰した場合の例であり、通常は燃料費の占める割合さらに小さくは 20%程度である。従って仮に省エネ効果により 10%の燃費を削減したとしても、総支出に対する効果は 2%程度となる。一方償却費、支払い利息は年間総支出の 30%程度あり、この増減の影響のほうが 1.5 倍大きい。従って船価上昇 20%にバランスする効果を、省エネ効果による燃費削減に求めると 30%程度の省エネ効果が必要であり、SES 船でも現状ではその省エネ効果は 10%程度であり、単純な運航採算比較では経済性効果を出すことは非常に困難である。特に内航船の場合には比較的短い航路を年間数 10 航海するのが通常であり、出入港および荷役に要する時間の割合が多く、主機を定格で運転する実運航時間が少なく、主機および推進装置の省エネによる燃費削減効果が出にくいことに注意が必要である。

SES 船、LNG 焚き船は省エネ船であるとともに船価を下げる研究開発が必要であり、船員の数を減らし船員費を削減する方策、技術開発も必要となる。

(2) 年間燃料消費量、CO2 排出量の比較

環境省よりエネルギー源別二酸化炭素排出係数が定められており、内航船の運航採算に用いた燃料油消費量より年間 CO2 排出量を計算した結果を図 4. 12. および図 4. 13. に示す。この結果によれば LNG 焚き船は従来型と比べ、SES の省エネ効果と LNG 燃料の CO2 排出係数が小さい効果により、CO2 排出量を 60% の大幅な削減をすることができた。同じ SES の SCR 脱硝装置搭載船と比べても 45% の削減となった。燃料消費量も従来型に比べて重量ベースで 30% 削減、SCR と比べて 15% 削減となった。

炭素税が導入され CO2 削減効果に応じたプレミアム/ペナルティーの仕組みが実施されると LNG 焚き船の経済性は好転するものと思われる。この傾向は内航フェリーについても同様であり、「環境に優しい」を標題に掲げてこれだけの CO2 排出削減効果を出していることに対し運航助成の方策も考慮しても良いのではと思われる。

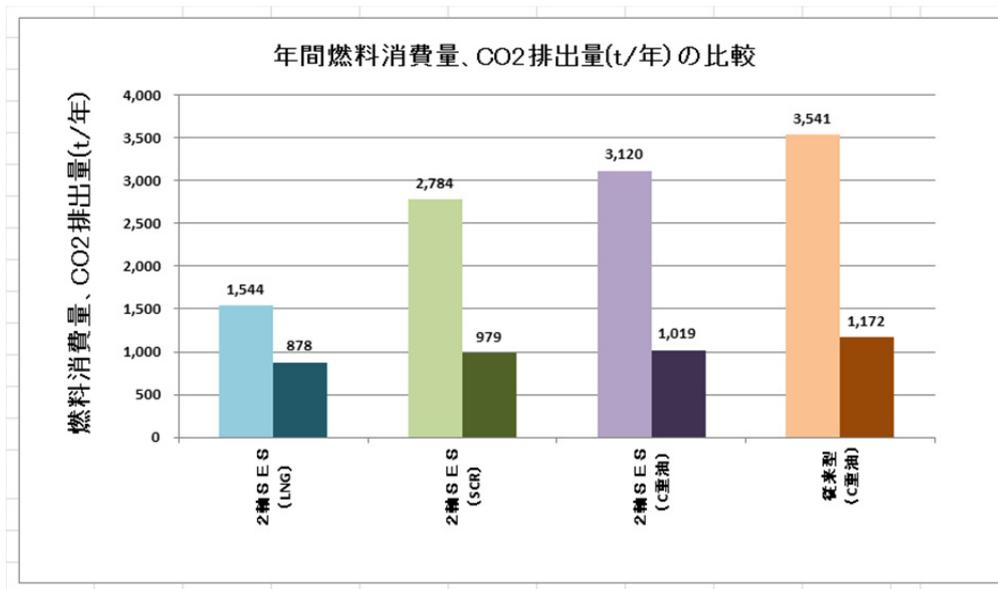


図 4. 12. 内航タンカーの CO2 年間排出量の比較

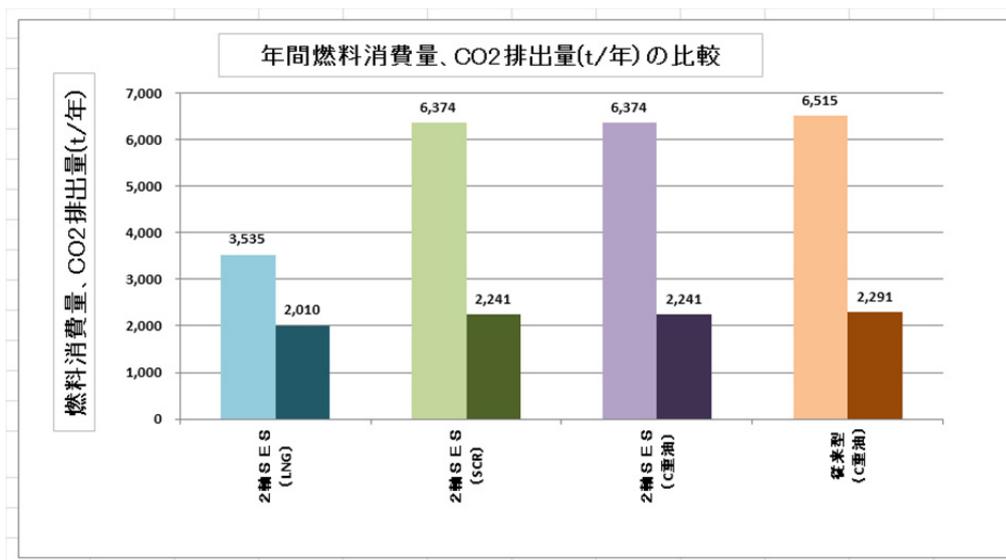


図 4. 13. 内航フェリーの CO2 年間排出量の比較

(3) NOx 排出量の比較

本調査研究の発端でもある NOx の排出量の推定値の比較を行った。IMO により 2016 年より実施が予定されている NOx の 3 次規制が適用されると想定して比較評価した。

図 4. 14. に 749 型内航タンカー、図 4. 15. に 3,000GT 型内航フェリーの年間燃料消費量と NOx 排出量の比較を行った。LNG 焚き船では 0.9g/kwh、SCR 船は脱硝装置により規制値の 2g/kwh、SES 船は現在の中速エンジンのデータ 8.6g/kwh、また従来船は現行規制より厳しいが主機の改良により達成できると見込まれる NOx の 2 次規制の 11g/kwh の値を用いて比較した。燃料消費量は 10~25% 程度の差しか無いが、LNG 焚き船の NOx の総排出量は従来船と比べて 1/10 以下に激減し、脱硝装置を搭載した SCR 船と比べても 1/2 以下に減らすことができた。

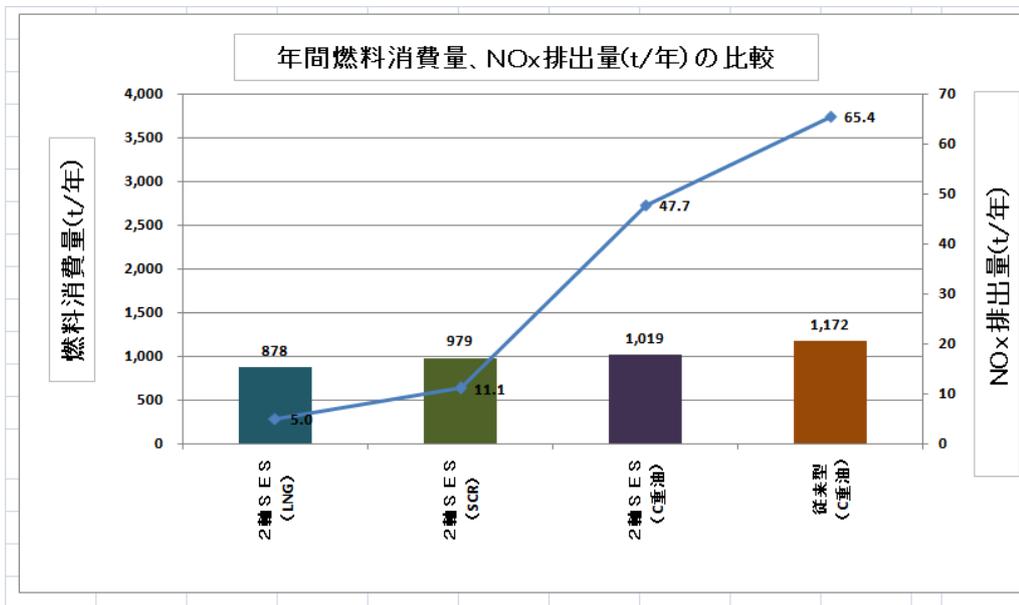


図 4. 14. 内航フェリーの NOx 年間排出量の比較

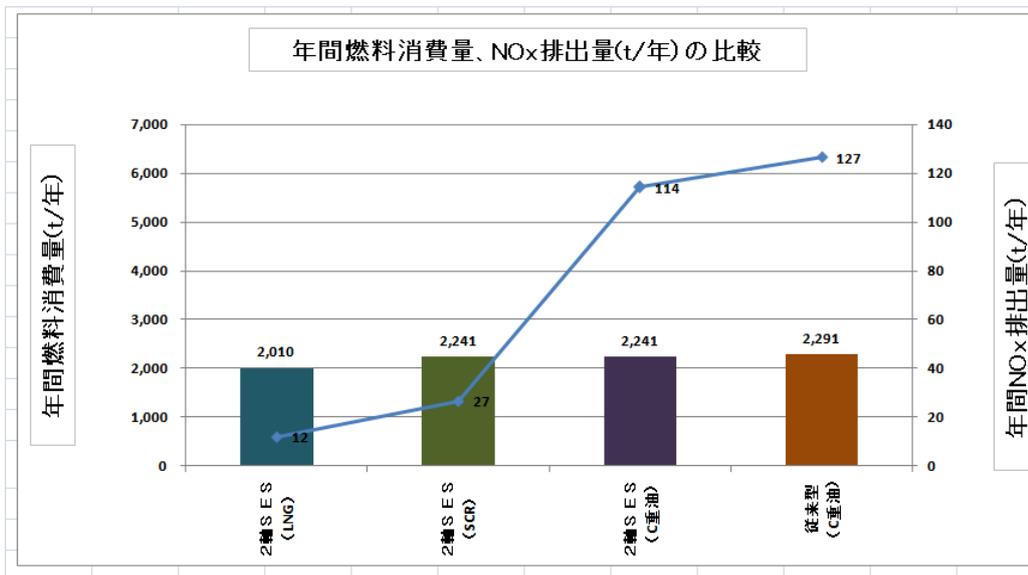


図 4. 15. 内航フェリーの NOx 年間排出量の比較

2.3.5 総合評価

2.3.5.1 総合評価

LNG 焚き船は内航船においても CO₂、NO_x 低減の環境対策としてきわめて有効であり、技術的にも可能である。場合により外航船よりも内航船のほうが LNG 焚き船として適しているとも考えられる。

①LNG 焚き船に対する強いニーズが内航にある

IMO の外航船に対する要件ではあるが、NO_x 対策がより強く求められているのは大都市圏の沿岸地域であり、地元自治体からの強い要求も予想され、内航船の大半はこれらの地域を運航する船舶である。

②LNG 焚き船には SES が適する

ガスエンジンの一般的な特性として負荷変動に弱いという技術課題がある。プロペラ直結の主機として使用すると波浪等の影響による負荷変動を避けられない。SES 電気推進の発電機エンジンとして使用することにより負荷変動を小さくすることができる。複数の発電機を並列運転して必要な電力を供給するパワーマネジメント方式であるので、そのうち 1 基のみを通常の重油焚きエンジンとすることにより、船としての DUAL FUEL 化が可能となり、LNG 燃料が使用出来ない場合の臨時対策も十分に可能である。

③CO₂ の排出低減効果が大きい

図 4. 12. ～図 4. 13. に示すように LNG 焚き船の環境影響効果は NO_x だけでなく CO₂ の排出低減効果がきわめて大きく、重油焚き船の半分以下する大幅な低減効果がある。この効果をもっと PR し、この効果に相当する費用を補償する方策があれば LNG 焚き船の普及促進にとって望ましい。

④LNG 焚き船の運航経済性は厳しい

LNG 焚き船の運航採算計算を行った結果では他方式と比較した経済性は非常に厳しい結果となった。初期費用差が従来船と比べて 20%以上高くなるのが主要因である。これをリカバーするためには LNG 燃料の価格が A 重油と発熱量等価な価格よりさらに 15%程度まで安くなる必要がある。LNG 価格自体も原油価格にリンクしているのでどこまで安くできるか不透明であり、また公共料金である都市ガス価格と深く関連しており、単純な経済性評価だけでは決められな側面もある。LNG 焚き船を普及させるためには LNG 価格の国策的な指導も必要と思われる。

通常省エネ船の経済性評価においては、省エネ設備搭載のために船価は上がるが、燃費削減効果により、燃料油の価格動向により左右されるが 10 年後、20 年後にはコスト回収できるという目処がたつ場合が多かった。環境対策を目的とした CO₂ の排出低減は燃費削減にもつながり、環境対策＝経済性対策という公式が成立した。しかし NO_x3 次規制のための LNG 焚き船の導入という方策では、2.3.4 の経済性検討の評価からも明確なように、船価も上

がり、運航費も上がり単独ではそのコスト回収が出来ない構図であることが判明した。

環境対策は避けて通れない問題であり、国策として行わなければならないが、その経済的負担を海運業界にのみ負わせるのであれば成立しない。経済的負担軽減のための方策を今まで以上に併せて行うことが重要である。建造費助成や運航費補助といった直接的な支援方策に加えて以下の方策が考えられる。

①NOx 3次規制適用船に対する総トン数(GT)の規制緩和

749GT型、499GT型の小型貨物船においてはGTの制約が大きい。GTの制約のため、LNGタンク搭載のスペースを確保するために貨物槽を減らさざるを得ず、経済性を悪くさせている大きな要因となっている。749GT型においてNOx3次規制適用船に対し50トン緩和されれば、深さを約200mm増加させることができ、貨物槽およびDWの減少分をリカバーでき、経済性の低下に歯止めがかけられる。LNG 焚き船の普及に有効な施策と考えられる。

②NOxの排出量の規制をエンジン単位でなく船単位で

LNGのNOxの実排出量は3次規制の要求値と比べ1/2以下である。今回のLNG燃料焚き船のようにガスエンジンと重油ディーゼル機関を併用する場合、NOx総排出量が船のエンジンの総量に対し要求されるNOxの3次規制要求値以下であれば、良いとすることができれば、LNG 焚き船の設備要件を軽減することができ、LNG 焚き船の普及に有効である。

③炭素税制導入による普及促進

図4.4.に示すようにLNG 焚き船はNOx低減に有効なだけでなく、CO2の排出低減に非常に大きな効果がある。炭素税制を導入し、CO2排出量が一定値を超える船に対しペナルティーを課し、低減した分をプレミアムの形で戻す施策を行えば、LNG 焚き船の普及に有効な施策と考えられる。

④船舶燃料としてのLNG価格の妥当性の評価

LNGには他の石油製品、石炭と同様に石油石炭税が課税される。平成19年の改正ではLNG1tあたり1,080円であり、KLに換算すると約460円およそLNG価格の1~2%に相当する。船舶燃料とする場合にも課税対象とするのかも含め、LNG価格の妥当性を評価し、LNG 焚き船普及の為には、出来るだけ価格を引き下げることが必要である。

都市ガスの価格には輸入されたLNG価格に貯蔵、ガス化等の費用の他に、地下に埋設されたガス管網の設備費用、維持管理費用が上乗せされている。こられの費用負担を船舶燃料として使用する場合にも負担する必要があるかについても評価検討する必要がある。

2.3.5.2 課題と今後の展開

LNG 焚き船は環境対策としてはきわめて有効であり、内航船の小型船に対しても、課題は残るが適用すること技術的に可能である。しかし一方、経済性の面ではかなり厳しいものがあり技術面だけでは解決出来ない。技術面での対応に加えて、2.3.5.1 総合評価で示した政策

面の対応が不可欠である。それらが併行して進められることを前提に解決すべき技術課題について記す。

①ガスエンジンの開発促進

ガスエンジンは実績もあり、船用としての開発も進んでいるので、基本的な技術課題は無いが、一刻も早く船用実証機を完成させ、実船に搭載することが重要である。これにより信頼性、維持管理等の課題も解決されることになる。

ガスエンジンのシリーズ化をすすめ船型、船種に応じた最適な機種選定ができるようにすることが経済性向上、維持管理上重要である。

②LNG タンクおよび機器の標準化促進

内航船は小型船であるので LNG タンクの配置が困難である。円筒タンクでは狭い船体内に納めることが困難である。GT の問題が解決すればタンカーであればカーゴタンクの直上の甲板上に置くことも可能であるが一般貨物船の場合には適用出来ない。SPB タンクは船体形状に合わせることができるのでスペース効率上は有効であるが、タンクの耐圧が低いので BOG 対策が必要である。船体形状に合わせた方形で、圧力タンクとして承認される LNG タンクが開発できれば内航船用としては有効である。

③SES の普及促進

SES と LNG 焼きエンジンとの組み合わせは内航船が抱える問題解決に非常に有効である。それぞれの特徴を相互に生かしてこれからの内航船の主流になることができる。SES を普及させることが LNG 焼き船を普及させることにつながる。従って 2 次電池、インバーター、SES としての船型最適化等の次世代 SES の電気推進船の技術課題を解決することが重要である。

SES の技術課題として推進用電動機の起動の問題がある。起動時に通常運転時以上の大電流を必要とするため、発電機の容量が起動時電流で決まる。通常の SES では複数の発電機を並列運転するので問題にならないが、LNG 焼き SES の場合には常時は使用しない 1 基の重油焼きエンジンを大きな容量をしなくてならず、コストおよび機関室配置上問題となる。起動方法についてもより小電流で起動する方式についても今後検討進めることが望ましい。

④燃料電池船の開発

LNG を燃料とする燃料電池の研究開発も関連企業、団体において積極的に進められている。小型軽量化が進めば LNG 燃料電池と SES とを組み合わせた内航船も可能となる。燃料電池の開発の進捗状況を見守りながら、適当な時期に船用としての開発に着手することが必要である。状況によっては LNG 焼きの大型船の発電機用として先行する可能性もあり、実用化がすすめばこれを内航船の推進用に転用することは容易である。

⑤LNG 焼き船の船種の拡大

ECA 対策として本格的に普及させるためには、最も数の多い鋼材運搬船等の拡大をはかる

必要がある。技術的には可能であるが、タンカー、セメント船と比べて SES 化することのメリットが見いだせない現状において、LNG 焚き船とすることのメリットを見つけ出す必要がある。

以上技術的課題について列記したが、LNG 船実現のためには LNG 供給や安全基準等インフラ整備が重要である。まずは実証船として小型の液化ガス船またはケミカル船を建造し、インフラ整備を進めながら一步一步前にすすめていくことが有効と考える。

2.3.6 参考データ

2.3.6.1 LNG データ

本報告書作成にあたり下記のデータを使用した。

表 6. 1. LNG と重油燃料との性状比較表

		LNG	CH4	A重油	C重油	軽油	灯油	N2	空気
組成	CH4(メタン)	89%							
	C2H6(エタン)	6%							
	C3H8(プロパン)	3%							
	その他	2%							
液比重	kg/L	0.430	0.425	0.900	0.950	0.820	0.800		
ガス比重	対空気	0.638	0.554					0.967	1.000
	kg/m ³ at 0°C	0.825	0.717					1.250	1.293
	kg/m ³ at -162°C	2.032	1.763						
引火点	°C			60	70	45~85	30~70		
比熱	kcal/kg°C		0.528	0.450	0.450	0.460	0.475	0.249	0.241
低位発熱量	kcal/Nm ³	9,700	8,557						
低位発熱量	kcal/kg	11,758	11,934	10,200	9,800	10,800	11,140		
低位発熱量	kcal/L	5,056	5,072	9,180	9,310	8,856	8,912		
気化熱	kcal/kg		131					48	
沸点	°C		-162						
CO2排出係数	t/10 ¹⁰ kcal	2.06750		2.90090	2.99920	2.87480	2.84110		
	CO2t/t	1.758		2.844	3.060	2.662	2.550		

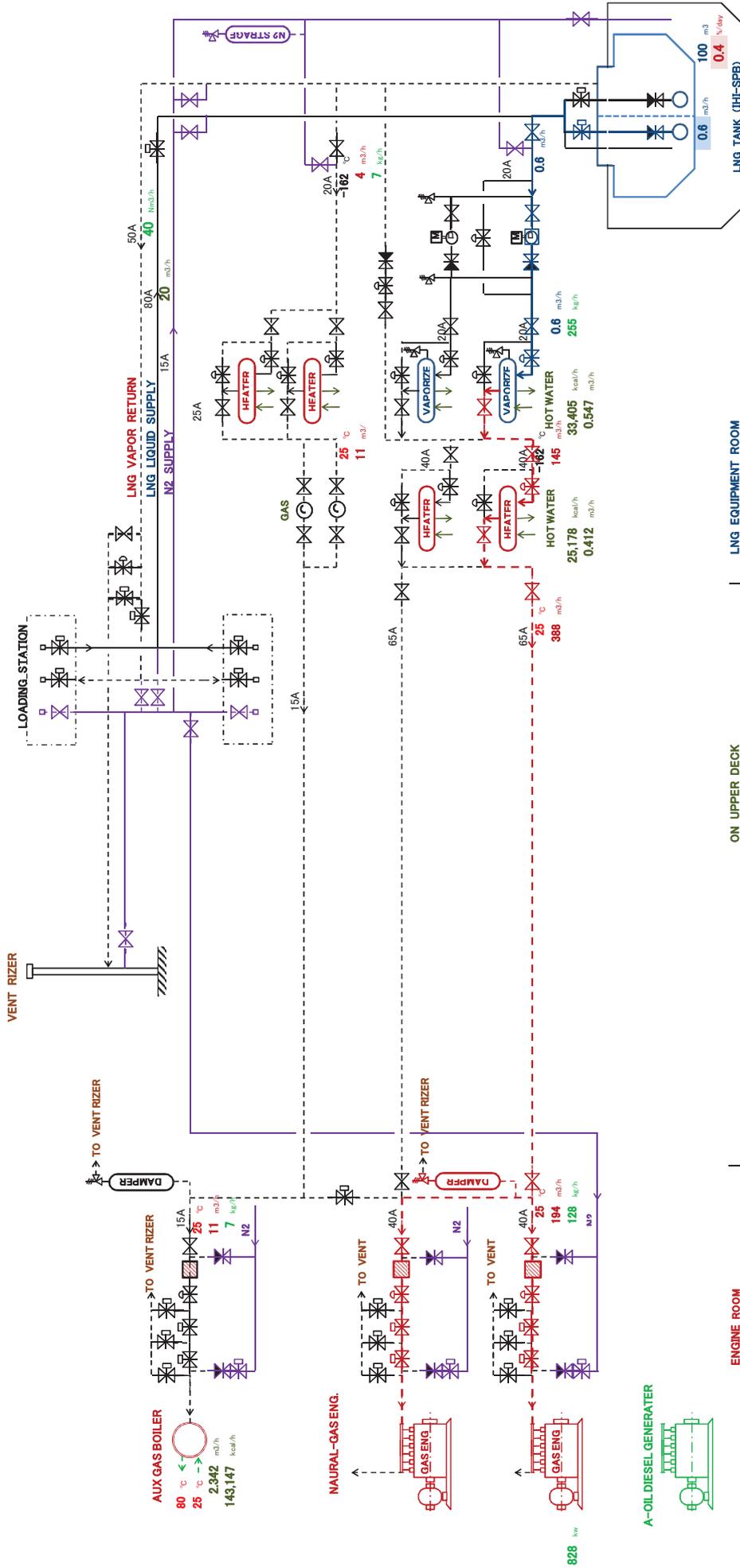
2.3.6.2 トリム計算書

内航タンカーの船型の基本コンセプトは貨物槽の重心位置を船尾側に移動し、これに伴い浮心位置も船尾側に移動することにより船首肥大度を小さくして船体抵抗を減らし、推進性能を改善することにある。この為 LNG タンクを船首部に配置した。トリムが成立することを確認するためトリム計算を行った。計算書を以下に添付する。

① 満載出港		LNG 焚き749GT型SESタンカー-重量重心、トリム計算表						2011/12/10	
区分	艀寸法(m)			容積 (m3)	積付率 (%)	重量 Cargo(SF=37)	前後重心位置 (m)	上下重心位置 (m)	
	長	幅	深さ						
主船体構造合計		70.0	11.5	5.200		525	34.000	3.950	
F/cle		12.4	4.0	1.5		20	63.775	8.650	
上部構造合計		14.4	11.5	6.7		37	8.200	11.270	
機装	LNGタンク					20	60.900	3.000	
	LNG機器					5	60.900	6.000	
	Rudder					5	0.000	2.500	
	Prop.& Shaft					8	3.000	1.500	
	Fitting					180	32.200	5.500	
	Deck Mach.					20	36.300	5.500	
	Steering Gear					4	2.000	5.500	
	Elect Machinery					30	15.000	4.000	
機装合計		コルケーターBHD 中心間距離				367	25.822	4.732	
LW合計						949	30.459	4.637	
Fuel Oil Tank	No.1COT(P)	8.4	4.00	4.800	97	98	92	53.400	3.300
	No.1COT(S)	8.4	4.00	4.800	97	98	92	53.400	3.300
	No.2COT(P)	9.0	4.80	4.800	185	98	175	44.700	3.300
	No.2COT(S)	9.0	4.80	4.800	185	98	175	44.700	3.300
	No.3COT(P)	9.0	4.80	4.800	197	98	187	35.700	3.300
	No.3COT(S)	9.0	4.80	4.800	197	98	187	35.700	3.300
	No.4COT(P)	9.0	4.80	4.800	195	98	185	26.700	3.300
	No.4COT(S)	9.0	4.80	4.800	195	98	185	26.700	3.300
	No.5COT(P)	9.0	4.80	4.800	178	98	169	17.700	3.300
	No.5COT(S)	9.0	4.80	4.800	178	98	169	17.700	3.300
(合計)		44.4			1,703	98	1,619	33.832	3.300
Fuel Oil Tank	LNG TANK(P&S)	4.6	4.60	4.000	55	96	48	60.900	5.000
	FOT(P&S)	3.0	5.60	4.000	60	80	44	10.400	1.000
	FrFPT	4.5	3.00	4.700	32	0	0	65.000	6.000
	FrAPT	3.0	6.00	2.000	25	100	25	1.200	5.000
	FrWT(C)	3.0	5.0	2.000	27	98	26	5.100	2.500
(合計)					199		143	24.610	3.316
Water Ballast Tank	ForeWBT(P&S)	3.4	3.00	5.200	92	0	0	60.000	3.275
	No.1SideT(P&S)	8.4	1.70	4.000	39	100	39	53.400	3.275
	No.1WBT(P&S)	8.4	3.00	0.950	47	100	47	53.400	0.450
	No.2SideT(P&S)	6.0	0.95	4.000	34	100	34	46.200	3.275
	No.2WBT(P&S)	6.0	4.00	0.950	45	100	45	46.200	0.450
	No.3SideT(C)	6.0	0.95	4.000	32	100	32	40.200	3.275
	No.3WBT(C)	6.0	4.80	0.950	54	100	54	40.200	0.450
	No.4SideT(C)	6.0	0.95	4.000	38	100	38	34.200	3.275
	No.4WBT(C)	6.0	4.50	0.950	50	100	50	34.200	0.450
	No.5SideT(P&S)	9.0	0.95	4.000	63	100	63	26.700	3.275
	No.5WBT(P&S)	9.0	4.00	0.950	67	100	67	26.700	0.600
	No.6SideT(P&S)	9.6	0.95	4.000	62	0	0	17.400	3.275
No.6WBT(P&S)	9.6	3.50	0.950	63	0	0	17.400	0.600	
(合計)					685		469	38.751	1.714
総合計		Full Load Condition			1,903		2,710	33.195	3.769
		Water Ballast Condition			885		1,560	32.414	3.638
								2.544 %	
								3.661 %	
Displacement(ext)		基本計画値			Disp	2,710	Full	Ballast	
		2,701	1,516						
Trim	LCB	m			LCB	33.63	33.63	34.34	
	%				%	1.9%	0.9%		
	LCF	m			LCF	31.43	31.43	34.08	
	%				%	5.1%	1.3%		
LBM	m			LBM	32.09	32.09	23.03		
Trim	m	基本計画値			Trim	0.37	1.27		
	%	Full	Ballast	%				0.5%	1.8%
Draft	draft (mid)	m	4.70	2.90	Draft	4.71	2.97		
	draft (fore)	m				4.52	2.33		
	draft (aft)	m				4.89	3.60		
Prop	Prop. Dia.	m	2.70	Prop. immersion(%)		119%	55%		
	Shaft c. height	m	1.50						

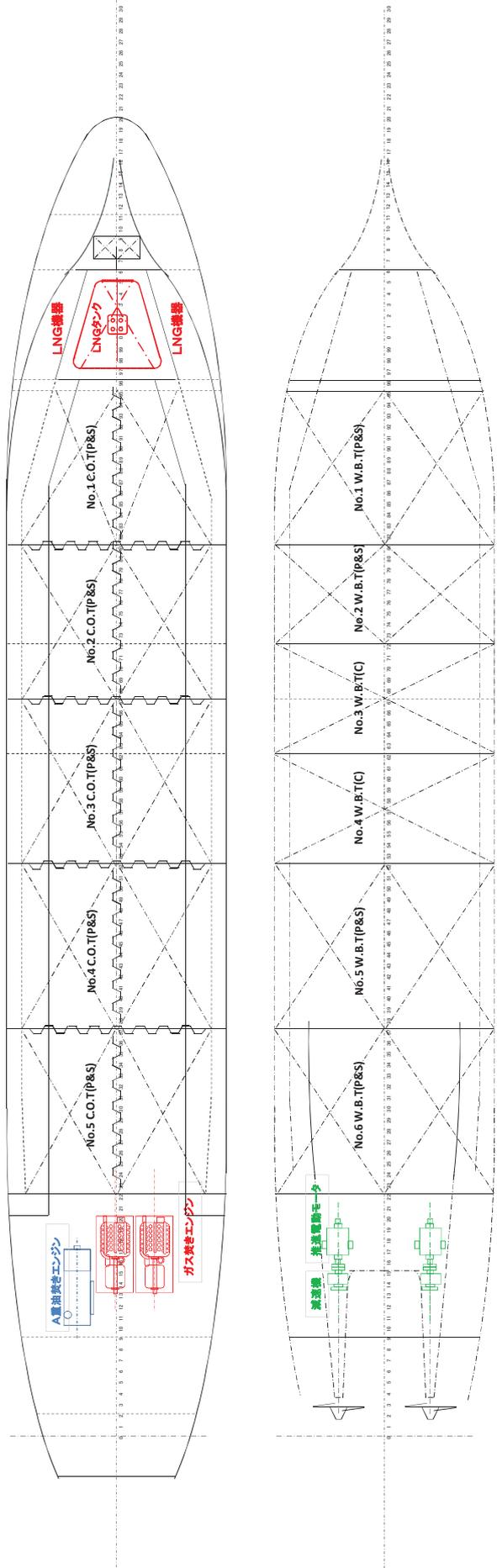
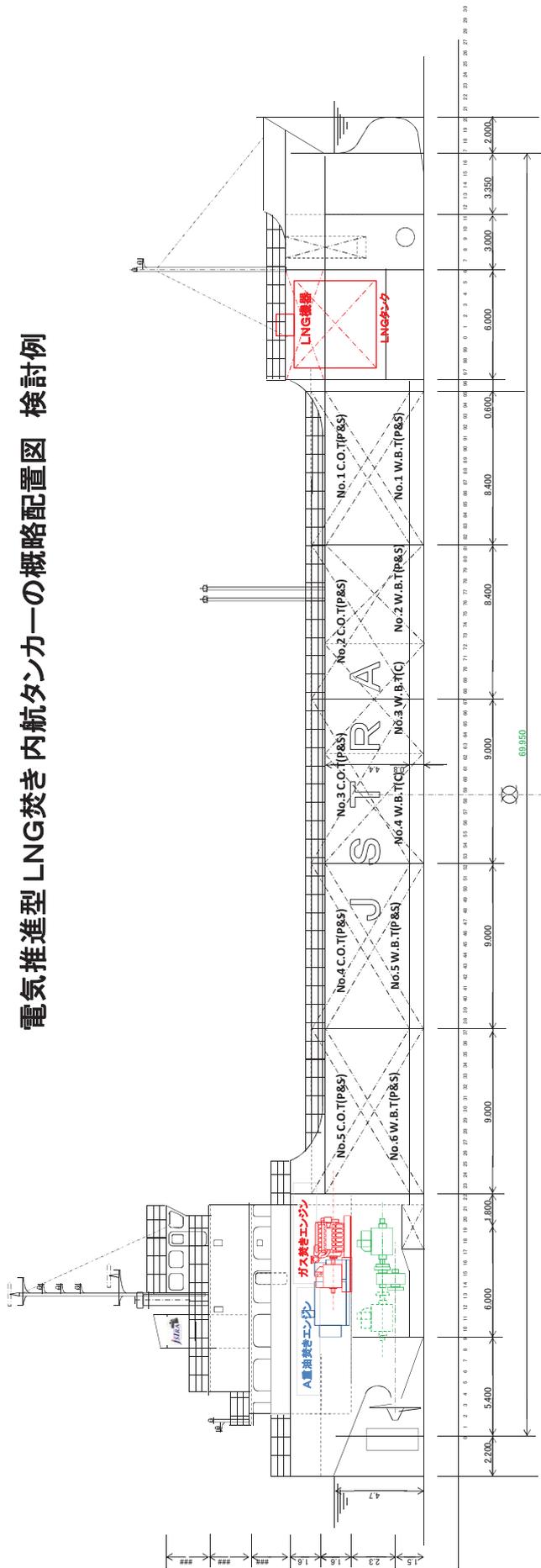
② 満載入港		LNG 焚き 749GT 型 SES タンカー 重量重心、トリム 計算表						2011/12/10	
区分	寸法 (m)			容積 (m ³)	積付率 (%)	重量 Cargo(SF=37)	前後重心位置 (m)	上下重心位置 (m)	
	長	幅	深さ						
主船体構造合計		70.0	11.5	5.200		525	34.000	3.950	
F/cle		12.4	4.0	1.5		20	63.775	8.650	
上部構造合計		14.4	11.5	6.7		37	8.200	11.270	
機装	LNG 缶					20	60.900	3.000	
	LNG 機器					5	60.900	6.000	
	Rudder					5	0.000	2.500	
	Prop. & Shaft					8	3.000	1.500	
	Fitting					180	32.200	5.500	
	Deck Mach.					20	36.300	5.500	
	Steering Gear					4	2.000	5.500	
	Elect Machinery					30	15.000	4.000	
機装合計						367	25.822	4.732	
LW 合計						949	30.459	4.637	
Fuel Oil Tank	No.1COT(P)	8.4	4.00	4.800	97	98	92	53.400	3.300
	No.1COT(S)	8.4	4.00	4.800	97	98	92	53.400	3.300
	No.2COT(P)	9.0	4.80	4.800	185	98	175	44.700	3.300
	No.2COT(S)	9.0	4.80	4.800	185	98	175	44.700	3.300
	No.3COT(P)	9.0	4.80	4.800	197	98	187	35.700	3.300
	No.3COT(S)	9.0	4.80	4.800	197	98	187	35.700	3.300
	No.4COT(P)	9.0	4.80	4.800	195	98	185	26.700	3.300
	No.4COT(S)	9.0	4.80	4.800	195	98	185	26.700	3.300
	No.5COT(P)	9.0	4.80	4.800	178	98	169	17.700	3.300
	No.5COT(S)	9.0	4.80	4.800	178	98	169	17.700	3.300
(合計)		44.4			1,703	98	1,619	33.832	3.300
Fuel Oil Tank	LNG TANK(P&S)	4.6	4.60	4.000	55	10	5	60.900	5.000
	FOT(P&S)	3.0	5.60	4.000	60	80	44	10.400	1.000
	FrFPT	4.5	3.00	4.700	32	0	0	65.000	6.000
	FrAPT	3.0	6.00	2.000	25	10	3	1.200	5.000
	FrWT(C)	3.0	5.0	2.000	27	10	3	5.100	2.500
(合計)					199		54	14.357	1.632
Water Ballast Tank	ForeWBT(P&S)	3.4	3.00	5.200	92	0	0	60.000	3.275
	No.1SideT(P&S)	8.4	1.70	4.000	39	100	39	53.400	3.275
	No.1WBT(P&S)	8.4	3.00	0.950	47	100	47	53.400	0.450
	No.2SideT(P&S)	6.0	0.95	4.000	34	100	34	46.200	3.275
	No.2WBT(P&S)	6.0	4.00	0.950	45	100	45	46.200	0.450
	No.3SideT(C)	6.0	0.95	4.000	32	100	32	40.200	3.275
	No.3WBT(C)	6.0	4.80	0.950	54	100	54	40.200	0.450
	No.4SideT(P&S)	6.0	0.95	4.000	38	100	38	34.200	3.275
	No.4WBT(P&S)	6.0	4.50	0.950	50	100	50	34.200	0.450
	No.5SideT(P&S)	9.0	0.95	4.000	63	100	63	26.700	3.275
	No.5WBT(P&S)	9.0	4.00	0.950	67	100	67	26.700	0.600
No.5SideT(P&S)	9.6	0.95	4.000	62	0	0	17.400	3.275	
No.5WBT(P&S)	9.6	3.50	0.950	63	0	0	17.400	0.600	
(合計)					685		469	38.751	1.714
総合計	Full Load Condition			1,903		2,621	33.277	3.750	
	Water Ballast Condition			885		1,471	32.512	3.596	
							2.428 %		
							3.521 %		
Displacement(ext)	基本計画値				Disp	Full	Ballast		
			2,701	1,516					2,621
Trim	LCB	m			LCB	33.71	34.36		
		%				1.8%	0.9%		
	LCF	m			LCF	31.54	34.22		
		%				4.9%	1.1%		
LBM	m				LBM	31.39	22.50		
	%								
Trim	基本計画値				Trim	Full	Ballast		
								0.35	1.20
						0.5%	1.7%		
Draft	draft (mid)	m	4.70	2.90	Draft	4.59	2.82		
	draft (fore)	m				4.40	2.22		
	draft (aft)	m				4.76	3.42		
Prop	Prop. Dia.	m	2.70		Prop. immersion (%)		111%		
	Shaft c. height	m	1.50				49%		

LNG FUEL SYSTEM PIPING DIAGRAM

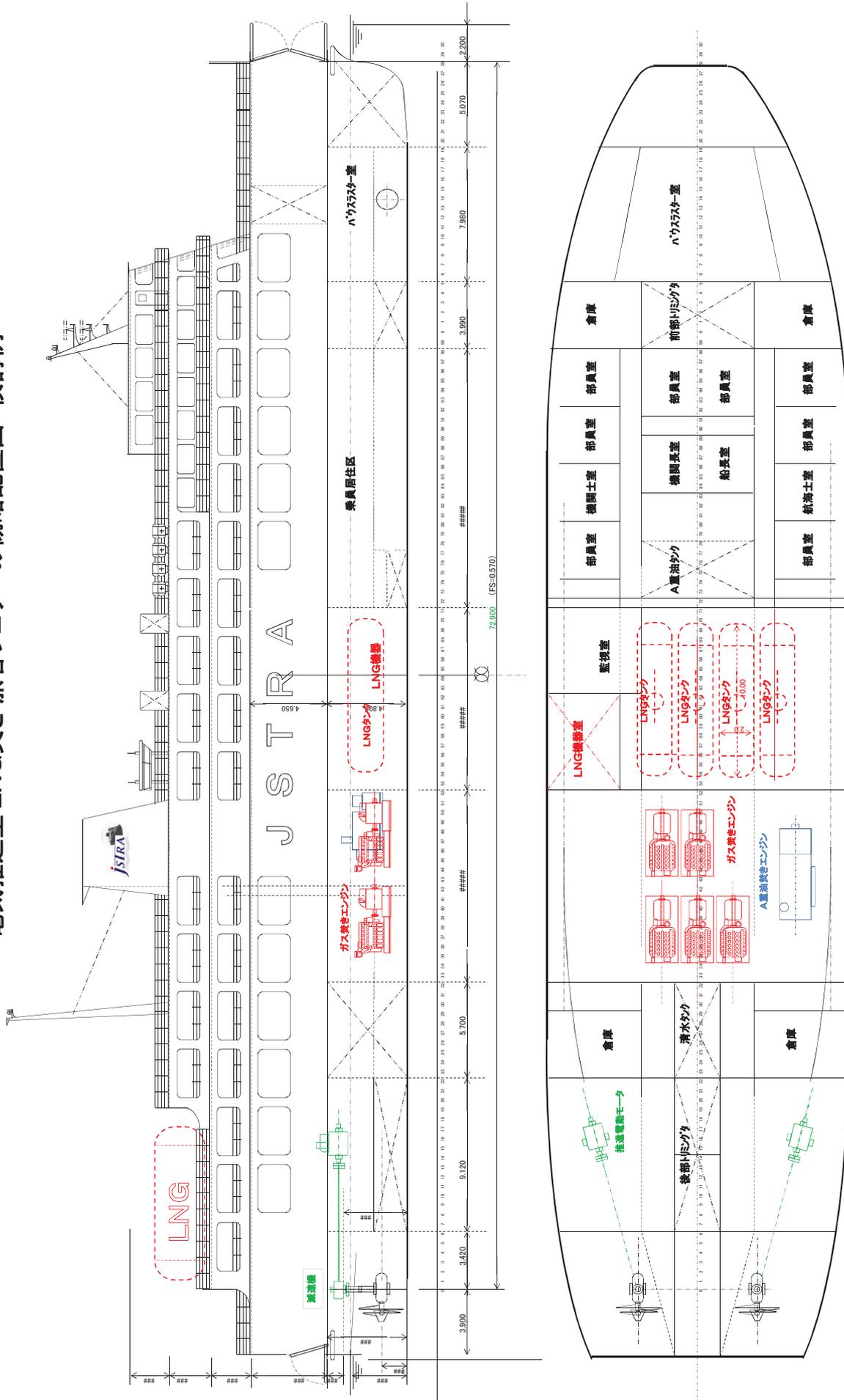


REMOTE OPERATED VALVE CONTROL VALVE MANUAL OPERATED VALVE NON RETURN VALVE SAFETY VALVE	LIQUID LINE (-162°C) VAPOR LINE (-162°C & 25°C) N2 GAS LINE HOT WATER or SEA WATER CONTROL AIR or ELECTRIC CABLE
---	--

電気推進型 LNG 焚き内航タンカーの概略配置図 検討例



電気推進型 LNG 焚き 旅客フェリーの概略配置図 検討例



2.4 世界の動向

2.4.1 LNG 燃料船に係る欧州調査報告

2.4.1.1 出張目的

- ・「国際海運におけるエネルギー効率化に向けた枠組み作り（フェーズ2）（船舶の代替燃料利用に向けた総合対策検討）」の一環として、欧州における LNG 燃料船及びガスエンジンの最新開発状況、LNG 燃料船の就航計画の進捗、LNG 燃料供給インフラの整備計画の最新動向等についての情報収集を行うために、セミナー及び関係先を訪問した。

2.4.1.2 日程及び面会先

- 9月20～21日・・・LNG Fuel Forum 参加（スウェーデン スtockホルム）
- 9月22日・・・DNV、Skansass、Chalmers 大学（スウェーデン ヨーテボリ）
- 9月23日・・・Wartsila（フィンランド ヴァーサ）
- 9月27日・・・Man B&W、AP Moller Maersk（デンマーク コペンハーゲン）
- 9月28日・・・Rotterdam Port Authority、Vopak（オランダ ロッテルダム）

2.4.1.3 出張者

九州大学 高崎教授、DNV 三浦船級業務統括部長、同 中島前任検査員、船技協 田村

2.4.1.4 調査結果概観

- ・LNG 燃料船については、ノルウェーについては NOx Fund の後押しもあり、内航フェリーは LNG 燃料船を標準として普及が進んでいる状況であり、それ以外についても、水面下の引き合いレベルでは各種のプロジェクトが進行していると見られる。
- ・実プロジェクトとして、今回の調査において目立ったものとしては、Viking Line の大型フェリー計画が存在。
- ・インフラ面、バンカリング体制の整備という観点では、現在、バルト海周辺では、ロシアからのパイプライン輸送されるガスへの依存度を避けるというエネルギー安全保障上の理由から、LNG 受け入れ施設の増強が続いており、LNG を燃料として使用する際のインフラ環境は次第に整備されていく方向にあると思われる。
- ・近い将来でいえば、相対契約による小ロットの燃料補給を手当できる比較的小型または特定の航路において、先行的に普及が進んでいく状況ではないか。インフラ整備が一定のレベルに達する或いは LNG と重油燃料の価格差が一定程度に開く等の環境条件が調った段階で、本格普及の時期に入ることが想定される。

- ・ガスエンジン技術については、4スト・リーンバーンタイプ、2スト GI (Gas Injection) タイプとも確実に開発が進められている。前者については、ガスの低圧供給、また対策なしに NOx・TierIII をクリアできるというメリットはあるものの、メタンスリップ (未燃メタン : CO₂ の 25 倍の温暖化係数) の低減が課題であることがよく理解できた。後者の 2スト GI エンジンについては、液相からの圧縮ポンプが開発されて高圧供給の仕事が激減し、低負荷時のガスモード運転やパイロット燃料の低減等も研究されており、安全面も含め実用性が高まりつつある。
- ・LNG 燃料船普及の最大のカギは、LNG 燃料と重油燃料の価格差であるが、これについては、北米、欧州、東アジアと世界的に分割された LNG 市場が存在しており、それらの市場間ではかなりの価格差が生じている。我が国の場合、長期契約等の構造的理由がその背景にあるが、一方、数年前に誕生したばかりの LNG のスポット市場が拡大していくことで、これらの市場構造が変化していくのでは、という見方もあった。
- ・ロッテルダム港では、LNG 運搬船の入出港が、入出港船が少なくむしろリスクが小さいという観点で夜間(0 時～4 時)で想定されている。我が国の場合、LNG のような危険物運搬船は日没～日の出の間で入出港を禁止されているが、ロッテルダム港のようなリスク評価に基づく規制体系を導入していくことも検討していく必要がある。

2.4.1.5 調査結果

【経済性関係】

(概要)

- ・経済性については、セミナーでのプレゼン等で、投資回収期間について様々な試算が紹介されたが、全体的なトーンとしては、将来的には有望になる可能性はあるが、実際に LNG 燃料船を導入するにあたっては、インフラ整備の動向、ガスと重油の価格差の推移等を引き続き見極める必要があるといったものが多かった。
- ・欧州では、ロシアからのパイプラインによるガス輸入への依存度を減らすために政策的に LNG の輸入を増加させており、LNG 受け入れ基地の整備も続いている。2010 年で、約 1,000 億 m³ の輸入量に対し、EU 全体の受け入れ(再気化)能力はその 2 倍程度ある。そのような背景もあり、各 LNG 基地は使用料金(Tariff)で価格競争が行われている。

○Wallenius

- LNG 機器で 10~15MilUSD のコスト増、貨物容量が 5~10%程度減少。航続距離は半減、航路の最大 40%が ECA エリアの場合、5 年償還ベースだと MGO との差は 600USD 必要。これが 100%ECA の航路であれば、200-300USD 程度の差となる(想定船舶がはっきりしないが、PCC のケースと思われる)。

○TNO

- エンジン+タンクで、従来船の 2 倍のコストとの試算。
- LNG 燃料船の追加投資の回収年数。タグボートが大きな数値となっているが理由は不詳。

Case 2010	Time-to-breakeven [years]		
	OUT OF DATE	LNG provided from Gate	
	Use of existing Facility (PS)	Gate with extension (high/low volume)	
Short sea	8	12	
TUG	31	41	121
Inland ship	6	8	29

○ Fluxys (ガスの輸送・貯蔵会社)

- Zeebrugge LNG ターミナル使用料金 (外航 LNGC 用バース、公表タリフ)。14 万 m³ の LNGC で 1 スロットが約 10 日で構成される。これには、棧橋使用料、基本保管料、基本積み出し料が含まれ、1 スロットで 75 万ユーロ。

Unloading slot	750 433 €
> Berthing right	130 294 €
> Basic storage	313 682 €
> Basic send-out	306 467 €
Additional storage	96.39 €/m ³ LNG/y
Additional send-out	1.95 €/(kWh/h)/y
Additional berthing	75 000 €
> Variable loading fee	0.18 €/MWh loaded
Tariffs base 2003, indexed at 35% of Belgian consumer price index	

- LNG ローリー料金

LNG Truck Approval Service Charge	€3 264 per LNG truck approval
LNG Truck Loading Service Charge	€512.20 per loaded LNG truck
Cool Down Service Charge	€2 176 per cool down

○TGE

• LNG を輸出港等からヨーロッパの LNG 基地に輸送し、再積み出しするためのコストを試算。ケースは以下のとおり。これによれば、LNG バンカリング価格は、FOB 価格からパイプラインのケースで +2USD/mmbtu、LNG 輸送のケースで、+3~4USD 程度、STS による場合はさらに 0.5~1.5USD の上乗せとなるとされている。(この試算結果は、ノルウェーで供給されている LNG 燃料は 20USD 台、との情報に比較すると、現時点ではやや楽観的なものではないかと思われる。)(追加情報：シンガポールセミナーでの Marine Service GmbH のプレゼンによると、船舶補給用で 17.94USD/mmbtu との値(補給地点は不明))

Liquefaction Case : パイプラインで輸送したガスをノルウェーの小規模施設で液化し、ローリーや直接バンカリングするケース

Zeebrugge Case : ベルギーの Zeebrugge 再輸出ターミナルから独ロストック港まで小型 LNGC により輸送するケース

Skikda Case : アルジェリア北部の LNG 輸出基地 Skikda より独ハンブルクに中型 LNGC により輸送するケース(このほかエジプト Damietta より輸送するケースも試算されているが Skikda のケースより輸送コストが高い)

- Basis for LNG bunker price estimation:
 - 20,000 m³ floating bunker terminal
 - about 0.5 mtpa
 - NBP 9.3 USD/mmbtu

	Liquefaction	Zeebrugge		Skikda	
LNG FOB price [USD(mmbtu)]	13.1	11.2		10.2	
Shipping cost	0.7 truck/ship	0.9 1x20k	1.4 2x12k	1.0 1x40k	1.7 2x25k
Bunker service cost incl. terminal [USD/mmbtu]	1.0 truck/shore	2.0	2.0	2.0	2.0
Total [USD/mmbtu]	14.8	14.1	14.6	13.2	13.9
Total [€/MWh]	35.2	33.6	34.8	31.4	33.1
Total [USD/ton]	770	733	760	686	723

【バンカリングプロジェクト関係】

• ヨーテボリにおける White Smoke AB 社は当初 2011 年にも専用の LNG バンカー船による LNG 補給ビジネスを開始する目標であったが、現時点でバンカー船の建造計画は進捗していない。建造費の問題が大きい模様。なお、同社は CEO である Johan Algell 氏が出資して設立した企業。

• スウェーデンでは、大型 LNG トレーラー(80m³、60t 積載、長さ 20.5m)が使用可能(大陸諸国では不可)。



- ・ノルウェーのガス供給会社である Skangass 社では、40ft コンテナ型 LNG 燃料タンク(44m³)を試作済み。陸上法規には合致しており、トラックにより陸送可能。IGF コード上は、船体側パイプとの連結方法(加圧した二重管である必要)等の技術的課題は残っている。



- ・Tarbit Shipping AB 社が所有する 25,000DWT ケミカルタンカーの機関係をヴァルチラ DF エンジンに換装した Bit Viking 号が、9 月下旬にスウェーデンにおいて初の LNG 補給を受け、今後はノルウェーの沿岸輸送に従事する見込みとのこと。(追加情報: Gasnor が Ship-to-ship(STS) バンカリングを 10 月から 11 月にかけて行う計画を明らかにした。1000m³の LNG を 1100m³ 型 LNG タンカー ” Pioneer Knutsen” から LNG 燃料の供給を受ける計画。)



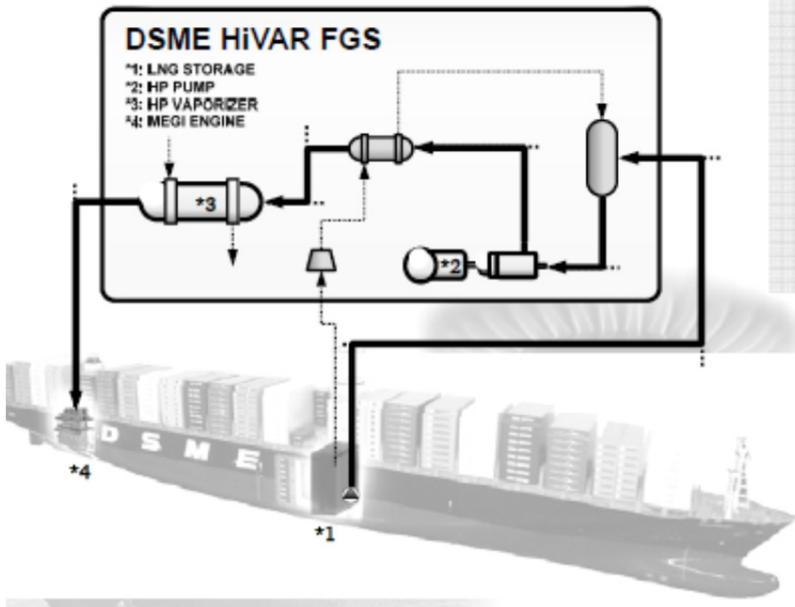
【コンセプトシップ】

○DSME

- ・韓国 DSME 社から 14,000TEU コンテナ船(LOA 365.5m)のコンセプトが示された。IHIMU の SPB tank と類似した新規開発の燃料タンク(ACTIB tank、4.2Bar)や燃料ガス供給システム(HiVAR)を搭載。LNG タンク搭載等によるカーゴ減少分は 400TEU。バンカリングは、STS を想定し、2,800m³/h の移送率で複数のマニホールドを通じて 20,000m³ を 3.1 時間で補給する想定。

・ DSME の BOG 再液化装置

□ Conceptual Process Flow Diagram

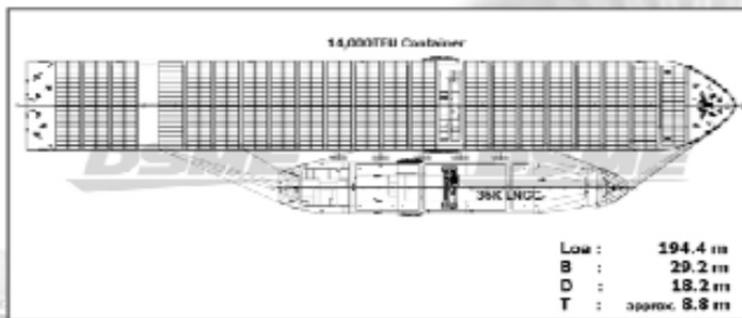


□ Features

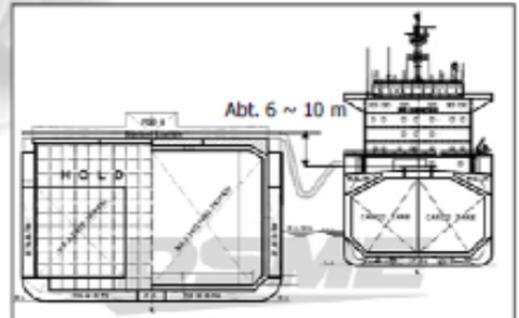
- HP Pump + HP Vaporizer
- 300 bar Design Pressure
- BOG Recondensing
- Compact Size
- Low Power Consumption
- Low Noise & Vibration
- Easy Maintenance

Power Consumption Comparison (for reference)	
HP Compressor System	HiVAR
1400 kW	70 kW

Side by Side Mooring



• Side by Side Mooring



• Example of Ship to Ship Transfer

・ 欧州～韓国航路においてラフな経済性試算の結果も発表された。

(コスト増分) ME 7Mil、AE 7Mil、FGS 3mil、Tank 11mil、その他 3mil、総計 31mil USD の上昇。概ね船価で 20～30%の上昇。

(燃料価格) HFO 630USD/t、MGO 930USD/t、LNG 6～14USD/mmbtu

(結果) 投資回収期間： 14 USD のケース 5年、10USD のケース 2年

【ガスエンジン】

○MAN Diesel & Turbo 社

- ME-GI エンジンは Dual Fuel 仕様で、HFO (C 重油) 運転とガスモード運転が可能。後述する Wartsila リーンバーンガスエンジンと違って、ガスは 300 気圧 (45°C) で上死点付近で筒内に噴射され、パイロット燃料で着火されてディーゼル同様の拡散燃焼をする。HFO からガスモードへの変換 (パイロット噴射のみ HFO) によって、CO₂▲23%、SO_x▲92%の低減が可能。ただし、ディーゼル同様の燃焼であるため NO_x の減少幅は▲13%と小さく (Tier II クリア程度)、Tier III クリアには EGR (排気ガス再循環) の追加適用が必要。
- もう一つの欠点として、ボイルオフガスを 300 気圧にするのに機関出力の 5%もの仕事を必要としていたが、最近、-163°Cで LNG を昇圧し 300 気圧の下で気化させるサプライシステム (FGS) が開発された。これなら圧縮仕事は機関出力の 1%以下に抑えられる。見学した 4 気筒テスト機 (シリンダ径 50 センチ) には DSME (大宇) 社製の FGS が使われている。
- FGS のメーカーとして世界の 6 社が紹介された (DSME、Cryostar、Hamworthy、TGE、HHI、Burckhardt)。
- GI では、リーンバーンガスエンジンの欠点である異常燃焼 (ノッキング) が起こらず、世界の積み地によるメタン価変動の影響を受けないこと、後述するメタンスリップ (排気中の未燃メタン: CO₂ の 25 倍の温室効果) がリーンバーンタイプの 1/20 程度であることも強調された。
- ガスモードでの燃焼のサイクル変動 (リーンバーンタイプではディーゼルより激しい) について、GI ではディーゼルモードと同等と言うデータが示された。
- GI 燃焼に関しては、テスト機にファイバースコープを入れて撮られた燃焼動画も示された。熱発生率上ではディーゼルモードより良好で後燃えが短い。
- 低負荷のガス運転については、上述のように 25%負荷はガスモードのデータがあり、15%負荷もガス運転可能と言うことであった。さらに目標は 10%負荷とのこと。(続いて訪問した Maersk 社でも、実用上 15%ガス運転は必須であろうとのことでした。)
- ガス噴霧着火用のパイロット噴射は、SO_x・PM など考えると量が少ないほど好ましいが、全負荷でディーゼルモードをカバーする大噴射系から噴射するため、微量噴射の安定制御の点から量が絞りにくい。低負荷でも (ディーゼルモード全負荷噴射量の) 5%の量が噴かれているが、実験ではもっと下げてみて限度を確認している。
- ガスモードから HFO ディーゼルモードへの切り替えは数分で行われる。
- 安全上の問題を最重視している。筒内への過剰供給、排気管内での爆発的燃焼などが起こらないよう、ガス供給部の安全弁システムなどが開発された。クルーのトレーニングも必須とのこと。
- 基本設計が同一な MC シリーズと電子制御式の ME シリーズとも、エンジン本体は比較的容易に GI に改造できるとのこと (ただし、燃料供給系では大掛かりな改造が必要。)

以上のように、技術開発が着実に進められており外航用主機としての実用性が高まっている。

ME-GI confirmed by test results

- Power unchanged
- Diesel combustion processes verified
- Consumption unchanged (or lower)
- 5% Pilot fuel oil verified (or lower)
- 25% Load on Gas verified (or lower)
- IMO NO_x Tier II confirmed
- 23% CO₂ reduction confirmed
- ME-GI control and safety concept verified
- Leakage detection system verified
- Change from Gas ↔ Fuel oil verified
- Dual fuel redundancy verified

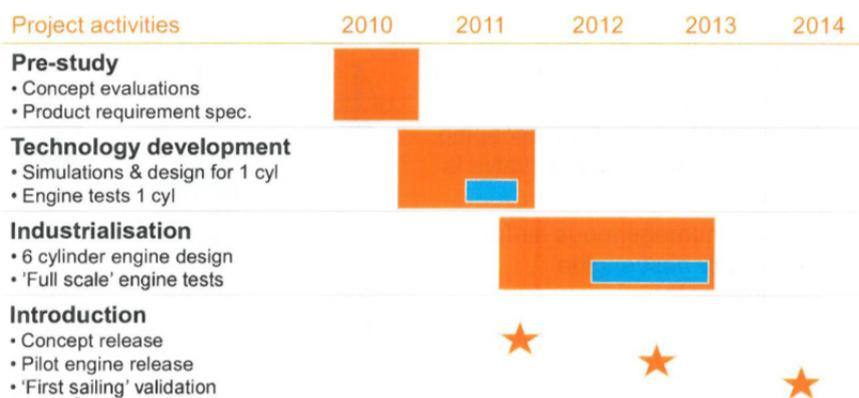
	Reduction with ME-GI*	Reduction with ME-GI + Waste Heat Recovery	Reduction with ME-GI + Waste Heat Recovery + Exhaust Gas Recirculation
CO ₂	23%	32%	31%
NO _x	13%	13%	80%
SO _x	92%	92%	95%

*assuming operation in gas fuel mode, and HFO pilot fuel oil

○Wärtsilä

- ・リーンバーンガスエンジンの船用化については、主・補機とも常用が（100%でなく）85%であることが陸用より楽な点。レスポンスではディーゼルより劣るが、プロペラ直結ならば発電用と違って周波数特性を外れる点で負荷アップは楽。
- ・船用化で、ガスの積み地によるメタン価変動、波による負荷変動等による異常燃焼（ノッキング）防止については、フレキシブルな制御方法で対応して行く。（メタン価については、ノルウェー産や US 産は問題なく高いのに対し、日本のガスは特に低い（70 以下）ことはよく知られている。）
- ・DF エンジンでは、ガスモードからディーゼルモードへの切り替えは瞬時に行われ、その反対は 1 分間ほどの時間（30 秒で燃料供給系のガスリークの確認、その後徐々にガス量を増加）を要する。もし荒海でノックを回避するためガスからディーゼルに切り替えた場合、NO_x は-80%をクリアできなくなる。
- ・上の事情から、SI（スパーク点火）など純（DF でない）ガスエンジンを船用で使う場合、例えばガスエンジン+ディーゼル発電機（DG）をもって、ガスエンジンを止めた場合はプロペラ軸をモータリングするような場合、海が荒れ出したらノックを想定して DG をスタンバイしなければならない。
- ・メタンスリップについては、これまで燃料の 1～4%が未燃であったが、最近の当社の研究では相当減らせている。（メタンの温暖化ガス係数は対象期間の設定により変動する。例えば 100 年の寿命設定で 25 倍、20 年の寿命設定で 72 倍など、短期になるほど数字が大きくなる。）
- ・ガスモードの低負荷運転については、低負荷ではミスファイヤが問題となるが、これからは 10%負荷の運転は保証できる。
- ・ヴァルチラガスエンジンは、LNG 燃料による電気推進式プラントとしてすでに OSV (Offshore Support Vessel)を中心に実績があり、2013 年就航予定の Viking Line の大型フェリー（後述）にも搭載される予定（DF）。
- ・同社の Vaasa 工場は 1 日 1 台の割で出荷している。自動化が進んでおり、立体式の自動倉庫により在庫管理等が行われており（各パーツは中国の子会社等世界各地から調達しているとのこと）、また日本の Fanuc 製の大型産業ロボットにより無人でエンジン主要部（シリンダ、ピストン、燃料噴射・バルブ系）の組み立てが行われている。
- ・ヴァルチラ スイス（低速 2 スト開発）とトリエステの工場では、低速 2 ストのリーンバーンガスエンジンの開発に着手した。これについては Vaasa でもその原理（シリンダ下部に設けたガス噴射弁（低

圧供給) から掃気中に筒内にガスを噴射し、圧縮行程終わりまでに均一予混合気を作る・・・パイロット着火・・・) について説明があり、また 9 月 27 日にヴァルチラ社からプレス発表もあり、一応実用化に向けた開発が進んでいるとの由。ただし高負荷(ディーゼルモードの 85%出力が開発目標)での円滑な燃焼やメタンスリップ問題等の技術的課題が多く残されていると考えられることから、今後の実用化の時期等は不明(下はヴァルチラの発表資料より)。



【LNG 燃料船就航計画】

- フィンランドの Turku とスウェーデンの Stockholm を結ぶ大型フェリー(57,000GT、乗客 2,800 名、STX Finland Oy 社建造、契約額約 2.4 億ユーロ)が 2013 年に就航予定。Wartsila 社製のエンジンによる LNG DF 電気推進システム(8L50DF×4 基、LNGPac(燃料供給システム)×2)を搭載。



Viking Line 社 ウェブサイトより

- ロールスロイス社が設計し、Tsuji Heavy Industries Shipyard(中国)が建造する Nor Lines 社の 5000Dwt 型貨物船 2 隻が 2013 年 10 月、2014 年 1 月にそれぞれ引き渡し予定。マルチカーゴタイプで最大でコンテナ 130TEU 及びトラック 40 台、2000 トンのパレット積み貨物を積載できる。ノルウェーと北ヨーロッパの間の冷凍貨物等の輸送に従事する予定。さらに 2 隻のオプション契約がなされている。LNG 専焼のロールスロイス Bergen B シリーズ (B35:40 V12) を搭載。タンク容量 400m³。



- ・ノルウェー沿岸輸送に従事するためにインドの造船所での建造が計画されている Sea-Cargo 社の RoRo コンテナ船（全長 133m）については、当初 2009-2010 年の竣工予定だったものが、現在は 2012 年 4 月の予定に延期になっているとのこと。ただし、この期日に実際に竣工するのかは不明。



○A.P. Moller Maersk

- ・マースク社の技術部門トップ Bo 氏の見解では、LNG 燃料船の将来性は、LNG 燃料と重油燃料の価格差、「経済性」のみが検討項目であるとのこと。その他の課題は、大した問題ではないとの考え。
- ・LNG 燃料タンクを居住区の直下に配置するコンセプト船に対しては、技術的に問題がないとしても乗組員の不安感をどのように解決するかという課題が残る、とのコメント有り。
- ・同社は現在 MAN 社の低速ガスエンジン開発に協力しているが、今のところ GI エンジンの低負荷運転中は油モードの運転が必要となる。同社はまた、Super Slow Steaming を積極的に検討し、低負荷での減速航行を環境対策の一つとしている。このため、ECA 海域内では、ガスモードに切り替わるための負荷(25%ロード)での運転を想定していない。そもそも、ECA 海域外では NO_x TierIII 規制の適用外であるため、油燃料を使用するか、ガス燃料に切り替えるかは、その時点での燃料コストを比較した判断となる。今後、SO_x のグローバル規制が発効し低硫黄燃料の調達コストの評価が大きな判断基準となる

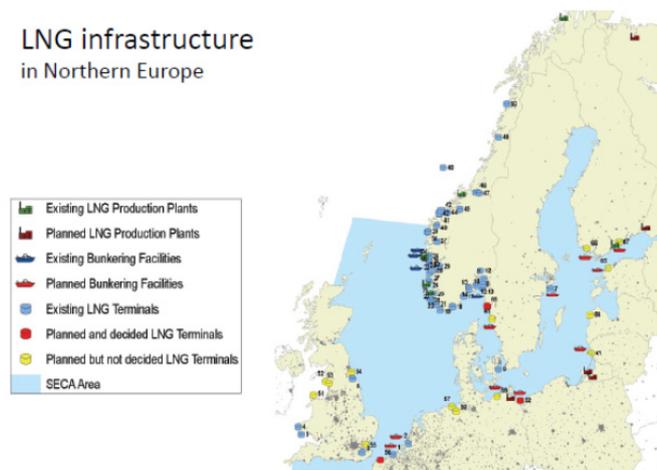
【LNG 燃料供給インフラの整備状況】

- ・世界初の LNG バンカリング専門の会社(White Smoke AB 社)についても、具体的なバンカー船の建造には至っておらず、ヨーテボリ港におけるバンカリングの環境整備は進捗していない模様。
- ・ロシアからのパイプラインによるガス依存率を下げるとの政策目的からヨーロッパでは、LNG 輸入を増加させていく方向であり、LNG 基地の整備が続いている。ゼーブルッヘ港（ベルギー）、ロッテルダム港等では、積み出し用施設の整備も行われている。
- ・9月に稼働したロッテルダムの Gate LNG ターミナルは、現在 3 基のタンクで年間 120 億 m³ の LNG を取り扱う計画であり、4 基目の建設に必要な認可も既に取得している。この LNG はターミナルで

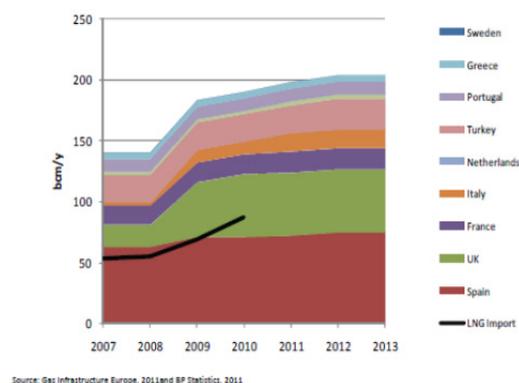
再ガス化した後にヨーロッパのガス供給網に送出されるため、現時点では LNG をヨーロッパ域内に再輸出するもので、LNG バンカリングのために使用される予定はない。ただし、現在、5 基目のタンクと再積み出し用の設備建設に必要な認可手続きを進めており、今後の市場動向により、この計画が具体化する可能性が高く、ターミナル関係者は 2014 年から 2015 年の供用開始を目標としている。こういったインフラを使用することで船舶への LNG 燃料補給や小規模基地への再出荷も可能となる見込み。



LNG infrastructure in Northern Europe



Ample European regasification capacity



- ロッテルダム港で新しく整備された Gate LNG ターミナルでは、LNG 運搬船の入出港時間を夜間 (0:00-4:00) で計画していることが分かった。

【ロッテルダム港での LNG 船運航プロジェクト】

- ロッテルダム港では、今秋に市等の予算によりタンカー（重油バンカー船）Argonon を改造しデッキ上に LNG タンクを搭載した船舶を試験的に運航する予定。ただし、LNG はバンカリングとしてではなく自船の推進用燃料として使用。
- 本船 LNG タンク(30m³)への LNG 供給は、LNG トレーラーにより行う。本船上の LNG 燃料タンクの配置決定にあたっては、燃油供給先の外航コンテナ船から積荷コンテナが本船デッキ上に落下するリ

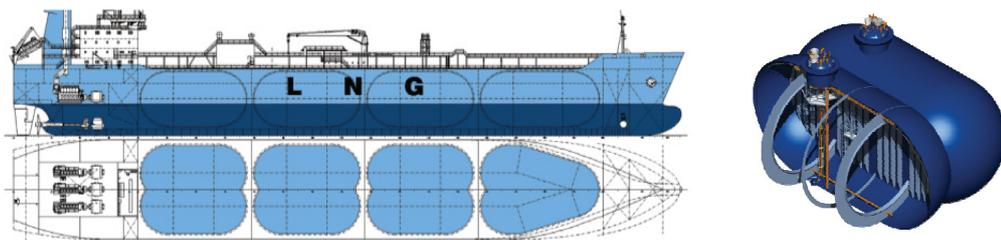
スクに対してのリスク評価を実施している。

- 本プロジェクトは、技術的試験というよりは、コンテナ船に横付けしたり、岸壁につけて公開することで、LNG は危険ではないという公衆認知を高めていくことを狙っている模様。



【その他】

- EU の TEN-T プロジェクトの一環として、LNG 燃料船の実船プロジェクト(予算 900 万ユーロ)及びインフラプロジェクト (同 60 万ユーロ) を開始。後者については、来年 2 月に最終報告書がまとめられた。
- Chalmers 大学船舶海洋技術学科 大学院生の発表によれば、重油、LNG といった燃料種別のライフサイクル全体における環境影響について評価した結果、「資源として採掘～燃料として補給」の間の環境負荷の割合は、いずれも非常に小さく、ほぼ無視しうるレベルとのこと。
- 小型 LNG 運搬船については、1 万 m³ までは円筒形タンク、2 万 m³ までは円筒形を横につなげた形 (Bilobe) のタンクが適用できる。最大 7.5 万 m³ までは試設計済み。



- 大気圧では-162℃、423kg/m³、9 気圧では-126℃、363kg/m³。畜圧式タンクと大気開放型では、液温度及び密度が異なる可能性があり、バンカリング時の BOG やエネルギー密度等の問題が生じる。また、バンカリング時の BOG により、メタン価が変化する。

2.4.2 LNG 燃料船のインフラに関するシンガポール調査報告

2.4.2.1 調査概要

(1) 調査の目的

LNG 燃料船の実用化の実現に不可欠となる環境整備要件のひとつである LNG 燃料供給インフラの整備計画など、最新動向についての情報収集を行う目的でシンガポール地区の調査を実施した。

(2) 調査員

杉山哲雄 日本船舶技術研究協会

(3) 調査日および面会者（セミナーは講師および受講者の一部）

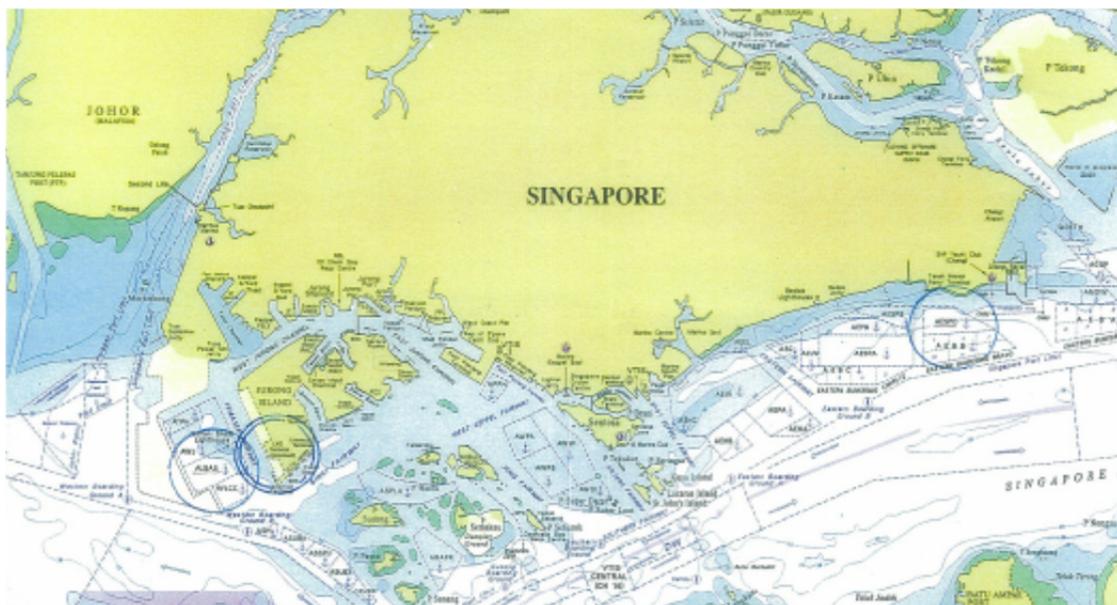
2011年9月28日～2011年10月1日の日程で出張し、調査を実施した。

- Maritime and Port Authority of Singapore(MPA).....9月29日
 - Mr.Lee Eik Yeong James Senior Manager, Marine Service Dept.
 - Mr.Yow Liang Keon Manager, Reserch & Technology Development Dept.
 - Ms Shen Wanling Asst.Manager, International Policy Dept.
 - Ms.Ong Pui Hoon Asst.Director, International Policy Dept.
- Energy Market Authority(EMA).....9月29日
 - Mr.Lee Seng Wai Head, LNG Dept.
 - Ms Tan Le Kung Irene Analyst, LNG Dept.
- Tokyo Marine Asia Pte.Ltd.9月29日
 - Mr.Norio Goto Director
- GST Asia 2011 Seminar “LNG as a Ship’s Fuel”9月30日
 - Mr.Lars Petter Blikom Segment Director LNG, Det Norske Veritas
 - Mr.Ragnar E Hansen Senior Consultant, Hansen E & C
 - Dr.Klaus Dieter Gerdsmeier Director,Marine Gas Engineering
 - Mr.Alexander Harsema-Mensonides Engineer,Marine Service GMBH
 - Mr.Steve Hirst Fleet Director, Prisco(Singapore)Pte.Ltd.
 - Dr.Nam Youn-Woo Senior Resercher,Korean Register of Shipping
 - Ms Margaret Ang Senior Resercher,Maritime Institute of Malaysia

2.4.2.2 調査結果

(1) シンガポール港におけるバンカリングの現状

MPA 資料によれば、シンガポール港に入港する船舶数は 2009 年のリーマンショック後一時的に減少したものの増加の一途をたどっている。2010 年度の入港隻数は月間 10000 隻を超えている。代表的な船種はコンテナ船とタンカーであるが、そのうち、LNG と LPG タンカーの入港隻数は毎月平均で 140 隻弱（一隻平均 32000GT 強）となっている。全体的な船舶数の増加に伴って、補油量（MGO/MDO/MFO）も増加してことから、2011 年 9 月現在、シンガポール政府によって登録されたバンカーサプライヤーは 79 社を数えている。加えて SB ライセンス取得のバンカー船は 206 隻が登録されており、港則法による区分けである 1500GT 以上のバンカー船は 146 隻（内 5000GT 以上は 13 隻）となっている。ほとんど、沖錨地または公共バースでのバンカー船からの補油に特化しているが、陸上からのライン供給は Tangeon Pagal Terminal と Oiltanking Terminal に限定されている。一般的にタンカーの場合は、沖錨地の指定エリア（ALGAS/AESPD）で補油を受けることが多いと聞いている。バンカー船の安全面では The International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals(ISGOTT) に順守し、その写しを船内に備えておくことを規定している。積載設備についても細かく規定され、Quantity Control および Quality Control の要件を満たすような仕組みをもたせている。その他、照明設備、フェンダー、油濁防止装備などを備えるよう規定されている。一般的に、シンガポール港の対岸はインドネシア領で沖錨地が点在しているも、船主の補油場所の選択は信頼性の高いシンガポール港が勝っていると言われている。なお、製品供給は BP/Exxon/Shell などオイルメジャーが対応している。



(2) シンガポール LNG ターミナルに関して

2006年8月に当時の貿易通商大臣 Mr.Lim Hng Kiang が将来のシンガポールのエネルギー需要を手当てするために LNG ターミナルの建設をすすめることを発表した。シンガポール島の南に位置する小島 5 島を埋め立てた Jurong island の南西部にターミナルを建設するとした。その背景には、地政学的リスクを減少させ、供給先の多面化をはかる意図がある。現在シンガポールが天然ガスの供給を受けている 2 国の背景は以下のとおり。

- ・ 現在シンガポールが輸入している天然ガスの 80-90%を依存しているインドネシアは、国内市場向け供給拡大の政策を表明し、輸出を大幅に削減させている。
- ・ 10-20%程度の輸入元のマレーシアについても、自国のガス生産が平行線をたどる中、他国からの LNG 調達に舵を切りつつある。

2007年9月

EMA(Energy Market Authority)により PowerGas(Singapore Power Ltd.の子会社) がターミナル運営者として指定。

2008年4月

BG Asia Pacific Pte. (BG Group)が LNG の供給とシンガポールでのユーザーへの供給者としてアポイント。

2009年6月

EMA は商取引ベースでの開発を推し進めるため、EMA によって設立された Singapore LNG Corporation Pte.Ltd (略称 SLNG)に開発とターミナルの所有権を委譲。

2010年2月

Samsung C&T Corp と EPC(Engineering, Procurement and Construction)契約締結。一方 Foster Wheeler Asia Pacific Pte.Ltd.とは開発推進コンサルタント契約。

2010年3月

起工式。シンガポールの 6 大発電会社との間でガス購入長期契約締結。

2010年11月

30ヘクタールのフェーズ 1 のターミナルに需要予測に応じて 3 基目の LNG タンクを建設することが決定。Samsung と契約。

2011年8月

近隣諸国での LNG トレード (LNG Break Bulk Business)と将来需要が期待される LNG バンカリングビジネスを目途に第 2 バース(フェーズ 2) の計画を発表。このフェーズ 2 への参画は規模のメリット (フェーズ 1 への機器・人材など) を生かした Samsung が契約。



LNG ターミナルイメージ図

ターミナルの概要

- フェーズ1 : 30 ヘクタール 工期は2010年3月から2013年第2四半期
 3基のタンク設置(最大容量合計54万 m^3) 3基目タンクは2014年完成
 120,000 m^3 ~265,000 m^3 のLNG運搬船の着棧バースを計画
- フェーズ2 : 10ヘクタール 工期は2011年8月から2013年年末
 60,000 m^3 ~265,000 m^3 のLNG運搬船の着棧バースを計画
 10,000 m^3 ~40,000 m^3 の小型LNG運搬船(近隣地域への再配送用)
 60,000 m^3 ~80,000 m^3 のLPG運搬船のための設備(将来図)も計画
 ◎フェーズ2は、将来、需要が喚起された際のバンカリング船ニーズへの対応を視野に入れている。

ターミナルの目標 : Asia's First open-access multi user terminal

LNGの供給元 : 試案ではBGグループが採鉱しているTrinidad/Tobago/EgyptおよびAustraliaからのLNG輸入を想定。
 EMAによれば、今後、LNG市場の変化が十分予想されるが、暫定的なバンカリングLNG価格としてはS\$14.00(=USD12-13)程度とみる。
 シンガポールは、インドネシア・マレーシア諸国で行われているような政府が補助金などによる国内に向けた安値価格で統制を図っていない。

ターミナル運営 : Singapore LNG Corporation

- ・LNG運搬船の着棧受け入れ作業
- ・LNGの揚げ荷作業

- ・ LNG の貯蔵（他事業者扱い LNG の一時保管を含む）
- ・ LNG の敷地内移送とガス化
- ・ End User へのガスパイプラインによる配送

(3) LNG 燃料供給インフラに関するセミナー概要

- ・ Marine Service GmbH Mr.A.Harsema-Mensonides の発表資料抜粋

Fuels	\$/ton	\$/MMBTU	Price v/s IFO-380
IFO-380 RMG (Rotterdam)	\$612	\$16,06	100,0%
MGO DMX (Rotterdam)	\$910	\$22,48	140,0%
LNG Henry Hub (US)	\$175	\$3,74	23,3%
LNG TTF (Netherlands)	\$396	\$8,45	52,6%
LNG Japan spot	\$751	\$16,00	99,6%
LNG ex LNG import terminal (NW Europe)	\$615	\$13,11	81,6%
LNG ex small scale LNG plant	\$709	\$15,12	94,1%
LNG delivered to the vessel	\$841	\$17,94	111,7%

LNG Trades in 2010

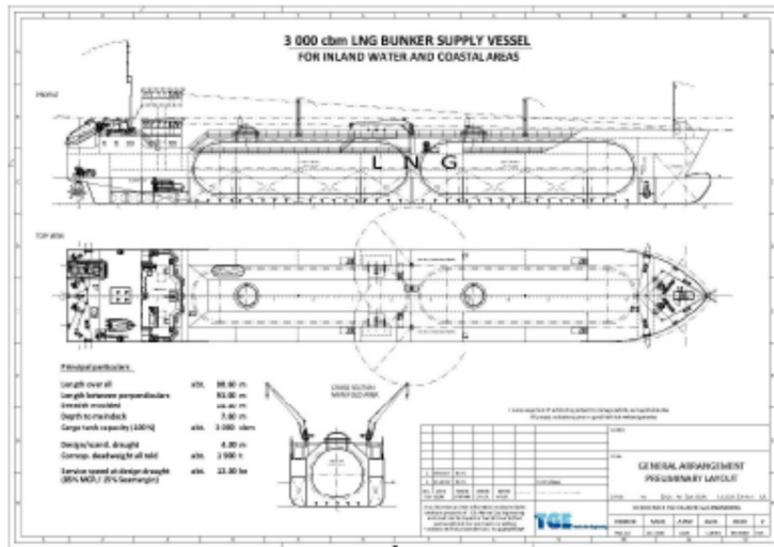
Marine Service GmbH 

Country	Algeria	Egypt	Equat. Guinea	Libya	Nigeria	Norway	Trinidad & Tobago	Belgium	USA	Abu Dhabi	Brunel	Indonesia	Malaysia	Australia	Oman	Dar	Yemen	Russia	Peru	Total imports	Market Share
Belgium		0,28			0,27	0,14		-0,84								9,59			0,14	9,58	2,0%
France	10,36	1,18			5,90	0,85	0,40									4,07	0,15			22,92	4,7%
Greece	1,41	0,08	0,05				0,07													1,81	0,3%
Italy	2,67	1,19	0,16			0,27	0,53									9,82				14,84	3,0%
Portugal					4,32		0,27									0,13				4,72	1,0%
Spain	8,40	4,30		0,57	12,93	2,95	5,30	0,13	0,19						0,28	9,17	0,39		1,05	46,88	9,6%
Turkey	6,01	0,44			1,98	0,40	0,39	0,15								3,00				12,37	2,6%
UK	2,07	0,20			0,65	1,55	2,69		0,30							23,26	0,43			31,18	6,4%
Europe	30,92	7,87	0,21	0,67	26,08	6,18	8,85	-0,68	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	68,04	0,88	0,00	1,19	142,88	29,5%
Argentina							2,70									0,25				2,95	0,6%
Brazil			0,15		1,45		1,39	0,14	0,15	0,05						1,11			0,25	4,88	1,0%
Chile	0,29	0,29	2,48				1,25									0,45	0,17			4,83	1,0%
Dominican Rep							1,45													1,45	0,3%
Mexico		0,26			3,70							3,20				1,68	0,31		0,24	9,39	1,9%
Puerto Rico							1,26													1,26	0,3%
Canada							1,59									0,42			0,09	2,10	0,4%
USA		3,38			1,94	1,20	8,78		-1,32							2,11	1,80		0,74	18,83	3,9%
Americas	0,28	3,83	2,63	0,00	7,09	1,20	18,41	0,14	-1,17	0,85	0,00	3,20	0,00	0,00	0,00	8,02	2,28	0,00	1,32	45,38	9,4%
China			0,14		0,28					0,14		4,06	2,78	8,44		2,75	1,44	0,85		20,88	4,3%
India		0,14	0,28		0,52		1,01									17,35	0,32			19,82	4,1%
Japan	0,13	0,98	1,23		1,41		0,27	0,13	1,48	11,28	12,84	28,06	30,70	28,74	6,27	16,63	0,27	13,61		164,03	31,8%
Korea		1,88	2,80		1,98	0,26	1,53	0,15	0,56	0,41	1,59	11,85	10,87	2,35	10,13	15,20	3,75	6,09	0,14	71,64	14,8%
Taiwan		0,28	0,55		1,84	0,12	0,72			0,69		4,31	6,22	1,76	0,83	6,08		0,97		24,37	5,0%
Asia	0,13	3,28	6,00	0,00	6,03	0,38	3,63	0,28	2,04	12,62	14,43	48,28	60,67	41,29	17,23	68,01	6,78	21,62	0,14	290,44	60,1%
Kuwait		0,70	0,44		0,13		0,49	0,15		0,39						0,37	1,45		0,15	4,41	0,9%
Dubai																				0,22	0,0%
Middle East	0,00	0,70	0,44	0,00	0,13	0,00	0,49	0,15	0,00	0,39	0,00	0,00	0,37	0,00	1,45	0,22	0,16	0,14	0,00	4,83	1,0%
Total Exports	31,34	16,68	8,28	0,67	39,31	7,74	32,08	0,01	1,38	12,98	14,43	61,48	60,84	41,29	18,98	123,29	8,19	21,88	2,86	483,12	100,0%
Market Share	6,5%	3,2%	1,7%	0,1%	8,1%	1,6%	6,6%	0,0%	0,3%	2,7%	3,0%	10,7%	10,6%	8,6%	3,9%	26,6%	1,9%	4,5%	0,5%	100,0%	

LNG volumes in million m³ (liquid)

- TGE Marine Gas Engineering GmbH Dr.K.Gerdmeyer の発表資料抜粋

3,000 m³ LNG bunker vessel



Bunkering

- Requirements for future operations:
 - High loading rates due to tight time schedule
 - Large total amount of LNG for large vessels
 - Bunkering during cargo operations
 - Safe but easy handling of equipment
- Regulations and standards for the bunker interface and related operations are in preparation by several international working groups

Equipment for bunker vessels

- LNG Pumps (intank or deepwell) for different bunkering rates
- loading manifold
- mechanical/hydraulic system to handle bunker hoses or arms with coupling
- dry-break emergency release coupling
- vapour return connection
- optional transfer compressor
- signal interface (including ESD)
- possible additional services: inerting with Nitrogen, tank purging and cooling with NG/LNG, tank emptying and warming-up
- other bunker fuels

2.4.3 「LNG 燃料船のバンカリングとインフラ」セミナー参加報告

2.4.3.1 調査概要

(1) 参加の目的

船舶の代替燃料利用に向けた総合対策検討の一環として、欧州における LNG 燃料船のバンカリング手法とインフラストラクチャ整備状況について最新動向等の情報収集を行う目的で、ロイド・マリタイム・アカデミー主催の「Bunkering and Infrastructure for LNG fuelled Vessels」セミナーに参加した。

(2) 調査員

杉山哲雄 日本船舶技術研究協会スタッフ

(3) セミナー日程

2月28日～29日 「Bunkering and Infrastructure for LNG fuelled Vessels」
(於 英国ロンドン Prospero House)

2.4.3.2 調査内容

(1) セミナー概要

セミナーの全体の流れは、LNG 輸送船舶数から見た LNG の現況や原油経済から脱皮していく LNG 新市場を俯瞰することで、船舶燃料としての LNG が将来的に大きく伸長する可能性の説明。その中で先行している欧州における現在までの船舶燃料としての LNG の各種バンカリング手法の紹介をし、それに係わる DNV 等の船級ルールやローカル港規則の適用などは今後 ISO や IMO の審議状況によって修正していく予定としている。一方、バンカリングに係るインフラ整備には「鶏か卵か」の議論の域を今だ出していない点が懸念材料として残っているとされている。また、より安全なバンカリングをするため、LNG バンカリングに関連したリスクアセスメントや取扱者(乗組員を含む)のトレーニングにまで言及し、個別のリスクへの対応について参加者間で議論をおこなった。

(2) ポイント

・LNG 輸送船のフリートから見た LNG の市場は、船齢が高いにもかかわらず、高い稼働率を背景にスポット市場の高騰が続き、2016年には最低でも40隻以上が不足するとみられる。将来的には米国のシェールガス生産拡大に伴い、米国が世界のプレーヤーとなりうる。需要国は当分経済発展の伸長やクリーンエネルギーという観点で、日本を含むアジア太平洋地区が牽引することは間違いのないところ。

・現在のインフラ状況下では、欧州の場合、①陸上 LNG タンクファシリティから②LNG 輸送トレーラーから③LNG タンクコンテナの直接搭載④船舶間移送などがある。燃料としての LNG は MDO よりは安価だが将来は不明。ただ、税の優遇政策の対応可能性やメンテナンスの容易さなどの利点があるため、将来的には魅力的な代替燃料となりうる。

・DNV によれば、ガス燃料に関する船級ルール第 1 版を 2001 年に発刊（2012 年 1 月改訂あり）した。その後、米国や日本でも同様のガイドラインが出されている。一方、DNV を議長とする LNG のバンカリングに関する ISO 標準化の審議を、専門家で構成する会議体でおこなっている（本事業の代替燃料総合対策策定検討委員会の下部組織である LNG ISO 対応検討ワーキンググループで審議し代表を本会議体に派遣して日本側の意見が反映できるよう対応している）。また、IGF についても審議が進行中で DNV も関与している。LNG インフラへの整備は欧州北部では LNG 輸入ターミナルからスタートして整備が進んでいる。船舶燃料としての LNG プロバイダーの代表格である GASNOR の他、小規模ながら新規参入が増えてきていると言っている。

・GASNOR の現在のインフラとして、トレーラーが 16 台、LNG 輸送船が 2 隻(大小)、生産拠点を兼ねた JETTER が 3 か所ある。LNG 燃料船普及の最大のカギは、LNG 燃料と重油燃料の価格差であるが、これについては、GASNOR は Price=Gas 市場価格+Infrastructure Cost+Other Element となり、小規模数量の場合は MGO レベル、中規模数量は HFO+10~20%Up、大規模数量は HFO を下回るというラフな見通しを述べている。

・オランダでは、液化天然ガス自動車への燃料供給ステーションを定めた国内法に準じた船舶への陸側からの LNG 供給ガイドラインを策定中。これはオランダにおける船舶への LNG の Re-fuelling の際のガイドラインで、BOG を排出させないなど十分な安全確保を主眼に置いてアプローチの異なる ISO などの国際標準を補完する内容を考えている。

・ロイドによれば、最近の世界の 26 船主への調査で ECA 確定時のエンジンタイプは、長距離航海区間では Scrubber/Dual-fuel/LNG それぞれ 3 割ずつの使用予定回答があった。一方、世界 25 港湾への調査では、船舶燃料としての LNG への転換は当該港における価格と供給能力如何であり、そのためには船主の強い要望がなければ機能しないことを述べている。さらには LNG 化への転換促進には ECA 区域に隣接していることやファシリティへの規則・規制の順守が条件となっている。

・欧州で唯一の LNG バンカリング専門会社である White Smoke 社によれば、4 種類のバンカリング手法を紹介し、①トレーラーの場合は投下資本が少なくフレキシビリティに富む半面、数量が限られ移送速度が遅いことから限定された海域を運航する小型船舶向け。②陸上タンクの場合は低いオペレーションコストを享受できる半面、固定費が高く移動の柔軟性がないことで、比較的長い航行を必要とし長期契約を結ぶ決められた港を反復利用可能なフェリー向け。③船舶搭載型タンクコンテナ・トレーラーの場合は自由度があり投下資本が少ない半面、高いオペレーションコストや陸と海の規則遵守の複雑さなどがあり、LNG 供給の初期の段階や特別なアレンジ向け。④船舶間移送の場合は初期投資が高くバンカリング船の乗組員の人員確保難・コスト高の半面、移送場所や移送量に高いフレキシビリティを持っており全ての中・長距離航海船舶向け。コスト面や対応力から考えると④が最も現実的である。なお、同社は最近 LNG と MGO,HFO とのコンボ型バンカー船を開発。1400DWT の DF 電気推進船 (DNV/Lloyds 船級) で通常 LNG 搭載量は 700 m³ となっ

ている。なお、個人的な立ち話の中で、同社 CEO は日本の ECA 海域設定はいつになるのか興味を持っていた。本人曰く業界視点ではなく環境保護の観点から国民視点に立って決めてもらいたいとの意向を漏らしていた。

・スウェーデンの設計会社 FKAB は、バンカリングに付随するあらゆるリスクに対してリスクコントロール手法を検討し、その結果をバンカリング船の設計に生かすことを提唱した。ホースハンドリングや ESD などバンカリングエリアに生かせるデザインの紹介があった。(リスクコントロールの手法は、本事業と別途に行われた LNG 燃料船の燃料タンクに関する調査研究の中で IGF コードへの提案のベースとなるリスク評価 HAZID を行ったが、それと同等の手法)

(3) 総括

本セミナーは、欧州地区のバンカリングなどのインフラに関する最新情報の紹介であり、地球的規模の話ではない。アジア地域独特な課題である LNG の組成の違い（欧州は高いメタン価でノッキングは全く心配していない）によるエンジンへの影響の有無という問題がある。この点についてはガスエンジンメーカーが、問題解決をしていくとしており、このセミナーの課題は欧州域内のインフラ整備をどのようにプロモートしていくかにあった。

しかしながら、我が国にとって LNG を燃料とする船舶の普及促進は将来的な海事産業の成長に寄与することからも、欧州の動きは直接的、間接的にも影響を受ける。よって、今後も、先進的な欧州のインフラ整備状況を引き続き注視のうえ情報収集をしていくことが、ひいては我が国の LNG 燃料船の普及促進に向けてたいへん重要なポイントである。

3. まとめ

地球温暖化防止に向けた GHG 排出量の削減は、UNFCCCにおいて議論が重ねられ、2011年の COP17 で 2013 年以降の枠組みの在り方を審議する作業部会を設けるなど一定の進展はあったものの、公平性及び実効性の面で、京都議定書の第 2 約束期間について、我が国は参加しない立場を貫いた。ダーバンプラットフォームと呼ばれる枠組みが用意されたことで、地球温暖化防止に向けた国際的議論の基盤はなんとか維持されたものの、その将来見通しは不透明と言わざるを得ない。

一方、国際海運から排出される GHG の抑制については、2011 年 7 月の IMO/MEPC62 において、異例の多数決をもって海洋汚染防止条約第 6 附属書の改正案が採択された。このことは、コンセンサスをベースとする UNFCCC が各国の政治的な思惑を多分に含む鋭い対立構図によって効果的な合意形成が損なわれているのと対照的に、技術的議論をベースとする IMO における国際的政策形成の有効性を示したものとして特筆すべき達成である。この IMO における政策策定・合意形成において、我が国が極めて重要な役割を果たし、国際社会がそれを高く評価していることは、IMO 事務局長として初の日本人である関水氏が昨年選出されたことから伺うことができる。

当協会では「国際的な枠組み作りへの対応」として、新造船の環境性能基準としてのエネルギー効率設計指標 (EEDI) を義務付けること、既存船のエネルギー効率管理計画 (SEEMP) を義務付けるよう法規制を確定させる作業に注力したところである。特に本事業で行った研究で「革新技術に係る EEDI 計算方式」では EE-WG2 でガイダンス案を提案し、多くの国から賛同を得た。今後は、我が国の持つ優れた省エネ技術が船舶のエネルギー効率指標において正しくその効果を反映できるように、船技協が中心となって革新的技術の計算方法についての検討をさらに進める等、2013 年 1 月の改正条約の発効に備えた作業を加速させていく必要がある。

一方、当協会は、エネルギー効率化を進めるための代替燃料として LNG 燃料を有力オプションとみて、これまで継続的に調査研究を行ってきた。今年度も「船舶の代替燃料利用に向けた総合対策の策定」として現在運航されている外航船・内航船をモデルシップとし、LNG を燃料にした船舶として運航する際の経済性の課題抽出を行った。ここでは、船種・航路・サイズ等の条件も異なる外航船 1 船種、内航船 5 船種を対象に検討を行ったことで、LNG 燃料船の普及可能性についてのより幅広い視座を提供できたのではないかと考えている。また、欧州及びシンガポールへの現地調査を通じて、エンジンメーカーにおける着実な技術開発、次第に大型化する欧州 LNG 燃料船実船建造予定、ロッテルダム港・シンガポール港の LNG 戦略などの最新情報を収集・分析することができた。LNG 燃料船の普及がいよいよ現実性をもって語られるようになった現在の状況であるがゆえに、むしろ各ステークホルダーはその普及の見通し、将来性について、独自の見解を深めつつあるよ

うにも見受けられたのは興味深い点である。

LNG 燃料船については、国土交通省が 2011 年 7 月に公表した「新造船政策」において、イノベーションのテーマとして位置づけ、2012 年度からは予算措置を講じ、本格的に普及促進に乗り出すこととなった。LNG 燃料船について、いち早く検討に着手してきた当協会としては、これまでの取り組みに一区切りをつけ、今後は国との連携をさらに強化しつつ、当協会のプラットフォーム機能等を活かした役割を果たしていく所存である。

最後に、エネルギー効率化という我が国海事セクター全体に関わる非常に重要なテーマについて、継続的に助成をしていただいた日本財団に改めて感謝を申し上げます。



この報告書は、競艇の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

— 国際海運におけるエネルギー効率化に向けた枠組み作り(フェーズ2) —

2012年(平成24年)3月発行

発行 財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052 東京都港区赤坂2丁目10番9号 ラウンドクロス赤坂

TEL 03-5575-6428

FAX 03-5114-8941

URL <http://www.jstra.jp/>

E-mail info@jstra.jp

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

