

# インドネシア及びフィリピンにおける 石油ガス関連内航輸送調査

2015年3月

一般社団法人 日本船用工業会  
一般財団法人 日本船舶技術研究協会



## 刊行によせて

当工業会では、我が国の造船業・船用工業の振興に資するために、ボートレースの交付金による日本財団の助成金を受けて、「造船関連海外情報収集及び海外業務協力事業」を実施しております。その一環として、ジェットロ関係海外事務所を拠点として海外の海事関係の情報収集を実施し、収集した情報の有効活用を図るため各種報告書を作成しています。

本書は、（一社）日本船用工業会と日本貿易振興機構（ジェットロ）が共同で運営しているジェットロ・シンガポール事務所船用機械部（竹内智仁所員）が、インドネシア及びフィリピンにおける石油・ガスの内航輸送の動向について調査した結果を取りまとめたものです。

本書が関係者の皆様の参考となりましたら幸いです。

2015年3月  
一般社団法人 日本船用工業会



## はじめに

ASEAN は、今や中国に次ぐ投資先として世界の注目を集め、アジアインフラ投資銀行をめぐり議論のように政治的背景も含んだ経済バランサーとしての存在感も増大している。当地域が日米欧や中印と伍し得る経済圏と認識されるようになったのは、近年の成長実績や東西経済回廊の結節点にある地政学理由、比較的安定な政治状況などもあるが、「ASEAN 経済統合 (AEC2015)」が持つ成長性への期待も大きな要因と言えよう。

AEC2015 を巡っては、域内関税撤廃等の物品移動自由化はほぼ措置済みであり、2015 を境に劇的に域内貿易が変化するわけではない。むしろ AEC2015 の成果は、2015 に向けて長期的に ASEAN 各国の分業・連携が進んできたこと、また、ASEAN 地域における経済統合・発展に対する他地域からの期待値を高め、投資や協力を呼び込んだことである。近年の世界経済の変動においても、内外からの投資を背景に ASEAN 各国は比較的堅調な経済成長が続いており、今後への期待値をさらに高めている。

他方、各メンバー国においては AEC がもたらす域内競争激化への懸念も表れており、大きな国内市場を持ちつつも競争力に乏しい国内企業を抱えるインドネシアやメコンの盟主としてのこれまでの優位性を重視するタイでは民族資本保護、国内開発優先の雰囲気が強まっている。また、政治・行政の透明性や各国間の手続きの差異、国内ファイナンスの弱さも引き続き大きな課題である。ASEAN が長期に亘りアジアの成長エンジンとなるよう、これらの課題を乗り越え、更なる経済統合を共通目標に進んでいくことを期待したい。

ASEAN 最大の人口と領土を持つインドネシアは我が国にとって最も期待される市場のひとつである。1 万 7 千以上の島を持つ世界最大の島嶼国であり、必然的に海上交通が社会、経済、文化、政治の面で国家運営に大きな役割を果たしている。2014 年 10 月に新大統領に就任したジョコ・ウィドドはその選挙戦の最中より「海洋国家構想」を掲げ、海上交通の発展による経済成長と東西格差の是正、海上の防衛の強化等を重点政策と位置づけている。

同じく島嶼国であるフィリピンは、インドネシアに次ぐ一億人弱の人口を抱えており、かつ、典型的なピラミッド型構成で今後も人口ボーナスが期待される。また、言語・宗教面での利便性、特別経済区域への外資系企業の誘致を所管するフィリピン経済区庁 (PEZA) の活発な活動などもあり、今では、中国やタイに続く製造拠点・コストセンターとして日本企業等外資の投資先としての人気も定着してきた。一方で、ミンダナオ地域武装勢力との抗争問題など地域間格差問題を抱える中で、南北の均衡ある経済発展と、それを支える国内物流の改善は必須の課題となっている。

これらを踏まえ、本調査では、経済基礎物資であるエネルギーの国内輸送に着目して、インドネシア及びフィリピン両国の内航船需要動向について調査を行った。



インドネシア編 ..... 1

フィリピン編 ..... 107





# インドネシア編



# 目 次

1. インドネシアの石油・ガスの供給及び消費並びに関連政策の動向	5
1.1 エネルギー供給及び消費動向	5
1.1.1 インドネシアのエネルギー事情概況	5
1.1.2 石油・ガスの生産量及び輸入量	8
1.1.3 消費	12
1.2 エネルギーに関する政策の動向	14
1.2.1 国家エネルギー政策	14
1.2.2 石油ガス法	15
1.2.3 燃料補助金の改革	16
1.2.4 発電計画	18
2. 石油及びガスの国内物流構造及び主要ルート	25
2.1 プルタミナ石油公社	25
2.2 石油及び石油製品	28
2.2.1 輸入及び国内拠点	28
2.2.2 今後の整備計画	31
2.2.3 輸入相手国	33
2.3 天然ガス（パイプライン、LNG）	34
2.3.1 LNG 生産・液化・受入施設	34
① 生産・液化施設	34
② LNG 受入施設	36
2.3.2 パイプライン	40
3. 石油、天然ガス国内海上輸送量の動向	43
3.1 海上輸送量（全貨物・旅客、国内及び国際）	43
3.2 原油・精製油海上輸送	44
3.3 天然ガス輸送量	46
4. インドネシア海運企業及び内航船隊の動向	47
4.1 インドネシア登録船舶	47
4.2 インドネシア籍タンカー船隊の概要	54
4.2.1 タンカー全体像	54
4.2.2 タンカータイプ別船齢・DWT 構成等	57
4.3. プルタミナ所有及び運航内航タンカー	72
4.3.1 プルタミナ関連タンカーの運航ルート及び船型	72
4.3.2 船舶調達動向	76
4.3.3 運航収支、メンテナンスコスト	77

5. 内航タンカーに関する環境対策、省エネ政策等 .....	78
5.1 国内及び近海石油・ガス輸送にかかる安全・環境要件 (PERTAMINA 等からの船舶調達にかかる要件の動向) .....	78
5.2 輸送分野における省エネ、エネルギー転換の推進 .....	79
6. インドネシア内航タンカーの新造需要について .....	84
7. 離島向け内航貨客船（パイオニア船）の概要 .....	89
7.1 概要 .....	89
7.2 パイオニア船の種類 .....	90
7.2.1 1200GT パイオニア船 .....	90
7.2.2 750DWT パイオニア船 .....	92
7.2.3 500DWT パイオニア船 .....	93
7.3 運航状況、燃料価格、メンテナンスコスト、収支状況 .....	95
7.4 パイオニア船建造計画 .....	99
 付 録 .....	 101
付録 1. 主要タンカー船社及び保有隻数 .....	102
付録 2. プルタミナ関連タンカーリスト .....	103
付録 3. パイオニア船リスト .....	106

## 1. インドネシアの石油・ガスの供給及び消費並びに関連政策の動向

### 1.1 エネルギー供給及び消費動向

#### 1.1.1 インドネシアのエネルギー事情概況

インドネシアはアジア有数のエネルギー輸出国で、OPEC（石油輸出国機構）にも1962年に加盟した。しかし、1990年代半ばから国内既存油田の枯渇・老朽化に伴って探査及び生産が減少する一方で国内のエネルギー需要が増大、さらに1997年のアジア通貨危機とそれに続く政治の混乱で新規油田開発への投資が滞ったことなどが原因で、2004年以降原油・石油製品の輸入が輸出を上回り、2008年にはOPECから脱退した。石油の確認埋蔵量は1980年代には100億バレル以上だったが、2013年には37億バレル（世界の0.2%）に減少した<sup>1</sup>。それでも天然ガスや石炭が豊富なため、エネルギー全体では純輸出国となっている。天然ガスの確認埋蔵量(2013年)は2.9兆立方メートルで世界の1.6%、アジア太平洋地域ではオーストラリア（3.9兆立方メートル）、中国（3.3兆立方メートル）に次ぐ規模である<sup>2</sup>。天然ガスのおよそ半分は輸出されているが、国内需用の伸びを背景に産出ガスの輸出比率を抑制する方向となっている。2014年12月10日のワシントンポストによると、エネルギー資源産出を増やす方策をとらない場合、インドネシアは2019年からエネルギーの純輸入国になるとしている<sup>3</sup>。

インドネシアの2013年の一次エネルギー供給量は228MTOE (Million Tons of Oil Equivalent)で、その内訳は石油が43%、石炭28%、天然ガス22%、再生可能エネルギーなどが8%であった。政府がエネルギー使用削減やクリーンエネルギーへの代替促進などの政策を実施しない場合（BAU – Business as Usual シナリオ）、一次エネルギー供給量は2025年、2050年にそれぞれ417MTOE、1,286MTOEに増加すると予想されるが、政策介入により、同362MTOE、885MTOEに抑えることが目標である。

同様に、エネルギー消費は政策介入がなければ、2013年の174MTOEから2025年は298MTOE、2050年に893MTOEと見込まれているが、政策介入により、同253MTOE、595MTOEとエネルギー消費の伸びを抑制することを目指している。

エネルギー供給の内訳(エネルギーミックス)を見ると、2013年には石油が最も多いが、2025年には石炭が最も多くなり、再生可能エネルギーの割合も2025年、2050年と徐々に増加させることが目標となっている。

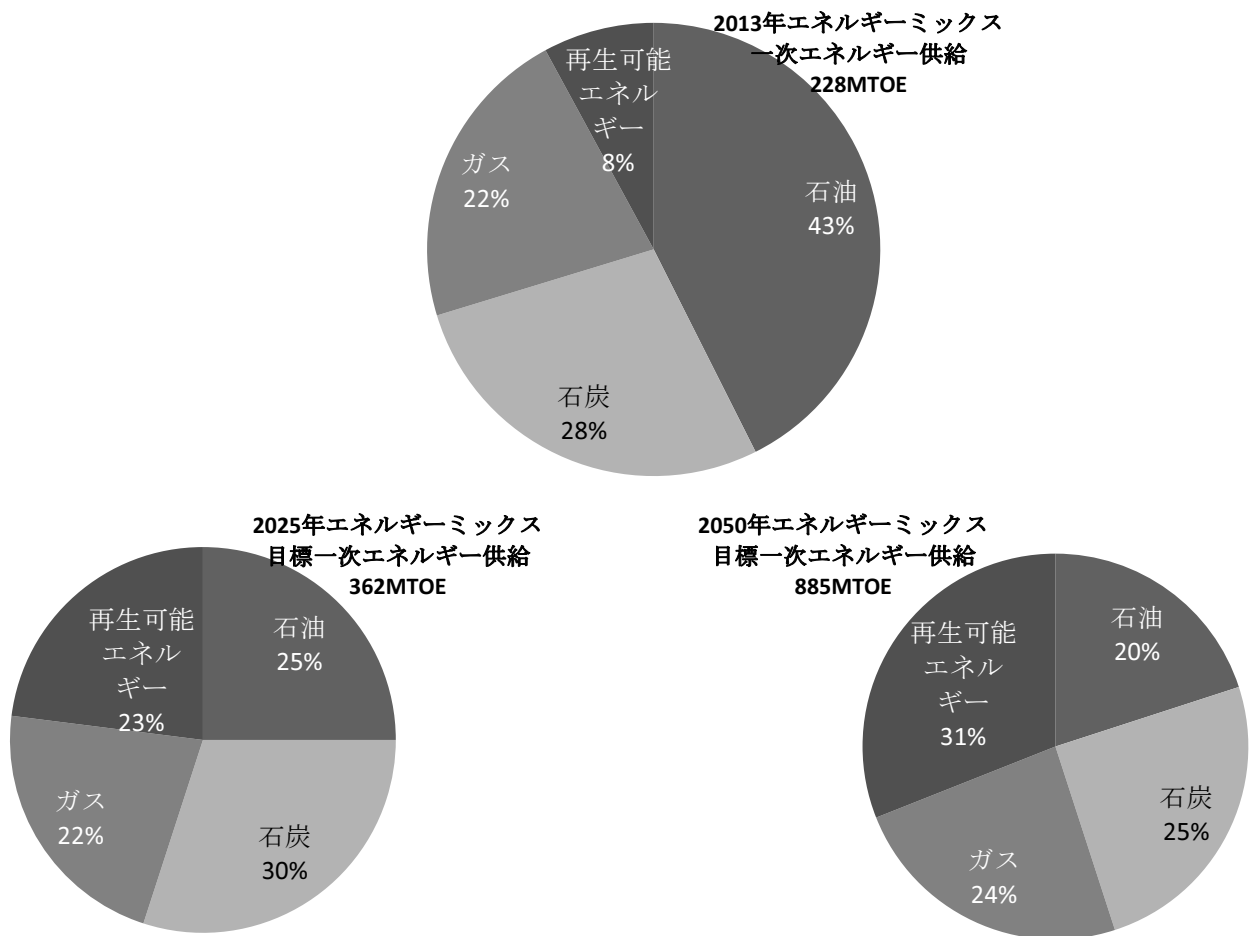
<sup>1</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2014

<sup>2</sup> BP Statistical Review of World Energy June 2014

<sup>3</sup> Wall Street Journal <http://blogs.wsj.com/briefly/2014/12/10/indonesias-energy-supplies-the-numbers/>

Agency for the Assessment and Application of Technology(インドネシア語の頭文字をとってBPPT)によると純輸入国になるのは2033年(Indonesian Energy Outlook 2014 page 112)

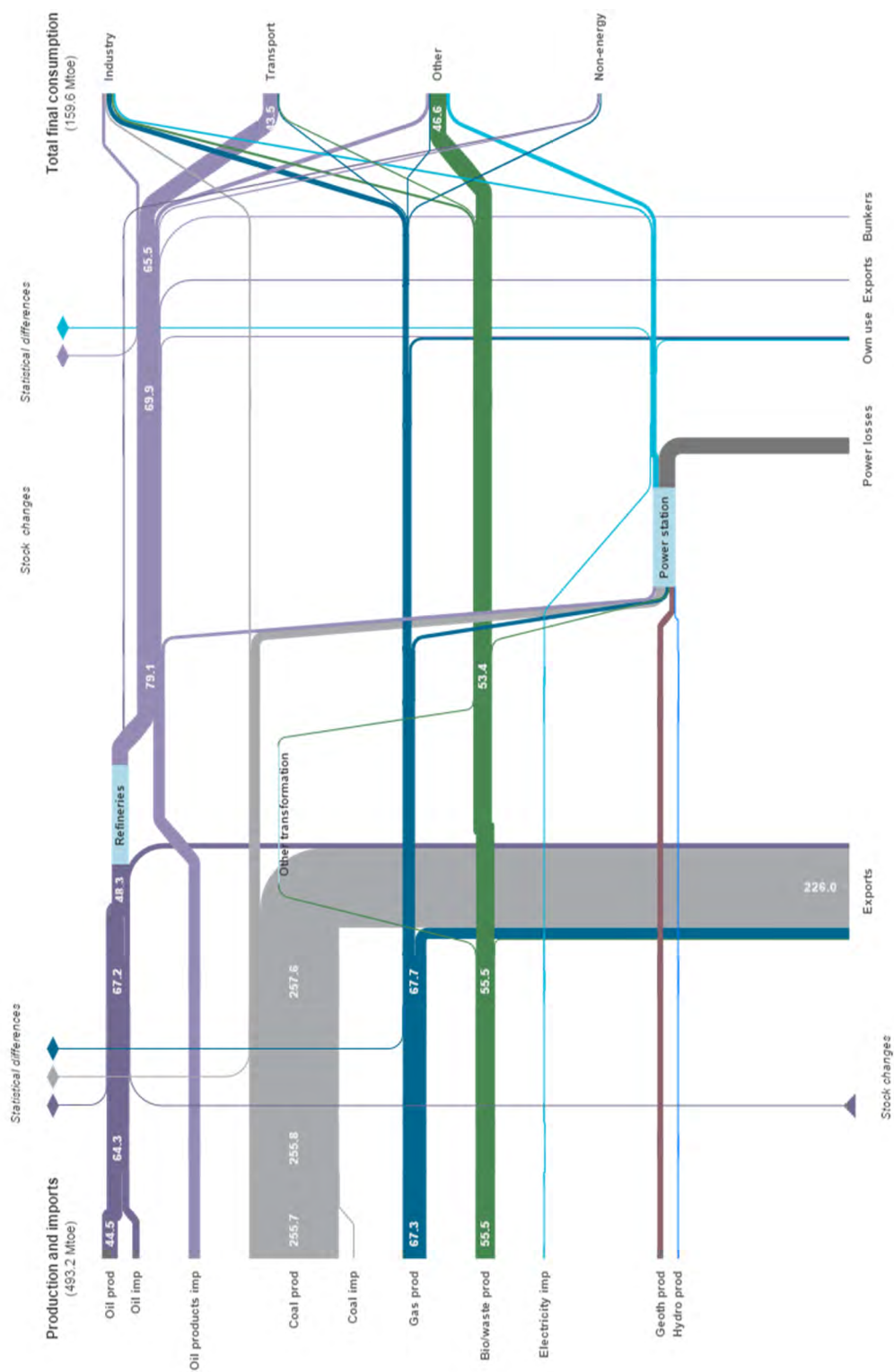
図 1 エネルギーミックス



出典：インドネシアエネルギー鉱物資源省 Indonesian Energy Outlook 2014

図 2 インドネシア エネルギーバランス

出典：IEA

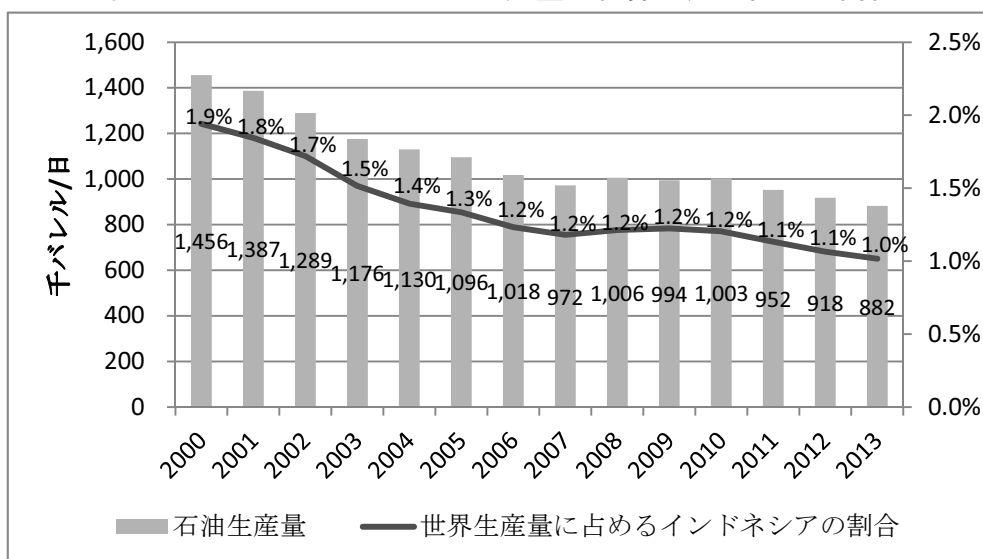


## 1.1.2 石油・ガスの生産量及び輸入量

### ① 石油

BP Statistical Review of World Energy June 2014 によると、インドネシアの石油の生産量は 2000 年の 14.6 億バレル/日から 2013 年には 8.8 億バレル/日に減少した。世界の石油生産量に占める割合も同期間 1.94% から 1.02% に下落した。

図 3 インドネシアの石油生産量と世界生産に占める割合

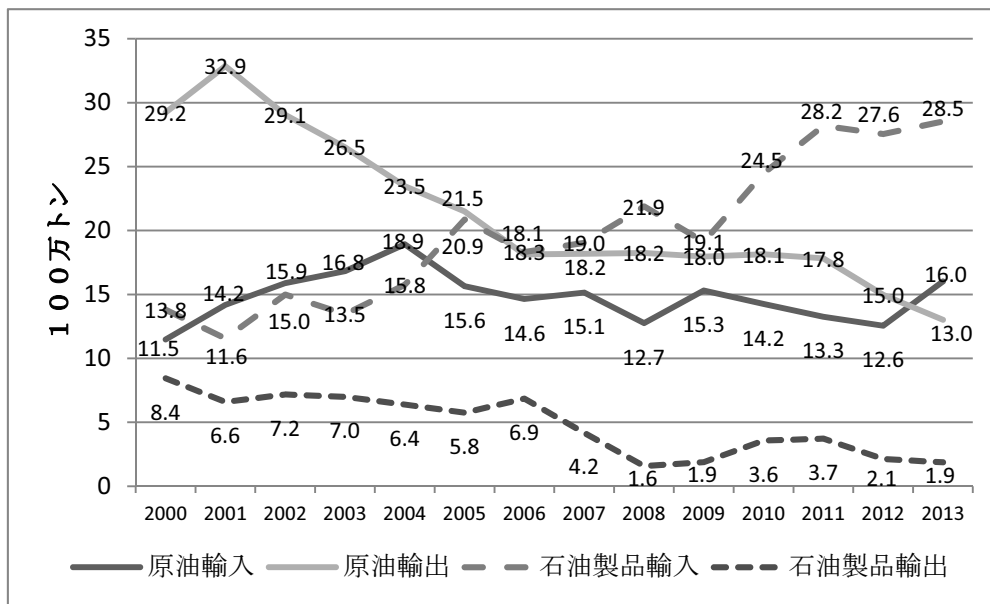


出典：BP Statistical Review of World Energy June 2014

原油の輸出は 2001 年の 3290 万バレルをピークに大規模に縮小しており、2013 年には 1300 万バレルと 2001 年の半分以下となった。石油製品も輸出は 2000 年の 1,380 万トンから 2013 年には 2,850 万トンに 2 倍となった一方、輸出は同期間、840 万トンから 190 万トンにおよぼ 4 分の 1 以下に激減した。



図 4 原油および石油製品の輸出入量推移



出典：UN Comtrade より作成

インドネシアの油田開発は比較的早い時代に行われ、最大の油田である南スマトラのスマトラ盆地の **Duri** 油田と **Minas** 油田はそれぞれ 1952 年、1955 年に生産開始した。これらの油田の生産量の減少は著しく、オペレーターのシェブロンは EOR (Enhanced Oil Recovery：原油増進回収法) などを使って生産増強に取り組んでいる<sup>4</sup>。

スマトラの他に、東ジャワ盆地にもプルタミナとペトロチャイナの合弁による油田が数多くある。既に生産中のものとしては、ボジョネゴロの **Sukowati** 油田、ツバンの **Mudi** 油田などで、2011 年の生産量は併せて 43,000 バレル/日だった。その数年前は 45,000 バレル/日の生産量があったという<sup>5</sup>。

2001年にエクソンモービルによって発見された東ジャワの **Cepu** 鉱区は陸上の大型油田で、その埋蔵量は石油 6 億バレル、ガス 1.7 兆立方フィートと言われている。しかしプロジェクトはエクソンモービルとプルタミナのオペレーターシップ争い（最終的には共同オペレーター）、開発計画の意見の相違、資材の不足、土地収用の問題、地元州政府の輸送パイプラインの許認可など様々な要因で遅延した。**Cepu** 鉱区の中の最大の油田は **Banyu Urip** 油田で、500~1500 バレル/日の少量のパイロット生産がようやく開始したのが 2008 年 12 月である。本格生産機材据え付け後の全面開発生産は、当初は 2013 年を予定していたが、遅延し、2015 年 2 月現在、2015 年中の開始と予定されている<sup>6</sup>。**Banyu Urip** 油田は、10 万バレル/日、さらにピーク時には 16.5 万バレル/日に上ると予測され、2015 年のインドネシアの石油生産目標 90 万バレル/日達成を可能にする切り札と期待されている。<sup>7</sup>

<sup>4</sup> Chevron Indonesia Fact Sheet 2014

<sup>5</sup> <http://www.antarajatim.com/lihat/berita/121427/pertamina-petrochina-exploring-for-oil-gas-in-east-java>

<sup>6</sup> [http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911\\_041a.pdf](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911_041a.pdf), <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=id>, 20 January 2015 LKBN ANTARA,

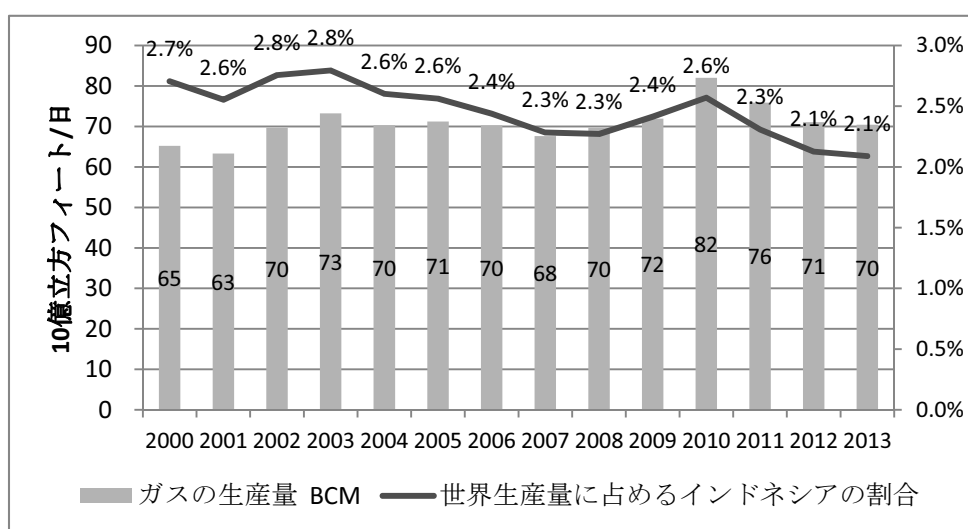
<sup>7</sup> 25 September 2014 Energy Monitor Worldwide

## ② 天然ガス

天然ガスは 2000 年の生産量 650 億立方フィートから徐々に増加し、2010 年には 820 億立方フィートとピークに達したが、その後減少に転じ、2013 年には同 700 億立方フィートとなった。主な減少要因は国内最大のガス田であるマハカム鉱区やインドネシア最初の LNG プラントのあるアルンガス田での生産量の減少である<sup>8</sup>。アルンガス田は 1970 年操業、1978 年から日本に LNG を輸出してきたが、2004 年以降生産は大幅に減少し、ついに 2014 年 10 月で出荷を終了した<sup>9</sup>（なお、アルン LNG プラントは、今後 LNG の受入・再ガス化プラントとして活用予定。）。こうした既存のガス田の老朽化に加え、インドネシア政府が天然ガス事業計画の見直し作業に乗り出し、一部プロジェクトの生産開始がずれ込んでいる<sup>10</sup>ことも生産減少の要因となっている。

現在、インドネシアではシェールガス生産は行われていないが、政府はシェールガス・オイルの探査に前向きで、2012 年にインドネシア政府は 4 件のシェールガス調査を開始し、2018 年にシェールガスの商業生産に入る計画としている。2013 年末に北スマトラ Sumbagut 地区のシェールガス生産分与契約 2 件をプルタミナが承認した。この地区での埋蔵量は 19 兆立方フィートと推定されている。

図 5 インドネシアの天然ガス生産量と世界生産に占める割合



出典：BP Statistical Review of World Energy June 2014

インドネシアの天然ガス事業は元々 LNG 輸出を目的に開発されたものであり、現在でも全生産量の約 50%、LNG については 99%<sup>11</sup>が輸出向けである。なお、輸出のおよそ 4 分の 3 は LNG によるもの、残りはパイプラインによるシンガポール及びマレーシア向け輸出となっている。

<sup>8</sup> <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-12-13/gas-output-to-drop-5-7-next-year-at-indonesia-s-mahakam-block>

<sup>9</sup> <http://www.reuters.com/article/2014/10/14/indonesia-lng-exports-idUSL3N0S93IG20141014>

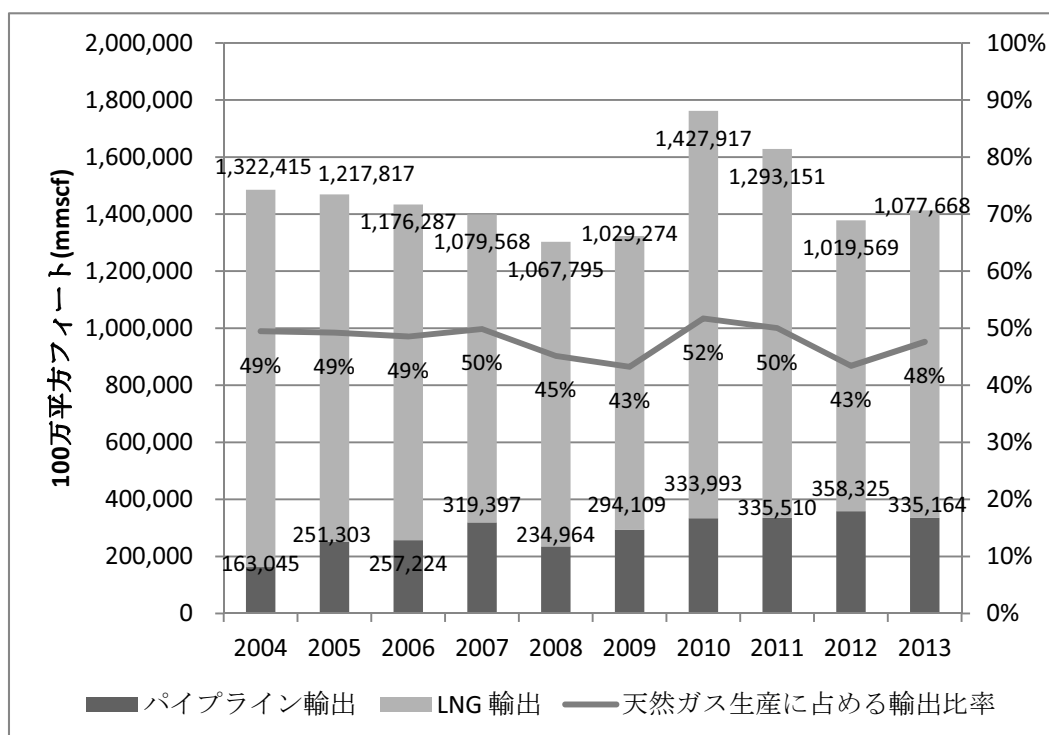
<sup>10</sup> <https://www.rim-intelligence.co.jp/news/select/category/feature/article/578406>

<sup>11</sup> 2012 年暫定値で 99.1%（エネルギー・鉱物資源省）

<http://prokum.esdm.go.id/Publikasi/Statistik/Statistik%20Gas%20Bumi.pdf>

近年では、増加する国内エネルギー需要に対応するため、インドネシア政府は生産分与契約（PSC）で生産された資源のうち一定の割合を国内市場に供給することを義務付ける「国内供給義務(Domestic Obligation Market -DMO)を課している。ガスの場合、2001年11月以降に締結したPSCでは生産量の25%を国内市場に供給することが義務づけられている<sup>12</sup>。さらに最近の契約では25%以上を国内市場向けに販売することを求めるケースも出てきている。例えば三菱商事が主導するDonggi Senoro LNGでは生産の30%、国際石油開発帝石株式会社（インペックス）がシェルと共同開発中のマセラ鉱区アバディガス田のLNG計画では、生産の3分の1を国内向けとすることを義務づけている。

図 6 インドネシアのガス輸出の推移



出典：エネルギー鉱物資源省資料より作成

国内需要も上昇する中、政府はLNG輸出を減らしていく方針だが、それでも国内需要を満たすことはできない。2014年10月、プラタミナはLNGの国内需要量が2020年までに現在の2倍超の年500万トンになり、2020年までに年300～350万トンのLNG輸入を見込んでおりと発表した<sup>13</sup>。こうした中、インドネシアはLNG輸入交渉に積極的に動いている。米国からLNG輸入を検討しており、2013年11月には米国のシェニエール・エナジーと年160万トンのLNGを2018年から20年間にわたり購入する、インドネシア初のLNG輸入契約で合意した<sup>14</sup>。カナダのアルバータ州にシェールガス田を持つタリスマ

<sup>12</sup> 具体的には国内事業者に1年間、ガスを買う優先順位が与えられ、その期間中にバイヤーがなかった場合は、国際市場で売却することができる。

<http://www.nortonrosefulbright.com/files/indonesian-energy-report-pdf-468-kb-30287.pdf>

<sup>13</sup> <http://shipandbunker.com/news/apac/871827-indonesia-lng-demand-to-double-by-2020-eyes-imports-to-supply>

<sup>14</sup> <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-12-13/gas-output-to-drop-5-7-next-year-at-indonesia-s-mahakam-block>

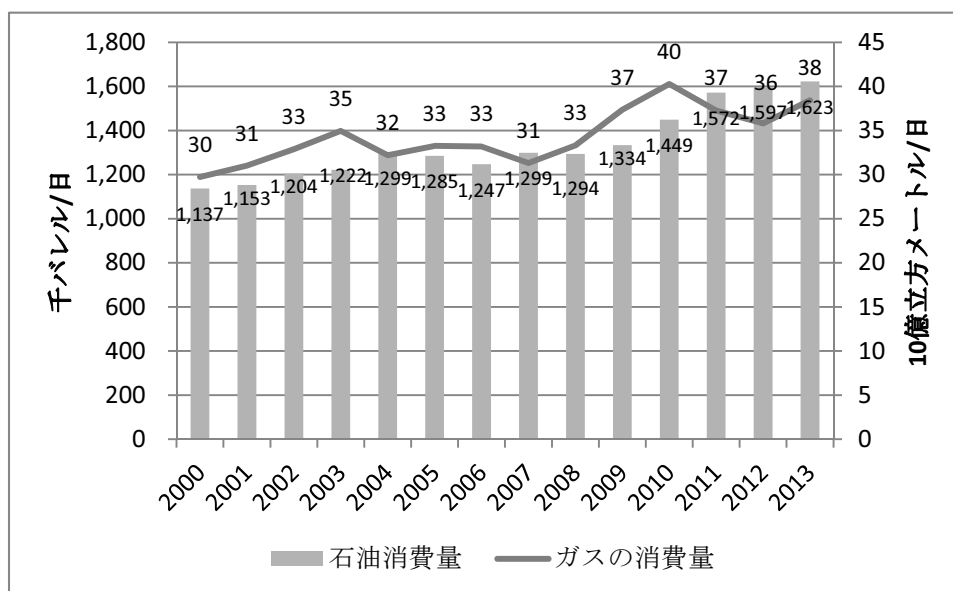
ン・エネジーと、同社所有のガス田への出資の交渉も開始した他<sup>15</sup>、モザンビークからも輸入を検討していると報じられている<sup>16</sup>。

2014年10月にLNG出荷を終了したアルンLNGプラントは、現在の液化プラント、LNG輸出ターミナルから、LNG受入・再ガス化プラントに改造され、国内のタングーからのLNGを受け入れるほか、2018年から始まるLNG輸入の受入基地となる予定である。<sup>17</sup>

### 1.1.3 消費

インドネシアの石油及びガスの消費量は、経済成長、所得の向上などを背景に増加している。石油の消費量は2000年の114万バレル/日から2013年には162万バレルに増加した。一方、天然ガスの消費は2000年の300億立方メートルから2010年に400億立方メートルのピークに達したが、前述のように天然ガスの生産量が減少したため、2011、2012年は減少した。政府は国内向けに天然ガスを供給するため、輸出向けガスを減らしたため、2013年には消費が上昇に転じた。

図7 石油、ガスの消費量推移



出典：BP Statistical Review of World Energy June 2014

エネルギー消費量で見ると、2013年の174MTOEのうち、産業向け(Industry)が33%、家庭が27%、輸送が27%、残りがその他(商業など)となっている。エネルギー鉱物資源省のEnergy Outlook 2014のグラフによると、輸送向けのエネルギー消費の割合が徐々に増加しているようである。なお、家庭で使われるエネルギーの半分以上はバイオマス(木材など)である。<sup>18</sup>

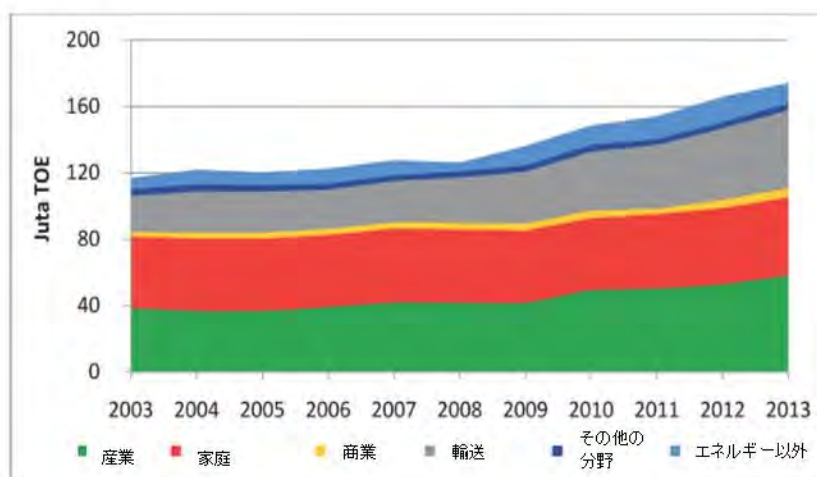
<sup>15</sup> 12 June 2014 Energy Monitor Worldwide

<sup>16</sup> <http://www.antaranews.com/en/news/96183/pertamina-to-import-lng-from-mozambique>

<sup>17</sup> <http://www.reuters.com/article/2014/10/14/indonesia-lng-exports-idUSL3N0S93IG20141014>

<sup>18</sup> エネルギー鉱物資源省 Energy Outlook 2014

図 8 セクター別最終エネルギー消費量の推移

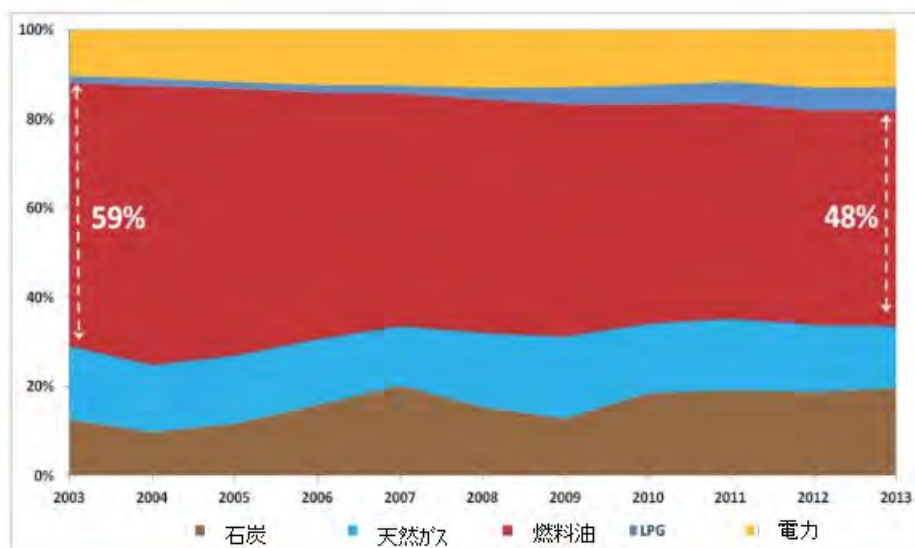


Note : バイオマスを含む

出典 : エネルギー・鉱物資源省 Energy Outlook 2014

バイオマスを除いたエネルギー最終消費量は 2003 年の 79MTOE から 2013 年には 134MTOE に増加した。エネルギー別の内訳を見ると、燃料油が最も多く 48%を占めたが、その割合は 2003 年の 59%より減少した。同期間、石炭の割合は 12%から 19%に増加し、天然ガスは 17%から 14%に減少、LPG は 2%から 5%に増加、電力も 10%から 13%に増加した。

図 9 エネルギー消費のエネルギー種別内訳



Note : バイオマスを除く

出典 : エネルギー・鉱物資源省 Energy Outlook 2014

## 1.2 エネルギーに関する政策の動向

### 1.2.1 国家エネルギー政策

インドネシアのエネルギー政策の大枠となるのは 2005 年に発表された国家エネルギー政策の青写真と、その翌年発表された国家エネルギー政策に関する大統領令 No. 58/2006(国家エネルギー計画)、これに続いて 2007 年に制定された国家エネルギー法、及び 2014 年 1 月の新国家エネルギー政策である。

国家エネルギー法では水、地熱、バイオ燃料、太陽光、風力、燃料電池、バイオマスなど代替エネルギーの開発・利用に優遇措置を与えることを盛り込み、石油、ガス、石炭などの化石燃料に代わる新エネルギーの開発・利用推進の方針が明確にされている。国家エネルギー法に基づき、国家エネルギー政策を運営するための大統領を議長とした「国家エネルギー審議会(DEN)」が設立された。国家エネルギー審議会(DEN)の役割は、国家エネルギー政策の策定、国家エネルギー計画の策定、エネルギー危機や緊急事態の場合の対策の決定、セクター別のエネルギー政策の導入のモニタリングで、これらを通じて、エネルギーセキュリティと持続可能な国家の開発を実現することである<sup>19</sup>。

2006 年の大統領令 No. 58/2006 で示された国家エネルギー政策では、2025 年のエネルギーミックス目標を、石油が 20%以下、ガスが 30%以上、石炭 33%以上、バイオ燃料 5%以上、地熱が 5%以上、その他の再生可能エネルギー（バイオマス、原子力、小規模水力、太陽光、風力）が 5%以上と定めていた<sup>20</sup>。2014 年 1 月に国会で承認された新国家エネルギー政策では、2025 年の再生可能エネルギーの占める割合の目標は当初の 17%（バイオ燃料、地熱、その他合計）から 23%に引き上げられ、新たに提示された 2050 年の目標値は 31%となっている。一方、ガスの 2025 年の目標値は当初の 30%以上から 22%に引き下げられ、2050 年の目標の 24%と設定された。

表 1 新エネルギー政策によるエネルギーミックス目標値

	2015	2020	2025	2030	2040	2050
石油	39%	32%	25%	22%	21%	20%
天然ガス	22%	22%	22%	23%	24%	24%
石炭	29%	29%	30%	30%	27%	25%
再生可能エネルギー合計	10%	17%	23%	25%	28%	31%
バイオ燃料	2.8%	3.1%	4.7%	4.5%	5.9%	7.8%
バイオマス	2.0%	2.3%	5.1%	5.3%	7.0%	6.4%
地熱	4.3%	8.1%	7.1%	6.5%	4.9%	5.8%
水力	0.9%	1.7%	2.7%	2.6%	1.8%	2.0%
潮力	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%	0.4%

<sup>19</sup> New paradigm of national energy policy March2014

<sup>20</sup> <http://faolex.fao.org/docs/pdf/ins64284.pdf>

太陽光	0.0%	0.1%	1.0%	0.3%	1.5%	1.7%
風力及びその他	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%
原子力、炭層メタン、その他	0.0%	1.6%	3.2%	5.6%	6.5%	6.6%

出典：国家エネルギー審議会<sup>21</sup>

その他、新エネルギー政策では、世帯電化率を 2015 年に 85%に、2020 年までに限りなく 100%に近づけること、家庭におけるガス利用率を 2015 年に 85%とすることなどが盛り込まれている。なお石油・ガスについては別途石油ガス法が定められており、地熱、クリーンエネルギー、バイオ燃料、電力、省エネルギーなどについても分野ごとに、法律や省令が定められている。

## 1.2.2 石油ガス法

石油ガスの生産に関する法律は 2001 年に発効した石油・ガス法とその施行細則である。石油・ガス法発効前は、国有石油会社のプルタミナが石油ガス産業に関する行政の役割と、石油ガス部門のビジネスを行う民間企業としての役割の双方を担っていた。プルタミナは、上流部門についてはオペレーターとして石油・ガスの探鉱、開発、生産を行うと同時に行政管轄権をもつ行政機関でもあり、鉱区の入札、データの管理、生産分与契約の落札決定も行っていた。プルタミナは業界内の上流部門で業務を行う民間企業を監督する役割を担いながら、同時にこれら民間企業と競合することになり、必然的に利害の衝突が起きていた。同時に、プルタミナは実質上、石油関連活動の下流部門も掌握していた。石油・ガス法により、プルタミナの独占体制は廃止され、エネルギー業界を上流部門と下流部門を明確に区別し、それぞれを管轄する新たな組織、上流部門執行機関（Badan Pelaksana Minyak dan Gas Bumi : BP MIGAS）と、下流部門調整機関（Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi : BPH MIGAS）が設立された。

石油ガス法で、政府は石油天然ガス上流に関する 2025 年までの目標として、次の事項を掲げている。

- 原油生産量 100 万バレル/日を維持すること
- 50%が国内企業によるオペレーターシップにより行われること
- 91%のローカルコンテンツ
- 従事する 99%の人員が熟練したインドネシア人であること
- 国内燃料供給、工業原料の安定供給確保
- 再生可能エネルギー向上<sup>22</sup>

原油生産量向上のための投資を促進するため、政府は生産物分与契約（PSC）の利益配分を鉱業権者側に有利にすることや、資機材やサービスに関する税制優遇策などのインセンティブが設けられており、一例として、2015 年 1 月、石油ガス開発事業者に課す土地税を廃止することを決定した。<sup>23</sup>

<sup>21</sup> <http://pse.ugm.ac.id/wp/wp-content/uploads/Peraturan-Pemerintah-KEBIJAKAN-ENERGI-NASIONAL-RPP-KEN.pdf>

<sup>22</sup> [http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911\\_041a.pdf](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911_041a.pdf)

<sup>23</sup> <http://www.reuters.com/article/2015/01/16/indonesia-energy-tax-idUSL3N0UV1W220150116>

なお、2012年11月、インドネシア憲法裁判所は石油ガス法の一部が憲法に違反するという判決を下した。具体的には石油ガス法で定めた、BP Migas の設立および法的地位などが、国家が天然資源を管理し、国民を最大限繁栄させるために利用することを定めるインドネシア憲法に違反するとしている。さらに憲法裁判所は石油ガス法における BP Migas に関する規定が無効であるとした。ただし、BP Migas が締結した既存の生産分与契約などの契約は、契約の期間中は有効であると判示した。この判決を受け、エネルギー鉱物資源省は BP Migas を解散、BP Migas が担っていた役割を担うため、省内に暫定石油天然ガス蒸留政策規制機関(SKK Migas)を設立した<sup>24</sup>。政府は憲法裁判所の判決を受け、新石油ガス法を策定中であると報じられているが、新法制定時期は明らかになっていない。

### 1.2.3 燃料補助金の改革

インドネシアではスカルノ政権時代から燃料補助金制度があり、燃料価格が国際市況より安く抑えられている。国内の原油産出量が消費量を賄っている間はよかったが、国内の減産、消費の拡大により、国際価格で購入せざるを得ない輸入石油が増え、財政収支の悪化を招いてきた。政府は燃料補助金を削減するため、これまで何度か燃料価格が引き上げられている。こうした燃料価格の引き上げは、国民の負担を増加させるため、実施するたびに国民からの反発を招いてきた<sup>25</sup>。

スハルト政権末期の1998年には大規模な補助金削減が実施され、これがジャカルタの暴動、スハルト政権の崩壊のきっかけとなった。大幅に燃料価格が引き上げられた2005年には10都市以上でデモが発生。2008年5月の燃料価格引き上げ（平均28.7%アップ）<sup>26</sup>の際にも学生、イスラム急進派、労働組合などによる全国規模のデモがおこった。<sup>27</sup>

しかし、政府の燃料補助金支出は増加の一途をたどり、2013年度予算では210兆ルピアを石油製品の補助金に支出した<sup>28</sup>。これに電力補助金を入れると、エネルギー補助金総額はGDPの2.5%、政府歳出の25%に上る<sup>29</sup>。

<sup>24</sup> [http://www.jurists.co.jp/ja/topics/docs/newsletter\\_20130214\\_asia.pdf](http://www.jurists.co.jp/ja/topics/docs/newsletter_20130214_asia.pdf)

<sup>25</sup> <http://www.mizuho-ri.co.jp/publication/research/pdf/insight/as140326.pdf>

<sup>26</sup> [http://www.bk.mufg.jp/report/ecosta2012/20120404\\_ASEANTOPICS\\_Indonesia.pdf](http://www.bk.mufg.jp/report/ecosta2012/20120404_ASEANTOPICS_Indonesia.pdf)

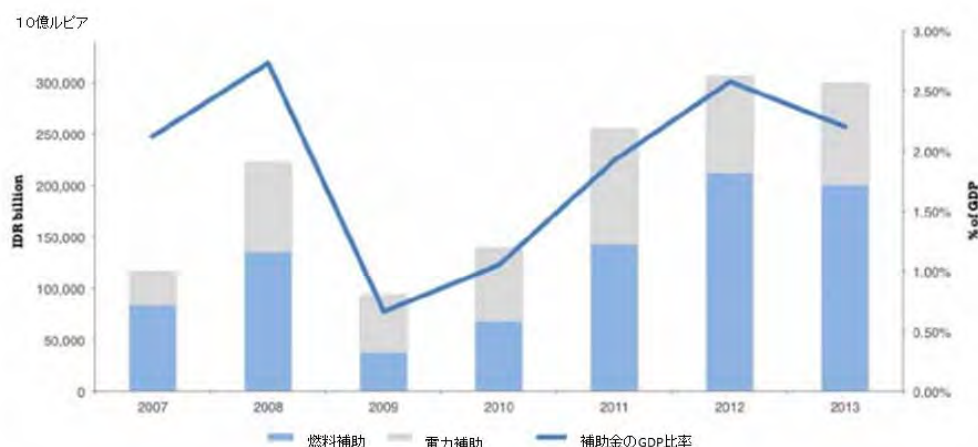
<sup>27</sup> <http://www.mizuho-ri.co.jp/publication/research/pdf/insight/as140326.pdf>

<sup>28</sup> インドネシア中央銀行 <http://www.bi.go.id/en/statistik/seki/terkini/keuangan-pemerintah/Contents/Default.aspx>

<sup>29</sup> [http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs\\_indonesia\\_review\\_i1v1.pdf](http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_indonesia_review_i1v1.pdf)



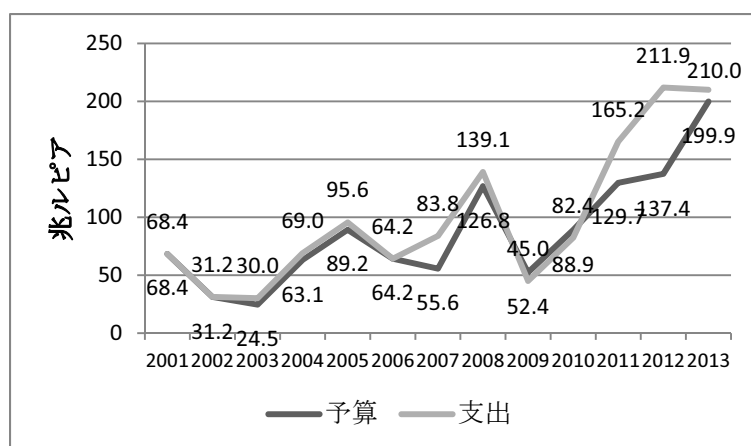
図 10 エネルギー補助金額の推移と GDP 比率



出典：International Institute fo Sustainable Development<sup>30</sup>

註：2009 年は金融危機後に石油価格が 2008 年 6 月の 1 バレル 143 ドルから 2009 年 2 月には 43 ドルに下落した<sup>31</sup>。また 2008 年に燃料補助金引き下げが実施されていた。

図 11 インドネシア政府の石油補助金額（予算・実質支出）



出典：インドネシア中央銀行

インドネシアは法律で財政赤字を GDP の 3% までと定めているため、野放しに赤字が膨れ上がらない代わりに、インフラ投資など必要な分野に予算を回せないことになる<sup>32</sup>。

2014 年 10 月に就任したジョコ・ウィドド新大統領は、その選挙公約で補助金により抑えられてきた燃料価格の引き上げを掲げており、就任直後の 2014 年 11 月、補助金を削減し、ガソリン価格を 3 割引き上げると発表した。さらに 12 月 31 日には翌日 2015 年 1 月 1 日からレギュラーガソリンの補助金撤廃、軽油の補助金は 1 リットルあたり 1,000 ルピーに固定することを含む燃料補助金の新政策を発表した<sup>33</sup>。原油価格が上がっても政府補助金は変わらないため、これまで小売価格は変動することになった。

<sup>30</sup> [http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs\\_indonesia\\_review\\_i1v1.pdf](http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_indonesia_review_i1v1.pdf)

<sup>31</sup> <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>

<sup>32</sup> <http://www.wsj.com/articles/indonesia-leaders-pushed-to-rein-in-fuel-subsidies-1406299999>

<sup>33</sup> [http://www.eastspring.co.jp/company/files/special\\_report/2015/SpecialReport20150107.pdf](http://www.eastspring.co.jp/company/files/special_report/2015/SpecialReport20150107.pdf)

図 12 インドネシアにおけるガソリン小売価格の推移



出典: East Spring Investments 34

#### 1.2.4 発電計画

電力については、2009年の新電力法<sup>35</sup>で規定されている。新電力法では、国家エネルギー政策に沿い、地方政府と協力して、国家電力総合計画(RUKN)を策定し、国会の承認を得ることとなっている。RUKNを基礎として、地方政府はそれぞれ地方の電力計画(RUKD)を策定する。RUKNは10年間の電力需要と供給を予測し、投資と資金調達政策、および再生可能エネルギーの利用促進を定めるものである。また、RUKNを基礎として、電力供給事業計画(RUPTL)が策定される。RUPTLは国営電力会社のPLNが策定し、エネルギー鉱物資源省が承認するもので、需要、拡張計画、発電量、燃料調達を予測し、PLNと独立発電事業者(IPP)によるプロジェクトを示唆するものである<sup>36</sup>。

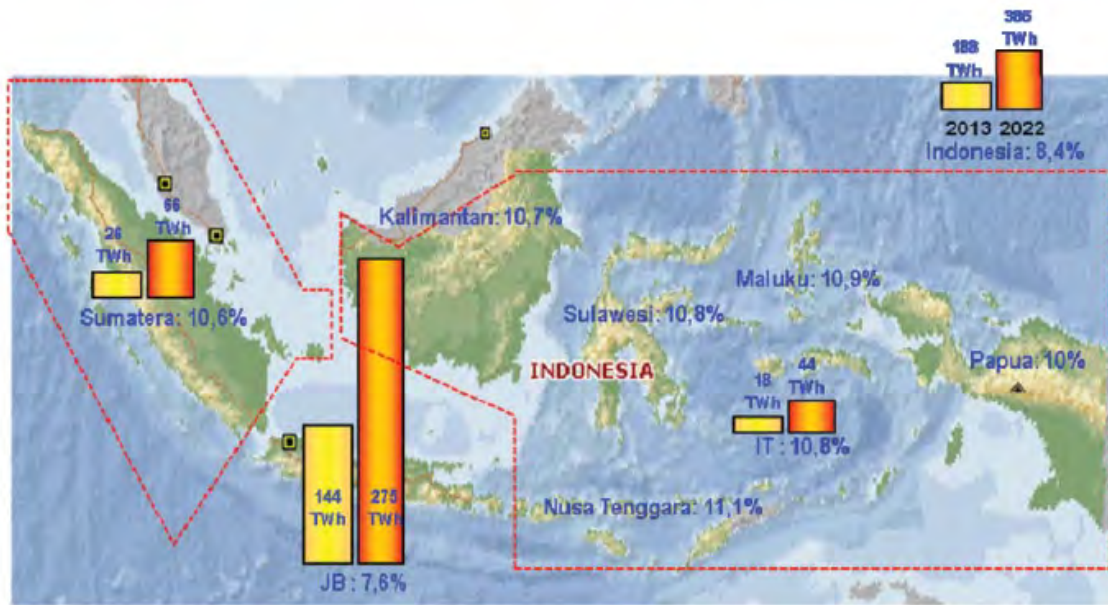
PLNが策定した2013～2022年の電力供給事業計画(RUPTL)によると、インドネシアの電力消費は2013年の189TWhから年平均8.4%の伸びを示し2022年には386TWhになると見込まれている。同期間、電化率は2013年の79.6%から97.7%と完全電化に近づく。地域別に見ると、ジャワ島-バリ島地域は144TWhから275TWhに、東インドネシアは18TWhから46TWhに、スマトラ島は26TWhから66TWhに増加する。なお、エネルギー鉱物資源省による国家電力総合計画(RUKN)(2012年作成ドラフト)では、2031年の電力需要を1,075TWhと予想している。

<sup>34</sup> [http://www.eastspring.co.jp/company/files/special\\_report/2015/SpecialReport20150107.pdf](http://www.eastspring.co.jp/company/files/special_report/2015/SpecialReport20150107.pdf)

<sup>35</sup> <https://repit.files.wordpress.com/2011/11/law-no-30-2009-english-version.pdf>

<sup>36</sup> <http://www.pwc.com/id/en/publications/assets/electricity-guide-2013.pdf>

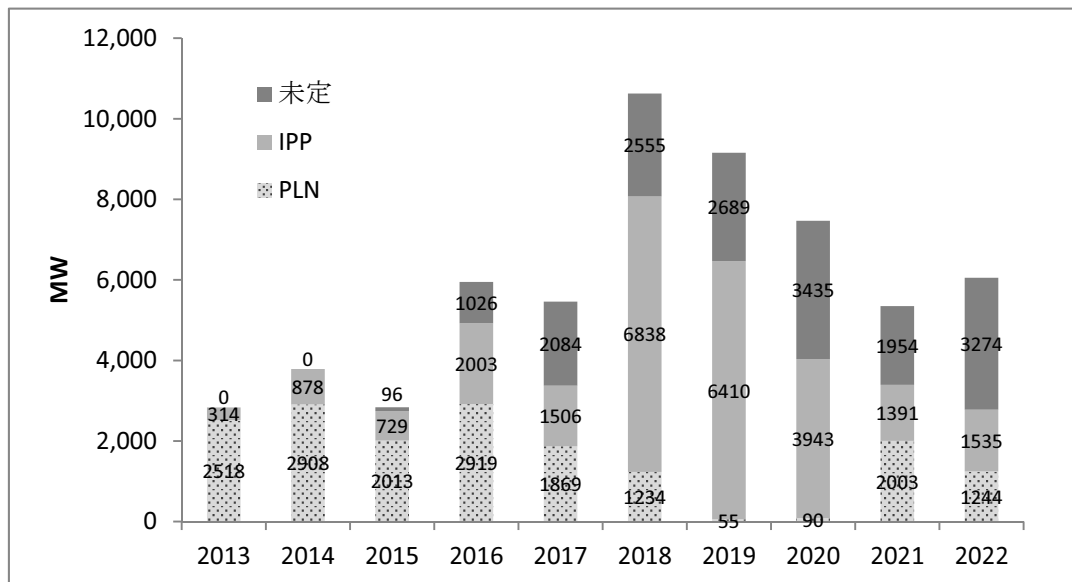
図 13 2013 年～2022 年の地域別地域別電力需要増加



出典：PLN 電力供給事業計画(RUPTL)

こうした需要の伸びに対応するため、インドネシア全体では 59.6GW の発電容量の増強が必要となる。このうち、16.9GW を PLN、25.5GW を独立発電事業者が発電拡張を行うが、17.1GW については開発事業者および資金調達については未決定である。

図 14 発電容量拡張必要量(MW)

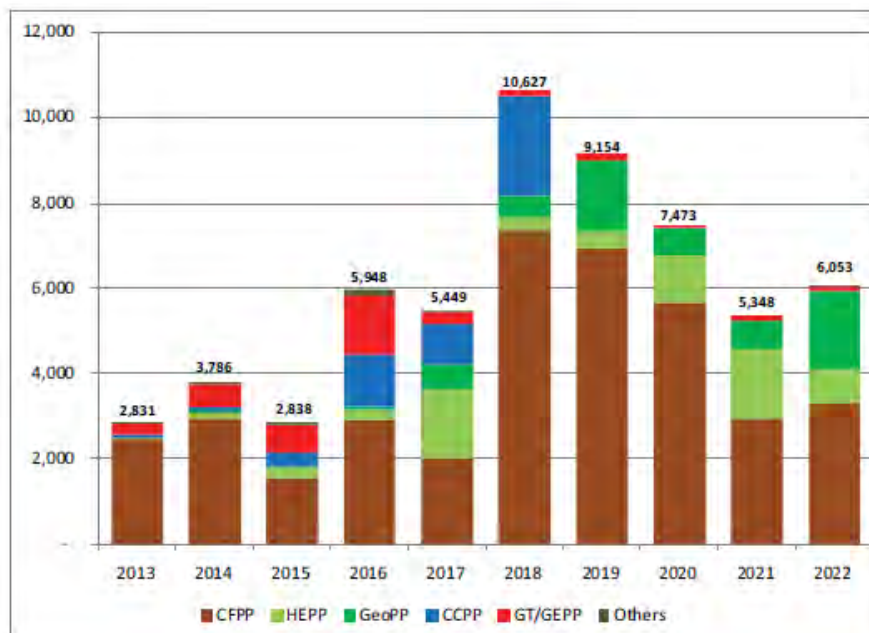


出典：PLN 電力供給事業計画(RUPTL)

また、発電燃料別では、石炭発電による拡張分が最も多く、37.9GW (拡張分の 63.8%) で、ガス複合発電が 5GW (同 8.4%)、水力が 5GW (同 11.0%)、地熱が 6.0GW (同 10.2%)

と計画されている。拡張分のうち、ジャワ島—バリ島地域が 31.5GW で、16.6GW は西インドネシで、11.5GW が東インドネシアに建設される。

図 15 発電燃料タイプ別拡張容量 (MW)

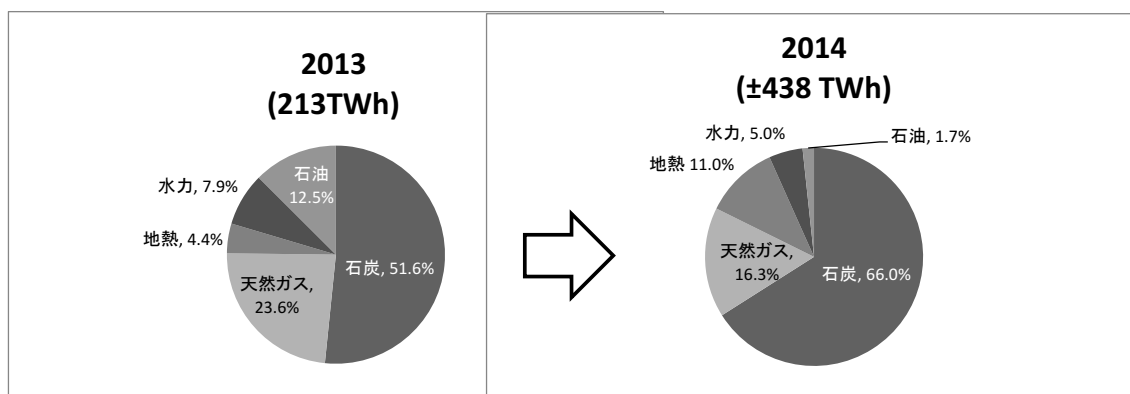


CFPP：石炭火力発電所、HEPP：水力発電所、GeoPP：地熱発電所、  
CCPP：コンバインドサイクル発電所  
GT/GEPP：ガスタービン/ガスエンジン発電所、Others：その他

出典：PLN 電力供給事業計画(RUPTL)

発電における一次エネルギー割合は 2022 年には 66.0%が石炭、16.3%がガス、11.0%が地熱、5.0%が水力、1.7%が石油と見込まれている。

図 16 発電における一次エネルギー内訳

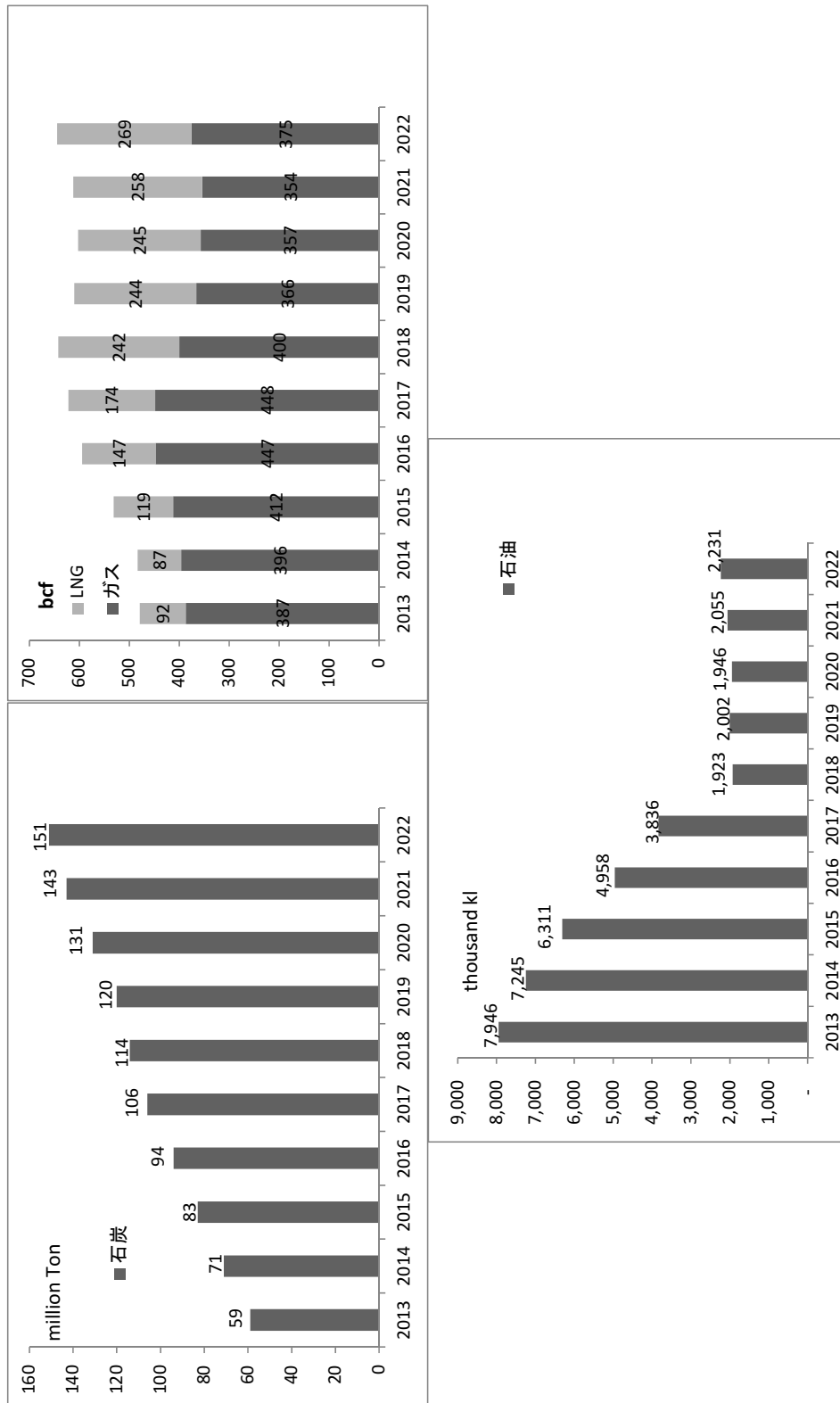


出典：エネルギー鉱物資源省 “Indonesia Electricity : Policy and Regulation” 2014.<sup>37</sup>

<sup>37</sup> <http://mec-projects.com/coalpitstop/chart/wp-content/uploads/2014/06/7A-1435-1-Satva-Zulfanita.pdf>

こうした発電能力増強に伴い、必要な発電燃料の量は、石炭は2013年の5900万トンから2022年には1億5100万トンに、ガスはLNGとパイプライン・ガスを併せて4,790億から6,440億cfに増加する。一方、石油の量は794.6万klから223.1万klに減らす方針である。

図 17 発電燃料必要量



出典：PLN 電力供給事業計画(RUPTL)

## 発電増強のための「クラッシュプログラム」(英語では Fast Track Program-FTP)

急増する電力需要に対応するため、インドネシア政府は 10,000MW の電源開発および流通設備の整備を早急に実施する計画を 2006 年と 2009 年に発表した<sup>38</sup>。2006 年に発表された「第 1 次クラッシュプログラム」では発電燃料は 100%石炭で、技術基準を満たしていれば最先端技術は必要とせず、最低価格を提示した企業に落札の優先権を与えるという当時の PLN の方針により、中国企業の落札が多かった<sup>39</sup>。計画では 2009 年までに完成させる予定だったが、用地取得、資金調達等の理由で、計画は大幅に遅れていた。2015 年によりやく終了する見込みとなった<sup>40</sup>。2009 年の第 2 次クラッシュプログラムは再生可能エネルギー開発が約半分を占めるとともに独立系発電事業者の事業も計画に含めている。当初は 2014 年までの完成の予定だったが、2013 年の PLN の RUTPL によると、2022 年の完成を見込んでいる。

表 2 第 1 次・第 2 次クラッシュプログラム

	第一次クラッシュプログラム	第二次クラッシュプログラム(当初)
開発計画年	2006-2009	2010-2014
開発方式	PLN100%	PLN 44%(442 万 Kw) IPP 56%(531 万 Kw)
電源開発量	約 10,000MW 内訳：ジャワ・バリ 6,900MW その他 3,100MW	約 10,000MW 内訳：ジャワ・バリ 5,070MW その他 4,452MW
背景(目的)	・ 緊急電源開発(ジャワ・バリ中心) ・ 脱石油政策	・ 緊急電源開発 ・ 電源の多様化 ・ 再生可能エネルギー
電源種別	石炭 100%	・ 再生可能エネルギー 54% 内訳：地熱 41%、水力 13% ・ 化石燃料 46% 内訳：石炭 36%、ガス 1% CC 9%
法的根拠	大統領令 (No. 71/2006)	大統領令 (No. 4/2010)
開発所要資金	電源：80 億 US\$	電源：160 億 US\$ 送電設備：4 億 US\$

出典：平成 26 年 2 月、インドネシアの電力事情<sup>41</sup>

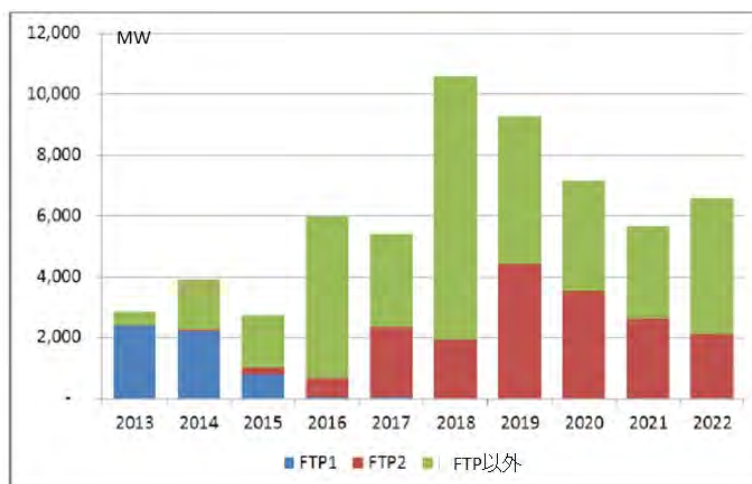
<sup>38</sup> <http://www.nedo.go.jp/content/100146772.pdf>

<sup>39</sup> <http://energy-indonesia.com/07basicinfo/0140319inturn.pdf>

<sup>40</sup> 1 June 2014 Indonesian Commercial Newsletter

<sup>41</sup> <http://energy-indonesia.com/07basicinfo/0140319inturn.pdf>

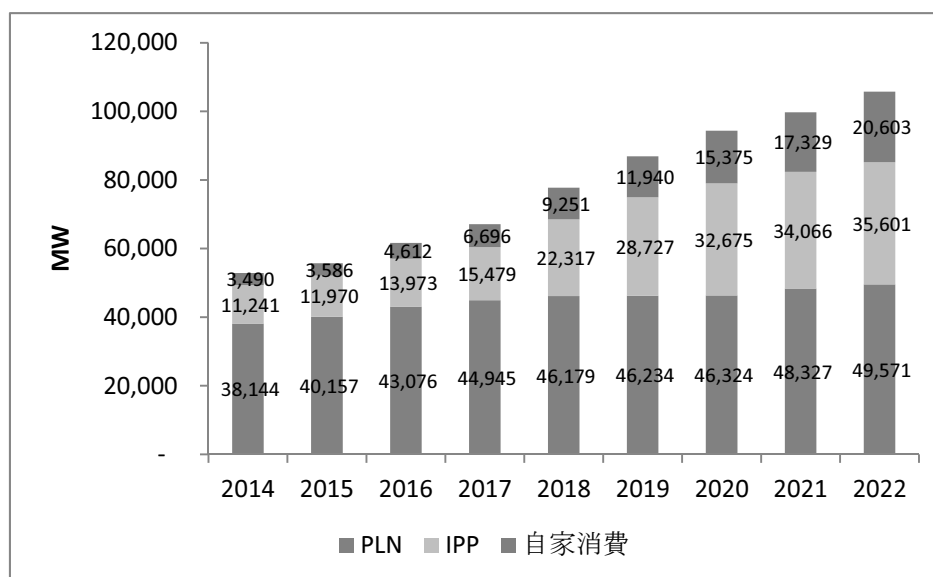
図 18 第 1 次・第 2 次クラッシュプログラムおよび PLN 一般拡張計画<sup>42</sup>の進捗予定



出典：電力供給事業計画(RUPTL)

第 2 次クラッシュプログラムでは拡張する発電能力の半分以上を独立系事業者(IPP)が担うことになっていることからわかるように、インドネシアでは電力供給における IPP の役割を増やしていく方針である。エネルギー鉱物資源省の資料によると、IPP の発電能力を 2014 年の 11241MW から 2022 年には 35601MW と 3 倍に増やす予定である。

図 19 2022 年までの発電能力の拡張予定



出典：Indonesia electricity policy and regulation, June 2014, エネルギー鉱物資源省

<sup>42</sup> 第 1 次、第 2 次クラッシュプログラムがそれぞれ大統領令で定められているのに対し、PLN の一般計画は政令、省令で定められている。(GR NO. 14/2012, MoEMR Regulation NO.1/2006, MoEMR Regulation No. 4/2007, MoEMR Regulations 5/2009) Power in Indonesia, PWC April 2013



## 2. 石油及びガスの国内物流構造及び主要ルート

### 2.1 プルタミナ石油公社

1957年に設立されたプルタミナ石油公社（PT.PERTAMINA）は100%政府所有の国営エネルギー会社で、PSO(Public Service Obligation)の下で、インドネシア国内外において支配的に石油・ガス田開発、生産、販売をすべて網羅する上流及び下流の石油・ガス及び関連事業を担っている。

表 3 プルタミナの財務状況

単位：100 万米ドル

項目	2013	2012
売上及びその他の営業収益	71,102	70,924
売上原価及びその他の直接経費	66,264	66,160
営業利益	4,838	4,764
税引き前利益	5,033	4,802
総資産	49,342	40,959
負債総額	32,053	25,766
総資本	17,289	15,193

出典：プルタミナ Annual Report 2013

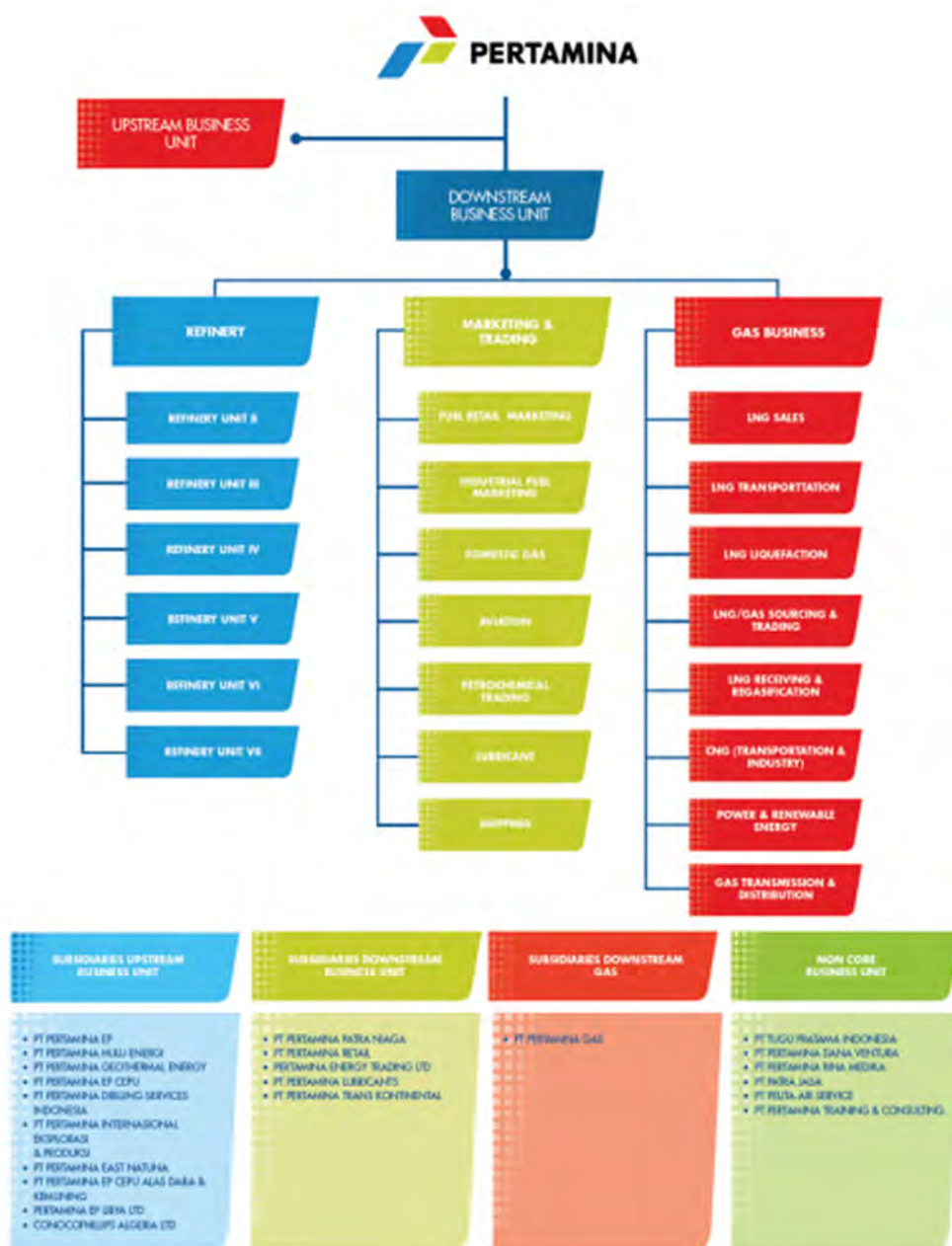
2013年のプルタミナ下流部門の概要は以下の通り。

表 4 プルタミナ下流部門の概要

精製量	1,031,000 バレル/日
燃料貯蔵基地	107 基地
LPG Filling Plants	532 ヶ所
ガス販売店	5,027 店
航空燃料用貯蔵基地	58 基地
潤滑油ブレンド基地	3 基地
運航タンカー	185 隻

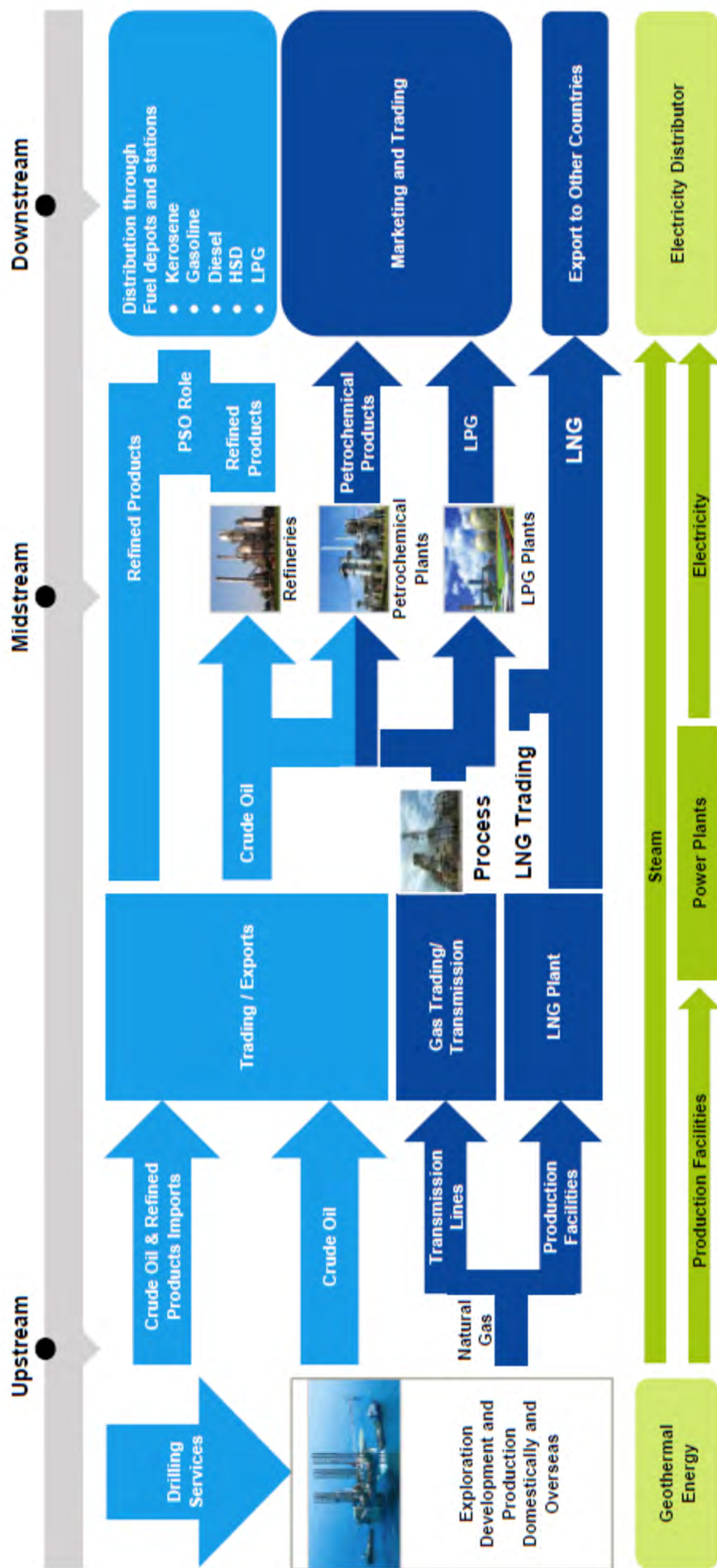
出典：プルタミナ 2013年第3四半期投資家向けレポート

図 20 プルタミナ事業組織図



出典：プルタミナ Annual Report 2013

図 21 プルタミナの事業



出典：プルタミナ 2013年第3四半期投資家向けレポート

## 2.2 石油及び石油製品

### 2.2.1 輸入及び国内拠点

プルタミナはスマトラ島の南端 **Teluk Semamngka** と、ジャワ島のスラバヤにある **Kalbut** ターミナルに浮体貯蔵設備を持ち、輸入原油はここに運ばれている。これらの浮体貯蔵設備や製油所からの国内流通網は図 21 のとおりである。

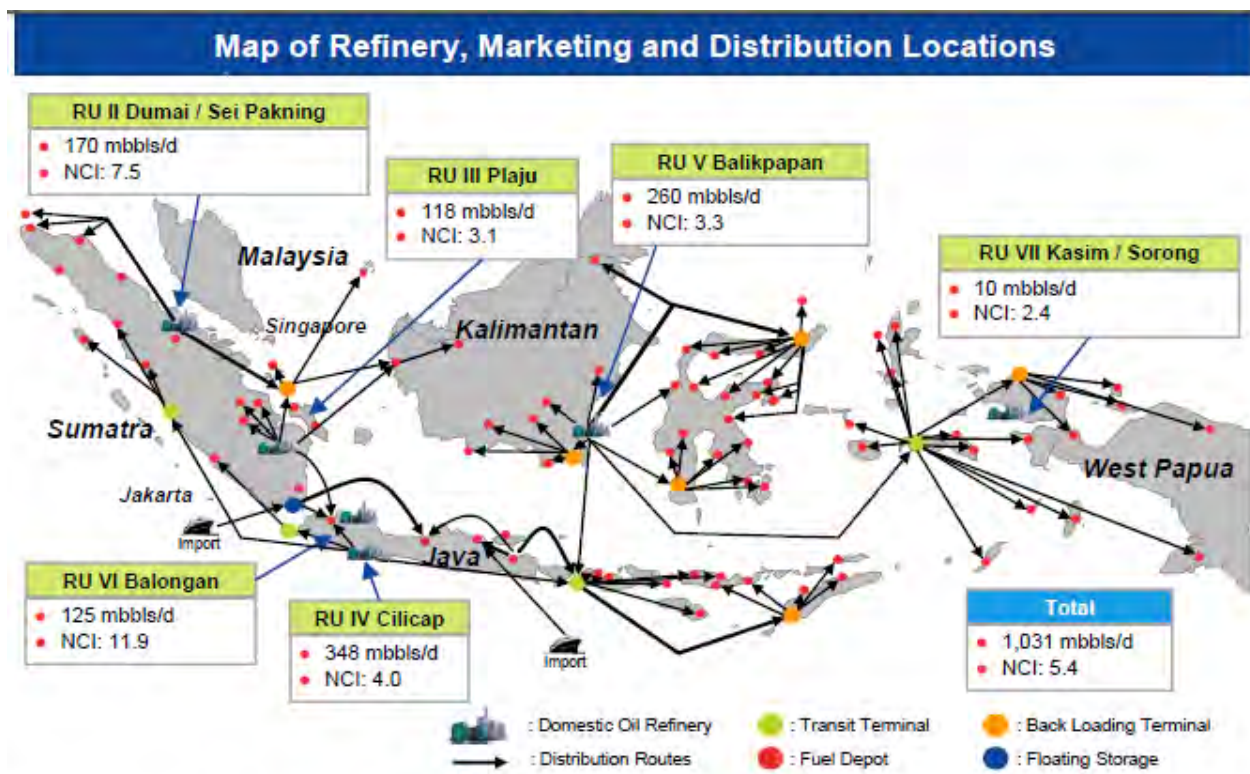
表 5 プルタミナタンカーの寄港港湾

州	港	州	港
ACEH	Sabang, Krueng Raya, Blang Lancang Lhok Seumawa, Meulaboh Kuala Beukah, Lhok Sukon	JAWA TENGAH	Cilacap, Semarang
SUMATERA UTARA	Pangkalan Susu, Pangkalan Brandan Belawan, Sibolga, Gunung Sitoli	JAWA TIMUR	Surabaya, Meneng, Camplong Kodeco, P.A.G.Gresik, Camar
SUMATERA BARAT	Teluk Bayur, TT.TL.Kabung	KALIMANTAN BARAT	Pontianak, Sintang
RIAU	Dumai, Sungai Pakning Sungai Siak/Pekanbaru Buatan, Selat Lalang Pulau Sambu, Tanjung Uban Teluk Ranai, Kakap/Natuna Udang Natuna, Anoa Natuna Belida Natuna, Tembilahan	KALIMANTAN TIMUR	Bontang, Balikpapan, Samarinda, Tarakan, Bunyu, Sangatta, Tanjung Santan, Sepinggan, Senipah
JAMBI	Jambi	KALIMANTAN TENGAH	Pulang Pisau, Palangkaraya, Pangkalan Bun, Sampit
BENGGULU	Bengkulu	KALIMANTAN SELATAN	Banjarmasin, Kota Baru
SUMATRA SELATAN	Plaju, Kertapati, Pangkalan Balam Ramba	BALI	Benoa, TT.Manggis
LAMPUNG	Panjang, Teluk Semangka	SULAWESI SELATAN	Ujung Pandang, Pare-Pare Palopo
DKI JAKARTA	Tanjung Priok, Cinta, Arjuna Bima, Widuri	SULAWESI TENGGARA	Kendari, Raha, Bau-Bau, Kolaka
JAWA BARAT	Merak, Balongan, Cengkareng Tg.Gerem	SULAWESI TENGAH	Luwuk, Banggai, Poso, Parigi, Kolonodale, Donggala, Toil-Toli, Moutong, Ampana
MALUKU	Ambon, Masohi, Bula, Namlea, Sanana, Labuha, Ternate, Tobelo, Tual, Dobo, Saumlaki,	SULAWESI UTARA	Bitung, Gorontalo, Tahuna,
		NUSA TENGGARA BARAT	Ampenan, Badas, Bima
		NUSATENGGARA TIMUR	Kupang, Ataupupu, Kalabahi, Maumere, Ende, Reo, Waingapu Larantuka
		TIMOR TIMUR	Dili
		PELABUHAN MANYAK DI LUAR PERTAMINA	Kuala Tanjung, Lhok Nga, Manggar, Muara Karang, Syunyaragi, Gresik, Malili, Suralaya, Biringkasi, Pomala

出典：プルタミナ

インドネシア国内には下記 9ヶ所の製油所<sup>43</sup>があり、2014年の精製能力合計は115万6500バレル/日である。このうち6つがプルタミナの製油所で、精製能力は104万6700バレル/日と、全体の91%を占める。さらにPT Trans-Pacific Petrochemical Indotama(TPPI)の製油所も運営はプルタミナが行っている<sup>44</sup>。

図 22 プルタミナの精製所と輸送ネットワーク



Note: Percentages may not add to 100% due to rounding.

註：地図中、Plajuの精製能力は118mbbls/dとなっているが、プルタミナのウェブサイトでは133.7mbbls/dとなっている。  
Mbbbls/d = thousand barrels per day

出典：プルタミナ 2013年第3四半期投資家向けレポート

インドネシアの製油所で生産される石油製品のほとんどは国内市場向けだが、現在の精製能力は成長している内需に対して不十分である。2012年実績では、国内の製油所からの石油製品は内需の約64%を満たしたに過ぎず、残りの不足分は輸入に依存している。こうしたことから、プルタミナは今後、5ヶ所の製油所（Balikpapan、Cilacap、Dumai、Musi、Balongan）の改良が必要だとしている<sup>45</sup>。インドネシアでは、1994年にBalongan

<sup>43</sup> エネルギー・鉱物資源省 Handbook of Energy and Economics Statistics of Indonesia 2014より。ただし Handbook では、Dumai 製油所を Dumai 製油所 (127,000 バレル/日)、Sungei Pakning 製油所(50,000 バレル/日)に分けているので10ヶ所のリストとなっている。プルタミナのウェブサイトでは、Dumai 製油所が170,000 バレル/日と記載され、Dumai と Sungei Pakning を併せて Dumai 製油所と呼んでいると思われるため、プルタミナウェブサイトに記載に準拠した。<http://www.pertamina.com/en/our-business/downstream/refinery/refinery-unit/refinery-unit-ii/>

<sup>44</sup> TPPIの親会社、Trans Petro グループの倒産により2011年から製油所は操業停止していたが、プルタミナと運営契約を締結し、2013年に再開した。<http://tubanpetro.com/index.php/110-TPPI>

<sup>45</sup> [http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H26\\_2014/2014-006.pdf](http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H26_2014/2014-006.pdf)

製油所が建設されて以来、製油所が1つも建設されていない。精製分野における外国投資を呼び込むためのインセンティブの欠如が現在の精製能力不足の一因でもある。

表 6 インドネシアの製油プラント

立地	製油所名	原油精製能力(MBSD)
プルタミナの製油所		
スマトラ島中部	Dumai 製油所	170.0
スマトラ島南部	Musi (Plaju)製油所	133.7
ジャワ島中部	Cilacap 製油所	348.0
ジャワ島西部	Balongan 製油所	125.0
カリマンタン島東部	Balikpapan 製油所	260.0
西パプア西部	Kasim 製油所	10.0
プルタミナ計		1,046.7
プルタミナ以外の製油所		
ジャワ島東部	Tri Wahana Universal (TWU) <sup>46</sup>	6.0
ジャワ島東部	Cepu	3.8
ジャワ島東部	Tuban (TPPI)	100.0
プルタミナ以外合計		109.8
合計		1,156.5

出典：エネルギー鉱物資源省 Handbook of Energy and Economics Statistics of Indonesia

2014 及びプルタミナウェブサイト

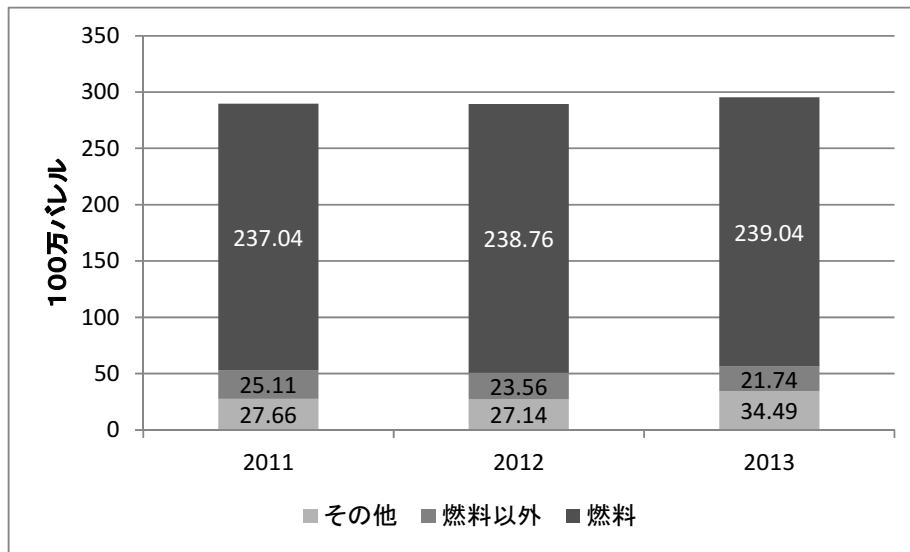
註：①プルタミナの製油所の精製能力のデータがプルタミナウェブサイトとエネルギー鉱物資源省のデータで若干異なる。上記表ではプルタミナのデータに準じた。

②これらの製油所の他に、スマトラ島北部に **Pangkalan Brandan** 製油所があった。プルタミナのウェブサイトには記載がないが、年次報告書の製油所立地図には記載がある。LPG を精製している製油所だが、現在は稼動していない。<sup>47</sup>

<sup>46</sup> <http://www.twurefinery.com/>

<sup>47</sup> <http://abarrellfull.wikidot.com/pangkalan-brandan-refinery>

図 23 プルタミナの年間石油精製品生産量



出典：プルタミナ

### 2.2.2 今後の整備計画

エネルギー・鉱物資源大臣はカリマンタン島東部の **Bontang** に 2 つの製油所（精製能力は各々 30 万バレル/日）を新設する計画を発表し、2012 年 8 月に当該計画は承認された。そのうちの 1 ヶ所について、2015 年 1 月現在、プルタミナは入札の準備を進めている。インドネシアの石油精製への投資には外資系企業も関心をもっているが、政府のインセンティブがなく、これまで実現しなかった。今回は、免税、輸入税免除、LNG プラントとユーティリティの共同使用などを盛り込むことも検討している<sup>48</sup>。また同省はスマトラ島に製油所（30 万 BPD）を建設し、2018 年以内に稼働させる実現可能性を検討している。政府は製油所建設を PPP（パブリック・プライベートパートナーシップ）で実施する計画だが、数十億ドル規模のプロジェクトへの投資家がない場合は、これらの製油所を完成するため政府基金を充当する計画である。<sup>49</sup>

プルタミナは、過去数年、サウジアラムコとの合弁、およびクウェート石油と韓国の SK エネジーとの合弁の 2 つの製油所を計画していたが、2014 年 8 月、これらの計画を白紙に戻した<sup>50</sup>。今後 10 年間で、250 億ドルを投じ、5 つの製油所を改良増産する。2014 年 12 月には改良増産投資のパートナー候補 3 社と覚書を交わした。3 社はサウジアラムコ、中国のシノペック、日本の JX Nippon。サウジアラムコとは、Dumai 製油所、Cilacap 製油所、Balongan 製油所の改良増産を、シノペックとは Plaju 製油所、JX Nippon とは Balikpapan 製油所の改良増産で協力する<sup>51</sup>。

一方、プルタミナはカリマンタン島東部に国内原油と輸入原油とのブレンド及び国家石油備蓄を目的とした原油ターミナルの建設を計画中である。建設場所は、東カリマンタンの Balikpapan 近くの Lawe-Lawe 港。4 億 5000 万ドルを投じ、国内製油能力の 25 日分

<sup>48</sup> <http://www.thejakartapost.com/news/2015/01/16/pertamina-build-9b-oil-refinery-bontang.html>

<sup>49</sup> [http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H26\\_2014/2014-006.pdf](http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H26_2014/2014-006.pdf)

<sup>50</sup> 6 August 2014 Platts Oilgram News 背景には政府インセンティブがないことも要因と 1 つといわれている。  
<http://www.thejakartapost.com/news/2014/03/22/govt-plans-open-tender-bontang-refinery-next-month.html>

<sup>51</sup> <http://www.ogj.com/articles/2014/12/pertamina-plans-25-billion-revamp-of-indonesian-refineries.html>

にあたる 2500 万バレル相当の貯蔵能力を持つ<sup>52</sup>。当初は 2014 年に完成する予定だったが、完成の報道はなく、プルタミナのアニュアルレポートにも簡単に計画の存在が掲載されているだけである。Lawe-Lawe には元々石油ターミナルは存在しており、輸入石油の受け入れを行っている。2014 年 3 月 26 日、プルタミナが権益を購入したアルジェリアの油田からの原油が Lawe Lawe 港に到着した。<sup>53</sup>

---

<sup>52</sup> <http://esdm.go.id/news-archives/oil-and-gas/47-oilandgas/5400-pertamina-builds-crude-oil-terminal-us-450-million.pdf>

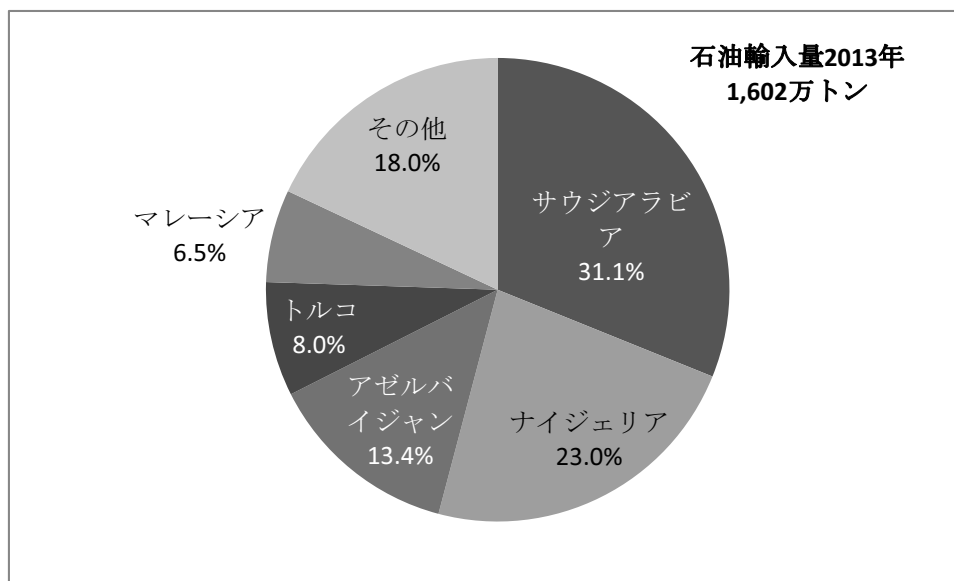
<sup>53</sup> 29 April 2014 Oil and Gas News



### 2.2.3 輸入相手国

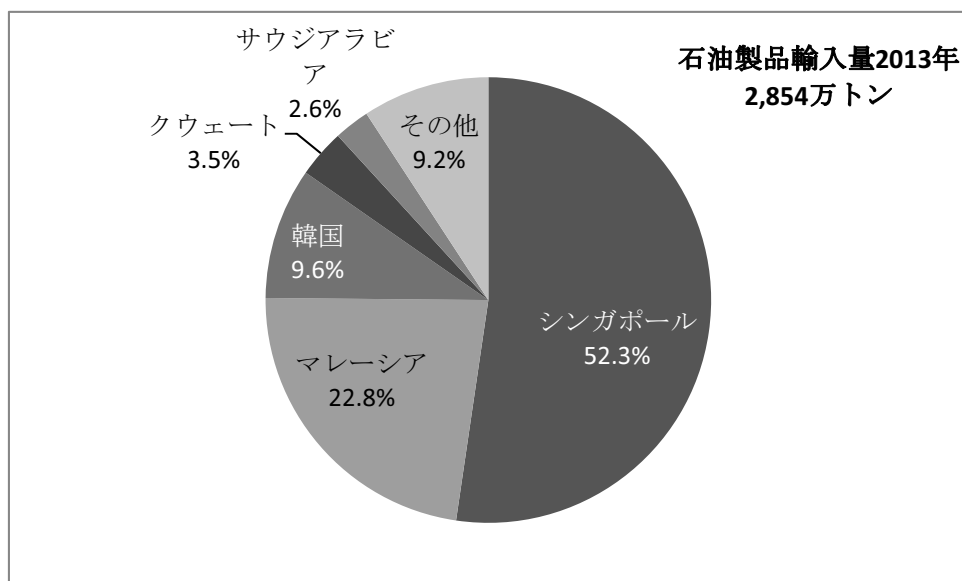
石油(HS Code 2709)の輸入相手国はサウジアラビアが最も多く全体（1602万トン）の31.1%を占め、次いでナイジェリア（23.0%）、アゼルバイジャン（13.4%）、トルコ（8.0%）、マレーシア（6.5%）となっている。石油製品（HS Code 2710）の輸入相手国では、シンガポールが52.3%と半分以上を占め、次いでマレーシア（22.8%）、韓国（9.6%）、クウェート（3.5%）、サウジアラビア（2.6%）となっている。

図 24 石油の輸入相手国内訳



出典：UN Comtrade より作成

図 25 石油製品の輸入相手国



出典：UN Comtrade より作成

## 2.3 天然ガス（パイプライン、LNG）

### 2.3.1 LNG 生産・液化・受入施設

#### ① 生産・液化施設

インドネシアの主力ガス生産拠点は、LNG 輸出を目的に開発されてきたアルン、ボンタン、タングーである。このうち、アルンの LNG プラントは 2014 年 10 月で生産・輸出の役割を終え、今後受入ターミナルとなる予定である。

ボンタン、タングーの LNG の 9 割以上は輸出されているが、ボンタンからは国内にも LNG が供給されている。後述する Muara Karang の FSRU 向けに 100 万トン/年が供給されており、今後は西ジャワへ約 200 万トン、中部ジャワ(チラチャップ)へ 150 万トンが供給される計画であり、また、アルン向け 50 万トン、バリ向け 40 万トンなど中・小規模国内輸送も予定されている。タングーは現在は国内向けの余力はないが、将来的には供給が行われるものと予想される。

表 7 既存 LNG の概要

場所	液化トレーン				主要鉱区/PSC鉱業権者
	名称	規模 (万トン/年)	所有者	プラント操業者	
ボンタン	Train A-H	2,250	インドネシア政府	PT Badak NGL (Pertamina 55 / VICO 20 / Total 10 / JILCO 15)	Offshore Mahakam (Total / Inpex) Sanga Sanga (VICO/LASMO/BP/CPC/Univ ersal) East Kalimantan (Chevron /
タングー	Train 1-2	760	BP 37.16% MI Beau BV 16.3% CHOOC 13.9% KG Barau 8.56% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06% KG Wiriagar 1.44%	所有者と同じ	Berau (BP他) Wiriagar (BP/CNOOC他) Muturi (CNOOC他)

註：タングーは 3 つめのトレーンが 2019 年に出来上がると、1140 万トン規模になる

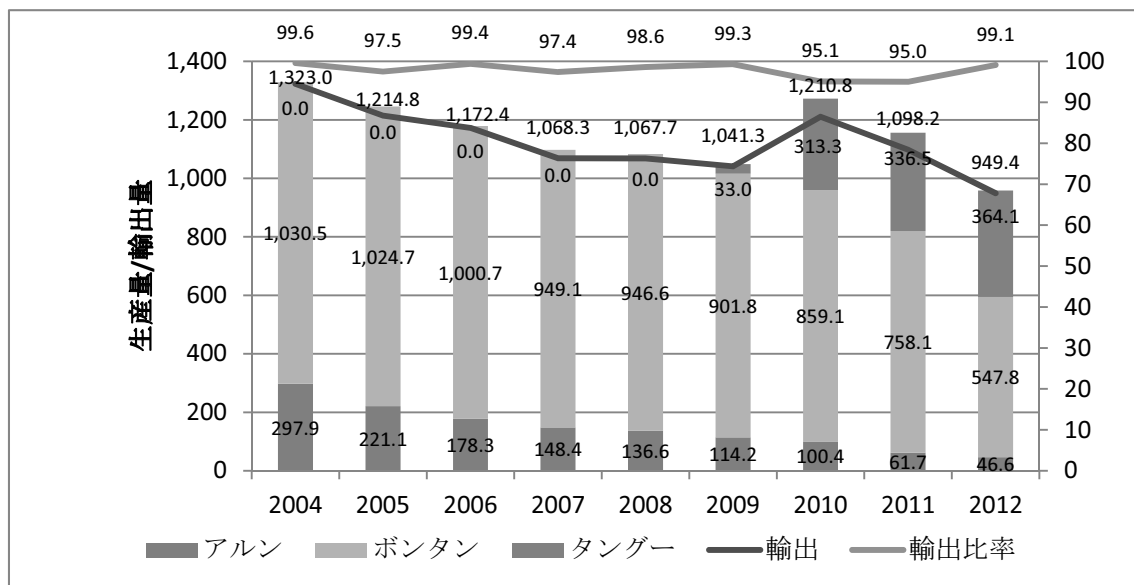
出典：石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC) 2009 年 11 月資料<sup>54</sup>を一部修正<sup>55</sup>

<sup>54</sup> [http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911\\_041a.pdf](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/3/3458/200911_041a.pdf)

<sup>55</sup> [http://www.badaklng.co.id/train\\_facilities.html](http://www.badaklng.co.id/train_facilities.html)

<http://www.thejakartapost.com/news/2013/12/18/tangguh-lng-set-12b-expansion.html#sthash.v1JPbBCW.dpuf>

図 26 インドネシア LNG 生産量と輸出比率



出典：エネルギー鉱物資源省

新規の LNG 建設計画もすすんでいる。三菱商事が主導する Donggi Senoro LNG（年産 200 万トン）は 2015 年中旬に完成予定である<sup>56</sup>。また、国際石油開発帝石株式会社（インペックス）がシェルと共同開発中のマセラ鉱区アバディガス田でも LNG プロジェクトが進行中であり、2010 年 12 月に、年間 250 万トンの LNG をフローティング LNG (FLNG) 方式で開発する第一次開発計画がインドネシア政府より承認され、2012 年 11 月から 2014 年 1 月にかけて海底生産施設の基本設計 (FEED) 作業を実施、2013 年 1 月から FLNG の FEED 作業を実施している<sup>57</sup>。南スラウェジの Sengkang ではオーストラリア上場のエネルギー・ワールド・コーポレーションが LNG プラントを建設中であり、1 トレーン、年間 50 万トンでスタートし、Sengkang 鉱区のガス生産量の動向を見ながら、200 万トンまでの増産を目指している<sup>58</sup>。

東ナツナガス田は、炭化水素の可採埋蔵量が 46 兆立方フィートと推定されていることから、インドネシアにおけるガス埋蔵量の 3 分の 1 を埋蔵する鉱区であると言われている。しかし、CO<sub>2</sub> が全気体の 71% を占め、その除去が難しいために、具体的なガス田開発の目処が立っていない。インドネシア政府がプルタミナと共同開発していたエクソンとの契約を 2007 年に破棄しており<sup>59</sup>、現在は所有構成はプルタミナ 35%、エクソンモービル 35%、トタル 15%、タイの PTT15% となっている。インドネシア政府が 2015 年 2 月に、東ナツナの開発を後押しするため、契約期間の延長（30 年から 50 年へ）、収益分配比率の見直し（インドネシア政府 45%、事業者 55%）などを発表し、開発へのインセンティブを与える措置をとった<sup>60</sup>。

<sup>56</sup> <http://uk.reuters.com/article/2014/10/08/indonesia-donggi-senoro-lng-idUKL3N0S335K20141008>

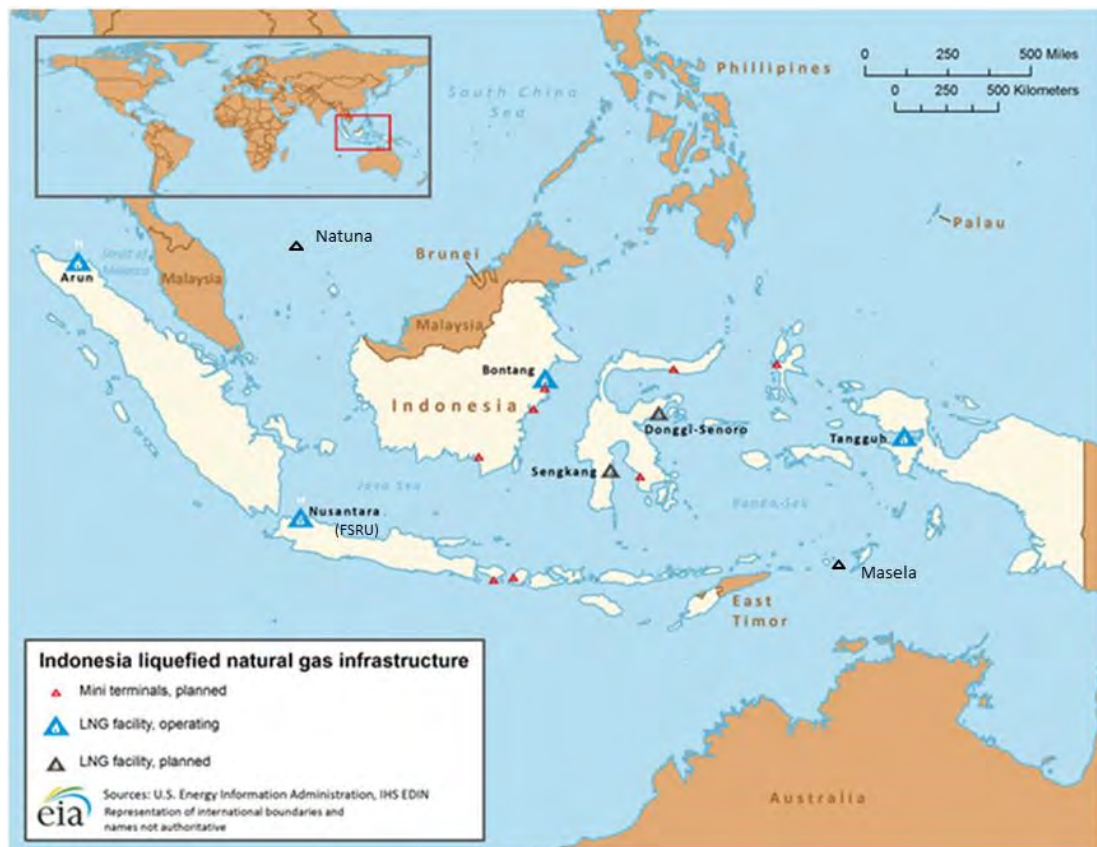
<sup>57</sup> <http://www.inpex.co.jp/business/indonesia.html>

<sup>58</sup> <http://www.rambuenergy.com/2014/11/energy-world-reports-significant-progress-of-its-sengkang-lng-project/>

<sup>59</sup> <http://www.offshore-technology.com/projects/natuna/>

<sup>60</sup> <http://www.offshore-technology.com/projects/natuna/>

図 27 インドネシアの既存・計画・構想中の LNG プラント



出典：<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ID> を元に作成

## ② LNG 受入施設

現在 LNG 受入施設で稼働しているのは 2 基である。1 つはプルタミナ（60%）と PGN（40%）の合弁会社、PT Nusantara Regas 向けに Golar 社が備船している FSRU（浮体式貯蔵再ガス化ユニット）が Muara Karang（タンジョン・プリオク港沖）にある。もう 1 つは PGN 向けに Hoegh 社が備船しているもの（スマトラ島の Lampung）である。計画中のものとしては、プルタミナによる Bojonegara の陸上受入ターミナル（2018 年完成予定）、Cimalaya の FSRU(完成時期未定)、Cilacap の LNG 受入ターミナル（2017 年完成予定）がある。また、前述のように LNG 輸出基地だったアルン LNG プラントを受入、再ガス化ターミナルに改修され、2015 年 2 月に LNG の受け入れを開始した。<sup>61</sup>

### 図 28 LNG 受入基地

<sup>61</sup> Jakarta post, 21 February 2015



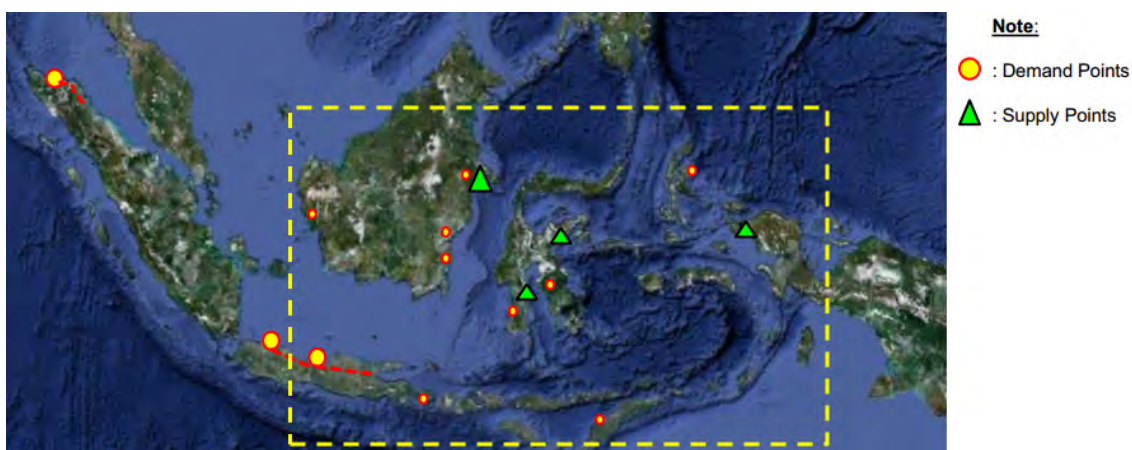
出典：Google map、報道などより作成

図 29 Lampung FSRU



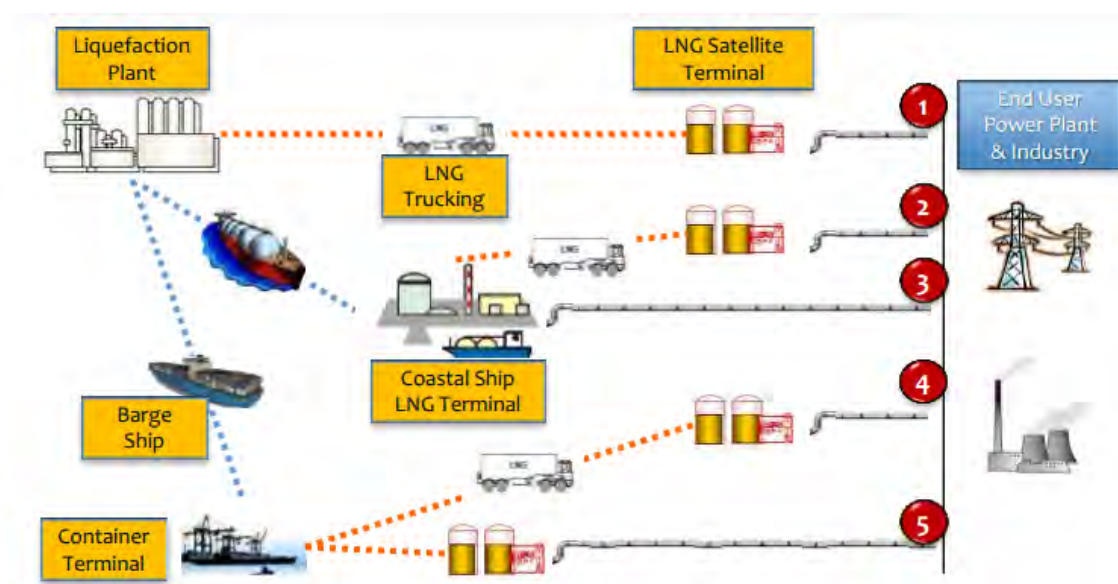
また、インドネシア東部については、LNGの需要が集中している場所がなく、また既存のパイプラインなどのインフラも整っていないため、大型のLNG受入設備に多額の投資をすることは経済的に成り立たない。そのため、プルタミナは東インドネシアに8ヶ所の「ミニLNG」を設立する計画を策定している。

図 30 東インドネシアのガス供給源とガス需要場所



出典：プルタミナ<sup>62</sup>

図 31 ミニ LNG 輸送システム



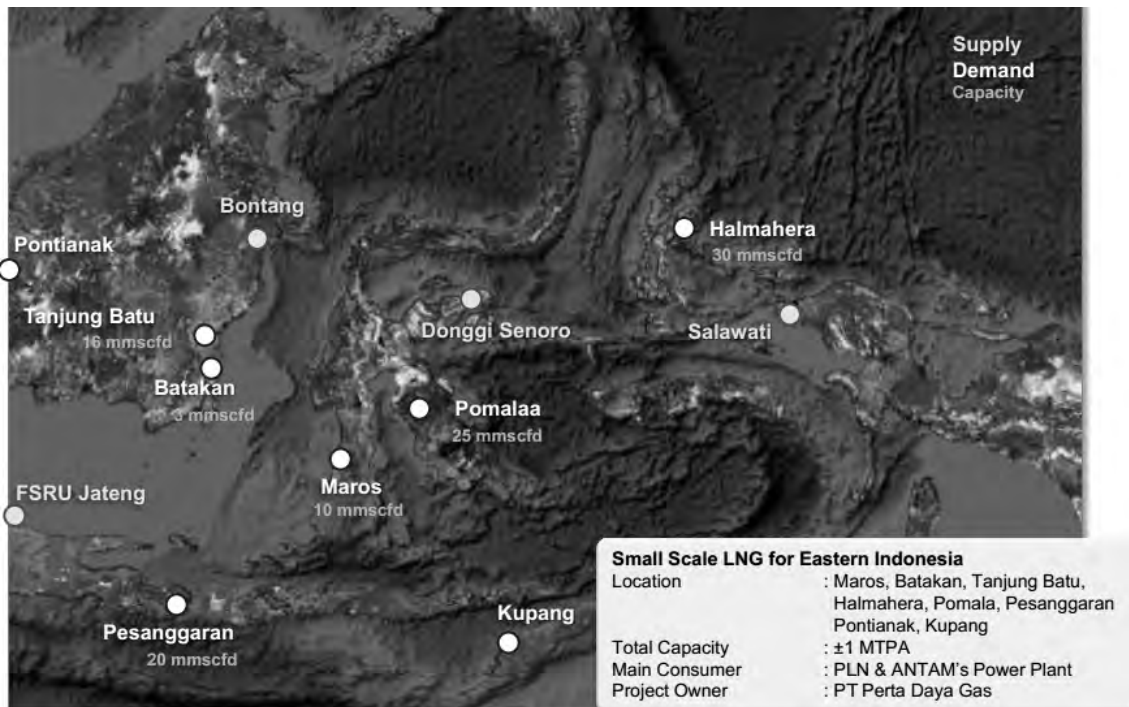
出典：プルタミナ<sup>63</sup>

現在の計画では、スラウェジ島の Marcos, Pomalaa, カリマンタンの Tanjung Batu, Batakan, Pontianak, バリ島の Pesanggaran, 東ヌサテンガラ州（ティモール島）の Kupang に合計で年産 100 万トン前後のミニ LNG を建設する。

<sup>62</sup> [http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10\\_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf](http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf)

<sup>63</sup> [http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10\\_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf](http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf)

図 32 ミニ LNG 建設場所



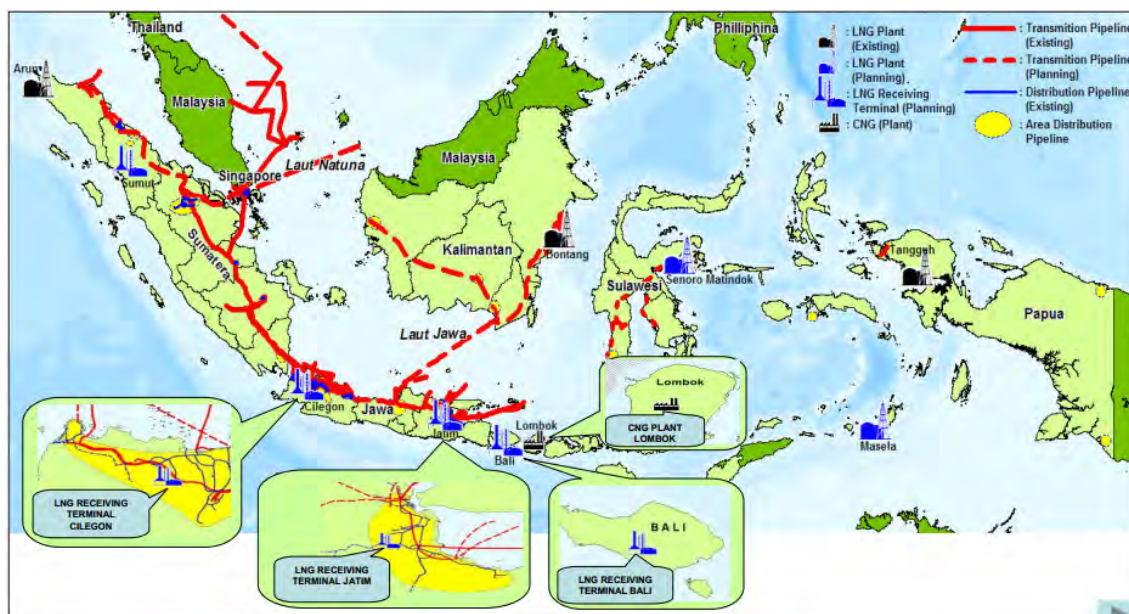
出典：プルタミナ<sup>64</sup>

<sup>64</sup> [http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10\\_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf](http://www.golng.eu/files/Main/presentations/10_02-Taufik-Afianto-Presentation.pdf)

### 2.3.2 パイプライン

エネルギー・鉱物資源省のガス輸送ネットワーク計画（2007年）によると、ジャワ島からカリマンタン島への海底パイプラインおよびカリマンタン島内のパイプライン、スラウェジ島内のパイプライン、スマトラ島北部のパイプライン、ナツナガス田から北にタイまでパイプラインを伸ばす（広域アセアン天然ガスパイプライン網構想<sup>65</sup>の一環）などの構想がある。

図 33 ガス輸送インフラ計画



註：2007年時のもの。地図には Lampung の FSRU がいない。当初の計画では北スマトラメダンに近いベラワン港に LNG 受入ターミナルを建設する計画だったが、南スマトラの Lampung に変更となった。なお、地図上、北スマトラに LNG のマークがあるが、この Sumut に、ミニ LNG を建設するアイデアも浮上しているようである。<sup>66</sup>

出典：エネルギー・鉱物資源省ウェブサイト<sup>67</sup>

パイプラインの多くは国営ガス会社の PGN が運営している。発電所、工場、ホテル、病院、レストランなどのガスユーザーにガスを届けるパイプラインが全長 3800km、天然ガスをガス田から受入ターミナルに輸送する高圧ガスパイプラインが 2160km ある<sup>68</sup>。今後の計画としては、中央ジャワからカリマンタンに至る長さ 1200km の海底ガスパイプラインの敷設計画があり、2018 年の完成を見込んでいる<sup>69</sup>。

一方、プルタミナ子会社のプルタミナ・ガス社もパイプラインを有しており、東ジャワでは Pagerungan から Gresik までの 400km のパイプライン、カリマンタンでは PT

<sup>65</sup> Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP) 1990年代に構想が持ち上がった、文字どおりアセアン地域を広域に結ぶ天然ガスパイプライン網の構築プロジェクト。1997年に The Masterplan Study on Natural Gas Development and Utilisation in ASEAN が策定されている。2012年にプロジェクトを推進させることで、アセアン諸国間で覚書が調印された。  
<http://www.asean.org/news/item/the-asean-memorandum-of-understanding-mou-on-the-trans-asean-gas-pipeline-tagp>

<sup>66</sup> <http://industri.bisnis.com/read/20140325/44/213736/apigas-sumut-dukung-penuh-pembangunan-lng-mini>

<sup>67</sup> <http://www.migas.esdm.go.id/data-kemigasana/123/RIJTDGBN>

<sup>68</sup> [http://www.energyglobal.com/pipelines/business-news/13022014/PGN\\_to\\_build\\_a\\_new\\_gas\\_distribution\\_network\\_in\\_Indonesia\\_84/](http://www.energyglobal.com/pipelines/business-news/13022014/PGN_to_build_a_new_gas_distribution_network_in_Indonesia_84/)

<sup>69</sup> <http://asia.nikkei.com/Business/AC/Indonesia-s-interisland-gas-pipeline-due-2018>



Pupuk Kalimantan Timur (肥料工場)にトタル、シェブロンなどのガス田からガスを輸送する 56km のパイプライン、南スマトラでは 500km のパイプラインがあり、南スマトラの陸上ガス田から Palembang 発電所と Pupuk Pusri Manufacturing (肥料工場)などのユーザーに輸送される。西ジャワでは Mundu 地区からチレゴン・バンテンなどの西ジャワ州の工業地帯にガスを供給する西ジャワパイプラインがある。<sup>70</sup>

プルタミナ・ガス社の 2013 年時点の既存のパイプラインと 2013 年以降に整備されるパイプラインの地図は図 34 のとおり。計画中のパイプラインのうち、2014 年 12 月にアルン LNG の再ガス化ターミナルと需要地を結ぶアルン-ベラワンガスパイプラインが試運転を開始した。アルン-ベラワンガスパイプラインは全長 340km、輸送能力は 200mmscfd で、アルンで再ガス化したガスを北スマトラの工業地帯や PLN の発電用に供給するために使われる。その他の計画中のパイプラインは以下のとおり。<sup>71</sup>

- ベラワン KIM MEK パイプライン:アルン-ベラワンガスパイプラインを伸張するもので、メダンの工業団地や Sei Semangkei の特区にガスを供給する。2015 年中に完成予定。全長 132km<sup>72</sup>
- グレシック・セマランパイプライン: 国家ガス輸送計画 2005-2025 年の目玉プロジェクトの 1 つで、ジャワ州のグレシックからセマランに通す 271km のパイプライン。入札によりプルタミナが落札した。2014 年 10 月に起工した。Cepu ガス田から東ジャワ、中央ジャワにガスを供給する。
- Muara Karang - Muara Tawar - Tegal Gede パイプライン: Muara Karang 発電所、および西ジャワ州、ジャカルタ、バンテンの工業団地にガスを供給する 70km のパイプライン。西ジャワの FSRU から Muara Tawar 発電所にガスを供給する 30km 部分は 2014 年 5 月に建設を開始した<sup>73</sup>。
- Porong Grati パイプライン: 東ジャワの Grati 発電所にガスを送る 56 キロのパイプライン。2015 年 1 月に建設を開始した。<sup>74</sup>

東ジャワの Grati 発電所にガスを送る 45 キロの Grati パイプラインや西ジャワ州の 70km の Muara Karang-Muara Tawar-Tegal Gede パイプラインも開発中である。

<sup>70</sup> <http://www.pertagas.pertamina.com/gas-transportation>

<sup>71</sup> <http://www.pertagas.pertamina.com/gas-transportation>

<sup>72</sup> <http://www.thejakartapost.com/news/2014/05/24/pertagas-starts-construction-muara-tawar-pipeline.html>

<sup>73</sup> <http://www.thejakartapost.com/news/2014/05/24/pertagas-starts-construction-muara-tawar-pipeline.html>

同記事によると残り 40km も建設中だが、いつ建設を開始したかはデスクリサーチでは判明しなかった。

<sup>74</sup> <http://www.pertagas.pertamina.com/pertagas-mulai-kerjakan-pipa-porong-grati>

図 34 Pertamina のガスパイプライン

## Operational Area

Oct 28 2014 9:59 AM



出典：プルタミナ<sup>75</sup>

<sup>75</sup> <http://www.pertagas.pertamina.com/operational-area>

### 3. 石油、天然ガス国内海上輸送量の動向

#### 3.1 海上輸送量（全貨物・旅客、国内及び国際）

インドネシアにおける海上貨物取扱量は、2012年時点でおよそ12億トンと、2002年の2.3倍に達した。12億トンのうち6.4億トンが国内貨物、5.6億トンが国際貨物で、国内輸送のほうが若干多い。

図 35 国内海上貨物取扱量

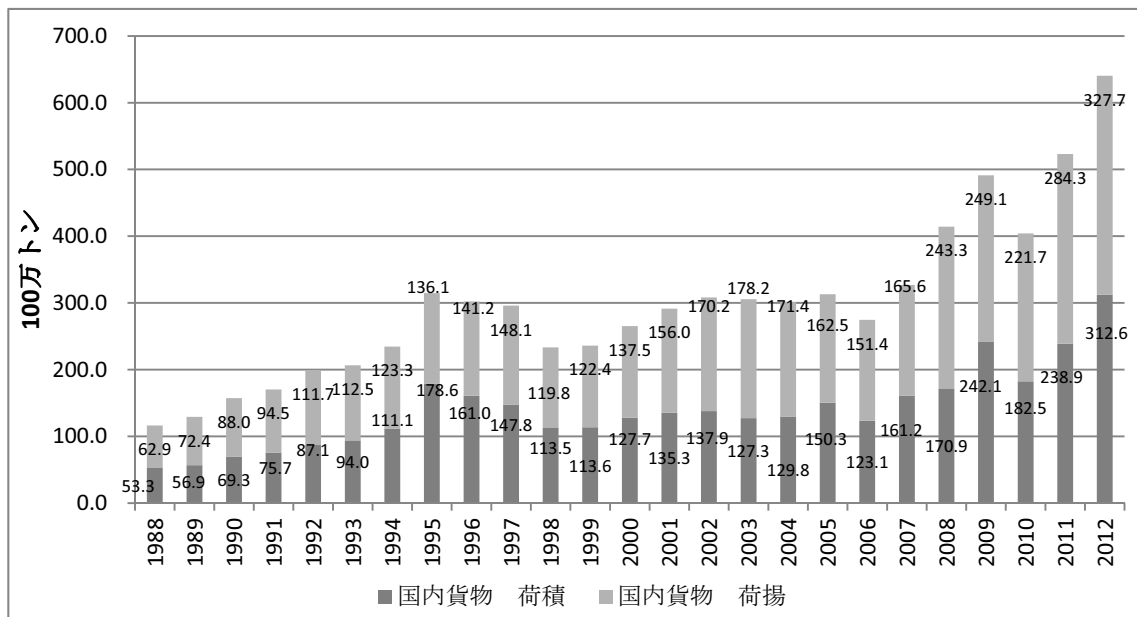
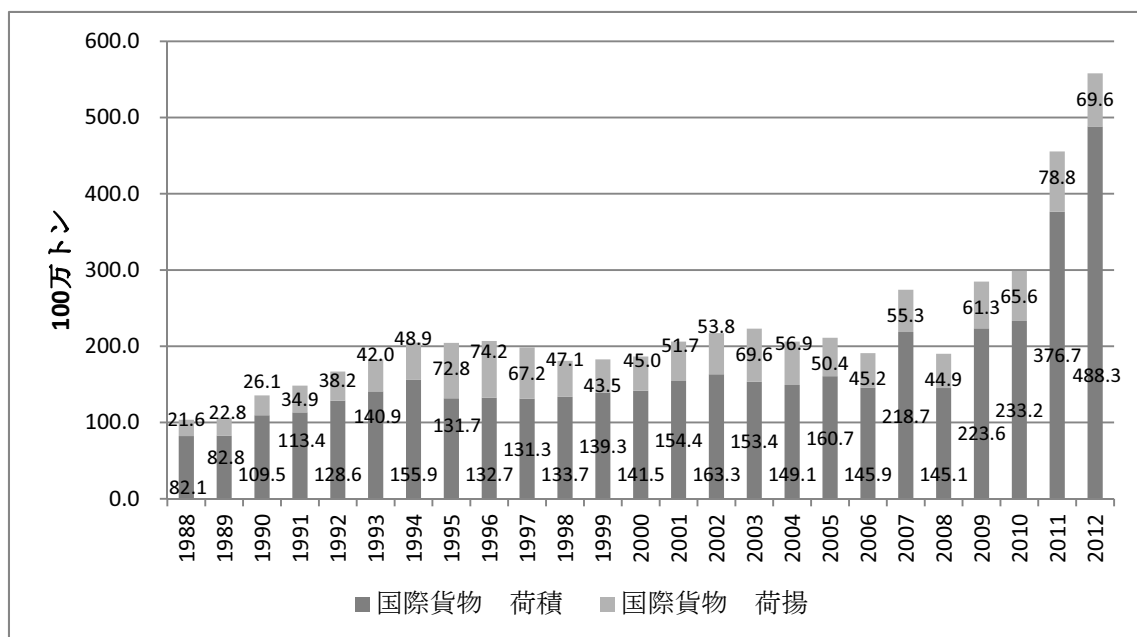


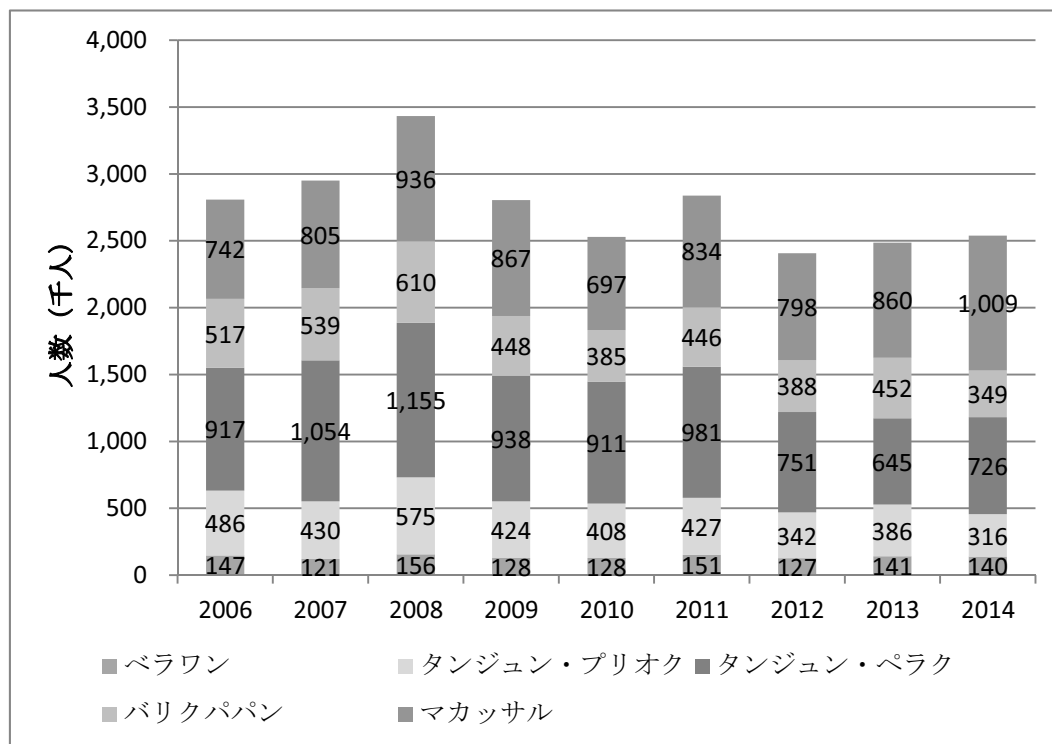
図 36 国際海上貨物取扱量



出典：インドネシア統計局

旅客数データは国内、国外に分類されておらず、主要5港のデータしかないが、それによると2014年の旅客数は下船、乗船併せておよそ250万人で、2006年の280万人に比べておよそ10%減少した。港別では、2014年はマカッサルが100万人超で最も多かった。2011年まではタンジョン・ペラク港の旅客人数がトップだった。

図 37 海上旅客乗降客数（主要5港）



出典：インドネシア統計局

### 3.2 原油・精製油海上輸送

石油精製プラント（生産量2億9500万バレル/年、3987万トン/年）への原油輸送において、27%はパイプライン、73%はタンカーによる海上輸送（輸送量2億9300万トン/年）により輸送されている。

Cilacap（チラチャップ）精製プラントは主にアラビアン原油で、アラビア湾よりVLCCにて輸送される。

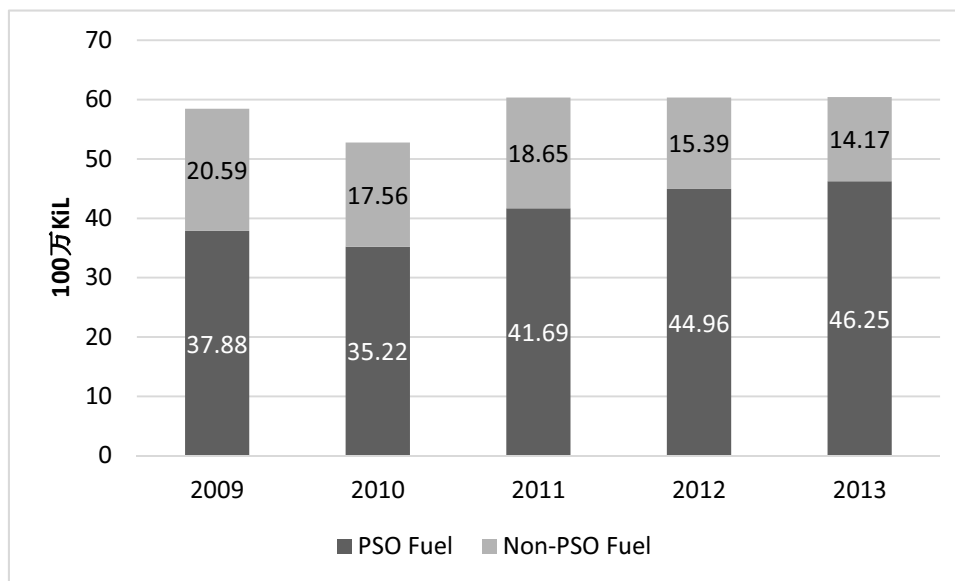
プルタミナ全体の石油製品輸送量約4800万トン/年の中、約55%はタンカーによる海上輸送である。その他の製品（Non-Fuel Product）は約1264万トン/年が海上輸送されている。LPGの国内販売量は年々増加し、2013年では約56万トン/年である。

表 8 プルタミナタンカー輸送量（単位：100 万トン）

貨物	2012	2013
Crude Oil	29.85	29.30
Fuel Product	26.30	28.47
Non-Fuel Product (LPG 等)	12.18	12.64

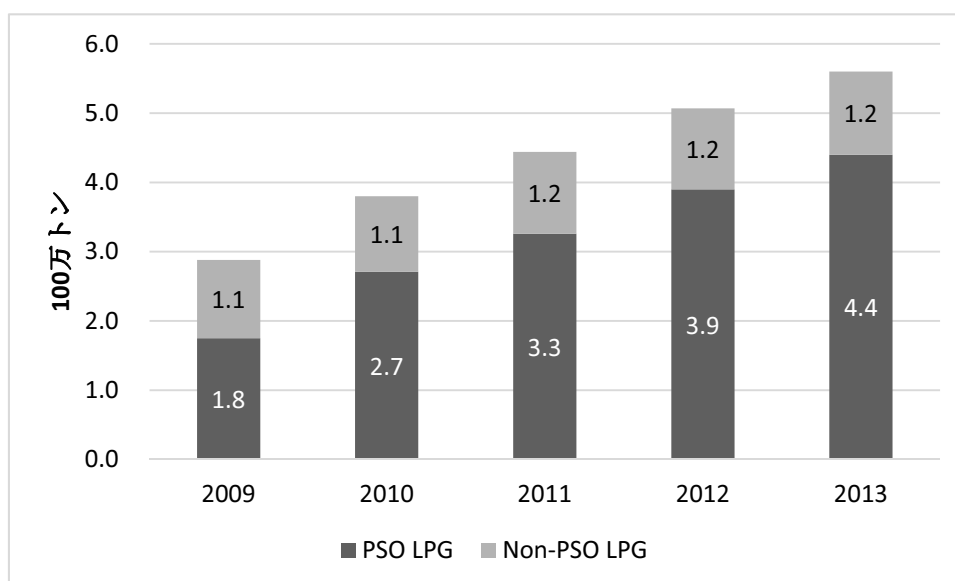
出典：プルタミナ

図 38 プルタミナ燃料油輸送量推移



註：PSO= public service obligation 出典：インドネシア海運総局(DGST)データより作成

図 39 プルタミナLPG輸送量推移



出典：プルタミナ Annual Report 2013

### 3.3 天然ガス輸送量

前述のように、インドネシアの天然ガスの多くは輸出に向けられている。ガス田から LNG プラントにはパイプラインで輸送され、LNG に加工された後は 99% が輸出に向けられる。またガス田から消費地に直接、送られる際にはパイプラインが使われる。天然ガスの国内海上輸送量は少量のうえ、最近開始されたところであり、現時点ではデータは得られていない。国内向け LNG 船はまだ 1 隻のみである。

## 4. インドネシア海運企業及び内航船隊の動向

### 4.1 インドネシア登録船舶

インドネシア船舶登録は運輸省海運総局が管理し、運航会社は業務許可により SIUPAL と SIOPSUS の 2 つに区分されている。SIUPAL は Surat Izin Usaha Perusahaan Angkutan Laut の略で通常海運業許可である。SIOPSUS は Surat Izin Operasi Perusahaan Angkutan Laut Khusus は特別海運業許可で、自社生産品の輸送やプロジェクト輸送に限定された輸送許可であり、船舶を傭船等での一般輸送に供することはできない。

2013 年のインドネシア登録船舶数は総計 14,064 隻、総トン数 20,138,790GRT、載貨重量 24,067,647DWT となっている。これは 2005 年時と比較すると隻数で 2.33 倍の増加である。この増加は、カボタージュ政策とインドネシア経済の成長に伴う輸送貨物量増加（2005 年と 2010 年の内航貨物量は 1.5 倍に増加）に伴う船舶需要に起因している。インドネシアのカボタージュは、2005 年に発効された大統領教書 No.5 により施行され、2014 年のオフショア船適用をもって全船種について 100%適用となった。

図 40 インドネシア海運会社構成図

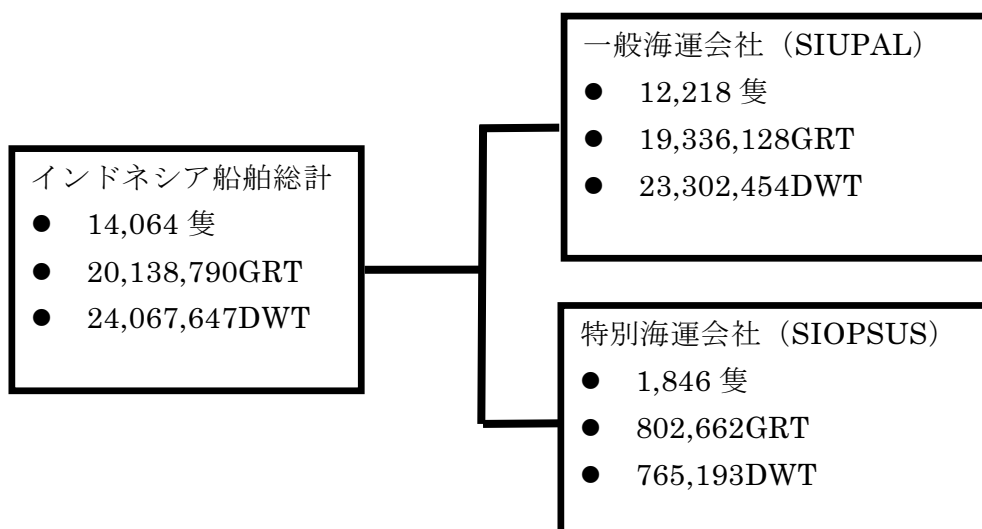


表 9 一般海運会社および特別海運会社数推移

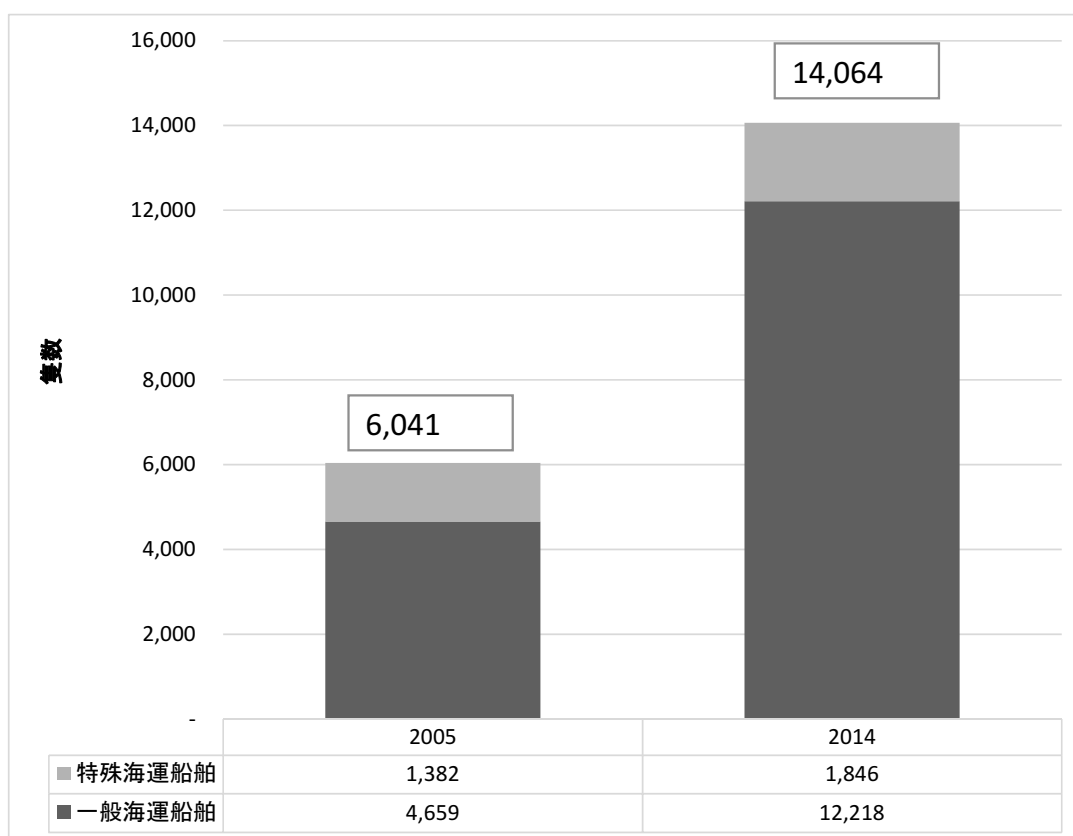
単位：隻数、%

海運会社事業許可	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Aug-14
一般海運会社	1,153	1,274	1,382	1,485	1,612	1,758	1,885	2,106	2,256	2,442	2,661
伸び率		10.5%	8.5%	7.5%	8.6%	9.1%	7.2%	11.7%	7.1%	8.2%	9.0%
特別海運会社	300	317	322	346	370	382	388	398	408	424	429
伸び率		5.7%	1.6%	7.5%	6.9%	3.2%	1.6%	2.6%	2.5%	3.9%	1.2%
総計	1,453	1,591	1,704	1,831	1,982	2,140	2,273	2,504	2,664	2,866	3,090
伸び率		9.5%	7.1%	7.5%	8.2%	8.0%	6.2%	10.2%	6.4%	7.6%	7.8%

出典：インドネシア海運総局(DGST)

特殊船舶 一般船舶

図 41 インドネシア船舶数推移



出典：インドネシア海運総局 (DGST)



図 42 一般海運 船舶数推移

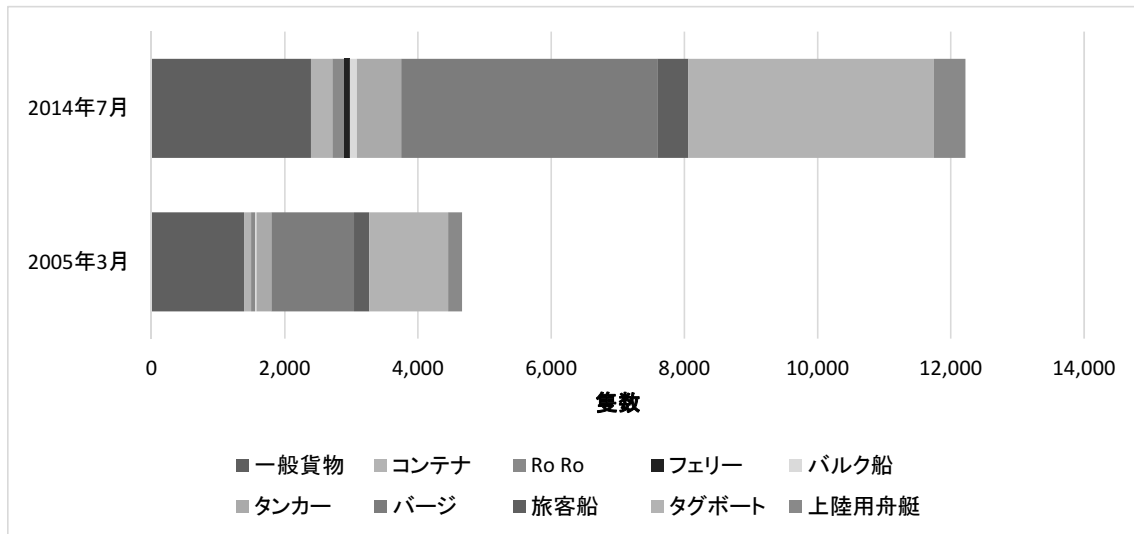


表 10 一般海運 船舶隻数推移

船種	隻数	
	2005年3月	2014年7月
一般貨物	1,388	2,393
コンテナ	107	323
Ro Ro	60	185
フェリー	0	78
バルク船	22	103
タンカー	224	666
バージ	1,236	3,845
旅客船	229	468
タグボート	1,188	3,683
上陸用舟艇	205	474
総計	4,659	12,218

出典：インドネシア海運総局 (DGST)

図 43 特別海運 船舶数推移

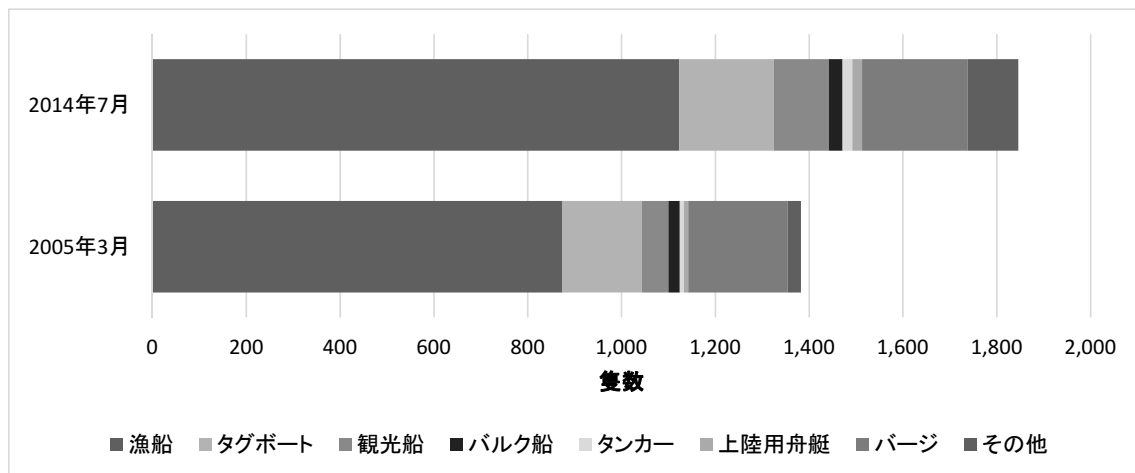
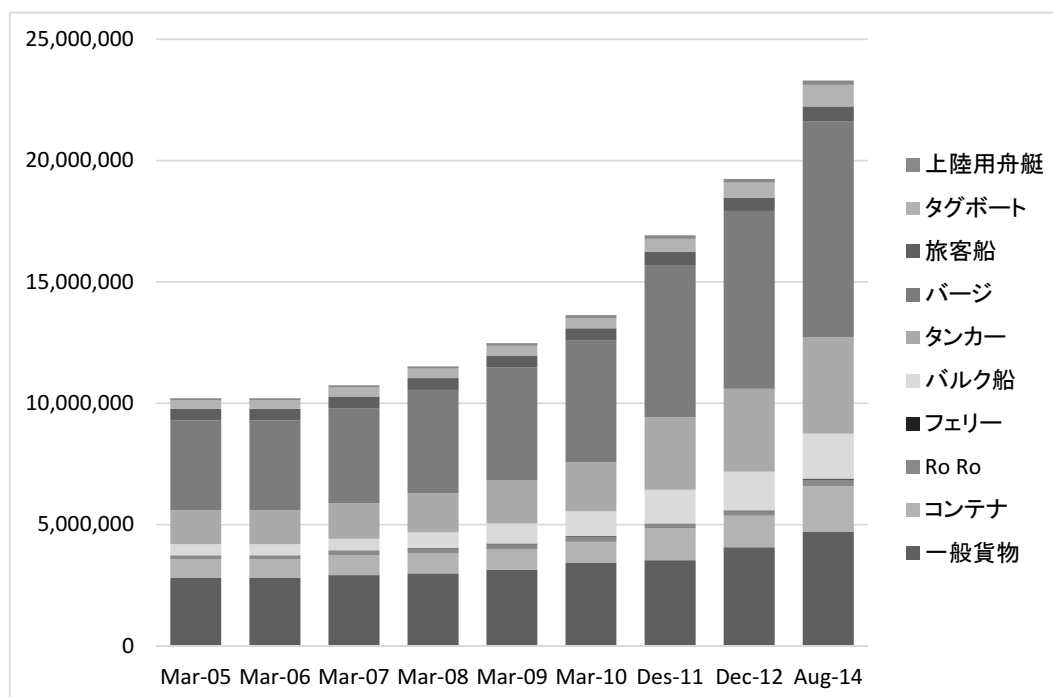


表 11 特別海運 船舶隻数推移

船種	隻数	
	2005年3月	2014年7月
漁船	874	1,123
タグボート	169	201
観光船	57	118
バルク船	24	29
タンカー	9	21
上陸用舟艇	9	21
バージ	212	225
その他	28	108
総計	1,382	1,846

出典：インドネシア海運総局 (DGST)

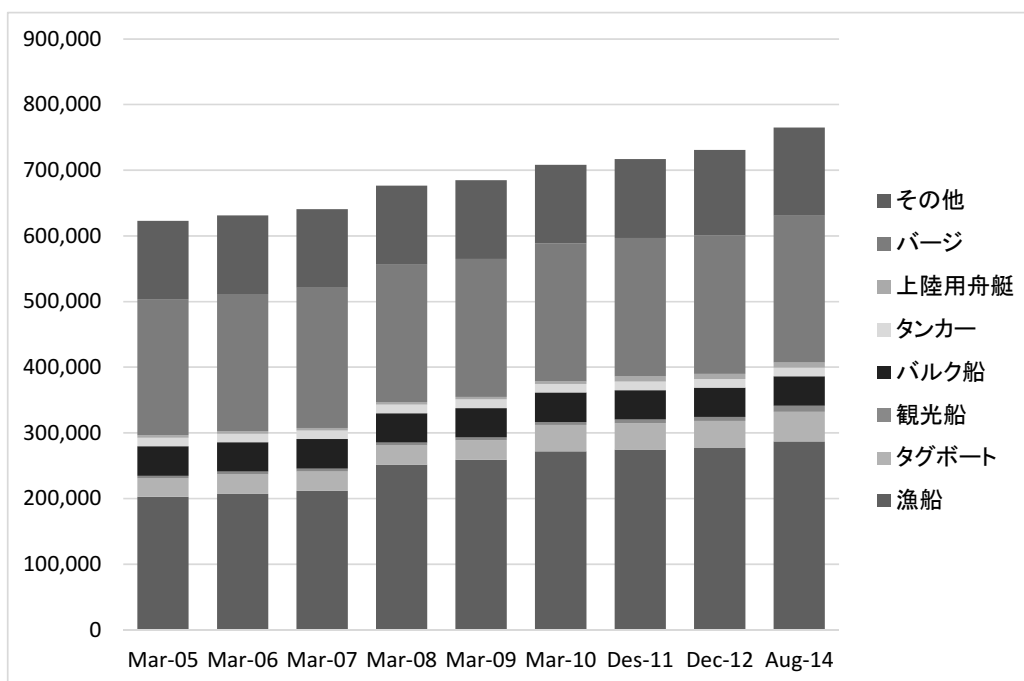
図 44 一般海運 船腹 (DWT) 推移



一般海運会社船舶	DEAD WEIGHT TONNAGE (DWT)									
	Mar-05	Mar-06	Mar-07	Mar-08	Mar-09	Mar-10	Des-11	Dec-12	Aug-14	
一般貨物	2,803,156	2,803,156	2,930,875	2,991,016	3,146,207	3,448,727	3,540,864	4,067,520	4,712,176	
コンテナ	768,215	768,215	806,225	838,835	841,414	846,044	1,301,839	1,301,839	1,875,598	
Ro Ro	163,538	163,538	174,887	190,020	203,280	204,420	175,135	184,792	258,930	
フェリー	0	0	29,894	30,259	30,259	32,940	30,259	30,259	46,951	
バルク船	460,654	460,654	485,928	629,900	830,635	1,024,784	1,390,244	1,595,940	1,852,177	
タンカー	1,411,079	1,411,079	1,452,649	1,620,737	1,782,650	2,013,962	2,991,281	3,416,147	3,971,033	
バージ	3,690,294	3,690,294	3,922,962	4,254,061	4,639,591	5,031,978	6,268,086	7,328,544	8,908,332	
旅客船	476,882	476,882	477,500	481,471	488,046	489,061	547,568	547,568	599,287	
タグボート	345,868	345,868	364,615	387,792	411,631	423,169	537,292	612,085	897,306	
上陸用舟艇	87,533	87,533	90,840	100,582	105,054	112,775	137,926	153,281	180,665	
TOTAL	10,207,219	10,207,219	10,736,375	11,524,673	12,478,767	13,627,860	16,920,494	19,237,975	23,302,455	

出典：インドネシア海運総局(DGST)

図 45 特別海運 船腹 (DWT) 推移



特別海運会社船舶	DEAD WEIGHT TONNAGE (DWT)								
	Mar-05	Mar-06	Mar-07	Mar-08	Mar-09	Mar-10	Des-11	Dec-12	Aug-14
漁船	202,404	206,963	211,522	251,479	258,890	271,871	274,520	277,160	286,907
タグボート	28,351	29,671	29,671	29,303	29,790	40,362	40,362	41,260	45,317
観光船	3,994	4,302	4,348	4,348	4,476	4,476	5,470	5,672	9,191
バルク船	44,760	44,760	44,760	44,760	44,760	44,760	44,760	44,760	44,760
タンカー	13,044	13,044	13,044	13,044	13,044	13,044	13,044	13,044	13,044
上陸用舟艇	3,842	3,842	3,842	3,842	3,842	3,842	7,800	7,800	7,800
バージ	207,190	208,814	213,784	210,124	210,124	210,124	210,900	210,900	223,856
その他	119,182	119,790	119,822	119,909	119,909	119,909	120,109	130,109	134,318
TOTAL	622,767	631,186	640,793	676,809	684,835	708,388	716,965	730,705	765,193

出典：インドネシア海運総局(DGST)

表 12 地域別海運会社数及び船舶隻数

地域	一般海運会社		特別海運会社	
	会社数	船舶数	会社数	船舶数
Aceh	11	23	1	2
Bali	14	43	46	90
Banten	32	75	5	14
Bengkulu	1	1	0	0
DI Yogyakarta	0	0	0	0
DKI Jakarta	1,263	5,201	243	1,248
Gorontalo	1	1	0	0
Jambi	22	169	3	13
Jawa Barat	23	44	2	7
Jawa Tengah	24	92	4	7
Jawa Timur	281	1,253	5	17
Kalimantan Barat	75	496	4	26
Kalimantan Selatan	87	536	6	37
Kalimantan Tengah	7	34	2	4
Kalimantan Timur	246	1,630	2	5
Kalimantan Utara	0	0	0	0
Kepulauan Bangka Belitung	8	29	4	50
Kepulauan Riau	122	346	0	0
Lampung	7	22	3	4
Maluku	30	149	16	41
Maluku Utara	2	3	1	2
Nusa Tenggara Barat	3	29	0	0
Nusa Tenggara Timur	5	6	0	0
Papua	28	114	9	29
Papua Barat	9	28	0	0
Riau	180	1,106	3	8
Sulawesi Barat	0	0	0	0
Sulawesi Selatan	33	120	5	26
Sulawesi Tengah	12	41	4	9
Sulawesi Tenggara	12	34	0	0
Sulawesi Utara	24	85	48	150
Sumatera Barat	13	28	7	18
Sumatera Selatan	28	222	2	18
Sumatera Utara	57	258	4	21
Total	2,660	12,218	429	1,846

出典：インドネシア海運総局(DGST)

## 4.2 インドネシア籍タンカー船隊の概要

### 4.2.1 タンカー全体像

IHS Fairplay の統計によれば 100GT 以上のインドネシア登録タンカーは 782 隻、総載貨重量 (DWT) 8,339,205 トンで平均船齢は 22 年となっている。プロダクトタンカーが全体の 60%、ケミカル/プロダクトタンカーが 21%で、全体の 81%を占めている。DWT ベースでは原油/プロダクトタンカーが全体の 40%、プロダクトタンカーが 32%で全体の 72%を占めている。

平均船齢は 21 年であるが、船齢 25 年を超えたタンカーが相当数あり、4.2.2 に述べるようにプロダクトタンカーでの老齢船の多さが目立つ。

タンカー (LPG と LNG を除く) において、船齢 20 年を超える老朽船は 3,000DWT 未満の小型タンカーが多い。図 46 に示されるように平均船齢 15 年未満の船舶は 10,000-35,000DWT が中心で、10,000DWT 以上の近代化は進んでいるが、3,000DWT 未満の小型タンカーの代替は遅れている傾向となっている。

表 13 インドネシア登録タンカー

タイプ	隻数	DWT	平均船齢
原油/プロダクト	52	3,317,861	20
プロダクト	474	2,667,582	22
ケミカル/プロダクト	164	1,302,025	21
その他	27	55,101	26
LPG	59	674,118	17
LNG	6	322,518	21
合計	782	8,339,205	21

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 46 インドネシアタンカータイプ別隻数比率

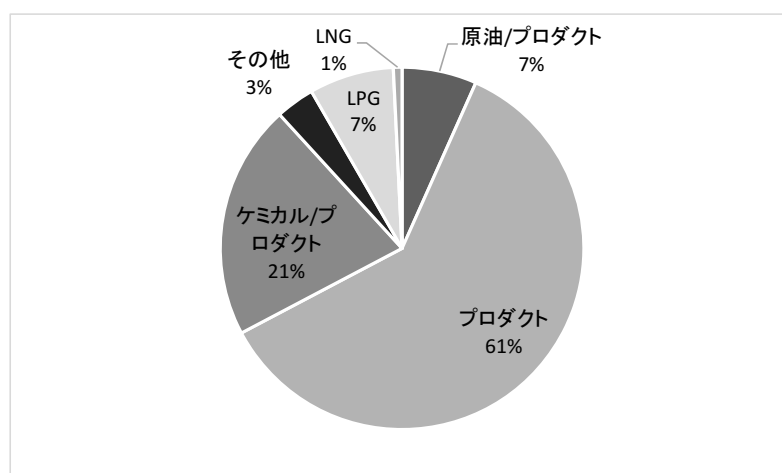


図 47 インドネシアタンカータイプ別 DWT 比率

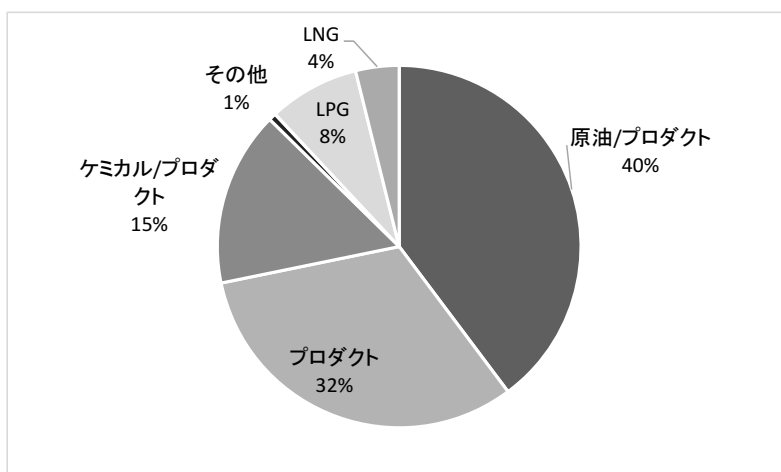
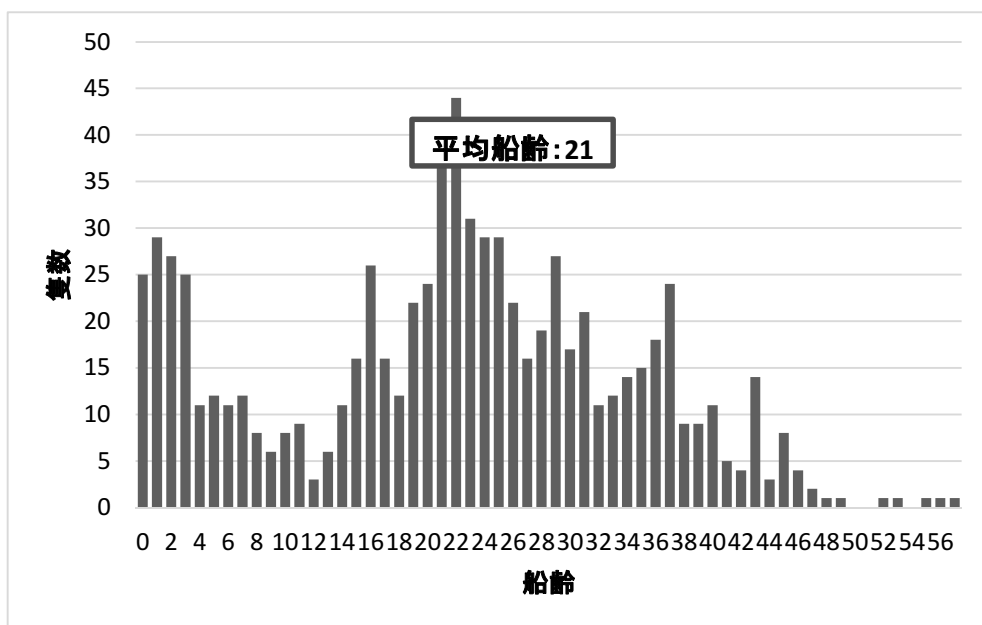


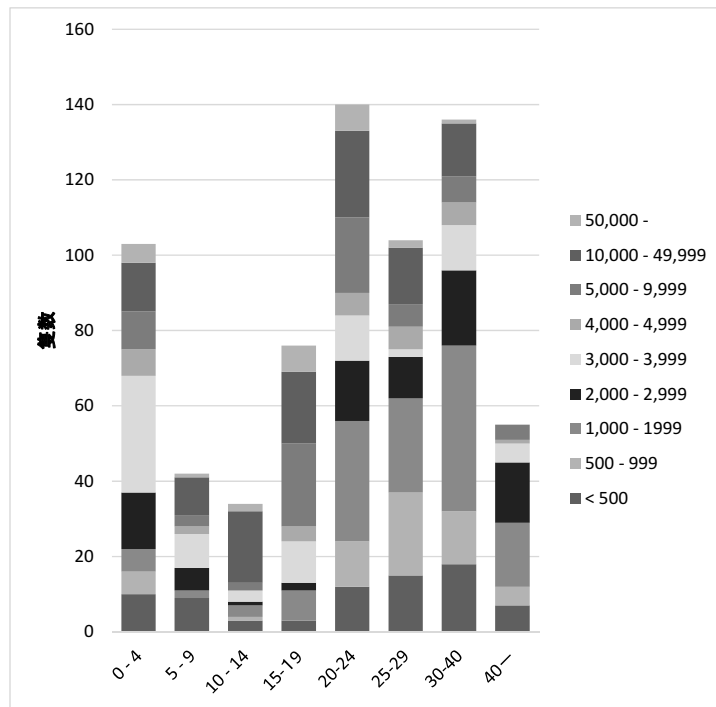
図 48 インドネシア籍タンカー船齢構成



船齢	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
隻数	25	29	27	25	11	12	11	12	8	6	8	9	3	6	11	16
船齢	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
隻数	16	26	16	12	22	24	38	44	31	29	22	16	19	27	17	21
船齢	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
隻数	11	12	14	15	18	24	9	9	11	5	4	14	3	8	4	2
船齢	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57						
隻数	1	1	0	0	1	1	0	1	1	1						

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

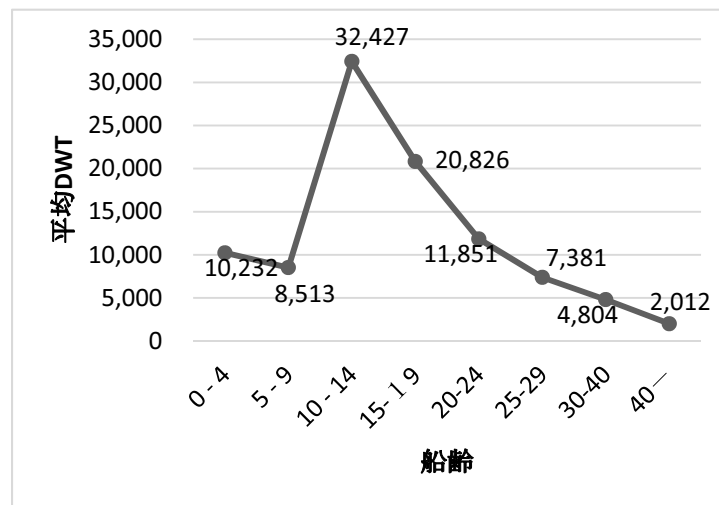
図 49 タンカー（LNG、LPG を除く）船齢別隻数構成



DWT/船齢	0 - 4	5 - 9	10 - 14	15 - 19	20 - 24	25 - 29	30 - 40	40 -
< 500	10	9	3	3	12	15	18	7
500 - 999	6	0	1	0	12	22	14	5
1,000 - 1,999	6	2	3	8	32	25	44	17
2,000 - 2,999	15	6	1	2	16	11	20	16
3,000 - 3,999	31	9	3	11	12	2	12	5
4,000 - 4,999	7	2	0	4	6	6	6	1
5,000 - 9,999	10	3	2	22	20	6	7	4
10,000 - 49,999	13	10	19	19	23	15	14	0
50,000 -	5	1	2	7	7	2	1	0
隻数	103	42	34	76	140	104	136	55

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 50 船齢別平均 DWT



出典：IHS Fairplay 2013 より作成



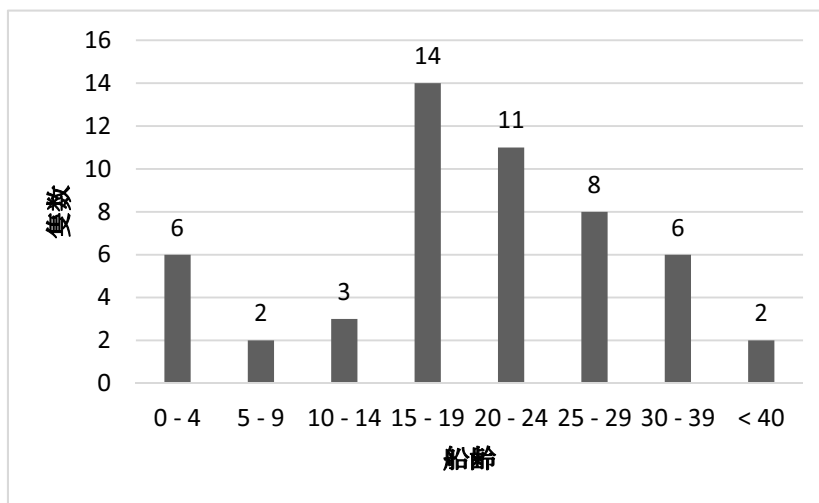
#### 4.2.2 タンカータイプ別船齢・DWT 構成等

IHS Fairplay 統計に基づき、以下インドネシア籍タンカーのタイプ別の船齢構成、DWT、主要船社、建造国について示す。

##### ③ 原油/プロダクトタンカー

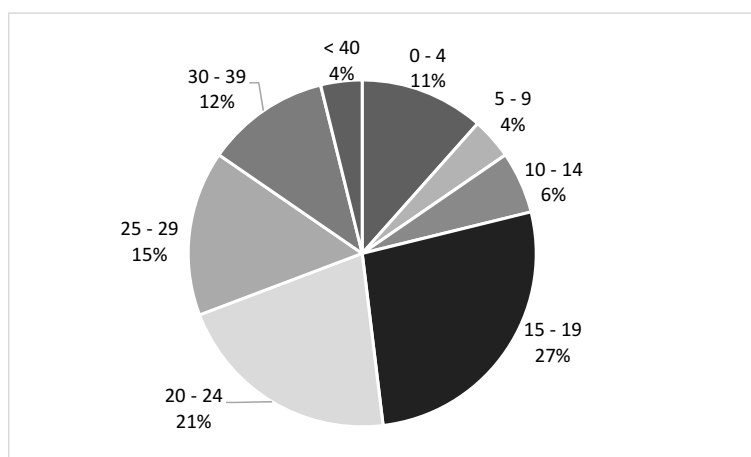
100GT 以上のインドネシア籍原油/プロダクトタンカーは 52 隻で、平均船齢 20 年、DWT 総計 3,317,861 トン（平均 DWT63,000 トン）、10,000DWT 以上のサイズが全体の 75% を占めている。

図 51 原油/プロダクトタンカー船齢別隻数



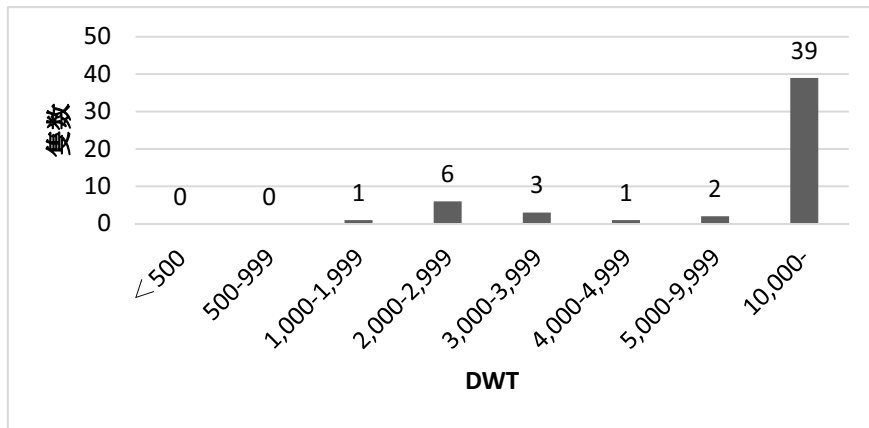
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 52 原油/プロダクトタンカー船齢別隻数割合



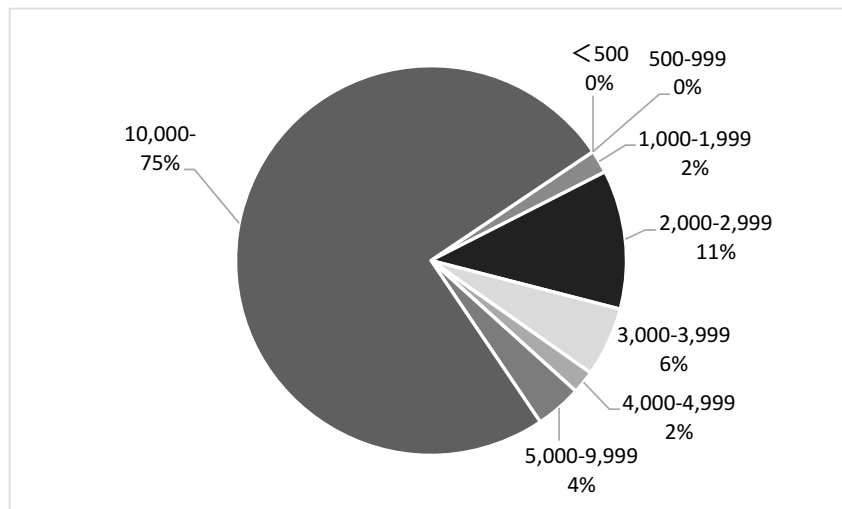
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 53 原油/プロダクトタンカーDWT 別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 54 原油/プロダクトタンカーDWT 別隻数割合



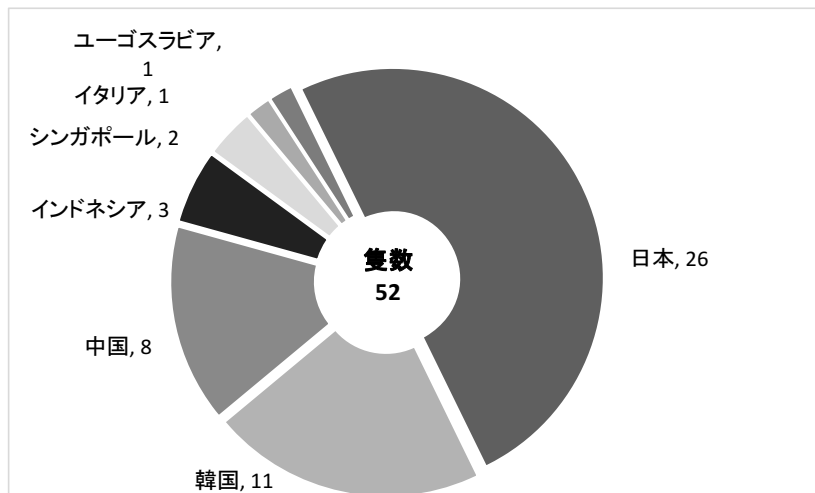
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 14 原油/プロダクトタンカー主要船社

海運会社	隻数
PERTAMINA PERSERO PT	11
Soechi Group	8
Waruna Nusa Sentana PT	5
Berlian Laju Tanker Tbk PT	4
Bahtera Pasific Lines PT	2
Cakra Bahana PT	2
Segara Gloria Anugrah Marine	2
Tirta Kerta Abadi PT	2

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 55 原油/プロダクトタンカー建造国別隻数

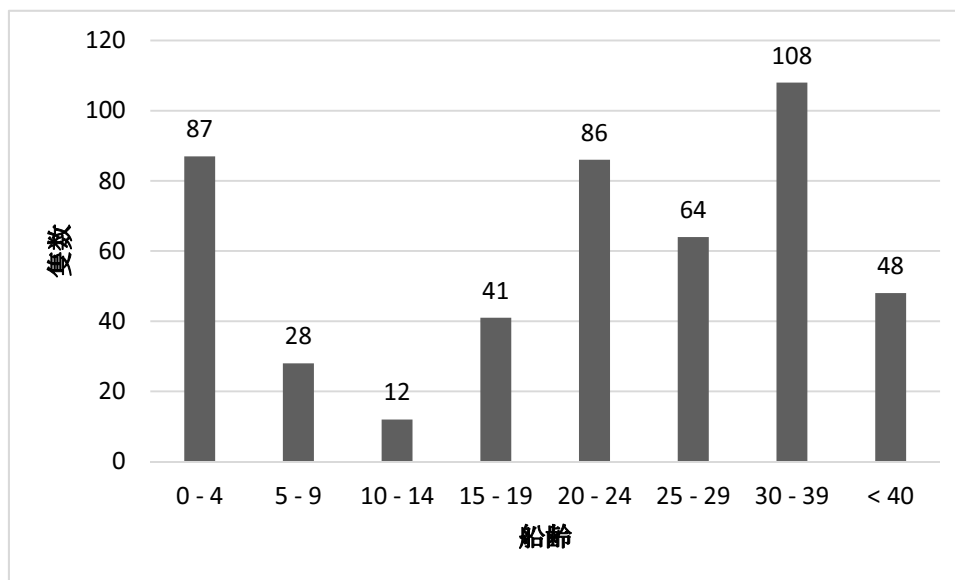


出典：IHS Fairplay 2013 より作成

④ プロダクトタンカー

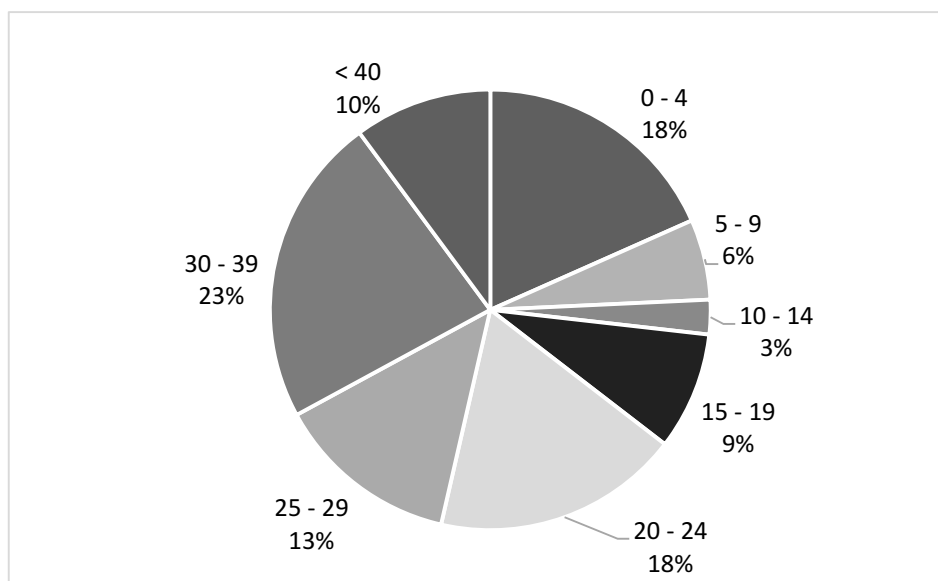
100GT 以上のインドネシア籍プロダクトタンカーは 474 隻で、平均船齢 22 年、DWT 総計 2,667,582 トン（平均 DWT5,600 トン）、5,000DWT 未満のサイズが全体の 79%を占める。

図 56 プロダクトタンカー船齢別隻数



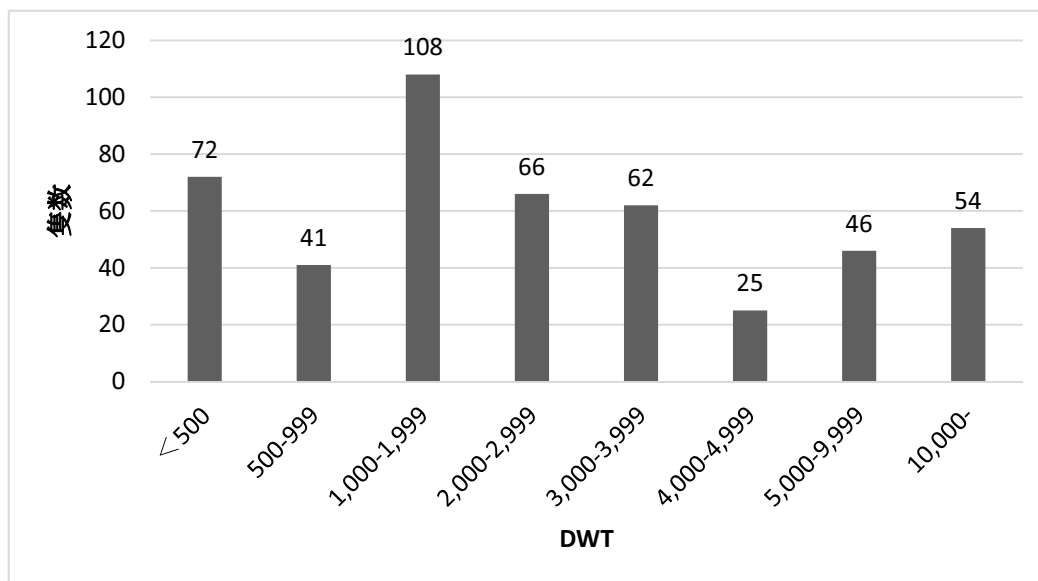
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 57 プロダクトタンカー船齢別隻数割合



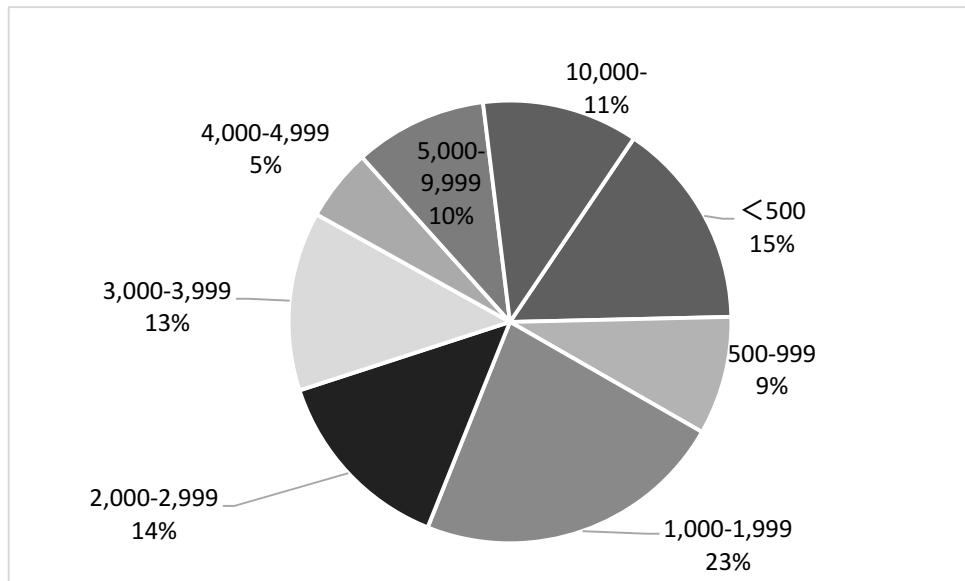
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 58 プロダクトタンカーDWT 別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 59 プロダクトタンカーDWT 別隻数割合



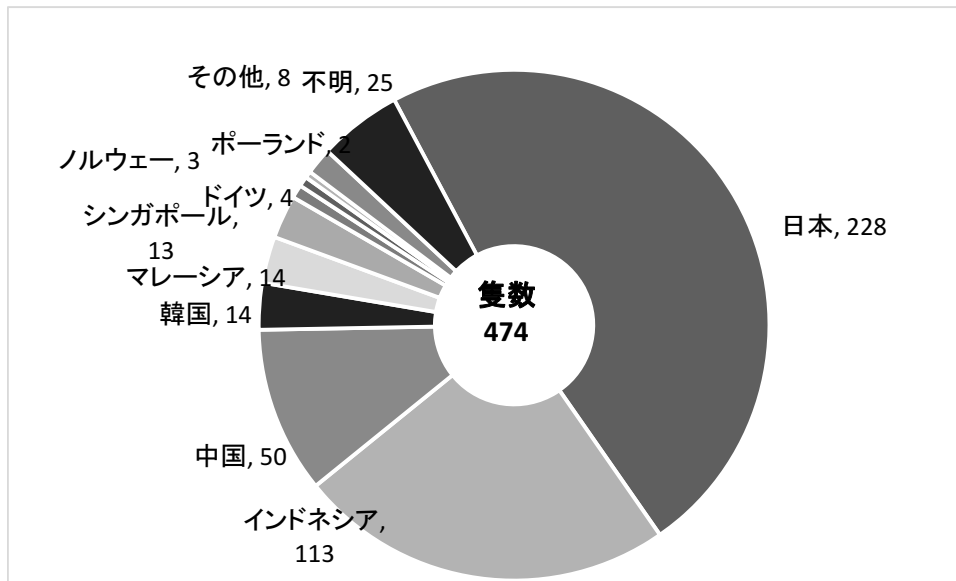
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 15 プロダクトタンカー主要船社

海運会社	隻数
PERTAMINA PERSERO PT	64
Wilmar International Ltd	20
Soechi Group	15
Waruna Nusa Sentana PT	13
Pacific Selatan PT	13
Bahana Line	11
Seven Seas Oil Trading Pte Ltd	9
BUMI Shipmanagement	5
Sumber Rejeki Bahari Permai	5
Taruna Cipta Kencana	4
Pann Persero PT	4
Ardila Insan Sejahtera	4
Asia Marine	4
Pann Persero PT	4
Patria Nusasegara PT	4
Bahari Nusantara PT	4

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 60 プロダクトタンカー建造国別隻数

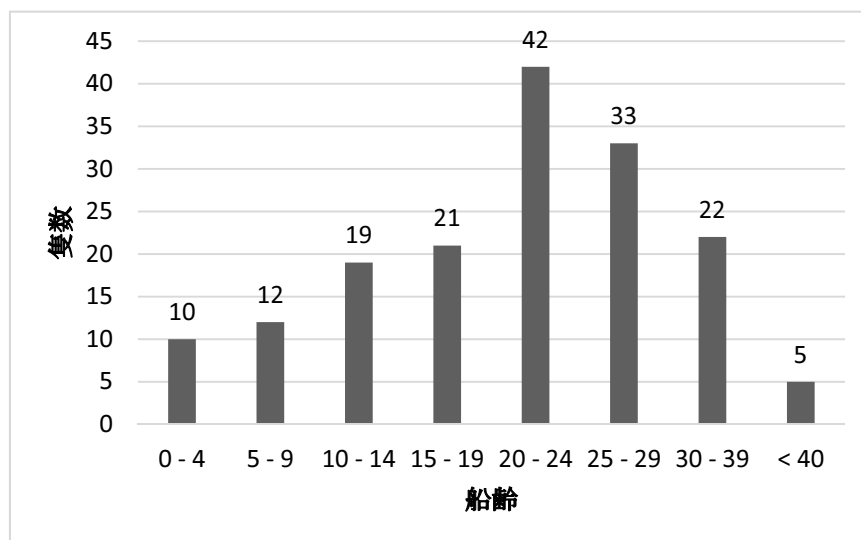


出典：IHS Fairplay 2013 より作成

⑤ ケミカルプロダクトタンカー

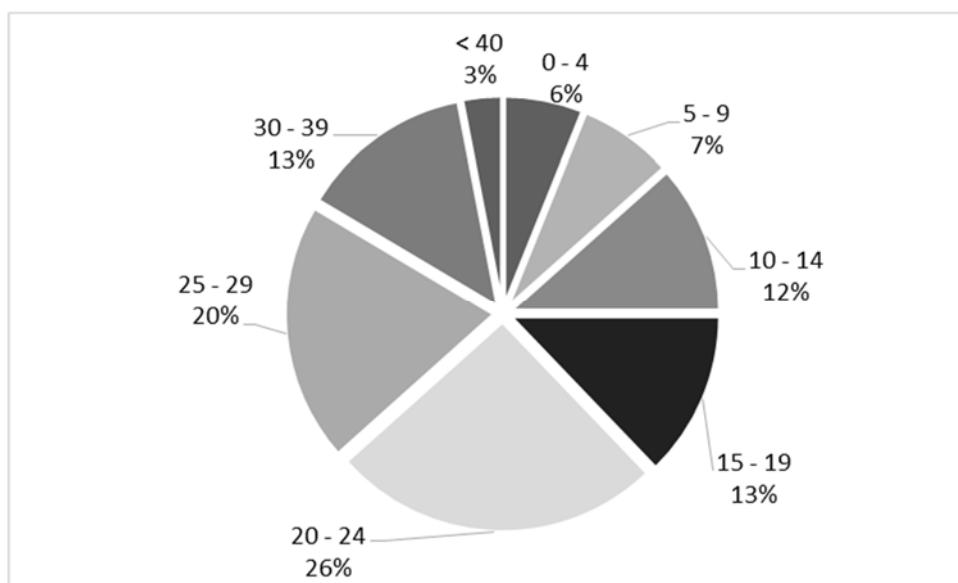
100GT以上のインドネシア籍ケミカルタンカーは164隻で、平均船齢21年、DWT総計1,302,025トン（平均DWT7,900トン）、10,000DWT以上のサイズが全体の27%を占め、船齢20年以上が62%を占めている。ケミカルプロダクト船の建造国では164隻中126隻が日本建造となっている。

図 61 ケミカルプロダクトタンカー船齢別隻数



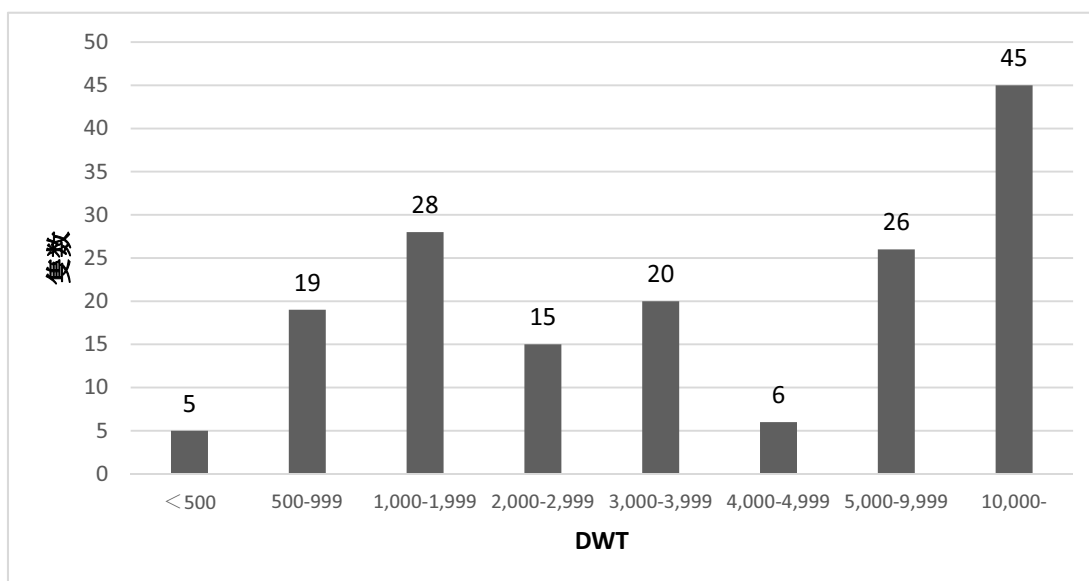
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 62 ケミカル/プロダクトタンカー船齢別隻数割合



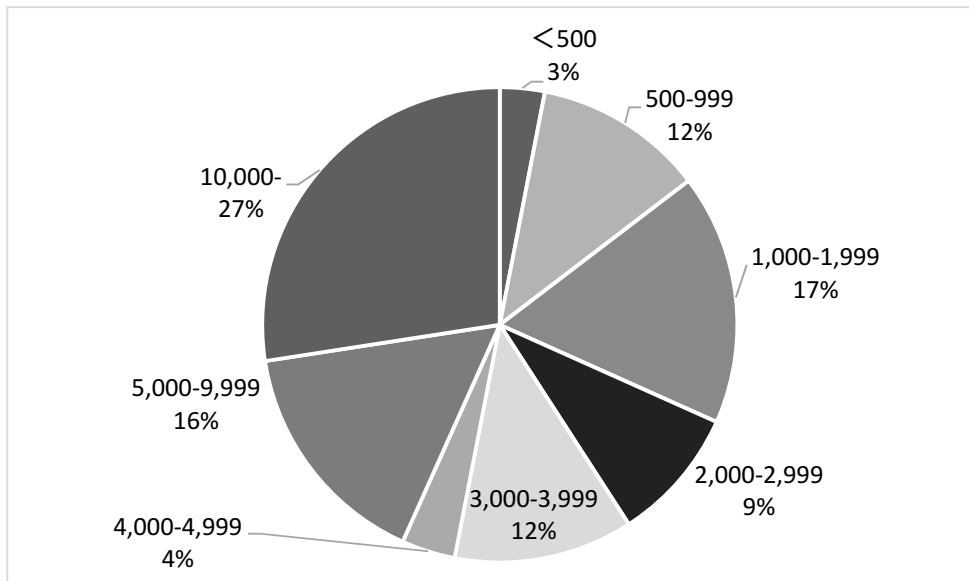
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 63 ケミカル/プロダクトタンカーDWT 別内訳



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 64 ケミカル/プロダクトタンカーDWT 別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 16 ケミカル/プロダクトタンカー主要船社

海運会社	隻数
Berlian Laju Tanker Tbk PT	27
Soechi Group	10
Samudera Indonesia Tbk PT	10
Waruna Nusa Sentana PT	9
Karya Teknik Multifinance PT	7
Bahana Line	4
Teguh Permata Nusantara PT	4
Harita Prima Abadi Mineral	4
Pacific Carriers Ltd	3
Margo Indonesia Service Tama	3

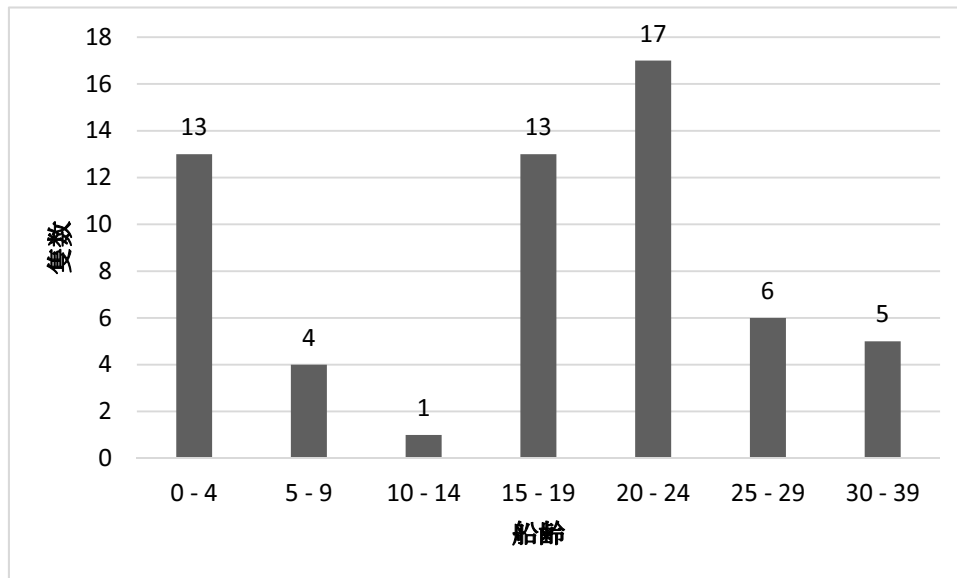
出典：IHS Fairplay 2013 より作成



⑥ LPG タンカー

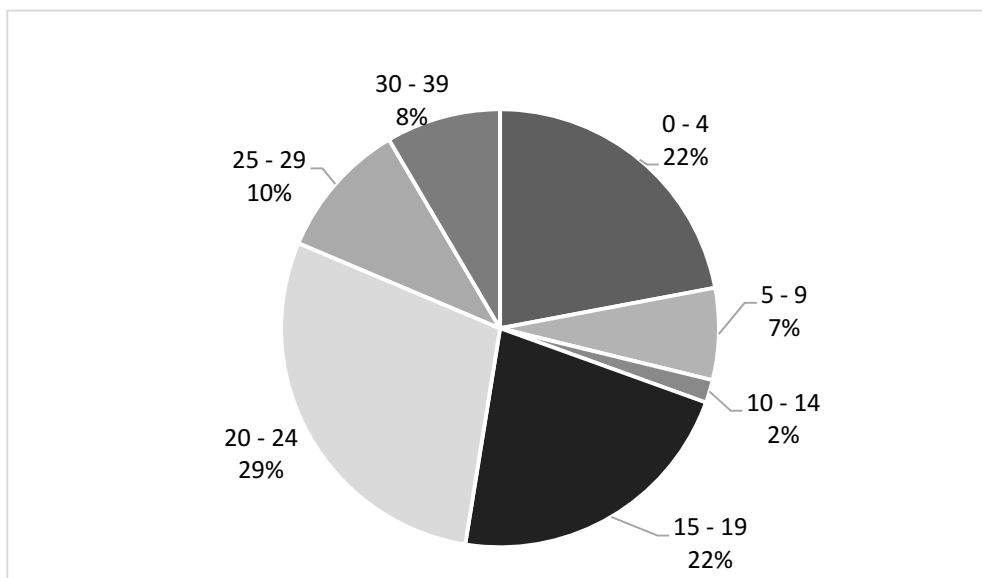
100GT 以上のインドネシア籍 LPG タンカーは 59 隻で、平均船齢 19 年、DWT 総計 674,118 トン（平均 DWT7,900 トン）、3,000DWT 以上のサイズが全体の 75%を占めている。また、船齢 20 年以上が 47%となっている。

図 65 LPG タンカー船齢別隻数



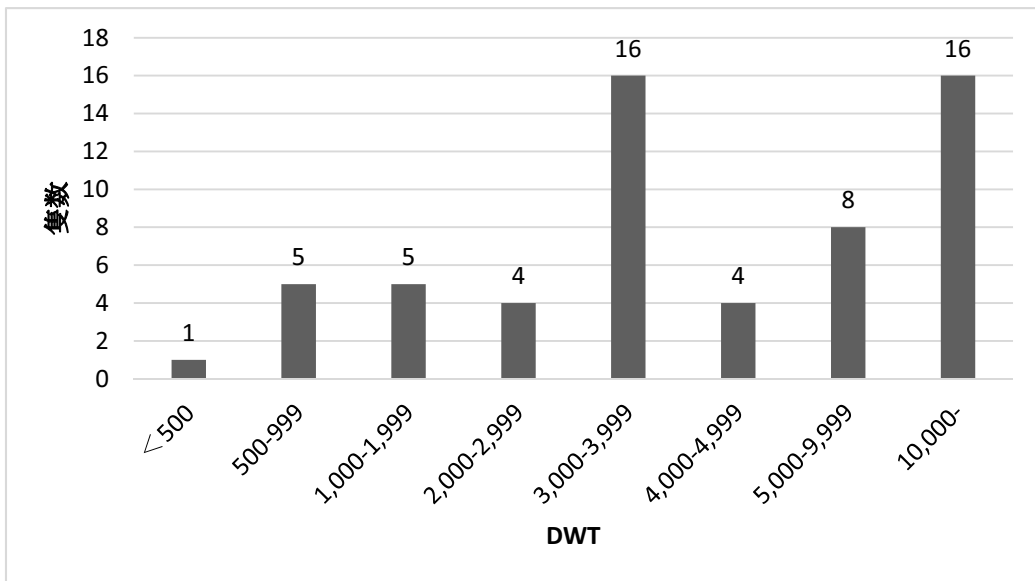
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 66 LPG タンカー船齢別隻数割合



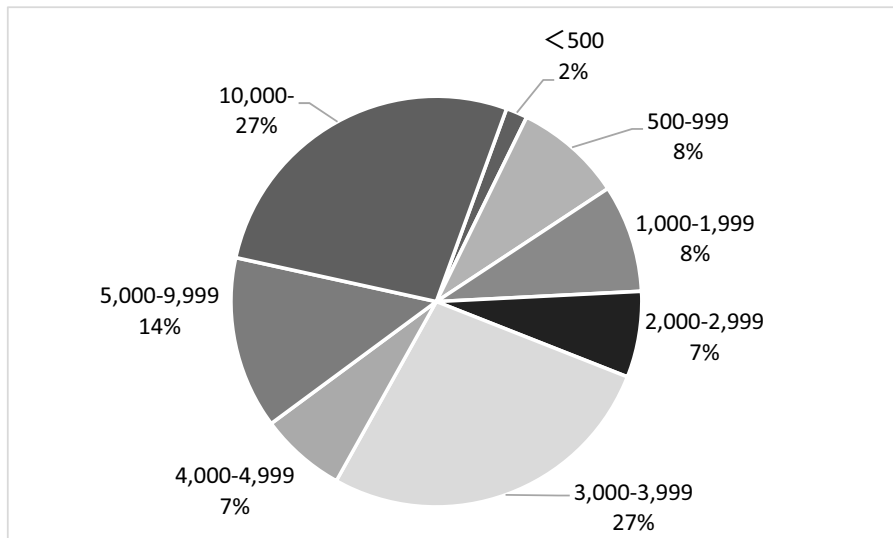
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 67 LPG タンカーDWT 別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 68 LPG タンカーDWT 別隻数割合



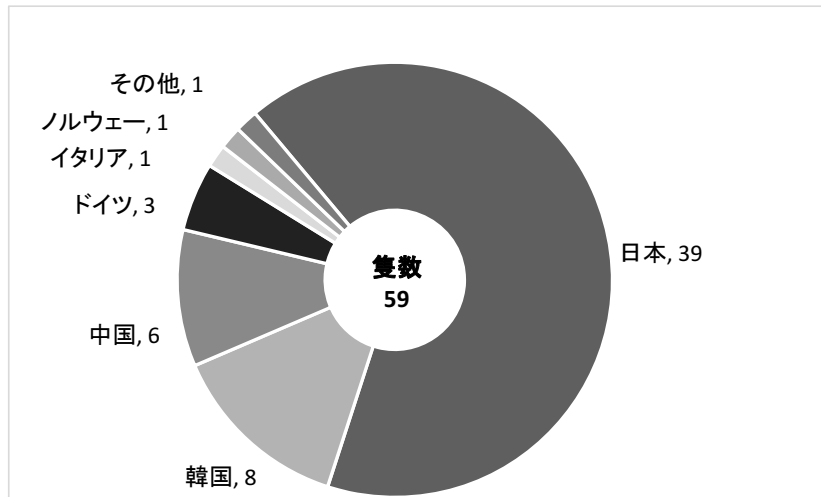
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 17 LPG 船主要海運会社リスト

海運会社	隻数
PERTAMINA PERSERO PT	12
Berlian Laju Tanker Tbk PT	12
Newship Nusabersama PT	6
Bahari Nusantara PT	4
Pelayaran Usahagas Elpindo	4
Navigator Holdings Ltd	3

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 69 LPG タンカー建造国別隻数

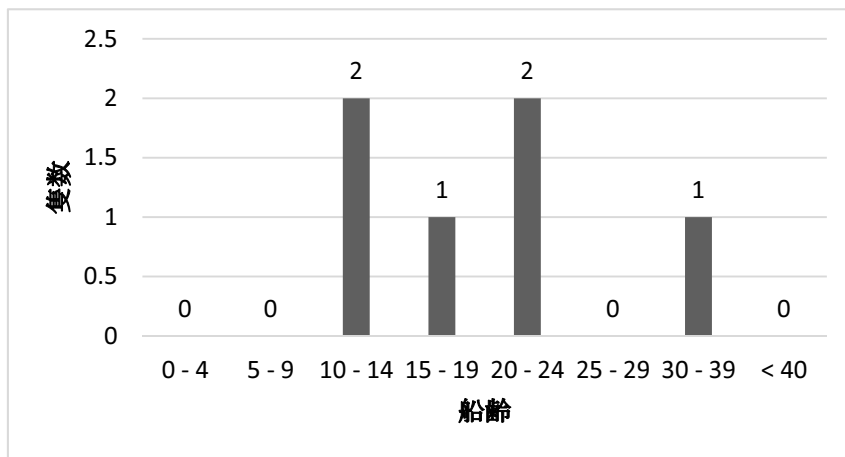


出典：IHS Fairplay 2013 より作成

⑦ LNG タンカー

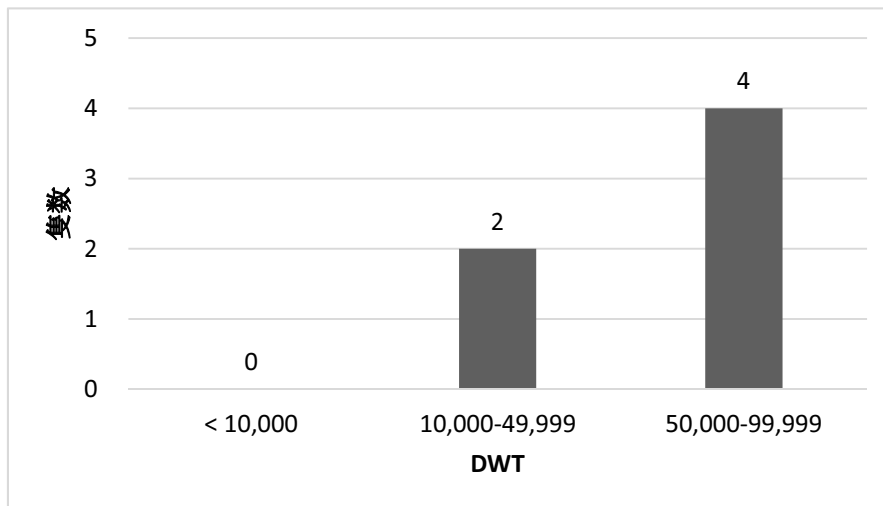
インドネシア籍 LNG タンカーは 6 隻で、平均船齢 21 年、DWT 総計 322,518 トン（平均 DWT53,753 トン）。2012 年に MOL が 49%出資するインドネシア PT.TRADA MARITIME TBK は、PT.NUSANTARA REGAS がオペレーションする FSRU に Bontan 及びその他の港から年間 3 百万トンの LNG を輸送する契約を受注し、LNG 船(126,300m<sup>3</sup>)の国内輸送を実施している。建造国では 6 隻中 5 隻が日本建造船である。

図 70 LNG タンカー船齢別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 71 LNG タンカーDWT 別隻数



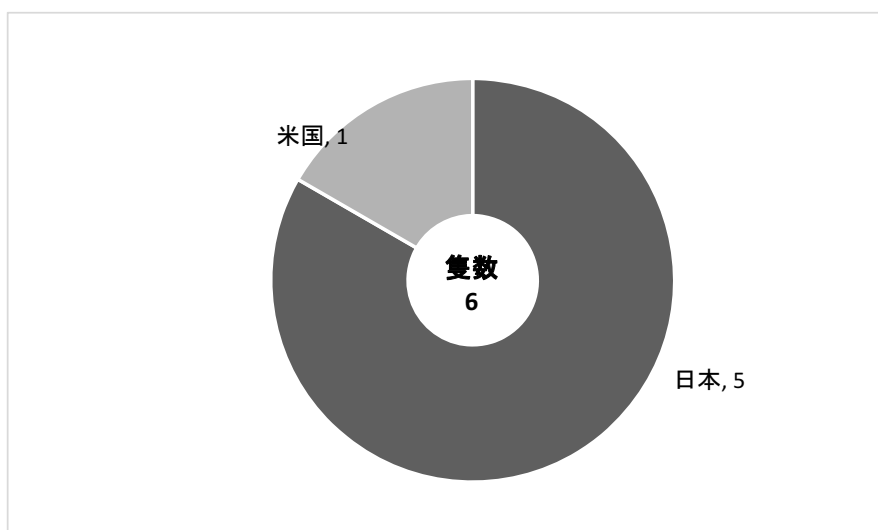
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 18 LNG タンカー主要船社

海運会社	隻数
Humpuss Trans Inc	3
Golar LNG Ltd	1
Mitsui OSK Lines Ltd	1
Trada Maritime PT	1

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 72 LNG タンカー建造国別隻数

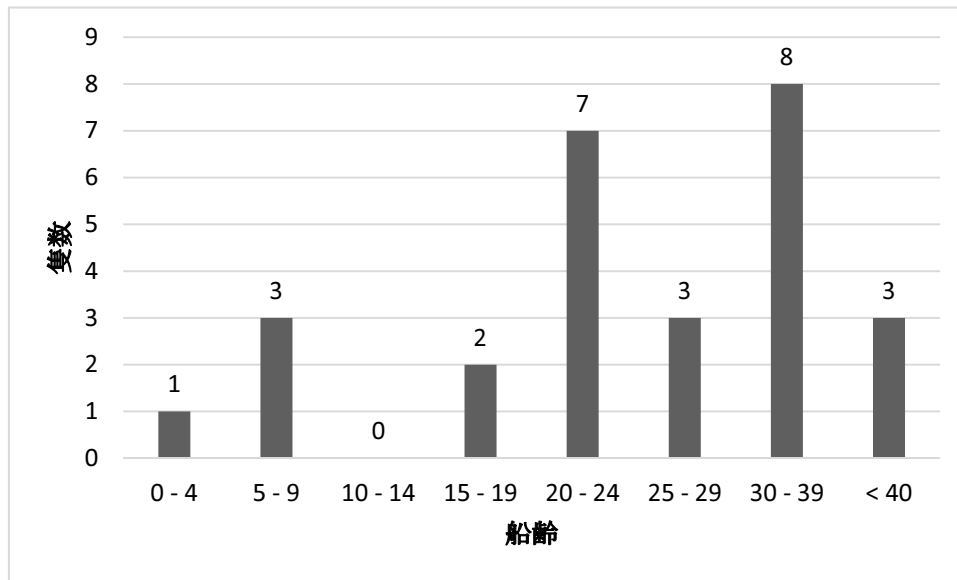


出典：IHS Fairplay 2013 より作成

⑧ その他のタンカー

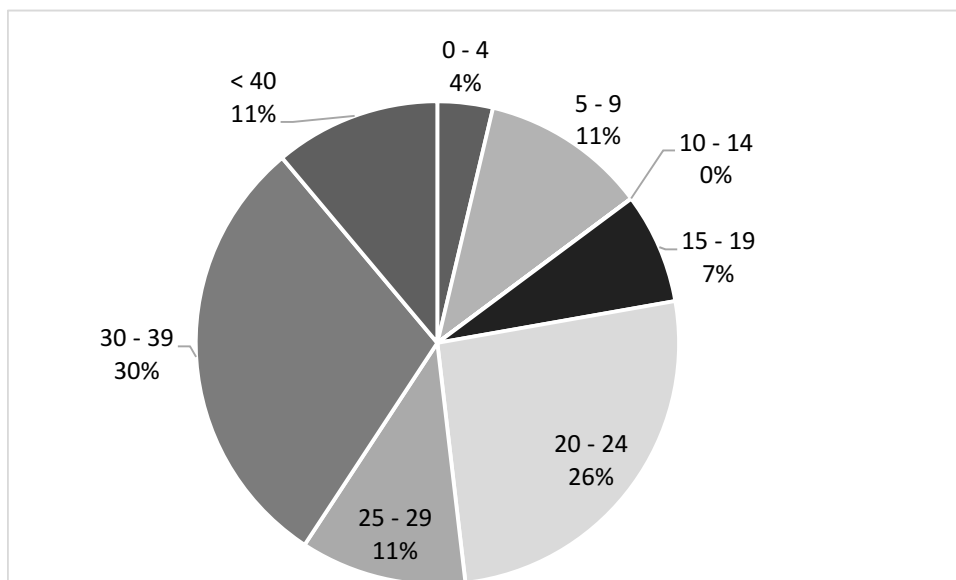
100GT以上のその他タンカーはアスファルトキャリア船等 27 隻、平均船齢 26 年、DWT 総計 55,101 トン（平均 DWT2,040 トン）。1,000-3,000DWT の隻数が全体の 63%を占めている。

図 73 その他タンカー船齢別隻数



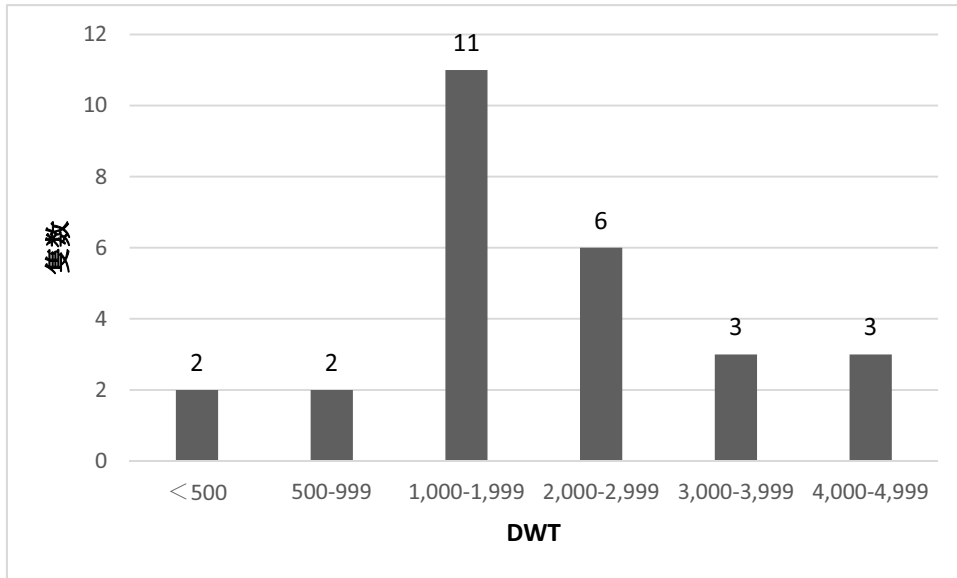
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 74 その他タンカー船齢別隻数割合



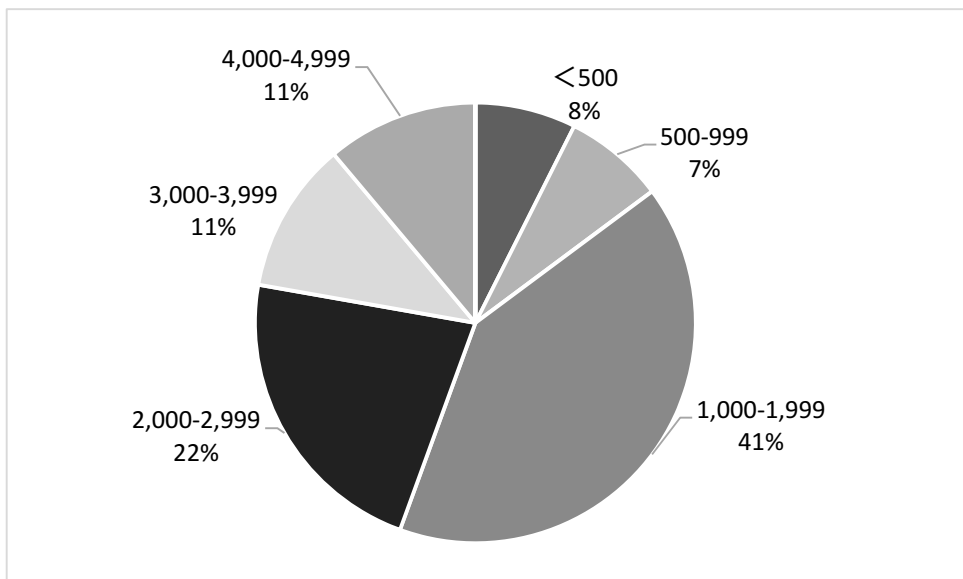
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 75 その他タンカーDWT 別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 76 その他タンカーDWT 別比率



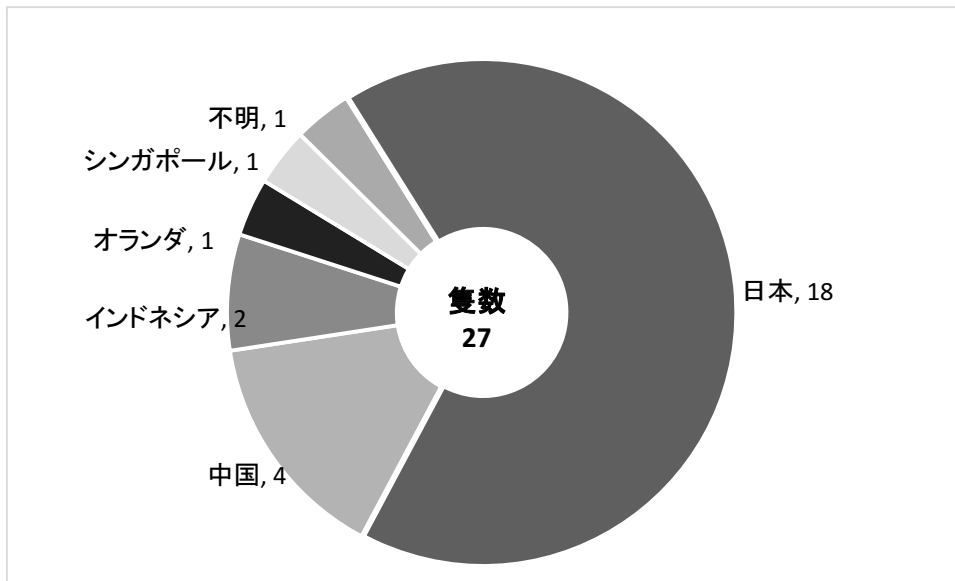
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 19 その他タンカー主要船社

海運会社	隻数
Bitumen Marasende	4
Hin Hin Group	4
PERTAMINA PERSERO PT	2

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 77 その他タンカー建造国別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

#### 4.3. プルタミナ所有及び運航内航タンカー

##### 4.3.1 プルタミナ関連タンカーの運航ルート及び船型

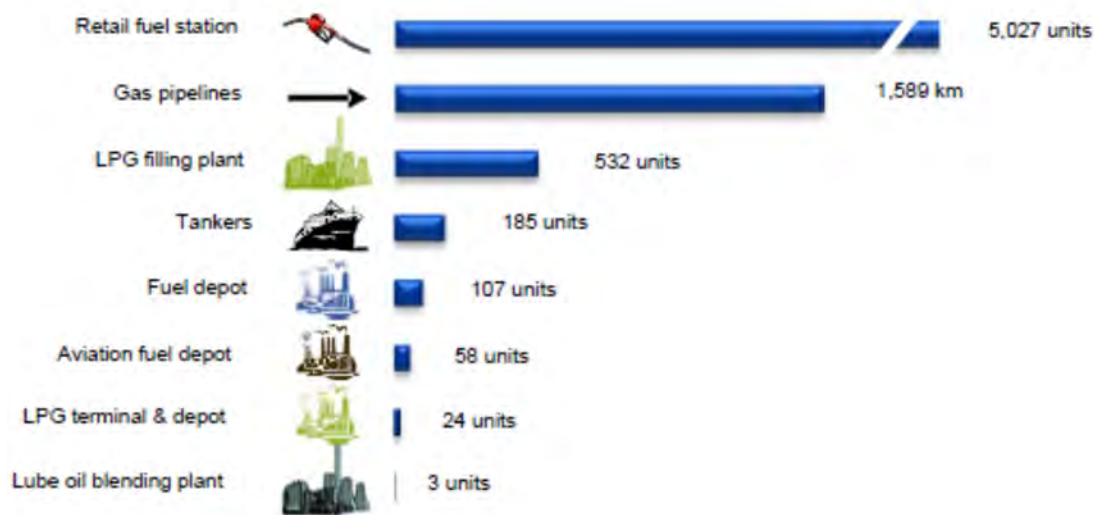
2の「石油・ガスの物流構造」に述べたようにプルタミナは石油・ガス事業の上流から下流までを握っており、その下流部門であるマーケット&トレーディング事業において船舶部門（プルタミナ SHIPPING）を有し、国内輸送を行っている。

近年、プルタミナは自社船の輸送量増強、備船船舶の減少、運航効率の改善を目指した船隊近代化プログラムを進めている。このプログラムはプルタミナの石油・ガス事業の競争性を高め、石油製品の安定供給を担保するための戦略上のイニシアティブと位置づけられている。

2013年には3,500DWTのタンカー3隻、6,500DWTのタンカー1隻、3,500M<sup>3</sup>のLPGキャリア1隻、84,000M<sup>3</sup>のLPGキャリア1隻が納入された。また、2013年末現在では、17,500DWTの一般タンカー2隻、30,000DWTの中型タンカー2隻、85,000DWTの大型タンカー1隻、5,000M<sup>3</sup>のLPGキャリア1隻、84,000M<sup>3</sup>のLPGキャリア1隻を建造中で、更に、2013年に17,500DWTの一般タンカー6隻、原油タンカー1隻、Avturタンカー1隻、中型原油タンカー3隻を発注した。

2015年1月時点では、プルタミナ運航タンカーは自社船64隻、備船140隻の総計204隻である。

図 78 プルタミナ製品輸送・貯蔵基地



出典：プルタミナ



表 20 プルタミナタンカータイプ・サイズ

No	タイプ	プルタミナタンカー	
1	Bulk Lighter	Lighter	-1,500DWT
2	Small	Small	1,501 – 6,500DWT
3	General Purpose	GP	6,501 – 25,000DWT
4	Medium Range	MR	25,001 – 35,000DWT
5	Large Range	LR	70,000 – 90,000DWT
6	VLCC	VLCC	200,000 – 300,000DWT

出典：プルタミナ

表 21 石油精製所港湾及び寄港船舶タイプ

UP	港	船舶のタイプ
UP I	Pangkalan Brandan (Medan)	Small
UP II	Dumai (Sumatra)	Small, GP, MR, LR
UP III	Sungai Pakning (Sumatra)	Small, GP, MR, LR
UP IV	Plaju (Sumatra)	Small, GP
UP V	Palembang (Sumatra)	Small, GP
UP VI	Cilacap (Java)	Small, GP, MR, LR, VLCC
UP VII	Balikpapan (Kalimantan)	Small, GP, MR
UP VIII	Kasim (Papua)	Small, GP, MR, LR
UP IX	Balongan (Java)	Small

註：UP = Unit Pelabuhan (港湾地域)

出典：プルタミナ

表 22 販売地域・運航タンカータイプ

UPMS	地域	船舶のタイプ
UPMS I	Sumatra and Riau	Small, MR, GP, LR
UPMS II	Central Sumatra, South Sumatra	Small, GP
UPMS III	West Java	Small, MR, GP
UPMS IV	Central Java	MR, GP
UPMS V	East Java and Nusa Tenggara	Small, MR, GP
UPMS VI	Kalimantan	Small, MR, GP
UPMS VII	Sulawesi	Small, GP
UPMS VIII	Maluku and Irian Jaya	Small, GP

註：UPMS = Unit Permasaran (販売地域)

出典：プルタミナ

表 23 船舶タイプ・貨物種類・積載・荷揚げ港湾

Type	Ship's Size (DWT)	Cargo	Loading Port	Unloading Port
SM-1	3,500	Oil Product	Tanjung Uban, Tembilahan Plaju, Bitung, Balikpapan	Pontianak, Kijan, Pulau Sambu, Tahuna Amapana, Luwuk, Poso, Gorontalo, Parigi Banjarmasin, Samarinda
SM-2	6,500	Oil Product	Tanjung Gerem, Plaju, Meneng, Labuhan Amuk	Panjang, Bengkulu, Padang, Teluk Kabung Camplong, Ampenan Bima, Sibolga, Tanjung Wangi, Kupang
GP	17,500	Oil Product	Plaju Cilacap Balikpapan Dumai T.Semangka	Surabaya, Tg.Semangka P.Sambu, Jakarta STS Balikpapan Makassar, Tanjung Uban Padang,
MR	30,000	Oil Product	STS Teluk Semangka Cilacap STS Situbondo	Jakarta, Tg.Gerem Surabaya, Semarang Tg.Uban, P.Sambu Gresik, Ambon
LR	85,000	Crude Oil	Dumai, STS T.Semangka	Cilacap, Jakarta
VLCC	240,000	Crude Oil	Rastanura, Fujairah	Cilacap, STS T.Semangka

出典：プルタミナ

インドネシアにおけるプルタミナの輸送事業分野は下記のとおり。

表 24 プルタミナによる輸送

カテゴリー	輸入	輸出	国内輸送
Crude Oil	○		○
Oil Product	○		○
Non-Fuel (LPG,LNG 等)			○

出典：プルタミナ

国内輸送の運航パターンは、原油のまま輸入⇒国内配送するものと、原油又は精製油を輸入して、精製油（原油の場合は国内精製の後）を国内配送するものの二つがある。

原油の場合、中近東等からの輸入原油を Cilacap などの製油所で受入れ、そこから他の製油所に配送される。中近東から CilaCap まではタイムチャーターの VLCC により輸送されるが、Cilacap は海象が厳しい地域のため、悪天候時は投錨地で 30,000DWT 及び 85,000DWT タンカーに積み替えて輸送される。国内の原油輸送は 30,000DWT 及び 85,000DWT のタンカーにより行われている。

精製油については、トランジットターミナルあるいは国内の石油貯蔵所に輸送される。精製油輸送は1,500DWT, 3,500DWT, 6,500DWT, 17,500DWT及び30,000DWTにより輸送される。プルタミナタンカーは寄港する航路や港湾条件により喫水制限が設けられ、プルタミナ標準船型の喫水は以下となっている。

表 25 プルタミナ標準タンカータイプ

No	プルタミナタンカー		喫水 (Draft)	
			International	Indonesia
1	Bulk Lighter	-1,500DWT	3-5m	3-5m
2	Small	1,501 – 6,500DWT	3-6m	3-6m
3	General Purpose	6,501 – 25,000DWT	6.6-11.7m	6.6-7.0m
4	Middle Range	25,001 – 35,000DWT	9-11.4m	9-9.1m
5	Large Range	70,000 – 90,000DWT	12-14m	12-14m
6	VLCC	200,000 – 300,000DWT	19-21m	-

出典：プルタミナ

表 26 プルタミナ標準タンカー主要目

Item	Small I	Small II	General Purpose	Middle Range
	3,500DWT	6,500DWT	17,500DWT	30,000DWT
Loa (m)	90.00	108.00	157.50	180.00
B (M)	15.20	19.20	27.73	30.50
D (m)	7.20	9.30	12.00	15.60
d (m)	5.00	6.00	7.00	9.00
Main Engine	5,131 HP	3,145 HP	5,131 HP	7,938 HP

出典：プルタミナ

表 27 プルタミナ所有タンカー

Type	No. of Ship	DWT	Age(Average)
Small Tanker I	11	36,789	15
Small Tanker II	12	78,369	13
General Purpose	6	86,501	28
Middle Range	12	376,725	22
Large Range	9	809,231	11
計	50	1,387,615	18

出典：プルタミナ

#### 4.3.2 船舶調達動向

プルタミナは船隊近代化及び自社船割合を上げるべく新造船建造計画を策定し、また、備船についても船体状態や船齢を考慮した備船料及び期間での備船契約を締結している。自社船調達はプルタミナ自己資金により賄われている。

プルタミナの自社船調達は造船所への発注の場合と裸備船買い取り条件付き（BBHP: Bare Boat Hire Purchase）による調達を行っている。建造は原則的にインドネシア造船所の最大建造能力範囲である 30,000DWT まではインドネシア造船所での建造となり、インドネシア造船所の船台が埋まっている等建造ができない場合は海外での建造も可能である。また、インドネシア造船所の建造能力を超えるサイズについては海外建造となっている。

プルタミナへ備船しているインドネシア海運会社の場合、新造船あるいは中古船は銀行融資あるいは国营船舶リース会社 PT.PANN からのリースによる船舶調達を行っている。一般的には銀行融資期間は 5 年、金利はルピア約 12%、米ドルは約 8% である。インドネシアの銀行は船舶融資の経験が乏しく、迅速な対応が難しく、特に中古船調達に際しては短期間での決済を要するために、PT.PANN の活用を望む船社が多い。大手海運会社はインドネシアの銀行よりも条件の良いシンガポール等の銀行から融資を得ている。

海外からの融資に際しての課題は融資担保として、海上先取特権・抵当権条約（International Convention on Maritime Liens and Mortgages 1993 with RI. No. 44/2005）は批准済である。船舶アレスト条約（International Convention on Arrest of Ship 1999）は海運法（Shipping Act 2008）Penahanan Kapal Pasal 222（第 223 項）にて規定されているが、いまだ現在批准はされていない状態である。

プルタミナとの備船契約は、2005 年以降のカボタージュ政策推進時は備船契約の見直しを図り、備船の船種・船齢により従来よりも長期の備船期間を設定したが、現在はカボタージュ政策が完全適用されたため、以下の備船期間となっている。備船契約は入札を通じて行われ、オプションは 1 年毎最大 2 回（プラス 2 年）となる。新規備船契約は再度の入札を経て、同一の契約となる。備船料は経済市況や船舶需要・供給、緊急備船等その都度に応じて決定されている。一般的には備船条件においては船齢制限は設けておらず、船体状態次第としているが、船齢の若い船舶が老朽船舶に比し優位である。

表 28 プルタミナ用船契約期間（標準）

船種	備船契約期間(年)
Time Charter	1+1+1
LTTC (Long Term Time Charter)	8+1+1

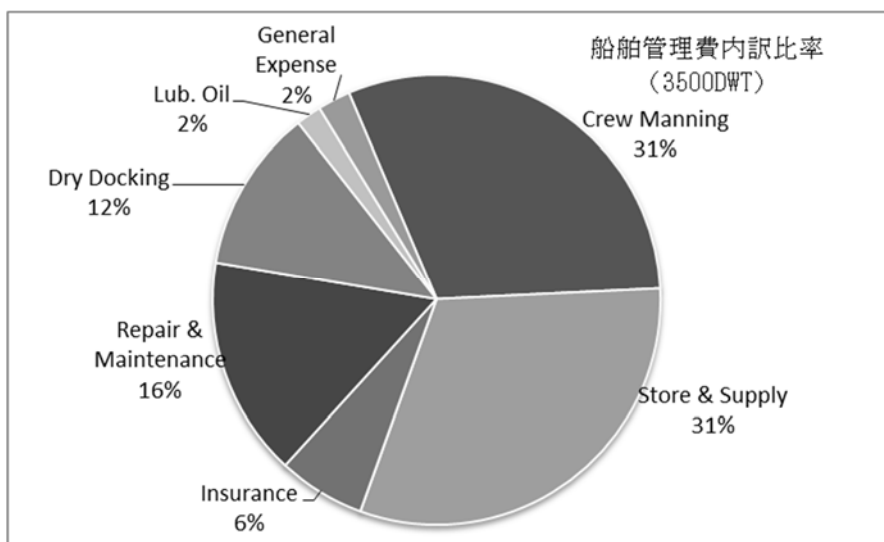
注：LTTC は新造船ベース

出典：プルタミナ

### 4.3.3 運航収支、メンテナンスコスト

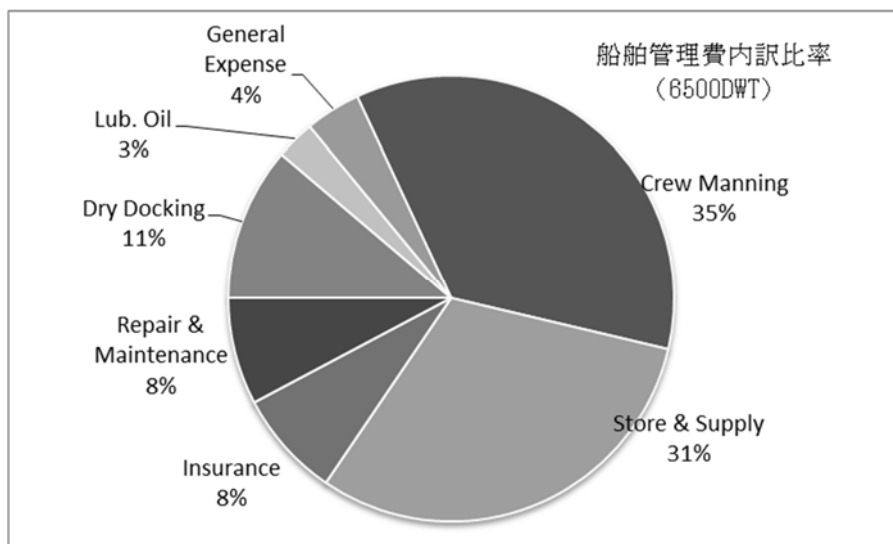
船舶運航費は、船員費、船用品費、保険料、修繕費、潤滑油費、入渠費、その他に大別され、プルタミナタンカーの場合は船員費、船用品費（機関用部品）、修繕費（主補機関）が大きな比率を占めている。（プルタミナへの傭船の場合は、燃料はプルタミナ支給で、船社は傭船費と燃料以外の運航費での運航収支となる。）

図 79 3500DWT タンカー船舶管理費内訳比率



出典：プルタミナ

図 80 6500DWT タンカー船舶管理費内訳比率



出典：プルタミナ

## 5. 内航タンカーに関する環境対策、省エネ政策等

### 5.1 国内及び近海石油・ガス輸送にかかる安全・環境要件（PERTAMINA 等からの船舶調達にかかる要件の動向）

プルタミナ（PERTAMINA）の調達船舶に関する安全・環境要件は国際航海に係る規則が適用され、船級検査については国際船級（IACS）とインドネシア船級（BKI:Biro Klasifikasi Indonesia）の 2 重船級検査が要求されている。インドネシアでは国内法（Non-Convention Standard）が 2009 年に発効されたものの、内容的には改訂が必要とされ、プルタミナのタンカー調達に関しては、国際航海に適用される規則が要求される。以下はプルタミナ調達タンカーの適用規則である。

- Rules and Regulations of Classification Society.
- National Maritime Regulations of Country of Registry
- International Convention on Load Lines, 1966 with Protocol of 1988.
- International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974 and 1988 Protocol
- International Tele-communication and Radio Regulations, 1996.
- International Convention for the Prevention of Pollution from ships, 1973 and Protocol 1978 (Annex I, IV, V and VI only)
- International Convention for Preventing Collisions at Sea 1972
- International Convention for Tonnage Measurement of Ship 1969.
- Maritime Labour Convention (MLC), 2006
- IMO Resolution A468 (XII) 1981, “Code on Noise Level on Board Ships”except bridge wing as guideline
- ISO 6954-1984(E) “Guidelines for the Evaluation of Vertical and Horizontal Vibration in Merchant Ships” , in the zone below upper line as guideline

また、インドネシアでは ISM コードが内航船にも適用され、海運総局決定 Keputusan Direktur Jenderal Perhubungan Laut No. : PY67/1/6.96（インドネシア籍外航・内航船舶に関する ISM コード適用規則（July/12/1996））が 1996 年に発令されている。

#### <内航船規則>

	船舶	適用期限
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Passenger Ship、High Speed Craft, Ferry &gt;300GT</li> <li>➤ Chemical Tanker, Cargo high Speed Craft &gt;500GT</li> </ul>	July/1/1998
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Other Tanker with Liquid Gas Tanker &gt;500GT</li> </ul>	July/1/1999
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bulk Carrier &gt;500GT</li> </ul>	July/1/1999
4	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Passenger Ferry 100&lt;GT&lt;300</li> <li>➤ Container Ship &gt;500GT</li> </ul>	July/1/2002
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mobile Offshore Drilling Unit &gt;500GT</li> </ul>	July/1/2003

6	➤ Another Cargo Ship >500GT	July/1/2004
7	➤ Chemical Tanker, Gas carrier Cargo High Speed Craft >150GT	July/1/2006

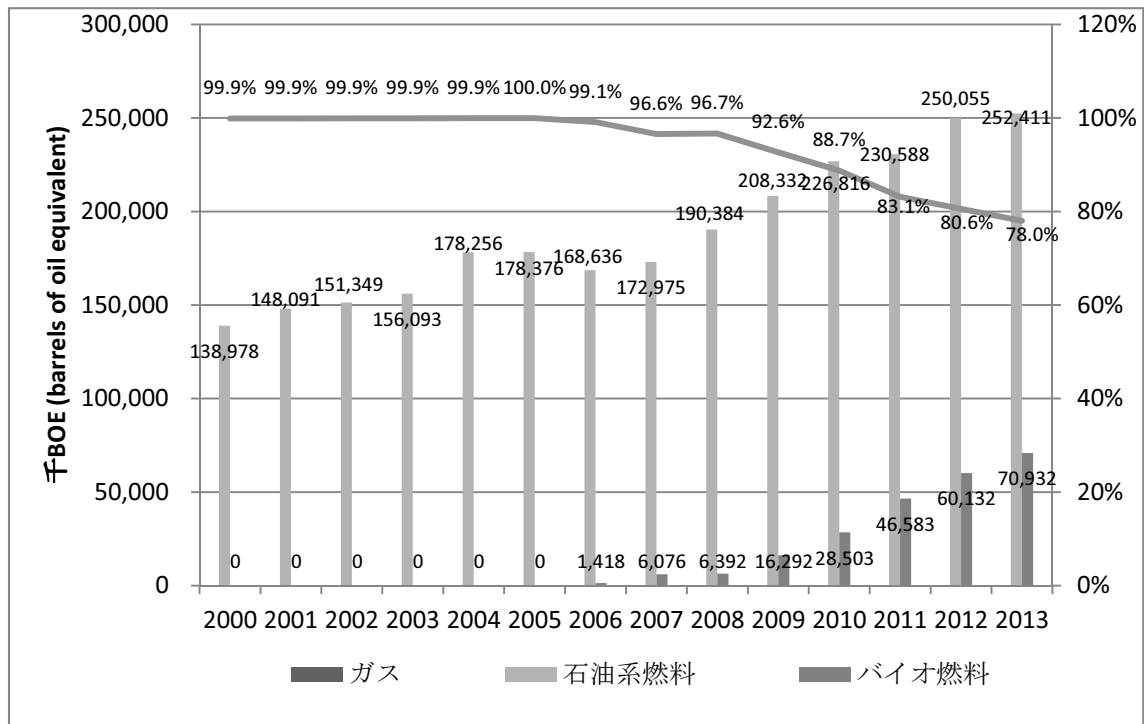
本規則に基づき上記該当内航船舶は ISM コードに基づき適合証書、安全証書の取得が義務付けられている。従い、タンカー運航会社は海運総局（DGST）あるいはインドネシア船級協会（BKI）より適合証書（DOC）及び船舶へは安全管理証書（SMC:Safety Management Certificate）の取得が義務付けられている。

## 5.2 輸送分野における省エネ、エネルギー転換の推進

1.2 に述べたように、国家全体として石油への依存度の引き下げに取り組む中、国家エネルギー計画では、輸送分野においてもエネルギー転換を目指している。その1つはバイオディーゼル、バイオエタノールの混合燃料の利用を増やすこと、もう1つは CNG の普及である。エネルギー・鉱物資源省の省令 No 32/2008 にて、2025 年までにバイオディーゼルは 20%、エタノールは 15%の混合率とすることを定めた。これに伴い、2009 年 1 月から石油下流事業社にバイオ燃料の使用義務を適用した<sup>76</sup>。こうした政府の方針を受け、輸送部門のエネルギー源に占める石油系燃料の割合は、2006 年までは 100%に近かったが、その後徐々にバイオ燃料の割合が増加している。2013 年の石油系燃料の割合は 78.0%と初めて 80%を下回った。

<sup>76</sup> 2008 年 10 月から試験運用を始めていた。

図 81 輸送部門におけるエネルギー源の推移



出典：Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2014

① バイオ燃料の促進

しかし、政策ではバイオディーゼルとバイオエタノールの両方の利用を促進していくことになっているが、バイオエタノールについては、2010年から国内生産されていない。これは、バイオエタノール生産者であるプルタミナがエタノール原料の生産業者に提示している購買価格が国際市場価格に対して低すぎるためである。エネルギー・鉱物資源省はエタノール燃料の生産事業者に有利な価格設定を打ち出す予定である。<sup>77</sup>

エネルギー・鉱物資源省の2013年の省令 No. 25/2013 ではバイオ燃料の利用をさらに促進するため、輸送分野の混合燃料比率を、バイオディーゼルは2020年までに20%、2025年には25%とした。一方、供給量が追いついていないバイオエタノールについては2020年の目標を2020年の目標を公共サービス交通で5% (No.32/2008では10%)、非公共サービス交通で10% (同12%)と目標を下げたが2025年の目標は公共サービス交通、非公共サービス交通双方とも20%と当初目標の15%から引き上げた。また、省令 No. 25/2013では、海上輸送でパーム油燃料の配合率を2025年までに20%とする目標が掲げられた<sup>78</sup>。

<sup>77</sup> GAIN Report 2014

<sup>78</sup> 海上輸送のパーム油燃料配合については、省令 No. 25/2013には詳細がなく、デスクリサーチでもこれ以上の情報は得られなかった。



表 29 バイオ燃料混合率義務化ロードマップ

バイオディーゼル (B100)	当初のバイオ燃料混合率			新バイオ燃料混合率		
	(エネルギー鉱物資源省 規則 32/2008)			(エネルギー鉱物資源省 規則 25/2013)		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025
輸送 (PSO)	5%	10%	20%	10%	20%	25%
輸送 (Non-PSO)	7%	10%	20%	10%	20%	25%
産業	10%	15%	20%	10%	20%	25%
電力	10%	15%	20%	25%	30%	30%

エタノール (E100)	当初のバイオ燃料混合率			新バイオ燃料混合率		
	(エネルギー鉱物資源省 規則 32/2008)			(エネルギー鉱物資源省 規則 25/2013)		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025
輸送 (PSO)	3%	10%	15%	1%	5%	20%
輸送 (Non-PSO)	7%	12%	15%	2%	10%	20%
産業	7%	12%	15%	2%	10%	20%
電力	-	-	-	-	-	-

パーム油 (O100)	当初のバイオ燃料混合率			当初のバイオ燃料混合率		
	(エネルギー鉱物資源省 規則 32/2008)			(エネルギー鉱物資源省 規則 25/2013)		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025
産業	-	-	-	10%	20%	20%
海上輸送	-	-	-	10%	20%	20%
航空輸送	-	-	-	-	-	-
電力	-	-	-	15%	20%	20%

出典：US Department of Agriculture, GAIN REPORT 2014

一方、石油価格が下落する中、バイオ燃料の利用を推し進めるため、エネルギー鉱物資源省はバイオディーゼルとバイオエタノールの補助金拡大を検討している<sup>79</sup>。国民議会に提出した補正案は、バイオディーゼルの補助金を、すでに発表済みの国家予算で設定した1リットル当たり1500ルピアから、5000ルピアと3倍超に、バイオエタノールの補助金は1リットル2000ルピアから3000ルピアに、それぞれ拡大するもの。

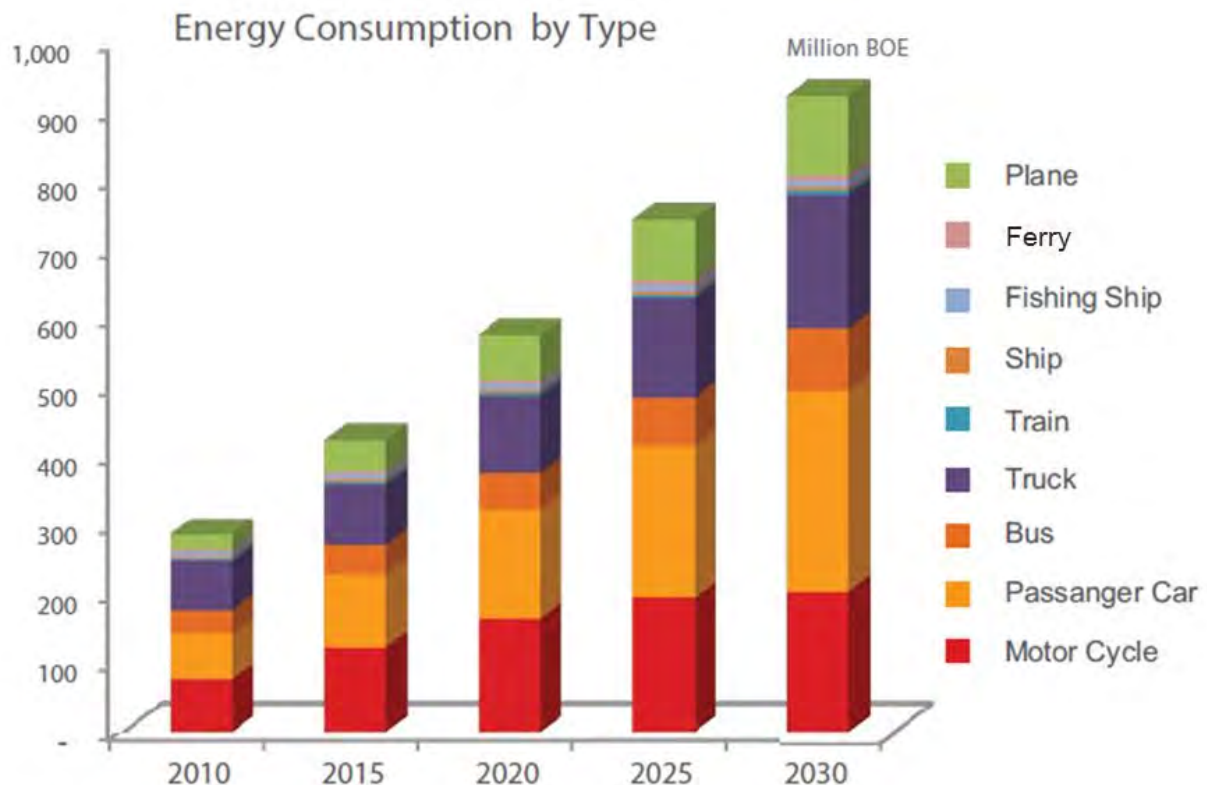
また、インドネシアでは、陸上輸送向けのCNGの利用は1987年に始まったがCNGガスステーションの数が少ないことを始め、様々な理由で利用は進んでいない。政府はCNGの価格を引き上げてCNGガスステーションに民間投資を呼び込むことなどを検討してい

<sup>79</sup> 2015年2月3日 The Jakarta Post (Indonesia)

る<sup>80</sup>。CNG を販売するプルタミナと PGN は、CNG 供給網の拡充を政府から求められている。プルタミナは 2014 年にジャカルタ、バンテン、西ジャワ、中央ジャワに 22 ヶ所の CNG ステーション、7 つの移動式 CNG 供給ユニットを新たに開設することを、PGN は 2014 年、ジャカルタ、西ジャワ、東ジャワ、リアウ州に 12 の CNG ステーション、2 つの CNG 供給ユニットを開設することを要求されている。<sup>81</sup>

なお、船舶のエネルギーが輸送分野の使用エネルギーに占める割合は低い。

図 82 輸送セクターにおける輸送モード別エネルギー使用量



出典：Executive Reference Data National Energy Management by National Energy Council 2014

## ② ガス燃料への転換

インドネシア国内市場で供給されるガスには \$2 ~ 6/MMBtu の極めて安い価格が適用されている（用途によって幅があり、肥料・発電用は安く、一般産業用は高い）。国内市場での供給価格は LNG 輸出価格（2011 年の東アジア伝統市場の購入価格 \$13~18/MMBtu）に比べて大幅に安い。

インドネシア政府は LNG 輸出量を大幅に削減してガスを国内市場向けに優先配分することを明確にし、LNG 受入基地の整備も進めている。しかし、ジャワ島など主要エネルギー

<sup>80</sup> 27 September 2014 Energy Monitor Worldwide

<sup>81</sup> Indonesia energy outlook 2014, BPPT (Agency for Assessment and Application of Technology)、PGN もプルタミナも Annual report が 2013 年のものまでしかなく、実際にこれらの設備が設立されたかどうかは、報道などでも判明しなかった。

一消費地での LNG 気化ガス用途は産業用と発電用燃料が主流であり、電力会社（PLN）等へ供給インフラ整備が進められている一方で、輸送分野での取り組みは進んでいない。

インドネシアのガス転換政策において、自動車、船舶へのエネルギー転換に係る調査研究は開始されたばかりの状況である。特に船舶に関しては、プルトミナの子会社、プルトガスが、国営海運会社 PELNI 向けに LNG バンカー供給の可能性を研究すると発表した<sup>82</sup>が、具体的な研究の内容は開示されていない。プルトガスは 2013 年末から東カリマンタンの Indominco Mandiri の石炭鉱山で使う大型鉱山トラック向けに LNG 燃料を供給するパイロットプロジェクトを実施しており、海運への LNG 使用にも関心を持っている。PELNI 社は年間 2 億 2000 万キロリットルの燃料を使っており、燃料代は同社の営業コストの 65% を占める。燃料に LNG を利用してコストを下げ、船舶調達費用を捻出したいと考えている。PELNI に補助金を拠出しているインドネシア政府も石油系燃料の使用を減らして燃料費の削減を目指している。プルトミナは輸送分野での鉱山やプランテーションのトラック、長距離バス、鉄道、船舶に LNG 燃料を導入することで、LNG の利用量は 2015 年の年間 40 万トンから 2019 年には 130 万トンに増えるとしている<sup>83</sup>。

また、運輸省海運総局（DGST）は国内における環境規制や IMO による排出規制海域（Emission Control Areas : ECA）対策として LNG 燃料船の技術検討を開始したところである。

---

<sup>82</sup> <http://shipandbunker.com/news/apac/662060-indonesia-mulling-lng-bunkers>

<sup>83</sup> <http://www.pertamina.com/en/news-room/news-release/lng-for-mine-sector-transformation,-pertamina-and-indominco-commence-pilot-project/?alttemplate=print>

## 6. インドネシア内航タンカーの新造需要について

以下、前章までの内容のポイントを述べるとともに、これを踏まえてインドネシアにおける内航タンカーの需要動向について考察する。

- ① エネルギー生産及び消費： 国内の石油及びガスの消費は伸びているものの、国内の石油生産は下落し、ガスは計画遅延もあって生産が伸びていない。政府は燃料補助金の圧縮等により石油消費を抑え、エネルギー構造の転換に取り組んでいる。発電用燃料は石炭の比重が大幅に高まる。

輸入動向については、輸入は原油横ばいであるが、プロダクト油の輸入が伸びており、今後も増大すると見込まれる。

LNG はこれまで主に輸出向けであったが、国内消費を優先する方針となり、さらに米等からの LNG 輸入も計画されている。東インドネシア地域においては、LNG 生産の開発が期待される一方で消費向けのインフラ整備が遅れていることから、ミニ LNG プラント（輸送は沿岸船舶による）の整備が計画されている。

- ② エネルギー輸送： 輸送産業構造はプルタミナが支配的で国内全土に流通網を持つ。プルタミナにおける油・ガスの海上輸送量は、燃料油は過去 5 年間横ばい、LPG は増加している。

天然ガスは主にパイプラインで輸送されてきたが、各地で LNG 受入基地が整備中であり、船舶による国内輸送も始まった。今後ミニ LNG プラントの計画もあり、LNG 国内輸送は増える見込まれる。

- ③ インドネシア船隊： タンカー輸送については 2011 年にカボタージュ完全適用。インドネシア国籍増加。タンカーは 2005 の 224 隻から 2014 年には 666 と 3 倍に。DWT は 141 万から 2014 年には 397 万 DWT になった。ただし、この船舶増加は既存船の船籍変更や中古船購入によるものがほとんどで、新造船による増加は少ない。

タンカー船隊の平均年齢は 21 年で、特に 3000DWT 未満の小型タンカー、貨物袋峰ではプロダクトタンカーで老齢化が目立つ。他方、新造船・若年船(0-4 年)は t 小型では 2000-4000DWT に多く、また、5000 以上の大型が多くなっている。分布は 5-14 年間の間が極端に少ない。船舶調達の主流は 15-20 年ぐらいの船齢の中古船を購入するというスタイル。

隻数で最も多くを占めるのはプロダクトで、サイズは 3,000DWT 未満が 8 割を占める。次いで多いのはケミカル／プロダクトであるが、3,000DWT 未満の小型は 5 割強で、5,000DWT 以上の中大型も多い。LPG がもっとも多いのは 3,000DWT クラスと 10,000 以上の大型。比較的新造船が多く、0-4 年船齢が 22%。

LNG の国内輸送は始まったばかりで、内航 LNG 船は外航船を転用した 1 隻のみである。

- ④ プルタミナの調達方針：タンカー調達についてはプルタミナの自己資金による自社船建造・調達及び民間船社の傭船調達に区分される。プルタミナ自社船の調達は自己資金で、プルタミナ独自の標準建造仕様書に基づき MR タイプ 30,000DWT までは 2005 年大統領令 No.5 に従い、インドネシア国内建造を基本としている。
- 1990 年代にプルタミナは長期傭船プロジェクト (LTTC: Long Term Time Charter、BBHP: Bare Boat Hire Purchase) を実施したが、現在は基本的に短期傭船契約としている。また、最近では油価下落を背景にさらに傭船料が押し下げられており、こうした短期契約・低傭船料という状況下においては新造船での対応は厳しく、中古船でのによる用船が主流となっている。
- ⑤ スペック：標準船型は、前述のとおり 1,500DWT、3,500DWT、6,500DWT、17,500DWT、30,000DWT、85,000DWT、VLCC となっている。プルタミナ運航船舶は国際航海を基準要件として SOLAS 条約及び MARPOL73/78 (ダブルハル) 等を適用しており、白油輸送タンカーは 5,000DWT 以上がダブルハル適用、1,500DWT 及び 3,500DWT はシングルハルタンカーで可となっている。また、3,500DWT は河川航行も可能な浅喫水 (最大 5m 喫水) が要求されている。
- 安全性に加え、運航コスト (特に燃料代) 低減は大きな課題であり、上記のプルタミナの傭船契約においても船齢の若い船舶が優先的に採用される。タンカー以外の分野においては LNG 燃料化についての検討が始まっている。
- ⑥ 国内建造能力：プルタミナ新造船調達はインドネシア政府調達規則に沿って入札が実施される。2005 年公布の大統領教書 No.5 により、インドネシア国内建造が義務つけられ、インドネシア造船所では 30,000DWT サイズまでの建造実績がある。(設備能力上インドネシア造船所での建造が困難な場合は海外造船所での建造調達を行っている。)
- もともと公営系の造船所は競争力がなく、ダヤ・ラダールや PT DUMAS やバタム地域の民間造船所が主に受注している。最近インドネシア政府はバタム地域以外の造船所の競争力向上のため、資機材の輸入税の軽減措置を導入した。
- ⑦ 船舶ファイナンス：インドネシア国内の船舶調達資金に係る融資条件は短期間、高金利であり、新造船投資に適していない。かつ、インドネシア国内銀行には船舶融資の経験が乏しい。インドネシア運輸省は 2003 年に内航海運近代化マスタープランを策定し、2011 年に JICA は内航海運近代化事業化調査を実施し、中小船社、造船所への円借款を活用した融資支援スキームを検討している。当該スキームが実行されれば、インドネシア船社は船舶調達の融資支援を得ることが可能となり、新造意欲が高まるものと期待される。
- ⑧ 3,000DWT 型内航タンカーの新造需要：現在、我が国では、今後 ASEAN 地域で増大すると見込まれる内航タンカー需要を踏まえ、当該地域で有望と考えられる標準的な 3000DWT 型ダブルハル・プロダクトタンカーを設計し、その建造技術についての

協力を行うことで、当該国における内航タンカーの近代化と造船業の発展を併せて支援するという取り組みを進めている。次に示すのは、本取組で設計された 3000DWT 型タンカーの概要である。ASEAN 海域内を想定した近海国際仕様となっており、また、IMO のダブルハル規制はもとより、CO<sub>2</sub> 排出に係る IMO 規制の EEDI にも対応した設計となっている。

インドネシアにおいては、プロダクトオイルの輸入・消費の増加傾向、上述のとおり 2,000-4,000DWT クラスの割合が大きく、かつ、その老齢化も著しいこと等に照らして、基本的な代替需要はあると考えられる。ただし、傭船料の低迷と船主経済・船舶ファイナンスの弱さから当面の新造船調達意欲が低いことから、上述⑦の資金支援スキームの早期実施が望まれる。スペック面では、プルタミナの仕様が 1,500DWT 型、3,500DWT 型、6,500DWT 型と定められていること及び 3500DWT 型の喫水制限（最大 5m）のため、これに合わせて設計を変更する必要がある。



表 30 3,000DWT の二重船殻タンカー要目

3,000DWT Double Hulled TANKRT				
Classification Society		NK NS* MNS* Coastal Service		
<b>Particulars</b>		<b>Deck Machinery</b>	1	
Loa (m)	78.00	Steering Gear	2	
Lpp (m)	75.00	Windlass	2	
B (m)	15.00	Mooring Winch	1	
D (m)	6.60	Hose Handling crane	1	
d (m) (Designed)	5.00	<b>Life Saving</b>		
d (m) (Scantling)	5.50	Free Fall Life Boat	1	
DWT(Ton) at Scantling	3,000	Rescue Boat	1	
<b>Tank Capacity</b>		Life raft	2	
Cargo Tank (2 Segregation)	3,100 m3	Life buoy	8	
Water Ballast tank	1,500 m3	Life Jacket	20	
Fuel Oil Tank	120 m3	<b>Pump</b>		
Diesel Oil Tank	50 m3	Ballast Pump	200m3/h x 2	
Fresh Water Tank	60 m3	Cargo Pump	750m3/h x 2	
<b>Propulsion System</b>		Stripping Pump	50m3/h x 2	
Main Engine	1,618 kW x 310 rpm		Generator	2
	HFO	180Cst	Harbour generator	1
Propeller	4 Blades Fixed Pitch Propeller		Emergency Generator	1
Speed	Service +15% SM	11.5Knots	<b>Radio/Communication/Navigation</b>	
Endurance	at Service Speed	4,000NM	Satellite Communication	1
Complement	Officer	8	Ship Security Alert System	1
	Rating	8	Loading Computer	1
<b>EEDI</b> :Effective Energy Design Index	Clear the Reference Line (Criteria)		GMDSS A2	1
MARPOL VI			Radars	2
<b>Rules and Regulations</b>				
Rule and regulations of Classification Society				
Maritime Regulations of the Country of Registration				
International Loadline Convention, 1966, 1988 protocol				
International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974 and 1988 Protocol (SOLAS)				
International Convention for the Prevention of Pollution from ships, 1973 and Protocol 1978 (Annex I, IV, V and VI)(MARPO+)				
International Convention for Preventing Collisions at Sea 1972				
International Convention of Tonnage Measurement of Ship 1969				
International Tele-Communication and Radio Regulations, 1996				
International Labour Convention (MLC), 2006				



## 7. 離島向け内航貨客船（パイオニア船）の概要

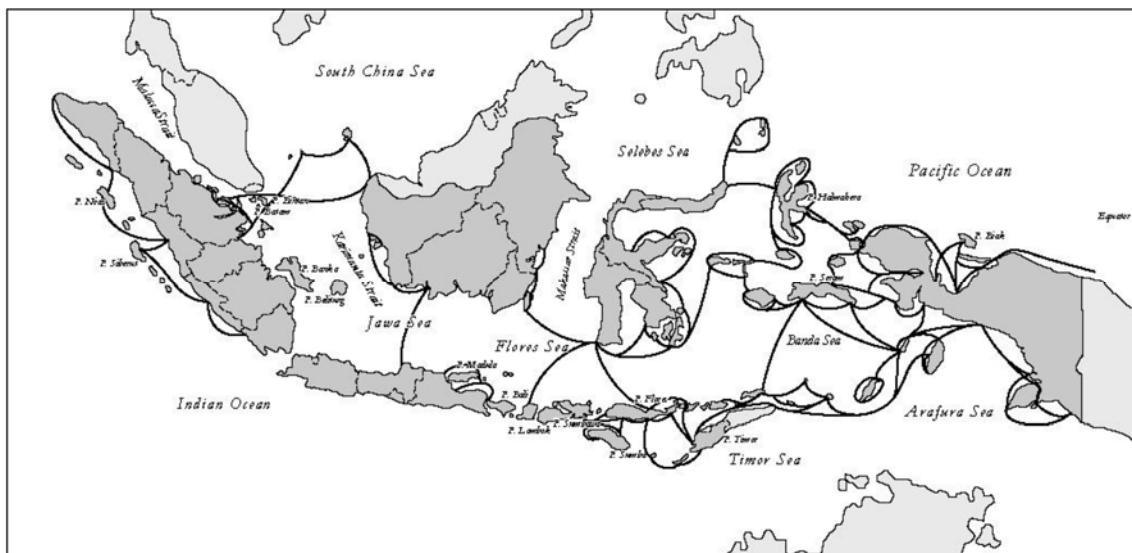
### 7.1 概要

17000の島からなるインドネシアでは、島嶼間の交通手段として海運が重要な役割を担っている。主要港湾を結ぶ主航路、主要港湾から地域の中小港湾への航路のほか、更に離島への公共サービスとしての航路から構成されている。離島への生活物資供給、旅客移動並びに離島からの生産物の輸送は、公共輸送サービスである「パイオニア船(PERINTIS)」により行われている。こうした離島航路は商業ベースでは成立しない航路が多いが、未開発地域の離島間を結び、地域の経済・物流・社会活動や技術の改善に重要な役割を担うとの認識のもと、政府の補助金で運航されている。しかし、インドネシアでは183地域が未開発地域とされているが、その内69地域が離島でありながら今なおパイオニア船サービスすら提供されていない状況である。

こうした中、地域間格差是正や離島の開発方針のもと、近年、パイオニア船による公共サービスの向上、輸送の効率化や安定輸送のためのパイオニア船隊の近代化が進められている。

「パイオニア船」は運輸省所有の船、民間企業所有の船があり、運輸省所有の船は民間会社に運航を委託している。また、運輸省は民間企業にチャーター契約でのパイオニア船サービス運航の委託も行っている。

図 84 パイオニア船サービス航路



出典：インドネシア海運総局(DGST)

## 7.2 パイオニア船の種類

パイオニア船は大別すると、旅客船、貨物船、貨客船の 3 種類に区分され、船型上は 500DWT、750DWT、1200GT 及び 2000GT を標準とし、航路に応じて最適な船主・船型を配備している。

### 7.2.1 1200GT パイオニア船

図 85 1200GT パイオニア船

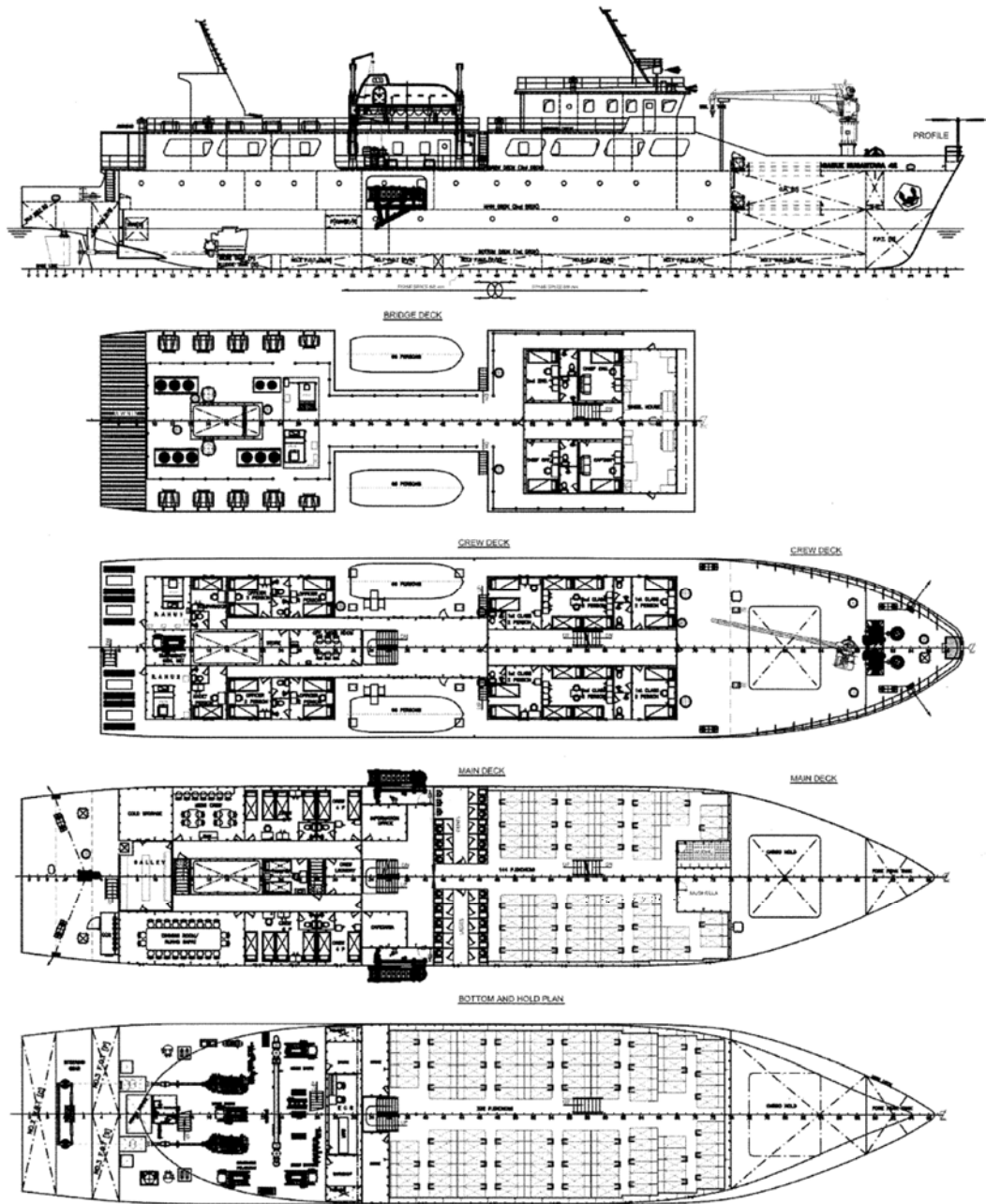


出典：PT. Daya Radar Utama 造船所

表 31 1200GT パイオニア船要目

1200GT パイオニア船	
Loa	62.80m
B	12.00m
D	4.00m
d	2.70m
主機関	1138HP x 2 機
補機関	160KVA x 2 機
船速	12knots
旅客	400 人

図 86 1200GT タイプパイオニア船一般配置図



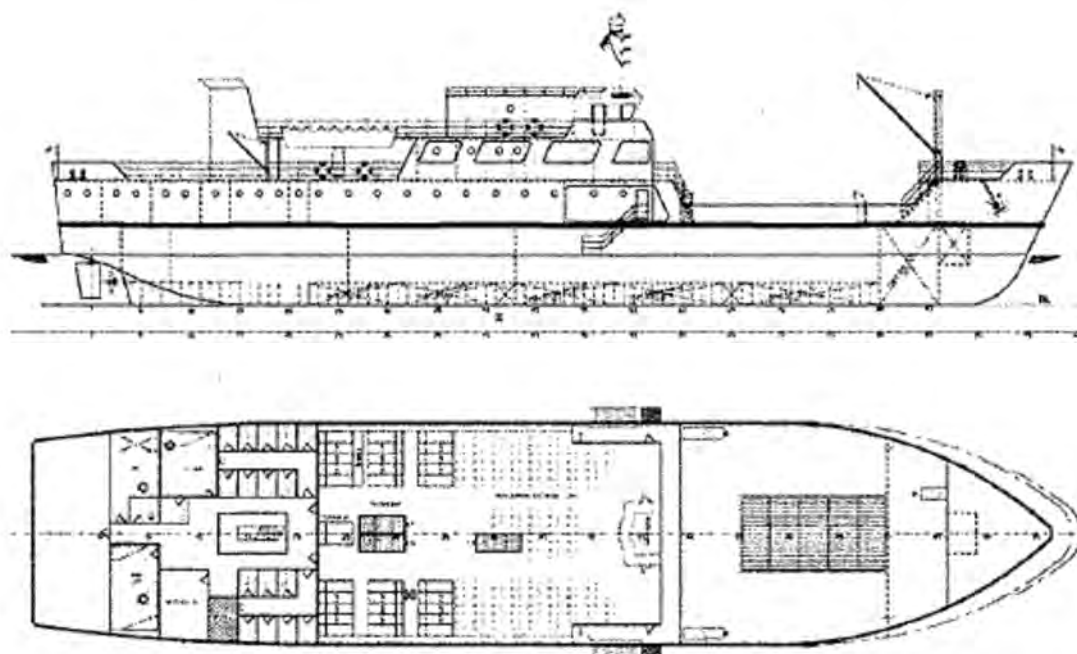
7.2.2 750DWT パイオニア船

図 87 750DWT パイオニア船



出典：PT. Daya Radar Utama 造船所

図 88 750DWT パイオニア船



出典：PT..Adiluhung

表 32 750DWT パイオニア船要目

750DWT パイオニア船	
Loa	58.50m
B	12.00m
D	4.50m
d	2.90m
主機関	830HP x 2 機
補機関	85KVA x 2 機
船速	12knots
載貨重量 (DWT)	750 トン
旅客	285 人
貨物搭載重量	400 トン

7.2.3. 500DWT パイオニア船

図 89 500DWT パイオニア船



表 33 500DWT パイオニア船要目

750DWT パイオニア船	
Loa	51.000m
B	9.00m
D	4.50m
d	3.20m
主機関	620HP x 2機
補機関	85KVA x 2機
船速（航海速力）	11knots
総トン数（GRT）	745 トン
載貨重量（DWT）	500 トン
旅客	250 人

図 90 500DWT パイオニア船（東ジャワマドラ島で撮影）



### 7.3 運航状況、燃料価格、メンテナンスコスト、収支状況

パイオニア船は2015年現在55隻(2011年時61隻(運輸省海運総局所有28隻、民間会社所有33隻))が就航し、443港への寄港サービスを行っている。航海回数を現状の1200から1800回まで増加する計画を立案中であるが、燃料の安定供給サービス不足、船舶の老朽化(大部分の船舶は船齢30年超)、老朽化に起因する荒天時の運航停止等定期運航の困難、船員不足等、課題は多い。パイオニア船を近代化するにも、不十分な助成金、1年のみの備船契約であり銀行融資も難しいのが現状である。

表 34 パイオニア船運航データ

年	隻数	DWT	航海回数	運行時間
2004	47	25,550	1,111	15,310
2005	48	25,700	998	16,144
2006	52	29,350	1,139	16,926
2007	53	29,850	1,298	17,842
2008	56	32,100	1,358	19,500
2009	58	33,350	1,290	20,000

出典：インドネシア海運総局(DGST)

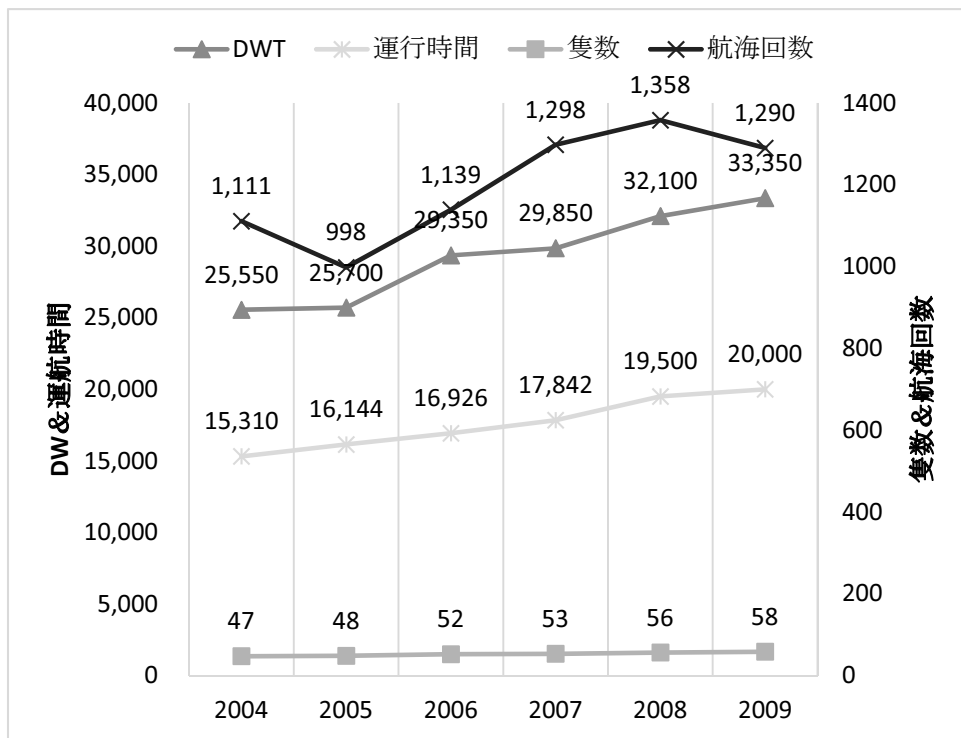
パイオニア船の約80%がインドネシア東部に配備され、20%が西部地域配備となっている。

表 35 パイオニア船地域別配備籍数

地域	2004	2005	2006	2007	2008	2009
東部	42	43	41	42	45	47
西部	5	5	11	11	11	11

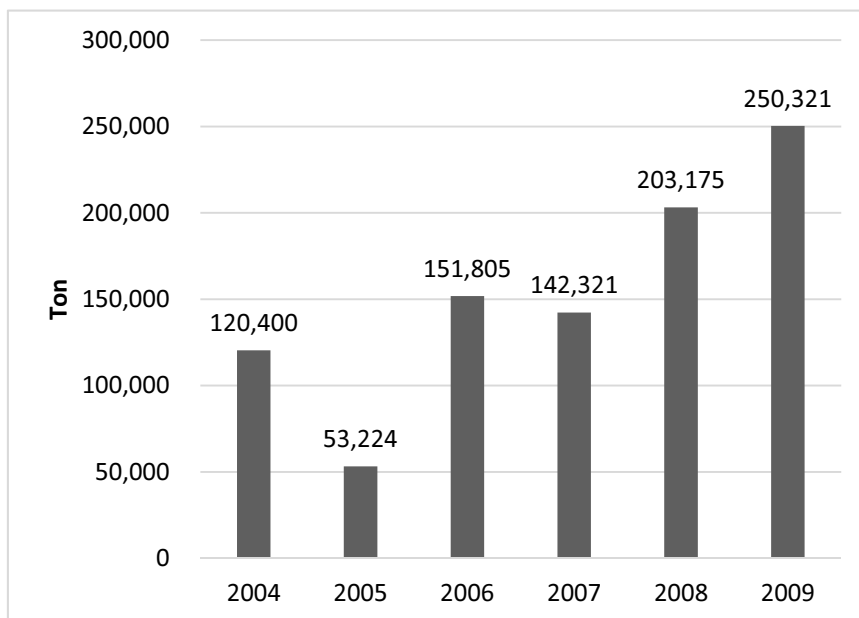
出典：インドネシア海運総局(DGST)

図 91 パイオニア船運航推移



出典：インドネシア海運総局(DGST)

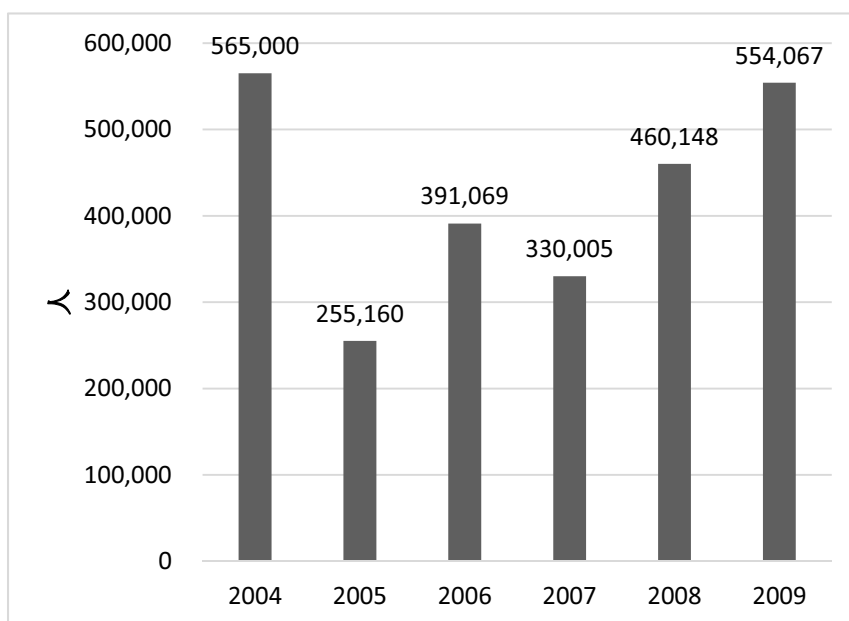
図 92 パイオニア船貨物輸送量



出典：インドネシア海運総局(DGST)



図 93 パイオニア船旅客輸送量



出典：インドネシア海運総局(DGST)

パイオニア船への助成金は年々増加し、2009年は2008年から28%増加し、2,658億ルピアとなっている。一方、貨物及び旅客輸送量は年々増加しているが、輸送収入は2007年以降横ばいで、助成金総額の6%に過ぎない。

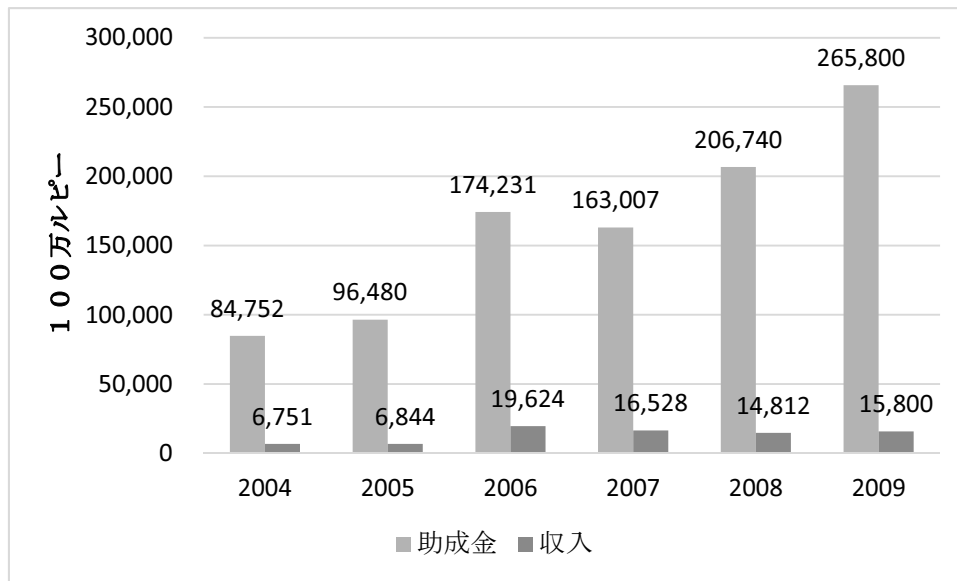
表 36 パイオニア船助成金及び運航収入

(単位：千ルピア)

年	補助金	収入		
		貨物	旅客	計
2004	84,752,250	2,500,725	4,250,000	6,750,725
2005	96,479,750	3,897,543	2,946,921	6,844,464
2006	174,230,663	8,284,988	11,338,861	19,623,849
2007	163,006,548	5,964,000	10,564,000	16,528,000
2008	206,740,000	6,088,062	8,724,434	14,812,496
2009	265,800,144	7,800,000	8,000,000	15,800,000

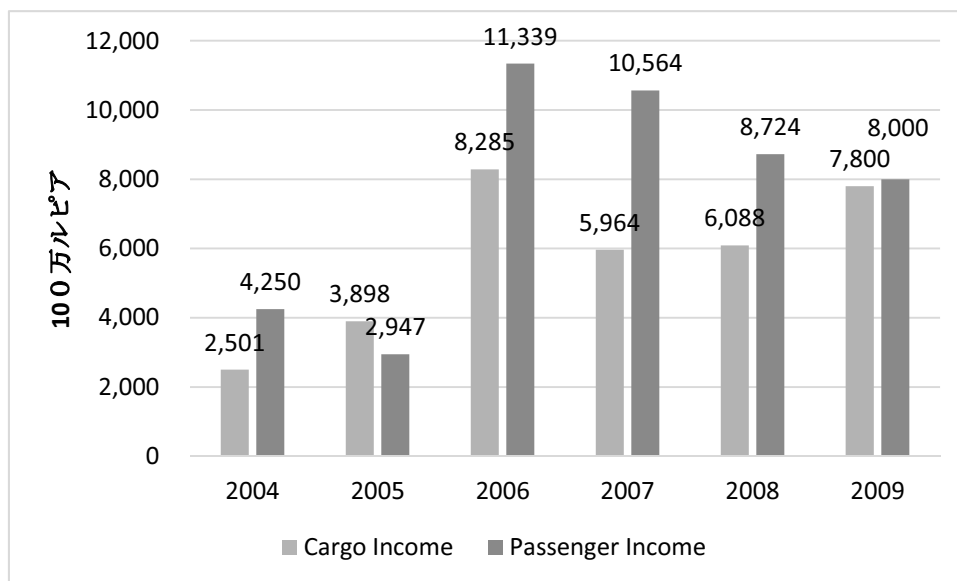
出典：インドネシア海運総局(DGST)

図 94 パイオニア船助成金及び運航収入



出典：インドネシア海運総局(DGST)

図 95 パイオニア船貨物及び旅客収入



出典：インドネシア海運総局(DGST)

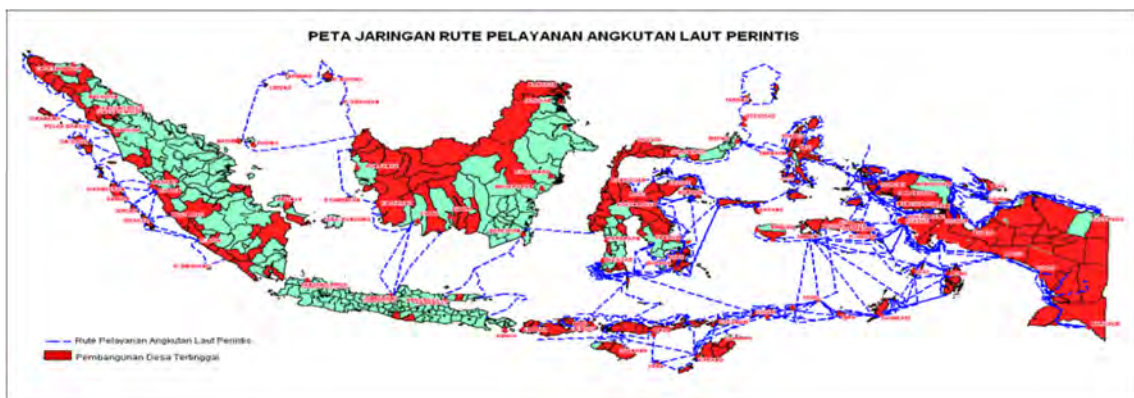
運輸省海運総局（DGST2010-2014 年のパイオニア船サービス改善と船隊近代化のための予算措置は以下となっている。

表 37 パイオニア船予算

年	補助金予算 (1,000 ルピア)	航路	新造船・修繕予算 (1,000 ルピア)	新造船・ 修繕船隻数
2010	230,000,000	60	122,205,180	8
2011	279,235,736	61	151,079,033	15
2012	279,235,736	61	163,166,635	5
2013	568,960,907	109	280,000,000	7
2014	587,643,171	110	280,000,000	7

出典：インドネシア海運総局(DGST)

図 96 パイオニア船航行ルート



出典：インドネシア海運総局(DGST) 2011

#### 7.4. パイオニア船建造計画

ジョコ政権の海洋国家構想、また、地域間格差是正及び離島地域開発の方針の下、インドネシア政府では、現在の 54 隻のパイオニア船を大幅に増加させる意向であるが、近年急速に増大している同船の運航補助金（主として燃料費）の更なる増加が懸念されるとともに、現在パイオニア船の性能が低く、悪天候での欠航の多さも課題となっている。

現在の 14 日/航海を将来的には 7 日/航海に改善するために運輸省海運総局は現在の 54 隻体制から 194 隻体制に増強することが必要との試算を行い、2015 年からの中期計画において今後 5 ヶ年でパイオニア船 105 隻を国家予算で調達する計画を立案中で、更に 35 隻の調達資金を模索しているところである。また、隻数増加に加え、性能面、特に耐航性能の改善のため、大型化及び船型改良も課題となっている。

他方、低所得遠隔地向けの輸送サービスであることから、貨物輸送費や旅客料金は低価格とせざるを得ず、政府の補助金が主たる収入源であるところ、今後のサービスの向上に

伴う運航経費の増加に苦慮している。このため、更に、環境・省エネを考慮した船型開発を検討することが喫緊の課題となっており、エコシップや前述のように低下化腕の燃料調達が可能なLNG炊き船舶の導入を視野に検討に着手したところである。これについては、我が国からの造船技術協力が期待されている。

# 付 録

付録 1. 主要タンカー船社及び保有隻数

表 38 主要タンカー船社リスト

海運会社	隻数
PERTAMINA PERSERO PT	90
Berlian Laju Tanker Tbk PT	45
Soechi Group	34
Waruna Nusa Sentana PT	27
Wilmar International Ltd	24
Bahana Line	15
Pacific Selatan PT	14
Samudera Indonesia Tbk PT	14
Karya Teknik Multifinance PT	11
Humpuss Trans Inc	10
Seven Seas Oil Trading Pte Ltd	9
Bahari Nusantara PT	9
Hin Hin Group	9
Taruna Cipta Kencana	6
Trada Maritime PT	6
Puteri Maju Sukses PT	6
Newship Nusabersama PT	6
Harita Prima Abadi Mineral	6
Sumber Rejeki Bahari Permai	5
Samudera Haluan Sentosa	5
Pann Persero PT	5
Margo Indonesia Service Tama	5
Mammiri Line PT	5
Jasindo Jaya Pacific PT	5
Indonesia Govt	5
Cakra Bahana PT	5
BUMI Shipmanagement	5
Bumi Perkasa Bahtera Ltd	5

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

付録2. プルタミナ関連タンカーリスト

出典：プルタミナ

表 39 プルタミナ所有ガスキャリアー

Type	No. of Ship	DWT	Age(Average)
Middle Range	4	13,888	2
Large Range	2	34,800	3
計	6	48,688	2

表 40 プルタミナ所有タンカー：Small Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Small Tanker I	PANDAN	1,470	14
2		MANGUNJAYA	3,500	27
3		MENGGALA	3,500	26
4		MINAS	3,500	29
5		MELAHIN	3,500	29
6		MERBAU	3,500	29
7		MUSI	3,500	2
8		MUNDU	3,675	10
9		MEDITRAN	3,644	2
10		MAUHAU	3,500	1
11		MATINDOK	3,500	1
小計 11 隻			36,789	15

表 41 プルタミナ所有タンカー：Small II Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Small Tanker II	KURAU	6,500	22
2		KATOMAS	6,500	15
3		KLASOGUN	6,500	15
4		KRASAK	6,500	15
5		KAMOJANG	6,500	3
6		KAKAP	6,523	2
7		KARMILA	6,501	15
8		BALONGAN	6,736	9
9		KETALING	6,500	16
10		KLAWOTONG	6,609	15
11		KUANG	6,500	16
12		PLAJU	6,500	9
小計 12 隻			78,369	13

表 42 プルタミナ所有タンカー：General Purpose Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	General Purpose	PALUH TABUHAN	15,277	35
2		PEMATANG	17,706	35
3		PELITA	17,780	34
4		PALUSIPAT	17,957	14
5		PEGADEN	17,781	16
6		PUNGUT	15514	35
小計 6 隻			86,501	28

表 43 プルタミナ所有タンカー：Middle Range

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Middle Range	SEI PAKNING	29,755	3
2		SAMBU	29,755	3
3		SUNGAI GERONG	29,755	2
4		SEPINGGAN	29,941	32
5		SANGA - SANGA	29,944	31
6		SENGETI	29,952	32
7		SELE	29,990	32
8		SERANG JAYA	29,990	31
9		CENDRAWASIH	36,503	37
10		ENDURO	40,374	22
11		FASTRON	30,770	9
12		SINDANG	29,996	32
小計 12 隻			376,725	22

表 44 プルタミナ所有タンカー：Large Range Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Large Range	GUNUNG GEULIS	107,538	5
2		GUNUNG KEMALA	86,964	28
3		GEBANG	87,069	28
4		GEUDONDONG	87,206	29
5		CILACAP	87,206	3
6		GALUNGGUNG	88,312	3
7		GEDE	88,312	3
8		GAMALAMA	88,312	3
9		GAMKONORA	88,312	1
小計 9 隻			809,231	11



表 45 プルタミナ所有 LPG タンカー : Small Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Small	GAS ARIMBI	3,472	3
2		ARJUNA	3,472	2
3		ARAR	3,472	1
4		GAS ATAKA	3,472	2
	小計 4 隻		13,888	2

表 46 プルタミナ所有 LPG タンカー : Mid Type

No.	Type	Vessel Name	Dead Weight	Age
1	Mid	GAS WALIO	17,400	2
2		GAS WIDURI	17,400	3
	小計 2 隻		34,800	3

付録3. パイオニア船リスト

表 47 パイオニア船リスト及び運航ルート

BASE	ROUTE	ROUTE NETWORK	TOTAL DISTANCE IN MILE	SIZE TYPE	SAILING DAYS 1 ROUND VOYAGE
TELUK BAYUR	R-1	TLK BAYUR - TAPAKTUAN PP	1,386	832 DWT	18 DAYS
	R-2	TLK BAYUR - BENGKULU PP	1,170	500 DWT	16 DAYS
BENGKULU	R-3	BENGKULU - BENGKULU	1,048	750 DWT	13 DAYS
TG. PINANG	R-4	TG. PINANG - TG. PINANG	969	750 DWT	12 DAYS
SINTETE	R-5	SINTETE - SINTETE	969	750 DWT	12 DAYS
SURABAYA	R-6	SURABAYA - TG. WANGI PP	1,050	750 DWT	10 DAYS
TG. WANGI	R-7	TG. WANGI - SURABAYA PP	1,050	600 DWT	10 DAYS
BITUNG	R-8	BITUNG - BITUNG	1,314	750 DWT	14 DAYS
	R-9	BITUNG - BITUNG	1,316	750 DWT	14 DAYS
TAHUNA	R-10	TAHUNA - TAHUNA PP	824	750 DWT	12 DAYS
PAGIMANA	R-11	PAGIMANA - PARIGI PP	2,084	1,000 DWT	21 DAYS
		PAGIMANA - BIRINGKASI PP			
MAKASSAR	R-12	MAKASSAR - KUPANG PP	1,722	500 DWT	18 DAYS
KENDARI	R-13	KENDARI - KENDARI	1,660	500 DWT	22 DAYS
	R-14	KENDARI - KENDARI	1,640	500 DWT	20 DAYS
KUPANG	R-15	KUPANG - KUPANG	1,262	500 DWT	14 DAYS
	R-16	KUPANG - SELATAN DAYA (WONRELI) PP	690	500 DWT	11 DAYS
	R-17	KUPANG - ATAPUPU PP	682	500 DWT	11 DAYS
	R-18	KUPANG - KUPANG	724	500 DWT	11 DAYS
AMBON	R-19	AMBON - AMBON	1,817	750 DWT	21 DAYS
	R-20	AMBON - LEKSU LA PP	1,892	750 DWT	21 DAYS
		AMBON - SORONG PP			
	R-21	AMBON - KUPANG PP	2,348	750 DWT	23 DAYS
R-22	AMBON - TUAL PP	2,646	750 DWT	26 DAYS	
TUAL	R-23	TUAL - BATU GOYANG PP	2,840	750 DWT	26 DAYS
		TUAL - BIRINGKASI PP			
R-24	TUAL - SURABAYA PP	3,092	750 DWT	36 DAYS	
SAUMLAKI	R-25	SAUMLAKI - AMBON PP	3,212	750 DWT	30 DAYS
		SAUMLAKI - SURABAYA PP			
	R-26	SAUMLAKI - KUPANG PP SAUMLAKI - AMBON PP	2,506		15 DAYS
TERNATE	R-27	TERNATE - SORONG PP	1,212	500 DWT	16 DAYS
	R-28	TERNATE - SORONG PP	1,856	500 DWT	22 DAYS
		TERNATE - BITUNG PP			
	R-29	TERNATE - TOBELO PP TERNATE - SURABAYA PP	2,852	500 DWT	23 DAYS
JAYAPURA	R-30	JAYAPURA - BABO PP	2,690	950 DWT	23 DAYS
	R-31	JAYAPURA - TRIMURIS PP	594	350 DWT	12 DAYS
	R-32	JAYAPURA - SORONG PP	2,102	350 DWT	19 DAYS
	R-33	JAYAPURA - MANOKWARI PP	1,266	350 DWT	15 DAYS
	R-34	JAYAPURA - KASONAWEJA PP	630		12 DAYS
BLAK	R-35	BLAK - BLAK	1,024	350 DWT	13 DAYS
	R-36	BLAK - MANOKWARI PP	1,078	350 DWT	16 DAYS
	R-37	BLAK - JAYAPURA PP	1,024	350 DWT	14 DAYS
SORONG	R-38	SORONG - SORONG	804		14 DAYS
	R-39	SORONG - SORONG	1,233		16 DAYS
	R-40	SORONG - SORONG	1,322		15 DAYS
	R-41	SORONG - POMAKO PP	1,758		20 DAYS
MERAUKE	R-42	MERAUKE - SENGGO PP	1,304	350 DWT	15 DAYS
	R-43	MERAUKE - MERAUKE PP	1,286	350 DWT	14 DAYS
	R-44	MERAUKE - MERAUKE	1,793	200 DWT	22 DAYS
	R-45	MERAUKE - MERAUKE	1,326	350 DWT	15 DAYS
	R-46	MERAUKE - SORONG PP	3,856	750 DWT	30 DAYS
	R-47	MERAUKE - GESER PP	2,746	750 DWT	18 DAYS
KOTA BARU	R-48	KOTA BARU - KOTA BARU	292	500 DWT	4 DAYS
PULANG PISAU	R-49	PULANG PISAU - SURABAYA PP	1,666	500 DWT	16 DAYS
		PULANG PISAU - SURABAYA PP			

Source: DGSC

出典：インドネシア海運総局(DGST)

## フィリピン編



## 目 次

1. フィリピンにおける石油・ガスの供給及び消費並びに関連政策の動向 .....	111
1.1 エネルギー供給及び消費動向 .....	111
1.1.1 フィリピンのエネルギー事情概況 .....	111
1.1.2 石油・ガスの供給（生産量及び輸入量） .....	113
1.1.3 石油・ガスの消費量動向 .....	115
1.2 エネルギーに関する政策の動向 .....	118
1.2.1 自国のエネルギー資源の開発 .....	118
1.2.2 天然ガスの利用拡大 .....	119
1.2.3 輸送分野における持続可能な燃料利用の拡大 .....	120
1.2.4 エネルギー効率の良い生活習慣 .....	123
1.2.5 電力供給の規模とカバー範囲の拡大 .....	123
1.2.6 気候変動に左右されないエネルギーインフラ・設備の構築 .....	126
2. 石油及びガスの輸送構造及びルート .....	128
2.1 石油及び石油精製品 .....	128
2.2 天然ガス（パイプライン、LNG） .....	134
2.2.1 パイプライン .....	134
2.3.2 LNG 輸送 .....	137
2.3.3 ミンダナオ州のパイプライン、LNG ターミナル計画 .....	138
3. 国内エネルギー輸送（石油、LNG）の海上輸送量の動向 .....	139
3.1 国内海上輸送量 .....	139
4. 内航タンカーの動向 .....	142
4.1 フィリピン内航タンカー業界の概要 .....	142
4.1.1 主要船社 .....	142
4.2 船主経済（船舶収支等）動向 .....	144
4.2.1 傭船料、銀行融資 .....	144
4.2.2 新造船調達の場合の船舶収支についての試算 .....	144
4.3 内航タンカー船隊（隻数、船腹）の動向 .....	148
4.3.1 内航船船腹量（全船種） .....	148
4.3.2 内航タンカー船隊（隻数、DWT、船齢等） .....	149
4.3.3 内航タンカーに関する規制動向 .....	164
4.4. フィリピンにおける内航タンカーの需要に関する考察 .....	165
6. フィリピンの地元造船所の概要 .....	167
6.1 造船産業概要 .....	167
6.2 内航船建造造船所概要 .....	169
6.2.1 COLORADO SHIPYARD .....	169
6.2.2 HERMA SHIPYARD .....	175



# 1. フィリピンにおける石油・ガスの供給及び消費並びに関連政策の動向

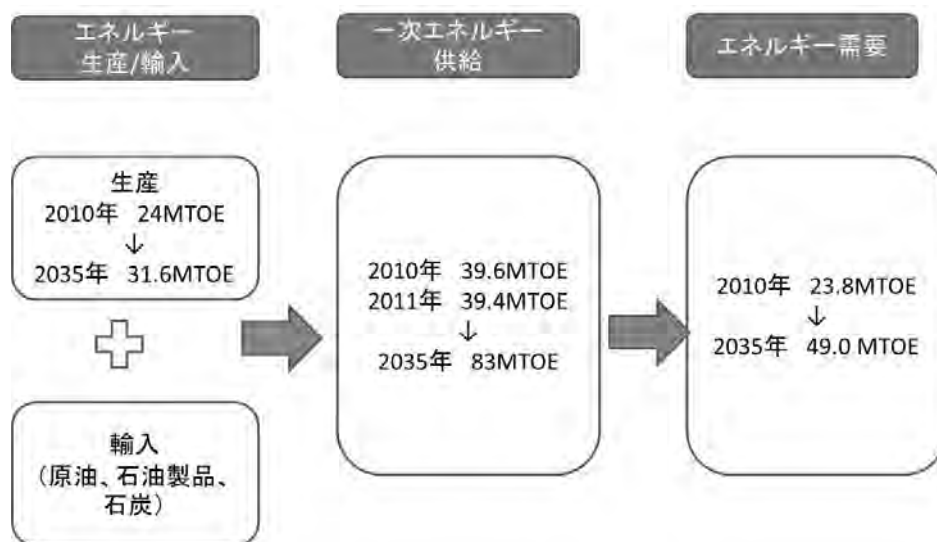
## 1.1 エネルギー供給及び消費動向

### 1.1.1 フィリピンのエネルギー事情概況

フィリピンは原油、天然ガスの国内生産はあるものの、消費を賄う規模ではなく、エネルギー自給率は2011年時点で60%<sup>1</sup>である。エネルギー源として石油と石炭が輸入されている他、ディーゼルなどの石油製品も輸入されている。また、LNGターミナルを建設して天然ガスを輸入する計画もある。フィリピンの最終エネルギー需要は2010年の23.8MTOE (million tons of oil equivalent) から2035年に49.0MTOEに増えると見込まれ、一次エネルギー供給も2010年の39.6MTOEから2035年には83MTOEに増加すると予想されている。こうした中、フィリピンはエネルギー政策の中で自国のエネルギー源の開発の促進を掲げているが、需要も大幅な拡大が見込まれているため、輸入エネルギー源への依存解消は困難である。

フィリピン政府が推進している自国のエネルギー源には再生可能エネルギーも含まれる。火山が多く地熱発電には有利で、2011年の一次エネルギー供給の22%を地熱発電が占めた。石油ガスについては、米国エネルギー情報局(EIA)によると石油の埋蔵量が1億3,850万バレル、天然ガスの埋蔵量が3兆4,800億立方フィートと報告されている。

図1 フィリピンのエネルギー事情



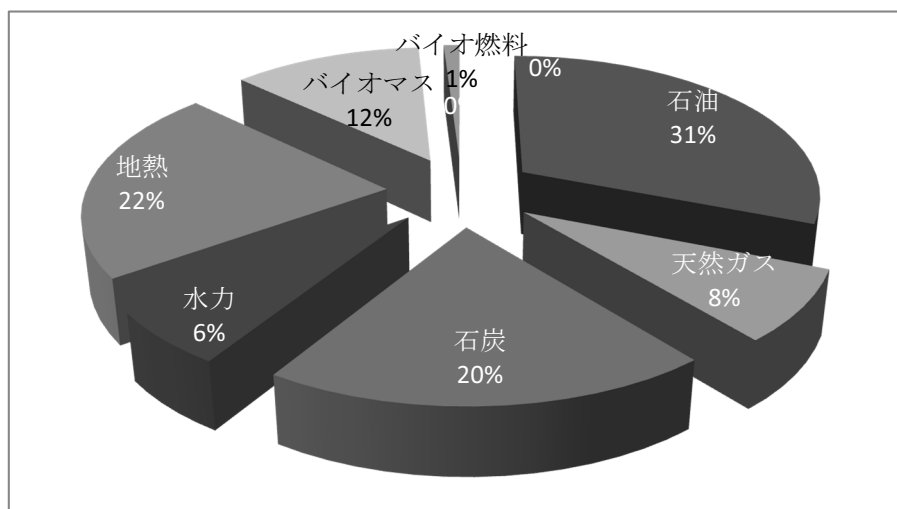
出典：APEC Energy Demand and Supply Outlook 5<sup>th</sup> Edition などより作成

2011年時点でのフィリピンのエネルギーミックスは石油が最大で31%、次いで地熱(22%)、石炭(20%)となっている。前述のように地熱などの再生可能エネルギー、天

<sup>1</sup> [http://www.doe.gov.ph/doe\\_files/pdf/01\\_Energy\\_Situationer/2012-2030-PEP.pdf](http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/01_Energy_Situationer/2012-2030-PEP.pdf)

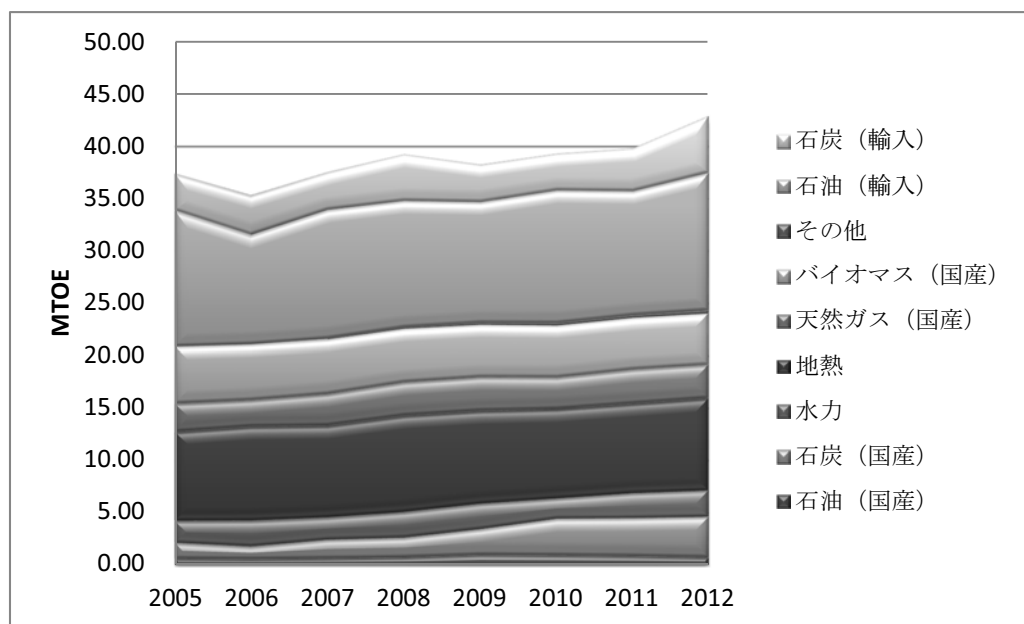
然ガスのシェアを増やす方針であるが、将来の目標エネルギーミックスは2015年2月21日現在発表されていない<sup>2</sup>。

図2 一次供給のエネルギーミックス（2011年）



出典：Philippines Energy Plan 2012-2030

図3 一次供給エネルギーミックス推移



出典：Department of Energy(DOE)

<sup>2</sup> 2014年9月の記事で年末までに発表と書かれていたが、エネルギーミックスの発表を掲載した記事は見当たらない。

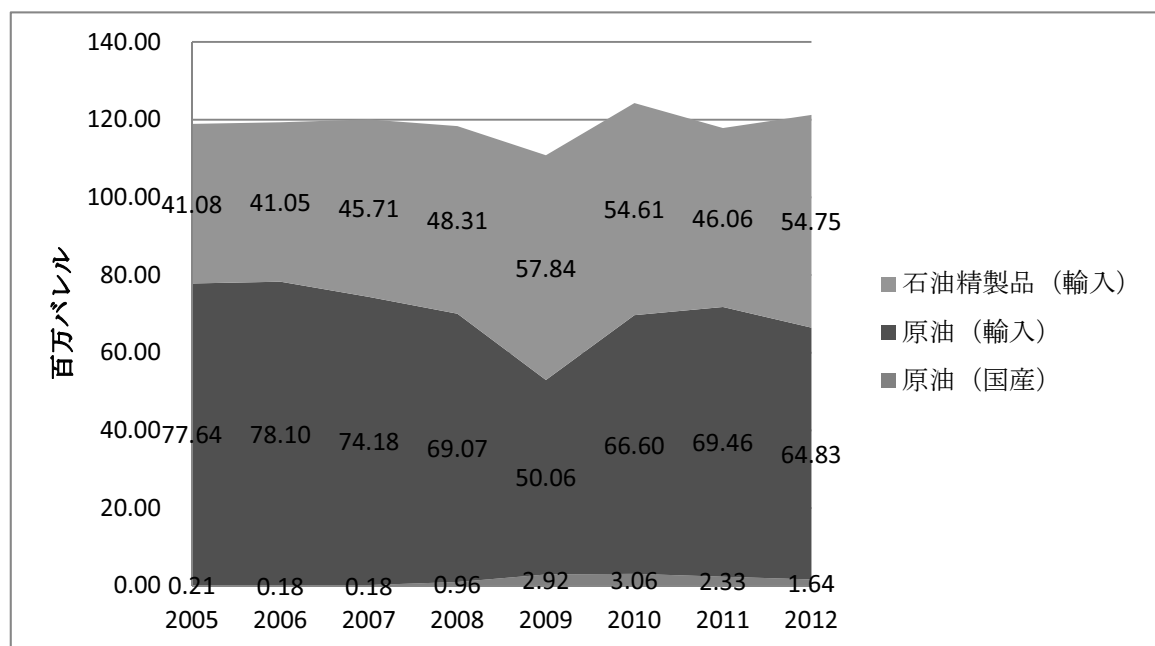


## 1.1.2 石油・ガスの供給（生産量及び輸入量）

### ● 石油

フィリピンの原油生産量は2005年の208千バレル/年から2010年には3,059千バレル/年まで増加したが、2012年には1,638千バレルに低下した。国産原油が供給量に占める割合はごく僅かであり、2012年では2.5%である。原油の輸入量は長期的には減少傾向であり、2005年の77.64百万バレルから2012年には64.83百万バレルまで減少した。一方で、ジェット燃料、無鉛ガソリン、ディーゼル油などの石油精製品の輸入が増大しており、2012年は54.75百万バレルと、2005年より33%増加した。

図4 原油及び石油精製品の輸入量推移



出典：DOE

同国最大の油田はパラワン島北西にあり、2008年に操業を開始したガロック油田である<sup>3</sup>。オペレーターはオットーエネジー社 100%子会社のガロック・プロダクション社<sup>4</sup>。残り2～6年で枯渇すると見られており、オットーエネジーは1億8800万ドルの第2期開発を決めていた<sup>5</sup>。しかしオットーエネジー社は2014年後半にガロックガス田の権益をニド石油に売却することを決定、2015年1月に株主総会の承認を得た<sup>6</sup>。オットーから権益を取得するニド石油は、2014年第3四半期には7,780バレル/日だったガロック油田の生産量を、再投資により2017年までに2万バレル/日に増やす計画である。<sup>7</sup>

<sup>3</sup> <http://prw.kyodonews.jp/opn/release/200810148956/>

<sup>4</sup> [http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/132007/Otto\\_Energy\\_Updates\\_on\\_Galoc\\_Oil\\_Field\\_Reserves\\_offshore\\_the\\_Philippines](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/132007/Otto_Energy_Updates_on_Galoc_Oil_Field_Reserves_offshore_the_Philippines)

<sup>5</sup> [http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project\\_id=362](http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=362)

<sup>6</sup> 20 January 2015 Business Mirror

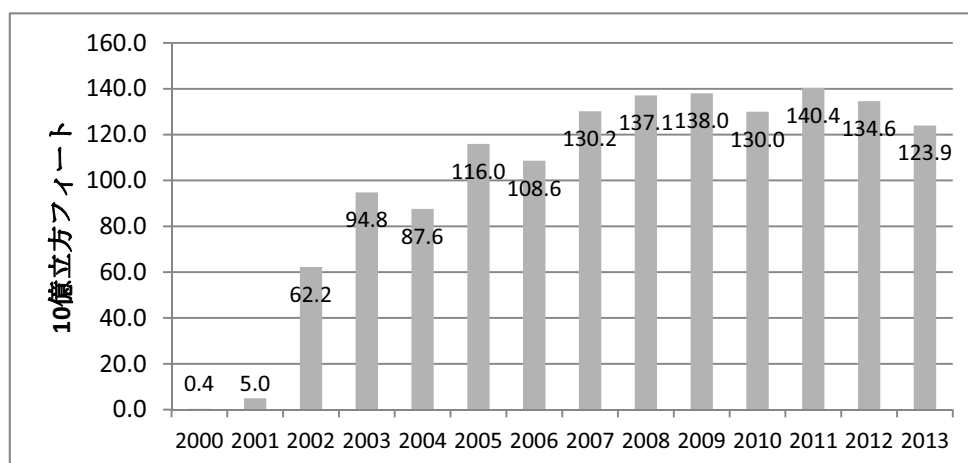
<sup>7</sup> 16 December 2014 PNA (Philippines News Agency)

他に 1980 年代から操業しているマーティンロック油田があるが、規模は小さくなく、ピーク時でも生産量は 6,800 バレル/日だった<sup>8</sup>。

### ● 天然ガス

天然ガスの生産量は 2001 年には 50 億立方フィートだったが翌年には 622 億立方フィートに達し、2005 年からは 1,000 億立方フィートを越えている。2011 年に 1,404 億立方フィートを記録したが、その後 2012,2013 年と微減が続き、2013 年の生産量は 1,239 億立方フィートであった。

図 5 天然ガスの生産量



出典：DOE

最大のガス田はマランパヤガス田で、日産およそ 4 億 5000 万立方フィートである、現在フィリピンで唯一商業ベースにのっているガス田で、ルソン島の電力 40%を担う 3つの発電所に発電燃料を供給している。ただし、マランパヤガス田の寿命は 2024 年までと予想され<sup>9</sup>、代替のガス供給源の確保が急務となっている。スルー海で発見された 6,350 億立方フィートのガス田は、エクソンモービルが 2011 年に撤退した後、トタルとミトラ・エネジー社が掘削中である<sup>10</sup>。また、2012 年、フィリピンのフレックス石油は同社子会社のフォーラムエネジーが発見した **Sampanguita** ガス田も埋蔵量が 20 兆立方フィートと試算され、大規模なガス田となる可能性がある。ただし、**Sampanguita** ガス田は中国が自国領海と主張する海域に含まれており、フィリピンによる探索に中国が反発している。<sup>11</sup>

また、マランパヤガス田開発で構築されたガス輸送インフラをさらに拡充して、LNG 輸入ターミナルや首都圏まで伸びるガス輸送網、それを利用するガス火力発電所の建設などの構想も出ている。<sup>12</sup>

<sup>8</sup> <http://www.nido.com.au/irm/content/sc-14a-14b-nido-mantiloc-oil-fields.aspx?RID=237>

<sup>9</sup> <http://www.businessmirror.com.ph/forum-energy-on-track-on-2-appraisal-drills-for-oil-natural-gas-at-reed-bank/>

<sup>10</sup> APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition、および新聞報道

<sup>11</sup> <http://www.businessmirror.com.ph/forum-energy-on-track-on-2-appraisal-drills-for-oil-natural-gas-at-reed-bank/>

<sup>12</sup> 一般財団法人 石油エネルギー技術センター(JPEC)レポート

### 1.1.3 石油・ガスの消費量動向

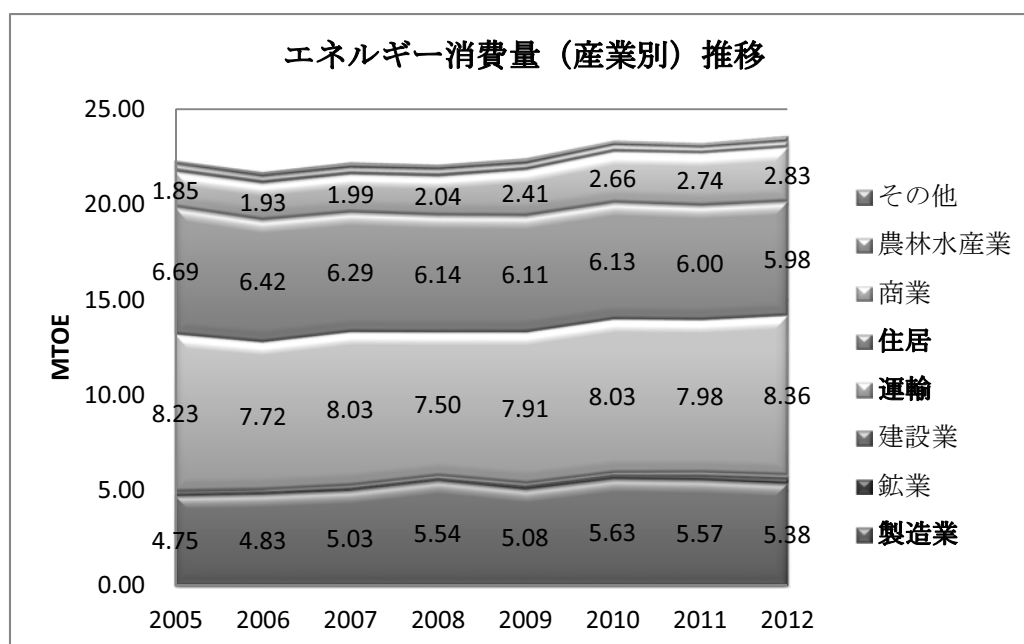
近年の実際のエネルギー消費量の増大はかなり緩やかであり、2005年から2012年までの7年間で1.30MTOE、5.8%しか増えていない。産業分野別では製造業及び商業で増加している一方、運輸はほぼ横ばい、住居分野では減少傾向である。

表 1 エネルギー消費量

MTOE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	22.29	21.68	22.20	22.07	22.41	23.33	23.20	23.59

出典：DOE

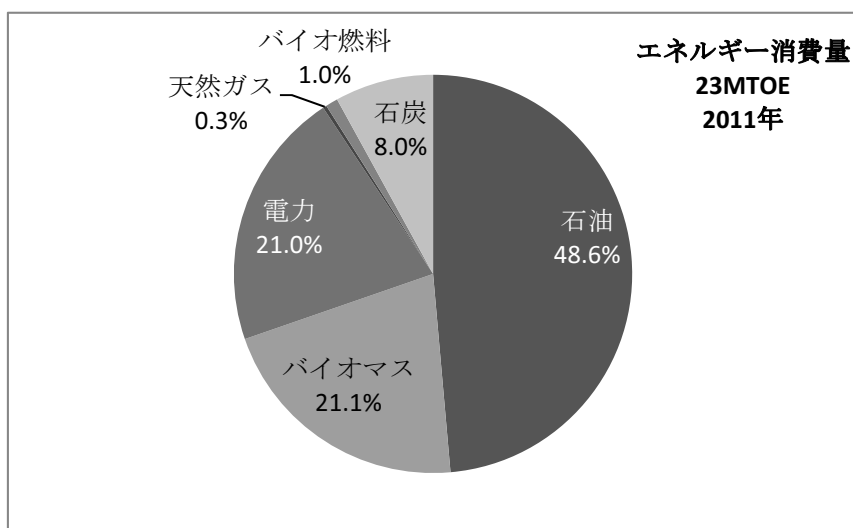
図 6 エネルギー消費量（産業別）推移



出典：DOE

最終消費におけるエネルギー源別の内訳では、石油が最も多く48.6%、続いてバイオマス21.1%、電力21.0%と、この3つで90%以上を占める。

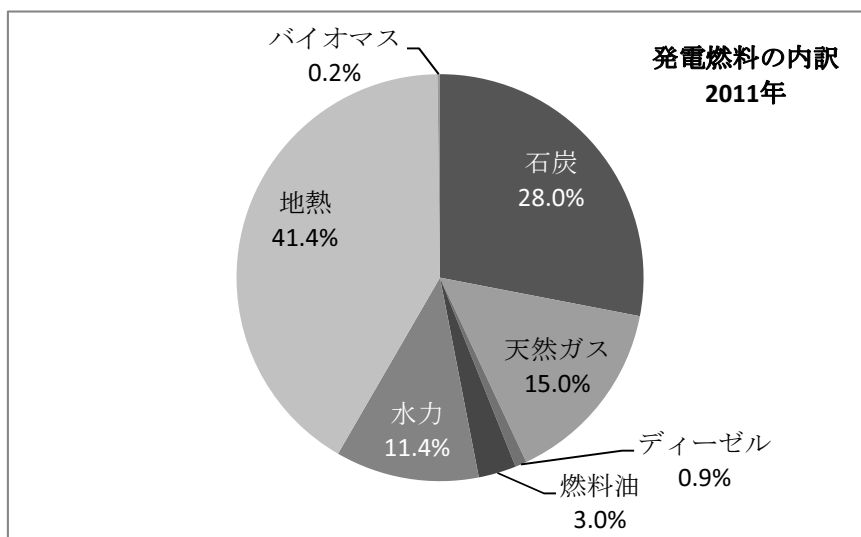
図 7 フィリピンのエネルギー消費量エネルギー源別内訳



出典：DOE Philippines Energy Plan 2012-2030

図 7 の内訳でみると天然ガスが 0.3%と少ないが、これは天然ガス生産の 98%は発電燃料として使われていて、電力に含まれているためである。発電用投入エネルギーの内訳を見ると、地熱が最も多く 41.4%、次いで石炭（28.0%）、天然ガス（15.0%）となっている。

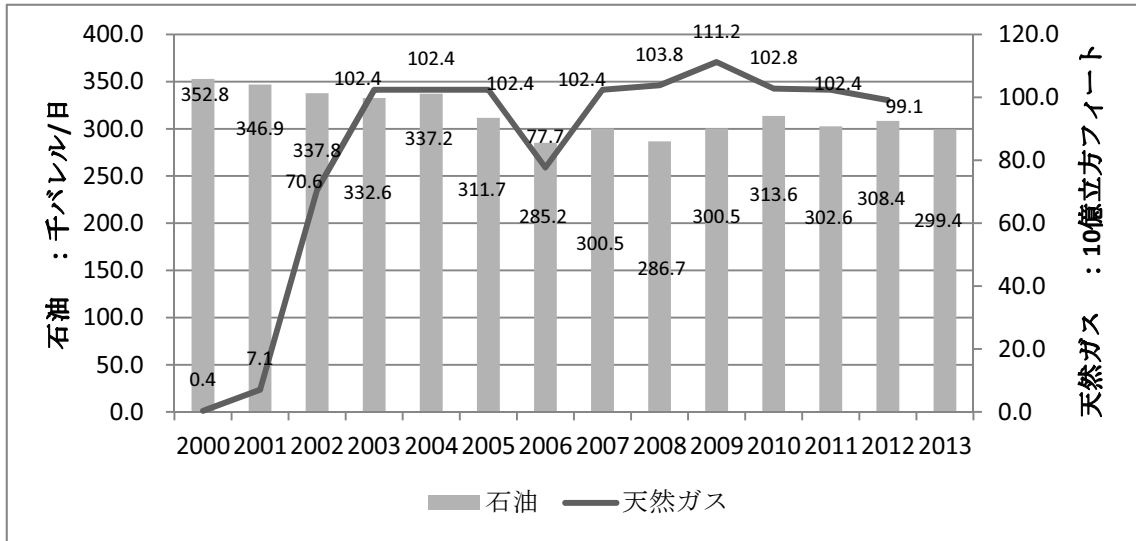
図 8 発電用エネルギーの構成比（2011年、投入エネルギー量ベース）



出典：DOE Philippines Energy Plan 2012-2030

石油及びガスの消費量については、米エネルギー情報局のデータによれば、石油は 2000 年の 35 万バレル/日から 2013 年には 30 万バレル/日に減少し、一方、天然ガスは生産が急上昇した 2002 年から消費量も伸びている。

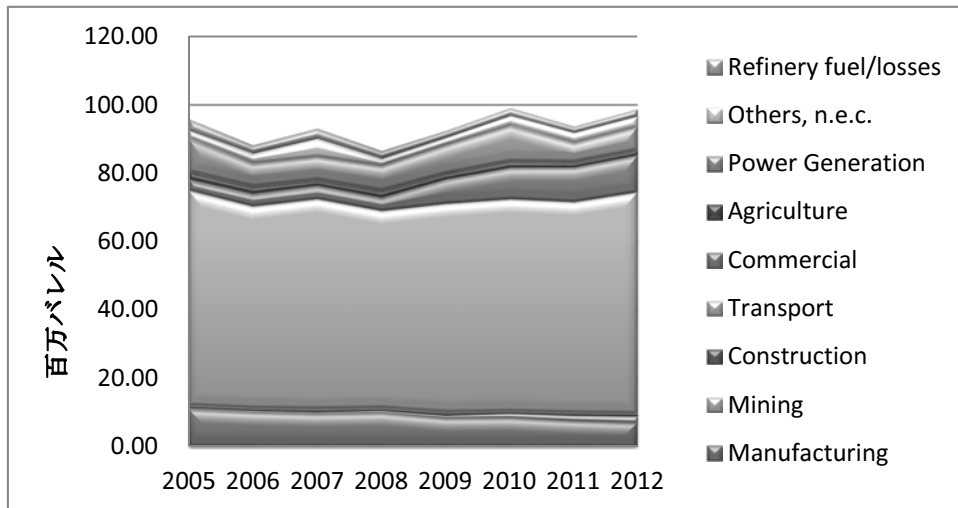
図 9 石油・ガス消費量



出典：米国エネルギー情報局 (EIA)

一方、フィリピンエネルギー局(DOE)の石油系燃料の消費量データによれば、全体消費量は波はあるものの緩やかに増大傾向である。セクター別では商業分野で大きく伸びているが、製造業分野では減少、他の分野は概ね横ばいである。最も使用量が大きいのは運輸分野で、全体の 2/3 を占める。一次エネルギー消費量に占める同分野の割合は 35%であり (図 6)、運輸分野が石油燃料に依存していることが顕著である。

図 10 石油精製品消費量



出典：DOE

## 1.2 エネルギーに関する政策の動向

フィリピンのエネルギー政策はエネルギー省(Department of Energy)が担っている。エネルギー省は 2030 年までのエネルギー計画を発表しているが、この計画の目標は、

- (1) エネルギーセキュリティの確保
- (2) 最適なエネルギー価格の達成
- (3) 持続可能なエネルギーシステムの開発

の 3 つである。これを達成するために、具体的には次の計画を実行することになっている。<sup>13</sup>

- 自国のエネルギー資源の開発
- 天然ガスの利用拡大
- 輸送分野における持続可能な燃料利用の拡大
- エネルギー効率の良い生活習慣
- 電力供給の規模とカバー範囲の拡大
- 気候に左右されないエネルギーインフラ・設備の構築

### 1.2.1 自国のエネルギー資源の開発

前述のようにフィリピンのエネルギー資源の埋蔵量は多くはないものの、エネルギー需要の増加に対応するため、探索、掘削、開発を推進して、自国のエネルギー資源供給を増やすことを目指している。フィリピンエネルギー計画によると、石炭については 2012 年の生産量 833 万トンから 2030 年に 1,331 万トンに増加する。一方、石油の生産は 2012-2015 の年間の 2773 万バレルに対して 2026-2030 年は 1,594 万バレルと減少すると見込んでいるが、天然ガスは 2012-2015 年の 5,853 億立方フィートに対し 2026-2030 年には 7,517 億立方フィートを増やす。ただし、計画では 2021-2025 年には 1 兆 1,909 億立方フィートまで増やすので、その後は減少に転じることとなる。

自国のエネルギー源には、再生可能エネルギーもあり、フィリピンの場合は地熱発電や水力発電の割合が多い。エネルギー計画では再生可能エネルギーによる発電量を 2010 年の発電能力 5,438MW から 2030 年には 15,304.3MW に増やす目標である。

これらを達成するため、エネルギー省では 2009 年には 34 であった資源開発サービス契約数を 2030 年までに 117 まで延ばす計画である<sup>14</sup>。再生可能エネルギーについては、2008 年に再生可能エネルギー法を制定、2011 年には国家再生可能エネルギープログラムを策定した。民間投資を再生可能エネルギー分野に呼び込むための手続きの簡素化、技術支援、人材育成のためのトレーニングセンターの設立などが盛り込まれている。

<sup>13</sup> Philippines Energy Sector Plans and programs 2013-2030, Department of Energy

<sup>14</sup> APEC Energy Demand and Supply Outlook -5<sup>th</sup> Edition

表 2 石油・ガス生産の目標

	2012-2015	2016-2020	2021-2025	2016-2030
サービス契約締結数	10	23	19	14
2D データの取得(line-kms.)	7,000	9,500	7,000	9,000
3D データの取得(line-kms.)	800	950	700	1,150
試掘井掘削	20	25	25	25
生産				
石油(MMB)	27.73	19.53	14.77	15.94
ガス(BCF)	585.29	747.87	1,190.85	751.73
コンデンセート(MMB)	20.99	25.61	21.44	2.75

出典：Philippines Energy Plan 2012-2030

表 3 再生可能エネルギーの目標

分野	2010 年の 発電能力 (MW)	発電能力拡張目標				2011-2030 年の 合計拡張 発電能力(MW)	2030 年の 発電能力 (MW)
		2015	2020	2025	2030		
地熱	1,966.0	220.0	1,100.0	95.0	80.0	1,495.0	3,461.0
水力	3,400.0	341.3	3,161.0	1,891.8	0.0	5,394.1	8,724.1
バイオマス	39.0	276.7	0.0	0.0	0.0	276.7	315.7
風力	33.0	1,048.0	855.0	442.0	0.0	2,345.0	2,378.0
太陽光	1.0	269.0	5.0	5.0	5.0	284.0	285.0
潮力	0.0	0.0	35.5	35.0	0.0	70.5	70.5
合計	5,438.0	2,155.0	5,156.5	2,468.8	85.0	9,865.3	15,304.3

出典：Renewable Energy Plans and Programs 2011-2030, DOE

### 1.2.2 天然ガスの利用拡大

フィリピンでは 2003 年から LNG 輸入の検討が行われている。現政権のフィリピンエネルギー計画でも LNG の輸入を視野に入れている。マランパヤガス田の寿命が 2024 年と予想される中、当面の代替供給源は輸入 LNG しかないのが現状である。

すでに、香港のエネジーワールド社はケソン州 Pagbilao に 3 億ドルを投じて LNG 受け入れ基地と発電所を建設中である。<sup>15</sup>

他にはシェルがバタンガスでの 5000MW のガス発電所・LNG ターミナル計画を発表、フィリピン国営石油会社(PNOC)がブルネイ国営石油会社とミンダナオに浮体式貯蔵際ガ

<sup>15</sup> InterAksyon.com July 3, 2014  
<http://www.interaksyon.com/business/90459/5-companies-putting-up-lng-fed-power-plants-ahead-of-malampayas-end-of-life>

ス化ユニット（FSRU）の設置検討で覚書に調印、また仏エネルギー大手のトタルもフィリピンでの LNG ビジネスの可能性を調査している。

また、地場大手財閥のロペズグループのファーストジェン社やマランパヤガス田のガスが枯渇したら LNG ターミナルに投資すると表明している。アトランティック・ガルフ・アンド・パシフィック社、トランス・アジア・オイル・アンドエネジー・デベロップメント・コープ（TA オイル）、メラルコ・パワー・ジェン社も LNG 輸入に関心を示している<sup>16</sup>

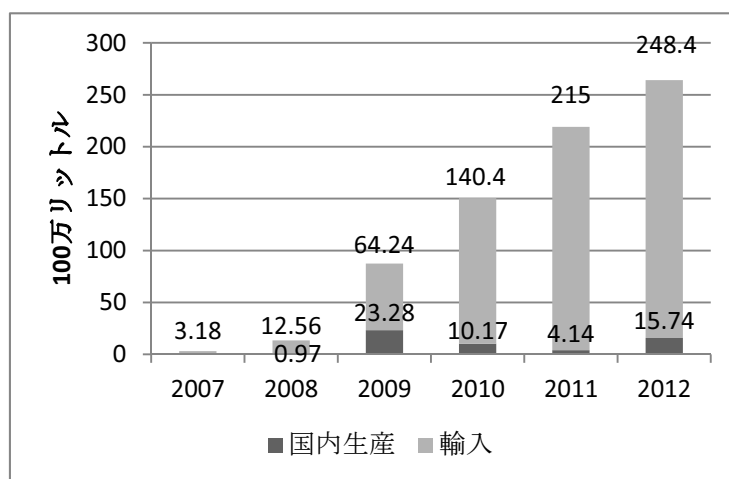
一方、世界銀行の調査によると、フィリピン政府が将来のエネルギーミックス目標を示していないなど、フィリピンのエネルギー政策に不透明な部分があるため、民間企業は多額の投資を決められずにいるとしている。LNG インフラは民間主導で実施することになっているが、石炭発電とも競争しなければならない中、明確の政策による後押しが必要である。2014 年 11 月 7 日の報道によると、シェルは、政府のエネルギーミックス指針が発表されれば、バタンガスの LNG ターミナル計画が前進できるとコメントしている。

### 1.2.3 輸送分野における持続可能な燃料利用の拡大

フィリピン政府は持続可能な自動車燃料を推進しており、バイオディーゼル、バイオエタノールの生産を奨励している他、CNG や電気自動車の導入にも積極的である。2006 年にバイオ燃料法が成立し、2007 年からディーゼルにはバイオディーゼルの 2%、ガソリンにはバイオエタノールを 10% 混合することが義務付けられた。しかし、バイオディーゼルの混合には問題がないが、バイオエタノールは生産能力不足しており、大部分を輸入に頼っている。バイオエタノールの需要は 3 億リットル以上あるが、2012 年の生産量は推定で年間 1,574 万リットル。不足分は輸入で賄っている。<sup>17</sup>

図 11 バイオエタノールの需要と供給

単位：100 万リットル



出典：米国農務省”Philippines Biofuels Situation and Outlook” October 2013

<sup>16</sup> InterAksyon.com July 3, 2014

<http://www.interaksyon.com/business/90459/5-companies-putting-up-lng-fed-power-plants-ahead-of-malampayas-end-of-life>

<sup>17</sup> [http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual\\_Manila\\_Philippines\\_7-10-2013.pdf](http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_Manila_Philippines_7-10-2013.pdf)



国家バイオ燃料計画 2013-2030 では 2015 年から 2029 年の間に新規のバイオエタノール工場 26 ヶ所、合計 7 億 8000 万リットルの生産増強を目指しているが、これを実現するためには、エタノール生産参入へのインセンティブが必要となる。フィリピンはサトウキビの生産国で、バイオエタノールの原料もサトウキビが多いが、サトウキビは他の原料に比べて生産性が低い上、フィリピンのサトウキビ生産自体、単位面積あたりの収穫量が他のアジア諸国より低い<sup>18</sup>。そのため、フィリピン産のバイオエタノールはコスト競争力がない。ある報道によると、バイオエタノール生産事業者の出荷価格は 1 リットルあたり 49 ペソ、輸入エタノールの 2 倍に上る。ガソリンスタンドで販売されるガソリンの小売価格 43 ペソ/リットルより高い<sup>19</sup>。

表 4 バイオエタノール生産増強計画

単位：100 万リットル

年	工場数	生産拡張規模
2016	5	150
2019	1	30
2020	15	450
2021	1	30
2023	1	30
2024	1	30
2027	1	30
2029	1	30
合計	26	780

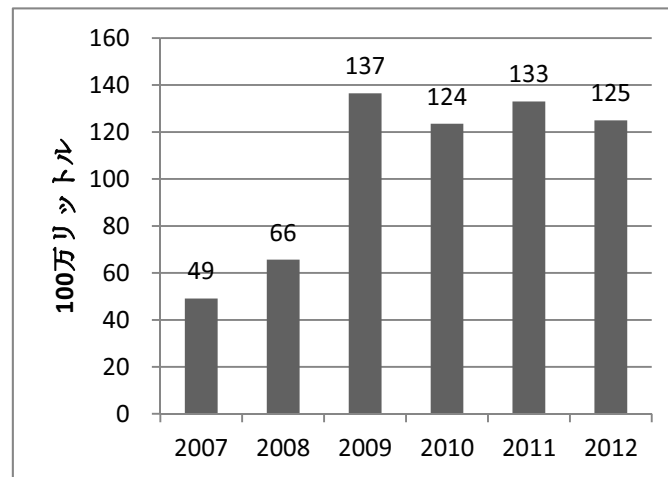
出典：米国農務省”Philippines Biofuels Situation and Outlook” October 2013

一方、フィリピンは世界有数のココナッツ生産国で、バイオディーゼルはココナッツ油から生産される。バイオディーゼルの原料となるココナッツメチルエステル生産量は、2007 年のバイオ燃料法施行以来、4910 万リットルから 2012 年には 1 億 2500 万リットルに増加した。

<sup>18</sup> [http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual\\_Manila\\_Philippines\\_7-10-2013.pdf](http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_Manila_Philippines_7-10-2013.pdf)

<sup>19</sup> <http://www.ethanolproducer.com/articles/11754/usgc-ethanol-assessment-team-finds-potential-in-the-philippines>

図 12 バイオディーゼルの生産量



出典：米国農務省”Philippines Biofuels Situation and Outlook” October 2013

国家バイオ燃料計画 2013-2030 では 2020～2030 年の間にバイオディーゼル工場を 33 ヶ所、合計 14 億 5,200 リットルの増産を目指している。

表 5 バイオディーゼルの生産増強計画

単位：100 万リットル

年	工場数	生産拡張規模
2020	10	440
2023	1	44
2025	20	880
2027	1	44
2030	1	44
合計	33	1,452

出典：米国農務省”Philippines Biofuels Situation and Outlook” October 2013

また、フィリピンでは公共交通における CNG(Compressed Natural Gas)の利用を促進しており、CNG バスを導入している。計画では 1000 台のバスでパイロットプロジェクトを実施する予定だったが、CNG 充填ステーションの数、CNG 供給の問題で、2013 年 10 月時点では購入した 61 台の CNG バスのうち 12 台しか稼動していなかった。2014 年 9 月現在、充填ステーションは 2 ヶ所しかない。<sup>20</sup>

この他、フィリピンの小型乗り合いバス、ジープニーを電気自動車にする計画もある。また、LPG タクシーの導入も図っており、2015 年 1 月現在 1 万 9000 台が走っている。エネルギー省は数を 2020 年までに 21700 台に増やす考えで、充填ステーションも 271 箇所とする計画である。<sup>21</sup>

<sup>20</sup> 25 September 2014 BusinessWorld

<sup>21</sup> 2 January 2015 The Philippine Star

表 6 輸送分野向け持続可能な燃料計画

単位：台数

	2011	2015	2016	2020	2025	2030
CNG						
バス	61	1,000	1,500	6,900	9,200	15,000
タクシー			100	1,000	6,000	16,000
LPG 自動車	19,052	20,200	20,500	21,700	23,200	23,000
電気三輪車	630	50,170	80,730	106,000	15,000	230,000

出典：Philippines Energy Sector Plans and Programs 2013-2030, 6 September 2013, Department of Energy

#### 1.2.4 エネルギー効率の良い生活習慣

エネルギー省ではエネルギー計画の一環として、省エネ保護プログラム(Energy Efficiency & Conservation Program)を実施している。省エネの意識を高め、エネルギーの消費を抑えるだけでなく、CO<sub>2</sub>の排出も抑えることが目的である。省エネ技術の促進、産業界との協力による省エネ技術支援、省エネ技術の評価と導入などを行っている。これにより 2011 年～2030 年の間に 70,643KTOE 相当のエネルギー消費を節約 (31,981MW 相当) することで、1 億 1770 万トンの CO<sub>2</sub> 排出を削減する。<sup>22</sup>

この目標を達成するため、省エネ保護法が 2012 年に可決されている。省エネラベルの導入、住宅などの省エネガイドラインの策定、商業、工業、政府施設のエネルギー消費ベンチマークの制定などが実施されている他、政府は ESCO 業界の促進も掲げている。

#### 1.2.5 電力供給の規模とカバー範囲の拡大

エネルギー計画では、電力開発については 2012 年の発電能力 16,250MW から 2030 年に 25,800MW に拡大することを目指している。また、2017 年までに世帯電化率を 90% に高めることが目標となっている(2010 年時点で 68%)<sup>23</sup>。

フィリピンでは 2001 年に電力産業改革法 (EPIRA) が施行され、電力業界の改革が始まった。自由化前は、国家電力公社 (NPC) が発電、送電を一元管理していたが、深刻な電力不足と経営難に瀕していた。1990 年代前半に電力危機に瀕した政府は、独立系発電事業者 (IPP) からの電力買取に踏み切るが、支払いの負担は NPC が担い、さらに NPC は消費者には低い価格で電力を供給することが義務付けられていた。電力買取には海外の IPP からの輸入も含まれていたため、アジア通貨危機でフィリピンペソの価値が下がると、NPC の財務状況がさらに悪化した。こうした中、電力事業の分離、民営化を目指す EPIRA が制定、施行された。EPIRA に下記の改革が盛り込まれている。

1. 電力業界の規制緩和
2. 送電設備を所有する国営会社の新設と送電オペレーションの民営化
3. 電力供給と送電を分離し、送電は管理、供給の自由化

<sup>22</sup> [http://aperc.ieej.or.jp/file/2012/12/28/Philippines\\_2011.pdf](http://aperc.ieej.or.jp/file/2012/12/28/Philippines_2011.pdf)

<sup>23</sup> APEC Energy Demand and Supply Outlook 5<sup>th</sup> Edition

4. 異なるグリッド間、あるいは異なるタイプの需要家間（一般家庭 vs 企業など）の内部補助金（Cross Subsidy）の撤廃
5. 独立したエネルギー監視機関と合同議会電力委員会による EPIRA 施行の監督
6. NPC の資産の売却と民営化、発電事業者の間の公正な競争環境の創設と民間投資誘致
7. 電力卸売り市場の創設
8. 小売市場の自由化<sup>24</sup>

エネルギー監視機関として、Energy Regulatory Commission(ERC)が設立された。発電所は民営化については2013年現在で9割強(発電能力ベース)の発電所が民営化されている<sup>25</sup>。送電については、2008年、国営送電公社トランスコが、民間コンソーシアムのナショナル・グリッド・コーポレーション (NGCP) に 25 年の送電網の運営権を供与した。送電網インフラはトランスコが所有している。

卸売り電力市場はルソン・グリッドで2006年6月に商業運営を開始し、2010年にはビサヤスでも開始した。ミンダナオはルソンとビサヤスのグリッドにつながっていないので、卸売り電力市場に含まれていないが、ミンダナオの電力不足の暫定的な解消のため、Interim Mindanao Electricity Market が創設されている。電力小売についても、2013年から小売の自由化を開始した。発電会社など複数が小売ライセンスを取得したが、2014年11月、より多くの事業者の参入を促すためにエネルギー監督委員会 (ERC) は規制の修正の必要があるとして、新規のライセンス発行を一次停止した。2015年1月現在、ライセンスの発効を再開したという報道はない。

### **発電計画**

エネルギー省の発表によると、2013年時点の発電能力17,323MWに対し、2017年までに投資が行われることが決定しているプロジェクトで4,969.7MWに達しており、併せて22,292.7MWとなる。これに2019年までの実施が表明されているプロジェクトを加えると、34,636.3MWとなり、2019年までにエネルギー計画の2030年までの目標25,800MWを達成することになる。

---

<sup>24</sup> KPMG Global Energy Institute - The Energy Report Philippines 2013-2014 edition

<sup>25</sup> DOE 2013-Power Plants-Ownership

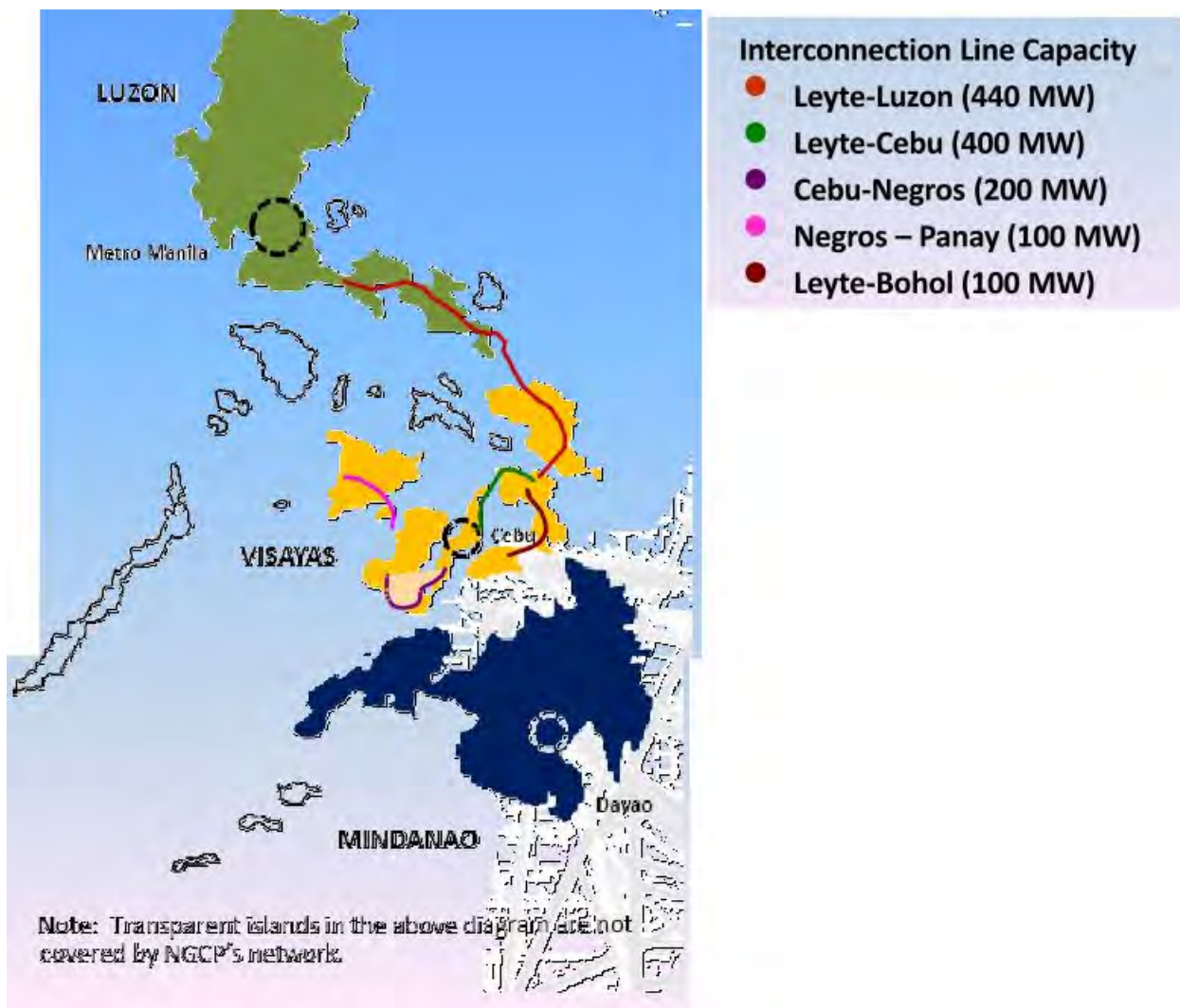
表 7 発電計画

単位：MW

年	能力	投資決定(committed)					投資表明(indicative)					合計	総計	
		2013	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2018			2019
ルソン	12,790.0	952.5	1,018.5	520.0			123.0	100.5	1,068.0	3,187.6	4,619.1	742.6	9,840.8	25,121.8
ピサヤス	2,446.0	250.0	192.6	135.0	10.0		46.0	331.9	39.1	318.0	41.2		776.2	3,809.8
ミンダナオ	2,087.0	341.1	420.0	1,120.0	10.0		10.0	246.6	400.0	360.1	710.0		1,726.6	5,704.7
合計	17,323.0						4,969.7						12,343.6	34,636.3

出典：エネルギー省

図 13 ルソン、ビサヤス、ミンダナオの位置と Interconnection Line Capacity



出典：Philippines Energy Plan 2012-2030

### 1.2.6 気候変動に左右されないエネルギーインフラ・設備の構築

地球温暖化に伴う気候変動により、農作物の収穫、自然災害の増加など様々な影響が顕在化している。

特に電力業界に対する気候変動の影響には次のような点が挙げられる。

- 水温の上昇による発電効率の低下や水量不足
- 気温の上昇による発電効率の低下、消費者のエネルギー需要の上昇による発電容量やグリッドネットワークの能力不足
- 降雨パターンの変化、水面の水の蒸発、早魃の頻度の増加や早魃被害規模の増大などによる水力発電能力の低下、熱発電所（原子力を含む）での冷却水の不足
- 大きな台風などの極端な天候災害により、石炭、石油、ガスなどの燃料供給に支障をきたしたり、発電やグリッドインフラにも支障をきたすことがありえる。<sup>26</sup>

<sup>26</sup>Guidelines for Climate Proofing Investment in the Energy Sector, アジア開発銀行 May 2013  
<http://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/33896/files/guidelines-climate-proofing-investment-energy-sector.pdf>

フィリピンで気候変動に対処するために、2009年に **Climate Changes Act** を制定、国家気候変動アクションプランを策定している。この中で、エネルギーについては、既述の再生可能エネルギー、省エネ、輸送分野における持続可能な燃料利用の促進が主な内容となっている他、エネルギーセクターの脆弱性審査を行い、その結果に基づいて必要なインフラのリハビリ、補修を行うことになっている(具体的な審査の内容などについては計画では触れていない。)<sup>27</sup>

---

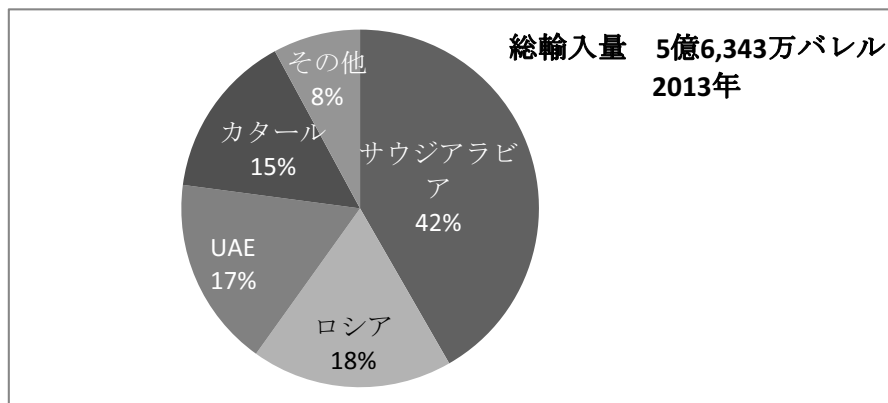
<sup>27</sup> National Climate Change Action Plan 2011-2028  
[http://adaptationmarketplace.org/data/library-documents/NCCAP\\_TechDoc.pdf](http://adaptationmarketplace.org/data/library-documents/NCCAP_TechDoc.pdf)

## 2. 石油及びガスの輸送構造及びルート

### 2.1 石油及び石油精製品

フィリピンの原油輸入のおよそ 70%は中東産であり、2013 年ではサウジアラビアが 42%、アラブ首長国連邦 (UAE) が 17%、カタール 15%となっている。ロシアからも 18% 輸入されている。

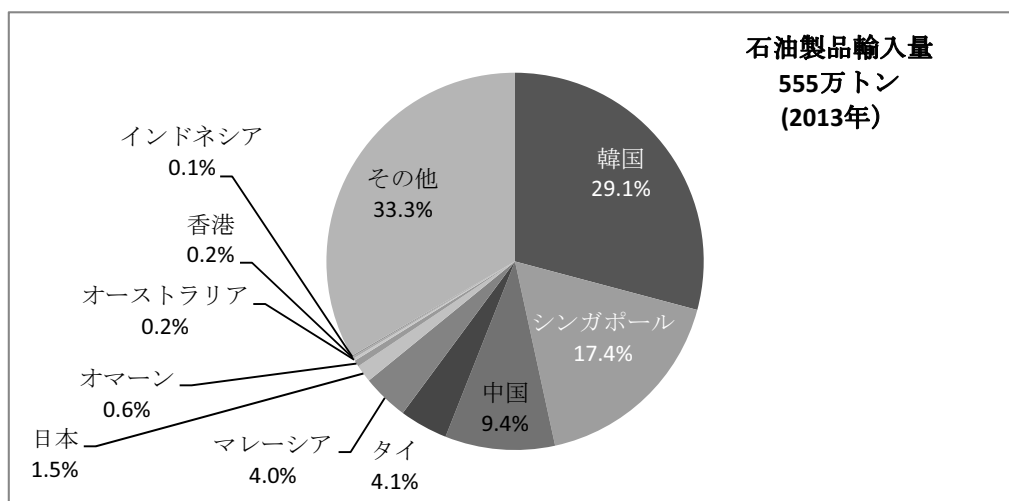
図 14 石油輸入国別内訳



出典：フィリピンエネルギー省(DOE)

一方、石油製品の輸入の貿易相手国は韓国、シンガポール、中国が上位 3 国でそれぞれ、29.1%、17.4%、9.4%を占めた。

図 15 石油製品輸入国別内訳



出典：UN COMTRADE より作成



輸入原油は、フィリピン国内で精製され各地のデポに配送される。フィリピンではピリピナス・シェルと、フィリピン国営石油会社 PNOC とサウジアラムコの合弁会社ペトロン<sup>28</sup>が石油精製施設を持つ。処理能力はシェルが 11 万バレル/日<sup>29</sup>、ペトロンが 18 万バレル/日<sup>30</sup>である。シェブロンも石油精製施設を運営していたが、2003 年に精製から撤退し、精製所を輸入ターミナルに改造して石油精製品を輸入販売している。シェブロンの輸入ターミナルの貯蔵能力は 270 万バレルである<sup>31</sup>。シェルとペトロンの輸入ターミナルの貯蔵能力は、2005 年時点のエネルギー省の情報によると、シェルが 551.8 万バレル、ペトロンが 895.9 万バレルである。<sup>32</sup>

シェルの精製所・輸入ターミナルとシェブロンの輸入ターミナルはバタンガス港内に、ペトロンの精製所・輸入ターミナルはバターン州リマイ港に立地している。シェルの石油製品は主にロペス財閥子会社の First Philippine Industrial Corp. (FPIC)が所有運営する全長 117 キロメートルのバタンガス-マニラパイプラインでマニラ首都圏に輸送されていた。このパイプラインは 2010 年にパイプ漏れがあり、使用が禁止されていたが<sup>33</sup>、2013 年に稼動再開がエネルギー省より認可された<sup>34</sup>。同社は現在、このパイプラインを天然ガス用に転換することを検討している。<sup>35</sup>

ペトロン社の場合、リマイの精製所で生産された製品は船で全国に 32 ヶ所あるペトロンのターミナルや倉庫（デポ）に運ばれる。

また、バタンガスには他にフェニックス石油、Sea Oil、PNOC など、またリマイにはトタル、オイルリンク・インターナショナルなどのターミナルがある。ペトロンはバタンガスにもターミナルを持つが、同ターミナルは輸入貨物よりも国内到着貨物が多いことから、リマイ精製所で生産された製品をバタンガス周辺の工業団地やマニラに輸送するために陸揚げしていると考えられる。

表 8 主要石油・石油製品ターミナル(2013 年の取扱量)

単位：トン

港	ターミナル運営者	輸入	輸出	国内荷揚	国内出荷
バタンガス港	シェル	4,110,933	210,987	58,114	2,282,786
	シェブロン	1,227,816	0	5,751	713,805
	フェニックス石油	577,665	0	46,212	75,404
	PNOC ESB(Energy Supply Base)	344,638	0	103,559	5,644
	Sea Oil	172,382	0	4,059	112,046
	ペトロン	82,962	0	223,800	225
			6,516,396	210,987	441,495

<sup>28</sup> 出資比率は PNOC40%、サウジアラムコ 40%、残りは株式公開している。

<sup>29</sup> <http://fuelsandlubes.com/flw/shell-announces-decision-to-upgrade-philippine-refinery/>

<sup>30</sup> <http://www.petrone.com/refinery.html>

<sup>31</sup> <http://www.caltex.com/ph/about/caltex-in-philippines/>

<sup>32</sup> <http://www.doe.gov.ph/downstream-oil/342-competition>

<sup>33</sup> <http://www.philstar.com/business/758454/fpic-starts-pressure-test-batangas-pandacan-pipeline>

<sup>34</sup> First Philippines Holdings Corporatin Annual Report 2013

<sup>35</sup> <https://ph.news.yahoo.com/first-gen-mulls-pipeline-conversion-162341686.html>

リマイ港	ペトロン	5,819,217	393,302	7,608	4,373,175
	トタル	739,460	2,392	27,299	218,858
	オイルリンク・インター ナショナル	384,498	0	0	132,428
	PPDC/PAFC	138,354	0	45,580	0
		7,081,529	395,694	80,487	4,724,461
ダバオ港	シェブロン	0	0	296,800	0
	ペトロン	12,188	0	178,814	0
	フェニックス石油	188,511	0	65,364	13,415
	シェル	0	0	11,016	0
	200,699	0	551,994	13,415	

\*PNOC Petrochemical Development Corporation (PPDC)

\*PNOC ALTERNATIVE FUELS CORPORATION

出典：フィリピン港湾局データより作成

註：フィリピン港湾局データでは貨物の種類を公表していない。”bulk”に分類されたデータの中から、石油あるいは石油製品を扱っていると思われる企業のターミナルのデータだけを抽出した。

表 9 バタンガス、リマイ、ダバオ港における石油あるいは石油製品を扱っていると思われる企業のターミナルにおけるバルク貨物取扱量の推移

単位：トン

	年	輸入	輸出	国内荷揚	国内出荷
バタンガス港	2009	6,573,573	314,173	361,224	2,727,880
	2010	5,662,080	376,849	382,620	2,650,523
	2011	6,389,915	424,506	459,065	3,420,482
	2012	6,085,386	229,338	409,617	3,395,578
	2013	6,516,396	210,987	441,495	3,189,910
ダバオ港	2009	40,446	0	617,245	5,956
	2010	143,520	0	556,147	38,027
	2011	229,148	0	510,677	49,152
	2012	219,865	0	538,918	18,462
	2013	200,699	0	551,994	13,415
リマイ港	2009	6,138,788	776,511	55,784	4,672,989
	2010	7,303,192	1,135,348	19,099	5,032,750
	2011	6,671,678	1,154,321	54,164	4,807,203
	2012	7,296,331	584,859	100,532	4,952,985
	2013	7,081,529	395,694	80,487	4,724,461

出典：フィリピン港湾局データより作成

また、タイの PTT 社がフィリピンのスービック、クラーク及びセブに石油製品に貯蔵している。スービック港の輸入ターミナルは Philippines Coastal Storage and Pipeline(PCSP) 社が運営しているもので貯蔵能力は 240 万バレル。PCSP 社が運営しているスービックとクラーク間の 54 キロのパイプラインでクラーク経済特区に輸送される。クラークの貯蔵施設の規模は 50 万バレル<sup>36</sup>。セブの施設は PTT が 2007 年に貯蔵能力 500 万リットルで開設したフィリピンでは最初の施設<sup>37</sup>。

他にも小規模のターミナルがダバオなどにある。Seaoil 社は 2014 年ダバオに 4100 万リットルの貯蔵能力のターミナルを稼動した。南ミンダナオで最大のターミナルで、5 万 DWT までの船が接岸できる。<sup>38</sup>

また、シェルはミンダナオのカガヤン・デオロ市に輸入ターミナルを建設する計画を 2014 年 11 月に発表した。2015 年末に完成する予定。<sup>39</sup>フィリピンでは 2014 年 3 月に同国最大のイスラム反政府勢力と政府が和平協定を締結し、ミンダナオの経済発展が見込まれている。<sup>40</sup>

図 16 バタンガス港、リマイ港、スービック港の立地



出典：GoogleMap

<sup>36</sup> [http://www.philcoastal.com/index.php?module=ops-marine\\_terminal](http://www.philcoastal.com/index.php?module=ops-marine_terminal),  
<http://www.pttphils.com/facilities.php>

<sup>37</sup> <http://www.gmanetwork.com/news/story/53401/economy/companies/ptt-philippines-to-pour-in-p300m-for-cebu-expansion> 最新の貯蔵能力はデスクリサーチからは判明しなかった。

<sup>38</sup> <http://www.asean-j.net/23076/>

<sup>39</sup> <http://business.inquirer.net/182356/shell-eyes-p6b-fuel-terminal-in-mindanao>

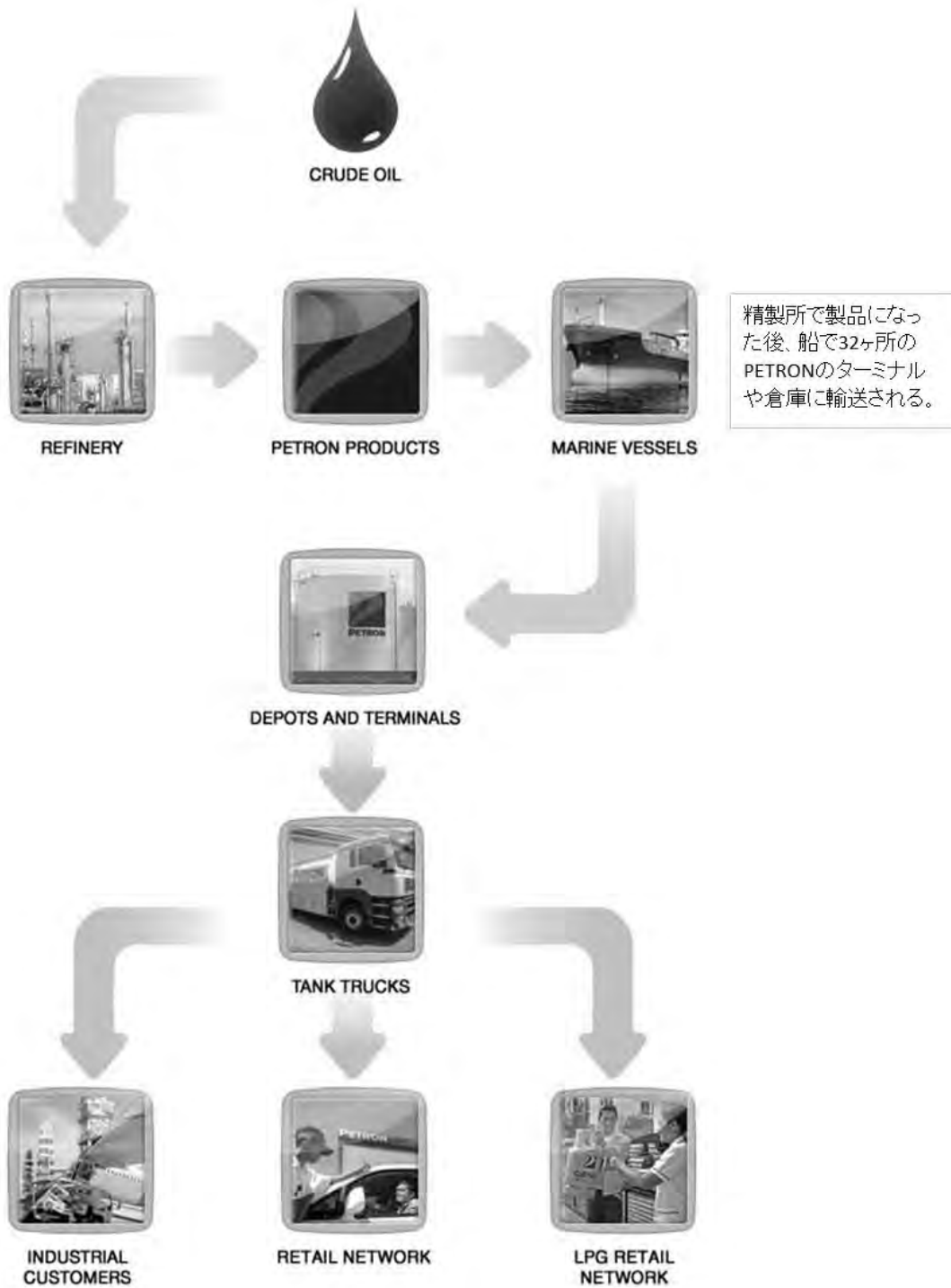
<sup>40</sup> <http://www.philstar.com/business/2014/11/20/1393614/shell-open-p6-b-import-terminal-mindanao-2015>

図 17 カガヤン・デ・オロ港とダバオ港の立地



出典：Google Map

図 18 ペトロン社の製品が消費者に届くまで



出典：ペトロンウェブサイト

## 2.2 天然ガス（パイプライン、LNG）

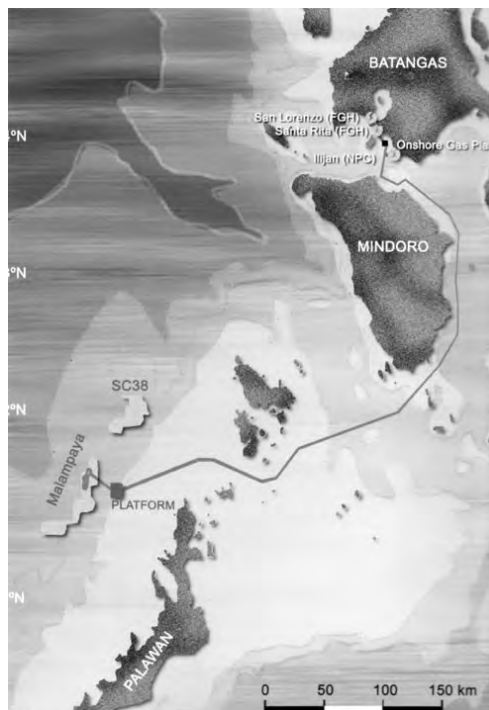
2015年1月現在、国内の天然ガスの輸送ルートはマランパヤガス田とルソン島バタンガスを結ぶパイプラインのみである。LNG輸送は現在輸入LNGの受入・再ガス化ターミナルが建設中であるが、内航での輸送計画はない。

### 2.2.1 パイプライン

2015年1月現在で稼働中はマランパヤガス田開発に係わるものだけである。マランパヤガス田開発は海底天然ガス開発、海底パイプライン、ガス処理プラント、陸上パイプライン、ガス火力発電所が連動して建設されたフィリピン最大級の民間プロジェクト。ガスの処理施設はバタンガス州のTabangaoに建設され、処理能力は500MMscf/日。ガス田とはおよそ500キロメートルの海底パイプラインで結ばれている。ガス処理施設から3つの発電所にパイプラインがつながっている。

また、バタンガスやバターンからガスを消費地のマニラやカビテ州を結ぶものを含め、合計9つのパイプラインを建設する計画がある。バタンガス-マニラ1 (BatMan1)、バタンガス-マニラ2 (BatMan2)、バターン-カビテ(BatCave)、スービックパイプライン、クラークパイプライン、スービック-フォートボンファシオパイプライン、スカット-マラヤ、スカット-キリノラインおよび市内ネットワークである。BatMan1 向けガスは当初はマランパヤガス田から供給するが、将来的にはLNG輸入も予定。

図 19 マランパヤガス田パイプライン地図



出典：[http://malampaya.com/downloads/map\\_big.jpg](http://malampaya.com/downloads/map_big.jpg)

表 10 今後のパイプライン計画

BatMan 1	80km (105km) <sup>41</sup>	バタンガス州から Paranaque 州 Sucat を結び、その路線上に立地する経済区の業務用、および輸送業界のバスやタクシーの CNG 用にガスを供給
BatMan 2	140km	リマイの発電所、スービック、クラークパイプラインを通じてスービック、クラーク経済区および周辺の工業地帯にガスを供給
BatCave	40km	Limay からカビテ市隣接の Rosario までマニラ湾の海底パイプライン
RoBin line	35km	Rosario からラグナ州を結ぶパイプライン
Subic	40km	BatMan2 からの支線でスービック経済区につながる
Clark	25km	BatMan2 からの支線でクラーク経済区
Sucacat - Malaya	35km	Sucacat からマラヤ発電所を繋ぐ
Sucacat-Fort Bonifacio	15km	Bonifacio Global City の商業施設にガスを供給
EDSA-Taft Gas Pipeline	40km	市内パイプライン

出典：報道などより作成<sup>42</sup>

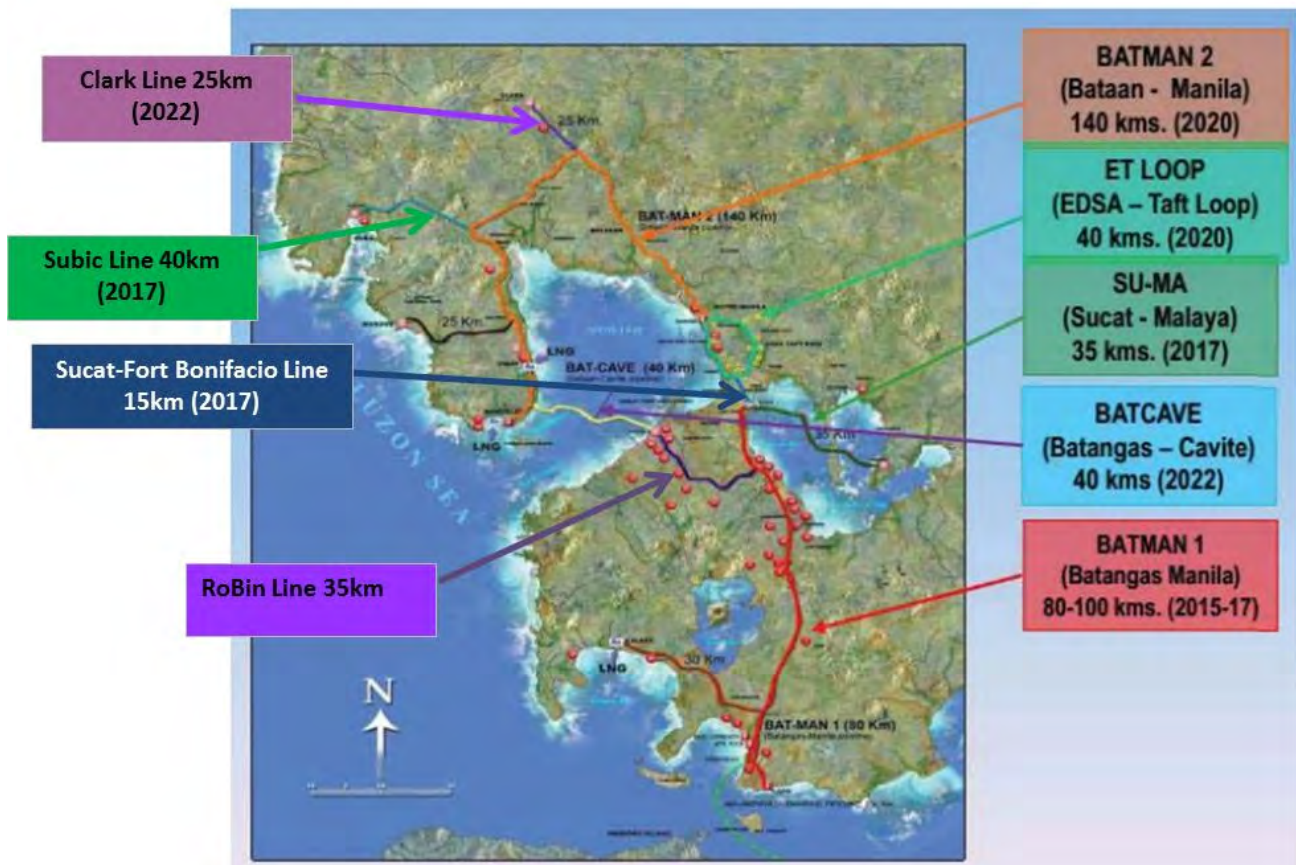
註：エネルギー省の資料には RoBin パイプラインはなく、代わりに Sucacat-Quirino Pipeline とある。しかし、このパイプラインがどこを指すのか、Quirino という地名を調べたが判明しなかった。脚注の Manila Times の記事でも、パイプライン名を羅列しているパラグラフでは、Sucacat-Quirino Pipeline と書いてあるが、それぞれのパイプラインの説明の中には Sucacat-Quirino Pipeline はなく、RoBin パイプラインの説明があった。

<http://www.wallacebusinessforum.com/wp-content/uploads/2014/02/K-FEBINFRA14.pdf> の資料でも同様。そのため、上記リストでは Sucacat Quirino Pipeline のかわりに RoBin パイプラインとした。

<sup>41</sup> 出典により 80km となっている場合と 105km となっている場合がある。

<sup>42</sup> <http://www.manilatimes.net/pipelines-in-the-pipeline/79789/>、  
<http://www.wallacebusinessforum.com/wp-content/uploads/2014/02/K-FEBINFRA14.pdf>

図 20 計画パイプラインの地図



出典：

<http://www.wallacebusinessforum.com/wp-content/uploads/2014/02/K-FEBINFRA14.pdf>

及び Google Map などから作成

註：Subic Line の下に黒い線があるが、これがどのパイプラインなのかは不明。25km と書いてあるように見えるが、各種資料で調べても 25km のパイプラインはクラークパイプラインのみ。

ET-LOOP は地図上、40km あるように見えないが、原典

<http://www.wallacebusinessforum.com/wp-content/uploads/2014/02/K-FEBINFRA14.pdf> のままとした。



### 2.3.2 LNG 輸送

フィリピンでは 2003 年から LNG 輸入の検討が行われている。2012 年作成と思われるエネルギー省の資料によると、ルソン島では次の 3 つの LNG 計画がある。

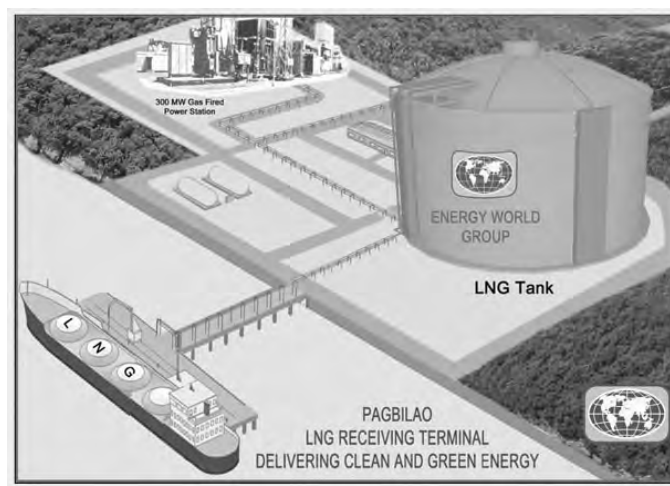
表 11 LNG ターミナル計画（エネルギー省 2012 年時点）

計画	目標年
LNG ハブターミナル、ケソン州 Pagbilao	2013-2014（当初計画。遅延中。）
バタンガス LNG ターミナル	2021-2030
バターン LNG ターミナル	2025

出典：エネルギー省<sup>43</sup>

このうち、ケソン州 Pagbilao の LNG ハブターミナルは、エネジー・ワールド・コープ (EWC) により建設中の LNG 受入ターミナル及び発電所プロジェクトである。プロジェクトでは 459 万立方フィート（13 万立方メートル）の LNG 貯蔵タンク、LNG 船が接岸する輸入・再輸出ターミナル、再ガス化施設とその他関連施設、並びに、650MW の発電所を建設予定である。LNG は EWC が所有するインドネシアの南スラウェジのセンカンガス田から輸送する。LNG の取扱量は年間 300 万トンを見込んでおり、その大部分は発電所で消費されるが、一部は沿岸輸送やロードタンカーでフィリピン国内に流通させることも視野に入れている。<sup>44</sup>

図 21 EWC 社の LNG ハブターミナ・発電所イメージ図



出典：<http://www.energyworldcorp.com/ud-phil.html>

バタンガスの LNG ターミナルにはシェルが、バターンの LNG ターミナルには仏トタルや PNOC が関心を示している。

<sup>43</sup> [http://www.doe.gov.ph/doe\\_files/pdf/01\\_Energy\\_Situationer/2012%20PEP%20IEC%20\(Downstream%20Oil%20Industry\)%20REV.pdf](http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/01_Energy_Situationer/2012%20PEP%20IEC%20(Downstream%20Oil%20Industry)%20REV.pdf)

<sup>44</sup> [http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/133871/Philippines\\_Considers\\_LNG\\_Import\\_Receiving\\_Options/?all=HG2](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/133871/Philippines_Considers_LNG_Import_Receiving_Options/?all=HG2)

### 2.3.3 ミンダナオ州のパイプライン、LNG ターミナル計画

2014 年 3 月のフィリピン政府と同国最大のイスラム反政府勢力との和平協定の締結を受け、政府はミンダナオにおける経済発展に力を入れている。エネルギー計画によると、ミンダナオでも LNG 輸入及びパイプラインの整備が計画されている。

表 11 の Misamis Oriental の LNG 浮体式貯蔵再ガス化ユニット (FSRU) にはブルネイの国営石油会社に関心を示している。その他、エネルギー省の資料によればミンダナオ島では下記のプロジェクトが計画されている。しかし、ブルネイの関心表明以外は、その後の進捗は報道されていない。

表 12 ミンダナオ・インフラプロジェクト

#### 第一期

計画	目標年
FSRU 施設、Misamis Oriental, Macajalar bay	2014-2016 年
カガヤン・デ・オロと PHIVIDEC (工業団地) 地区間のパイプライン (長さ 27.4km)	2014-2016 年
Iligan 市の市内供給用ガスパイプライン	2014-2016 年
South Iligan の貯蔵施設 (タンク 2 基)	2014-2016 年
North Iligan の貯蔵施設 (タンク 1 基)	2014-2016 年
液化 CNG 給油ステーション (Iligan 市、CDO、PHIVIDEC 工業団地地域)	2016-2017 年

#### 第二期

計画	目標年
3 基の衛星 LNG ターミナル(Davao) (ガスは General Santos 経由)	2018-2020 年
General Santos パイプライン (長さ 53km)	2016-2018 年
液化 CNG 給油ステーション (General Santor, Davao)	2016-2018 年

出典：エネルギー省<sup>45</sup>

<sup>45</sup> [http://www.doe.gov.ph/doe\\_files/pdf/01\\_Energy\\_Situationer/2012%20PEP%20IEC%20\(Downstream%20Oil%20Industry\)%20REV.pdf](http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/01_Energy_Situationer/2012%20PEP%20IEC%20(Downstream%20Oil%20Industry)%20REV.pdf)

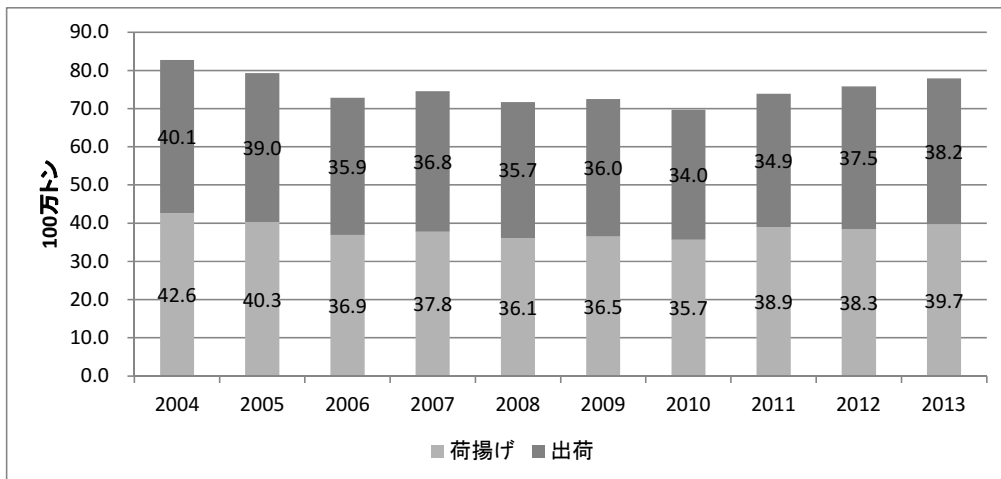
### 3. 国内エネルギー輸送（石油、LNG）の海上輸送量の動向

#### 3.1 国内海上輸送量

##### ① 国内港湾貨物取扱量及び乗降旅客数

フィリピン港湾における国内貨物取扱量<sup>46</sup>は 7,000 万トンから 8,000 万トン程度で推移しており、2012 年は前年比 2.8% 増の 7,793 万トンであった。

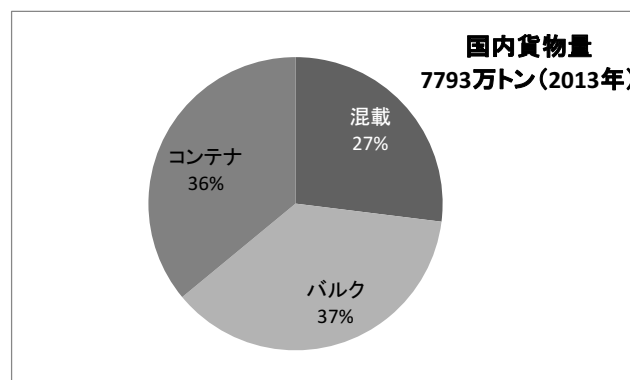
図 22 国内貨物取扱量の推移



出典：フィリピン港湾局

国内貨物に占める混載、バルク、コンテナの割合は 2013 年、それぞれ 27%、37%、コンテナ 36% であった。原油などのエネルギー資源は液体バルクが多いが、バルク貨物に占める液体と個体の内訳は発表されていない。

図 23 国内貨物取扱量の内訳

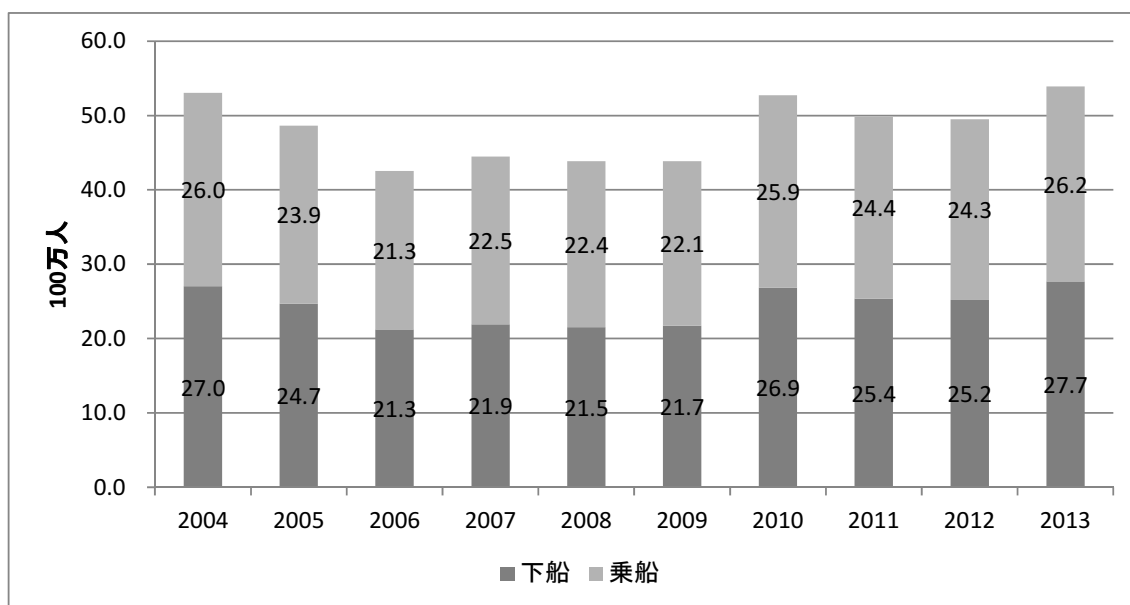


出典：フィリピン港湾局

<sup>46</sup> 主要 25 港の合計

一方、国内旅客乗降数は、5,000 万人前後で推移しており、2013 年は前年比 8.9%増の 5,387 万人であった。

図 24 国内旅客乗降数の推移



出典：フィリピン港湾局

## ② 国内物資海上輸送量動向

フィリピン統計局のデータ *Commodity flow in the Philippine* によれば、フィリピン国内の海上輸送量は 2002 年以降 2008 年まで減少傾向にあったが、同年を底に回復基調となり、2013 年の輸送量は 2170 万トンとなった。しかしながら、未だ 2002 年 (2760 万トン) の 8 割弱にとどまっている。品目別では、2010 年以降は食品、工業製品、輸送機器などで増加がみられる。

このうち、主に液体状貨物と考えられる 3 品目を抜き出してみると (図 23)、メインの貨物である 鉱物燃料・潤滑油及び関連製品の輸送量の長期的な減少が顕著である。2010 年と 2012 年にやや持ち直したものの 2013 年は再下落し、ピーク時(2003, 7,995 千トン)の 55%にとどまっている。

図 25 国内海上輸送量推移

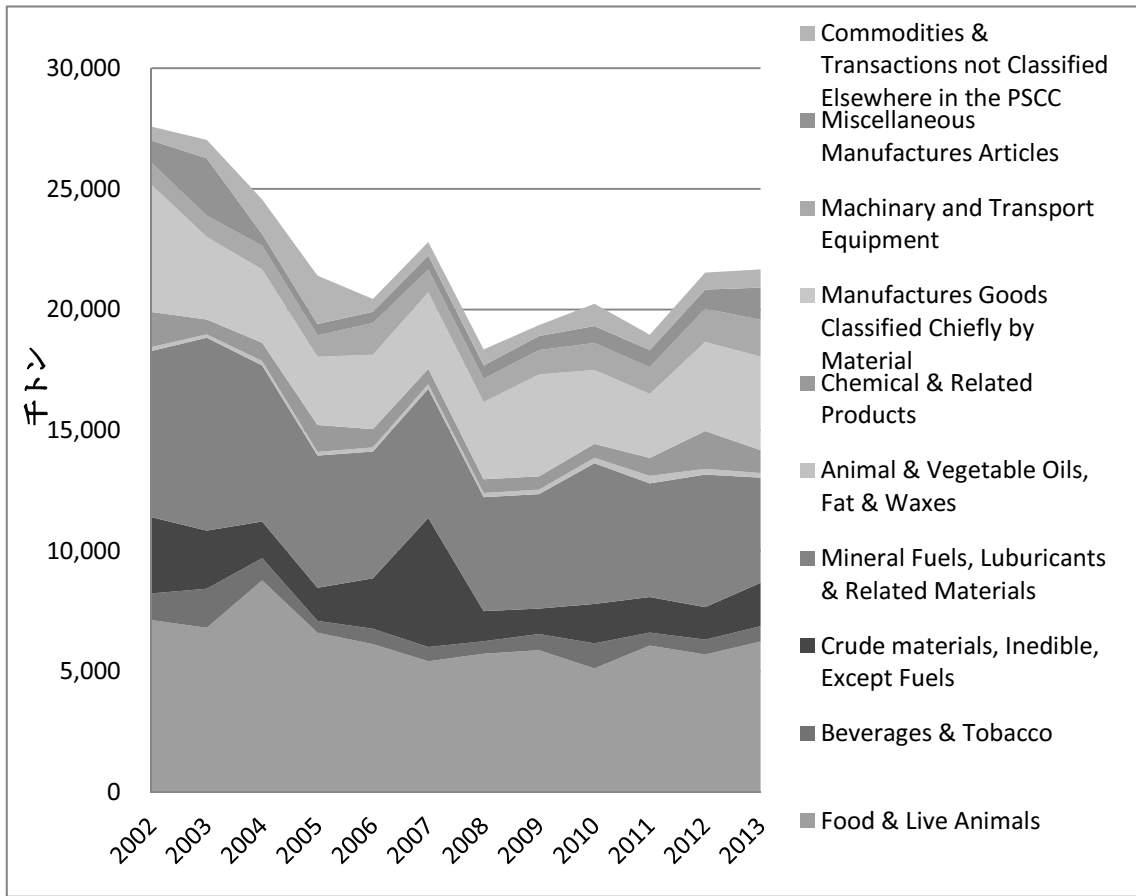
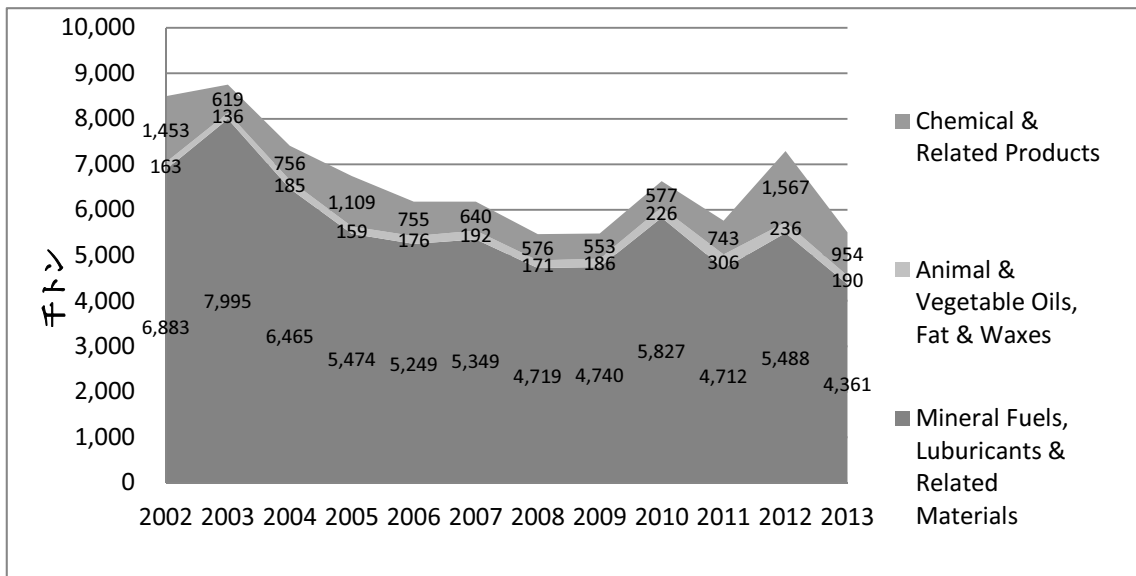


図 26 主に液体と考えられる貨物の海上輸送量



出所 (図 22、23 共に) : Commodity Flow in the Philippines, National Statistics Authority  
より作成

## 4. 内航タンカーの動向

### 4.1. フィリピン内航タンカー業界の概要

#### 4.1.1 主要船社

表 13 主要船社リスト

会社名	所有隻数
Herma Shipping & Transport	19
Chelsea Shipping Corp	12
San Miguel Corp	12
Petrolift Group Inc	11
Batangas Bay Carriers	10
Nisshin Shipping Co Ltd	9
Ocean Tankers Corp	8
Delsan Transport Lines	7
Shogun Ships Co Inc	7
Ocean Coast Shipping Corp	6
PNOC Shipping & Transport	6
Grand Asian Shipping	5
Magsaysay Maritime Corp	5
Michael Inc	5
NS United Kaiun Kaisha Ltd	4
Terban Marine Corp	4
William Michael Shipping	4

出典：IHS Fairplay より作成

#### (1) Ocean Tankers Corp.

Ocean Tankers は石油販売会社 SEOIL グループの会社として、SEOIL の取り扱い石油輸送部門の船社兼船舶管理業務を行っている。SEOIL はフィリピン国内、バタンガス、スビック、ビサヤス、ダバオ地域に 4 か所の主要石油輸入貯蔵基地（プライマリーデポ）、ルソン地区（ビコール、マニラ）、ビサヤス（セブ、イロイロ、サマ）、ミンダナオ地区（デポログ、カガヤンデオロ）に 7 か所の中規模石油貯蔵基地（セコンダリーデポ）を持つ。主要石油貯蔵基地から中規模貯蔵基地へはオイルタンカーにより、中規模貯蔵基地から消費地へは自航式オイルバージ又はタグ曳航バージによる輸送を行っている。

プライマリーデポ及びセコンダリーデポのターミナル水深は 5m 以上あり、プライマリーデポからセコンダリーデポまでの輸送距離は 200-500 マイルで、オイルタンカーでの輸送となる。一方、セコンダリーデポから消費地への輸送においては、消費地の小規模貯蔵基地ターミナルは河川が多く水深も浅いため、浅喫水バージタンカーでの輸送となる。

現在運航中の船舶は、タンカー（2000KL 積み）2 隻、自航式タンカーバージ（1,000KL,2100KL 積み）が 2 隻、非自航バージタンカーが 5 隻（喫水は 2m）、タグボート 4 隻で、バタンガスを母港としている。

傭船契約は一般的にタンカーの場合は Time Charter 契約で 1 年後更新、タンカーバージは Voyage Contract を基本としている。Ocean Tankers は SEA OIL 専属の輸送会社で、傭船契約は交渉ベースで行われている。現在、輸入石油輸送用に 30,000DWT クラスのタンカーの調達を検討中、また、3,000DWT サイズの需要も見込まれるため、今後、建造検討を行う予定。

## (2) Magsaysay Transport & Logistics

Magsaysay は国内輸送船舶 42 隻を運航し、タンカーは 15 隻（タンカーバージ 10 隻、タンカー 5 隻）とコンテナ 27 隻の構成となっている。オイルタンカーのサイズは 3,000GT-3,500GT。

タンカーバージの船齢は 20~30 年と老朽化しているが、フィリピン国内法に基づき全てダブルハル構造となっている。

2015 年 2 月に船齢 5 年の中古タンカー（3,000GT）2 隻を購入し、近々引き渡される予定。

新造船建造では 1,300DWT 自航式タンカーバージをケッペルバタンガス造船所で建造した経験がある。このタンカーバージの建造ではフィリピン設計会社を採用している。

運航はバタンガス及びカガヤンデオロ（2015 年完工）をハブとしてシエル、シェブロン国内の石油貯蔵基地（オイルデポ）に輸送している。河川航行では浅喫水のタンカーバージ（2 機 2 軸）を運航。

荷主との傭船契約では、新造船の場合、傭船期間は 3 年+3 年（オプション）、通常のタイムチャーターでは 1 年+1 年（オプション）。近年、シエルは新造船を傭船条件に入れているため、新造船での対応が喫緊の課題となっている。一方、シェブロンは船齢最大 15 年までを傭船条件としている。

## (3) SMC Shipping and Lighterage Corporation

SMC Shipping and Lighterage はサンミゲールグループの船舶運航部門で、オイルタンカー、ケミカルタンカー、LPG 船を運航している。一方、サンミゲールグループは 2008 年に石油精製販売会社（PETRON）の過半数の株式を取得し、また、セブ島のケッペルセブ造船所を買い取り（マクタン造船所と呼称されている）、また、バターン地区にマリベレス造船所を近々稼働させる予定である。

SMC は 3,500-6,000DWT のタンカーを 6 隻、1,000-1,200DWT の自航式タンカーバージ 4 隻、非自航バージ 8 隻を所有、運航中で、2015 年 1 月に本邦造船所に 3,500DWT LPG 船の建造を発注している。今後の輸送量需要増加に対応すべく同社は 3,000DWT のタンカーバージ、タンカーの建造計画を検討開始している。

傭船契約形態では、一般的にタンカーバージの場合は Voyage Contract で、タンカーの場合は Time Charter Contract となっている。

## 4.2 船主経済（船舶収支等）動向

### 4.2.1 傭船料、銀行融資

主要船社からのヒアリングによれば、フィリピン内航タンカーの傭船料は（カボタージュの効果もあり）高い水準で維持されている。外航船の50%増しともいわれており、市場での傭船料は約300,000－500,000ペソ/日で推移していると予想される。しかしながら市況に対する船主の見方は厳しめであり、「長期的には輸送量は拡大し、成長軌道にある」としながらも、「その速度は緩慢であり、船舶投資の判断としては中古船購入を優先的に考慮する。基本的には日本建造船が望ましいが、出物が少ないため欧州製を検討している」との声が目立った。一方では船隊の老朽化に伴うメンテナンス費用・運航費の上昇といった経済的理由、また、石油メジャー向け傭船の場合には老齢・低品質船は敬遠されることから、新造船の調達に意欲を示す船主も見受けられた。

フィリピン国内銀行からの船舶融資は、海運会社の規模によるが、概して好条件の融資を得ているようである。融資期間は新造船の場合は7年から10年、中古船の場合は5年程度となっている。また、新造船の場合は返済猶予期間も付与される場合もあり、期間は6カ月から1年となっている。融資比率は船価の80-90%、金利は約3-8%の範囲で、会社規模により異なっている（国内大手企業グループ系列の場合には3-4%、中小独立系の場合には8-9%程度）。

### 4.2.2 新造船調達の場合の船舶収支についての試算

フィリピンで運航中の3,000-4,000DWTタンカーに関し、海運会社より収集した傭船条件、運航費等に基づき、新造船調達を仮定してIRR（内部収益率）及びNPV（割引現在価値）を試算したところ、結果は以下の通りとなった。ケース1（船価344百万ペソ（800万米ドル））の場合を例にとると、傭船料を最少の300,000ペソ/日としても融資金利（8%）でIRRは12.7%となり、現在の市況でも採算は成りたつと考えられる。

上述のように、大手企業グループ系海運会社では建造資金が極めて低利で調達可能ということも踏まえれば、フィリピンにおいてはタンカーの近代化を進める上での新造船調達への投資環境は決して悪くないと考えられる。

#### <検討条件>

船種：3,000-4,000DWT オイルタンカー

船価： ケース1 （8M US\$）,

ケース2 （10M US\$）,

ケース3 （12M US\$）

融資：90%

金利：6%, 8%, 10%, 12%

減価償却：25年

傭船料：燃料費含まず（燃料は傭船者負担）



表 14 検討条件

	Case-1	Case-2	Case-3		
Ship Price (Peso)	344,000,000	430,000,000	516,000,000	Loan Coverage	90%
(US\$)	8,000,000	10,000,000	12,000,000		
Equity	34,400,000	43,000,000	51,600,000	Loan	309,600,000
Interest Rate	6,8,10,12%	6,8,10,12%	6,8,10,12%	Repayment Term	10 years

表 15 割引現在価値結果

Net Present Value of 25-year project							
	Ship Price	Discount Rate(%)	Charter Rate/day(Peso)	Interest			
				6%	8%	10%	12%
Case-1	344,000,000	8%	300,000	90,442,178	66,408,208	41,563,652	15,952,291
			400,000	329,984,156	305,950,186	281,105,630	255,494,269
			500,000	569,526,134	545,492,164	520,647,608	495,036,247
Case-2	430,000,000		300,000	24,946,702	-5,095,761	-36,151,456	-68,165,657
			400,000	264,488,679	234,446,217	203,390,522	171,376,321
			500,000	504,030,657	473,988,195	442,932,500	410,918,298
Case-3	516,000,000		300,000	-40,548,775	-76,599,730	-113,866,564	-152,283,605
			400,000	198,993,203	162,942,248	125,675,414	87,258,372
			500,000	438,535,181	402,484,225	365,217,392	326,800,350

Net Present Value = Discounted Cash Flow over 25 years

表 16 IRR 結果

IRR							
	Ship Price	Discount Rate(%)	Charter Rate/day(Peso)	Interest			
				6%	8%	10%	12%
Case-1	344,000,000	8%	300,000	15.2%	12.7%	10.6%	8.9%
			400,000	46.3%	38.3%	31.9%	27.0%
			500,000	88.4%	75.2%	64.4%	55.3%
Case-2	430,000,000		300,000	9.4%	7.7%	6.3%	5.0%
			400,000	28.2%	23.4%	19.7%	16.7%
			500,000	58.5%	48.7%	40.9%	34.5%
Case-3	516,000,000		300,000	6.1%	4.8%	3.6%	2.5%
			400,000	19.0%	15.9%	13.5%	11.4%
			500,000	39.7%	32.8%	27.4%	23.2%

図 27 傭船料に対する IRR

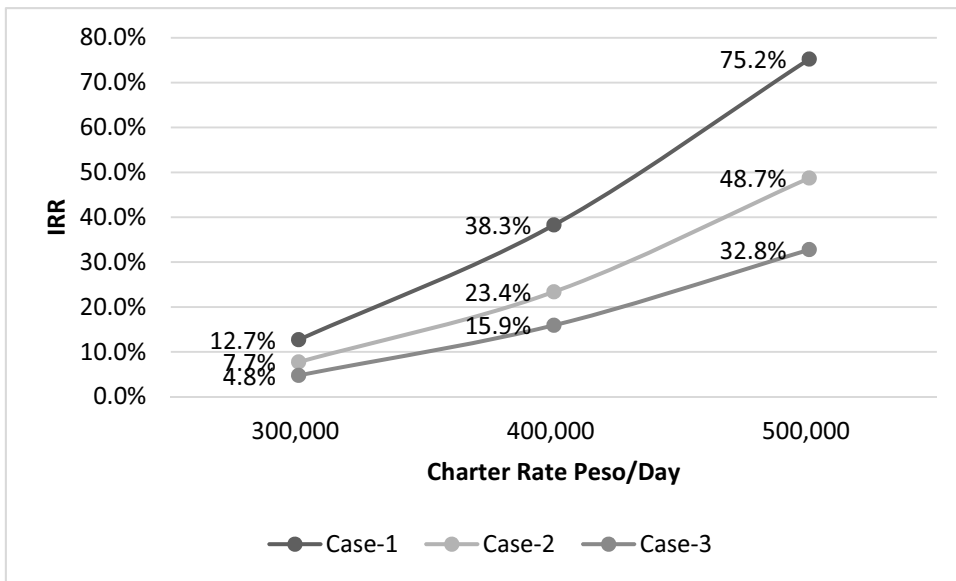


図 28 傭船料に対する NPV

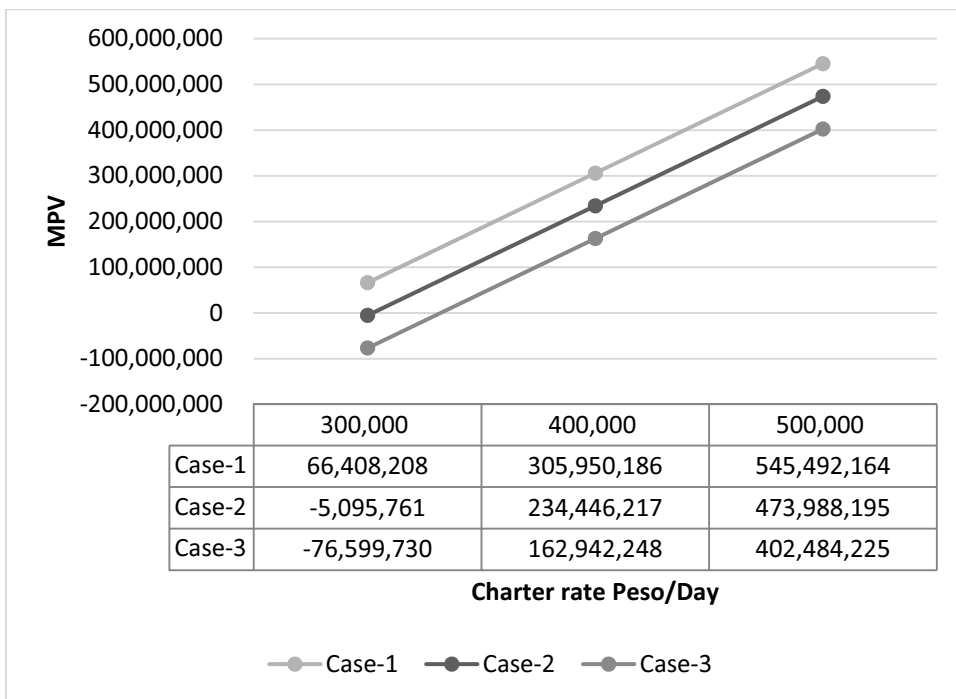


図 29 IRR/金利（傭船料 300,000 ペソ/日）

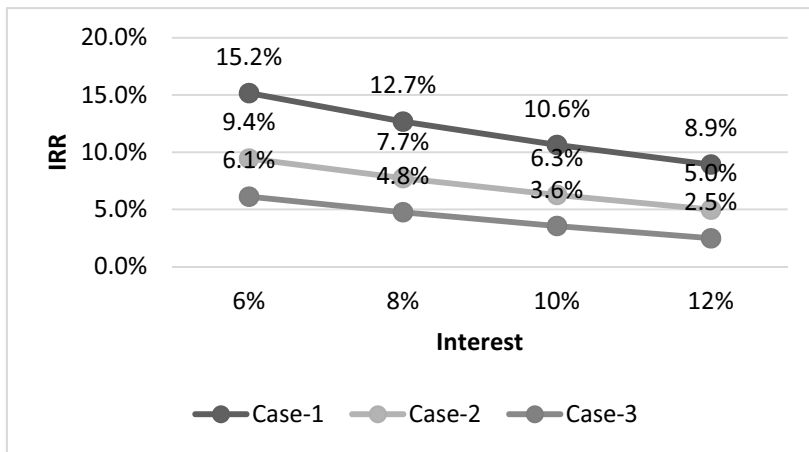


図 30 IRR/金利（傭船料 400,000 ペソ/日）

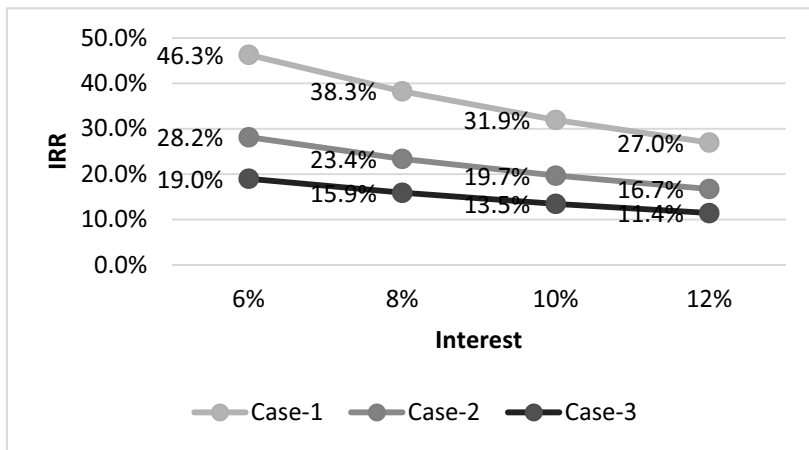
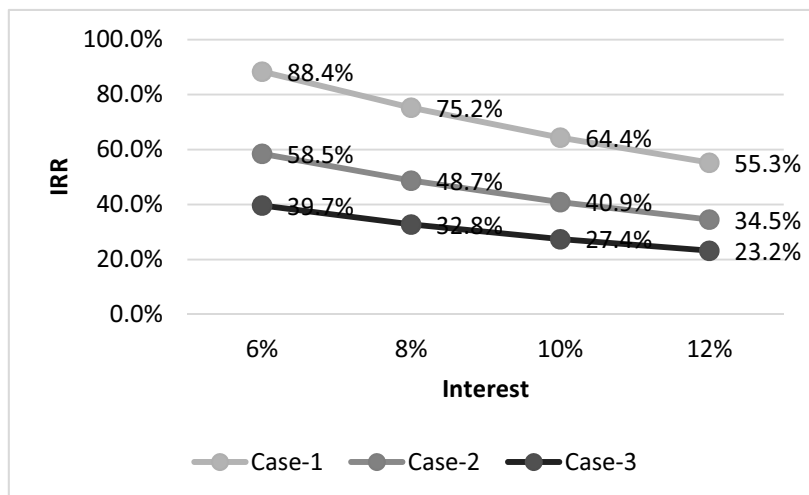


図 31 IRR/金利（傭船料 500,000 ペソ/日）

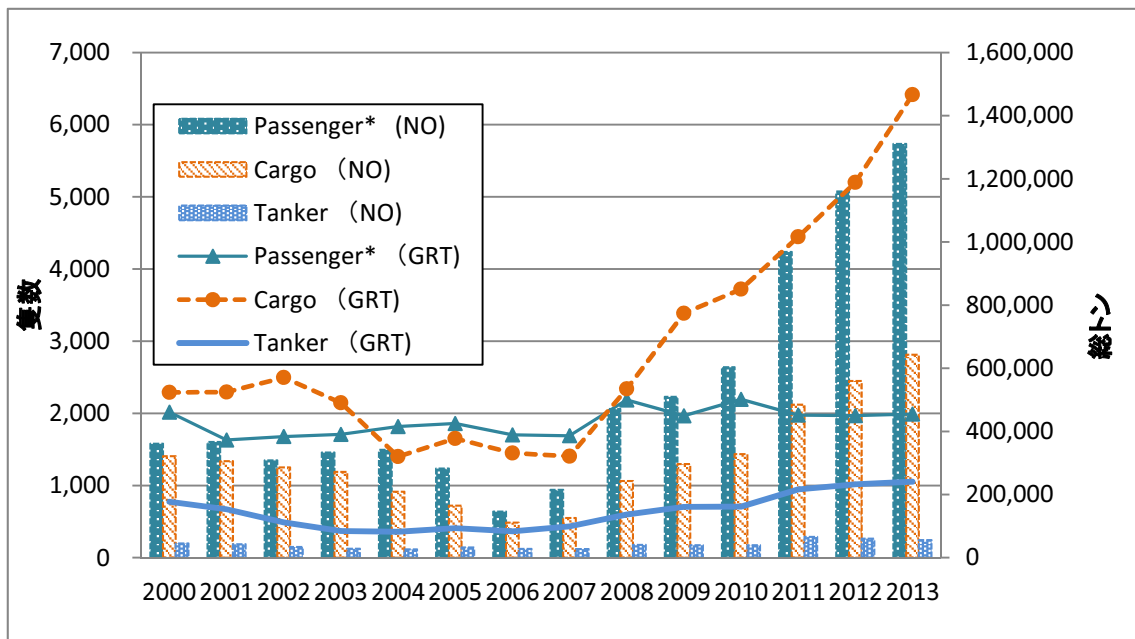


### 4.3 内航タンカー船隊（隻数、船腹）の動向

#### 4.3.1 内航船船腹量（全船種）

表 17 フィリピン内航船船腹量推移

	船種	2009	2010	2011	2012	2013
隻数	Passenger	2,230	2,640	4,236	5,076	5,734
	Cargo	1,297	1,435	2,121	2,449	2,813
	Tanker	174	174	288	263	245
	Tug	268	367	432	481	534
	Dredger	5	12	20	21	26
	Yacht	2	2	30	14	24
	Special Purpose ship	8	12	15	14	20
	Miscellaneous Ship	41	45	53	67	63
	Others	810	70	94	114	112
	No Information	5	6	10		3
	総トン数	Passenger	449,273	501,572	451,481	449,801
Cargo		774,000	850,810	1,016,461	1,189,044	1,466,964
Tanker		161,027	161,611	216,395	232,457	240,328
Tug		26,793	36,371	41,182	47,935	56,443
Dredger		2,940	5,695	5,438	7,092	12,452
Yacht		37	37	472	74	586
Special Purpose ship		1,250	3,647	2,101	1,571	1,610
Miscellaneous Ship		8,635	8,943	13,349	26,362	20,184
Others		136,540	9,783	12,426	14,243	13,319
No Information		35	35	3,397		766



出所：フィリピン海事産業庁データより作成

#### 4.3.2 内航タンカー船隊（隻数、DWT、船齢等）

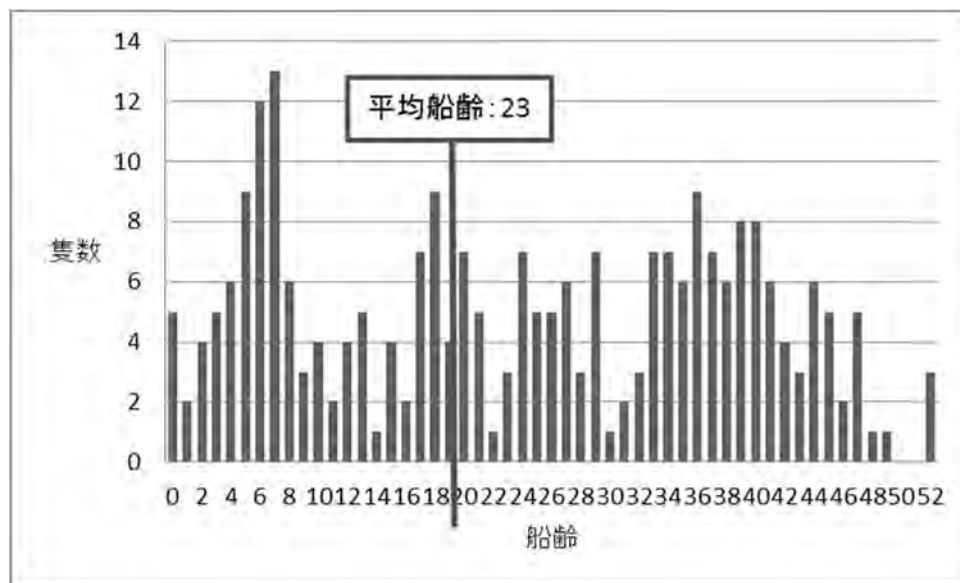
フィリピンにおける100GT以上のタンカーはIHS Fairplay統計によれば256隻である。プロダクト/原油タンカーが隻数ベースでは63%を占め、ケミカル/プロダクトタンカーは22%を占める。DWTベースではプロダクト/原油タンカーが29%、ケミカル/プロダクトタンカーが61%を占めている。全体の平均船齢は23年であるが、船齢別隻数構成に見られるように10年未満の隻数が増加している傾向にある。

表 18 フィリピンタンカー隻数、DWT 及び平均船齢

船種	隻数	DWT	DWT(平均)	船齢(平均)
プロダクト/原油	162	241,828	1,493	27
ケミカル/プロダクト	57	507,700	8,907	15
LPG	32	71,813	2,317	25
その他	5	11,324	2,265	27
合計	256	832,665	N/A	24

出典：IHS Fairplay より作成

図 32 フィリピンオイルタンカー船齢別隻数構成



船齢	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
隻数	5	2	4	5	6	9	12	13	6	3	4	2	4	5	1	4
船齢	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
隻数	2	7	9	4	7	5	1	3	7	5	5	6	3	7	1	2
船齢	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
隻数	3	7	7	6	9	7	6	8	8	6	4	3	6	5	2	5
船齢	48	49	50	51	52											
隻数	1	1	0	0	3											

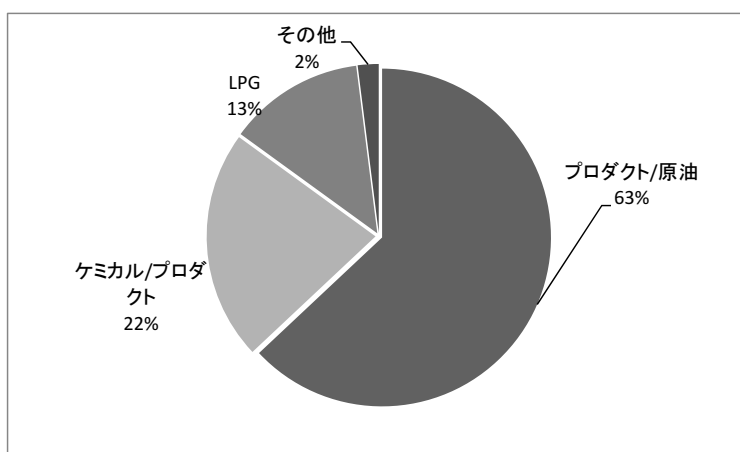
出典：IHS Fairplay より作成

表 19 フィリピンタンカー隻数構成（DWT・船齢）（LPGを除く）

DWT	船齢								隻数
	0-5	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-39	40-	
<500	0	0	0	1	4	7	15	20	47
500-999	2	2	0	3	6	6	23	5	47
1,000-1999	6	4	7	9	7	7	7	4	51
2,000-2999	1	0	0	3	4	2	2	4	16
3,000-3,999	3	5	4	1	1	2	1	0	17
4,000-4999	1	6	0	6	1	0	1	0	15
5,000-9,999	0	8	3	0	0	0	0	0	11
10,000-	4	12	0	1	0	1	0	0	18
隻数	17	37	14	24	23	25	49	33	222

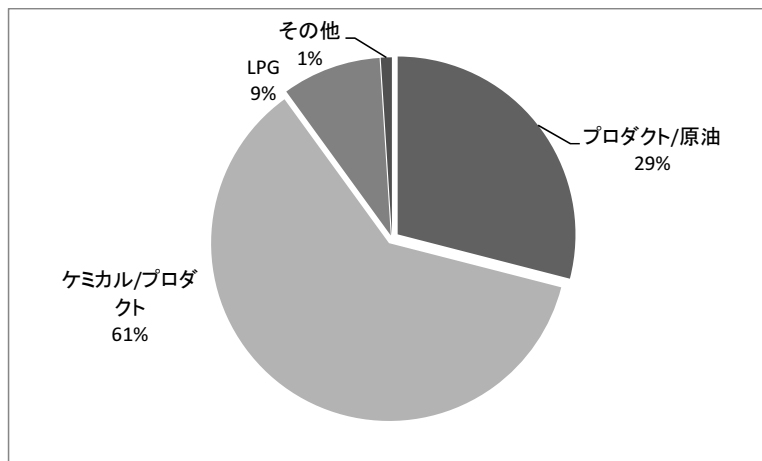
出典：IHS Fairplay より作成

図 33 フィリピンのタンカータイプ別隻数割合



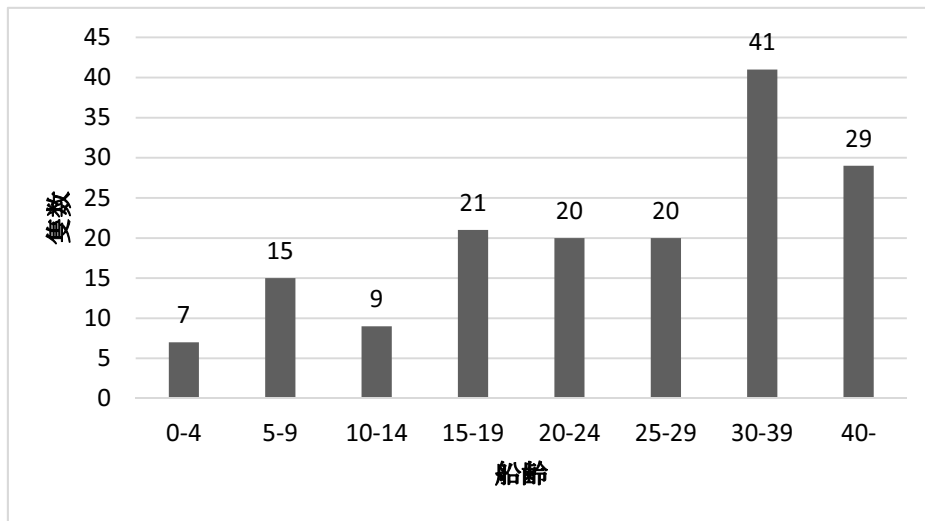
出典：IHS Fairplay より作成

図 34 フィリピンのタンカータイプ別 DWT 割合



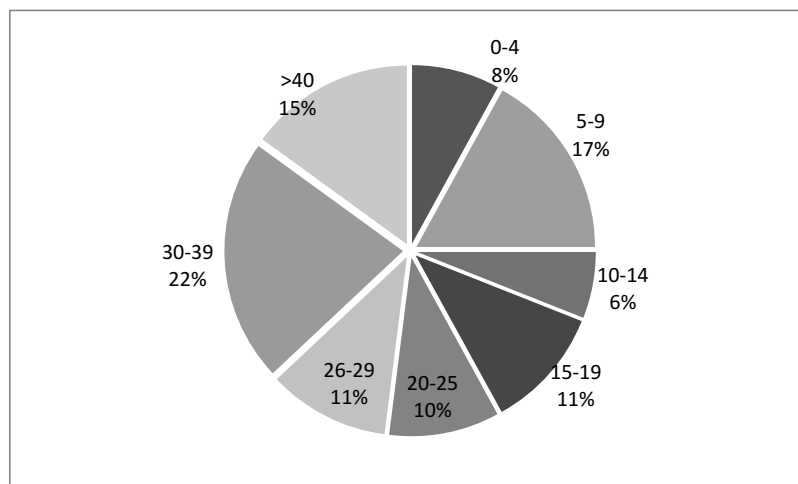
出典：IHS Fairplay より作成

図 35 タンカー船齢別隻数構成 (LPG/LNG を除く)



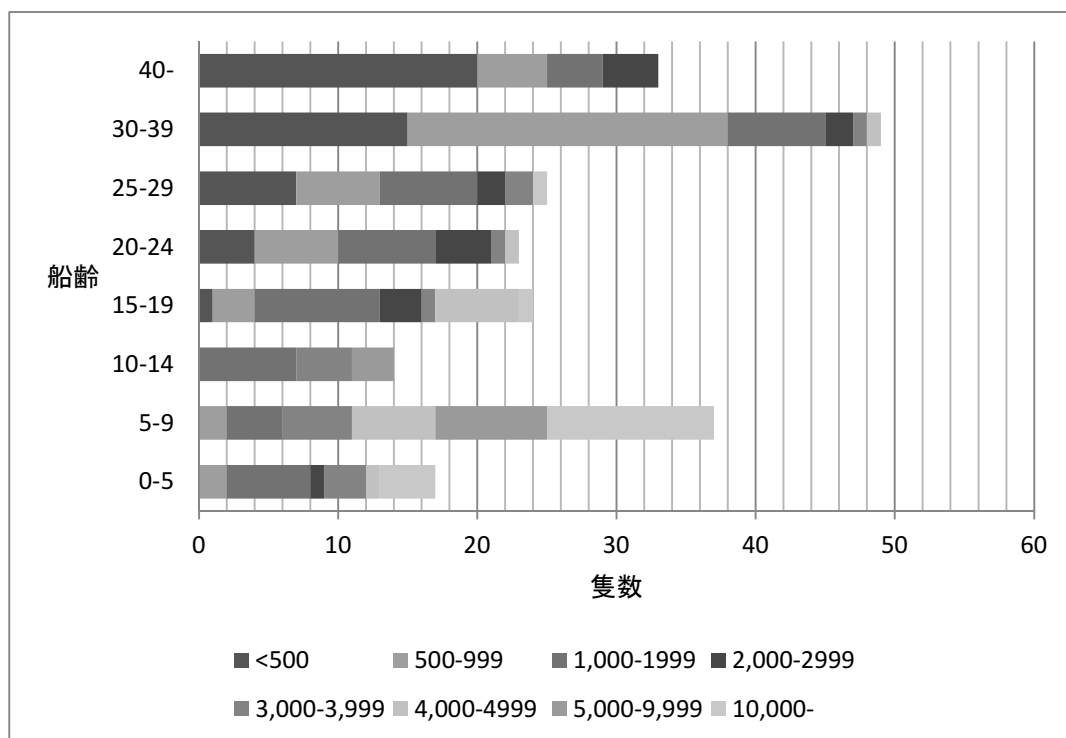
出典：IHS Fairplay より作成

図 36 タンカー船齢別隻数割合 (LNG/LPG を除く)



出典：IHS Fairplay より作成

図 37 タンカー隻数構成（船齢・DWT）

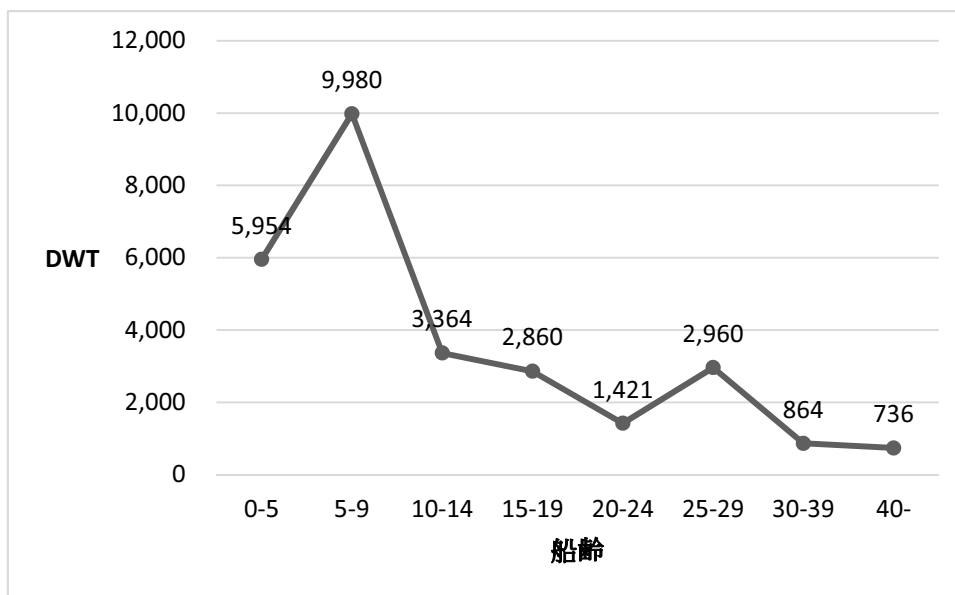


DWT	船齢							
	0-5	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-39	40-
<500	0	0	0	1	4	7	15	20
500-999	2	2	0	3	6	6	23	5
1,000-1999	6	4	7	9	7	7	7	4
2,000-2999	1	0	0	3	4	2	2	4
3,000-3,999	3	5	4	1	1	2	1	0
4,000-4999	1	6	0	6	1	0	1	0
5,000-9,999	0	8	3	0	0	0	0	0
10,000-	4	12	0	1	0	1	0	0
隻数	17	37	14	24	23	25	49	33

出典：IHS Fairplay より作成



図 38 船齢別平均 DWT



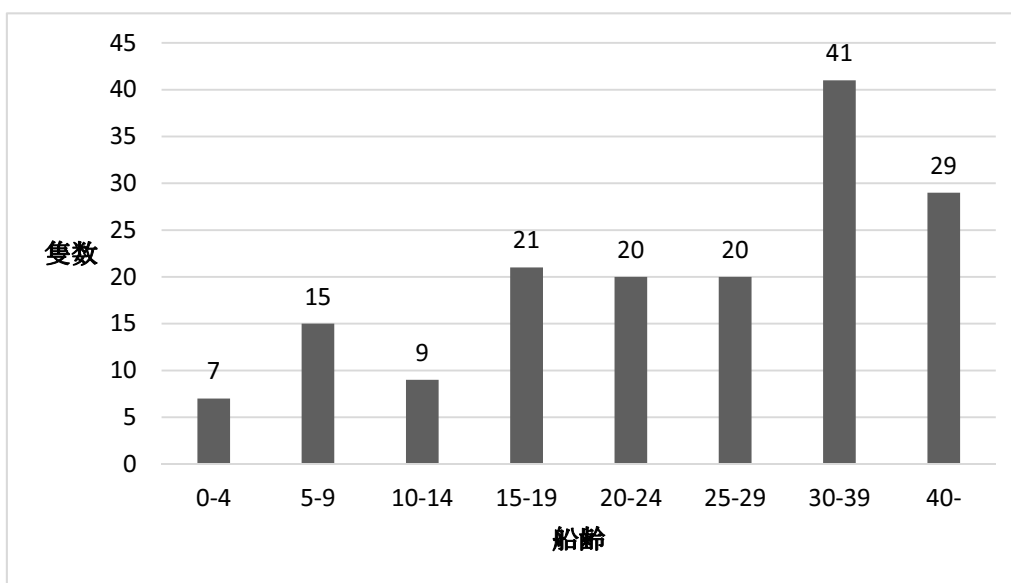
出典：IHS Fairplay より作成

フィリピンタンカー(LPGとLNGを除く)は、船齢20年を超える老朽船は3,000DWT未満の小型タンカーが多く、船齢15年未満の船舶は3,000DWTから10,000DWTの範囲が中心で3,000DWT以上の船舶が増加傾向にある。

①原油/プロダクトタンカー

IHS Fairplay 2013 統計によれば、100GT以上のフィリピン隻クルード/プロダクトタンカーは162隻で全体の63%、総DWTは241,828トン、平均DWTは1,493トン、平均船齢は27年となっている。

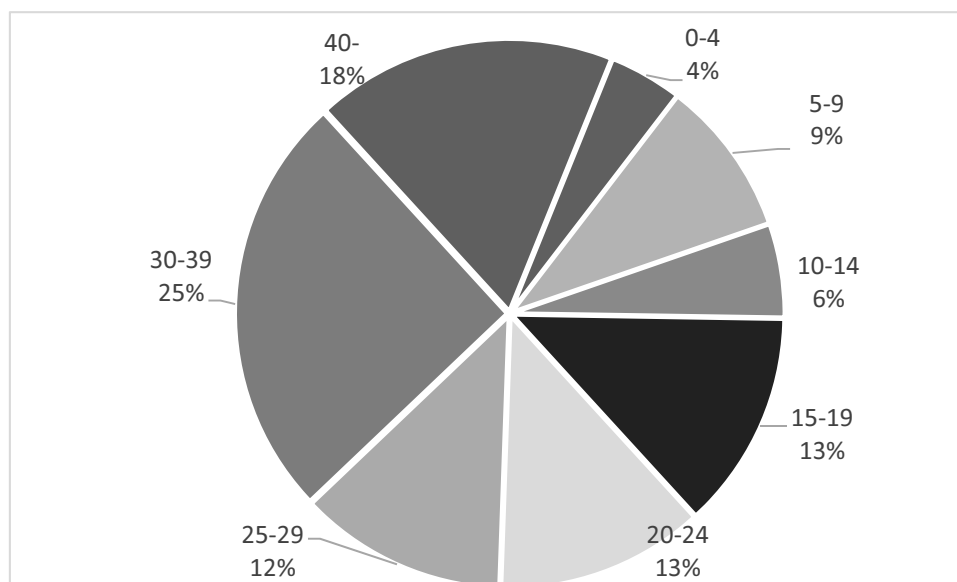
図 39 原油/プロダクトタンカー船齢別隻数構成



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

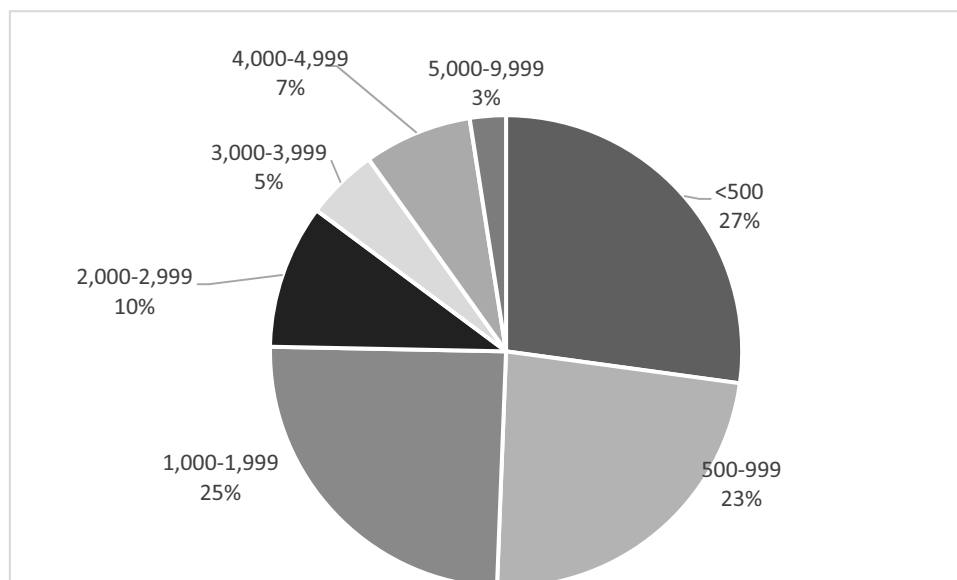
船齢別隻数割合では船齢 25 年以上 55%、DWT 構成では 2,000DWT 未満が 75%を占め、小型が中心で、かつ老朽船が多い。

図 40 原油/プロダクトタンカー船齢別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

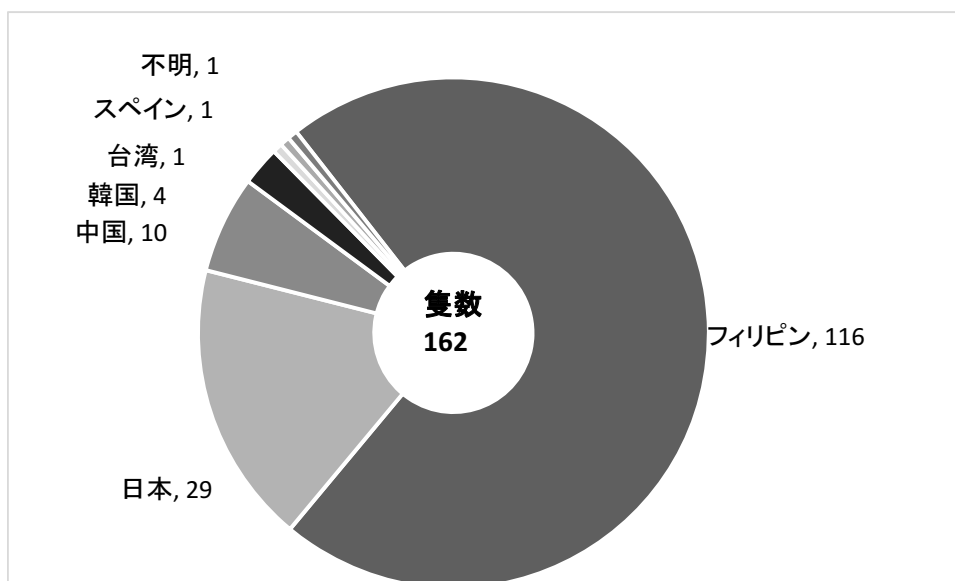
図 41 原油/プロダクトタンカー DWT 隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

フィリピン籍クルード/プロダクトタンカーの建造国はフィリピン建造が 116 隻、日本建造が 29 隻で、フィリピン建造タンカーは小型タンカーバージが主体となっている。

図 42 原油/プロダクトタンカー建造国別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 20 Crude/Product タンカー主要船舶会社及び隻数

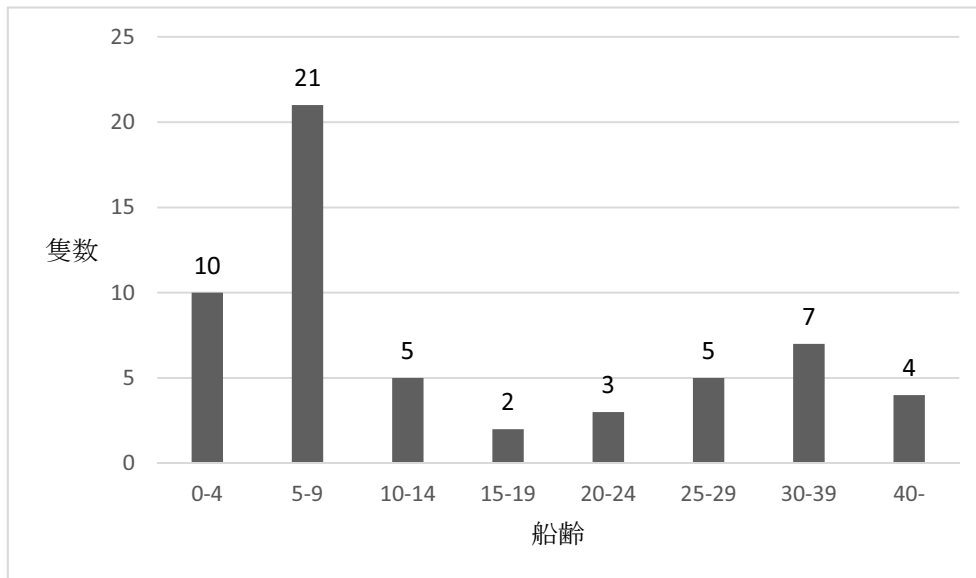
会社名	所有隻数
Herma Shipping & Transport	19
Batangas Bay Carriers	10
Chelsea Shipping Corp	10
Petrolift Group Inc	7
PNOC Shipping & Transport	6
Ocean Tankers Corp	6
Delsan Transport Lines	4
Michael Inc	4
Gaerlan Oil Products	3
Magsaysay Maritime Corp	3
Philippine Iron Construction	3
San Miguel Corp	3
William Michael Shipping	3

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

## ②ケミカル/プロダクトタンカー

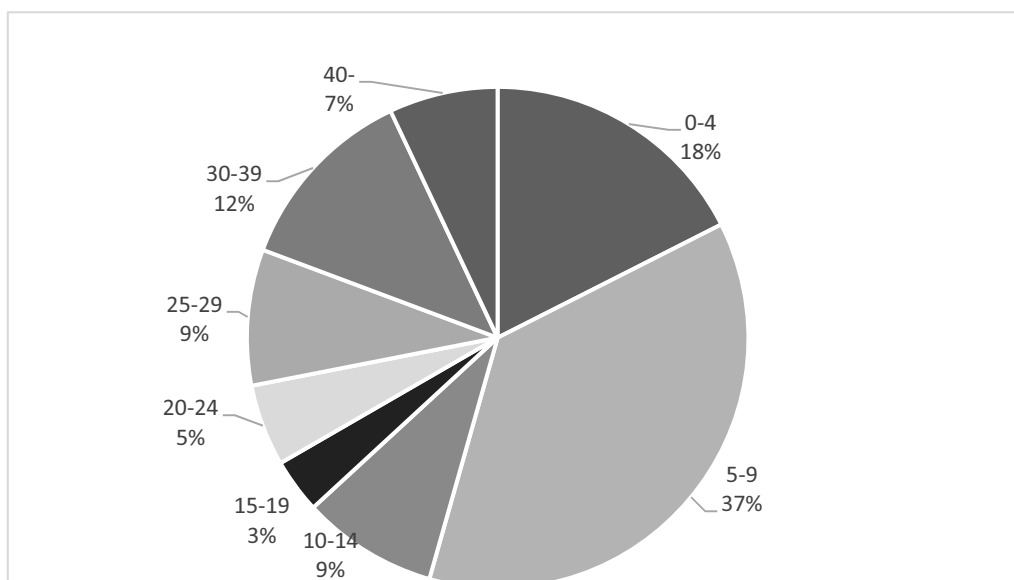
ケミカル/プロダクトタンカーは総隻数57隻で全体の22%、総DWTは507,700トン、平均DWTは8,907トン、平均船齢は15年である。船齢10年未満の船舶は55%を占め、5,000DWT未満が56%、5,000DWT以上が44%の構成となっている。

図 43 ケミカル・プロダクトタンカー船齢別隻数



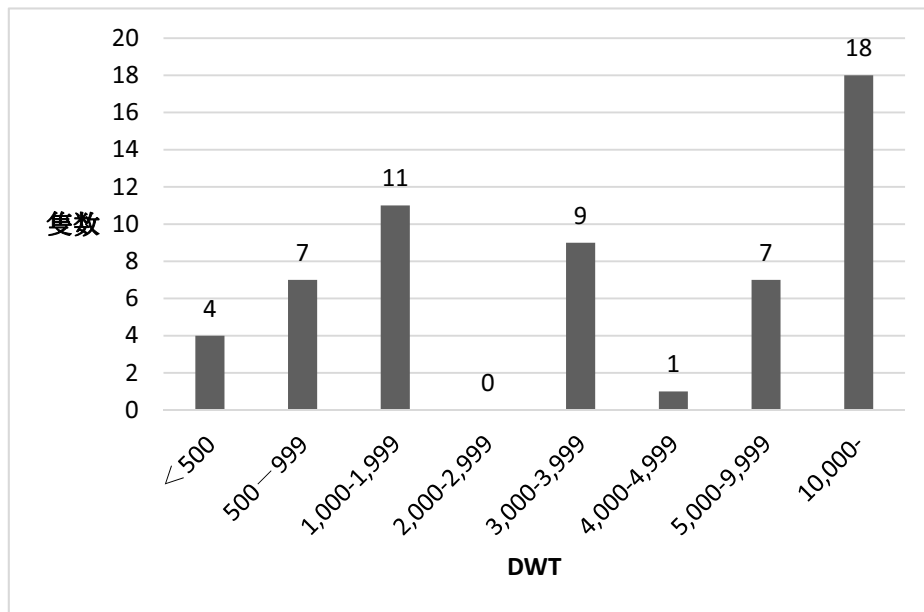
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 44 ケミカル・プロダクトタンカー船齢別隻数割合



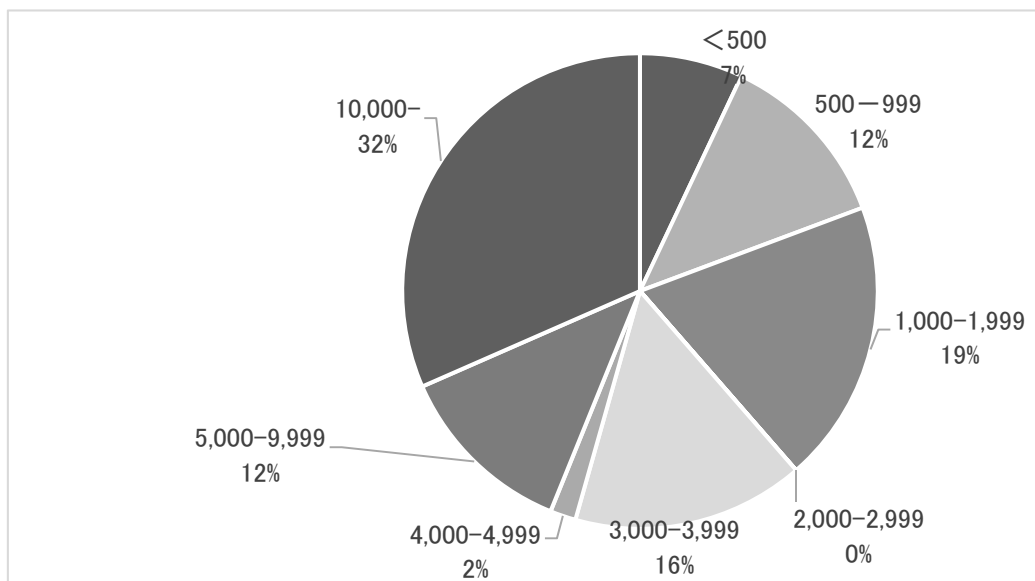
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 45 ケミカル・プロダクトタンカーDWT 別隻数構成



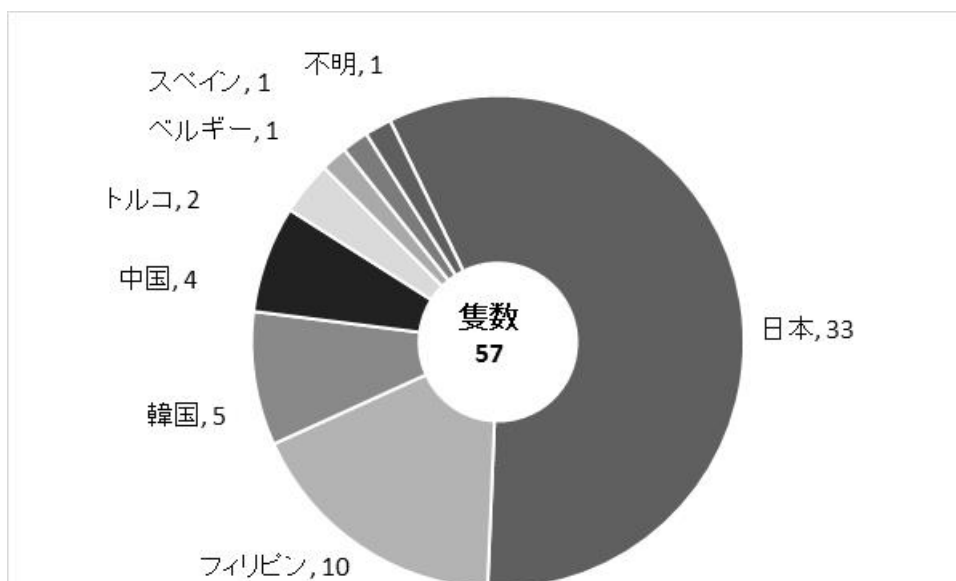
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 46 ケミカル・プロダクトタンカーDWT 別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 47 ケミカル・プロダクトタンカー建造国別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 21 ケミカル・プロダクトタンカー主要船社及び隻数

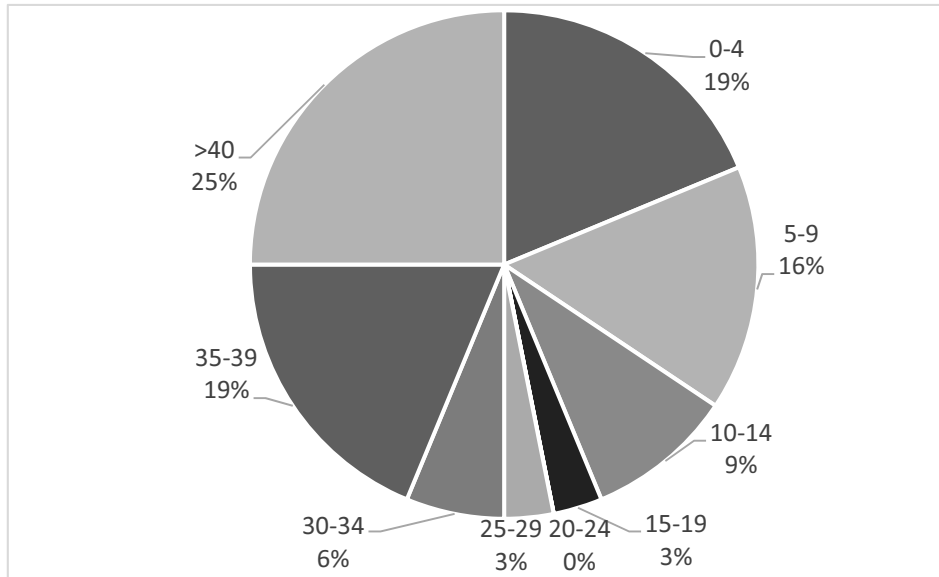
Nisshin Shipping Co Ltd	10
San Miguel Corp	5
NS United Kaiun Kaisha Ltd	4
Ocean Coast Shipping Corp	3
Chelsea Shipping Corp	2
Mitsui OSK Lines Ltd	2
Southwest Maritime	2

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

### ③LPG タンカー

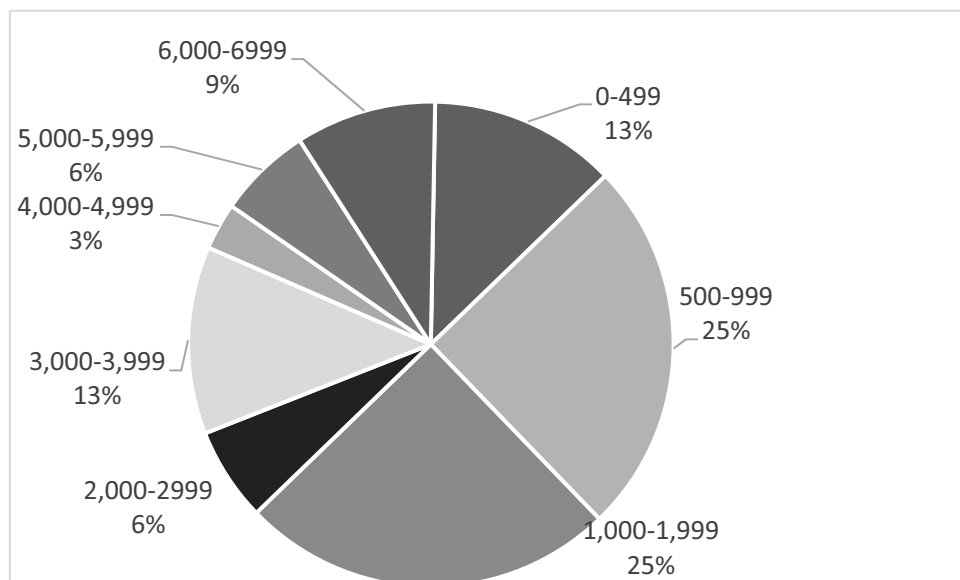
LPG 船は総隻数 32 隻、DWT 総計 71,813 トン、平均 DWT は 2,317 トン、平均船齢は 25 年。船齢 25 年以上が 43%を占め、3,000DWT 以上が 69%を占めている。

図 48 LPG タンカー船齢別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

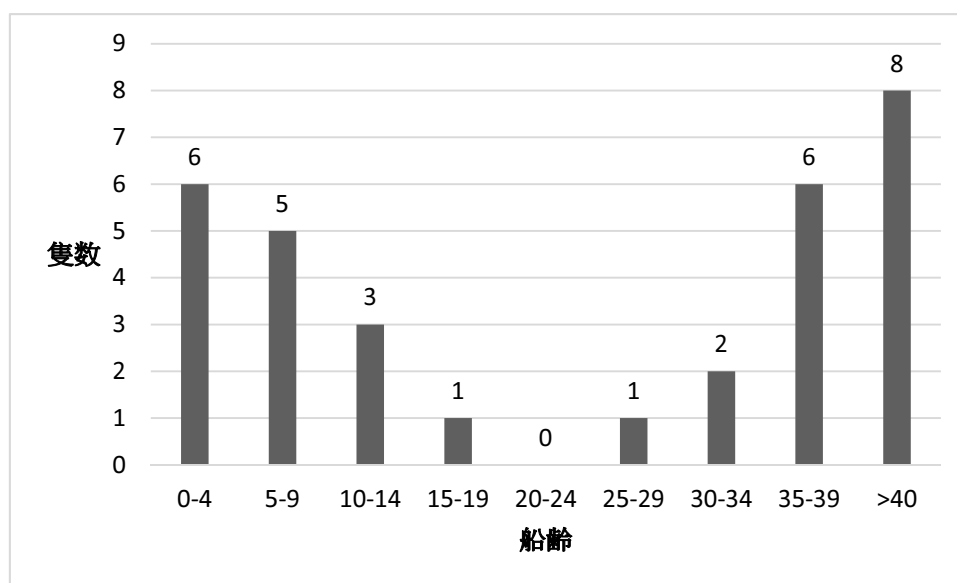
図 49 LPG タンカーDWT 別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

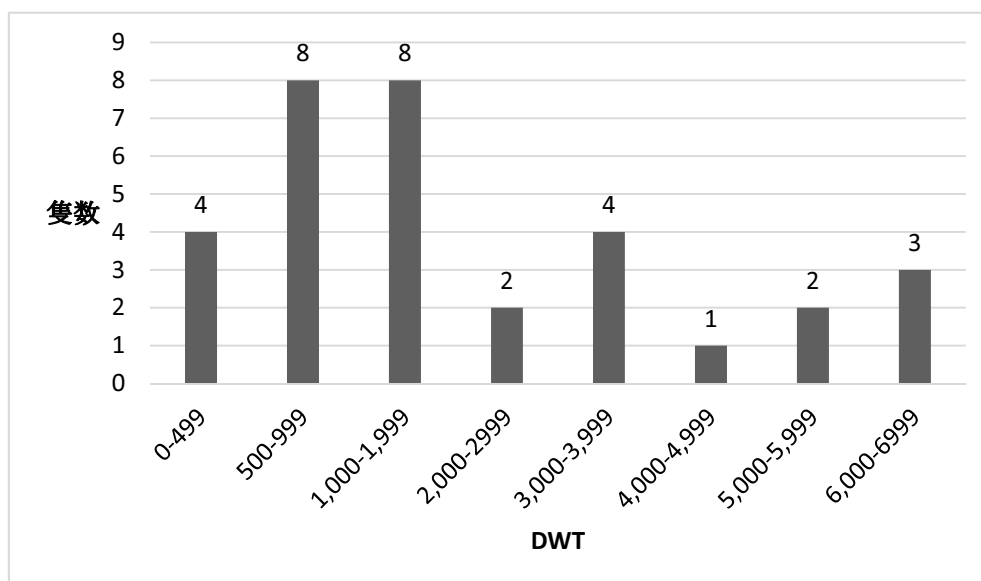
船齢別構成では 10 年未満が増加している反面、35 年以上も 44%を占めている。また、DWT 構成では 2,000DWT 未満が主体である。建造国別では、日本国建造が 32 隻中 20 隻で 60%以上のシェアを占めている。

図 50 LPG タンカー船齢別隻数構成



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

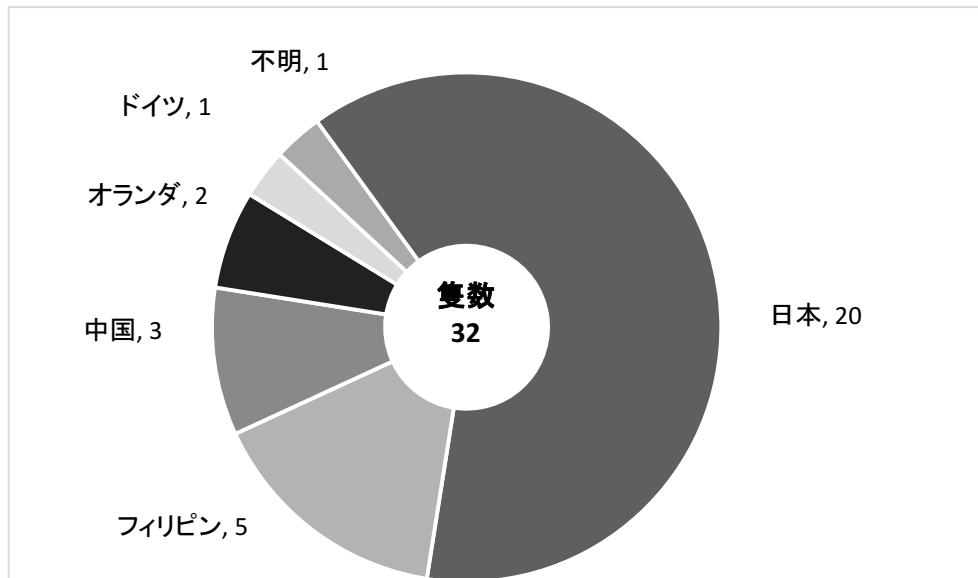
図 51 LPG タンカー DWT 別隻数構成



出典：IHS Fairplay 2013 より作成



図 52 LPG タンカー建造国別隻数



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

表 22 LPG タンカー主要船社リスト

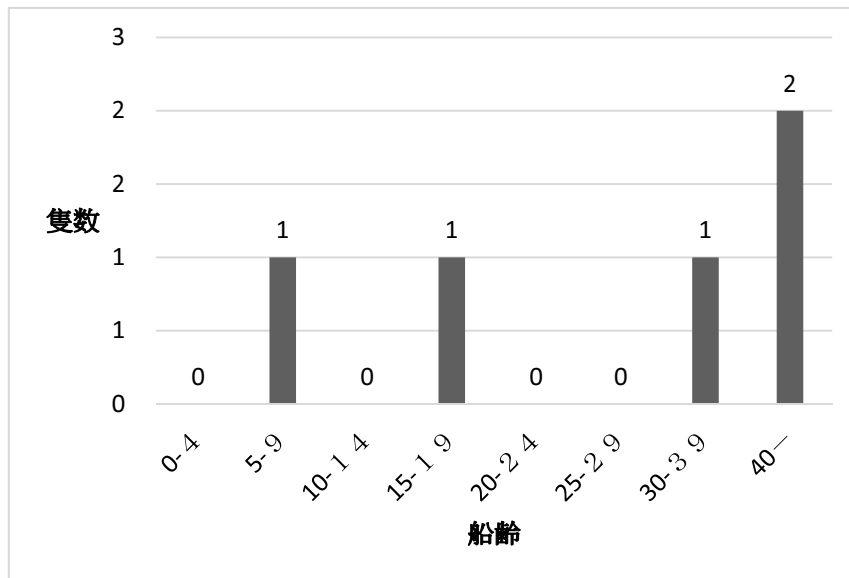
船社名	隻数
San Miguel Corp	4
AST Inc	3
Delsan Transport Lines	3
Gram & Co AS	2
Grand Asian Shipping	2
Ocean Coast Shipping Corp	2
Petrolift Group Inc	2

出典：IHS Fairplay 2013 より作成

④その他タンカー

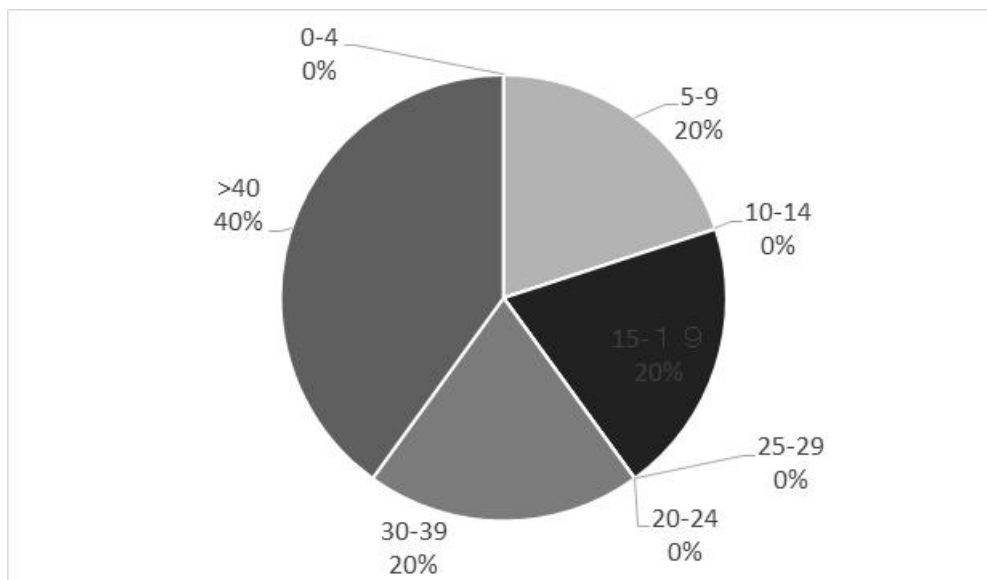
その他のタンカーは溶融硫黄（Molten Sulphur）専用タンカー等で5隻が登録され、DWT 総計 22,324 トン、平均 DWT は 2,265 トン、平均船齢は 27 年である。

図 53 その他タンカー船齢別隻数



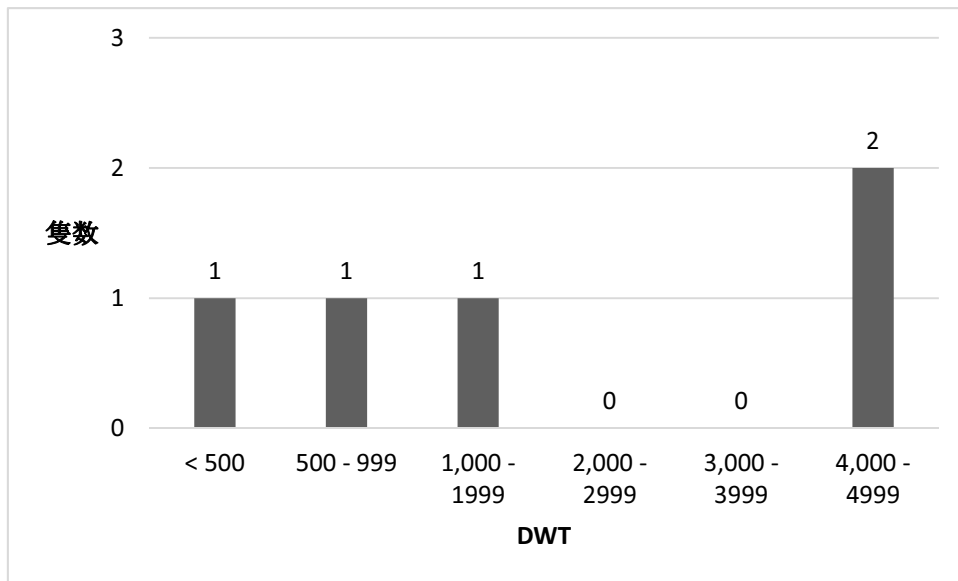
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 54 その他タンカー船齢別隻数割合



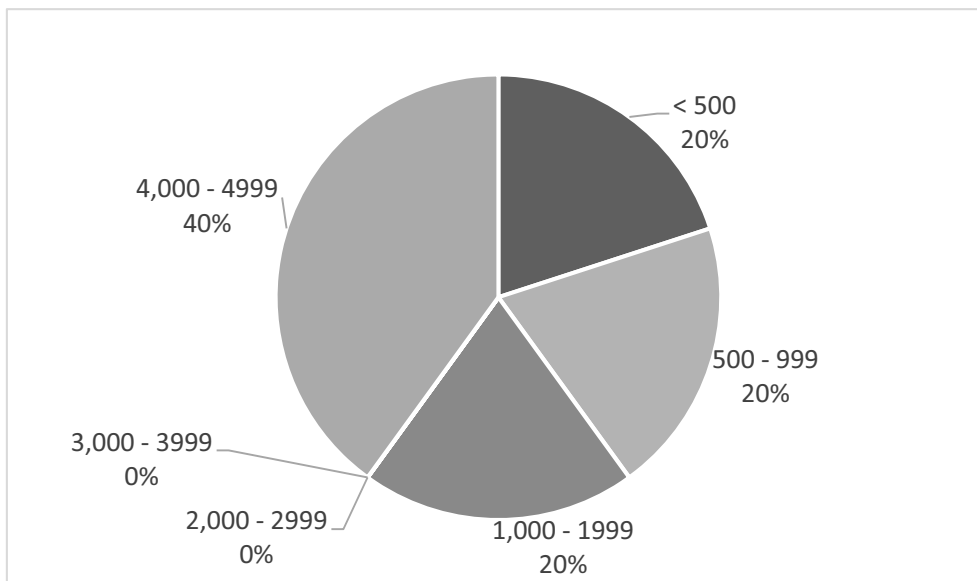
出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 55 その他タンカーDWT 別隻数構成



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

図 56 その他タンカーDWT 別隻数割合



出典：IHS Fairplay 2013 より作成

#### 4.3.3 内航タンカーに関する規制動向

海運、造船等の海事に関する事項は運輸通信省（Department of Transport and Communication:DOTC）が担務しており、下部の実施機関として海事産業庁（Maritime Industry Authority:MARINA）、沿岸警備隊（Philippines Coast Guard:PCG）、フィリピン港湾庁（Port Authority:PPA）などが設置されている。

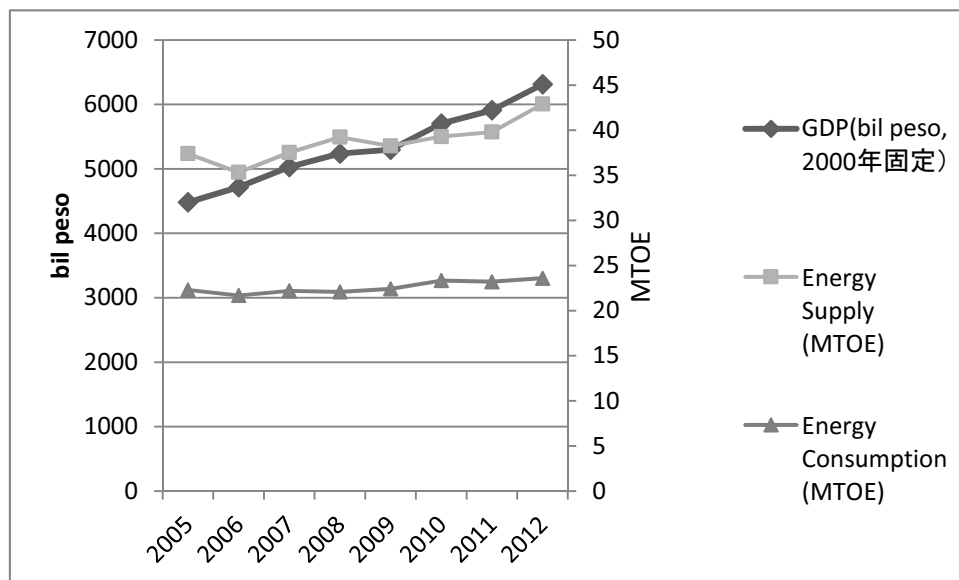
海事産業庁（MARINA）は、2010年までに以下の通達を発効し、600DWT以上のタンカー、タンカーバージの黒油・白油にかかわらず全てダブルハル化、及び船齢15年以上の中古船輸入の禁止が義務付けられ、タンカーの近代化が進められている。

- 1995年 “GUIDELINES ON THE TEMPORARY UTILIZATION OF FOREIGN/OWNED/REGISTERED VESSELS AND PHILIPPINE-REGISTERED OVERSEAS VESSELS IN THE DOMESTIC TRADE.”
- 2007年 No.1 “RULES TO IMPLEMENT DOUBLE HULL REQUIREMENT UNDER MARPOL 73/78, ANNEX I, AS AMENDED, ON OIL TANKER SOPERATING IN PHILIPPINE DOMESTIC WATERS”
- 2010年 Circular No.1” REVISED POLICY GUIDELINES ON TANKERS”

#### 4.4 フィリピンにおける内航タンカーの需要に関する考察

- 近年のフィリピンの経済成長に比較して、実際のエネルギー供給及び消費の増加は鈍く（下図 57）、第 1 章に述べたように石油・石油製品の輸入・消費は減少ないし横ばいである。同様に液体貨物の国内輸送量も減少傾向が続いており、当面の輸送需要という点では厳しい状況であった。もともと、石油消費の低迷は油価の高止まりも一因と考えられるところ、最近の油価の下落が今後の消費量に与える影響を注視する必要がある。現地海運企業からは、緩やかに増加していくとの見方が比較的多かった。また、長期的にはエネルギー需要の増大が見込まれており、LNG やバイオ燃料など供給源の多角化が図られる中、これらの輸送需要も増えていくと見込まれる。

図 57 GDP、エネルギー供給及び消費の推移



出所：2013 Philippine Statistical Yearbook に基づき作成

- 石油輸送形態は 2 つの石油精製基地（バターン、バタンガス）及び大規模な石油輸入基地から大規模の石油貯蔵基地への第 1 次輸送、大中型石油貯蔵基地から各地域への小規模輸送基地への第 2 次輸送からなっている。航続距離は 20~50 マイルから 500 マイルと広範囲に渡っているが、これまでの国内輸送の主要ルートはマニラ近郊の近距離航路であった。今後は、近年の石油精製基地の縮小傾向やカガヤン・デオロ等南部地域の大型貯蔵基地計画などからして、シンガポールなどから国内主要拠点へのプロダクト輸入や南北間の中距離輸送が増加すると見込まれる。
- 概して第 1 次輸送での大規模石油貯蔵基地ターミナル水深は深く、第 2 次輸送での各地域の小規模石油貯蔵基地ターミナルは河川も多く、浅喫水が要求される。このため、これまでの内航タンカーは浅喫水タンカーバージが主体で、サイズは 1,000DWT-3,000DWT、喫水は 2 メートルから 4.5 メートル、2 機 2 軸船が一般

的となっている。一方、第1次輸送の場合は航続距離は300-500マイルで、喫水制限はなく、2,500-5,000DWTの需要が多いが、今後長・中距離輸送の増加に伴い、このサイズから10,000DWT程度までの船舶の需要が増えると見込まれる。

- フィリピン内航船隊の船腹量は、2007年以降一般貨物船が急増する一方でタンカーの増加は極めて緩やかである。上述のように輸送量の低迷が背景と考えられるが、同時にタンカー船隊の老朽化が著しく、当局においても問題視されている。海事産業庁（MARINA）は、2010年までにタンカーのダブルハルを強制要件及び船齢15年以上の中古船輸入禁止に関する通達を発出し、タンカーの近代化を推進してきた。現在フィリピンでの600DWT以上のタンカー、タンカーバージはすべてダブルハル化が義務付けられている。フィリピン海運会社の多くは日本製又は欧州製の質の良い低年齢の中古船を探しているが、日本製は出物が少ないこと、欧州製は機器のメンテナンス等でコストがかかるといった課題もあり、一部の船社では新造船での調達も始めている。
- カボタージュ政策をとっているフィリピンにおいて、備船料はかなり高水準である。これを踏まえた船舶収支の試算においては、新造船は十分収益性が見込めるとの結果だった。なお、国内船主向けのファイナンスは極めて脆弱で、多くの船主では建造資金調達が困難とのことであるが、信用力がある大手財閥系の海運会社においてはかなりの低金利もしくは自己資金での資金確保が可能である。
- フィリピンの地元造船所は、これまで国際水準レベルのタンカー（中小型）を建造した経験はほとんどなく、海運会社から見て新造発注先の選択肢にはない。一方、大手系内航海運企業は、自社グループ内に船舶修繕又は建造造船所を抱えており、その事業確保・拡大という点からも内航タンカー建造に関心もつ企業がある。
- フィリピン内航タンカー市場向けの潜在的な新造需要はあるものの、当面の動きは一部の資金力のある有力船主に限られる。今後、海事産業庁が内航船の近代化に向けて既存法令の厳格な執行に取り組むとともに、船主への資金供給の円滑化や地元造船所のアップグレードなどの支援措置が図られれば、内航タンカー業界全体の近代化への動きが大きく進むものと期待される。

## 6. フィリピンの地元造船所の概要

### 6.1 造船産業概要

フィリピンでは造船・船舶修繕業者は MARINA に登録し事業認可を得ることになっている。造船修繕業者(SBSR)は規模に応じて、大型、中規模、小規模に分類される。2012 年の造船修繕業者(SBSR)合計は 121 社である。この他に、ドック等設備を持たず岸壁修理を行う業者とボート等の舟艇業者があり、2010 年のデータではそれぞれ 234 社、207 社である。

表 23 フィリピン海事産業庁 (MARINA) による造船修繕業者の分類

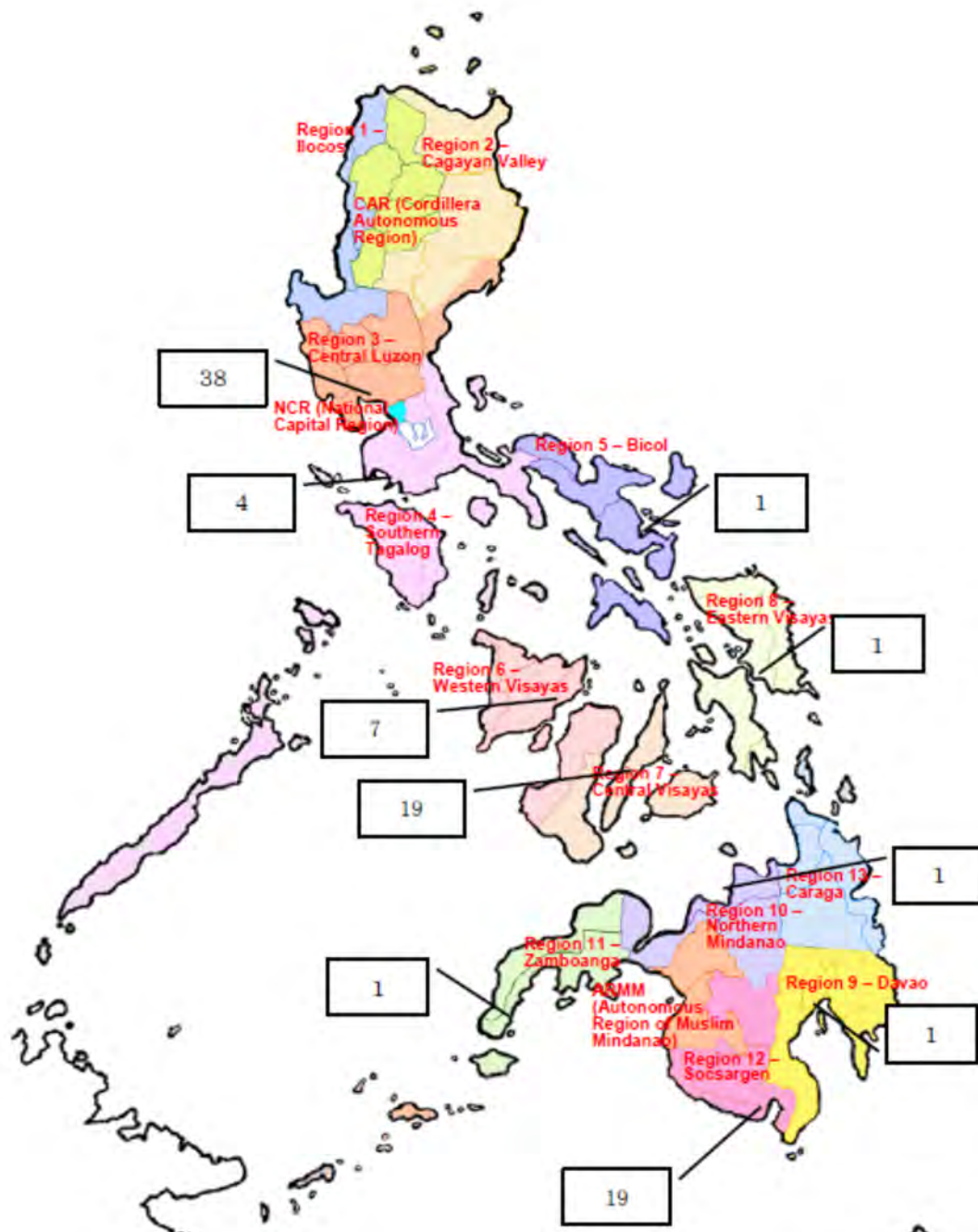
分類	要件	規模	資本	エンジニア
大規模事業者 (Large)	ドック、浮きドック、シップリフト、船台のいずれかを有すること	20000DWT1 以上	払込済み資本 5,000万ペソ以上	正規職員 造船技師、エンジニア、安全管理者等
中規模事業者 (Medium)	同上	3000～ 19,999DWT	払込済み資本金 2500万ペソ以上	同上
小規模事業者 (Small)	同上	2,999DWT 以下	払込済み資本金 1050万ペソ以上	同上

表 24 フィリピン造船・船舶修理業者数(2012 年データ)

MARINA 管轄地域	LARGE SBSR	MEDIUM SBSR	SMALL SBSR	SUB TOTAL
CENTRAL OFFICE	3	4	31	38
NORTHERN LUZON MRO	-	-	-	0
BATANGAS MRO	1	-	3	4
LEGASPI MRO	-	1	-	1
CEBU MRO	3	3	13	19
TACLOBAN MRO	-	1	-	1
ILOILO MRO	1	-	6	7
CAGAYAN DE ORO MRO		1		1
ZAMBOANGA MRO	-	2	8	1
DAVAO MRO	-	1	1	1
COTABATO MRO	-	1	18	19
SUB-TOTAL	8	14	99	121

出典：MARINA

図 58 フィリピン造船所



出典：海事産業庁



表 25 新造船建造実績（2008 年—2011 年）

船舶の種類	2008		2009		2010		2011	
	隻数	GT	隻数	GT	隻数	GT	隻数	GT
タンカー	1	1,480	2	2,608	2	820	3	1,314
旅客船	1		1	116	5	850	3	694
バンカ/フェリー			4	24				
バージ	1		5	3,631	5	4,000	5	2,728
モーターボート	2		2	46			6	82
漁船	2		9	338	131	4,200	43	1,500
漁船・バンカ							22	445
ヨット	3		1	19	11	195	6	54
警備艇	2						28	148
タグボート	4		3	164	14	1,370	12	795
LCT					5	3,538	8	5,000
リグボーン(輸出)	3	112,000	2	8,700	1	5,000	1	2,500
バラ積					8		9	325,000
貨物船					6	317,656	2	1,772
合計	19	113,480	29	15,646	188	337,629	148	342,032

出典：MARINA

## 6.2 内航船建造造船所概要

### 6.2.1 COLORADO SHIPYARD

#### ① 施設

- ・ 創業は 1972
- ・ 工場面積は 12ha だが、拡張予定で 15ha ほどになる。隣接して陸上建設会社の PRCC 社を所有し、小型のアルミ船はそこで建造した。クレーンなど作業車両は PRCC 社が保有し、陸上プロジェクトも含めて各地で運用。
- ・ スリップウェイの能力は以下のとおり（同社ウェブサイトより）。なお、実際には前面水路がかなり浅くなっており、水深 3.5m しかない。
- ・ クレーンはすべてクローラークレーンで固定式はない。吊り上げ能力は最大 150 トンで、ブロック搭載の実績としては、最大 44t、振り出し幅 11m。

図 59 コロラド造船所（セブ）



表 26 スリップウェイ能力

スリップウェイ No.	設立年	サイズ				
		長さ (M)	幅	喫水	Dwt	能力
1	1974	60	7.5	4.5	1,500	800
2	1978	35	6.0	4.0	800	500
3	1979	75	9.0	5.0	3,000	1,000
5	2011	240	32	6	12,000	7,000

出典:コロラド造船所





## ② 事業、技術、調達

- ・ 新造船も手がけるが、現在はプロジェクトがなく修繕のみ。取扱い船種は旅客船、貨物船、タグ、調査船、海軍関係など多岐にわたる。
- ・ 修繕メインということもあり、機関関係の整備能力は高い。陸用機関も含め中古製品を購入・整備することをメインにしている。
- ・ 主機について、同社で扱っているのはカミンズ、MTU、CAT、MHI（小型）、日本製中速など。カミンズは部品のサプライが多いのが利点。MTU は性能はよいが高価。CAT は重過ぎる。MHI は軽く小さい点が好まれる。中速は日本製がサービスも良いし、リペアで十分使えることもあり、基本的に船主に推奨している。なお、新製品でも中国製は採用しないし、船主にも勧めない。
- ・ 現在、4人の外国人技術アドバイザーを雇用（米国人1名（元 ABS、前 HERMA 造船 President、新造船担当）、オーストラリア人2名（機関、グラスファイバー）、英国人1名（アルミ船））
- ・ アドバイザーを除くエンジニアチームは10名（すべてフィリピン人）うち、造船技師は3名。
- ・ 作業員については、専門学校卒業等溶接技能を有する者を雇用。自社内の訓練施設等はない。
- ・ 最近の新造プロジェクトは、以下の2つ。なお、最大船型としては80mサイズまで可能であるが、設備的には35-60m ぐらいの船舶が適しており、そのサイズのフェリー、パトロールボートなどを中心に手がけていきたい。

図 60 仏向け多目的貨客船（タヒチ航路）



貨客： Pax 100 Cargo 64 Containers 液体貨物 600kl

寸法： LOA 76.00 M LBP 76.00 M Depth 6.00 M Draft 3.50 M

DWT：About 1300 Tons 主機：ダイハツ

船級：BV

- ・ 発注者は仏。基本設計及び機器の選択は仏デザイナー（ただし、主機の選定に関しては、当社より各社比較の上日本製を推奨した）。詳細設計は当社。
- ・ 予定工期は 18 ヶ月。途中船主の変更などがあり最終的に 27 ヶ月で引渡し。（2011 起工（スチールカット）、2014 引渡し）

図 61 フィリピン国内向けアルミ船



- ・ 24m 型 本船の設計・調達はすべて自社で行った。
- ・ 建造期間 15 ヶ月（計 2 隻を 15 ヶ月）
- ・ 鋼材は中国から輸入。（仏向け貨客船の場合は、中国製クラス材）

### ③ 内航船マーケットに対する見方

- ・ 貨物増大、老朽化進行により船腹需要は強まっているが、ファイナンスがつかないために中古船を選択せざるを得ない。（なお、現在、日本の 499 型内航船 1970 年製を修繕中。船尾部分などはほぼ全交換。修繕費は 50mil ペソ（約 1.5 億円）。本船のオーナーは別途中古船購入を交渉中で、80 mil ペソを希望しているとのこと。）
- ・ 日本製の中古貨物船は出物がない。欧州からはまだ供給がある。
- ・ 運賃も低いので新造船は難しいのではないか。いずれにしても船主への資金供給が必須。
- ・ フィリピンの内航船造船所には建造契約における支払いに対する支払返金保証（Refund Bond）を銀行から発効する信用力が無く、そのため、政府保険会社が発行する Surety Bond が一般的である。

## 6.2.2. HERMA SHIPYARD

HERMA 造船所は 2000 年に稼働開始し、新造船建造、船舶修繕、改造、港湾オペレーションを実施している。2010 年以降売り上げは毎年増加し、2014 年で 370 百万ペソで、売り上げの 20%が新造船、80%が修繕となっている。新造船開始は 2007 年で現在までに自航式タンカーバージ 3 隻を建造。

自航式タンカーバージは浅喫水船型（喫水は 4m～5m）、載貨重量 3000DWT で、工期は約 18 カ月。発注者は HERMA グループの HERMA SHIPPING。

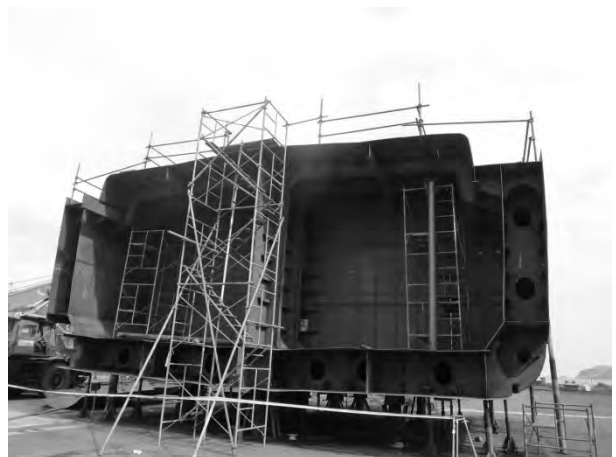
図 62 3000DWT タンカー “MATIKAS”



造船所設備	要目
敷地面積	17 ヘクタール
岸壁長さ	353m
乾ドック	154.45m x 31.00m x 12.20m 最大：15,000GRT
浮きドック	60.96m x 19.51m x 9.45m
船台	120m x 20m
岸壁	Berth No.1 長さ：38.87m 水深：4.25m Berth No.2 長さ：142.43m 水深：6.85m Berth No.3 長さ：171.72m 水深：7.65m
クレーン	ガントリークレーン 1 20tons x 31.25m ガントリークレーン 2 20tons x 31.25m ガントリークレーン 3 30tons x 31.25m ガントリークレーン 4 40tons x 44.00m
移動クレーン	車両クレーン 25tons x 28m クローラクレーン 100tons x 24m バージクレーン 120tons x 36m







新造船建造の資機材調達は HERMA グループの商社部門 HERMA TRADING が発注元になり、各メーカー、サプライヤーより調達し、HERMA 造船所に支給する形となっている。HERMA SHIPPING 向けに建造した 3000DWT 自航式オイルタンカーでは、主機関・減速機、無線機器は日本製、発電機は韓国製、救命機器関係は中国製を採用している。

今後の課題としては、設備能力の改善として、構内でのブロック移動能力最大 45 トンの拡張、修繕岸壁を現状の 80m から 150m に延長、調達における輸入資機材の納期短縮を課題としている。

この報告書はボートレース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。

インドネシア及びフィリピンにおける  
石油ガス関連内航輸送調査

2015年（平成27年）3月発行

発行 一般社団法人 日本船用工業会

〒105-0001 東京都港区虎ノ門 1-13-3  
虎ノ門東洋共同ビル 5階  
TEL 03-3502-2041 FAX 03-3591-2206

一般財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドクロス赤坂  
TEL 03-5575-6426 FAX 03-5114-8941

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

