

JPEC 世界製油所関連最新情報

2017 年 3 月号

(2017 年 2 月以降の情報を集録しています)

一般財団法人 石油エネルギー技術センター調査情報部

目 次

概 況

- | | |
|---|--------|
| 1. <u>北 米</u> | 5 ページ |
| (1) カナダ産原油の輸出に関連する情報 | |
| (2) ガソリン需要、石油製品需要に関する様々な情報 | |
| (3) 米国のメキシコ国境付近で建設が計画されている製油所情報 | |
| 1) MMEX Resources が計画する 5 万 BPD の製油所建設情報 | |
| 2) ニューメキシコ州における製油所建設の動き | |
| 2. <u>ヨーロッパ</u> | 12 ページ |
| (1) ポーランドの Gdańsk 製油所の近代化プロジェクトに関する情報 | |
| (2) Statoil の CHP 設備の運転停止とその背景 | |
| (3) ドイツにおけるバイオディーゼルの輸出入および国内消費状況 | |
| 3. <u>ロシア・N I S 諸国</u> | 17 ページ |
| (1) 最近の Rosneft の製油所に関わる情報 2 件 | |
| 1) Rosneft が製油所の安全性確保のために投資を要する旨を伝える情報 | |
| 2) Rosneft が製油所の売却を検討中と報じる情報 | |
| (2) Gazprom Neft の Omsk 製油所の第 2 次近代化工事の状況 | |
| 4. <u>中 東</u> | 20 ページ |
| (1) サウジアラビア・イラクから米国への最近の原油輸出状況を EIA が分析 | |
| (2) イランで大規模なシェールオイルの埋蔵が発見される | |
| (3) イスラエル沖 Leviathan 天然ガス田の開発プロジェクトが前進 | |
| (4) イラクとイランの石油天然ガス事業の連携に関わる情報 | |

次ページに続く

5. <u>アフリカ</u>	25 ページ
(1) <u>アルジェリアのエネルギー計画の状況</u>	
1) <u>アルジェリアの中期エネルギー計画</u>	
2) <u>Hassi-Messaoud 製油所プロジェクト</u>	
(2) <u>ロシア Rosneft がリビアの石油・天然ガス事業に投資へ</u>	
(3) <u>南アフリカ共和国とイランが石油事業分野で関係強化を目指す</u>	
(4) <u>Royal Vopak が南アフリカ共和国で石油ターミナルの増強を計画</u>	
6. <u>中南米</u>	29 ページ
(1) <u>メキシコ・米国間の石油・天然ガスの輸出入の動向</u>	
(2) <u>メキシコ Pemex が製油所操業で JV</u>	
(3) <u>アルゼンチンのシェール資源開発の最新情報</u>	
1) <u>YPF と Shell がシェールオイル・シェールガスの共同開発に合意</u>	
2) <u>米国 EIA がアルゼンチンのシェールガス開発を評価</u>	
7. <u>東南アジア</u>	34 ページ
(1) <u>インド北部にある IOC の製油所の近代化プロジェクトの状況</u>	
1) <u>Barauni 製油所で国産のディーゼードコーカーが稼働</u>	
2) <u>Bongaigaon 製油所に FCC を増設</u>	
(2) <u>マレーシア RAPID プロジェクトに Saudi Aramco の出資が決定</u>	
8. <u>東アジア</u>	37 ページ
(1) <u>北京で Sinopec の北京 VI ガソリン・ディーゼルの販売体制が整う</u>	
(2) <u>中国でメタノールの燃料向け使用量が増加</u>	
(3) <u>中国で世界最大級の MT0 プラントが稼働</u>	
(4) <u>Sinopec の CBM の開発状況</u>	
9. <u>オセアニア</u>	40 ページ
(1) <u>オーストラリア NERA のエネルギー資源開発ロードマップに示された提言</u>	
(2) <u>パプアニューギニア PNG LNG プロジェクトが規模を拡大へ</u>	

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2017 年 2 月以降直近に至るインターネット情報をまとめたものです。

概 況

1. 北米

- ・アジア地域で中・重質原油処理能力の増強が進むことなどの理由で、カナダ産原油の販路拡大が見込まれている。新增設が計画されているパイプラインが、カナダ産原油の輸出拡大に寄与すると見られている。
- ・世界的にガソリンの需要は今後減少すると予想されているが、調査機関毎に減少ペースの見方に差がある。米国では最近ガソリンの需要は増加しているなど、将来予測に対して不確定要素が表れている。
- ・米国のメキシコ国境付近で、付近の原油の増産や旺盛な中南米の燃料需要を背景に、輸出専用の製油所新設が複数計画されている。

2. ヨーロッパ

- ・ポーランドの Gdansk 製油所では増強、近代化プロジェクトが進められているが 3 月から 4 月に予定されている計画メンテナンスでもディレードコーカー新設プロジェクト関連の工事が予定されている。
- ・ノルウェー Statoil は収益性が見込めないことから Mongstad 製油所併設の発電プラントを 2019 年までに休止する計画である。北欧諸国で電力価格が低水準で推移する見通しであることも背景にある。
- ・ドイツの 2016 年のバイオディーゼル輸出量は 154 万トンで、2013 年以降 150-170 万トン/年。輸出先の大半は EU 向けであるが米国向けが増加している。
- ・2016 年のバイオディーゼル輸入量は 72 万トンで、国内消費量は 215 万トン。

3. ロシア・NIS

- ・ロシア国営 Rosneft は買収した、Bashneft 傘下の製油所で事故が続いていることを受けて、老朽化が進んでいる製油所の安全性改善に取り組む方針である。
- ・精製マージンの縮小を受けて Rosneft が製油所の売却、閉鎖を検討していると伝えられている。
- ・Gazprom Neft の Omsk 製油所の近代化プロジェクトで、新設水素プラントの建設やアスファルトプラントの増強工事が進展している。

4. 中東

- ・OPEC 諸国による原油減産実施前の 2016 年末に、サウジアラビア・イラクから米国への原油輸出量が増加した。割安感のある両国産の中質・高硫黄原油処理が増えたもので、OPEC 合意に基づく減産後は両国からの輸出量は減少する見通しである。
- ・イランの西部内陸部ロレスターン州でシェールオイルの大規模な埋蔵が発見された。シェールガス埋蔵量の評価は年内に完了する見通しである。
- ・イスラエル沖 Leviathan 天然ガス田の第 1 フェーズの開発にオペレーターの Noble Energy が投資決定を下した。2019 年末に生産を開始し、初期生産能力は 21 億 cf/日、すでに 50%以上の販売契約が完了している。
- ・イラン・イラク両国政府は、石油・天然ガス事業で協力することに合意した。具体的には、パイプラインによるイラク産原油のイラン経由の輸出、イランからイラクへの天然ガスのパイプライン輸出への取り組みが発表されている。

・一方、イラクのクルディスタン地域政府(KRG)がロシア国営 Rosneft と石油・天然ガス事業で協力することに合意した。先ず、Rosneft はKRG から原油を輸入する。

5. アフリカ

- ・アルジェリアが、2020 年までの原油・天然ガス増産計画を発表した。また、エネルギー原油多様化・化石燃料資源温存のため再生可能エネルギーの開発も重視する。
- ・アルジェリアの内陸ワルグア県で Hassi-Mossaoud 製油所の建設プロジェクトが計画されている。完成後、同国の精製能力は 90 万 BPD となり輸出余力が拡大する。
- ・カダフィ政権崩壊後の国内の混乱で原油生産量が低迷しているリビアの石油事業にロシア国営 Rosneft が投資することでリビア国営 NOC と合意した。
- ・南アフリカ共和国とイランが石油事業分野で関係を強化する動きが報じられている。両国には原油の輸出入先を確保する狙いがある。イランによる南アの製油所への出資、南アによるイランの GTL へ協力も提案されている。
- ・Royal Vopak と Reatile は、南ア共和国に石油製品貯蔵施設の新増設を計画している。貯蔵能力の拡大とパイプラインによる製品供給力の拡大が進むことになる。

6. 中南米

- ・メキシコと米国のエネルギー貿易の構図が変化しメキシコから米国への原油輸出量が減少する一方で、米国からの天然ガス・石油製品輸出量が増え、米国からメキシコへのエネルギー輸出額は、メキシコから米国への輸出額の 2 倍以上になった。
- ・メキシコのエネルギー政策改革で製油所の JV が可能になり、国営 Pemex は Tula 製油所の AirLiquide と水素プラントの運営・増設業務で契約した。今後 Pemex は、製油所の JV を進める方針である。
- ・アルゼンチン国営 YPF と Shell が、アルゼンチンのシェールオイル・ガスの共同開発に基本合意した。
- ・米国 EIA が、アルゼンチンのシェールガス開発状況を分析した結果が公表された。同国のシェールガス開発は、産業規模・関連工業が小規模であることなどの理由で、アルゼンチンの開発コストは米国に比べ高水準に止まっている。

7. 東南アジア

- ・インド北部ビハール州 Begusarai 県にある国営 IOC の Barauni 製油所のディレードコーカーの更新プロジェクトが完了した。新規設備は国産技術で設計建設された。
- ・インド北東部アッサム州の IOC Bongaigaon 製油所で FCC の新設が決まった。プロセスには、ガソリン、オレフィン製造パターン自由度が高い Indomax を採用する。EPC はインド LTHE が受注した。
- ・マレーシアの RAPID 製油所石化プロジェクトにサウジアラビア国営 Saudi Aramco の出資が決定した。Saudi Aramco は RAPID に原油を供給することになる。

8. 東アジア

- ・北京市で中国国営 Sinopec の北京 VI 規格ガソリン供給体制が整った。
- ・中国のガソリン用途のメタノール事情を EIA が報告している。中国では石炭から製造される輸送用メタノール総量は 50 万 BPD。直接配合、MTBE あるいは MTG (methanol

to gasoline)による合成ガソリンで使用されている。

- ・中国江蘇省の Jiangsu Sailboat の世界最大級の MT0(methanol to olefins)プラントが稼働した。

- ・中国陝西省延川の CBM 鉱区の CBM 生産量が 1 億 m³に達した。陝西省は CBM 開発で米国の専門企業と技術提携している。

9. オセアニア

- ・オーストラリア NERA が、同国のエネルギー資源開発のロードマップを公表している。NERA は、資源開発のビジネスモデル、技術開発、人材育成に対して提言している。

- ・パプアニューギニアの PNG LNG は、公称能力以上の高稼働率の操業が続いているが、さらに増産を図るために LNG 向けの天然ガス埋蔵量が追加された。PNG LNG は、Oil Search を買収したエクソンモービルがオペレーターになっている。

1. 北 米

(1) カナダ産原油の輸出に関連する情報

今後の原油生産の大きな流れとして、世界的には中質から重質の原油の生産量が減少し、この種類の原油調達が難しくなるとの予測が立てられている。このような趨勢の中、重質原油を生産しているカナダでは、アジア向け輸出が増加し、今後 5 年間で 45 万 BPD 程度にまでなる可能性があると見られている。しかし、現状ではカナダの太平洋岸からの輸出は、当該油種のパイプライン輸送能力に余力がないことから、米国のメキシコ湾のターミナルを経由する輸出に頼らざるを得ない環境になっている。

3 月 6 日～7 日にかけてカナダの Calgary で開催された「CERI 2017 Oil & Gas Symposium」で、エネルギー分野の調査会社である Energy Security Analysis, Inc.

(ESAI) の Sarah Emerson 社長は、アジアでは中質から重質原油を処理する設計の製油所建設が進められており、この状況はカナダにとって好ましいことだと述べている。

Emerson 氏は、2016 年以降 5 年間にアジア地域で新設されるコーカー及び脱硫装置の処理能力を考慮した上で、120 万 BPD の中質・重質原油が必要になり、カナダの原油生産業者にとっては原油価格次第ではあるものの、新規市場を獲得する絶好のチャンスであると述べている。

同じくエネルギー分野の調査会社である Canadian Energy Research Institute (CERI) の Dinara Millington 副社長は、CERI が米国メキシコ湾岸 (USGC) から外国に輸出されているカナダ産ベンチマーク重質原油である WCS (Western Canadian Select) の現状を調査したところ、輸出量は約 3 万 BPD と述べている。

Millington 氏は、中質・重質原油の需要は高まりつつあるので、“純粋に価格設定によって新市場を得ることを検討するより、先ずは新市場に足掛かりを作ることだ。カナダ産重質油は、現在生産量が急増している米国の超軽質原油や OPEC の原油とは直接競合しないため、市場規模を大きくできる可能性がある。”と話している。

WCS の価格のみならずパイプライン輸送能力も重要課題であり、“2023 年までにカナダ産原油を輸送する新パイプラインが建設された場合は、アジア向け輸出量は大きな影響を受ける。”と ESAI の Emerson 氏は語っている。

Emerson 氏によると、USGC では製油所の近代化が進み、今後 5 年間は現状の輸送量に加えて、USGC には新たな 30 万～40 万 BPD の潜在市場需要が期待できるため、カナダ西部の原油生産業者は、USGC に立地する製油所のニーズを充足することに重点目標を置くことが出来、アジアへの輸出は USGC での需要を満足させた後の 2023 年以降に重要性を増すと思われるので、その時点までには対応する必要があると予測していることになる。

CERI の Millington 氏も、WCS と競合するラテンアメリカ産原油の生産量は低下してきており、相対的に WCS の競争力は上がってきているので輸出増は期待できるが、USGC 向けにはパイプラインや鉄道輸送など、あらゆる手段を考慮して現状では約 35 万 BPD と見ることが出来るのではないかと見積もっている。

アルバータ州からカナダ西海岸まで敷設されている Kinder Morgan の「Trans Mountain パイプライン」の拡張工事が最近認可されたが、この拡張工事が終了すると 53 万 BPD の輸出増が期待できる。

更に、TransCanada が計画している「Energy East パイプライン」の設置が実現すれば、輸送余力としてアルバータ州及びサスカチュワン州産原油 59 万 BPD をカナダの東海岸（大西洋岸）から輸出することも可能になる。第 3 の方策として TransCanada の「Keystone XL パイプライン」があり、このパイプラインが設置されると、アルバータ州 Hardisty から USGC まで重質原油 83 万 BPD の輸送が可能になる。

上記した 3 プロジェクトの中で実現の時期が最も早いのは 89 万 BPD の輸送能力を持つ Trans Mountain パイプラインの拡張計画で、同プロジェクトは 2016 年後半にカナダ政府の承認済で、2019 年までの稼働が予定されている。

Energy East パイプラインプロジェクトは、国家エネルギー委員会（NEB:national energy board）による審査段階にあり、Keystone XL パイプラインプロジェクトについては、建設に向けた再申請の前提となる米国大統領許可が 3 月末に出される予定になっており、3 件のプロジェクトの中では最も稼働時期が遅いのではないかとと思われる。

カナダ産重質原油の直近の輸出を念頭に置くと、Trans Mountain パイプライン PJ

は極めて重要な意義を持っているが、2022 年以降を見据えると Keystone XL パイプラインか Energy East パイプラインが重要になってくる。

カナダ産重質原油が何処にどの時点で向かうのかを決定付けるのは、その時点で何処の市場がどれだけのニーズで必要としているかによって決まるものであるが、特にアジア向け原油輸出を検討している業者の間では、当該問題に対する関心が次第に高まってきている。

<参考資料>

- ・ <http://www.platts.com/latest-news/oil/calgary/canada-could-export-450000-bd-of-heavy-crude-27784744>
- ・ <https://www.transmountain.com/>
- ・ <http://www.energyeastpipeline.com/>
- ・ <http://www.keystone-xl.com/>

(2) ガソリン需要、石油製品需要に関する様々な情報

世界のガソリン総需要量の約 10%を占める米国のガソリン需要は、2016 年に記録的な需要を示し 932.6 万 BPD となっているが、調査・コンサルタント会社 Wood Mackenzie は、将来は更に自動車の燃料消費効率が向上することが確実で、高い需要水準の継続は期待できず、結果的に 2018 年の需要量がピークになるとの予測を示している。

また、同時に Wood Mackenzie は世界の石油消費量の 25%以上を占めるガソリン需要は、世界中で自動車登録台数が継続的に増加しても、EU や米国で制定されている厳しい環境規制やハイブリッド車及び電気自動車の普及、原油価格の上昇などが大きな影響を及ぼし、図 1 に示すように 2021 年以前にピークの 2,589 万 BPD を迎える と予測している。

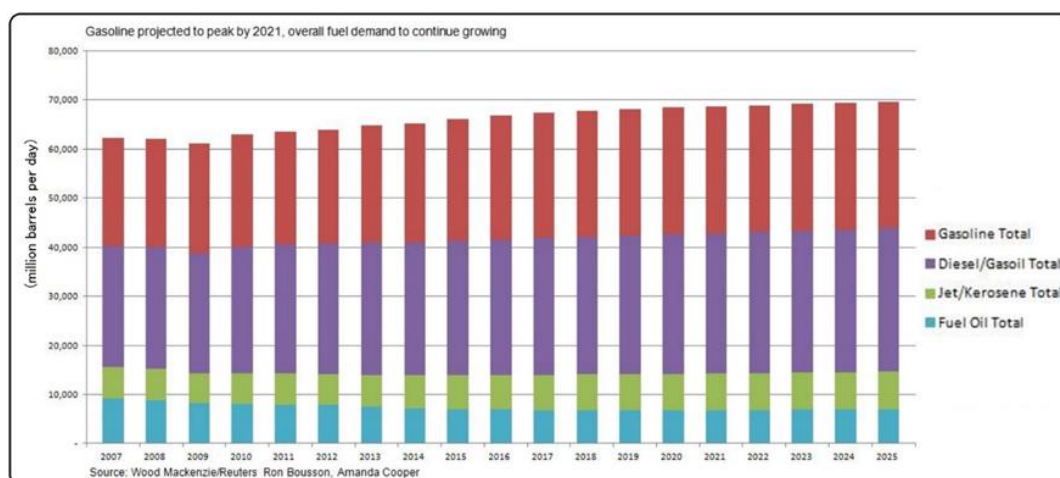


図 1. 世界の石油製品需要量推移&予測

(出典：3 月 2 日付 Reuters 記事)

なお、世界のトップ石油トレーダーの Vitol の予測では、世界のガソリンとディーゼルの需要のピークは 2027 年から 2028 年頃に訪れるとし、Shell や BP の予測では、石油需要のピークは 2030 年台に到来するとしている。また、国際エネルギー機関（IEA）は、それよりは遅くなると見ているが、近い将来に到来すると予想している。

このように、どの時点で需要のピークを迎えるかの予測は調査機関により異なっており、今のところ“近い将来に到来する”と言う漠然とした表現では一致しているが、具体的な時期について一致したものはないと思われる。

冒頭に記したガソリン需要のピークは、直ぐそこまで来ているとする Wood Mackenzie による予測を念頭に置いて、最近の米国の石油製品の輸出動向をみると図 2 に示されている通りになる。昨年の米国の石油製品輸出量は好調で 300 万 BPD を超えており、この輸出量を支えている製品はガソリンであり、昨年 12 月には常時 100 万 BPD 程度が輸出されたとされる。また、図に示された増加傾向が急速に減少に転じるとは思えず、Wood Mackenzie の予測は俄かには受け入れ難い。

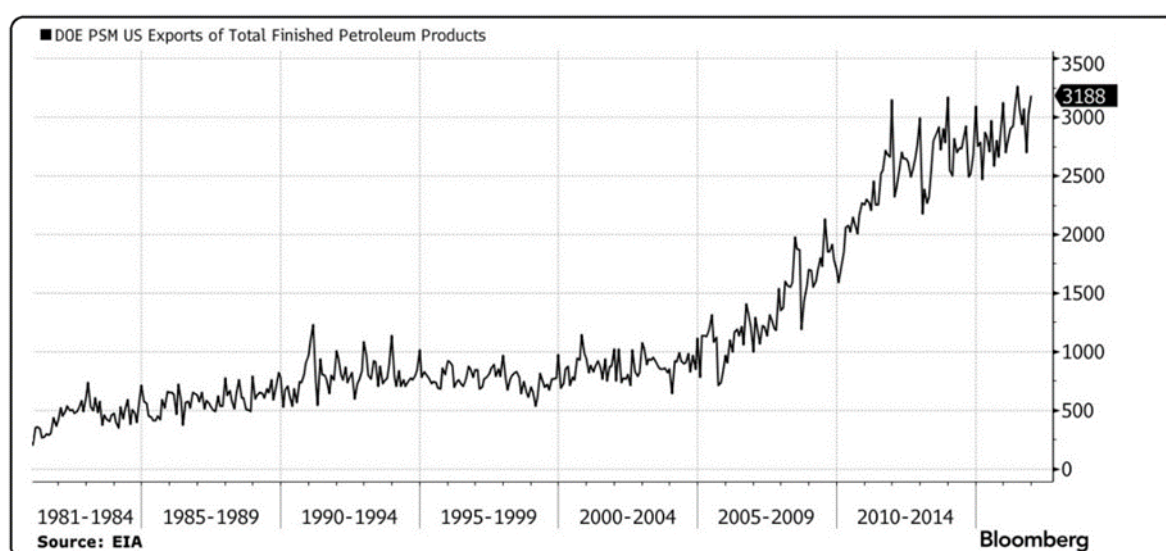


図 2. 米国の石油製品輸出量実績

（出典：3月6日付 Bloomberg 記事）

Phillips 66 の首席エコノミストの Horace Hobbs 氏は“現在の米国は必要以上の原油生産を行っており、その大半は超軽質の非在来型原油であることが米国内での余剰ガソリンを生じる要因になっている。”と解説している。

米国では精製能力が需要を上回る状態にまで拡張されており、「特にメキシコ湾岸の製油所は地理的条件を含めて輸出し易い環境にあり、ラテンアメリカへの輸出を念頭に置くと、適切かつ強いポジションにある。」とエネルギー関連の価格情報提供会社 Oil Price Information Service (OPIS) のチーフアナリスト Tom Kloza 氏をは

じめとする多くのアナリストが、テキサス州 Houston で 3 月 6 日から 10 日にかけて開催された「CERAWeek 2017」で指摘している。

前記したように昨年 12 月に初めてガソリン輸出量が月間平均で 100 万 BPD を超えているが、この多くがメキシコ湾岸の製油所からの輸出であった。米国からは、ラテンアメリカ・カナダなど従来からの輸出先に加えて、最近ではナイジェリアなど西アフリカ諸国へも輸出されている。また、西海岸の製油所からはシンガポールやアジア市場向けにガソリンの輸出が始まっている。

人口の増加及び中間層の拡大が急速に進んでいるメキシコではガソリン不足が著しく、米国が輸出するガソリンの約半分はメキシコ向けで、同国向けガソリン輸出量は 2013 年時点では 18.5 万 BPD であったが昨年 12 月時点では 50 万 BPD にまで増加している。このような状況を背景に、米国ではメキシコやラテンアメリカ向け輸出に特化した小規模製油所の建設が、メキシコとの国境近辺で最近数多く計画されるようになっているものと推定される。この話題については次項で紹介する。

<参考資料>

- ・ <http://in.reuters.com/article/gasoline-demand-idINL5N1GF3NT>
- ・ <http://www.houstonchronicle.com/business/article/Refiners-look-to-foreign-markets-as-U-S-gasoline-10983881.php>
- ・ <http://www.voanews.com/a/forecast-us-demand-for-gas-to-peak-next-year/3748043.html>
- ・ <http://fuelfix.com/blog/2017/03/07/peak-demand-for-gasoline-worries-u-s-refiners-as-they-lean-on-exports/>
- ・ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-03-06/u-s-oil-industry-becomes-refiner-to-the-world-as-exports-boom>

(3) 米国のメキシコ国境付近で建設が計画されている製油所情報

ラテンアメリカで石油製品の需要が高まる中、米国のメキシコ国境付近で輸出型の小規模製油所を建設する計画が活発化している。いずれの計画も近年生産量が急増している非在来型原油を処理して、製品の全量をメキシコやラテンアメリカに輸出するものである。原油並びに製品の輸送に関しては、パイプラインが未整備であることから代替の輸送手段として鉄道輸送を検討している。

本件に関しては、2017 年 1 月号（北米編）第 2 項で「2) 米国で計画されている輸出型製油所の建設情報」として、Raven Petroleum がテキサス州南部の Duval County の都市 Laredo 東部で、Eagle Ford 原油を処理する 5 万 BPD の小規模製油所を建設する計画が進められていることを報告した。

同趣旨で建設が計画されていることを伝える新たな情報が収集されているので、以下に報告する。

1) MMEX Resources が計画する 5 万 BPD の製油所建設情報

テキサス州やラテンアメリカを中心に石油・天然ガス分野の開発・企業買収・融資等を行っている MMEX Resources Corp. が、非在来型原油の生産地である West Texas Permian Basin 近傍のテキサス州 Pecos 郡 Fort Stockton の北東 20 マイル(約 32km) に、精製能力 5 万 BPD の製油所を建設する計画を発表している。

Permian Basin 近傍に位置する製油所としては、テキサス州にある Alon USA Partners LP の Big Spring 製油所 (7.3 万 BPD)、Western Refining, Inc. の El Paso 製油所 (12.5 万 BPD) それにニューメキシコ州 Artesia にある HollyFrontier Corp. の Navajo 製油所 (10 万 BPD) があり、3 製油所の合計精製能力は約 30 万 BPD になっている。これに MMEX Resources が計画する製油所が加わると製油所は 4 箇所になる。

Permian Basin で生産される原油を生産地近くで処理する場合にはパイプライン等のインフラが整備されていないため、大量輸送時には鉄道に頼らざるを得ない。特に鉄道が敷設されている周辺に製油所を建設し製品を地元で消費せずに遠方へ輸出する計画は、自然な方策であると思われる。

MMEX Resources が計画する「Pecos County Refinery」は、Texas Pacifico Railroad の幹線路線上の Fort Stockton の北東 20 マイルに位置する支線の Sulfur Junction Spur 近傍に建設すると報じられている。この路線は図 3 に示す通り、San Angelo からメキシコとの国境の町 Presidio を経由しメキシコのチワワ (Chihuahua) 州 Ojinaga に通じており、メキシコに鉄道輸出するのに好適な場所である。

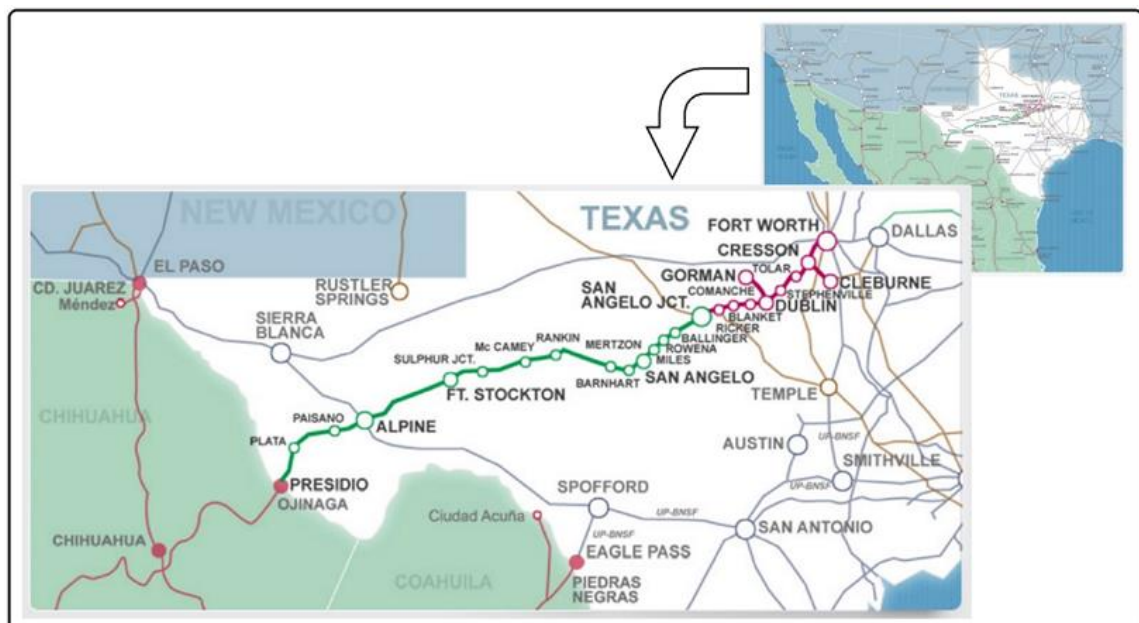


図 3. MMEX Resources の製油所建設候補地と Texas Pacifico Railroad の鉄道路線
(出典：Texas Pacifico Railroad のウェブサイト)

なお、建設開始は諸手続きの認可状況如何であるが、早ければ2018年の早期に着工し2019年末までに稼働することを予定している。

2) ニューメキシコ州における製油所建設の動き

ニューメキシコ州選出の共和党下院議員の Steve Pearce 氏が、財政難に苦しみ全米でも第2位の高い失業率状況にあるニューメキシコ州に製油所を建設する計画をトランプ政権に投げかけている。

州議会で演説した Pearce 議員は、製油所建設プロジェクトを展開することで民間経済活動の活性化、州政府財政の立て直しが可能であるとする内容で演説しているが、製油所の建設場所、資金調達方法、連邦政府による優遇措置の取得など具体的内容は説明していない。

原油価格の下落に伴い米国内原油生産量は一時的に減少したが、最近では持ち直しており、EIA の予測では年間平均生産量は2016年の890万BPDから、今年は920万BPDになり、2018年には970万BPDにまで伸びるのではないかと見積られている。また、原油生産量の約1/4は、テキサス州西部とニューメキシコ州に広がる Permian Basin で生産されると見積っている。

Permian Basin では、図4に示す通りで近年原油生産量が急増しており、油田サービス会社の元オーナーであった Pearce 議員は、ベネズエラやメキシコから重質原油を輸入して米国メキシコ湾岸の製油所で処理するよりも、提案の国内生産原油を処理するプロジェクトの方が、雇用の創出や地元の石油・天然ガス分野の企業が活性化する点においても優れている、と主張している。しかしながら、実現の可能性については計画自体に具体性が欠けていることから、今後の推移を見守る必要がある。

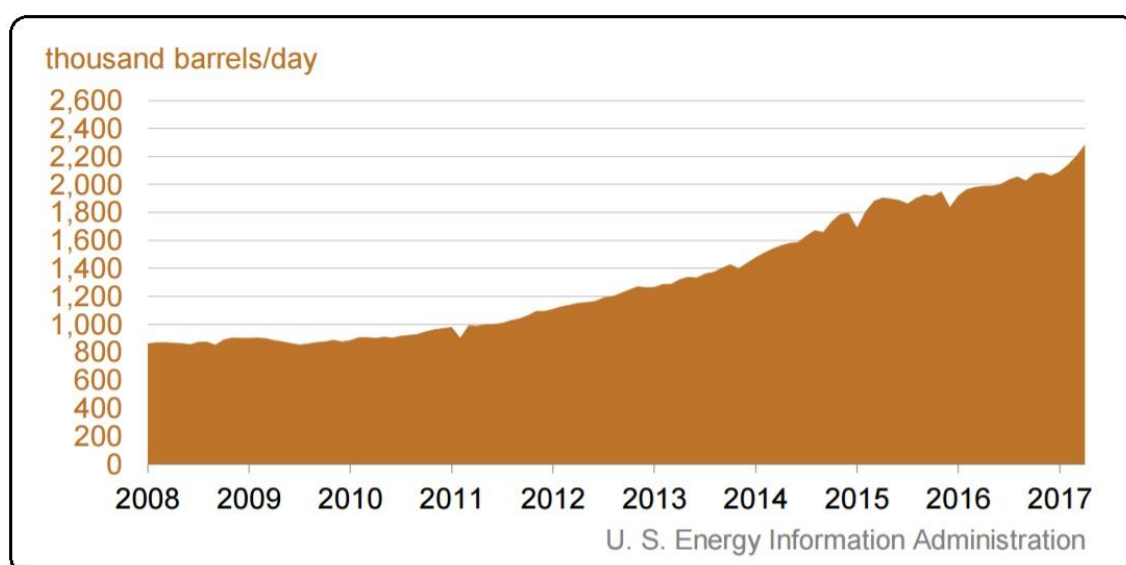


図4. Texas Permian Basin における原油生産量

(出典：EIA ウェブサイト)

<参考資料>

- ・ http://futures.tradingcharts.com/news/futures/MMEX_Resources_Announces_Plan_to_Build_450_Million_Refinery_in_Permian_Basin_272511241.html
- ・ http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/148762/Permian_Basin_Refinery_Project_Would_Create_Hundreds_of_Jobs?rss=true
- ・ <http://www.bizjournals.com/sanantonio/news/2017/03/17/texas-companies-scramble-to-meet-demand-for.html>
- ・ <http://pearce.house.gov/press-release/pearce-statement-new-oil-refinery-new-mexico>
- ・ <http://www.oilandgas360.com/proposed-permian-refinery-could-take-50000-bopd-from-west-texas-producers/>

2. ヨーロッパ

(1) ポーランドの Gdańsk 製油所の近代化プロジェクトに関する情報

ポーランドの政府系石油会社で、石油精製規模で国内第2位の Grupa LOTOS S.A. は、今年3月3日から4月15日までの予定で Gdańsk 製油所（21万BPD）の大規模保全工事を行う。

今回実施される保全工事は、過去、同製油所で実施された製油所を近代化する「10+ Programme」プロジェクトで建設された設備の点検を行うと共に、製油所が開発してきた「RBI (Risk Based Inspection) Programme」に基づく検査・評価を取り進める。通常よりも1年長い5年間の連続運転を目標に置き、法的にも技術的にも長期連続運転を可能にする工事である。

なお、「10+ Programme」は、Gdańsk 製油所で2007年に開始され2010年12月に終了した近代化工事で、原油処理量の75%アップ(12万BPDから21万BPDへの拡張)、2009年に施行されたEuro-5基準（10ppmS以下）の製品、特にディーゼルの増産を目的にして展開されたプロジェクトである。

また、今回の保全工事では、同製油所で建設が進められている EFRA (Effective Refining PJ: 精製効率化プロジェクト) 関連の装置類が稼働することを見越して、つなぎ込み工事が行われているが、この EFRA-PJ は、Gdańsk 製油所の中間留分収率の向上を目指し、精製プロセスで副産される重質残渣油の効率的利用を図る目的で展開されているもので、2015年10月に起工式が執り行なわれている。

EFRA-PJ の中核をなす装置はディレードコーカーで、イタリアの KT - Kinetics Technology SpA が工事を受注して建設が行われており、現在は2基の反応塔の設置が進められている。KT - Kinetics Technology はディレードコーカー以外にもコーカーナフサの水素化脱硫装置、水素プラントの建設も受注している。なお、EFRA-PJ の工事完成時期は2018年3月中旬予定である。

Grupa LOTOS では、EFRA-PJ を遂行することで高収益が期待でき、石油価格変動に対する弾力的対応が可能になるものと期待している。原油調達面においてもこれまで以上の重質原油処理が可能となり、製油所の多様化・柔軟性が増し、競争力強化を図ることができると思っている。

EFRA-PJ では、原油処理量の拡張は行われないが、新装置の建設で高品質燃料 90 万トン/年の増産と新たに品揃えに加わる石油コークス 30 万トン/年を取扱うことになる。この内、石油コークスについては、グループ企業の LOTOS Asfalt が、石炭や石油コークスをはじめとするカーボン製品の流通企業であるオランダの Oxbow Energy Solutions B.V. 社と 2015 年の夏にコークス販売契約を既に結んでおり、全量の販売先が確保されている。

<参考資料>

- ・ http://www.lotos.pl/en/1031/p,695,n,4594/lotos_group/press_centre/news/lotos_refinery_to_come_out_as_good_as_new_biggest_overhaul_in_company_history
- ・ http://efra.lotos.pl/en/30/what_is_efra
- ・ <http://www.kt-met.com/en/news/february-2017-efra-project-update-progress-of-work-is-60>
- ・ <http://www.kt-met.com/en/news/14-07-2015>

(2) Statoil の CHP 設備の運転停止とその背景

ノルウェーの政府系石油会社の Statoil は、今後 10 年間は電力卸売価格が低水準に留まるとの見通しから、Mongstad に設置されている天然ガス複合火力発電設備 (CHP : Combined Heat and Power Plant) は収益性がないと判断し、2019 年の初めから段階的に運転を停止すると発表している。

CHP の発電能力は 270MW、スチーム発熱量は 350MW で、Statoil の Mongstad 製油所 (24 万 BPD) に電力とスチームを供給しているほか、電力は天然ガス井の Troll A プラットフォームや Kollsnes の天然ガス処理設備にも電力・スチームを供給している。

Statoil は CHP の運転停止の理由として、天然ガス購入契約を締結している北海の Troll ガス田との契約が 2018 年末に終了すること、Mongstad 製油所の稼働状況からスチーム使用量が想定以下の状況が数年続くとみられているため、同設備の発電コストが高価になっていることを上げている。CHP の運転を停止させることに伴い、製油所では必要となる電力並びにスチームの代替ソースを見出さなければならなくなるが、製油所への大きな影響はないとしている。

ノルウェーやデンマークを含む北欧諸国は、Nord Pool と呼ばれる完全自由化された北欧電力取引市場を形成し、加盟国間で電力の融通を行っているが、Mongstad の CHP も Nord Pool に電力を卸している一社である。この Nord Pool の電力源としては、今後再生可能エネルギーが大幅に増加することが予定されており、先行きの低電気価格化がある程度想定されていることも Statoil の今回の判断の背景にあると見ら

れる。

Nord Pool を構成するフィンランドの電気事業会社である Fortum の資料に、Nord Pool システムの電気価格の推移並びに将来予測が記されているが、その結果は図 5 に示す通りである。この図から同システムの電力卸売価格 (wholesale power price) は、最近の 15 年間で 2015 年時点が最低のレベルにあり 21 ユーロ/ MWh を付け、将来予測においても 2027 年までは 30 ユーロ/ MWh 以下になると見られている。この予測価格は天然ガスを燃料とする CHP が競合できる値ではないと見られている。

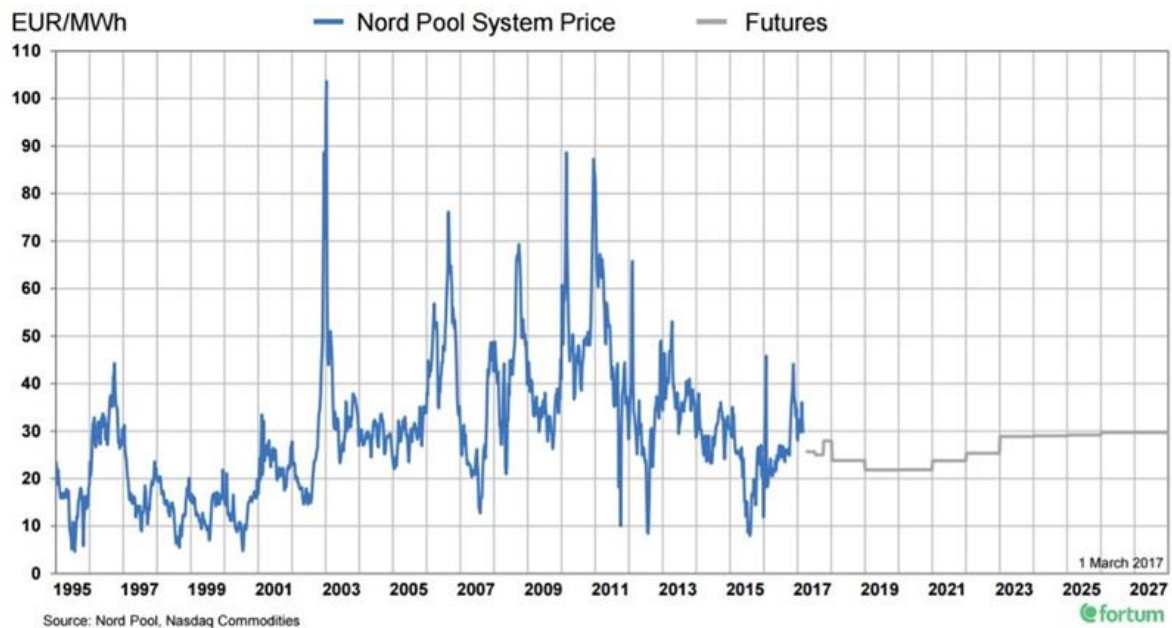


図 5. Nord Pool System における電気卸売価格の推移および将来予測価格

(出典 : Fortum investor presentation March 2017)

なお、Mongstad の CHP は、デンマークの DONG Energy が建設し 2010 年に操業を開始しているが、2013 年に約 2.1 億ドルで Statoil が買収している。ノルウェーはヨーロッパ最大の天然ガス供給国であるが、自国の電気の 95% 以上は水力発電で賄っている。加えて、ヨーロッパ最大の陸上風力発電設備も昨年建設許可が出て 2020 年稼働予定で、再生可能エネルギーのみで電力供給が可能となる時代が、直ぐそこまで来ている。

< 参考資料 >

- ・ <https://www.statoil.com/en/news/phasing-out-combined-heat-power-plant-mongstad.html>
- ・ <http://af.reuters.com/article/idAFL8N1G04BB>
- ・ <http://www.energylivenews.com/2017/02/16/statoil-to-shut-down-unprofitable-chp-plant/>
- ・ http://apps.fortum.fi/investors/Fortum_investor_presentation_March_2017.pdf

(3) ドイツにおけるバイオディーゼルの輸出入および国内消費状況

ドイツのバイオディーゼル業界の団体であるUFOP (Union for the Promotion of Oil and Protein Plants) およびドイツ連邦統計局 (German Federal Statistical Office) のデータによると、2016 年のドイツのバイオディーゼル輸出量は図 6 に示す通りである。

2016 年のバイオディーゼルの輸出量は、対前年比 3.4% 増の約 154 万トン/年であったが、過去最高値を示した 2014 年の 171 万トン/年には及ばなかった。総じて、ここ数年の輸出量に大きな変化は無く 150～170 万トン/年の範囲で推移していると思われることが出来る。

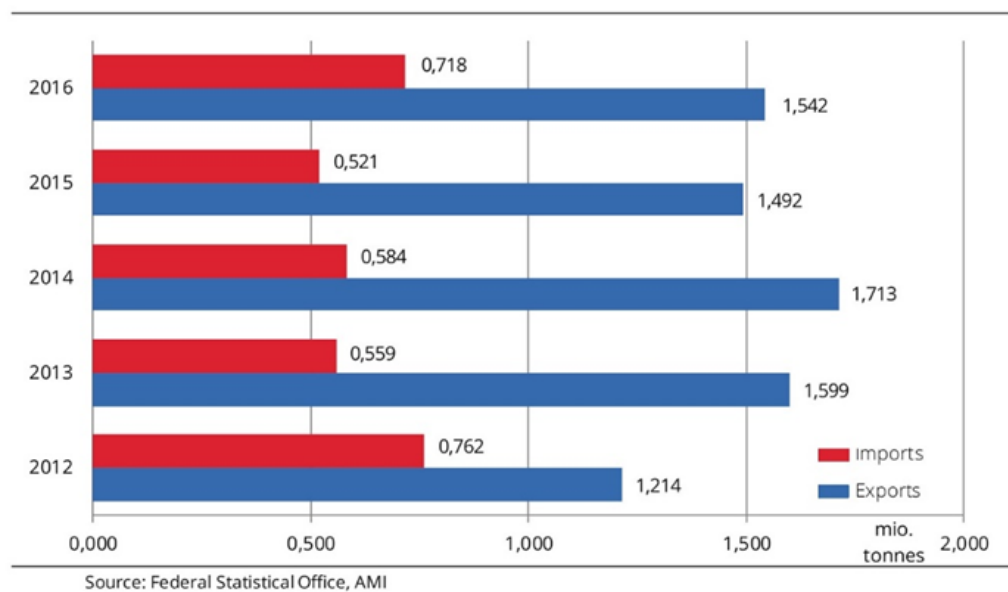


図 6. ドイツのバイオディーゼル輸出入推移
(出典：UFOP ホームページ)

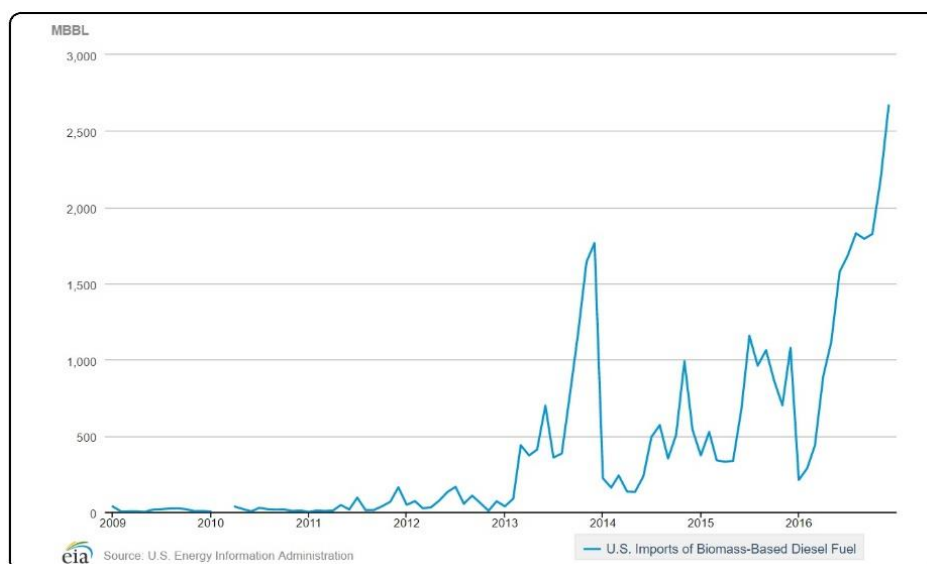


図 7. 米国のバイオディーゼル輸入量推移
(出典：EIA データ)

全輸出量の約 87%の輸出先は EU 加盟国で、中でもオランダとポーランドで、それぞれ 1 位と 2 位につけ、両国ともに輸入量は 2015 年より 2016 年の方が増加している。また、量的には少ないがスペインとフィンランド向け輸出量も前年より増加している。一方、輸出量が減少しているフランスは、対前年比 53%低下した。

輸出先別で輸出量が顕著な伸びを示しているのは米国で、数量はオランダやポーランドには一桁小さい値になっているが、対前年比約 7 倍の 8.5 万トンが輸出されている。本項のテーマから外れるが、米国のバイオディーゼル国内生産量および輸入量について米国エネルギー情報局 (US-EIA) のデータを調べると、近年国内生産量の伸びは鈍化している反面、輸入量は図 7 に示す通り 2016 年になって急激な伸びを示している。輸入量で多い国はアルゼンチンで、次いでカナダでありドイツは 3 位になっている。

次にドイツのバイオディーゼル輸入量について見てみると、2016 年の輸入量は 2015 年比で 38%増となる 71.8 万トンになっている。この数量は、2012 年に次ぐ輸入量になり、特にオランダからの輸入量が増加し、対前年比 87%増の 24.8 万トンになっている。マレーシアからの輸入量も多いが、2015 年とほぼ同量の 12.9 万トンであった。

バイオディーゼルの国内での消費状況をみると表 1 のようである。表 1 にはバイオエタノールの国内消費状況も併記されているので、合わせて見てみることにする。

表 1 には 2016 年における月別バイオ燃料消費量が示されているが、2016 年の国内バイオディーゼル消費量は 215 万トンで、2015 年の 214.5 万トンより増加をしているものの増加率は僅かに 0.25%に過ぎない。ディーゼル消費量は対前年比 4.5%増

の 3,841 万トンであるので、国内ディーゼル消費量に占めるバイオディーゼルの比率は 5.6% となり、2015 年の 5.8% より若干低下したことになる。

バイオエタノールの消費状況を見ると、2016 年の消費量は 1,173.1 万トンで、2015 年の 1,173.4 万トンと同一とみることが出来るが、内訳をみるとガソリンのオクタン価向上剤として使用される ETBE (ethyl tert-butyl ether) の消費量が、2016 年は 2015 年に比較して 6% 多い 12.64 万トンになっており、直接配合されるバイオエタノールの消費量の減少を相殺する形になっている。なお、全ガソリン消費量に占めるバイオエタノールの比率は 6.4% で変化していない。

表 1. ドイツの 2016 年における月別バイオ燃料消費量

Domestic consumption in 2016 in 1.000 t													Cumulated	
	Jan.	Feb.	March	April	Mai	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	2016	2015
Biodiesel for blending	174,6	167,7	194,4	191,1	184,4	203,2	194,5	187,1	172,7	159,1	160,1	160,7	2.150,3	2.144,9
Pure biodiesel b)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel total	174,6	167,7	194,4	191,1	184,4	203,2	194,5	187,1	172,9	159,1	160,1	160,7	2.150,3	2.144,9
Pure plant oil (PPO) b)	0,1	0,0	2,5	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	17,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel & PPO	174,7	167,8	196,9	191,2	185,2	203,3	194,6	187,2	173,0	176,1	160,1	160,7	2.150,3	2.144,9
Diesel	2.735,6	2.919,2	3.210,3	3.321,9	3.122,7	3.266,0	3.389,0	3.320,4	3.404,7	3.271,5	3.351,1	3.014,0	38.406,8	36.756,4
Biodiesel share in blending	6,4 %	5,7 %	6,1 %	5,8 %	5,9 %	6,2 %	5,7 %	5,6 %	5,1 %	4,9 %	4,8 %	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Biodiesel + diesel + PPO	2.735,7	2.919,3	3.212,8	3.321,9	3.123,6	3.266,1	3.389,1	3.320,6	3.404,9	3.288,5	3.351,2	3.014,0	38.406,8	36.756,4
Share biodiesel & PPO	6,4 %	5,7 %	6,1 %	5,8 %	5,9 %	6,2 %	5,7 %	5,6 %	5,1 %	4,8 %	5,3 %	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Bioethanol ETBE a)	9,8	9,9	10,7	8,4	9,8	12,1	14,1	8,7	7,0	10,7	10,4	12,2	126,4	119,2
Bioethanol for blending	83,3	69,9	78,7	81,7	88,6	95,8	97,9	94,4	87,0	89,2	89,2	90,9	1.046,7	1.054,2
Bioethanol E 85	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioethanol total	93,1	79,8	89,5	90,0	98,4	107,9	112,1	103,2	94,0	99,9	99,7	103,2	1.173,1	1.173,4
Gasoline	1.249,4	1.309,9	1.416,2	1.431,3	1.467,8	1.435,2	1.488,6	1.489,1	1.488,4	1.435,2	1.428,8	1.397,2	17.082,3	17.057,0
Gasoline + bioethanol c)	1.342,5	1.389,7	1.505,6	1.521,4	1.566,2	1.543,0	1.600,7	1.592,3	1.582,4	1.535,1	1.528,5	1.500,4	18.255,4	18.230,4
Share bioethanol c)	6,9 %	5,7 %	5,9 %	5,9 %	6,3 %	7,0 %	7,0 %	6,5 %	5,9 %	6,5 %	6,5 %	6,9 %	6,4 %	6,4 %

Note: a) Volume percent of bioethanol in ETBE = 47 %; b) source: Statistisches Bundesamt, 'Taxation of energy products', chapter II: energy products (excluding heating fuels); taxation without amounts according to § 46 and § 47 EnergieStG; c) The proportion of gasoline fuels contained in bioethanol fuels have been offset; cumulated figures include (unpublished) revised monthly BAFA data
Source: Federal Office for Economic Affairs and Export Control, AMI

(出典: UFOP-Market Information Edition "March 2017")

<参考資料>

- ・ <http://biodieselmagazine.com/articles/2407090/german-biodiesel-imports-rise-sharply-exports-grow-modestly>
- ・ <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2017/03/12/strong-demand-for-biodiesel-from-germany/>
- ・ <http://www.ufop.de/english/news/chart-of-the-week/>
- ・ http://www.ufop.de/files/9314/8887/3464/2017_03_E.pdf

3. ロシア・NIS 諸国 (New Independent States)

(1) 最近の Rosneft の製油所に関わる情報 2 件

今月度に収集されているロシア・NIS に関するインターネット記事には、ロシア国営石油会社 Rosneft に関わる情報が多く収集された。その中から、Rosneft が傘下の製油所の安全に関わる投資を余儀なくされている状況と、Rosneft が製油所の売却を検討している旨を伝える情報が収集されているので、以下に報告する。

1) Rosneft が製油所の安全性確保のために投資を要する旨を伝える情報

Rosneft は、昨年 10 月に同じロシア国営石油会社で、バシコルトスタン共和国 (Republic of Bashkortostan) に本拠を置く Bashneft の株式を買収しているが、消息筋の話として Reuters が伝えるところでは、買収した製油所の安全性維持・近代化工事のために、最大 1 億ドルの設備投資を要する見通しである。

昨年の買収で Rosneft 傘下の製油所として組み込まれた Ufaneftekhim 製油所 (19 万 BPD) は、2016 年 7 月に 8 名の従業員が死亡する水素化分解装置の爆発火災事故や、今年 2 月 9 日にももの Ufa 製油所 (15 万 BPD) で火災事故が発生するなど、2017 年に入って旧 Bashneft の製油所では既に 3 件の事故が報告されている。

頻発する事故を受けて、ロシアの安全監督機関である環境・技術・原子力監督局 (Federal Ecological, Technological, and Nuclear Oversight agency ; Rostekhnadzor) が査察を行っている。その予備調査結果には、「一連の事故の原因は、組織並びにメンテナンス、サービス、技術診断、点検に関連する安全基準違反がある」ことが述べられている。

Bashneft は、上記した 2 製油所の他に Novo-Ufa 製油所 (18 万 BPD) を保有し、合計精製能力は 42 万 BPD になっているが、稼働開始時期は Ufa 製油所が 1937 年、Novo-Ufa 製油所が 1951 年、一番稼働時期の遅い Ufaneftekhim 製油所でも 1957 年で、近代化工事が行われていたものの老朽化が進んでいたことは否めない。

Rostekhnadzor による安全基準違反事項に関わる指摘に対し、Rosneft も改善の必要性を認め、その準備を進めることにしたものの、相当数の設備が不十分な状態にあると思われ、改善には 1 億ドルの投資が必要と報じられている。

2) Rosneft が製油所の売却を検討中と報じる情報

ロシアの石油精製業の利益は 2014 年には 6.3%であったが、税制改革 (tax maneuver) 後の 2015 年には 1.8%にまで減少していることをロシアのコンサルタント企業 Vygon Consulting が発表し、石油精製業は不採算事業に陥っており、既に損失が出ているところもあると指摘している。

Reuters が報じているところでは、税制改革及び原油価格の低迷で製油所マージンが低下したことで、Rosneft の設備近代化に向けたスピードが落ちており、2016 年 1 月～9 月にかけて Rosneft が国内製油所の近代化に投資した金額は、2015 年の同期間に投資した金額の半分以上の 340 億 RUB であったと伝えている。

また、ロシア全体の製油所状況を二次装置装備率の指標となるネルソン指数でみると、2016 年当初のロシアの製油所の指数は、ヨーロッパの製油所の平均値である 8 を超えている製油所は 2 ヶ所に過ぎず、平均値は 5.26 になる。その結果利益もマイナスまたはゼロに近く、近代化投資はまだ必要であると Vygon Consulting は述べている。

このような状況下、Rosneft が製油所の売却を検討中であると報じる情報が複数検索されている。Rosneft がロシア国内に保有する製油所は 11 ヶ所で、“ミニ製油所”と呼ばれている小規模製油所の精製能力も合わせると、同社が保有している合計精製能力は年間 1 億 85 百万トン（約 217 万 BPD）である。なお、Rosneft は売却の方針を認めていない。

これ等の製油所の中でロシアのインターネットメディア Vedomosti によると、サマラ（Samara）州にある Kuibyshev 製油所（14 万 BPD）、Syzran 製油所（17 万 BPD）、Novokuibyshevsk 製油所（17.6 万 BPD）の 3 製油所とサラトフ州（Saratov）にある Saratov 製油所（14 万 BPD）の 4 製油所が売却対象になっている。また、Reuters が消息筋の話として伝える情報では Syzran 製油所、Kuibyshev 製油所及び Angarsk Petrochemical Company（APCC）が売却あるいは閉鎖の可能性があるとして報じている。

サマラ州にある Rosneft 傘下の 3 製油所（Samara group）は、2006 年に裁判所から破産宣告を受け、その後 Rosneft により吸収された Yukos の遺産とも言うべきもので、採算性が取れるか否かの瀬戸際に陥っていると見られている。Samara group のネルソン指数は、2～4 で、これらの製油所を適切に維持するか売却すれば、相対的には Rosneft の精製事業部門の価値は向上すると見られている。

東欧に拠点を置く銀行の Raiffeisenbank でアナリストを務める Andrey Polishchuk 氏は、明らかに Rosneft は製油所の近代化に向けた投資ではなく他の方策を検討しているように思えると述べ、何らかの形で低稼働率の製油所を処理する可能性があることを示唆している。

<参考資料>

- ・ <http://tass.com/pressreview/930523>
- ・ <http://www.reuters.com/article/us-rosneft-oil-safety-idUSKBN15T1MH>
- ・ <https://realnoevremya.com/articles/1198-rosneft-to-spend-100-million-on-bashneft-refineries-upgrade>
- ・ <http://www.kitco.com/news/2017-03-01/Russia-apos-s-Rosneft-says-raises-stake-in-Bashneft-to-69-3-pct-of-voting-shares.html>

(2) Gazprom Neft の Omsk 製油所の第 2 次近代化工事の状況

ロシア国営で最大手天然ガス会社・Gazprom の子会社である Gazprom Neft は、傘下に持つ Omsk 製油所（42 万 BPD）で近代化工事の第 2 段階を展開している。この第 2 次工事は水素化分解装置（4 万 BPD）、水素プラント及び硫黄回収装置が建設されているほか、Group II 及び Group III の潤滑油用ベースオイルの増産も図られ、その製造能力は 25 万トン/年になる予定である。（2016 年 8 月号（ロシア・CIS 編）第 1 項「Gazprom Neft が Omsk 製油所で展開する処理能力拡張計画」参照）。

これ等の工事の内、水素製造装置とアスファルト製造装置に関わる工事経過情報が収集されているので、以下に報告する。

水素プラントの設計はロシアのエンジニアリング会社の Omskneftekhimproject が担当し、2017 年末までの稼働が予定されている。既設の接触改質装置リフォーマーで副産する水素だけでは、新增設された水素化脱硫装置に供給するには不足するために水素プラントが新設されることになった。

装置能力は水素 1.23 万トン/年と報じられており、他装置は独立して設置することで、Euro-5 基準のガソリン、ディーゼル及びジェット燃料がこれまでより 6%増産可能で、さらに水素供給面で信頼性が高まると報じられている。

アスファルト製造装置に関しては、新設ではなく既存装置の改造が行われており、現在は改造工事の最終段階を迎えている。当該工事では冷却システムが見直され、実質的に冷却水の使用を無くすなど環境汚染物質の排出量が減少し、熱回収効率の向上などスチーム使用量の大幅な改善も行われている。装置保全工事の間隔も今までの 2 年から 4 年に延長することが出来、アスファルトの製造品種もコンパウンド混合装置が付加されることで、多様化が可能になると見られている。

<参考資料>

- ・ <http://www.gazprom-neft.com/press-center/news/1117420/>
- ・ <http://www.gazprom-neft.com/press-center/news/1117633/>

4. 中東

(1) サウジアラビア・イラクから米国への最近の原油輸出状況を EIA が分析

米国エネルギー情報局(EIA)が、サウジアラビア・イラクから米国への原油輸出力の最近のデータをショートレポートで報告している。

米国の主要な原油輸入先であるサウジアラビアとイラクからの原油輸入量は、2014 年から 2015 年にかけて増加し、両国を合わせた原油の輸入量は 2012 年以来の高水準に達している。

国際機関の共同データイニシアチブ(Joint Organizations Data Initiative: JODI)によると、サウジアラビアが原油を増産し、同国の原油需要量が季節変動で減少していた 2016 年後半は、サウジアラビアからの輸入量が過去最高に近付き、イラクからの原油輸入量は過去最高となった。2016 年 11 月のサウジアラビアの原油輸出量は、2003 年 5 月以降で最高の 830 万 BPD、12 月は 800 万 BPD を記録した。

なお、サウジアラビアでは、夏場の発電需要のピークを過ぎ原油の国内需要が減少に向かう 8 月から 11 月にかけて原油の輸出量が増加する傾向にある。一方、イラクの原油輸出量は、2016 年 11 月に過去最高の約 410 万 BPD を記録し、12 月も同程度であった。表 2 に 2014 年から 2016 年までのサウジアラビア・イラクの原油生産量、原油輸出力、米国の輸入量を示す。

OPEC および一部の産油国の合意で、2017 年 1 月から始まる原油の減産を前に、サウジアラビアの 2016 年 12 月の原油生産量は 2015 年 12 月に比べ 32.1 万 BPD、イラクは 70 万 BPD 増加した。

サウジアラビアから米国までのタンカー輸送には 5 週間を要することから、2016 年 11 月、12 月出荷分は、米国に 2016 年 12 月から 2017 年 2 月にかけて到着することになり、輸入量は 2017 年 1 月 6 日の週の 100 万 BPD から、2 月 10 日の週には 130 万 BPD に増える見込みである。同様に、イラクからの輸入も 2016 年 12 月 9 日の週の 37.3 万 BPD から 2017 年 1 月 13 日の週には 72.3 万 BPD に増加する見通しである。

表 2. サウジアラビア・イラクの原油生産量・輸出量の推移

単位: 1,000BPD

	2014	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
サウジアラビア	生産量	9,767	9,850	9,566	9,660	9,705	9,780	10,005	9,597	9,704	9,690	9,610	9,630
	輸出量	7,497	7,763	7,127	7,452	6,987	6,946	6,989	6,663	6,722	6,897	7,296	6,934
	米国輸入	1,462	1,450	1,425	1,579	1,224	1,017	1,231	894	1,004	826	1,014	813
	2015	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	生産量	9,680	9,636	10,294	10,308	10,333	10,564	10,361	10,265	10,226	10,276	10,186	10,144
	輸出量	7,474	7,350	7,898	7,737	6,935	7,365	7,276	6,998	7,111	7,364	7,719	7,486
	米国輸入	788	911	1,047	1,205	1,207	1,076	1,186	1,004	861	983	1,232	1,119
	2016	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	生産量	10,230	10,220	10,224	10,262	10,270	10,550	10,673	10,630	10,650	10,625	10,720	10,465
	輸出量	7,835	7,553	7,541	7,444	7,295	7,456	7,622	7,305	7,812	7,636	8,258	8,014
	米国輸入	1,054	1,008	1,265	1,139	1,170	1,088	1,051	1,142	1,209	1,023	1,000	1,014
イラク	2014	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	生産量	2,848	3,410	3,089	3,064	3,177	3,111	3,012	3,023	3,198	3,054	3,009	3,356
	輸出量	2,228	2,799	2,448	2,509	2,582	2,426	2,442	2,375	2,551	2,461	2,510	2,940
	米国輸入	249	290	306	321	351	529	496	543	350	286	421	282
	2015	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	生産量	3,042	2,783	3,339	3,176	3,288	3,591	3,718	3,760	3,755	3,659	3,747	4,130
	輸出量	2,535	2,597	2,981	3,077	3,145	3,187	3,105	3,079	3,052	2,708	3,365	3,215
	米国輸入	227	222	122	139	283	214	133	117	203	375	269	447
	2016	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	生産量	4,775	4,458	4,553	4,522	4,499	4,549	4,606	4,622	4,774	4,776	4,800	4,830
	輸出量	3,285	3,225	3,809	3,364	3,200	3,175	3,202	3,230	3,276	3,384	4,051	4,050
	米国輸入	252	245	365	349	555	434	369	477	448	508	414	593

サウジアラビア・イラクの生産量・輸出量はJODIのデータ、米国の輸入量はEIAのデータを採用

なおEIA は、サウジアラビア・イラクからの高水準の原油輸入は、一時的な現象にとどまると見ている。

中質・高硫黄原油である Dubai/Oman 原油と、米国産の同グレードの Mars 原油の値差が 2016 年を通じて小幅で推移したことから、米国の重装備型の製油所にとりサウジアラビア・イラクの中・重質原油は魅力が増していた。しかしながら、2016 年 11 月の OPEC 諸国と一部産油国が原油減産の合意を発表した以降は、Dubai/Oman 原油と Mars の値差は、1 年以上前の幅まで拡大したことから、米国の製油所は国産の中質・高硫黄原油処理を増やし、中東からの輸入量は減少に転じると EIA は予測している。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30092>

(2) イランで大規模なシェールオイルの埋蔵が発見される

現在、タイトオイル・シェールオイル・シェールガスを本格的に生産している国は世界でも米国を筆頭に数ヶ国に限られているが、非在来型資源の埋蔵の発見情報は世界各地で続いている。2月初めには、イランがシェールオイルの大量埋蔵を発見したことが報道されている。

イラン国営 National Iranian Oil Company (NIOC) の探査事業担当の Bahman Soleimani 副社長は、イラン西部の内陸州ロレスターン州の Ghali Koh で、埋蔵量 20 億バレルのシェールオイル埋蔵層を発見したことを明らかにしている。シェールガスの探査も実施中で 2017 年 10 月までに評価が完了する見通しである。

イランの原油埋蔵量は確認埋蔵量で 1,580 億バレル(EIA, Country Analysis、2015 年 1 月時点)であることから、今回発見されたシェールオイルの埋蔵量はイランの原油類の埋蔵量の水準を左右するものではないが、今後はシェールガスの埋蔵量の発表を注目したい。

世界のシェールオイル・シェールガスの埋蔵量については、米国エネルギー情報局(EIA) が国別の埋蔵状況を詳しく報告しているが、現在、中東地域でレポートが公表されている国は、ヨルダン、オマーン、アラブ首長国連邦のみである。

<参考資料>

- ・ <http://en.nioc.ir/Portal/Home/ShowPage.aspx?Object=NEWS&ID=694aa0ea-5339-4deb-a6b2-e4c0af0a0610&WebPartID=32c9a857-c7f1-42bd-9206-732bb331277c&CategoryID=24c6268f-87ee-4fc0-b389-76d84b6b0f22>
- ・ <http://www.presstv.ir/Detail/2017/02/19/511177/Iran-announces-major-shale-oil-discovery>

(3) イスラエル沖 Leviathan 天然ガス田の開発プロジェクトが前進

Leviathan 天然ガス田プロジェクトで、天然ガス供給先の確保が進展している様子を本報(サイト)の 2 月号で紹介したところであるが、その後も天然ガス生産開始に向けた大きな動きの報道が続いている。

Leviathan 天然ガス開発プロジェクトの最大出資者でオペレーターの米国 Noble Energy は、プロジェクトの第 1 フェーズの最終投資決定(FID)を 2 月下旬に発表した。FID の条件の概要を表 3 に示すが、総投資額 37.5 億ドルで、2019 年末の生産開始を目指している。天然ガスの販売計画によると、天然ガスの供給量で 5.25 億 cf/日、金額で 150 億ドル(契約期間)分が契約済で、当初は 10 億 cf/日規模の生産を目指している。なお、天然ガス田の開発については既に認可が下りている。

表 3. Noble Energy の Leviathan 天然ガス開発の FID 資料の概要

総投資額	37.5 億ドル (Noble Energy 分 15 億ドル 2016 年の億ドル、将来のプラットフォーム拡張分を含む)
生産開始目標	2019 年末
初期生産能力	21 億 cf/日
第 1 フェーズ埋蔵量(2017 年)	9.4 兆 cf
生産開始時の生産量	10 億 cf/日、最低 6 億 cf/日
供給量の見通し	国内外に契約済・交渉中合わせて 10 億 cf/日
生産開始時の販売契約	5.25 億 cf/日、契約額 150 億ドル(契約期間)
収益、投資回収見通し	営業キャッシュフロー：6.5 億ドル/年以上、投資回収年数 3 年以内
権益配分	Noble Energy (39.66%)、Delek Drilling (22.67%) Avner Oil Exploration (22.67 %)、 Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership (15%)

Noble Energy が、FID 公表に合わせてプロジェクトのフェーズ 1、2 の概要を説明する資料をウェブサイト公表しているため、その内容を表 4 にまとめて紹介する。

表 4. Leviathan 天然ガス開発プロジェクトの概要

発見	2010 年
天然ガス資源量	34 兆 cf
生産能力	3 億 cf/日
可採年数	25 年以上
フェーズ 1	
投資額	37.5 億ドル
井戸数	4 井
生産能力	12 億 cf/日
供給先	イスラエル国内の天然ガス網
フェーズ 2	
投資額	-
井戸数	4 井
生産能力	9 億 cf/日
輸出パイプライン	最大 12 億 cf/日

Noble Energy の最終投資決定に続いて、Leviathan 天然ガス開発プロジェクトでは 3 月の初めに、天然ガスの生産プラットフォームの建造に関する発表があった。

3 月の初めの米国の Wood Group の発表によると、Leviathan 天然ガスのプラットフォームの基本設計(FEED)業務が完了し、詳細設計業務に移行している。水深 85m に設置されるプラットフォームは固定式で(総重量 3 万トン)、第 1 フェーズの天然

ガス処理能力は12億cf/日で、第2フェーズを見据えて21億cf/日まで拡張可能な仕様になる。なお、Wood Groupの受注額は9,500万ドルと公表されている。

Wood Groupには、中東・アフリカ地域で、イスラエルのMari-B 海底天然ガス田とTamar 海底天然ガス田の天然ガス圧縮プラント(compression plant)、赤道ギニアBioko島沖のAlen コンデンセート・天然ガス田で生産プラットフォームのトップサイドとジャケットを設計した実績がある。

<参考資料>

- ・ http://files.shareholder.com/downloads/ABEA-2DOWMQ/1437376510x0x929484/6CDC7BBD-18E8-4DD1-BBBE-A959EF9AB627/FINAL_Leviathan_Slides.pdf
- ・ http://files.shareholder.com/downloads/ABEA-2DOWMQ/1437376510x0x929516/97A6BFF7-E974-4AA1-AE89-78F00CA1D9AD/NBL_News_2017_2_23_General_Releases.pdf
- ・ <https://www.woodgroup.com/press/press-releases/2017/wood-group-begins-detailed-engineering-of-leviathan>

(4) イラクとイランの石油天然ガス事業の連携に関わる情報

イラクとイランの石油相が、両国の石油・天然ガス事業で連携することに合意し、複数のMOUが2月下旬に調印されている。

主な合意事項として、

- ・ イラン南東部のスィースターン・バルーチェスターン州 Parviz 油田および南西部のフーゼスターン州 Khorramshahr 油田の開発。
- ・ イランの民間企業によるイラクの製油所の近代化プロジェクトの推進。石油・天然ガス関連の機械類の製造。
- ・ 原油、天然ガスの輸出入。

が発表されている。

イランからイラクへの天然ガスを輸出するパイプラインの完成が近付いていることは、ここ数年の間に度々報道されているが、実際に輸出が始まったという発表は伝えられていない。今年に入ってからイラン国内部分のパイプライン施設が既に完成し、記念式典が予定されていることなどが伝えられていた。

計画では、イランからイラクの首都バグダードへ天然ガスを日量400万m³輸出する予定であるが、3,500万m³/日に増量する能力がある。バスラへの天然ガス輸出は、South Parsの天然ガスをイラクと国境を接する南西部のフーゼスターン州へ輸送する主幹パイプライン Iran Gas Trunkline VI (IGAT 6)が完成した後に、イラク内のパイプラインとの接続(パイプラインの建設)へ向かう見通しである。

原油に関して両国は、イラク北部のKirkukで産出する原油をイラン経由でパイプ

ライン輸出するプロジェクトに合意している。今後、国際コンサルタント企業を起用してプロジェクトの採算性を技術面、経済面から検討する予定である。このパイプラインが完成すると、現在、イラン北部で生産される原油をクルディスタン地域政府(KRG)の領内からトルコ経由でパイプライン輸出しているイラク中央政府は、KRGに依存せず原油を輸出できることになる。

一方のKRGとロシア国営Rosneftが、石油・天然ガスの上流事業部門、インフラ整備、物流、貿易分野で協力することに合意に達し、文書に調印したことが2月下旬に発表されている。

KRGは、Rosneftのトレーディング会社Rosneft Trading SA.との間で、クルディスタン地域で産出する原油を2017-2019年にかけてRosneftが購入するオフテイク契約の予備契約に調印した。Rosneftは、クルディスタン原油を手に入れることで、同社が保有する世界各地の製油所網に供給する原油種が増えたとして評価している。KRG側は、ロシア最大の石油会社との協力関係が今後さらに強化されることに期待を表明している。

<参考資料>

- ・ <http://www.shana.ir/en/newsagency/275774/Tehran-Baghdad-Seal-Oil-Gas-Coop-Deal>
- ・ <https://www.rosneft.com/press/releases/item/185769/>

5. アフリカ

(1) アルジェリアのエネルギー計画の状況

1) アルジェリアの中期エネルギー計画

アルジェリアの国営報道機関Algeria Press Serviceが、2月下旬にアルジェリアのエネルギー政策や製油所関連のニュースを報じているので紹介する。

石油・天然ガス産業の国有化46周年を祝ったアルジェリア政府は、今後も化石燃料資源への投資を続けるとともに、再生可能エネルギー開発を進める方針を表明している。

アルジェリア政府は、原油生産量を2017-2018年が7,500万ト/年(150万BPD)、2019年に7,700万ト/年(154万BPD)、2020年には8,200万ト/年(164万BPD)まで増産する方針で、国営石油会社Sonatrachは2015-2021年に90億ドルの投資を計画している。

アルジェリアの石油・天然ガスの1次生産量は、2015年の1億9,100万トン(原油換算)から2016年には1億9,600万トンに増加した。再注入分などを除いた市場に供給された天然ガス量は1億6,300万トンで、内訳は輸出向けが1億80万トン、国内消費分は5,500万トンとなっている。

天然ガス生産量は、計画では2017年が1,413億 m^3 、2018年1,440億 m^3 、2019年1,500億 m^3 、2020年には1,650億 m^3 に増加する見通しである。

表5. アルジェリアの原油・天然ガス生産目標

	単位	2017	2018	2019	2020
原油	万 t	7,500	7,500	7,700	8,200
天然ガス	億 m^3	1,413	1,440	1,500	1,650

石油精製事業関連ではSonatrachは、Hassi Messaoud、Tiaret、Skikda、Arzewに精製能力500万 t /年(10万BPD)規模の5製油所を建設する計画で、間もなく国際入札を実施する予定である。

新設製油所プロジェクトとは別に、Skikda製油所ではディーゼルの増産のための分解装置の増設、ガソリン増産のためのナフサ改質装置の建設プロジェクトが立ち上がっている。Sonatrachは、5件の石油化学プロジェクトについても外国の企業と協議を続けているところである。

さらにアルジェリア政府は、「エネルギー自給体制の確立」、「エネルギー保障」、「化石燃料資源の保護」の観点から発電に使用するエネルギー源の多様化を重視する方針で、National Renewable Energy Development Programmeの下、2030年までに再生可能エネルギーによる発電能力を国内向け22GW、輸出向けに10GWに引き上げるとした目標を設定している。

<参考資料>

- ・ <http://en.aps.dz/economy/16939-investing-in-fossil,-renewable-energies-to-diversify-national-supply>

2) Hassi-Messaoud 製油所プロジェクト

Sonatrachの製油所新設プロジェクトの一つHassi-Messaoud製油所の状況が、エネルギー省のFatma Zohra Cherfi次官(general secretary)の現地訪問に合わせて発表されている。

プロジェクトは、軽油、レギュラー・プレミアムガソリン、その他石油製品を年間500万トン、天然ガスを年間120,900トン生産するもので、内陸部のワルグラ県の県都ワルグラ(Ouargla, Ouargla Province)の南方80kmに位置するHassi-Messaoudで工事が進められている。因みにHassi-Messaoudには、アルジェリアとインドの共同プロジェクトの天然ガス圧縮設備、LPGプラント、配送設備が設置されている。

Zohra Cherfi次官は、アルジェリアの精製能力はHassi-Messaoud製油所とTiaret・Biskra製油所を合わせて、2021年までに現在の52.3万BPDから90万BPDに拡大するとの見通しを示している。アルジェリアの石油消費量は2015年に43.3万BPDで

あることから、計画通り製油所の拡張が実現した場合は、需要の増加を見込んだ上でもアルジェリアでは石油製品の輸出余力が拡大することが予想される。

<参考資料>

- ・ <http://en.aps.dz/economy/16931-hassi-messaoud-new-refinery-to-produce-annually-5mt-of-oil-products>

(2) ロシア Rosneft がリビアの石油・天然ガス事業に投資へ

カダフィ政権崩壊後の政情の混乱が収束していないリビアで、ロシアが石油産業への関与を強める動きが伝えられている。

リビア国営石油 NOC の Mustafa Sanalla 会長は、今年 1 月英国ロンドンでリビアの原油生産量を 2022 年までに 210 万 BPD に引き上げるために外国企業からの投資を呼び込みたいと表明していたが、それに呼応する形で、ロシア国営 Rosneft がリビアの石油事業に投資することに NOC と合意し、2 月下旬ロンドンで NOC の Sanalla 会長と Rosneft の Igor Sechin 総裁が枠組み協定に調印している。これに関連して両社は、原油のオフテイク契約にも調印している。

合意によると、両社は共同作業員会を設け、リビアの探査・生産部門で共同事業を立ち上げることを目指すことになる。

参考までに過去 10 年間のリビアの原油生産量の推移を表 6-1 及び表 6-2 に示すが、2000 年代に原油を 150 万 BPD 以上生産していたリビアでは、カダフィ政権崩壊に繋がった 2011 年の内戦で原油が大幅に減産した。翌年の 2012 年には、原油の生産量は回復に向かったものの、その後も国内の混乱が続き、度重なる反政府勢力によるインフラへの武力攻撃の影響で、原油生産量は 2014 年以降 50 万 BPD を下回る水準で低迷が続いている。

表 6-1. リビアの原油生産量の推移

単位 1,000BPD

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1,681	1,702	1,736	1,650	1,650	465	1,367	918	470	404

EIA のデータベース参照、原油+コンデンサート

表 6-2. リビアの原油生産量の推移

単位 1,000BPD

2016/2Q	2016/3Q	2016/4Q	2016/11	2016/12	2016	2017/1
312	311	571	577	610	391	675

OPEC Monthly Market Report 2017/2 より

<参考資料>

- ・ <http://noc.ly/index.php/en/new-4/2095-noc-and-rosneft-sign-cooperation-framework-agree>

(3) 南アフリカ共和国とイランが石油事業分野で関係強化を目指す

世界の各地域で、原油市場の確保を目指しているイランが、南アフリカ共和国（以下南アと略称）との関係の強化を目指している動きについては [2015 年 12 月号アフリカ編第 2 項](#)、2016 年 5 月号第 2 項で、紹介したが 3 月初めに新たな動きが報道されている。

イランを訪問した南アの Tina Joemat-Pettersson エネルギー相は、テヘランで Bijan Zangeneh 石油相と会談した。Zangeneh 石油相によると、イランによる南ア共和国への原油・石油製品の輸出、南ア企業によるイランの製油所への投資が 2 大議題に上っていた。

Zangeneh 石油相は、イランからの原油・石油製品の輸出は、南アが石油輸入国であることから、南ア側が望めば直ぐにでも実行できるとの見方を示した。イラン側は、南アは原油を 10 万 BPD 程度輸入する必要があると見積もっているが、輸入希望量を示して欲しいと述べた。

両国の石油相の会談の翌日、GTL (Fischer-Tropsch プロセス) プラントを開発・操業している南アの国営 PetroSA の首脳陣は、イラン国営 National Petrochemical Company (NPC) の Marziyeh Shahdaei 社長とイランで計画中の GTL プロジェクトについて協議した模様である。

また Shahdaei 社長は、現時点では国外で製油所の新設プロジェクトに対する投資の準備は整っていないが、イラン原油の長期的な輸出先を確保する目的で、国外の製油所の株式を購入することを視野に入れていることを明らかにしている。

外国の製油所(この場合は南ア共和国)に出資する場合、国営企業ではなく民間セクターが、イラン国家開発基金 (National Development Fund of Iran) などからの融資を得て、実行することが望ましいと発言している。なお Shahdaei 社長は、外国製油所へ出資しイラン産原油を供給する場合、イランが現在の原油輸出能力を拡大するに当たって障害は無いとの見方も示している。

<参考資料>

<http://www.shana.ir/en/newsagency/275958/Iran-Keen-on-Joining-S-African-Oil-Market-Min->

(4) Royal Vopak が南アフリカ共和国で石油ターミナルの増強を計画

アフリカ大陸の南端に位置し、国際海運ルートの要衝に位置する南アフリカ共和国は、原油や石油製品を大量に輸入していることから、国内には原油や石油製品の貯蔵基地などが設置されているが ([2013 年 9 月号アフリカ編第 2 項](#)参照)、南アフリカ共和国で石油製品の貯蔵能力を拡大する計画が発表されている。

Royal Vopak と南アフリカ共和国の Reatile は、南アの石油貯蔵事業を拡大する計画を 2 月中旬に発表している。プロジェクトの概要を表 7 に示す。

表 7. Royal Vopak/ Reatile の石油ターミナルの新增設計画

施設	所在	概要
新設ターミナル	ハウテン州 Lesedi	新設タンク 10 万 m ³ (6 基)、 ローリー充填設備 (8 車分) ベンパー回収設備
Vopak Terminal Durban	クワズール・ナタール州 Durban	新設タンク 16.2 万 m ³ (10 基)、旧式小型タンク 38 基を廃棄し 差し引き 13 万 m ³ 分を拡大し 37.2 万 m ³ に増強する 新設ローリー充填設備 3 基 (既設のベンパー回収設備に接続) 新規 tanker loading arm を建造

Lesedi に新設予定の石油製品の貯蔵施設は、Durban と Gauteng を結ぶ、国営の石油製品パイプライン (New Multi Product Pipeline : NMPP) に接続される。これにより、ガソリン・ディーゼルのタンクローリーによる道路輸送を削減することができ、輸送効率向上以外にも環境改善・安全性向上に寄与することが期待されている。

< 参考資料 >

- ・ <https://www.vopak.com/newsroom/news/vopak-expands-further-south-africa>

6. 中南米

(1) メキシコ・米国間の石油・天然ガスの輸出入の動向

米国では、今後も石油・天然ガスの高水準の生産が続き、2018 年までに天然ガスの純輸出国に、2020 年代にはエネルギーの純輸出国になる見通しである。こうした環境の下で、米国エネルギー情報局 (EIA) が、米国の新政権発足後の関係に関心が集まっているメキシコとの間の石油・天然ガスの輸出入の実態をショートレポートで解説している。

・ 概況

メキシコと米国のエネルギー貿易の関係は長い間、「メキシコは米国に原油を輸出し、米国はメキシコに石油製品を輸出する」という図式で捉えられ、メキシコから米国への原油の輸出額は、米国からメキシコへのガソリン・ディーゼルなどの石油製品の輸出額を大幅に上回る状態が続いていた。エネルギーの輸出入額でみると、2006-2010 年の間は米国のメキシコからの輸入額は米国からの輸出額を 2-3 倍上回っていた。陸続きの両国は、送電網やパイプラインを通じて、電力・天然ガスも相互で融通していた。

近年の米国のタイト・シェールオイル、シェールガスの増産と、メキシコのエネルギー産業の低迷は、両国間のエネルギー需給の図式を大きく塗り替えることになっ

た。米国からメキシコへの石油製品・天然ガス輸出量は、2015-2016 年に大幅に増加し、一方米国のメキシコ原油輸入量は、表 8 に示すように減少を続け、2016 年には米国のエネルギー輸出額は、202 億ドルに達し、輸入額は 87 億ドルとなり、輸出額は輸入額の 2 倍以上になった。

表 8. 米国-メキシコ間の原油・天然ガス輸入・輸出量

	単位	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
原油輸入量	千バレル	420,567	402,052	356,715	310,402	284,966	251,102	213,079
天然ガス輸出量	百万 cf	333,251	498,657	619,802	658,368	728,513	1,054,271	1,357,243

・原油の輸出入

メキシコからの米国への原油輸出量は、2015 年の 68.8 万 BPD に対し、2016 年 1-11 月は 58.8 万 BPD に減少した。米国のメキシコからの輸入量は、カナダ・サウジアラビア・ベネズエラに次ぐ 4 番目で全体の 9%を占めている。2006-2014 年の間、輸入額はほぼ一定の約 300 億ドル/年であったが、2015 年には、輸入量・原油価格ともに低下したことから 125 億ドル、2016 年は 76 億ドルと大幅に減少している。なおメキシコ全体では原油が減産し、総輸出量が減少しているなかで、メキシコがヨーロッパ・アジア向けの輸出を増やしていることも米国向けの輸出に影響している。

米国では 2015 年に原油の輸出が解禁され、メキシコが米国に原油のスワップ輸出を提案し、商務省に認可された経緯があるが ([2015 年 9 月号中南米編第 1 項参照](#))、EIA の輸出先別一覧 (Exports of Crude Oil and Petroleum Products by Destination) のデータにはその影響は現れていない。

・石油製品の輸出入

米国からメキシコへの石油製品の輸出量は、2015 年が 69 万 BPD で米国の石油製品輸出の 16%を占め、輸出額は 160 億ドル。2014 年に比べて輸出量は増えたが、ガソリン・軽油・LPG の価格が下落したことから、金額ベースでは減少した。

2016 年 1-11 月の輸出量は 84.9 万 BPD で、量・金額とも 2015 年 1-11 月に比べて増加した。メキシコで製油所の稼働率が低下したことで、需要と供給の格差が拡大しその分を米国からの輸入が補う形になり、米国はメキシコのガソリン消費量の 50%以上を賄っている。米国は、メキシコから石油製品を輸入しているが、2016 年 1-11 月の輸入量は 8.7 万 BPD と輸出量に比べるとはるかに少ない。

・天然ガスの輸出入

メキシコと米国では、パイプラインを通じて天然ガスの双方向の輸出入が行われている。米国からメキシコへの 2015 年の天然ガス輸出量は 29 億 cf/日で、米国の総輸出量の 60%を占めた。2016 年 1-11 月のメキシコへの輸出量は 38 億 cf/日に増え、2017 年には 42 億 cf/日に拡大すると予測されている。メキシコの米国からの天然ガス輸入量の増加の状況については本報(サイト)の 2016 年 12 月号中南米編第 2 項で

紹介している。

天然ガスの需要が増える一方で、天然ガスの開発投資が不足しているメキシコでは、米国からの天然ガス輸入を増やす目的で、パイプライン建設プロジェクトが大々的に進められているが（[2014年11月号中南米編第2項](#)、[2015年5月号中南米編第2項](#)参照）、2018年に完成予定の米国とメキシコを結ぶ天然ガスパイプラインプロジェクトが全て稼働すると、米国からメキシコへの輸出能力は倍増することになる。メキシコにはLNG輸入プラントが設置されているが、LNGプラントの稼働率は低下している（2016年12月号中南米編第2項参照）。輸入した天然ガスの大半は、発電向けに消費されることになる。

米国からの天然ガス輸入が増加している中で、メキシコのエネルギー省は2029年までに天然ガス発電能力の拡大を計画していることから、天然ガスの米国への依存は今後も続くことになる。

・電力の輸出入

今回のEIAのショートレポートでは、石油・天然ガスの状況を分析しているが、米国とメキシコは電力も融通しているので、EIAのデータベースから電力の輸出入の実態を抽出し表9に示す。

表9. メキシコと米国の電力の輸出入

単位:MWh

年	2005	2006	2007	2008	2009	2010
米国からメキシコ	1,597,275	1,147,258	1,277,646	1,288,152	1,320,144	1,320,095
メキシコから米国	470,731	865,948	584,175	584,001	620,872	624,502
米国の純輸出	1,126,544	281,310	693,471	704,151	699,272	695,593
年	2011	2012	2013	2014	2015	
米国からメキシコ	1,223,758	1,285,959	6,207,597	7,140,624	7,308,192	
メキシコから米国	650,082	603,382	678,300	437,364	392,016	
米国の純輸出	573,676	682,577	5,529,297	6,703,260	6,916,176	

* EIAのデータベースから引用

米国からメキシコへの電力の輸出量は2005年から2012年にかけて、120万-150万MWhを前後していたが、2013年に620万MWhまで劇的に増加しその後も緩やかな増加が続いている。一方、メキシコから米国への電力輸出量は、2007年から2013年頃は60万MWh前後で推移していたが、2014年、2015年にかけて急減している。

米国からメキシコへの電力輸出量からメキシコから米国への電力輸出量を差し引いた米国からメキシコへの純輸出量は、2005年には110万MWhを越えていたが、2006年に急減した後、その後の2006年から2012年までは60万MWhから70万MWhの幅で増減し、2013年に約550万MWhに急増している。

2012 年以降の変化は、米国でシェールガス生産量が急増した時期に当たり、天然ガス価格の下落で、米国の発電コストが下がったことから、天然ガスの供給不足状態にあるメキシコが、米国からの電力輸入を増やしたことで説明できる。

天然ガス・石油製品と同様に、電力の輸出入でも米国からメキシコへの輸出増が際立っていることが分かり、米国からメキシコへのエネルギーの純輸出量の増加を認識することが出来る。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29892>
- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27532>

(2) メキシコ Pemex が製油所操業で JV

メキシコ国営 Pemex は、メキシコ北東部イダルゴ州にある同社の主力製油所の一つ Tula (Miguel Hidalgo) 製油所 (32 万 BPD) の水素供給業務を公募した結果、フランスの工業用ガス企業 Air Liquide のメキシコ子会社 Air Liquide México S. A. de R. L. de C. V. が落札したと発表した。

契約期間は 20 年間で Air Liquide は、既存の水素プラントの操業と、Tula 製油所の拡張近代化プロジェクトに必要な第 2 水素プラントの建設に投資し、拡張・近代化プロジェクト完了後に水素化脱硫などに必要な水素を賄うことになる。Air Liquide の起用で、Pemex はコストを 30%削減すると同時に、水素プラントの計画外停止時間・回数を減らし、水素供給の信頼性を向上させることを目指している。

Pemex は現在進めている事業計画で、メキシコ政府が行ったエネルギー改革のメリットを追求する方針である。エネルギー改革により、JV で製油所を操業することが可能になり、Air Liquide との契約は、製油所の操業を JV 形式で運営する最初の試みに位置付けられている。Pemex は今後も、製油所操業で他社との共同運営を進めていく方針を明らかにしている。

<参考資料>

- ・ http://www.pemex.com/en/press_room/press_releases/Paginas/2017-013-national.aspx

(3) アルゼンチンのシェール資源開発の最新情報

1) YPF と Shell がシェールオイル・シェールガスの共同開発に合意

アルゼンチンのシェール資源開発の動向については、2017 年 1 月号中南米編第 2 項で紹介したばかりであるが、2 月にも新たな動きが伝えられている。

Shell のアルゼンチン事業子会社 Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. 傘下の O&G Developments Ltd. S.A. は、アルゼンチン国営 YPF との間でシェールオイル・シェールガスの共同開発の基本条項に合意した。

Shell はシェール埋蔵地帯のネウケン州の Bajada de Añelo 地域を対象に、シェールオイル・シェールガス開発をパイロットプロジェクトの2フェーズで展開する予定である。投資額は、3億580万ドル(VAT 抜き)で、出資比率は、オペレーターに就く O&G Developments が 97.6%、YPF が 2.4%になる。

今後両社は、契約条件面で最終合意を目指し、ネウケン州政府当局の認可が下り次第、開発に着手する計画である。O&G Developments は探査鉱区(204 km²)の権益 50%を取得する見通しである。

<参考資料>

- ・ [http://www.ypf.com/enu/InversoresAccionistas/Lists/HechosRelevantes/23-02-2016-SEC-Agreement-with-O-G-\(Shell\).pdf](http://www.ypf.com/enu/InversoresAccionistas/Lists/HechosRelevantes/23-02-2016-SEC-Agreement-with-O-G-(Shell).pdf)

2) 米国 EIA がアルゼンチンのシェールガス開発を評価

アルゼンチンのシェール資源開発は、シェールオイルの開発が先行しシェールガスが追う形であるが、2月中旬に世界のシェール資源情報を収集している米国エネルギー情報局(EIA)が、アルゼンチンのシェールガスの開発状況をショートレポートで解説している。

アルゼンチンには確認埋蔵量 11.7 兆 cf(2016 年 1 月現在)の在来型天然ガスと未確認技術的可採埋蔵量(unproved, technically recoverable)802 兆 cf のシェールガスが埋蔵しているが、天然ガスの生産量は 2006 年から 2014 年にかけて年々減少していた。南米最大の天然ガス輸出国であったアルゼンチンは、パイプライン・LNG による輸入が増え 2008 年に純輸入国に転落し、2015 年には輸入量が消費量の 23%を占めるに至っていた。

2015 年は、天然ガス生産量が 2006 年以降初めて増加に転じたが、これには、シェールガス開発が寄与している。アルゼンチンは、米国・カナダに次ぐタイトオイル・シェールガス開発国で、Neuquen 盆地の Vaca Muerta 層に技術的可採埋蔵量 308 兆 cf のシェールガスが埋蔵されている。Vaca Muerta 層は、米国テキサス州の Eagle Ford 埋蔵層と、深度・埋蔵層厚・埋蔵層の鉱物組成が似ていることから有望な埋蔵層と評価されている。

Vaca Muerta 層では、2010 年以降に垂直・水平掘削井が 588 ヶ所で掘削され、シェールガスの生産量は 2015 年末に累計 646 億 cf に達していた。YPF は、米国の大手 Chevron、Dow Chemical と共同で開発を手掛けてきたが、今後はマレーシア国営 Petronas の開発参入が予定されている。

2014 年以降の世界的な原油価格下落は、シェール開発投資の削減に繋がっている。アルゼンチンではシェールガスの掘削コストは低下してきたものの、YPF の目標値に比べると依然として高水準に止まっている。因みに水平掘削のコストは、Eagle Ford の 780 万ドル/井に対して Vaca Muerta では約 50%高い 1,120 万ドル/井と推定され

ている。

EIA は、アルゼンチンがシェールガス生産の競争力を強化する上の障害として、石油・天然ガス産業の規模が小さいことを第一に挙げ、① シェール向けのリグ数が限られていること、② 水圧破碎法に必要なプロパント（水圧破碎で埋蔵層に生成した亀裂の再閉合を抑える目的で注入する特殊粒状材料）の供給能力が限られていること、③ 人件費が高いこと、機械類が外国からの輸入品で高価であることなどを指摘している。規模に関しては、Eagle Ford のシェール掘削リグは 230 基を数えているが、アルゼンチン全体のリグ数は 110 基（シェール以外）に過ぎないことを指摘している。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912>

7. 東南アジア

(1) インド北部にある IOC の製油所の近代化プロジェクトの状況

1) Barauni 製油所で国産のディレードコーカーが稼働

インド国営 Indian Oil Corporation (IOC) で、ディレードコーカーの更新工事が完了した。新設ディレードコーカーは、IOC のインド北東部のビハール州 Begusarai 県に設置された Barauni 製油所に建設されたもので、2017 年 1 月 25 日に試運転が完了している。

ディレードコーカーの処理能力は 60 万トン/年で、最新の設備技術が採用され、国際基準に沿った仕様で設計・建設されていることから、安全性・信頼性が強化されている。新設装置はコーク収率を下げ、留出油の収率を高めることを目指して設計されたもので、Barauni 製油所の収益、ひいては IOC の採算性の向上に寄与することが期待されている。

今回の更新プロジェクトの大きな設備変更部分は、新設コークドラム、クエンチ塔の撤去、自動加熱・冷却制御システムの導入、コークの切断システム、分留装置の改良などで、新設に等しい内容になっている。

ディレードコーカーは、重質残差油からナフサ・軽油・重油などの液体燃料と石油コークスを製造し製油所の収益向上を実現する装置で、IOC と国営エンジニアリング会社 Engineers India Limited (EIL) がパイロットプラントを通じて共同開発したもので、インド初の国産ディレードコーカーに位置付けられている。

IOC は、Barauni 製油所のディレードコーカープロジェクトの完了が自国の技術水準の向上により国産化率の引き上げを図るインド政府の方針 “Make in India” に沿った成果であることを強調している。

因みに、Barauni 製油所はロシアとルーマニアの共同プロジェクトとして建設されたもので、1964 年に精製能力 100 万バレル/年(2 万 BPD)で完成していた。現在の精製能力は 600 万バレル/年(12 万 BPD)で、RFCC、ディーゼル水素化脱硫装置(DHDT)、硫黄回収プラント(SRU)などの 2 次装置を備えている。

Barauni 製油所は、操業開始時はアッサム州で生産される低硫黄 Assam 原油を処理していたが、その後 Assam 原油が北東部の他の製油所に向けられるようになったことから、アフリカ(ナイジェリアなど)・東南アジア(マレーシア)・中東産原油(イランなど)を処理している。このため Barauni 製油所では数次の近代化プロジェクトを経て、高硫黄原油の処理能力が強化されてきている。なお原油は、東岸のオリッサ州 Paradip から西ベンガル州 Haldia 経由でパイプラインから受け入れている。

<参考資料>

- ・ <https://www.iocl.com/AboutUs/NewsDetail.aspx?NewsID=42180&tID=8>
- ・ <https://www.iocl.com/AboutUs/BarauniRefinery.aspx>

2) Bongaigaon 製油所に FCC を増設

Barauni 製油所と同様にインドの北東地域に属するアッサム州にある IOC の Bongaigaon 製油所からは、処理能力 74 万バレル/年の FCC と LPG 処理プラントを新設する近代化プロジェクトが 2 月下旬に公表されている。

プロジェクトは、インドのエンジニアリング会社 Larsen & Toubro の 100%子会社 L&T Hydrocarbon Engineering (LTHE)が設計・調達・建設(EPC)業務を、契約額 110 億 Rp(1.65 億ドル)で受注した。LTHE は国際 EPC 企業を起用して、基本設計・詳細設計・資機材調達・供給・移送・保管・機器製作・検収・建設・電気計装工事・試験・工事検収、さらに試運転準備・試運転を実施することになる。

LTHE は、FCC プロセスは Lummus Technology Inc. と Merichem からライセンスを受ける。INDMAX FCC プロセスは、IOC 傘下の Indian Oil Corporation Limited, R&D Centre (IOCL R&D)が CB&I の FCC 技術を基にプロセスを開発したもので、専用の INDMAX 触媒が使用される。CB&I が、INDMAX FCC プロセスの独占ライセンス権を保有している。既に LTHE には、IOC の Guwahati 製油所、昨年稼働した Paradip 製油所に INDMAX FCC プラントを建設した実績がある。

INDMAX FCC は、需要や市況の変化に応じて、製品パターン(ガソリン・プロピレン・エチレン・ブテン)をフレキシブルに調整できるプロセスであることが特長とされている。プラントには、インジェクター(Micro-Jet Plus™)、スプリッターのインターナル(ModGrid®)、直結式サイクロン、空気分配器、使用済み触媒用分配器などに独自の技術が盛り込まれて、とりわけ重質残渣油を処理する場合に高い性能を発揮すると評価されている。

Bongaigaon 製油所は、IOC の直営 9 製油所 (JV を含めると 11 製油所) の中で、精製能力は 8 番目の 235 万トン/年 (4.7 万 BPD) の小規模な製油所で、常圧蒸留装置 2 基・ディレドコーカー 2 基・コークスカルサイナーなどを装備している。原油は、前出の Assam 原油及び Ravva 原油を処理している。

<参考資料>

- ・ <http://www.larsentoubro.com/media/34457/2017-02-25-lthe-wins-rs1100-crore-order-for-ind-max-project-from-indianoilcorporation.pdf>
- ・ <http://www.cbi.com/What-We-Do/Technology/Refining/Integrated-Refining-Petrochemical-Production/Residue-to-Olefins/Indmax-FCC>
- ・ <https://www.iocl.com/AboutUs/BongaigaonRefinery.aspx>

(2) マレーシア RAPID プロジェクトに Saudi Aramco の出資が決定

マレーシア国営 Petronas の大型製油所・石油化学プロジェクト RAPID (Refinery & Petrochemical Integrated Development) で、サウジアラビア国営 Saudi Aramco からの出資が決定した。

2 月末に、Saudi Aramco による RAPID プロジェクトへの出資に向けた株式譲渡契約 (Share Purchase Agreement : SPA) が、サウジアラビアの Salman Bin Abdulaziz Al Saud 国王とマレーシアの Najib Tun Abdul Razak 首相の臨席の下で、Saudi Aramco と Petronas の CEO により調印された。

Petronas と Saudi Aramco は、Pengerang Integrated Complex (PIC) に含まれる RAPID プロジェクトの中から選択された事業および資産を 50 : 50 の出資比率で保有することになる。

今回の合意によると、Saudi Aramco は RAPID に必要な原油を最大 70% 分供給することになり、Petronas は天然ガス、電力、その他のユーティリティーを RAPID に提供することとなる。

RAPID プロジェクトについては、本報(サイト)の [2014 年 8 月号東南アジア編第 1 項](#)などで詳しく装置構成やコントラクターなどを紹介しているが、今回のプレスリリースの記事ではプロジェクトを、① 精製能力 : 30 万 BPD、② 自動車用燃料製品 : Euro-5 基準(硫黄分 : 10ppm 以下)ガソリン・ディーゼル、③ 石油化学コンプレックスの製造能力 : 350 万トン/年、④ 稼動目標時期 : 2019 年、と紹介し、現在の工事の進捗率は約 60%であることを明らかにしている。

<参考資料>

- ・ <http://www.petronas.com.my/media-relations/media-releases/Pages/article/SAUDI-ARAMCO,-PETRONAS-SIGN-SHARE-PURCHASE-AGREEMENT-FOR-EQUITY-PARTICIPATION-IN-MALAYSIA'S-RAPID-DOWNSTREAM-PROJECT-.aspx>

8. 東アジア

(1) 北京で Sinopec の北京 VI ガソリン・ディーゼルの販売体制が整う

北京市では3月1日から、北京 VI 自動車排出ガス基準が発効するが、国営 Sinopec Corp は同市の配送所と給油所 562 ヶ所で北京 VI 対応が、計画通り 2 月 20 日に完了したと発表している。

Sinopec Corp は、2016 年 12 月 30 日に北京市 Shilihe(十里河)の給油所で、北京 VI 規格の燃料の給油を開始し、2 月半ばまでに北京市の全 562 給油所で準備を完了させると 2017 年 1 月初めに発表していた。

北京 VI 基準は、硫黄濃度 10ppm 以下（国 V と共通）で、蒸気圧、蒸留特性、オレフィン濃度、ベンゼン濃度、密度、引火点、多環芳香族炭化水素などで厳しい規格が設定されている（2016 年 7 月号東アジア編第 1 項参照）。

<参考資料>

- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20170227/news_20170227_328974500955.shtml
- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20170105/news_20170105_330623327235.shtml

(2) 中国でメタノールの燃料向け使用量が増加

米国エネルギー情報局 (EIA) が、中国の液体燃料向けのメタノール消費量を分析し、2 月下旬にショートレポート Today in Energy で公表している。

中国では豊富な石炭資源、強大な石炭化学工業を背景に、石炭を原料とするメタノール製造が盛んである。その一方で、原油自給率が低下していること、燃料需要が増加していることから、クリーンな代替燃料として評価されているメタノールは、液体燃料用途でポテンシャルが高い。

最近 EIA は、中国のエネルギー事情の再評価を完了した模様であるが、その結果、中国の輸送用液体燃料の使用量をこれまで過小評価していたことが明らかになり、その一つに輸送用燃料としてメタノールとその誘導体のガソリン・LPG への配合量が増加している状況を挙げている。

調査の結果、メタノールと誘導体の代替燃料向けの消費量は 2000 年以降増加を続け、2016 年には 2000 年に比べ 20 倍以上の約 50 万 BPD に到達していることが明らかになった。

輸送用燃料向けのメタノールの利用形態は、2000 年当時は大半がガソリンに配合する誘導体 (MTBE) であったが、その後、純メタノールのガソリンへの配合も増加している。ガソリンに対するメタノール配合の規制として中央政府は、国家基準とし

て85%を認証しているが、15%配合品については承認を保留している。しかしながら、上海市と中国の全23省の内の13省は、ガソリンに対してメタノール15-100%配合を認めている。

メタノール誘導体の一つであるMTBEは、オクタン価向上基材としてガソリンに配合される。ガソリンに配合されるMTBE等のメタノール誘導体は2016年に23万BPDを記録している。なお、米国ではMTBEに対して地下水汚染の懸念が顕在化し、使用を禁止する州が増え、Energy Policy Act of 2005の発効で、実質的にはガソリンへは配合されなくなった。

メタノールを誘導体としてガソリンに配合する以外に、メタノールはガソリン(炭化水素)に変換することも可能(methanol to gasoline : MTG)で、中国では最初のMTGプラントが2010年に完成し、その後さらに10基のMTGプラントが稼働している。MTGプラントはコストが高く、原油価格が高水準である場合にはコスト競争力が認められるが、世界が原油安に転じた2014年後半以降、中国ではMTGプラントの稼働率が低下し、新規プラントへの投資も難しくなっている。

中国ではメタノールをLPGに配合する際には、誘導体DME(dimethyl ether)を使用している。DMEのボンベ充填LPGへの使用は、公式には禁止され、DMEを配合したLPGは少量が住宅向けに供給されていた。しかしながら、規制の強化やDMEが割高になったことからLPGへのDME配合量は減少している。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30072>
- ・ http://www.eia.gov/outlooks/steo/special/supplements/2017/IntlData/2017_sp_01.pdf

(3) 中国で世界最大級のMTOプラントが稼働

前項で中国のメタノールの燃料用途への利用について紹介したが、中国では石炭から液体製品を製造するCTL(coal to liquid : CTL)のカテゴリーで、MTGとともにオレフィンを製造する(methanol to olefins : MTO)プロセスの導入も盛んである。

MTGが石炭からガソリンを製造するプロセスとして評価されていることと同様に、MTOは石油(ナフサ)からオレフィンを製造する代わりに、石炭から合成ガス経由で需要が急増している石油化学原料オレフィンを製造するプロセスとして注目されている。MTOプロセスは、石炭から合成ガス(coal to gas : CTG、synthetic natural gas : SNG)を経由してメタノールを製造するプロセスを利用することでMTG同様に、設備コスト・エネルギー消費量の高いプロセスとして認識されている。

中国のCTL/CTG/SNG事業については、環境への影響も問題視され、規制が導入されている(2013年10月号東アジア編第3項、2014年8月号東アジア編第1項参照)。

こうした背景の下で、中国ではCTO(coal to olefin)・MTOプロセスの導入が進められ、大規模なMTOプラントの稼働が発表されている。

2月下旬、Jiangsu Sailboat Petrochemical Company, Ltd. の江蘇省(Lianyungang City、Jiangsu Province)のMT0プラントが試運転に入った。プラントはHoneywell UOPのUOP Advanced Methanol-to-Olefins (MT0)プロセスを採用した最新設備で、オレフィンの製造能力は83.3万トン/年で、1トレインとしては、世界最大級に位置付けられている。

Jiangsu Sailboatは、MT0プラントでプロピレンとエチレンを製造する予定で、さらにはC4オレフィンの製造も計画している。製品のプロピレンからはアクリロニトリル、エチレンからはエチレン酢酸ビニル共重合体、C4オレフィンからはブタジエンの製造を予定している。最終的には、高性能石油化学製品を年間250万トン製造する計画である。

一方、中国でオレフィン関連事業を拡大しているHoneywell UOPは(2016年6月号東アジア編第3項参照)、今回のMT0プラントの稼働に際して、「中国は、今後5年間でCTC(coal to chemicals)プロセスに1,000億ドルを投資する」「中国のオレフィン需要が、プロピレンが年率7%、エチレンが年率6%、ブタジエンが年率4%増加する」との予測を示し、自社のAdvanced MT0は、触媒消費率、運転コストを低く抑えることができ、エチレン・プロピレン・C4オレフィン比率を調整できるプロセスとしたうえで、今後採用が増えることに対して期待感を示している。

Honeywell UOPのAdvanced MT0プロセスは、UOP/Hydro MT0技術とTotal/UOP Olefin Cracking Processを組み合わせたもので、石炭や天然ガスから製造したメタノールからオレフィンを製造することができる。

<参考資料>

- ・ https://www.uop.com/?press_release=jiangsu-sailboat-petrochemicals-company-starts-honeywell-uop-methanol-to-olefins-unit

(4) SinopecのCBMの開発状況

本報(サイト)では、中国の非在来型炭化水素資源としてシェールガスとともに、炭層メタン(coal bed methane:CBM)にも注目しているが(2016年12月号東アジア編第3項参照)、国営Sinopec Groupが2月にCBMの生産量について発表している。

Sinopecは、同社で最初のCBM鉱区である内陸部の陝西省延川(Yanchuannan、Shaanxi)CGM鉱区(オルドス堆積盆地に含まれる)からの天然ガス供給量が2015年の掘削施設の建設後、2017年2月8日までに累計1億m³(35億cf)に達したと発表した。現在の生産量は74万m³/日(2,600万cf/日)に達しており、この値は年間生産量で2.7億m³/年(95億cf/年)に相当する。

陝西省では、2016年12月号東アジア編第3項で報告したように、同省の研究機関SPIERCEが、米国の開発技術会社WellDogと共同で、CBM開発のコストダウンを目的

とした共同事業に合意するなど CBM の開発に力を入れている。

- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20170210/news_20170210_324337112347.shtml
- ・ http://www.sino-oilgas.hk/html/business_unc_overview.php

9. オセアニア

(1) オーストラリア NERA のエネルギー資源開発ロードマップに示された提言

オーストラリア National Energy Resources Australia (NERA) が、オーストラリアのエネルギー産業のロードマップを発表しているので、そこに示されている現状認識、将来に向けた提言などを紹介する。

NERA は、オーストラリアのエネルギーセクターが、歴史的な転換時期に差し掛かり、各部門が直面している課題に対する対応次第で、長期的な競争力が大きく左右されると見ている。

石油・天然ガス産業分野では、大規模な新規設備の建設プロジェクトが完了に近付いているが、プロジェクトの多くは計画当初に比べて、遅延あるいは当初予算を超過している。その間（過去 10 年間）に、国際エネルギー市場の競争が激化し、マージンが縮小している。石炭産業は、中国や他の新興国の石炭消費量が落ちてきていることから需要の増加が見込めなくなっている上に、環境保護団体からの圧力に晒されている。ウラン産業は、オーストラリア産の高品質ウランへの要求が高まっている一方で、生産活動に対しては規制強化が進められている。

NERA は、3 つのエネルギー産業とも、持続可能な競争力を築くために、リーダー層が多様な対応策を講じることが望まれ、供給業者・顧客・研究開発機関さらには地域社会とオープンな形で協力し、リスクの評価、新規・革新的技術の採用を進めることが重要になるとの認識を示している。

また NERA は、オーストラリアがエネルギー分野で競争力を維持する上で考慮すべき方策を 3 つの観点から提言している。中でも、人材の育成に多くの項を割いていることが注目される。

① ビジネスモデル

既存の市場を補完する新たな市場を開拓することが必要になり、従来とは違ったソリューションを提供することが重要になる。具体的には、エネルギー資源開発に際してエネルギープロジェクトの一括請負(turnkey energy solutions)、クリーンエネルギー利用技術などが挙げられ、そのためには LNG プラント操業、遠隔操作技術、モジュール式の設備建設などの分野で専門家の育成を欠かすことができない。

さらにセクター内、エンジニアリング・研究機関や他の産業のパートナーと協力関

係を築くことで、シナジー効果が生まれ、新規技術の完成に繋がるものになる。

② 運用モデル、技術力

エネルギー産業は、過去 2-3 年の間に大幅なコスト削減を実現しているが、現在のビジネスモデルの見直しや、プロセスの簡略化や廃棄物の削減に向けた新規技術の導入また物流システムなどに、効率改善の余地が残っている。

加えて、不必要かつコスト高に繋がる標準・規格類や契約条件を見直し、代替ソリューションを活用することも有用である。また、企業は環境関連技術や競争目的では無い研究成果の共有化を進めるべきである。エネルギー資源産業には、現在取り組んでいるプロジェクトを通じて、自動化、3D 印刷技術、新材料、リーン生産方式 (lean manufacturing) などの適用を図っていくことが求められる。

③ 人材育成

エネルギー資源産業が将来の事業環境に十分に対処できるようになるには、従業員の能力・スキル・教養の養成に投資し、例えばより広い分野でデジタル技術のスキルを発揮させることに力を入れるべきである。それにより意思決定の迅速化、新規技術の早期かつ効率的な導入などが可能になる。

「新規市場・新技術・新規ビジネスモデル」の項では、2004 年に原油・石油関連製品の純輸入国に転じた以降も、オーストラリアはエネルギー全体では純輸出国であり資源大国であるが、次のステップは既存のエネルギー生産プロジェクト依存から新技術・新製品・新規サービスを国内外の市場に提供する産業形態に転換すべきと提言している。

オーストラリアが今後取り組むべき具体的な技術領域として、クリーンエネルギー技術・排出物低減技術・CO₂ の回収貯留・炭素回収 (CCS) 技術 ([2012 年 11 月号オセアニア編第 1 項](#)、[2013 年 4 月号オセアニア編第 2 項](#)参照)・LNG の輸送用燃料利用 (2017 年 2 月号オセアニア編第 1 項参照)、遠隔操業技術などを組み合わせたハイブリッドエネルギーソリューションを例示している。NERA は、新規技術の商業化・実用化の数値目標 (Key Performance Indicator : KPI) として、プロジェクト件数を採用し、2026 年までに KPI 25 件を設定している。

<参考資料>

- ・ https://www.nera.org.au/Attachment?Action=Download&Attachment_id=76
- ・ <http://minister.industry.gov.au/ministers/canavan/media-releases/ten-year-roadmap-released-energy-resources-sector>

(2) パプアニューギニア PNG LNG プロジェクトが規模を拡大へ

順調な操業が伝えられている PNG LNG プロジェクトで、増強が計画されていることが明らかになった ([2015 年 9 月号オセアニア編第 2 項](#)参照)。

パプアニューギニアの PNG LNG のオペレーターExxonMobil PNG は、LNG プロジェクトの規模を拡大する計画を 2 月半ばに発表している。

ExxonMobil PNG はNetherland Sewell Associates Inc. による天然ガス田の評価結果に基づいて、PNG LNG プロジェクトの天然ガスの供給量を 2.3 兆 cf 分追加した。この結果、PNG LNG 向けの天然ガス供給量は従来の 9.2 兆 cf から、11.5 兆 cf に 25% 拡大する。供給量の増加で、LNG 生産・供給期間の延長あるいは、現在 2 系列ある液化トレインなどの拡張・増設が可能になると見られ、ExxonMobil PNG の方針が注目される。

2016 年の PNG LNG の LNG 生産量は 790 万トンで、公称能力 690 万トン/年を 14% 上回った。PNG LNG は、アジアの顧客に対し長期契約で LNG を輸出しているが、長期契約を締結した企業やそれ以外の企業に対してスポット契約でも LNG を輸出している。

因みに PNG LNG は、Oil Search Limited が権益 29%を保有していたが、ExxonMobil が Oil Search を買収したことからオペレーターは ExxonMobil に代わっている。

<参考資料>

- ・ <https://pnglng.com/Newsroom/Media-Release/PNG-LNG-Announces-Addition-to-Gas-Resources>

編集責任：調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)