

2030年/2050年を見据えた 石油・天然ガス政策の方向性（案）

令和3年2月15日

資源エネルギー庁

資源・燃料部

(1) 本日の議論の進め方

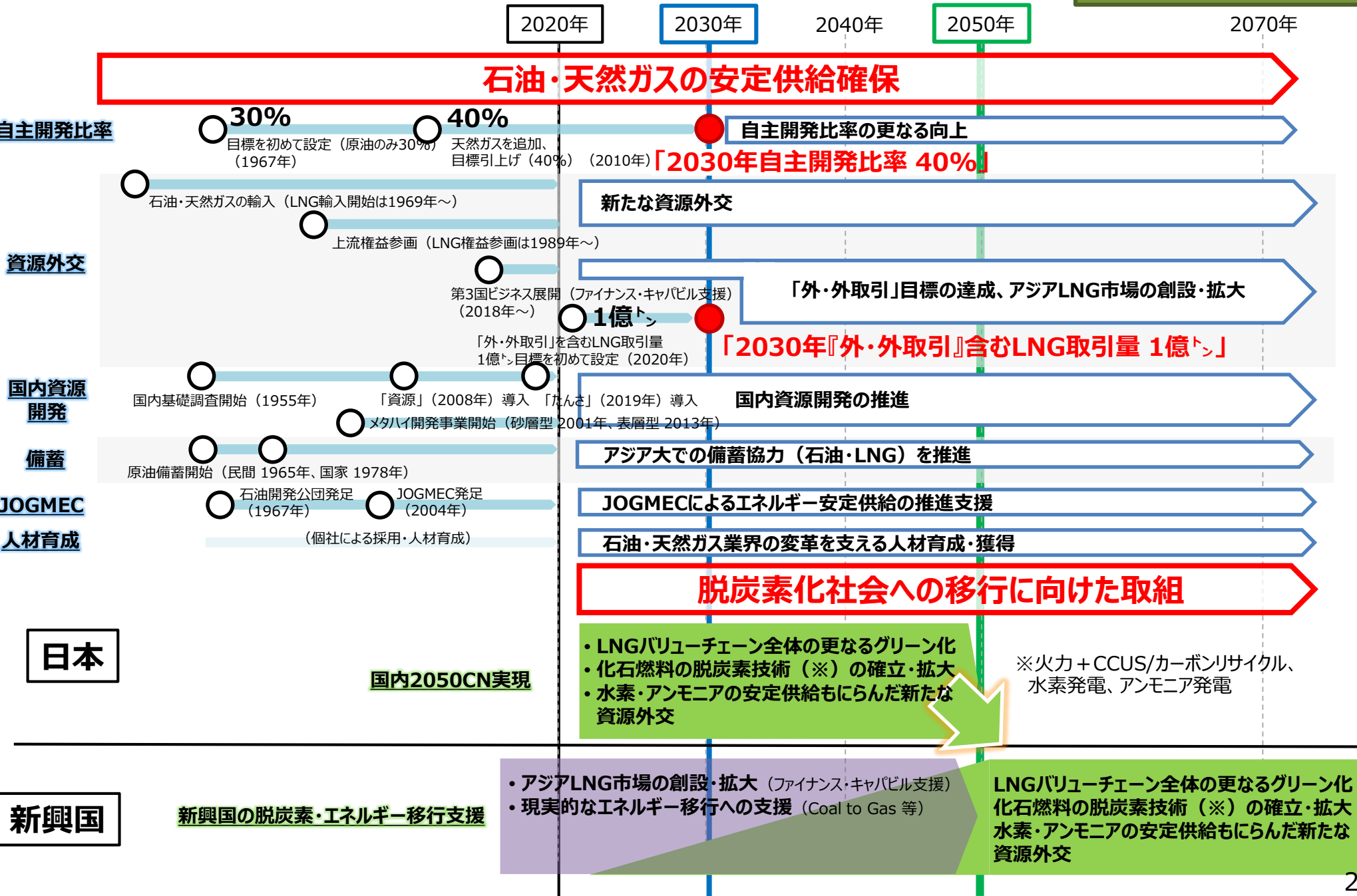
(2) 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

- 1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS
適地の導入・確保のための体制構築
- 2.我が国及びアジアのCNに向けた化石燃料の脱炭素化
- 3.包括的資源外交と人材育成・獲得

(3) 今後のスケジュール（案）

2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策のステップ（イメージ）

令和2年12月8日
石油・天然ガス小委員会資料（抜粋）



はじめに：本日まで議論いただきたいこと／今後の進め方

- 本日は審議項目 1（前回の検討項目①）、次回（2月19日）は審議項目 2, 3（前回の検討項目②～⑤）の具体策を議論いただき、「今後の方向性（案）」をとりまとめる。
- とりまとめ後は、「今後の方向性（案）」に基づいて、事務局にて更なる具体策を検討し、春頃に再度、小委員会を開催し、報告書案をとりまとめ、次期エネルギー計画等へと反映させていく。

（参考）第12回石油・天然ガス小委（令和2年12月8日）資料3より抜粋

2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性（案）

- 直近の大きな環境変化に対応しつつ、我が国のエネルギー安全保障を確保するためには、以下のような項目を検討してはどうか。

<検討項目>

① 石油・天然ガスの安定供給確保

審議項目 1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

本日議論

② 我が国のCN実現に向けたLNGの戦略的活用

③ アジアを中心とする新興国の脱炭素・エネルギー移行支援

審議項目 2. 我が国及びアジアの化石燃料の脱炭素化

④ 石油・天然ガス業界の変革を支える人材育成・獲得

⑤ 新たな資源外交の在り方

審議項目 3. 包括的資源外交と人材育成・獲得

次回議論

(1) 本日の議論の進め方

(2) 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS 適地の導入・確保のための体制構築

- 1.我が国及びアジアのCNに向けた化石燃料の脱炭素化
- 2.包括的資源外交と人材育成・獲得

(3) 今後のスケジュール（案）

1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築に向けた課題と方向性①

(前回の審議会での御指摘)

- 上流投資の停滞は、近い将来に生産量を減少させ、供給不足や価格上昇に繋がる恐れがある。石油・天然ガスの安定供給のためには自主開発比率を高めることが重要。
- 「原油の国家備蓄増強」と技術的に困難だといわれている「LNGの備蓄に関する技術研究開発」、この二つこそ、是非とも追求すべき。
- 共同備蓄の議論は、インド太平洋地域の一環として位置づけるとアジア諸国も巻き込みやすいのではないか。
- メタハイは、粘り強く進めるのが大切。シェール革命も長い開発期間を経て実現した。
- CCSを社会実装するため、財政支援、国内法制整備やJCMクレジット活用等による制度面の整備が必要。日本国内の貯留ポテンシャル把握をはじめ、国内におけるCCS実装を推進することが重要。

前回の議論を踏まえた課題整理

- 2050年CN達成に向けて、徹底した省エネや脱炭素エネルギーの導入拡大により、中長期的には、一次エネルギーにおける石油・天然ガスの総需要は減少する見込み。
- 他方、2050年CN達成に向けては多くのイノベーション達成が前提。大きな不確実性があるなか、石油・天然ガスを含む化石燃料を資源小国である日本が直ちに手放すことは、リスクが大きい。
- 電力部門においては、再エネの導入拡大の中で安定供給を維持するため、供給力や調整力、慣性力といった機能を持つ火力発電を引き続き一定量確保することが必要。特に、石油火力の休停止が進む中で、化石燃料の中でGHG排出量が最も少ない天然ガス（LNG）は「トランジションエネルギー」として重要。
- 一方で、輸入依存度が高いことによる資源調達における交渉力の限界や、中東情勢の変化等による供給不安リスクを抱えるという構造的課題に変化はない。
- とりわけ、昨今の上流投資の低迷は、近い将来に生産量を減少させ、需給逼迫や価格上昇につながる可能性があり、安定供給確保に向けて課題。

対応の方向性

- 石油・天然ガスの安定供給確保に向けて、国際情勢の変化に対する対応力を更に高めるため、海外権益の獲得と国内資源開発の推進を通じて、石油・天然ガスの自主開発を更に推進（自主開発比率目標の引き上げ）。

1.①石油・天然ガスの安定供給確保 (自主開発の更なる推進)

1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築に向けた課題と方向性②

前回の議論を踏まえた課題整理

対応の方向性

1.②我が国及びアジア の レジリエンス確保

- レジリエンス向上の観点から緊急時への対応強化は重要。
- 石油については、日本企業が多数進出しており経済的に深くつながっているアジア大でのレジリエンス向上が必要。
- LNGは、年初の電力需給逼迫に伴う急激なLNG在庫の減少時にスポット市場から迅速に十分な量を確保できず、日本が冬を迎え、長期契約をベースとする供給量では足りない量をスポット市場から調達する時期に、中国・韓国でもLNGの急激な需要が発生する可能性が極めて高くなっており、それによる一過性の価格の高騰、マーケットのタイト化が課題。

- アジア大でのレジリエンス向上に向けて、石油備蓄協力を推進。
- LNGの安定供給確保を目指し、中長期的には仕向地柔軟化や契約多様化等を通じた市場の流動化、アジアLNG市場の拡大等を推進するとともに、需要側の急激な在庫減少にも耐えうる短期施策も検討。

1.③水素、アンモニア 及びCCS適地の導 入・確保のための体制 構築

- 2050年CN達成に向けては、水素やアンモニアの活用による火力燃料自体の脱炭素化と2050年断面でも一定量残存する火力発電にCCS/CCUを活用してオフセットする方向性。
- 上記達成に向けて、CO2の分離回収技術のコスト低減やカーボンリサイクル技術の実用化に向けて、研究開発が実施されているところだが、当面は化石燃料由来のブルー水素が大宗を占めることを踏まえた資源国との関係強化や国内資源も活用した水素やアンモニアの供給体制の構築、CCS適地の導入・確保のための体制構築も将来的な課題。
 - ✓ 水素とアンモニアの供給体制構築のため、当面はコスト競争力を有すると見込まれる化石燃料由来のブルー水素、アンモニアを念頭に、天然ガス等の資源国との関係維持・強化や地政学リスクがない国内資源の活用が課題。
 - ✓ 国内資源開発に関して、水素やアンモニア需要の立ち上がりの早さ等国内のCN化の進展スピードによっては、現行の国内資源の開発計画を前倒しする必要性が生じる可能性。
 - ✓ CCS貯留量の確保に関しては、日本国内には相当程度のCCS貯留ポテンシャルがあると考えられるものの、経済性や社会的受容性に加え、CCSを行う際には複数の法規に対応する必要があり、煩雑な手続や過剰なコスト負担等が課題。他方、海外、特に東南アジア等近隣国では、ポテンシャルが大きく安価に貯留が可能なCCS適地が存在。

- ブルー水素・アンモニアの原料としての利用も見据えて、天然ガス等の資源国との関係維持・強化に加えて、メタンハイドレートを含む国内資源開発を引き続き実施。
- 国内資源開発については、我が国のCN化の進展を見据えながら、可能な限り計画を前倒しし、商業化を早期に実現する。
- CCS適地を新たな資源の一つと捉える。その上で、国内外のCCS適地の確保に向けたJOGMECの支援機能強化、アジアCCUSネットワークの活用等を検討。

（２） 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

①石油・天然ガスの安定供給確保（自主開発の更なる推進）

②我が国及びアジアのレジリエンス確保

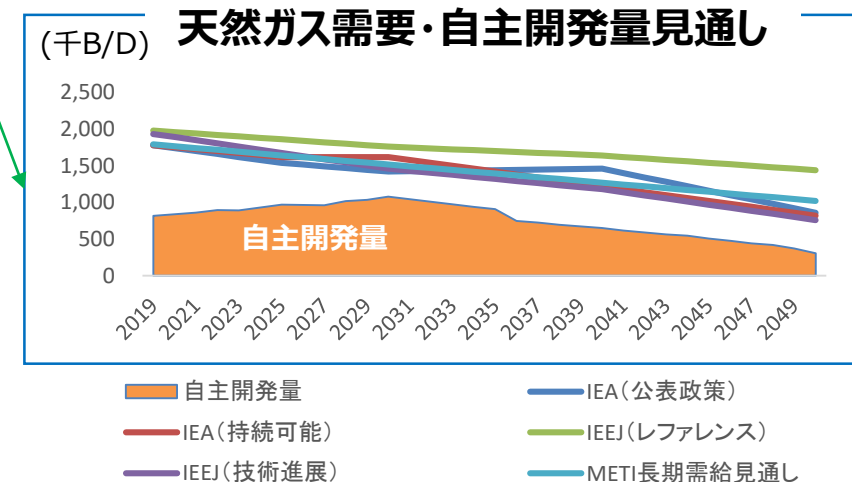
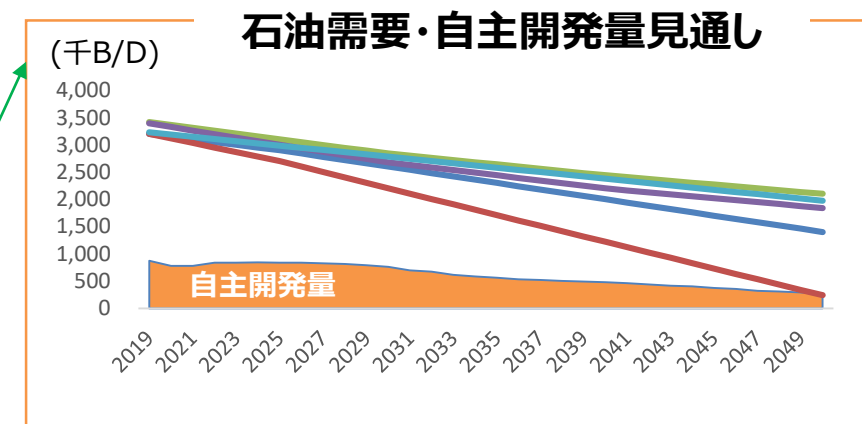
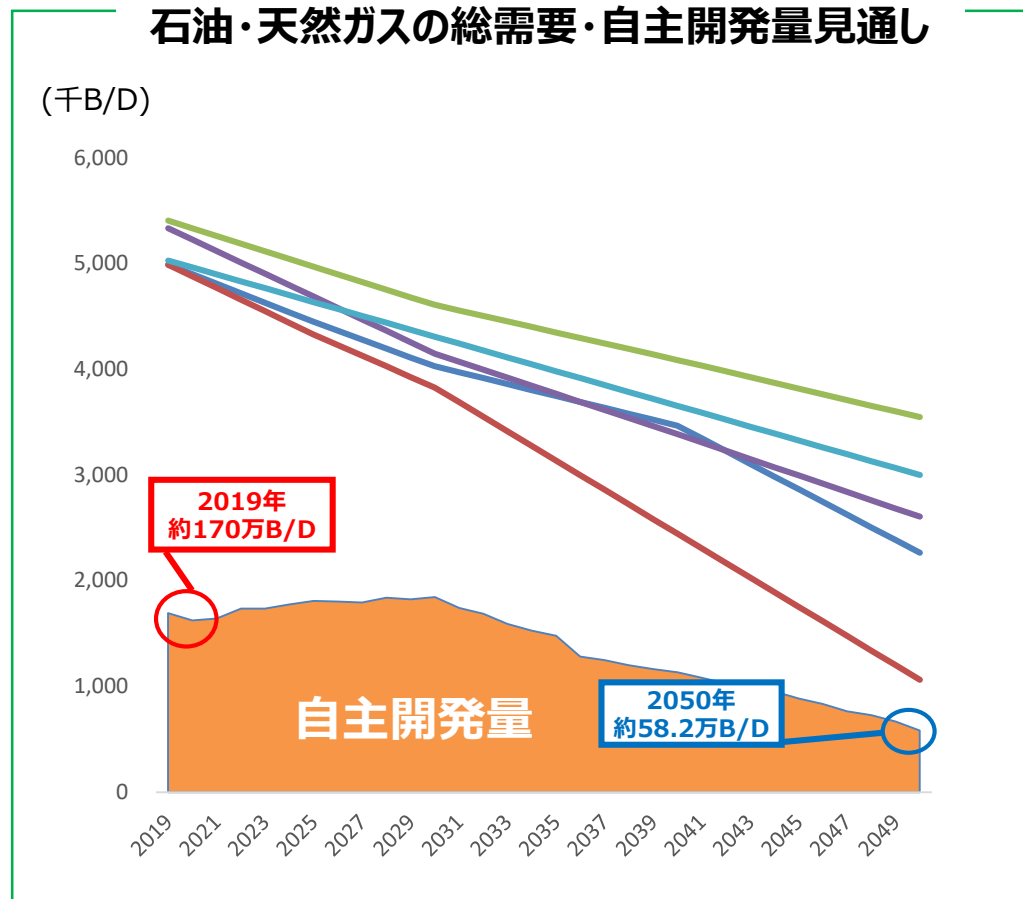
③水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

自主開発比率をとりまく現状

- 2050年CN達成に向けて、徹底した省エネや脱炭素エネルギーの導入拡大により、中長期的には、一次エネルギーにおける石油・天然ガスの総需要は減少する見込み。

需要：2019年:約500万B/D（実績） → 2030年：約431万B/D（METI長期エネルギー需給見通しを基に試算）

自主開発量：2019年:約170万B/D → 2050年：58.2万B/D（一定の前提に基づきJOGMEC試算）



(出典) IEA World Energy Outlook , エネルギー経済研究所 (IEEJ) , 経済産業省長期需要見通しより作成

2030年以降の自主開発目標設定

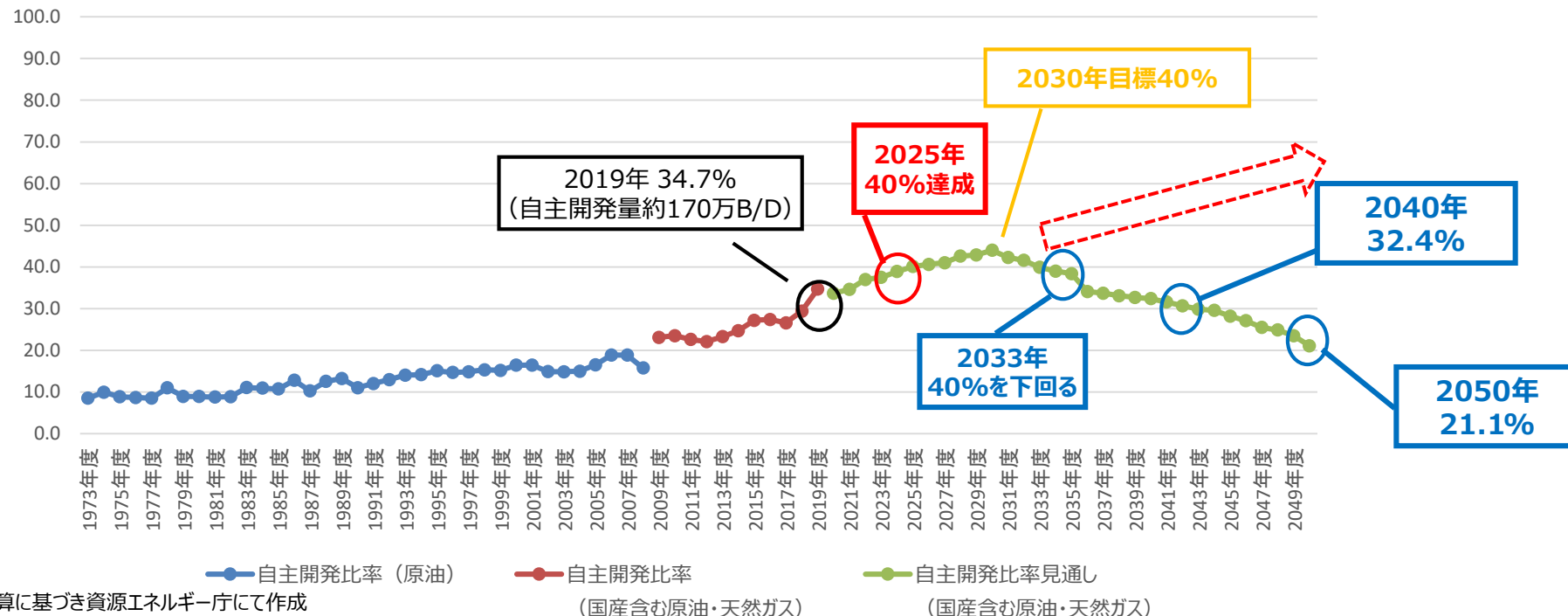
- 石油、天然ガスの安定供給に向けて、石油及び天然ガスの自主開発比率を2030年に40%以上とする目標を、エネルギー基本計画に掲げ（平成30年7月）、これまで官民一体となって自主開発を推進した結果、自主開発比率は、2025年には一時的に40%を達成する見込み。
- 一方、2030年以降は、自主開発量の減少ペースが需要の減少ペースを上回るため、今後企業の上流開発への投資が行われなければ、自主開発比率は急激に下がっていく見込み（2033年に40%を下回り、2040年で32.4%、2050年で21.1%）。
- 石油・天然ガスの安定供給確保に向けて、国際情勢の変化に対する対応力を高めるため、海外権益の獲得と国内資源開発の推進を通じて、現状の自主開発目標を今後引き上げつつ、2050年を見据えた自主開発目標を高く設定する等、石油・天然ガスの自主開発比率を可能な限り高めることが重要。

※自主開発比率：

ー 石油及び天然ガスの輸入量及び国内生産量の合計に占める、我が国企業の権益下にある石油・天然ガスの引取量及び国内生産量の割合。

ー 1973年度から2008年度まで石油のみを対象としてきたが、2009年度以降は石油と天然ガスを合算して算出。

<自主開発比率の実績と今後の推移（見通し）>

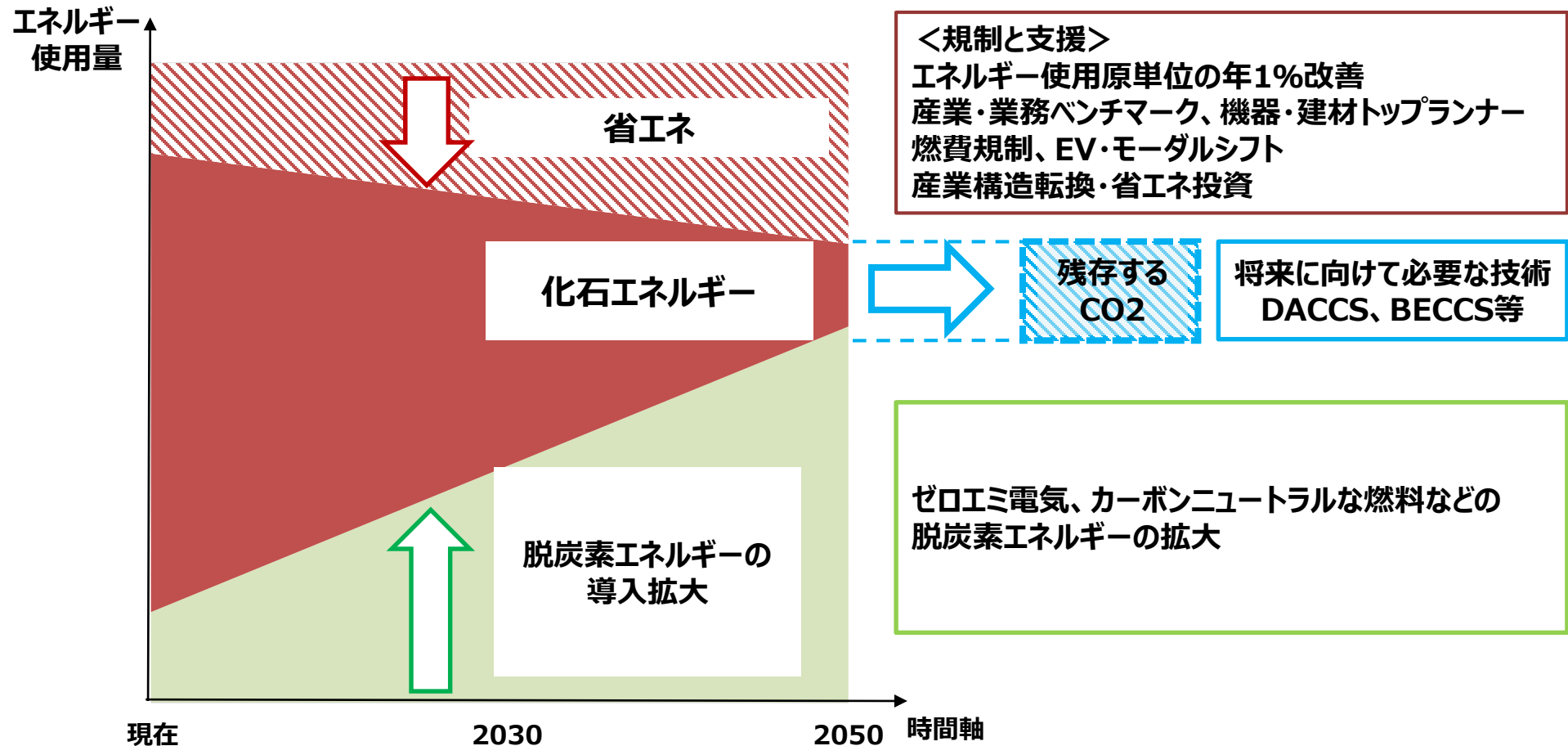


(参考) 2050年カーボンニュートラルに向けた需要側の取組

令和3年1月27日
基本政策分科会資料（抜粋）

- 2050年カーボンニュートラルに向けては、徹底した省エネに加え、再エネ電気や水素等の脱炭素エネルギーの導入を拡大していくことが必要となる。
- 需要側において、引き続き省エネを進めつつ、供給側の脱炭素化を踏まえた電化・水素化等のエネルギー転換を促すべき。

■ 需要側のカーボンニュートラルに向けたイメージ



（２） 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

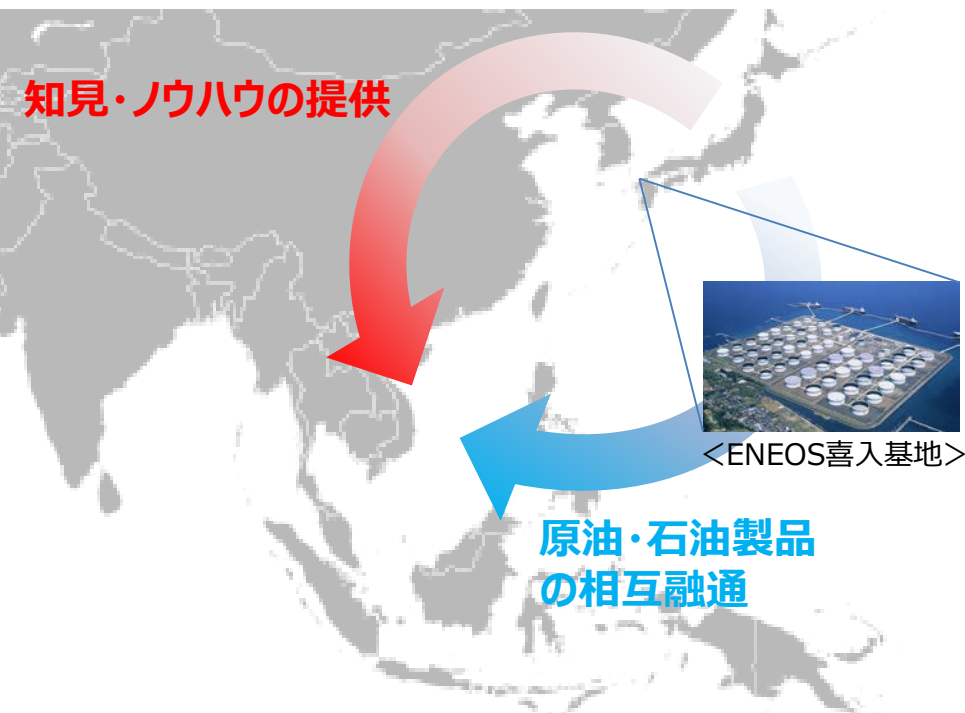
①石油・天然ガスの安定供給確保（自主開発の更なる推進）

②我が国及びアジアのレジリエンス確保

③水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

石油備蓄を活用したアジアのレジリエンス向上に向けた取組

- アジア諸国は石油需要の回復を牽引し、今後も需要の増加が見込まれる一方、アジア諸国は、原油の中東依存度が高く、十分な備蓄を保有していない国も多く、アジア全体のレジリエンス向上が課題。
- 新国際資源戦略においても、「アジア諸国との間で、例えば、緊急時における原油や石油製品の相互融通も含め、各国の実情に対応した備蓄協力を積極的に進め、ウィン・ウィンの形でアジア大のセキュリティの向上を図っていく」旨が示されている。
- これを踏まえ、新たに開始に合意したクウェートとの産油国共同備蓄事業においては、緊急時のアジアの第三国への原油融通を可能とし、アジア諸国、日本、産油国の3者のメリットとなる備蓄協力を進めている。
- 加えて、フィリピンやベトナム等の緊急融通の受け手となるアジア諸国との間の相互融通や石油備蓄に関する総合的な戦略策定支援を含めた備蓄協力の協議を積極的に進めていく。



各国の対応状況

①ベトナム

原油・石油製品の相互融通枠組みの構築を打診。現在、ベトナム政府内で担当官庁について調整中。

②フィリピン

石油に関する総合的な緊急時対応計画の策定に関して、ノウハウを提供する、JOGMECとエネルギー省間の覚書の署名を調整中。

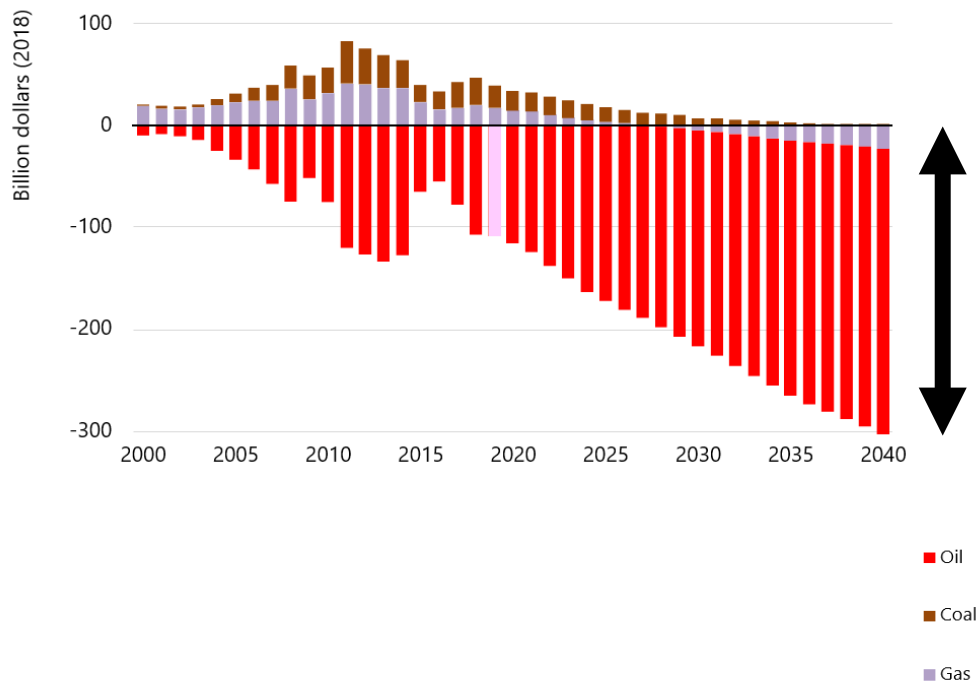
③その他のASEAN諸国

今後、インドネシア、タイ、マレーシア等とも相互融通枠組みの構築等について、協議を行っていく方針。

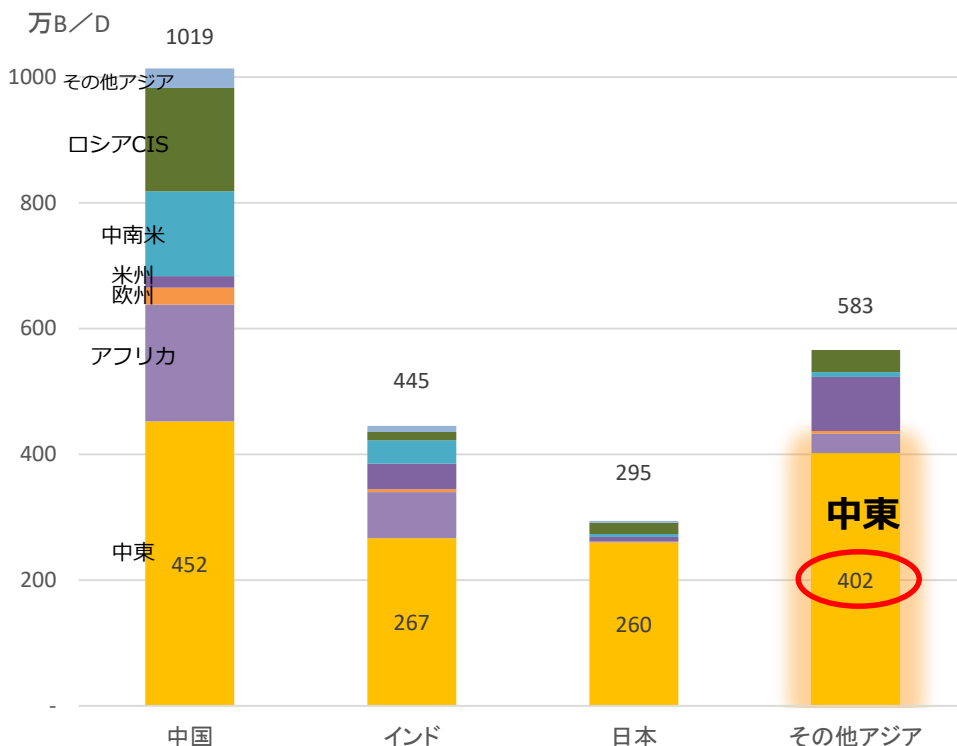
(参考) 増加するアジアの石油需要と中東依存度

- 東南アジアの新興国における急激な経済成長に伴うエネルギー需要の増大に対応するためには、大規模な石油の輸入に頼らざるを得なくなる見込み。
- アジア（日本、中国、インドを除く）の原油輸入の中東依存度は、約70%程度となっている。

石油の輸入増加により、今後大幅な赤字に



アジア各国の原油輸入元（2019年）



電力需給の状況（予備率の推移）

- 厳しい寒さで電力需要が大幅に増えている一方、天候の不順により太陽光等の再エネの発電量が減少し、LNGの在庫減少によりガス火力発電の稼働が抑制されたことで、全国的に電力需給が厳しい状況となった。

各エリアの予備率の見通し（当日朝断面）

1日のうち最も厳しかった時間帯（使用率ピーク時）の予備率[%]

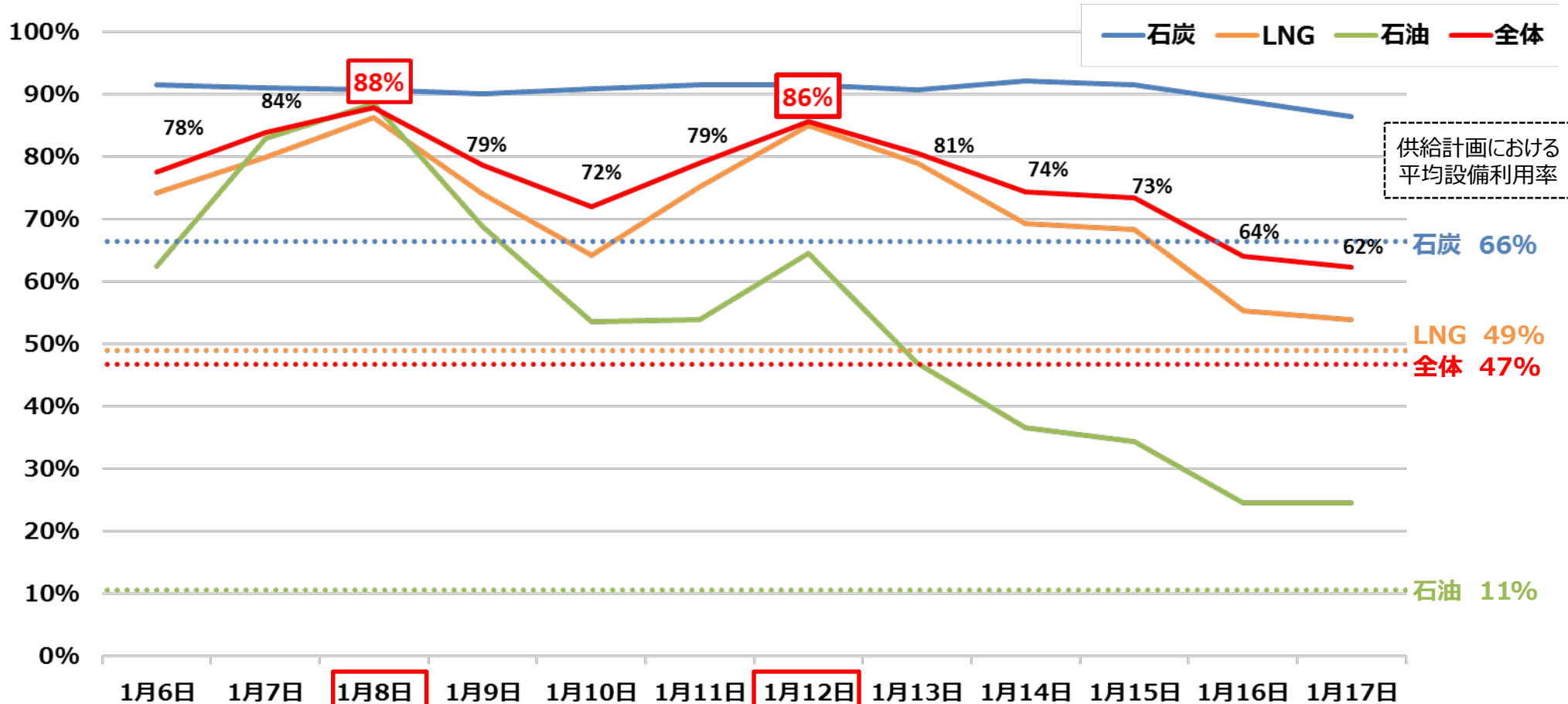
日付	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1/3(日)	9	8	5	15	14	16	9	19	12	9
1/4(月)	7	13	12	15	16	14	9	17	8	7
1/5(火)	6	5	8	15	11	4	8	8	5	6
1/6(水)	6	2※	5	13	7	7	8	7	7	6
1/7(木)	8	4	10	10	2※	2※	-1※	3	2※	8
1/8(金)	1※	1※	10	6	1※	2※	3	2※	4	1※
1/9(土)	13	7	14	13	2※	1※	3	3	6	13
1/10(日)	11	11	15	15	9	4	2※	10	3	11
1/11(月)	10	9	17	11	8	11	1※	6	3	10
1/12(火)	5	3	7	5	6	1※	5	2※	4	5
1/13(水)	11	8	11	10	3	5	3	5	4	11
1/14(木)	22	9	14	15	6	9	5	3	8	22
1/15(金)	7	11	12	16	5	14	4	2※	9	36
1/16(土)	15	13	18	15	10	10	7	9	17	28
1/17(日)	13	10	15	18	5	14	6	8	9	31

※ 3%未満のエリアでも、他エリアからの融通等を考慮すると3%を確保。
※ でんき予報では、供給力の変動をリアルタイムで反映できるシステムではないため、予備率がマイナスとなる場合もあるが、供給力は確保されている。
(出典) 電力各社HP「でんき予報」、電力広域的運営推進機関系統情報公開システム（速報値）

(参考) 火力発電設備利用率 日別比較

令和3年1月19日
電力・ガス基本政策小委員会（抜粋）

- 火力発電の設備利用率を見ると、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続。
- 特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、火力全体の設備利用率が約90%となった。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率＝発電電力量（送電端、24時間値）/24・定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

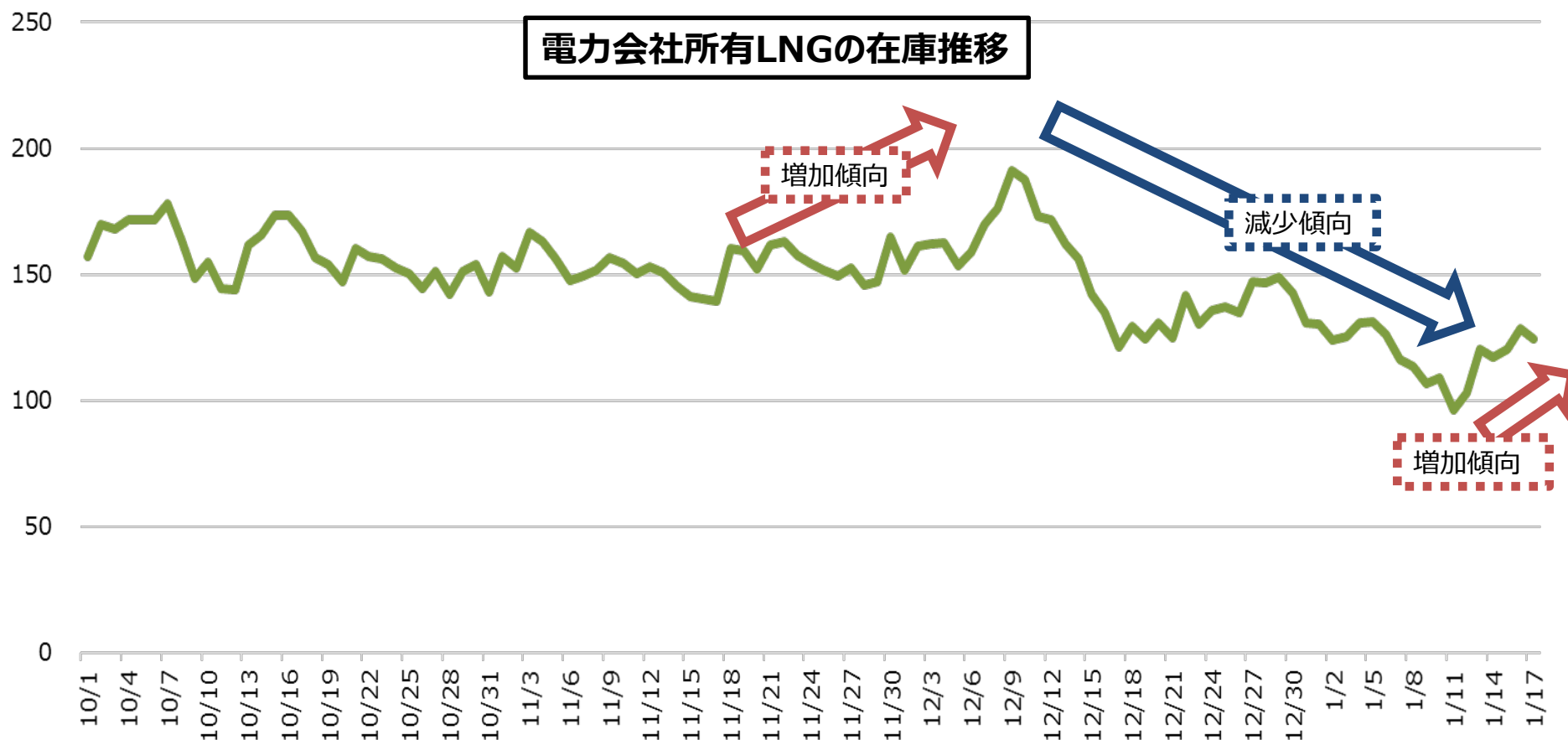
※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

伸びる電力需要をLNGが支えたため在庫が急減

令和3年1月19日
電力・ガス基本政策小委員会（抜粋）

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、電力需要が例年に比べて大幅に増えたこと等により、12月中旬以降大幅に下落。
- 1/10頃が在庫下振れのピークであり、12月上旬の水準までは戻っていないものの、在庫量は回復傾向。

単位：万トン

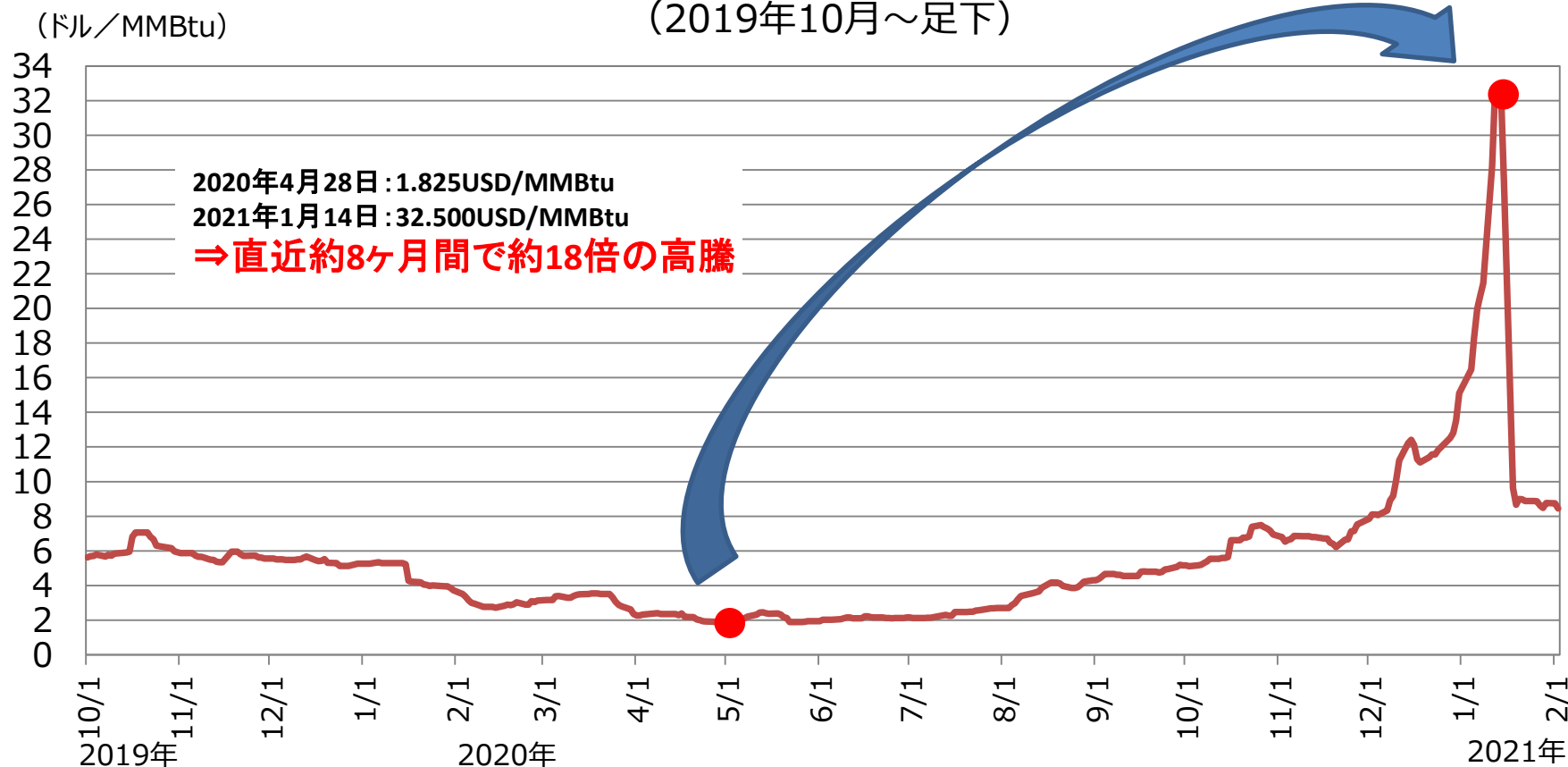


2020年後半～2021年1月のLNG市場について ー全体像

- 年初の電力需給逼迫に伴う急激なLNG在庫の減少時にスポット市場から迅速に十分な量を確保できず。
- 2021年1月15日時点で、北東アジア向けLNGスポット価格は32USD/MMBtuを突破（直近約8ヶ月間で18倍以上の高騰）。日本が冬を迎え、長期契約をベースとする供給量では足りない量をスポット市場から調達する時期に、中国・韓国も同じようにLNGの急激な需要が発生する可能性が極めて高くなっており、それによる一過性の価格の高騰、マーケットのタイト化が課題。

Platts社 Japan Korea Marker (JKM)の推移

(2019年10月～足下)

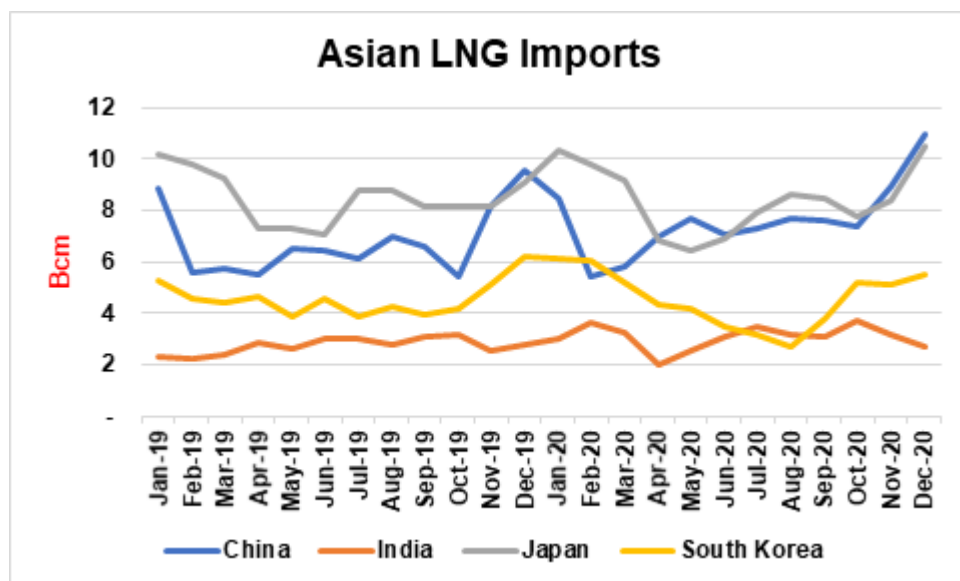


(出典) S&P Global Platts

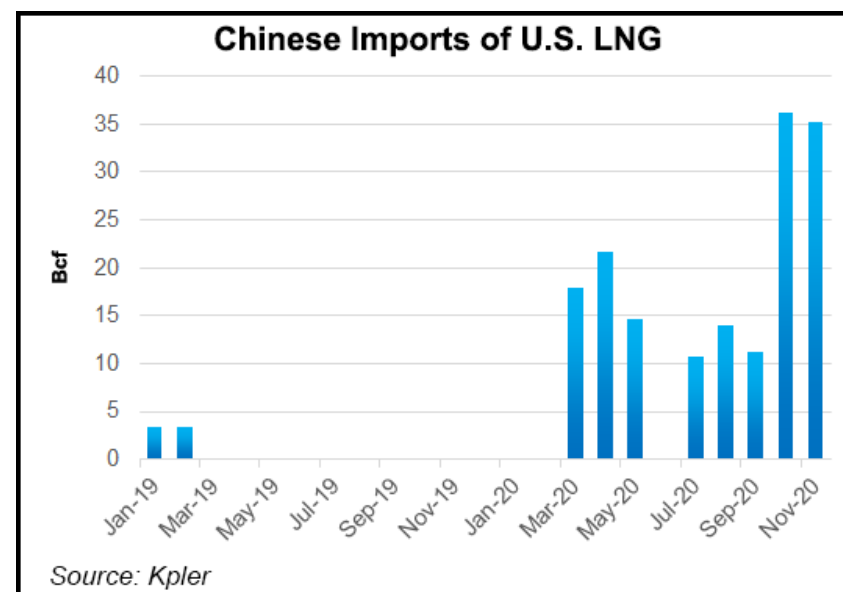
スポット価格高騰の要因（需要サイド）：厳冬に伴う北東アジアのLNG需要増加

- 寒波による北東アジアでの気温低下に伴い、冬季の暖房需要等に向けて、LNG需要が急激に増加。
- 2020年12月26日に中国の海関総署（税関）が公表した数値では、同国の11月次LNG輸入量は661万トンで前月比31.6%増、前年同月比では1.6%増となった。（12/7付 Plattsより）

日・中・韓・印の月別LNG輸入量推移（2020年）



中国の米国産LNG輸入量推移（2019～2020年）



（出典） S&P Global Platts

（出典） Natural Gas Intelligence
(<https://www.naturalgasintel.com/china-buying-more-u-s-lng-to-meet-winter-demand-but-still-far-below-phase-one-targets/>)

スポット価格高騰の要因（供給サイド）：①LNG供給設備におけるトラブル多発

- 2020年の夏以降、豪Gorgon LNGプロジェクトを始め、世界各地の主要LNGプロジェクトにてトラブルが多発。
- LNG 液化プラントは従来故障率が低く、昨年のように例年の数倍もトラブルが多発する確率は非常にまれ。要因として、米国LNGプロジェクトを中心に初期トラブルが発生した可能性や、メンテナンスの延期（※）が影響した可能性が想定される。

※ 油価下落に起因するコストダウンのため、春先に予定されていた定期修理が、秋口や 2021 年に延期された。これが回転機器の摩耗等を原因とするトラブルを増加させた可能性が考えられる。

2020年のLNG供給設備等における主なトラブル

※赤枠は日本企業と長期契約締結

国名	プラント等	事象	容量(MTPA他)	期間
米国	サビンパス	ガス放出による1,2号タンク(各160k m3)破損 (修理完了、使用許可待ち)	-	2018/1/22 -
	エルバアイランド T2	コンプレッサー出火	0.25	5/13 -
	サビンパス T1-5	ハリケーンによる停止	4.5 x 5	8/24 - 9/9
	キャメロン T1-3	ハリケーンによる停電、航路内バージ沈没	5 x 3	8/26 - 10/21
	サビンパス T1	熱酸化装置火災、航路内リグ沈没	4.5	10/11 - 11/9
	フリーポート T1	コンプレッサー出火	5.1	10/21 - 11/9
	フリーポート T1-3	電力ハンチング	5.1 x 3	11/14 - 18
	サビンパス(パイプライン)	NGPLパイプライン供給停止	-	11/19 - 21
	ゴーゴン T1-3	プロパン容器割れ	5.2 x 3	7/11 - 2021/4/30
マレーシア	マレーシア T1, 3, 7	生産不調	2.8, 2.8, 3.85	11/3 - 14
	マレーシア T6, 8	生産不調	3.2, 3.85	12/7 -
台湾	国聖原発第1ユニット	冷却水システム異常	-	12/14 -
カタール	カタールガス T4	混合冷媒コンプレッサー不調	7.8	11/19 - 12/13
ノルウェー	ハンメルフェスト T1	ガスタービン火災	4.2	9/28 - 2021/10/1
	パイプライン	ストライキ	-	10/1 - 9
トリニダード・トバゴ	アトランティック T1	フィードガス不足	3	2020 -
ナイジェリア	ナイジェリア	計画外停止	3.2/4.1	10/20 -
	ナイジェリア(パイプライン)	ガスパイプライン爆破	-	11/24

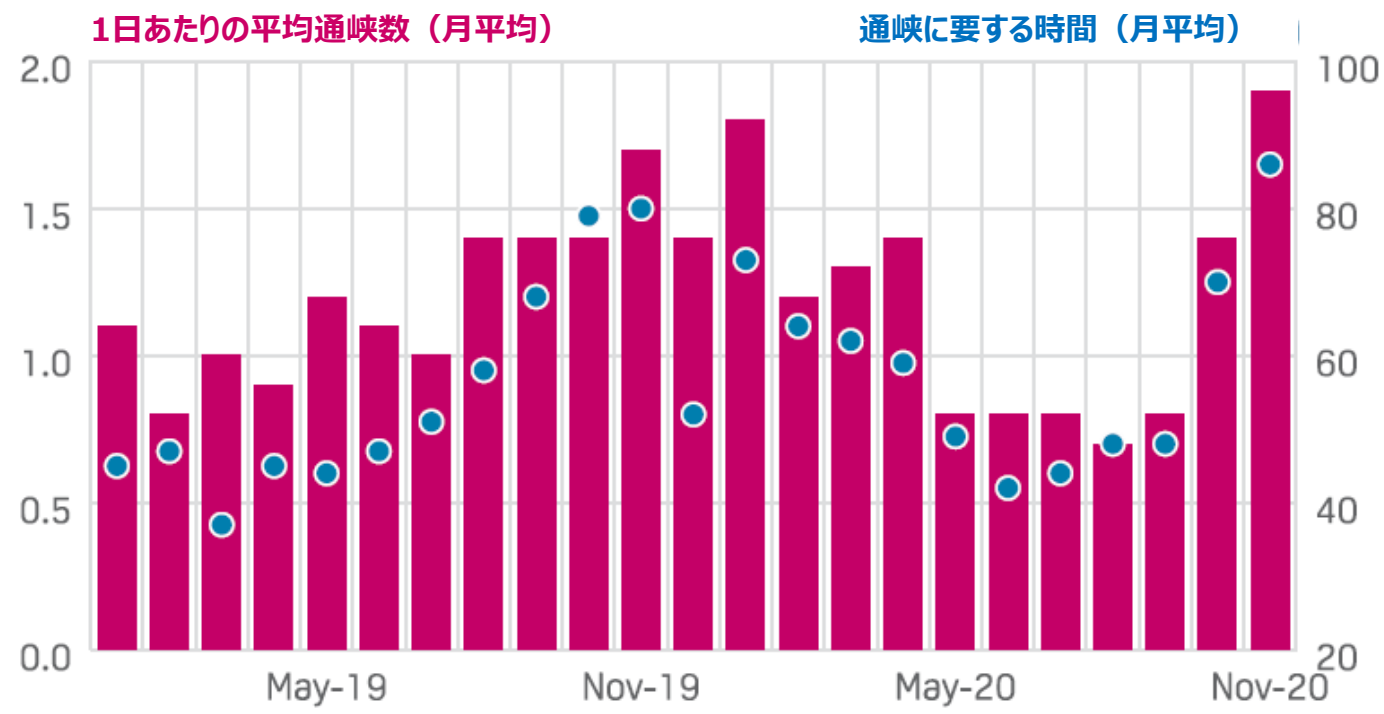
スポット価格高騰の要因（供給サイド）：②パナマ運河における通峡渋滞

- パナマ運河を通峡遅延の主な原因として、濃霧、通峡船舶数の増加、新型コロナウイルス対策の安全手順追加に伴う通峡時間増加に加え、LNG 船に対する運航上の制限（夜間通峡の禁止、コンテナ・客船の通峡が優先される等）も挙げられる。
- これに伴い、多くの米国産 LNG 船はパナマ運河を避けて東進することを余儀なくされており、アジア地域への LNG 輸送にかなりの時間およびコストがかかっている。

（参考：航路別 北米産LNGの日本への輸送所要日数）

パナマ運河経由： 20 日間、喜望峰経由： 34 日間、スエズ運河経由： 31 日間

パナマ運河におけるLNG船の1日あたり平均通峡数と平均通峡所用時間



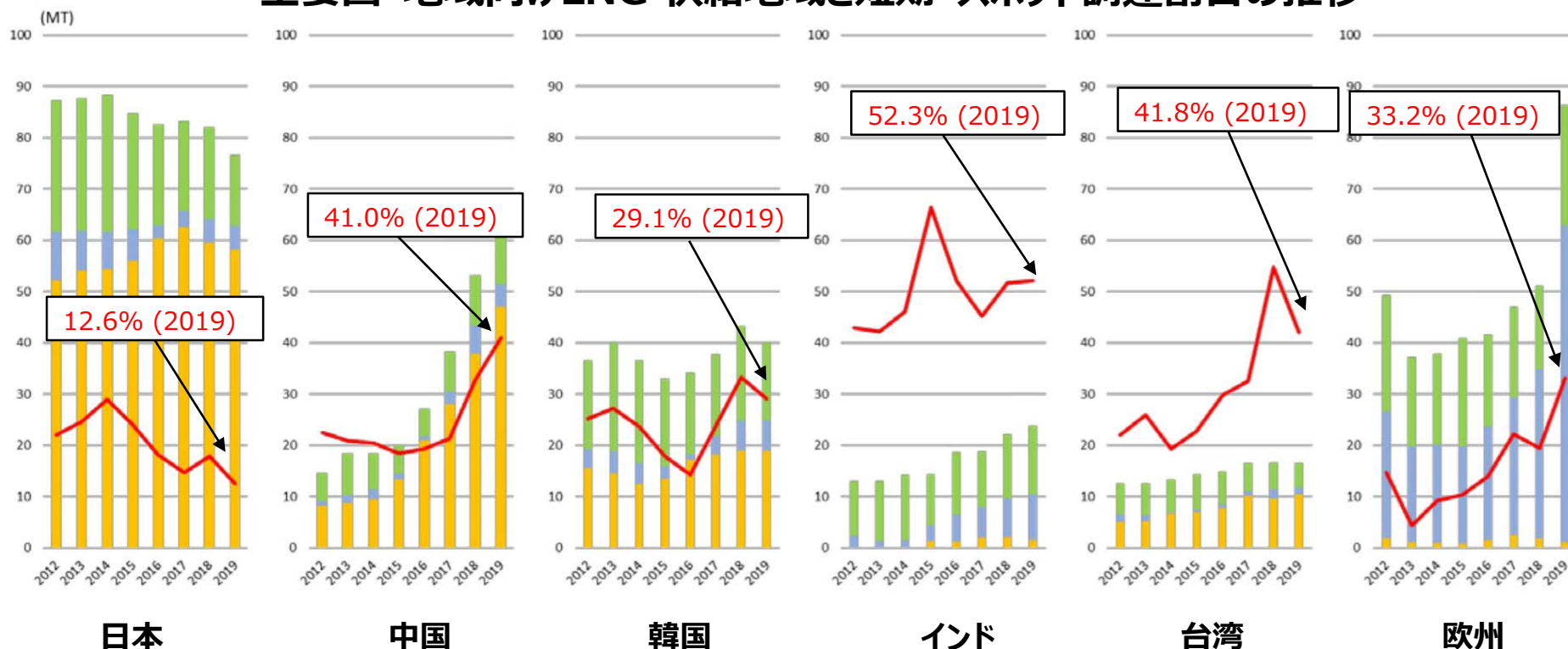
LNG需要国・地域の短期・スポット調達割合

※本資料の「短期・スポット調達」とは、
契約期間4年以下の契約によるLNG調達を示す。

－全体の傾向としては他国と比較して長期契約でLNGを確保

- 日本は、LNG 需要が減少しているため、短期・スポット LNG 調達割合も減少傾向。（2019年：約12.6%）
- 中国は、LNG 需要が急増。増加分ほぼ全てを太平洋地域、特に豪州から調達。短期・スポット調達割合も増加傾向にある。（2019年：約41.0%）
- 欧州は、2018 年以降、引き取り手のつかない米国産LNG を吸収してきた。短期・スポット LNG の調達割合も増加傾向。（2019年：約33.2%）

主要国・地域向けLNG 供給地域と短期・スポット調達割合の推移



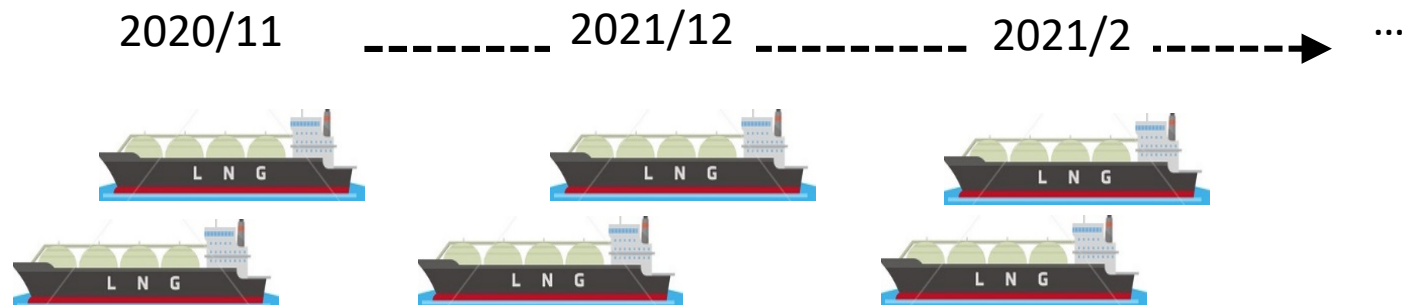
■ : 太平洋
 ■ : 大西洋
 ■ : 中東
 — : スポット比率

(参考)LNG取引の特徴

- LNGの長期契約は、「年間引取数量〇〇万トン」と規定されるケースが多い一方、売買主双方の意見も考慮して実際の引き取りは毎月同じ数量を受け取るケースが一般的。そのため、長期契約とスポット契約の組み合わせでLNGの需給変動に対応している。
- また長期契約においてユーティリティ各社は、LNG需要に合わせて引取数量の上方修正（UQT）・下方修正（DQT）を行っている。また、LNGの需要が落ち込むと見られる場合で引取キャンセル権が付与されている契約では、同権利を行使し引取数量の調整を行っている。
- LNGのスポット調達には最短でも1ヶ月～1ヶ月半程度は掛かるのが通例。内訳としては、
 - ① 調達先探し・LNG船の手配（数日～1週間）、
 - ② スポット契約調整（2週間程度）、
 - ③ （②と一部並行して）LNG船の手配・船陸整合性確認（初寄港の場合、2週間程度）、
 - ④ （供給量の多い豪州の場合）輸送日数（約10日間）。

ターム契約によるLNG引き取りイメージ

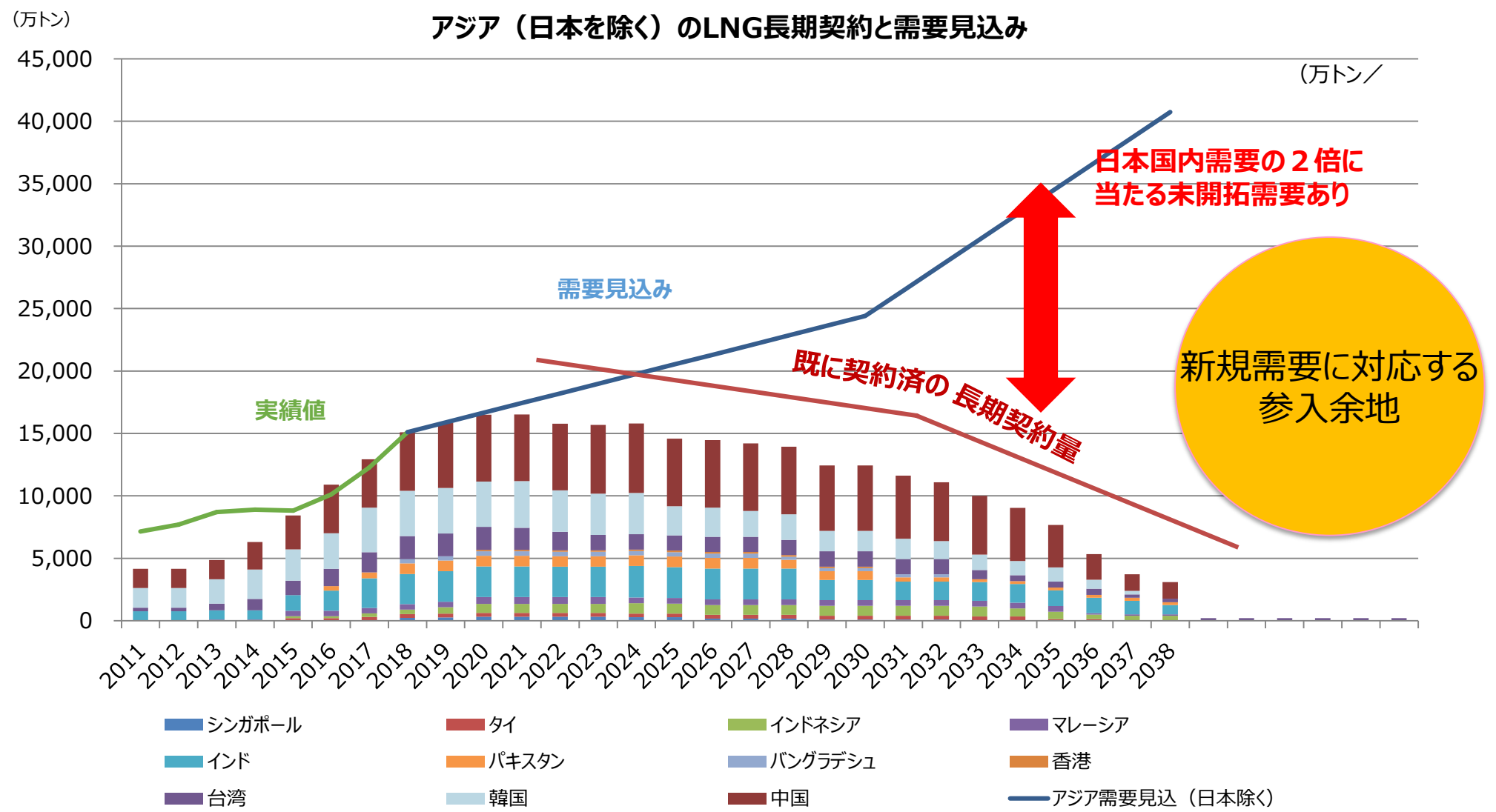
（毎月12万トン程度＝2隻分を想定、一般的なLNG契約は全て該当。）



【中長期的対応】LNG市場に厚みを増して取引活性化

令和2年12月8日
石油・天然ガス小委員会資料（抜粋）

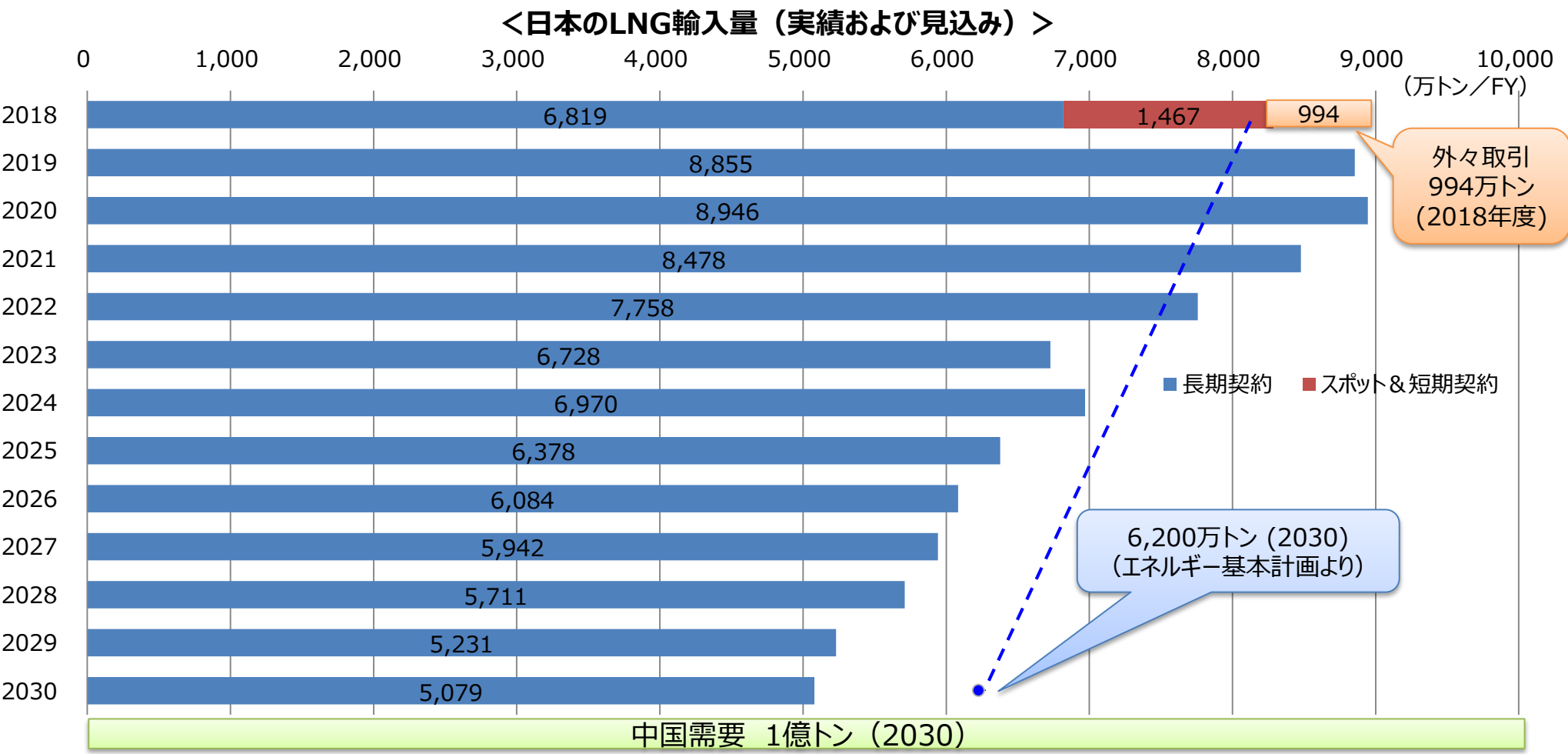
- アジアを中心にLNG需要が増大する中、引き続き日本が安定的なLNG供給を確保するため、LNG市場に厚みを増して取引を活性化させるとともに、日本企業が日本以外の取引にも積極的に関与し、ビジネスチャンスを拡大させることが重要ではないか。



（出典）【長期契約量】JOGMEC天然ガスリファレンスブック（2019） 【需要見込み】IEA-WEO（2019）を基に経済産業省作成

【中長期的対応】LNG取扱量を2030年に1億トン達成する目標を設定

- 日本企業のLNG長期契約量が減少する中でも、日本の50年に渡るLNG輸入の知見を活かし、日本が引き続き世界最大のLNG需要国として市場を主導することを目指して、新国際資源戦略において、日本企業の「外・外取引」を含むLNG取扱量について、2030年度に1億トンを達成するとの目標を新たに設定。



（出典）JOGMEC「天然ガスリファレンスブック」、GIIGNL LNG Industry

【中長期的対応】LNG長期契約の更なる柔軟化（仕向地フリー、冬に厚い長期契約）

- 2017年、公正取引委員会「液化天然ガスの取引実態に関する調査について」においてFOB条件下において売主が仕向地を制限※することは、独占禁止法上問題となるおそれがあると発表。経済産業省としても、これまで、LNG市場戦略に基づき、市場の流動性を高める観点から、仕向地フリーの重要性を国際的に発信。
- 仕向地フリーの契約が増えれば、緊急時に需要が急増した地域へ、LNGを融通しやすくなる。
- また、比較的新しく締結された長期契約では、需要期の冬に厚めに引き取る契約が存在。こうした長期契約の「魅力」を向上させる柔軟な契約条件の更なる検討を、LNG関連事業者との対話を通して求めていくことを検討（追加コストやプラントへの物理的な負荷による限界が存在することにも留意）。

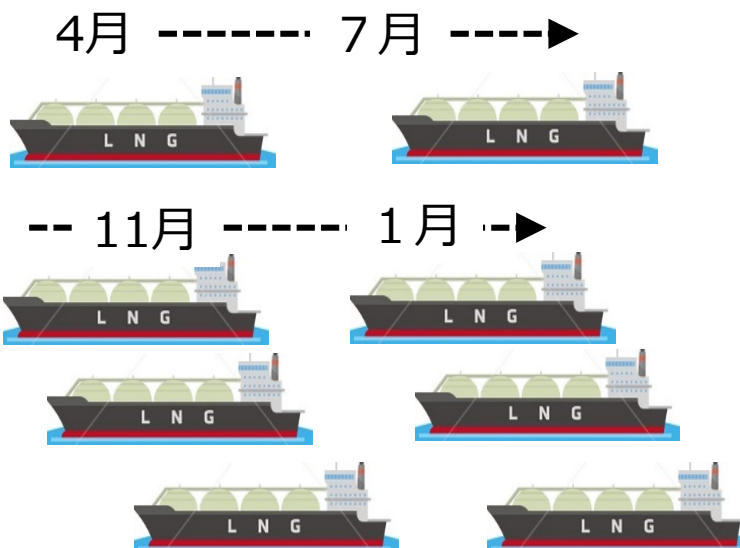
※ 仕向地制限・・・LNG取引の買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限であり、事実上、日本の需要者がLNGを他の需要者等に再販売することを制限している。

【国際的な発信の一例】

LNGの魅力を上向きさせ、多様なプレイヤーの参入を促し、柔軟で厚みのあるグローバルなLNG市場の構築を進めていくことが必要です。そのための取組の一つが、LNG取引の更なる多様化です（中略）仕向地制限については更なる柔軟性が確保されること（中略）これは、結果的には中長期契約の増加につながり、産消国双方にとってWin-Winとなる取組と考えます。



【冬のイメージ】



(2) 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

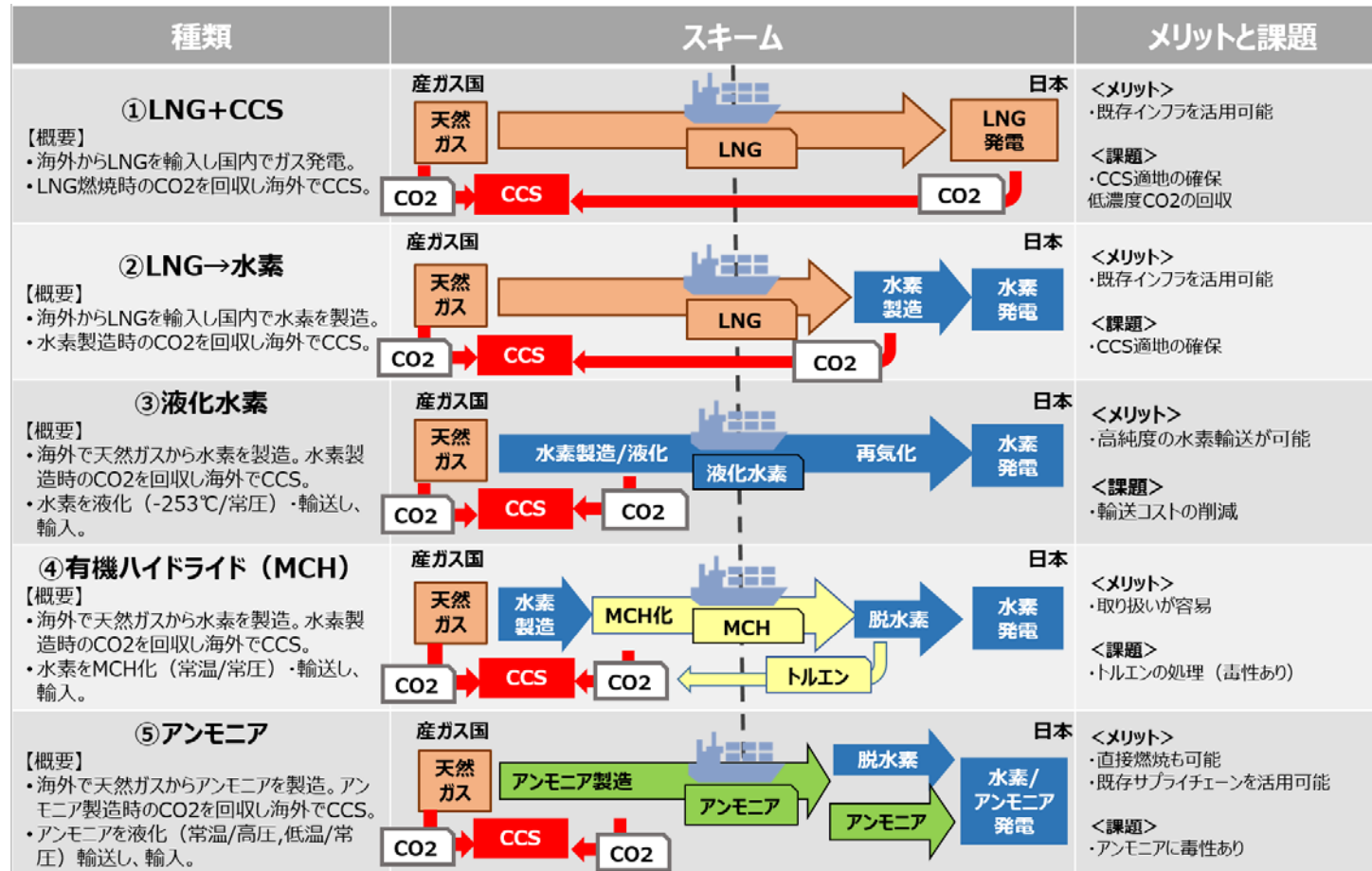
1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

- ① 石油・天然ガスの安定供給確保（自主開発の更なる推進）
- ② 我が国及びアジアのレジリエンス確保
- ③ **水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築**

2050年CNに向けた水素、アンモニア及びCCS適地の導入・確保のための体制構築

- 2050年CN達成に向けては、水素やアンモニアの活用による火力燃料自体の脱炭素化と火力発電にCCS/CCUを活用したオフセットで対応する方向性。
- 上記施策を達成するためには、供給体制の構築が課題。供給体制としては、下記のような5つのスキームが考えられるが、それぞれのスキームには一長一短があり、特に全てのスキームで必須となるCCSは極めて重要な位置付け。
- 当面は化石燃料由来のブルー水素が大宗を占めることを踏まえた資源国との関係強化や国内資源も活用した水素やアンモニアの供給体制の構築に加えて、CCS適地の安定確保が将来的な課題。

＜今後想定される水素、アンモニアの供給網＞（出典）事業者からのヒアリングに基づき資源エネルギー庁にて作成

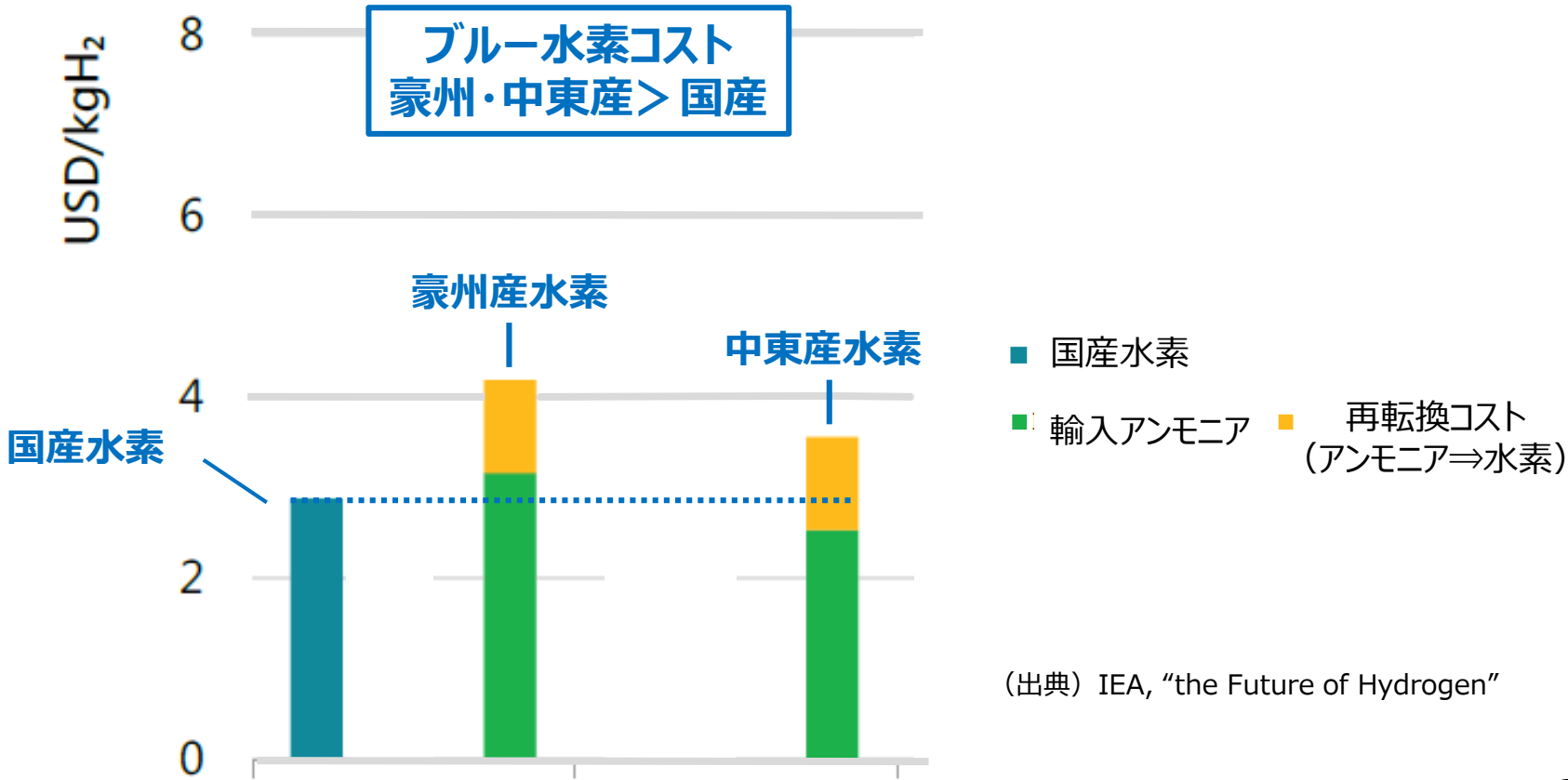


国内資源開発の位置付け ～国産ブルー水素・アンモニアの原料確保～

- 水素・アンモニアの供給網構築のため、資源国との関係強化に加え、地政学リスクがない国内資源の活用も課題。
- IEAは、2030年時点において、輸送費が高い豪州や中東産のブルー水素※と比較して、国内天然ガスから製造された国産水素の方が価格が安くなると分析。国産天然ガスの生産コスト次第では、コスト競争力のある国産ブルー水素を確保可能。

※水素製造コスト（製造＋輸送）のうち、約9割が輸送コスト（製造11.5円/Nm3、輸送162円/Nm3）。

<ブルー水素の製造コスト比較（キャリア：アンモニア、2030年時点）>

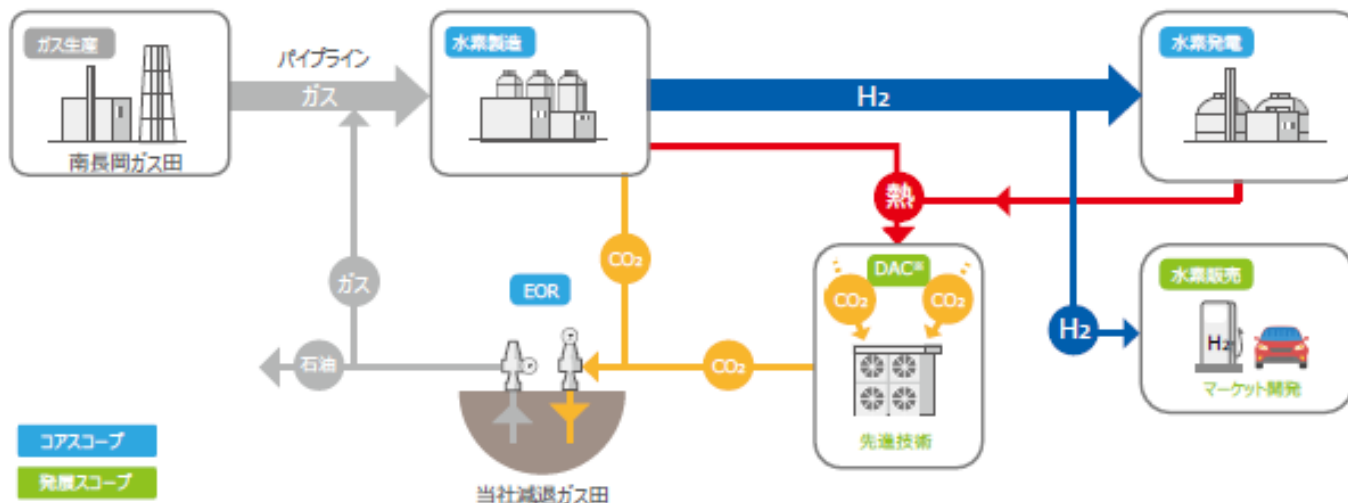


(参考) 日本国内の水素製造事業計画

- INPEXが、「今後の事業展開～2050ネットゼロカーボン社会に向けて～」を策定。（2021年1月27日）
- 新潟・南長岡ガス田の天然ガスを利用したブルー水素製造・発電の一貫実証プロジェクトを計画。

国内（新潟県柏崎市）での水素製造・利用一貫実証プロジェクト構想

- ・ 当社の上流技術及び国内天然ガス生産インフラを最大限活用した実証を計画。将来的に当社海外天然ガスアセットから国内への水素供給に展開可能な、上流から発電・水素利用まで一貫通貫のカーボンフリー水素ビジネスモデルを提示。



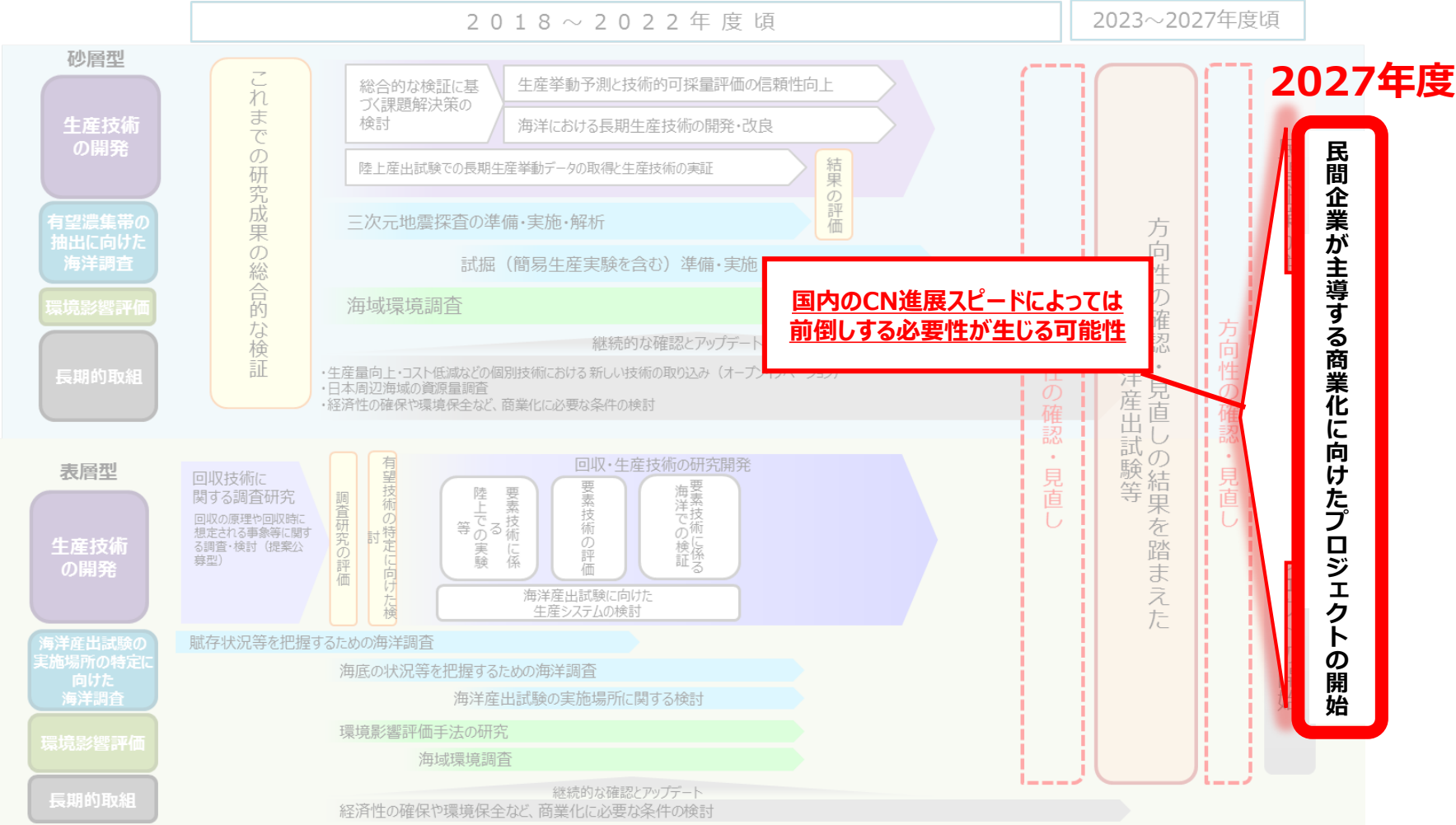
(出典) INPEXホームページ : https://www.inpex.co.jp/company/pdf/business_development_strategy.pdf

国内資源開発の位置付け ～開発計画前倒しの必要可能性～

- 国内資源開発に関して、水素やアンモニア需要の立ち上がりの早さ等、国内のCN化の進展スピードによっては、現行の国内資源の開発計画を前倒しする必要が生じる可能性。

※ メタンハイドレートは、2027年度までに民間企業が主導する商業化に向けたプロジェクトが開始されることを目指し、技術開発を推進。

<メタンハイドレートの開発計画>



(参考) 安価かつ大規模な水素・アンモニア調達 -コスト構造

令和2年12月21日
基本政策分科会資料（抜粋）

	水素発電（2020年時点試算）	アンモニア発電（2018年時点試算）
製造	海外水素製造 （天然ガス+CO₂販売（EOR用途）） 11.5円/Nm³	海外水素製造 （天然ガス+CO₂販売（EOR用途）） 11.5円/Nm³（=201ドル/トン） 海外アンモニア製造 4.3円/Nm³（=76ドル/トン）
輸送	水素輸入 （ローリー輸送+液化+積荷+海上輸送） 162円/Nm³*	アンモニア輸入 （積荷+海上輸送） 2.3円/Nm³（=40ドル/トン）
発電	水素発電機 7万～9万円/kW**	アンモニア専焼設備 46万円/kW （参考）アンモニア混焼設備 29万円/kW
発電コスト	専焼 97.3円/kWh*** 熱量ベース （参考）10%混焼 20.9円/kWh***	専焼 23.5円/kWh （参考）20%混焼 12.9円/kWh

（出典）

- * 事業者ヒアリングに基づき試算
- ** 富士経済「2020年版水素利用市場の将来展望」水素ガスタービン発電
- *** 発電コスト検証WGより試算

（出典）

- アンモニア製造・輸入コスト：日本エネルギー経済研究所 SIP「CCS・EOR技術を軸としたCO₂フリーアンモニアの事業性評価」をもとに資源エネルギー庁試算
- アンモニア混焼設備、発電コスト価格：電源開発SIP「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」
- アンモニア専焼設備、発電コスト：事業者へのヒアリング等をもとに資源エネルギー庁試算

(参考) 多様化する「資源国」の定義

令和2年11月26日
水素・燃料電池戦略協議会資料
(抜粋)

- 再エネ水素のコスト下落も見据え、豊富な化石燃料を持つ国とだけでなく、再エネ資源を豊富に持つ国との資源外交も今後重要になる。
- 加えて、世界的な脱炭素化を実現し、日本の製品・技術の輸出を促進するためには、需要国との協力を通じた水素の社会実装促進に向けた取組（外-外取引含む）も重要。

【国際協力プロジェクトの類型と日本勢の関与方法】

○：NEDO実証、☆：国支援FS、－：民間等の取組

① 従来資源国との協力

- 化石燃料由来の水素の製造・輸送の支援

○日豪褐炭プロジェクト（HySTRA）
○日ブルネイプロジェクト（AHEAD）
☆日豪アンモニアサプライチェーンFS（丸紅、JERA）
－日サウジアモニアサプライチェーンFS（IEEJ）
－ノルウェーにおける水素サプライチェーンFS（Hyperプロジェクト）

② 再エネ資源国との協力

- 再エネ由来水素の製造・輸送の支援

☆UAEにおける再エネ水素FS（川重）
－マレーシアサラワク州での余剰水力発電からの水素製造FS（住商、ENEOS）
－NZにおけるグリーンアンモニアプロジェクト（三井物産）
－NZにおける地熱水素製造プロジェクト（大林組）
－米国ユタ州の再エネ水素製造・貯蔵プロジェクト（三菱パワー）

③ 水素需要国との協力

- 水素化のためのサプライチェーン、インフラ整備

☆ロサンゼルス港における水素利用FS（豊田通商）
－シンガポールでの需要開拓FS（千代田）
－米・蘭・シンガポールにおける水素発電プロジェクト（三菱パワー）
－カリフォルニア水素ST事業への出資（JBIC、三井物産）

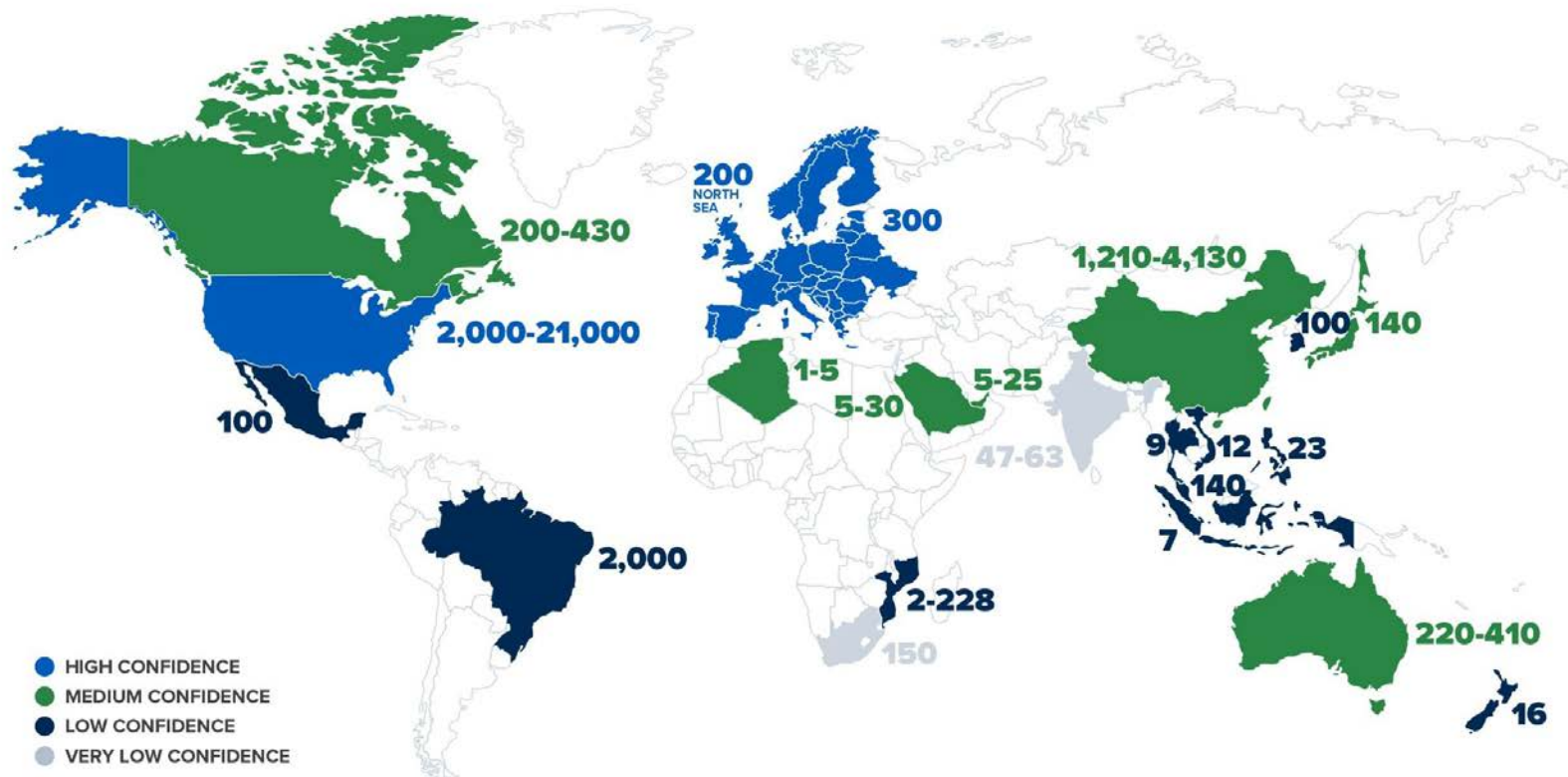
水素の外-外取引の可能性

CCS適地の確保

- 日本国内には相当程度のCCS貯留ポテンシャルがあると考えられるが、経済性や社会的受容性に加え、CCSを行う際には複数の法規（※）に対応する必要があり、煩雑な手続や過剰なコスト負担等が課題。
- 他方、EUや豪州、米国等、海外においては国や地方自治体政府の法令などによるCO2貯留に関する法的枠組みの整備が進んでいる。
- また、海外、特に東南アジア等近隣国では、ポテンシャルが大きく安価に貯留が可能なCCS適地が存在。

＜世界の貯留ポテンシャル＞

※ 高圧ガス保安法、労働安全衛生法、ガス事業法、
鉱業法、鉱山保安法、海洋汚染防止法など



※単位は10億トンCO2（GCCSI調査）

(参考) 国内のCCS事業環境整備の必要性

- CCSの社会実装に向けては、以下のような観点から事業環境整備が必要。

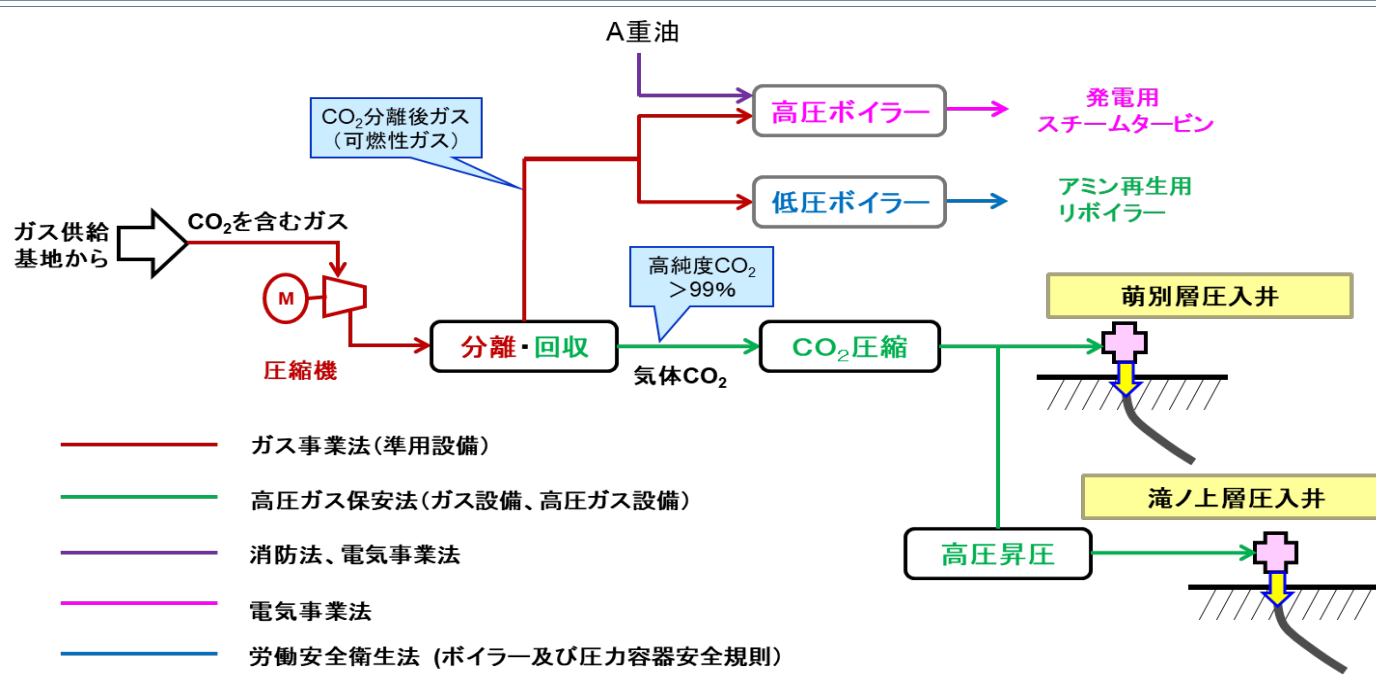
(1) **CCSの事業実施に即した法体系**

現在は高圧ガス保安法、労働安全衛生法、ガス事業法、鉱業法、鉱山保安法、海洋汚染防止法など複数の法規に対応する必要があり複雑。また、それぞれCCSを想定した内容ではないため、過剰な法規となっている可能性。

(2) **貯留地点及び貯留CO₂に係る長期的責任**

CO₂圧入後の長期的責任とその移管の主体が定められておらず、唯一海洋汚染防止法において、CO₂が海底下に貯留（廃棄）されている限り実施者が監視を続けることが示されている。（無期限の貯留サイト運用責任）

地上設備の適用法規（苫小牧CCSの事例）



事業者からの国への責任移管

責任移管までの経過期間

EU CCS指令	最低 20 年 (加盟国によっては30年)
豪州 連邦法	最低 15 年
米国 モンタナ州の例	最低 15 年
日本 海洋汚染防止法	無期限

(参考) 海外の事業環境整備の例

- 海外においては国や地方自治体政府の法令などによるCO2貯留に関する法的枠組みの整備が進んでいる。
- 法的枠組みの形式は多様であるものの、貯留層の探査・アクセス・利用に係る許認可、圧入期間中の圧入・貯留の管理、法的枠組みの移転に関する規定、モニタリング・報告・検証などの項目が含まれている。
- EUでは、CCSの法規制の基盤となるCCS指令を制定し、貯留サイトの寿命等事業環境を整備。各国、CCUSの事業環境整備を進めるべく、法整備を実施。

EU
CCS指令
(2009)

- ・CCS技術に係る欧州委員会（EC）の**法規制の基盤**。
- ・EU排出量取引制度（EU ETS）や廃棄物枠組指令などを含む、より広範なEU環境法制
- ・EU域内におけるすべてのCO2貯留を対象とし、貯留サイトの寿命等、**事業環境を整備**。
- ・2011年6月25日までに各国の国内法にCCS指令の条項を組み込むよう義務付け
- ・各国はCCS指令の要件を、一定の裁量権を持って**国内法規制に組み入れる**

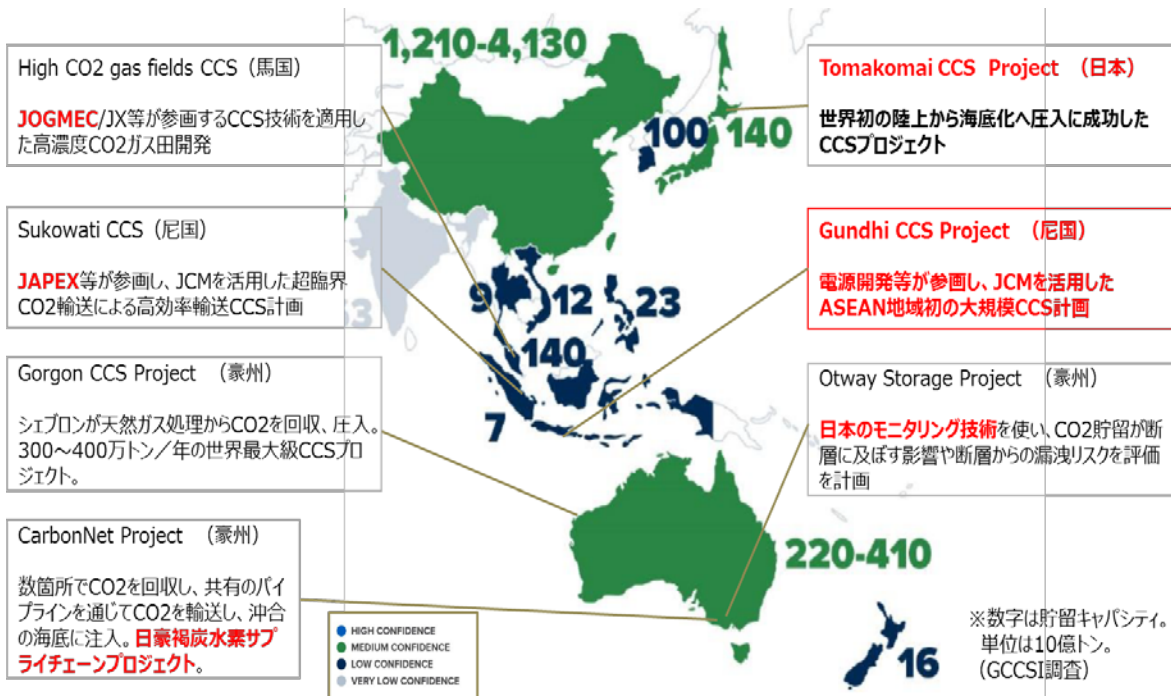
世界の主なCCS関連法規制

国名・襲名	規制・政策	施行	規制当局	対象範囲
英国	2008エネルギー法等	2008年	石油・ガス局	海域
オランダ	鉱業法、鉱業法令、鉱業規則	2011年	経済・気候政策省	陸海域
豪州	2008海域石油（温室効果ガス貯留）改正法	2008年	産業・科学・エネルギー資源省	海域
米国	地下圧入管理（UIC）プログラム	2010年	環境保護局	陸域

(参考) アジアCCUSネットワークについて

- 経済成長著しいアジア地域は化石燃料の利用を選択せざるを得ず、主要な温室効果ガスの排出源である一方で、**大規模なCO2の貯留ポテンシャル**を有する地域。（各国約100億トンの貯留ポテンシャル）
- 2020年11月のEASエネルギー大臣会合において、日本からの発案で、アジア全域でのCCUS活用に向けた環境整備や知見を共有する「**アジアCCUSネットワーク**」の構築を提案し、**各国から歓迎の意が示された。**
- **今夏にも、「アジアCCUSネットワークフォーラム」を開催**し、ネットワーク立上げを目指す。「アジアCCUSネットワーク」では、①CCUSに関する知識・経験の共有やポテンシャル調査の実施、②共通のルール作りやプロジェクト形成、③アジア全域での貯留ネットワークの実現等を目指した活動を行う。
- こうしたネットワーク構築を見据え、国内においても液化CO2船舶輸送実証を行う。

アジア各国のCCSポテンシャルと日本企業の参画状況



EASエネルギー大臣会合



東アジアサミットエネルギー大臣会合 梶山大臣による開会挨拶の様子

第14回EASエネルギー大臣会合 共同声明 (CCUSネットワーク関連箇所抜粋)

12

（前略）各国大臣は、脱炭素化、回復、及び経済成長の目標に資する二酸化炭素回収・利用・貯蔵(CCUS)とカーボンリサイクルの重要性に留意した。各国大臣は、EAS地域における知識・経験の共有と研究活動の実施に資するパートナーシップの実現が期待される「**アジアCCUSネットワーク**」の構築に向けて、**日本とERIAが主導している協力を歓迎した。**

ご議論いただきたい論点

- これらの現状の課題を踏まえて、下記の方方向性としてはどうか。

1.①石油・天然ガスの
安定供給確保
(自主開発の更なる推進)

1.②我が国及びアジアの
レジリエンス確保

1. ③水素、アンモニア及び
CCS適地の導入・確保のた
めの体制構築

対応の方方向性

- 石油・天然ガスの安定供給確保に向けて、国際情勢の変化に対する対応力を更に高めるため、海外権益の獲得と国内資源開発の推進を通じて、石油・天然ガスの自主開発を更に推進（自主開発比率目標の引き上げ）。

- アジア大でのレジリエンス向上に向けて石油備蓄協力を推進。
- LNGの安定供給確保を目指し、中長期的には仕向地柔軟化や契約多様化等を通じた市場の流動化、アジアLNG市場の拡大等を推進するとともに、需要側の急激な在庫減少にも耐えうる短期施策も検討。

- ブルー水素・アンモニアの原料としての利用も見据えて、資源国との関係維持・強化に加えて、メタンハイドレートを含む国内資源開発を引き続き実施。
- 国内資源開発については、我が国のCN化の進展を見据えながら、可能な限り計画を前倒しし、商業化を早期に実現する。
- CCS適地を新たな資源の一つと捉える。その上で、国内外のCCS適地の確保に向けたJOGMECの支援機能強化、アジアCCUSネットワークの活用等を検討。

(1) 本日の議論の進め方

(2) 前回の議論を踏まえた課題整理と今後の対応の方向性

- 1.石油・天然ガスの安定供給確保と水素、アンモニア及びCCS
適地の導入・確保のための体制構築
- 2.我が国及びアジアのCNに向けた化石燃料の脱炭素化
- 3.包括的資源外交と人材育成・獲得

(3) 今後のスケジュール (案)

今後のスケジュール（案）

◆ 今回（2月15日）

⇒ 前回（12月8日）の議論を踏まえた、審議項目 1 <前回の検討項目①> についての具体的なアクションを議論

◆ 次回（2月19日）

⇒ 過去2回（12月8日、2月15日）の議論を踏まえた、審議項目 2, 3 <前回の検討項目②～⑤> についての具体的なアクションを議論、今後の方向性（案）

◆ その後

⇒ 第31回資源・燃料分科会に報告

⇒ 「今後の方向性（案）」に基づいて、事務局にて更なる具体策を検討し、春頃に再度、小委員会を開催し、報告書案をとりまとめ、次期エネルギー計画等へと反映させていく。

※今後の議論の方向性次第で変更の可能性あり。