

# 日本原子力学会シニアネットワーク連絡会（SNW）

## 第 22 回シンポジウム

### エネルギー安全保障と原子力の積極活用

#### 【シンポジウム概要】

エネルギー問題について全世界的に 2050 年カーボンニュートラル達成が重要課題として議論されてきましたが、2021 年初頭より世界同時多発的にエネルギー価格が上昇していた折、プーチン露大統領のウクライナ侵略という狂気の蛮行によりエネルギー資源を取り巻く不安定な状況が一層加速し、世界中の産業界や市民生活に重大な影響を及ぼしています。

欧米はエネルギー危機の渦中で脱炭素政策とエネルギーの自立化政策の両立性に苦悩しつつも、「経済安全保障とエネルギー安全保障の同時強化」に舵を切りました。このような状況下、各国は持続的なエネルギー安定確保を最重要課題と捉えて資源の確保とナショナリズムが先鋭化しています。資源小国の我が国はエネルギー安全保障の強化を最優先課題と捉え、このためには原子力発電の最大限の利活用へ機敏に政策転換することが短期及び中長期的観点からも一つの解であり、国益に叶うものと考えます。

滝波議員には急遽来賓頂き、わが国のエネルギー政策、特に原子力に対するしっかりした政策を今年中に議論する旨、力強く挨拶して頂きました。

今回のシンポジウムではウクライナ危機を教訓として、エネルギー安全保障の取組みを強化すべく、今後のエネルギー政策の在り方について専門家から示唆を頂きました。

さらに当会の有志より我が国の国情に照らした「調和電源ミックス構想」の提言を発信しました。また関連した原子力の持続的活用、電力貯蔵技術、CO2 回収・利用・貯留（CCUS）の 3 項目に関し課題と展望を、それぞれ専門家の方からご指摘を頂いた上で、この困難な時期における我が国のエネルギー環境政策について皆様と議論を深めました。

今回、昨年と同数の 172 名の参加者があり、終了後 70 名の方々からアンケートの回答を頂きました。その回答には、“時宜を得たテーマを聴講することができ満足した”と多くの方々がお応えしていました。特に“わが国のエネルギーのあるべき姿についてあなたの意見は？”の質問に対して、半数以上が自説を開陳し、参加者自身の関心の高さが示されました。主催者としては時宜を得たとても意義深いシンポジウムになったと喜んでおります。

## プログラム

開会			13:00
司会進行	日本原子力学会 S N W 代表幹事	早野睦彦	13:00～
開会挨拶	日本原子力学会 S N W 会長	坪谷隆夫	
来賓挨拶	参議院議員	滝波宏文氏	～13:10
特別講演			13:10～14:00
	ウクライナ危機と我が国のエネルギー安全保障政策		
	講師：慶応義塾大学 特任教授 遠藤典子氏		
基調講演			14:00～14:45
	2050年における『調和電源ミックス』の提案		
	講師：日本原子力学会 S N W / エネルギー会・会員 牧 英夫		
課題講演セッション			
	電源ミックス構想実現のための課題と展望について分野別専門家からの講演		
その1	原子力の持続的活用に向けた展望と課題		14:50～15:15
	講師：東京大学大学院 原子力国際専攻教授	小宮山涼一氏	
その2	電力貯蔵技術の課題と展望		15:15～15:40
	講師：(一財)電力中央研究所 上席研究員	三田裕一氏	
その3	2050年カーボンニュートラルの対応策：CCUSの役割と課題		15:40～16:05
	講師：(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)		
	システム研究グループ 主席研究員	秋元圭吾氏	
特別講演、基調講演、課題講演に対する質疑応答			16:10～16:40
閉会			16:40

第 22 回 SNW シンポジウムの開催にあたりご挨拶いたします。

今、100 年ぶりに世界を襲ったパンデミックで大きく傷ついた社会を、電気料金をはじめエネルギー価格が高騰し家庭、産業を脅かしています。さらに追い打ちをかけるように本年 2 月に勃発したロシアのウクライナ侵攻で地球規模のエネルギー危機が一層顕著になっています。そのような国内外のエネルギー環境の激変を見据え、改めてエネルギー資源に乏しい日本のエネルギー安全保障と原子力の活用をご議論頂きたいと考え、本年のシンポジウムを開催することにしました。

2011 年の原子力事故で、日本のエネルギー安全保障に重要な役割を果たしてきた原子力発電の信頼が失われ、以来、10 年以上にわたり原子力発電の先行きが見通しにくい期間が続きましたが、この 8 月の GX（グリーントランスフォーメーション）実行会議では、岸田首相が「既に技術的に確立した脱炭素電源である原子力発電」に最大限の活用に向けて舵を切ると指摘されました。

本年シンポジウムでは、ご案内の通り「エネルギー安全保障と原子力の積極活用」をテーマに掲げ、慶応義塾大学の遠藤典子先生から「エネルギー政策に関する」特別講演を、次いで主催者側の牧英夫より本シンポジウムの基調講演として「調和電源ミックス構想」について講演致します。

基調講演を受け、3 名の先生方に「電源ミックス構想実現のための課題と展望」についてご講演を頂きます。

なお、自由民主党の滝波宏文参議院議員には、急遽参加頂き、特別講演に先立ちお話を頂くことに致しました。

本日はシンポジウムに参加させて戴きありがとうございます。世界のエネルギー事情はロシアのウクライナ侵略によって大きく影響を受けました。エネルギーに大きな制約を受ける我国に於いては脱ロシア、脱CO2のために原子力の最大限の有効活用は不可欠です。第6次エネルギー基本計画では既存のエネルギー源の持続的活用までとなっており、リプレースの話はありませんでした。しかし、参議院選前には原子力の最大限活用という話が出て、この具体的内容を固める必要が出てきました。そういった中で、リプレース議員連盟は稲田会長、鈴木幹事長をはじめとして、臨時国会の中日に再スタートを行いました。その後、岸田総理からGX会議において政治的決断が必要な項目を提出するよう指示があり、経産大臣から原子力発電所の再稼働、運転延長、リプレース、バックエンドの4項目が示されました。この4項目を検討することになれば当然リプレースの想定も含まれるわけですが、年末までには、これら4項目のすべての項目にYESという結論を得て閣議決定レベルまで進めることを目標に活動する必要があります。

現状、世界に誇る我国の原子力のサプライチェーン、人材、産業は風前の灯火です。また私、立地県の福井県の選出ですが『誇りある国策への協力』という観点で、安全性に優れた最先端の炉が設置されるということは誇りにつながります。将来発展の見えない炉と何十年も付き合えと言うことであればモチベーションを保ち得ないということになり、立地もまたぎりぎりのところにきています。

年末に向けて原子力の推進に関するしっかりした議論を行なおうという今回のタイミングを失うと、いつこのような議論が再開出来るかわかりません。この4項目を年末に向けてしっかり固めきらないと技術も人材も産業も立地もだめになると考えています。

原子力の必要性に関して雰囲気は良くなったと言われておりますが、今は何一つ決まっておりません。目標までの時間は限られておりこの2ヶ月が勝負と思っております。いろいろなご経験をされた皆様と力を結集して共に頑張っていきたいと思っておりますのでよろしくご指導ご支援をお願いいたします。

## 特別講演 「ウクライナ危機と我が国のエネルギー安全保障政策」

講師：慶応義塾大学 特任教授 遠藤典子氏

### ◇はじめに

- ◎ロシアによるウクライナ侵略を契機に顕在化した資源供給の途絶リスクは、天然ガス調達をロシアに依存してきた欧州だけではなく、日本も直面する深刻な課題です。
- ◎電力安定供給は産業・社会の重要基盤であります。日本において現状、唯一の自立電源であり、気候変動問題にも寄与する原子力発電を、短期的にも、中長期的にもエネルギーミックスの柱とした政策を実行すべきと考えます。
- ◎本日は、原子力に限らずエネルギー全体について、経済産業省・原子力小委員会での議論を中心にお話しします。

### ◇アジア、日本、欧州の天然ガス価格が急上昇

- ◎シェールガス革命で低位安定、新型コロナで下落した天然ガス価格は、昨年後半より地政学リスク発生、ウクライナ情勢により高騰し、特に、2022年に入ってアジア天然ガスのスポット価格および欧州天然ガスのガス価格は乱高下し3月には一時どちらも過去最高値となりました。

## アジア、日本、欧州の天然ガス価格が急上昇



シェール革命で低位安定、新型コロナで下落した価格は地政学リスク発生、ウクライナ情勢によって高騰



出典：経済産業省 電力・ガス基本政策小委員会

(遠藤典子氏の講演資料を引用)

◎アメリカはシェールガスにより比較的安定していますが、日本の LNG 輸入価格はウクライナ情勢の影響を受け夏場以降上昇傾向にあります。

◇原油価格もウクライナ情勢緊張により高騰

◎原油価格もこの3月に13年ぶりに130ドルを突破後高止まり状態にありますが、ロシア依存が少ないので天然ガスや石炭に比べ影響は少ないです。

◇石炭価格は対ロシア制裁と構造変化で高騰

◎供給過剰状態にあり価格は落ち着いていましたが、対ロシア輸入禁止制裁、脱炭素で需給構造が変化したものの、新型コロナ回復と相まってアジアの需要は変わらず旺盛で、価格はかえって反転し、高騰しています。

◎日本は褐炭ではない上質な加工炭を輸入して使用していますが、こうしたいわゆる「銀シャリ」の石炭が入りにくくなっています。

## 石炭価格は対ロシア制裁と構造変化で高騰



対ロシア制裁、フェーズアウト要件で需給構造が変化したのに加え、依然として旺盛なアジアの需要を受け、価格が高騰



(遠藤典子氏の講演資料を引用)

◇日本のエネルギー価格上昇は相対的に定位

- ◎ 資源を輸入に頼っている日本は、世界的な資源価格の高騰の影響を受けやすいが、長期契約比率が高いこと、燃料費調整制度により小売価格への転嫁がなされておらず他国に比べエネルギー価格は定位で推移しています。
- ◎ 欧州は天然ガスのロシア依存度が高くウクライナの影響により電力・ガス料金が高騰しています。
- ◎ 燃料費調整制度の上限を超えて燃料価格が上昇しており、負担軽減のため上限撤廃をせざるを得ない電力会社が増えています。今後、電力・ガス料金は上昇する状況にあります。

◇ LNG の長期契約締結量は大幅に減少

- ◎ 日本はこれまで、長期契約によって安定的に LNG を調達してきましたが、近年は電力を市場から直接買った方が安いこともあり、LNG の長期契約を減らすという方向に向かっています。実際、2020 年度の長期契約件数は大幅に減少しています。スポット市場では、欧州でのロシアの天然ガス禁輸が影響し、世界的な争奪戦の結果、LNG 価格は高くなっています。一方、中国は過去に需給逼迫・停電を経験した経験から、新規長期契約を積極的に締結し 2021 年度の長期契約件数が大きく伸びています。

LNGの長期契約締結量は大幅に減少



- 日本の事業者はLNGの長期契約締結量は大きく減少。長期契約ゆえ、すぐに影響は出ないが、将来的に長期契約による調達量は減少していく見込み
- 中国は過去に需給逼迫・停電を経験した経験から、新規長期契約を積極的に締結している状況



※上記グラフは市場情報などをもとに期間5年以上の契約を集計し(株)JERAにて作成

◇2023年に想定される LNG 世界争奪戦

- ◎ロシア LNG（ヤマル、サハリン 2）の禁輸、生産停止が起これば、EU が需要を抑制できない場合、2023 年 1 月の世界の LNG 供給余力はマイナスとなります。スポット市場からの調達も極めて困難となります。
- ◎さらに、ロシアからのパイプライン経由減少分を欧州が LNG で補完しようとする、LNG 供給不足は拡大し、最も需要が伸びる 2023 年 1 月のスポット市場で LNG 争奪戦が過熱します。
- ◎日本は原子力の再稼働が遅れた結果、再生可能エネルギーの負荷調整に加え、ベースロード電源の役割まで LNG が果たしています。原子力計画の見通しが立たないと LNG の調達計画が立たずあらゆることに影響を与えます。
- ◎今は、サハリン 2 契約を更新できており、8%のロシアからの LNG 輸入量は確保されていますが、政治リスクで供給が絶たれる可能性は残ります。

◇電力需給ひっ迫はロシア侵略以前から顕在化

- ◎2022 年 3 月の福島沖地震で被災した新地火力が年内に復旧の見通しとなり、東京電力管内でマイナスであった予備率は改善されたがいまだに低位にとどまっています。厳寒の冬となれば大停電のリスクが高まります。
- ◎政府は予備率 3%の確保と言っていますが、東京では大型火力が 1 基止まれば 8%減となりますので、依然として需給は厳しい状況です。

## 電力需給はロシア侵略以前から顕在化



3月の福島沖地震で被災した新地火力が年内に復旧する見通しとなり、マイナスだった東京の予備率は改善したもののいまだ1%台に留まる。

10年に一度の厳寒を想定した需要に対する予備率

<5月時点>					<8月時点>				
	12月	1月	2月	3月		12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.0%	北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北		3.2%	3.4%		東北		1.5%	1.6%	
東京	7.8%	▲0.6%	▲0.5%		東京	7.8%	(103)	(95)	
中部					中部				
北陸				9.4%	北陸				
関西					関西		1.9%	3.4%	10.1%
中国	4.3%	1.3%	2.8%		中国	5.5%	(99)		
四国					四国				
九州					九州				
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%	沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%

(出典) 電力広域的運営推進機関 ※()内は3%に対する不足量 単位:[万kW]

(遠藤典子氏の講演資料を引用)

◇電力需給逼迫の問題は「供給電力不足」である。

◎最近の電力需給ひっ迫の背景には、

- ①電力自由化により再エネ拡大で稼働率が低下した火力の休廃止
- ②原子力発電所の再稼働の遅れ
- ③近年の世界的な脱炭素の加速に伴う新設火力プロジェクトの中断
- ④地震などの自然災害の多発による供給力の低下
- ⑤想定を上回る気象状況による需要の拡大

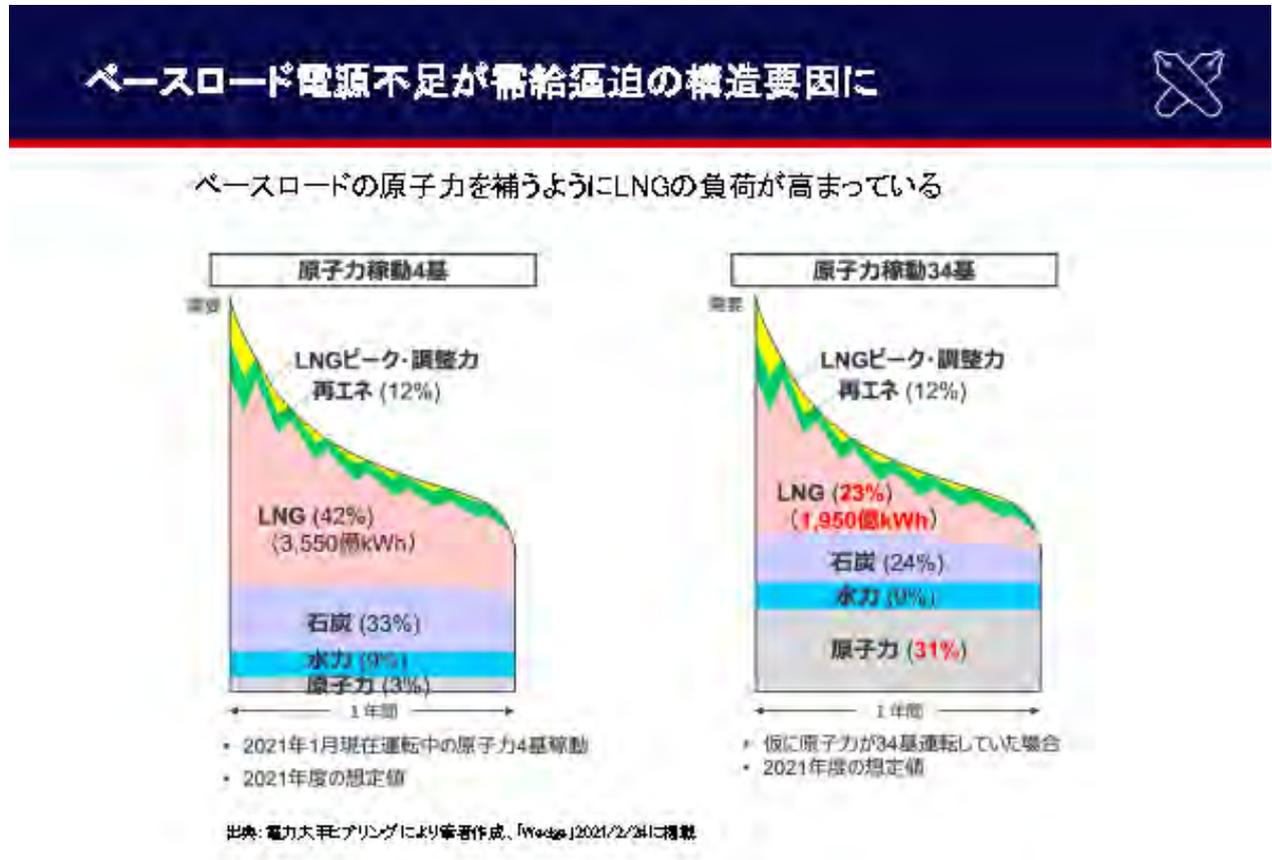
の要因があり、これらの組み合わせにより事態が悪化しています。

◎こうした背景を受け止め、十分な予備率を有したエネルギー計画を策定する必要がありますが、全体を俯瞰したエネルギー政策がこの10年間漂流し不在となっています。この中で電力自由化が大きな課題と考えています。

◇ベースロード電源不足が需給ひっ迫の構造要因

- ◎ LNG は備蓄が難しいにもかかわらず、原子力の再稼働遅れによるベースロード電源不足を LNG が代役を果たしていますので、需給ひっ迫の構造的な要因となっています。

(遠)



藤典子氏の講演資料を引用)

- ◎ 2021年の電力構成での原子力稼働数4基を2030年に34基とした場合、原子力によるベースロード電源の割合は3%から31%に改善されます。その分LNG負荷は42%から23%へと改善され需給ひっ迫は緩和されます。

◇今後10年間も火力発電供給量が減少傾向に

- ◎ 火力発電供給量は減少傾向にあり、火力による供給力確保を本当に考えないと由々しき状況となります。石炭はその運搬性の良さから、災害時のバックアップ電源として位置付けられるべきです。
- ◎ 新設、廃止の差し引きで、2016年～2020年は実績でマイナス102万kW、2021年～2025年はマイナス441万kW、2026年～2030年に至っては新設の予定はなくマイナス1,236万kWの火力が廃止されます。

◇ (参考) 電力需要増大が見込まれる東南アジアは火力中心

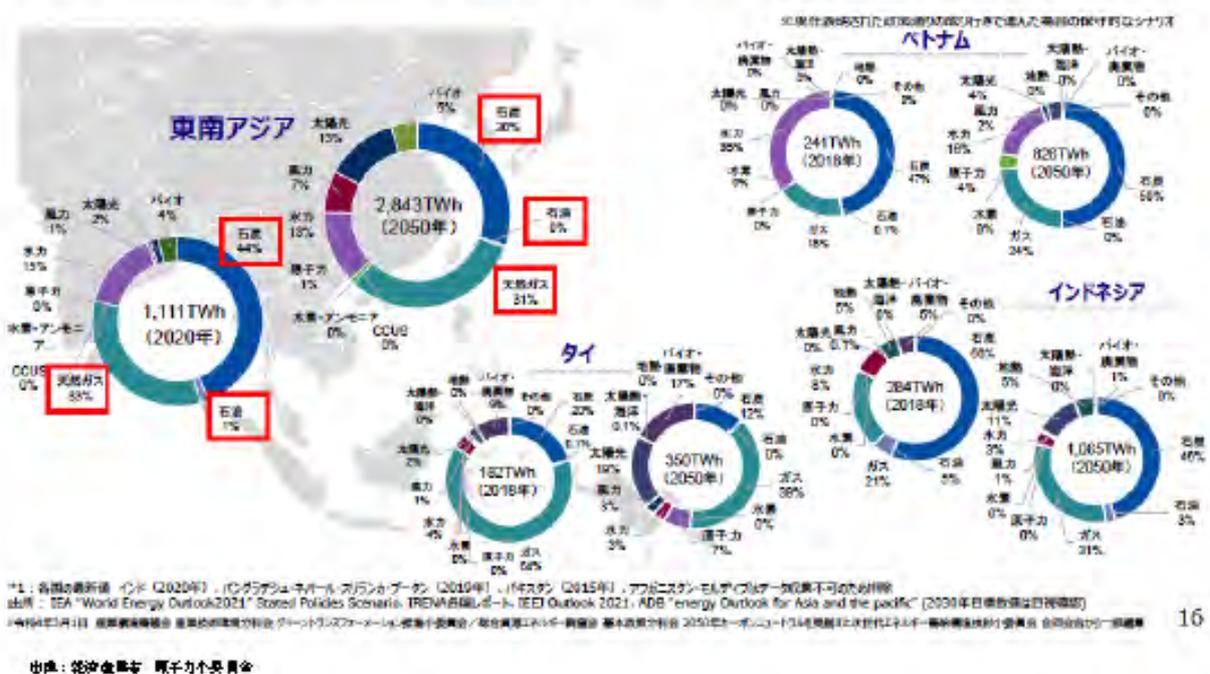
◎ 東南アジアでは電力需要が今後 30 年間で約 2.5 倍に拡大します。

- ・ 2020 年 1,111TWh (火力 78%、水力 15%、再エネ 3%、その他 4%)
- ・ 2050 年 2,843TWh (火力 61%、水力 13%、再エネ 20%、その他 6%)

(参考) 電力需要増大が見込まれる東南アジアは火力中心



東南アジアでは電力需要が今後30年間で約2.5倍に拡大する



(遠藤典子氏の講演資料を引用)

◎ 高効率火力の輸出が、世界的な脱炭素の影響で叶っておらず、残念ながら輸出のチャンスを逃しています。脱炭素政策の EU タクソノミーと異なるアジアタクソノミーを実現できれば、日本が大いに役割を果たすことができます。

◇ 原子力政策は転換期点を迎えたか

◎ 2022 年 8 月 24 日、岸田総理が「原子力発電の再稼働、運転延長、次世代の原子炉の開発や建設について検討を指示」し、GX (グリーントランスインフォメーション) 実行会議で具体化の検討が開始されました。

①緊急対策として再稼働促進（2030年20～22%実現のため官民で対応加速し本年度秋にも対応取り纏め）

②2050年CN（カーボンニュートラル）実現・安定供給（政策を再構築し本年度末までに具体論取り纏め）

◎しかしながら、依然として政治的リスクは顕在しており、これからが正念場となります。

#### ◇原子力主力化に必要な政策措置

◎東京電力柏崎刈羽が重要。規制庁プロセスを着々とこなし、地元の理解を得ることが大事です。

◎再稼働とリプレースはバラバラではなく、原子力をやるとなったら一体化で進めなければなりません。原子力が長期的に使われなければ、原子力産業に身を置く人材はいなくなります。

◎基本政策分科会が秋から始まります。現実的で具体的な制度議論が必要です。

◎規制の課題として、新規制基準の適正化・迅速化、稼働中審査、運転期間延長があります。規制委員会は原子力の安全のみでなく国民の利益を考慮することができるよう、国会においてフォローしていく必要があります。

◎新・増設については、電力自由化政策との整合性、設備投資資金のファイナンス（英国はRABモデルを検討）、革新炉(SMR等)と新規制基準、原子力損害賠償制度の検討が必要です。

◎事業主体については、国際展開を念頭に置いた原子力関係企業育成、国内新・増設の原子力オペレータ育成の検討が必要となります。

#### ◇原子力政策に経済安全保障の観点

◎現在、世界で建設中・計画中のPWRのうち、建設中については約60%、計画中的のもので約55%が中露の炉型です。

◎SMRの開発機運は、原子力産業の発展と核不拡散に寄与する安全ルールの主導権を維持し、現行軽水炉での中露の躍進を阻止したい米国の戦略でもあります。昨日までワシントンDCで制作担当者とミーティングを行いました

が、日米及び西側諸国を中心とした原子力のあり方について、議論しました。

## 原子力政策に経済安全保障の観点を



現世代の原子炉新設は中国・ロシアの炉型に集中

### <中国・ロシアの原子力発電所建設シェア>

- 現在、世界で建設中・計画中のPWRのうち、建設中については約**60%**、計画中のもので約**55%**が中露の炉型。



※「その他」には、米国AP1000やフランスEPR、韓国APR1400等が含まれる  
 (出所) 世界の原子力発電開発の動向2023 (2023年1月1日時点)  
 を基に資源エネルギー庁作成

### <両国の具体的な輸出案件>

- 中国はパキスタン、英国、アルゼンチン、ロシアは東欧・中東諸国、で具体的なプロジェクトを実施。
- 加えて、様々な国との協力覚書等も締結。

中国		ロシア	
パキスタン	建設中 (4基)	ベラルーシ	建設中 (1基)
英国	仏国と 建設中 (2基)	インド	建設中 (3基)
アルゼンチン	計画中	パングラテッシ	建設中 (2基)
サウジアラビア	応札 可能性	トルコ	建設中 (3基)
		イラン	建設中 (1基)

(遠藤典子氏の講演資料を引用)

## 基調講演 「2050年における『調和電源ミックス』の提案」

講師：日本原子力学会SNW/エネルギー会・会員 牧 英夫

### ◇目次

- ◎ 電源ミックス検討の狙い
- ◎ 需給シミュレーションによる電力安定供給の検討
- ◎ 経済性評価
- ◎ 我が国の再エネ資源の調査
- ◎ 変動再エネ導入適正量
- ◎ 『調和電源ミックス』の提案
- ◎ 『調和電源ミックス』実現のための主要課題
- ◎ まとめ

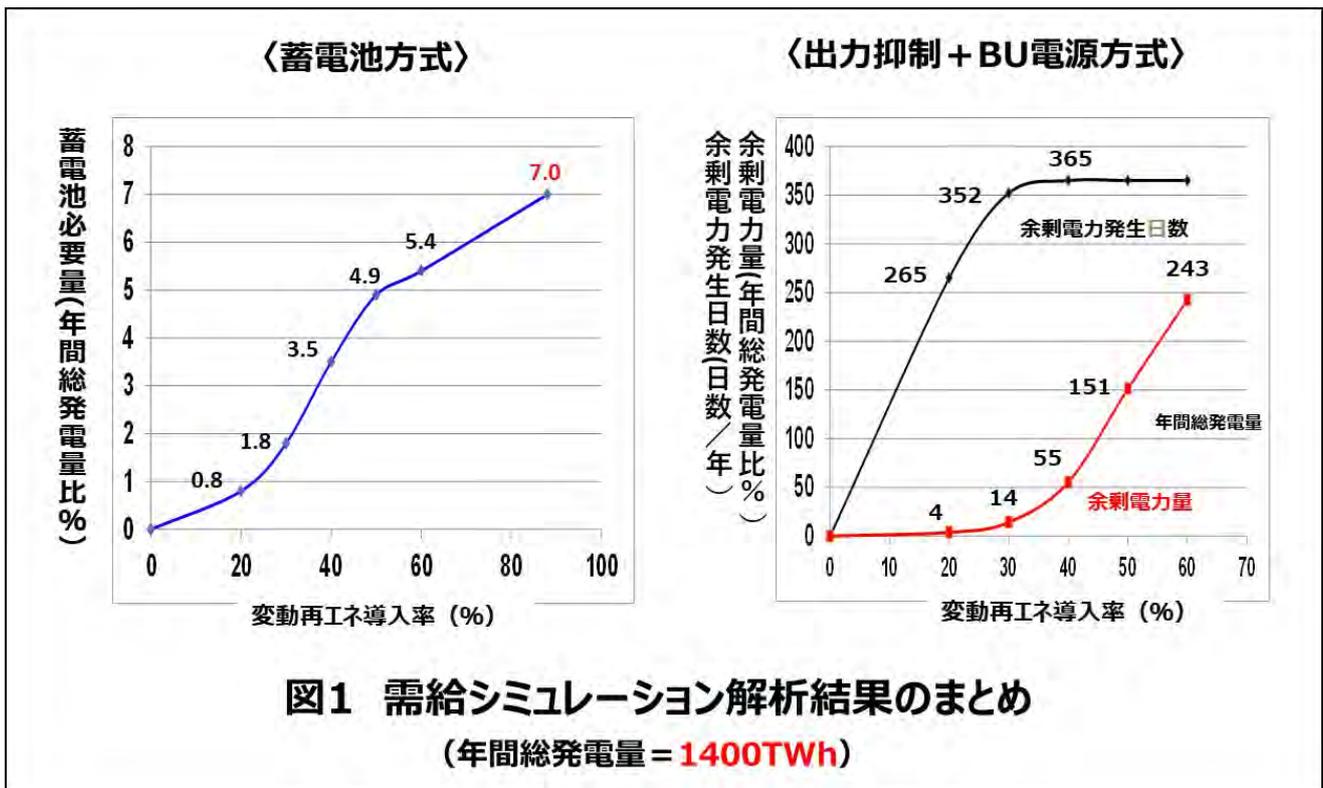
### ◇電源ミックス検討の狙い

- ◎ 「再生可能エネルギーを主力電源にするとどうなるか?」。この疑問を見究めるために下記項目をについて定量的・科学的評価を試みました。
  - ・ 需給シミュレーションによる電力安定供給の検討
  - ・ 経済性評価
  - ・ 我が国の再エネ資源の調査
- ◎ 上記検討結果を基に“2050年の脱炭素社会を目指す電源構成”を提案します。

### ◇需給シミュレーションによる電力安定供給の検討

- ◎ 変動再エネ導入率パラメータ : 0,20,30,40,50,60,88%
- ◎ 電力安定供給方式
  - 〈蓄電池方式〉: 余剰電力を蓄電池、揚水、水素貯蔵などに充電し、電力不足時に放電
  - 〈出力抑制+BU (Back-Up) 電源方式〉: 変動再エネの出力を抑制することによって余剰電力の発生を防止し、電力不足時にはBU電源 (火力) によって補充

◎ 需給シミュレーション解析結果を図 1 に示します。



◇ 経済性評価

◎ 変動再エネ導入量を増加させるに伴って各電源の発電コストに加えて電力需給調整や連系線増強などに要する追加費用が増加します。従って、電源ミックスの経済性は下式で評価する必要があります。

$$\text{平均総発電コスト} = \text{発電コスト} + \text{追加コスト} (= \text{追加費用} / \text{総発電量})$$

◎ 平均総発電コストの試算結果を図 2 に示します。

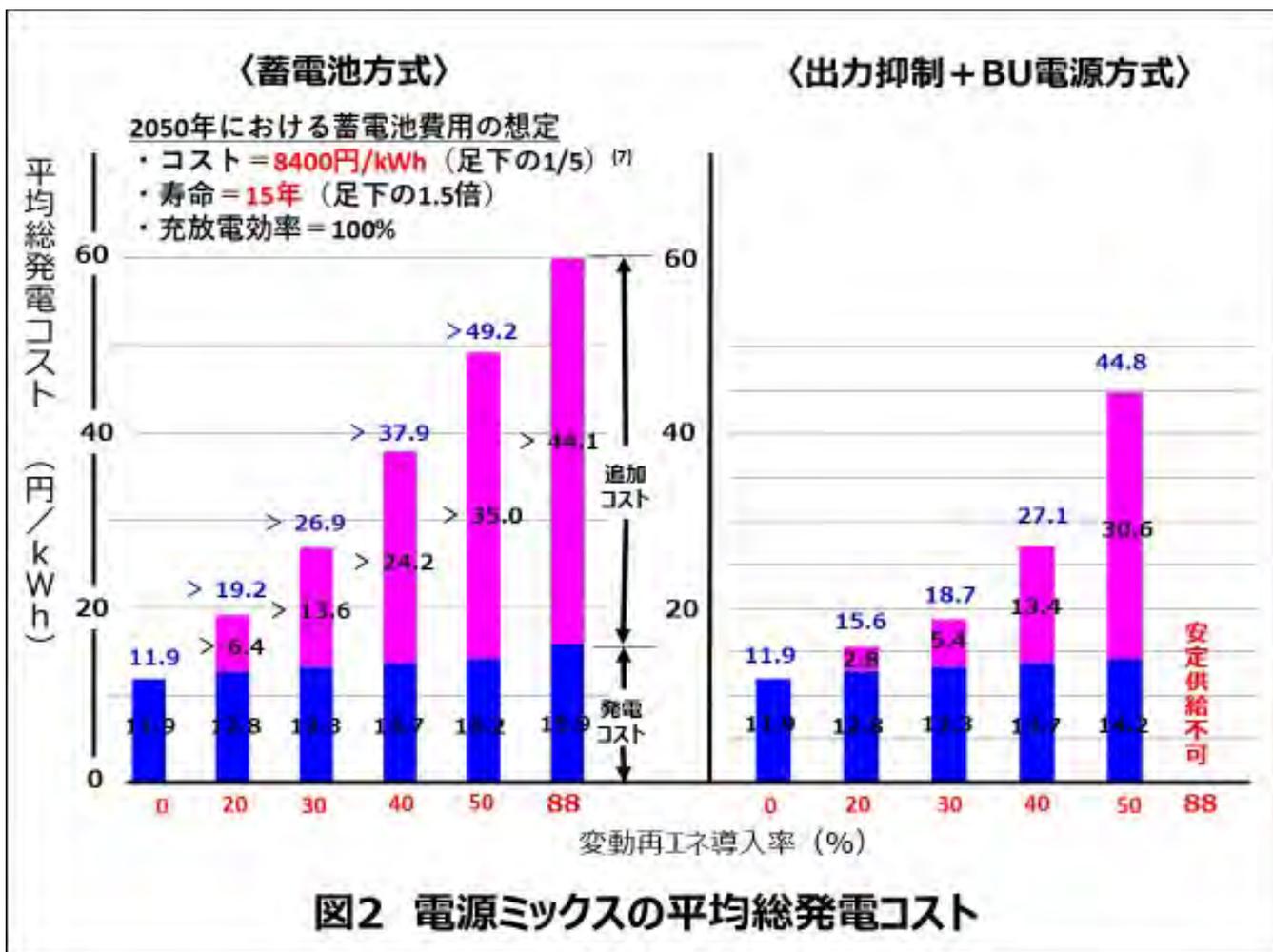


図2 電源ミックスの平均総発電コスト

◇我が国の再エネ資源の調査

- ◎安定再エネ（水力、バイオ、地熱）：導入率 12%程度が妥当と判断
- ◎変動再エネ（太陽光 + 風力）：導入率 35%程度が妥当と判断（電中研報告より）

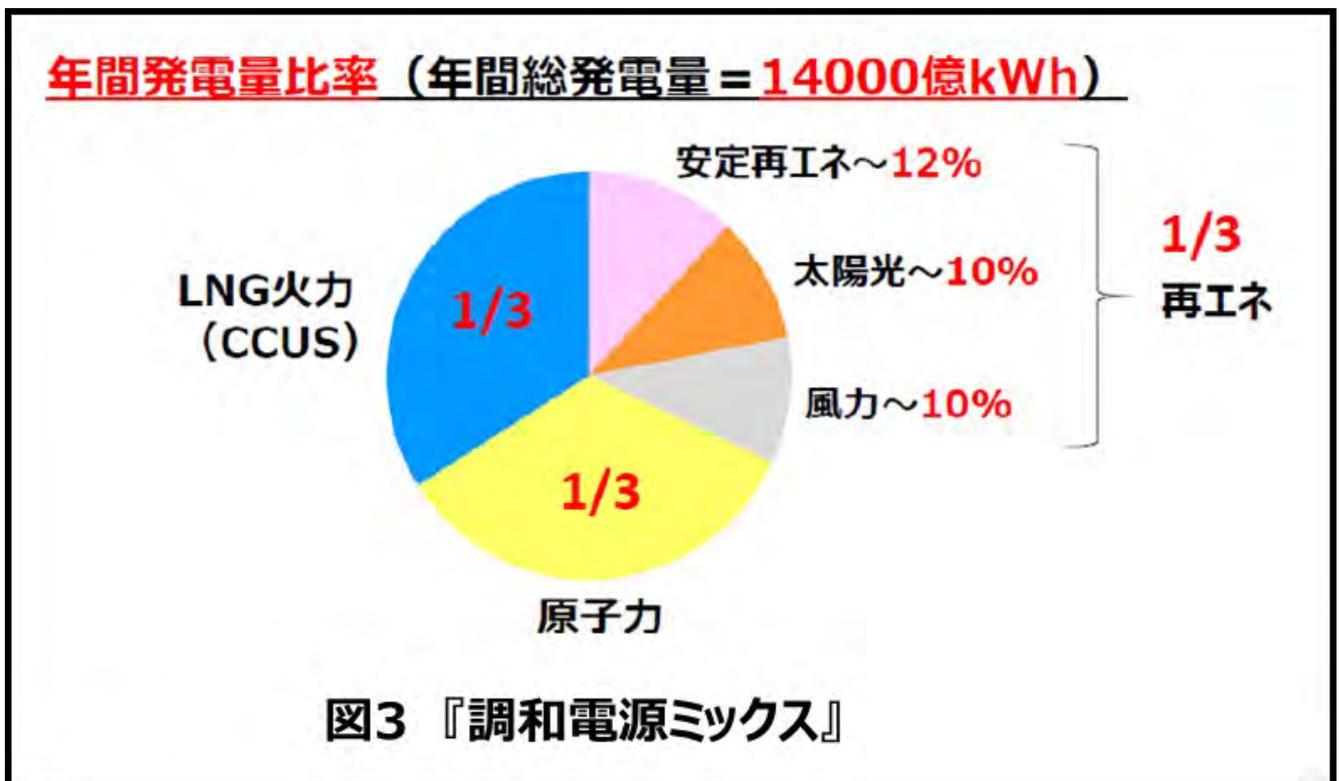
◇変動再エネ導入適正量

- ◎「経済性」試算結果
  - ・変動再エネゼロ時 発電コスト 11.9 円/kWh。
  - ・〈蓄電池方式〉電源ミックス平均総発電コストが変動再エネ導入率 20%で 7 円/kWh 以上上昇。
  - ・〈出力抑制 + BU 電源方式〉電源ミックスの平均総発電コストが変動再エネ導入率 20%で約 4 円/kWh 上昇
- ◎“需給シミュレーションによる電力安定供給の検討”、“経済性評価”、“我が国の再エネ資源の調査”の検討結果を総合した結果、我が国の産業力を堅持するためには変動再エネ導入率は 20%程度（再エネ導入率 32%程度）が適切と判断しました。

◇『調和電源ミックス』の提案

◎前章までの結論として再エネ導入率は32%程度(1/3程度)が妥当と判断しました。残り68%程度(約2/3)の配分は原子力と火力の重要度に優劣がつけ難く、原子力1/3、火力1/3としました。原子力は実績のあるクリーン電源であり、火力は運転柔軟性が高く、変動再エネ導入拡大に不可欠です。

◎結論として得られた電源ミックスは、**図3**に示す再エネ1/3、原子力1/3、火力1/3です。この電源ミックスを『調和電源ミックス』と名付け、ここに提案します。



◎ 2050年に原子力で年間発電量の1/3を賄うためには、2050年までに約36GWの新增設・リプレースが必要となります。その実現に必要な条件とマスタースケジュールを図4に示す通り提案します。要点は下記の通りです。



- ・ 新增設・リプレースに向けた国の一日も早い決断が必要です。
- ・ APWR および ABWR に優れた安全性と経済性を取り入れた世界最高水準の次世代大容量軽水炉を目指すのが最良です。
- ・ 我が国の原子力産業界は10年以上の新增設空白期間によりサプライチェーンが疲弊しています。その再構築を目指すプロジェクトを考慮したマスタースケジュールを図4に示す通り提案します。

◇ 『調和電源ミックス』実現のための主要課題

◎ 電源分野毎の主要課題は下記の通りであり、課題講演セッションに於いて専門家の方々にご示唆を戴くための講演を御願いしました。

- 再エネ分野 : 「大容量蓄電池システムの開発」
- 原子力分野 : 「原子力の持続的活用」

火力分野 : 「CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留システム（CCUS）の開発」

◇まとめ

- ◎ 国家的課題を国、社会および皆様方に御願ひしてまとめとします。
  - ・ 政府の強いリーダーシップのもと、
  - ・ 実行可能なエネルギー基本計画を提示し、
  - ・ 産官学総力結集した戦略的取り組みが必要

«追記» 本講演は下記の提言内容によります。下記 URL をご参照ください。

【提言】2050年に於ける電力安全保障と脱炭素社会を目指して

『再生可能エネルギー・原子力・火力 調和電源ミック』

牧英夫、新田目倅造、金氏顯、川西康平、後藤廣、早瀬佑一

<<http://www.aesj.or.jp/~snw/>>または<<http://www.engy-sqr.com/>>

注記：掲載しました図 1～図 4 については、講演資料より引用

## 課題講演セッション

### 電源ミックス構想実現のための課題と展望について分野別専門家からの講演

#### その1 原子力の持続的活用に向けた展望と課題

講師：東京大学大学院 原子力国際専攻教授 小宮山涼一氏

2050年CN実現を目指して、テーマ「原子力の持続的活用に向けた展望と課題」を説明したいと思います。本テーマを説明するのにあたっては、①日本のエネルギー問題、②原子力発電を巡るエネルギー情勢、③2050年までのカーボンニュートラル(CN)、さらに④エネルギー安全保障など、いくつかの重要な課題が挙げられます。それらについて、順次説明したいと思います。

#### ◇日本のエネルギー問題

- ◎化石燃料中心のエネルギー供給、世界有数のエネルギー消費国
- ◎極めて低いエネルギー自給率、高止まりするエネルギー輸入依存・中東依存
- ◎国際エネルギー情勢の構造的変化
- ◎環境制約と持続可能性への対応
- ◎再生可能エネルギー大量導入への対応
- ◎自然災害等によるエネルギー安定供給への影響
- ◎産業競争力の強化、経済成長の実現

#### ◇原子力発電を巡るエネルギー情勢

- ◎カーボンニュートラルの実現
  - ・グラスゴー気候合意(COP26)は、1.5℃目標の追求で世界各国が努力することです。
- ◎エネルギーセキュリティの強化
  - ・化石燃料輸出大国ロシアのウクライナ侵攻で化石燃料の供給不安が発生し、価格上昇が起きています。
- ◎国際的な原子力エネルギーの再評価
  - ・米英加仏では、原発の新增設計画、SMRの開発計画が進んでいます。
  - ・一方、中国では、中国製の原発を世界で建設しており原子炉の大半を占めています。また、高温ガス炉、高速炉開発なども積極的に推進中です。

#### ◇2050年までのカーボンニュートラル(CN)

- ◎脱炭素化の基本戦略として、省エネ、燃料転換、CCUS
  - ・電力脱炭素化、電化、水素・合成燃料、CCUS、吸収源の拡大（植林等）などが検討されています。

◇エネルギー安全保障

- ◎原油価格は、これまで大きく変動しており、今後の推移も不確実性が大きい状況にあります。
- ◎欧州は、ウクライナ情勢を巡り地政学的リスクが顕在化しています。エネルギー情勢が深刻化し、化石燃料の脱ロシアを模索しています。
- ◎CNへの移行過程では、依然、化石燃料に依存しており、資源開発、インフラへの投資の確保などが対策強化の上で重要な課題となっています。

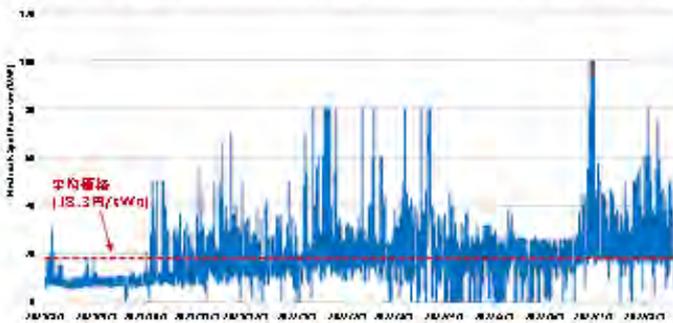
◇電力需給の情勢

- ◎電力価格の高騰、電力需給ひっ迫リスクの高まり
  - ・ウクライナ危機等を背景とした燃料・電力価格の高騰により、エネルギーセキュリティへの意識が高まっています。
  - ・脱炭素化、電力自由化、再エネ普及などに起因して、火力発電所の休廃止が増加しています。
  - ・2022年度冬期の電力需給は現状、厳しい見通しにあります。（多くのエリアで予備率3%以下）

電力需給の情勢

- 電力価格の高騰、電力需給ひっ迫リスクの高まり
  - ・ウクライナ危機等を背景とした燃料・電力価格高騰、エネルギーセキュリティへの意識の高まり
  - ・脱炭素化、電力自由化、再エネ普及の中、火力発電所の休廃止が近年増加
  - ・2022年度冬季の電力需給は現状、厳しい見通し(多くのエリアで予備率[厳冬H1需要での需給]は3%以下)

電力スポット価格(2022年8月1日～2022年8月19日)



[出典] JEPX取引価格の分析

2022年12月～2023年3月の電力需給  
(厳気象H1需要に対する予備率)

各エリアの予備率(厳冬H1)	10/28				
エリア	12月	1月	2月	3月	(単位%)
北海道	12.0	6.0	6.1	12.3	
東北	7.0	1.5	1.0	12.0	
関東	7.0	6.0	1.0	10.1	
中部	5.5	1.0	3.4	10.1	
北陸	5.5	1.0	3.4	10.1	
関西	5.5	1.0	3.4	10.1	
中国	5.5	1.0	3.4	10.1	
四国	5.5	1.0	3.4	10.1	
九州	5.5	1.0	3.4	10.1	
沖縄	45.4	39.1	40.8	65.0	

[出典] 電力広域市場運営株式会社:2022年度冬季の需給見通し(2022)  
<https://www.occb.or.jp/ir/ir/ir/couseiyosai/2022/11/12/cnousei\_74\_01.pdf>

◇再生可能エネルギー主力電源化に向けた対策

- ◎調整力の確保（上げ代、下げ代）、送電容量の確保（系統整備、ノンファーム型接続等）、系統安定性の確保（慣性力、同期化力）といった対策が検討されています。

◇電力需給運用（九州地域：2021年5月22日～5月24日）

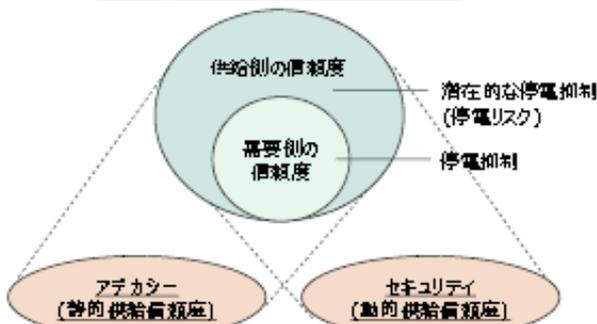
- ◎再エネ出力変動対策として、火力出力制御、揚水充電運転、関係線活用（閉門関係線）、再エネ出力制御が実施されました。
- ◎卸電力価格低下では、電源新設投資インセンティブが低下しており、電力安定供給確保への影響が懸念されます。

◇電力安定供給対策

## 電力安定供給対策

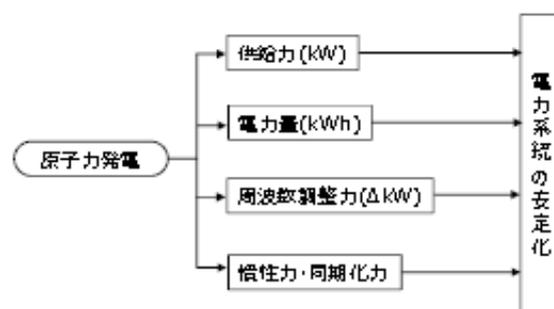
- 電力系統安定化のためには、供給力の確保(kWの確保)、電力量の確保(kWhの確保)、周波数調整力の確保( $\Delta kW$ の確保)、慣性力・同期化力の確保等が重要
- kW、kWh、 $\Delta kW$ 、慣性力・同期化力等の確保により、系統停止を回避する供給力(アデカシー)と系統故障の影響波及の抑制能力(セキュリティ)の強化が重要
- 原子力発電は、kW、kWh、 $\Delta kW$ 、慣性力・同期化力を提供可能な能力を有し、電力系統安定化に貢献する技術オプション

電力系統の供給信頼度の概念



[出典]電気事業「電力自由化と系統構築」オール社(2008年)より一部加筆修正して作成

原子力発電による電力系統への貢献



- ◎電力安定供給のためには、供給力(kW)の確保、電力量(kWh)の確保、周波数

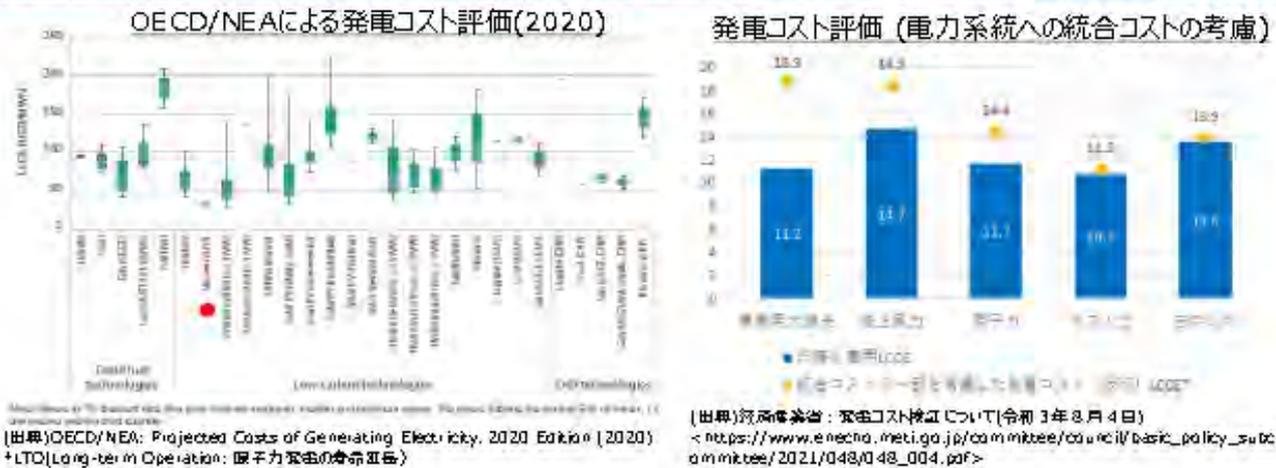
調整力(ΔkW)の確保、慣性力・同期化力の確保等が重要

- ◎上記の確保により、系統停止を回避しうる供給力（アデカシー）と系統故障の影響波及の制御能力（セキュリティ）の強化が重要
- ◎原子力発電は電力系統安定化に貢献するすべての能力を有しており有望

◇経済性の確保（発電コスト）

### 経済性の確保(発電コスト)

- 世界的に陸上風力、事業用太陽光発電等の発電コストが、火力や原子力と同水準まで低下。再エネへの投資も世界的に旺盛。
- 一方、運転延長を行った原子力(Nuclear(LTO))は、他電源の新設と比較して最も経済優位性のあるオプション
- 電力系統への統合コスト(系統接続に必要な調整力等のコスト)を考慮の場合、事業用太陽光や陸上風力の発電コストは原子力を上回る→電力のコストは主に、発電コストに加え、送配電等のコストで構成されるため、電力システム全体(発電、送配電等)を考慮した評価が重要
- 統合コストを考慮の場合、原子力発電コストも上昇→原子力発電の柔軟性確保も重要との示唆



(小宮山涼一氏の講演資料を引用)

- ◎世界的に陸上風力、事業用太陽光等の発電コストは火力や原子力と同水準まで低下、再エネへの投資も旺盛
- ◎運転延長を行った原子力は最も経済優位性のあるオプション
- ◎電力系統への統合コストを考慮しますと、事業用太陽光や陸上風力の発電コストは原子力より高くなります。
- ◎統合コストを考慮する場合には、原子力発電コストも上昇しますので原子力発電への柔軟性向上に向けた取り組みが重要となります。

◇水素・アンモニア

- ◎ 価値としては、環境適合性、レジリエンス、多様な供給源、原材料としての利便性があります。
- ◎ CNへの貢献としては、脱炭素困難な分野の鉄鋼、化学工業、船舶、航空等に貢献できます。
- ◎ 水素の類型には、グレー水素、ブルー水素、グリーン水素、イエロー水素があることに気を配る必要があります。
- ◎ 運搬、保存のためにはガスよりも液化が望まれますが、液化の温度は、アンモニアは-33℃、水素は-253℃ で、アンモニアが取り扱い上勝っています。
- ◎ 課題としては、技術開発、インフラ整備（サプライチェーン整備）、コスト低減が挙げられます。

◇ 水素エネルギーと原子力

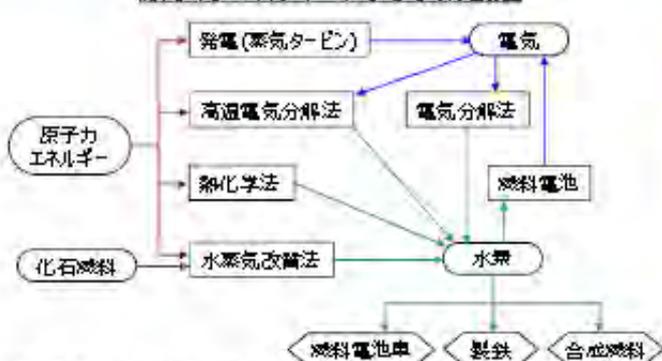
- ◎ 多様な技術での原子力エネルギーの利用により、水素製造が可能
- ◎ 原子力による水素製造は水素自給率の向上に貢献しうる技術オプション
- ◎ 高温ガス炉は、長周期の再エネ出力変動に対して、水素製造の制御を通じて発電量を調整可能

## 水素エネルギーと原子力

- 水素は脱炭素化が困難な部門(鉄鋼、化学、運輸→“Hard-to-Abate Sector”)や電力部門(水素混焼や専焼)での利用や、水素の国際サプライチェーン構築が検討されている。
- ・ グレー水素：化石燃料利用、ブルー水素：化石燃料+CCUS、グリーン水素：再エネ+水電気分解
- 多様な技術での原子力エネルギー利用により水素製造が可能(原子力+電気分解→パープル/ピンク水素\*)
- 原子力による水素製造は、再エネと共に水素自給率の向上に貢献しうる技術オプション
- 高温ガス炉→長周期の再エネ出力変動に対して水素製造量の制御を通じて発電量を調整可能

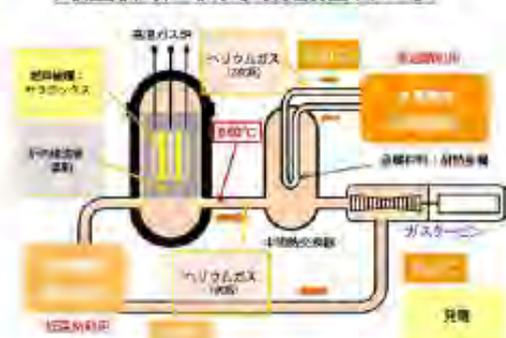
\*World Energy Council: National Hydrogen Strategies, September 2021

原子力エネルギーによる水素製造



[出典] IAEA: Hydrogen Production Using Nuclear Energy (2013)  
 <[https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1577\\_web.pdf](https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1577_web.pdf)>等より作成

高温ガス炉での水素製造イメージ



[出典] 日本原子力研究開発機構  
 <[https://www.jaea.go.jp/04/d-a-ai/research/research\\_03.html](https://www.jaea.go.jp/04/d-a-ai/research/research_03.html)>

(小宮山涼一氏の講演資料を引用)

#### ◇核燃料と原子力エネルギー

##### ◎極めて高い核分裂エネルギー

- ・天然ウラン1Kgは、石油14トンに、濃縮ウラン1Kgは、石油60トンに相当します。
- ・我が国の1日の燃料消費量を、軽水炉ウランとLNG複合火力で換算しますと次のようになります。

①軽水炉ウラン：約100kg 2,600万円

②LNG複合火力：約2,600トン 約1.5億円

##### ◎放射性廃棄物の発生

- ・次世代原子炉システムの要件としては、放射性廃棄物の有害度の低減化、減容化が社会的受容性を向上させるために求められます。

#### ◇カーボンニュートラルと原子力エネルギー

##### ◎原子力エネルギー利用することによるメリット

- ・電力・非電力分野の脱炭素化（ゼロエミッション電力供給、クリーン水素製造、クリーン熱供給等）を図ることができます。
- ・エネルギーセキュリティ強化し、電力安定供給への貢献となります。
- ・技術イノベーションに役立ちます。
- ・原子力発電の再稼働は、LNG、石炭使用量を削減でき、世界のエネルギー安定供給にも貢献できます。

##### ◎電力自由化と原子力

- ・原子力は電力自由化の下では維持するのが困難ではないかと懸念されます。
- ・市場メカニズムと公益、国益の両立が課題となります。

##### ◎原子力エネルギー利用を巡る課題への取り組みが重要

- ・社会的信頼の回復が急務です。
- ・安全性を大前提とした既設原子力発電を再稼働し、安定的運転を継続することが重要です。
- ・高レベル放射性廃棄物処理・処分の実現に向けて積極的に取り組み、早期の見通しを図らなければなりません。

#### ◇原子力発電の展望

##### ◎短期的には、原子力再稼働、効率的運転が重要

##### ◎中長期的には、新增設とリプレースが重要であり、脱炭素化や資源枯渇問題解決への対応を図らなければなりません。

#### ◇運転延長と経年劣化管理

- ◎運転延長に向けて、認可を受けた原子力発電所は40年を60年運転へ
- ◎日常、定期的な点検、保安全管理、30年で高経年化技術評価、以降10年ごとにまとまった診断を実施
- ◎事業者は大型機器の取替等による安全性向上のための新技術・最新知見の導入、経年劣化への予防保全、耐震性の向上等を図っています。
- ◎米国は9割以上が60年運転認可更新済み、80年運転認可を受けたプラントも存在。多くの国では寿命や耐用年数による運転制限は行っていませんので、わが国については見直しが必要

#### ◇革新炉への期待

- ◎革新軽水炉、小型軽水炉、高温ガス炉、高速炉など様々な革新炉があります。
- ◎地震や津波等の自然災害への対策強化、シビアアクシデント対策強化、テロ対策強化、受動的安全性、放射性物質排出防止機能、出力調整機能、ウラン資源の有効活用、放射性廃棄物の有害度低減と減容化、モジュール化
- ◎課題としては、経済性、投資回収の予見性、革新炉の特徴を踏まえた合理的な安全規制・審査などが挙げられます。

#### ◇大型軽水炉の建設コスト

- ◎最近の建設コスト
  - ・米国AP1000、英国のEPR、仏及びフィンランド・・・\$7000~\$9000/kWe
  - ・韓国APR1400、中国炉・・・\$3000~\$5000/kWe（日本の原子炉1980~2207年の福島原発事故前並み）

#### ◇小型原子炉（総論）

- ◎課題
  - ・基本的に試験開発段階であり、商用化に向けた着実な実証試験の実施が求められます。
  - ・安全規制、審査体制の整備が必要です。
  - ・コストの見通しとしては、大型炉よりコスト高だが高い安全性と、生産拡大による習熟が進めばコスト低減が期待できます。
  - ・投資回収の予見性の向上（長期収入保証など）とサプライチェーンの構築が必要で

#### ◇原子力と再エネの共存

◎ MIT－日本（東工大、東大、JAEA、エネ総研、エネ総工研）共同研究レポート

・本レポートでは原子力と変動再エネ（P V、風力）の共存戦略を挙げています。

◎ 原子力・再エネの統合制御システム（米国INL）

・本レポートでは原子炉熱貯蔵・利用、水素製造、合成燃料製造、需要抑制（EV）、バッテリーによる原子力と再エネの共存システムが検討されています。

◇ 新型炉研究開発への期待として小型モジュラー炉（SMR）

◎ SMRのエネルギー面での特性として、負荷追従性、立地の柔軟性、クリーン水素・熱供給などに期待できます。

◎ 先進技術の研究開発の活性化として、人材育成の上での重要な役割を果たします。

◇ 電力自由化

◎ 電力価格の水準は、電力市況により大きく変動

◎ 原子力発電は、初期投資が大きく、固定費の比率が高いため、投資回収の見込みが立てにくいのでそのため長期収入保障など、投資の予見性を確保する方策が重要です。

◇ 高速炉サイクルが重要

◎ 放射性廃棄物の減容化、有害度の低減への貢献

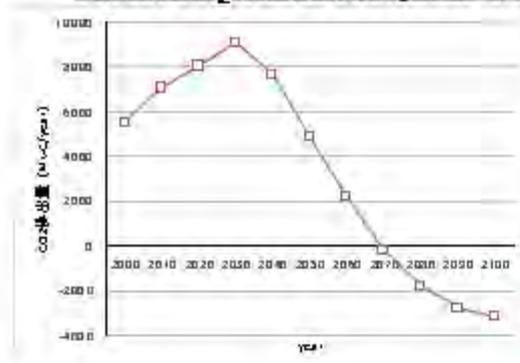
◎ Pu有効利用によるウラン資源の利用率を向上させ、経済性のあるウラン資源枯渇の緩和への貢献

◇世界のエネルギーベストミックス（1.5℃目標）での高速炉サイクルの役割

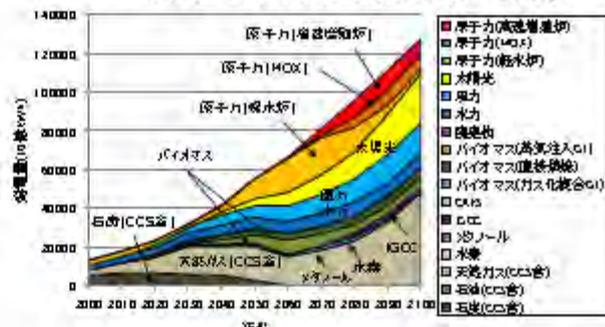
## 世界のエネルギーベストミックス(1.5℃目標)：高速炉サイクルの役割

- 電源構成→再エネ、原子力、天然ガス(CCS)等が拡大
- 21世紀後半にウラン資源制約の顕在化→高速炉、軽水炉MOXの導入進展
- 高速炉サイクルは原子力エネルギーの持続的利用とカーボンネガティブ実現に貢献

### 世界のCO<sub>2</sub>排出量制約(1.5℃目標)



### 世界の電源構成の展望(発電量)



(小宮山涼一氏の講演資料を引用)

- ◎ 電源構成として再エネ、原子力、天然ガス(CCS)等の拡大が可能
- ◎ 21世紀後半に経済性のあるウラン資源枯渇の顕在化に備え、高速炉、軽水炉MOXの導入進展
- ◎ 高速炉サイクルは原子力エネルギーの持続的利用とカーボンネガティブの実現に貢献

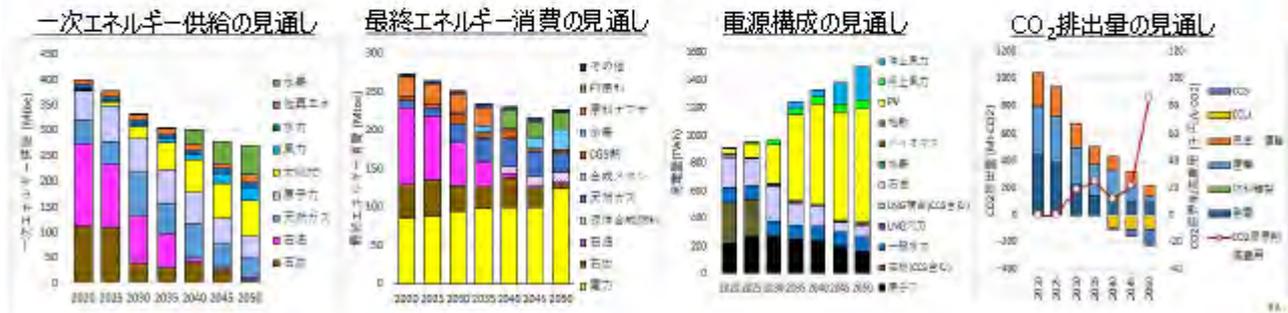
◇日本のカーボンニュートラル実現可能性

◎ 主な前提条件

- ・ 風力発電、水素発電、太陽光発電、原子力発電のそれぞれに前提条件を付けて解析しました。

## 日本のカーボンニュートラル実現可能性

- 主な前提条件
- 風力発電：陸上40GW・洋上90GW上限に新增設可能、水素発電：輸入量年間上限2,000万トン、輸入価格20円/Nm<sup>3</sup>、太陽光：設備容量上限を設定せず新增設可能、原子力発電：60年運転シナリオ(2050年23.7GW)など
- 省エネルギー推進、電化の進展(需要の電力化)、CCUS技術の展開、CO<sub>2</sub>限界削減費用の上昇
- 省エネ進展：一次エネルギー供給(2050年→2020年比約3割省エネ)、最終エネルギー消費(2050年→2020年比約2割省エネ)
- 電化の進展(需要の電力化)：電化率(2020年：約30%→2050年：約50%)
- 電力脱炭素化：太陽光発電、風力発電の主力電源化
- CO<sub>2</sub>削減：エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量(2019年：10.6億トン→2050年：ネットゼロ)
- CO<sub>2</sub>限界削減費用：2030年約2万円/t-CO<sub>2</sub>、2050年約8万円/t-CO<sub>2</sub>



(小宮山涼一氏の講演資料を引用)

### ◎省エネ推進

- 一次エネルギー供給、と最終エネルギー消費を睨みながら省エネ推進を検討しました。その際、電化の進展、CCUS技術の展開、CO<sub>2</sub>限界費用の上昇などを推定しながら、2020年~2050年までの5年ごとの推移をシミュレーションしました。

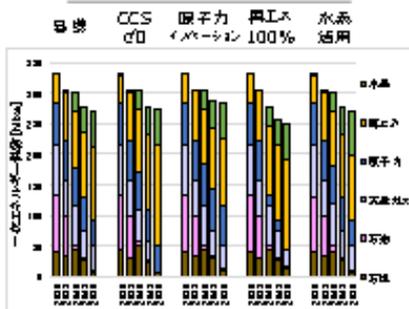
- ◎ 2050年まで累積システム総コストは、原子力イノベーションがシナリオ間で最小となり、原子力イノベーションが重要であることが分かります。但し、そのための要件は次のようになります。

- 安定的で経済性が維持できていること
- 社会的信頼性が得られる高い安全性を維持できていること
- 放射性廃棄物を着実に処理・処分できていること
- プルトニウム保有量削減へ貢献できていること
- 再生可能エネルギーと共存できていること

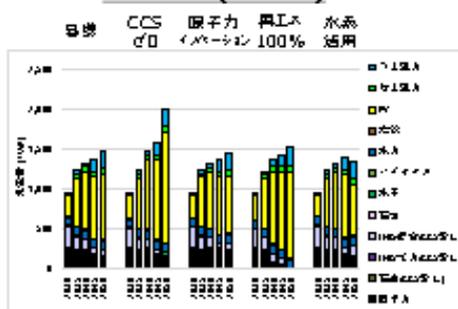
## 日本のカーボンニュートラル実現可能性(シナリオ分析)

- CCSゼロ：電化による脱炭素化(2050年総発電量：約2兆kWh)、CO<sub>2</sub>限界削減費用上昇(14万円/t-CO<sub>2</sub>、60%増)
- 原子力イノベーション：建設計画中原子炉(約8.8GW)の新增設可能性を考慮して原子力導入量を最適化(2050年容量上限値32.5GW)、設備利用率向上(90%上限)→原子力は上限値まで導入、CN実現に貢献する経済合理的な選択肢、2050年までの累積システム総コストはシナリオ間で最小 \*ただし原子力は社会受容性等の影響を受け、分析結果の解釈には留意が必要
- 再生可能エネルギー100%：2050年エネルギーシステム総コストは原子力イノベーションシナリオ比で年間約4兆円上昇
- 水素活用：輸入量上限(基準シナリオ比3割増)→燃料脱炭素化の進展により、需要の電化進展の抑制

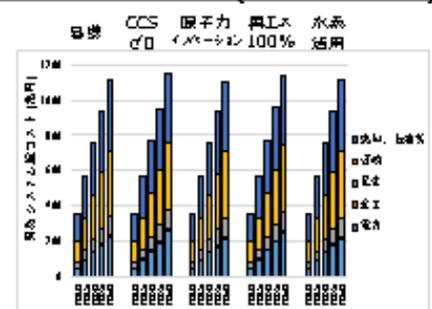
一次エネルギー供給構成



電源構成(発電量)



累積システム総コスト(各年までの累計)



(小宮山涼一氏の講演資料を引用)

### ◇ 結語

- ◎カーボンニュートラル実現には多様な技術の総動員が不可欠です。
- ◎とりわけ原子力エネルギーはエネルギー安定供給と地球環境保全に貢献する重要なエネルギー源です。
- ◎科学的なエネルギー政策の検討が必要です。

## その2 電力貯蔵技術の課題と展望

講師：(一財)電力中央研究所 上席研究員

三田裕一氏

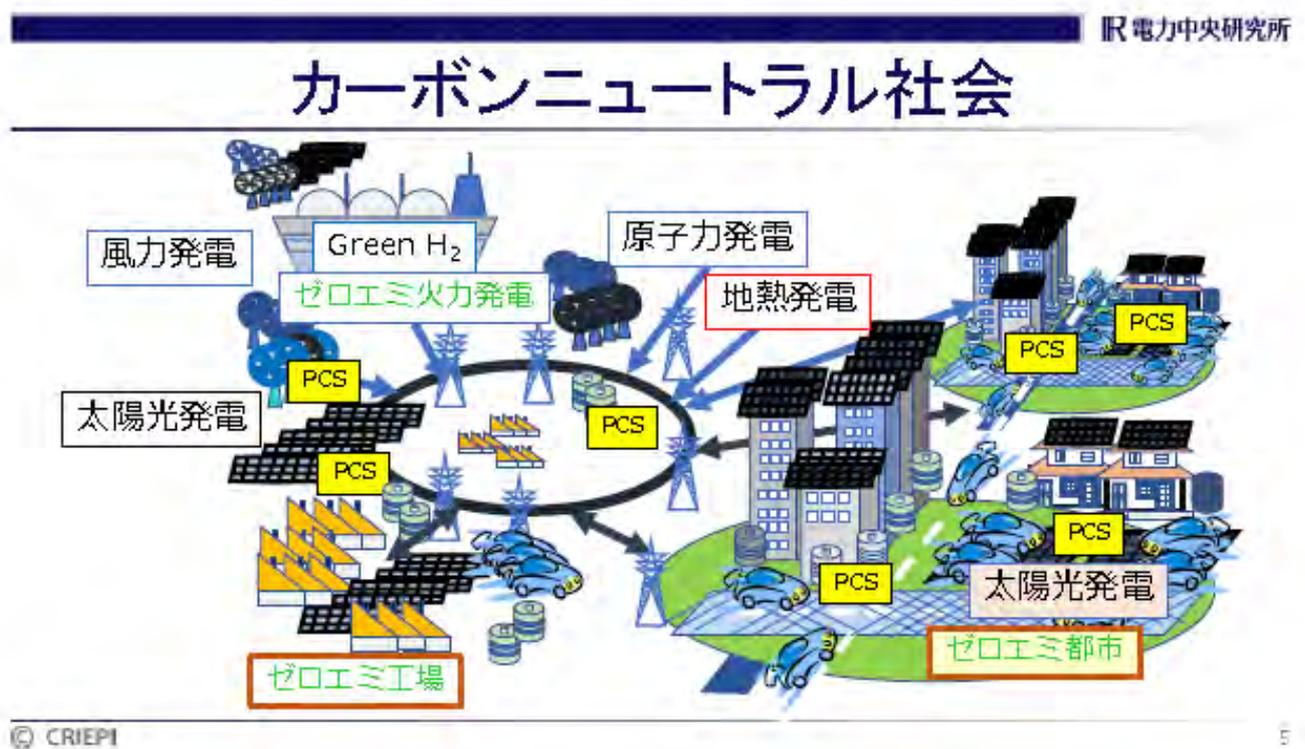
### 1. 電力貯蔵技術の課題と展望

#### ◇電力貯蔵技術の課題と展望

- ◎電力貯蔵技術の普及動向
- ◎リチウムイオン電池の現状と課題
- ◎全固体電池への期待
- ◎まとめ

#### ◇電力貯蔵技術の普及動向

- ・次のような「カーボンニュートラル社会」の絵姿（イメージ）を描いてみました。



(三田裕一氏の講演資料を引用)

#### ◇電力システムでの蓄電利用

- ◎蓄電は下記のエネルギーシステムとの組み合わせで便益が出ます。
  - ・大型発電所の高効率運転

- ・メガソーラーの安定・計画運転の実現
- ・風力発電の安定・計画運転の実現
- ・大容量蓄電による揚水発電の代替
- ・EVとして輸送用に、また大量普及後には蓄電池として利用
- ・工場での省エネ、電力品質安定化など

#### ◇電力貯蔵技術の役割

- ◎系統安定化（周波数、電圧）
- ◎需要と供給の時間的シフト
- ◎調整化力の補助
- ◎送電容量不足対策
- ◎負荷平準化
- ◎バックアップ電源

#### ◇世界における定置用蓄電システムの導入実績

- ◎2020年までに、世界全体で累積17GWの蓄電池が導入済
- ◎2020年は中国と米国で新規設置が増大（中国:1.6GW、米国:1.5GW）

#### ◇2030年までの世界の電力貯蔵累積導入量予測

- ◎ブルームバーグの予測
  - ・2020年17GWが2030年300GW超（蓄電池以外の電力貯蔵を含む、水素含まず）と10年間で20倍になります。大きく増えるのは、中国と米国です。

#### ◇利用されている電力貯蔵技術（揚水発電を除く）

- ◎世界的にリチウムイオン電池の導入が現状技術の拡大により進んでいます。
- ◎その他、次のものが利用されています。
  - ・鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池、レドックス・フロー電池、亜鉛空気電池、フライホイール、スーパーキャパシタ

◇各種エネルギー貯蔵技術

## 各種エネルギー貯蔵技術

利用種類	貯蔵技術	規模	効率	備考(課題)
位置エネルギー	揚水発電	大 数十万kW	70%	立地
	重量	中 数百kW	90%?	騒音、立地
	インバースダム	中 数千kW	70%以下	立地、漁業協調
化学エネルギー	二次電池 (蓄電池)	中 数千kW	~90%程度	可燃性、コスト
	水素	中 数万kW	40%以下	貯蔵でロス大
物理エネルギー	キャパシタ	小 数十kW	~90%程度	低エネルギー密度
電磁気エネルギー	SMES (超電導電力貯蔵)	中 数千kW	ロス小	瞬低、停電対策
圧縮エネルギー	CAES (圧縮空気電力貯蔵)	中 数十万kW	50%	熱ロス、立地
運動エネルギー	フライホイール	小 数十kW	ロス小	大規模化
熱エネルギー	高温蓄熱	大 数十万kW	70%?	蓄熱技術

© CRIEPI

11

(三田裕一氏の講演資料を引用)

◎規模、効率に特徴があり、それぞれに課題があります。

◇重力蓄電

◎コンクリートなどの重しを上げ下げすることで、電気エネルギーを位置エネルギーに変換する蓄電技術、変換効率90%です。

◎立地と騒音・景観に課題があります。

◇海洋インバースダム

◎ダム空間を海中に作り、海水を放出・注水、発電と蓄電を繰り返します。  
(揚水と逆の動作)

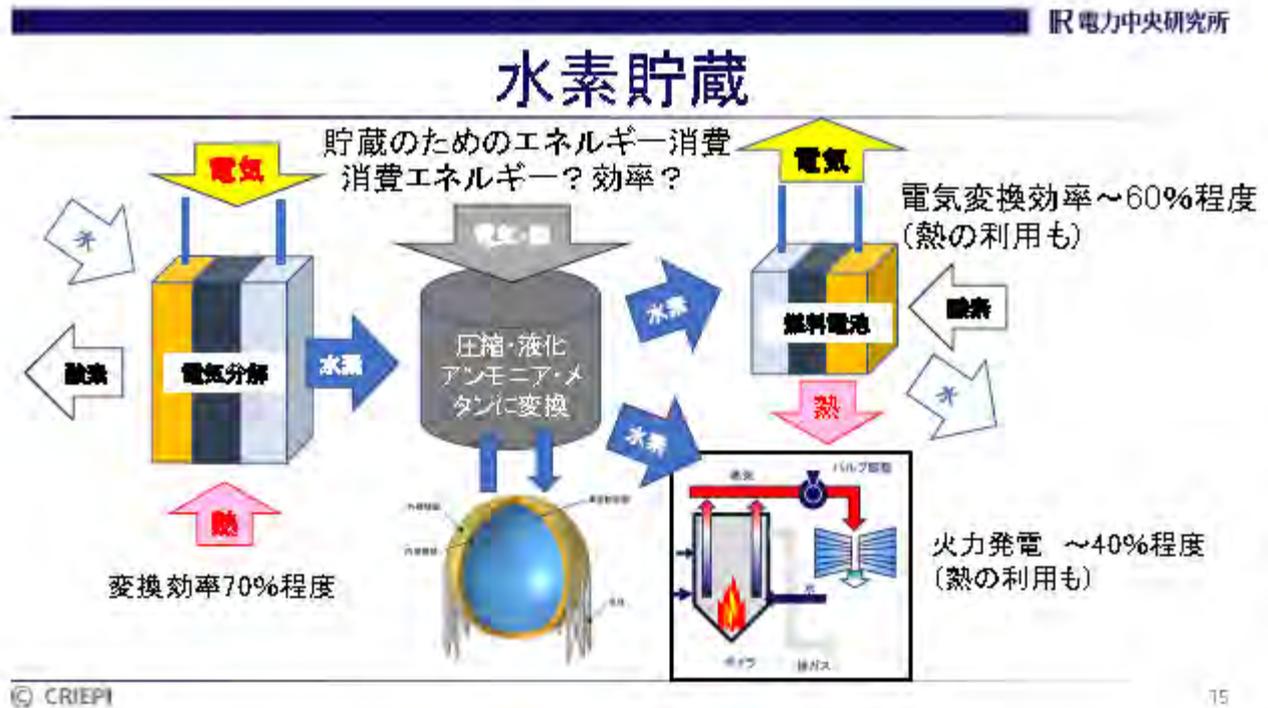
ただし、この方式は立地、漁業権などに課題があります。

◇圧縮空気エネルギー貯蔵

◎電力により空気を圧縮し、高圧空気を貯蔵します。

- ◎ 圧縮時の熱発生での損失があります。（熱回収を検討）
- ◎ 大空間で大容量貯蔵が可能です。

◇ 水素貯蔵



(三田裕一氏の講演資料を引用)

- ◎ 輸送が問題です。

◇ 液体・高圧水素貯蔵およびアンモニア貯蔵

◎ 液体・高圧水素貯蔵

- ・ 体積エネルギーがLNGの半分ですので、同一のエネルギーを取り出すためには、貯蔵容積が2倍必要になります。
- ・ 大型タンカーがなく陸揚げに課題があります。
- ・ 必要な離隔距離や需要地付近近傍に置けるかどうかの検討が必要になります。。
- ・ 熱ストレスの懸念があり、液体H2はLNGよりさらに低温のために断熱と材料について十分な検討が必要です。
- ・ 貯蔵・導管をどうするか、安全性（センサー）への対策など検討する必要があります。

◎ アンモニアの貯蔵

- ・体積エネルギー密度は、液体水素と同じ程度です。貯蔵温度が高いため、タンクは簡易化できます。
- ・アンモニア変換エネルギー損失を検討する必要があります。
- ・実績がありませんので、大量利用の安全性について検討する必要があります。

◇各種の電力貯蔵技術

IR電力中央研究所

## 各種の電力貯蔵技術

	効率	出力(kW)	貯蔵容量(kWh)	備考
揚水発電 (位置エネルギー)	<b>70%</b> (可変速で向上) (電力貯蔵の基準)	大容量・可変速 (数十万kW)	大容量 (数百万kWh)	原子力発電の活用で夜間電力貯蔵に設置。地形や自然保持で設置場所が無い
二次電池 (化学反応)	<b>80%以上</b> (電力変換×充放電)	モジュール化で対応 (数万kW)、応答瞬時	モジュール化対応 (数万kWh)	コンテナでの設置が容易。LiDは危険物扱いで、大容量は人口密集地には設置困難。
圧縮空気貯蔵 (CAES) (圧縮エネルギー)	50%程度 (火力と蓄熱の組合せで効率向上)	中容量(数万kW)	小容量(数万kWh)	熱ロスが大。岩塩岩盤の空洞を利用。国内に岩盤が無く、タンクを利用。圧縮時の熱ロスが大きい。
水素 (水電解+火力) (化学+燃焼反応)	<b>30%以下</b> (70%×40%×貯蔵効率)	大容量(数十万kW)(火力発電レベル)	<b>水素貯蔵(高圧、液体、有機物)</b> により容積が大きくなる。高圧、液水化では効率低下。	水素燃焼での火力発電技術が必要。天然ガスなどの混焼を検討中。
水素 (水電解+燃料電池) (化学反応)	<b>40%以下</b> (70%×60%×貯蔵効率)	小容量・モジュール化(数万kW)		水素変換でロス。貯蔵により更にエネルギー消費がある。安全性の確保も課題。

© CRIEPI 17

(三田裕一氏の講演資料を引用)

- ◎二次電池は貯蔵容量が小さくなります。
- ◎余剰電力を活用して水を電気分解して水素を製造し、その水素を電気に戻すと、効率が低くなります。(30%以下)

◇国内の主な1MW以上の蓄電池とその工期

- ◎2年以内での設置が可能(他の発電所に比べると工期が短い)
- ◎リチウムイオン電池の採用が増大しますが、電池を作るのに時間がかかります。

◇電力貯蔵用蓄電池システムの設置

- ◎系統安定化のために変電所に設置
- ◎出力安定化のため、太陽光・風力発電所に併設

- ◎ 負荷平準化・ピーク負荷対応での需要家に設置
- ◎ (新規) 系統安定化やVPP・DRを系統に直接関係の蓄電所の設置
  - ・ VPP (Virtual Power Plant) とは太陽光発電などの再生可能エネルギーや蓄電池、電気自動車、ネガワットなど工場や家庭が有する分散型エネルギーリソースを高度なエネルギーマネジメント技術を用いて遠隔・統合制御することです。
  - ・ DR (Demand Response) とはVPPの主要となる手法で、需要家側のエネルギーリソースをコントロールし、需要を増減させること、「需要応答」とも言われ、電力の需要側(普段電気を使う側)が効果的に節電を行うことです。

#### ◇再エネ発電の設置面積

- ◎ 原子力発電所1基分(0.6km<sup>2</sup>)を代替する場合、太陽光58km<sup>2</sup>、風力発電の場合は214km<sup>2</sup>(それぞれ山手線の内側面積と同じ、内側の面積の3.4倍の面積)

#### ◇蓄電システムの設置面積(例)

- ◎ 九州電力北豊富変電所の蓄電池 ナトリウム硫黄電池(2016/3から運用中)
  - ・ 定格出力50MW、定格容量300MWh、設置面積14,000m<sup>2</sup>です。
- ◎ 上記設備を基準にし、設備利用率を40%とする場合
  - ・ 100万kW・・・0.18km<sup>2</sup>
  - ・ 500GW・・・89 km<sup>2</sup>
  - ・ 1TW・・・178 km<sup>2</sup>

## 2. リチウムイオン電池の現状と課題

#### ◇リチウムイオン電池の特徴

- ◎ 幅広い選択肢があり、特性もそれぞれ異なります。
- ◎ 国内外の多数のメーカーで生産されており、形状も材料も多様です。

#### ◇リチウムイオン電池の主な構成材料

- ◎ 正極と負極の組み合わせで、電圧、容量などの特性が異なります。
- ◎ 電解液は可燃性液体です。
- ◎ 材料によって異なる電池特性です。
- ◎ 課題
  - ・ 材料資源の確保です。
  - ・ 新規材料の電池の実用化の時期が見通せていません。

- ・リユース、リサイクルが簡単にできるか検討が必要です。

#### ◇系統用蓄電システムの構成例

- ◎東北電力西仙台の大型蓄電システムの主要機器仕様 リチウムイオン電池
  - ・定格出力20MW、定格容量20MWh、設置面積6,000m<sup>2</sup> です。
  - ・有機電解液を使用しており、消防法上の危険物第4類に該当し、隔離距離等が必要になります。システムとして場所を取ります。

#### ◇リチウムイオン電池の低価格化

- ◎kW当たり単価は、年ごとに大幅に安くなっています。
  - ・2010年：12万円　2018年：2万円　2021年：1.5万円　2024年：1.1万円　2030年：0.7万円
- ◎2015年以降、EV向けの世界市場が形成され、中国と韓国が低価格化をけん引しています。
- ◎蓄電システム用電池でも同様な現象が起こっており、低価格化が進んでいます。

#### ◇電力貯蔵用と出力調整用の蓄電システムコストの構成比較（2011年時点の試算例：年間10TWh製造時を想定）

- ◎出力調整用(5MW-2.5MWh)は、9.4万円/kWh です
- ◎電力貯蔵用(5MW-40MWh)は、3.3万円/kWh です。
- ◎両者の価格差は電池だけでなく、システムコストの評価の違いによります。

#### ◇国内外の蓄電所例

- ◎南オーストラリア州の蓄電所(100MW-129MWh)
  - ・運転開始は、2017年11月23日 です。
  - ・建設費、システム費込みの単価は、約5.8万円/kWh です。日本の2030年目標は6万円/kWh です。世界では既に達成できています。
- ◎北海道・千歳バッテリーパーク(1528.8kW-6095.2kWh)
  - ・運転開始予定は、2022年夏頃 です。
  - ・システム納入価格は、5万円弱/kWh（リチウムイオン電池 中国CATL製）です。系統連系設備費、工事費が含まれるか不明です。
  - ・建設目的は、卸市場、需給調整市場、容量市場への参加です。

#### ◇リチウムイオン電池の寿命性能

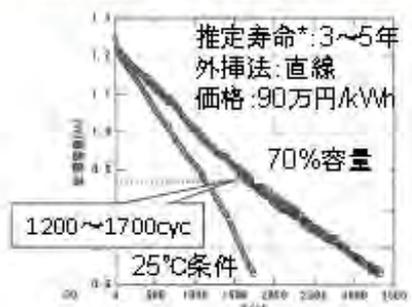
- ◎1990年代初めから見て、寿命性能は圧倒的に改善されています。

- ◎ インフラシステムで活用するための十分な耐久性の確保は未検証です。
- ◎ 用途・利用方法による違いの把握、安全性の維持、運用中の性能の見える化が課題です。
- ◎ 海外でのリチウムイオン電池の火災事故例
  - ・ 韓国（30か所以上）、米国でも火災事故例が有ります。
  - ・ 日本での大規模蓄電池の事故例はありません。

## リチウムイオン電池の寿命性能

- 実用化初期(1990年代初め)から、寿命性能は圧倒的に改善(10年以上)
- ただし、インフラシステムで活用するための十分な耐久性の確保は未検証(20年、30年は不明)
- 用途・利用方法による違いの把握、安全性の維持、運用中の性能の見える化は課題

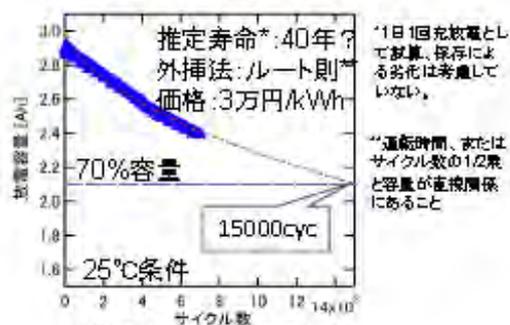
初期型(1993年製)の寿命特性



LiCoO<sub>2</sub>/Hard Carbon系電池

出典: 電中研研究報告 T98072 (1999).

2012年製電池の寿命特性



LiFePO<sub>4</sub>/Graphite系電池

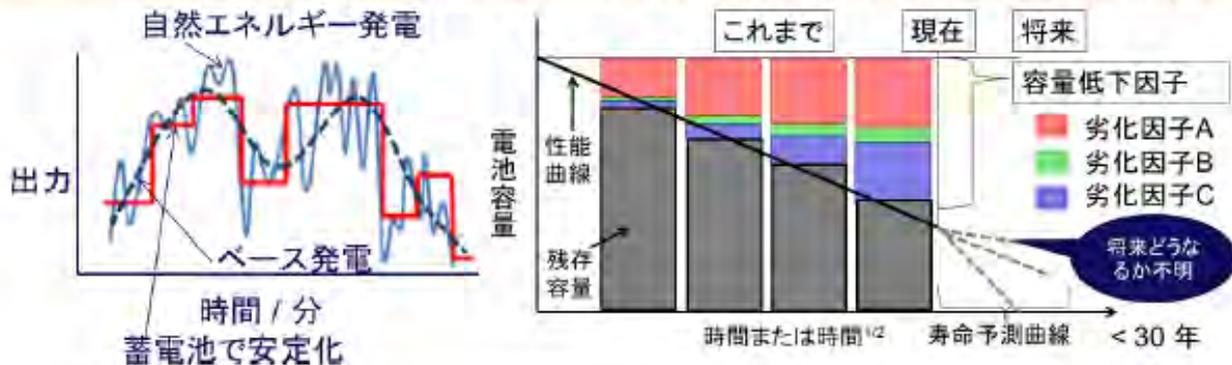
出典: 電中研研究報告 Q16001 (2017).

(三田裕一氏の講演資料を引用)

## ◇電池の劣化評価技術の開発

# 運用条件(電池の使い方)と電池劣化

- 電池の劣化評価技術の開発により、残存性能(価値)の見える化が必要
- 電池の性能低下は、運用条件(使い方か環境)に依存する電池の劣化の影響を受ける  
⇒ 例えば、再エネと組み合わせ大電流短期間充放電、や、空調管理のない環境で充放電、など
- 運用条件ごとに異なる電池劣化の因子を定量的に抽出し、モデル化  
⇒ 運用中の劣化診断による残存性能の把握、寿命予測、安全性低下検知 ⇒ ユーザの利用促進



(三田裕一氏の講演資料を引用)

- ◎ 電池の性能劣化は複数の劣化因子により進行します。
- ◎ 支配的な劣化因子が変われば、寿命予測曲線も変化します。
- ◎ 劣化因子は運用条件、電池の種類、メーカーに大きく依存します。
- ◎ 将来の寿命予測を行う技術開発や劣化機構の解明が必要となります。

## 3. 全固体電池への期待

### ◇全固体リチウムイオン電池への期待

#### ◎ 現在のリチウムイオン電池

- ・ 可燃性の有機電解液を使用しています。
- ・ 高電圧で電解液が電気分解します。
- ・ デンドライト成長で内部短絡から発火が懸念されます。

#### ◎ 全固体電池

- ・ 正極、負極、電解質が固体です。
- ・ 電解液がないので、液漏れ無く高安全です。
- ・ 劣化に伴う気体発生がなく、破裂も無いため高安全です。
- ・ 可燃物質がなく、燃焼が無いため高安全です。

- ・広い温度範囲で作動でき、高温で劣化がなく、副反応も少なく、長寿命が期待できます。
- ・温度調整機構不要ですので、低コストになり得ます。
- ・そのために期待大ですが、まだ課題が多く残っております。

#### ◇NEDO・先進・革新蓄電池材料評価技術開発（第2期）

- ◎LIBTECを中心とした大学・国研・企業の実施体制で、応用研究が行われています。
- ◎全固体電池のボトルネック課題を解決する要素技術の確立を目指しています。
- ◎量産プロセス・電気自動車搭載への適合性を評価する技術開発が進められています。
- ◎2025年以降、硫化物系固体電池（第1世代）研究を進め、後10~20年かけて先進硫化物系又は酸化物系へ移行していく模様です。

## 4. まとめ

# 4. まとめ

- 電力貯蔵, 特に蓄電池は, カーボンニュートラル実現のキー
- 不安定な再生可能エネルギーの時間的&空間的なズレを調整, 電力の**供給と需要の両サイド**で活用
- 多様な蓄電池や他の電力貯蔵技術で, 適材適所の利用
- 水素利用は, **インフラ化を実現**できるかが重要
- 現状, リチウムイオン電池の**劣化診断, 残存価値の評価技術を活用して**最大限の活用が不可欠
- 全固体電池は課題が多いが, 安全性の向上など, 期待は大きい

### その3 2050年カーボンニュートラルの対応策：CCUSの役割と課題

講師：(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)

システム研究グループ 主席研究員 秋元圭吾氏

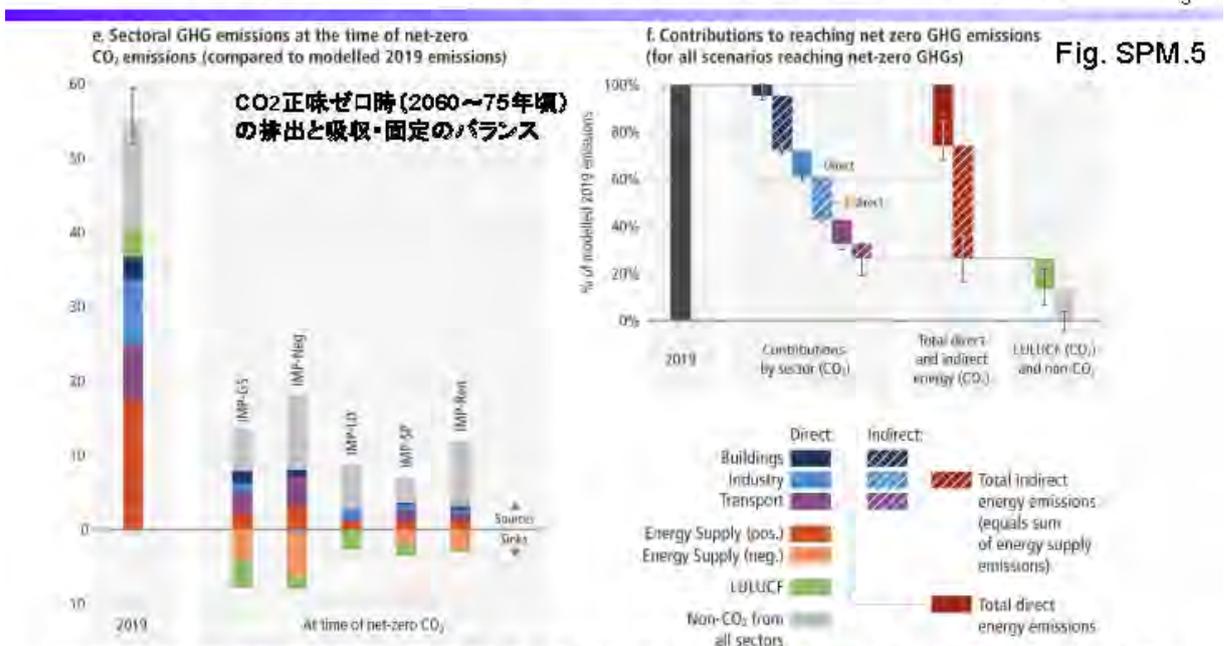
#### ◇カーボンニュートラルの関連動向 および対策の全体概要

##### ◎国内の一次エネルギー供給

- ・ 正味ゼロ排出実現においても、省エネは重要です。原則、カーボンニュートラル実現のために、エネルギーは、原子力、再エネ、CO2回収・貯留(CCS)付の化石燃料の3つで構成することが必要です。海外の再エネ、CCSの利用も重要です。CCS無しの化石燃料利用がある場合には、負の排出技術でオフセットが必要です。
- ・ 電化は重要ですが、すべてが電化で対応できるわけにはいきません。また電化にすることが必ずしも費用対効果が高いわけでもありません。水素、合成液体燃料、合成メタン、バイオマス等を活用し、負の排出技術でのオフセット手段も存在しますので、全体システムでの費用対効果の高い対策を、時間軸も意識しながらとっていくべきです。

##### ◎IPCC第6次評価報告書の記載

### IPCC第6次評価報告書:様々なCNの達成手段



「CO<sub>2</sub>又はGHGの正味ゼロを達成しようとするならば、削減が困難な残余排出量を相殺するCDRの導入は避けられない。」(SPM C.11)

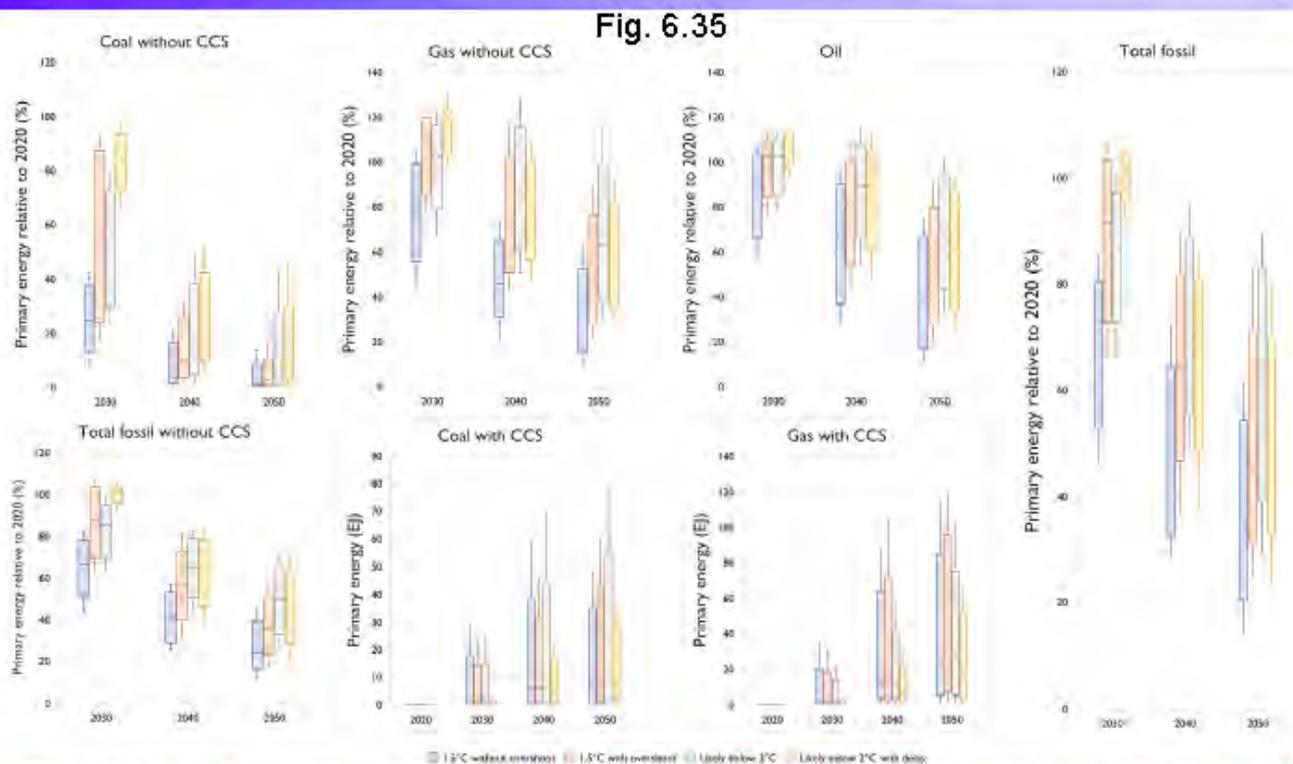
- ✓ LD(低需要)を除くいずれのシナリオにおいても、正味CO<sub>2</sub>ゼロ時に、大規模植林以外のCDRも活用
- ✓ 更に温室効果ガスでの正味ゼロにおいては、CDRが不可欠

- ・ IPCC の検討結果によれば CO<sub>2</sub> 又は GHG の正味ゼロを達成しようとするならば様々な CN のシナリオがあります。削減が困難な残余排出量を相殺する CDR (Carbon Dioxide Removal: 二酸化炭素除去) 技術の導入は避けられません。
- ・ また 1.5°C 目標時の化石燃料供給量に関しては、CCS 無しの石炭利用は 2050 年までにかかなり限定的にしなければならないという結果になっています。一次エネルギー供給としては、化石燃料フェードアウトが必要といった状況には無いため、CCS の利用は増大が見込まれます。

## IPCC 第6次評価報告書: 2°C、1.5°C 目標時の化石燃料供給量



6



✓ 1.5°Cにおいては、CCS無しの石炭利用は2050年までにかかなり限定的にしなければならない、という結果だが、1.5°Cとしても、一次エネルギー供給としては、化石燃料フェードアウトが必要といった状況にはない。CCSの利用は増大が見込まれる。



ットはありますが、このために投入するエネルギーが大きいという難点があります。再エネ等の余剰電力がある場合はメリットがあると考えられていますが、植林、カーボン回収プラントによる CCS 等を併用し回収貯蔵システム全体での最適化を図ることが効果的な排出削減、カーボンニュートラル化のために重要です。

◎世界の CO2 貯留の動向と貯留コスト・貯留ポテンシャル

- ・ 我国では地層が分断されているため貯留ポテンシャルは不透明ですが、現状保守的に見積もって 114 億トン (11.4Gt) 程度と想定されています。現状の排出量約 10 億トンとすれば 10 年分、今後 CCS 対策の想定した年間 1 億トン程度の CO2 排出の場合は 100 年分の貯蔵が可能と見積もられています。但し地層分断による不透明性がある為、CCS の本格的な展開に向けて検討を加速する必要があります。経産省は、CCS 長期ロードマップ検討会を、2022 年 1 月 28 日にスタートして 5 月に中間とりまとめを公表しています。

## 世界のCO<sub>2</sub>貯留の動向とコスト・ポテンシャル



10



- 経産省萩生田大臣が、2022年1月29日に苫小牧の CCS実証試験フィールドを視察
- 経産省は、CCS長期ロードマップ検討会を、2022年1月28日にスタート。5月27日に中間とりまとめが公表
- CCSの本格的な展開に向けて動きを加速

注) 日本の技術的なポテンシャルとして、146 GtCO<sub>2</sub> といった推計 (2005) もあるが、実際のポテンシャルは不透明で詰めていく必要有

	貯留ポテンシャル (GtCO <sub>2</sub> )		【参考値】 IPCC SRCCS (2005) (GtCO <sub>2</sub> )	貯留費用 (\$/tCO <sub>2</sub> ) <sup>*1</sup>
	日本	世界		
鹿油田 (石油増進回収)	0.0	111.5	675-900	57-69 <sup>*2</sup>
鹿ガス田	0.0	147.4-665.5		9-59
深部帯水層	11.4	3042.6	10 <sup>3</sup> -10 <sup>4</sup>	5-38
炭層 (メタン増進回収)	0.0	143.4	3-200	27-122 <sup>*2</sup>

注1) 鹿ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス探査量が増加するに従って、表中の上 限値までポテンシャルが増大し得ると想定している。

注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

\*1 本数値にはCO<sub>2</sub>回収費用は含まれていない。別途想定している。

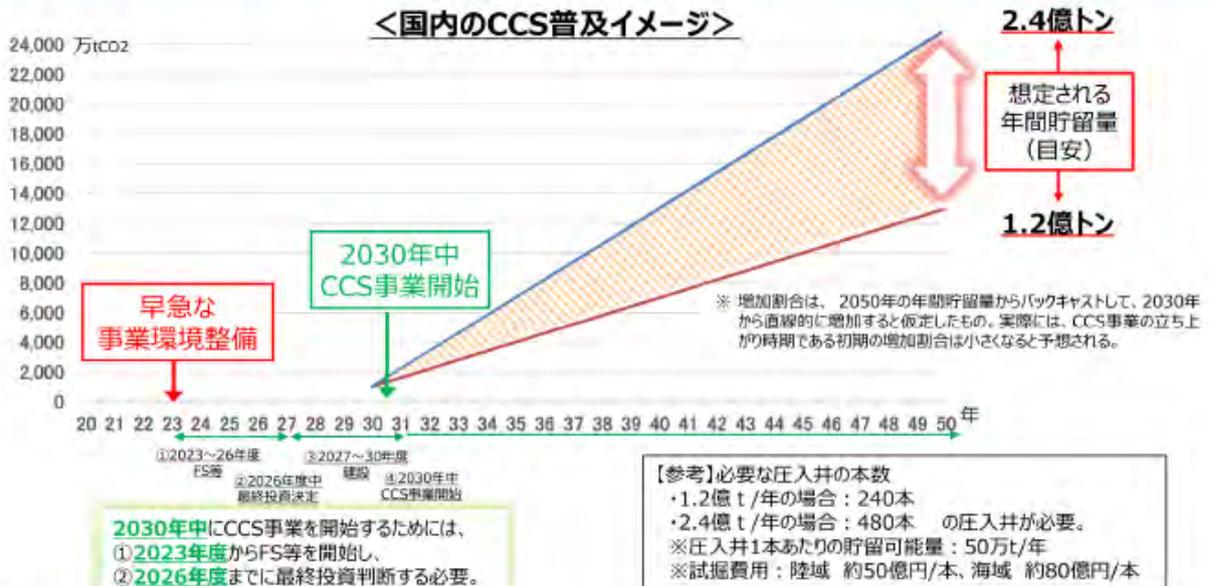
\*2 石油増進回収、メタン増進回収における石油やガスの利益は本数値に含めていないが、別途考慮している。

出典) K. Akimoto et al., GHGT-7, 2004; USGSデータ等を用いて推計したもの。理論的ポテンシャルのうち、陸域の10%、海域の20%を実際のポテンシャルと想定した場合のポテンシャル推計値が表の数値

(秋元圭吾氏の講演資料を引用)

## 国内のCCS普及のイメージ

- IEA試算から推計すると、我が国のCCSの想定年間貯留量は、2050年時点で年間約1.2～2.4億tが目安。2030年にCCSを導入する場合、2050年までの20年間で、毎年12本～24本ずつ圧入井を増やす必要。
- 事業者としては、2030年中にCCS事業を開始するためには、2023年度からFS等を開始し、2026年度までに最終投資判断する必要。



出典)資源エネルギー庁 CCS長期ロードマップ検討会(2022)

(秋元圭吾氏の講演資料を引用)

- ロードマップ検討会の資料によれば、IEA試算から推定すると日本のCCSの想定年間貯留量は2050年時点で年間1.2～2.4億トンが目安に進展を図っているが相当大変なようです。

### ◎ CCSに関する現行法制度の課題

- 地下構造を使うので実際にどれくらい貯蔵で出来るかやってみなければ予見  
が立ちにくいという事があります。これは民間事業としてみれば投資リスク  
になります。この他課題として事業者が地下を利用する際の権利、法的責任  
の明確化、我国の貯留層の管理、CO<sub>2</sub>の海外輸出に係るロンドン議定書の担  
保があり、これらを勘案してCCSの可能性を見ていく必要があります。

### ◎ 変動性再エネの増加に伴うエネルギー貯蔵の重要性

- 電力は貯める事が出来ないので水素や蓄電池等で貯める必要があります。

### ◎ 水素・アンモニアの技術開発、展望等

- 水素については原子力由来のもありますが、現状そこまで原子力に余力が無

い様です。ブルー水素とグリーン水素がありますが、まずは価格の安いブルー水素が考えられます。ブルー水素については事前に海外で CCS を行った物と国内で CCS を行う物があります。この他に水素に窒素を付加してアンモニアにして利便性を高めて運ぶということも考えられています。

◎ 合成石油・合成メタン（エネルギー利用の CCU）

- ・水素の運搬には新たな設備投資が必要になりますが、合成石油、合成メタンの形にして運搬・貯蔵するということも考えられています。コストは上がりますが、既存の設備を使用できるという点でメリットがあると考えられています。ガスに関してもガス自体の脱炭素化も考えられています。

◇ 日本の 2050 年カーボンニュートラル に向けたシナリオ分析

◎ シナリオ想定（概略）

- ・世界の限界削減費用を均等化しながら世界費用を最小化し、1.5 度低減させる場合には、日本はどれくらい削減すれば良いかを計算するものです。

◎ 日本の部門別 GHG 排出量（2050 年）

- ・2050 年時点での世界の限界削減費用均等化(世界で最小化)の場合では、日本の 2050 年の正味 GHG 排出量は コスト的には、2013 年比 63%減にするのが良く、残り 37%は、海外の CDR によりオフセットするのが合理的です。
- ・その他国内だけで貯留を想定する場合には、ほぼ 2 億トン/年を DACCS でオフセットするのが合理的です。

◎ 日本の一次エネルギー供給量（2050 年）

- ・25%の省エネルギーを全体にしており、いずれのシナリオにおいても、相当量の水素・アンモニア・合成燃料の輸入・利用が考えられます。

◎ 日本の発電電力量（2050 年）

- ・一次エネルギーは減っていましたが発電量に関しては増加しています。電化を進めることが CN 上重要であるということです。原子力発電については 1 ケースのみ 20%、他は 10%を上限としていますが、それに張り付くため、それ以外の発電量をどうするかを表示しています

◎ CO2 限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、電力限界費用：日本

- ・世界費用を最小化した場合の CO2 限界削減費用に対して、国内で CN を実施しようとする場合、限界削減費用は約 3 倍となり日本は達成手段が限られており難しい事がわかります。それに対して国内で原子力を活用したケースでは CO2 限界削減費用はあまり変化がありませんが 2050 年のエネルギーシステムコストは低く抑えられ、電力限界費用も低くなる事が判ります。原子力に

については、ここで想定した比率 20%より大きくなれば便益はより大きくなります。また再エネ 100%とした場合は蓄電池設置とか系統対策の追加等によって電力限界費用は原子力活用ケースより相当高くなります。

## CO2限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、 電力限界費用：日本



23

	2050年のCO2限界削減費用 [US\$/tCO2]	2050年のエネルギーシステムコスト [billion US\$/yr] <sup>*1</sup>		2050年の電力限界費用 [US\$/MWh] <sup>*2</sup>
ベースライン	—	986	—	121
海外クレジット活用	168	1044	[+58]	184
参考値のケース	525	1179	[+193]	221
①再エネ100%	545	1284	[+299]	485
②再エネイノベ	469	1142	(-37)	198
③原子力活用 <sup>*3</sup>	523~503	1166~1133	(-13~-45)	215~177
④水素イノベ	466	1160	(-19)	213
⑤CCUS活用	405	1150	(-29)	207
⑥合成燃料活用	507	1175	(-4)	190
⑦需要変容	509	909	(-270)	221

\*1 [] (青字) はベースラインからのコスト増分。()赤字は「参考値のケース」からのコスト変化

\*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は123 US\$/MWh

\*3 原子力活用シナリオは、原子力比率20%~50%の下での結果

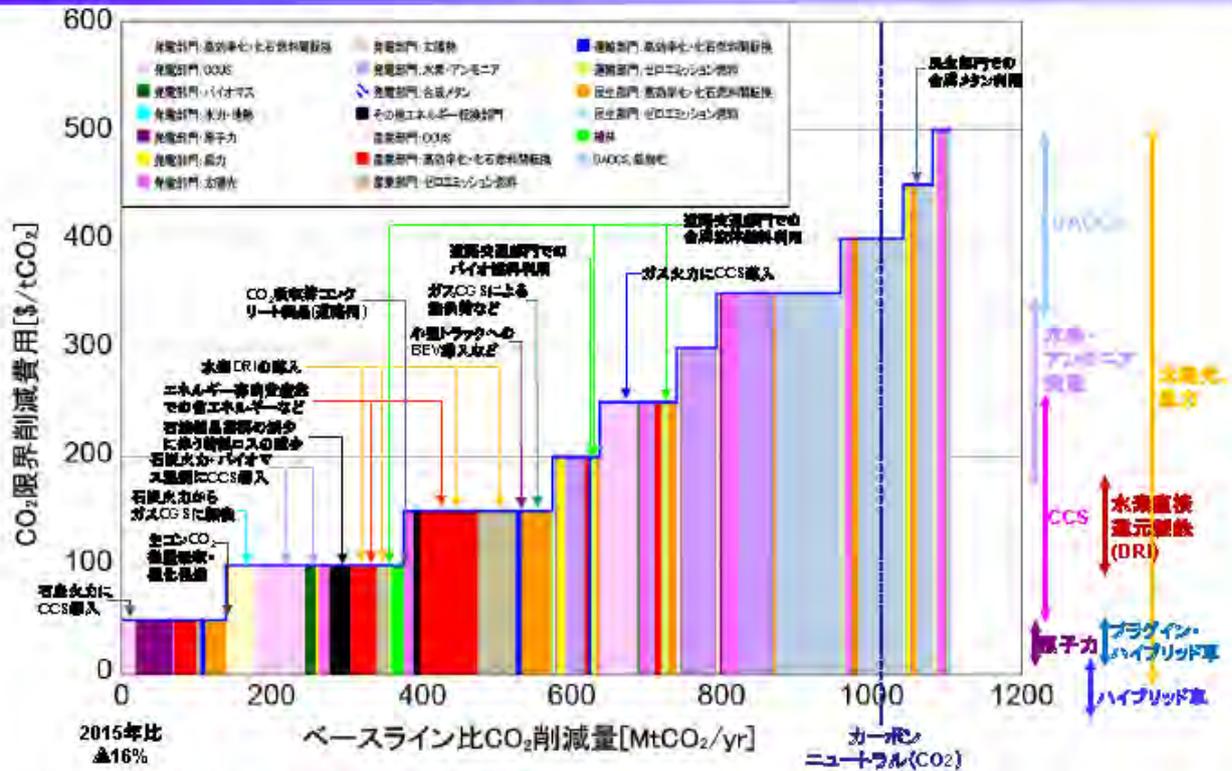
\*1 [] (青字) はベースラインからのコスト増分。()赤字は「参考値のケース」からのコスト変化

\*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は123 US\$/MWh

\*3 原子力活用シナリオは、原子力比率 20%~50%の下での結果

(秋元圭吾氏の講演資料を引用)

## 2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：日本



注1) 本分析は、「**参考値のケース**」で用いた、**技術想定**の下での推計結果  
 注2) 部門別・技術別の排出削減効果は、**交差項の部門や対策、技術に割り当てる際の定義**によって、部門・技術毎の削減効果の大きさは変化する。推計の削減ポテンシャルは目安として理解されたい。

注1) 本分析は、「**参考値のケース**」で用いた、**技術想定**の下での推計結果

注2) 部門別・技術別の排出削減効果は、**交差項の部門や対策、技術に割り当てる際の定義**によって、部門・技術毎の削減効果の大きさは変化する。推計の削減ポテンシャルは目安として理解されたい。

(秋元圭吾氏の講演資料を引用)

- ・横軸に排出削減量、縦軸に限界削減費用をとり順番に安い対策から積み上げてみました。太陽光発電については発電量が低い場合は条件の良いところで使用するのでコストは低いです。量を増やしていくと条件の悪いところでも使用せざるを得なくなり系統対策等でコストが増えていきます。原子力については CCS 無しの火力よりは若干高くなりますが、比較的安いため、原子力の比率を高める事が出来れば価格の高い対策に取って代わって全体のコストを下げる事が出来ます。限界削減費用全体的を見ますと安いところに原子力、その上に CCS、その上に水素アンモニア発電、但し国内で CCS が出来なかった場合、水素アンモニア発電は海外から持ってくるので安上がりということもあります。最後に DACCS ですが、CN を達成するととなるとオフセット手段として必要となる可能性があります。

## ◇まとめ

- ◎脱炭素化（ゼロ排出）のためには、原則的には、一次エネルギーは、再エネ、原子力、化石燃料+CCSのみとすることが求められます。
- ◎電力化率の向上と、低炭素、脱炭素電源化は、対策の重要な方向性であり、いずれにしてもこれら脱炭素の各種技術のミックスが重要です。
- ◎再エネの大幅な拡大は、必須であるとともに、頑強な見通しがあります。太陽光のコスト低減は進んでおり、洋上風力では安価な価格形成も見られつつあり、良い兆しはあります。ただし、多くの課題もあります。
- ◎化石燃料+CCSは需給調整が比較的容易なため、CCSも重要です。ただし、CO<sub>2</sub>の地中貯留には、地層の自然構造を利用することもあって事業の予見性の点等で課題も多く、特に国内においては一定の投資リスクが存在します。
- ◎再エネの拡大が重要となる中、蓄電池、水素（アンモニア含む）は重要なオプションです。更に、水素とCO<sub>2</sub>からの合成メタン、合成液体燃料（水素の一形態でもあり、CCUの一つでもあります）も重要なオプションです。
- ◎特に日本の場合、再エネ、CCSともに、海外と比較してコスト高と見られるため、海外再エネ、海外CCS活用手段として、水素等はとりわけ重要性が高いです。
- ◎ネットゼロエミッションにおいては、化石燃料は一部利用しながらDACCS（大気中CO<sub>2</sub>直接回収・貯留）等のCDR（二酸化炭素除去）で排出をキャンセルアウトする方が、費用対効果が高い対策となる可能性が高く、活用は不可避と見られます。
- ◎将来的には費用対効果を見極め、技術を絞り込んでいくことも必要ですが、現時点では万能な技術はなく、あらゆる選択肢を追求することが必要です。
- ◎ただし、環境と経済の好循環のためには、
  - ①原子力の活用、②需要側の対策 が最重要です。資本、労働、土地、エネルギーといった投入要素に、情報の投入を明確化し、情報生産性を高めることが必要です。
- ◎ロシアのウクライナ侵略や、2022年3月の電力需給逼迫など、エネルギー安定供給・安全保障を脅かす事象も生じています。第6次エネルギー基本計画でも書かれているように、カーボンニュートラルを目指した対応は必須ですが、S+3Eが大原則ですので、3Eの中でもエネルギー安定供給・安全保障は、第一に考えるべきであり、また、エネルギー価格高騰の中、経済性への配慮は、少なくとも短中期では、より重要性が高い課題です。この文脈でも、①原子力の活用、②需要側の対策の重要性は特に高いです。

## 特別講演、課題講演に対する質疑応答

基調講演については質疑応答がありませんでしたので、特別講演、課題講演に対する質疑応答を以下に示します。

### 1. 遠藤典子講師への質問(Q)と回答(A)

- ◇Q:日本の原子炉メーカーは、まずは自国での新增設により人材とサプライチェーンを再構築するのが最優先で、輸出にまでは当分手が回らないと思いますが、遠藤先生はどのような観点から、プラント輸出にも取り組むべきとお考えでしょうか？
- ◎A:まずは日本市場から再構築するというのは理解しますが、日本市場に止まっているだけでは原子力の成長は覚束ないと考えます。過去、コンポーネントの輸出の経験はあっても原子炉の輸出経験はありません。常に世界市場を視野に入れ、国を挙げて原子炉の輸出に努めることが重要であると考えます。
- ◇Q:10年かけて稼働したのは10基、新規規制基準をクリアしたのは7基、審査中、未申請のプラントが未だ数多く、これでは2030年目標の達成は覚束きません。これはひとえに時間軸を持たない規制審査に起因するものです。本件、質問でなくお願いになろうかと思いますが、是非現実に応じた規制となるように政府に働きかけをお願いします。
- ◎A:原子力規制委員会は三条委員会ですからその独立性が求められます。従ってその働きかけは国会の役割になります。国会は規制委員会に対し原子力の安全を担保するだけでなく、国民の利益も視野に入れた規制（これは世界標準です）となるよう日本の規制を再検討していただくということに尽きると思います。

### 2. 小宮山涼一講師への質問(Q)と回答(A)

- ◇Q:「科学的なエネルギー政策の検討」は非常に重要なご指摘であり、第6次エネルギー基本計画策定の過程では全くと言っていいほど、このような観点の検討はなされませんでした。次回の第7次エネルギー基本計画で取り入れるにはどうすれば良いとお考えでしょうか？
- ◎A:なかなか難しいお話しですが、ロビーイングの様な努力が必要という事になるのではないのでしょうか。例えば英国では科学的定量的な部局を政府に近いところに作ってそこと緊密な連携して進めるという事例もあるので、そういったところが参考になるのではないのでしょうか。
- ◇Q:最近、最大限再生可能エネルギーを導入し、残りを火力、原子力に再生可能エネルギーの変動要因を吸収させるとの意見が多くありますが、本来安定的供

給が適したものに土台の役割を与えることで、エネルギー全体シミュレーションも、より安定でシンプルになるのではないのでしょうか？

- ◎ A:電力は限界費用が安いところから発電を行うのが基本です。再エネは限界費用が 0 円なのでこれを優先して使う事になり、電気の分野では等増分燃料費則と呼ばれています。しかし、太陽光は夜間使えない、また昼間で不足する様なところは、火力・原子力等を使用する事になります。この考え方が原則で、安定電源を優先させる等の考え方は電力の基本原則に馴染まない事になります。
- ◇ Q:FBR で超長期半減期の有害物質(マイナーアクチノイドなど)を燃やし消滅させ地層処分の負荷を劇的に軽減できる可能性があることは理解できるのですが、時間軸を含めどのようにして地層処分を大幅に低減してゆくのかのイメージがつかめません。これからプロジェクトを実現化する上で重要な国民の共通認識の醸成のためにも、ご検討されたことがあればその一端をお教えてください。
- ◎ A:計算結果で説明したように今後 CN が進んで行くと、それに伴ってウラン価格が上昇していく事が考えられます。そうすれば FBR が経済合理性を持ちうる状況が出てくると思われます。その FBR の導入のタイミングに合わせて地層処分、再処理処分をしっかりと進めていく事が大切と思います。

### 3. 三田裕一講師への質問(Q)と回答(A)

- ◇ Q:蓄電池に不可欠なリチウム、コバルト、ニッケルの精錬分野は中国が世界のそれぞれ 60%、70%、35%を占めると聞いています。日本の蓄電池メーカーにとって中国依存は避けられません。中国に依存するリスクをどう回避又は軽減したらよいのでしょうか？
- ◎ A:資源の中国依存はリチウム、コバルト、ニッケル以外に黒鉛もあります。依存を減らすには材料を幅広く選定し、手に入れやすい材料で蓄電池を作る事を指向するとか、最近では、リチウムはボリビアでも採掘されるので、国策として推進する等が考えられます。またリサイクルも今後重要と考えています。
- ◇ Q:電力貯蔵、とりわけ蓄電池の投資回収性が経済合理性を決める柱です。蓄電を事業と見るなら投資の回収可能性の評価が不可欠です。太陽光発電の変動性の平準化で蓄電利用の経済合理性はせいぜい数日程度の短期間と思います。夏期に比べ 4、5 割程度に発電量が低下する冬季への年 1 回の対応は、蓄電設備の活用対象外だと思います。中長期の平準化は他資源によるバックアップによるべきと思いますが、いかがお考えでしょうか？再エネの長期変動のバックアップは原子力の出力調整運転も考えられますが？
- ◎ A:蓄電池は効率が良いというのが特徴ですが、あまり効率を考えなければ、欧

米で考えられています水素も良いし、熱で貯蔵するというのも良いでしょう。平準化には蓄電池以外の資源を用いてバックアップしていくという考えに賛成します。

#### 4. 秋元圭吾講師への質問(Q)と回答(A)

- ◇Q:経済的に価値のない CO<sub>2</sub> を回収し貯留するという事業にかかる費用は誰がどう負担するのでしょうか？原子力の場合、高レベル放射性廃棄物はそのご利益にあずかった電力会社が面倒を見るべきとの考え方はよく分かるのですが、CO<sub>2</sub> の場合、火力発電事業者以外に製鉄業やセメント業など多岐に亘ります。CCS または CCUS の「事業」並びに「事業者」とはどのような形態を想定していますか？
- ◎A:誰にどの様に負担してもらうかは制度設計としていろいろありますが、一般的な環境経済性理論からは炭素税の様な物が考えられます。炭素税は良いのか排出量取引的手法をとるのか、規制的手法をとるのかはいろいろあります。米国の様に CCS を行うと還付金が得られるという補助金的手法を採用しているところもあります。日本でもこれらを参考に検討していく必要があると考えています。
- ◇Q:日本は外国に見られるような石油、天然ガス採取後の適所はないことも考慮すると CCS は極めて実現性が困難と思われ、今後の投資も含めて現実的な対応をなすべきと考えます。先生のご見解をお願いします。
- ◎A:CCS は簡単ではないと思います。しかし、他の再エネ、原子力でも固有の課題はあると思います。CCS も知恵を絞って解決していく必要があると考えております。CO<sub>2</sub> 発生場所と貯留場所は離れている場合が多いと想定され、土地の問題とか規制の話もあって輸送が大変であるということがあります。これについても貯留に適した地域まで実際にどれくらいなのか具体的に検討していく必要がありますが、全く手段がないわけではないと考えています。一方、日本ではパイプラインは高コストになりますので CO<sub>2</sub> を液化して輸送したり、液化しなくても船舶で輸送したりすることも検討しております。  
その様な検討を通じてどれくらい実現できるかを考えて行く必要があると考えています。