

【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
調和電源ミックス

2022年6月10日改訂

エネルギー問題に発言する会(エネ会)
日本原子力学会シニアネット連絡会(SNW)
有志

牧 英夫*、新田目倖造、金氏 顯、川西康平、後藤 廣、早瀬佑一

* 連絡先、リーダー: h_maki@lapis.plala.or.jp

本提言は、エネ会・SNW会員有志の提言、見解であり、エネ会や日本原子力学会もしくはSNWを代表するものではありません。

第1章 提言とその狙い

第2章 再生可能エネルギー電源導入に伴う3つの課題の定量的評価

2.1 電力安定供給の課題

2.2 需給シミュレーション

2.3 経済性評価

2.4 我が国の再エネ資源(自然環境、社会制約)

2.5 変動再エネの導入量限界

第3章 2050年電源ミックスの検討

3.1 2050年電源ミックス検討の基本的視点

3.2 再エネ、原子力、火力の比較・評価

3.3 「調和電源ミックス」の検討

3.4 「調和電源ミックス」

3.5 「調和電源ミックス」の実現に向けた課題(主要課題と電源別課題)

第4章 まとめ

第1章 提言の狙い

■ 2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けたエネルギー政策の道筋として、再生可能エネルギーを主力電源として最優先で最大限の導入に取り組む方針の下に策定されました。

■ そこで、まず最大限の導入を期待されている変動再エネ(太陽光発電、風力発電)の3つの課題(電力安定供給、経済性、自然条件・社会制約による導入量限界)について科学的、定量的に評価し、再エネが最大限どこまで導入できるか見極めました。

■ 次に、その結果を基に国益確保とS+3Eの視点から、再エネ、原子力、火力(脱炭素)の最適な電源ミックスを検討しました。

2.1 電力安定供給の課題

■ 電力安定供給

- “**需要電力量 = 供給電力量**”が“秒”および“数%”オーダーで崩れると**停電発生**
- **変動再エネ**は気象条件だけで出力が変動するため、需給バランスが困難となり、**停電発生のリスクが増大**
- 対策として**出力変動を吸収するための大容量蓄電池**または火力発電の様に出力を柔軟に制御できる**BU電源**（BU：Buck Upの略）が必要

■ 需給シミュレーション解析

- 2020年度の全国電力需要、再エネ発電電力の実績データ（ISEP^(注)の公開データ）を活用、1年間8760時間1時間毎の需給シミュレーション解析
（注：ISEP：Institute for Sustainable Energy Policies 環境エネルギー政策研究所）

• 解析の目的

- + 変動再エネ導入率^(注)と停電リスク増大の定量的解明
- + **停電防止対策**（**電力安定供給確保**のための方策）

（注： 電源導入率 = （当該電源の年間発電量/年間総発電量） × 100(%)）

2.2 需給シミュレーション

(1) 需給シミュレーション解析条件

- **2050年の年間総発電量：1400TWh** (“2050年カーボンニュートラルに向けた検討”資源エネルギー庁、基本政策分科会資料、2021.5 記載の参考値による)
- **電源構成をパラメータとした**
 - ・ 変動再エネ導入率を主パラメータとして：20,30,40,50,60,88% (再エネ100%)
 - ・ 太陽光導入率：陸上風力導入率：洋上風力導入率 = 2:1:1
 - ・ 安定再エネ導入率 = 12%一定 (水力 7.5%、バイオ3.5%、地熱 1%)
 - ・ 原子力導入率：LNG火力 (CCUS)導入率 = 1:1
- **各電源の設備利用率**
 - ・ 太陽光 14%、陸上風力 25.4%、洋上風力 33.2%
水力 (一般+揚水) 23%、バイオ 87%、地熱 83%
原子力 90%、**LNG火力 (CCUS) 70%** **ただしBU電源のため変動**
(注：火力は石炭火力、LNG火力、石油火力があるが、LNG火力を代表とした)
- **運転条件**
 - ・ 安定再エネ：2020年度実績運転
 - ・ 原子力：定格出力一定運転
 - ・ LNG火力 (CCUS)：20%⇔100%負荷追従運転
- **電力貯蔵設備**
 - ・ 揚水発電所、蓄電池施設、水素貯蔵施設、蓄熱等を一括して蓄電池として扱った。
- **解析結果の比例拡大**
 - ・ 2020年の年間総発電量 = 867TWh、2050年の年間総発電量 = 1400TWhのため、解析結果は原則として比例拡大可能と仮定した。

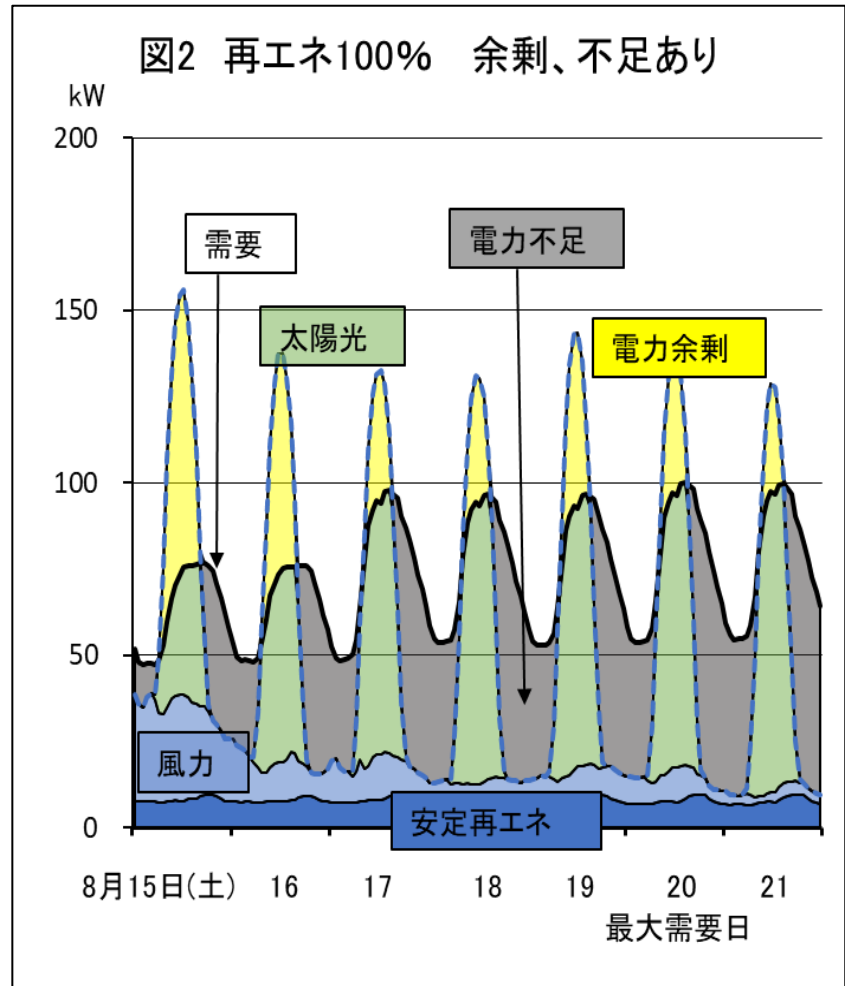
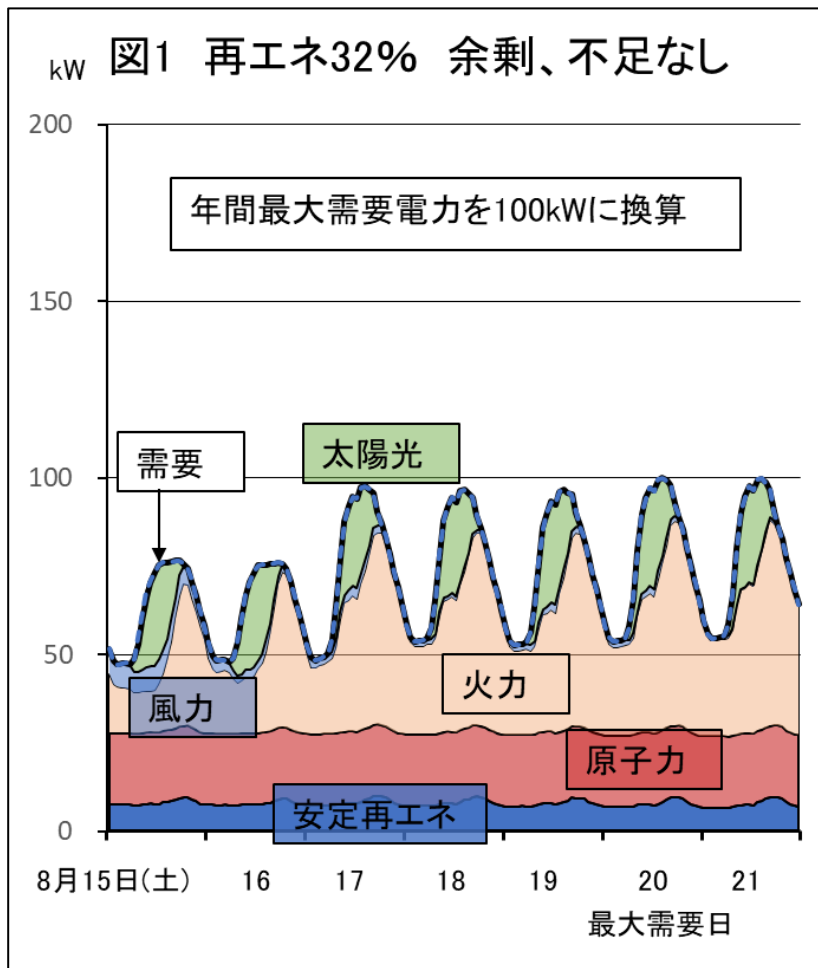
TWh = 1000GWh = 10億kWh

2.2 需給シミュレーション

(2) 余剰電力および不足電力発生の様相

【図1 余剰・不足なし】火力の需給調整でバランスが取れている

【図2 余剰・不足発生】再エネ100%では大量の余剰電力・不足電力が発生



2.2 需給シミュレーション

(3) 余剰電力および不足電力発生防止（停電防止）

- 余剰電力および不足電力の発生を放置すると需給バランスが崩れて**停電**に繋がるため、対策が必要

- 需給調整（停電防止）には2つの方式がある。

〈蓄電方式〉

- 余剰電力を蓄電設備に**蓄電**
蓄電法：揚水ポンプアップ、蓄電池充電、水素・アンモニア製造等
- 電力不足時に蓄電設備から**放電**
- 1年を通じて蓄電量 = 放電量として、発電電力を有効に活用
一方で、大容量蓄電設備が必要となる

〈出力抑制 + BU電源方式〉

- 余剰電力が発生しないように**変動再エネの出力を抑制**（捨てる）
変動再エネの設備利用率が低下し、経済性悪化を招く
- 出力抑制によって発生する不足電力を別途用意した**BU電源により補充**
（尚、再エネ100%ではBU電源が無いいため本方式の適用は不可）

2.2 需給シミュレーション

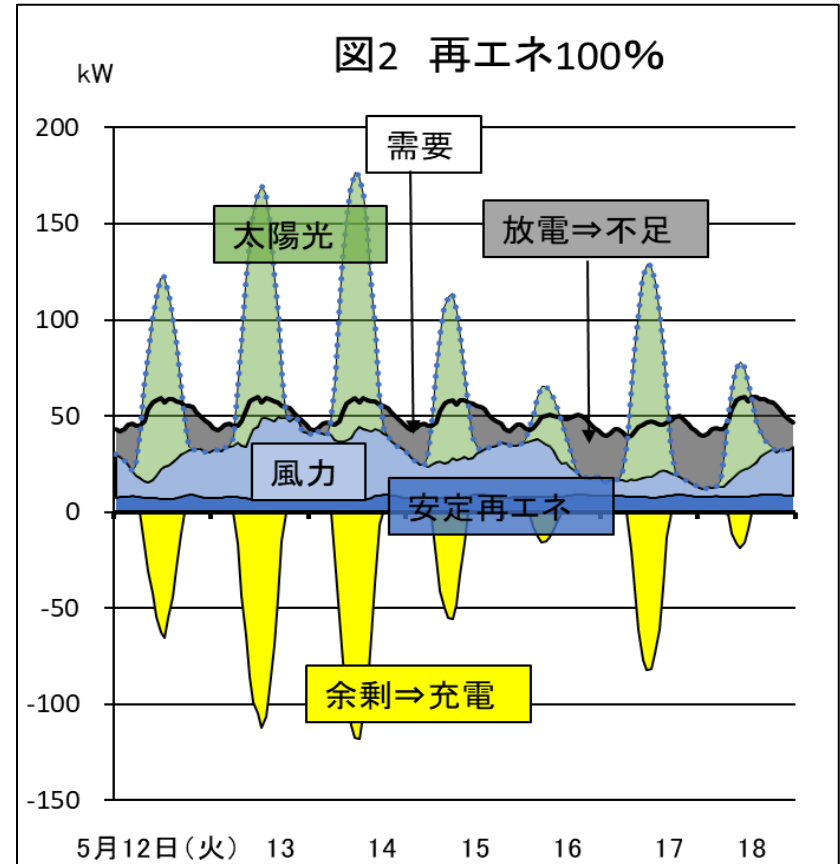
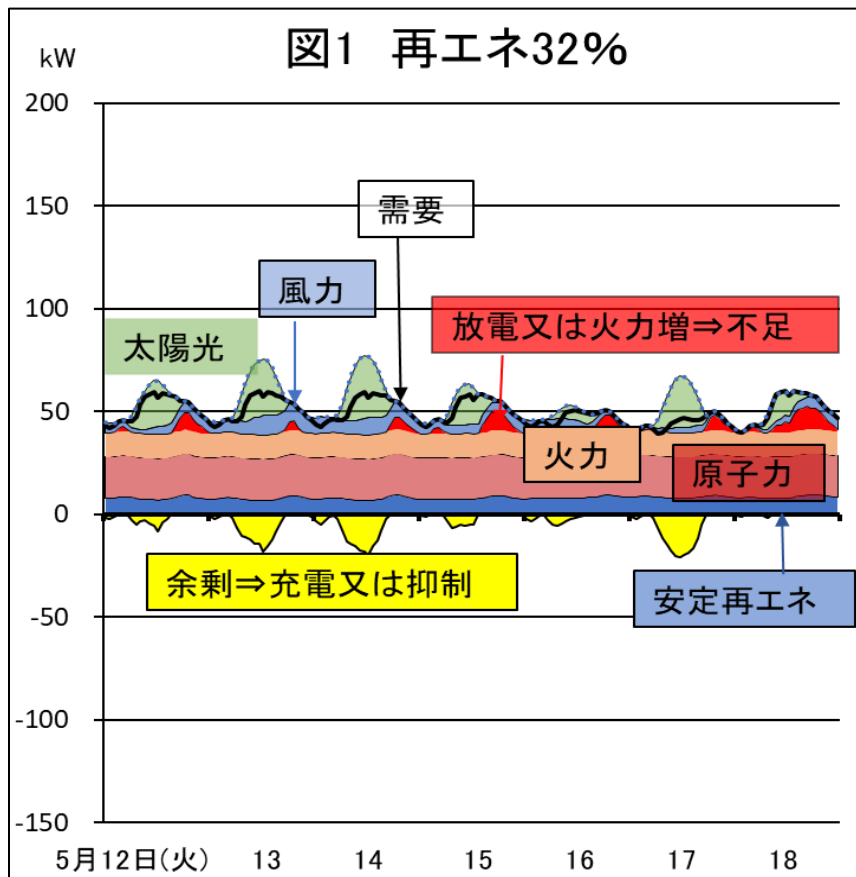
(4) 余剰電力および不足電力発生防止の様相

【**図1** 変動再エネ20% + 安定再エネ12% = **再エネ32%**】

〈蓄電方式〉または〈出力抑制 + BU電源方式〉の選択が可能

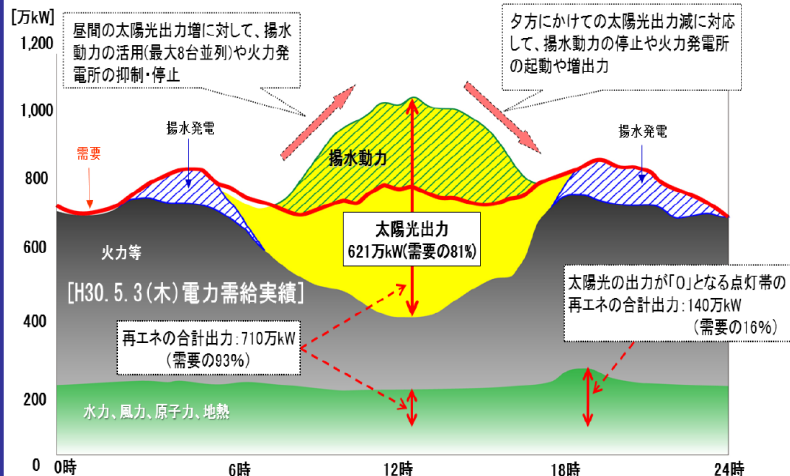
【**図2** 変動再エネ88% + 安定再エネ12% = **再エネ100%**】

BU電源が無い場合〈蓄電方式〉に限られる



(参考)九州電力の再エネ出力余剰対策事例

〔参考〕H30.5.3(木)の電力需給状況



2018年10月13日(土)昼過ぎ
 需要=828万kW
 火力抑制後の供給=1293kW
 揚水動力=-226万kW
 域外送電=-196万kW
 太陽光発電抑制=-43万kW

変動再エネ導入率約10%
 年間56回出力抑制

2020年3月29日(日)昼過ぎ
 需要=749万kW
 火力抑制後の供給=1318kW
 揚水動力=-181万kW
 域外送電=-209万kW
 太陽光発電抑制=-179万kW

変動再エネ導入率約13%
 年間60回出力抑制

出力の抑制等を行う順番

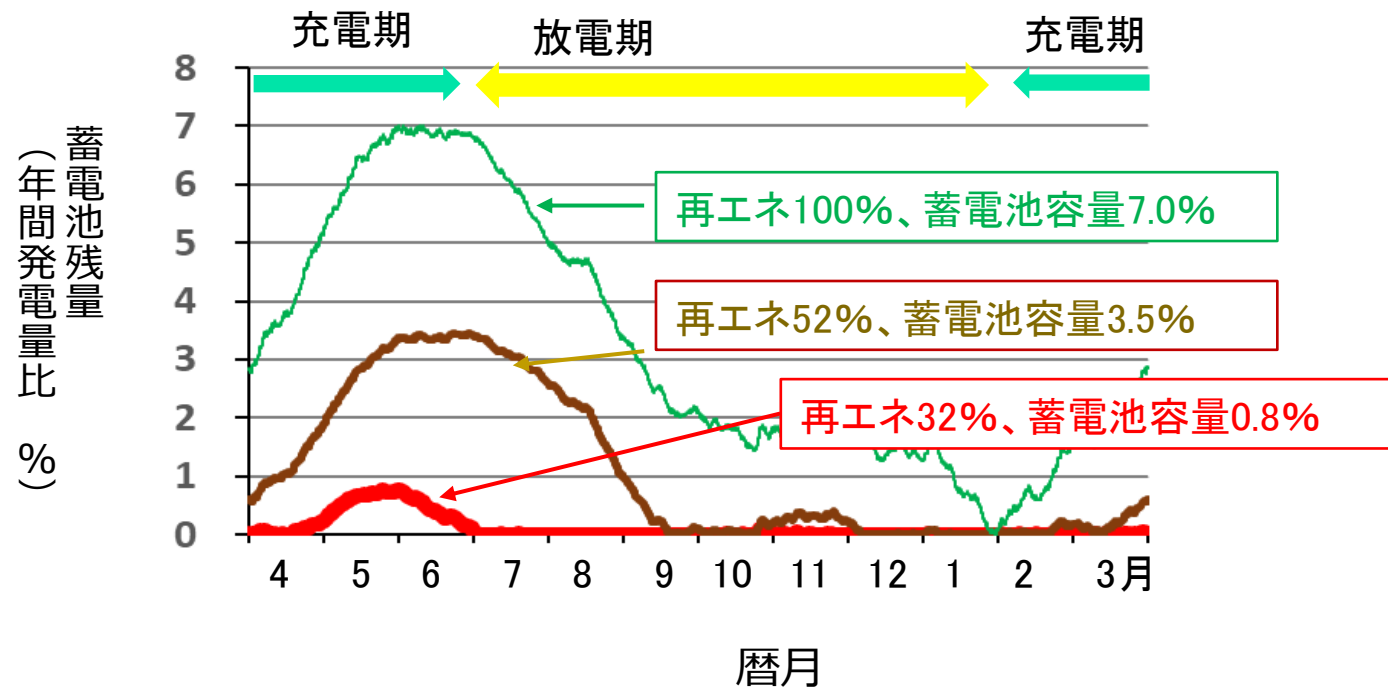
- ①揚水運転による再生可能エネルギーの余剰電力の吸収、火力発電等の出力制御
- ②連系線を活用した他地域への送電〔関門連系線の活用〕
- ③バイオマスの出力制御
- ④太陽光・風力の出力制御
- ⑤長期固定電源(水力、原子力、地熱)の出力制御

2.2 需給シミュレーション

(5) 〈蓄電池活用方式〉における必要な蓄電池容量

- 下図に1年間を通じての**蓄電池残量解析結果**を示す
 - ・ 日射量が多い春から夏に**充電**し、晩夏から冬に掛けて**放電**し**1年でバランス**。
 - ・ 下図において、**必要な蓄電池容量 = 最大蓄電池残量** である

(年間総発電量 1400TWh)



- 再エネ導入率100%の場合、**電気自動車60kWh x 16億台**相当の蓄電設備が必要
- 揚水発電の開発は、資源に限界があり大幅拡大は困難
- 余剰電力で水素・アンモニア製造 (水の電気分解) し、不足時に水素・アンモニア発電する方式が検討されているが、技術・コスト両面で見通しが得られていない

2.2 需給シミュレーション

(6) 必要な蓄電池容量およびBU電源発電量

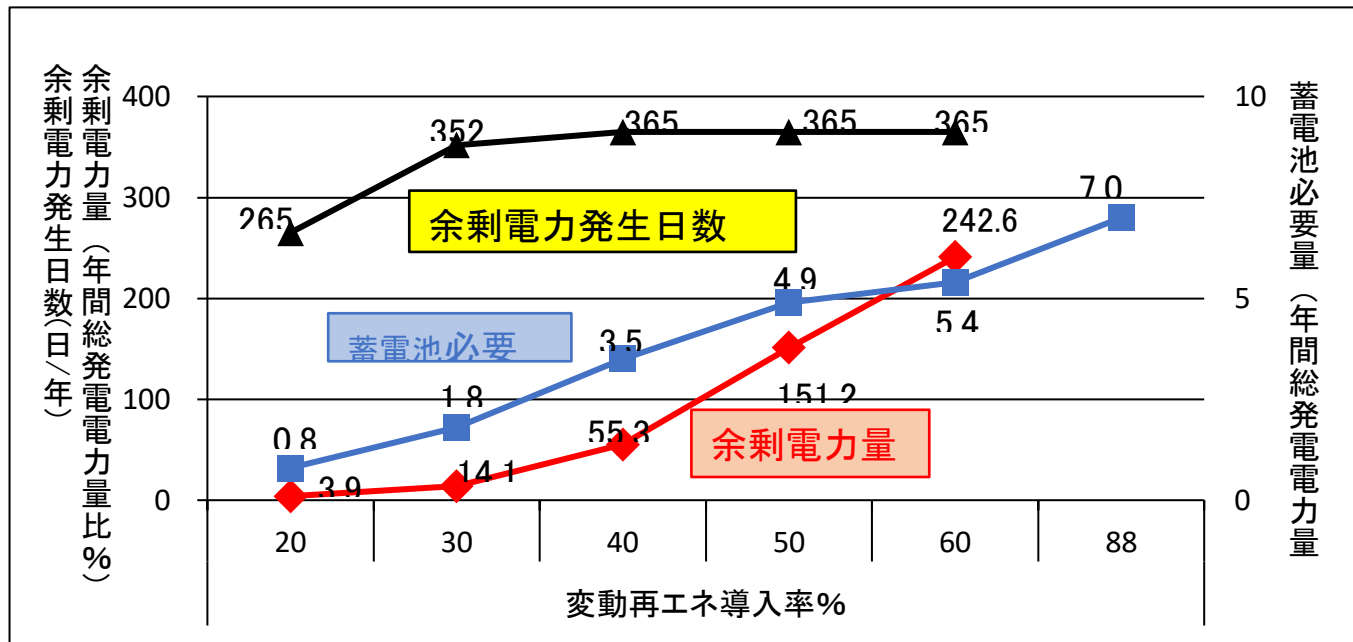
再エネ導入量%	32	42	52	62	72	100	
〈蓄電池活用方式〉							
蓄電池必要容量	%	0.8	1.8	3.5	4.9	5.4	7.0
	TWh	11.2	25.2	49.0	68.6	75.6	98.0
変動再エネ発電電力量%	20.0	30.0	40.0	50.0	60.0	88.0	
安定電源発電電力量%	80.0	70.0	60.0	50.0	40.0	12.0	
〈出力抑制 + BU電源（火力）方式〉							
余剰電力量	%	3.9	14.1	55.3	151.2	242.6	—
	TWh	54.1	197.5	773.9	2118	3396	—
変動再エネ発電電力量%	20.0	30.0	40.0	48.8	59.2	—	
安定電源発電電力量%	80.0	70.0	60.0	51.2	40.8	—	

*1 総発電電力量1400TWhに対する比率 %

2.2 需給シミュレーション

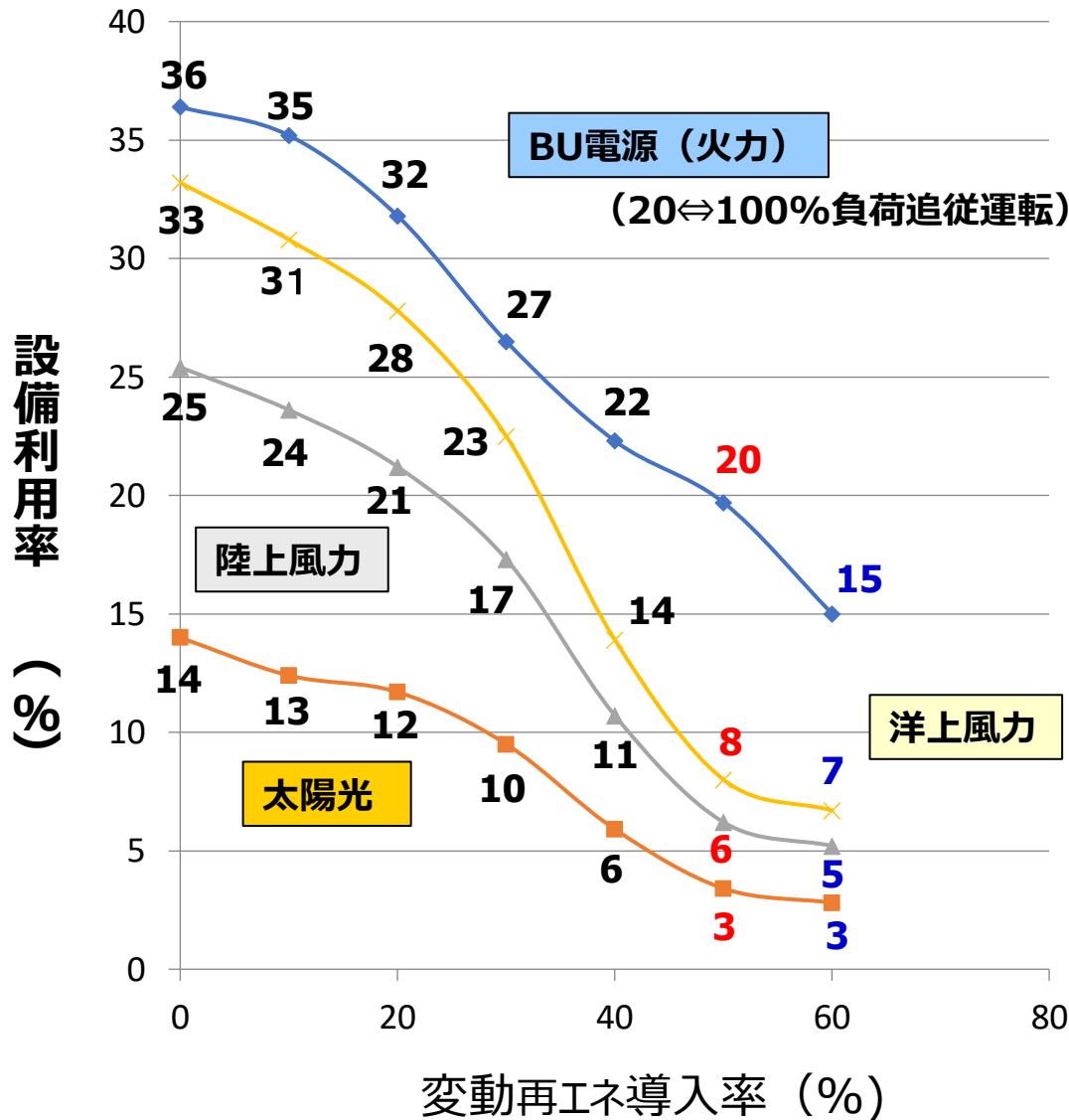
(7) 需給シミュレーション解析結果のまとめ

- **〈蓄電池方式〉** ⇒ (下図 “蓄電池必要量”参照)
 - ・ **安定電力供給**が期待できる
 - ・ **膨大な蓄電池**が必要、安価・高性能蓄電池の実用化が鍵
- **〈出力抑制+BU電源方式〉** ⇒ (下図 “余剰電力発生日数”および“余剰電力量”参照)
 - ・ 気象条件を考慮しつつ、1年を通じてほぼ**連日出力抑制運転**が必要
 - ・ 変動再エネ50%以上では余剰電力が**年間総発電量を超え**、非現実的



2.2 需給シミュレーション

(8) 変動再エネの導入限界 (〈出力抑止+BU電源方式〉の場合)



- 変動再エネ導入率50%においてBU電源 (火力) の設備利用率が20%に到達
・これ以上は**連続出力低下**運転が出来ない**限界値**
・変動再エネの設備利用率は**数%オーダーまで低下**
- 変動再エネを大幅に導入する場合は、**原子力の負荷追従運転**が必要となる。
- 導入率を増加させると
 - ・ BU電源の設備利用率が低下する
 - ・ 変動再エネの設備利用率も低下する**これが経済性低下の主原因となる。**

(1) 変動再エネ導入時の経済性評価

- 変動再エネに導入に伴い、**発電費用**に加えて電力需給調整および連系線増強などに要する**追加費用**が発生⇒次図参照

(注記) 経産省発電コスト検証WG報告書 (2021.9) には変動再エネ導入に伴うBU電源の設備利用率低下および揚水活用に伴う**追加費用**が試算されている。本WGでの試算は、経産省の試算結果を活用すると共に、可能な範囲において補正および追加したものである。

- 変動再エネ時の電力需給調整としては、下記2種類の方式を想定

〈蓄電池活用方式〉

- ・ 余剰電力を蓄電池に蓄電
- ・ 電力不足時に放電
- ・ 1年を通じて蓄電量 = 放電量としてバランス

〈出力抑制 + BU電源方式〉 (BU: Buck Upの略)

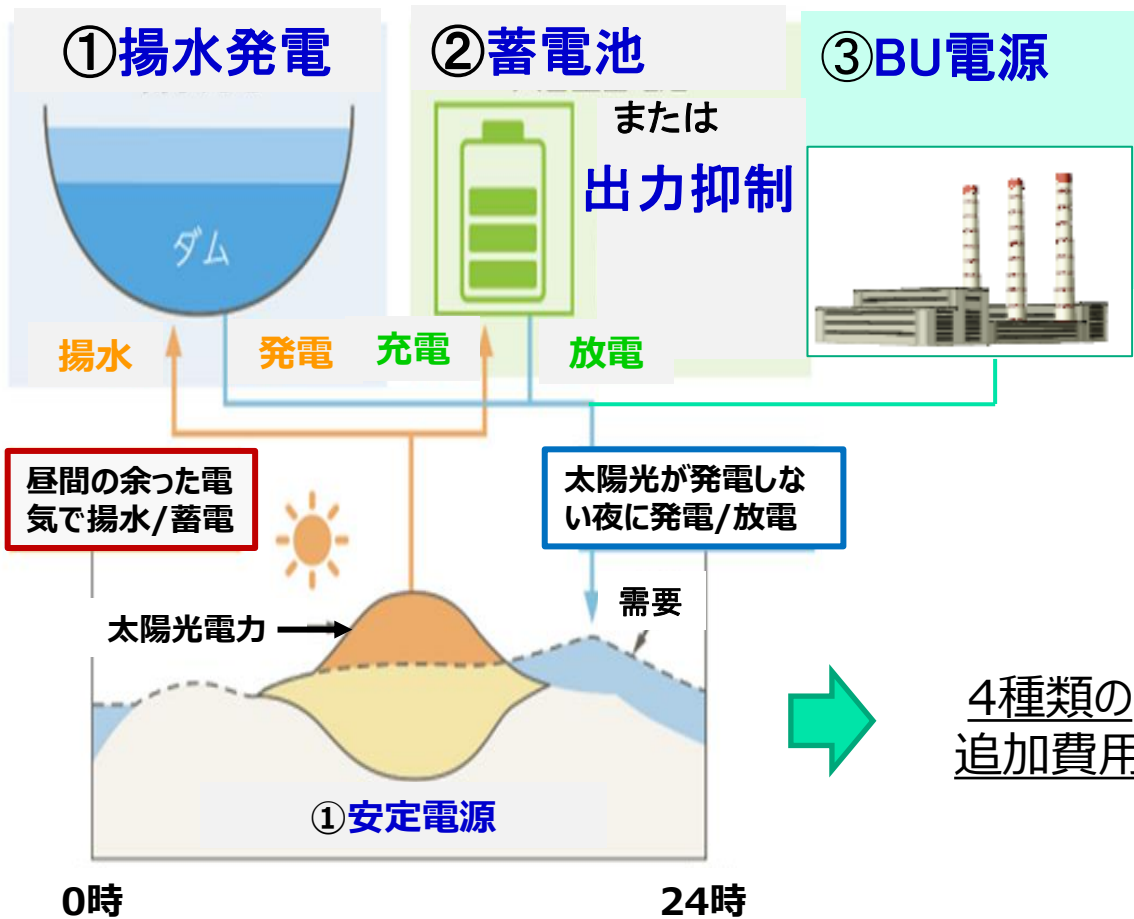
- ・ 変動再エネの出力を抑制して余剰電力の発生を防止
- ・ 出力抑制分を電力不足時にBU電源が補充
- ・ BU電源としてはLNG火力 (CCUS) を想定

- 追加費用は変動再エネ導入に伴って発生するため、変動再エネの発電コスト増加分として試算 (経産省発電コスト検証WG報告書 (2021.9) の試算例に同じ)

$$\begin{aligned} \text{変動再エネの総発電コスト} &= \text{発電コスト} + \text{追加コスト} \\ &= \text{発電コスト} + \text{追加費用} / \text{変動再エネ発電量} \end{aligned}$$

(2) 変動再エネ導入に伴う追加費用

【変動再エネ大量導入時の需給バランス（イメージ図）】



追加費用

- | | |
|---|---|
| ① | BU電源の出力変動運転および揚水発電活用による余剰電力最小化運転 ^(注1) |
| ② | (なお余剰電力発生の場合)蓄電池活用または変動再エネの出力抑制による余剰電力防止運転 |
| ③ | 電力不足防止のための予備電源増強 |
| ④ | 変動再エネ連系線増設 (偏在する変動再エネ電源と需要都市を結び活用拡大を図る) ^(注2) |

(注1) 参考資料: “発電コスト検証に関する取りまとめ(案)” 経産省、2021.9

(注2) 参考資料: 電力広域的運営推進機関マスタープラン資料

2.3 経済性評価

(3) 電源別発電コストと電源ミックスの発電コスト

■ 電源別発電コスト

電源	水力	バイオ	地熱	太陽光	陸上風力	洋上風力	原子力	LNG火力 (CCUS)
発電コスト (円/kWh)	11.0	29.9	16.7	11.2	14.7	25.9	8.5	14.0

- ・ 再エネ: 経産省発電コスト検証WG報告書(2021.9)2030年目標発電コストに同じ。
- ・ 原子力: 2050年までの達成目標 設備利用率 90%、稼働年数 80年 を想定
- ・ LNG火力(CCUS): "CCSを取り巻く環境"経産省 (2018.6) データを基に試算

■ 電源ミックスの発電コスト

電源	導入率 (%)					
変動再エネ	0	20	30	40	50	88
太陽光	0	10	15	20	25	44
陸上風力	0	5	7.5	10	12.5	22
洋上風力	0	5	7.5	10	12.5	22
安定再エネ (定格出力一定運転)	12% (水力7.5%、バイオ3.5%、地熱1%) 揚水を活用					
原子力 (定格出力一定運転)	44	34	29	24	19	0
LNG火力 (CCUS) (20⇔100%運転)	44	34	29	24	19	0
発電コスト (円/kWh)	11.9	12.8	13.3	13.7	14.2	15.9

【導入率】

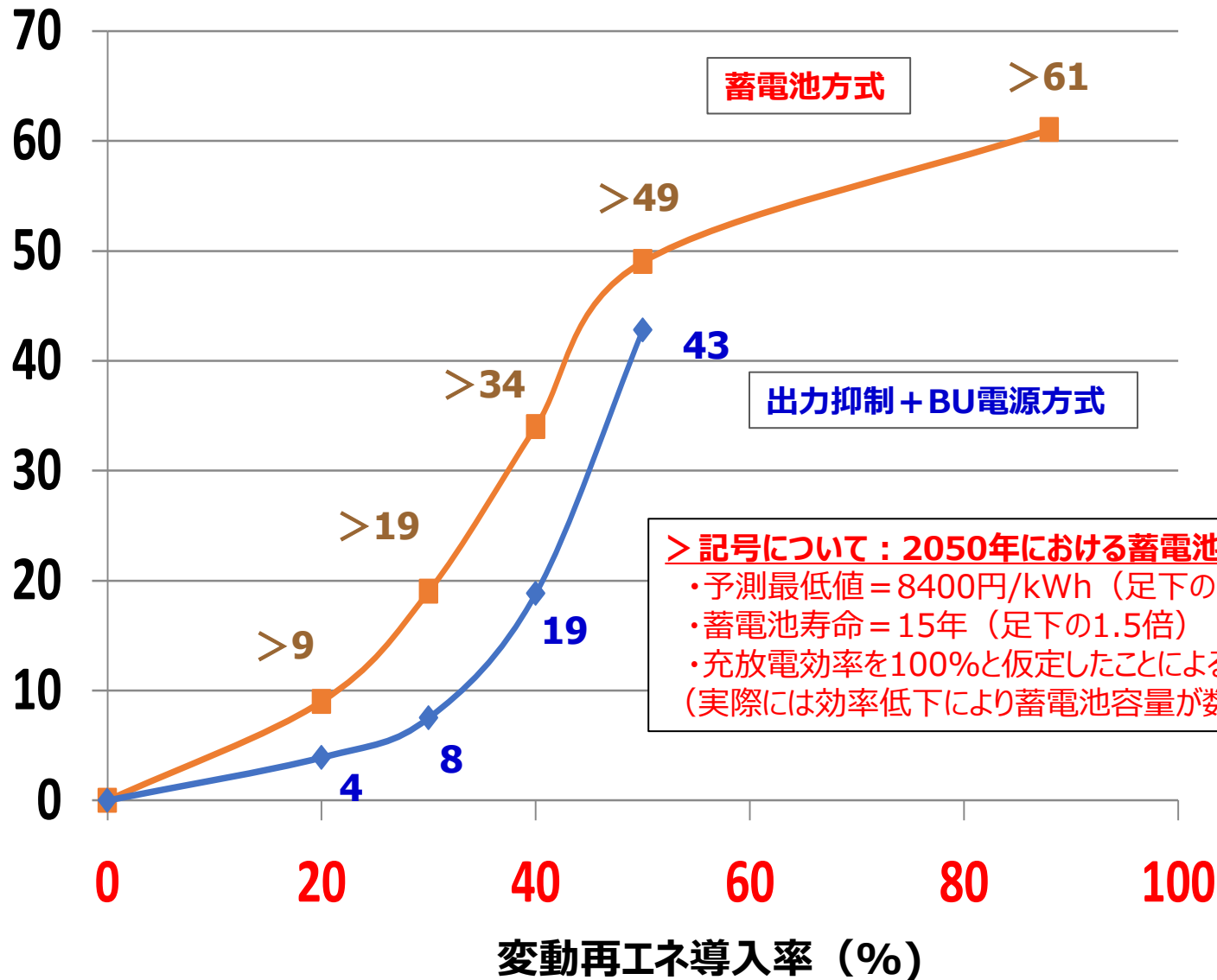
- ・ 変動再エネをパラメータとした
- ・ 太陽光：風力 = 1:1
- ・ 安定再エネは12%一定とした
- ・ 原子力：LNG火力 (CCUS) = 1:1

【発電コスト】

電源ミックスごとに電源別発電コストを導入率加重平均

(4) 変動再エネ導入に伴う追加費用

追加費用(兆円/年)



> 記号について：2050年における蓄電池コスト

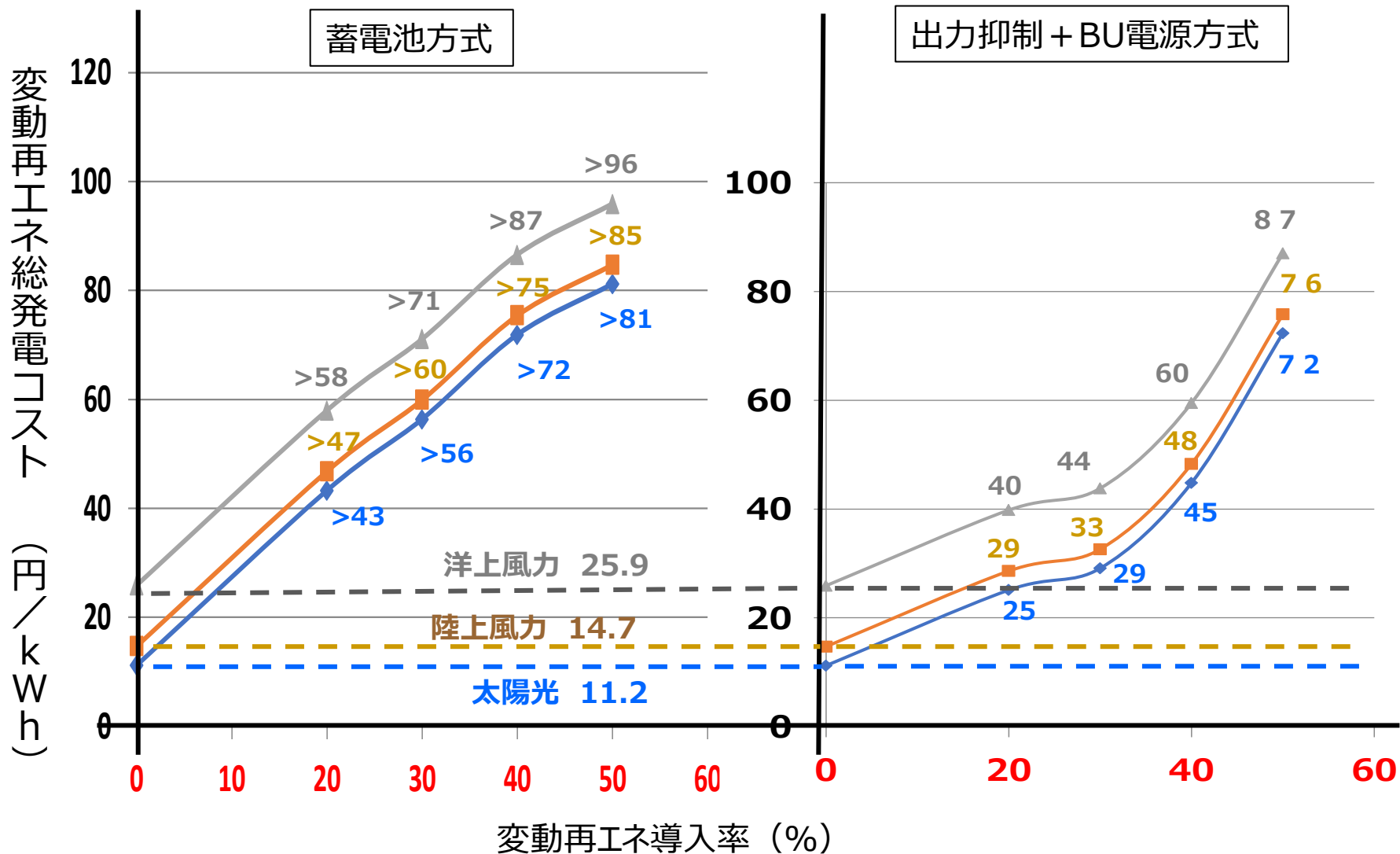
- ・予測最低値 = 8400円/kWh (足下の1/5)
- ・蓄電池寿命 = 15年 (足下の1.5倍)
- ・充放電効率を100%と仮定したことによる。

(実際には効率低下により蓄電池容量が数10%増加する。)

2.3 経済性評価

(5) 変動再エネの総発電コスト

変動再エネ総発電コスト = 発電コスト + 追加コスト (追加費用/変動再エネ発電量)



2.3 経済性評価

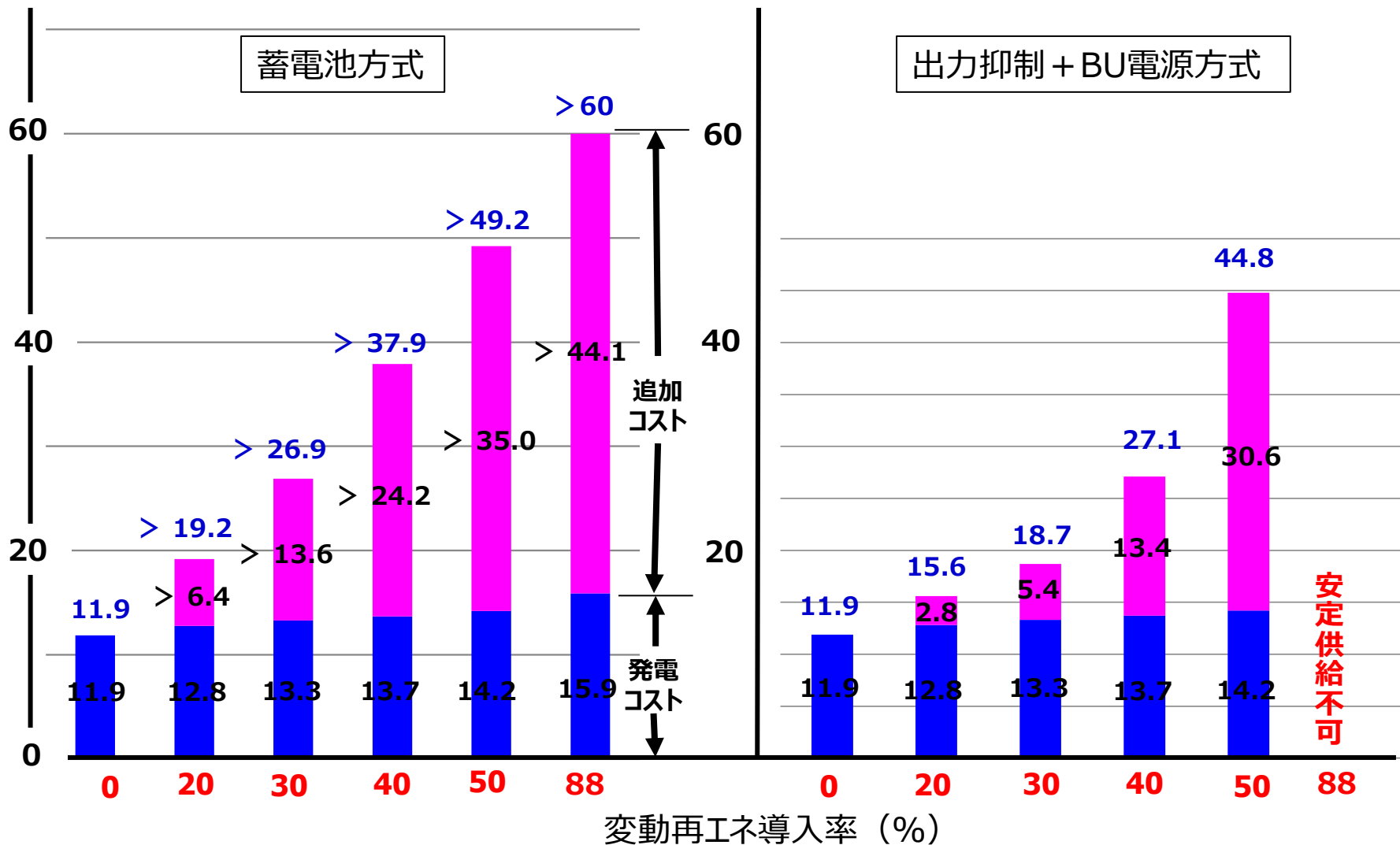
(6) 電源ミックスの平均総発電コスト

$$\begin{aligned} \text{平均総発電コスト} &= \text{発電コスト (2.3(3)参照)} + \text{追加費用 (2.3(4)参照)} / \text{年間総発電量 (1400TWh)} \\ &= \text{発電コスト} + \text{追加コスト} \end{aligned}$$

平均総発電コスト
(円/kWh)

蓄電池方式

出力抑制 + BU電源方式



2.4 我が国の再エネ資源（自然条件、社会制約）

- **安定再エネ**：第6次エネルギー基本計画における2030年目標発電量に同じとし、導入率**12%**と判断（2030年目標値が既に高い水準にある）
- **変動再エネ**：電力中央研究所の「受容性重視シナリオ」導入率**35%**と判断
環境省が示した「導入ポテンシャル」をベースに
 - ①土地・海域利用に関わる法規制の影響を受けにくい地域に優先的に導入
 - ②地域住民や農業など他の土地利用との競合を避けながら最大限の導入

		年間発電量 1400TWh		
電源		設備容量 (GW)	発電電力量 (TWh/年)	導入率 (%)
安定再エネ	水力	54	105	7.5
	地熱	2	14	1
	バイオ	8	49	3.5
	小計	64	168	12
変動再エネ	太陽光	217	260	18.5
	陸上風力	41	91	6.5
	洋上風力	47	140	10
	小計	305	491	35
再エネ	合計	369	659	47

〈参照文献〉

- [1]環境省地球温暖化対策課調査 2020.3「わが国の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル」
- [2]総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第34回 2020.12.14 電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」

2.5 変動再エネの導入量限界

■ 「安定供給」解析結果

〈蓄電池活用方式〉

- ・ 電力安定供給が期待されるが、大容量の蓄電池が必要

〈出力抑制 + BU電源方式〉

- ・ **50%以上の変動再エネ導入は困難**（火力の連続最低出力20%運転による余剰電力を吸収できる限界を超える）

■ 「経済性」試算結果

〈蓄電池活用方式〉（蓄電池技術の大幅向上を見込んだ試算結果）

- ・ 電源ミックス平均総発電コストが**導入率20%で7円/kWh以上上昇**
- ・ 画期的な**安価・大容量蓄電技術**が必須である。

〈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導入率**20%**の場合でも**約4円/kWh上昇**

■ 「自然条件・社会制約」調査結果 ⇒ **安定再エネ 12%、変動再エネ 35%が限界**

- ・ 安定再エネ資源は第6次エネルギー基本計画値が限界と判断し**12%**
- ・ 我が国は平地および遠浅海域が少なく、変動再エネ資源に乏しい。
各種制約を避けつつ最大限に導入を図るシナリオにおいても**導入率上限値は35%程度**（太陽光18.5%、陸上風力6.5%、洋上風力10%）

- 【結論】
- ・ 我が国の**産業競争力堅持**のための経済性の視点から**〈出力抑制 + BU電源方式〉、変動再エネ導入率20%、発電コスト約4円/kWh上昇が許容限界**と判断される
 - ・ 将来における余剰電力有効活用のためには**革新的蓄電技術開発**が不可欠

- 第2章では、再エネ導入に伴う3つの課題(安定供給、経済性、我が国の再エネ資源)を定量的に評価し、**2050年における再エネ導入量は経済性を重視し、32%(安定再エネ12%、変動再エネ20%)程度が限界**であるという結論を得ました。
- 上記の結果を受け、本章ではより広い視点から**2050年における電源ミックス(再エネ、原子力、火力の組合せ)のあるべき姿**を検討しました。
尚、火力としては石炭火力、LNG火力、石油火力があり、脱炭素方法としてはCCUS、水素燃料、アンモニア燃料などがあり、将来の選択は技術開発や経済性に委ねられるが、ここではLNG(CCUS)を代表としました。
- 社会の一部には**変動再エネの大規模導入に期待する意見**がありますが、下記の様な制約があることを付記します。
 - ・ 我が国の自然環境・社会制約から**35%程度が限界**
 - ・ まして**再エネ100%の実現は不可能**です。

3.1 2050年電源ミックス検討の基本的視点

■ 2050年カーボンニュートラルに向けて、脱炭素化に偏らず、**国益の確保と「S+3E」の達成**を基本的視点とした電源ミックスを検討しました。

■ **国益の確保**：経済活動と国民生活の基礎である電力インフラの安定的確保。

- ・エネルギー資源高騰、電力逼迫、ロシアのウクライナ侵略に伴うエネルギー危機、欧米における原子力回帰の動向など中長期の国内外情勢への対応
- ・再エネ機器や鉱物資源の中国リスクを最小化
- ・エネルギー安全保障：電源を多様化し、リスクを最小化
- ・経済安全保障：電力インフラのサプライチェーンの維持
- ・技術自給率：世界最高レベルの技術の堅持と世界へ貢献

■ **「S+3E」**：脱炭素に偏らず、バランスを重視。

S：安全確保は大前提

E1：エネルギー自給率向上、電力の安定供給

E2：国民生活と産業競争力を堅持する経済性

E3：脱炭素化による気候変動問題の解決

3.2 再エネ、原子力、火力の比較・評価

■「**基本的視点**」に沿って、3電源の強み(青字)、課題・リスク(赤字)の比較・評価を下表に示します。

	再エネ(変動再エネ)	原子力	LNG(CCUS)
国益	太陽光パネル、風力発電機導入について中国リスク大。国産化が鍵	国産エネルギーとして優位	国産エネルギーとして国内炭素貯留の開発が鍵(海外依存リスク最小化)
安全性	安全な廃棄物処分が鍵	再稼働プラントの安全性は実証済み	安全なCCUS貯留技術開発が鍵
安定供給	変動性の解決に蓄電池、BU電源が不可欠	安定ベースロード電源として優位	需給調整に不可欠
経済性	発電コスト、追加コストの大幅低減が鍵	低コスト電源として優位	低コスト化(CCUS開発)が鍵
脱炭素	優位	優位	脱炭素化(CCUS開発)が鍵
国民理解	優位	核燃料サイクルも含め、国民理解獲得が鍵	安定電源として定着

3.3 「調和電源ミックス」の検討

■ 望ましい電源ミックスのありかた

- ・ 国益確保と「S+3E」を満足する単独の電源はありません。
- ・ 第2章において再エネ導入適正值は32%程度であり、100%再エネは不可能であることを示しました。
- ・ 原子力は、脱炭素電源としての優位性が高い(発電時のCO₂発生がゼロ)ことに加え、福島原子力事故時前にベースロード電源として34%を安定供給し、新規制基準により安全性は格段に向上しています。
- ・ 火力(LNG(CCUS))は変動再エネの負荷調整、また不足電源バックアップとして欠かせません。また、余剰電力貯蔵として水素などを選択した場合にも発電としても必要になります。
- ・ 以上より、電源の多様化の観点からも、再エネも原子力も火力も量的に同程度となる発電電力量比率それぞれ1/3とする調和電源ミックスが最適と考えられ、その電源構成を次表に示します。

- ### ■ いずれの電源も克服すべき課題を抱えており、その進捗によって比率は変動し、またエネルギー情勢の変化もあるので、「1/3」は確定値ではなく、「30~40%」と柔軟に考えたい。

3.4 「調和電源ミックス」

① 蓄電池方式

■ 蓄電池方式の場合の2050年の「調和電源ミックス」を下表に示します。余剰、不足対策として大容量蓄電池（11.2TWh）が必要になります。この蓄電池容量はEVの蓄電池(60kWh)の約1.8億台に相当します。

■ 8月および1月に発生した曇天・無風期間における安定供給は、LNG火力（CCUS）により対応することとしました。

電源		設備容量 (GW)	年間総発電量		構成 比率
			導入率 (%)	電力量 (TWh)	
安定再エネ		61	12	168	1/3
変動 再エネ	太陽光	114	10	140	
	陸上風力	31	5	70	
	洋上風力	24	5	70	
LNG火力（CCUS）		174	34	476	1/3
原子力		60	34	476	1/3
合計		464	100	1400	1

3.4 「調和電源ミックス」

② 出力抑制＋BU電源方式

■出力抑制＋BU電源方式の場合の2050年の「調和電源ミックス」を下表に示します。

■変動再エネの設備容量は出力抑制分を見込み大きくなります。

■LNG火力(CCUS)の設備容量は、8月および1月に発生した曇天・無風期間の安定供給で決まるため、「蓄電池方式」の場合と同等になります。

電源		設備容量 (GW)	年間総発電量		構成 比率
			導入率 (%)	電力量 (TWh)	
安定再エネ		61	12	168	1/3
変動 再エネ	太陽光	136	10	140	
	陸上風力	37	5	70	
	洋上風力	29	5	70	
LNG火力 (CCUS)		171	34	476	1/3
原子力		60	34	476	1/3
合計		494	100	1400	1

3.4 「調和電源ミックス」

③ 〈蓄電池方式〉と〈出力抑制＋BU電源方式〉の比較

■ 〈蓄電池方式〉

- ・ 変動再エネの**発電量を有効に活用**することができます。
- ・ 一方で、**大容量蓄電池**が必要となります。経済性評価では、蓄電池技術の大幅向上を想定して、単価を8,400円/kWh、寿命を足元の1.5倍で試算しましたが、今後の**革新的な技術開発と更なる原価低減が必要**です。再エネ余剰電力で**水素やアンモニアを作って蓄電する方法**が検討されていますが、工学的データが乏しいため今回は検討対象外としました。

■ 〈出力抑制＋BU電源方式〉

- ・ 出力抑制により**変動再エネの設備利用率が低下**します。
 - ・ 変動再エネを大幅に導入する場合は、**安定電源（火力および原子力）の設備利用率大幅低下**を随伴します。
 - ・ 変動再エネを20～50%導入する場合は、蓄電池方式より**経済性に優れて**います。
- 将来においては両方式の併用になると考えられます。

3.5 「調和電源ミックス」の実現に向けた課題

(1) 主要課題

■「調和電源ミックス」の実現はこれまでに経験したことのない厳しい挑戦であり、政府の強いリーダーシップのもと、明確で実行可能なエネルギー政策(エネルギー基本計画)を提示し、産官学の総力を結集して取り組む必要があります。

■日本が厳しい国内外のエネルギー情勢の中で国家として生き残るために、国益を如何に確保するか¹の視点が欠かせません。この観点に立てば、エネルギー安全保障と経済安全保障がすべてに優先し、同様に国際競争力を維持するために経済性も同等に重要です。

■2050年カーボンニュートラルへの取り組みは開発の進展状況を見究め、電力安定供給、経済性等を勘案しつつ着実かつ冷静に進めることが重要と考えられます。

■経済安全保障としては、技術や燃料・資源の海外依存(中国リスク等)極小化を図り、電力インフラのサプライチェーンの確保、高いエネルギー自給率と技術自給率が不可欠です。

3.5 「調和電源ミックス」の実現に向けた課題

(2) 電源別課題(変動再エネおよび原子力)

■変動再エネ

- ・ 太陽光導入量は現状でほぼ限界です。太陽光:風力比率は1:1が望ましいので、今後は**浮体式洋上風力の国産化**に注力することが重要。
- ・ **安価・大容量電池の国産実用化**が欠かせません。
- ・ 変動再エネ技術は世界レベルから取り残されています。
- ・ 経済安全保障(含中国リスク)の視点からも「**洋上風力発電機器や大容量蓄電池の国産化**」が重要です。

■原子力

- ・ **再稼働の加速、稼働率90%、80年運転の実現**
- ・ 2050年発電容量1/3には新設36GW(大型軽水炉28基)が必要。
サプライチェーン再構築の為、**新增設・リプレースの号令待ったなし。**
- ・ **規制改革**:安全性および経済性の両立を目指す国際標準に則った科学的・合理的規制への改革が必須。
- ・ **国民の理解促進**:政府による原子力長期活用方針の明確化、社会へ科学的で正確な情報発信が重要。
- ・ **バックエンド問題の解決**:特に、プルサーマル推進、高レベル放射性廃棄物最終処分地の決定。

3.5 「調和電源ミックス」の実現に向けた課題

(3) 電源別課題(火力)

■火力

- ・火力(天然ガスおよび石炭)の長期活用方針を、エネルギー安全保障、安定供給、技術・経済性、国際貢献などの観点から提示。
 - ・安全・大容量CO₂貯留技術の国産自主開発が「鍵」
 - + 経済性: 本提言ではLNG火力(CCUS)発電コスト14円/kWhと経産省公開データ^(注1)^(注2)を基に試算したが、工学データは乏しい
 - + 開発計画を明確にすべき: 全国貯留層賦存量1460億トンCO₂のデータはあるが^(注1)商用化に向け開発計画を国が主導すべき
 - + CO₂国内処分が基本: 安全保障上の重要技術である。
- (注1) “CCSを取り巻く状況” 経済産業省、H30.6. 11
- (注2) “基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告”
経産省発電コスト検証WG、R3.9
- ・低負荷(20%)運転のための設備改造技術開発と改造費用負担の明確化が必要。

第4章 まとめ

■国内外のエネルギー情勢はますます厳しくなるなか、我が国を根底から支えるエネルギー・環境政策は政府の責任あるリーダーシップと舵取りのもとに推進することが肝要です。

■本提言は、第6次エネ基の基本方針である変動再エネ(太陽光、風力)の最優先、最大限の導入に関し、変動再エネ導入にともなう電力需給バランスと経済性を定量的に評価し、その結果、再エネ導入比率の適正值は32%程度であることを明らかにし、2050年電源ミックスとして再エネ・原子力・LNGそれぞれ30~40%の「調和電源ミックス」を提案しました。また、再エネ100%、原子力ゼロは選択肢になりえないことも示しました。

■この電源ミックスの実現のためには乗り越えるべき課題は多く、発電コストの一層の低減は言うまでもなく、革新技術開発、経済安全保障、国民の理解促進等について、政治主導の下に産官学の総力を挙げた取り組みが欠かせません。