



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2050年日本における100%自然エネルギーの電力システムシステム実現に向けて 提案と調査結果

2023年11月28日

公益財団法人 自然エネルギー財団
木村誠一郎



- 世界的に進む電力システムを強化する取り組み
- OCCTOマスタープラン
- 100%自然エネルギーの電力システム



- 世界的に進む電力系統を強化する取り組み
- OCCTOマスタープラン
- 100%自然エネルギーの電力システム

自然エネルギー財団における系統に関する研究

2011

- ・ アジアスーパーグリッド構想の提案



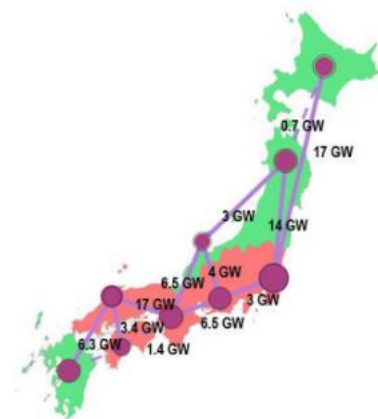
2015-
2018

- ・ アジアスーパーグリッドに関する具体的研究
(アジア国際送電網研究会)



2020-
2023

- ・ 国際連系を含めた系統強化に関するシミュレーション研究
(自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会)



自然エネルギー財団における系統に関する研究



自然エネルギーによる脱炭素化のための
送電網のあり方

公益財団法人自然エネルギー財団

2023年4月

●自然エネルギーによる脱炭素化のための送電網研究会

座長 高橋 洋 法政大学 社会学部 教授

委員 加藤 仁 日本風力発電協会 代表理事（当時）
 橘川 武郎 国際大学 学長
 辻 隆男 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授
 松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授
 分山 達也 東京工業大学 環境・社会理工学院 准教授
 大林 ミカ 自然エネルギー財団 事業局長

オブザーバー

岡本 浩 東京電力パワーグリッド 取締役副社長
三輪 茂基 ソフトバンクグループ CEOプロジェクト室室長

COP26を契機に始まったイギリス政府とインド政府のイニシアティブ



No Transition Without Transmission



Grids are essential to energy transition

Trillions need to be invested


The world cannot afford to wait

Collaboration and shared learning is needed to accelerate the build out

<https://www.greengridsinitiative.net/> lucy@climateparl.net

出典:GGIウェブサイト


国連機関(UNSCAP)によるGreen Power Corridor研究




ESCAP
Economic and Social Commission
for Asia and the Pacific

Green Power Corridor Case Study: North-East Asia

- Green Power Corridor Road Map for NEA serves as a **practical application** of the Framework in a **sub-regional context**.
- **A set of incremental, time-bound and concrete steps** towards establishing an institutional & political cooperation base to support long-term development of cross-border clean power trade.
- **A long-term pathway** towards regional power grid connectivity that enables faster energy transition while boosting economic growth & energy security.
- **Modelled impact of different connectivity scenarios** (Asian Super-Grid, NAPSI, NEAEI, plus a synthesis case) on decarbonization efforts



The map shows a network of red lines representing power corridors connecting major energy sources and demand centers in North-East Asia. Key locations include Irkutsk, Ulaanbaatar, Beijing, Qin, Shaanxi, and Sakhalin. Distances are marked along the routes, such as 520km from Irkutsk to Ulaanbaatar and 1130km from Ulaanbaatar to Beijing. The map also shows the Gobi Desert and the Lena River.



The diagram illustrates a power flow plan for 2050 in GW. It shows various power sources and their connections to demand centers. Key sources include solar and wind power in Mongolia's Gobi Desert, hydro power in the Lena River, and wind power in Sakhalin. Demand centers are shown in China and Japan. Power flows are indicated by arrows with numerical values representing GW, such as 20 GW from the Gobi Desert to China and 16 GW from the Lena River to China.

出典: https://www.unescap.org/sites/default/d8files/event-documents/Green%20Power%20Corridor%20Framework%20and%20Roadmap%20for%20North-East%20Asia_Matthew%20Wittenstein%2C%20ESCAP.pdf

BREXIT以降も、英国を含めた欧州全体で送電網強化の動きは継続



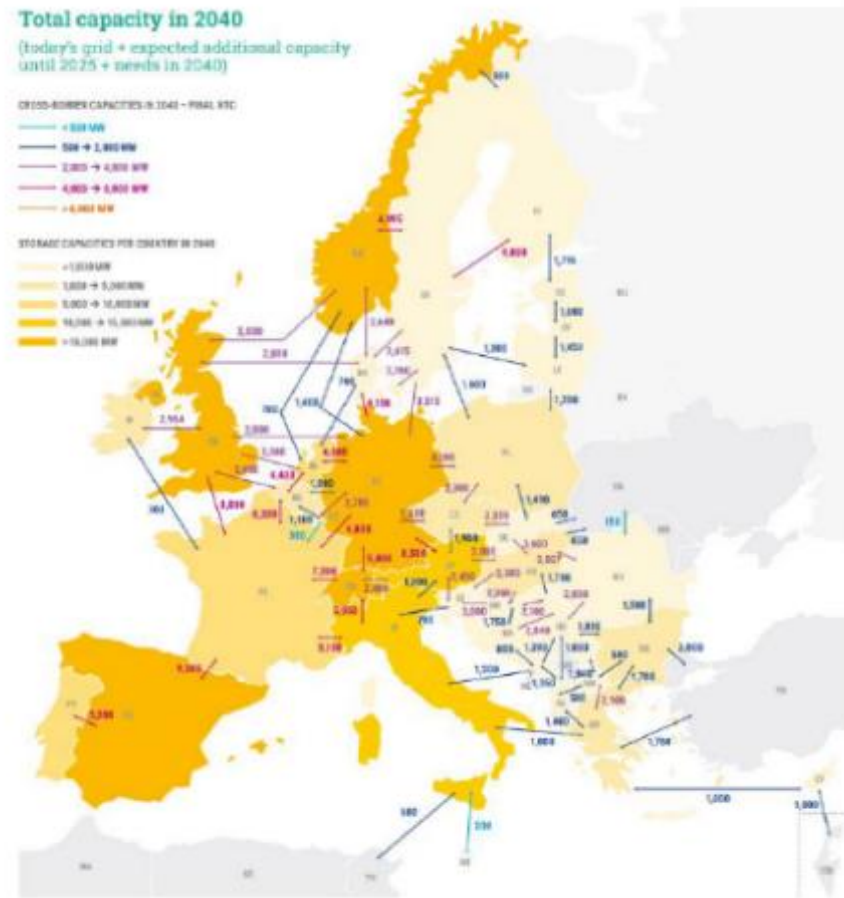
Total capacity in 2040

(today's grid + expected additional capacity until 2025 + needs in 2040)

DEED-BORDER CAPACITIES IN 2040 - FINAL SET

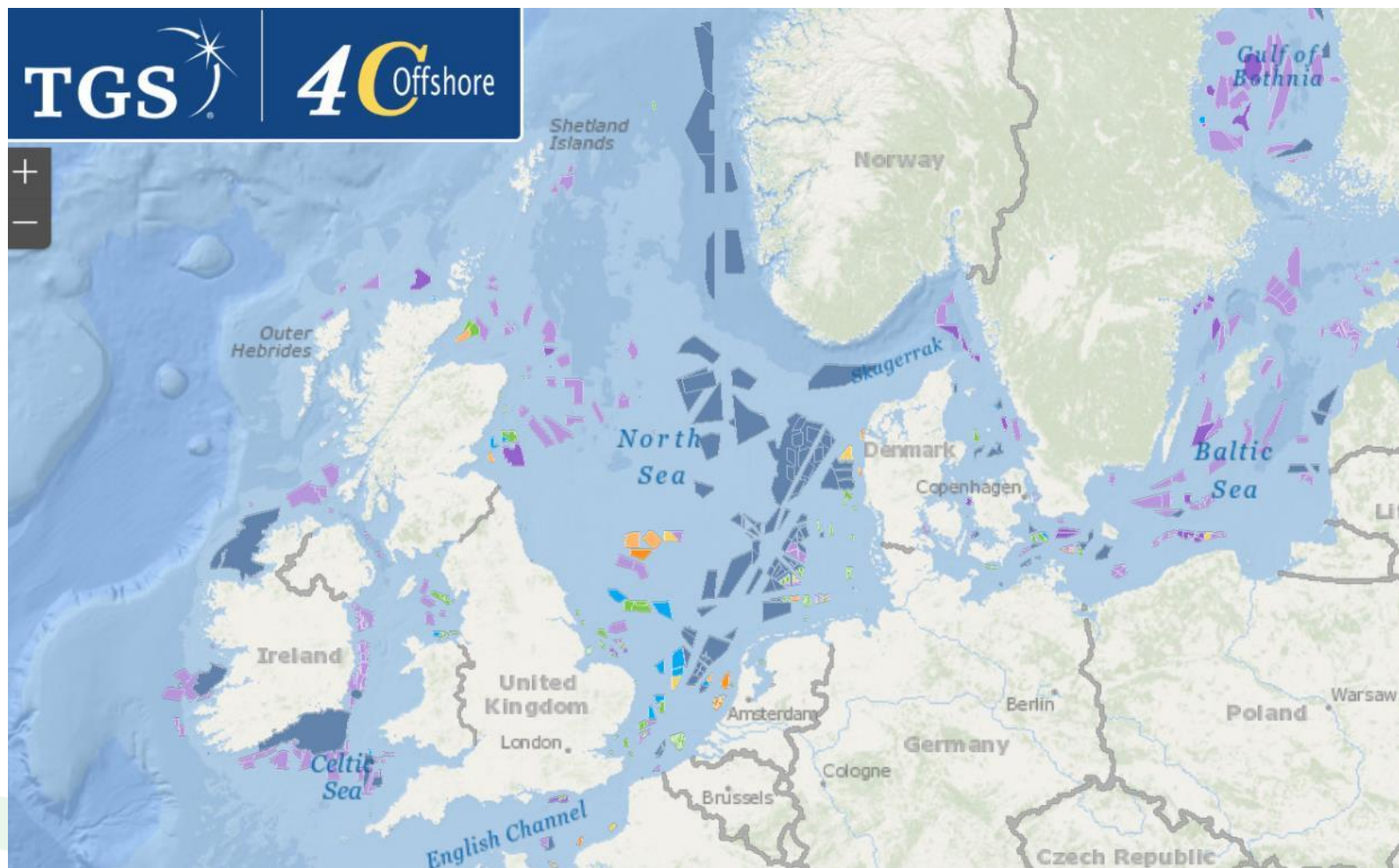


STORAGE CAPACITIES FOR COUNTRIES IN 2040



出典: ENTSO-Eウェブサイト

送電線増強を促すドライバーの一つが洋上風力の拡大



出典:4C offshoreウェブサイト

洋上風力アクセス線を国際連系線とする取り組みなども進む

図 73 : Kriegers Flak Combined Grid Solution の洋上風力と送電線の位置



KRIEGERS FLAK – COMBINED GRID SOLUTION

- CGS project (interconnector)
- Converter station (AC/DC)
- 400 kV substation (AC)
- 220 kV substation (AC)
- 150 kV substation (AC)
- 220 kV cable
- 150 kV cable

出所 : Energinet (n.d.)

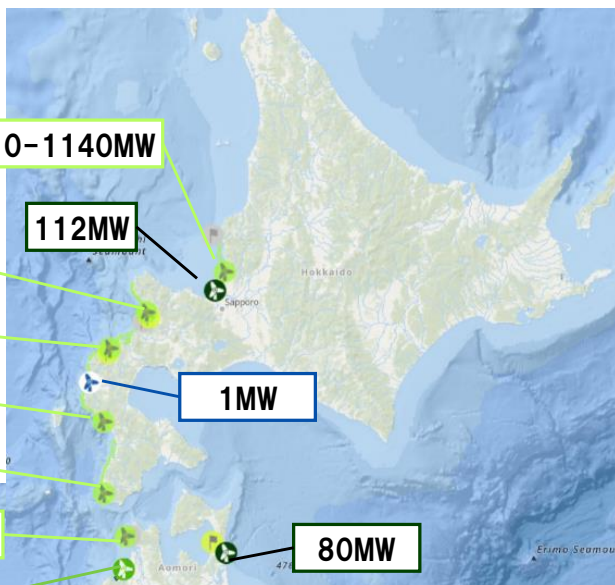
図 75 : 英国・オランダ間の国際連系線構想



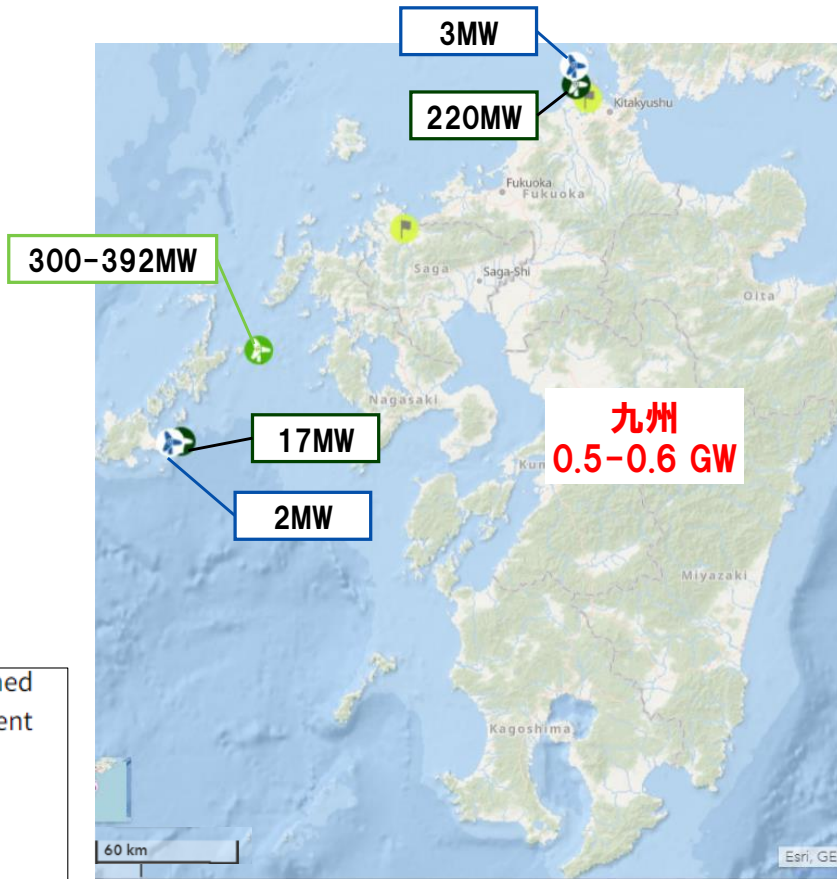
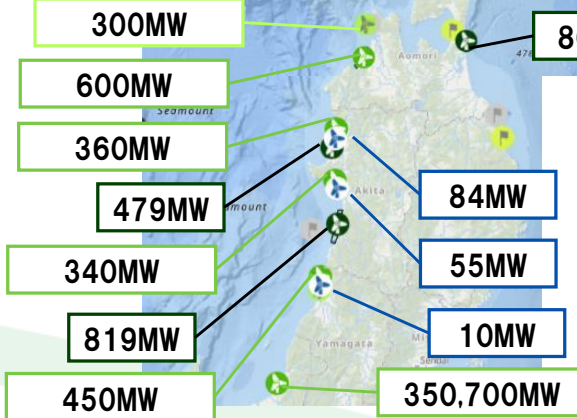
出所 : BEIS (2021) p.35

日本における洋上風力の導入状況と電力系統の状況

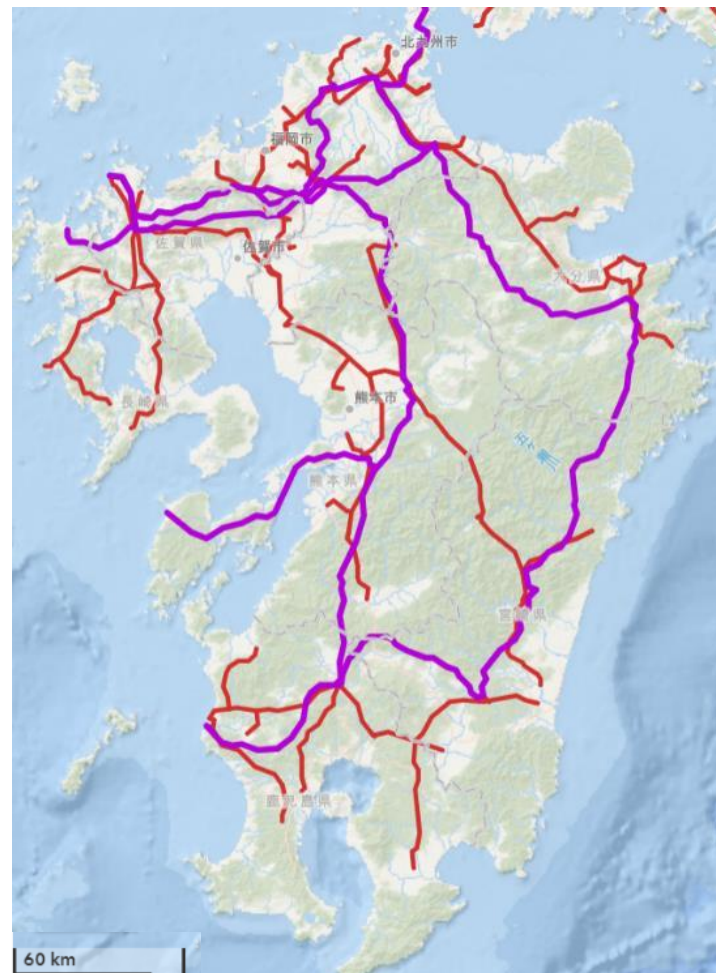
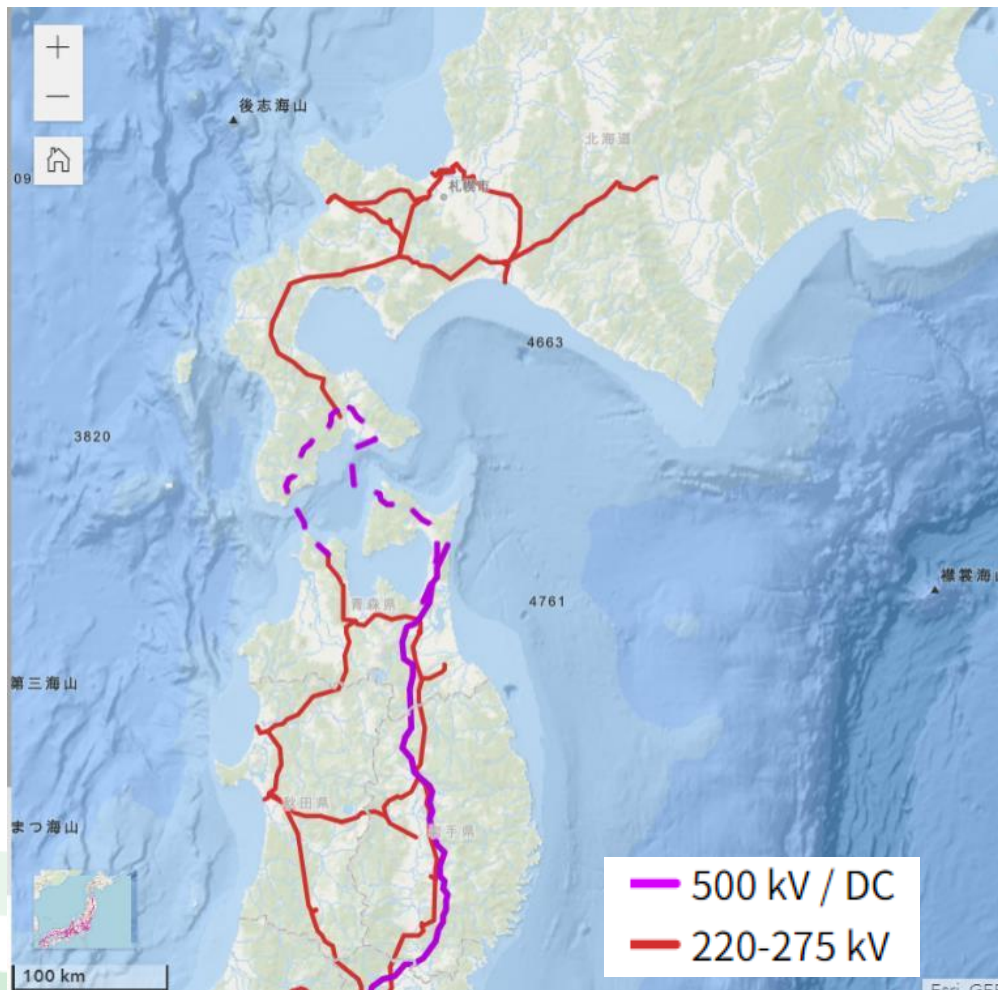
北海道
3.2-4.0 GW



東北
4.6 GW



日本における洋上風力の導入状況と電力系統の状況





- 世界的に進む電力システムを強化する取り組み
- OCCTOマスタープラン
- 100%自然エネルギーの電力システム

第6次エネルギー基本計画の議論で整理された“参考値”

2050年における各電源の整理（案）

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 こうした課題への対応を進め、<u>2050年には発電電力量（※1）の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）として</u>はどうか。
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS /カーボンサイクルと併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
イノベーションが必要な電源	火力	<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 CCUS /カーボンサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサプライチェーンを構築にも取り組む。 産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値（※2）とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

148

シナリオ設定

		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
需 要		<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの約 8 割を再エネ電源近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の約 8 割が可制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの約 2 割を再エネ電源近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の約 2 割が可制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 ■ 約260GW (※1) 陸上風力 ■ 約41GW (※1) 洋上風力 ■ 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 ■ 約260GW (※1) 陸上風力 ■ 約41GW (※1) 洋上風力 ■ 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 ■ 約260GW (※1) 陸上風力 ■ 約41GW (※1) 洋上風力 ■ 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス ■ 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱
電 源 構 成	火 力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定

注) 長期展望は、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

※ 1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

出典：https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/230329_choukihoushin_sakutei.html

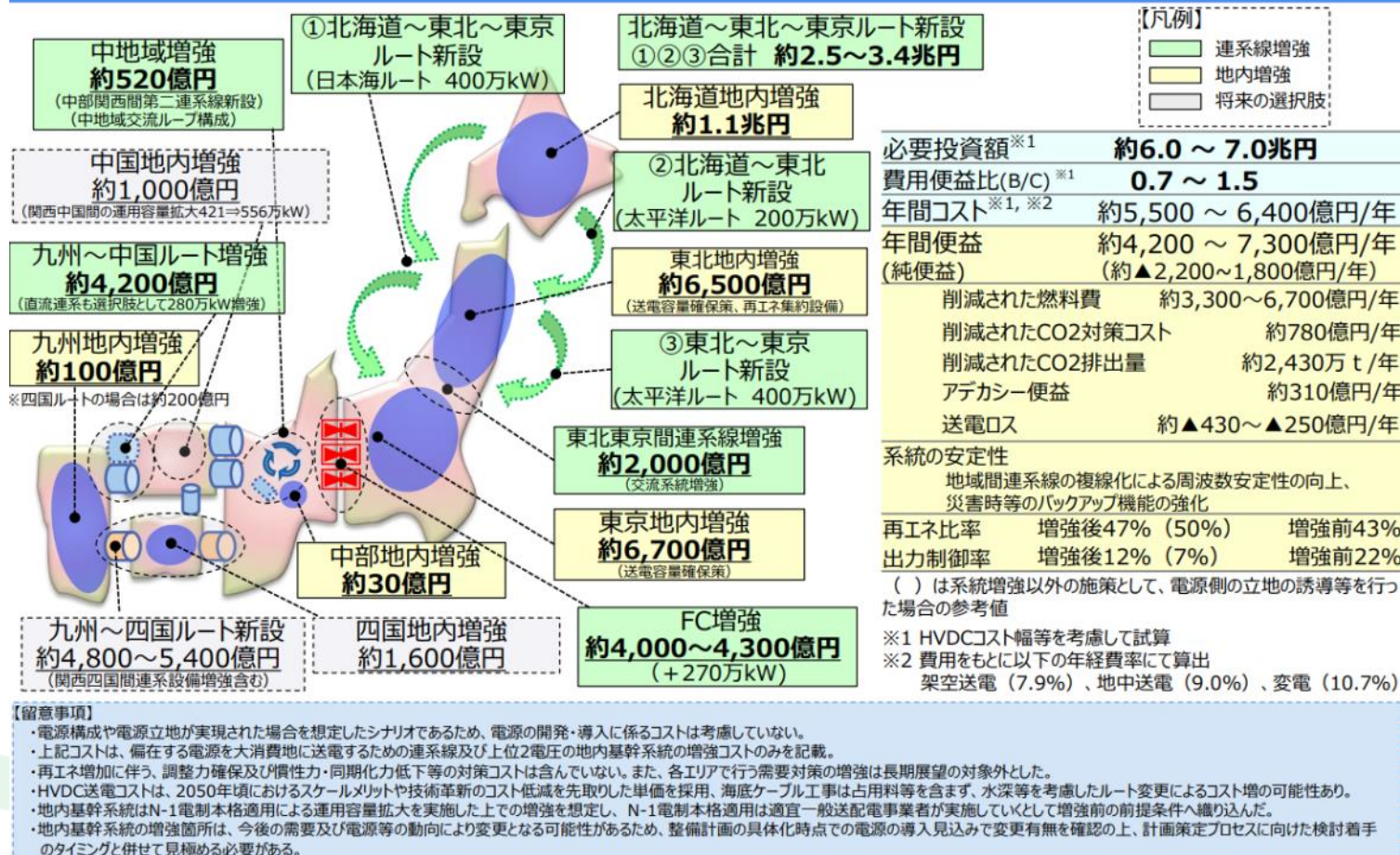
ベースシナリオの分析結果

7. 全国の増強方策

(1) 地域間連系線及び地内増強の全体イメージ

ベースシナリオ

80



各シナリオの分析結果

分析項目	シナリオ	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 (年間コスト※2)		約6.0～6.9兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.0～7.0兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.7～7.9兆円 (約0.62～0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	<u>0.7 ~ 1.5</u>	0.7 ~ 1.5
年間便益 (純便益 (B-C))		約3,200 ~ 5,800億円/年 (約▲3,200~300億円/年)	約4,200 ~ 7,300億円/年 (約▲2,200~1,800億円/年)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)
燃料費・CO2コスト削減		約3,200 ~ 6,100億円/年	約4,100 ~ 7,400億円/年	約4,600 ~ 8,300億円/年
送電ロス		約▲590～▲350億円/年	約▲430～▲250億円/年	約▲410～▲240億円/年
アデカシー便益※3		約330億円/年	約310億円/年	約310億円/年
CO2削減量		約870万t/年	約2,430万t/年	約2,830万t/年
再エネ比率※4		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※4		10% (7%)	12% (7%)	13%

※1 偏在する電源等を大消費地へ送電するための連系線等の広域連系系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

※3 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※4 () は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

出典：https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/230329_choukihoushin_sakutei.html

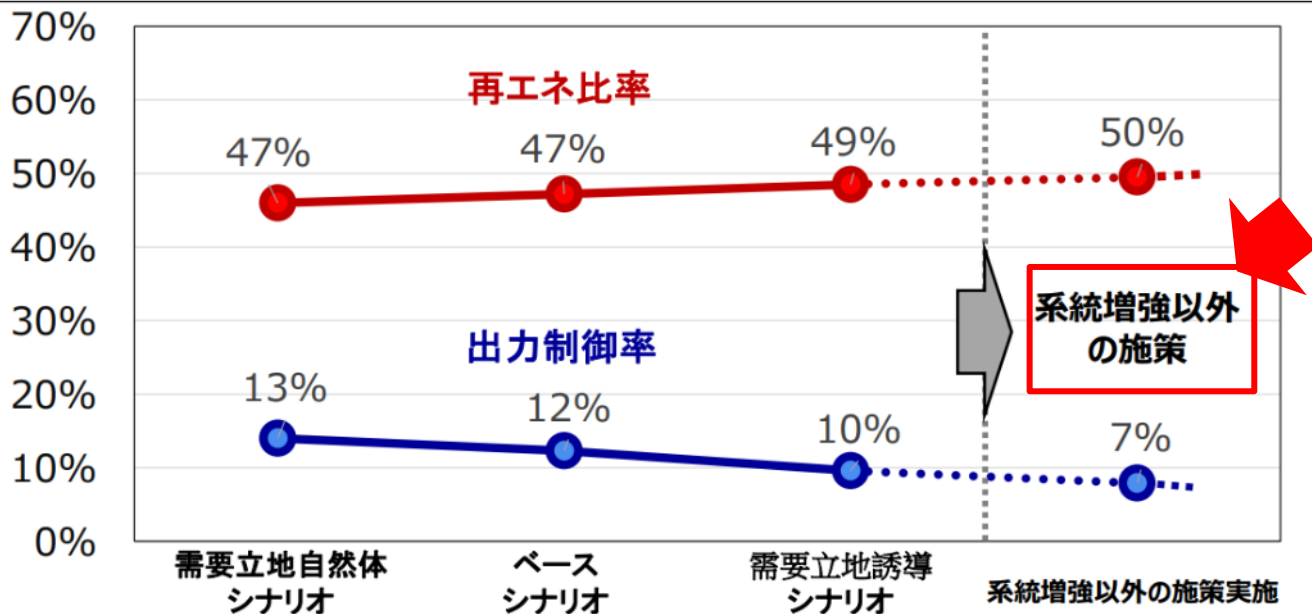
系統増強による再エネ比率と出力制御率の比較

7. 全国の増強方策

(5) 系統増強以外の施策を実施した場合の再エネ比率及び出力制御率

84

- 系統増強と合わせて需要立地を誘導することで、再エネをより有効に活用でき、再エネ比率向上と出力制御率低減につながる事が、シナリオ分析の結果から明らかとなった。
- なお、ベースシナリオの系統増強規模を前提※とした上で、再エネの需要地近傍への立地や蓄電池の導入量の増加を想定した場合、更なる再エネ比率向上と出力制御率低減に資すると考えられる。
※再エネの立地を変更したことに伴い、費用対効果に基づき系統増強規模を見直した場合、再エネ比率・出力制御率も変化し得る。

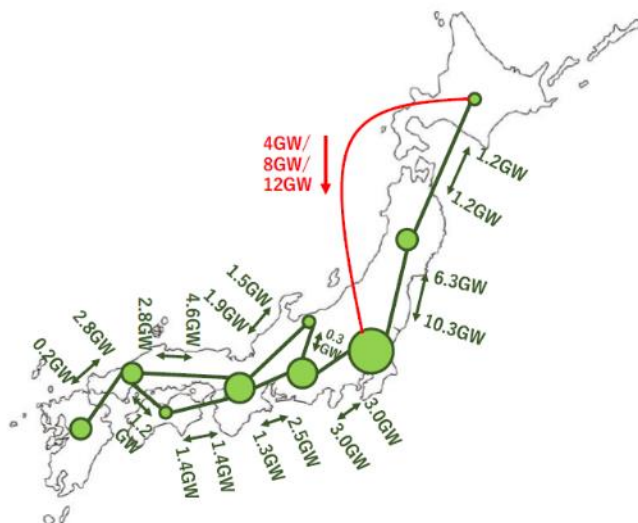


(備考) 2020年における欧州各国の風力発電の出力制御率：英国4.8%、アイルランド12.1%、ドイツ4.7%、スペイン0.3%、デンマーク8.2%
※資源エネルギー庁「令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」より

OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

OCCTOマスタープランの分析条件を、2022年9月時点で入手可能な情報をもとに設定し、需給シミュレーションを実施。需要および自然エネルギー発電の供給量は2020年度の需給データから発電量を等倍。太陽光260GW、風力86GW。

図 9. OCCTO マスタープラン再現シナリオで実施する分析モデル (イメージ)



出所：自然エネルギー財団作成

表 2. OCCTO マスタープラン再現シナリオと OCCTO マスタープランベースシナリオのシミュレーション条件の比較

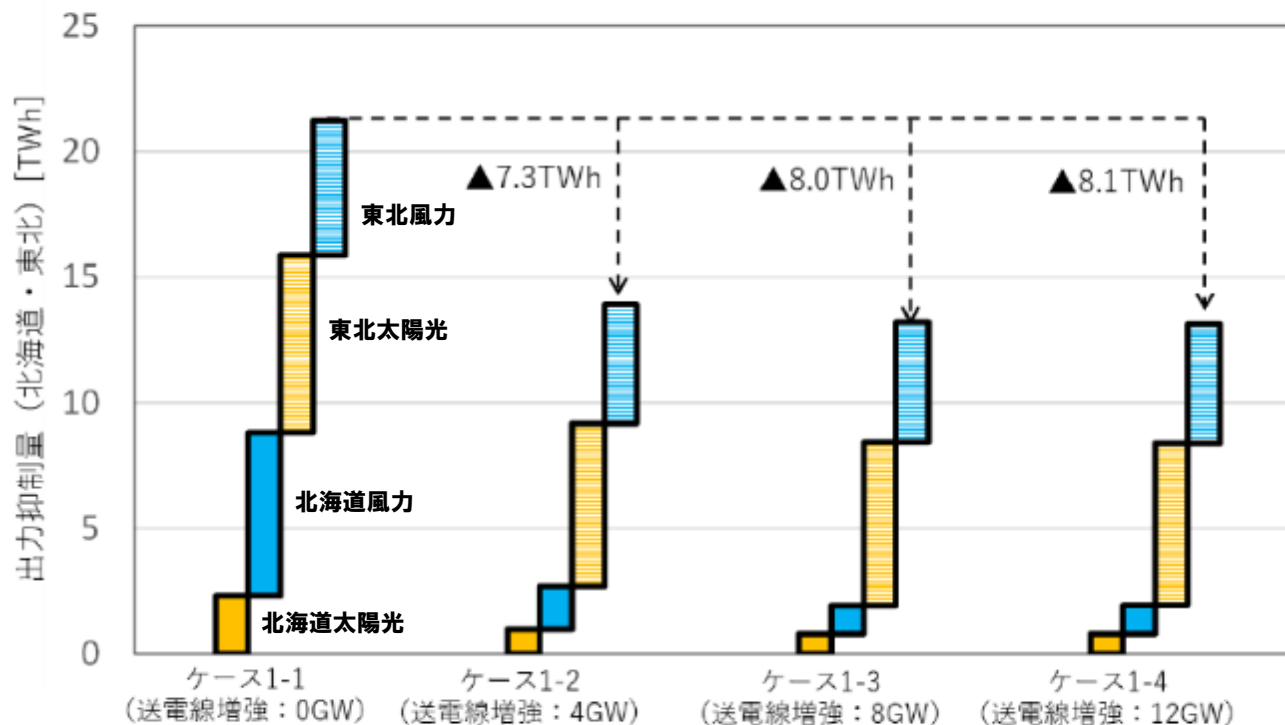
シナリオ名		OCCTOマスタープラン再現シナリオ	(参考) OCCTOマスタープランベースシナリオ
分析範囲		沖縄を除く全国	全国
需要	合計	1236.0 TWh	1248.4 TWh
	従来需要	796.9 TWh	805.0 TWh
	その他電化需要	186.0 TWh	187.9 TWh
	「柔軟な需要」熱需要	27.5 TWh	27.8 TWh
	「柔軟な需要」EV充電	44.6 TWh	45.0 TWh
	「柔軟な需要」水素製造・DACCS	181.0 TWh	182.7 TWh
	「柔軟な需要」蓄電池	蓄電池シナリオの場合 (120GWh)	N/A
供給	太陽光	305.7 TWh (258 GW)	307.4 TWh (260 GW)
	陸上風力	79.6 TWh (41 GW)	79.6 TWh (41 GW)
	洋上風力	131.5 TWh (45GW)	131.5 TWh (45GW)
	水力	(50GW)	(50GW)
	バイオマス	(7GW)	(7GW)
	地熱	(2GW)	(2GW)

(括弧内の太字イタリック) は設備容量

OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

系統増強のみによって、北海道エリアと東北エリアの出力制御量がどのように変化するかを評価。(ケース1-1から1-4)
北海道の出力制御量が大きく低下。

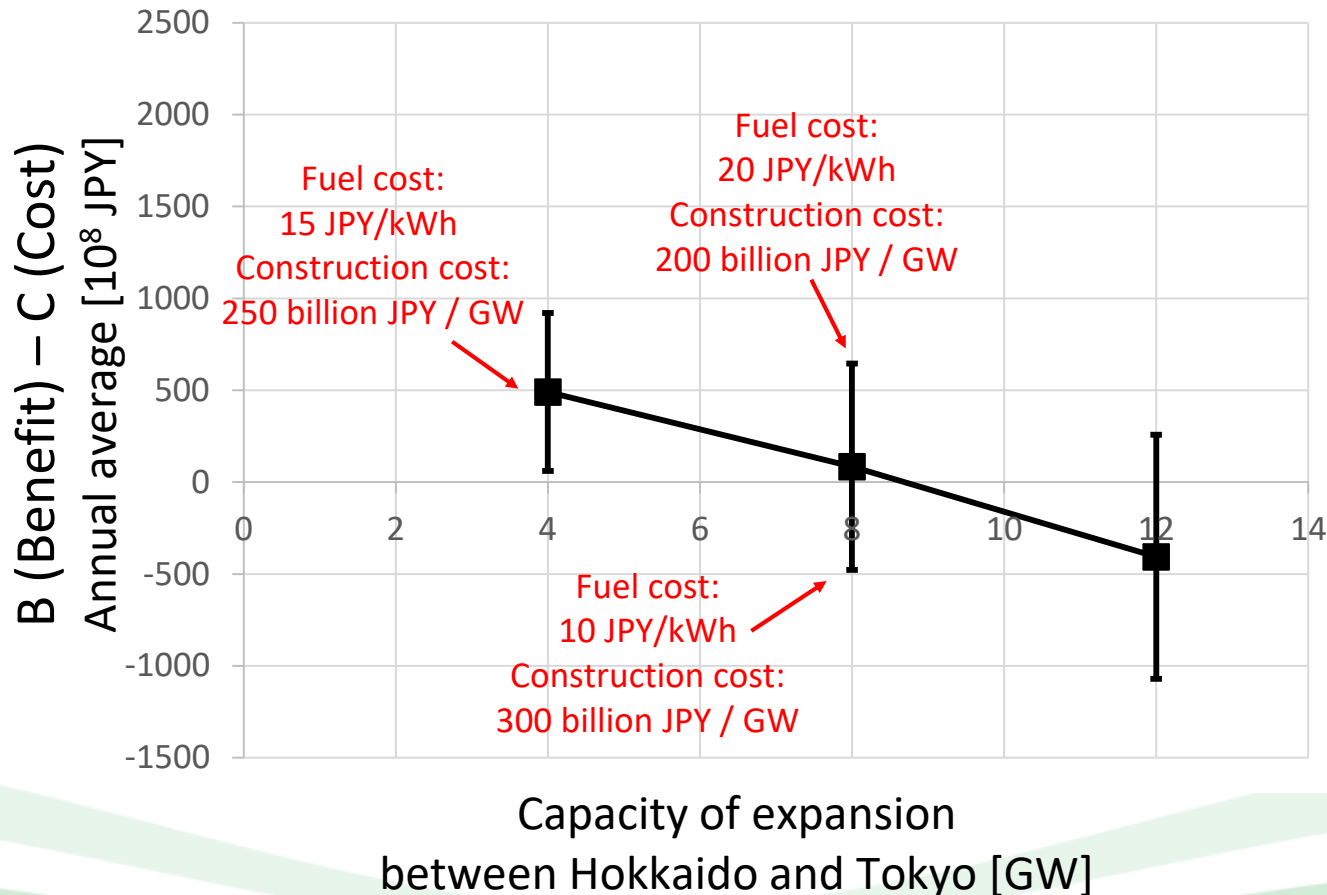
図 30. 北海道 = 東京間の送電線増強に伴う出力制御量の減少



出所：自然エネルギー財団作成

OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

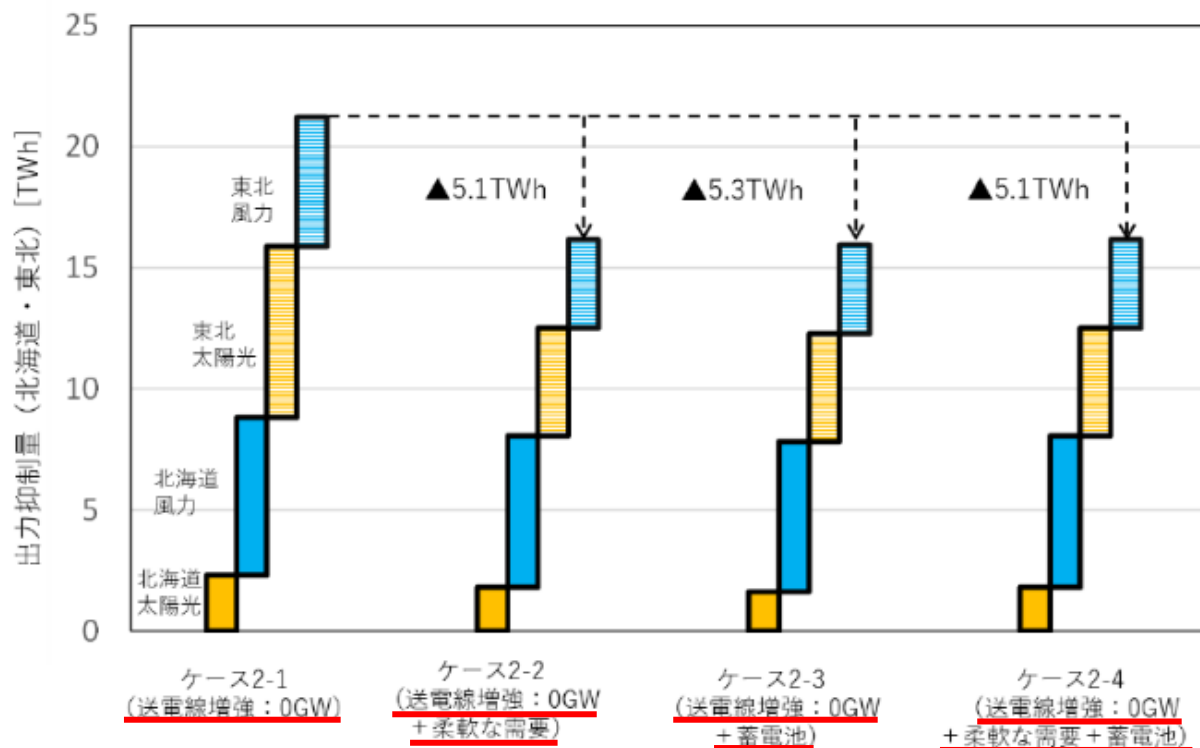
連系線の効果は8GW以上の増強において追加的に発生しにくい状況。ただし、費用便益差で評価したところ、化石資源価格が高い状況であれば8GW程度までの増強に合理性あり。



OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

「柔軟な需要」および蓄電池の導入によって出力制御量がどのように変化するか評価(ケース2-1から2-4)。OCCTOマスタープランにおいて設定された導入量では、連系線に比べて効果が劣る。また、両方を入れてもその効果が発揮されない場合あり(ケース2-4)。

図 31. 「柔軟な需要」の導入に伴う出力制御量の減少



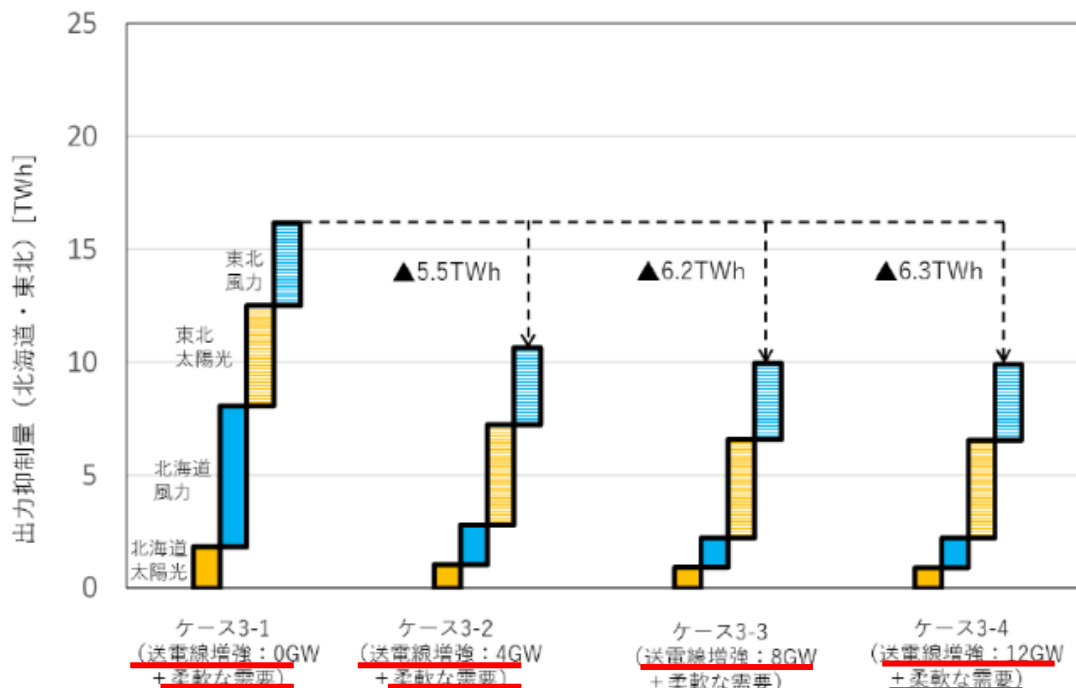
出所：自然エネルギー財団作成

OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

北海道＝東京間の連系線と「柔軟な需要」および蓄電池の両方の導入を行った場合に北海道エリアと東北エリアの出力制御量がどのように変化するか評価(ケース3-1から3-4)。

「柔軟な需要」および蓄電池が無い場合に対して出力制御量は減少する。また、北海道エリアの出力制御量の減少には連系線が有効で、東北エリアには「柔軟な需要」や蓄電池などの導入も有効な傾向を観察。

図 32. 北海道＝東京間連系線の増強と「柔軟な需要」の導入に伴う出力制御量の減少



出所：自然エネルギー財団作成

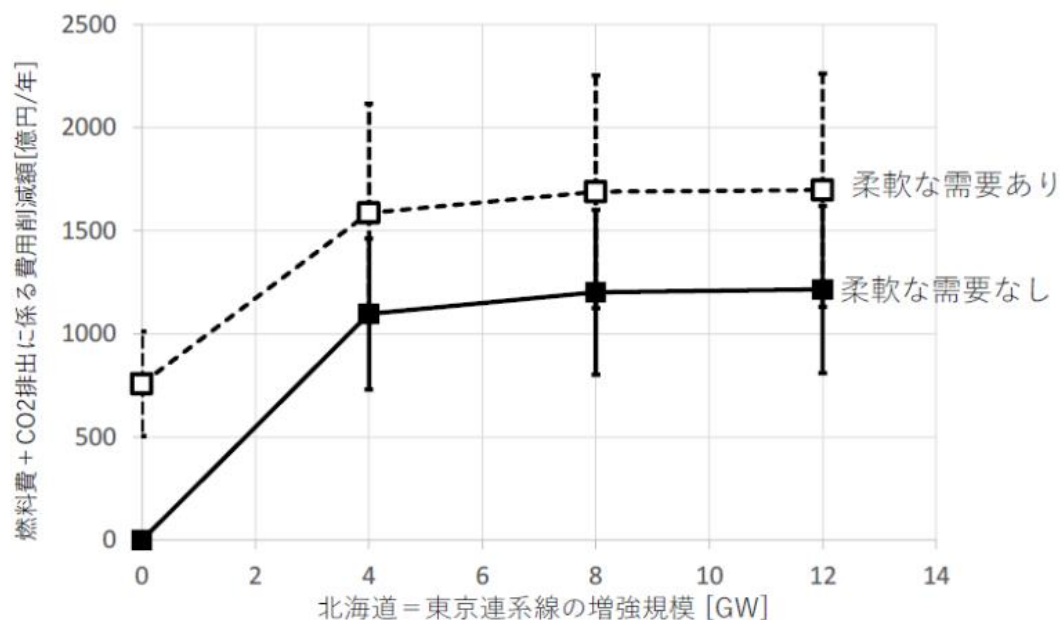
OCCTOマスタープラン再現シナリオの分析

連系線による出力制御量の減少に伴う燃料費とCO₂対策費の削減効果を分析。

例えば8GWの増強の場合、費用は800～1200億円/年。

それに対して、ヒートポンプ給湯器25GW、EV充電186GW、水素製造・DACCSの41GWを1000円/kW/年で調達した場合の費用は、年間2500億円。

図 35. 北海道＝東京間連系線の増強および柔軟な需要による燃料費＋CO₂対策費削減効果額
(中央値は発電コスト 15 円/kWh、エラーバーは±5 円/kWh を示す)



出所：自然エネルギー財団作成

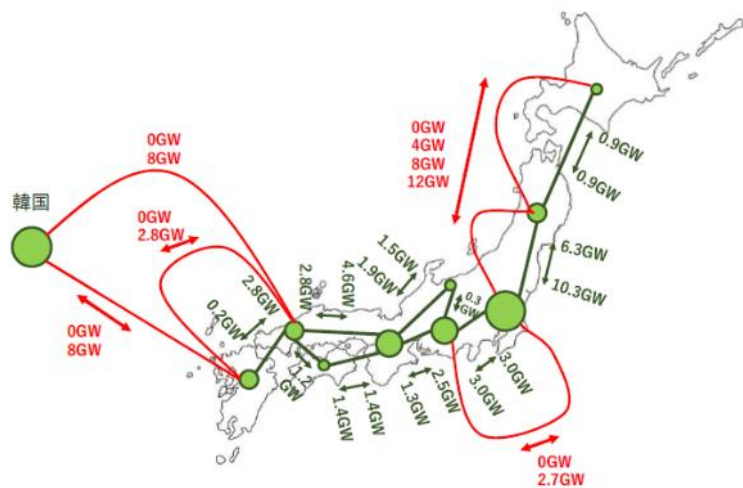


- 世界的に進む電力システムを強化する取り組み
- OCCTOマスタープラン
- 100%自然エネルギーの電力システム**

100%自然エネルギーによる電力供給のあり方を分析

OCCTOマスタープラン再現シナリオと同じ分析モデルを用い、入力条件等を変更して分析。需要および供給カーブは2021年に自然エネルギー財団がフィンランドのLUTなどと共同研究した、Renewable pathways to climate neutral Japanにおけるデータを使用。太陽光524GW、風力151GW。

図 38. 自然エネルギー100%シナリオにおける需給ノードと送電線増強箇所



出所：自然エネルギー財団作成

表 9. 自然エネルギー100%シナリオにおける主な分析条件

シナリオ名	自然エネルギー100%シナリオ	(参考) Renewable pathways to climate-neutral Japan BPS all importシナリオ
分析範囲	沖縄を除く全国	沖縄を除く全国
需要	合計	1442.5 TWh
	従来需要	678.8 TWh
	その他電化需要	-
	「柔軟な需要」熱需要	230.6 TWh
	「柔軟な需要」EV充電	102.3 TWh
	「柔軟な需要」水素製造	430.8 TWh
「柔軟な需要」蓄電池	(454.6GWh)	(454.6GWh)
供給	太陽光	707.8 TWh (523.6GW)
	陸上風力	257.4 TWh (88.4 GW)
	洋上風力	270.5 TWh (62.7 GW)
	水力	(通常22GW+揚水30GW)
	バイオマス	(発電3GW+CHP5GW)
	地熱	(2GW)

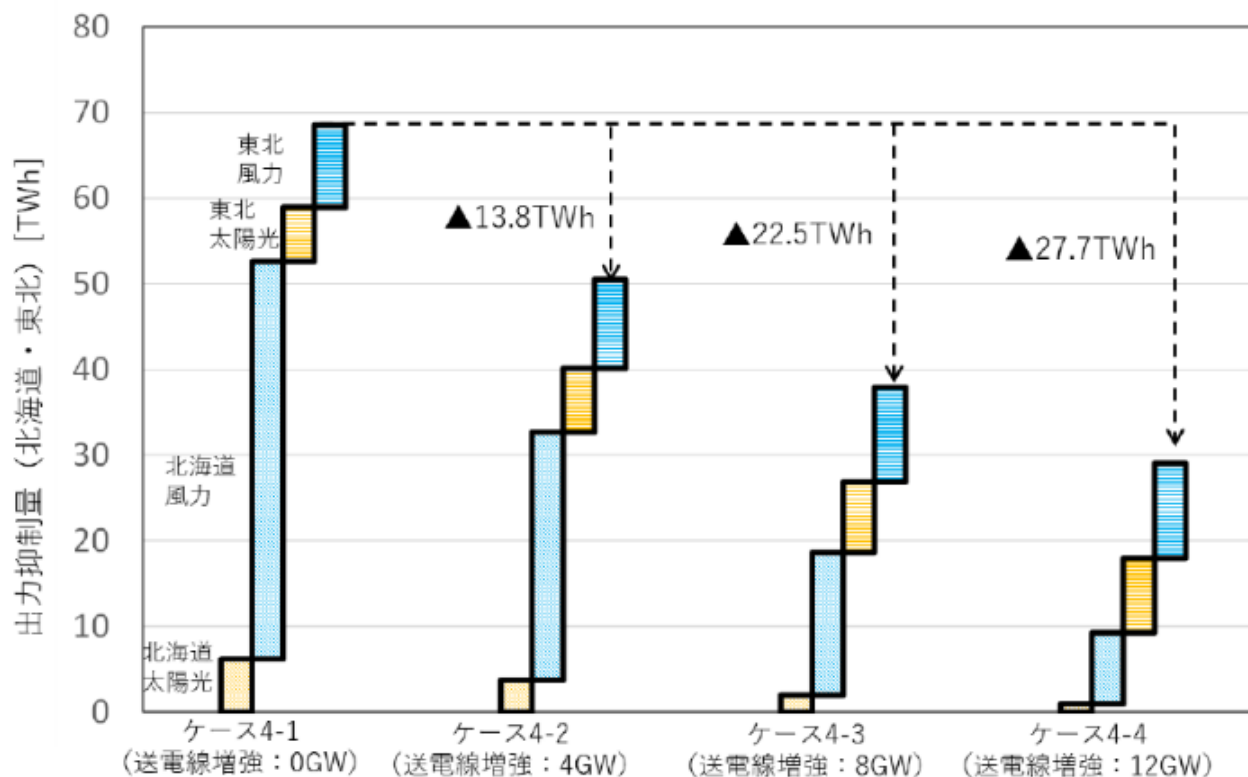
(括弧内の太字イタリック) は設備容量

①北海道＝東京間連系線の増強効果の分析、②国際連系線まで含めた便益分析、の2つの分析軸で評価を実施

分析軸①：北海道＝東京間連系線の効果を分析

連系線の増強に伴い、出力制御量が減少すると共に、12GWまでその効果が飽和しないことを確認。

図 69. 北海道＝東京間連系線の増強に伴う出力制御量の減少

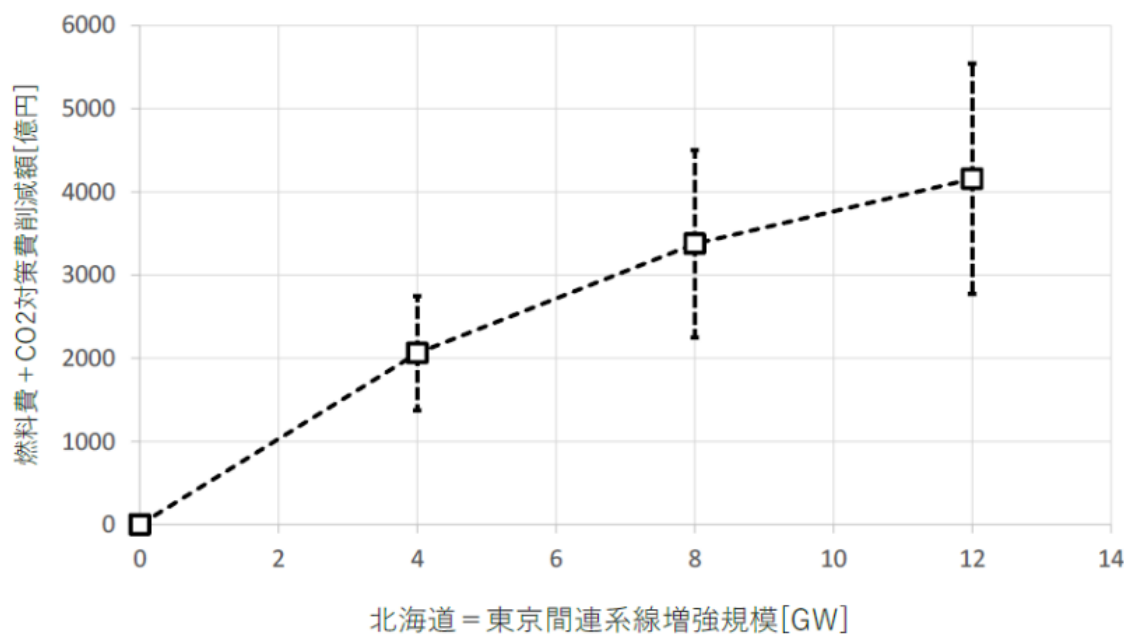


出所：自然エネルギー財団作成

分析軸①：北海道＝東京間連系線の効果を分析

太陽光や風力などの自然エネルギーをOCCTOマスタープランの1.6～2倍導入した場合、北海道＝東京間については12GWの増強を行っても便益が費用を上回る可能性を確認。

図 70. 北海道＝東京間連系線の増強による燃料費+CO2 対策費削減効果額
(中央値は燃料コスト 15 円/kWh、エラーバーは±5 円/kWh を示す)

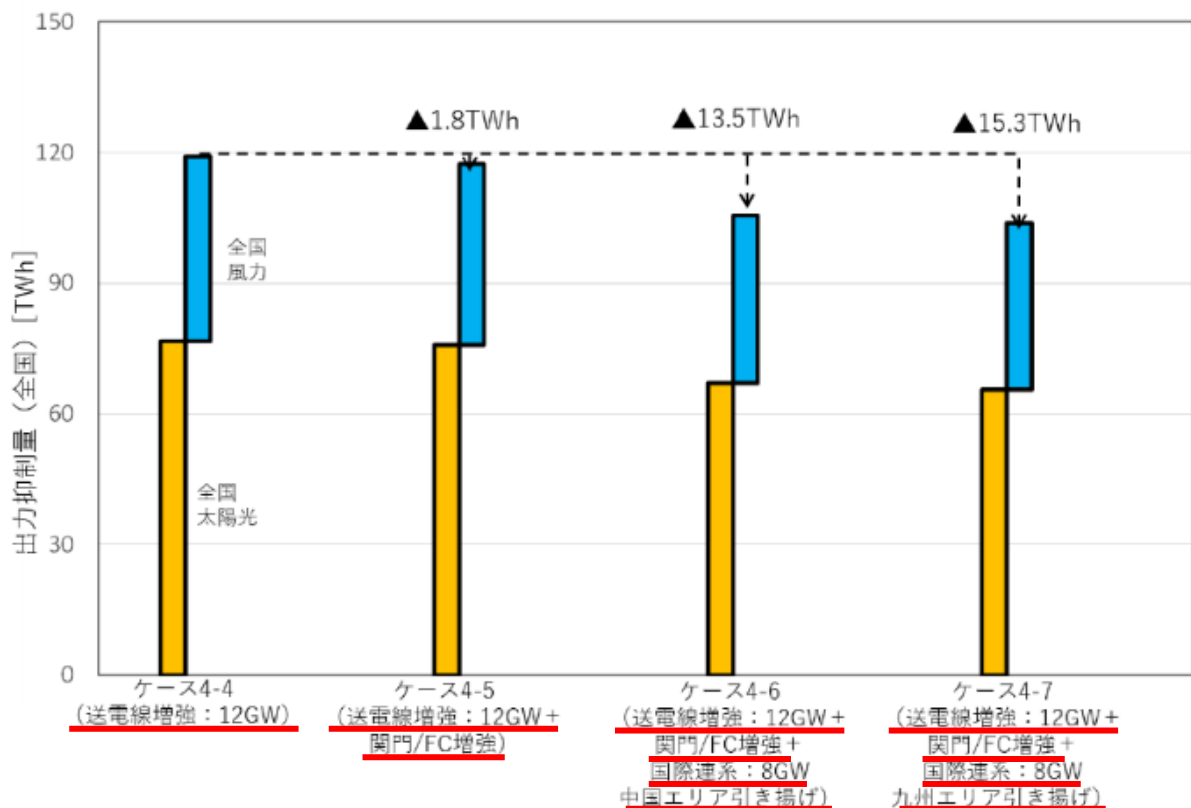


出所：自然エネルギー財団作成

分析軸②：国際連系線まで含めた費用便益分析

西日本増強、国際連系線の 신설強にフォーカスした結果、西日本増強は北海道＝東京間連系線ほどの効果は出ない。ただし、国際連系線は一定の効果が得られる可能性を確認。

図 71. 中・西エリアの増強および国際連系に伴う出力制御量の減少

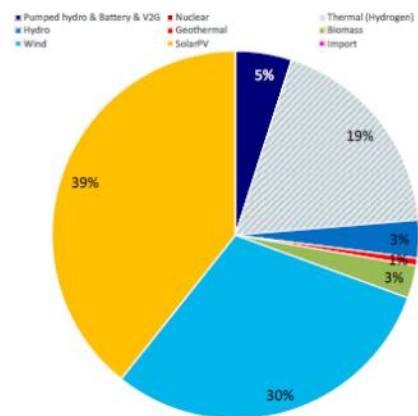


出所：自然エネルギー財団作成

分析軸②：国際連系線まで含めた費用便益分析

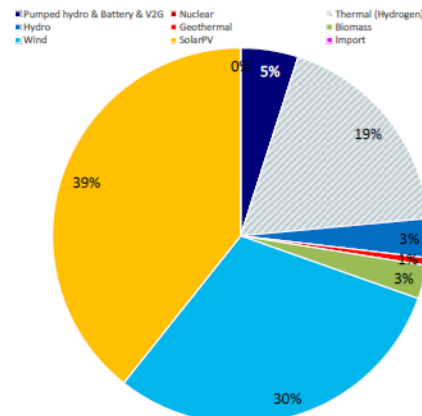
電源構成を見ると、国際連系線が水素火力による電力供給の減少効果があるとの結果。

図 47. ケース 4-4 における電源構成（全国）



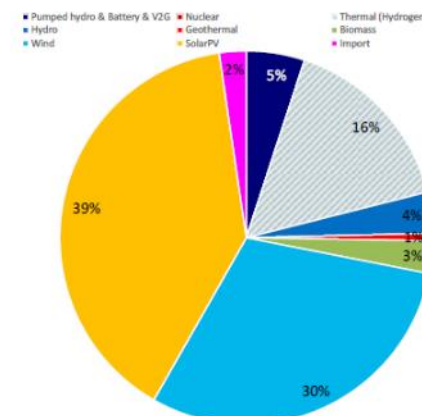
出所：自然エネルギー財団作成

図 52. ケース 4-5 における電源構成（全国）



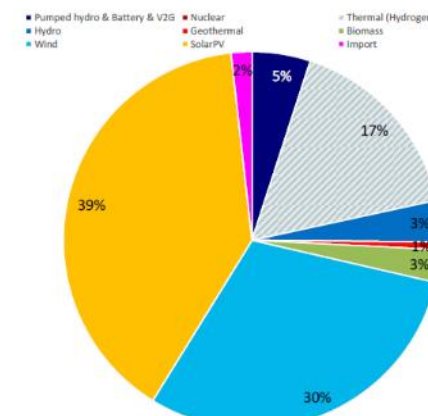
出所：自然エネルギー財団作成

図 57. ケース 4-6 における電源構成（全国）



出所：自然エネルギー財団作成

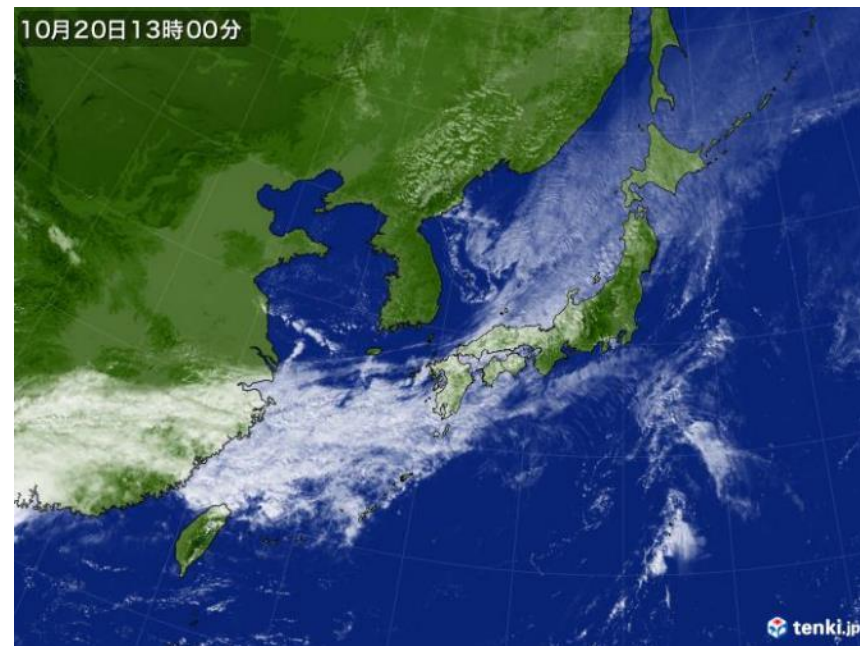
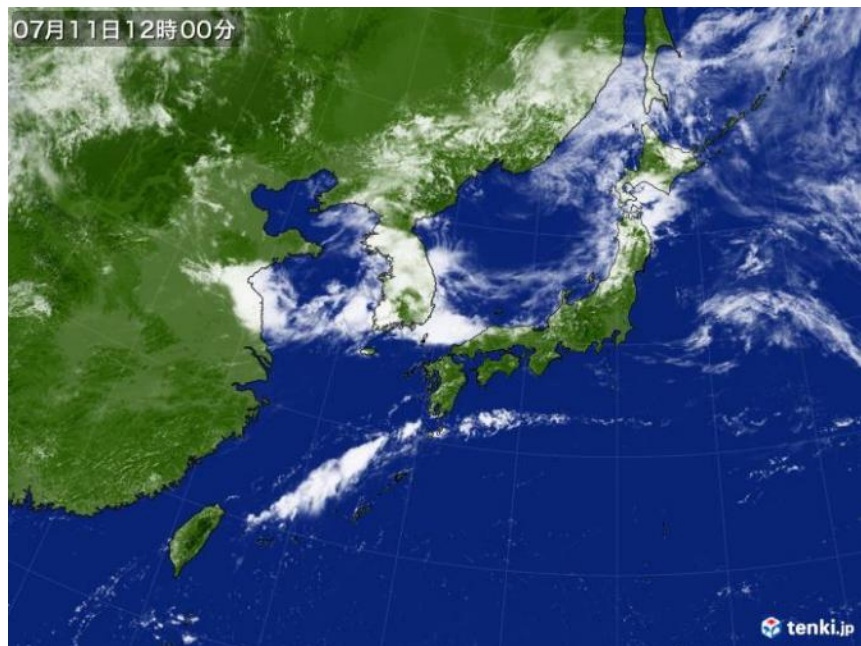
図 63. ケース 4-7 における電源構成（全国）



出所：自然エネルギー財団作成

分析軸②: 国際連系線まで含めた費用便益分析

水素火力の運転を減らしうる可能性があるような気象条件の一例。

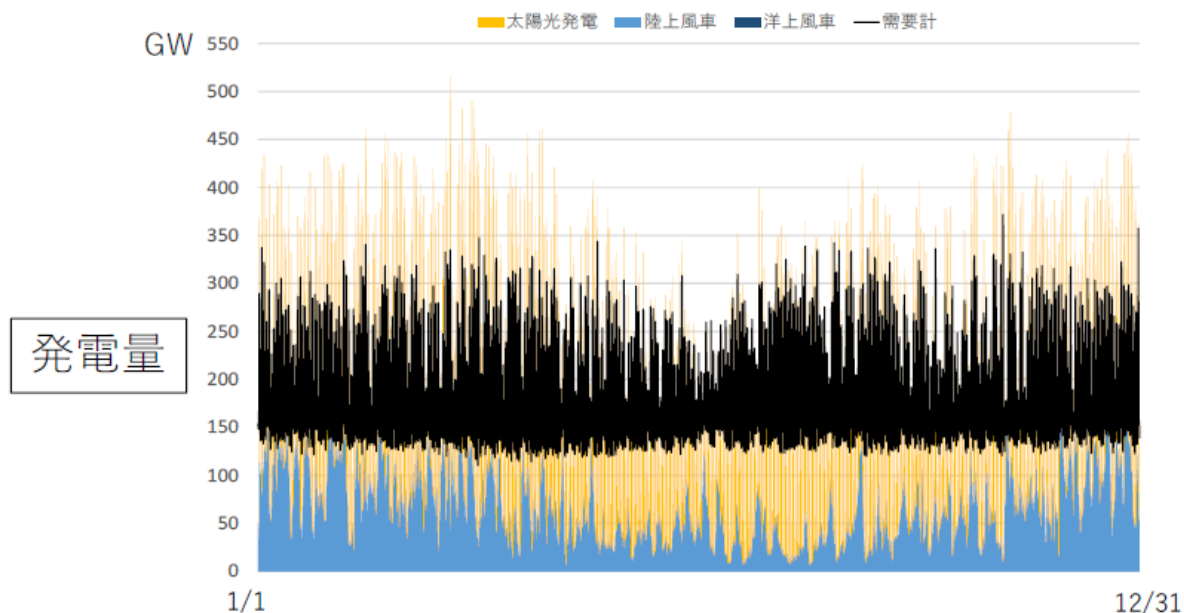


出典: <https://tenki.jp/>

分析軸②：国際連系線まで含めた費用便益分析

シミュレーション分析結果において水素火力が20%弱必要となる理由の一つは、夏期の風力発電量。

図 50. ケース 4-4 における太陽光・風力発電による電力供給（全国）



出所：自然エネルギー財団作成

分析軸②：国際連系線まで含めた費用便益分析

日本の平均発電費用を分析。その結果、国際連系線は0.5円/kWh程度の平均費用低減効果となることを確認。年間2000億円程度の燃料費＋CO2対策費低減効果に相当。

表 13. 電力供給における各電源の LCOE

	太陽光	風力	水力	地熱	バイオマス	水素火力
設備利用率	14%	37～38%	31～32%	62%	66～67%	30～34%
LCOE (/kWh)	1.2～2.4円	2.5～5.4円	7.0～7.4円	7.1円	17.7～17.9円	<u>13.9～14.3円</u>

出所：自然エネルギー財団作成

表 14. 電力供給における平均発電費用

	ケース 4-4	ケース 4-5	ケース 4-6	ケース 4-7
平均発電費用 (/kWh)	<u>8.4～10.9円</u>	<u>8.3～10.8円</u>	<u>7.8～10.3円</u>	<u>7.9～10.4円</u>

出所：自然エネルギー財団作成



ご清聴ありがとうございました