

実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の2030年の電源構成に関わる分析結果報告（暫定版）

京都大学再生可能エネルギー経済学講座研究会

令和3年10月25日

栗山昭久、劉憲兵、内藤克彦、津久井あきび

本発表における分析の前提や結果は今後更新されることがありますので、引用はお控えください。

分析の目的

- **2030年を想定して、上位2系統の送電線を実潮流に基づく送電システム運用シミュレーションし、以下の指標を分析する。**
 - ▶ 電力部門からのCO₂排出量
 - ▶ 風力・太陽光の出力抑制量や需給バランス
 - ▶ リプレース・新設火力の使用状況
 - ▶ 原子力発電の使用状況
 - ▶ 地域間連系線、上位2系統の地内送電線の使用状況
- **シミュレーションを行うシナリオ設定は以下の通り。**
 - ▶ エネルギー基本計画に示される2030年の再エネ導入量や原子力発電の稼働状況を前提としたシナリオ
 - ▶ エネ導入量、原子力発電の稼働状況、電力需要量の想定が変化したシナリオ
 - ▶ 上記のシナリオにEVの調整力を活用することを想定したシナリオ

本分析で想定する系統運用

本分析では以下の条件を想定した**実潮流に基づく送電系統運用**を想定

- メリットオーダーによって電源のディスパッチが最適化される
 - ▶ただし、火力発電等の最低負荷条件や出力変化速度（ランプレート）などを考慮したセキュリティ制約ユニットコミットメント（SCUC: Security constrained unit commitment）を考慮した電源選択が行われている。
- フローベースによって、1時間ごとの送電線利用の最適化がなされる。
- （再エネの出力が正確に予測されることで、電源の最適な運用ができる）

先行する電源モデルの特徴との比較

本分析の特徴

- 電力系統に特化していることから地理的解像度、時間解像度が高い
- 日立ABBパワーグリッド社のPROMODを利用していることから、第三者による再現が容易
- V2G、DR、P2Gなどの想定も考慮した分析を入れていくことが今後の課題

研究主体	本分析	藤井・小宮山研究室	国立環境研究所	自然エネルギー財団	デロイトトーマツコンサルティング	エネルギー経済研究所
モデルが扱う範囲	電力系統	電力系統 (RITE_DNE21+、エネ研と連携あり)	エネルギーシステム全体	エネルギーシステム全体	エネルギーシステム全体	エネルギーシステム全体
使用するモデル	PROMOD	OPGM	AIM/Enduseなど	LUT-ET	D-TIMES	IEEJ-NE(東京大学藤井・小宮山研究室と共同開発)
日本の地理的解像度	449ノード、609送電線	383ノード、472送電線	10地域	9地域	351ノード	5地域
時間解像度	1時間値	1時間値	1時間値	1時間値	4季節・4時間帯	1時間値
V2Gの考慮	△	△	×	○	○	○
DRの考慮	今後検討	単独では×	不明	○	○	○
P2Gの考慮	今後検討	単独では×	不明	○	○	○

Komiyama, R., Fujii, Y. Large-scale integration of offshore wind into the Japanese power grid. Sustain Sci 16, 429–448 (2021).

<https://doi.org/10.1007/s11625-021-00907-0>

資源エネルギー庁「2050年シナリオ分析の結果比較」(2021年7月13日資料)

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/045/045_004.pdf

本分析の地理的・時間的解像度

ノード数：変電所、開閉所、結節点の合計

北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
42	31	84	72	7	59	37	28	89	449

ブランチ（送電線）数

北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	連系線	全国
52	40	129	106	8	81	40	36	100	17	609

発電設備：合計で1,862のentityがある

火力	原子力	水力	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	地熱
589ユニット	42ユニット	391か所	337か所	311か所	38か所	223か所	42ユニット

蓄電に関する設備

揚水式水力発電	EV
48ユニット	316か所

時間解像度：1時間ごと（8760時間）

本分析が対象とする変電所と送電線概要図



分析シナリオの作成

エネルギー基本計画素案において、GHG排出量2013年比46%削減目標における電力部門の各種想定値

再生可能エネルギー導入容量想定

	GW	TWh	設備利用率
太陽光	117.6	146	14%
陸上風力	17.9	34	22%
洋上風力	5.7	17	34%
地熱	1.5	11	84%
水力	50.7	98	22%
バイオマス	8	47	67%

原子力発電所

31-34GW程度

(設備利用率70%の場合)

発電電力量

934TWh

電力部門からのCO₂排出量

220MtCO₂ (2013年比62%削減)

再生可能エネルギー増加シナリオの想定根拠

太陽光発電想定：125GW(設備利用率14%)

太陽光発電協会「2050年カーボンニュートラルに向けて」（2021年3月24日）における2030年目標を参照。設備利用率はエネ基素案参照。

陸上風力発電想定：26GW（設備利用率22%）

日本風力発電協会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量の在り方」（2021年3月15日）における促進ケースを参照。設備利用率はエネ基素案参照。

洋上風力発電想定：8GW（着床式7GW・設備利用率34%、浮体式1GW・設備利用率45%）

根拠：日本風力発電協会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量の在り方」（2021年3月15日）では、2030年の導入容量は認定取得ベースで10GW。洋上風力の運転開始ベースの導入容量は、2023年以降、毎年1GWとすると2030年では8GWとなる。現在日本では、浮体式洋上風力の事業化もすすめられていることから、8GWのうち1GWを浮体式洋上風力と想定する。着床式洋上風力の設備利用率は、エネ基素案参照。浮体式洋上風力の設備利用率は、三井物産戦略研究所「Commercialization of floating offshore wind power speeds up in Europe」参照

バイオマス発電想定：12GW

根拠：IEA「World Energy Outlook 2020」におけるSTEPSシナリオ

分析シナリオ

- 原子力発電がエネルギー基本計画の想定通りいかない事態に備えて、どのような代替案がありうるのか分析を行う目的でシナリオを設定
- 省エネ量や各部門の活動量の変化などにより、電力需要がエネルギー基本計画素案と比較して5%低下した場合のシナリオとして、S4とS5を設定した。
- シナリオS1、S2、S4については、EVによる電力需給調整効果を取り入れたサブシナリオを設定

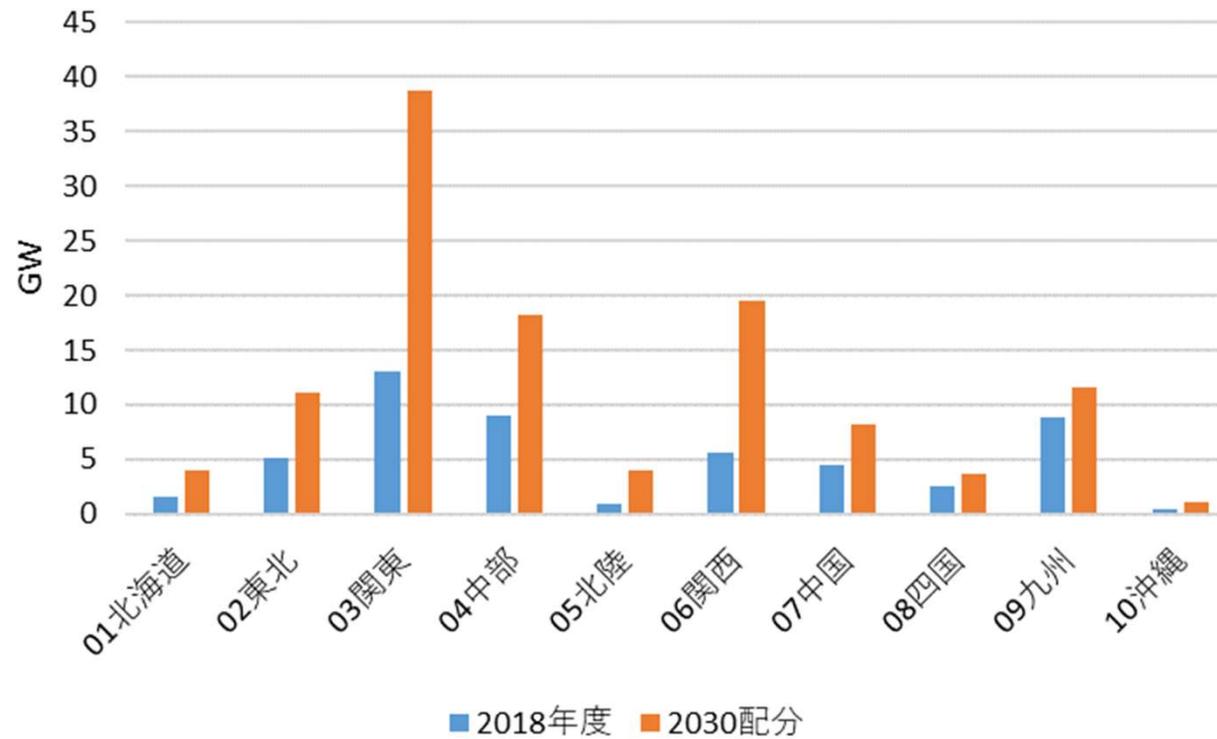
各シナリオにおける原子力・再エネの設備容量と発電電力量想定

	S1:エネ基素 案同量再エネ	S2:原発低位 +再エネ増加	S3: 原発ゼロ +再エネ増加	S4:需要5%低下 +原発低位 +再エネ増加	S5: 需要5%低下 +原発ゼロ +再エネ増加
原子力(GW)	33	12	0	12	0
太陽光(GW)	117.6			125	
陸上風力(GW)	17.9			26	
洋上風力(GW)	5.7			7(着床式), 1(浮体式)	
バイオ(GW)	8			12	
地熱(GW)	1.5			1.5	
水力(GW)	51			51	
発電電力量(TWh)	935	935	935	888	888

入力諸元

太陽光発電の導入量の設定

STEP1: 各地域への配分方法：117.6/125GWの設備容量分を各電力地域の需要量に比例して配分



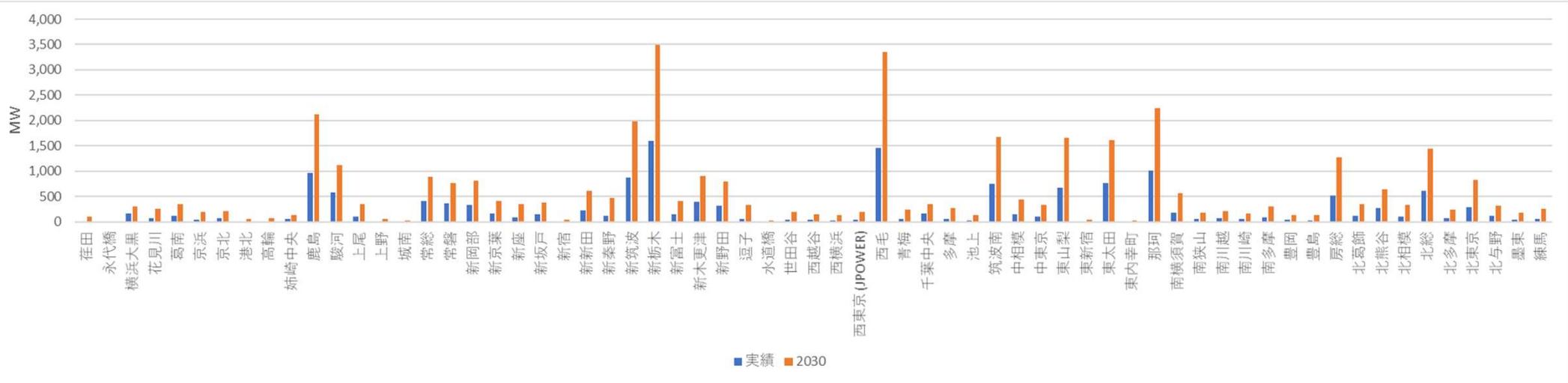
STEP2:各地域別に、太陽光発電協会の2030年目標である住宅(34GW分)、非住宅(76GW分)、農地(15GW分)の合計125GWの導入目標について、特定した配分データを既設太陽光発電と新設太陽光発電の導入量を各変電所へ配分率を計算

	既設		新設		合計
	容量	配分用データ	容量	配分用データ	
住宅	12GW	FIT data (10kW以下)	22GW	環境省REPOSデータ	34GW
非住宅	48GW	FIT data(10kW以上)	28GW	FIT data(10kW以上)	76GW
農地	不明	なし	15GW	耕作放棄地に関するデータ※	15GW
合計	60GW		65GW		125GW

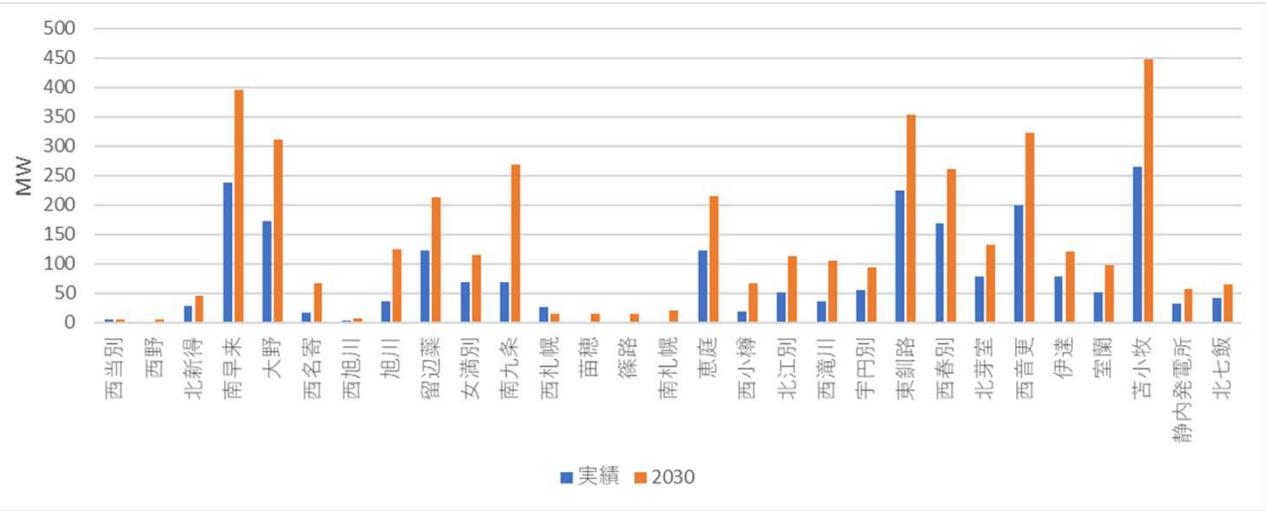
出典：太陽光発電協会(2021) 2050年カーボンニュートラル実現に向けて 次期エネルギー基本計画について
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/039/039_007.pdf
 ※ 農林水産省「全国の荒廃農地面積」 <https://www.maff.go.jp/j/press/nousin/nihon/201016.html>
 農林業センサス2015年 <https://www.maff.go.jp/j/tokei/census/afc/2015/dai1kan.html>

STEP3: STEP1で求めた各地域の導入容量である117.6GW(エネ基素案想定)/125GW (再エネ増加シナリオ想定) を、各地域の既存の導入容量は変えずに、新設太陽光発電の導入量をSTEP2で求めた配分率をもとに計算。この結果、変電所ごとの太陽光発電の設備容量の想定地が計算できる。

関東地域の配分結果



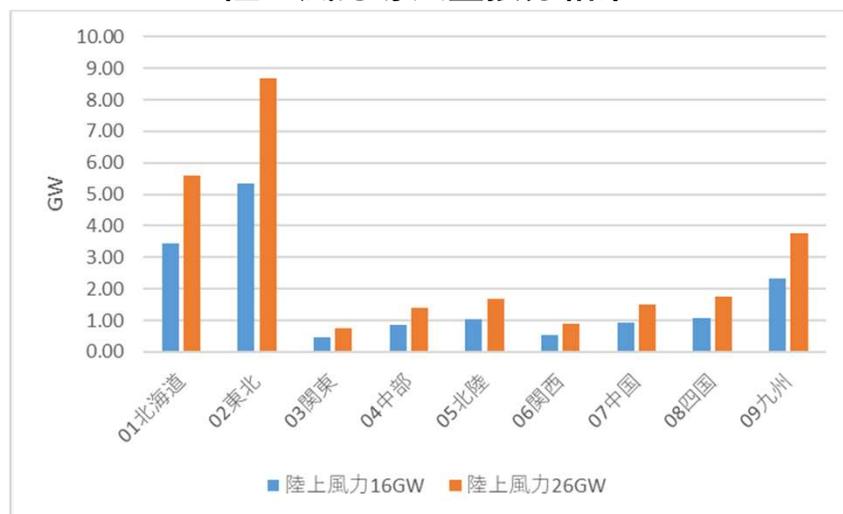
北海道地域の配分結果



陸上風力発電の導入量の設定

STEP1: 各地域への配分方法として、17.9GW/26GWを風力発電協会 資料に比例して配分

陸上風力導入量按分結果

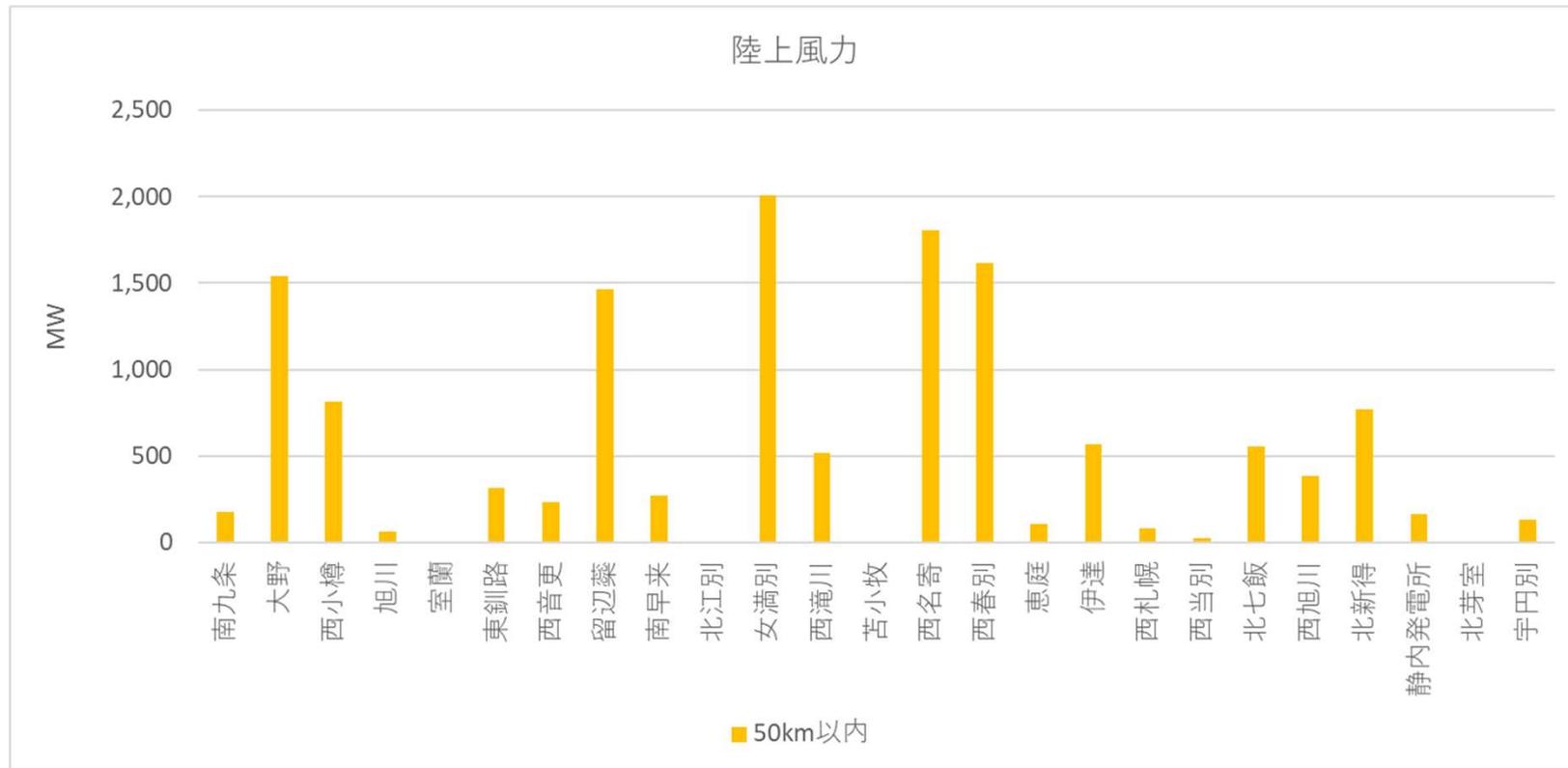


参考資料：風力発電協会 「2030年の陸上風力発電の導入量の考え方」(2021年3月15日資料)
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/028_05_00.pdf

STEP2: 各変電所から半径50km以内にある陸上風力の平均風速7.5m/s以上のポテンシャルを算定

STEP3: Step1で求めた、各地域の変電所をStep2で整理した変電所別陸上風力ポテンシャルで按分

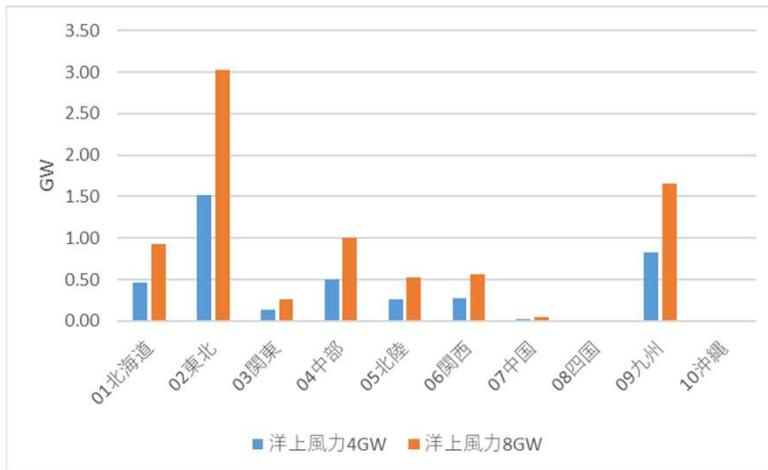
北海道地域内の変電所から50km以内で年間平均風速7.5km以上の風速ポテンシャル



洋上風力発電の導入量の設定

STEP1: 各地域への配分方法として、5.7GW/8GWを洋上風力産業ビジョン2030下限値に比例して配分

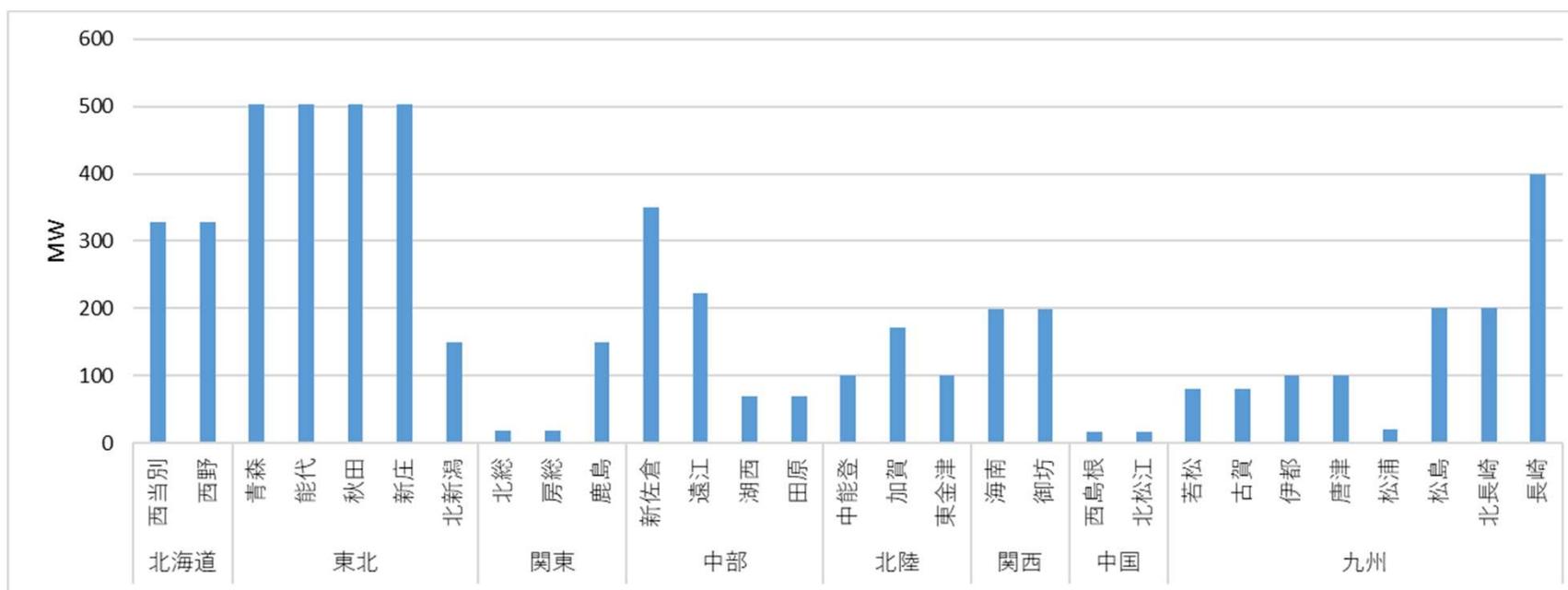
洋上風力導入量按分結果



参考資料：風力発電協会 「洋上風力産業ビジョン」(2020年12月15日資料)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yoyo_furyoku/pdf/002_02_01.pdf

STEP2: 各地域への配分方法として、促進区域の指定や検討がなされているところ及び風況が良いところを風力発電関係者のヒアリング結果を踏まえて設定

洋上風力5.7GWの導入量按分結果

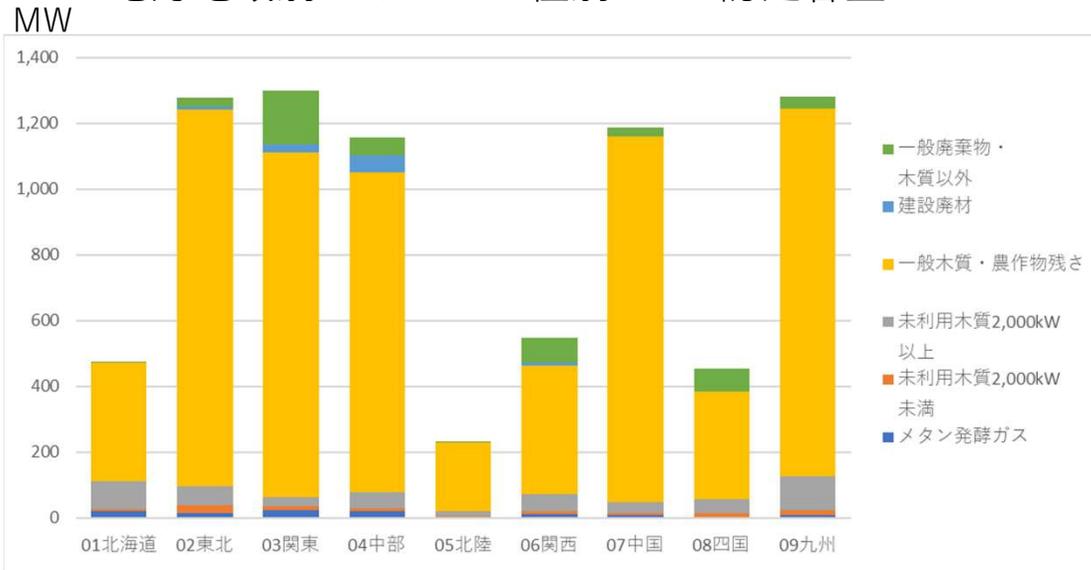


経済産業省 洋上風力発電関連制度 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/index.html#pub
 環境省 REPOS <https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/index.html>

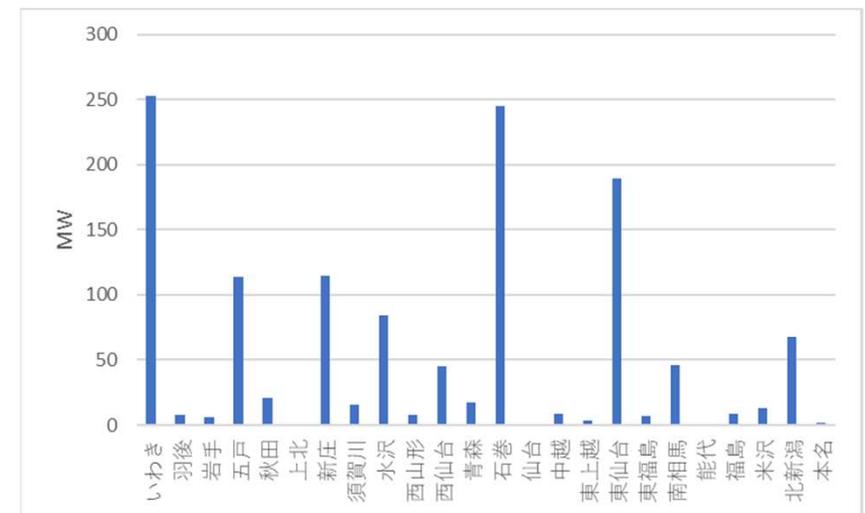
バイオマス発電の導入量の設定

STEP1: 固定価格買い取り制度で認定された設備容量（市区町村別）をノードごとに集計

電力地域別バイオマス種別のFIT認定容量



東北地域内のノード別FIT認定容量



主なバイオマス混焼の石炭火力発電設備

STEP2: FITを利用してバイオマス混焼を行う火力発電所を特定し設備容量の5%をバイオマス混焼分と想定

STEP3: STEP1で特定した設備容量からSTEP2で特定した混焼火力分の設備容量を差し引く

STEP4: 8GW/12GWの設備容量分をSTEP3で特定したノード別のバイオマス設備容量で按分

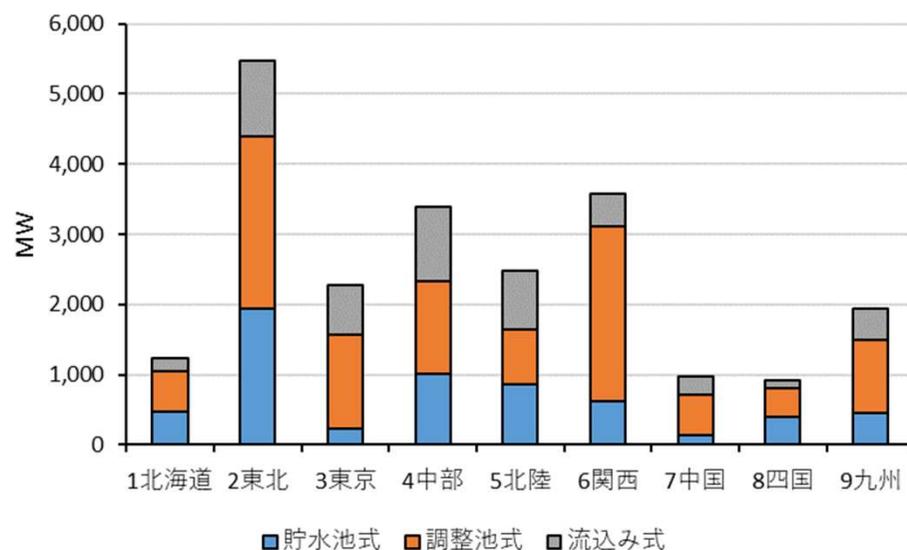
FIT設備ID	発電事業者名	発電所名	所在地	運転開始(予定)	FIT認定日	発電出力(kW)	発電技術	新設
OZ99005D23	株式会社JERA	碧南火力発電所	愛知県碧南市	2010年9月	2017/09/29	4,100,000	SC2基/USC3基	
N000185H42	電源開発株式会社(J-POWER)	松浦火力発電所	長崎県松浦市	2015年	2013/03/06	2,000,000	SC1基/USC1基	
OF89276C08	株式会社JERA	常陸那珂火力発電所	茨城県那珂郡	2017年6月	2015/05/08	2,000,000	USC2基	
×	相馬共同火力発電株式会社	新地発電所	福島県相馬郡	2015年3月	×	2,000,000	SC2基	
×	東北電力	原町火力発電所	福島県南相馬市	2015年4月	×	2,000,000	USC2基	
×	九州電力株式会社	香北発電所	熊本県天草郡	2010年	×	1,400,000	SC1基/USC1基	
O590556B07	常磐共同火力株式会社	勿来発電所(8.9号機)	福島県いわき市	不明	2013/03/25	1,200,000	SC2基	
O943119D23	株式会社JERA	武豊火力発電所	愛知県知多郡	2022年3月	2017/03/07	1,070,000	USC1基	
O999011F32	中国電力株式会社	三隅発電所	島根県浜田市	2011年	2017/09/25	1,000,000	USC1基	
O999012F32	中国電力株式会社	三隅発電所	島根県浜田市	2022年11月	2017/09/25	1,000,000	USC1基	○
OZ99006D17	北陸電力	七尾大田火力発電所	石川県七尾市	2010年9月	2017/09/29	700,000	USC2基	
OZ99018E18	北陸電力	敦賀火力発電所	福井県敦賀市	2007年6月	2017/09/29	700,000	SC1基/USC1基	
O999008F34	電源開発株式会社	竹原火力発電所	広島県竹原市	2020年6月	2017/09/25	600,000	USC1基	
R001332C08	日本製鉄株式会社	日本製鉄鹿島火力発電所	茨城県鹿嶋市	不明	2013/03/25	522,000	SC1基	
O999009F35	中国電力株式会社	新小野田発電所	山口県山陽小野田市	2007年	2017/09/25	500,000	SC1基	
O999010F35	中国電力株式会社	新小野田発電所	山口県山陽小野田市		2017/09/25	500,000	SC1基	
R830728E28	電源開発株式会社	高砂火力発電所	兵庫県高砂市	不明	2014/03/26	500,000	sub-c2基	
×	沖縄電力	金武火力発電所	沖縄県国頭郡	2021年3月	×	440,000	sub-c2基	
×	四国電力	西条発電所	愛媛県西条市	2005年	×	406,000	sub-c2基	
N954441H44	日本製鉄株式会社	大分製鐵所	大分県大分市	2014年12月	2014/03/31	330,000	sub-c1基	
×	員志川火力発電所	沖縄電力	沖縄県うるま市	2010年3月	×	312,000	sub-c2基	
O776801F35	東3号発電設備	周南パワー株式会社	山口県周南市	2022年4月	2017/03/16	300,000	sub-c1基	○
R000216B07	常磐共同火力株式会社	勿来発電所(7号機)	福島県いわき市	2016年3月	2013/03/25	250,000	sub-c1基	
N000245B03	日本製鉄株式会社	釜石製鉄所	岩手県釜石市	2010年	2013/03/25	149,000	sub-c1基	
O687010B04	日本製紙石巻エネルギーセンター株式会社	石巻雲雀野発電所	宮城県石巻市	2018年3月	2015/06/24	149,000	sub-c1基	○
O754071D23	中山名古屋共同発電機	名古屋発電所	愛知県知多郡	2000年4月	2014/03/25	149,000	sub-c1基	
O554754A01	株式会社釧路火力発電所	釧路火力発電所	北海道釧路市	2020年12月	2017/03/15	112,000	sub-c1基	○
OA32915H40	響灘エネルギーパーク合同会社	ひびき灘石炭・バイオマス発電所	福岡県北九州市	2018年12月	2015/03/31	112,000	sub-c1基	○
OA35859H40	株式会社響灘火力発電所	響灘火力発電所	福岡県北九州市	2019年2月	2015/04/27	112,000	sub-c1基	○
OF27616C08	かみすパワー株式会社	神栖火力発電所	茨城県神栖市	2018年10月	2015/01/07	112,000	sub-c1基	○
O674624B07	相馬エネルギーパーク合同会社	相馬石炭・バイオマス発電所	福島県相馬市	2018年3月	2015/03/31	112,000	sub-c1基	○
O774864F35	エア・ウォーター&エネルギー・パワー山口株式会社	防府バイオマス・石炭混焼発電所	山口県防府市	2019年7月	2017/02/28	112,000	sub-c1基	○
O77527F34	海田バイオマスパワー株式会社	海田バイオマス混焼発電所	広島県安芸郡	2021年4月	2017/02/28	112,000	sub-c1基	○
O754072D23	中山名古屋共同発電機株式会社	名古屋第二発電所	愛知県知多郡	2017年9月	2014/03/25	110,000	sub-c1基	○
Q000521E28	住友大阪セメント株式会社	赤穂工場	兵庫県赤穂市	不明	2013/03/11	102,500	sub-c1基	
O628817F35	株式会社トクヤマ	中央発電所	山口県周南市	2014年	2013/03/06	78,000	sub-c1基	
Q000254G39	住友大阪セメント株式会社	高知工場	高知県須崎市	不明	2013/03/11	61,500	sub-c1基	
Q000253G39	住友大阪セメント株式会社	高知工場	高知県須崎市		2013/03/11	61,000	sub-c1基	
Q000213F35	宇部興産株式会社	伊佐セメント工場	山口県美祿市	2004年2月	2013/03/07	57,150	sub-c1基	
R000393H45	旭化成エヌエスエネルギー株式会社	延岡発電所	宮崎県延岡市	2008年8月	2013/03/11	50,000	sub-c1基	
N000406F34	MCMエネルギーサービス株式会社		広島県広島市	不明	2013/02/25	49,800	sub-c2基	
Q000054C11	太平洋セメント株式会社	埼玉工場	埼玉県日高市	不明	2013/01/31	49,500	sub-c1基	
Q000258F35	宇部興産株式会社		山口県宇部市	2019年10月	2013/03/06	21,600	sub-c1基	

水力発電の導入量の設定

STEP1: 2018年度の各電力会社が公表する需給実績データを「電力土木技術協会水力発電所データベース」などに収録される個別の水力発電の設備容量を用いて、各ノードの発電電力量を按分
なお、水力発電の設備容量は、出力を調整できる貯水式または調整池式水力発電の設備容量と出力を調整できない流れ込み式水力発電の設備容量に分けて扱っている。

STEP2: 2030年の水力発電の発電電力量を98TWhと想定し、STEP1で求めたノード別の発電電力量で按分

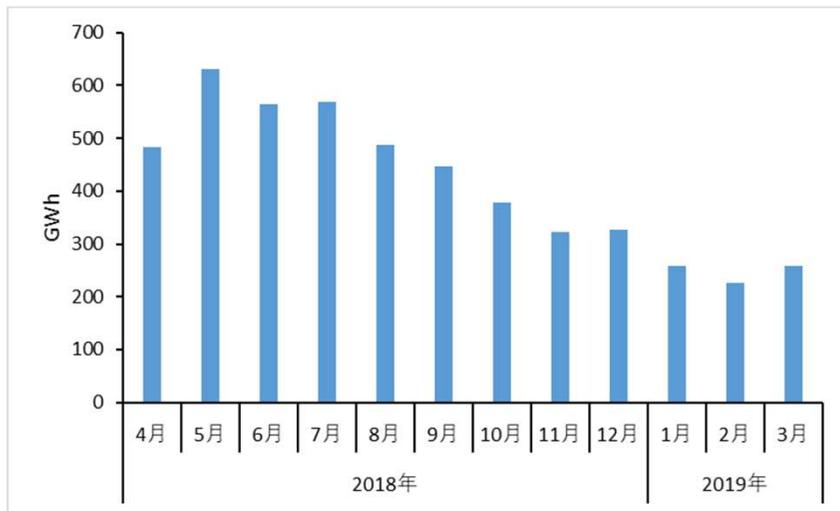
地域別発電形式別の水力発電設備容量



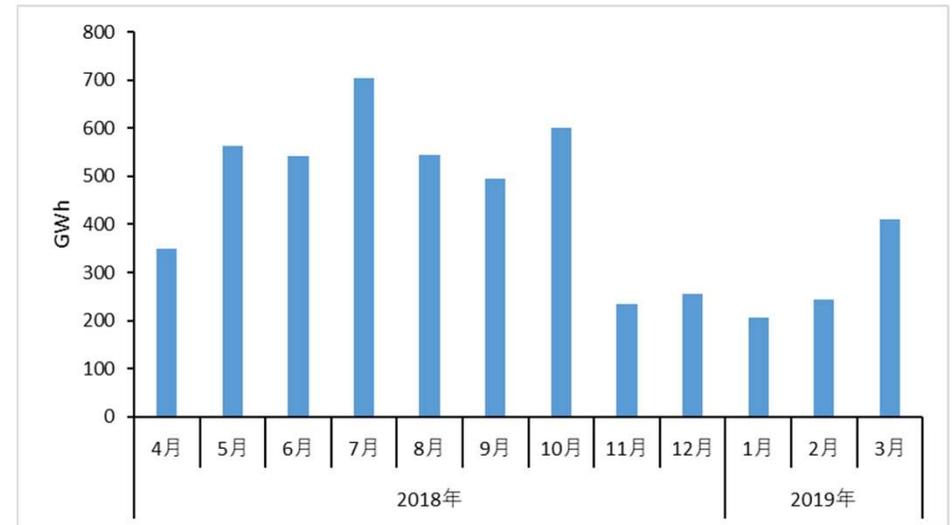
水力発電の発電に関わる想定

2018年度の各電力会社が公表する需給実績データを用いて、月別の発電電力量を定めている。調整力がある水力発電は、月別の発電電力量を満たす範囲内で最適な発電を行う。

2018年度北海道地域内の月別水力発電電力量



2018年度九州地域内の月別水力発電電力量



原子力発電の導入量の設定

シナリオ	稼働を想定する原子力発電所
エネルギー基本計画シナリオ	廃炉決定済み、建設中を除くすべての原発（33GW） 高浜 3, 高浜 4, 大飯 3, 大飯 4, 美浜 3, 伊方 3, 玄海 3, 玄海 4, 川内 1, 川内 2, 高浜 1, 高浜 2, 女川 2, 島根 2, 柏崎刈羽 6, 柏崎刈羽 7, 東海第二, 泊 1, 泊 2, 泊 3, 東通 1, 浜岡 3, 浜岡 4, 志賀 2, 敦賀 2, 女川 3, 柏崎刈羽 1, 柏崎刈羽 2, 柏崎刈羽 3, 柏崎刈羽 4, 柏崎刈羽 5, 浜岡 5, 志賀 1,
原発低位シナリオ	2021年時点で再稼働済み及び地元理解表明が得られている原発(12GW) 高浜 3, 高浜 4, 大飯 3, 大飯 4, 美浜 3, 伊方 3, 玄海 3, 玄海 4, 川内 1, 川内 2, 高浜 1, 高浜 2, 女川 2,
原発ゼロシナリオ	原発稼働なし

原子力発電の稼働条件設定

- 各発電ユニットが4-6月または9-11月に3か月の定期点検を行うことで、年間の設備利用率が75%となるように想定
- 稼働中は出力100%で定常運転（出力調整なし）を想定している。

本分析で想定した2030年までにリプレイスまたは新設される石炭・ガス火力発電所一覧

リプレイスまたは新設石炭火力一覧

発電所	号機	MW	運転開始予定
勿来IGCC		543	2020年9月
広野IGCC		543	2021年
常陸那珂共同火力	1	650	2021年
横須賀火力	1	650	2023年
横須賀火力	2	650	2024年
武豊火力	5	1070	2022年
神戸	3	650	2021年度
神戸	4	650	2022年度
三隅	2	1000	2022年
徳山製造所東	東3	300	2022年
西条	1	500	2023年
松島火力2号機	2	500	2026年

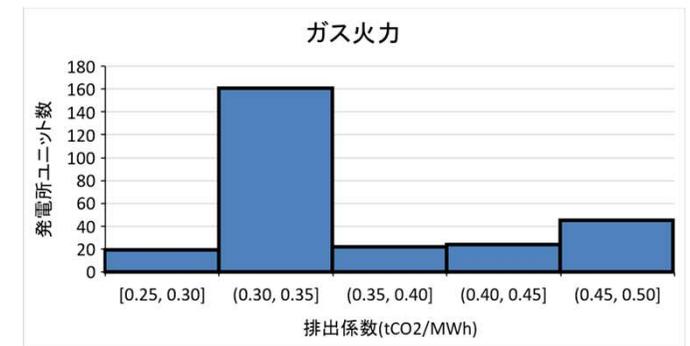
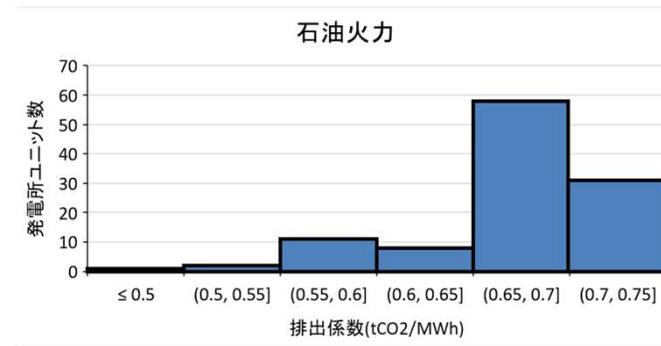
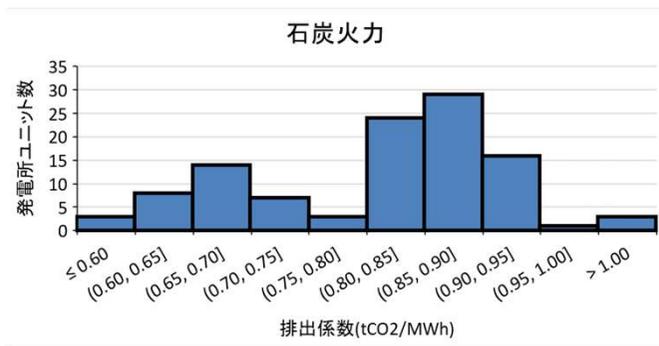
リプレイスまたは新設新設ガス火力一覧

発電所	号機	MW	運転開始予定
石狩湾新港	1	569.4	2019年2月
五井火力	1	780	2023年
五井火力	2	780	2023年
五井火力	3	780	2024年
姉ヶ崎火力発電所	1	650	2023年
姉ヶ崎火力発電所	2	650	2023年
姉ヶ崎火力発電所	3	650	2023年
新居浜北火力		150	2022年7月
真岡発電所	1	624	2019年
真岡発電所	2	624	2020年
相馬港天然ガス発電所	1	590	2020年4月
相馬港天然ガス発電所	2	590	2020年8月
ひびき天然ガス発電所	1	423.7	2025年
ひびき天然ガス発電所	2	423.7	2025年
ひびき天然ガス発電所	3	423.7	2025年
ひびき天然ガス発電所	4	423.7	2025年
姫路天然ガス発電所	1	622.6	2026年1月
姫路天然ガス発電所	2	622.6	2026年5月

CO₂排出量の計算方法

- CO₂排出係数(tCO₂/MWh)は発電所のユニットごとに設定。
- データは、ABB提供データを利用
- 排出係数はバイオマス混焼の火力発電の場合は、混焼率5%を反映した排出係数を用いる。
- 燃料種別の排出係数のヒストグラムは以下の通り

発電ユニットごとのCO₂排出係数分布を示すヒストグラム



電力需要の設定

STEP1:各電力会社の2018年度の変電所の潮流データおよびエリア内電力需要データなどを用いてノードごとの1時間単位の電力需要を算定

STEP2:各シナリオが想定する発電電力量に合わせて、STEP1で求めたノードごとの電力需要を比例的に増減して需要データを作成

- S1, S2, S3: エネルギー基本計画素案と同量の発電電力量
- S4, S5: エネルギー基本計画素案の発電電力量の95% (さらなる省エネなどにより5%電力需要が少ない)

注1:自家発による電力需要量は特定ができないことから、自家発需要はすべてノードごとの電力需要に含まれると想定

注2: 電気事業者の発電電力量は2018年度～2020年度で大きな変化はない。

2018年度	2019年度	2020年度
892TWh	863TWh	845TWh

電力調査統計https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results_archive.html

送電線の増強（地域間連系線のみ）

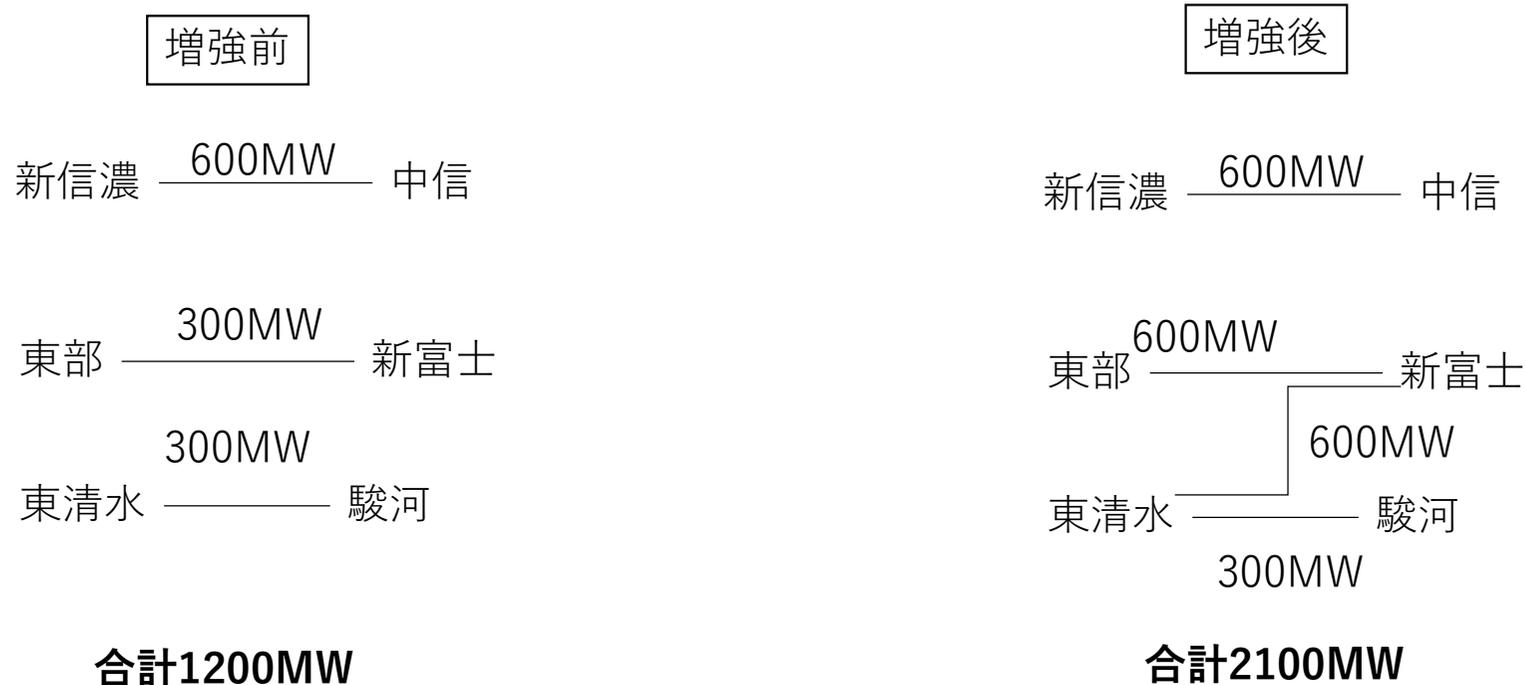
OCCTO資料によると2030年までに増強されるのは、東北－東京間、東京－中部間の送電線。

出典：OCCTO: 2021～2030年度の連系線の運用容量(2021年3月31日)https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2020/files/1_2021_2030_unyouyouryou.pdf

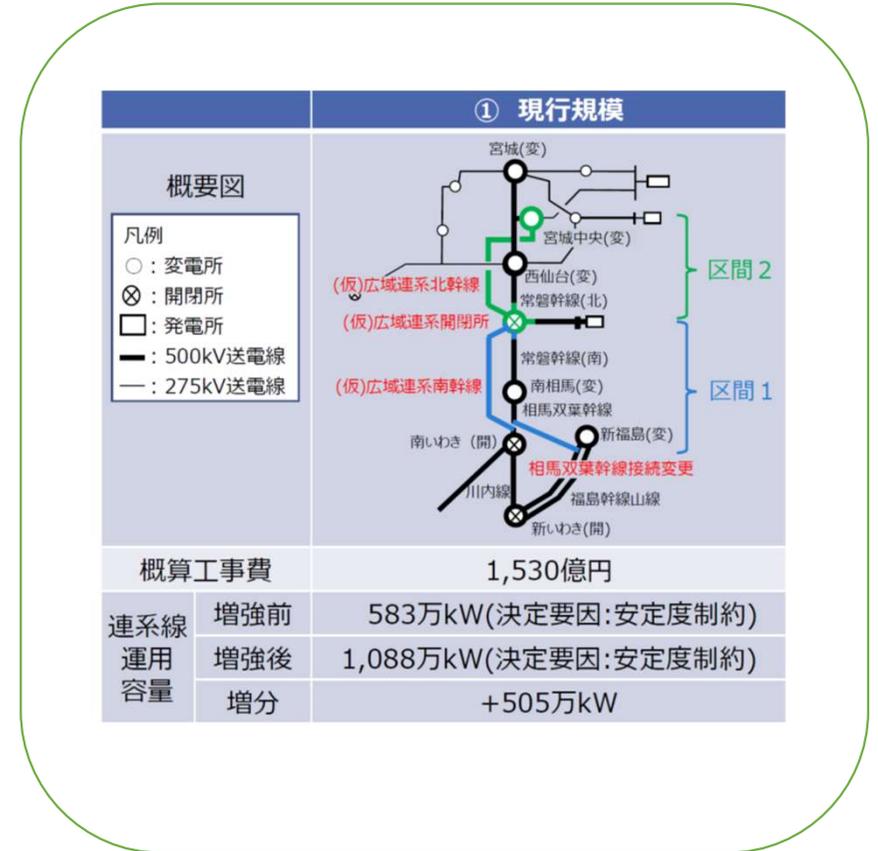
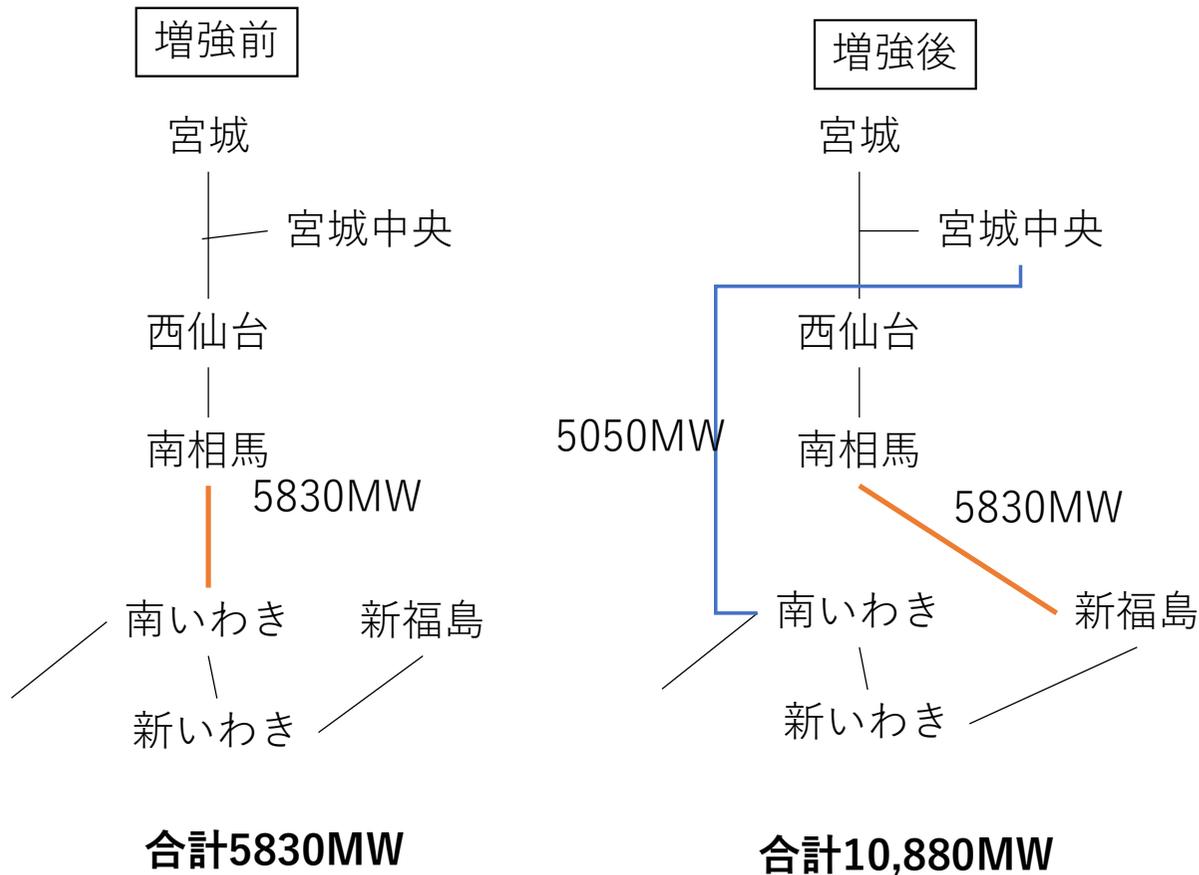
加えて、2028年頃運転開始が予定される新たな北本連系線の増強が予定されている。

出典：朝日新聞「北海道と本州結ぶ送電能力3割増へ 28年運転開始予定」<https://www.asahi.com/articles/ASP5N6FLDP5NIIPE005.html>

①東京－中部間の連系線増強（2020年代後半運用開始）

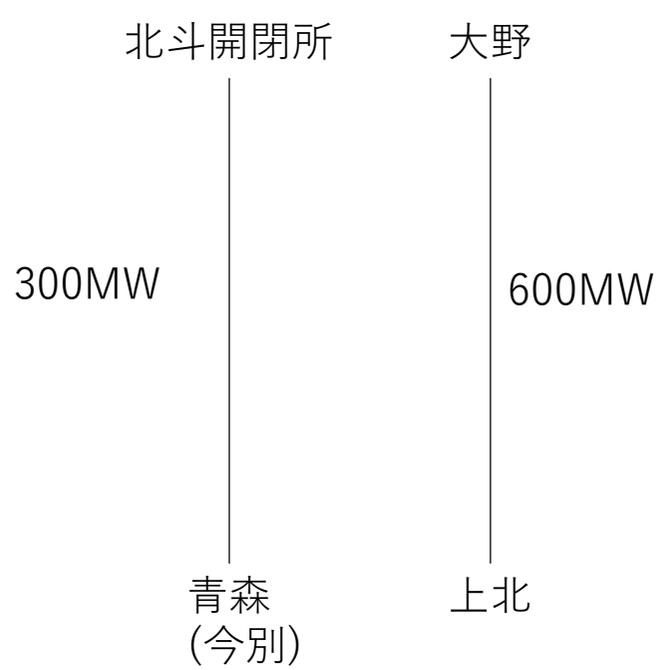


②東北－東京間の連系線増強（2028年度に運用開始予定）

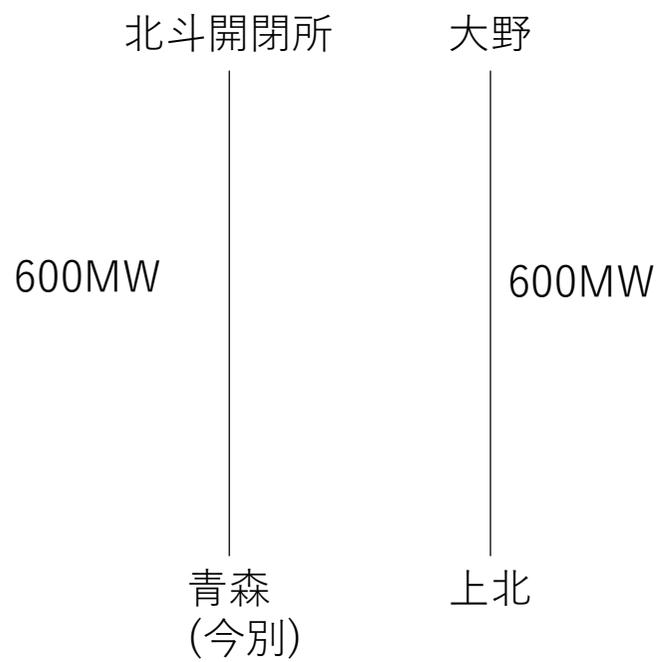


③北海道－東北間の連系線増強（2028年度に運用開始予定）

増強前



増強後



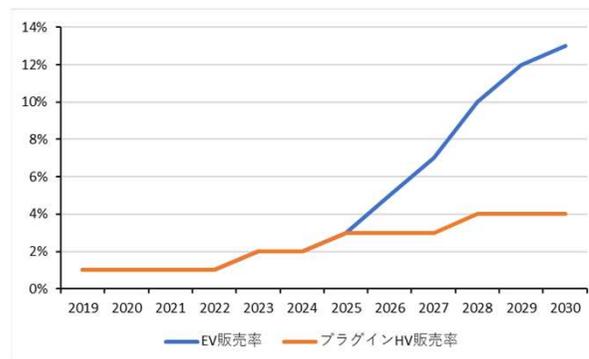
EVによる系統安定化効果の設定

想定1:2030年におけるEV及びPHEVの普及率をエネルギー基本計画想定に従い16%とする。2030年の普通自動車と軽自動車の保有台数を2020年と同じにそれぞれ、3800万台、2300万台とする。その結果、2030年には、610万台の普通自動車と360万台の軽自動車がEV・PHVと計算される。

想定2:各年のEVとPHVの販売シェアをボストンコンサルティンググループ分析を想定し、毎年の新車の販売台数を一定とすると、2030年のEVとPHEVの普及比率は7:4となる。

参考資料：ボストンコンサルティンググループ

<https://www.bcg.com/ja-jp/press/10january2020-electric-car>



想定3:2030年のEV台数のうちEV・PHVが電力需給調整に利用されると想定

想定4:1台あたりの出力変動調整能力を一般的な充電器の出力と同等の3.2kWと想定

想定5:1台あたりの蓄電池の容量を普通自動車で60kWh、軽自動車で30kWhと想定した。PHVの蓄電容量はEVの1/10とした。

想定6:蓄電池の容量のうち最大で50%を電力システムの需給調整に利用できると想定

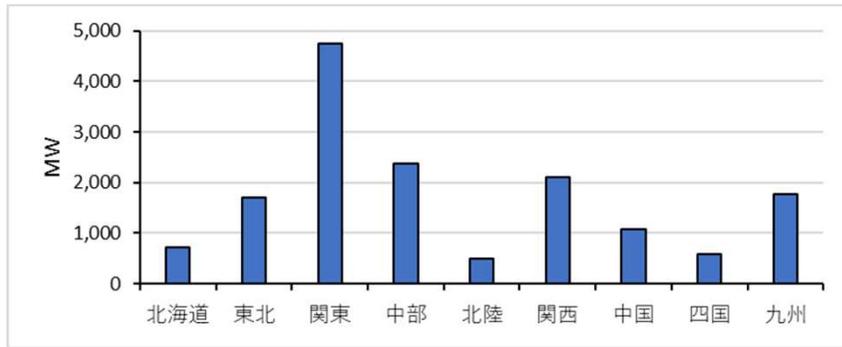
EVによる系統安定化効果の設定

EV・PHVによる電力需給調整に関するパラメータ想定まとめ

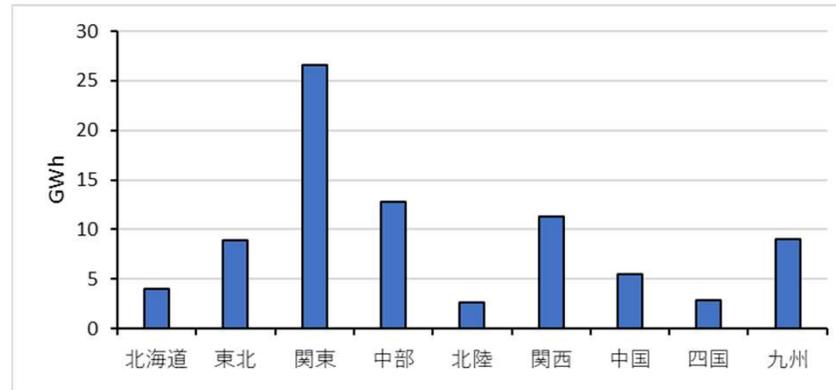
	EV_普通自動車	EV_軽自動車	PHV普通自動車	PHV普通自動車	合計	単位
2030年の自家用乗用車用EV台数	4,121,408	2,372,932	2,060,704	1,186,466	9,741,510	台
保有台数のうち1/2が調整機能として使えると想定を置いた場合の台数	2,060,704	1,186,466	1,030,352	593,233	4,870,755	台
1台あたりの出力変動調整能力	3.2	3.2	3.2	3.2		-kW/台
日本全体での出力変動調整能力	6,594	3,797	3,297	1,898	15,586 MW	
1台当たりの蓄電容量	60	30	6	3		-kW/台
蓄電値の使用割合	50%	50%	50%	50%		-
日本全体での蓄電容量	62	18	3	1	84 GWh	

EV・PHEVによる系統安定化効果の地域分布

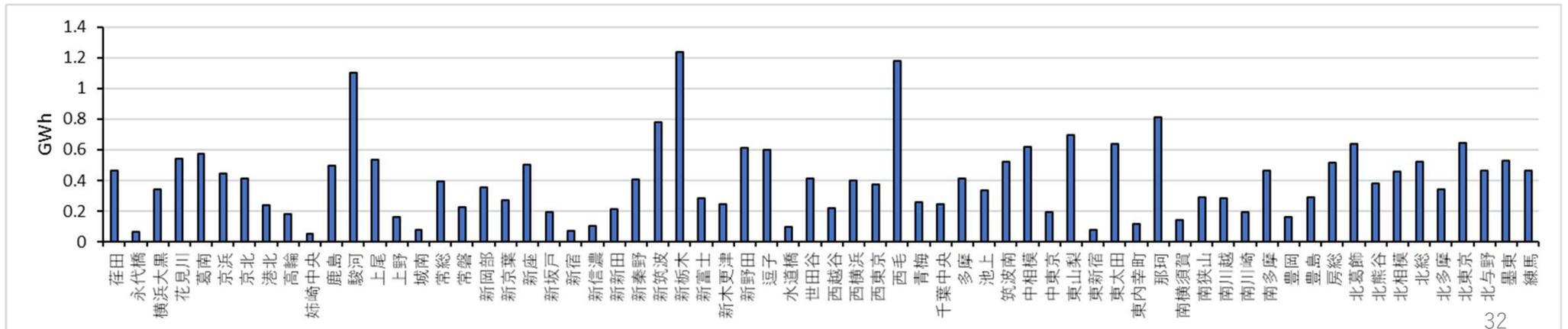
EV・PHEVによる調整能力の分布



EV・PHEVに蓄電容量の分布



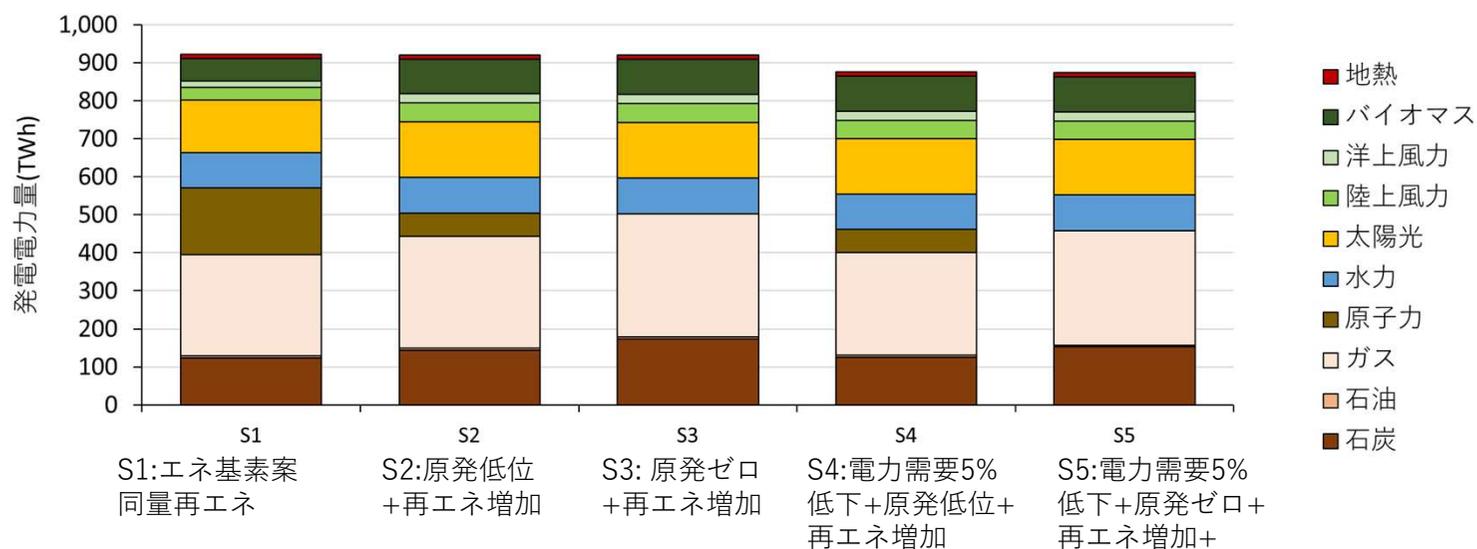
関東地域内のEV・PHEVに蓄電容量の分布



分析結果

電源構成及びCO₂排出量

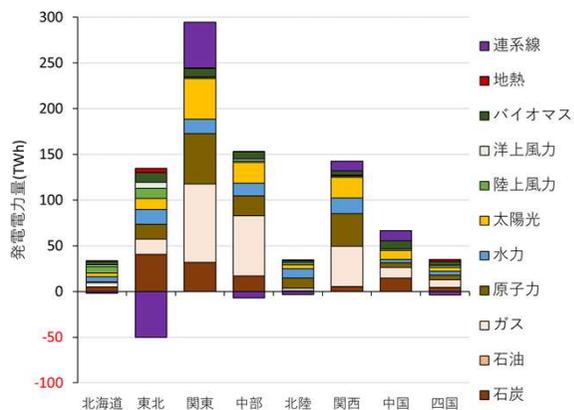
- 本分析では、エネルギー基本計画と同等の再エネと原発稼働量を想定したシナリオ（S1）、電力部門のCO₂排出量が190MtCO₂（2013年比67%削減）となった。エネルギー基本計画では、220MtCO₂（2013年比62%削減）であるが、その差は火力の電源構成の差が大きい。
- 原発の稼働が想定よりも進まず、再エネの導入量が進むシナリオ(S2)では、CO₂排出量は216MtCO₂となった。
- 原発が稼働せず、再エネの導入量が進むシナリオ(S3)では、CO₂排出量は251MtCO₂となった。
- 原発の稼働が想定よりも進まず、再エネの導入量が進み、需要が低下するシナリオ(S4)では、CO₂排出量は193MtCO₂となった。
- 原発が稼働せず、再エネの導入量が進み、需要が低下するシナリオ(S5)では、CO₂排出量は225MtCO₂となった。



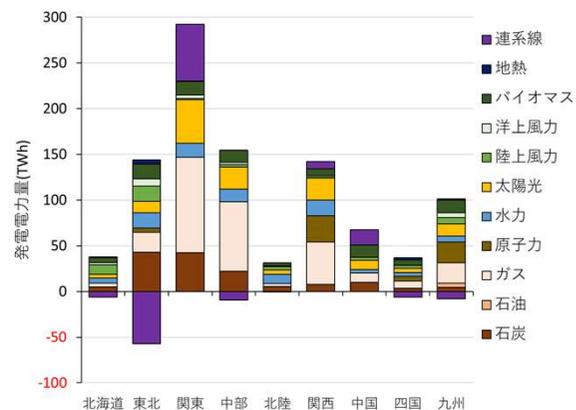
	エネルギー基本計画	S1	S2	S3	S4	S5
CO ₂ 排出量(MtCO ₂)	220	190	216	251	193	225
2013年比削減率	62%	67%	62%	56%	66%	61%

各シナリオの地域別電源構成

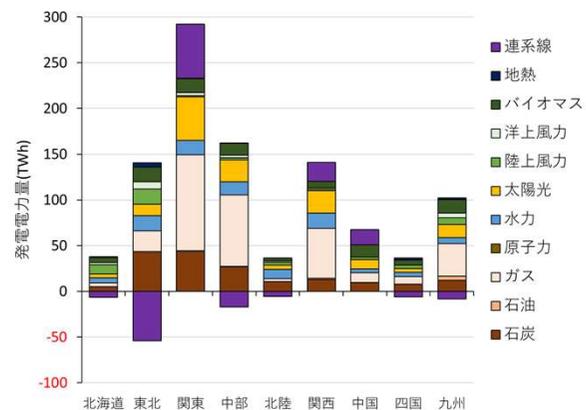
S1: エネ基素案



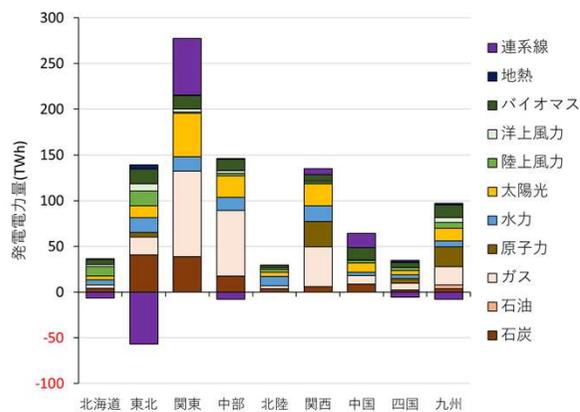
S2: 原発低位+再エネ増加



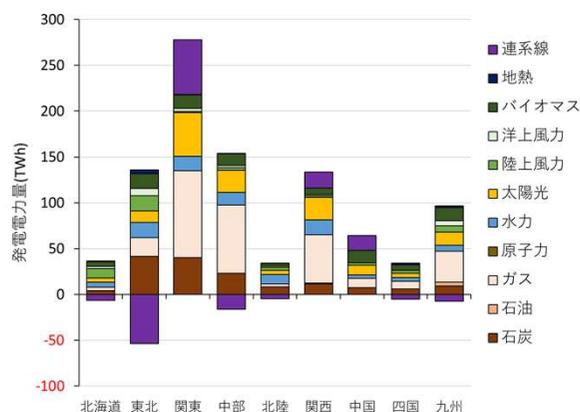
S3: 原発ゼロ+再エネ増加



S4: 電力需要5%低下+原発低位+再エネ増加



S5: 電力需要5%低下+原発ゼロ+再エネ増加

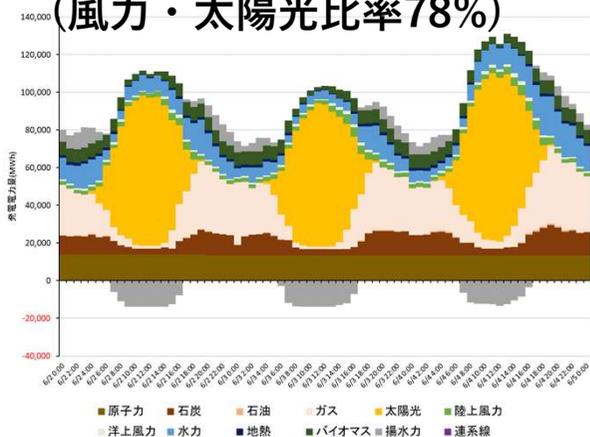


風力・太陽光比率が高い時間帯の需給バランス

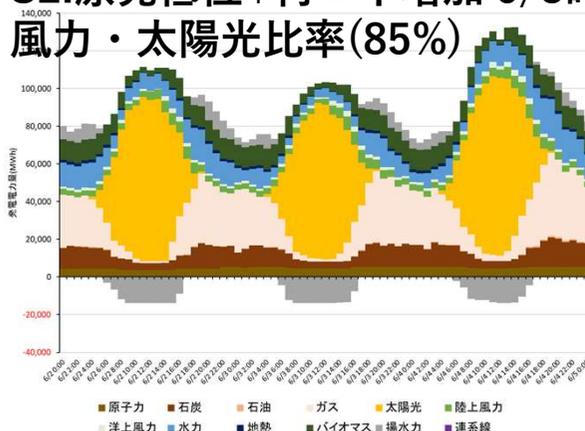
4/29日時点では、再生可能エネルギーによる電力供給が需要に近い水準になっていることが、S2、S3シナリオの結果からわかる。また、これらの時間帯に出力抑制が起きていることも確認できた。

→この時間帯の出力抑制は、送電制約よりも需要以上に風力・太陽光の電力が供給されることが主因

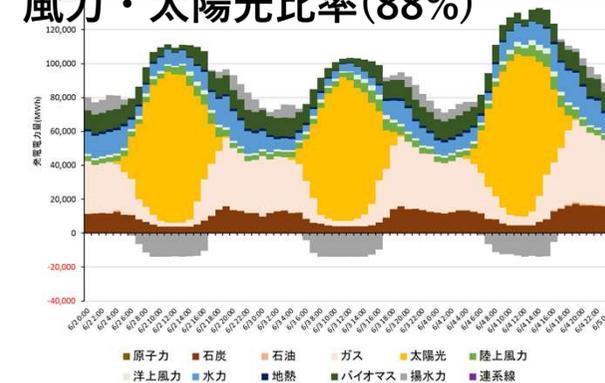
S1: エネ基素案 6/3時点
(風力・太陽光比率78%)



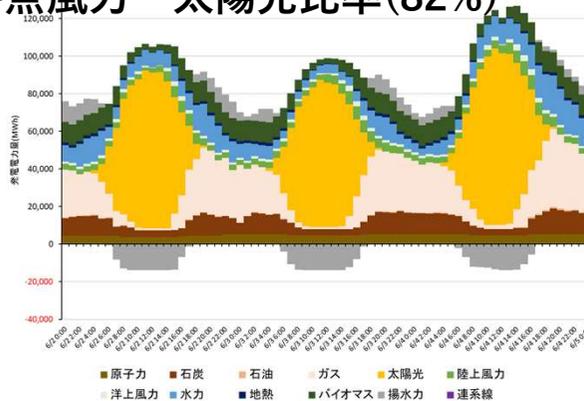
S2: 原発低位+再エネ増加 6/3時点
風力・太陽光比率(85%)



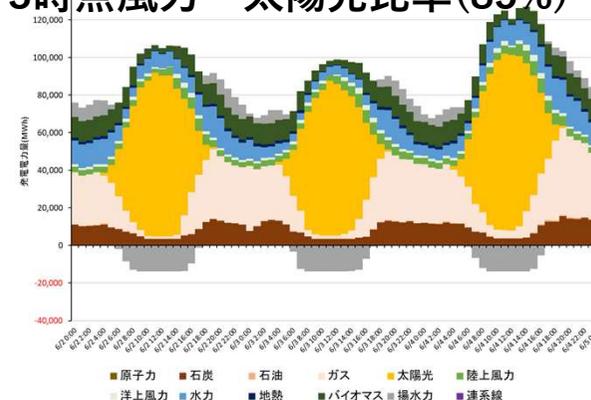
S3: 原発ゼロ+再エネ増加 6/3時点
風力・太陽光比率(88%)



S4: 原発低位+再エネ増加+需要低下 6/3時点
風力・太陽光比率(82%)



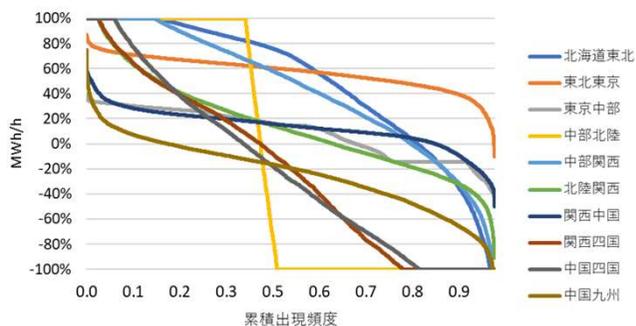
S5: 原発ゼロ+再エネ増加+需要低下 6/3時点
風力・太陽光比率(85%)



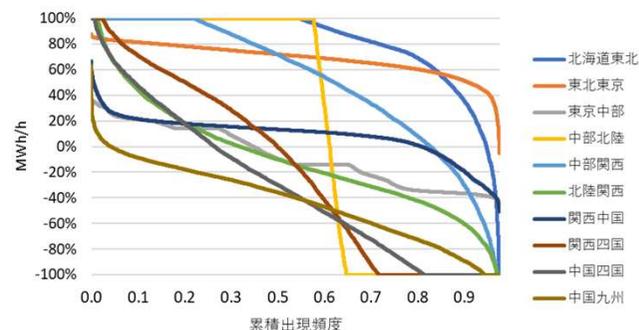
地域間連系線のDuration Curve

- 北海道→東北間、中部→関西間の地域間連系線が運用容量の最大値まで利用して送電する時間帯が、S1、S2、S3の順に多くなっている。
- 九州→中国、四国→中国、四国→関西の地域間連系線も運用容量の最大値まで利用して送電する時間帯が見られる

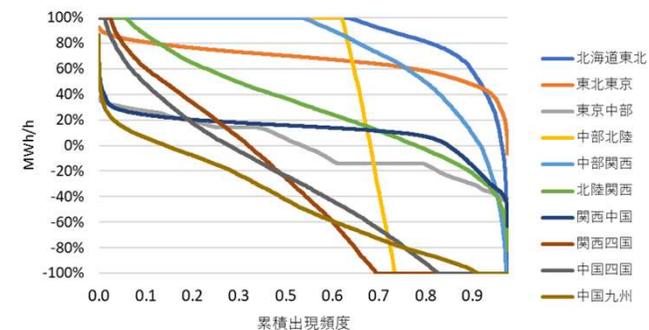
S1: エネ基素案



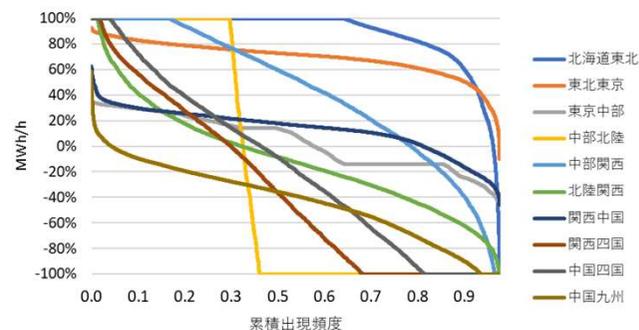
S2: 原発低位+再エネ増加



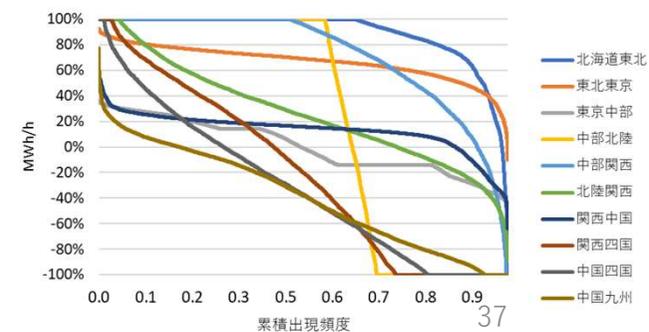
S3: 原発ゼロ+再エネ増加



S4: 原発低位+再エネ増加+需要低下



S5: 原発ゼロ+再エネ増加+需要低下



地内送電線の利用率の分布

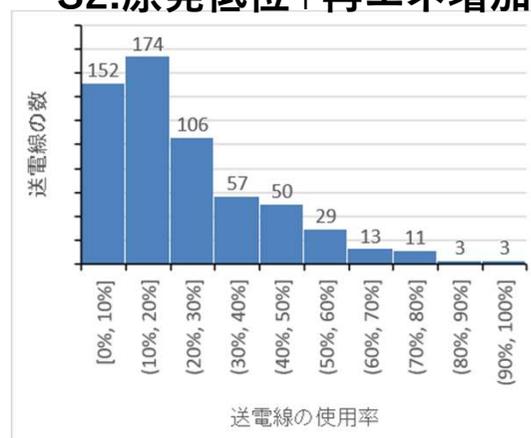
設備利用率が80%以上の送電線は限定的である。

→送電制約が発生する場合でも、局地的な対応で十分であることが示唆される。

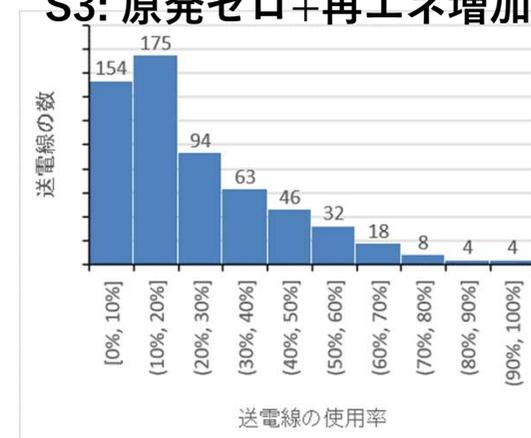
S1: エネ基素案



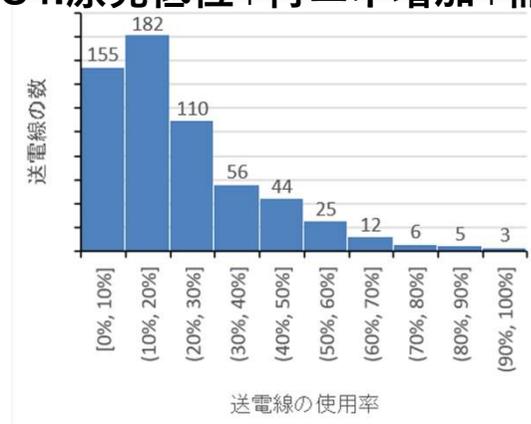
S2: 原発低位+再エネ増加



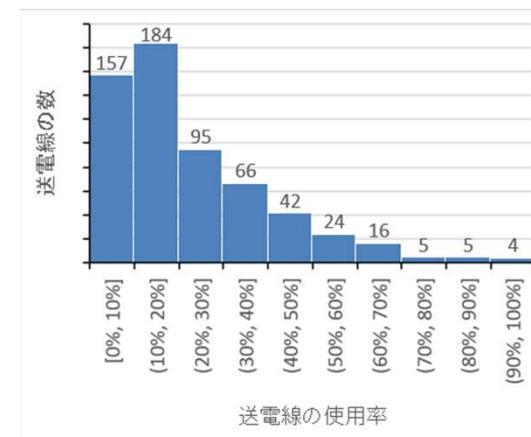
S3: 原発ゼロ+再エネ増加



S4: 原発低位+再エネ増加+需要低下



S5: 原発ゼロ+再エネ増加+需要低下



地内送電線の混雑率が高い10本の送電線の設備利用率

- 新茂木-新古河、新しいわきー新筑波間の送電線は、再エネからの電力だけではなく、火力発電からの電力も大量に送電されているため、混雑している。

S1:エネ基素案

設備利用率	ノード名	ノード名
95%	西佐世保	東佐世保分岐
94%	新茂木	新古河
92%	江東	城南
87%	西播	姫路
86%	新坂戸	北東京
84%	新加古川	宝塚
83%	馬瀬川・高根水力	北部
83%	馬瀬川・高根水力	中信
81%	新しいわき開閉所	新筑波
80%	中越	東上越

S2:原発低位+再エネ増加

設備利用率	ノード名	ノード名
98%	新茂木	新古河
93%	西佐世保	東佐世保分岐
90%	江東	城南
90%	新加古川	宝塚
88%	西播	姫路
86%	新しいわき開閉所	新筑波
80%	馬瀬川・高根水力	北部
80%	馬瀬川・高根水力	中信
78%	西九州	武雄
77%	中九州	南熊本

S3: 原発ゼロ+再エネ増加

設備利用率	ノード名	ノード名
97%	新茂木	新古河
97%	新加古川	宝塚
93%	西佐世保	東佐世保分岐
93%	西播	姫路
89%	江東	城南
83%	新しいわき開閉所	新筑波
83%	三宮	神戸
83%	飾磨港	姫路第一
80%	馬瀬川・高根水力	北部
80%	馬瀬川・高根水力	中信

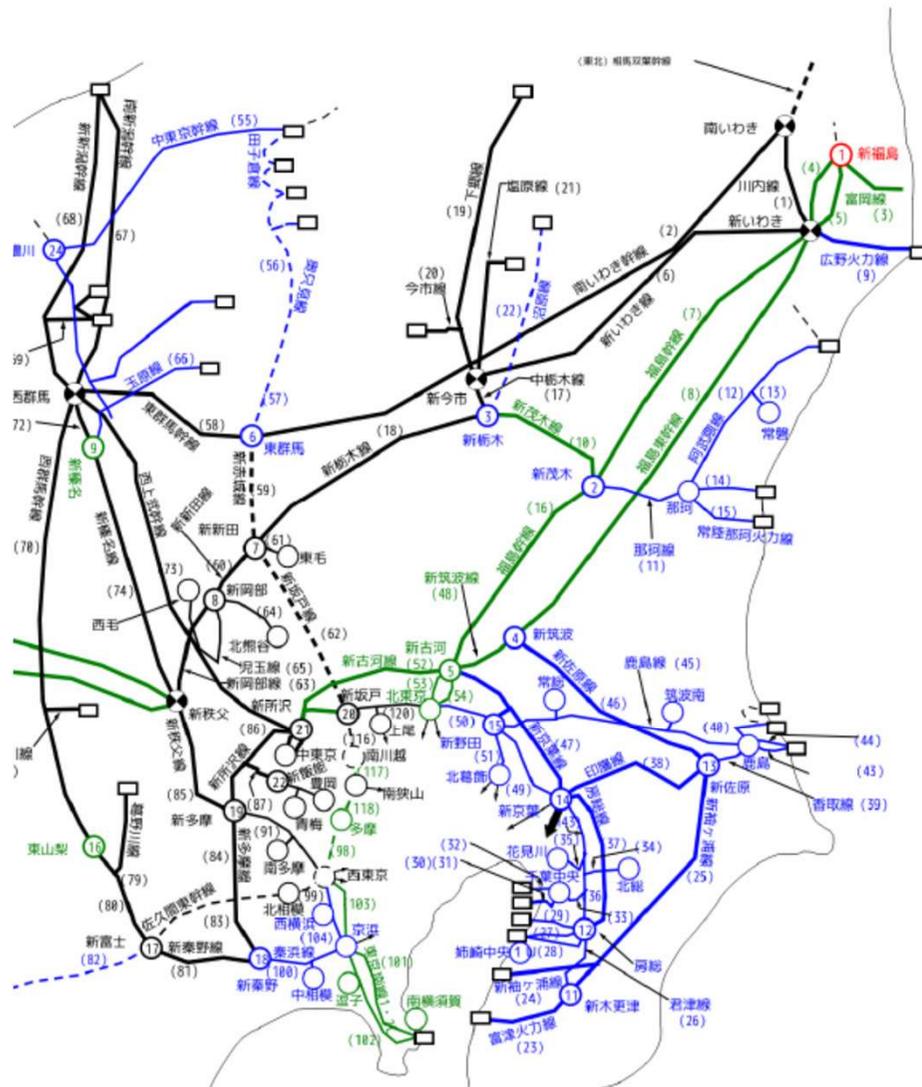
S4:原発低位+再エネ増加 +需要低下

設備利用率	ノード名	ノード名
97%	新茂木	新古河
92%	西佐世保	東佐世保分岐
90%	江東	城南
87%	新加古川	宝塚
87%	西播	姫路
85%	新しいわき開閉所	新筑波
80%	馬瀬川・高根水力	北部
80%	馬瀬川・高根水力	中信
77%	熊本	日田
77%	西九州	武雄

S5: 原発ゼロ+再エネ増加 +需要低下

設備利用率	ノード名	ノード名
97%	新茂木	新古河
95%	新加古川	宝塚
93%	西播	姫路
92%	西佐世保	東佐世保分岐
89%	江東	城南
83%	新しいわき開閉所	新筑波
83%	飾磨港	姫路第一
81%	馬瀬川・高根水力	北部
81%	馬瀬川・高根水力	中信
78%	熊本	日田

- 東京電力パワーグリッド社の資料においても、新しいわき－新筑波間の送電線は「空容量なし」となっている。
→シミュレーション結果が整合している。



- ノンファームとして平常時抑制の可能性が有る系統
- 空容量無しN-1電制適用可能量無し系統
- 空容量無しN-1電制適用可能量有り系統
- 空容量有りN-1電制適用可能量有り系統

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf_new/akiyouryou_kikan.pdf

出力抑制率

S1: エネ基素案

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	8.0%	3.1%	1.5%	0.4%	0.2%	0.6%	2.8%	0.9%	8.0%	2.2%
Wind_onshore	5.6%	1.6%	1.7%	0.2%	1.0%	0.6%	1.5%	1.0%	5.0%	2.7%
Wind_offshore	1.3%	1.9%	1.8%	3.3%	4.0%	2.4%	2.9%		2.2%	2.2%

S2: 原発低位+再エネ増加

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	8.7%	1.9%	1.2%	0.2%	0.1%	0.7%	2.7%	0.9%	7.8%	2.0%
Wind_onshore	5.3%	0.9%	1.0%	0.0%	0.3%	0.6%	1.4%	1.1%	7.5%	2.8%
Wind_offshore	2.9%	1.2%	1.5%	2.3%	2.8%	2.2%	2.7%		6.8%	2.9%

S3: 原発ゼロ+再エネ増加

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	8.7%	1.8%	1.2%	0.2%	0.1%	0.6%	2.3%	0.6%	2.9%	1.4%
Wind_onshore	5.4%	0.8%	1.0%	0.0%	0.4%	0.3%	1.1%	0.7%	2.6%	2.0%
Wind_offshore	3.0%	1.2%	1.5%	1.9%	2.4%	1.6%	2.0%		3.5%	2.1%

S4: 原発低位+再エネ増加+需要低下

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	9.2%	2.7%	1.3%	0.3%	0.2%	0.9%	3.7%	1.4%	8.8%	2.3%
Wind_onshore	5.8%	1.2%	1.2%	0.0%	0.5%	0.9%	1.7%	1.5%	7.5%	3.0%
Wind_offshore	3.7%	1.7%	1.9%	2.9%	3.6%	2.7%	3.4%		7.3%	3.4%

S5: 原発ゼロ+再エネ増加+需要低下

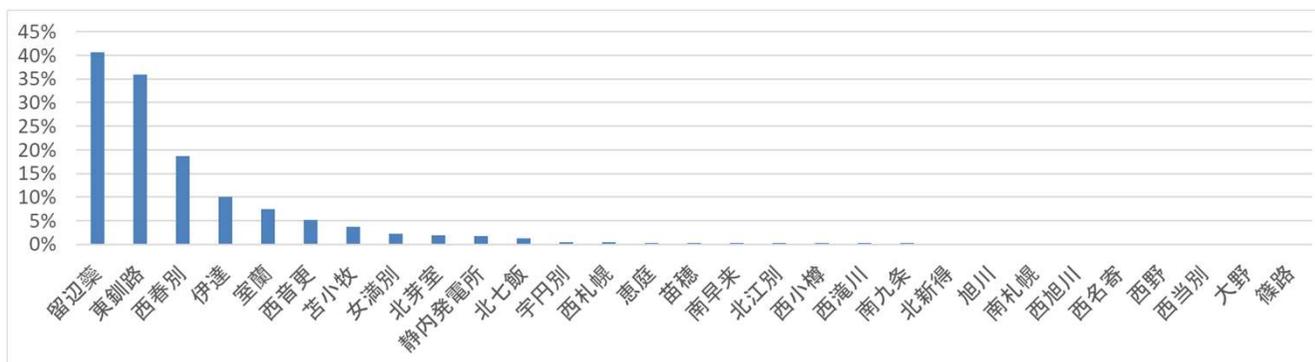
	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	9.3%	2.7%	1.3%	0.3%	0.2%	0.5%	2.6%	0.9%	3.6%	1.6%
Wind_onshore	5.7%	1.2%	1.2%	0.0%	0.5%	0.3%	1.3%	1.0%	3.1%	2.3%
Wind_offshore	3.7%	1.6%	1.9%	2.5%	2.9%	2.1%	2.7%		4.1%	2.6%

- 風力発電の導入が大きい北海道、東北、九州地域では、太陽光発電の出力抑制が大きくなっている。（ただし、日本全国では、3%以内に収まっている。）
- 本分析では、太陽光発電の配置を地域別では需要の多きさに応じて配分していることから、電源の配置によって、出力抑制率が変わりうる。

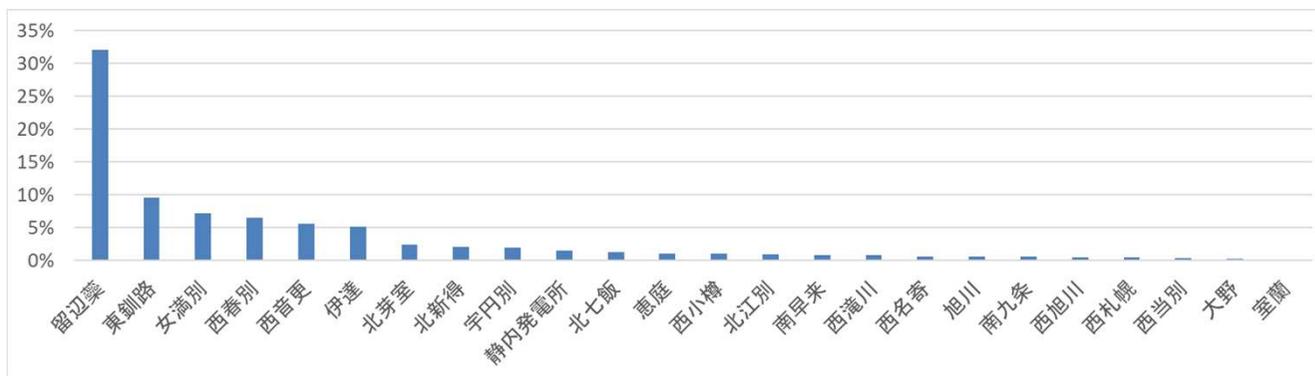
S1シナリオにおける北海道内の出力抑制率

太陽光、風力のポテンシャルがあるが、電力需要量や周辺の送電容量が少ない道東地域で大きな出力抑制が起きている。

太陽光



風力

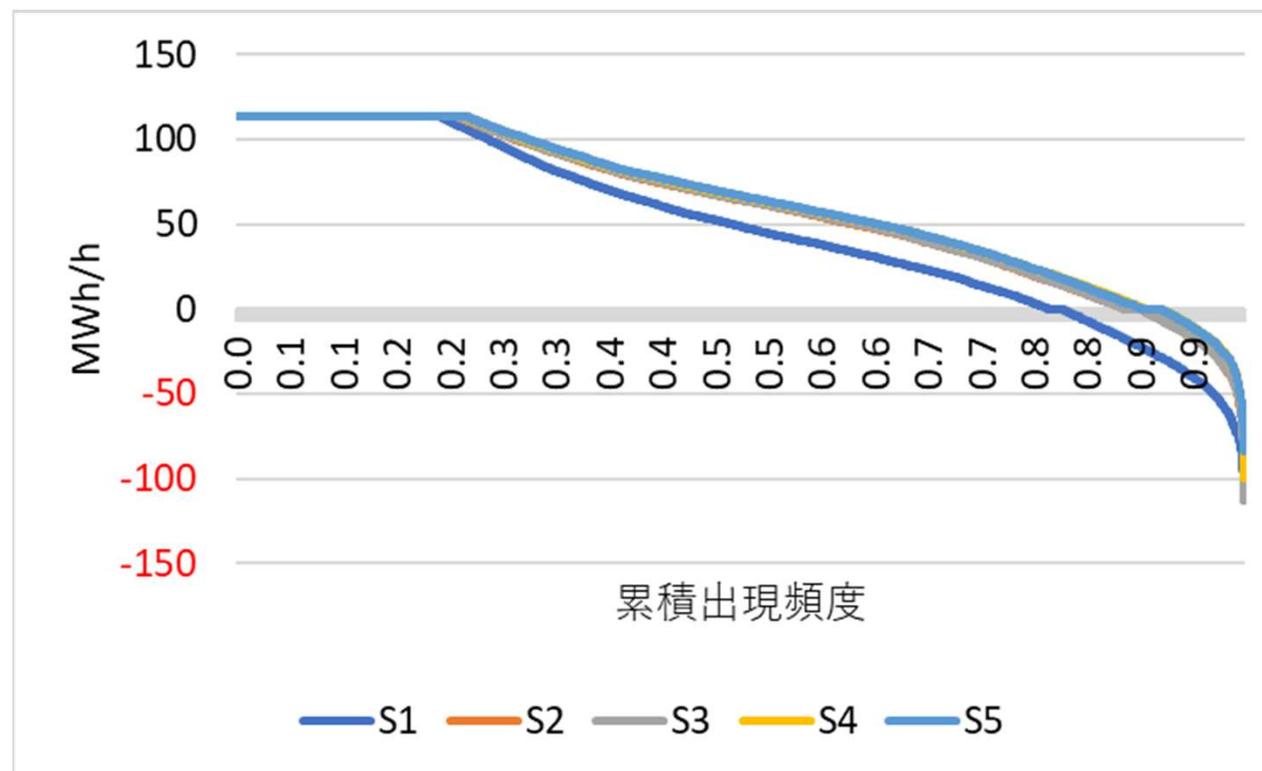


留辺蘂→送電線分岐点までの設備容量

設備利用率は45%程度であるが、送電線の設備容量(113MW)の上限まで達する時間がある。

→留辺蘂に接続される陸上風力・太陽光発電は送電線制約で出力抑制率が発生していると考えられる。

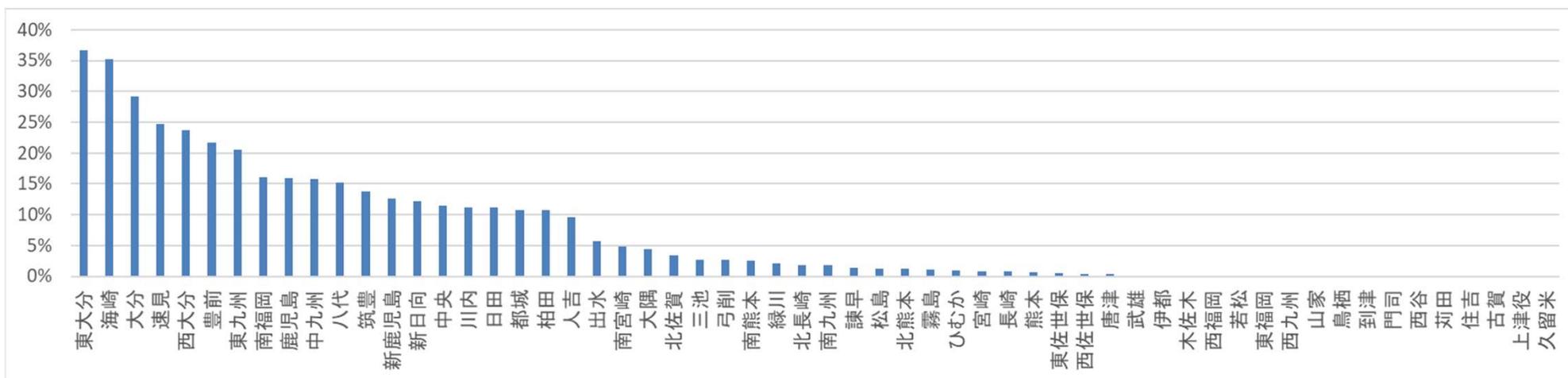
→今後電力需要量や送電容量も加味して太陽光・風力の電源配置を検討することで、出力抑制がより小さくなるようなシナリオを提示できる可能性がある。



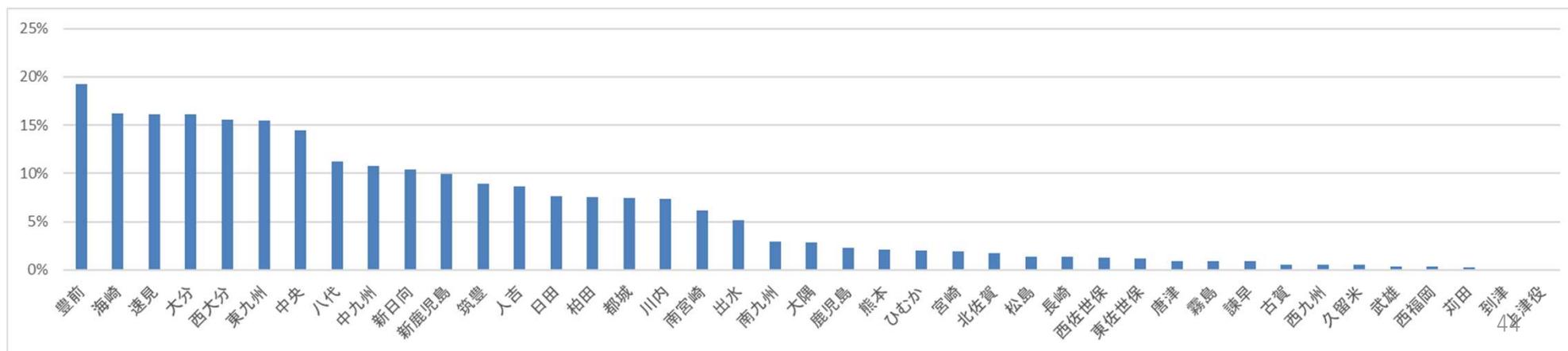
S1シナリオにおける九州内の出力抑制率

陸上風力・太陽光発電の導入量が多い大分付近で大きな出力抑制が起きている。

太陽光

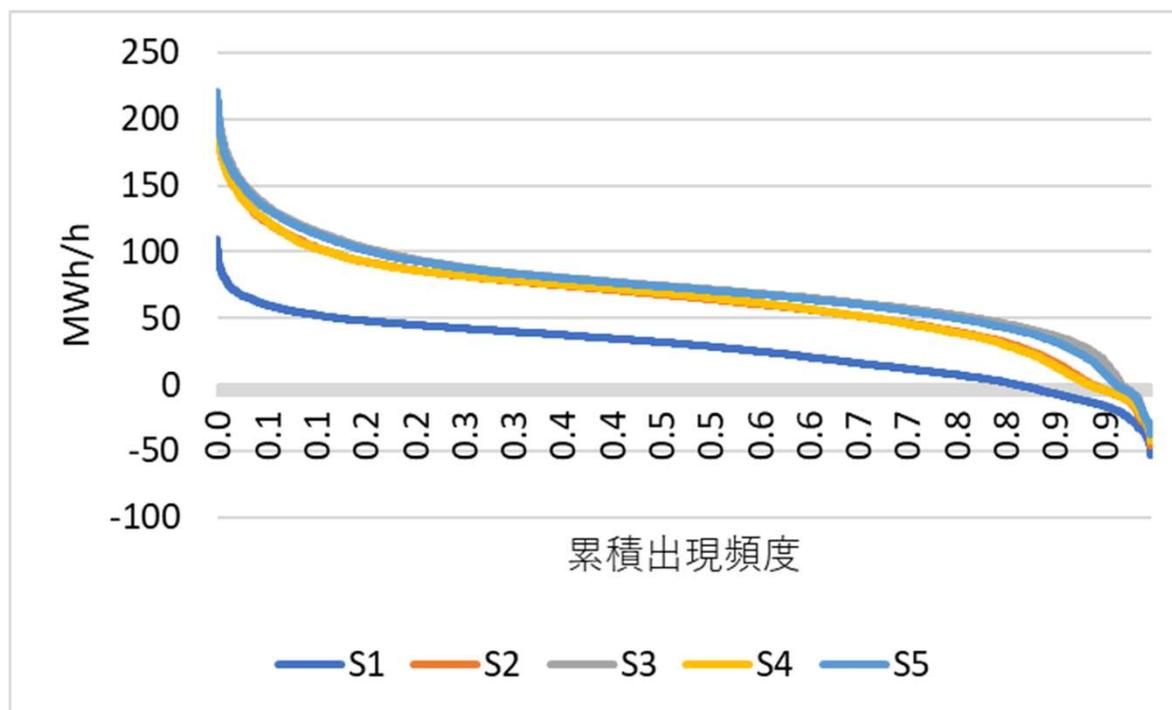


風力



海崎→東九州の送電線の持続曲線設備容量

- 設備利用率は10%に満たず、送電量が設備容量（648MW）に達することはない。
 - 前述のグラフで、九州－中国間と中国－関西間の連系線もすべての時間帯で設備容量に達していない。
 - 原発が稼働しないS3とS5では、持続曲線がS2、S4よりも上方にある。
- 海崎に接続される太陽光・風力発電は、送電容量ではなく、域内外の再エネ供給量が需要に対して大きすぎることで出力抑制が起きていると考えられる。



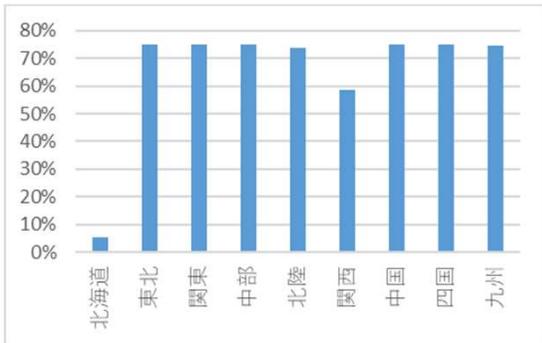
シナリオ別の稼働を想定した原発の設備利用率（地域別）

S1シナリオにおいて北海道地域では、泊原発1号機～3号機の稼働を想定したが、メリットオーダーに基づくシミュレーションでは、設備利用率が15%程度となった。

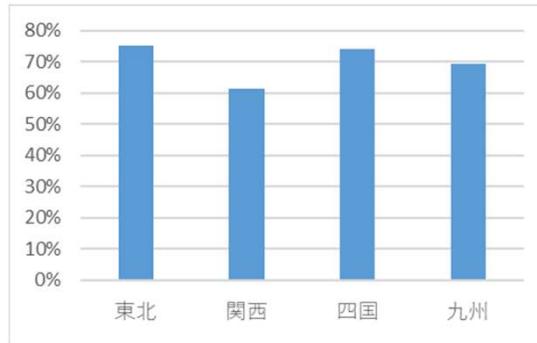
再エネの導入量が多い九州地方でも、原子力発電の設備利用率の低下が観測されている。

→メリットオーダーの下で再エネが原子力発電よりも競争力がある場合、再エネが多い地域では原発の設備利用率が下がる可能性が示唆される。

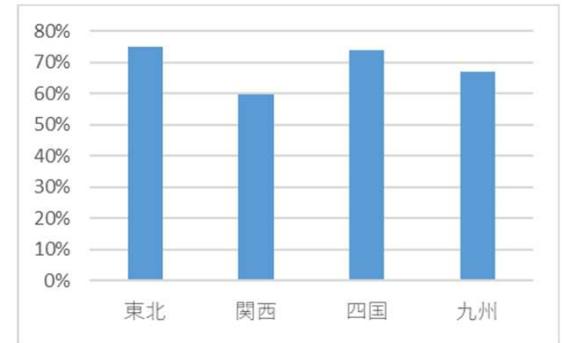
S1:エネ基素案



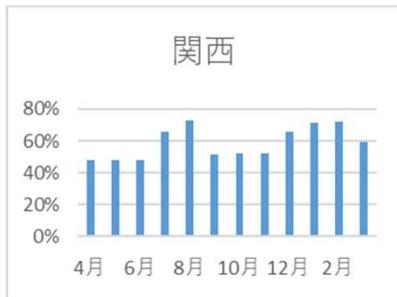
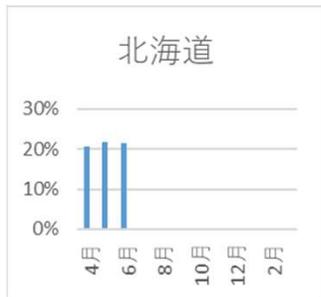
S2:原発低位+再エネ増加



**S4:原発低位
+再エネ増加+電力需要5%低下**



北海道・関西月別設備利用率



リプレイス・新設火力の設備利用率分布

- リプレイス・新設火力発電の中でも、年間の平均設備利用率が60%を下回る設備が複数存在する。

S1: エネ基素案

S2: 原発低位
+再エネ増加

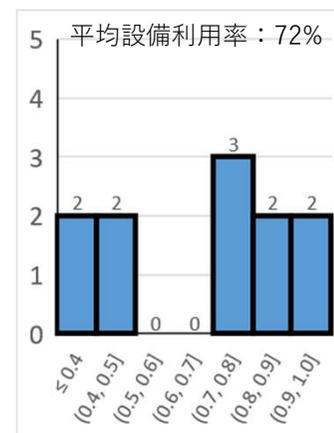
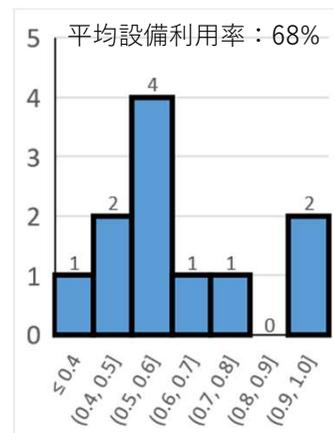
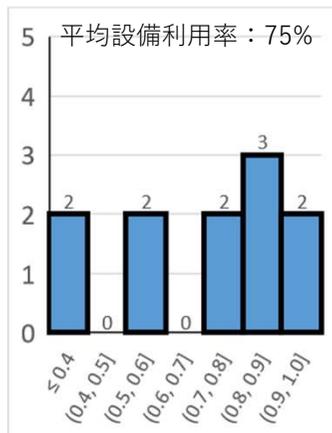
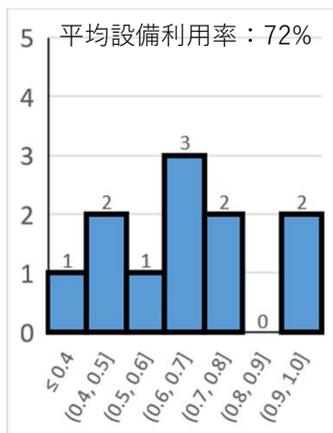
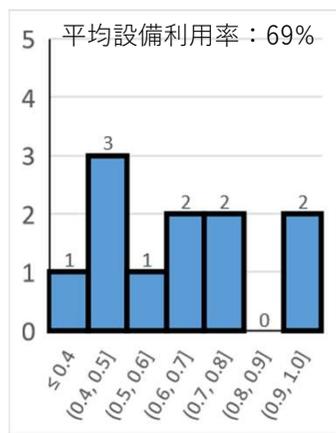
S3: 原発ゼロ
+再エネ増加

S4: 原発低位
+再エネ増加+需要低下

S5: 原発ゼロ
+再エネ増加+需要低下

石炭火力

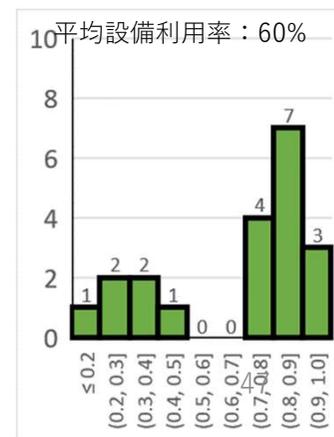
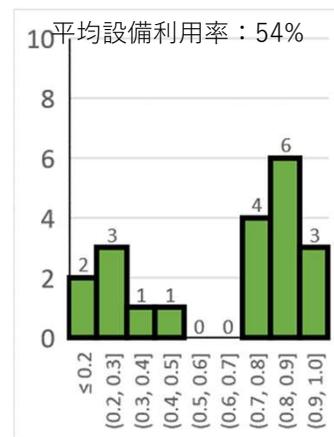
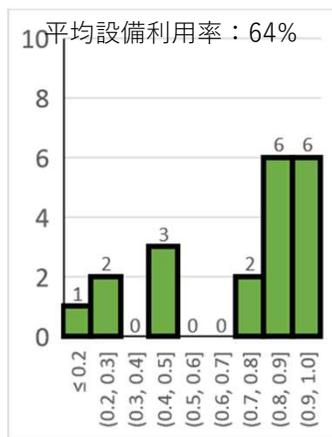
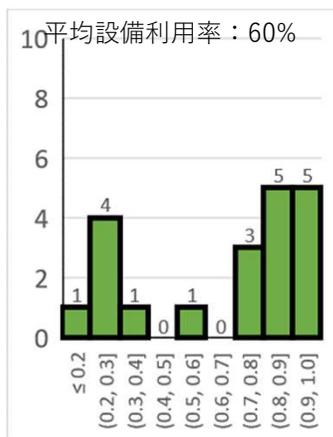
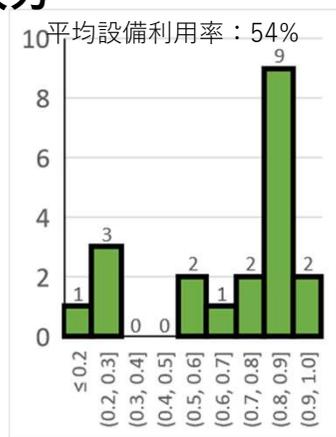
ユニット数



設備利用率

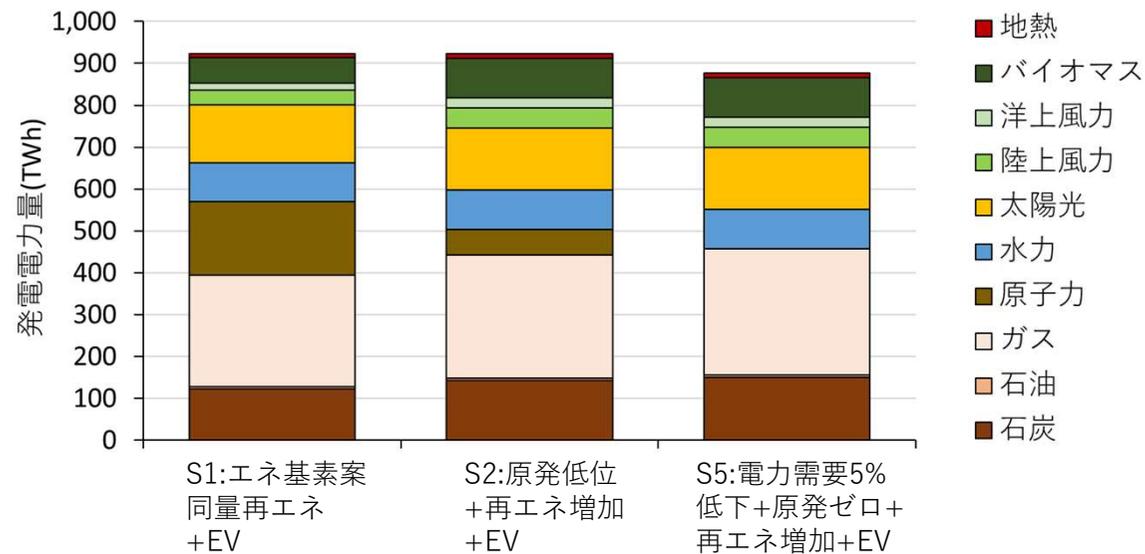
ガス火力

ユニット数



設備利用率

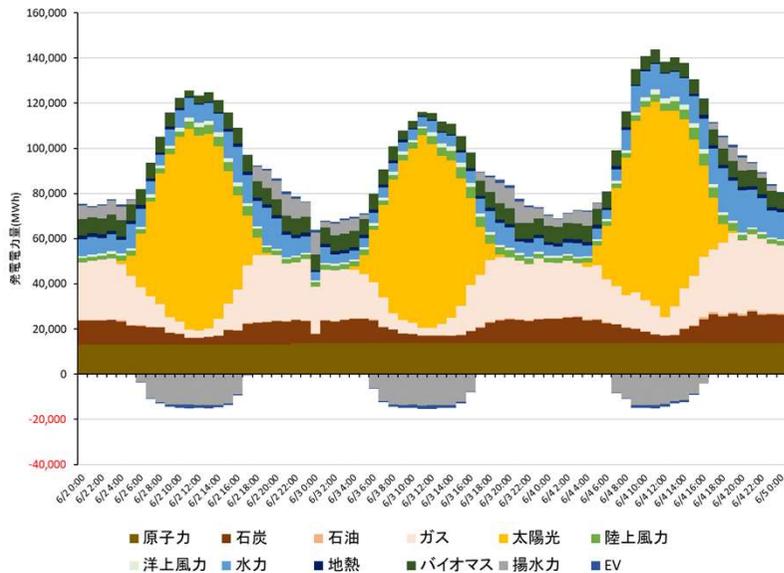
- 本分析のEVの蓄電池を用いた調整力の想定では、CO₂排出量を1MtCO₂程度改善する効果が見られた。
- 今回のシナリオでは、蓄電池なしでも風力・太陽光の出力抑制率が小さい。蓄電池なしでも風力・太陽光の出力抑制率が大きい場合はより顕著な効果が見られると考えられる。
- S5'シナリオでは石炭・ガス火力ともに設備容量に余裕がある。カーボンプライシングなどによって、より多くのガス火力が石炭火力よりも経済優位になる場合、220MtCO₂を下回ると考えられる。



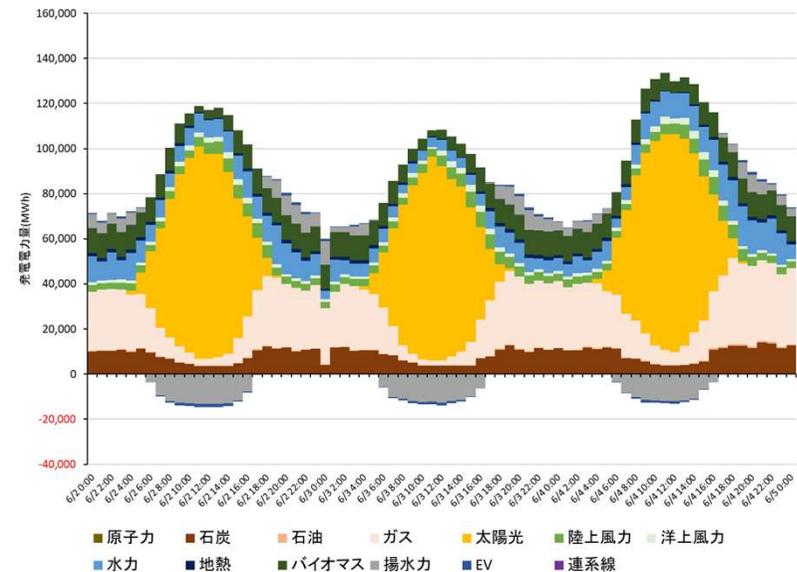
		S1'	S2'	S5'	エネ基素案
EVあり	CO2排出量 (MtCO2)	190	215	224	
	2013年比削減率	67%	62%	61%	
EVなし	CO2排出量 (MtCO2)	190	216	225	220

- EVも蓄電池として機能していることが確認できた。
- 今回のシナリオでは、EVも蓄電池機能なしでも出力抑制は限定的であることから、その効果が顕著にはみられていない。今後出力抑制が大きくなるシナリオにおけるEVも蓄電池として機能の効果を実定量化し、EVの効果の詳細に考察することが必要である。

S1':エネ基素案同量再エネ+EV
6/3時点風力・太陽光比率(90%)



S5':原発低位+再エネ増加+需要低下+EV
6/3時点風力・太陽光比率(97%)



- 本分析のEVを用いた調整力の想定では、出力抑制を1%程度改善する効果が見られた。

S1':エネ基素案+EV

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	7.9%	1.1%	0.6%	0.3%	0.0%	0.3%	1.0%	0.2%	3.3%	1.0%
Wind_onshore	5.4%	0.7%	0.7%	0.1%	0.4%	0.4%	0.7%	0.4%	2.8%	1.9%
Wind_offshore	0.6%	0.8%	0.7%	1.6%	1.7%	0.9%	1.2%		0.9%	1.0%

S2':原発低位+再エネ増加+EV

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	9.4%	0.8%	0.6%	0.2%	0.0%	0.3%	1.0%	0.3%	4.2%	1.2%
Wind_onshore	5.5%	0.4%	0.6%	0.1%	0.1%	0.3%	0.7%	0.5%	5.3%	2.2%
Wind_offshore	2.4%	0.6%	0.8%	1.4%	1.7%	1.1%	1.4%		4.7%	1.9%

S5':原発低位+再エネ増加+需要低下+EV

	01北海道	02東北	03関東	04中部	05北陸	06関西	07中国	08四国	09九州	全国
Solar	11.0%	1.5%	0.7%	0.2%	0.0%	0.2%	1.0%	0.2%	1.6%	1.0%
Wind_onshore	6.1%	0.7%	0.8%	0.1%	0.2%	0.2%	0.7%	0.4%	1.5%	1.9%
Wind_offshore	3.7%	0.9%	1.1%	1.0%	1.3%	0.8%	1.2%		2.0%	1.5%

分析のまとめ（エネ基素案シナリオに関する事項）

エネルギー基本計画が想定する2030年46%削減と整合する非化石電源が導入量想定に対して、実潮流に基づく送電系統運用がなされた場合のシミュレーションを行った結果、以下の事項が明らかとなった。

- 2030年までの現時点で計画されている送電線増強だけでも、風力・太陽光発電の出力抑制が日本全体では3%以内に収まる。
- 地域的にみると、出力抑制が高い地域があるが、電源配置の想定を変えることで改善される可能性が十分に考えられる。
- 電源の運用がメリットオーダーでなされることで、本分析が想定する燃料価格のもとでは、CO₂排出量が190MtCO₂と計算され、エネルギー基本計画が想定する220MtCO₂よりも低い値となった。
 - ▶ 逆説的に、ガス燃料価格が石炭燃料よりも優位性が維持される水準のカーボンプライシングが導入される場合、電力部門からのCO₂排出量をさらに下げることが可能であることが示唆される。
- リプレース・新規の石炭火力、ガス火力の設備利用率が60%を下回る火力が存在する。
 - ▶ 今後、投資回収が困難になる火力発電事業が生じる可能性が示唆される。
- メリットオーダーの下で再エネが原子力発電よりも競争力がある場合、北海道や九州など再エネが多い地域では原発の設備利用率が下がる可能性が示唆される。

分析のまとめ（シナリオ共通事項や特記事項）

- すべてのシナリオにおいて、以下の地域間連系線の設備利用率は高くなっており、設備容量の上限まで使用する時間帯が多い。
 - 北海道－東北、中部－関西、中部－北陸、関西－四国、中国－四国
 - 北海道、四国といった域内の電力需要が小さいところに接続する連系線の設備利用率が高くなる傾向にある。
- すべてのシナリオにおいて、地内系統で設備利用率が80%以上の送電線は限定的である。
 - 送電制約が発生する場合でも、局地的な対応で十分であることが示唆される。
- さらに、再エネ比率が高い時間帯の電力需給構造から出力抑制は、送電制約ではなく電力需要以上に風力・太陽光の電力が供給されることが理由と考えられる。
 - 風力・太陽光（特に、太陽光）からの電力を長期に保存し得るようなシステムの必要性が示唆される。
- EVが電力の需給バランスの改善に貢献する場合、1～2%程度出力抑制率が改善することが確認された。
- 原子力発電の稼働がない場合でも、再エネの増加、需要の削減（省エネの推進）、EVによる需給調整といった方策を使うことで、電力部門からのCO₂排出量を220MtCO₂に近い水準までCO₂排出量を抑えられる可能性が示された。
 - シミュレーション上は石炭・ガス火力ともに設備容量に余裕がある。カーボンプライシングなどによって、より多くのガス火力が経済優位になる場合、220MtCO₂を下回ると考えられる。

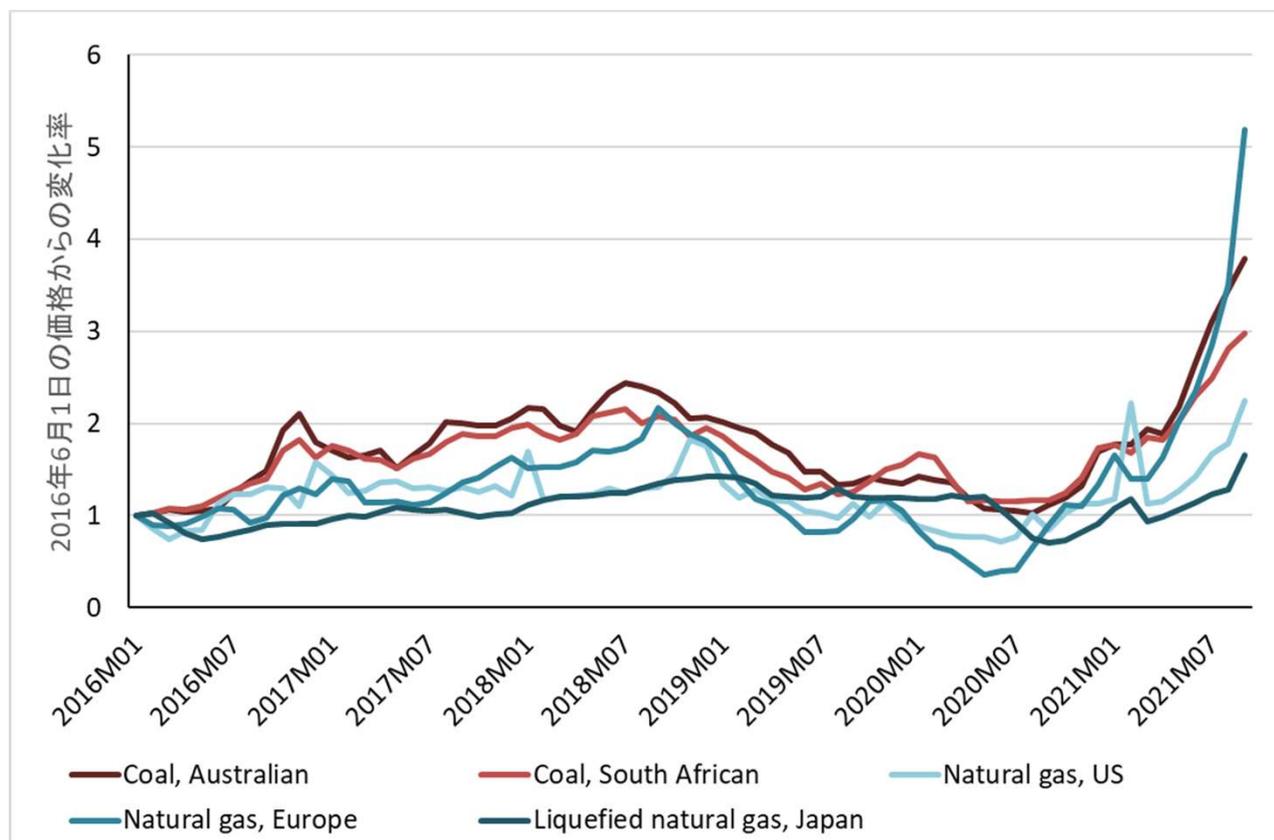
今後の課題

- 分析目的に応じてシナリオの精緻化
 - 例えば、
 - 出力抑制がさらに改善するような風力・太陽光の電源配置
 - EVの導入台数の配置やEVの蓄電池として機能のパラメータ調整
- 風力・太陽光の発電パターンの精緻化
 - 例えば、
 - 洋上風力の1時間ごとの発電パターン生成手法
 - より詳細の地域性を考慮した太陽光発電の発電パターン生成
- 電力需要が変化したシナリオ構築に向けたデータ整備
 - 人口動態を考慮した将来の電力需要
 - 最終エネルギー消費の電化（暖房需要、給湯需要、自動車燃料、産業熱需要など）
 - ディマンドレスポンスの導入

參考資料

世界市場における石炭・ガス価格の動向

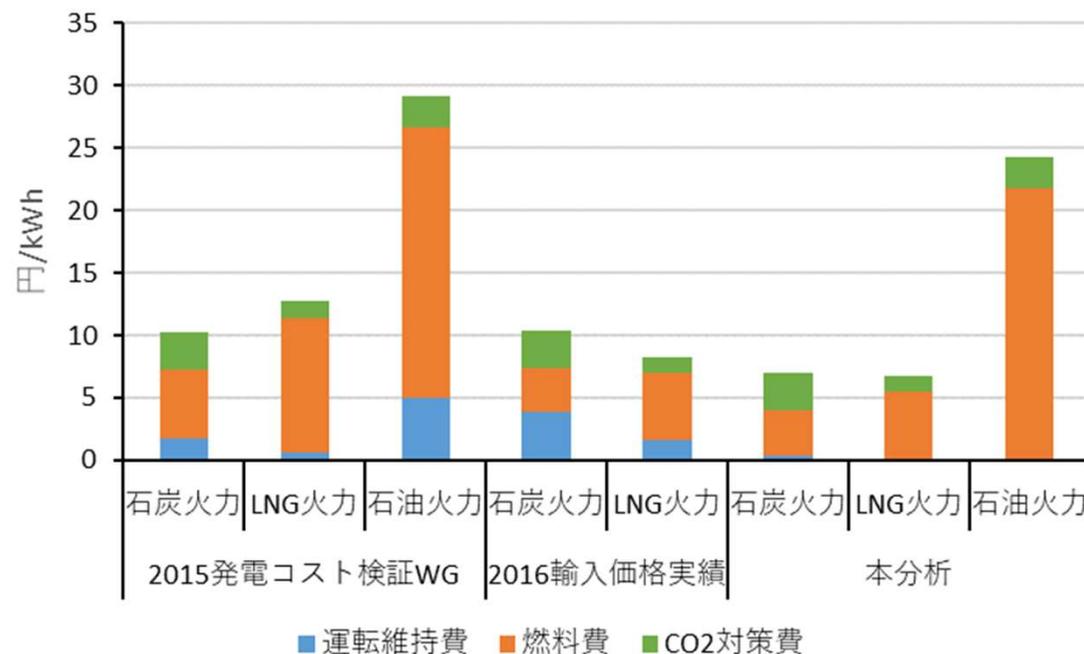
2016年1月価格を基準に世界市場の石炭・ガス価格の推移をグラフ化。
石炭・ガスともに2021年から上昇傾向にある。



出典：世界銀行「Commodity Markets: Monthly Prices」をもとに筆者作成
<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

火力発電の燃料価格及び維持管理費用想定

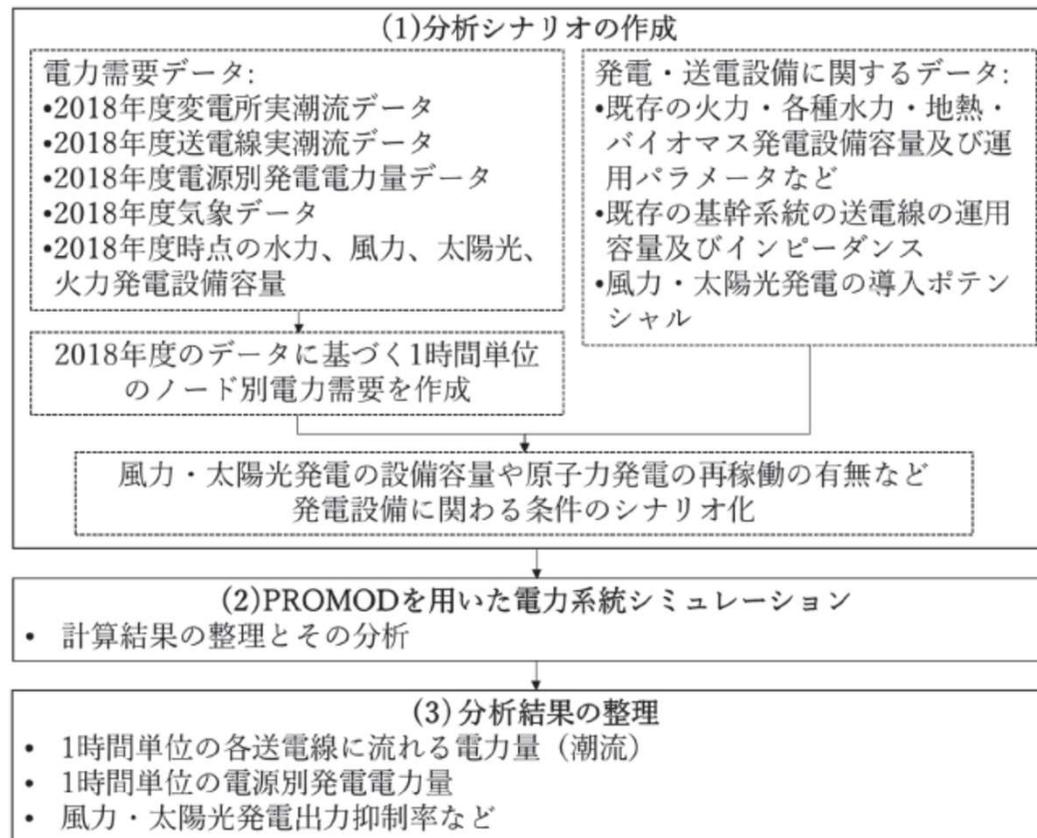
PROMODでは、電力システム運用をシミュレーションすることを目的とすることから、「資本費」や「維持管理費に含まれる固定費」は分析に含めていない



参考資料：

- 海外電力調査会 相沢会長(元東京電力副社長) 「東大エネルギー・環境シンポジウム」発表資料
- 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
- ABB提供データ

分析手順概要



(参考) エネルギー基本計画で想定される再生可能エネルギー発電電力量とCO₂排出量

再エネの野心的水準をベースに電源構成が考えられている。

2030年度の発電電力量・電源構成

※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。

[億kWh]	発電電力量	電源構成
石油等	約200程度	約2%程度
石炭	約1,800程度	約19%程度
LNG	約1,900程度	約20%程度
原子力	約1,900~2,000程度	約20~22%程度
再エネ	約3,300~3,500程度	約36~38%程度
水素・アンモニア	約90程度	約1%程度
合計	約9,300~9,400程度	100%

再エネのうち
太陽光：約15%程度、風力：約6%程度、地熱：約1%程度、水力：約10%程度、バイオマス：約5%程度

電力部門のCO₂排出量は、220MtCO₂と想定されている。

エネルギー起源CO₂排出量

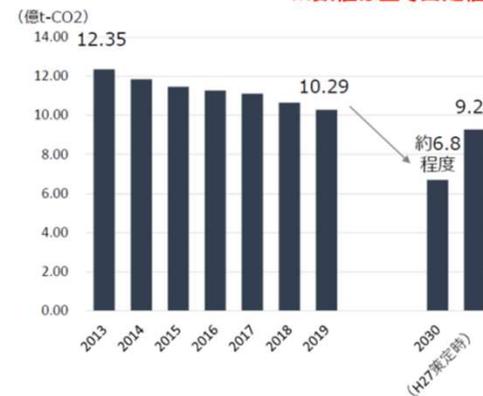
エネルギー起源CO₂排出量

[億t-CO ₂]	2013年度	2030年度
CO ₂ 排出量	12.35	約6.8程度
削減率		
2005年比	+1%	▲44%
2013年比	-	▲45%

電力由来エネルギー起源CO₂排出量

[億t-CO ₂]	2013年度	2030年度
CO ₂ 排出量	5.72	約2.2程度
削減率		
2005年比	+18%	▲50%程度
2013年比	-	▲60%程度

※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。



出典：2030年におけるエネルギー需給の見通し参考資料

エネルギー基本計画で想定される原子力発電の稼働状況

未申請の原発も稼働する必要がある想定量

原子力発電所の現状（ケーススタディ）		
	設備利用率70%	設備利用率80%
再稼働 10基	約610億kWh	約700億kWh
設置変更許可+理解表明 3基	約150億kWh	約170億kWh
設置変更許可 3基	約230億kWh	約270億kWh
新規制基準 審査中 11基	約700億kWh	約800億kWh
	合計1,690億kWh	合計1,940億kWh
未申請 9基	約590億kWh	約670億kWh

出典：2030年におけるエネルギー需給の見通し参考資料

(参考) 風力・太陽光発電の1時間ごとの出力データ作成方法

各変電所の風力・太陽光発電の発電電力量ポテンシャルは、
各変電所に紐づけされた年間発電電力量ポテンシャルを、
各変電所に紐づけされる風力・太陽光の容量と気象情報パラメータの積で按分

	2018年度実績値	変電所A(i1)	変電所B(i2)	...
時間1 (t1)	XXX	XXX	XXX	
時間2 (t2)	XXX	XXX	XXX	
時間3 (t3)	XXX	XXX	XXX	
...	↑ 按分	↑	↑	
合計	XXX	XXX	XXX	

変電所*i*内時間*t*の太陽光発電電力量*i,t*(MWh/hour)=

$$\{ \text{太陽光発電電力量ポテンシャル}_{i,\text{all}}(\text{MWh}) \} \times \frac{\text{変電所 } i \text{ 内太陽光発電容量}(MW) \times \text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均日射量}}{\sum_t (\text{変電所 } i \text{ 内太陽光発電容量}(MW) \times \text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均日射量})}$$

変電所*i*内時間*t*の風力電力供給量*i,t*(MWh/hour)=

$$\{ \text{風力発電電力量ポテンシャル}_{i,\text{all}}(\text{MWh}) \} \times \frac{\text{変電所 } i \text{ 内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均風速})}{\sum_t (\text{変電所 } i \text{ 内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均風速}))}$$

$f(x)$ はパワー曲線の関数を示す⁶¹

(参考) 気象庁データの風速を補正

◎風力発電大量導入時の風力発電の出力を気象官署の風速データから算出する際には、地表からの高さに応じた風速補正を行っている。

以下の式から風速計の高さ(m)の風速を地上100mの風速に補正
各変電所に対応する風速を用いる。複数の気象観測所がある際には、それらを平均する。

$$V_z = V_h \times \left(\frac{h}{z}\right)^{1/n}$$

Z: 風速計の高さ

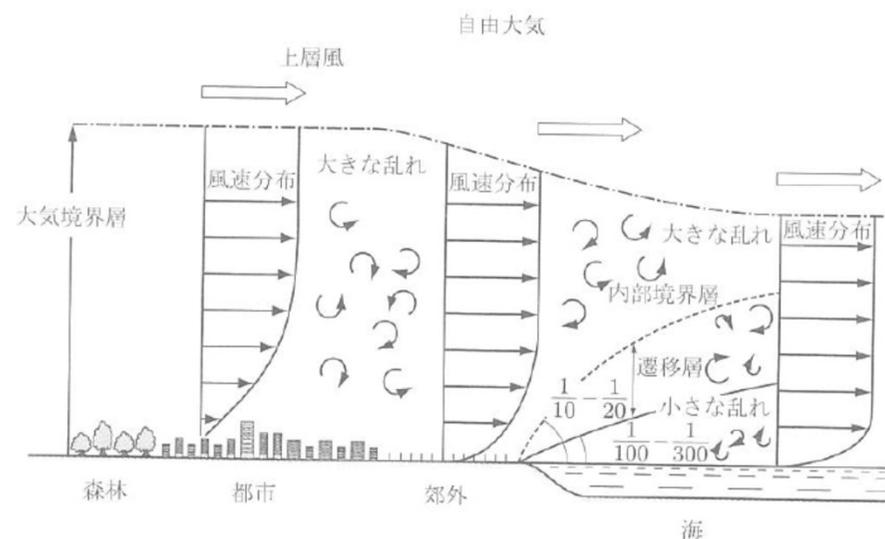
h: 求める風速の高さ

n: べき指数

▼表 3.3 地表状態によるべき指数

地表状態	n
非常になめらかな面、静かな海面など	10
平野・草原	7
森林・田園・高い建物のない市街地	4
大都市の郊外周辺	3
大都市の中心付近	2

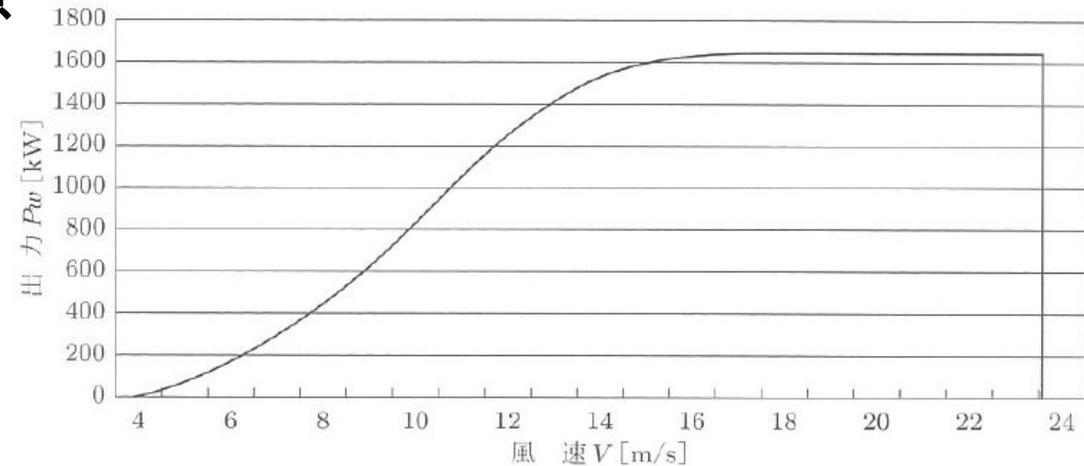
出典：牛山(2013)風力工学入門第2版



▲図 3.3 地表粗度と風速分布

(参考) 風力発電の出力特性を考慮

風速→風力発電出力の関係について、風力発電のパワー曲線の関係性を考慮している。風速15m/s以上で定格値となる曲線により、風力発電の出力を算出している。



©牛山(2013)風力工学入門第2版にあるパワーカーブの式を利用。

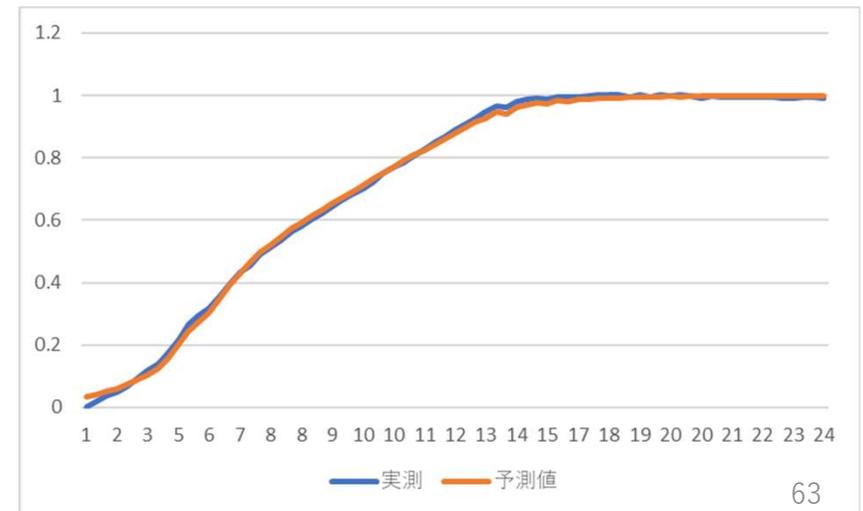
推計パラメータ

$$y = 1/(1+a*\exp(-bx))$$

a 37.2

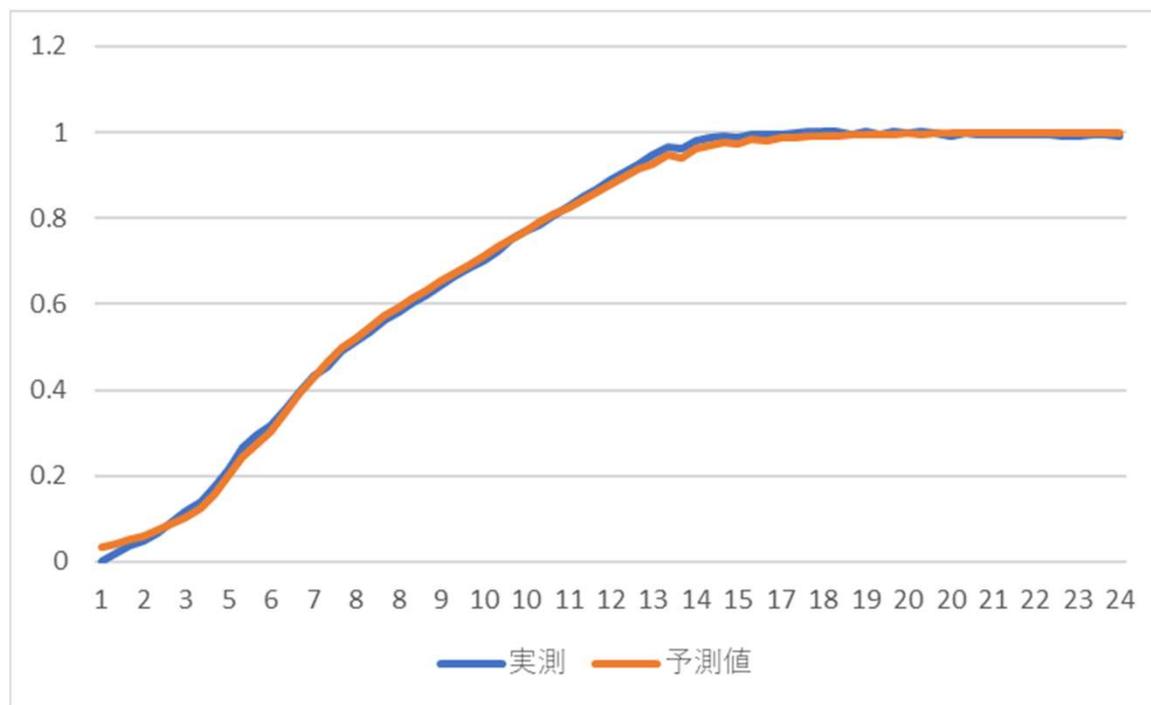
b 0.476

当てはまり具合



火力発電の燃料価格及び維持管理費用想定

PROMODでは、電力システム運用をシミュレーションすることを目的とすることから、「資本費」や「維持管理費に含まれる固定費」は分析に含めていない



参考資料：

- 海外電力調査会 相沢会長(元東京電力副社長) 「東大エネルギー・環境シンポジウム」発表資料
- 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
- ABB提供データ

(参考) 各変電所ごとの2018年度の電力需要計算

◎各変電所から供給される需要は、変電所における潮流データにより、低圧の配電グリッドに供給される部分を基本的にはノード需要として扱っている。

◎しかし、小規模な自家発電など配電グリッド内で収支のとれるものの需給はノード潮流に現れない。
一方で、各電力の公表している管内合計の発電データ、需要データにはこれらの需給が分離されて集計されている。

◎ノード毎の発電・需要データと各電力の公表している管内合計の発電・需要データを整合の取れたものとするために、以下のような作業を行い、ノード毎の需要を整理している。

$$\begin{aligned} & \text{「各変電所域内の電力需要 (MWh/hour) 」} = \\ & \text{「各変電所の高圧→低圧の変換値MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各変電所域内の小規模火力発電所の発電量MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各変電所域内の小規模水力発電所の発電量MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各発電所内の太陽光発電、風力発電、地熱発電の発電量MWh/hour) 」} \end{aligned}$$

参考：S1:エネ基素案の年間需給の状況

