

東京大学 第18回 ESIシンポジウム

「3E+S達成に向けた風力発電の貢献」

自己紹介

- ・ユーラスエナジーホールディングス 北海道技術部在籍。
北海道案件の陸上風力案件の推進を担う。
- ・JWPAの系統部会（副部会長）に所属。
系統部会下のグリッドコード検討WGにおいてWGリーダーを担う。
- ・前職は、石油・ガスのプラントエンジニア（専門：電気）在籍約8年半
- ・2015年よりユーラスエナジーホールディングスに所属

企業理念 Corporate Philosophy

グリーンエネルギーの普及・拡大を通じ、
地球環境保全の一翼を担う。

ビジョン Vision

- 1 地域とともに発展し、社会から信頼される企業**
常に地域との共生と発展を図るという意識を持ち続け、
それらをベースに更なる社会的信頼を構築していく姿勢の表明。
- 2 未来に向かって成長と自己革新を続ける企業**
厳しい競争を勝ち抜いていくための強固な事業基盤の構築に向け成長し続けるとともに、
変化する事業環境の変化に即応できる自己革新の意欲を持ち続けていきたいという姿勢の表明。
- 3 個々の創造力とチームワークが最大限に発揮される企業**
企業を支える最大の原動力である個々人の創造力を尊重し、更にそれらを結集して
企業価値の最大化と一人ひとりの夢を実現していけるような
企業にしていきたいという姿勢の表明。

実績一覧

世界の15の国・地域で110のプロジェクトを展開

操業中案件	
風力	3,058,350 kW
太陽光	352,553 kW
TOTAL	3,410,903 kW

建設中案件	
風力	1,028,080 kW
太陽光	55,800 kW
TOTAL	1,083,880 kW

1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて

- ・ 好風況エリアにおける風力発電所の電源導入、集約化
- ・ 好風況エリアへの送電網の拡充・増強

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて

- ・ 風力における出力制御の種類
- ・ 出力制御低減、及び調整力・慣性力確保に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

- ・ 現状までの議論内容
- ・ 現状の課題及び取り組み

3. 風力導入に向けた先進的な取り組み紹介

- ・ 風力発電のための送電網整備実証事業

4. おわりに

1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割 (再生可能エネルギー導入見通し 短期目標)

2030年の再エネ導入目標 36-38% 内、風力は5%程度を想定

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2019年度6.7%に増加。再エネ全体では、**2011年度10.4%から2020年度19.8%に拡大**。
- 今回のエネルギーミックス改定では、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の**野心的目標**として、**電源構成36-38%**（合計3,360～3,530億kWh程度）の導入を目指す。

<再エネ導入推移>

	2011年度	2020年度		2030年旧ミックス	2030年新ミックス	
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh 設備容量:GW	10.4% (1,131億kWh)	19.8% (1,983億kWh)		22-24% (2,366-2,515億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)	
太陽光	0.4%	7.9%		7.0%	14-16%程度	
		61.6GW	791億kWh		104~118GW	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%		1.7%	5%程度	
		4.5GW	90億kWh		23.6GW	510億kWh
水力	7.8%	7.8%		8.8-9.2%	11%程度	
		50GW	784億kWh		50.7GW	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%		1.0-1.1%	1%程度	
		0.6GW	30億kWh		1.5GW	110億kWh
バイオマス	1.5%	2.9%		3.7-4.6%	5%程度	
		5.0GW	288億kWh		8.0GW	470億kWh

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第40回）

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/040_01_00.pdf

1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割

(再生可能エネルギー導入見通し 中長期目標)

国産エネルギーの最大化を目指し、太陽光、他電源と共に価格競争力のある電力をいかに提供していくか、また、余剰電力の有効利用（水素への転換 etc）を含め、得られる資源をいかに有効に活用していくか、再生エネ導入に起因して新たに発生する系統課題（調整力、慣性力等）へどのように対応していくか、業界を越えて、関係者（国、業界、事業者、施工者、メーカー etc）の連携が今後ますます重要になってくる。

エネルギー種類		既導入量 (2019)	2030年導入目標 (第6次エネ基)	導入ポテンシャル	2050年導入目標
太陽光発電	住宅用等太陽光	55.8GW (690億kWh)	103.5-117.6GW (1,290-1,460億kWh)	210GW	300GW *1
	公共系太陽光			2,536GW (うち農地2,447GW)	
風力発電	陸上風力	4.2GW (77億kWh)	17.9GW (340億kWh)	159GW	40GW
	洋上風力(着床)			128GW	40GW
	洋上風力(浮体)			23.6GW	60GW
				424GW	140GW
水力発電 (一般水力、揚水)		50.0GW (769億kWh)	50.7GW (980億kWh)	47GW (一般水力)	
地熱発電		0.6GW (38億kWh)	1.5GW (110億kWh)	8.9GW	約6倍
バイオマス発電		4.5GW (262億kWh)	8.0GW (470億kWh)	-	
発電電力量		1853億kWh	3,360~3,530億kWh (36~38%)		

JWPA Wind Vision 2023, 2023/5発行、及び資源エネルギー庁HP,
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energykijonkeikaku2021_kaisetu03.html, を基に作成。

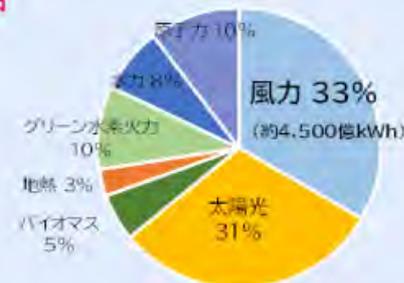
*1: PV outlook 2050,

1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割 (中長期導入目標に対するJWPA提案)

陸上、洋上(着床)、洋上(浮体)のそれぞれに分けて目標導入量を設定
風力発電による脱炭素化というだけでなく、エネルギーセキュリティ強化、経済波及効果、雇用創出効果が期待できる国産電源として主力電源化を目指す

JWPAにおける目指す社会の実現に向けた長期導入目標

- 2050年推定電力需要に対して風力発電により1/3の電力を供給
- 風力発電導入量140GW
 - ・ 陸上風力発電:40GW
 - ・ 着床式洋上風力発電:40GW
 - ・ 浮体式洋上風力発電:60GW
- 国産グリーン水素供給拡大に向けてさらなる高みを目指す
(2050年時点で30GW以上の浮体式洋上風力を追加導入)



風力発電導入による便益
(2050年時点)

経済波及効果

6.0兆円

雇用創出効果

35.5万人

化石燃料調達費
削減効果

2.5兆円

※経済波及効果・雇用創出効果は、直接効果、1次波及効果、2次波及効果の合計値

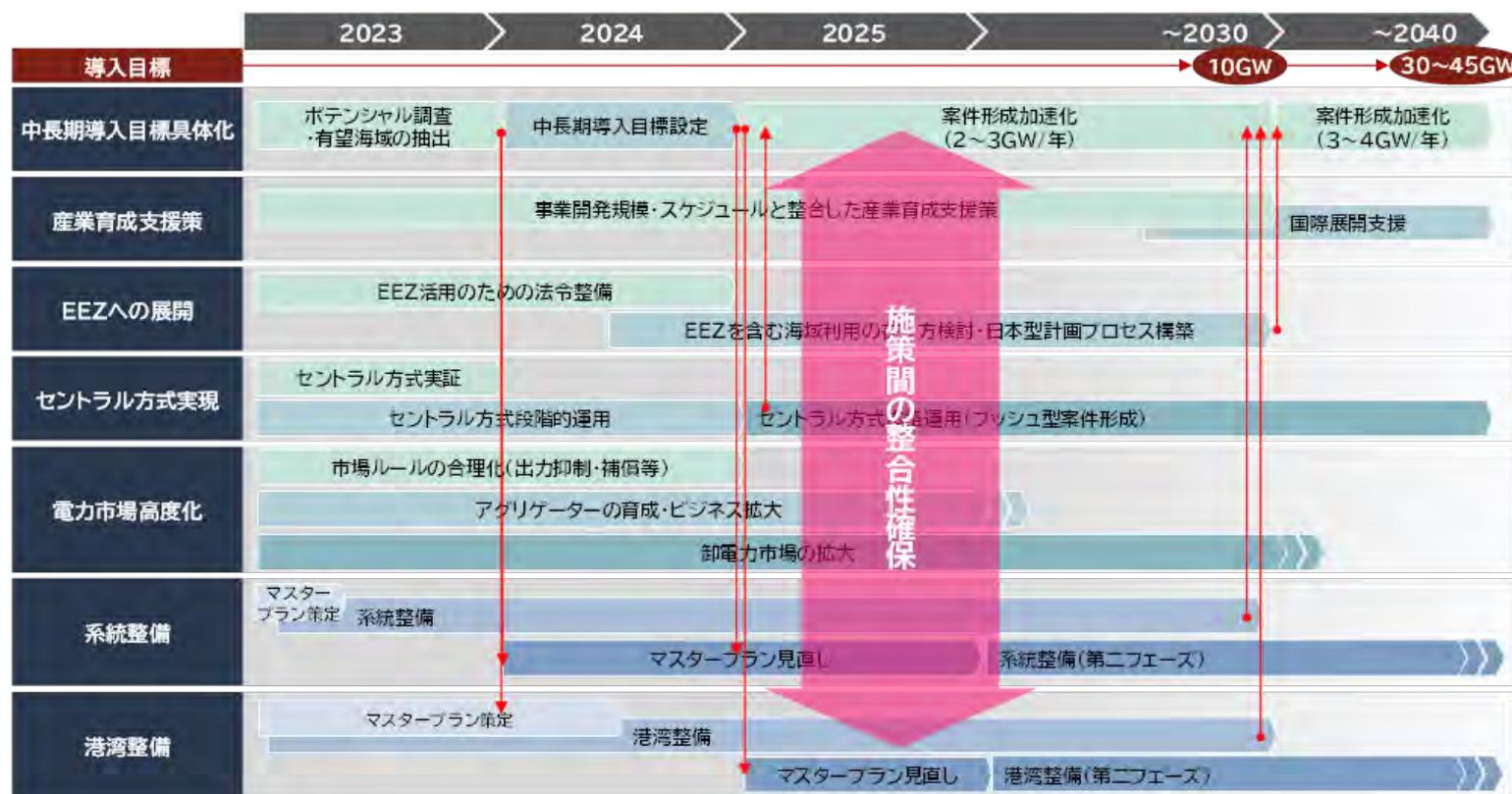
JWPA Wind Vision 2023 より

1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割

(目標達成に向けた工程表イメージ JWPA提案)

基本方針

- 大規模・安定的・予見可能性の高い中長期市場形成
- グローバル市場と整合した合理的かつ透明性の高い制度設計
- 競争力ある国内産業育成を実現する適時・的確な産業政策



1. 風力の今後の導入の見通し、及び役割

(再生可能エネルギーが果たす役割)

再生可能エネルギーの普及は、エネルギー政策の基本方針3E+Sを同時に達成する可能性のある電源。更なる普及（主力電源化）に向けては電力コストの削減や、再エネ導入に起因して新たに発生する系統課題（調整力、慣性力等）への対応が必要となる。



資源エネルギー庁HP :

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2020/005/>

Copyright Eurus Energy Holdings Corporation

2023/12/6

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

再エネの主力電源化に向けては、発電原価を下げるための施策と並行して、大量導入時における新たな課題、出力抑制、調整力不足、慣性力不足に対応していく必要がある。また、グリッドルールを先行して制定し、将来的に後戻りすることがないように、あるべき姿に向けて議論を進めていくことが重要

(1) 発電原価の低減にむけて

- ・ 好風況エリアにおける風力発電所の電源導入、集約化
- ・ 好風況エリアへの送電網の拡充・増強

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて

- ・ 風力における出力制御の種類
- ・ 出力制御低減、及び調整力・慣性力確保に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

- ・ 現状までの議論内容
- ・ 現状の課題及び取り組み

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて

(資本費、設備利用率、運転年数と発電原価の関係)

発電原価低減にあたっては、（資本費の削減に加えて）設備利用率の向上、運転年数の延伸化が重要

設備利用率（平均風速etc）と発電原価の関係

平均風速[m/s]	理論設備利用率[%](*)2	発電原価 [円/kWh]	発電原価 差額 [円/kWh] (*1)
5.5	21.6	13.64	2.5
6.0	26.4	11.16	-
6.5	31.2	9.44	▲ 1.7
7.0	35.8	8.23	▲ 2.9
7.5	40.3	7.31	▲ 3.9
8.0	44.5	6.62	▲ 4.5
8.5	48.3	6.1	▲ 5.1
9.0	51.9	5.67	▲ 5.5

(*1) 会計値ベース

運転期間20年、資本費27.5万円/kW、運転維持費0.93万円/kW/年
撤去費は資本費の20%として計算

(*2) 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書

資本費と発電原価の関係

資本費 [%]	発電原価 [円/kWh]	発電原価 差額 [円/kWh] (*1)
60%	8.78	▲ 2.4
70%	9.37	▲ 1.8
80%	9.97	▲ 1.2
90%	10.56	▲ 0.6
100%	11.16	-
110%	11.75	0.6
120%	12.35	1.2

(*1) 会計値ベース

運転期間20年、資本費27.5万円/kW(100%基準)、運転維持費0.93万円/kW/年
撤去費は資本費の20%、平均風速6.0m/sとして計算

運転年数と発電原価の関係

運転年数	発電原価 [円/kWh]	発電原価 差額 [円/kWh] (*1)
20	11.16	-
21	10.82	▲ 0.3
22	10.51	▲ 0.7
23	10.23	▲ 0.9
22	9.97	▲ 1.2
25	9.73	▲ 1.4

(*1) 会計値ベース

運転期間20年、資本費27.5万円/kW、運転維持費0.93万円/kW/年
撤去費は資本費の20%、平均風速6.0m/sとして計算

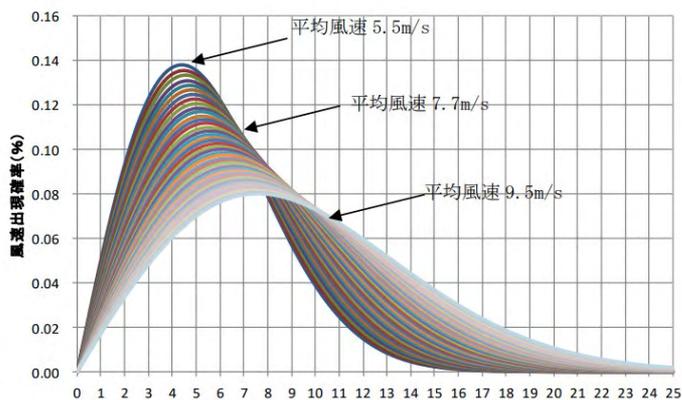
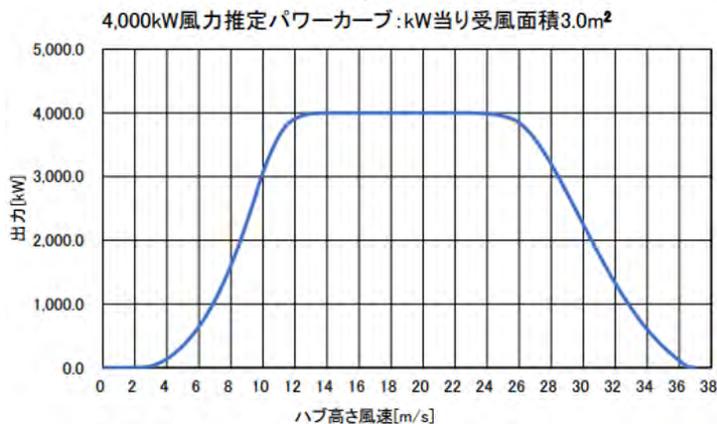
労務費、材料費が上昇傾向の中、資本費を下げることはなかなか厳しい状況。一方で、平均風速、運転年数については、まだまだ工夫ができる余地がある。

平均風速6.0m/s→7.0m/s：資本費40%相当の削減効果
運転年数20→25年：資本費20%相当の削減効果

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (発電原価低減に向けた取り組み)

発電原価を低減しつつ、導入量を一定量確保していくためには、好風況地域に集約的に風車を導入するような取り組みが効果的



設備利用率向上

- ・ 好風況地域への風車導入(平均風速向上)
- ・ 風車の大口径化(パワーカーブ向上)
- ・ 風車の高層化(平均風速の向上) etc

風車運転年数の延伸化

- ・ 風車の耐久性向上
- ・ 制度周りの整理 etc

資本費の低減

- ・ エリア集約化による効率的な建設推進 etc

平均風速[m/s]	理論設備利用率[%](*)2	発電原価 [円/kWh]	発電原価 差額 [円/kWh] (**)
5.5	21.6	13.64	2.5
6.0	26.4	11.16	-
6.5	31.2	9.44	▲ 1.7
7.0	35.8	8.23	▲ 2.9
7.5	40.3	7.31	▲ 3.9
8.0	44.5	6.62	▲ 4.5
8.5	48.3	6.1	▲ 5.1
9.0	51.9	5.67	▲ 5.5

(*)1) 会計値ベース

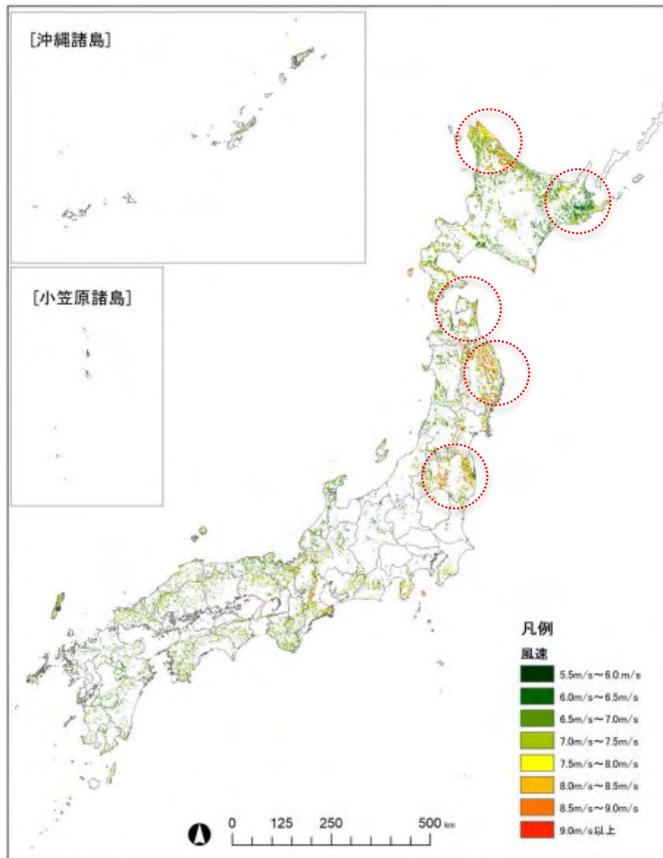
運転期間20年、資本費27.5万円/kW、運転維持費0.93万円/kW/年
撤去費は資本費の20%として計算

(**)2) 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (陸上風力の導入ポテンシャル)

陸上風力 17.9GW@2030年, 40GW@2050年目標の達成に向けては好風況地域である北海道（特に道北、道東エリア）及び東北エリアへの導入をいかに進めていくかが重要



風速区分	全国	道南	道央	道北	道東	青森	岩手	宮城	秋田	山形	福島
7.0~7.5m/s	32.14	2.25	1.58	6.37	5.3	1.83	1.96	0.49	0.86	0.53	1.25
7.5~8.0m/s	21.17	1.37	0.76	5.1	2.54	0.83	2	0.47	0.41	0.18	1.17
8.0~8.5m/s	12.48	0.9	0.3	2.93	1.09	0.53	1.83	0.47	0.14	0.05	1.19
8.5以上	11.8	0.77	0.06	2.09	1.14	0.83	3.13	0.53	0.06	0.06	1.75
合計	77.59	5.29	2.7	16.49	10.07	4.02	8.92	1.96	1.47	0.82	5.36

風速区分	全国	道南	道央	道北	道東	青森	岩手	宮城	秋田	山形	福島
7.0~7.5m/s	41.4%	2.9%	2.0%	8.2%	6.8%	2.4%	2.5%	0.6%	1.1%	0.7%	1.6%
7.5~8.0m/s	27.3%	1.8%	1.0%	6.6%	3.3%	1.1%	2.6%	0.6%	0.5%	0.2%	1.5%
8.0~8.5m/s	16.1%	1.2%	0.4%	3.8%	1.4%	0.7%	2.4%	0.6%	0.2%	0.1%	1.5%
8.5以上	15.2%	1.0%	0.1%	2.7%	1.5%	1.1%	4.0%	0.7%	0.1%	0.1%	2.3%
合計	100.0%	6.8%	3.5%	21.3%	13.0%	5.2%	11.5%	2.5%	1.9%	1.1%	6.9%

7.0m/s以上の導入ポテンシャルは全国で78GW(*1)、うち、**北海道と東北で73.6%を占める**（北海道(44.5%),東北(29.1%)）

その中でも、特に、道北(21.3%), 道東(13.0%), 岩手(11.5%), 福島(6.9%) と陸上においては好風況エリアが点在する

(*1) 保安林を推計除外条件とした場合

図 3.2-2-19 保安林を推計除外条件とした場合の陸上風力発電の導入ポテンシャルの分布状況

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて

(好風況地域における陸上風力発電原価イメージ)

(費用便益評価を行いながらではあるが、) 長期的な目線に立つと風況ポテンシャルの高い好風況地域への風力導入は新たなシステムを整備したとしても発電原価の安い電源供給が可能である見込みが高く、積極的な検討が期待される。

	陸上(@7m/s)	陸上 (調達価格委員会ベース)	洋上(着床式) (調達価格委員会ベース)
資本費	同右と仮定	27.5万円/kW *2	51.2万円/kW *2
運転維持費	同右と仮定	0.93万円/kW/年 *2	1.84万円/kW/年 *2
撤去費	5.5万円/kW *3	5.5万円/kW *3	10.3万円/kW *2
設備利用率	35.8% (7m/s相当)	28.0% *2 (6.0-6.5m/s相当)	33.2% *2
発電原価(20年)*1	8.2円/kWh	10.5円/kWh	16.9円/kWh
発電原価(25年)*1	7.2円/kWh	9.2円/kWh	14.8円/kWh

*1: 会計値ベース

*2: 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書 令和3年 調達価格委員会資料引用
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/dat/report/r03/r03_chpt3-4.pdf

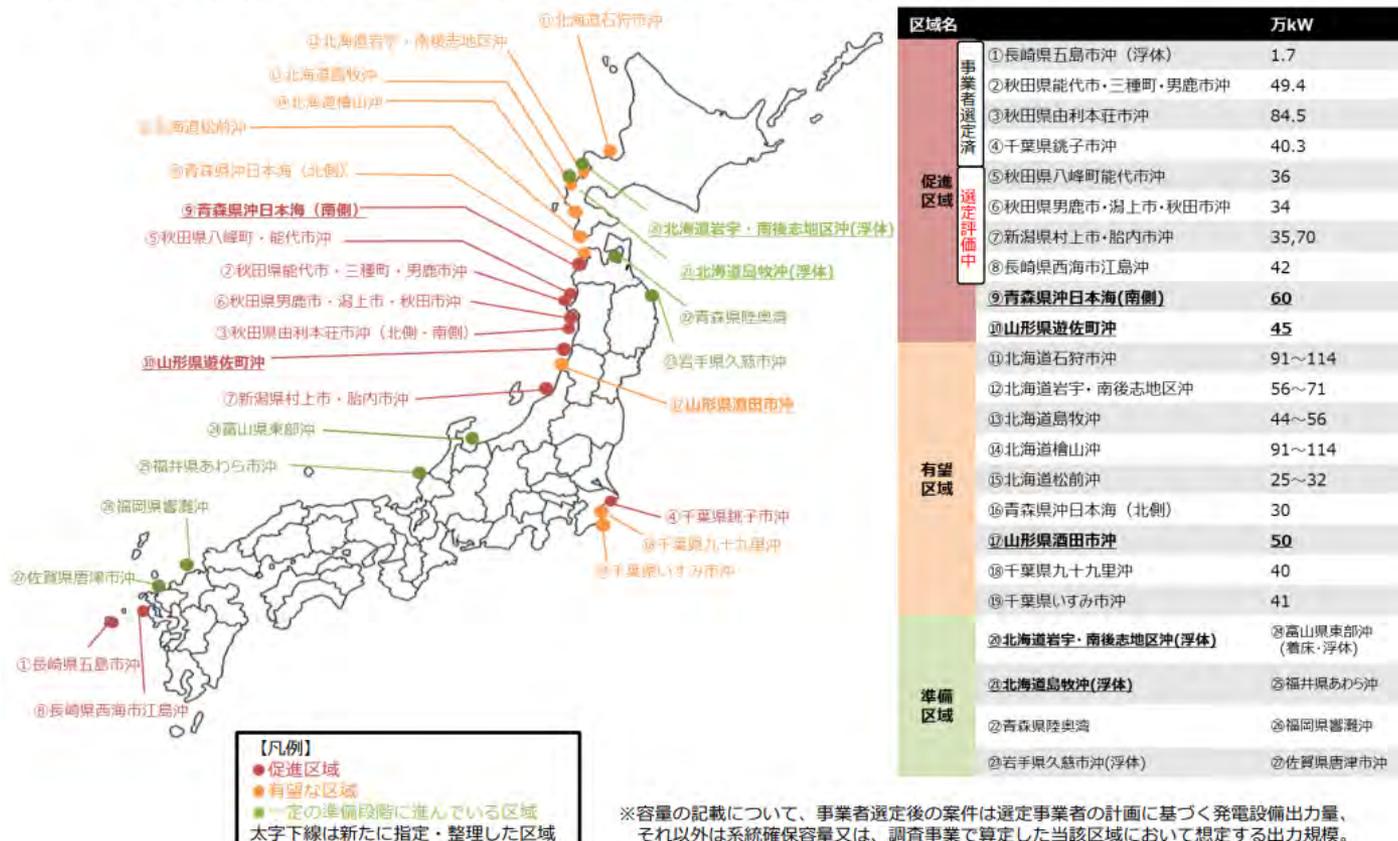
*3: 洋上同様に資本費の20%と仮定

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (洋上風力の導入状況)

洋上風力 5.7GW@2030年,100GW@2050年目標に対して現状の促進区域、有望区域の合計設備容量は9.7~10.5GW。2050年に向けてはより遠洋エリア、EEZ活用を視野に入れた整理が必要

【参考】促進区域、有望な区域等の指定・整理状況 (2023年11月時点)



(*1)洋上風力促進ワーキンググループ 第20回 2023/11/15

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/pdf/020_03_00.pdf

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (洋上風力の導入ポテンシャル)

着床式ポテンシャル：約128GW
浮体式ポテンシャル：約424GW

[注記]JWPAが2018年2月28日に公表した着床式ポテンシャル：約91GWは前提条件の水深を10-40mの範囲としていたが、今回は水深10-50mに変更している。

【着床式】
水深 10~50m

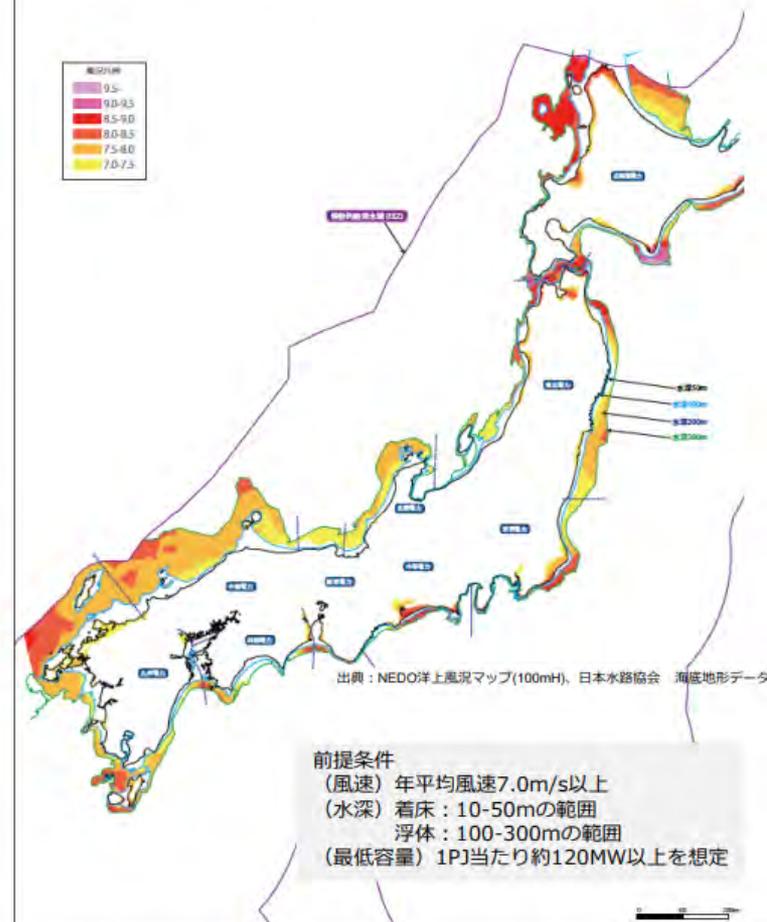
電力 管内	6MW/km						
	全体容量 GW	風速別(m/s)容量 GW					
		7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-9.0	9.0-9.5	9.5+
全国	128.8	55.1	42.8	22.5	7.0	1.3	0.0
北海道	41.0	10.0	15.0	11.3	3.8	0.9	0.0
東北	22.7	9.4	8.3	3.8	1.1	0.1	0.0
東京	14.8	6.1	5.8	2.6	0.1	0.2	0.0
中部	12.4	3.1	3.5	3.7	1.9	0.1	0.0
北陸	1.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	2.1	1.7	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0
中国	2.5	2.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	2.5	1.9	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0
九州	29.5	19.5	9.1	1.0	0.0	0.0	0.0

【浮体式】
水深 100~300m

電力 管内	3MW/km						
	全体容量 GW	風速別(m/s)容量 GW					
		7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-9.0	9.0-9.5	9.5+
全国	424.5	86.4	197.8	84.7	43.3	9.7	2.6
北海道	93.2	13.4	19.1	21.8	31.0	5.6	2.2
東北	51.7	17.3	19.1	7.5	5.2	2.6	0.0
東京	13.3	4.5	2.0	4.5	2.0	0.2	0.2
中部	4.7	0.3	0.4	0.7	1.9	1.2	0.2
北陸	30.2	13.0	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	10.6	8.7	0.9	0.8	0.1	0.0	0.0
中国	107.8	16.1	73.9	17.8	0.0	0.0	0.0
四国	8.3	2.7	3.8	1.8	0.2	0.0	0.0
九州	104.6	10.4	61.3	29.9	3.0	0.0	0.0



全国 洋上風力 ポテンシャルマップ

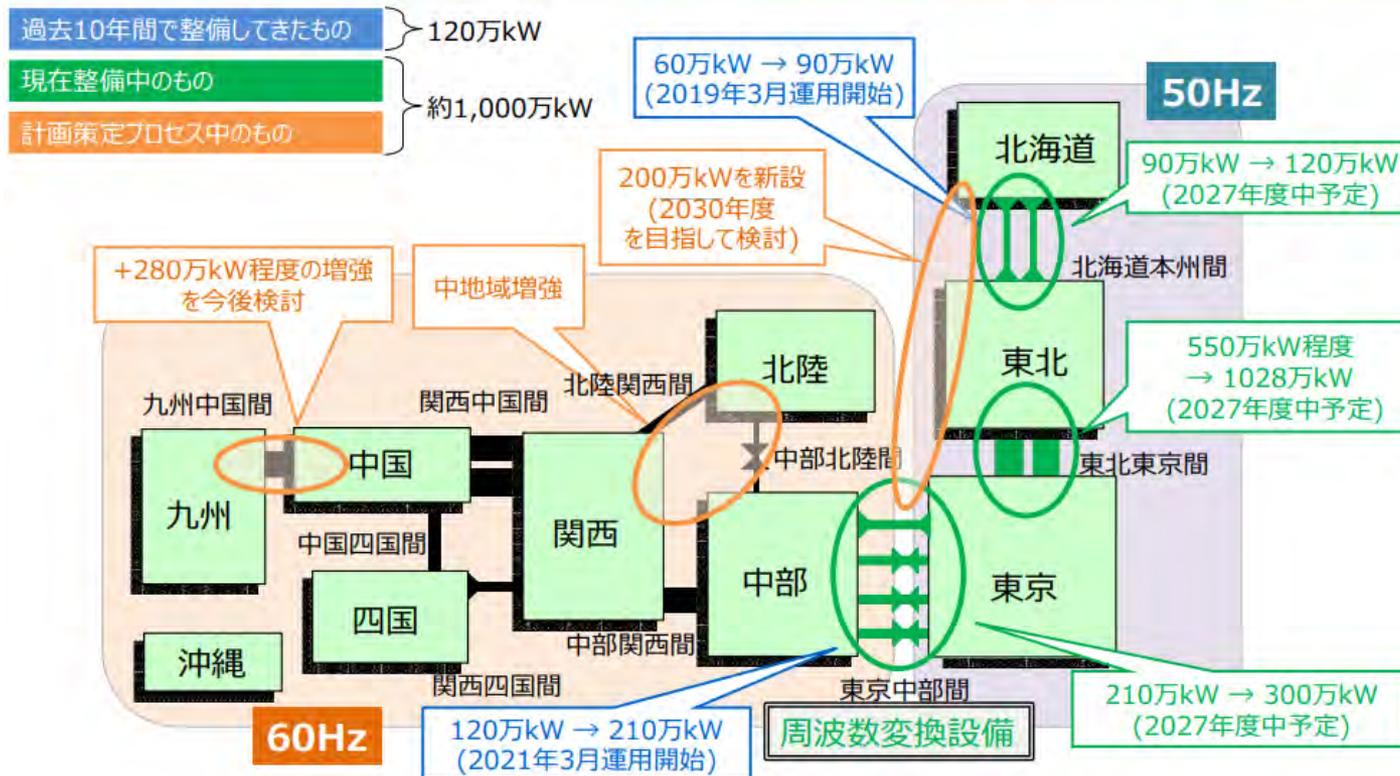


2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (地域間送電線計画 (マスタープラン))

北海道～東北～東京 (大需要地域) への地域間送電計画はマスタープランの中で議論 (2030年度にむけて計画策定に向けた議論が加速している)

- 地域間連系線の直近の整備状況と今後の見通しは以下のとおり。



再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第52回)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/052_02_00.pdf

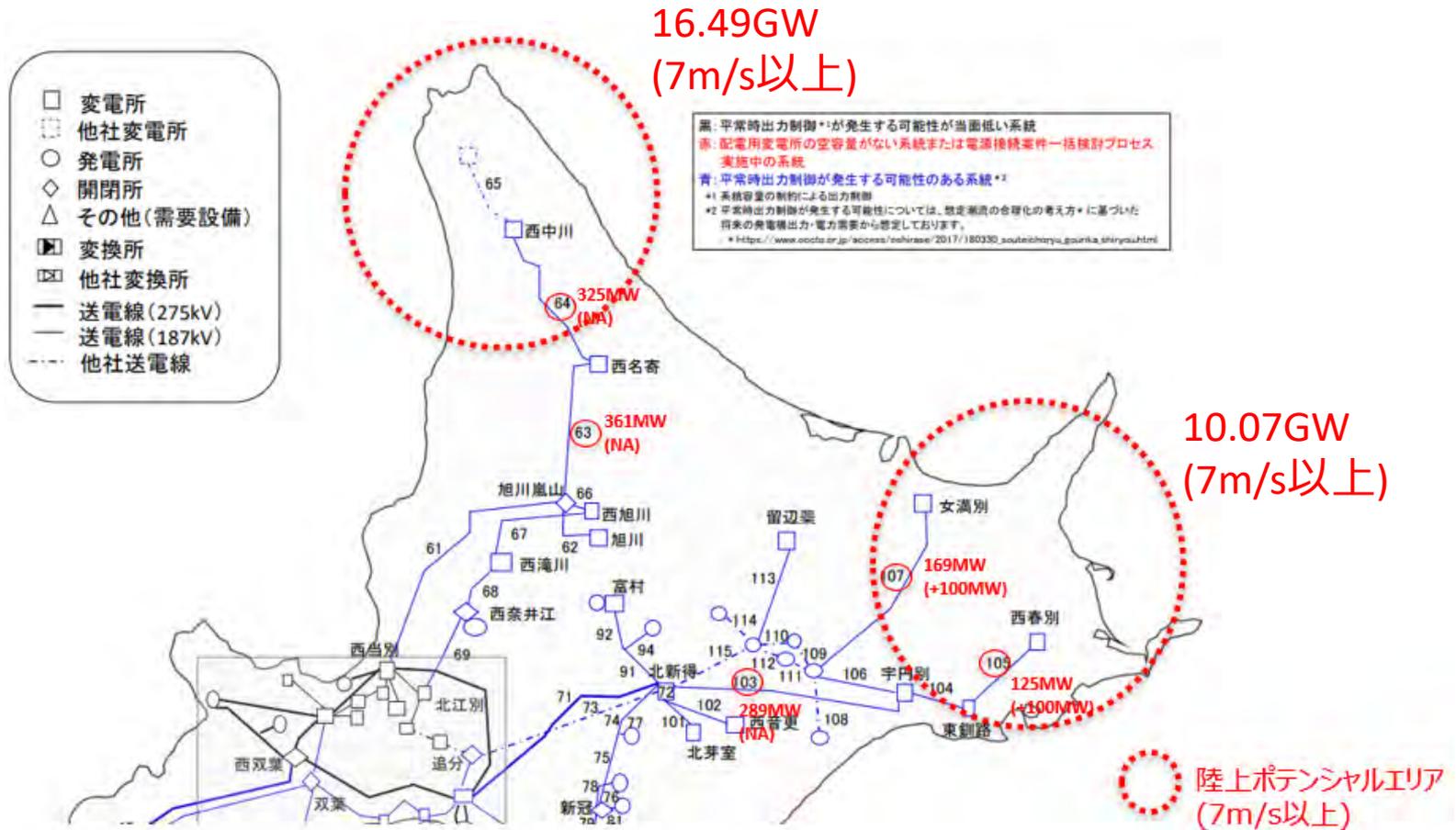
Copyright Eurus Energy Holdings Corporation

2023/12/6

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(1) 発電原価の低減にむけて (地内系統の増強・新設計画)

地内系統の増強・新設計画の議論はこれから。好風況エリアへの適切な増強・新設を期待



北海道電力NW HP:

https://www.hepcoco.jp/hepcowwwsite/network/con_service/public_document/pdf/sys_capa_map_list.pdf

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

再エネの主力電源化に向けては、発電原価を下げるための施策と並行して、大量導入時における新たな課題、出力抑制、調整力不足、慣性力不足に対応していく必要がある。また、グリッドルールを先行して制定し、将来的に後戻りすることがないように、あるべき姿に向けて議論を進めていくことが重要

(1) 発電原価の低減にむけて

- ・ 好風況エリアにおける風力発電所の電源導入、集約化
- ・ 好風況エリアへの送電網の拡充・増強



(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて

- ・ 風力における出力制御の種類
- ・ 出力制御低減、及び調整力・慣性力確保に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

- ・ 現状までの議論内容
- ・ 現状の課題及び取り組み

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて (出力抑制が発電原価に与える影響)

設備利用率は、(設備利用率@出力制御 0%時) x (出力制御 [%])

出力制御率を下げることで再生エネルギーの発電原価を削減することにつながる

	陸上 (調達価格委員会ベース)		
資本費	27.5万円/kW *2		
運転維持費	0.93万円/kW/年 *2		
撤去費	5.5万円/kW *3		
系統抑制量	0%	15%	30%
設備利用率	28.0% *2 (6.0-6.5m/s相当)	23.8% (5.5-6.0m/s相当)	19.6% (5.5m/s以下相当)
発電原価(20年)*1	10.5円/kWh	12.4円/kWh	15.0円/kWh
発電原価(25年)*1	9.2円/kWh	10.8円/kWh	13.1円/kWh

*1: 会計値ベース

*2: 令和3年度再エネ導入ポテンシャルに係る情報活用及び提供方策検討等調査委託業務報告書 令和3年 調達価格委員会資料引用
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/dat/report/r03/r03_chpt3-4.pdf

*3: 資本費の20%と仮定

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて (風力発電における出力制御の種類)

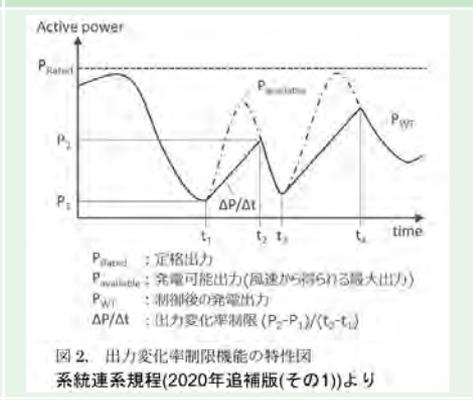
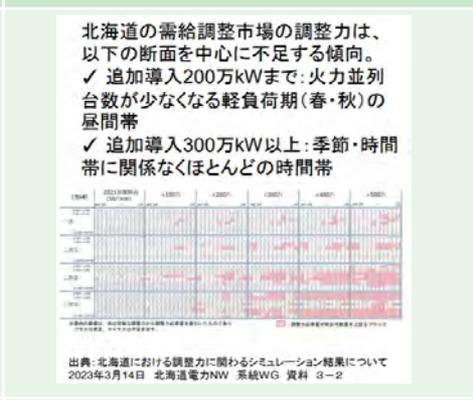
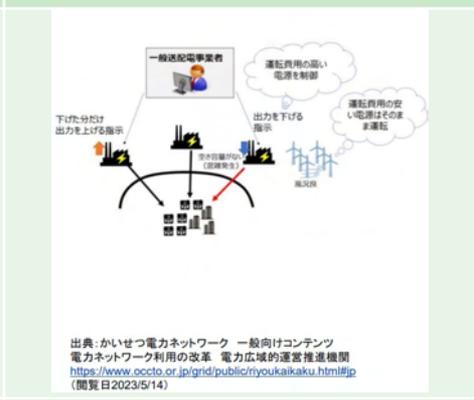
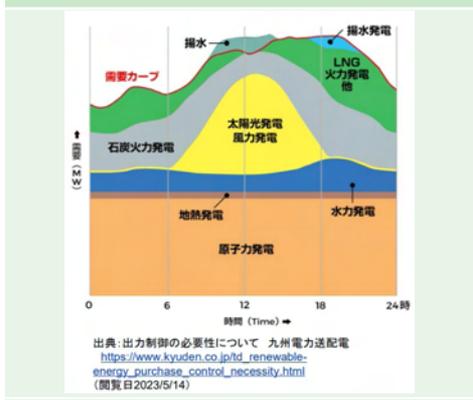
① 需給バランス	② 系統容量制約	③ 調整力不足制約	④ 出力変動緩和要件
----------	----------	-----------	------------

電気を使う量と発電する量（需要と供給）を合わせるために、発電する量（供給）をコントロールする。

送電線に流せる容量を超過する恐れがある場合、混雑系統の出力を下げ、非混雑系統の出力を上げる調整を行う。

2023年7月の北海道変動緩和要件撤廃に伴い、調整力不足時には抑制を前提として撤廃されることになった。

2020年4月にグリッドコード要件化。5分10%の出力変化率範囲で抑制を行う。
(2次調整力①相当)



- 【低減手法】
- 電力需要の創生
 - 蓄電設備の活用
 - 地域間連系線の強化
 - 火力最低出力の低減 etc

- 【低減手法】
- 系統容量の拡大(ダイナミックレーティングetc)
 - 電力需要の創生
 - 蓄電設備の活用 etc

- 【低減手法】
- 需要設備の活用(上げ/下げ)
 - 蓄電設備の活用(上げ/下げ)
 - 再エネの活用(上げ/下げ)
 - 地域間連系線の強化 etc

- 【低減手法】
- 蓄電設備の活用
 - 平滑化効果の活用 etc

- 【最適化技術】
- オンライン化・デジタル化
 - 出力予測の高精度化
 - グループ (アグリ) 制御

- 【最適化技術】
- オンライン化・デジタル化
 - 出力予測の高精度化
 - 混雑管理手法 (ノードル)

- 【最適化技術】
- オンライン化・デジタル化
 - 出力予測の高精度化
 - 実需給断面とGCの短縮

- 【最適化技術】
- オンライン化・デジタル化
 - 出力予測の高精度化
 - グループ (アグリ) 制御

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて (出力制御の見直し)

2022年度供給計画2031年の導入量の伸びの1.5倍(太陽光105GW, 風力27GW)で想定
(系統抑制要因は①需給抑制②混雑抑制③調整力抑制④グリッドコード要因の4つ。
上記は①のみ考慮の点は注意)

適切な対策を行わないと①需給抑制だけで大きな抑制が発生することが見込まれている

算定結果 (再エネ出力制御低減対策の効果)

仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルールの事業者に対する出力制御率

- 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- 供給対策：電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）を20%（バイオマスは40%）としたと仮定
- 系統対策：現在建設中の地域間連系統線の増強に加え、マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系統線が増強されたと仮定
(北海道→東京+400万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW)

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	53.6	54.2	3.4	2.8	4.2	3.8	25.5	2.8	26	0.87
需要対策	53.4 (▲0.2)	49.2 (▲5)	2.9 (▲0.5)	1.6 (▲1.2)	3.6 (▲0.6)	3.4 (▲0.4)	19.5 (▲6.0)	1.6 (▲1.2)	20 (▲6)	0 (▲0.87)
供給対策	43.5 (▲10.1)	41.5 (▲12.7)	0 (▲3.4)	1.8 (▲1.0)	2.9 (▲1.3)	0.6 (▲3.2)	13.4 (▲12.1)	2.3 (▲0.5)	23 (▲3)	0 (▲0.87)
系統対策 50%分活用	1.7 (▲51.9)	27.4 (▲26.8)	—	—	—	—	—	—	15 (▲11)	—
100%分活用	0 (▲53.6)	11.2 (▲43)	—	—	—	—	—	—	9 (▲17)	—

※1 太陽光と風力について、足下から2022年度供給計画2031年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したもの。

導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」(2021年度実績ベース) ※3 連系統線活用率100%の場合(中三社は連系統線活用率0%)

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出典：各エリア一般送配電事業者

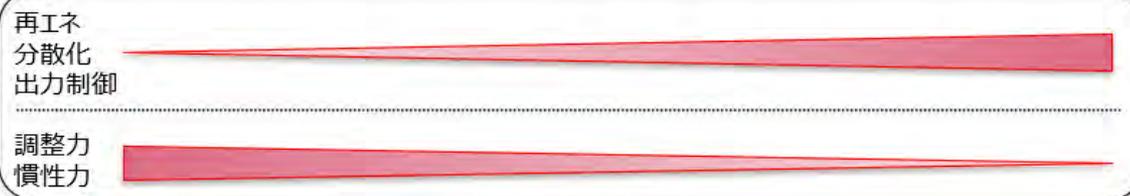
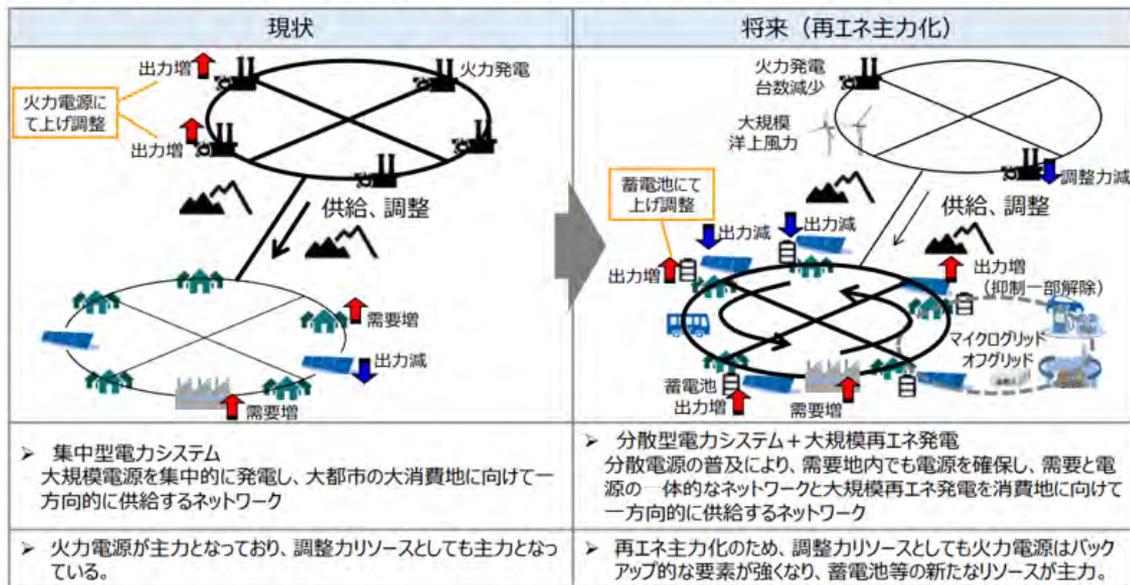
9

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて (再エネ主力電源化時の需給調整のイメージ)

“集中型電力システム”から“分散型電力システム+大規模再エネ発電”に今後意向していく中で、必要調整力及び慣性力を最低限確保しながら、出力制御を最小限に抑えていく取り組みが必要

■ 新たな調整力リソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。



電力広域機関 第72回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3 (下図は追記)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/063_06_00.pdf

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて (現状の取り組み内容)

必要調整力及び慣性力を最低限確保しながら、出力制御を最小限に抑えていくため、様々な角度から現在議論がなされている。

■ 出力制御の低減に向けた取り組み

- ・ 火力最低出力の低減
- ・ 新規需要の創出（水素、データセンター、EV、電化促進etc）
- ・ 系統蓄電設備の導入
- ・ 地域間連系線の新設（マスタープラン）
- ・ 地内線の運用容量拡大（新設、N-1電制、ダイナミックレーティング etc）
- ・ オンライン制御、出力予測技術
- ・ 地域間の連携（統括システム、統括TSO） etc

■ 調整力及び慣性力の確保・低減に向けた取り組み

- ・ 将来的な必要調整力の予測（需要予測、出力予測及びその改善）
- ・ 需給調整市場の開設、同時市場の検討
- ・ 新規技術（グリッドフォローイング/フォーミングインバーター）の調査・検討
- ・ 地域間の連携（統括システム、統括TSO） etc

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて

(JWPA提案 次世代電力ネットワークの形成と運用 統括TSOのイメージ)



- 国全体あるいは同じ周波数の地域単位で地域間連系線や直流送電線などを整備・所有・運用する統括TSO のような体制の構築
- 電力システムを全国規模で一元的に管理・運用する最適な電力システムを構築し、広域運用を実現することにより、再生可能エネルギーの出力の最大限の有効活用が可能、深刻化する自然災害に対する全国大のレジリエンス強化にも貢献

JWPA Wind Vision 2023 より

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

再エネの主力電源化に向けては、発電原価を下げるための施策と並行して、大量導入時における新たな課題、出力抑制、調整力不足、慣性力不足に対応していく必要がある。また、グリッドルールを先行して制定し、将来的に後戻りすることがないよう、あるべき姿に向けて議論を進めていくことが重要

(1) 発電原価の低減にむけて

- ・ 好風況エリアにおける風力発電所の電源導入、集約化
- ・ 好風況エリアへの送電網の拡充・増強

(2) 出力制御の低減、及び調整力・慣性力の確保にむけて

- ・ 風力における出力制御の種類
- ・ 出力制御低減、及び調整力・慣性力確保に向けた取り組み



(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

- ・ 現状までの議論内容
- ・ 現状の課題及び取り組み

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

(グリッドコード検討会状況 1/2)

フェーズ1、フェーズ2(2025年前後)、フェーズ3(2030年前後) の各電源の担うべき姿を見据えて、仕様のルール化 (グリッドコード) についてOCCTO主催のグリッドコード検討会において議論がなされている

- ☆2030年再エネ比率(22~24%(旧想定値))に対応：フェーズ1(2023年4月要件化済)
- ◇2030年再エネ比率(36~38%)に対応：フェーズ2(2025年前後要件化検討)
- ◆2050年再エネ比率(50~60%(参考値))を想定：フェーズ3(2030年前後要件化検討)
- 継続検討：フェーズ4

※要件化の時期、項目は今後の議論にて決める



◇フェーズ2:2025年前後要件化を検討

【適切な出力制御(火力)】

- 運転時の最低出力 (火力・コジェネ(全電圧)) [2②]

【需給変動・周波数変動への対応】

- 周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側) 継続検討(特高) [2①]
- 発電設備の制御応答性 継続検討(再エネ(特高)) [2①]
- 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

適用拡大 (小容量火力・コジェネ (特高)、高低圧) *1

【電圧変動への対応】

- 電圧・無効電力制御(運転制御)(インバーター電源の電圧一定制御) 適用拡大(再エネ(特高)) [2②]
- 電圧変動対策(瞬時電圧低下) 基準値明確化(特高) [2②]

【その他】

- 情報提供(モデル等) 適用拡大(太陽光・風力(特高)) [2②]

◆フェーズ3:2030年前後要件化を検討

【需給変動・周波数変動への対応】

- 周波数変化率耐量(RoCoF) [3④]
- 慣性力の供給(疑似慣性) [3①]
- 出力(有効電力)の増加速度の上限 適用拡大(太陽光(特高)) [3①]

【その他(慣性)】

- 情報提供(モデル等) 適用拡大(太陽光・風力以外(全電圧)、太陽光・風力(高低圧)) [3②]
- 情報提供(慣性力) 適用拡大(特高の慣性供給同期発電機以外) [3②]

【同期安定度等への対応】

- 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)*2 [3③]
- *2:電圧上昇側 Voltage Ride Throughの観点からも確認実施

【その他(制御・保護)】

- 事故時優先順位指定 [3③]
- 制御・保護システムの協調・優先順位 [3③]

50~60%
マスタープラン
策定シナリオ検討条件
(参考値)

□フェーズ4:継続検討

【適切な出力制御(火力)】

- 運転時の最低出力 適用拡大(専焼バイオマス(全電圧)) [4①]

【需給変動・周波数変動への対応(大容量火力以外・高低圧)】

- 周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側) 適用拡大(蓄電池(特高)、再エネ(高低圧)) [4①]
- 発電設備の制御応答性 適用拡大(小容量火力、蓄電池(特高)、再エネ(高低圧)) [4①]
- 順動予備力(連続制御) 適用拡大(小容量火力) [4①]
- 出力(有効電力)の増加速度の上限 適用拡大(蓄電池(特高)、高低圧) [4①]
- 出力変化速度の下限 適用拡大(小容量火力) [4①]
- 負荷周波数制御、経済負荷配分制御 適用拡大(大容量火力以外) [4①]
- 発電設備早期再並列(発電設備内単独運転) 適用拡大(小容量火力) [4①]
- 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

適用拡大(GT・GEを採用した60MW未満のコジェネ(全電圧)) [4①]

【その他】

- Consecutive Voltage Ride Through*3 [4③]

【需給変動・周波数変動への対応(将来のあり方)】

- 発電設備の運転可能周波数(上昇側) [4②]
- 自動負荷制限・発電抑制(発電設備制御) 適用拡大(蓄電池(全電圧)) [4①]
- 単独運転防止機能 将来に備えた検討(全電源(全電圧)) [4①]

【電圧変動への対応】

- 電圧・無効電力制御(運転制御) 適用拡大(高低圧) [4①]
- 系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR) 適用拡大(再エネ) [4①]
- 電圧上昇側 Voltage Ride Through [4①]

【その他】

- Black Start*3 [4③]

*3: 海外調査結果から検討対象として追加を提案

第14回 グリッドコード検討会,

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2023/files/gridcode_14_03.pdf

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

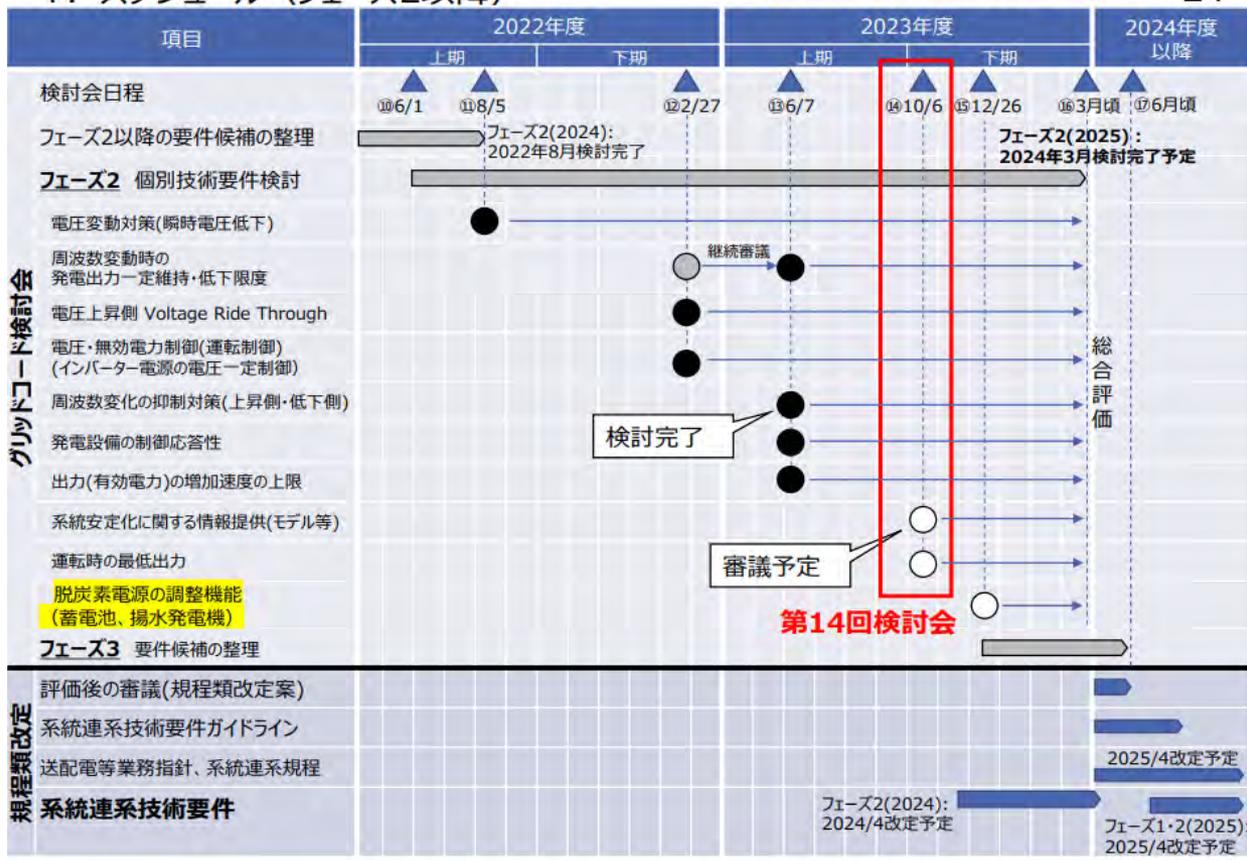
(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化 (グリッドコード検討会状況 2/2)

現在はフェーズ1の議論を終え、フェーズ2の議論中 (本年度中を目途に整理)。来年度以降にフェーズ3の議論を開始する予定。合わせて2025年4月を目標にフェーズ2の要件を加えた技術要件等の改定を予定

4. スケジュール (フェーズ2以降)

第13回検討会からの変更箇所

24



第14回 グリッドコード検討会,

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2023/files/gridcode_14_03.pdf

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

(現状の具体的課題_出力変動緩和要件)

2020.4より風力（特別高圧）について要件化。現状、発電所単位で要件化がされている。複数風力発電所を束ねることで現状の陸上風力のデータからは一定の平滑化効果が確認されており、平滑化効果を活かして、インバランス要件のように発電グループ単位の集合要件の適用ができないかを含め、今後最適な運用に向けて関係者と継続協議を行いたい。

洋上等の大型発電所が特定エリアに集約的に導入された場合の効果については今後の検討課題。（実データがない中でどのように将来の出力を予測していくかが課題）

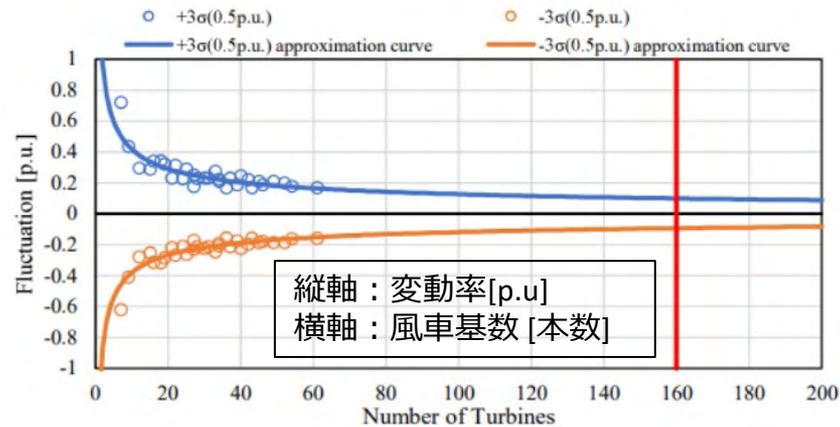
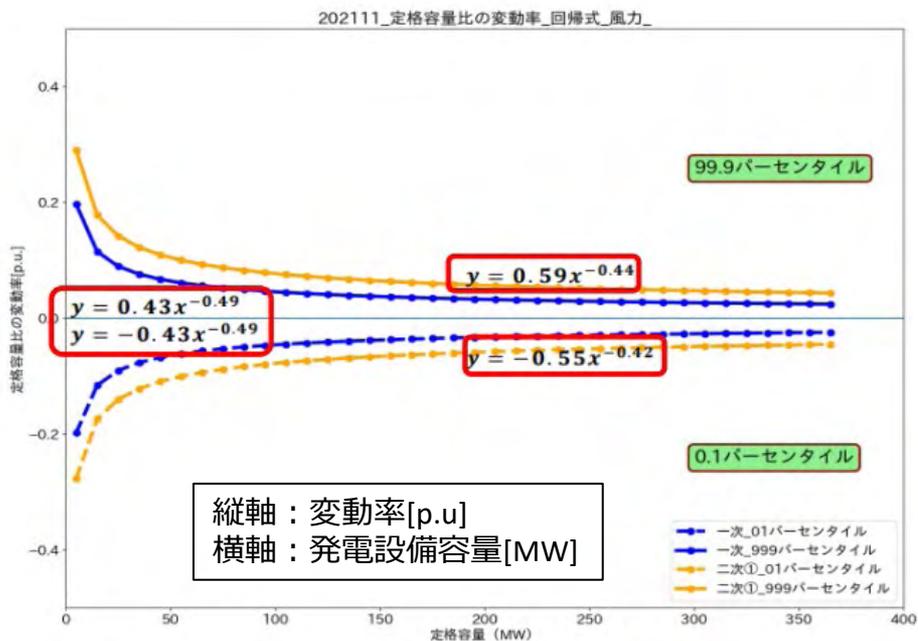


Fig. 2. Output fluctuation by number of turbines.

Table 1. Wind farm overview.

Site Name	Class	circa Number of Turbines	Place
site A	2MW	10	Sea of Japan side
site B	1.5MW	15	Pacific Ocean side
site C	2WM	10	Pacific Ocean side
site D	1.5WM	15	Sea of Japan side
site E	2WM	20	Sea of Japan side

(左図) 第45回系統WG, 2023年3月14日, “北海道における調整力に関わるシミュレーション結果について”

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/045_03_02.pdf

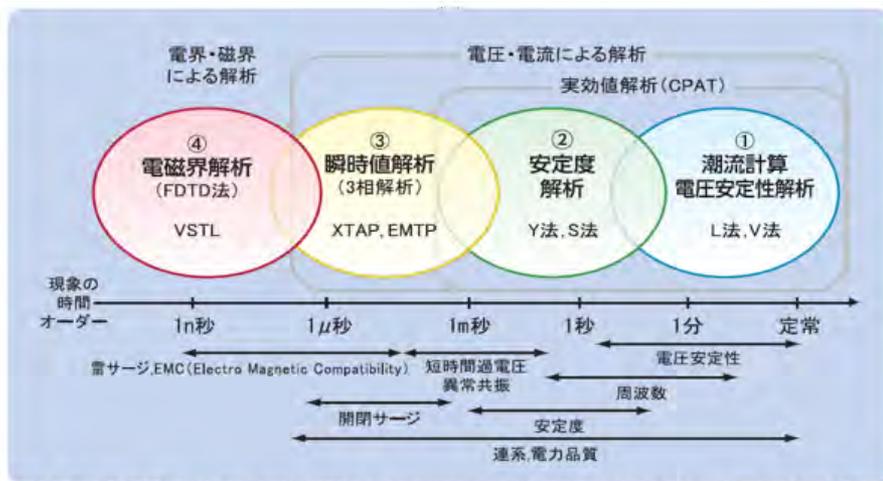
(右図) 吉田氏他, “風力発電所における出力変化率制限にかかる基礎的検討”, 電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 2022

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化

(現状の具体的課題_日本仕様に合わせて系統モデルの提供)

国際的に利用されている解析ツール（PSS/E, Power Factory等）と日本で使用しているツールが異なるため、標準的に風車メーカーが所有している風車モデルを直接的に使用することができない（日本仕様への対応が必要）。大型風車は現状海外メーカーしかない中で日本独自のモデル・パラメータの要求は参入障壁にもなりうるため、中長期を見据え、例えば変換ツールを作成するなど、今後の対応方針について協議が必要。



出典: 電力系統解析プログラムの種類 DEN-CHU-KEN TOPICS 2012 8 AUGUST Vol.12 図1-1

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N - 1故障 ¹⁾	算術式 ²⁾ 電中研L法 ^{3) 4)}	架空送電線はCIGRE式 ⁶⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	通常想定し得る範囲の電力設備の故障	電中研L法 ³⁾	発電機内部位相角の動揺が収束(収束)する潮流
電圧安定性	(シート3-2参照)	電中研Y法	基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線ルート断(系統分離)	算術式 ⁵⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

出典: 連系線の運用容量算出における検討条件について (2021~2030年度) 電力広域的運営推進機関 2020年5月29日

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化 (現状の具体的課題_慣性力の提供)

周波数の急峻な変化に応じた有効電力供給（北米ではFFRと言われている機能）についてはすでに一部の地域で要件化されていると理解。フェーズ3での議論に向けて、既存の風車にすでに具備されている仕様、及びGFL(グリッドフォローイング),GFM(グリッドフォーミング)の技術動向について今後調査及び整理を行う必要がある。

IEEE 2800-2022 : Fast Frequency Response (FFR) Capability Requirements

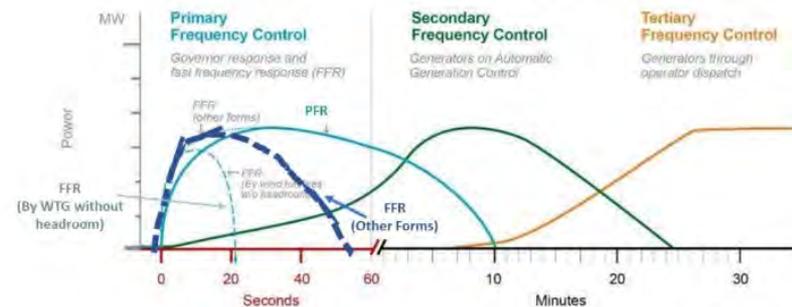
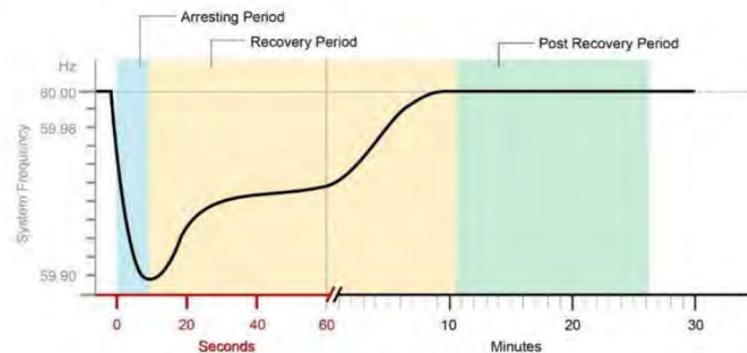
Inertial Response is also known as FFR in North America

Definition of FFR

active power injected to the grid in response to changes in measured or observed frequency during the arresting period of a frequency excursion event to improve the frequency nadir or initial rate-of-change of frequency

Requirements for FFR from IBR

- All IBR shall have FFR *capability* for under-frequency conditions
 - Specific FFR requirements for Wind Turbine Generator (WTG)
 - Requirement for over-frequency in future revision
- *Utilization* of FFR capability of IBR plant shall not be enabled by default
- FFR capability may be deployed for the purposes of ancillary service offering



EPRI報告書, “International Grid Codes on Interconnection of Wind Power Generation”,2023

2. 風力発電の主力電源化に向けた取り組み

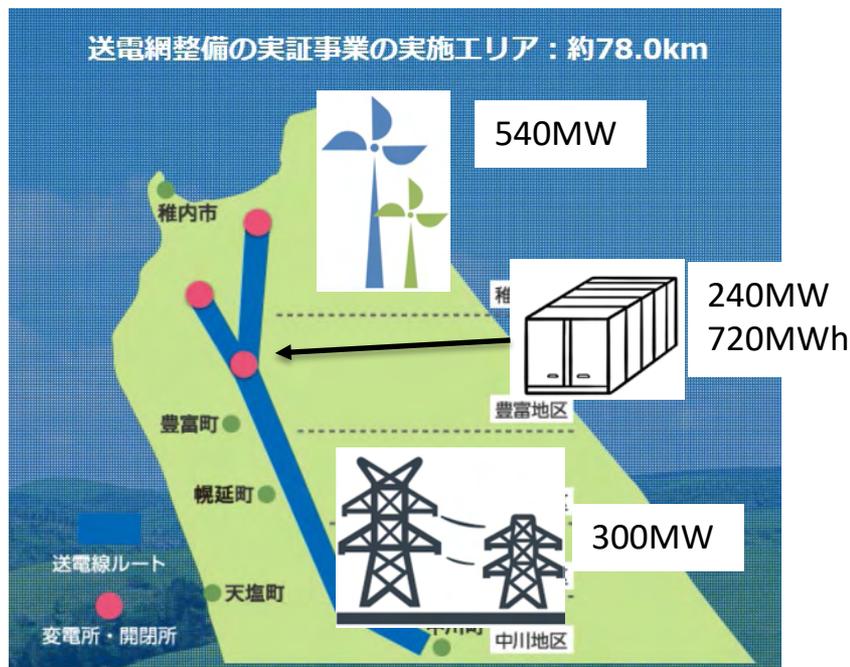
(3) グリッドコードによる電源に求める仕様のルール化 (今後のグリッドコード議論における課題認識)

フェーズ3、4と今後ますます扱いの難しくなる要件を議論するなかで以下の点に注意しながら進めていきたい

- **グリッドコードの国際化/日本独自要求の最小化（制御応答、モデル etc）**
⇒ 大型風車は現状海外メーカーしかない中で日本独自の要件は参入障壁になりえる。
可能な限り海外の標準から逸脱しない範囲での要件化が必要。
逸脱がどうしても必要な場合は、メーカーを含めた丁寧な議論が必要。
- **グリッドコード要件 or 市場参入要件（上げ/下げDR、無効電力供給、慣性力供給 etc）**
⇒ グリッドコードとして規制するのか、市場への参入要件として規程するのか。
グリッドコードで規制しないと系統維持が難しい要件以外は可能な限り市場に任せることを期待。
- **発電グループ単位の集合要件の適用（出力変動緩和要件 etc）**
⇒ 現状は発電所単位での要件化しているが、例えば、出力抑制、出力変動緩和要件等、
風力発電所単体ではなく、他の電源も含め組み合わせることで要件を満たしながら、
より最適な運用ができるのであれば、発電グループ単位の集合要件とすることができないか。
- **要件の先行具備、及び（それを行うための）機能具備と運用開始時期を分けた議論の実施**
⇒ 将来の遡及適用を回避するため、可能な限り早いタイミングで海外ですでに導入されている要件につ
いては風力に限らず積極的に導入することが重要。ただし、要件の積極的な導入にあたっては、
(特に事業影響が生じる要件については) 機能の具備と運用開始時期を分けた議論が必要。
運用開始にあたっては開始基準を明確にしながら議論を進めることが重要。

3. 風力導入に向けた先進的な取り組み紹介 (風力発電のための送電網整備実証事業 1/2)

「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」により、特定風力集中整備地区とされた一部のエリアを対象に送電線を整備、風力発電の導入拡大に資する送電線整備・運用に関する技術の確立を目指した事業。平成25年度（2013）から10年間を目途に実施しており、北海道北部風力送電株式会社が手掛けた事業は2018年の着工後、2023.4商用運転を開始された。送電線の運用容量は300MW。



送電設備：78km, 269基
蓄電設備：240MW, 720MWh
総事業費：1050億円（内、補助金4割）

案件名	出力, 基数	設備容量	運開時期
浜里WF	4.3MW, 14基	60.2MW	運開済
川南WF	4.3MW, 19基	81.7MW	運開済
芦川WF	4.3MW, 31基	133.3MW	今年度(北) 来年度(南)
川西WF	4.3MW, 15基	64.5MW	今年度
樺岡WF	4.2MW, 10基	42.0MW	今年度
勇知WF	4.2MW, 18基	75.6MW	来年度
他社	4.2MW, 8基	33.6MW	来年度
他社	4.3MW, 12基	49.4MW	運開済み
合計		約540MW	

北海道北部風力送電株式会社 HP:

<https://www.hokubusouden.com/>

3. 風力導入に向けた先進的な取り組み紹介 (風力発電のための送電網整備実証事業 2/2)

混雑緩和、及び複数発電所単位で変動緩和要件を満たしながらWFの出力を最大化する取り組み、既存系統の運用容量の最大化、蓄電設備を用いた調整力の供給といった再エネを今後最大限利用するための先進的な取り組みがなされている。

好風況地域における風力活用を目指した好事例。今後の送電網整備においても活用が期待される。

(1) 最適制御システム開発

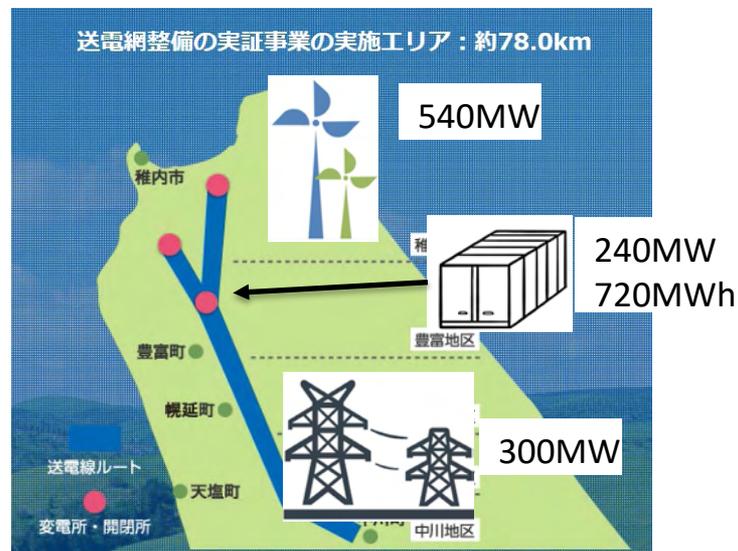
- 最適制御システムのシステム検討及び設計
 - ①変動緩和要件充足, ②連系点潮流制御, ③WF出力最大化
- 風力制御所システム及び転送遮断システムの設計及び建設工事

(2) ダイナミックレーティング実証

- OPGW 方式の実証
- Ampacimon 方式の実証
- OPGW+実風速方式の実証

(3) 蓄電池技術実証

- 蓄電池容量の更なる低減検討
(ならし効果、出力予測、PCSの台数制御)
- 出力一定運転検討
- 供給力低下時の系統安定化検討
- 負荷追従運転検討



風力発電のための送電網整備等の実証事業成果報告書,
<https://www.hokubusouden.com/news/1035/#contents>

4. おわりに

再生可能エネルギーの普及は、エネルギー政策の基本方針3E+Sを同時に達成する可能性のある電源。風力はいくまでその手段の一つと理解。

主力電源化に向けては、まだまだ超えるべき課題は山積みであるが、将来のあるべき姿（次世代に残したい姿）に向けて、いち事業者のエンジニアとして、また、業界メンバーの一人として、2030年、2050年のカーボンニュートラルに向けて、関係各所と協力しながら進めていきたい。

株式会社ユーラスエナジーホールディングス
北海道技術部 岡 泰延
TEL: 011-272-1260/ 080-2240-3689
Email: yasunobu.oka@eurus-energy.com