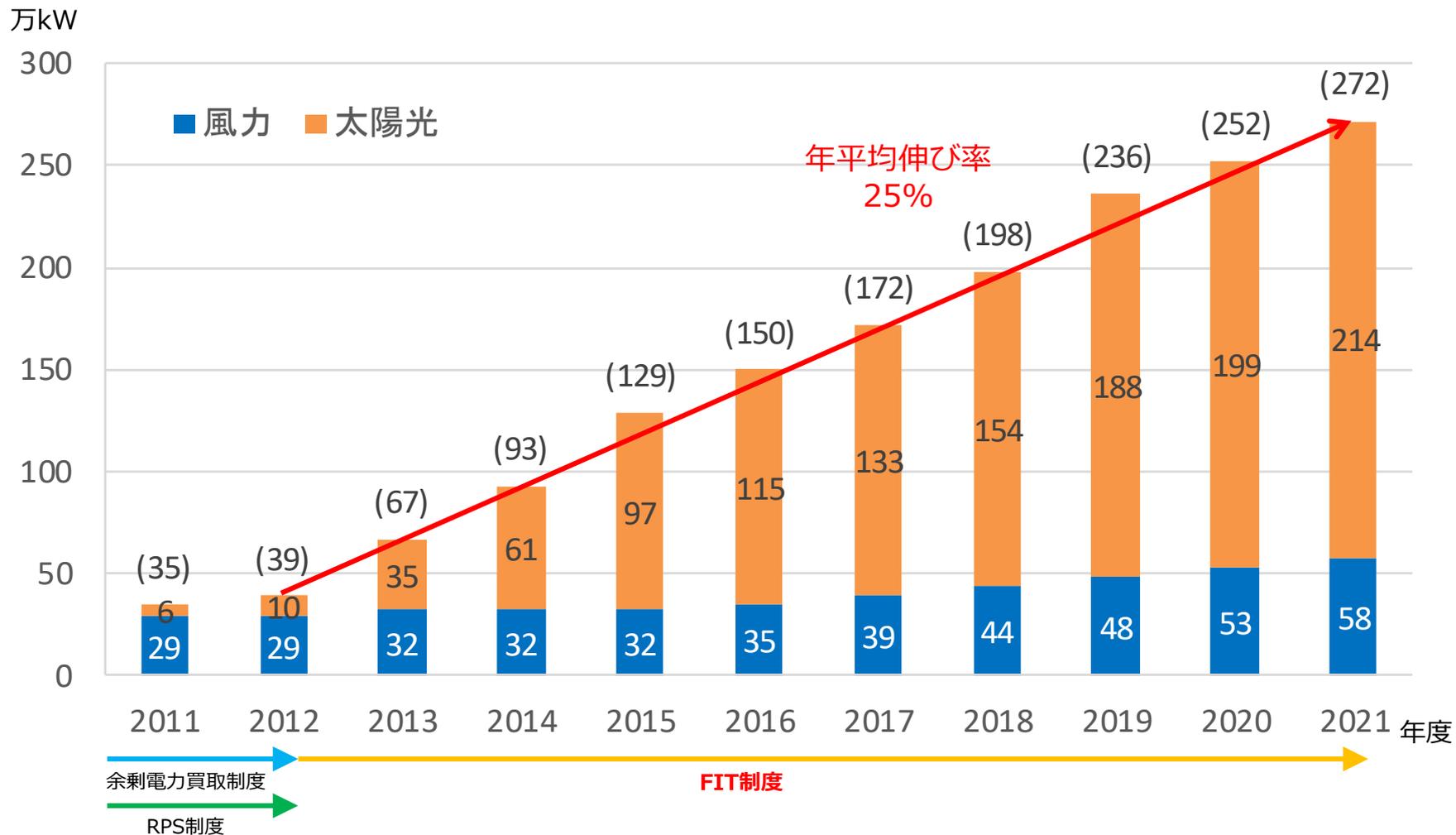


5月8日における再エネ出力制御の実施状況について

2022年5月24日
北海道電力ネットワーク株式会社

(1) 再エネの導入状況

1. 再エネの導入状況



※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。
 ※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いいため参考値。
 ※ 2021年度は2月末時点。

(2) 再エネ出力制御の実施状況

2. 再エネ出力制御指示内容 [5月8日] (1) 前日需給バランス

- 電源Ⅰ・Ⅱ、電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電所の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの優先給電ルールに基づく対策を実施してもなお、エリア供給力がエリア需要等を上回ることから、5月8日（日）に北海道エリアで初めて再エネ出力制御を実施した。

＜前日段階の5月8日（日）の再エネ出力制御内容と需給予想＞ 万kW

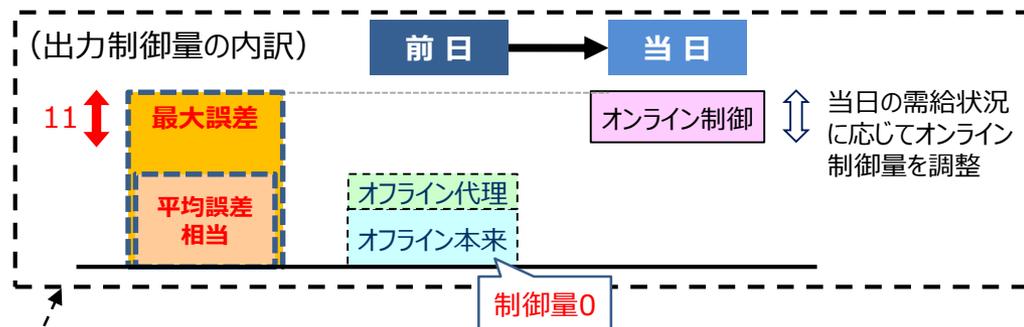
	項目	内容
出力 制御 内容	再エネ 出力制御期間	5月8日（日） 11時00分～12時30分
	最大余剰電力 発生時刻	11時30分～12時00分
	再エネ出力制御量	0※1～11
予想 需給 状況	エリア需要	255
	揚水・蓄電池	82
	域外送電※2	-31
	小計	307
	供給力	318
	(再掲)再エネ出力	191

※1 オフライン制御で確保する制御量

※2 マイナスは本州エリアからの受電を指す

2. 再エネ出力制御指示内容 [5月8日] (1) 前日需給バランス(つづき)

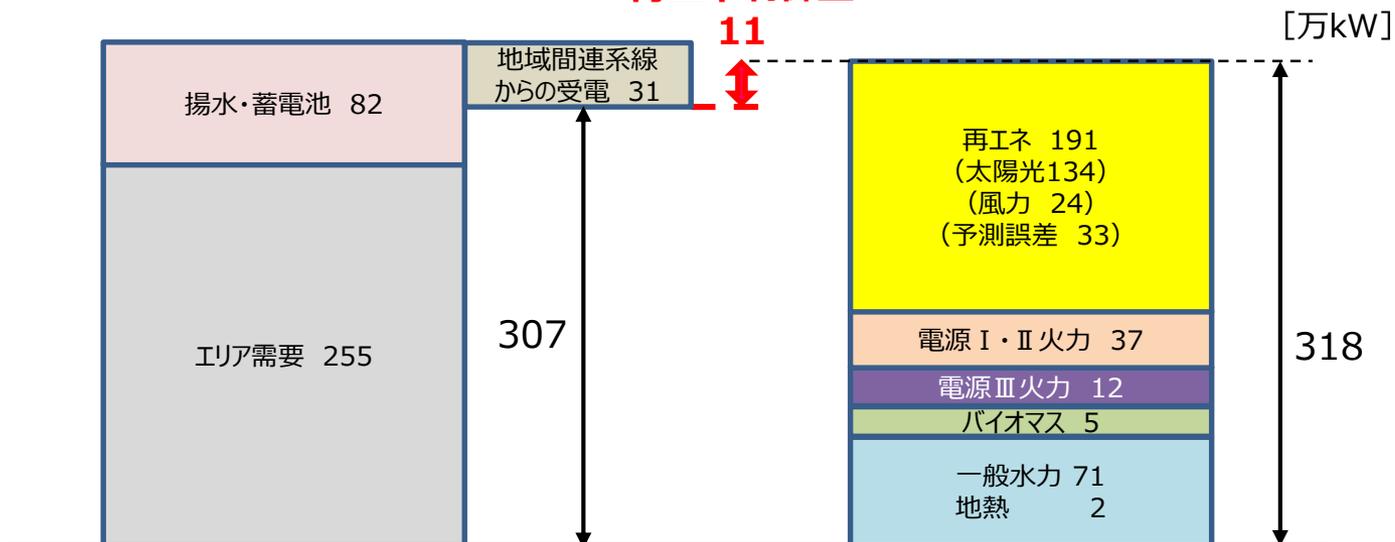
<最大余剰電力発生時刻の需給バランス>



[エリア需要等]

再エネ制御量

[エリア供給力]



※ 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある

2. 再エネ出力制御指示内容 [5月8日] (2) 再エネ出力制御の指示

- 最大誤差を考慮した供給力余剰分、11万kWをオンライン事業者に対して前日予告。

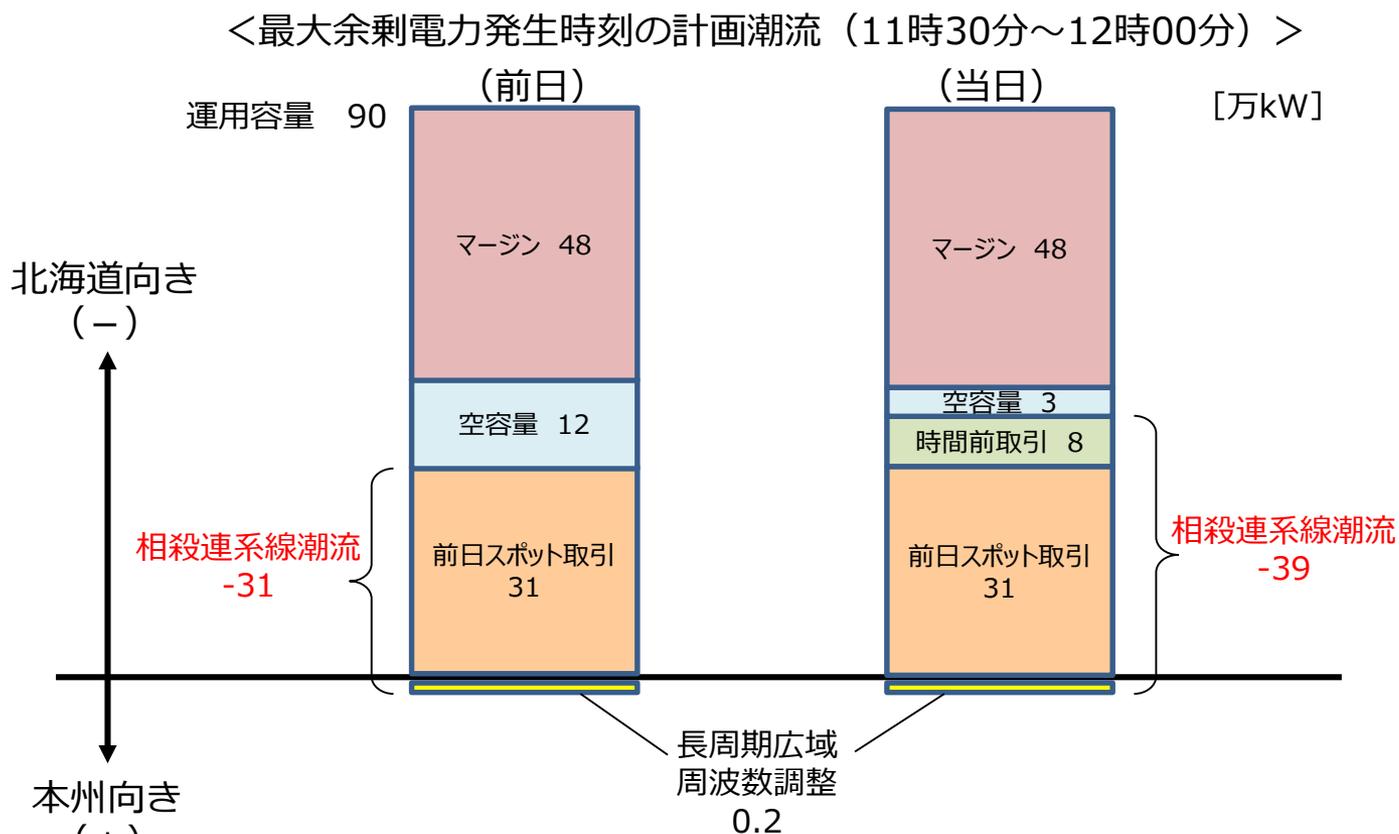
＜5月8日（日）再エネ出力制御前日指示値＞

万kW

項目			制御量 (11時30分～12時00分)	備考	
必要制御量			11		
出力 制御 配 分量	太陽 光	旧ルール	オフライン	－	<ul style="list-style-type: none"> ・ 前日17時頃にHPに制御予告を掲載 ・ 実需給1～2時間前に制御スケジュール配信により遠隔制御を実施
			オンライン	－	
		無制限・無補償ルール	オンライン	－	
	風 力	旧ルール	オフライン	－	
			オンライン	－	
		新ルール 無制限・無補償ルール	オンライン	－	
計			－		

3. 地域間連系線の利用状況

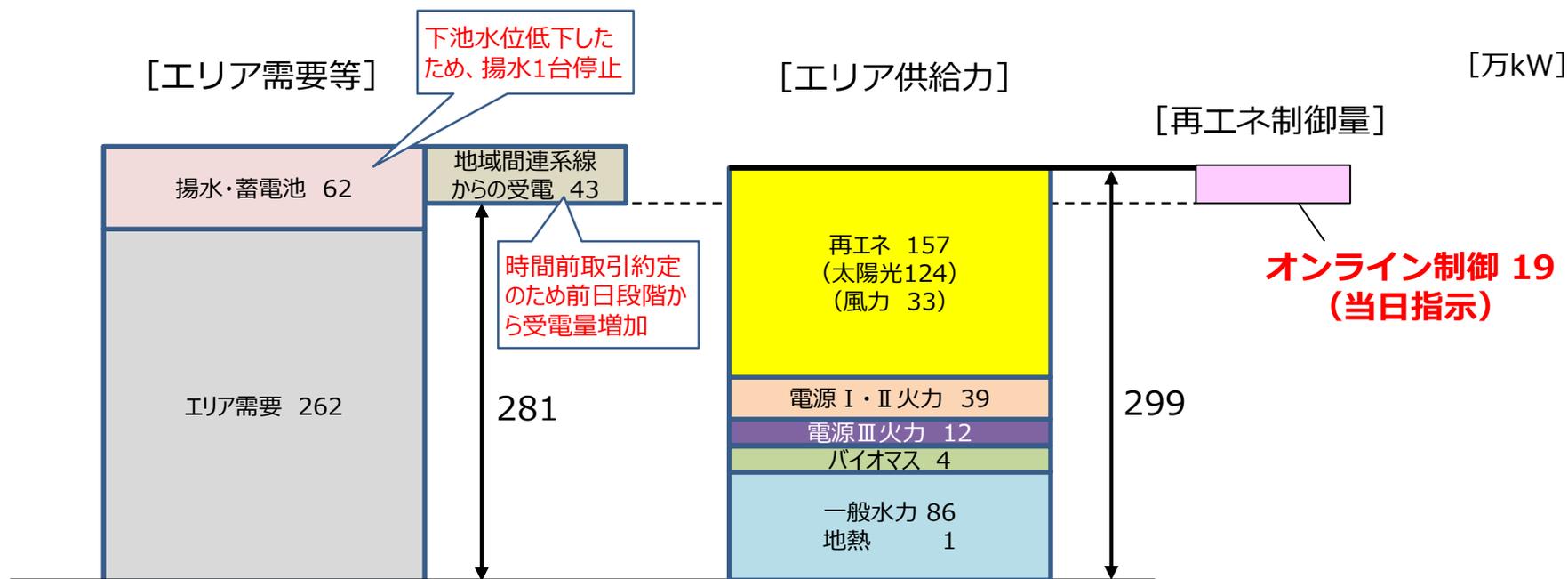
- 連系線は優先給電ルール発動の前に卸電力取引市場（スポット取引・時間前取引）が使用するルールとなっており、市場取引による北海道本州間連系設備の計画潮流は、本州から北海道向きとなっていた状況。
- 東北エリアの受電および東北東京間連系線の送電空容量に余力がなく、長周期広域周波数調整による本州への融通送電が限られていた状況。



4. 再エネ出力制御運用実績 [5月8日]

- ▶ 当日の需給バランス見直しの結果、供給力が需要を上回ることが見込まれたため、オンライン事業者の出力制御を実施した。

<最大余剰電力発生時刻（12時30分～13時00分）の需給バランス>



※ 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある

5. グループ制御の考え方 (1)

第28回系統ワーキンググループ資料1-1再掲

・ <グループ制御>

- 公平な出力制御を行うため、各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- 旧ルール事業者のうちオンライン化した事業者は別グループとして管理する。

分類	ルール	全設備量	出力制御対象設備量			グループ分け (例)
太陽光	旧ルール	30日等出力制御枠 117万kW	500kW以上※1	76.3万kW	➡	(旧ルール・オフライン) A1 A2 A3 A4
			500kW未満 (当面、出力制御対象外)	38.7万kW		(旧ルール・オンライン) B1 B2 B3 B4
	指定ルール	追加設備を100万 kWとした場合	10kW以上	94万kW	➡	(指定ルール・10kW以上・オンライン) C1 C2 C3 C4
			10kW未満 (当面、出力制御対象外)	6万kW		
風力	旧ルール	30日等出力制御枠 36万kW	500kW以上	9.6万kW	➡	(旧ルール・オンライン※2) X1 X2 X3 X4
			500kW未満 (当面、出力制御対象外)	0.1万kW		
	新ルール			26.3万kW	➡	(新ルール・オンライン) Y1 Y2 Y3 Y4
	指定ルール	追加設備を100万 kWとした場合		100万kW	➡	(指定ルール・オンライン) Z1 Z2 Z3 Z4

※1 接続可能量を超過する分は指定ルールと同様に管理。

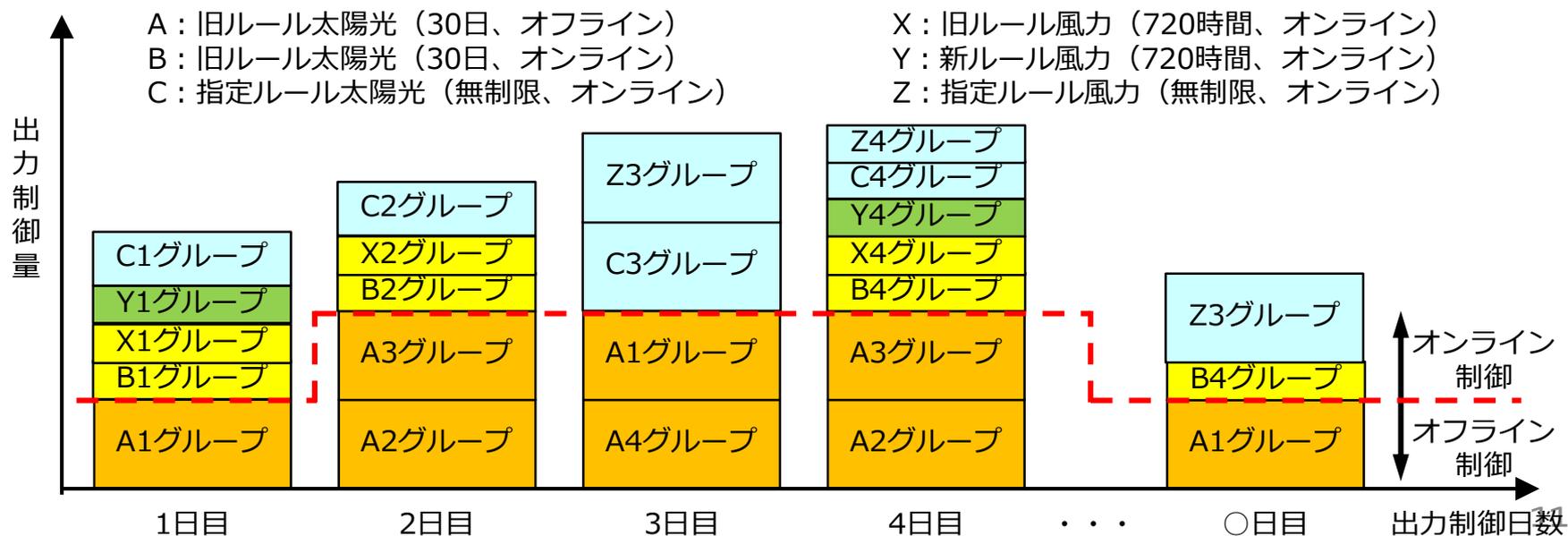
※2 JWPA方式 (部分制御考慮時間管理) への移行により、すべてオンライン化していることを想定。

5. グループ制御の考え方 (2)

第28回系統ワーキンググループ資料1-1再掲

・ <年間計画において、事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合>

- 各事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光 (A) は前日指示の時間帯に停止、オンライン太陽光 (B,C) は必要な時間、停止とする。(グループ毎に順番に停止)
 - ✓ 風力事業者 (X,Y,Z) の出力制御は、オンライン太陽光と同様、必要な時間、停止とする。(グループ毎に順番に停止)
 - ✓ オフライン事業者間、オンライン事業者間でそれぞれ出力制御日数が公平となるように順番に制御する。(オンライン事業者とオフライン事業者間の制御日数調整は行わない)



(3) 優先給電ルールを踏まえた取組状況
(供給対策、系統対策、需要対策)

6. ①供給対策：火力の最低出力(電源Ⅲ)

2022年3月末時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ火力(石油)	自家消費相当分まで抑制	1 (1.50万kW)	
	0~30%以下	1 (6.30万kW)	
	31~50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2 (7.80万kW)	
②電源Ⅲ火力(石炭)	自家消費相当分まで抑制	2 (8.80万kW)	
	0~30%以下	0	
	31~50%以下	1 (10.00万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	3 (18.80万kW)	
③電源Ⅲ火力(LNG)	自家消費相当分まで抑制	4 (1.57万kW)	
	0~30%以下	1 (7.50万kW)	
	31~50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	5 (9.07万kW)	

6. ①供給対策：バイオマスの最低出力

2022年3月末時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
④混焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	0	【50%を超える理由】 ・ 出力低下により振動等が発生し運転が不安定となる。
	0～30%以下	1 (8.00万kW)	
	31～50%以下	1 (5.00万kW)	
	51%以上	1 (10.40万kW)	
	その他	0	
	合計	3 (23.4万kW)	
⑤専焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	1 (0.10万kW)	【50%を超える理由】 ・ ガスエンジンの運転が不安定になり停止してしまう恐れあり。 ・ ボイラーの最低連続負荷による制約。
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	37 (39.18万kW)	
	51%以上	2 (7.61万kW)	
	その他	0	
	合計	40 (46.89万kW)	
⑥地域資源 バイオマス	合計	125 (13.80万kW)	

7. ②系統対策

第31回系統ワーキンググループ資料1-2再掲

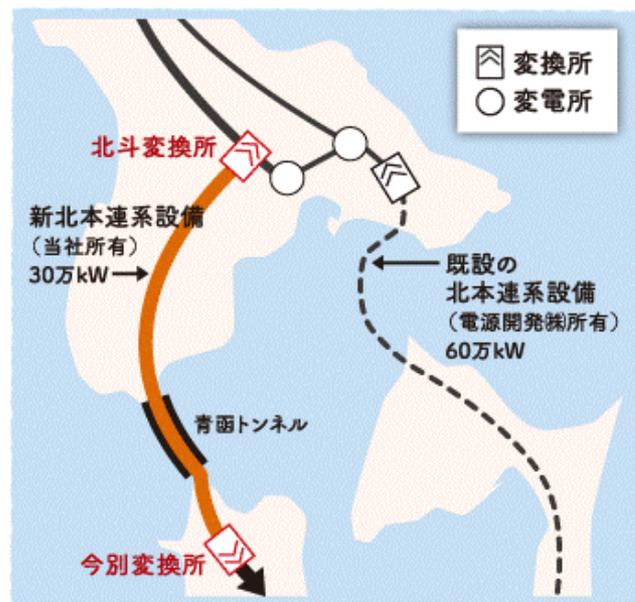
地域間連系線

- 運用容量 = 設備容量 (熱容量等)
- 北海道本州間連系設備 : 90万kW
 - ・北海道・本州間電力連系設備 : 60万kW
 - ・新北海道本州間連系設備 : 30万kW

※ 2027年度に30万kW増強予定

<工事概要>

交直変換所	北斗・今別変換所交直変換設備 30万kW増設
直流送電線	250kV直流送電線増設 架空1回線98km、地中1回線24km
交流送電線	275kV今別幹線一部増強 1回線39km



8. ③需要対策

第31回系統ワーキンググループ資料1-2再掲

大型蓄電池

- 南早来変電所に大型蓄電池を設置し、再生可能エネルギーの出力変動に対する新たな調整力としての性能実証および最適な制御技術を確立することを目的として実証試験を実施（実証試験期間：2015年12月～2019年1月）。
- 電力系統における周波数調整および需給調整対策として十分な能力を有することを確認できたため、現在は、需給バランス改善用蓄電池として活用。



建屋外観



電解液タンク・電力変換装置

定格出力	蓄電容量
1.5万kW	6万kWh

(4) 出力制御の効率化

9. 予測精度の向上

第31回系統ワーキンググループ資料1-2再掲

需要予測手法（2020年度）

- 過去の需要実績および気温実績、最新の気象データに基づき想定。
- 2019年度から需要予測システムの導入検証を行い、2021年度から同システムを活用して需要を予測。

① 需要予測モデル作成
（過去の気象実績・需要実績に基づき、気象予測値と需要予測値に適用する相関係数の作成）

② 需要予測
（需要予測モデル作成で算出された相関係数と気象予測値を用いて需要予測値を算出）

③ 需要補正
（平日以外（土日祝、GW、年末年始）の場合、過去実績から算出した補正率を適用）

④ 24時間の需要想定値を決定し、下げ調整力最小時刻の需要想定を作成

<需要予測システムのロジック>

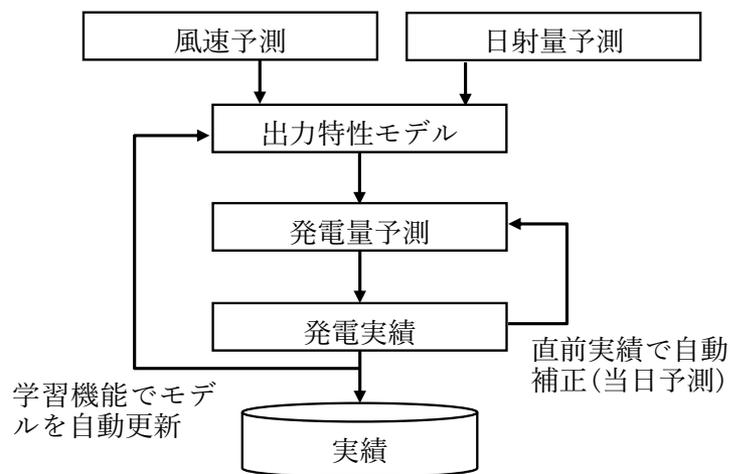
9. 予測精度の向上

第31回系統ワーキンググループ資料1-2再掲

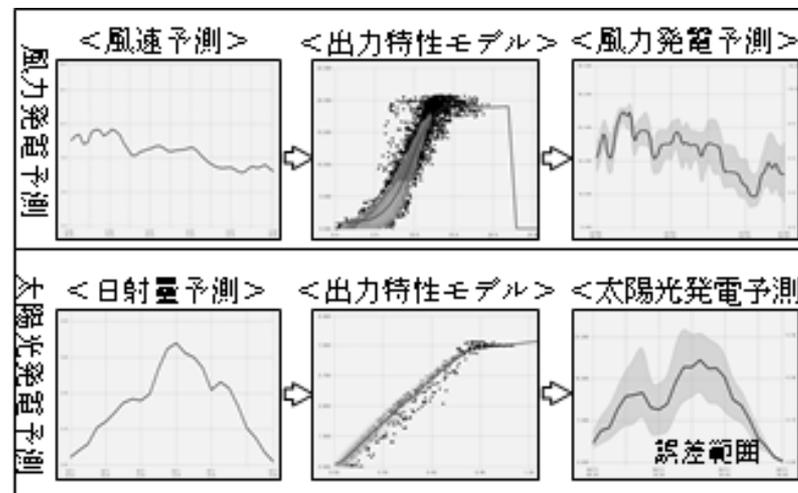
太陽光・風力予測手法（2020年度）

- 気象予報データから発電所地点の風速と日射量を予測し、出力予測モデルに入力することによって特別高圧連系は発電所ごとに個別予測する。高低圧連系は基幹系変電所毎に複数の発電設備を集約※して予測する。

※ 2020年度末から5kmメッシュの発電地点予測に変更



<予測フロー>



<予測イメージ>

電源（太陽光、風力）のオンライン化

- 旧ルールの事業者へは、ダイレクトメールの発信により、制御量の低減や人件費削減等のオンライン化によるメリットをお伝えし、オンライン制御への切替を促している。

(万kW)

		2022年2月末	(参考) 2021年7月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	70.4%	67.9%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	33.5	29.8
	③旧ルール、オフライン事業者	49.7	50.5
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	84.6	76.9
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	63.0%	60.4%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	84.0%	82.7%
	⑦新・無制限無補償ルール、オンライン事業者	48.0	43.5
	⑧旧ルール、オフライン事業者	9.2	9.2
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	0.4	0.4

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。