

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2021年9月30日

東北電力ネットワーク株式会社

(1) 再エネの導入状況

エリアの電力需要・需要量(kW、kWh)

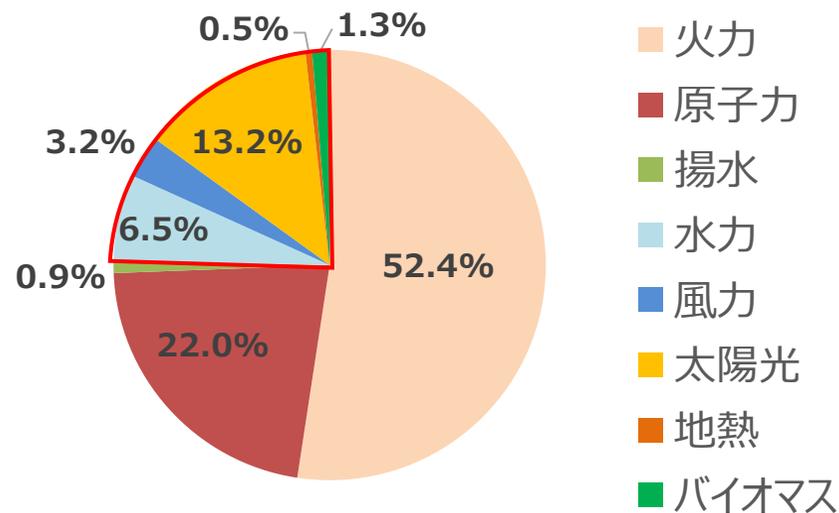
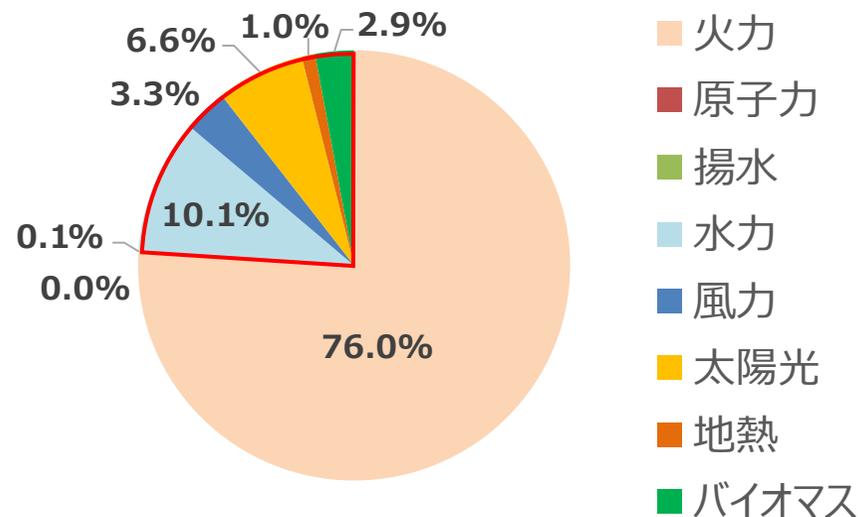
- 最大需要：1,479.7万kW(2021/1/8 AM10:00)
- 最低需要：595.6万kW(2020/5/5 AM1:00)
- 平均需要：926.2万kW
- 年間電力需要量：約768億kWh

エリアの発電電力量（kWh）と電源別シェア

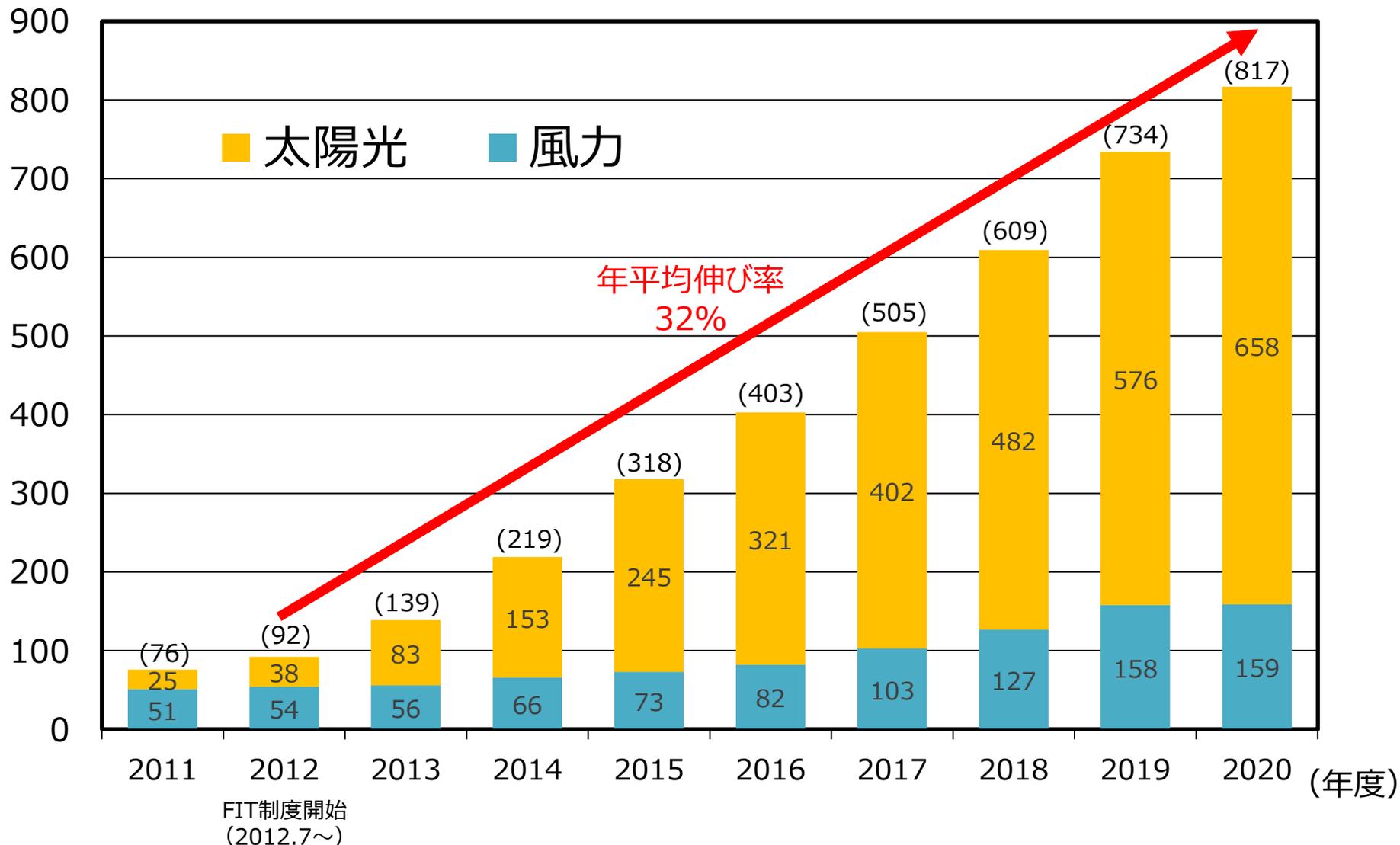
- 総発電電力量：約1,124億kWh
- うち、再エネ発電量：約269億kWh(シェア:約24%)
 - ・ 水力（揚水除く）：113.3億kWh
 - ・ 風力:37.3億kWh
 - ・ 太陽光：73.9億kWh
 - ・ 地熱:11.8億kWh
 - ・ バイオマス：32.9億kWh

エリアの設備容量（kW）と電源別シェア

- 総設備容量：約4,992万kW
- うち、再エネ容量：約1,232万kW（シェア:約25%）
 - ・ 水力（揚水除く）：324万kW
 - ・ 風力:159万kW
 - ・ 太陽光：658万kW
 - ・ 地熱:25万kW
 - ・ バイオマス：66万kW



(万kW)



(2) 優先給電ルールを踏まえた取組
(供給対策、系統対策、需要対策)

- 2021年5月4日の12時、20時（ピーク需要断面）の需給バランス実績は下記のとおり

【単位：万kW】

		12時	20時
需要		723.9	756.3
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	440.6
		電源Ⅲ(※)	198.2
		計	638.8
	再エネ	太陽光	0.0
		風力	12.6
		一般水力	233.7
		地熱	8.6
		バイオマス	38.2
		計	293.1
	原子力		0.0
	揚水・蓄電池		△44.9
	連系線活用		△175.6
	再エネ出力制御		0.0
	発電出力計		723.9
		756.3	

※混焼バイオマス含む

①供給対策：火力の最低出力(電源Ⅲ)

2021年7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	2(10.26万kW)	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2(10.26万kW)	
②電源Ⅲ 火力(石炭)	自家消費相当分まで抑制	1(15.43万kW)	【50%を超える理由】 ・機器スペックの制約により現状50%を超えているが、最低運転の試験を実施し問題ないことが確認できれば50%以下は可能となる見込み(時期未定)。 ・過去の最低負荷運転実績から安定運転可能な下限を設定。(安定運転させるため、発電機設備を改修すれば可能となるが、多大な設備コストがかかる)。また、頻繁に起動・停止すると、産業廃棄物が排出されるため、保存場所の確保、排出先の確保の観点からも対応困難(人員の確保や排出される産業廃棄物の保管個所の確保が必要となるため、多大な設備コストがかかる。)
	0～30%以下	1(100万kW)	
	31～50%以下	6(406.20万kW)	
	51%以上	2(30.60万kW)	
	その他	0	
	合計	10(552.23万kW)	
③電源Ⅲ 火力(LNG)	自家消費相当分まで抑制	1(13.11万kW)	
	0～30%以下	2(14.51万kW)	
	31～50%以下	5(142.88万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	8(170.50万kW)	

2021年7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	4(56.11万kW)	【50%を超える理由】 ・設備の老朽化により安定的な運転維持が困難である。 ・機器の特性上、不燃物が炉内に付着して設備故障の恐れがある。 ・バイオ燃料消費を変更することなく、出力低下運転を実施し、安定運転が可能な下限を設定。
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	3(41万kW)	
	その他	0	
	合計	7(97.11万kW)	
⑤専焼 バイオマス	自家消費相当分まで抑制	7(8.15万kW)	【50%を超える理由】 ・メーカーと協議し、安定的に燃焼・発電可能な下限を設定 ・過去の最低負荷運転実績から安定運転可能な下限を設定。 ・排熱を利用した燃料乾燥であり、燃料供給体制に支障をきたす。
	0～30%以下	6(4.65万kW)	
	31～50%以下	4(20.21万kW)	
	51%以上	4(10.79万kW)	
	その他	0	
	合計	21(43.8万kW)	
⑥地域資源 バイオマス	合計	76(22.6万kW)	

- 昨年(2020年)の第27回系統WGにおいて、出力制御システムを活用した運用容量低下緩和策を説明した。
- システム開発は2021年3月に完了し、運用を開始している。

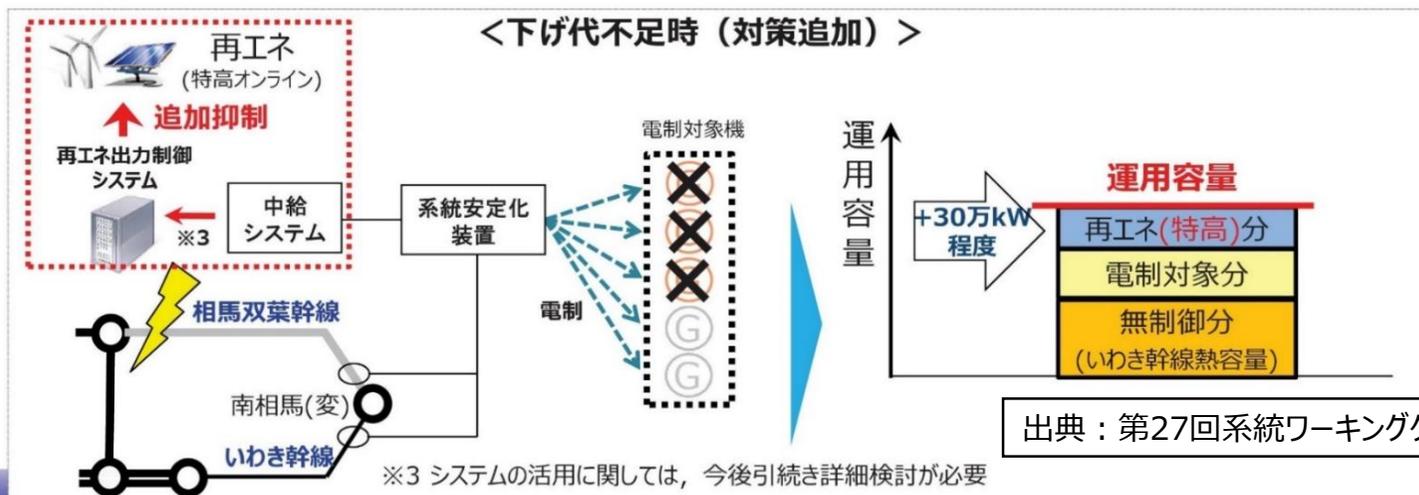
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

P6

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)^{※1}を追加抑制することにより、約30万kW程度^{※2}を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



出典：第27回系統ワーキンググループ 資料2

③需要対策：系統用蓄電池の導入

- 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組みとして、2地点に系統用蓄電池を導入



	西仙台変電所	南相馬変電所
設置面積	6,000m ² 程度 (約100m×約60m)	8,500m ² 程度 (約100m×約85m)
運転開始	2015年2月	2016年2月
電池種別	リチウムイオン電池	
蓄電池メーカー	東芝	
出力・容量	出力：2万kW (短時間出力4万kW) 容量：2万kWh	出力：4万kW 容量：4万kWh
目的	周波数変動対策	余剰電力対策
期待効果	周波数調整力の拡大	30日等出力制御枠の拡大
検証項目	周波数調整力としての活用	需給バランス改善への活用



(3) 出力制御の効率化

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（天候・天気図・気温）に基づき、過去の類似日から想定する。

① 過去の類似日検索

翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正
(最大需要, 最小需要, 下げ調整力最小)

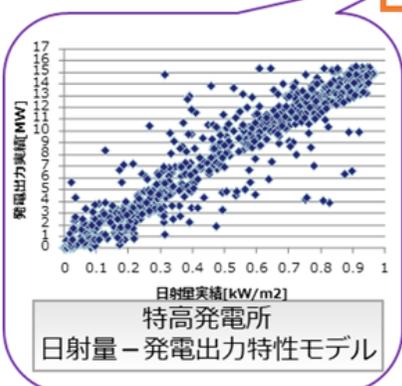
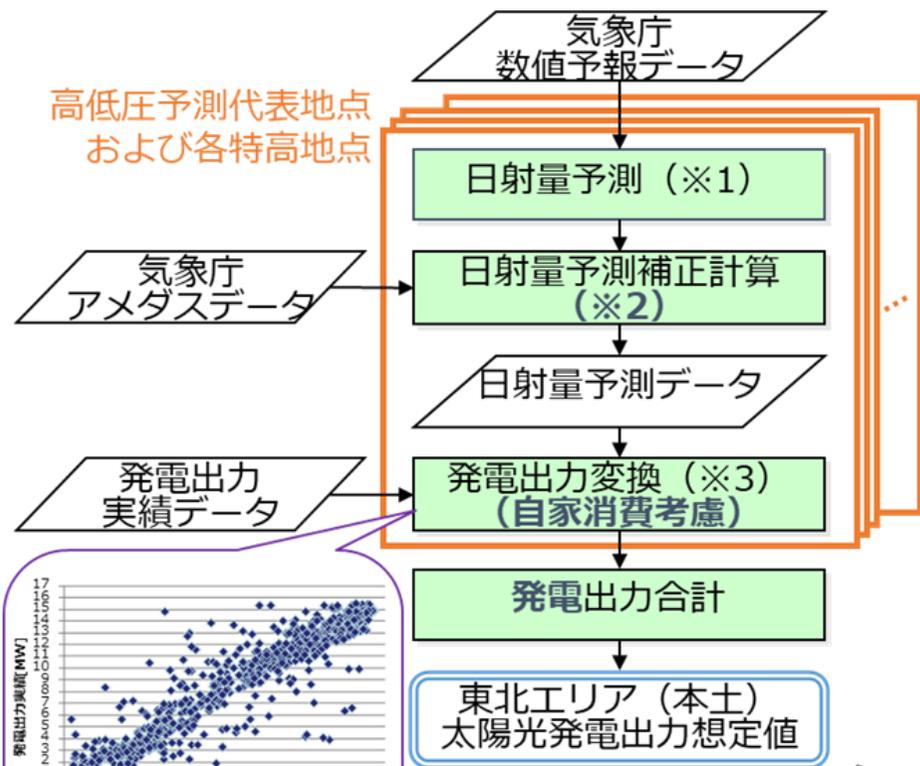
代表地点の気温予想平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 24時間の需要想定

需要想定イメージ図



- 太陽光は、最新の日射量予報から日射量予測値を算出し、過去の出力実績と最新の発電設備容量を用いて想定する。



(※ 1) 気象会社から提供された数値予報をもとに日射量予測値を算出。

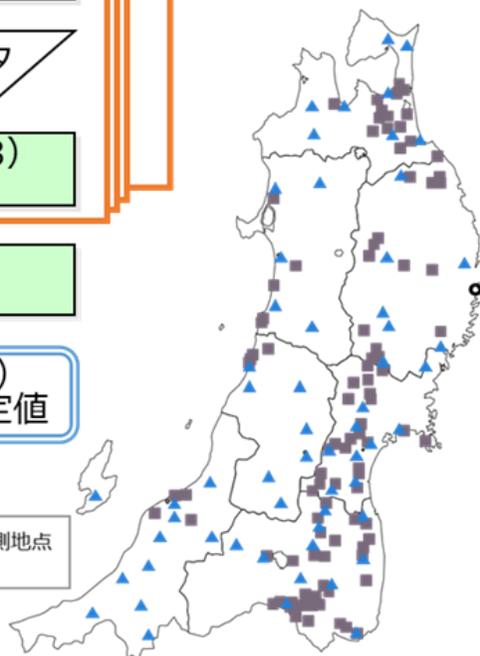
$$\text{日射量予測値} = (\text{雲量} \times \text{係数1} + \text{湿度} \times \text{係数2} \dots) \times \text{大気外日射量}$$

(過去実績の重回帰分析により各係数は適宜更新)

気象庁配信の日射量予測値も併用し、日射量予測値(30分値)を算出。

(※ 2) 過去の日射量予測値と実績値の関係をモデル化し、予測値を補正。

(※ 3) 特高発電所については、発電所毎に日射量と発電出力の関係を過去実績よりモデル化し、発電出力に変換

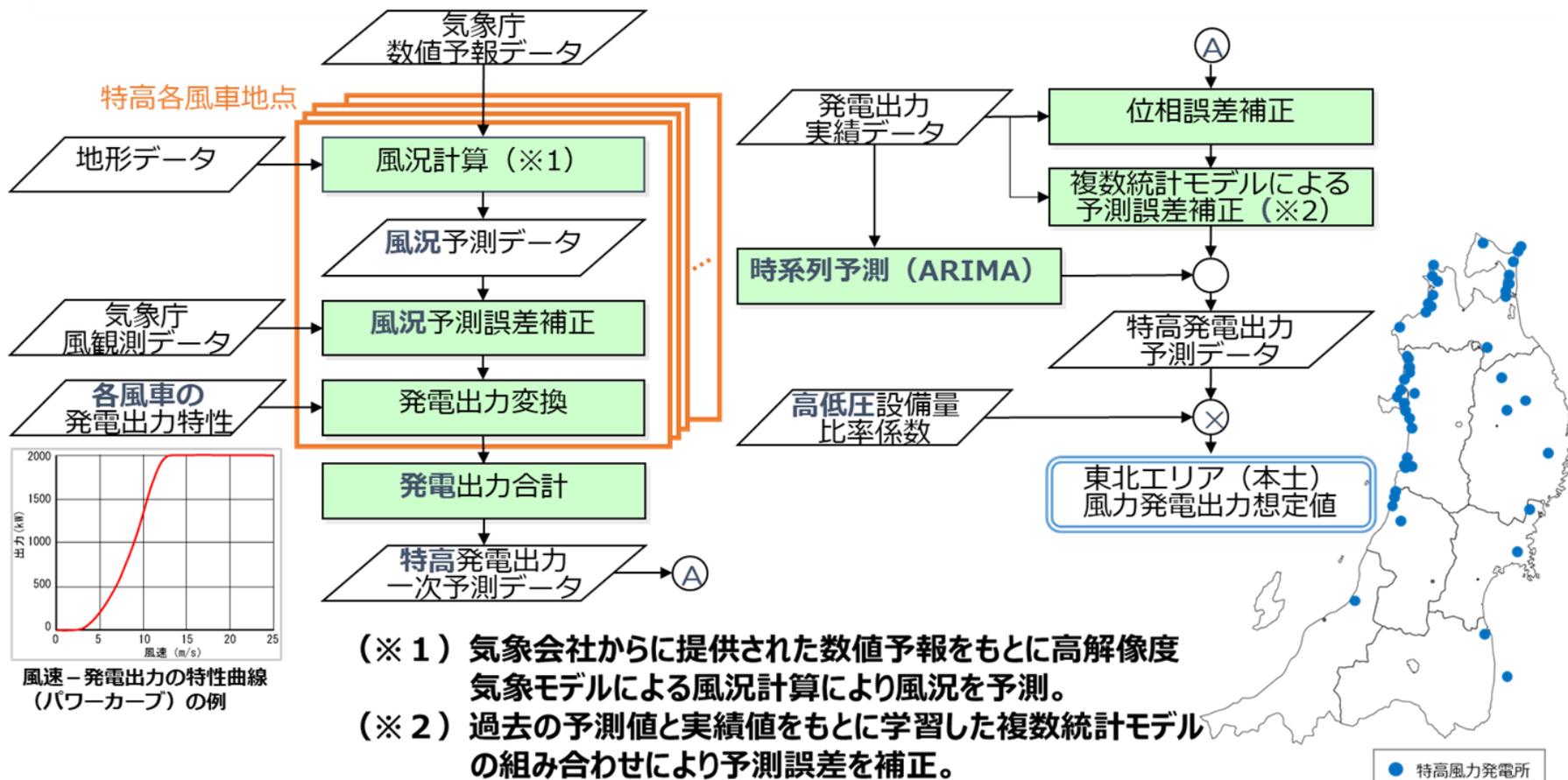


高低圧発電所については、エリア共通の出力換算係数と、各代表地点に集約した発電設備容量をもとに、発電出力に変換。その際、低圧10kW未満の発電所については、自家消費による発電量減少を考慮。

$$\text{発電出力} = \text{日射量} \times \text{設備容量} \times \text{変換係数} - \text{自家消費量 (低圧10kW未満のみ)}$$

■ 風力は、最新の風速予報から風速予測値を算出し、過去の出力実績と最新の発電設備容量を用いて想定する。

特高出力は、発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。



【需要】

- 予測誤差：翌日最大予想と当日最大実績より平均絶対パーセント誤差を算出

①365日平均：1.9%

②月別：下表の通り

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
1.8%	1.9%	2.5%	2.3%	2.6%	1.9%	1.4%	1.7%	1.8%	1.4%	1.7%	2.1%

【太陽光・風力】

- 予測誤差：1日の最大誤差の年間平均値を算出（平均絶対誤差：MAE）

➤ 太陽光：71.3万kW（参考：年度末設備量比 10.6%）

➤ 風力：22.4万kW（参考：年度末設備量比 13.4%）

- 蓄積した実績データ（発電出力実績、気象データ実績など）を用いて学習し、定期的に発電出力特性モデルを更新することにより、予測精度向上を図っている。
- 冬期は気象実績および気象予報より、発電所のパネル上の積雪有無を判断し、雪による出力効率減衰を予測値に反映している。
- 今年度、太陽光・風力の出力予測システムの更新を予定している。新しい予測システムでは、気象庁の気象モデルを用いた予測と海外気象機関の気象モデルを用いた予測を組み合わせることで、さらなる精度向上を目指している。

- 当社においては、旧ルール事業者へのダイレクトメールの送付等の機会を活用しオンライン化の推奨を行っている。
- 引き続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し切替を促していく予定。

（オンライン化の状況）

【単位：万kW】

		2021年7月末	(参考)2020年9月末
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	44.1%	45.0%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	179.7	177.5
	③旧ルール、オフライン事業者	280.1	259.4
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	41.5	35(予定)
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	12.9%	11.9%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	81.4%	74.9%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	87.6	121.3(※)
	⑧旧ルール、オフライン事業者	30.1	40.7
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	43.8	-

※オンライン制御可能な旧ルール事業者含む