

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～北陸電力送配電編～

2024年 12月25日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス専焼の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- ① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- ② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的な内容
- ③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

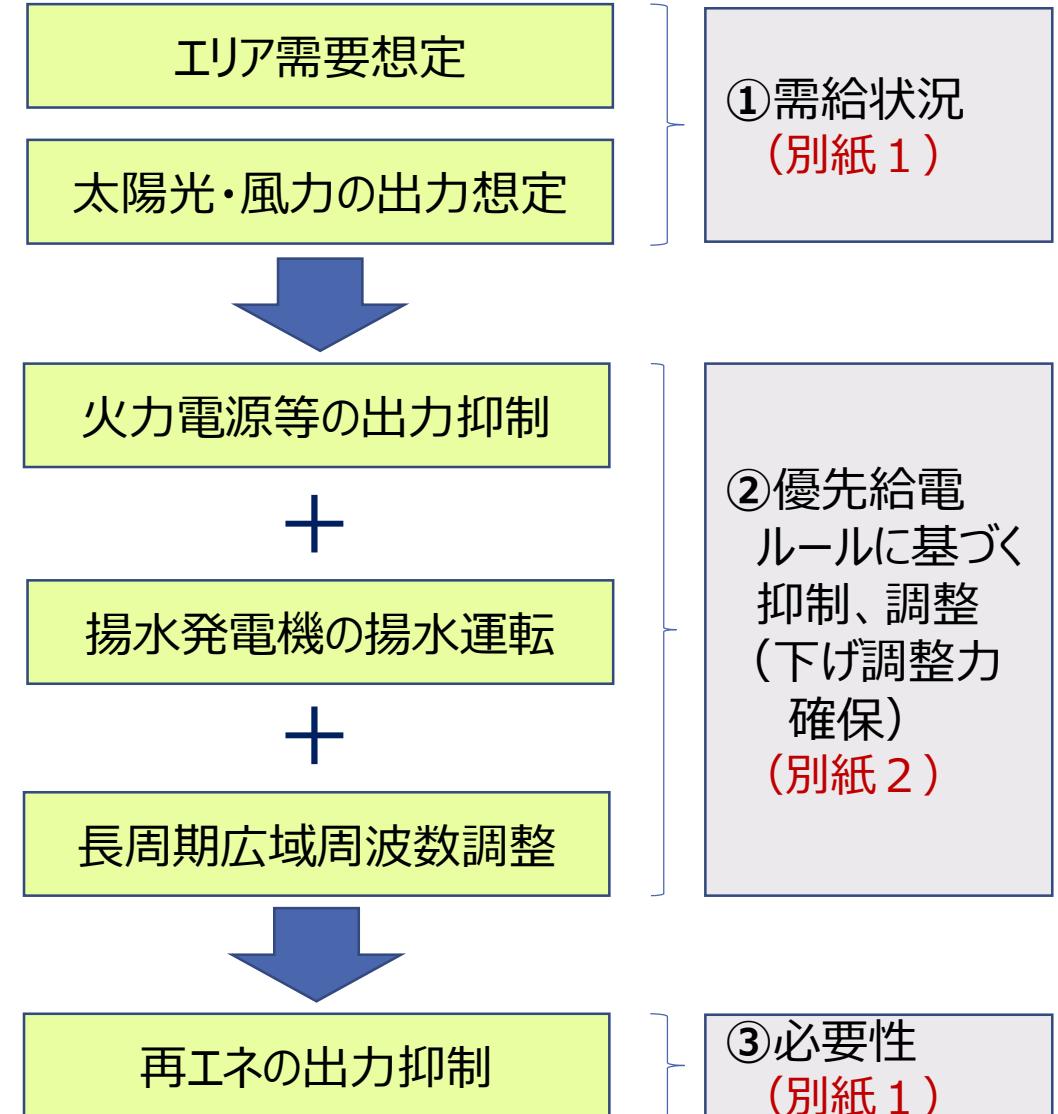
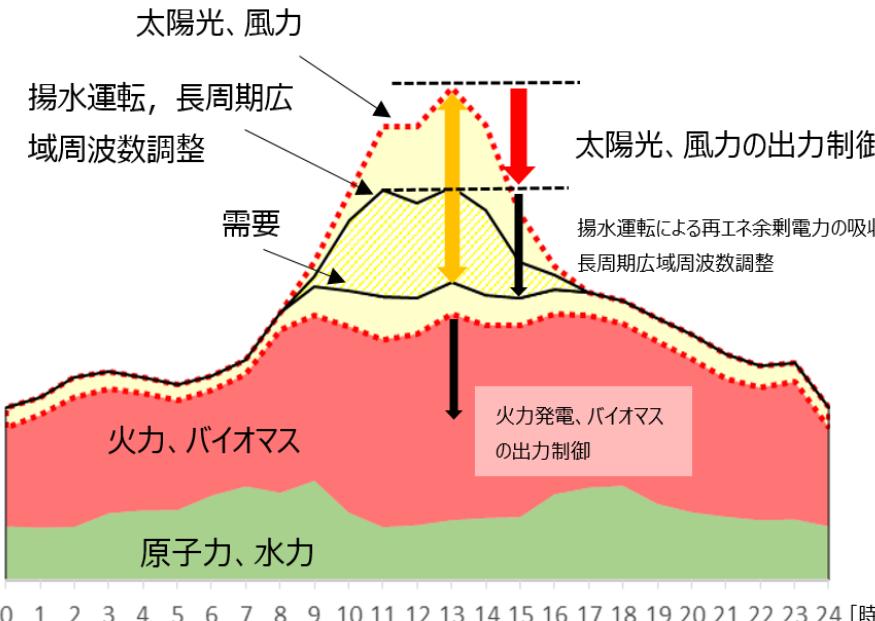
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

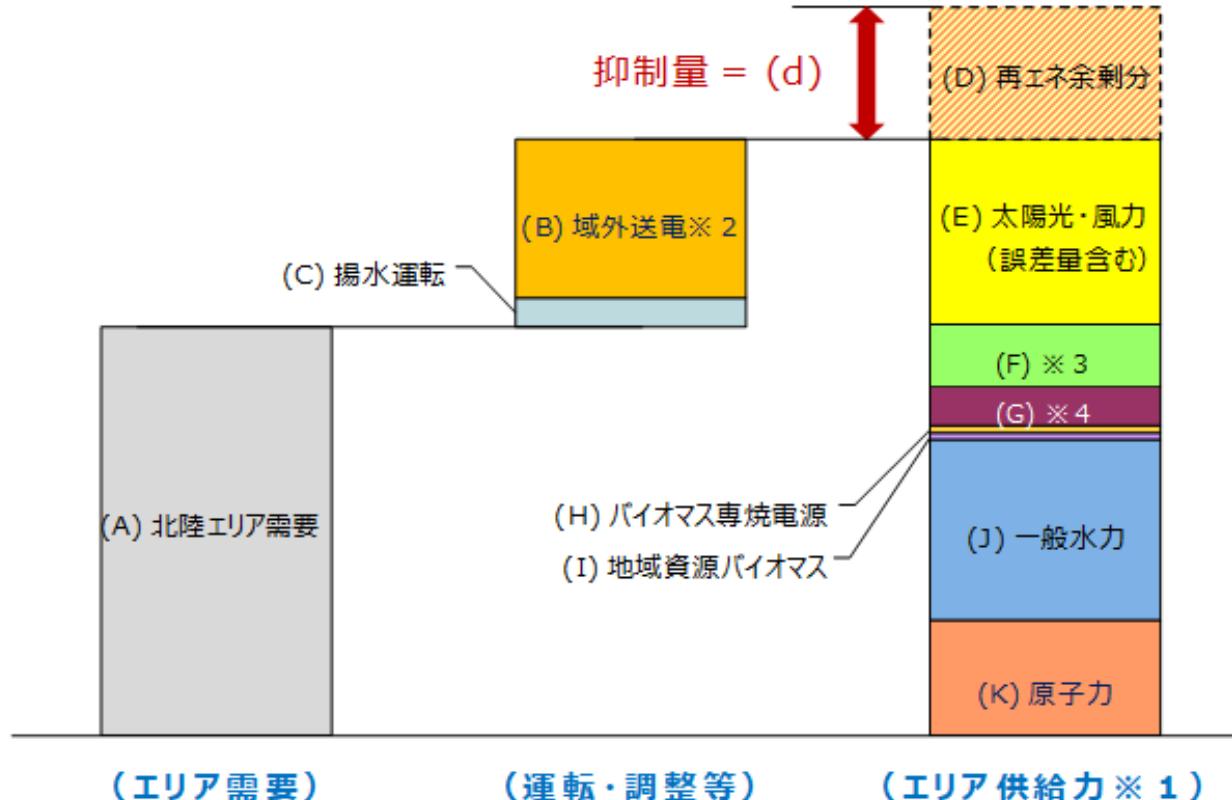
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）北陸エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙1」参照



※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※2：北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。

※3：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

※4：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。

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（気象予測）に基づき想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

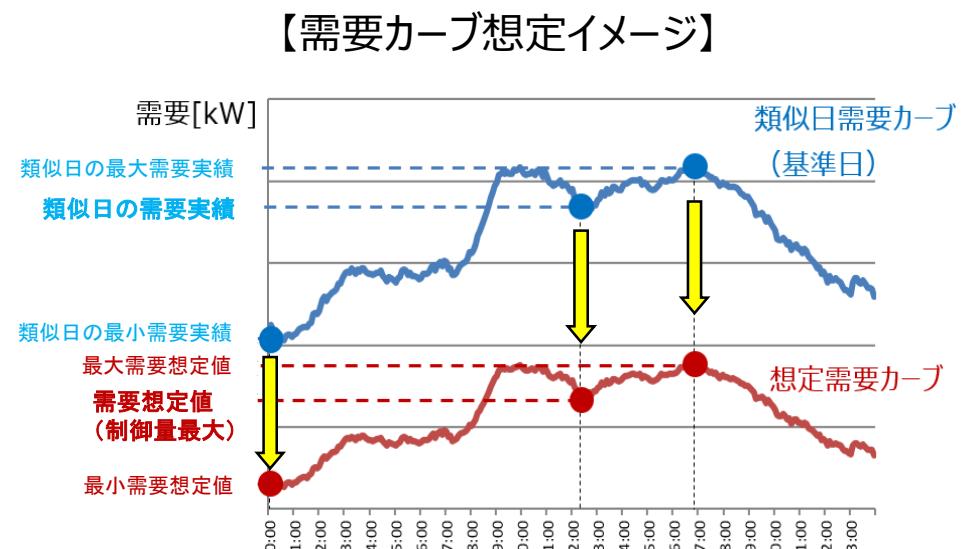
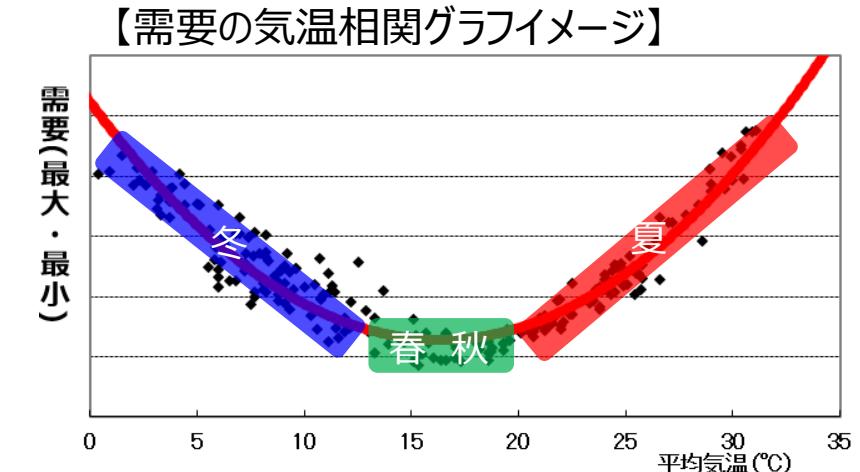
①過去の需要実績と金沢市の平均気温実績を元に最大需要・最小需要の気温相関（気温感応度）を作成



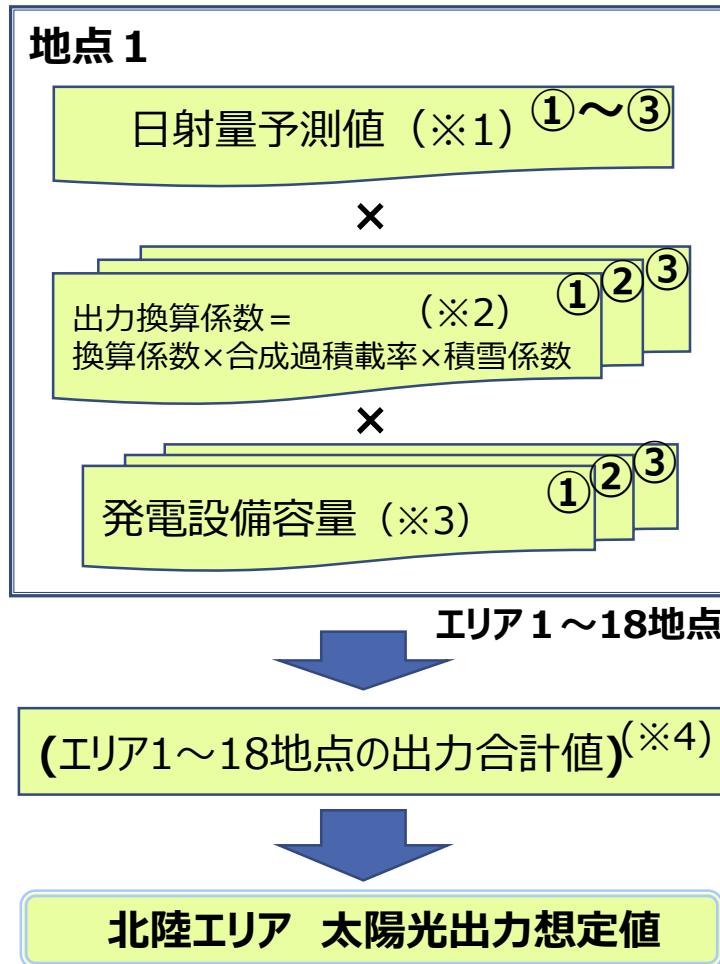
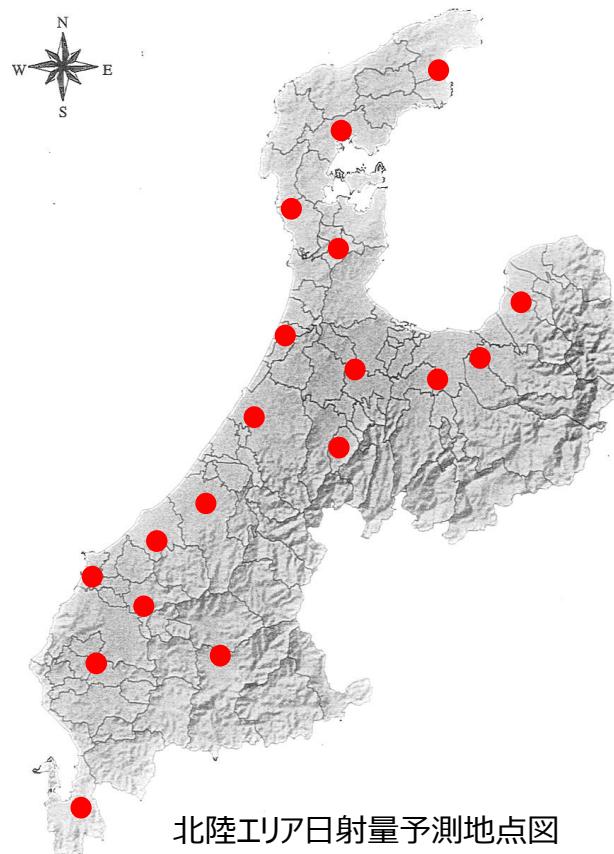
②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に最大需要・最小需要を想定



③過去の類似日の需要カーブを、想定した最大需要・最小需要を基に補正し、24時間の需要カーブを想定



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日11時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点別に算出した合計値を、北陸エリアの出力として想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。



(※1)

気象会社から制御対象日の前日11時に提供された、抑制当日の地点別の日射量予測値（30分値）。

(※2)

➢ 換算係数：
日射量実績と発電実績を非過積載ベースで三区分別（①～③）・月別に計算した値

➢ 合成過積載率：
各過積載設備の過積載率を三区分別（①～③）に設備容量で加重平均した値（非過積載設備の過積載率は1とする）

➢ 積雪係数：
積雪による出力減を考慮した値（冬季のみ）

(※3)

制御対象日の三区分別（①～③）、地点別の太陽光発電設備容量。

(※4)

個別特高連系箇所、高圧以下18地点の合計値よりエリア太陽光出力を算出。

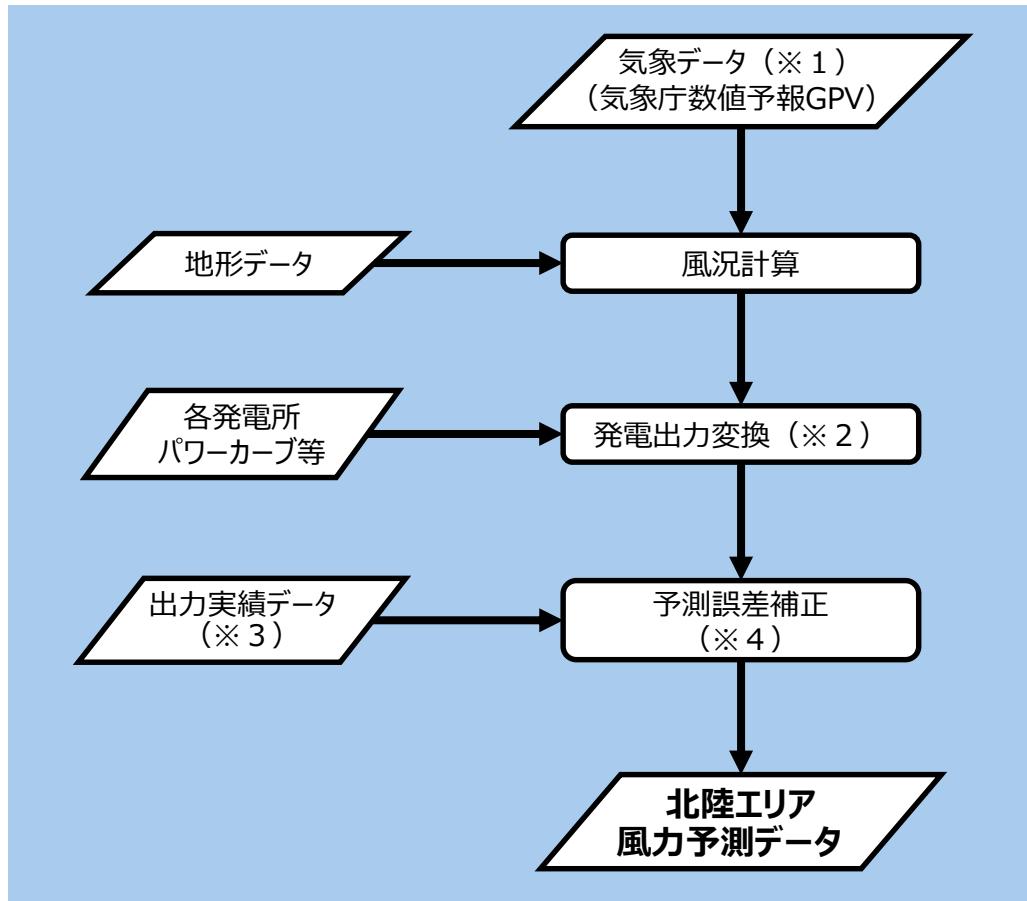
(凡例) ①：特高

②：高低圧10kW以上

③：低压10kW未満

風力発電は、最新の気象データおよび風力発電出力実績データを基に、エリア一括で算出した予測値を北陸エリアの出力として想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

風力発電出力予測(外部委託)の概要図



(※1)

気象庁から制御対象日の前日9時に提供された、制御当日の数値予報GPVデータ（1時間値）。

(※2)

各発電所の発電設備情報（定格出力、メーカー・型式、パワーカーブ、ハブ高さ、風車毎の緯度経度等）に基づき発電出力へ換算。

(※3)

予測誤差補正用として、予測値発表時刻（4時、14時）直前までの風力発電出力実績（10分値）。

(※4)

過去の出力実績データに基づき学習した、補正効果の異なる複数の統計モデルの組み合わせにより、予測誤差を補正。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、以下の点を考慮した上で最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

- 点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力確保
- 北陸電力送配電が公表している「系統運用ルール」の規定に基づき、常時の系統容量に対する LFC（※1）調整力2%の確保
- 軽負荷時の電圧維持

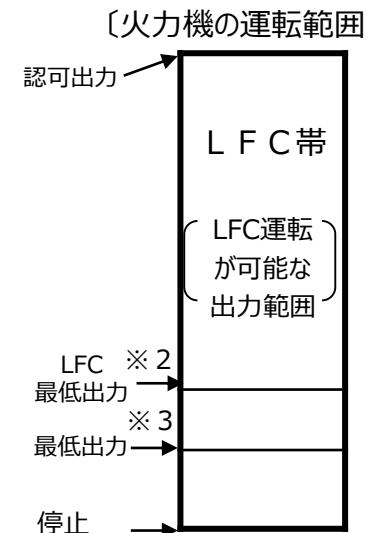
（※1）負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から數十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

- ①石油火力は全台停止
- ②石炭火力・LNG火力

LFC調整力2%の確保と点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保できる必要最低限の運転台数とする。また、LFC調整機以外は最低出力運転とする。

LNG火力はBOG（Boil Off Gas）消費のため最低1台は運転とする。



（※2）負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

（※3）出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

北陸エリアには、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の揚水発電機および需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はなし。

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力電源を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の対応（※2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※1） 北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発事業者は受電地点の値）。

（※2） 最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は（参考1）参照。

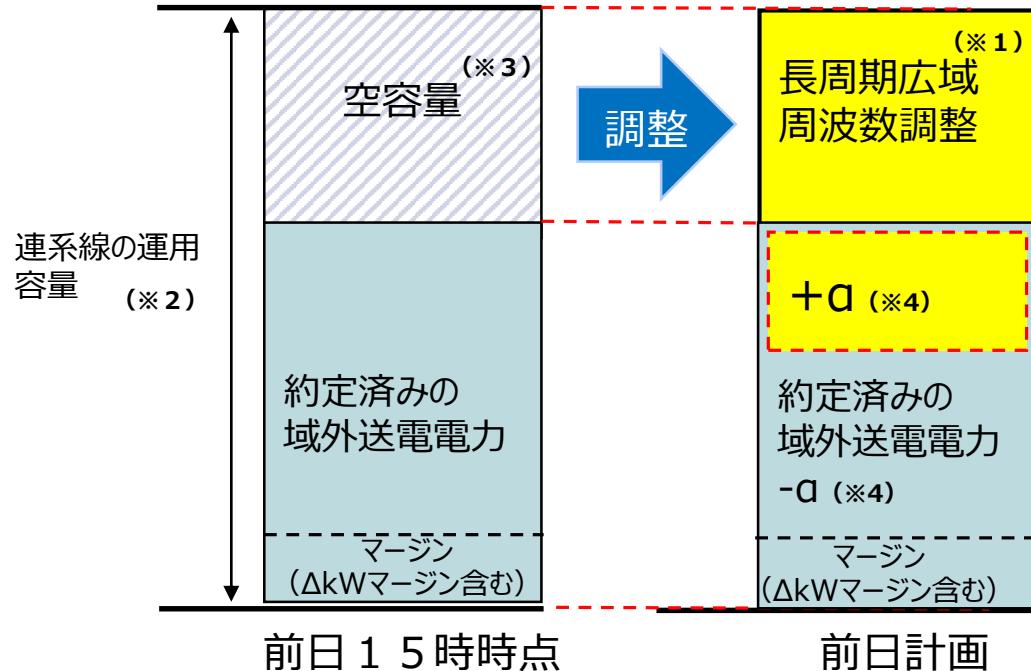
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

エリア内揚水発電所	揚水動力 (万 kW)
発電所名	
A発電所	▲12.0

北陸関西間連系線 + 中部北陸間連系設備（北陸フェンス）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日15時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

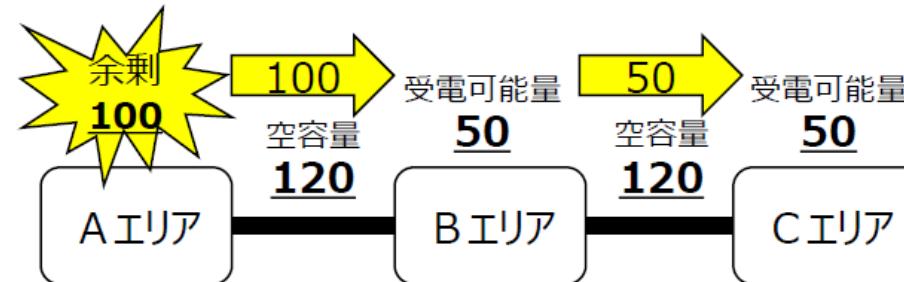
（※3）空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
- マージン（需給調整市場による連系線確保量 Δ kWマージン含む）

（※4）約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（= Δ ）

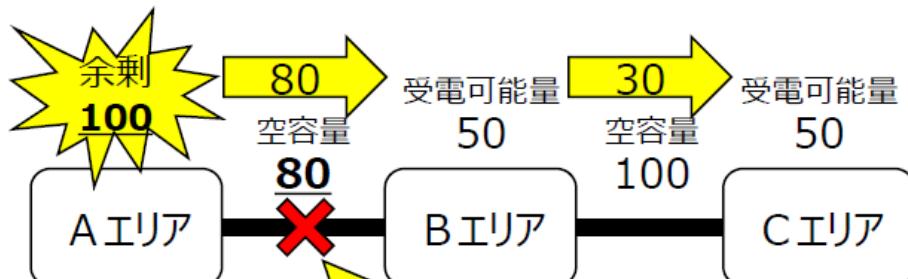
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

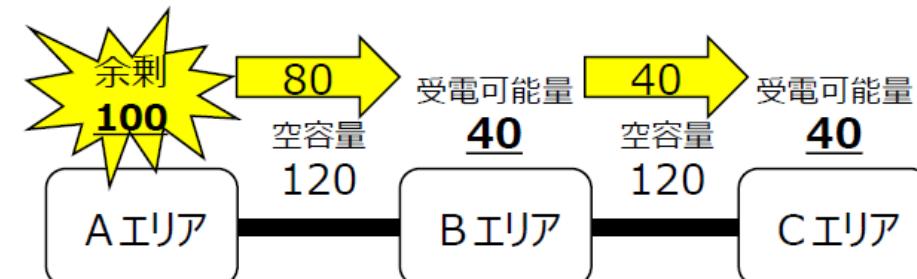
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
(他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない)



他エリアの受電可能量不足
(連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない)

バイオマス専焼電源を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応（※2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※1）> 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※1）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発事業者は受電地点の値）。

（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は（参考1）参照。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。

出力抑制不可な電源については、北陸電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号ニに照らして、出力抑制の対象外とする。日別の状況は「別紙2」参照。

○ 下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

① 事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

（※） 北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値。

○ 地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、北陸エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

- 13
- 2
- 3

なつとく！再生可能エネルギー – FIT・FIP制度 よくある質問 – F A Q 5 – 9、Q 5 – 1 0

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

（※1）想定誤差量として、各出力帯の最大誤差量（表1）を、過去の最大出力実績を超過しない範囲で織り込む。

適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

① 最大誤差量は、4段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時時点の予測と当日実績との差）を基に決定する。

② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

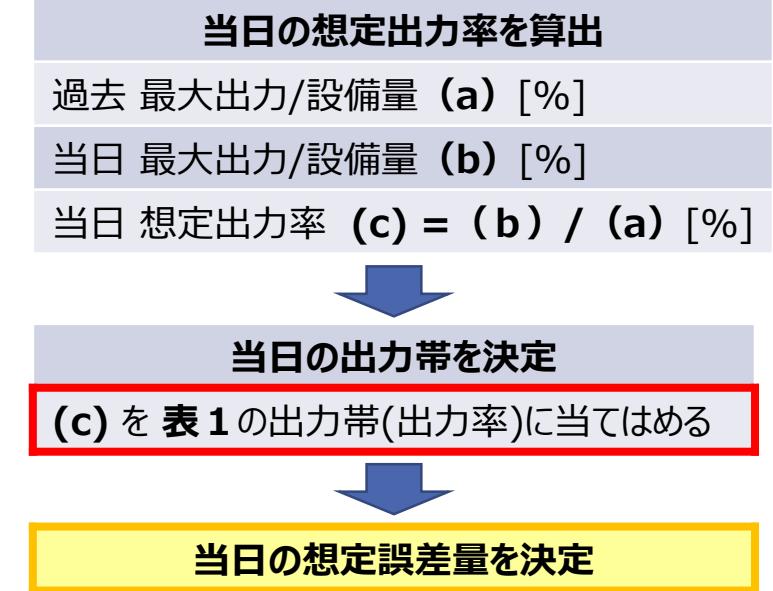
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てるとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

出力帯 (最大出力に対する出力率)		最大誤差量			[万kW]	
		11月 (11/1~11/30)				
			太陽光	エリア需要		
高出力帯	(90%~)	平日	4.7	7.5	12.2	
		休日		7.5	12.2	
中出力帯1	(60%~90%)	平日		7.6	22.1	
		休日	14.5	8.9	23.4	
中出力帯2	(30%~60%)	平日		7.7	24.3	
		休日	16.6	13.9	30.5	
低出力帯	(~30%)	平日		3.3	9.5	
		休日	6.2	13.7	19.9	

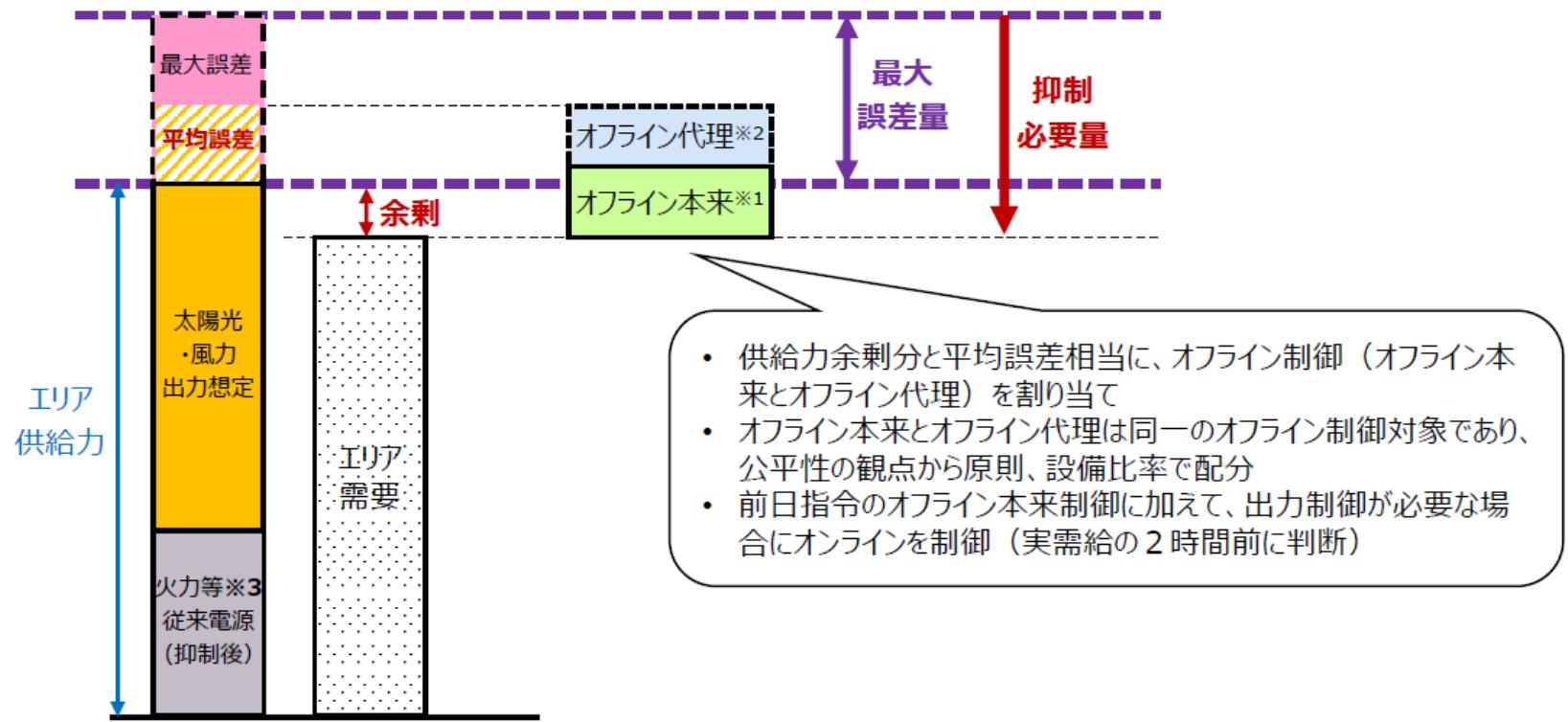
- データ収集期間：2019/4～2024/3
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー

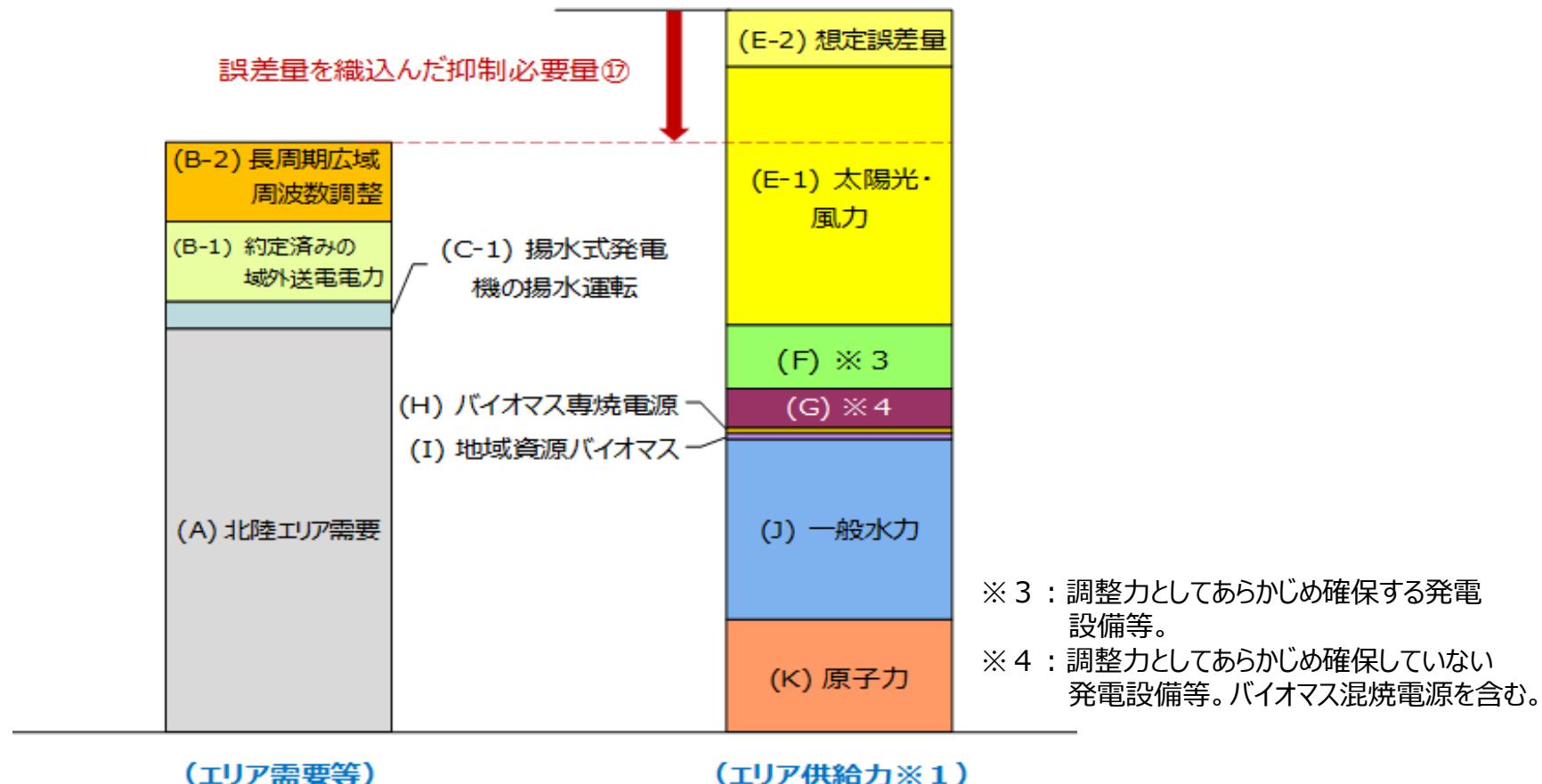


前項のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「最大誤差量」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じてオンライン制御量を調整する。



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。



北陸電力送配電は、優先給電ルールに基づく、北陸エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス電源の出力抑制について、9者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

種別	最低出力比率 (%)	事業者数	定格出力 [万kW]	最低出力(※1) [万kW]	出力率 [%]
事業用	①定格出力の50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	1	46.3	11.1
		専焼バイオマス	2	8.9	8.2
		地域資源	1	0.6	0.5
自家発	②自家消費相当分まで抑制※2	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	4	—	4.5
		専焼バイオマス	1	—	0
出力制御対象 合計 (※3)		9	55.7	24.3	36%

(※1) 北陸送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（受電地点の値）。

(※2) 自家発事業者は、発電機の運用上、一定の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

(※3) 最低出力の合計値は①②から算出（出力率は①から算出）。