

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

[万kW]

場所		北陸エリア	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		7月7日(日) 11時~11時30分	
		【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日(曜日)	2024.7.7(日)	2023.7.23(日)
	天候	晴	晴
	当日気温(℃)	29.2	29.4
	前日気温(℃)	27.3	28.1
	需要(万kW)	基準日の需要実績(※の時刻の需要)①	—
	需要想定値(※の時刻の需要)②	327.0	基準日の需要カーブを基に気温影響(前日、当日気温相関)を考慮し想定
		【出力想定】	
太陽光の出力想定	日射量予測値(W/m ²)	662~888	
	出力換算係数(※1) (kWh/W/m ² /kW)	特高	0.698~0.997
		高低圧10kW以上	0.829
		低圧10kW未満(※3)	0.884
	出力想定値(※2) (万kW)	特高③	20.8
高低圧10kW以上④		67.2	
低圧10kW未満⑤(※3)		14.1	
合計⑥	③+④+⑤	102.2	
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑦	17.1
		高圧以下⑧	0.5
		合計(⑦+⑧)	17.6
	出力想定値(万kW)	特高⑨	3.2
		高圧以下⑩	0.2
合計⑪	⑨+⑩	3.4	
		【前日計画】	【当日見直し】
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	111.4
		(G) 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)	5.6
		(K) 原子力	0.0
		(J) 一般水力	106.9
		(H) バイオマス専焼電源	1.9
		(I) 地域資源バイオマス	2.1
		(E-1) 太陽光⑥	102.2
		(E-1) 風力⑪	3.4
		(E-2) 想定誤差量	31.5
	エリア供給力計⑫		365.0
	エリア需要等	(A) エリア需要②	327.0
		揚水運転 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	▲ 12.0
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑭	12.1
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑮		0.0	
エリア需要等計⑯ = ② - (⑬ + ⑭ + ⑮)		326.8	
		【前日計画】	【当日見直し】
必要性(万kW)	エリア供給力計⑫	365.0	判定
	エリア需要等計⑯	326.8	
	判定	○	
イメージ図は「別紙3」	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = ⑫ - ⑯	38.1	

(※1) 積雪係数および過積載率を考慮した値
(※2) 地点1~18の合計
(※3) 昼間帯の想定自家消費量を考慮した値

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(※)差異理由

- (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
- (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
- (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加

- (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
- (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
- (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画

- (g) オーバーホールで停止中
- (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
- (i) 他の供給区域の受電可能量不足

- (j) 系統作業による停止
- (k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力抑制
- (l) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少
- (m) 設備点検で停止
- (n) 設備点検に伴う一部停止
- (o) 設備不具合による出力制約

- (p) 揚水可能量制約
- (q) 点灯需要供給力確保
- (r) 長周期広域周波数調整の申出時点で下げ調整力確保済みのため対応不要

[万kW]		7月7日(日)				
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)	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	石炭 七尾大田 LNG LNG,石油 新港2U	歌賀	13.0	66.2	53.2	(d)
		七尾大田	22.1	22.1	0.0	
		新港LNG1U	23.0	23.0	0.0	
		新港2U	0.0	0.0	0.0	
合計	58.1	111.4	53.2	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)		揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
対象設備なし		—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3) 需給バランス用蓄電設備の充電		対象設備なし	発電機大動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
		—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (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)		種別	前報出力① ※2 (出力率%)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
※2 事業者と合意した最低出力 (発電設備の継続停止等を考慮)		火力	5.6 [24%]	5.6	0.0	
		()内は 全設備運転時	(11.1) [24%]			
		自家発電余剰	4.5	0.1	▲4.4	(h)
		合計	10.1	5.6	▲4.4	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (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)		発電所	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
A		▲12.0	▲12.0	0.0		
長周期広域周波数調整 (連系線活用)		連系線	前日15時時点 の受容量① ※3 (運用目標)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
※3 受容量 = (運用容量) - 約21%分の域外送電電力 - マージン (ΔkWマージン含む)		北陸エリア (越前線南線+帯福光 灯台)	170.0 (176)	0.0	▲170.0	(r)
		合計	170.0	0.0	▲170.0	—
		優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7) バイオマス専焼電源		種別	前報出力① ※2 (出力率%)	前日計画②
※2 事業者と合意した最低出力 (発電設備の継続停止等を考慮)		バイオマス専焼	1.9 [50%]	1.9	0.0	
		()内は 全設備運転時	(4.4) [50%]			
		自家発電余剰	0.0	0.0	0.0	
		合計	1.9	1.9	0.0	—
地域資源バイオマス		種別	前報出力① ※2 (出力率%)	前日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)
※2 事業者と合意した最低出力 (発電設備の継続停止等を考慮)		出力抑制可	0.0 [83%]	0.0	0.0	
		出力抑制不可	—	2.1	—	A(13),B(2),C(3)
		合計	0.0	2.1	0.0	—
		想定誤差量		7月7日(日)		
想定誤差量	出力帯	中出力帯1				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	88%			
		(B)前日 最大出力/設備量	77%			
		(C)出力率(B)/(A)	88%			
	誤差量	太陽光誤差	21.4			
工リノ業業誤差		10.1				
合計	31.5					

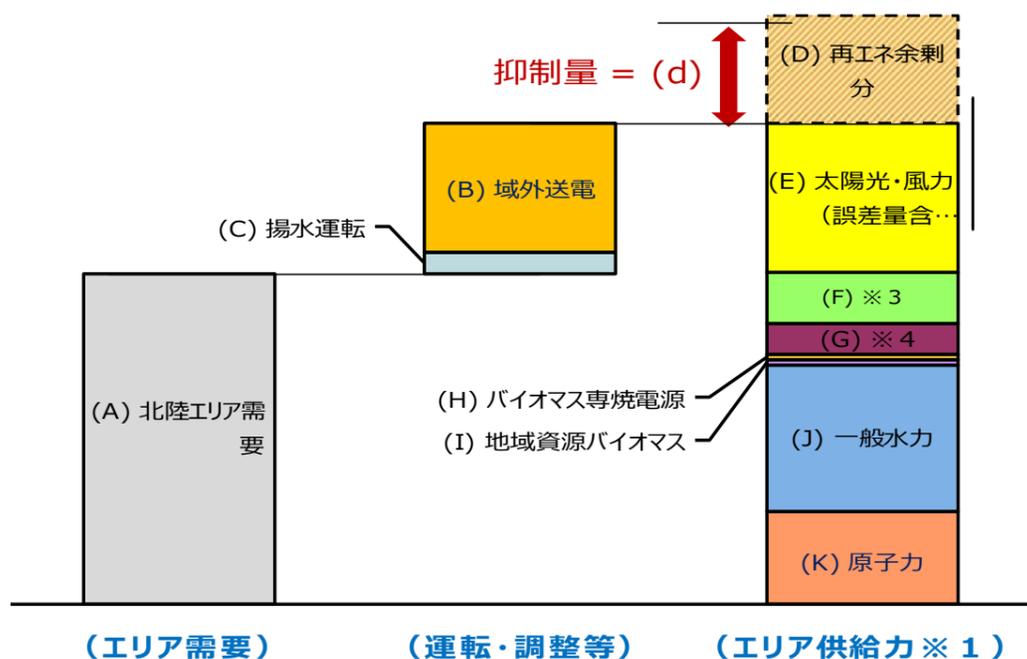
(参考) 当日の需給実績

[万kW]

場所		北陸エリア	
制御量最大時刻		7月7日(日) 14時~14時30分	
天候・気温	天候	晴	
	気温 (°C)	30.1	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要	338.2	
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	134.1
		(G) 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)	5.3
		(K) 原子力	0.0
		(J) 一般水力	125.2
		(H) バイオマス専焼電源	1.5
		(I) 地域資源バイオマス	2.2
		(E) 太陽光 (抑制量含む) 風力 (抑制量含む)	85.8 3.3
	エリア供給力計	357.4	
	揚水運転等 (C) 揚水式発電機の揚水運転	0.0	
	域外送電 (B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 9.8	
抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 9.3		
供給力計	338.2		

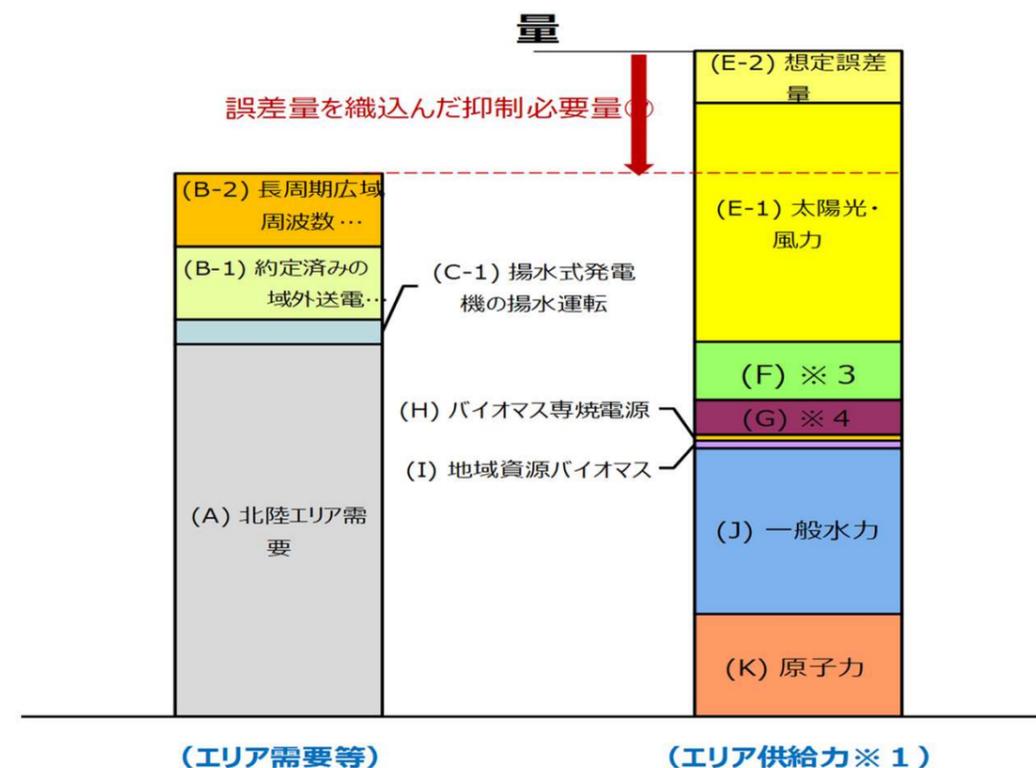
○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図

エリア需要等・エリア供給力



○必要性 (別紙1) のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



- ※ 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。