

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性(1)

場所		7月19日(日) 12時30分~13時	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日(曜日)	2020.7.19(日)	2019.7.7(日)
	天候	晴	晴
	気温(℃)	28.2	27.1
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ	18.0万kW/℃
	需要(万kW)	過去の需要実績① 気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載) 需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	— 19.8 970.0
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m ²)		【出力想定】 1.38~2.6
	出力 換算係数 (kWh/MJ /m ² /kW)	特高	0.266
		高圧	0.255
		低圧10kW以上	0.241
		低圧10kW未満	0.183
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④	95.1
		高圧⑤	178.7
		低圧10kW以上⑥	131.6
		低圧10kW未満⑦	64.3
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)		▲14.6
合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧	455.1	
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑩	52.2
		高圧以下⑪	6.4
	合計(⑩+⑪)	58.6	
	出力想定値 (万kW)	特高⑫	3.7
高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)		0.4	
合計⑭	⑫+⑬	4.1	
需給状況 (万kW) イメージ図は「別紙3」	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	79.3
		(G) 電源Ⅲ(火力)	136.5
		(L) 原子力	230.7
		(J) 一般水力	91.5
		(K) 地熱	11.8
		(H) バイオマス専焼電源	11.4
		(I) 地域資源バイオマス	24.4
		(E-1) 太陽光⑨	455.1
		(E-1) 風力⑭	4.1
		(E-2) 想定誤差量	246.0
	エリア供給力計⑮	1,290.8	
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	970.0
		揚水(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲193.1
		運転等(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲1.5
		域外(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲63.8
送電(B-2) 長周期広域周波数調整⑲		0.0	
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑯ + ⑰ + ⑱ + ⑲)	1,228.4		
必要性(万kW)	エリア供給力計⑮	1,290.8	
	エリア需要等計⑳	1,228.4	
	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㉑ = (⑮ - ⑳)	62.4	

(※1) 地点1~67の合計

(※2) 地点1~67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況(1)

[万kW]

- (※)差異理由 (a) 連系統運用容量を維持するための電制量確保 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (g) オーバーホールで停止中 (j) 系統作業による停止 (m) 設備更新に伴う停止 (5/11~9/11)
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (k) 燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約 (n) 設備点検に伴う停止 (7/13~7/24)
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (l) 作業 (ばい煙測定等) による抑制量減少 (o) 設備点検に伴う一部停止(6/1~12/29)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		7月19日(日)				
電源 I・II 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(※)
LFC調整力 2% 確保の発電所	石炭	松浦	12.5	12.5	0.0	
		峇北	0.0	0.0	0.0	
		苅田	0.0	10.2	10.2	(d)
LNG	新小倉	新小倉	0.0	0.0	0.0	
		新大分 (コンバインド)	56.6	56.6	0.0	
合計			69.1	79.3	10.2	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		7月19日(日)					
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
	大平	1	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		
		2	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)	
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
		3	▲ 34.0	0.0	34.0	(n)	
		4	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		
	合計			▲ 253.2	▲ 193.1	60.1	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		7月19日(日)			
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		▲ 5.0	▲ 1.5	3.5	(o)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		7月19日(日)					
電源 III 火力	電制電源	種類	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		A		45.6 [49%]	45.6	0.0	
	B		31.9 [34%]	31.9	0.0		
	電制電源 を除く	火力他		41.8 [30%]	50.1 [36%]	8.3	(b)
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 () 内は、全設備運転時		(45.8) [30%]			
自家発余剰			13.0	8.9	▲ 4.1	(f)	
合計			132.3	136.5	4.2	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		7月19日(日)			
長周期広域周波数調整 (連系統活用)	中国九州間連系統 (間門連系統)	前日12時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		※1 空容量 = (運用容量) → 約定済みの域外送電電力	185.2 (249.0)	0.0	▲ 185.2

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		7月19日(日)			
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	11.4 [51%]	11.4	0.0

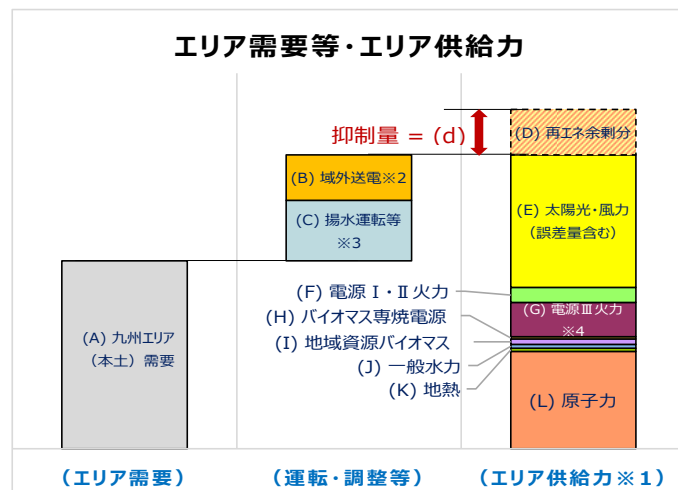
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		7月19日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A~C 毎 (発電所数)	
		出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—
		出力抑制不可	—[0%]	24.4	—	A(49),B(23),C(2)

想定誤差量		7月19日(日)	
出力帯 算定	出力帯	中出力帯 2	
	(A)過去 最大出力 / 設備量	77.3%	
	(B)当日 最大出力 / 設備量	46.4%	
誤差量	(C)出力率 (B)/(A)	60.0%	
	太陽光誤差	211.0	
	エリア需要誤差	35.0	
合計		246.0	

場所		7月19日(日) 10時~10時30分	
天候		曇	
気温(℃)		29.8	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要(本土)	965.0	
	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	103.8	
	(G) 電源Ⅲ(火力)	135.0	
	(L) 原子力	230.4	
	(J) 一般水力	93.6	
	(K) 地熱	11.8	
	(H) バイオマス専焼電源	13.4	
	(I) 地域資源バイオマス	23.8	
	(E) 太陽光(抑制量含む)	469.8	
	(E) 風力(抑制量含む)	3.6	
	エリア供給力計		1,085.2
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 67.8
	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	▲ 52.4
抑制	(D) 太陽光・風力抑制	0.0 (※)	
供給力計		965.0	

(※) 運用見直し(オンライン制御の有効活用)により、前日指令を行った7/19は、自然変動電源(太陽光・風力)の出力抑制が回避された。

○需給状況(別紙1)・当日の需給実績(別紙3)のイメージ図 ○必要性(別紙1)のイメージ図



※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: 中国九州間連系線(関門連系線)の運用容量相当。
 ※3: 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※4: バイオマス混焼電源を含む。

