

九州本土における再エネ出力抑制の 事後検証の総合評価 (2019年3月度)

2019年4月24日
電力広域的運営推進機関

○再エネ抑制があった場合、『本当にこの抑制は不可避だったのか』という視点から以下の観点で検証することになっている

① 再エネ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

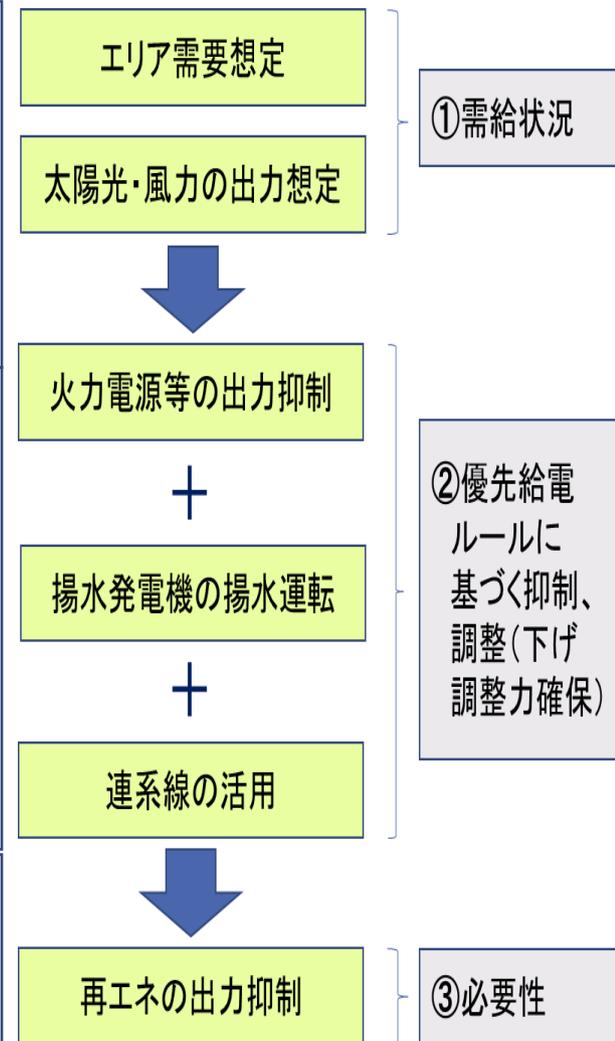
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ(気象予測)に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制・調整の具体的内容

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転を最大限活用しているか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制しているか。
- ・連系線空容量を最大限活用した域外送電となっているか。
- ・地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



○広域機関は、再エネ特措法施行規則(平成29年8月資源エネルギー庁)、出力制御の公平性の確保に係る指針(平成29年3月資源エネルギー庁)、並びに広域機関送配電等業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを本検証の対象とする

広域機関の検証対象

(抑制前日断面)

①需給状況



②優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ 調整力確保)



③必要性・出力抑制指令

一般送配電事業者の当日運用

④当日の需給バランス確認



⑤当日指令解除等



⑥実需給

業務規程第180条

本機関は、一般送配電事業者たる会員が送配電等業務指針に定めるところにより出力抑制を行った場合には、当該出力抑制に関する資料の提出を受ける。

2 本機関は、前項の資料に基づき、一般送配電事業者の出力抑制が法令及び送配電等業務指針に照らして、**適切であったか否かを確認及び検証し、その結果を公表する。**

送配電等業務指針第183条

一般送配電事業者は、第174条第1項第5号に定める自然変動電源の出力抑制を行った場合、本機関に対し、第1号から第3号までに掲げる事項は速やかに、**第4号に掲げる事項は翌年度4月末日までに説明を行うとともに、その裏付けとなる資料を提出しなければならない。**

- 一 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
- 二 一般送配電事業者が講じた第173条の措置の具体的内容
- 三 第174条第1項第5号に定める措置を行う必要性
- 四 **第174条第1項第5号に定める措置を実施するために、予め定められた手続きに沿って年間を通じて行った出力抑制の具体的内容**

○広域機関は、『再エネ抑制の指令は、公平に実施されたのか』という視点から、**「出力制御の公平性の確保に係る指針(平成29年3月)」の内容に則り、検証を行う**

○公平性の検証は、「年間を通じて行った出力抑制の具体的内容」を基に行うため、**年間検証であり本検証の対象外である**

■ 3月分の再エネ抑制(計16回実施)について、 広域機関の評価を総括する

※再エネ出力抑制実施日の詳細データに関しては、別添の各日検証結果資料を
参照のこと

供給区域	九州エリア(本土)							
指令日時	3月1日(金) 16時	3月4日(月) 16時	3月7日(木) 16時	3月10日(日) 16時	3月11日(月) 16時	3月12日(火) 16時	3月14日(木) 16時	3月15日(金) 16時
抑制実施日	3月2日(土)	3月5日(火)	3月8日(金)	3月11日(月)	3月12日(火)	3月13日(水)	3月15日(金)	3月16日(土)
抑制指令量	110.6万kW	78.6万kW	124.3万kW	52.7万kW	121.3万kW	104.7万kW	37.4万kW	125.6万kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
九州電力 公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照							

供給区域	九州エリア(本土)							
指令日時	3月16日(土) 16時	3月19日(火) 16時	3月22日(金) 16時	3月23日(土) 16時	3月25日(月) 16時	3月26日(火) 16時	3月29日(金) 16時	3月30日(土) 16時
抑制実施日	3月17日(日)	3月20日(水)	3月23日(土)	3月24日(日)	3月26日(火)	3月27日(水)	3月30日(土)	3月31日(日)
抑制指令量	179.8万kW	98.2万kW	144.4万kW	194.0万kW	132.1万kW	102.4万kW	75.4万kW	183.2万kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
九州電力 公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照							

出力抑制指令計画時の翌日需給バランスのまとめ①

[万kW]

抑制実施日 (出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)		3/ 2(土) (12時～ 12時30分)	3/ 5(火) (12時～ 12時30分)	3/ 8(金) (12時30分 ～ 13時)	3/11(月) (12時30分 ～13時)
エリア需要 (本土)		890.0	970.0	970.0	980.0
エリア供給力	火力 (バイオマス混焼電源含む)	241.5	301.5	298.1	294.2
	原子力	414.7	414.9	410.6	414.4
	一般水力	28.6	33.2	53.6	39.1
	地熱	13.8	13.2	13.2	13.9
	バイオマス専焼電源	11.1	11.1	11.1	11.1
	地域資源バイオマス	19.8	20.1	22.3	22.0
	太陽光(誤差を含む)	704.5	746.8	777.0	718.7
	風力	5.3	1.5	2.1	13.0
	エリア供給力計		1,439.3	1,542.3	1,588.0
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電	▲225.7	▲225.7	▲225.7	▲225.7
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)※	▲213.0	▲268.0	▲268.0	▲268.0
抑制	太陽光・風力抑制	▲110.6	▲78.6	▲124.3	▲52.7
供給力計		890.0	970.0	970.0	980.0

※：約定済みの域外送電電力＋長周期広域周波数調整

出力抑制指令計画時の翌日需給バランスのまとめ②

[万kW]

抑制実施日 (出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)		3/12(火) (12時30分 ～13時)	3/13(水) (12時～ 12時30分)	3/15(金) (12時～ 12時30分)	3/16(土) (12時30分 ～13時)
エリア需要(本土)		970.0	1,020.0	1,000.0	950.0
エリア供給力	火力 (バイオマス混焼電源含む)	295.6	296.5	318.0	212.1
	原子力	410.8	410.8	414.9	410.6
	一般水力	67.0	67.0	40.0	39.4
	地熱	12.7	12.7	13.9	13.1
	バイオマス専焼電源	11.1	11.1	11.1	11.1
	地域資源バイオマス	20.9	21.3	21.8	22.1
	太陽光(誤差を含む)	723.0	781.1	708.8	781.0
	風力	17.8	17.9	2.6	13.9
	エリア供給力計		1,558.9	1,618.4	1,531.1
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電	▲199.6	▲225.7	▲225.7	▲225.7
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)※	▲268.0	▲268.0	▲268.0	▲202.0
抑制	太陽光・風力抑制	▲121.3	▲104.7	▲37.4	▲125.6
供給力計		970.0	1,020.0	1,000.0	950.0

※：約定済みの域外送電電力＋長周期広域周波数調整

出力抑制指令計画時の翌日需給バランスのまとめ③

[万kW]

抑制実施日 (出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)		3/17(日) (13時～ 13時30分)	3/20(水) (12時～ 12時30分)	3/23(土) (12時30分 ～13時)	3/24(日) (12時～ 12時30分)
エリア需要(本土)		830.0	950.0	930.0	850.0
エリア供給力	火力 (バイオマス混焼電源含む)	200.2	260.0	209.3	207.8
	原子力	410.6	414.3	410.0	410.0
	一般水力	41.4	32.7	38.6	37.8
	地熱	13.1	13.6	10.8	10.5
	バイオマス専焼電源	11.1	11.1	11.1	11.1
	地域資源バイオマス	21.7	22.7	22.5	22.5
	太陽光(誤差を含む)	719.5	757.4	782.0	770.5
	風力	18.9	5.1	17.8	2.5
	エリア供給力計		1,436.5	1,516.9	1,502.1
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電	▲225.7	▲225.7	▲225.7	▲225.7
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)※	▲201.0	▲243.0	▲202.0	▲203.0
抑制	太陽光・風力抑制	▲179.8	▲98.2	▲144.4	▲194.0
供給力計		830.0	950.0	930.0	850.0

※：約定済みの域外送電電力＋長周期広域周波数調整

出力抑制指令計画時の翌日需給バランスのまとめ④

[万kW]

抑制実施日 (出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻)		3/26(火) (12時～ 12時30分)	3/27(水) (12時～ 12時30分)	3/30(土) (13時～ 13時30分)	3/31(日) (12時30分 ～13時)
エリア需要(本土)		920.0	910.0	850.0	850.0
エリア供給力	火力 (バイオマス混焼電源含む)	259.5	259.8	198.2	197.6
	原子力	410.3	410.4	413.9	413.9
	一般水力	29.8	29.5	20.0	27.8
	地熱	10.5	9.3	11.6	11.6
	バイオマス専焼電源	7.2	3.6	7.2	7.2
	地域資源バイオマス	22.0	22.7	23.6	23.4
	太陽光(誤差を含む)	767.1	731.0	664.0	749.6
	風力	14.4	7.1	13.6	29.8
	エリア供給力計		1,520.8	1,473.4	1,352.1
揚水等	揚水運転・大容量蓄電池の充電	▲225.7	▲225.7	▲225.7	▲225.7
域外送電	中国九州間連系線(関門連系線)※	▲243.0	▲235.3	▲201.0	▲202.0
抑制	太陽光・風力抑制	▲132.1	▲102.4	▲75.4	▲183.2
供給力計		920.0	910.0	850.0	850.0

※：約定済みの域外送電電力＋長周期広域周波数調整

評価項目	3月															
	2	5	8	11	12	13	15	16	17	20	23	24	26	27	30	31
1. 再エネ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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(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	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(2) 揚水発電機の揚水運転 他	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(3) 電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(4) 長周期広域周波数調整	○	○	○※1	○	○※1	○※1	○	○	○※1	○	○※1	○※1	○※1	○	○	○
(5) バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
(6) 地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
総合評価	○※2	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

※1 前日計画時点の下げ調整力最小時刻において、中国九州間連系線(関門連系線)の未利用領域(空容量)が無かった日。

※2 計画から需要と再エネ出力が大幅に変動した場合の運用実態を確認し、公平性の検証と合わせて後日公表予定。

評価項目	理由
1. 再エネ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	—
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた(全抑制日)。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた(全抑制日)。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた(全抑制日)。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた(全抑制日)。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	最低限必要なユニットのみの運転としていた(全抑制日)。電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制できていた(20, 26, 27日)。
(2) 揚水発電機の揚水運転 他	作業機器や臨時点検機器を除き、最大限揚水できていた(全抑制日)。
(3) 電源Ⅲ火力	電制電源は、最低出力まで抑制(2, 16, 17, 20日)、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制(5, 8, 11~13, 23, 24, 26, 27, 30, 31日)、作業制約に影響しない最低出力まで抑制(15日)できていた。その他の発電所は、試運転を除いて、燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制、あるいは事前合意された最低出力以下に抑制できていた(全抑制日)。
(4) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点で連系線空容量を最大限活用できていた(2, 5, 11, 15, 16, 20, 27, 30, 31日)。前日計画時点で連系線空容量が無い日は7日あった(8, 12, 13, 17, 23, 24, 26日)。
(5) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力まで抑制できていた(全抑制日)。
(6) 地域資源バイオマス	出力抑制の対象外としていることを確認した(全抑制日)。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮した供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた(全抑制日)。

○各評価視点におけるトピックス並びに広域機関の考察を以下に示す

① 再エネ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

- ・過去の需要実績に、下げ調整力最小時刻の状況を新たにデータベース化しており、**全ての抑制日において類似の需要実績の抽出精度を上げていた。**
- ・想定日の太陽光の出力率が86%～89%程度と、高出力に近い予測の場合においては、検討日の太陽光出力の状況や最新の気象予測を踏まえて高出力帯相当とすることで、**計画時点での予測誤差の縮小が図られていた**(17, 27日)。
- ・3月は季節の変わり目でもあるため、当月最大誤差量を前半と後半で採用値を変更し、**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の下げ調整力確保を適切に行っていた。**

② 優先給電ルールに基づく抑制・調整の具体的内容

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機は、全ての抑制日において負荷追従性に優れている**LNG火力機によって、LFC調整力2%を確保しつつ、最低限必要な台数に厳選できていた。**
- ・揚水発電機の揚水運転は、作業機器や臨時点検機器を除いて、**最大限活用できていた。**
- ・電源Ⅲ火力については、電制電源を連系線の運用容量や作業制約に影響しない範囲で、最低出力まで抑制するとともに、試運転中や燃料制約のある火力機を除いて、**発電事業者と事前合意された出力に抑制できていた。**
- ・長周期広域周波数調整は、前日計画時点の下げ調整力最小時刻において連系線空容量が無かった日が7日(8, 12, 13, 17, 23, 24, 26日)あったが、それ以外の抑制日では、**連系線空容量を最大限活用して域外送電を行った**(2, 5, 11, 15, 16, 20, 27, 30, 31日)。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

- ・全ての抑制日において、上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっており、**再エネ出力抑制は不可避であったと評価する。**

