

九州離島の需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制における公平性の検証結果

～ 2 0 2 4 年度実施分～

2 0 2 5 年 8 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 公平性検証の位置づけ
3. 検証内容
4. 予め定められた手続
5. 出力抑制量の低減に向けた取組み
6. 抑制日数の評価
7. 検証結果

（参考 1） 日別の抑制実績

（参考 2） 離島における再生可能エネルギーの出力制御の実施方法（九州電力送配電）

（参考 3） 出力制御の公平性の確保に係る指針（令和 4 年 4 月資源エネルギー庁）

（参考 4） 出力制御の公平性の確保に係る指針、送配電等業務指針

九州電力送配電は、2024年4月から2025年3月に、九州離島で実施した需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制について、本機関にて、業務規程第180条の第1項に基づき、出力抑制に関する公平性を検証したので、その結果を公表する。

本機関は、離島において一般送配電事業者が自然変動電源の出力抑制を行った場合には、

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
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
3. 再エネの出力抑制を行う必要性
4. 年間を通じて、太陽光・風力に対し公平に出力抑制が行われたかどうか

の検証を行い、結果を公表することとしており、今回は4の公平性について検証を行った。

なお、離島での1～3の出力抑制指示の妥当性については、第42回系統WG（2022年10月20日）において、原則、一般送配電事業者のHPの掲載内容を基に各々の事業者が確認することとなっている。

2024年度の出力抑制実績

実施年月	2024年									2025年			2024年度
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
種子島	14	14	4	—	—	—	1	7	12	5	7	11	75
壱岐	11	12	7	—	—	—	2	11	7	1	1	12	64
徳之島	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
対馬	1	4	1	—	—	—	—	—	—	—	—	4	10

本機関は、「出力制御の公平性の確保に係る指針」（令和4年4月資源エネルギー庁、以下「指針」という。）、業務指針、および九州電力送配電から受領した「離島における出力制御対象事業者の選定」の資料から、九州電力送配電の出力抑制が予め定められた手続に沿って公平に行われたか否かの検証を行った。

① 出力抑制は予め定められた手続に沿って行われたこと

- ・当該一般送配電事業者が審議会等で示した手続きに基づいて行われているか。

② 指針に定められた公平性の考え方に基づいた以下の評価項目のとおり出力抑制を実施したこと

- ・①で示した、事業者毎（注1）または事業者グループ毎の抑制日数（注2）の差は、抑制の機会が公平となるように（注3）順番に出力抑制を実施する（スライド（参考2））ことから、1日以内となっているか。
- ・上記について、一般送配電事業者によるオンラインでの制御が可能な再エネ発電事業者（以下、「オンライン事業者」と、オンライン事業者でない再エネ発電事業者（以下、「オフライン事業者」）毎に、公平性を遵守（注4）できているか。

（注1）～（注4）については次頁に記載

③ 指針に定められた各出力抑制ルール間の公平性

- ・旧ルール・新ルール事業者についてそれぞれの出力制御上限（年間30日、360時間又は720時間）に、達するまでは「旧ルール・新ルール・無制限・無補償ルール」^(注2) 間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御されているか。
- ・無制限・無補償ルール事業者が年間30日等の上限を超えて出力抑制を行う場合は、旧ルール・新ルール事業者が可能な限り出力制御上限まで出力制御されているか^(注5)。

（注1）事業者毎とは、事業者が所有する発電所単位を指す。

（注2）抑制日数の定義

旧ルール（太陽光）：年間30日 旧ルール（風力）：年間30日※1

新ルール（太陽光）：年間360時間※1 新ルール（風力）：720時間※1※2

無制限・無補償ルール（太陽光）：無制限※1 無制限・無補償ルール（風力）：無制限※1※2

※1 旧ルール事業者の制御日数が年間30日に到達するまでは、旧ルール太陽光と同じ交替制御による日数管理

※2 JWPA方式(等価時間管理による一律制御)への移行が完了するまでは、旧ルール風力と同じ交替制御による日数管理

（注3）機会の公平性を確認するため、前日指示に従わない事業者や当日に抑制指示解除をした事業者は当該抑制日のカウントから除外することが適切であるため、抑制指示日数ではなく、抑制実績日数で評価する。

（注4）再エネ全体の出力制御量低減の観点から、オンライン事業者の制御機会がオフライン事業者より少ない場合であっても、公平性に反することにはならない。

（注5）出力制御量確保の必要性から、日数制御及び時間制御が適用される再エネ発電事業者は、上限まで出力制御を行わない場合があっても、公平性に反することにはならないものとする。

九州電力送配電は、「第9回系統WG」（2016年11月25日開催）において、太陽光発電事業者及び風力発電事業者に対し、以下の方法で出力抑制を行うことを公表した。

〔出力制御対象事業者の年間制御日数が30日上限に到達するまで(ケース①)〕

○太陽光の旧ルールと指定ルールの公平性確保の観点から、両事業者を区別せず、制御が必要な日毎に出力制御対象事業者を順次交代する制御方法により、年度単位で、両事業者の制御日数が同等となるよう調整を行う。（※1）

（※2）
○指定ルール太陽光事業者の制御は、基本として遠隔制御システム導入後は必要時間、必要制御量に応じた一律制御^(注1)とするが、旧ルール太陽光事業者との公平性等を考慮し、必要な時間、停止とする。

（※1） 無制限・無補償ルール事業者は無制限・無補償であるが、年間制御日数が30日に到達するまでは、両事業者間の制御機会の公平性確保の観点から、無制限・無補償ルール適用の事業者についても旧ルール適用の事業者と同様に交替制御及び日数管理を行うことを、「出力制御の公平性の確保に係る指針」に基づき公表した。

（※2） 事業者を順次交代する制御を基本としているが、第9回系統WGにて公表した「想定誤差を考慮した運用方法（オンライン事業者による追加制御）」を行うことにより、オンライン事業者に対する制御の機会が増加することへの対応は、年度単位で制御日数が同等となるよう調整することとしている。

風力については、全ての事業者が「等価時間管理による一律制御」に移行していないことから、太陽光と同様の交替制御及び日数管理を行うこととしている。

〔第9回系統WG資料抜粋〕

○風力事業者についても、太陽光と同様に交替制御を実施する。具体的には必要時間、必要制御量に応じた一律制御^(注1)を基本とするが、全ての発電事業者が等価時間管理による一律制御に移行するまでは、太陽光指定ルール事業者と同様に必要な時間、停止とする。(※3)

(※3) JWP A方式移行前であり、1日のカウント方法も太陽光と同じ。(スライド6参照。)

九州電力送配電は、「第9回系統WG」（2016年11月25日開催）において、太陽光発電事業者及び風力発電事業者に対し、以下の方法で出力抑制を行うことを公表した。

- 太陽光接続量の増加により、旧ルール事業者の出力制御上限30日を超える見込みとなった場合は、再エネの出力制御量低減の観点から、出力制御の運用方法を見直す（無制限・無補償ルール事業者に一律制御を導入する）こととしている。

（つづき）2. 想定誤差を考慮した運用方策

11

（4）公平性を考慮した出力制御方法

〔基本的な考え方〕

- 出力制御対象事業者の年間出力制御日数が30日に到達するまで（ケース①）は、旧ルールと指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、両事業者を区別せず、制御が必要な日毎に出力制御対象事業者を順次交代する制御方法により、年度単位で、両事業者の制御日数が同等となるよう調整に努める。

- 出力制御対象全ての事業者の年間制御日数が30日に到達した以降（ケース②）は、旧ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、出力制御は、年度単位で旧ルール事業者の制御日数上限30日を最大限活用する。

- 上記ケース①からケース②への切替判断は当該年度の供給計画に基づく出力制御想定に従い、年度当初に判断する。

なお、年度途中の需給状況の変化に伴い、ケース①からケース②へ切替える必要が発生した場合は、公表のうえ対応する。

（つづき）2. 想定誤差を考慮した運用方策

13

〔出力制御対象事業者の年間制御日数が30日上限に到達した後（ケース②）〕

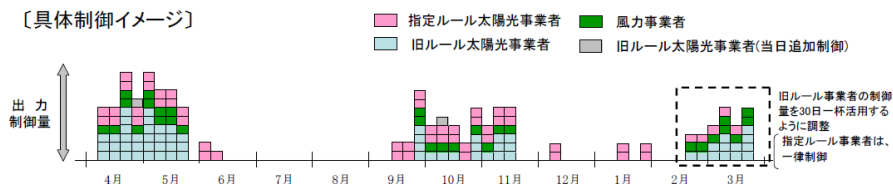
- 年度当初は、接続可能量算定における出力制御の考え方に基づく必要制御量（kW）の配分により、太陽光の旧ルール事業者と指定ルール事業者の出力制御を進め、年度末に向けて、旧ルール太陽光事業者の出力制御量を30日一杯となるよう調整に努める。

○ 具体的には、太陽光の旧ルール、指定ルールの各々の接続量に応じ必要制御量を算定し、旧ルール太陽光事業者は交替制御^{（注1）}、指定ルール太陽光事業者は一律制御^{（注2）}を実施する。

なお、指定ルール太陽光事業者のうち低圧10kW未満は省令改正（H27.1.26施行）の趣旨を踏まえ、10kW以上太陽光の出力制御が上限一杯となる、昼間帯の制御量不足時や旧ルール太陽光事業者の制御日数が30日上限を超過する場合において制御を実施する。

- 風力事業者は、接続量の増加に伴い、夜間の出力制御が主体となるが、出力制御時間に余裕がある場合には、昼間帯を含め出力制御を行う。

〔具体制御イメージ〕

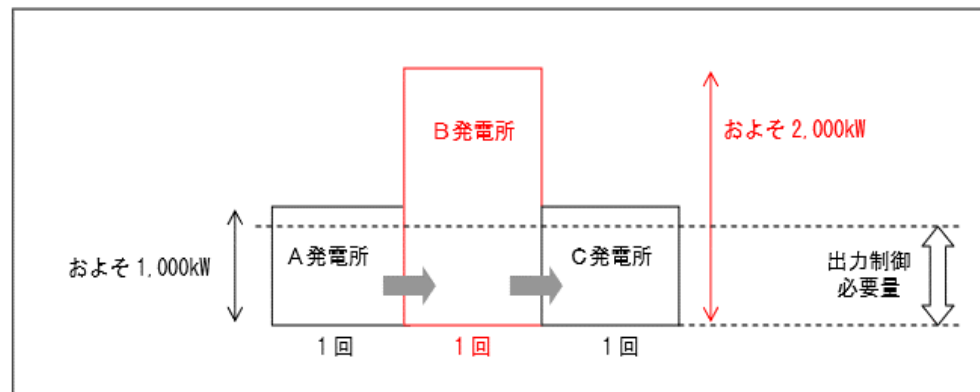


（注1）必要制御量に対して最低限必要な事業者だけを交替で停止

（注2）全制御対象者に対して、同じ制御パターンにより必要時間、必要制御量の制御を実施

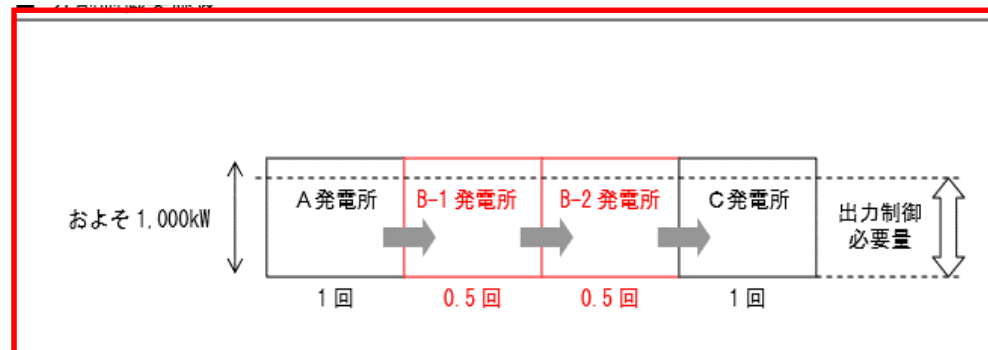
- 九州電力送配電は、「壱岐における再生可能エネルギー出力制御量低減に向けた取組みについて」（2016年9月2日公表）等により、壱岐、徳之島において大規模太陽光発電所（2,000kW級）を2分割制御し、出力抑制量を低減する方針とした。
- 壱岐では2023年9月14日から大規模太陽光発電所を4分割制御としている

■ 2016年8月までの制御



■ 2016年9月からの制御

P C S（Power Conditioning System）単位での分割制御（1指令0.5日でカウント）



（参考）壱岐における再生可能エネルギー出力制御量低減に向けた取組みについて

http://www.kyuden.co.jp/notice_160902.html

- 種子島の2024年度において、抑制を行った日数は75日であり、各事業者の抑制実績は旧ルールで18日～19日、無制限・無補償ルールはオンライン太陽光が46日、オフライン風力が51日だった。
 - 同一出力抑制ルール内の抑制日数の差異について、旧ルールは1日以内となった。無制限・無補償ルールは2日以上との差異があるが、これは当日抑制が急きょ必要となった際にオンライン抑制可能な発電所を抑制をしたためであること、また旧ルール事業者が出力抑制上限30日を超過する見込みだったこと等から、抑制日数の調整が困難だったことを確認した。
 - 旧ルールと無制限・無補償ルール間で2日以上との差異があるが、旧ルール事業者の出力抑制上限30日を超過する見込みだったため、超過しない可能な限りの抑制を行ったことが理由であり、公平性が確保されていると評価する。
- 以上から、種子島では出力制御の公平性の確保に係る指針および九州電力送配電が公表している出力抑制に沿って公平に行われたと評価する。

■ 種子島

制御方式	適用ルール	種別	発電所数 <グループ数>	抑制日数
オンライン	旧ルール	太陽光	3	18日
オフライン			6	18日～19日
オフライン	新ルール	—	—	—
オンライン	無制限・ 無補償 ルール	太陽光	<1>	46日
オフライン		風力	<1>	51日

- 壱岐の2024年度において、抑制を行った日数は64日であり、各事業者の抑制実績は旧ルールで23～24日、無制限・無補償ルールで29日だった。
 - 同一出力抑制ルール内の抑制日数の差異は1日以内であった。
 - 旧ルールと無制限・無補償ルール事業者間で2日以上の変異があるが、旧ルール事業者の出力抑制上限30日を超過する見込みだったため、超過しない可能な限りの抑制を行ったことが理由であり、公平性が確保されていると評価する。
- 以上から、壱岐では出力制御の公平性の確保に係る指針および九州電力送配電が公表している出力抑制に沿って公平に行われたと評価する。

■ 壱岐

制御方式	適用ルール	種別	発電所数 <グループ数>	抑制日数
オンライン	旧ルール	太陽光	3	24日
オフライン			4	23～24日
オフライン	新ルール	—	—	—
オンライン	無制限・ 無補償 ルール	太陽光	<1>	29日
		風力	1	29日

■ 徳之島は2024年度において、抑制を行った日数は0日であった。

■ 徳之島

制御方式	適用ルール	種別	発電所数 <グループ数>	抑制日数
オフライン	旧ルール	太陽光	5	0日
オフライン	新ルール	—	—	—
オンライン	無制限・ 無補償 ルール	太陽光	<1>	0日
オフライン		風力	<1>	0日

抑制対象 発電所 <グループ>	参考
	2017～2023年度 抑制回数
<E>	8
<D>	9
C-1※1	9
C-2※1	9
B-1※1	9
B-2※1	10.5
A	10

- 対馬の2024年度において、抑制を行った日数は10日であり、各事業者の抑制実績は旧ルールは太陽光が3日、風力が1日、無制限・無補償ルールが3日だった。
 - 旧ルールの風力発電所 1 件を除き、同一出力抑制ルール内および旧ルールと無制限・無補償ルール事業者間の抑制日数の差異は1日以内であった。
 - 抑制日数が1日の旧ルールの風力発電所1件については、年度途中から年度末まで設備停止していた結果であることを確認している。
- 以上から、対馬では出力制御の公平性の確保に係る指針および九州電力送配電が公表している出力抑制に沿って公平に行われたと評価する。

■ 対馬

制御方式	適用ルール	種別	発電所数 <グループ数>	抑制日数
オンライン	旧ルール	太陽光	1	3日
オフライン		風力	1	1日
オフライン	新ルール	—	—	—
オンライン	無制限・ 無補償 ルール	太陽光	2 <1>	3日

本機関が検証した結果、九州電力送配電が行った出力抑制は、予め定められた手順に沿って公平に行われたと判断する。

○検証を行った項目

① 出力抑制は予め定められた手順に沿って行われたこと

予め定めた手順どおり出力抑制を行っていた。

② 指針に定められた公平性の考え方に基づいた評価項目のとおり出力抑制を実施したこと

2024年度に抑制実績のあった種子島、壱岐、対馬において、同一ルール内で抑制日数の差異が、基本的には1日以内となっており、公平に抑制を行っていた。また、抑制日数に2日以上之差が生じたものについて特記事項を以下に示す。

種子島において、無制限・無補償ルールのオンラインとオフライン間で2日以上之差が生じたが、当日抑制でオンライン抑制可能な発電所を抑制をしたためであること、また旧ルール事業者が出力抑制上限30日を超過する見込みだったこと等から、抑制日数の調整が困難だったことを確認した。対馬においては、旧ルールの風力発電所1件の抑制日数が少なくなったが、年度途中から年度末まで設備停止していた結果であることを確認している。

③ 指針に定められた各出力抑制ルール間の公平性

2024年度に抑制実績のあった種子島、壱岐、対馬について、②の特記事項の事業者を除外し検証を行った。種子島、壱岐において、旧ルールと無制限・無補償ルール事業者間で2日以上之差があるが、旧ルール事業者の出力抑制上限30日を超過する見込みだったため、超過しない可能な限りの抑制を行ったことが理由であり、公平性が確保されていると評価する。対馬の抑制実績は30日以内となり、出力抑制ルール間の抑制日数の差異が1日以内となるよう公平に抑制を行っていた。

■ 種子島の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

- 種子島は、再エネ接続量の増加により2021年4月1日以降、旧ルール事業者の出力抑制が上限である30日を超える見込みの場合、無制限・無補償ルール事業者を一律制御とする運用を開始しており、2024年度についても、本運用を実施している。

■ 種子島

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 種子島 (●：出力抑制実施、■：当日緊急制御)													
				4月													
				1	2	9	10	11	12	14	16	17	18	19	24	25	30
オフライン	無制限・無補償ルール	風力	<K> ※1	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	
オンライン			<J> ※1	●	●	●	●	■	●	●	●	●	●	●	●	●	
オフライン	旧 ルール	太陽光	I				●						●			●	
オンライン			H					■					●				
オフライン			G				●						●	●			
オンライン			F				●					●					
オフライン			E	●						●				●			
			D	●								●				●	
			C								●			●			
オンライン			B	●								●				●	
オフライン			A		●								●			●	

(※1) 500kW以下の高圧、低圧の発電所はグループ化しており、グループ内発電所を一括で抑制する。
各グループ内発電所数は、K：2発電所、J：27発電所

■ 種子島の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 種子島

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 種子島 (●：出力抑制実施、■：当日緊急制御)																				
				5月															6月					
				2	4	5	7	8	10	11	14	15	16	17	20	25	29	1	2	3	4			
オフライン	無制限・無補償ルール	風力	<K> ※1		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
オンライン		<J> ※1	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
オフライン	旧 ルール	太陽光	I					●	●							●				●				
オンライン			H		●	●						●			●		●							
オフライン			G						●				●		●		●					●		
オンライン			F	■	●				●	●											●			
オフライン			E				●				●		●		●			●						
			D					●		●					●		●							
			C				●				●				●			●					●	
オンライン			B			●				●				●				●						
オフライン			A					●			●			●			●			●				

(※1) 500kW以下の高圧、低圧の発電所はグループ化しており、グループ内発電所を一括で抑制する。
各グループ内発電所数は、K：2発電所、J：27発電所

■ 種子島の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 種子島

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 種子島 (●：出力抑制実施、■：当日緊急制御)																						
				10月	11月								12月								1月					
				13	3	6	17	18	22	23	24	1	2	3	4	9	10	11	12	17	19	23	24	1	3	20
オフライン	無制限・無補償ルール	風力	<L> ※1		●	●		●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●							
オンライン		<K> ※1	■	●	●	■	●	●	●	●	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●						
オフライン	旧 ルール	太陽光	I									●		●			●		●							
オンライン			H	■								■				●				●	■					
オフライン			G									●						●		●			●			
オンライン			F						■		■									●	●				■	
オフライン			E			●							●					●			●				●	
			D								●				●		●		●		●					●
			C											●				●				●			●	
オンライン			B	■								■				●					■			■		
オフライン			A						●						●				●				●			

(※1) 500kW以下の高圧、低圧の発電所はグループ化しており、グループ内発電所を一括で抑制する。
各グループ内発電所数は、K：2発電所、J：27発電所

- 種子島の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 種子島

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 種子島 (●：出力抑制実施、■：当日緊急制御)																			抑制日数			
				2月							3月															
				11	14	15	17	25	27	28	1	2	9	12	20	21	22	23	25	26	30					
オフライン	無制限・無補償ルール	風力	<L> ※1																						51	
オンライン			<K> ※1																							46
オフライン	旧 ルール	太陽光	I		●		●					●			●	●	●	●		●					19	
オンライン			H			●					■		●				●	●	●		●					18
オフライン			G	●				●			●		●			●	●	●				●				19
オンライン			F				●				■		■		●		■	●								18
オフライン			E						●				●		●	●		●	●	●	●					19
			D					●				●		●			●	●	●	●	●					19
			C							●			●		●			●	●	●	●					18
オンライン			B								●	■	■					●	●	●						18
オフライン			A	●	●							●		●		●	●	●	●							19

(※1) 500kW以下の高圧、低圧の発電所はグループ化しており、グループ内発電所を一括で抑制する。
各グループ内発電所数は、K：2発電所、J：27発電所

■ 壱岐の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

- 壱岐は、再エネ接続量の増加により2022年12月以降、旧ルール事業者の出力抑制が上限である30日を超える見込みの場合、無制限・無補償ルール事業者を一律制御とする運用を開始しており、2024年度についても、本運用を実施している。

■ 壱岐

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 壱岐 (●：出力抑制実施、△：当日早朝に指示を解除、■：当日緊急制御)																											
				4月												5月															
				5	10	12	13	14	16	18	19	25	27	28	1	2	3	4	7	24	25	26	28	29	30	31					
オンライン	無制限・ 無補償ルール	太陽光	<E>	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	D-1※1		●							●		●					●					●									
	D-2※1						●				●					●			●			●									
オフライン	旧ルール		C-1※2								●	●				●			●								●				
			C-3※2						●			●					●		●							●					
			C-2※2					●				●	●					●					●								
			C-4※2									●	●					●					●			●					
オンライン	無制限・ 無補償ルール	風力	B		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●				
	旧ルール	太陽光	A							●	●					●		●					●								

(※1) 事業者Dは、PCS単位での分割制御を実施[1指令0.5日でカウント]

(※2) 事業者Cは、2022年9月14日からPCS単位での4分割制御を実施

(9月13日まで2分割 [1指令0.5日でカウント]、9月14日から4分割 [1指令0.25日でカウント])

各グループ内訳 (E：無制限・無補償ルール4社)

- 壱岐の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 壱岐

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2024年度抑制日 壱岐 (●：出力抑制実施、△：当日早朝に指示を解除、■：当日緊急制御)																			
				6月						10月		11月											
				1	2	3	4	5	16	18	12	13	3	4	6	8	9	11	12	14	23	24	25
オンライン	無制限・ 無補償ルール	太陽 光	<E>	●	●	●	●	●	●	●													
	D-1※1		●	●							●			●				●	■				
	D-2※1			●				●				●						●		■			
オフライン	旧ルール		C-1※2			●					●			●					●			●	
			C-3※2			●					●			●							●	●	
			C-2※2		●			●			●					●					●	●	
			C-4※2			●					●						●				●	●	
オンライン	無制限・無補償 ルール	風力	B	●	●	●	●	●	●														
	旧ルール	太陽 光	A		●		●					●					●			■		●	

(※1) 事業者Dは、PCS単位での分割制御を実施[1指令0.5日でカウント]

(※2) 事業者Cは、2022年9月14日からPCS単位での4分割制御を実施

(9月13日まで2分割 [1指令0.5日でカウント]、9月14日から4分割 [1指令0.25日でカウント])

各グループ内訳 (E：無制限・無補償ルール4社)

■ 壱岐の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 壱岐

制御 方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	2 0 2 4 年度抑制日 壱岐																												抑制 日数
				(●：出力抑制実施、△：当日早朝に指示を解除、■：当日緊急制御)																												
				12月								1月	2月	3月																		
				2	3	7	8	14	22	31	3	16	8	9	14	20	21	22	23	26	28	29	30	31								
オンライン	無制限・ 無補償ルール	太陽光	<E>																							29						
	D-1※1		●		■			●		●		●	●	●	●	●	●	●	●		●		●		●	24						
	D-2※1		●	●	■						●	●			●	●	●	●	●	●	●	●	●		●	23						
オフライン	旧ルール		C-1※2	●			●	●			●		●		●	●	●	●	●	●	●		●	●		23						
			C-3※2	●			●	●			●		●		●	●	●	●	●	●	●		●	●		23						
			C-2※2		●		●		●			●	●		●	●	●	●	●	●	●		●	●		24						
			C-4※2		●		●	●			●			●		●	●	●	●	●	●	●	●	●		23						
オンライン	無制限・ 無補償ルール	風力	B																						29							
	旧ルール	太陽光	A		●	■				●			●	●	●	●	●	●	●		●		●	●	24							

(※1) 事業者Dは、PCS単位での分割制御を実施[1指令0.5日でカウント]

(※2) 事業者Cは、2022年9月14日からPCS単位での4分割制御を実施

(9月13日まで2分割 [1指令0.5日でカウント]、9月14日から4分割 [1指令0.25日でカウント])

各グループ内訳 (E：無制限・無補償ルール4社)

- 徳之島の2024年度の抑制実績は0日であった。

■ 徳之島

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	参考
				2017～2023年度 抑制回数
オフライン	無制限・ 無補償ルール	風力	< E >	8
オンライン			< D >	9
オフライン	旧ルール	太陽光	C-1※1	9
			C-2※1	9
			B-1※1	9
			B-2※1	10.5
			A	10

(※1) PCS (Power Conditioning System) 単位での2分割制御を実施 (1 指令0.5日でカウント)
各グループ内発電所数は、E : 9発電所、D : 5発電所

■ 対馬の2024年度の抑制実績は以下のとおり。

■ 対馬

制御方式	適用ルール	種別	抑制対象 発電所 <グループ>	参考	2024年度抑制日 対馬 (●：出力抑制実施、 △：当日早朝に指示を解除)										抑制日数
				2020～ 2023年度 抑制日数	4月	5月		6月	3月						
					24	16	19	24	25	2	22	23	25	26	
オンライン	無制限・ 無補償ルール	太陽光	G	-	●		●					●			3
			F	2	●		●					●			3
			<E>	2	●		●					●			3
オンライン	旧ルール	太陽光	D	2						●		●		●	3
C			2				●			●		●		3	
オフライン		風力	B	2					●						1
		太陽光	A	1		●	●			●					3

(※1) 500kW以下の高圧、低圧の発電所はグループ化しており、グループ内発電所を一括で抑制する。

各グループ内発電所数は、E：8発電所

(※2) グループGは2023年4月には未連携

目 次

1

- 1 種子島における再生可能エネルギーの出力制御の実施について
(参考) これまでの経緯
- 2 種子島の最小需要時期の需給見通し (出力制御の必要性)
(参考) 種子島の需要規模と電源設備
- 3 離島における再生可能エネルギーの出力制御の実施方法
 - (1) 離島での再生可能エネルギー(太陽光・風力) 出力制御実施の流れ
 - (2) 離島での再生可能エネルギー (太陽光・風力) 出力制御方法
 - (3) 離島での再生可能エネルギー (太陽光・風力) 制御対象事業者さまの選定

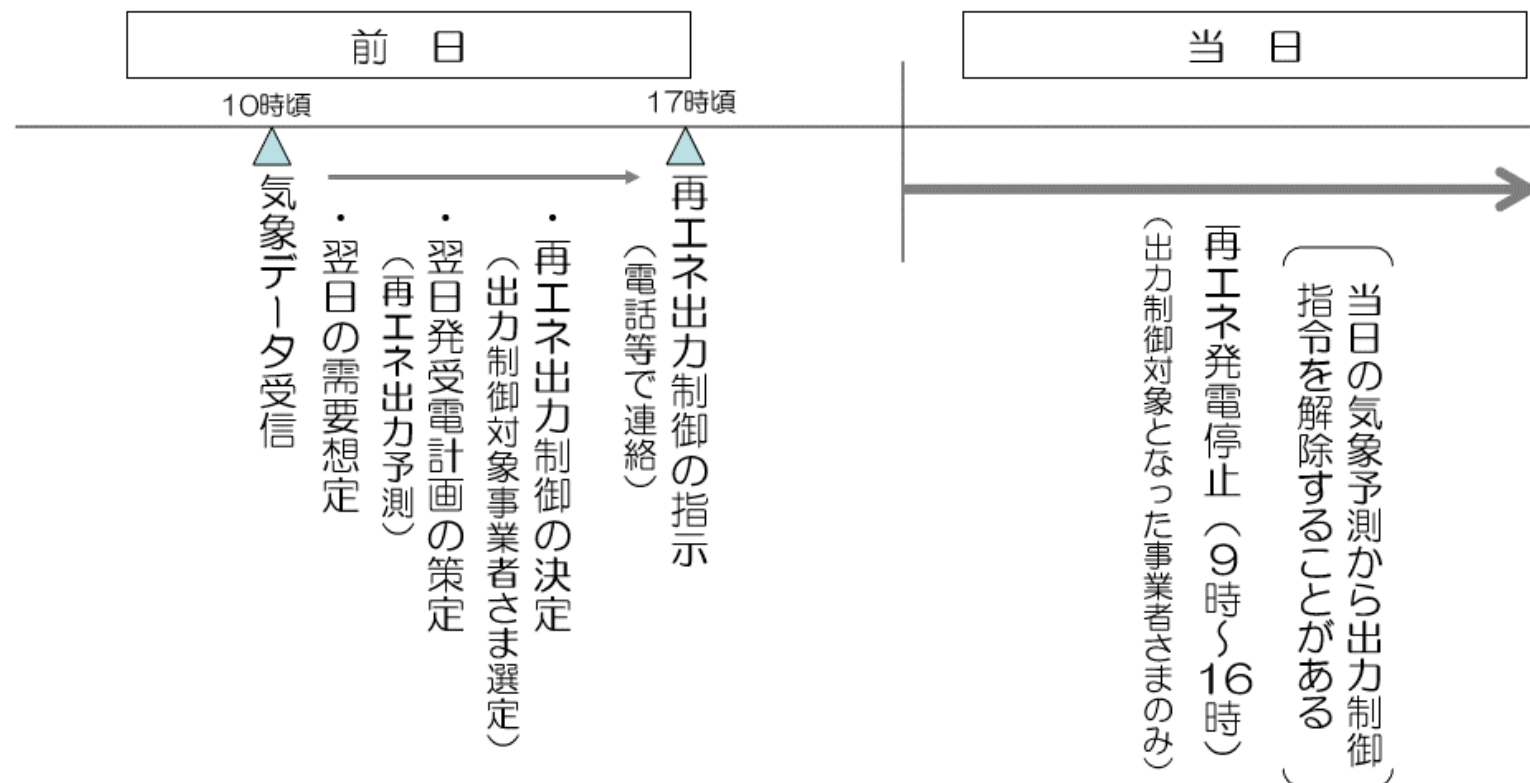
3 離島における再生可能エネルギーの出力制御の実施方法

6

離島における再エネの出力制御は、以下のとおり実施します。

(1) 離島での再エネ(太陽光・風力)出力制御実施の流れ

- 当社は、再エネの出力制御を行う前日に、再エネ出力の制御を指示します。
- 事業者さまには、この指示内容に基づき、当日の9時までに再エネの発電出力を制御（停止）していただきます（出力制御の必要性は事後に事業者さまへ説明）。



※ 出力制御の実施方法については、今後、見直す場合があります。

3 離島における再生可能エネルギーの出力制御の実施方法(つづき)

7

(2) 離島での再エネ(太陽光・風力)出力制御方法

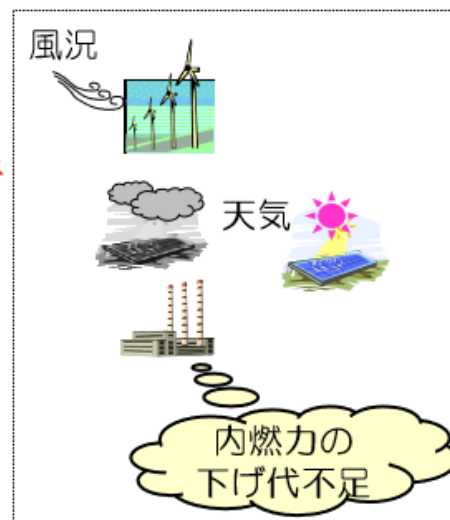
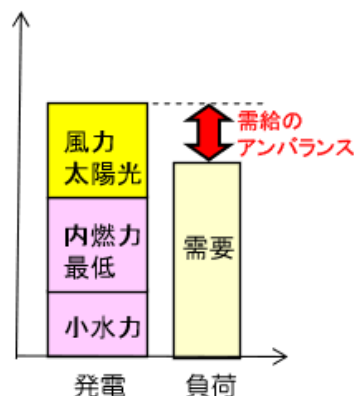
〔前日段階での再エネ出力制御の実施手順〕

① 気象情報の受信

日付	地域	天気	気温(℃)	降水(mm)	風向	風速(m/s)
...	A地域	...	...	...	...	...
10時			15	0	北西	2
11時			15	0	西	3
12時			19	0	西	3
...						

② 翌日の太陽光・風力出力および翌日需要の予測を行い発電計画を策定

③ 需要と供給のバランスを確認



- ・ 下げ代不足のため需給アンバランスが想定される⇒出力制御が必要
- ・ アンバランス解消に必要な再エネ制御量を算定し、出力制御対象事業者さまを選定
- ・ 対象事業者さまに出力制御を指示(前日17時頃目途)

出力制御指示
(電話等で連絡)

出力制御不要(高圧)



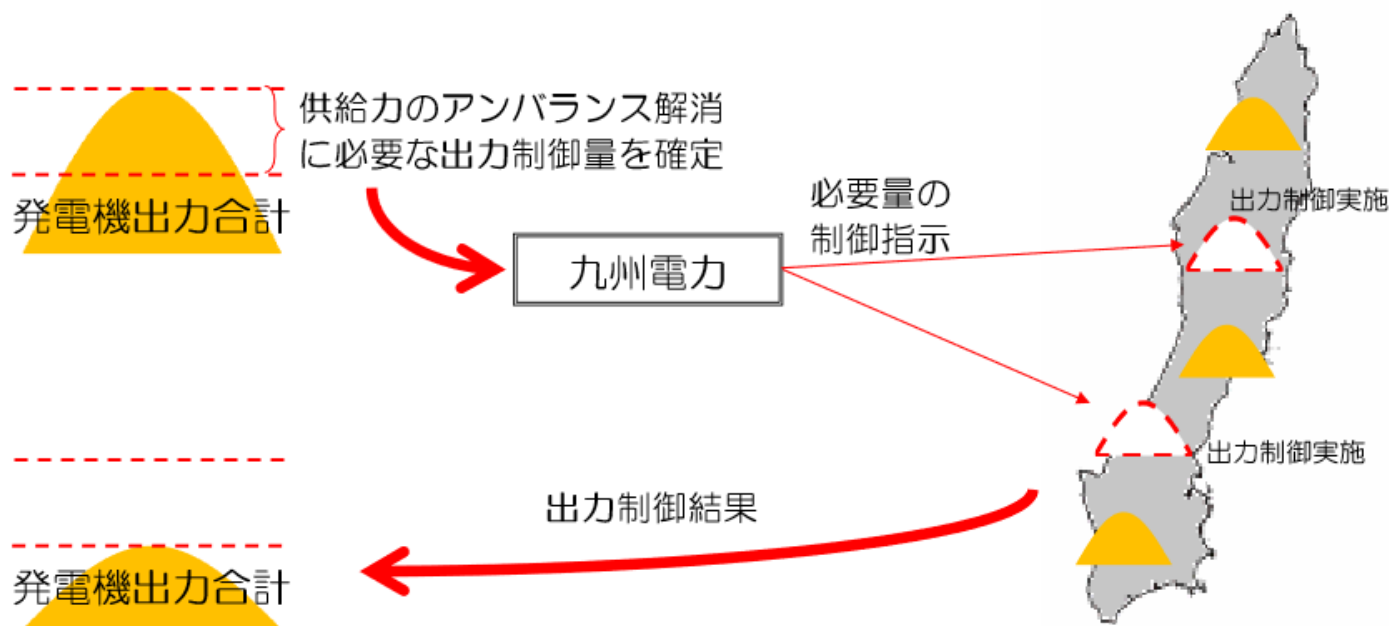
出力制御必要(高圧)

3 離島における再生可能エネルギーの出力制御の実施方法(つづき)

8

(3) 離島での再エネ(太陽光・風力)制御対象事業者さまの選定

- 当社は、出力制御が必要となった場合、出力制御必要量を満たす出力制御対象事業者さまを選定して出力制御を指示します(電話等で連絡)。
- 出力制御が必要な日毎に、出力制御対象事業者さまを交替(ローテーション)して出力制御を行う効果的な運用を行います(交替制御)。



1. 出力制御の機会の公平性の考え方について

(1) 基本となる出力制御の機会の公平性の考え方

出力制御の上限について、年間30日（日数制御）、年間360時間又は年間720時間（部分制御換算時間）、指定電気事業者制度の下での出力制御のルールが規定されているが、同一のルールで接続する再エネ発電事業者は、均等に出力制御を行うようにする必要がある。そのため、出力制御を行うにあたっては、同一ルール内の公平性確保の観点から、必要に応じて各ルールの事業者毎にグループ分けを行った上で、年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施する。

なお、年度単位の出力制御にあたっては、例えば、年度が更新される毎に、グループAを最初に出力制御した場合には長期的観点から見れば、グループAに出力制御の機会が集中するため、長期的な視点からも出力制御の機会が均等となるように配慮する必要がある。（中略）

○「公平性」の定義について

本指針で用いる「公平性」とは、出力制御量という結果ではなく、出力制御の機会とすることとする。例えば、下記表だと、年間を通じた出力制御日数がA、Bは20日、Cは21日となっているが、手続上の公平性が確保されている場合には、公平性に反しない。

- また、
- ・日射量等によって出力制御量は日（時間）によって異なる場合でも、手続上の公平が確保されている場合
 - ・同一出力制御ルール内において、再エネ全体の出力制御量低減の観点から、一般送配電事業者によるオンライン制御事業者の制御機会がオフライン制御事業者より少ない場合
- については、公平性に反することにはならないものとする。

<年間を通じた出力制御日数の実施結果（イメージ）>

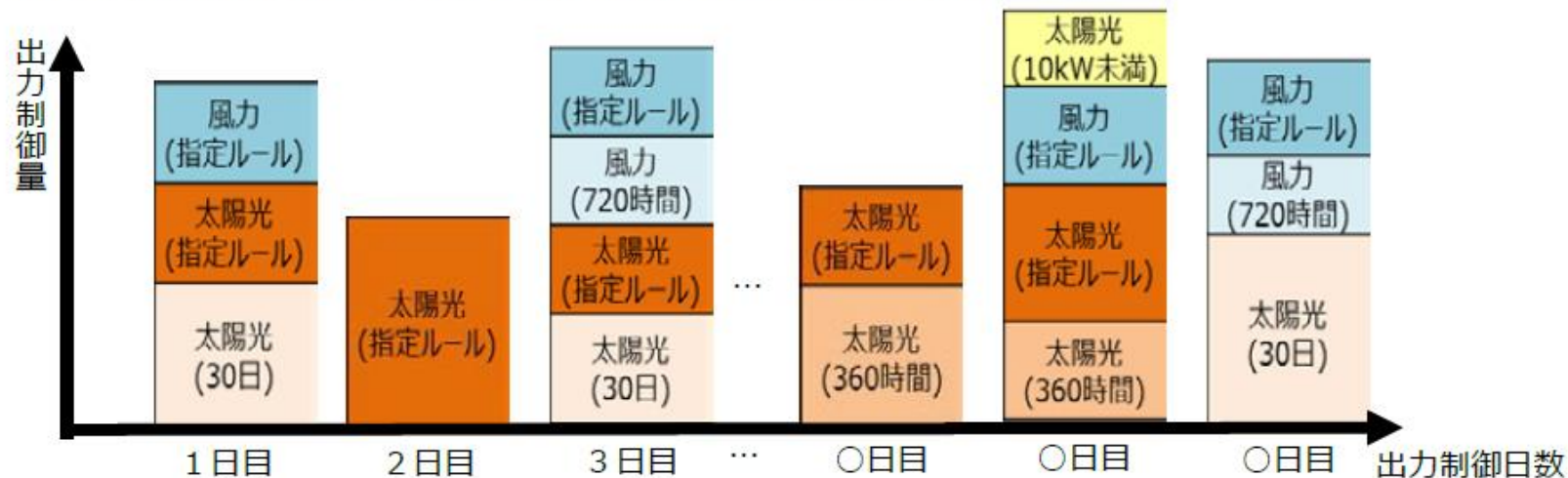
	出力制御日数（例）	出力制御量（例）
グループA	年間20日	10万 kWh
グループB	年間20日	12万 kWh
グループC	年間21日	15万 kWh

(2) 各出力制御ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性等の考え方

各ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性は下記を基本とすることとする。

- ① 日数制御が適用される再エネ発電事業者、時間制御が適用される再エネ発電事業者及び無制限・無補償ルールが適用される再エネ発電事業者間の公平性の観点から、**全体の出力制御量がそれぞれの出力制御の上限（年間30日（日数制御）、360時間又は720時間（部分制御換算時間））に達すると見込まれるまでの間は、再エネ特措法施行規則第14条第2項に基づき、一般送配電事業者は、予め定められた手続に沿って、全ての再エネ発電事業者に対して公平に出力制御を行うこと**を原則とする。（中略）
- ② 無制限・無補償ルールが適用される再エネ発電事業者に対して年間30日等の上限を超えて出力制御を行う場合には、公平性の観点から、日数制御及び時間制御が適用される再エネ発電事業者に可能な限り上限まで出力制御を行うこととする。ただし、出力制御量確保の必要性から、日数制御及び時間制御が適用される再エネ発電事業者は、上限まで出力制御を行わない場合があっても、公平性に反することにはならないものとする。

＜出力制御の実施例（年間30日等の上限を超えて出力制御を行う場合）＞



○10kW未満（主に住宅用）太陽光発電の取り扱いについて

太陽光発電の出力制御については、まず10kW以上の制御を行った上で、それでもなお必要な場合において、10kW未満の案件に対して出力制御を行うものとする。

■ 業務規程

(出力抑制時の検証)

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、下げ調整力が不足する場合の措置として自然変動電源の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、当該資料に基づき、一般送配電事業者たる会員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。

2 本機関は、一般送配電事業者及び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、連系線以外の流通設備に平常時において混雑が発生する場合の措置として自然変動電源の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、当該資料に基づき、一般送配電事業者及び配電事業者たる会員の出力抑制が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

(自然変動電源の出力抑制を行った場合の検証)

第 183 条 一般送配電事業者及び配電事業者は、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。

一～三 (略)

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