(長期方針)

流通設備効率の向上に向けて(コネクト&マネージに関する取り組みについて)

- 1. N-1電制の適用課題への対応
- 2. ノンファーム型接続の課題整理

平成 29年 12月 19 日 広域系統整備委員会事務局



第26回広域系統整備委員会資料より

■ 今後、コネクト&マネージに関する以下の取組について検討を進めていく。

		コネクト&マネージ			
取組	想定潮流の合理化	N - 1 電制 (N - 1 故障時瞬時電源制限)	ノンファーム型接続 (平常時出力抑制条件付き 電源接続		
運用 制約	原則、マネージなし	N – 1 故障(電力設備の単一 故障)発生時に電源制限	平常時の運用容量超過で電源 抑制		
設備形成	・接続前に空容量に基づき接続で・想定潮流が運用容量を超過で	・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続・主に費用対便益評価に基づき増強を判断			
取組内容	想定潮流の合理化・精度向上 ・電源稼働の蓋然性評価 ・自然変動電源の出力評価	N - 1 故障発生時に、リレーシス テムにて瞬時に電源制限を行うこ とで運用容量を拡大	系統制約時の出力抑制に合意 した新規発電事業者は設備増 強せずに接続		
混雑	(平常時)なし	(平常時)なし	(平常時) あり		
発生	(故障時)あり ⇒電源抑制※1で対応	(故障時)あり ⇒電源制限 ^{※2} で対応	(故障時)あり		



※1 給電指令による発電出力抑制

※2 リレーシステムによる瞬時の発電出力制限

コネクト&マネージに関する取組について

- 1. N-1電制の適用課題への対応
- 2. ノンファーム型接続の課題整理



оссто

| 第27回広域系統整備委員会資料より

■ N - 1 電制の課題は、以下の2つの論点に大別されると考えられる。

論点 I:信頼度の観点を踏まえN-1電制の運用(適用系統、電制量)をどうするか。

論点 II: 合理的な II - 1 電制を実現するために、II - 1 電制のオペレーション(II - 1)

やその費用負担(Ⅱ-2)をどのようにすべきか。

	項 目	課題
論点 I	①適用系統	信頼度面を考慮してどの系統までN - 1 電制を適用していくか (基幹系統、ローカル系統)
	②許容する電制量	信頼度面を考慮して許容する電制量をどう設定するか
	③電制対象	電制対象とする電源の種類 連系する電圧階級、容量や対象数 既存電源を対象とする場合の受容性
論点Ⅱ	④受益と負担に関する基本 的な考え方	新規接続電源のみを受益と考えるか、新規接続電源だけでなく系 統利用者全体にも相応の受益があると考えるか
	⑤ N – 1 電制適用時のオペ レーションと費用負担	選定された電制対象者のみが不利益とならないよう、電制装置や 出力制限に伴う費用などは、受益に応じた負担とする必要があるか
電力広域的運営 Organization for Cross-regional	Confinence of	N - 1 電制の導入により設備停止作業における必要調整量が格 段に増加する場合があるが、後着者(N - 1 電制を前提に接続 する新規電源)と先着者(既存電源)を同等に扱ってもよいか

論点 I.

信頼度の観点を踏まえたN-1電制の運用



(委員からのご意見)

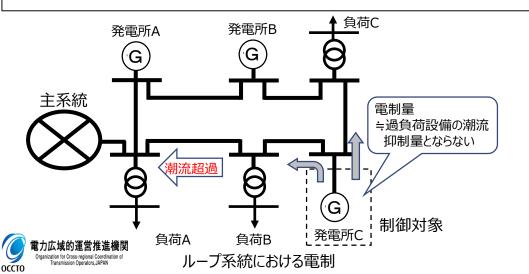
- 基幹系統の中でループ系統では適用が難しいと言われてもよくわからないので、海外での N ー 1 電制の取組状況やループ系統を適用外とした場合、運用容量拡大にどの程度影響があるかについて提供して欲しい。
- ループ系統においてN 1 電制を適用しないことは、同期安定性の問題もあることから妥当であると考える。
- 大容量の電源を電制した方が効果的であるが、1回遮断してしまうと、立ち上がるまでに時間がかかり、供給力不足になることも注意する必要がある。

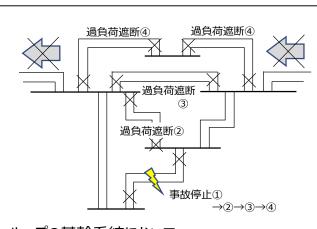
■ 前回頂いたご意見を踏まえ、今回、海外の取組状況等や許容する電制量について整理を行ったため、ご議論いただきたい。



第27回広域系統整備委員会資料より

- 前回の委員会において、基幹系統については、N 1 電制の適用は系統の特徴を踏まえた慎重な対応が必要であることとしていたが、大別すると基幹系統はループ系と放射状系に分けられる。
- <u>ループ系の基幹系統*は、</u>以下の懸念事項があることから、<u>原則、N 1 電制は行わないことに</u> してはどうか。
 - ✓ 電制対象となる電源配置によって潮流抑制効果が異なり電制対象の選定が複雑化する
 - ✓ 故障後の需給調整や当該送電線以外の潮流調整など、適切な運用ができなくなる虞がある
 - ✓ N 1 電制適用により電制量が拡大されると、ループ系統において、送電線ルート断 (N 2 故障)が他の送電線の過負荷を招き、過負荷が連鎖して大規模停電に至る可能性
- 放射状の基幹系統※は、N 1 電制適用によって拡大する電制量が、他の信頼度に影響(例えば、電制による周波数低下等)を与えるため、これらを考慮して判断していくことでどうか。(次頁)
- なお、地域間連系線は、主に他エリアも含めた系統全体の制約(周波数等)により運用容量が決められており、N 1 電制は行わないことにする。
 - ※ 適用にあたっては、適用範囲を明確にすることが必要。



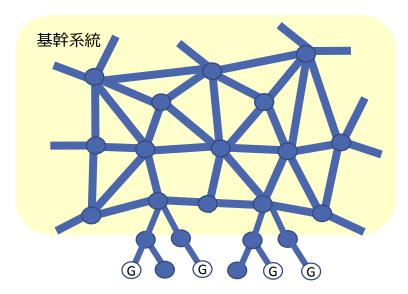


ループの基幹系統において、 過負荷が連鎖して大規模停電に至る例

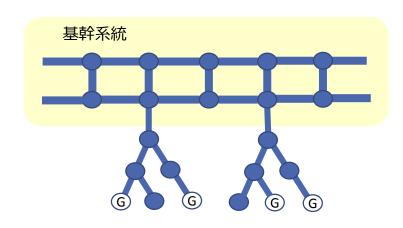
■ 欧米では、N - 1 基準を遵守し、原則としてN - 1 電制を前提とした設備形成はしていない。 (ただし、下表のように暫定的には、N - 1 電制による対策も行っているという状況である。)

	国名	N-1電制に関する取組状況
	英国	設備増強基準(SQSS*1)では、通常、計画時の送電容量について、瞬時遮断の考慮はしていない。ただし、1 発電所について、N - 1 故障発生時に遮断されることを合意しているのであれば、1 回線連続容量を超過して接続を認めることもある。その後、後続の発電所が接続を希望した場合、瞬時遮断を受け入れるならば、設備増強前に接続を認めるが、暫定的(設備増強されるまで)である。 **1 National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard (Feb.2017) より
	フランス	一般的なルールでは、 $N-1$ 基準 *2 を遵守し、 $N-1$ 状態でも発電制約がないこととしている。しかし、特別な場合(関連する設備増強が完了するまでの一時的なものである場合、設備増強が困難である場合)のみ、 $N-1$ 電制を認める場合がある。
		※2 ENTSO-E, Operating Handbook P3-Policy: Operational Security より
	ドイツ	一般的なルールでは、 $N-1$ 基準 $^{\times 2}$ を遵守し、 $N-1$ 状態でも発電制約がないこととしている。しかしながら、個別契約で合意していれば、 $N-1$ 状態で発電出力を抑制することは可能である。ただし、瞬時遮断というよりは、事前に $N-1$ 状態となっても問題ないように抑制しておく方法(ノンファームに近いもの)をとっている。
()	米国	一般的なルールでは、N - 1 基準 ^{※3} を遵守し、N - 1 状態でも発電制約がないこととしている。 ^{※3} ·NERC Reliability Standard (TPL) Transmission Planning ·PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process (Oct.2017)より

- 我が国の基幹系統は、地理的な条件から各エリアが縦列する系統(くし形系統と呼ばれる) となっており、潮流が大きくなると安定度の問題が生じやすい。
- 基幹系統のループ系の場合は、仮に熱容量制約解消のためにN 1 電制を適用しても、同期安定性や電圧安定性の制約による運用容量が小さいため、N 1 電制適用の効果は限定的なものとなると考えられる。

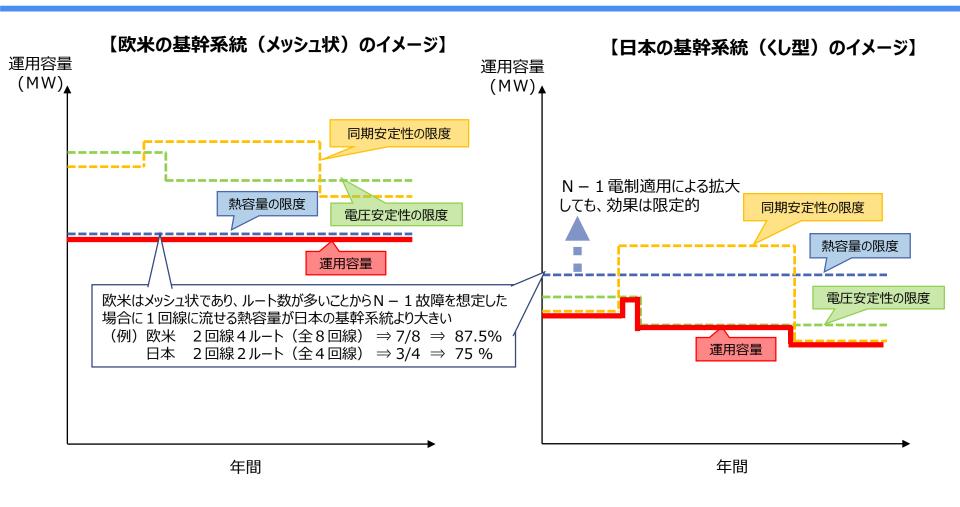


【欧米の基幹系統(メッシュ状)のイメージ】



【日本の基幹系統(くし型)のイメージ】





【運用容量】

電力設備(送電線、変圧器、発電機等)に通常想定し得る故障が発生した場合でも、電力系統の安定的な運用が可能となるよう、予め決めておく潮流の上限値のこと。

【運用容量の考え方】

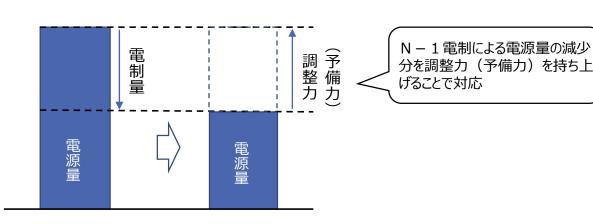
電力系統を安定的に運用するためには、熱容量、同期安定性、電圧安定性等のそれぞれの制約要因を考慮する必要があり、制約要因の限度値のうち最も小さいものを運用容量としている。



(参考)信頼度の観点を踏まえたN-1電制の運用 (N-1故障時に許容する電制量)

第27回広域系統整備委員会資料より

- 放射状の基幹系統などを対象送電線とした場合、電制量が大きいと、周波数や供給予備力等の観点から、信頼度に大きな影響を与えることになる。
- 現状、電源脱落に対しては、単機最大容量相当の調整力を、50Hz系および60Hz系全体で 確保するという考え方で対応している。
- N 1 故障時に許容する電制量についても、「単機最大容量相当」の調整力を確保していることを前提に、「単機最大容量相当を許容する案」もあるが、流通設備のN 1 故障の発生頻度を考慮すると、その状況によっては周波数変動を許容できないことも考えられる。
- この場合は、「常時の周波数変動範囲内に収める案」や「各エリアの予備力を基に許容する電制量を決定する案」などもあるため、発生頻度を踏まえた上で、基本的な考え方をまとめていくこととしたい。





- 送電線のN 1 故障の発生件数は、発電機脱落故障と比較すると30倍近く(5,036/151) となる。
- これより、故障直後の周波数変動の観点からのN 1 電制量は、常時の周波数変動範囲内にすることを一定の目安としてはどうか。
- 一方、大容量火力電源など遮断後並列までに時間を要する可能性があり、供給予備力不足になることや連系線運用容量を長時間超過して潮流が流れることが懸念されるため、各エリアの予備力を考慮することも必要である。
- よって、N 1故障時の1送電線あたりの電制量は、「常時の周波数変動範囲内に収める案」 と「各エリアの予備力を考慮する案」の小さい方とすることを基本に考えることとしてはどうか。

一般送配電事業者10社計(平成26年度~28年度)

送電線のN-1故障件数(件)

発電機脱落件数(件)

電圧階級	ゾーン1	ゾーン2	ゾーン3	ゾーン4	合計	定格容量 (MW)	ゾーン1	ゾーン2	ゾーン3	ゾーン4	合計
66kV以上 ~154kV	369	1,301	3,175	61	4,906	100以上 ^{※2} ~ 500未満	1	51	41	4	97
187kV 以上*1	18	21	91	0	130	500以上	0	26	28	0	54
合計	387	1,322	3,266	61	5,036	合計	1	77	69	4	151

※1:高速度再閉路成功(1秒程度以内に故障除去)を除く

※2:100MW未満は、主なゾーンで周波数変動に与える影響が小さいと考え除外

(広域周波数管理エリア) <u>ゾーン1</u>:北海道、<u>ゾーン2</u>:東北・東京、<u>ゾーン3</u>:中部・北陸・関西・中国・四国・九州、<u>ゾーン4</u>:沖縄

- 下表に「常時の周波数変動に収める案」「各エリアの予備力を考慮する案」の各々について、具 体的な算出値を示す。
- N 1 故障時の1送電線あたりの電制量は、下表に示す値を目安とすることとし、設備容量 の範囲内で電制量が目安値に達するまでは、原則として、N-1電制を前提とした設備形成 とする。
- 下表に示す値以上のN-1電制の適用については、対象線路の設備実態や故障頻度実績 等についても考慮し、各一般送配電事業者により検討するものとする。

【1送電線あたりの電制量(目安)】 赤字は値の小さい方を示す

エリア	常時の周波数変動に収める案 (MW)※1	各エリアの予備力を考慮する案 (MW)※ 2
北海道	40	250
東北	400	650
東京	400	2,550
中部	500	1,250
北陸	500	250
関西	500	1,300
中国	500	500
四国	500	250
九州	500	750
沖縄	10	50

※1:常時の周波数変動(低下側) -0.2Hz(北海道、沖縄は -0.3Hz)

※2:軽負荷期における各エリアの需要 (H29年度供給計画より) を基 に算出





論点Ⅱ.

合理的なN-1電制の実現



(オブザーバからのご意見)

- 新規の水力についても、もし止まった場合には、水を持って行く場所、また下流に農業用水等の 利水者がいる場合の影響等も出てくるので、その辺を考慮した制度設計にして欲しい。
- 地熱発電の場合、遮断ということは坑井停止、井戸の停止も含めて非常に難しい作業であり、 復帰,起動するのに時間が非常にかかるという点と、井戸の損壊,損傷も懸念されるので、配慮 して欲しい。

■ 前回頂いたご意見を踏まえ、次回以降、合理的なN – 1 電制のオペレーションについて整理し、 ご議論いただきたい。



(委員からのご意見)

- 機会損失の費用だけでなく、起動費などの実費も考慮しないと既存電源の受容性は深まらないのではないか。
- 既存の電源は老朽化によりリプレースすると新規として扱われることから、長い目でみると費用を負担することになる。案1 (新規電源が負担)で開始したとしても、移行期間を経て案2 (当該系統の事業者全体で負担)とすることも考えられるのではないか。
- 長い目で見れば負担の額は平準化されるかもしれないが、インセンティブと受益と負担をバランスさせる観点からは、案 1 (新規電源が負担)という事務局案でよいのではないか。
- 利用者全体で恩恵を受けているとも捉えられ、系統利用者全体で負担する考え方もあるのではないか。

 N 1 故障や設備停止作業の頻度がよくわからないままに、議論が進められようとしているため、早急にデー

コネクト&マネージの導入目的を考えると、系統増強費用の抑制・電源の新陳代謝・再エネ導入等、系統

確かにどのくらいの頻度で電制や作業時の制約が発生するかという事実は重要であるが、負担の規模といった 数字よりも、特に費用負担の問題は、軸となる考え方が何かをしっかり押さえて議論して欲しい。

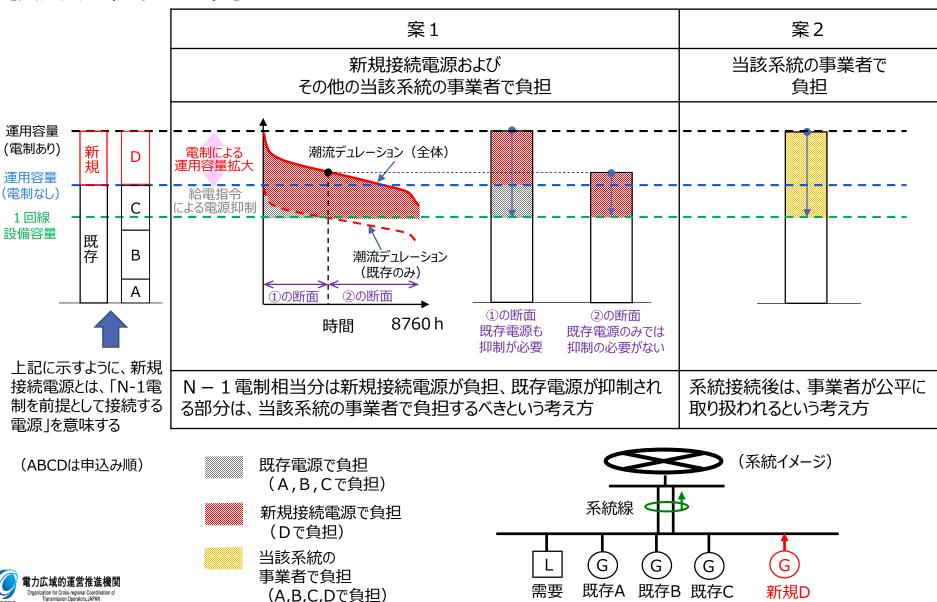
(オブザーバからのご意見)

タを提示して、検討を進めて欲しい。

- 一旦遮断されるとその後の起動にある程度の時間が掛かるだけでなく、その分のコストも掛かることや、設備の寿命にもかなり影響が出てくるので、その費用も考慮いただけるような仕組みがフェアなのではないか。
- あくまでも接続する際に費用負担をしたのか、一般負担で接続をしたのか、特定負担で接続をしたのかが、本来の区分ではないかと考える。
- 少なくとも過去の発電所、電力会社が設置した発電所は、系統負担金を負担せず連系しており、今回の抑制費用の対象とすべきと考えるため、案2を原則に検討を進めるべきではないか。
- 前回頂いたご意見を踏まえ、N 1 電制適用による機会損失の費用負担の軸となる考え方についてご議論いただきたい。

【費用負担案(イメージ)】

оссто



- 費用負担に関する軸となる考え方を整理するにあたり、その参考とすべく、N 1 電制適用による機会損失の頻度と影響を整理した。
 - ✓ 設備停止作業による発電制約が大半を占める。
 - ✓ 設備停止作業は、12日/年~25日/年程度であるが、仮に全ての日数※で発電制約を受けたとしても、全時間帯の1%~2%程度であると考えられる。
 - ・超高圧系統未満:8時間×12日=96(時間/年) ⇒ 全時間帯の1%程度
 - ・超高圧系統以上:8時間×25日=200 (時間/年) ⇒ <u>全時間帯の2%程度</u>
 - (※ 昼もしくは夜の8時間の制約があると仮定して算出)

【1送電線あたりのN-1故障の頻度】

発生件数(件、3年分)	対象総数(線路)	1 送電線あたりの発生頻度(回/年)
5,036	5,137	0.33 [=(5,036/5,137)/3年]

※ 一般送配電事業者(10社)の2014~2016年度(特別高圧以上の送電線)の故障実績より算出

【1送電線あたりの設備停止作業の頻度】

БД	/左举中交 <i>(同</i>)	超高圧乳	系統未満	超高圧系統以上	
区分	作業内容(例)	作業日数	作業時間	作業日数	作業時間
点検	遮断器点検など	1日/年	8時間/年	3日/年	37時間/年
修繕	修繕 地線修理、塗装、がいし取替 など		17時間/年	7日/年	103時間/年
工事(改良・拡充) 電線張替、鉄塔建替など		9日/年	191時間/年	15日/年	300時間/年
	合 計	12日/年	215時間/年	25日/年	440時間/年

※ 一般送配電事業者(1社)の2017年度設備停止作業計画(特別高圧以上の送電線)より算出



1-5. 機会損失※の費用負担に関する評価の視点 (*N-1故障直後および設備停止作業時)19

- 費用負担の基本的な考え方について、案 1・案 2 に加え、ご意見のあった一般負担とする案を 案 3 とし、以下の 3 つの視点で比較評価する。
 - ✓ 負担を求める場合、受益に応じた負担となっているか
 - 一般負担:受益が広域に及ぶ場合や受益者の特定が困難な場合など (信頼度向上や取引活性化など)
 - 特定負担:受益者が特定できる場合
 - ✓ 混雑エリアへの偏重回避を促す仕組みか
 - コネクト&マネージは広域系統長期方針に掲げた効率的な設備形成に向けた取り組みの一環であることを考慮し、その様な設備形成に資するしくみであるべき
 - ✓ 現状の系統利用の考え方と整合が取れているか
 - 系統接続後、空容量の範囲内での系統利用は、当該系統の事業者を公平に取り扱っている。(既存、新規事業者の区別はなし)
 - 作業時などは公平に負担を求める仕組み
 - 過去に費用負担なしに系統接続した事業者との公平性
- 上記のような評価の視点を踏まえて、費用負担の在り方についてご議論いただきたい。



評価の視点	案1	案2	案3
計画の代紙	新規電源の特定負担 ※1	当該系統の事業者で負担	一般負担
負担を求める場合、 受益に応じた負担と なっているか	N-1電制により接続する新規事業 者は、早期接続や初期負担軽減 等の受益がある一方、既存事業 者の受益はないため、新規事業者 に負担を求めることに合理性がある。	当該系統内の新規と既存事業者との関係において 受益に応じた負担になっていない 。ただし、新規接続による既存事業者への影響が限定的である場合は不合理とまでは言えない。	× 受益に応じた負担とならない。 託送料金の上昇は抑制されるものの、低減にはつながらず、需要家にとって受益があるとは言えない。
混雑エリアへの偏重 回避を促す仕組み か	新規事業者が混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を 促す 効果がある 。	案1よりも効果は薄れるが、当該系統の作業時等の制約は増えることが想定されるため、混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す 一定の効果はある 。	× 発電事業者の負担がないため、混雑する系統への集中がより加速する虞。
現状の系統利用の 考え方と整合が取 れているか (系統接続後の扱い)	現状の系統利用の考え方とは異なる。 しかし、新規接続により既存事業者に大きな不利益を及ぼす場合は、受益のある新規事業者に接続条件として接続後の負担を求めることについて、問題があるとは言えない。また、費用負担ガイドライン制定前に負担なしで接続した事業者があるものの、当時の制度に則り対応しているものであり、不公平とまで言えないのではないか。	現状の系統利用の考え方と整合が取れている。 現状は、系統接続後は接続時の受益に応じた負担までは求めていないことを考慮すると、 <u>従来通り公平に取り扱うことが合理的。</u> また、系統接続要件や運用容量の見直しについては、これまでも行われたが、その前後で既存・新規事業者の運用面での扱いを変えてきたことはない。	× 現状は、発電制約に伴う機 会損失は発電事業者の特 定負担となっている。
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	※1 既存電源が抑制される部分は、当該系統の	事業者で負担 (P17参照)	

■ 電制適用後の出力抑制費用を、系統接続に伴う直接的な費用と同等に扱う場合は案1、 系統運用上の追加費用として扱う場合は案2となるか。

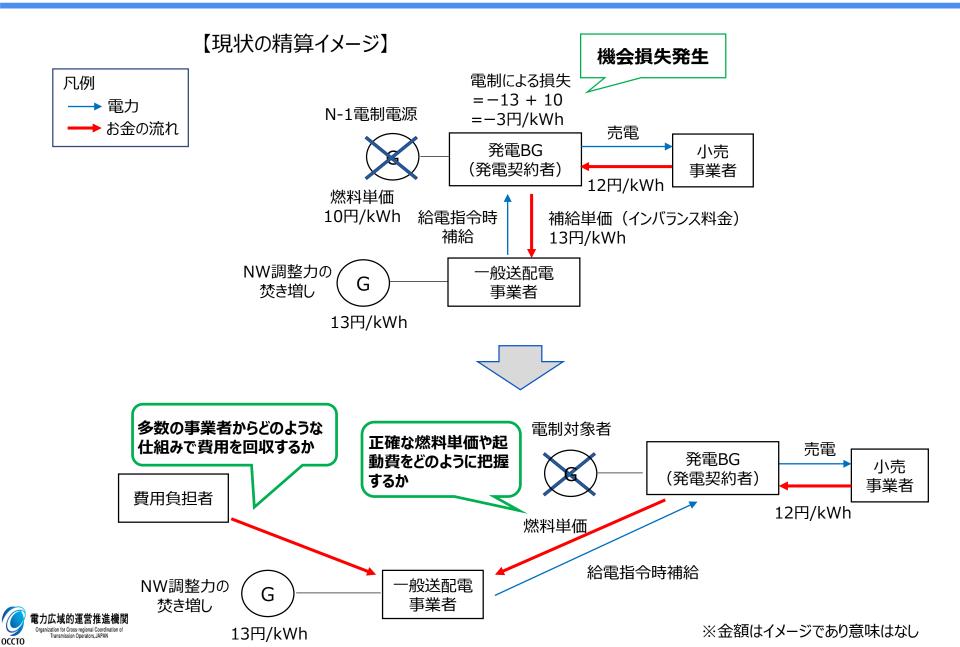
	現状	N – 1 電制適用後
系統接続に伴う直接的 な費用	系統増強等が必要な場合は その費用	N - 1 電制装置に関する費用
	⇒ 先着優先の考え方	⇒ 系統接続に係る費用であり、現状どおり、 先着優先の考え方
系統接続後に発生する 運用上の追加費用	出力抑制に伴う費用	電源制限および出力抑制に伴う費用
	⇒ <u>既存・新規の区別なし</u>	⇒系統接続の条件として新規のみ(案 1) or 既存・新規の区別なし(案 2)か



(余白)



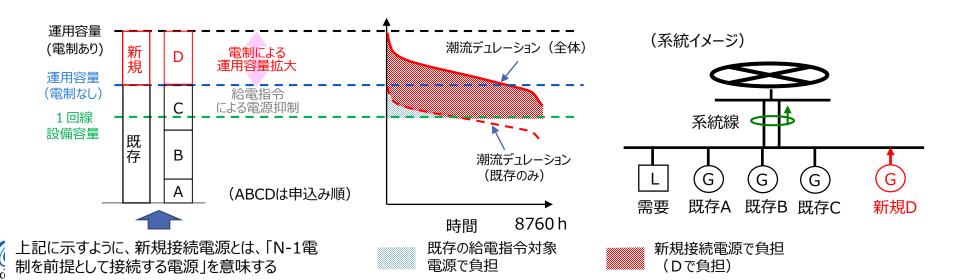
- 今後、新規電源の代替で既存電源を電制対象(もしくは抑制対象)とする場合の費用負担 に関する精算について検討を進めることにしているが、以下のような課題解決が必要である。
 - ①正確な費用の把握
 - ✓ 機会損失費用について正確に把握するためには、<u>電制対象電源の燃料単価や起動費等を把握する必要がある。</u>
 - ✓ これを実現するためには、一般送配電事業者による燃料単価や起動費等の把握に関する制度的な担保が必要になるものと考えられる。
 - ✓ また、事業者が受容可能となるような広域機関および一般送配電事業者での情報管理が求められるものと考えられる。
 - ✓ 加えて、費用負担の前提となるN 1 電制動作時の発電電力量をどう把握するのか、自然変動電源 に対する機会損失費用等はどのように算出するかについて検討が必要。
 - ②多数の事業者からの費用回収
 - ✓ 特に、高圧に接続する電源は事業者数が多いことから、効率的な費用回収を確実に行う方法について 検討が必要である。また、何等かのシステム化の要否についても検討が必要。
- 上記については、**託送制度や約款等に係る課題であり、国の審議会等を含め、議論を進めていく必要があるため、相応の時間を要する**。
 - ✓ 現行の託送供給等約款に基づけば、給電指令の対象者が費用負担することになっているが、オペレーションと費用負担を分けて考える場合、託送供給等約款の見直しも含めた検討が必要。
 - ✓ <u>費用負担に関する精算の仕組み</u>については、「地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会」でも検討課題に挙がっており、<u>実務面やシステム化の要否を含めた検討が必要</u>。



- 一方で発電事業者からは早期の接続を望む声が大きいため、まずは、「N 1 電制を前提として接続する新規電源」を電制対象者(費用負担 = オペレーション)とすることで、先行的に適用していくことでどうか。
- この時、高圧に接続する電源や設備保安上の理由で電制対象者にはならない新規電源は、 費用負担の精算などの課題が解決するまでは、N – 1 電制適用の対象外とし、原則、設備 増強による接続としてはどうか。

【費用負担案(イメージ)】

- オペレーションと費用負担は一体とし、以下のような考えに基づき、N 1 電制を先行的に適用していく。
 - ✓ 現状の「給電指令による電源抑制」の範囲は、現行の託送約款に基づき、給電指令対象者が負担する。
 - ✓ 電制による運用容量拡大の範囲は、特別高圧以上に接続を希望する新規電源が電源制限対象となり、 機会損失の費用も負担する。



- 来年度早期を目途に、新規接続電源が電制対象者となる場合(オペレーションとその費用負担が一致する場合)のみ、先行的に適用していく。
- 精算業務等の具体的な課題への対応については、「地域間連系線及び地内系統の利用ルール等に関する検討会」とも連携を図りながら、引き続き検討を進めていく。

【スケジュール】

【入りシュール】							
		平成29年度			平成30年度	平成31年度	
	1Q	2Q	3Q 4Q ((2018年度)	(2019年度)	
広域系統整備 委員会							
N-1電制			課題対応整理	の方向性整理	具体的な課 対応 等 ・精算業務 (システム化の ・電源制限装置	要否検討など)	
3 .					先行適用 オペレーショ: のみ先行適 (特別高圧	- ンと負担が一致する場合 [用	



コネクト&マネージに関する取組について

- 1. N-1電制の適用課題への対応
- 2. ノンファーム型接続の課題整理



(委員からのご意見)

- ノンファーム型接続について、適用系統はN 1 電制と同じような議論だと考えられ、ループ系統や放射状系統で計画段階やリアルタイムでの制御にどのような課題があるか、今後、明らかにして欲しい。
- 導入に向けての課題について、全部整理出来るまで待つと適用が何年も先になってしまう可能 性があるため、適用できるもの(エリア)から部分的に適用することで対応して欲しい。
- 抑制順位については、どのようなロジックで順番が決められたかを提示してもらえれば、その情報に基づいて、自らの責任でシミュレーションをし、事業性の検証をすることができると考えられる。
- ノンファーム型接続の場合は、N 1 電制と比べてかなり抑制リスクが大きくなる可能性があり、 事業予見性の評価は難しいと感じており、慎重に検討を進めて欲しい。
- ノンファーム型接続の今後のスケジュールについて教えていただきたい。

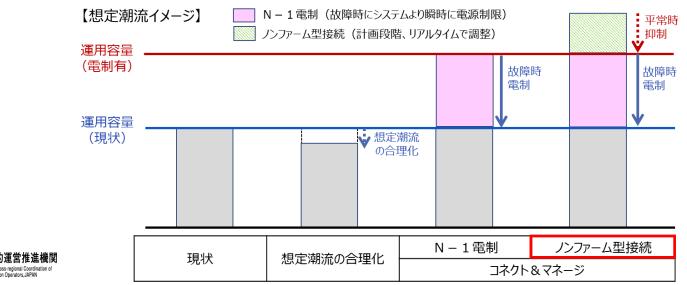
(オブザーバからのご意見)

- 予見性の確保ということが、極めて重要な課題であり、それに関連し、その抑制を一律に実施していくのか、順番で実施していくのか、議論していかなければいけない。
- 必要であれば、約款の見直しも含めて、将来を見据え、当面だけで終わってしまわないように検 討を進めるという方向でお願いしたい。
- 前回頂いたご意見を踏まえ、今回、ノンファーム型接続に関する課題を再整理したため、ご議論 いただきたい。

(参考) ノンファーム型接続の前提条件と検討の進め方

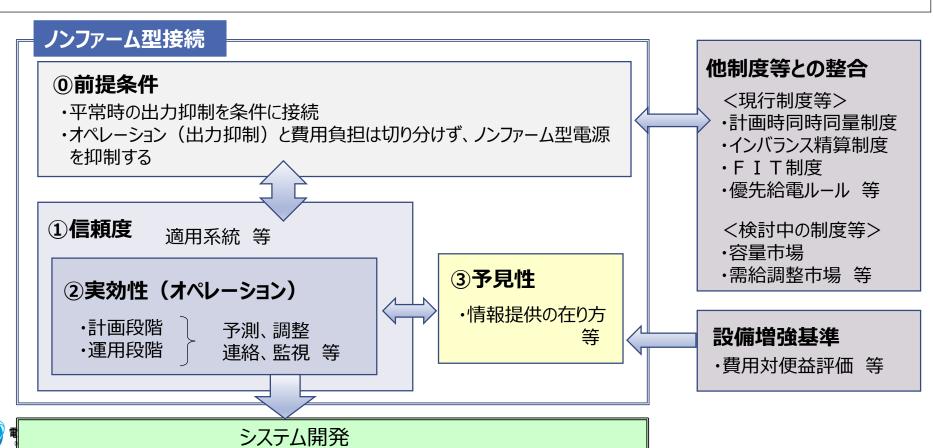
第27回広域系統整備委員会資料より

- ノンファーム型接続について、海外では一定の条件付きで電源の接続を認める制度を導入しているケースがあるが、その考え方は多様であり、我が国の状況を考慮し検討を進めていく必要がある。
- 我が国では、地域間連系線を除き、<u>地内送電系統は、原則、平常時には混雑管理(マネージ)する必要がないように設備形成されており、平常時のマネージが必要となるノンファーム型接続の適用はこれまでと考え方が異なるため、丁寧な検討が必要である。</u>
- 上記に関連して、現行の託送供給等約款では、故障時や作業時の出力抑制は給電指令にて行うことができるが、平常時の系統制約による出力抑制は対象外となっているため、既存電源を出力抑制するには、現行の契約を見直す必要がある。
- そのため、まずは、<u>ノンファーム型接続となる新規電源のオペレーションと費用負担は切り分けない</u> ものとし、「混雑系統において新たに電源接続を希望する事業者と合意の上、系統制約時の出 力抑制を条件に接続を認めること」をノンファーム型接続と定義し、検討を進めることとしたい。
- 今回は主な課題を整理し、今後、その課題について詳細に検討していくことにしたい。





- 前回の委員会では主な課題を抽出したが、今後、以下のような視点でノンファーム型接続に関する検討を進めていく。
 - ①信頼度を低下させないために、考慮することはあるか
 - ②どのような方法で実効性のあるオペレーション(出力抑制)を実現させるか
 - ③事業者に対して可能な限り予見性を示すために、どの様な仕組み、方法が望ましいか



項 目		内 容
①前提条件		計画段階・運用段階でのノンファーム型電源の扱い(P32~P33参照)作業時はノンファーム型電源を優先して抑制することでよいか。後着事業者がファーム型接続を選択し、設備増強により新たに容量が発生した場合、接続済みノンファーム型電源をどのように取り扱うか。
①信頼度		N - 1 電制と比較して、適用系統など信頼度面からの課題はあるか(P34参照)予測精度や出力抑制の確実性等の観点から、抑制量に一定の裕度を持たせる必要がないか。
②実効性の あるオペ レーション	計画段階	■ 運用段階で混雑させないためや事業者の発電計画と実績の乖離を小さくするため、計画段階で確度の高い抑制量を見込んだ発電計画を立てることができるか。 (P35~P37参照) ✓ 対象系統毎に自然変動電源(太陽光、風力)の出力予測は可能か。
	運用段階	■ 運用段階において、運用容量を逸脱する潮流をどのように抑制するか。 (監視、調整 等)
	精算	(オペレーションと費用負担は一致しており問題なし)
③予見性		■ 一般送配電事業者によって、どのような情報が開示可能か。■ 予見性の観点からノンファーム型の接続量の上限を設定すべきか。
増強基準		■ ノンファーム型接続適用後、どのような基準・費用負担の考え方で設備増強を行うのか。※ (予見性の観点からも検討が必要) ※「費用対便益評価」で別途検討
他制度等との割	全 合	■ 現行制度(計画時同時同量制度 等)や検討中の制度(容量市場や需給調整市場 等)との整合。 (特に⑥前提条件と関連あり)

- 現行の計画値同時同量制度のもとでは、系統制約を考慮した発電計画を作成することが必要である。
- その際、計画段階・運用段階でノンファーム型電源をどのように取り扱うかについて整理が必要となる。

【現行の計画値同時同量制のタイムスケジュール】

ノンファーム型電源について、 スポット市場や時間前市 場への参加はどうするか

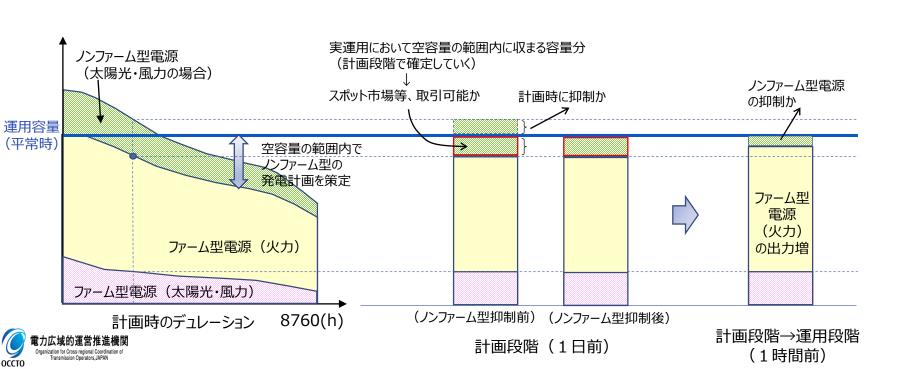
	中期(年~週間)	1日前	1時間前まで	ゲートクローズ (1時間前)	実需給
タイムスケシ゛ュール	年間計画・月間 計画・週間計画の 提出	スポット市場への 参加 →翌日計画の 提出	1時間前市場への参加	1 時間前の最終 計画を提出	系統運用者による インバランス供給
発電事業者	年間・月間・週間計画の 作成※	翌日計画の作成※	計画の調整	1時間前計画の確定	インバランス精算
および 発電 B G の対応	・月次/週次/日次での発電量(kWh)、最大・最小発電(kW)とその販売先を記載した発電計画・販売計画等を提出	・発電 B G 単位での翌日 分の発電計画(kWh/30 分) とその販売先の小売 電気事業者を記載した販 売計画(kWh/30分) を 提出	・余剰電源があれば追加の 卸売先を確保	・発電BGとしての発電計画 等を最終的に確定 (翌日計画の差し替え)	・1 時間前発電計画の確実な実施・BGの1時間前発電計画と実績の差はインバランスとして精算

発電事業者等はどのように系 統制約による出力抑制量を把 握し、発電計画を作成するか ノンファーム型電源と需給上の 制約との関係

※広域機関を経由して各一般送配電事業者に提出



- ノンファーム型電源は、事業者の合意の上、系統制約時の出力抑制を条件に電源接続を認めるものであり、ファーム型電源で運用される隙間の空容量内で運転されるものと考えられる。
- 現行の計画値同時同量制度においては、どの時点かの計画段階においてファーム型電源の発電計画を作成し、ノンファーム型電源のための隙間の空容量を把握することが必要になるか。
- この場合、空容量の範囲内に収まるノンファーム型電源は、どのような取り扱いになるか。
- 計画策定後、ファーム型電源の発電計画変更により、隙間の空容量が変わる場合は、ノンファーム型接続の定義を踏まえると、ノンファーム型電源は抑制されるべきか。



- ノンファーム型接続は、事前の出力抑制により運用容量以内に潮流を抑えることができれば、 信頼度上には大きな影響を与えないものと考えられる。
- ただし、潮流の予測精度や系統制約時の確実な出力抑制について、検討する必要があるのではないか。(②実効性のあるオペレーションで検討)

項目	N - 1 電制	ノンファーム型接続	
抑制のタイミング	N-1故障発生時	計画段階や運用段階での抑制	
運用容量	運用容量自体を拡大する	運用容量は変わらない	
潮流の変化	平常時に流れる潮流が増大	運用容量が変わらないので、平常時に流れる潮流 は変わらない (ただし、空容量がある場合は運用容量まで潮流 は流れるので系統全体の潮流は変化)	
不具合時の 影響	電制が失敗すると、健全回線が過負荷状態となり、 設備損壊や公衆保安上の問題発生を防止するために、ルート停止が必要 ルート停止に至った場合、社会的影響が大きくなる 虞	用容量を上回ったとしても、給電指令等による事後 抑制で速やかに潮流を抑制するのであれば、その	

- ✓ 故障時の瞬時の対応であり、確実性が要求 されるため、対象電源数に制約がある
- ✓ □-カル系統への適用が基本

- ✓ N 1 電制と比較すると、事前の抑制であれば 対象電源数の制約は緩和されるか
- ✓ <u>基幹系統への適用も可能か</u>(詳細には抑制方法やシステム構築の検討要)



■ 計画値同時同量制度と整合することが必要である。

項 目

出力抑制量の調整方

潮流状況の管理

法

- 発電計画値と出力抑制後の実績値の差は、インバランスとして料金精算されるため、発電バランシンググループにとっては、計画段階で発電計画を修正しておくことが望ましい。
- また、一般送配電事業者としても、より正確な発電計画に基づき運用することで、余分な調整 力確保が不要になると考えられる。

内 容

・潮流状況を確認するために、**系統運用者の業務増(もしくはシステム化が必要)**となるか。

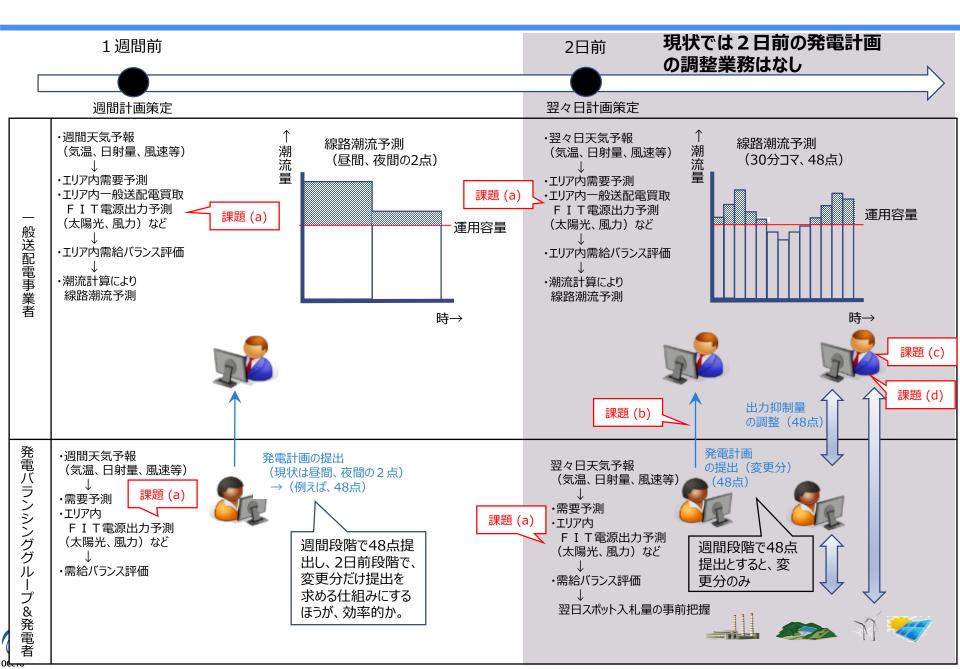
■ ただし、計画段階では以下のような課題が考えられ、今後、具体的な検討が必要か。

抑制順位などを考慮する必要があるか。

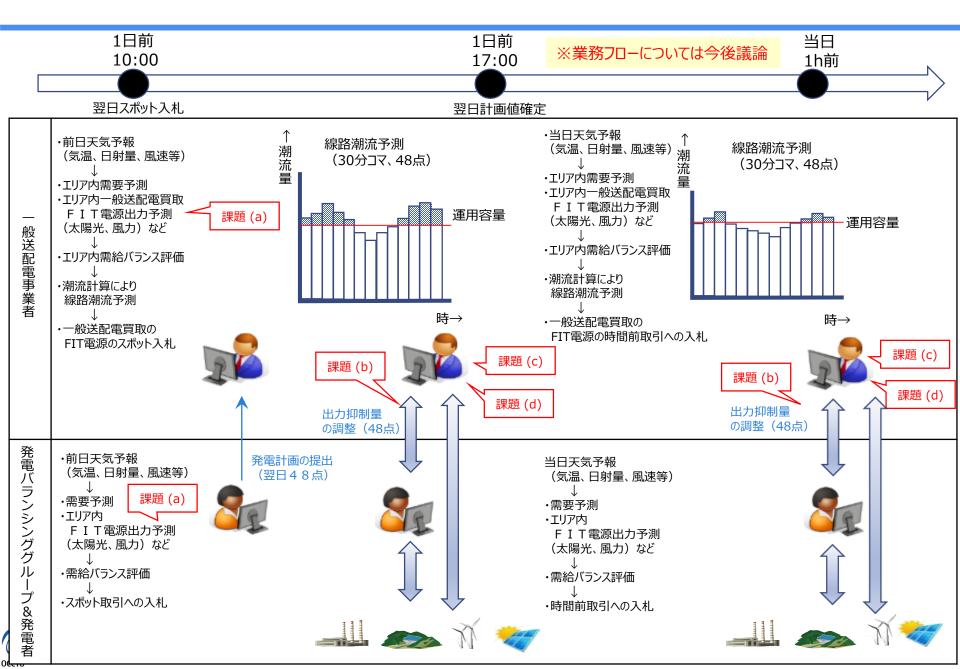
		7. H	' -
	(a)	自然変動電源の出力 予測 (太陽光、風力)	 ・現状、FIT電源出力予測はエリア全体で行っているため、送電線毎の個別算出業務による業務量が増加する。 ・更に、翌々日、翌日の天気予報(日射量、風速など)から精度の高い出力予測をする必要があるが、対象となる送電線路毎に、30分単位で出力予測することは非常に難しいのではないか。
	(b)	発電計画の作成および 修正	・ノンファーム型電源を所有する発電事業者(ノンファーム事業者)は、系統制約を考慮してどのように発電計画を作成すればよいか。 ・現状では、発電事業者は、翌日スポット入札前に一般送配電事業者へ発電計画(48点)を提出していないため、仮に入札可能とすると、ノンファーム事業者はノンファーム型電源の抑制量を考慮せず入札を行い、翌日スポットが約定してしまうことになる。よって、翌日スポット入札前に、発電計画を提出するなど、業務フローの大幅な見直しが必要となるか。・仮に業務フローを見直したとしても、翌々日計画は精度が低いため、必要に応じ以降も発電計画を修正し、適切な出力抑制量を調整することが必要となるか。
	(c)	白然変動電源等への	・多数の自然変動電源等と出力抑制量を調整するシステム化が必要となるか。

・システム化には、適用する系統の規模(基幹系統、ローカル系統)

(参考) 現状の業務フローを前提とした場合のノンファーム型接続電源の調整イメージ 36



(参考) 現状の業務フローを前提とした場合のノンファーム型接続電源の調整イメージ 37



- ノンファーム型接続については、本年度中に課題整理を行い、来年度から対応の方向性整理、および具体的な課題の対応について検討を進めていくこととしたい。
- ただし、運用システムの開発等の期間は、制度設計(前提条件やオペレーションなど)如何によって、相当前後するものと考えられる。

【スケジュール】

