

東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの 対応について

平成30年3月30日
東北電力株式会社

東北北部エリア電源接続案件募集プロセスに関連し、下記について報告する

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

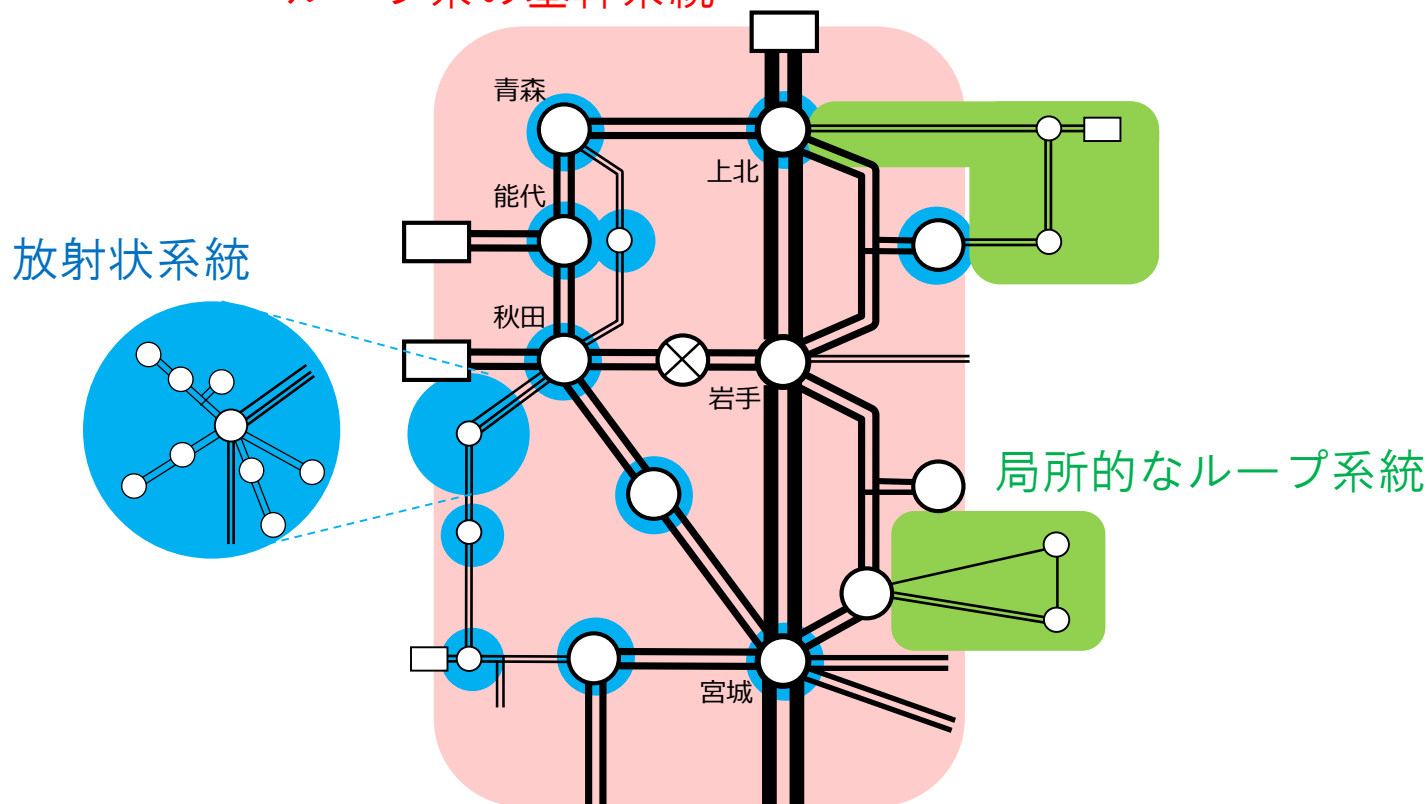
1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

上位2電圧（50万V，27万V）を軸とした上位系の「**基幹ループ系統**」と，その下位系の「**局所的なループ系統**」および「**放射状系統**」（いずれも15万V以下）により構成されている

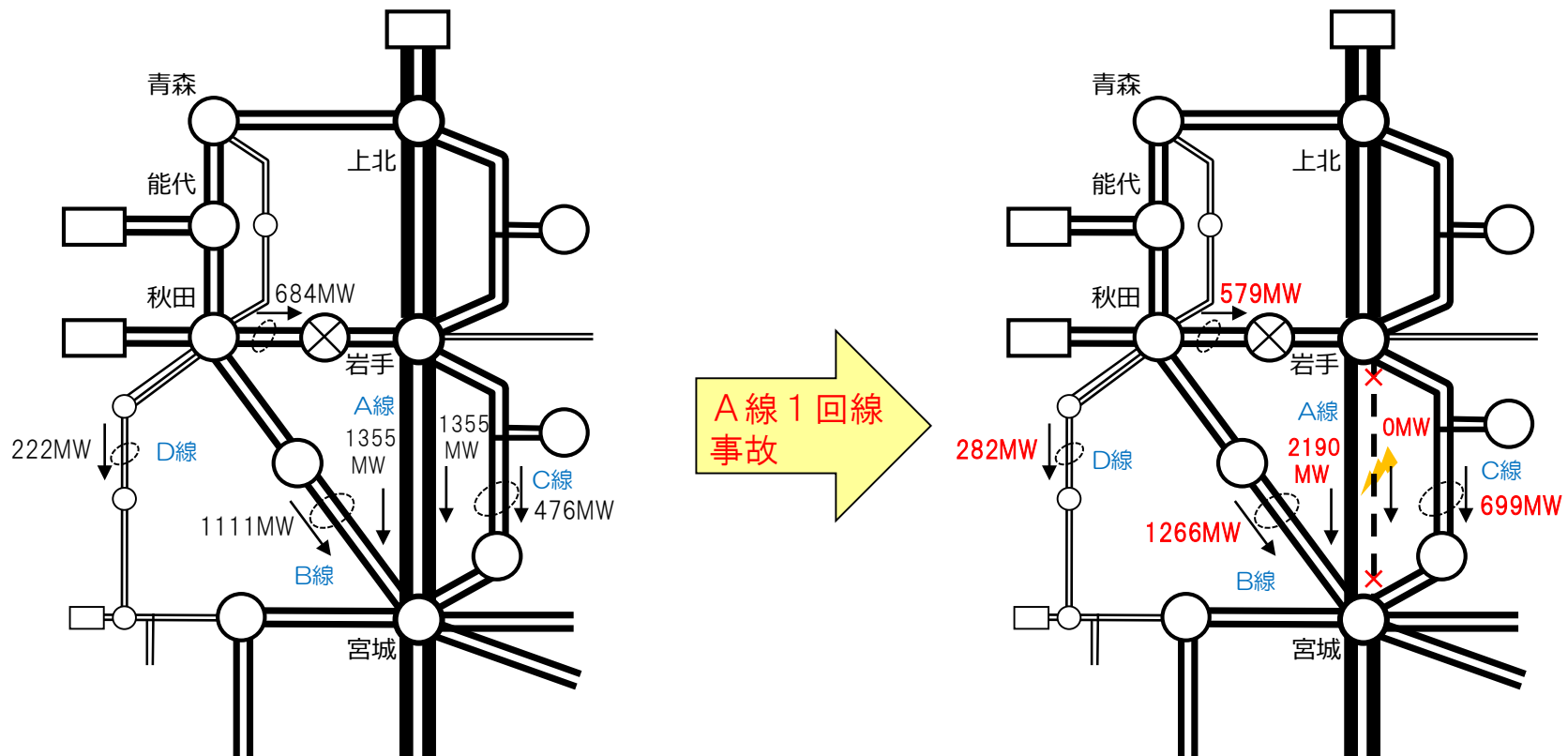
ループ系の基幹系統



本募集プロセスは基幹ループ系統の制約を起因としており，暫定連系にはその対策が必要であるが，基幹系統に至るまでの放射状系統等の対策も必要となる場合あり

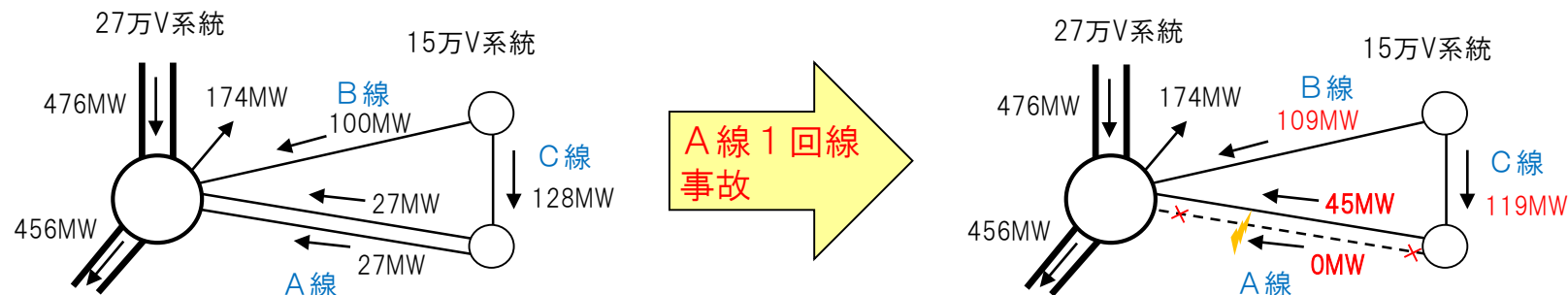
	基幹ループ系統	局所的なループ系統	放射状系統
電圧階級	50万V, 27万V, 15万V	15万Vの一部	15万V以下
系統構成	複数の電圧階級の送電線によって <u>大規模な多重ループ系統</u> を構成	同一電圧階級の3線路程度で構成される <u>小規模なループ系統</u>	基本的に同一電圧階級による <u>1方向の系統構成</u>
事故時の様相	広範囲に、複数の電圧に跨った構成となっており、事故時には複数の電圧階級の送電線に潮流が複雑に回り込むため、 <u>潮流想定</u> の難易度が高い	対象範囲が限定的なため、事故後の潮流想定が比較的容易	1方向の線路であり、潮流の流れ方は事故前後で変わらないため、事故後の潮流状況が明確
設備過負荷 解消失敗時の影響※	他線路に過負荷が波及し、 <u>連鎖的な設備停止により広範囲が停電する虞</u>	他線路に過負荷が波及し、 <u>連鎖的な設備停止によりループ系統全体が停電する虞</u>	隣回線への過負荷波及により、 <u>事故線路以下が停電する虞</u>
	1県全体の停電を仮定すれば、復旧に半日程度を要する可能性あり 停電に伴う供給力喪失等が大きく、全国へ影響する	早期に停電復旧可能 停電に伴う供給力喪失等は限定的	早期に停電復旧可能 停電に伴う供給力喪失等は極めて限定的
	停電時の社会コスト： 92～295億円 1県ほぼ全域停電100万kW×3～5時間	停電時の社会コスト： 6～12億円 県の一部地域停電20万kW×1時間	停電時の社会コスト： 3～6億円 15万V変電所1箇所停電10万kW×1時間

※2016年4月26日 広域機関 第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料7より、停電コスト3,050～5,890（円/kWh）として試算。



A線 1 回線事故時には、残回線の潮流が増加すると共に、ループ系統内の複数の電圧階級の送電線（B線，C線，D線）に潮流が回り込むなど、複雑な様相となる

局所的なループ系統



27万V系統への突き上げ潮流：

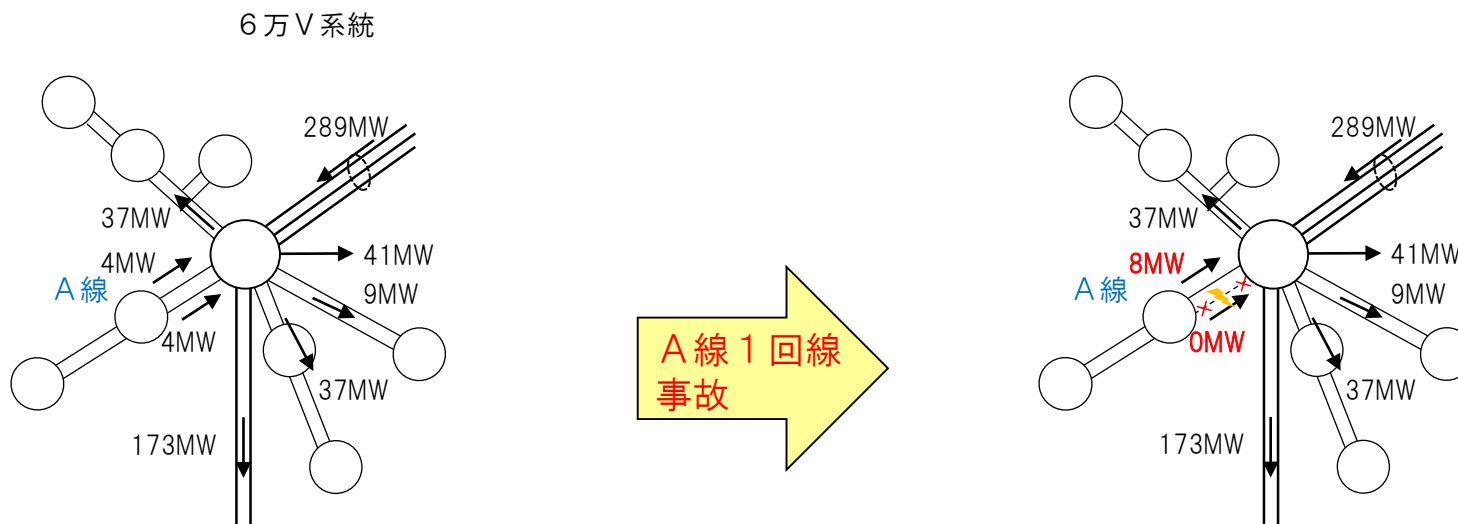
$$\frac{27\text{MW} \times 2}{\text{A線潮流}} + \frac{100\text{MW}}{\text{B線潮流}} = 154\text{MW}$$

27万V系統への突き上げ潮流：

$$\frac{45\text{MW}}{\text{A線潮流}} + \frac{109\text{MW}}{\text{B線潮流}} = 154\text{MW} \quad (\text{事故前と同じ})$$

A線1回線事故時には、残回線の潮流が増加すると共に、15万Vループ系統内の送電線（B線，C線）の潮流は変化するが、影響は同ループ系統内に限定されるため、事故後の潮流想定が比較的容易（27万V系統への突き上げ潮流は変化しない）

放射状系統



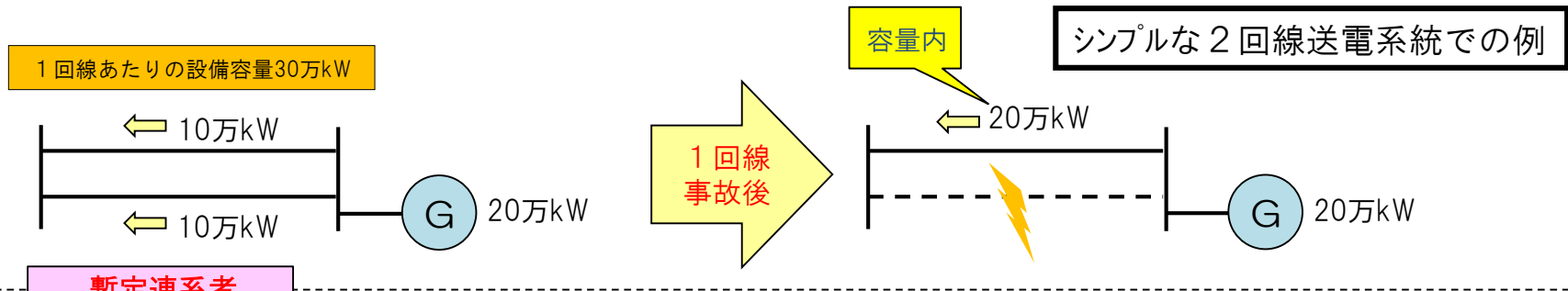
A 線 1 回線事故時には、残回線の潮流が倍増するが、同一電圧の放射状系統の潮流は、1 方向の系統であることから事故前後で変わらないため、事故後の潮流状況が明確

1. 暫定連系対策

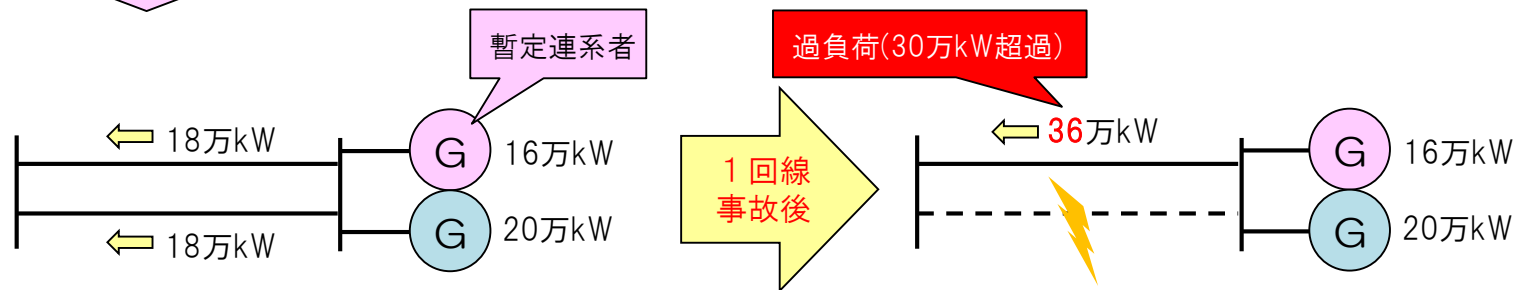
- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

従前：単一事故（N－1 事故）で設備が過負荷とならないよう流通設備を形成



暫定連系者の
連系



従前の考え方であれば、上図の暫定連系者は連系不可となるが、
ある制御を前提に連系を可能とする

2種類の対策が考えられる

事故後の過負荷発生を受け過負荷を解消する

系統事故時の電源制御（事故時制御）

事故前に過負荷状況を事前想定し、過負荷を事前に解消する

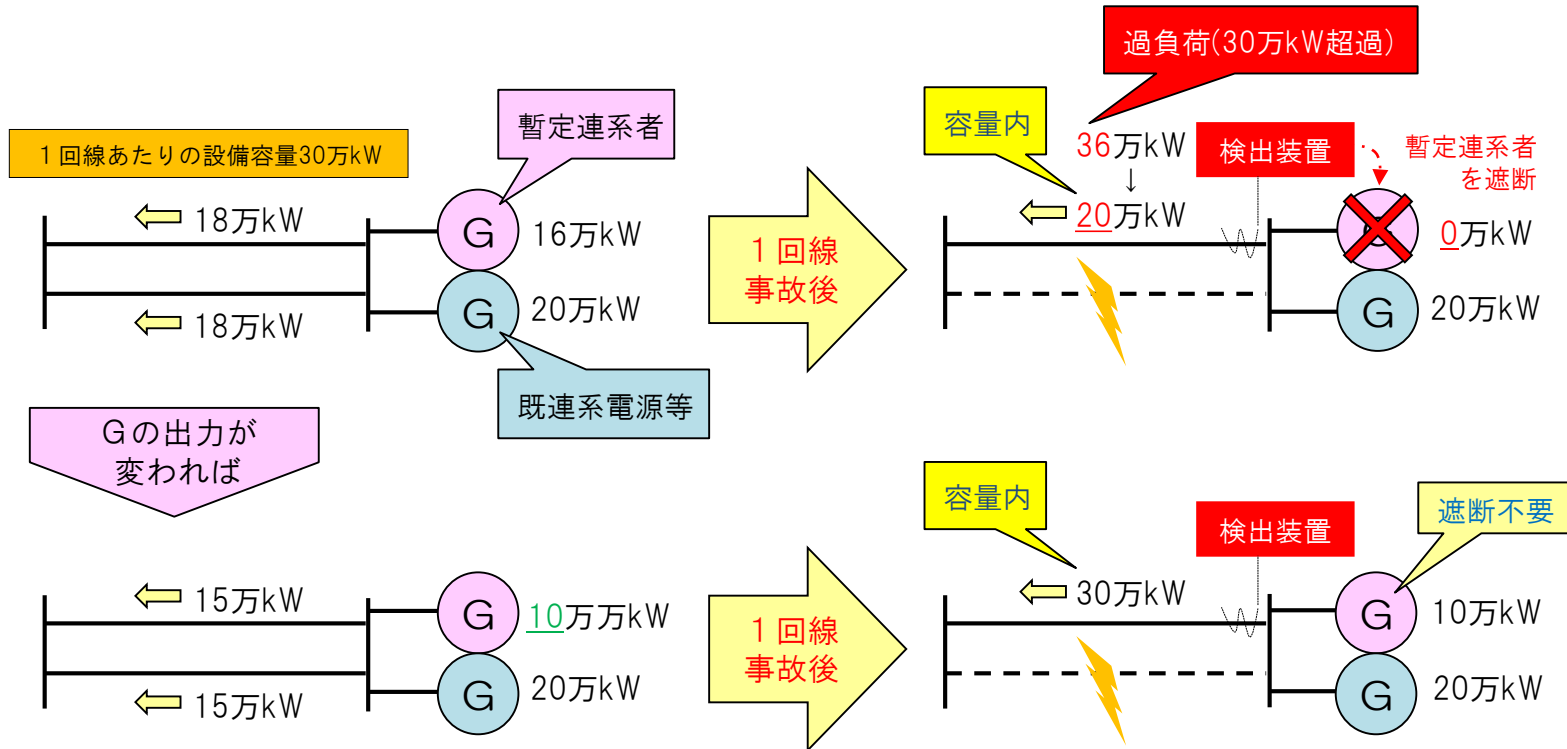
系統事故前の電源制御（事故前制御）

⇒ 各系統の特徴を踏まえ、2種類の対策の適用を検討する

事故時制御

（N－1 電制）

1 回線事故発生後の設備過負荷の検出 ⇒ 電制により過負荷解消

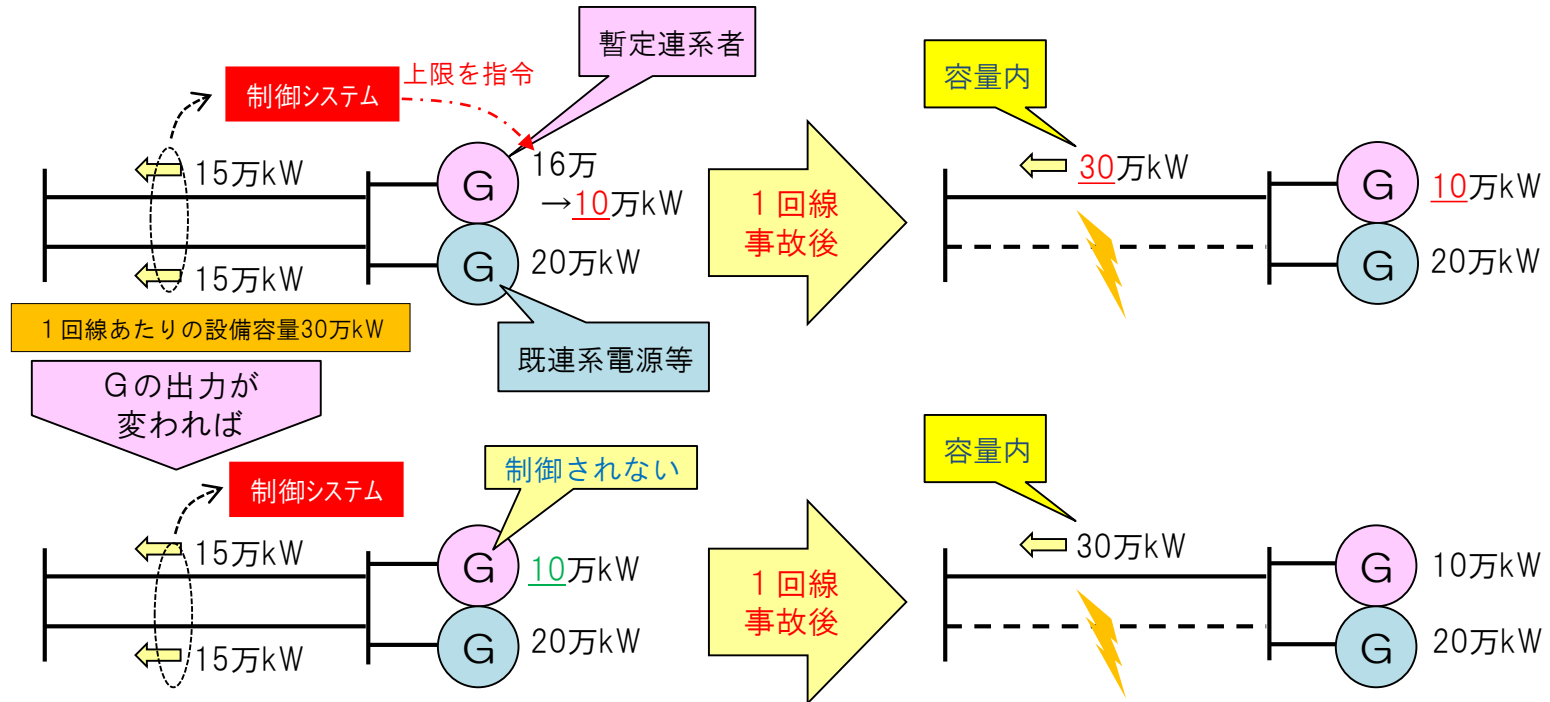


- ・ 事故後，残回線に設備容量30万kWを超える規模の潮流が流れたことに伴っての設備過負荷を検出したことを受け，暫定連系者を遮断して過負荷解消をはかる
- ・ 平常時の潮流を送電線2回線の設備容量（60万kW）に収める必要があり，N－1電制による連系拡大は送電線2回線の設備容量（60万kW）が上限

事故時制御（N－1 電制）については広域機関の広域系統整備委員会で議論中（P 1 3以降参照）

事故前制御

1 回線事故発生時の設備過負荷を事前想定
⇒ 事前の出力制御により事故時の過負荷発生を回避



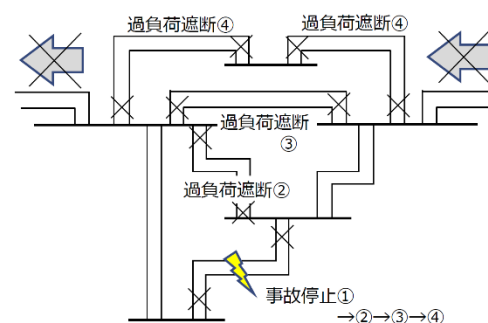
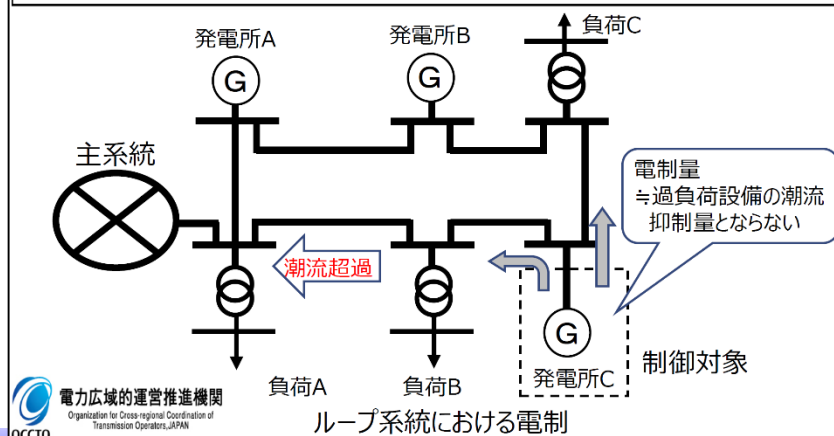
- ・ 1 回線事故時の残回線潮流を事前に想定し，1 回線あたりの設備容量30万kWを超えることが想定される場合は，2 回線合計潮流が1 回線あたりの設備容量30万kW以下となるよう，暫定連系者の出力を事前に制御しておく
- ・ 平常時の出力制御により常時潮流を適切に設備容量内に収められるため，出力制御を前提とすれば，送電線2 回線の設備容量（60万kW）を超える規模でも連系拡大が可能

から。

論点 I . 信頼度の観点を踏まえた N-1 電制の運用 (適用系統)

11

- 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。
 - ループ系の基幹系統※は、以下の懸念事項があることから、原則、N-1 電制は行わないことにしてはどうか。
 - ✓ 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かどうか。(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。



2－(1)－2. 基幹系統（ループ系統）への適用について

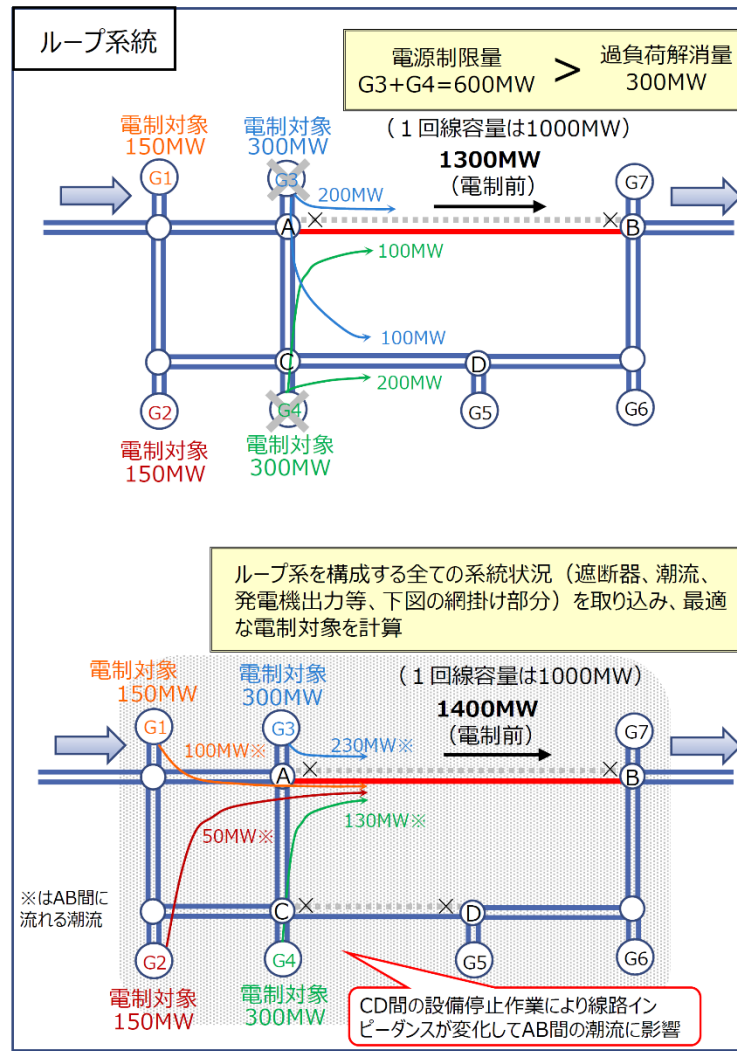
21

- 第27回広域系統整備委員会において、「適用範囲を明確にした上で、基幹系統のループ系統へは、原則、N－1 電制は行わないことにしてはどうか」としていたが、その適用範囲の考え方について次のように補足する。
 - ✓ 基幹系統のループ系統へのN－1 電制適用については、以下の特徴を踏まえ個別系統ごとに適切に判断していくことにする。
 - ✓ なお、シンプルな制御が可能と考えられるループ系統については、N－1 電制を適用していくことにする。

【放射状系統と基幹系統（ループ系統）の比較】

	放射状系統	基幹系統（ループ系統）
電源制限量	電源制限量＝過負荷解消量 電源制限量が確実に過負荷解消につながる	電源制限量＞過負荷解消量 ループ系統の過負荷を解消するためには、多めの電源制限をする必要
電源制限システム	シンプルなシステム構成 当該送電線のN-1遮断および残り回線の過負荷を検出し、電源制限を実施する	複雑なシステム構成 ループ系統を構成する全ての系統状況（遮断器、潮流、発電出力等）を取り込み、最適な電制対象を計算し、電源制限を実施する
システム構築コスト	数千万円以下	数十億円～ (全系の系統安定化システム相当)
評価	○ シンプルなシステム構成で最小限の電制で過負荷解消可能 (適用事例多数)	▲ システム構成が複雑かつ大規模となる一方、電源制限による過負荷解消効果が低い システムが複雑となるため、システム不具合のリスクが懸念される

22



(空 白)

1. 暫定連系対策

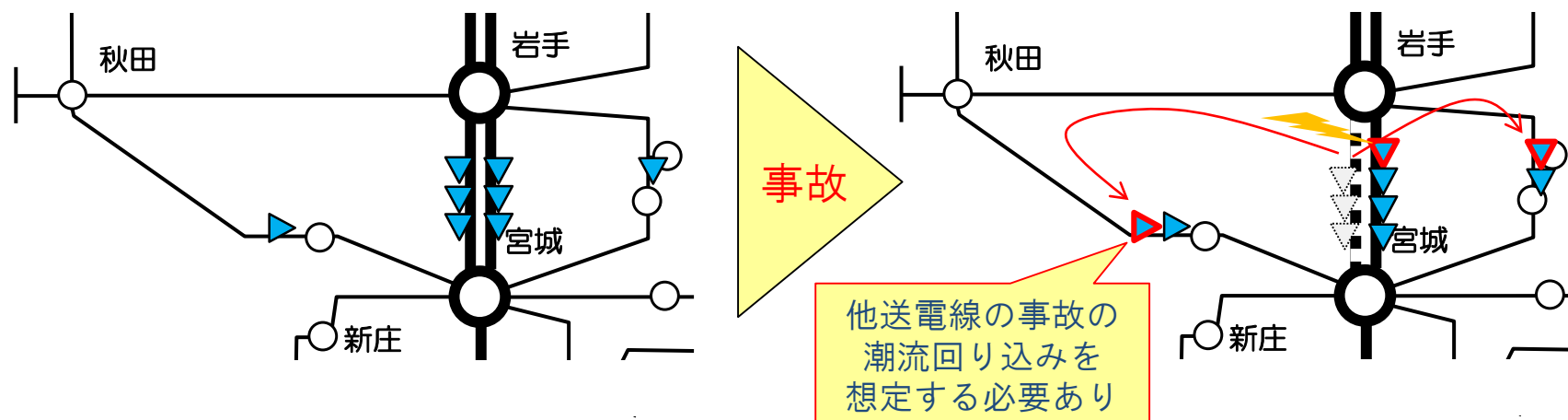
- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

複雑な系統構成である基幹ループ系統については、平成30年1月30日の第14回系統WGで紹介したとおり、他送電線の潮流状態に影響を受けるため、ループ系統の全体の潮流把握が必要ななどの課題があり、それに対応した暫定連系の仕組みが必要

(第14回WGでの報告事項)

- 基幹ループ系統の潮流状況は、他送電線の潮流状態に大きく影響を受ける。
- さらに、多くの電源や需要が複雑に接続されているため、それらの運用状態によって潮流分布が変わる。
- このため、ループ系統内の送電線事故時の影響を予測するためには、ループ系統全体の潮流状況の把握が必須。



以降、基幹ループ系統へ事故時制御（N－1 電制）を適用した場合、事故前制御を適用した場合のシステム構成等について整理する

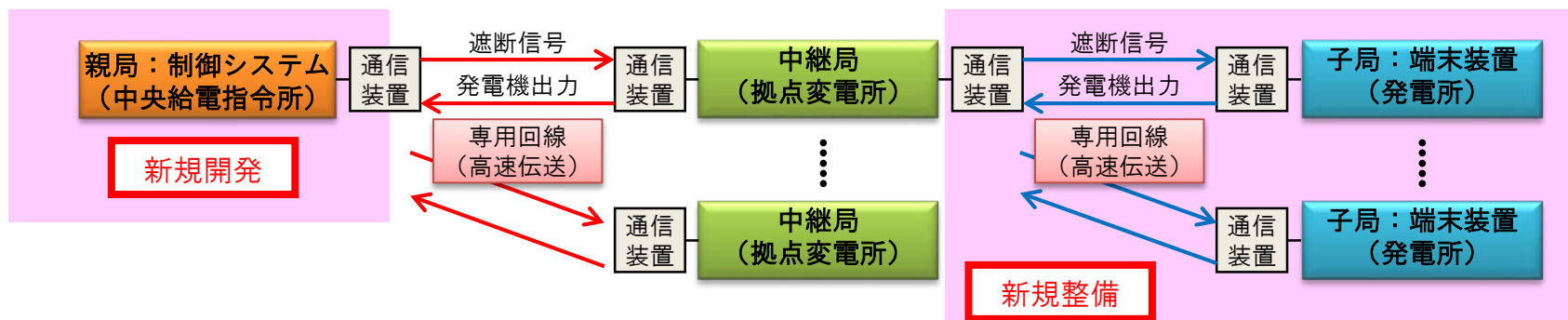
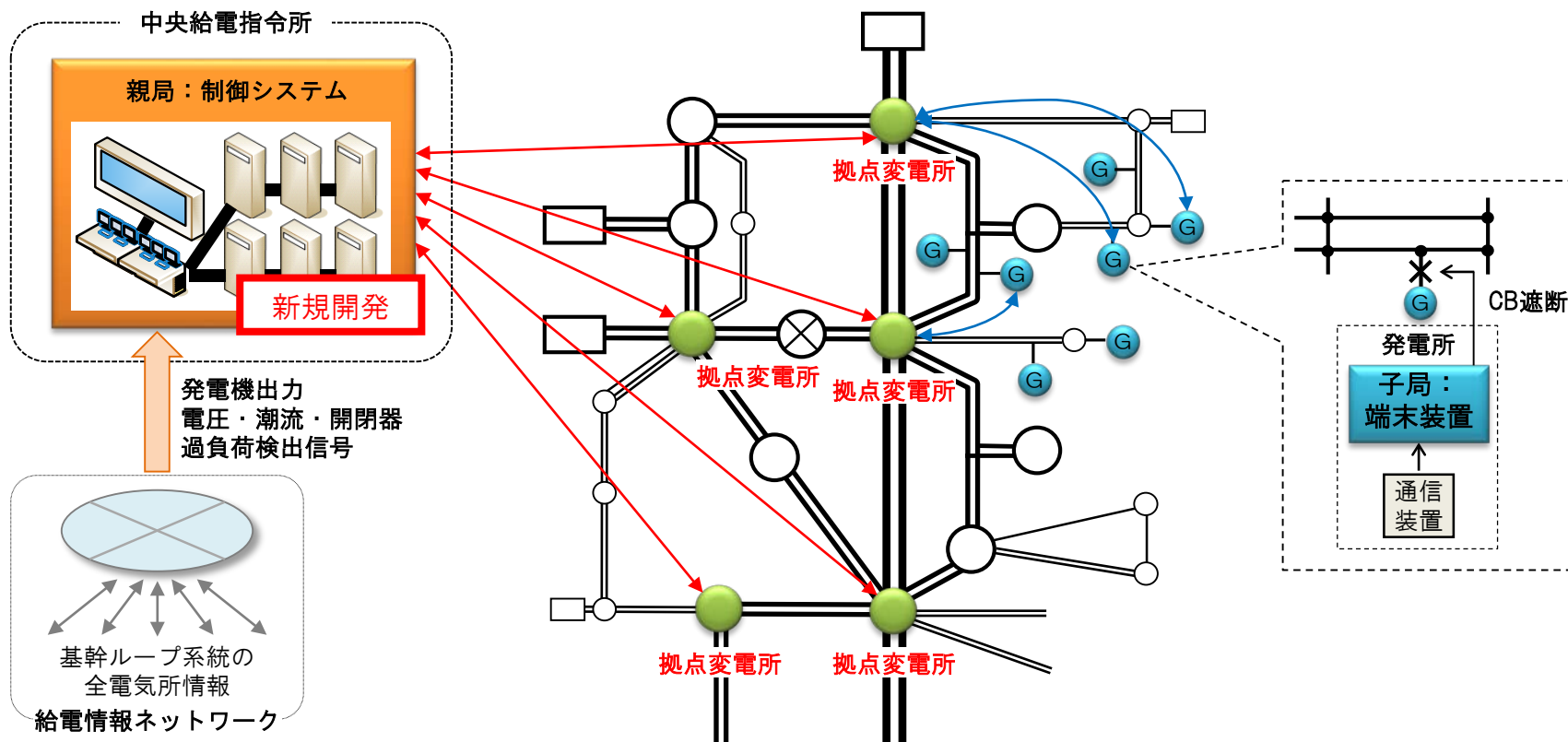
事故時制御（N－1 電制）の概要

<システムの動作内容>

- 系統全体の潮流状況を情報取得の上で，想定事故計算を実施し，自回線の残回線や，他送電線の過負荷を想定する
- 想定事故計算の中で，過負荷解消に必要な電制量を計算し，実際に事故が発生した場合，その内容を実行する

<必要な条件整備>

- 事故後の短時間で系統の過負荷を解消させる必要があるため，高速な通信回線が必要
- 発電所側の制御にも瞬時性が必要（連系用遮断器開放による対応）



項目	機能など
親局 （中央給電指令所）	- 系統の潮流状況に基づく想定事故計算により，事故時の過負荷解消に必要な電制量を計算し，実際に事故が発生した場合，その内容を実行する - 電制による過負荷解消効果を適正に把握するために，電制対象の運転状況について情報取得が必要
	導入費用：20億円程度（2系列，負担は別途整理） 導入 3年
通信回線	親局～子局間で高速専用回線を2ルート新規で整備する（一部は既設の通信回線網を活用） ※ 通信回線の信頼度について別途評価が必要
	1 案件あたり 導入費用：5千万円程度（事業者負担） 導入 1年程度
子局 （発電所）	- 親局からの遮断信号を受信し，連系用遮断器を開放する - 信頼度確保から2系列設置
	1 案件あたり 導入費用：2千万円程度（2系列，事業者負担） 導入 1年程度

<設備過負荷解消失敗時の影響が大>

- 設備過負荷解消失敗時は大規模停電に至る可能性があるため、基幹ループ系統の過負荷解消が確実に実施できることが必須
- 事故時制御を多数の変動電源を対象に実施する場合は、複雑な制御が必要と考えられ、高信頼度なシステムとする必要がある

<N－1 電制の制御対象者の選定>

- 例えば、規模が小さい高圧連系案件はN－1 電制の制御対象とせず、規模の大きい特高連系案件を制御対象とする方法が考えられる
- また、電制が一部の暫定連系者の電制で済む場合は、N－1 電制の制御対象から、あらかじめ決めておいた順位等に基づき、制御対象を選定する必要がある
- このように、暫定連系者の一部を対象とする場合などは、制御対象者と非制御対象者間の発生電力量差の補償のあり方等、暫定連系者間の公平性や補償ルールに関して課題がある

⇒ 広域機関でのN－1 電制の補償ルールに関する議論等を踏まえた上で、採用について検討していく必要がある

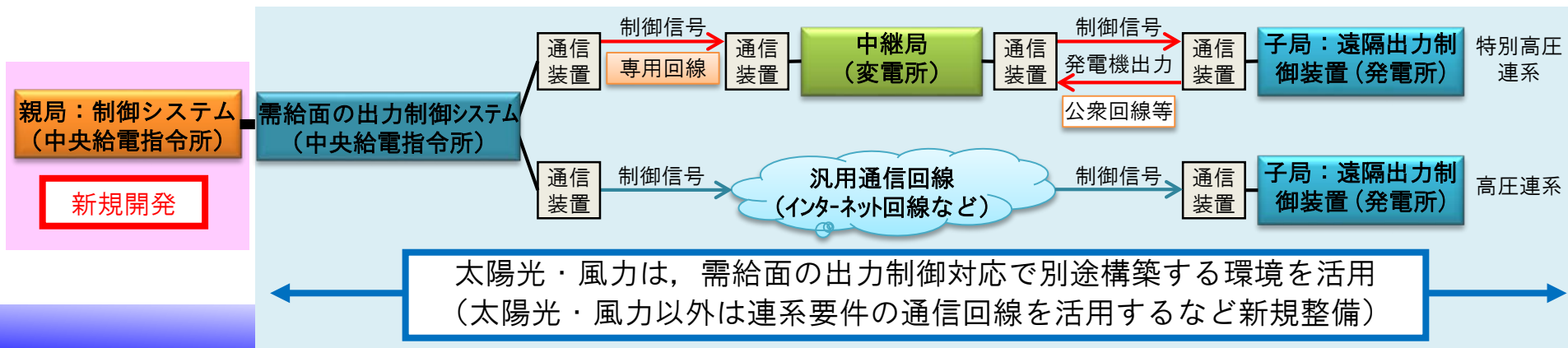
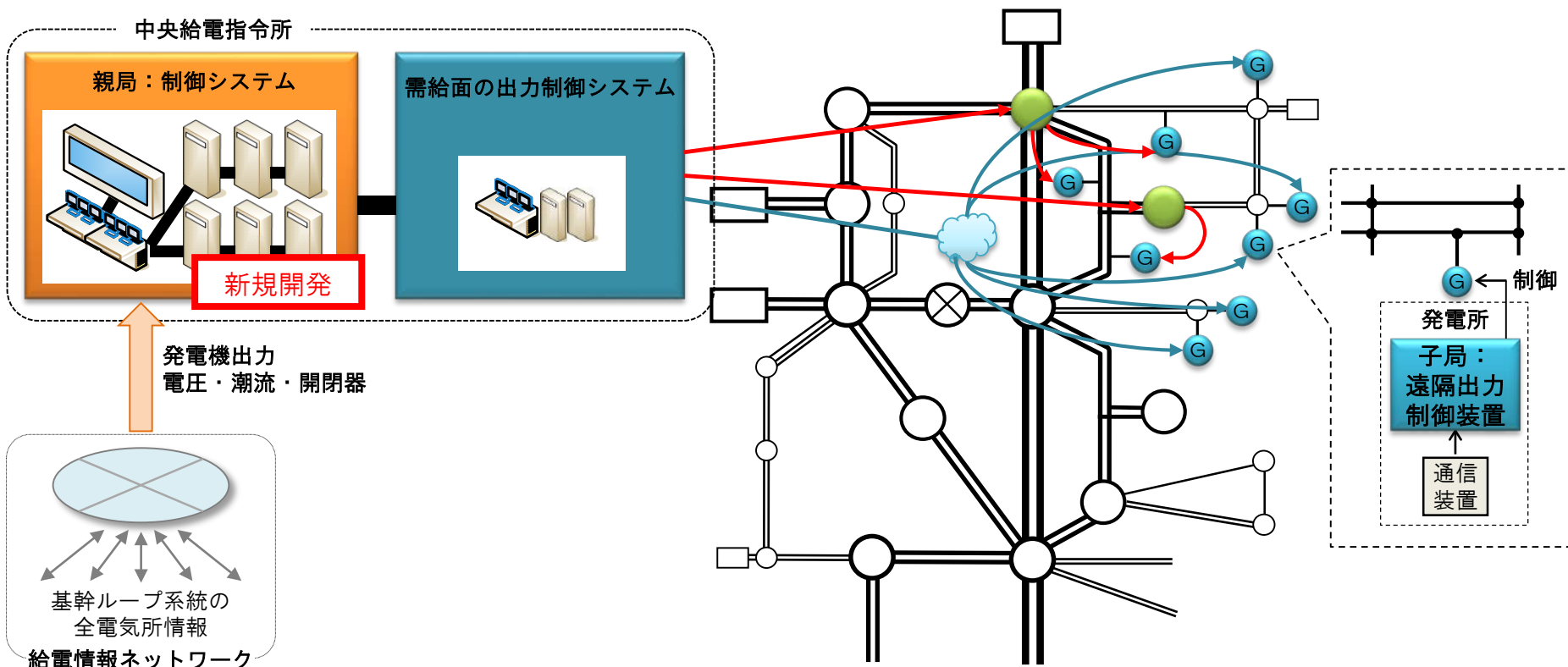
事故前制御の概要

<システムの動作内容>

- 系統全体の潮流状況を情報取得の上で，想定事故計算を実施し，自回線の残回線や，他送電線の過負荷を想定する
- 想定事故計算の中で，過負荷解消に必要な制御量を計算し，暫定連系者に上限指令値を指令

<必要な条件整備>

- 系統に過負荷を発生させないよう常時の出力制御を行うため，高速な通信回線整備は不要
(系統連系対応で整備する低速な通信回線が活用可能)
 - 発電所側の制御に瞬時性は不要であり，出力調整による対応でも可
- ⇒ 太陽光・風力については，需給面の出力制御対応で別途構築整備する通信回線等が活用可能



項目	機能など
親局 (中央給電指令所)	• 系統の潮流状況に基づく想定事故計算により，事故が発生した場合でも設備容量に収めるために必要な制御量を計算 • 暫定連系者への上限指令値指令や，制御対象の運転状況の情報取得については，需給面の出力制御対応で別途構築する環境を活用
	導入費用：20億円程度（2系列，負担は別途整理） 導入 3年程度
通信回線	• 連系要件で整備する低速な通信回線で対応可 • 太陽光・風力については，需給面の出力制御対応で別途構築整備する通信回線等を活用（暫定連系に係る導入費用は0円）
	1 案件あたり 導入費用：0円～数百万円程度（事業者負担） 導入 1年程度
子局 (発電所)	• 親局からの上限指令値を受信し，PCS等により出力制御（太陽光・風力については，需給面の出力制御対応で別途整備する遠隔出力制御装置を活用，暫定連系に係る導入費用は0円）
	1 案件あたり 導入費用：0円～数百万円程度（事業者負担） 導入 1年程度

(空 白)

事故時制御（N－1 電制）と事故前制御の連系拡大量面の比較

	事故時制御（N－1 電制）	事故前制御
連系 拡大量	送電線の2回線容量を超える規模の連系は不可	系統制約面では連系拡大量に制限なし （平常時の出力制御により常時潮流を適切に設備容量内に収められるため、出力制御を前提とすれば、送電線の2回線の設備容量を超える規模でも連系拡大が可能）



制約線路が秋田方面の送電線であるため、その制約線路に近い地点ほど、制約線路の潮流増大の影響が大きく

- ・ 秋田県に暫定連系案件が集中した場合、40万kW程度で制約線路の潮流が2回線容量に達する一方
- ・ 制約線路に遠い岩手県に暫定連系案件が集中した場合は、100万kW程度で制約線路の潮流が2回線容量に達する

	青森県	岩手県	秋田県
拡大量 発生電力ベース	70万kW程度	100万kW程度	40万kW程度

- ・ 各県の代表地点で単独に連系拡大した場合を想定

⇒ 連系地点によって拡大量が異なるため、暫定連系拡大量は入札結果を踏まえての検討が必要
 ⇒ 上記の2回線容量を超える規模の連系には、事故前制御の適用が必要（この場合、事故時制御と事故前制御の2つが存在することに伴う暫定連系者間の公平性や補償措置に関して課題あり）

(空 白)

事故時制御（N－1 電制）と事故前制御の発生電力量面の比較

需給面の出力制御は暫定連系対策に係わらず行われる
（暫定連系対策に係わらず，需給面の出力制御に伴う制御率は同じ）

〔事故時制御（N－1 電制）〕

- ・ 2 回線容量を超える規模の連系はできないため，連系拡大量は最大でも 100 万 kW 程度（P 2 7 岩手県に暫定連系が集中した場合）
- ・ 系統事故がない限り，出力制御は行われないため，平常時の出力制御は需給面のみの実施

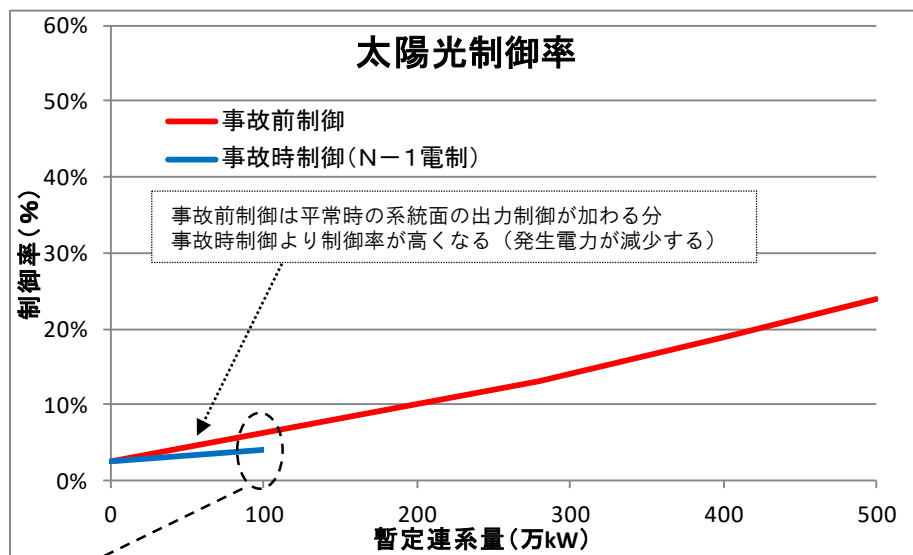
〔事故前制御〕

- ・ 出力制御を前提に，系統制約面では連系拡大量に制限はない
- ・ 事故の有無に係わらず，事故発生を想定した系統面の出力制御が行われるため，需給面の出力制御に，さらに平常時の系統面の出力制御が加わる（事故時制御より制御率が悪化する）

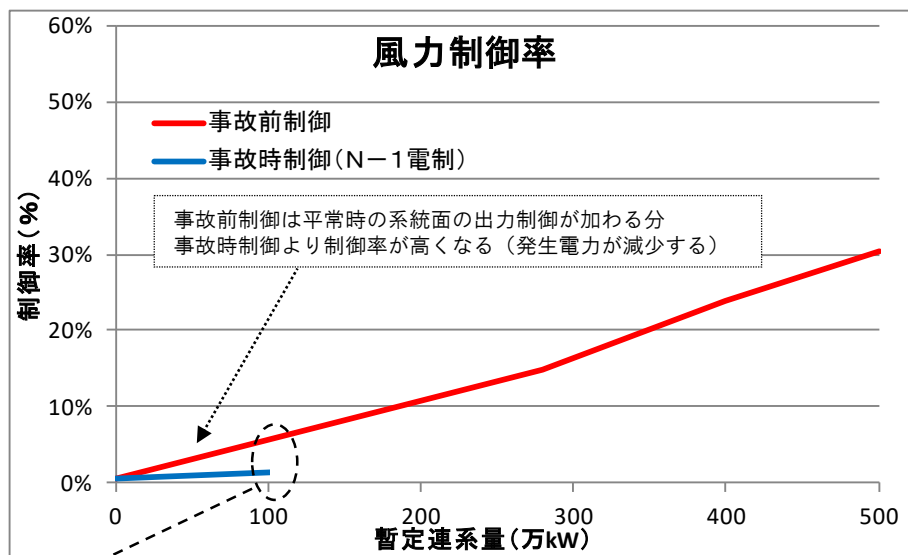
平成30年1月30日 第14回系統WG報告資料P28の連系線活用量224万kWケースの試算条件での暫定連系対策毎の制御見通しの比較

事故時制御（N－1電制）の拡大量は最大値の100万kWと仮定※

注）制御率＝年間あたりの出力制御量(kWh)÷年間あたりの制御前発電想定量(kWh)



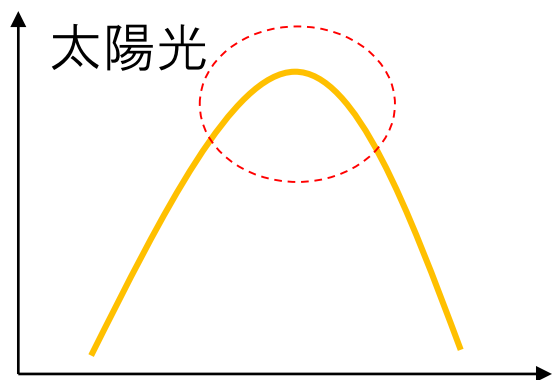
暫定連系量100万kWでの制御率
事故時制御：4% ⇔ 事故前制御：6%
年間あたりの発生電力量で270万kWh程度の差
(kWあたり年間で25.2kWh/kW程度)



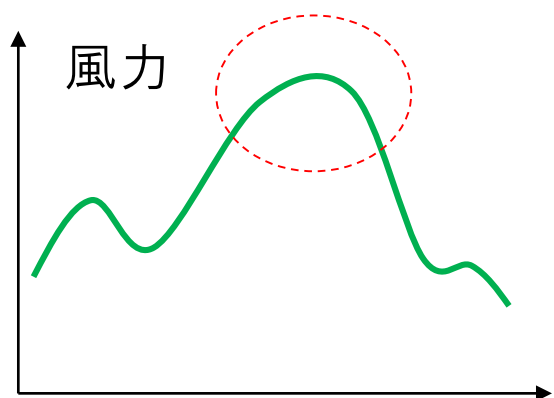
暫定連系量100万kWでの制御率
事故時制御：1% ⇔ 事故前制御：5%
年間あたりの発生電力量で7,290万kWh程度の差
(kWあたり年間で91.4kWh/kW程度)

※ 暫定連系の電源種別は、応募に応じた均等圧縮に基づき考慮
暫定連系拡大量100万kWの内訳：太陽光10.7万kW，風力79.8万kW，その他9.5万kW

太陽光と風力の発電時間帯が重なった場合、事故前制御が必要となる傾向



太陽光と風力の発電時間帯が重なるようなケースは限定的であり、暫定連系拡大量100万kW程度であれば、年間200時間程度



⇒ 事故時制御と事故前制御との間で、発生電力量に大きな差がない

暫定連系案件の規模を3万kWとした場合の試算

〔太陽光〕

- ・ N－1 電制適用による発生電力拡大量：kWあたり年間で25.2kWh/kW程度
- ・ 買取価格：18円/kWh※¹

$$3\text{万kW} \times 25.2\text{kWh/kW} \times 18\text{円/kWh} = 1,360.8 \text{ 万円/年}$$

⇒ 事故時制御（N－1 電制）と事故前制御の導入コスト差 約6千万円※²については、
本試算条件のもとでは暫定連系期間5年程度で回収可能な見込み

〔陸上風力〕

- ・ N－1 電制適用による発生電力拡大量：kWあたり年間で91.4kWh/kW程度
- ・ 買取価格：20円/kWh※³

$$3\text{万kW} \times 91.4\text{kWh/kW} \times 20\text{円/kWh} = 5,484.0 \text{ 万円/年}$$

⇒ 事故時制御（N－1 電制）と事故前制御の導入コスト差 約6千万円※²については、
本試算条件のもとでは暫定連系期間2年程度で回収可能な見込み

- ※1 非住宅用太陽光（10kW以上2,000kW未満）の2018年度買取価格
2,000kW以上の非住宅用太陽光は入札制に移行済みなため、代替として上記の価格を使用
- ※2 事故時制御の導入コスト：7千万円程度（通信回線 5千万円程度＋子局 2千万円程度）
－ 事故前制御の導入コスト：1千万円程度（通信回線 数百万円程度＋子局 数百万円程度）
- ※3 陸上風力の2018年度買取価格

事故時制御 (N-1 電制) の単独適用は連系拡大量に限界あり
⇒ 限界以降は事故前制御とする組合せを検討

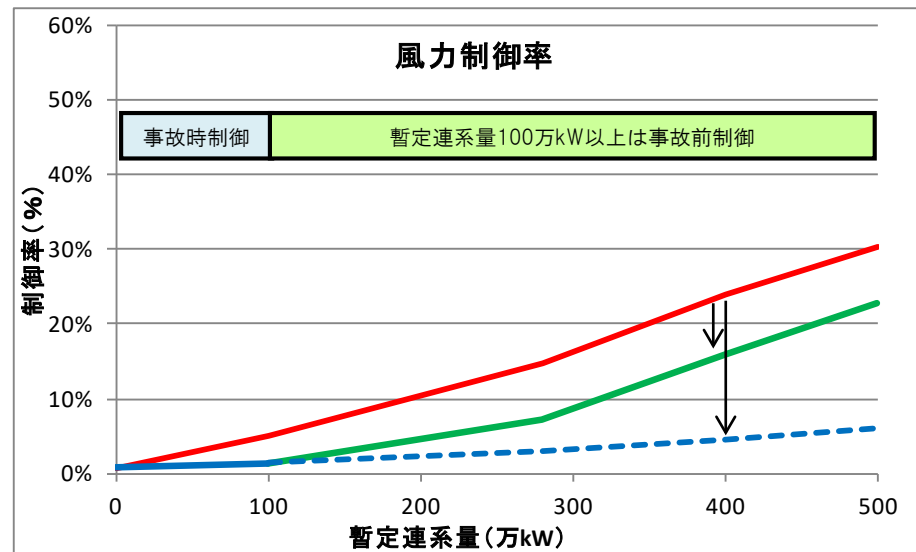
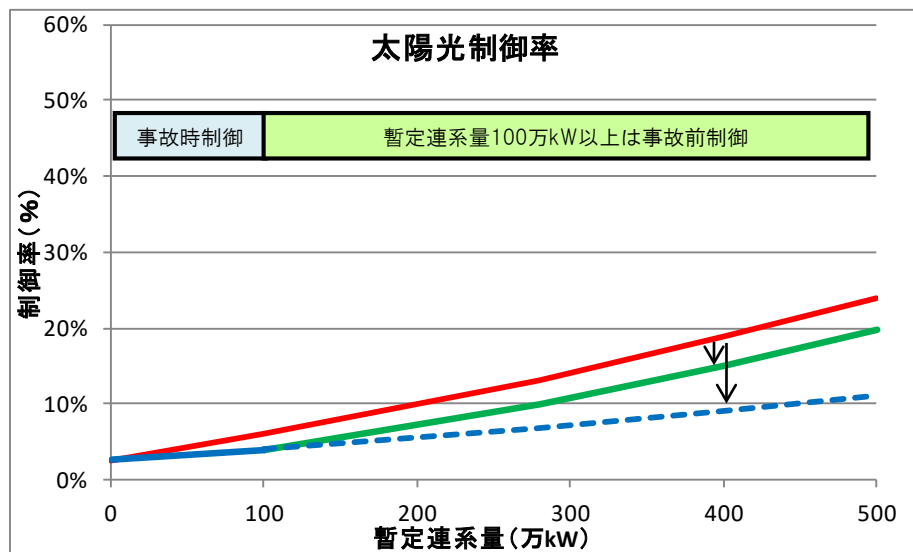
P30 提示ケースにおいて

暫定連系量 100 万kWまでは、岩手県の連系案件が
事故時制御適用により暫定連系すると仮定

〔岩手県の暫定連系案件100万kW内訳〕
太陽光33.1万kW，風力62.5万kW，その他4.4万kW

以降の暫定連系拡大については、事故前制御を適用することとして、
残りの案件を応募に応じ均等圧縮することで連系拡大模擬

総暫定連系量を400万kWとした場合の
〔暫定連系量追加分300万kW内訳〕
太陽光32.1万kW，風力239.3万kW，その他28.6万kW
(岩手県での事故時制御適用案件100万kWを除く)



青線：(事故時制御と事故前制御組合せケース)

事故時制御を適用した暫定連系者100万kWの制御見通し

(100万kW以上は事故前制御の暫定連系量拡大に伴う需給面の制御見通し相当)

- ✓ 事故時を除いては系統面での出力制御が不要なため、需給面の出力制御のみ
- ✓ 100万kW以降は、事故前制御適用案件の暫定連系拡大に伴う需給面の出力制御拡大の影響を受け、制御率が拡大

緑線：(事故時制御と事故前制御組合せケース)

事故前制御適用者100万kWを超える連系に対し、事故前制御を適用した場合の事故前制御適用者の制御見通し

- ✓ 需給面の出力制御に系統面の出力制御が加わるため、暫定連系拡大とともに制御率が増加

赤線：(比較対象として描画) 全暫定連系者に対し事故前制御を適用した場合の制御見通し
(P30の赤線と同じ)

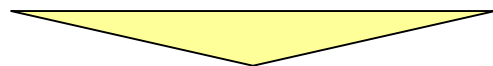
暫定連系量400万kWでの事故時制御と事故前制御組合せケースと事故前制御単独適用ケースの比較

太陽光

	組合せ適用による 制御率改善状況	組合せ適用による 発生電力拡大状況	kWあたりの 年間発電量差
事故時制御 適用者	10ポイント	4,240万kWh	128.1kWh/kW
事故前制御 適用者	4ポイント	1,640万kWh	51.3kWh/kW

風力

	組合せ適用による 制御率改善状況	組合せ適用による 発生電力拡大状況	kWあたりの 年間発電量差
事故時制御 適用者	19ポイント	27,110万kWh	433.8kWh/kW
事故前制御 適用者	8ポイント	43,710万kWh	182.7kWh/kW



- 事故時制御は適用が100万kWまでに限定されるが、需給面の出力制御のみのため、100万kWを超え事故前制御の適用者が拡大するほど、事故前制御適用者より制御率改善効果が大きくなる
- 事故時制御と事故前制御の組合せにより、暫定連系者の一部が事故時制御（N－1）に移行することで、事故前制御適用者についても系統面の出力制御状況が緩和し、制御率が改善する効果が得られる

⇒ 組合せ適用は暫定連系者トータルの発生電力を拡大する効果がある

（N－1 電制の制御対象の選定や、事故時制御と事故前制御の発生電力量差の扱いが課題）

- 今回の制御見通しの試算は、系統WGにおける接続可能量の算定方法をベースにしている。
- なお、これまでの系統WGでの議論や、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会での情報公表・開示に関する議論状況等を参考に、暫定連系を希望する事業者の予見性を高める仕組みについて検討していく。

(空 白)

	事故時制御（N－1 電制）	事故前制御
その他	拡大量を増加させた場合，電制時に周波数変動を生じる	—

拡大量増加＝電制の必要制御量拡大 ⇒ 電制時の周波数変動の拡大

- 電制量が40万kW程度を超えると，最小需要時には常時の周波数変動範囲である $50 \pm 0.2\text{Hz}$ を逸脱する可能性あり ← 東北エリアのみならず，50Hzエリア全体に影響
- 常時の周波数変動範囲を超える規模の電制を行う場合は，電制に伴う供給力喪失に対する予備力の手当てについて考慮する必要あり
- 基幹系ループ系統内のN－1 事故実績は少ないものの，年によって多く発生している場合もあり，その際の周波数変動リスクや，過負荷解消失敗時の大規模停電リスクについて慎重に考える必要がある

	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28
北部エリアでの 電圧15万V以上の系統 の1回線事故実績	3件	0件	3件	1件	11件	6件	2件	2件	0件

4月3日～4日
爆弾低気圧通過に
伴う事故10件

1－3. N－1 故障時の電制量（目安）

13

- 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

		事故時制御（N－1 電制）	事故前制御
システム 構成	親局	系統の潮流状況に基づく想定事故計算により、事故時の過負荷解消に必要な電制量を計算し、実際に事故が発生した場合、その内容を実行する	系統の潮流状況に基づく想定事故計算により、事故が発生した場合でも設備容量に収めるために必要な制御量を計算し、暫定連系者に対し、出力制御システム経由で上限値を指令
	通信回線	親局～子局間で高速な専用回線を新規で整備	- 連系要件で整備する低速な通信回線に対応可 - 太陽光・風力については、需給面の出力制御対応で別途構築整備する通信回線等を活用
	子局	親局からの遮断信号を受信し、連系用遮断器を開放する	- 親局からの上限指令値を受信し、PCS等により出力制御 - 太陽光・風力については、需給面の出力制御対応で別途整備する遠隔出力制御装置を活用
	導入コスト	（親局の費用負担を除き） ～7千万円程度	（親局の費用負担を除き） 0円～1千万円程度
	工期	3年程度	3年程度

	事故時制御（N－1 電制）	事故前制御
連系拡大量	最大でも100万kW程度	系統制約面では連系拡大量に制限なし
発生電力量	事故時を除き，需給面の出力制御のみとなるため，発生電力量は事故前制御より増加	需給面の出力制御に，系統面の出力制御が加わるため，発生電力量は事故時制御より減少
信頼度	設備過負荷解消失敗時は大規模停電に至る虞（停電時の社会コスト：92～295億円） ⇒ システムの信頼度が重要	—
その他	- N－1 電制の制御対象者をどう選定するかが課題であり，ルール化が必要 - 拡大量を増加させた場合，電制時に周波数変動を生じる	—

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

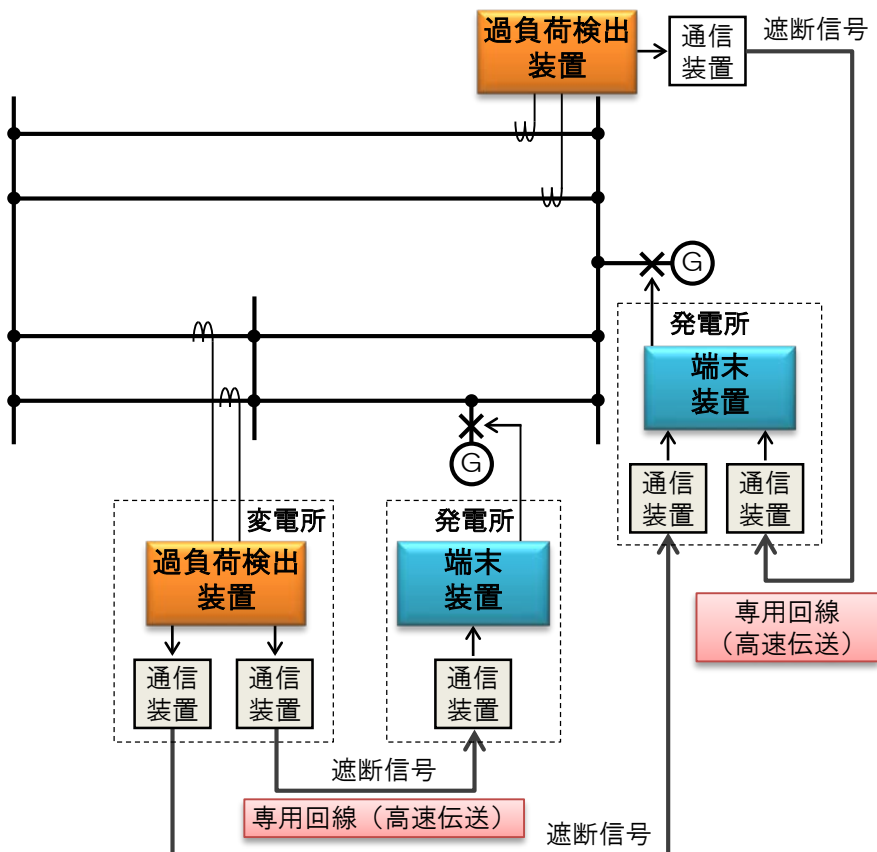
2. 接続検討（第2段階）再回答

- いずれも系統構成が単純であり，事故後の状況も複雑ではないため， $N-1$ 電制適用が容易な環境にある
- 広域機関において，流通設備の効率向上施策として，放射状系統などに対して $N-1$ 電制を適用し，既存系統での連系拡大をはかっていく方針が検討されている

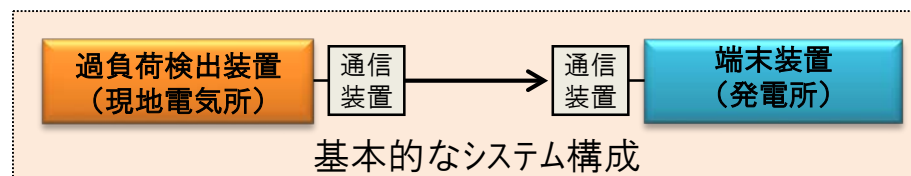
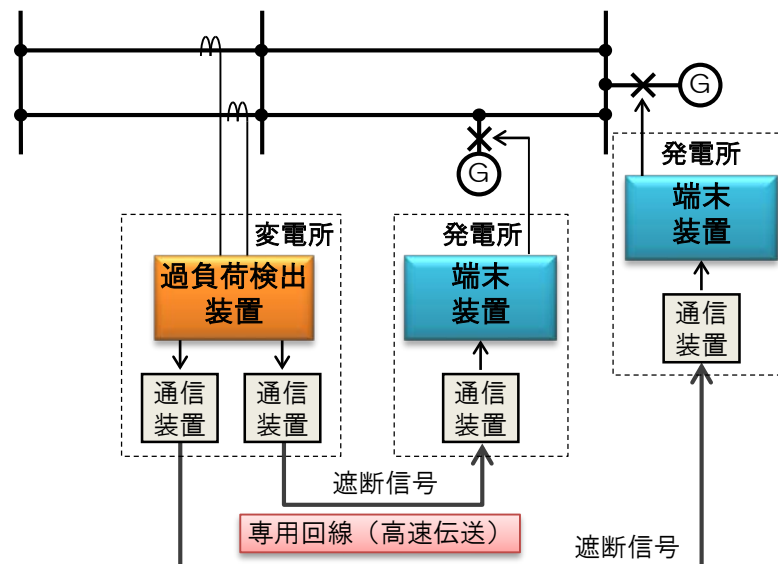


広域機関の議論を踏まえ，本プロセス中についても，放射状系統等に対しては「 $N-1$ 電制」を最大限活用することで系統増強を回避し，連系拡大をはかっていく所存

《局所的なループ系統》



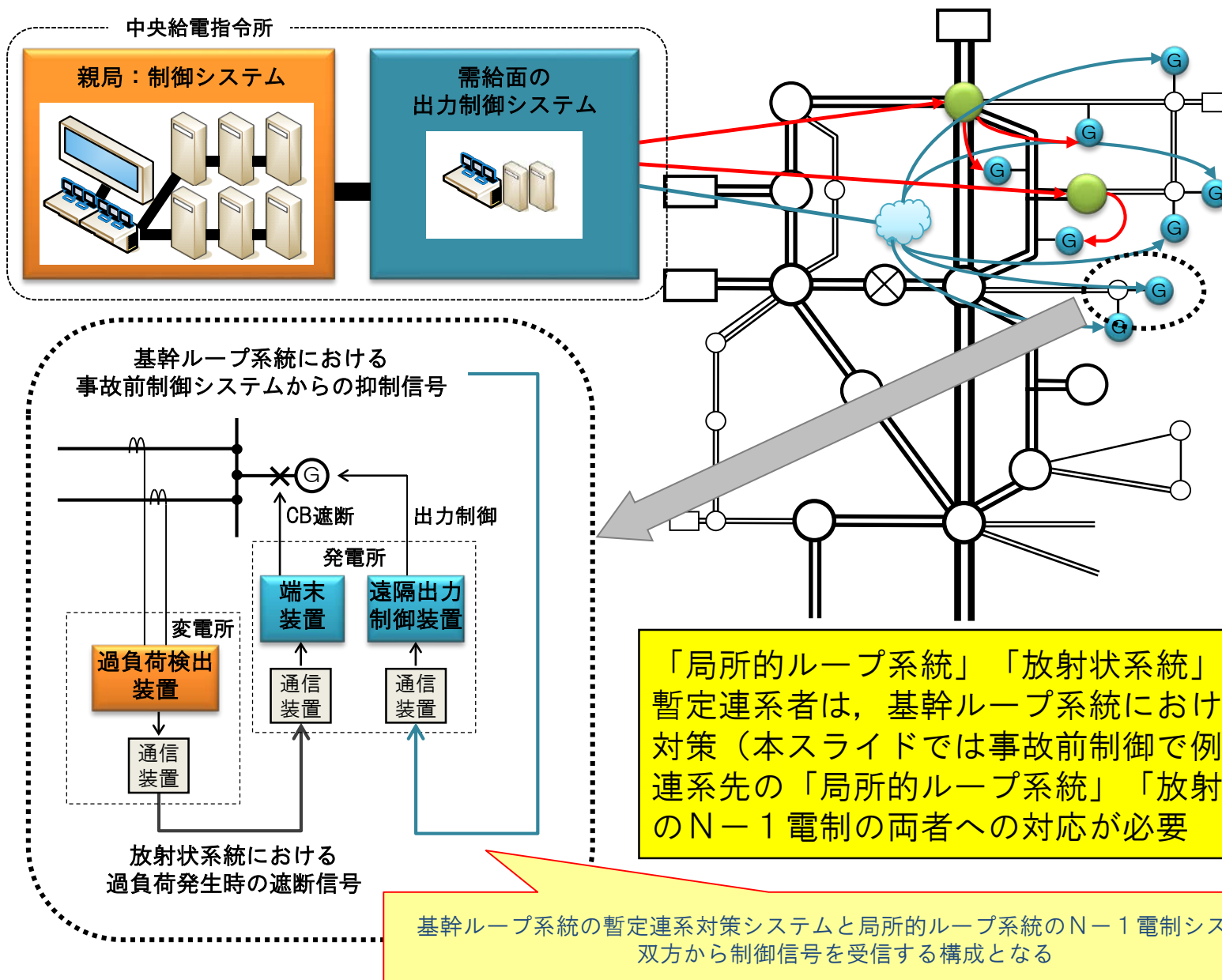
《放射状系統》



- ✓ 対象送電線への過負荷検出装置設置により、自回線の過負荷を検出し電制を行う
- ✓ 「局所的なループ系統」と「放射状系統」で基本的なシステム構成は同じ

う、ちから。

項目	機能など
過負荷検出装置 (現地電気所)	- 送電線潮流の実測により過負荷の発生有無を検出 - 過負荷を検出した場合は、あらかじめ定められた制御対象へ遮断信号を送信する
	導入費用：数千万円程度（1系列，負担は別途整理） 導入 1年程度
通信回線	過負荷検出装置～端末装置間で高速専用回線を2ルート新規で整備する (端末装置などに比べて伝送擾乱や点検等により比較的停止する機会が多い伝送系については2ルートで構成する)
	1 案件あたり 導入費用：5千万円程度（事業者負担） 導入 1年程度
端末装置 (発電所)	過負荷検出装置からの遮断信号を受信し，連系用遮断器を開放する
	1 案件あたり 導入費用：1千万円程度（1系列，事業者負担） 導入 1年程度



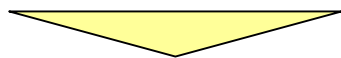
(空 白)

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

事故前制御については、前述のようなシステム構成を考えているが、今後、広域機関の場でノンファーム型接続のスキームが整理され次第、それを反映していく



費用負担について

- 暫定連系対策で中給に整備する制御システムについては、将来のノンファーム型接続に活用していくとして、基本的に暫定連系者に負担を求めない方向としたい
(ノンファーム型接続に係る費用負担については、広域機関等での議論を踏まえ、ノンファーム型接続者との負担について別途整理が必要)
- ノンファーム型接続のスキームが整理され次第、暫定連系対策の制御システムのノンファーム型接続への適合性について評価し、その費用負担のあり方について、あらためて評価頂くこととしたい

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

第14回系統WGでご指摘頂いた潮流感度を考慮した出力制御上限値の適用について検討した

2. 暫定連系対策の出力制御見通し試算(4/8)

P25

試算の前提条件

(第14回WGでの報告事項)

項目	前提条件	備考
需要実績	平成28年度実績 (8760時間相当)	
潮流実績	〃	
再エネの発電実績	〃	
未連系案件等の模擬	平成28年度末時点で未連系かつ連系承諾済みの案件の今後の連系を考慮 (平成29年10月17日の第12回系統WGでの想定と同じ)	連系を考慮した潮流を反映
募集プロセスの応募電源模擬	募集プロセスの電源種別を応募に応じ均等圧縮し考慮	〃
系統面の出力制御の指令模擬	募集プロセスの暫定連系案件に対し一律で同じ上限値を指令	出力制御方法の詳細については引き続き検討※
連系線活用期待量	24万kW※ (参考) 124万kW, 224万kW, 324万kW	※ 向こう11~13年間の連系期間を踏まえ、既設連系の活用量とした

今回検討

※ 暫定連系者の連系地点や電圧階級等によって、過負荷となる流通設備への影響度合い（感度）が異なるため、この感度に応じ出力制御上限値を調整する対応が考えられるが、この場合、暫定連系者間の公平性が課題と思量

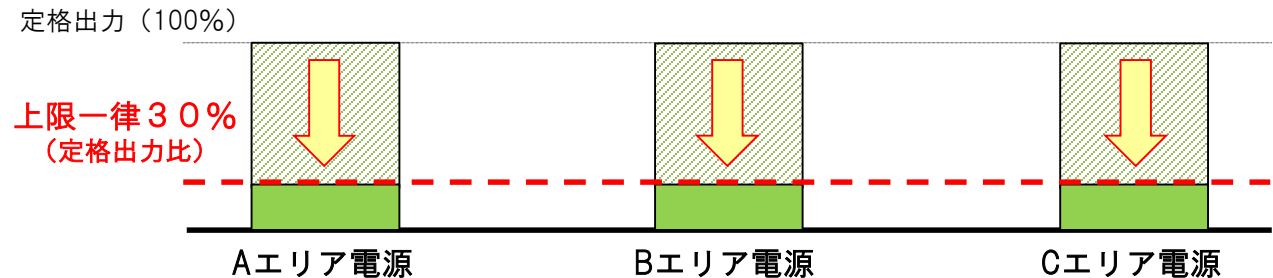
注) これら前提条件に基づく試算であり、制御見通しを保証するものではありません



そう、ちから。
北電力

〔前回検討〕

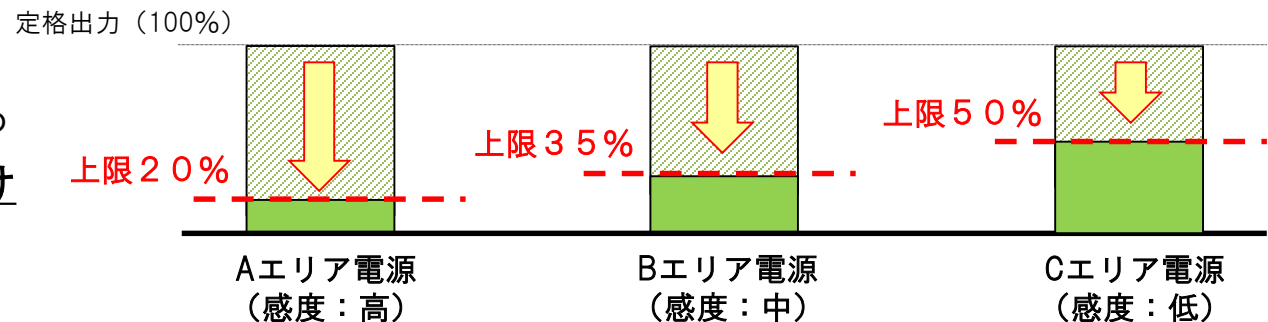
全暫定連系者に対し
一律の上限値を指令



〔今回検討〕

調整対象の送電線に対する
潮流感度に基づき重み付け
した上限値を指令

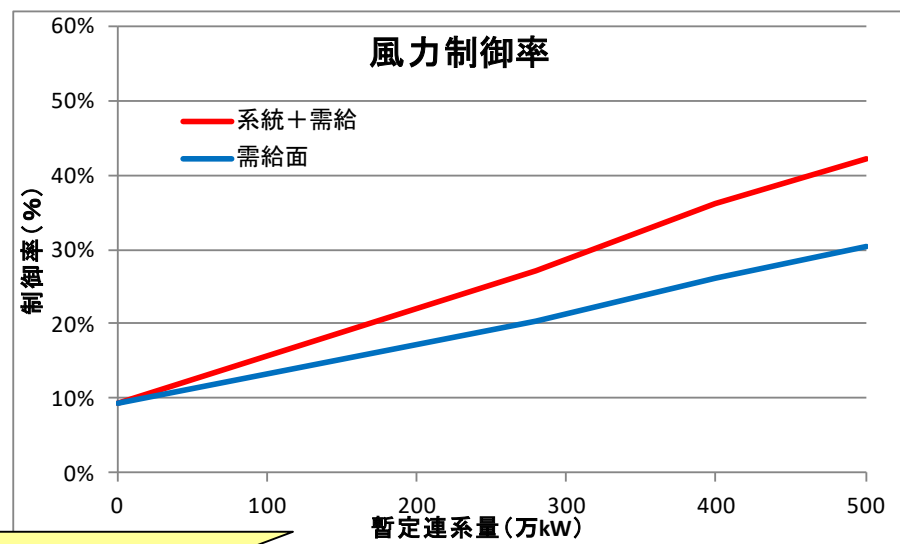
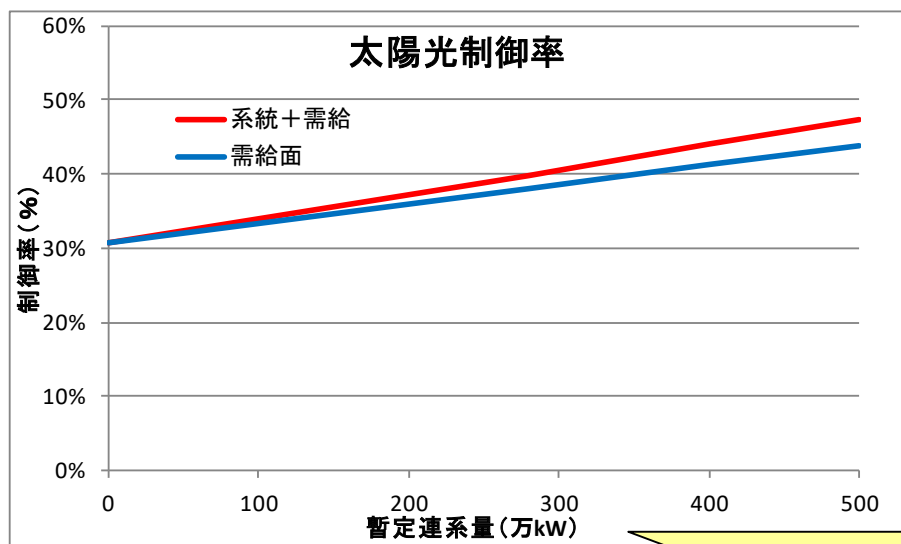
(具体的な重み付けについては
別途検討が必要)



〔秋田県内の送電線を過負荷調整対象とした場合の例〕

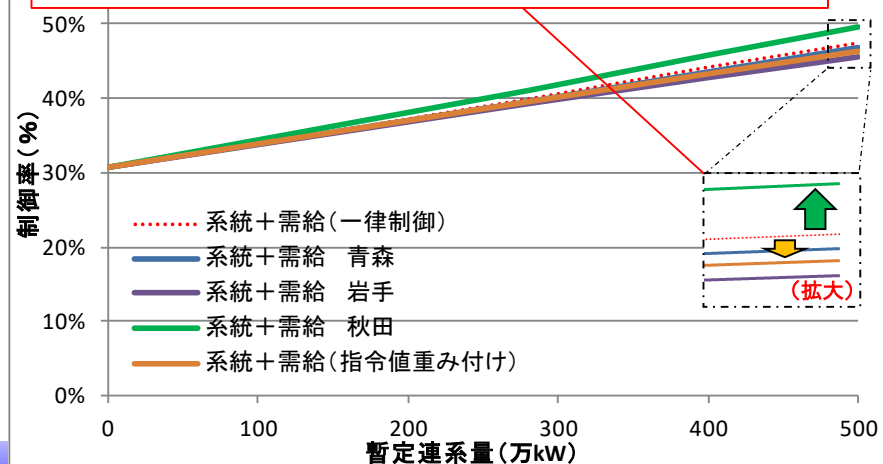
過負荷調整対象線路に対する潮流感度を、岩手県案件を1とした場合、青森県案件で1.5倍、秋田県案件で2.5倍の感度

一律制御の試算結果 (平成30年1月30日 第14回系統WG報告資料P27)

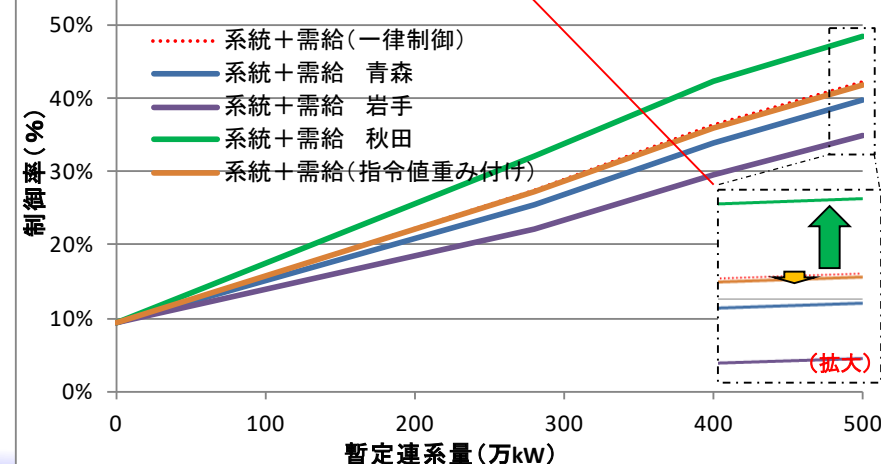


潮流感度で重み付け

全体の制御率が1ポイント程度改善
ただし、秋田県内の連系案件の制御率が2ポイント程度悪化



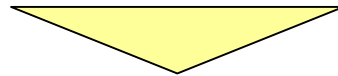
全体の制御率が1ポイント程度改善
ただし、秋田県内の連系案件の制御率が6ポイント程度悪化



潮流感度の考慮の有無による制御率の変化（暫定連系量400万kW）

		暫定連系者 全体の制御率	青森県連系案件 の制御率	岩手県連系案件 の制御率	秋田県連系案件 の制御率
太陽光	一律制御	44.1%			
	潮流感度考慮後	43.3% ↓	43.6% ↓	42.8% ↓	45.7% ↑
風力	一律制御	36.3%			
	潮流感度考慮後	36.0% ↓	33.9% ↓	29.6% ↓	42.3% ↑

- 今回試算した制御手法【潮流感度で重み付け】では、制御率の改善効果はわずか
⇒ 応募電源は青森県（潮流感度：中）に集中しており、指令値に地域差を設定しても効果が小さい
- いずれしても、実現にはルール of 事前決定が必要であり、また暫定連系者の連系地点等によって出力制御量が異なるため、暫定連系者間の公平性が課題



いったんは一律制御で開始することとするが、
今後の広域機関での議論などを参考に、制御方法の詳細について
引き続き検討していく

(空 白)

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

- 「基幹ループ系統」の暫定連系対策については，事故時制御（N－1 電制）・事故前制御，それぞれメリット・デメリットがあることから，本日のWGでの議論を踏まえ，方針を決めていきたい

	事故時制御（N－1 電制）	事故前制御
制御システムの導入コスト	（親局を除き） ～7千万円程度	（親局を除き） 0円～1千万円程度
連系拡大量	最大でも100万kW程度	系統制約面では連系拡大量に制限なし
発生電力量	事故発生時のみ出力制御のため影響軽微	平常時の出力制御のため影響あり
信頼度	設備過負荷解消失敗時は大規模停電に至る虞があり，システムの信頼度が重要	—
その他	- N－1 電制の制御対象者をどう選定するかが課題であり，ルール化が必要 - 拡大量を増加させた場合，電制時に周波数変動を生じる	—

- 一方，「局所的ループ系統」「放射状系統」については，N－1 電制適用により連系拡大をはかっていく
- 暫定連系希望者は，基幹ループ系統の暫定連系対策と，連系先の放射状系統等でのN－1 電制の両者への対応が必要
- 暫定連系を希望する事業者の予見性を高める情報開示等の対応についても，検討していく

1. 暫定連系対策

- (1) 東北北部系統の特徴
- (2) 2種類の暫定連系対策
- (3) 基幹ループ系統の暫定連系対策
- (4) 局所的ループ系統・放射状系統の暫定連系対策
- (5) 「系統事故前の電源制御」の費用負担等
- (6) 潮流感度を考慮した「系統事故前の電源制御」
- (7) 暫定連系対策に関するまとめ

2. 接続検討（第2段階）再回答

- ・平成30年1月31日付で回答した接続検討（第2段階）回答については、広域機関で定められた本プロセスの募集要領に基づき記載したものになるが、回答した負担額について、応募者が事業性を評価する上で、不明瞭な記載となっていたことから、3月26日付で負担額の記載を見直した回答書を再回答している

<不明瞭な記載であった部分>

複数の応募者の連系により共同負担が期待できる「入札対象工事」や「その他供給設備工事」（本プロセスではハブ変電所整備等が該当）について、実際は想定されないような事業者の単独負担額を回答していた

⇒ 単独負担額の提示に替わり、連系可能量相当の連系を前提とした負担額を提示する見直しを実施（次頁に「その他供給設備工事」での見直しの概要を示す）

- ・本見直し内容を含めた回答内容について、下記のとおり説明会を開催予定

<説明会開催スケジュール>

4月 5日（木）	秋田市	4月 6日（金）	盛岡市
4月10日（火）	青森市	4月11日（水）	仙台市

接続検討回答書の負担額の提示例

モデルケースにて再回答での負担額の提示例の概要を以下に示す

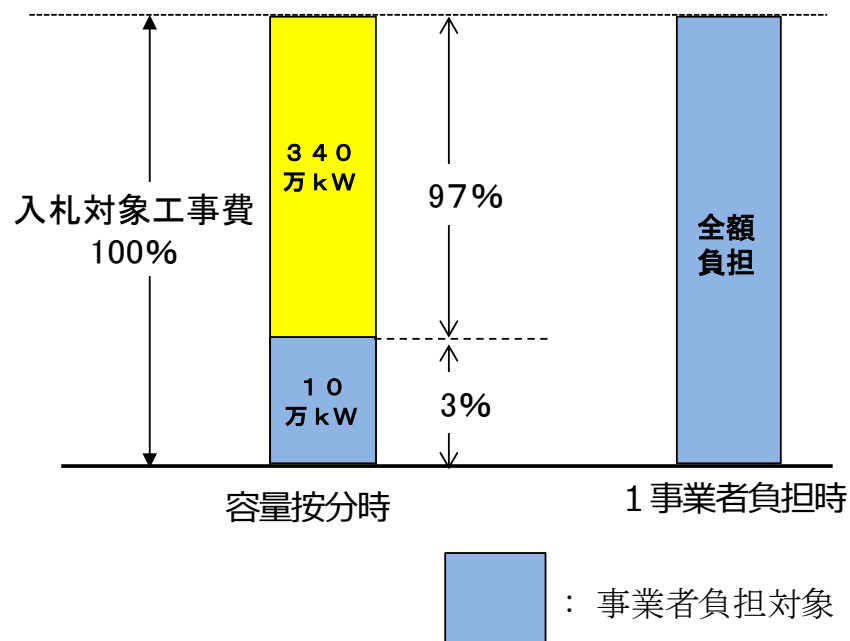
〔モデルケース（陸上風力）〕

- ✓応募容量 [1, 5 3 9 万 k W]
- ✓連系可能量 [3 5 0 万 k W]
- ✓風力発電機容量 [1 0 万 k W]
- ✓一般負担の上限額 [2.0 万円 / k W]
(1 0 万 k W × 2.0 万円 / k W = 2 0 億円)
- ✓ハブ変電所に連系する最大容量（共有容量） [1 0 0 万 k W]

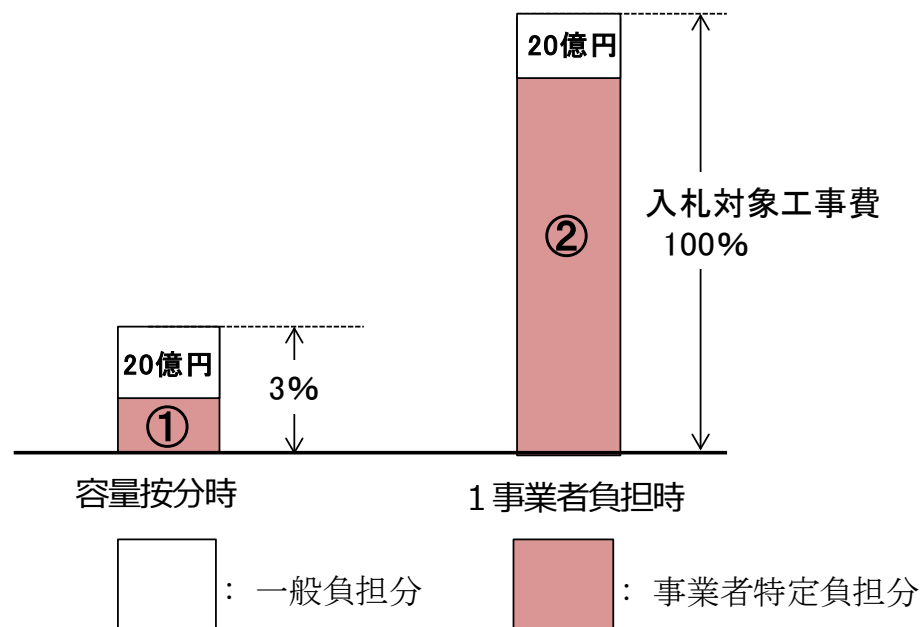
入札対象工事（基幹系統）の見直し内容（原則一般負担）

前回の回答では、①～②の幅で回答していたが、1事業者のみの負担の可能性は低く、連系する事業者が少なくなれば入札対象工事も縮小されることから、容量按分額（①）のみを考慮した負担額を示すこととした。

[事業者負担対象の算定]



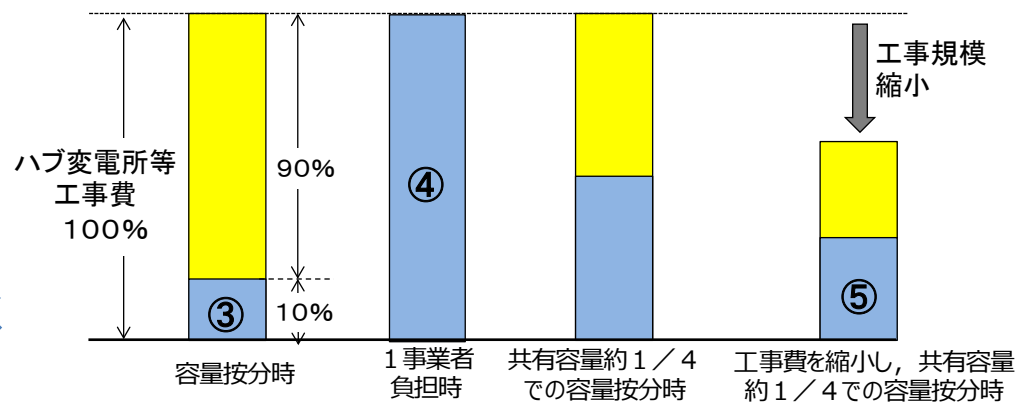
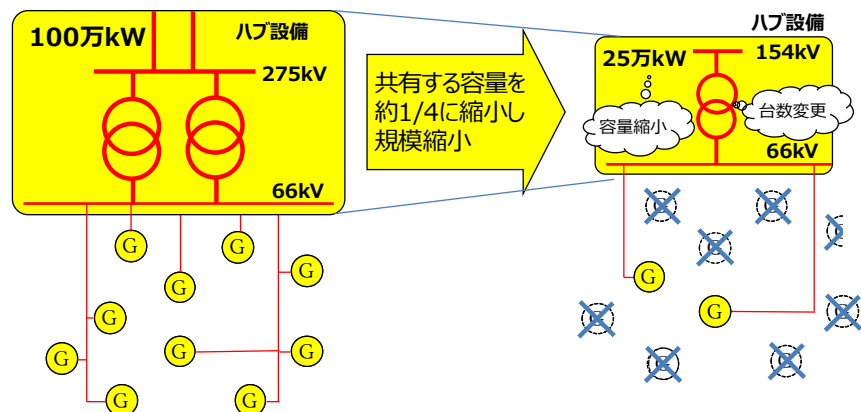
[事業者負担対象の算定]



入札対象工事（基幹系統）の特定負担算定の考え方

その他供給設備（ハブ変電所等）の見直し内容（原則特定負担）

前回の回答では、容量按分時と1事業者負担時の特定負担額を考慮し、③～④の幅で回答していたが、応募容量全体の中で、あるハブ変電所に連系が集中する可能性は低いことから、最大額として、共有容量を連系可能量（350万kW）ベース（ $350\text{万kW} / 1,539\text{万kW} = \text{約} 1 / 4$ ）とするとともに、その工事費も縮小し算定することとした。（⑤）



ハブ変電所等工事規模縮小イメージ

ハブ変電所等の特定負担の考え方

事業者の特定負担（「入札対象工事＋電源線＋その他供給設備工事」の特定負担）

1月31日時点回答	3月26日再回答
最小負担額0.1万円/kW ～最大負担額21億円/kW	最小負担額0.1万円/kW ～最大負担額 140万円 /kW※1



（参考）

kWあたりの最大特定負担額下位23パーセンタイル案件※2の最大特定負担額

1月31日時点回答	3月26日再回答
53.5万円/kW	6.1万円 /kW※1



※1 今後、開札結果により、工事内容等が変更となり負担額が増える可能性がある

※2 連系可能量350万kWに相当する案件（350万kW/1539万kW≒23%）