

広域機関における「日本版コネクト & マネージ」 の検討について

2018年 12月26日

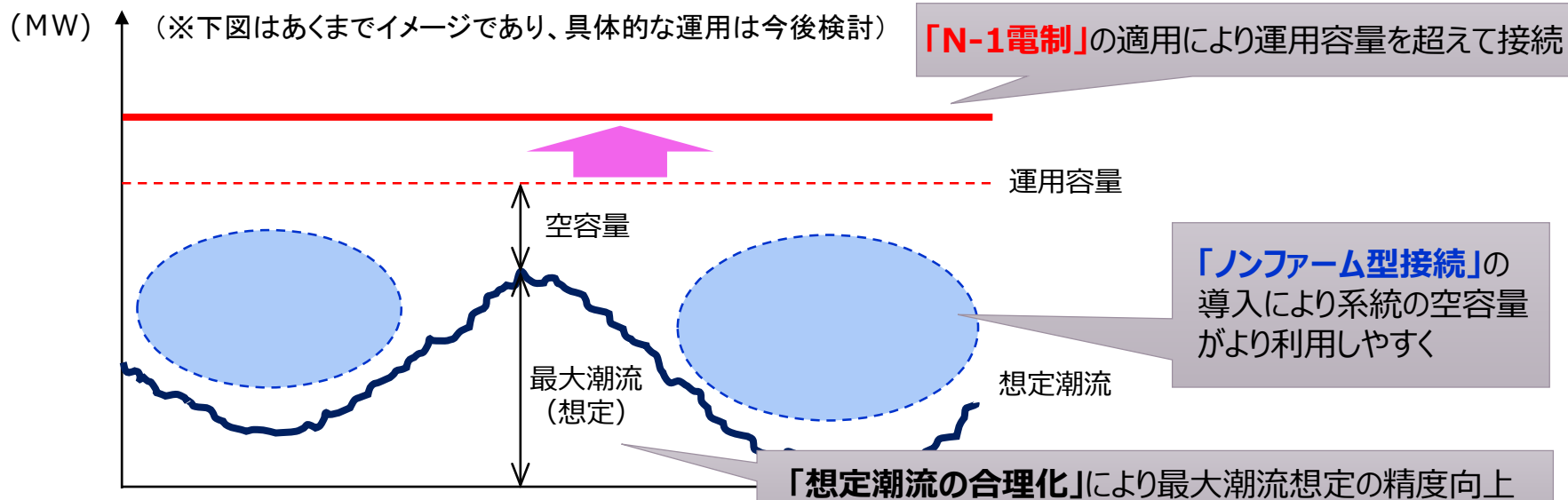
電力広域的運営推進機関

1. 日本版コネクト＆マネージに関するこれまでの取り組みと効果

1. 日本版コネクト＆マネージに関するこれまでの取り組みと効果 前回報告以降の取り組みについて

- 第2回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において示した『日本版コネクト＆マネージ』の3つの取り組みについて対応。その際に示したとおり、完全な制度構築を実現するためには、制度面の整備、システムの開発等に相当程度時間が必要になることから、**実効性があり早期適用可能な取り組みについて議論し先行実施**。
- 既存のシステムでも対応できる「想定潮流合理化」、「N-1電制の先行適用（身代わり電制による精算無し）」については、全てのエリアで適用開始しており、以下その効果について示す。

日本版コネクト＆マネージの潮流イメージ



- | | |
|-------------------|--|
| 想定潮流の合理化： | エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）で評価することで生じる容量を活用。 |
| N-1電制： | 系統の信頼性の観点から、N-1故障（単一設備故障）発生時でも、安定的に送電可能な容量を確保。故障時に瞬時に発電を制限（電源制限＝電制）することで、この容量を活用。 |
| ノンファーム型接続： | 系統に空きがあるときには発電することができる新たな電源接続の考え方。 |

想定潮流の合理化適用による効果

1. 日本版コネクト＆マネージに関するこれまでの取り組みと効果 想定潮流の合理化適用による効果

- 想定潮流の合理化を2018年4月1日から適用開始。
- 想定潮流の合理化適用による効果について、全国大での効果を取りまとめた結果、約590万kW※1,2の空容量拡大の効果を確認した。

※1 放射系統で末端から上位系統までそれぞれの効果を合算した場合、効果として過大になることから、今回取りまとめた効果は、最上位電圧の変電所単位で評価した。全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※2 効果は、空容量のない系統の空容量が増加したケースだけではなく、十分に空容量がある系統の空容量がさらに増加したケースも含む

【接続検討等で想定潮流の合理化による効果があったケースの事例】

No.	運用容量 (MW)	適用前想定潮流 (MW)	適用後想定潮流 (MW)	合理化効果 空容量増分（運用容量比）	合理化効果による設備 増強の要否
1	1200	1142	830	+312MW（26%増）	不要
2	261	237	209	+28MW（11%増）	必要
3	751	751	622	+129MW（17%増）	不要
4	51	53 ※	52	+1MW（2%増）	必要
5	1568	1087	958	+129MW（8%増）	必要
6	475	294	274	+20MW（4%増）	必要
7	475	457	416	+41MW（9%増）	必要
8	665	422	419	+3MW（1%増）	必要
9	475	458	403	+55MW（12%増）	必要
10	484	438	410	+28MW（6%増）	必要

N-1電制（先行適用）の適用による効果

1. 日本版コネクト＆マネージに関するこれまでの取り組みと効果

N－1電制(先行適用)の適用による効果

- N－1電制(先行適用)を2018年10月1日から適用。ローカル系統はN-1電制による接続可能量が拡大。基幹系統であっても放射系統では適用している。
- 各送電線のN-1電制の適用可能量は各社ホームページに公開中。

空容量 N-1電制適用可否 N-1電制適用可能量

↓ ↓ ↓

送電線 No	送電線名	電圧 (kV)	回線数	設備容量 (100%×回線数)	運用容量値 (MW)	運用容量 制約要因	空容量		N-1電制適用 可否	N-1電制 適用可能量	備考
							当該設備	上位系等考慮			
1	豊前西幹線	500	2	6,582	3,291	熱容量	2,427	2,427	不可 #1	－	
2	東九州幹線	500	2	13,164	6,582	熱容量	5,519	5,519	不可 #1	－	
3	基幹系統	220	2	1,532	881	熱容量	526	526	可	651	
4	大分北線	220	2	612	612	熱容量	438	438	不可 #1	－	※5
5	速見分岐線	220	2	1,236	649	熱容量	337	337	可	587	
6	豊前泉線	66	2	64	36	熱容量	4	0	可	27	上位系(豊前発電所)による制約
7	築城分岐線	66	2	102	58	熱容量	26	0	可	43	上位系(豊前発電所)による制約
8	豊前宇島線	66	2	208	109	熱容量	25	0	可	98	上位系(豊前発電所)による制約
9	豊前中津線	66	2	174	150	熱容量	0	0	可	24	※5
10	ローカル系統	66	2	158	82	熱容量	64	0	可	75	上位系(豊前発電所)による制約
11	豊前中津新線	66	2	294	154	熱容量	55	0	可	140	上位系(豊前発電所)による制約
12	中津如水線	66	2	102	59	熱容量	42	0	可	43	上位系(豊前発電所)による制約
13	宇佐中津線	66	2	208	165	熱容量	0	0	可	0	※5
14	加来分岐線	66	2	294	154	熱容量	133	0	可	140	上位系(豊前発電所)による制約
15	野原宇佐線	66	2	102	59	熱容量	31	0	可	43	上位系(豊前発電所)による制約

1. 日本版コネクト＆マネージに関するこれまでの取り組みと効果

N－1電制(先行適用)の適用による効果

- N－1電制(先行適用)の適用による効果について、全国大での効果を取りまとめた結果、約4040万kW^{※1,2}の効果を確認した。
- ただし、下位系統に制約がある場合などもあり、必ずしも効果で示した容量をN－1電制の適用のみで接続できるとは限らない。

※1 今回取りまとめた効果は、最上位電圧の変電所のみで評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない

※2 速報値であり、数値は変わる場合がある

【電制適用効果算出のイメージ】

電制が適用される最上位系の変電所の電制適用可能量を合計。

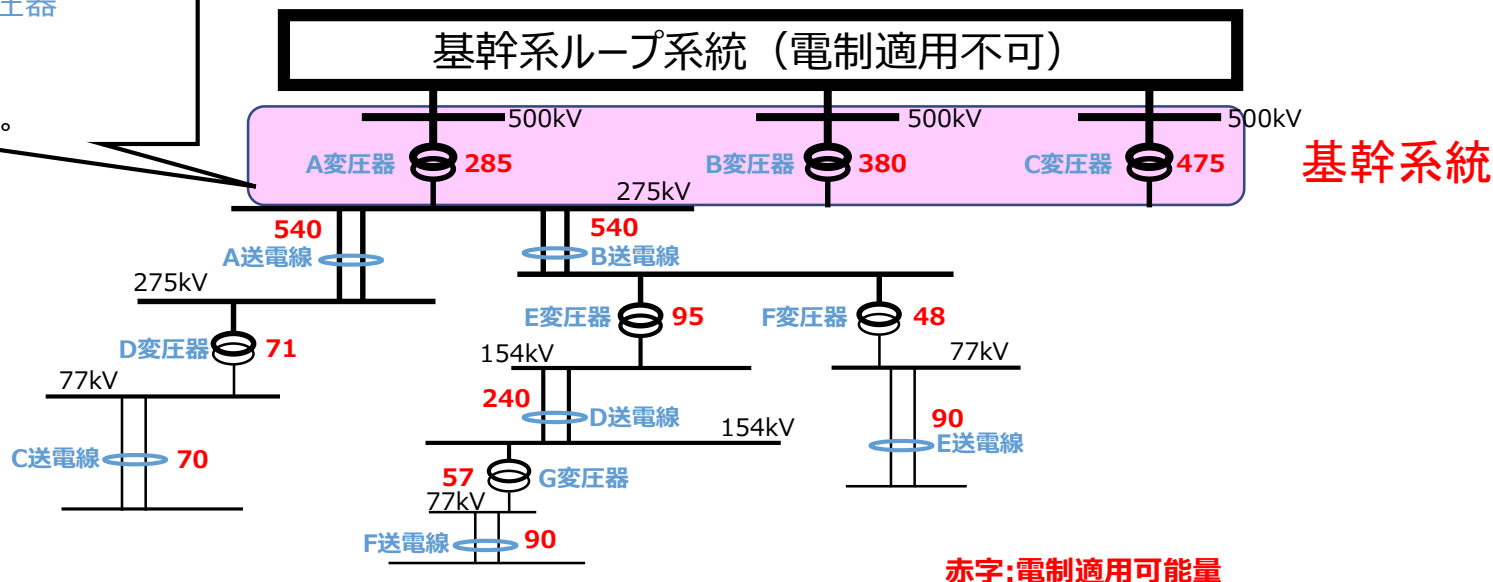
図の例だと、

A変圧器 + B変圧器 + C変圧器

= 285 + 380 + 475

= 1140

を電制適用による効果とした。



2. コネクト＆マネージに関する海外の取組状況

2. コネクト＆マネージに関する海外の取組状況 海外調査の位置づけ

- 今後更なる検討が必要な取り組みとして、「N-1電制（本格適用）」「ノンファーム型接続」がある。特にノンファームについては、具体的な実施方法や費用精算など適用可能な仕組みは日本でも取り入れるべく、先行している海外事例を調査した。
- 欧米におけるコネクト＆マネージは、電力市場設計やそれに基づく混雑管理等、ベースとなる制度設計を前提として成り立っている仕組みであることを考慮すると、表面的なルール調査だけでは、その実態を正確に把握できない。
- このため、欧米での系統利用のベースとなっている制度設計（市場設計や混雑管理など）やその背景を含めて調査し、主要な国では現地担当者に直接ヒアリングを行うことでコネクト＆マネージによる混雑管理や費用負担の考え方との関係性を明らかにした。

調査対象国：英国、アイルランド、イタリア、米国（PJM）、ドイツ、スペイン

※ヒアリングは広域機関職員及び民間シンクタンクが実施、ドイツ、スペインは民間シンクタンクのみ

調査のポイント：

- 平常時およびN－1故障時に系統混雑を許容した設備形成としているか。
- 混雑管理ルールはどのようなものか。
- 出力抑制に対する補償を行っているか。また、その費用負担の考え方はどうか。
- 対象系統(TSOまたはDSO/DNO※)によって混雑管理方法に違いがあるか など

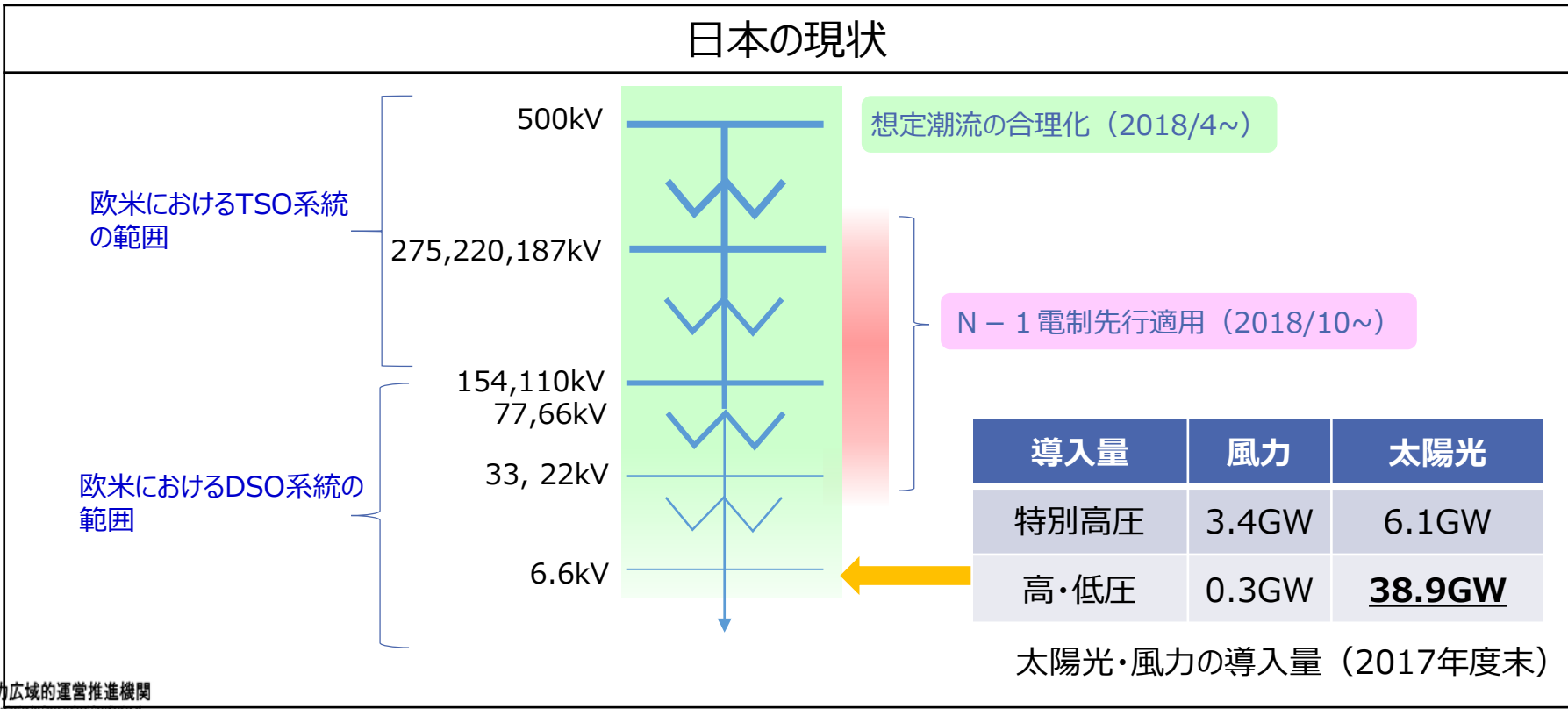
※ 配電事業者（各国で異なるが、概ね132～69kV以下の系統が対象）。英国のみDNO(Distribution Network Operator)と呼ばれるが、以降DSO/DNOを総括しDSO(Distribution System Operator)と表す

2. コネクト＆マネージに関する海外の取組状況 海外調査の位置づけ



- 特にノンファーム型接続については、審議会等において海外でのコネクト＆マネージの取り組みを参考とし、日本の再生可能エネルギーの太宗を占める配電系統における電源接続に対して、新たな仕組みを構築すべきとのご意見を事業者からいただいた。
- このため、事業者のニーズを踏まえ、欧米における配電網（DSO）における海外の仕組みを取り入れるべく、今回の海外調査では、TSO系統だけでなく、DSO系統での取り組み状況も現地ヒアリングにより確認を行った。

日本の現状



N-1電制に関する海外事例

2. コネクト＆マネージに関する海外の取組状況

N－1電制の海外事例

- 前回の説明においても示したとおり、欧米でもN-1基準は遵守されており、今回調査でも、日本のN－1電制のように設備形成ルールとして送電線等のN－1故障時に系統混雑解消のための電源抑制を前提とした系統接続の仕組みは欧米にも無いことが確認された。
- 英国には、N-1電制に類似した仕組みとしてインタートリップという制度がある。信頼度確保の観点からN－2故障以上の稀頻度事故に対応する仕組みであり、N-1電制とは根本的な考え方が異なる。
- ただし、N-1電制本格適用に向けた費用精算の課題に対応するためヒアリング調査を実施。



英国（インタートリップ）

インタートリップは、事故時の電源制限は、英国においてインタートリップという仕組みがあるが、N－2故障以上の稀頻度事故時への対応であり、その制御対象は、基幹系統に接続される比較的大規模な電源にのみ適用している。

<種類>

Class 1 Trip：安定度トリップ

Class 2 Trip：熱容量トリップ（①瞬間トリップ：1秒未満、②遅延トリップ：数秒）

適用イメージ

インタートリップ対象はTSOが選定する
(入札等を行われていない)

電源A：2×500MW

(2) 事故発生

(4) 過負荷を解消するため電源Aをトリップ

(3) 過負荷発生

(1) 作業や故障により停止中

過去の実績に基づき、ガス・電力市場管理局
(Ofgem) が作成した標準的な金額（聞き取り）

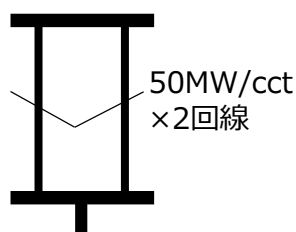
【電源Aに支払われる金額の内訳】

・トリップ料金(Tripping Fees) = 増分燃料費 + 機器損料
 ・機能料金(Capability Fee) = 機器設置費 + 人件費
 以上の費用をインタートリップ対象電源はTSOから受け取る。
 これらは、BSUoS(バランシング料金)から支払われる。

インタートリップ装置
の維持費相当

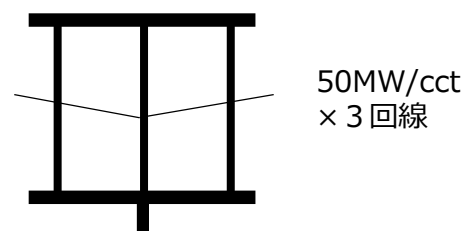
- N-1基準は、N-1故障が発生しても、短時間熱容量を超過させないことで、停電させない設備形成である。
- 例えば、一般的な2回線の場合、1回線容量(50%)が運用容量の基準となる。
- 1回線故障時に系統切り替えができることを前提に設備が短時間であれば耐えられる熱容量を用いることで、運用容量を50%以上とすることができる。
- また、3回線で運用する場合については1回線故障時を想定しているため、2回線(67%)が運用容量の基準となる。短時間熱容量についても同様。
- 欧米においても基本的な考え方は同様。
- 本年4月に設備容量、回線数、運用容量についても各社のホームページに追記・公表している(運用容量の考え方の注記方法の統一などについて本年7月に修正)。

〔イメージ〕



運用容量 : 50MW
設備容量比 : 50%

運用容量(短時間熱容量 : 150%の場合) : 75MW
設備容量比 : 75%



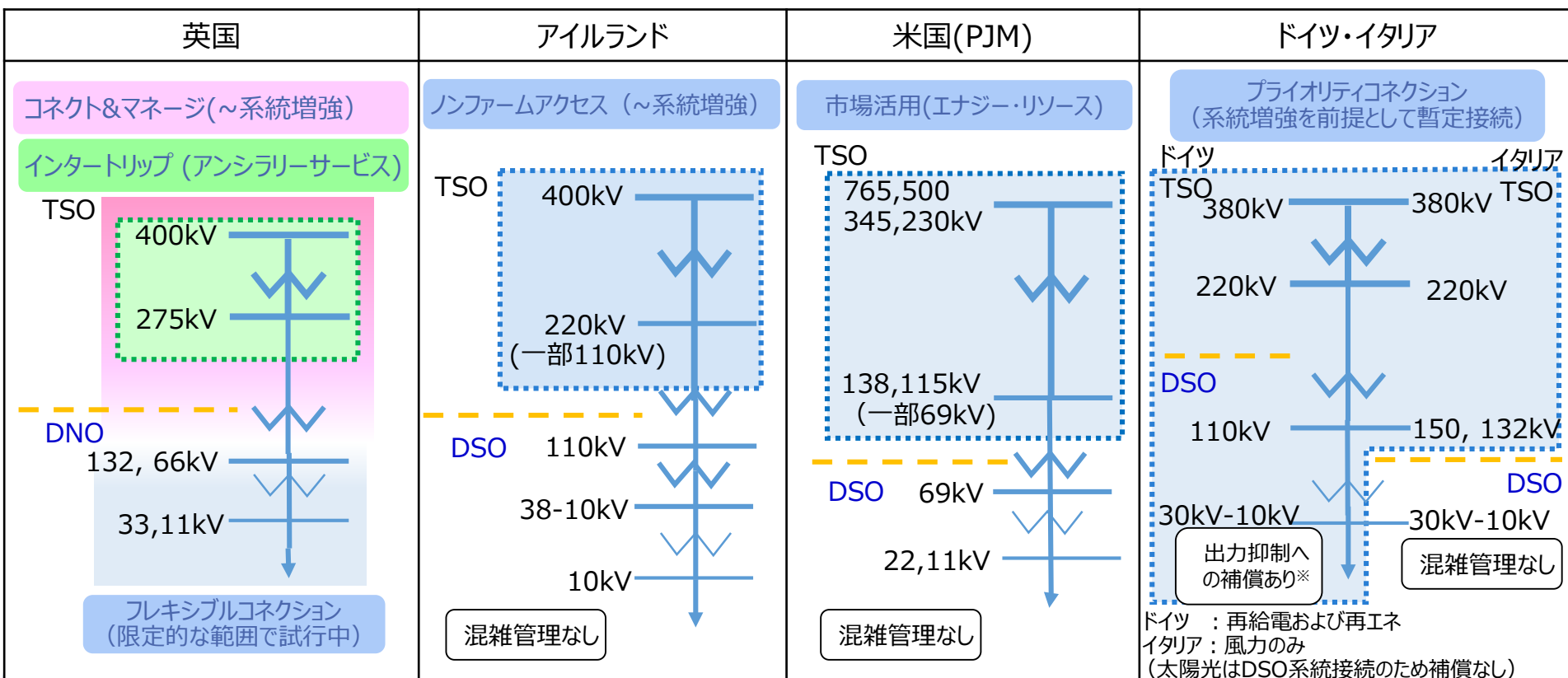
運用容量 : 100MW
設備容量比 : 67%

運用容量(短時間熱容量 : 150%の場合) : 150MW
設備容量比 : 100%

ノンファーム型接続に関する海外事例

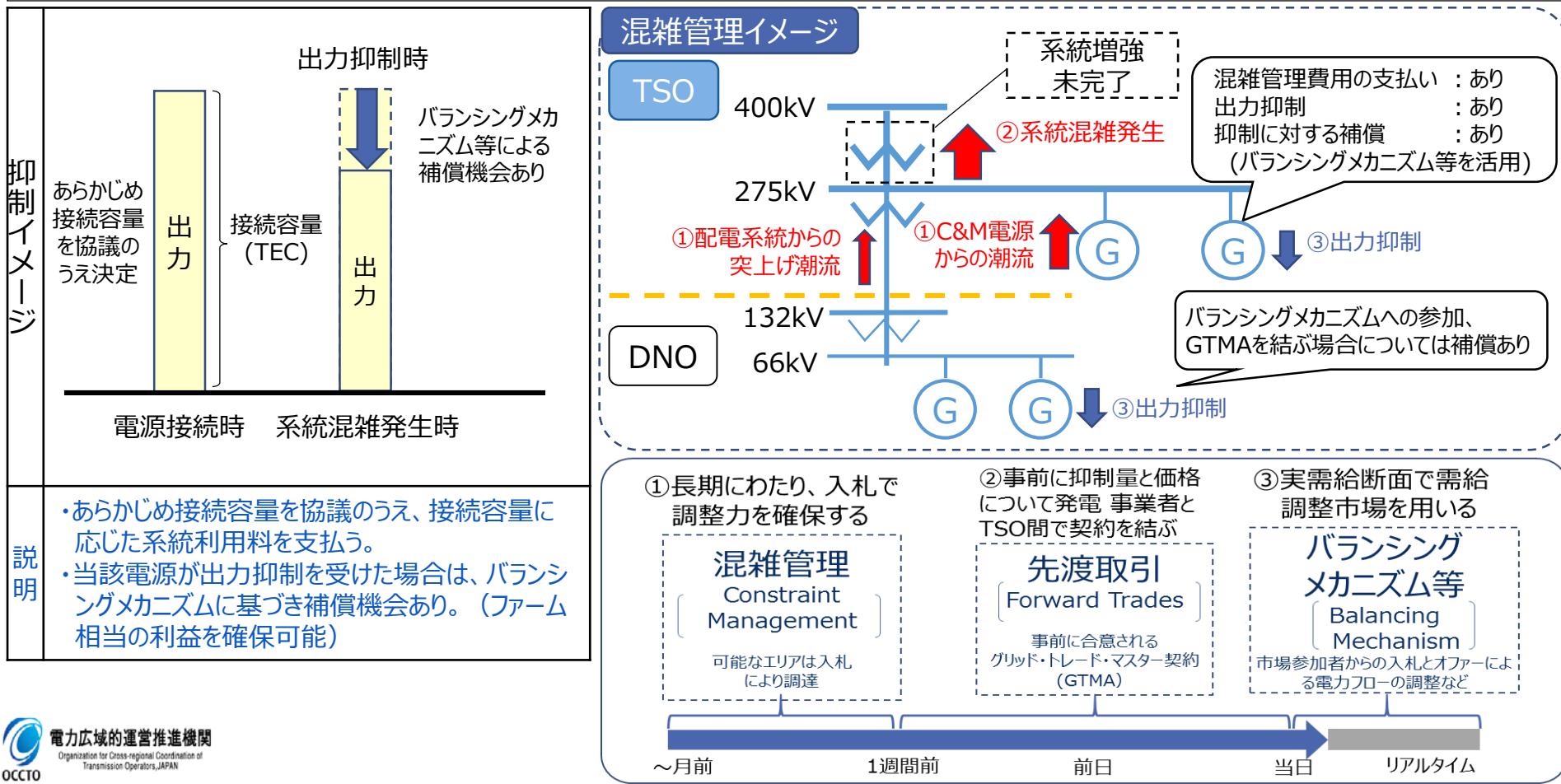
2. コネクト＆マネージに関する海外の取組状況 ノンファーム型接続に関する海外事例

- ノンファーム型接続の実現のため、コネクト＆マネージ（英国）、ノンファームアクセス（アイルランド）、プライオリティコネクション（ドイツ・イタリア）の仕組みを現地調査。しかし、いずれも**ファーム接続に対する系統増強完了までの暫定的な接続を認める仕組みであったことが明らかになった。**
- なお、DSOにおいては平常時混雑を許容する仕組みとして実施している例はなく、唯一英国におけるアクティブネットワークマネジメント(ANM) を中心としたフレキシブルコネクションを33kV以下の系統を中心に限定的に試行中である。

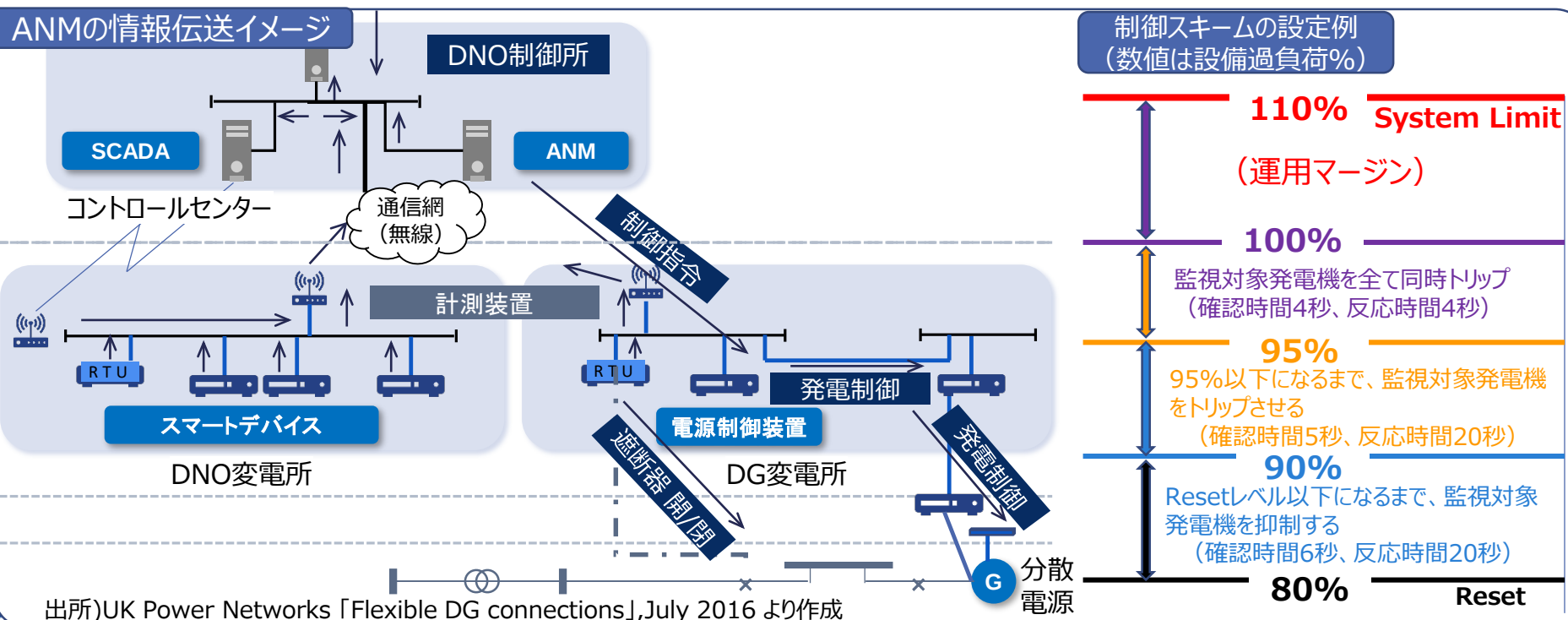


※ ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの

- 英国のコネクト&マネージは、ファーム電源の系統増強前の接続を許容する限定的な仕組みであった。
- 接続申込時に協議により接続容量(TEC)を決定し、系統増強前の段階で接続を許容している。なお、発電事業者は、TECに基づき系統利用料を支払う必要がある。
- 上記電源はファーム電源とみなし、混雑が発生した場合は、balancing mechanisms等により出力抑制されるが、抑制に伴う機会損失は、balancing mechanismsの入札価格等に基づき補償される。

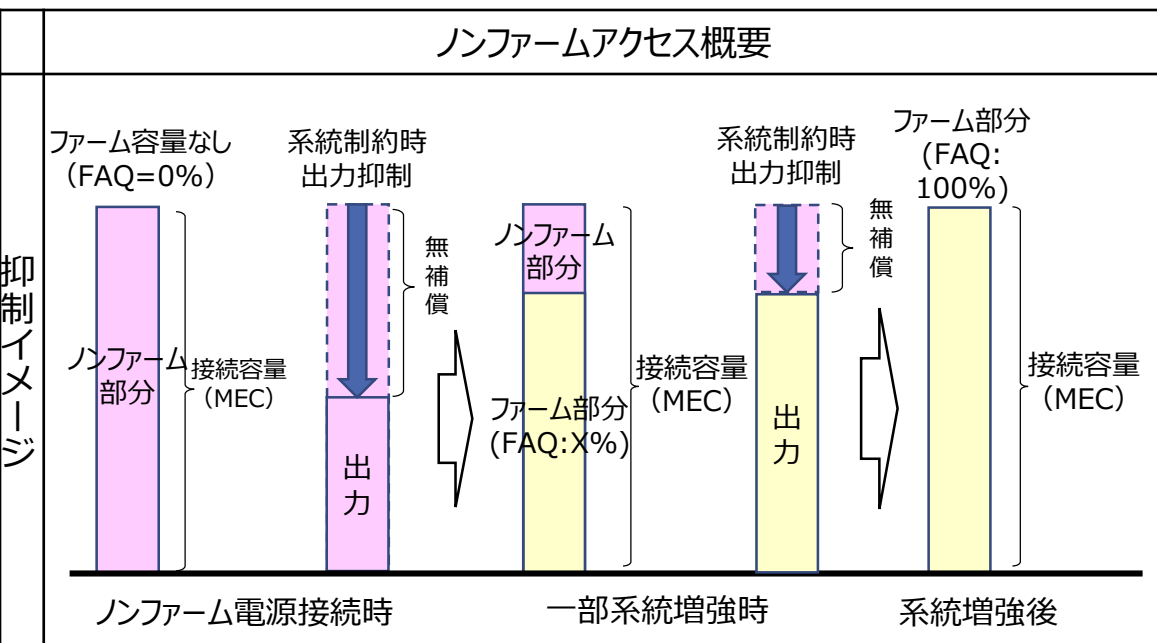


- アクティブネットワークマネジメント（ANM）は、各DNOが主に33kV以下の系統に適用している。
- 各DNOが独自に実施しているため、抑制方法※¹や装置の費用負担などにバラつきがある。ガス・電力市場管理局（Ofgem）によると、発電事業者のリスクやコスト分担のあり方などを比較検討しているところで、今後統一化に向けて取り組んでいくとのことであった。
 ※¹ 抑制方法については、LIFO(Last-in-first-out)と呼ばれる後着者を優先して抑制する仕組みが一般的に受け入れられているが、プロラタによる抑制の概念は出てきたばかりであり、業界としては確立していない。
- Western Power Distribution(WPD)とUK Power Networks(UKPN)に聞き取った結果は以下のとおり。
 導入状況 : 100MW超が接続済み(WPD), 138MWが接続済み (UKPN)
 抑制量の上限 : 明確な取り決めはないが、10%未満の抑制率で事業者に提案している。



- アイルランドのノンファームアクセスは、系統増強（電源線等を除く）完了までの限定的なもの。
- 接続容量（MEC：Maximum Export Capacity）のうち出力可能なファーム容量（FAQ：firm Access Quantity）を決め、系統増強の進展によりどのくらいのFAQがいつ与えられるかも同時に通知され、系統増強が完了すればファーム電源となる。
- アイルランドでは、期間を区切って(期間の区切りはGateと呼ばれる)接続電源を募集した上で、接続申請を地理的にグループ分けし、グループごとに一括でアクセス検討を行っており※1、現在は2009年までに募集が行われたGate3の電源を順次接続させている。
- Gateにおいて、電源の募集開始時から募集容量が決められているため、ノンファーム電源が無制限に増加することではなく、いつどのタイミングで完全なファームとなるかも含めてTSOがコントロールしている。

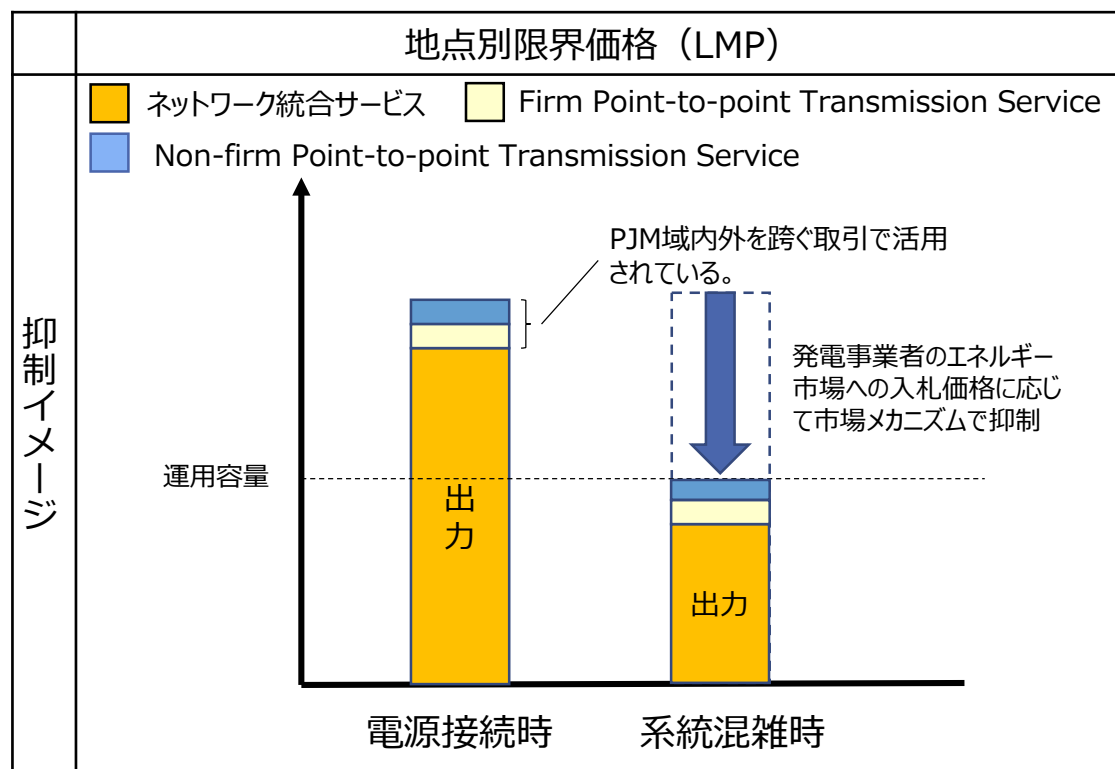
※1 GPAプロセスと呼ばれており、新規電源の接続申請の増加に伴うTSO/DSOの負担軽減のため、2004年から導入された



【GPAプロセスの概要（送電・配電の合計）】

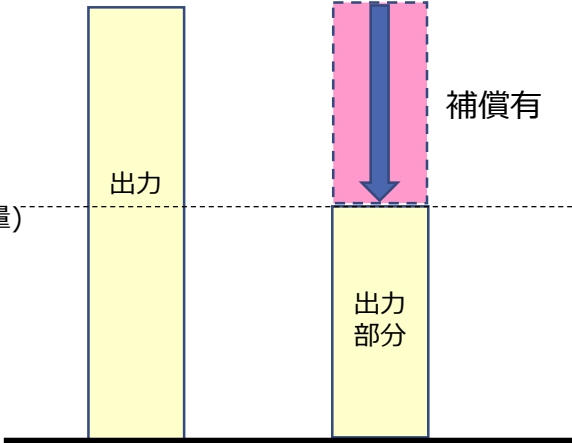
Gate	接続 Offer発行年	Offer容量	対象電源種
Gate1	2005	373MW	Wind
Gate2	2006-2008	約1300MW	Wind
Gate3	2009-2011	約3900MW	Wind Conventional

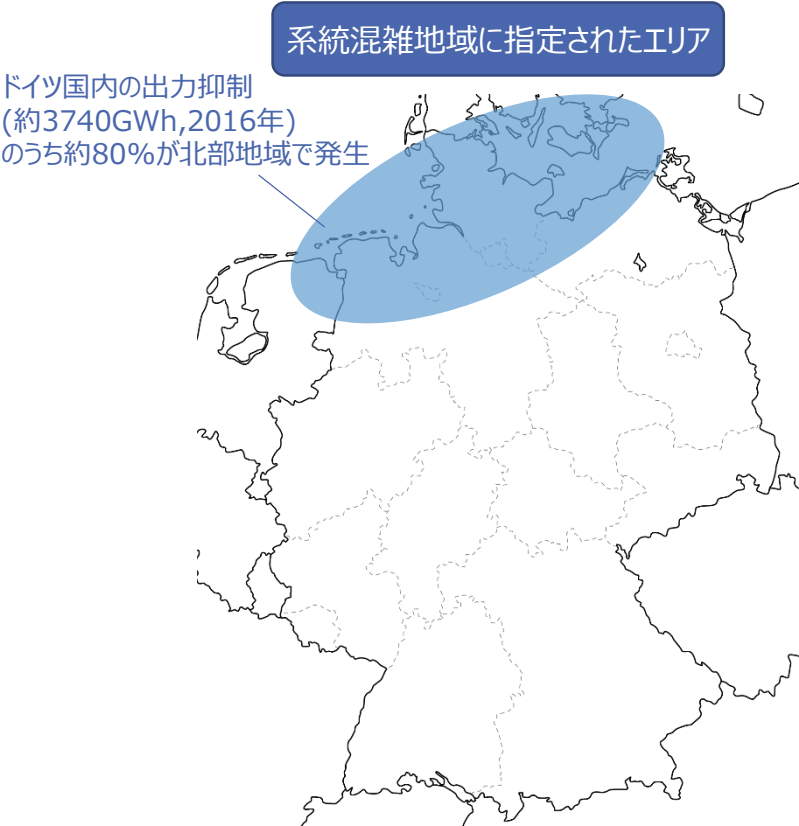
- 米国PJMにおいては、TSOレベルでは地点別限界価格(LMP)に基づくエネルギー市場取引を通じて系統混雑管理が行われることから、電源の接続時には、系統混雑しないような設備形成を求めている。(混雑費用負担は金融的送電権でリスクヘッジ可能)
- 地点間送電ファーム/ノンファームサービスは、PJM域内外を跨ぐ取引で活用されている。
- PJM域内においては、エネルギー市場の中で需給調整と系統の混雑管理が同時に行われる。



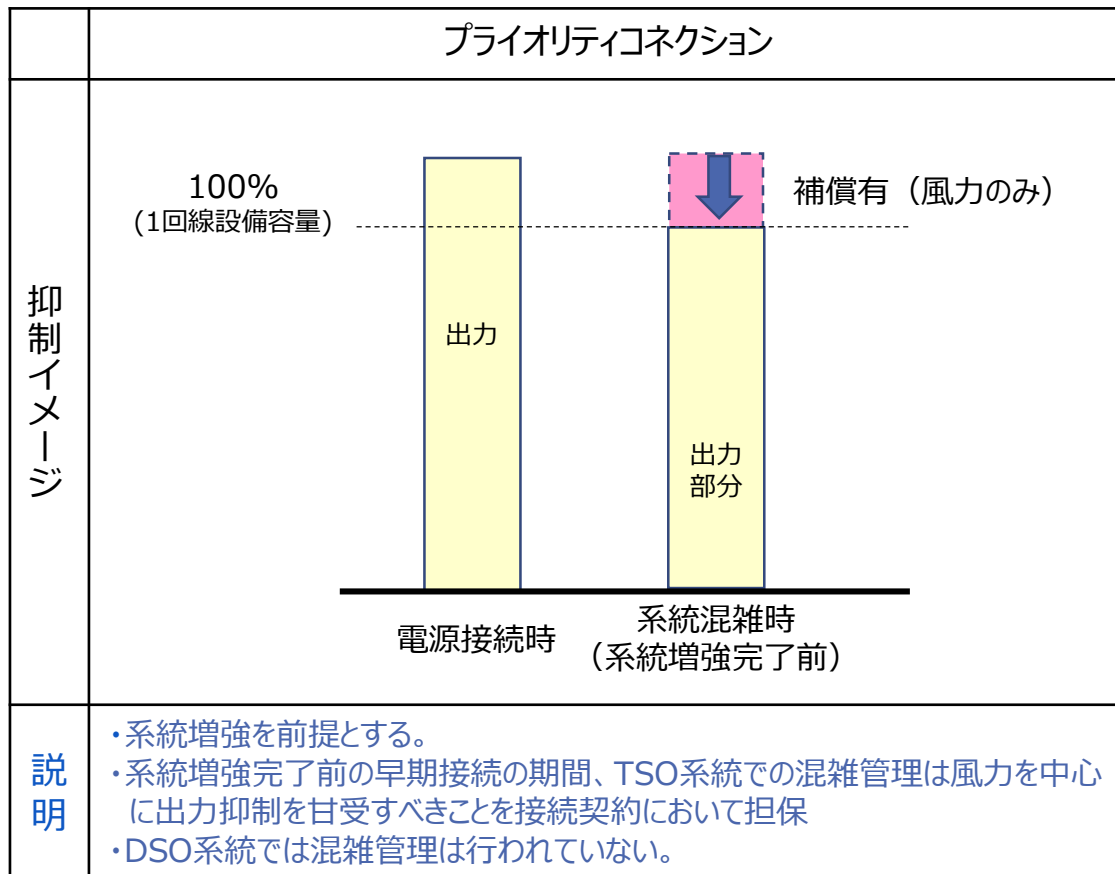
- ドイツの送配電会社は系統増強の必要がある場合でも、増強を待たず再生可能電源を優先的に接続する義務がある（EEG※1 §8）
- 結果として生じる系統混雑は、従来電源への再給電指令（EnWG※2 §13）や再エネへの出力抑制（EEG §14）によって解消され、これらについては補償あり。
- 再給電コストの抑制のため、EEG2017改正にて、指定された系統混雑地域（下図）の陸上風力の導入量を制限する規定が追加された。（EEG §36c）

※1 再生可能エネルギー法
※2 エネルギー事業法

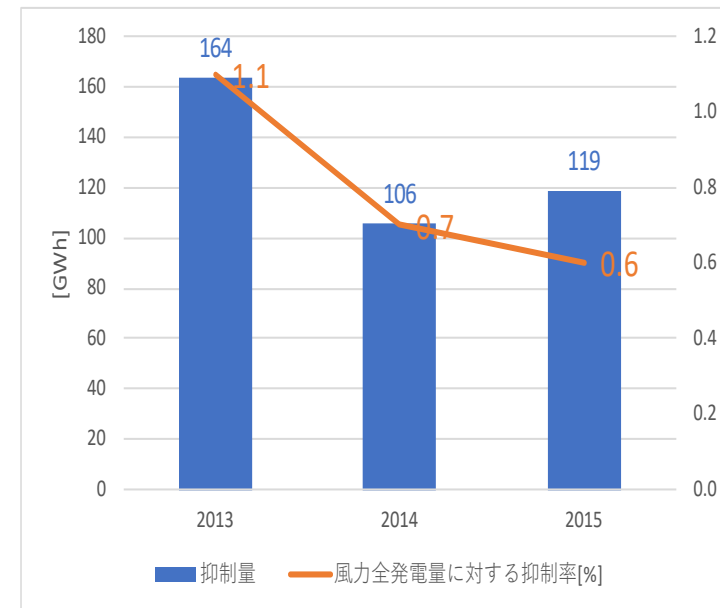
	プライオリティコネクション
抑制イメージ	
説明	・系統増強が完了するまでは再給電・出力抑制で対応する。 ・再生可能電源の出力抑制は、系統混雑に起因する場合、前日市場価格＋プレミアム合計の95%を補償（ただし、収入損失が年間収入の1%以上の場合は100%） ・ドイツのDSO系統での出力抑制の約9割はDSO系統での混雑ではなく、TSO系統の混雑に起因するもの



- イタリアでは再エネ電源は法律上、優先的に接続させることが規定されている。
- このため、系統運用者の裁量による出力抑制が行われることを前提として、発電事業者が系統増強前の早期接続を選択できる仕組みがある。
- 近年は、系統増強が進んでおり出力抑制量は減少している。



風力発電の抑制量と抑制率の推移



出所) Wind Europe, “Wind Europe views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch” より作成

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について 海外調査結果を踏まえた検討の方向性

日本のコネクト＆マネージの取組では、合理的な設備形成としつつ再エネ連系量の拡大を図るため、混雑を前提とした設備形成について検討している。また、日本における再エネの大多数が小規模かつ配電系統に連系していることを考えると、配電系統における混雑管理を念頭におき、検討を進める必要がある。

このような観点から海外調査結果をまとめると、以下のとおりとなる。

- N－1電制については、N－1故障時に電源制限することを前提とした設備形成を行っている国はなく、海外でも前例がない日本独自の取り組みである。
- ノンファーム型接続についても、配電系統まで含めた系統で混雑を前提とした設備形成を行い、系統混雑発生時に抑制することで系統増強せず接続が可能となるノンファーム型接続は欧米では行われていない。



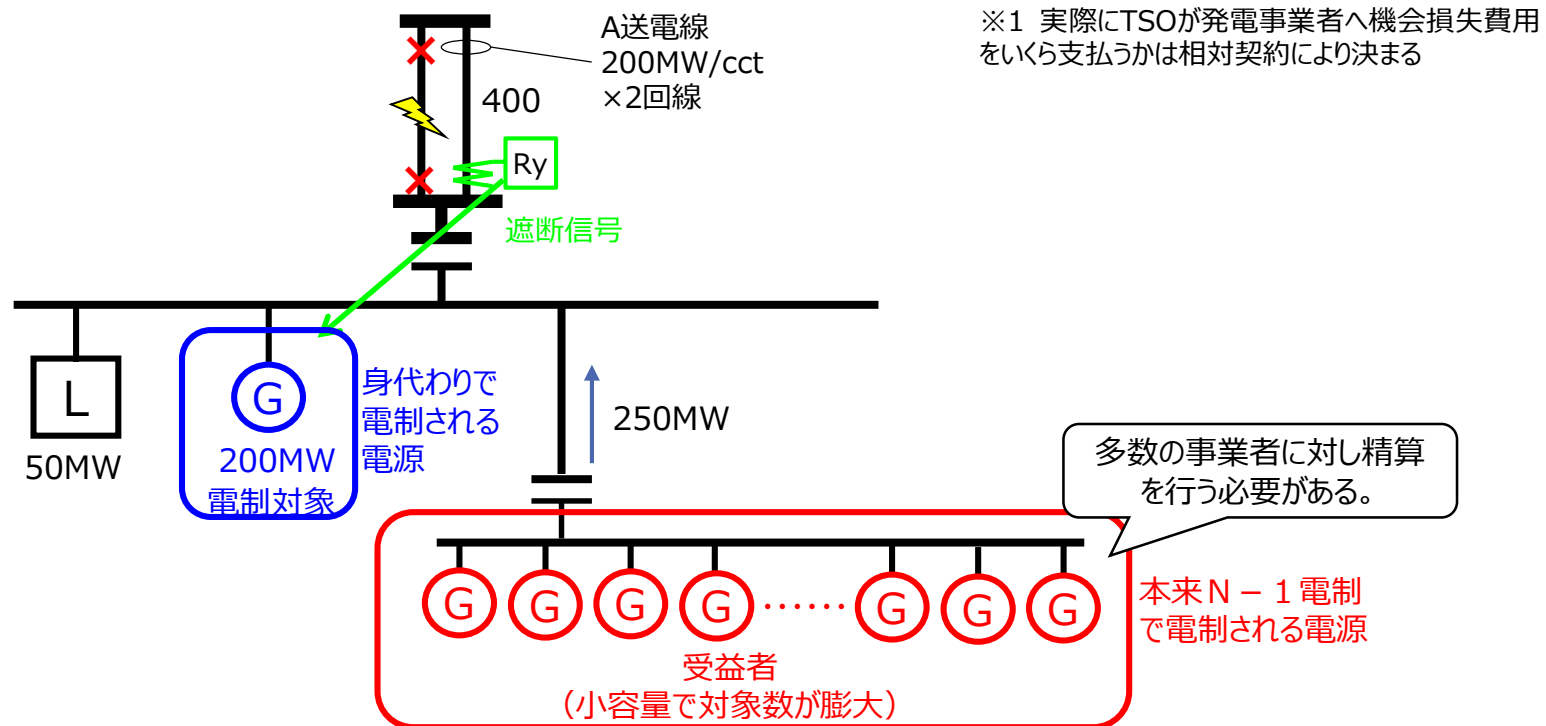
- 今後の日本版コネクト＆マネージの取組では、日本の電力取引制度を前提に、配電系統まで適用可能な日本独自の仕組みについて検討していく必要がある。
- また、海外にも前例のない取組となるため、検討にあたっては、実現可能性や経済性、受容性を総合的に勘案し、検討を進めていく必要がある。

N-1電制の本格適用に向けた課題と今後の検討

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について

N - 1 電制の本格適用の課題

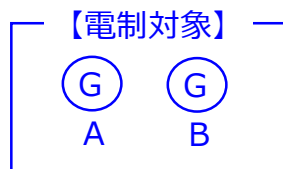
- N - 1 電制の本格適用は、本来 N - 1 電制の対象となり得る多数の電源を遮断し電源制限（電制）する代わりに、別の電源を身代わりで電制させ、その機会損失費用を事後的に精算する仕組み。
- 比較的小容量で多数連系する高圧電源を考慮すると、精算対象となる電源が多数となり、精算システムや機会損失費用の算定と負担をどのようにするかなどが課題である。
- 英国のインタートリップなどの出力抑制に伴う費用は、発電事業者がその50%を負担しているバランシング料金から補償されるため、日本で検討している多数の事業者が受益に応じて負担し、精算を行う仕組みは確認できなかった。



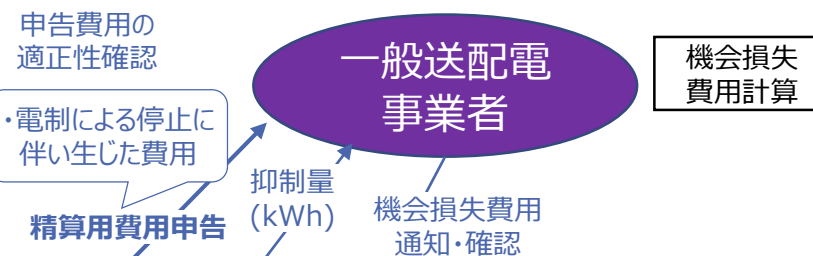
- N－1 電制の本格適用に向けた各課題について、広域系統整備委員会において検討中。
- 費用精算の仕組みについては、国での議論も含めて検討を進める。

項 目			備考	
本格適用	オペレーション	合理的な N – 1 電制のオペレーション (対象電源の選定の考え方 等)	整理済	
		設備停止作業時のオペレーション	整理済	
	費用負担	アクセス条件としての費用負担の在り方 (当面は案 1 と整理)		整理済
		必要な情報、 収集方法 管理方法	「電制効果を受益する電源」と「電制開始以前に連系した電源」の区別 (案 1 特有の管理)	整理済
			【機会損失費用の算出】 ・発電単価、起動費、電制 (緊急停止) による補修費用等の把握 ・電制対象電源の電制による抑制量の把握 ・電制対象外電源の電制時の出力把握	検討中
		精算システム	高圧電源の把握方法	検討中
			精算システム仕様検討	今後整理
		関連する仕組み ルール見直し	機会損失費用の妥当性検証の仕組み	今後整理
			発電事業者から一般送配電事業者へ情報提供することを担保する制度	今後整理※
			法律・約款等との整合や担保となる制度の整備	今後整理※

【①事前の処理】

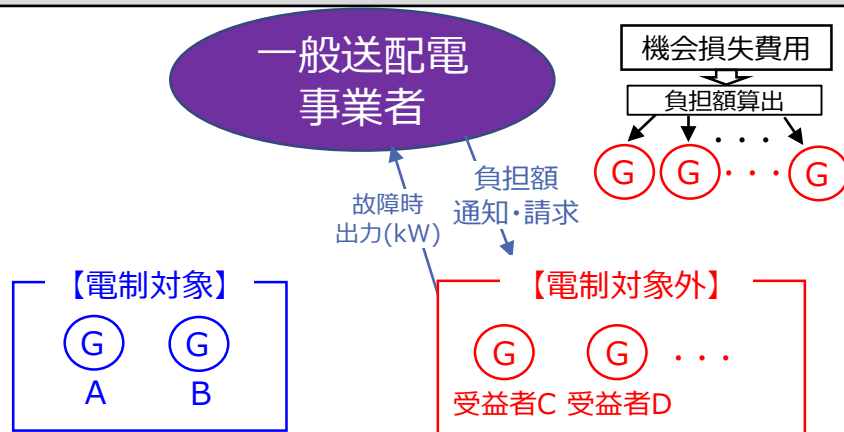


【② N-1 電制発生後の処理(損失費用計算)】



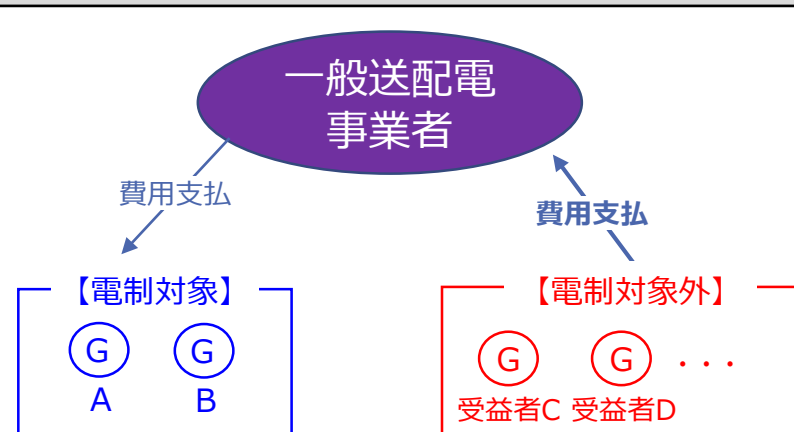
【課題①】電源制限による機会損失費用をどのように算定し、その適正性をどのように確認するか。

【③ N-1 電制発生後の処理(負担割合算出)】



【課題②】受益者の負担額をどのように算定するか。

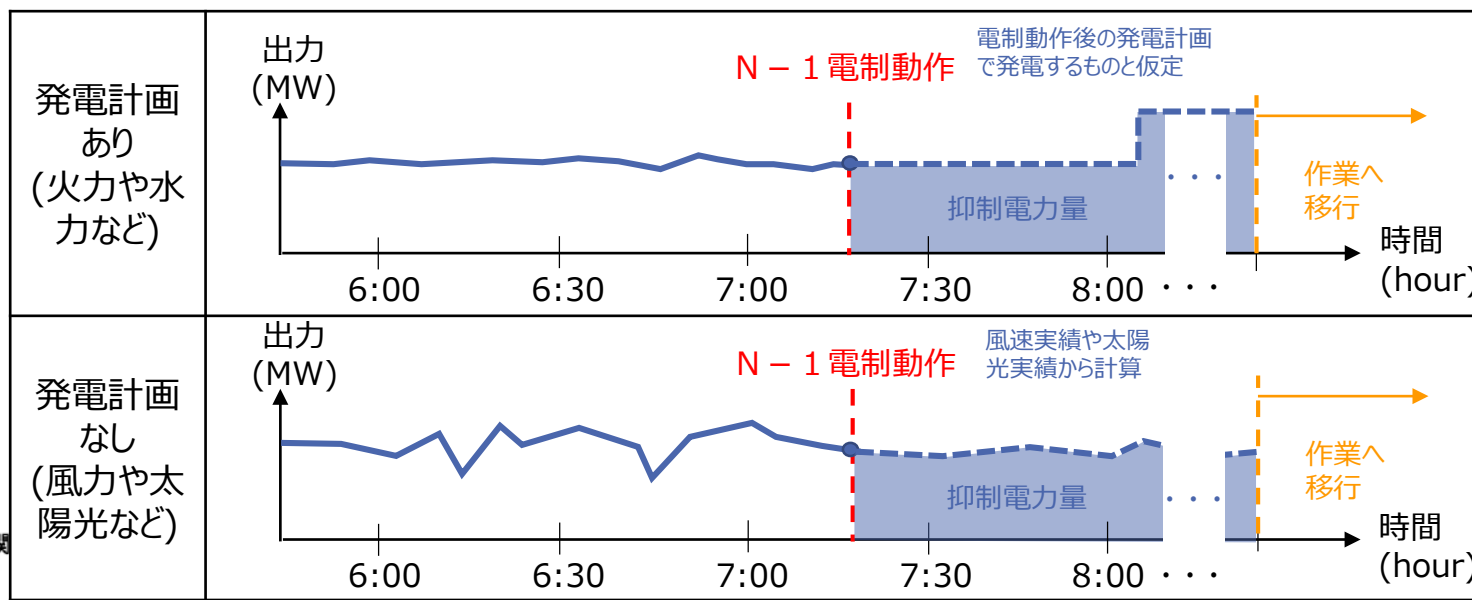
【④精算処理】



【課題③】どのような方法で精算するか。

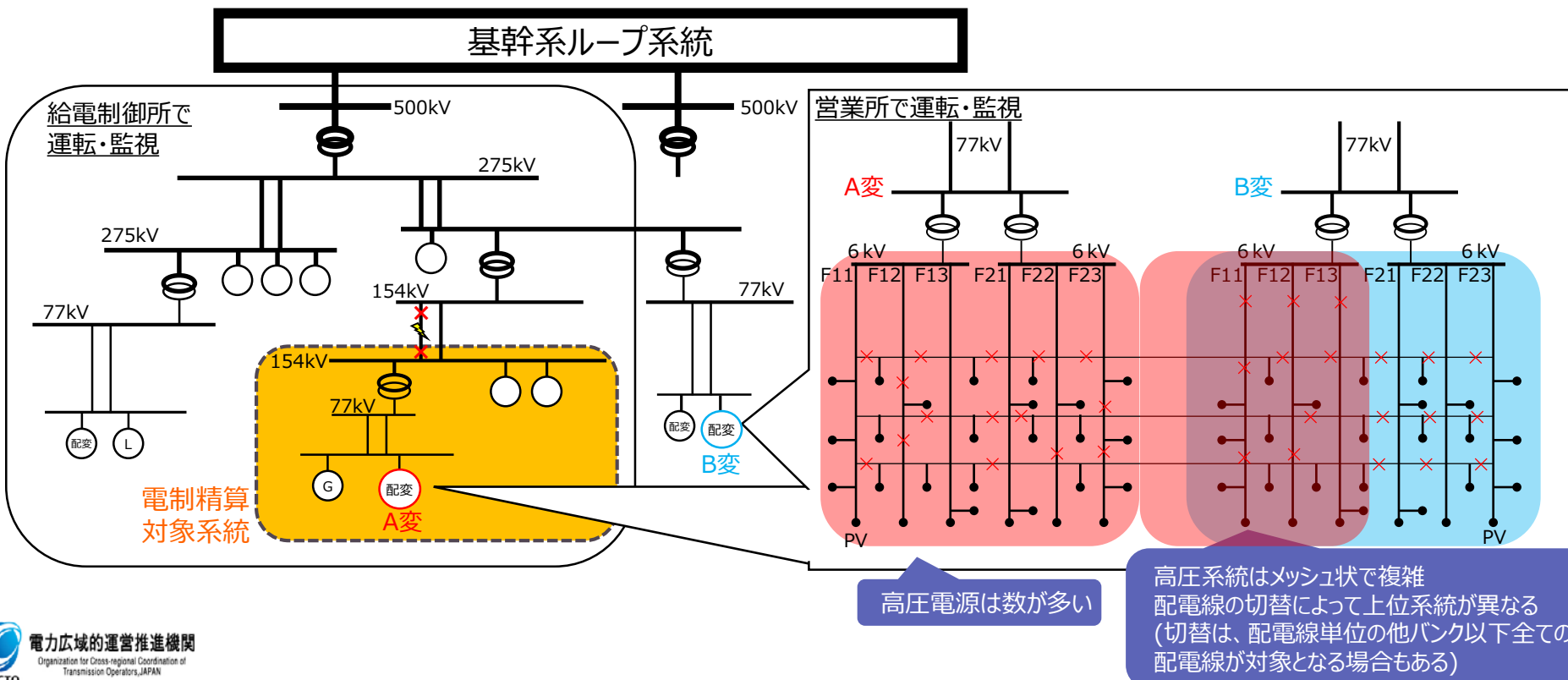
- 抑制された事業者（電制対象電源）にとっての機会損失の一つとして、電制されてからの抑制電力量（電制されていなければ、どれだけ発電できていたか）がある。
- この抑制電力量については、原則、事業者が作成した発電計画に基づき算出することとしてはどうか。事業者の発電計画を基にしても、以下の理由から過剰申告等の問題は起きないと考えられる。
 - 系統事故による電源抑制は、いつ起こるか予想できない。
 - 発電業者は、計画値同時同量制度において、インバンスリスクを最小化するように発電計画を作成すると考えられる。
- ただし、FIT電源（主に自然変動電源）など事業者が個別電源毎の発電計画を作成していない電源については、電源地点近傍の日射量実績等に基づいた理論上の出力値等を基に算出することとしてはどうか。
 - 火力・水力など個別の発電計画がある電源：発電計画値×停止時間
 - 風力・太陽光など個別の発電計画がない電源
 - ✓ 風 力：電源地点近傍の風速実績×理論上の出力値×停止時間
 - ✓ 太陽光：電源地点近傍の日射量実績×理論上の出力値×停止時間

【算出イメージ】



- 高圧系統は、複雑に連系する形態となっており、系統故障や作業に伴い日常的に系統切替を行っている。また、運転・監視も特高系と異なり、地域ごとの小さな事業所単位で行っており、特高系の運転・監視システムとも連携されていない。
- このため、N - 1 故障発生時の高圧系統を正確に把握することは困難である。
- しかし、高圧電源についても、その発電出力は、上位系である特高系へ影響を与えているため、精算を行う上では特高電源と同様に管理や費用負担は必要である。

【高圧系統を含む電制精算対象系統のイメージ】



- 精算は、一般送配電事業者を介して行われることになると考えられるが、精算の頻度や費用回収と支払いのためのシステム設計、未払いや支払不能時の対応などの課題がある。
- 精算の頻度については、N－1電制が動作するような故障は、数年に1回程度であることを考慮すると、電制動作の都度、精算を行うことが合理的と考えられる。
- 一方、費用を請求することを考えると、動作の都度ではなく、例えば託送料金の請求等（月1回）に合わせて行うことが合理的と考えられるが、未回収となるリスクも考慮する必要がある。
- 一般送配電事業者が、受益者から機会損失費用を回収し、電制対象電源へ支払う方法については、現行の電気料金システムへの組み込みが可能かどうか等、引き続き検討していく。
- また、未払いや支払不能時などのトラブル対応も含めて、今後の本格適用の検討においては、法律・約款等との整合や担保となる制度整備などについて、国の審議会等での議論の必要性も含めて検討していく。

- 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、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。
- ✓ 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う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。
- ✓ 費用負担に関する精算の仕組みについては、「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、実務面やシステム化の要否を含めた検討が必要。

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について N－1電制の本格適用に向けた検討スケジュール

- N-1電制の本格適用に向け、高圧に接続される電源を含め多数の事業者から精算する日本独自の費用精算の仕組みを構築する必要がある。
- 引き続き、広域系統整備委員会において具体的な仕組みを検討し、2022年度中の適用を目指す。

取り組み	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
N-1電制 本格適用		費用把握の仕組み 約款等との整合性 検討	★規程類改定 具体的改定 内容検討				
		ルール見直し 検討					
		精算システム 仕様検討	精算システム開発			本格適用 開始	

ノンファーム型接続の実現に向けた課題と今後の検討

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について 日本のノンファーム制度検討の方向性

■ 混雑管理ルール

- TSO系統においては、系統増強を前提とせず平常時の混雑管理を実施している事例が米国(PJM等)にある。PJMではLMPを用いたエネルギー市場取引により混雑管理を行っているが、DSO系統まではLMPを適用しておらず、日本における再エネ連系の中心となる小規模電源が多数接続されるDSO系統を含めた仕組みはなかった。
- その他のTSO系統は、系統増強を前提とした一時的な混雑に対する混雑管理であり、日本が目指す系統増強を前提としない設備形成として混雑管理を行う仕組みはなかった。

■ 抑制方法と抑制費用の精算

- 日本で議論している、系統増強を前提とせずに抑制に対して補償のない混雑管理手法を用いている事例に米国(PJM等)があるが、日本が目指す配電系統を含む系統全体を通して同様の混雑管理手法を行っている事例はなかった。



- ノンファーム型接続の検討にあたっては、日本の電力取引制度を前提に、配電系統まで適用可能な日本独自の仕組みを考えていく必要がある。このような仕組みは、海外にも事例がないことから、非常に複雑かつ前例のない仕組みとなることも予想されるため、実現可能性や経済性、受容性を総合的に勘案し、決定していく必要がある。

3. 「日本版コネクト&マネージ」の今後の検討について 日本のノンファーム制度検討する上での前提

- 現在接続されている電源は、現行の託送供給等約款に基づき連系しており、平常時の出力抑制は同約款において規定されていない。
- このため、これまでの検討においては、ノンファーム型接続の早期適用を図るため、まずは、オペレーション（出力抑制）と費用負担を切り分けて、ノンファーム電源を抑制するという前提条件で検討を進めている。
- 一方、事故時や作業時の出力抑制は約款で規定されていることから、N－1電制や設備停止作業調整において、オペレーションと費用負担を切り分けて既存電源を効果的に抑制する仕組みを提案しているところ。
- ノンファーム型接続についても、社会コスト最小化の観点からは、既存電源を含めて効果的に抑制する方が有効であることから、オペレーションと費用負担を切り分けた仕組みについても視野に入れ検討していくこととしたい。
- なお、その検討においては、以下に示す各事業者間の公平性確保や現行の計画値同時同量制度を前提とする。

<前提とする公平性とは>

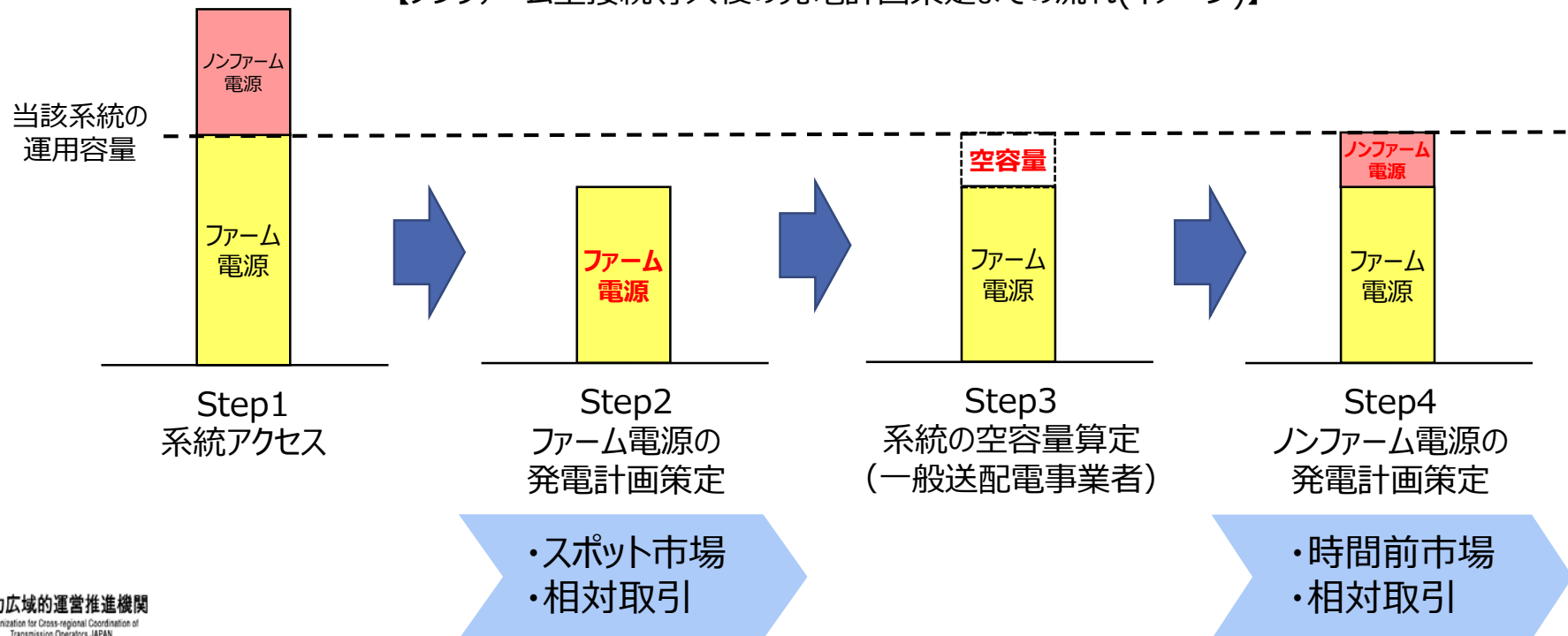
「平常時に出力制約がないように系統対策をしたうえで接続しているファーム電源」と「平常時の出力抑制を前提に系統対策なしで接続するノンファーム電源」の系統利用は、ファーム電源が優先される。そのうえで、

- ・ 適正な対価なしにファーム電源が出力抑制されるといった不利益が生じないこと
- ・ 適正な対価を支払ったノンファーム電源が運転できないといった不利益が生じないこと
- ・ 特定の種別の電源を優先的に接続することがないよう公平に取り扱う

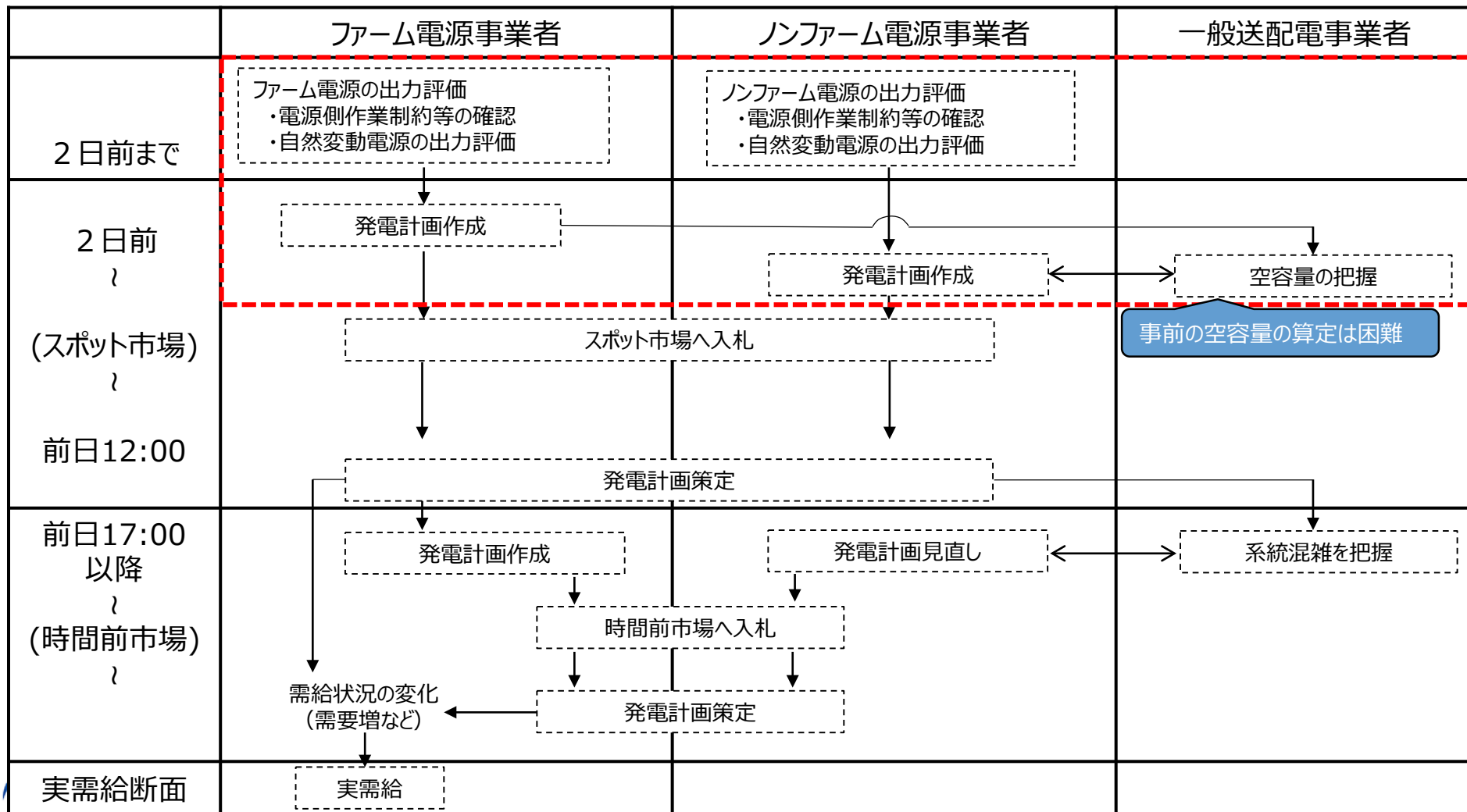
3. 「日本版コネクト & マネージ」の今後の検討について ノンファーム型接続 発電計画の策定

- ノンファーム型接続は、運用容量を超えた系統接続が可能であるが、その運転は、ファーム電源の運転時において系統に空容量がある場合に、その空容量の範囲内での運転を可能とする仕組み※1,2である。
 - ※1 ファーム電源間では、系統に接続すると系統利用に優先順位はないことが基本となるが、ノンファーム型接続の導入により、接続後の系統利用はノンファーム電源よりもファーム電源が優先されるという考え方になる（第32回広域系統整備委員会にて整理）。
 - ※2 PJMでは、系統増強して連系した事業者とそうでない事業者については、送電権の付与等において違いがある。
- このため、日本の電力取引制度を前提に系統接続から発電計画策定までの基本的なステップを考えると、ファーム電源の発電計画はスポット市場の結果によって決まるため、ノンファーム電源の発電計画はスポット市場後の取引(時間前市場または同一 B G 内でのファーム発電計画との差し替え)により策定することとなる。

【ノンファーム型接続導入後の発電計画策定までの流れ(イメージ)】



- ノンファームの計画策定には、ある程度精度の高い発電計画を元にした空容量情報が必要だが、スポット市場を受けた発電計画策定の前に精度の高い空容量を算出することは困難

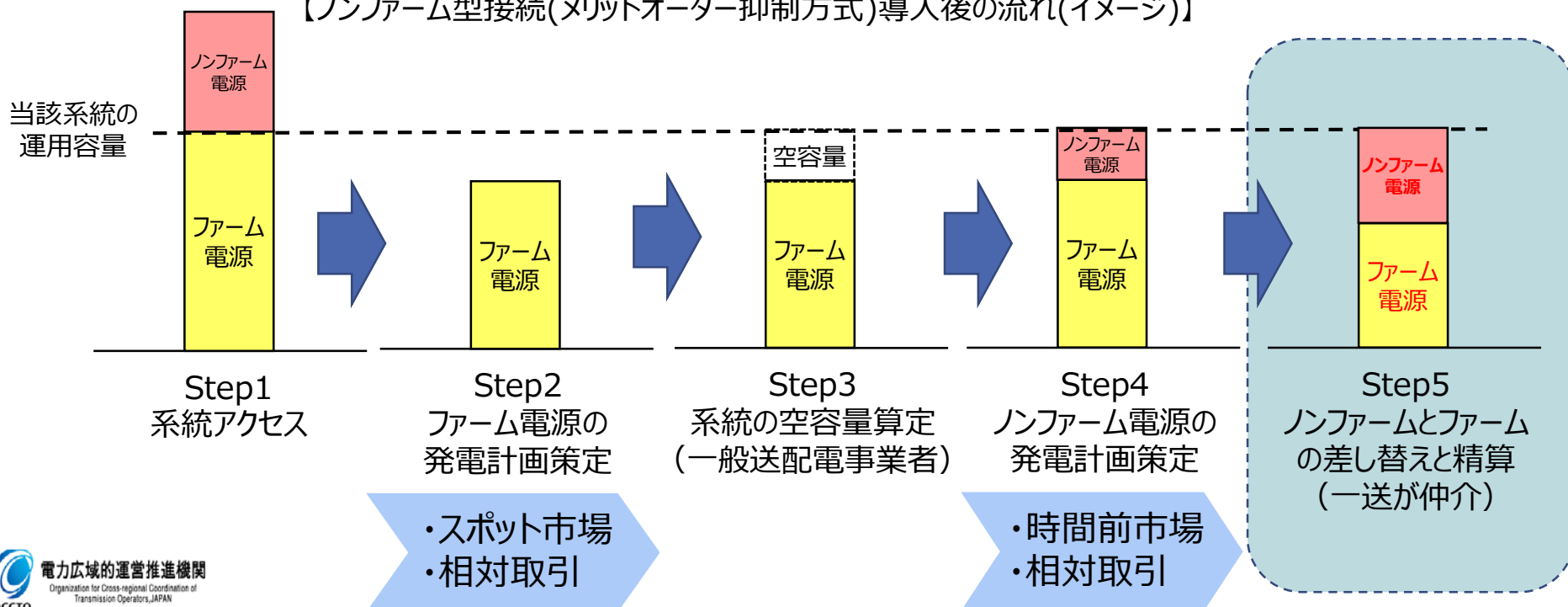


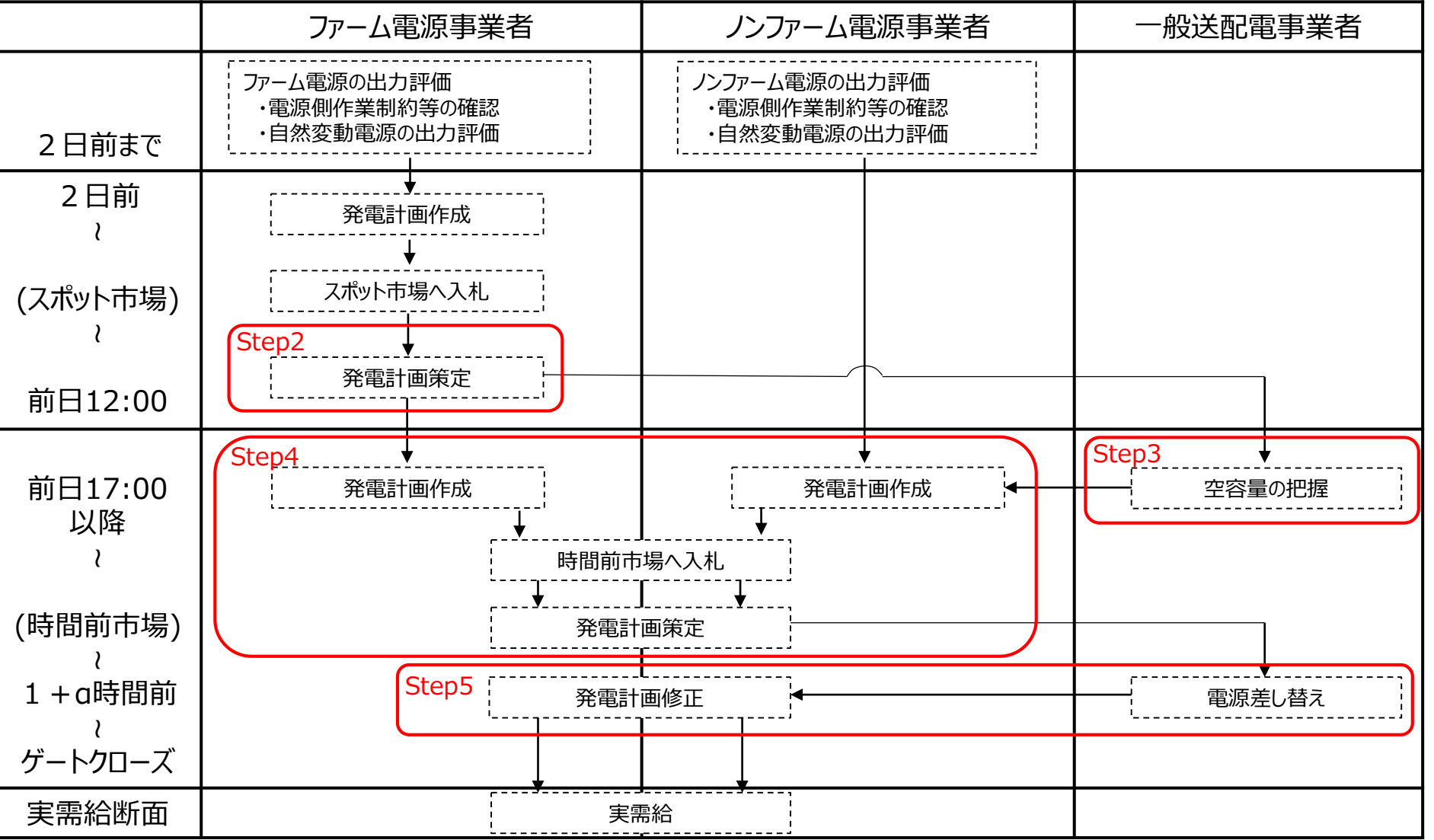
3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について メリットオーダー抑制方式 発電計画の策定

- ノンファーム型接続のメリットオーダー抑制方式は、ノンファーム型接続導入後は、ファーム電源の系統利用が優先されるところ、ファーム電源を含めてメリットオーダーに応じて発電出力を配分し、抑制されたファーム電源の機会損失費用をノンファーム電源が補償するという方式である。
- メリットオーダーに応じた抑制は、前述の発電計画策定フローのうち時間前市場の段階で実現する必要があるが、時間前市場では系統混雑が考慮されていないため、時間前市場を通して混雑処理することはできない。このため、一般送配電事業者がノンファーム電源の増出力とファーム電源の出力抑制（ノンファームとファームの差し替え）を行い、その費用を精算する手法が現実的である。
- ただし、この差し替えは、同一系統内に差し替え可能なファーム電源がある場合※に限定される。

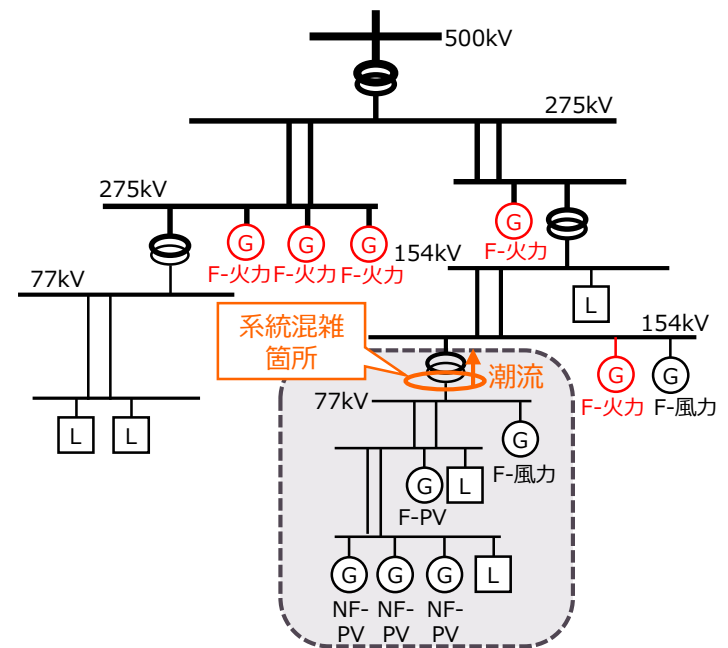
※ファーム電源が抑制可能かつ差し替えにより双方にとってメリットが生じる場合

【ノンファーム型接続(メリットオーダー抑制方式)導入後の流れ(イメージ)】





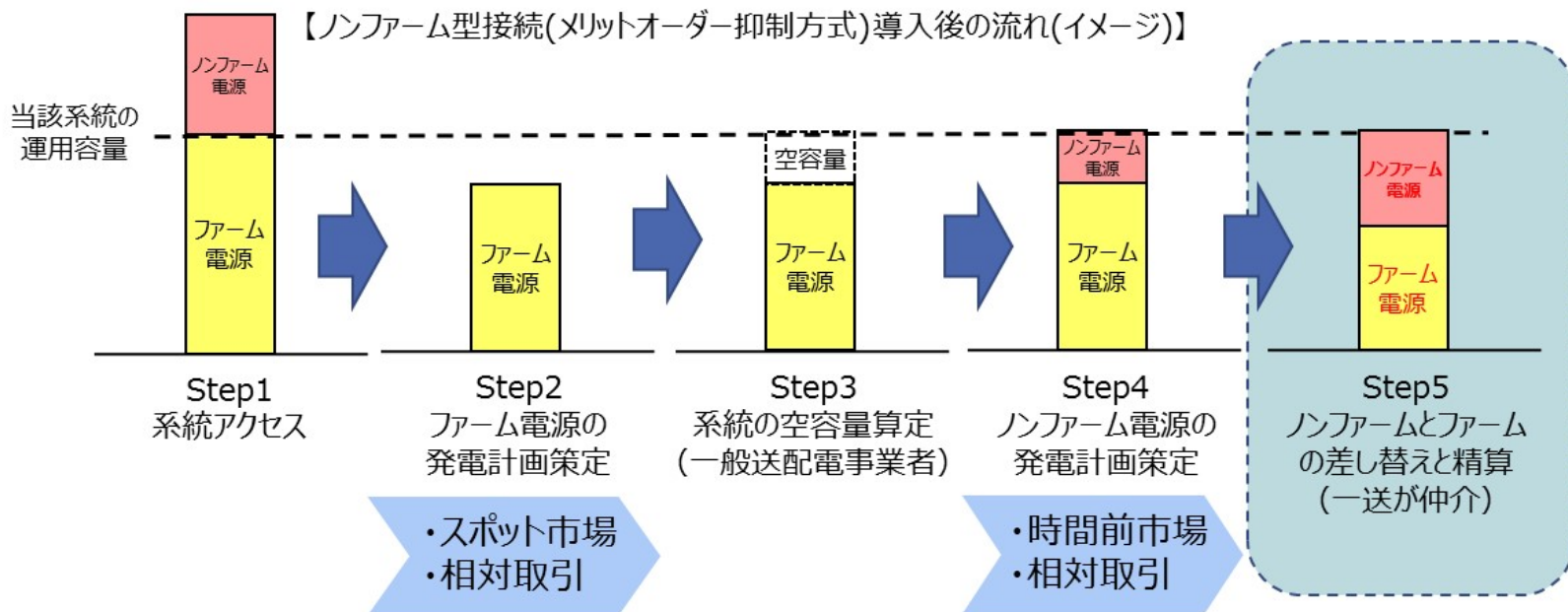
【ローカル系統】



同一系統内に再生電源しか存在しないことが多く、**持ち替え可能な電源がないため、メルिटオーダー抑制方式は適用できない。**

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について ノンファーム型接続のスキームについて

- ノンファーム型接続の今後の方向性としてまずはオペレーション(出力抑制)と費用負担を切り分けて、ノンファーム電源抑制方式を第1ステップ（先行適用）として検討を進めていくこととし、メリットオーダー抑制方式はその次のステップ（本格適用）として導入すると整理した。
- ただし、メリットオーダー抑制方式は差し替え可能な電源がある場合に限定されることから、ノンファーム型接続は、ノンファーム電源を抑制する方式(Step4まで)をベースとし、メリットオーダー抑制方式(Step5)は、限定的な仕組みとして考えていくことが現実的ではないか。
- なお、ノンファーム型接続の実現にあたっては、Step3やStep5の一般送配電事業者の負担増およびノンファーム型接続を希望する事業者にとっての受容性が最大の課題である。今後は本案をベースに実現可能性や経済性、受容性について詳細に検討していく。



-
- The diagram illustrates the five steps of the electricity system access process, showing the integration of non-farm and farm power sources and the calculation of system capacity.
- 当該系統の運用容量** (Operational Capacity of the System)
- Step1 系統アクセス** (System Access): Initial state with **ノンファーム電源** (Non-farm power source) and **ファーム電源** (Farm power source).
- Step2 ファーム電源の発電計画策定** (Farm power source generation plan formulation): Introduction of **ファーム電源** (Farm power source) and **ノンファーム (FIT)** (Non-farm (FIT)).
- Step3 系統の空容量算定 (一般送配電事業者)** (System empty capacity calculation (General transmission and distribution operator)): Calculation of **空容量** (Empty capacity) based on the system configuration.
- Step4 ノンファーム電源の発電計画策定** (Non-farm power source generation plan formulation): Introduction of **ノンファーム電源** (Non-farm power source) and **ファーム電源** (Farm power source).
- Step5 ノンファームとファームの差し替えと精算 (一送が仲介)** (Non-farm and farm replacement and settlement (One transmission operator as intermediary)): Final state with **ノンファーム電源** (Non-farm power source), **ファーム電源** (Farm power source), and **ノンファーム (FIT)** (Non-farm (FIT)).
- 電力広域的運営推進機関** (Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN)

3. 「日本版コネクト＆マネージ」の今後の検討について ノンファーム型接続の今後の検討

- ノンファーム型接続については、先述したとおり、日本における再エネ連系の中心となる小規模電源が多数接続されるDSO系統を含めた仕組みは海外にも例がなく、全くの新規の検討が必要であり相当程度時間を要する。
- 海外事例でも基幹系統でのファーム電源の暫定接続として実施しており、日本においても、基幹系統に接続する電源に対してノンファーム型接続を適用することは、比較的实现可能性が高いものと考えられる。
- このため、日本のノンファーム型接続については、実現性や事業者のニーズを踏まえ、段階的に検討していくこととしてはどうか。
- ローカル系統は、N-1電制によって電源接続の壁が緩和されつつあるが、今後開発が期待される大規模な洋上風力などは基幹系統が系統制約になる。基幹系統でのノンファーム型接続に事業者の強いニーズがあるならば、この検討を進めてはどうか。
- 具体的には、基幹系統でのノンファーム型接続について検討を進めるため、まずは海外の例に倣い、ファーム電源の暫定接続として、平常時の混雑処理を行うスキームについて実証を行うこととしてはどうか。
- なお、恒久的なノンファーム型接続について、ローカル系統も含め引き続き検討を行うこととするが、上述の状況を鑑みれば、ノンファーム型接続は海外でも例のない全くの新たな試みとして、関係事業者等のコンセンサスを得つつ、課題を克服していく必要があることから、こうした課題を検討状況を踏まえて、具体的なスケジュールを提示することとしたい。