

電力広域的運営推進機関の活動概況等について

平成28年3月30日

電力広域的運営推進機関
事務局長・理事 佐藤 悦緒

電力広域的運営推進機関の活動概況

名 称	電力広域的運営推進機関（広域機関） (OCCTO : Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN)
住 所	東京都江東区豊洲 6-2-15 (平成27年12月21日より豊洲事務所に移転。 平成28年4月より、新システムが本格稼働予定。)
組 織	電気事業法に定める認可法人（すべての電気事業者に加入義務）
目 的	広域的な運営による電気の安定供給の確保 ・ 電源の広域的な活用に必要な送配電網の整備を実施 ・ 全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化
会 員	787社（3/1時点）
役 員	理事長 : 金本 良嗣 理事 : 佐藤 悦緒（総務担当、事務局長兼務） 遠藤 久仁（企画担当） 寺島 一希（計画担当） 内藤 淳一（運用担当） 監事（非常勤） : 高木 佳子（弁護士） 水嶋 利夫（公認会計士）
役職員・ スタッフ数	約150名（役職員、派遣職員等を含む。）（3/1時点）

1. 需給ひっ迫時に、電源の焚き増しや電力融通の指示を実施（P 4）

- 平成27年4月1日の発足時から、24時間365日、全国の電力需給を監視。
- 本日までに2回の電力融通指示を実施（4月8日、9月26日）。
- 平成28年4月1日より、新たなシステムが本格稼働予定。新システムが稼働すれば、各一般送配電事業者の中央給電指令所で監視しているすべての情報の監視が可能。

2. 地域間連系線等の増強を推進（P 5・6）

- 平成27年9月、①東北東京間連系線（570万kW⇒1120万kW）及び②東京中部間連系設備（210万kW⇒300万kW）の増強に係る基本要件を取りまとめ。
- 平成28年3月、広域系統長期方針の中間とりまとめを実施。

3. 系統アクセスの受付、効率的な設備形成を推進（P 7～P 9）

- 1万kW以上の電源に係る接続検討等の申込みを受け付けるとともに、四半期ごとに、各一般電気事業者に申し込まれた案件と併せ、系統への接続に係る申込状況を取りまとめ・公表。
- 複数の電源接続案件を募集し、共同負担によって送配電等設備の増強を実施するルール（募集プロセス）を運用。一般電気事業者5社が主宰する募集プロセスについて、募集要領を確認。
- 平成28年3月、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」（平成27年11月6日、資源エネルギー庁 電力・ガス事業部）に基づき、「一般負担額のうち『ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額』と判断される基準額」を指定。

4. 供給計画を取りまとめ。調整力等の在り方の検討を実施（P 10～P 12）

- 平成27年6月、全ての電気事業者から提出された供給計画を取りまとめ、経済産業大臣へ提出。
- 小売全面自由化や自然変動電源の増加を踏まえた調整力・予備力及び連系線に確保するマージンの在り方について検討を行い、平成28年3月、中間取りまとめを実施。

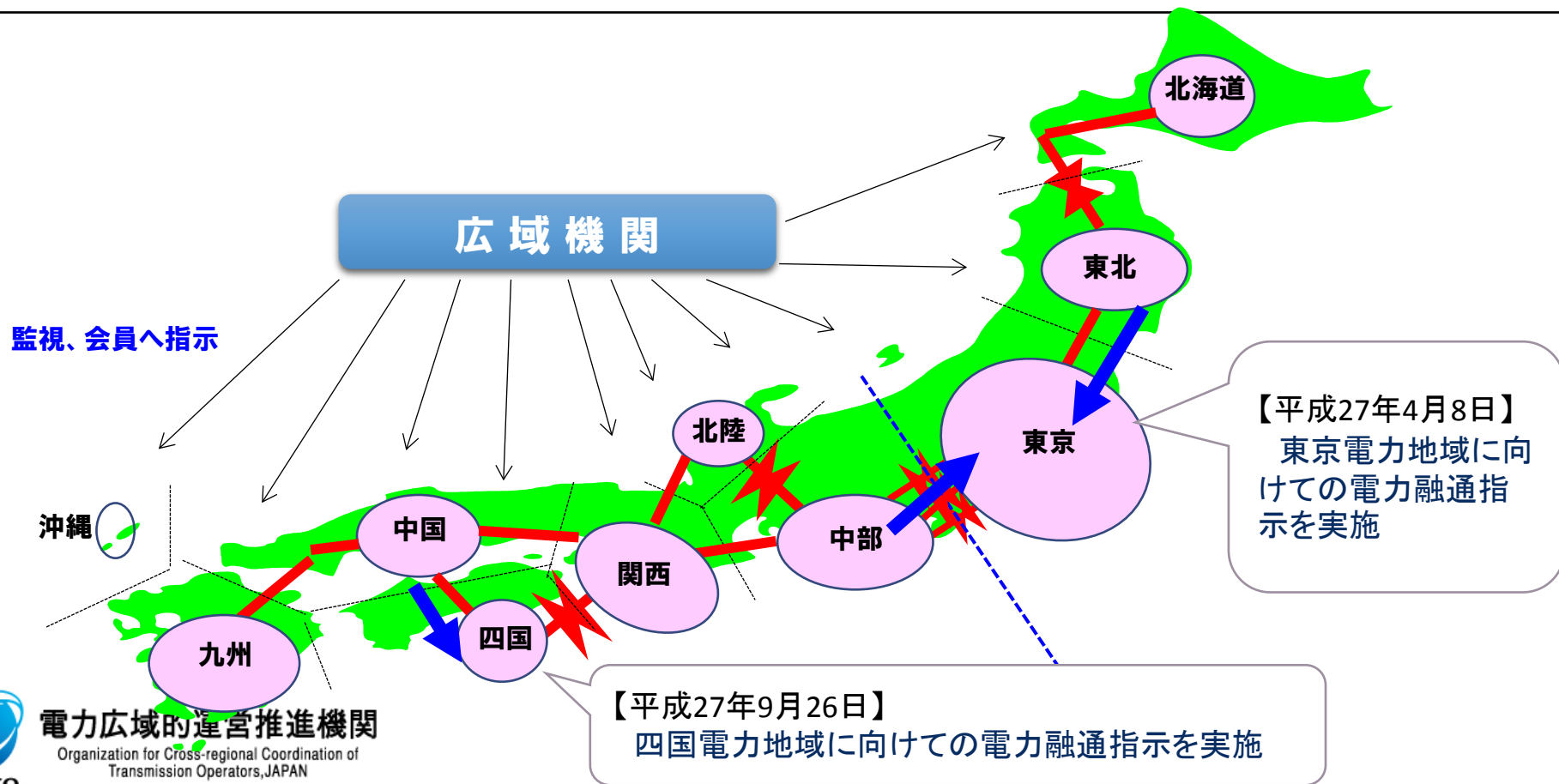
5. スイッチング支援システムの運用を開始（P 13）

- 平成28年3月1日、需要者による電気事業者の切り替えを支援するためのシステム（スイッチング支援システム）の運用を開始（週に1度、システム利用したスイッチング動向を公表。）。

1. 需給ひっ迫時における指示

○ある地域の電力が不足する見込みとなった場合、従来は、その地域の電力会社が、他地域の電力会社と調整し、融通を受ける仕組みであったが、広域機関設立後は、専門性を備えた職員が、日本全国の電力需給の状況を、24時間365日監視している。また、緊急時には、電気事業法に基づき、会員（電気事業者）に対して指示を行うことが可能となった。

○平成27年度（3月30日まで）に、計2度の指示を実施した（東京エリア向け、四国エリア向け）。



2. 地域間連系線等の増強

(1) 個別の地域間連系線等の増強の推進

○本機関に設置した広域系統整備委員会において検討を重ね、評議員会の審議を経て、平成27年9月30日に、①東北東京間連系線及び②東京中部間連系設備について、基本要件及び受益者の範囲を取りまとめた。

○今後、実施案及び事業実施主体や受益者・費用負担割合について更に検討を進め、

①東北東京間連系線については平成28年10月目途、

②東京中部間連系設備については平成28年6月目途、

に、それぞれ広域系統整備計画を取りまとめる予定。

①東北東京間連系線

◆総工事費

1,590億円程度

◆工期

7～11年程度を目標(※)

◆増強後の連系線の運用容量

1,120万kW

(550万kWの増強計画)

②東京中部間連系設備(FC)

◆総工事費

1,750億円程度

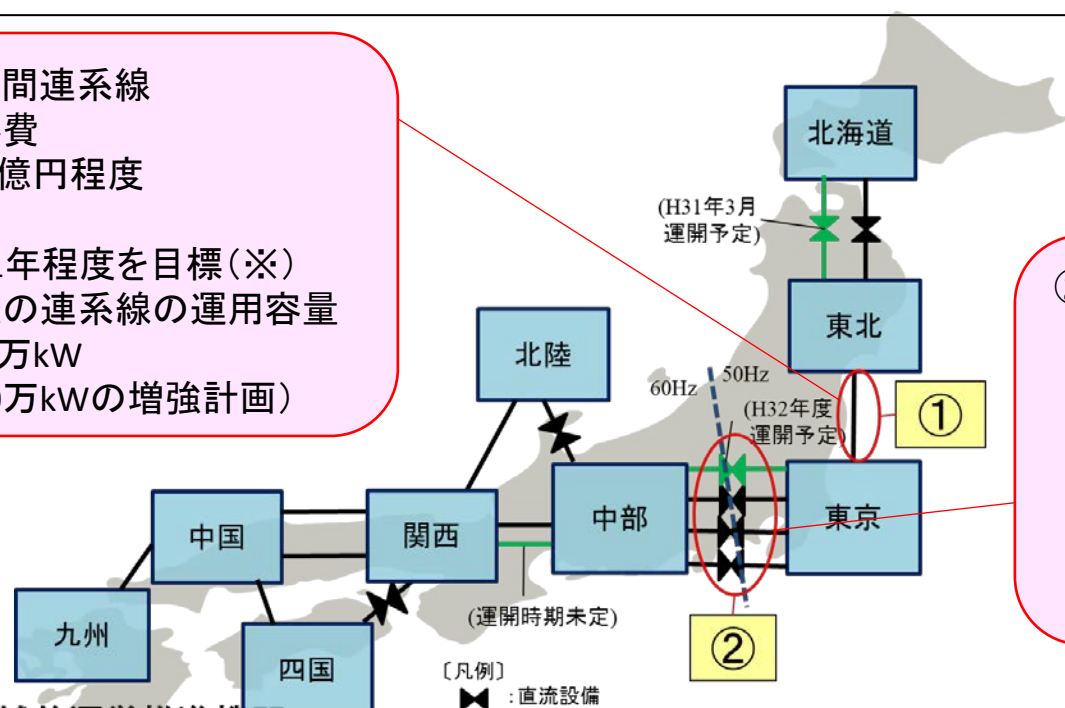
◆工期

10年程度(※)

◆増強後の連系設備の運用容量

300万kW

(90万kWの増強計画)



2. 地域間連系線等の増強 (2) 広域系統長期方針

- 長期を見通し、全国の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示す広域系統長期方針を取りまとめるべく検討を実施中。
- これまでの検討結果をまとめた中間報告書を平成28年3月23日に公表した。長期方針の策定に向け、引き続き検討を進めていく予定。

広域系統長期方針 中間報告書(平成28年3月 広域機関)

1. はじめに
2. 広域系統長期方針中間報告の位置づけ
3. 広域連系系統の特徴・変遷
4. 広域系統長期方針策定の基本方針
5. 広域系統長期方針の検討状況

【ポイント】

(1) 適切な信頼度の確保

- 東日本・西日本における災害を想定した潮流シミュレーションを実施し、FC300万kWの活用により、必要量が受電できることを確認
- 全国的に厳しい需給状況が長期間継続する場合において、さらに、各エリアで最大電源が脱落する場合の試算結果を評価

(2) 電力系統利用の円滑化・低廉化

- 検討の前提となる制度面や設備面の課題を整理

(3) 電力流通設備の健全性確保

- 広域連系系統の経年情報を整理

6. おわりに

以下の3つの軸に沿って、適切に設備形成・運用されている状態が広域連系系統の「あるべき姿」

(1) 適切な信頼度の確保

- 系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供
- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足

(2) 電力系統利用の円滑化・低廉化

- エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現
- 電力市場の活性化に寄与

(3) 電力流通設備の健全性確保

- 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進

3. 系統アクセスの受付・効率的な設備形成の推進

(1) 系統アクセスの受付・電源接続案件募集プロセスの実施状況

7

■ 系統アクセス受付状況

- 1万kW以上の発電設備の系統連系に関する事前相談（簡易検討）・接続検討（詳細検討）について、受付・回答を実施。現在の受付状況は以下のとおり（2月末日時点）。

	累計	うち回答済み
事前相談	95件	83件
接続検討	62件	23件
問合せ	178件	—

■ 電源接続案件募集プロセスの実施状況

- 電源接続案件募集プロセスの基本的なルールの検討及び一般電気事業者が主宰する募集プロセスの支援を実施。本機関の確認を経て、募集要領の公表に至った一般電気事業者主宰案件は以下のとおり（2月末日時点）。

主宰者	募集対象	募集要領公表	募集容量	進捗状況
東京電力	群馬県西部エリア	H27.12.25	17万kW	応募受付終了 接続検討中
	栃木県北部・中部エリア	H27.12.25	107万kW	〃
	山梨県北西部エリア	H28.1.14	15万kW	〃
	千葉県中西部エリア	H28.1.14	10万kW	〃
	千葉県南部エリア	H28.1.14	28万kW	〃

3. 系統アクセスの受付・効率的な設備形成の推進

(2) 一般負担額の上限額の設定①

- 従来、発電設備の設置に伴う電力系統の増強に関し、電源の特性によって、全てを一般負担（一般電気事業者（系統部門）の負担）としたり、全てを特定負担（発電事業者の負担）とする運用が行われていた
- そこで、①効率的な設備形成の実現の在り方、及び②事業者の費用負担の考え方を明らかにするため、昨年11月、資源エネルギー庁より指針が公表された



発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針（抄）

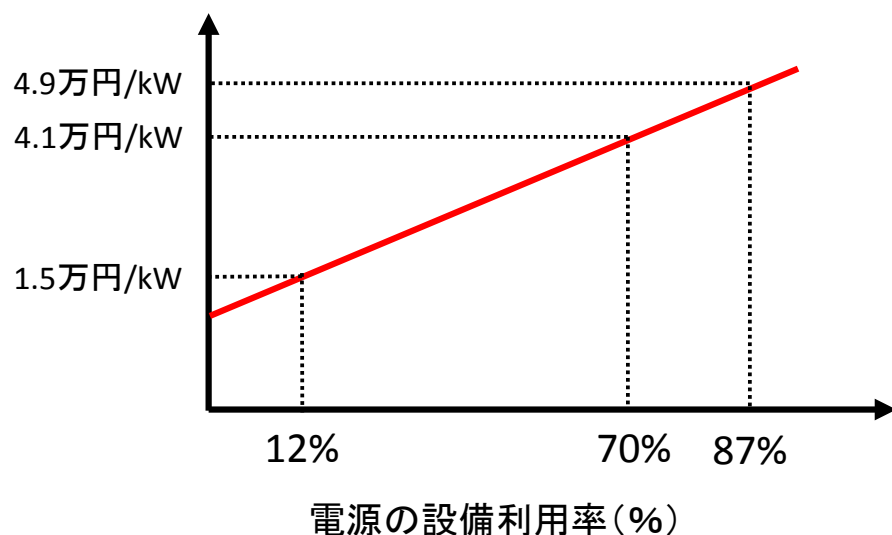
平成27年11月6日 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部

- 本指針は、ネットワーク側の送配電等設備に関する効率的な設備形成の在り方及び発電設備設置者の費用負担の考え方を明らかにすることを目的としている。
（中略）
- 一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」と判断される基準額を超えた額については、特定負担とすることが適当である。
- 当該基準額については、（略）種々の要素を専門的に検討することが必要であること、また、関係者の利害に直結するものであることなどを勘案し、全ての電気事業者が会員となっている広域機関において検討し、指定するものとする。

3. 系統アクセスの受付・効率的な設備形成の推進 (2) 一般負担額の上限額の設定②

- 引き続き電源設置の円滑化を図るとともに、過去においても「承諾の限界」の規定を適用した事案の単価水準などを勘案し、一般負担として許容される上限額として、過去に一般負担で実施した最大値であった4.1万円/kWという水準を設定。
- 一方、系統増強に要した費用は電気料金に含まれる託送料金という形で需要家が負担していることにかんがみ、託送料金体系との整合性を確保する観点から、電源の設備利用率に応じ、下表のとおり、一般負担の上限額を指定(平成28年3月16日に指定。)
- 一般負担の上限額決定後も、引き続き状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討していく。

一般負担の上限額(万円/kW)



電源種別	一般負担の上限額※1
バイオマス(木質専焼)	4.9万円/kW
地熱発電	4.7万円/kW
バイオマス(石炭混焼)	4.1万円/kW
原子力	4.1万円/kW
石炭火力	4.1万円/kW
LNG火力	4.1万円/kW
小水力※2	3.6万円/kW
一般水力※3	3.0万円/kW
石油火力	2.3万円/kW
洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

4. 調整力等の在り方検討・供給計画の取りまとめ

(1) 調整力等の在り方の検討

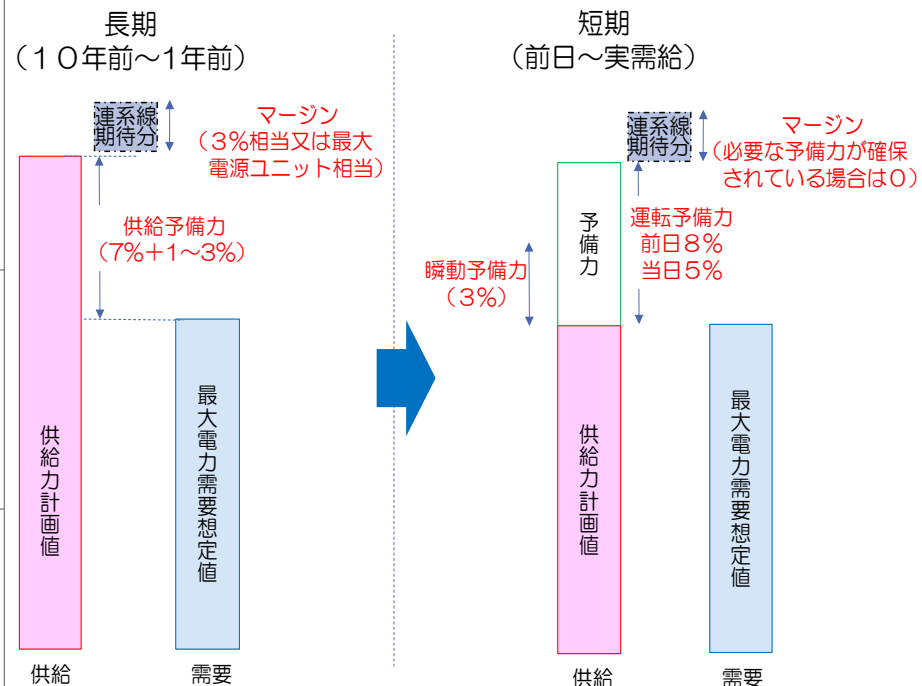
10

○昭和30年代以降変わっていない長期の供給予備力の考え方、過去からの知見や経験に基づき確保してきた短期の予備力・調整力の確保の在り方、さらに連系線マージンの在り方などについて、ライセンス制導入や再生可能エネルギー導入拡大などの環境変化を踏まえ、抜本的な見直しに向けた技術検討を「調整力等に関する委員会」にて実施中。

予備力・調整力・マージンの主な課題

長期の供給予備力	○供給予備力に関する考え方が昭和30年代から見直されていない。 ○電力システム改革に伴い、「一般電気事業者が確保すべきとする目安」から、「広域機関が評価し、必要に応じて電源入札の検討を開始する目安」へと位置付けが転換。
短期の予備力・調整力	○各一般電気事業者は、過去の知見・経験に基づき、瞬動予備力、運転予備力を確保。 ○太陽光や風力といった自然変動電源の増加やライセンス制の導入といった変化に対して、その必要量が検証されていない。
連系線マージン	○マージンは、本来、長期の供給予備力や短期の予備力・調整力を補完するものであるが、広域機関設立前までは、一般電気事業者が、系統規模の3%程度等の容量を確保。

現状の予備力・調整力のイメージ



4. 調整力等の在り方検討・供給計画の取りまとめ

(1) 調整力等の在り方の検討

○今年度の検討結果を、「中間取りまとめ」として、3月29日に公表した。残された課題については、来年度、着実に結論を得るべく、更に検討を進めていく。

○加えて、来年度は、供給計画の取りまとめに基づく需給バランス評価や需給変動リスク分析を行う。

調整力等に関する委員会 中間取りまとめ(平成28年3月)

1. はじめに
2. 中間とりまとめの位置づけ
3. 予備力・調整力・マージンの従来の考え方、システム改革後の位置づけ、及び課題
4. 予備力・調整力・マージンの検討状況 →

検討の大まかな流れ

予備力・調整力の議論

【Step1】

系統全体として必要な予備力・調整力の算定

評価指標の仮設定

需給変動要因・変動量の検討

必要量・スペック・評価基準の検討

【Step2】

一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量・スペックの整理

予備力共有のための
連系線容量確保要否

エリアを跨いだ調整
力確保のための
連系線容量確保要否

マージンの議論

マージンの在り方
(量・配分等)の
検討

5. おわりに

【ポイント】

(1) 長期の予備力

○太陽光や風力等の増加に伴い、需給ひっ迫断面が必ずしも14時でなく、17時や19時に出現することを確認

○こうした変化を踏まえ、来年度、LOLP以外にもLOLEやEUEの指標の適用も視野に整理予定

(2) 短期の予備力・調整力

○1時間前GCや計画値同時同量制度の下での再エネ予測誤差を含めた検討が必要であることを確認

○この分析のため、本機関が来年度以降収集するデータを整理

(3) マージン

○現行マージンについて、なぜ確保しているのかの根拠を一つひとつ整理。来年度、それぞれの観点から、必要性やあるべき量を整理予定

(4) 来年度の調整力と安定供給確保に向けた対応の確認

○来年度から分社化する東京電力、太陽光の増加が著しい九州電力より、来年度の調整力確保と安定供給の見通しをヒアリング

○現時点、来年度の安定供給について特段の問題は確認されなかったが、今後、小売・発電事業者より提出される供給計画(平成28年6月に取りまとめ予定)において、本機関が、エリア全体の需給バランス等についてしっかり評価を行うことが必要

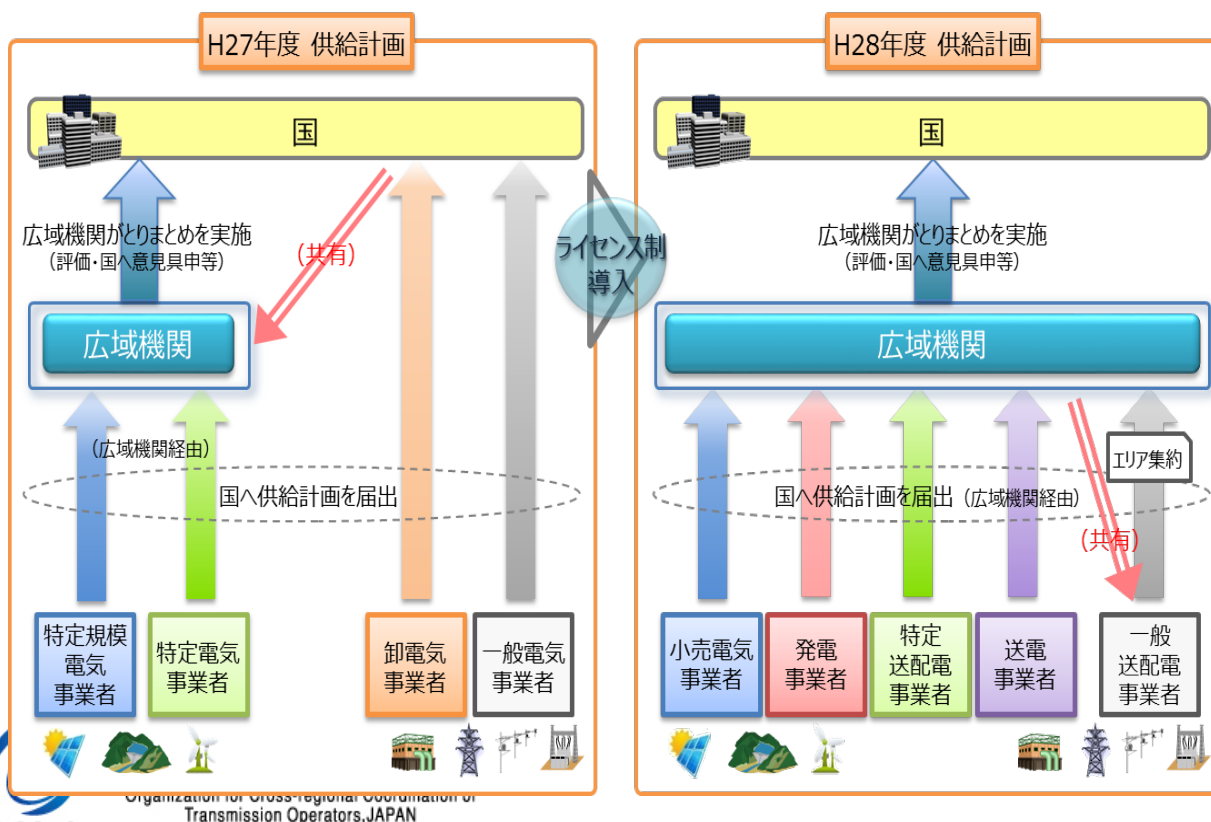
4. 調整力等の在り方検討・供給計画の取りまとめ (2) 供給計画の取りまとめ

12

○平成27年度は、619社の電気事業者の供給計画を取りまとめ、経済産業大臣に送付した。

○平成28年度は、ライセンス制の導入を受け、新たに発電事業者分も加え供給計画を取りまとめ、前頁の検討を踏まえた供給力・調整力の十分性も含め評価を行い、平成28年6月に、経済産業大臣に提出する予定。

供給計画の提出の流れ



供給計画提出者の内訳

平成27年度

一般電気事業者	: 10社
卸電気事業者	: 2社
特定電気事業者	: 5社
特定規模電気事業者	: 602社
合計 619社	

平成28年度

一般送配電事業者
送電事業者
特定送配電事業者
発電事業者
小売電気事業者

(1) スイッチング支援システムの概要

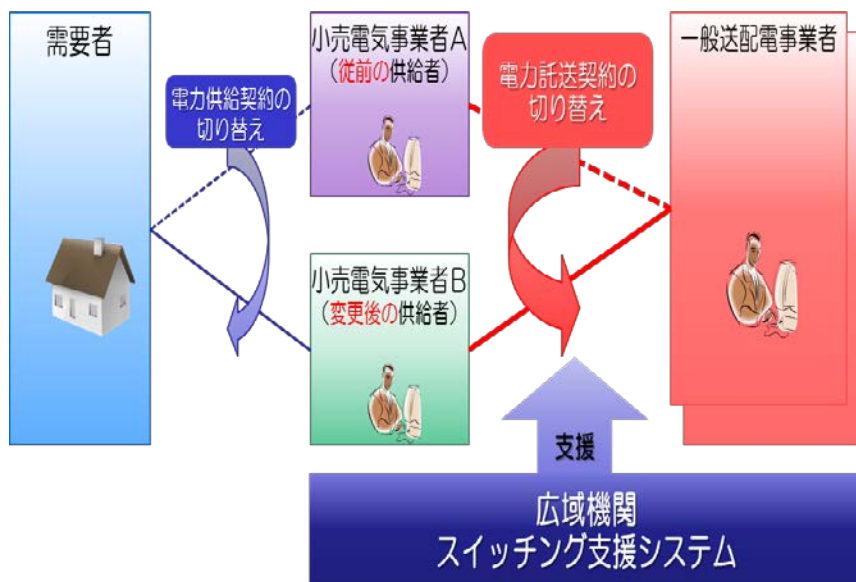
○小売全面自由化及びライセンス制の導入に伴い、需要者の電気購入先(小売電気事業者)の切替え(スイッチング)件数が、従来に比べて飛躍的に増加することが想定される。

○これらの手続きをワンストップで、円滑に行うことができるようにするため、スイッチング支援システムの運用を開始(平成28年3月1日13時に運開を行った。)

スイッチング支援システムの利用状況

(単位：千件)

スイッチング支援システム概要



エリア	スイッチング開始申請件数			
	3月4日 まで累計	3月11日 まで累計	3月18日 まで累計	3月23日 まで累計
北海道電力	0.7	7.8	12.0	14.8
東北電力	0.1	2.4	4.9	5.2
東京電力	20.6	49.7	142.1	191.8
中部電力	2.3	6.9	10.8	14.4
北陸電力	0.1	0.6	0.7	0.9
関西電力	11.8	32.0	66.7	95.9
中国電力	0.0	0.0	0.1	0.1
四国電力	0.2	1.0	1.3	1.6
九州電力	0.7	4.9	8.3	9.0
沖縄電力	0	0	0	0
合計	36.5	105.3	246.9	333.7

欧州における供給力確保の運用実態

欧州における供給力確保の運用実態 ～欧州現地調査結果の概要～

15

○供給力確保（容量メカニズム（※）・電源入札制度）の運用実態等について調査を行うため、平成28年3月14日～19日の間で、以下の機関を訪問（※）容量メカニズム≡容量オークション・容量市場等

ベルギー：欧州委員会、地域大系統運用者協調機関（CORESO）
イギリス：エネルギー・気候変動省（DECC）、電力・ガス市場局（OFGEM）、ナショナルグリッド
フランス：フランス送電系統運用者（RTE）、環境・エネルギー・海洋省（MEEM）等

1. イギリスにおける容量メカニズムは、いわば既存電源も対象とした電源入札制度

イギリスでは、ナショナルグリッドが、DECCによって設定された「必要供給力の目標値」（※）に相当する容量クレジットを容量オークションによって確保する仕組み。この確保のために必要な費用は、市場決済機関が小売事業者より徴収し、発電事業者に報酬として支払う。（※）DECCが設定する供給信頼度基準（LOLE）に基づき、実質的にはナショナルグリッドが算定。）

2. 容量メカニズムを機能させるためのカギは、容量の買い手への強力な規制とペナルティ

イギリスでは、落札した発電事業者が、契約を履行できない場合、ペナルティ料金を支払う仕組みだが、ペナルティの効果が弱いことが課題とされている。

フランスの容量メカニズムは、小売事業者に対して容量確保義務を課す仕組み。小売事業者が、この義務を履行できなかった場合には、需給状況に応じて、容量市場における参考価格にペナルティ係数（ $1+K$ ）を乗じる等により算出される「容量インバランス料金」を支払う。発電事業者が、契約履行できない場合も同様（これらの資金は、「容量クレジット・インバランス決済基金」に払込み。）。

3. フランスにおける電源入札制度では、「稀頻度リスク」に対応することは全く想定されていない

フランスでは、容量市場に加えて、電源入札制度の仕組みを併用。容量市場では、10年に1度の寒波に対応できる容量を設定。

フランスの電源入札制度は、政令上「需給バランスに関して著しいリスクが想定される場合に必要の新規電源を確保するために導入する」とされているが、エネルギー省・RTEとも、「稀頻度リスク」に対応して電源入札を行うことは全く想定していないことを確認した（フランスでは、EU全体としても、稀頻度リスクの概念すらないとの説明があった。）。

供給力確保、設備形成・連系線利用に関する 欧州事例調査の結果について

■ 先般、欧州の現地調査を完了したため、結果概要を報告する。

<調査対象>

- ◆ 供給力確保(容量メカニズム・電源入札制度)に関する制度の運用について
- ◆ 設備形成の考え方、国際連系線の活用について

<調査日程>平成28年3月14日～19日

<調査訪問先>

ベルギー(ブリュッセル)

- ◇欧州委員会
- ◇地域大系統運用者協調機関(CORES0)

英国(ロンドン)

- ◇エネルギー・気候変動省(DECC)
- ◇ガス・電力市場局(OFGEM)
- ◇ナショナルグリッド(NG)

フランス(パリ)

- ◇フランス送電系統運用者(RTE)
- ◇環境・エネルギー・海洋省(MEEM)



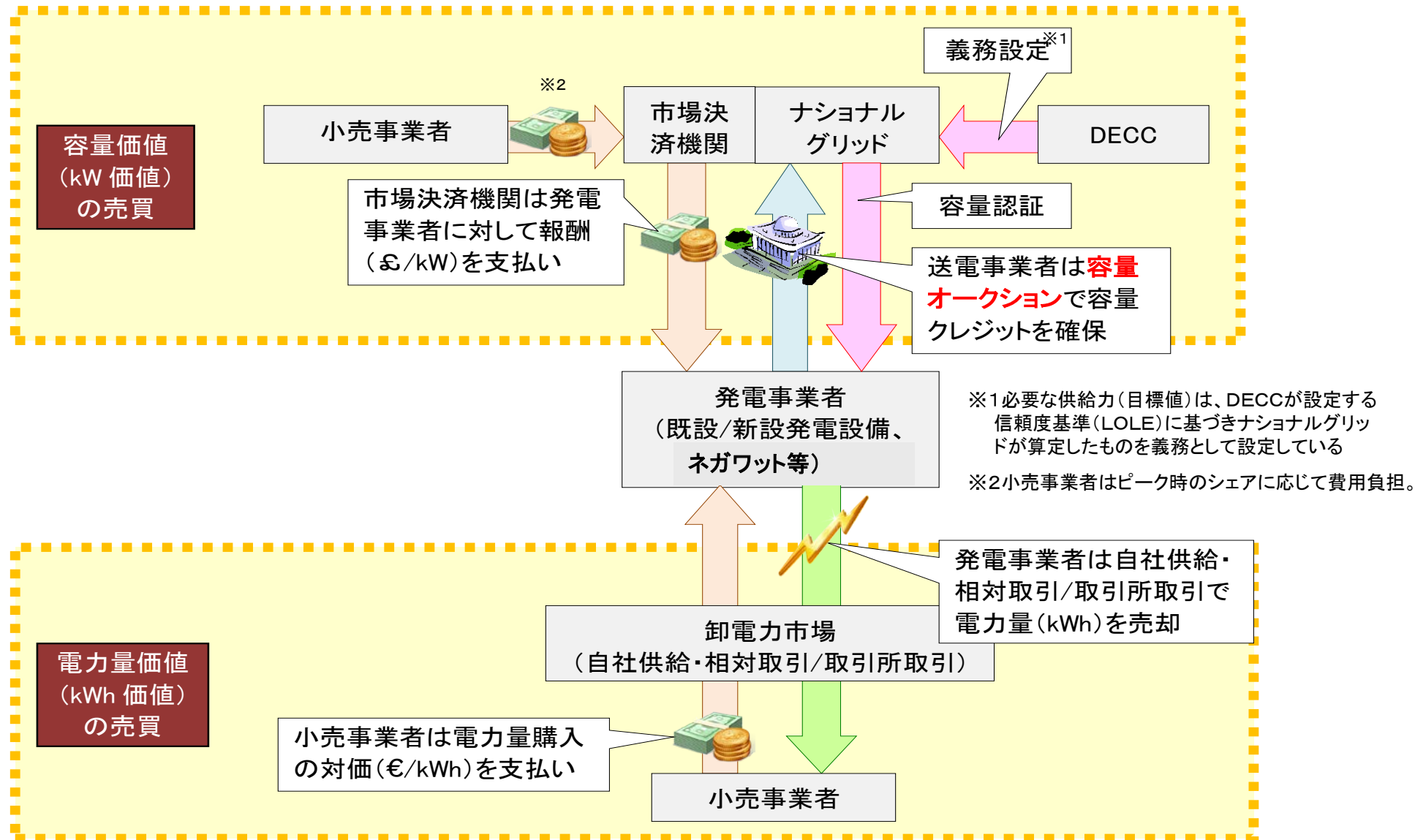
I . 供給力確保に関する制度の運用について

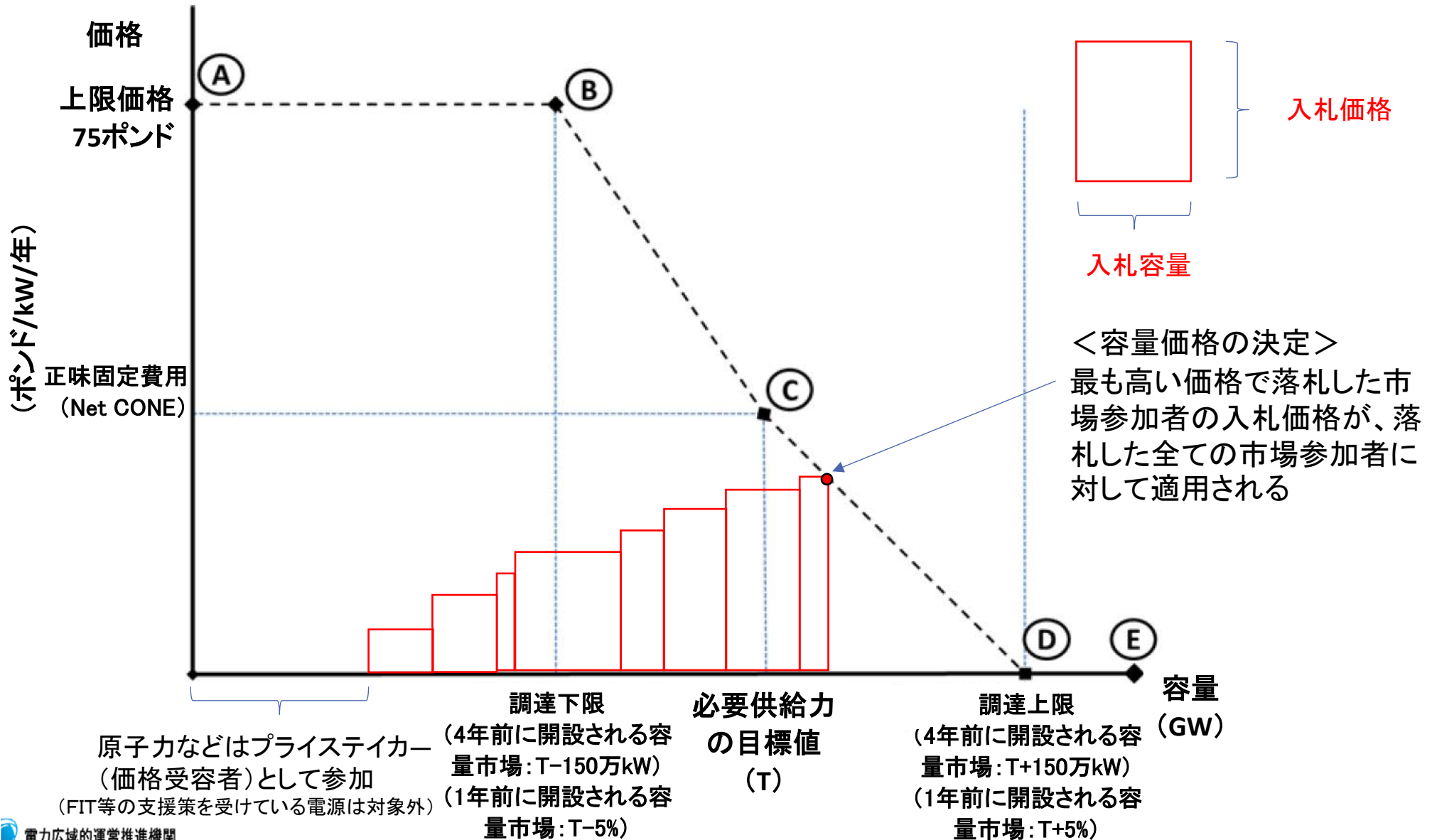
＜調査結果概要＞

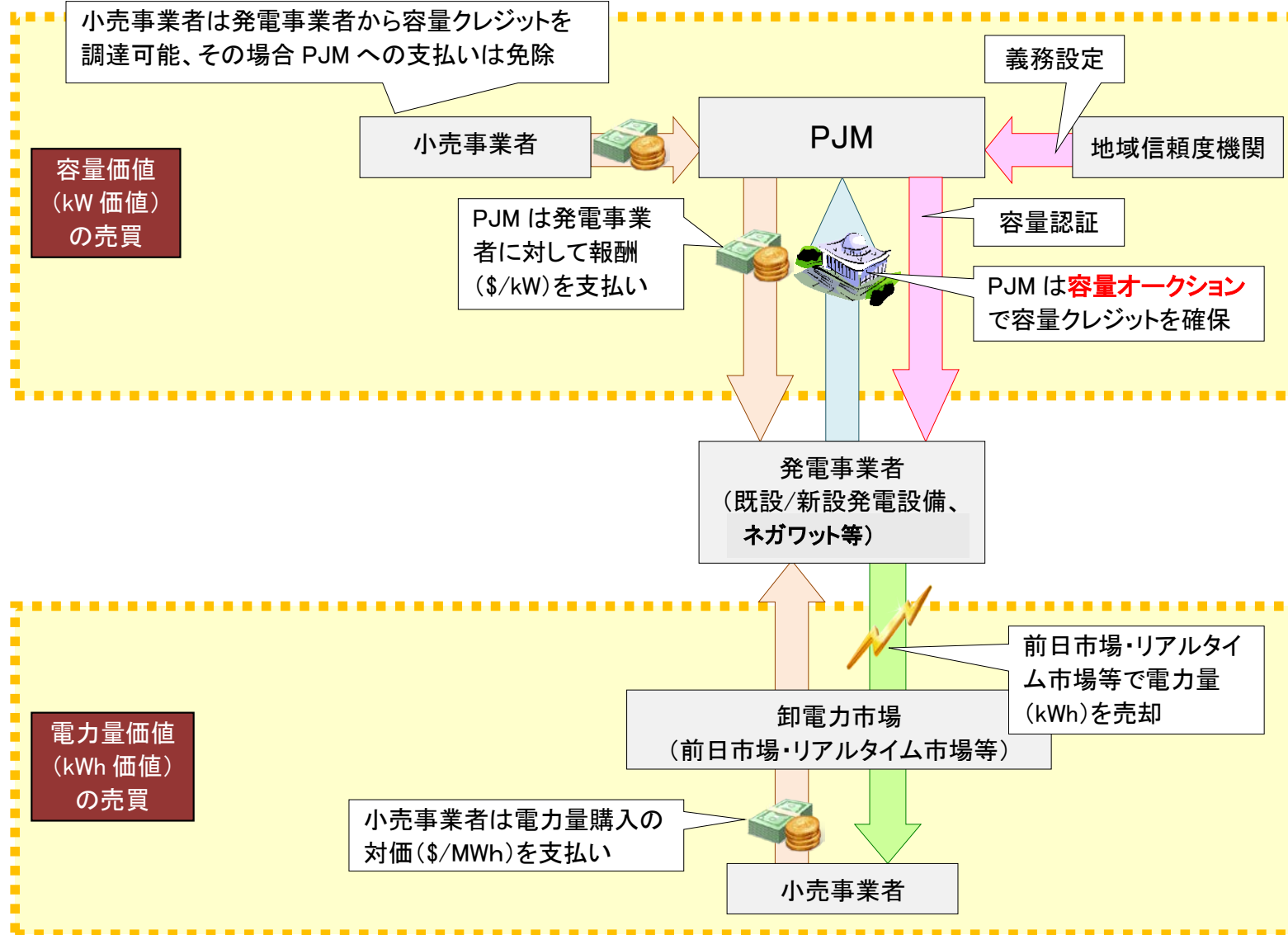
1. 欧州域内では、電力市場が自由化される以前は、需要に対して発電設備が過剰であった。
2. 近年の電力市場は、①消費電力量の減少、②再生可能エネルギーの拡大、③CO₂排出枠価格の下落の傾向がみられる。
3. 2001年のEU大規模燃焼設備指令によって、火力発電設備の大幅な廃止が予想され、一部の国では供給力不足が指摘される事態となっているが、EU加盟国の大部分は発電設備が過剰。
4. 英国の容量メカニズムについては、欧州委員会が承認しているが、フランスについては、競争への阻害性があるのではないかとということで、欧州委員会にて審査中。
5. 欧州委員会としては、容量メカニズムの導入は電力市場を歪曲させるおそれがあるため、好ましいと考えていない。適正に電力量市場(kWh市場)を機能させることにより、需給ひっ迫時に相当な価格スパイクを引きおこし、それによりデマンドレスポンス(DR)や発電事業者の容量確保のインセンティブを与えられると考えている。

＜所感＞

1. 欧州委員会は、次の3つの理由から容量メカニズムの導入に対して否定的である。①kWh市場の活用を重視している、②EU全体の電力市場の統一(調和化)を目指している、③供給力不足に対する責任を負っていない。その一方で、各国政府は供給力確保に対する責任があるため、容量メカニズムを導入している状況。
2. kWh市場の価格スパイクによるDRのインセンティブを与えるためには、1時間単位で価格変動する契約が必要であるが、日本市場においてはこういった契約はほとんど採用されていない。







※英国との主な違いは、①容量オークション運営者(PJM)が金銭のやり取りをしている。(英国は別機関が金銭管理)

②相対契約による容量クレジットの調達が可能(英国はオークションによってのみ調達)

③原子力発電所も入札可能(英国はプライステイカー(価格受容者)として参加。)

＜調査結果概要＞

1. 英国では、1990年代から電力自由化が導入され、卸電力市場から発信される価格シグナルによって、中長期的な供給力が適切に創出されると考えられたが、そうはならなかった。
2. 電力市場が適切に機能していない理由は、次の3点。①DRが必ずしも機能していないこと、②国際連系線が十分ではないこと、③ミッシングマネー問題（発電事業者が固定費を回収できるだけの十分な報酬を得ることができない問題）が顕在化していること。
3. ミッシングマネー問題は、特に注目されており、次の4つの原因が考えられる。①近年の再エネ大量導入に伴い、火力発電設備の利用率が低下している（従来は70%以上、近年は18～31%）。②発電事業者が投資を行うための事業資金が欠乏している。③再エネ設備に対して政策的支援が適用されているため、卸電力市場において再エネ電源が価格競争力を有している。④需給ひっ迫時において卸電力市場で価格スパイクが発生しない。
（※）④に関しては、発電事業者は需給ひっ迫時に応札価格を高めにしたいと考えているが、事後に規制当局や需要家サイドから批判されることを恐れて高い応札価格を出しにくい状況。
4. 近年は、政府が石炭火力発電設備を廃止する政策を打ち出し、石炭火力が廃止されることが予見できたにも関わらず、発電設備投資が進まない状況にある。このため容量メカニズムが必要とされるに至った。
5. 新規電源のみの入札の導入も考えたが、石炭火力の廃止の都度、入札が必要になってしまうため、それよりは、既存電源を含めた全ての電源（FIT等の支援策を受けている電源は除く）が毎年行う容量メカニズムの対象にした方が良いと考えた。

（次ページに続く）

＜調査結果概要（続き）＞

6. 容量メカニズムは、市場の競争原理を最大限機能させることで容量価格が低下すること及び透明性の観点から導入した。
7. 必要容量は、ナショナルグリッドが供給信頼度評価（LOLE:3時間）に基づき計算し、DECCが承認している。
8. 契約を適切に実行しない発電事業者も出てくることから、ペナルティーの水準を引き上げるといった議論が行われているが、ペナルティーを引き上げると発電事業者の投資リスクが高まることから、難しい問題となっている。
9. 英国においては、今後大量に廃止される石炭火力の代替電源の確保が急務であることから、容量オークションを実施したが、契約者のペナルティーが弱いため、必要な時期に契約者が容量を提供するかが課題である。

＜所感＞

1. 英国における容量メカニズム（容量オークション）は、「容量市場」と言われているが事実上大規模な電源入札という印象。
2. 米国のPJMの仕組みと極めて類似した制度になっている。

＜調査結果概要＞

1. DECCで確認した内容について説明し、法律上・実態上の修正点（認識の違い）があるか確認し、概ね正しいことを確認した。
2. 容量オークションにおけるナショナルグリッド、DECC、OFGEMの役割

ナショナルグリッド：供給信頼度基準に基づき必要な供給力確保量を算定しDECCへ提示。容量オークションを運営

DECC：供給信頼度基準を策定、ナショナルグリッドから提示された供給力確保量を承認

OFGEM：消費者利益を優先してチェック。例えば容量オークションにおける必要な供給力および入札価格（P6参照）についてチェックし、DECCに対して意見を提出

※その他、ナショナルグリッドは短期的な需給運用を実施。OFGEMはそれを監視している。

3. ナショナルグリッドは、短期的な需給運用に関して法律的な義務が課せられているが、中長期的な供給力確保については責任を担っていない。
4. 政府が中長期的な供給力確保のために容量メカニズムの導入を決定し、ナショナルグリッドが容量オークションを実施している。
5. OFGEMとしては、ペナルティーの水準は停電コスト（VOLL）に相当する水準が良いと考えている。

（次ページに続く）

＜調査結果概要（続き）＞

6. ナショナルグリッドには需給想定を行う専門部署があり、運用部門と協力して情報収集し実務に基づいた精度の高い需給想定を実施している。

＜所感＞

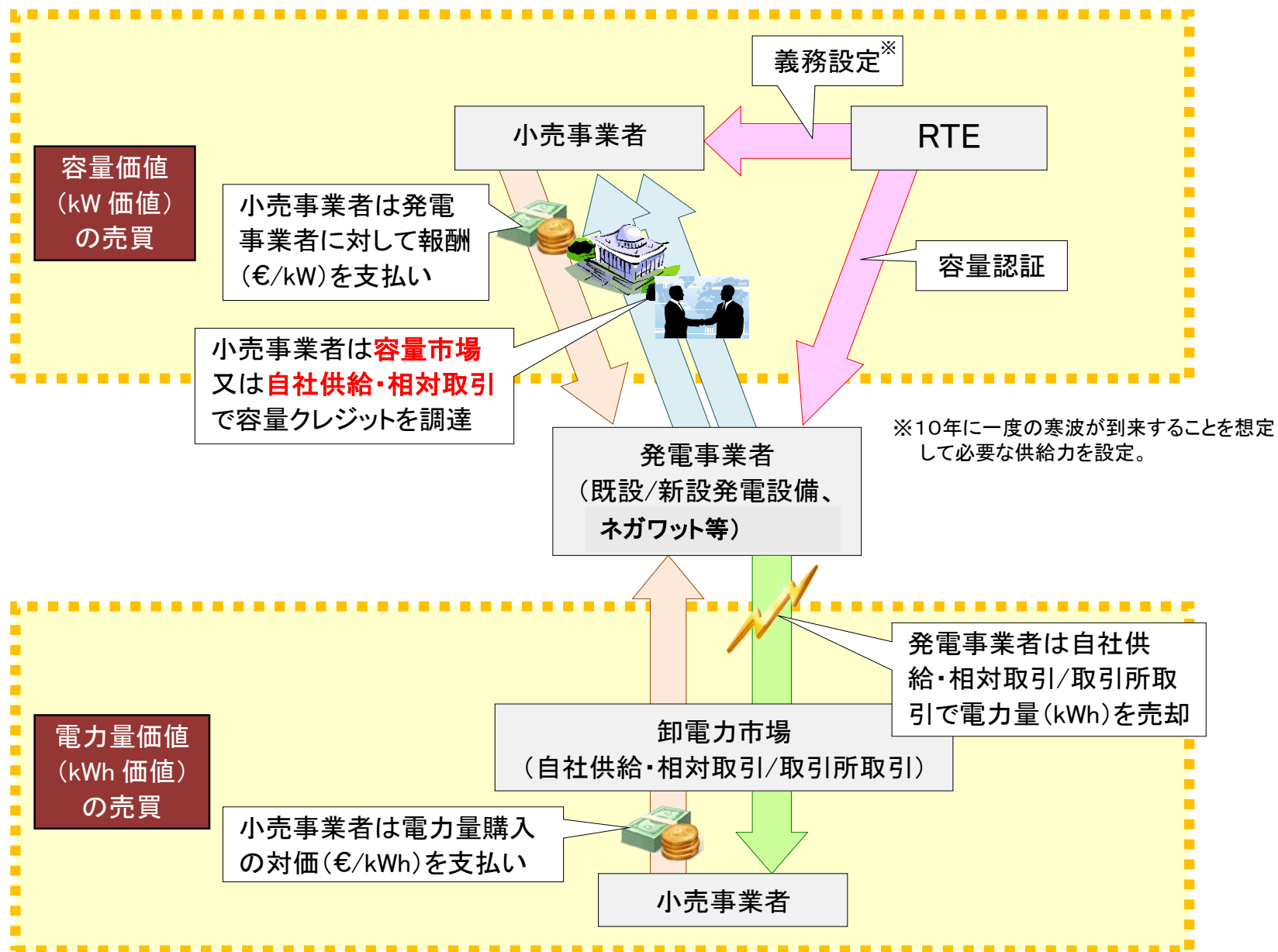
1. 供給力確保に関する最終的な決定機関は政府（DECC）であるものの、ナショナルグリッドが分析・提案した内容をそのまま採用している印象。

＜調査結果概要＞

1. 発電事業者や小売事業者から収集した情報を基に様々な観点から将来予測を行っているが、保守的な予測をしている。
2. ナショナルグリッドはあくまでDECCに対して事実を示すだけであり、実際の（容量オークションの導入などの）政策はDECCが決める。
3. 実際、当初（第1回の容量オークション時）は国際連系線を介した電力輸入分については供給力価値がないと判断していた。しかし第2回容量オークションにおいては、DECCの勧告に基づき国際連系線の送電容量を供給力として考慮することに変更した。

＜所感＞

1. 事実の積み上げを基に、実態上、概ね全てにおいてナショナルグリッドの提示が採用されている一方で、DECCは、国際連系線の活用など、EUでの立場を踏まえ政治的、付随的な決定をしている印象である。



＜調査結果概要＞

- 1. RTEは発電アデカシー報告書を毎年公表（法律で義務付けられている）。この発電アデカシーに関する（供給力不足等の）警告を利害関係者に発信する役割を担っている。
- 2. フランスでは、小売事業者に供給力確保義務を課している一方、需給インバランス料金は強いペナルティーがあるわけではないため、参入障壁となっていないと認識（ママ）。
- 3. 発電事業者と小売事業者に対して（容量市場価格から傾斜をつけた）容量インバランス料金を課すことで容量確保のインセンティブを与えている。

（次ページに続く）

【参考】小売事業者及び容量提供事業者に適用される容量インバランス料金

	系統全体で供給力不足が発生した場合	系統全体で供給力不足が発生しなかった場合
不足料金 （容量クレジット・インバランス決済基金に払い込む）	規制機関が決定する価格（理論上、容量市場における最高価格）	$(1+K) \times$ 容量市場参考価格
余剰料金 （容量クレジット・インバランス決済基金から払い受ける）	$(1-K) \times$ 容量市場参考価格	$(1-K) \times$ 容量市場参考価格

[注 1] 係数 K を設定することで小売事業者が過不足料金で精算を行うのではなく、容量市場等を活用して事前に過不足を調整するインセンティブを付与することが可能である。

[注 2] 容量市場参考価格は対象年の容量市場の価格ではなく、複数の対象年の容量市場の価格を考慮する。

＜調査結果概要（続き）＞

4. ペナルティー係数(K)の水準については、高い水準を設定することも可能であるが、小売事業者の参入障壁となってしまうため、容量市場の状況を見た上で設定する。なお、ペナルティー係数はRTEが提案し、エネルギー独立規制委員会(CRE)が承認することで決定される。
5. ペナルティーや容量インバランスにより徴収したものは、供給力を多く提供した発電事業者や必要以上の容量クレジットを確保した小売事業者に対して還付される。
6. 容量市場により調達する必要容量は、10年に1度の大寒波に対応できる容量を設定している。それ以上の厳しいリスク(原子力発電所の大規模停止のような日本における状況等)については、EUにおいて議論すらされていない状況。また、発電アデカシー報告書においては供給力が確保できないリスクよりも最大需要が増加するリスクの方が高いリスクとして考えている。
7. 具体的にどのような稀頻度リスクに対する供給力確保について、電源入札を実施するのか考えていない(制度については、P16 3. を参照)。

＜所感＞

1. フランスの容量市場制度は10年に1度の大寒波に対応するために導入しており、それ以上の稀頻度リスクは考慮していない。将来的に容量不足の見通しのある英国と比較して供給力不足に対する切迫感はない。
2. フランスは、小売事業者に供給力確保義務を課しているが、需給インバランス料金(kWh)に強いペナルティーを課していないため自由化における参入障壁となっていないとの見解である一方、容量市場においては、容量確保できなかった事業者に対するペナルティーを課しており、この設定次第では、参入障壁になり得ると考えられる。

＜調査結果概要＞

1. フランスにおける容量市場においては、小売事業者に供給力確保義務を履行させるインセンティブとして、容量インバランス料金を課している。この料金は、需給状況により変動し、需給ひっ迫の場合においては40,000€/MWとなる(10,000€/MWが市場価格であることから、その4倍の水準)。
2. 2000年の電力自由化法で新規電源入札制度を規定しているが、これはエネルギー政策を実現させるために導入したものであるため、一般的には再エネ発電設備を対象としている。ただし、過去、例外的に、地域的な需給バランスの保証のために、火力発電設備を対象に入札した実績もある(ブルターニュ地方・系統上、陸の孤島と呼ばれる地域で実施)。
3. ラストリゾートとして新規電源入札制度があるが、具体的な発動基準は決まっていない。政令では「需給バランスに関して著しいリスクが想定される場合に必要な新規電源を確保するために導入する」とされている。
4. フランスにおいては、原子力発電の全体に対する電力量の割合が75%に及ぶため、原子力停止のリスクにおいては、現状の供給力確保のスキームでは全く対応できない。

＜所感＞

1. 需給ひっ迫時における容量インバランス料金が市場価格の4倍になることから、需給ひっ迫頻度によっては、参入障壁になり得ると考えられる。
2. フランスの電源入札制度については、実際の運用(発動基準)については不明確であったことから、広域機関による電源入札の発動基準の設定に資する情報は得られなかった。

Ⅱ．設備形成について

＜調査結果概要＞

1. 英国においては、託送料金が地域により異なるゾーン料金制を採用しており、これにより需要地に近い場所に電源立地を促すインセンティブを与えている。
2. しかし、実態は、必ずしもそうになっていない。例えば、洋上風力発電においては、風況や立地場所（浅瀬）が重要であり、ゾーン料金の多寡は重要視されていない。
3. 英国では、発電事業者も一部の託送料金（全体の27%）を負担しなければならない。
4. DECCやOFGEMでは、ゾーン料金制は電源立地を促すインセンティブを与えるための制度であるとの説明であったが、ナショナルグリッドは、実際に必要となる費用を算定し託送料金（ゾーン料金）を設定しているとの説明があった。

＜所感＞

1. 英国では、ゾーン料金制を採用し、需要地と電源を近接させるインセンティブを与えているが、実際の電源立地においては、それ自体は重視されていない。
2. 発電事業者が一部の託送料金を支払いつつゾーン料金制を採用していることから、シャロー接続でありながら実質的にはディープ接続に近い運用が行われている。

＜調査結果概要＞

1. 託送料金は、電圧階級により異なるが、英国で採用しているゾーン料金制のような地域による違いはない。この理由の一つには、系統混雑が少ないことが挙げられる。
2. 費用対効果が極めて低い系統対策工事が必要となる発電設備の系統接続であっても、接続拒否することはできない。（英国と同様）
3. 一方で、送電容量に余裕のある地域を開示して、発電事業者を誘導している。発電事業者は、送電容量に余裕のある地域に連系する場合には、系統対策工事等が不要になることから、実際の系統連系までの期間（工期）が短くて済むというメリットがある。

＜所感＞

1. フランスは系統混雑が少ないことから、英国で採用しているゾーン料金制度導入の必要性が薄いと考える一方で、非合理的な設備形成を避けるために送電容量の余力に関する情報開示をして、発電事業者を誘導している。これは、日本において各電力会社が公表している「系統空容量マッピング」と同様の対応である。

Ⅲ．国際連系線の運用について

＜調査結果概要＞

地域大系統運用者協調機関(CORESΟ)

1. CORESΟの役割は、①各送電系統運用者からのグリッドモデルを集約して共通のグリッドモデルを構築すること②セキュリティ分析(電力潮流の状況を分析)③地域単位での国際連系線の送電容量の算定④短期的なアデカシーの算定⑤連系線利用の調整である。
2. 将来の需給等に関する検討は実施しておらず、比較的短期おける予想業務(太陽光発電量、需要電力量等)を実施。
3. CORESΟは、国際連系線の運用を実施しており、再エネ電源過多のドイツの電気を周辺の国へ送っている潮流図を紹介された。
4. 国際連系線の利用に関しては、各国の系統利用ルールに基づいて運用しており、電気の質(周波数)に関しては、特に問題になっていない。再エネ電源送電時には、整形された潮流を送電している。

＜所感＞

1. CORESΟは、広域機関における運用部の業務(連系線の管理)をしているという印象であり、長期と言うより短期的な目線で、複雑化する系統における予想業務(需給ひっ迫、再エネ発電予測)をして各国の系統運用者への運用の支援をしている。連系線の増強等の設備形成に関する検討はしていないことから、旧ESCJより業務範囲は狭い。
2. 再エネ電源を国際連系線を利用して送電しているが、下げしろを求めて送電していることを勘案すると、将来的には、域内の短周期の周波数調整が課題ではないか。