

効率的なネットワーク形成に向けた 託送制度の在り方等について

平成28年4月26日
電力広域的運営推進機関

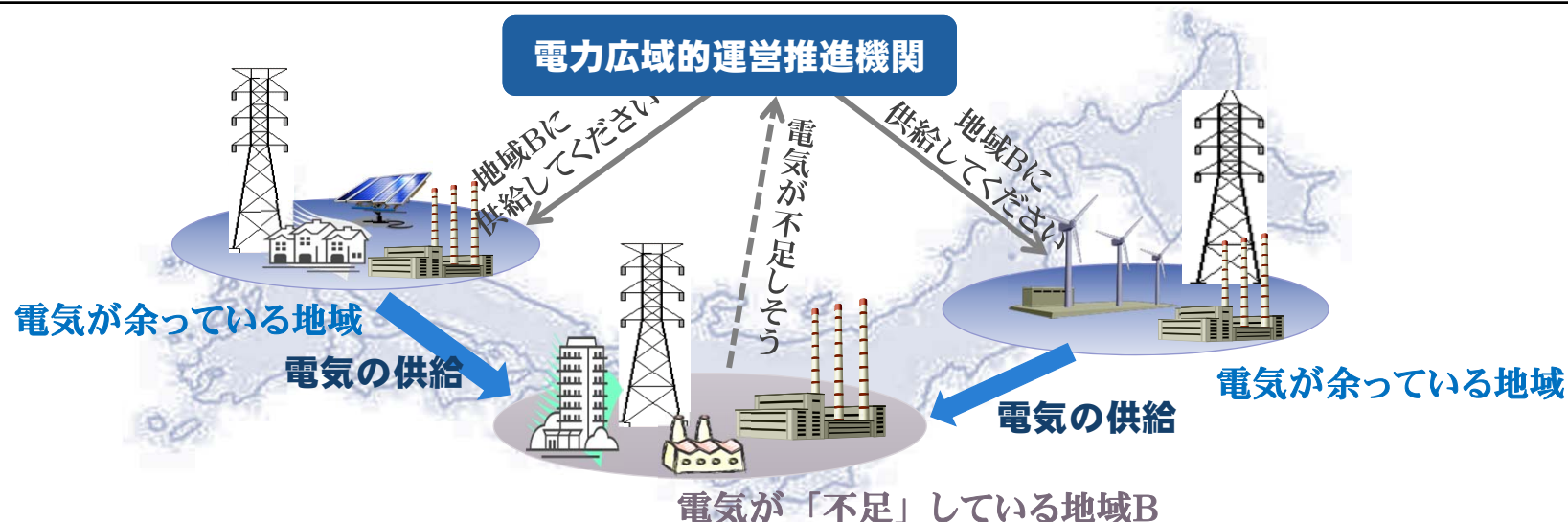
理事・事務局長 佐藤 悦緒



電力広域的運営推進機関（広域機関）とは

1

- 従来の電力システムは、各電力会社（一般電気事業者）が、地域（エリア）ごとに、発電、送配電、小売といった電力供給を担う仕組み。東日本大震災の際には、西日本で電気が余っているにもかかわらず、東日本では電気が不足するなど、従来の電力システムの抱える様々な限界が明らかになった。
- このため、地域を越えた電気のやりとりを容易にし、災害時に停電を起こりにくくする等の目的を達成するため、第1弾の改正電気事業法に基づき、本年4月「電力広域的運営推進機関」が全電気事業者が加入義務がある認可法人として創設。

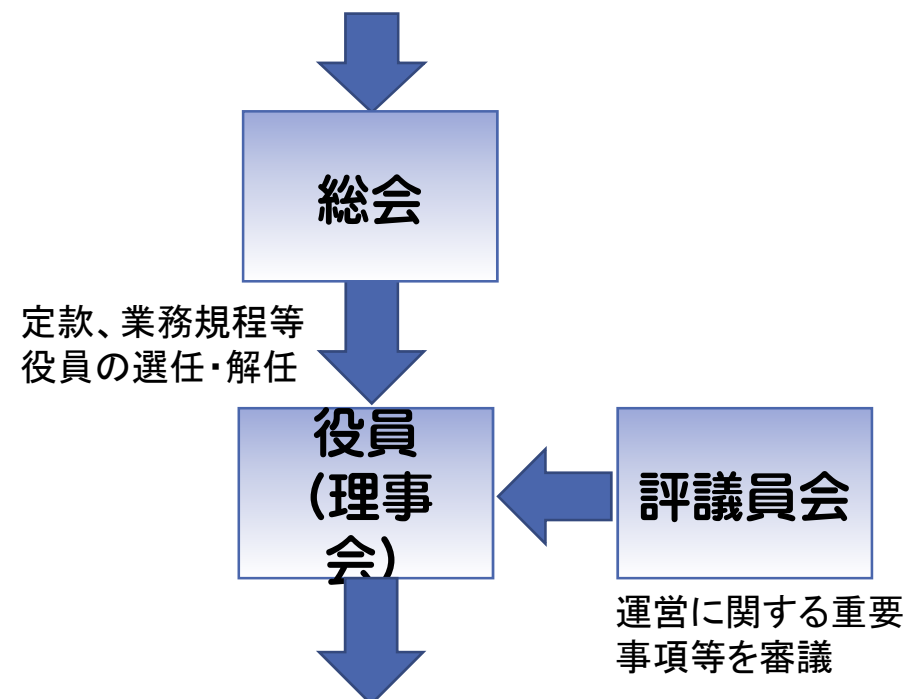


電力広域的運営推進機関の業務内容

- ① 災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。
- ② 全国大の電力供給の計画を取りまとめ、地域間連系線や地域内の基幹送電線の増強などを進める。
- ③ 平常時において 広域的な運用の調整を行う。（周波数調整は各エリアの送配電事業者が実施）
- ④ 新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務や、発電と送配電の協調に係るルール整備を行う。

名称	<p>「電力広域的運営推進機関」</p> <p>英語名 : Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> <p>略称 : 広域機関 / OCCTO (オクト)</p>
場所	東京都江東区豊洲 6-2-15
役員	<p>理事長 : 金本 良嗣</p> <p>理事 : 佐藤 悦緒 (総務担当)</p> <p>遠藤 久仁 (企画担当)</p> <p>寺島 一希 (計画担当)</p> <p>内藤 淳一 (運用担当)</p> <p>監事 : 高木 佳子 (弁護士)</p> <p>水嶋 利夫 (公認会計士)</p>

会員 (全電気事業者)



事務局

(役員、派遣職員等を含め、約150名)



論点1: 託送料金の支払者について

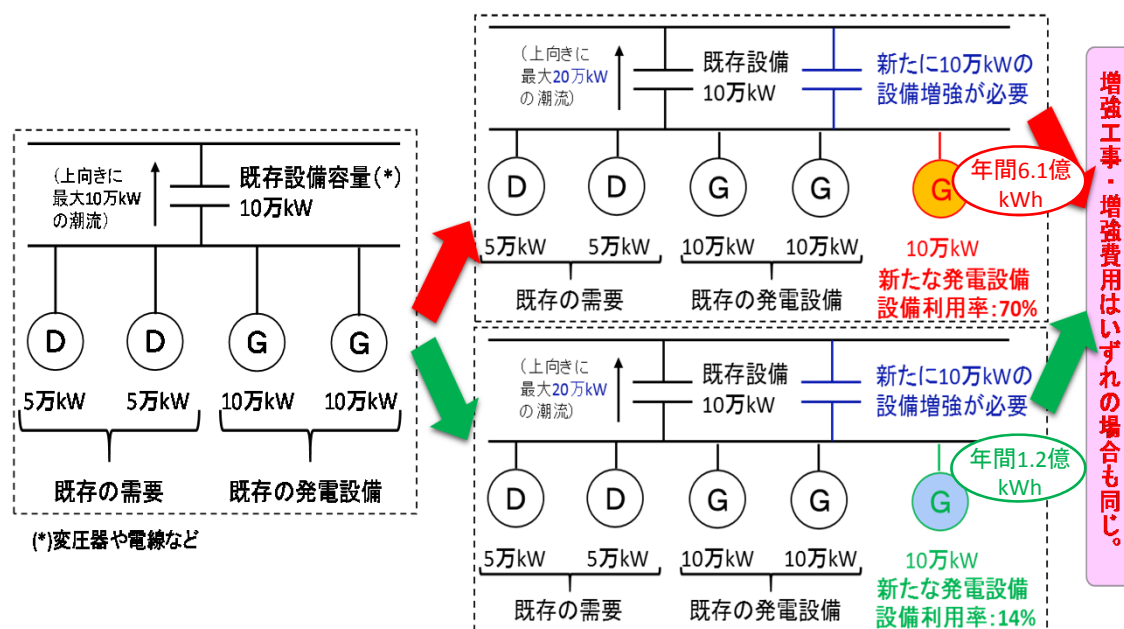
論点2: 託送料金の二部料金制について

論点3: 合理的な送配電設備形成について

論点4: 送配電等設備(連系線)の効率的な運用について

参考資料

- 発電設備の設置に伴う送配電等設備の増強については、発電設備から生ずる最大潮流を勘案する必要がある。このため、発電設備の容量が同じであれば、設備利用率にかかわらず（kWhの量にかかわらず）、必要となる増強工事は等しく、必要となる費用は同じ。
- 一方、一般送配電事業者は、kWhに応じて託送収入を得る。このため、一般送配電事業者は、設備利用率の低い電源の接続には消極的にならざるをえないと考えられる。
- また、送配電等設備に係る費用対効果の観点からも、同じ工事に対して多くの電力量（kWh）を流すことができる増強工事は、送配電等設備の利用率が高くなるため、費用対効果の高い増強であるといえる。



最大需要100kWの特別高圧需要家に対し、北海道・特別高圧系統に発電設備（設備利用率70%、14%）を連系して電気を供給する場合の託送料金収入の例

$$100(\text{kW}) \times 410.40(\text{円/kW}) \times 12\text{ヶ月} + 100(\text{kW}) \times 8760(\text{h}) \times 70\% \times 1.61(\text{円/kWh}) = \text{約}14.8\text{億円/年} (\text{約}2.41\text{円/kWh})$$

約532.7億円

(36年間では)

$$100(\text{kW}) \times 410.40(\text{円/kW}) \times 12\text{ヶ月} + 100(\text{kW}) \times 8760(\text{h}) \times 14\% \times 1.61(\text{円/kWh}) = \text{約}6.9\text{億円/年} (\text{約}5.63\text{円/kWh})$$

約248.4億円

(36年間では)

論点 1 : 託送料金の支払者について ~送配電等設備増強費用と電源の設備利用率~⁵

- 送配電等設備の増強費用は、設備利用率にかかわらず等しい一方、設備利用率の低い電源から得られるkWhは小さい。このため、設備利用率の低い電源が増加すれば、同じkWhを得る観点から、一般送配電事業者の費用負担は増加。
- この場合でも、論理的には、一般送配電事業者は、総括原価方式の下、費用回収を行うことが可能。
- しかしながら、総括原価で費用回収ができるとしても、託送料金はエリアごとに異なり、あるエリアで設備利用率の低い電源が増加すればするほど、当該エリアの託送料金が上昇することになる。
- この負担は、最終的には、当該エリアの需要家が負うこととなる。託送料金の上昇に伴い、当該エリアで経済活動を行う需要家に対して、高い電力コスト負担を求めることになれば、事業者間競争が厳しくなる中、工場等の需要家が、より料金負担の小さいエリアへ移転したり、他のエネルギー源への乗り換えを行うことも考えられる。このようなことが起これば、当該エリアの流通対応需要が小さくなるため、託送料金は更に上昇することとなる。

平成28年4月から適用予定の各社の託送料金体系

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧	基本料金 (kW当たり)	410.40	448.20	372.60	307.80	426.60	399.60	334.80	513.00	426.60	329.40
	従量料金 (kWh当たり)	1.61	1.35	1.27	1.27	1.18	1.18	0.92	0.95	1.40	2.72
高圧	基本料金 (kW当たり)	615.60	675.00	545.40	388.80	583.20	507.60	507.60	583.20	448.20	480.60
	従量料金 (kWh当たり)	2.48	2.66	2.30	2.51	2.18	2.54	2.55	2.32	2.60	4.07
低圧	基本料金 (kW当たり)	181.44	124.20	140.40	124.20	129.60	162.00	102.60	172.80	140.40	232.20
	従量料金 (kWh当たり)	7.84	8.68	7.31	7.97	6.89	7.88	8.62	8.56	7.25	9.84

論点 1 : 託送料金の支払者について ~まとめ~

6

- 送配電等設備の増強に係る費用は発電設備の設備利用率にかかわらず等しく、一般送配電事業者はkWhに応じて託送料金収入が得られるため、一般送配電事業者は、設備利用率の低い電源の接続には消極的にならないと考えられる。
- また、エリアごとに託送料金は異なるため、事業者間競争が激しくなる中では、この傾向が更に顕著にみられるおそれも考えられる。

このような論点について
どう考えるべきか

- 例えば、英国では、発電設備設置者側も、ネットワークの使用料金を支払う仕組み。
- また、発電設備設置者に対する基幹系統使用料は、kWに応じた料金が設定されている。
- このような料金体系は、送配電等設備の特性、経済合理性及び効率的な送変電設備形成の観点から、合理的なものと考えられるのではないか。

(参考) 英国における送電線使用料の例

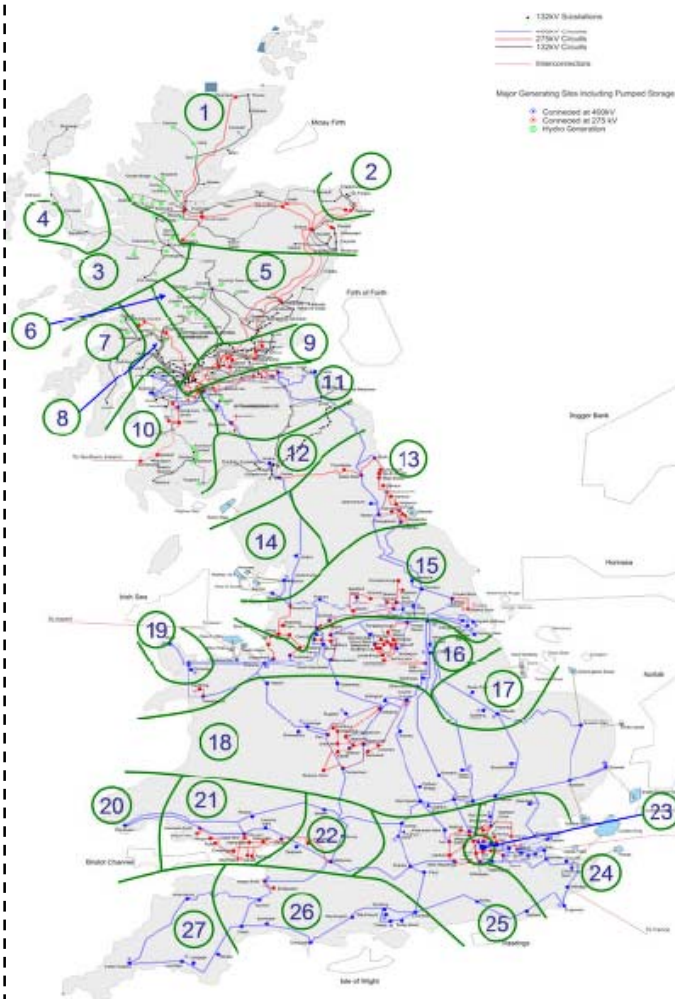
7

○英国では、小売事業者側だけでなく、発電設備設置者も、ネットワーク使用料金を支払い(送電設備費用の27%を発電側が、73%を需要側が負担。))。

○基幹系統に係る発電設備設置者の送電線使用料 (Transmission Network Use of System Wider Zonal Generation Charges)は、発電設備の立地地域によって設定。

○例えば、北スコットランドに設置する発電設備に係る送電線使用料金が25.5£/kWであるのに対し、ロンドン中心部に設置する発電設備に係る送電線使用料金は、-5.2£/kW(2015年4月)。

○さらに、発電側が支払う送電設備の使用料金は、kWに応じた一部料金制。



Zone	Zone Name	Tariff (£/kW)
1	North Scotland	25.546023
2	East Aberdeenshire	21.084720
3	Western Highlands	23.455451
4	Skye and Lochalsh	28.869531
5	Eastern Grampian and Tayside	22.214915
6	Central Grampian	21.644276
7	Argyll	22.890024
8	The Trossachs	18.031264
9	Stirlingshire and Fife	17.153323
10	South West Scotland	15.825072
11	Lothian and Borders	13.372687
12	Solway and Cheviot	11.621553
13	North East England	8.600036
14	North Lancashire and The Lakes	7.730613
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	6.258567
16	North Midlands and North Wales	4.890027
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.974367
18	Mid Wales and The Midlands	2.089218
19	Anglesey and Snowdon	7.684625
20	Pembrokeshire	5.933831
21	South Wales	3.308849
22	Cotswold	0.207391
23	Central London	-5.212171
24	Essex and Kent	-0.745812
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-2.553608
26	Somerset and Wessex	-3.944445
27	West Devon and Cornwall	-5.804749

論点 2 : 託送料金の二部料金制について

8

- 送配電等設備に係る設備投資やメンテナンスは、原則、その利用量(kWh)に関わらず生ずるため、本来、その費用の性質を厳密に区分すれば、固定費が大きく、変動費は極めて小さい又はゼロとなると考えられる。
- しかしながら、現行の託送料金は、P5のとおり、従量料金が一定の割合を占める体系となっている。

- こうした託送料金体系の背景には、
- ・電気やガスといった、いわゆる公益事業の小売料金は、既に二部料金制で構成されており、このことが社会的に受認されていることや、
 - ・一方で、小売料金についていえば、基本料金のみで定額制の料金体系とした場合には、エネルギーをいくら利用しても料金が変わらないという体系は、社会的に受け入れられ難いと考えられること、
- 等があると考えられる。

- しかしながら、託送料金は、あくまで一般送配電事業者と小売事業者の間のBtoBの契約であり、間接的には小売料金への影響も考えられるが、直ちに小売料金体系に反映されるものではないと考えられる。
- また、特に電気に関しては、ガスとは異なり、電源ごとに設備利用率が異なるという特性がある。このため、送配電等設備に係る実際の費用は専ら固定費であるにもかかわらず、kWhに応じて費用回収をするという体系とすると、送配電等設備を効率的に活用するインセンティブ(※)が発生しないという課題も考えられる。

このような論点について
どう考えるべきか

(※)小売事業者が、設備利用率の高い電源(すなわち、ネットワークを効率的に利用する電源)から電気を調達しようとするインセンティブ

- このため、送配電等設備の特性、経済合理性及び効率的な送変電設備形成の観点からは、託送料金に関しては、基本料金を大きく、従量料金は極めて小さい又はゼロとすることが合理的と考えられるのではないかと。

(参考) 電気事業審議会制度答申(平成11年12月)抜粋

第一部 託送料金設定の考え方

論点5. 利用者負担の公平性の確保

1. 負荷率(二部料金制の導入)

(1) 送電線の利用においても、負荷率改善は、託送事業の効率化に寄与することから、ネットワーク利用者の負荷率に応じた料金設定をすることが望ましい。

(2) このため、託送料金を基本料金と従量料金に分けて設定する二部料金制度を導入する。これにより、託送の利用率を上げれば、単位利用量当たりの託送単価が逡減することとなる。

(注10) ここでいう二部料金制とは、基本料金と従量料金に分けて費用を回収する仕組みを指している。基本料金及び従量料金の設定に当たっては、固定費及び可変費という要素だけではなく、負荷率を改善するという制度の目的を踏まえた形で設定することが適当である。

(3) これに加えて、ネットワーク利用者の送電線の利用形態にあわせたきめ細かなメニューを導入することが、利用者に負荷率改善のインセンティブを与え、また、利用者の期待に応えることとなる。したがって、個々の電力会社のネットワークの利用状況も踏まえながら、現在、一般供給料金において導入されている選択約款を参考としつつ、具体的なメニューを作成することが適当である。

(選択約款の例)

・季節別時間帯別料金メニュー

ピーク時の料金を高く、オフピーク時の時間帯の料金を低く設定し、利用者に、負荷率を改善するインセンティブを与えるメニュー。

- 一般送配電事業者は、電気事業法に基づき、正当な理由がなければ、接続を拒んではならないとされている。また、先述のとおり、一般送配電事業者は、一般負担の上限額の範囲内の接続案件についてはその額を、一般負担の上限額を越える接続案件についてはその上限額を、それぞれ一般負担として負担して、送配電等設備投資を進めなければならない。
- また、広域機関では、発電設備設置者の接続に伴い、大規模な送配電等設備の増強が必要になる場合、複数の接続希望者を募集し、特定負担（工事費負担金）を共同で負担するルールを運用中（電源接続案件募集プロセス）。この募集に当たっては、接続希望者の発電設備の規模、発電設備に係るkW当たりの特定負担の額、工事に要する期間等を勘案しつつ、なるべく多くの接続希望者の希望を満たすことのできるような適切な送配電等設備の増強規模を検討し、提示している。
- しかしながら、合理的・効率的な送配電等設備形成の観点からは、将来潮流には不確実性があることを念頭に置きつつ、その設備投資に要する費用や、投資に対する効果等を考慮して、送配電等設備投資の合理性を評価する新たな手法を検討していく必要があると考えられるのではないかと。

【第2弾改正電気事業法】

第17条

- 4 一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを電氣的に接続することを求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電氣的または磁氣的な障害を与えるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。

(参考) 電源接続案件募集プロセス

11

- 現在、5エリアにおいて、電源接続案件の募集要領を公表し、募集を実施しているところ。
- 昨年11月に公表された費用負担ガイドライン（※）の考え方にに基づき、送配電等設備の増強費用を一般負担（一般送配電事業者負担）と特定負担（発電設備設置者負担）へと配賦し、系統への接続を希望する発電設備設置者を募った上で、この特定負担を共同で負担する仕組み。
- この仕組みによって、従来は、送配電等設備に係る特定費用を1者で負担することは難しかった案件であっても、複数者で共同で負担して接続を行うことができるようになる可能性が生まれる。
- 一方、費用負担ガイドラインに基づき、広域機関では、一般負担の上限額を設定したところであるが、一般負担として整理される額も少なからず発生することが見込まれる。

（※）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等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）

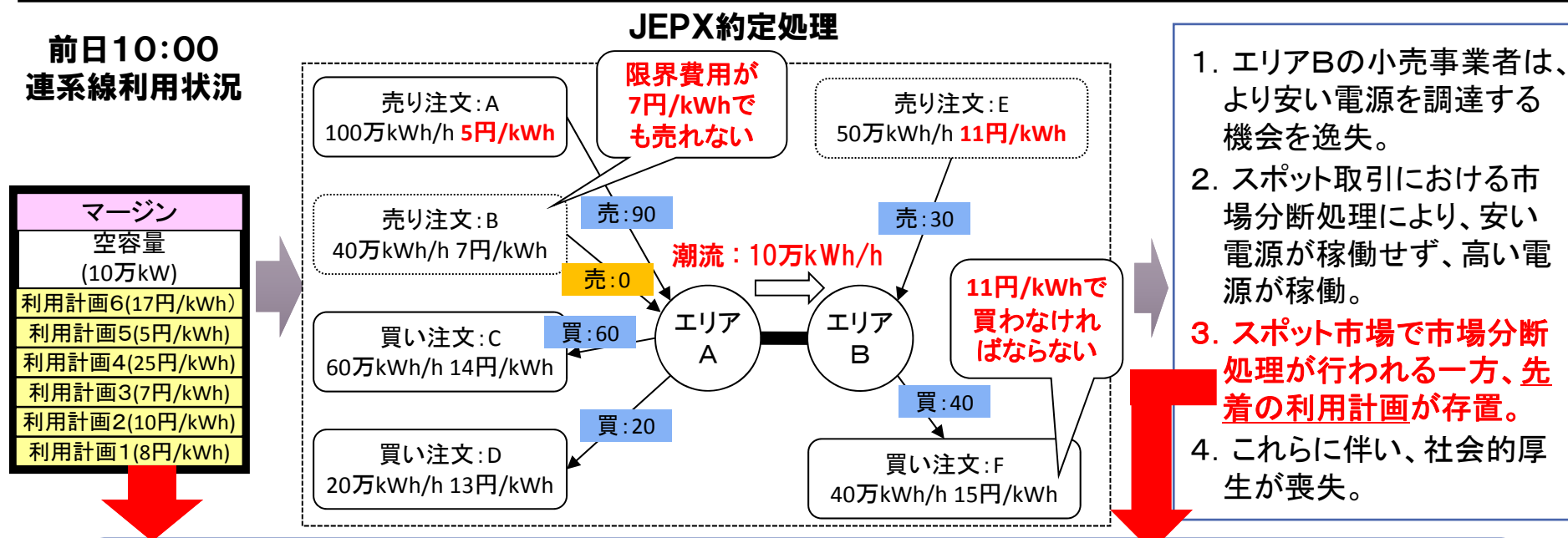
電源接続案件募集プロセスの実施例（額はいずれも概算）

	群馬県西部 エリア	栃木県北部・中部 エリア	山梨県北西部 エリア	千葉県南部 エリア	千葉県中西部 エリア
送配電等設備の増強工事費（注1）	8.3億円	34.8億円 （土地代1.4億円を除く。）	4億円	67.4億円	13.1億円
募集容量	17万kW	107万kW	15万kW	28万kW	10万kW
費用負担ガイドラインに基づく一般負担	6.75億円	33.4億円	4億円	60億円	13.1億円
（1kW当たりの額）（注2）	4000円/kW	3200円/kW	2700円/kW	21300円/kW	13100円/kW
（参考）費用負担ガイドライン制定前の運用による一般負担（注3）	0円	0円 （土地代1.4億円を除く。）	0円	0億円	0億円
（1kW当たりの額）	0円/kW	0円/kW	0円/kW	0円/kW	0円/kW

論点 4 : 送配電等設備（連系線）の効率的な運用について

12

- 現行の連系線の利用ルールは「先着優先」を基本としたもの。こうした現行ルールに対し、より経済性に基づく利用ルールを検討すべきとの指摘がある。
- このため、広域機関と日本卸電力取引所（JEPX）とが共同事務局となる形で、「地域間連系線の利用ルール等の在り方に関する勉強会」を平成28年4月1日に発足。
- ただし、仮にルールを変えたとしても、事業者が経済合理性に基づかない行動をとれば、設備の効率的な運用にはつながらない可能性もある。
- このため、設備の効率性を高める観点からは、ルールの在り方も重要であり、また、どのようなルールであっても、市場監視の厳格な実施が極めて重要。



- 先着の利用計画を保有する事業者は、現行ルールであっても、
- (1) 限界費用に関わらず連系線を利用することもでき、
 - (2) 燃料制約等がなく、市場からの調達の方が限界費用が安いと思えば、市場調達電源に差し替えることも可能。

1. 広域系統運用の拡大に向けた取組

- ・東北東京及びFCの基本要件を平成27年9月30日に取りまとめ。
- ・広域系統長期方針の中間報告書を平成28年3月23日に公表。

2. 系統アクセスの受付・効率的な設備形成の推進

- ・一般負担の上限額を平成28年3月16日に指定・公表。

3. 調整力等の在り方検討・供給計画の取りまとめ

- ・中間とりまとめを平成28年3月29日に公表。

4. スイッチング支援システムの運用

- ・スイッチング支援システムを平成28年3月1日に運用開始。

5. 地域間連系線の利用ルール等に関する検討

- ・広域機関と日本卸電力取引所(JEPX)とが共同事務局となる形で、「地域間連系線の利用ルール等の在り方に関する勉強会」を平成28年4月1日に発足。

(1) 東日本大震災と電力システム改革

○電力システム改革では、東日本大震災の教訓を踏まえ、安定供給体制を抜本的に強化し、併せて電力コスト低減を図るため、従来の区域（エリア）概念を越えた全国大での需給調整機能を強化することを目指している。

電力システムに関する改革方針(2013/4/2閣議決定)(抄)

東日本大震災以降、原子力発電への依存度が大きく低下し、大半の発電が既存火力に依存する中、分散型電源を始め、多様な電源の活用が不可避である。特に、出力変動を伴う再生可能エネルギーの導入を進める中でも、安定供給を確保できる仕組みを実現する。

(中略)

電力需給のひっ迫や出力変動のある再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、国の監督の下に、報告徴収等により系統利用者の情報を一元的に把握し、以下の業務を担う「広域系統運用機関(仮称)(※)」を設立し、平常時、緊急時を問わず、安定供給体制を抜本的に強化し、併せて電力コスト低減を図るため、従来の区域(エリア)概念を越えた全国大での需給調整機能を強化する。

- ①需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域(エリア)を越えた全国大での系統運用等を図る。
- ②平常時において、各区域(エリア)の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う。
- ③災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。
- ④中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う。

(周波数変換設備、地域間連系線等の整備)

なお、広域系統運用を拡大するため、広域系統運用機関(※)が中心となって周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強に取り組む。

また、地域間連系線等の整備に長期間を要している現状にかんがみ、関係法令上の手続きの円滑化等を図るため、重要送電設備を国が指定し、関係府省等と協議・連絡の場を設置するなどの体制を整備する。

1. 広域系統運用の拡大 (2) 個別の地域間連系線等の増強の推進

15

○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。

<基本要件(平成27年9月30日)>

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)

<基本要件(平成27年9月30日)>

②東京中部間連系設備(FC)

◆総工事費

1,750億円程度

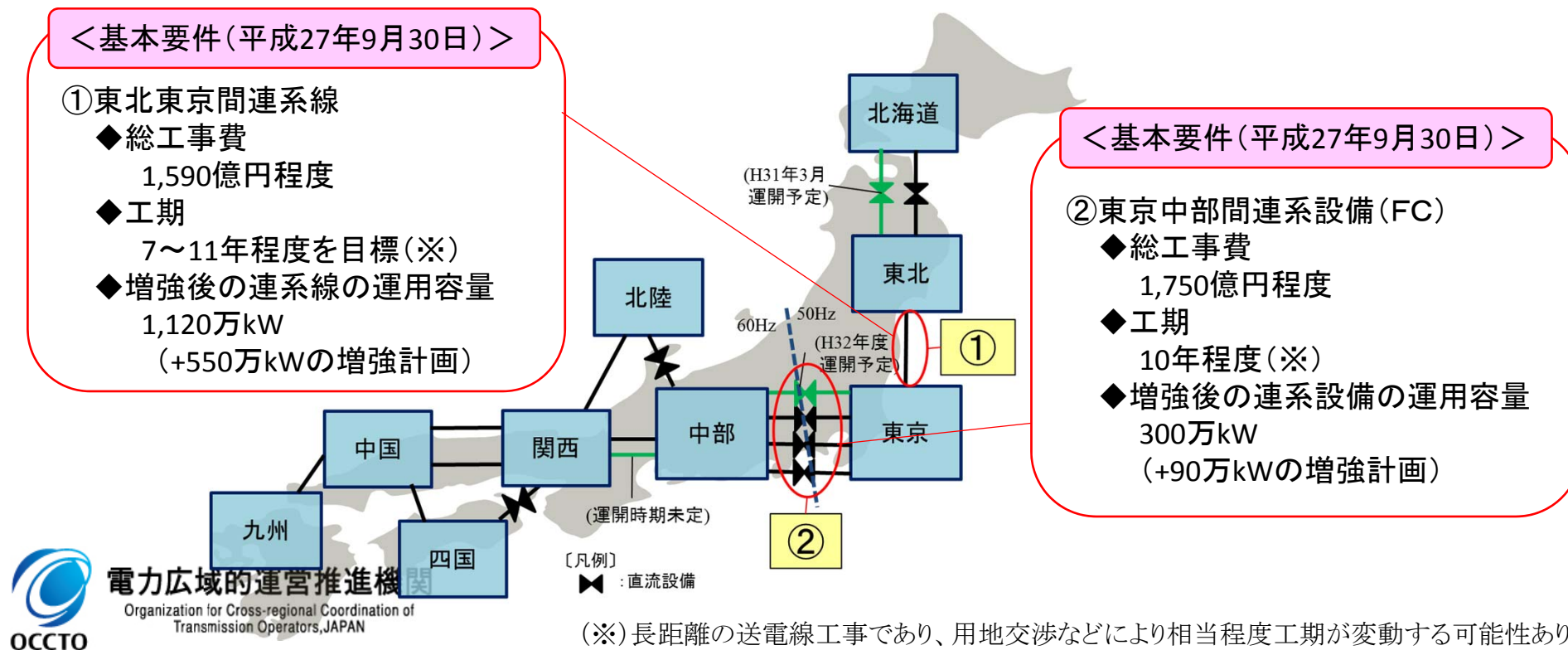
◆工期

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)



(※)長距離の送電線工事であり、用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性あり

1. 広域系統運用の拡大 (3) 広域系統長期方針

16

- 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

2. 系統アクセスの受付・効率的な設備形成の推進

17

(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

■ 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（3月末日時点）。

	累計	うち回答済み
事前相談	100件	96件
接続検討	70件	31件
問合せ	193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（3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	〃

2. 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

18

- 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。



電力広域的運営推進機関

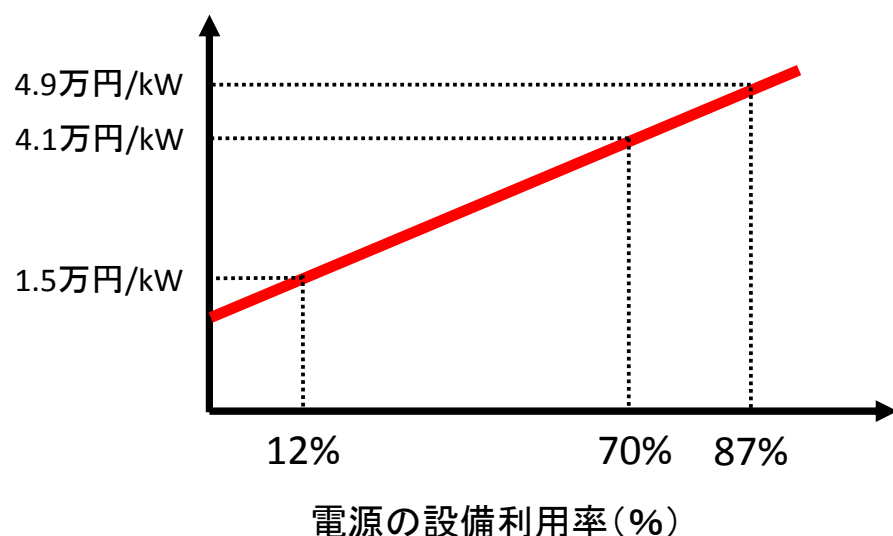
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

2. 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

19

- 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

3. 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①

20

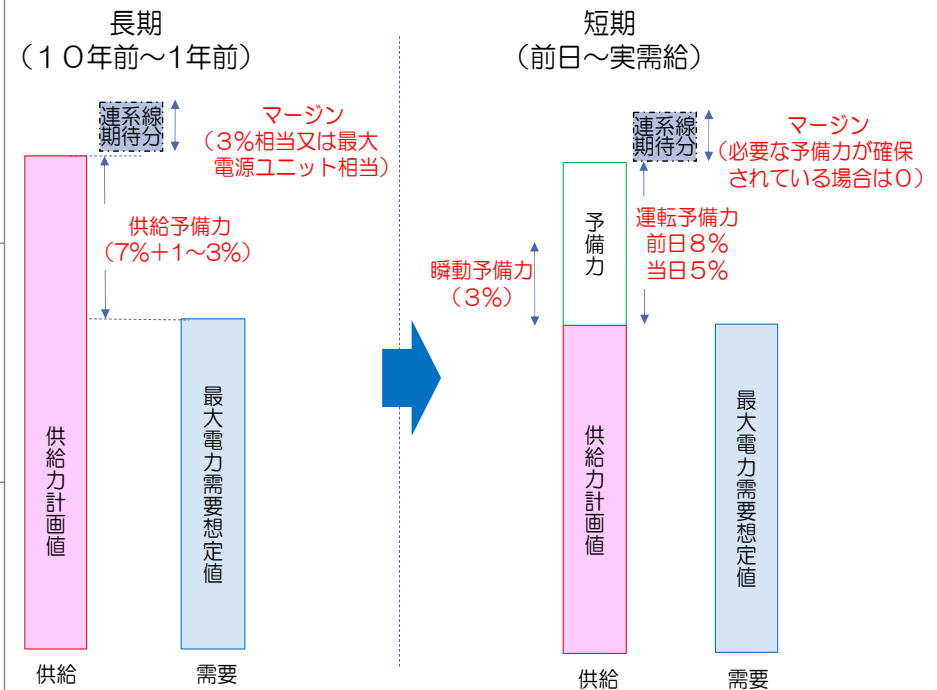
○昭和30年代以降変わっていない長期の供給予備力の考え方、過去からの知見や経験に基づき確保してきた短期の予備力・調整力の確保の在り方、さらに連系線マージンの在り方などについて、ライセンス制導入や再生可能エネルギー導入拡大などの環境変化を踏まえ、抜本的な見直しに向けた技術検討を「調整力等に関する委員会」にて実施中。

※今年4月からは、検討事項の追加により、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」に名称を変更。

予備力・調整力・マージンの主な課題

長期の供給予備力	<p>○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。</p> <p>○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。</p>
短期の予備力・調整力	<p>○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。</p> <p>○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。</p>
連系線マージン	<p>○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。</p> <p>○その根拠や必要量について整理が必要。</p>

従来の予備力・マージンのイメージ



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

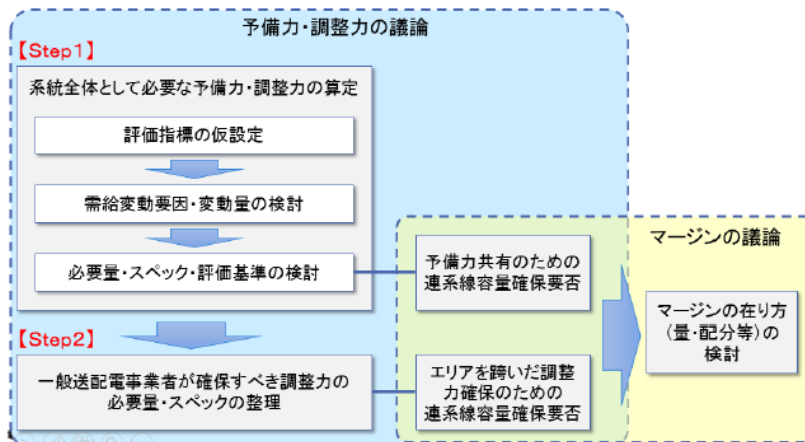
21

○調整力等に関する委員会におけるこれまでの検討結果をまとめた、「中間取りまとめ」を平成28年3月29日に公表した。今後の課題については、平成28年度、結論を得るべく、更に検討を進めていく。
○加えて、平成28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等について検討を行う。

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. 中間取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



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時にも出現しうることを確認。
- こうした変化を踏まえ、平成28年度は、従来の信頼度の指標(LOLP)以外に欧米で用いられている指標(LOLEやEUE)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、本機関が平成28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。平成28年度は、それぞれの観点から、必要性やあるべき量を整理予定。

(4) 平成28年度の調整力と安定供給確保に向けた対応の確認

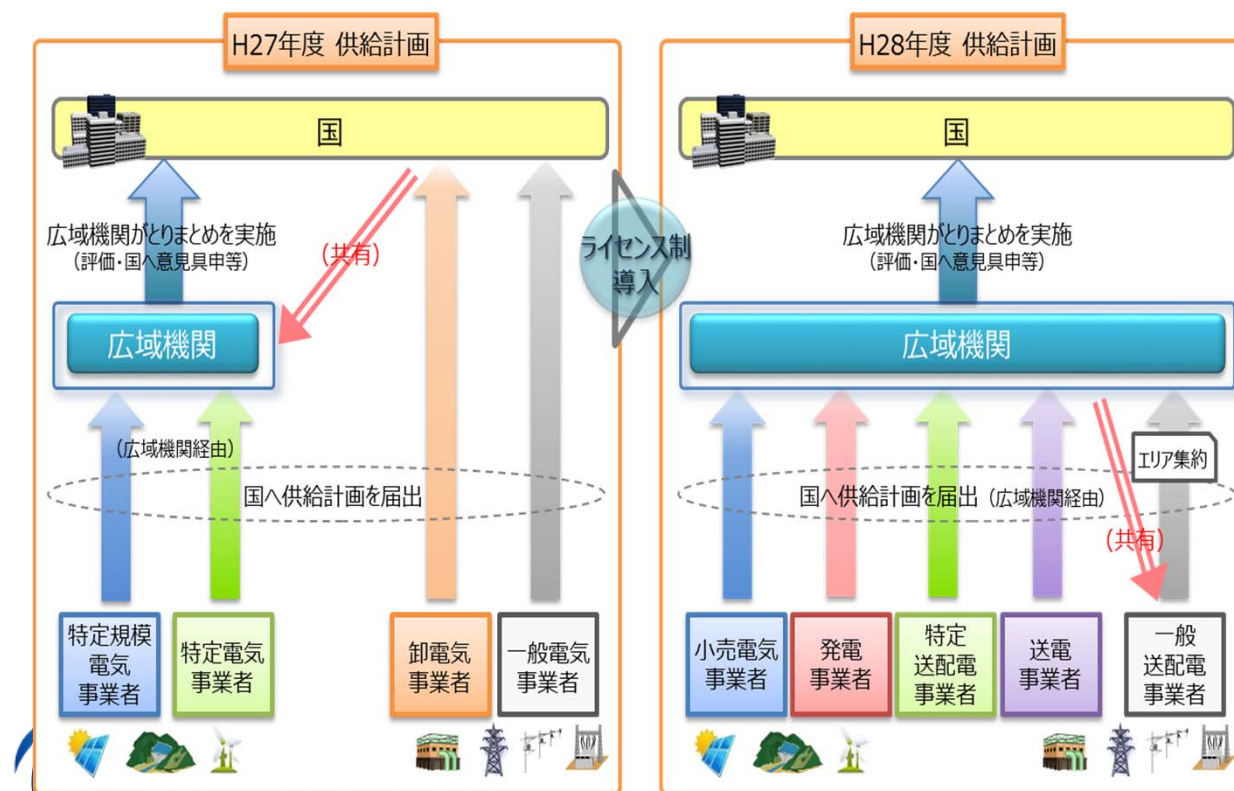
- 平成28年度から分社化する東京電力、太陽光の増加が著しい九州電力より、平成28年度の調整力確保と安定供給の見通しのヒアリングを実施。
- その時点では、平成28年度の安定供給について特段の問題は確認されなかったが、今後、小売・発電事業者より提出される供給計画において、本機関が、エリア全体の需給バランス等について評価を行う予定。

3. 調整力等の在り方検討・供給計画の取りまとめ (3) 供給計画の取りまとめ

22

- 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	

4. スイッチング支援システム

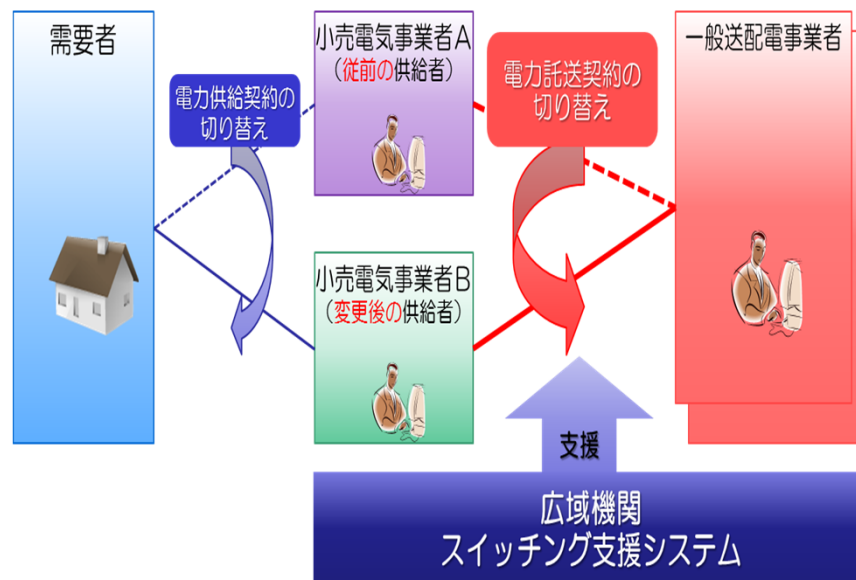
23

- 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31日 まで累計	4月8日 まで累計	4月15日 まで累計
北海道電力	19.8	23.7	27.5
東北電力	7.6	9.0	10.2
東京電力PG	315.2	394.9	429.7
中部電力	20.1	25.1	31.4
北陸電力	1.1	1.2	1.5
関西電力	132.0	149.5	160.5
中国電力	0.4	1.2	1.4
四国電力	2.0	2.2	2.3
九州電力	13.1	15.9	18.5
沖縄電力	0	0	0
合計	511.3	622.7	683.0

※一般電気事業者内での新メニュー変更は含まない。

5. 地域間連系線の利用ルール等に関する検討

24

(1) 「地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会の発足

(1) 背景

平成27年4月に、電力広域的運営推進機関(以下「本機関」という。)が設立し、地域間連系線の利用ルールを定め、その運用を行っているところであるが、現行では、従前の例に倣い、「先着優先」及び「空押さえ禁止」を原則としたルールとしているところである。これに対し、欧州では国際連系線を跨いだ取引について、米国ではISO内のエリアを跨いだ取引等について、経済的な手法を用いた利用ルールにより運用がなされている例がある。こうした諸外国の例なども踏まえ、国内の議論においても、我が国の地域間連系線利用ルールに関して問題提起がなされている。

(2) 目的

地域間連系線の利用ルール等に関し、国の審議会等において、より効率的な利用ルールの在り方を検討すべきとの意見が提起されていることを踏まえ、本勉強会は、①有識者から、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式、送電権の定義、その付与や転売の在り方等に係る知見を収集するとともに、②関係機関との間で共通認識を醸成し、③それらのメリットや課題について、経済面、法制面、運用面、中長期的な設備投資への影響などを含め、網羅的に整理することを目的とする。

(3) 委員(敬称略)

秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 弁護士
牛窪 恭彦 みずほ銀行 執行役員 産業調査部長
大山 力 横浜国立大学 工学研究院 教授
岡本 浩 東京電力ホールディングス 常務執行役 経営技術戦略研究所長
沖 隆 F-Power 副社長
菅野 等 電源開発 執行役員 開発計画部長
鍋田 和宏 中部電力 執行役員 グループ経営戦略本部 部長
福田 隆 関西電力 執行役員 電力流通事業本部 副事業本部長
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

【事務局】

- ・広域機関
- ・日本卸電力取引所
- ・三菱総合研究所

(4) 開催状況

平成28年4月 1日 第1回
平成28年4月14日 第2回

1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

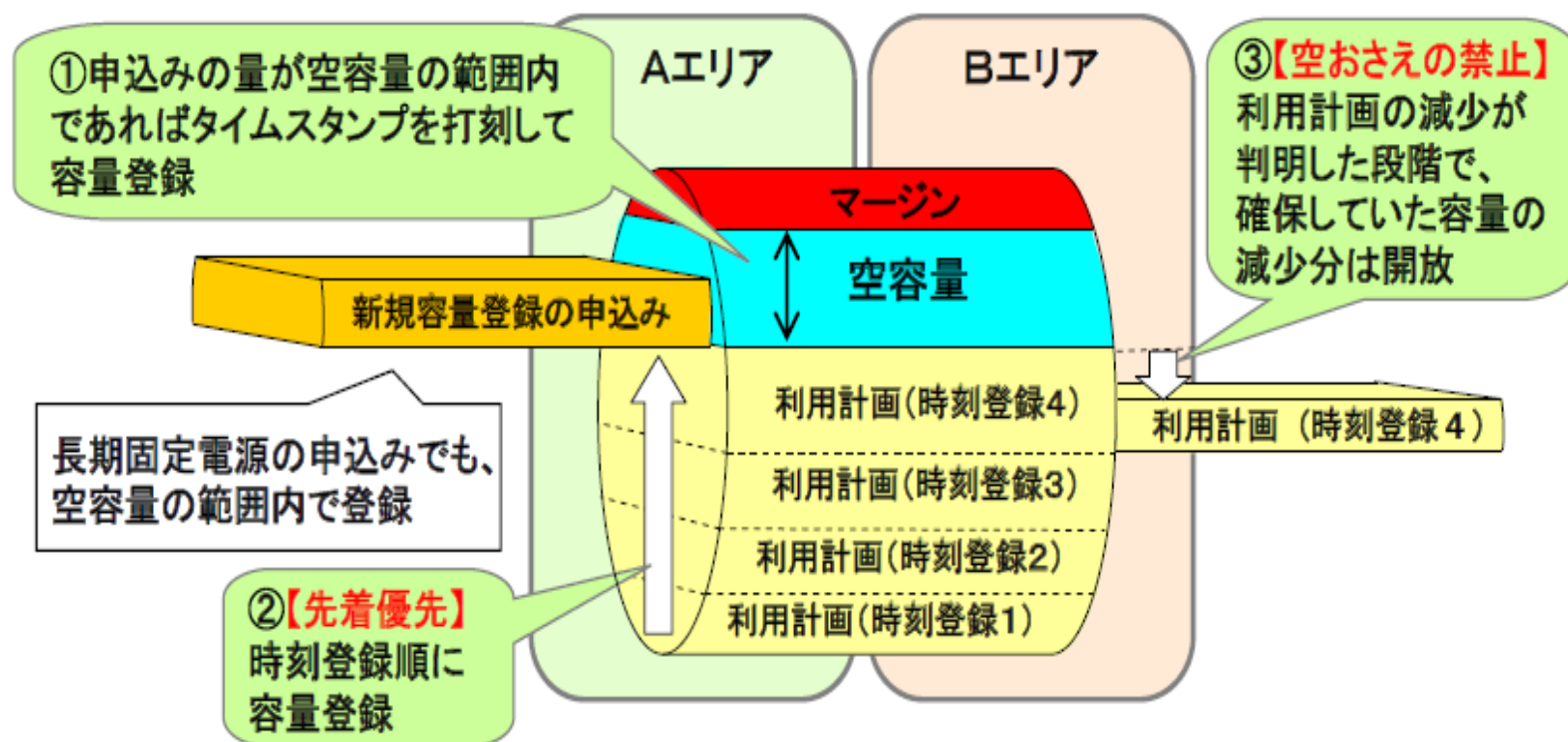
1-1. 先着優先と空おさえの禁止

(参考)
第1回勉強会資料より

25

■ 連系線等の利用にあたっては、公平性・透明性の観点から、以下の原則となっている。

- ① 登録時刻が先であるものを連系線の利用順位の上位とする「**先着優先**」
- ② 他事業者の連系線利用を阻害しないよう「**空おさえの禁止**」



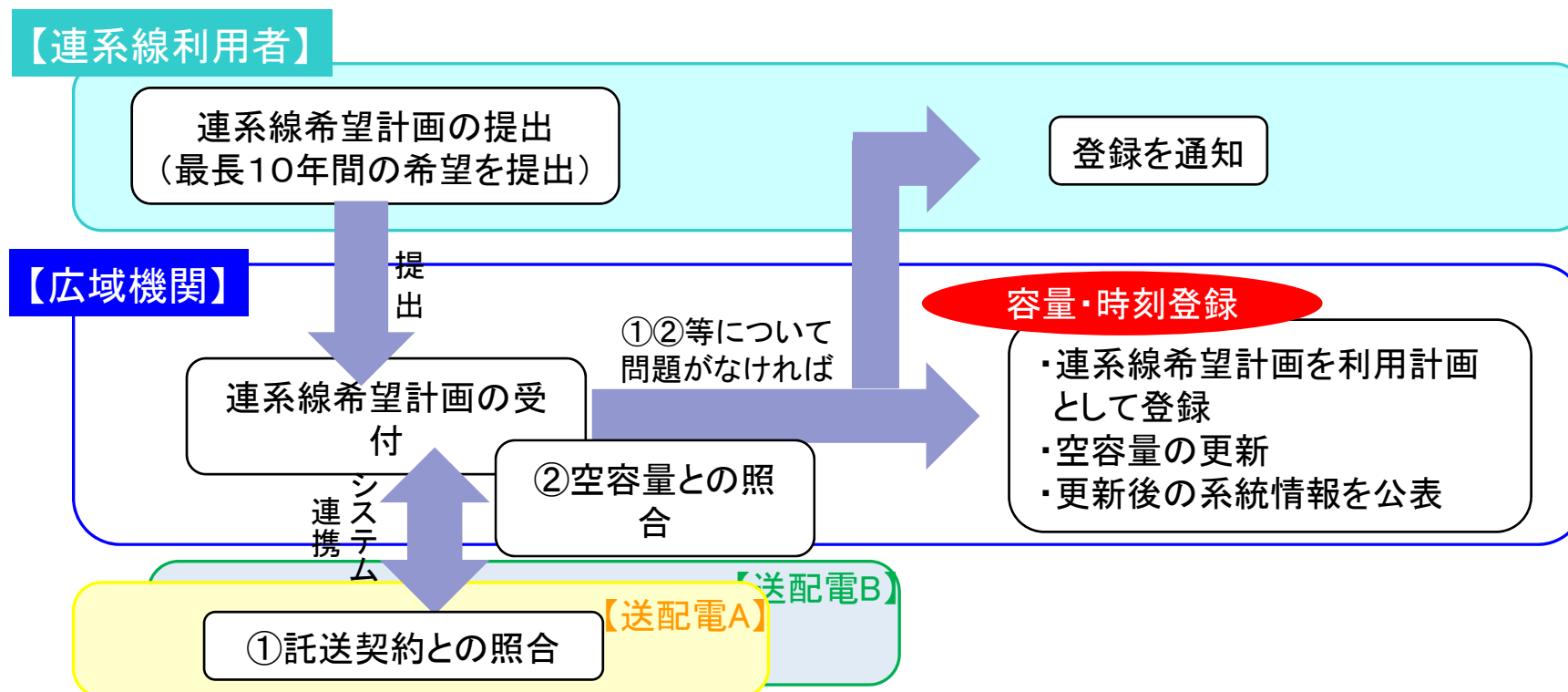
1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

1－2. 連系線利用者による連系線利用手続き

(参考)
第1回勉強会資料より

26

- 連系線利用希望者は、広域機関に対して、連系線の希望計画を提出。
- 広域機関は、一般送配電事業者とシステム連携することにより、①当該利用計画に係る託送契約が存在すること、②当該計画が当該時刻における連系線の空容量の範囲内で実現できる内容であること等を確認の上、問題がなければ、利用計画として容量・時刻登録を実施。
- 連系線利用者は、連系線利用者が10年間の利用計画を翌年度分へ更新する場合にも、元の時刻登録を維持できる。


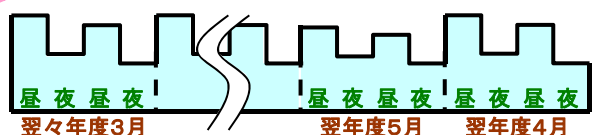

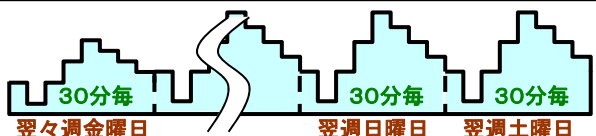



1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態
1－3. 連系線利用者による利用計画の更新

(参考)
第1回勉強会資料より

27

- 連系線利用者は、第10年度の計画について翌年度も利用を希望する場合や、実需給が近づくにつれて計画の細分化が必要となる場合に、利用計画を更新。
- 利用量が増加しない場合は、時刻登録を維持することが可能。

対象期間	策 定 断 面	
長期計画 (第3～第10年度)	<u>各年度</u> の最大時kW	
年間計画 (翌年～翌々年度)	<u>日別の昼間帯、夜間帯別※)</u> の最大時kW	
月間計画 (翌月～翌々月)	<u>日別の昼間帯、夜間帯別</u> の最大時kW	
週間計画 (翌週～翌々週)	<u>日別の30分毎</u> のkWh	
翌日計画	<u>翌日の30分毎</u> のkWh	
受給当日		

(※) 昼:8～22時
夜:0～8時及び
22～24時

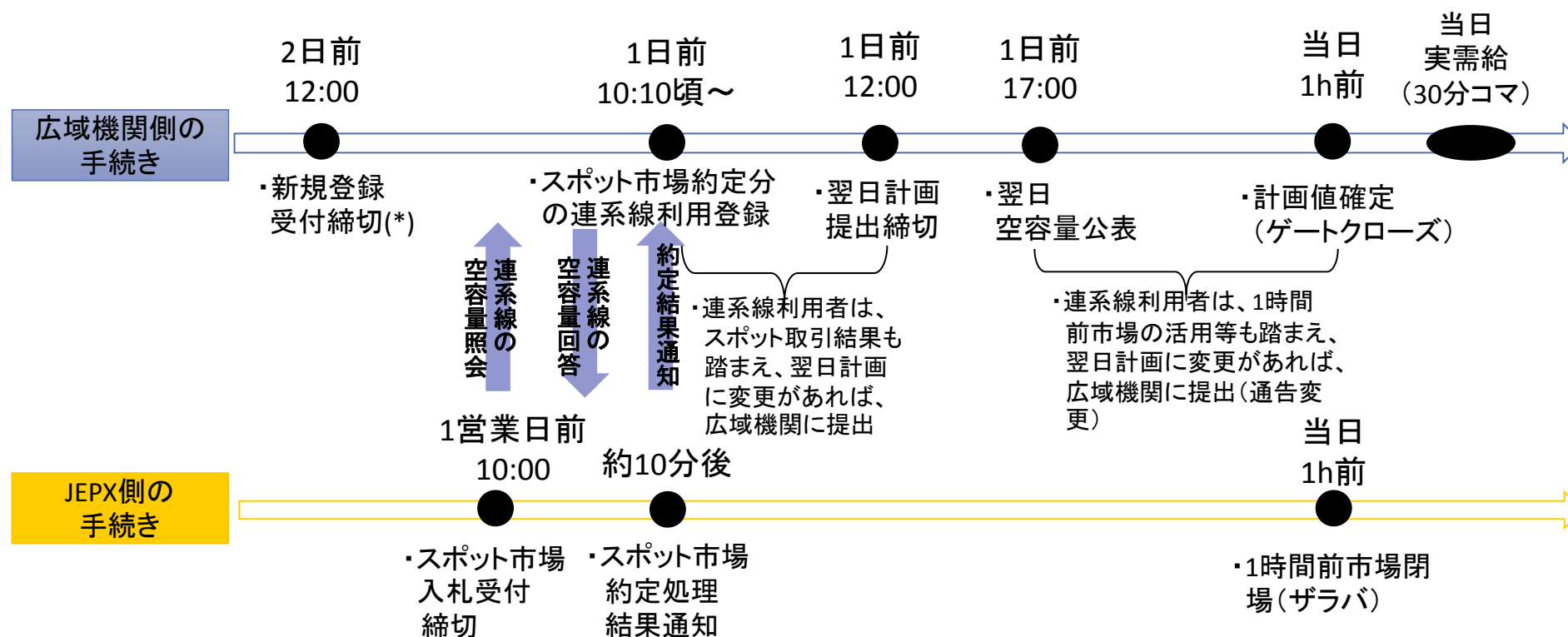
1. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

1-4. 連系線利用登録とスポット市場約定スケジュール

(参考)
第1回勉強会資料より

28

- スポット市場は、通常、前日10:00に入札が締め切られ、約10分後に約定結果が提示。
- JEPXは、前日10:00時点の連系線空容量を前提として、約定処理を実施。仮に、空容量が不足する場合には、市場分断処理を実施。



(*) 既に登録された計画については、空容量制約上問題が無ければ、当日実需給開始の1時間前まで(一定の条件のもとでは当日実需給終了の15分前まで)、利用計画の変更を行うことが可能。

1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

1－5. 相対取引と市場取引の取引量

(参考)
第1回勉強会資料より

29

- 平成26年度実績において、連系線を介した全取引量のうち、前日スポット取引は約16% (kWhベース)。

(百万kWh)

	平成22年度	平成23年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度
相対取引	100,444 (94%)	79,693 (93%)	76,328 (91%)	73,289 (85%)	71,558 (82%)
前日スポット取引	6,251 (6%)	5,718 (7%)	7,155 (9%)	11,632 (13%)	14,174 (16%)
時間前取引	2 (0%)	22 (0%)	493 (1%)	1,750 (2%)	1,554 (2%)
全取引量	106,697	85,433	83,976	86,671	87,286

(※) 端数処理による誤差がある。

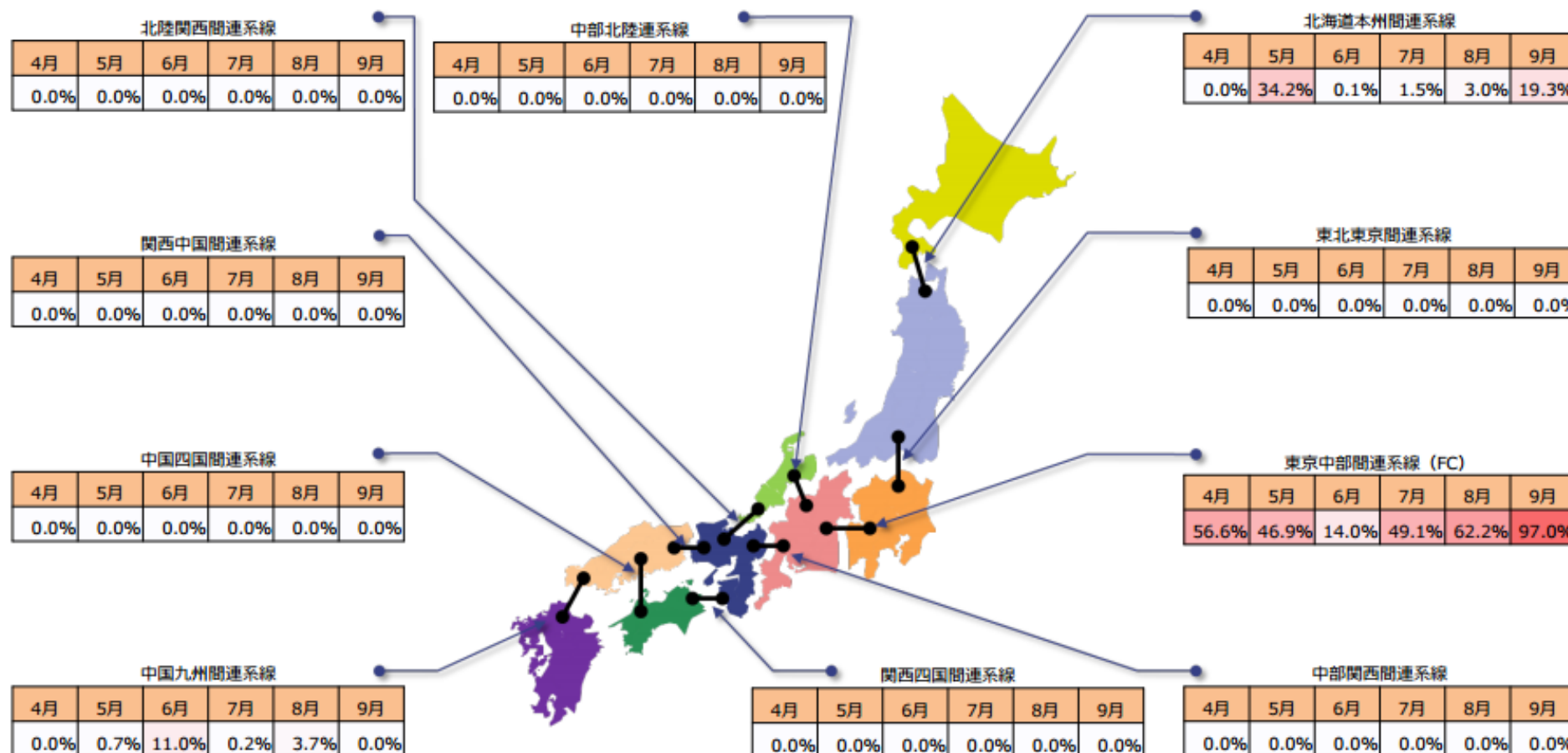
1. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

1-6. 市場分断の発生状況

(参考)
第1回勉強会資料より

30

各地域間連系線の月別分断発生率



注1: 表中の数値 (パーセント) は、各連系線における市場分断の発生率 (各月の取扱い商品数 (30分毎48コマ/日 × 日数) のうち、市場分断が発生した商品数の比率)

注2: 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む

1

平成27年4月～9月の状況。
(出所) 電力取引監視等委員会制度設計専門会合資料より

1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

1－7. 市場分断の発生状況

(参考)
第1回勉強会資料より

31

■ 連系線ごとの①市場分断の発生実績及び②市場分断に伴うJEPXの値差積み上がり額の状況は、近年増加傾向。

連系線ごとの市場分断発生時間数

(時間)

	北海道 -本州	東北 -東京	東京 -中部	中部 -北陸	北陸 -関西	中部 -関西	関西 -中国	関西 -四国	中国 -四国	中国 -九州
平成25年度	604.5	60.5	2042.5	26.0	0.0	26.0	0.0	0.0	0.0	0.0
平成26年度	399.5	0.0	2532.0	124.0	0.0	124.0	0.0	0.0	0.0	0.0
平成27年度 (3月10日まで)	1727.5	2.0	5605.0	8.5	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	126.0

連系線ごとの市場分断に伴う値差積み上がり額

(千円)

	北海道 -本州	東北 -東京	東京 -中部	中部 -北陸	北陸 -関西	中部 -関西	関西 -中国	関西 -四国	中国 -四国	中国 -九州	全国計
平成25年度	448	24,439	998,179	6,375	0	6,225	0	0	0	0	1,035,666
平成26年度	562	0	1,765,095	31,294	0	83,323	0	0	0	0	1,880,273

1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

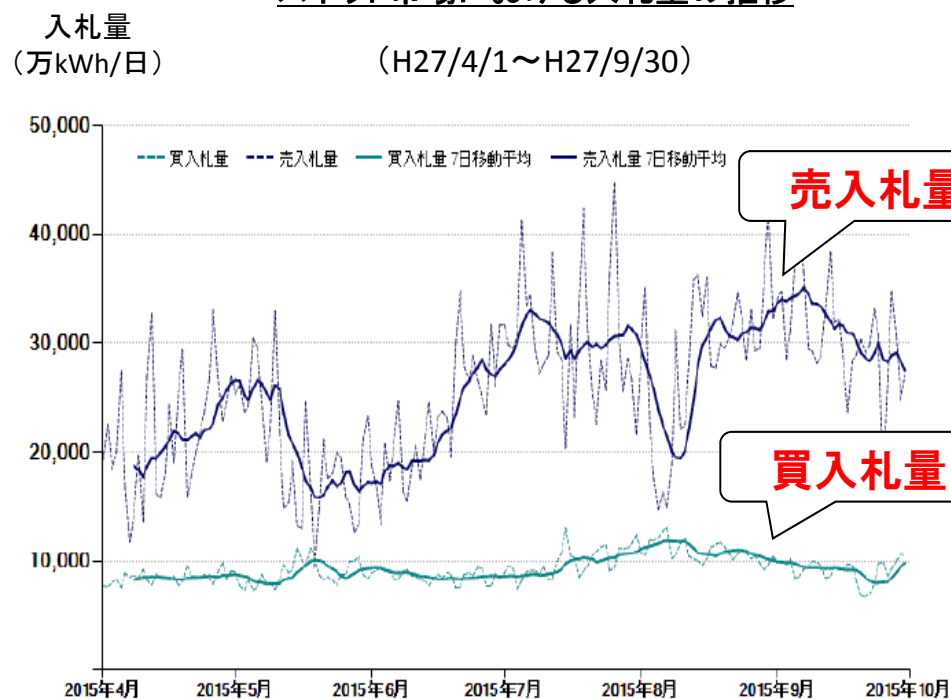
1-8. スポット市場取引量の推移（平成27年4月～9月）

(参考)
第1回勉強会資料より

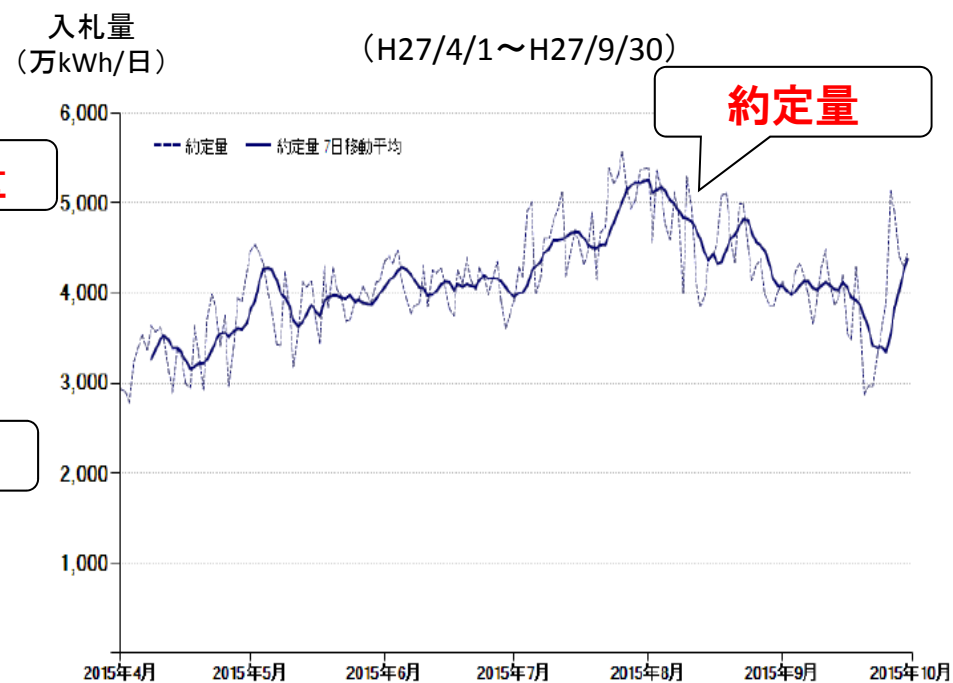
32

- 売入札量は、合計約471億kWh（約25,700万kWh/日、約1072万kWh/時）。
- 買入札量は、合計約170億kWh（約9,300万kWh/日、約387万kWh/時）。
- 約定量は、合計76億kWh（約4200万kWh/日、173万kWh/時）。

スポット市場における入札量の推移



スポット市場における約定量の推移



(出所) 電力取引監視等委員会制度設計専門会合資料より

1. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

1－9. 連系線を介した電力取引の実態

(参考)
第1回勉強会資料より

33

(1) 先着優先ルールの利用計画に基づく地域間電力取引

- 小売事業者は、連系線をまたいだ電力取引を行う場合、先着優先の仕組みの下、連系線利用計画を提出して電気を流すことが行われる。
- 雷や作業に伴う連系線の故障や停止の際には、電気を流すことができない場合もある。このため、100%電気を流すことができるわけではない。
- こうした場合、小売電気事業者は、発電事業者との間の契約次第であるものの、代替電源を探して差し替えを行うか、これが実現できない場合には、不足インバランスを一般電気事業者(一般送配電事業者)に支払うこととなる。

(2) スポット市場を介した地域間電力取引

- 小売事業者は、電力を購入する発電所の立地エリアでスポット市場売り、小売事業者の営業エリアでスポット市場買いを実施することで、実質的に連系線をまたいだ取引を行う場合がある。
- この場合、市場分断(後述)が発生し、市場間値差による金銭的な負担を被るリスクがあるが、市場で約定が行われる限り実質的な連系線利用は可能である。(※その他に取引手数料はかかる)

1. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

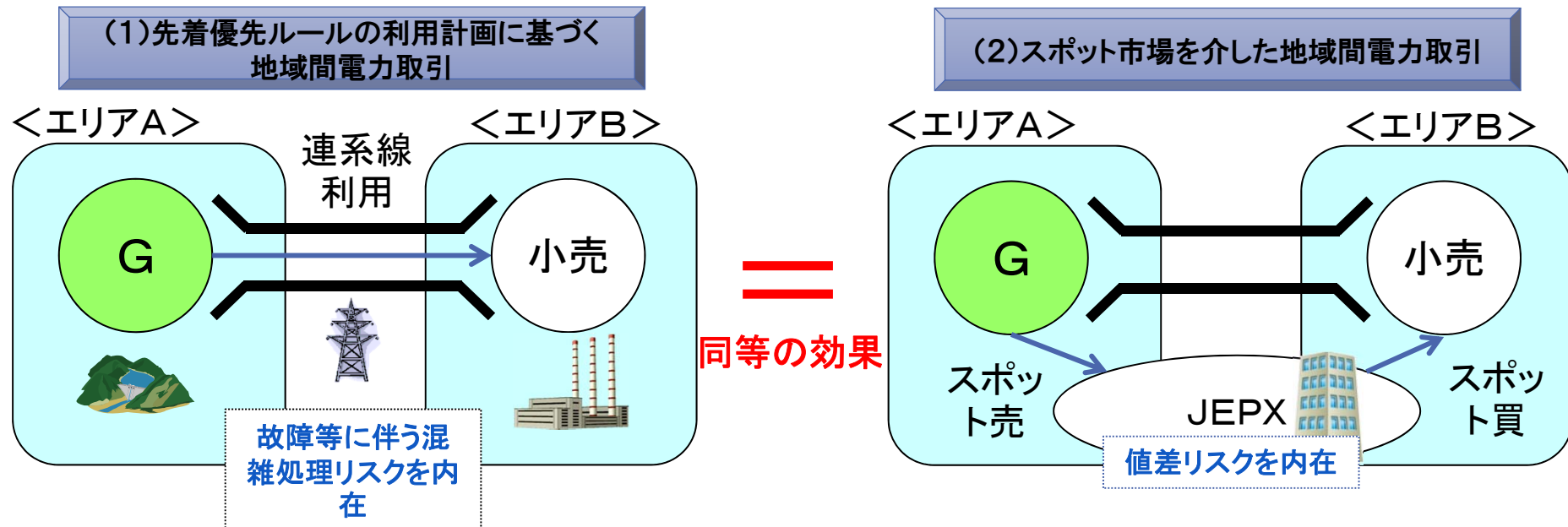
1-10. 連系線を介した電力取引の実態

(参考)
第1回勉強会資料より

34

(3) 両者の取引の間に実質的な違いはない。

- (1)の場合であっても、(2)の場合であっても、最終的には、金銭的な問題へと帰着。
 - (1)の場合: 代替電源を調達する又はインバランス料金を支払うための費用
 - (2)の場合: 市場間値差の発生に伴う費用
- また、(2)の場合であっても、後述のとおり、市場価格との差金決済取引を導入することにより、固定価格での相対取引を実現することが可能。
- このため、先着優先であれば確実であり、市場活用であると不確実であるという事実はなく、両者の間には、金銭的なリスクが大きい小さいかという相対的な違いがあるのみ。



2. 地域間連系線等に関する代表的な管理手法

- 地域間連系線等に関する代表的な管理手法としては、以下のような手法が考えられる。また、これらを組み合わせたケースも考えられる。
- 以下のフレームワークそのものを含め、詳細については更なる検討が必要。

	概要
(1) 先着優先による利用計画の割当て	<ul style="list-style-type: none">○我が国の現行ルール。○連系線利用登録を、先着優先の考え方に基づき、連系線利用者に対して割当て。○利用登録は無料。
(2) オークションによる送電権の割当て (Explicit auction)	<ul style="list-style-type: none">○欧州域内国際連系線 (年間オークション) で採用。○連系線利用権を「送電権」という形の権利として位置付け、オークション方式により、連系線利用者に対して割り当て。○送電権は、転売も可能。
(3) 市場取引の活用によるメリットオーダー順の利用割当て (Implicit auction)	<ul style="list-style-type: none">○PJMで採用。○連系線の利用希望者は、エネルギー市場に対して入札を行い、約定価格より低い価格を入札した者が、結果として、連系線を利用できることとなる仕組み。○連系線利用者が、連系線を介して相対取引を行う場合は、差金決済契約を活用。○市場間値差リスクをヘッジする観点から、金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Right) を、オークション方式により提供。
(4) その他	<ul style="list-style-type: none">○比例配分 (プロラタで割当て)○再給電方式 (割当ては行わず、連系線容量を超えることが見込まれる場合は、TSOが逆潮流を流す。)○上記を組み合わせた形態も存在 (ハイブリッド型: ベルギー・フランス・オランダ間国際連系線等。)