

第 8 回 送配電網の維持・運用費用の 負担の在り方検討WG 事務局提出資料

平成 2 9 年 1 0 月 1 1 日（水）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

資料の構成

1.検討すべき論点(第6回WG提示内容)

- 2.系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ
- 3.電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法
- 4.送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

検討すべき論点(第6回WG提示)抜粋 (1/4)

- 以下については、第7回WGにおいて御議論いただいた。

1. 送配電関連設備に係る費用の利用者間の負担に関する課題と論点

<課題>

- ◇ 送配電関連設備は、一般送配電事業者が小売事業者に対して託送供給を行う場合、発電事業者に対して電力量調整供給を行う場合に利用される。
 - ◇ これまでは送配電関連設備の費用は、接続時の発電事業者による特定負担を除き小売事業者が一律に基本料金・従量料金で負担する構造となっている¹。
 - ◇ 他方で、需要が伸び悩む一方で、電源の連系ニーズ増大により送配電関連設備を増強しなければならない場合が増加していること等を踏まえ、以下のようない点について、送配電関連設備に係る適正な費用負担の在り方が課題となっている。
- 1) 原則一般負担となる基幹系統等に係る送配電関連費用が、発電事業者の電源開発により上昇し、直接的に当該電源や設備から受益しない小売事業者も含めて負担が増える可能性がある。
 - 2) 特定の発電設備設置者が受益している場合には、受益の範囲に応じて特定負担とされているが、自然変動電源については適地も限られる中で発電事業者負担が大きくなり、再生可能エネルギーの促進を阻害する可能性がある。特に、基幹系統の増強費用の一般負担の上限額が設備利用率に応じて設定されていることについては、託送料金による費用回収額に応じて上限設定がなされている点で合理的であるが、設備利用率が低く規模も小さい自然変動電源にとって、基幹系統の増強を伴うような接続は困難になっているとの指摘がある²。こうした中で、コスト効率的な設備形成に資する適切な負担と再生可能エネルギーの促進をどのように両立させていくかが課題となる。

<論点>

- ◇ こうした課題に対して、検討すべき論点として、以下のような議論があった。
- A) 現行制度においても、発電事業者は特定負担を求められることから非効率な設備形成には一定の歯止めがかかると評価することもできる。こうした前提の下、再生可能エネルギーの促進の観点から自然変動再生可能エネルギーの発電事業者が負う特定負担を軽減することは適切か、また、仮に軽減する場合、その負担を誰が負うかの整理が必要となる。
 - B) 小売事業者、特定の発電事業者の負担に加えて、一般負担による基幹系統等の増強により受益する供給エリア内の系統利用者である発電事業者による負担（発電側課金）を追加することで、より受益に応じた負担となる可能性がある³。他方で、発電側課金の小売事業者への転嫁や、現行制度に基づいて長期にわたる電源投資をした既存発電事業者の負担の在り方について、慎重な検討が必要となる。

1 発電事業者は、インバランスに係る費用は従量料金として負担しているが、料金を通じては設備に係る費用の負担はしていない。

2 託送料金体系に基づき、1kWの発電設備から生ずる電気を受け取る需要家の平均負担額（電圧階級及びエリアごとの平均。発電設備の設備利用率が高いほど負担額は大きくなる。）を基準として、発電設備の設備利用率に応じた上限額を設定している。

3 その場合、送配電関連費用負担の在り方が変わることから、現行制度を前提として設定されている電源種ごとの基幹系統の一般負担の上限額の在り方に留意する必要がある。

検討すべき論点(第6回WG提示)抜粋 (2/4)

- 以下について、第7回WGの内容を踏まえ、御議論いただきたい。

2. 系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブに関する課題と論点

<課題>

現行制度においては、例えば以下のように系統設備投資抑制・送電ロス削減に資する電源に対する直接的なインセンティブがなく、過剰な系統設備投資が進み、送電ロス削減が進まない可能性がある。

- 1) 需要地に近接し、遠方からの送電を抑制して系統設備投資抑制・送電ロス削減効果のある電源、
- 2) 需要地において高圧・低圧で接続し、より上位の系統設備投資抑制・送電ロス削減効果のある電源、
- 3) 系統側の最大潮流管理や、Dynamic Ratingなどの技術を活用すること⁴で空き容量がある場合にのみ送電することで系統設備を効率的に利用する電源（いわゆるノンファーム型接続）

<論点>

- ◇ こうした課題に対して、検討すべき論点として、以下のような議論があった。
- A) 現行の需要地近接性評価割引制度が一定程度上記課題に対応していると考えられる。他方で、電源に対する直接的なインセンティブではなく、発電と小売の紐付けができないもの（供給エリアをまたぐ場合や卸市場を経由する場合）を評価の対象とできないなどの課題があり、小売事業者への託送料金課金を通じた制度の限界を解決することが必要となる。
- B) 発電側課金を導入することで、系統設備投資抑制効果・送電ロス削減効果に応じた発電事業者へインセンティブを直接付与することができる。他方で、発電側課金の課金水準や小売事業者への転嫁、現行制度に基づいて長期にわたる電源投資をした既存発電事業者の負担のあり方について、慎重な検討が必要となる。また、系統設備投資抑制効果・送電ロス削減効果の評価にあたり、現実の費用発生や投資、運用実態と乖離しないような評価とできるかどうかについては、慎重な検討が必要となる。

4 こうした技術の導入に当たっては、技術的制約や運用実現性などの評価が必要との指摘がある。

検討すべき論点(第6回WG提示)抜粋 (3/4)

- 以下について、御議論いただきたい。

3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法に関する課題と論点

<課題>

- ◇ 現状では、約8割が固定費である送配電関連費用のほとんどを従量料金で回収している。今後想定される電力需要の伸び悩みや自家発電設備の普及により、現在のままでは、適正な固定費負担が実現されない可能性があり、以下のような課題の指摘があった。
 - 1) 電力需要が伸び悩んでいる状況で、需要実績が想定を下回るようなことになれば、安定的な固定費回収がなされなくなり、将来的に送配電設備の形成に支障をきたすおそれがある。
 - 2) 自家発電保有者は自家消費により従量料金が低く抑えられることから、負担すべき費用を適正に負担していない。

<論点>

- ◇ こうした課題に対して、①託送料金の基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げること、基本料金回収率を引き上げること、②送配電関連設備を利用したサービス提供を受けている発電事業者にも、設備容量（kW）に応じて発電側課金して負担してもらうこと、が解決のための選択肢となりうるが以下のような議論があった。
 - A) 小売側託送料金の基本料金率の引き上げは、特に、低圧需要の託送料金が経過措置料金を上回らないように設定されていることとの関係を踏まえ、慎重な検討が必要になる。
 - B) 発電事業者が発電側課金を負担した場合、小売事業者へ発電側課金の適正な転嫁が図られるよう、必要な手当の検討が必要となる。特に、kWh単位で取引される卸取引所における転嫁については、他の市場設計との関係にも留意しつつ丁寧な検討が必要となる。

検討すべき論点(第6回WG提示)抜粋 (4/4)

- 以下について、御議論いただきたい。

4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上に関する課題と論点

<課題>

- ◇ 現行制度において、送電ロスは各エリアの一般送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえて小売事業者が補填することとなっているが、補填すべきロス量の算定方法が不透明、必ずしも効率的に補填されているとはいえないといった指摘があった。

<論点>

- ◇ こうした課題に対して、検討すべき論点として、以下のような議論があった
- A) 現行制度を前提としながら、小売事業者の電源調達が効率的・競争的に行われ、一般送配事業者がロス量の透明化やロス低減に継続的に努力することで送電ロス削減が長期的には可能である。他方で、卸市場が現状においては十分に競争的でないことや、送配電事業者に対して送電ロスを削減するインセンティブを付与することが必要である。
- B) 個別の小売事業者でなく送配電事業者が一括で卸市場等から調達することで、より効率的な補填や卸市場の活性化が実現する可能性がある。他方で、他の市場制度改革とあわせて、効率的に送電ロスを調達する環境を整備することが必要となる。

資料の構成

1. 検討すべき論点(第6回WG提示内容)

2. 系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ

- 制度設計の選択肢
- 検討すべき論点

3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法

4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ

- 本日は、仮に発電側基本料金を導入した場合に想定される案として、第7回WGでも御議論いただいた基幹系統投資抑制割引について、さらに御議論いただきたい。

検討していく インセンティブ付与方法

前回WGにて提示した案

検討の進め方

a. 基幹系統 投資抑制割引

- ・長期的視点で見て、基幹変電所単位での基幹系統の投資抑制効果・ロス削減効果をもとに割引を設定してはどうか

- ・本日、制度設計の具体案を提示した上で、深めるべき論点を御議論いただく

b. 高圧・低圧接続 電源割引

- ・基幹系統投資抑制割引の対象かつ、下位系統からの逆潮流が恒常的に発生していない地域の高圧・低圧接続電源について、上記に加えて特別高圧系統の投資抑制効果・ロス削減効果に応じて割引を設定してはどうか

- ・次回以降のWGにて、具体案を提示

c. ノンファーム型接続 への料金的措置

- ・既存系統を最大限活用する観点から、出力抑制を前提としたノンファーム型接続に関しては、技術面・運用面の検討状況を踏まえ、課金方法の検討を深めてはどうか

- ・電力広域的運営推進機関での検討が深まり次第、発電側基本料金における料金的措置を具体的に検討

①基幹系統投資抑制割引：基本的な考え方

- 仮に発電側基本料金を導入する場合、「基幹系統の投資抑制に資する電源」と「送電ロスの削減に資する電源」について、以下の考え方をもとに具体的な制度案を検討してはどうか。

基幹系統の投資抑制に資する電源

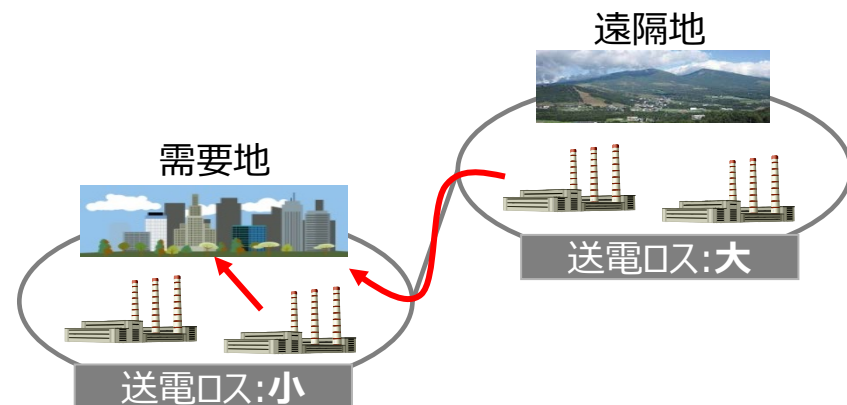
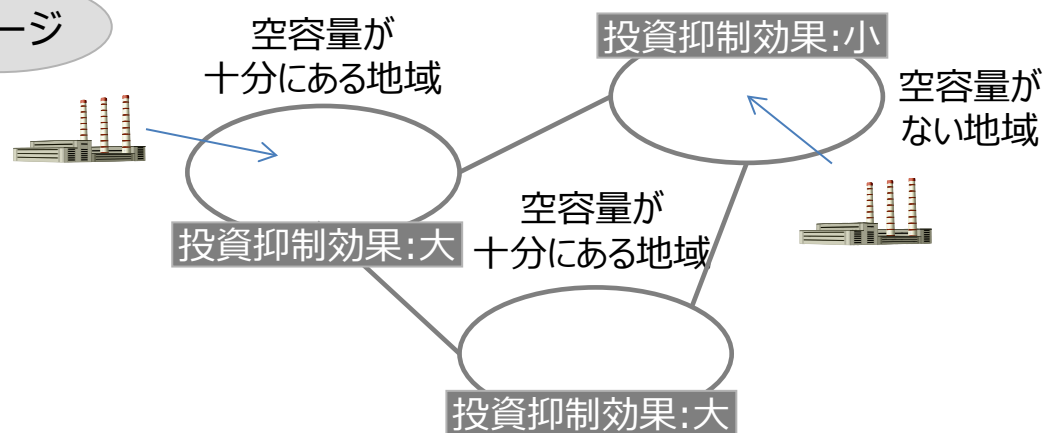
基本的な考え方

- 基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの将来的な基幹系統投資を抑制する効果を総合的に評価する(以下は例)
 - 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し運用容量制約を緩和する電源 ⇒ プラス評価
 - 空き容量の少ない送電線の運用容量制約をより逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価
 - 一般的に単価の高い地中送電線の運用容量制約を逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価

送電ロスの削減に資する電源

- 基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの基幹系統における送電ロスを削減する効果を総合的に評価する(以下は例)
 - 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し総送電量を減らして送電ロスを削減する電源 ⇒ プラス評価
 - 遠隔地からの送電により距離の長い送電線の送電量を増やす電源 ⇒ マイナス評価

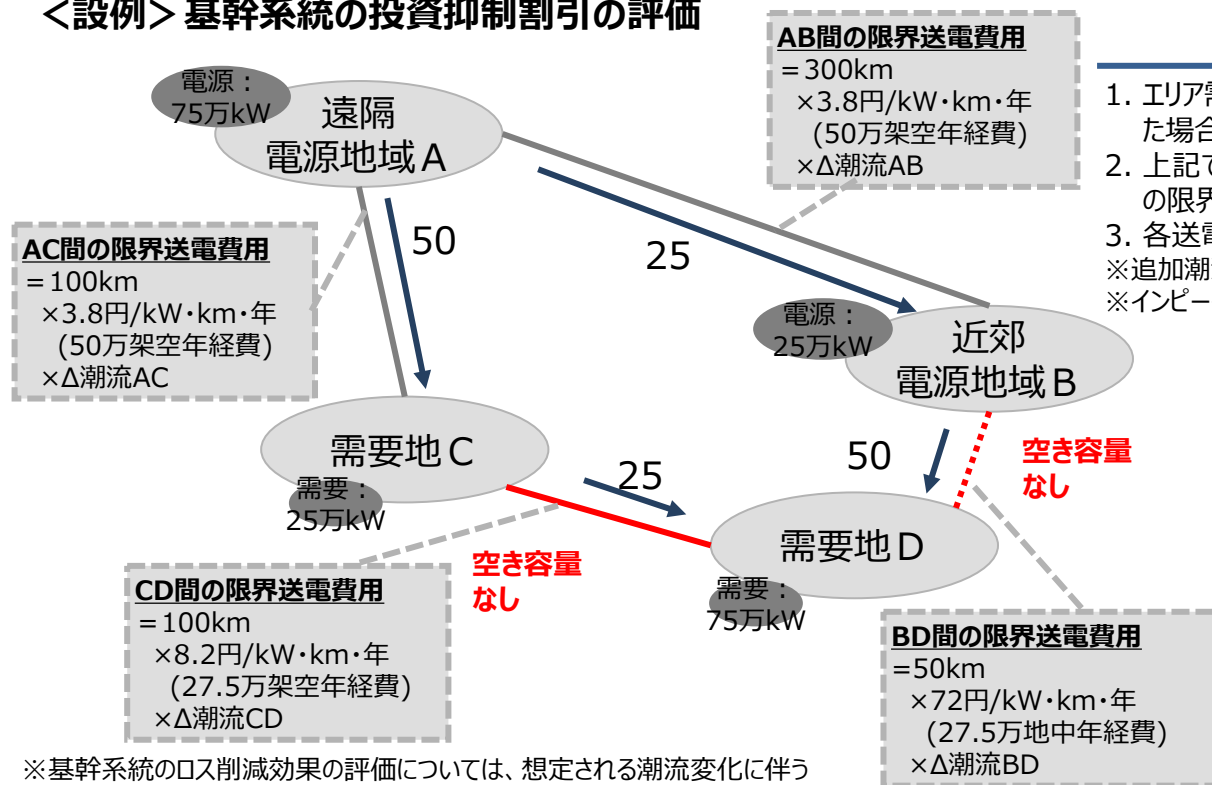
イメージ



②基幹系統投資抑制割引：評価方法・インセンティブ付与の方法

- 各基幹変電所・開閉所に電源容量を追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流変化による限界的な基幹系統の投資やロスへの影響を、以下の計算の合計値（「限界送電費用」とする）により総合的に評価してはどうか。
 - － 基幹系統投資抑制効果: 空き容量なし基幹系統全ての「潮流変化(kW)×距離(km)×線種毎の標準年経費(円/kW・km・年)」の総和
 - － 基幹系統のロス削減効果: 基幹系統全てについての「ロス変化量(kWh)×標準的ロス調達費(円/kWh)」の年間総和
- 各供給エリア内で、相対的に限界送電費用が小さい地域については、割引料金を設定してインセンティブを付与してはどうか。
- その場合、潮流実態と乖離がないように、柔軟に見直してはどうか。

<設例> 基幹系統の投資抑制割引の評価



基幹系統の投資抑制効果を評価する 限界送電費用の計算例

1. エリア需要の1%(本設例では1万kW)をノードに追加し、需要比に応じて抽出した場合の潮流変化(Δ潮流AB等)を求める
 2. 上記で求めた送電線ごとの潮流変化に送電線の距離と年経費を乗じ各送電線の限界送電費用を算定
 3. 各送電線のコストを足し上げることでノード毎の限界費用を算定する
- ※追加潮流については、各送電線の送電容量の制約や電圧の制約はないものと想定
※インピーダンスはCD, BDが極小、AB:AC=3:1と想定

	遠隔電源地域A		需要地D	
	限界潮流	限界送電費	限界潮流	限界送電費
BD	0.25万kW	900円/kW・年	—	0
CD	0.5万kW	410円/kW・年	-0.25万kW	-205円/kW・年
合計	—	1,310円/kW・年	—	-205円/kW・年

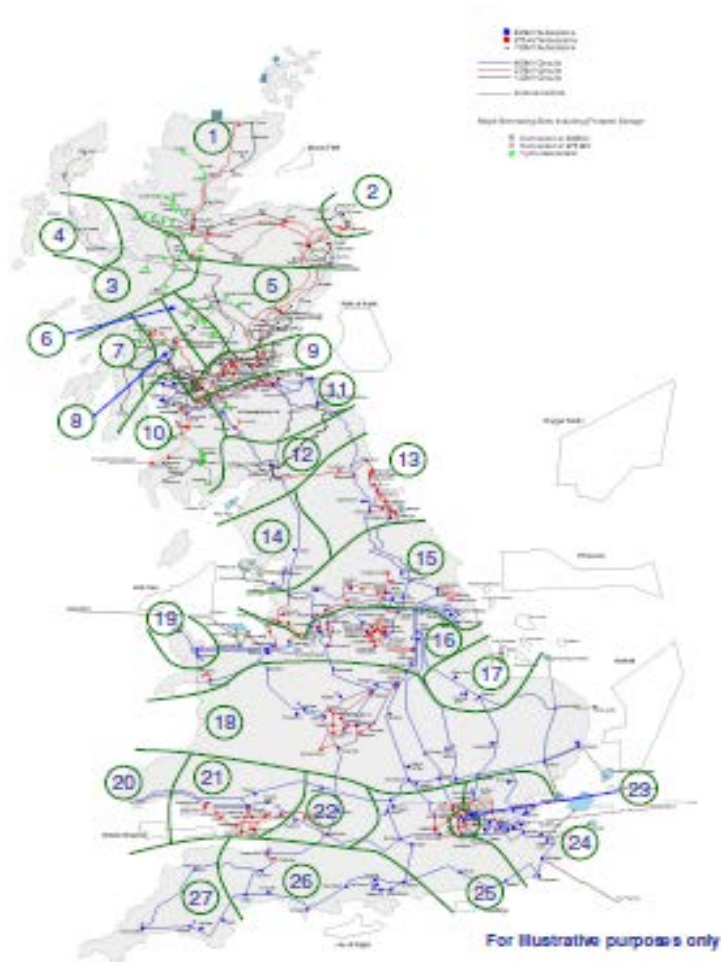
※基幹系統のロス削減効果の評価については、想定される潮流変化に伴うロス量の変化量とその費用から算出

(参考) 地点別料金：発電事業者のゾーン設定、料金表



発電事業者のゾーン設定状況(全27ゾーン)

- 変電所のカタマリを集約して、27のゾーンを設定



2015年

- 北部では高く、南部ではマイナスに設定

Zone	Zone Name	Zonal 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 Lancs and The Lakes	7.730613
15	South Lancs, Yorks and Humber	6.258567
16	North Midlands and North Wales	4.890027
17	South Lincs 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

- 現行、我が国において電源立地を考慮した需要地近接性評価割引制度があるが、過去の議論においても割引の考え方や割引対象地域などについて継続検討課題とされている。

概要

目的

- 潮流改善に資する地域に立地する電源から電気を受電して、接続供給を利用する場合に、その潮流改善効果を基に設定された割引額を接続供給に係る料金から割り引く制度
- これにより、潮流改善に資する地域への電源設置を促進し、より効率的な送配電サービスを実現することを目的とする

割引の 考え方

- 特別高圧（基幹系統を含む）、高圧、低圧に接続している電源が割引対象
- 電力ロスの削減効果に加えて、基幹系統の負荷が低減することによる投資抑制効果を潮流改善の効果として評価
- 基幹系統に接続する電源、基幹系統以外の特別高圧系統に接続する電源、低圧・高圧に系統に接続する電源に区分して潮流改善効果を評価

割引対象 地域

- 発電量に比較して需要が大きく、逆潮流が発生しないと考えられる地域を以下の基準に従い、市区町村単位で判定し、割引対象地域が設定
 - A) 市町村別の電力需要と発電電力量を比較し、電力需要が発電電力量を上回っている市町村を選択
 - B) 加えて、Aの市町村のうち、需要密度が供給区域全体の需要密度を上回っている市町村を選定
 - C) A、B以外に特段の事情がある場合には、個社ごとに要件を設定

見直し タイミング

- 割引対象地域の見直しを事業者判断に委ねた場合、対象地域を見直すべき状況判断があったとしても申請が行われない限り変更がされない
- また、割引の適用を受けている電源設置者の予見可能性の観点からも、頻繁な見直しは避け、託送供給等約款において、あらかじめ一定の見直しまでの期間（5年）が定められている

送配電網の維持・運用費用の発電事業者の負担の在り方について



d.立地に応じた傾斜のロジック⇒潮流改善効果

地理的単位⇒1次変電所および配電用変電所単位（接続系統単位）

見直しタイミング⇒耐用年数（15年程度）

e.費用負担を検討する上での留意事項・対応策のアイデア

稼働中、建設中の電源に対する経過措置

電源種別による立地特性は要検討事項

系統接続条件・燃料調達条件・用地インフラ条件など

新設開発電源については、接続検討段階での送配電事業者からの託送料金の回答を義務付ける。（料金マップなどの事前公開）

f.小売事業者向け料金の立地に応じた傾斜の是非、具体策

すべての小売料金に需要地点別傾斜を反映⇒現実では請求業務に混乱が発生
ただし将来的には、特別高圧需要などから順次検討開始が望ましい

5. 立地に応じた傾斜の考え方、送電ロスの取扱い

8



➤ 立地に応じた傾斜の考え方:

- 当WGの制度検討の趣旨である「送配電網の維持・運用コストの抑制・低減」を踏まえるならば、立地に応じた傾斜は、新設電源をもっとも経済的な立地に誘導することが最重要の目的だと認識。
- 立地に応じた傾斜を設定することにより、既設電源の有効活用に支障がでないようにすることが重要。

➤ 送電ロスの取扱い:

- 当WGの制度検討の趣旨である「送配電網の維持・運用コストの抑制・低減」を踏まえるならば、送電ロスについて以下のように考えられる。
 - 送配電事業者が、相対取引、取引所取引を活用した効率的な送電ロスの調達と、送電ロスの補填の両方を一括して担うこと。
 - 送電ロスの調達・補填コストの負担者は現行通り小売事業者として、負担方法は実費精算とすること。

資料の構成

1. 検討すべき論点(第6回WG提示内容)

2. 系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ

- 制度設計の選択肢
- 検討すべき論点

3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法

4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

検討すべき論点：需要地近接性評価割引制度の課題への対応

- 需要地近接性評価割引制度において指摘されている課題について、現行制度の枠組みで対応可能か検討を深めることが必要ではないか。

現行制度の課題

対象地域の 設定

- 一律、市区町村単位での発電量、需要量の比較では、潮流改善が適切に評価できない可能性

取引形態 の違い

- 小売事業者の負担する託送料金を経由したインセンティブであるため、以下のように紐付けができない場合は対象外となる
 - 卸市場取引
 - 他電力会社管内への供給 等

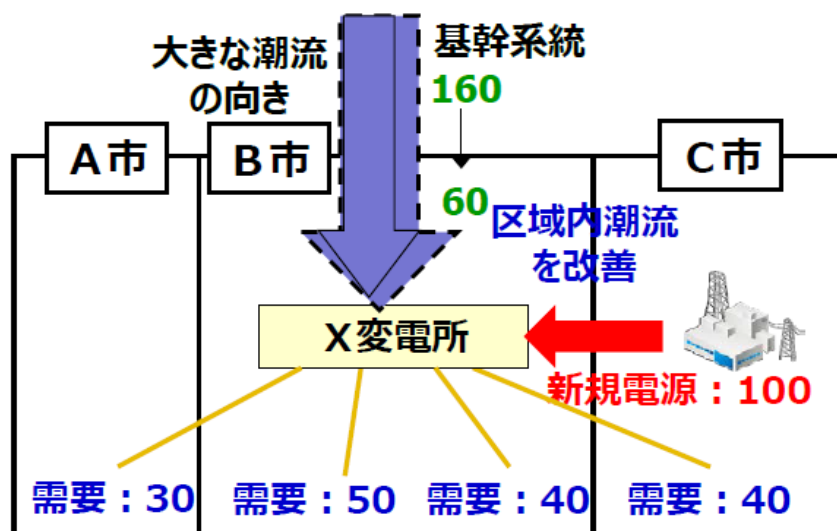
発電事業者の負担の在り方

4

需要地近傍立地電源の潮流改善等の評価の対象エリアの在り方

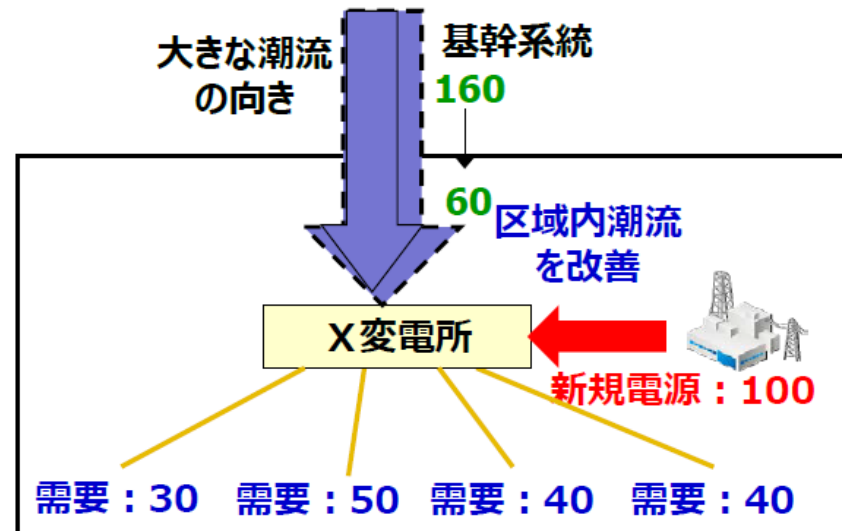
- 現行制度では電源立地に関するインセンティブとして、需要地近傍に立地することによる潮流改善等の効果（①送電ロスの低減、②投資抑制）を「需要地近接性評価割引」にて評価しているが、課金方式の変更の有無に関係なく、対象エリアについては、合理的な考え方に基づき適切に設定されることが必要。
- 特に、基幹系統や特別高圧に接続する比較的大規模な電源の立地については、現行約款における市区町村単位での電源と需要の多寡による評価ではなく、大きな潮流での改善効果を継続的に評価するべき。

<現行約款の評価>



	A市	B市	C市
市単位で評価	電源0 <需要30	電源0 <需要90	電源100 >需要40

<望ましい評価>



	A市～C市
大潮流で評価	電源100 < 需要160

潮流の川下にあるC市に新規電源が立地することで区域内の大きな潮流が改善されるはずだが市単位での電源と需要の多寡による評価では、適切に評価されない

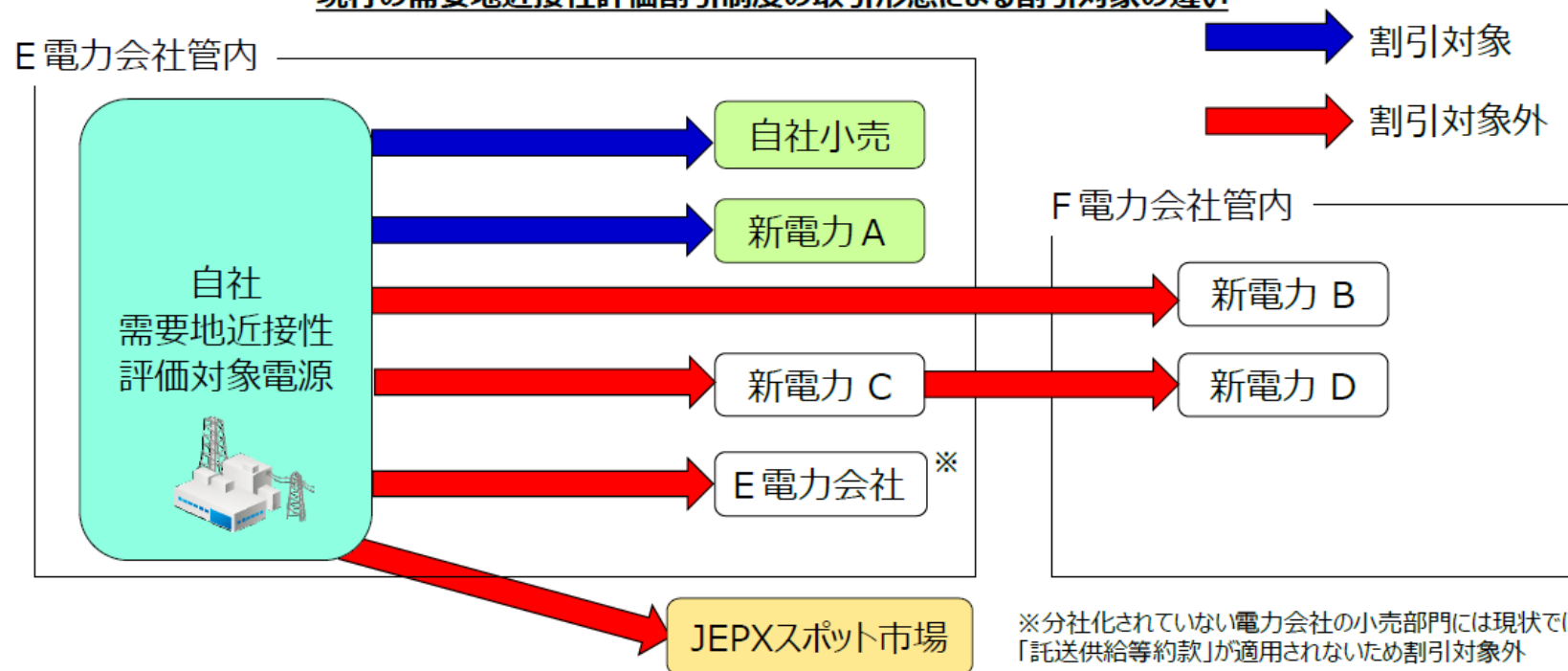
発電事業者の負担の在り方

5

需要地近傍立地電源の潮流改善等の評価の還元手法の在り方

- 現行の「需要地近接性評価割引」では、小売電気事業者の託送料金の割引を通じて電源に還元されているため、連系線を跨いだ卸取引やスポット市場への販売、小売事業者間の転売等の場合に、託送契約上の制約から割引が適用されないという問題がかねてより指摘されていたところ。
- 「計画値同時同量の導入」による紐付け廃止や、「間接オークション」による広域メルिटオーダーの実現も踏まれば、評価の際には、電源が「誰に供給されるか」に関係なく、電源が「どこにあるか」に着目するべき。
- 発電事業者に対して託送料金の一部を課金することを契機に、発電事業者に対して送配電事業者が潮流改善等の評価を直接行う仕組みへの変更が望ましい。

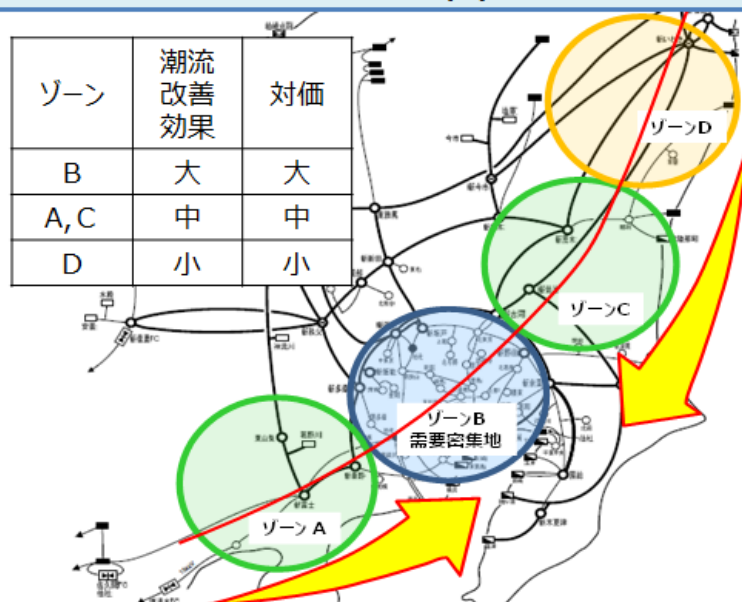
現行の需要地近接性評価割引制度の取引形態による割引対象の違い



2-2. 電源立地インセンティブの実効性を高めるための方策

- 現在の近接性評価制度の仕組みの課題は、大きな潮流改善効果が適切に評価されず、本制度が電力システム全体のコスト最適化に寄与しないおそれがあること
 - 潮流改善効果があるにもかかわらず評価対象エリアから外れている電源の存在
「発電量が需要量を下回る市区町村」というエリア設定の考え方では、大規模電源は市区町村単位で発電量が需要量を上回り評価地域から外れる可能性が高い
 - 電源立地に関与しない条件による潮流改善効果の評価の喪失
小売事業者の取引形態によって潮流改善評価が喪失する制度のため、本来得られるべき対価が支払われないケースが発生している

要望：評価単位をより広いゾーンへ見直すことによる、潮流改善の確実な評価



要望：電源立地インセンティブが効果的に機能する仕組みの導入

■ インセンティブ喪失例：転売、卸電力取引市場への販売、旧一般電気事業者のエリアを超えた取引



■ 発電事業者へ直接インセンティブを付与することにより、電源立地インセンティブが全て発電事業者に還元されることが必要

※なお、発電事業者課金と併せることにより、インセンティブが効果的に機能する課金体系・対価水準の設定が期待される

資料の構成

- 1.検討すべき論点(第6回WG提示内容)
- 2.系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ
- 3.電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法
- 4.送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法：

課題と基本的な考え方

- 固定費の基本料金回収率を向上させる方向で、具体的方法について検討を深めていくべきではないか。

課題

- 送配電網関連費用のうち固定費は約8割を占めるにもかかわらず、現行の託送料金では基本料金での回収が約3割であり、残りは需要に基づく従量料金により回収
- 今後、需要の減少や自家発が普及する状況では、①固定費の回収不足、②固定費負担の不公平が発生する懸念
- 固定費が安定的に回収できないと、安定供給に必要な送配電網の維持・運用について、将来的に支障をきたす可能性がある
- このような状況下においては、**需要家に対して効率的なネットワーク利用を促すようなインセンティブ**を検討すべきではないか

基本的な考え方（案）

- 発電事業者に対してkWに応じた発電側基本料金を設定し、小売事業者から基本料金回収率の向上を通じた**固定費回収**がより確実になることで、送配電事業者の収入変動リスクが緩和することから、**分散型電源等や高経年対策のためにも適正な設備投資**を進めることに寄与するのではないか(基本料金回収率の向上の考え方は次頁)
 - また、小売料金の従量料金が低減する場合、需要家が消費電力量(kWh)を抑える省エネインセンティブが損なわれると考えられる一方、基本料金が上がることにより、**負荷平準化のインセンティブ**が働くことも考えられ、系統の効率的利用を促す観点からは基本料金回収率を上げる方向が望ましいのではないかと
- ※ 小売側託送料金を通じた需要家の立地に応じた託送料金水準のインセンティブについては**長期的検討課題**としてはどうか

電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法： 基本料金での固定費回収率の向上の基本的な考え方（案）

- 仮に、①発電側の容量に応じて発電側基本料金を設定すること、②託送料金の基本料金引き上げ、従量料金引き下げにより基本料金回収率を上げる場合には、具体的な料金設定については、小売料金への影響を見極めつつ、慎重に検討すべきではないか。
 - － その場合でも、低圧については託送料金が経過措置料金を上回らないように設定されていることを踏まえ、当面見直しを据え置くこととしてはどうか。

①発電事業者： 発電側基本料金を導入する場合

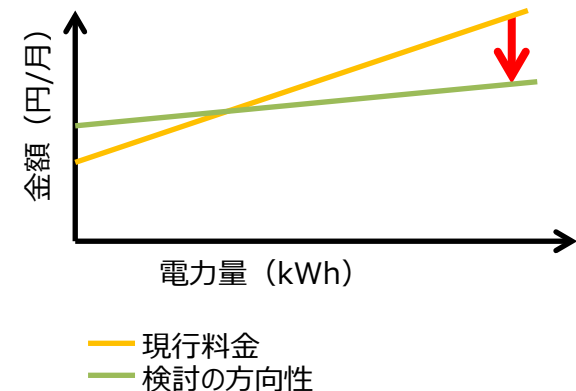
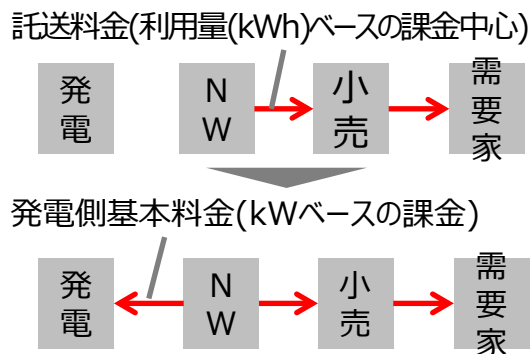
概要

- 発電側基本料金の導入する場合、送配電関連費の一部を発電側にて負担

②小売事業者： 基本料金回収率を上げる場合

- 固定費率を踏まえ、基本料金の回収率を引き上げる場合(小売の経過措置料金との整合には留意)

イメージ



(参考)基本料金回収率の設定状況

- 経過措置料金との整合をはかるため、低圧(電灯)の基本料金回収率は低く設定。
(特に最低料金制を採用している関西、中国、四国及び沖縄電力は低い。)

		基本料金回収率 (カッコ内固定費率)									
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最低料金制 ¹⁾ の有無		無	無	無	無	無	有	有	有	無	有
低圧	電灯	19% (72%)	16% (79%)	21% (76%)	18% (74%)	20% (78%)	8% (69%)	5% (70%)	8% (72%)	18% (74%)	7% (60%)
	動力	47% (86%)	44% (90%)	58% (91%)	48% (88%)	53% (86%)	46% (81%)	47% (82%)	48% (84%)	48% (74%)	43% (81%)
高圧		45% (93%)	46% (95%)	44% (95%)	36% (94%)	48% (95%)	42% (95%)	42% (92%)	47% (94%)	38% (91%)	28% (72%)
特別高圧		39% (85%)	40% (91%)	42% (93%)	39% (94%)	43% (92%)	47% (94%)	50% (85%)	53% (91%)	39% (83%)	22% (55%)
合計		29% (79%)	30% (86%)	32% (83%)	28% (83%)	34% (85%)	25% (83%)	23% (78%)	26% (80%)	28% (79%)	17% (65%)

注1:お客さまの使用電力量が極端に少ない、または全く使用されないときでも供給設備に関連する費用の回収を図る観点から、最低使用量を定め、最低料金を設定。

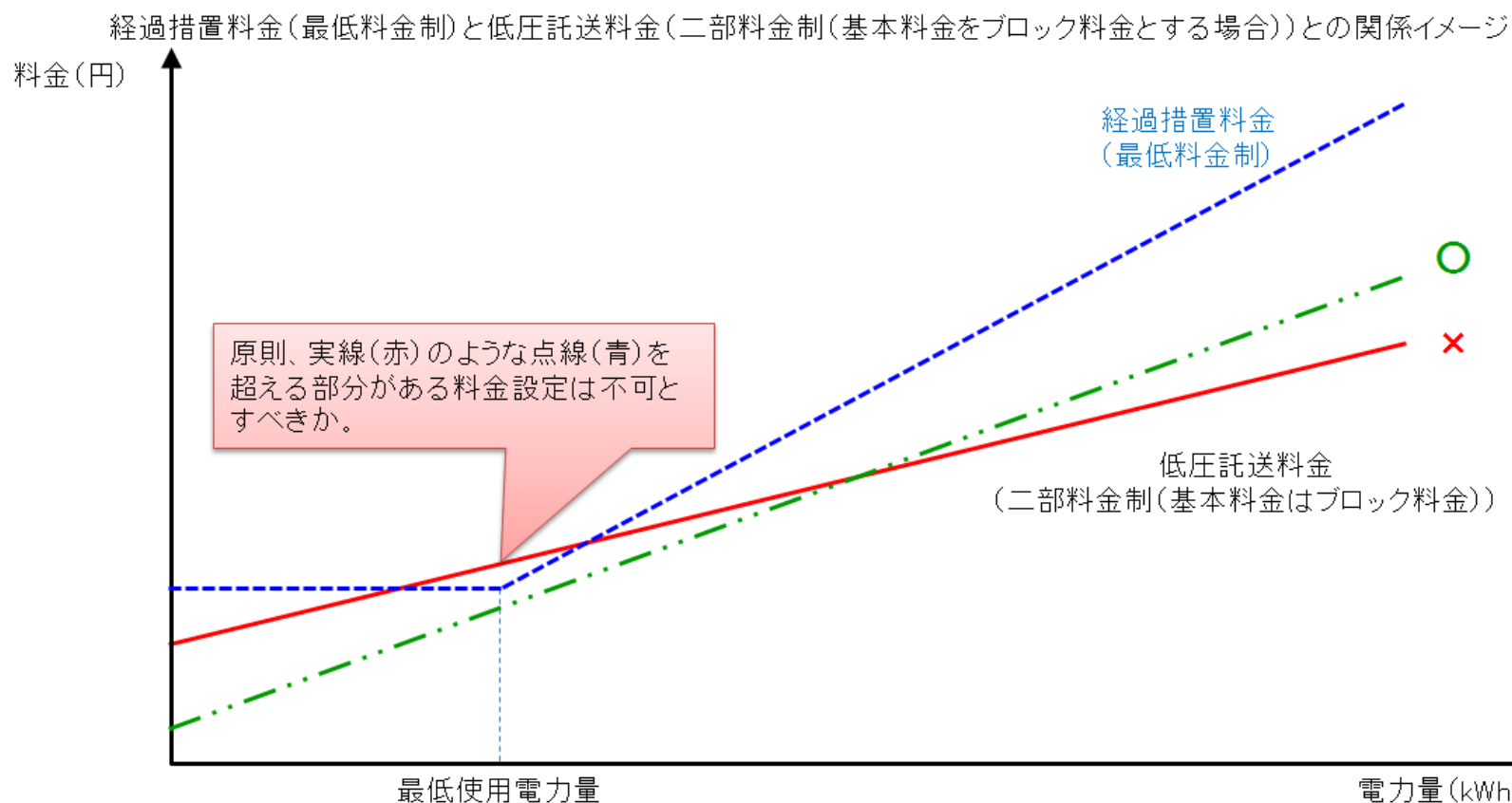
最低料金制は小売料金(経過措置料金)の制度だが、託送料金の基本料金回収率設定時に、小売料金との整合を図る上で留意する必要がある

出典:各社提供資料

低圧託送料金と経過措置料金との整合性について(論点②)

37

- 低圧託送料金に実量契約を採用した場合には、同じく規制料金制度である経過措置約款料金との比較において、決定される契約電力が異なる可能性が生じるが、料金体系の整合性を保つ観点から、低圧託送料金の単価については、原則として、経過措置約款料金の個別料金メニューの単価を超えるような設定(経過措置約款料金の発電費部分がマイナスとなるような設定)を認めるべきではないのではないか。



固定費負担のリバランス

9

固定費負担のリバランスに対する考え方

- 一般送配電事業者が、送配電コストの固定費を確実に回収する観点から、一つの方策として、固定費負担のリバランスを主体的に検討すること自体は理解できる。
- 一方、既に全面自由化が始まり、新規参入者は現行の託送料金制度を前提に事業を開始したばかりであることを考慮し、定量的なデータに基づいて需要家への影響等を見ながら、その必要性の程度を判断することが適当。
- その上で、競争市場の予見性確保や需要家への影響緩和を図るという観点から、仮にリバランスを行う場合には、具体的な料金表のイメージを公表した上で、段階的な移行措置を設けることが望ましい。

①競争市場の予見性の確保

- 新規参入者は、現行の託送料金カーブを前提に、競合他社の小売料金に対する競争戦略を構想、実施。
- 性急に固定費をリバランスすることによって、託送料金の基本料金比率が急激に変動すると、電源への投資や調達など需要負荷に応じて中長期的に手配したものが無駄になるなど、事業運営リスクが高まる可能性。

②需要家影響への配慮

- 現行の託送料金においては、負荷率が高い場合には1kWhあたりの料金が低くなる一方で、負荷率が低い場合には料金が上がるため、需要家への影響を負荷率の高低からニュートラルなものとする観点から、従量料金でも固定費を部分的に回収する仕組みとなっていると理解※。
- 需要家サイドにおいても、現行の託送料金の基本料金比率を前提として、省エネ設備への投資をしているケースがあり、そのような需要家への影響にも配慮が必要。

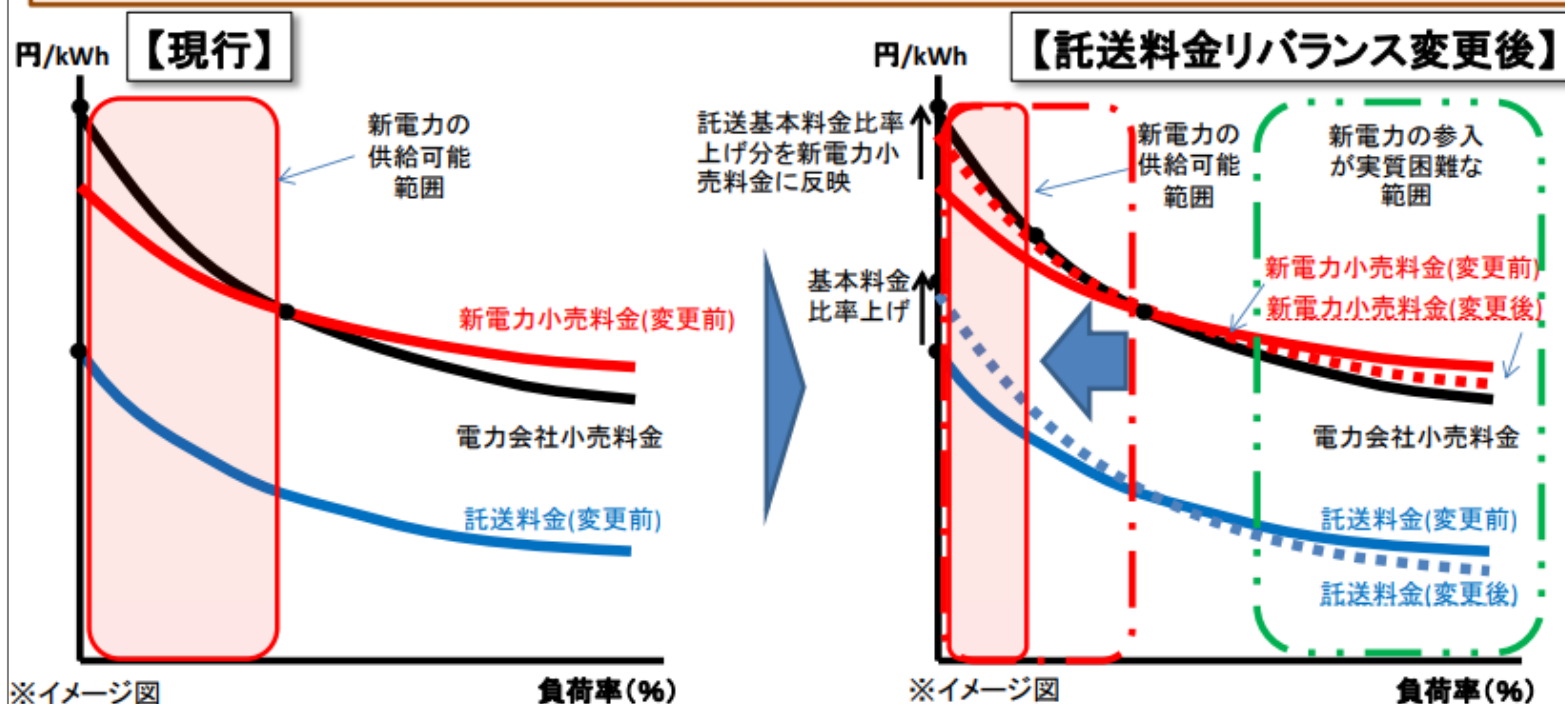
※参考資料：総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 第1回市場監視小委員会 参考資料6（2011年3月21日）

1-1. 小売競争環境への影響



- 現状の小売料金と託送料金のバランスから、新電力のターゲットとなる需要群は低負荷率領域に限定（高負荷率領域はベースロード電源を保有する旧一般電気事業者がほぼ供給）
- 託送料金の基本料金比率が高まると、低負荷率領域の電気料金における小売粗利の減少もしくは粗利喪失により、新電力供給可能範囲が減少、特に**既存供給需要家に対する電力供給が困難になる懸念**あり
- 料金リバランスにより高負荷率領域について値下げになるものの、この領域に新電力が参入するには旧一電が保有する**ベースロード(BL)電源※へのアクセス性を高めることが必要**

※ベースロード電源の調達確実性向上については次頁





1 - 2. リバランスによる事業者・需要家への影響

- リバランスにより、新電力およびその需要家に与える影響（下記）を勘案し、移行は段階的かつ一定の猶予期間を設けて進めるべき
 - (1) 競争環境の変化（前述 1 - 1）
 - ・ 移行の時期は、ベースロード電源調達環境の整備による高負荷率領域における競争環境整備状況に応じて判断すべき
 - (2) 準備期間の必要性
 - ・ 現在は小売全面自由化直後であり、新電力は現在の託送料金を前提に営業ターゲットを定め、営業体制を構築済み
 - ・ 既存需要家に対する料金変更が必要となる可能性が高く、丁寧な説明が必要
- ⇒ リバランスによる影響に対応するため一定の準備期間が必要

【その他、移行時にご配慮いただきたい事項】

※kWhの減少に伴い、kWも減少する可能性が高いことから、kW・kWh実績値を基にその必要性を検証し、仮に必要な場合は、託送料金の見直し査定時に、原価バランスを見極めた上で実施することが重要

留意いただきたいこと(2) 送配電網の固定費の負担の在り方

3

- 送配電網の維持・運用に将来的にも支障をきたさないよう、発電事業者への発電容量課金や、小売事業者向けの基本料金回収率の引き上げなどの固定費の回収方法を変更するということは、本在り方検討の目的から、考える選択肢と理解しているところ。
- 一方、固定費の回収方法の変更にあたっては、系統利用者によっては負担が増加し、競争環境への影響も懸念されることから、「負担と受益の公平性に基づく負担の実現」「系統利用者の負担を料金に反映できるような環境整備」について、十分留意いただくとともに、「系統利用者から見た競争公平性」にご配慮いただきたい。
- また、これら変更により、電気をお使いになるお客さま、特に特定小売約款で供給を受けるお客さまを含む一般家庭のお客さま（低圧供給のお客さま）のご負担が変わりうることにとも配慮いただきたい。

<負担と受益の公平性に基づく負担の実現の例>

- ・電源種別／規模を問わない公平な負担
- ・一定期間停止している電源への配慮

<系統利用者の負担を料金に反映できるような環境整備の例>

- ・発電容量課金の反映に係る市場動向のモニタリング

<系統利用者から見た競争公平性への配慮の例>

- ・発電容量課金水準に著しい差が生じない配慮

<電気をお使いになるお客さまへの配慮の例>

- ・特定小売料金を上回らないように設定した低圧託送料金水準の継続

資料の構成

1. 検討すべき論点(第6回WG提示内容)
2. 系統設備投資抑制・送電ロス削減に対する電源のインセンティブ
3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収方法
4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

検討すべき論点

- 以下の詳細論点について、検討を深めてはどうか。

検討すべき論点(第6回WG提示)の抜粋

- A) 現行制度を前提としながら、小売事業者の電源調達が効率的・競争的に行われ、一般送配事業者がロス量の透明化やロス低減に継続的に努力することで送電ロス削減が長期的には可能である。他方で、卸市場が現状においては十分に競争的でないことや、送配電事業者に対して送電ロスを削減するインセンティブを付与することが必要である。
- B) 個別の小売事業者でなく送配電事業者が一括で卸市場等から調達することで、より効率的な補填や卸市場の活性化が実現する可能性がある。他方で、他の市場制度改革とあわせて、効率的に送電ロスを調達する環境を整備することが必要となる。

詳細論点

- ① ロス量の透明性向上
- ② ロスの補填主体、調達・精算方法

①ロスの透明性向上

- ロスの透明性向上のため、各送配電事業者の電圧別の実績ロスを例えば年に1回確認してはどうか。また、実態と大きく乖離するようであれば、ロス率を改定することとしてはどうか。

現行制度

- 現行のロス率は各送配電事業者の託送供給等約款において電圧別に定められ、約款の認可申請時にあわせてロス率の見直しが行われる
- このため、直近の実態に合ったロス率となっていない恐れがあるとともに、定められたロス率の適切性や電圧別の実績ロスを確認する機会もない

対応案

- 各送配電事業者の電圧別の実績ロスについて例えば年1回確認してはどうか
- 加えて、託送供給等約款に規定されたロス率について、直近の実績ロスと大きく乖離することがあれば、改定することとしてはどうか

② ロスの補填主体、調達・精算方法の対応策

- 調達・補填主体を小売事業者とする現行案と、送配電事業者とする変更案のどちらが優れているかは、補填の効率、取引所への影響、制度変更コストの観点から検討を深める必要がある。

送電ロスの調達・補填主体(案)

		案1：小売事業者(現行)	案2：送配電事業者
比較の視点	概要	・送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえ、小売事業者がロスを踏まえた必要量を調達・補填 ・調達・補填のコストは小売事業者が負担	・託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえ、送配電事業者が過渡的に公募も活用しつつ、卸市場等から一括調達・補填を行う ・調達・補填のコストは、ロス率に基づく補填量に応じて小売事業者が負担
	補填の効率	・小売事業者の創意工夫によって、効率的にロスを調達・補填できる可能性がある	・送配電一括調達によって、効率的にロスを調達・補填できる可能性がある ・一方で、送配電事業者は確実な調達のため、高値で入札する可能性も考えられる
	取引所への影響	・小売事業者の調達方法次第では、取引所の活性化に寄与する可能性	・取引所調達により取引所の活性化に寄与する可能性 ・取引所の流動性の状況等を踏まえた実現可能性や、価格が高騰する可能性、安定的に調達を行う方法等については検討が必要
	制度変更によるコスト	・既存制度であるため、システム変更等の追加コストが生じない	・システムの変更や、業務追加に伴う人員増加等のコストが生じる

(参考)送電ロス率の設定状況

- 各社、供給先の電圧に応じて、送電ロス率を設定している。

託送供給等約款抜粋(東京電力)

(14) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times 1 \div (1 - \text{損失率 (30[損失率]に定める損失率といたします)})$$

(32) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

30 損失率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	4.2パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9パーセント

各社の送電ロス率

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	8.7%	9.0%	7.1%	8.6%	8.0%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%
高圧	5.1%	5.6%	4.2%	3.9%	3.8%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
特別高圧	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%

※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定

3-4. 送電ロスの取り扱い

14

○一般送配電事業者が送電ロスを調達・補填することにより、以下のロス低減効果が考えられる。

- ・電源運用などにより、送電ロスを低減する効果
- ・ロス補給分を卸市場などから事前調達することにより、送電ロスに係るコストを低減する効果

<留意点>

- ・一般送配電事業者が、ロス補給分を調達する具体的な仕組みの構築
- ・諸外国の例も踏まえ、「送電ロスの低減」と「送電ロスに係るコストの低減」を両立するような仕組みの構築

<送電ロス補給の比較イメージ>

現 行	小売電気事業者が契約上結びつく需要の供給電圧に応じたロスを含めて供給力を調達	
送配電事業者が調達・補填する場合	送配電事業者がロスを一括調達し、託送料金を通じて発電もしくは小売電気事業者が費用を負担	

(参考)過去のヒアリングでいただいた御意見(九州電力)

留意いただきたいこと(4) 送電ロスの扱い

5

- 送電ロスの扱いについては、「電気料金の最大限の抑制」に資するかどうかという観点から、透明性の確保とコスト低減を両立し、社会全体のコスト低減に資する仕組みとなることが望ましい。
- 下記2つの場合それぞれの留意点を踏まえ、メリット・デメリットを整理の上、ご議論いただきたい。

	留 意 点
現行制度を ベースとして 改善する場合	[送電ロスの調達価格] ・小売事業者の市場等を通じた調達次第（小売事業者の自助努力） →小売事業者の電源調達が効率的・競争的であることが重要。 [送電ロスの調達量] ・一般送配電事業者が定めるロス率次第（小売事業者にとって他律的） →一般送配電事業者によるロス量の透明化（一定期間毎の実績に基づくロス率の見直し等）やロス量低減への継続的な取組み（ロス低減も考慮した最適な系統整備等）が重要。
送配電事業者が調達・ 補填する場合 ※小売事業者 負担を念頭	[送電ロスの調達価格] ・一般送配電事業者の市場等を通じた調達次第（小売事業者にとって他律的） →（新市場の整備状況も勘案しながら）一般送配電事業者が柔軟かつ効率的に低コストで電源調達できる仕組みが重要。 [送電ロスの調達量] ・一般送配電事業者が達成するロス率次第（小売事業者にとって他律的） →一般送配電事業者によるロス量の透明化（一定期間毎の実績に基づくロス率の見直し等）やロス量低減への継続的な取組み（ロス低減も考慮した最適な系統整備等）が重要。

本日の検討事項と意見について (4)



d.送電損失の取扱いについて (2020年にこだわらずシステム改修後速やかに)

- ・ 送電ロスの補填者⇒送配電事業者
- ・ 補填コストの負担者⇒小売事業者
- ・ 調達コストの設定・精算方法

電力卸市場価格を基本。実績精算（託送料金とは別会計）

- ・ 調達方法

当初は、公募などによる相対契約あり

早い時期に、市場からの調達を目指す（市場取引量拡大の醸成）

(参考)過去のヒアリングでいただいた御意見(電源開発)

5. 立地に応じた傾斜の考え方、送電ロスの取扱い

8



➤ 立地に応じた傾斜の考え方:

- 当WGの制度検討の趣旨である「送配電網の維持・運用コストの抑制・低減」を踏まえるならば、立地に応じた傾斜は、新設電源をもっとも経済的な立地に誘導することが最重要の目的だと認識。
- 立地に応じた傾斜を設定することにより、既設電源の有効活用に支障がでないようにすることが重要。

➤ 送電ロスの取扱い:

- 当WGの制度検討の趣旨である「送配電網の維持・運用コストの抑制・低減」を踏まえるならば、送電ロスについて以下のように考えられる。
 - 送配電事業者が、相対取引、取引所取引を活用した効率的な送電ロスの調達と、送電ロスの補填の両方を一括して担うこと。
 - 送電ロスの調達・補填コストの負担者は現行通り小売事業者として、負担方法は実費精算とすること。

発電事業者の負担の在り方 送電ロスの取扱い

6

送電ロスの取扱いについて

- 現行制度では、小売事業者の販売先の電圧に応じて送電ロス率が設定され、小売事業者が送電ロスを負担する前提で、発電事業者と卸販売単価を協議している。
- 送電ロスの透明性向上の観点からも、送配電事業者による調達の方向で検討を進めていただくとともに、調達方法としては、送電ロスの最小化や発電事業者の新たな事業機会創出の観点から、市場調達や公募調達を含めて検討していただきたい。
- その上で、送配電事業者が調達した送電ロスの費用を小売事業者のみならず、現行の近接性評価割引の考え方※のうち、送電ロスの低減効果について適切に加味した上で、発電事業者にも課金する方法も一案。
- 尚、その際には、事業者の負担の予見性や送配電事業者の調達コスト減のインセンティブの確保の観点から、実績値での精算ではなく予め決められた目標値での精算が望ましい。

※基幹系統の負荷が低減することによる投資抑制効果は別途引き続き評価し割引を実施

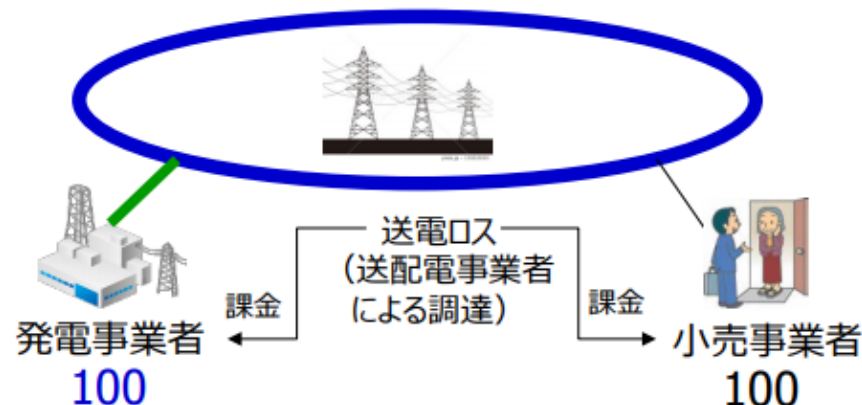
【現行制度】

- ・小売の**100**の需要への販売に必要な電源は**108**
(接続対象電力量 = 使用量 + 供給先の電圧に応じたロス率)
- ・発電事業者のロスによる目減り分は小売の販売先の電圧によって決定



【見直し案のイメージ】

- ・小売事業者の**100**の需要への販売に必要な電源は**100**
(接続対象電力量 = 使用量)
- ・送電ロスは送配電事業者が調達し、需要地近傍に立地することによる送電ロスの低減効果を適切に加味し、発電事業者にも課金



(参考)諸外国における送電ロス補填・調達の状況(まとめ)

第1回送配電WG
資料抜粋

- 諸外国における送電ロスの取扱いは以下のとおり。

		 英国	 ドイツ	 フランス	 ノルウェー	 米国(PJM)
送電ロス率 ¹⁾ カッコ内内訳		8.5% (TSO:1.6%、 DSO:6%未満)	5.4%	7.4% (TSO:2.3%、 DSO:5.0%)	8.0% (TSO:1.6% DSO:5.0%)	6.6%
・補填 コスト 主体	補填 主体	発電事業者	送配電事業者	送配電事業者	送配電事業者	発電事業者
	費用回収 方法・ 負担者	卸電力価格に焚き 増し分も反映	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・小売事業者	送配電料金 ・発電事業者 ・小売事業者	送配電料金 ・小売事業者
補填送配電事業者が する場合の扱い	送配電 料金への 算入額	—	目標値 ・Bnetza(規制機関) が定めた送電ロス率の 算入上限を決定	目標値 ・規制機関が設定した 目標値分を算入可能	実績値	実績値
	ロス削減 インセン ティブ	金銭的なインセンティブ はなし (但し、送電ロス削減 の取組予定、結果公 表が必須)	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	目標値からの増減は TSOの収益または費用 となる	ロス改善結果により、 事業報酬率を調整	なし
	補填電力 の調達 方法	—	専用オークションが中 心、不足分は前日市 場で、差分は予備力・ 調整力で処理	専用オークションが中 心、不足分は前日市 場で調達、差分は予備 力・調整力で処理	前日市場で調達が中 心、差分は予備力・調 整力で処理	—

本日御確認・御議論いただきたいこと（再掲）

御確認・御議論いただきたいこと

①系統設備投資抑制・
送電ロス削減に対する
電源のインセンティブ

- 基本的な考え方
- 算定方法・割引制度への落とし込み
- 需要地近接性評価割引制度の課題への対応

②電力需要の動向に応じた
適切な固定費回収方法

- 基本的な考え方

③送電ロスの補填に係る
効率性と透明性向上

- ロス量の透明性向上
- ロスの補填主体、調達・精算方法