

電力分野における規制改革について

(規制改革会議 ネットワーク産業TFヒアリング資料)

平成20年5月20日
資源エネルギー庁
電力・ガス事業部

目次

1. 卸電力取引所の活性化について

※取引メニューの拡大、取引ルールの改善、時間前市場の設立等

2. 託送制度等の見直しについて

※インバランス料金精算方法の見直し(インバランス単価の見直し、インバランス料金収支の作成等)、託送部門の会計分離の徹底等

3. 電気メーターについて

※スマートメーターの導入について、機械式の電気メーターについて

4. 需要地近接性を考慮した送電料金の在り方について

5. 連系線の整備促進について

6. 風力発電における「売電価格の合理化」等について

1. 卸電力取引所の取引活性化について

「今後の望ましい電気事業制度の在り方」(「基本答申」、平成19年3月)に基づき、卸電力取引所の取引活性化に関して、電気事業分科会制度改革WGにおいて、以下の方策を含め具体的検討を行っているところ。

1-1. 取引メニューの充実

- ① 先渡取引の活性化
- ② 時間前市場の創設

1-2. 取引ルールの改善について

1-1. 取引メニューの充実 ①先渡取引の活性化

- 取引量が徐々に増加しているスポット取引に比して低調である先渡取引については、基本答申を踏まえ、卸電力取引所において活性化を図るための検討が行われ、第10回制度改革WG(3月24日)に報告された。
- 具体的には、現在の先渡取引が不活性化要因として、
 - 取引が約定後に約定相手に対して顕名である点
 - 事務作業が繁雑で手間がかかる点
 - 約定後の変更処理(転売、登録発電機の変更等)が煩雑などが挙げられ、その対処方策として、**約定した電気の受渡しを匿名のままスポット取引を通じて行い、売買代金の精算を取引所が仲介する新・先渡商品群を導入する**ことが決定され、報告されたところ。
- 今後は、取引所において詳細ルールの検討を踏まえた規程・ガイド等の整備及びシステム整備を行い、平成21年早期に導入予定。

1-1. 取引メニューの充実 ②時間前市場の創設

- 基本答申において全国市場として創設することが決まった「時間前市場」については、第10回制度改革WGにおいて、具体的な取引形態等の検討が行われたところ。
- 具体的には、①市場参加者ニーズ、②系統運用への影響、③費用対効果の観点から総合的に検討した結果、**事前に連系線空容量の確定を行わないオークション方式の市場(1日3回、「4時間前市場」)として設計**することが適当とされた。

※ 1日の中の第2場(昼閉場の場)については、系統運用業務の負担軽減のため、FCで常時分断

- その際、市場参加者ニーズの観点からは、閉場から実受給までの時間をできるだけ短くすることが重要であることから、時間前市場約定分の連系線可否判定に入れられない連系線等が生じた場合には、混雑が発生したと見なして、市場分断する設計とすることが適当とされた。

※ 既に通告変更に基づく可否判定を行っている連系線がある場合、当該連系線とFCで市場分断

- 開場時間・受給対象時間帯・札入れ方式等の詳細については、売り手・買い手ニーズや費用対効果等の要考慮点を整理した上で、具体決定は取引所に委ねることとされた。なお、取引開始時期については、WGの議論を受けて関係者間で早急に検討を重ね、5月末のWG取りまとめ段階で明示予定。

1-2. 取引ルールの改善について

- 現行のスポット取引に係るインバランス求償ルールでは、売り手が受渡不履行を発生させた場合、ランダムに売り手・買い手が結びついた結果としての約定量を母数として求償料金の変動範囲内・外相当の判定がなされているところ。当ルール下においては、変動範囲外インバランス料金相当額の求償料金の発生割合が高く、売り手の事業リスクを高めている。
- こうした売り手の事業リスクを軽減する観点から、第12回制度改革WG(5月12日)において具体的検討が行われ、売り手エリアにおける売り約定総量を母数として、求償料金の変動範囲内・外相当の判定を行うことで、売り手の事業リスクを低減させる方向となった。
- また、求償額の低減に伴って買い手の事業リスクが高まらないようにすること(例えば、スポット取引起因の不足電力量のために買い手PPSが一般電気事業者から相当程度の変動範囲外インバランス料金を請求される一方で、変動範囲内インバランス料金相当に近い求償額しか受け取れないような事態が生じないようにすること)が必要であり、同時同量インセンティブにも配慮しつつ措置を講じる方向。

2. 託送制度等の見直し

託送制度等の見直しについては制度改革WGにおいて、以下の論点に係る詳細制度設計の検討を実施。

2-1. インバランス料金制度の見直し

2-1-1. インバランス料金の見直し

2-1-2. 裾切り制度の導入

2-1-3. 送配電部門収支へのインバランス料金に係る収支の計上

2-2. 託送供給料金制度の見直し

2-2-1. 新たな変更命令発動基準

2-2-2. 超過利潤の用途明確化

2-3. 送配電部門の会計分離の徹底

2-1-1. インバランス料金の見直し

《変動範囲内インバランス料金》

- 「運転予備力に相当する固定費及び燃料代等の可変費」を「系統エリアの同時同量のために要するコスト」とみなし、これに基づき算定されることとされた。

《変動範囲外インバランス料金》

- 変動範囲外インバランス料金は、変動範囲内インバランス料金のX倍として設定することとされた。具体的には制度改革WGにおいてX=3とすることが適当とされたところ。

変動範囲内インバランス料金のイメージ

(第12回制度改革WG資料より抜粋)

(単位:円/kWh)

	現 行			改 正 後 (イ メ ー ジ ※)			増減額
	変動範囲内イン バランス料金	うち固定費相当	うち可変費相当	変動範囲内イン バランス料金	うち固定費相当	うち可変費相当	
北海道	8.59 (9.89)	3.99	4.60	<u>8.90</u> <u>(10.21)</u>	4.30	4.60	+0.31
東北	8.56 (9.80)	3.77	4.79	<u>8.86</u> <u>(10.11)</u>	4.07	4.79	+0.30
東京	8.90 (10.59)	3.97	4.93	<u>9.11</u> <u>(10.80)</u>	4.18	4.93	+0.21
中部	10.16 (10.67)	3.59	6.57	<u>10.42</u> <u>(10.94)</u>	3.85	6.57	+0.26
北陸	8.62 (9.05)	4.29	4.33	<u>8.96</u> <u>(9.41)</u>	4.63	4.33	+0.34
関西	8.46 (9.53)	4.82	3.64	<u>8.73</u> <u>(9.82)</u>	5.09	3.64	+0.27
中国	8.52 (9.91)	3.45	5.07	<u>8.78</u> <u>(10.17)</u>	3.71	5.07	+0.26
四国	8.49 (9.56)	4.64	3.85	<u>8.85</u> <u>(9.95)</u>	5.00	3.85	+0.36
九州	8.05 (9.02)	4.14	3.91	<u>8.36</u> <u>(9.35)</u>	4.45	3.91	+0.31
沖縄	11.77 (13.77)	5.14	6.63	<u>12.19</u> <u>(14.21)</u>	5.56	6.63	+0.42

※ 現在適用されているインバランス料金を元に事務局算出(税抜、燃料費調整抜)

※ ()内の値は燃調(H20. 4-6)及び税込み

※ 燃調はH20. 4-6実績に基づくため、実際の改正後のレートは異なりうる

2-1-1. インバランス料金の見直し

変動範囲外インバランス料金のイメージ

(第12回制度改革WG資料より抜粋)

(単位:円/kWh)

会社名	変動範囲内 料金 (税・燃調抜き)	3倍と季時別展開					季時別変動 範囲外料金 (税・燃調抜き)	季時別変動範 囲外料金 (税・燃調込み)	現在の料金 (税・燃調込み)	差額			
		単純な3倍	可変費×3	固定費×3	固定費								
					固定費負担格差	季時別固定費							
北海道	8.90	26.69	13.80	12.89	夏季昼間	1.12	14.43	28.23	30.52	65.96	▲ 35.44		
					他季昼間								
					夜間	0.85	10.95	24.75	26.86	51.44	▲ 24.58		
東北	8.86	26.58	14.37	12.21	夏季昼間	1.30	15.88	30.25	32.57	70.63	▲ 38.06		
					他季昼間	1.11	13.55	27.92	30.13	61.16	▲ 31.03		
					夜間	0.70	8.55	22.92	24.87	40.73	▲ 15.86		
東京	9.11	27.32	14.79	12.53	夏季昼間	1.60	20.04	34.83	37.81	76.61	▲ 38.80		
					他季昼間	1.02	12.78	27.57	30.19	51.19	▲ 21.00		
					夜間	0.77	9.65	24.44	26.90	40.20	▲ 13.30		
中部	10.42	31.25	19.71	11.54	夏季昼間	1.61	18.58	38.29	40.21	74.25	▲ 34.04		
					他季昼間	1.01	11.66	31.37	32.94	49.15	▲ 16.22		
					夜間	0.78	9.00	28.71	30.15	39.53	▲ 9.38		
北陸	8.96	26.89	12.99	13.90	夏季昼間	1.58	21.96	34.95	36.70	87.11	▲ 50.41		
					他季昼間	1.02	14.18	27.17	28.53	57.84	▲ 29.32		
					夜間	0.78	10.84	23.83	25.02	45.31	▲ 20.28		
関西	8.73	26.20	10.92	15.28	夏季昼間	1.81	27.66	38.58	41.16	98.90	▲ 57.74		
					他季昼間	0.96	14.67	25.59	27.52	54.32	▲ 26.80		
					夜間	0.74	11.31	22.23	23.99	43.31	▲ 19.32		
中国	8.78	26.33	15.21	11.12	夏季昼間	1.68	18.68	33.89	36.54	74.39	▲ 37.84		
					他季昼間	0.97	10.78	25.99	28.25	45.61	▲ 17.35		
					夜間	0.81	9.01	24.22	26.39	39.12	▲ 12.73		
四国	8.85	26.56	11.55	15.01	夏季昼間	1.62	24.32	35.87	38.31	94.79	▲ 56.48		
					他季昼間	1.00	15.01	26.56	28.54	60.01	▲ 31.47		
					夜間	0.80	12.01	23.56	25.39	49.30	▲ 23.91		
九州	8.36	25.09	11.73	13.36	夏季昼間	1.70	22.71	34.44	36.73	85.80	▲ 49.07		
					他季昼間	0.99	13.22	24.95	26.77	51.96	▲ 25.19		
					夜間	0.74	9.88	21.61	23.27	39.79	▲ 16.52		
沖縄	12.19	36.56	19.89	16.67	夏季昼間	1.44	24.01	43.90	47.50	94.68	▲ 47.18		
					他季昼間	1.06	17.67	37.56	40.85	71.99	▲ 31.14		
					夜間	0.78	13.00	32.89	35.95	55.00	▲ 19.05		

※ 現在適用されているインバランス料金を元に事務局算出

※ 燃調はH20. 4-6実績に基づくため、実際の改定後のレートは異なりうる

2-1-2. 裾切り制度の導入

- 裾切り制度とは、「新たな系統エリアに参入したPPSについては、一定期間に限り、この量以下の場合は変動範囲外インバランスとみなさない」とこととする制度。
- 具体的には、第12回制度改革WGにおいて、参入直後のPPS事業リスク低減という制度趣旨及びPPSの参入実態を踏まえ、参入後2年以内に限り、インバランス量が1000kWh以下の場合は、変動範囲外インバランスとみなさないことが適当とされた。
- ただし、同時同量インセンティブ確保の観点から、インバランスの量が1000kWh以下であっても、当該量が契約電力に対して一定割合（現行の選択変動範囲の上限である10%）を超える際には、当該超過部分は変動範囲外インバランスとすることとなった。
- また、小売自由化範囲の拡大の是非の検討を再度行う際（5年後）に、制度の活用状況やPPSの参入実績を踏まえた上で、当該制度を存続させるかどうかを検討することが適当とされた。

2-1-3. 送配電部門収支へのインバランス料金にかかる収支の計上

① 基本的な考え方

- 現在、インバランス料金に係る収益及び費用は、以下の2つの額が計上されている。
 - ① PPSからのインバランス収入
 - ② PPSへのインバランス補給に要した発電費用(PPSからのインバランス収入額と同額を送配電外部部門への社内取引費用として計上)

- つまり、PPSのインバランスについては収支上明確化されているが、一般電気事業者のインバランスに係る費用等は計上されていない。これは、発送配電一貫体制の下において自社のインバランス量を厳密に特定することが困難なためである。

- しかし、一般電気事業者の発電・小売部門においてもPPSと同様に一般電気事業者の系統運用部門が確保した運転予備力を利用しており、当該利用に係る費用計上が収支上行われておらず、両者の間で非対称な状態が発生している。

- こうした、非対称な状態を解消する(イコールフットィングの徹底)ため、一定の仮定の下、一般電気事業者のインバランス料金に係る収支を計上することとされた。

2-1-3. 送配電部門収支へのインバランス料金にかかる収支の計上

② 具体的な計上方法

- 第12回制度改革WGでは、一般電気事業者の発電・小売部門におけるインバランス相当量を厳密に把握することは困難であるため、インバランス料金の算定に当たり仮定したインバランス相当量、すなわち、一般電気事業者の送電端電力量実績の3.7%※(全社一律、固定)を、一般電気事業者の発電小売部門が発生させたインバランス相当量とみなすことが適当とされた。

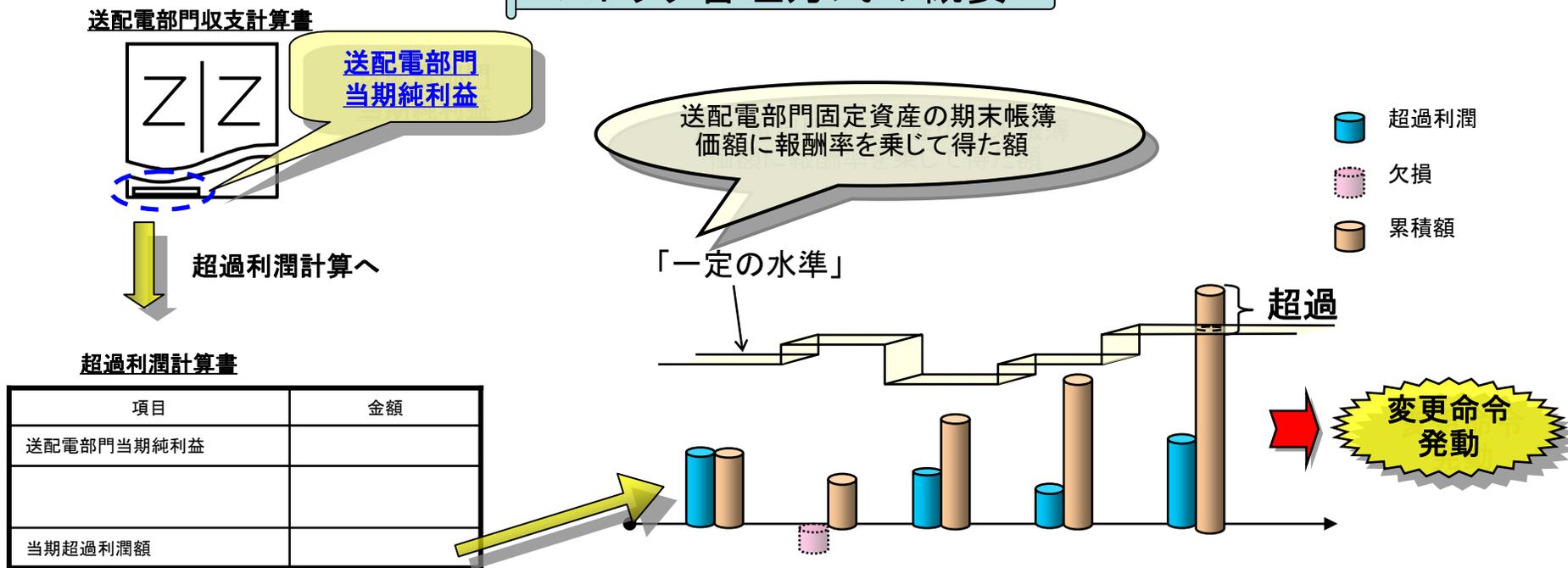
※ 変動範囲内インバランス料金の算定時に一般電気事業者が発生させていると仮定したインバランス相当量

- なお、同WGにおいて、変動範囲内外の判定については、PPSとのイコールフットイングを保つ観点から、一般電気事業者の契約電力を基に変動範囲内外の閾値を算出し、これを超えた分について変動範囲外インバランスとみなすことが適当とされた。
- また、インバランス補給の調達単価(発電部門に対して社内取引で支払う際の単価)は、PPSへの補給又は一般電気事業者への補給相当分の別を問わず、同時同量に要するコストを基に算定された変動範囲内インバランス料金とすることが適当とされた。

2-2-1. 新たな変更命令発動基準 ~ストック管理方式~

- 基本答申によって導入することが示された「ストック管理方式」とは、現在適用されている託送供給料金の下で生じた超過利潤又は欠損の累積額を管理し、当該累積額が「一定の水準」を超過した場合に、当該料金の根拠となる想定原価又は想定需要(当該エリア全体)が妥当性を失ったものとして、料金の変更を求める命令(変更命令)を出すという一連のルールを指す。
- 第11回制度改革WGにおいて、「一定の水準」については、料金改定サイクル及び効率化インセンティブを考慮した上で、「送配電部門固定資産の期末帳簿価額に報酬率を乗じて得た額」とすることの適切性が確認された。

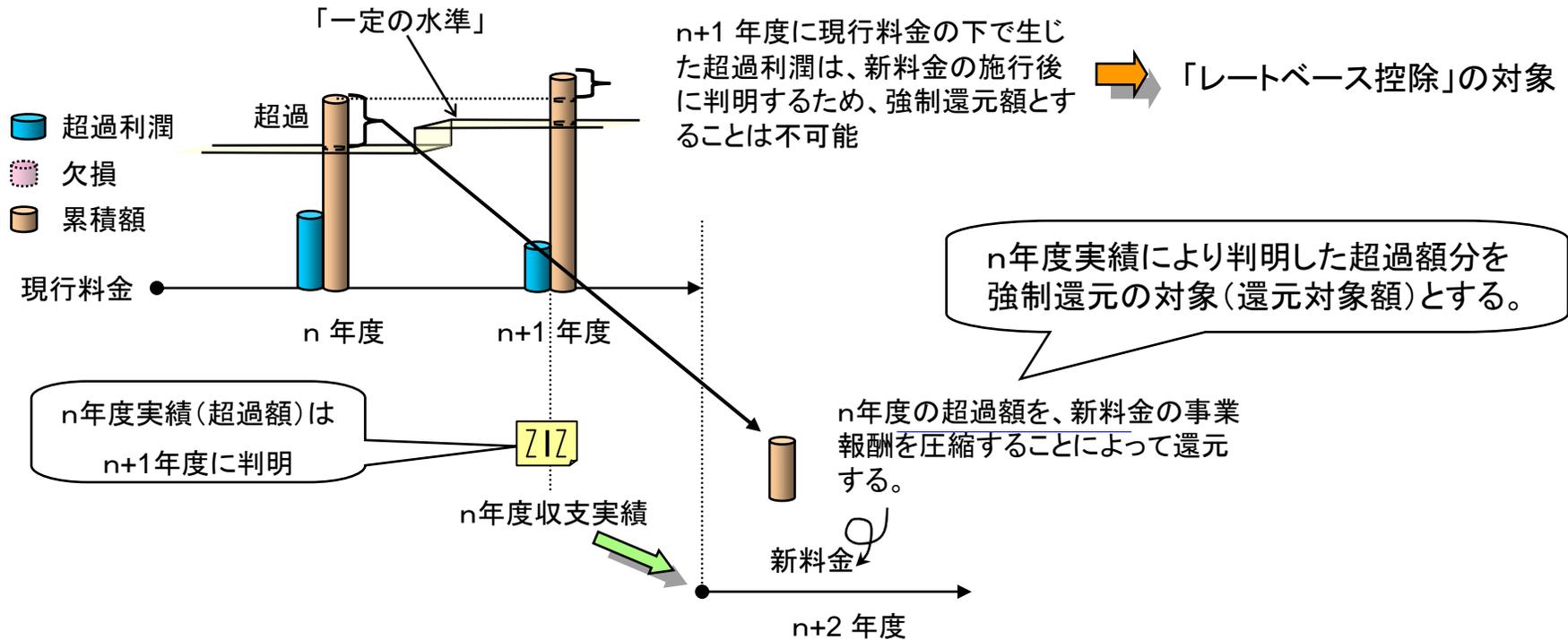
ストック管理方式の概要



2-2-2. 超過利潤の使途明確化(強制還元、任意還元ルール)

- 基本答申において、「超過利潤累積額は設備投資原資として内部留保を一定程度認めつつも、その一部を利用者に還元していく」こととなった。
- 具体的には、第11回制度改革WGにおいて「一定の水準」以下を設備投資原資として正当留保を認め、原則として、これを超過した額(n年度における超過額)を還元対象額とすることとされた。
- また、基本答申において超過利潤の一部を一般電気事業者が自主的に料金で還元することを許容し、託送供給料金算定規則に「変分改定規定」(原価項目の一部の減少分のみを原価に反映する料金改定手法)を整備することとされた。
- 超過利潤の一部は正当留保を許容することに伴い、当該留保により設備投資のための資金調達コストが圧縮可能となる。基本答申において、この資金調達コストの圧縮分を料金(レートベースの圧縮)に反映する「レートベース控除方式」を導入することとされた。

<参考> 強制還元ルールの概要



2-3. 送配電部門の会計分離の徹底

- 現在の送配電部門収支計算書は営業利益までのみ算出することとされており、送配電部門としての営業外損益、特別損益及び当期純利益の状況を把握することができない。託送供給料金に対する変更命令発動の要否についての判断の基礎となる超過利潤の額の算定プロセスがより明確となるよう、送配電部門収支計算書を、当期純利益まで算出することとなった。

- また、第12回制度改革WGにおいて、以下の項目について、送配電部門収支計算書に新たに追加することが適当とされた。
 - ① 余剰インバランス購入
PPSが同時同量において余剰を生じた場合に、一般電気事業者が購入した購入費用及びそれに係る社内取引
 - ② 振替インバランス供給
エリアを跨いだ託送供給を行う際に電源脱落等が生じた場合、当該電源脱落等に伴う連系線等利用計画等へ通告変更までの間に発電エリアの一般電気事業者が補給を行った電力量に係る販売収益及びそれに係る社内取引
 - ③ 全国融通による販売・購入
一般電気事業者間においてなされた融通電力量に係る販売収益又は購入費用及びそれに係る社内取引

＜参考＞ 送配電部門収支計算書及び社内取引明細表

送配電部門収支計算書

社内取引明細表

費用の部		収益の部	
項目	金額	項目	金額
営業費用		営業収益	
送電費		地帯間販売電源料	
変電費		地帯間販売送電料	
配電費		他社販売電源料	
地帯間購入電源費		他社販売送電料	
地帯間購入送電費		託送収益	
他社購入電源費		接続供給託送収益	
他社購入送電費		(変動範囲内発電料金収益)	
ネットワーク給電費用		(変動範囲外発電料金収益)	
需要家費用		その他託送収益	
電源開発促進税		事業者間精算収益	
事業税		電気事業雑収益	
開発費		遅収加算料金	
開発費償却		社内取引収益	
電力費振替勘定(貸方)		(変動範囲内発電料金相当額取引収益)	
社内取引費用		(変動範囲外発電料金相当額取引収益)	
(負荷変動対応電力取引費用)			
営業利益(又は営業損失)			
営業外費用		営業外収益	
財務費用		財務収益	
(株式交付費)		(預金利息)	
(株式交付費償却)			
(社債発行費)			
(社債発行費償却)		事業外収益	
事業外費用		特別利益	
特別損失			
税引前送配電部門当期純利益			
法人税等			
送配電部門当期純利益(又は純損失)			

2. 項目別明細表

(1) 基準託送供給料金相当額取引収益 (単位 千円)

種類及び名称	金額
標準接続送電サービス料金相当額取引収益	
時間帯別接続送電サービス料金相当額取引収益	
臨時接続送電サービス租料金相当額取引収益	
予備送電サービス料金相当額取引収益	
夜間最大電力発生時の割引相当額取引収益	
変動範囲内発電料金相当額取引収益	
変動範囲外発電料金相当額取引収益	
地帯間購入電源費取引収益	
他社購入電源費取引収	
合 計	

(4) 託送収益取引費用

種類及び名称	金額
負荷変動対応電力取引費用	
地帯間販売電源料取引費用	
他社販売電源料取引費用	
近接性評価割引額取引費用	
合 計	

3-1. 電気メーターについて(スマートメーターの導入について)

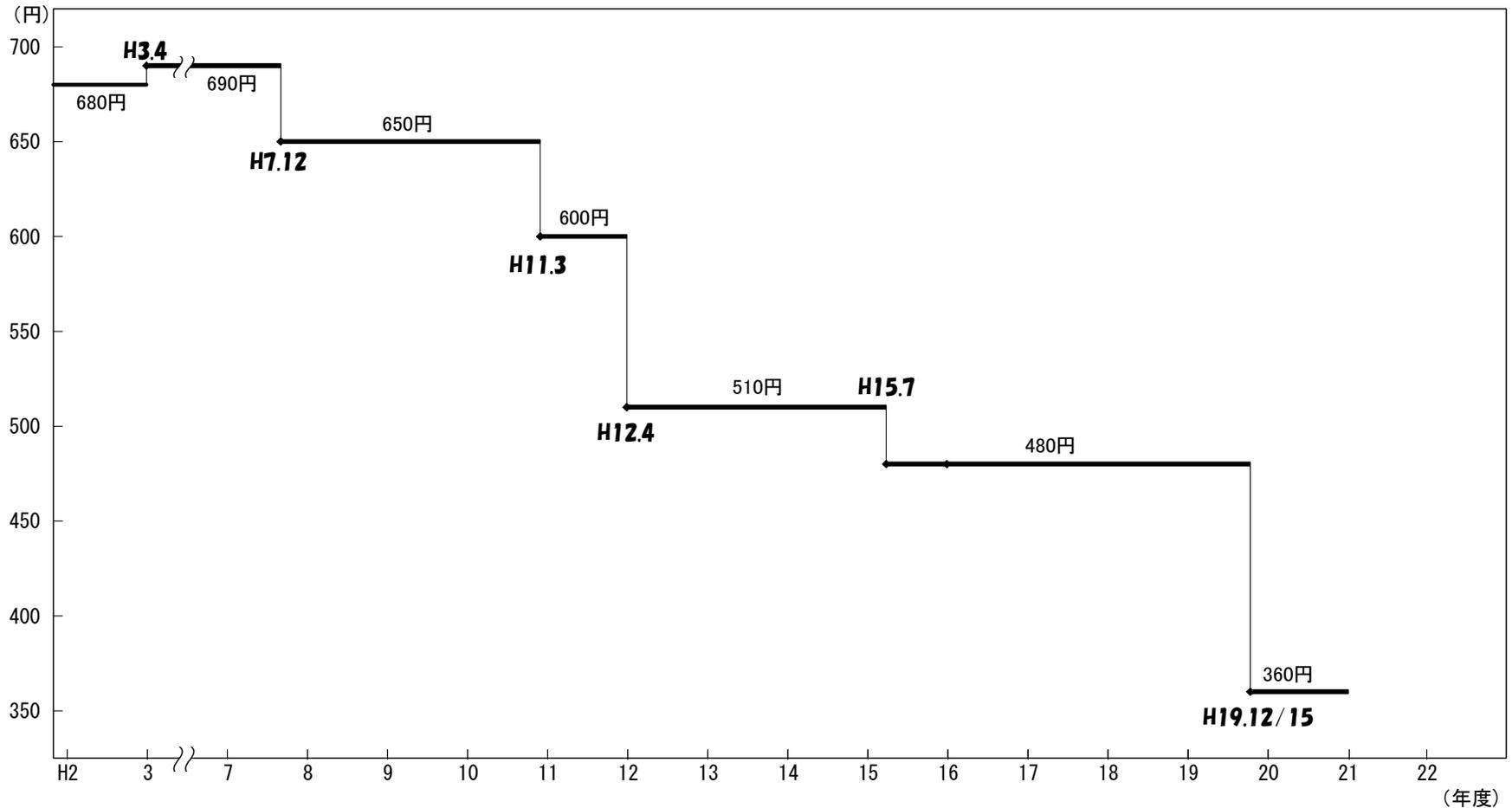
- 海外における所謂スマートメーターの導入目的・状況は、国・地域毎に大きく異なるところであり、例えば、イタリアにおいては盗電防止や省エネを主目的に、90%以上の家庭需要家に対して電子式で自動検針や遠隔制御機能を有するメーターの普及が進んだ一方、ドイツにおいては、1998年から小売全面自由化を行っているが、現在も90%以上のメーターが機械式である。
- 我が国においては、現在、機械式のメーターが太宗を占めるが、近年、電子式メーターの導入が増加傾向にあり、大型需要を中心に自動検針も導入されている(法制度上、特定のタイプのメーターの設置を定めているわけではない)。
- なお、負荷平準化等を目的にして、季節毎や時間帯毎に料金単価に差をつける料金メニューが一般電気事業者により提供されているところであり、当該料金メニューに対応して、季節や時間帯毎の電気の使用量を計測可能なメーターが既に使用されている。

3-2-1. 機械式電気メーターについて

- 検定・検査の有効期間については、実際に有効期間を経過したメーターの誤差を測定する等の検証を行い、その耐久性能に応じて設定しているが、技術革新による耐久性能の向上等を受けて、適宜見直しを行っているところ。
 - ・平成19年 電子式の電力量計で定格電流が20アンペア又は60アンペアのもの
検定有効期間 7年→10年
 - ・平成13年 電子式のメーターで工場又は事業所等で使用されるもの
検定有効期間 5年→7年
- メーターの型式承認試験は、計量法における検定において必要とされる試験のうち、構造に係わる試験が該当し、注水試験、耐光試験等、数十種類以上の試験を行っている。メーターが使用される環境は様々であり、適正な計量の実施を確保する観点から、このような試験を新しい型式のメーターを導入する度に実施することは必要。
- なお、検定機関の作業効率化努力等により、適宜検定手数料の見直しを行っており、平成3年度以降、手数料の値下げを数回にわたり実施(政令を改正)。現行の手数料は、平成3年のそれと比較して約50%の値下げとなっている。

3-2-2参考. 機械式電力メーターの検定手数料の推移について

例: 機械式の代表的なメーター(定格電流30アンペア)



4. 需要地近接性を考慮した送電料金の在り方

- 需要地近接地に電源立地を行うインセンティブを付与するものとして、託送供給料金制度において、近接性評価割引(接続供給において潮流改善による損失率低減効果を料金評価するもの)が制度化されている。

[一般電気事業託送供給約款料金算定規則第19条第2項第2号]

一般電気事業者10社の近接性評価割引額

(平成20年5月現在)

事業者名	近接性評価対象地域	割引単価 [円/kWh]
北海道電力	上川支庁、留萌支庁、宗谷支庁、網走支庁、十勝支庁、釧路支庁、根室支庁管内	0.15
東北電力	山形県	0.11
東京電力	埼玉県、東京都、神奈川県、山梨県、静岡県(富士川以東)	0.21
中部電力	長野県	0.20
北陸電力	富山県	0.01
関西電力	大阪府(一部)、兵庫県(一部)、京都府(一部)、奈良県(一部)	0.21
中国電力	岡山県、広島県(一部)、香川県(一部)、兵庫県(一部)、愛媛県(一部)	0.06
四国電力	高知県(一部)	0.01
九州電力	福岡県、熊本県、宮崎県	0.04
沖縄電力	那覇市	0.13

5. 連系線・FCに係る設備投資インセンティブの付与について

- 基本答申において、「レートベースのうち連系線・FCの帳簿価額相当分には通常の報酬率に一定割合を上乗せした割合を乗じることが適当である。上乗せの方法や割合については詳細制度設計の中で検討すべき」とされ、第11回制度改革WGにおいて、具体的な検討がなされた。
- 対象となる資産としては、既に投資済の設備は対象とせず、当該制度導入以後に投資される会社間連系線及びFC(以下「会社間連系線等」と総称する。)のうち、供給区域全体が裨益することから、その費用を託送料金で回収(一般負担)するものについて、報酬率上乗せの対象とすることが適当とされた。
- また、会社間連系線等を建設・増強するには、その連系線の設置に伴い周辺の関連設備も建設・増強する必要があり、会社間連系線等に対する投資を実質的に促すためには、それら関連する設備についても報酬率の上乗せを行うことが適当とされた。
- 具体的な額については、会社間連系線等への投資が他の投資案件(発電所投資)と比べて収益性が劣後しないよう事業報酬率を上乗せすることが適当とされ、その水準としては、投資による回収額を現在価値に割り戻した合計額(NPV:Net Present Value)を比較した場合に、会社間連系線等への投資が他の投資案件を上回る水準である通常の事業報酬率の1.5倍とすることが適当とされた。

5. 連系線整備計画に係る調整プロセスについて

連系線整備計画に係る調整プロセス（以下「調整プロセス」）とは
→ 連系線増強の必要性の有無、増強の方策、費用負担の考え方等を検討するプロセス

調整プロセスは2通り

①特定の電源開発に伴う
調整プロセス
(特定電源)

②電力取引の活性化等に伴い、原因となる電源は特定されないが
増強等の検討が必要となる場合の調整プロセス
(不特定電源)

「客観的指標」に基づき検討を開始する

電気事業分科会報告『今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について』(H16. 5. 21)に
おいて、「客観的指標」の設定が求められていた

「調整プロセスの開始に関する考え方 - 電源が不特定な場合 -」
調整プロセス開始のための要件となる客観的な指標（例えば、当該設備の空容量が、当該設備の
運用容量の一定割合以下となる時間が、一定期間に一定以上となる場合などが当てはまると考え
られる。）を中立機関において設けることが必要。

「客観的指標」ならびに「調整プロセス開始適否の検討」の仕組みを18年度に検討・設定（H19. 3 ルール改正）

〔客観的指標〕 連系線の利用実績と将来計画の2つの観点から設定

- ・利用実績: 過去1年間の利用実績において、運用容量に対する空容量が5%以下の時間(比率) $\geq 20\%$
- ・将来計画: 長期計画において、運用容量に対する空容量が10%以下の年度 ≥ 3 年

〔調整プロセス開始適否の検討〕

客観的指標に適合した場合、WGを立ち上げ、連系線増強に係る経済性評価などの概略検討を実施
調整プロセスを開始して本格的に増強の必要性を検討するか否かを、審議・決定

○今後、連系線の利用実績ならびに長期計画を確認しつつ、客観的指標に適合した場合はWGを組織し、
連系線整備計画に係る検討・審議を進めていく

5. 連系線整備計画に係る調整プロセスについて

特定の電源開発に伴い地域間連系線の増強等の検討が必要となる場合

特定電源プロセス

地域間連系線をまたいだ取引の活性化等に伴い原因となる電源は特定されないが地域間連系線増強等の検討が必要となる場合

不特定電源プロセス

基本的な考え方

地域間連系線増強の調整にあたっては、他の代替的な方策も含め、経済性、システムの安定性、実現可能性等に関して十分な調査・検討を行い、費用対効果の高いものとする。

検討項目

地域間連系線増強等の必要性の有無、必要量とその効果、地域間連系線増強等の方策(工事概要、概略コスト、概略工期等)、地域間連系線増強等に関する費用負担に関する基本的な考え方

広域流通を通じた安定供給確保の視点

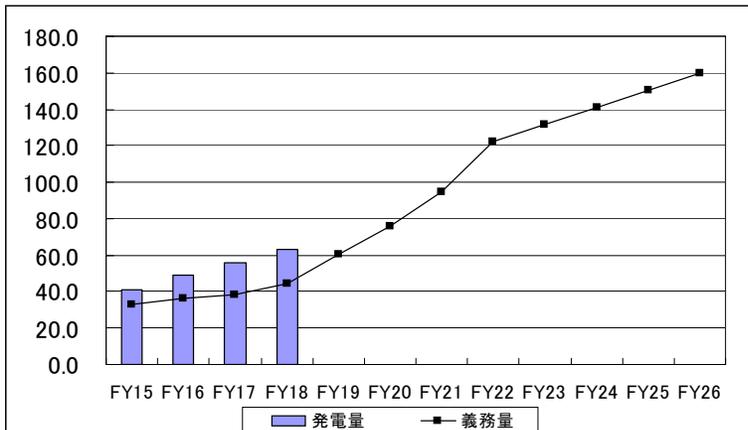
- ・予備力確保手段としての連系線の役割
- ・エネルギーセキュリティ(燃料調達)、環境制約等

(現行ルール)

6. 風力発電における「売電価格の合理化」等について

- 風力発電を始めとする新エネルギー導入拡大を図るためにRPS制度を実施。RPS制度は電気事業者電源選択の自由を認めるので、発電事業者間に競争原理が働き、コスト削減努力を促すことが可能。平成26年度における利用目標量は160億kWh(平成18年度実績65億kWh)。

[風力発電の加重平均価格の推移(単位:円/kWh)]



RPS法の施行状況

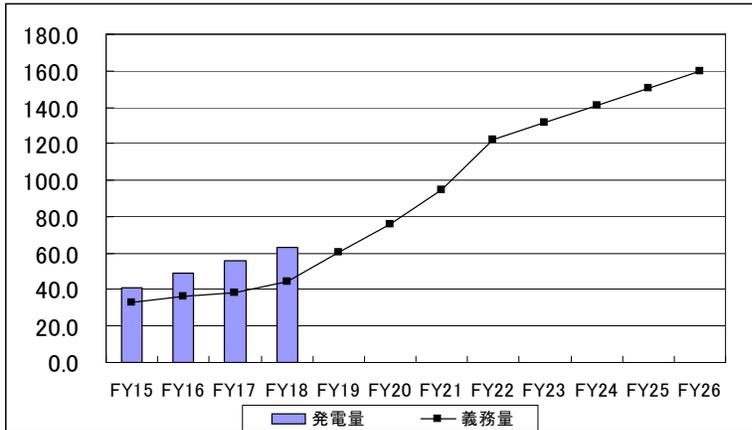
	15年度	16年度	17年度	18年度
取引価格 (RPS相当量+電力)	11.8	11.6	11.0	10.7

出典:取引価格についての
資源エネルギー庁アンケート結果より
(義務対象者に対し毎年実施)



- 風力発電事業者が電気事業者に対する供給を行う場合、卸売供給に該当することから、一般電気事業者に対する一定期間・規模以上の供給を除き、非規制。
- なお、卸電力取引所においては、既に風力発電設備を有する事業者が取引会員となっているが、今後「CO2フリー電気」の取引が実験的取組として開始される予定。

5. 風力発電導入促進と市場メカニズムについて



R P S 法の施行状況

〔風力発電の加重平均価格の推移(単位:円/kWh)〕

	15年度	16年度	17年度	18年度
取引価格 (RPS相当量+電力)	11.8	11.6	11.0	10.7

出典:取引価格についての
資源エネルギー庁アンケート結果より
(義務対象者に対し毎年実施)

