

2. 電力構造改革のパターン及び改革経緯の分析

2.1. 比較対象国・地域における電力構造改革の状況

本節では、本件調査における比較対象国・地域である

- ・ 日本
- ・ 米国 ...連邦、PJM (ペンシルバニア州)、ERCOT (テキサス州)
- ・ 中南米 ...チリ、アルゼンチン、パナマ
- ・ EU ...EU、英国イングランド&ウェールズ、北欧 (Nord Pool)、ドイツ

における電力構造改革の状況について取り纏める。

2.1.1. 日本の電力構造改革

(1) 日本における電力自由化の背景と経緯

わが国では 1995 年及び 1999 年、そして 2003 年の計 3 回にわたり電気事業法が改正されている。

1995 年 4 月の改正は、電力需給の逼迫、供給コストの上昇傾向と内外価格差の指摘、技術革新などによる発電部門への新規参入の可能性の増大といった状況認識を受ける形で実施され、卸発電事業への参入規制の原則撤廃と卸供給入札制度の導入により、発電部門に競争が導入されるとともに、卸託送制度の整備が行われた。また、特定電気事業と呼ばれる新たな仕組みが導入され、小売部門についても制度の変更が行われたほか、料金制度についても、電力会社各社の経営指標を比較し、効率化の度合いに応じて査定に差を設けるヤードスティック査定制度が導入された。

更に、電気事業審議会基本政策部会では、1997 年 7 月に、日本型電力小売自由化と言うべき部分自由化の方針が打ちだされた。これは、電圧 20kV 及び設備容量 2,000kW 以上の大口需要家のみを対象とした小売市場の自由化である

そして、1999 年 5 月に実施された電気事業法改正は、諸外国との比較において高いとされてきた電力コスト、電気料金を国際的水準に近づけることを目的としたものであり、翌年 3 月の施行に伴って、大口需要家 (特定規模需要家) を対象とした小売供給の部分自由化と、それを支えるための小売託送 (接続供給) についての制度の整備が行われた。また、小売自由化の対象外とされた小口需要家にも競争導入の果実を還元させるため、多様な料金メニューの提供を促進することや、迅速な料金引き下げを可能にするための制度改革も実施された。このとき自由化の対象とされたのは、使用規模 2,000kW 以上、供給電圧 7,000V 超の大口需要家であり、これにより需要電力量ベースで全国の約 4 分の 1 に競争が導入されたことになる。

当初は、この制度開始後 3 年を目途に競争の進展状況を検証し、その後の制度につき議論がなされる方針とされていた。しかしながら、制度改正後 1 年半を経過した時点での特定規模電気事業 (新規参入者) のシェアは僅か 0.4%程度と、新規参入が進んでいないこと

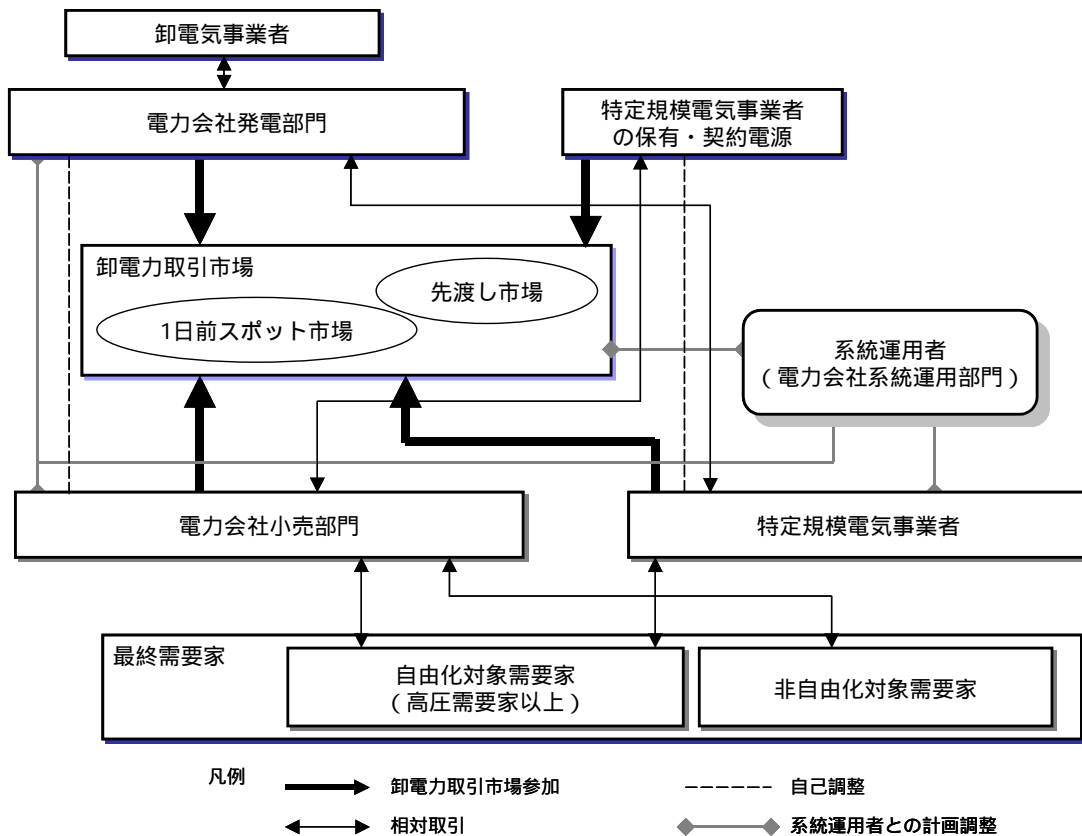
を受け、各社の経営効率化により料金の引き下げは十分に実現しているとの電力会社サイドの主張もあったものの、予定よりも早い2001年11月より次の電気事業制度に係る議論が開始され、2003年初めにその骨子が固まった。

次期制度改革の主なポイントは、

- 2005年4月目途にすべての高圧需要家に小売自由化範囲を拡大すること
- 送電・配電部門の透明性・公平性を担保するために中立機関を設立すること
- 電力会社供給区域を跨がる送電(託送)に課せられていた振替供給料金を撤廃すること
- 全国規模の卸電力取引市場を創設すること

の4点である。これに伴い、2005年4月以降の電気事業体制は、図 2.1.1-1 の通りとなる。

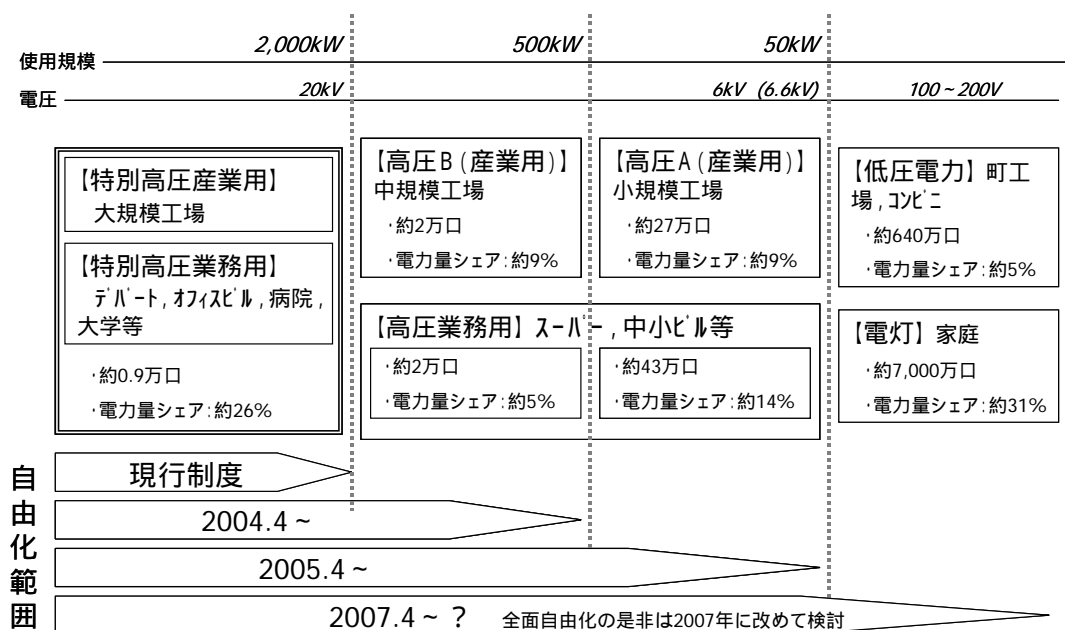
図 2.1.1-1 日本における次回制度改革後の電気事業の構造 (2005年4月以降)



出所：各種資料を基に三菱総合研究所作成

尚、電灯需要(家庭)までを含めた小売全面自由化は2003年の制度改革でも見送られ、自由化範囲拡大の是非については2007年に改めて検討が行われる予定となっている。

図 2.1.1-2 日本の電力自由化スケジュール

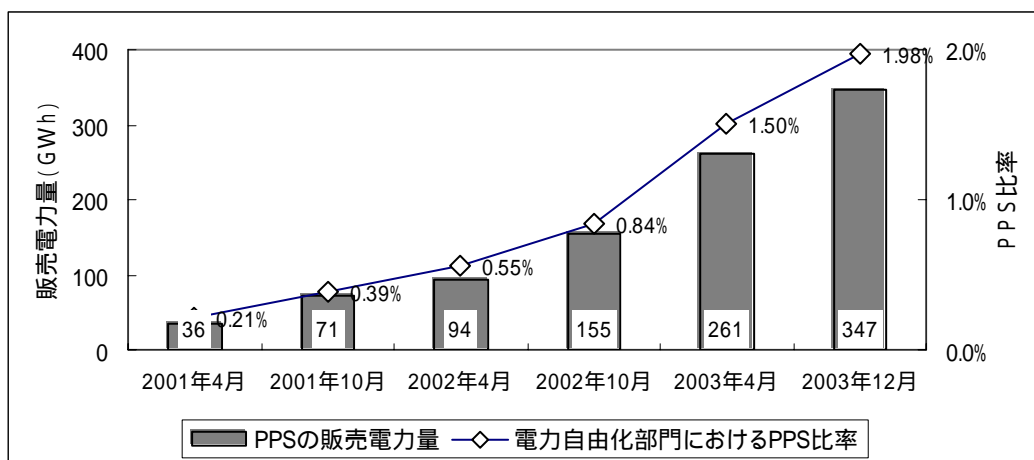


注：口数、電力量シェアの数値は、2001年時点のもの。

出所：第13回電気事業分科会配付資料を基に三菱総合研究所作成

自由化実施後、1996年から2002年にかけて行われた5回の卸供給入札により、合計で約740万kWのIPPが落札され、2001年3月末の時点で、約160万kWのIPP電源の運用が開始されている。また、2004年3月時点において、特定規模電気事業者(PPS)は10社の登録があり、自由化対象の需要家におけるPPSの販売電力量は、電力小売自由化部門(特定規模需要)の約2%に相当する3億5千万kWhである(図2.1.1-3参照)。

図 2.1.1-3 特定規模電気事業者の市場参入状況



出所：経済産業省「総需要電力速報」を基に作成

(2) 電力取引の形態

2003 年の電気事業法改正により設立されることとなった日本初の卸電力取引市場については、電力会社や特定規模電気事業者等 18 社が設立準備を進めている有限責任中間法人「日本卸電力取引所」がその運営を行い、同取引所において 1 日前スポット、先渡し の 2 銘柄について 2005 年 4 月より取引所取引が行われる見込みである。

1 日前スポット市場は、NETA 移行前の英国イングランド&ウェールズの電力プールや、カリフォルニア・パワー・エクスチェンジ、ドイツ EEX など、海外の自由化先行エリアの多くで古くから導入されてきた市場形態であり、市場価格は一般に、電力の受渡しが行われる前日のある特定時点での市場参加者の入札に基づく板寄せ方式で決定される。健全な競争状態が保たれている環境下では、このスポット市場の市場価格が、次に取り上げる先渡し市場を含む派生取引市場の価格指標となる。

一方、先渡し市場は、事業者のスポット取引に伴う価格変動リスク等を軽減するために設計された先物やオプション、スワップなど所謂、金融商品と同じ派生商品ではあるが、現在計画されている先渡し市場は、必ず現物の受け渡しを伴う「先渡し」商品の取引を行う場であり、月次物、四半期物、ピーク/オフピーク時間帯など契約期間や対象時間帯の面において市場参加者のニーズに見合った規格化された商品が用意される。市場参加者の入札（買い注文、売り注文）は、予め決められた期間中常時受け付けられ、価格決定方式としては、買い注文、売り注文のマッチングにより、成約価格がその都度決定されるザラ場方式などが採用される。

表 2.1.1-1 は、2003 年 2 月 18 日付け電気事業分科会答申「今後の望ましい電気事業制度の骨格」における 1 日前市場、先渡し市場の基本設計を表している。

表 2.1.1-1 日本の卸電力取引市場に係る基本設計

	1 日前スポット市場	先渡し市場
参入障壁軽減策	取引の匿名性の担保	取引成約後の顕名性の担保
信用リスク管理	取引所が担保	取引当事者間で実施
値決め方式	1 価格 1 オークション (板寄せ)	マルチプライス (ザラ場など)
参加手数料	参入制限的とならない水準	
取引商品	翌日向け決済期間毎の kWh 型先 渡し商品	未定 (参加者ニーズに対応し た商品)

出所：電気事業分科会「今後の望ましい電気事業制度の骨格」

2.1.2. 米国の電力構造改革

2.1.2.1. 連邦レベルでの電力構造改革

(1) 米国における電力自由化の経緯

1) 卸電力部門の規制緩和・自由化の経緯

米国の電力自由化の流れは、1978年のPURPA発効まで遡る。PURPAの主たる目的は、従来からの電力会社以外の事業者による発電設備建設の促進であり、NUGというカテゴリが作られた。NUGはその出力の全てを電力会社に卸売りする権利を有し、電力会社にはそれらの電力を自社の回避コストで購入することが義務付けられた。それまでは、発送配電の全てが電力会社により独占されていたが、PURPAがこの独占状態に風穴を空けたのである。

その後、ガス火力技術の普及・高度化による発電効率の向上や発電プラント建設コストの低減により、NUGの発電量は加速的に増加し、買い取り義務を課せられた電力会社の財務を次第に圧迫するようになった。

1992年、ブッシュ政権下でエネルギー市場における競争促進を目的としたEPAActが可決され、本法律の下、IPPがPUHCAの適用を受けないEWGとして法的に位置づけられた。EPAActにより、EWGとして指定された事業者が、あらゆる地域の卸電力市場で自身の発電電力の販売を行えるようになり、電力会社にも規制対象外のIPP設備の所有、他州発電プロジェクトへの投資が認められた。

また、EPAActは、電力会社にその送電システムをEWGに開放することを要求した最初の法律でもあり、併せてFERCには卸電力市場をより競争的なものにするための規則を制定する権限が与えられた。

その後、1996年にFERCが定めたオーダー888/889により、送電システムに対する非差別的アクセス（オープンアクセス）の実施と、それに必要な情報をすべての市場参加者に無差別に提供するシステム（OASIS）の設置が、送電システムを所有する電気事業者に対して義務づけられた。このオーダー888/889施行後、PJMやニューヨークISOなどの独立システム運用者が設立され、競争的な卸電力市場（スポット市場）が創設され、卸レベルの自由化が進展した。

FERCは1996年5月に電力会社所有のすべての送電システムのオープンアクセス化を主旨とするオーダー888を、1999年末には送電線所有者（電力会社）による送電設備の制御権限のRTOへの自主的移管を促すオーダー2000を発行し、電気事業規制緩和を更に前進させた。

FERCは、当初、全米を大きく4つの地域（北東/南東/中西/西）に分け、それぞれの地域で1つのISOを設置すべきであるという考え方を示した。また、FERCは、オーダー888/889やオーダー2000制定後も不当な差別と競争の障害が残存するとの認識の下、電力市場における競争を現実のものとし、地域の電力市場内および電力市場間における正当

かつ合理的な料金を保障するために、2002年7月にSMDに関する指令案(NOPR)を発表している。SMD構想の背景には、FERCがこれまでの市場再編に係る州・地域レベルでの「実験」に終止符を打ち、これまでに得た知見の蓄積や英国イングランド&ウェールズなど海外の成功事例を基に検討した健全な競争市場形成に対するベストプラクティスの実現を図ったものであり、2001年のエンロン崩壊や、1999年冬季から続いたカリフォルニア電力危機といった過去の電力・エネルギー市場での大きな混乱、ならびに地域毎の市場ルールの不整合に伴うコンフリクトの教訓として、明瞭かつ安定的な市場ルールの整備、停滞気味となっている電力設備投資の促進の必要といった事情もその背景に存在する。

FERCは当初、2002年中にはこのNOPRを正式の指令とし、2004年9月までにSMDの枠組みに全米の電力市場を移行させることを予定していた。しかし、東南部および西部の諸州を中心としてこの提案に対する批判が多く、約1,000件に及ぶパブリックコメントの内容を検討した上、最終規則作成に向けて、FERCは2003年4月に電力市場設計に改定案に関する白書「卸電力市場のプラットフォーム(Wholesale Power Market Platform)」を発表した。当初案と比較すると、全般にわたって、より柔軟かつ漸進的な提案に変更されている。しかし、一部の関係者からは、従来の安価な料金を享受してきた顧客の利益が損なわれる可能性も指摘されている。

現在、Midwest ISOやPJMがオーダー2000に基づきRTOの承認を受けている。しかし、政策変更などによりFERCは、2003年9月に北東部における単一の大規模RTOの形成を断念することを発表した。このように米国では系統制御・監視に関する適正な地理的範囲について模索をしている状況で、RTO設立・再編やSMD規則制定に向けての今後の動向は不透明である。

2) FERCの標準市場設計

(a) 市場設計標準化の必要性

FERCが電力市場の標準化という考えに至った背景には、市場ルールの未成熟さや一部事業者による権利の濫用等の存在により、

公正な競争環境の整備

明瞭かつ安定的な市場ルールの整備

電力設備投資の促進

が、依然未解決の課題として残っているということがある。

オーダー2000においては、系統利用に関する差別的取扱いは、競争を阻害するものであり、効率的かつ競争的な電力市場の形成には、市場が公正に機能しているという市場参加者の信頼感が不可欠とされ、その為に独立したRTOに系統利用に係る監視機能を集約することが促された。しかしながら、電力会社によるRTOへの参画は限定されたエリアに止まり、且つ卸電力市場での市場参加者の差別的扱いが電力会社により引き続き実践されてきたことは、公正な競争環境を整備する上での大きな阻害要因となっている。特に系統運用制御権限がRTOに移管されていないエリアでは、送電系統の所有者、運用者を兼ねる垂直統合型電力会社が自社、または発電関連会社の発電電力の系統利用を優先して系統信頼度

維持を理由に競合他社の取引を制限し、発電・小売供給の両面で不当な収益を上げるとい
う、送電面での市場支配力行使が顕在化している。

また、隣接制御エリア（電力市場）間のスケジューリング方法や市場価格決定方法など
市場ルールの違いに起因する、所謂、「縫い目（seams）」問題の解消、卸電力市場における
価格安定性の確保には、「標準化された」明瞭かつ安定的な市場ルールの整備や、長期的に
十分な電力供給・輸送能力を確保するための制度の確立が急務であり、更にカリフォルニ
ア州において発電事業者が実践したようなマーケットホール（市場ルールの抜け穴）の濫
用が起こらないような市場ルールの設計が必要とされたのである。

(b) SMD により期待される効果

FERC が SMD を通じて目標とするところは、次の 4 点。

目標 1：公正かつ独立した機関による電力系統管理と系統利用に係る統一ルールの
導入

目標 2：市場操作に抗し得る市場ルールの設定

目標 3：市場支配力緩和策、慎重な市場監視による需要家保護

目標 4：系統増強に資する明瞭な送電料金設計・系統計画手法の確立

これらにより、以下に挙げるような効果が期待されている。

a) 市場効率性の向上と電力価格の低減

FERC では、SMD の適用により、まず発電サイドのコストについては、市場参加者
による送電アクセス上の障害や地域間の市場運営ルールの相違といった現存する電
力市場の非効率性を排除し、すべての市場参加者に公平な競争環境を提供することで、
この低減が可能との見解を示している。一方、需要サイドでの市場効率向上策として
は、SMD では需要応答性（demand response）の向上、即ち、需要家が卸電力価格の上
昇に応じて電力消費を抑制するような状況を整備することの重要性も強調されてお
り、そのために競争的電力市場の設計は、需要サイドの入札を許容するものになるべ
きとの提案がなされている。

また、長期的に発電ならびに送電コストを低減するためには、電力設備の新設が不
可欠との考えから、SMD には発電設備、送電設備、及び需要応答性向上に係る投資促
進策も盛り込まれている。

b) 真に競争的な電力市場の形成

FERC が健全な競争的市場の形成の条件としている、十分なインフラと調和のとれ
た市場ルールの整備、そして慎重な市場監視と市場支配力緩和による需要家保護の 3
点を達成するために必要とされる発電・送電設備、需要応答性向上に係る投資促進に
効果を発揮するツールとして、規則案では、送電コスト回収方法や供給力確保要件、
LMP の導入等の提案がなされている。また、市場支配の問題については、市場監視体
制の整備および市場支配力軽減策によるその検出・防止・補正に加え、ピーク時間帯
の電力価格抑制に繋がるような需要応答がその制限に大きな役割を果たすことも期
待されている。

c) 市場操作リスクの最小化

FERC では、競争的電力市場の価格決定方法に LMP を採用することが、例えば、カリフォルニア電力危機の際にエンロンが実践したゲーミングのような特定事業者による市場操作 (market manipulation) を可能にするマーケットホールを排除する効果があるとされている。また、市場監視体制の整備、具体的には ITP 管轄下に置かれる市場監督ユニット (MMU) と既に FERC 内部に設置されている市場監視調査局 (OMOI) が、協調して SMD の市場ルールの執行責務を果たすことも、市場操作の防止策として期待されている。

d) 長期安定的な供給力の確保

発電所の建設リードタイムを考慮すると、発電設備投資のインセンティブがスポット市場価格しか存在しない状況では、時機を得た投資は期待できず、既に米国が経験しているような発電設備投資における「ブーム&バスト」を回避するのは困難である。従って、長期的に十分な規模の供給力を確保するには、別の枠組みが必要とされ、SMD では供給力確保要件 (resource adequacy requirement) の導入が提唱されている。

(c) SMD 規則案における市場設計

上述した FERC の目標、SMD の効果を実現するために、同規則案では主に、

独立送電事業者 (ITP)	...(b)の目標 1 に対応
送電料金設計の変更	... " 目標 1、4 に対応
LMP による送電混雑管理と CRR	... " 目標 4 に対応
供給力確保要件	... " 目標 3、4 に対応
市場支配力緩和策と市場監視のあり方	... " 目標 2、3 に対応

といった内容について言及がなされている。ここでは、上記各項目の具体的内容につき説明する。

a) 独立送電事業者

ISO や RTO、ITC の総称。送電以外の事業部門から完全に独立した存在であることが要求される。電力スポット市場 (1 日前市場, リアルタイム市場) の管理もこの ITP が行う。

b) 送電料金設計の変更

既存の FERC “pro forma” タリフにおいて定義されていた送電サービスの、ある制御エリア内の電源から、同一制御エリア内の需要への電力供給に利用される「ネットワーク送電サービス (Network Integration Service)」

ある制御エリアの外の特定地点から当該制御エリア内特定地点への電力供給に利用される「地点間送電サービス (Point-to-Point Transmission Service)」

の区分は、それらが区別されていることによって引き起こされる差別的取扱いを解消するために撤廃され、制御エリア外からの送電サービスについても上の前者と同じく

需要地点(送電系統からの引き出し点)が属するゾーン¹に応じた料金が一律に適用される「ネットワーク・アクセス・サービス(Network Access Service)」として統一化されたタリフ(ルール)の下で運用されることになる。

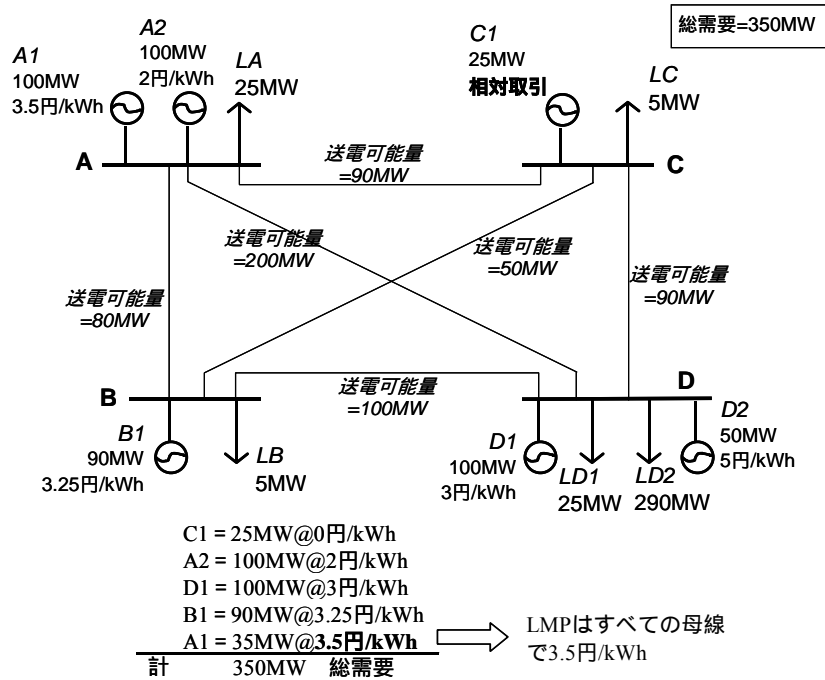
c) LMPによる送電混雑管理とCRR

SMDでは、より効率的な系統管理を可能にする送電混雑料金決定方法として、各ノード間の混雑管理が行えるLMP方式を標準的に導入することを提唱している。LMP方式は、PJMならびにニューヨークISOエリアの市場価格決定方式として採用されているものであり、送電制約が制御エリア内のどこにも発生していない場合には、価格は全ての地点(ノード)で均一となるが、制約条件が存在する場合には、地点間に価格差が生じる。ある2地点間の混雑料金はこの価格差で与えられる。

¹ ITPの制御エリアを混雑が顕著な送電パスが境界となる形で分割して生成された小エリア。

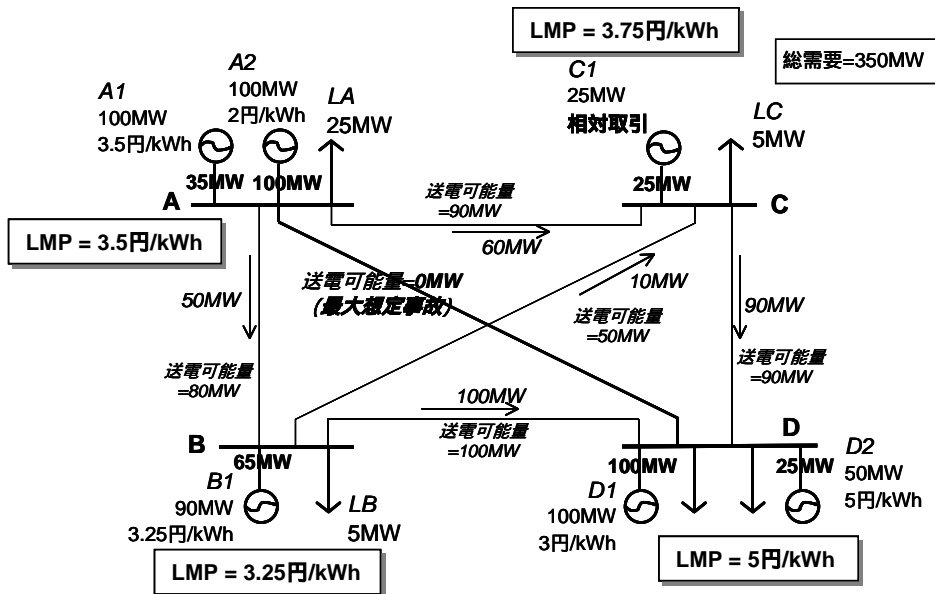
図 2.1.2-1 LMP の算定例

1) 送電制約がない場合



2) 送電制約がある場合

想定事故考慮等により、送電混雑が発生した場合には、母線間でLMPに差が生まれる



以下に、ITP が運営管理する 1 日前市場にて生成される LMP 方式に基づいた市場価格の算定方法を示す。

【1 日前市場の市場価格算定方法】

ITP は、その制御エリア内での発電地点・需要地点や隣接エリアとの連系点における LMP (Energy LMP) をベースに各種電力価格を算定する。先物など電力デリバティブ

商品の仮想的な受け渡し地点となるハブ (hub) での「ハブ価格 (Hub Price)」や「ゾーン価格 (Zone Price)」は、それぞれハブ、ゾーンに含まれる各ノードの LMP の加重平均により得られる。この LMP やハブ価格、ゾーン価格には、構成要素として限界送電混雑費用 (MCC : Marginal Congestion cost Component) と限界送電ロス費用 (MLC : Marginal Losses Component) が含まれている。

■地点別限界電力価格 (Energy LMP) の算定方法

$$EnergyLMP_i = SMP_r + MCC_i + MLC_i$$

ここで、 SMP_r : 参照母線 r における短期限界費用

MCC_i : 参照母線 r に対する母線 i での限界送電混雑費用

MLC_i : 参照母線 r に対する母線 i での限界送電ロス費用

・限界送電混雑費用 (MCC) の算定方法

$$MCC_i = -\left(\sum_{k=1}^K GSF_{ik} FMP_k\right)$$

ここで、 k : 参照母線 r ~ 母線 i 間のフローゲート²のID

GSF_{ik} : 母線 i での 1MW 出力増、参照母線 r での 1MW 取り出し時にフローゲート k で発生する送電ロス

FMP_k : フローゲート LMP。フローゲート k の送電容量 1MW 増加により削減可能な系統コスト

・限界送電ロス費用 (MLC) の算定方法

$$MLC_i = (DF_i - 1)SMP_r$$

ここで、 DF_i : 母線 i における輸送可能係数 (delivery factor)

$$DF_i = (1 - \partial L / \partial G_i)$$

L : 送電ロス

G_i : 母線 i における発電量

$\partial L / \partial G_i$: 母線 i における 1MW 出力増により発生する送電ロス

■ハブ価格の算定方法

$$Hub\ Price_j = \sum_{i=1}^n (W_{Hi} \times LMP_i)$$

ここで、 n : Hub_j に含まれる母線数

W_{Hi} : 加重係数 (各母線の加重係数は ITP が事前に決定)

■ゾーン価格の算定方法

$$Zone\ Price_j = \sum_{i=1}^n (W_{Zi} \times LMP_i)$$

ここで、 n : $Zone_j$ に含まれる負荷母線の数

W_{Zi} : 負荷加重変数 (同一ゾーン内の負荷母線の負荷比率に

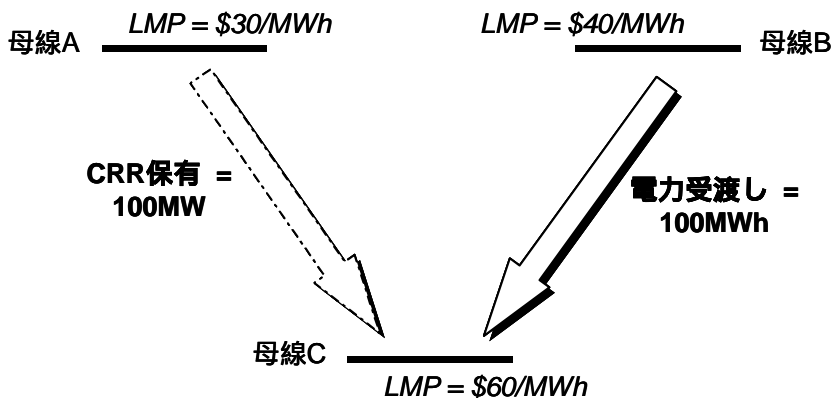
² ある 2 地点間を結ぶ特定の送電線または送電線群。

応じて決定)

既存のネットワーク送電サービスと新たなネットワーク・アクセス・サービスの違いは、ボトルネック箇所に対する取引可能な送電権、送電権が取引される市場を導入するという点である。当該送電パスに最大の価値を与えた市場参加者が送電権保有者となる。この送電権は、SMD では CRR と呼ばれている。

CRR は、送電サービス利用者を一日前市場にて生じた送電混雑の解消に必要とされる再給電費用、即ち、混雑料金リスクから保護するためのツールであり、金融的な権利・商品であるため、電力の物理的な受け渡しとは無関係である。尚、同様の送電権は、既に PJM ならびにニューヨーク州で運用されている。

図 2.1.2-2 CRR による混雑料金リスクヘッジ例



A C方向CRR保有による混雑収入： $100 [MW] \times (60 - 30) [$/MWh] = \$3,000$

B C方向送電サービス利用による混雑費用： $100 [MWh] \times (60 - 40) [$/MWh] = \$2,000$

➡ CRR保有により、正味\$1,000の収入獲得

CRR保有送電パスと送電区間は、必ずしも一致する必要はない。

また、CRR は、技術的に実行可能で且つ市場参加者からの関心があれば、以下に挙げるような異なる CRR が用意されることとされている。

- Receipt Point-to-Delivery Point Congestion Revenue Rights...送電ルートを特定しない2地点間の混雑収入権
 - 帰属権 (Obligation Rights) ...権利保有者は、CRR の価値が正の場合には混雑収入を受領、負の場合には混雑費用を負担する。
 - オプション権 (Option Rights) ...権利保有者は、CRR の価値が正の場合に、混雑収入を受領するのみ。負の場合にも混雑費用の負担責任は発生しない。
- Flowgate Congestion Revenue Rights...送電経路を特定した混雑収入権

尚、SMD 実行段階において先ず導入される CRR は、上記のうち、「送電ルートを特定しない2 地点間の混雑収入権」の「帰属権」である。

d) 供給力確保要件

供給力確保要件の内容は、LSE に最低限その想定ピーク需要プラスその 12%の供給力（発電能力＋負荷削減能力）の確保を義務付けるものとなっている。因みに、これまで多くの電力会社が目標としてきた信頼度水準である”one-day-in-ten-years”（10 年間の累積供給不足時間が 24 時間以下）に相当する予備力マージンは約 18%である。

尚、この供給力確保要件に類する制度は、ICAP 要件として北東部の電力市場で既に導入されており、PJM ならびにニューヨーク ISO では ICAP 市場を通じて ICAP 要件に対する過不足分の発電容量が取引されている。しかしながら、それらの市場も現状、

- ICAP に対する支払いは既に ICAP 市場に参加している発電事業者に対してなされるのみであり、必ずしも ICAP 市場の活性化（新規事業者の参入）、将来の電源投資促進に繋がらない
- スポット市場、相対取引市場の市場価格が、ICAP 市場価格に上手く反映されていない

といった懸念や課題があり、SMD 規則案では ITP が発電容量市場を創設することを要求しておらず、確保要件を満たさない LSE に対しては、以下のように対応することを提案している。

- 確保要件を満たしていない LSE が、需給逼迫時にスポット市場から電力を購入する場合、その購入にはペナルティ性を含んだ料金が適用される
- 需給逼迫時にスポット市場にて負荷削減が必要となった場合には、確保要件を満たしていない LSE の負荷から先に削減される

e) 市場支配力緩和策と市場監視のあり方

SMD 規則案においては、特定事業者による市場支配力を緩和する対策と市場監視のあり方に関する提案もなされている。

電力スポット市場における価格ボラティリティは、電力現物の太宗が長期契約に基づいて取引されることを要求することで軽減されるが、市場参加者による競争抑止的な問題の防止・解消には市場支配力緩和方策ならびに市場監視体制を確立することが必要とされる。

市場支配力緩和策として、SMD 規則案にてその市場設計への導入が要求されているのは、

■ マストオファー義務（must offer obligation）

…送電混雑や系統信頼度維持の上でそのニーズが非常に高い電源は、他にそのような電源の数が少ない場合、局所的市場支配力（localized market power）を持つことになる。マストオファー義務は、このような電源の売り渋りを防止するために発電事業者に課せられるものであり、

義務を負った発電事業者は必ずその発電電力を市場投入しなければならない。

■ セーフティネット入札キャップ (safety-net bid cap)

... 前日スポット市場ならびにリアルタイム市場への市場参加者の入札価格に上限を設ける措置であり、規則案ではこの上限価格を、既に北東部やテキサスの電力市場に導入されているものと同水準の\$1,000/MWhとしている

■ 供給力確保要件

の3つであり、それらを駆使しても競争抑止的状况が改善されない場合には、個々の発電ユニットの入札制限や、その他各地域が考案した対策が実施されることになる。供給力確保要件については、その導入により、発電電力の大部分が先渡し市場にて取引され、スポット市場の価格抑制繋がる効果が期待されている。

市場監視機能については、FERC では既に電力市場に係る問題の特定・解決や市場参加者の市場ルールに対するコンプライアンスの監視、電力市場運営に係る指導等の責務を負う市場監視調査局 (OMOI) を内部に設置、SMD 導入後は、ITP が設置またはその機能代行を委託する市場監視ユニット (MMU) と協調して電力市場の分析・監視が行われる。MMU は、今日でも既に、PJM、ニューヨーク ISO、ISO New England、カリフォルニア ISO、Midwest ISO に設置されている。FERC OMOI、MMU の各々の責務を表 2.1.2-1 に示す。

表 2.1.2-1 市場監視機関の概要

FERC OMOI	MMU
<p>市場パフォーマンス評価</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 市場構造の分析 ➢ 規制・市場ルールへの分析 ➢ 市場データの入手・分析 ➢ FERC への提言 <p>FERC ルールへのコンプライアンス 検証</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 市場ルール、レポートिंग要件へのコンプライアンス検証 ➢ 争議解決の支援 ➢ 市場ルールの執行 <p>内部 / 外部向けレポート作成</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 電力市場の状況 ➢ 実績・傾向の分析結果 ➢ 警告・勧告 	<p>事前分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電事業者タイプ毎、地域毎の市場集中度 ➢ 電源新設の状況 ➢ 需要応答性（需要の価格弾力性） ➢ 送電制約とロードポケット（Load Pocket）³ <p>継続的な市場監視</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 市場設計の欠陥 ➢ 非効率的な市場ルール ➢ 市場参入に係る障害 ➢ 送電制約 ➢ 市場支配力...物理的 / 経済的電力留保（図 2.1.2-7） <p>FERC, ITP 理事会への報告</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 市場に関する状況報告 <ul style="list-style-type: none"> - 市場決済価格 - 送電能力・停止 - スポット市場取引高 - 発電事業者入札パターン 他 ➢ 市場ルール、市場支配力緩和策の変更 <p>調査・分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 市場ルールへのコンプライアンス ➢ 物理的 / 経済的電力留保 ➢ 市場操作

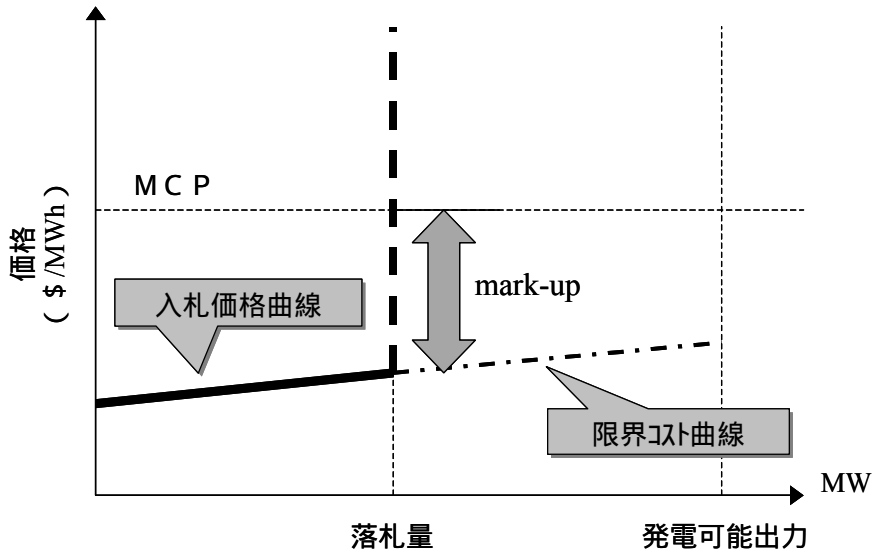
尚、市場参加者には ITP の市場調査・分析に関して、
ITP が必要とする情報の提供
事実に基づいた正確な報告
ITP による検査・調査に対する協力が
要求される。

³ 送電混雑により域外からの送電能力に大きな制約があり、且つ域内の電源数が少ない地域のこと。特定事業者による市場支配力行使が起こりやすい。

図 2.1.2-3 物理的 / 経済的電力留保

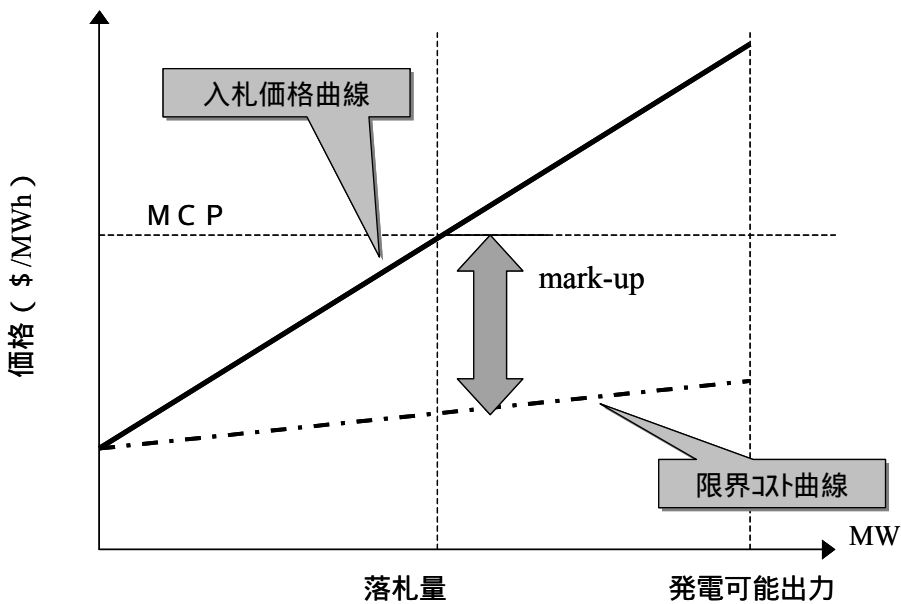
1) 物理的電力留保 (Physical Withholding)

発電能力の一部しか市場に投入しない (売り渋り)



2) 経済的電力留保 (Economic Withholding)

限界発電コストよりもかなり高めの価格で入札する



(d) SMD の課題

a) 電力低コストエリアからの電力流出

当然のことながら、FERC により提唱された SMD は、その規制権限が及ぶ範囲から、

送電レベル、卸電力市場に限定されたものであるが、卸部門が標準形として競争市場化されるということは、未だ自由化実現に至っていない各州の小売部門、需要家にも影響を与えることになる。この点で懸念されることの一つは、電力コストが安い、小売自由化が実現していない州への影響である。SMD は、そういった州の電力会社にも ITP に参画することを要求する内容となっており、その為、低コストな電力が州外に流出し、内部の電力コストが上昇することが危惧される。FERC では、先に取り上げた供給力確保要件に基づいて電力会社（LSE）が十分な供給力を確保しなければならないことが、この種の問題の緩和に役立つとの見解を示しているが、ルイジアナ州やノースカロライナ州、ワシントン州など電力コストが安い州の反発は根強く残っている。

b) 送電線の拡充について

NERC に因れば、送電設備に対する設備投資額は、過去 25 年間で年間 1 億 2,000 万ドルのペースで減少しており、競争的電力市場の形成、系統信頼度維持に問題を来しかねない。今後、送電線拡充を促進していくためには、その阻害要因を排除するとともに、送電設備投資が十分な見返りが得られるものとの信頼感を資本市場から勝ち取ることが必要とされる。

SMD では、先に取り上げた LMP とそれに基づく送電混雑管理、そして CRR が送電設備の投資促進に係る強力なツールになるとの期待を寄せているが、これらが本当に有効に作用するのかという点については、次のような批判的な見方もある。

価格決定方式として LMP を採用した電力スポット市場が運営されている PJM RTO やニューヨーク ISO の制御エリア内においても、実際に目立った送電線拡充プロジェクトの計画がない。つまり、必ずしも LMP の導入が送電設備投資のインセンティブとなっていないのではないかと。

確かに、CRR による混雑料金収入は当該送電パス拡充の原資となり得るが、実際に建設が行われ混雑解消が達成されると、CRR の価値は低下し、結果、ITP が当該送電パスについて得られる（混雑）収入が減少することになるため、そもそもこのような送電線拡充は行われたいのではないかと。

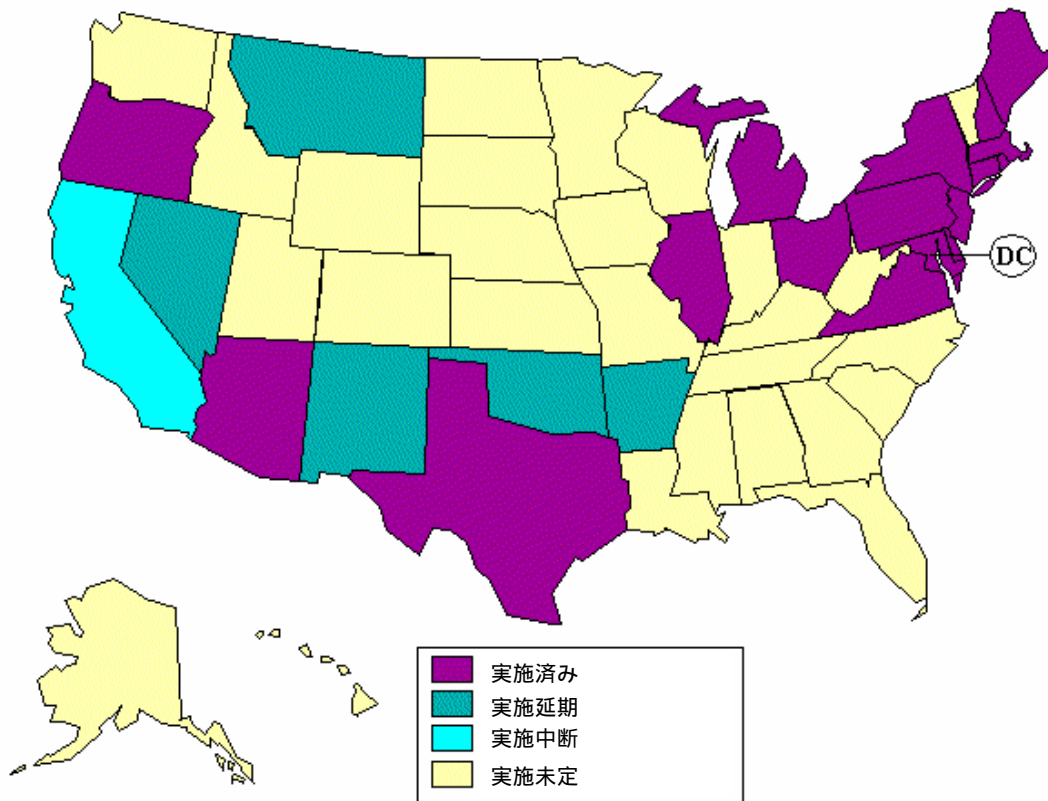
3) 小売部門の規制緩和・自由化の経緯

小売分野では、1997 年にロードアイランド州で大口需要家を対象に部分自由化が実施されたのを皮切りに、1998 年にはロードアイランド（1 月）、マサチューセッツ（3 月）、カリフォルニア（3 月末）の 3 州で家庭用需要家も含むすべての需要家を対象とする完全自由化が実施された。2004 年 2 月の時点では、全米 50 州とワシントン D.C. のうち、17 州とワシントン D.C. で小売自由化が実施されている（図 2.1.2-4 参照）。米国では、電源構成の違いなどから、電気料金水準は州によって相当の開きがあり、小売自由化を実施した州の多くは電気料金が安い州であった。卸売分野では制度面の整備により、州内外からより低コストの電力調達が可能となったことも、小売自由化実施要因の一つである。

しかし、2000 年夏から 2001 年初めにかけてカリフォルニア州で起きた電力危機が

各州の小売自由化に影響を及ぼし、小売自由化導入を決定した州における実施の延期や、カリフォルニア州のような中断など、小売自由化への対応が変化している。また、現時点で自由化を実施していない電気料金水準が低い州では、自由化実施により自州の電気料金が上昇するとして反対する声もある。

図 2.1.2-4 米国各州における小売自由化実施状況（2004年2月時点）



出所：Energy Information Administration

上述の通り、卸・小売レベルで自由化を実施する目的には、競争導入による料金の引き下げと並んで、供給側、需要側双方に選択の自由を与えるという面もある。このため、連邦政府は全米での小売自由化実施に向け、包括的なエネルギー法の制定を目指している。この包括エネルギー法案は、エネルギー効率向上、エネルギーの安定供給や環境問題への取り組みなどの政策全般と、供給力確保、送電線運用、信頼度確保、消費者保護や公正な競争確保などの電力再編から構成されている。中でも、送電線運用関連では全送電線所有者への RTO 参加の義務付けや、信頼度確保関連では、NERC などへの信頼度基準制定権の付与などが織り込まれている。しかし、送電網に関する規則などのコンセンサスが取れず、上下両院協議会の採決は 2004 年に延期されるとの報道もなされている。

(2) 米国の電気事業規制の体系

米国の電気事業に対する規制は、表 2.1.2-2 に示す通り、規制項目の趣旨によって連邦

レベルと州レベルにて別々に実施されている。連邦規制と州規制の分権に係る原則的な基準は、規制対象の事項が州際性格を有するものか否かである。従って、例えば、火力発電所建設に関する許認可は州規制の対象となるが、水力発電所の場合は、河川が複数州を跨る可能性があるために、連邦の規制対象となっている。

表 2.1.2-2 米国における電気事業規制当局の分類と主な権限

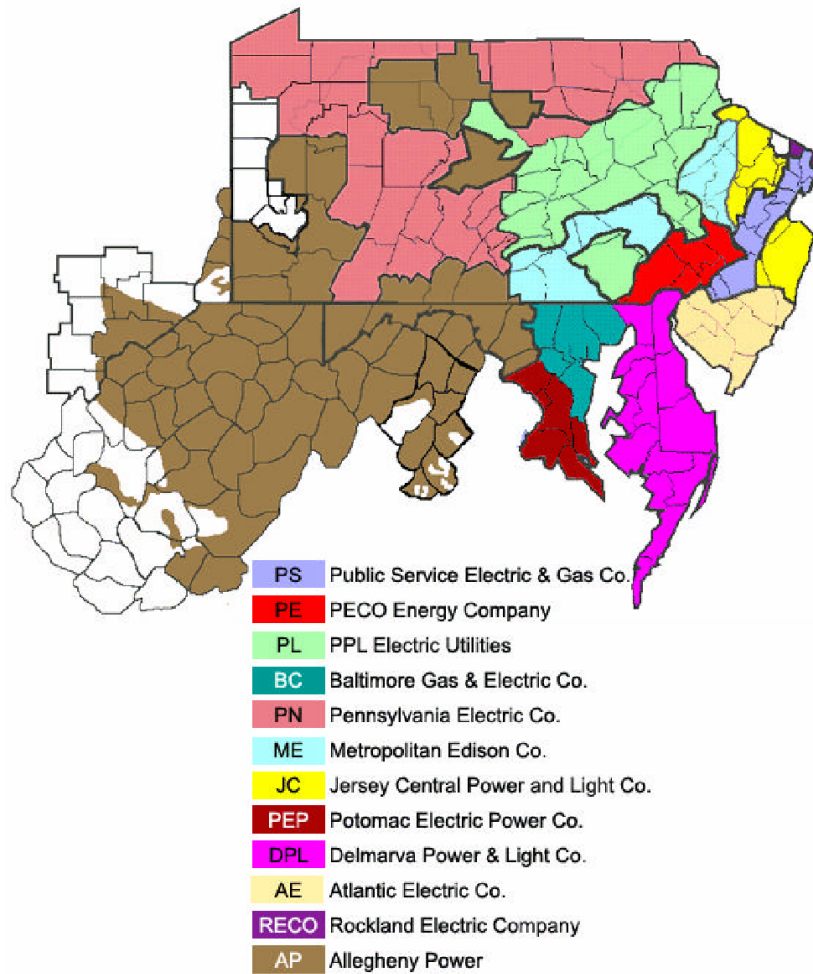
	連邦規制	州規制
規制機関	FERC (連邦エネルギー規制委員会)	各州の公益事業委員会 (Public Utility Commission または Public Service Commission) 【ペンシルバニア州】 Pennsylvania Public Utility Commission 【テキサス州】 Public Utility Commission of Texas
規制項目	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 州際送電料金のレビュー・認可 ✓ 卸電力料金のレビュー・認可 ✓ 水力発電設備の許認可 ✓ 送電系統運用のライセンス交付 など 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電力供給品質基準の確立 ✓ 小売料金 (電気料金) のレビュー・認可 ✓ 水力以外の発電設備の許認可 ✓ 送電系統の許認可 ✓ 配電設備の許認可 など

2.1.2.2. PJM (ペンシルバニア州)

(1) PJM の概略

PJM の制御エリアは、デラウェア州、コロンビア自治区の全域、およびメリーランド、ニューヨーク、ニュージャージー、ペンシルバニア、バージニアの各州の一部と広範に亘っており、現時点で北米最大の単一制御エリアである。また、前身の PJM プールは 1927 年に世界初の電力プールとして形成されており、PJM は電力会社間の協調関係が比較的強いエリアと言われている。

図 2.1.2-5 PJM ゾーンマップ



出所：PJM RTO WWW サイト

(2) PJM における電力構造改革・電力市場発展の経緯

PJM 地域における電力構造改革、ならびに同地域電力市場の発展に係る経緯は、表 2.1.2-3 の通り。

表 2.1.2-3 PJM の電力構造改革・電力市場発展の経緯

年	事 象
1927	世界初の電力プールが形成される。
1993	独立機関として PJM Interconnection Association が設立される（7月1日）。それまでのプール管理は、Philadelphia Electric Company（現 PECO Energy Company）が担当。
1996	FERC に対するプール加盟電力会社による ISO の設立を含む PJM エリア内電気事業再編案提出（12月31日）。
1997	全社統一案が FERC に承認される（2月28日）。PJM への加盟資格は電力会社以外にも拡大され、送電系統、配電系統のオープンアクセス化が実現。また、入札ベースでの競争的電力市場の運営が開始された（但し、市場参加者の入札はコストベース）。
1998	市場価格決定方式として LMP を採用。発電容量市場の創設。
1999	FERC が PJM 電力市場での価格ベース入札の実施を許可。送電権（FTR）市場の運営が開始される。
2000	レギュレーション市場の運営が開始。
2001	Allegheny Power 管轄エリアが PJM 制御エリアに統合化され、新たに PJM West の運営が開始される（4月1日）。更に、ニューヨーク ISO、ISO ニューイングランドとの統合に関する検討も開始（現状ペンディング）。

出所：各種資料を基に三菱総合研究所作成

(3) 小売自由化の動向（ペンシルバニア州）

電力需要規模において PJM エリア最大規模のペンシルバニア州における小売自由化の状況は、以下の通り。

ペンシルバニア州では、州内電力小売部門の開放に係る Electricity Generation Customer Choice & Competition Act（HB 1509）が1996年12月に成立し、1997年11月から1998年12月にかけてパイロット・プログラム（各私営電気事業者の料金クラス毎にピーク負荷の5%に当たる需要家が対象。約25万需要家が参加）を実施された。1999年1月の部分自由化（需要家の66%が対象）を経て、2000年1月より全需要家が電力小売供給事業者を選択できる全面自由化に移行している。

(4) アンバンドリングの状況（ペンシルバニア州）

ペンシルバニア州では、既存電力会社の系統運用機能は、PJM RTO に移管されたものの、他の機能についてはその分離は各々の任意とされ、義務付けはなされなかった。同州の方針は、競争促進は基本的に料金設定により実現するというものであり、既存電力会社における小売供給部門と配電部門の情報交換にも、その遮断など特段の制約は設けられていない。

(5) PJM RTO のガバナンス体制

PJM では、PJM エリア内送電系統の安定運用ならびに公正な電力市場運営の確保に対し

て責任を有する最高意思決定機関として管理理事会（Board of Managers；以下、PJM 理事会と略）を設置している。PJM 理事会は、議決権を有する 7 名の外部メンバーと、議決権を持たない PJM Interconnection 社長の 8 名で構成されている。

PJM では、その中立性を保持する目的で、PJM 理事会の 7 名の外部メンバーについては、理事会メンバーへの選任後 5 年間は PJM メンバー（市場参加者）およびその関係企業と何ら所属上、ビジネス上の関係を持たないことが条件とされている。また、理事会メンバー 7 名の構成についても、以下のように取り決められている。

企業の経営者クラス、財務、会計、エンジニアリング、電気事業に係る法律・規制の専門家 ... 4 名
（送電システムを保有する）電力会社の運営・諸問題の専門家⁴ ... 1 名
システム運用または系統計画の専門家 ... 1 名
商品市場、トレーディング、リスクマネジメントの専門家 ... 1 名

各市場参加者は、その代表者がそれぞれのセクター毎に設置されたメンバー委員会（Member Committee）に参加することにより、

PJM 理事会メンバーの選出

PJM 運営協定の修正

PJM RTO、PJM 理事会への勧告

を通じて、PJM の運営に関わることができる。メンバー委員会は、以下の 5 セクターについて設置されている。

発電設備所有者（Generation Owners）

送電線所有者（Transmission Owners）

供給事業者（Other Suppliers） 配電事業者を除く

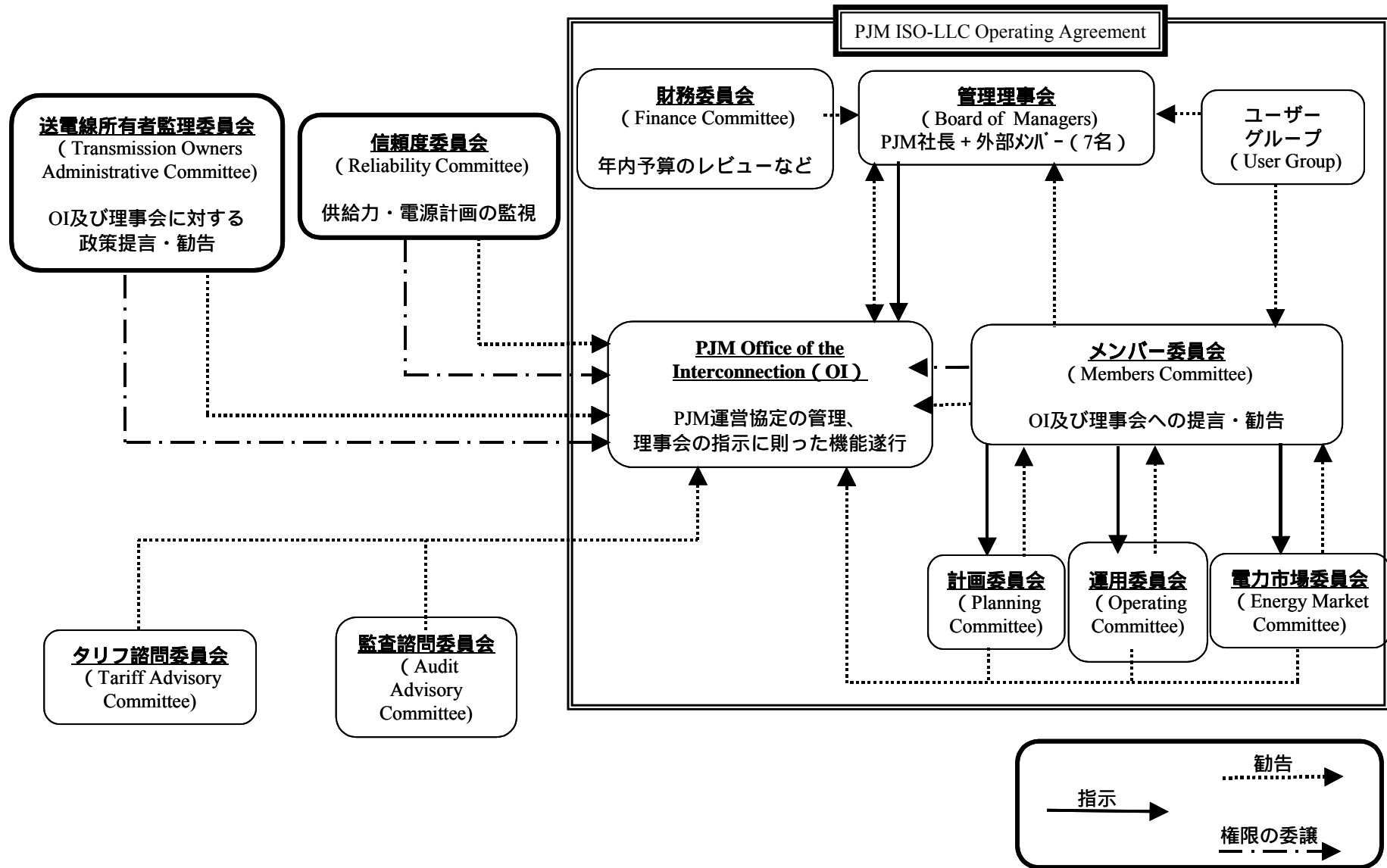
配電事業者（Electric Distributors）

最終需要家（End-Use Customers）

図 2.1.2-6 に、上記 PJM 理事会、メンバー委員会を含む PJM RTO のガバナンス構造を示す。

⁴ 当然のことながら、PJM に加盟している電力会社の利害関係者は該当しない。

図 2.1.2-6 PJM RTOのガバナンス構造



出所：PJM Interconnection, “Organization Structure”

(6) 電力取引の形態

1) 電力取引の種類

PJM の市場参加者は、卸電力の取引に際して、表 2.1.2-4 に示す通り、PJM RTO が運営するスポット市場への入札、電力会社との購入契約（電力会社の自己調整（Self-Schedule）への組み込み）、小売供給事業者との相対取引などのオプションを選択できる。これらの中、PJM RTO は自らが運営するスポット電力取引についてのみ精算を行い、自己調整や相対取引の精算には関与しない。

表 2.1.2-4 PJM における卸電力取引の種類

取引の種類	備 考
スポット電力取引 (PJM Interchange Energy Market)	PJM RTO が運営する卸電力スポット市場を介しての取引。エリア内各母線の LMP および混雑料金の算定がなされる。
相対契約	市場参加者は相対契約履行のために稼働される Capacity Resource ⁵ を PJM RTO からの給電が可能な状態にしておかなければならない。また、物理的輸送を伴う相対契約は PJM RTO に報告されなければならない。
自己調整 (Self-Schedule)	スポット市場への入札、相対取引の対象としない、保有または契約する Capacity Resource の計画。
スポット市場からのバックアップ供給力購入	PJM エリア外からの発電電力を利用する取引計画でなく、且つ何らかの理由で取引量が削減または遮断されてしまった相対契約の契約者（市場参加者）は、PJM Interchange Energy Market を通じて不足分の調達を行える。
所内消費電力のスポット市場からの購入	発電事業者は、PJM エリア内で所有または運用している発電設備の所内消費電力をスポット市場から購入することができる。その場合、当該事業者は、その所内消費電力購入量とスポット市場への卸電力販売量を相殺、正味化できる。

2) 電力取引の調整段階

PJM RTO では、事前計画（Prescheduling）、給電計画作成（Scheduling）、給電（Dispatch）の3段階において給電計画の調整・系統運用を実施している。

ここでは、実運用前日～当日実運用前までのプロセスに相当する事前計画段階、給電計画作成段階における計画調整方法を示す。

(a) 事前計画（Prescheduling）段階

PJM RTO は、PJM エリアの供給信頼度の維持と、スポット市場の効率的運営を目的に、

⁵ PJM RTO の給電指令下にある電力供給源（主に発電ユニット）、LSE が所有・運用する Capacity Resource は、計画外停止（Generator Forced Outage）時以外は、PJM RTO の給電計画、給電指令に従って運用される。PJM 給電計画に組み込まれない Capacity Resources は、他の事業者との相対取引、自己調整を行うことが認められているが、供給力不足時には、PJM RTO の給電指令に従わねばならない。

事前計画として設備停止計画を策定する。表 2.1.2-5 に PJM RTO の事前計画に含まれる設備停止の種類を示す。

また、事前計画段階における各スポット市場参加者の責務を表 2.1.2-6 に示す。

表 2.1.2-5 事前計画（Prescheduling）に含まれる設備停止計画

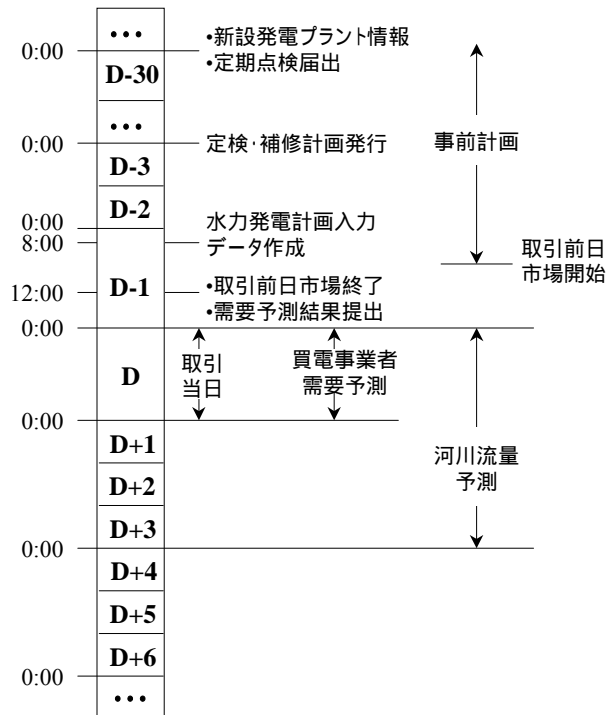
設備停止計画種別		備 考
定期点検 (Planned Outages)	発電設備 定期点検	市場参加者は、PJM RTOに対して自身のCapacity Resource ⁶ の定期点検計画を開始予定日の最低30日前までに提出。供給信頼度・供給予備力の面で問題がなければPJM RTOがこれを承認する。計画承認後、確認の意味で、市場参加者は定期点検開始3日前までに当該点検の実施を通知。
	送電設備 定期点検	PJM RTOが送電線所有者（電力会社）からの送電設備定期点検の要求を承認する。
発電設備補修停止 (Generator Maintenance Outages)		市場参加者がCapacity Resourceの補修停止を要求し、供給信頼度・供給予備力の面で問題がなければPJM RTOがこれを承認する。
計画外停止 (Forced Outages)		・ PJMエリアの給電計画に組み込まれた電源、及びCapacity Resourceの所有 / 運用者は、既に起こった、或いは予想される計画外停止、予想復旧日時を即座にPJM RTOに報告しなければならない。

⁶ PJM RTOの給電指令下にある電力供給源（主に発電ユニット）。LSEが所有・運用するCapacity Resourceは、計画外停止時以外は、PJM RTOの給電計画、給電指令に従って運用される。PJM給電計画に組み込まれないCapacity Resourcesは、他の事業者との相対取引、自己調整を行うことが認められているが、供給力不足時には、PJM RTOの給電指令に従わねばならない。

表 2.1.2-6 事前計画における市場参加者の責務

市場参加者種別	責務の内容
—	PJM内から外部エリアへの相対取引を行う市場参加者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う
PJM内買電事業者(小売供給事業者)	・相対取引を行う買電事業者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う
売電事業者	・新規電源(市場に初めて入札する電源)については初回入札の30日以上前に入札データをPJM RTOに提出する ・起動料金(start-up fees)と無負荷料金(no-load fees)を要求する売電事業者は、それらの仕様を入札データに含める
PJM RTO	・季節毎の供給予備力、送電容量の評価を行う ・PJMエリア、スポット市場の給電計画作成、給電に必要な発電・送電設備情報を保管する ・ファーム/ノンファーム送電サービス要求の受領・処理を行う

図 2.1.2-7 事前計画段階のタイムライン



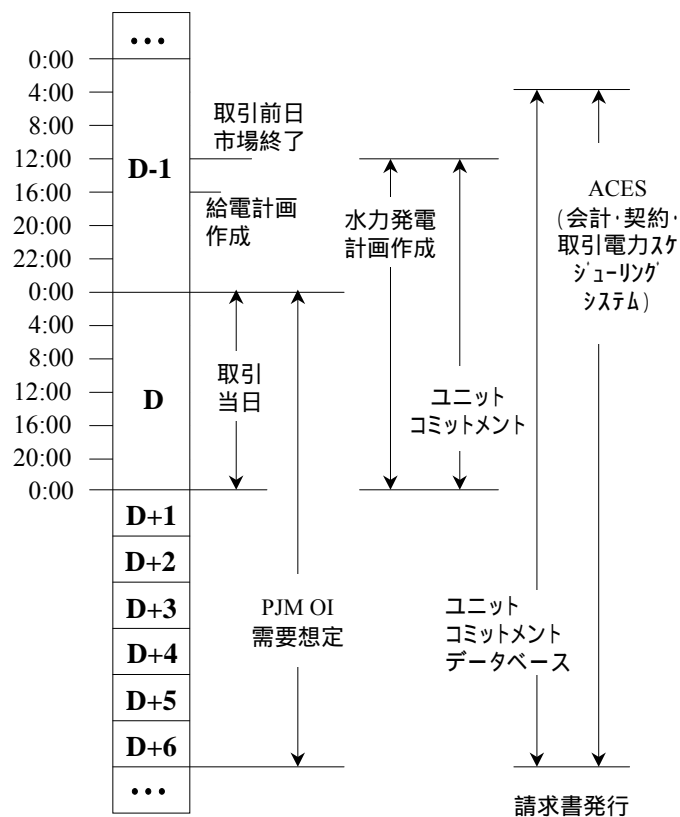
(b) 給電計画作成 (Scheduling) 段階

本段階では、取引当日の1週間前から前日までのスポット市場における電源選択の検討が行われ、取引前日給電計画作成と当日給電計画プロセスも本段階に含まれる。

PJM RTO は、系統状態の変化や市場参加者の挙動、系統制約などの予測に基づき、PJM

エリアの供給信頼度を維持しつつ最小費用で PJM 内売電事業者の要求する 1 時間毎の取引電力と予備力、PJM 外部事業者の購入希望量を満足するよう給電計画を作成する。

図 2.1.2-8 給電計画作成段階のタイムライン



- 前日給電計画の作成 (Day-Ahead Scheduling)

前日給電計画の作成にあたって、取引前日の正午までに各市場参加者により表 2.1.2-7 に示すデータが PJM RTO に提出される。

また、PJM RTO は取引当日を含めた 4 日間のスポット市場の売電事業者の総需要と、取引当日を含めた 7 日間の最大電力の予測値を PJM OASIS にポストする。

表 2.1.2-7 PJM RTO に提出される情報（取引前日正午まで）

市場参加者種別	PJM RTOに提出する情報
買電事業者（Market Buyer）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 運用日当日の自身の顧客の需要予測（受電点毎） ・ 削減可能な需要がある場合は、その量[MW]、受電点、価格（\$/MWh） 価格上限（キャップ）=\$1000/MWh
自己調整電源を有する売電事業者 ⁷ （Market Seller）	自己調整用電源の解列、出力抑制（を行い、市場への入札）を考慮する価格（\$/MWh）
Capacity Resourceを所有 / 運用している売電事業者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 入札データ <ul style="list-style-type: none"> *卸電力の入札データには、以下のものが含まれる <ul style="list-style-type: none"> ・ 申込時間帯の各1時間毎の電源名・供給量 ・ 各電源の運用日当日全体の供給量・価格 **Capacity Resourceを所有 / 運用していない売電事業者は入札データの提出が義務付けられていない。 ・ 取引当日を含めた7日間の各Capacity Resourceの稼働率（アベイラビリティ）の予測値 ・ 取引当日を含めた7日間、或いはその一部の発電価格、起動料金、無負荷料金

PJM スポット市場に入札された発電ユニットで給電計画に組み込まれるものは、取引前日正午までに売電事業者より提出された入札に基づいて決定される。

PJM 電力市場では当初（1999年3月31日まで）、PJM エリア内の電源から PJM RTO が運営する市場に提示される電力およびアンシラリーサービス等その他の商品に関する入札価格は、その電源の可変費以下とされていたが、1999年3月10日にFERC オーダーにおいて任意価格ベースでの入札（market-based offers：市場ベース価格）の導入が認められ、同年4月1日より市場参加者は、以下に挙げる3種類の入札の何れかを行えるようになった。

a) コストキャップ入札（Cost-capped Offers）

発電コストを基準に価格上限が設けられるという点で、99年4月1日以前に採用されていたコストベース入札（可変費が上限）とほぼ同一

入札エネルギー価格（=増分価格（Offer for Energy: \$/MWh））には、発電設備運転費の可変費分+10%（×1.1）でキャップがかけられる。

b) LMP キャップ入札（LMP-capped Offers）

入札エネルギー価格は、当該発電設備が接続されている母線の過去6ヶ月（の当該発電設備の出力が最低出力⁸以上で運用されていた時間帯）のLMPの移動平均価格でキャップがかけられる。

c) 市場ベース入札（Market-based Offers）

・ 入札エネルギー価格は基本的にはキャップなし（但し、\$1,000/MWh 以下）

⁷ 自己調整取引を実施する発電事業者（広義には、発電電力の販売権を有する事業者）。

⁸ 最低出力は、機器性能上の制約である。

- ・一度、この市場ベース入札を選択した場合、(PJM の判断による) 特別な事情なく、コストキャップ入札、LMP キャップ入札に戻すことはできない。

FERC オーダーにより新たに導入することが可能となった市場ベース価格とその他の入札(コストキャップ入札・LMP キャップ入札)との主な相違点は以下の通りである(詳細は表 2.1.2-8 参照)。

価格上限が設定されていない(但し、1,000/MWh 以下)。

起動価格⁹、無負荷価格を入札情報に含めるか否かは任意。

入札エネルギー価格は、発電量 1MWh 増分に対する価格であるが、コストキャップ入札/LMP キャップ入札が「発電設備の最低出力以上の増分費用(+10%)」であるのに対し、市場ベース入札は「出力 0(ゼロ)以上の増分価格」である。

上記それぞれの入札タイプは、市場参加者から提出される以下の ID により識別される。

「0」: コストキャップ入札、または LMP キャップ入札

「1」: 起動価格、無負荷価格¹⁰なし市場ベース入札

「2」: 起動価格、無負荷価格を含む市場ベース入札

表 2.1.2-8 PJM に提出される入札 (Offer) の種類

入札情報の成分	コストキャップ入札	LMP キャップ入札	市場ベース入札
入札エネルギー価格 (Offer for Energy) [\$/MWh]	1MWh 当たりの発電コスト + 10%が上限 (10組までの価格-出力セット)	過去 6 ヶ月の平均 LMP が上限	任意価格 (10 組までの価格-出力セット)
起動価格 (Start-up) [\$/日]	起動費用 + 10%が上限		任意価格 (ID 「2」の場合)
無負荷価格 (No-load) [\$/時]	無負荷費用 + 10%が上限		任意価格 (ID 「2」の場合)

出所: PJM Interconnection, “Market-based Offers Training Workshop”を基に作成

一方、相対取引についても、取引前日正午までに PJM RTO に報告されなければならない。その取引からの混雑料金徴収を回避したい相対取引については、当該取引が送電線混雑を招いてしまうような時間帯には履行されず、送電線混雑緩和の必要性に応じて PJM RTO が取引量の削減を行える。

- リアルタイム市場 (Real-time Market)

PJM におけるリアルタイム市場は、balancing (需給調整) 市場としての役割を果た

⁹ 発電設備の起動に必要な費用に対応する価格 (\$/日)。主に燃料費。

¹⁰ 発電設備起動後、系統並列状態の維持に必要な最低限の出力維持に必要な費用に対応する価格 (\$/時)。主に燃料費。

している。リアルタイム市場への市場参加者のオファー受付は、前日卸電力スポット市場のクリアリングが完了した実運用前日 16～18 時に実施され、その間、市場参加者は前日卸電力スポット市場にて落札されていない発電電力のオファーを提出することができる。

リアルタイム市場では、これらの追加オファーや実運用時における前日市場からの需給状況の変化に基づいて LMP の算定が再度実施される。リアルタイム市場で算定される LMP（リアルタイム LMP）は、前日市場のそれとは異なり 5 分単位の価格となり、これを 5 分毎の取引量で加重平均された 1 時間単位の LMP が決済に用いられる。

• 当日給電計画の作成（Hourly Scheduling）

当日給電計画は、取引前日の午後 10 時から PJM RTO が給電の最終的な調整を開始する取引 60 分前までの間になされるものであり、その間、各市場参加者は表 2.1.2-9 のように自身の保有する電源、或いは負荷の調整を行うことができる。

但し、プール給電計画に組み込まれる電源（Pool-Scheduled Resources）はその限りではない。また、PJM RTO が有する系統緊急時の計画変更権の制約は受ける。

表 2.1.2-9 当日給電計画の内容

市場参加者種別	内容
発電可能な買電事業者	<ul style="list-style-type: none"> ・ プール給電計画に組み込まれない電源については自己調整可能 ・ 当初、自己調整を予定していた電源でも、PJM RTO から価格提示があった場合には、それを PJM RTO により給電されるよう変更することが可能
市場参加者	ノンファーム相対取引を要求可能
PJM 外部買電事業者	入札の際に提示した購入希望量の一部、或いはすべてを取り下げることが可能

(c) 市場価格決定方式

PJM RTO では、先に述べたスポット市場での卸電力の他、アンシラリーサービスについても、競争市場を介して調達を行っており、市場参加者から提出された卸電力、アンシラリーサービス（レギュレーションと瞬動予備力の 2 種類）の応札情報を考慮し、これら 3 つの市場の毎 1 時間の合計コストが最小となるような計画を策定する。つまり、3 つの市場全体で最適化（co-optimization）を行う訳である。

市場価格決定方式には、発電ユニット（発電所）ならびに負荷が接続されている各母線単位の価格を決定する LMP 方式が採用されている。同方式により、各母線の LMP は、上述の市場参加者からの応札情報や自己調整、相対取引の計画を用いて State Estimator（直流法セ

セキュリティ制約付き¹¹最適潮流計算プログラム)により決定されたユニットコミットメントに基づいて算定される。

尚、この地点別限界価格方式の下では、計画策定にあたって、(市場参加者の取引計画により発生する)送電制約や最大単一想定事故も考慮されるため、送電混雑解消のためのプロセスを別途実施する必要はなく、混雑費用は各地点の LMP の差として現れる。

(d) 容量確保義務と発電容量市場

PJM RTO では、同制御エリア内において長期的に十分な供給力を確保する目的で、予め
想定需要
発電プラントの利用不能性
需要想定の不確定性
電力設備の補修・定検

を考慮した所要供給力 (forecast PJM Control Area requirement) を決めており、それらは各 LSE¹²に供給力確保義務量として配分されている。LSE以外のPJMメンバーについては特に供給力の確保が義務付けられていない。

a) PJM 制御エリア全体の必要供給力の決定方法

PJM 制御エリアの供給力確保必要量ならびに各 LSE に課せられる供給力確保義務量は PJM の Planning & Engineering Committee による検討に基づいて決定され、その検討においては、

計画対象期間の最大電力 (diversified planning period peak)
発電ユニットの信頼度 (generator unit reliability)
大規模発電ユニットに対する必要予備力 (reserve requirements due to large units)
PJM メンバーと PJM 制御エリアの年間負荷曲線の関係 (the relations between PJM Member and PJM Control Area annual load shapes)

といった PJM 系統の特性が利用される。

PJM 制御エリアの供給力確保必要量と共に、予備力マージン (PJM Control Area reserve margin) も Planning & Engineering Committee により算定されるが、そのために PJM メンバーは需要データと設備容量データを Planning & Engineering Committee に提出することになっている。

Planning & Engineering Committee は各 PJM メンバーから提出された diversified planning period peak を合計して PJM 制御エリアの diversified planning period peak を求め、更に、次の式により供給力確保必要量を算定する。

¹¹ セキュリティ制約付き...解析対象システムの想定事故 (contingency) を考慮するということ。

¹² Load Serving Entities。小売需要家への電力供給を行う事業者の総称。

$$\text{PJM 制御エリア供給力確保必要量} = (\text{PJM 制御エリア diversified planning period peak}) \\ \times \{ 1 + (\text{予備力マージン}(\%)) / 100 \}$$

b) LSE の供給力確保義務量の決定方法

各 LSE に課せられる供給力確保義務量 (forecast obligation) は、PJM 制御エリアの供給力確保必要量から以下の式に基づいて決定される。

$$\text{LSE 供給力確保義務量} = P \times \{ 1 + (R + F + U + D) / 100 \} \quad \dots\dots(A)$$

ここで、

- P (LSE Diversified Planning Period Peak) : LSE の diversified planning period peak
- R (PJM Control Area Reserve Margin) : PJM 制御エリアの予備力マージン
- F (LSE Forced Outage Rate Adjustment) : LSE の発電プラント事故率(Forced Outage Rate: FOR) についての調整変数。発電プラントの FOR が PJM エリア平均よりも低い場合は負の値、高い場合は正の値となる。
- U (Large Unit Adjustment) : 大規模発電ユニットの予備力についての調整変数。1,300MW 超の発電ユニットがある場合は追加の予備力が必要とされることになっている。
- D (LSE Load Drop Adjustment) : LSE の負荷形状と PJM 制御エリアの (平均的な) 負荷形状の差分についての調整変数。LSE の負荷落差 (load drop : 平均週最大電力の計画対象期間最大電力に対する割合) が他の LSE のそれよりも大きい場合は正の値、小さい場合は負の値となる。

図 2.1.2-9 PJM 制御エリア・LSE の必要供給力の決定方法

データ項目	A	B	C	D	算定式
	LSE A	LSE B	PJM制御 エリア全体		
1 計画対象期間ピーク (P), MW	6,283	2,939	47,610	入力データ	
2 PJM制御エリア供給力確保必要量, MW			57,370	$D1*(1+D3/100)$	
3 PJM制御エリア予備力マージン (R), %	20.5%	20.5%	20.5%	入力データ (デフォルト値)	
4 発電プラント事故率調整 (F), %	0.6%	-0.17%		入力データ	
5 大規模発電ユニットに対する予備力調整 (U), %	0.0%	0.0%		入力データ	
6 負荷落差調整 (D), %	0.0%	0.0%		入力データ	
7 総予備力マージン, %	21.1%	20.4%	20.5%	$A3+A4+A5+A6, D6=D3$	
8 予備力容量, MW	1,326	599	9,760	$A1*A7$	
9 暫定供給力確保義務量, MW	7,609	3,538	57,370	$A1+A8$	
10 計画発電容量, MW	7,708	3,316	57,268	入力データ	
11 計画発電容量 (PJM外電源からの購入), MW			0	入力データ	
12 計画発電容量 (PJM内電源からの購入), MW			0	入力データ	
13 遮断可能負荷, MW	335	264	2,658	入力データ	
14 計画容量調整, MW			34	入力データ	
15 計画供給力 (Planned System Resource), MW	8,043	3,580	59,960	$A10+A11+A12+A13+A14$	
16 計画供給力不足率	0	0	0	$IF D9>D15, THEN(D9-D15)/D15, ELSE=0.0$	
17 供給力確保義務量調整量, MW	0	0	0	$A8*D16$	
18 供給力確保義務量, MW	7,609	3,538	57,370	$A9-A17$	
19 不足時の計画購入量, MW	0	0	0	$IF A18>A15, THEN A18-A15, ELSE=0.0$	
20 計画供給力余剰量, MW	434	42	2,590	$IF A15>A18, THEN A15-A18, ELSE=0.0$	
21 余剰時の計画販売量, MW	0	0	0	$(A20/D20)*D19$	
22 契約 (供給力) 容量, MW	8,043	3,580	59,960	$A15+A19-A21$	

P, R, F, U, Dは、式(A)に対応

各LSEの供給力確保義務量 (forecast obligation)

c) 発電容量市場

PJM 電力市場には、Capacity Credit Market (容量クレジット市場) と呼ばれる発電容量市場が存在する。PJM RTO が運営管理を行っているこの容量クレジット市場は、最終的に PJM の信頼度保証協定 (Reliability Assurance Agreement) にて規定された上述の発電容量確保義務量を、各 LSE が満足することを前提として、

確保義務量に対して余裕のある発電容量を保有している LSE は、その余剰分の販売を、

確保義務量を満足していない LSE は、その不足分の購入を PJM RTO が用意したインターネットアプリケーション「eCapacity」を通じて行える市場である。

容量クレジット市場には、日単位(daily)と月単位(monthly)、複数月単位(multi-monthly)の3種類が存在し、取引はいずれの市場も、平日の午前7時～午前10時の間になされることとなっており、日単位市場の休日(土日)に対するオファー/ビッドは、金曜日に提出されなければならない。月単位市場ならびに複数月単位市場については、その取引実施(市場開催)日は PJM Interconnection が予め指定した日となる。

発電容量の取引単位は、0.1MW 刻みであり、決済はすべて市場で決定された市場決済価格 (market clearing price) で行われる。

市場参加者の容量クレジット市場への参加(オファー/ビッドの提出時、市場決済後)に際し、eCapacity を通じて市場参加者が提示する情報、及び市場参加者に提示される情報は以下の通り。

表 2.1.2-10 容量クレジット市場に係る市場参加者～PJM 間の提示・開示情報

タイミング	情報の内容
■市場参加者が提示する情報	
オファー/ビッド提出時	<ul style="list-style-type: none"> ・ オファー/ビッドの別 ・ 企業名 ・ 参加する市場の種類(日単位/月単位/複数月単位) ・ 対象日 ・ 最大販売/購入規模(MW) ・ 入札価格(\$/MW・日)
■市場参加者に提示される情報	
オファー/ビッド提出時	<ul style="list-style-type: none"> ・ 当該市場参加者(企業)の発電容量確保義務量の予想値 (estimated obligation) ・ 当該市場参加者(企業)の過去12ヶ月間平均の健全発電容量 (unforced capacity¹³) ・ 【日単位市場でのみ、確保義務量に対しすべての余剰量/不足量を入札していない市場参加者に対して】強制的オファー/ビッド規模 (mandatory bids) 確保義務量に対する余剰/不足量
市場決済後	<ul style="list-style-type: none"> ・ 市場決済結果(落札結果) 取引日の正午以降

出所：PJM Manual M-31 “Customer Choice”を基に作成

¹³ 計画外(事故)停止を経験していない発電容量の過去12ヶ月間の移動平均値。

(7) 電力セクターの政策・計画立案の仕組み

1) PJM における設備計画の策定

PJM では送電設備の拡充については、PJM 理事会により承認された送電系統拡充計画 RTEP に組み込まれた系統拡張・増強について、その建設、所有、出資を指定された送電線所有者が、それらの収用、建設・運用に係る許認可、資金調達ならびに費用回収の条件が整った段階で、建設、所有、出資を行うか、或いはそれと同等の責任を果たすことになる契約を締結しなければならない、とされている。無論、RTEP において送電線所有者以外の事業者が、建設、所有、出資を行うに適当な事業者として指定された拡張・増強については、送電線所有者は一切の責任を負わない。

尚、送電線所有者は、規制当局の承認が得られれば、(送電線使用料のような)増分コストベースで拡充設備の費用回収を行える。つまり、この場合には、最終的には需要家がこの費用を負担することに他ならない。

以下では、PJM RTO における送電系統拡充計画 RTEP の策定体制・プロセスについて述べる。

PJM RTO では、(PJM West エリアを含む)PJM エリア内のファーム送電サービスの要求の満足、競争の促進を目的とした RTEP の作成責務を負っており、それをサポートする役目として、

計画委員会 (Planning Committee)

系統拡充諮問委員会 (Transmission Expansion Advisory Committee)

の 2 つの委員会が設置されている。

計画委員会は、ISO の RTEP 作成に資する技術的側面に関するアドバイス提供、支援を行う役割を果たしている。特に参加資格に制限は設けられていないが、送電線所有者は代表者を参加させることが義務付けられており、RTEP 作成のための検討に必要とされるデータ、情報を提供しなければならない。

一方、系統拡充諮問委員会 (Transmission Expansion Advisory Committee) もやはり ISO の RTEP 作成支援のためにアドバイス提供、勧告を行う委員会組織である。同委員会の参加者は、PJM エリアの送電サービス利用者 (Transmission Customer)、PJM 系統に連系する送電設備の提供者 (隣接エリアの送電線保有者)、PJM メンバー、州規制当局、その他利害関係者である。

PJM RTO により作成された RTEP には、以後 10 年間の送電系統拡張・増強に関する計画、ならびにそれぞれの拡張・増強に対するコスト負担者、コスト回収方法が明示される。

以降では、この RTEP の作成プロセスにつき述べる。

(a) 系統拡充に関する検討の開始

PJM RTO では、

1 年以上の長期ファーム送電サービスの申し込み、又は系統アデカシー¹⁴の評価に

¹⁴ 電力系統が、その構成要素の計画停止および計画外停止を考慮した上で、いつ何時にも需要家の求める電力、電力

において送電能力の不足が特定された場合

地域信頼度協議会の信頼度評価の結果、送電能力の不足が特定された場合

エリア内の発電設備の新設や廃止、需要想定、送電設備の追加の結果、送電制約あるいは送電能力の不足が特定された場合

送電線所有者等によって系統拡充の提案があった場合

のいずれかの状況が起こった際に、系統拡充に関する検討を開始する。

この検討の開始は、系統拡充諮問委員会に通知され、同委員会は他に検討すべき事項があると考える場合には、それを ISO に書面にて通知する。

(b) 検討の範囲

PJM RTO の系統拡充に関する検討では、

現状ならびに計画されている電力系統における制約、及びそれらの制約を解消するための必要コストの特定と、それらの制約を経済的に解消できる拡張・増強案、及びその代替案の評価・分析

PJM エリア内の競争促進に資する拡張・増強案の特定・評価・分析

拡張・増強案の効果、信頼度基準に対するコンプライアンスの評価

が実施される。

(c) 送電線所有者等によるデータの提供

PJM エリア内の送電線所有者は、毎年、PJM RTO に対して、以後 10 年間の夏季・冬季の需要と供給力の想定結果を提示することになっている。

これらの想定結果には、

変電所毎の想定負荷

需要想定結果で考慮されている遮断可能需要 (interruptible load) の規模 (と、遮断条件、遮断期間・回数に関する制限に関する情報)

PJM 系統に連系している全発電ユニットの定格容量 (MW & MVar)、運転条件、マストララン指定の状況

が含まれる。

また、隣接エリアの送電線所有者も、PJM RTO の要望に応じて適宜、データ提供を行わねばならず、PJM RTO が PJM メンバーや送電サービス利用者が必要、有用と思われるデータの提供を要請することもある。

系統拡充諮問委員会は、この検討実施期間中に PJM RTO に対して適宜アドバイスを提供する。

(d) 推奨 RTEP の作成

PJM RTO は、上記の系統拡張・増強の検討を完了した後、その結果に基づいて推奨 RTEP を作成し、系統拡充諮問委員会に提出する。これを受けて、同委員会ではそのレビューを行う。また同時に、PJM RTO は、利害関係者に対して、諮問委員会ならびに PJM RTO に

量を供給できる能力を有しているか否か。

対する推奨 RTEP に対するコメント提出を要請する。

推奨 RTEP では、先の検討結果に基づく

- ・ 系統拡張・増強案

- ・ 各拡張・増強に対する費用負担責任の所在と負担費用

が（従来からの）PJM 制御エリアと PJM West エリアに対して別個に明示されるほか、費用負担責任を有すると勧告された事業者の費用負担意思についても言及される。

尚、特定の市場参加者が要請した拡張・増強については、それらの実施が系統上の問題を引き起こさず、当該参加者が所有、出資、建設の責任を負う場合には、この推奨 RTEP に組み入れられる。従って、電源線の新設・増強については、基本的に発電事業者側の負担となる。

系統拡充諮問委員会の参加者は、推奨 RTEP に組み込まれた拡張・増強案に対して代替案を提示することができ、PJM RTO が、代替案の費用対効果、送電能力、信頼度に係る評価を行った上で、これを採用する場合には、推奨 RTEP に変更が加えられる。

(e) 最終 RTEP の承認

PJM RTO の推奨 RTEP は、PJM 理事会の承認を経て最終的な計画として確定し、PJM RTO のウェブサイト上で公開される。

RTEP に組み入れられた系統拡張・増強の費用負担責任については、推奨 RTEP の段階で費用負担意思があることを示唆していた送電線保有者または他の事業者から、その後全面的な賛同が得られなくなった場合には、費用負担責任を

- 費用負担意思があることを示唆していた他の事業者に配賦

- 送電線所有者間で分担

の何れかの方法が採られる。

このうち、送電線所有者間で費用負担責任を分担する場合の分担方法は、表 2.1.2-11 の通り。

表 2.1.2-11 拡充送電設備の費用分担方法

拡充設備の分類	送電線所有者間での費用分担方法
1) 運用電圧 500kV 以上の送電設備 (変圧器を除く)	<ul style="list-style-type: none"> ・ エリア¹⁵内のすべての送電線所有者で全額負担 ・ 各社の負担額は、総額を各社の需要規模で比例配分することで決定
2) " 230 ~ 345kV の送電設備 (")	<ul style="list-style-type: none"> ・ エリア内のすべての送電線所有者で総額の 1/2 を負担 ・ 各社の負担額は、総額の 1/2 を各社需要規模で比例配分することで決定 ・ 残りの 1/2 は、拡充対象設備が属するゾーンの送電線所有者が負担
3) " 230kV 未満の送電設備 (")	拡充対象設備が属するゾーンの送電線所有者が全額負担
4) 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 変圧器費用の半額は、変圧器の 1 次側電圧について上記 1) ~ 3) の分担方法を適用 ・ 残りの半額についても、変圧器の 2 次側電圧について上記 1) ~ 3) の分担方法を適用 ・ 但し、2 次側電圧 100kV 未満の変圧器については、それが位置するゾーンの送電線所有者が全額負担

出所：PJM Interconnection 資料を基に作成

2) 送配電料金算定方式

送電料金（系統利用料金）は、PJM が承認した PJM エリア内各送電線所有者の所要収入に基づき算定されている。一方、配電料金は、HB 1509 に基づき、配電会社の回収不能投資費用の回収が完了するまでの期間は、1997 年 1 月 1 日時点の同料金の水準が上限に設定されている。

送電線所有者ならびに配電事業者の収入は、構造改革以降もこの送配電料金により所要収入がすべて賄える従来からの Cost of Service ベースで管理されており、供給信頼度により料金設定、収入が変動する Performance-Based Regulation は適用されていない。

3) 小売電気料金の設定（ペンシルバニア州）

ペンシルバニア州内の電力会社の小売電気料金については、電力小売部門における競争促進を目的として、その発電サービス部分（"Shopping Credit"）を新規参入の供給事業者が十分に対抗し得る水準に固定するという措置が採られている。

しかしながら、2001 年の市場価格の高騰により、供給事業者の中には、Shopping Credit より高い価格でしか必要な電力を調達できず、事業撤退を余儀なくされたところもある。

4) 回収不能投資費用の取り扱い（ペンシルバニア州）

HB 1509 にて、既存電力会社には、その回収不能投資費用を競争移行料金（CTC）として電気料金の一部から回収することが認められた。但し、電力会社が事前に回収不能投資費用の軽減策を実施するということが CTC を通じての回収の条件とされた。

各社の回収不能投資費用の総額については、まず既存電力会社各社が州公益事業委員会

¹⁵ 拡充費用の分担は、従来からの PJM 制御エリアと PJM West エリアのエリア別に行われる。

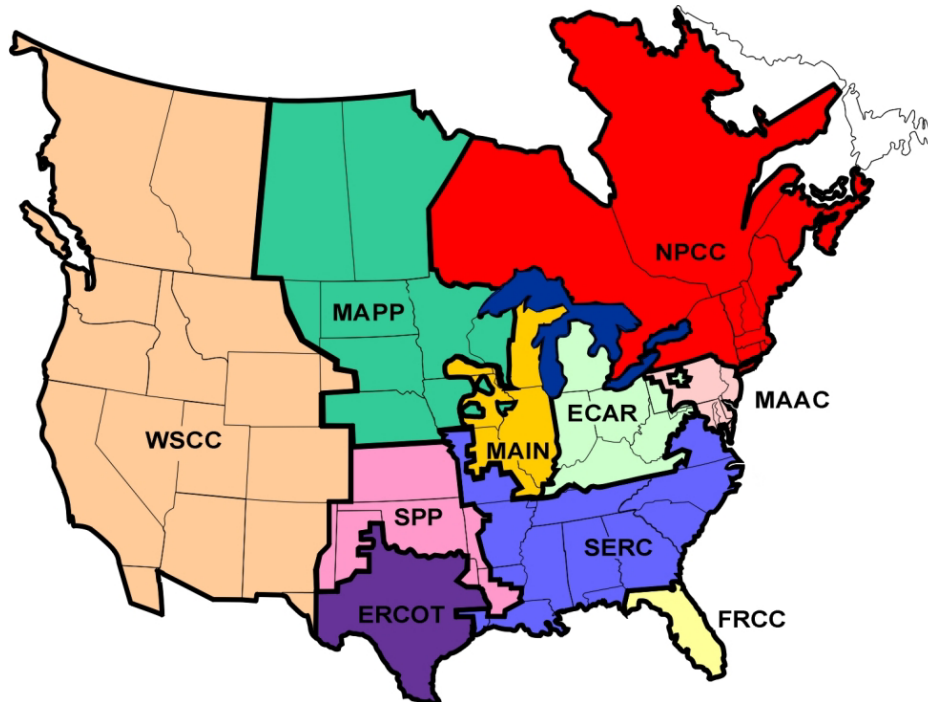
に申請を行い、PUCが見直し・承認を行った上で最終的な回収可能額が決定された。PJMエリア内の電力会社の中、Duquesne Light Co.、GPUでは回収不納投資費用軽減を目的として発電設備の売却を行っている。

2.1.2.3. ERCOT (テキサス州)

(1) ERCOTの概略

ERCOTは、NERCの下位組織として位置付けられている10ある地域信頼度協議会(Regional Council)のうちの1つである。ERCOTの加盟事業者は、テキサス州内電力需要の約85%の供給を行っており、計約65,000MW(6,500万kW)の発電設備を保有している。ERCOTの管轄エリアは、完全にテキサス内に位置している関係から、テキサス州公益事業委員会(PUCT)が、その第一の規制機関となっている。

図 2.1.2-10 NERC 地域信頼度協議会



出所：NERC ホームページ (<http://www.nerc.com/>)

(2) ERCOTにおける電力構造改革

1995年、テキサス州議会(Texas State Legislature)は、卸発電市場の規制緩和を目的に、従来のPURPAに修正を施し、その結果、ERCOTも再編がなされ、1996年9月11日以降、ERCOTは非営利のISOとして機能するようになった。

その後、1999年には電気事業の規制緩和法案である上院議案7(Senate Bill 7)が州議会により可決された。同法案では、需要家に2002年1月1日から供給事業者の選定権限が与えられる競争的小売電力市場の創設が規定され、州内私営電力会社の需要家は自動的に新たに創設される市場に参加することとなった。2002年1月1日までに新たな小売供給事業

者を選択しなかった（私营電力会社の）需要家は、自動的に既存電力会社の小売供給会社の需要家として登録された。

SB7 ならびに関連諸規則が、テキサス州内の電気事業者ならびに関連機関にもたらした変化としては、以下のようなものが挙げられる。

1) 電力会社の機能分離

私营電力会社は、その発電、送配電、小売供給機能を分離しなければならなくなった。これにより、従来の垂直統合型私营電力会社から、発電事業者（PGC）、送配電事業者（TDSP）、小売供給事業者（REP）が別個に組織化されるに至った。

また、このような既存電力会社の組織分離に加え、TDSP～競争部門関連会社間の施設、従業員共有の原則禁止や、取引記録の保管、1 単位 75,000 ドル以上（総額 100 万ドル）以上の製品・サービスの取引や、既存電力会社の送配電業務従事者の関連会社への短期間出向の禁止なども禁止されている。

2) 送配電事業の継続的規制

TDSP は引き続き規制の対象とされた。現状、最低月 1 回の検針業務、メータの設置・管理も TDSP が実施しているが、これらは 2004 年 1 月より競争が導入される予定となっている。

3) 発電設備の所有権の制限

2002 年 1 月 1 日以降、PGC は、ERCOT エリア内、或いは州内の他のいかなるエリアにおいて設備容量の 20%以上の発電設備を保有することができなくなった。

4) “Price to Beat”の設定

私营電力会社の REP は、同一電力会社傘下の TDSP の管轄エリア内に位置する（契約電力 100kW 未満の）家庭用ならびに小口業務用需要家に対して、1999 年 1 月 1 日時点の電気料金より 6%安いレベルに設定された”Price to Beat”（新規参入の小売供給事業者が十分に競争力を持ち得ると考えられる料金）で供給しなければならないこととなった。REP は、小売自由化が開始されてから 36 カ月経過後、または需要家の 40%が私营電力会社の REP 以外の小売供給事業者への乗り換えを行うまでは、この”Price to Beat”からの料金変更が認められていない。

更に、テキサス州の Public Utility Policy Act（PURA）の規定に基づき、2004 年 1 月より産業用・業務用需要家向け検針業務が、TDSP 以外の事業者にも開放されている。家庭用需要家向け検針業務については、40%の需要家が電力会社以外の小売供給事業者に乗り替えを行った時点、或いは 2005 年 9 月 1 日のいずれか遅い時期まで TDSP の独占となる。

(3) ERCOT 電力市場の概観

ERCOT エリアの電力市場は、以下に挙げる様々な市場関係者間の相互関係の下で運営されている。

QSE

ERCOT

供給力保有事業者（Resources）

…発電設備を保有している事業者だけでなく、供給力と同様に取り扱うことができる遮断可能需要の提供者も含まれる。

LSE

TDSP

NOIE（非自由化対象事業者）

…小売自由化の対象となっていない需要家の供給事業者、即ち、（小売自由化を選択していない）自治体営電気事業者や協同組合営電気事業者のこと。自治体営電気事業者や協同組合営電気事業者は、小売部門を開放することも選択できることになっているが、現状、それらすべての事業者が NOIE となっている。

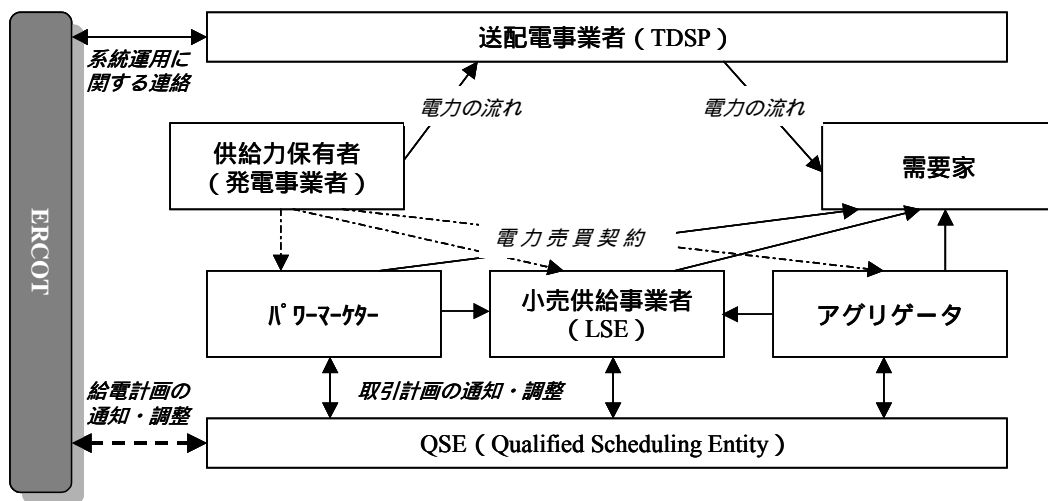
パワーマーケット

アグリゲーター

PUCT

上記市場関係者間の電力の物理的な流れ、ならびに契約上の関係を図 2.1.2-11 に示す。

図 2.1.2-11 ERCOT における市場参加者の相関



出所：ERCOT 各種資料を基に作成

● ERCOT 市場関係者の責務

1) ERCOT

ERCOT はセキュリティ・コーディネータとして、NERC 運用マニュアルおよび ERCOT 運用マニュアル、ERCOT 運用指針に則ってエリア内電力システムのセキュリティ確保の責務を負っている。また、システムの運用セキュリティの確保、送電混雑の解消を目的に、ERCOT プロトコルに従って、アンシラリーサービスの配備、ディスパッチを行う。

ERCOT のその他の責務は以下の通り。

- ・ 市場監視責務

ERCOT は以下に挙げる点について市場監視責務を負っている。

小売供給事業者が適切に需給をバランスさせているかを監視する。

QSE が取りまとめている商業的市場と直接やり取りを行う。(REP や PGC、公営 / 協同組合営電力会社、供給事業者選択権をもつ需要家との調整は QSE が行う。)

前日給電計画において送電混雑が発生していないことを確認する。

リアルタイムの系統運用を実施し、事故による送電問題が生じないような手段を講じ、また、系統事故が発生時に利用可能な予備力を十分量確保する。

- ・ 小売需要家の登録

ERCOT は、米国の他の ISO にはない小売需要家の登録という責務も負っている。供給事業者の変更を希望する需要家は、その希望を ERCOT に申請しなければならないことになっており、ERCOT は、需要家が通告なしに不当に供給事業者の変更を行っていないか、また供給事業者が SB 7 に従って行動しているかを確認しなければならない。

2) QSE

QSE は、市場参加者と ERCOT との情報インタフェースとしての役割を果たす。他の市場参加者、あるいは ERCOT への卸電力またはアンシラリーサービスの受け渡しを希望する市場参加者は、QSE を通じて需給バランスの取れた取引（給電）計画を提出しなければならない。つまり、QSE は ERCOT に必ず需給バランスの取れた給電計画を提出するという責務を負っている。

3) TDSP

TDSP は、

送電設備の物理的運用・管理

送電設備の利用状況（負荷）の監視

ERCOT への送電設備の状態変更に関する通知

（送電系統に接続された）メータの管理

ブラックスタート（発電ユニットの自立起動）の実施

といった責務を負っているほか、その一部組織である系統運用者は、ERCOT との不断のコミュニケーションを通じて、発電ユニット（または遮断可能需要）に対して給電指令を実施する。

4) Resource Entity（供給力保有事業者）

PGC、NOIE の発電設備、連邦営発電設備、供給力として考慮可能な遮断可能需要と契約している LSE（下記参照）は”Resource Entity”と見なされる。

ERCOT 送電系統に電力を注入する発電設備は、いずれかの Resource Entity に所属しなければならない。

Resource Entity による発電電力は、ERCOT が運営する市場で取引がなされるアンシラリーサービスを除いて、すべて他者と相対的に販売がなされ、これら販売に係る計画はすべて、当該 Resource Entity を代表する QSE に通知されなければならない。

5) LSE

LSE には、NOIE、テキサス州有地管理局 (the Texas General Land Office)、小売供給事業者が含まれ、これらの組織のみが需要家に電力の直販を行うことが許されている。

LSE は自身が供給する需要家の需要予測、ならびに取引電力量の特定を目的とした Resource Entity との交渉を実施し、その結果作成した給電計画を QSE に提出する。

(4) 電力取引の形態

1) 電力取引の種類

ERCOT の競争的電力市場は、バイヤーとセラーの間の相対的取引の上に成り立っており、PJM やニューヨークのような集中的な (公設の) 卸電力取引市場は存在しない。バイヤー ~ セラー間の取引結果は、前出の QSE が、需給バランスのとれた給電計画の形で ERCOT に提出する。

ERCOT は、想定される実運用時 (リアルタイム) の需給状況と、QSE から提出された給電計画から想定される需給状況の差分によって生じる電力インバランスを解消するための供給力を調達する市場 (アンシラリーサービス市場ならびにバランシング市場) のみを運営する。

2) 電力取引の調整段階

現在、ERCOT エリアでは、

前日段階 (Day Ahead Scheduling Process)

調整段階 (Adjustment Period Scheduling Process)

リアルタイム (Real-time)

の 3 段階で給電計画の作成・調整が行われている。

(a) 前日段階 (Day Ahead Scheduling Process)

実運用前日の 6:00 ~ 16:30 の期間に実施される ISO ~ 市場参加者間での給電計画調整プロセス。QSE は需給バランスの取れた給電計画 (取引計画) 及びアンシラリーサービス入札を提出する。また、アンシラリーサービスの中、予備力の市場もこの間に決済される。前日段階における給電計画作成プロセスは以下の通り。

表 2.1.2-12 前日段階における給電計画プロセス

実施タイミング	QSE	ERCOT
実運用日前日 6AM		<ul style="list-style-type: none"> • 需要想定結果（ゾーン毎 + ERCOT エリア全体） • アンシラリーサービス（A/S）確保必要量 • A/S 調達計画 • 送電・配電ロス係数の最新情報を公表
11AM	<ul style="list-style-type: none"> • 需給バランスの取れた¹⁶給電計画の提出 <ul style="list-style-type: none"> ○ ゾーン毎の毎 15 分の需要・発電量 ○ ERCOT からの A/S 購入希望量 • A/S 自主調達計画の提出 	<ul style="list-style-type: none"> • QSE から提出された給電計画の検証 • 無効または需給バランスの取れていない給電計画の通知（当該計画を提出した QSE に対して）
11:15AM	<ul style="list-style-type: none"> • （当初計画が無効または需給バランスが取れていないとの指摘を受けた QSE のみ）修正給電計画の通知 	<ul style="list-style-type: none"> • 給電計画の見直し • 送電混雑の分析 • QSE への送電混雑を発生させる取引の通知 • QSE に対する ERCOT によるゾーン毎需要想定結果と QSE 給電計画の需要積み上げ結果の不一致の通知
1PM	<ul style="list-style-type: none"> • 給電計画の更新・ERCOT への提出 • A/S 自主調達計画の更新・ERCOT への提出 • ERCOT A/S 市場への入札 <ul style="list-style-type: none"> ○ A/S の種類 ○ 適用時間帯 ○ 予備力容量 [MW] ○ 容量価格 [\$/MW] 	<ul style="list-style-type: none"> • QSE から提出された給電計画の検証 • 無効または需給バランスの取れていない給電計画の通知（当該計画を提出した QSE に対して）
1:15PM	<ul style="list-style-type: none"> • 修正給電計画の再提出 	<ul style="list-style-type: none"> • QSE から提出された修正計画の再検証（必要に応じて調整を実施）
1:30PM		<ul style="list-style-type: none"> • A/S 調達計画に基づく A/S 市場を通じた A/S の購入（QSE の A/S 入札の落札評価） • A/S 容量市場価格（Market Clearing Prices for Capacity）の算定
3PM	<ul style="list-style-type: none"> • A/S 供給計画（落札した A/S 入札 + A/S 自主調達計画）の提出 	<ul style="list-style-type: none"> • A/S 計画の検証・見直し
4PM	<ul style="list-style-type: none"> • 発電ユニット（および遮断可能需要）毎の翌日発電計画の提出 <ul style="list-style-type: none"> ○ 翌日毎 1 時間の出力 ○ 最大 / 最低出力 • 代替予備力の入札 <ul style="list-style-type: none"> ○ 予備力容量 [MW] ○ 容量価格 [\$/MW] ○ 電力量価格 [\$/MWh] ○ 起動時間 [分] 	<ul style="list-style-type: none"> • QSE から提出された発電計画の検証（不備がある場合は、その旨 QSE に通知）

¹⁶ ゾーン単位で需給バランスが取れている必要はない。

実施タイミング	QSE	ERCOT
6PM まで		<ul style="list-style-type: none"> • QSE の発電計画に基づく系統セキュリティ評価 • 代替予備力の評価(送電混雑解消可能か) • 供給力不足の有無に関する評価
6PM まで		<ul style="list-style-type: none"> • 代替予備力入札のメリットオーダー作成(ゾーン毎) • 代替予備力のゾーン単位容量価格算定
6PM 以降	<ul style="list-style-type: none"> • 代替予備力入札の修正 	

出所：ERCOT, “ERCOT Protocols – Section 4: Scheduling”を基に作成

(b) 調整段階 (Adjustment Period Scheduling Process)

前日市場終了時～リアルタイム市場開始時の時間帯における補足的な市場であり、QSE による給電計画や供給計画の修正、ISO によるアンシラリーサービスの追加調達が行われる。

表 2.1.2-13 調整段階における給電計画作成プロセス

実施タイミング	QSE	ERCOT
実運用 60 分前まで	<ul style="list-style-type: none"> • 更新した給電計画の提出 • バランシングサービスの入札 • 更新された A/S 自主調達計画の提出(A/S 自主調達量は前日段階からの変更は認められていないが、当該 A/S を提供する発電ユニット等の変更は可) • 保有送電権の提示 • 更新された発電計画の提出 • 代替予備力の入札 • アンシラリーサービス追加分の入札 • 出力調整価格(出力上げ/下げ方向)の提出 	<ul style="list-style-type: none"> • 更新された給電計画の検証 • 更新された発電計画の検証 • 更新された A/S 自主調達計画の検証 • 無効または需給バランスの取れていない給電計画の通知(当該計画を提出した QSE に対して) • 送電混雑、供給力不足の有無の同定
実運用 45 分前まで	<ul style="list-style-type: none"> • 修正給電計画の提出 	

出所：ERCOT, “ERCOT Protocols – Section 4: Scheduling”を基に作成

(c) リアルタイム (Real Time)

実運用の直前の 1 時間における給電計画の調整、ならびに実運用が行われる。実運用直前 1 時間の間には、最終給電計画が送電混雑を生じないか否かの分析がなされ、系統セキュリティ上の問題発生が予見される場合、ERCOT が講じるべき対策が決定される。実運用時には、ERCOT はバランシングサービス、レギュレーション、瞬動予備力、非瞬動予備力、代替予備力の各種アンシラリーサービスを駆使して需給バランス確保を図る。

表 2.1.2-14 ERCOT が調達するアンシラリーサービス

- バランシングサービス (Balancing Energy Service) ERCOT エリア内の需給バランス確保、(ディスパッチされた)レギュレーション容量の回復を目的にディスパッチされる出力または需要の調整能力。
- レギュレーション (Regulation Service) 周波数変動に対応するためにディスパッチされる発電ユニットの出力調整能力であり、レギュレーションを提供する発電ユニットは、ERCOT に申請した調整可能幅分の出力変動を給電指令から 10 分以内に行えなければならない。出力上げ方向の Regulation Up と、出力下げ方向の Regulation Down の 2 種類がある。通常、AGC 機能を具備した発電ユニットにより提供される。
- 瞬動予備力 (Responsive Reserve Service) 大きな系統擾乱発生時に周波数を適正レベルに回復するために用いられる出力または需要の調整能力であり、給電指令から 10 分以内に (市場入札の結果決定された) 所定出力に到達可能な系統に並列している停止中の発電ユニットや、遮断可能需要により提供される。
- 非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve Service) 発電ユニット脱落や、需要想定誤差、その他緊急事態が発生した場合にディスパッチされる出力または需要の調整能力であり、系統に並列していない発電ユニットや、遮断可能需要により提供される。発電ユニットについては、給電指令から 30 分以内に (市場入札の結果決定された) 所定出力に到達することが、遮断可能需要は給電指令から 30 分以内の所定需要レベルへの到達と、同レベルの 1 時間の維持が要求される。
- 代替予備力 (Replacement Reserve Service) バランシングサービスの不足時に追加的にディスパッチされる予備力であり、ERCOT の判断により、需要、系統に並列していない発電ユニットにより提供される。本予備力は、市場を介して調達されるアンシラリーサービスではなく、提供にあたっての要件も特に規定されていない。

(5) 電力セクターの政策・計画立案の仕組み

1) 送配電料金算定方式

各送電事業者の送電料金は、従来規制から引き続き Cost of Service ベースで決定されており、PBR は適用されていない。送電事業者の年間所要収入をその管轄エリアの 6~9 月の平均最大電力で除して算出される年間料金を、更に 12 で除して得られる月間料金として与えられる。

TSP の送電料金を支払う配電事業者の配電料金は、小売需要家から徴収する電気料金に含まれており、送電料金の変動分を最終需要家に転嫁するために、1 年に 2 回、電気料金を変更することが認められている。

2) 小売電気料金の設定

既存の私営電力会社の REP は、SB7 の規定に基づき、同一電力会社傘下の TDSP の管轄エリア内に位置する(契約電力 100kW 未満の)家庭用ならびに小口業務用需要家に対して、1999 年 1 月 1 日時点の電気料金より 6%安いレベルに設定された”Price to Beat”(新規参入

の小売供給事業者が十分に競争力を持ち得ると考えられる水準の料金)で供給しなければならないこととされた。REP は、小売自由化が開始されてから 36 カ月経過後、または需要家の 40%が私営電力会社の REP 以外の小売供給事業者への乗り換えを行うまでは、この”Price to Beat”からの料金を変更することができない。

3) 回収不能投資費用の取り扱い

自由化に伴い発生する回収不能投資費用については、既存電力会社は、電力購入ならびに発電サービス提供に係る検証可能かつ軽減策実施後の回収不能投資費用の回収が認められている。また、環境対策設備の設備投資額も回収不能投資費用として計上できる。

回収不能投資費用の評価は、PUCT が既存電力会社各社の回収不能投資費用を市場価格予測に基づいて推定、既存電力会社に認められた回収方法の一つである競争移行料金 (CTC) 算定を行う。電力会社は回収不能投資費用の最終金額が確定するまでの期間は、この CTC を通じて回収を行える。回収不能投資費用の最終金額の確定は、2004 年に発電設備の売却やスワップなどを通じて、実際の市場価値を評価することで行う。

尚、既存電力会社による回収不能投資費用の回収方法としては、上述の CTC による料金収入に加え、満期 15 年以下の競争移行債 (transition bonds) を用いた証券化も認められている。