

# 米国における調査報告

平成24年1月17日

1

## 米国調査の概要

### 1. 背景・目的

再生可能エネルギー（特に風力発電）の導入が先行する州、及び中央政府機関を対象に、風力発電の大量導入に伴い直面している課題と対応方策、デマンドレスポンスの動向、米国における再生可能エネルギー支援策と市場動向等について調査を実施し、我が国における再生可能エネルギーの普及施策検討の参考とする。

### 2. 訪問地域

テキサス州、ミネソタ州、ワシントンDC

### 3. 訪問時期・期間

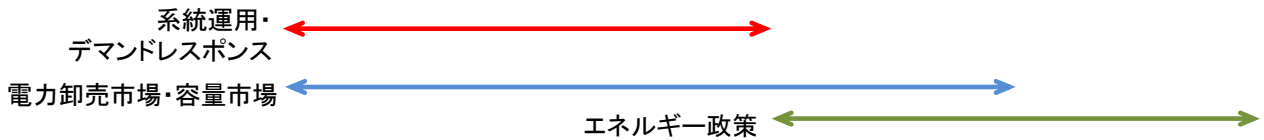
米国：2012/12/03～2012/12/07

2

## 米国における訪問先

日	場所	ISO/RTO (地域送電系統 運用機関)	電力事業者	政府機関	大学・ シンクタンク
2012/ 12/03	テキサス州	● ERCOT	● オースティンエ ナジー		
12/04	ミネソタ州	● MISO			
12/05	ワシントン D.C.		● EEI (エジソン 電気協会)		● ジョージワシン トン大学 ● ジョンスホプキ ンス大学
12/06	ワシントン D.C.			● DOE EERE	
12/07	ワシントン D.C.			● FERC (米国連 邦エネルギー規 制委員会)	● RFF (シンクタ ンク)

《調査・質問項目》



3

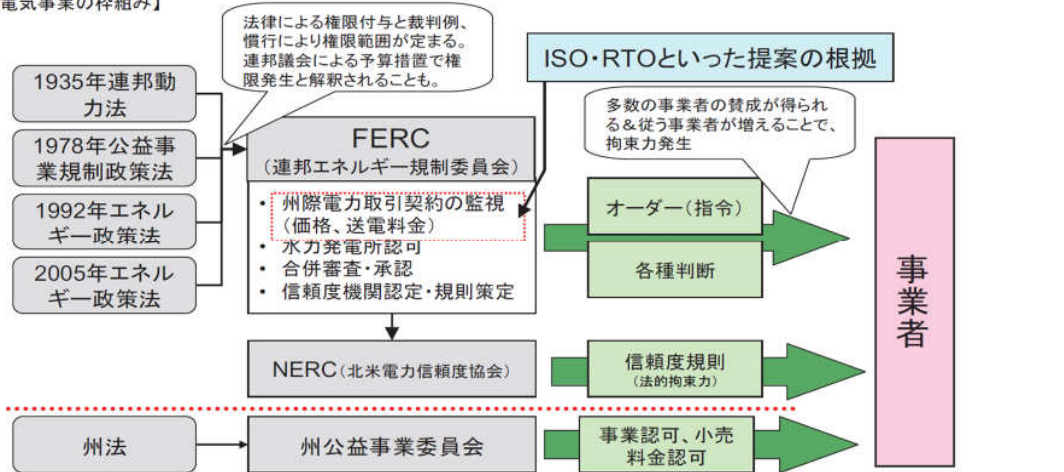
## 米国における電気事業の概要

4

# 米国における電気事業の枠組み

- 電気事業に関する規制権限は、**基本的に各州政府に帰属**している。一方、**州をまたがる**送電設備や水力発電設備に関しては、**連邦政府に規制権限が帰属**するなど、全体としての規制構造は複雑。
- 連邦政府の規制権限は、1935年連邦動力法、1978年公益事業規制政策法、1992年エネルギー政策法および2005年エネルギー政策法等に基づき付与されており、裁判例や慣行等を通じて権限範囲が定まる仕組みとなっている。
- **連邦エネルギー規制委員会（FERC：Federal Energy Regulatory Commission）**は、州際電力取引契約の監視（価格や送電料金）、水力発電所認可、電気事業者の合併審査・承認及び信頼度機関認定・規制策定等の権限を有しているとされる。**ISO（Independent System Operator）/RTO（Regional Transmission Organization）（地域送電システム運用機関）**など送電部門の組織構造に対する提案は、州際電力取引契約の監視（価格や送電料金）を根拠としている。

【米国における電気事業の枠組み】



出典)第6回電力システム改革専門委員会 事務局提出資料

# FERC・州政府・ISO/RTOの役割

- 米国の送電系統及び電力市場は、連邦政府であるFERC、州政府、及びISO/RTOなどの地域独立系送電システム運用者がそれぞれ役割を分担する形で管理されている。
- 電力供給については、州境を越える取引は連邦エネルギー規制委員会（FERC）が規制し、州内の取引は州公益事業委員会が規制する体制となっている。
- ISO/RTOは、州をまたいだ広域における系統運用機関であり、管轄当該地域の系統開発計画の策定および送電施設の運用制御を行っている。

機関	主な役割・管轄対象
FERC	電気の州際送電および卸売り料金規制、高圧州際送電システムの信頼度確保 →主に卸売市場（wholesale market）におけるタリフ（コスト負担）の承認権限
ISO/RTO	管轄地域の系統開発計画の策定
州政府	<ISO/RTOがない州> 州内系統開発計画の策定、州内送電システムの立地、電力小売市場  <ISO/RTOのある州> 州内送電システムの立地、電力小売市場

## 米国の地域送電系統運用機関 (ISO/RTO)

- 米国では、送電線のオープンアクセスによる競争促進と、送電系統の広域運用による効率的な電力供給体制の構築を目的として、**地域送電系統運用機関 (ISO/RTO)** の構築を推奨している。現在、7つのISO/RTOがFERC（米国連邦エネルギー規制委員会）の承認を得ている。
  - ✓ ISO (Independent System Operator) : 電気事業者から独立して送電系統の運用を行う独立系統運用事業者
  - ✓ RTO (Regional Transmission Organization) : ISO よりも管轄エリアが広く、広範な業務を行う地域送電機関
- 特にERCOT（テキサス州）とMISO（ミネソタ州他）の管轄エリアは風力発電の導入が進んでいる。
  - ✓ **ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)** : テキサス州を管轄
  - ✓ **MISO (Midwest Independent Transmission System Operator)** : ミネソタ州、ミシガン州、インディアナ州、アイオワ州、ノースダコタ州など五大湖西部地域を中心とした全米11州 とカナダのマニトバ州を管轄



7

## 米国の送電線整備に係る課題と対応

### ◀送電線混雑と新規送電線建設の必要性▶

- **電力自由化や再生可能エネルギー導入拡大に伴う送電線混雑、及び新規送電線建設の必要性は全米規模の課題。**送電線の整備欠如により送電線の混雑が生じている地域では、**電力需要ピーク時に遠隔の低コスト発電源の出力を拡大させることができず、送電線の混雑がない地域における発電コストが高い発電源の出力の増加で対応**を行わざるを得ない状況にある。発電コストの増加は電力料金に転嫁されるため、消費者メリットの観点からも送電線の整備が重要課題となっている。

### ◀送電線建設のコスト負担のあり方▶

- また米国では、新規送電線の建設計画が進むに伴い、導入が拡大する再生可能エネルギー源から発電された電力を消費地へ送電する送電線の建設に対し、通過地点に居住する消費者はその利益を享受できないことから、送電線建設コストの負担は不当であるとの懸念が持ち上がった。新規送電線の建設計画を策定するにあたり、**同送電線の建設で利益を享受する地域を明確化し、それに基づき消費者へのコスト負担を決定する必要性**が高まった。
- この状況を受けて、FERCは2007年2月、FERC指令890条（FERC Order 890）を発行し、**新規送電線計画の策定段階における透明性の向上を目的とし、地域レベルでの送電線計画策定への参加を送電線建設事業者に対して義務付けた**ほか、ISOやRTOなどの送電系統運用事業者に対して、**新規送電線建設計画プロジェクトに関するコスト回収方法を策定することを義務付けた**。
- さらに2011年7月には、FERC指令890の更新版となる、FERC指令1000条を発表し、新規送電線の建設を効率的に実施する送電線建設計画の策定、及び送電線建設に係る多額のコスト負担メカニズムの構築を行うことを、ISOに対して義務付けた。同規則では、コスト回収方法の構築に向けて、**①消費者へのコスト回収は、消費者が得られる利益に比例していること、②送電線建設への投資によって利益が得られない消費者に対してコスト回収を行うことを制限すること**、などを定めている。同新規則は2012年10月から施行開始となった。

8

# テキサス州(ERCOT)の動向

## テキサス州における風力導入状況

- テキサス州では同州におけるポテンシャルが大きく、発電コストの低い風力発電の導入を積極的に推進。同州の送電システム管理事業者であるERCOTでは、**2012年時点で風力発電の累積設備容量は合計10,407MW（系統容量の約10%）**に達しており、全米で最も風力発電源の導入が進んでいる（天然ガス：40%、石炭：40%、原子力：10%、風力発電：10%）。
- テキサス州では、再生可能ポートフォリオ基準（Renewable Portfolio Standard：RPS）により、再生可能エネルギーの発電設備を2015年までに合計5,880MW、2025年までに合計10,000MW導入するという目標を掲げており、2011年に同目標を達成している。各小売電力販売事業者は、電力販売量に応じて、再生可能エネルギー源の導入容量が決定されている。

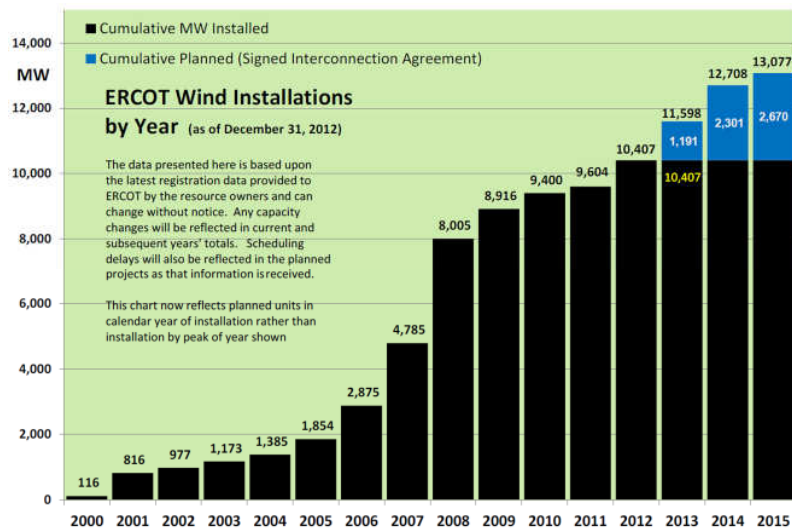


図 テキサス州における風力発電導入量の推移



## テキサス州における送電線混雑と風力の出力抑制の現状

- 2002年の電力自由化により、**発電コストの低い発電源に接続された一部の送電線で混雑が生じている**（電力自由化に伴う送電線混雑の問題は全米規模の課題）。
- 上記に加え、**テキサス州に導入されている風力発電の多くは強風に恵まれている西部地域に立地**しており、これらの発電源から発電された電力が十分に消費地へ送電できないことが大きな課題となっている。風力発電源から発電された電力をフル活用するためには、**新規送電インフラの整備が必要**とされている。
- このような状況において、現在ERCOTにおける風力発電の出力抑制は、出力変動対策よりは、**送電線混雑回避のために風力の出力抑制がほとんど**となっている。

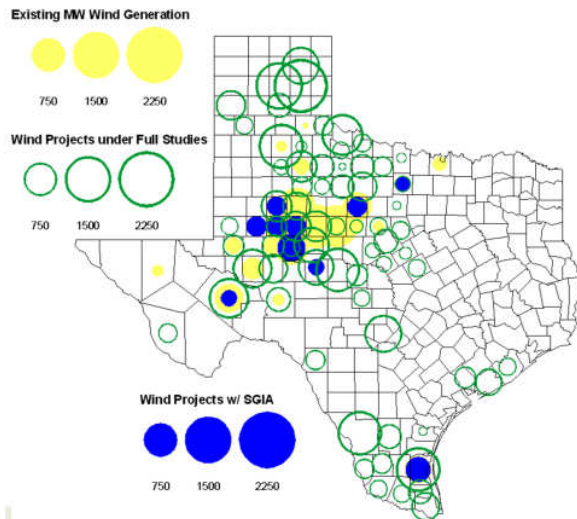


図 テキサス州における風力発電の立地状況

出典)ERCOT資料

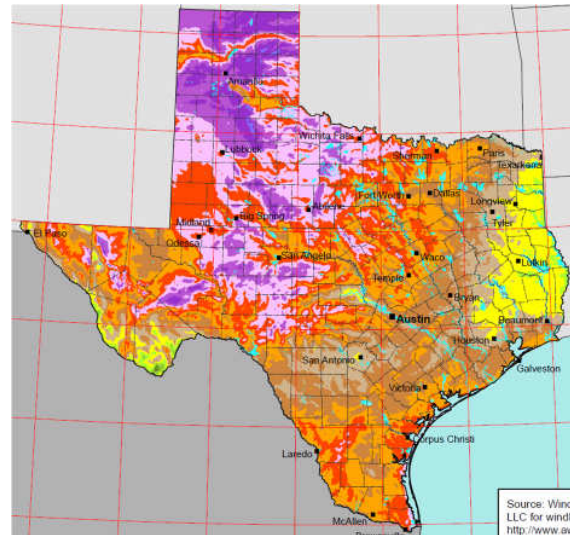


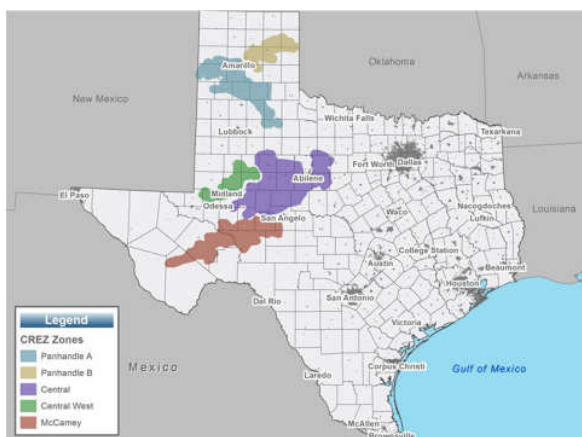
図 テキサス州の年平均風速分布(80m高さ)

出典)NREL資料

11

## テキサス州における送電線整備計画と費用負担

- 送電線混雑の解消、及びRPSの目標達成に向けて、送電線建設による再生可能エネルギーの系統への接続を促進する地域として「**競争的再生可能エネルギーゾーン (CREZ : Competitive Renewable Energy Zones)**」が決定。風力発電の開発潜在性が高く、送電線が不足している地域と見なされた5地域をCREZとして特定した。
- ERCOTは、CREZと大消費地を接続する新規送電線の建設計画を策定。テキサス州公益事業委員会は、ERCOTにより策定された複数のシナリオの中から、コスト効率が最も高く、消費者へのメリットが最も高い新規送電線建設計画を選定し、**同計画の実施に向けて合計49億3,000万ドルを投資することを決定**した。
- 新規送電線建設計画では、**全長約2,400マイルに及ぶ345kVの新規送電線建設 (新規送電線建設による送電容量は18,465MW)**を目標に掲げている。テキサス州公益事業委員会は、**大部分の送電線について、2013年末ごろまでの運用開始**を目指している。



出典)テキサス公益事業委員会資料



図 競争的再生可能エネルギーゾーン ( CREZ ) と新規送電線建設計画

12

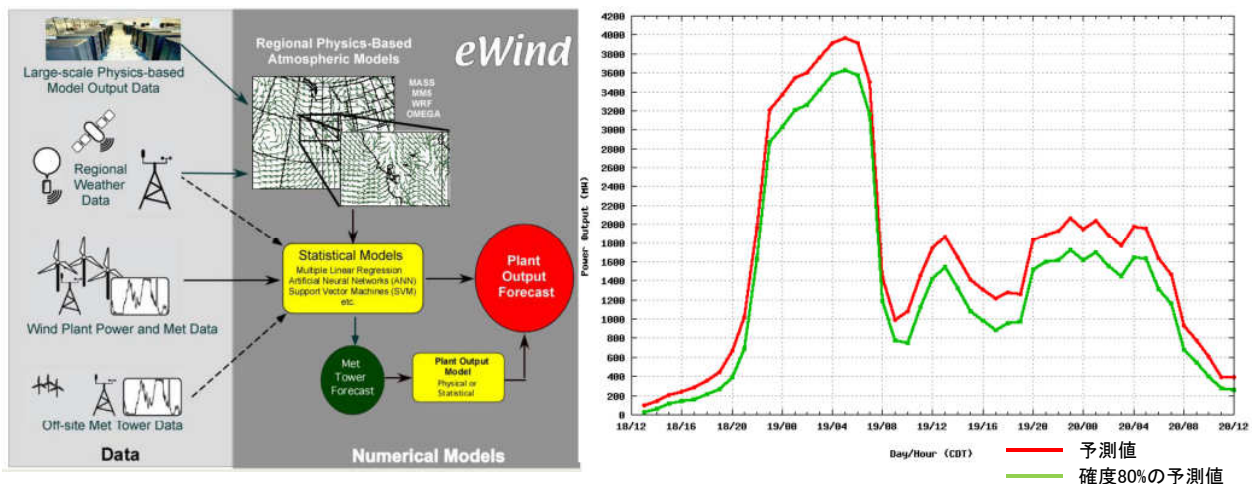
## テキサス州における送電線整備計画と費用負担

- 先述のとおり、電力自由化や再生可能エネルギー導入拡大に伴う送電線混雑と新規送電線建設の必要性は全米大の課題。FERCは、FERC指令890条や指令1000条などの一連の指令を通じて、効率性が高く透明性の高い新規送電線建設計画の作成、コスト回収方法の作成などを、ISO/RTOに義務付けている。
- ただし、ERCOTがテキサス州で運営する送電系統は、全米の他州と接続しておらず独立していることから、他のISO/RTOとは異なり、FERCの監視下に置かれていない。このため同州では、独自の新規送電線建設計画の策定やコスト回収方法が採用されている。
- 同州では、**コストの上昇は州全体で負担するという「postage stamp right」の概念**を導入、適用されてきた。これは、ERCOTでは送電系統が他州へ接続されていないことから、同州内の送電線の建設に伴う利益は全て、同州内の消費者に還元されることと位置づけられおり、州内の全ての消費者が、電力使用料に応じて送電線建設コストを負担する方式が適切であるとの考えに基づいている
- この考え方は、同州内の消費者に広く受け入れられており、**コスト負担の共有に対する反発はあまりみられていない**。風力発電の利点を認識していない一部の消費者からは、毎月3~4ドルの追加料金を支払うことについて苦情が寄せられることはあるが、これまで大きな問題になったことはない。
- なお、CREZは現在建設中であるため、その建設コストの回収はまだ始まっていない。2013年末にCREZの完成をもって、コスト回収が開始される。
- 電力小売市場では、送電系統建設に係る投資は州公益事業委員会の監督のもと、消費者により回収される。特にCREZに関しては、同委員会が、送電線開発事業者に対して開発プロジェクトの実施を政策的に促したという背景から、投資コストの消費者負担への反対は見られない。

13

## ERCOTの系統運用戦略

- 風力発電導入量拡大、および送電線混雑解消に伴う系統運用戦略として、ERCOTでは、**風力発電の予測システムの高度化**と、**アンシラリーサービスの活用**を重視している。現在ERCOTにおける風力発電の出力抑制は、大部分が系統容量制約に起因しているが、送電線整備により混雑が解消し、さらに風力発電の導入量が拡大した際には、系統安定化対策が必要と考えられている。
- ERCOTでは正確な予測を行うため、**各風力ファームに対して5分毎に気象情報を提供することを義務化**。また気象情報に加えて、**タービンの稼働状況、各発電所のメンテナンス状況等の運用計画の報告も義務付け**ている。これにより、特に翌日の運営状況の把握に注力しつつ、先7日間に亘る運用状況を把握することで、正確かつ無駄のない系統運用の実現を目指している。



出典)ERCOT資料

図 風力発電予測システムの概要と予測例(48時間)

14

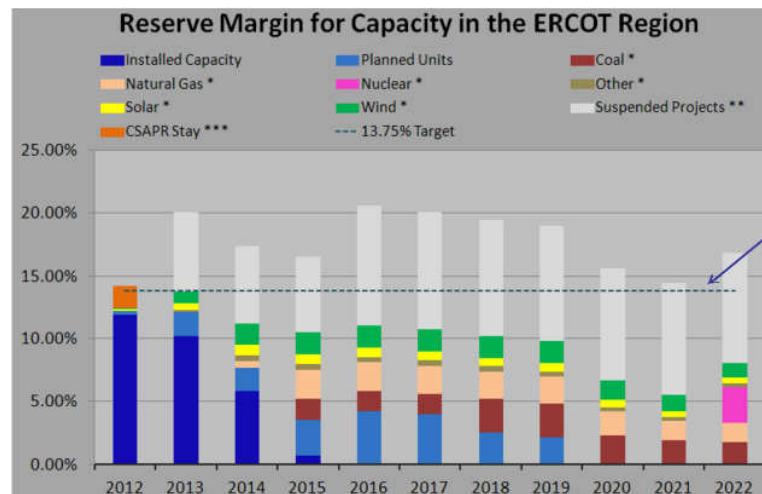
## ERCOTの系統運用戦略

- ERCOTでは、CREZ特定時の調査から、**風力容量が約15,000MW（ERCOTにおけるピーク需要の約20%に相当）に到達すると、アンシラリーサービスの増強が必要**となると判明している。アンシラリーサービスには以下の種類に分類される。
  - ✓ Regulation Service：周波数制御サービス
  - ✓ Responsive Reserve Service：電源喪失や予期しない大きな発電要請に対応するサービス
  - ✓ Non-Spinning Reserve Service：オフラインの電源で短時間で起動し電力供給するサービス
  - ✓ Replacement Reserves：電力需要予測または送電線混雑にともなう追加的発電容量提供サービス
- ERCOTでは、**ノン・スピニングリザーブ制度**を導入。同制度は、普段は稼働していないが、**必要時に30分以内で起動することが条件とされる予備電源の確保（通常、ガス火力）を発電事業者に求める**制度。
- 現状の風力導入比率10%のレベルであれば、ノン・スピニングリザーブの起動時間は30分以内でよいが、**風力容量が15,000MW（ピーク時の電力需要の20%）に達すると、ノン・スピニングリザーブの10分以内の起動が必要**。
- アンシラリーサービスを増強するために、ERCOTではノンスピニングリザーブの量を増量してきたが、稼働時間を既存の30分から10分以内に短縮する制度の改正はまだ行われていない。
- ERCOTによると、古いスチーム型のシステムを除いて、ガスタービンシステムの多くは5分以内の起動が可能で、技術的に不可能ではないとの見解。起動時間を短縮するためには、ERCOTが発電所に制度としてより短時間での起動を義務化する必要がある。また、稼働中（オンライン）の設備により補填することも可能。

15

## テキサス州におけるデマンドレスポンスプログラムの動向

- テキサス州では、既存プラントの老朽化や新規電源建設の遅延等により供給予備力が減少している。**将来的な供給予備力の確保が重要課題**となっており、**デマンドレスポンスプログラムを活用したピーク時の電力需要削減**の取組を進めている。より効果的な需要側の対策・管理のため、**テキサス州の全消費者に対してスマートメーターを導入**で、消費者が使用する電力の消費方法を管理する環境が整備されている。
- これらの取組はピークカットによる電力供給の安定化を目的としたもので、**デマンドレスポンスプログラムによる再生可能エネルギー導入促進を指向した取り組みは進められていない**。



\* Projects undergoing full Interconnection studies - may be cancelled or delayed beyond the commercial dates shown  
 \*\*\* Monticello 1&2 - 1130MW (as a result of a federal court's order to stay EPA's CSAPR)

図) ERCOTによる供給予備力の将来見通し

出典)ERCOT資料

16



## テキサス州におけるデマンドレスポンスの動向

- テキサス州ではすでに全消費者に対してスマートメーターを導入済みであり、デマンドレスポンスを活用して、風力などの再生可能エネルギーによる供給不安定の問題を改善することも理論上は可能。例えば、**ノンスピーニングリザーブのように、風力発電の減少時に予備電源を稼働させる現行の対策の代わりに、デマンドレスポンスサービスを活用して需要を抑制する対策**等が考えられる。
- しかしながら、デマンドレスポンスを活用したリアルタイムでの風力発電の出力変動対応には、スマートメーターに加えて、グリッド管理のソリューションや制御システムなど、システム管理やモニタリングに必要な設備、ソフトウェア等を導入する必要があり、**電力小売市場が自由化後は、特に市場原理の観点からインセンティブがない**ため、大手電力会社は投資に踏み切れないのが現状。
- 州内の一部の発電事業者は、再生可能エネルギーの供給バランスにデマンドレスポンスを活用するプログラムの実験を行うなどの取り組みを行っているが、市場競争にさらされるリスクの低い自治体運営や組合形式の電力事業者による取り組みに限られている。

《（参考）オースティンエナジーのスマートグリッド実証事業》

- テキサス州の大手電力事業者であるオースティンエナジーは、約3,000MWの発電容量のうち約10%を風力が占めており、再生可能エネルギーの比率を2020年までに35%にまで引き上げる目標を掲げるなど、積極的な取り組みを進めている。
- 同社は現在、**「ピーカン・ストリート・プロジェクト (Pecan Street Project)」**と呼ばれるスマートグリッドプロジェクトを実施中。同プロジェクトでは、新規開発が計画された約600世帯の新規住宅を対象に、再生可能エネルギーの統合、電気自動車充電システムの統合、省エネ効果が高い家電製品の導入、デマンドレスポンスサービスの提供といったスマートグリッドアプリケーションを試験的に導入している。加えて、エネルギー効率性が高いグリーンビルディングの新設、水保全を目的とした水管理システムの導入など、地域ベースの都市開発を含んだ包括的なプロジェクトを目指している。

17

## テキサス州における再エネ導入の社会的障壁と対応方策

### 《再生可能エネルギー導入支援策》

- 米国に共通する再生可能エネルギーの社会的導入障壁の一つとして、**連邦政府の補助金に対する反発の高まり**が存在。発電コストが高い再生可能エネルギーに対して、いつまで手厚い支援をするべきかという議論が全米大で起こっている。仮に**風力発電への生産税額控除 (PTC : Production Tax Credit) が延長されなければ、今後同州における風力発電の導入量は大きく増加しない**ことが予想される。

※PTCは、2013年1月2日に成立した「2012年米国納税者救済法 (American Taxpayer Relief Act of 2012)」により、期限が1年間延長され、制度の対象となる風力発電設備の要件が、「2013年1月1日以前に稼働を開始した風力発電施設」から、「2014年1月1日以前に建設を開始する風力発電施設」に変更された。

### 《送電線建設費用、立地に係る課題》

- 新規送電線整備に係るコスト負担に関しては、先述のとおり、州全体でコスト負担することに対するある程度の容認が州民間に存在するため、あまり問題を抱えていない。
- CREZの大部分は、砂漠地帯であるテキサス州西部に位置しており、同州東部と比較して土地の価値が低いことから立地を巡る大きな問題は生じていない。さらに、テキサス州西部は風力発電施設により経済的恩恵を受けているため、地元住民も風力発電を好意的に受け止めている。一方で、都市部であるテキサス州東部に近づくに伴い、立地等への反対意見が目立つ傾向にある。

### 《風力発電の経済効果》

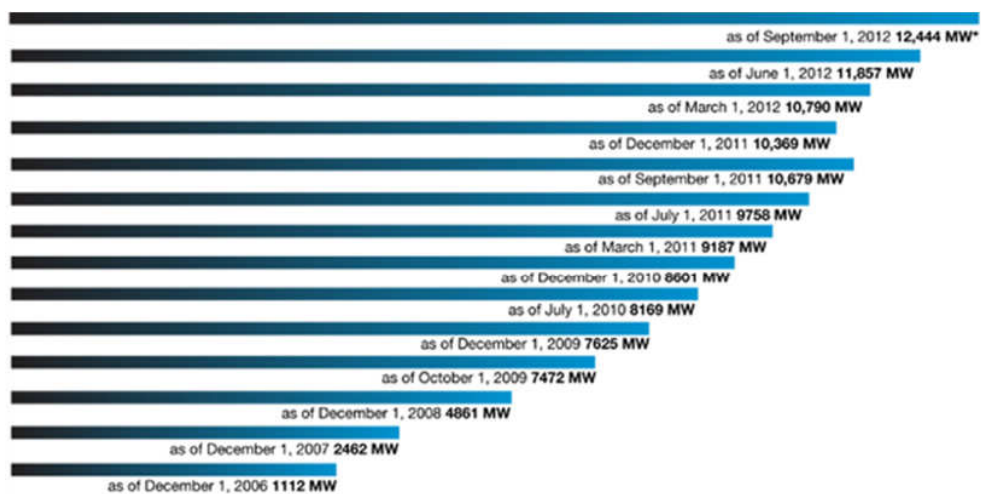
- テキサス州西部においては、風力発電の建設による経済効果は大きく、発電施設の建設終了後も経済的恩恵を受けることができる。一例として、風力タービンが建設された土地の所有者は借地料として風力タービン1基につき年間4,000ドル程度の収入を得ている。広大な土地所有者の場合、高額な収入を得ることが可能。
- メンテナンスに関しては、ある程度の長期的雇用創出効果は期待されるものの、建設に係る雇用効果と比較すると小規模にとどまる。風力発電施設は、あまりメンテナンスを必要とせず、発電施設の管理もオンラインを通して遠隔地に位置する制御施設で行われている。

18

# MISO地域(ミネソタ州等)の動向

## MISO地域における風力導入状況

- ミネソタ州、ミシガン州、インディアナ州、アイオワ州、ノースダコタ州など五大湖西部地域を中心とした全米11州とカナダのマニトバ州を対象とする送電線運用機関であるMISOにおける電力需要は約130GWであり、うち**2012年時点の風力発電の容量はその約10%を占める12,444MW**に達している。



\*Projected value subject to changes in federal tax credits, turbine availability, project financing

図 MISO地域における風力発電導入量の推移

出典)MISOウェブページ

## MISO地域における送電線混雑と風力の出力抑制の現状

- MISOでは、風力発電の容量が増加する以前から送電混雑の問題を抱えていたことに加え、風力発電はランニングコストが低く市場競争力がある（電力の卸売価格では発電にかかる変動費用のみが対象となる）ことから**風力発電の導入量が増加し、送電混雑が悪化**。また、**風力発電の適地は西部の消費地から離れており、長距離送電の容量が不足**しており、系統の増強が必要となっている。
- MISOにおいて**風力発電の出力抑制が必要となる最も大きな要因は送電線混雑**。夜間に風力発電からの電力が供給過多になる場合に出力抑制をする場合があるが、現状では同状況による風力の抑制量はあまり大きくない。

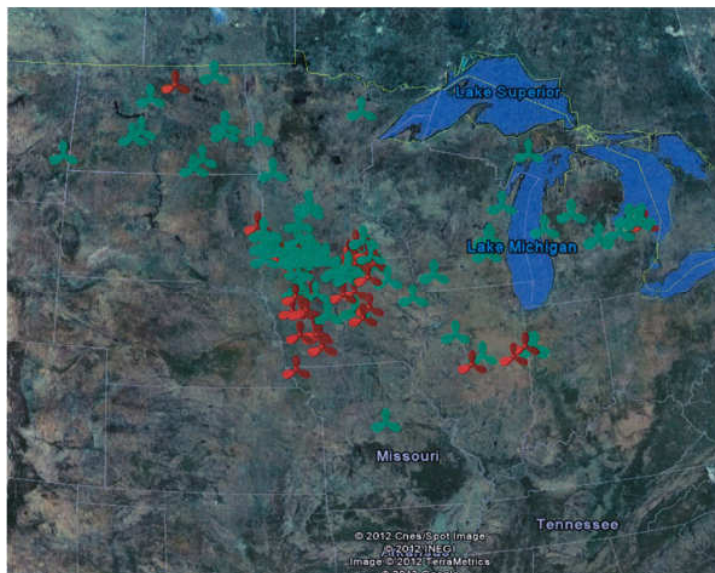


図 MISO地域における風力発電の立地状況

出典)MISO資料

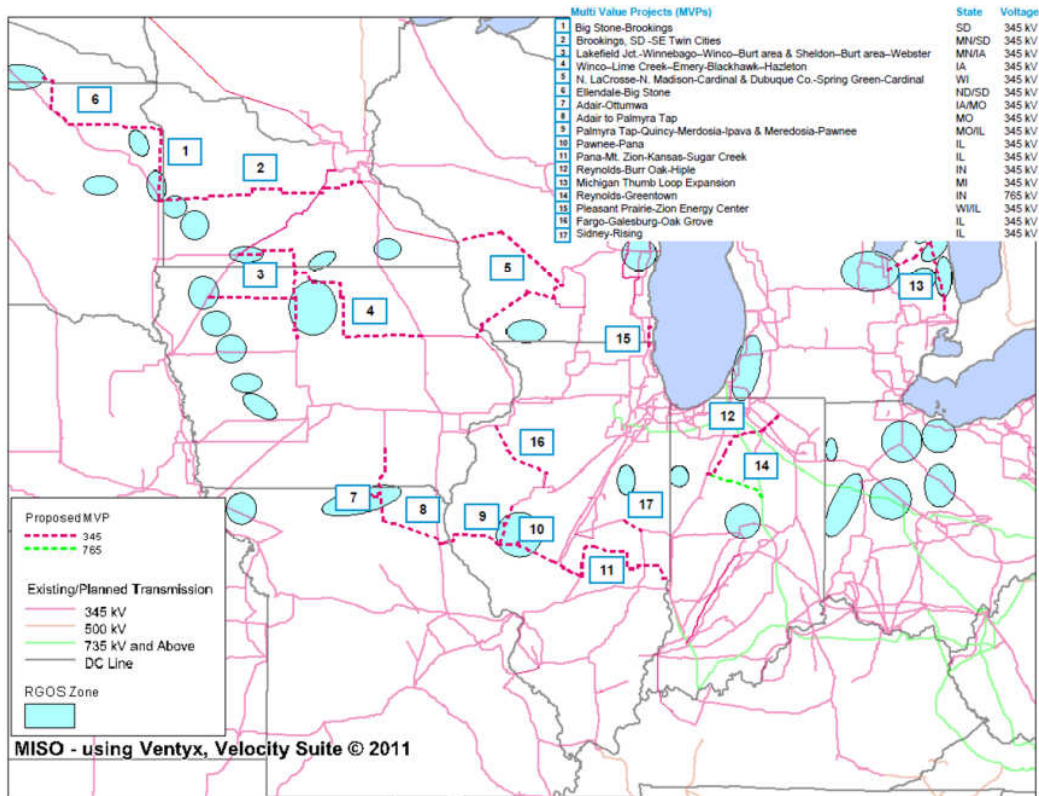
21

## MISO地域における送電線整備計画と費用負担

- MISOでは、一部の箇所での送電線の混雑により、電力需要ピーク時に遠隔の低コスト発電源の出力を拡大させることができず、送電線の混雑がない地域における発電コストが高い発電源の出力の増加で対応を行っている。また、風力発電の導入が進んでいるものの、送電線の整備不足が課題となっている。
- MISOは2009年以降、FERC指令980条に基づき、同地域内におけるRPSの目標達成に向けて、送電線建設によって享受される利益が明確化する新規送電線建設計画プロジェクトとそのコスト回収方法の策定に取り組んでいる。MISOは2010年7月に、**風力などの再生可能エネルギー源から発電された電力の送電を目的とした新規送電線建設計画プロジェクトを「Multi-Value-Projects (MVPプロジェクト)」と定義**し、同プロジェクトと認定された場合のコスト回収方法を策定し、FERCから承認を受けている
- FERCが承認したMISOの提案では、以下の条件を満たすプロジェクトをMVPプロジェクトと定義付けている。
  - ✓ 新規送電線建設計画を策定する際に、**経済性かつ信頼性が高い送電**を行うことに焦点を当てるとともに、送電線の建設により、**連邦や州などによる再生可能エネルギー促進策等が支援される**こと
  - ✓ 各該当地域における**費用対効果が高い**こと
  - ✓ 新規送電線の建設により、**送電に関する課題が少なくとも一つ解決**されること（経済効果などのメリット享受等）
- MISOは2011年12月、RPS目標達成、および、送電の混雑解消に向けて、同地域内で215件における送電線建設実施計画「Transmission Expansion Plan 2011 (MTEP11)」を承認し、215件の計画のうち17件のプロジェクトをMVPプロジェクトとして位置付けている。
- MISOは、MVPプロジェクトの建設に伴うコスト回収方法として「**postage-stamp**」方式を採用している。同方式は**送電距離の長さに関わらず、使用電力量に応じて一定の送電料金をMISO全地域の消費者へ課金**するシステム。アンダーソン・エコノミック・グループ (Anderson Economic Group) の調査によると、これらのMVPプロジェクトの実施にかかる、MISO消費者へのコスト負担額は、1kWh当たり0.1セントで、一般的な消費者の負担額は月当たり77セントと分析されている。

22

# MISO地域における送電線整備計画と費用負担



出典)テキサス公益事業委員会資料

図 Multi-Value-Projects (MVPプロジェクト)

# MISOの系統運用戦略

- 現在MISOでは、**5分毎の風力発電予測データ**と、**広域管理によるならし効果**により、風力発電の出力変動に対応。
- MISOでは**5分毎に出力予測データを事業者が報告するDispatchable Intermittent Productシステム**が導入されている。同システムの下では、**秒刻みでの系統のバランス維持が可能**であり、現状では風力の出力変動による大きな問題は起こっていない。また夜間における風力の供給過多を、同システムを利用して制御することもある。
- また、MISOにおける出力変動対策は、「**ならし効果**」によるものが大きい。MISO地域は面積が広大なため、地域内に風力設備が多数散在している。MISO地域の風力発電所を対象とした過去7年間データから、**風力発電所間の距離が離れるほど、各発電所の風量や風速といった風況にばらつきが生じる**ことが証明されている（なお、米国中部はMISOと同様の特性を持つと想定されるが、湖岸部や山間部の風は内陸の風とは異なる点に留意が必要）。
- 現行のシステムとならし効果により、系統安定化を図りつつ風力発電の割合をどの程度まで引き上げることが可能かについては詳細な調査は実施されていないものの、**現在の風力容量の2倍（系統容量の20%）の風力容量を管理する事は可能**であるとの見解をヒアリングより得ている。

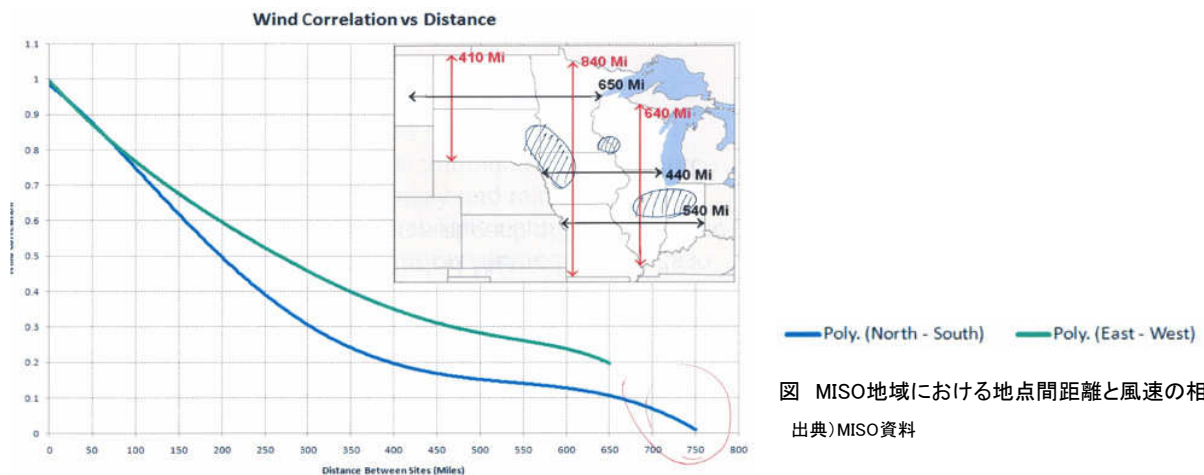


図 MISO地域における地点間距離と風速の相関関係  
出典)MISO資料



## MISOの系統運用戦略

### ◀ Non-Spinning Reserve の起動時間 ▶

- 現在MISOでは、オフラインの予備発電（Non-Spinning Reserve）の起動時間を最大10分と定めている。MISOはこの10分という起動の最大所要時間をさらに短縮するのではなく、既に系統に連結し稼働しているオンラインの発電設備を必要に応じて利用する機能の向上を検討している。
- MISOでは、オフラインの予備発電を稼働する場合、天然ガスをパイプラインで運搬する必要があるため、パイプライン利用に必要な告知にかかる時間など、手続きに無駄な時間を要する。またMISOは、広域に風力発電が散在するため、ならし効果も高く、オフライン予備発電の起動時間を10分以下に退縮する必要性はないと見ている。

### ◀リアルタイム市場への風力発電の参入▶

- MISOの卸売電力市場は、卸売電力を1日前で取引する1日前市場と、リアルタイムに取引するリアルタイム市場との2つに分かれている。MISOでは、風力発電源を含めた再生可能エネルギー源は、従来型発電源と同様に1日前市場での取引を認めているが、出力が不安定であるためリアルタイムでの対応が困難であることから、リアルタイム市場での取引は認められていなかった。
- しかしMISOは、同地域にて導入拡大する風力発電源に伴い、同発電源からの発電による収入拡大と、それに伴う風力発電源の更なる導入インセンティブとして、**風力発電源をリアルタイム市場での取引が可能（DIR（dispatchable intermittee resources）として定義）となるようFERCへ提案し、承認**された。これにより、MISOは原則、2005年4月以降に導入された風力発電源のリアルタイム市場での取引を、2013年3月1日から開始することとなっている。風力発電運用事業者は、2013年2月までに、リアルタイムでの出力要請シグナルに対応する装置を、これらの既存風力発電源に導入する必要がある。
- 風力発電源をDIRとすることで、リアルタイム市場での新たな収入源となることが期待できるものの、出力増加の要請に対応できなかった場合には、ペナルティも課される場合があるなどのリスクもある。しかし、MISOによる今回の取組みが成功した場合には、他のISOでの同様の措置が講ぜられる可能性もあり、期待が寄せられている

25

## MISO地域におけるデマンドレスポンスプログラムの動向

- MISOではデマンドレスポンスプログラムを市場で取り扱っておらず、各電気事業者がそれぞれのデマンドレスポンスプログラムを運用している。
- 電気事業者は、経済的に必要であると判断した場合、または系統信頼度維持のためにMISOが要求した場合、デマンドレスポンスプログラムを実施する。MISO地域でのデマンドレスポンスプログラムは通常、7月～8月の夏季ピーク時に運用されるが、その他の時期に運用されることもある。
- 多くのデマンドレスポンスプログラムは、夏期の冷房による需要増に対応するためのもので、冬期や春期の活用を念頭に置いたものではない。また同プログラムの中には、鉄やアルミ業界など、産業に限定したプログラムもあるが、少数派である。産業顧客にとって電力消費量は、事業の収益に大きく関連するため重要な意味合いを持つことから、MISOでは、全てのデマンドレスポンスプログラムの実施時間を最大年間150時間としている。
- このように、現行のデマンドレスポンスプログラムは、風力発電の利用拡大を志向したものではない。MISOでは、風力発電（出力変動）の管理には、Dispatchable Intermittent Productシステムの方が適していると考えられている。

26



## MISO地域における再エネ導入の社会的障壁と対応方策

### ＜送電線建設費用に係る課題＞

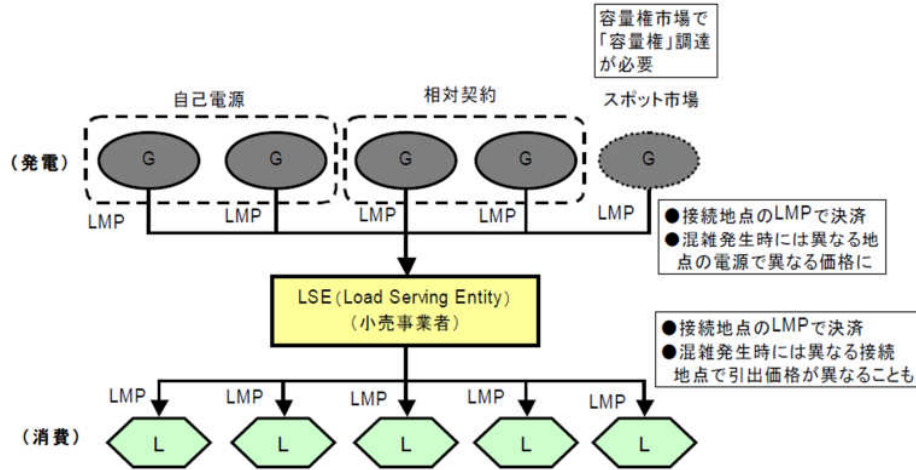
- MISOは多数の送電系統建設プロジェクトを抱えており、中でも特に複数の利益をもたらすプロジェクトを「Multi-Value Project (MVP)」として選定。これらのプロジェクトは、①送電混雑の解消、②システム効率性の向上、③低い予備発電容量要件の維持、④低圧送電線への投資回避等、多数の利益をもたらすことが条件となっており、MVPとして選定された17件のプロジェクトは、費用対効果が特に優れていることから住民の賛同を得ている。

## 米国の電力市場の概要

---

## 米国の電力卸売市場の仕組み

- 米国の電力卸売市場は、売り手と買い手の交渉に基づく相対取引、およびISOやRTOが運営する組織的市場のスポット取引に大別される。
- 多くのISO/RTOのスポット市場では、**LMP (Locational Marginal Price、地点別限界価格)**を用いて卸売価格を決定している。LMPとは、短期限界費用の考え方をベースとして算定された、各ノード（接続地点）別の発電価格。
- 通常系統運用者は、最も経済性の高い発電プラントから給電するように給電計画を立てるが、系統制約がある場合には、経済性の高い発電プラントの出力を抑制し、容量に余裕のある系統に接続されているコストの高い発電プラントから給電する必要が生じる。このような**系統制約によりもたらされるコスト増分を、系統混雑費用として含めた各ノードの限界価格がLMP**。同方法は、系統運用の状況に応じた経済的シグナルを事業者に送るシステムとして機能している。LMPは、FERCによる標準市場設計（SMD; Standard Market Design）でも採用が推奨されている。



出典)経産省資料

図 LMPを用いたの電力卸売市場の仕組み(PJM Interconnection, L.L.C.の例)

29

## 米国の電力卸売市場の仕組み

- **米国の卸売電力市場の電力価格は、変動コスト (operation cost) のみを考慮**して算出される。初期投資等の固定費用は、規制に基づき、電力料金で回収するのが原則である。
- 発電開発事業者は、この変動コストのみを反映した卸売市場の価格メカニズムをもとに、初期投資費用を含む総コストの回収、および収益性を踏まえたうえで、プロジェクトの実現可能性を判断する。なお、風力発電開発事業者は、**PTC**等の再生可能エネルギーに対するインセンティブも加味した上で採算性を決定している。
- 例えば、ある発電事業者の発電コストが10ドルの場合、20ドルで入札し、送電が実現した場合は、差額の10ドルを収益として確保できることとなる。このように、発電事業者は、卸売市場にて投資の一部を回収することが可能となっている。また公益事業委員会からの承認を経て、小売価格を通じて投資費用を回収することができる。
- **風力発電は、燃料コストがゼロであるため、卸売市場において競争力を有する**。従って、送電混雑がない限り、必然的に風力発電による電力が優先的に送電される。
- 1998年から2006年に設置された風力プロジェクトで、米国バークレー研究所が価格サンプルを保有する85プロジェクトについて、地域により異なるが、多くの地域では、累積能力で加重平均した風力発電の価格は、2006年の電力卸売市場価格を下回っている。

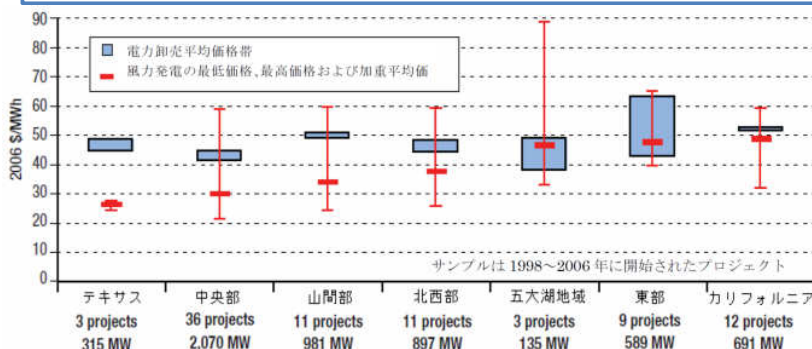


図 地域別の風力発電価格と電力卸売平均価格

データ元) FERC 2006 "State of the Market" report, Berkeley Lab database  
出典) NEDO海外レポート(No.1005, 2007.8.15)

30

## 米国の電力卸売市場の仕組み（系統制約なし）

- 例えば、下図のような電源と系統、および需要地（1,500MW）を想定する。
- 系統容量に制約がない場合に、1,500MWの需要を満たすために、最も経済性の高い発電プラントから給電するような給電計画は以下となる。
  - 緑色の風力発電（\$20/MWh）から150MW（50MW×3）,
  - 赤色の風力発電（\$20/MWh）から50MW
  - 白色の火力発電（\$50/MWh）から1000MW
  - 灰色の火力発電（\$100/MWh）から300MW
- この時、最も高い提示価格は\$100/MWhであるため、**全ての発電事業者に\$100/MWhが支払われる。**

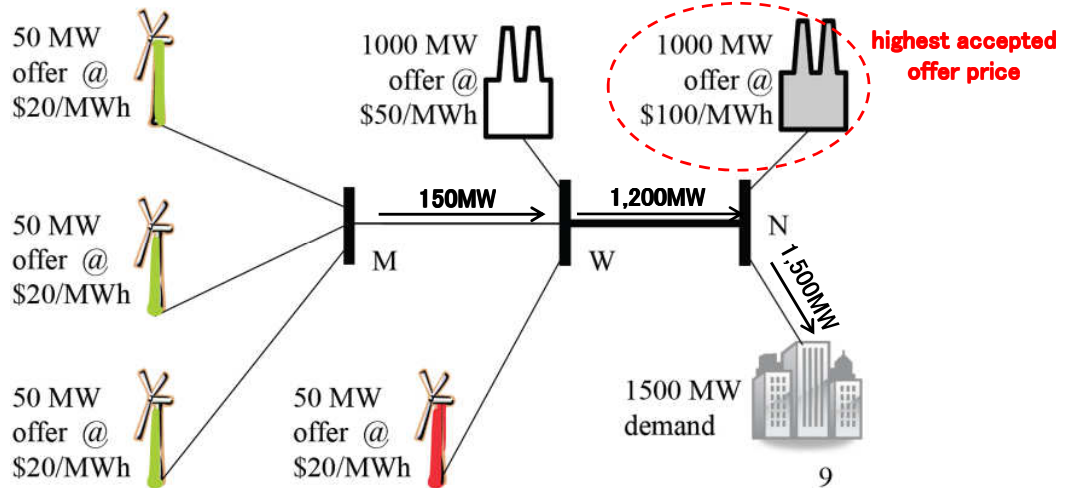


図 系統制約がない場合のLMP決定メカニズム

出典) Ross Baldick, "Wind and Energy Markets: A Case Study of Texas" IEEE

## 米国の電力卸売市場の仕組み（系統制約あり）

- 下図のような電源と系統、および需要地（1,500MW）を想定し、系統制約として、M-W間の系統容量は100MW、W-N間の系統容量は1,000MWとする。
- 1,500MWの需要を満たすために、最も経済性の高い発電プラントから給電するように給電計画を立てた場合、以下の計画となる。
  - 緑色の風力発電（\$20/MWh）から100MW（50MW×3）,
  - 赤色の風力発電（\$20/MWh）から50MW
  - 白色の火力発電（\$50/MWh）から850MW
  - 灰色の火力発電（\$100/MWh）から500MW

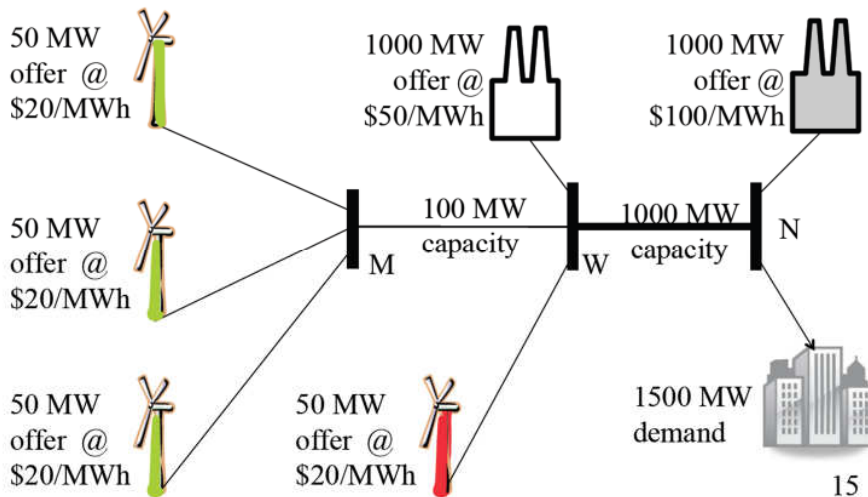


図 系統制約がある場合のLMP決定メカニズム

出典) Ross Baldick, "Wind and Energy Markets: A Case Study of Texas" IEEE

## 米国の電力卸売市場の仕組み（系統制約あり）

- この場合の状況をまとめると以下のとおり。
  - 最も高い提示価格は、NIに接続された、灰色の火力発電プラントの\$100/MWh
  - WIに接続された、赤色の風力発電は、全容量が連系されている
  - WIに接続された、白色の火力発電は、全容量は連系されていない
  - MIに接続された、緑色の風力発電は、全容量は連系されていない
- この時、各接続地点におけるLMPは以下のとおり決定される。
  - NIにおける追加的需要を満たすためには、灰色の火力発電を稼働させる必要があるため **LMP<sub>N</sub> = \$100/MWh**
  - WIにおける追加的需要を満たすためには、白色の火力発電を稼働させる必要があるため **LMP<sub>W</sub> = \$50/MWh**
  - MIにおける追加的需要を満たすためには、緑色の風力発電を稼働させる必要があるため **LMP<sub>M</sub> = \$20/MWh**
- 従って、緑色と赤色の風力発電では、支払額に\$30/MWhの差が発生する。この経済的シグナルにより、WやNIに接続される地点に風力発電プラントを建設する経済的インセンティブが働く。

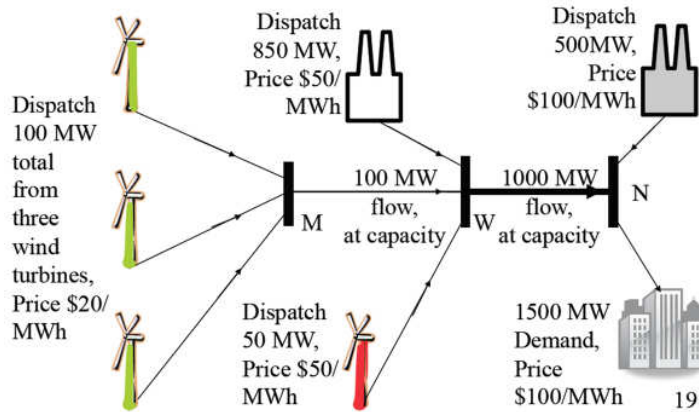


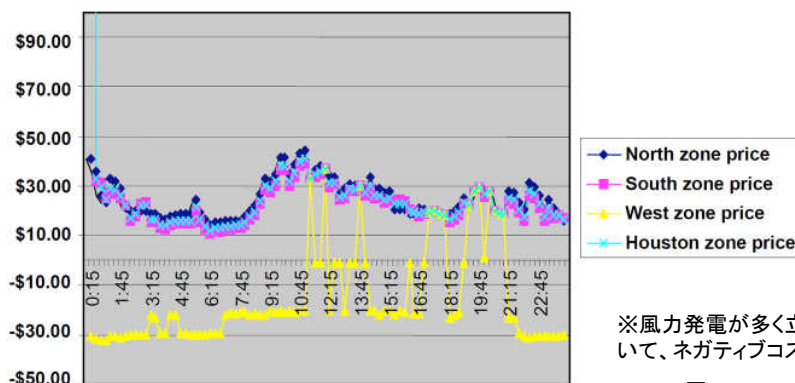
図 系統制約がある場合のLMP決定メカニズム

出典) Ross Baldick, "Wind and Energy Markets: A Case Study of Texas" IEEE

33

## 米国の電力卸売市場の仕組み（ネガティブプライスの問題）

- この状況下においては、緑色の風力発電間に価格競争が生じ、提示価格の値下げが行われる。
- 現在米国では、風力発電にPTC制度が適用されており、2013年12月までに運開した風力発電からの電力に対して、\$22/MWhの税控除が行われている。また、RPSの義務量を達成する手段の一つとして、再生可能エネルギー証書（RECs; Renewable Energy Certificates）の取引もされている。
- 仮に、PTCとRECsを合わせた価値を\$35/MWh、風力発電のO&Mコストを\$5/MWhとし、売電量を  $q$  とした場合、緑色の風力発電の収入は、
 
$$(LMP_M - \$5/MWh + \$35/MWh) \times q$$
 となり、
 
$$LMP_M > \$5/MWh - \$35/MWh$$
 であれば収益が上がることとなる。
- このような状況を背景に、米国では風力発電のネガティブプライスが発生し、市場原理を歪めるとして問題視されている。



※風力発電が多く立地し、送電線混雑が生じている西部において、ネガティブコストが多く発生している。

図 ERCOTの電力卸売市場における価格推移  
(2009年3月7日、\$/MWh)

出典) Ross Baldick, "Wind and Energy Markets: A Case Study of Texas" IEEE

34

## 米国の容量市場（Capacity Market）の概要

- 米国のすべての電力会社は、ある種の予備電力を維持しており、これらは瞬時に負荷が確保できる瞬時予備力（spinning reserve）、比較的短時間で電力を供給することができる即時予備力（ready reserve）または運転予備力（operating reserve）等で構成される。水力発電のほか、短時間で対応能力を持つ予備発電施設として、天然ガス火力が多く活用される。
- 電力市場の自由化以前は、電力会社が長期電源計画を立てることにより、適正な予備力を確保してきたが、**自由化後は、電源投資が市場原理に委ねられており、事業者にコスト抑制圧力が働き、新規電源建設への投資が遅れ、適正な予備力を確保できないといった状況が発生**している（テキサス州の事例は先に紹介したとおり）。
- この状況に対応するため、一部のISO やRTOでは、**発電事業者が所定の予備発電容量（Reserve Margin）を満たすために取引可能な市場、容量市場(Capacity Market)を運営**している。現在、PJM、ニューヨーク独立系統運用者（NYISO）、ISOニューイングランド（ISO-NE）、ERCOT等が容量市場を運営しているが、MISOは同市場を運営していない。
- 同市場はオークション形式であり、**需給のバランスに基づく需要曲線（高負荷時ほど取引価格は高くなる）を基盤に価格が決定され、その価格は変動費用（燃料費等）のみを反映**している。ここで、同レベルの需要を持つ地域内においては、**各発電源による出力に応じた利用可能性（Availability）が価格を左右**する。例えば一般的に、石炭や天然ガス等の化石燃料は稼働時間の80%が利用可能との前提で価格（レート）が算出される。一方の再生可能エネルギー、特に風力の場合は火力に比べて稼働率が低く、稼働時間の20%を利用可能として計算される。
- 仮にオークション取引において価格が\$120/MW dayとなった場合、**化石燃料発電の場合は\$120/MW dayの80%を、風力発電ではその20%を回収**することとなる。この価格決定メカニズムでは風力発電の取引価格が火力発電等と比較して安くなるため、経済合理性の観点から、風力発電から調達できる容量があれば優先的に取引される仕組みとなっている。
- 先述のとおり、ERCOTではノン・スピニングリザーブ制度を導入し、オフラインの予備電源に対し、必要時に30分以内で起動することを条件としている。今後風力発電の導入量が増えた場合には、起動時間の短縮が求められることが予想される。

35

## （参考）三菱重工のガスタービン起動時間短縮の取組み

- 「世界最高効率J形シリーズの新型機「M501JAC形ガスタービン」商用化へ 起動時間を短縮化するなど運用性に優れる」（三菱重工プレスリリース 2012年12月11日発行 第5293号）  
三菱重工業は、最新鋭J形ガスタービンの新型機「M501JAC形ガスタービン」を開発、市場投入する。燃焼器の冷却方式をこれまでの蒸気冷却式から空気冷却式に変更したもので、**M501J形ガスタービンと同レベルの性能を保ちながら、起動時間を短縮するなど高い運用性を実現したのが特徴**。これにより、世界最高効率を誇るJ形シリーズのラインアップを広げて、大容量・高効率ガスタービン市場をリードする。

36



## (参考) DOEによる最新研究

- DOEは、30～80%の再生可能エネルギー供給率を達成するためのさまざまな方法とその実現可能性を検証する研究「[Renewable Electricity Futures Study \(RE Futures\)](#)」を国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) にて実施。同研究の結果、**現時点の市場で利用可能な再生可能エネルギー技術と、電力システムの改善を組み合わせることで、「米国は2050年までに再生可能エネルギーを80%普及させることができる」との結論**が出された。
- またNRELは、大量の風力、および太陽エネルギーの電力系統への統合についての実現可能性を検証するため、「[Eastern Wind Integration and Transmission Study](#)」および「[Western Wind and Solar Integration Study](#)」という2件の大規模な研究報告書を作成。結果、東部風力の調査では、20%の風力発電量追加には大幅なコスト増や課題が伴うものの、そのコスト増分を克服するだけの極めて大きな効果が期待できることが示された。また西部太陽光に関する調査では、**電力会社が広範な地域にわたり施設運用を調整し、毎1時間以内に発電と電力融通のスケジュールを組めば、風力30%、太陽エネルギー5%を統合し、運用することが可能**であることが示された。
- さらにNREL (National Renewable Energy Laboratory) では、分散電源の相互接続と再生可能エネルギーの系統統合にかかる課題克服のための技術、ソリューションをリアルタイムで実証するための施設、「[Energy Systems Integration Facility\(ESIF\)](#)」を設立。同施設では、スーパーコンピューティングを使った大規模なモデルやシミュレーションによるデータ解析等により、これまでの再生可能エネルギーの系統統合管理にかかる概念を実証。大規模な再生可能エネルギー普及とその統合に対して懸念を示す電力会社に対して、実証済みの成果を出し、その実現可能性を示すことが目的とされている。



「Renewable Electricity Futures Study (RE Futures)」  
( [http://www.nrel.gov/analysis/re\\_futures/](http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/) )