

2018年の電気事業の展望と課題

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

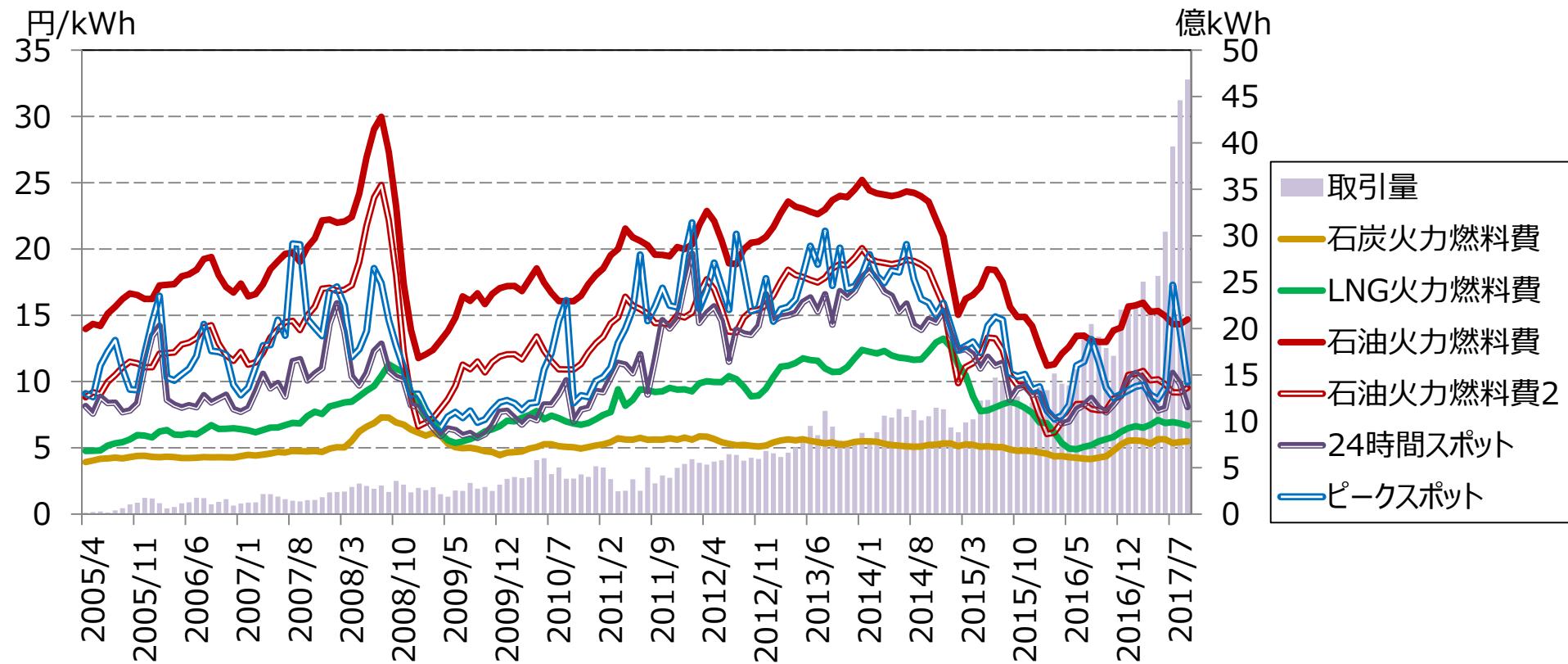
化石エネルギー・電力ユニット 電力グループ
小笠原潤一

本報告のポイント

- ✓ 再生可能エネルギー発電導入拡大と共に、前日スポット価格が下落傾向にある。取引価格は石油火力燃料費に近い水準であったものが、徐々にガス火力や石炭火力の変動費で価格形成が行われる地域・時間帯が出現ししており、この傾向は強まると見込まれる。
- ✓ 小売競争では北海道、東京及び関西地域で離脱率が上昇しているが、徐々に高圧等で小売マージンが縮小傾向にある。
- ✓ 再生可能エネルギー発電の導入が進展している地域では、太陽光発電を中心であるため、系統制約の上限に達しつつあり、出力抑制が行われる見込みが高まっている。非化石電源の多様化を進めないと、非化石率の上昇に限界も。
- ✓ 再生可能エネルギー発電の予測誤差及び出力変動に対応するための調整能力の確保が課題になりつつある。複数時間を跨る誤差と変動に対応するためのエネルギー取引商品設計が必要ではないか。
- ✓ 米国でも再生可能エネルギー発電及び蓄電池等の新しい技術を系統統合するための卸電力市場改革が進められ、出来るだけ「正しい価格」の形成に努めており、我が国でも将来の供給力の分散型化の進展を見据えた次世代型電力システムの構築に向けた議論の深化が必要ではないか。

前日スポット価格の推移

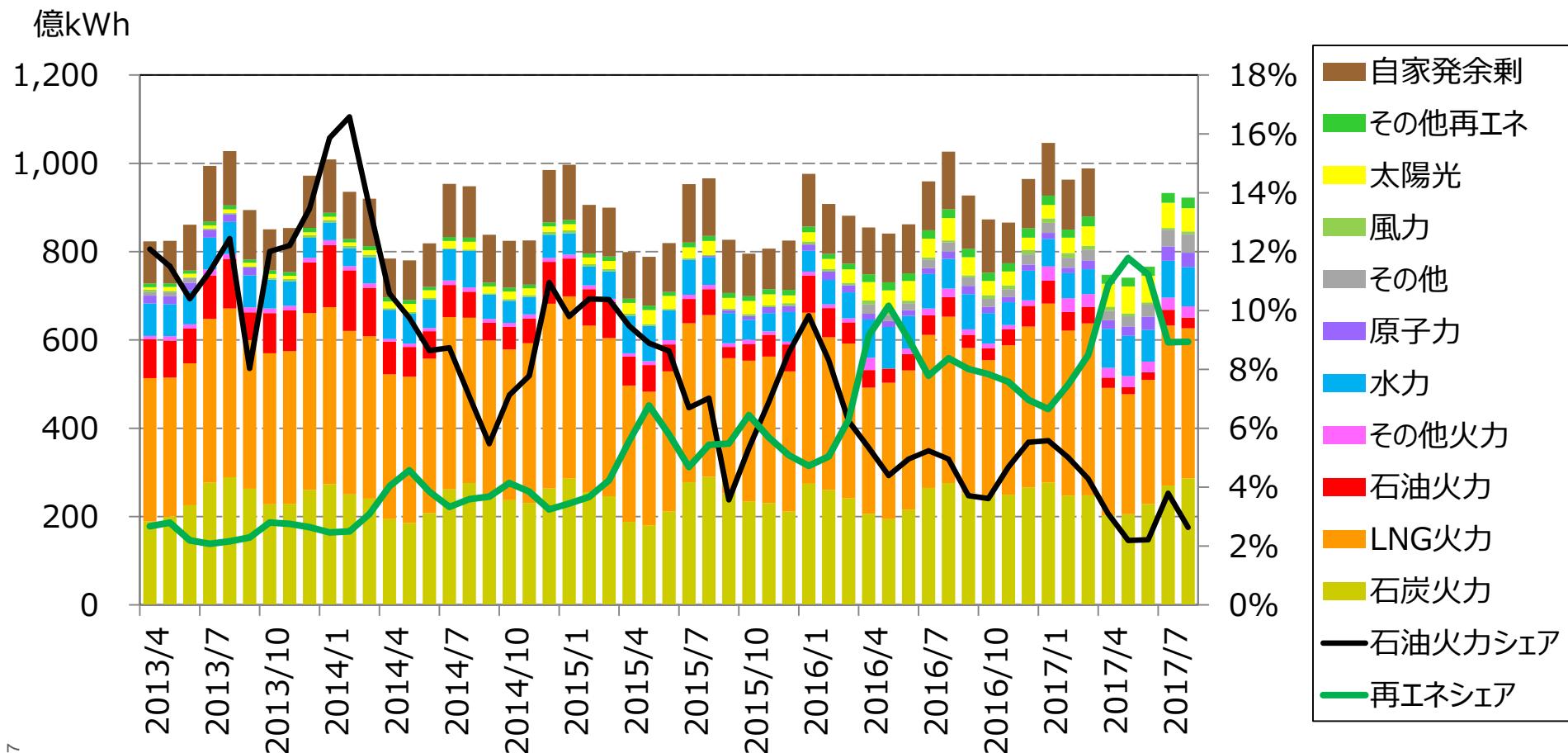
日本卸電力取引所の前日スポット価格は石油火力燃料費と連動する傾向にあるが、石油価格の下落に伴い平均で10円/kWhを切る水準で推移している。低負荷期には石炭火力燃料費並みの価格水準になる地域も生じてきている。



(注) 石炭火力は燃料費（発電効率40%）+運転維持費1.7円/kWhで算定、LNG火力は燃料費（発電効率50%）+運転維持費0.6円/kWhで算定、石油火力は燃料費（発電効率35%）+運転維持費5.15円/kWhで算定（石油火力燃料費2は燃料費のみ）

【参考】月別電源種別発電電力量の推移

2013年頃までは石油火力発電の割合が一定程度維持されていたが、2017年に入って5%を下回る傾向にある一方、再生可能エネルギー発電の割合が上昇傾向を維持している。

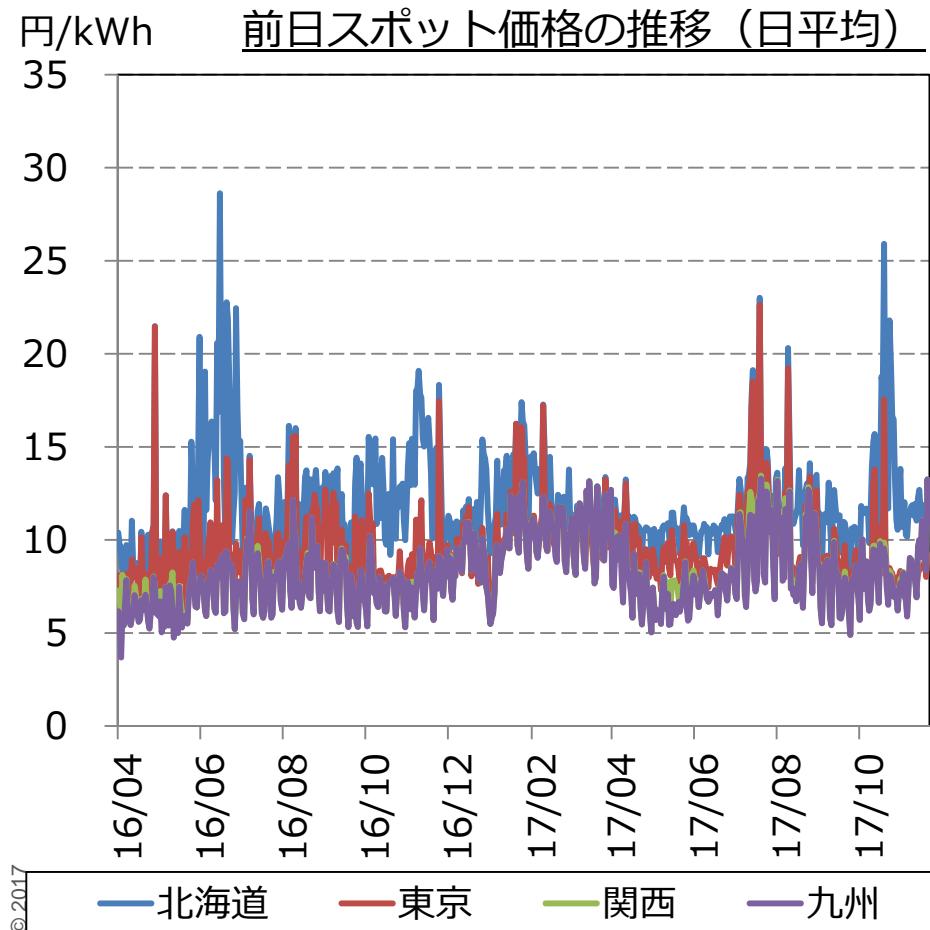


(注) 2017年4月より統計の内容が変更された。

(出所) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

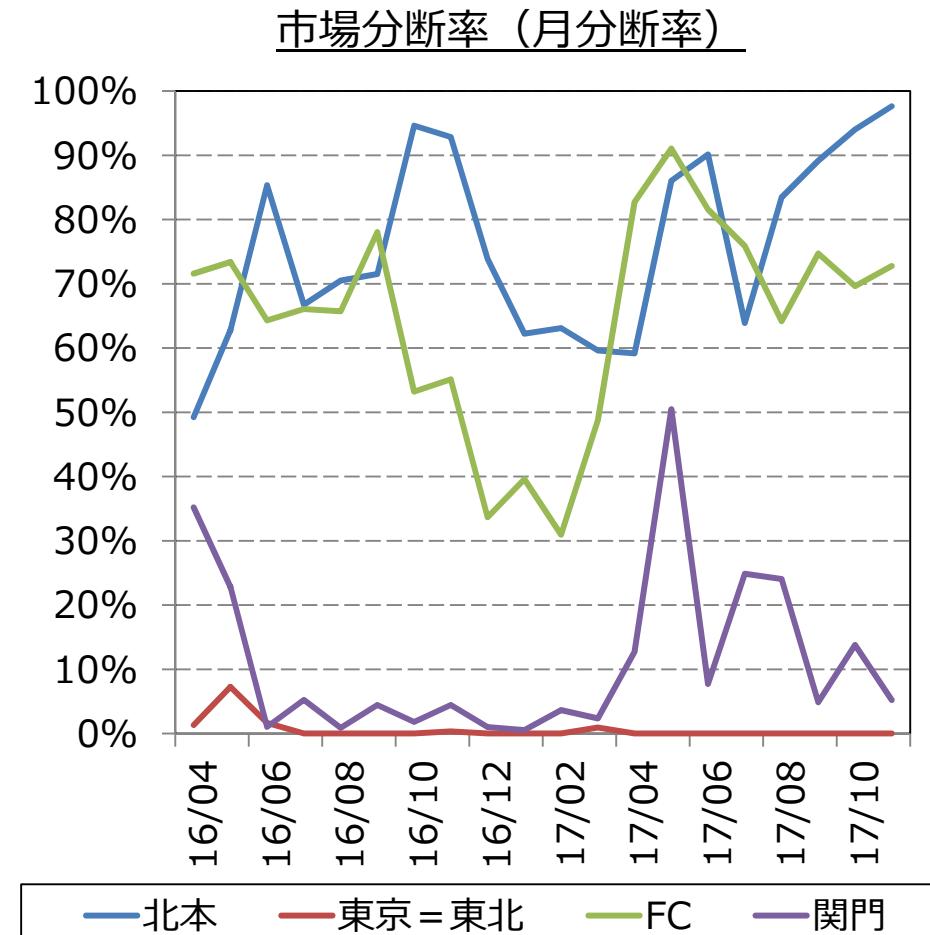
前日スポット市場の地域差

北本連系線及びFC、関門連系線を跨る電力取引の市場分断が引き続き高い水準で生じており、北海道、東西、九州の間で値差が恒常的に発生する傾向にある。



IEEJ ©2017

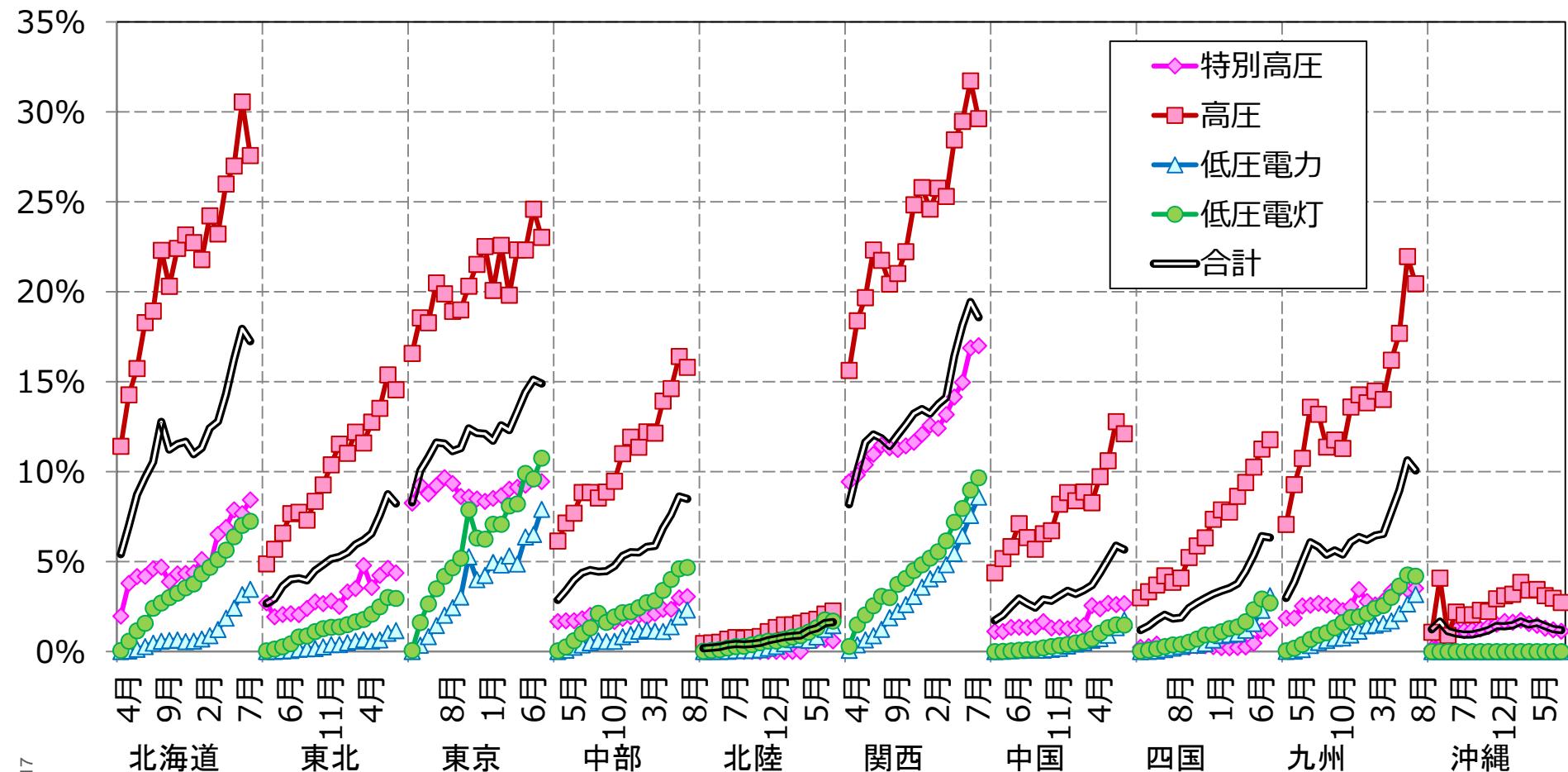
(出所) 日本卸電力取引所



4

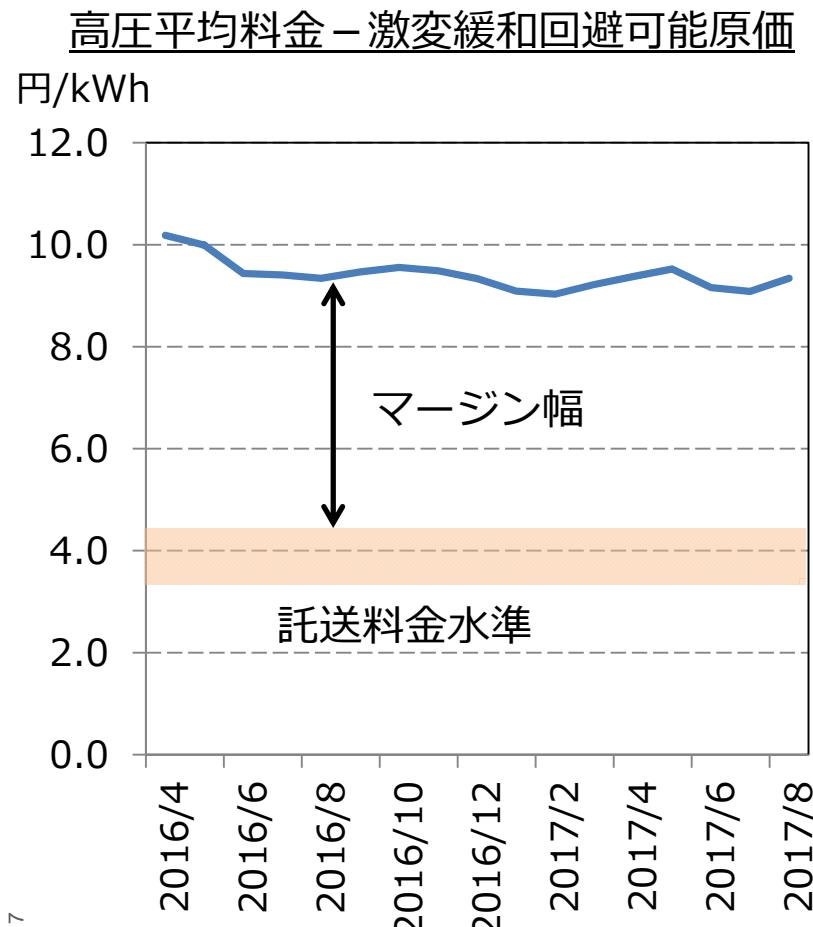
地域別離脱率の推移

北海道、東京及び関西地域で離脱率が上昇しており、特に関西地域では全体の約2割に達しつつある。電気料金平均単価が燃料費の影響を受けにくくなっている、卸市場の市況や競争状態で料金が決まる傾向が強くなっていると考えられる。

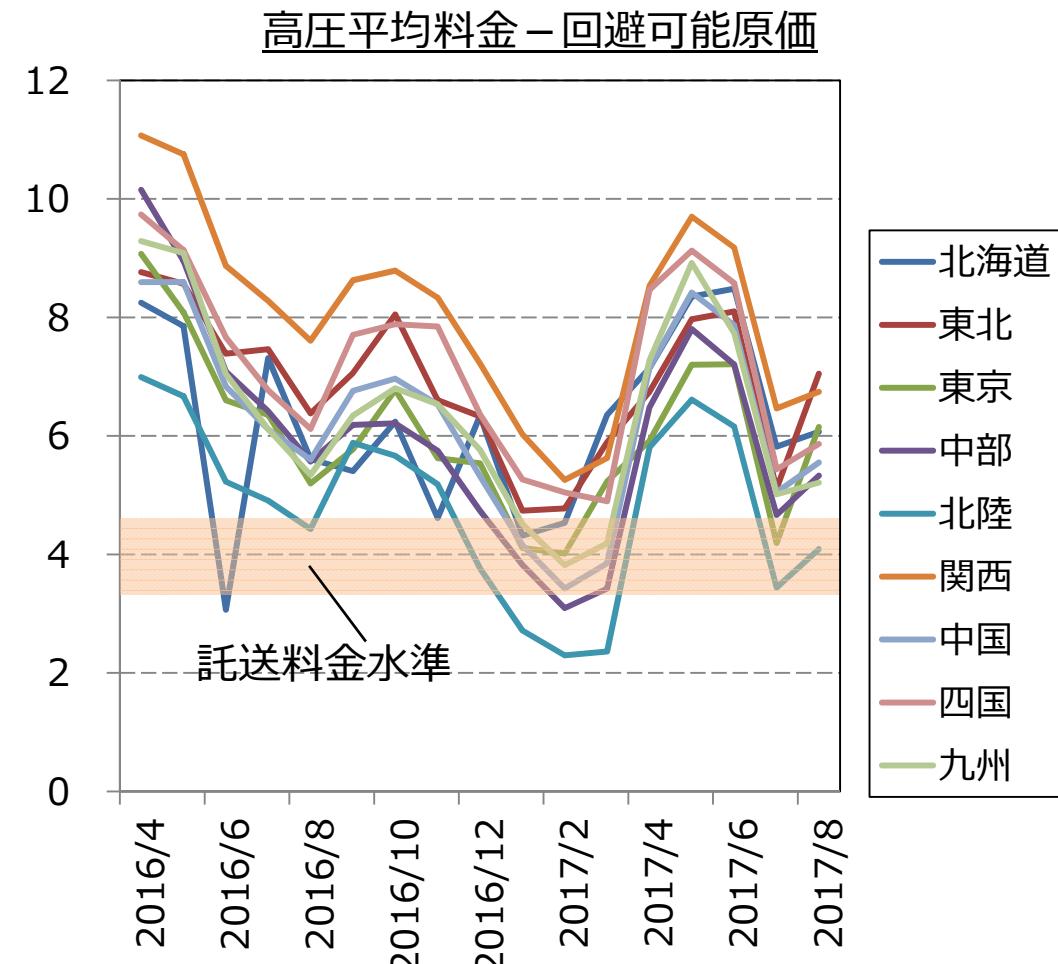


小売マージンの縮小

小売電気事業者がFIT電気を買い取った場合に適用される回避可能原価が市場連動になったが、電気料金との差額は縮小傾向にある。激変緩和対象の回避可能原価水準は市場価格に比べ安価な水準であるため同供給力を原資とした競争はしばらく継続する可能性あり。



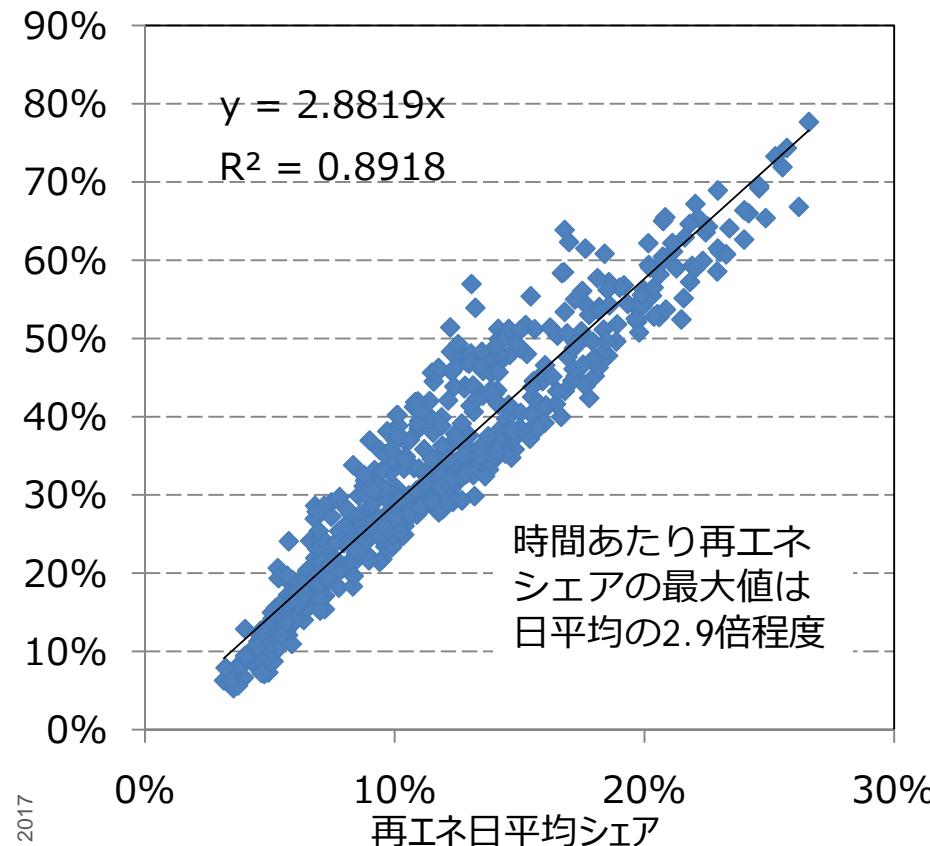
(注) 激変緩和回避可能原価はH26/3/31以前
(出所) 低炭素投資促進機構



再エネの導入拡大の制約

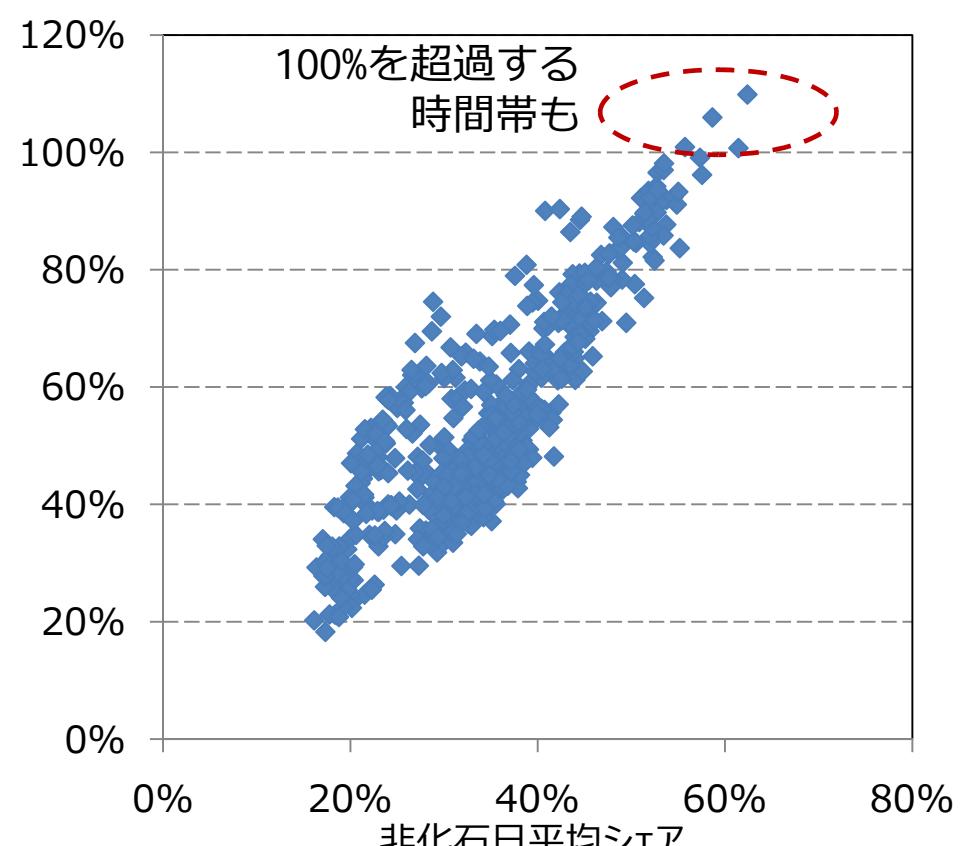
九州電力管内等、再生可能エネルギー発電の導入が飽和しつつあり、非化石電源が需要を上回る時間帯も生じている。再エネの導入が太陽光に偏っており、再エネ導入の平均値を引き上げるには、太陽光発電を補完する再エネの導入が不可欠と言える。

再エネ日最大シェア



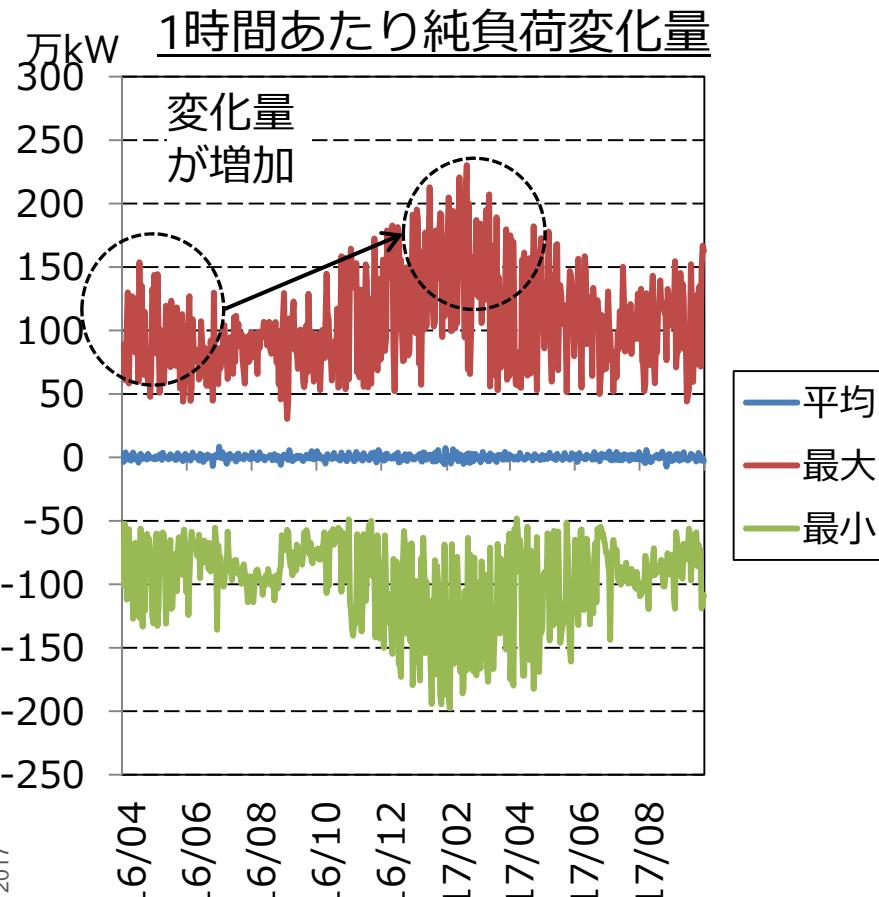
(出所) 九州電力「系統情報の公開」より作成

非化石日最大シェア

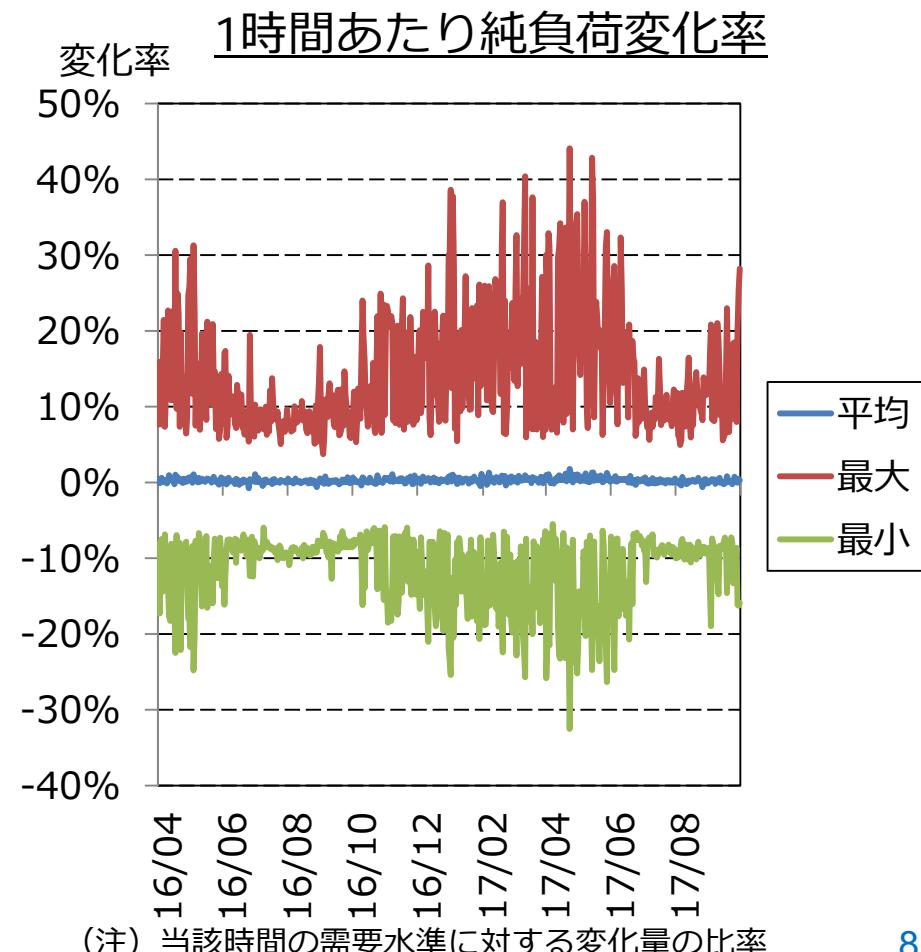


九州電力管内の純負荷時間あたり変化

九州電力管内では純負荷（=需要－再エネ）の時間当たり変化量・割合ともに大きくなっている。1時間あたり±200万kW・±30%を超える変化が生じており、確保する供給力の質も重要なになってきている。こうした出力変動には予測誤差を伴うため、将来的に確実性を前提とした現行の前日計画に基づくスポット取引を見直す必要があるのではないか。



(出所) 九州電力「系統情報の公開」より作成



接続容量増加に向けた取り組み

- 再生可能エネルギー発電の導入拡大で変電所等の容量不足で接続が困難となった地域が増えたことで、電源接続募集を行い増強費用の負担平準化を進めている。一方で早期に接続を希望する事業者もいることから、広域機関で日本型Connect and Manage (C&M) の検討を進めているところ。

電源接続案件募集プロセス実施中地域

地域	主催者	募集対象
東北	広域機関 6件	福島県白河エリア、東北北部エリア、宮城県白石丸森エリア、福島県浜通り南部エリア、福島県沢上エリア、福島県会津エリア
	東北電力 4件	福島県南エリア、青森県八戸エリア、福島県矢吹石川エリア、新潟県村上エリア
東京	東京電力 3件	栃木県北部・中部エリア、山梨県北西部エリア、千葉県南部エリア
中部	広域機関	岐阜県北エリア
四国	広域機関	高知県東部エリア
九州	広域機関 13件	宮崎県都城エリア、宮崎県日向・うつ瀬エリア、大分県速見エリア、大分県西大分工業、大分県日田エリア、鹿児島県霧島エリア、鹿児島県大隅エリア、熊本県人吉エリア、熊本県御船・山都エリア、鹿児島県入来エリア、宮崎県紙屋エリア、福岡県北九州市若松響灘エリア、熊本県阿蘇・大津エリア

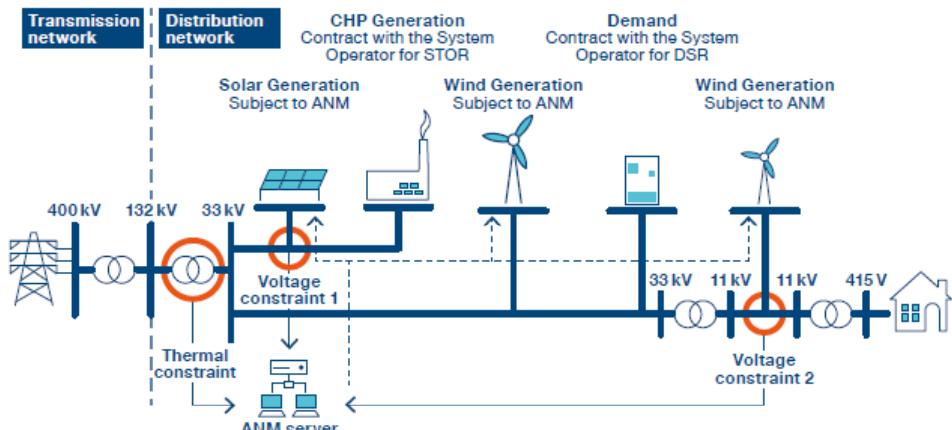
(注) 実施済みの地域はこの他に7件ある。

(出所) 電力広域的運営推進機関「発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ（平成29年7月～9月の受付・回答分）」、2017年11月

広域機関で検討中のC&M

- N-1電制（N-1故障時瞬時電源制限）：電力設備の单一故障発生時に出力抑制を行う条件で接続するもの
- ノンファーム型接続（平常時出力抑制条件付き電源接続）：N-1電制以外の要因でも出力抑制の可能性ありの条件で接続するもの

イギリスのActive Network Management

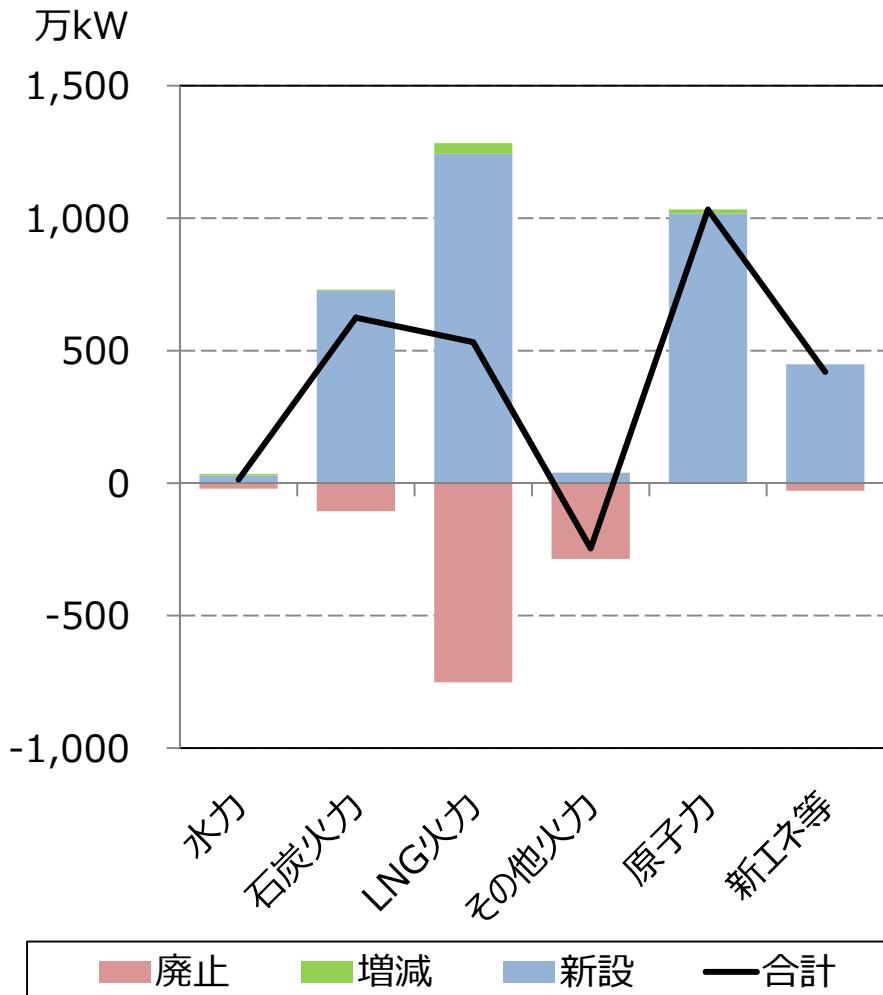


(注) 系統制約の発生がANMサーバーに送信され、再エネ設備の抑制で制約解消（分散型処理）

(出所) National Grid, "System Operability Framework", 2016年11月9

火力発電投資

2026年度末までの電源開発計画



- 大量の石炭火力及びLNG火力の開発計画があるが、エネルギー取引 (kWh) では石炭火力が優位で、容量取引 (kW) ではLNG火力が優位という関係。
- FIT電気の導入拡大で火力全体の稼働率低下が予想される中、固定費回収の不透明感が増している。
- 容量市場はエネルギー取引では固定費の回収が難しいピーク供給力の維持を目的として設計されているため、全供給力の固定費回収を保証するものではない。
- エネルギー取引 (kWh市場) 、容量市場 (kW市場) 、調整力取引 (Δ kW) と3つの市場のバランスの中で「正しい価値づけ」の検証が必要。

制度改革の進捗状況

新しい市場創設が検討されているが、各種課題もあり議論は遅延気味。欧米でも類似市場の仕組みが見直されており、全体的な再整理も必要ではないか。

	内容	予定	課題
ベースロード電源市場	原子力発電、石炭火力、水力発電等のベース供給力を先渡オーケションで販売（当面、年取引）	<ul style="list-style-type: none"> ● 2019年度取引開始 ● 2020年度受渡開始 	<ul style="list-style-type: none"> ● 制度の複雑化と検証可能性
連系線利用ルール	長期で確保された連系線予約を前日スポット取引化し、間接送電権を販売することでリスクヘッジ可能に	<ul style="list-style-type: none"> ● 2018年度間接オーケション（連系線利用の取引所取引化）導入 ● 2019年度間接送電権導入 	<ul style="list-style-type: none"> ● 間接送電権の会計上の扱い
容量市場	卸市場活性化により固定費回収が難しくなった通常供給力をネットワーク部門が供給力価値を買い上げ、小売事業者が負担	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020年度取引開始 ● 2021年容量契約発効（受渡開始） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 既設の扱い ● 小売事業者の負担増
非化石価値取引市場	非化石電気を全て証書化し、小売事業者が買い取ることで非化石目標達成を促す	<ul style="list-style-type: none"> ● 2018年度FIT分販売開始（オーケションを通じた販売） ● 2019年度全非化石取引開始 	<ul style="list-style-type: none"> ● 進捗状況が非公表
その他市場	グロスピディング：旧一般電気事業者が取引所で限界費用ベースにより売り・買い入札を同時に実行 需給調整市場：柔軟に調整力の取引や調達を可能にする市場（広域化）	<ul style="list-style-type: none"> ● 2017年度グロスピディング開始 ● 2020年度需給調整市場創設 ● 2020+X年度広域需給調整市場創設 	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売電気事業者の予備力確保

(注) 赤字は当初予定からの変更点

米国における卸電力市場改革

- FERCでは、再生可能エネルギー発電導入拡大や蓄電池等の新しい技術の普及に対応するため、2014年から卸電力市場の健全化に向けて規則の改定を進めている。

	内容
Settlement Intervals and Shortage Pricing (2016/6オーダー825)	<ul style="list-style-type: none"> リアルタイム市場取引の決済時間を5分間隔とする。また連系線を跨ぐ取引及び運転予備力の決済時間もこれに揃える。 Scarcity Pricing（停電コスト並みの卸価格適用）の発動は運転予備力の確保量が目標値を下回った場合とする。
Offer Caps (2016/11 オーダー831)	<ul style="list-style-type: none"> 前日エネルギー市場及びリアルタイム市場の価格キャップ（上限額）を1ドル/kWhから改定し、2ドル/kWhとする。
Fast Start Pricing (2016/12規則案 I)	<ul style="list-style-type: none"> 指令後10分以内に起動可能で最小運転時間が1時間以下の供給力でエネルギー市場入札を行うもの。 従来は価格設定が困難であったが、供給力としてのコミットメント費用（起動費用と停止時の費用）を考慮した価格形成を認める。
Uplift Allocation and Transparency (2017/1規則案)	<ul style="list-style-type: none"> 機会損失への支払いやモデル化されていない系統制約解消等のためにマニュアルで給電されたがエネルギー価格・予備力価格では不足する供給力に支払っていたUplift Credit（緊急時のDR買取を含む）を市場参加者の前日エネルギー市場とリアルタイム市場の差に限定する。 インバランスや混雑を緩和させるものと悪化させるものに分け、悪化させるものにUplift費用の割当を行う。リアルタイム市場の給電に基づくものも割当対象外。 各送電ゾーン毎にUplift費用の状況を定期的にFERCへ報告する。

(注) 機会損失とは前日エネルギー市場で稼働が決まっても需要減や連系線潮流変動でリアルタイム市場で給電されなかった供給力の機会損失

今後の課題

- 電気事業から得られるマージンが縮小傾向にあると共に再生可能エネルギー発電の更なる導入拡大を見据え、各種新市場の検討が進められているが遅延気味である。
- これは新市場開設にはそれぞれ競争関係に変化を及ぼす可能性があり、総合的な姿が見えない段階では利害関係者の理解が得られにくい状況であることも影響している。
- 欧米でも低炭素電源の普及拡大に伴い卸電力市場の見直しが進められており、我が国でも将来の供給力の分散型化の進展を見据えた次世代型電力システムの構築に向けた議論の深化が必要ではないか。