

平成 30 年度 電力市場環境調査
(国際電力市場セミナー等を通じた
欧米電力自由化市場の現状と課題の分析・調査)
報告書

平成 30 年 9 月

委託先 一般財団法人石炭エネルギーセンター

目 次

第 1 章	事業目的	1
第 2 章	調査内容	1
第 3 章	調査方法	1
第 4 章	各種統計データ、海外個社等の公表レポート等公表資料の収集・分析	2
4.1	電力小売市場.....	2
4.1.1	世界の小売市場の現況.....	2
4.1.2	欧州における小売市場の現況と課題.....	4
4.1.3	米国における小売市場の現況と課題.....	7
4.1.4	日本の市場の特徴、課題、アドバイス	8
4.2	電力卸市場	11
4.2.1	世界の卸市場の現況.....	11
4.2.2	欧州における卸市場の現況と課題.....	11
4.2.3	米国における卸市場の現況と課題.....	13
4.3	発電投資（容量市場等）	17
4.3.1	世界の発電投資の現況.....	17
4.3.2	欧州における発電投資の現況と課題.....	19
4.3.3	米国における発電投資の現況と課題.....	23
4.3.4	日本の市場の特徴、課題、アドバイス	24
4.4	リスクマネジメント（先物市場等）	27
4.4.1	世界のリスクマネジメントの現況.....	27
4.4.2	欧州におけるリスクマネジメントの現況と課題.....	30
4.4.3	日本の市場の特徴、課題、アドバイス	31
4.5	電力料金	33
4.5.1	世界の電力料金の現況.....	33
4.5.2	欧州における電力料金の現況と課題.....	33
4.5.3	米国における電力料金の現況と課題.....	34
第 5 章	政府関連会議の開催等.....	36
5.1	電力市場セミナー.....	36
5.2	ESAP「電力安全諮問委員会」ワークショップ（クローズド）	44
第 6 章	まとめ	45

第1章 事業目的

平成 25 年 4 月に閣議決定された「電力システムに関する改革方針」に基づき、これまで 3 段階の電気事業法の改正が行われた。これに伴い、平成 27 年 4 月に電力広域的運営推進機関が設立、平成 27 年 9 月に電力取引監視等委員会が設立（平成 28 年 4 月に電力・ガス取引監視等委員会に改編）され、平成 28 年 4 月には小売全面自由化が実施されたところである。今後、平成 32 年 4 月には送配電部門の法的分離が実施される。

このように電力を取り巻く制度が変化していくことに伴い、電力市場や関連する事業者のビジネスは大きく変容しうる可能性があることに加え、少子高齢化・人口減少による需要減少や外資企業の新規参入等の外部要因も変化するなか、自由化が先行する欧米諸国における①電力小売市場、②電力卸市場、③発電投資（容量市場等）、④リスクマネジメント（先物市場等）及び⑤電気料金の現状と課題を情報収集し、今後の我が国の電力市場の政策立案に役立てることを目的とする。

第2章 調査内容

自由化が先行する欧米諸国における①電力小売市場、②電力卸市場、③発電投資（容量市場等）、④リスクマネジメント（先物市場等）及び⑤電気料金の現状と課題について、文献・関連研究の調査、海外大手各社の公表レポート調査を行うとともに、各国の政府関係者や電力事業者を会した国際セミナーの開催等を通して情報収集を実施し、詳細な分析を行った。

第3章 調査方法

事前に文献・関連研究の調査を行った上で、各国の政府関係者や電力事業者等を会した電力市場セミナー開催等を通して、①電力小売市場、②電力卸市場、③発電投資（容量市場等）、④リスクマネジメント（先物市場等）及び⑤電気料金等の現状と課題について情報収集を行った。

第4章 各種統計データ、海外個社等の公表レポート等公表資料の収集・分析

4.1 電力小売市場

4.1.1 世界の小売市場の現況

世界のクリーンエネルギーの展開は加速し、2017 年は世界トータルで 175 ギガワットの再エネが電力システムに対して追加されている（図 4.1-1）。そのうちの約半分が太陽光で、3 分の 1 が風力であり 13 年連続して伸び展開が加速している。太陽光の PV は 2010 年に比べて 10 分の 1 であるように PV コストが下がっているのが理由である。太陽光はさらに 2040 年までに 60% 下がり、風力は 2040 年には今と比べて 40% 下がる見込みである。中国では、風力が石炭よりも安くなり太陽光も今後安くなる見込である。米国では州によって違うが、2020 年には風力と太陽光が平均でガスよりも安くなる。日本は石炭がまだ一番安価であり、太陽光は依然として高い。太陽光のコストは今後さらに下がってくる。2030 年には太陽光が日本で一番安い電源になると予測されている。インドでも、太陽光は今後最安のエネルギーになり、石炭より安くなると予測されている。

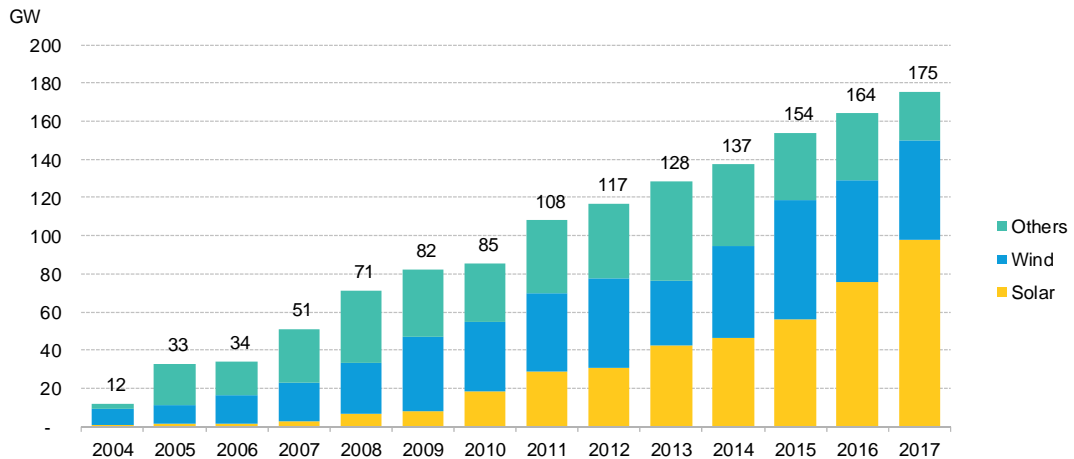
将来の予測について、Bloomberg New Energy Finance は毎年長期の予測をしている。技術が改善してきていて、将来の電力システムは再エネが席卷するとしている。今日は 4 分の 1 が再エネ、3 分の 2 が化石燃料であるが、2040 年には経済ベースで 50% 以上が再エネに代わり、約 3 分の 1 が化石燃料になる（図 4.1-2）。英国では 2040 年までに州によっては風力が席卷すると考えている。トータルの風力と太陽光の発電が需要を上回っており、どこかで電力を輸出、あるいは蓄エネが必要になる demand shift が起こり、ゼロかマイナスの電力価格も生じうる状況にあるとされる。同時に、バッテリー蓄電等、需給ギャップを埋めるようなフレキシブルな電源が必要となる。しかし、電力価格が低下していく傾向にあり、ゼロ、あるいはマイナスにすらなってしまう可能性がある。一方、米国ではグリッドの経済性が変わってきている。つまり、石炭や原発で問題対応があるため分散電源へ推進している。ヨーロッパでは益々再エネが増えているので、もっと市場への分散電源の統合が必要になってくる。

良い市場デザインとはどういうものか。クリーンかつ無停電時の信頼性が高いものでなくてはならない。そして、そして最後は、安価な電力、環境配慮、高効率、それに加えてエネルギーのセキュリティのプラス S、日本がエネルギーミックスで掲げている「3E+S」の表示と似ている。この 3 つの目標の達成には、マーケットデザイナーである政策立案者が対応していく必要があり、以下の 5 つの課題がある。

- ① エネルギーとフレキシビリティに対して、長期的な投資のための信頼性のある市場のシグナルを出すことができるか。
- ② 市場は短期の給電、つまり、分ごと、秒ごと、時ごとに関して最適化した形で市場の利用可能なリソースを使うことができるか。
- ③ 適切な場所でキャパシティがつくられているか、投資に関しても適切な立地で行われているか。間違っても十分な送電線のないところで立地が行われていないか。
- ④ 分散電源は適切な形で市場に統合されているか。ちゃんと役割を担えるようになっていくか。
- ⑤ 市場はイノベーションを促進しているか。産業のプレーヤーに対して新しいビジネスモデルを試そうとしてリスクをとるように促しているか。

Clean energy deployment is accelerating

Annual global renewable energy installations, 2004-2017



出典：電力市場セミナー講演資料

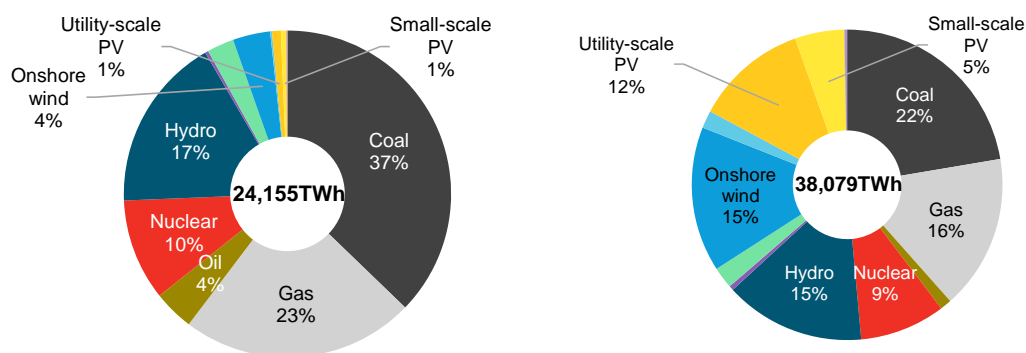
図 4.1-1 再エネ導入推移

The future power system will be renewables-led

Global power generation mix, from BNEF's New Energy Outlook 2017

2016

2040



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.1-2 電源構成及び将来の電源構成予測

4.1.2 欧州における小売市場の現況と課題

欧州の電力自由化は、1989年にイギリスで国営電力会社の構造改革が実施されて以降、1991年にはノルウェーで小売の全面自由化、1994年にはスペインでも大口の部分自由化が決まるなど、徐々に広がった。

EU全体でもEU電力指令を中心に段階的に電力システム改革が進められている。これまで3度の指令が公布されたが、1996年の第1次指令では電力小売部分自由化義務及び送電部門の独立性確保が課せられた。2003年の第2次指令では、小売全面自由化義務、送配電部門の独立性強化そして独立規制機関の設置が義務付けられた。そして、2009年の第3次指令では、送配電部門のさらなる中立性・独立性強化とともに、独立規制機関及び送電部門の広域的協調を担う組織である欧州エネルギー規制機関調整庁（Agency for the Corporation of Energy Regulators、以下 ACER）等が設置され、各国で異なる取引制度や技術的規則の集約を目指すこととなった。

欧州では自由化の仕組みについて送電部門の独立性と小売自由化の実施に重点が置かれたこともあり、卸電力市場の枠組みは国・地域で大きく異なっている。

本節では、電力自由化がEU内で最も早く実施されたイギリスの小売市場の現況と課題について述べる。

市場の発展

英国がこれまで現在の状況になるまでに、市場発展の中で3つの力が牽引していた。

まず自由化である。英国は、国有化され、垂直統合の世界市場だった発電市場において、民営化、自由化によって送配電の分離が行われた。規制された第三者からのアクセスということで、その後、卸売市場に関してトレーディングが始まった。卸電力プール市場が最初で、その後、相対の市場、スポット、それから先渡・先物市場の両方が生まれた（図 4.1-3）。

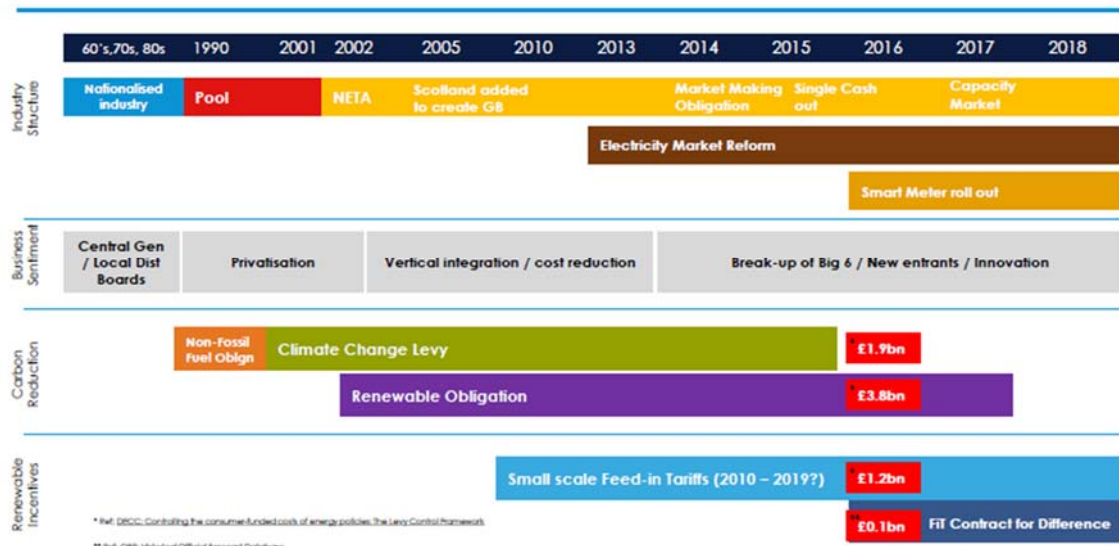
2つ目の大きな変化は、再エネの伸びである（図 4.1-4）。英国は京都議定書に対して政治的なコミットメントをした。それによってGHG排出削減ターゲットを採択した。排出のターゲットが法律化され政治的なコミットメントもあり、当時、まだ非商業的な再エネ技術に対して、英国は70億ポンドの助成金を提供した。これはエンドユーザー、消費者、電力会社が負担した。その結果、英国の再エネは、約35～40%のピークデマンドの日であっても提供出来た。また、そのコストは下がってきている。

最後に競争である。英国の電力市場には何がもたらされたのか。サプライヤーの数が増え、現在約200～300の電力供給会社があり、新規参入者には参入障壁が低く、スタートアップコストも低い。IPP独立発電事業者も増えており、現在、6000以上の独立した発電事業者がいる。IPP、および伝統的な電力会社によって保有されていない供給業者が増え、仲介業者も入ってくる。英国において、現在100のブローカーが、金融サービスのアンバンドリングなどを提供している。こういったブローカーはユニット成長の粗利益が、顧客アドバイスしている電力会社よりも高くなる。

新規参入者が入ってきて、スイッチング率(購入先変更率)が目覚ましく高くなった。英国のスイッチングレートは15%で、現在、供給会社が大規模な事業者に対して提供している解約率が1年当たり25%～30%になり、競争が激化している。その結果、利幅がだんだんと薄くなり、低コストのサービスプラットフォームがなかったら生き残れない状況になっている。競争に負けてしまっている会社はどうか。株価が過去10年どの様に推移したか（図 4.1-5）。2008年をベースラインにしてみている。FTSE100に比べると、皆低水準と

なっている。投資家はこういったビジネスモデルがどれだけ信頼出来るかに着目して、株価に反映させる。エネルギー会社は、事業縮小・リストラをし、場合によっては、自発的に会社を分社化している。

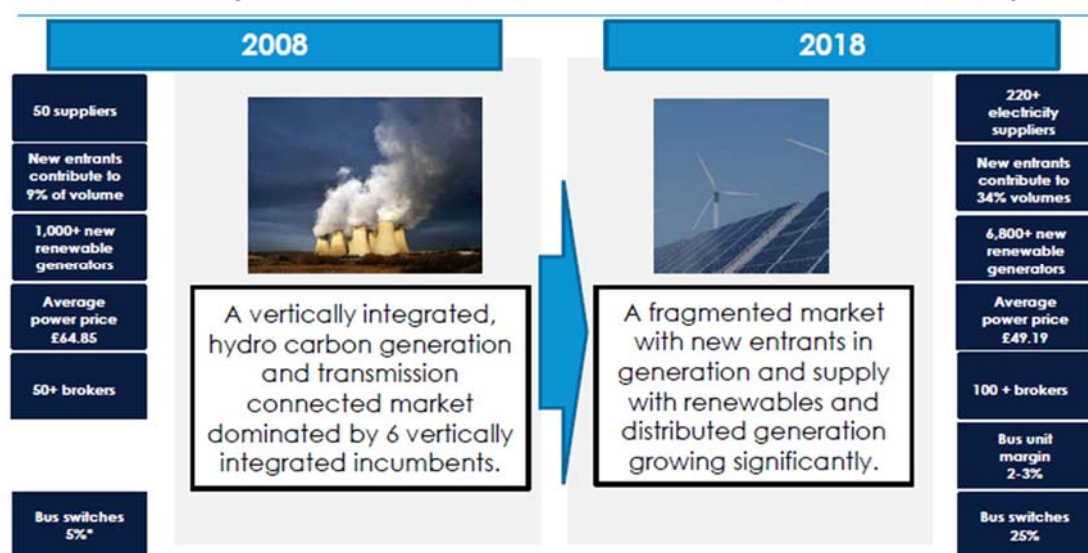
The UK electricity market 2008 vs 2018 – unbundled with a £7b subsidy



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.1-3 英国における電力市場変移

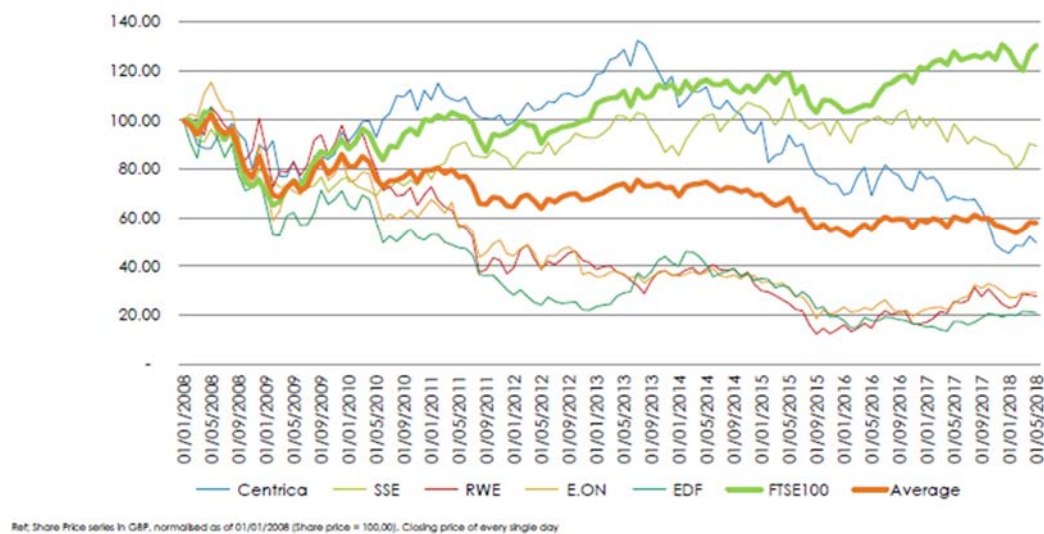
The UK electricity market 2008 vs 2018 – new entrants and increased competition



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.1-4 英国における電力市場変移

The UK electricity market 2008 vs 2018 – incumbent share prices collapse



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.1-5 英国における電力市場

欧州の電力供給会社の現状及び将来像

英国での電力供給会社の現状は、Smartest Energy を例にすると、発電資産は全く保有していない。本業に直結する資産以外は保有しないエネルギー会社である。参入障壁が下がり、より多くの供給会社が、このビジネスモデルを採択している。新規参入会社が、同じお金でもたくさんの価値を提供する。故に顧客サービスも高い。さらにイノベーションを提供する。革新（イノベーション）といったときは電力を供給するだけではなく、DR(災害復旧)のサービスも提供、資産の最適化サービスもリアルタイムで提供できる。

顧客サービスという意味で、こういった企業の顧客満足レベルはアマゾンに匹敵し、電力企業の顧客サービスというレベルではない。そして利幅 1~2%という低コストのサービスがあるので、こういう環境でも競争力を持ってやっていける。

イノベーションの例をみる。英国においては再エネの認証制度がある。100%の再エネプロダクトということの証明書で、認証は信頼のおける第三者から行っている。特定した発電サイドに対して、これが顧客にとって意味を持つものならリンクをつけることもできる。顧客はこういうものを欲している。つまり、英国の顧客は再エネを使っている顧客になりたいが、それに対してプレミアムは支払いたくない。ただ自分はどこ由来の電力を使っているのかということを知りたいのである。

変革のディスラプション（破壊）の力が英国において動いているのは、他の電力市場と全く同じで集中を脱することである。配電網ではなくて送電網に繋がったものが増えていく。再エネが増え、脱炭素化、デジタル化も益々起きていく。新しい技術、例えば電池、EV、太陽パネル、こういったものによって国際コスト曲線が下がってきている。浸透率は高まり、益々多くのものが細かいレベルで変わってくる。それが最終的には家庭レベルにまで入ってくる。新しいテクノロジーで新しい顧客が生まれる。発電も、そして消費もする顧客、いわゆるプロシューマーが生まれる。この何千ものプロシューマーを管理し、彼

らの持つフレキシビリティを管理していくためには、我々はビッグデータ、IoT、AI を必要とする。

将来において電力会社は英国市場においてはどの様になるのか。伝統的な電力会社というよりは、グーグル、あるいはウーバーみたいになってくる。グーグルは英国の e-on と一緒になって取り組んでおり、具体的にソーラーエネルギーを展開して、消費者にコストとメリットを訴えかけるようにしている。屋根の上のソーラーテクノロジーを使っただけの訴えかけです。グーグルは価格比較を提供しているだけではなく、グーグルにとって価格、そして価格ディスカバリーの集約を行って情報提供をしている。

古いプレーヤー、新しいプレーヤー、次世代のプレーヤーも参入してきている。みんなが自らの正当性を訴えかけなければいけない。消費者にとって次の選択肢となってもらように訴えかけなければならない。その為にテクノロジーを活用しなければならないし、テクノロジーがライフスタイルにどうフィットするのか訴えかけなければいけない。

4.1.3 米国における小売市場の現況と課題

米國小売市場の現況

米國小売市場は 1990 年代以降に州単位で進められ、完全に自由化した市場もある一方で、完全に独占された電力系統が続いている州もある。2018 年 9 月現在、50 州中 14 州とワシントン DC において電力小売自由化が実施されている。また、現時点で成功した州もあれば、そうでない州もあり、ベストプラクティスを導くための良い事例が揃っていると見える。

自由化した市場の優位点

完全自由化となった州においては 3 つのメリットがある。1 つは、競争によって料金が引き下げられたこと。2 つ目が、消費者によりよいサービスを提供したこと。最後にイノベーションが実現したことである。

料金が下がるということは、もちろん消費者にとって重要なベネフィットであり、米国のエネルギー情報当局のデータによると、自由化、あるいは部分的に自由化された州においては、選択肢のない市場と比べて 3,240 億ドル（35 兆円）相当のコスト削減になっている。顧客は信頼性を求めており、料金の引き下げの他に、さらによりよいコミュニケーションを通じた顧客対応の改善についても期待している。支払いや利用状況などをアプリで確認できるサービスや、数時間以内の電力供給サービス等、イノベーションも重要なベネフィットになる。電力はコモディティーであり、卸と小売において市場が熟していく流れの中で、マージンは縮小されてきている。例えば特定の会社から電力を買えばガソリンの価格が安くなる、などのような形で差別化を図ることが求められている。

米国において、消費者は再生可能エネルギーにかなり注目している。自由化によって大きなイノベーションがこの分野で見られるようになったためである。再生可能エネルギーとバッテリー技術を組み合わせることで再生可能エネルギーの価格は大きく下落している。

例えば、テキサスでは週末の夜間、住宅部門においては無料で電力を供給しているなど、

自由化された市場においては、時間帯別に製品を顧客に提供することができる。さらに、顧客がリアルタイムにスマートメーターのデータにアクセスが可能となることで、自らの利用状況を確認して電気の使用を調整したり、予算内に納めようという意識からピーク時間に電力の消費を減らしたりするなど、より安い商品を楽しむことができる。米国のエネルギー市場におけるこのようなイノベーションは、自由化による恩恵であり、競争によってイノベーションが誕生している。

信頼性と安全性は何よりも重要であり、より安価なコスト、さらには顧客対応改善につながる。イノベーションを提供するという形で、エネルギー市場も成功していかなければならない。米フロリダ州では、電力事情の自由化を投票にかけようとした。テキサス州のようなモデルを導入することができれば、フロリダ州において 60 億ドル相当のコスト削減を達成できる。

テキサスに対して、ニューヨーク州では、住宅部門の消費者は割高な電気料金を支払っているにもかかわらず顧客へのサービスは十分なものとはいえない。米国では相場の極渦が 2015 年に発生し価格が急上昇した。通常であれば天然ガスは 8 ドルから 9 ドルのところ、デカサーム当たり 150 ドルまで上がった。また、卸の電力価格は通常であれば 100 ドルのところ、メガワット当たり 500 ドルまで高騰した。米国北東部における電力会社は当時独占だったため、長いことコストを人工的に低い価格に設定していたが大きな破綻につながった。よりよいサービスを提供するようなインセンティブもなく、ニューヨーク州はきちんと事業化を進めていなかったためである。

米国専門家から見た日本の市場自由化

日本の自由市場はハイブリッド市場であって、電力料金を依然として設定している企業がある。しかし日本は 2020 年 4 月の完全自由化に向かっている。大手電力会社の規制料金が撤廃されるのが 2020 年である。

配電・発電・給電会社と分かれていくことになる。これが実現すれば、日本は技術的変革におけるリーダーになっていく。今は移行期ということで、日本の現在モデルは少し遅れている。しかしながら、日本は自由化に向けた道筋の中でテキサスを超えていく可能性は十分にある。この分野において世界のリーダーになれる。

4.1.4 日本の市場の特徴、課題、アドバイス

日本の市場の特徴、他国との相違点、問題点

日本では 500 社の新規参入が見られるが、これは決して特異な現象ではない。自由化された市場であれば、世界中を見ても数百という新規参入者が入ってきている。その新規参入者の内、わずか 30 社が日本国内で積極的に活動しているということ、これは特徴的である。

実はこの 30 社の内トップ 5 がマーケットシェアの 75%を持っているが、これは特異ではなく、実は他国でも見られている。

この 2 年間から 3 年間で、日本が 20 万～30 万人が 3 年間でスイッチングしている。このマーケットシェアの切り替えが 2 年間で 10%行われて、それが減速せず、加速している。

市場開放については、他国と比べても最高の展開になっている。しかも、この動きは止まろうとする気配がなく加速している。

予測によると、日本は2020年～2023年の間には、米国、英国、欧州諸国よりも大きい、世界最大の小売市場になると見られている。米国全体が一部しか自由化しておらず、他の国々はまだずっと小さいのである。それに対して、日本は国全体が自由化していて、切り替わりが他の国よりもずっと早く起きている。これは日本独特だと思われる。

日本国内におけるスマートメーターの数も特徴的であり、何万というスマートメーターがどんどん導入され、毎月数が増えている。日本は小売の自由化をもってスマートメーターの革命という動きがどんどん広がってきている。

小売業者の粗利は健全で、利益を生んでいる。他の自由化が進んだ市場のどこでも見られていることである。小売市場が自由化するという中で、一番のプレッシャーは、卸のほうが一ユーティリティーの価格よりも安いということである。

小売市場においても健全な粗利の伸びが最初は見られたが、5年経つとそれはどんどん縮小し、競争が激化する。小売販売人は、今余りに投資し過ぎないように注意しなければいけないということになる。基本は安く、そしてクリーンで贅肉の無い引き締まった形で抑えていかなければいけないということである。

もう1つ注目しなければならないことがある。それは、日本が独自に進化させてきた「フィールド・アジャストメント」クローズな点である。どこの電力料金に関しても、燃料調整の条項がある。国際基準では、これはインデックス価格と呼ばれている。電力料金がkWhに対して毎月のように変わるので、これは月次のインデックスとなる。これは、世界の他の市場、どこを見ても存在しない。大企業も小企業も家庭部門などのビジネスの場面でも、皆がインデックス価格を受取る。この様な仕組みは他国には見られない。世界の他の国々では、産業部門でも家庭部門でも電力料金は3年までは固定というのが一般的であった。そして公益事業者は、3年に1回料金を変える。毎月ではない。

今、日本においては先渡市場がなく、インデックス価格で、大企業も皆インデックス価格に馴染んでおり、他国の市場にあつては、小売業者の利益は80%以上は固定価格で販売がされている。これは日本では起きていないことであり、燃料調整条項があるためである。日本は流動性のある先物市場や先渡市場なしに小売市場が繁栄することはできるのか。

日本は流動性のある先渡・先物市場なしに小売市場が繁栄することは可能か。

小売市場と並行してホールセールの市場が絶対に必要ではないか。それによりエンドカスタマーが価格ディスカバリーを発見する助けになるが、これはどうやって規制するのか。

競争を促す中で、乱用を防ぐという点からバランスが必要である。規制当局は一貫性のある形で方向性を小売市場、卸売市場に対して提示していかなくてはいけない。そこがカギであろう。この2つが両方とも両立すれば、顧客にとっては簡単に切り替えができる。

独立事業者(IPP)が参入するような流動性のある先渡市場が必要ではないか。そうしない場合、小売の健全な市場はつくれるかと思うが、流動性がないと現事業者が互いに競争し合うことになる。それがなければ小売市場が潰されるということではわけではないが、参入者が増えることには繋がる。

流動性のある卸売市場が必要であるが、時間をかけてでも進化していくのであれば、小売市場が死ぬということはない。

日本の経済産業省、自治体に対するアドバイス

リソース業界から独立した、且つ、政府からも独立した規制機関が必要となる。政治家からも独立していなければならない。市場の失敗は起きる。消費者はエネルギー市場に関して期待している程賢明ではない。そのため、規制機関は必要である。

4.2 電力卸市場

4.2.1 世界の卸市場の現況

欧州では自由化の仕組みについて送電部門の独立性と小売自由化の実施に重点が置かれた。そのため、卸電力市場の枠組みは国・地域で大きく異なる。

イギリスでは自由化開始当初はプール制が導入されていたが、2001年にプール制が廃止され、相対取引や任意型スポット取引市場を中心とする枠組みに移行した。

北欧では1996年に国際電力取引所 Nord Pool(ノルド・プール)が設立され、現在では北欧4カ国と周辺地域をまたぐ国際卸電力取引市場に成長している。

大陸欧州でも国別取引所が形成されていたが、2008年に EPEX Spot(European Power Exchange Spot)として統合され、ドイツ、フランス、オーストリア、スイスをまたぐ国際卸電力市場となった。またイベリア半島ではスペインとポルトガルが統一卸電力市場 OMIEを設立し、両国の一定規模以上の発電設備を統合的に市場運用する形で卸電力市場を形成している。

その一方で2001年EU再生可能エネルギー電力指令などを通じた再生可能エネルギー発電の導入促進が2000年中頃からスペインやドイツ、近年ではイタリアなどで進展をみせ、自然条件によるものの卸電力市場は供給過剰気味になっている。このためマイナスの卸電力価格が形成されるなど、卸電力価格の低迷や火力発電の稼働率悪化により、特に火力発電の収益性が悪化する傾向にある。欧州では電力会社の収益構造が大きく変わりつつあり、新しいビジネスモデルの構築が模索されているところである。

米国における電気事業規則は、連邦と州とに規制権限が分かれている。この規制体制を背景として、従来の電力会社は州を単位として活動範囲が決められ、比較的小規模な企業が多かった。しかし、発電機の大規模化、送電設備の大容量化に伴い、卸電力取引が広域化するとともに、1992年エネルギー政策法により独立系発電事業者(IPP)の参入や連邦エネルギー規制委員会(FERC)による卸託送権限強化によって、卸電力市場の流動化が進んだ。こうした卸電力取引の広域化、流動化により電気事業体制の再構築が米国においても重要な課題と認識されるようになった。

4.2.2 欧州における卸市場の現況と課題

市場の発展

ヨーロッパにおける卸売市場の発達、特に現物取引市場、スポットマーケットにフォーカスに当てて述べる。

EPEX(European Power Exchange (ヨーロッパ電力卸売市場))は2008年に設立し、2つの電力会社、フランスの powernext、ドイツの EEX が合併したものである。社員150人、その国籍は14カ国に及ぶ。EPEX社は、パワースポットトレーディング、現物電力取引市場をヨーロッパ大陸市場につくことを目的としている。取引システム、メンバーシップ、クリーニングハウスも1本化され、その後、2015年にスイス、オーストリア、アムステルダム電力取引所と合併した。本社はパリで、EEX、ヨーロッパエネルギー取引所はライプツィヒにある。

株主構造は2つ柱で、金融市場は取引所に由来する部分、EEXやドイツの取引所グルー

プから引き継いでいる。もう 1 つは、送電の背景を持ち、フランス、ドイツ、オーストリア、ベルギー、スイス、オランダの会社が 1 本化し、HGRT となった。

EEX は最大 6 年の先物市場で、価格の変動に対してリスクヘッジする。また、非常に重要な 1 日前市場と当日市場も取扱う。当日市場は再エネをこのシステム（EPEXSPOT）に導入する重要な市場である。需給調整市場は TSO の役割で、システムの安全保障を担保することが必要である。1 日前市場のオークションは毎日年中無休で行われる。

ヨーロッパにおいて一番重要なのは、1 日前市場において相互のカップリングがされていることである。例えば、送配電のオペレーターが容量を国境で計算、現物市場が配電キャパをオーダーブックに統合すると同時に、オークションで送電キャパと電力を算出していく。その結果、ヨーロッパにおける価格は収斂していく。当日市場は、24 時間いつでもマッチングがなされる。当日市場のオークションは、ドイツ市場で、15 分というリズムを刻んで調整され、15 分ごとに価格シグナルが出る。例えば再エネ発電において、15 分で出るプロダクトによって、ダンピングの制約にも対応出来る。特に再エネの生産業者にとっては、太陽光の発電が日中行われることから重要となる。

現在は、8 つの市場で操業しており、21 の国境線で 280 程のトレーディング参加者がいる。EU 全体の半分の消費量となり、2017 年には 535TWh の取引量を記録している。取引において、伝統的なトレーディングカンパニーは発送電という資産を持っているわけではない。しかしながら、市場の流動性を提供するという意味で重要な役割を持つ。重要なパートナーとして、公益事業者、自治体、地域的なサプライヤーが挙げられる。

ネット取引における仲介者として、大口需要家、TSO、系統運用者も当日市場に参入し、送配電の中で失われた電力を補う役割を果たす。

一番大きいシェアがアグリゲーター、次いでローカルサプライヤーとトレーディングカンパニーとなる。この 3 社で全体の 80～85%位を占める。国際的な企業は、ドイツ企業でなくても、ドイツの取引所で取引をする。価格は需給にだけ依存しているわけではない。特にヨーロッパにおいては、国境を越えての送配電の容量のアベイラビリティによってカップリングが行われる。

国際的な要素も価格に影響を及ぼす。例えば、2007 年のサブプライム危機、2008 年のブレントの急騰、シェールガス革命による石炭の輸出変動等によりスポット価格、現物価格も変動した。市場価格については、ヨーロッパではほぼ整合性が取れているが、例えば、2017 年の冬の寒波による価格の乖離（フランスでは、ベースロードは 80～85 ユーロ/MWh で、英国では 70～75 ユーロ/MWh）が見られている。

取引量

ドイツが最も流動性の高い市場であり、1 日前市場のシェアが一番高い。ヨーロッパにおける 1 日前市場の取引量は横ばいであるが、ドイツ取引所における当日市場の取引量は 400TWh（前年比で 10～15%）で右肩上がり伸びている。

マイクログリッドプラットフォームと、ローカルフレキシビリティマーケットは現在市場で取り組まれている技術的なイノベーションであるが、100%の再エネの電力生産は、100%供給の安全保障に繋がらない。それ故に、マーケットカップリングを通じて、公共においてそのコンジッションを減らしていくべきであるが、今の段階でコンジッションを管理する方法がない。

EPEX では、各地域において系統調整の市場を作り、価格が配電システムを反映させた

ものとすることによって、系統規制ができるようにする。ドイツの enera、フランスのスマイルイニシアチブ、オランダのユニバーサル・スマート・エナジー・フレームワーク、これらのヨーロッパでの取組みは、EPEX いずれにも参加している。

マイクログリッドとヨーロッパのロス市場を連結させて、生産消費者が使うことができるために余剰のエネルギーをインターフェースを通じて購入することができるようになるであろう。

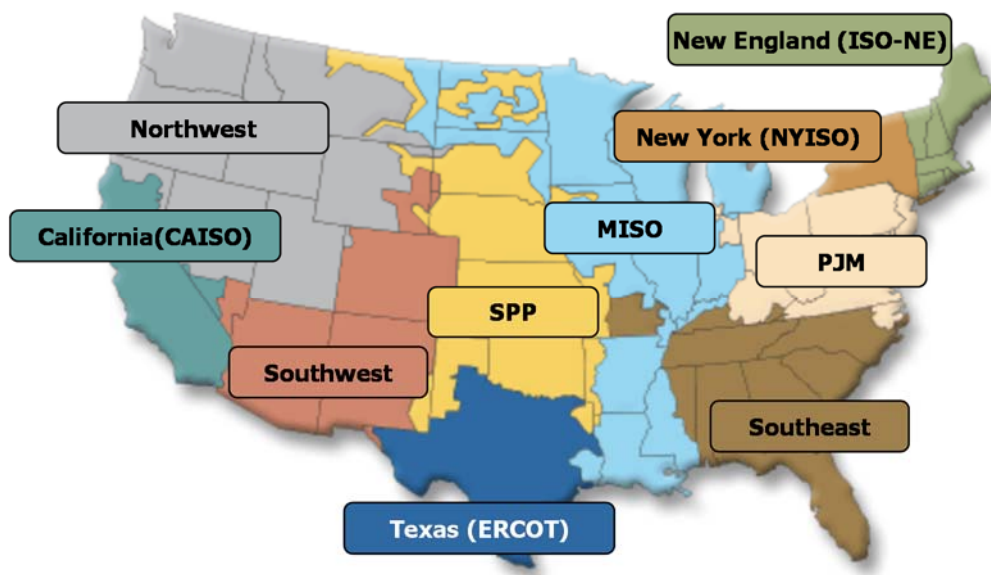
日本市場にとっても参考になる点

取引をしているのは誰なのか。取引所における取引当事者となる会社であるが、伝統的なトレーディングカンパニーがある。彼らが重要な役割を担っている。市場の流動性を提供することがその理由である。また、大口需要家、TSO(送電会社)、系統運用者等も当日市場の中に参入している。送配電の中で失われた電力を補う役割をしている。

4.2.3 米国における卸市場の現況と課題

米国では、1992 年に制定された「国家エネルギー政策法」により IPP の電力市場への参入が認められ、技術革新により発電の低コスト化、小型化が進んだこともあり、IPP 事業社の発電事業への参入が始まった。連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission、以下 FERC）は、1996 年の指令 888、889 により、電力会社に対して発送電分離、送配電網の第三者への開放を義務付け、また、発電・送電・配電など電力設備（系統）運用の効率化及び中立性確保の観点から、ISO ニューイングランド（ISO-NE）、ニューヨーク ISO（NYISO）、PJM-ISO 等独立系統運用機関（Independent System Operator、以下 ISO）が設立された。IPP は、系統所有事業者が傘下の発電事業者に与えるのと同条件で電力の託送サービスを受けられるようになった。更に、1999 年の指令 2000 により、ISO の機能を拡張した広域系統運用機関として、州を跨いだ地域送電機関（Regional Transmission Organization、以下 RTO）の設立を推奨した。

この結果、現在まで 7 カ所の ISO/RTO（図 4.1 6）が設立され、この内 ISO-NE、PJM、MISO、SPP の 4 機関が RTO として FERC の承認を得ている。これら 4 機関がある州の大部分では、州政府の権限で小売市場も自由化され、競争の拡大が図られている。米国における電力の約 3 分の 2 は、これら ISO/RTO がカバーする地域で消費されている。



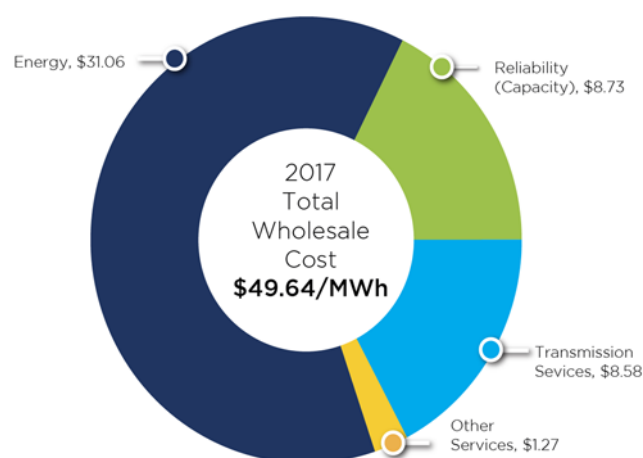
出典：FERC ホームページを基に作成

図 4.2-1 ISO、RTO の管轄地域

米国最大市場である PJM について

PJM は米国で最大規模の市場であり、13 州＋ワシントン DC に跨っている。米国の GDP の 21% を PJM 地域で産出している。地域のトランスミッション、RTO を中心に 6,800 万の顧客を擁し、178 GW の発電容量を有する。

設立当初、相対市場だけを進めたが、物理的な運用と価格調整がうまくできなかったために、失敗に終わった。その後改善を進め、1 日前市場である LMP(Local Marginal Price；地点別限界価格制度)、RTO (Reginal Transmisson Organization；地域送電機関)、また長期的な市場である FTR (Financial Transmission Rights；金融送信権)、アンシアリーサービス、容量市場等を導入し、取引が円滑に進んだ。



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.2-2 PJM での卸売コスト内訳

また、PJM について卸電力価格の内訳を図 4.2-3 に示す。エネルギーの収入は減少する一方、容量市場からの収入は一定的で安定している。

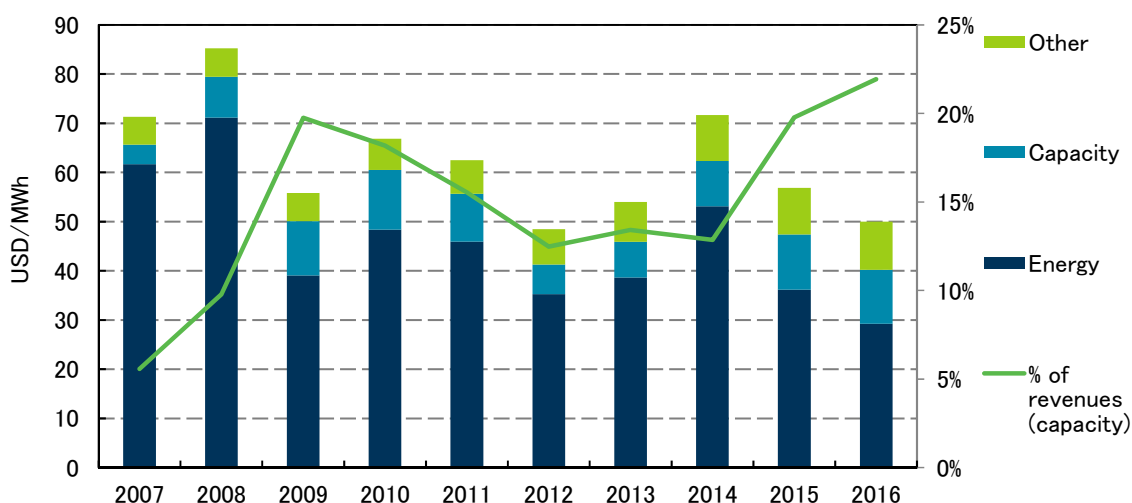


図 4.2-3 PJM の卸電力価格

取り扱っている各市場について

LMP 市場について考えると、発電事業者に対して、5 分間ごとにリアルタイムで発電指令、オペレーション等を提供できる。現在はソフトの問題により 1 時間での処理となっている。

容量市場は、自発的な市場であり、人気があるが、実際の収入の中に占める割合は小さい。容量市場を持つ必要性、投資対象としての価値については多くの議論がされてきたが、我々は顧客に対して十分な供給、また相対価値を反映した料金になるように、信頼性を有する供給に関して適切な投資シグナルを出す役割がある。容量市場は、環境という側面からプラスの結果も出している。古いプラントを除却するには 10 年かかると言われるが、オバマ政権では、3 万 6000MW の石炭火力を、より新しいクリーンなガス火力に転換するのに 3 年～5 年間で実施した。これは、透明性があり、顧客からの信頼性を得た等の観点から、非常に分かりやすい市場となった。但し、容量市場の成功は少なく、「ペイ・フォー・ナッシング問題」に象徴される問題が起きた。固定価格の設定に対して、顧客が何に対してお金を支払っているのかが理解できずに不満となっていた。

顧客が支払っているのもう一つのものはパフォーマンスである。リソースのスタンバイ機械の故障に対するリスク、再エネの導入によるディスカウント、再エネ資源のキャパシティ等容量市場においてこれらのパフォーマンスは重要となる。

米国卸売市場における将来の課題

政府の助成金が大きな問題で、完全に独立した当局は実現できない。米国の州政府は、ある特定の発電ユニットをサポートしているが、市場の経過と良い関係ができていない。特にトランプ政権は、石炭と原子力のリソースを維持しようとする政策を持っている。つまり、政府が介入している。

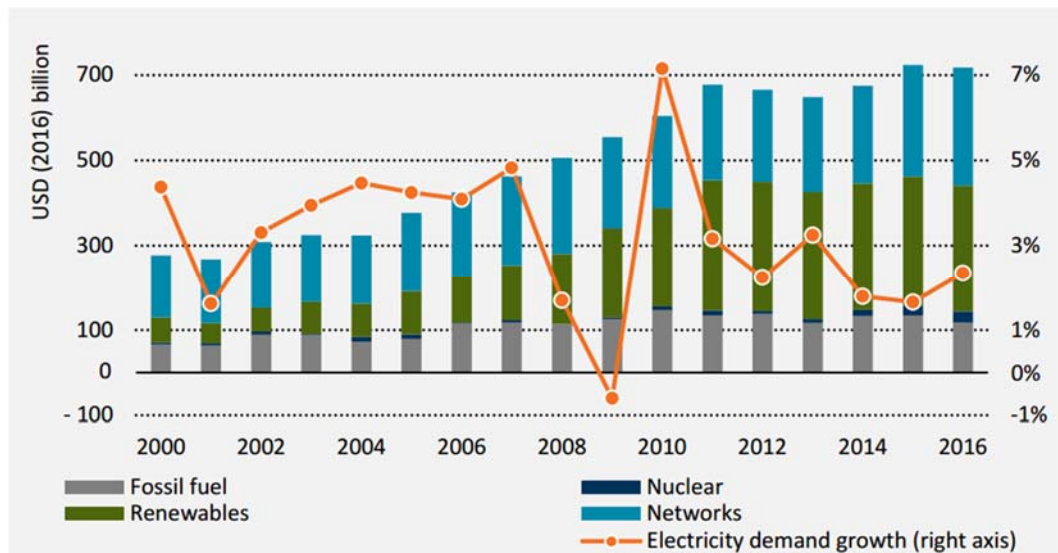
市場にとって最も重要なことは、そのような政治的なショックにも耐えられるようにすることである。分散電源、ガス、電気の調整は米国でも重要な問題となる。

ガス燃料への依存を高めていくと、電力市場においては、強靱でかつ信頼性のあるサプライチェーンのことを考えなくてはならない。それは IT のサプライチェーン然り、サイバーセキュリティ然りである。

4.3 発電投資（容量市場等）

4.3.1 世界の発電投資の現況

発電、送電によって傾向は違うものの、2016 年再生可能エネルギーへの多くの投資が見られた(図 4.3-1)。再エネ投資は金額だけでなくキャパシティも相当増加してきている。



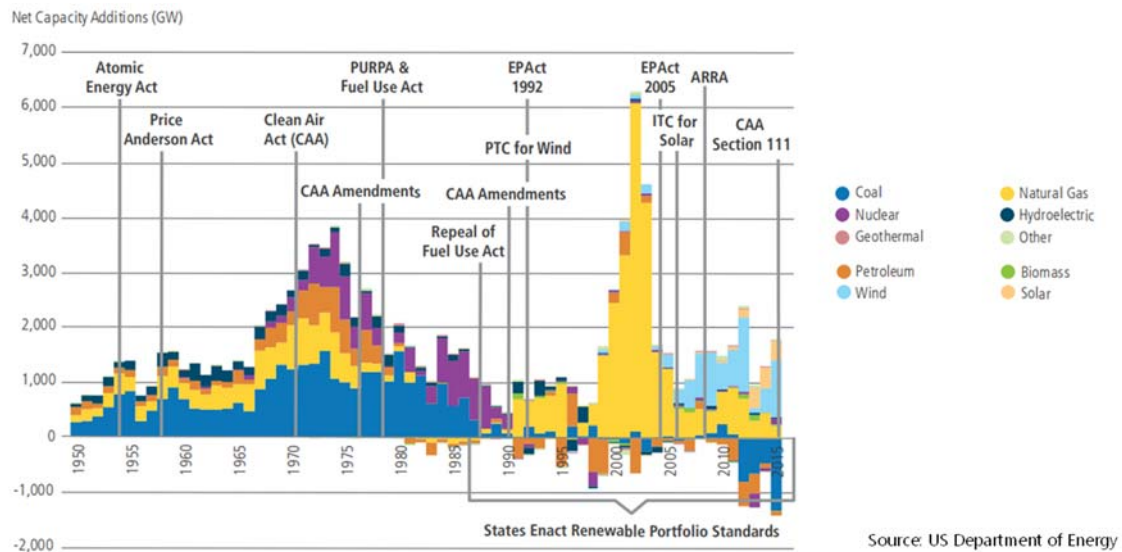
出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-1 需要の伸びと比較した発電とネットワークへの世界的な投資

需要の伸び以上に発電投資がみられるが、これは卸売市場が牽引している投資ではなく、政策主導型の環境の中で行われた、電力購入契約（Power Purchase Agreement）、オークション、FIT 等部分での投資である。石炭火力発電投資は過去 5、6 年間世界的に減少傾向にあり、そのなかで石炭への投資は主に中国が行っている。米国、ヨーロッパにおいては、石炭火力発電は廃止の方向、ガス火力発電分野においても減少、発電システム信頼性への懸念とともに発電容量が減っているため発電分野の投資も減少する結果となっている。

火力発電施設においては新設よりも廃止のほうが増えている状況であるが、リザーブマージンが減ると（電力が必要となる）夏の発電状況が懸念される。OECD/IEA の 2018 年持続可能開発シナリオ、これは気温 2℃上昇での定常化、GHG 濃度 450PPM シナリオと同じものであるが、このシナリオにおいてはパリ協定達成のため化石燃料による発電を減らし、CCS がなければ石炭利用はほとんどないといってよい状況になる。

多様な投資が発電技術においてされているが、再生可能エネルギーや低炭素エネルギーへの資本集約度は高く、政策がマーケットの構造を左右しているといえる(図 4.3-2)。

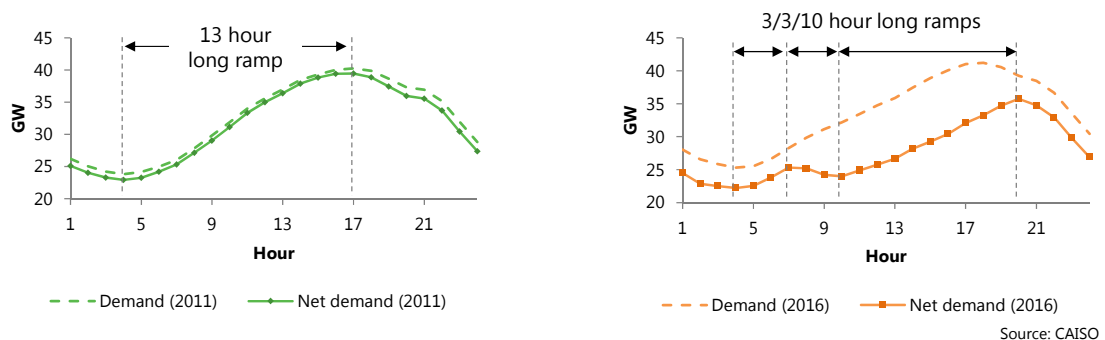


出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-2 市場に対する政策主導の投資

長期的には、パリ協定を達成する場合には再生可能エネルギー比率が世界的に高まることになると想定される。下図に 2011 年と 2016 年のカリフォルニアの発電需要のグラフを示すが、2016 年の太陽光発電を利用の場合、2016 年のダックカーブ（日中は太陽光発電のために実質電力需要が少なくなり、需要のピークを迎える 17 時以降に実質需要電力が急増する様子をグラフ化したもの）では ramp needs が短くなり（アップダウンレベルが異なる）、対応するために投資・オペレーション両方の面でより柔軟なシステムが必要となってくる(図 4.3-3)。

Net demand in California, 02/08/2011 and 02/08/2016



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-3 2011 年と 2016 年のカリフォルニア州発電需要

柔軟なシステムについては国の状況によっておおきく青色の国（比較的安定した電力システム保有）と緑色の国（ダイナミックに電力需要が増加）の 2 つのグループにわけられる(図 4.3-4)。



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-4 多様な投資国

青色で表した国は既に確立した電力システムがあり、投資ニーズは低く、再生可能エネルギーも導入し低炭素化への目的も達成できるため、既存の資産をどのように活用するか等柔軟性に対する必要である。

緑色で表した国は電力需要が今後も増加する見込みがあり、需要に追いつくための相当の投資が必要と予想され、低炭素化へのフレキシブルなシステムをどのように作る等を含めフレキシブルなテクノロジーに対する投資ニーズが高まる。

送電については、新しいテクノロジーが参入しマーケットシェアを拡大しており、これには規制当局や電力会社が踏み込んで新しいテクノロジーを既存のものへ代替することが課題の要因と言える。蓄電に関してはエンドユーザーのニーズ部分のみ使用されている状況であり、発電もマーケットのニーズに対応し今後よりフレキシブルになる必要がある。

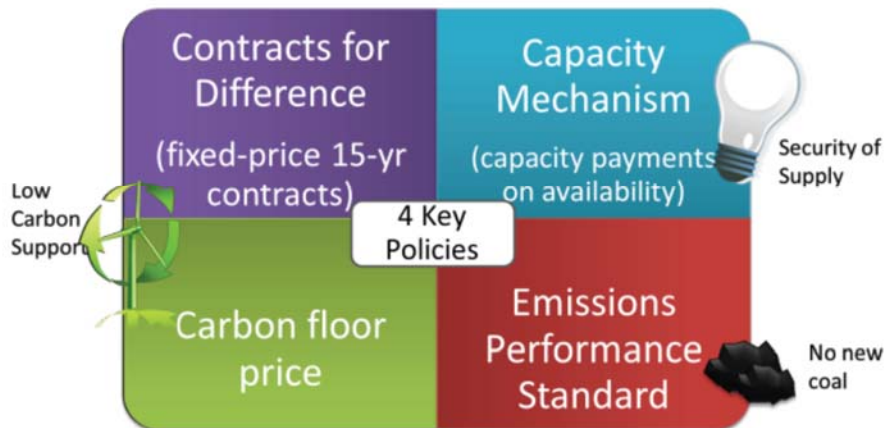
4.3.2 欧州における発電投資の現況と課題

欧州における発電投資の現況と課題について、マーケット要因と予期不可だった課題、更に政策が投資を牽引した相互関係について説明する。

多くの場合、期待していなかった方向に投資を呼び込み、サプライズが起きると、予期しなかった結果がもたらされる。多くの国と同様、英国では 20 世紀はほとんど国営企業が市場を担っていた。1990 年以降、多くの変化が起こり、様々な規制モデルが導入され規制環境が変化した。最近も市場改革が行われた。法律では二酸化炭素の排出量を 2050 年までに 80%減らさなければならない。強制力・拘束力のあるカーボン予算が根本的な変化の要因である。これが気候変動からもたらされた必要条件である。

5 年前に改革が行われ、4 つのキーとなる政策が英国市場で導入された。再エネだけではなく、CFD、FIT、原子力も含まれる。

Energy Act 2013 Electricity market reform



Grubb and Newbery, 2018, UK Electricity market reform and the energy transition; emerging lessons MIT CEEPR Working paper

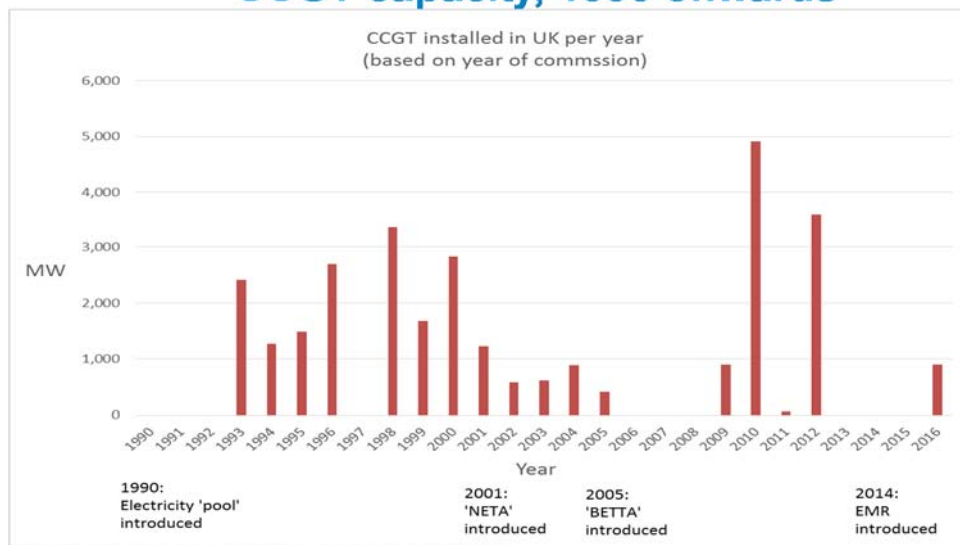
出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-5 英国に導入された4つのキー政策

電源構成はこの25年間で大きく変化し、石炭、原子力から、より多様なポートフォリオ、特に多くガスと再エネが含まれるようになった。

1950年代からさまざまな発電所が稼働し、60年代、70年代には石炭、新しい再エネが伸び、90年代以降はガスが大きく伸びている。この期間、投資条件、環境、規制環境も相当変わった。

The dash for gas CCGT capacity, 1990 onwards



<https://www.gov.uk/government/collections/uk-energy-in-brief>

出典：電力市場セミナー講演資料

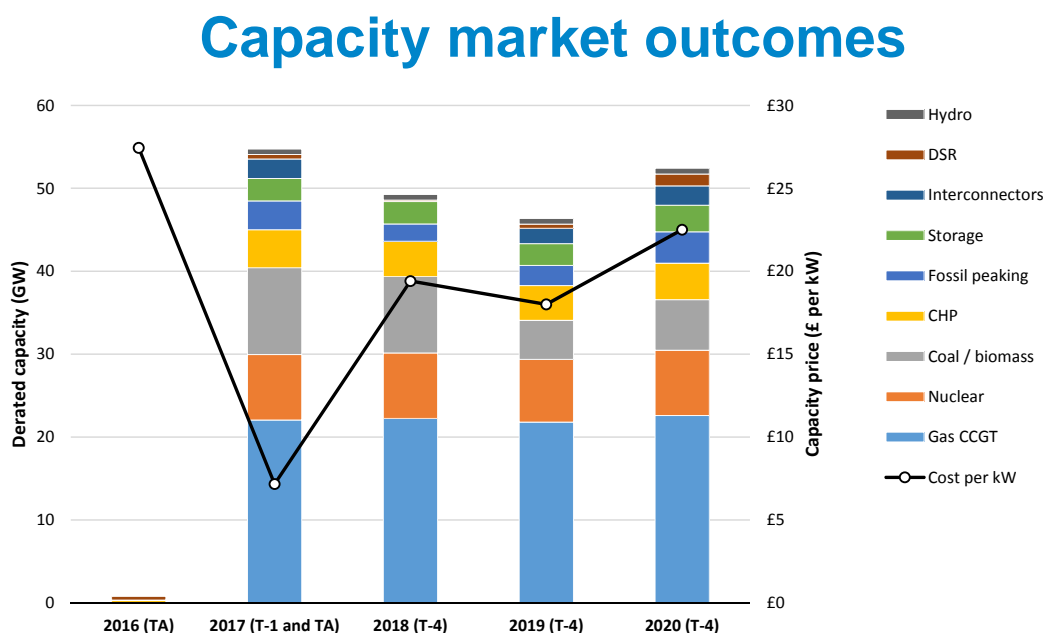
図 4.3-6 英国における CCGT(ガスタービン複合サイクル発電)の導入推移

電力市場における急速な変化の1つの現象として、「ダッシュ・フォー・ガス」に焦点を当てる。ダッシュ・フォー・ガスの主な理由は3つある。①北海からの安価なガス、②資本コストが低い CCGT（Combined Cycle Gas Turbine：ガスタービン複合サイクル発電）、③マーケットの力があげられる。当時、2つの大きな事業者が石炭き発電をしており、IPP、地域企業が PPA を締結して CCGT を導入することで、これら2つの事業者が稼いでいるマージンを取り上げることが政策により可能になった。

英国には再エネの義務があり、特に風力が伸びている。ソーラーやバイオマスの大きな工場も建設されている。過去2、3年の間この現象が見られ、石炭使用は減少しマージンがないところまで減ってしまう状況になった。その結果、再エネのシェアが高まり、再エネと原子力の組み合わせにより、電力供給の50%はゼロカーボンから来た。CO2の排出量も半分になった。

この変化の主な牽引役の1点目はカーボンプライスのフロアである。カーボンプライスのフロアは十分な力があって、石炭、ガスのマージナルエコノミクスをシフトすることができた。但し、石炭火力発電所はもう40～50年経っており、環境法律を充たさなくなってきたため、カーボンプライスだけの要因で石炭火力発電所が消えたわけではない。

容量メカニズムは2013年に電力市場改革の中で導入された。容量メカニズムが導入された時、クリアリングプライスはkWh 当約50ポンドになることが期待されていた。1kWh 当49ポンドがナショナルグリッドが作られたと言われている。



<https://www.imperial.ac.uk/energy-futures-lab/policy/briefing-papers/paper-1/>

出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.3-7 英国における容量市場の結論

イギリスのシステムはマーケット全体のキャパシティのシステムであり、既存のプラントである GTCC や原子力、石炭火力等もシステムに対してビッドすることができる。一部の卸売市場は再エネの台頭によりへこんできている。新しい発電は化石燃料の発電に比べ系統接続や蓄電容量も新しいため、クリアリングプライスと結びついている。Kw 当り約 8

再エネの資本コストはこの数年で相当下がった。しかし、脱炭素化の目的を真に達成しようとするのであれば、大規模な投資がイギリスでは必要になっていた。炭素化以上に燃料コストを下げるのであればメリットも大きい。資本が相当必要になる。

数のコントロールにも一役買える。

日本、イギリス共通の今後の課題としては原子力の将来が挙げられる。さまざまな異なる理由から原子力は両国の間で非常に厳しくなっているが、潜在的には少なくとも低炭素の電力を供給する役割はある。

消費者の部分ではまだ低炭素というものは小さな役割を担っているだけだが、例えば電気自動車が増えれば需要に柔軟に対応するデマンドレスポンスはより重要になり、低炭素化というゲームは相当変わってくる。

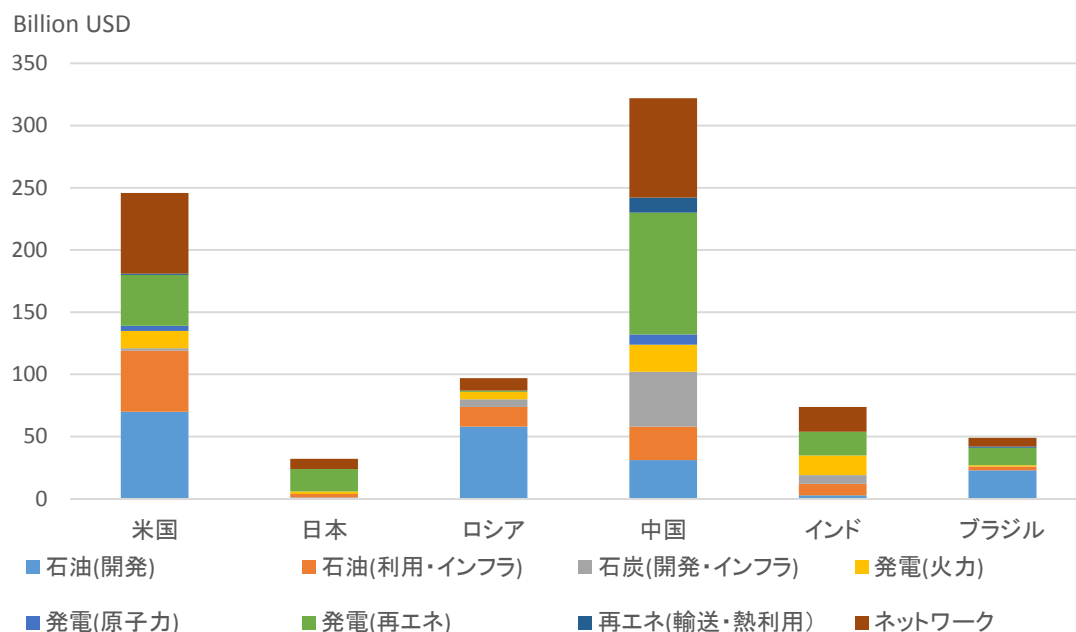
4.3.3 米国における発電投資の現況と課題

米国全体における発電投資状況

米国及び主要国における分野別のエネルギー向け投資額を図 4.3-9 に示す。また、米国の分野別のエネルギー向け投資額を図 4.3-10 に示す。

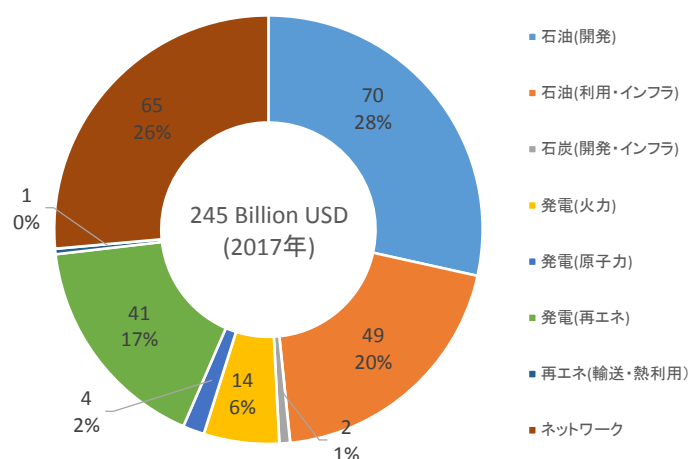
引続き中国によるエネルギー分野への投資額は大きく、石炭の開発と利用への投資額は減少したものの、低炭素エネルギーやネットワークへの投資額が伸び、全体として増加している。

米国においてはガス火力への投資額が大きく、世界全体の約 16%を占めている。



出典：IEA/ World Energy Investment 2018

図 4.3-9 主要国における分野別エネルギー向け投資額



出典：IEA/ World Energy Investment 2018

図 4.3-10 主要国における分野別エネルギー向け投資額

4.3.4 日本の市場の特徴、課題、アドバイス

なぜ日本で容量市場が必要なのか

日本が容量市場を導入する基本的な理由は、制度として電力供給を安定化するものがないからが挙げられる。長期的な予測、需給予測では、日本では向こう数年間予備率が低下する。現状では予備率が十分に見えるが、将来の予備率低下に備え新規の発電所新設が必要であるため容量市場の2020年導入を検討している。

火力発電と容量市場のリンクをどう見ているか

容量市場については予備率をどのように見るか、フロアというみなし方をするのであれば、そのフロアを達成するために最低限必要な容量を持っていなければならない。

日本の容量市場導入を踏まえてどのような影響が考えられるか

容量市場をCFDにあわせて英国に導入した根拠としては、まず資本コストが高く、マージナルコストはゼロということが挙げられる。次に容量をつくりあげてを望まれている再エネ、新規原発等そのようなシステムを導入していくことで気候変動の目標を達成することができる。また卸価格のボラティリティに晒されるため特に卸価格は何年にもわたって上下する。恐らく日本でも同様だが、少なくとも英国市場においては変動する。

マージナルプラントはガスであり投資家がガス焚きの火力発電所をつくる。ガス価格が上昇するとともに電力価格が上昇する。つまりヘッジが起きる。

全く逆もある。例えば洋上風力や原発新設に投資する際にガス価格が高ければリターンが得られるので納得できるかもしれない。しかしガス価格が下がった時に、そのデットを埋めることや支払すらできないということにもなりかねない。つまりリスクが伴い過ぎるので投資できない。

英国の CFD は長期にわたって収益の安定性を提供するため投資しやすい。このような投資が部分的に市場からなくなったこともあり、ミッシングマネー、つまり電力価格はいつまでもたってもボラティリティーが高くなり新しい投資に向くようなものではない。英国では CFD に伴って容量メカニズムを導入した。これはある意味保険契約であると考えてよい。卸市場が理論的に機能をするためには容量市場メカニズムが必要である。投資家は容量メカニズムを導入することにより投資の見返りを得ている。英国の場合こういったプライスプレミアムは非常に小さかった。これは非常に小さなエンベデッドキャパシティー、例えば、稼働率の低い企業や工場のスタンバイジェネレーションや今まで考えてもいなかったような低コストでのピーク時のサービスを容量として投資した。問題は、その 2 つの極端な例の間の場合である。ピーク時に安く電力を提供できるプラントがあることは良い。再エネや新設発電建設をして炭素排出量を下げることにも良い。その場合、新しいプラントが稼働し始めた時の影響を考えなければならない。

再エネに関する価格は非常に安い、再エネがフレキシブルになるためインセンティブを高めていく容量市場という保険と、アンシラリーサービス、あるいは卸等のバランスをどのようにとっていくかが考えなければならない。今まさに世界的にも最善の組み合わせとはどういうものなのか議論をしている。

日本にとっての教訓を示すとすれば、1 点目として容量市場は保険になるということ、2 点目は他の市場や規制の取決めはできるだけコストを反映させたものにしていく必要があるということである。

日本もターゲット国、投資の仕向け先になるか

日本は電力負荷が低くなってきている一方、容量、キャパシティーが少なくなっており予備率も低くなっている。ここに原発の再稼働が重なればどのように状況が変化するか予測できない不透明さがある。日本が投資の仕向け先になるかは、長期的な安定性と予測可能なリターンの確保が今後見える形になる必要がある。

原発の再稼働が容量市場に与える影響

原発の再稼働は容量市場にも卸市場にも影響を与えるかもしれない。国の規制庁がプラントの設計を審査し安全であるということを確認した上で、日本の原子力は再稼働する。安全性は日本にとっての優先順位が高い。地震が頻繁に起きる国であるため安全性が優先される。しかし、タイミングを変えたり、どの原発を再稼働するかを私たちが変えることはできない。私たちも市場参加者もこの問題をコントロールすることはできない。

これからの火力発電の役割

グローバルに考えたときには、まず二酸化炭素が制約された世界になるため、何よりもその累積的な排出を向こう数十年で減らすためには、できる限り石炭をガスにシフトしていくということが必要である。これは幾つかの市場、米国や英国、そしてヨーロッパ等他の地域でも、アジアの一部でも既に行われている。一部の国では、例えばドイツのような

例もあるが、石炭火力の新設がまだ続いている国もある。インドでは、太陽光や風力のコスト削減を続けてきた。その結果、再エネ＋石炭という将来があるかもしれない。

まずグローバルな文脈の中で考えることが必要である。例えばカーボンプライシングや、排出の削減スタンダード、あるいはそのマージナルプラントを石炭からガスへと移していくということ、これは石炭火力の発電所を全部やめなければいけないということでは必ずしもなく、石炭焚きの火力発電所に関しては稼働率を下げていくとかということが求められる。

火力発電は向こう数十年必要ではある。これからもますます発電の調整役、バックアップ電源としての柔軟な役割を果たしていくだろう。一部、組合わせとして、二酸化炭素の削減目標を達成するためには、CCS あるいは新設原発が必要になってくる。現実的には、どれか2つでもないという状況になると、それはかなり難しい。

日本における火力発電の役割

火力は基本的に発電の主要電源である。現在は再エネのために、その調整役、あるいはバックアップの役割という意味で、重要性がますます高まってきている。エネルギー基本計画では、2030年の電力の56%は火力発電によって発電すると計画されている。いかにして設備容量を維持するかが課題である。

送配電に関して、日本国内でどういう課題があるか

相互関係を検討していくことが必要である。北海道と本州の間での連係性の意味でもある。相互接続性を高めていく、広げていくということは、特にそのコントロールエリアの間での調整をしていく、価格面での違いを埋めていく上で重要である。また、再エネの導入という点でも重要になる。また、バランシングキャパシティの平準化にも貢献していく。

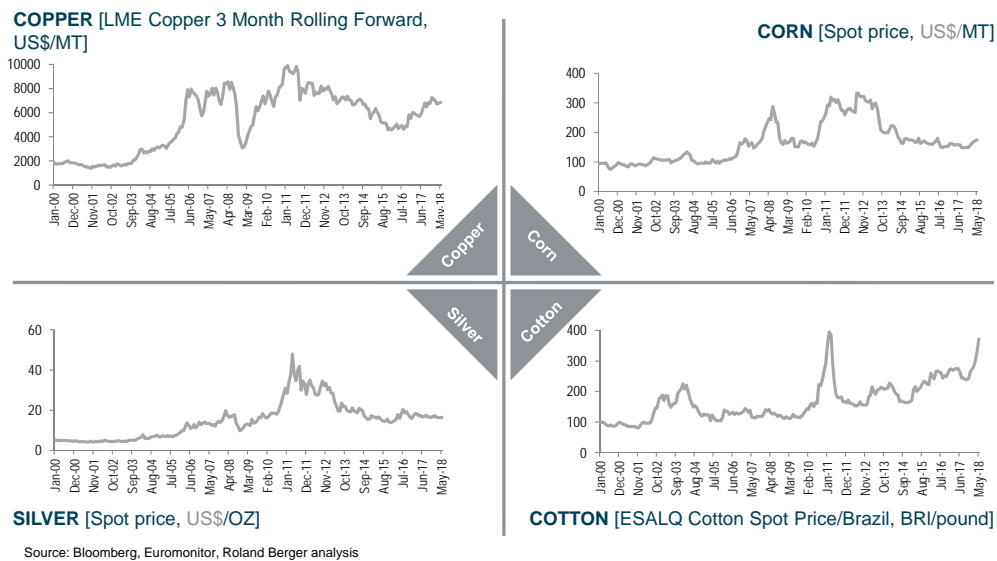
4.4 リスクマネジメント（先物市場等）

4.4.1 世界のリスクマネジメントの現況

本節では、エネルギー市場リスクマネジメントについての概要、また、新しいリテラー、電力事業者が、リスクマネジメントとしてどういうことをやっているのかについて述べる。

金融市場には多くのリスクがあり、例えば取引上の損失、詐欺行為、不正行為なども金融市場においては見られる。石油ガス市場におけるリスクには、この数十年の中でボラティリティー、あるいはブラックスワンといった今まで見たことのないような出来事も起こった。商品価格(図 4.4-1)を見ると、非常にボラティリティー(価格変動性)が高くなってきており、銅、トウモロコシ、銀、綿では、20 年間を見て、価格がかなり大きく変動している。これは天候であったり、政治的な状況であったり、生産業者の内部的なもの、需要の高騰も影響する。

Commodity prices have been very volatile, creating risks for market participants

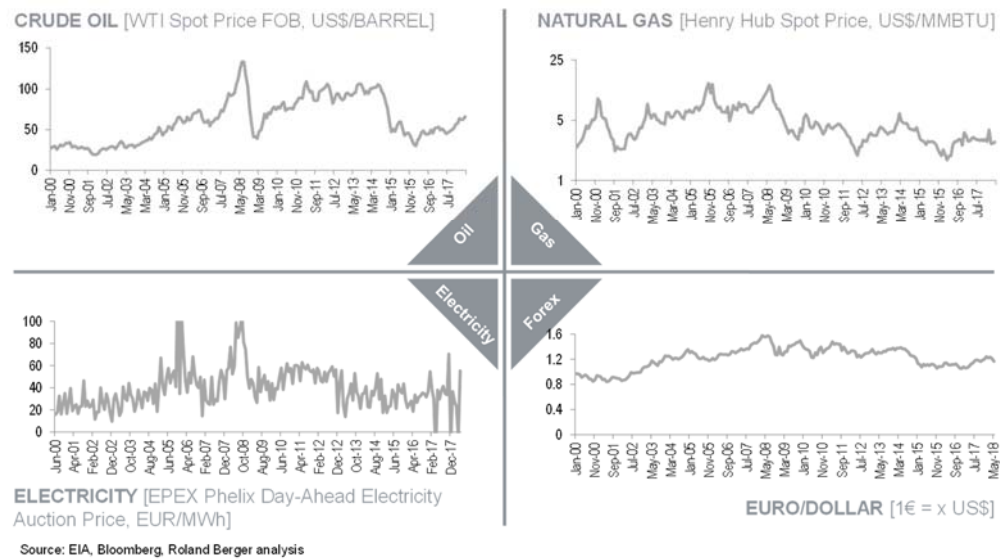


出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.4-1 各商品価格の推移

エネルギー、特に電力は今の段階では少なくとも蓄電することができないためかなりボラティリティーが高く、為替、外為市場は比較するとボラティリティーが低い（図 4.4-2）。

Within the commodities world, energy is even more volatile, especially electricity, that cannot be stored (so far)



出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.4-2 各エネルギー価格の推移

ボラティリティーは流動性のある競争市場にのみ存在し、日本には活発で多様な電力小売市場があるが、取引量は限られており、まだ始まったばかりという段階にある。

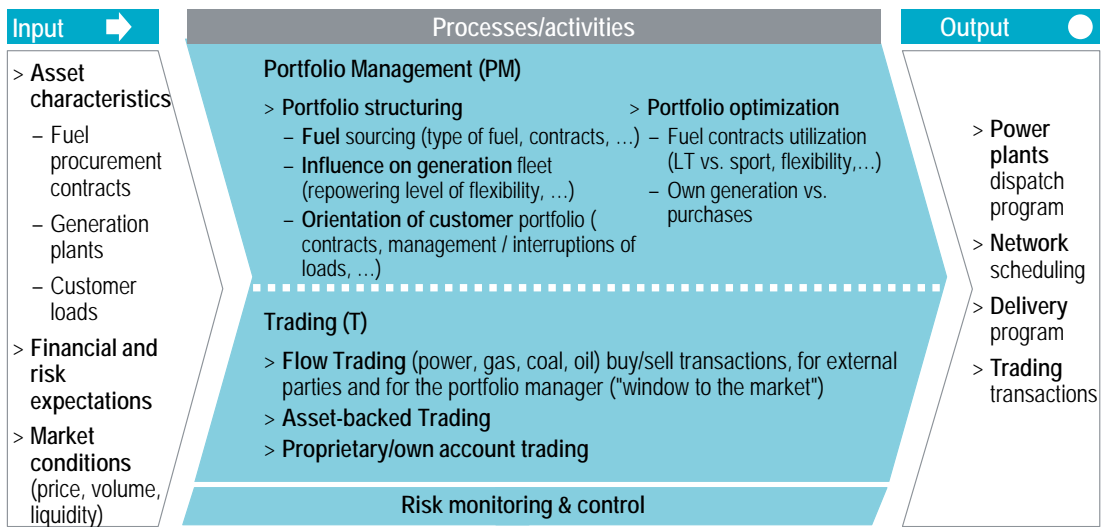
ユーティリティーにとっても、リテラーにとっても、そして、発電事業者にとってもリスク管理は必須なものである。エネルギーを売買するといったニーズ、異なる価格のフォーミュラー、電力市場や他のプレーヤー等様々なソーシングが流動化市場には存在し、当局の監視下のもと市場に最適化され、プレーヤーは自分の会社の資産やポートフォリオに従い、マーケットの中で供給、需要、両方のポジションで判断する。

非流動的な市場、あるいは流動性がまだ始まったばかりの市場においてはほとんどが公益事業者の中で行われ、日本の電力市場でみられるように、市場取引量自体が少ないため部分的にのみ最適化され流動性が低い。

リスク管理とは、まずはポジションのポートフォリオを管理する。ポートフォリオを構造化し、最適化し、市場に対してベンチマークしていく。そのポートフォリオに従い市場で取引を行う結果として、モニタリング、コントロールしなければならないリスクがリテラー、発電業者、事業者に課される。

Portfolio Management and Trading help structure and manage risks

PM&T function overview



Source: Roland Berger Strategy Consultants

出典：電力市場セミナー講演資料

図 4.4-3 ポートフォリオ管理と取引機能の概要

変動する電力量、電力システム、取引為替等ボラティリティーは顧客側のニーズによるリスクである。株式会社の株主と公益事業者では、利益に伴うリスクの向き合い方も異なる。また公益事業者の中にもリテーラーと発電業者とでは異なる利害関係があり、市場で各ポートフォリオを最適化し調和するのは難しい。

Roland Berger の顧客は、残念ながら 900 万ユーロほどの損失を計上した。ロングポジションも持っていたが、石油価格が下がっていった。損失だった。しかし根本的にいえばリスク回避の枠組み、リスクリターンポリシーがなかったことが要因であった。

損失が計上される原因としては、リスクが高過ぎた、あるいはリスクコントロールが不十分だった、このどちらかである。リスクが高過ぎるというのは、例えばポジションが大き過ぎる、財務体質に比べて大き過ぎた、マーケットに対する見方・市場に対する理解が不十分であったという意味である。リスクコントロールが不十分とは、リスク管理の枠組み不十分でそのツールがない、あるいはリスクが顕在化しそうだと思っていたのに対応をしなかったこと等が挙げられる。

リスク管理の枠組みには、1 点目として定義付けが重要である。会社として何をしたいのか、どういうリスクリターンの志向があるのか、リスクをとるアップサイドがあるのか、ヘッジファンド、あるいはリスクに対するアップサイド、つまりどの程度、経済性、予測可能にしたいのか、予測不可能なものを許容できるのかできないのか、そういった定義づけをしなければいけない。

2 点目としてはリスクのカテゴリーを特定と管理が重要である。リスクのカテゴリー特定と管理、ポートフォリオのマネジメント、リスクコントロールである。

リスクのカテゴリーとしては、エネルギー市場においては外部因子として天候が挙げられる。内部因子としては IT の破綻、人為的ミス、予測モデルの間違い等が挙げられる。これらにより、異なるリスク、カテゴリーが発生し得る。①市場リスク、②為替リスク、③事業リ

スク等のカウンターパーティーリスクまたはオペレーショナルリスクがある。

このようなリスクに対して、ポートフォリオマネジメント、リスクをクライアントに転嫁、価格のヘッジング（基本的にはバック・ツー・バックというヘッジング）といったリスク管理がある。

リスクインディケーターというと、さまざまな数学的な、統計的な定義があるが、概念、コンセプト、基礎的な概念を理解していないため不明なことが多い。しかしリスク管理にとって一番重要なのは、なんのためのインディケーターか、オペレーショナルな意思決定のためなのか、財政的なパフォーマンスマネジメントのためなのか等、理解していることである。リスク管理の枠組みというのは、ガバナンス、リスク管理の組織、統計的ツールの理解、プロセス、プロシージャ、IT等、いろいろなことの組み合わせであり、当然のことながらそれらに携わるすべての人が必要である。リスク管理の基本として、リスク組織はある意味事業部門からは切り分けておく必要がある。

トレーディングに関わる人はリスクマネジメントの枠組みの中で、どんなリスクをとることができるのか、どのレベルで許容できるのか。どこまでのものであれば認められるのかといった、教科書ともいえるリスクポリシーに則り取り組まなければならない。リスクポリシーを持つことから始めるべきであり、将来、市場が発展するにつれてどういうリスクにさらされるか、どういうふうに管理することができるのか、そのためには何が必要なのか、PL への影響は明確なのか考えなければならない。

4.4.2 欧州におけるリスクマネジメントの現況と課題

主にエネルギー価格エクスポージャー（リスク管理）に関連したもの、卸売電力市場の活用、物理的市場と金融市場との違いを説明する。

例えば炭鉱業に携わっている人は炭鉱のコストは分かっているが、石炭の販売価格はわからない、電力の小売会社の販売価格は決まっても、購入価格はわからない。これがエネルギー価格のエクスポージャーの意味である。取引、トレーディングをすることによってエネルギー価格のエクスポージャーを下げることはできる。

主に発電と小売の企業は実物市場、トレーディング企業、銀行、商社は金融市場に入る。物理的な電力市場はキャッシュアウトのリスクを持ち、インバランスの場合罰則が課される。金融は標準的な契約で、ISDA（International Swaps And Derivatives Association 国際スワップデリバティブ協会）で簡単にアクセスが可能となる。

金融市場では常に売り手と買い手（トレーダーや銀行）が存在するため、流動性があり、実物市場で売り価格が高騰し買い手がいなくなってしまうような状況において、流動性のある金融市場は重要である。

日本に卸売電力市場がない理由は燃料調整条項があるからである。多くのリスクはエンドユーザーに転嫁されているが、顧客がなくなれば価格のリスクも強くなる。そうなる取引の必要性も高まる。信頼性・透明性のあるインデックスが必要となり、JEPX のような流動性をもつものがますます必要となる。更には、独立したトレーディング企業の参画や不変性を持つ堅牢なインデックスの確立も非常に重要となる。

日本における課題

日本で現在課題の一つとして考えられているのは、JEPX の方法ではネガティブプライスを認めていないことである。ネガティブプライスは特に再エネや発電、こういったものが系統連携されると起こり得ることである。実物市場と金融市場の間のベースリスクをなくし本当に機能するスポット市場をつくるため、発電量が多く十分な消費がない時のネガティブプライスを認める必要がある。また、発電データを発表しなければならない。タイムリーな形で発表して、皆が確認できるように同時に発表する必要がある。

日本の電力市場においては、リスクプロファイルのために契約数を増やすと同時に何らかの仲介が必要であること、市場参加者のために実物先物と金融先物とを同じスクリーンで確認し、また、実物商品と商品と比較できる能力、更には燃料と電力の卸売結論として、電力市場規制緩和の後、電力卸売市場は、電力会社の価格エクスポージャー、リスク管理は欠かせない。電力実物市場、電力金融市場は、調和を持って同時に存在することができる。同時に存在することで流動性が自動的に高まる。

流動性をもたらすためにはトレーダーを引きつけるためには、クリアで透明性の高いスポット市場、ネガティブ価格を認めるためにはより良い市場デザインが重要である。日本は他の先進国や市場での間違いから学び、世界最大、最善の電力市場になり得る。

4.4.3 日本の市場の特徴、課題、アドバイス

フランスの教訓から学べるもの

日本の状況は 18 年前のフランスと似ている。主要な当時の問題の 1 つ、EDF が流動性を提供する。一晩で解決はできない。一部はもっと透明性のある形で、市場で最適化しなくてはいけない。流動性を持たせるために、余剰電力を販売した。それで少し流動性が生まれた。

日本は自発的に電力会社が多少の流動性をつくり出している。これは加速化しなければならない。それが電力会社の益にかなうこととなる。それに対して備えを持つことが必要である。

どのようにしてリスクを緩和するのか、リスクマネジメントフレームワークをどのようにして日本の環境の中で作ったら良いのか

まずはトレーディング、外部との取引から始めることが必要である。キーワードは市場価格と参照価格、レファレンスプライスに基づいて取引を始めることある。考え方を変えなければならない。

JEPX は一日前市場で、バイヤー、セラー等と呼び、そこで取引ができるようにした。それによって参照価格をつくり上げた。

日本は完璧なマーケット設計を初めから作りたいと思考している。先物市場がないなら物理市場にトレーディングカンパニーが参加しやすい市場を作ることにも一案である。物理的な市場で流動性を提供する、それが望まれていないのであれば、少なくとも先物市場を作り、完璧ではない方法で開始することも必要である。

日本の完璧主義の精神への対処法

フランスは独占企業を参考にしたい。フランスは当初政府が自由化に反対だった。エネルギー市場の自由化を反対していた。EU のマニフェストだったため、それでもフランス政府はやらざるを得なかった。最初に制定した法律は、トレーディングの定義をとっても狭い見解で定義されていた。再販売のための電力を買うことはできるという定義にした。そのため、転売できる以上には電力を購入することはできなかった。卸売市場では流動性を生み出すことはばかげたことだというふうに見られていた。ベルギーのシステムは、フランスに対してクローズしていた。そのため、関係者全員で集まり、ワーキンググループミーティングが行われた。その結果、パワーエクスチェンジ（電力市場取引所）が作られた。これを作った目的は、スポットマーケット、現物市場をつくることであった。その後、先物市場を作る予定であったが、結果的にはフォーラムをつくり出すこととなった。全ての市場参加者が集まるフォーラムが設立され、当局に対して意見を言う機会ができた。

銀行、証券会社が果たせる役割、将来的に果たせる役割

トレーディングカンパニーや金融機関が日本で電力取引にかかわりたい理由は、他のコモディティーのエクスポージャーがあるからである。例えば石炭市場において、毎年、東北電力が資源メジャーのグレンコアコールと交渉をして、価格を決定していくが、全ての石炭のトレーダー、つまりロンドンやドイツの石炭のトレーダーは、どういう意思決定が日本でなされるか、その判断を待っている。世界のコモディティーのジグソーパズルの一部と言える。日本の銀行、証券会社にとっても同様である。金融デリバティブプロダクトではトレーディングが行われており、コモディティーでも、LNG 等一部にエクスポージャーを持っている。

リスクマネジメントする上で必要な ETRM をどう始めたら良いか

まずスプレッドシートの作成が必要である。ETRM を始めるためにははりてーラー、そして、サーベランスシステムも課題を今でも持っているが、ソフトウェアのインストールが必要である。更に、適切な人が適切な役割を行うことが基本である。

4.5 電力料金

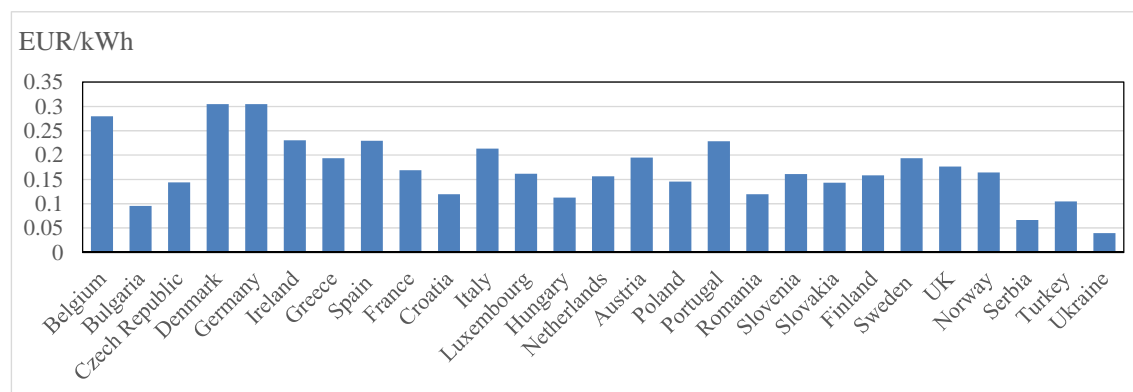
4.5.1 世界の電力料金の現況

一般財団法人電力中央研究所のレポート¹⁾(国際エネルギー機関(IEA)の料金データを基に欧州 6 カ国(ドイツ・フランス・英国・イタリア・スペイン・デンマーク)、北米 2 カ国(米国・カナダ)、韓国、日本の計 10 ヶ国の電気料金の比較を行った)によると、諸外国の電気料金は、2000 年代から上昇傾向にあり、2011 年頃までは燃料価格の上昇がその主要因となった。特に、火力発電比率の高い国(英国・スペイン・イタリア・ドイツ)において影響が大きい。一方で、火力発電比率の低い国(カナダ・フランス)においてはその影響が小さく、料金の上昇は小さい。また近年は、燃料価格は下落する一方で、再生可能エネルギー発電比率が上昇している国を中心に公租公課の割合が増大していることから、電気料金の上昇要因が変化している点が指摘できると報告している。

米国においては、州ごとに傾向が大きく異なる。水力や安価な国内炭を石炭火力の発電比率が高い州の料金は割安であるのに対し、これらの比率が低く、ガス火力の比率が高い州の料金は割高である傾向が強い。料金が割高な州については、2000 年代中頃には日本と同程度の水準にまで至っている。また、一般に電気料金の高い州が小売自由化を実施したが、自由化実施後も、自由化州と規制州の料金格差は必ずしも縮まっていない。このことから、米国における電気料金水準は、自由化の実施の有無よりも、電源構成に強く影響を受けていることが推察される。

4.5.2 欧州における電力料金の現況と課題

図 4.5-1 は EU 加盟国における家庭用電気料金の比較(2017 年)である。デンマーク、ドイツ、イタリアでは 2000 年代初頭もしくはそれ以前から、英国やスペインでは 2000 年代中頃から、料金は上昇傾向にある。この背景として、火力発電比率の高い国における燃料価格の上昇の影響や、公租公課の増加などが指摘されている。

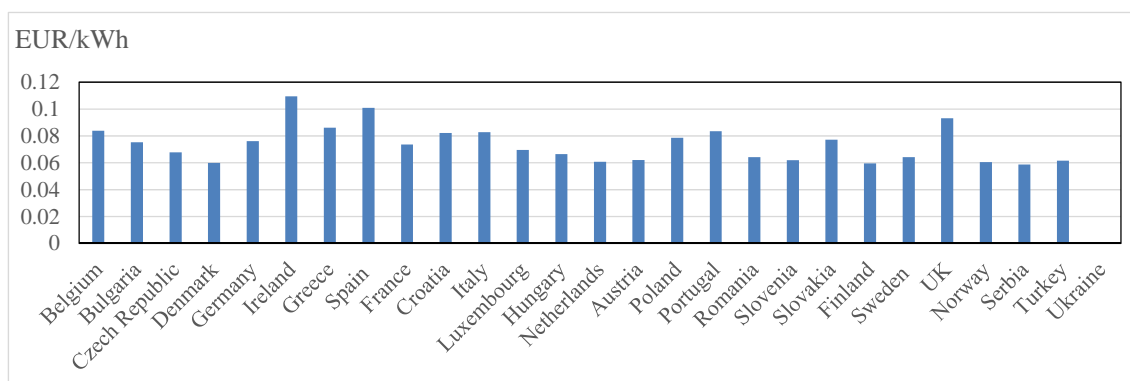


出典：Eurostat Statistics を基に JCOAL にて作成

図 4.5-1 家庭用電気料金の比較

¹⁾電力中央研究所研究資料, NO.Y17504, 電気料金の国際比較, 2018 年 1 月

図 4.5-2 は EU 加盟国における家庭用電気料金の比較(2017 年)である。家庭用と同様、2000 年以降に概ね上昇に転じている国が多い。



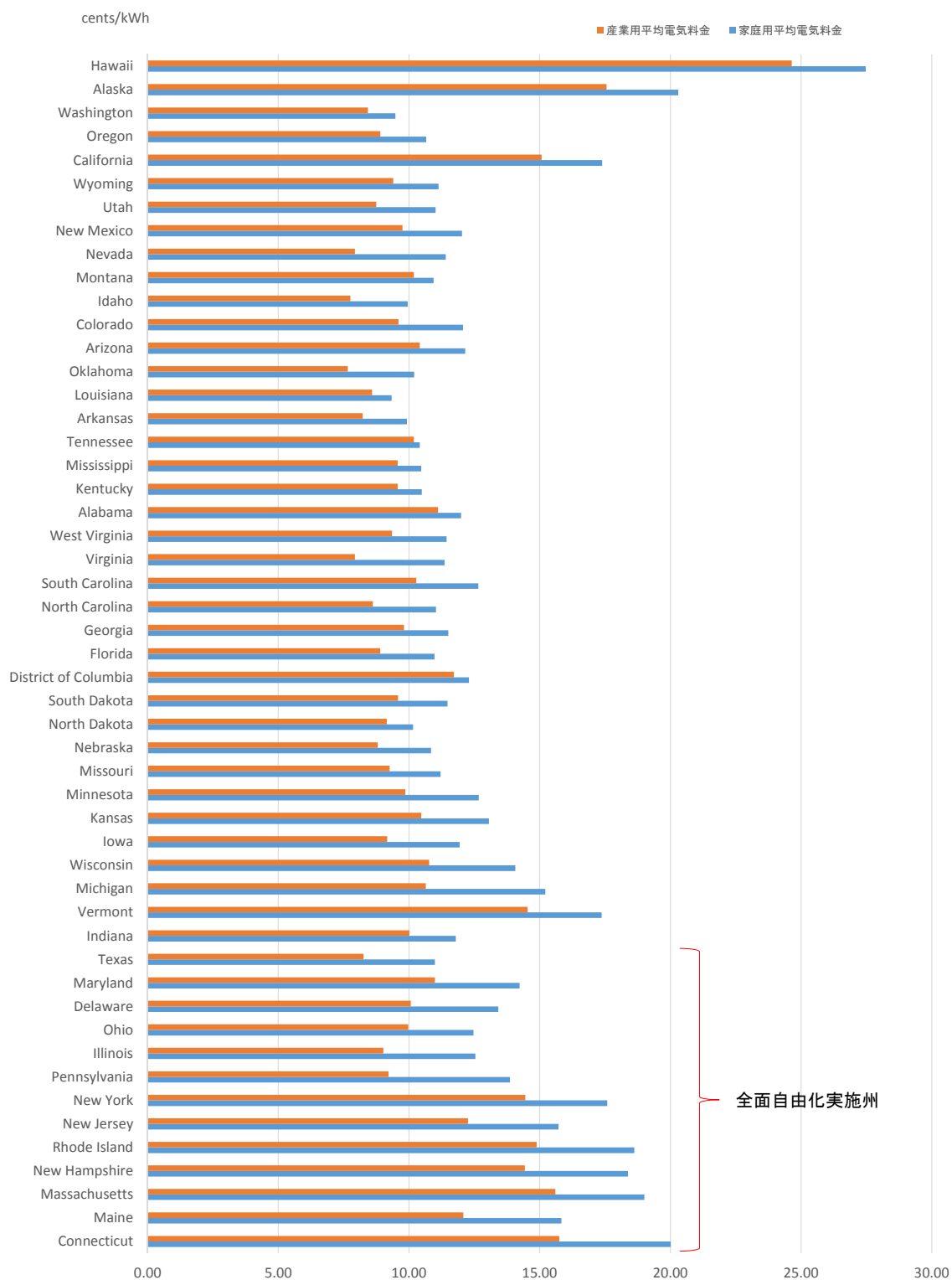
出典：Eurostat Statistics を基に JCOAL にて作成

図 4.5-2 産業用電気料金の比較

欧州においては、ドイツやイタリアといった再エネ比率が急増している国々で、公庫効果の部分が徐々に大きくなっているのが課題とされる。

4.5.3 米国における電力料金の現況と課題

図 4.5-3 に米国の州別電気料金（2016 年月額平均）を示す。全面自由化を実施している 13 州（ワシントン D.C.も実施しているが、図中には含まれない）の平均価格は、家庭用で 15.59 cents/kWh、産業用で 12.08 cents/kWh となっており、これはその他の国の平均（家庭用で 12.37 cents/kWh、産業用で 10.32 cents/kWh）及び全国平均（家庭用で 13.19 cents/kWh、産業用で 10.77 cents/kWh）よりも高くなっている。



出典：EIA 情報より JCOAL 作成

図 4.5-3 州別電気料金（2016 年月額平均）

第5章 政府関連会議の開催等

5.1 電力市場セミナー

本事業の実施項目の一つとして、政府関連会議の開催等があることを受け、平成30年6月14日（木）に、都内にて電力市場セミナーを実施した。尚、本セミナーは、電力小売全面自由化から2年を経過した日本において、海外の電力自由化動向を探ることを目的としたものであり、経済産業省が海外の電力市場をテーマにした初めてのセミナーである。

本セミナーは、経済産業省のWEBSITEにも大きく掲載し、且つ、電気新聞5月30日号にも掲載した結果、大きな反響があり、会場収容人数の3倍強の参加申込が殺到し、実際の参加者は公正な抽選の結果、選ばれた方々のみに参加頂いた。

参考；電気新聞 平成30年5月30日（水）掲載記事

電力市場セミナー 開催した講演会

エネ庁 海外自由化動向探る
初セミナー、6月に都内で

経済産業省・資源エネルギー庁は、電力小売全面自由化から2年が経過したのを踏まえ、海外の自由化動向を探るセミナーを6月14日に都内で開く。欧米を中心に小売電気事業者のほか、卸電力取引所、投資会社の担当者らが講演を行うとともに、パネルディスカッションを通じて知見を深める。エネ庁が海外の電力市場をテーマにしたセミナーを開くのは今回が初めて。セミナーでは導入部で電力小売市場を取り上げ、自由化の進展に伴い競争環境がどう変化するかなどについて、欧米の小売電気事業者、コンサルティング会社の担当者が解説する。卸電力取引所を巡っては、米国PJM、欧州EPEX SPOTが再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力小売市場の変化や情報技術の発達などによる取引量・価格への影響を分析する。

また、市場の価格動向と発電・小売事業者のリスク管理の現状も概観。先渡し・先物市場の導入例なども紹介される予定だ。

一方、より長期の視点から、卸電力取引所の価格低下が発電投資に与える影響も検証する。国際エネルギー機関（IEA）や豪州インフラ投資銀行が登壇するほか、エネ庁も現在議論が進められている容量市場・ベースロード市場の詳細設計について報告する。

エネ庁は「小売全面自由化から発送電分離の2020年までで区切ると、ちょうど折り返し地点を迎える。度の参加を予定している。

エネ庁のウェブサイト（<http://www.enecho.met.go.jp/notice/event/>）から登録を受け付ける。250人程度の参加を予定している。

電機新聞2面
2018/5/30(水)

発行:2017年8月
価格:本体4,000円
仕様:A5判/300

電機新聞メディア事業局 TEL(03)5271-1111
www.denkishimbun.com

既刊 電機新聞

セミナー概要

日時；平成 30 年 6 月 14 日（木）

場所；イイノホール

主催；経済産業省

セミナー名；電力市場セミナー/Tokyo Power Market Seminar

言語；英語／日本語（同時通訳）

開催趣旨；

2016 年 4 月の全面自由化以降、新規参入者が増加し、多様な料金メニューの提供がなされるなど、電力の小売市場における競争が進展すると共に、新規参入者の重要な電源調達手段となる卸電力取引所の取引量が大幅に増加しています。他方、新規参入者の多くは、卸電力取引所の価格変動リスクにさらされており、適切なリスク管理が急務となる一方、発電分野に目を向けると、市場取引が増加する中で、中長期的な発電投資を如何に確保していくか、といった課題も顕在化しつつある。

こうした状況を踏まえ、海外の有識者をお招きし、先行して自由化を進めてきた欧米の経験と教訓を学びつつ、日本の自由化の進むべき方向性について考えるため、本セミナーを開催する。

AGENDA；

Tokyo Power Market Seminar

(9:30 - 17:30, June 14, 2018)

1. Opening

9:30 - 9:40 Opening Remarks

Shin HOSAKA, Deputy Commissioner, Agency for Natural Resources and Energy

2. Power Markets Today

9:40 - 10:00 Power Markets Today

Keynote: **Market design in an age of transition**

Albert CHEUNG, Head of Global Analysis, Bloomberg New Energy Finance

10:00 - 11:15 Retail Market Development

- **Liberalizing Japan's Electricity Market**

Darin COOK, CEO, Infinite Energy

- **10 years of Supply Market Development in the United Kingdom**

Robert GROVES, CEO, Smartest Energy

- **UK Retail Energy Market Development - Smart is only the start -**

Mark COYLE, Vice President of Corporate Strategy, Energy Services Group

Moderator: Gustav H. BEEREL, President, Customized Energy Solutions Japan

11:15 - 12:30 Wholesale Market Development

- **Overview of PJM: Looking Back to Look Forward**

Craig GLAZER, Vice President, Federal Government Policy, PJM

- **European Wholesale Market Development**
Wolfram VOGEL, Director Public & Regulatory Affairs, European Power Exchange (EPEX SPOT)
- **Wholesale Market Development**
Takashi MURAKAMI, Chairman & CEO, Japan Electric Power Exchange (JEPX)

Moderator: Hiroshi TOMITA, Director, Infrastructure and PPP, PwC Advisory LLC

(12:30 - 13:30 Lunch Break)

3. Market Volatility & Risk Management

13:30 - 15:20 Market Risk Management

Keynote: **Ready for energy market risks? - Introduction to risk management approaches**

-Denis DEPOUX, Senior Partner, Managing Partner of Greater China, Roland Berger

- **Energy Price Exposure**
Julie ARNOLD, Head of Power Trading, Asia Pacific, RWE Supply & Trading
- **(No Title)**
George DRANGANOU DIS, Managing Director, Head of Energy & Commodities TP ICAP APAC
- **(No Title)**
Richard EVERETT, Head of Product and Markets, Trayport

Moderator: Kazuo OSHIMA, Director, Deloitte Touche Tohmatsu LLC

(15:20 - 15:40 Coffee Break)

4. Energy Market & Investment

15:40 - 17:30 Power Generation & Transmission Investment

Keynote: **Power Generation and Transmission Investment**

- Matthew WITTENSTEIN, Senior Electricity Analyst, IEA

- **Challenges to power generation investment**
Manabu NABESHIMA, Director for Electricity Supply Policy, METI
- **(No Title)**
David BALDWIN, Senior Managing Director, Macquarie Infrastructure and Real Assets
- **UK energy policy and market reform**
Robert GROSS, Director, Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College London

Moderator: Miho KUROSAKI, Head of Japan and Korea Research, Bloomberg New Energy Finance

5. Closing

主な議論；

■ 日本政府の本セミナーの開催による議論の焦点は以下の通り；

- ・日本では 2011 年の東日本大震災とこれに伴う福島第一原発の原子力事故を契機として、電気料金の値上げや需給逼迫下での需給調整、多様な電源の活用必要性が増すとともに、従来の電力システムの抱える様々な限界が明らかになった。政府としては、「安定供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大」をキーワードに、電力システム改革を進めている。
- ・2016 年の小売全面自由化以降、小売事業者数は約 500 事業者に及んでおり、家庭部門の新規参入事業者へのスイッチングは年に約 300 万件のペースで進んでいる。2020 年には発送電分離が予定されていて、送配電部門の中立性がより一層高まることで、こうした競争がさらに加速することを期待している。
- ・他方、事業者間の競争は価格を中心としたもので、新規参入者の料金は、旧来の大手電力会社によるものを基準としたものが大半である。こうした価格競争は、電気料金を抑制する上では重要な要素ではあるが、これからの電力市場で求められるのは「サービスの質」である。
- ・卸電力取引所の取引量は、2 年前に比べて約 8 倍になる等、全面自由化以降、その厚みは着実に増大している。その一方で、今冬は関東地方において需給が逼迫した。この逼迫をした際には市場価格が高騰するなど、市場の厚みはまだ十分とは言えない状況にある。
- ・自由化のもとでも必要な中長期のエネルギー投資をどのように確保していくか、パリ協定における日本の削減目標 26%をどのように達成するのか等山積みの課題において、政府では、新規参入事業者による安価なベースロード電源へのアクセスを容易にする市場や電力先物取引を行う市場の創設、発電投資の予見性を高めるための容量メカニズムの詳細制度設計を検討、また、再エネや原子力等非化石電源による「非化石価値」の取引を行う市場については今年の 5 月に運用を開始した。
- ・またエネルギー政策の基本的方向性を定めた新たなエネルギー基本計画を策定中である。注意 1；この時点(6 月 14 日)では、まだ第五次エネルギー基本計画は閣議決定されていない

■ 欧米各国・組織等による議論の焦点は以下の通り（詳細は参考議事録参照）；

- ・クリーンエネルギーの展開は加速し、2017 年は世界で合計 175 ギガワットの再エネが電力システムに対して追加されている。約半分が太陽光で、3 分の 1 が風力であり 13 年連続して伸び展開が加速している。太陽光 PV は 2010 年に比べて 10 分の 1 であるように PV コストが下がっている。太陽光はさらに 2040 年までに 60%下がり、風力は 2040 年には今と比べて 40%下がる見込みである。
- ・日本は石炭がまだ一番安価であり、太陽光は依然として高い。太陽光のコストは今後さらに下がってくる。2030 年には太陽光が日本で一番安い電源になると予測されている。
- ・インドでも、太陽光は今後最安のエネルギーになり、石炭より安くなると予測されている。
- ・将来の電力システムは再エネが席巻すると予想されている。現在は 4 分の 1 が再エネ、3 分の 2 が化石燃料であるが、2040 年には経済ベースで 50%以上が再エネに代わり、約 3 分の 1 が化石燃料になる。
- ・英国では 2040 年までに州によっては風力が席巻すると考えている。
- ・米国ではグリッドの経済性が変わってきており、石炭や原発では問題対応があるため分散電源へ推進している。
- ・ヨーロッパでは益々再エネが増えており、もっと市場への分散電源の統合が必要になってくる。

- 良い市場デザインとはどういうものなのか。エネルギーはクリーンでなくてはならないか。無停電等の信頼性が高いものでなくてはならない。最終的には、安価な電力、環境配慮、高効率、更にエネルギー・セキュリティのプラス S が必要と言えるだろう。これは日本がエネルギーミックスで掲げている「3E+S」の表示と似ている。これら 3 目標の達成には、政策立案者が対応していく必要があり、5 つの課題（①エネルギーとフレキシビリティに対して、長期的な投資のための信頼性のある市場のシグナルを出すことができるか、②、市場が短期の給電に最適化した形での利用可能なリソースを使うことができるか、③適切な場所でキャパシティがつくられているか、投資に関しても適切な立地で行われているか。間違っても十分な送電線のないところで立地が行われていないか、④分散電源は適切な形で市場に統合されているか、⑤市場はイノベーションを促進しているか）がある。
- 解決策は一つではない。国によって違う解決策がある。



保坂／資源エネルギー庁次長による開会辞

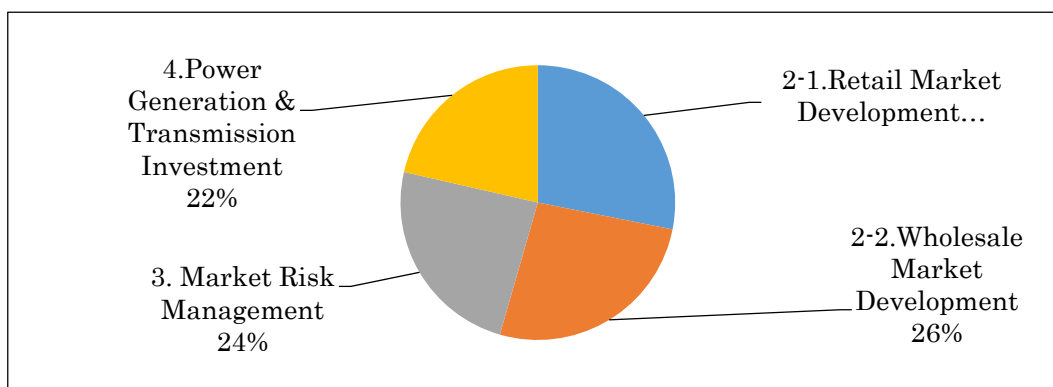


Market Risk Management 議論の様子

参加者の反応（アンケート結果から）；

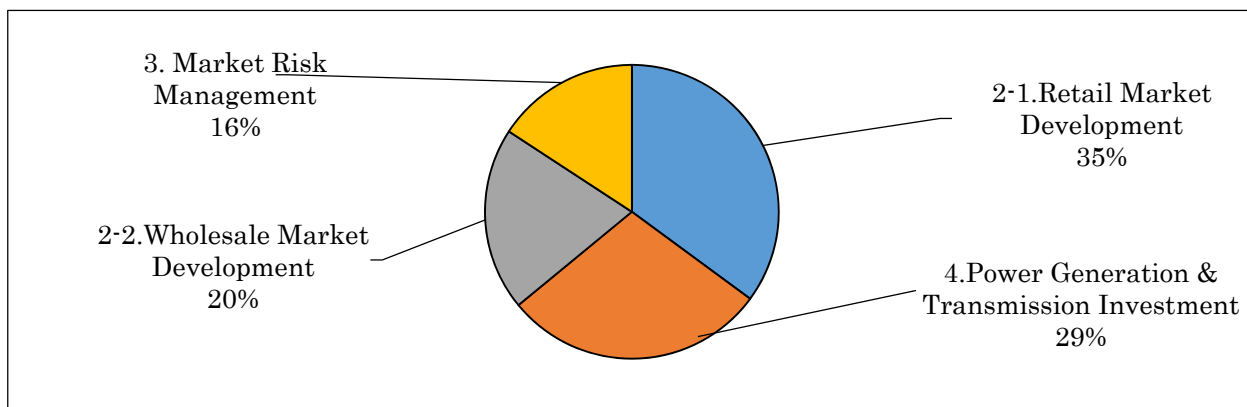
① 参加した分野（複数回答可）

✓ 4分野に平均に参加していたことがわかる。



② 関心が高く、業務上有用であった分野（複数回答可）

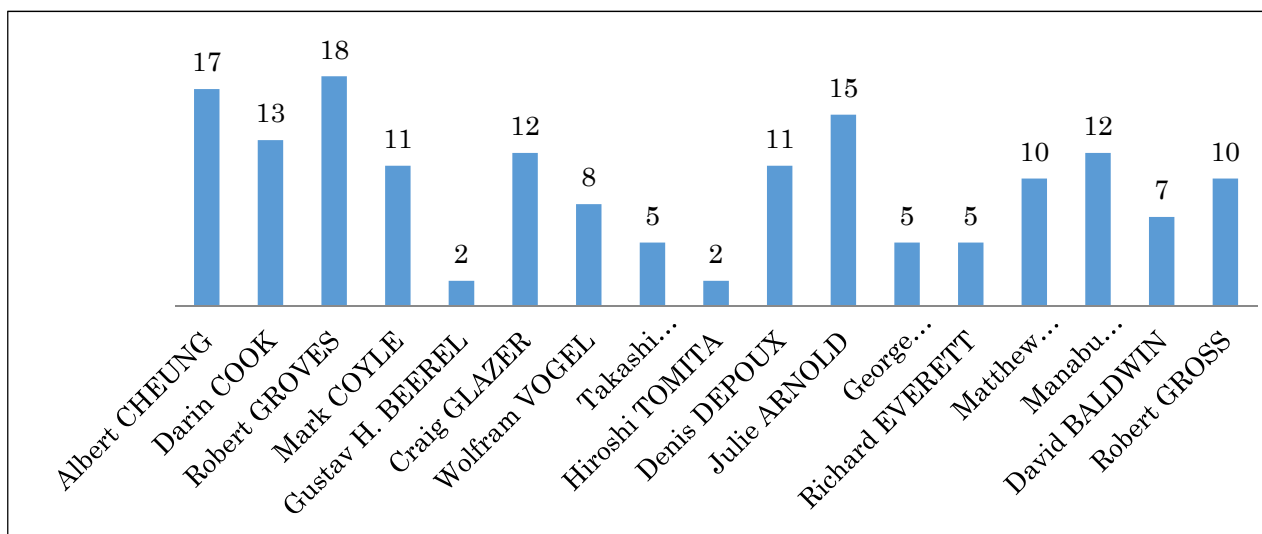
✓ いずれの分野も関心が高く、業務上有用であったと思われる。



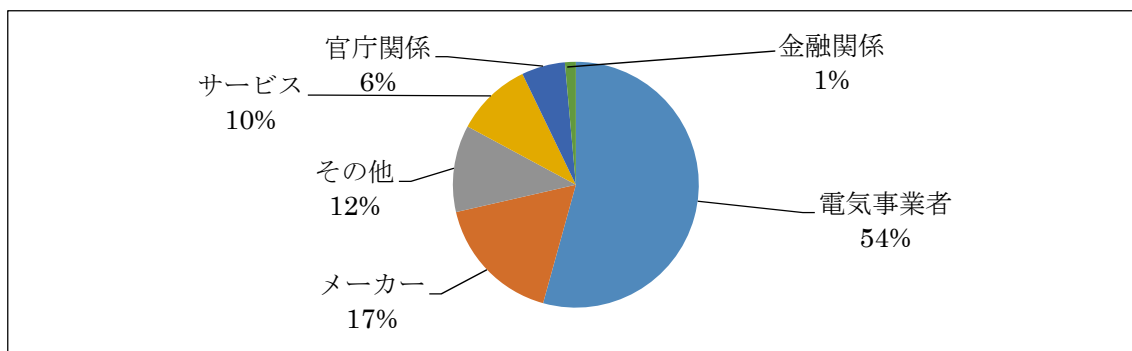
③ 関心が高かったプレゼンテーション (3 本以内)

✓ 関心が高かった講演は以下の通り ;

1. Mr. Robert GROVES, Smart Energy 「Retail Market Development」
2. Mr. Albert CHEUNG, Bloomberg New Energy Finance [Power Market Today]
3. Ms. Julie ARNOLD, RWE Supply & Trading [Market Risk Management]



④ 参加者属性



⑤ 全般的コメント（含意見）

- 非常に良いセミナーだった。
- 非常に有用であった。資料が HP に載るのも良かった。
- パネルディスカッションの内容が興味深かった。
- 日本の電力自由化実施より 10 年前から行われている欧米の状況を知ることにより
問題点や成功事例を参考に出来る良い機会であり、今後もこの様なセミナーを企画、
提供頂きたい。東京だけでなく、大阪でも開催する等できるだけ参加者が多くなるよう
企画してもらいたい。
- 世界の電力システム改革の状況がよくわかった。日本と他の電力市場の現状、将来、
見通しの違いが理解できた。
- 具体的な事例も有り、参考になった。
- 今までの電力システム改革議論において「エネルギートレーディング」「海外の資源を
持たない/販売先を持たない事業者への市場開放」という視点に気付かされた。
- 今後の事業展開において参考になった。
- 様々な情報を得られた。
- 欧米の既に運用中の自由化市場から見た日本の自由化の状況に対する専門家の意見を
伺うことができ非常に有意義だった。
- 難しい内容だったが、様々な観点から海外の事情を知ることができ、有意義だった。
今夏よりアメリカに留学する予定があり、アメリカで進んだ電力市場の様子を勉強し
てきたい。
- タイムリーかつ内容の濃いセミナーだった。
- パネルディスカッションが良かった（とても参考になった）。他分野のビジネス分野に
についてもこのようなセミナーを実施して欲しい。
- とても興味深い講演だった。
- It was very much informative, insightful review. Thank you for organizing.
- 自由化の方向性、仕様は多様で必ずしも成功の道だけではなく貴省の監督、管理舵取
りが非常に重要であるとともに失敗を恐れず開かれたオープンな指揮を期待してい
る。
- 当日の質問に回答頂くことは難しいかと思うので、事前に質問を受付け、それにパネ
リストの方々に答えて頂く等の機会を作って頂けるとより有益な情報を得られる。
- パネルセッションより会場からの質問受けをして欲しい。
- ディスカッションの議事録を後日公開してほしい。
- 通訳 横文字の訳が多く理解できなかった。
- 通訳が聞きにくい。
- パネルディスカッションの時発言者の識別が分かりにくかった（同時通訳の上で）。
- テーブルがあるといい。イヤホンの接触が悪かった。
- 各講演ともとても関心が高い内容であったが、持ち時間があまりにも短く、本来伝え
ようとするパフォーマンスが全くできなかったように思う。とにかく狭い会場にチー
プなイス、さらに午前中だけで 3 時間連続で講演を続けるなどは改善すべきと思う。
（他省庁の企画を参考に）
- いかに JEPX が無能かが良くわかった。日本の弱さが良くわかった。通路を作って
頂きたい。
- スピーカーが多かったため 1 つ 1 つの講演内容が浅かったように思う。
- もう少し全体のセミナーに時間があればよかった。

- 全般的に一般的な内容であり、次は Scope を限定（例えば容量市場 etc.）したセッションにするとさらに有益となる。
- 電力の risk management についてさらに深掘りして頂けたら良かった(energy との違い等)。
- 今回は投資家を含めて供給側の話が多かった。国内外需要側の意見も聞いてみたい。どんな電源、費用、サービスを求めているのか等。
- Trading 市場は金融プレーヤーが多すぎて多角的な見方、議論ができなかった。
- "■At Sec.4, METI explained their policy. But these days, Government of Japan (Bureaucrat) are low responsibility, So,you need much more explain and purreationability.
- Japan needs fuctures market as soon as possible.

5.2 ESAP「電力安全諮問委員会」ワークショップ（クローズド）

5.1 で記載した電力市場セミナー翌日には、関係者間のみ限定参加による IEA と資源エネルギー庁が共催した ESAP「電力安全諮問委員会」ワークショップが開催された。

日時；平成 30 年 6 月 15 日（金）

場所；イイノホール

主催；IEA、経済産業省

主な議論；クローズドの会議であるため、公表はしていない。

第6章 まとめ

我が国においては、平成 25 年 4 月に閣議決定された「電力システムに関する改革方針」に基づき、平成 28 年 4 月には小売全面自由化、平成 32 年 4 月には送配電部門の法的分離が実施されるが、電力市場や関連事業者のビジネス形態の変容や需要の増減、外資企業の進出といった外部要因も変化する中で、様々な問題や課題が生じることが予見される。

本事業では、先行して電力自由化が実施された欧米諸国における①電力小売市場、②電力卸市場、③発電投資（容量市場等）、④リスクマネジメント（先物市場等）及び⑤電気料金、という 5 つの点について調査を行い、2020 年に全面自由化を迎える我が国における政策立案に資する情報の収集を行った。

調査にあたっては公表されているレポートを対象とした文献調査、並びに各国の政府関係者や電力事業者を一堂に会した国際セミナーの開催を通じて実施した。国際セミナーでは各国参加者による自国の電力市場の現状や自由化実施による課題についての講演が行われ、最新の情報が報告された、また、セッション毎にパネルディスカッションを企画することで、日本の今後に対しての期待や要望といった忌憚のない意見が出された。一般参加者からは、様々な観点から海外の事情を知ることができ有意義であったという意見もあり、本セミナーは成功裏に終えたと言える。

2018 年 9 月現在、小売全面自由化から 2 年が経過し、2020 年の全面自由化までの折り返し地点を既に越えている。電力自由化の大きな目的である、「電力の安定供給を確保する」、「電気料金を最大限抑制する」、「電気利用者の選択肢を増やし、企業の事業機会を拡大する」、の達成に向けて、本事業で得られた調査結果が貢献できれば幸いである。

電力市場セミナー
Tokyo Power Market Seminar
講演資料

2018 年 6 月 14 日（木）
イイノホール&カンファレンスセンター

Power Markets Today

Market design in an age of transition

Tokyo Power Market Seminar

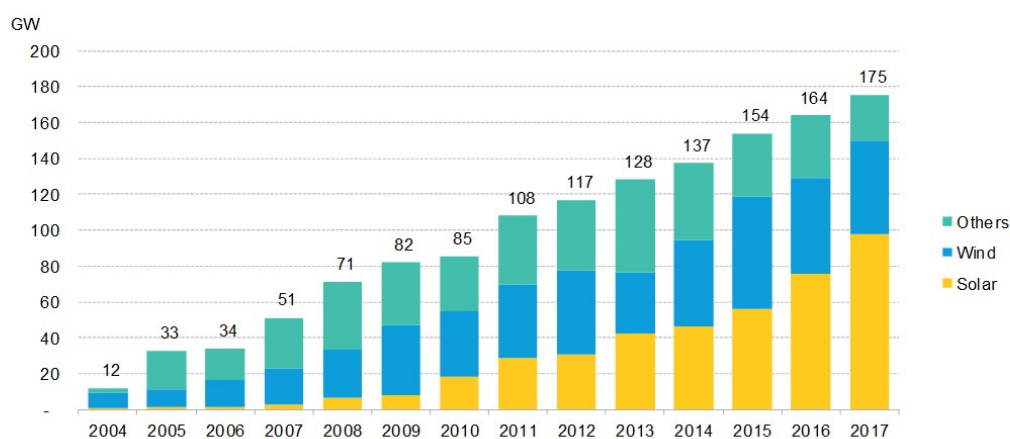
Albert Cheung

June 14, 2018

Bloomberg
New Energy Finance

Clean energy deployment is accelerating

Annual global renewable energy installations, 2004-2017

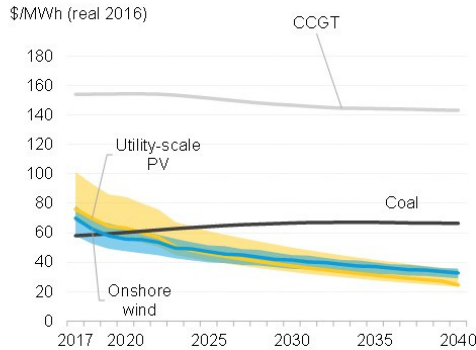


Source: Bloomberg New Energy Finance

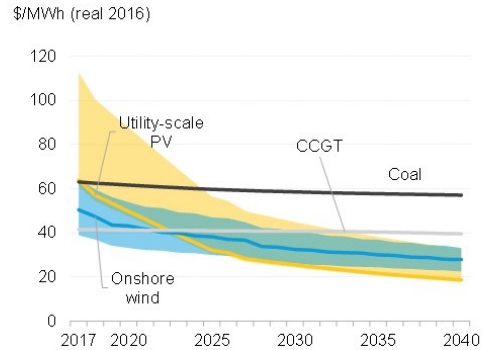
Solar and wind will be the cheapest forms of electricity in most countries by 2030...

Levelized costs of electricity for utility-scale solar, wind, coal and CCGT

China



U.S.



Source: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017

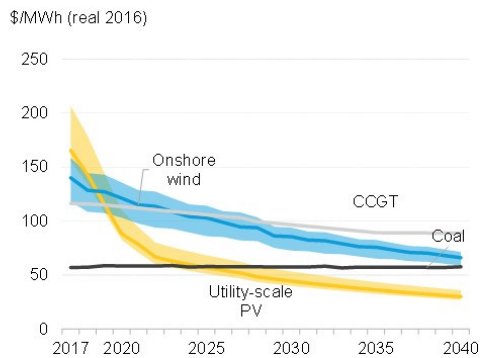
2

Bloomberg
New Energy Finance

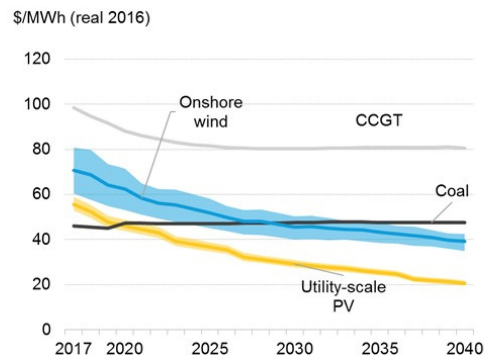
Solar and wind will be the cheapest forms of electricity in most countries by 2030...

Levelized costs of electricity for utility-scale solar, wind, coal and CCGT

Japan



India



Source: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017

3

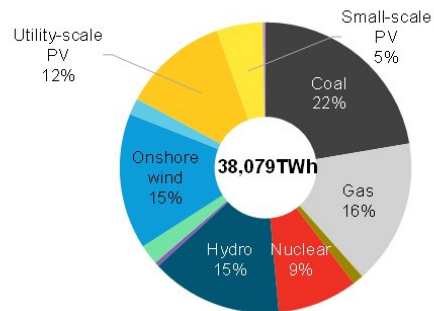
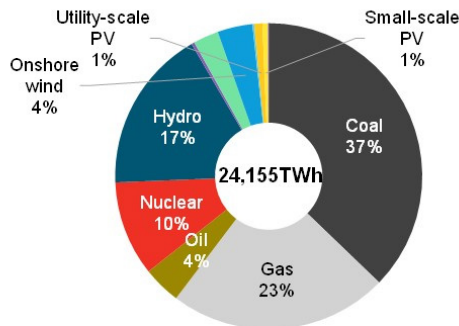
Bloomberg
New Energy Finance

The future power system will be renewables-led

Global power generation mix, from BNEF's New Energy Outlook 2017

2016

2040



New Energy Outlook 2018
will be out next week!

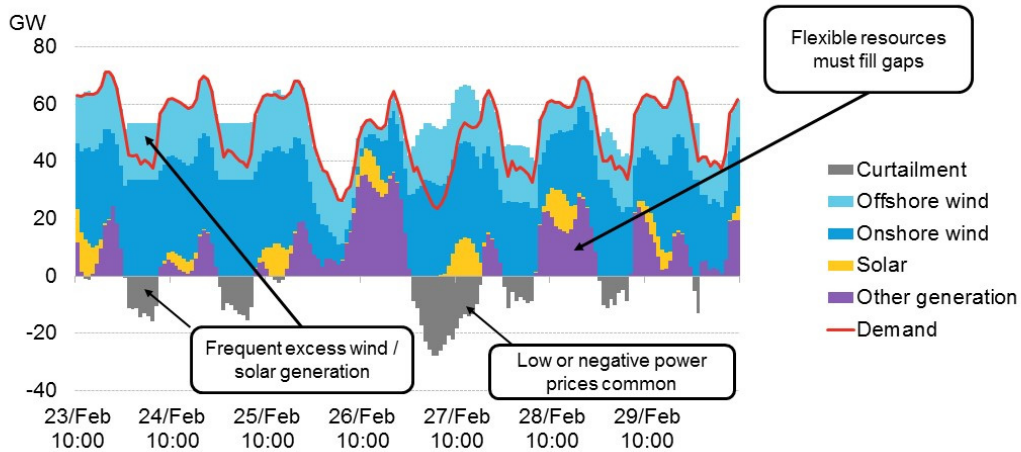
Source: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2017

4

Bloomberg
New Energy Finance

Future power systems will require much more flexibility

Highest output week for renewable energy in the U.K. in 2040



Source: Bloomberg New Energy Finance

5

Bloomberg
New Energy Finance

Power market design issues around the world



- Cheap gas and renewables causing challenges for coal and nuclear plants
- Rise of distributed energy, New York REV and community choice aggregators



- Impacts of growing RE on power market
- Move towards 'merchant' projects and possibility of self-cannibalization
- Clean Energy Package, 2030 goals and European internal energy market



- Power market reforms, liberalization, growth of clean energy



- Launch of National Energy Guarantee, recent developments in South Australia



- Rise of distributed energy resources
- Increasing penetration of variable, zero-marginal-cost renewables
- Growing need for flexibility
- Paris commitments to continue reducing greenhouse gas emissions

6

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage
3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed
4. Proper integration and valuation of distributed resources
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

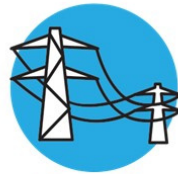
7

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



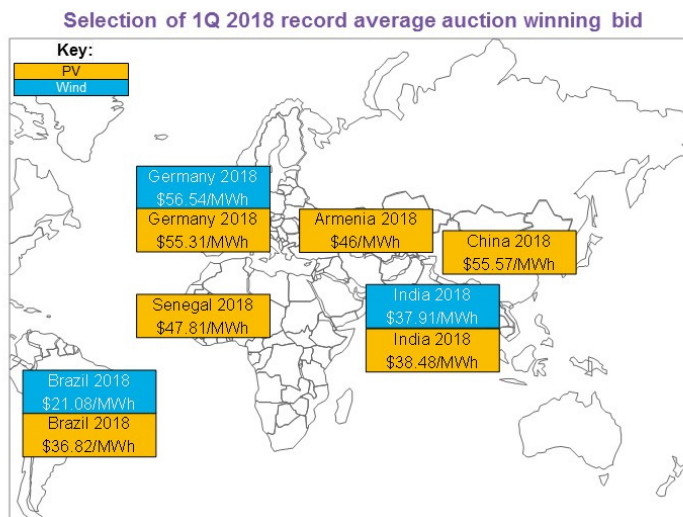
Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage
3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed
4. Proper integration and valuation of distributed resources
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

8

Bloomberg
New Energy Finance

The rise (and success) of renewable energy auctions



Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: this slide has been corrected to show the annual capacity auctioned is for 2017.

9

Bloomberg
New Energy Finance

50.9GW

Capacity auctioned in 2017

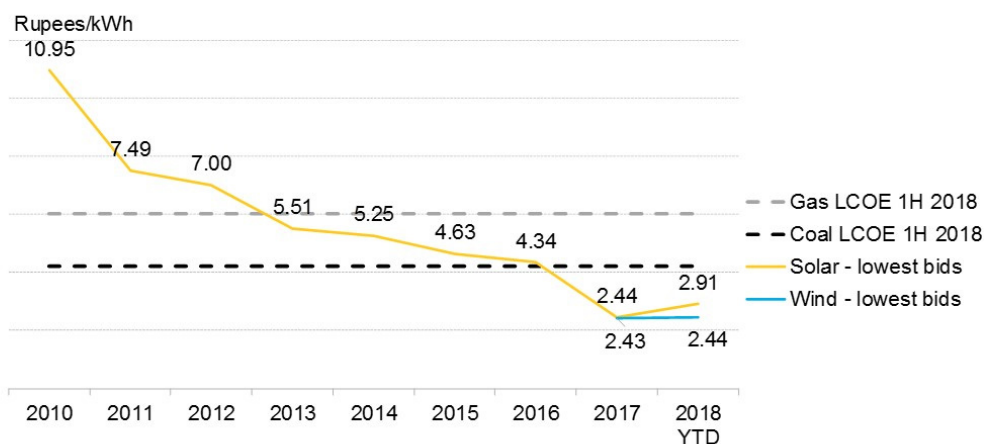
40.8GW

New capacity for auction that was announced in 1Q

18.9GW

New capacity for auction announced **just in India**

India solar and wind auction bids vs. coal and gas LCOE

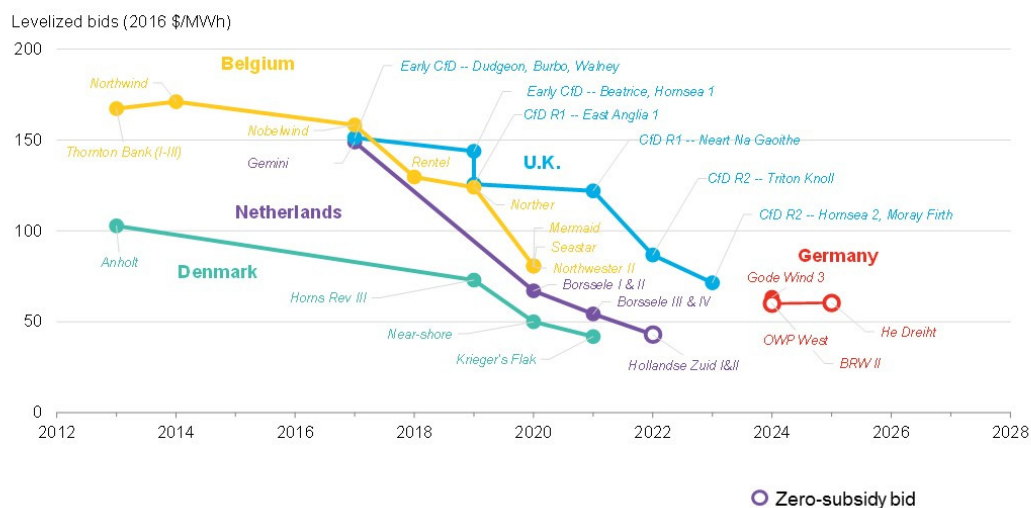


Source: Bloomberg New Energy Finance

10

Bloomberg
New Energy Finance

European offshore wind: levelized auction prices



Source: Bloomberg New Energy Finance. Notes: Figures refer to an estimated project LCOE, taking into account tariff, inflation, merchant tail and a project lifetime. Horizontal axis refers to commissioning year.

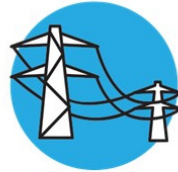
11

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. **Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage**
3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed
4. Proper integration and valuation of distributed resources
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

12

Bloomberg
New Energy Finance

U.K. current frequency response requirements

	Type	Response time	Duration	Minimum capacity	Most suitable technologies
Mandatory	Enhanced	1 sec	15 min	1 MW	Battery storage
	Primary	10 sec	20 sec	10 MW (can be from aggregated smaller units)	Conventional generation, DR, Battery storage
	High-frequency	10 sec	Indefinite		
	Secondary	30 sec	30 min		
Firm	Primary	10 sec	20 sec	10 MW (can be from aggregated smaller units)	Conventional generation, DR, Battery storage
	High-frequency	10 sec	Indefinite		
	Secondary	30 sec	30 min		

Source: Bloomberg New Energy Finance based on National Grid

13

Bloomberg
New Energy Finance

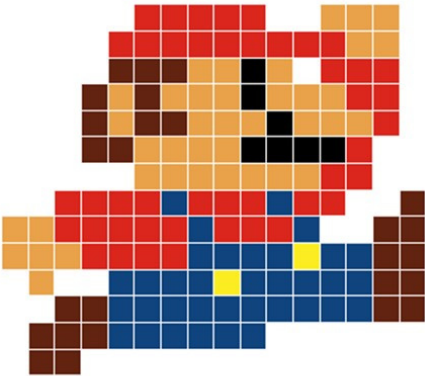
Current vs proposed frequency response services

Current			New		
Product	Response time	Duration	Product	Response time	Duration
Enhanced	1 sec	15 min	None		
Primary & High	10 sec	20 sec	Dynamic pre-fault	1 sec	10-30 minutes
			Dynamic post-fault		
Secondary	30 sec	30 min	Static containment		

Source: Bloomberg New Energy Finance based on National Grid

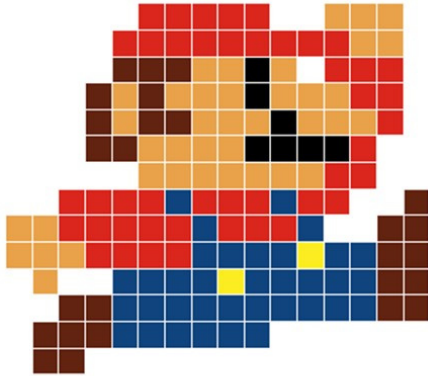
Battery storage is much better at providing frequency response

Fossil fuel generator providing frequency response



Battery storage is much better at providing frequency response

Fossil fuel generator providing frequency response



Battery storage providing frequency response



16

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



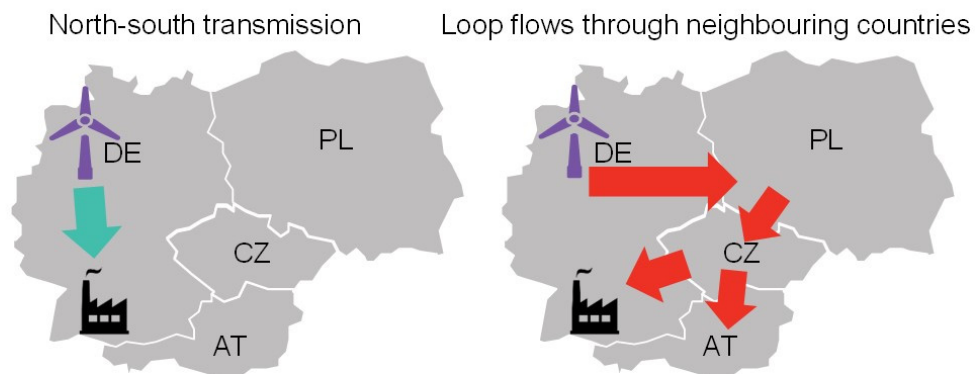
Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage
- 3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed**
4. Proper integration and valuation of distributed resources
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

17

Bloomberg
New Energy Finance

Germany: illustrative north-south transmission versus loop flows



Source: Bloomberg New Energy Finance

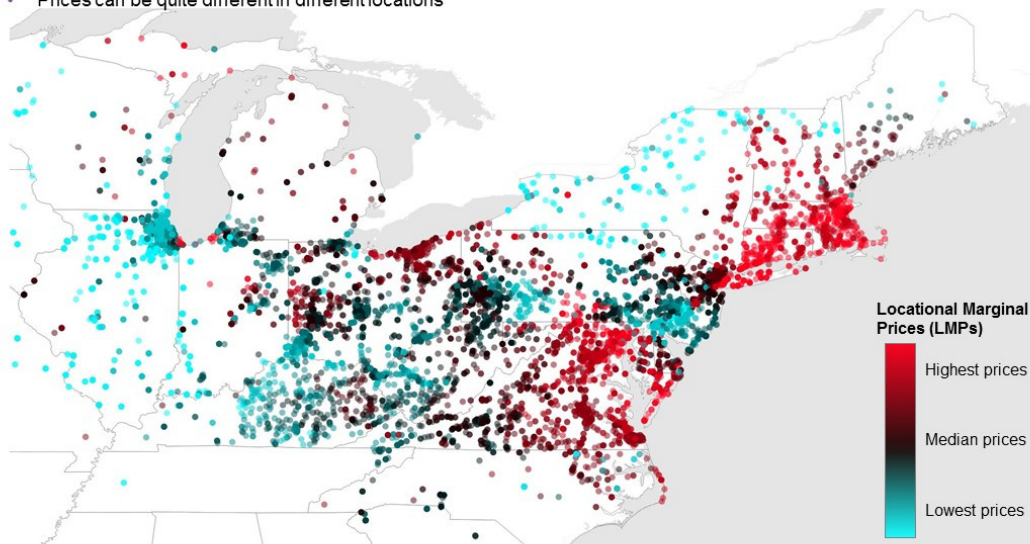
18

Bloomberg
New Energy Finance

U.S. power market has thousands of nodes

U.S. northeast node prices, 2017 – through July

- Each spot on the map is a node where power trading can occur
- Prices can be quite different in different locations

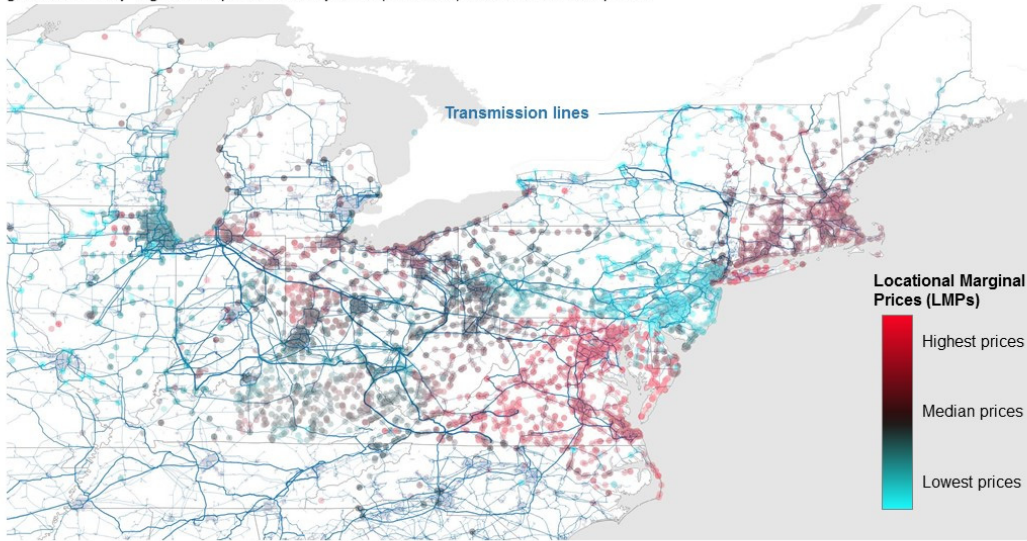


19

Bloomberg
New Energy Finance

Price differences are caused by transmission constraints...

Transmission constraints cause nodal power price divergence. Load-heavy regions like Maryland (BGE Zone) tend to have high prices while generation-heavy regions like parts of Pennsylvania (PPL Zone) tend to have lower prices.

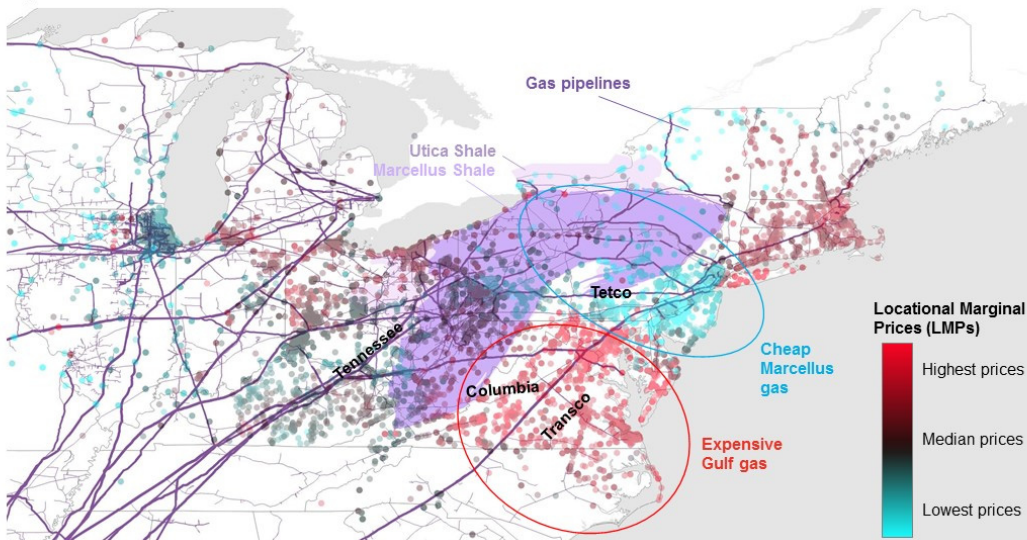


20

Bloomberg
New Energy Finance

...and by differences in fuel costs

The fact that low-priced power sits atop the Marcellus Shale is not a coincidence. Generators sourcing cheap, Appalachian gas from pipes like Tetco M3 made power cheap in Pennsylvania and New Jersey in 2016. Meanwhile expensive Transco gas propped up prices in Maryland and Virginia.



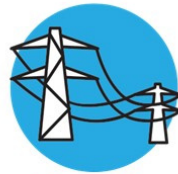
21

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



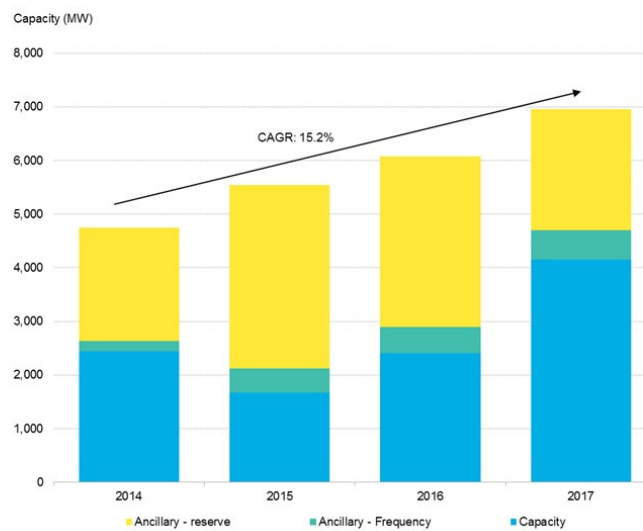
Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage
3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed
- 4. Proper integration and valuation of distributed resources**
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

22

Bloomberg
New Energy Finance

Demand response: Belgium, France, U.K., Ireland, Netherlands



Source: National Grid, RTE, Tennet, Elia, Eirgrid, Bloomberg New Energy Finance. Note: includes France, U.K., Ireland, Belgium, Netherlands dispatchable DR. Doesn't include energy trading and imbalance management.

23

Bloomberg
New Energy Finance

Opportunities for demand-side resources in European markets

Country	Ancillary services	Energy	Capacity	Distribution
Austria				
Belgium				
Finland				
France				
Germany				
Ireland				
The Netherlands				
Norway				
Switzerland				
U.K. (GB)				

Market access granted	Restricted access & limited participation	Pilot	No participation or activity	No access
-----------------------	---	-------	------------------------------	-----------

Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: strategic reserves are included under capacity

24

Bloomberg
New Energy Finance

Market design: goals and challenges



Clean



Reliable



Cheap

1. Credible market signals for long-term investments in energy and flexibility
2. Optimized short-term dispatch and balancing of supply, demand and storage
3. Capacity build and energy provision in the geographical locations where it is needed
4. Proper integration and valuation of distributed resources
5. Markets that encourage innovation and are future-proofed for emerging technologies.

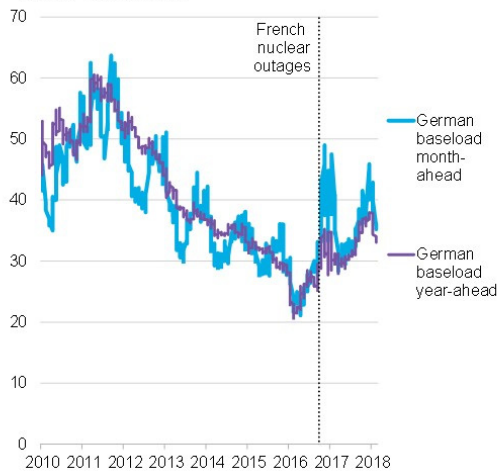
25

Bloomberg
New Energy Finance

Utilities in liberalized markets are facing pressure to their core business

Falling power prices

Euros per megawatt-hour

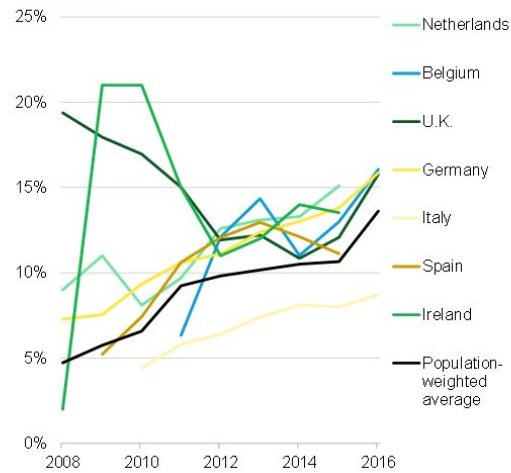


Source: Bloomberg LP

26

Retail customer switching

Churn rate (%)



Source: Bloomberg New Energy Finance, energy regulators

Bloomberg
New Energy Finance

European utilities are expanding service offerings for retention and recruitment

Utility	Connected home	Home EV charge point	Residential solar and/or storage	Home repair services	Green tariff	VPP or DR	Peer-to-peer trading
Centrica	Yes	Discontinued	Yes	Yes	Not active	Yes	Not active
EON	Mixed (some active, some discontinued)	Yes	Mixed (some active, some discontinued)	New boilers and insulation only	Yes	Yes	Under development
EDF	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Through partnerships	Not active
EDP	Yes	Yes	Yes	Yes	Not active	Exploring	Not active
EnBW	Through innovation arm	Yes	Yes	Not active	Yes	Yes	Yes
Enel	Yes	Yes	Yes	Not active	Yes	Yes	Yes
Engie	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Through partnerships	Not active
Fortum	Under development	Yes	Yes	Not active	Yes	Not active	Under development
Iberdrola	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Not active	Exploring
Innogy	Yes	Yes	Mixed (some active, some discontinued)	Yes	Yes	Exploring	Exploring
SSE	Yes	Not active	Not active	Yes	Not active	Exploring	Not active
Vattenfall	Yes	Yes	Yes	New electrical installations only	Yes	Exploring	Yes





















Note: For definitions of each offering, see slide 30.

Source: Bloomberg New Energy Finance, companies

27

Bloomberg
New Energy Finance

Japan's utilities are starting to offer more products and services

	All-electric homes	Telecoms bundling	Gas bundling (dual fuel)	Home repair services	Family member monitoring	Connected home	Residential PV / storage	Peer-to-peer trading	Home EV charge point	Green tariff
										
	Yes	Partnership / subsidiary	Yes	Yes	Yes	Subsidiary / partnership	Subsidiary / partnership	Early partnership	Via subsidiary	No
	Yes	Via partnership	Yes	Yes	Yes	Via subsidiary	Partnership / in-house plan	Partnership 1	No	Yes
	Yes	Via subsidiary	Yes	Yes	Yes	Via subsidiary	No	No	Via subsidiary	No
	Yes	Via subsidiary	Yes	Yes	Yes	Via subsidiary	No	Early partnership	No	No
	Yes	Via subsidiary	No	Yes	No	No	Via subsidiary	No	No	No
	Yes	Via partnership	LP gas only	No	Via partnership	No	No	No	No	No
	Yes	Partnership 1	No	Yes	No	No	No	No	No	No
	Yes	Via subsidiary	LP gas partnership	No	No	No	No	No	No	No
	Yes	No	LP gas only	No	No	No	No	No	No	No
	Yes	No	No	No	No	No	No	No	No	No

For definitions of each offering, see [slide 27](#). Hyperlinks provided to the service offering's external website.

Source: Bloomberg New Energy Finance, companies

28

Bloomberg
New Energy Finance

What about the three main goals?



Clean



Reliable



Cheap

29

Bloomberg
New Energy Finance

Competitive, liquid, transparent markets!



Cheap

For:

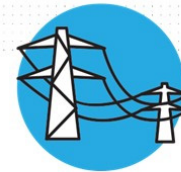
- Renewable projects (and other generation?)
- Wholesale power trading (locational?)
- Balancing services
- Local flexibility services
- Retail energy supply
- Distributed energy services
- Other services (eg, connected home)

30

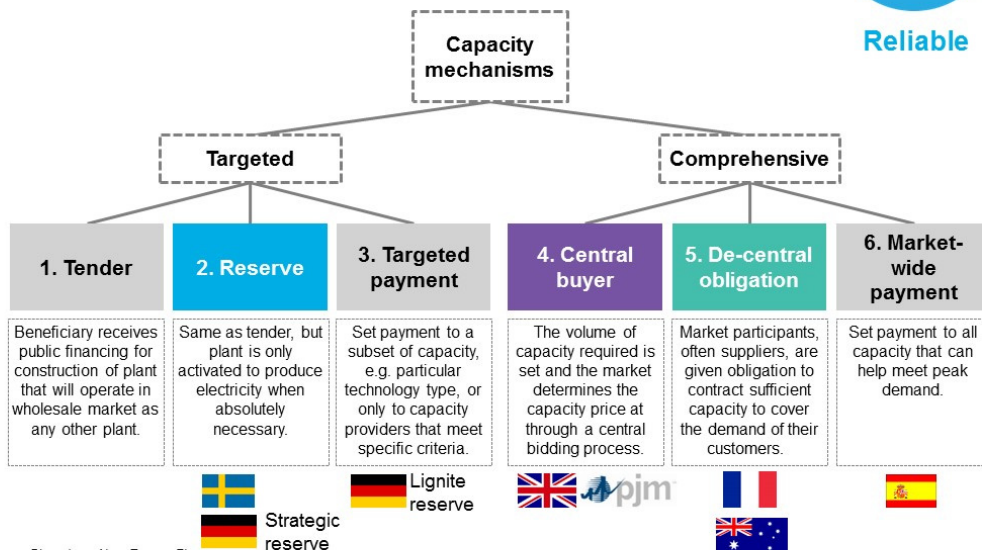
Bloomberg
New Energy Finance

Paying to guarantee reliability

Types of capacity mechanisms



Reliable



Source: Bloomberg New Energy Finance

31

Bloomberg
New Energy Finance

Eliminating greenhouse gas emissions: U.K.



April 21, 2017

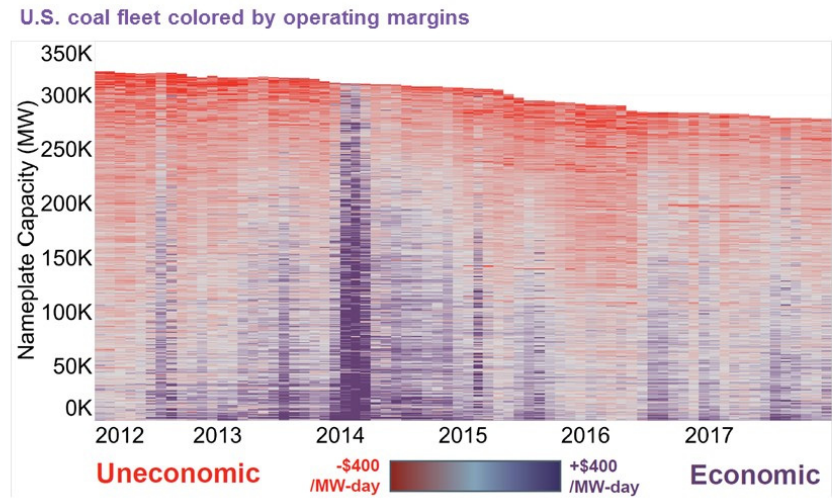
"Friday 21st April was the first **24-hour period** since the 1880s where Great Britain went without coal-fired power stations."

April 24, 2018

"For the first time since the 1880s the UK electricity network has clocked up **over 72 hours** without the need for coal generation."

Source: National Grid, Twitter

Eliminating greenhouse gas emissions: U.S.



U.S. power sector emissions down 28% since 2005

Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: monthly-average long-run operating margins.

Bloomberg New Energy Finance is a research firm that helps energy professionals generate opportunities. With a team of experts spread across six continents, BNEF provides independent analysis and insight, enabling decision-makers to navigate change in an evolving energy economy.

BNEF research and analysis is accessible via web and mobile platforms, as well as on the Bloomberg Terminal.

Coverage.

Renewable Energy
Power & Utilities
Gas
Carbon Markets & Climate Negotiations
Energy Smart Technologies
Storage
Electric Vehicles
Mobility and Autonomous Driving
Frontier Power
Emerging Technologies

Thank you!

Client enquiries:

Bloomberg Terminal: press <Help> key twice
Email: support.bnef@bloomberg.net

Learn more:

about.bnef.com | [@BloombergNEF](https://twitter.com/BloombergNEF)

Get the app



On iOS + Android
about.bnef.com/mobile

Bloomberg
New Energy Finance

Copyright and disclaimer

The Bloomberg New Energy Finance service/information is derived from selected public sources. Bloomberg Finance L.P. and its affiliates, in providing the service/information, believe that the information it uses comes from reliable sources, but do not guarantee the accuracy or completeness of this information, which is subject to change without notice, and nothing in this document shall be construed as such a guarantee. The statements in this service/document reflect the current judgment of the authors of the relevant articles or features, and do not necessarily reflect the opinion of Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. or any of their affiliates ("Bloomberg"). Bloomberg disclaims any liability arising from use of this document, its contents and/or this service. Nothing herein shall constitute or be construed as an offering of financial instruments or as investment advice or recommendations by Bloomberg of an investment or other strategy (e.g., whether or not to "buy", "sell", or "hold" an investment). The information available through this service is not based on consideration of a subscriber's individual circumstances and should not be considered as information sufficient upon which to base an investment decision. You should determine on your own whether you agree with the content. This service should not be construed as tax or accounting advice or as a service designed to facilitate any subscriber's compliance with its tax, accounting or other legal obligations. Employees involved in this service may hold positions in the companies mentioned in the services/information.

The data included in these materials are for illustrative purposes only. The BLOOMBERG TERMINAL and Bloomberg data products (the "Services") and Bloomberg New Energy Finance are owned and distributed by Bloomberg Finance L.P. ("BFLP") except that Bloomberg L.P. and its subsidiaries ("BLP") distribute these products in Argentina, Bermuda, China, India, Japan and Korea. BLP provides BFLP with global marketing and operational support. Certain features, functions, products and services are available only to sophisticated investors and only where permitted. BFLP, BLP and their affiliates do not guarantee the accuracy of prices or other information in the Services. Nothing in the Services shall constitute or be construed as an offering of financial instruments by BFLP, BLP or their affiliates, or as investment advice or recommendations by BFLP, BLP or their affiliates of an investment strategy or whether or not to "buy", "sell" or "hold" an investment. Information available via the Services should not be considered as information sufficient upon which to base an investment decision. BLOOMBERG, BLOOMBERG TERMINAL, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG TRADEBOOK, BLOOMBERG TELEVISION, BLOOMBERG RADIO and BLOOMBERG.COM are trademarks and service marks of BFLP, a Delaware limited partnership, or its subsidiaries. © 2017 Bloomberg. All rights reserved. This document and its contents may not be forwarded or redistributed without the prior consent of Bloomberg.

Liberalizing Japan's Electricity Market

Presented by Darin Cook
for Tokyo Power Market Seminar



Benefits of Liberalization

1

Lower Rates

2

Higher Satisfaction

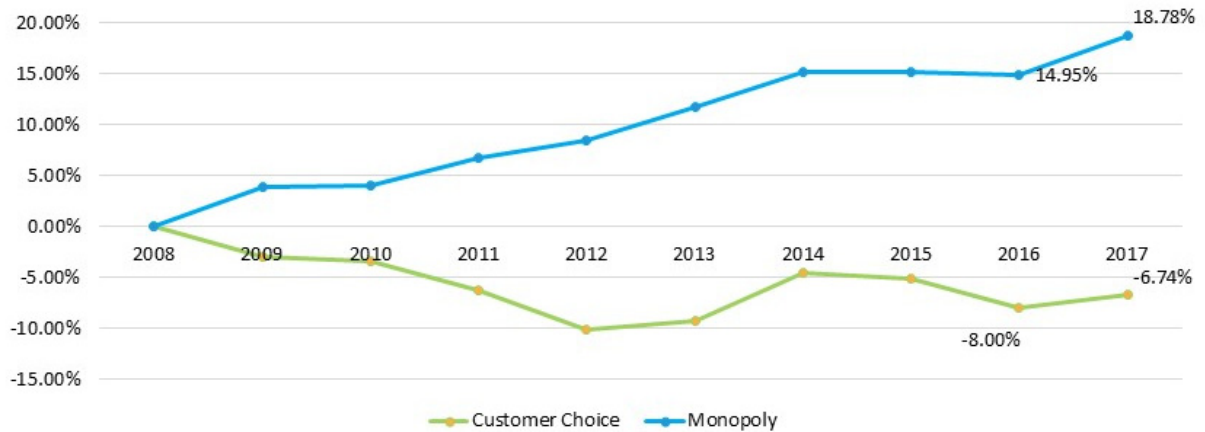
3

More Innovation



Liberalization Creates Savings

\$324 Billion in Savings Across The U.S. in Choice Markets (35.5 Trillion Yen)

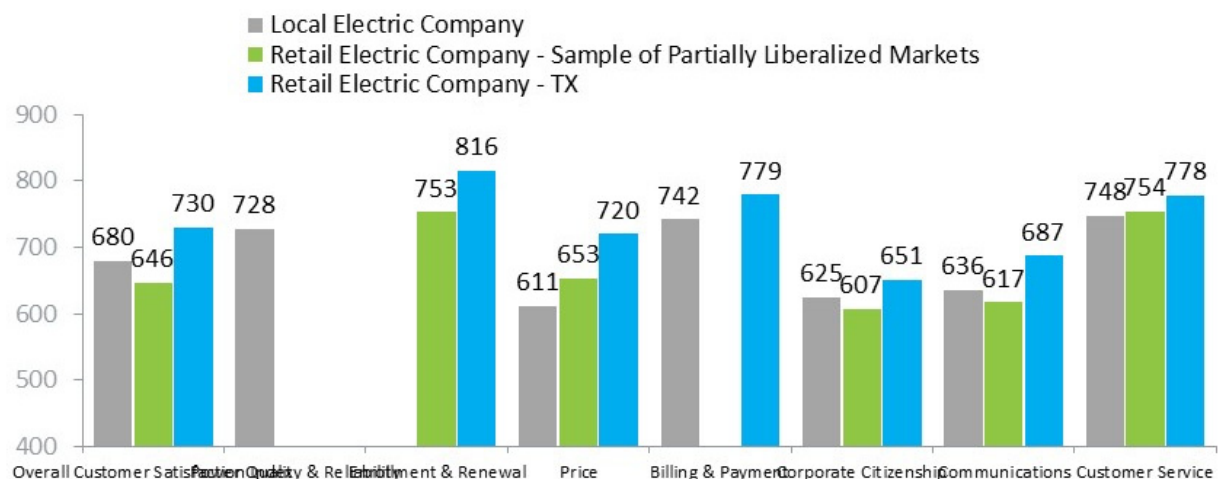


Source: U.S. Energy Information Administration. Excludes Hawaii and Alaska but includes Washington D.C. <https://www.eia.gov/electricity/data.php#sales>



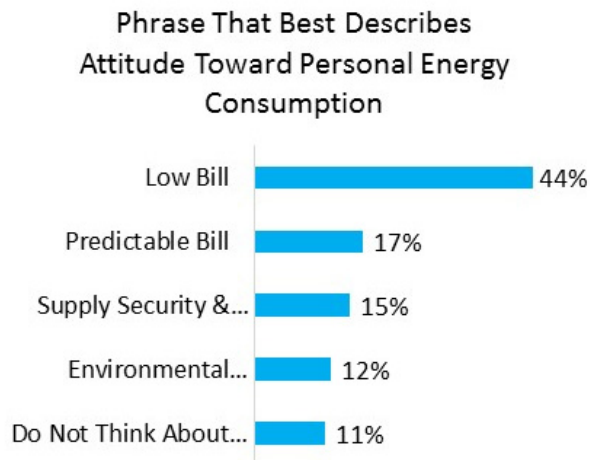
3

Customer Satisfaction Measured by J.D. Power and Associates



4

Consumer Preferences



- Lowest possible cost
- Reliability of service and power quality
- Predictable monthly cost
- Excellent customer service
- Environmental impact
- How and when to pay
- Transparency of costs
- Communications
- Convenience / low-cost interactions



5

Value-Added Services

Retail suppliers can't compete on price alone, so they use other products to add a competitive advantage.



6

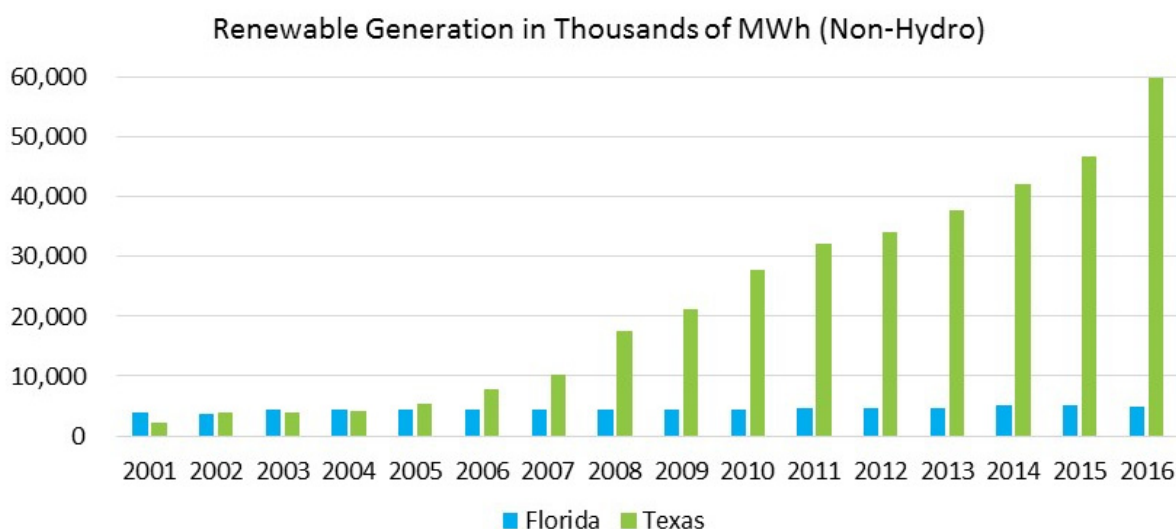
Key Innovations

- Exposure to price
- Risk and volatility
- Resources to generate power
- Time of use pricing
- Billing and payment processes
- Distinct technology-related features
- Enhanced products and services
- Future innovations



7

Liberalization Creates More Green Energy

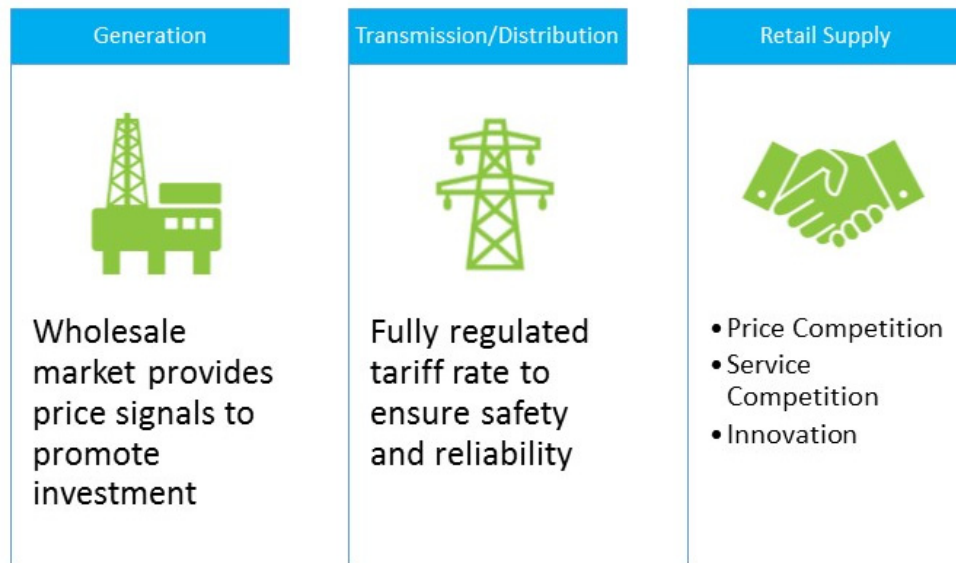


Source: Electric Power Monthly, February 2017, Energy Information Administration (EIA) U.S. Department of Energy.
<http://www.eia.gov/electricity/monthly>. Above charts do not include hydropower generation.



8

Fully Liberalized Electricity Market Overview



9

The Texas Model

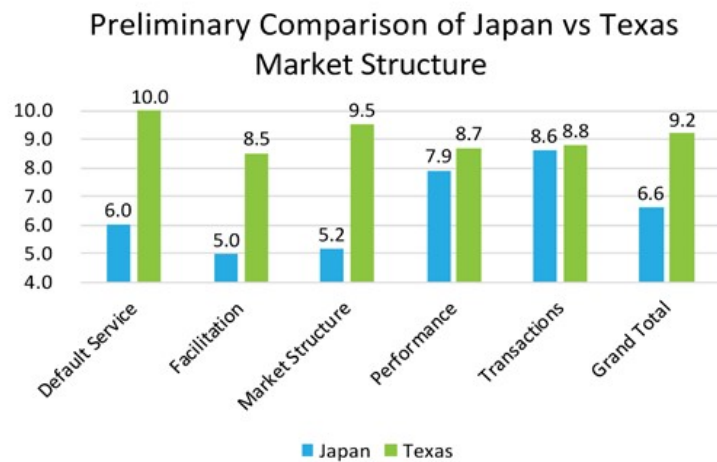
- Transmission and distribution utility does not provide retail services
 - Instead focuses on its strengths of delivery and reliability
- Competitors have to distinguish themselves to be attractive to customers
 - Low costs
 - Value-added products
- Creates room for innovation



10

Comparison of Current Japan Market to Texas Fully Liberalized Market

- Texas is the most successful example of a liberalized energy market in North America
- The evolution of Japan's energy market is poised to fuel innovation beyond what we have now



Source: Distributed Energy Financial Group LLC – Annual Baseline Assessment of Choice in Canada and the United States (ABACCUS), July 2015



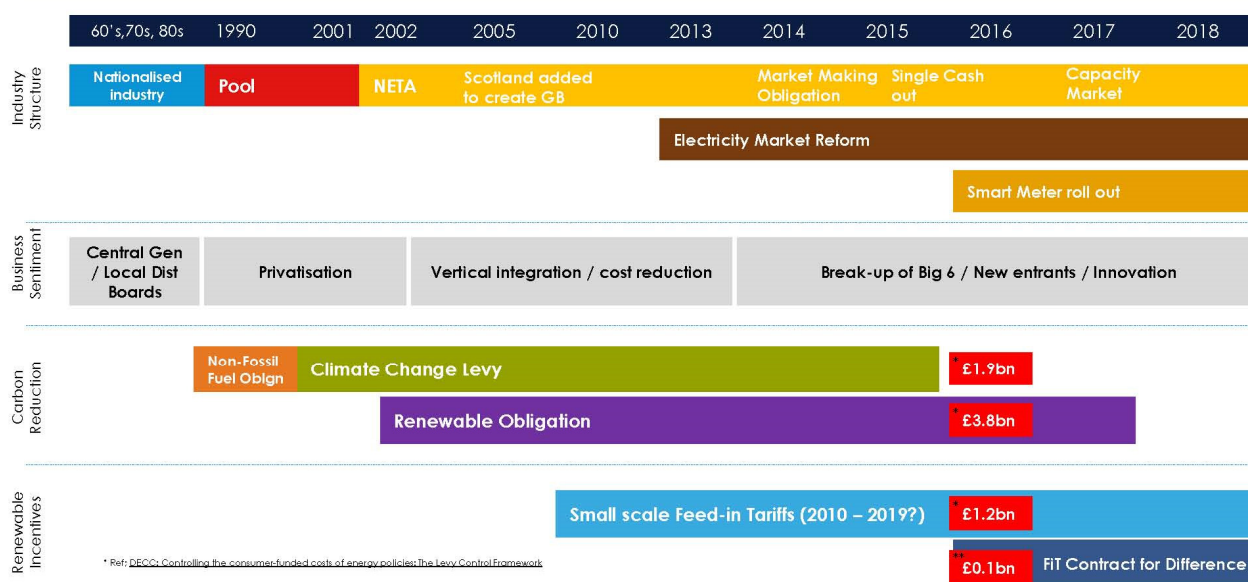
10 years of Supply Market Development in the United Kingdom

Robert Groves, CEO SmartestEnergy

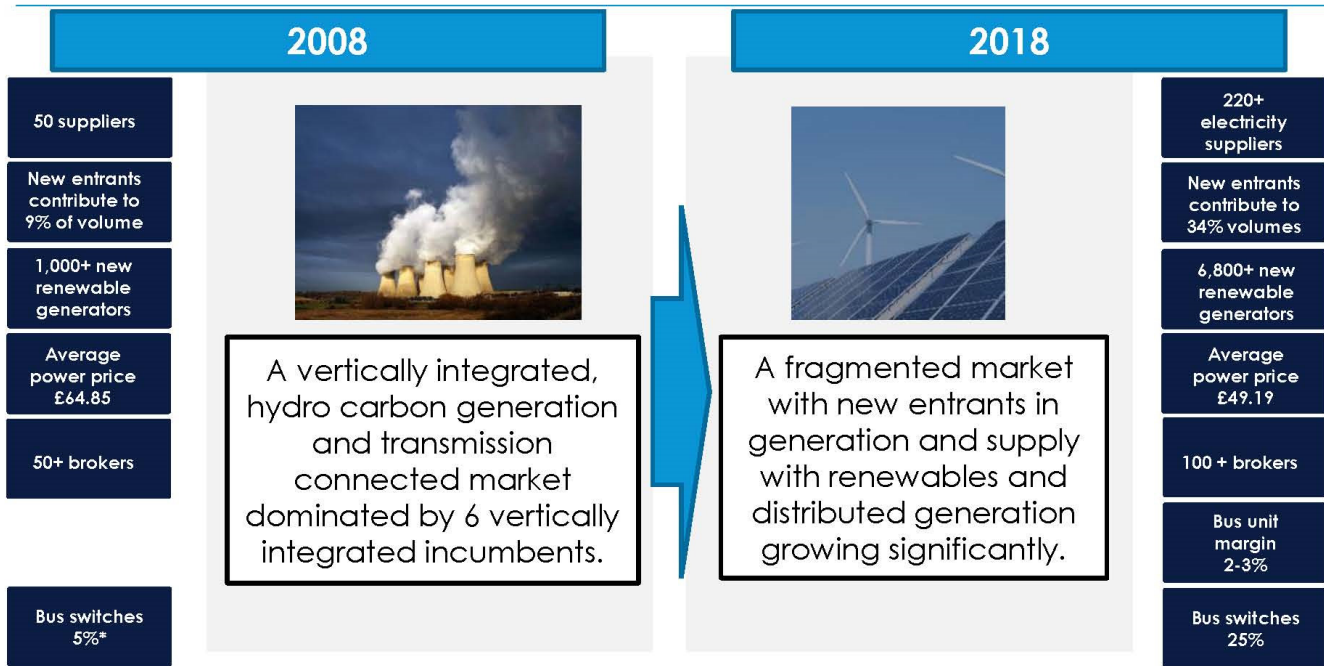
SmartestEnergy 10 years of Supply Market Development in the United Kingdom

2

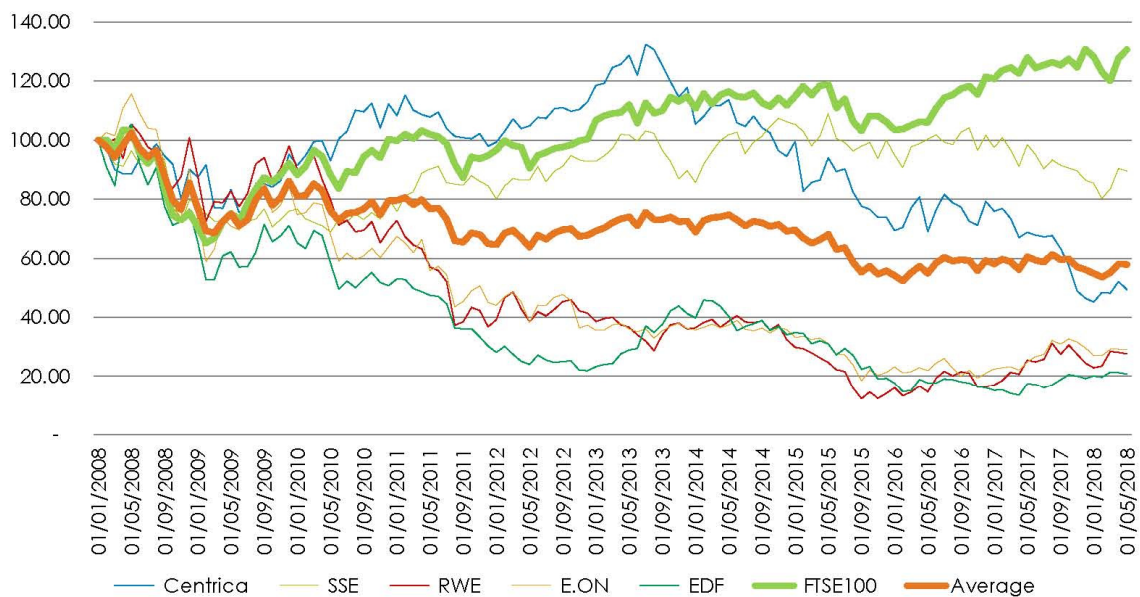
The UK electricity market 2008 vs 2018 – unbundled with a £7b subsidy



The UK electricity market 2008 vs 2018 – new entrants and increased competition



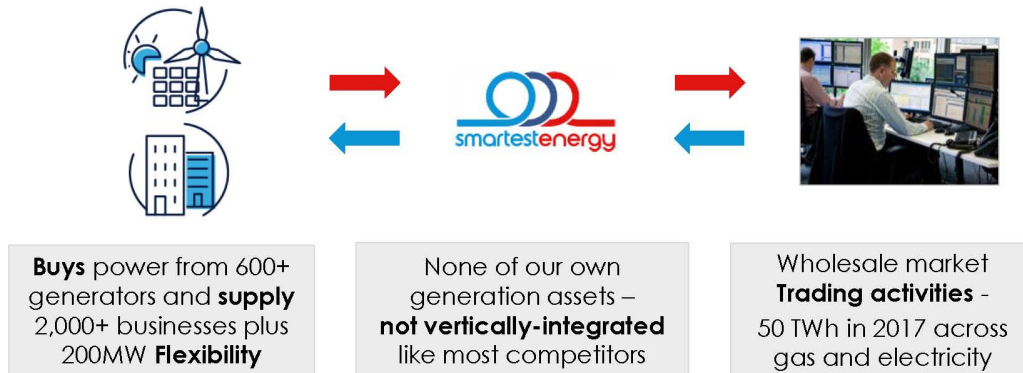
The UK electricity market 2008 vs 2018 – incumbent share prices collapse



Ref: Share Price series in GBP, normalised as of 01/01/2008 (Share price = 100.00). Closing price of every single day

SmartestEnergy – A next generation electricity company

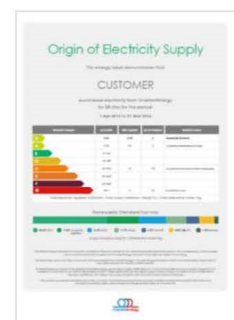
Our £400m+ turnover 'aggregation-trading-supply' business model provides a route to market service for independent generators and large industrial and commercial consumers



Ref: MMIS Q4 2017/18

Certificate-backed, certified 100% renewable electricity – as standard

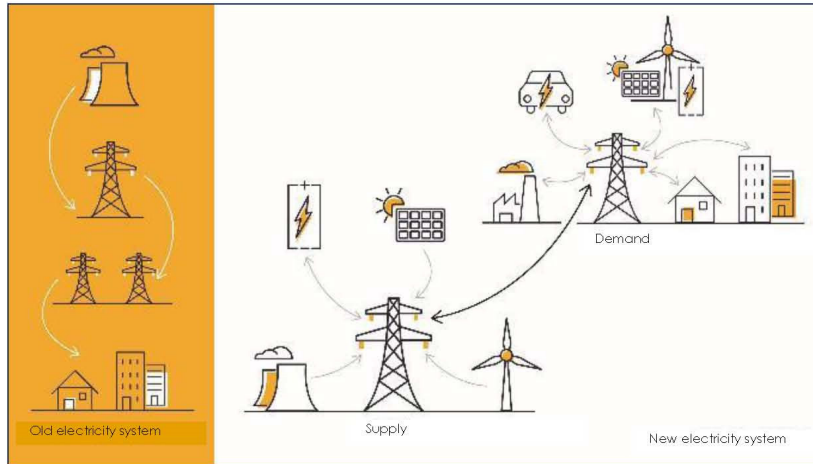
- > Every MWh supplied is backed with UK-recognised origin certificates
- > Certified by sustainability experts the Carbon Trust
- > Compliant with the Greenhouse Gas Protocol Scope 2 Guidance
- > Regularly monitored to ensure sufficient certificates to meet supply
- > Accompanied by an Energy Label and product level fuel mix



*100% of the electricity supplied is renewable, backed by certificates of renewable energy guarantees of origin. Emission factors are compliant with the GHG Protocol Scope 2 Guidance and to be used for the 'market-based method'.

What next – the development of the distribution connected ‘prosumer’

Decarbonisation, decentralisation, digitisation are leading to the creation of a smart energy system and ‘pro-sumers’



A next generation
energy company

Tokyo Power Market Seminar

14th June 2018

UK Retail Energy Market Development *Smart is only the start....*



Mark Coyle, Vice President
Corporate Strategy ESG

UK energy retail market introduction

28 million homes & 5 million business premises. A total of 53 million electricity & gas meters.

Market liberalisation completed in 1998 with 70 active Suppliers & 20 white label providers today.

Independent Retailers have grown from 1% in 2007 to >25% residential market share, net gain 28% in 2017.

20% residential switching per year, most on 1 year fixed price with average 3 year customer retention.

Empowering global customer choice

Canada



United Kingdom



USA Deregulated energy states



Mexico



Japan

- ~20 million global energy customers operating through our software
- >7 million UK energy customer supplies live in our SaaS across 48 Suppliers
- 70 Suppliers, meter agents & innovators using our Smart Metering SaaS



Australia

A six stage energy market transformation

Choice

Smart

Flexible

Green

Connected

Autonomous

Evolution of competitive market choice

Green -
Niche

Industrial &
Commercial

Small Business
Entrepreneurs

Residential
Entrepreneurs

Social

Municipal

Membership

Green -
Mainstream

International
Expansion

Technology
Innovators

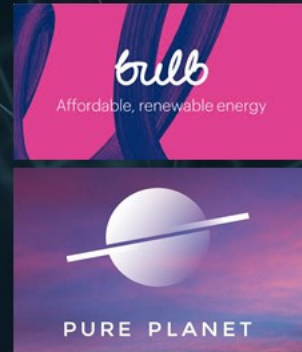
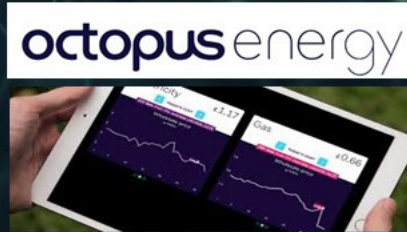
UK Energy Regulator (Ofgem) – Latest Changes

Choice

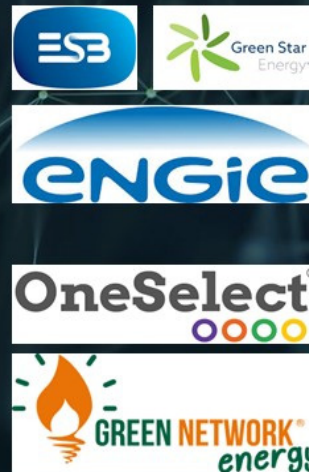
Ensure all customers benefit from competition

- Price Cap extension to Standard Variable Tariffs
- Inert customer contact on cost savings
- £4400 refund on frustrated switching process
- Faster Switching & Half Hourly Settlement
- Supplier Licensing Review – finance & customer care
- Supplier Hub Review

Energy Suppliers as technology service companies



New types of energy Supplier



Innovation in customer segments & channels



Customer choice is evolving

Providers

Trust

Alignment

Price

Service

Empowerment

Transition to next day switching
introduces Faster, Smart Tariffs

Smart devices & meters transform energy choice



The next wave of consumer energy



Tokyo Power Market Seminar

14th June 2018

Empowering Customer Choice

- mark.coyle@utiligroup.com
- <https://energyservicesgroup.net>
- <https://utiligroup.com/smarter-energy-insights/>



➤ Mark Coyle, Vice President
Corporate Strategy ESG



Overview of PJM: Looking Back to Look Forward Tokyo Power Market Summit

Craig Glazer
Vice President, Federal Government
Policy – PJM Interconnection
June, 2018



Topics

1. PJM Overview
2. Evolution of PJM Markets
3. Day and Real Time Markets and
Locational Marginal Pricing
4. Capacity Market Overview



Topics (Continued)

5. Demand Response Programs in PJM
6. Energy Storage Opportunities in PJM
7. Lessons Learned in Market Development
8. Future Challenges and Opportunities



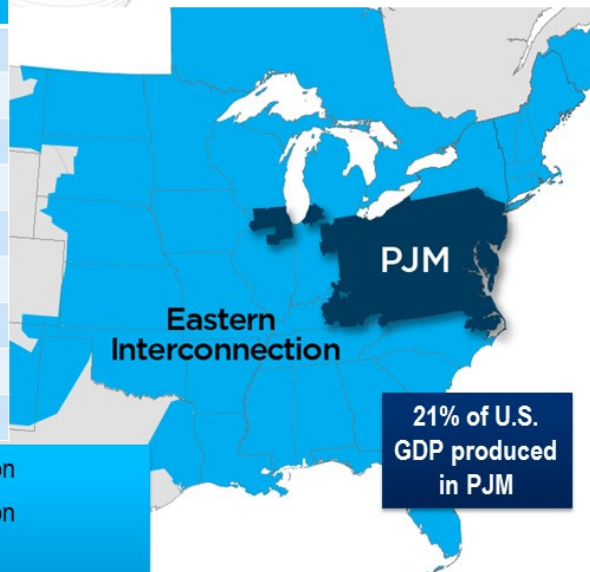
Topic #1: PJM Overview



Key Statistics

Member companies	1,040+
Millions of people served	65
Peak load in megawatts	165,492
MW of generating capacity	178,563
Miles of transmission lines	84,042
2017 GWh of annual energy	773,522
Generation sources	1,379
Square miles of territory	243,417
States served	13 + DC

- 27% of generation in Eastern Interconnection
- 27% of generation in Eastern Interconnection
- 28% of load in Eastern Interconnection
- 20% of transmission assets in Eastern Interconnection

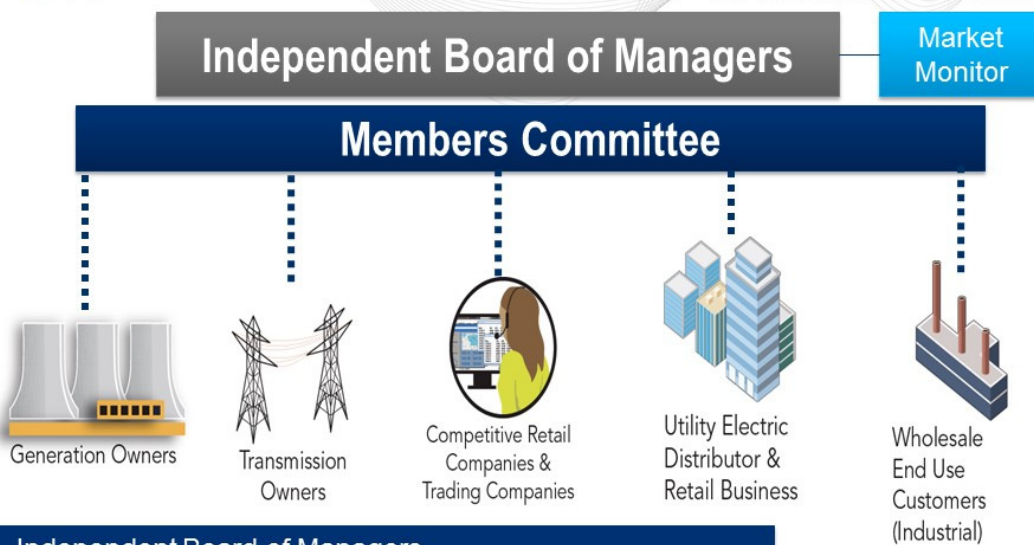


As of 2/2018

Major Grid Operator Comparison



Information for each member refers to peak load and customers served | Source: GO15



- Independent Board of Managers
- Stakeholder process – provide balanced stakeholder input
- Established process for discussion of market evolution
- ISO funding and startup

Topic #2: Evolution of PJM Markets



Initially a 'simple' pricing mechanism (single zone) and trading rules to promote bilateral trading



- Minimized interaction between market incentives and physical power system operation
- Result was market failure – generators were incented to act in a manner contrary to system reliability
- PJM had to initiate emergency procedures to direct generation reductions

Market design was abandoned and replaced with flow-based Locational Marginal Pricing (LMP) system on April 1, 1998.

1996

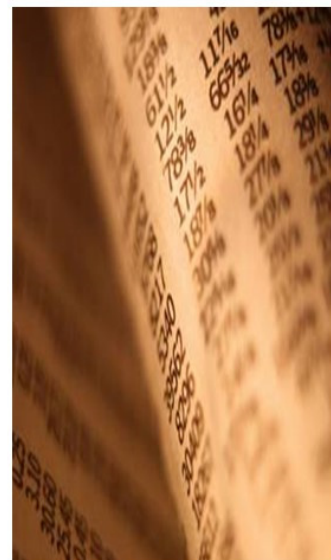
1998-Present

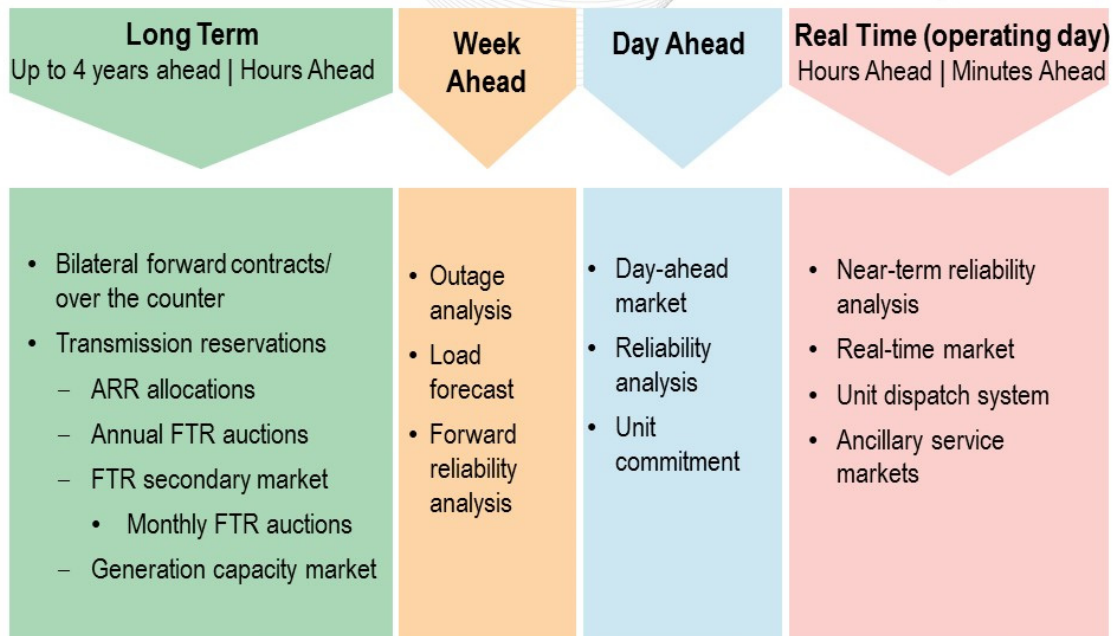
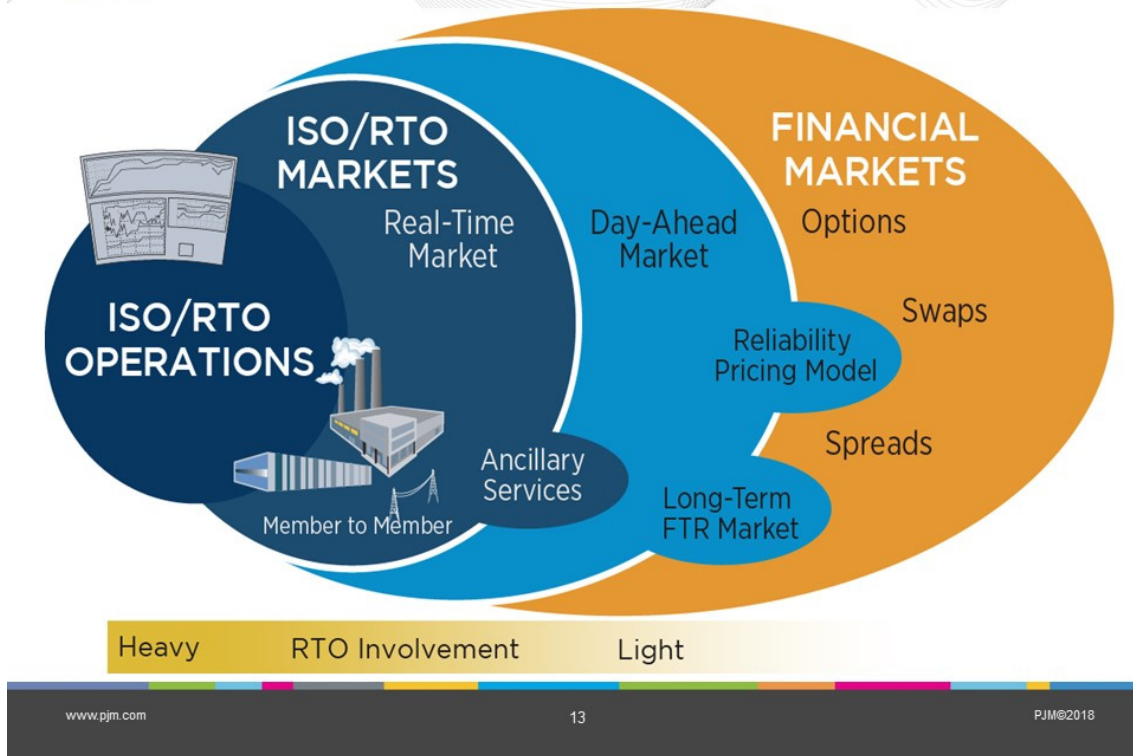
Future Outlook

Introduction, and progressive evolution, of:

- Real-time locational marginal pricing (LMP) market
- Day-ahead market
- Financial transmission rights (FTR) auctions
- Resource capacity market
- Ancillary services markets
- Coordinated regional transmission expansion planning
- Demand response/distributed resource programs

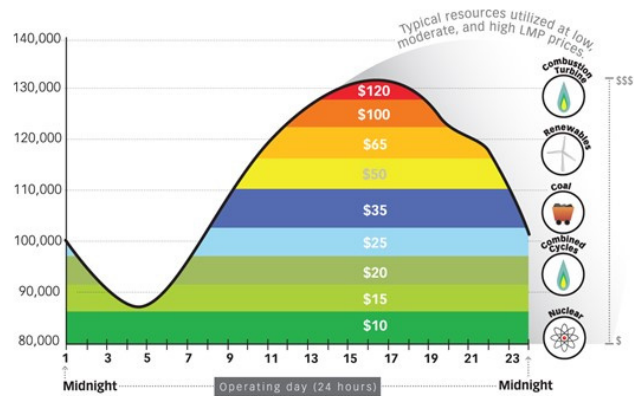
Topic #3: Day Ahead and Real Time Markets and Locational Marginal Pricing





Almost all modern electricity markets utilize the concept of 'marginal pricing':

- Represents the cost of the last flexible increment of supply.
- All buyers pay, and all sellers are paid, the marginal price, regardless of their individual bids/offers.
- Typically determined through a periodic auction, with a price set for each trading period.



Effectuating 5 Minute Settlement—2018 Initiative

- FERC Order 825 – Sub-Hourly Settlements Align settlement and dispatch intervals by: Settling energy transactions in its real-time markets at the same time interval it dispatches energy
- Settling operating reserves transactions in its real-time markets at the same time interval it prices operating reserves
- Settling intertie transactions in the same time interval it schedules intertie transactions
- Goal: Align prices with resource dispatch instructions and operating needs, providing appropriate incentives for resource performance

- Spot market with flow-based pricing at individual transmission buses (nodes), based on actual power system security constraints.
- Implemented via security-constrained economic dispatch (Real-Time) and security-constrained unit commitment (Day-Ahead).

LMP: A method to price energy purchases and sales

- Generators get paid at generation bus LMP
- Loads pay at load bus LMP
- Transactions pay differential between source and sink LMP

LMP Timeline

1998: Used in Real-Time Energy Market

2000: Implemented Day-Ahead Energy Market

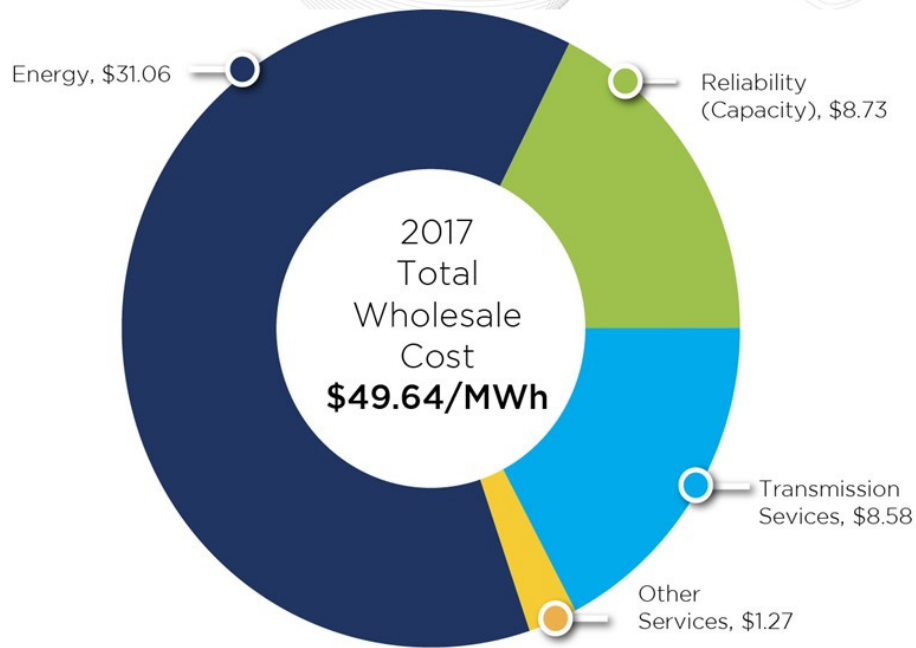
2012: Shortage Pricing

$$\text{LMP} = \text{System Energy Price} + \text{Transmission Congestion Cost} + \text{Cost of Marginal Losses}$$

Locational Marginal Pricing

Topic #4: Capacity Market Overview





PJM Capacity Market Purposes

- Ensure reliability and certainty of supply on a forward basis
- Provide a market signal to attract needed new investment
- Provide a market signal to retire uneconomic capacity
- Ensure customer bills reflect the relative value of excess supply vs. shortage



PJM Capacity Market Results: A More Efficient, Cleaner Fleet.

- 36,031 MW of New Cleaner Energy Resources (Mostly Gas)
- 12,814 MW of Demand Response and Energy Efficiency Resources
- 36,523 MW in Retirements (Mostly Coal)
- New entry has driven prices lower — 40% reduction across PJM

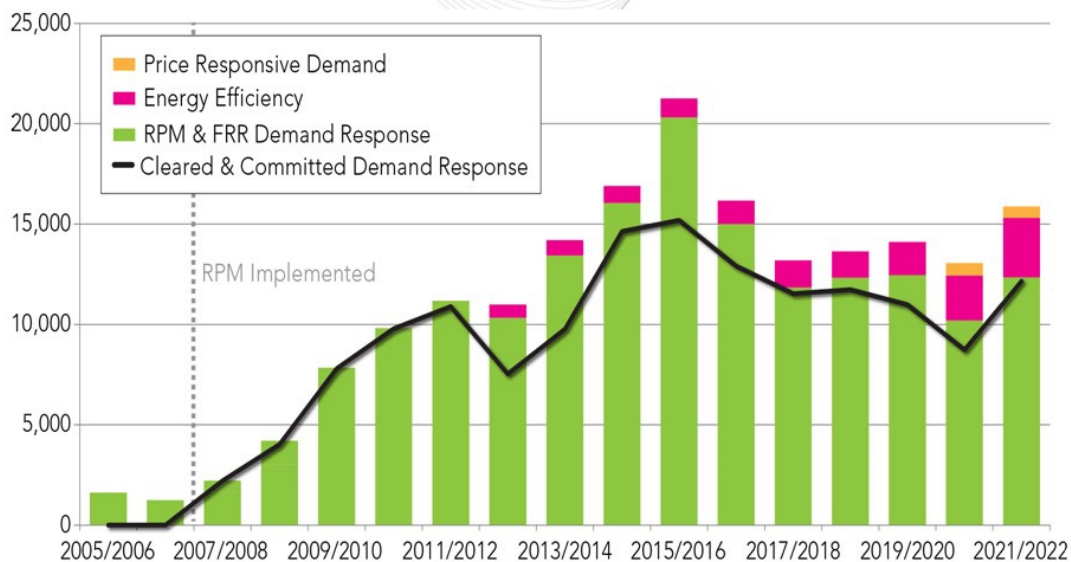


Topic #5: Demand Response Programs in PJM



Wholesale Service	Demand Response	Energy Efficiency
Capacity	Yes	Yes
Energy	Yes	
Day Ahead Scheduling Reserves (30 min)	Yes	
Synchronized Reserves (10 min)	Yes	
Regulation	Yes	

Load Management
Economic DR



Topic #6: **Emerging** **Energy** **Storage** **Opportunities** **in PJM**



- Energy Storage in Ancillary Services
 - Active participation in PJM Regulation Market
- Energy Storage in Capacity Market
 - Enhanced aggregation opportunities
- Energy Storage in Energy Market
 - No barriers but limited participation outside of hydro



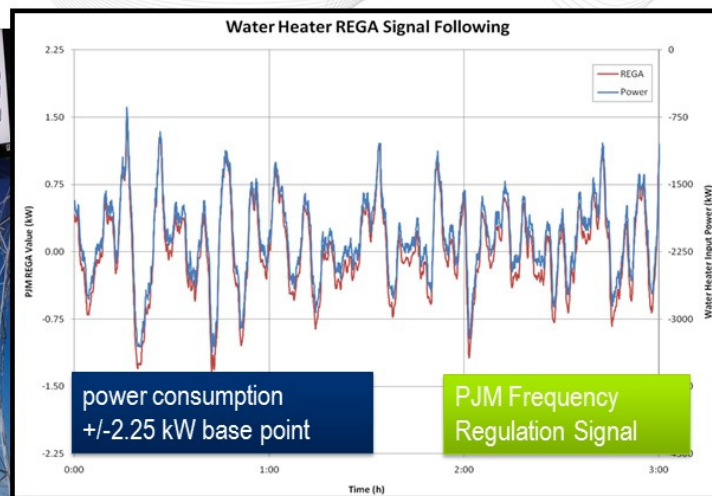


Laurel Mountain, WV (AES Energy Storage) Wind + Storage

98 MW, 61 turbines +
32 MW, 8 MWh,
1.3 M cells

Total Advanced Storage

Grid Connected – 266 MW
Behind-the-Meter – 15 MW
Under Construction – 50 MW
Under Study – 630 MW



Jan.14, 2011 Midnight to 3:00 a.m.

105-gallon electric water heater demonstrates minimization of cost while responding to the PJM wholesale price signal and the PJM frequency regulation signal.

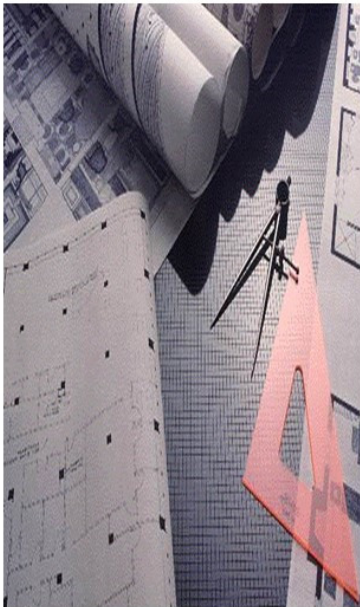
Behind the Meter - Model does not work well for behind the meter storage absent:

- Dispatchability
- Interconnection analyses
- Unit specific capacity resource identification
- Aggregation within a constrained area



Topic #7: Lessons Learned in Market Development





Market establishment is a complex challenge, with high stakes

Electricity market establishment programs are large, high-profile, multi-disciplinary undertakings, critical to the overall market reform agenda.

Scope is a moving target

Often processes are being defined, and systems specified, while the market design and rules are still being finalised. This is a frequently unavoidable reality, that must be carefully managed.

Capability involves more than just systems

Establishing the market involves not just complex IT, but significant organisational change and process development

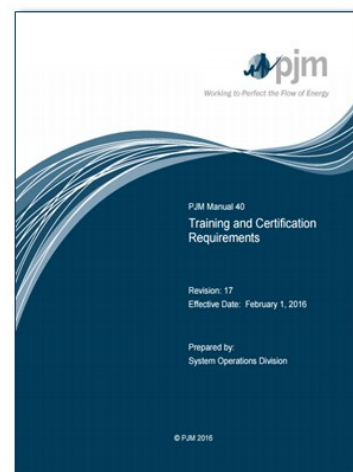
Provide a soft landing

Where participants are unfamiliar with market constructs, they face substantial commercial risk at market opening. Constructs such as ‘vesting’ contracts are essential in managing this

Lack of participant readiness is a frequent cause of market delay

It is essential to involve participants early in the market establishment process, and frequently assess their readiness to ensure they are commercially prepared:

- Provide extensive training and certification
- Track ongoing readiness
- Conduct Market Simulations and Market Trials prior to go-live



Topic #8 (The Final Topic!): Future Challenges and Opportunities



- Integration of distributed energy resources
- Integration of intermittent resources
- Gas / electric coordination
- Fuel security
- Forward Capacity Market and Capacity Performance to promote competitive investment
- Competitive transmission investment

Price Suppression from Government Subsidies

- Capacity Repricing: Allow subsidized units to clear but restate prices at unsubsidized levels
- Minimum Offer Pricing Rule: Establish a floor price at generator's going forward costs without the subsidy.



DER, DSOs and Micro-Grids

Distributed Energy Resources (DER) are driving a need for better:

- visibility
 - measurement and forecasting
 - control and market integration
- ... at a lower level of the grid.



The Philadelphia Navy Yard is a 1,200 acre micro-grid site with mixed industrial and commercial usage.

- Increased usage of gas creates significant gas/electric interdependencies
- Far more dynamic gas usage than system originally designed for.
- Seeing increased gas deliverability constraints – impacting fuel security for electric system.



LET'S TALK...



Craig Glazer
 Vice President-Federal Government Policy
 PJM Interconnection
 Washington, D.C. , USA
 1-202-423-4743
craig.glazer@pjm.com



European Wholesale Market Development

Dr Wolfram Vogel, Director Public & Regulatory Affairs
Tokyo Power Market Seminar
14 June 2018

part of eex group

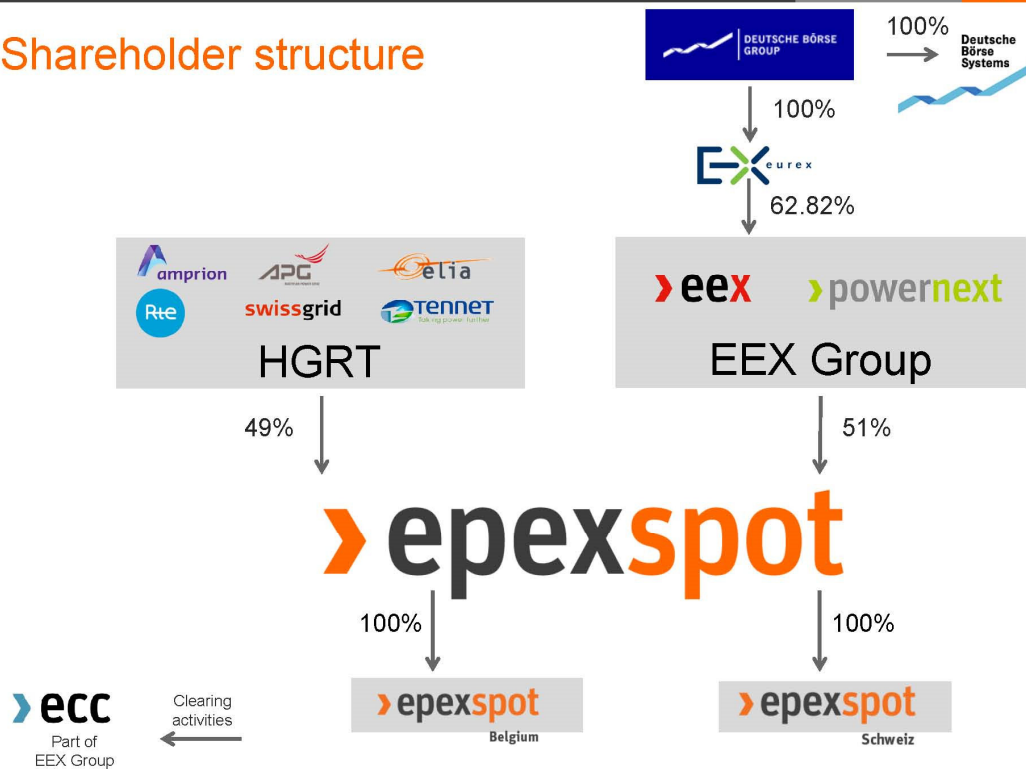


EPEX SPOT

Power for today. Power for tomorrow.

part of eex group

Shareholder structure



6/8/2018 3

Timeline of the market

eex epexspot TSO

Derivatives	DAY-AHEAD MARKET	INTRADAY MARKET	Balancing
Years/ months/ weeks before delivery	One day before delivery	Several hours before delivery	Real-time
Price variations are HEDGED	Optimization of GENERATION	Valuation of FLEXIBILITY	Ensuring SYSTEM SECURITY

DAY-AHEAD AUCTION

- Auction at noon, 7 days a week, year-round
- Market areas: Germany/Austria/Luxembourg, France, Great Britain, the Netherlands, Switzerland and Belgium
- Clearing activities: ecc

CONTINUOUS INTRADAY

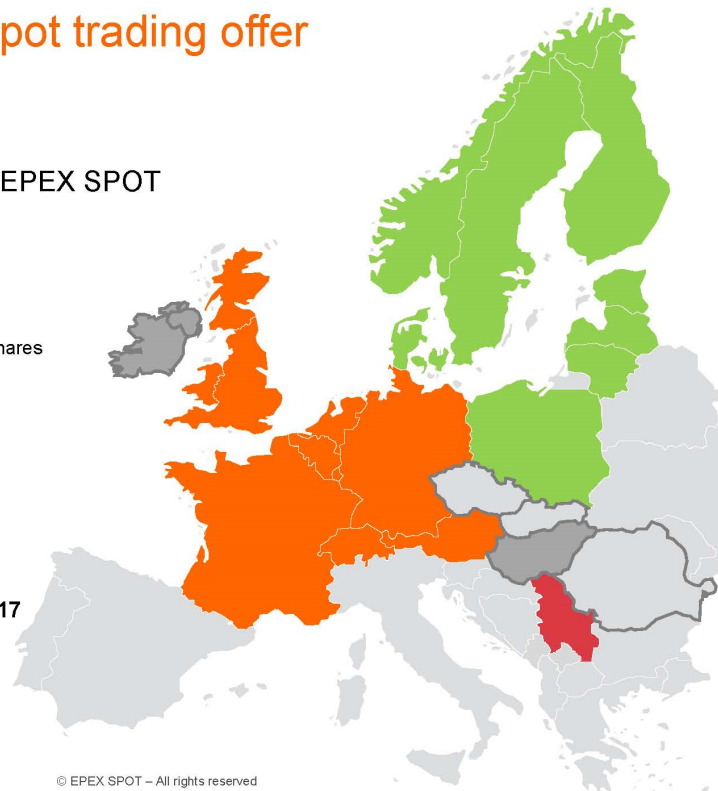
- Continuous trading and price formation, 24 hours a day, 7 days a week, year-round
- Market areas: Germany/Luxembourg, France, Great Britain, the Netherlands, Switzerland, Belgium and Austria
- Clearing activities: ecc

A pan-European spot trading offer

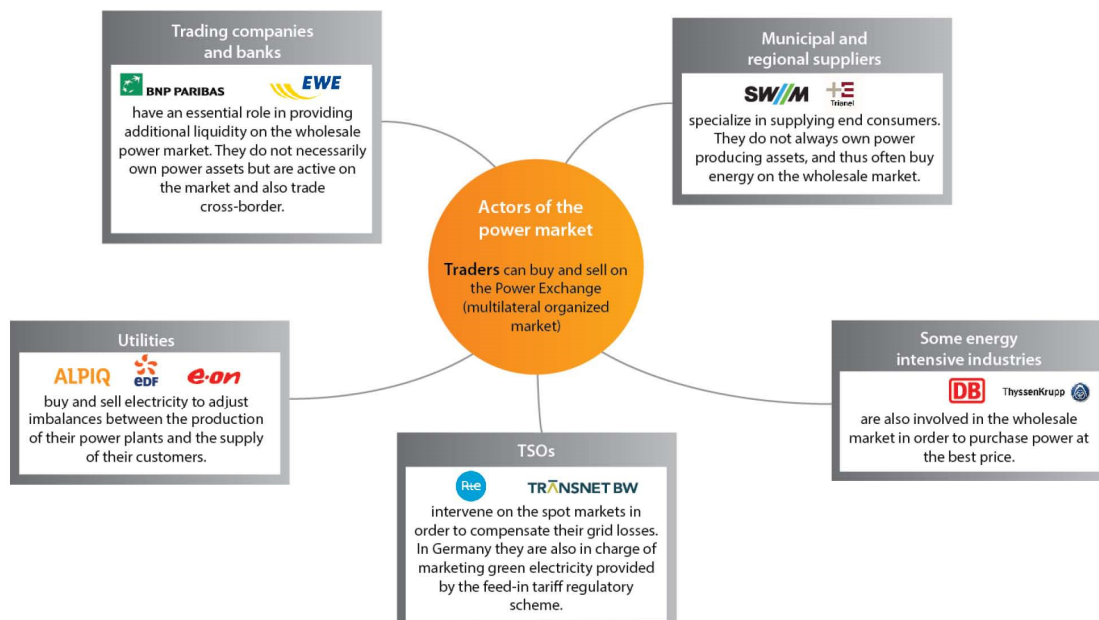
Markets and services of the European Power Exchange EPEX SPOT

- Current EPEX markets
- Market Expansion
- Market operation services and 25% shares
- Market operation services
- Market coupling services

- 21 borders
- Area of 1600 TWh consumption
- Over 285 Exchange Members
- 535 TWh of traded volume in 2017

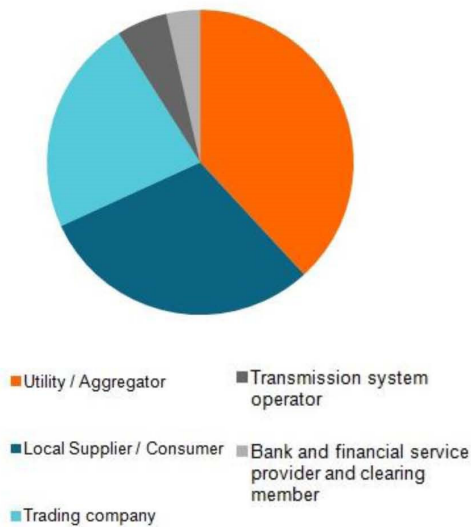


Who are sellers and buyers on EPEX SPOT?

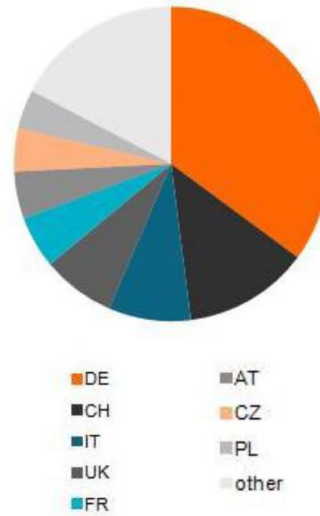


285 Trading Members

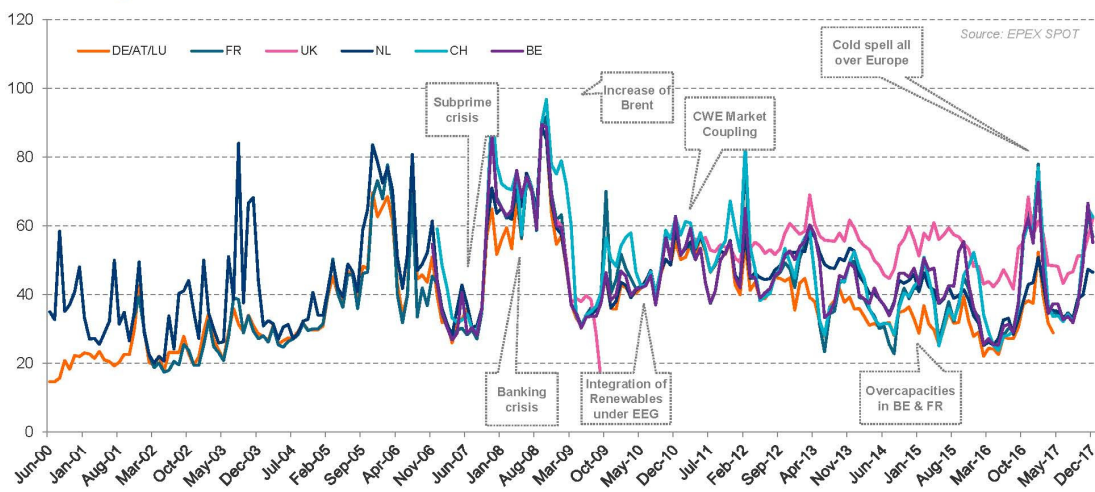
Membership structure



Geographical repartition of membership

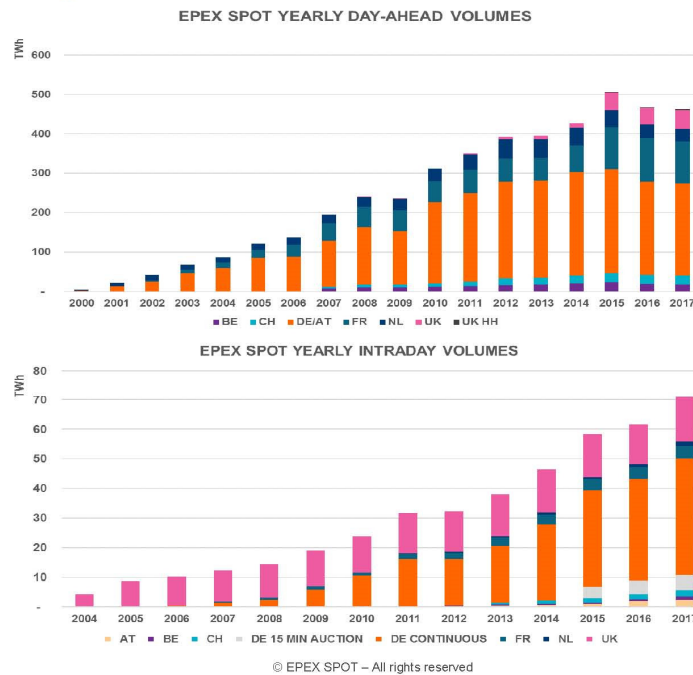


Day-Ahead markets: Price evolution

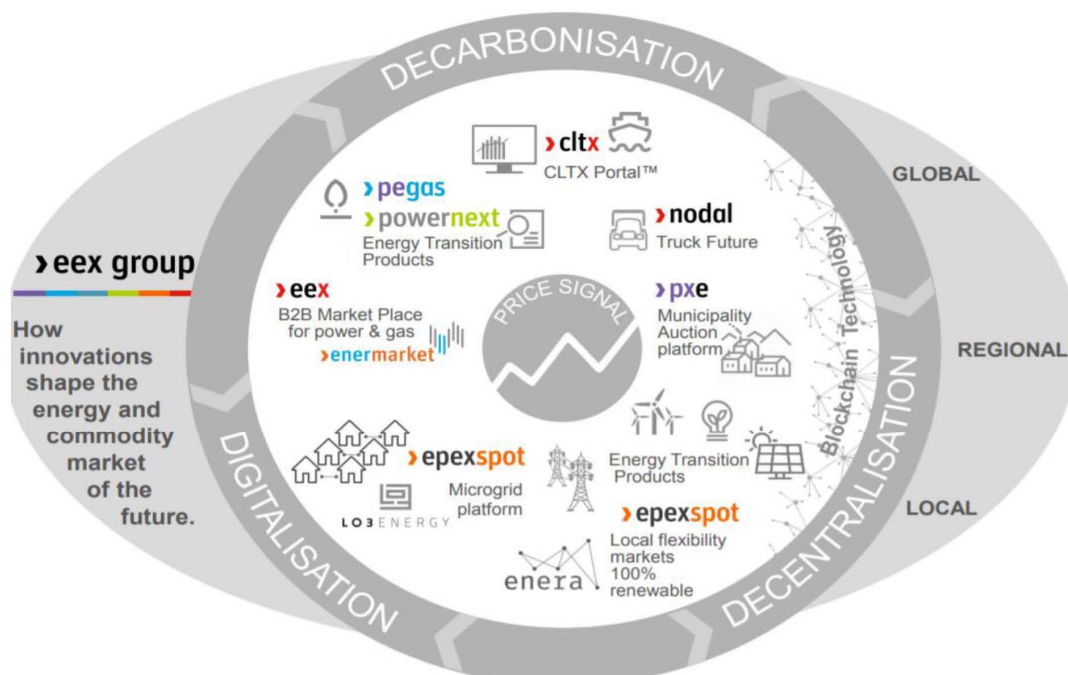


Market	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DE/AT/LU (Phelix)	38.85	44.49	51.12	42.60	37.78	32.76	31.63	28.98	34.19
FR	43.01	47.50	48.89	46.94	43.24	34.63	38.48	36.75	44.97
CH (Swissix)	47.92	51.02	56.18	49.52	44.73	36.79	40.30	37.88	46.00
NL	39.16	45.38	52.03	48.00	51.95	41.18	40.05	32.24	39.31
BE	39.36	46.30	49.37	46.98	47.45	40.79	44.68	36.61	44.58
UK (in £)	-	-	47.18	44.51	49.68	42.02	40.43	40.43	45.32

Successfully managing Europe's most liquid and demanding short-term markets



Vision to support the Energy Transition



Local flexibility markets initiatives

Congestions becoming more frequent and the energy called for re-dispatching increasing significantly

Develop, implement and run a new kind of market:

- Congestion-management market between system operators and flexibility providers
- Enhancing the current design of liquid bidding zones

▶ **A concrete complement to the costly and time-consuming grid extension projects as well as for the reduction of re-dispatching costs**

Number of initiatives ongoing in several countries, actively involving EPEX SPOT



© EPEX SPOT – All rights reserved

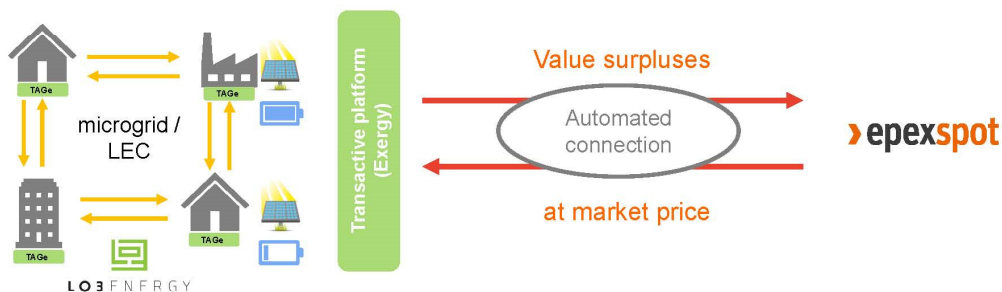
11

Valuing microgrids surpluses on the market

LO3 Energy is a US-based startup delivering solutions to tackle new energy challenges:

- The Brooklyn Microgrid launched in 2016: their proprietary TAGe smart meter allows blockchain-based P2P transactions (local prosumers and consumers)
- LO3 is working on microgrid projects worldwide including in Europe

▶ **LO3 Energy and EPEX SPOT signed a MoU in 2017 aiming at connecting the LO3 microgrids in Europe with the wholesale market**



Thank you for your attention!

EPEX SPOT Paris

5 boulevard Montmartre
75002 Paris
France
Tel +33 1 73 03 96 00
info@epexspot.com

EPEX SPOT London

11 Westferry Circus
Canary Wharf
London E14 4HE
United Kingdom

EPEX SPOT Bern

Marktgasse 20
3011 Bern
Switzerland

EPEX SPOT Amsterdam

Atlas Arena Amsterdam – Australia Building
Hoogoorddreef 7
1101 BA Amsterdam
The Netherlands
Tel +31 20 305 4000

EPEX SPOT Leipzig

Augustusplatz 9
04109 Leipzig
Germany

EPEX SPOT Brussels

Boulevard de l'Impératrice 66
1000 Bruxelles
Belgium

EPEX SPOT Wien

Mayerhofgasse 1/19
1040 Wien
Austria

TOKYO POWER MARKET SEMINAR

～ WHOLESALE MARKET DEVELOPMENT ～

June 14, 2018

一般社団法人 日本卸電力取引所
Japan Electric Power Exchange
理事長 村上 堯
CEO, Chairman Takashi Murakami

JEPX
Japan Electric Power eXchange

©2018 Japan Electric Power Exchange All Rights Reserved

1. JEPX(1)

概要 (2018/3/31現在)

summary

名称	一般社団法人 日本卸電力取引所 (略称: JEPX)	
設立	2003年11月28日	
組織	理事7名 (理事長 村上 堯)・監事4名 (理事・監事の過半が中立者) 社員21名	7 board members and 4 EX-auditors
指定	経済産業大臣より電気事業法上の「卸電力取引所」として指定 (2016年4月1日)	designated by Law
純資産	10,825百万円 (市場間値差積立金を含む)	net asset of over 10 billion yen
市場監視	リアルタイムモニタリング、所内監視委員会 (委員: 中立者5名)	real-time monitoring and surveillance
規制等	資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会等による監督、市場監視	ANRE, EGC

	電力自由化	history
1995年	独立系発電事業者 (IPP) の発電市場への参入が可能となる	IPP started
2000年	大口 (2万V以上受電、契約電力2,000kW以上) の小売自由化	PPS started. Over 2000kw liberalized
2003年	取引所 (JEPX) 法人設立	JEPX established
2005年	JEPXで取引開始 (スポット取引・先渡取引) 高圧 (50kW以上) の小売自由化	JEPX operation started Over 50kw liberalized
2009年	時間前取引の取引開始	Intraday started
2013年	電力システム改革 閣議決定	Electric System Reform
2015年	電力広域的推進機関の設立	OCCTO established
2016年	全面自由化	Full liberalization

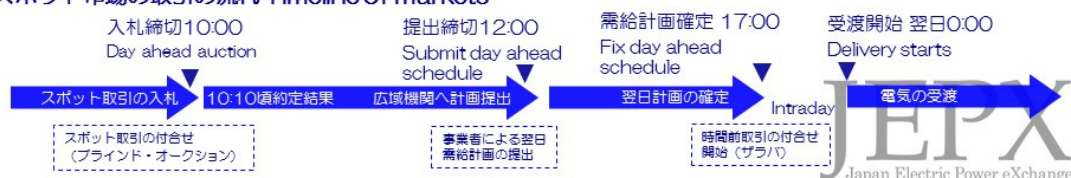
JEPX
Japan Electric Power eXchange

2. JEPX(2)

(GWh)

	2012FY	2013FY	2014FY	2015FY	2016FY	2017FY
取引会員数 Members (者)	54	81	109	130	124	135
取引量 Volume	7,860	11,320	13,698	16,803	24,724	60,867
スポット取引 Day ahead	7,359	10,285	12,601	15,396	22,962	58,592
年平均価格 Average price (¥/kWh)	14.43	16.51	14.67	9.78	8.46	9.72
時間前取引 Intraday	248	843	864	1,312	1,660	2,226

スポット市場の取引の流れ Timeline of markets

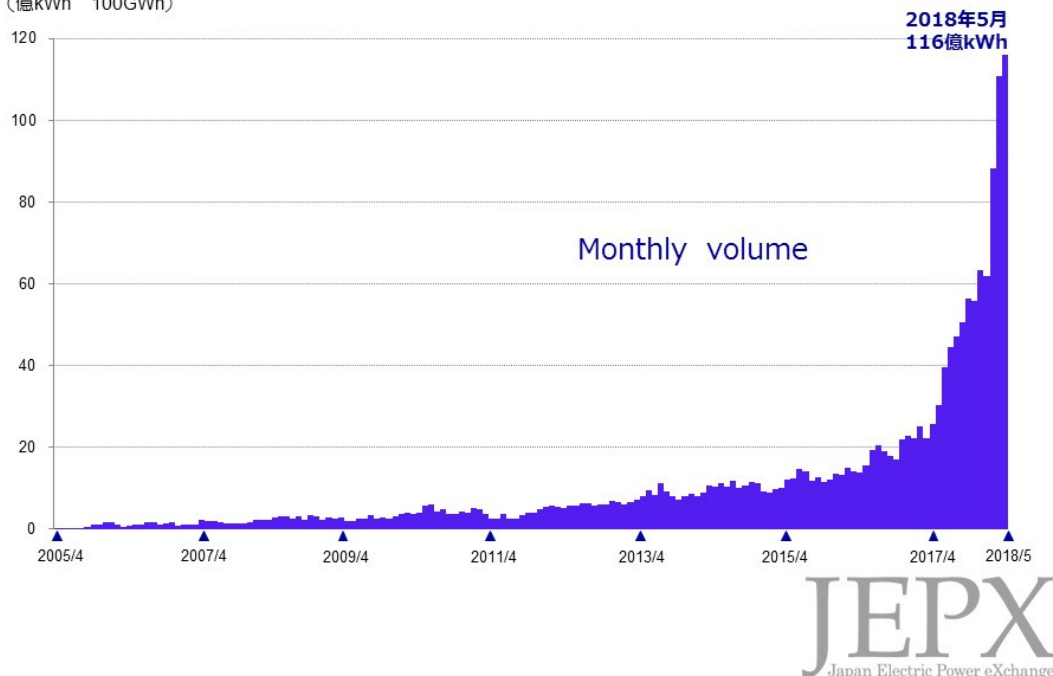


-2-

©2018 Japan Electric Power Exchange All Rights Reserved

3. Day ahead volume(1)

(億kWh 100GWh)



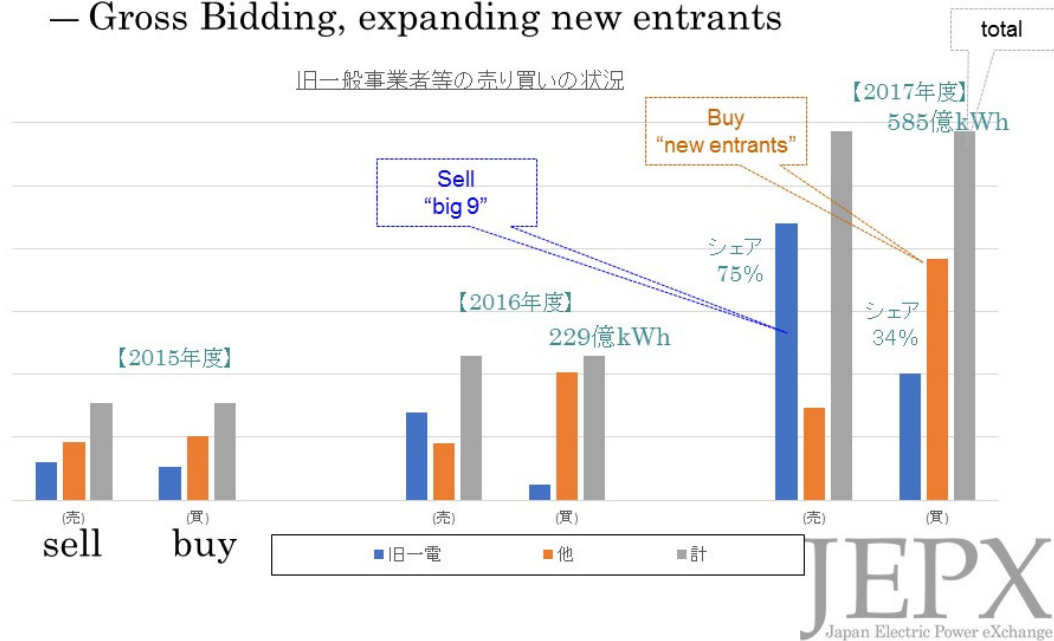
-3-

©2015 Japan Electric Power Exchange All Rights Reserved

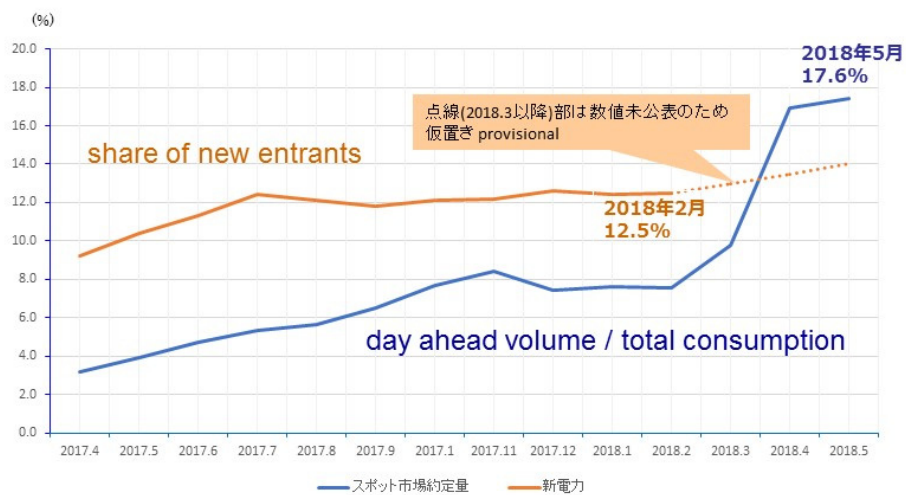
4. Day ahead volume(2)

22.9TWh (2016FY) ⇒ 58.5TWh (2017FY)

— Gross Bidding, expanding new entrants



5. Day ahead volume(3)



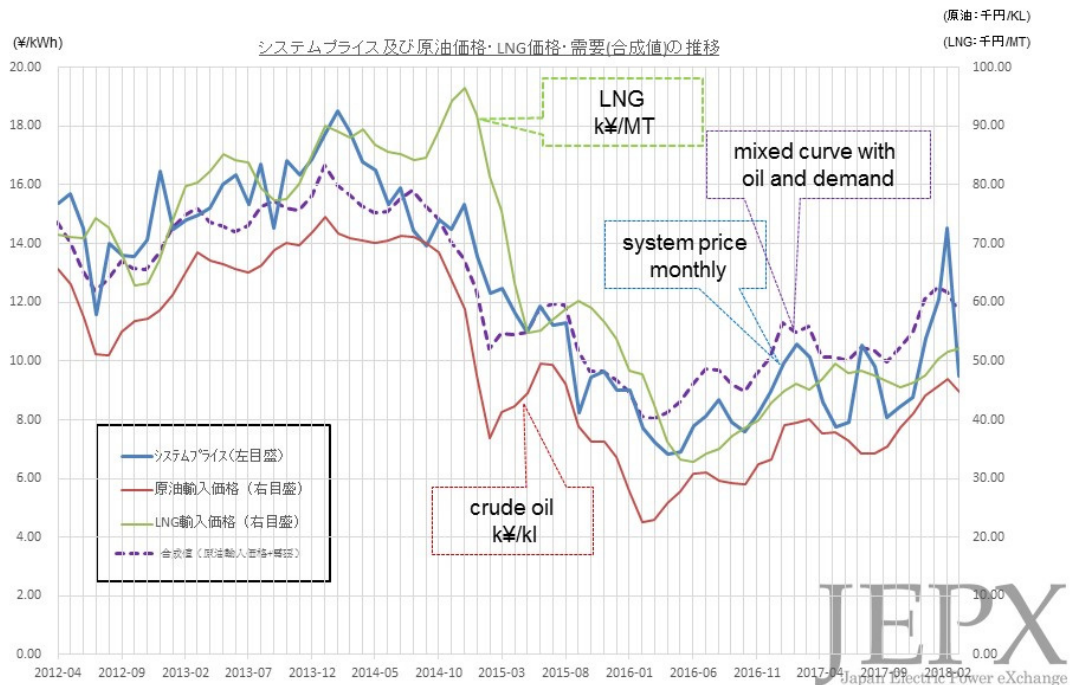
6. Day ahead price(1)

Monthly system price

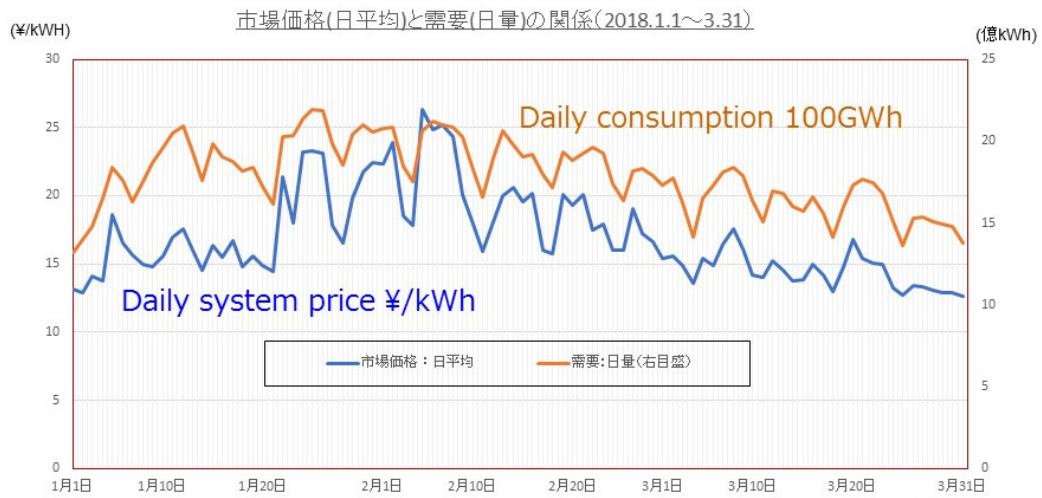


JEPX
Japan Electric Power eXchange

7. Day ahead price(2)

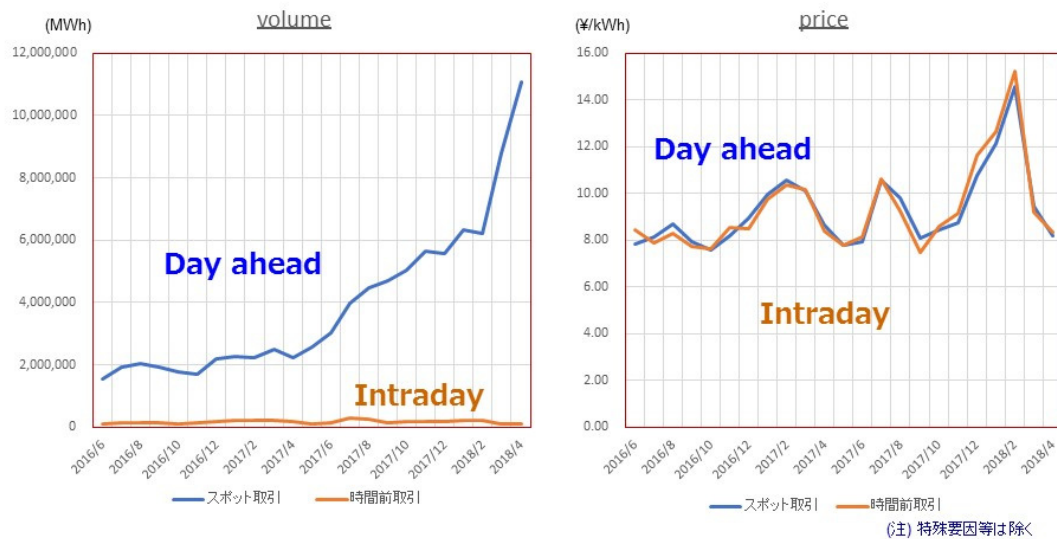


8. Day ahead price(3)



JEPX
Japan Electric Power eXchange

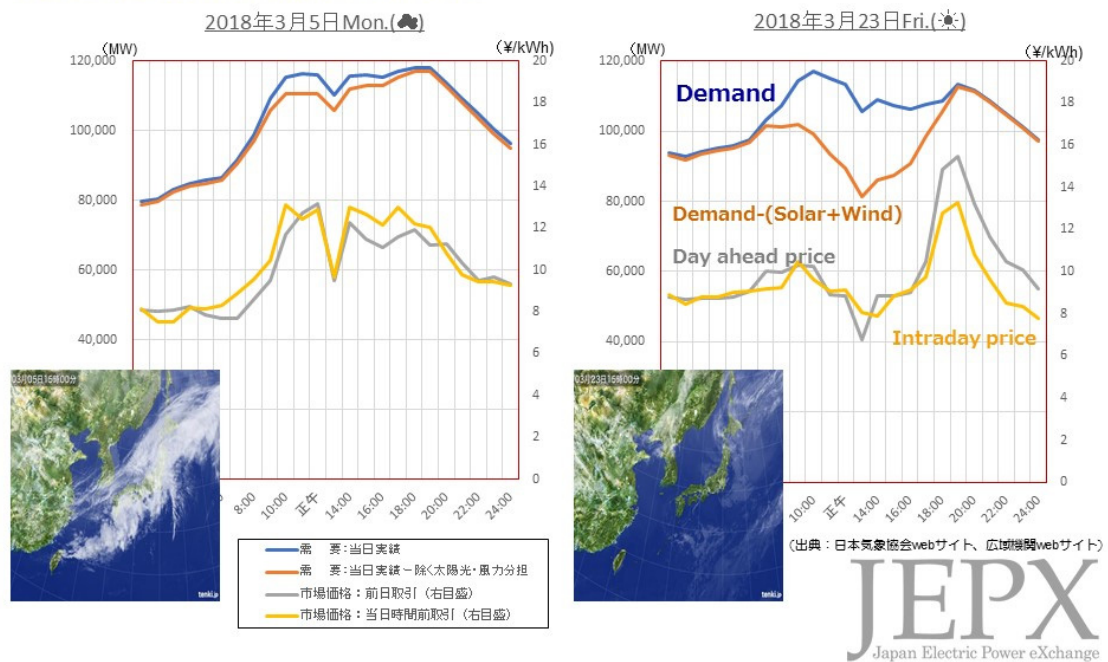
9. Intraday



JEPX
Japan Electric Power eXchange

10. Renewable impact

Market price, demand, solar, wind



-10-

©2018Japan Electric Power Exchange All Rights Reserved

11. For further development

Topics

- 非化石価値取引市場(2018.5) Non-fossil value market
- 間接オークション(2018.10) Implicit auction

Missions

- 価格の透明性 Transparency
 - 価格形成過程の監視 Monitoring
 - 安定的な運営 Robust operation
- ⇒ Support new business models and appropriate resource allocations

JEPX
Japan Electric Power eXchange

-11-

©2018Japan Electric Power Exchange All Rights Reserved

Ready for energy market risks?

Introduction to risk management approaches



Tokyo, Power Market Seminar METI, June 14th, 2018



Introduction – Denis Depoux, and Roland Berger



Denis Depoux

- > **Head of Global Energy & Utilities Competence Center**
- > Managing Partner China, Co-head Asia
- > Deputy Chairman of Roland Berger's Supervisory Board
- > Started at EDF (China, France)
- > PHB Hagler Bailly (US, France), energy consultancy
- > Roland Berger (Paris, Shanghai) since 2001
- > Supported feasibility study, development and launch of **Powernext, the French power exchange (now EPEX Spot)**
- > Help **launch trading activities and units** for European and Asian utilities (power, gas, LNG, carbon, coal)
- > Developed **risk management tools and policies** for large European utilities



Roland Berger Energy & Utilities Competence Center

- > 200 consultants worldwide, across 32 offices in the world
- > Full value chain coverage, ranging from local utilities to global leaders, energy-intensive industrials, new entrants, ...
- > Focus on regulation/deregulation, energy transition, market integration and globalization, energy efficiency and frugality, new technologies and digitization



Roland Berger in Japan

- > Roland Berger Tokyo: 120 consultants, focus: manufacturing innovation, & strategic business restructuring



- > Wa-innovation: creating value for clients through innovation, experience /workshop room

Within the past decades, major failures and unusual events have increased the awareness on financial and commodity risks

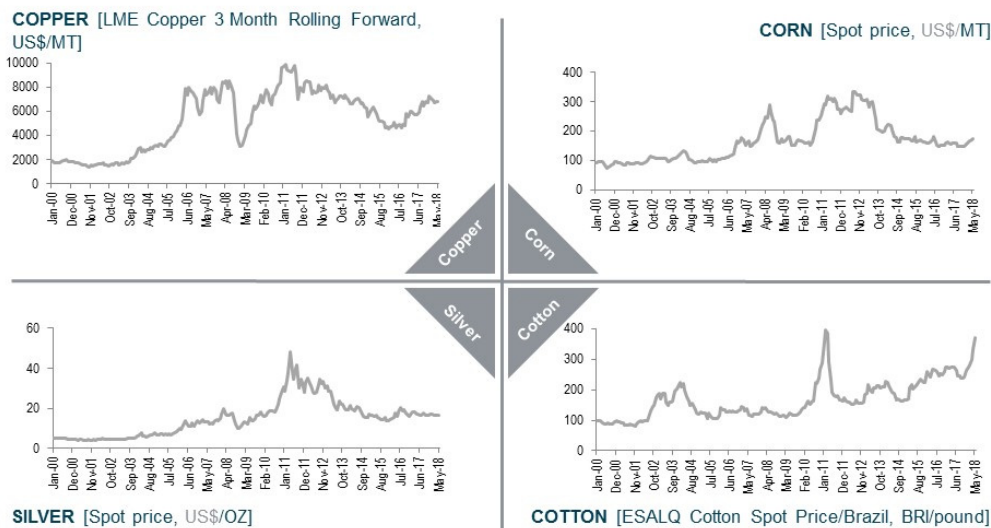
Illustration – Energy and financial risk events



Source: Press articles, Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 3

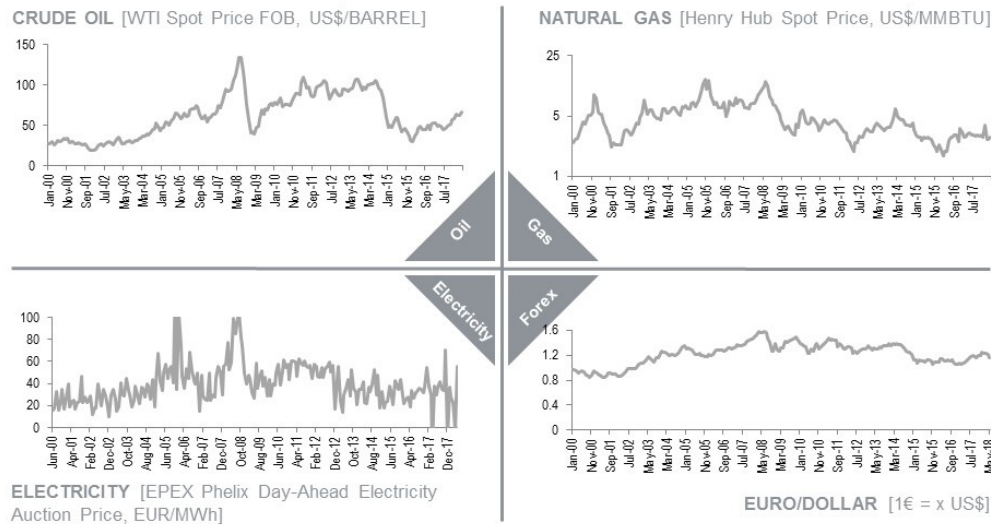
Commodity prices have been very volatile, creating risks for market participants



Source: Bloomberg, Euromonitor, Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 4

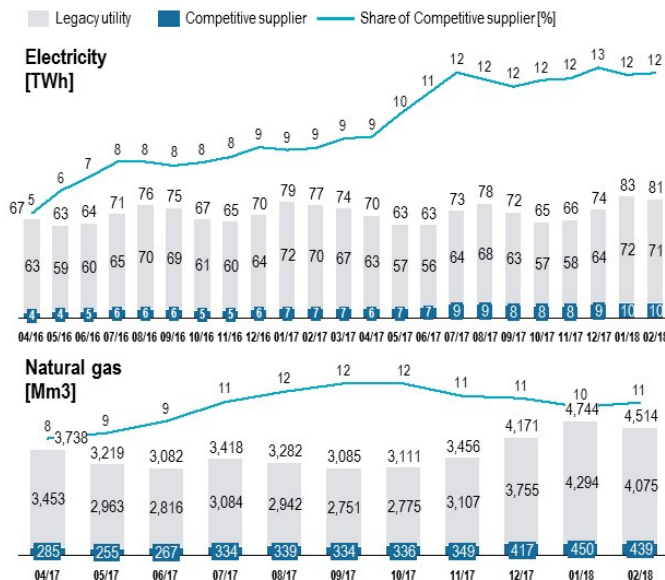
Within the commodities world, energy is even more volatile, especially electricity, that cannot be stored (so far)



Source: EIA, Bloomberg, Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 5

Volatility only appears in liquid and competitive market – Japan is only at the beginning of this journey – Time to get prepared



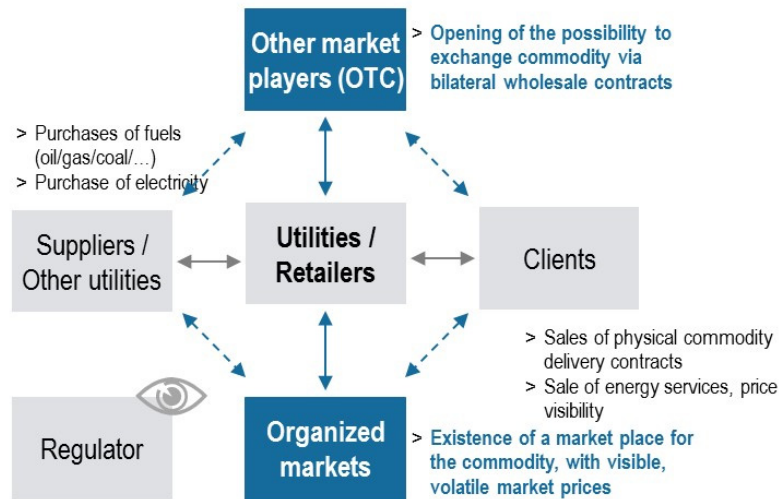
Source: Japan Electricity and Gas Market Surveillance Commission

Emerging wholesale market, driven by retail market liberalization

- > **Active retail market** with broad **diversity** of profiles, yet modest volume
- > **Still modest wholesale market trading volume** – Low liquidity and market depth
- > **Wholesale market dominated by bilateral/OTC trading** - Japan Power Exchange (JEPX) still marginal

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 6

For utilities and retailers, the risk management imperative starts with the possibility (the obligation?) to trade energy, physical or financial



Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 7

In a fully liberalized market, assets and client base are optimized vs. the market – Illiquid market call for gradual optimization

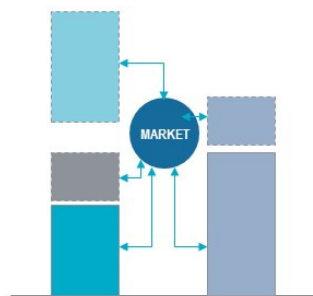
Optimization method according to market liquidity

Hypothetical portfolio with volume risk



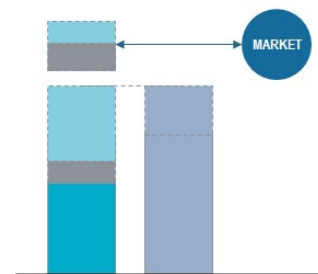
1 Optimization in a liquid market

- > Each position is optimized separately against the market



2 Optimization in a non liquid market

- > Portfolio resources and commitments are optimized globally (under retail supply constraints)
- > Residual flexibilities are optimized against the market

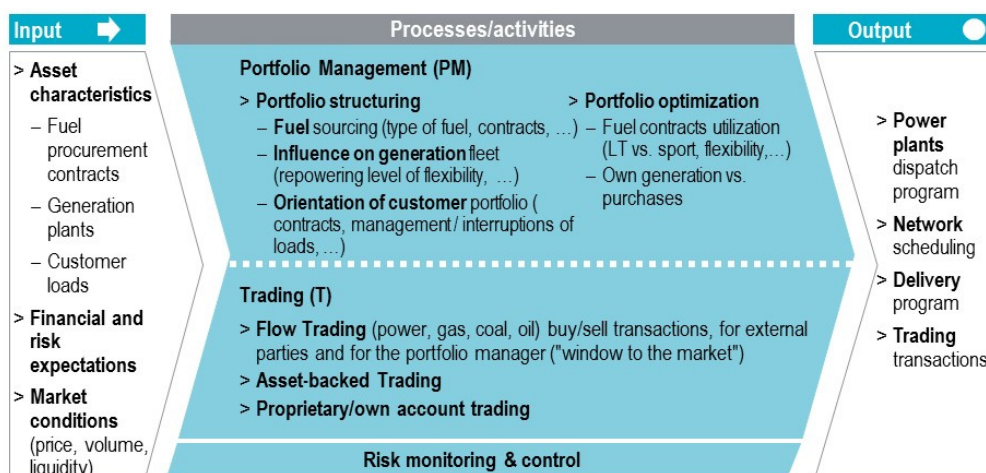


Source: Roland Berger Strategy Consultants

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 8

Portfolio Management and Trading help structure and manage risks

PM&T function overview



Source: Roland Berger Strategy Consultants

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 9

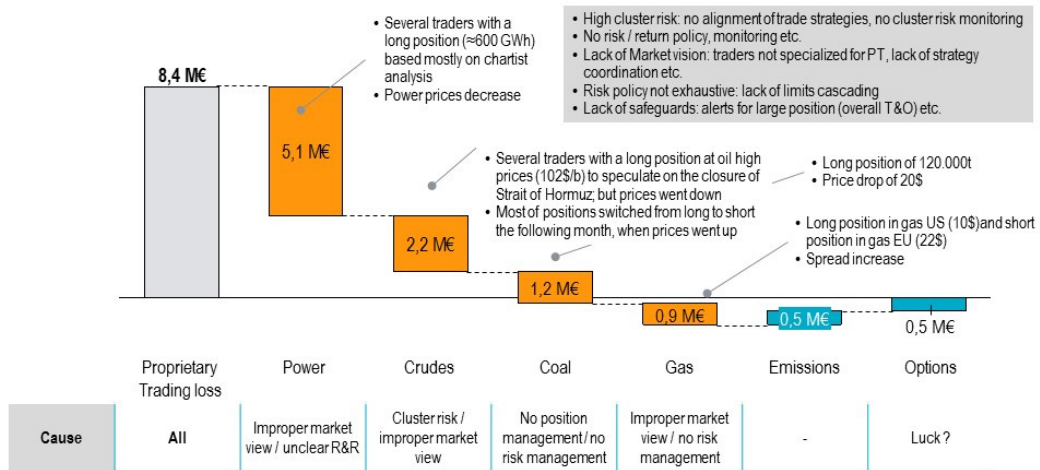
Energy utilities and other commodity-intensive companies are facing significant risk management challenges



METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 10

Real-life example: proprietary trading losses close to 9 M€ at a small energy trader due to losses on all commodities

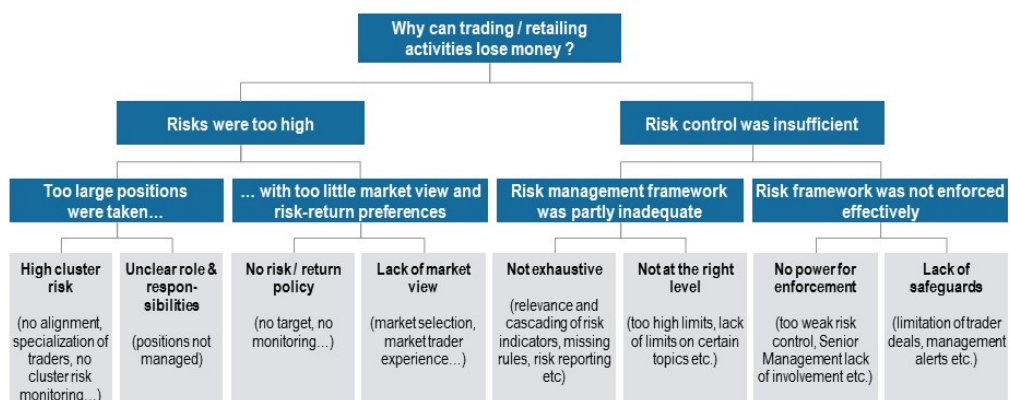
Breakdown of the Proprietary Trading loss by commodity in a trading year



METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 11

Failing to assess and manage market risks leads to financial loss – Root causes can be analyzed, and point to risk management policy

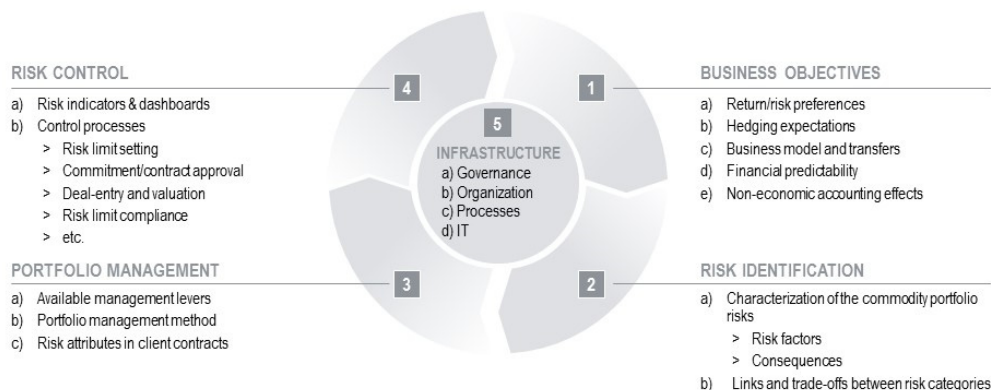
Generic issue analysis tree on trading losses



METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 12

Risk management requires a comprehensive framework, with sophistication level gradually adapted to market realities

Roland Berger energy market risk management framework



Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 13

1 BUSINESS OBJECTIVES / Return/risk preferences

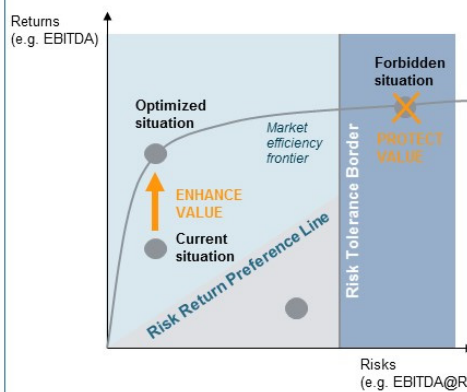
Risk is not bad! Not being aware of the risk / return equation can harm profit (P&L) and value (Balance Sheet)

Motivation and objectives

Possible risk management objectives

- > Avoid large losses due to market risks
- > Ensure consistency with energy return/risk preferences
- > Support financial performance management over budget, medium and long-term horizons
- > Support operational decisions (hedging, optimization,...)
- > Support investment decisions and strategic choices
- > Build a competitive advantage through return/risk strategies
- > Demonstrate risk management abilities to stakeholders
- > Support financial communication

Zoom on return/risk preferences



Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 14

Depending on the shareholder structure and market characteristics, many utilities also consider financial predictability as very important

Financial predictability

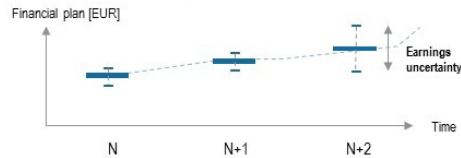
Objectives

- > "We need a **stable earnings** trajectory with maximum predictability for the budget year"
- > "We do not feel comfortable risking more than **x% of our yearly earnings** on this business"
- > "We want to keep our **target rating** of X"
- > We need to capture the **average market price**
- > "For this type of project, corporate requires a **hurdle rate of x%**"
- > "This particular **hedge is too expensive** for the risk reduction it provides"

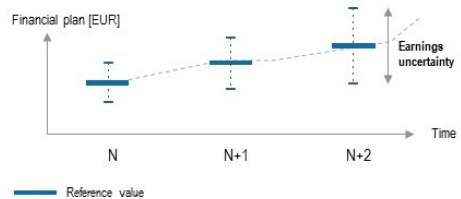
Source: Roland Berger analysis

Implications on financial predictability

Risk adverse company (e.g. municipal utilities, small retailer, ...)



Risk tolerant company (e.g. oil & gas producers, ...)

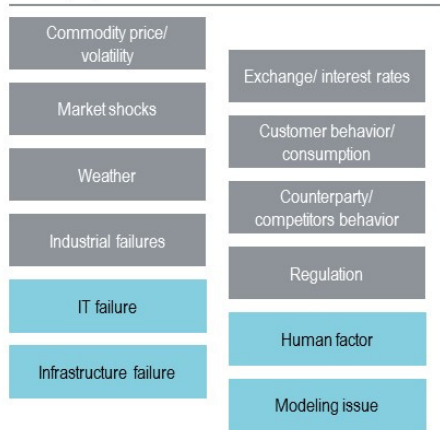


METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 15

Energy market risks can be characterized by underlying risk factors and expected consequences

Identification

Underlying risk factors



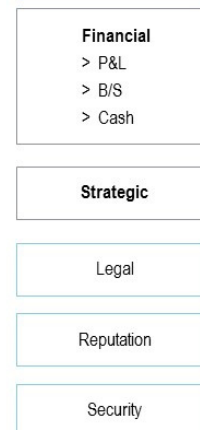
External factors Internal factors

Source: Roland Berger analysis

Risk categories

- Market**
 - > Commodity price risk
 - > Volume uncertainties
 - > Induced FX risk
- Counterparty**
 - > Impact of client or wholesale counterparty failures
- Business**
 - > Impact of competitive environment factors
- Operational**
 - > Impact of company internal factors

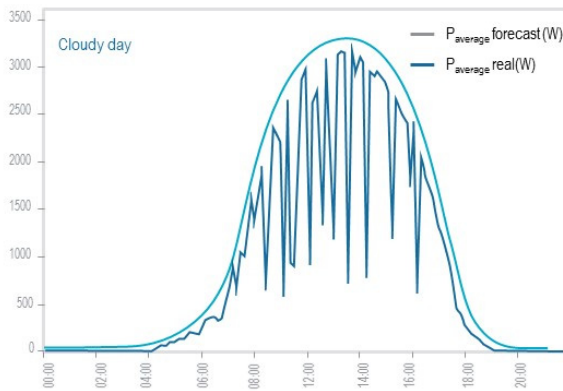
CONSEQUENCES



METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 16

Volume risk is emblematic of energy markets – Generation side

Portfolio management – Case study from a renewable energy generator



Variability of solar power production within a day is dependent on:

- > Nebulosity
- > Sunshine
- > Spatial configuration of solar panels

- > Renewable production forecast is a **new challenge** that players will need to face:
 - **Network safety** problems arise when renewable production is above 30% of installed capacity
 - Renewable producers will be asked to be more and more involved into **TSO system services** and future **capacity markets**
- > In Spain or Denmark, Direct Marketing players need to give D-1 forecast and have to **pay penalties when experiencing forecast errors**
- > Renewable energy forecast need specific competencies because of its **high variability and uncertainty** characteristics

Required specific competences

- > Meteorology
- > Advanced statistics

Source: Roland Berger analysis

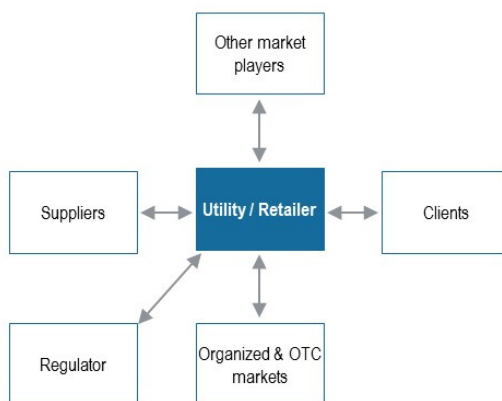
METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 17

3 PORTFOLIO MANAGEMENT

Portfolio management helps balance and transfer risk to the market through multiple levers – Price hedging only one of them

Transactions and mitigation levers

External risk transfer possibilities



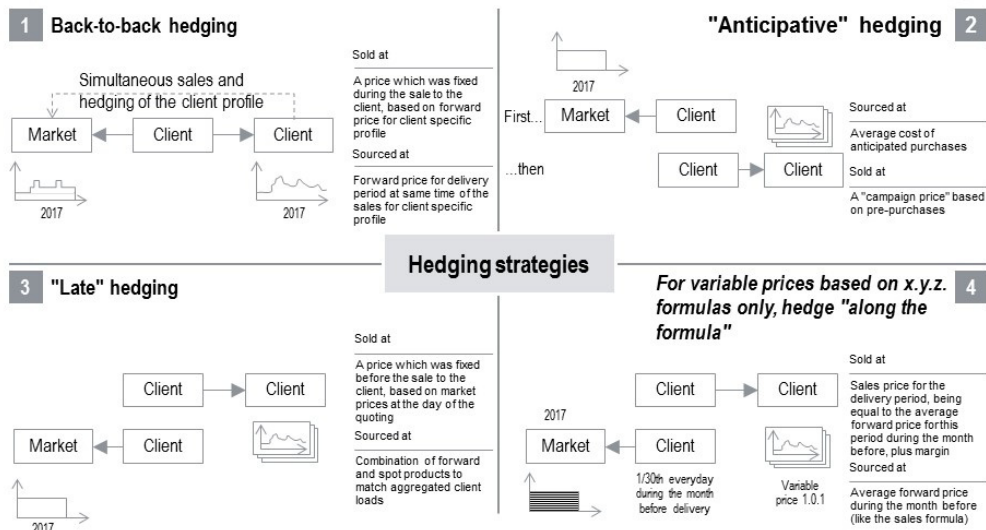
Sample risk management levers

	Wholesale	Retail
IN THE LONG TERM	<ul style="list-style-type: none"> > Long-term contract with producers > Production investment > Financial participation with off-take contract 	<ul style="list-style-type: none"> > Marketing strategy (customer segments, products...) > Lobbying strategy
IN THE MEDIUM TERM	<ul style="list-style-type: none"> > Portfolio flexibilities (storage, contract flexibility...) > Organized market instruments (forward, options, virtual capacity, financial hedges...) > OTC market contracts (forward, swaps, structured contracts...) 	<ul style="list-style-type: none"> > Products/ offer pricing > Plant availability > Accurate forecasting
IN THE SHORT TERM	<ul style="list-style-type: none"> > Portfolio flexibilities (storage, sourcing contract options...) > Spot buy/ sell 	<ul style="list-style-type: none"> > Customer load management flexibility (interruptibility, load shaving, ...)

Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 18

Price position management can rely on four (typical) hedging strategies



METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 19

Hedging, even if feasible, is not always desirable ... Depending on risk appetite and limitations

	WHY TO HEDGE?	WHY <u>NOT</u> TO HEDGE?
GOOD REASONS	<ul style="list-style-type: none"> Respect the risk profile expected from investors Ensure a competitive advantage / avoid a disadvantage Support the market guidance Ensure Management serenity Avoid cost of financial distress Enable investments in low cycle periods 	<ul style="list-style-type: none"> Benefit from upsides Avoid inefficient or costly hedges Avoid to hedge unknown / uncertain volumes
DOUBTFUL REASONS	<ul style="list-style-type: none"> Generate profits from hedges Capture "market risk premiums" 	<ul style="list-style-type: none"> Avoid inefficient or costly hedges Avoid to hedge unknown / uncertain volumes Make up for a weak operational performance

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 20

Specific energy procurement and portfolio management strategies apply to B2C and Industrial & Commercial segments

Procurement of power and gas



	B2C customers	B2B customers
DESCRIPTION	<ul style="list-style-type: none"> > Households and very small businesses with SLP¹⁾ within own and external grid territory > Small customers with RLP²⁾ in the own grid territory, which are neither price-sensitive nor fickle 	<ul style="list-style-type: none"> > All RLP customers within external grids as well as larger price-sensitive RLP customers in the own grid > Massively multi-site small customers, aggregated (e.g., chains of stores)
CHARACTERISTICS	<ul style="list-style-type: none"> > (Yet) high inertia of customer base > Volume requirements can be derived from SLP for a certain time period > Number of customers depends on own price policy in comparison to competitors 	<ul style="list-style-type: none"> > Individual contracts with industrial and commercial customers – high range of volumes > Industry and company-specific volume requirements and load profiles > High volume risks and low margins
	<p>Steady long-term development of the portfolio for the following years</p>	<p>General immediate procurement of the volumes after closing (back-to-back) to secure margins at minimal risk</p>

1) Synthetic load profile 2) Recorded load profile

Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 21

In contrast to the B2C segment, B2B offerings may contain multiple flexibility attributes with impact on the company's risk exposure

Typical flexibility/ constraint attributes in energy contracts for industrial customers



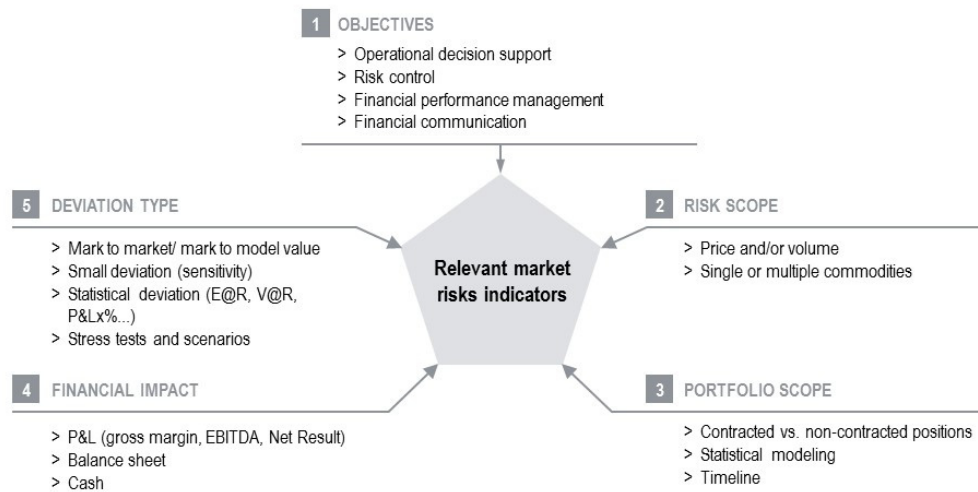
	Price flexibilities	Volume flexibilities	Term flexibilities
Before contract signature	<ul style="list-style-type: none"> > Fixed price, with or without fixed component > Total or partial indexation of contractual price, cap & floor > Different price structures by predefined periods > Capture of average market price on a pre-defined period of time 	<ul style="list-style-type: none"> > Full supply > Partial supply (especially blocks) 	<ul style="list-style-type: none"> > Flash offers over a defined period > Extension of price validity duration > Long-term commitment (5 years or more)
During contract delivery period	<ul style="list-style-type: none"> > Total or partial indexation of delivery price, cap & floor <ul style="list-style-type: none"> – Electricity, gas, oil, coal – Other commodities or indices > Stop-loss option : Money given to customer if market price goes down 	<ul style="list-style-type: none"> > Take or pay contracts > Volume increase or decrease, with or without penalties > Interruptibility option at supplier's hand (peak shaving of customer or aggregated supplier's load curve) > Consumption forecast to reduce balancing penalties > For a multi site offer: Addition or withdrawal of sites 	<ul style="list-style-type: none"> > Contract extension option at supplier's hand (against lower price for the prompt period) > Contract extension option at hand of the customer > Early termination option at hand of supplier or customer

Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 22

The definition of relevant risk indicators does not require pure mathematics but even more common sense and creativity

Definition of risk indicators



Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 23

5 INFRASTRUCTURE

The proper implementation of risk management involves several mutually reinforcing dimensions

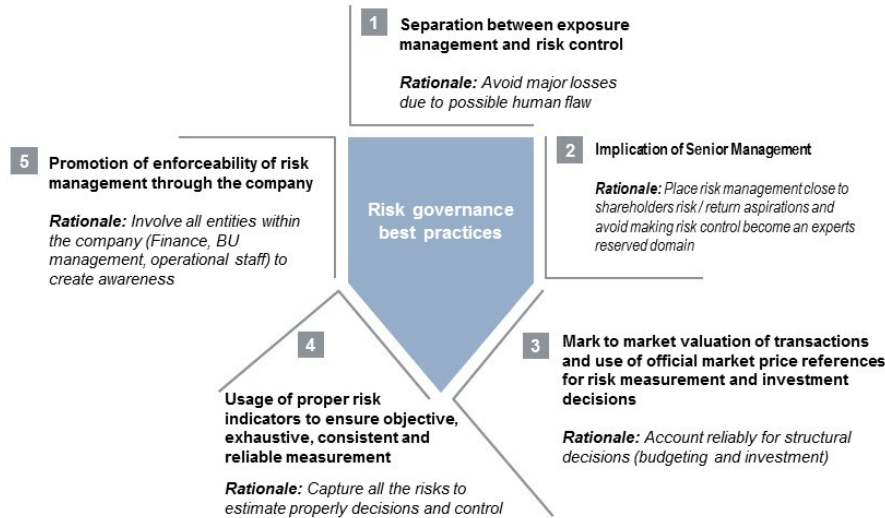
Overview



Source: Roland Berger analysis

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 24

Risk governance principles come from financial best practices ¹⁾ and are fully applicable to Utilities



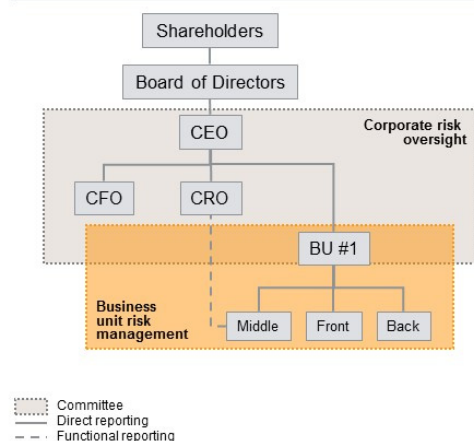
1) Twenty recommendations of the "Group of Thirty" in 1993

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 25

The market risks control framework rely on a steering control entity at corporate level, relayed by entities at operational level

Typical risk control organization

- A market risks control entity should be set up at corporate level to steer the implementation of the market risks management organization and to look after the correct application of the defined governance principles
- It can either be independent, in charge of market risks control or attached to the internal control entity
- Additional local risk control entities can be created at operational level if needed (e.g. : in case of a specific activity)
- Meanwhile, because of possible conflict of interests, the independence between control and operational activities should always been abided by

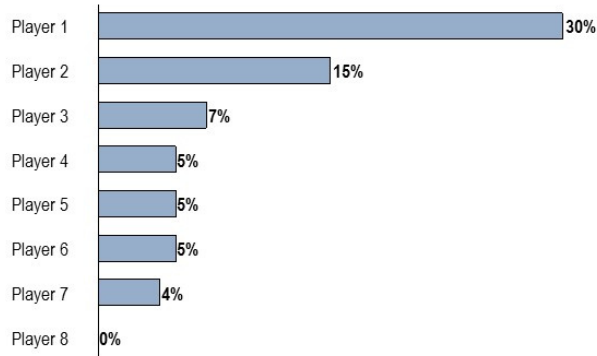


METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 26

The root of all evil: bonuses!

Bonus pool policy for energy traders

Share of bonus pool in gross margin - Benchmark of energy traders



Key findings

- Most companies have metric-based bonuses, but with a discretionary component
- Most companies' compensations are based on a combination of company and individual performance
- Some companies identify individual behavior as a factor in bonus calculation
- Most companies allocate between 0.5% and 15% of GM as bonus pool

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 27

The energy risk policy sets the framework for market risks management and is shared between organization, management and shareholders

Key principles for a market risk policy

- A risk policy is:
 - not a buy / sell strategy document
 - a normative document that:
 - helps integration of risk management into the operations by giving them a qualitative and quantitative framework
 - defines the control framework
- Other guidelines documents can be found in the company, such as:
 - Hedging policy / strategies description
 - Pricing policy
 - Offerings / products policy...
 - ...
- The risk policy is a document that must not be reserved to a specific group (e.g. shareholders or Front Offices...) but must be shared and acknowledged at all levels of the company

Table of contents of the client market risk policy

- 1. Risk management objectives, scope & stakes**
 - Financial magnitudes and corresponding risk management goals
 - Commodities addressed (Gas, electricity, fuel, etc.)
 - Time horizons
 - Business Units / subsidiaries concerned
 - 2. Risk identification**
 - Characterization of the portfolio risks
 - Qualification of these risks
 - 3. Risk governance**
 - Governance principles (segregation of duties, risk committees...)
 - Organization
 - 4. Risk management principles**
 - General management principles
 - Discretionary risks vs. minimum exposure (risk profile)
 - 5. Risk measurement & control**
 - Indicators & reporting
 - Control processes: limits exceeding, etc...
- Appendix:** Risk limits, Authorized instruments & products, risk committee composition, risk reporting, control procedures...

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 28

Ten questions to challenge your position

- | | |
|--|--|
| 1. What risks are we exposed to?
Today and in the future? | 6. Do we have a proper risk
governance / organization in place? |
| 2. Which are the ones that can be
managed? with which levers? | 7. Do we have the proper skills and
resources to manage and control
our risks? |
| 3. Which are the ones that we
should hedge? why? | 8. Do we measure and consolidate
our risks? with relevant indicators
and limits? |
| 4. Do we have clarity on P&L
responsibilities and transfers? | 9. Do we have proper risk policies
throughout the company? |
| 5. What is our desired level of
financial predictability? | 10. Are our executives on board? |

METI_energy_markets_seminar_14062018_VF2.pptx | 29



Contact:

Denis Depoux, Head of Global Energy Competence Center
denis.depoux@rolandberger.com / + 86 137 88 99 32 72 (Asia)

Satoshi Nagashima, Managing Partner, Japan
satoshi.nagashima@rolandberger.com / +81 (3) 358 76-683 (Japan)
Julien Bzowski, Energy Risk Management Expert
julien.bzowski@rolandberger.com / + 33 6 72 51 32 85 (Europe)

Market Risk Management

Energy Price Exposure

Powering. Reliable. Future.

RWE



AGENDA

- > Introduction
- > Energy Price Exposure
- > Wholesale power markets as a risk management tool – Physical or Financial ?
- > Wholesale power market requirements
- > Basis risk – spot market design and negative pricing
- > Conclusions



Introduction to RWE Supply and Trading

- > RWE - one of the largest energy utilities in Europe.
- > Large portfolio of generation and retail businesses across Germany, UK and the Netherlands
- > RWE Supply and Trading - the trading subsidiary of RWE
- > RWEST risk manages the energy price exposure for RWE, established in 1999 during the period of deregulation in Europe
- > RWEST is involved in the proprietary trading of energy and related markets globally (including power, gas, coal, oil, freight, CO₂, iron ore and metals)



RWEST - Global presence and a broad diversified commodity exposure

Global footprint



RWE trading volumes (2016)

	Power
	1.972TWh
	Gas/LNG
	361bcm
	Carbon
	650m certificates
	Coal
	548m metric tons
	Freight
	307m metric tons
	Oil
	1,508m barrels
	Biomass
	5m metric tons

Introduction – Julie Arnold

- > Currently Head of Power Trading, Asia Pacific
- > Involved in energy trading since 1997
- > Markets traded
 - UK Power, UK Gas
 - Coal: global indices including API2, API4, Gcoal News, US indices Nymex and CSX
 - Specialising in financial products such as swaps, futures and options
 - Australian power, NZ power, Singapore power
 - Hedging and trading activities for Japanese companies in all of the financial energy products plus physical coal and LNG
- > Experience in both retail and generation companies



Examples of Energy Price Exposure (Risk)

- > Coal miner whose mining costs are known but sale price of coal is unknown
- > Power retail company whose sale price is known but purchase price is unknown
- > Gas fired generator whose LNG purchase price is linked to oil and sale price (JEPX or retail) is unknown
- > End user whose power purchase price is unknown but the sale price of their products is known (eg car, aerospace or electronics manufacturers)
- > All of the above price risks can be mitigated (hedged) using the wholesale energy markets

**Stockmarkets
dislike such
exposure**

Physical or Financial – BOTH !

Physical

- > involves cash out risks
- > Licensing conditions
- > Generation and retail companies
- > Frequently a one sided market – creates significant risk
- > Usually traded using a bilateral, non-standard contract – can take longer to negotiate

Financial

- > Contractual terms (ISDA) are less familiar for Japanese companies
- > ISDA is a global standard contract
- > Hedge accounting implications – a surmountable issue
- > International trading companies and banks
- > Always prices on both sides – ideal risk management tool

28.09.2018

Physical and Financial Market – Double Your Liquidity

Trayport Joule

JOULE View new Japan Power +

Japan Power

	Tokyo Swap							Tokyo Physical Forward							Tokyo Basis Spread						
	Code	Qty	Bid	Ask	Qty	Code	Last	Code	Qty	Bid	Ask	Qty	Code	Last	Code	Qty	Bid	Ask	Qty	Code	Last
+ - May-17	GFI	5	8.90	9.20	5	TFS		ICAP	5	8.80	9.10	5	TFS		~	5*	-0.20	0.40	5*	~	
+ - Jun-17	ICAP	5	8.50	9.15	5	TFS		GFI	5	8.35	9.00	5	TFS		~	5*	-0.50	0.80	5*	~	
+ - Jul-17	ICAP	5	8.70	9.00	5	TFS		GFI	5	8.30	8.85	5	TFS		~	5*	-0.15	0.70	5*	~	
+ - Q3 17	ICAP	5	8.60	9.00	5	TFS		TFS	5	8.10	8.90	5	GFI		~	5*	-0.30	0.90	5*	~	
+ - Q4 17	TFS	5	9.00	9.30	5	GFI		TFS	5	8.55	9.05	5	GFI		~	5*	-0.05	0.75	5*	~	
+ - Q1 18	GFI	5	8.50	9.10	5	ICAP		ICAP	5	7.95	8.95	5	TFS		~	5*	-0.45	1.15	5*	~	
+ - Q2 18															~	5*					
+ - 2018	ICAP	5	8.20	9.20	5	TFS		GFI	5	7.45	8.95	5	TFS		~	5*	-0.75	1.75	5*	~	
+ - 2019	TFS	5	8.00	9.00	5	TFS		GFI	5	7.35	8.85	5	TFS		~	5*	-0.85	1.65	5*	~	

Wholesale Power Market Requirements

- > METI must act on abolishing the FCAS – 2020 ?
 - *End users are not best placed to take price risk. Professional energy companies must take on this responsibility*
- > A reliable, transparent index – JEPX ?
 - *Make public the methodology and do not change it*
- > Standard contractual terms (eg. ISDA, SCoTA, NBP, GTMA)
 - *Who will take the lead on this ? METI, JEPX, Market Group ?*
- > Eliminate basis risk – spot market designed to incorporate negative pricing
 - *Futureproof your market design, crucial in the world of increasing renewable generation*
- > Liquidity Providers
 - *If Japanese companies do not have the appetite to create liquidity - make JEPX access easily available to international companies*
- > Generation data MUST be published to all in a timely manner to avoid insider trading and improve liquidity
 - *Europe, USA, Australia have this data (plus much more !) made freely available to all. OCCTO should work on providing this for the Japanese market*

Environment

Germany set to pay customers for electricity usage as renewable energy generation creates huge power surplus

Output from wind turbines forecast to hit record on Sunday

Jesper Starm | Friday 27 October 2017 09:29 | 20 comments

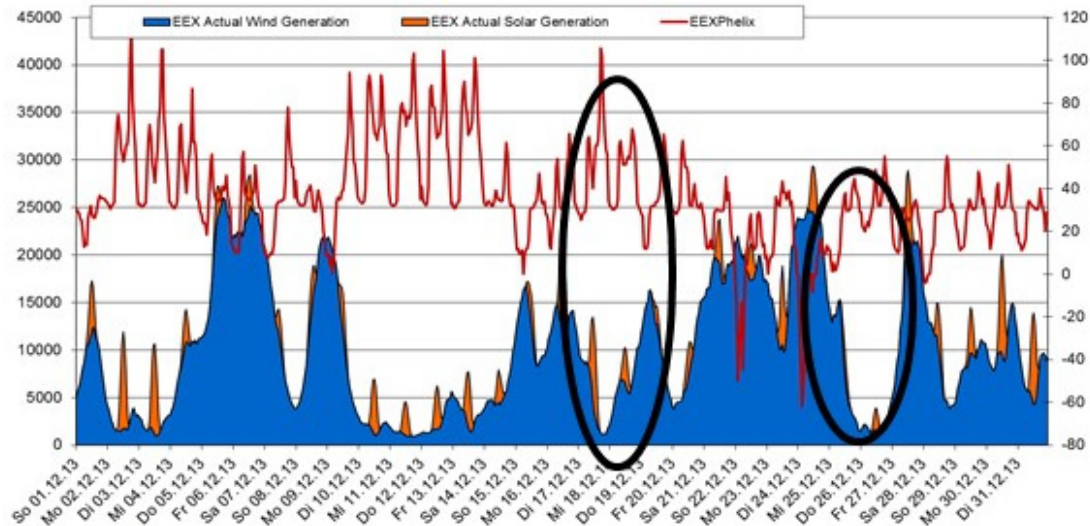


Like Click to follow The Independent Online

Negative spot prices hits the news in Europe

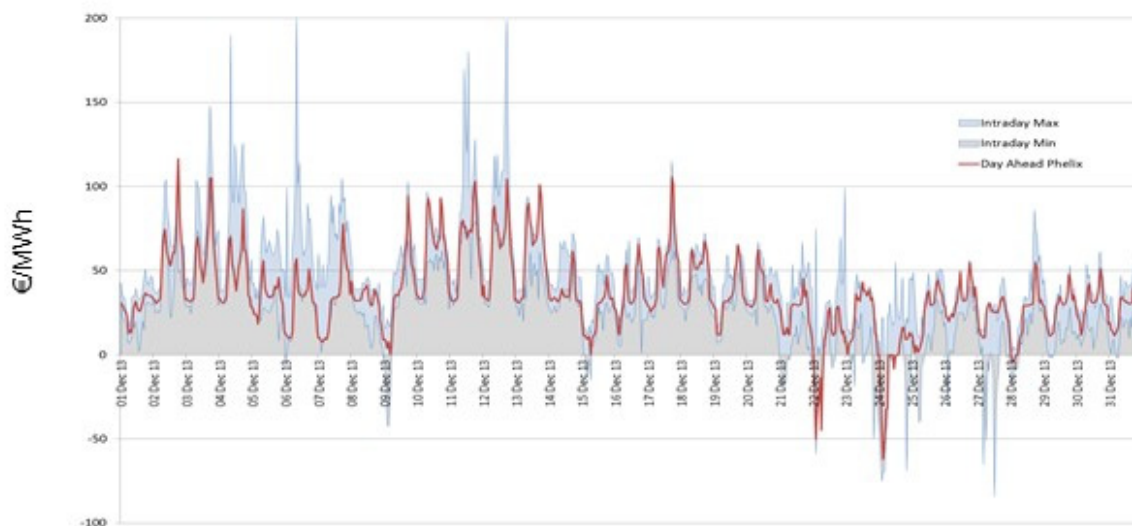


Germany - Wind and PV Generation vs. EEX Spot Price - Dec 2013



- ▶ Peaks and troughs in prices correspond with high or low renewable feed-in changing from day-to-day.

German Day Ahead (DA) vs. Intraday (ID) Min and Max in Dec 2013



- ▶ Intraday hourly prices move even more extreme than day-ahead prices
- ▶ Intraday 15-min prices are even more volatile

Conclusions

- > Following power market deregulation a wholesale market place for power is crucial for companies to risk manage their power price exposures
- > Physical and Financial power markets can work in harmony alongside each other, increasing liquidity to benefit all companies
- > Involving trading companies and banks in your market is a valuable risk management tool
- > Good market design is essential to attract liquidity providers
- > Do not ignore mistakes and lessons of developed markets
- > ***Japan could have the biggest and best power market in the world serving industry and households with security of supply combined with competitive prices***

Thank you very much for
your attention

Powering. Reliable. Future.

RWE

Disclaimer

The information herein is made available solely for informational purposes. Nothing in this presentation, either express or implied, shall, or shall be construed to, create any legally binding obligation or is to be construed as investment advice, a solicitation or an offer to buy or sell any securities or related physical or financial commodities or to otherwise make any investment.

All information is believed to be reliable but is not guaranteed as being accurate, current, complete or error free. Neither RWE Supply & Trading GmbH nor the RWE Group may be held liable for any direct, indirect, consequential or other losses or damages arising out of or in connection with the use of information or quotations. Any liability in cases of wilful misconduct or gross negligent acting remains unaffected. This presentation may contain forward-looking statements regarding the future development of the RWE Group and its companies as well as economic and political developments. These statements are assessments that RWE has made based on information available to the company at the time this document was prepared. In the event that the underlying assumptions do not materialise or additional risks arise, actual performance can deviate from the performance expected at present. Therefore, RWE cannot, and does not intend to, assume any responsibility for the accuracy of these statements.

The information herein is subject to copyright laws and may not be reproduced, distributed or otherwise commercially exploited in any manner without the permission of RWE Supply & Trading GmbH.



Japan Power Market Seminar

George Dranganoudis
Managing Director, Head of Energy & Commodities TP ICAP APAC
14 June 2018

Biography



Career

George has been with the TP ICAP Group since 1993, where he started his career in Interest Rate Swaps for Harlow Butler Australia.

In 2000, George moved into the expanding ICAP Energy division, and held senior roles including Desk Manager of Coal Derivatives, ICAP London; Associate Director of Oil Derivatives, ICAP Singapore and Senior Electricity broker, ICAP Australia.

In February 2013, George was appointed as Managing Director of ICAP Energy Asia Pacific based in Singapore, responsible for expanding ICAP's energy & commodity platform across the region. In 2015, his role was expanded beyond Energy to include the Foreign Exchange and Money Markets divisions of ICAP Singapore.

Following the acquisition of ICAP by Tullett Prebon in 2016, George was appointed as Head of Energy & Commodities, TP ICAP APAC, where he leverages his 25 years industry experience to manage evolving, dynamic, market leading business.

Personal life

Born in Sydney, Australia in 1976, George is married and has 2 daughters. He presently lives in Singapore.



An introduction to TP ICAP



TP ICAP – what we do

TP ICAP is a global brokerage and information firm that plays a pivotal role at the heart of the world's wholesale financial, energy & commodities markets:

- Our brokers match buyers and sellers of financial, energy and commodities products and facilitate price discovery
- We provide independent data to market participants, including live and historical pricing, and advanced valuation and risk analytics
- We facilitate the flow of capital and commodities around the world, enhancing investment and contributing to economic growth
- We are a trusted partner of our clients, enabling them to transact with confidence

Our role is to create liquidity and price discovery in financial, energy and commodities markets and provide insight and context to our clients.



TP ICAP is one of the largest liquidity venues in the world

Liquidity venue	Transactional revenues (US\$)
ICE	4,600
CME	3,600
Deutsche Bourse	2,903
LSE	2,621
Nasdaq	2,428
TP ICAP	2,356
CBOE	2,229
BGC	1,711
Tradition	846
MarketAxess	397

- A portfolio of some of the most respected brands within the interdealer broking sector
- Independent liquidity pools allow each brand to offer separate and distinct products

Our brands



TP ICAP Presentation 5

TP ICAP in numbers



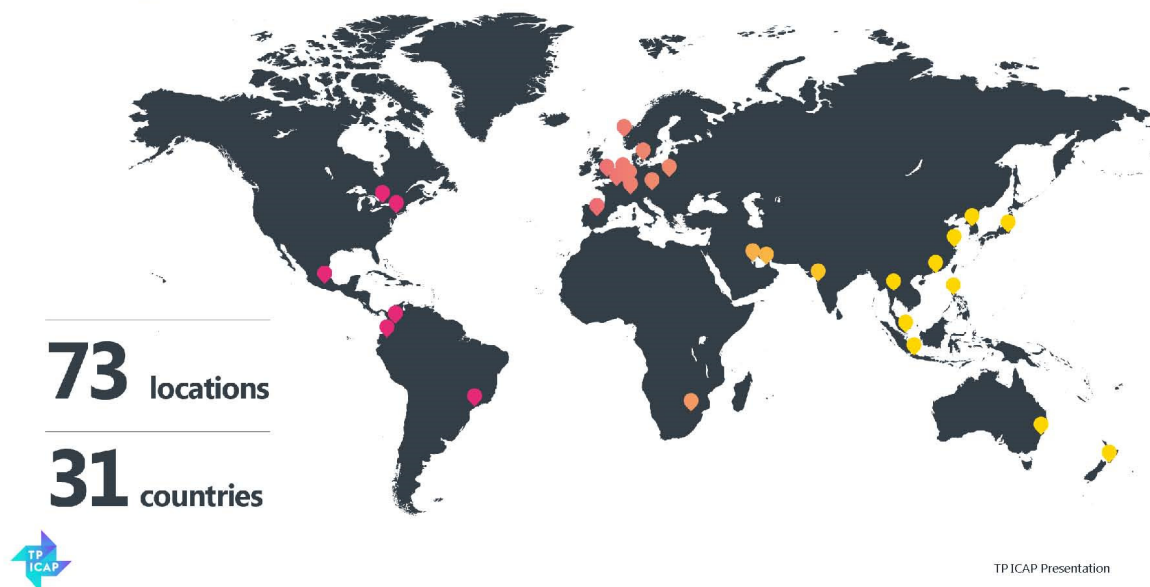
* Proforma TP ICAP 2016.



TP ICAP Presentation 6

Our global footprint

- We are the world's largest interdealer broker
- We have offices in 31 countries
- Our businesses have over 73 offices globally and we operate in financial and energy and commodity markets across the world



TP ICAP Presentation 7

Japan Footprint



Tullett Prebon (Japan) Limited*



Totan ICAP Co., Ltd.

The leading inter-dealer broker
of financial derivative products **TOTAN ICAP**

ICAP Totan Securities Co., Ltd.

Market leading professional in
the realm of equity derivative
products.



Central Totan Securities Co., Ltd.

Broker specializing in
government bond transactions



*Tullett Prebon (Japan) Limited is not affiliated with The Tokyo Tanshi Co., LTD

TP ICAP Presentation 8

An award winning company



Winner
Overall #1
Broker



Winner
Best overall
broker

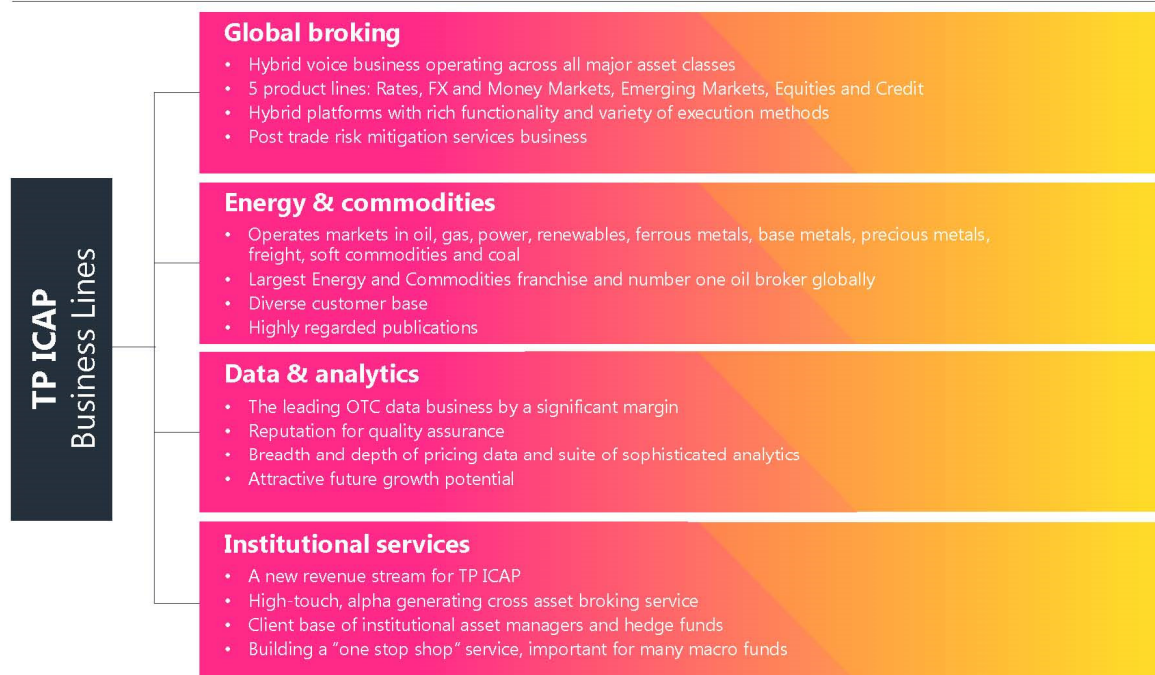


Winner
Overall
broker



TP ICAP Presentation 9

TP ICAP operates across four global business lines



TP ICAP Presentation 10

Energy & Commodities



TP ICAP Presentation

11

Energy & commodities

Oil



Gas



Power



Renewables



Ferrous metals



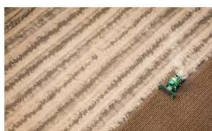
Base metals



Precious metals



Soft commodities



Dry bulk commodities



Freight



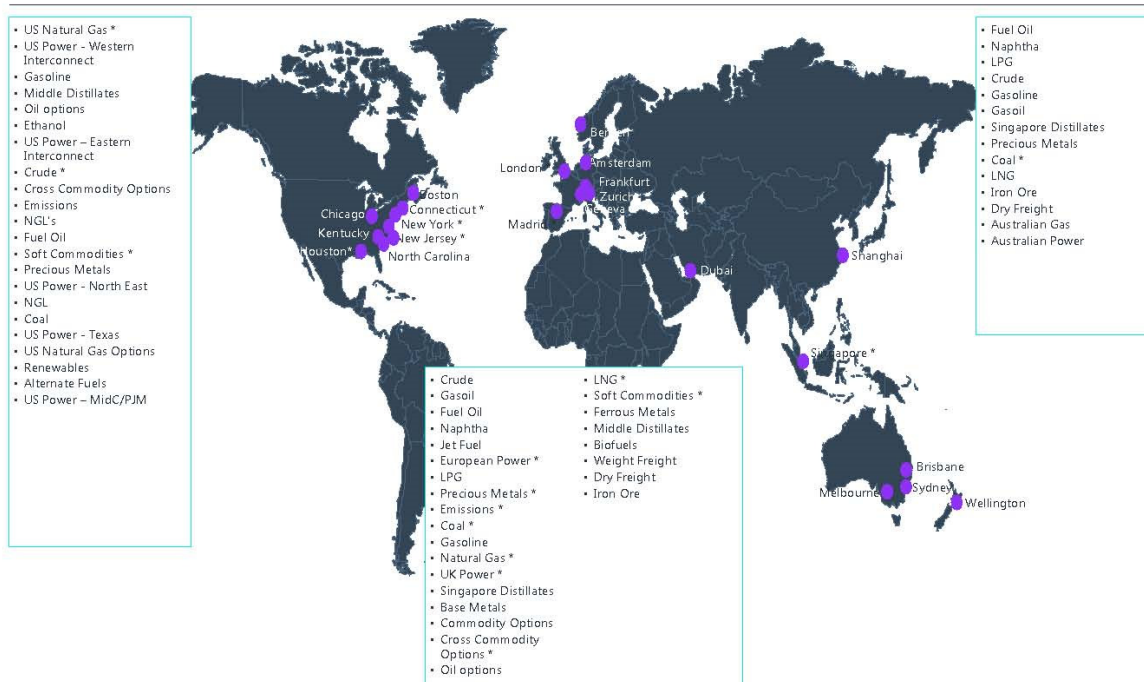
- Includes leading, competing brands such as PVM, Tullett Prebon, ICAP and MOAB
- Broad range of energy and commodity products across all actively traded commodity markets globally
- Natural hedge across our portfolio – 87% of revenue is from non-banking clients
- Significant geographic reach with 19 offices in 11 countries
- Pro-forma revenues have more than tripled since 2014



TP ICAP Presentation

12

Locations and product offerings



Disclaimer:

This communication has been prepared for information purposes only. It does not constitute a recommendation or solicitation to buy, sell, subscribe for or underwrite any financial instrument. Its information is confidential and may not be passed on or reproduced in whole or part under any circumstances without the prior written consent of TP ICAP plc. The information contained in this communication is obtained from sources believed to be reliable and in good faith. No representation or warranty is made that it is accurate or complete. Opinions and views expressed are subject to change without notice, as are prices and availability, which are indicative only. There is no obligation to notify recipients of any changes to this data or to do so in the future. No responsibility is accepted for the use of or reliance on the information provided. No liability is accepted for any loss, claim or damage suffered or any third party resulting directly or indirectly from any use of or reliance on the information provided without limitation.

TP ICAP plc. Registered Office: Tower 42 Level 37, 25 Old Broad Street, London EC2N 1HQ. Registered in England No. 05807599.



Tokyo Power Market Seminar 2018

14 June 2018
Richard Everett
Head of Product and Markets

TRAYPORT OVERVIEW

Our company

- Founded in 1993
- HQ in London, with offices in Singapore and New York
- 200+ staff
- Wholly owned subsidiary of TMX Group

Our clients

- 292 direct trader entities in 38 different countries, entities includes:
 - Utilities, Banks, Trading Houses, Resource Companies and Funds
- 12 exchanges, 23 wholesale brokers, and 4 CCPs
- 4,000+ traders

Our markets

- Network covers multiple asset classes:
 - Power
 - Gas
 - Coal
 - Freight
 - Iron Ore
 - LPG
 - Emissions

Why Trayport?

We connect all these traders, brokers and exchanges to form the primary network and data platform for European wholesale energy markets.

Trayport® solutions are used for:

- Price discovery
- Execution
- Post-trade transparency
- Post-trade STP
- Our technology underpins over **80%** of all Power, Natural Gas and Coal derivatives trading in Europe.

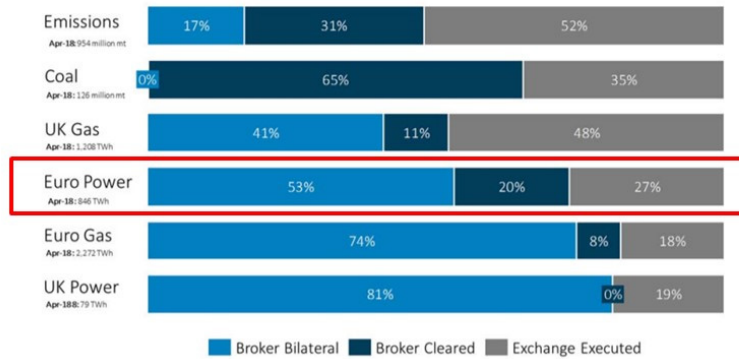
- Forward/future electricity markets offer market participants hedging opportunities against spot price uncertainties, in order to improve **stability** of their cash flows.
- The majority of forward/future contracts are traded through brokers, while the rest are traded across multi-country platforms.

European Energy Markets Composition: Broker Bilateral, Broker Cleared and Exchange Execution

Information as at: 30 April 2018

Estimates based on Trayport analysis and market research

April 2018

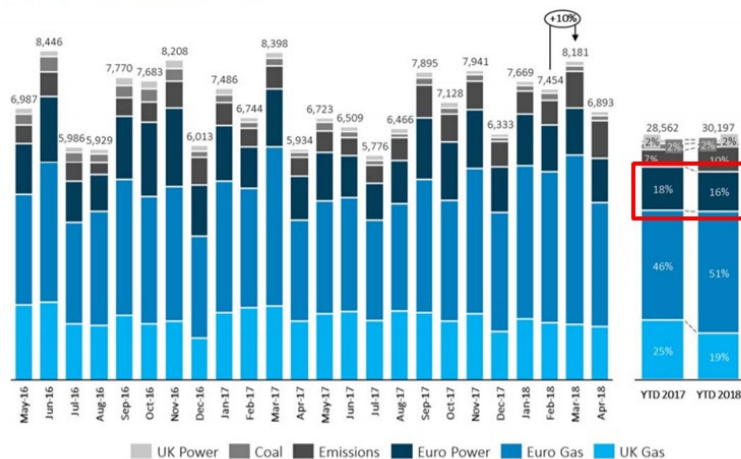


European Energy Markets Composition: Total Euro Commodity Market Volumes

Information as at: 30 April 2018

Estimates based on Trayport analysis and market research

(Monthly Contract Equivalents* 000's)



- Liberalised
- Developing
- Reforming
- Closed

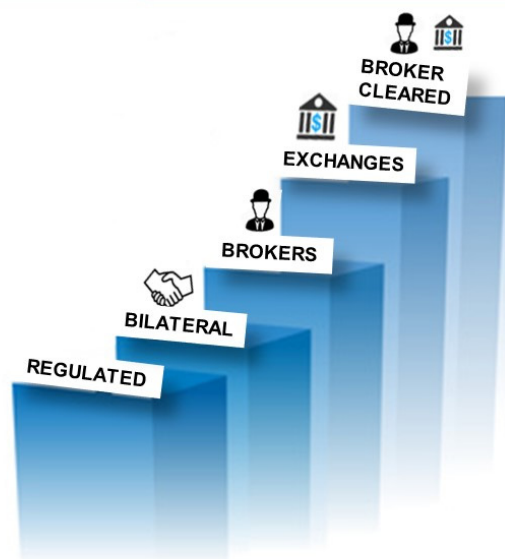
- The majority of EU countries have liberalised electricity and gas markets.
- In CEE and Russia electricity is becoming a competitive market with regulation in place
- Some Eastern EU countries (Balkans) have less liberalised markets and they are still working on the legal framework



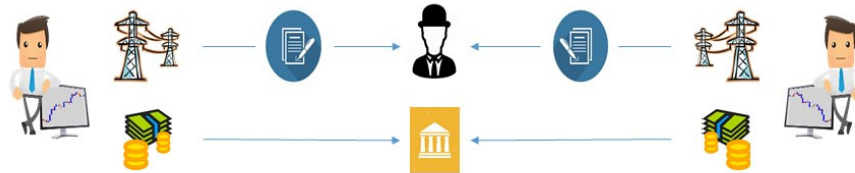
FORWARD AND FUTURES MARKET EVOLUTION

The **DEREGULATION** of power and gas has supported the creation of the wholesale market.

- The creation of multilateral **BILATERAL** trading aided by **BROKERS**, who help to create trading opportunities between counterparties. These trades start to be reported more widely, thus creating the beginnings of a transparent market.
- With price disclosure comes price discovery which in turn attracts more players to the market, often at this stage smaller physical traders and the first tentative moves by financial players.
- **EXCHANGES** provide standardisation and facilitate greater access to the market, especially by non-physical players.



Electricity trading is both physical and financial. Physical exchange of power usually happens among counterparties through **bilateral agreements** (EFET standard contracts) and also **OTC brokers**. **Exchanges** offer financial and physical, typically short-term physical and long-term financial. Clearing houses remove counterparty risks between buyer and sellers.



Who they are?	Traders	Interdealer Brokers (OTC)	Exchanges
What do they do?	Procurement, hedging and speculation: <ul style="list-style-type: none"> • Banks/Funds • Retailers (utilities) • Generators • Commodity trading houses 	Facilitate transactions between counterparties for a fee and without taking positions.	Offers a marketplace where members can trade instruments without incurring in counterparty risk (clearing)

PRODUCT CHARACTERISTICS: CONTRACTS TRADED & PERIODS

The most common financial and physical instruments used in the electricity sector to hedge underlying energy price risks are FUTURES and FORWARDS.

	FUTURE / FORWARD	Base load	Peak load	Off Peak	HOURS
PROMPT MARKET	• DAYS	MW	MW	MW	MW
	• WEEKS	MW	MW	MW	
CURVE	• MONTHS	MW	MW	MW	
	• QUARTERS	MW	MW	MW	
	• SEASONS	MW	MW	MW	
	• YEARS	MW	MW	MW	

GERMAN POWER MARKET:

~70 ACTIVE CONTRACTS

EUROPEAN POWER:

~300 ACTIVE CONTACTS

JAPAN POWER:

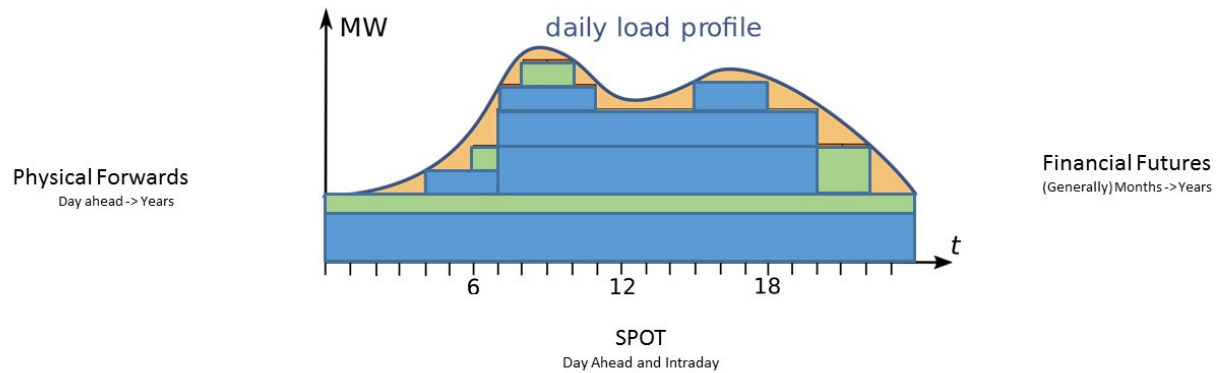
TBC: 60 – 70 CONTRACTS?

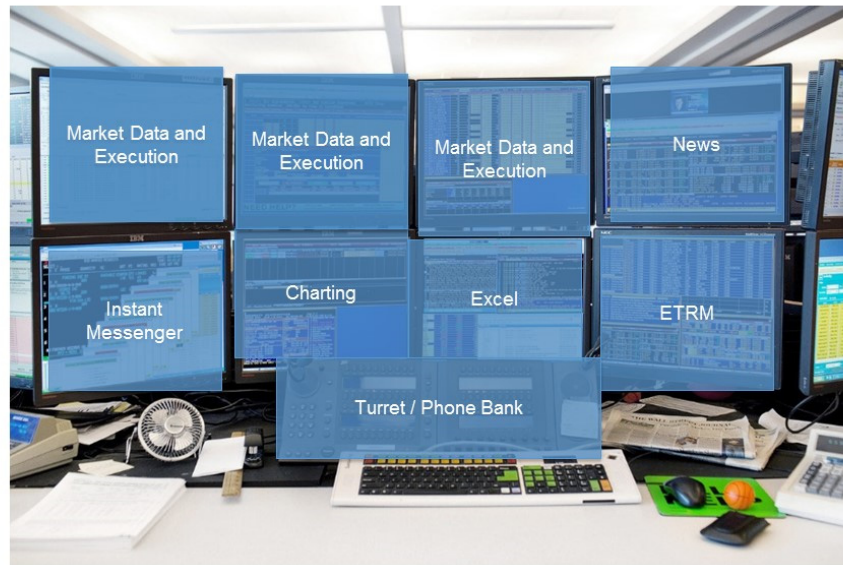
BRENT FUTURES:

< 30 ACTIVE CONTRACTS

SPREAD OF LIQUIDITY ACROSS MANY CONTRACTS MAKES BROKERS KEY TO SUCCESS OF MARKET

In reality hedging is carried out over the portfolio and multiple trades across Spot, Physical Forwards and Futures are used to hedge as close as possible the physical requirements.





THE TRADERS SCREEN

Trayport Joule

Joule

View

GAS

POWER

EMISSIONS

COAL

+

0.10.9491

Withhold Me

?

Power Main

Germany Baseload*

</

Trayport Joule														
JOULE View GAS POWER EMISSIONS COAL +														
Power Main														
Germany BaseLoad*														
Venue	Qty	Bid	Ask	Qty	Venue	Last	Venue	Qty	Bid	Ask	Qty	Venue	Last	Venue
Thu 14/06/18	OTC	25	44.70	44.75	25	OTC	44.75	OTC	25	45				
Fri 15/06/18	OTC	25	49.25	49.50	25	OTC	49.40	OTC	25	52				
Sat 16/06/18	OTC	25	40.75	41.50	25	OTC								
Sun 17/06/18	OTC	25	30.00	30.75	25	OTC								
WkEnd 16-17	OTC	25	35.75	36.00	25	OTC	36.00							
WkEnd 23-24	OTC	25	32.00	32.75	25	OTC	32.50							
Wk25-18	OTC	25	42.00	42.25	25	OTC	42.00	OTC	25	48				
Wk26-18	OTC	25	43.00	43.25	25	OTC	43.15	OTC	25	51				
Wk27-18	OTC	25	45.30	45.75	25	OTC	45.50	OTC	25	53				
Wk28-18	OTC			45.30	25	OTC	45.75							
Jul-18	OTC	5	44.35	44.45	5	OTC	44.35	EEX	5	53				
Aug-18	OTC	5	43.98	44.10	5	EEX	44.00	OTC	10	52				
Sep-18	OTC	5	45.75	45.90	10	OTC	45.80	OTC	5	55				
Q318	OTC	5	44.70	44.80	5	OTC	44.75	OTC	1	53				
Q418	OTC	5	48.65	48.85	5	OTC	48.70	OTC	3	61				
Q119	OTC	10	47.60	48.10	5	OTC	47.75	OTC	1	60				
Q219	OTC	20	37.50	38.15	5	OTC	37.70	OTC	5	44				
Q319	OTC	5	38.10	38.85	5	OTC	38.45	OTC	5	45				
Q419	OTC	5	43.30	44.75	5	EEX	43.65	OTC	5	55				
Q120							44.65							
2019	OTC	5	42.05	42.15	1	OTC	42.10	OTC	1	52				
2020	OTC	5	39.70	39.85	5	OTC	39.75	OTC	1	50				
2021	OTC	1	38.40	38.75	2	OTC	38.25							
2022							39.25							
2023							42.25							
2024														
DE Bid* DE Pk* DE Opk* DE 0-6 FR Bid* FR Pk* NL Bid* NL Pk*														
2020	39.75	53.25	43.75	39.35	48.00	48.00	42.10	51.5						
Jul-18	39.75	53.25	43.75	39.35	48.00	48.00	42.10	51.5						

Trayport Joule														
JOULE View GAS POWER EMISSIONS COAL +														
Power Main														
Germany BaseLoad*														
Venue	Qty	Bid	Ask	Qty	Venue	Last	Venue	Qty	Bid	Ask	Qty	Venue	Last	Venue
Thu 14/06/18	OTC	25	44.70	44.75	25	OTC	44.75	OTC	25	45				
Fri 15/06/18	OTC	25	49.25	49.50	25	OTC	49.40	OTC	25	52				
Sat 16/06/18	OTC	25	40.75	41.50	25	OTC								
Sun 17/06/18	OTC	25	30.00	30.75	25	OTC								
WkEnd 16-17	OTC	25	35.75	36.00	25	OTC	36.00							
WkEnd 23-24	OTC	25	32.00	32.75	25	OTC	32.50							
Wk25-18	OTC	25	42.00	42.25	25	OTC	42.00	OTC	25	48				
Wk26-18	OTC	25	43.00	43.25	25	OTC	43.15	OTC	25	51				
Wk27-18	OTC	25	45.30	45.75	25	OTC	45.50	OTC	25	53				
Wk28-18	OTC			45.30	25	OTC	45.75							
Jul-18	OTC	5	44.35	44.45	5	OTC	44.35	EEX	5	53				
Aug-18	OTC	5	43.98	44.10	5	EEX	44.00	OTC	10	52				
Sep-18	OTC	5	45.75	45.90	10	OTC	45.80	OTC	5	55				
Q318	OTC	5	44.70	44.80	5	OTC	44.75	OTC	1	53				
Q418	OTC	5	48.65	48.85	5	OTC	48.70	OTC	3	61				
Q119	OTC	10	47.60	48.10	5	OTC	47.75	OTC	1	60				
Q219	OTC	20	37.50	38.15	5	OTC	37.70	OTC	5	44				
Q319	OTC	5	38.10	38.85	5	OTC	38.45	OTC	5	45				
Q419	OTC	5	43.30	44.75	5	EEX	43.65	OTC	5	55				
Q120							44.65							
2019	OTC	5	42.05	42.15	1	OTC	42.10	OTC	1	52				
2020	OTC	5	39.70	39.85	5	OTC	39.75	OTC	1	50				
2021	OTC	1	38.40	38.75	2	OTC	38.25							
2022							39.25							
2023							42.25							
2024														
DE Bid* DE Pk* DE Opk* DE 0-6 FR Bid* FR Pk* NL Bid* NL Pk*														
2020	39.75	53.25	43.75	39.35	48.00	48.00	42.10	51.5						
Jul-18	39.75	53.25	43.75	39.35	48.00	48.00	42.10	51.5						

To Manage Risk:

- High number of contracts to mirror risk profiles – liquidity support from brokers.
- Financial and Physical products to support a wide range of market participants
- Wholesale markets for electricity and fuels

Thank You

Head Office

Trayport Limited
7th Floor
9 Appold Street
London EC2A 2AP
United Kingdom

Tel: +44 (0)20 7960 5500

New York

245 Park Avenue
39th Floor
STE 62
New York
NY 10167

Tel: +1 212 232 5400

Singapore

Trayport Pte Limited
One Raffles Place
Office Tower 1
#31-02
Singapore 048616

Tel: +65 6411 4700



Power Generation and Transmission Investment

Matthew Wittenstein, Senior Electricity Analyst

14 June 2018

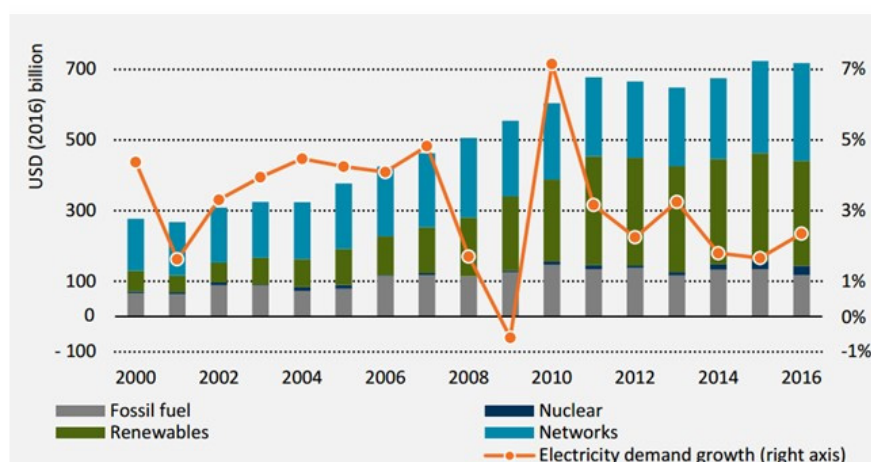


© OECD/IEA 2018

Low-carbon generation and networks dominate investment



Global investment in power generation and networks compared to demand growth



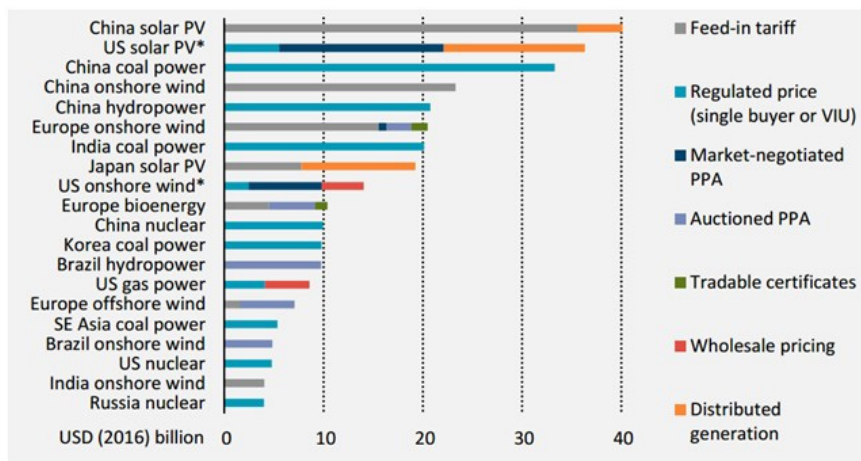
The relatively stable investment in renewables (in dollar terms) since 2011 hides that fact that renewable capacity and generation have both increased over that same period.

© OECD/IEA 2018

Liberalised markets are not the primary driver of investment



Investment in the top-20 power-generation sectors by main business model, 2016



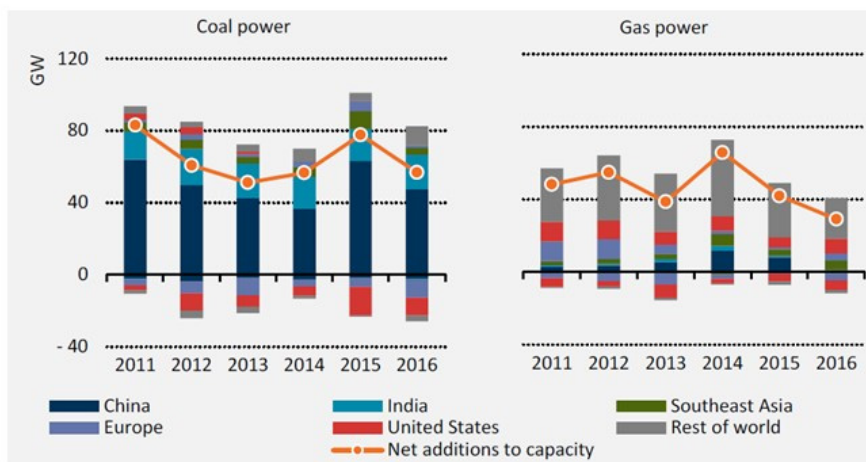
Though wholesale markets have become more widespread, most investments in 2016 were made under contracted pricing that allows for long-term cost recovery of assets.

© OECD/IEA 2018

Investments in thermal power: trending downward?



Additions and retirements of coal- and gas-fired generation by region



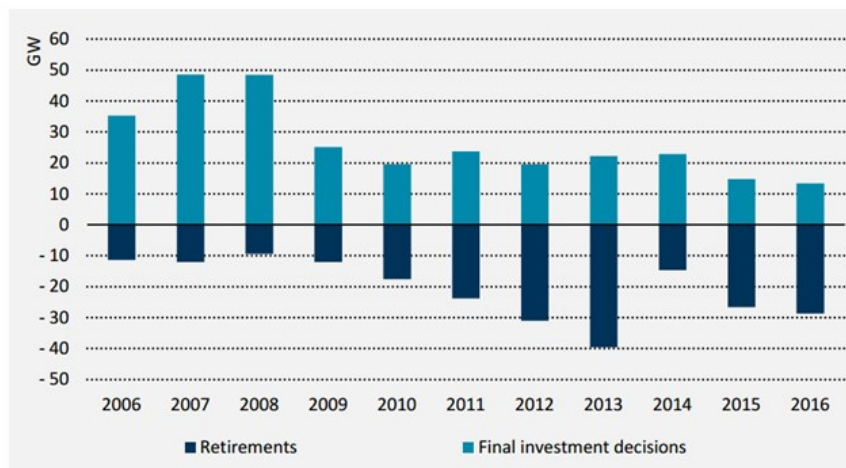
While net investments in new thermal generation remains positive, the trend is declining. Most of the recent declines, however, are due to steep drop in coal additions in China.

© OECD/IEA 2018

Reliability in wholesale market environments – a growing concern?



Large-scale thermal capacity investments and retirements in established wholesale markets



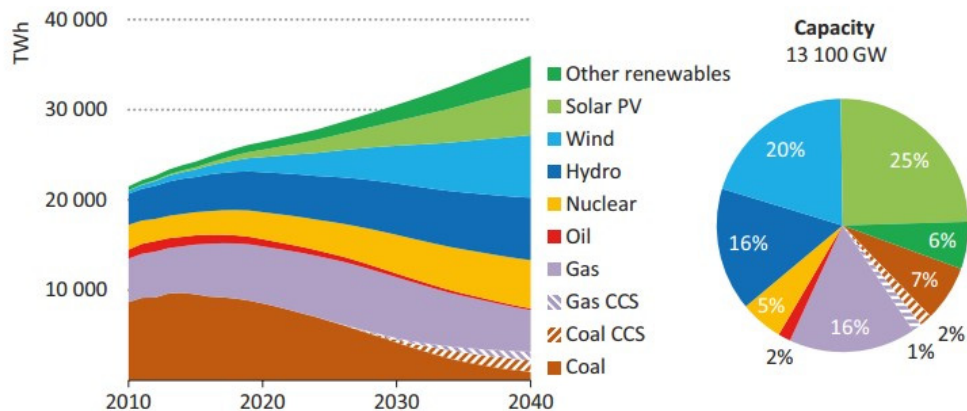
In established competitive wholesale power markets, the sanctioning of new large-scale dispatchable power capacity has been outpaced by retirements of existing plants in four of the past five years.

© OECD/IEA 2018

Transitioning to a high renewables future



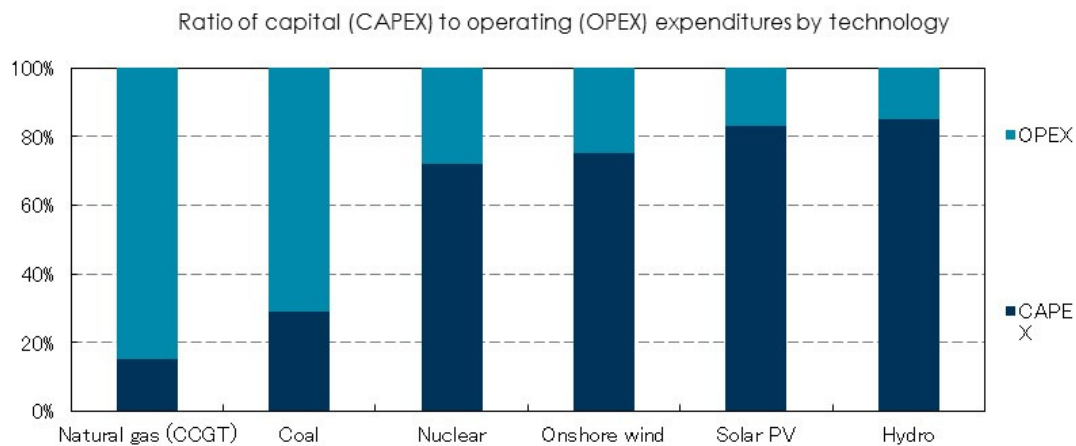
Power generation by source (left) and installed capacity (right)
in the Sustainable Development Scenario, 2040



Under the WEO's Sustainable Development Scenario, by 2040 power generation is almost completely decarbonised. Coal without CCS nearly vanishes, and natural gas plays a much stronger balancing role.

© OECD/IEA 2018

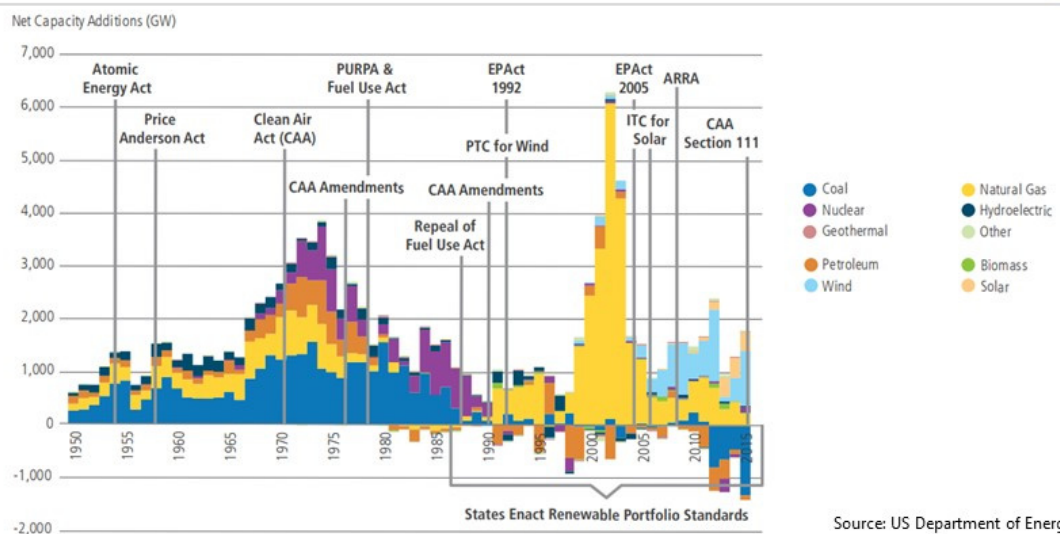
Low-carbon technologies are capital intensive



Capital intensive technologies have higher upfront investment costs, but relatively lower operating costs. They are more sensitive to the cost of capital, but potentially more competitive when operating.

© OECD/IEA 2018

Market versus policy-driven investments



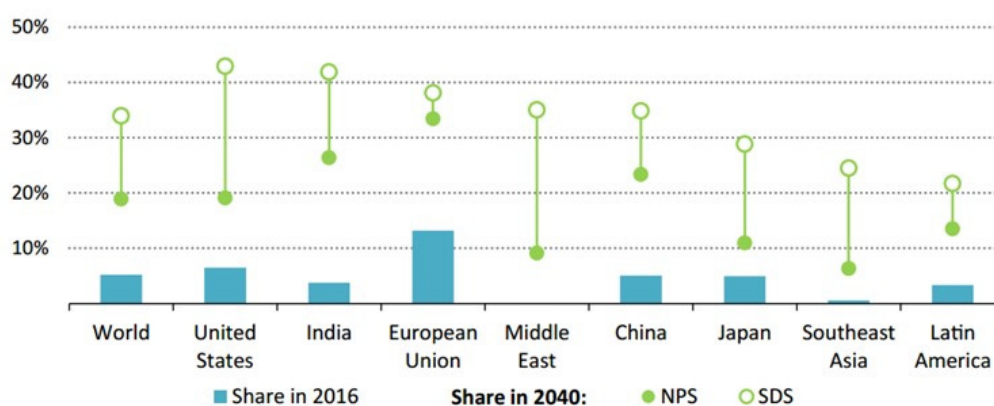
Competitive markets incentivize investments in more flexible, less capital intensive technologies (for example, natural gas). Investment in (capital intensive) RE and nuclear has been driven by policy.

© OECD/IEA 2018

The share of variable renewables will need to rise substantially



Share of variable renewables in power generation in selected regions by WEO scenario



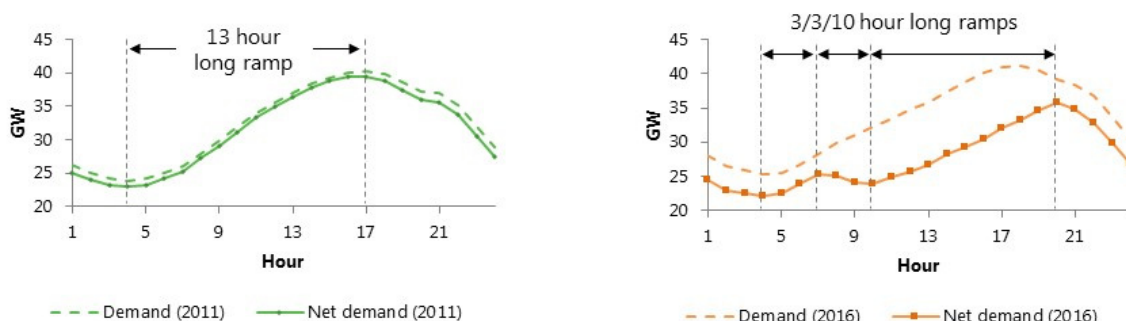
A rising share of wind and solar in the total generation mix requires a range of policy, regulatory, and market responses to enable sufficient power system flexibility.

© OECD/IEA 2018

VRE deployments are transforming the power system



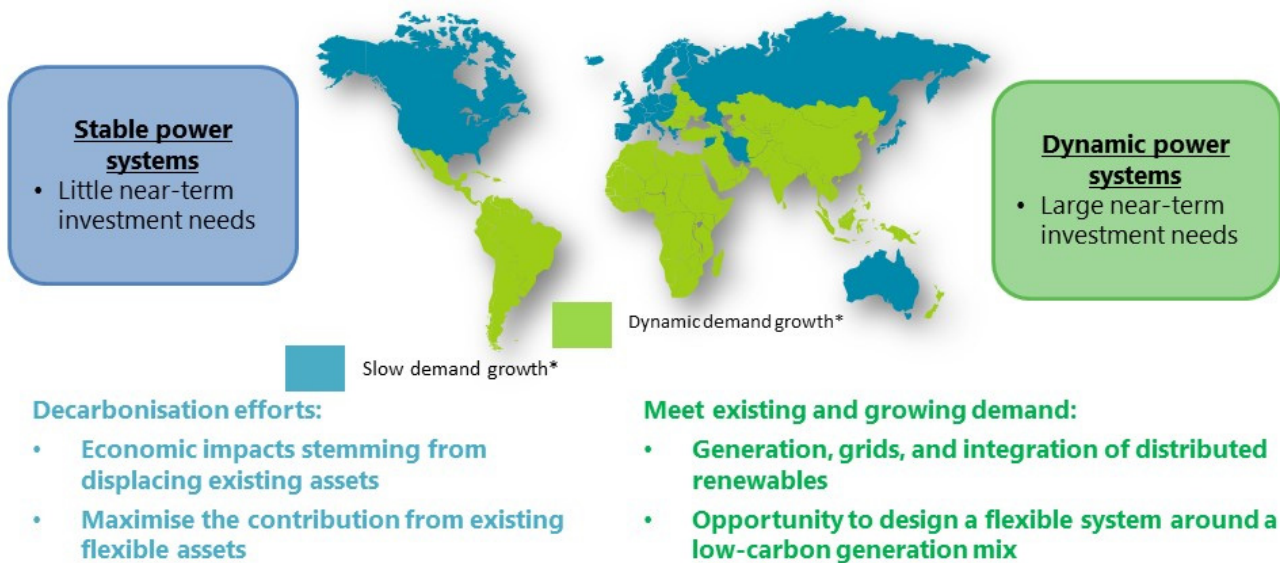
Net demand in California, 02/08/2011 and 02/08/2016



Source: CAISO

Rising shares of solar PV are changing the shape of power demand, putting pressure in system operators to increase overall power system flexibility.

© OECD/IEA 2018



* Compound annual average growth rate 2012-20, slow <2%, dynamic ≥2%; region average used where country data unavailable
This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

© OECD/IEA 2018

Making room for new market participants

California rejects gas peaker plant, seeks clean energy alternatives

The California Public Utilities Commission rejected a refurbishment of the Southern California Edison's Ellwood Peaker Plant, paving the way for a solar+storage solution instead.

ConEd awards 22 MW of demand response contracts in Brooklyn-Queens project

FERC creates path for energy storage into RTO/ISO capacity markets

Lower costs are creating opportunities for non-traditional technologies to play a role in power markets – when they are allowed to.

© OECD/IEA 2018



www.iea.org

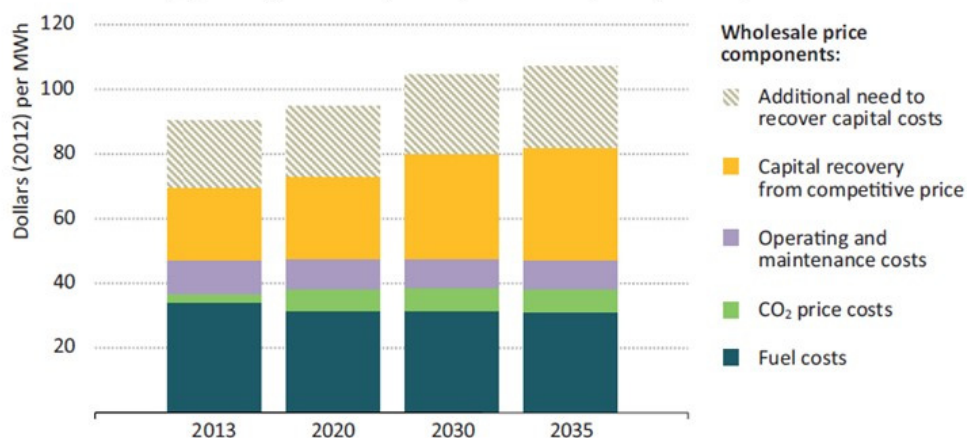


© OECD/IEA 2018

Are investors able to recover costs via wholesale markets alone?



Revenue gap for hypothetical power plant in European power system, 2013-2035



Note: Prices are generation-weighted averages.

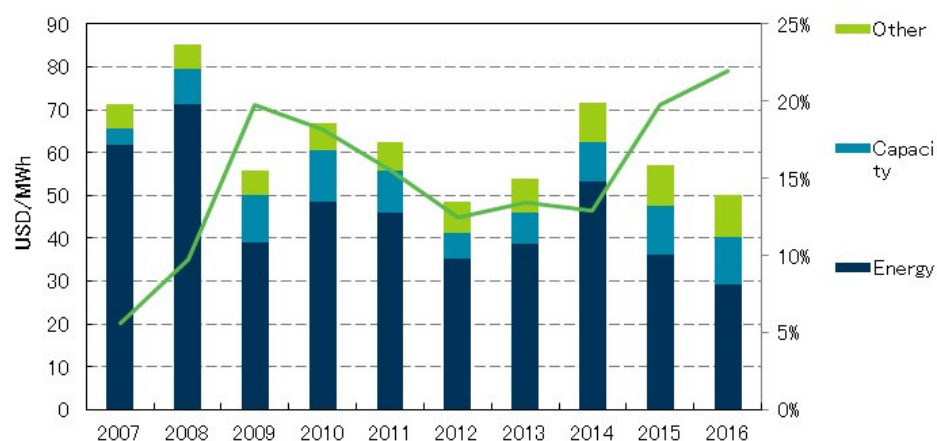
Wholesale energy markets may not provide sufficient revenues to cover all of a generator's investment and operating costs.

© OECD/IEA 2018

Making up the difference: capacity revenues to the rescue?



Components of the PJM wholesale price and ratio of capacity to total revenues



In PJM, revenues from capacity markets have remained relatively stable in absolute terms, but have been growing as a percentage of total revenues.

Challenges to power generation investment

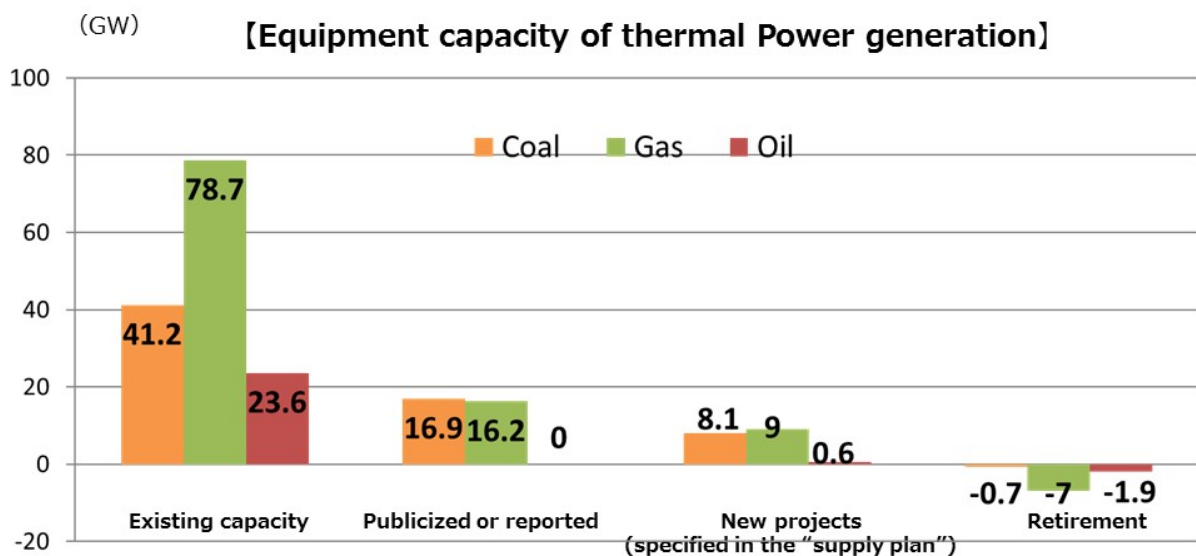
June 14, 2018

Manabu NABESHIMA
Director for Electricity Supply Policy
Agency for Natural Resources and Energy

1

Power Generation Facility Investment Plans

- Retail liberalization in 2016 temporarily enhanced construction projects of thermal power generation plants.
- However, some projects were reportedly cancelled. (Only half of originally publicized projects are contained in the supply plan submitted to OCCTO)
- Liberalization accelerates retirement of aging power plants.

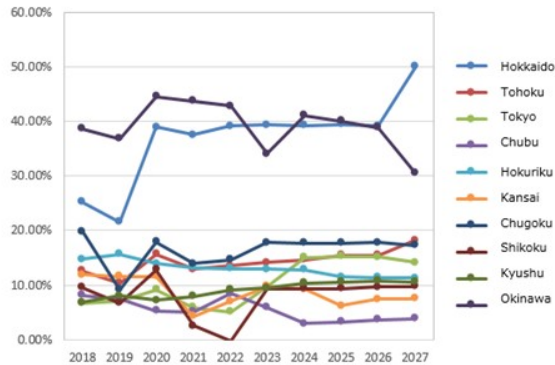


2

Medium and Long-term Reserve Margin

- In the early 2020s, the reserve margin in several control areas are predicted to fall below 8% which is required for medium- and long-term supply.

Medium- to long-term reserve margin
forecast by area (17:00 daily in August, net transmitted electricity)



Possibility of electricity trade between control areas
is not reflected in the above estimation.

Source: Created from the "Summary of Supply Plans for FY 2018" by OCCTO

Supply Plans for 2021

	Incumbent Utility (Retail Division)	New Entrants	Total value
Demand	123.5 GW	34.4 GW	157.9 GW
Supply capability	143.2 GW	15.1 GW	158.3 GW
Supply capability versus demand	115.9 %	43.9 %	100.2 %

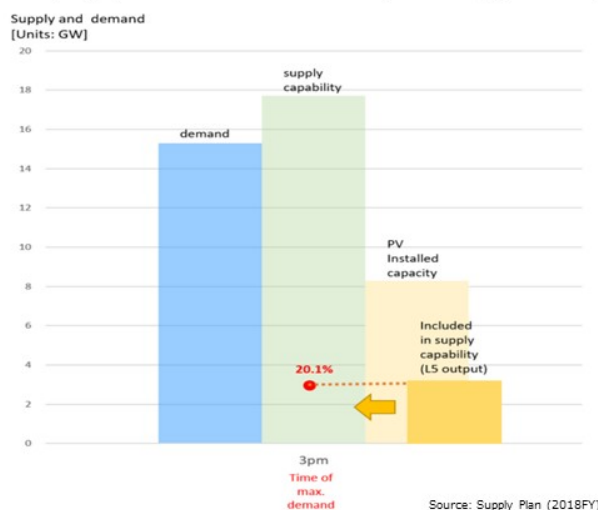
Source: Created from the "Summary of Supply Plans for Fiscal 2018" by OCCTO

3

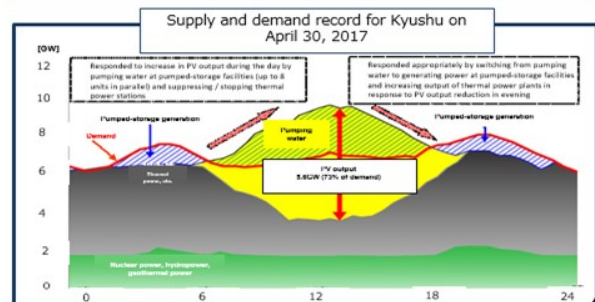
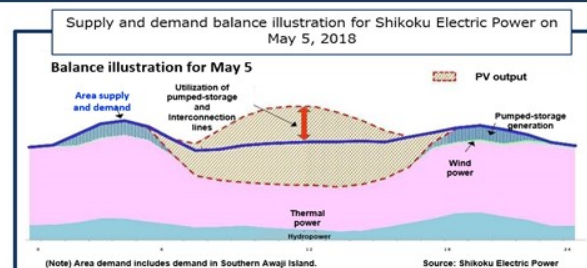
Effect of Introduction of Renewables

- The output from PV generation is estimated to reach more than 20% of supply capability during the peak demand time in August.
- PV generation has reached approx. 80% of supply in some control areas (in particular situation.)
- Utilization of balancing capacity (pumped-hydro, thermal generation, demand response) as well as interconnection lines is necessary to balance the supply and demand.

Hourly supply and demand forecast for August 2018 (Kyushu Area)

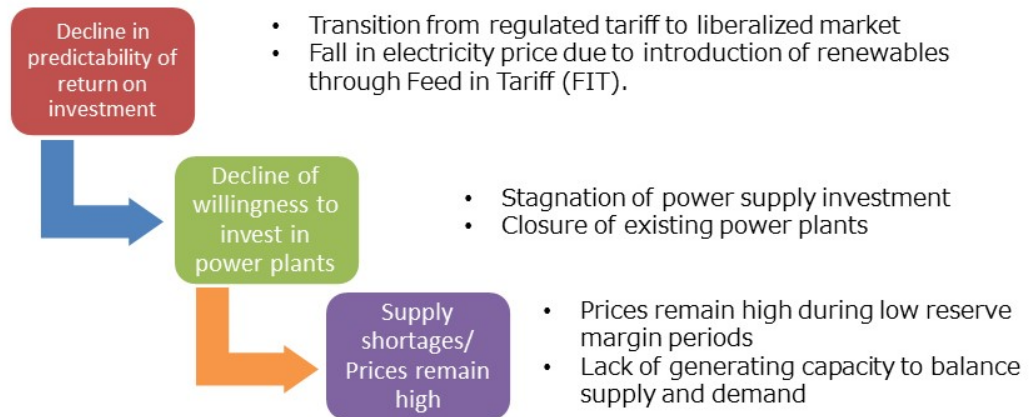


Source: Supply Plan (2018FY)



Background of “Kantetsu” (carry out) Package

	January 2011 (Pre-earthquake)	January 2016 (Pre-total liberalization)	January 2018
New entrants share	3.73%	8.87%	12.4%
JEPX share	0.6%	1.77%	7.7%
Renewables share (Excluding hydro)	2.1% (FY 2010)	7.0% (FY 2016)	



5

New Wholesale Electricity Market (“Kantetsu” (carry out) Package)

1. Promoting Competition

(1) Baseload Market

(2) Implicit Auctions/Financial Transmission Rights

2. Addressing Public Interest Issues

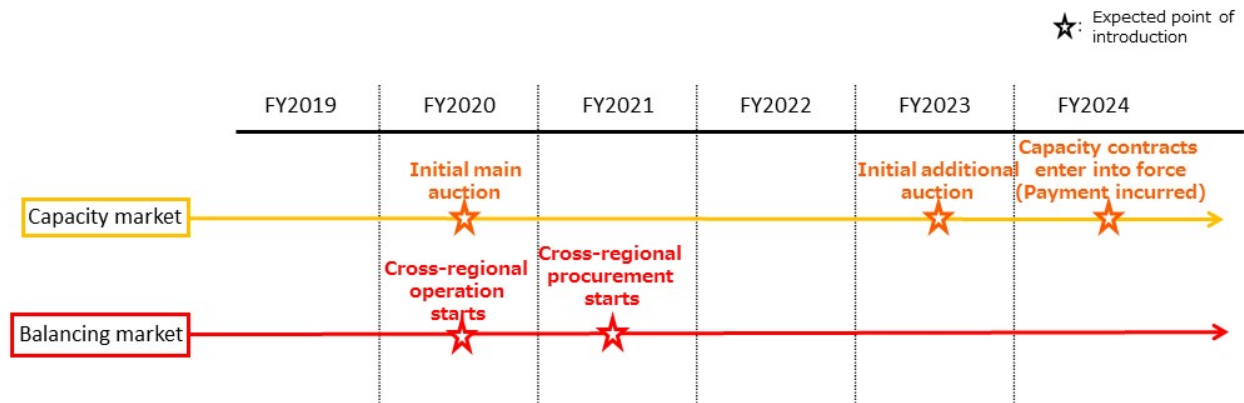
(1) Capacity Market

(2) Balancing Market

(3) Non-fossil Value Trading Market

6

Market Introduction Schedule

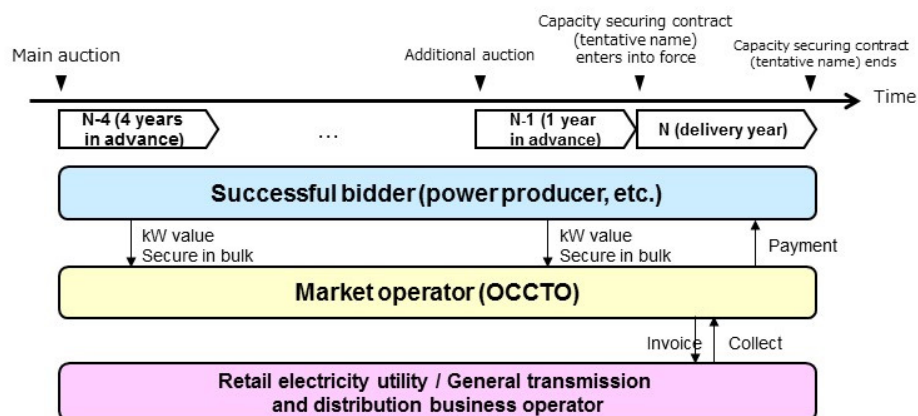


7

Capacity Market

- A capacity market is going to be introduced in 2020 with the aim of ensuring sufficient capacity in the medium term
- In the capacity market, the main auction is held four years in advance. In addition, an additional auction is held one year in advance to adjust for any excess or deficiency.

Capacity market transaction (illustration)



8



Macquarie Infrastructure and Real Assets (MIRA)

Tokyo Power Market Seminar

Power Generation & Transmission Investment

June 2018



STRICTLY CONFIDENTIAL



Important notice and disclaimer

This presentation has been prepared for the sole purpose of the Tokyo Power Market Seminar 2018.

This presentation and its contents are confidential to the person to whom it is provided and should not be copied or distributed in whole or in part or disclosed to any other person without our prior written consent.

This presentation is not an offer to sell or a solicitation of an offer to subscribe or purchase or a recommendation of any securities and may not be distributed in any jurisdiction except in accordance with the legal requirements applicable in such jurisdiction.

Other than Macquarie Bank Limited ABN 46 008 583 542 (MBL), none of the entities referred to in this presentation is an authorised deposit-taking institution for the purposes of the Banking Act 1959 (Commonwealth of Australia). The obligations of these entities do not represent deposits or other liabilities of MBL. MBL does not guarantee or otherwise provide assurance in respect of the obligations of that entity, unless noted otherwise.

"Macquarie" and "Macquarie Group" refer to Macquarie Group Limited (MGL) and its worldwide subsidiaries and affiliates.

This presentation does not take into account the investment objectives, financial situation and particular needs of the investor. Nor does it contain all the information necessary to fully evaluate any transaction or investment and, as such, no reliance should be placed on its contents. Any investment decision should be made based solely upon appropriate due diligence and, if applicable, upon receipt and careful review of relevant offering documents. Recipients of this presentation should neither treat nor rely on its contents as advice relating to legal, taxation or investment matters and are advised to consult their own professional advisers. Investment in any fund is subject to significant risks of loss of income and capital.

Any forward-looking statements included in this document represent our opinions, expectations, beliefs, intentions, estimates or strategies regarding the future, which may not be realized. These statements may be identified by the use of words like "anticipate", "believe", "estimate", "expect", "intend", "may", "plan", "will", "should", "seek" and similar expressions. The forward-looking statements reflect our views and assumptions with respect to future events as of the date of this document and are subject to risks and uncertainties. Actual and future results and trends could differ materially from those described by such statements due to various factors, including those beyond our ability to control or predict. Given these uncertainties, undue reliance should not be placed on the forward-looking statements. We do not undertake any obligation to update or revise any forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or otherwise.

This presentation incorporates third party information from sources believed to be reliable. The accuracy of such information (including all assumptions) has not been independently verified by Macquarie and Macquarie cannot guarantee its accuracy or completeness. Except as required by law, Macquarie and its respective directors, officers, employees, agents and consultants make no representation or warranty as to the accuracy or completeness of the information contained in this document.

Nothing in this document constitutes a commitment from Macquarie to provide or arrange any facility or otherwise imposes any obligation on Macquarie.

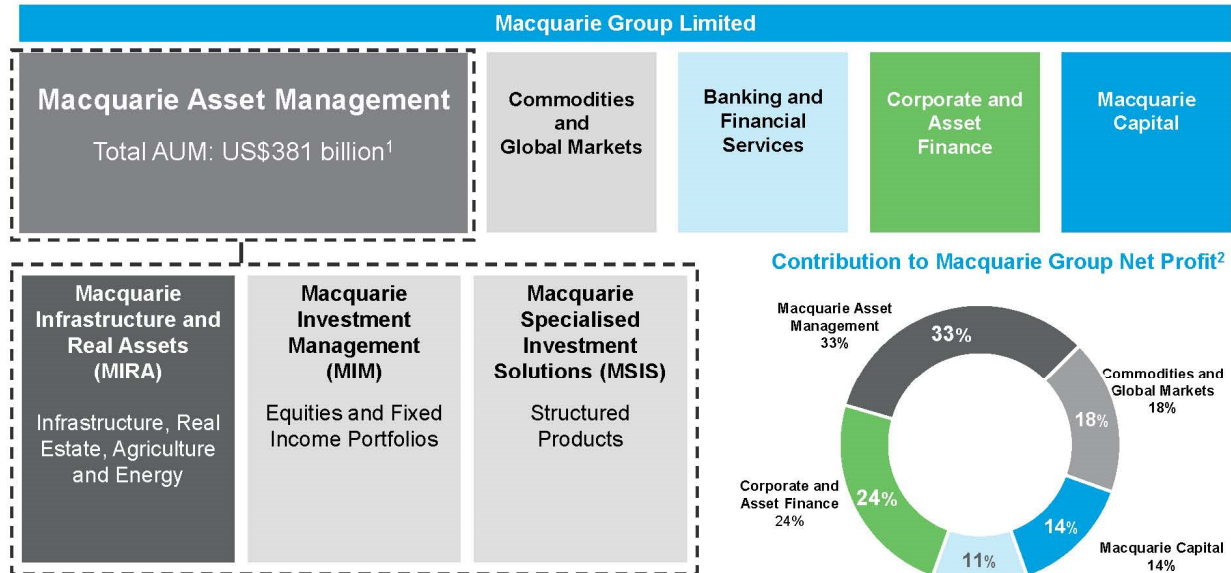
JAPAN

Registration pursuant to Article 4, Paragraph 1 of the Financial Instruments and Exchange Act of Japan (Act No. 25 of 1948), as amended (the "FIEA") has not been and will not be made with respect to the solicitation of an offer to acquire the interests (the "Interests") of the Fund in Japan, on the ground that the solicitation qualifies as a "solicitation for a small number of investors" as defined in Article 23-13, Paragraph 4 of the FIEA, and the Interests are "securities" as defined in Article 2, Paragraph 2, Item 6 of the FIEA and being offered in accordance with Article 2, Paragraph 3, Item 3 of the FIEA, under which the Interests are to be acquired by less than 499 Applicants who are Japanese persons. Prospective investors should be aware that the general partner has not been and will not be registered under the FIEA and accordingly, the Interests may not be transferred in any manner that would require the general partner to be registered under the FIEA. In particular, but without limitation, if the general partner relies upon the exemption for registration requirements as provided for in Article 63, Paragraph 1 of the FIEA (the "Article 63 Exemption"): (a) the Interests of a limited partner who is a "qualified institutional investor" as defined in Article 2, Paragraph 3, Item 1 of the FIEA (a "QII") may not be transferred unless the transferee is a QII who is not an unqualified investor, as defined in Article 63, Paragraph 1, Item 1, Sub-Items (a) through (c) of the FIEA (an "Unqualified Investor"); and (b) the Interests of a limited partner who is not a QII (a "non-QII") may not be transferred unless such transfer is a single block transaction of the entire Interest of that limited partner to a single transferee who is not an Unqualified Investor and the transfer would not cause there being more than 49 holders of Interests who are non-QIIs of Japanese persons (subject to the aggregation rules provided for in the FIEA and the Enforcement Ordinance thereof). Further, if the general partner relies upon the Article 63 Exemption, the investor represents and warrants that: (a) it is not and will not be an Unqualified Investor; (b) if the investor is a QII at the time of acquisition of an Interest, it covenants that it will maintain such QII status while it owns an Interest; and (c) if the investor is not a QII at the time of acquisition of an Interest, it covenants that it will notify the general partner immediately if it obtains QII status.



Macquarie Group and MIRA

MIRA is a standalone business within Macquarie Asset Management and has a 23-year track record in infrastructure investment and management



1. As at 31 March 2018

2. Net profit contribution is for year ended 31 March 2018 and is management accounting profit contribution from operating groups before unallocated corporate costs, profit share and income tax.

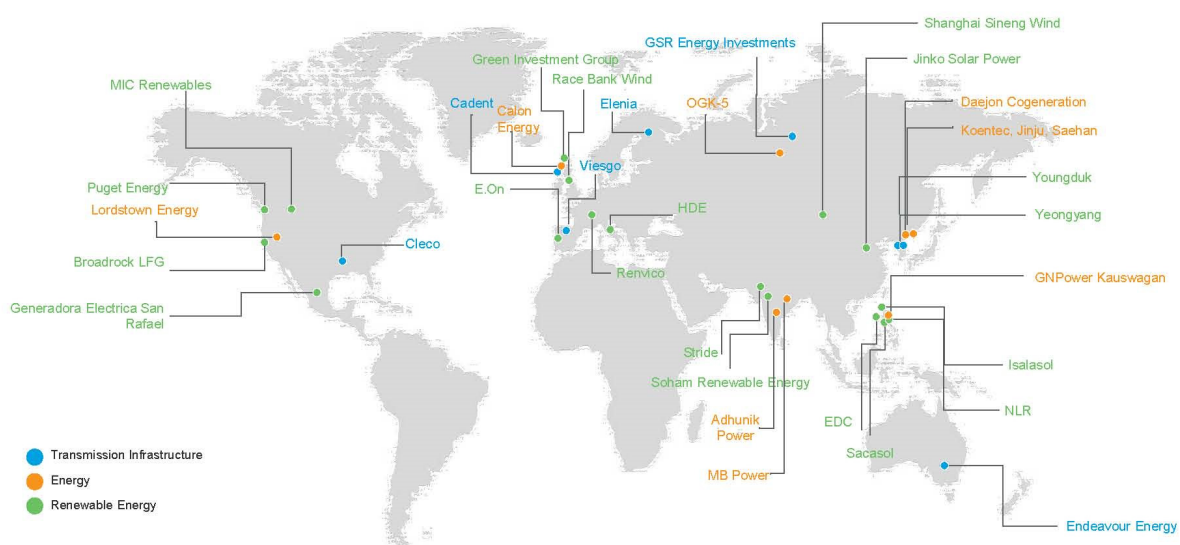
STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

PAGE 2

MIRA Global Experience Power Generation/Transmission



MIRA has a long history of investing in power generation/transmission assets globally



Manage investments totalling 36 GW of generation assets, 20+ year's sector experience,

300+ dedicated staff around the world

1. As at 31 March 2018. Represents portfolio businesses which Macquarie Infrastructure and Real Assets managed on behalf of investors with various direct percentage stakes held in each. Portfolio businesses shown on the map are representative and not exhaustive. In some instances, they represent the opportunities of a single business where it has operations across different locations

STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

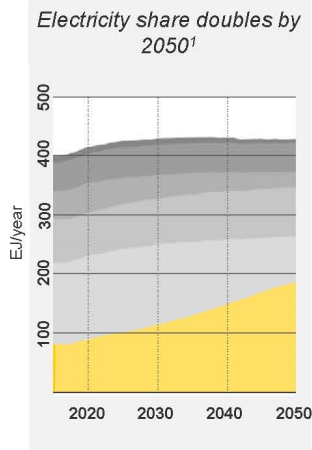
PAGE 3

Global Energy Markets Are In Transition Creating Investment Opportunities

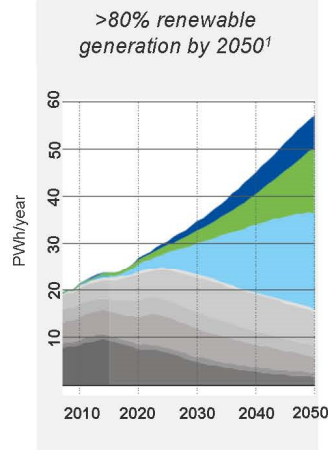


Three key trends are shaping investment requirements and opportunities

Increasing use of electricity in global energy demand



Increasing use of renewables



Investments in T&D are increasing

Increasing distributed energy resources driving investment in T&D

U.S.

U.S. electricity transmission investments increased by six fold during 1996 to 2016²

Europe

Huge investments (€40 to 62bn p.a.) in transmission grids are needed for energy transition to succeed³

China

China targets to spend US\$300bn to improve its power grid infrastructure over 2015-2020⁴

1. DNV GL – Energy Transition Outlook 2017
2. U.S. Energy Information Administration, 2016
3. European Parliament, 2017
4. Reuters, 2015

STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

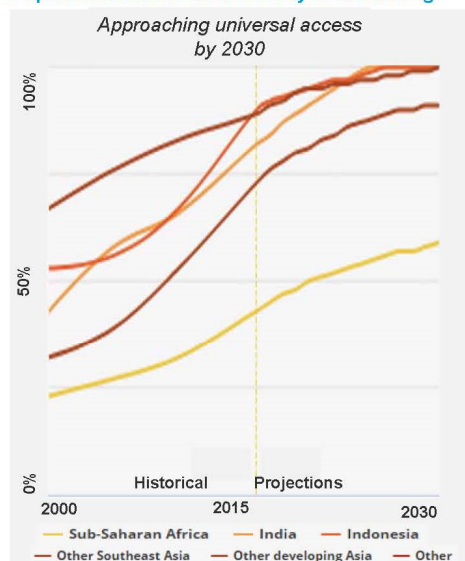
PAGE 4

Increasing Electrification



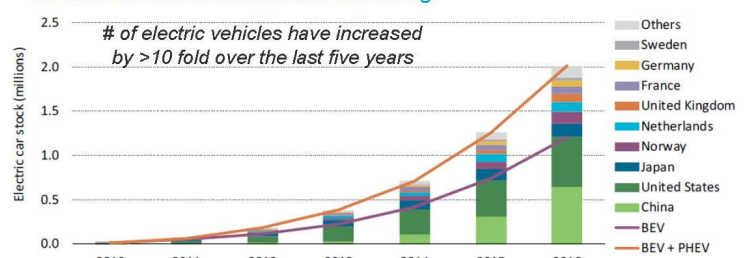
Increasing electrification due to electrification and fuel switching

Population access to electricity is increasing¹



1. EIA 2017
2. IEA, Global EV Outlook 2017
3. Boston Consulting Group, Electrified Vehicles to take half of Global Auto Market by 2030, 2017

Number of electric vehicles are increasing²



Electric vehicles will be 50% of vehicle sales by 2030³

Electrification opportunities

Transportation



Adjacencies



Smart Homes: 26m UK homes to be equipped with smart meters by 2020 (at est. £11bn cost)



Battery Storage: US\$400bn global battery storage market in 2030



STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

PAGE 5

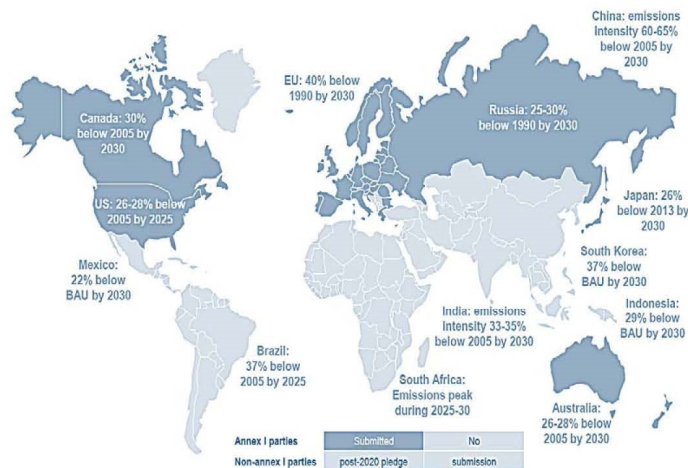
Renewable Energy

Driving Structural Changes in Power Markets

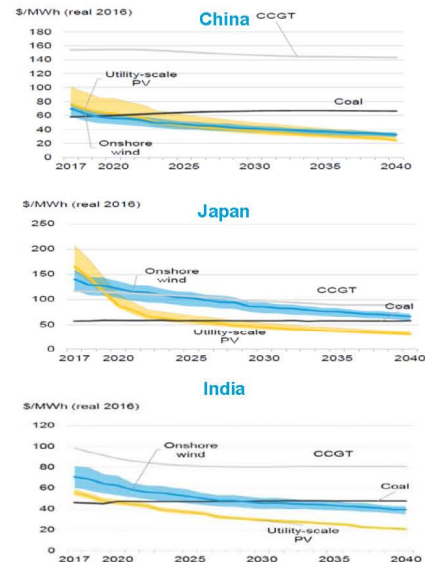


Power generation is continuing to shift towards renewable energy, driven by policy, innovation and access to capital

Country/regional renewable energy targets are driving the continued investment in the renewable energy globally



Renewable energy is becoming increasingly cost competitive



1. Source: Bloomberg New Energy Finance

STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

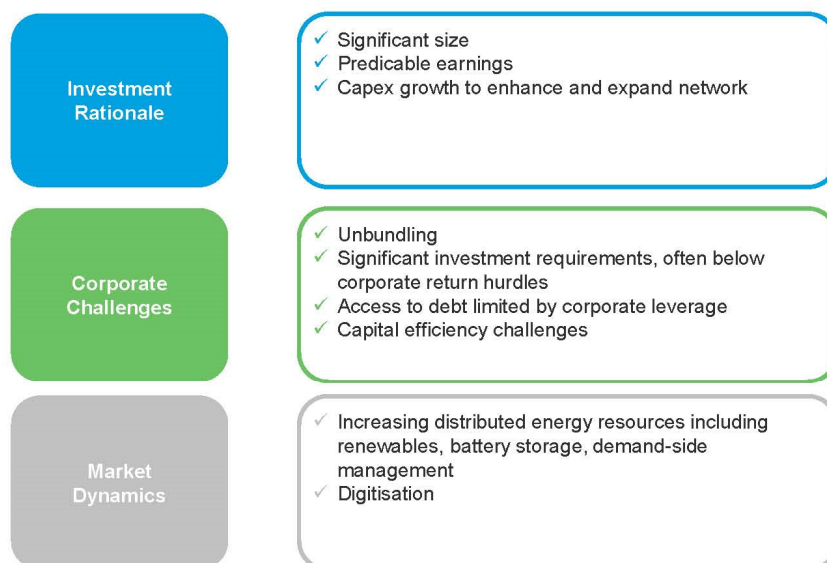
PAGE 6

Transmission and Distribution Infrastructure

Essential for Successful Energy Transition



Distributed energy resources, aging infrastructure, policy, and demand growth is driving investments in transmission and distribution (T&D) systems



STRICTLY CONFIDENTIAL | MACQUARIE

PAGE 7

Case Study

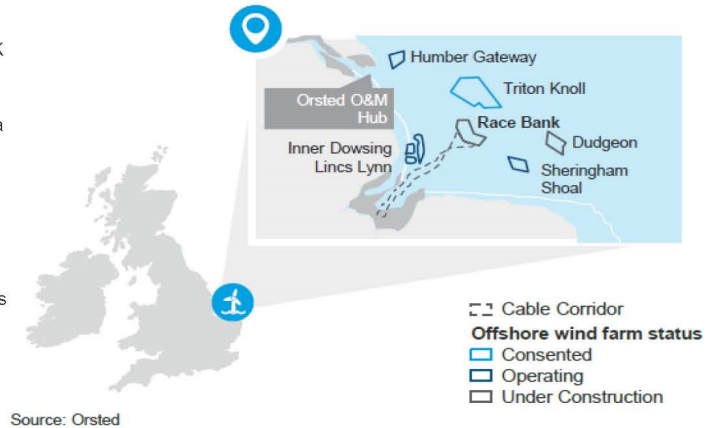
Race Bank: 573MW offshore wind farm in the UK



Acquisition of a 50% interest in Race Bank in 2016¹

Investment Rationale

- **Inflation linked revenues with limited merchant risk:** The UK ROC regime gives certainty over c.70% of the project's revenues
- **Favourable PPA:** Investors benefit from a 16.5 year PPA with a cap and floor mechanism in place, providing strong protection against downside power price exposure
- **Long term contractual framework:** 15-year O&M agreement with Orsted that is largely based on an annual fixed fee, representing c.90% of O&M costs during the contract period
- **Substantially de-risked construction programme:** Project construction is well underway, with a number of critical elements required to achieve ROC accreditation already complete and with the majority of the remaining elements all on track to be completed on time and within budget



1. On 21 December 2016, MIRA and MacCap acquired a 50% interest in Race Bank. MIRA holds a 25% shareholding in the company

Case Study

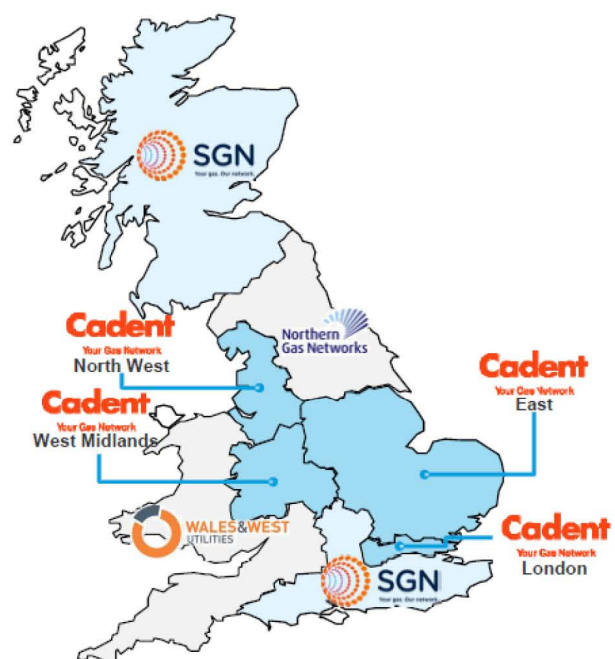
Cadent: The largest gas distribution network in the UK



Acquisition of a 61% interest in four National Grid gas distribution networks in 2017, consequently rebranded into Cadent

Investment Rationale

- **Well-established regulation:** UK gas regulation is considered to be one of the most mature regulatory frameworks globally – allowing gas distribution networks (GDNs) to have only a very small exposure to volume risks with a very predictable revenue profile within each regulatory period, also providing inflation protection
- **Operational improvements:** A corporate carve-out presenting an opportunity to further promote operational excellence through restructuring of operations
- **Corporate governance:** MIRA-managed investment vehicle enjoys negative control, as well as the right to nominate the CEO, providing enhanced governance and allowing to influence the approach to transition and operations



Case Study

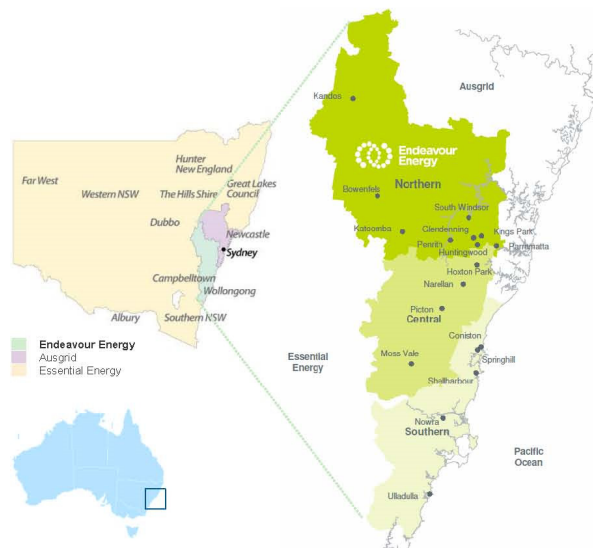
Endeavour Energy: Electricity distribution network in Australia



Acquisition of a 50.4% interest in a distribution network by a MIRA-led consortium in 2017.
The Government of New South Wales retained a 49.6% minority interest

Investment Rationale

- **Well-understood regulatory framework:** mature regulatory regime with regulated, inflation-linked returns, allowing for visible long-term cashflows
- **High-quality core infrastructure asset:** second largest electricity distribution network in New South Wales, covering ~2.4m people and priority growth areas in Western Sydney
- **Facilitative governance structure:** operational control given to private investors, providing autonomy and flexibility in decision making and executing business transformation program
- **Scope of operational and network improvements:** MIRA-led consortium identified significant operational improvement opportunities



Key Considerations for Investing in Energy



Returns

- Strong demand from financial investors who are natural long term owners of high quality, yielding investments
- Returns are measured at a premium to risk-free rate

Regulatory Risk

- Usually the most important consideration for financial investors
- Transparency and consistency are vital to drive investor interest

Disruption Risk

- Significant technological opportunities (e.g.: renewables, batteries) and challenges (distributed generation) which long term investors need to be aware of

UK energy policy and market reform

Dr Robert Gross

Director
Centre for Energy Policy and Technology
Imperial College London

**Imperial College
London**

World-class scholarship, education and research

Number 8 in Times Higher word ranking 2015

Four faculties: science, engineering, medicine
and business



15,900 students
9,100 undergraduates
3,400 taught postgraduates
3,400 research postgraduates
from 126 countries
3,800 academic & research staff
3,100 support staff
£970M annual turnover

Energy Futures Lab



The **Energy Futures Lab** is a university-wide institute that promotes cross-disciplinary research and education in energy. Approximately 200 academics and 700 researchers work in energy related topics with an annual spend of around £40M from industry and public sources. It runs an MSc in Sustainable Energy Futures



Sustainable Power: includes research on marine energy; bioenergy; PV and solar thermal; fuel cells; nuclear; wind energy



Clean Fossil Fuels: includes research on carbon capture and storage; down-well processing; sustainable gas



Energy Infrastructure: includes research on smart grids; energy storage; multiple energy vectors; energy efficiency



Cities and Transport: includes research on electric and hybrid vehicles; transport use modelling; future fuels; more electric ships and aircraft.



Policy and Innovation: includes research on energy policy impacts; incentive mechanisms; energy service innovation; energy resource mix assessment

Overview of presentation

- Background on UK Energy Policy
- Recent policy changes – Electricity Market Reform
- Power system investment since liberalisation
- Changes to the UK power mix
- The capacity mechanism
- Renewables prices
- Future issues for policy and markets

Policy in the UK power sector – 2 minute history

- 1900s – private competitive – tending to monopoly
- 1950s to 90s – nationalised industry – economies of scale
- 1990s – competition, liberalisation – dash for gas
- 2000s – climate change programme and Renewables Obligation, plus EU Renewables Directive
- 2010 – Electricity market reform creates capacity market and contract for difference feed in tariff

The evolution of the market 1989-present

Pre 1989

State owned CEBG
and regional
electricity companies

**Dispatch optimised
on merit order –
lowest marginal
cost runs first**

**Power mix mainly
coal (80%) and
nuclear (20%)**

**Some hydro
Some oil
No other RE**

1989/90

Electricity Act:
Liberalisation & start
of Privatisation

**The “Pool” central
buyer and two main
companies (running
coal)**

**National Grid
dispatches
according to bid
prices**

**Some hydro
Some oil
No other RE**

1990-2000

Gradual opening of
competition in supply

**Investment by new entrants
and regional electricity cos
Leads to the dash for gas**

Nuclear part privatised

**Creation of Non-Fossil Fuel
Obligation (NFFO) –
designed to support
nuclear but open to
renewables**

**First wind farms
constructed (1991)**

The evolution of the market, 1989-present

2001

NETA: New Electricity
Trading Arrangements

bilateral trading
England and Wales

Creation of
Renewables Obligation
(RO) – tradable
certificates plus target
on suppliers

Growth in wind and
landfill gas plus some
small hydro

2005 - 2014

BETTA: British Electricity
Transmission & Trading
Arrangements

Various changes to rules
for bilateral trading +
Scotland

Many changes to workings
and ambition of RO – eg
banding

Creation of micro-gen FiT

Huge expansion of wind,
then offshore wind and
solar

2014

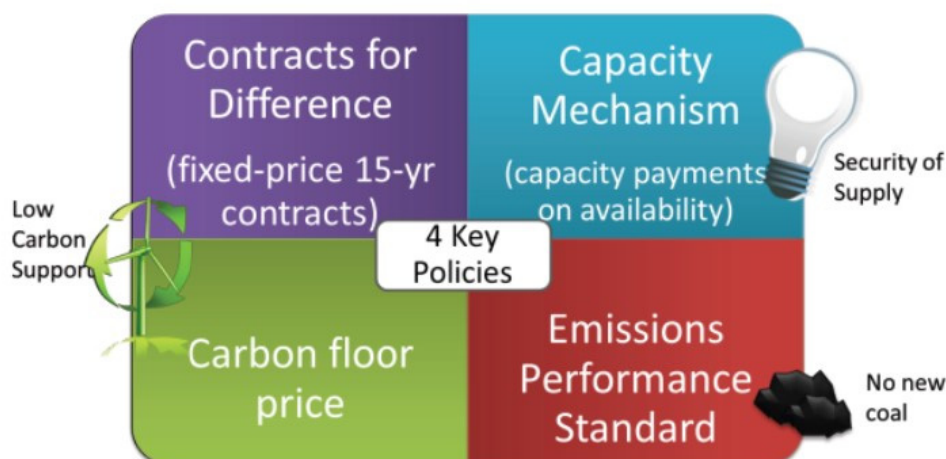
Electricity Market
Reform

bilateral trading +
capacity markets +
CfDs

Opens
support/subsidy to
new nuclear

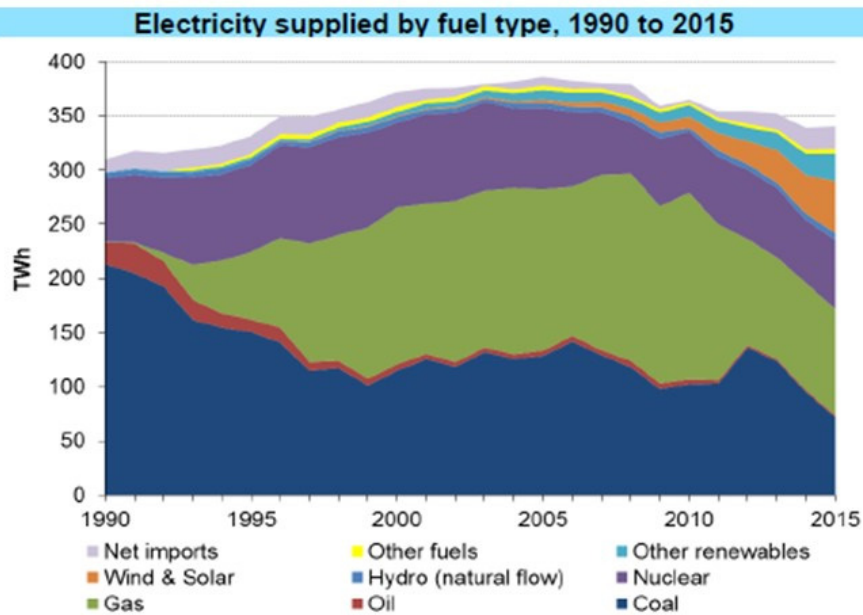
Emission performance
standard

Energy Act 2013 Electricity market reform



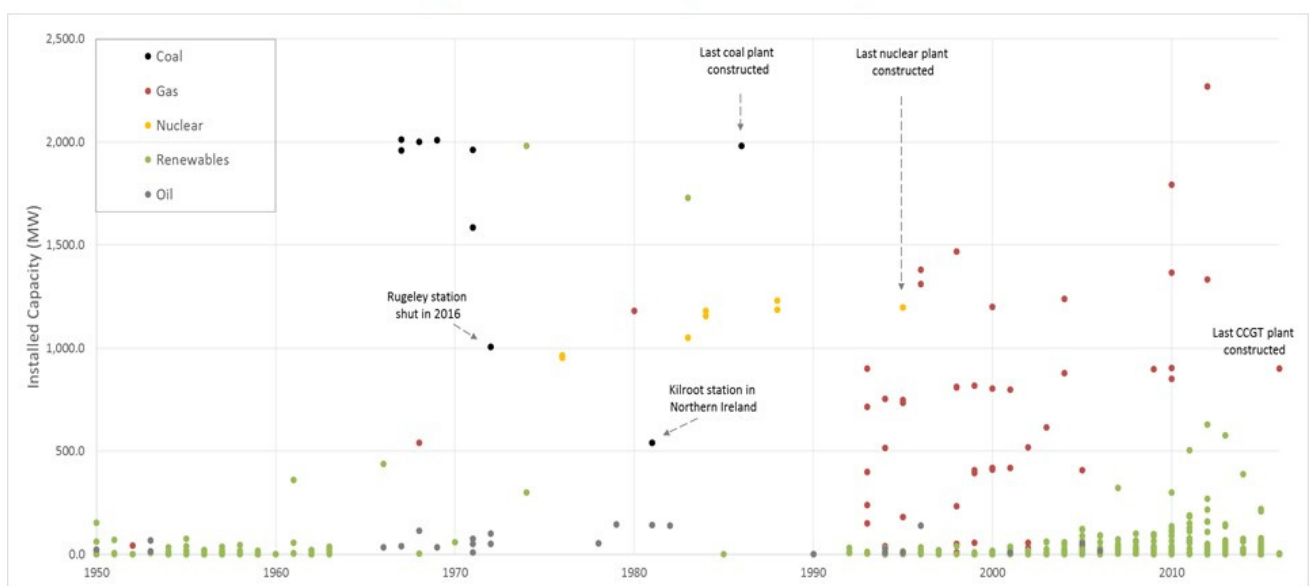
Grubb and Newbery, 2018, UK Electricity market reform and the energy transition; emerging lessons MIT CEEPR Working paper

The changing electricity mix – from coal to gas ...to renewables



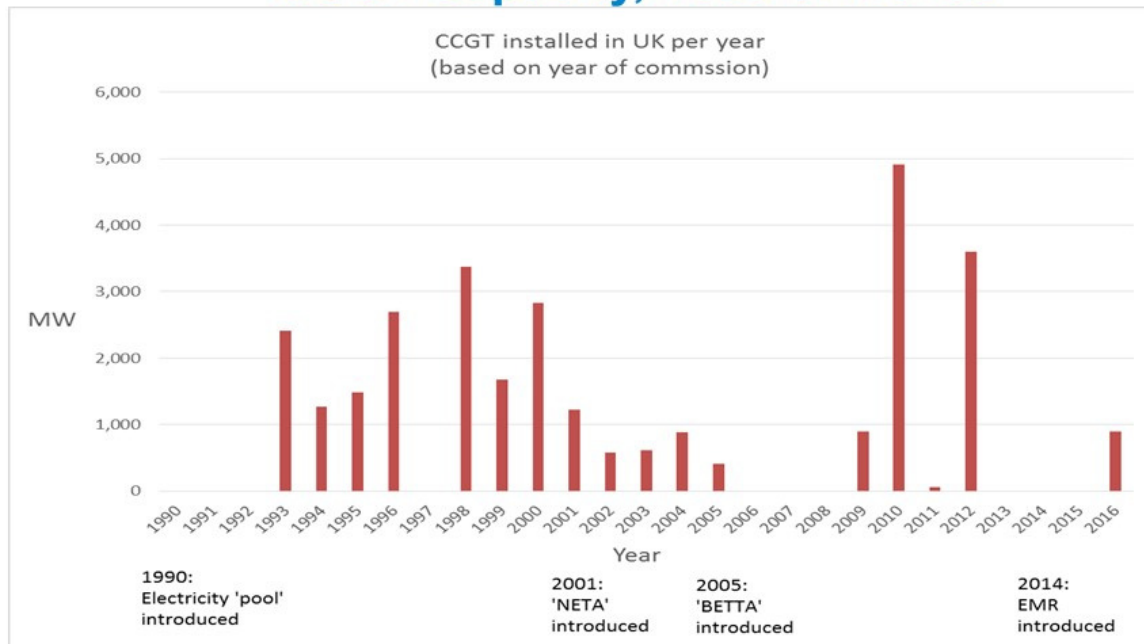
<https://www.gov.uk/government/collections/uk-energy-in-brief>

UK operational power plants



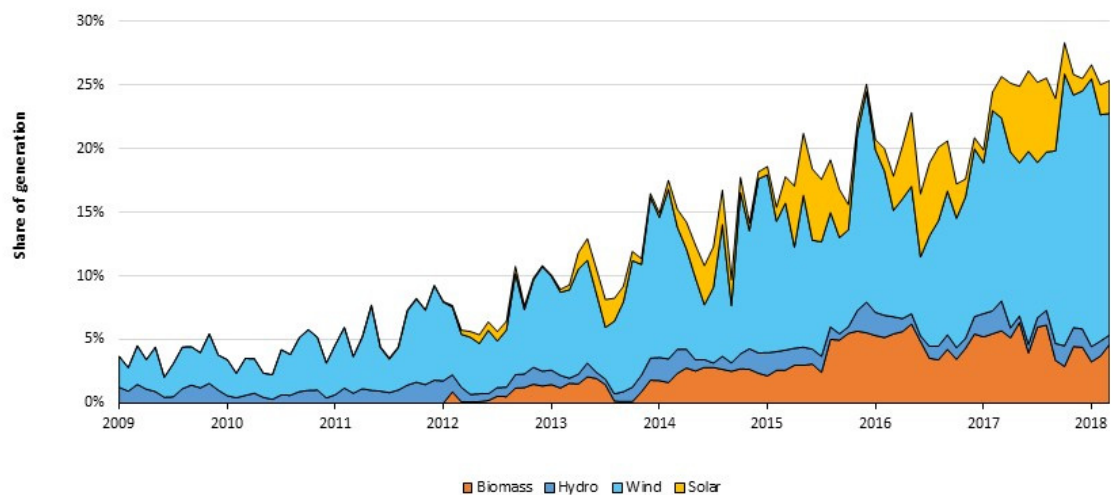
<https://www.imperial.ac.uk/energy-futures-lab/policy/briefing-papers/paper-1/>

The dash for gas CCGT capacity, 1990 onwards



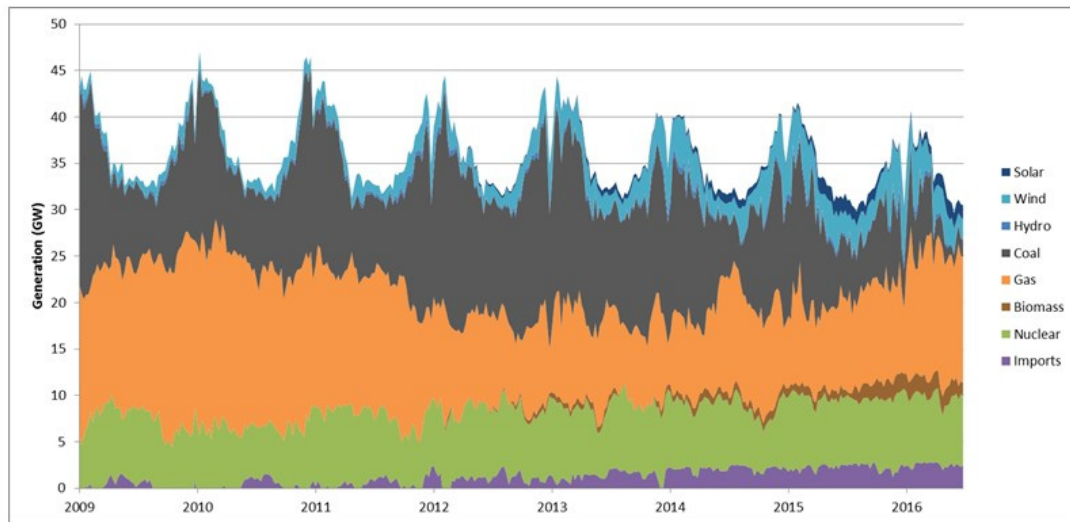
<https://www.gov.uk/government/collections/uk-energy-in-brief>

Renewables now supply over 25% of power



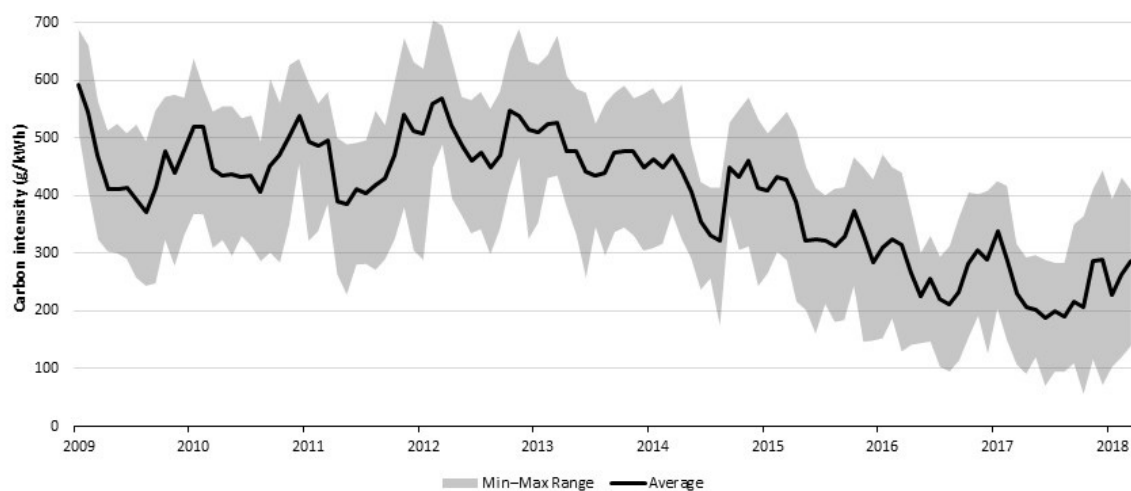
www.electricinsights.co.uk

The death of coal?



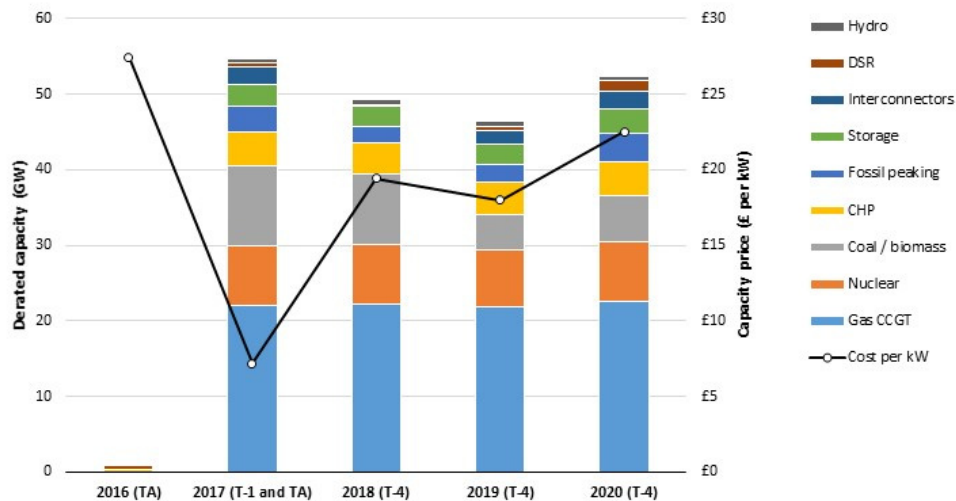
www.electricinsights.co.uk

2011 – 2017 CO₂ emission down from 510 g to 240 g /kWh



www.electricinsights.co.uk

Capacity market outcomes

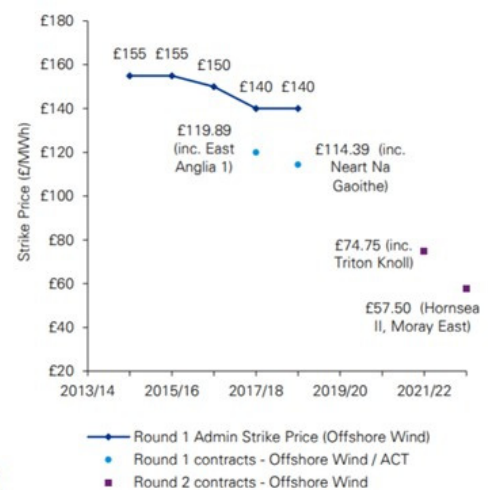


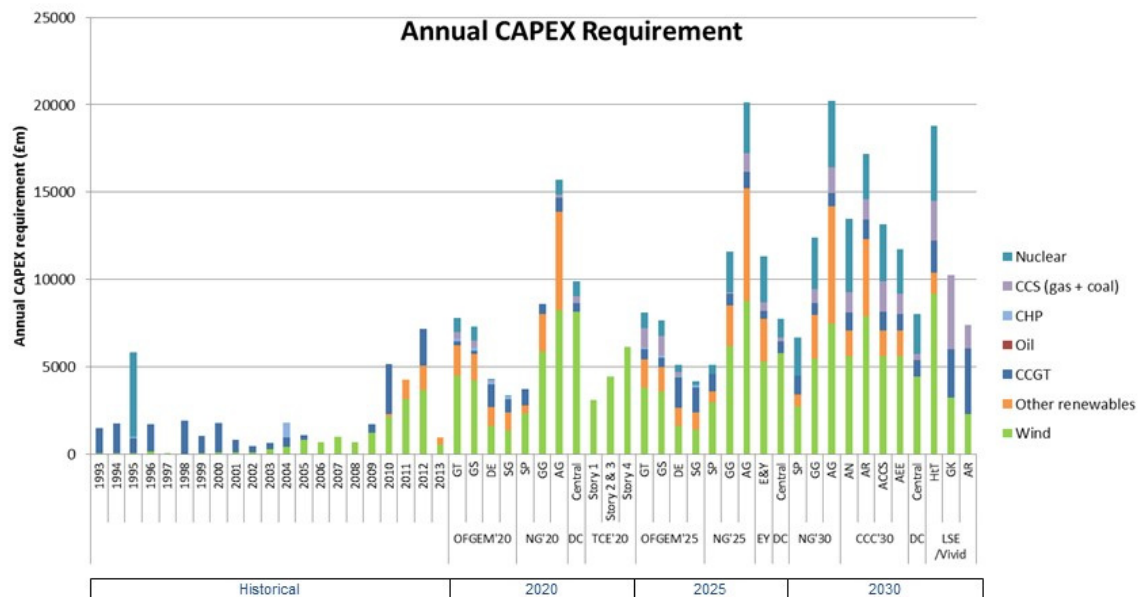
<https://www.imperial.ac.uk/energy-futures-lab/policy/briefing-papers/paper-1/>

Auctions drive down wind and solar prices

	Capacity (MW)	Admin Strike price 2014 (£/MWh)	Lowest auction clearing price Jan 2015
Large solar PV	72	120	79
Onshore Wind	1162	95	79
Energy from Waste CHP	95	80	80
Offshore Wind	750	140	114
Advanced Conversion Technologies	62	140	114

Grubb and Newbery, 2018, *UK Electricity market reform and the energy transition; emerging lessons*, MIT CEEPR Working paper





Comparing historical and projected build rates CAPEX (£m)

Source: Ofgem 2009, E&Y 2009, DECC 2012, NG 2013,

CCC 2013, LSE 2012, TCE 2012 – see www.ukerc.ac.uk/uncertainty

Lessons from the UK

- ‘Dash for gas’ mainly driven by wholesale rather than capacity market
- Carbon price plus regulation drives coal to gas switching
- Capacity market creates surprises – smaller peaking plant not CCGT
- Auctions drive renewables price reductions
- ‘Subsidy free’ renewables possible but long term contracts still needed to access low cost capital
- 25% renewables integration with minimal system costs
- The future – RE contributes to balancing, flexibility from interconnection and conventional plant, storage for frequency, increased role for demand side
- Future uncertainty: What role for new nuclear? What is needed for new CCGT?
- Can we make new demands (cars, heat) flexible? Interconnection/Brexit?