

インバランス料金に逼迫時の価格補正を導入することで 需給改善に期待すること

2019年9月13日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 需給ひっ迫時の補正インバランス料金が導入されている
海外の事例
3. 考察

1. はじめに

はじめに（広域機関の立ち位置）

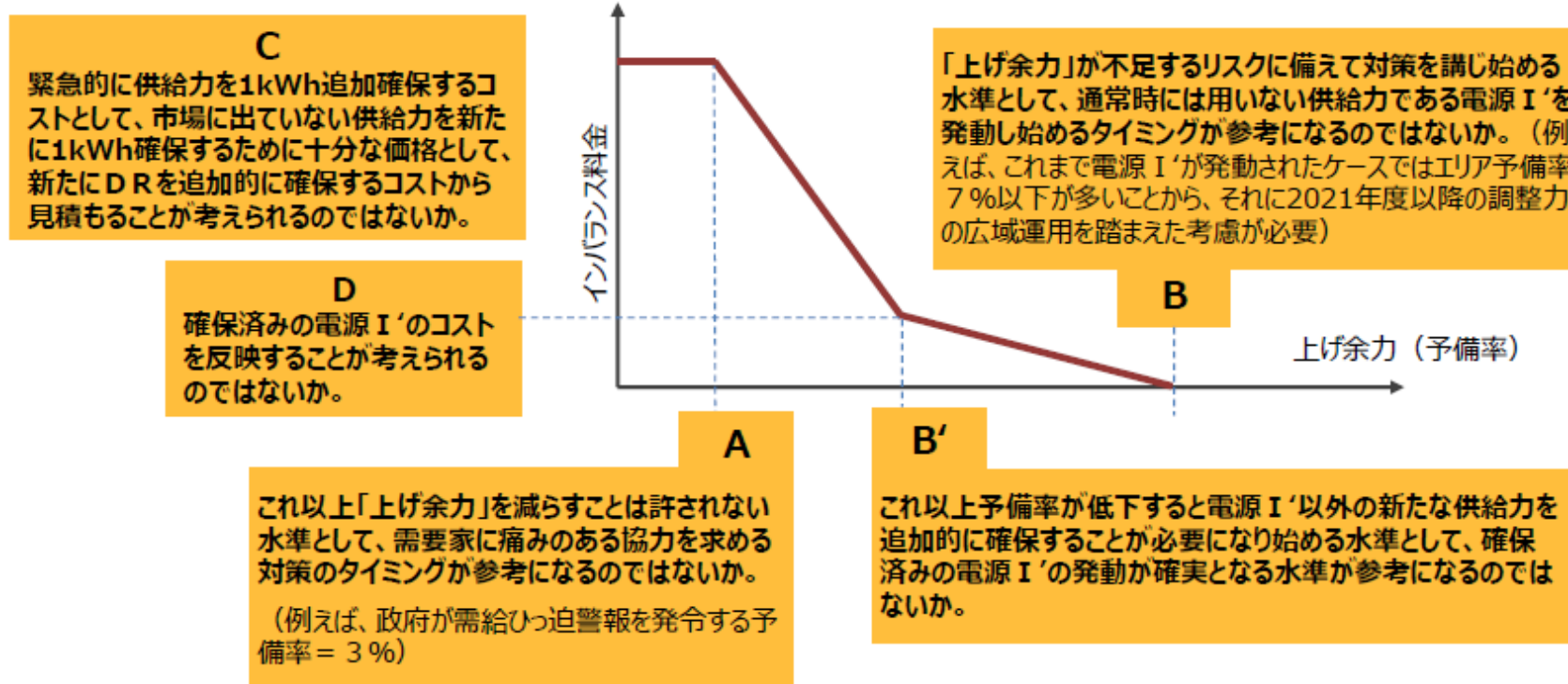
- 電力広域的運営機関（以下、「広域機関」という。）は、全国大での電力の安定供給の確保、全国大での平常時・緊急時の需給調整機能の発揮をその重要な業務としてきている。
- 特に、需給ひっ迫時においては、会員たる電気事業者に対して、電力融通や、電源の焚き増しの指示を行うことなど、需給改善における役割を担っている。
- このため、需給ひっ迫時の需給改善に大きな影響を及ぼすインバランス料金の在り方には極めて強い関心を有しているところ。
- インバランス料金の在り方については、総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会（以下、「基本政策小委」という。）および本専門会合において議論がなされてきている。本年6月の基本政策小委で提示された新たなインバランス料金の基本的な考え方のうち、「系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること」については、需給ひっ迫時において特に重要と考えている。
- 本専門会合においても、調整力が広域調達・運用されるという状況変化も踏まえて、需給調整市場が開設される2021年度以降の制度検討の中で、広域機関としての見解と提案を行った。（第39回本専門会合）

はじめに（広域機関の役割を踏まえた本日の説明の趣旨）

- 需給ひっ迫時における系統利用者に対するインセンティブ付けについては、海外でも検討がなされ、あるいは、実施されてきている。我が国において、2021年度以降のインバランス料金制度（需給ひっ迫時の補正インバランス料金等）の在り方について検討が進められるに当たり、こうした海外の事例から得られる示唆を共有することにより、需給ひっ迫時の補正インバランス料金により期待される効果について、広域機関としての見解を改めて説明させていただく。

今回の事務局における検討のまとめと今後の検討方針

- 今回、これまでの一般送配電事業者の需給ひっ迫時における対応状況等を踏まえて検討した結果、以下のような考え方で設定することが一案として得られた。
- 2021年度から調整力の広域運用が開始されることで、予備率と一般送配電事業者の需給対策との関係は現状から変更されることから、具体的な数値については、この案をベースにしつつ、引き続き検討を深めていく（2021年度以降も実績等を踏まえて必要に応じ検証を行う）。
- また、インバランス料金の計算に用いる予備率（上げ余力）の定義についても、精緻化が必要。



※なお、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行う。

インバランス料金に基づく需給改善と卸電力取引所との関係

50

- また、このような仕組みを設けることで、需給がひっ迫した状態においてBGは卸市場により供給力を調達するニーズが格段に高まると考えられる。これにより今まで国の要請などで創出してきた自家発電や需要抑制といったものが卸市場で取引されることを通じて需給改善されることとなる。
- 仮に上限価格を600円とした場合、不足インバランスを出すおそれがあればBGはこの上限価格までは供給力を確保して不足インバランスを出さないような行動をとることが考えられる。
- さらに、上限価格を1,900円とした場合には、より一層供給力を確保する行動をとることになる。あわせて、この価格までは費用回収できることとなるため、自家発電やDRといったリソースの玉だしも進むこととなる。
- このため、卸電力取引所自体のトラブルの場合を除き、今後は災害時など需給ひっ迫時においても可能な限り卸電力取引所の取引を停止しないこと【P】が、国や広域機関からだけでなく、全ての系統利用者から望まれることとなるのではないかと考えられる。
- これにより市場外でメリットオーダーでない需給対策を行うのではなく、市場の中で需給対策がなされていくように変わっていくことが考えられる。
- なお、需給対策の開始時に行う対策としては、発動指令電源への指令が考えられる。発動指令電源については、広域機関の需給調整市場検討小委員会において、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、それを小売事業者が調達する機会を得ることとしている。このため、小売事業者が活用しうる水準であることが必要であり、需給対策の過去実績に基づく予備率からインバランス料金を立ち上げることとも整合する。

【論点1】市場停止・再開の考え方について

- 災害等により特定エリアで全域停電している場合においては、売り入札・買い入札が行われ、約定したとしても、実際の電気の受渡しはできない。このように、市場において電気を受け渡せない場合には、市場を開場することは合理的ではないと考えられるのではないかと。ただし、こうした場合のインバランス精算については、予めルール化が必要と考えられる。(⇒論点2)
- また、全域停電からの再開直後など、実際の電気の受渡しができるようになったものの、需要に対して供給力が継続的に不足している、又は不足し得る事象が生じた際に、仮に市場を開場すると、以下のような課題や効果が考えられる。これらも踏まえ、供給力が継続的に不足し得る場合の市場の停止・再開をどのように考えるか。

<課題>

- ✓ 需要に対して供給力が継続的に不足し得る状況では、その際のインバランス料金が市場価格の決定要因となる。

⇒需給ひっ迫時においては、DRの発動コストを勘案したインバランス料金の検討が電力・ガス取引監視等委員会において検討されているところ、災害等により需要に対して供給が継続して不足する状況におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行うことが必要と考えられるのではないかと。

<効果>

- ✓ 発電事業者にとっては、インバランス料金の設定次第では、限界費用が高く通常の市場取引においては入札されない電源を抛出するインセンティブとなる。
※短期的には上記のような行動が期待できない可能性もある点に留意が必要。
- ✓ 小売事業者にとっては、多様な手段を通じて自ら供給力（需要抑制分を含む）を確保したり、新たな料金メニューを創設するインセンティブとなる。
- ✓ ひいては、災害時であっても、発電事業者と小売事業者に自発的な行動を促すことができる可能性がある。

【論点2】市場が停止している場合のインバランス料金

- 北海道胆振東部地震の際には、市場停止期間中の北海道エリアについて、取引停止期間中のインバランス料金の算定方法が予め決まっていなかったことから、特例的に、仮想的な市場価格として市場停止前後一週間のエリアプライスの平均値をインバランス料金単価とすることを事後的に決定した。
- 一方で、上記のような状況においては、北海道エリアの需給は平常時と比較して相当ひっ迫していたと考えられ、2021年度以降は、需給ひっ迫時にはDRの発動コストも勘案したインバランス料金の算定を行うことが、現在、電力・ガス取引監視等委員会において議論されている。
- 上記を踏まえつつ、供給力（需要抑制分を含む）を供出する側及び調達する側の双方にとって一定の合理性のある、市場停止時のインバランス料金について、短期的（～2020年度）・中長期的（2021年度以降）な算定方法を、それぞれ予め定めておくことが適切ではないか。

2. 需給ひっ迫時の補正インバランスが導入されている 海外の事例

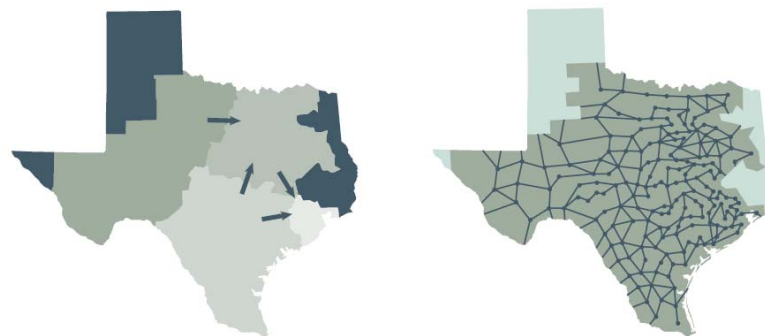
～2018年度夏季における米国ERCOTにおける事例～

- ERCOTは米国の独立系統運用者（ISO）であり、テキサス州の約90%の地域の系統運用を行う
- 最大需要は7,347万kW（2018年度）、域内供給軒数約2,500万軒
- 完全自由化されており、容量市場がなくエネルギー市場のみで予備力を含めて調整が行われる
- 発電設備容量は約7,800万kW（同上）であり、風力比率が23.4%と高い。また、他系統とは直流連系のため独立系統となっており、FERCによる管轄下にはない。

ERCOTの市場設計の歴史

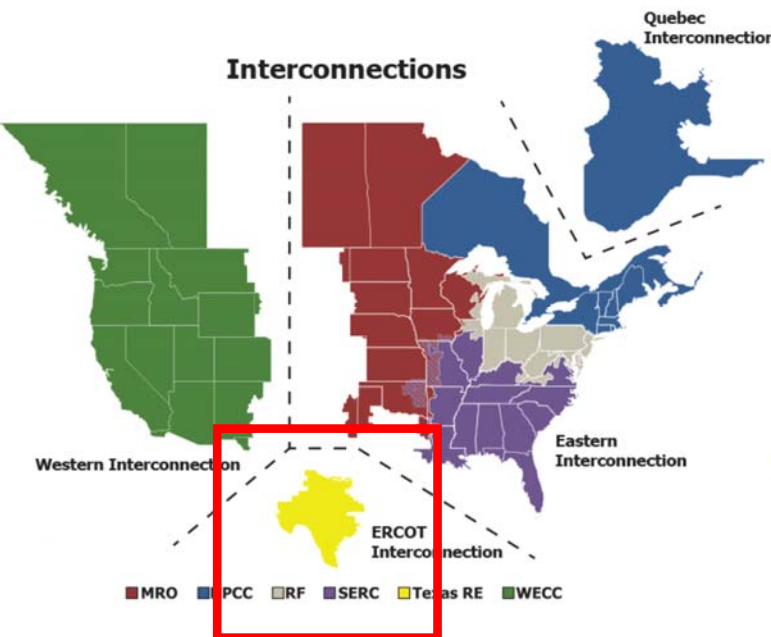
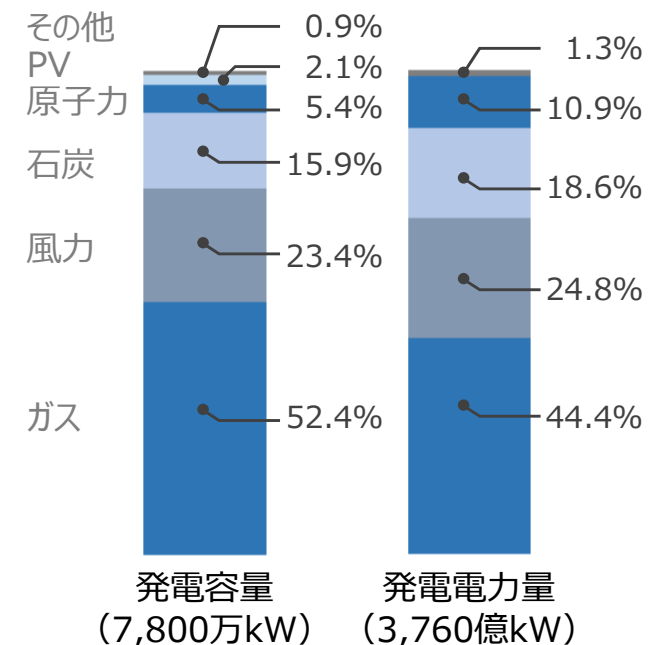
1995年	卸電力市場の自由化 (第三者アクセス制度の導入)
2002年	小売電力市場の全面自由化開始
2010年12月	地点別限界価格方式の導入 (ゾーン別限界価格方式の廃止)

[ZONAL MARKET]



発電容量※・発電量（2018年）

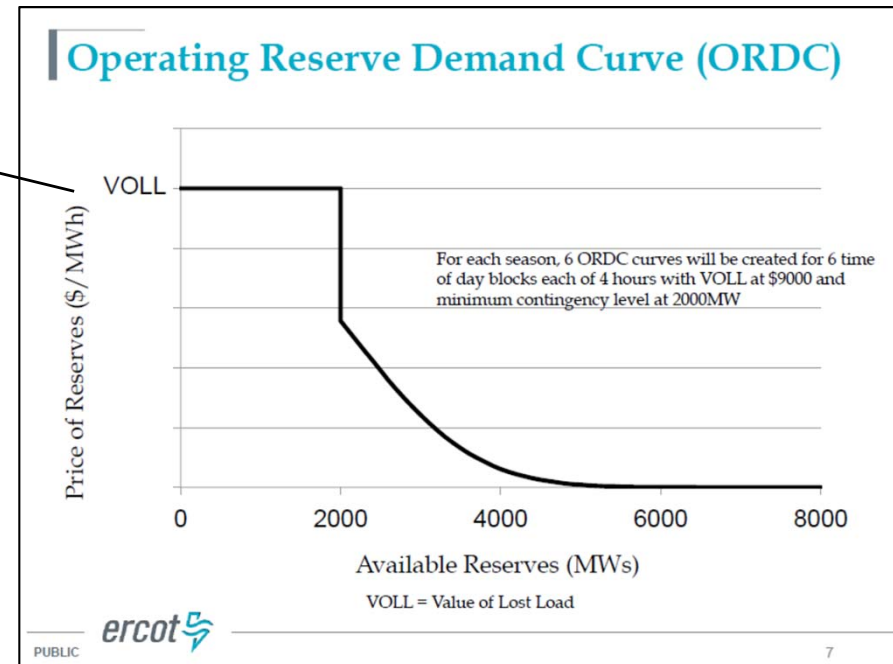
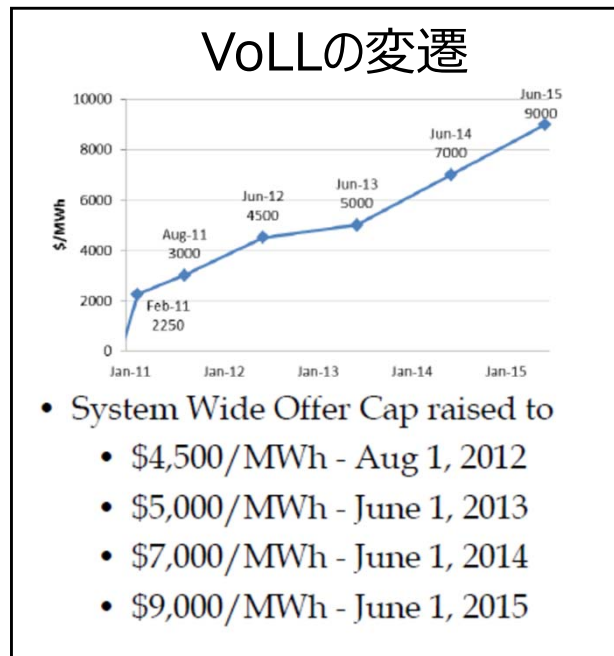
※ ピーク時の利用可能容量



ERCOT

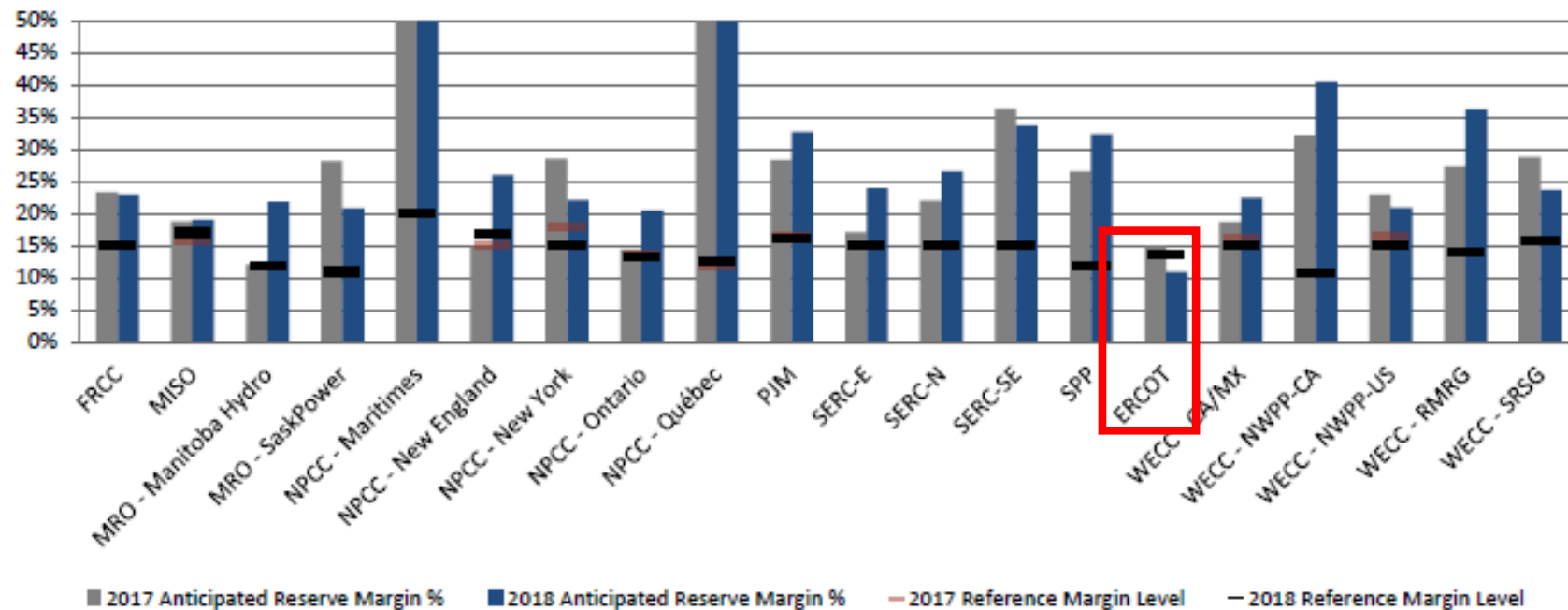
ERCOTにおける価格高騰の仕組み

- ERCOTでは、長期的な設備投資を促す観点から、リアルタイム市場※において価格高騰が発生する仕組み（Scarcity Pricing）を設けている。
※5分単位のリアルタイム価格がインバランス料金相当として適用される。
- 「Scarcity Pricing」とはオンラインで把握できている発電機の容量と需要の差を、リアルタイムの予備力として算定し、これらの予備力が低下した場合に、その予備率に応じてリアルタイム市場価格を高騰させる仕組み。
- リアルタイム市場価格が高騰するカーブとして、運転予備力需要曲線（ORDC）が設定されており、最低の予備力水準（2,000MW）に到達した場合に、上限価格（VoLL:Value of Lost Load）が設定されている。



2018年度夏季の予備率見通し

- これは米国のエネルギー政策基本法上、将来の信頼度評価基準の策定や、電力系統の監視などを担う機関として位置付けられているNERC（North American Electric Reliability Corporation）の「2018 Summer Reliability Assessment」によれば、2018年度夏季の想定予備率（2017.12時点）は10.9%。
- ピーク需要が伸びる見通しの中、石炭火力の廃止等主要因とされているが、同機関参照値の13.8%を下回り、約200万kW不足の見通しが示されたことで、エネルギー市場が高値となることが懸念された。



Summer 2017 to Summer 2018 Anticipated Reserve Margins Year-to-Year Change

Note: Areas with reserve margins greater than 50 percent are shown as 50 percent.

出所) 2018 Summer Reliability Assessment (NERC)

https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_SRA_05252018_Final.pdf

2018年度夏季の実績（市場価格）

- 2018年度の実績を見ると、リアルタイム市場価格は過去実績と比較すると価格スパイクの程度はやや増えたが多いとは言えなかった。（1月に10分だけ初めて9,000\$を記録した）

Figure 10: ERCOT Price Duration Curve – Top 2% of Hours

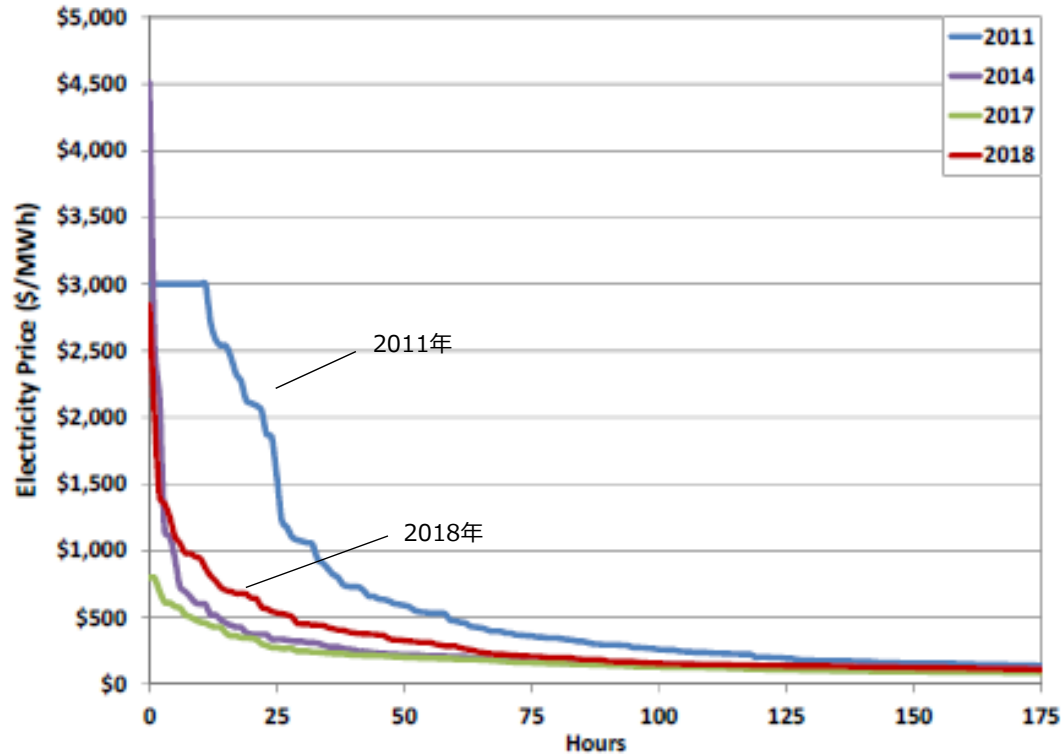
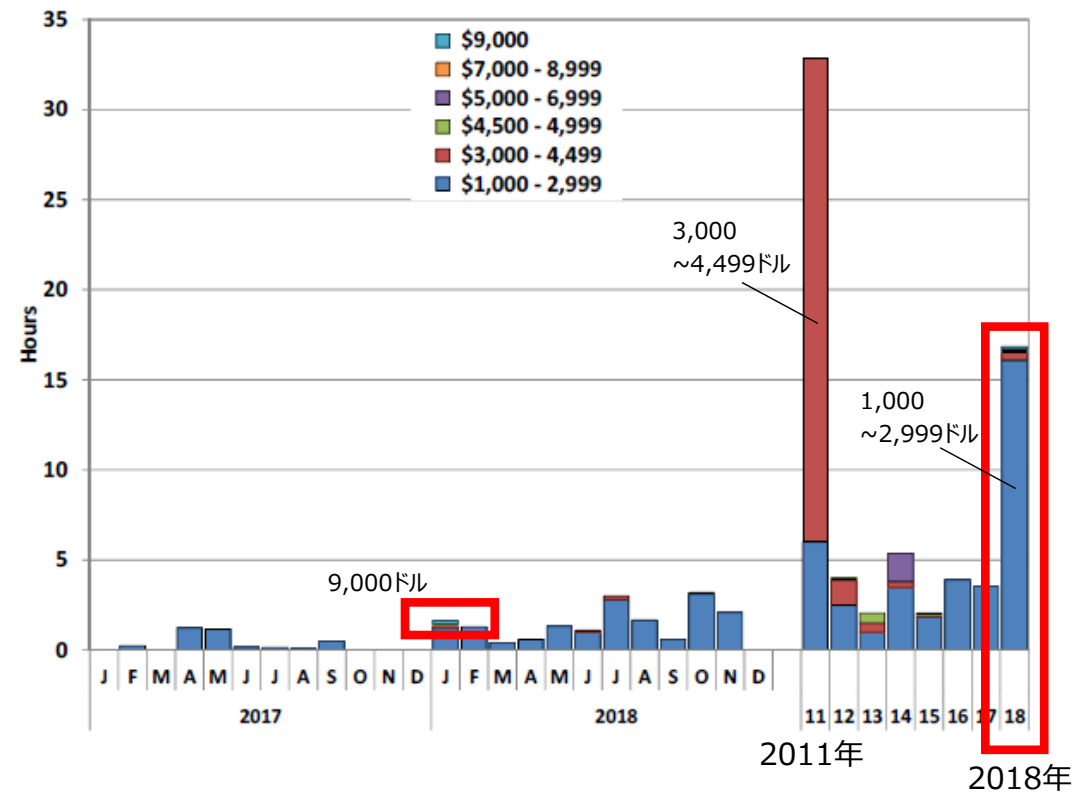


Figure 21: Duration of High Prices



2018年度夏季のERCOTによる評価

- 気温は高かったが、その日数は限られていた。（ピーク需要は更新している）
- リソースのトラブル（電源トラブル）が例年より少なかった。
- ピーク帯については、大半の発電リソースがセルフコミット（自ら起動し並列）した。
- DRおよびDER（分散電源）といった潜在的な供給力が出てきた。
- 先物市場の高値により、市場参加者により多くの担保が求められた。

Key observations for summer 2018

- One of the hottest summers on record across Texas, but extreme temperatures were limited to one period (July 18 – 23) that was not as significant or as sustained as in 2011.
- Resource performance was exceptional with overall low outage numbers.
- Sufficient operating reserves were maintained. ERCOT did not initiate an Energy Emergency Alert (EEA) and did not issue any appeals for conservation.
- The market responded during peak conditions, with the majority of generation resource capacity self-committed.

Key observations for summer 2018

- There was limited remaining generation resource capacity to respond to any significant additional resource unavailability during peak conditions without the use of emergency reserves.
 - There was likely additional available response from demand-side and Distributed Energy Resources.
 - Increased visibility would allow ERCOT to better understand this potential response.
- System-wide prices were higher than in recent years, but Peaker Net Margin did not approach 2011 values.
- High electricity prices in the forward markets led to an increase in collateral requirements for market participants.

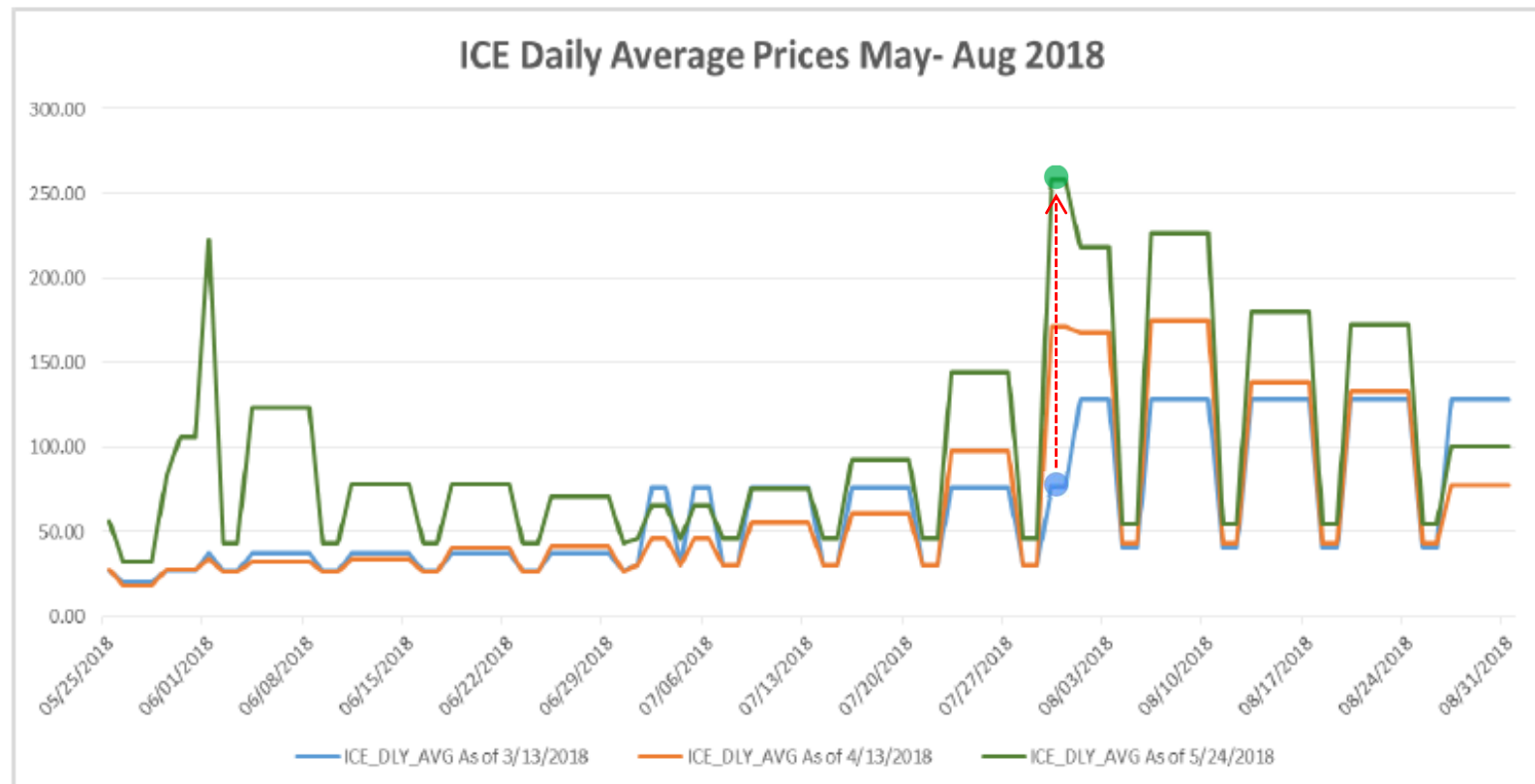
2018年度夏季の実績（先物市場価格）

- 2018年度夏季の先物市場価格は3月から5月の期近になるにつれて上昇していた。これにより、先物市場でヘッジする行動をLSE（小売事業者）が取っていたことが分かる。

Impact of Forward ERCOT Prices

Comparison of ICE forward curves – March 2018 - May 2018

ICE : Intercontinental Exchange
(米国の商品取引所)



出所) 2018 Credit Overview (Board of Directors meeting, June 12 2018, ERCOT)

http://www.ercot.com/content/wcm/key_documents_lists/137965/5.4_2018_Credit_Overview.pdf

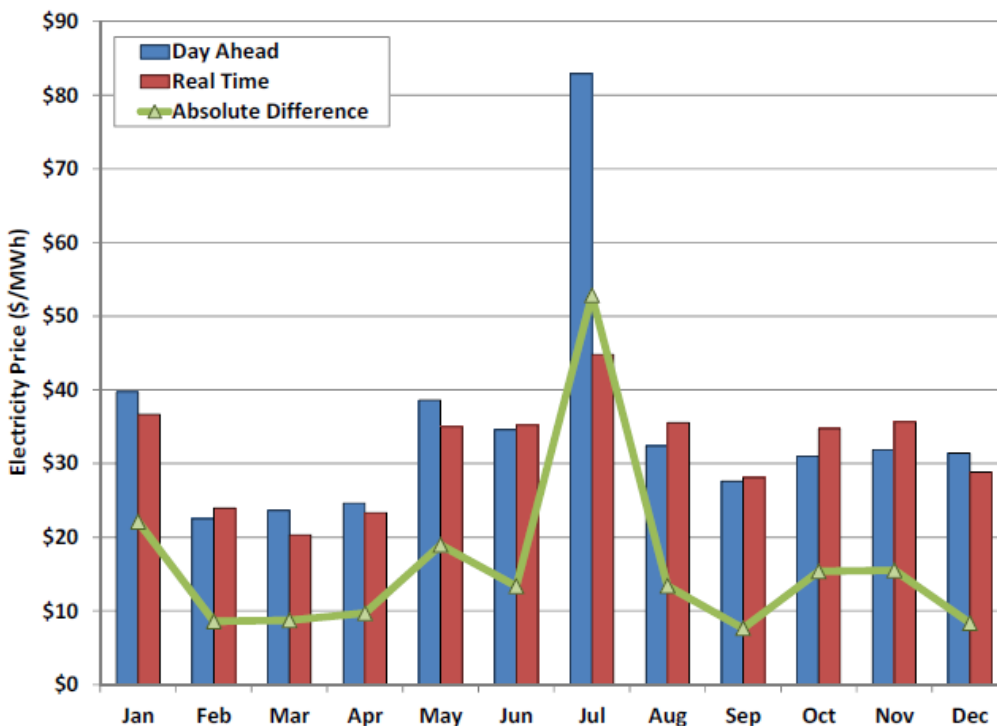
2018年度夏季に備えて発電・小売事業者の取った行動

出所)ERCOT 2018 State of the Market Report (Potomac Economics)

<https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf>

- 特に需給の厳しい2018年7月は、Day Ahead (DA) とReal Time (RT) の値段が乖離している。
- ERCOTの市場分析報告書(「2018 State of the market report」)には、この理由として、RTの高値が想定される需給ひっ迫を想定した場合に各発電・小売事業者がとる行動が記載されており、自らの需要を満たすこと、RTや混雑に対してヘッジすること、RTと裁定することなどが挙げられている。
- その例として、LSE(小売)はRTが高くなると思えば、DA市場を含む先物で買う行動をとる。一方、発電事業者は、DA市場で売ることによって機会損失のリスクがあること、電源トラブル時にRTでの買戻しのリスクがあるためRT市場を好むことが挙げられている。
- 需要の高い夏季の価格高騰のリスクに対して各事業者が行動していたことが分かる。

Convergence Between Day-Ahead and Real-Time Energy Prices



Day-Ahead Market Performance

ERCOT's day-ahead market allows participants to make financially binding forward purchases and sales of power for delivery in real-time. Although all bids and offers are evaluated for the ability to reliably flow on the transmission network, there are no operational obligations resulting from the day-ahead market. These transactions are made for a variety of reasons, including satisfying the participant's own demand, managing risk by hedging the participant's exposure to real-time prices or congestion, or arbitraging the real-time prices. For example, load-serving entities can insure against the higher volatility of real-time market prices by purchasing in the day-ahead market. The day-ahead market helps inform participants' generator commitment decisions. For all of these reasons, the effective performance of the day-ahead market is essential. The increased day-ahead premium in 2018 is consistent with expectations because of the much higher volatility of real-time prices. Risk is lower for loads purchasing in the day-ahead market and higher for generators selling day-ahead. The higher risk for generators is associated with the potential of incurring a forced outage and having to buy back energy at real-time prices. This explains why the highest premiums occurred during July 2018 with the highest relative demand and highest prices.

<広域機関による聞き取り内容>

1. Scarcity Pricingは、短期の需給改善につながる。ERCOTとして、発電事業者に対する直接的な給電の指示はできるだけ回避したい。市場決済価格が上がることで、事業者がこの価格シグナルに基づき発電するような行動を促したい。例えば、発電者が、朝からエネルギー市場の価格を見ていて午後からオンラインになり供給力となろう、と考えることもある。
2. ひっ迫時料金を設定しても、価格高騰している頻度は実際には少なく、年によって異なるものの、年3時間程度。常時はGTが中心であるため非常に価格が安く、ある瞬間急騰する。本来は、徐々に価格高騰してほしい。むしろ、Scarcity Pricingの仕組みによる価格高騰が発生する頻度が少ないことに問題意識を持っている。
3. 供給予備率が少なくなると一気に価格高騰のリスクが発生し、供給力不足の小売事業者はリアルタイム市場で多額の支払いをするリスクが高まる。このため、小売事業者は、予備率が少ない見通しであると認識した時点でヘッジする方向に行動する。
4. Scarcity Pricingが機能すればDRの参加が期待できる。そうすれば、発電アデカシーの問題が改善される。こうした制度を導入してきたことに加え、ここ数年で、分散型発電やエアコンのネット管理ができるようになってきており、DRの参加が促される環境に変化している。

3. 考察

2018年度夏季における米国ERCOTの事例から得られた示唆

- 米国ERCOTの事例は、本専門会合にて検討が進んでいるひっ迫時の価格補正（Scarcity Pricing）をすでに導入し、一定の蓄積を得ているという意味で、参考に値するもの。
- ERCOTにおいては、
 - ① ひっ迫時料金を設定し、高値が発生すると予測されたが、実際は高値はそれほど発生しなかった。
 - ② この要因として、早い段階から必要な情報（予備率）が示されたことにより、系統利用者の取った以下の行動が挙げられた。
 - ✓ 物理的な行動 定検など計画停止の夏季以外への移行、発電機により丁寧な整備、DR・分散電源の活用など
 - ✓ 金融的な行動 先物市場による調達
- これらを踏まえると、Scarcity Pricingの仕組みは、発電・小売事業者に、自ら需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ市場メカニズムが働く形での需給バランス改善効果を期待する仕組みと思料。
- ERCOTはリアルタイム市場において5分単位で経済配分された電源等の限界費用を小売事業者に請求する仕組みである。日本におけるインバランス料金も調整力として15分単位※で経済配分した限界費用をインバランスを出した事業者に請求する仕組み。市場制度は異なるものの、需給状況に関する情報開示と、市場価格をシグナルとした取組みという点で、類似性が高い。 ※ 2023年度より5分単位

- インバランス料金のひっ迫時補正（需給ひっ迫時のインバランス料金を市場価格より非常に高い価格に高騰させる仕組み）により、発電・小売事業者には以下の2通りの行動が考えられるが、適切に需給調整を行う発電・小売事業者はいずれの行動をとると考えられるか。
- ① 需給ひっ迫時（想定以上の高需要、あるいは、想定外の電源トラブル等の発生時）に、市場価格より非常に高い価格に高騰した不足インバランス料金の支払いを回避（ヘッジ）するよう、あらかじめ行動する。
 - ✓ 物理的な行動 定検など計画停止の夏季以外への移行、発電機により丁寧な整備、DR・分散電源の活用、相対取引、ベースロード市場や先渡市場の活用など
 - ✓ 金融的な行動 先物市場による調達
 - ② 需給ひっ迫時（想定以上の高需要、あるいは、想定外の電源トラブル等の発生時）に不足インバランスを発生させた場合、市場価格より非常に高い価格に高騰した不足インバランス料金を支払う（結果的に、不足インバランスが発生しない可能性もあり、発生しなければ、不足インバランス料金を支払わずに済む）。

	逼迫時補正	高値の懸念	小売のヘッジ行動	回避手段	小売に発生コスト	需給改善
今後	あり	あり	①とる	・DR、自家発 ・相対取引 ・先物取引 など	インバラ発生を回避するためのコスト	期待できる
			②とらない	・調整力	インバランス料金（高値）	期待できない
現状	なし	なし	とらない	・調整力	インバランス料金（安値）	期待できない

- 我が国においては、自然災害等の後の需給ひっ迫時には、政府の要請により需要抑制や、自家発電等の起動を促してきた。しかし、今後に向けて、市場メカニズムを適切に発現させていくことにより、すべての市場参加者が需給改善に取り組んでいく（また、このインセンティブを持つ）ことが重要。
- 本専門会合において検討中の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の仕組みは、市場価格より高いインバランス料金の支払いを求めるということにその本質、あるいは効果があるというよりは、各系統利用者に、需給ひっ迫時に必要な回避行動を促すことで、できるだけ市場メカニズムの働く形で需給バランス改善、さらには安定供給を指向する仕組みと思料。
- 加えて、こうした制度的枠組みを導入することで、
 - ✓ 需給ひっ迫時においても、各小売事業者が自ら供給力を確保する行動をとるため、調整力の確保量が増えるリスクが減ることとなり、これは社会コストが増大することの回避にもつながる。
 - ✓ 需給ひっ迫時の補正インバランス料金が導入されるのであれば、定検など計画停止の夏季以外への移行、発電機のより丁寧な整備、DR・分散電源の活用、相対取引、ベースロード市場、先渡市場や、先物市場の活用の大きなインセンティブとなるといった効果も期待できる。
- なお、夏季の需給ひっ迫のように一定の予見性がある場合には、需給ひっ迫時の補正インバランス料金の仕組みにより、こうした行動がとられ需給改善につながるということが考えられるが、大規模地震のように突発的に需給がひっ迫する災害時には、予見性に基いて行動する時間的尤度は乏しい。こうしたケースについては、市場停止・再開の考え方など、別途の検討が必要と考えられる。
- しかし、市場が停止した場合であっても、市場停止期間をできるだけ短くなるよう早期に市場を再開することで、市場メカニズムの中で小売事業者が供給力を確保していくこと、これにあわせ発電機やDR・分散電源が供出されるようになることにより、供給力確保がなされ、需給が改善することを期待したい。