

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について (個別論点の更なる検討)

2021年3月26日

資源エネルギー庁

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性

- 引き続き詳細分析は進めるも、これまでの検証も踏まえ、迅速に効果を発揮できるように来冬までに実行すべき「短期対策」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理。

対応の方向性（案）

本日議論する項目		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ヘッジ市場の活性化	● ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ヘッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がないか等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のリクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者関係者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者関係者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予備率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方等の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
③ 構造的対策	kWh不足に対するセーフティネット	● kWh不足時における暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給上必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石灰火力発電の具体的な措置 ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力システムのマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 長期から段階的にリスク管理を行う市場（先物、先渡、ベースロード市場等）から、再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

- 1. 燃料確保・融通に向けた整理について**
2. DRの活用・普及について（需要側対策）
3. 電源の退出防止策について
4. ヘッジ市場の活性化について
5. kWh不足に対するセーフティネットについて
6. 電気事業者の収支等の状況について

本日の論点

- 今冬の需給逼迫においては、追加的な燃料調達が間に合わない期間でkWh不足のおそれが顕在化し、事業者相互の燃料融通を行うことで対応。こうした点を踏まえ、前回小委では、①燃料調達のリードタイムと燃料確保を必要とするタイミングが合わないケースの発生を予防することや、②kWh逼迫時の事業者相互の燃料融通に関する仕組みを整理することの必要性を確認し、kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインの策定について提示。
- 本日は、改めて今冬のLNG在庫減少が起きた要因を整理するとともに、来冬に向けた備えとしての燃料確保・融通に向けたガイドライン整備の方向性について、御議論いただきたい。

(参考) 前回小委 (3/10) における御意見

- 全国大で見たときにどれだけの燃料をどうい事業者が持つのかという点をしっかり議論すべき。
- 燃料の確保や融通については、民間事業者の各社の経営判断に基づく行動がある中で、どのようにして公益に資するような形でインセンティブを付けて、全体として合成の誤謬が生じないように行っていくかという点は非常に難しい問題。
- 既存制度のままで発電事業者が燃料を確保するのは難しい。個々の発電事業者、発電事業者のグループ、国といった中で誰が実施するか。在庫は個社と全体どちらで管理するか、どこに保管するか、どのような状況で確保するか、コスト増を誰が負担するか、ということも含めて議論することが必要。
- ガイドラインが示されると、安定供給の観点で国民の安心感が得られる一方、事業者の経営判断や環境に大きく左右される中で実効性が持てるのか、コストは誰が負担するのかといった観点から議論が必要。
- コスト負担の問題があり、企業行動として様々な戦略等もある中では、あまり厳しく縛り過ぎないような形のガイドラインを作るべき。
- 今後石油を使わないということであれば、LNGの適切な在庫の在り方が重要。LNGは気化するため、在庫を保有しにくいということがあがるが、この点を考えていくことが大切。

（参考）① 予防対策：kWh不足を考慮した燃料確保【短期・中長期】

- 燃料調達の実態として、各社は自社の経営戦略に基づき、個社別に燃料を調達しており、在庫余剰を出さぬよう最適な燃料調達を実施している。
- 一方、今冬においては、調達計画時における需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加や他社の燃料(kWh)不足分をカバーする状況が断続的に発生したことで、個社の在庫量のみではなく、全国大での在庫量も厳しい状況となり、結果として、追加的な燃料調達が間に合わない期間でkWh不足の恐れが顕在化したと考えられる。
- このような燃料調達のリードタイムと燃料確保を必要とするタイミングが合わないケースの発生を予防するため、例えば、将来的なkWh不足の可能性を判断する基準や全国大での需給逼迫が発生した際の必要燃料量等も考慮した燃料在庫量の目安等、kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインを策定することとしてはどうか。
※策定に当たっては、事業者毎に燃料の調達環境や設備の使用・運用状況等が異なることに留意する必要。
- また、経済メカニズムの下で、十分な燃料を確保することのリスクテイクの在り方や方策については、引き続き検討することとしてはどうか。

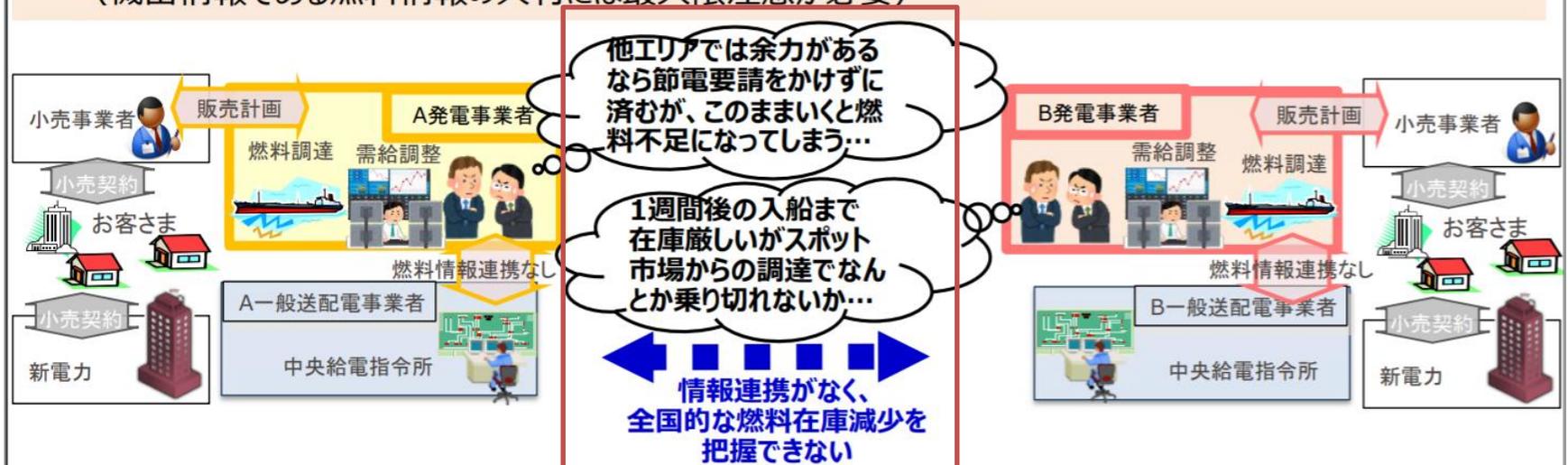
(参考) ②緊急時対策：事業者相互の燃料融通スキームの整理【短期・中長期】

- kWh逼迫時の事業者相互の燃料融通の仕組みについて、在庫情報管理のスキームや燃料不足の判断に当たっての基準、事後の事業者間の各種処理等について整理することとしてはどうか。
- なお、燃料融通のルールを整理するにあたっては、所有権移転の問題のみならず、LNGの売買単価や仕向け地制限、船主との船舶契約、船の着棧制限など、関係するプレイヤーや調整すべき項目が多く、検討には時間を要すると考えられる。

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料3を加工

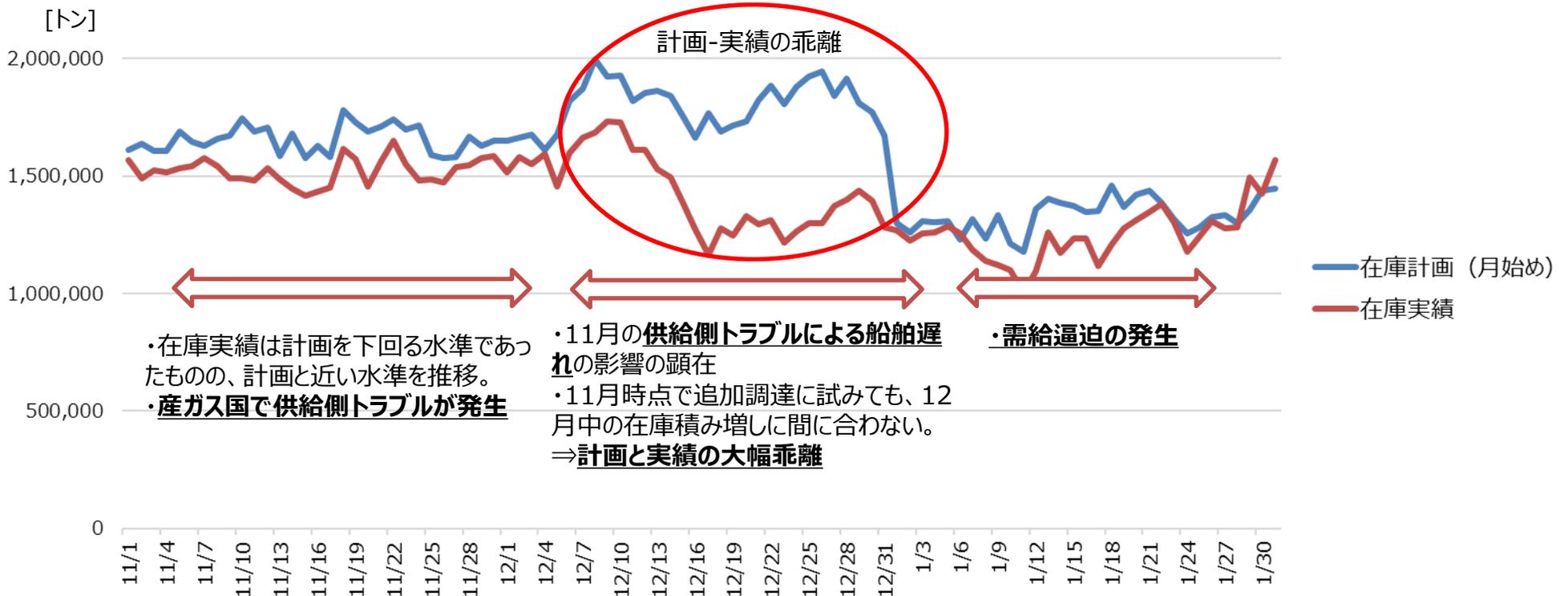
③全国大で燃料不足が発生している状況の把握遅れ

- 全国大での燃料在庫減少の把握が遅れ、追加の燃料調達や供給力対策の遅延
- 全国大での燃料在庫の情報共有方法が未整備
(機密情報である燃料情報の共有には最大限注意が必要)



燃料調達計画と実績の乖離

- 各月、月初時点の各社の調達計画（在庫計画）と在庫実績を比較したところ、**11月時点では計画時と同等量の在庫を維持**していたが、**12月以降大幅な乖離**が生じた。
- **12月から1月にかけてLNG在庫の大幅低下**は、以下の要因により発生したものと考えられる。
 - ① **消費要因**：調達計画時における**需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加、他社の燃料(kWh)不足分をカバーする状況の断続的な発生**
 - ② **供給要因**：産ガス国各地における**LNG供給設備のトラブル**及び、それによる**12月以降の在庫積み増しの後ろ倒し**



※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
 ※在庫計画量は、各社の月初め時点の計画していた向こう1か月の在庫計画量。
 ※在庫量は、テッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除いた数量。

燃料ガイドラインの作成に向けて

- 前回の議論において、将来的なkWh不足の可能性を判断する基準や全国大での需給逼迫が発生した際の必要燃料量等も考慮した燃料在庫量の目安等、kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインを示す方策を検討いただいた。
- 燃料在庫低下の供給・消費それぞれの要因の事態を予防もしくは対応するためのガイドラインを作成するにあたっては、**ガイドラインの位置づけ・用途、項目等**について、以下の整理が考えられるのではないか。※事業者毎に燃料の調達環境や設備の使用・運用状況等が異なることに留意する必要。

<ガイドラインの位置づけ・用途>

- **発電事業者がとる燃料調達行動の参考とするための目安**となるもの。
- **国や広域機関のとり得る対応や役割を整理**されたもの。

<ガイドライン項目（例）>

- 燃料調達の流れ、一般的なリードタイム・各社ヒアリングを参考とする各社の考える適切な調達行動等
- 入船遅れ等を考慮した一般的な適切な在庫水準を参考にした燃料在庫量の目安
- 燃料不足を国や広域機関が察知するためのスキーム
- 個社ごとの燃料不足が顕在した際の、各社の行動目安
- 全国大の燃料不足が顕在した際の、国や広域機関の対応方針

(参考) LNG供給設備におけるトラブル多発

- 2020年の夏以降、豪Gorgon LNGプロジェクトを始め、世界各地の主要LNGプロジェクトにてトラブルが多発。
- LNG 液化プラントは従来故障率が低く、昨年のように例年の数倍もトラブルが多発する確率は非常にまれ。要因として、米国LNGプロジェクトを中心に初期トラブルが発生した可能性や、メンテナンスの延期（※）が影響した可能性が想定される。

※油価下落に起因するコストダウンのため、春先に予定されていた定期修理が、秋口や 2021 年に延期された。これが回転機器の摩耗等を原因とするトラブルを増加させた可能性が考えられる。

2020年のLNG供給設備等における主なトラブル

※赤枠は日本企業と長期契約締結

国名	プラント等	事象	容量(MTPA他)	期間
米国	サビンパス	ガス放出による1,2号タンク(各160k m3)破損 (修理完了、使用許可待ち)	-	2018/1/22 -
	エルバアイランド T2	コンプレッサー出火	0.25	5/13 -
	サビンパス T1-5	ハリケーンによる停止	4.5 x 5	8/24 - 9/9
	キャメロン T1-3	ハリケーンによる停電、航路内バージ沈没	5 x 3	8/26 - 10/21
	サビンパス T1	熱酸化装置火災、航路内リグ沈没	4.5	10/11 - 11/9
	フリーポート T1	コンプレッサー出火	5.1	10/21 - 11/9
	フリーポート T1-3	電力ハンチング	5.1 x 3	11/14 - 18
	サビンパス(パイプライン)	NGPLパイプライン供給停止	-	11/19 - 21
豪州	ゴージン T1-3	プロパン容器割れ	5.2 x 3	7/11 - 2021/4/30
マレーシア	マレーシア T1, 3, 7	生産不調	2.8, 2.8, 3.85	11/3 - 14
	マレーシア T6, 8	生産不調	3.2, 3.85	12/7 -
台湾	国聖原発第1ユニット	冷却水システム異常	-	12/14 -
カタール	カタールガス T4	混合冷媒コンプレッサー不調	7.8	11/19 - 12/13
ノルウェー	ハンメルフェスト T1	ガスタービン火災	4.2	9/28 - 2021/10/1
	パイプライン	ストライキ	-	10/1 - 9
トリニダード・トバゴ	アトランティック T1	フィードガス不足	3	2020 -
ナイジェリア	ナイジェリア	計画外停止	3.2/4.1	10/20 -
	ナイジェリア(パイプライン)	ガスパイプライン爆破	-	11/24

1. 燃料確保・融通に向けた整理について
2. **DRの活用・普及について（需要側対策）**
3. 電源の退出防止策について
4. ヘッジ市場の活性化について
5. kWh不足に対するセーフティネットについて
6. 電気事業者の収支等の状況について

本日の論点

- 前回小委では、今冬の需給逼迫におけるディマンド・レスポンス（DR）の働きについて、**調整力（電源 I'）として確保されていたDRの例を挙げつつ、「調整力としての有効性及び燃料制約等のない利便性**を確認できた」と評価し、**kWh逼迫時の対応として更なる活用を検討**していくこととした。
- また、今後の更なるDRの活用・普及に当たっては、小売電気事業者から自らの需要家に対する、契約に基づく節電要請など、**多様な形を追求しつつ、事業環境の整備を行っていくことの必要性**を提示。
- そこで、本日は、①DR活用の形のの一つとして、**小売事業者によるDRサービスについて新たに御紹介**するとともに、②**DR活用・普及に向けた現在の取組状況**について御説明する。そのうえで、有効なDR活用の形やDR活用に当たっての課題、必要な環境整備等について、幅広く御意見をいただきたい。

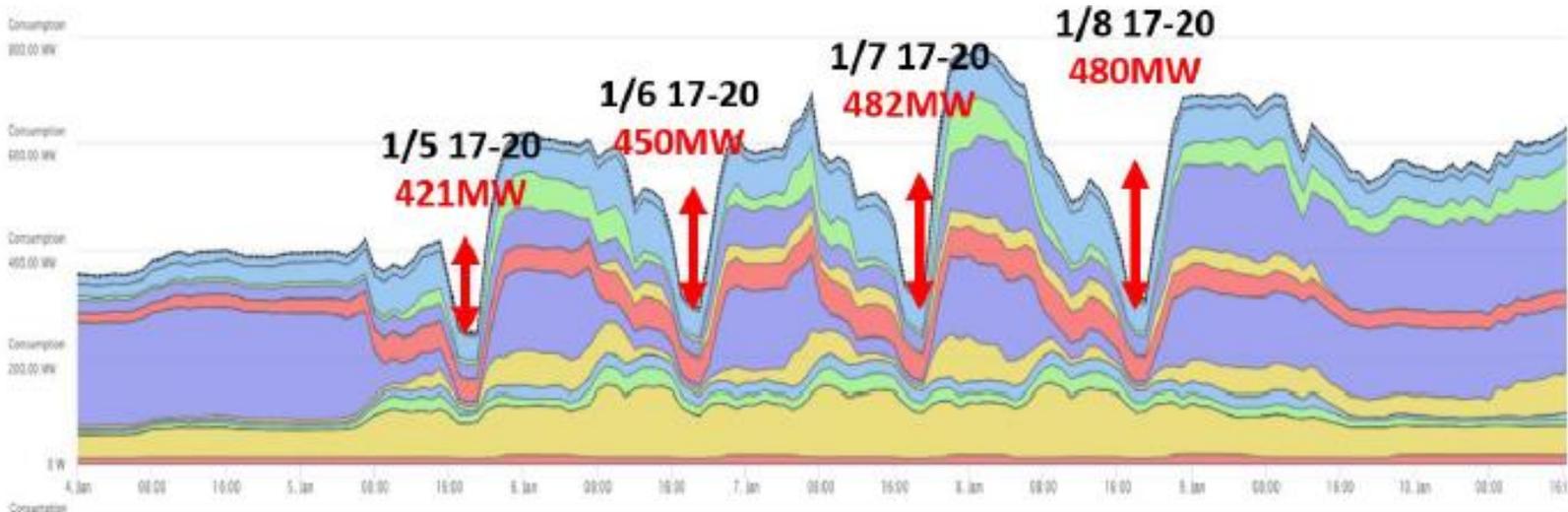
（参考）前回小委（3/10）における御意見

- これまでDRに期待されているものとして、4時間とかという単位で需要を抑制するようなキロワット対策のDRというもののしか念頭に置かれていなかったが、今冬のようなキロワットアワーが足りないというような事態では、このようなDRではなく、そもそも需要というのを全般として抑えるというもっと違う種類のDRが必要ではないか。

(参考) 緊急時対策：ダイヤモンドレスポンス(DR)の普及

- 一般送配電事業者により調整力（電源 I'）として確保されていた一部のDRは、電力量（kWh）不足の中、連日の需要抑制が要請された中でも、**必要な需要抑制量(kWh)を確保**。
- このことから、**一般送配電事業者による調整力としてのDRの有効性および燃料制約等のない利便性が確認できた**と考えられ、**kWh逼迫時の対応として更に活用していくことが考えられる**。**詳細については広域機関において検討していくこととしてはどうか**。
- 加えて、小売電気事業者から自らの需要家に対する、契約に基づく節電要請など、多様な形でDRが活用されるようになれば、多様なDRリソースから、**従来の節電要請よりも確実性の高いkWhを捻出し、今回のような事案において更なる役割を果たせる**ようになると考える。
- そのため、**今後、こうした実効性のあるDRの一層の見える化を図りつつ、更なる活用を検討することとしてはどうか**。

電源 I' 等で活用されたDRリソース（需要等）の動き 赤字：需要抑制量



電源 I' が発動される可能性が高いことを前日に需要家に事前通告し、連続発動でも効果を維持することに成功

(出典) エナジープール・ジャパン社

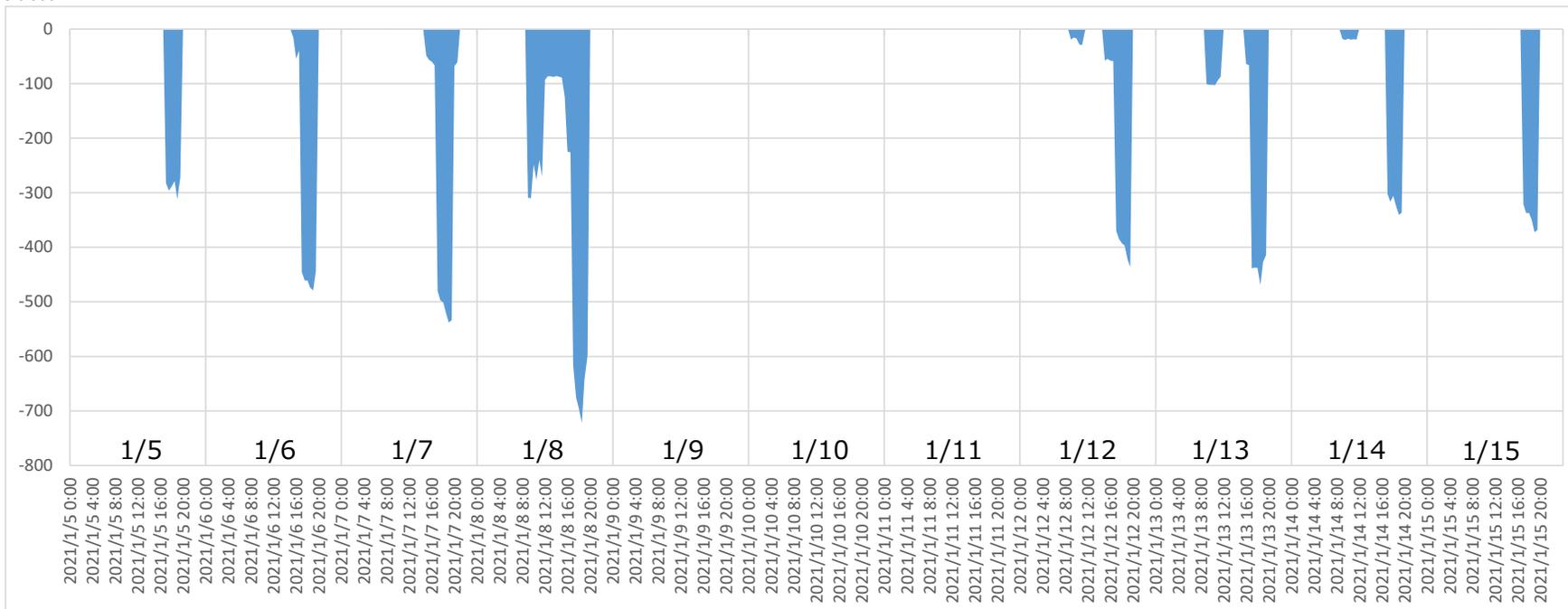
今冬の需給逼迫時における電源I'の発動の実績

- 一般送配電事業者により調整力（電源I'）として確保されていた一部のDRは、予備率が3%を切るなど、kW不足に対応する局面での発動が制度上想定されている。
- しかしながら、今回の全国的な需給逼迫時には、**DRの担い手であるアグリゲーターに対して連日の需要抑制が要請**され、電力量（kWh）の供出を求められたが、結果として**約13GWhの需要抑制量を確保**（2021年1月の累計、概算※）。

※電源I'のDR応動実績（kW）から概算でkWh値を計算したものの

2021年1月の電源I'における需要抑制の全国の発動実績

単位：MW



出典：全国（沖縄電力を除く）の一般送配電事業者（グラフは1/5～1/15のみを記載）

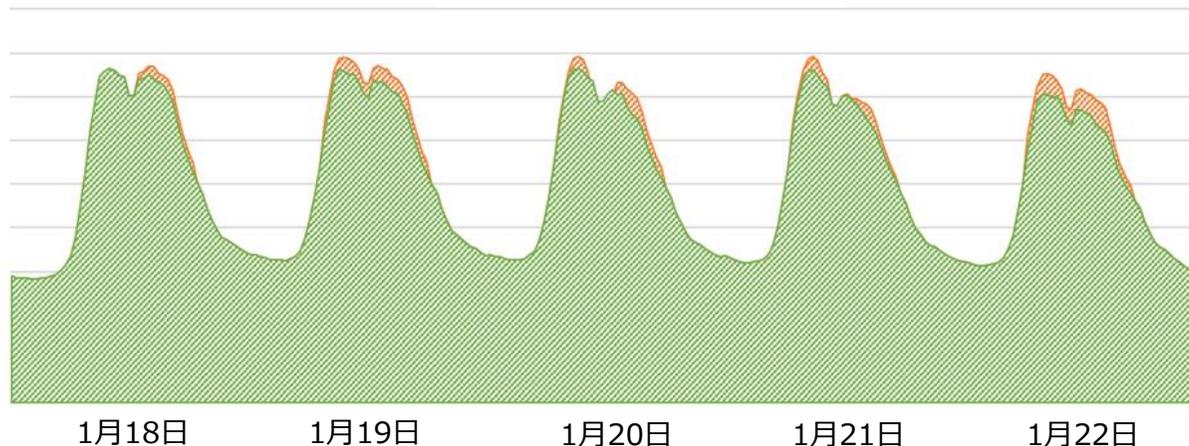
小売電気事業者によるダイヤモンドリスポンス（DR）を促すサービスの取組実績

- 一般送配電事業者が調達するDR以外にも、小売電気事業者が顧客需要家に対して、需要抑制の協力を促し、その協力に対する対価を支払うDRサービスを行う場合がある。
- 例えば、新電力大手エネットは、需要家に対してDRメニューを提供※¹。需要抑制を需要家に要請し、その抑制の対価を需要家に対して支払っている（ペナルティ無し）。
- 本年1月は連日、協力を要請し、最も効果のあった1月18日から22日までにおいては、**最大10時間、約2,200件の需要家の需要が抑制**※²（以下のグラフにおけるオレンジ部分）された。
- 同社の販売電力量に対する**需要抑制量は約0.3%**（2020年1月の同社の販売電力量：約10億kWhに対して、2021年1月の需要抑制量は約300万kWh）であり、仮に、全国で同水準の需要抑制が達成できた場合には、**約2.4億kWhの効果**※³と試算される（2020年1月の全国の電力需要量：約800億kWhの約0.3%）。

2021年1月18日～22日における需要抑制の実績

■ 想定需要 ■ DR後需要

DRサービスに協力した
需要電力（kW）



※1：本取組は、国からの節電要請でない中での、エネット独自の業務用需要家を中心にした節電の取組である。

※2：全ての需要家が連日需要抑制に対応できた訳ではないことに留意が必要。

※3：約2.4億kWhは家庭需要も含めた場合の試算であり、全国的にこの効果が発揮されるとは一概に言えない可能性があることに留意が必要。

DR活用に向けた取組例：容量市場における発動指令電源枠の拡充

第47回制度検討作業部会
(2021年3月1日) 資料3

発動指令電源（DR）の拡充について

- 初回オークションにおいて、発動指令電源の調達量の上限である3%（厳気象対応分と稀頻度リスク対応分）に対して約2.5%の応札があった。
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度変更が望ましいのではないか。
- 一方、昨年度の電源 I' の公募（DRの落札量は約130万kW）と比較すると、初回オークションの落札量はDRも含めて415万kWであり、DRも一定程度伸びていると想定される状況。
- このような状況を踏まえて、現在3%とされている発動指令電源の枠について、増加させる方向（例：4%）としてはどうか。
- 仮に枠を増加させる場合は、まずは拡大する枠に絞って調整係数を詳細化する事としてはどうか。ただし、将来的にはさらに発動指令電源が増えていくことも想定され、発動指令電源全体の調整係数については適切に見直していくこととしてはどうか。

3. オークション結果の集計・公表 (2) 電源等の応札容量

2020年9月
容量市場メインオークション約定結果
(対象実需給年度：2024年度)

12

- 全国の電源等の区分別の応札容量は、安定電源が16,311万kW（94.8%）、変動電源（単独）が451万kW（2.6%）、変動電源（アグリゲート）が24万kW（0.1%）、発動指令電源が415万kW（2.4%）であった。
- なお、発動指令電源は、上限約定量（473万kW）に対し、88%の応札があった。

22

DR活用に向けた取組例：供給計画におけるDRの評価

- 逆潮流アグリゲーションの調整力（電源 I'）としての利用拡大に向けてkW価値の評価方法が課題の一つになっていたが、**DR含め電源 I'に参加するリソースと供給計画に計上されるリソースとについて、ダブルカウントの有無を確認する運用が整理され、2021年度分の供給計画から開始したところ。**

第53回調整力及び需給バランス評価等に関する検討会
(2020年9月3日) 資料 2

至近の供給力の確保状況について

5

- 至近の供給計画や需給検証では、需給状況に十分な余力があると言える状況ではなく、広域的な需給運用、作業停止時期の調整、追加供給力の捻出等によって、必要予備率を確保(供給信頼度を維持)しているところ。
- したがって、逆潮流アグリゲーション等の活用によって、調整力・供給力の創出を行うことは供給信頼度維持の観点から重要であり、その調達を確実なものとするために、今回の逆潮流アグリゲーションの調整力(電源 I')としての利用拡大に向けた検討に合わせて、「逆潮流として供出したkW価値の評価方法についての課題」について、先行的に取り進むことが必要と考えられる。

4-2-3. 供給計画における供給力確保に関する要請について

27

- 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、供給計画の取りまとめの前(2018年12月27日)に「供給計画における供給力確保に関する要請について」を本機関からすべての電気事業者向けに発出し、需要ピーク時を極力避けた設備補修と、小売電気事業者へは可能な限り調達先を確定することを要請した。また、補修計画については、国とも連携し、主要な事業者に対して個別に協力を要請したうえで、ヒアリング等で状況を把握した。

【要請内容】

1. 容量市場が機能するまでの間の供給力を確保し、確保するため、設備補修については夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた計画としていただきますようお願いいたします。
(補修計画については個別にヒアリングを実施させていただきます)
2. 上記分析結果から、調達先未定の供給力の確保が今後難しくなることが予想されるため、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定させよう努めていただきますようお願いいたします。
※供給計画は、小売電気事業者の供給力確保の前提性を、H3発表(有償最大3日平均の需要)に対する予備率1~3%(供給力需要変動が1割(相当)を想定)を確認してください。

出所) 2019年度供給計画とりまとめ 2018年度第3回評議員会資料抜粋
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/190329_kyouyukeikaku_torimatome.html

2020年度 冬季見通し：東京エリアの信頼度リスク分確保について

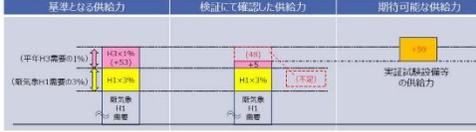
12

- 東京エリアの1月の見直しについて
 - ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
 - ・ 信頼度リスク(N-1相当の事象)を考慮すると、1月に48万kWの供給力が不足
- ↳ 追加で供給力を最大で59万kW見込むことが可能であり、信頼度リスク分を確保できる見通しである。

【追加分】

- 供給計画における需給バランス評価上では供給力として計上している実証試験設備等を供給力として見込む(約59万kW)
- ※東京エリアにおいて出力一定運転等の比較的稳定な出力が確保が予定されている発電機

【イメージ】



出所) 第49回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3抜粋
https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyuu_haifu.html

まとめと今後のスケジュール

13

- 「逆潮流として供出したkW価値の評価方法についての課題」は今回整理した供給力のダブルカウント防止策を実現することで対応可能と考えられるがどうか。引き続き、2022年度向け調整力公募に向けて国と連携して準備を進めていくこととしたい。
- 他方で、調整力・供給力の創出を行うことは供給信頼度維持の観点から重要であり、その調達を確実なものとするために、最新の供給計画においてもダブルカウントの有無を確認することが必要であると考えられるがどうか。供給力計上ガイドラインの見直しなど、2021年度供給計画に向けて、先行して国と連携して対応していきたい。

今後の検討スケジュール案

- これまでの課題を踏まえ、2022年4月から逆潮流アグリゲーション(高圧以上)の電源 I'の公募参加を目指して、以下のスケジュールで残る課題の整理や一般送配電事業者のシステム改修を行うこととしてはどうか。



出所) 第11回ERAB(エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス)検討会 資料4に青字追記
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html

DRの担い手となるアグリゲーターのライセンス制度の構築と活躍機会の拡大

アグリゲーターの活躍機会の拡大について

第9回持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年3月17日) 資料1-1より編集

- 今回の詳細制度設計を経て、アグリゲーターのライセンス制度（特定卸供給事業制度）が2022年度から開始する。これによりアグリゲーターは事業規制を課されることになり、事業規律を自発的に順守することが求められる。
- また、2021年度から需給調整市場の三次調整力②が始まり、アグリゲーターの参入が想定される。
- 今後、アグリゲーターの活躍機会を更に拡大していくために、ライセンス制度開始による状況変化や、三次調整力②の参入・運用状況等を踏まえて、各市場の議論の場において検討を深めていただくこととしてはどうか。

	2020	2021	2022	2023	2024	2025~
市場新設	電源 I'					
	容量市場 初年度入札			容量市場 初年度追加 オークション (必競に於いて実施)	容量市場 初年度運用	
		需給調整市場 三次②開始	需給調整市場 三次①開始			
					需給調整市場 二次/一次開始	
既存制度改定	FIP制度		FIP制度へ移行			
	インバランス制度		kWh精算単価の設定方法変更 需給ひっ迫時の価格決定メカニズムの導入*			
その他関連制度	機器個別計量		機器個別計量開始			
	特定卸供給事業・ 配電事業ライセンス		ライセンス導入			
	次世代スマート メーター				次世代スマメ導入開始	

※2023年度までは需給ひっ迫時のインバランス料金の上限値は200円/kWhという暫定措置を導入予定。2024年度から暫定措置の撤廃（上限価格600円/kWh）の予定。

(参考) アグリゲーターの制御技術の確立に向けた実証等

- 電源I'に加えて、容量市場や需給調整市場等へのアグリゲーターの参入を目指して、実証等を通じて、需要抑制に活用できる分散型リソースの導入拡大や制御技術の確立に向けた支援を実施する。

蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用した 次世代技術構築実証事業 令和3年度予算案額 45.2億円 (新規)

省エネルギー・新エネルギー部
 (1) 省エネルギー課
 新エネルギーシステム課
 03-3501-9726
 (2) 新エネルギーシステム課
 03-3580-2492

事業の内容

事業目的・概要

- 蓄電池等の分散型エネルギーリソース (DER) は、需給ひっ迫時の一般送配電事業者によるデマンドレスポンスへの活用等の実績が出てきており、今後は平時も含め、更なる活用機会の拡大が期待されています。また、FIP制度の導入等を踏まえ、太陽光発電等の再生可能エネルギー (再エネ) の更なる活用に向けた取組拡大や技術向上が必要です。
- そこで、再エネ電気を最大限活用するため、卸電力市場価格に合わせ、電動車の充電時間をコントロールする等の実証を行います。また、多数の再エネやDERを束ね (アグリゲーション)、正確に制御する技術等の実証を行います。
- これらの取組を通じ、DERを活用した効率的な電力システムの構築と、再エネの普及拡大に貢献します。

成果目標

- 本事業は3年間の事業であり、令和3年度は、料金メニューの開発や電動車充電シフトに向けた実証対象拡大、再エネと蓄電池等のDERを組み合わせた需給バランス制御技術の構築等を行います。

条件 (対象者、対象行為、補助率等)



事業イメージ

(1) ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフト実証

- 再エネ電気の供給量に応じた卸電力市場価格に連動して電動車の充電タイミングをシフトする取組を拡大します。
- 小売電気事業者と電動車ユーザーに経済性のある電動車利用支援アプリと小売電気料金メニューの開発を進めます。

(2) 再エネ発電等のアグリゲーション技術実証

- FIP制度の導入等により、更に変動性の高まる太陽光等の再エネと蓄電池等のDERを組み合わせ、需給バランス確保のための発電量予測やリソース制御に必要な技術の実証を行います。
- DERの更なる活用に向け、今後の市場展開を見据え、蓄電池やエネファーム等からの逆潮流・周波数調整機能やIoT技術等も活用した制御技術の実証を行います。



DR活用に向けた取組例：小売電気事業者によるDRを促すサービスの評価

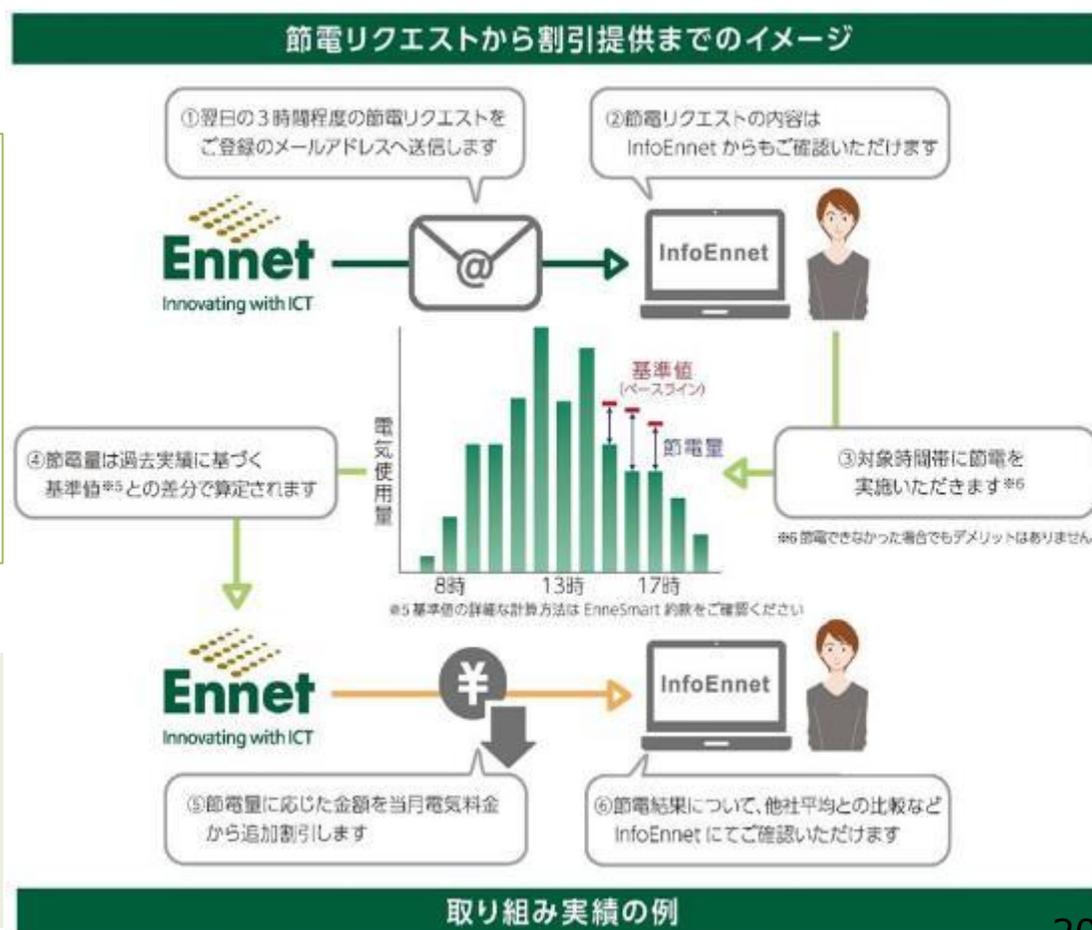
- 今般の厳冬による供給力不足の中、2021年1月、エネットは、電力需給改善のため、顧客に対しデマンドレスポンスサービスの活用を周知。
- 今後、省エネ法関連制度である「エネルギー小売事業者の省エネガイドライン」において、こうした取組を推奨するとともに、エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキーム（ランキング制度）において評価することで、更なる取組を後押ししていく。

■ デマンドレスポンスサービス EnneSmart® 活用による電気料金の割引

- 節電リクエストに応じてタイムリーに節電すると、節電量に応じて電気料金を割引するデマンドレスポンスサービス。
- 節電量を日本卸電力取引所スポット市場の価格高騰時における電力調達の回避やインバランス回避に活用することで、電気料金の追加割引として還元。

● 省エネガイドラインで取組を推奨、ベストプラクティスとして紹介

● エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキームにおいて加点



1. 燃料確保・融通に向けた整理について
2. DRの活用・普及について（需要側対策）
- 3. 電源の退出防止策について**
4. ヘッジ市場の活性化について
5. kWh不足に対するセーフティネットについて
6. 電気事業者の収支等の状況について

本日の論点

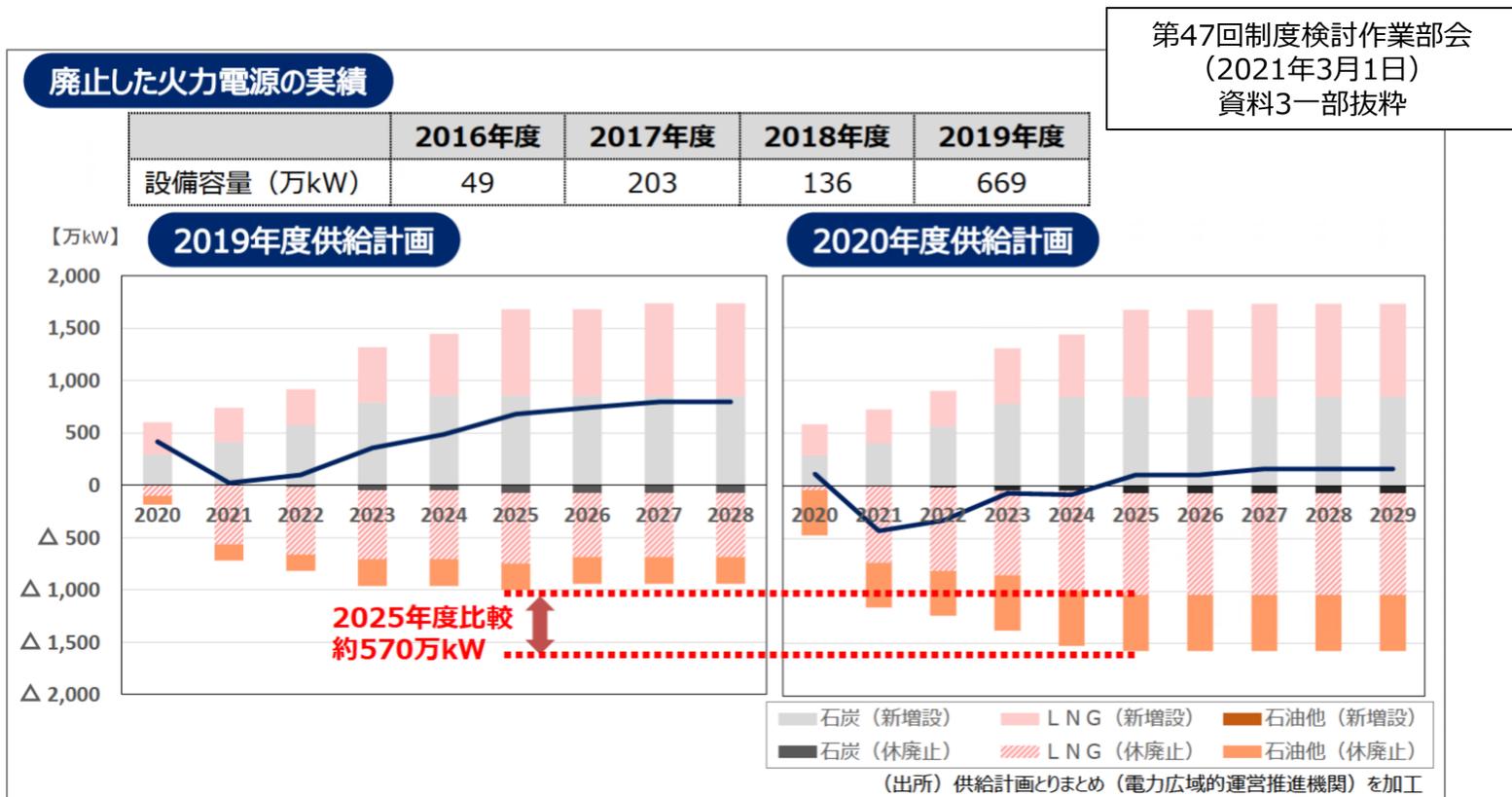
- 前回の本小委において、電源退出今後の検討の方向性を提示したところ、届出制の発電事業に対する規制の在り方について御意見を頂戴したところ。
- 他方、安定供給上、必要な火力等の供給力が足下から退出することへの懸念もあることからどのような対応がとり得るか、本日も引き続き御議論いただきたい。

(参考) 前回小委 (3/10) における御意見

- 事業者が経済合理的に電源退出を決めたものについて退出防止策をとることは、一方的な押しつけにならないか危惧している。
- 退出防止が具体的に何を念頭においているのか分からない。登録も廃止も届出だと思ふ。何らかの防止する規制をかけるというのはわからない。入り口が届け出で、出口で規制をかけるのはアンバランス。

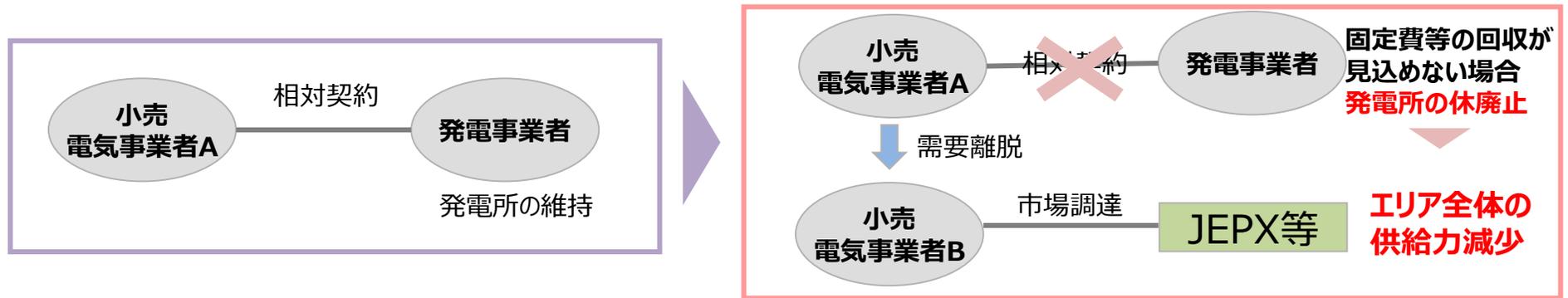
構造的対策：電源の退出防止策について①

- 電力システム改革前は、発電から販売までの「垂直一貫体制」と投資回収を保証する「総括原価方式」により、安定供給が確保されてきた。
- 小売全面自由化や再エネの導入拡大による卸電力取引市場の取引拡大・価格の低下など、電源の投資予見性が低下する事態となり、**発電事業者の投資回収の予見性を高め、中長期的な供給力不足等に対処することを目的に容量市場を創設。**
- しかし、**足下における電源の休廃止は年々増加**しており、容量市場の実需給年度である2024年度までの間も安定供給を確保することが難しくなっている。



構造的対策：電源の退出防止策について②

- 安定供給の確保のため、小売電気事業者が自社需要に見合った供給力の確保義務を負い、一般送配電事業者が電圧・周波数維持義務によりエリア内における需給調整を行い、発電事業者が（一般送配電事業者との間で供給契約を結んでいる場合に）その調整力の原資となる電力の発電義務を負っている。
- こうした中、発電事業者が小売電気事業者より既存の相対契約を解除されるなどにより、卸電力取引市場等では発電所の維持コストの回収が見込めないと判断し、発電所の休廃止を進めるケースが顕在化してきている。
- 毎年度末の供給計画取りまとめや高需要期前の需給検証の中で需給バランスは確認しているが、固定費等の回収が困難なことなどもあり、その直後に複数の発電所の休廃止等の決定がなされ、供給計画変更届が提出されると急な供給力不足も起こりうる。
- 発電・小売・送配電事業者のそれぞれが適切に役割を果たし、安定供給を確保する上で、どのような課題や対応策（現行ルール上の問題点や新たに導入することが望ましいルール等）が考えられるか、御意見を頂きたい。



参考：電気事業法

(供給能力の確保)

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

(電圧及び周波数)

第二十六条 一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

(発電等義務)

第二十七条の二十八 発電事業者は、一般送配電事業者に、その維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いてその一般送配電事業の用に供するための電気を発電し、当該電気を供給することを約しているときは、正当な理由がなければ、発電及び電気の供給を拒んではならない。

(参考) 構造的対策：電源の退出防止策について

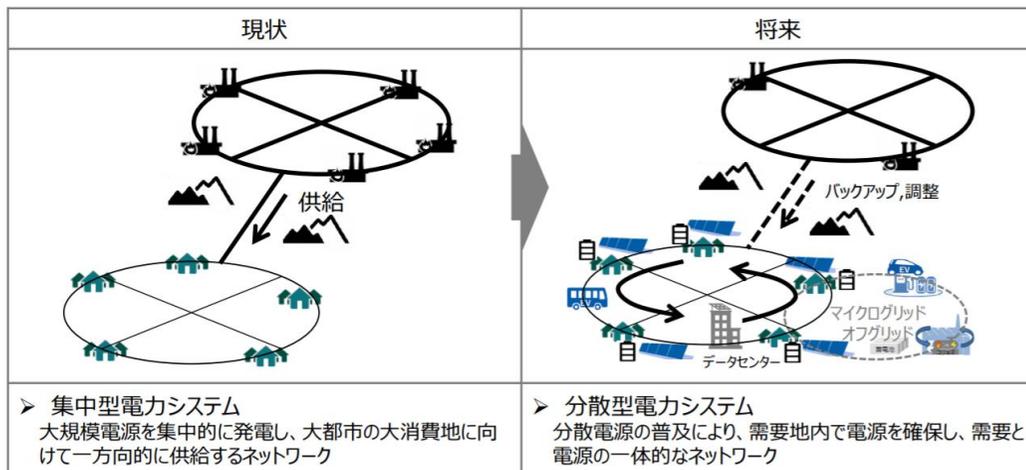
- 電気事業者においては電気事業法第29条に基づき、毎年供給計画を提出することとなっている。発電事業者においては、供給計画の中で発電所の開発・休廃止計画を記載することとなっている。
- 今回、需給状況が厳しい時には、石油火力も設備利用率を上げて対応し、一定の役割を果たしていたが、2014年度からの5年間で約1,000万kWの石油火力が廃止となる等、近年、石油火力の廃止が進んでいることは事実。
- このように、経済合理的な事業者判断の一環として、今後、電源の退出が想定される中で、安定供給の観点から必要な火力等が退出する場合も考え得る※が、こうした電源が経済合理的に維持されるためには、規制・誘導の両面からどのような措置が考えられるか。

※2020年度供給計画において、系統安定上稼働が必要な発電所の休廃止が判明し、潮流調整電源を調達することとなった。

本日の論点

第52回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2020年8月7日) 資料4-2 一部修正

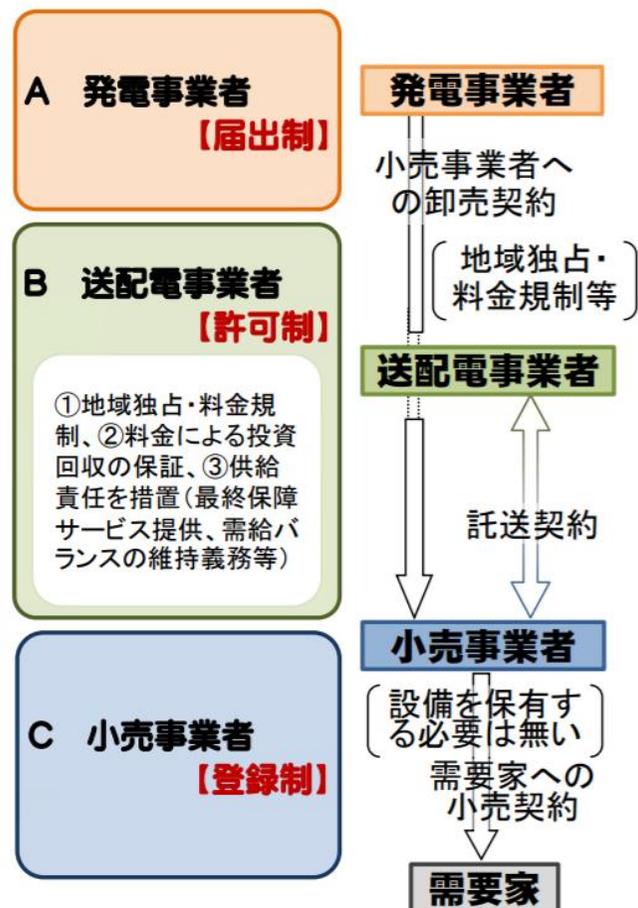
- 東京エリアの京浜変電所154kV系統において、需要地近傍の電源が休止予定となり、流通設備の運用容量超過(熱容量要因)となる可能性が生じることが判明した。
- 上記については個別事象ではあるものの、今後の「再エネ型経済社会」の創造に向けて、「需要と電源の一体的なネットワーク」が増加し、需要地内の電源が休止した場合、今回のような事象が発生する可能性が低いと考えられることから、今回の事象を踏まえ、特筆すべき論点について整理を行ったため、ご議論いただきたい。



(参考) 構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

第31回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月10日) 資料5

- 現状、各電気事業者に求められる義務は以下のとおり。
- 電力システム改革の下で自由化が進む中、電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、改めて各電気事業者にかかる責任等について考えることとしてはどうか。



◆発電事業者

- ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
- ② 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）

◆一般送配電事業者

- ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
- ② 送配電網の建設・保守を義務付け
- ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
- ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることを防ぐよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
- ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け

◆小売電気事業者

- 需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）
※参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。

(資料) 2014年月資源エネルギー庁説明資料を加工

1. 燃料確保・融通に向けた整理について
2. DRの活用・普及について（需要側対策）
3. 電源の退出防止策について
- 4. ヘッジ市場の活性化について**
5. kWh不足に対するセーフティネットについて
6. 電気事業者の収支等の状況について

本日の論点

- ヘッジ市場の活性化に向けては、制度設計専門会合等において、先物市場・先渡市場・BL市場等のヘッジ手段の利用拡大に向け、政策的に取り組むべき事項の検討が行われているところ。
- 本日は、**株式会社enechain**から、先物市場の立会外取引や、相対契約の現物先渡取引の仲介等のサービスの概要や、**ヘッジ取引活性化に向けた課題**について御説明いただいた。
- 上記の内容も踏まえ、個別のヘッジ市場に係る検討事項に限らず、**電気事業者によるリスク管理を進めていく観点から考えられる課題**について、幅広く御議論いただきたい。

(参考) 制度設計専門会合における検討状況

第58回 制度設計専門会合 (2021年3月24日) 資料4 - 1 より抜粋

本日まで議論いただきたいこと

- 本日は、先物市場について、東京商品取引所 (TOCOM) 及び European Energy Exchange (EEX) より、以下の点についてご説明をいただく。
 - ✓ 先物市場の概要
 - ✓ 先物市場における今冬の取引について
 - ✓ 取引拡大に向けた課題 等
- その上で、先物市場・先渡市場・BL市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的にどのような取り組みを行うべきかについてご議論をいただきたい。
- なお、今般の価格高騰を踏まえ、相対取引や先物・先渡市場取引等のヘッジ取引の状況及び取引ニーズ等について、JEPX・TOCOM・EEXとも関係して、基本的に全会員を対象とした事業者への実態調査を実施することとしてはどうか。
- 先渡市場について、上記の取引ニーズを踏まえて、商品設計等 (※) を検討することとしてはどうか。

※例えば、夏・冬の需要期に合わせた3ヶ月商品等におけるシングルプライスオークションの導入等について、検討の余地があるか。

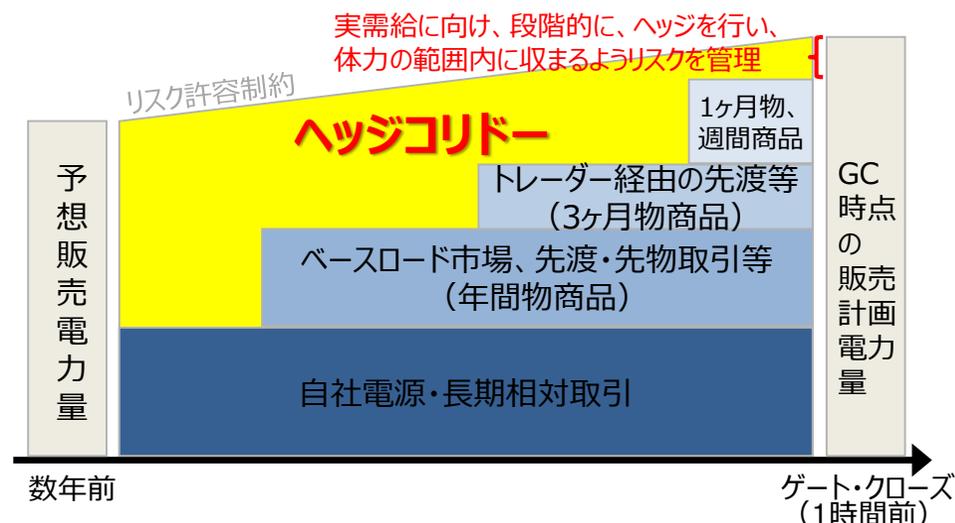
電力市場における段階的なリスク管理の考え方①

- 市場価格の高騰は小売電気事業者にとって、下落は発電事業者にとって、リスクとなる。
- 需要家に対し、安定的な電力サービスを継続する観点から、電気事業者の経営の安定は極めて重要であり、電気事業者が、それぞれの経営体力を上回るリスクを抱えながら経営を行うことは望ましいとは言えない。
- 例えば、諸外国では、電気の商品の特徴も踏まえ、時系列とともに、市場調達に必要な量をヘッジコリダーの中で段階的にヘッジしていくというリスク管理が行われている例がある。
- こうした事例も踏まえつつ、電気事業者は、それぞれリスクを可視化し、管理していくことが求められるのではないか。

発電事業者のリスク管理イメージ



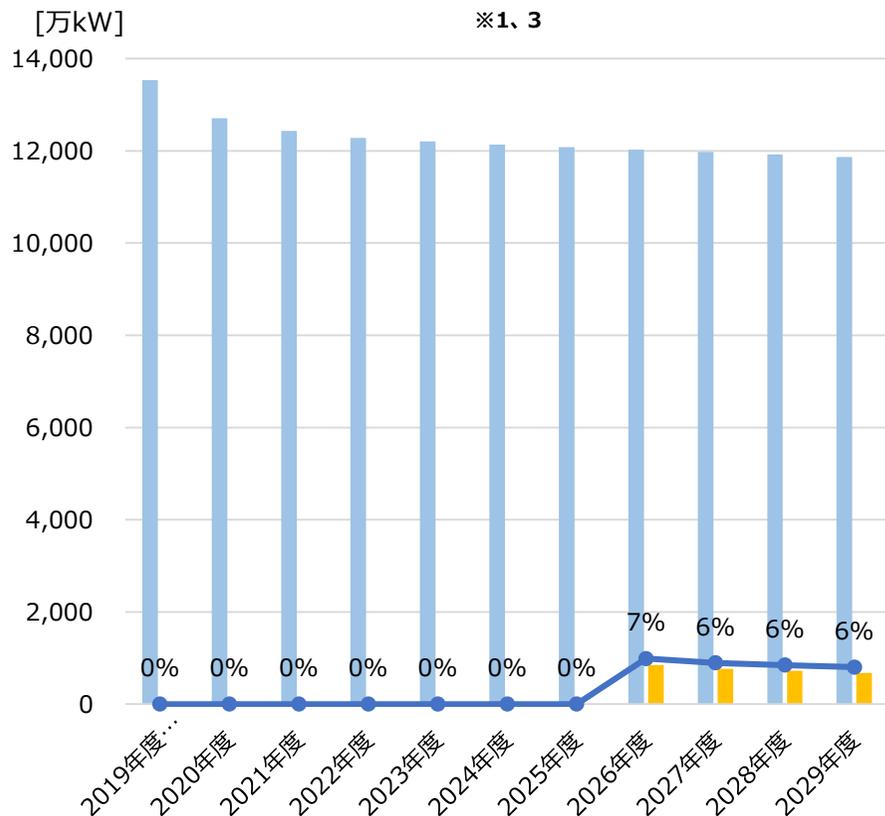
小売事業者のリスク管理イメージ



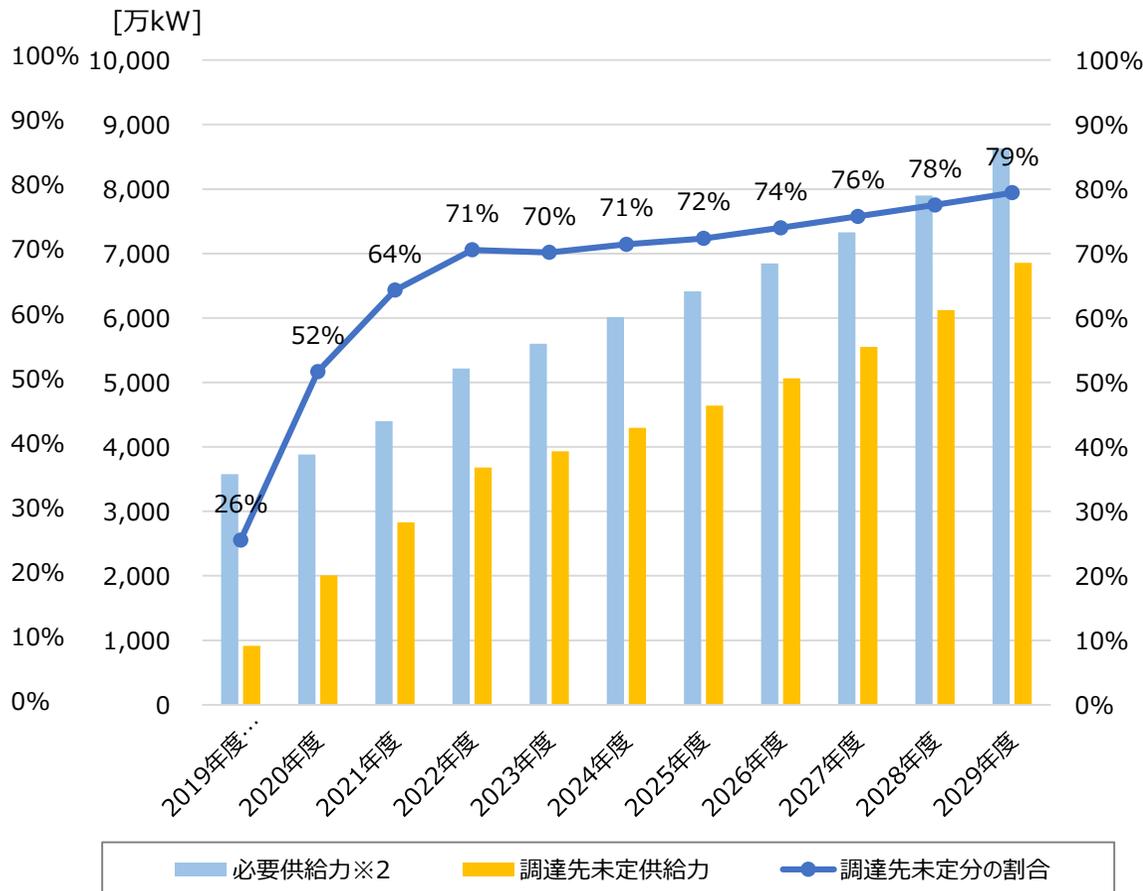
(参考) 小売電気事業者の供給力調達状況

- 2020年度供給計画に基づく小売電気事業者の供給力調達状況は下記のとおり。

小売電気事業者（旧一電のみ）の調達先未定供給力



小売電気事業者（新電力のみ）の調達先未定供給力※1



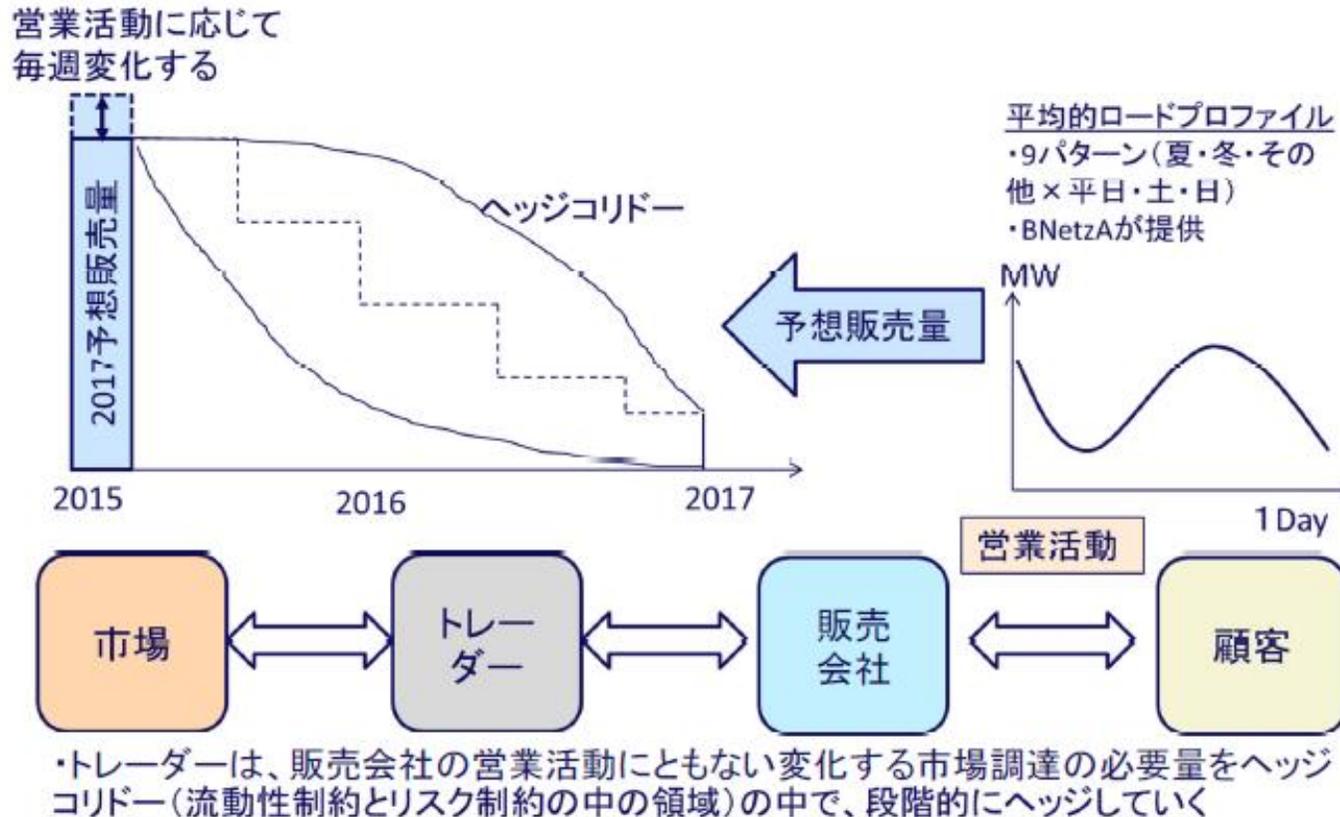
※1 調達先未定：相対契約を締結していないもの（卸電力取引市場からの調達、相対契約期間満了分）（卸電力取引市場からの調達のうち、先渡市場やベースロード市場からの調達は含まない）

※2 必要供給力：小売電気事業者に義務付けられている需要×101%（予備率1%）の供給力

※3 「必要供給力」を「確保済供給力」が上回る場合は、調達先未定は0とする。

(参考) 電力市場における段階的なリスク管理の事例 (研究事例)

- 例えば、販売会社の2017年の小口顧客向け予想販売量が10TWhであったとき、トレーディング会社のトレーダーは受渡しまでの間に、その予想量を小分けにし、時間を掛けて先物を購入することで、段階的にヘッジをしていく。
- ただし、段階的といっても市場流動性制約とリスク許容制約にはさまれた領域 (ヘッジコリドー) 内で、自信の相場観を組み合わせ、平均的でありつつも、より安い価格での受け渡しができるタイミングでヘッジ・ポジションを積み上げることが求められる。
- 発電会社の場合は基本的に売りヘッジ (電力先物の売り) であったのに対し、販売会社の場合は買いヘッジ (電力先物の買い) であるという違いはあるものの、ヘッジコリドー内で段階的にヘッジをしていくのは、発電会社のアウトライイト電源のフォワード・ヘッジと同じ考え方である。
- また、販売会社の営業活動により、ヘッジ戦略で想定している予想販売量そのものが変化するため、ヘッジ戦略の具体的内容は毎週見直されている。



(出典)「欧州における電力・燃料
トレーディングと市場リスク管理
の実践事例」(2015年
10月, 電力中央研究所)

電力市場における段階的なリスク管理の考え方②

- こうした議論を行う際、電気事業者からは、①取引機会が不十分、②ヘッジ会計の課題がある、③証拠金や預託金が高い、等の声が寄せられる。
- これらの課題については、以下のように考えられるがどうか。
- また、こうした電気事業者によるリスク管理を進めていく観点から、先物・先渡市場の活性化に向け、更に制度的な課題として、どのようなものが考えられるか。

事業者の意見

①先物・先渡市場の取引機会が不十分



リスク管理手法の現状と今後の対応方針

- 2019年9月に**TOCOM**で、2020年5月に**EEX**で、先物に係る取引やクリアリングサービスが開始。
- **ベースロード市場**では、多くの売れ残りが発生していることに加え、2021年度以降、**オークション時期の見直し**を検討。
- 取引所取引のみならず、**トレーダー等による相対取引**の機会も存在。

②先物市場に参加するに当たり、ヘッジ会計の課題がある



- 上述のベースロード市場や先渡市場の活用に加え、**トレーダー経由の取引**でも、先物商品だけでなく**先渡商品を提供**。

③先物市場の証拠金やベースロード市場の預託金が高い



- トレーダー経由の取引を行う場合、**証拠金は不要**。
- **ベースロード市場**について、2021年度オークションから**預託金の引下げ**を検討。

2020年度オークションの結果概要

- 2020年度オークションは、**売り入札量23,035.0MW**（年間換算量で約2,017.9億kWh）**に対し、買い入札量は6,381.7MW**（年間換算量で約559.0億kWh）と、**約28%の入札割合**であった。そのうち**約定量は332.1MW**であり、**買い入札量の約5%**であった。
- 他方、**約定価格は前年度と比較し約2～3円/kWh低下**していた。これはBL市場の価格水準の参考となる**スポット市場の価格下げ幅（2018年度以降で約2～2.5円/kWh）を若干上回る水準**となっている。

▶ オークション約定量

	2019年度取引（カッコ内は年間換算量）			2020年度取引（カッコ内は年間換算量）		
	売り入札量	買い入札量	約定量	売り入札量	買い入札量	約定量
北海道	711.6MW (62.3億kWh)	298.6MW (26.2億kWh)	27.8MW (2.4億kWh)	922.0MW (80.8億kWh)	232.5MW (20.4億kWh)	11.6MW (1.0億kWh)
東日本	10,261.6MW (898.9億kWh)	4,094.7MW (358.7億kWh)	308.6MW (27.0億kWh)	10,786.2MW (944.9億kWh)	3,637.3MW (318.6億kWh)	107.7MW (9.4億kWh)
西日本	10,298.5MW (902.1億kWh)	2,993.3MW (262.2億kWh)	197.9MW (17.3億kWh)	11,326.8MW (992.2億kWh)	2,511.9MW (220.0億kWh)	212.8MW (18.6億kWh)
総計	21,271.7MW (1,863.4億kWh)	7,386.6MW (647.1億kWh)	534.3MW (46.8億kWh)	23,035.0MW (2,017.9億kWh)	6,381.7MW (559.0億kWh)	332.1MW (29.1億kWh)

▶ オークション平均約定価格（円/kWh）

商品エリア	2019年度取引※1	2020年度取引※1
北海道	12.43	8.92
東日本	9.71	7.50
西日本	8.62	6.22

各エリアにて約2～3円/kWhの低下

▶ 年間平均スポット価格（円/kWh）

2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度※2
8.5	9.7	9.8	7.9	5.3

約2～2.5円/kWhの低下

※1 各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を算出

※2 オークション直近月となる2020年4月～11月の平均スポット価格

1. 燃料確保・融通に向けた整理について
2. DRの活用・普及について（需要側対策）
3. 電源の退出防止策について
4. ヘッジ市場の活性化について
5. **kWh不足に対するセーフティネットについて**
6. 電気事業者の収支等の状況について

本日の論点

- 前回小委では、今回直面した課題への対応策について、具体的な方向性を提示。
- 本日は、kWh不足に対するセーフティネットの仕組みに係る2021年度中の暫定措置のうち、次回以降引き続き議論することとなっていた下記の内容について、御議論いただきたい。

②緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- 暫定的なインバランス料金の適用条件
- 暫定的なインバランス料金の上限価格

(参考) 前回小委 (3/10) における御意見

< kWh不足に対するセーフティネットについて >

(適用条件について)

- 適用条件における「売り札切れ」というケースに賛成。売り札の定義は適切に整理されている。
- 資料に記載のとおり、売り札切れを要件にする必要があるのか。
- kW不足でないが、kWh不足である場合を暫定措置の対象にするという案だが、これ以外の場合も対象に含める必要はないのか。
- 予備率3%以下の場合を除外すべきか。長期的には除外することで問題ないと思うが、暫定措置としては範囲を広げてもいいのでは。

(上限価格について)

- DR確保のインセンティブを妨げない観点から、kWh価格とkW + kWh価格との中間で考えていくことに賛成。
- 今後具体的なデータを見て議論が必要だが、DRを阻害しない範囲でという前提で事務局案に賛成。
- インバランス料金上限の具体的な数値として、200円/kWhは意味がない。一方で45円/kWh付近も不安。今冬でも自家発電等で60円/kWh程度の価格はあったはずであり、こうした電源が出てこなくなるような価格は問題。
- インバランス料金の上限値は45円/kWhが合理的だと考えている。暫定措置は速やかに判断いただきたい。

< インバランス料金確報値の公表について >

- インバランス料金単価の速報値と確報値の差が大きい。α算定が間接オークションやグロス・ビディングの価格に引っ張られている可能性もある。速報値・確報値の乖離やインバランス料金の妥当性について早急に検討してほしい。
- インバランス確報値と速報値の乖離は、決算において不確定要素が残ってしまうおそれがある。今後、こうした議論において、電気事業者、需要家だけでなく投資家からの視点も考慮してほしい。

② 緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- 2022年度からは、インバランス料金が、需給調整市場価格を基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組みとなり、また、2024年度からは更に容量市場の運用が開始され、必要な供給力の確保や、実需給の価値を反映したインバランス料金の形成に資する制度の整備が予定。前回小委では、2022年度以降、こうしたインバランス料金制度が市場のセーフティネットとして機能するのではないかとこの点について、御議論いただいた。
- 他方、2021年度中においては、
 - 調整力価格や「上げ余力」によるインバランス料金算定に係るシステムが未整備であることに加え、
 - 例えば予備率における揚水制約や火力発電の燃料制約の扱いが十分に考慮されていない等、一般送配電事業者の「上げ余力」の考え方に係る整理が必要であることから、2022年度と同様のインバランス料金制度を導入することは困難であり、別途暫定的な措置を検討することが必要。

短期対策

① 暫定的なインバランス制度

⇒詳細：②-1～②-4

② 市場参加者が必要な情報にアクセスできる仕組みの整備

⇒詳細：②-5

中長期対策

① インバランス料金における補正料金算定インデックスの分析・検討

※第57回制度設計専門会合事務局資料（抜粋）

「次回以降、この「補正インバランス料金算定インデックス」が今回の需給ひっ迫期間においてどのような値となっていたか分析し、現行の案で適当かどうか分析を行う。」

② 小売電気事業者の供給能力確保義務の在り方の検討

※第57回制度設計専門会合における委員発言（抜粋）

「小売事業者が今ある供給能力確保義務を果たすため、高いインバランスを避けるために、スポット価格が上昇したという今回の事象を考えると、インバランスの価格自体が、調整力の電源の費用（略）にリンクするものであり、かつ、インバランス発生自体は小売事業者がとがめられることなく、インバランスの精算という形でクリアすることで認められれば、このようなこのパニックは防げるのかな、と思います。（略）私はあくまで需給はしっかり足りるということが、条件として整備された上で、インバランスを小売事業者が出してもいいのではないかと聞いたかった。その条件というのは、おそらく容量市場がしっかり整備されて、容量としてはしっかり足りているということ。また、今回の話は、kWhも燃料も確保されているということが条件であって、容量市場のため、あるいはkWhをしっかりと確保するために、小売事業者もそのために一定の負担をしていく、そういった条件であり、最終的な需給は足りるのであれば、インバランスが発生するのをそこまで激しく、ぎりぎりまで責任を負うというのは違っているのではないかと考えている。」

② - 1 緊急時対策：暫定的なインバランス料金に係る基本的な考え方

- 2021年度の暫定措置については、2022年度以降のインバランス料金制度（需給調整市場価格を基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組み）を見据えつつ、現時点では「上げ余力」の算定が困難であること等も踏まえ、別の方法で条件や価格を設定することが必要。
- 電取委における分析を前提とすれば、「上げ余力」が一定以上確保されている場合であっても、kWhが不足する場合には、「燃料の先使い」等により、一定期間、逼迫状況が継続するおそれがある。
- このような場合には、一部のコマでkWを確保するだけでなく、限りあるkWhを全国大での燃料在庫の状況や将来の燃料制約等を加味して効率的に運用することが重要であり、電力広域的運営推進機関による広域融通や、一般送配電事業者による調整力運用等が安定供給確保において大きな役割を果たすと考えられる。
- 一方、BG側においても、一定期間需給逼迫が継続する場合には供出可能なDRリソースに限りがある一方で、DR等の需要抑制が積極的に行われることが重要。
- このため、2021年度の暫定的な措置として、
 - ① 「上げ余力」が一定以上あるにもかかわらず、kWhが不足すると認められる条件下では、
 - ② 小売電気事業者によるDRリソース確保等のインセンティブを削がない範囲内で、買い入札価格の上昇を抑止する観点から、一定のインバランス料金を暫定的な上限値として設定することとしてはどうか。
- なお、今般の措置はあくまで暫定的な措置とし、2022年度以降のインバランス料金制度におけるこうしたセーフティネットの在り方については、電取委において議論が進められることが期待される。

kWh不足に対するセーフティネットの仕組みに係る前回小委での御議論

- 前回小委において、暫定的なインバランス料金の適用条件として、**「予備率（kWベース）が3%より大きいにも関わらず、1日当たり一定のコマ数以上（例えば20コマ以上）で売り札切れ※となった日」**という案を提示させていただいた。

※全国での売り入札量から約定総量を控除した売れ残り量が約定総量の一定割合以下（例えば1%以下）である場合

- これに対し、委員・オブザーバーからは、こうした要件が合理的であるとの御意見を頂いた一方で、**「売り札切れ」でない場合は、市場における供給力に余裕があるため、価格高騰の蓋然性が低い**ことから、**「売り札切れ」の条件設定は不要ではないか**、との御指摘を頂いたところ。
- この点、御指摘のとおり、
 - 電気の価値は、「売り札切れ」の場合に相対的に高く、売り札が十分にある場合に相対的に低いと考えられるにもかかわらず、
 - 「売り札切れ」の場合に相対的に低いインバランス料金を、売り札が十分にある場合に200円/kWh等、相対的に高いインバランス料金を設定することは、市場への誤ったシグナルとなるおそれがある。
- また、新電力等からは、今冬の市場価格高騰に対し、「でんき予報」で示されている**予備率が高いにもかかわらず市場価格が高騰した**ことについて疑問が示されているところ。
- このため、これらの御意見も踏まえ、今回、改めて事務局案を提示の上、御審議いただきたい。

(参考) ② - 2 緊急時対策：適用条件① kWhが不足すると認められる場合

- 今冬においては、12月下旬～1月下旬の間の多くのコマにおいて、全国での売り入札量から約定総量を控除した売れ残り量がゼロとなっていた。
- このような市場環境においては、先々のコマのために確保しておいた燃料の先使い等により、スポット市場投入可能量に影響が生じる可能性が想定される。
- このため、暫定的なインバランス料金の適用条件におけるkWh不足の考え方については、コマ毎に評価するのではなく、1日毎に評価することとしてはどうか。
- 上記を踏まえ、暫定的なインバランス料金の適用条件におけるkWh不足の考え方については、今冬や今冬以前の売り入札に係る実績（→P55及びP56参照）も踏まえ、「1日当たり一定のコマ数以上（例えば20コマ以上）で売り札切れ※となった日」を対象とすることが考えられるのではないか。
※全国での売り入札量から約定総量を控除した売れ残り量により計算する。なお、一部の特異な入札の影響により、事実上の売り札切れであるにもかかわらず、売れ残り量自体はゼロとならない可能性もあるところ、今般の暫定的なインバランス料金の趣旨を踏まえると、こうした一部の入札の影響により適用条件が左右されるべきではないと考えられることから、本暫定措置の適用条件における「売り札切れ」の考え方については、「売れ残り量が約定総量の一定割合以下（例えば1%以下）である場合」を対象とすることとしてはどうか。
- 他方で、市場に売り札が残っている状況では、上記の「売り札切れ」の場合よりも価格高騰の蓋然性が低いと考えられるところ、こうした条件設定の必要性について、どう考えるか。

(参考) 予備率とスポット市場価格との関係に係る議論の状況①

第57回 制度設計専門会合 (2021年3月2日) 資料5-1より抜粋

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット価格の動きとの関係

- 一般送配電事業者は、広域機関の「送配電等業務指針」及び資源エネルギー庁の「系統情報の公表の考え方」に基づき、いわゆる「でんき予報」の中で、**ピーク時予備率等を公表**している。
- 今般のスポット価格が高騰した期間において、この予備率が比較的高いにも関わらず売り切れとなった日もあったことから、その分析が必要との指摘があったところ。

一般送配電事業者が「でんき予報」で公表している情報

a. 翌日予報

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- **ピーク時予備率**・使用率 等

b. 当日予報・実績

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- **ピーク時予備率**・使用率
- リアルタイム需要実績 (5分間値、1時間値) 等

各一般送配電事業者等の予備率の算定方法

$$\text{予備率} = \frac{\text{対象コマのエリア供給力} - \text{対象コマのエリア需要}}{\text{対象コマのエリア需要}}$$

【参考】第54回制度設計専門会合 (2021年1月) における委員等からの意見

- 予備率と燃料制約の関係が議論されるべき。(岩船委員)
- 予備率回復のタイミングで市場供出されなかったメカニズムの解明を。(竹廣オブザーバー)

(参考) 予備率とスポット市場価格との関係に係る議論の状況②

第57回 制度設計専門会合 (2021年3月2日) 資料5-1より抜粋

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット市場の状況との関係

- スポット市場において売り切れが発生したコマについて、一般送配電事業者が公表する予備率の数値がどのようであったかを分析したところ、以下の通りであった。
- 売り切れが発生したコマの中には、予備率が20%以上といった比較的高いコマもあった。

予備率ごとのコマ数 (2020年12月1日～2021年1月31日)

予備率(9エリア合計)	コマ数	左記のうち 売り切れのコマ数(※)
～5%	0	0
5%～10%	78	69
10%～15%	351	265
15%～20%	632	333
20%～25%	684	274
25%～	1231	204
合計	2976	1145

(※) 東京エリア・関西エリア・九州エリアのエリアプライスがすべて20円以上であったのコマ

【論点①】暫定的なインバランス料金上限値の適用条件

- これまでの議論のとおり、現行の各社の「でんき予報」は、ピーク時のkWに注目して情報発信がなされており、kWhベースの情報が必ずしも反映されていない。このため、「でんき予報」で示されている予備率が高いにもかかわらず、市場価格が高騰したことについて、疑問が示されることとなった。
- 「でんき予報」上の予備率に余裕があるにもかかわらず、市場価格が高騰する事象は、①市場参加者にとって予見することが難しく、②かつ、kWh不足によるものである蓋然性が高いと考えられる。
- このため、市場参加者が一定程度予見可能な形で、kWh不足時のセーフティネットを構築する観点からは、**暫定的なインバランス料金の適用条件を、「でんき予報」上の予備率に一定程度余裕があること**とすることが考えられるがどうか（逆に、そうでない場合は上限価格200円/kWhを適用。）。
- 具体的には、①全事業者が可能な限り早く入手できる情報であることが望ましいこと、②現行の「でんき予報」がエリア単位であること、③他方で、1エリアのみの評価では、電源トラブル等の異常値の影響を受け得ること、④2022年度のインバランス料金制度における補正料金算定インデックスでは、広域予備率3%となる場合に200円/kWhという価格が設定されていること等を踏まえ、**前日夕方時点の「でんき予報」の予備率（使用率ピーク時）※に基づき、以下のインバランス料金上限価格を適用すること**としてはどうか。

（1）複数エリアで予備率が3%以下となる場合：200円/kWh

（2）それ以外の場合：論点②の暫定的な料金

- なお、この数値はあくまで上限値であり、実際にはこの価格以下となる。
- これを今冬の実績に当てはめると、**1/8、9、12、13、19の5日間で上限値が200円/kWh、それ以外の日では別途定める上限値となり**（次頁参照）、前回小委で提示した事務局案（「売り札切れ」要件に当てはまらない1/17及び予備率3%以下の場合に上限値200円/kWh）に比べ、**より適切に需給状況を反映した条件設定になると考えられるが、どうか。**
- また、市場参加者においても、「でんき予報」が基準となることで、市場価格の予見性が高まると考えられる。市場参加者においては、前日夕方の「でんき予報」に基づき、時間前市場を通じた調整やDRの活用等を実施することにより、系統全体の需給改善に貢献することが期待される。

※別途「でんき予報」の情報拡充が予定されているところ、本暫定的なインバランス料金上限値の中で活用され得る情報拡充があれば、今後、本暫定措置での活用を検討する

(参考) 「でんき予報」における各日使用率ピーク時の予想予備率 (前日夕方時点)

日付	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021/1/1	11%	8%	14%	22%	7%	18%	12%	14%	18%	59%
2021/1/2	19%	11%	11%	20%	8%	18%	12%	32%	14%	54%
2021/1/3	19%	7%	4%	20%	17%	22%	10%	25%	16%	66%
2021/1/4	25%	6%	11%	20%	14%	13%	8%	12%	12%	54%
2021/1/5	24%	11%	9%	20%	7%	11%	10%	19%	10%	55%
2021/1/6	22%	3%	5%	15%	8%	4%	7%	7%	7%	50%
2021/1/7	17%	9%	6%	11%	7%	6%	3%	4%	6%	45%
2021/1/8	17%	7%	6%	8%	4%	3%	2%	3%	2%	37%
2021/1/9	11%	8%	10%	11%	2%	3%	2%	8%	4%	36%
2021/1/10	20%	12%	16%	22%	5%	4%	3%	9%	4%	39%
2021/1/11	23%	11%	7%	17%	4%	10%	3%	13%	4%	51%
2021/1/12	20%	4%	5%	4%	3%	4%	3%	3%	4%	46%
2021/1/13	22%	9%	10%	11%	5%	3%	5%	3%	4%	48%
2021/1/14	26%	12%	13%	15%	4%	9%	3%	4%	9%	49%
2021/1/15	25%	12%	11%	16%	5%	11%	5%	3%	8%	51%
2021/1/16	24%	11%	18%	18%	9%	13%	8%	4%	15%	39%
2021/1/17	21%	14%	13%	18%	5%	11%	12%	7%	10%	37%
2021/1/18	23%	7%	8%	10%	3%	8%	7%	4%	4%	37%
2021/1/19	18%	8%	9%	8%	3%	3%	6%	5%	4%	48%
2021/1/20	20%	7%	10%	12%	6%	6%	7%	5%	5%	38%
2021/1/21	19%	12%	11%	18%	5%	11%	9%	7%	11%	43%
2021/1/22	19%	11%	11%	16%	8%	8%	11%	7%	13%	40%
2021/1/23	29%	10%	11%	15%	7%	9%	9%	8%	13%	40%
2021/1/24	29%	12%	7%	23%	9%	16%	9%	10%	10%	44%
2021/1/25	28%	14%	18%	19%	9%	15%	9%	7%	8%	50%
2021/1/26	29%	15%	14%	17%	13%	14%	9%	9%	10%	36%
2021/1/27	31%	23%	16%	15%	11%	16%	9%	10%	10%	36%
2021/1/28	30%	17%	13%	14%	10%	15%	11%	11%	13%	47%
2021/1/29	30%	11%	15%	11%	9%	12%	10%	8%	8%	45%
2021/1/30	25%	16%	17%	13%	9%	16%	9%	17%	9%	38%
2021/1/31	31%	17%	24%	20%	5%	17%	12%	25%	16%	45%

(参考) 今冬において売り札切れとなったコマ数等の状況

第31回 電力・ガス基本政策小委
(2021年3月10日) 資料5より抜粋

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格	年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
12/16	8	23	20.35	45.26	1/6	47	48	79.38	100
12/17	0	13	24.30	59.99	1/7	36	48	89.82	103.01
12/18	6	17	24.66	60.5	1/8	19	48	99.90	120.02
12/21	0	1	14.72	40	1/9	41	44	91.69	121
12/23	0	2	11.53	30	1/10	28	38	90.46	150
12/24	0	4	17.27	35.1	1/11	37	48	117.39	170.2
12/25	3	8	14.65	30.1	1/12	7	45	150.25	210.01
12/26	13	29	35.83	75.1	1/13	19	46	154.57	222.3
12/27	13	36	25.84	75.1	1/14	6	46	127.51	232.2
12/28	4	41	30.82	80	1/15	3	48	127.40	251
12/29	0	34	20.17	50	1/16	0	32	48.51	100.01
12/30	14	38	29.38	69.99	1/17	0	17	34.97	101.01
12/31	23	39	28.69	50	1/18	0	42	77.20	200
1/1	22	35	30.15	66.84	1/19	2	48	97.62	200
1/2	20	41	32.83	60	1/20	5	45	97.62	200
1/3	0	37	37.66	65	1/21	15	40	77.90	200
1/4	9	47	48.52	80	1/22	1	28	62.71	190
1/5	35	48	62.41	85	1/23	2	11	29.14	60

(参考) 需給状況に関する情報の公表について

系統情報の公表の考え方（平成31年4月、資源エネルギー庁電力・ガス事業部）（抜粋）

③ 需給状況に関する情報

東日本大震災後の需給のひっ迫状況を踏まえ、リアルタイムで需給状況を把握することへの要望は大きく高まることとなり、「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」（平成24年4月3日閣議決定）においても、事業者・需要家の意見を踏まえつつ、系統全体の需給状況についてリアルタイムに近い形で情報提供が進むよう検討することとされている。これを踏まえ、一般送配電事業者各社においていわゆる「でんき予報」の中で、エリア需給に関する以下の情報についてウェブサイト上に掲載されている。加えて、電力広域的運営推進機関においても需給情報の公表を行っていくことが重要である。

<でんき予報で公表している情報>

a) 翌日予報

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- ピーク時予備率・使用率 等

b) 当日予報・実績

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- ピーク時予備率・使用率
- リアルタイム需要実績（5分間値、1時間値） 等

【論点②】暫定的なインバランス料金の上限值

- 前回小委において、暫定的なインバランス料金の上限值については、**45円/kWh～200円/kWhの間で検討する案**を提示させていただいた。これに対し、委員・オブザーバーからは、
 - セーフティネットの趣旨を踏まえると、**200円/kWhに近い価格は不相当**との御意見の一方で、
 - **DR確保のインセンティブを妨げないという観点が重要**との御指摘を多数頂いたところ。
- 特にDRについて、今冬のように、**燃料の制約によりkWhが不足する場合には**、供給力が不足するまさにその瞬間のコマの需要抑制でなくとも、その前後の時間帯も含め、ライフスタイルや生産活動に応じた需要抑制でも十分に効果が期待できる点で、**kW不足時のDRとは性格が異なる**と考えられる。
- こうした観点からは、例えば、前回小委で提示したように、今冬、関西エリアで**合計76時間電源I'が発動**したところ（全エリアで最長）、電源I'のkW価格+ kWh価格（各エリア最高価格の全国平均）について、76時間の発動を想定してkWh単価に割り戻すと、81.8円/kWhとなる。
- このため、上記価格を参照し、**暫定的なインバランス料金の上限値は80円/kWhとすることとしてはどうか。**
- このようなセーフティネット措置を講ずることにより、200円/kWhを超えるような市場価格の形成や、500円/kWhを超えるようなインバランス料金（確報値）の発生を防ぎ、**市場参加者の事業予見性確保につながると考えられるのではないか。**
 - なお、論点①で御提案した条件に基づき、仮に今冬のインバランス料金実績にこれらの上限値を適用した場合※、1月のインバランス料金の平均値は、**55.3円/kWh**となる。

※インバランス料金実績値（スポット・時間前市場加重平均価格にα値を乗じた価格。以下同じ。）が200円/kWhを超えるコマについて、一律200円/kWhとして計算した上で、論点①の適用条件に基づき上限値が80円/kWhとなるコマであって、インバランス料金実績値が80円/kWhを超えるコマについて、一律80円/kWhとして計算したもの。実際には、市場参加者は、こうしたセーフティネットも踏まえた市場行動を行うと考えられるため、このとおりの額となるわけではない。

(参考) 今回の価格高騰期間における電源 I 'の発動状況

第55回制度設計専門会合（2021年2月5日）資料4より一部抜粋

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日~22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源 I 'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

1. 燃料確保・融通に向けた整理について
2. DRの活用・普及について（需要側対策）
3. 電源の退出防止策について
4. ヘッジ市場の活性化について
5. kWh不足に対するセーフティネットについて
6. **電気事業者の収支等の状況について**

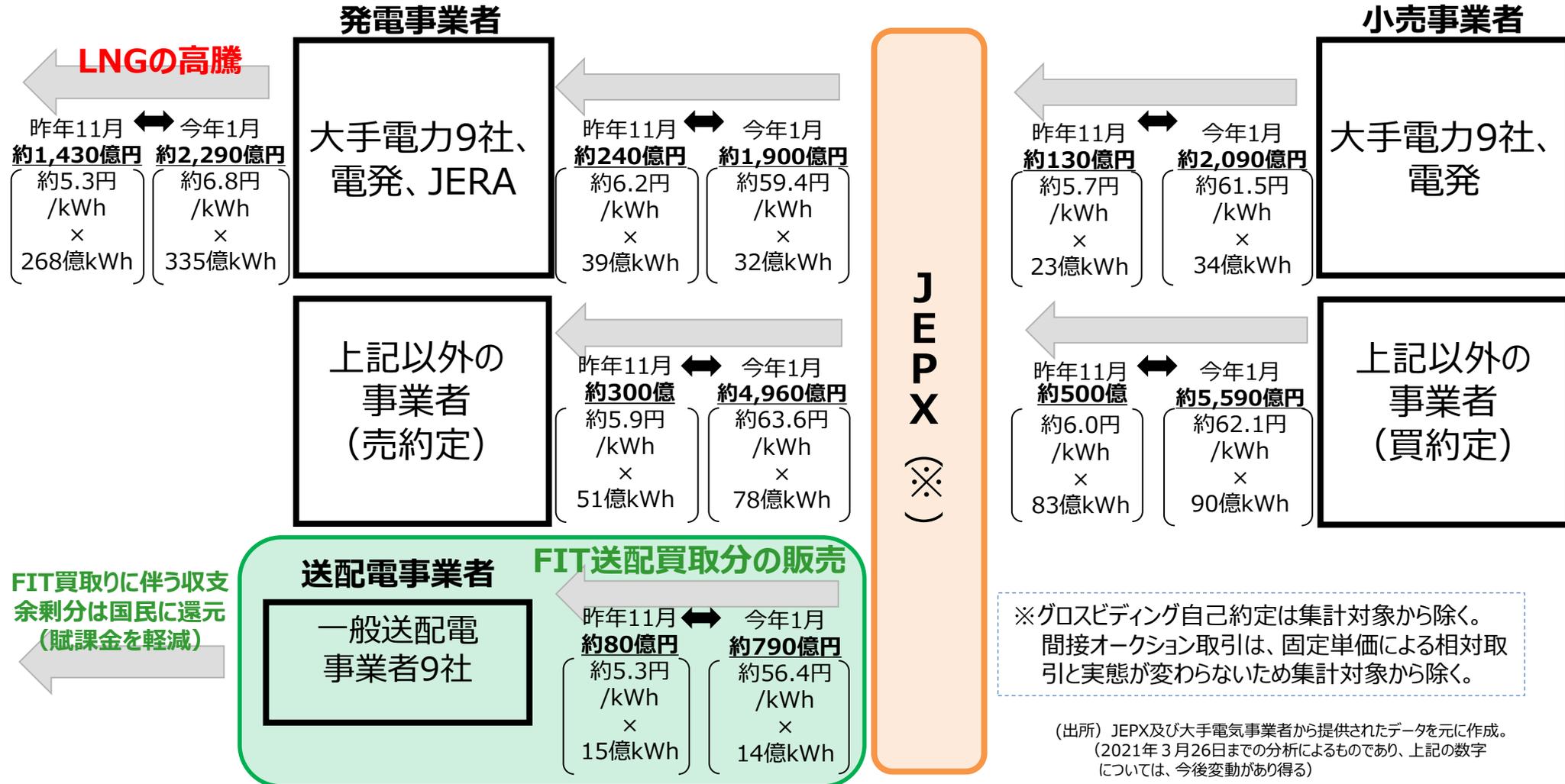
本日御報告する内容

- 今冬の需給逼迫や市場価格高騰を受け、電気事業者の収支等も通常時とは異なる状況となっている可能性が考えられる。
- 本日は、こうした電気事業者の収支等について、事務局で入手できる情報に基づきまとめた内容を御報告させていただきます。

2021年1月 JEPXを介する取引の資金の流れ

←: 資金が流れる方向性を示す。

- JEPXを取り巻く資金の流れを、昨年11月と今年1月との比較形式で示すと以下のとおり。

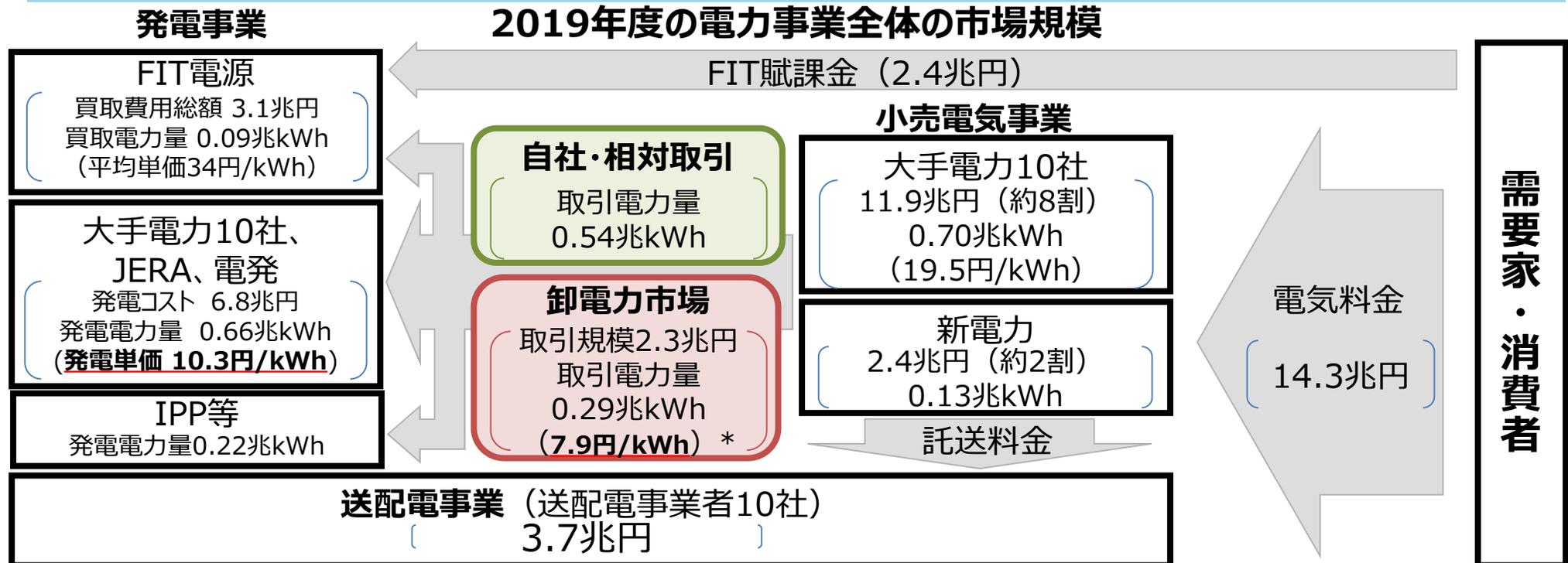


(注) 大手電力9社は北海道電力、東北電力、東京電力HD・EP・RP、中部電力・MZ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力。また、電源開発にはJ-Power S&Tを含む。

(参考) 電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰した検討の必要性

- 再エネの拡大に伴い、電力産業全体では、①FIT賦課金が増加、②発電部門は再エネのバックアップのため火力等は燃料も含めた維持が必要、③送配電分野は設備増強が必要、④他方で、卸電力市場価格は限界費用ゼロ電源の増加の影響が大きくなるという構造が生じている。
- 電気事業は、電気を発電し、送電・配電を経て、需要家に届ける事業。今回の検証においても、一時的な現象への対応だけでなく、再エネの主力電源化を見据え、これらに要する費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられる。

2019年度の電力事業全体の市場規模



※発電事業における電力量には特定供給等に供されるものも含むため、小売電気事業における電力量の合計と一致しない。

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/17)
スポット平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9*	11.8

(参考) 小売電気事業者の販売電力量 (2020年11月)

● 2020年11月の販売電力量は下記のとおり。今冬の市場価格高騰を踏まえ、12月以降の状況も注視していく。

順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量
1	東京電力エナジーパートナー株式会社	14,318,453	26	エー・グリーン・マーケティング(株)	159,862	51	(株)アイ・グッド・ソリューションズ	62,817	76	大ーガス(株)	24,695			
2	中部電力ミライズ(株)	8,764,873	27	(株)関電エネルギーソリューション	159,164	52	エー・グリーン・リテイリング(株)	58,242	77	西部瓦斯(株)	24,607			
3	関西電力株式会社	7,684,812	28	ミツウロコグリーンエネルギー(株)	154,410	53	(株)ジェイコム東京	56,683	78	シナネン(株)	24,522			
4	九州電力株式会社	5,159,364	29	大和ハウス工業(株)	143,498	54	(株)オプティ	55,889	79	サラーエナジー(株)	24,054			
5	東北電力株式会社	5,012,957	30	オックス(株)	142,017	55	日鉄エンジニアリング(株)	55,803	80	中央電力エナジー(株)	23,957			
6	中国電力株式会社	3,521,386	31	(株)ホーパ	140,914	56	出光グリーンパワー(株)	51,575	81	パナニック(株)	23,954			
7	北陸電力株式会社	2,011,056	32	(株)ウエスト電力	131,841	57	(株)PinT	48,907	82	(株)エルピオ	23,923			
8	北海道電力株式会社	1,830,643	33	日本テック(株)	130,117	58	鈴与電力(株)	47,997	83	伊藤忠エネクス(株)	22,127			
9	四国電力株式会社	1,626,976	34	シン・エナジー(株)	123,656	59	アール・エナジー(株)	47,996	84	(株)地球クラブ	21,783			
10	(株)エネット	1,029,363	35	東邦ガス(株)	120,776	60	(株)エエナ	45,863	85	全盛エネルギー(株)	21,434			
11	テポカスターサービス	835,313	36	エビタコミュニケーションズ(株)	115,023	61	(株)おとくでんき	44,068	86	アンビト・エナジー・ジャパン合同会社	21,118			
12	東京ガス(株)	703,865	37	サットエナジー(株)	112,835	62	(株)ジェイコム湘南・神奈川	42,268	87	長崎地域電力(株)	20,808			
13	沖繩電力株式会社	590,036	38	(株)Loopo	106,676	63	(株)ジェイコム埼玉・東日本	41,405	88	(株)インターネットワークシステムズ	20,275			
14	ENEOS(株)	536,598	39	楽天モバイル(株)	104,635	64	(株)ミツウロコ埼玉	41,162	89	新エネルギー開発(株)	20,069			
15	九龍みらいエナジー(株)	444,900	40	M C リテールエナジー(株)	103,688	65	ゼロワットパワー(株)	36,096	90	(株)グランデータ	18,308			
16	大阪瓦斯(株)	398,978	41	(株)新出光	99,268	66	日本瓦斯(株)	36,063	91	(株)ジェイコム九州	17,755			
17	(株)F-Power	388,520	42	エネサーブ(株)	90,280	67	(株)グローバルエンジニアリング	35,979	92	生活協同組合コープみらい	17,636			
18	KDDI(株)	363,272	43	HTBエナジー(株)	87,411	68	(株)ミックスポイント	34,538	93	(株)エネクスライフサービス	17,059			
19	SB/パワー(株)	343,956	44	(株)東急パワーサプライ	82,674	69	日立造船(株)	33,600	94	鈴与商事(株)	16,737			
20	丸紅新電力(株)	285,920	45	ダイヤモンドパワー(株)	79,547	70	(株)ナンフエナジー	32,989	95	(株)トヨタエナジーソリューションズ	16,252			
21	(株)シナジアパワー	249,284	46	(株)サイサン	68,649	71	(株)グリスパワー	31,664	96	アプニシ(株)	15,839			
22	出光興産(株)	236,835	47	北海道瓦斯(株)	67,469	72	(株)ジェイコム千葉	31,065	97	(株)エネアーク関東	15,455			
23	(株)C D エナジーダイレクト	230,015	48	王子・伊藤忠エネクス電力販売(株)	66,977	73	中央電力(株)	30,171	98	(株)エネルギーソリューション・アンド・サービス	14,950			
24	(株)エナリス・パワー・マーケティング	229,662	49	リコーエナジー(株)	64,180	74	京東瓦斯(株)	27,550	99	ディー・ダッシュ合同会社	14,606			
25	(株)パルエネ	211,425	50	(株)ジェイコムウエスト	63,032	75	静岡ガス&パワー(株)	27,310	100	N F/パワーサービス(株)	14,443			

順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量	順位	事業者名	販売電力量
101	イールズ(株)	14,372	151	サンシロ(株)	5,943	201	1121パワー(株)	3,106	251	主要産業用電力コネクティ	1,599	301	エネクス(株)	1,052
102	伊藤忠エナジー	13,589	152	252 イシイ日本(株)	5,871	202	(株)カウ・エナジー	3,015	252	イシイ日本(株)	1,576	302	エネクス(株)	1,036
103	(株)パルエネ	13,243	153	ネクストパワー(株)	5,866	203	253 利利エナジー	2,973	253	(株)エネット	1,560	303	みずほ電力ソリューションズ(株)	1,033
104	かみな電力(株)	13,004	154	(株)藤田商店	5,821	204	254 ジェンエナジー合同会社	2,904	254	ジェンエナジー(株)	1,544	304	交通電力(株)	1,024
105	みずほエネルギーサービス(株)	12,864	155	(株)エネテック	5,357	205	255 北日本電力(株)	2,894	255	北日本電力(株)	1,533	305	エフ・エナジー(株)	1,018
106	凸印印刷(株)	12,776	156	ネクストパワー(株)	5,353	206	(株)エネット	2,847	256	エフ・エナジー(株)	1,532	306	エフ・エナジー(株)	1,006
107	凸印印刷(株)	12,654	157	ウーエー(株)	5,312	207	(株)エネット	2,769	257	エフ・エナジー(株)	1,518	307	住友電力(株)	989
108	(株)いしだわくわく	12,619	158	東電エナジー	5,291	208	(株)エネエナジー	2,707	258	(株)ウーエー	1,516	308	ふじのくに電力(株)	984
109	東京エナジーサービス(株)	12,510	159	京都生活協同組合	5,204	209	(株)エネット	2,697	259	丸印印刷(株)	1,502	309	(株)ステイテック	984
110	(株)トクエック	12,384	160	大東電力(株)	5,203	210	(株)CWS	2,660	260	(株)花巻電機(株)	1,492	310	スタータイプ(株)	930
111	東彩ガス(株)	12,302	161	総研電力(株)	5,182	211	(株)パルエネ	2,618	261	WSEエナジー(株)	1,478	311	関西パルエネ協同組合	931
112	(株)エナジーソリューションズ	12,278	162	(株)エナ	5,123	212	(株)ユーテック	2,595	262	(株)Mpower	1,465	312	山陽電力工業(株)	905
113	(株)F-Power	12,149	163	(株)リワード・T O	5,094	213	(株)山田商店	2,586	263	エフ・エナジー(株)	1,464	313	伊藤忠エナジー(株)	876
114	凸印印刷(株)	11,925	164	(株)エー・エス・ピー	5,066	214	(株)エネット	2,520	264	エフ・エナジー(株)	1,463	314	(株)エネット	850
115	(株)北九州エナ	11,840	165	新電力おたけ(株)	5,058	215	(株)大仏まじわり	2,446	265	東本瓦葺(株)	1,456	315	(株)ウーエー	840
116	(株)エナジーソリューションズ	11,656	166	(株)とりやま電力	4,954	216	(株)いしだわくわく	2,398	266	森島電力(株)	1,444	316	エホウ合同会社	836
117	濃尾川瓦葺(株)	11,563	167	北日本電力(株)	4,984	217	MCCエナジー(株)	2,364	267	青森電力(株)	1,439	317	佐野瓦葺(株)	823
118	九州エナジーサービス(株)	11,375	168	(株)中野電力放送	4,932	218	伊勢崎電力(株)	2,321	268	いしだわくわく	1,437	318	合同会社北上新電力	817
119	東日本エナジーサービス(株)	11,339	169	大東電力(株)	4,894	219	CPO電力(株)	2,282	269	東日本エナジー(株)	1,437	319	(株)中之家	814
120	(株)ジェイコム札幌	10,946	170	浜田瓦葺(株)	4,826	220	220 エルエナジー(株)	2,279	270	ふじのくに電力(株)	1,423	320	PCエナジー合同会社	814
121	(株)アールエナ	10,813	171	エスエーエナジー(株)	4,707	221	ワグネルエナジー(株)	2,270	271	エフ・エナジー(株)	1,422	321	(株)エネット	813
122	伊藤忠エナジー	10,378	172	172 エキスパート(株)	4,700	222	エネット	2,270	272	エネット	1,422	322	エネット	813
123	九州エナジーサービス(株)	10,237	173	(株)おみ電力	4,658	223	223 中央電力(株)	2,265	273	主要産業用電力コネクティ	1,390	323	(株)東洋瓦葺(株)	779
124	(株)フュエルエナ	10,215	174	(株)シン・エナジー	4,535	224	MPC合同会社	2,263	274	(株)エネット	1,376	324	エフ・エナジー(株)	759
125	(株)東洋瓦葺	10,047	175	自然電力(株)	4,423	225	新電力エナジー(株)	2,169	275	(株)地電電力	1,367	325	エネット	740
126	(株)エナジーソリューションズ	9,909	176	川島電機(株)	4,366	226	(株)M i s u m i	2,144	276	エネット	1,347	326	(株)エネット	741
127	(株)エナジーソリューションズ	9,852	177	東日本ガス(株)	4,350	227	(株)フューエルエナ	2,125	277	住友電力(株)	1,345	327	エネット	739
128	(株)エナジーソリューションズ	9,763	178	エネット	4,180	228	(株)エネット	2,078	278	(株)エネット	1,319	328	伊藤忠エナジー(株)	718
129	(株)エナジーソリューションズ	9,630	179	(株)エネット	4,150	229	いしだわくわく	2,063	279	五井住友電力(株)	1,315	329	(株)エネット	714
130	(株)エナジーソリューションズ	9,522	180	NextPower(株)	4,098	230	230 中央電力(株)	2,040	280	宮古新電力(株)	1,272	330	かべワ(株)	713
131	(株)エナジーソリューションズ	9,413	181	181 エネット	4,008	231	ロカエナジー(株)	2,033	281	石川電力(株)	1,258	331	(株)タケノコパワー	708
132	(株)エナジーソリューションズ	9,335	182	土曜エナジー(株)	4,004	232	(株)アールエナ	2,032	282	(株)アールエナ	1,252	332	182 エネット	707
133	133 エネット	9,276	183	(株)NEX T ONE	3,868	233	233 和歌山電力(株)	1,994	283	(株)エネット	1,242	333	(株)エネット	701
134	134 エネット	9,113	184	生活協同組合コープみらい	3,729	234	184 エネット	1,981	284	旭地産エネルギー(株)	1,236	334	エネット	698
135	TREND(株)	8,098	185	185 エネット	3,791	235	185 エネット	1,974	285	エネット	1,211	335	エネット	691
136	136 エネット	7,923	186	エネット	3,674	236	186 エネット	1,974	286	旭地産エネルギー(株)	1,211	336	エネット	689
137	(株)エナジーソリューションズ	7,749	187	187 エネット	3,638	237	(株)エネット	1,922	287	伊藤忠エナジー(株)	1,193	337	エネット	668
138	138 エネット	7,536	188	大和ハウス工業(株)	3,602	238	188 エネット	1,909	288	伊藤忠エナジー(株)	1,170	338	(株) 藤戸組	657
139	139 エネット	7,446	189	スマートエナジー(株)	3,559	239	(株)エネット	1,894	289	伊藤忠エナジー(株)	1,161	339	伊藤忠エナジー(株)	654
140	140 エネット	7,187	190	(株)同和電力	3,535	240	(株)エネット	1,824	290	エネット	1,160	340	TEPCOエナジー(株)	653
141	141 エネット	7,002	191	191 エネット	3,514	241	(株)Link Life	1,802	291	エネット	1,157	341	(株)エネット	650
142	142 エネット	6,938	192	192 エネット	3,524	242	192 エネット	1,772	292	エネット	1,127	342	MCCエナジー(株)	645
143	143 エネット	6,823	193	193 エネット	3,474	243	193 エネット	1,772	293	エネット	1,127	343	エネット	645
144	144 エネット	6,675	194	194 エネット	3,471	244	194 エネット	1,752	294	エネット	1,114	344	エネット	627
145	145 エネット	6,593	195	195 エネット	3,399	245	195 エネット	1,703	295	エネット	1,109	345	エネット	622
146	146 エネット	6,406	196	196 エネット	3,367	246	196 エネット	1,690	296	エネット	1,097	346	エネット	616
147	147 エネット	6,384	197	197 エネット	3,278	247	197 エネット	1,690	297	エネット	1,078	347	エネット	605
148	148 エネット	6,303	198	198 エネット	3,259	248	198 エネット	1,671	298	エネット	1,060	348	エネット	597
149	149 エネット	6,136	199	199 エネット	3,235	249	199 エネット	1,625	299	エネット	1,057	349	エネット	591
150	150 エネット	6,066	200	200 エネット	3,169	250	200 エネット	1,601	300	エネット	1,057	350	エネット	590

(単位：1000kWh)

(参考) 発電設備を運用する電気事業者の発電電力量 (2020年11月)

● 2020年11月の発電電力量は下記のとおり。今冬の市場価格高騰を踏まえ、12月以降の状況も注視していく。

順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量
1	株式会社 JERA	20,725,288	26	株式会社コベルコパワー-神戸	365,453	51	鈴川エネルギーセンター株式会社	73,528	76	防府エネルギーサービス株式会社	41,853
2	関西電力株式会社	6,468,269	27	大分共同火力株式会社	361,259	52	三菱製紙株式会社	73,082	77	北海道瓦斯株式会社	39,406
3	電源開発株式会社	4,456,790	28	東日本共同電力株式会社	309,382	53	相馬エネルギーパーク合同会社	72,788	78	グリーンパワーつがる(同)	39,363
4	九州電力株式会社	4,422,440	29	東日本旅客鉄道株式会社	302,302	54	日本軽金属株式会社	67,118	79	北越エネルギーソリューション株式会社	39,273
5	東北電力株式会社	4,136,736	30	鹿島パワー株式会社	300,165	55	九州電力送配電株式会社	65,887	80	新潟県	38,523
6	中国電力株式会社	2,321,827	31	宇都宮産電株式会社	272,448	56	北海道パワーエンジニアリング株式会社	65,771	81	群馬県企業局 (発電事業)	37,791
7	北陸電力株式会社	1,914,423	32	鹿島共同火力株式会社	244,230	57	水島エネルギーセンター株式会社	61,135	82	若手県企業局	34,513
8	北海道電力株式会社	1,715,472	33	大正製紙株式会社	227,117	58	東京二十三区清掃一部事務組合	60,203	83	㈱中袖グリーンパワー	32,399
9	相馬共同火力発電株式会社	1,228,915	34	王子製紙株式会社	215,721	59	三菱パワー㈱	57,528	84	響灘火力発電所	32,389
10	四国電力株式会社	1,165,330	35	住友大阪セメント株式会社	154,812	60	エア・ウォーター & エネルギー パワー山口株式会社	57,181	85	太平洋セメント株式会社	32,282
11	株式会社コベルコパワー-真岡	819,412	36	東亜石油株式会社	127,822	61	仙台パワーエージェンシー株式会社	56,965	86	直江エネルギーセンター (株)	31,187
12	JFEスチール株式会社	714,834	37	Daigasガスアンドパワーソリューション株式会社	123,148	62	出光興産株式会社	55,837	87	日立造船株式会社	31,061
13	東京電力パワーグリッド株式会社	639,503	38	昭和電力株式会社	106,439	63	株式会社東京ガス構築部	54,680	88	ほくでんエナジー(株)	30,059
14	常磐共同火力株式会社	604,454	39	王子マテリア株式会社	102,968	64	株式会社新中福発電所	54,359	89	サツト明星パワー(株)	29,950
15	君津共同火力株式会社	545,986	40	丸住製紙株式会社	98,085	65	東京発電株式会社	50,161	90	旭化成エヌエスエネルギー株式会社	29,307
16	泉北天然ガス発電株式会社	526,094	41	明海発電株式会社	95,782	66	東北自然エネルギー株式会社	50,006	91	東京ガススイーパー	29,241
17	株式会社葛島パワー	521,851	42	日本製紙石巻エネルギーセンター株式会社	91,346	67	サツト半田パワー株式会社	49,138	92	黒部川電力株式会社	29,134
18	中部電力株式会社	518,811	43	中山名古屋共同発電株式会社	91,141	68	大船渡発電株式会社	48,838	93	ザイト小名浜パワー㈱	28,927
19	日本製鉄株式会社	485,686	44	E N E O S 株式会社	91,083	69	三菱ケムカル株式会社	46,856	94	山形県企業局	27,450
20	沖繩電力株式会社	477,389	45	三菱マテリア株式会社	90,570	70	かみずカル株式会社	45,027	95	中国木材株式会社	27,409
21	福島島発電株式会社	441,030	46	糸魚川発電株式会社	90,328	71	日本テクニクス株式会社	44,793	96	C E P 半田バイオマス発電㈱	27,392
22	戸畑共同火力株式会社	418,555	47	株式会社三池火力発電所	86,037	72	土佐発電株式会社	44,227	97	市原パワー株式会社	26,808
23	日本製紙株式会社	413,118	48	株式会社ジェイウインド	85,195	73	五井コストエナジー株式会社	43,201	98	練炭岡火力発電所	26,703
24	酒田共同火力発電(株)	393,733	49	和歌山共同火力株式会社	85,186	74	日鉄ステンレス株式会社	43,059	99	山梨県企業局	26,062
25	川崎天然ガス発電株式会社	367,895	50	M C M エネルギーサービス㈱	75,301	75	コスエパワー株式会社	42,975	100	J N C 株式会社	25,699

順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量	順位	事業者名	発電電力量
101	株式会社イナズマ	25,555	151	株式会社エフエス	13,015	201	株式会社エフエス	8,610	351	株式会社エフエス	4,101	351	株式会社エフエス	2,322	401	株式会社エフエス	2,631
102	株式会社エフエス	25,555	152	株式会社エフエス	13,015	202	株式会社エフエス	8,610	352	株式会社エフエス	4,101	352	株式会社エフエス	2,322	402	株式会社エフエス	2,631
103	株式会社エフエス	25,555	153	株式会社エフエス	13,015	203	株式会社エフエス	8,610	353	株式会社エフエス	4,101	353	株式会社エフエス	2,322	403	株式会社エフエス	2,631
104	株式会社エフエス	25,555	154	株式会社エフエス	13,015	204	株式会社エフエス	8,610	354	株式会社エフエス	4,101	354	株式会社エフエス	2,322	404	株式会社エフエス	2,631
105	株式会社エフエス	25,555	155	株式会社エフエス	13,015	205	株式会社エフエス	8,610	355	株式会社エフエス	4,101	355	株式会社エフエス	2,322	405	株式会社エフエス	2,631
106	株式会社エフエス	25,555	156	株式会社エフエス	13,015	206	株式会社エフエス	8,610	356	株式会社エフエス	4,101	356	株式会社エフエス	2,322	406	株式会社エフエス	2,631
107	株式会社エフエス	25,555	157	株式会社エフエス	13,015	207	株式会社エフエス	8,610	357	株式会社エフエス	4,101	357	株式会社エフエス	2,322	407	株式会社エフエス	2,631
108	株式会社エフエス	25,555	158	株式会社エフエス	13,015	208	株式会社エフエス	8,610	358	株式会社エフエス	4,101	358	株式会社エフエス	2,322	408	株式会社エフエス	2,631
109	株式会社エフエス	25,555	159	株式会社エフエス	13,015	209	株式会社エフエス	8,610	359	株式会社エフエス	4,101	359	株式会社エフエス	2,322	409	株式会社エフエス	2,631
110	株式会社エフエス	25,555	160	株式会社エフエス	13,015	210	株式会社エフエス	8,610	360	株式会社エフエス	4,101	360	株式会社エフエス	2,322	410	株式会社エフエス	2,631
111	株式会社エフエス	25,555	161	株式会社エフエス	13,015	211	株式会社エフエス	8,610	361	株式会社エフエス	4,101	361	株式会社エフエス	2,322	411	株式会社エフエス	2,631
112	株式会社エフエス	25,555	162	株式会社エフエス	13,015	212	株式会社エフエス	8,610	362	株式会社エフエス	4,101	362	株式会社エフエス	2,322	412	株式会社エフエス	2,631
113	株式会社エフエス	25,555	163	株式会社エフエス	13,015	213	株式会社エフエス	8,610	363	株式会社エフエス	4,101	363	株式会社エフエス	2,322	413	株式会社エフエス	2,631
114	株式会社エフエス	25,555	164	株式会社エフエス	13,015	214	株式会社エフエス	8,610	364	株式会社エフエス	4,101	364	株式会社エフエス	2,322	414	株式会社エフエス	2,631
115	株式会社エフエス	25,555	165	株式会社エフエス	13,015	215	株式会社エフエス	8,610	365	株式会社エフエス	4,101	365	株式会社エフエス	2,322	415	株式会社エフエス	2,631
116	株式会社エフエス	25,555	166	株式会社エフエス	13,015	216	株式会社エフエス	8,610	366	株式会社エフエス	4,101	366	株式会社エフエス	2,322	416	株式会社エフエス	2,631
117	株式会社エフエス	25,555	167	株式会社エフエス	13,015	217	株式会社エフエス	8,610	367	株式会社エフエス	4,101	367	株式会社エフエス	2,322	417	株式会社エフエス	2,631
118	株式会社エフエス	25,555	168	株式会社エフエス	13,015	218	株式会社エフエス	8,610	368	株式会社エフエス	4,101	368	株式会社エフエス	2,322	418	株式会社エフエス	2,631
119	株式会社エフエス	25,555	169	株式会社エフエス	13,015	219	株式会社エフエス	8,610	369	株式会社エフエス	4,101	369	株式会社エフエス	2,322	419	株式会社エフエス	2,631
120	株式会社エフエス	25,555	170	株式会社エフエス	13,015	220	株式会社エフエス	8,610	370	株式会社エフエス	4,101	370	株式会社エフエス	2,322	420	株式会社エフエス	2,631
121	株式会社エフエス	25,555	171	株式会社エフエス	13,015	221	株式会社エフエス	8,610	371	株式会社エフエス	4,101	371	株式会社エフエス	2,322	421	株式会社エフエス	2,631
122	株式会社エフエス	25,555	172	株式会社エフエス	13,015	222	株式会社エフエス	8,610	372	株式会社エフエス	4,101	372	株式会社エフエス	2,322	422	株式会社エフエス	2,631
123	株式会社エフエス	25,555	173	株式会社エフエス	13,015	223	株式会社エフエス	8,610	373	株式会社エフエス	4,101	373	株式会社エフエス	2,322	423	株式会社エフエス	2,631
124	株式会社エフエス	25,555	174	株式会社エフエス	13,015	224	株式会社エフエス	8,610	374	株式会社エフエス	4,101	374	株式会社エフエス	2,322	424	株式会社エフエス	2,631
125	株式会社エフエス	25,555	175	株式会社エフエス	13,015	225	株式会社エフエス	8,610	375	株式会社エフエス	4,101	375	株式会社エフエス	2,322	425	株式会社エフエス	2,631
126	株式会社エフエス	25,555	176	株式会社エフエス	13,015	226	株式会社エフエス	8,610	376	株式会社エフエス	4,101	376	株式会社エフエス	2,322	426	株式会社エフエス	2,631
127	株式会社エフエス	25,555	177	株式会社エフエス	13,015	227	株式会社エフエス	8,610	377	株式会社エフエス	4,101	377	株式会社エフエス	2,322	427	株式会社エフエス	2,631
128	株式会社エフエス	25,555	178	株式会社エフエス	13,015	228	株式会社エフエス	8,610	378	株式会社エフエス	4,101	378	株式会社エフエス	2,322	428	株式会社エフエス	2,631
129	株式会社エフエス	25,555	179	株式会社エフエス	13,015	229	株式会社エフエス	8,610	379	株式会社エフエス	4,101	379	株式会社エフエス	2,322	429	株式会社エフエス	2,631
130	株式会社エフエス	25,555	180	株式会社エフエス	13,015	230	株式会社エフエス	8,610	380	株式会社エフエス	4,101	380	株式会社エフエス	2,322	430	株式会社エフエス	2,631
131	株式会社エフエス	25,555	181	株式会社エフエス	13,015	231	株式会社エフエス	8,610	381	株式会社エフエス	4,101	381	株式会社エフエス	2,322	431	株式会社エフエス	2,631
132	株式会社エフエス	25,555	182	株式会社エフエス	13,015	232	株式会社エフエス	8,610	382	株式会社エフエス	4,101	382	株式会社エフエス	2,322	432	株式会社エフエス	2,631
133	株式会社エフエス	25,555	183	株式会社エフエス	13,015	233	株式会社エフエス	8,610	383	株式会社エフエス	4,101	383	株式会社エフエス	2,322	433	株式会社エフエス	2,631
134	株式会社エフエス	25,555	184	株式会社エフエス	13,015	234	株式会社エフエス	8,610	384	株式会社エフエス	4,101	384	株式会社エフエス	2,322	434	株式会社エフエス	2,631
135	株式会社エフエス	25,555	185	株式会社エフエス	13,015	235	株式会社エフエス	8,610	385	株式会社エフエス	4,101	385	株式会社エフエス	2,322	435	株式会社エフエス	2,631
136	株式会社エフエス	25,555	186	株式会社エフエス	13,015	236	株式会社エフエス	8,610	386	株式会社エフエス	4,101	386	株式会社エフエス	2,322	436	株式会社エフエス	2,631
137	株式会社エフエス	25,555	187	株式会社エフエス	13,015	237	株式会社エフエス	8,610	387	株式会社エフエス	4,101	387	株式会社エフエス	2,322	437	株式会社エフエス	2,631
138	株式会社エフエス	25,555	188	株式会社エフエス	13,015	238	株式会社エフエス	8,610	388	株式会社エフエス	4,101	388	株式会社エフエス	2,322	438	株式会社エフエス	2,631
139	株式会社エフエス	25,555	189	株式会社エフエス	13,015	239	株式会社エフエス	8,610	389	株式会社エフエス	4,101	389	株式会社エフエス	2,322	439	株式会社エフエス	2,631
140	株式会社エフエス	25,555	190	株式会社エフエス	13,015	240	株式会社エフエス	8,610	390	株式会社エフエス	4,101	390	株式会社エフエス	2,322	440	株式会社エフエス	2,631
141	株式会社エフエス	25,555	191	株式会社エフエス	13,015	241	株式会社エフエス	8,610	391	株式会社エフエス	4,101	391	株式会社エフエス	2,322	441	株式会社エフエス	2,631
142	株式会社エフエス	25,555	192	株式会社エフエス	13,015	242	株式会社エフエス	8,610	392	株式会社エフエス	4,101	392	株式会社エフエス	2,322	442	株式会社エフエス	2,631
143	株式会社エフエス	25,555	193	株式会社エフエス	13,015	243	株式会社エフエス	8,610	393	株式会社エフエス	4,101	393	株式会社エフエス	2,322	443	株式会社エフエス	2,631
144	株式会社エフエス	25,555	194	株式会社エフエス	13,015	244	株式会社エフエス	8,610	394	株式会社エフエス	4,101	394	株式会社エフエス	2,322	444	株式会社	