

今夏の需給運用の課題を踏まえた 補正インバランス料金の在り方

2024年10月15日

東京電力パワーグリッド株式会社



- 第1回の制度設計・監視専門会合において、補正インバランス料金のC値及びD値の検討を議論
- 本日は、今夏の需給運用の課題を踏まえた、補正インバランス料金(C値及びD値)に対する考えの説明を行う

- 1. 需給バランス管理の時間軸**
- 2. 今夏の需給ひっ迫状況及び課題の振り返り**
- 3. 今夏の経験を踏まえたC値,D値に対する考え**
- 4. まとめ**



1. 需給バランス管理の時間軸

■ 設備形成～当日の需給運用までの一連の流れは以下の通りであり、大きく3つの要素が重要

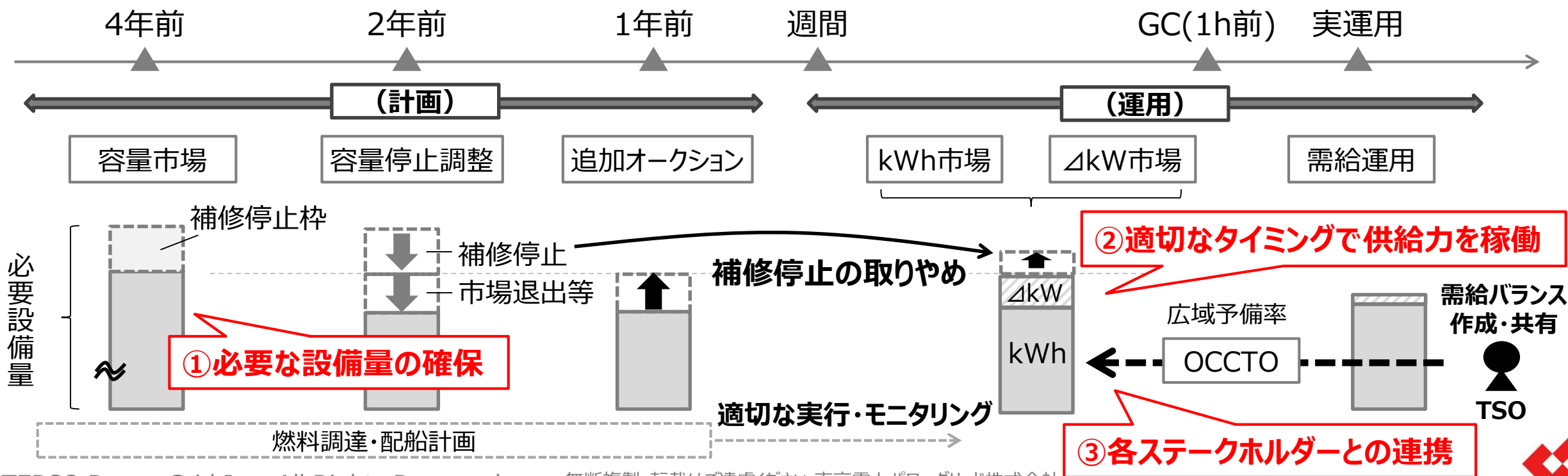
① 必要な設備量を確保※(供給力、予備力・調整力)

※追加設備量の確保は極力実施しない

② GCまでに適切なタイミングで供給力を稼働する仕組み

③ 各ステークホルダーとの連携 (広域機関⇔一送⇔小売・発電)

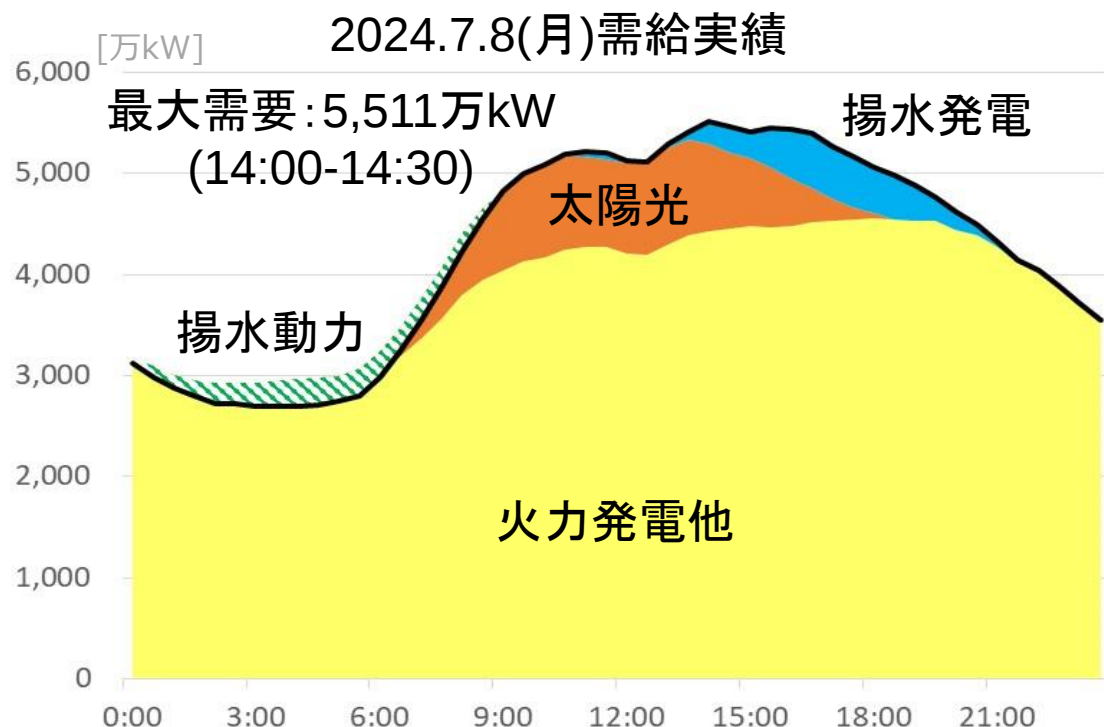
→ TSOは需要・再エネ想定を更新しながら、広域的にBG供給力を把握、必要な供給力対策もリードタイムを考慮しつつ速やかに発動、必要最低限の調整力を確保可能(インバランスも少なくできる)



2. 今夏の需給ひっ迫状況（需給実績）

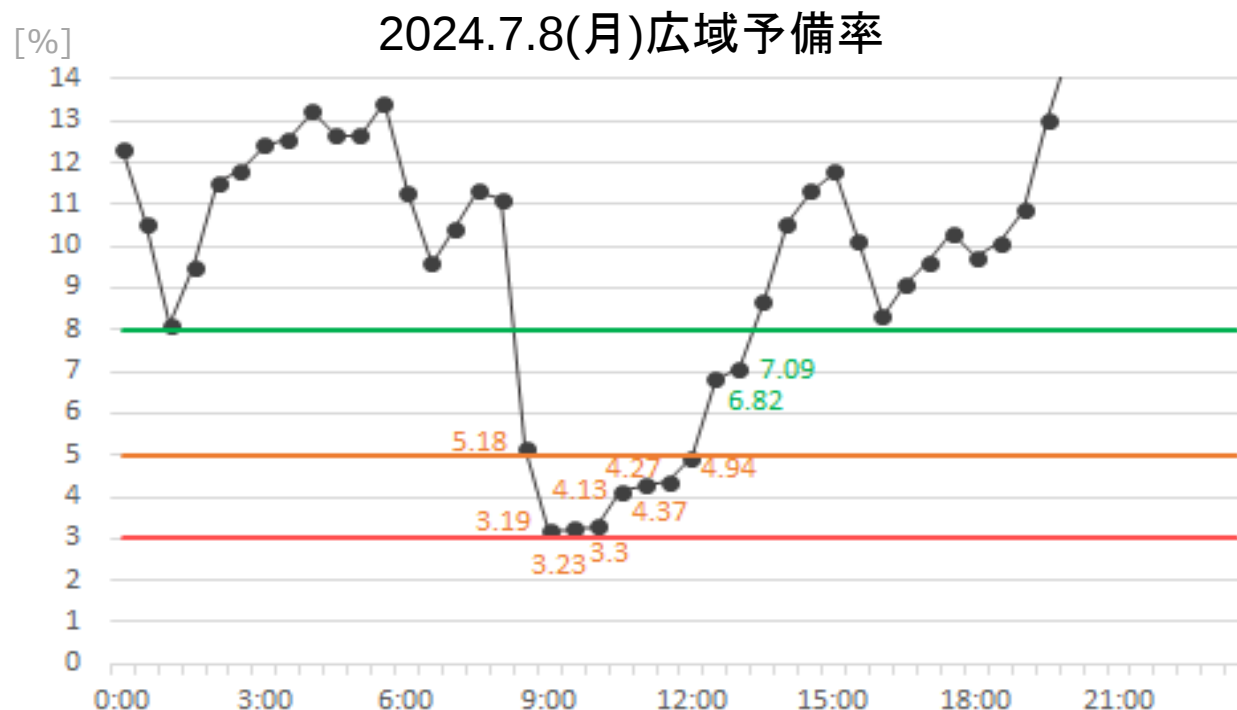
- 予備率の低かった代表日として7/8(月)の需給状況は下図の通りであり、点灯帯にかけての太陽光発電の供給力減に伴い揚水発電で需給バランスを維持
- 24年度以降はBG運用が基本※となり、広域予備率による需給運用が本格化
→「広域機関・TSOが適切なタイミングで正確な広域予備率情報を把握・発信できたか」など検証をお願いしたい

※ TSOによる電源Ⅰ・Ⅱ契約が廃止され、「容量市場」での実需給開始や「需給調整市場」の全商品の取引を開始



【出典】東京電力パワーグリッド(株)HP「でんき予報」の公表データより作成

<https://www.tepco.co.jp/forecast/index-j.html>



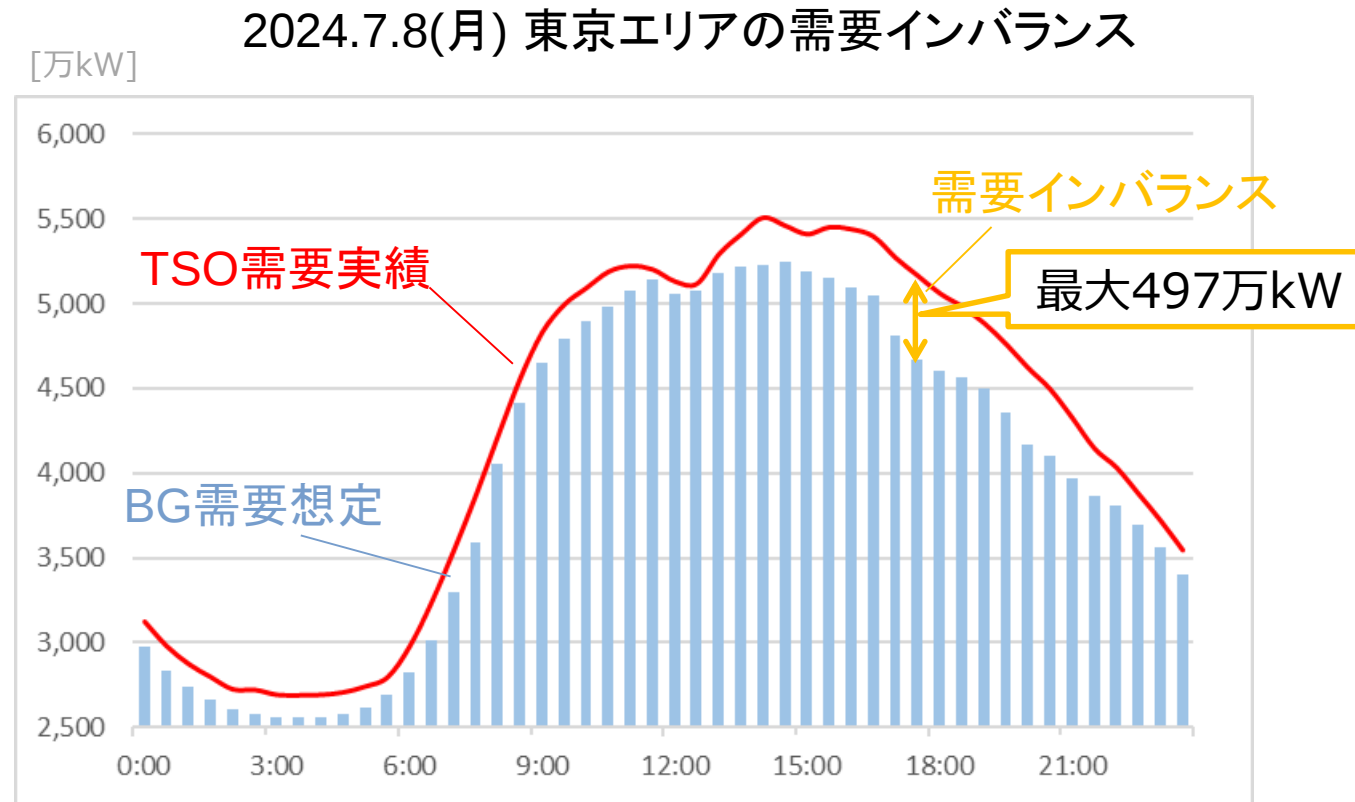
【出典】広域機関「広域予備率Web公表システム」の公表データより作成

<https://web-kohyo.occto.or.jp/kks-web-public/>



2. 今夏の需給ひっ迫状況（インバランス）

- 日中は不足側に需要インバランスが発生しており、最大で497万kW程度発生
→「発電BGにより適切に供給力が稼働されたか」、「小売BGにより適切に供給力が前日スポット市場などで確保されたか」、「TSOが広域的にBG供給力を把握できたか」など検証をお願いしたい



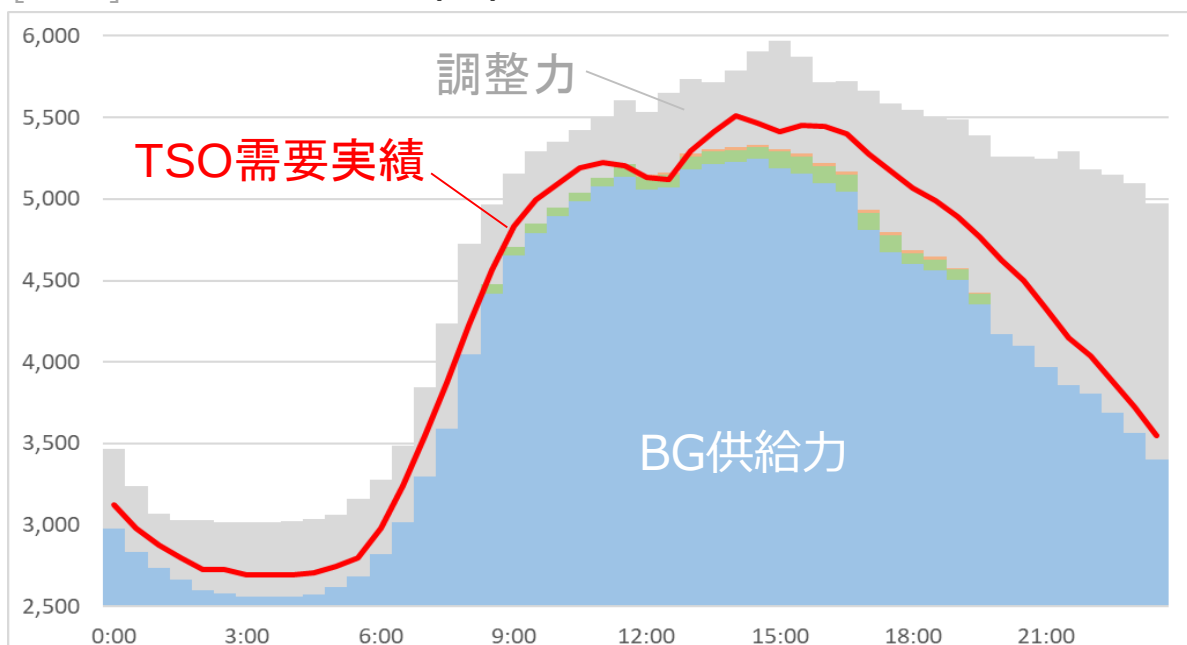
【出典】東京電力パワーグリッド(株)HP「でんき予報」の公表データより作成
<https://www.tepco.co.jp/forecast/index-j.html>



2. 今夏の需給ひっ迫状況（供給力確保策）

- 広域予備率の低下に伴い、TSOは追加的に供給力対策を実施して、供給力の上積みを実施
追加供給力対策を想定した時点では需要が高めであったが、需要想定が下振れ(経済DRの効果の可能性もあり)などにより、需給バランス実績は余裕となる時間帯があった
- 夏季以外も含めた高需要の発生などにより、補修停止の取りやめや発動指令電源の回数が増加
→「必要な設備量(予備力・調整力)が十分であったか(設備形成のリードタイム確保含む)」、「適切に容量停止調整が行われていたか」、「発動指令電源の回数は適切か」など
検証をお願いしたい

[万kW] 2024.7.8(月) 東京エリアの需給バランス



- ：広域予備率5%未満の供給力対策
- ：広域予備率8%未満の供給力対策

	追加供給力対策	効果量	実施時間
広域予備率 8%未満	発動指令電源	最大38万kW	15:00~18:00
	OP運転	最大38万kW	11:30~20:00
	供給指示	最大64万kW	8:30~20:00
広域予備率 5%未満	揚水発電運用切替	-	0:00~18:00
	自家発電き増し	最大3万kW	16:00~22:00
	水力両用機切替	17万kW	12:00~19:00

【出典】需要実績とBG供給力は東京電力パワーグリッド(株)HP「でんき予報」の公表データより作成 <https://www.tepco.co.jp/forecast/index-j.html>

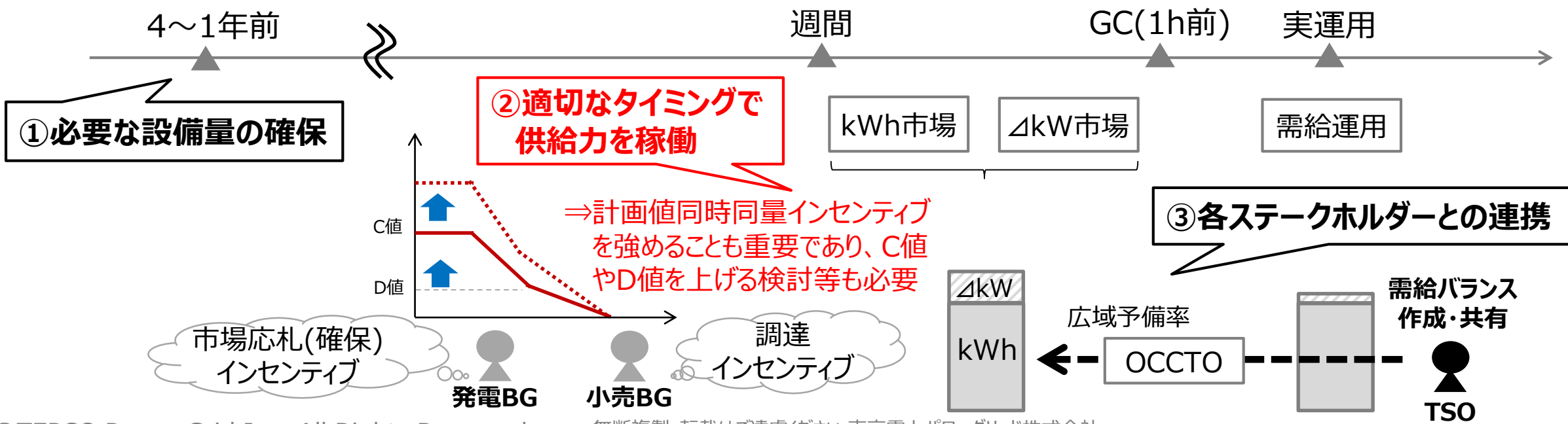


3. 今夏の経験を踏まえたC値,D値に対する考え

- 需給運用を行う上で、①必要な設備量を確保、②GCまでに適切なタイミングで供給力を稼働する仕組み、③各ステークホルダーとの連携が重要であり、**関係する課題を包括的に解決することが必要**
- ②の手段として、BG運用をより適切にするため計画値同時同量インセンティブを強める※¹ことも重要であり、**インバランス料金制度のC値やD値を上げる検討等※²をお願いしたい**(調整力費用の低減に寄与)
- ただし、①～③の包括的な課題解決に時間を要するのであれば、広域機関やTSOが連携し、GCまでに適切なタイミングで供給力を把握・稼働できるように、揚水のBG運用からTSO運用への切替や余力活用電源の追加起動を広域予備率5%→8%にするなどの検討もお願いしたい

※¹ BG需給運用の実態を踏まえて、効果が期待できると判断が必要か

※² 別案としてはインバランス量に応じたペナルティ強度の見直しなどもあるか



(参考) 課題一覧

- 改めて、需給運用を行う上で考えられる課題概要は以下の通り
(①必要な設備量を確保、②GCまでに適切なタイミングで供給力を稼働する仕組み、③各ステークホルダーとの連携の大きく3つで分類)

	課題	課題概要	対応の方向性
①	設備量の確保	必要な予備力・調整力が確保されているか (設備形成のリードタイムを確保し、容量市場(メインAX,追加AX)で必要な供給力を確保できているか)	国や広域機関等と連携して検討
①	補修調整	容量停止調整により十分な供給力・調整力が確保されているか(夏、その後(9月、10月)の需給ひっ迫)	国や広域機関等と連携して検討
②,③	供給力確保を促す仕組み	インバランス料金制度や広域予備率が供給力確保を促す仕組みとして適切に機能しているか	計画値同時同量インセンティブを強めることも重要、C値やD値を上げる検討等も必要
②,③	広域予備率 情報発信・連携 など	・TSOが広域的にBG供給力を把握できたか ・広域機関・TSOが適切な広域予備率情報を把握・発信できたか(お客さまや社会への広報上の課題) ・発電BGにより適切に供給力が稼働されたか ・小売BGにより適切に供給力が前日スポット市場などで確保されたか ・発動指令電源の回数は適切か	国や広域機関等と連携して検討

まとめ

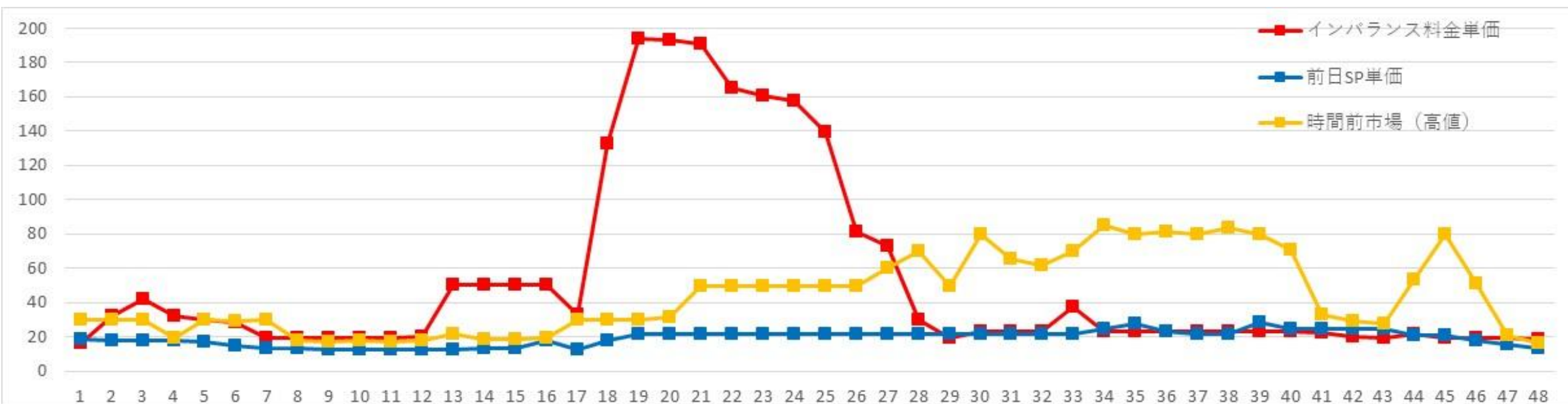
- 需給運用を行う上で、①必要な設備量を確保、②GCまでに適切なタイミングで供給力を稼働する仕組み、③各ステークホルダーとの連携が重要であり、**関係する課題を包括的に解決**することが必要
- ②の手段として、BG運用をより適切に運用するため計画値同時同量インセンティブ(供給力供出・確保)を強めることも重要であり、**インバランス料金制度のC値やD値を上げる検討等もお願いしたい**(調整力費用の低減に寄与)
- 今後は、インバランス料金制度を含めた需給運用に関する課題について、優先順位をもって国・広域機関と連携して実務に向けた対応を行っていきたい
- 特に、今冬に向けては太陽光発電の出力減(日射量の減)と、揚水発電や火力燃料のkWh面の対策や、見かけ上で一旦低い予備率となる点(情報公開の改善)などの課題について、今からできる準備を関係各所と協力して検討を進める



(参考) インバランス料金価格、卸電力市場価格

- 7/8(月)の時間帯別のインバランス料金価格、卸電力市場価格(前日スポット市場、時間前市場)は下図の通り

[円/kWh]



【出典】インバランス料金情報公表ウェブサイトの公表データより作成 <https://www.imbalanceprices-cs.jp/>
 日本卸電力取引所HPの公表データより作成 <https://www.jepx.jp/>



(参考) 電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

■ 広域予備率に応じた電力需給ひっ迫時の追加供給力対策は以下の通り

④ 電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

第72回 電力・ガス基本政策小委員会(2024.3.29) 資料7

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したもから随時予備率に加味していく。



※1 対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。

※2 デマンド・レスポンス 消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。

※3 水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。

※4 電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

