

昨冬の需給ひっ迫を踏まえた 広域的な需給ひっ迫対応に係る検討課題について

2021年8月23日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 前回の本委員会において、「kW管理とkWh管理の違い」、「kWh管理の基本的な考え方」、「対策の必要量の算定方法」について整理結果を報告するとともに、「リスクの織り込み方」、「管理する指標」について、ご議論いただいた。

本検討での課題整理（振り返り）と今回のご議論ポイント

3

論点（A.広域予備率・でんき予報の算定方法）

- BG計画消費量や入船日等を踏まえた燃料制約の考え方の検討
- リスクをどの程度見込むか

上記課題について、「kW管理とkWh管理の違い」、「kWh管理の基本的な考え方」、「対策の必要量の算定方法」について整理結果を報告するとともに、「リスクの織り込み方」、「管理する指標」について検討したためご議論いただきたい。

A. 広域予備率・でんき予報の算定方法 - 具体的な検討イメージ

6



出所) 第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年5月26日)資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_61_03.pdf

出所) 第63回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年7月1日)資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_63_02.pdf

- 前回の本委員会において、短期のkWh管理の基本的な考え方として、**kWh余力の想定推移カーブにおける一定の期間の最小値**を管理することとした。
- 本日は、それらの方向性を踏まえた**kWh余力の把握方法やkWh余力の管理期間、確保すべき水準や対策実施の考え方**についてご議論いただきたい。

	2020	2021年度										課題
	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月		
A.広域予備率・ でんき予報の算 定方法	kWh不足の予備率への反映方法 前回方向性提示 今回議論 今回										➢ BG計画消費量や入船日等を踏まえた燃料制約の考え方の検討 ➢ リスク量をどの程度見込むか ➢ 指標の見せ方 ➢ 確保すべき水準 ➢ 揚水の扱い ➢ インバランス料金の扱い ➢ TSO・BGからどのようなデータを受領するか ➢ システム化には時間を要するため、それまでの対応の検討（でんき予報等関連システム等）	
B.円滑な電力融 通の実施に向け たルール化	国の整理を踏まえ、燃料制約解除の判断内容と燃料制約を外した火力予備を前提とした送受電可能量を算定するルールの検討										➢ 燃料制約解除の際の融通量の設定の考え方の検討 ➢ 燃料制約を解除したBGは将来的に燃料不足に陥るリスクが高まるため、解除後のフォローについて検討	
C.需給ひっ迫時 の政府の節電要 請等に関するフ ローの整理	追加供給力対策の実施項目と実施判断基準の整理										➢ 需要側対策に移る条件の整理 ・自家発電増しが発動に時間を要することとの整合 ・どのレベルまで燃料を先使いするか検討 ➢ 非ひっ迫エリアにおける対策実施の条件 ➢ 発動ルールの整理 ➢ 市場未約定分の扱い ➢ 大気汚染防止法への留意	

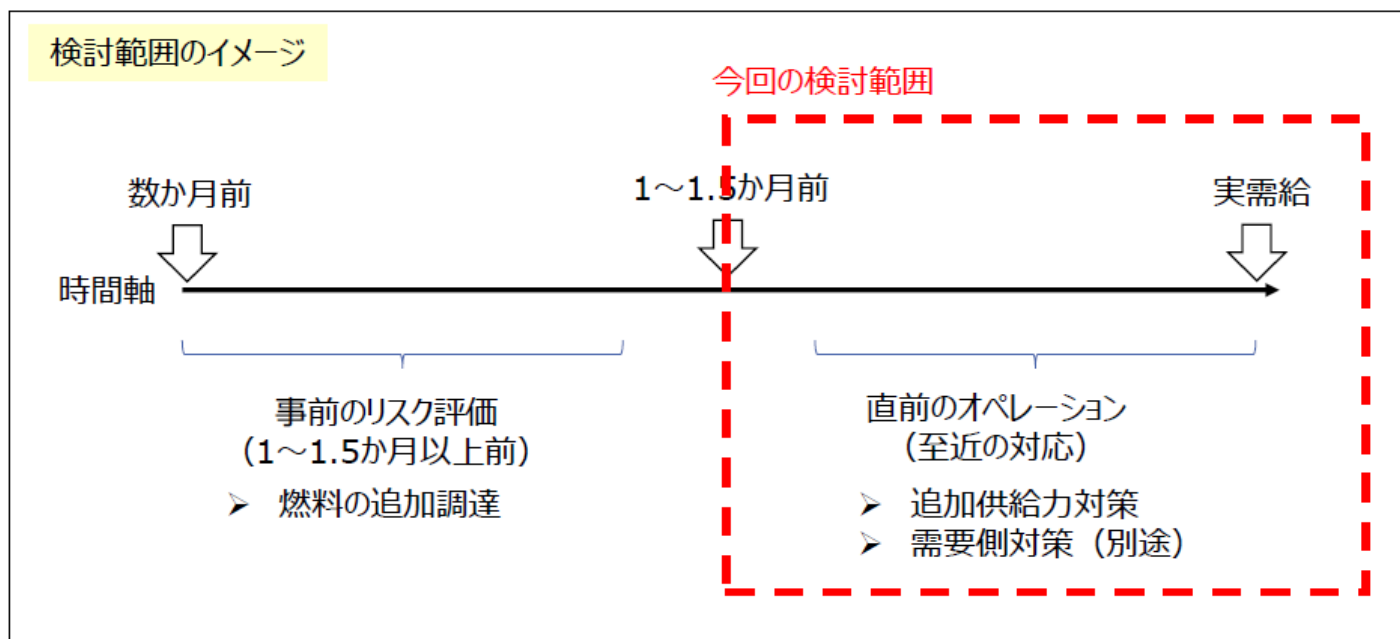
▲ 調整力等委での議論

▲ 調整力等委での議論

本検討での課題整理（振り返り）

4

- 燃料の追加調達等の対応は、一定のリードタイムが必要なことなどを想定し、需給検証におけるkW見通しの定期的な更新やkWhモニタリングの実施等、1～1.5か月以上前の対応を検討中。
- 一方で、ひっ迫に直面した場合のオペレーションとして、最後は実需給に向けた追加供給力対策の実施が必要であり、この点について、前回に引き続き、ご議論いただきたい。

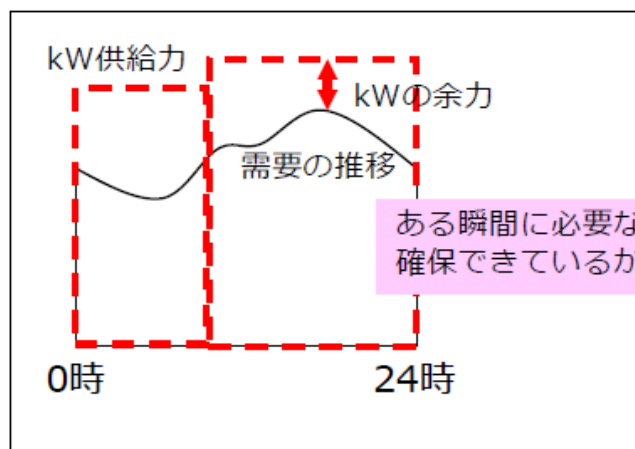


kWとkWhの管理の違い

5

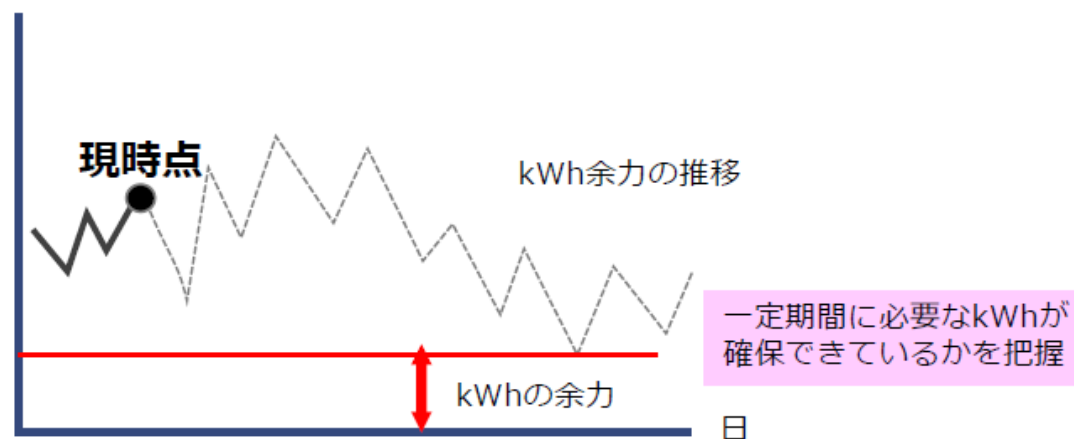
- kWの管理とは、直近の状況（需要実績・気象状況等）から当日や翌日の瞬間的な供給力の余力を把握すること。
- kWhの管理とは、直近の状況（需要実績・気象状況等）も踏まえつつ、kWと異なり、時間の概念が入ることから、一定期間を見通して、持続的な電気の量（kWhの余力）を把握すること。

kWの管理



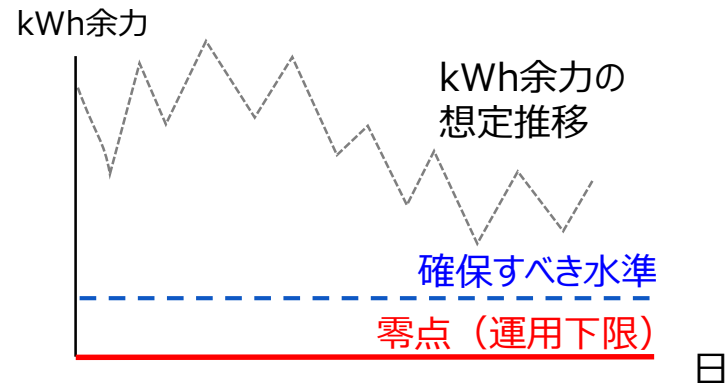
kWhの管理

kWh余力



- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- 昨冬のkWh不足を踏まえ、kWh余力を適切に把握し、kWh不足時には必要な需給対策を講じることとして、検討を進めている。
- 通常、各BG(燃料貯蔵管理者)が運用下限として設定している値には、物理下限に加えて、地域特性を踏まえて考慮すべきリスクが含まれている。
- 運用下限を上回るkWh余力は、kWh逼迫時には、事業者判断として確実に抛出できる量とする必要がある一方で、その余力量によって、需要側も含めた需給対策実施の判断に用いることから、需給対策の社会的な影響と運用下限に考慮されるリスクとのバランスを図ることに留意が必要である。
- したがって、運用下限の考え方については、燃料ガイドライン等による共通の認識を図ることが必要ではないか。



(参考) 各社に対する確認結果の概要 (1/2)

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
燃料計画の見直しサイクル	- 毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 - 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
L N G	タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績 (石狩湾新港基地) ○物理的下限 1.8万t ○運用下限 5.2万t ○運用下限の考え方 ・電源脱落リスク(消費量2週間分) ・入船遅延リスク(消費量6日分) ※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。	(日本海LNG新潟基地の例) ○物理的下限 2万t ○運用下限 5万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延リスク(2日分) ※なお、計画策定・運用にあたっては、必要の上振れリスクを考慮。 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：日L基地 1/10実績 3.4万t	(富津基地の例) ○物理的下限 6万t ○運用下限 18万t ○運用下限の考え方 ・基地に複数あるタンクの一部が払出不能になり、一部発電機停止(kW抑制)となるレベル(4万t→液位10万tを目安) ・入船遅延リスク(消費量2日分相当) 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：富津基地 1/25実績 12.6万t	(富山新港LNG基地) ○物理的下限 0.5万t ○運用下限 1.1万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延リスク(消費量3日分相当) 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上は、運用下限を下回る水準での運用が発生。 例：1/13実績 0.9万t
	12月～1月における燃料制約実施時期	(LNG燃料制約なし)	12/1～1/31(12/4,12/5除く)	12/5～12/10 12/23～1/29
石油	タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績 (伊達発電所の例) ○物理的下限 1.8万kl (※運用下限は、北電所有の石油機全体で、最大ユニット(70万kW)の脱落(2週間)を代替できる量を確保。) 今冬では運用下限の引き下げを実施(上述の2週間→1週間分)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(秋田火力発電所) ○物理的下限 2.85万kl (※タンクミキサ運転限界を含む) ○運用下限 なし 今冬は物理的下限の範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(石油機なし)	(福井基地の例) ○物理的下限 2.7万kl ○運用下限 4.2万kl ○運用下限の考え方 ・電源脱落リスク(250MW * 10日分相当) 今冬では運用下限を引き下げを実施(4.2万→2.7万kl)し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。
	12月～1月における燃料制約実施時期	12/27 12/30 1/1～1/17(1/12除く) 1/23～1/30	12/24～1/3(12/26,12/30,12/31除く) 1/7～1/31	(石油機なし) 12/28～1/6 1/14～1/15 1/22～1/27

出所) 第31回電力・ガス基本政策小委員会 (2021年3月10日) 参考資料 1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/031_s01_00.pdf

(参考) 各社に対する確認結果の概要 (2/2)

	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	
燃料計画の見直しサイクル	- 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	- 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 - その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。	- 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	
L N G	タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績 (堺基地の例) ○物理的下限 2.9万t ○運用下限 4.8万t (～12/18) 5.9万t (12/19～) ○運用下限の考え方 ・電源トラブルリスク (1.25億kWh相当) を考慮 (～12/18まで) ・入船遅延リスク (消費量2日) を考慮 (12/19以降～) 今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例:堺基地 12/17実績 3.1万t	(柳井基地の例) ○物理的下限 1.6万t ○運用下限 4.2万t ○運用下限の考え方 ・受入・輸送通関手続きに要する日数分の消費量 (3日分) ・入船遅延リスク (2日分) 今冬については、運用下限の引き下げを実施 (4.2万→3.2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例:柳井基地 1/18実績 3.3万t	(坂出LNG基地) ○物理的下限 0.4万t ○運用下限 0.65万t ○運用下限の考え方 ・自治体との公害防止協定上必要量 (消費量2日分) 今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。 実績上も、運用下限を下回っていない。	(大分LNG基地の例) ○物理的下限 2万t (※ポンプ運転限界のほかに、入船受入期間 (1日) 相当の消費量 (約1万t) を加味されている) ○運用下限 3.2万t ○運用下限の考え方 ・入船遅延や使用量変動を総合的に勘案したリスク (消費量1.5日) 今冬については、運用下限の引き下げを実施 (3.2万→2万t) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例:大分LNG 1/13実績 1.9万t	
	12月～1月における燃料制約実施時期	12/5～1/27	12/26～1/31	12/1～1/31(1/15,1/24,1/27除く)	12/26～1/31
石油	タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績 (関電所有石油3基地合計) ○物理的下限 5.6万kl (※タンクミキサ運転限界や、一部基地の津波に抵抗するための重しも含む) ○運用下限 10.4万kl ○運用下限の考え方 ・3基地合計で電源トラブルリスク (2億kWh相当) を考慮。 今冬では、運用下限を下回る範囲で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例:1/8実績 8.4万kl	(下関基地の例) ○物理的下限 0.3万kl ○運用下限 0.6万kl ○運用下限の考え方 ・タンクミキサの運転可能範囲 (液位低警報設定値含む) を考慮。 今冬では運用下限の引き下げを実施 (0.6→0.3万kl) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(坂出石油基地の例) ○物理的下限 1.1万kl ○運用下限 1.9万kl ○運用下限の考え方 ・タンクミキサの運転可能範囲 今冬では運用下限を引き下げを実施 (1.9→1.5万kl) し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。	(石油機なし)	
	12月～1月における燃料制約実施時期	12/26～1/31	12/26～1/31	12/26～1/27(1/1～1/3除く)	(石油機なし)

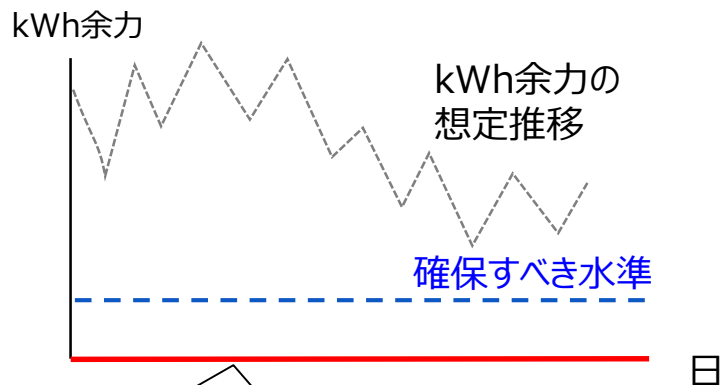
出所) 第31回電力・ガス基本政策小委員会 (2021年3月10日) 参考資料 1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/031_s01_00.pdf

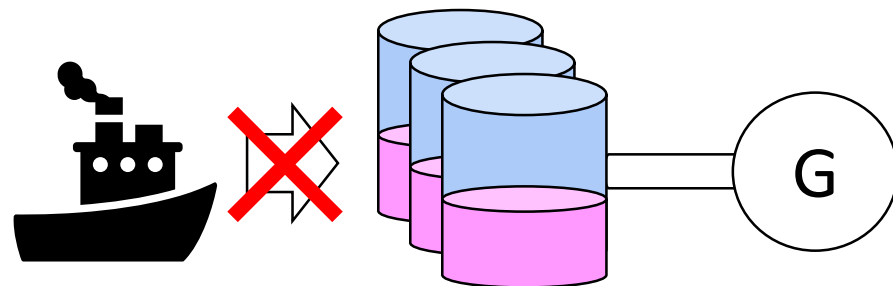
- 各BGが運用下限として設定している値には、地形やタンク容量、季節の影響等、地域特性により、種々の要素が考慮されており、複数のBGで考慮されているものもあれば、特定の地域でのみ考慮されているものもある。

	LNG	石油
運用下限に考慮する事象	➤ 入船遅延リスク (7社) ➤ 電源脱落リスク (2社) ➤ 受入・輸入通関手続きに要する日数分の消費量 (1社) ➤ 自治体との公害防止協定上必要量 (1社) ➤ 使用量変動リスク (2社)	➤ 電源脱落リスク (3社) ➤ タンクミキサの運転可能範囲 (4社)

- kWは瞬間的な電気の出力を表しており、**kW余力がゼロ**（＝予備率0%）とは、**電力需要に対する瞬間的な供給余力のない状態**であり、再エネの出力や電力需要といった変動に対する対応能力がない状態である。
- 一方、kWhの余力についても、どのような状態をkWh余力がゼロとするか決める必要がある。
- kWhにおける変動の要因としては、需要想定誤差、電源脱落、入船遅延等が考えられる。
- 上記のkWh変動要因の中でも入船遅延等に伴う電源Ⅰ・Ⅱの燃料枯渇は、電源Ⅰ・Ⅱの計画消費として必要なkWhが損なわれるとともに、その他の変動に対する対応能力も損なわれることから、甚大な影響（大規模停電）に発展することも考えられ、極力回避すべき事象であり、燃料ガイドライン等の共通認識のもとで、余力に含まない（運用下限に含める）こととすることが考えられるか。



**どのような状態を零点（運用
下限）と考えるか**



- BGから燃料推移を受領する場合、その推移は各BGが想定した需要（燃料消費計画）に基づき策定したものである。
- しかし、各BGの想定需要を合算したものが必ずしもTSOの想定需要とは合致するとは限らず、例えば、昨冬のひっ迫時には調達先未定分が調達できずにインバランスとしてkWh余力の消費増につながったことから、それらを包含した、より精度が高いkWh余力を把握し、需給対策につなげる必要がある。
- したがって、TSOの想定需要をもとに、電源Ⅰ・Ⅱの保有量・入船予定、電源Ⅲの計画消費量からkWh余力を把握できるよう、それらのデータを受領することとしてはどうか。なお、データを受領方法についてはシステム対応を含め、検討を継続していく。

kWhの積み上げ

BG想定を元にしたkWh余力の把握

TSO想定を元にしたkWh余力の把握

調整力契約により
拠出できる部分

BG想定分

追加供給力対策
により拠出される

電源Ⅰ

電源Ⅱ余力

電源Ⅱ 約定見通し分

電源Ⅱ 計画消費

電源Ⅲ 計画消費

電源Ⅲ余力

電源Ⅱ
総量

電源Ⅰ

電源Ⅱ余力

電源Ⅱ 消費
(計画消費・
市場追加約定・
想定誤差含む)

電源Ⅲ 計画消費

電源Ⅲ余力

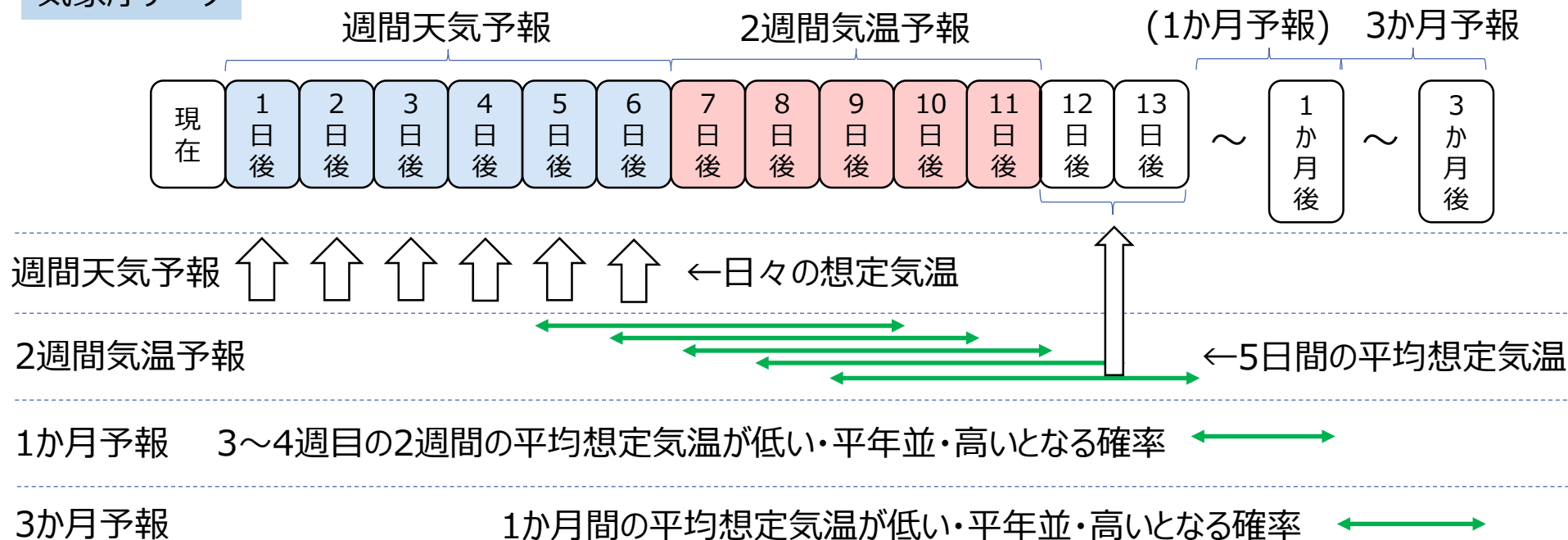
kWh
余力

TSO
想定
需要

- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

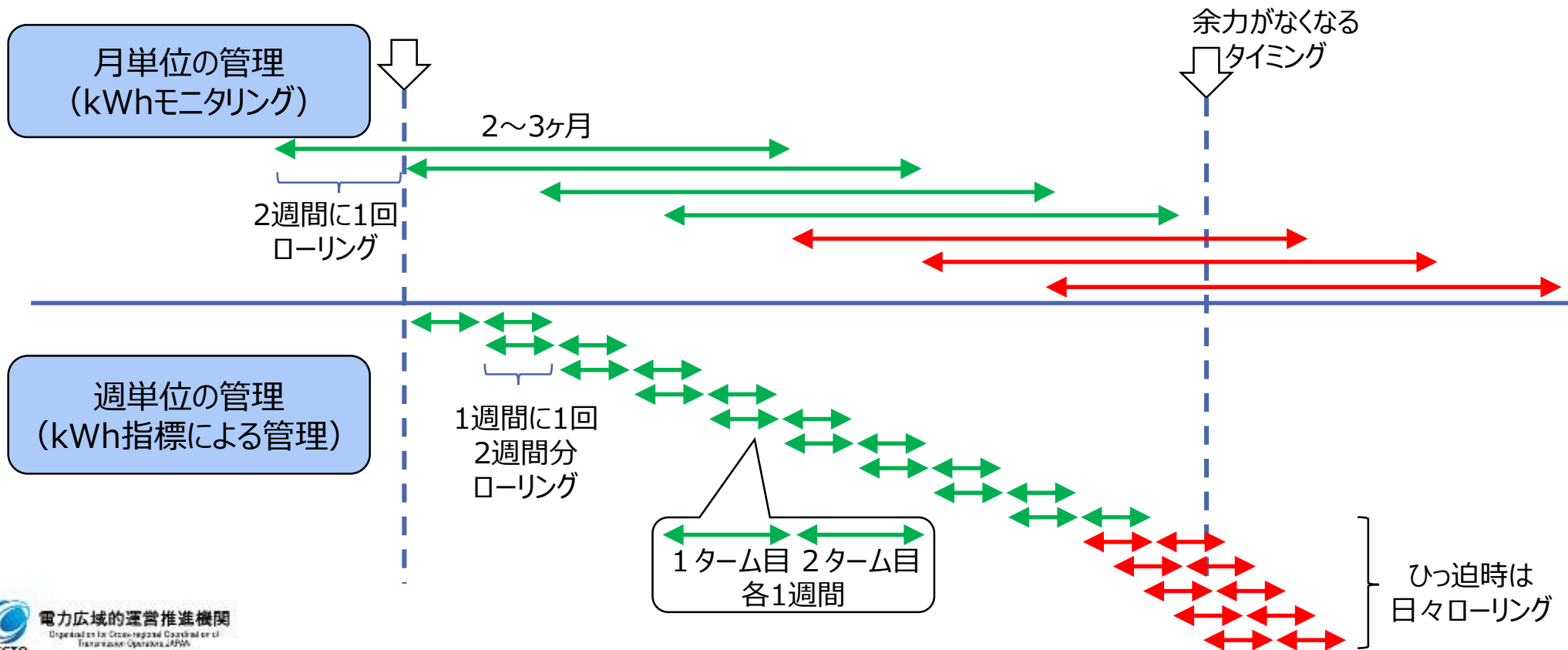
- 需要想定の主な決定要因となる気温想定について、気象庁データの内容を確認した。
- 3週目以降の気温想定は確率的な表現となっており、更新頻度も毎週1回と少ないことから、需要想定や、それに基づくkWh余力の状況を、詳細に日々更新して把握することは難しい。
- 他方で、1～2週間先までは、気温の想定を日々更新していることから、需給ひっ迫時には日々ローリングしていくことを念頭に、**2週間先までのkWh余力を管理すること**としてはどうか。

気象庁データ

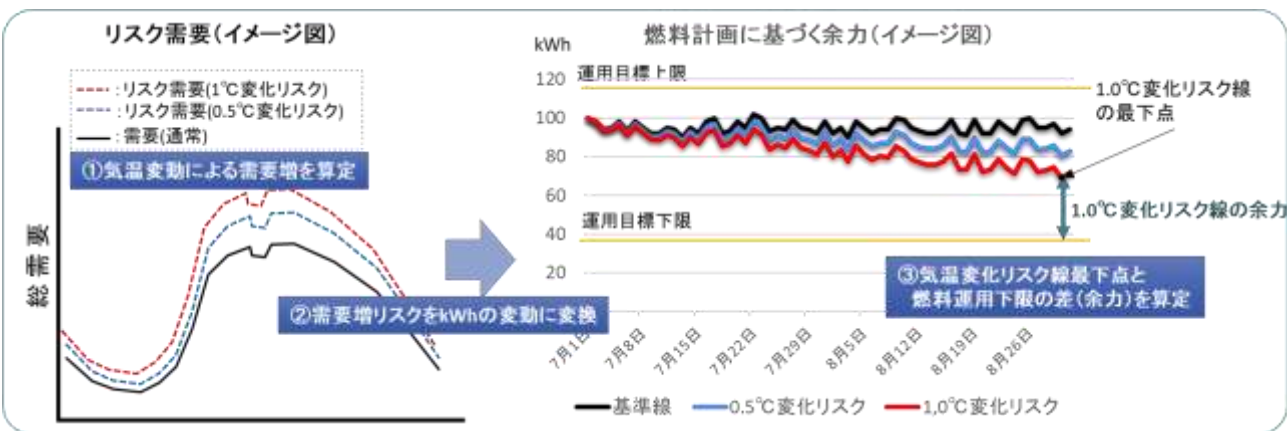


予報	対象期間	更新頻度	発表される内容
週間 天気予報	発表日翌日 から7日先ま で	毎日 11 時頃と 17 時頃	・一日ごとの天気 ・最高気温・最低気温 ・降水確率 ・予報の信頼度 ・期間における降水量 ・気温の平年値
2 週間 気温予報	今後 2 週間 先まで	1 週目：随時 （内容は週間天気予報と同値） 2 週目： 毎日 14 時 30 分頃	・過去 1 週間の日最高気温と日最低気温 ・向こう 1 週間の日最高気温と日最低気温 （週間天気予報と同値） ・週間天気予報より先の 2 週目の日最高気温と日最低気温の 5 日間平均（当該日と前 2 日間、後 2 日間の平均）
1 か月 予報	発表日翌々 日から1 か月	毎週 木曜日 14 時 30 分	・1 か月平均気温 ・第 1 週・第 2 週・第 3 ～ 4 週平均気温（確率情報） ・1 か月合計降水量 ・1 か月合計日照時間
3 か月 予報	発表月翌月 から3 か月	毎月 25 日頃 14 時頃	・3 か月平均気温 ・3 か月合計降水量 ・月ごとの平均気温（確率情報） ・月ごとの合計降水量

- 気象庁の気温想定が日々見直されるのは2週間先までであることから、日々、状況を見直したとしても、気温想定の変化の影響も含めたkWhの状況が更新されるのは2週間先までとなる。
- そのため、**2週間先までを詳細に確認することとし、それ以降のkWhの状況については、kWhモニタリングにより確認すること**としてはいかがか。
- 1週目と2週目とでは、気象庁の気温の想定内容が異なることから、kWh指標による管理については、通常時は、日々の気温想定となるよう**週1回**の見直しとし、**ひっ迫時には更新頻度を上げる**ことで良いか。



- 広域機関では7月15日から計3回、kWhモニタリングを試行的に実施・公表。kWh（電力量）のひっ迫を早期に確認するため、対象期間を2か月としてモニタリングを実施。
- 至近10年の平均的な気象条件を基準とし、気温変化による需要増を想定したリスクケースで在庫の減少を算定。最も在庫が低下する時点でどの程度の余力及び余力率をもつか確認した。
- 本日で議論（短期レンジの実施方法）及び夏季の試行を踏まえ、冬季のkWhモニタリング（長期レンジ）の実施方法について次回以降ご議論いただく。



7/1～8/31のkWhモニタリング（試行版）の結果について

- 7/1～8/31を対象期間としてkWhモニタリングを実施した結果、現時点で気温上昇リスクを想定した場合でも余力を確保している。
- ただし、猛暑により平均気温が想定以上に上昇する場合や、ベースロード電源の計画外停止等により余力が計画よりも減少する可能性もあり、広域機関では継続的にモニタリングを実施していく。

対象期間		余力 (GWh)	余力率 (%)
7/1～8/31	基準線	9,708	6.3
	0.5℃リスク線	8,474	5.5
	1.0℃リスク線	6,250	4.0

注1: 対象期間開始時の計画計画を前提としたものであり、今後の計画計画の変更等によって在庫が増減する可能性がある。
注2: リスク線は気温変動を算定したものであり、電源の計画外停止が生じた場合の在庫などは考慮していない。
注3: 基準線及びリスク線の在庫在庫が最も低下する日(余力算定対象の日)はそれぞれ異なる。
注4: 余力は全国合計であり、エリア別の余力が不足した場合に連系線を通じた電力の融通には留意が必要。



第1回（7月15日公表） 対象期間 7月1日 ～8月31日
第2回（7月30日公表） 対象期間 7月16日～9月15日
第3回（8月13日公表） 対象期間 8月1日 ～9月30日

<用語の説明>

想定需要: 各一般送配電事業者において想定している需要(各エリアにおける至近10年の気温などを踏まえて想定)

リスク需要: 想定需要に対して、夏季は気温の上昇により増加する需要

運用目標上限: 燃料高在庫リスクを考慮して燃料調達する目安となる上限量の合計値

運用目標下限: 燃料低在庫リスクを考慮して燃料調達する目安となる下限量の合計値

余力: 余力(kWh) = 燃料在庫の最下点(kWh) - 運用目標下限(kWh) (上図イメージ参照)

余力率: 余力率(%) = 余力(kWh) / 対象期間の総電力量(kWh) × 100

- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理におけるリ零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- 今後は需給ひっ迫はより広域的に対応していくことが基本になり、2022年度からは広域予備率管理によるkW需給運用を開始することから、**kWhの管理においても、連系線の制約がない範囲で広域的に管理**することとしたい。
- 具体的には、連系線の制約がない範囲で**複数のエリアを同一のkWh広域ブロックとして管理し、ひっ迫の状況を発信することに加え、同一のkWh余力率に基づいて広域的に対策を実施する**こととしたい。

電力需給にかかる各制度の検討状況

- 既に様々な制度・市場の設計等が、連系線で接続される複数エリアで一体的に管理するものとして順次整備されてきており、需給ひっ迫時の対応等についても検討を進める必要がある。



9

出所）第25回電力・ガス基本政策小委員会（2020年6月11日）参考資料6

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/025_06_00.pdf

- kWh広域ブロックは状況により対象となるエリアが変化することから、その対象範囲によってkWh余力の絶対量は変化することとなる。そのため、kWh余力管理指標として下記の案①や案②では、統一した指標としての管理が困難となると考えられる。したがって、kWh余力管理指標としては、下記案③の**需要に対するkWh余力の比率（kWh余力率）で表現すること**としてはどうか。
- 具体的には、1～2週間先の気温想定のうち、1週目と2週目は気温の想定内容が異なる*ことから、2週間をまとめるのではなく、kWh余力を1週間の日電力量で割り、1週目と2週目を、1週間単位のkWh余力率で管理することとしてはどうか。
- 1週目と2週目を同じ期間の指標として管理することで、同様に余力率を比較することができる。
 - 案①：kWh余力（kWh）：1週間のkWh推移の最下点
 - 案②：kWh余力/1週間（kWh/日）
 - 案③：kWh余力/1週間の日電力量合計（%）

※ 1週目は各日の気温を想定している一方で、2週目は当該日と前2日間と後2日間の平均気温となり、当該日の単日の予報となっていない。

今後の検討課題（指標の見せ方（一定期間のkWh余力の最小値））

26

- 前述の通り、一定期間のkWh余力の最小値を把握し、指標として扱うことが考ええる。
- これをどのような形で表示し、kWhの状況を示唆し、メッセージを伝えられるかが重要。
- 指標の見せ方としては、「案①：当該数値をそのまま表示」「案②：当該数値を日数で割る」「案③：一定期間の日電力量に対する比率で表示」といった方法が考えられ、kWの予備力・予備率があるように、kWh管理を絶対量とするか割合とするかといった2通りの表現方法がある。
 - 案①：当該数値をそのまま表示（例）3,000万kWh
 - 案②：当該数値を日数で割る（例）1,000万kWh/日
 - 案③：日電力量に対する比率で表示（例）1.0%（案①×日数を、その期間の合計日電力量で割る）
- どのような内容で表示するか、絶対量と割合のどちらで管理すべきかについては、昨冬の需給ひっ迫時の実績データを整理した上で、実運用上の課題も考慮し、決めることとしてはどうか。

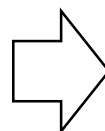
出所）第63回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年7月1日）資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_63_02.pdf

- 昨冬の実績を参考に、kWh広域ブロックにおけるkWh余力率の数値イメージを試算した。
- kWh広域ブロックは状況により対象となるエリアが変化することから、その対象範囲によってkWh余力の絶対量は変化することとなり、案①や案②のようにkWh余力で表現しても、そのひっ迫度合が見えにくい一方、比率による表記であれば、広域ブロックが変化しても大きな数値の変化は生じず、kWhのひっ迫状況を適切に表現できると考えられる。

案①:kWh余力(kWh)(案②は案①を7日で除算)

	A	B	C	D	E	F	(億kWh)
1/9		1.7		3.4		1.8	
1/10		1.7		3.7		1.2	
1/11		0.5		0.6	3.1	2.3	
1/12		0.4		2.0	5.5	2.0	
1/13		0.0		11.8			
1/14		2.9		10.2			
1/15		2.8		9.7			



案③:kWh余力/1週間の日電力量合計(%)

	A	B	C	D	E	F	(%)
1/9		2.1		3.5		8.7	
1/10		2.1		3.9		5.8	
1/11		0.7		2.1	4.8	11.8	
1/12		0.6		6.7	8.6	9.9	
1/13		0.0		10.3			
1/14		3.8		8.9			
1/15		3.6		8.5			

※昨冬の実績を参考に、以下の条件により概算の数値イメージを試算。

- ・運用下限については今後燃料ガイドライン等で示されることとなるが、今回暫定的に、地域特性を考慮せずに各エリアの電力量や運用状況を考慮のうえ設定し、評価。
- ・kWh広域ブロックは1週間で連系線の空容量を考慮した融通により、余力率を同一にできるエリアを同一kWh広域ブロックとして試算。

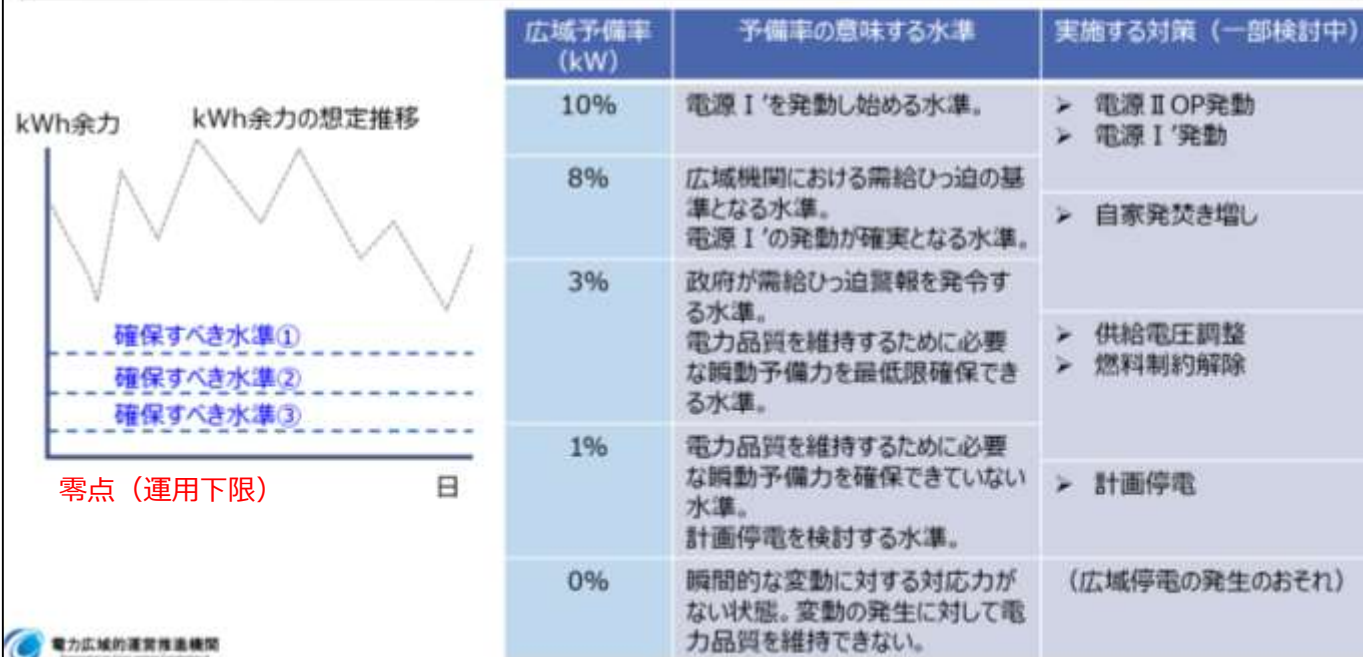
- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- kW不足の対策において、その対策の社会的影響や対策実施の困難さなどにあわせて、確保すべき水準（対策の実施判断をする予備率）が設定されている。
- 昨冬の実績データから、kWh不足の対策における確保すべき水準について検討を行った。

今後検討すべき課題（確保すべき水準）

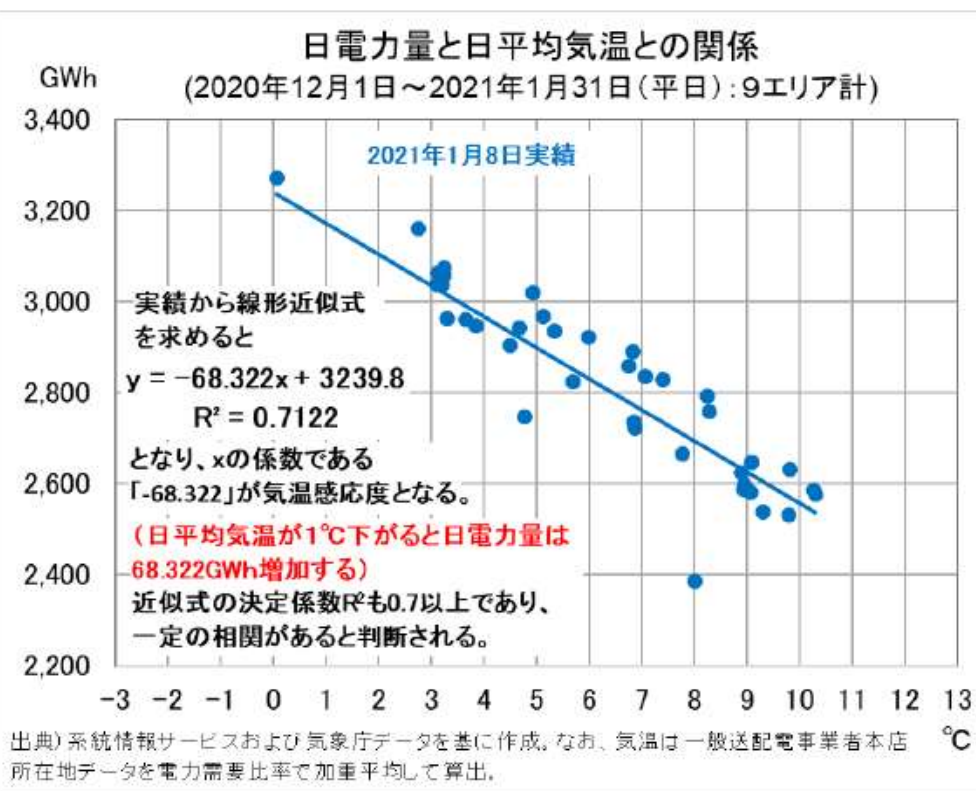
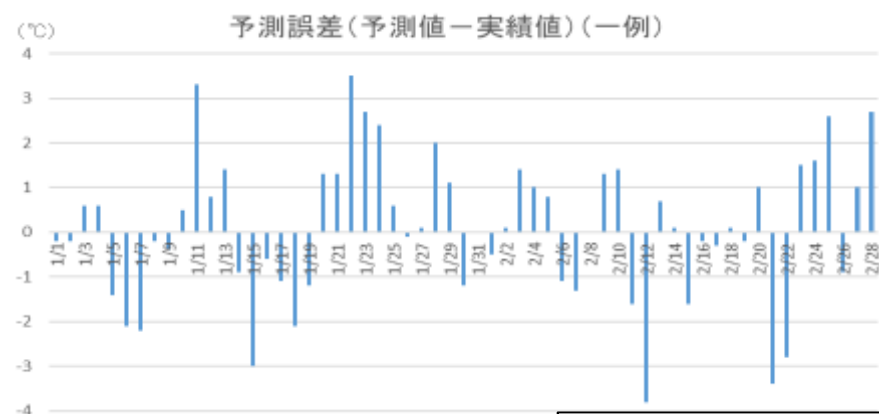
27

- kW不足の対策において、その対策の社会的影響や対策実施の困難さなどにあわせて、複数の確保すべき水準（対策の実施判断をする予備率）が設定されている。
- kWh不足の対策においても、同様に、複数の確保すべき水準を設定すべきか。
- 具体的に昨冬の実績データから検討することとしてはどうか。



出所）第63回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年7月1日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_63_02.pdf

- 全国複数地点の気温想定誤差として、気温予測と実績の差異を確認した。
- 1週間の日々の予測誤差の加重平均に対する標準偏差は 0.421°C で、平均は 0.363°C 低くなった。
- また、2020年12月および2021年1月の平日の9エリア日電力量の気温感応度は $-68.322\text{GWh}/^{\circ}\text{C}$ となる。
- よって、日々織り込むリスクとして、標準偏差として $68.322(\text{GWh}/^{\circ}\text{C})/\text{日} \times 0.421^{\circ}\text{C} \div 29\text{GWh}/\text{日}$ 、平均として $68.322(\text{GWh}/^{\circ}\text{C})/\text{日} \times 0.363^{\circ}\text{C} \div 25\text{GWh}/\text{日}$ を考慮することとしてはどうか。



出所) 第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年2月15日）資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_57_02r.pdf

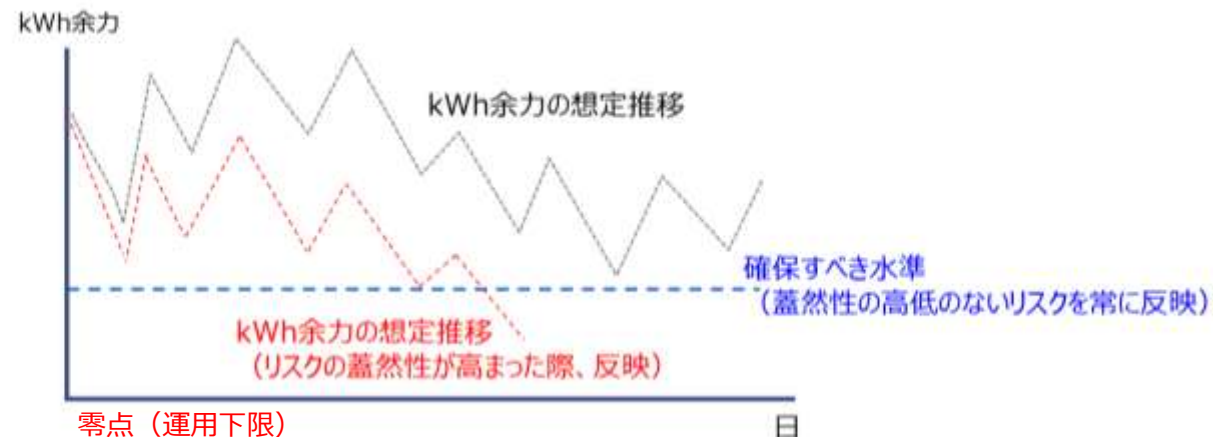
- 大規模なベース電源（1000MW程度）が継続的に停止すれば、1日あたり24GWhの供給力が減少する。
- 蓋然性の大小がない一定のリスクとして、24GWh/日を確保すべき水準に考慮することとしてはどうか。

短期のkWh管理（リスク評価について）

論点

18

- kWhの管理におけるリスクの織り込み方は管理値に織り込むものとカーブに織り込むものの2に分かれる。
- 電源脱落のように蓋然性の高低がないリスクについては、確保すべき水準に織り込む一方、気温変動のように蓋然性の高まりのある（想定より暑い・寒い日が続くなど）ものについては、蓋然性の高まりにあわせて、カーブに織り込むことを基本として検討を進めることではいかか。
- 管理値に織り込むリスク：蓋然性の高低がないもの（電源脱落等）
- カーブに織り込むリスク：蓋然性の高低があるもの（気温変動等）



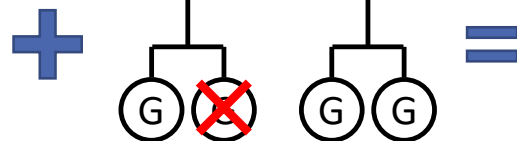
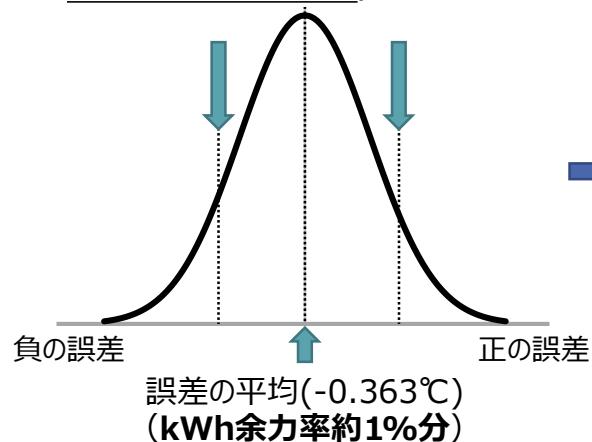
出所) 第63回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年7月1日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_63_02.pdf

■ kWhの余力として確保すべき水準を、気温想定誤差による需要想定誤差①②および電源停止の発生リスク③の合計78GWh/日（1日の全国需要の約3%）とし、その1週間分を設定することとしてはどうか。

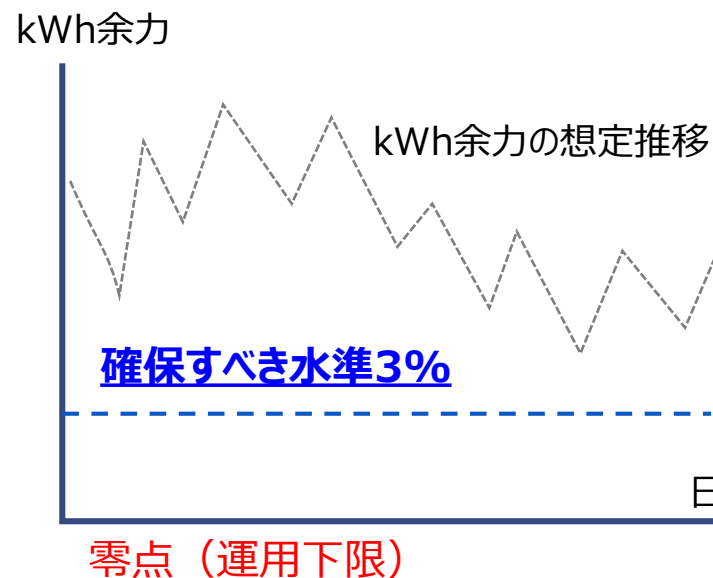
- ① 1週間の日々の予測誤差の加重平均に対する標準偏差 0.421°C ：29GWh/日（約1%分）
- ② 1週間の日々の予測誤差の平均 0.363°C 低：25GWh/日（約1%分）
- ③ ベース電源脱落（1000MW程度）継続停止：24GWh/日（約1%分）

1週間の気温想定誤差の確率分布

誤差の標準偏差(-0.421°C)
(kWh余力率約1%分)



ベース電源の停止
(kWh余力率約1%分)



- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断**
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- kWh対策は、早めに発動を判断し、長い期間にわたり対策を講じることが効果的である。
- 他方で、想定されるリスクまでの期間が長いと、想定誤差等によりリスクの確度が低く、対策実施後の状況変化によっては、結果として、過剰な対策となる可能性がある。
- したがって、リスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで適切な量の対策を実施することとし、具体的には、下表のように、対策実施内容毎にその発動基準を整理していくこととしてはどうか。

判断例

対策必要量が小さいため、1ターム前に実施を判断

対策必要量が大きく、リスクの確度が高いため、2ターム前から適切な対策を実施

2ターム前		1ターム前	
kWh余力率	追加供給力対策	kWh余力率	追加供給力対策
3.0~2.5%程度	対策1準備	3.0~2.5%程度	対策1実施
2.5~1.0%程度	対策1実施+対策2準備	2.5~1.5%程度	対策1+2実施
1.0%以下程度	対策1実施+対策2実施	1.5%以下程度	対策1+2+3実施

1ターム前はリスクの確度が高いため、必要な対策を実施

対策例

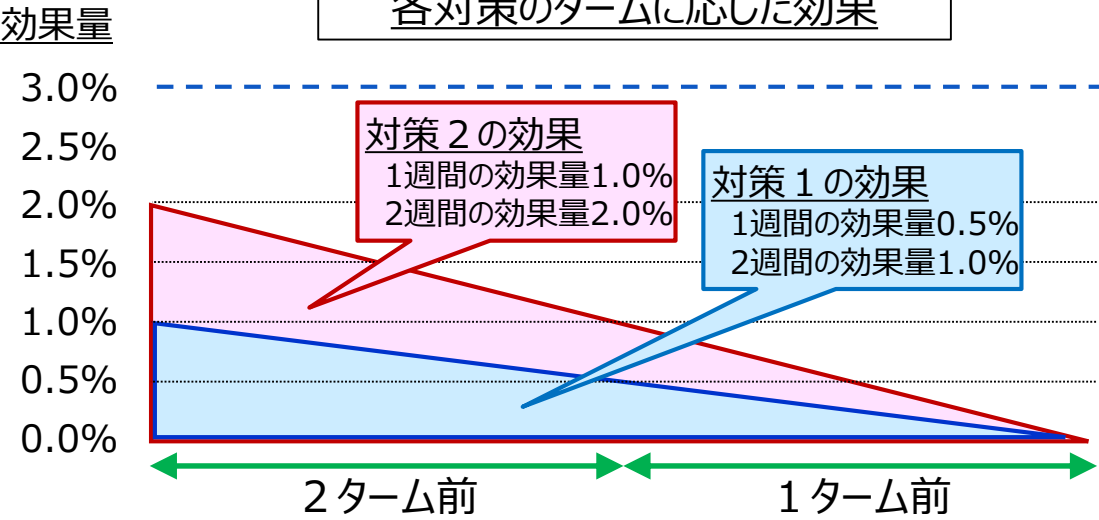
対策順位	対策内容	効果量想定値	元データ
対策1	電源Ⅱ OP運転	248万kWh/日	電源Ⅰ'必要量からのOP控除分
	電源Ⅰ'発動	1,238万kWh/日	電源Ⅰ'募集量（最大12回）
対策2	電源Ⅲ 焚き増し	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定
	自家発電増し	1,400万kWh/日	2020年度冬季実績想定
	電源Ⅰ'長時間発動	効果量未定	今後契約調整
対策3	供給電圧調整	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定

約15GWh/日
(1週間の効果量0.5%)

約30GWh/日
(1週間の効果量1.0%)

- 全国を1つのブロックと考えると、1週間のkWh余力率1%は210GWh（30GWh/日）となる。
- 電源Ⅰ'発動及び電源ⅡOP運転による効果を合計約15GWh/日、電源Ⅲ及び自家発電き増しによる効果を合計約30GWh/日とした場合、各タームのkWh余力率が3%を下回っていた場合、3%に回復させるため、追加供給力対策の実施を以下のように判断することとなる。

各対策のタームに応じた効果

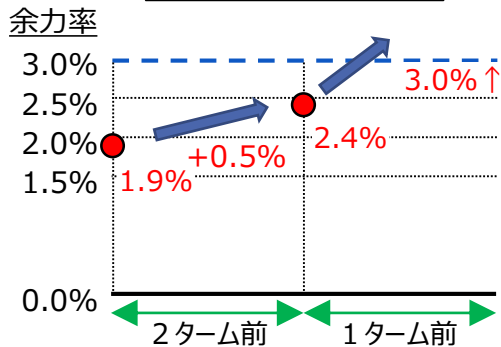


2ターム前		1ターム前	
kWh余力率	追加供給力対策	kWh余力率	追加供給力対策
3.0~2.5%程度	対策1準備	3.0~2.5%程度	対策1実施
2.5~1.0%程度	対策1実施+対策2準備	2.5~1.5%程度	対策1実施+対策2実施
1.0%以下程度	対策1実施+対策2実施	1.5%以下程度	対策3実施

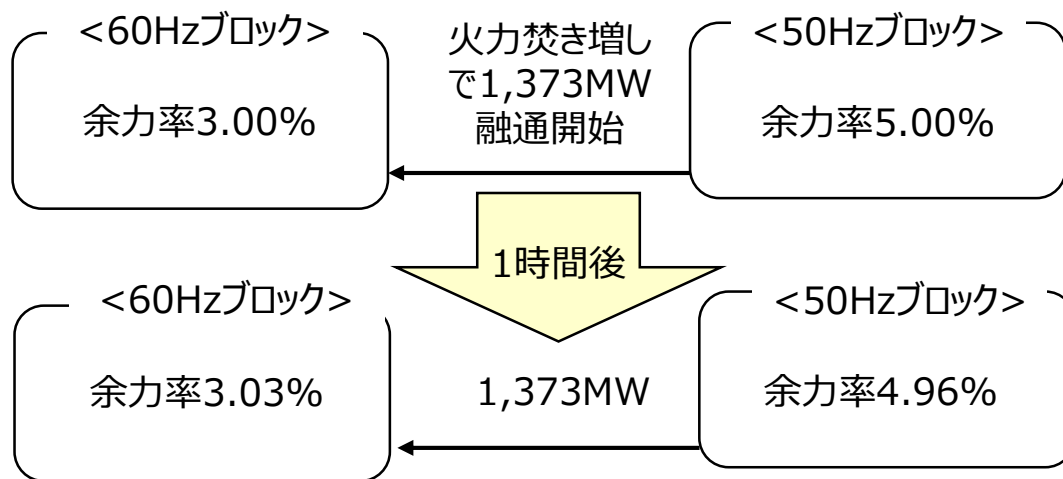
(ケーススタディ：2ターム前の時点で余力率が1.9%の場合)

- 2ターム前の時点で余力率が1.9%なので、対策1の実施と対策2の準備を行う。
- 対策1の実施により、1ターム前（1週間後）には余力率が2.4%に改善する。
- 余力率が2.4%であるので、対策1に追加して対策2を実施する。
- 対策1と対策2の実施により、余力率は確保すべき水準である3.0%を上回ることになる。

余力率の推移と対策



- 融通によるkWh広域ブロック化（余力率を同一にすること）は、連系線の空き容量や系統規模にも影響を受けることから、どれくらいの期間で2つの広域ブロックを1つに広域ブロック化できるかケーススタディを行った。
- 余力率5%である50Hzブロックから余力率3%である60HzブロックにFCマーゲインを使用せず送電する場合、kWh広域ブロック化には少なくとも約29時間必要となることがわかった。
- したがって、広域的なkWh余力率で供給力対策を判断し、適切なタイミングで融通を実施する。



60Hzブロック
系統容量

石油・LNG
比率

50Hzブロック
系統容量

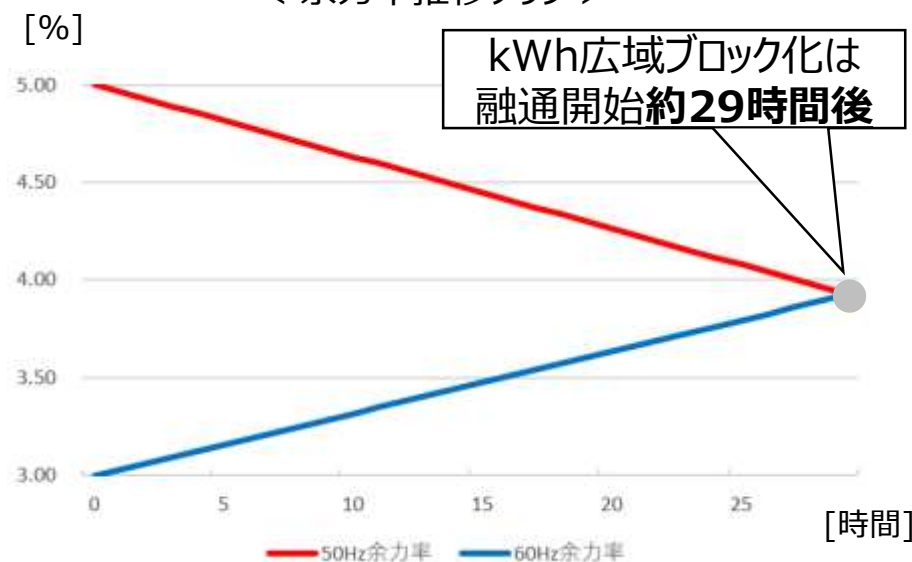
$$(57,350 \times 0.45 \times 24 \times 7 \times 0.03) + (1,373 \times 1)$$

$$57,350 \times 0.45 \times 24 \times 7$$

$$(49,267 \times 0.45 \times 24 \times 7 \times 0.05) - (1,373 \times 1)$$

$$49,267 \times 0.45 \times 24 \times 7$$

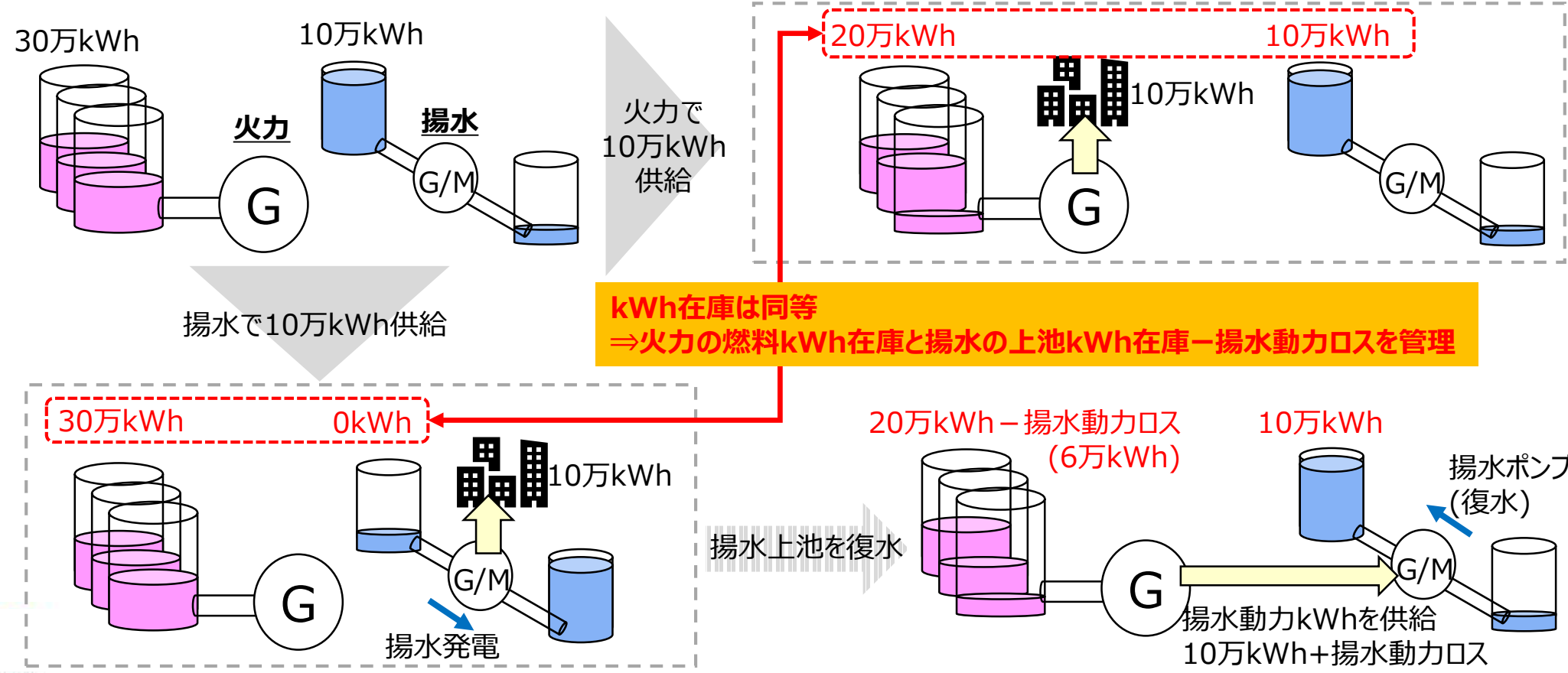
＜ 余力率推移グラフ ＞



- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- 揚水発電によって発電することで、火力発電を代替し、燃料の消費を抑えることができる。「①火力の燃料を消費してkWhを供給すること」と「②揚水発電の上池を下げte kWhを供給すること」のkWh供給力は同等となる。
- 一方で、火力発電によって揚水発電の上池を復水すると、揚水発電の動力ロス※によって、火力発電のkWh供給力が更に減少する。昨冬のkWh逼迫時には、連系線が混雑している時間帯を避け、ピークシフトをして柔軟に融通するために揚水発電が活用され、実際に20GWh/日程度のロスが生じていた。
- したがって、kWh管理では、揚水上池から、揚水動力ロス20GWh/日×一定期間分を除いた分を、kWhとして利用できる分と考え、火力の燃料kWh在庫と合わせて管理してはどうか。

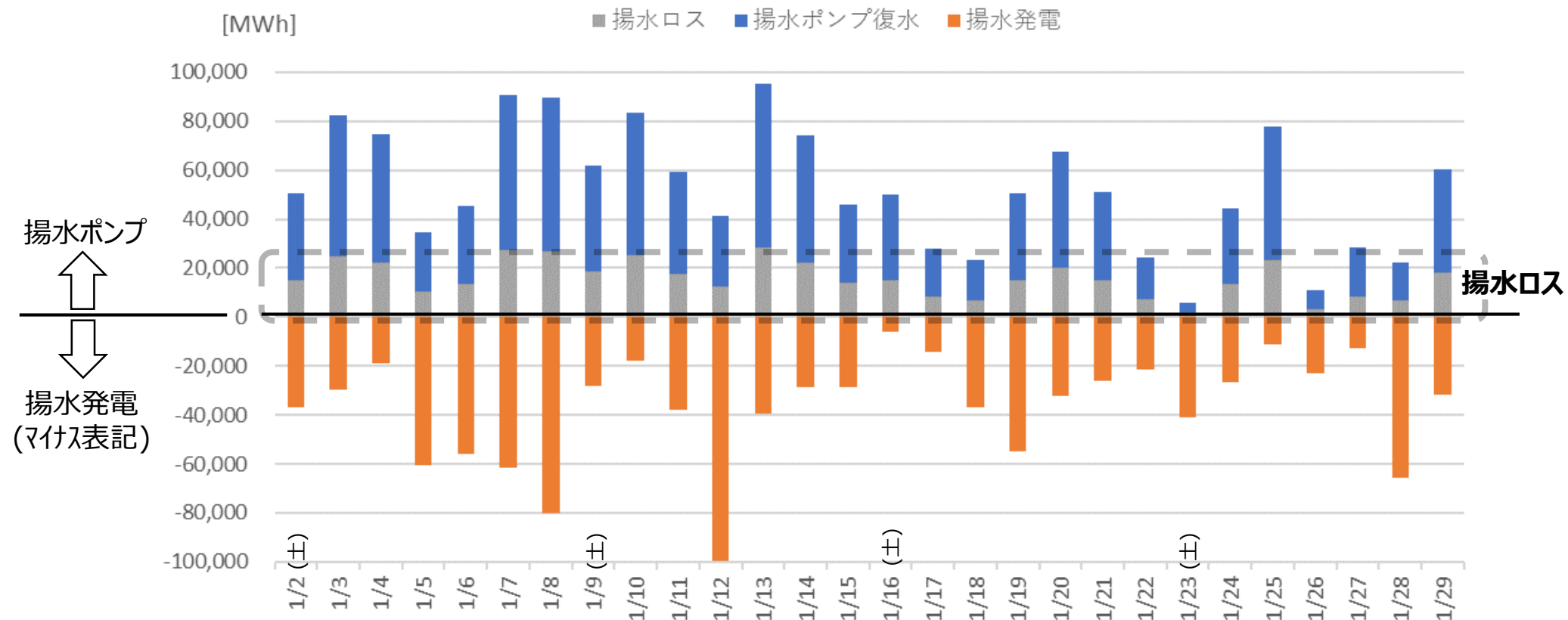
※動力ロス: 上池に復水する際に生じるロス



■ 揚水の全体設備量（上池容量:約2億kWh(約200GWh)、発電容量:約2、500万kW(約25GW)) に対して、揚水発電量および揚水ポンプ量の最大値は約1億kWh(約100GWh)/日であった。

2021/1/2(土)～2021/1/29(金)揚水実績※

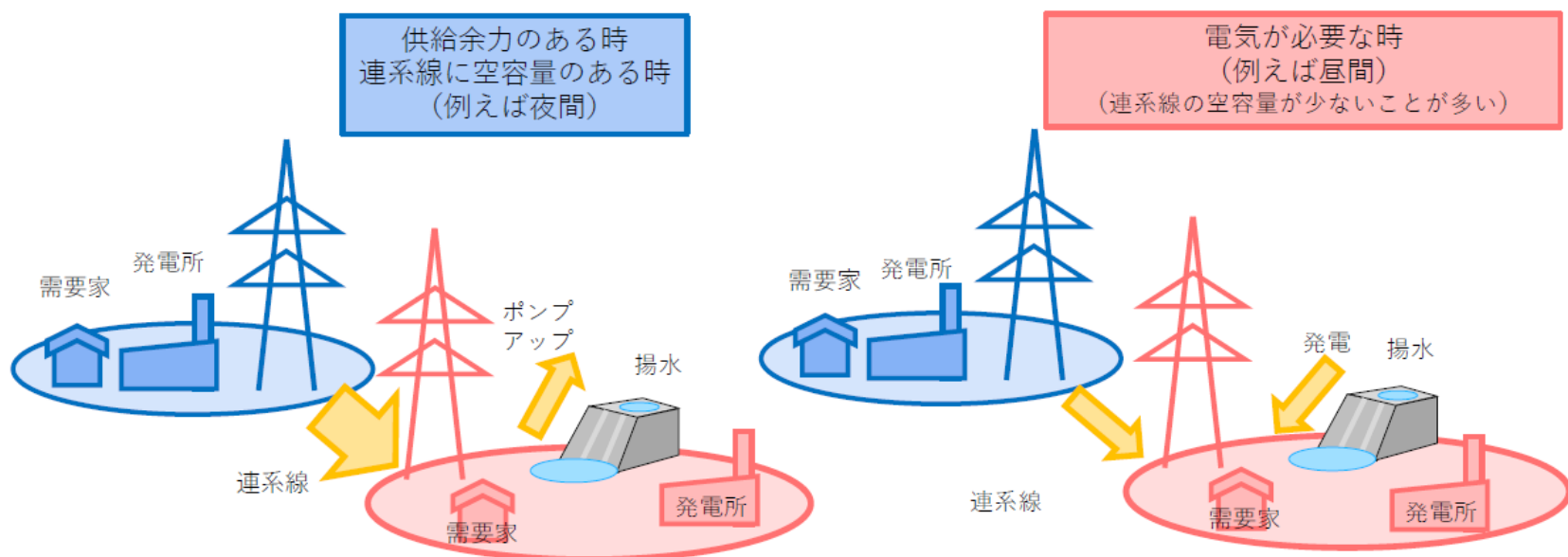
※北海道・東北・北陸エリア除く



今回の融通指示の特徴① ～揚水発電の活用～

21

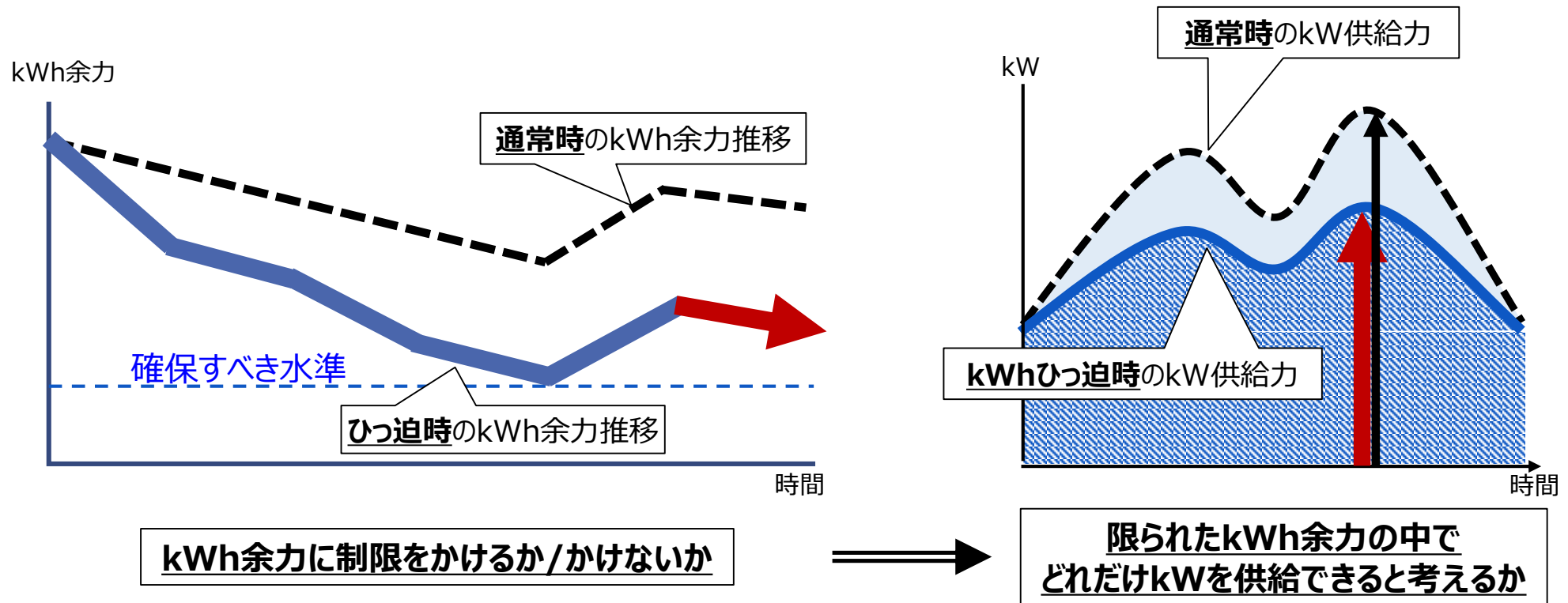
- 需給のバランスを補う手段として、揚水発電を駆使した融通を行った。
 - 揚水発電：位置エネルギーを利用。あらかじめ水を汲み上げておく必要があり、汲み上げるタイミングが重要。
汲み上げるためのエネルギーの見通し＝発電機の余力（火力発電の燃料や他エリアからの融通）の見通しの判断が重要。
- 今回は、需要の相対的に小さい夜間帯に不足エリアに対し融通を行うことで、不足エリアの揚水発電所の水を汲み上げた。これにより、当該エリアの翌日以降の燃料の節約、需要ピーク時のひっ迫緩和を目指した。
- また、エリア間の送電は連系線の容量により上限があるが、連系線混雑時を避けて不足エリアに不足前に電気を届けて揚水にエネルギーを貯めることで、エリアを超えた燃料輸送に代わる運用を行った。



出所) 第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021年2月15日) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_57_02r.pdf

- (1) kWh余力の把握に向けて
 - ① kWh管理における零点について
 - ② kWh余力の把握方法と必要なデータ
- (2) kWhを管理する期間とkWhモニタリングの関係
- (3) 広域的なkWhの管理
- (4) 確保すべき水準の考え方
- (5) 対策の実施判断
- (6) 揚水の扱い
- (7) kWh余力とkW予備力の関係について

- kWh余力についての考え方が整理されることで、kWh余力の見通しをつけながら、kWh不足への対策を行うことができる。
- 一方で、kWh余力が低下し、設備上限まで出力を出せなければ、kW予備力へ影響することから、kW予備力を算出する際のkWh余力の扱いについて整理する必要がある。



- kWh予備力を算出する際のkWh余力の扱いについては、これまでの揚水のkWh制約の考え方をもとにすると、以下の案A「3時間算定」、案B「1日算定」のような対応案が考えられるところ。他方で、今回のkWh管理指標の期間である1週間を踏まえると、案C「1週間算定」も対応案として挙げられる。

案A：調整水力（揚水等）供給力の補正料金算定インデックスへの反映方法と同様の考え方を火力も含めて適用

- 点灯ピーク等のピーク時間に貯水量を全て使い切ることを想定し、**そのコマで調整力として活用できる貯水量を3時間で割ったもの**をBGの発電計画値に足してkW予備力としている。

案B：揚水発電予備力の広域予備率への反映方法と同様の考え方を火力も含めて適用

- 揚水発電の予備力として見込まれる貯水量を**kW予備率が一定になるように24時間に貼りつけて**いる。

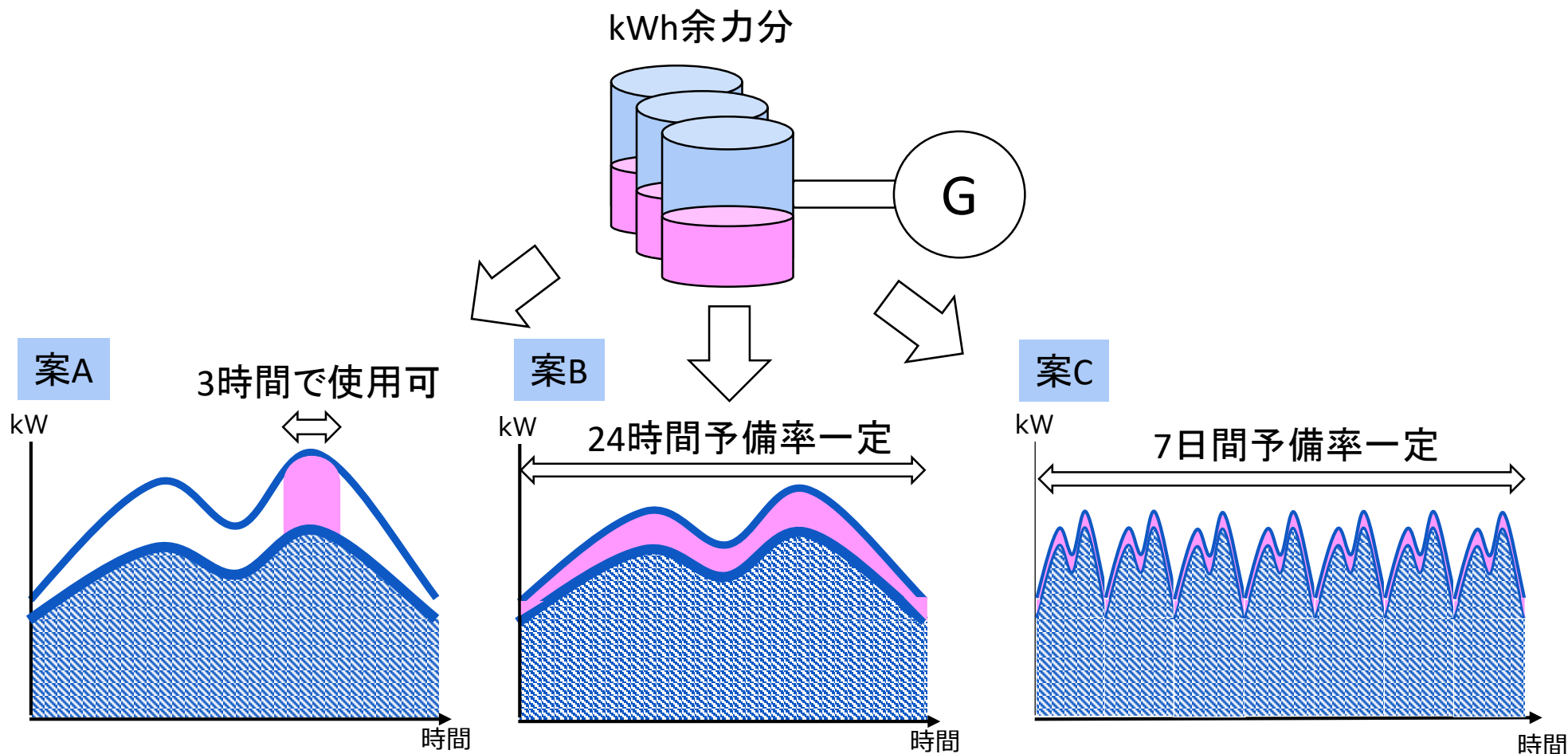
案C：上記の例とは異なる案として、kWh余力を日数に応じて等分したものをkW予備率へ反映

- 1週間のkWh余力を7日で等分**した値をkW予備率へ反映する。

- 次回以降、**これらとインバランス料金の関係も含めて、整理すること**としたい。

	案A：調整水力供給力の補正料金算定インデックスへの反映方法と同様の考え方	案B：揚水発電予備力の広域予備率への反映方法と同様の考え方	案C：1週間のkWh余力を7日で等分した値をkW予備率へ反映
メリット	- kWh余力が想定通り消費される前提のもとで、使えるkWh余力の中で最大限kW予備力を提供できる。 - 補正料金算定インデックスの考え方と整合する。	- kWh余力が想定通り消費される前提のもとで、使えるkWh余力の中でkW予備力を提供できる。 - 広域予備率算定の考え方と整合する。	従来の想定を上回るkWh余力の消費を見込みつつ、kW予備力も管理できる。
デメリット	- 想定誤差が生じた場合は、kWh余力率がkWhの消費状況により大きく減少する可能性がある。 - 第41回制度設計専門会合(2019年9月13日)での議論のとおり、TSOや広域機関の運用の考え方と異なる。	想定誤差が生じた場合は、kWh余力率がkWhの消費状況により大きく減少する可能性がある。	- 最大kW余力まで活用できない場合がある。 - 実際には余力がないように見えても実需給断面にはkW予備力を提供できる場合がある。

- 前述の案A~CでのkW予備力を算出する際のkWh余力の扱いのイメージを示す。



論点①：「補正料金算定インデックス」に用いる調整水力（揚水等）の供給力の算定方法

- 補正インバランス料金は、需給ひっ迫時における不足インバランスが追加的に発生させる社会的コストを一定の式を用いてインバランス料金に反映させるものであるから、以下のようなものであることが望ましい。
 - － そのコマにおいて真に必要となる追加的な対策の必要度合いを反映するものであること
 - － 透明性の高い算定方法であること（一般送配電事業者によるバラツキ等がないこと）
- これを踏まえ、「補正料金算定インデックス」に用いる調整水力の供給力については、以下のように、設備の最大出力及び貯水量を踏まえた単純な式でコマ毎の最大値を算定することとしてはどうか。

※ 将来的に、各一般送配電事業者における揚水等の運用が統一された場合においては、「補正料金算定インデックス」における算定方法をそれと整合的にすることも志向していく。

「補正料金算定インデックス」の算定に用いる調整水力の供給力の算定方法（案）

以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定

- ・設備の最大出力
- ・そのコマで調整力として活用できる貯水量／3時間 + 発電計画値（BGと共用の場合）

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。

※ 貯水式・調整池式は、最大出力に比べ上池が十分に大きい設備が多いことから、下池制約等を考慮した上で最大出力のみを用いることも一案。

（参考）各一般送配電事業者及び広域機関の予備率と今回提案の違いについて

各一般送配電事業者の予備率は、そのコマのみならず、その先の期間も含めて調整水力が運用できるよう、一定期間全体の需給バランスを考慮して貯水量の利用可能量を決定。計画停電の実施判断等においては、こうした考え方が合理的。

一方、今回提案した補正インバランス料金算定用の方法は、真に必要となる追加的な対策の必要度合いを反映するものとするため、不足インバランスの影響を最も控えめに見る方法とした。

広域予備率算定諸元の統一化（供給力想定）

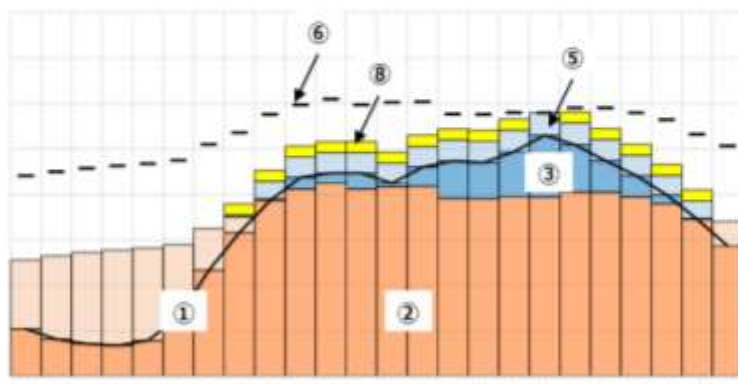
27

- 一般送配電事業者が広域機関に提出する調整電力計画（供給区域需要・供給力・予備力・調整力）に関するアンケートを実施。
- 揚水を除く固定供給力の積み上げ方は、最経済配分を各社行っている。固定供給力の積み上げ方に関しては統一化の必要性は低い。

【供給力想定手順の一例】

1. 需要想定①を算出
2. 固定供給力②を算出（揚発以外の水力・火力・太陽光・連系線他の積み上げ）
3. 揚発予定量③を算出（＝需要－固定供給力）
4. 揚発予備力として見込める水④を算出（＝主に朝時点の発電可能電力量－揚発予定量）
5. 4で算出した揚発予備力として見込める水④を各指定時間へ予備率一定となるよう貼り付け（揚発予備力⑤）

5. 以降の積み上げ方に差異がある

計画断面(主に当日朝)の
発電可能電力量

- ①需要想定
- ②固定供給力
- ③揚発予定量
- ④揚発予備力として見込める水
- ⑤揚発予備力
- ⑥揚発設備量
- ⑦揚発設備量限界により余った水
- ⑧余った水を再配分

出所) 第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 2

https://www.occto.or.jp/choutatsu/2021/files/210527_web_shiyousho5.pdf

今回、kWh余力の把握方法やkWh余力の管理期間、確保すべき水準や対策実施の考え方について、下記のとおり整理したことから、ご議論いただきたい。

- kWh余力の零点（運用下限）の考え方については、燃料ガイドライン等による共通の認識を図ることとする。
- 気象庁の気温想定の方から、2週先までのkWh余力を管理し、3週目以降はkWhモニタリングによって管理することとする。
- 連系線の制約がない範囲で複数のエリアを同一のkWh広域ブロックとして管理し、同一のkWh余力率に基づいて広域的に対策を実施することとする。
- kWh余力を1週間の日電力量で割り、1週目と2週目を、1週間単位のkWh余力率で管理することとする。
- kWhの余力として確保すべき水準は、気温想定誤差による需要想定誤差および電源停止の発生リスクの合計として、1週間の需要の約3%とすることとする。
- 対策の実施判断は、kWh余力率とリスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで適切な量の対策を実施することとする。
- 揚水発電のkWh余力は、揚水ロスを考慮して火力の燃料kWh在庫と合わせて管理することとする。
- kWh余力を考慮したkW予備力の考え方は継続検討とすることとする。

- 今回、kWh余力の把握方法やkWh余力の管理期間、確保すべき水準や対策実施の考え方について示した。
- 次回以降、A項目の残課題およびB・Cの項目について検討していく。

	2020	2021年度										課題
	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月		
A.広域予備率・ でんき予報の算 定方法	kWh不足の予備率への反映方法 今回 次回以降 議論										➢ BG計画消費量や入船日等を踏まえた燃料制約の考え方の検討 ➢ リスク量をどの程度見込むか ➢ 指標の見せ方 ➢ 確保すべき水準 ➢ 揚水の扱い ➢ インバランス料金の扱い ➢ TSO・BGからどのようなデータを受領するか ➢ システム化には時間を要するため、それまでの対応の検討（でんき予報等関連システム等）	
B.円滑な電力融 通の実施に向け たルール化	国の整理を踏まえ、燃料制約解除の判断内容と燃料制約を外した 火力予備を前提とした送受電可能量を算定するルールの検討										➢ 燃料制約解除の際の融通量の設定の考え 方の検討 ➢ 燃料制約を解除したBGは将来的に燃料不 足に陥るリスクが高まるため、解除後のフォ ローについて検討	
C.需給ひっ迫時 の政府の節電要 請等に関するフ ローの整理	追加供給力対策の実施項目と実施判断基準の整理										➢ 需要側対策に移る条件の整理 ・自家発電増しが発動に時間を要するこ ととの整合 ・どのレベルまで燃料を先使いするか検討 ➢ 非ひっ迫エリアにおける対策実施の条件 ➢ 発動ルールの整理 ➢ 市場未約定分の扱い ➢ 焚き増しにあたっては、大気汚染防止法によ る環境規制等への留意が必要	

▲ 調整力等委での議論

▲ 調整力等委での議論