

今冬の需給状況と燃料制約等の実施状況

2021年2月25日

四国電力株式会社

- 1. 今冬の需給と燃料在庫・制約状況の全体像**
- 2. 今冬の売買入札量の状況**
- 3. 今冬の売買約定量の状況**
- 4. 自社需要の想定と実績状況**
- 5. 燃料制約について**
- 6. 燃料制約量の設定**
- 7. グロスピデイングについて**

はじめに ~当社の火力発電設備の概要~

- 当社の火力発電所は、橋湾・西条（石炭）、阿南（石油）、坂出（LNG・石油）があり、今冬、燃料制約を設定したのは阿南と坂出の2地点である。

坂出	出力(MW)	燃 料
1号	296	LNG（コンバインドサイクル）
2号	289	
4号	350	LNG・COG※
3号	450	石油・COG

※ COG(コークス炉ガス)：隣接する工場とコンビナートを形成し、発生する副生ガス(COG)を有効活用

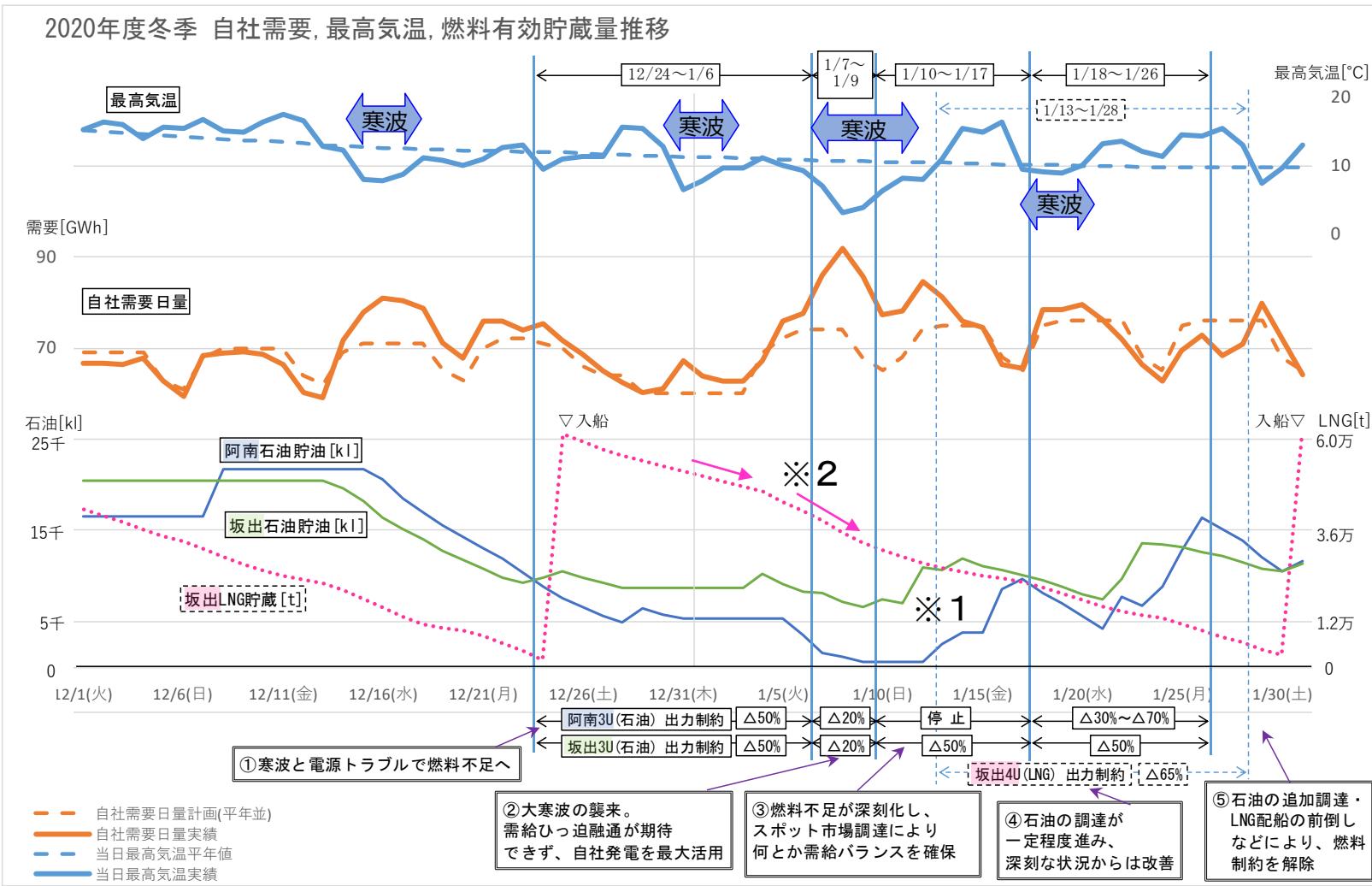


阿南	出力(MW)	燃 料
3号	450	石油
4号 ※長期計画停止中	450	

1. 今冬の需給と燃料在庫・制約状況の全体像

1. 今冬の需給と燃料在庫・制約状況の全体像

- 12月中旬以降の寒波襲来に伴い、電力需要が増加し高水準で推移。これへの対応として火力発電の増加により燃料在庫の減少が見込まれたことから、12月下旬以降、石油・LNG火力ユニットに燃料制約をかけた運用を実施。燃料の追加調達に一定の目途がついた1月下旬は、燃料制約を解除。

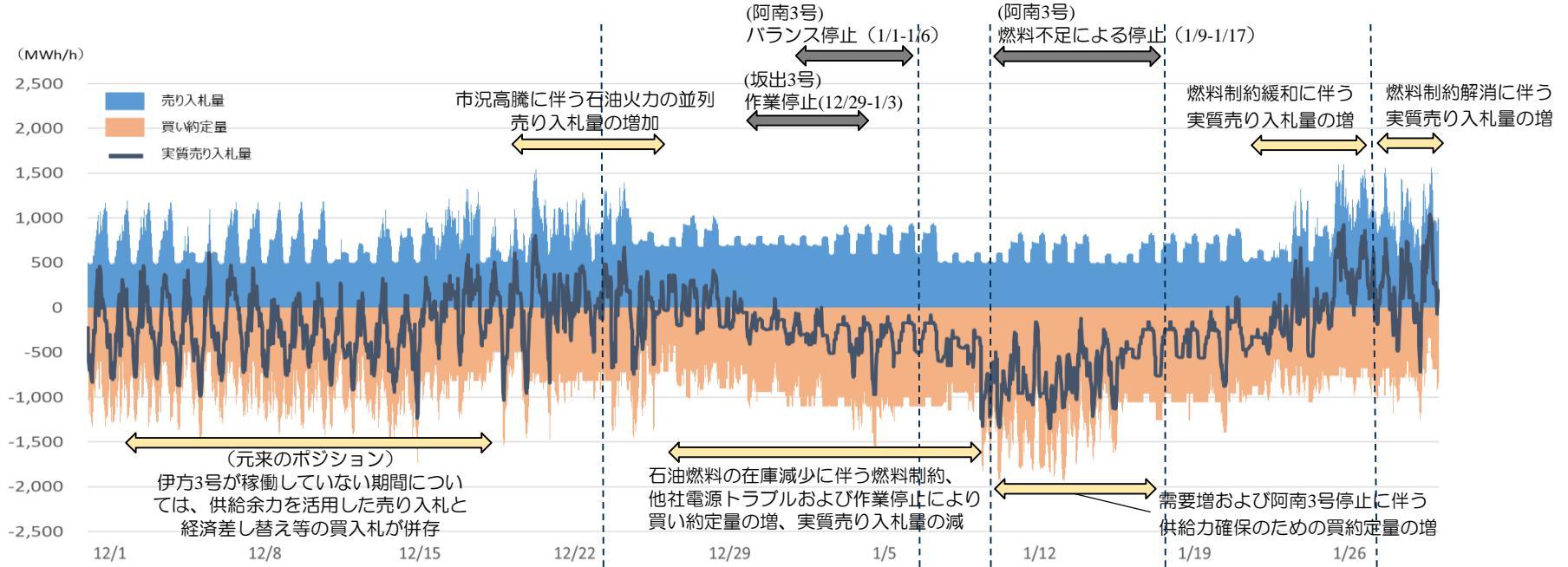
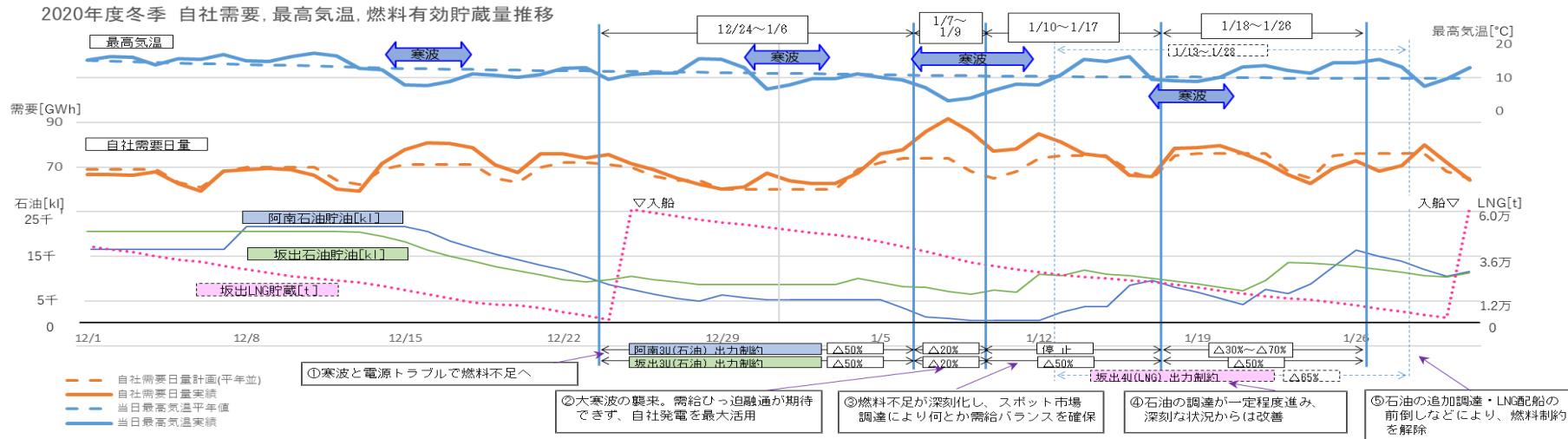


*1 石油貯油量の実績では、1月中旬以降、裕度があるように見えるが、実際には石油をタンクに運ぶ内航船手配の目途が立たず、直前まで入船時期が決まらないなど燃料見通しは厳しい状況であった。

*2 LNG燃料は、1/7以降の寒波による需要や調整力の増加等のため消費量が増加したことから、次回入船(1月下旬)までの計画消費の見通しは厳しい状況であった。

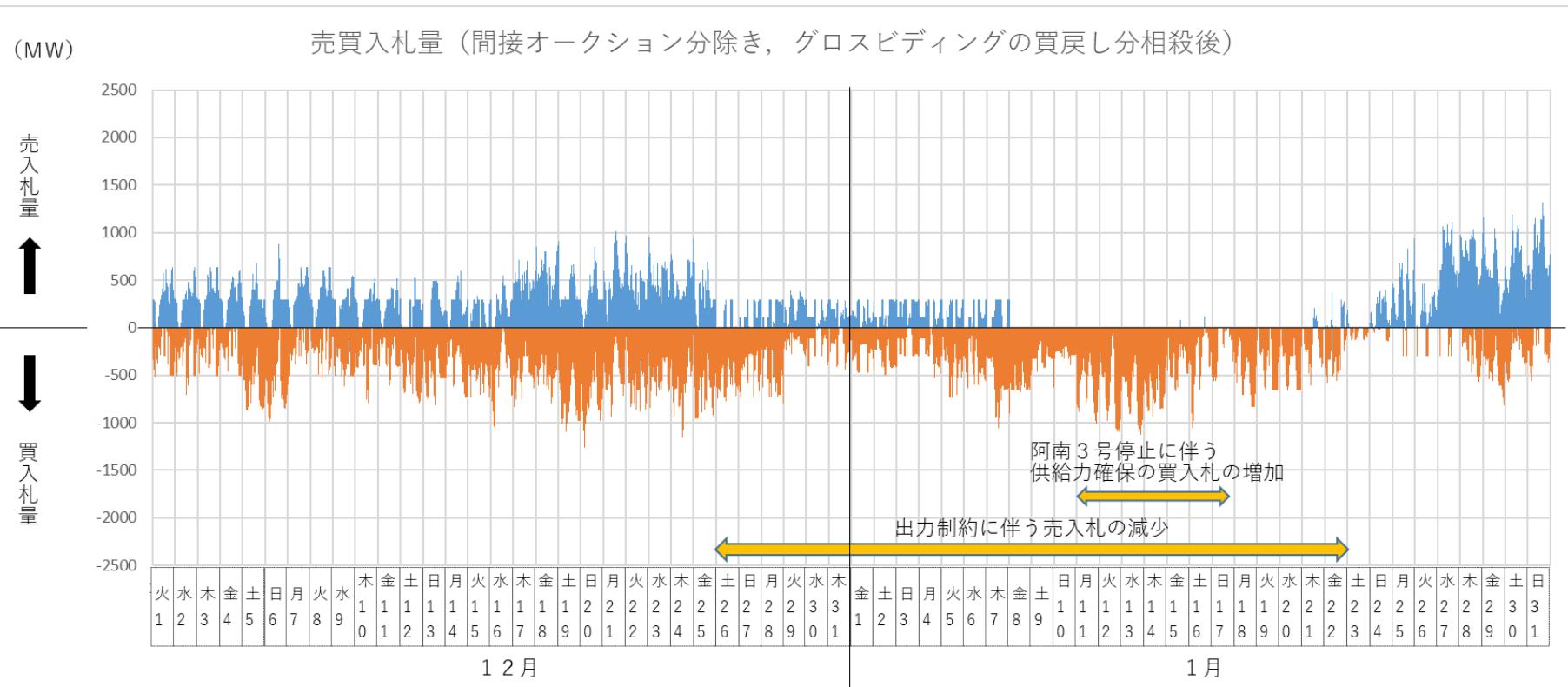
2. 今冬の売買入札量の状況
3. 今冬の売買約定量の状況

2. 今冬の実質売り入札量の状況（12月～1月）



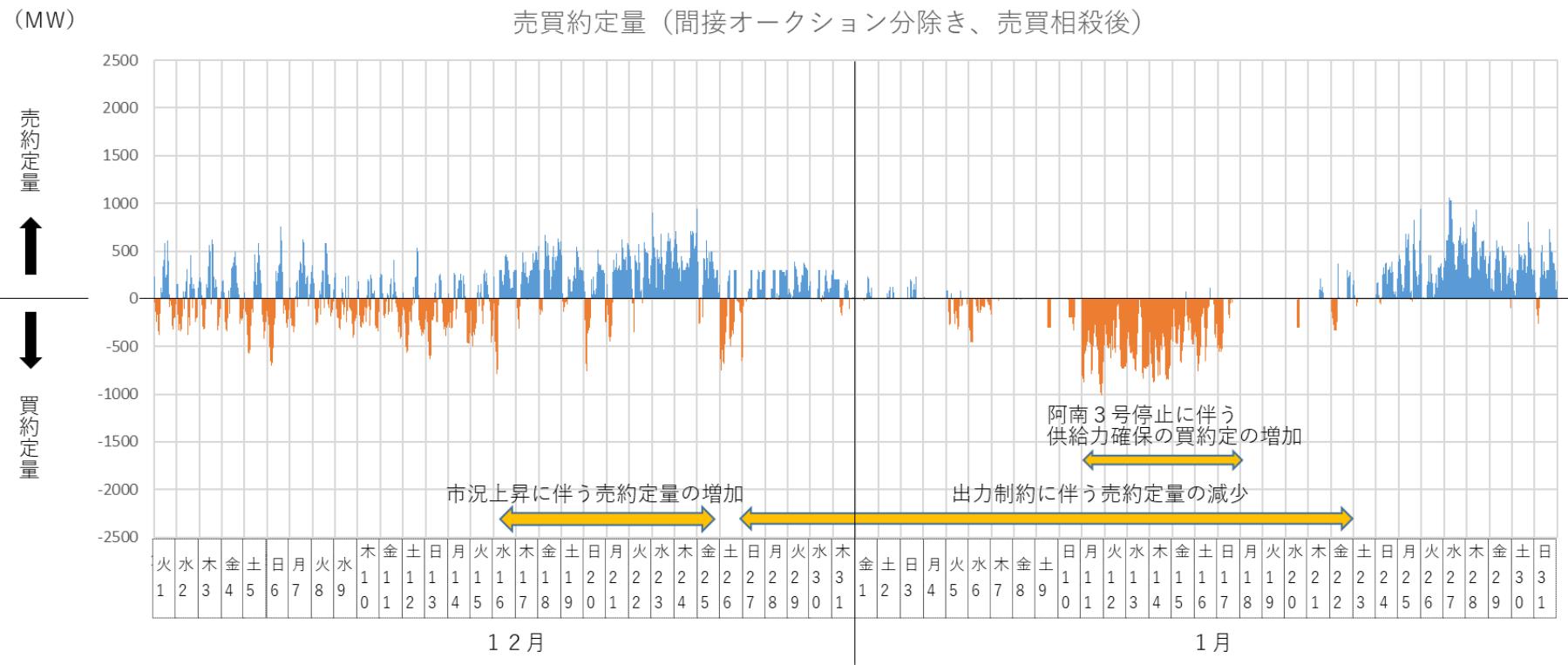
2. 今冬の売買入札量の状況（12月～1月）

- 12月中旬まで 供給余力を活用した売り入札と経済差替え目的の買い入札が並存
 - 12月下旬～1月上旬 石油燃料の在庫減少に伴う燃料制約の実施、他社電源トラブル停止に伴う供給余力の減少等
売り入札が減少（買い：主に経済差替え）
 - 1月中旬 1月7日以降の寒波対応で発電していた阿南3号が燃料不足により停止
売り入札はほぼゼロ（買い：主に供給力確保、燃料消費抑制）
 - 1月下旬以降 燃料制約の緩和以降は、売り入札が増加



3. 今冬の売買約定量の状況（12月～1月）

- 12月中旬 供給余力を活用した売り入札を実施し、市況上昇に伴い売り約定量が増加
- 12月下旬 燃料制約の範囲内で供給余力の売り入札を実施し、売りが一定程度約定
- 1月上旬 燃料制約に伴い売り約定は減少（太陽光の多い昼間帯に限定期に約定）
- 1月中旬 1月7日以降の寒波対応で発電していた阿南3号が燃料不足により停止
買い優先となり、売り約定はほぼゼロ
- 1月下旬以降 燃料制約の緩和以降は、売り約定が増加



4. 自社需要の想定と実績状況

4. 自社需要の想定と実績状況

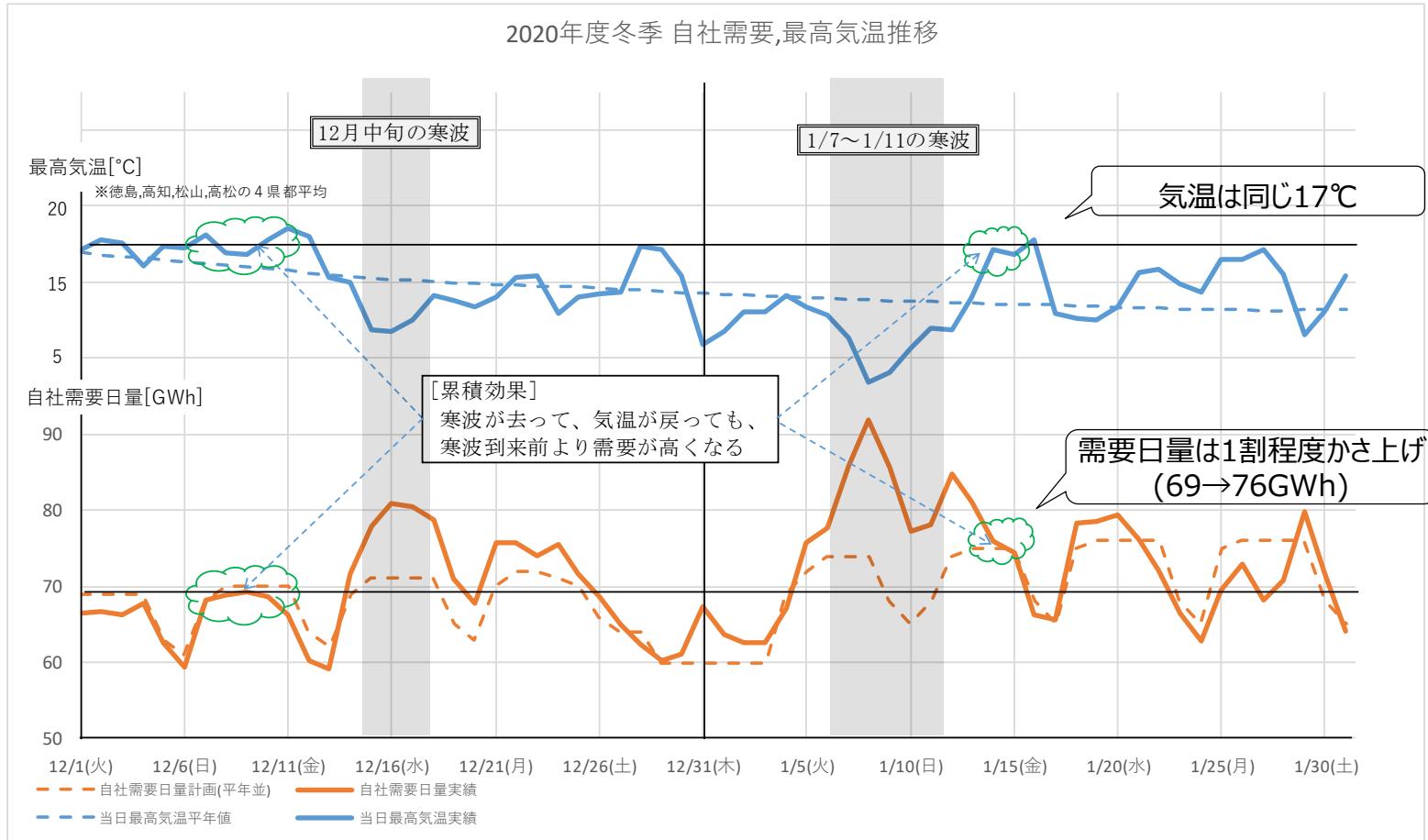
(1) 12月後半以降の需要増

○ 今冬は、寒波が襲来した12月中旬および1/7～1/11に、自社需要が想定より増加した。

12月中旬の寒波前と1月上旬の寒波以降では、同程度の気温ではあるが、需要が高めに推移していた。

1月上旬の寒波直後、平年並みの気温より高くなつたが、需要は相対的に高めに推移する状況がみられた。

累積効果



※ 需要見通しの需要日量平年並みは、供給計画の月間の需要電力量(送電端)を、過去の平日休日比率等から日毎に量配分したもの(月間計画ベース)。例年、12月から1月にかけて、気温の低下に伴い、自社需要は上昇していくことを反映して策定。

4. 自社需要の想定と実績状況

(2) 自社需要の想定方法

- 日々の需要の最大電力・ロードカーブは、以下の方法で算定。

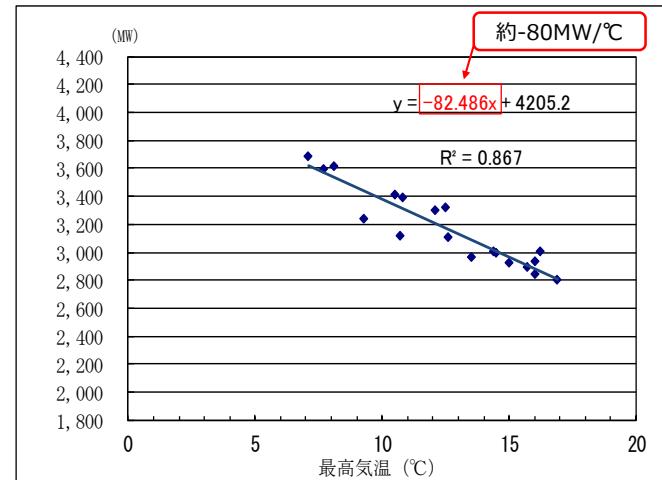
想定する該当日の気温・曜日・天候・太陽光発電等の条件について、過去の実績から類似している日を抽出して、需要・ロードカーブのベースとするが、諸条件が全て合致することは無いことから、それらのずれは以下により調整しながら策定している。

- (1) 気温 気温感応度で補正（主に夏季・冬季）
- (2) 曜日 休日、年末年始等は、過去の実績比率や至近の休日平日比率等で補正
- (3) 天候 暑さ・寒さが連続する場合、累積効果を考慮
- (4) 太陽光 晴天・曇雨天ではロードカーブが大きく変わることを考慮

1日のうちで発電時間・量が大きく変わる場合等 照明・冷暖房など需要の影響を考慮

【今冬の気温感応度】

- ・至近の平日実績の最高気温と最大電力を直線近似した傾きから気温感応度を算出する。
- ・12月末～1月上旬では、**-80MW/°C**を採用。



※12/1～12/25の間の平日データから算出

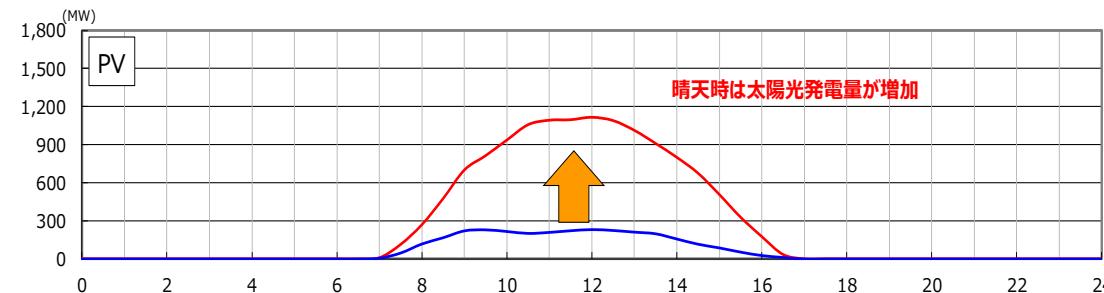
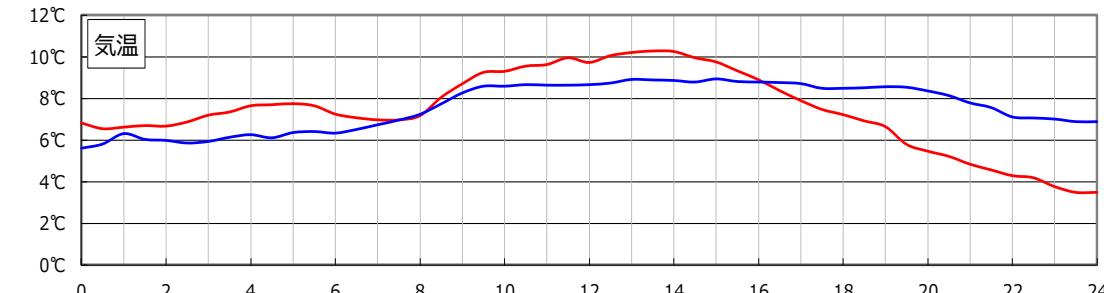
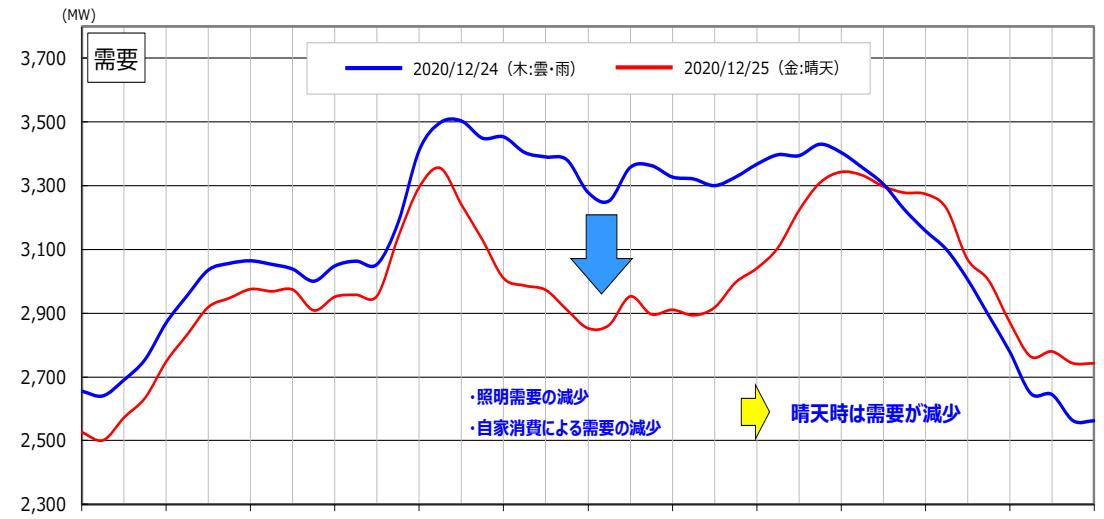
4. 自社需要の想定と実績状況

太陽光の需要ロードカーブへの影響（昼間帯）

- 晴天の日と曇天の日では、太陽光の発電量が違うことにより、ロードカーブは、気温影響に加えて、照明需要等により大きく需要が減少する。

【例】2020/12/24と12/25の需要差

- 需要差 ▲400MW
- (内訳)
 - 気温影響 ▲150MW
(気温差約2°C × -80MW)
 - 照明需要等 ▲250MW



4. 自社需要の想定と実績状況 ～ 特定日の需要の想定と実績の乖離分析 ～

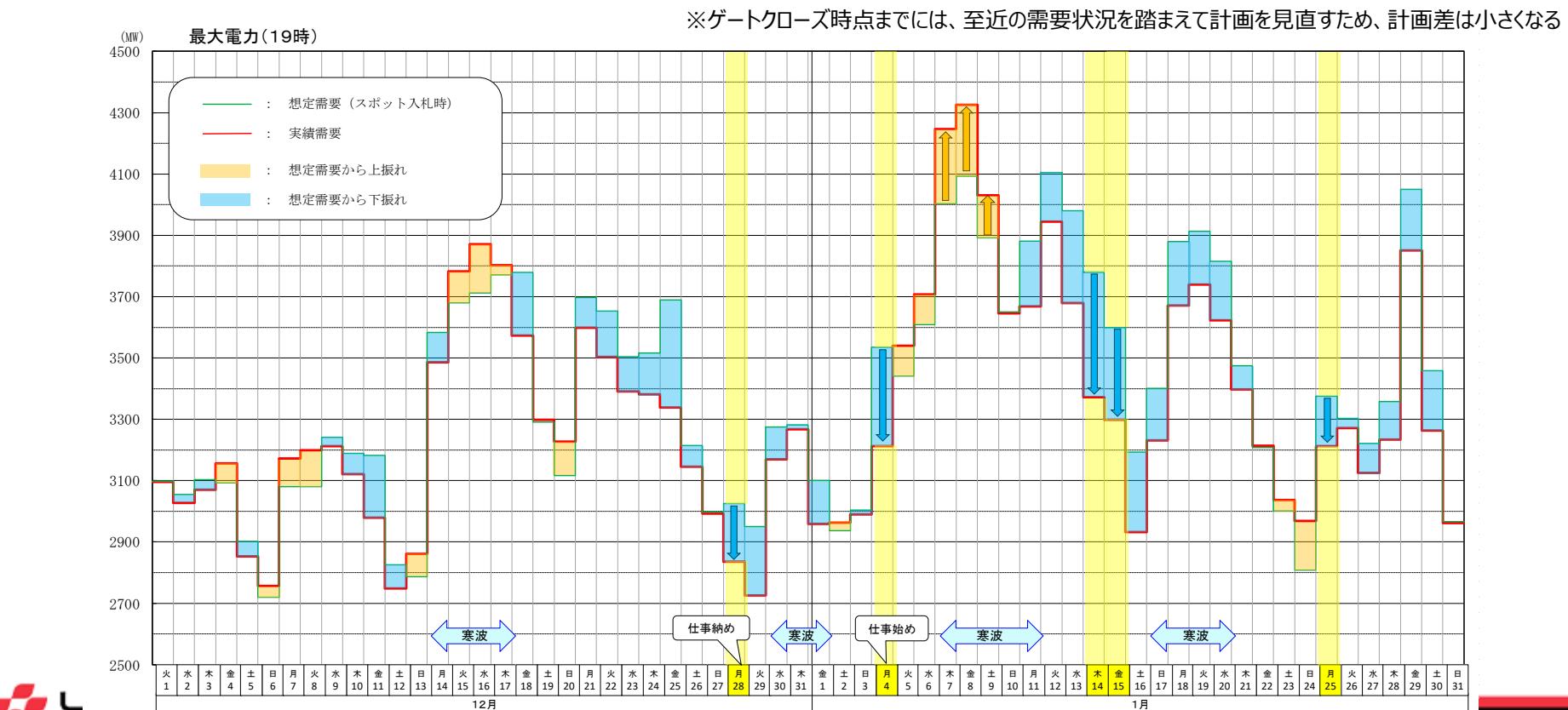
4. 自社需要の想定と実績状況

(3) 特定日の需要の想定と実績の乖離分析

○ 需要の「スポット入札時の想定と実績」について、実績が大きく下回った特定日の状況は以下のとおり。

- 12/28及び1/4：仕事納め・始めの平日であり、「平日ベースの需要を補正」して想定したが、実際には「休日相当のロードカーブ」となり、一日全体として需要実績が下振れた。
- 1/14及び1/15：1/7以降の寒波で累積効果が見られたことから需要を高めに想定したが、寒さが緩み、午後から気温が上昇したことなどから、昼間以降は需要実績が下振れた。
- 1/25：月曜日の類似カーブをベースに想定したが、太陽光発電の上振れや節電の効果等もあり、昼間以降は需要実績が下振れた。

以下の図は、点灯帯（19時）の需要想定値（スポット入札時）と需要実績。



4. 自社需要の想定と実績状況

【想定】(12月28日)

- 想定方法:類似日である12/7(月)のロードカーブを元に気温の差異がある点灯帯を補正して算出。

○ 算定根拠

想定日:12/28(月)仕事納め(特異日)
気温想定:10°C(点灯帯)
天候:晴れ(PV予想:最大900MW)

ロードカーブ参考日: 12/7(月)

①需要実績:3,200MW

気温実績:13°C(点灯帯)

天候:晴れ(PV:最大1,200MW)

② 気温差:-3°C(10°C-13°C)

気温補正:240MW(-3°C × -80MW/°C)

③ 特異日補正:0.89

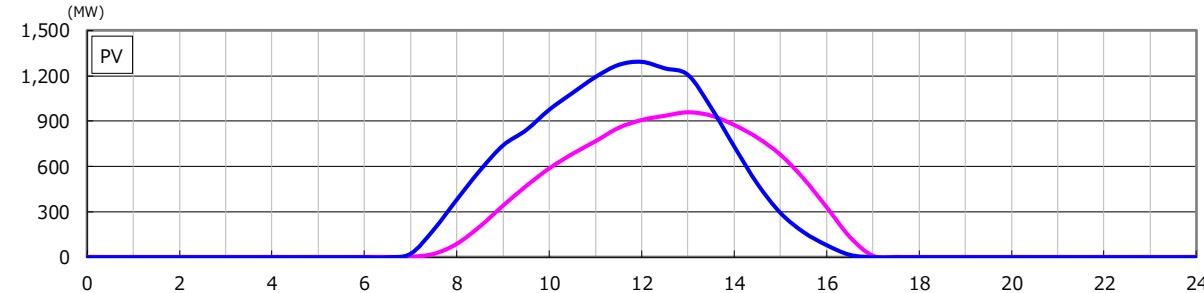
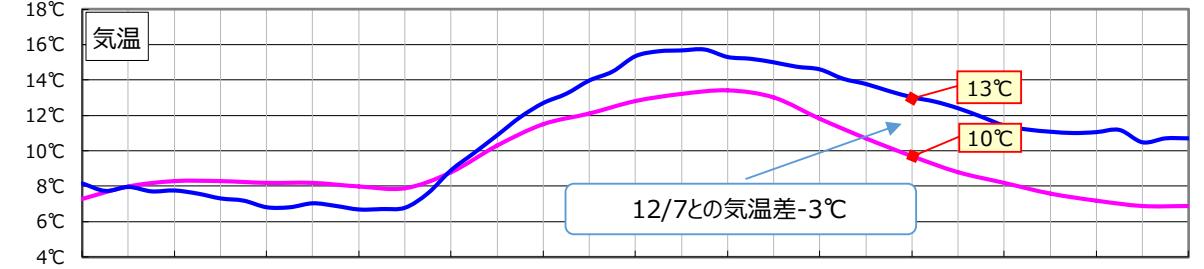
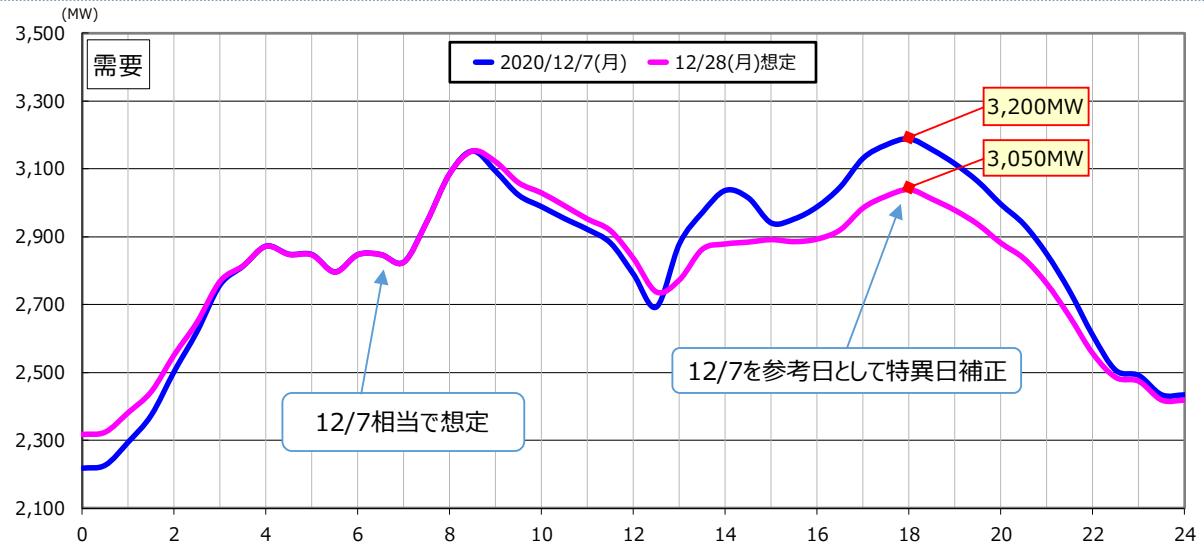
(過去の仕事納め/前週平日平均の需要差)



○ 想定需要:(①+②)×③

$$= (3,200\text{MW} + 240\text{MW}) \times 0.89$$

$$\approx 3,050\text{MW}$$



4. 自社需要の想定と実績状況

【実績との乖離分析】(12月28日)

○ 乖離状況

- ・昼間帯:最大▲550MW程度
- ・点灯帯:▲200MW程度

○ 乖離要因

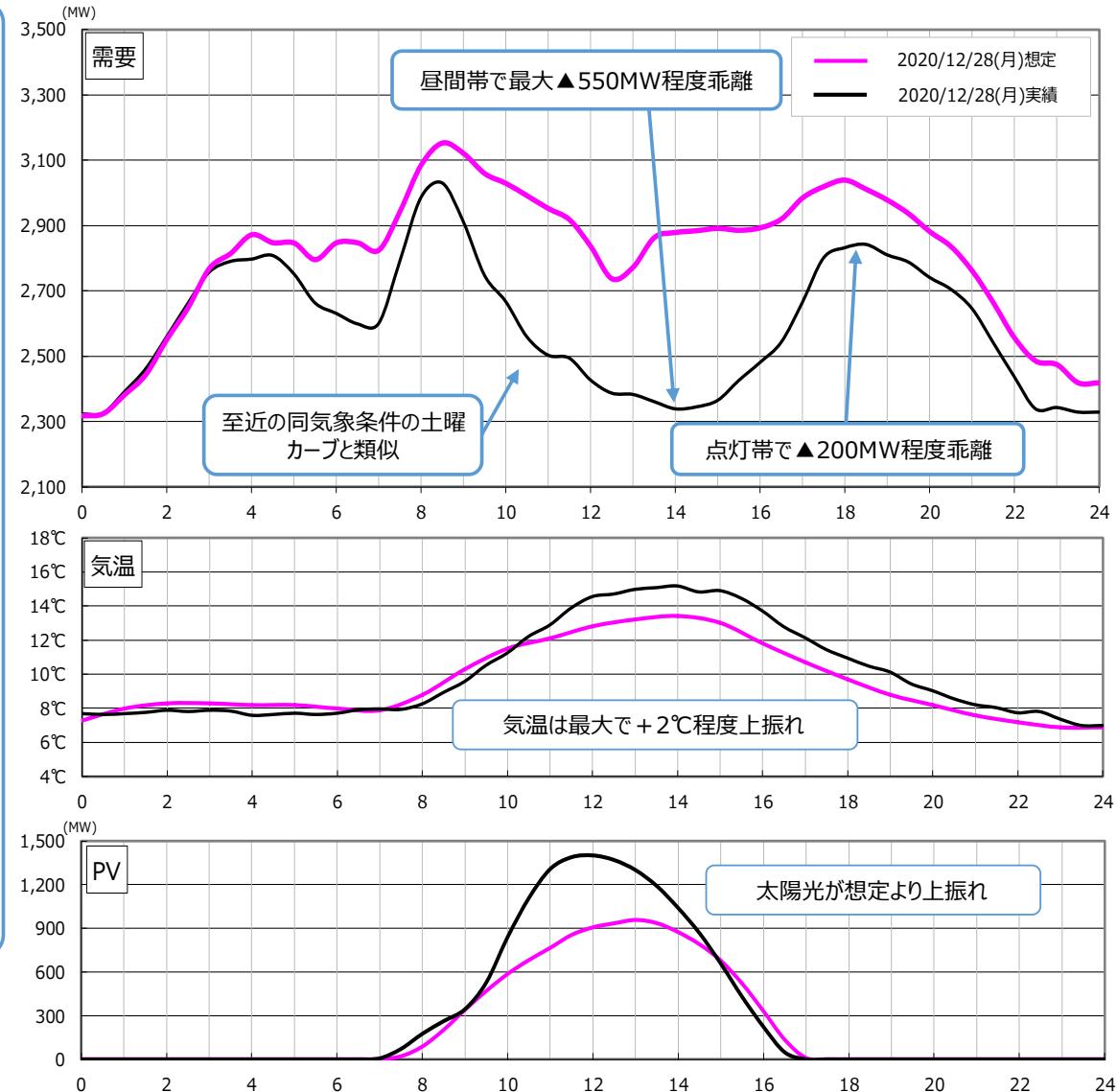
- ・仕事納めの日として、平日需要想定に補正值0.89を乗じたが、休日(土曜)相当となってしまったこと
- ・気温の上振れ

・昼間帯

平日休日差 : ▲300MW
 気温影響 : ▲140MW
 $2^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C} \times 0.89)$
 その他 : ▲110MW
 (PV上振れ、特高需要減等)

・点灯帯

平日休日差 : ▲120MW
 気温影響 : ▲70MW
 $1^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C} \times 0.89)$



4. 自社需要の想定と実績状況

【想定】(1月4日)

- 想定方法:類似日である昨年の仕事始め1/6(月)のロードカーブを元に気温の差異がある点灯帯を補正して算出。

○ 算定根拠

想定日:1/4(月) 仕事始め(特異日)

気温想定:6°C(点灯帯)

天候:晴れ(PV予想:最大1,100MW)

ロードカーブ参照日: 2020/1/6(月)

①需要実績:3,380MW

気温実績:9°C(点灯帯)

天候:晴れ後曇り

(PV:最大1,200MW)

② 気温差:-3°C(6°C-9°C)

気温補正:240MW(-3°C×-80MW/°C)

③ 気温差の特異日補正:0.85

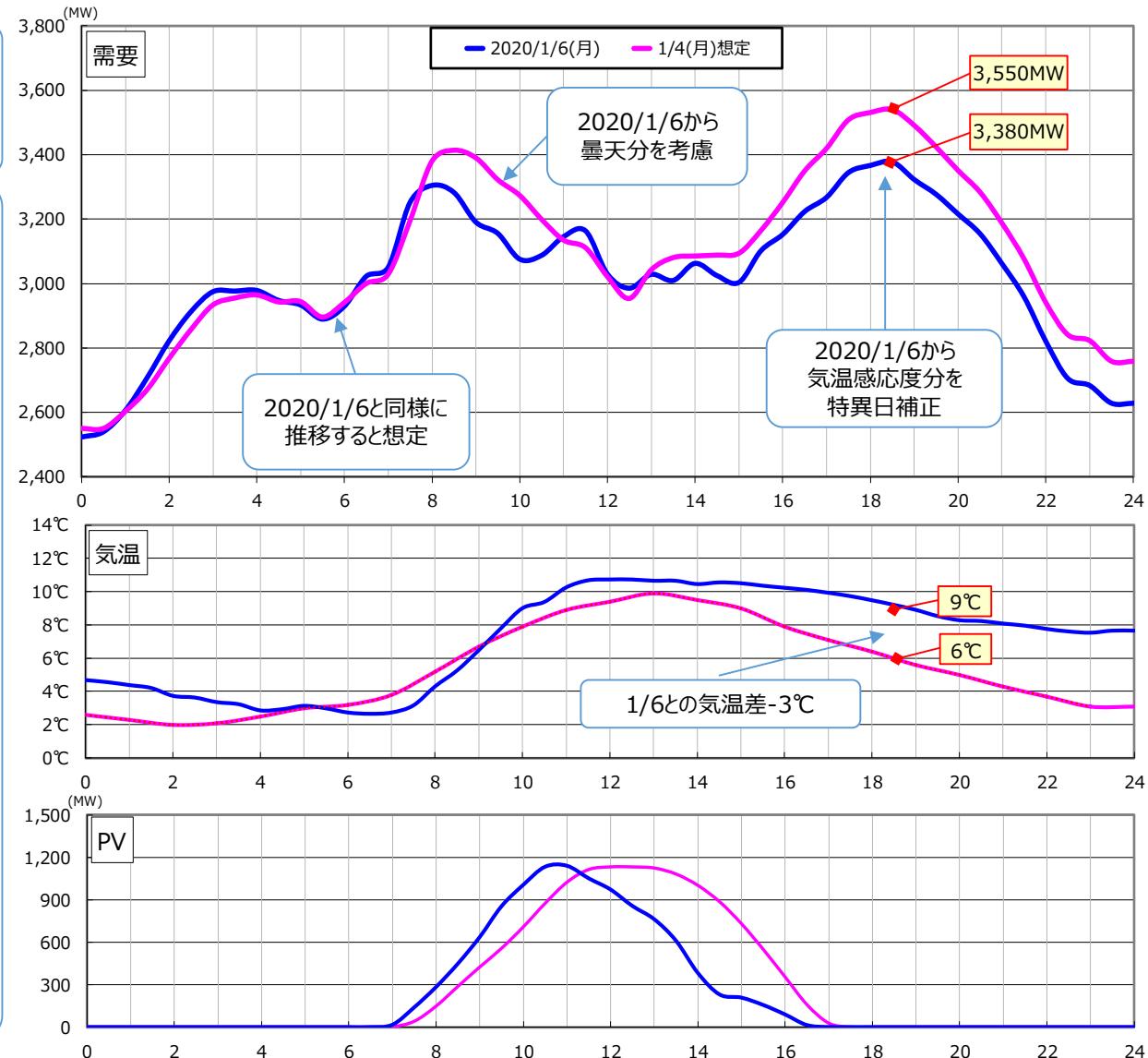
(過去の仕事始め/前週平日平均の需要差)



○ 想定需要:①+②×③

$$= 3,380\text{MW} + 240\text{MW} \times 0.85$$

$$\approx 3,550\text{MW}$$



4. 自社需要の想定と実績状況

【実績との乖離分析】(1月4日)

○ 乖離状況

- ・昼間帯:最大▲700MW程度
- ・点灯帯:▲300MW程度

○ 乖離要因

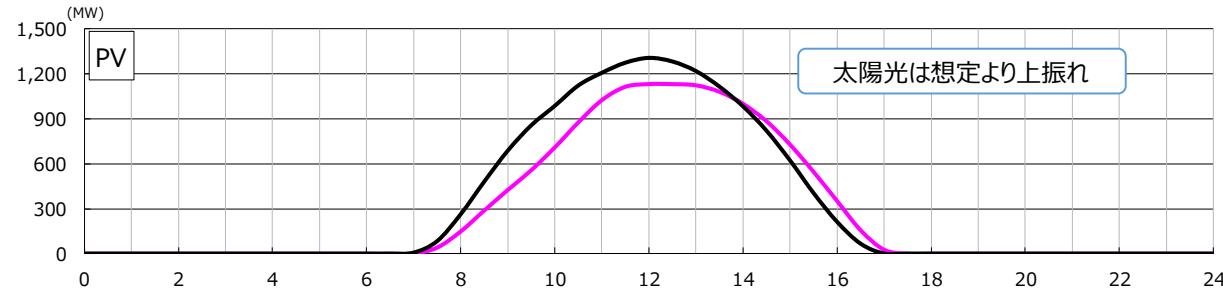
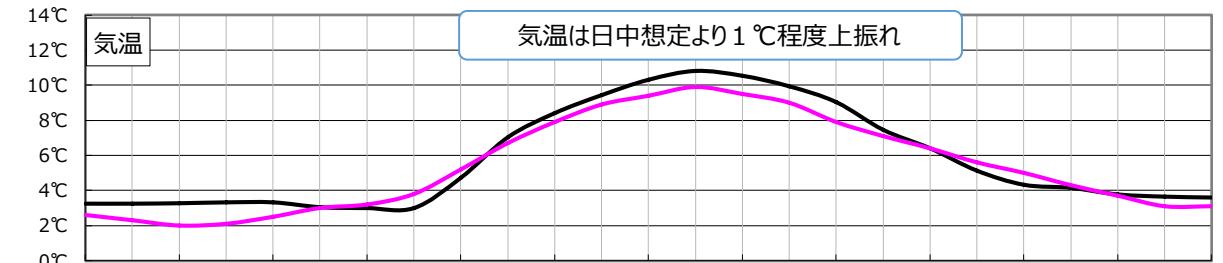
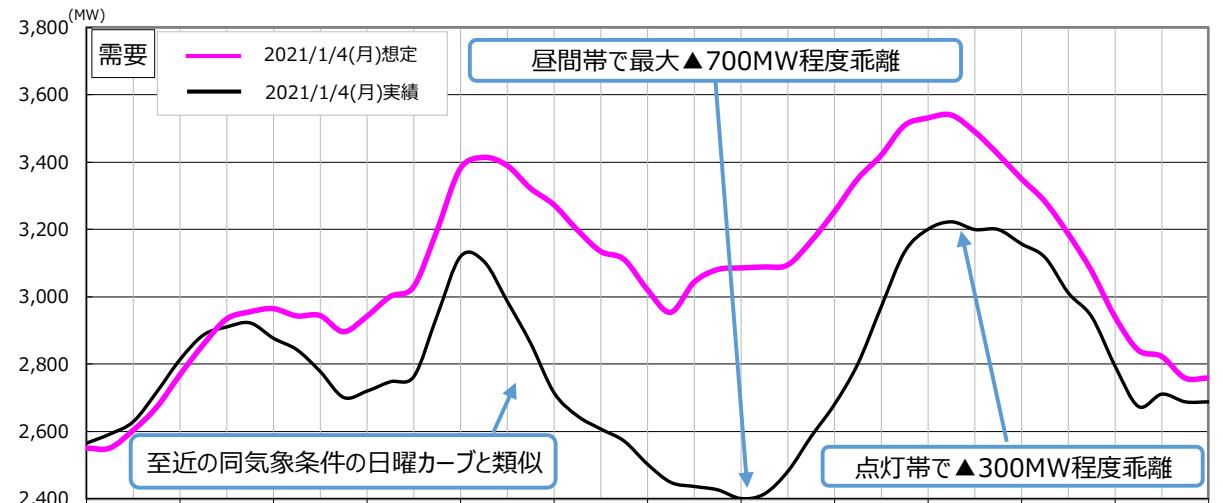
- ・仕事始めの日(特異日)として、前年の仕事始め日である2020/1/6を参考に想定したが、休日(日曜)相当のカーブとなってしまったこと
- ・気温の上振れ

・昼間帯

平日休日差 : ▲550MW
 気温影響 : ▲140MW
 $2^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C} \times 0.85)$

・点灯帯

平日休日差 : ▲240MW
 気温影響 : ▲70MW
 $1^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C} \times 0.85)$



4. 自社需要の想定と実績状況

【想定】(1月14日)

- 想定方法：類似日である12/22(火)のロードカーブを元に気温の差異がある朝の立ち上がりを補正して算出。

○ 算定根拠

想定日:1/14(木) 平日
気温想定:8°C(午前)
天候:晴れ(PV予想:最大900MW)

ロードカーブ参照日: ①12/22(火)
需要実績:3,600MW
気温実績:6°C(午前)
天候:晴れ(PV:最大1,200MW)

ただし、1/7以降の寒波による低気温で、高需要となっていることから、至近日の累積効果等を取り込んで補正。

至近実績参照日: 1/12(火)

① 需要実績:4,100MW
気温実績:3°C(午前)
天候:曇り(PV:最大600MW)
② 気温差:5°C(8°C-3°C)
気温補正:-400MW($5^{\circ}\text{C} \times -80\text{MW}/^{\circ}\text{C}$)
③ 累積効果:+100MW(※)

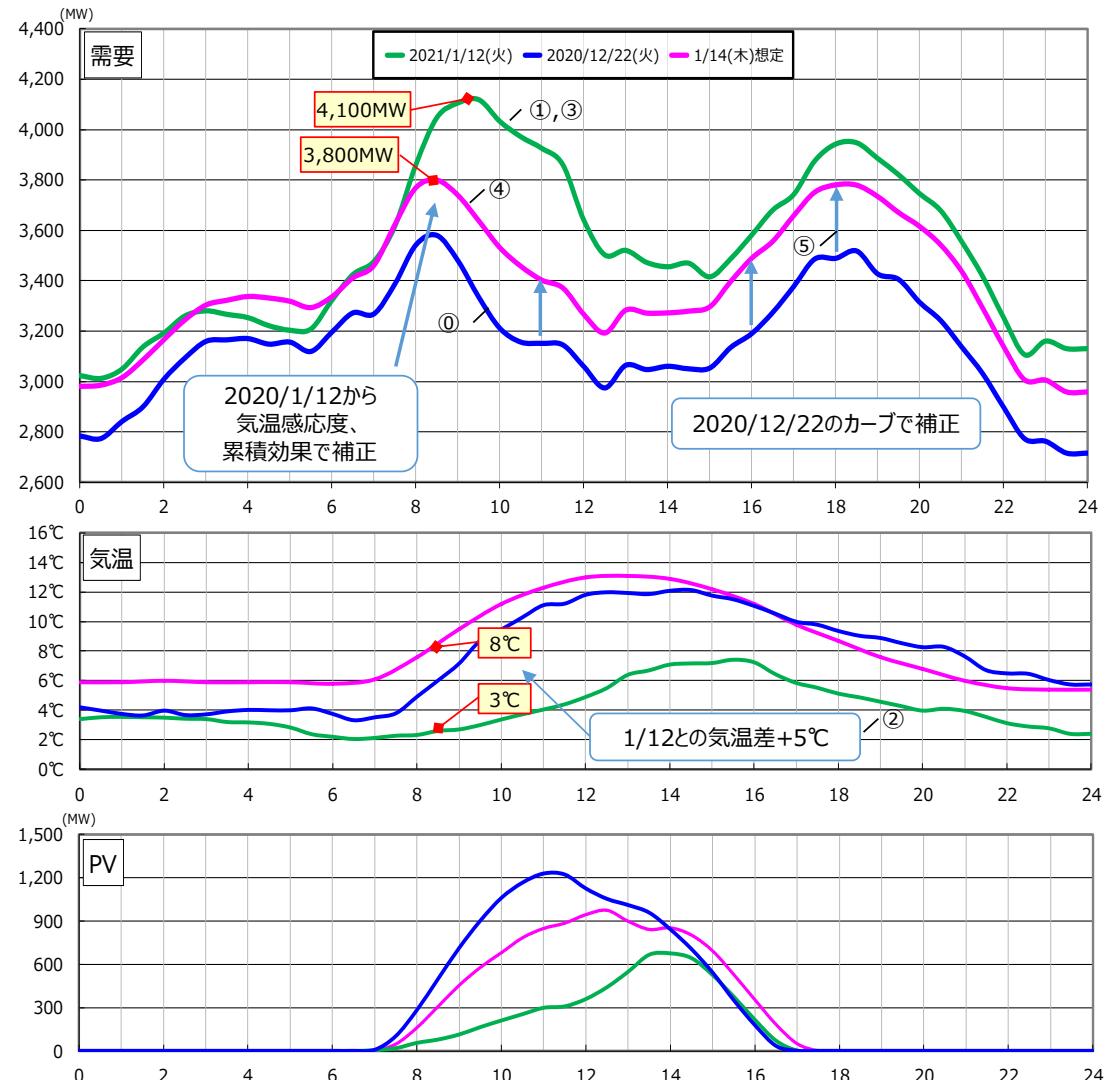


○ 想定需要:① + ② + ③
 $= 4,100\text{MW} - 400\text{MW} + 100\text{MW}$

$= ④ 3,800\text{MW}$

⑤ さらに12/22(火)のロードカーブ①を④の需要に補正。

*累積効果:計画H3需要(6.8°C, 3,860MW)から、1/8実績(3.1°C, 4,326MW)を気温補正すると、4,030MWとなり、計画との差異170MW程度を累積効果等と考えた。



4. 自社需要の想定と実績状況

【実績との乖離分析】(1月14日)

○ 乖離状況

- ・昼間帯:最大▲400MW程度
- ・点灯帯:▲400MW程度

○ 乖離要因

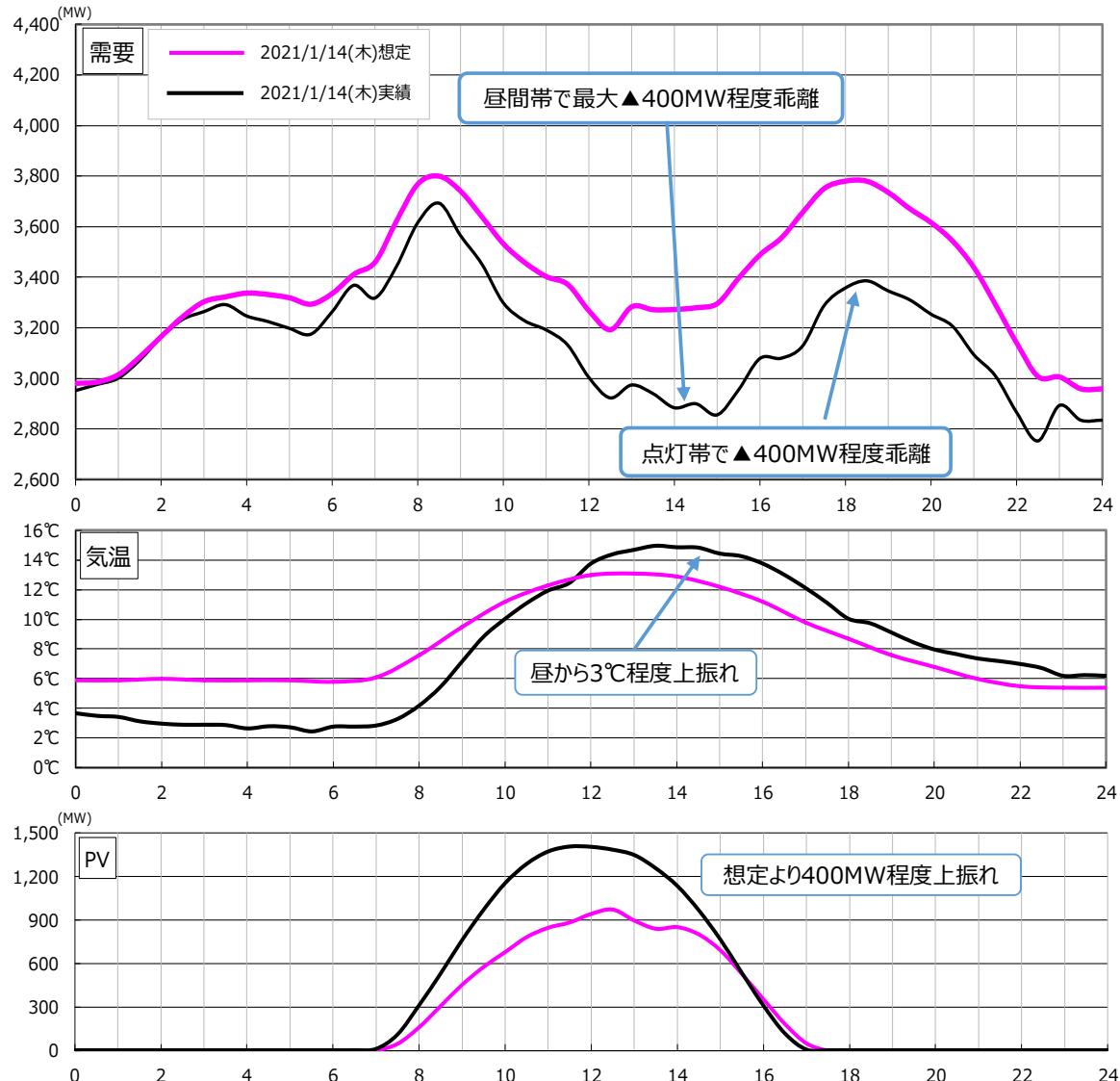
- ・気温は15℃程度まで上昇(想定差+3℃)となり、暖房需要が減少。午後から高気温となり、点灯帯では累積効果は薄まつたものと類推。
- ・節電への協力依頼(1/10～)の効果も一定程度出てきたものと類推。
- ・松山市全域のコロナ禍による営業時間短縮要請等(1/13～)の影響も需要減の要因の一つとして類推。

・昼間帯

気温影響 : ▲240MW
 $3^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C})$
 その他 : ▲160MW
 (PV上振れ、特高需要減、節電効果)

・点灯帯

気温影響 : ▲160MW
 $2^{\circ}\text{C} \times (-80\text{MW}/^{\circ}\text{C})$
 累積効果 : ▲100MW
 その他 : ▲140MW
 (特高需要減、節電効果)



4. 自社需要の想定と実績状況

【想定】(1月15日)

- 想定方法：類似日である12/22(火)のロードカーブを元に気温の差異がある朝の立ち上がりを補正して算出。

○ 算定根拠

想定日:1/15(金) 平日
気温想定:8°C(午前)
天候:晴れ(PV予想:最大1,200MW)

ロードカーブ参照日: ①12/22(火)
需要実績:3,600MW
気温実績:6°C(午前)
天候:晴れ(PV:最大1,200MW)

ただし、1/7以降の寒波による低気温で、高需要となっていることから、至近日の累積効果等を取り込んで補正。

至近実績参照日: 1/13(水)

① 需要実績:3,900MW

気温実績:4°C(午前)

天候:晴れ(PV:最大1,200MW)

② 気温差:4°C(8°C-4°C)

気温補正:-320MW($4°C \times -80MW/°C$)

③ 累積効果: +100MW

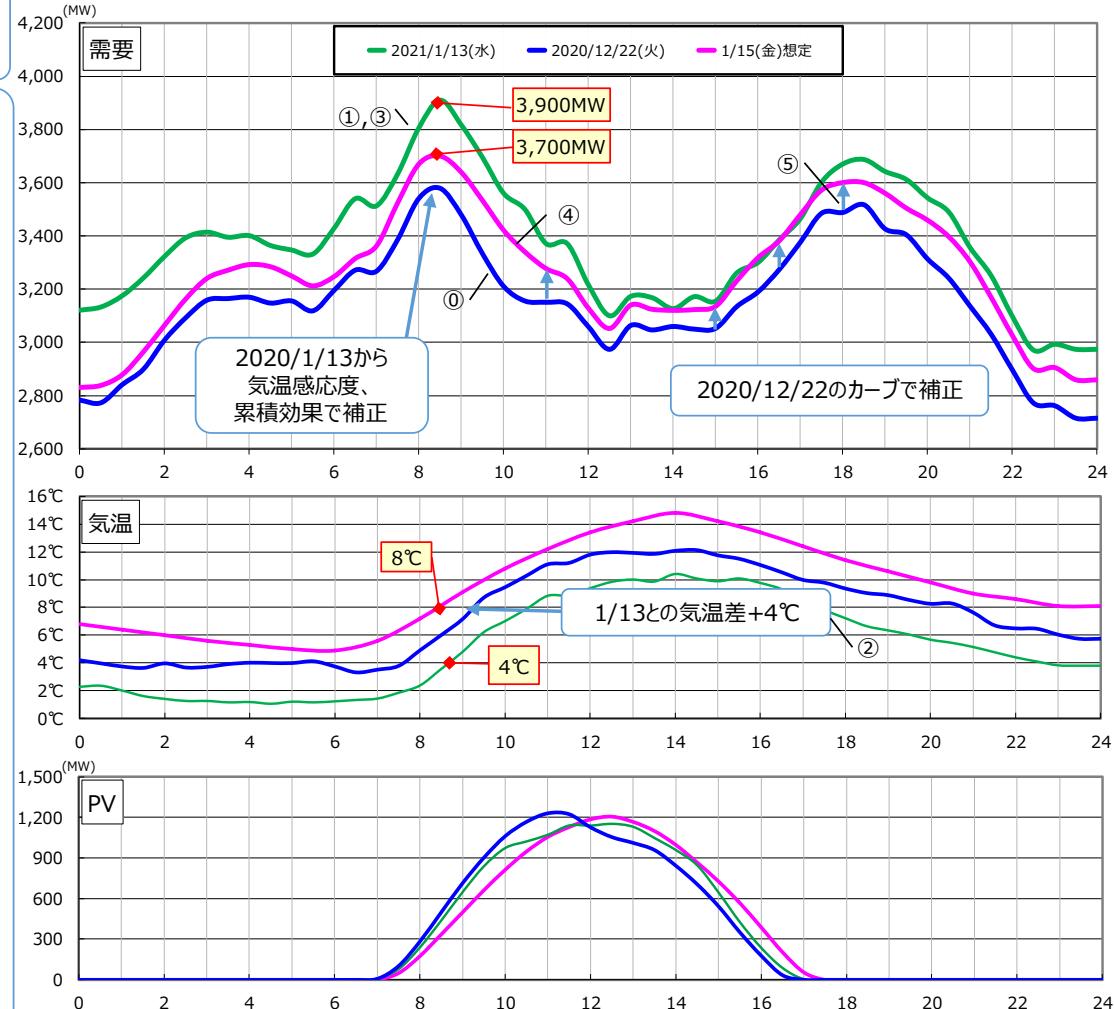


○ 想定需要:① + ② + ③

$$= 3,900MW - 320MW + 100MW$$

$$\approx 3,700MW$$

⑤さらに12/22(火)のロードカーブ①を④の需要に補正。



4. 自社需要の想定と実績状況

【実績との乖離分析】(1月15日)

○ 乖離状況

- ・昼間帯:最大▲200MW程度
- ・点灯帯:▲300MW程度

○ 乖離要因

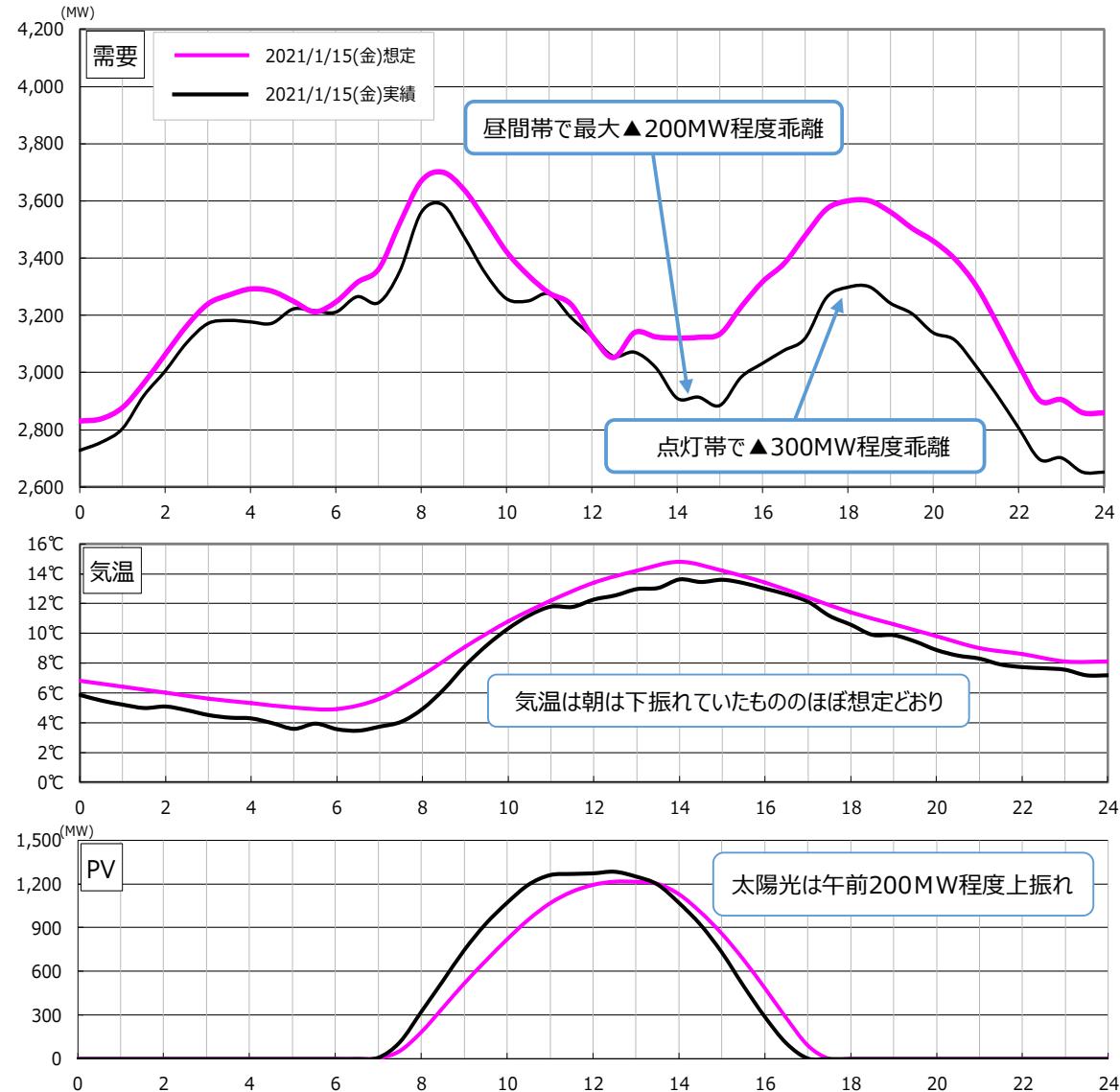
- ・気温は想定より若干低かったが、概ね計画並み、PVも計画並みに推移した。2日連続して高気温が続いたため、昼以降の累積効果は薄まつたものと類推。
- ・節電への協力依頼(1/10～)の効果も一定程度出てきたものと類推。
- ・松山市全域のコロナ禍による営業時間短縮要請等(1/13～)の影響も需要減の要因の一つとして類推。

・昼間帯

- 累積効果 : ▲100MW
 その他 : ▲100MW
 (PV上振れ、特高需要減、節電効果)

・点灯帯

- 累積効果 : ▲100MW
 その他 : ▲200MW
 (特高需要減、節電効果)



4. 自社需要の想定と実績状況

【想定】(1月25日)

- 想定方法:類似日である2020/1/20(月)のロードカーブを元に今年度の実績にて気温補正し、算出。

○ 算定根拠

想定日:1/25(月) 平日
気温想定:10°C(点灯帯)
天候:晴れ(PV予想:最大1,000MW)

ロードカーブ参照日:@2020/1/20(月)
気温需要実績:3,400MW
実績:10°C(点灯帯)
天候:晴れ(PV:最大1,200MW)

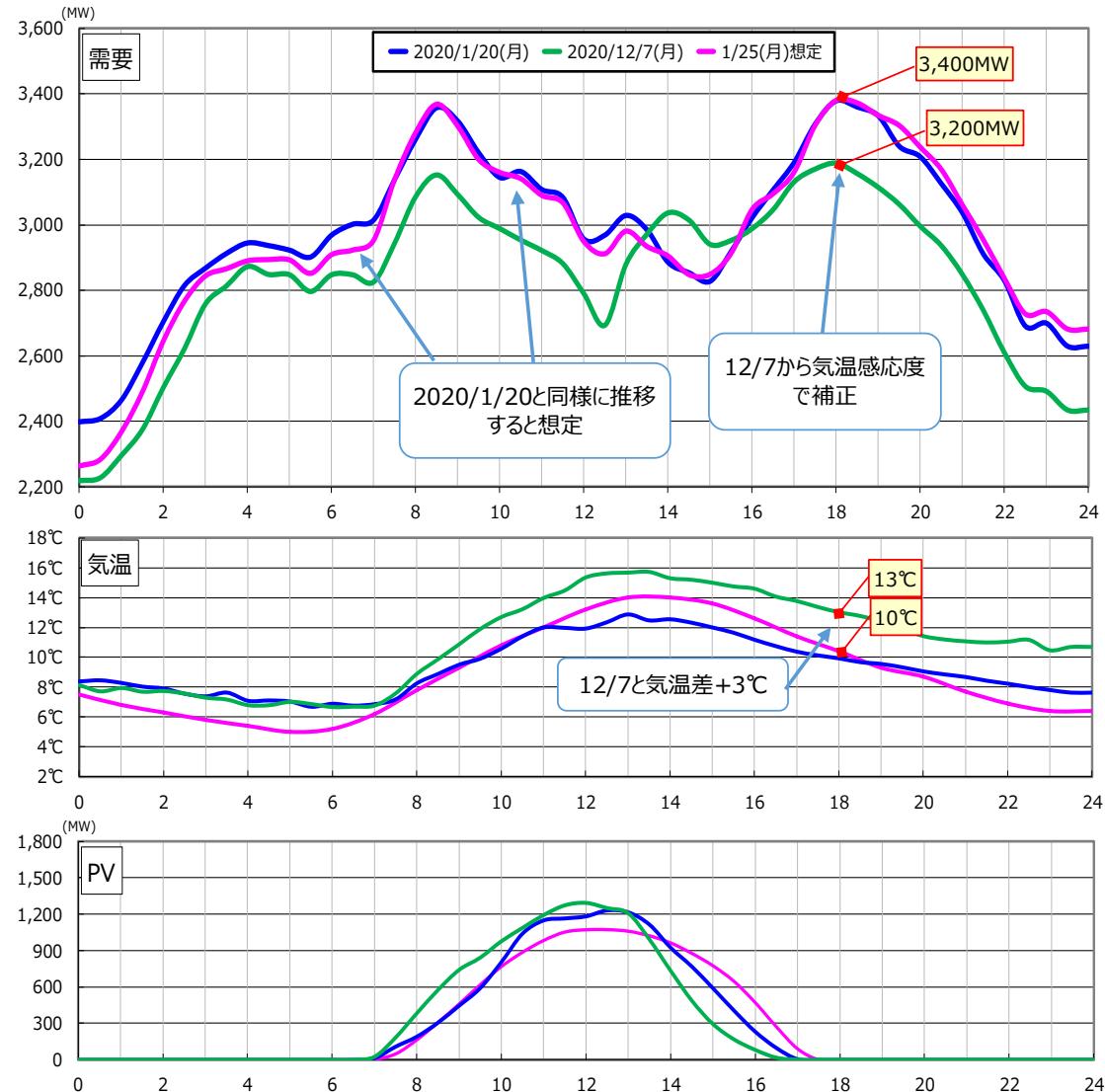
朝の立ち上がりに関しては至近実績では近いカーブが無かつたため、2020/1/20(月)のロードカーブ@にて補正。点灯帯については、今年度実績で補正。

今年度実績参照日: 12/7(月)

- ① 需要実績:3,200MW
気温実績:13°C(点灯帯)
天候:晴れ(PV:最大1,300MW)
- ② 気温差:-3°C(10°C-13°C)
気温補正:240MW(-3°C × -80MW/°C)



$$\begin{aligned} \text{○ 想定需要: } & ① + ② \\ & = 3,200\text{MW} + 240\text{MW} \\ & \approx 3,400\text{MW} \end{aligned}$$



4. 自社需要の想定と実績状況

【実績との乖離分析】(1月25日)

○ 乖離状況

- ・**昼間帯**: 最大▲100MW程度
- ・**点灯帯**: ▲200MW程度

○ 乖離要因

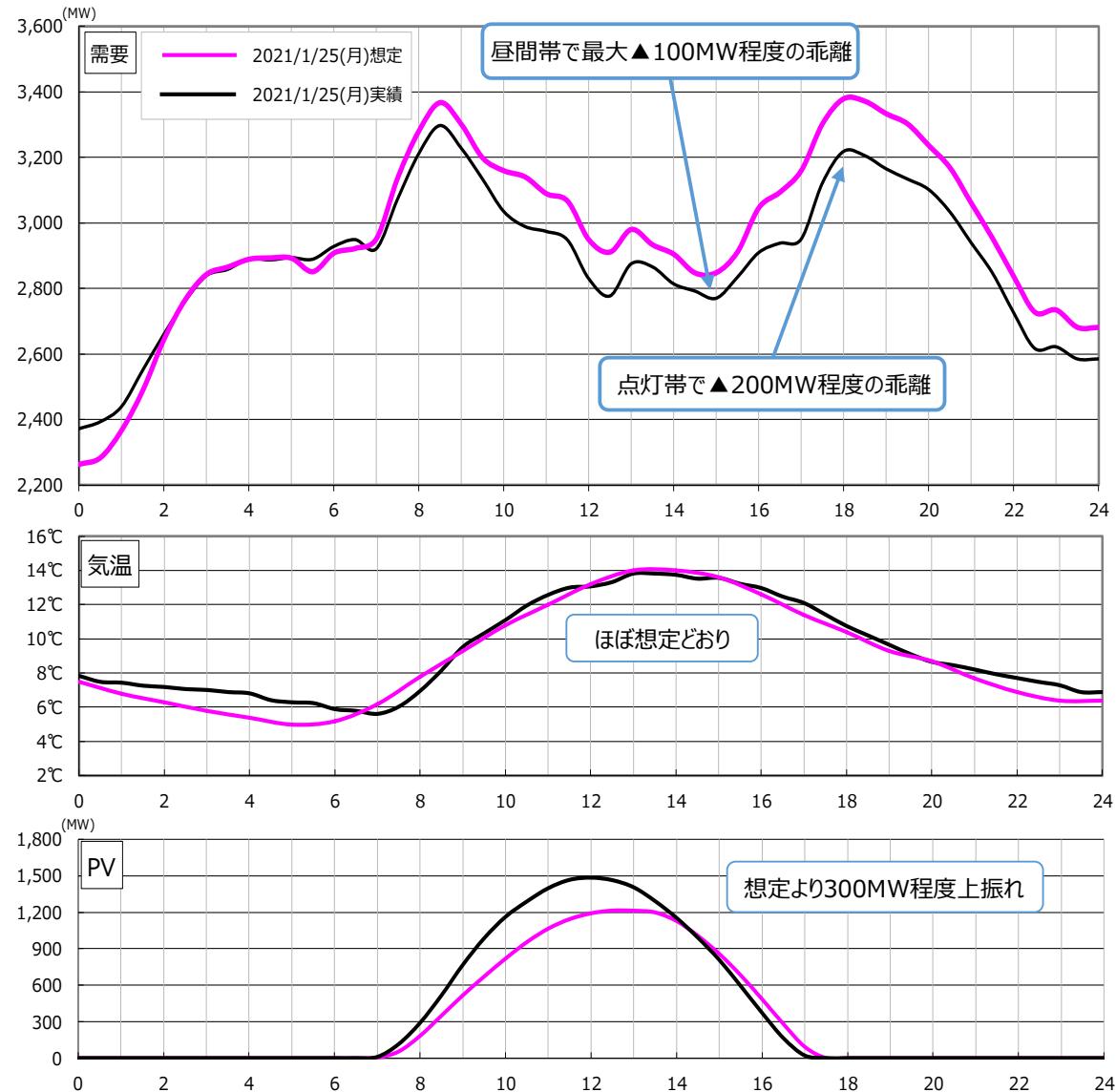
- ・気温は想定どおりであったものの、太陽光が午前から上振れた。
- ・また、節電への協力依頼(1/10～)の効果も一定程度出ているものと類推。

・**昼間帯**

その他 : ▲100MW
(PV上振れ、特高需要減、節電効果)

・**点灯帯**

その他 : ▲200MW
(特高需要減、節電効果)



5. 燃料制約について

5. 燃料制約について

(1) 火力設備のタンク概要

- 坂出発電所にLNGタンク1基と、阿南発電所と坂出発電所にそれぞれ石油タンク2基で運用。

	出力 (MW)	燃料	タンク		
			基数	運用液位(物理的限界)	
坂出	1号	296	LNG (コンバインドサイクル)	1	6,500～78,900t (4,164t)
	2号	289	LNG (コンバインドサイクル)		計画消費で次回配船まで、日々の消費計画を策定し、週間単位での運用を基本にしている
	4号	350	LNG・COG		
阿南	3号	450	重油・COG	2 (3)	No3:重油用 9,400～28,000kl (5,600kl)※ No6:重油用 9,400～23,200kl (5,600kl)※ 〔 No.4:重油用 9,300～30,200kl点検中 (5,600kl)※ 〕
	3号	450	重油 (原油混焼可)	2 (3)	No7:重油用 5,200～22,140kl (3,400kl)※ No11:重油用 5,200～22,140kl (3,400kl)※ 〔 No9 :長期計画停止中の阿南4号原油タンク [11月末在庫約8,000kl(有効貯油)を今冬消費] 〕

※ 発電所で1基は運用液位下限までとし、重油タンクミキサー(内部の品位を均一にして重油の性状を安定させる装置)が使え、受け入れできるレベルを維持しておく必要がある

5. 燃料制約について

(1) 火力設備のタンク概要

- 物理的下限、運用下限の考え方、量及びそれを設定する際の具体的算定方法（LNG）

【LNG】

物理的下限とは、

- ・ ポンプでの払出ができなくなる最低液位（4,164 t）

運用下限とは、

- ・ タンクデッド（4,164 t）に、香川県、坂出市、宇多津町と締結している公害防止協定書上必要な緊急用備蓄（2,000 t）や、液面のレベル変動および計器誤差を加味して設定した液位（6,500 t）

タンクデッドとは、

- ・ 物理的限界に同じ（4,164 t）

5. 燃料制約について

(1) 火力設備のタンク概要

- 物理的下限、運用下限の考え方、量及びそれを設定する際の具体的算定方法（重油）

【重油】

物理的下限とは、

- ・ 重油ポンプの必要吸込み圧力（NPSH）を確保できるレベルだったり、浮き屋根式の天井部が液面に接触しているレベル。

（今回の在庫重油性状では、結果的に阿南3,400kl、坂出5,600klまで追い込んで下げれた。
[次頁の重油の欄参照]）

* NPSHを下回ると重油ポンプがキャビテーションを起こして破損

* 浮き屋根と液面の間に空間ができると気化ガスが溜まり火災等リスク上昇

運用下限とは、

- ・ 重油タンクミキサーが使え、受け入れできるレベル。
- ・ 重油タンクミキサーが使えない状態だと、受入時に内部の品位が均一にならず、排ガス濃度の規制値を逸脱してしまうリスクがあったり、タンク内が局所加温になり、油温低下部がポンプの吸込み部にくると、払出できなくなるリスクがある。

（阿南5,200kl、坂出9,400kl）

タンクデッドとは、

- ・ 使用できない重油量のことで、平時は運用下限以下のこと。
(緊急事態時は物理的限界以下の解釈)

5. 燃料制約について

(1) 火力設備のタンク概要

- 運用下限を下回るタンク下限を設定した理由、適用時期、下限の量、どのように意思決定を行ったか

【LNG】

- 公害防止協定書上必要な緊急用備蓄を考慮し設定した運用下限（6,500t）は順守する必要があることから、運用下限で運用した。
- 平常時は、気象・海象の影響により直前の入船日遅延リスクがある（1月分は、1/25に入船日（1/29→1/30）の変更が確定）ことから、入船予定日の目安液位を10,000 t程度（運用下限+3日分裕度）として運用している。

【重油】

- 1/5時点において、1/7からの寒波時には、全国大の需給ひつ迫が想定されるため、重油火力の発電を増加させて対応することとしたものの、石油の入船時期が不透明であり、フル発電が続けば早期に在庫切れとなることから、受入に必要なタンクを残し、物理的下限近くまで追い込むこととした。
- 具体的には、タンクの浮き屋根やタンクミキサーの振動発生防止および重油移送ポンプの性能を加味して設定されている設定値の再検証を行い、一時的に運用下限を以下のとおり下げた。
 - ・ 阿南PS 3号は、運用下限5,200klのところ、1/13から2,800klまで下げたものの、気化ガスの発生など安全性を配慮し、1/25より3,400klに見直した。
 - ・ 坂出PS 3号は、運用下限9,400klのところ、1/12より5,600klまで下げた。

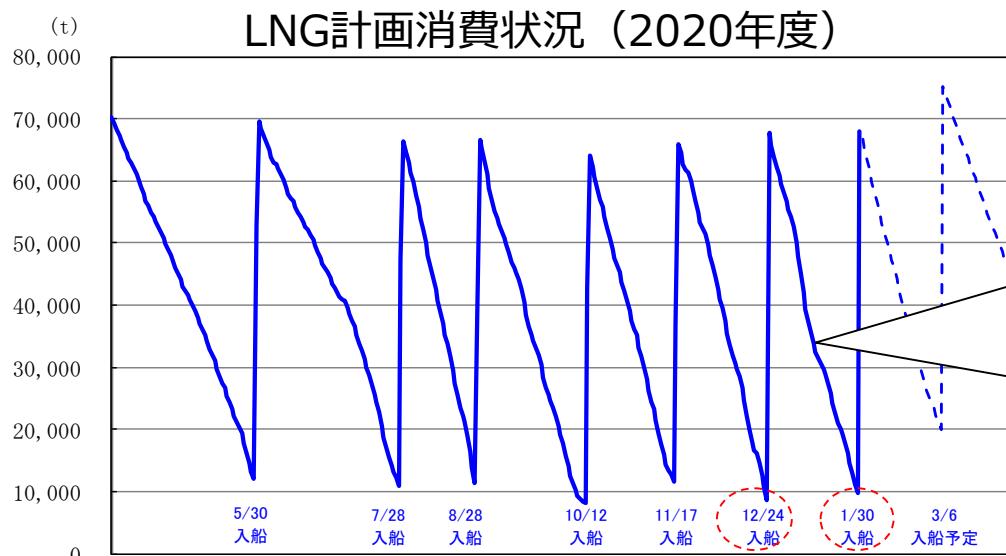
5. 燃料制約について

(2) LNG（坂出発電所）の燃料受払計画策定の基本的な考え方

- タンク1基運用のため、年間配船計画に基づき入船間隔での消費計画を立てている。（2020年度は8回入船）
自社の大電源トラブル停止が長期にわたる場合には、計画の見直し（スポット調達）を検討する。

〔 今冬の12月入船分の燃料消費計画は下段の吹き出しのとおり見込んでいたが、寒波による需要増やTSOの調整力対応等により消費量が増加したことから、出力抑制を実施した。（詳細は、31~33頁参照） 〕

- 消費計画策定の基本的な考え方は、以下のとおり。
 - ① 次回入船日までの在庫量、天候・気温等から想定される自社需要等を考慮の上、消費可能量を設定する。
(次回入船日に必要な在庫量は、次々回以降の入船間隔により調整)
 - ② 平休日、天候・気温、市況等を考慮して日毎の消費量が最経済となるように配分し、計画的に消費する。
- 〔 LNG火力ユニット（坂出1,2,4号）については、発電設備を経済合理的に運用するため、次回入船日までの間、計画的に発電することで燃料消費を抑制しており、入札対象としていない。 〕
- 平常時は週1回（緊急時は随時）を目途に、火力・燃料部及び系統運用部と見通しをすり合わせて燃料の過不足を判断し、使用量を協議・調整する。（1月以降は、ほぼ毎日実施）



【タンク下限】

- ・ 入船予定日の液位：10,000t（入船遅延リスク3日分）
- ・ 運用下限：6,500t（公害防止協定上必要なレベル）
- ・ 物理的下限：4,164t（ポンプの派出が可能な限界レベル）

【2020/12/24～1/30における消費計画】

- ・ 12/25時点液位 : 6.8万t
- ・ -) 入船日の目安液位 : 1.0万t
- ・ 次回までの消費計画量 5.8万t
- ・ 次回入船予定までの日数 : 12/24～1/29 (35日)
- ・ 平均消費量 $5.8\text{万t} \div 35\text{日} = 1.7\text{千t/日}$
- ・ 平休日、天候・気温、市況等を考慮して日毎の消費量を最経済となるように配分。

坂出発電所4号機(LNG)

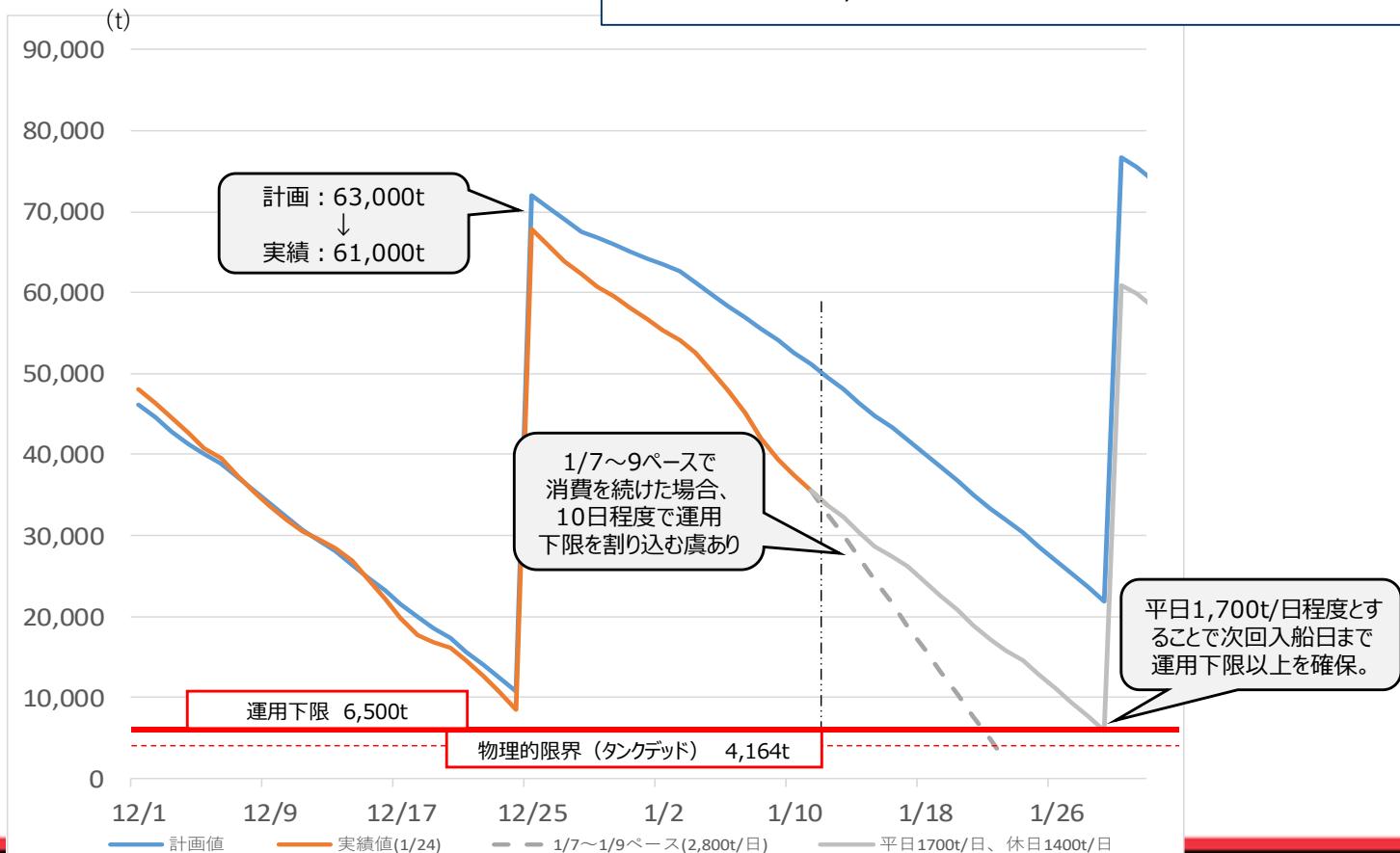
5. 燃料制約について

(2) 坂出発電所 4号機 LNG燃料受払計画 (1/12時点)

- タンク1基運用のため、年間配船計画に基づき計画消費している。
- しかし、以下の理由によりLNG在庫が当初計画より大きく減少。
**1/7～1/11の寒波による需要増
TSOの調整力対応でBG計画以上に消費**
- 1/7～9のペース(2,800t/日)**で消費を続けた場合、10日程度で運用下限を割り込む虞あり。（フル発電では8日程度）

【対応】: 意思決定日 1/12

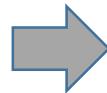
- 1/13から次回のLNG入船予定(1/29)まで、坂出4号の出力制約▲65%を設定。**（コンバインドサイクルの1・2号よりも効率が悪い坂出4号は消費が進むため、特に出力制約を設定）
- TSOと協議し、出力制約を確実に守るよう調整。
可能払出量:1,700 t / 日程度
制約電力量:5,460MWh / 日程度



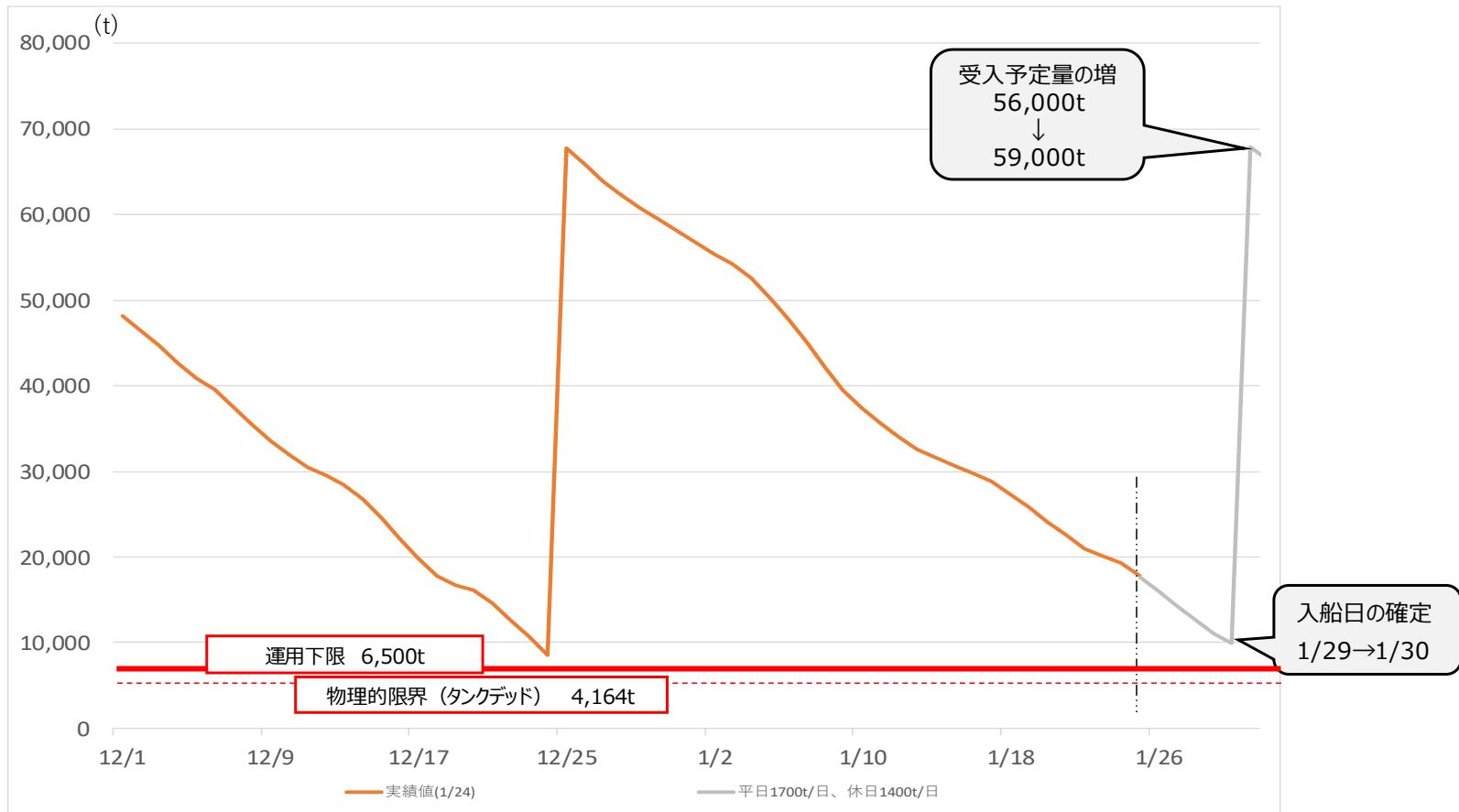
5. 燃料制約について

(2) 坂出発電所 4号機 LNG燃料受扱計画 (1/26時点)

- ・ 次回入船日 1/29 → 1/30確定
受入量の増 56,000t → 59,000t
- ・ 次々回入船日 3/20 → 3/7となる見通し
→LNG活用量の拡大が可能



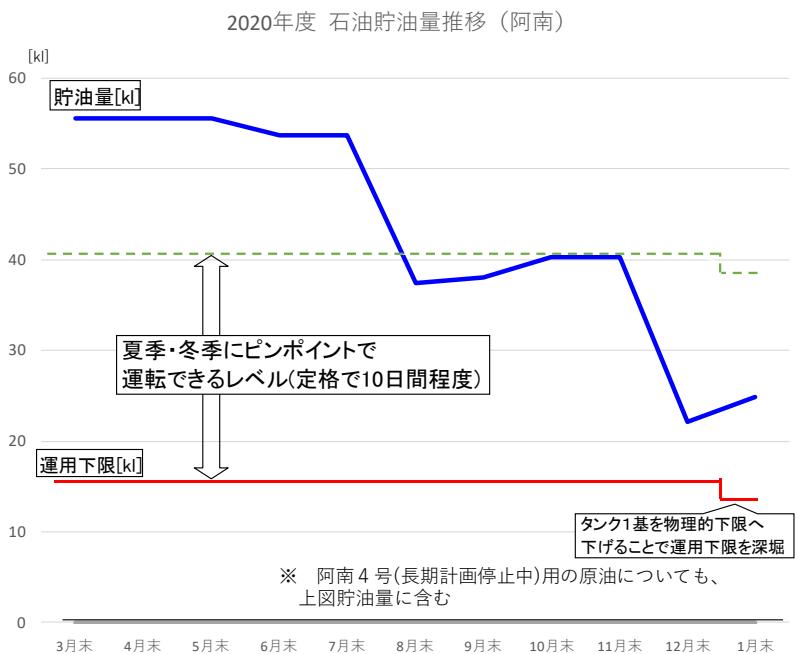
【対応】:意思決定日 1/27
 ・ 1/28から、坂出4号の出力制約を解消。



5. 燃料制約について

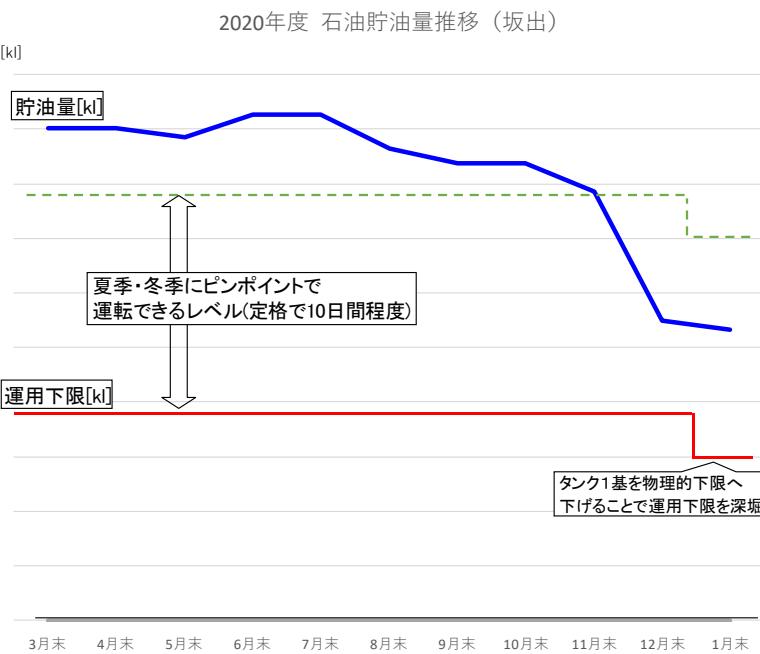
(3) 石油（阿南、坂出発電所）の燃料受払計画策定の基本的な考え方

- 石油ユニットは、猛暑や寒波等による自社需要増に備えて、夏期及び冬期のピーク需要対応としての稼働を考慮し、定格運転で10日分程度の在庫量で運用している。
 - 年間計画に基づく電力量バランスを基に、市況や至近の需給傾向等を考慮して、毎月、阿南・坂出発電所の石油消費量の見通しを見直して、2か月後の購入計画を決定している。
 - 入船日はあらかじめ決めているものではなく、在庫レベルを見ながら取引先と適宜入船日を協議・調整している。
 - 次回配船日までに運用下限を下回る可能性がある場合には、緊急的に追加調達を計画する。
- 〔 今冬は、12月中旬の寒波以降、需要の増加や他社電源トラブル、TSOの調整力対応等により燃料の消費が進んだ。このため、緊急的に追加調達を実施したものの、燃料は手配できたが、石油をタンクに運ぶ内航船の手配の目途が立たず、入船時期も直前にならないと決まらないなど、燃料見通しは厳しい状況であった。（詳細は、35～43頁参照） 〕
- 平常時は週1回（緊急時は随時）を目途に、火力・燃料部及び系統運用部と見通しをすり合わせて燃料の過不足を判断し、使用量を協議・調整する。（1月以降は、ほぼ毎日実施）



【タンク下限】阿南発電所

- ・運用下限：5,200k l（設備が正常に動作するレベル）
- ・物理的下限：3,400k l（当該タンクが一時的に使用不可）



【タンク下限】坂出発電所

- ・運用下限：9,400k l（設備が正常に動作するレベル）
- ・物理的下限：5,600k l（当該タンクが一時的に使用不可）

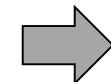


阿南発電所3号機(石油)

5. 燃料制約について

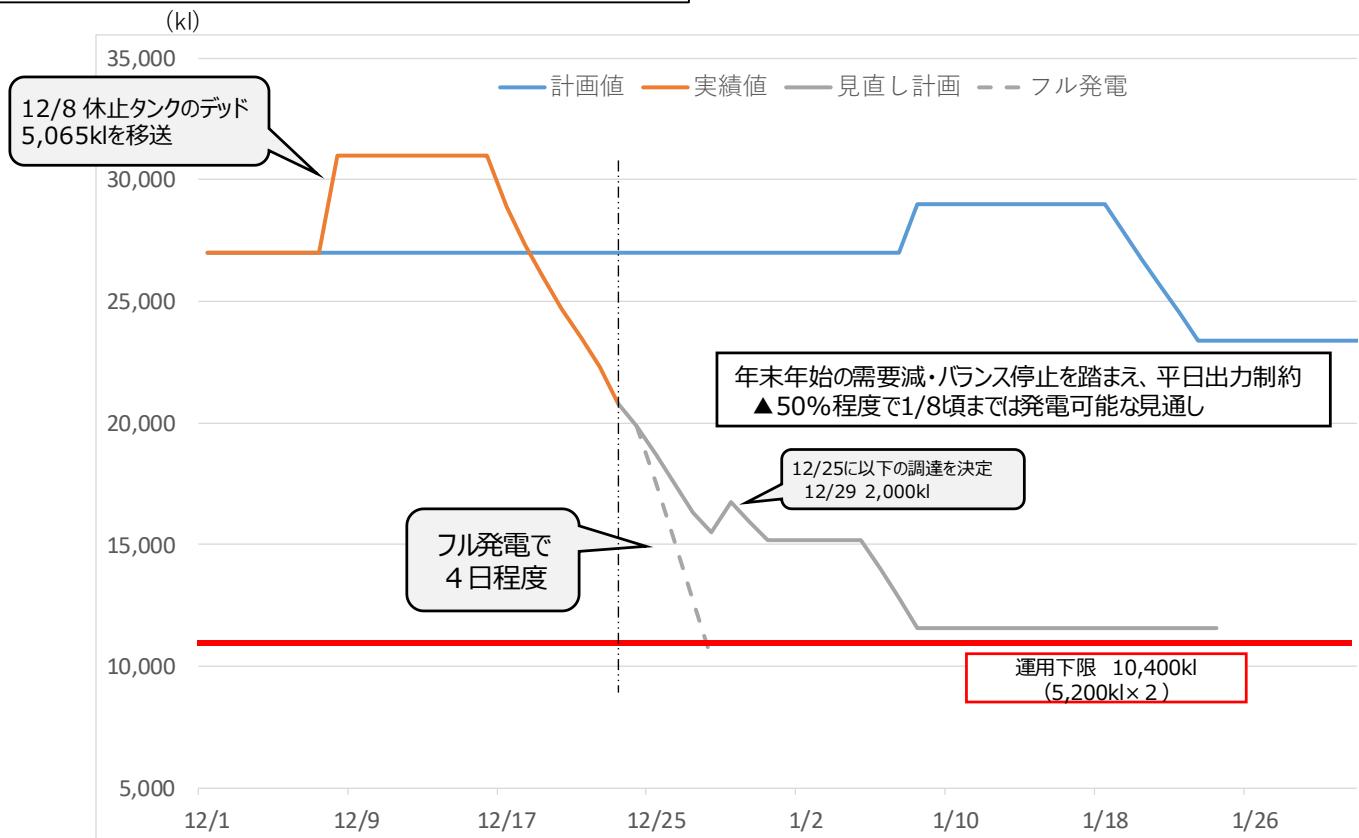
(3-1) 阿南発電所3号 石油燃料受扱計画 (12/23時点)

- 12月中旬頃からの寒波による需要増等により、計画に対し使い込み気味となり、12/23時点では、阿南3号のフル発電で4日程度まで燃料が減少。
- 12/22他社電源のトラブル
⇒ 今後、自社火力の発電が増加
- 内航船舶手配の目途が立たず、入船時期が不透明。



【対応】: 意思決定日 12/24

- 12/24から出力制約▲50%を設定
可能払出量: 1,200kl/日程度
制約電力量: 5,400MWh/日程度
- 燃料の追加調達を開始



※ 阿南4号(長期計画停止中)用のNo9タンクの原油分は除く。(12月末までに混焼発電でほぼ消費)

5. 燃料制約について

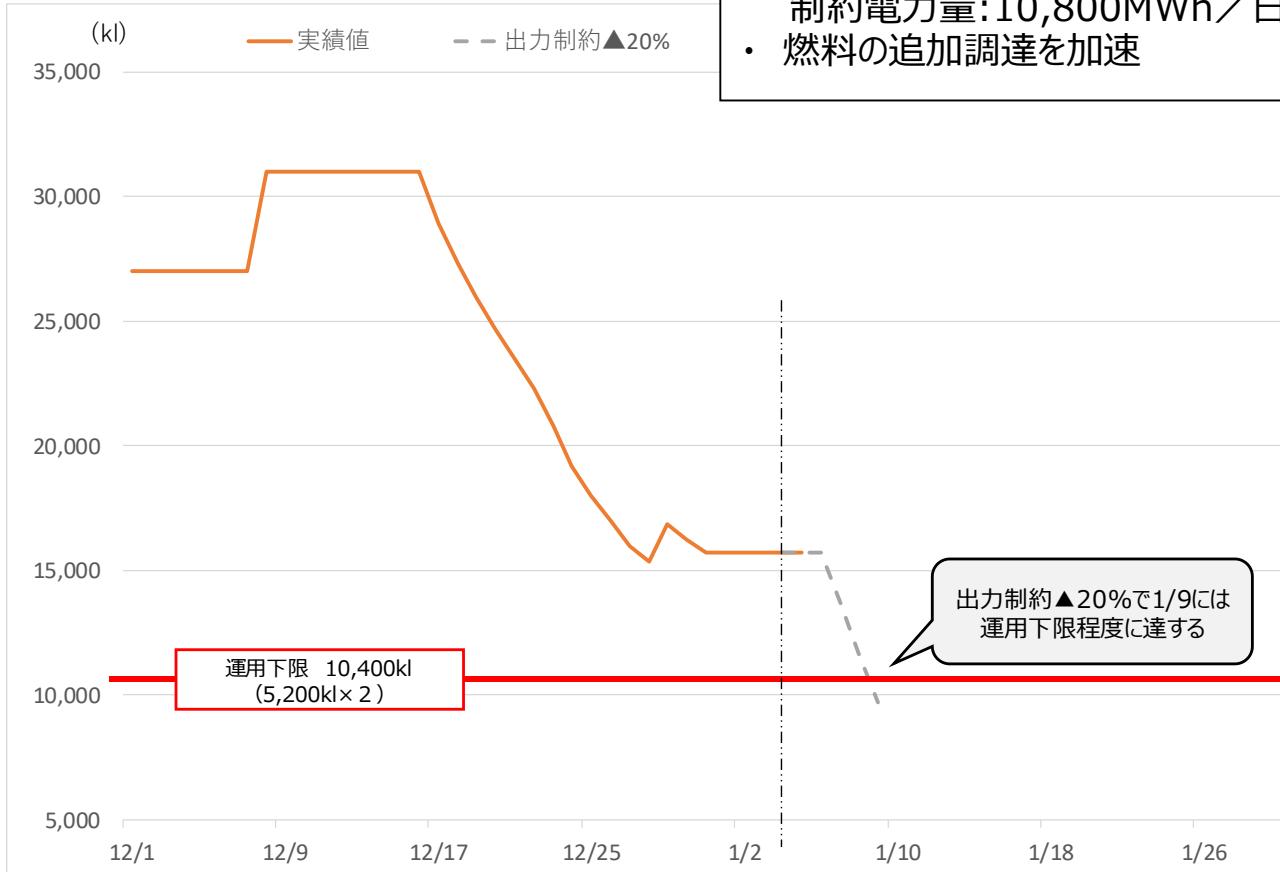
(3-1) 阿南発電所 3号 石油燃料受扱計画 (1/5時点)

- 1/7からの寒波時には、全国大の需給ひつ迫が想定されるため、阿南3号の発電を増加させて対応すること。(TSO協議)
- 内航船手配の目途が立たず、入船時期が不透明。



【対応】: 意思決定日 1/5

- 1/7から出力制約を▲50%⇒▲20%に変更。
可能払出量: 2,000kl/日程度
制約電力量: 2,160MWh/日程度
- 1/9から在庫不足で次回入船日まで計画停止。
可能払出量: 0kl/日程度
制約電力量: 10,800MWh/日程度
- 燃料の追加調達を加速



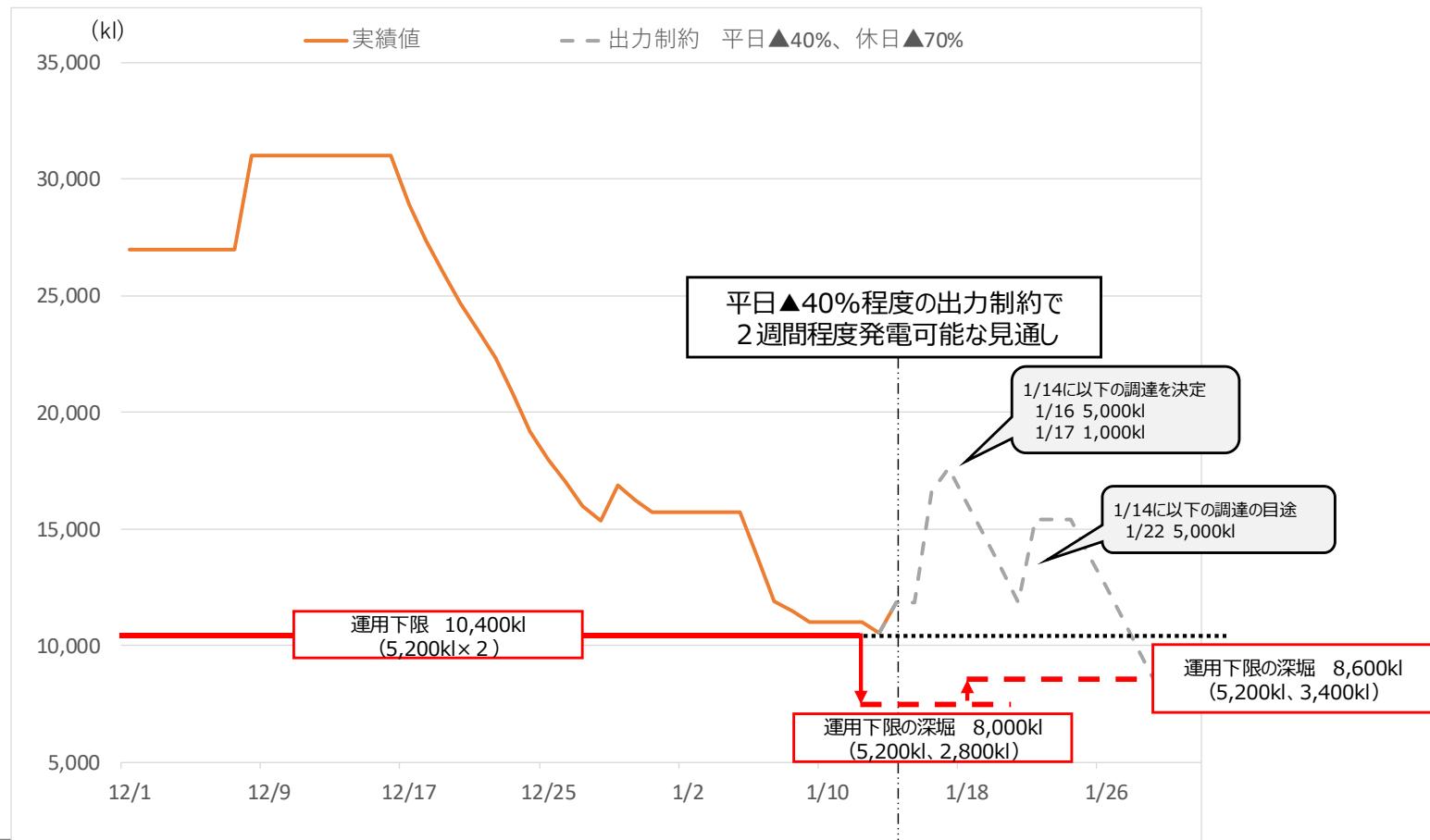
5. 燃料制約について

(3-1) 阿南発電所 3号 石油燃料受拵計画 (1/14時点)

- 在庫ひっ迫により、火力にて運用下限の深堀を検討した結果、**1/13から運用下限を一時的に8,000klへ変更・移送し**、2,400klの有効貯油を捻出して活用できる在庫量を拡大。
(その後、安全性を配慮し、600kl分運用下限を引き上げ)
- 1/16の5,000kl、1/17の石油1,000kl**の入船が決定。
(1/22の石油5,000klの追加調達の目途)

【対応】: 意思決定日 1/15

- 1/18から出力制約を平日▲40%に変更(緩和)。**
可能拠出量:1,500kl／日程度
制約電力量:4,300MWh／日程度
- 追加の燃料調達を継続。

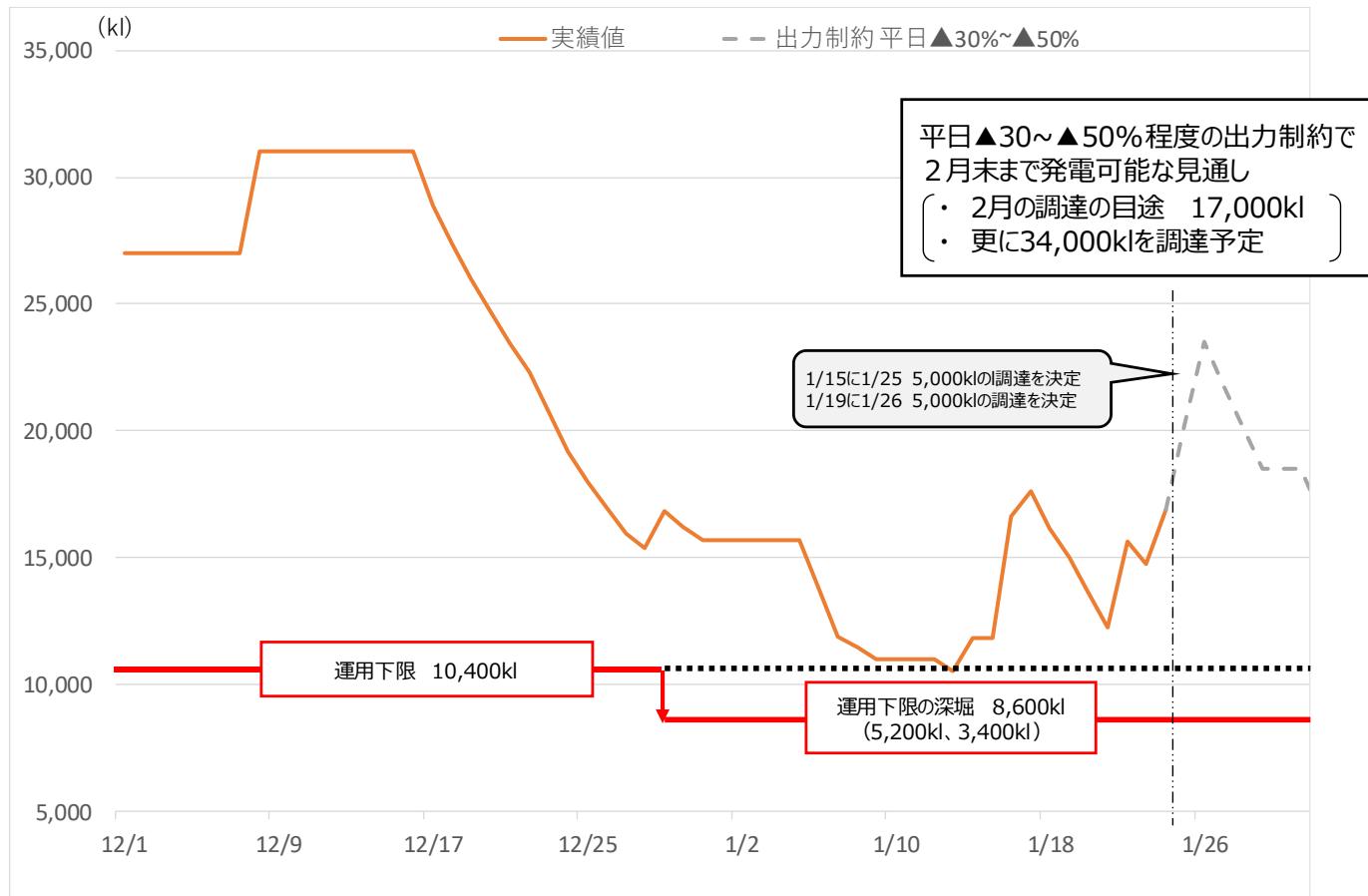


5. 燃料制約について

(3-1) 阿南発電所 3号 石油燃料受扱計画 (1/25時点)

- 重油の追加調達等により、燃料面で一定の目途が付いた。
→平日▲30~▲50%程度の出力制約で2月末までは発電が可能

【対応】:意思決定日 1/26
・1/26から出力制約を解消。

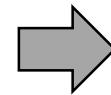


坂出発電所3号機(石油)

5. 燃料制約について

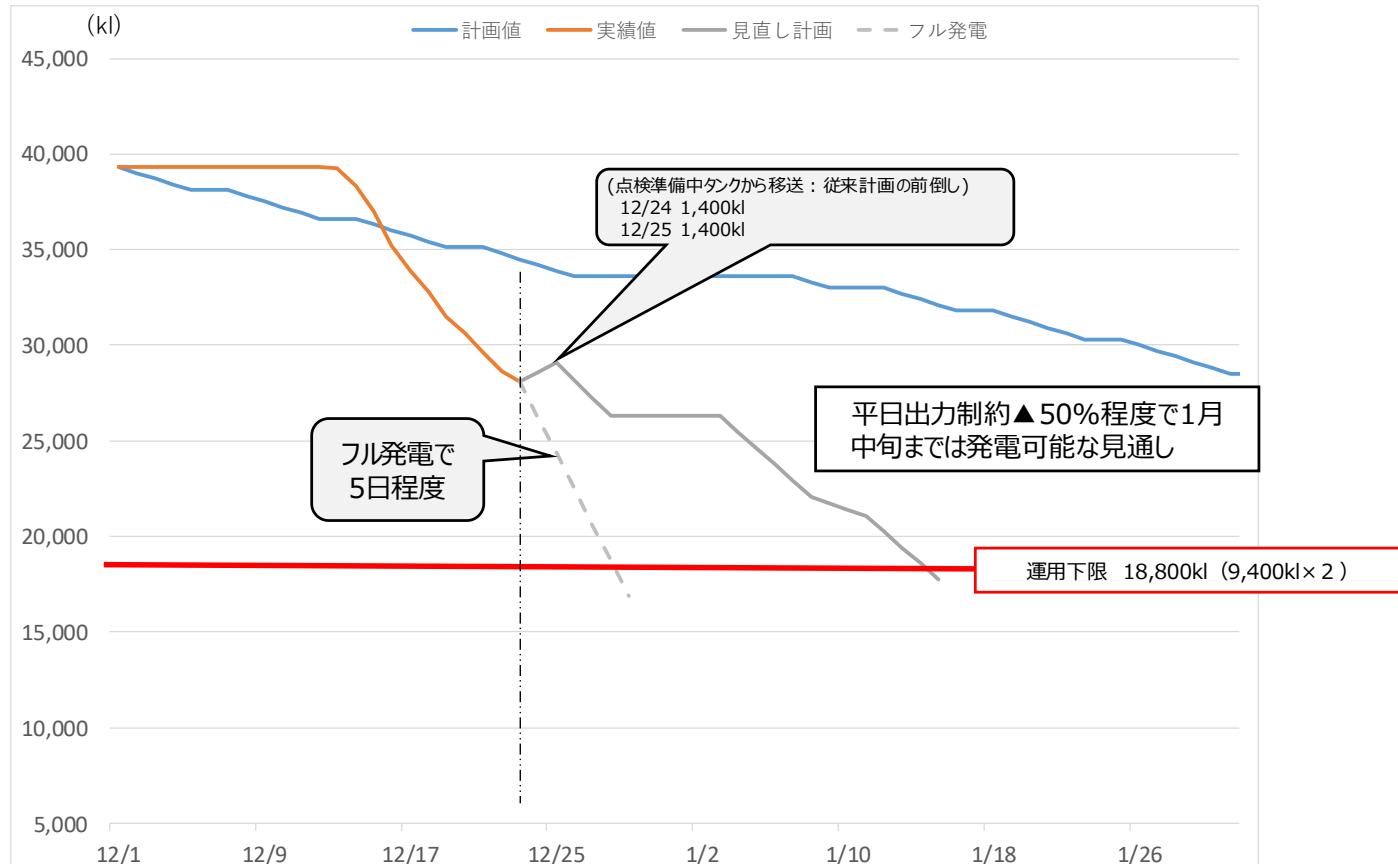
(3-2) 坂出発電所3号 石油燃料受拵計画 (12/23時点)

- 12月中旬頃からの寒波による需要増等により、計画に対し使い込み気味となり、12/23時点では、阿南3号のフル発電で4日程度まで燃料が減少。
- 12/22他社電源のトラブル
⇒ 今後、自社火力の発電が増加
- 内航船手配の目途が立たず、入船時期が不透明。



【対応】: 意思決定日 12/24

- 12/24から出力制約▲50%を設定
可能拠出量: 840kl／日程度 (※)
制約電力量: 5,400MWh／日程度
※COG分を考慮後の重油分
- 燃料の追加調達を開始



5. 燃料制約について

(3-2) 坂出発電所3号 石油燃料受扱計画 (1/5時点)

- 1/7からの寒波時には、全国大の需給ひつ迫が想定されるため、坂出3号の発電を増加させて対応すること。(TSO協議)
- 1/10の2,000kl、1/12の1,000kl、1/14の2,000klの調達の目途。



【対応】: 意思決定日 1/5

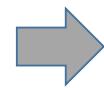
- 1/7から出力制約▲50%⇒▲20%に変更。
可能払出量: 1,460kl/日程度
制約電力量: 2,160MWh/日程度
※COG分を差引き後の重油分
- 1/10から出力制約▲50%に変更。
- 燃料の追加調達を加速



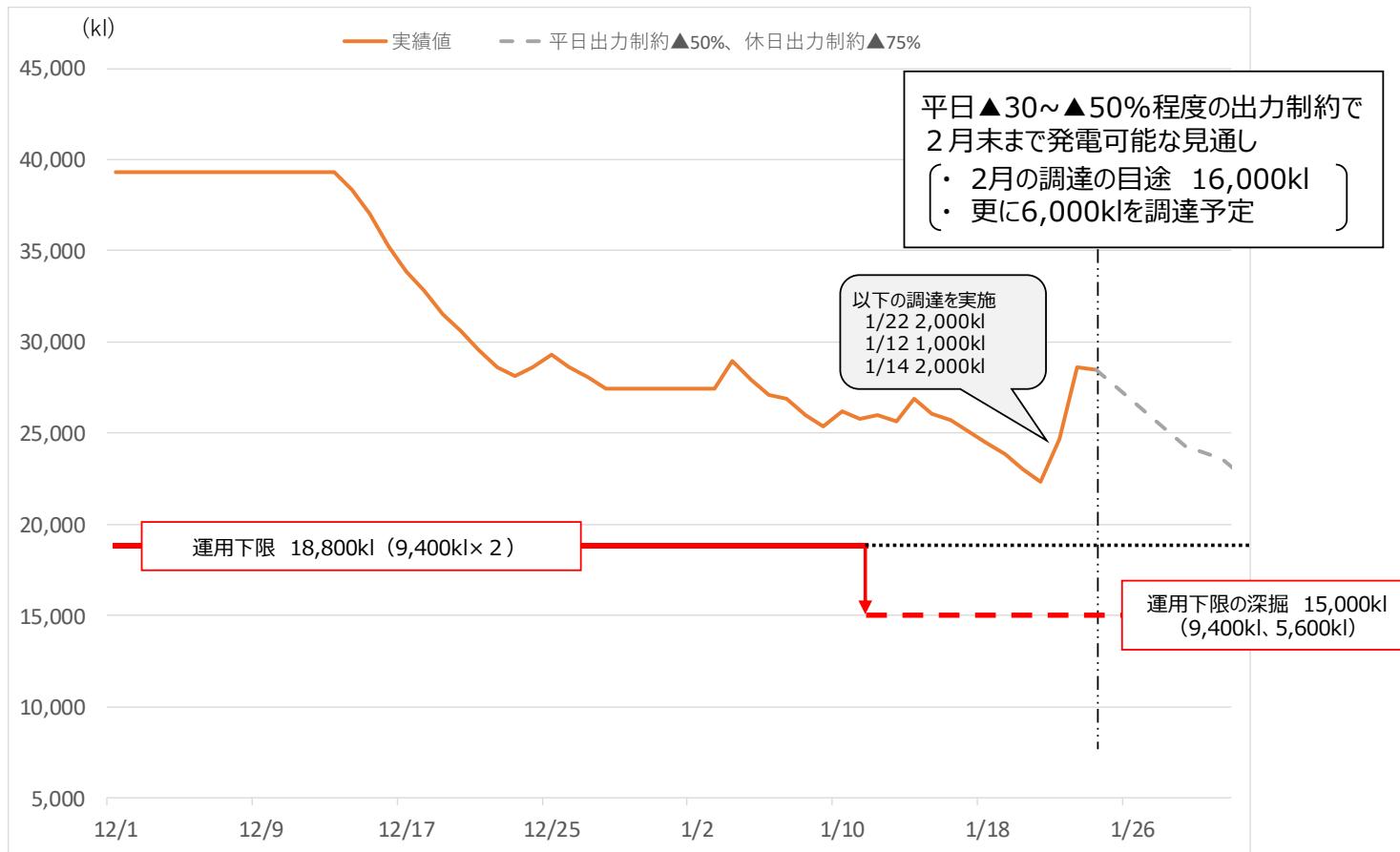
5. 燃料制約について

(3-2) 坂出発電所3号 石油燃料受扱計画 (1/25時点)

- 在庫ひっ迫により、火力にて運用下限の深掘りを検討した・結果、1/12から運用下限を一時的に15,000klへ変更し、3,800klの有効貯油を捻出
1/22~23の調達4,000klと点検予定タンクからの移送3,000klにより、燃料面で一定の目途が付いた。
→平日▲50~▲30%程度の出力制約で2月末までは発電が可能。



【対応】:意思決定日 1/26
・1/26から、坂出3号の出力制約を解消。



6. 燃料制約量の設定

6. 燃料制約量の設定

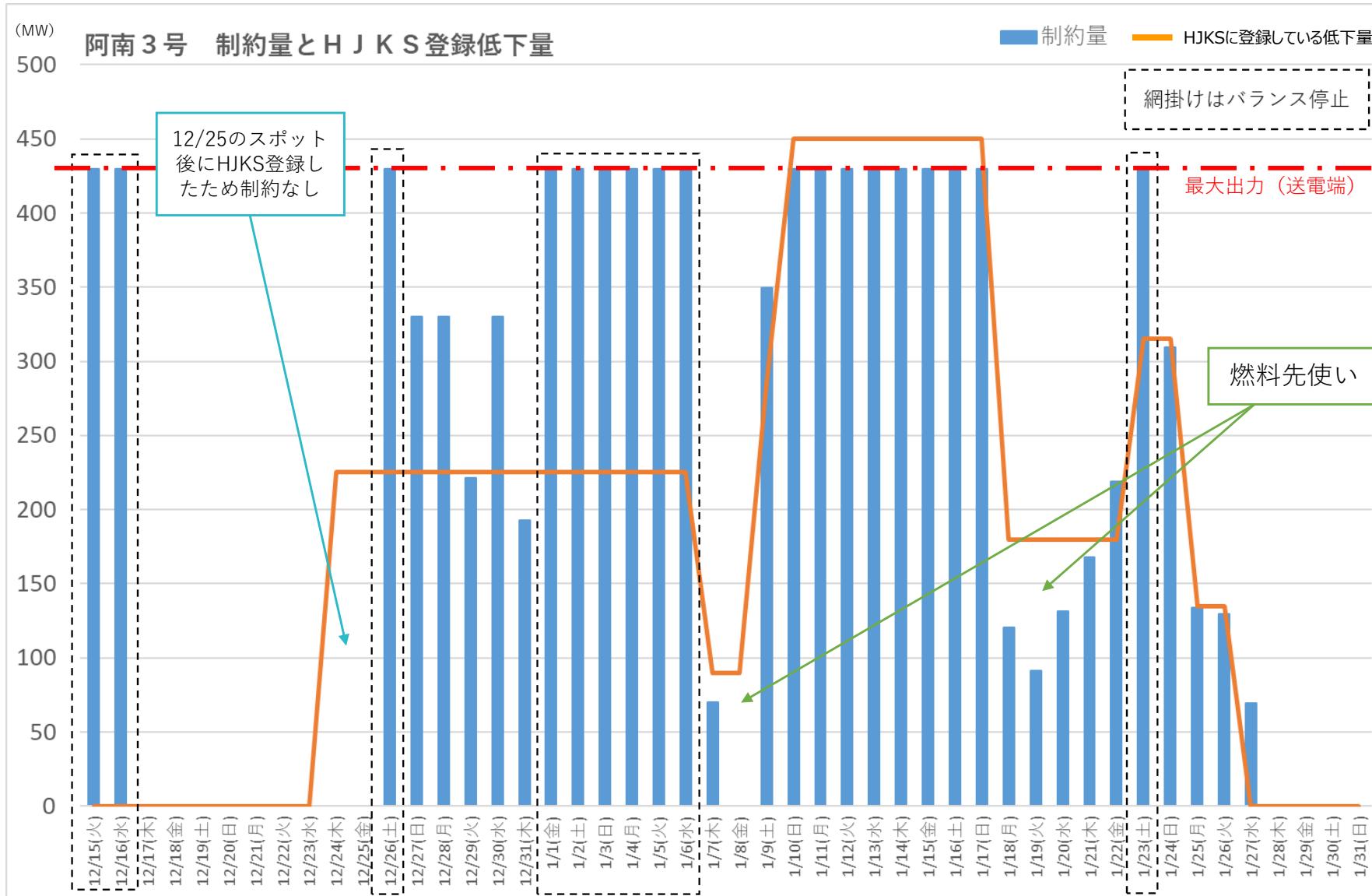
(1) 今冬の燃料制約に伴う出力制約の概要

- 石油火力（阿南3号、坂出3号）、LNG火力（坂出4号）の出力制約を実施。
※ LNGタンク1基のため、計画消費しているLNG火力（坂出1,2号）についてはHJKS登録はしていないが関連ユニットとして記載
- ✓ 各ユニットの制約量の設定にあたっては、燃料在庫、受入日、受入量をもとに、受入までにタンクの運用下限や物理的下限を下回り運転停止に至らないよう、消費量を考慮のうえ設定。（前述 25～43頁 参照）
- ✓ 各ユニットの日毎の制約量は、46～51頁を参照。
なお、なお、低気温や曇天で需要が上振れる日や全国的な需給ひっ迫断面では、四国TSOと協議し、燃料先使いを実施。
- ✓ 各ユニットのコマ毎の制約量は、市場への影響を考慮し、需要の高い時間帯の制約量を少なく設定。
具体的な設定例（12/28、1/18）は52～54頁を参照
- 燃料制約に伴う具体的な出力制約状況と決定プロセスは別紙を参照。

6. 燃料制約量の設定 ～ 各ユニットの**日毎**の制約量 ～

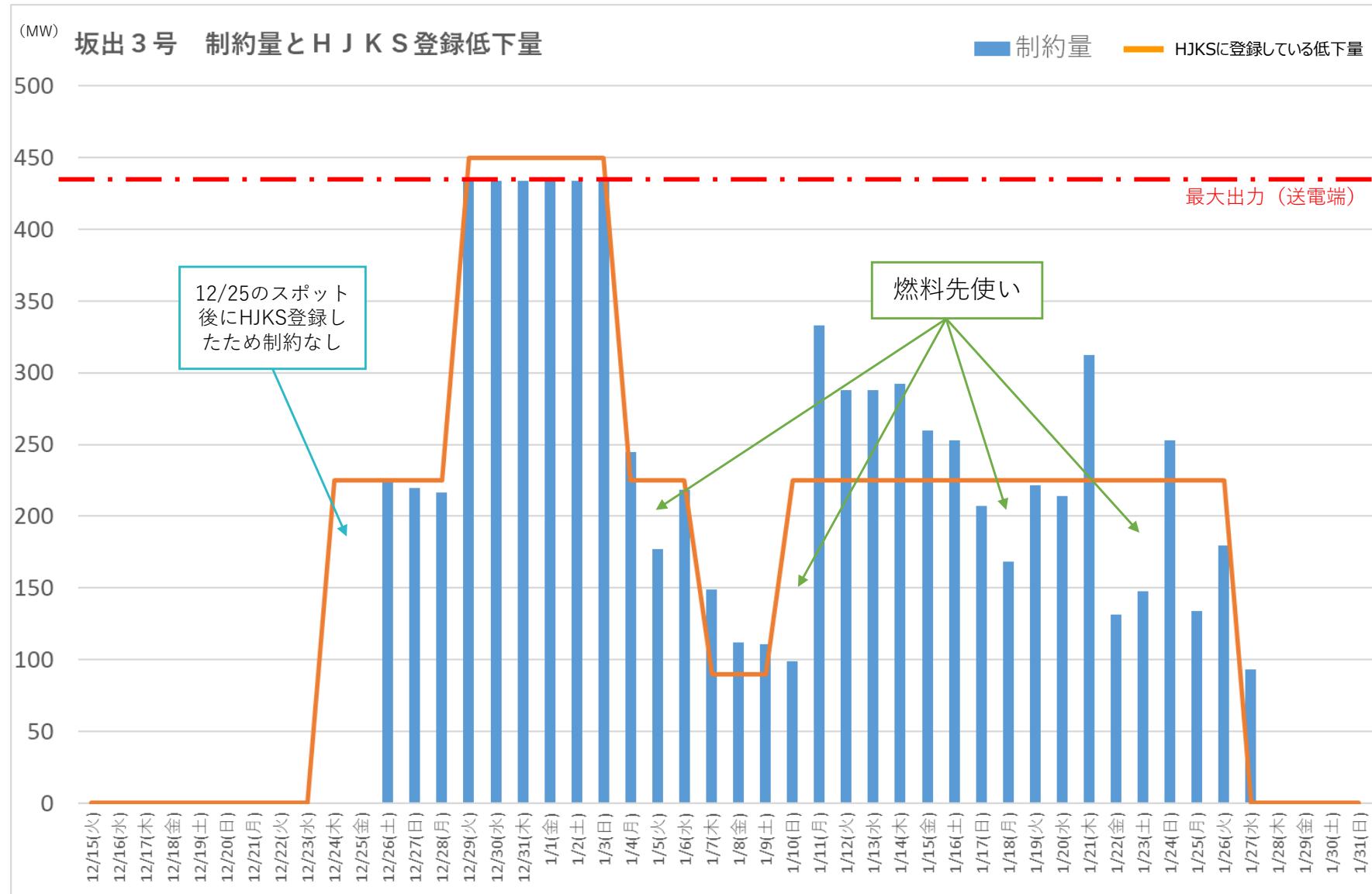
6. 燃料制約量の設定

○ 阿南発電所 3号（石油） 日毎の制約量



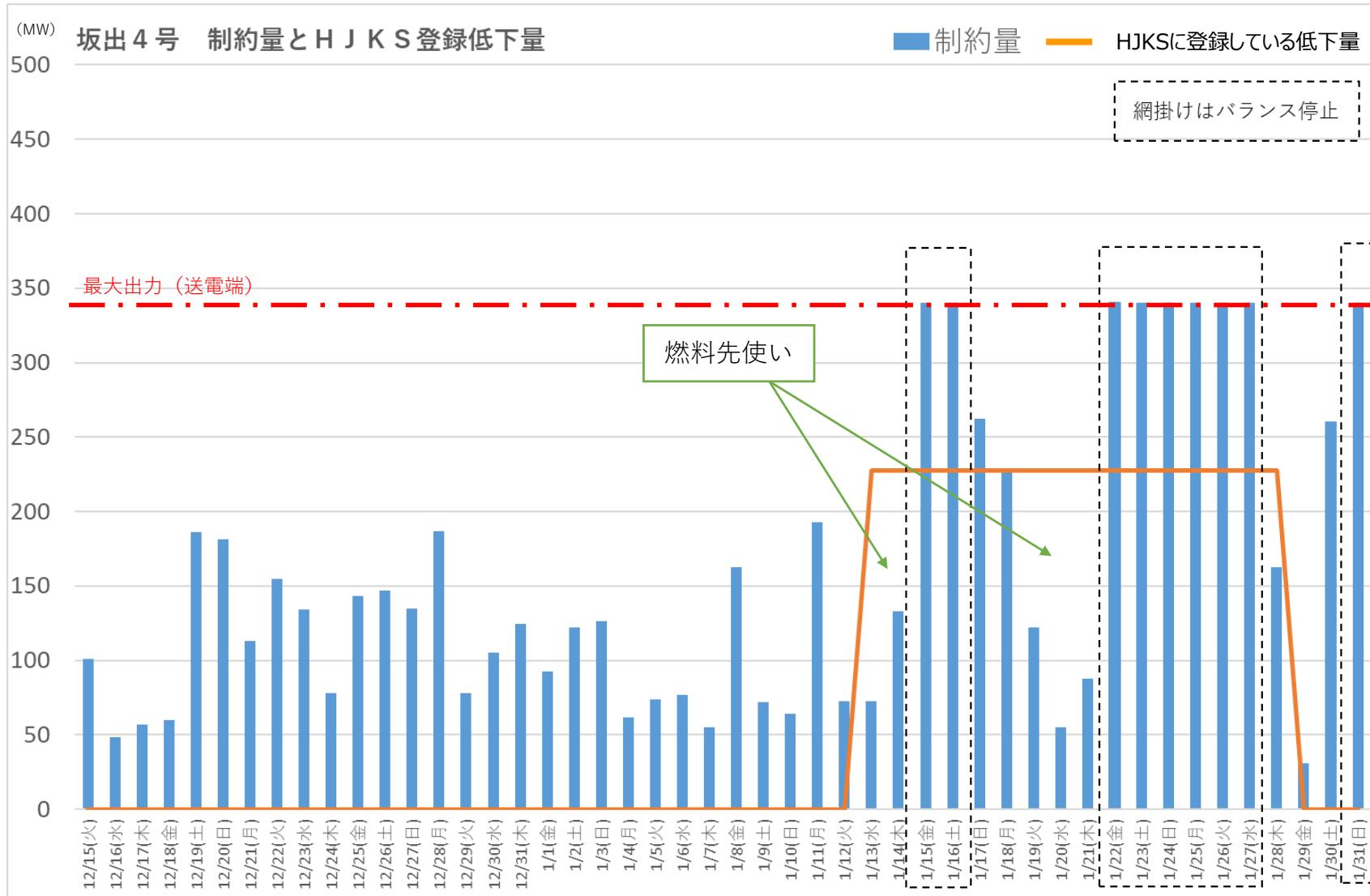
6. 燃料制約量の設定

○ 坂出発電所 3号（石油） 日毎の制約量



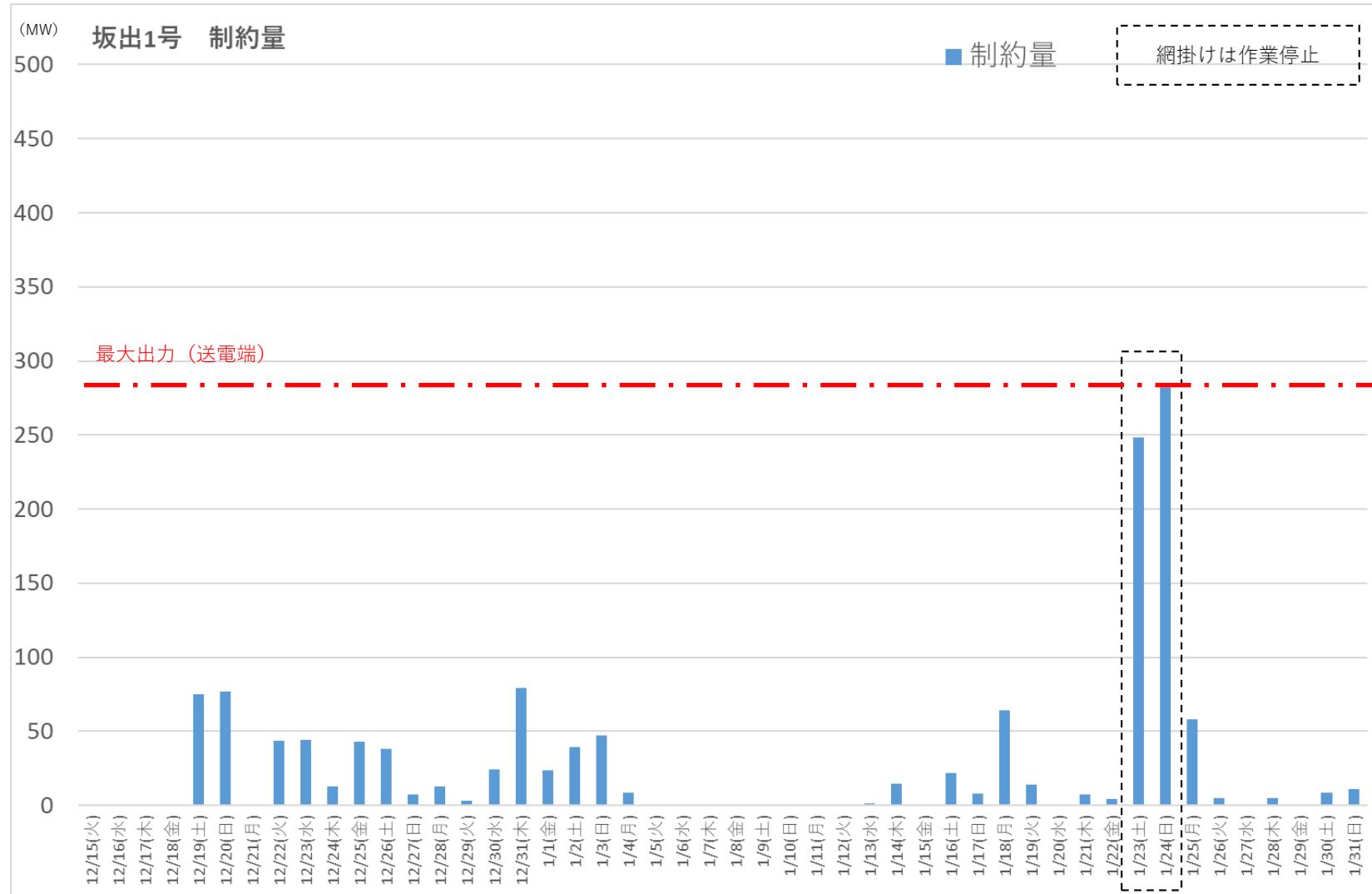
6. 燃料制約量の設定

○ 坂出発電所 4号 (LNG) 日毎の制約量



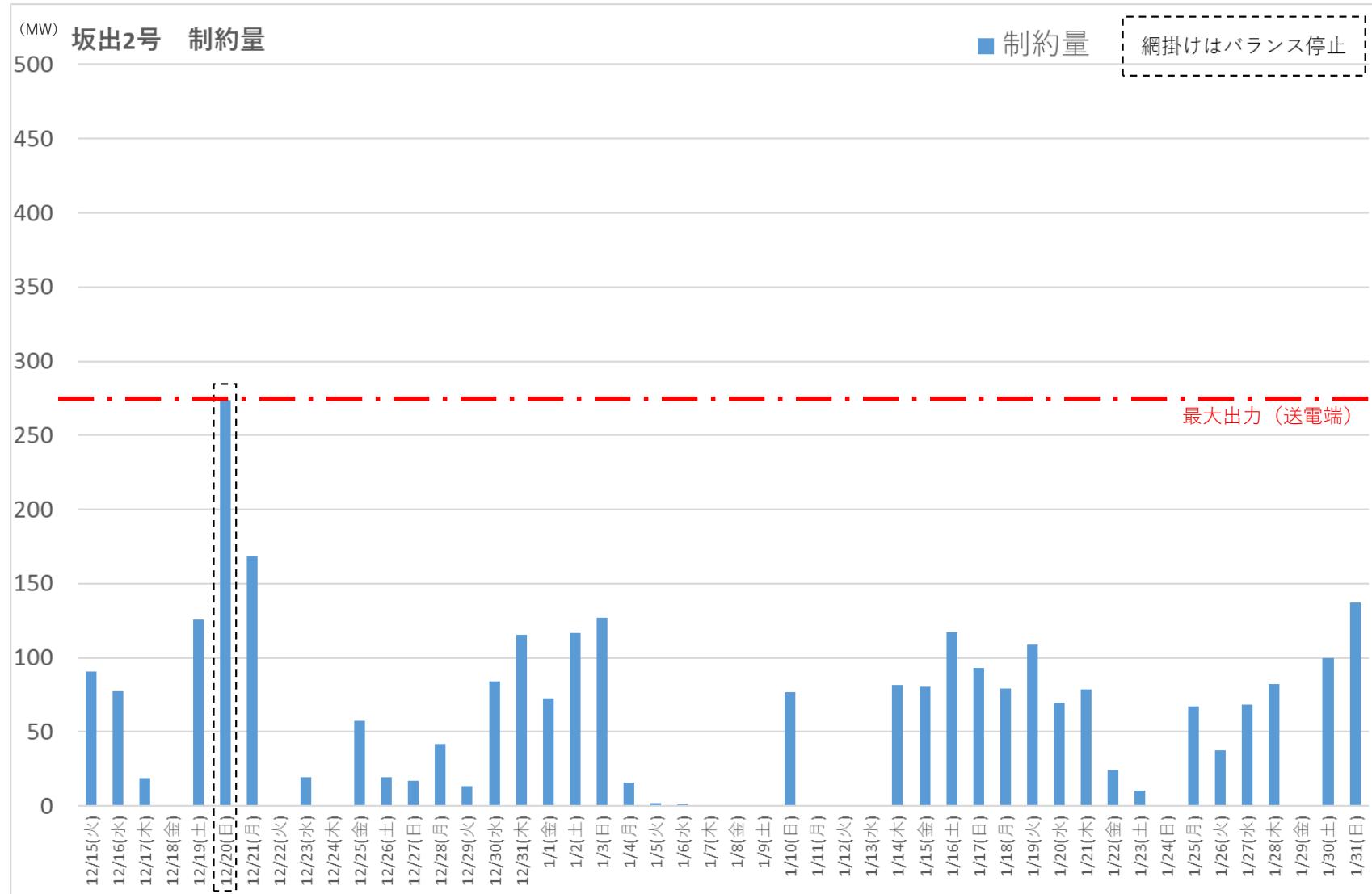
6. 燃料制約量の設定

○ 坂出発電所 1号 (LNG) 日毎の制約量



6. 燃料制約量の設定

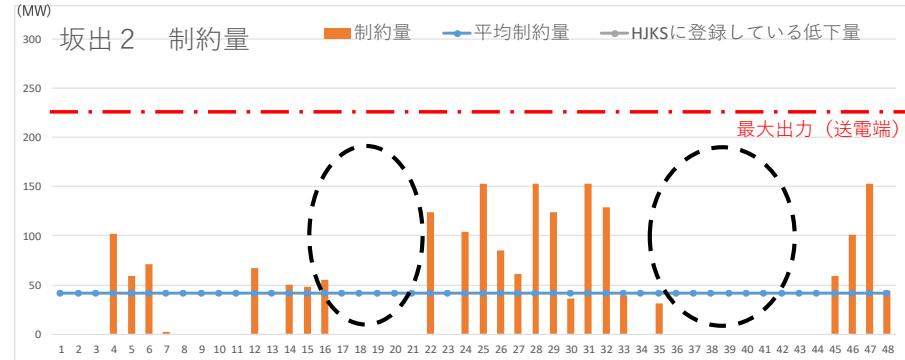
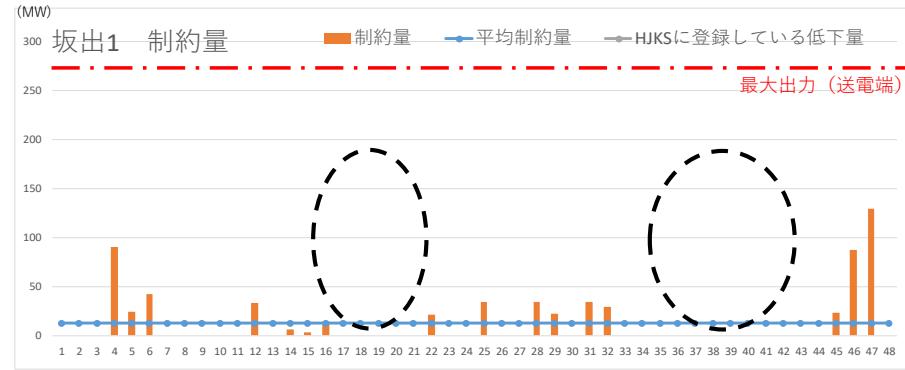
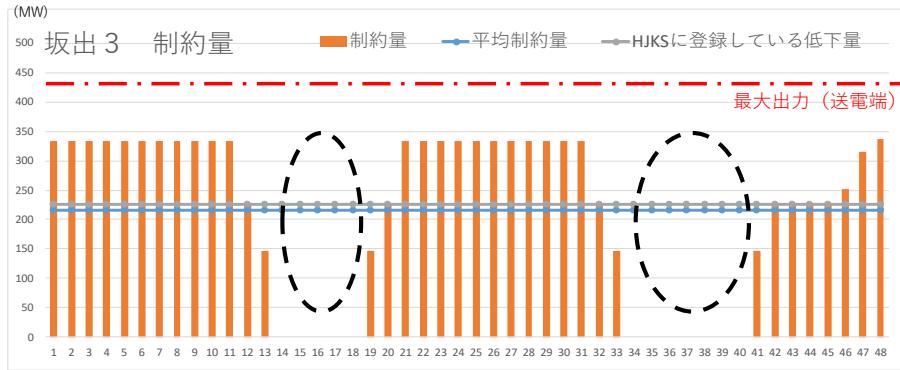
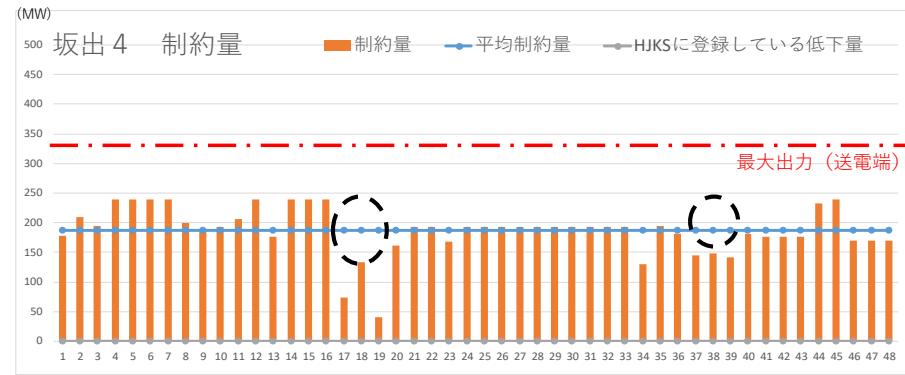
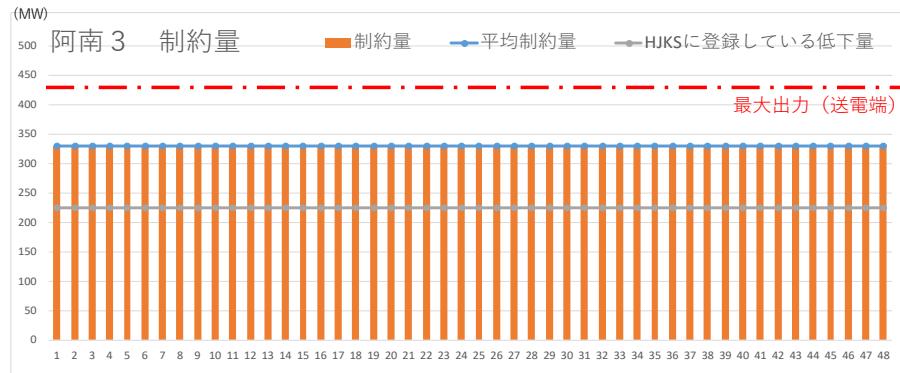
○ 坂出発電所 2号 (LNG) 日毎の制約量



6. 燃料制約量の設定 ～ 各ユニットのコマ毎の制約量 ～

6. 燃料制約量の設定

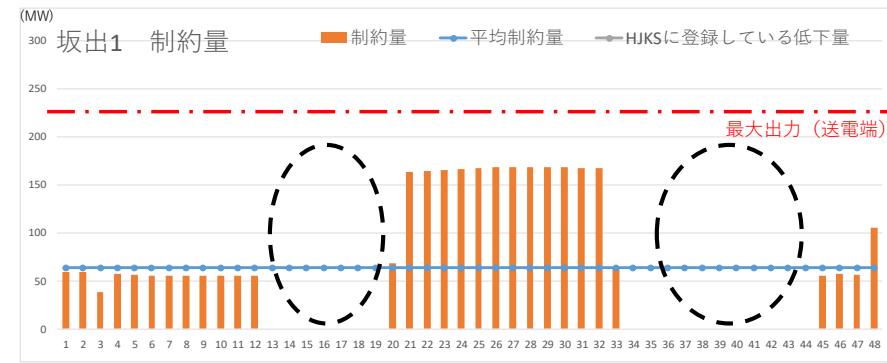
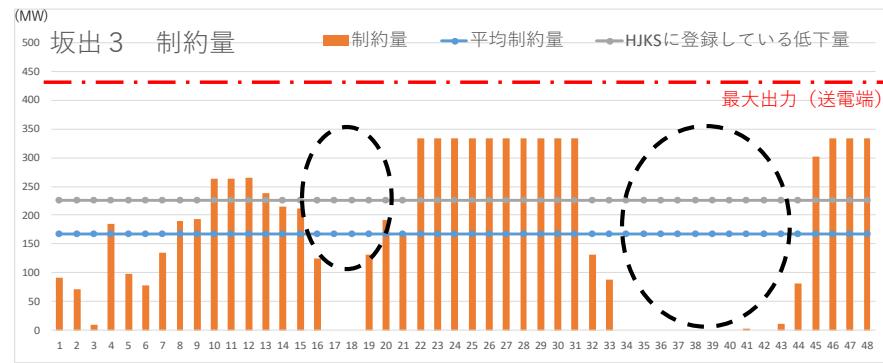
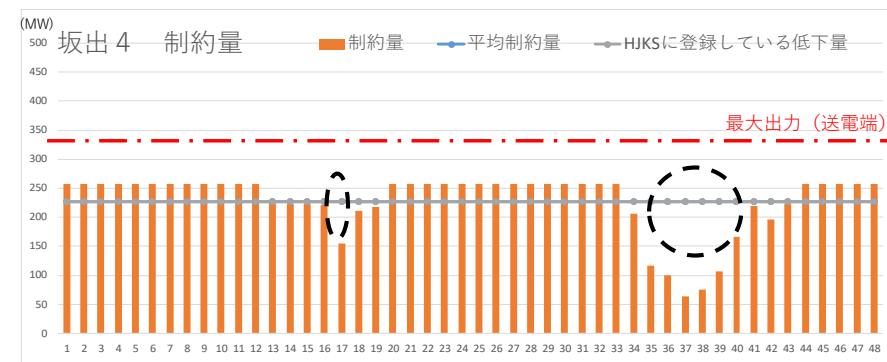
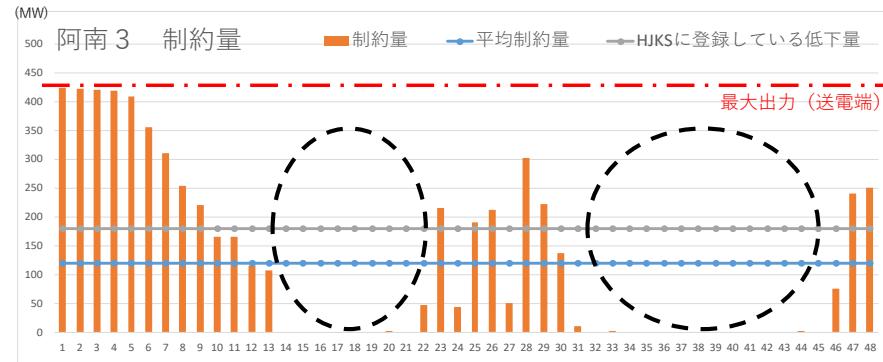
○ 12/28 コマ毎の制約量



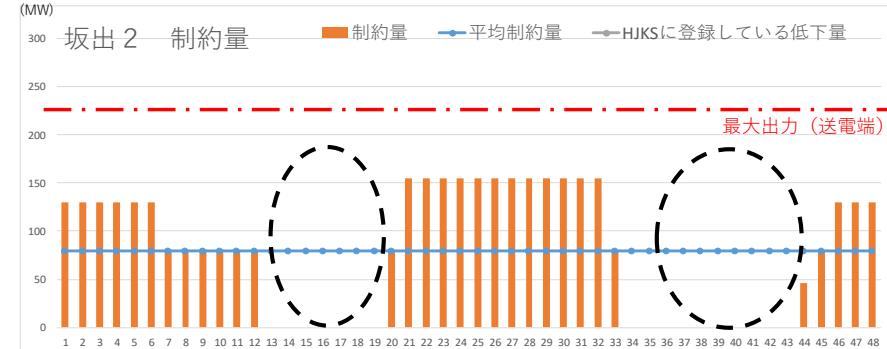
○ 午前ピーク、点灯ピーク等の需要の高い断面では、制約量を減少させる運用を実施。

6. 燃料制約量の設定

○ 1/18 コマ毎の制約量



○ 午前ピーク、点灯ピーク等の需要の高い断面では、制約量を減少させる運用を実施。



7. グロスピデイングについて

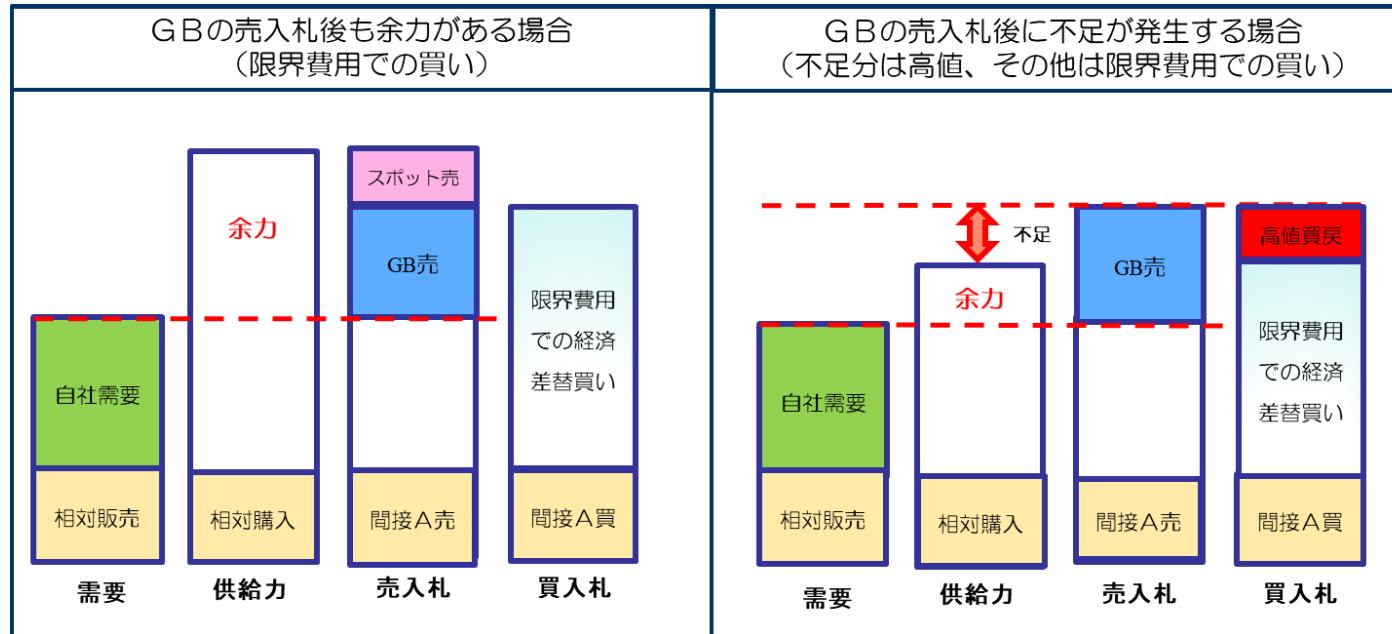
7. グロスピデイングについて

(1) グロスピデイング（GB）の売り入札の考え方

GBの売り入札については、卸電力活性化に係る自主的取り組みの目標（売り約定量全体で販売電力量の3割程度の規模まで拡大）を勘案し、供給余力の状況如何にかかわらず、常に一定量（300MW）を石炭火力の限界費用相当で市場に供出。

(2) グロスピデイング（GB）の買い入札の考え方

GBの買い入札については、需給バランスの状況をみながら、以下の考え方で実施。



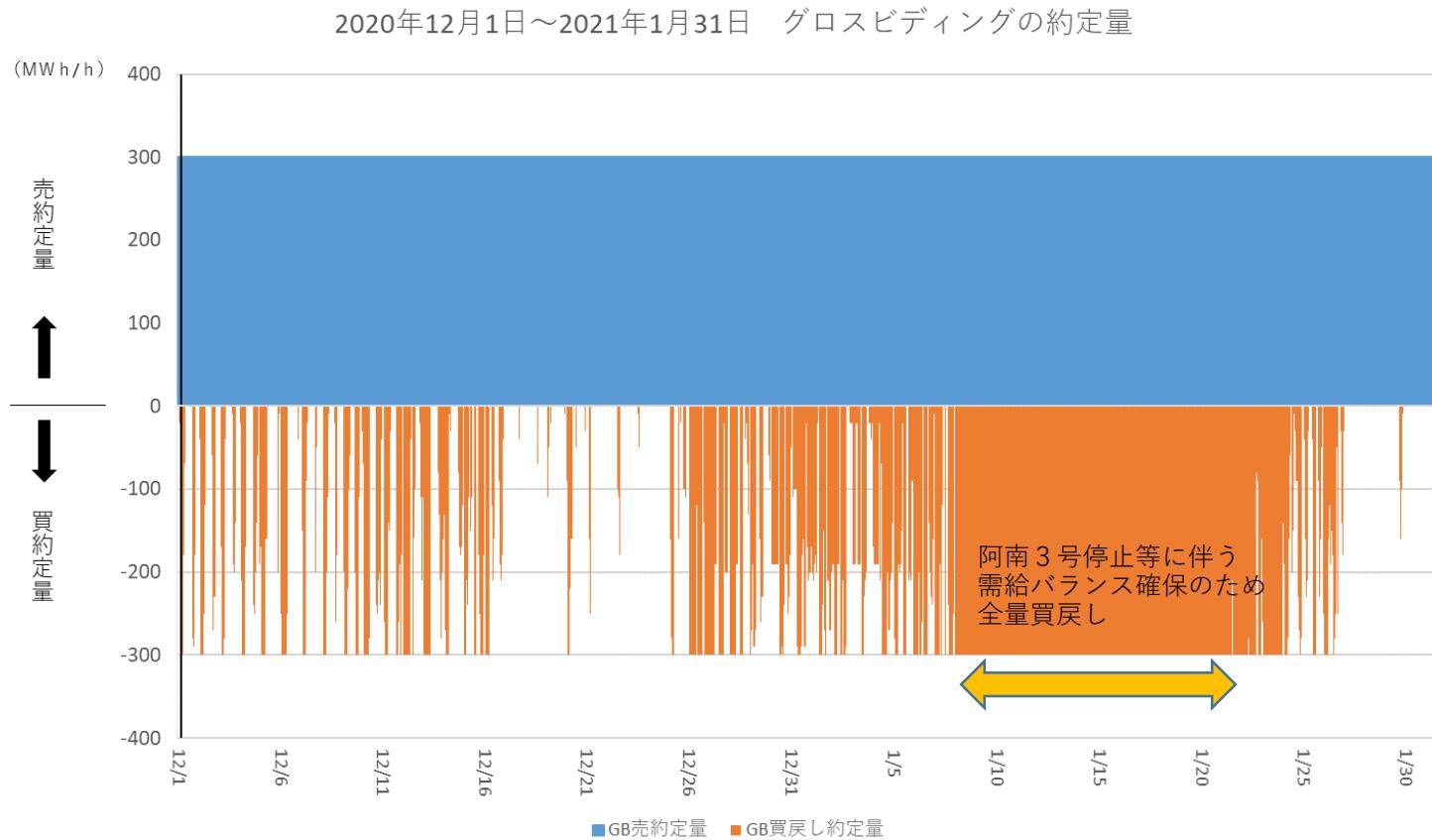
第16回制度設計専門会合資料抜粋…2019年度（令和元年）に下記の目標（売り約定量全体で販売電力量の3割程度）は達成。

四国電力

- 平成29年4月から安定供給・経済性での問題がないことを確認しつつ、平成29年度末時点での販売電力量の1割程度の取引量を目指す。その後遅くとも平成32年度には売り約定量全体で販売電力量の3割程度の規模まで拡大することを目指す。
- 供給力が確保できている場合は限界費用ベースで買い入れ。供給力が不足する場合は、高値での買戻し。

7. グロスピデイングについて

- グロスピデイングの売買約定量実績については、以下のとおり。
- なお、グロスピデイングを取り止めた実績はない。



(参考資料)

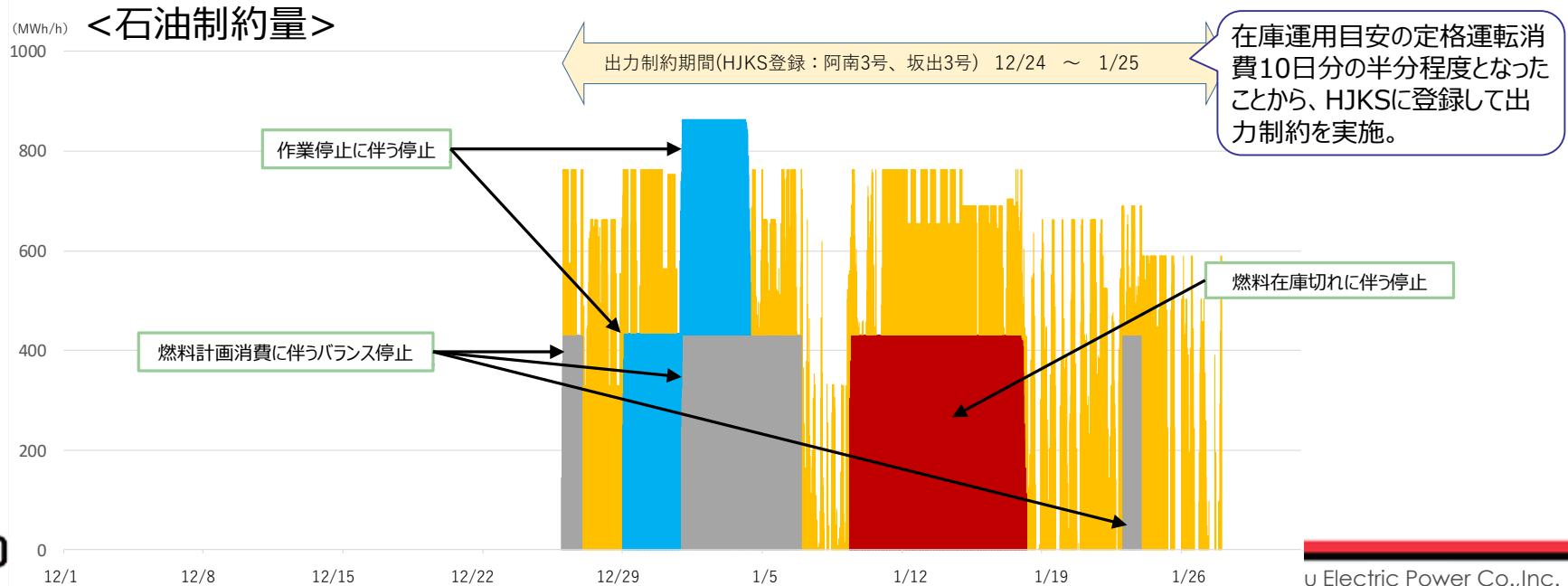
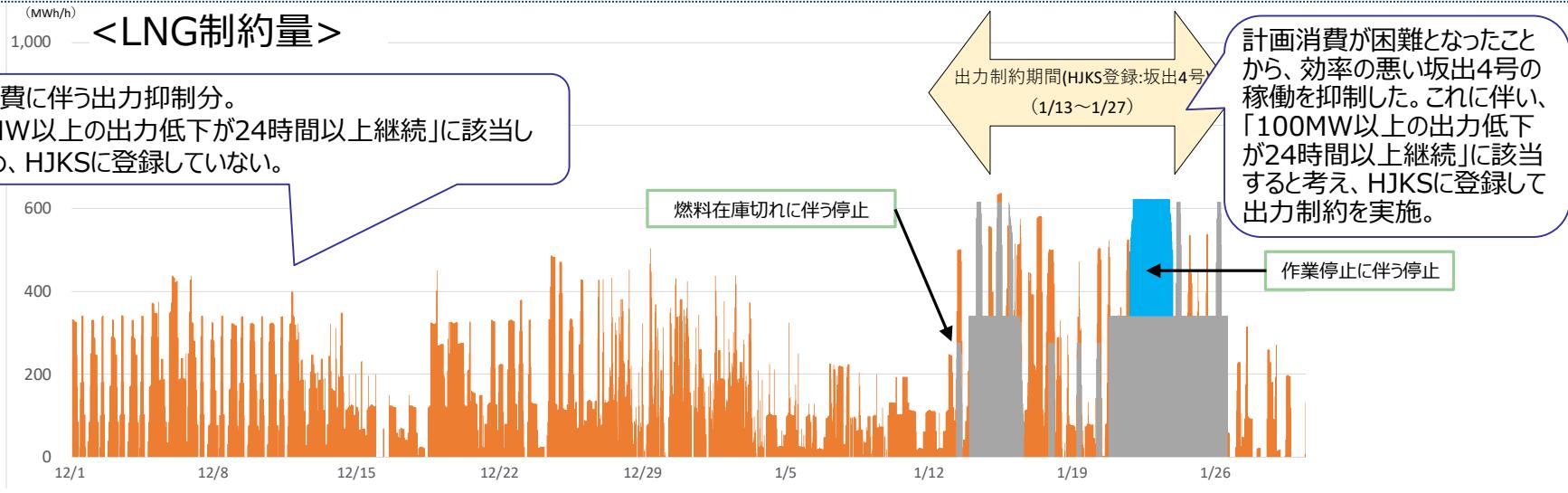
燃料タンク下限値とその算定根拠（通常時）

燃種	タンク名	ユニット名	物理的下限	値の根拠	運用下限	設定の根拠
石油	No.7	阿南3号	3,400kℓ	タンクの浮き屋根と液面が接する限界値 (3,400kℓ)	5,200kℓ	・タンクミキサー運用限界値 (5,200kℓ)
	No.9		5,200kℓ	排出ポンプの運転限界値 (5,200kℓ)	5,200kℓ	・排出ポンプの運転限界値 (5,200kℓ)
	No.11		3,400kℓ	タンクの浮き屋根と液面が接する限界値 (3,400kℓ)	5,200kℓ	・タンクミキサー運用限界値 (5,200kℓ)
	No.3	坂出3号	5,600kℓ	排出ポンプの運転限界値 (5,600kℓ)	9,400kℓ	・タンクミキサー運用限界値 (9,400kℓ)
	No.4		5,600kℓ	排出ポンプの運転限界値 (5,600kℓ)	9,300kℓ	・タンクミキサー運用限界値 (9,300kℓ)
	No.6		5,600kℓ	排出ポンプの運転限界値 (5,600kℓ)	9,400kℓ	・タンクミキサー運用限界値 (9,400kℓ)
LNG	No.1	・坂出1号 ・坂出2号 ・坂出4号	4,164 t	排出ポンプの運転限界値 (4,164t)	6,500t	・物理限界に、自治体と締結している公害防止協定上必要な緊急用備蓄 (2,000 t) や、液面のレベル変動および計器誤差を加味して設定 ・平常時は、入船遅延リスクを考慮し、入船日の目安液位を10,000 t 程度（運用下限+一日平均消費量約1,200 t ×3日分）で運用

燃種	タンク名	運用下限 今冬値 (通常値)	今冬において 最も低い液位	下回った・下 限を引き下 げた期間	下回った・下限を引き下げた理由	算定根拠	意思決定方法
石油	阿南 No.7	3,400kℓ (5,200 kℓ)	2,800kℓ	1月13日 ～ 2月19日	・ 石油の入船時期が不透 明であり、在庫不足による 発電制約が長期化する見 通しであったため、在庫を捻 出	・ 重油移送ポンプの性能を加味し て設定されている設定値の再検 証を行い、13日から運用下限を 2,800kℓに引き下げたが、気化ガ スの発生など、安全性を配慮し、 1月25日にタンクの浮き屋根と液 面が接する3,400kℓに見直し。	・ 火力部にて、設定値 の再検証を実施し、運 用下限の一時的な引 下げを決定。
石油	坂出 No.6	5,600kℓ (9,400 kℓ)	5,600kℓ	1月12日 ～ 2月19日	・ 石油の入船時期が不透 明であり、在庫不足による 発電制約が長期化する見 通しであったため、在庫を捻 出	・ 重油移送ポンプの性能を加味し て設定されている設定値の再検 証を行い、12日から運用下限を 5,600kℓに引き下げた。	・ 火力部にて、設定値 の再検証を実施し、運 用下限の一時的な引 下げを決定。

プレゼン資料(47~51頁)におけるLNG・石油燃料制約量の補足

- 出力制約期間中における各ユニットの日毎の燃料制約量には、作業や計画消費等に伴う発電機停止分も含んでいる。
- HJKSへの燃料制約の登録については、「100MW以上の出力低下が24時間以上継続の有無」で判断している。



坂出発電所・阿南発電所の出力制約の状況と決定プロセスについて

凡例 ○：意思決定 ▽：HJKS入力 →：検討期間

