

スポット価格高騰期間における インバランス料金等の分析について

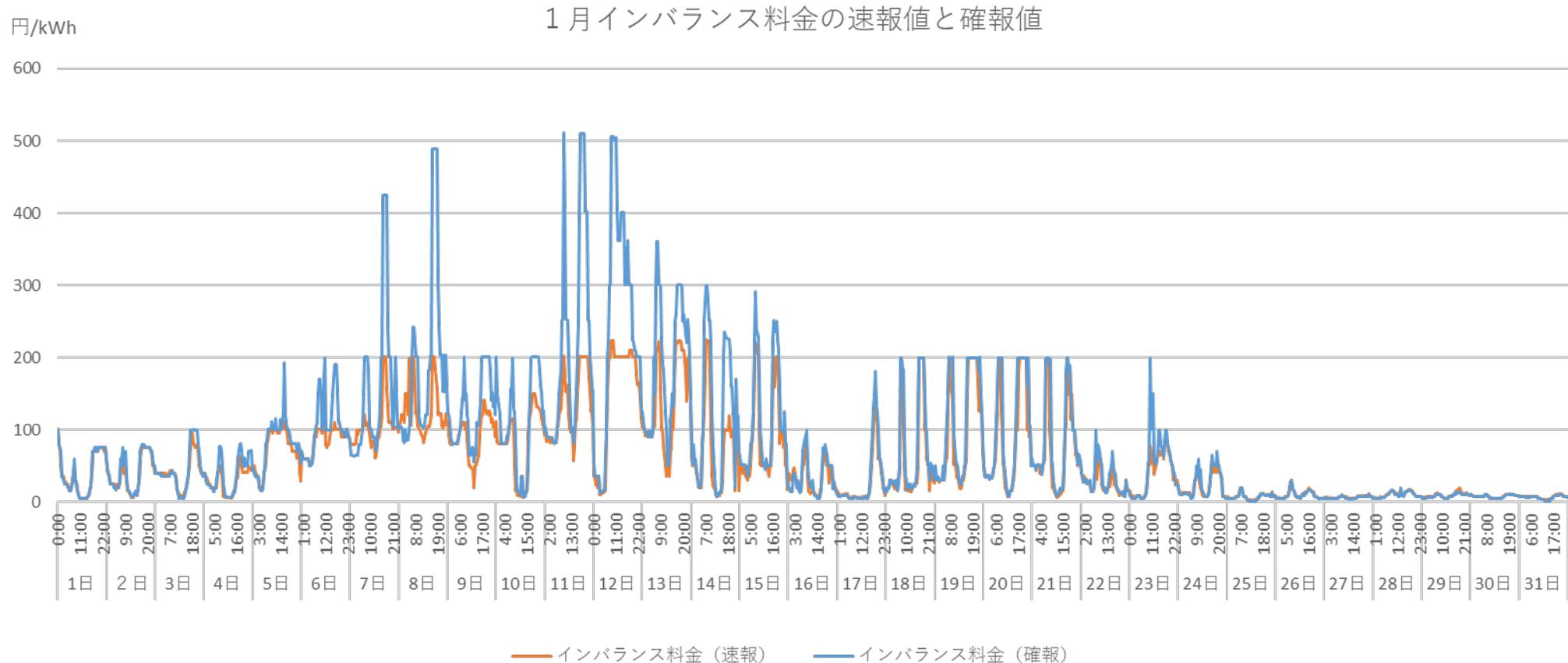
第58回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年3月24日（水）



1月のインバランス料金の速報値について

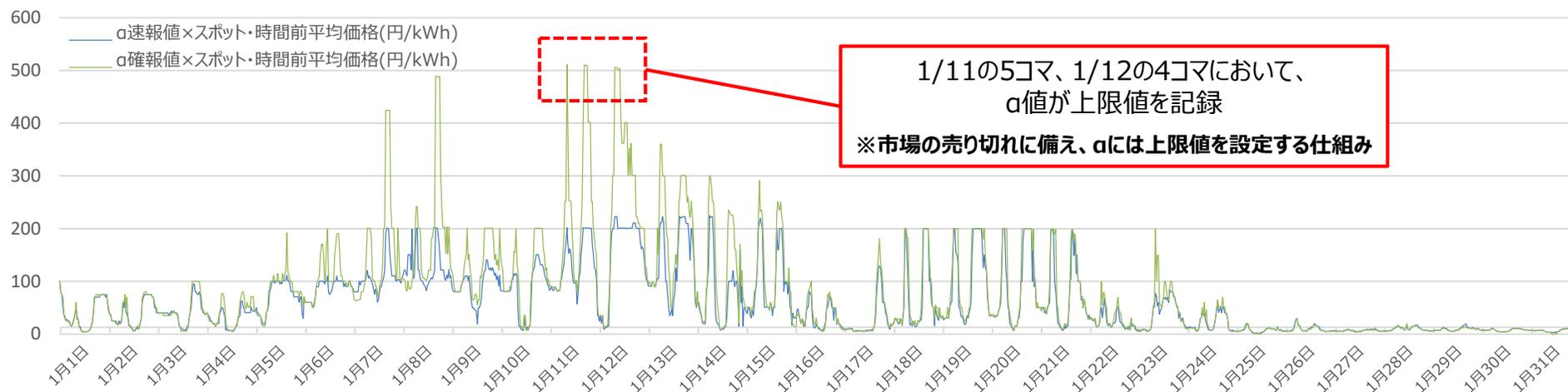
- 3月5日に1月のインバランス料金の確報値（平均78円/kWh）が公表されたが、事前に公表されていた速報値（平均59円/kWh）から大きく上振れした。
- このように、本年1月のインバランス料金については、速報値がかなり実際の値（確報値）から離れるものとなっていたことから、その要因を分析した。



(参考) インバランス料金の確報値の公表について

- 3月5日にインバランス料金の確報値が公表。1月中の平均値で見ると、**確報値が78円/kWh**であったのに対し、**速報値は59円/kWh**であった。
- **速報値**は、確報値の公表に1～2ヶ月程度を要することを踏まえ、**実務検討の結果**として、**実需給5日後までに取得可能なデータに基づき公表**されることが決定され、運用がなされているもの。
- 速報値はこうした制約の下で算定されるものであるため、確報値とは計算諸元が異なっているところ、両者の間の差異が生ずる原因としては、例えば下記が考えられる。
 - ①速報値と確報値で用いる**発電・需要実績**の違い (⇒P68参照)
 - ②速報値と確報値で用いる**発電・需要計画**の違い (⇒P69参照)
- **1月のインバランス料金算定に係るα値は、市場の売り切れに備えて予め設定していた上限値となるコマ**が出現(9コマ)。現時点で確報値に誤りがあった等の報告はないが、今後、電取委において検証が必要。

<1月のインバランス料金速報値・確報値の推移>



(参考) インバランス料金 (確報値) の算定方法

- 一般送配電事業者は、電気事業法に基づき託送供給等に係る料金等を託送供給等約款で定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。
- 託送供給等約款料金 (基準託送料金及びインバランス料金) の算定方法は、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則 (省令) に規定されている。
- 速報値については、省令に規定はない。

電気事業法

(託送供給等約款)

第十八条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給(以下この条において「託送供給等」という。)に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2～12 略

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則

(託送供給等約款料金)

第二条 託送供給等約款料金は、基準託送供給料金及びインバランス料金とする。

第二十七条 インバランス料金は、第一号に掲げる額に第二号に掲げる値を乗じて得た額に第三号に掲げる額を加えて得た額 (第四号において「基準インバランス料金」という。) に第四号に掲げる額を加えて得た額 (当該額が零を下回る場合にあっては、零) として設定しなければならない。

一 一般社団法人日本卸電力取引所 (以下「卸電力取引所」という。) が開設する次のイ及びロに掲げる卸電力取引市場における同一の時間帯の売買取引における価格を、当該イ及びロに掲げる卸電力取引市場における当該時間帯の売買取引の数量により加重平均した額として卸電力取引所が公表する額

イ・ロ (略)

二～四 (略)

2 (略)

(参考) インバランス料金 (確報値) の算定プロセス

- インバランス料金 (確報値) の算定プロセスは、過去の資源エネルギー庁の審議会において、以下のとおり整理されている。
- これに基づき、広域機関の送配電等業務指針等において、一般送配電事業者及び広域機関が行う業務が規定されている。

論点④ インバランス精算単価の算定における役割と責任の明確化

- 現状、インバランス精算の基礎となる精算単価の算定プロセスについては、審議会の議論を踏まえた事業者の運用に委ねられており、関係する各主体の役割と責任が必ずしも明確になっていない。
- インバランス精算単価は、全国の事業者に影響することから、その算定プロセスについて、関係する各主体の役割と責任を法令や規程類等で明確化することとしてはどうか。

資源エネルギー庁 2017年2月
総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 第2回電力・ガス基本政策小委員会
総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会 合同会議 資料4-1

【インバランス精算単価算定に際しての役割と責任】

○インバランス精算においては、精算単価の決定に際し、

- ① 日々の計画の提出 (実施主体: 小売電気事業者、発電事業者)
- ② エリアインバランスの算定 (実施主体: 一般送配電事業者)
- ③ ②の諸元を用いた全国大インバランスの集計 (実施主体: 広域機関)
- ④ ③の諸元を用いた α の算定 (実施主体: JEPX)
- ⑤ ④の諸元を用いたインバランス精算単価の算定 (実施主体: 一般送配電事業者)

が適切に行われることが必要。

○現状、上記②～④については、審議会の議論を踏まえた事業者の運用での対応に委ねられており、責任と実施主体の明確化がなされていない。

注) なお、一般送配電事業者、広域機関、JEPXに対し、今回の1月の確報値の算定において、現行の運用通り算定したか確認をとったところ、全ての者から適切に実施されていた旨の回答があった。

(参考) インバランス料金 (速報値) の算定方法

- 速報値については、省令や広域機関の送配電等業務指針等の規程類に規定はなく、過去の審議会における議論に基づいて、一般送配電事業者、広域機関及びJEPXが協力して算定・公表している。

(参考) インバランス料金速報値の公表について

第11回制度設計ワーキンググループ
(2014年12月24日) 資料8-4

インバランス料金単価の速報値の公表について

2

- インバランス料金単価の公表時期については、前回WGにおいて、インバランス料金単価の確定までに時間がかかるため、確定までの期間の短縮や、予測に基づく速報値の公表について検討すべき、との意見があった。
- 実務検討を行った結果、速報値の公表には実需給から1~2ヶ月を要するため、以下の簡易な方法によりインバランス料金単価の速報値を作成し、実需給の3~5日程度後には公表することが適当と考えられる。
- 実際のインバランス料金の精算は、前回WGで示した方法により算出される確報値を用いて実施。

1. 考え方

- 実需給の数日後時点で取得可能なデータに基づいて算出する簡易な手法により、インバランス料金単価の速報値を作成。
- 速報値作成の業務フローについては、前回示した確報値と同様に、広域的運営推進機関、日本卸電力取引所および一般送配電事業者が連携する形で実施(公表は実需給の数日後)。

2. 簡易な手法の内容

【需要側】

- 一般電気事業者の需要: 「エリアの全体発電実績-新電力の需要実績」と想定(確報値についても同様)
⇒よって、「エリア全体の需要インバランス=エリア全体の発電実績-エリア全体の需要計画」となる。

【発電側】

- 中給指令下の電源: 指令に追従できない場合(電源トラブル)については考慮せず、中給指令に従って運転された(インバランスが発生しない)とみなす。
⇒よって、「エリア全体の発電インバランス=中給指令下以外の発電BG実績値-中給指令下以外の発電BG計画値」となる。
- 中給指令下になく30分値の把握が可能な電源: 通信不良などによる欠測分については除いて計算。
- 中給指令下になくプロファイリングが必要な電源: 1時間計量器の計量値やパルス値の取得が困難であるため、速報値算定の断面では各一般送配電事業者の中給が推計する値を利用。

1月のインバランス料金の速報差の原因について

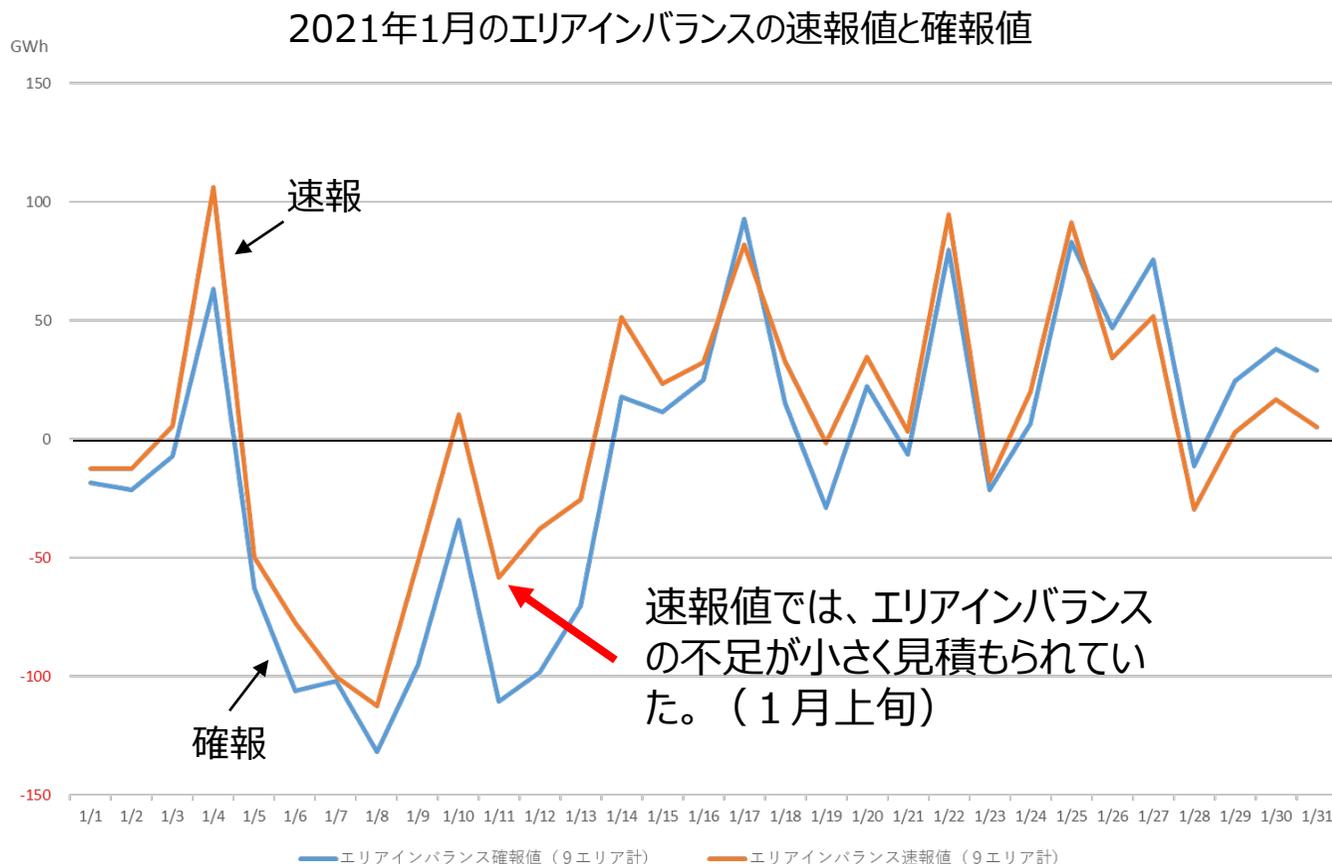
- 1月のインバランス料金の速報値が低く見積もられていた原因は、エリアインバランスの速報値が余剰気味に（不足が小さく）見積もられていたため、これを諸元とするインバランス料金の調整項 α 値が小さく算定されたためであった。

現行のインバランス料金の算定式（基準インバランス料金）

インバランス精算単価 = α × スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値

α 値は、エリアインバランス量から決定される。
（詳細は次頁）

エリアインバランス量の速報値が原因
（右図）



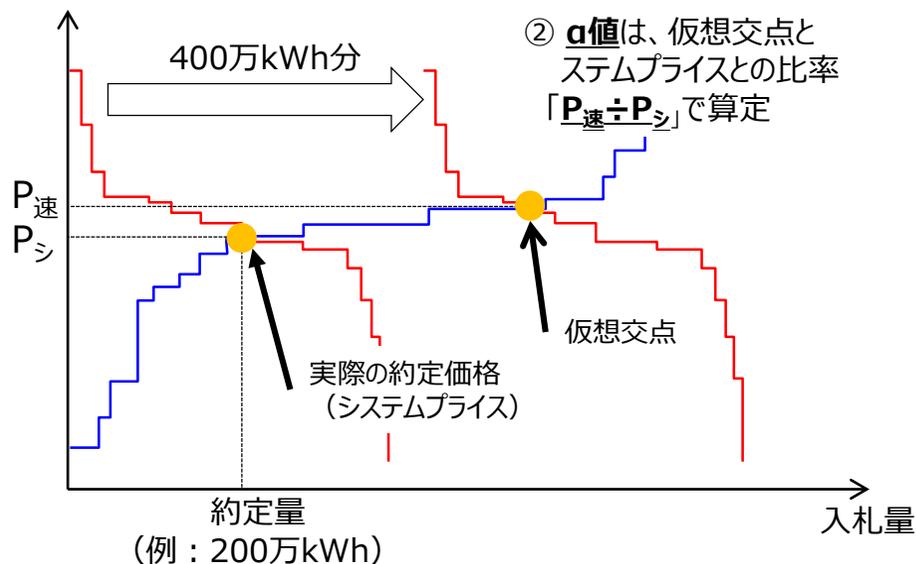
現行のインバランス料金における α 値の算定方法

- 現行のインバランス料金における α 値の算定方法は、スポット市場での入札曲線を利用して決定される。※このときの入札曲線は連系線制約を考慮しない。
- 具体的には、そのコマで生じたインバランスがスポット市場で取引されたと仮定し、この場合の仮想的な入札曲線の交点を求めた上で、この仮想交点を実際の約定価格（システムプライス）で除した値が α となる（系統全体が不足であれば $\alpha > 1$ 、余剰であれば $0 < \alpha < 1$ となる）

α 値の算定方法（系統全体で不足インバランスが発生した場合）

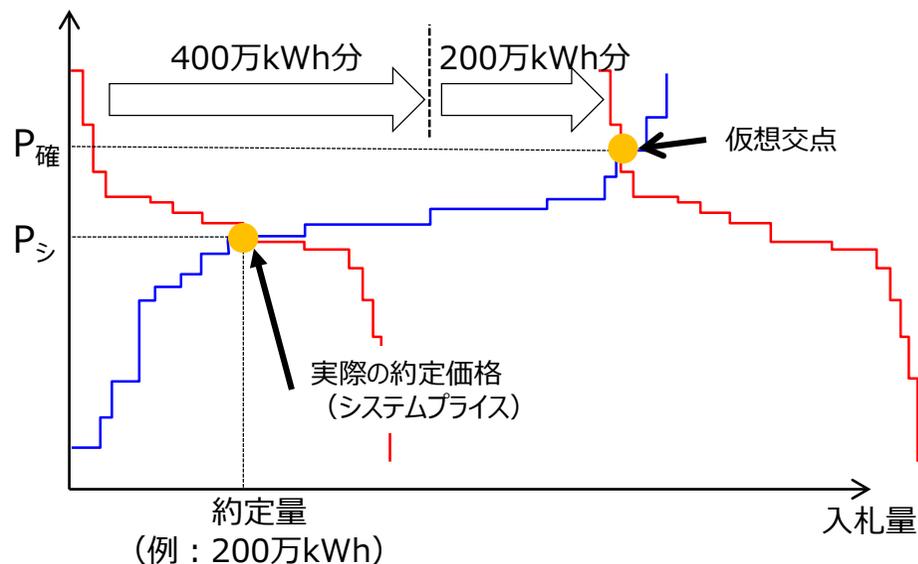
① 系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合、これが市場で取引されたと仮定し、需要曲線を右側にシフト

入札価格



③ 系統全体の不足インバランスが**確報値で200万kWh下振れ**した場合、**需要曲線が更に右側にシフトし仮想交点の価格 $P_{確}$ が上がり、 α 値が上昇**。つまり、**インバランス料金が上振れる**。

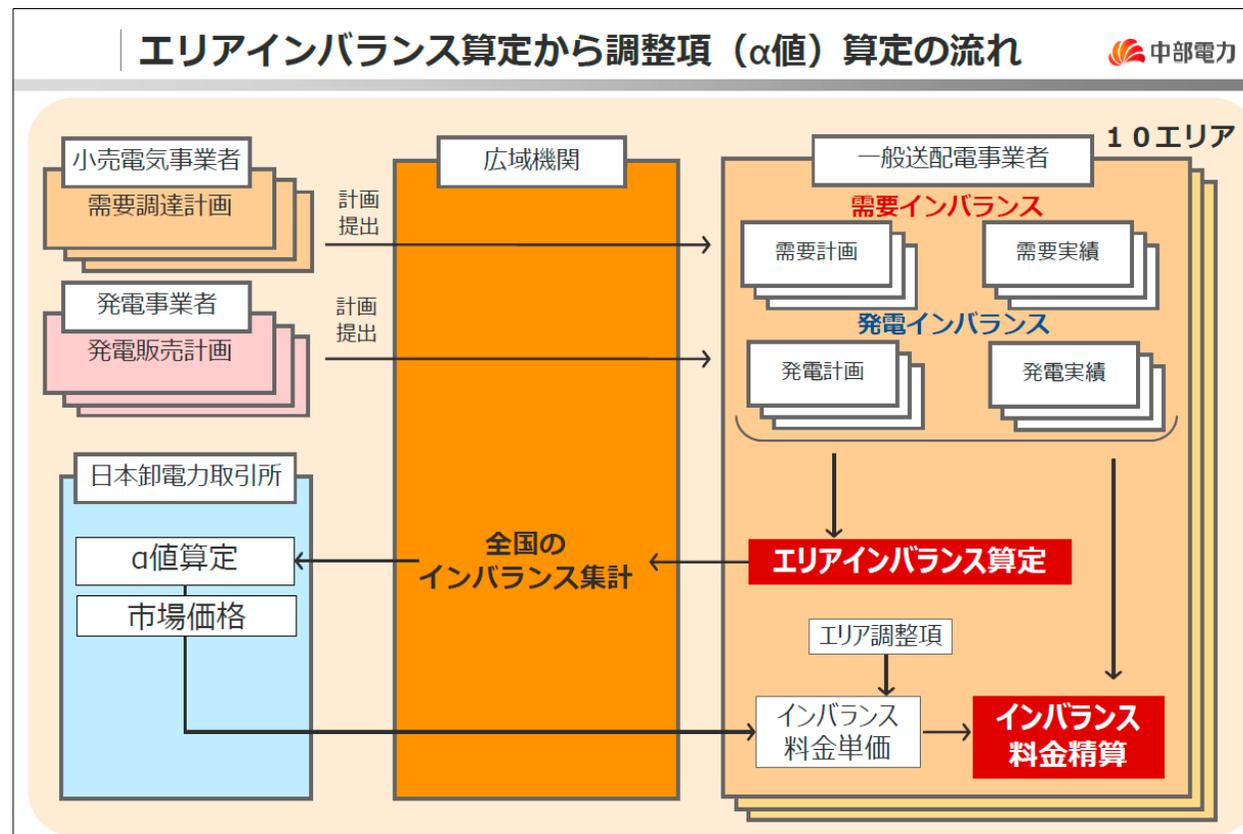
入札価格



(参考) エリアインバランス算定の流れ

- エリアインバランスは、各BGから提出された需要計画・発電計画と、一般送配電事業者により計量された需要実績・発電実績の差から算定される。

第2回電力・ガス基本政策小委員会総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会
合同会議(2017年2月9日) 資料4-2(中部電力資料)



速報値におけるエリアインバランスの算定方法

- エリアインバランスの速報値は、実需給の5日後に公表することとされていることから、エリアインバランスの算定については、一部において推計値や一定の仮定を設定するなど、その時点で入手可能なデータを用いて算定を行っている。

速報値と確報値における算定方法の主な違い

1) 需要BGの計画内不一致の取扱い

速報値：各BGにおける計画内不一致は存在しないとして算定

確報値：各BGの計画内不一致をエリアインバランスに反映

2) 電源Ⅰ'、電源Ⅲ、自家発が一般送配電事業者から指令を受けて出力増・減した部分の取扱い※

速報値：発電インバランスor需要インバランスとして計上

確報値：調整指令を受けたものとしてインバランスとは扱わない

3) スマートメーターが設置されていない需要家の需要量・発電機の発電量

速報値：推計値や簡易なメーター値から算定

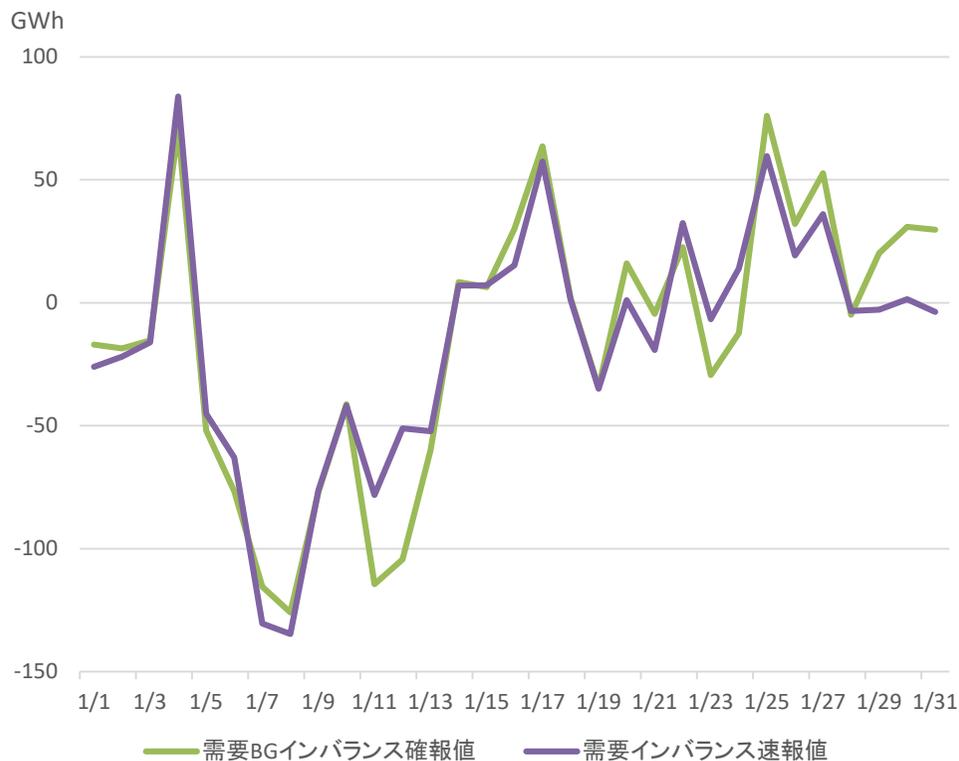
確報値：正規のメーター値から算定

$$\text{エリアインバランス量} = \Sigma (\text{需要BGのインバランス量} + \text{発電BGのインバランス量})$$
$$\begin{array}{ccc} & \parallel & \parallel \\ & \text{需要計画} - \text{需要実績} & \text{発電実績} - \text{発電計画} \end{array}$$

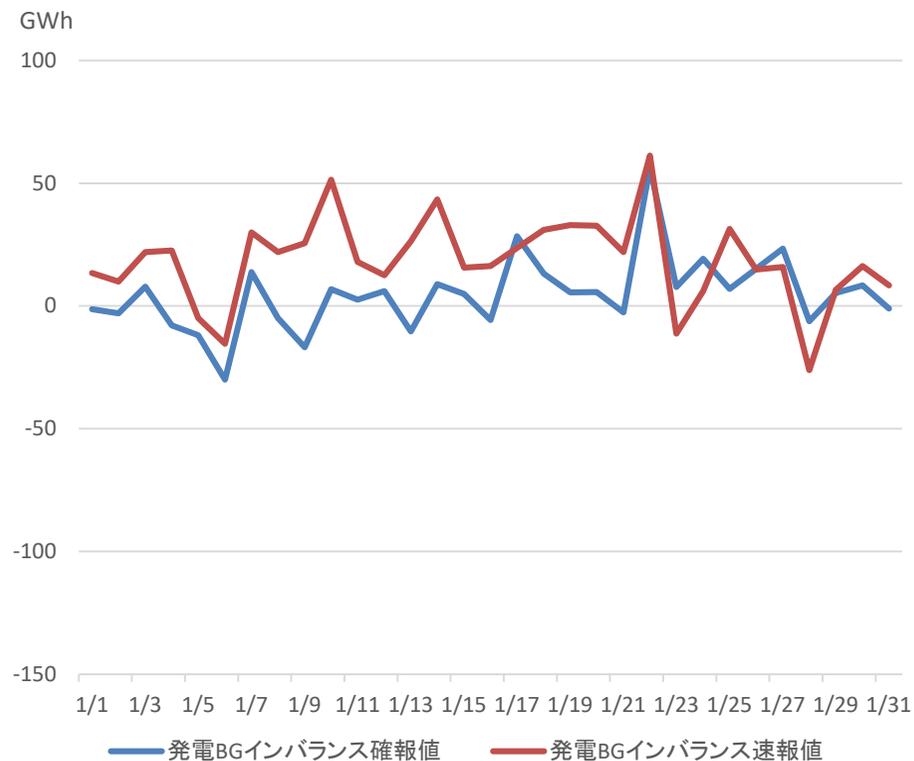
需要BGのインバランス量及び発電BGのインバランス量の速確差について

- 需要BG及び発電BGの1月のインバランス量の速報値と確報値の差を確認したところ、需要と発電のいずれにも差が発生していることが判明した。

2021年1月の需要インバランスの速報値と確報値



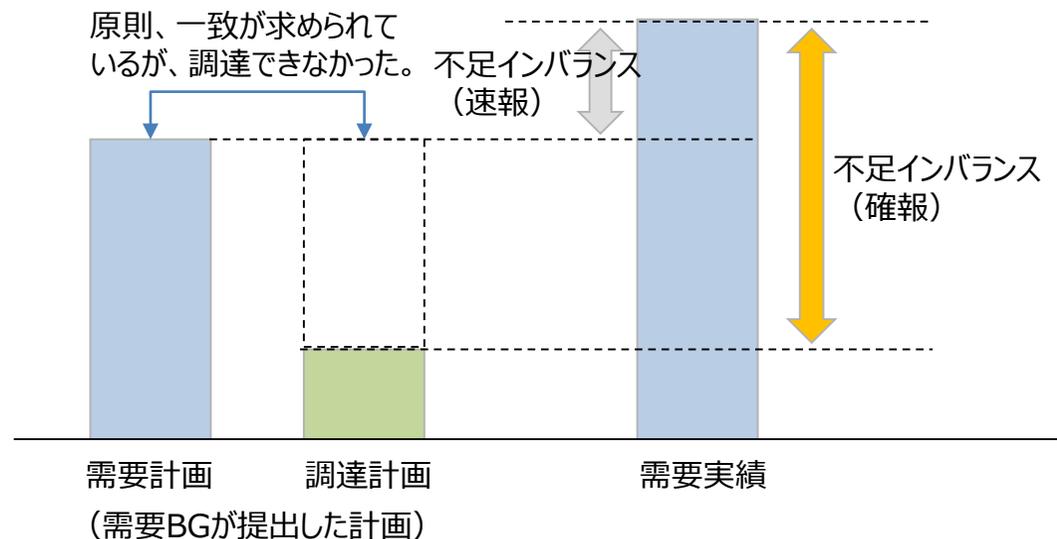
2021年1月の発電インバランスの速報値と確報値



分析①：需要インバランスの速報値と確報値について

- 需要BGに調達不足があった場合、その調達不足分がインバランスに含まれるよう、各BGの需要計画は調達量に合わせることでされている。※一般送配電事業者が広域機関に委託し、その確認・修正を実施
- この確認・修正にはかなりの時間を要することから、速報値においては、需要BGが提出した需要計画を用いることとされている。
- 今冬の需給ひっ迫期間中、多くのコマにおいてスポット市場が売り切れ状態となっていたことから、需要BGは、需要予測に対応した電気を十分に調達できず、GC時点において需要計画と調達計画が一致しないまま（計画内不一致）、これらを広域機関に提出していた可能性がある。
- このため、需要BGの電気の調達状況について、そのデータの確認を行った。

速報と確報における計画内不一致の取扱い



分析①：需要BGの計画内不一致の状況について

- 需要BGの計画内不一致の状況を確認したところ、多くの需要BGで発生していたことが判明した。
- この計画内不一致の要因は、需要BGが市場調達できなかったことによる可能性が高い。

計画内不一致の例（1月12日）

単位：kWh

時間コマ	計画種別	需要計画	調達計画
20	需要計画	64,678	78
21	需要計画	66,157	107
22	需要計画	65,735	135
23	需要計画	64,934	134
24	需要計画	63,579	129
25	需要計画	60,382	132
26	需要計画	59,145	145
27	需要計画	61,072	122
28	需要計画	61,667	117
29	需要計画	60,906	106

需要計画と調達計画が一致していない。
確報値では、需要計画が調達計画の数値に書き換えられる。
この差がインバランス量の速確差に影響する。

(参考) スポット市場売り切れ時のインバランス料金の速確差について

- 過去、スポット市場で売り切れが発生し、かつ系統不足時 ($\alpha > 1$) のコマにおけるインバランス料金の速確差を調べたところ、以下の通り多くのコマで確報値の上振れが発生していた。

スポット市場売り切れ時かつ不足インバランス発生時のインバランス料金の速確差 (2017年度～2019年度)

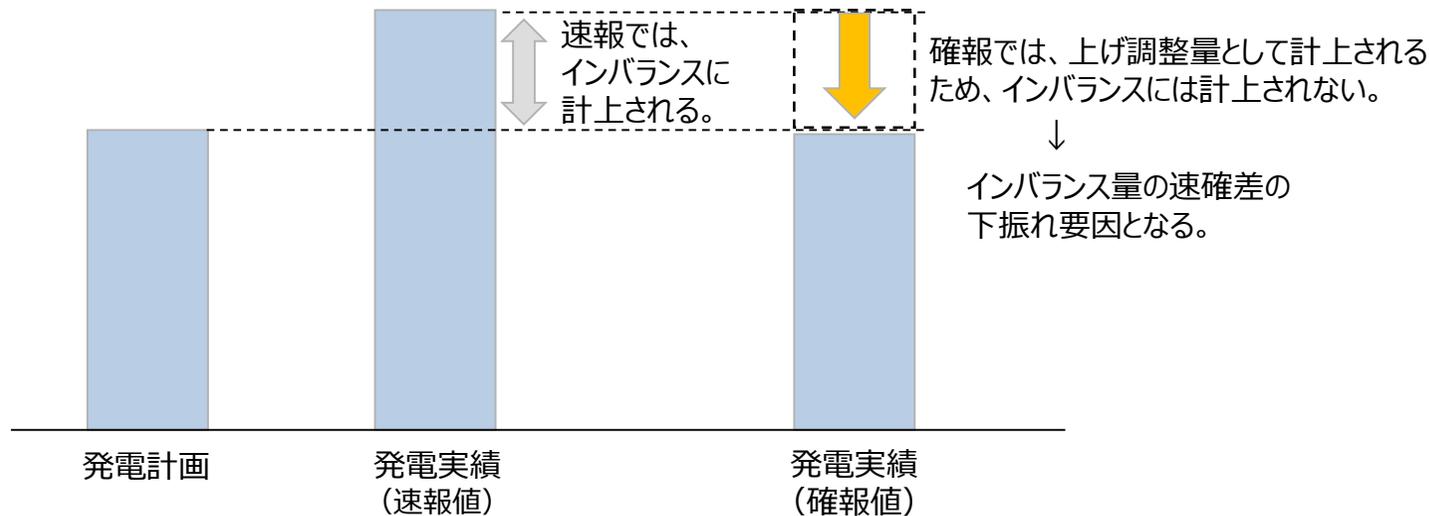
	スポット売り切れ かつ系統不足 のコマ数	うち (確報値／速報値) >1.2 のコマ数	うち (確報値／速報値) >1.5 のコマ数
2017年度	50	23	5
2018年度	13	7	3
2019年度	104	36	9

※売り入札量に対し、売り入札量と約定総量の差の占める割合が1%未満となっているコマを売り切れと定義した。

分析②：発電インバランスの速報値と確報値について

- 本年1月上中旬においては、需給ひっ迫に対応するため、一般送配電事業者は、電源 I 'の指令に加え電源Ⅲや自家発の増発要請を行った。
- 前述の通り、これら電源 I '等が一般送配電事業者から指令を受けて出力増した量は、速報値では余剰インバランスとして取り扱われるが、確報値ではインバランス量に含まれない。この差が速報値と確報値の大きなずれの要因となっていた。

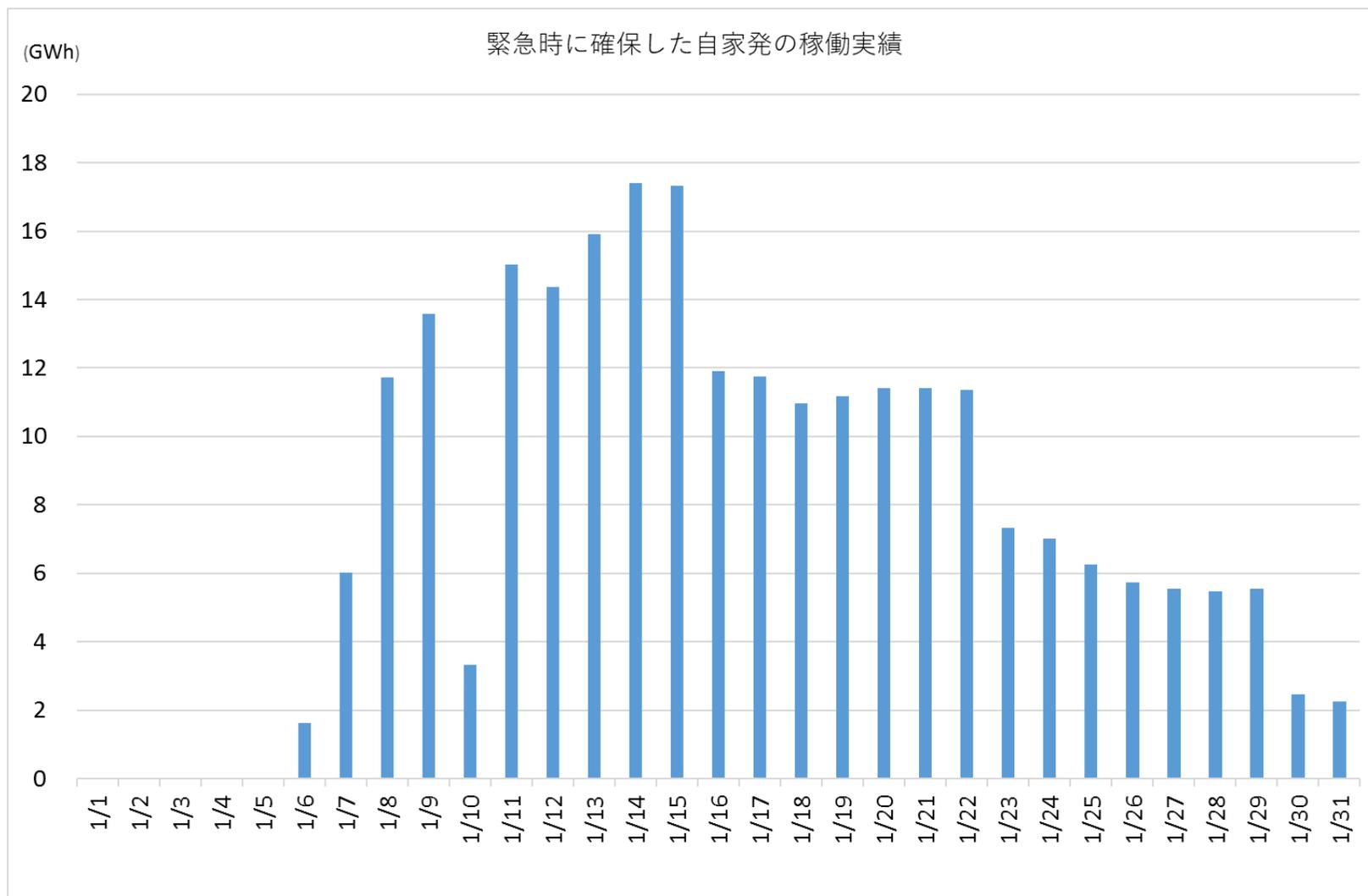
速報と確報における電源 I '、電源Ⅲ及び自家発の増発の取扱い（発電実績の場合）



※上記ケースの電源 I '及び自家発は、逆潮する電源を指す。電源 I 'のDRや逆潮しない自家発の稼働は需要インバランスの速確差の下振れに影響する。

一般送配電事業者が緊急的に確保した自家発の稼働実績

- 一般送配電事業者が緊急的に確保した自家発の稼働状況について確認したところ、年始の休暇明けから稼働が続いていた。



今冬のスポット価格高騰期間における電源 I 'の発動状況

2021年2月 第55回制度設計
 専門会合 資料4を一部改変

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。

まとめ：今回のエリアインバランスの速報値にずれが大きかった要因

- 1月のエリアインバランスの速報値が確報値と差があった要因を整理すると以下のとおりであり、需給ひっ迫によって通常よりも差が大きく発生したと考えられる。
- 速報値の正確性を高める、あるいは速報値のずれの予見性を高める工夫を講じることも考えられるが、2022年度以降、インバランス料金の算定にエリアインバランス量は使用されず、今回のような事象は発生しないことを踏まえると、システム改修等が不要な範囲で検討することとしてはどうか。

速報値と確報値における算定方法の主な違い

1) 需要BGの計画内不一致の取扱い

速報値：各BGにおける計画内不一致は存在しないとして算定
確報値：各BGの計画内不一致をエリアインバランスに反映

2) 電源Ⅰ'、電源Ⅲ及び自家発が一般送配電事業者から指令を受けて出力増・減した部分の取扱い

速報値：発電インバランスor需要インバランスとして計上
確報値：調整指令を受けたものとしてインバランスとは扱わない

3) スマートメーターが設置されていない需要家の需要量・発電機の発電量

速報値：推計値や簡易なメーター値から算定
確報値：正規のメーター値から算定

要因①

スポット市場で売り切れが多く発生したため計画内不一致が多かった

要因②

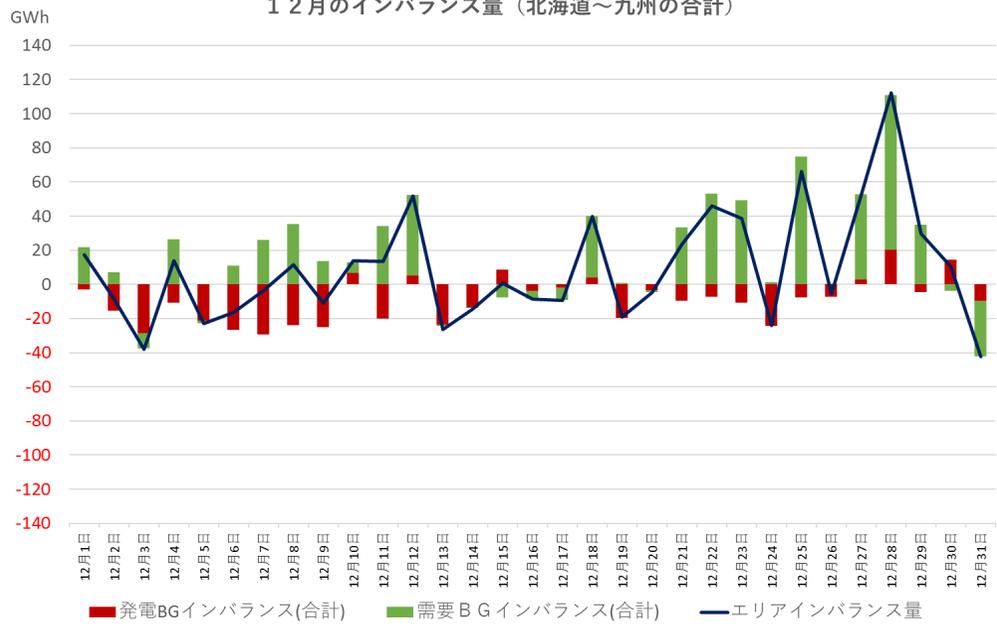
今冬の需給ひっ迫時には自家発等への指令が多く行われていた

参考 1 : エリアインバランスの発生状況等 の各種データについて

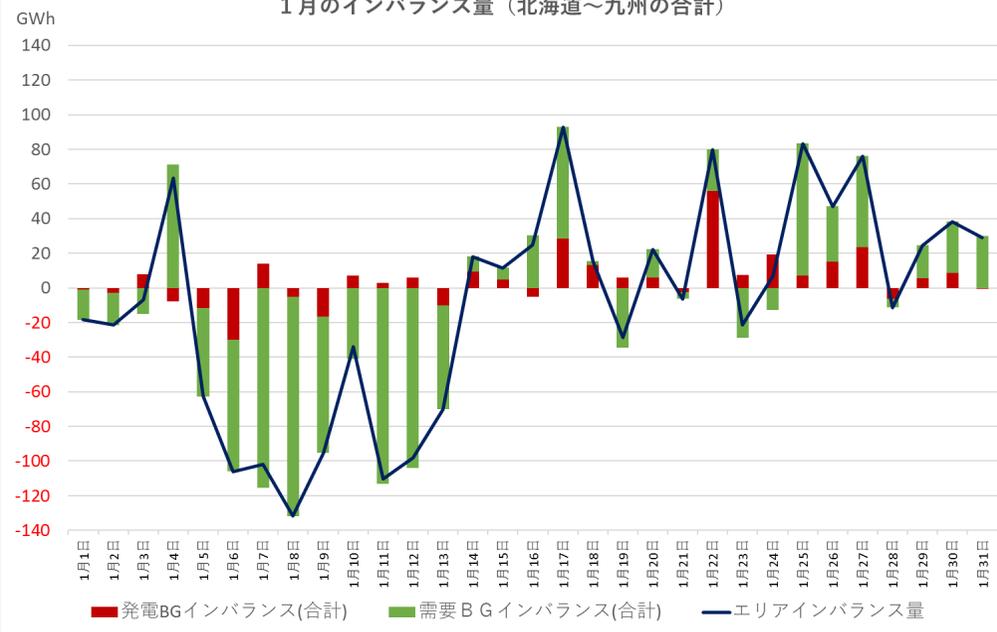
インバランスの発生状況について

- 昨年12月～本年1月における、エリアインバランスの状況は以下の通り。（1月分の確報値反映後）
- 1月前半は、比較的多くの量の不足インバランスが発生し、特に需要BGの不足インバランスが多かった。

12月のインバランス量（北海道～九州の合計）



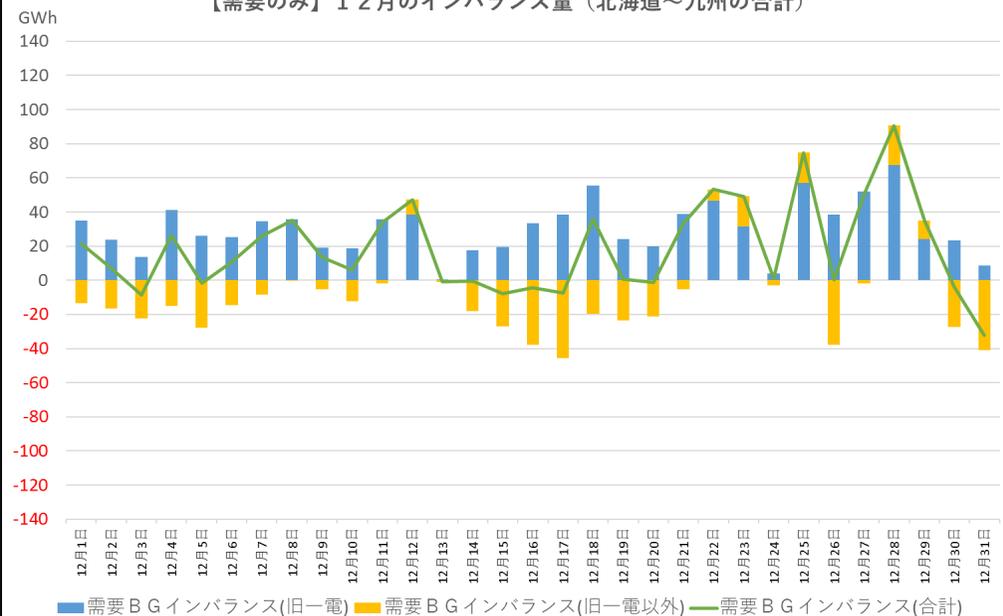
1月のインバランス量（北海道～九州の合計）



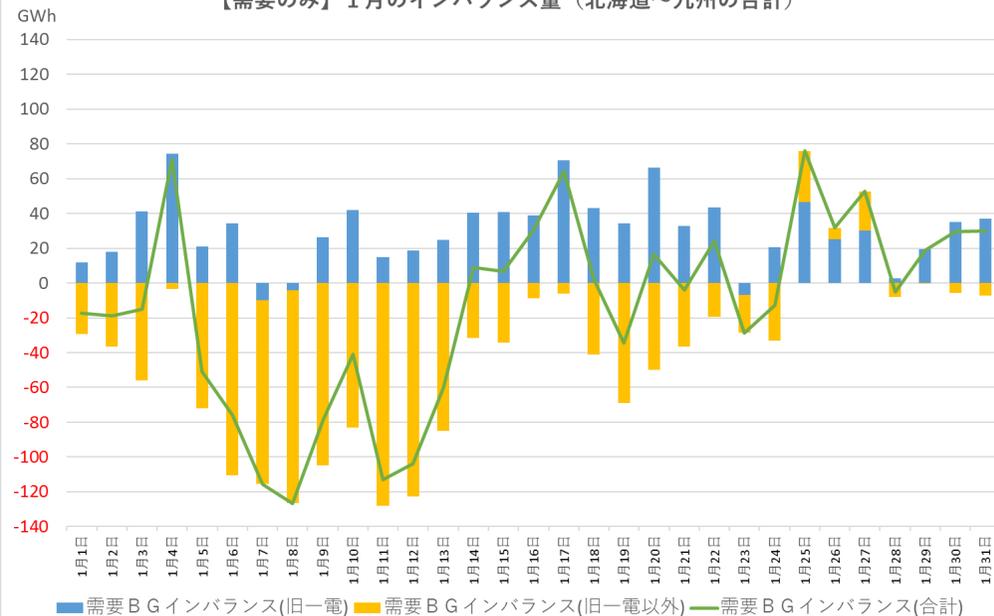
需要BGのインバランスの発生状況について

- 昨年12月～本年1月における、需要BGのインバランスの状況は以下の通り。
- 1月前半においては、旧一電（発電・小売）以外のBGにおいて、不足インバランスが多く発生していた。

【需要のみ】12月のインバランス量（北海道～九州の合計）

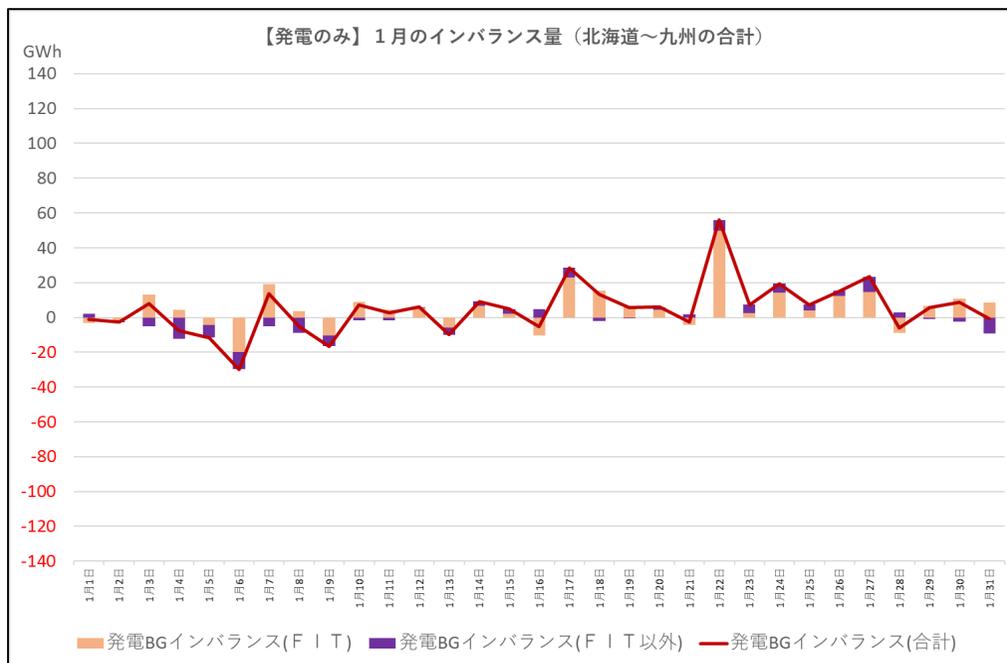
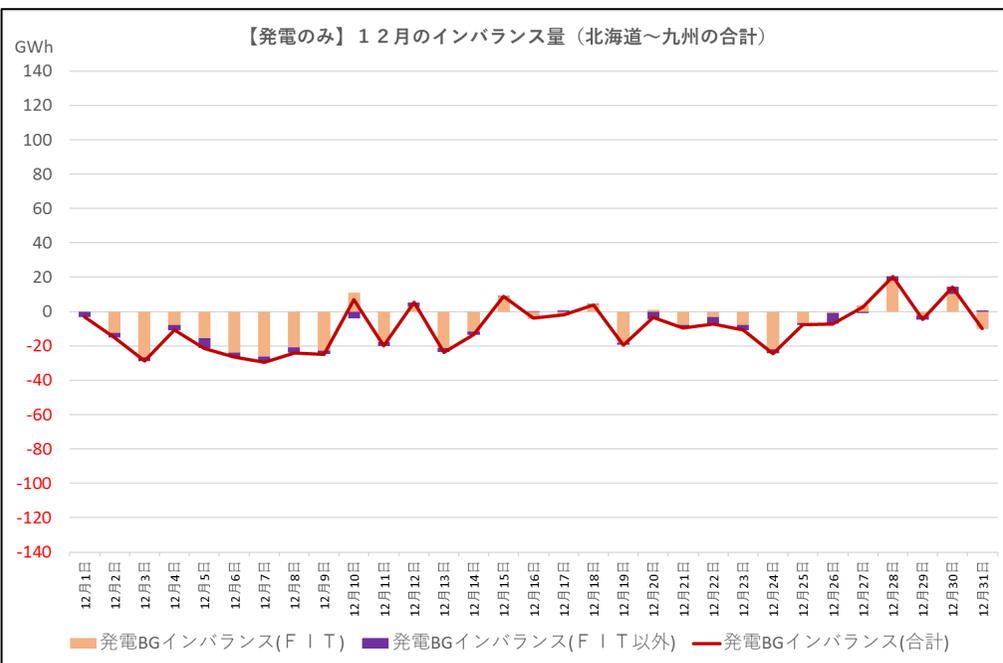


【需要のみ】1月のインバランス量（北海道～九州の合計）



発電BGのインバランスの発生状況について

- 昨年12月～本年1月における、発電BGのインバランスの状況は以下の通り。
- 発電インバランスの発生量は、総じて少なかった。

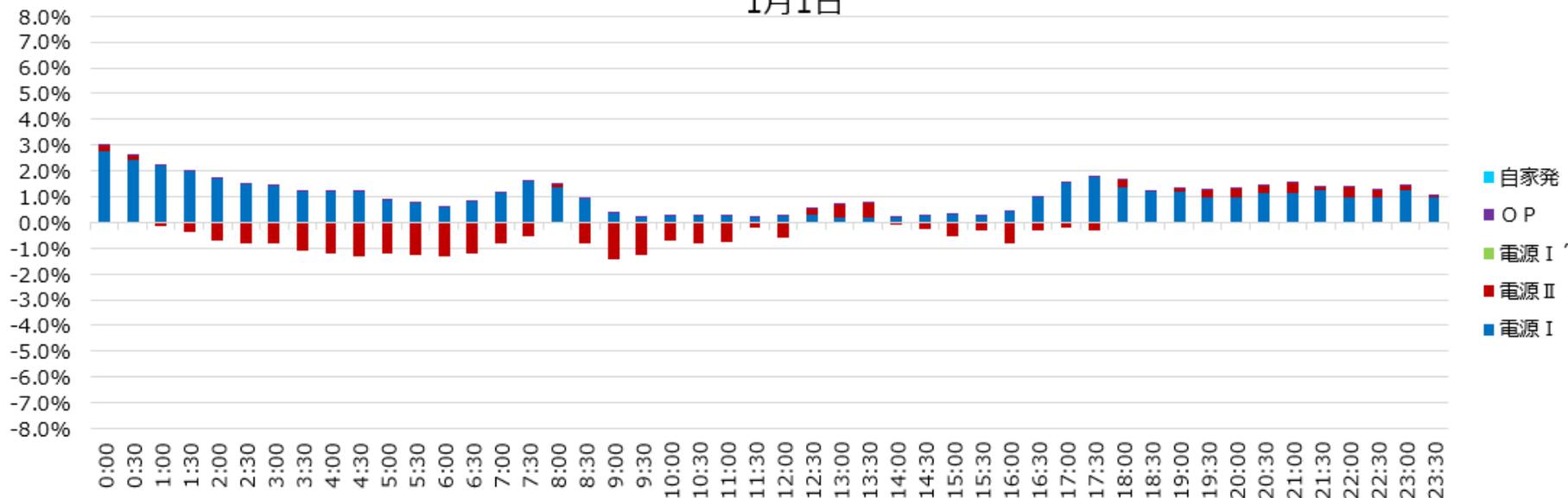


※不足インバランスが多く発生した日の発電BGのインバランスの発生状況を参考3に掲載。

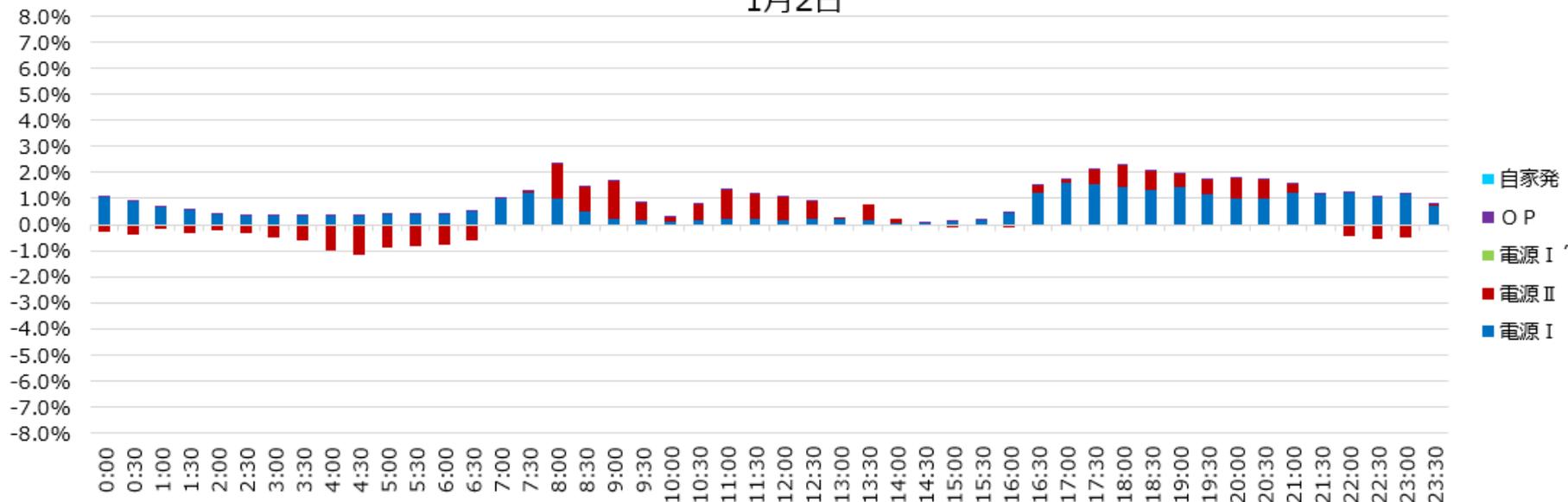
参考 2 : 1月1日~31日の調整力の稼働 状況について

(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 1, 2、全国)

1月1日

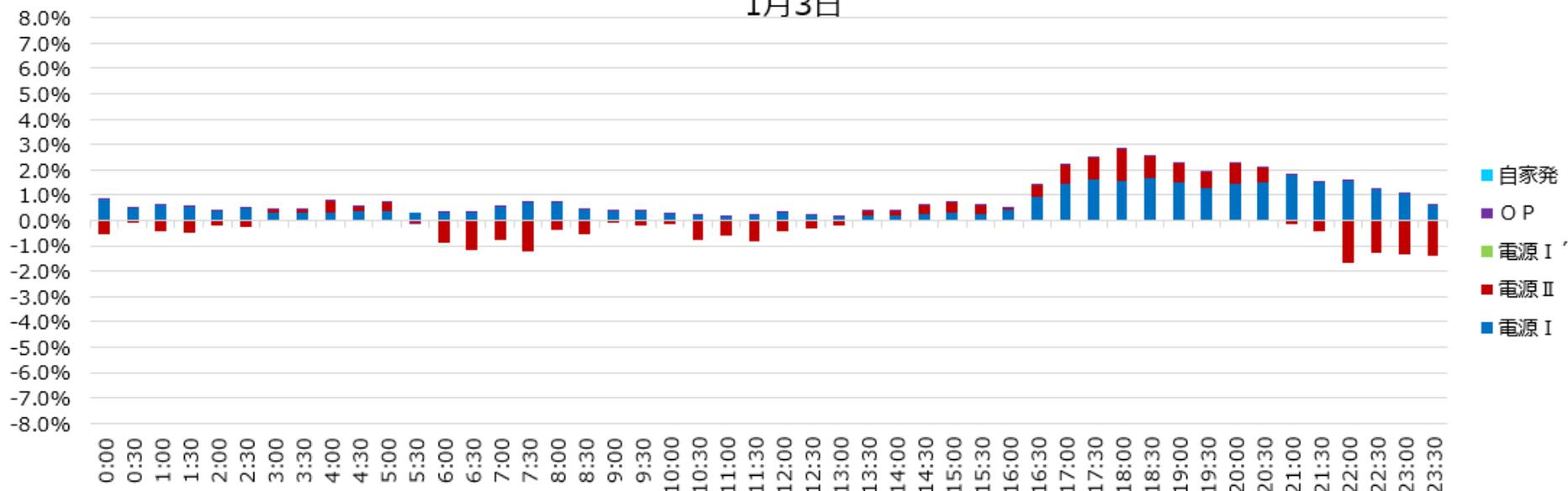


1月2日

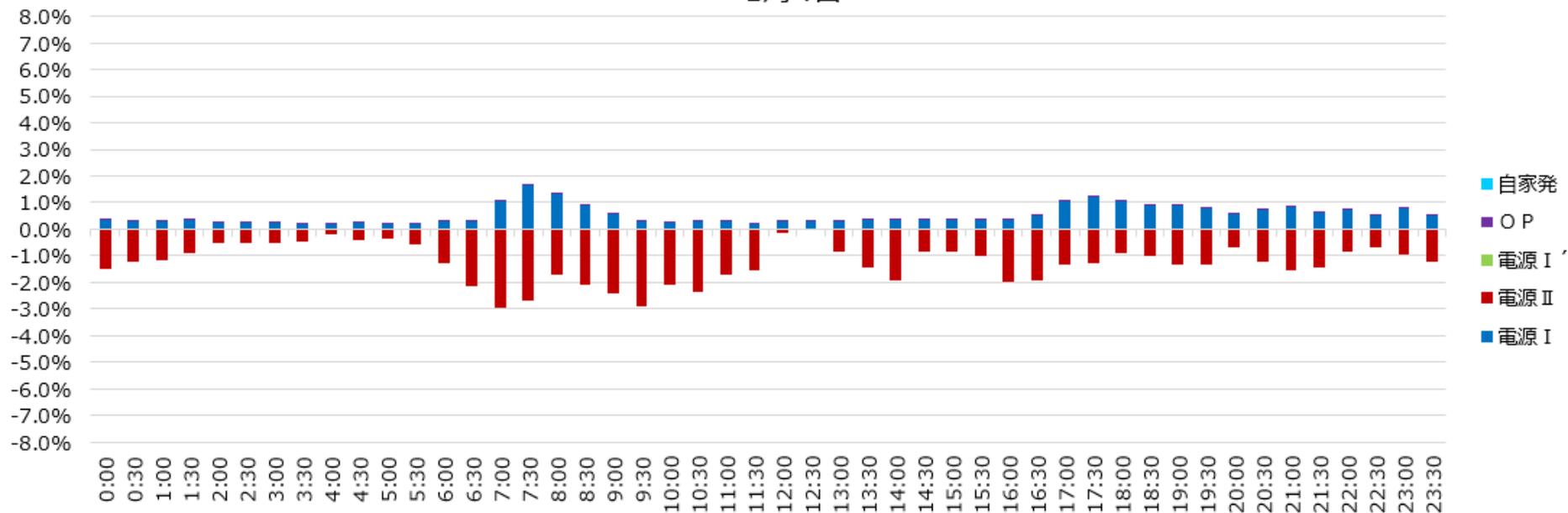


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 3, 4、全国)

1月3日

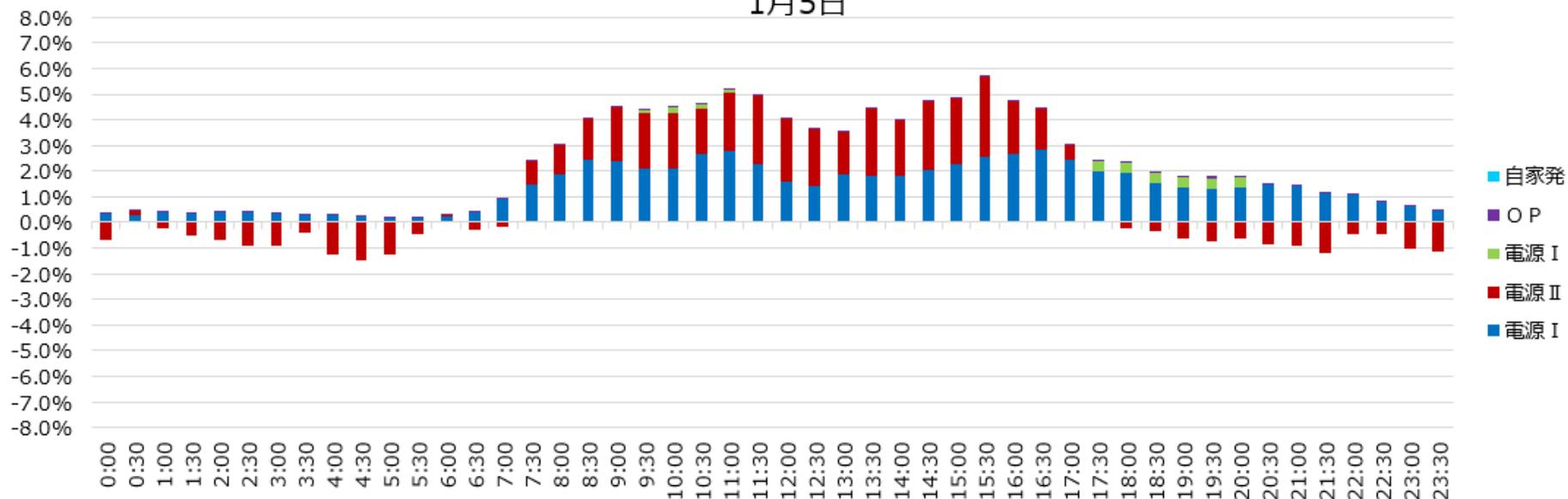


1月4日

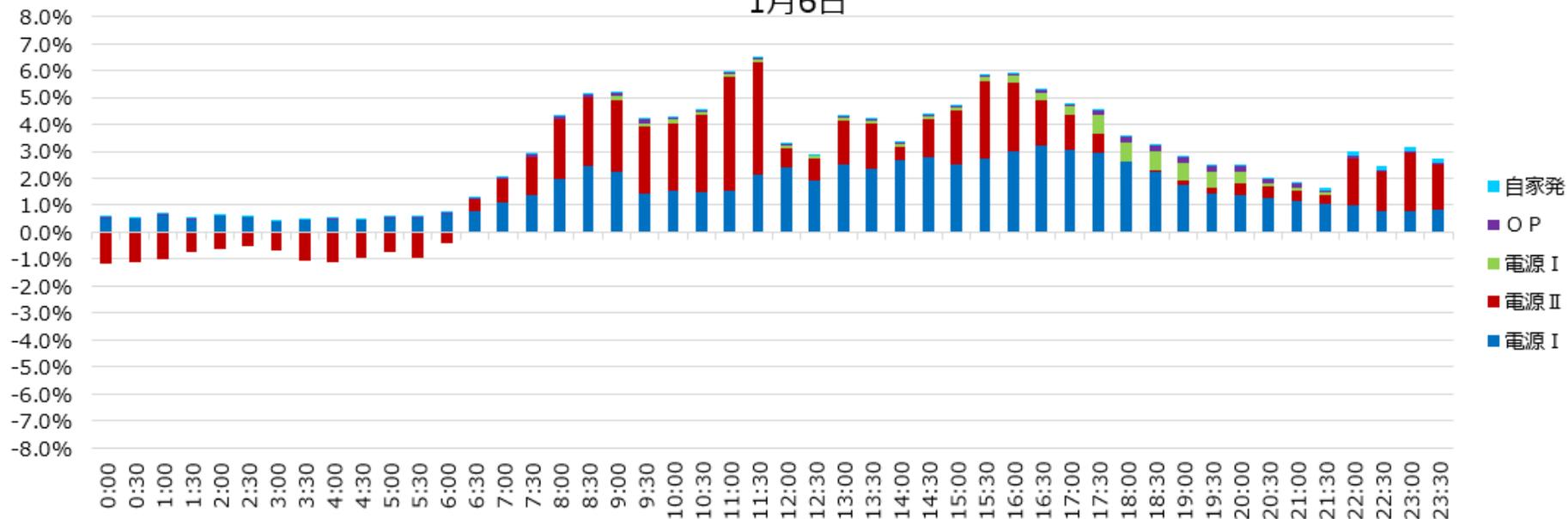


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 5, 6、全国)

1月5日

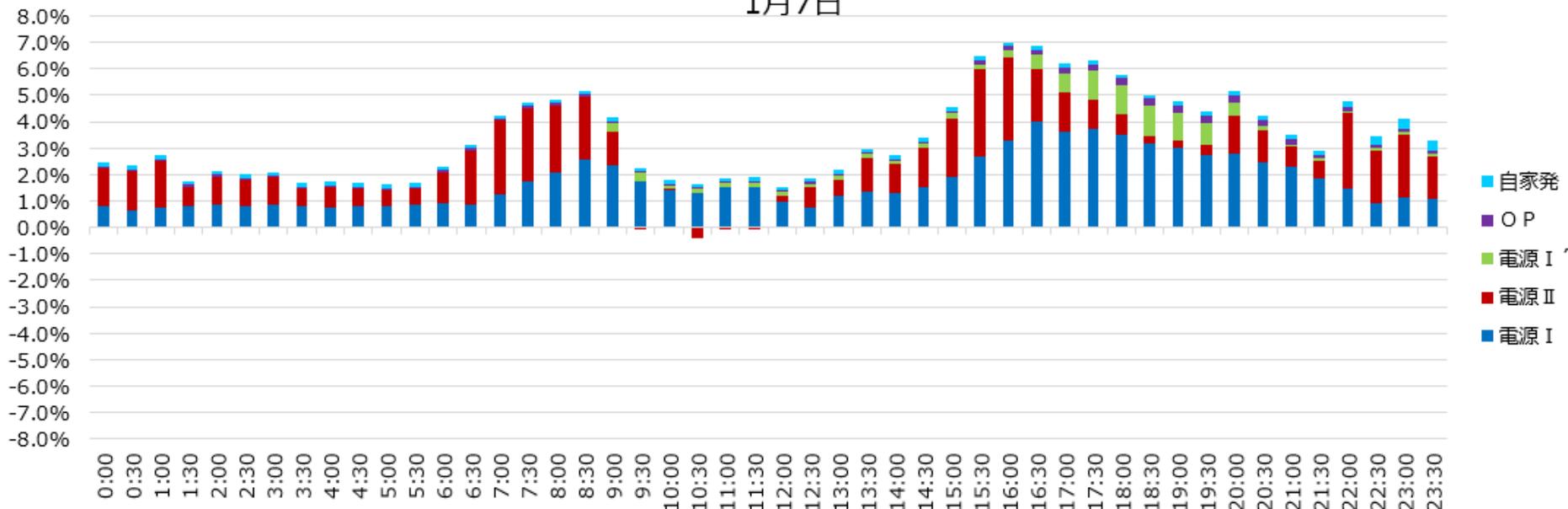


1月6日

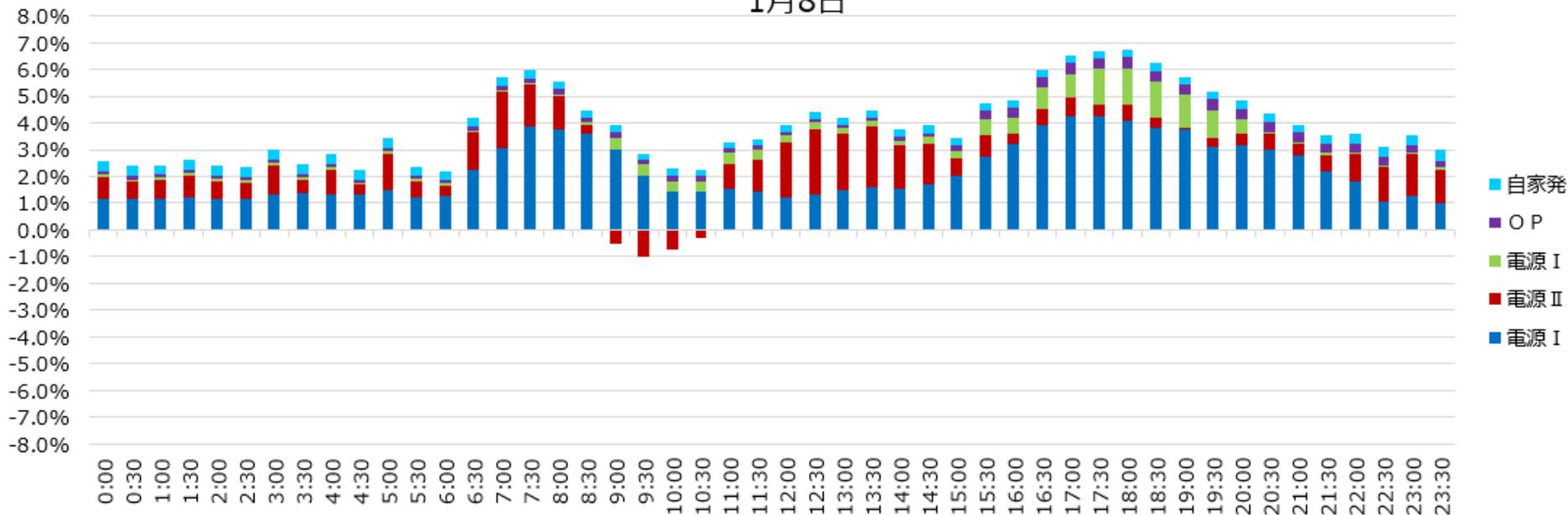


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 7, 8、全国)

1月7日

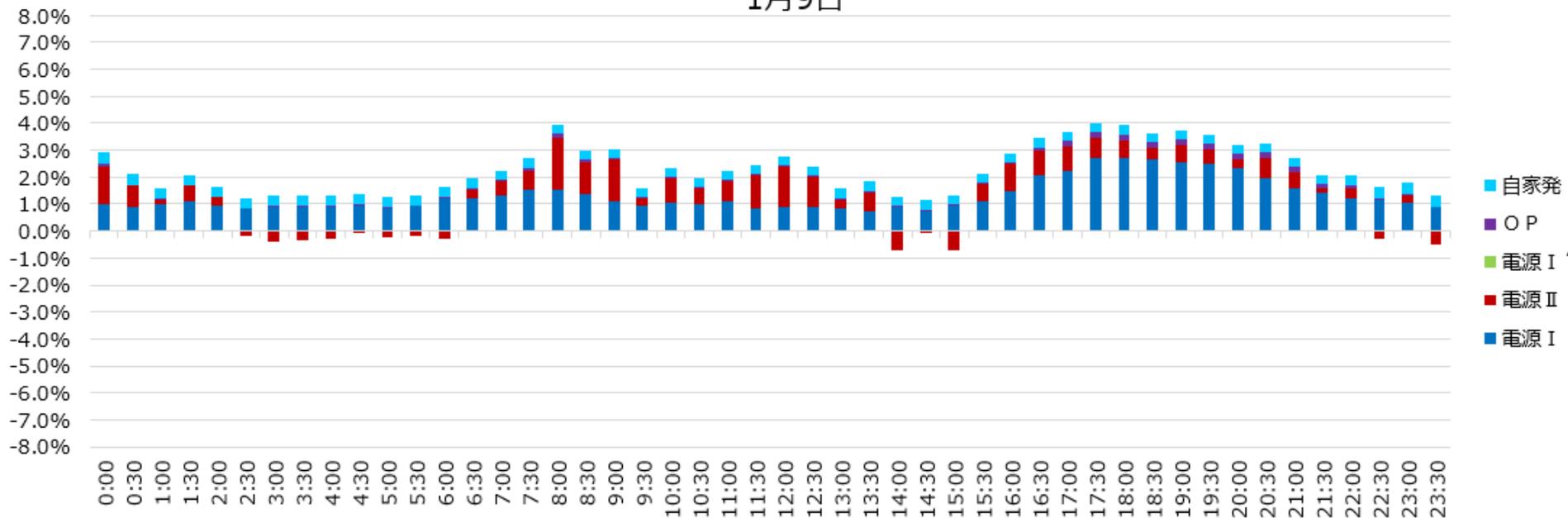


1月8日

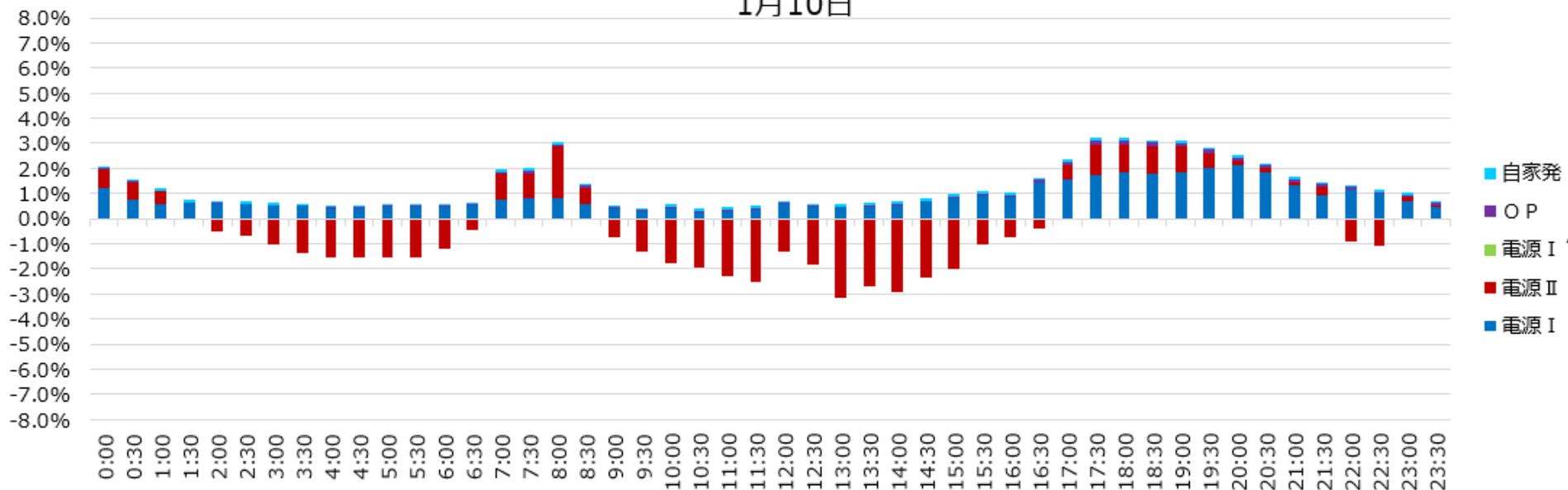


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 9, 10、全国)

1月9日

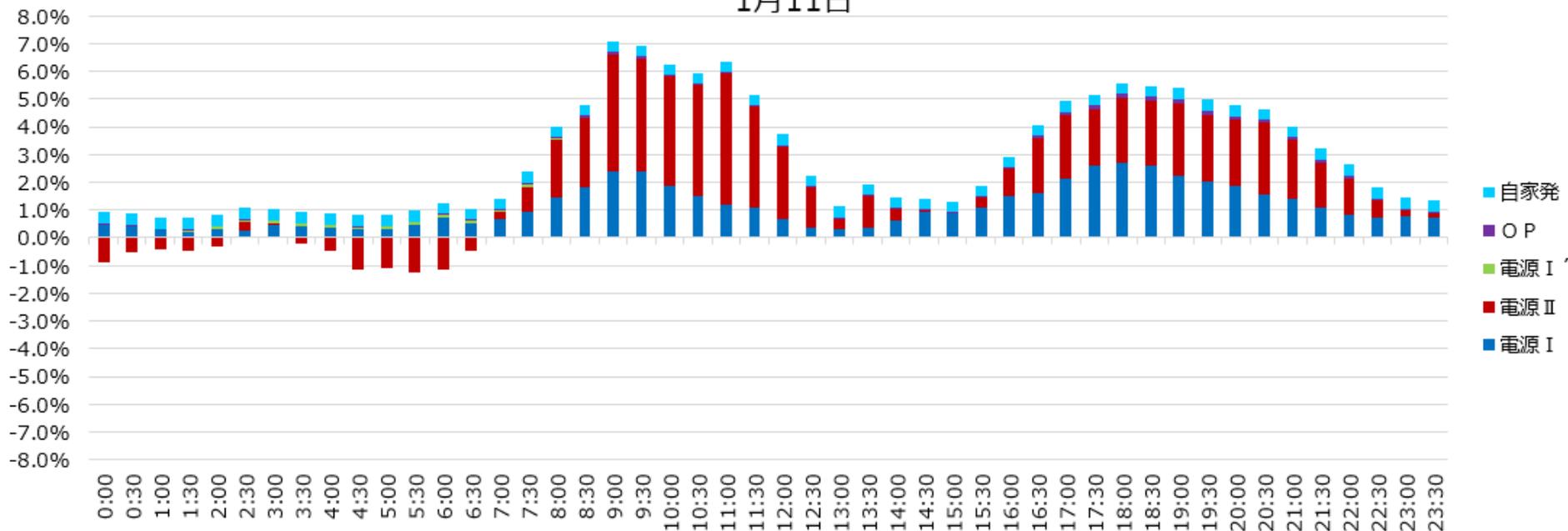


1月10日

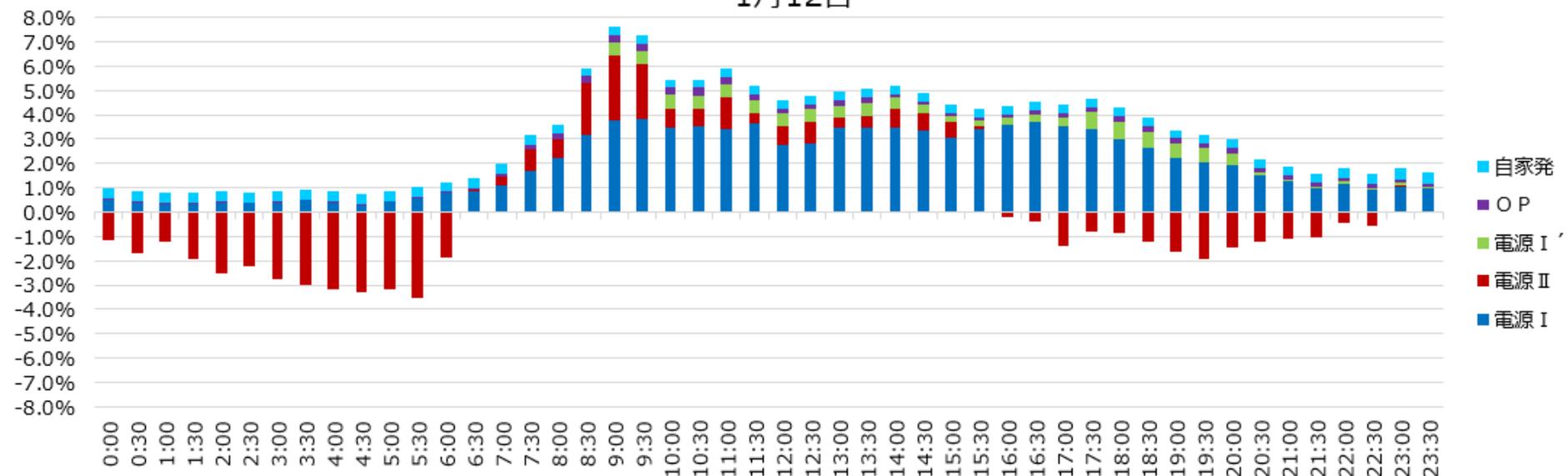


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 11, 12、全国)

1月11日

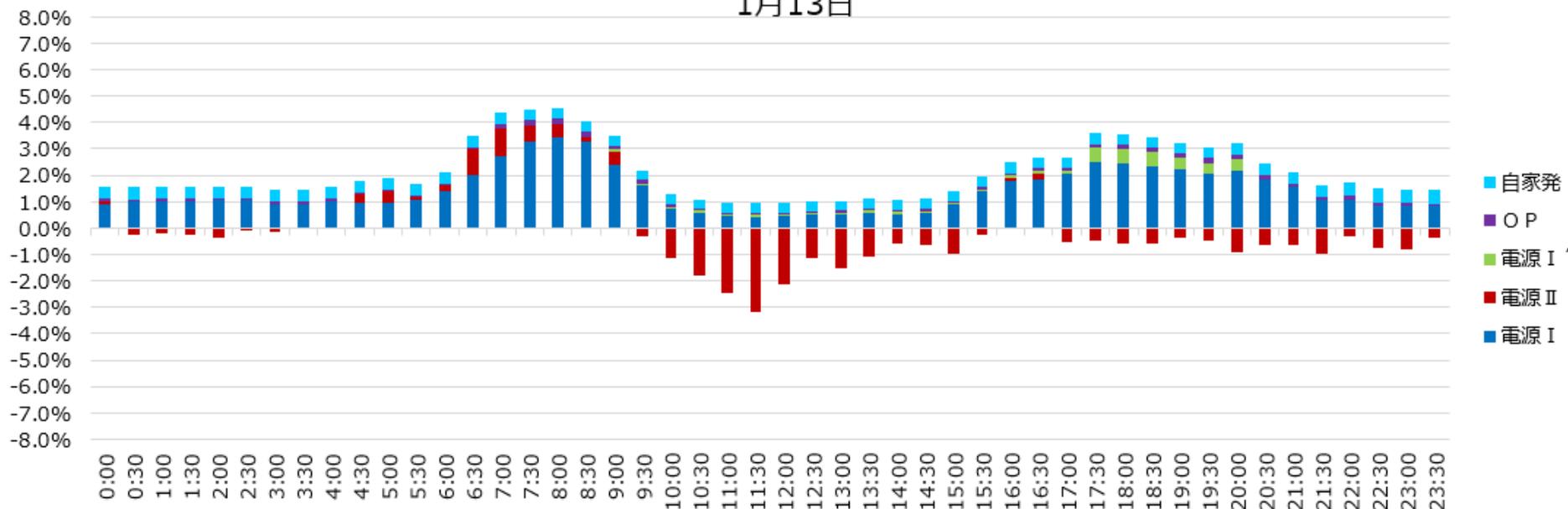


1月12日

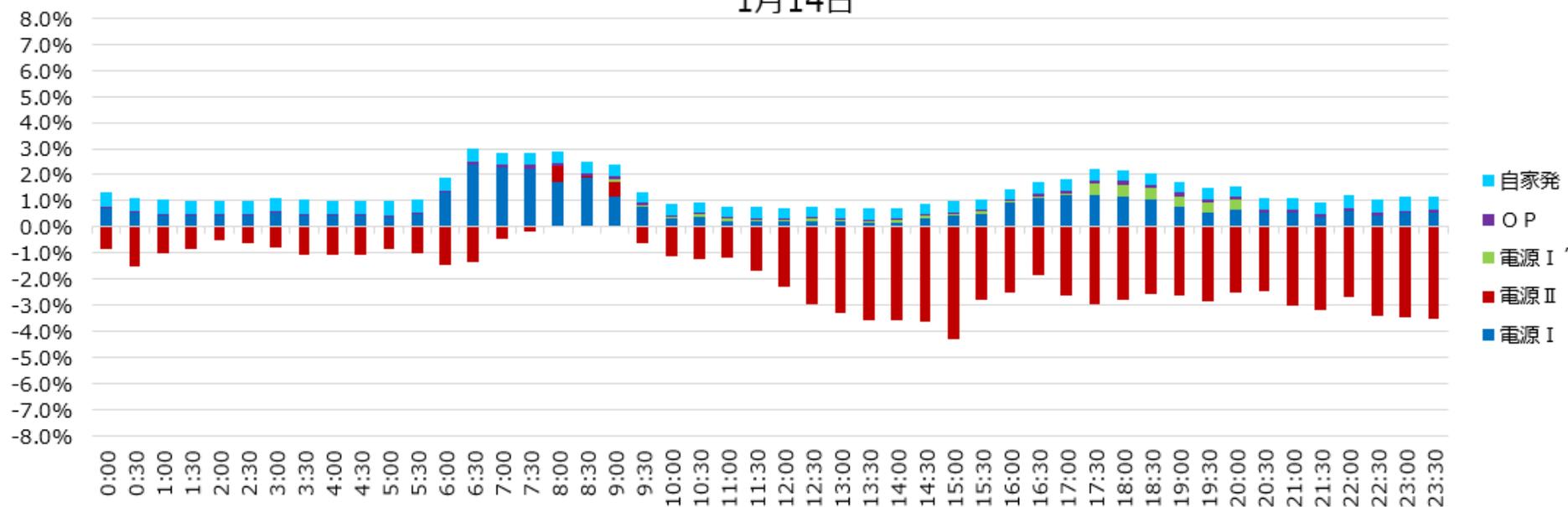


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 13, 14、全国)

1月13日

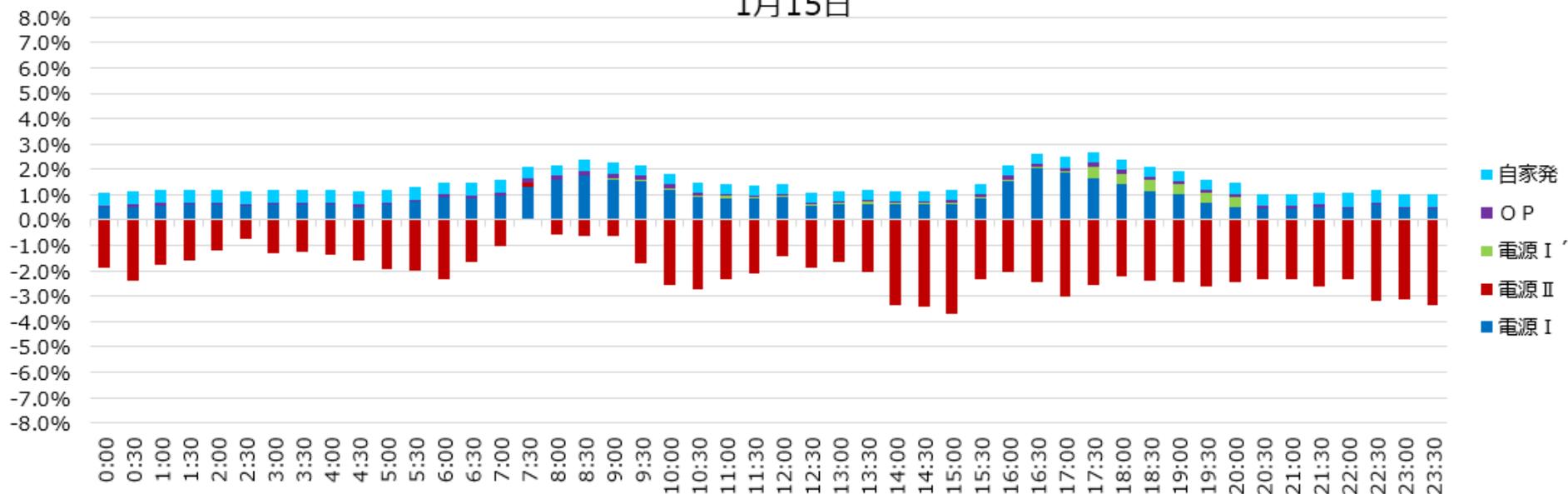


1月14日

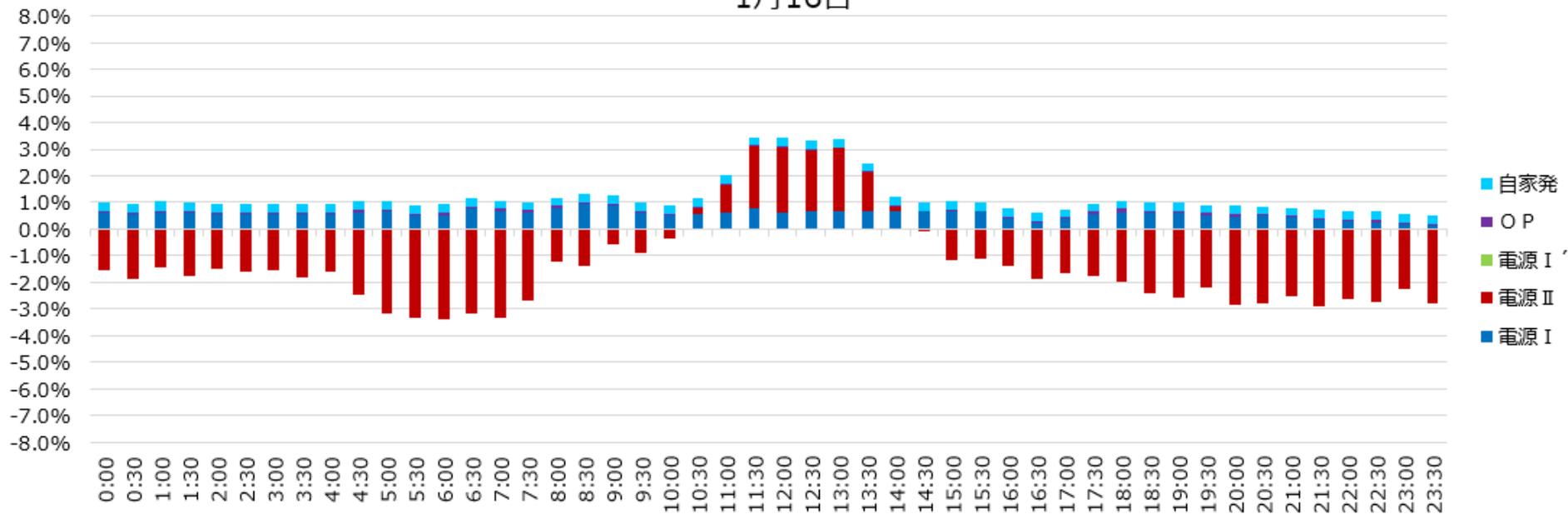


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 15, 16、全国)

1月15日

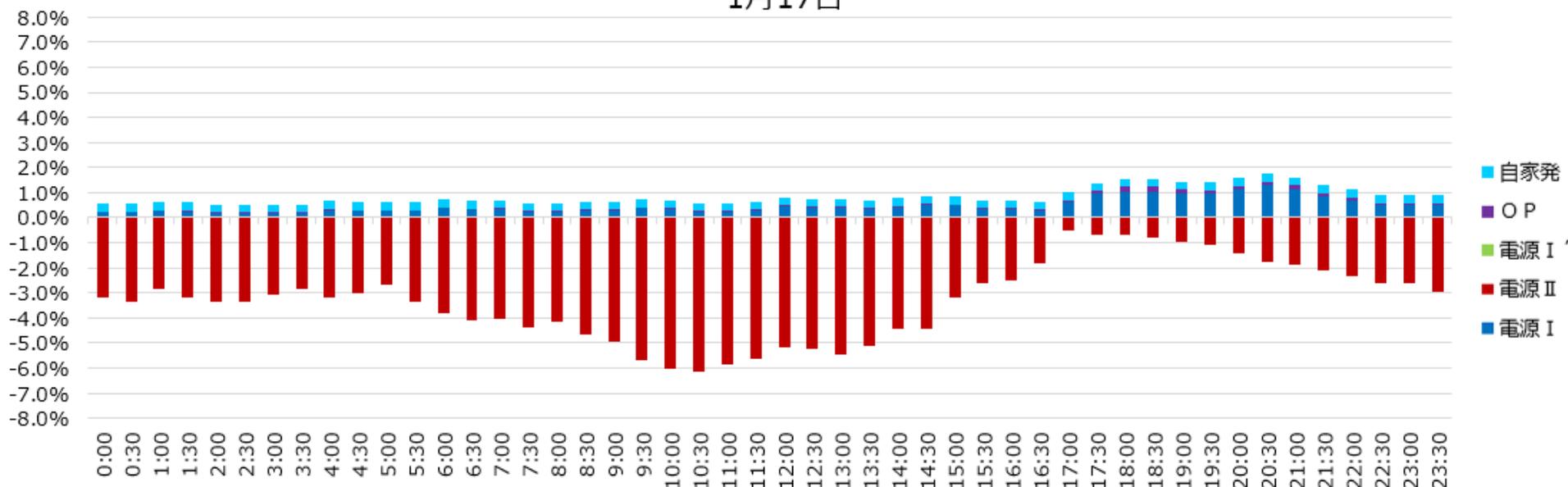


1月16日

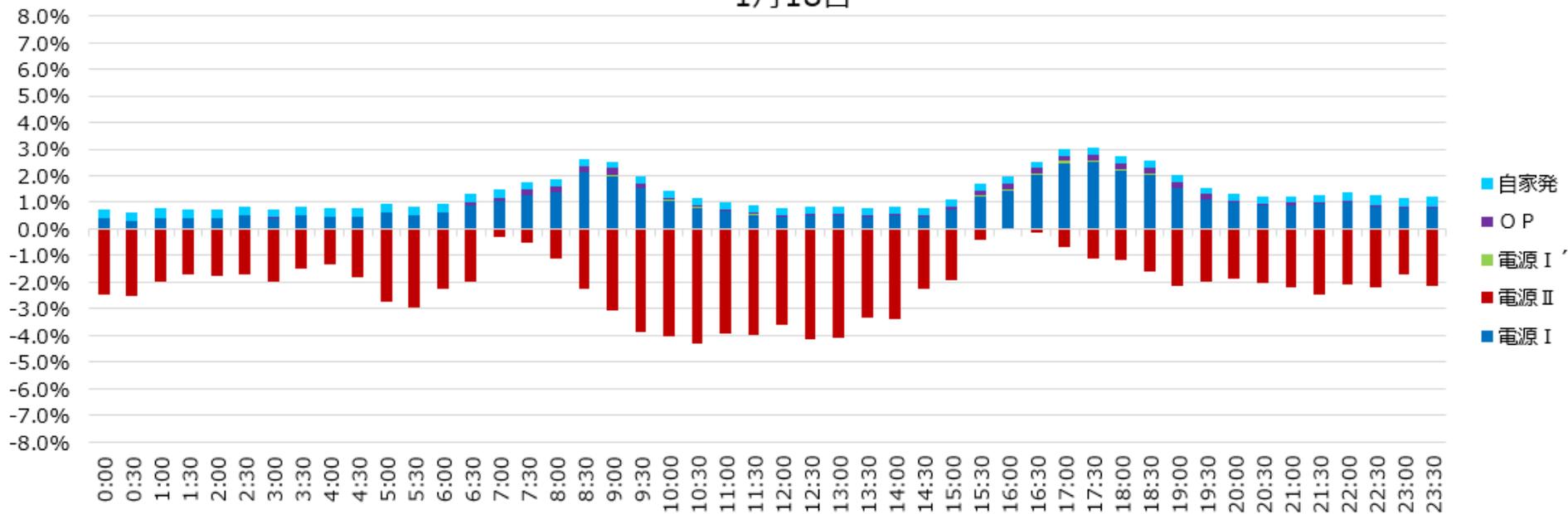


(参考) 調整力の稼働状況 (1/17, 18、全国)

1月17日

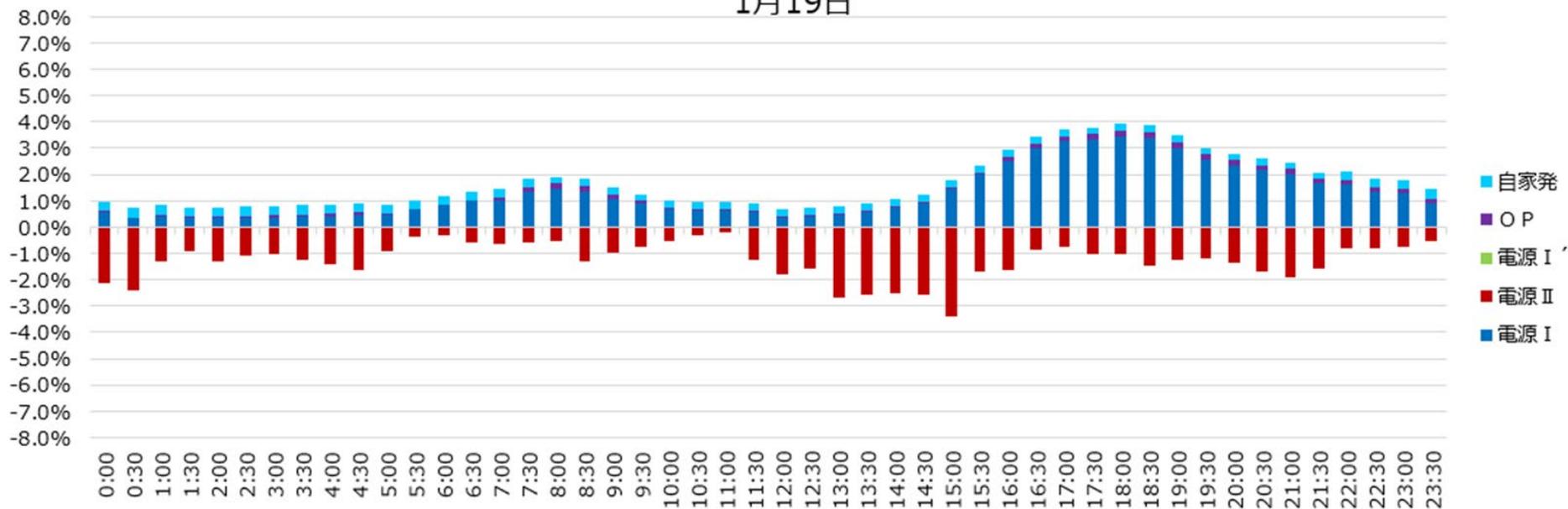


1月18日

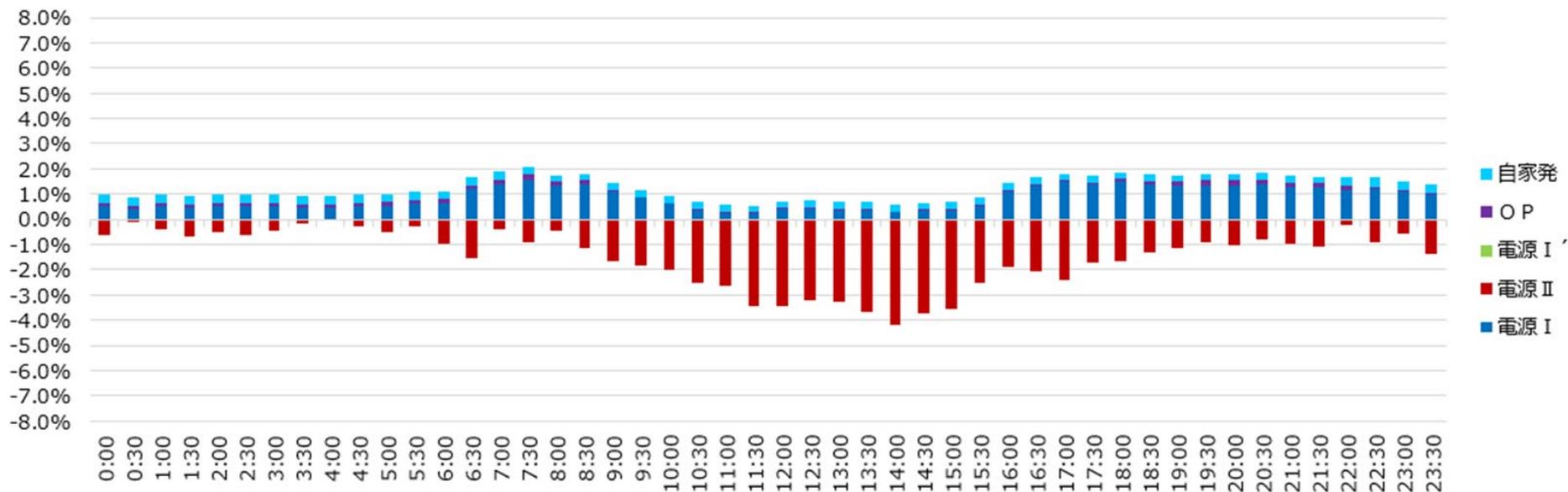


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 19, 20、全国)

1月19日

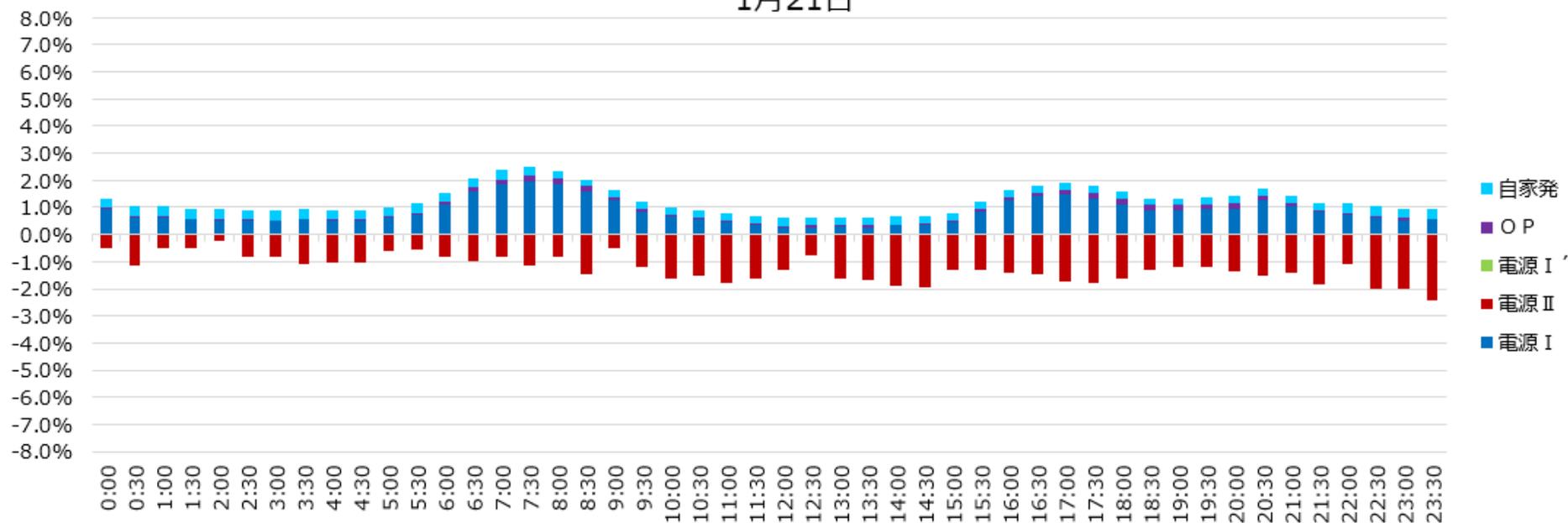


1月20日

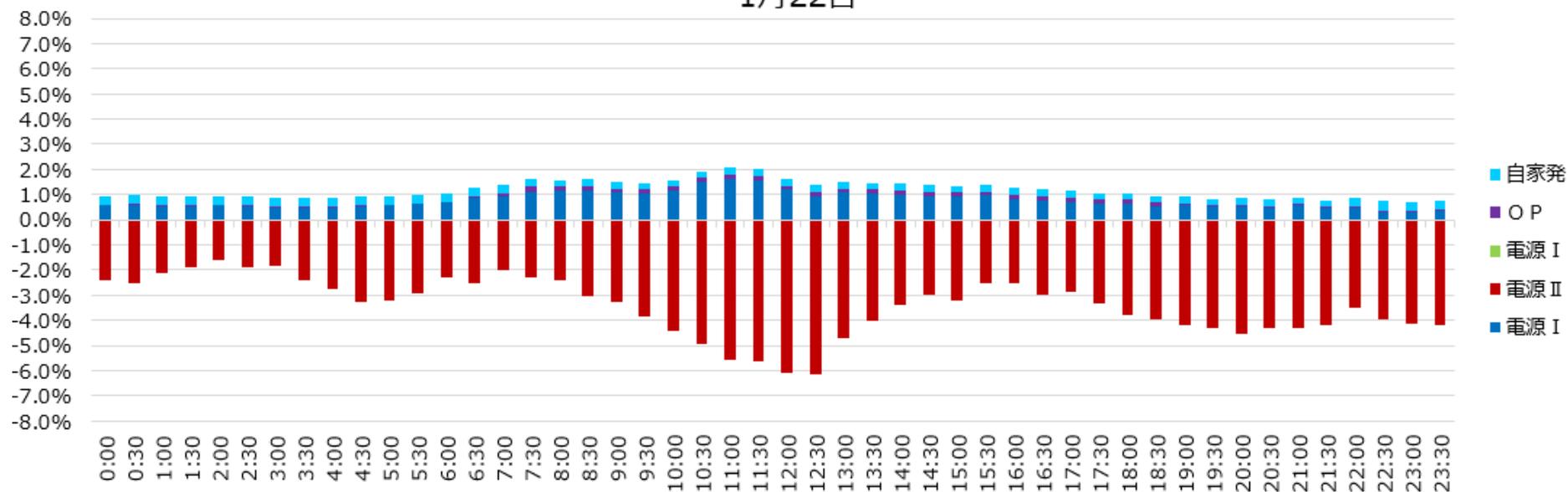


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 21, 22、全国)

1月21日

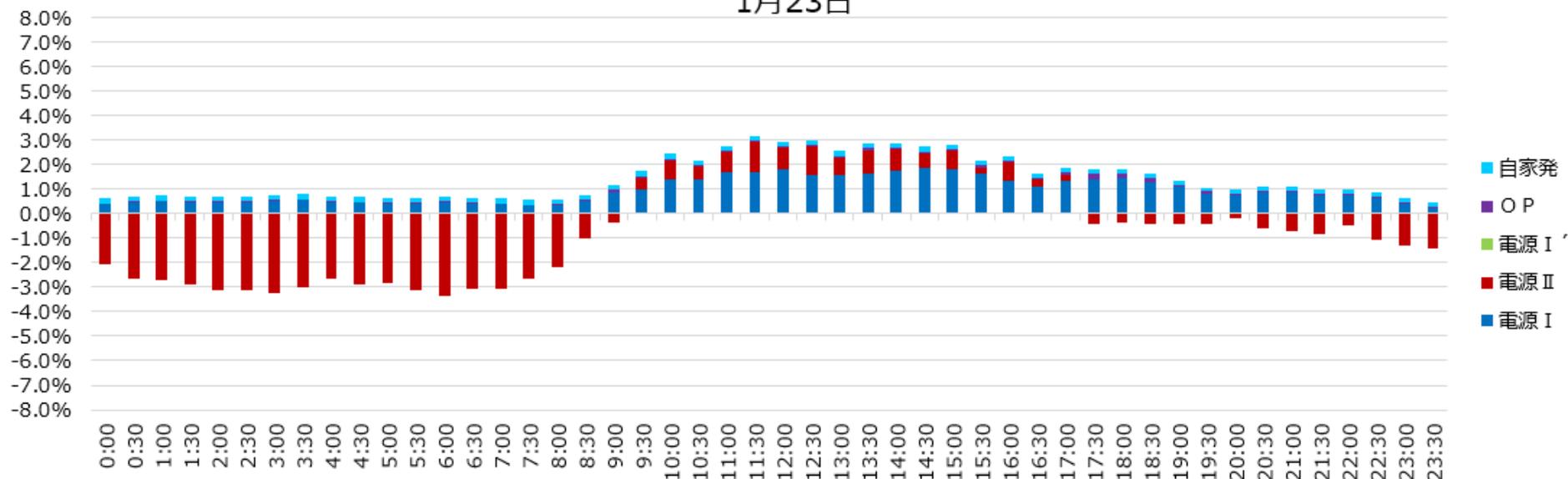


1月22日

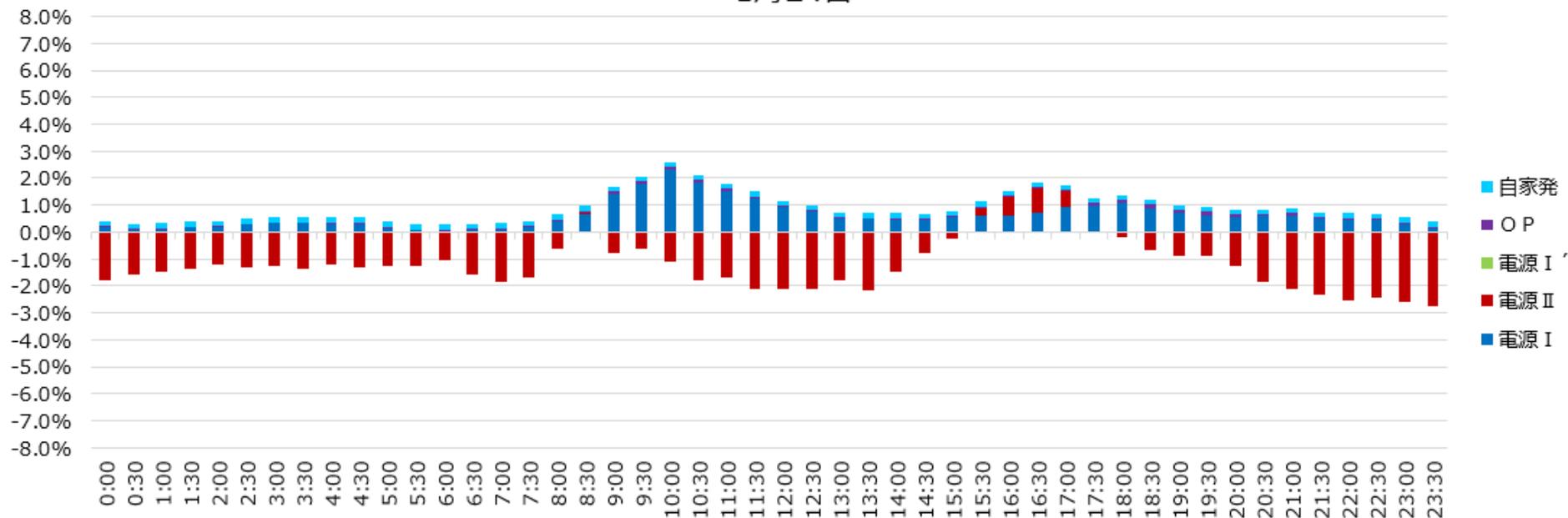


(参考) 調整力の稼働状況 (1/23, 24、全国)

1月23日

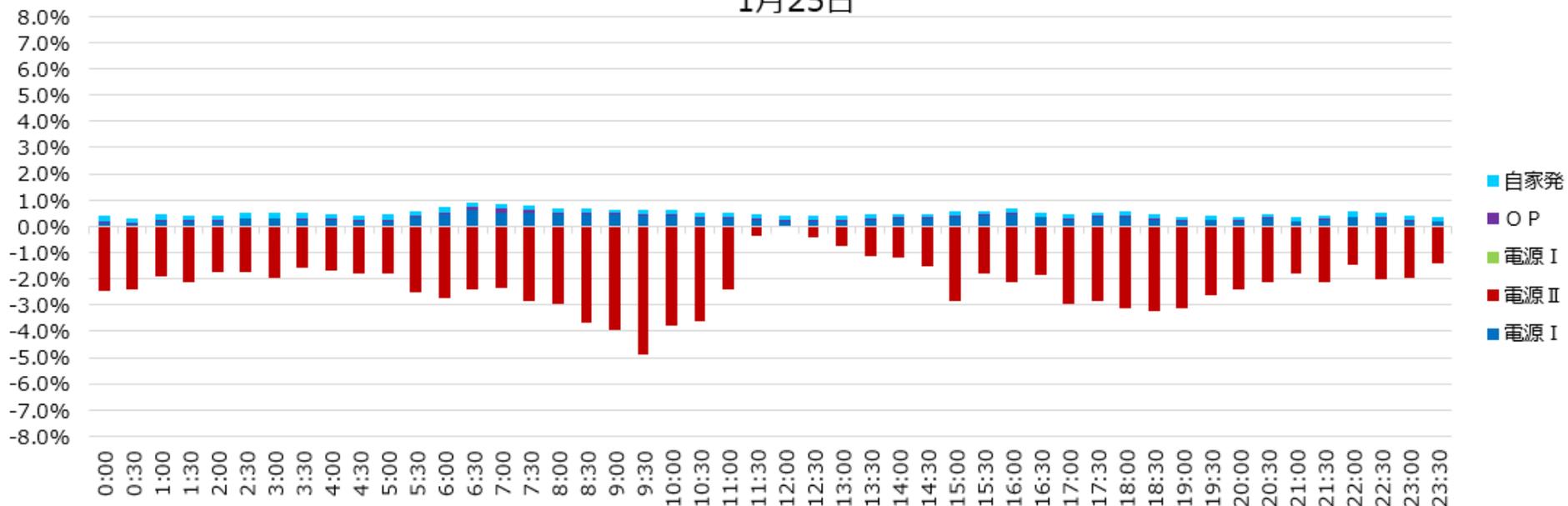


1月24日

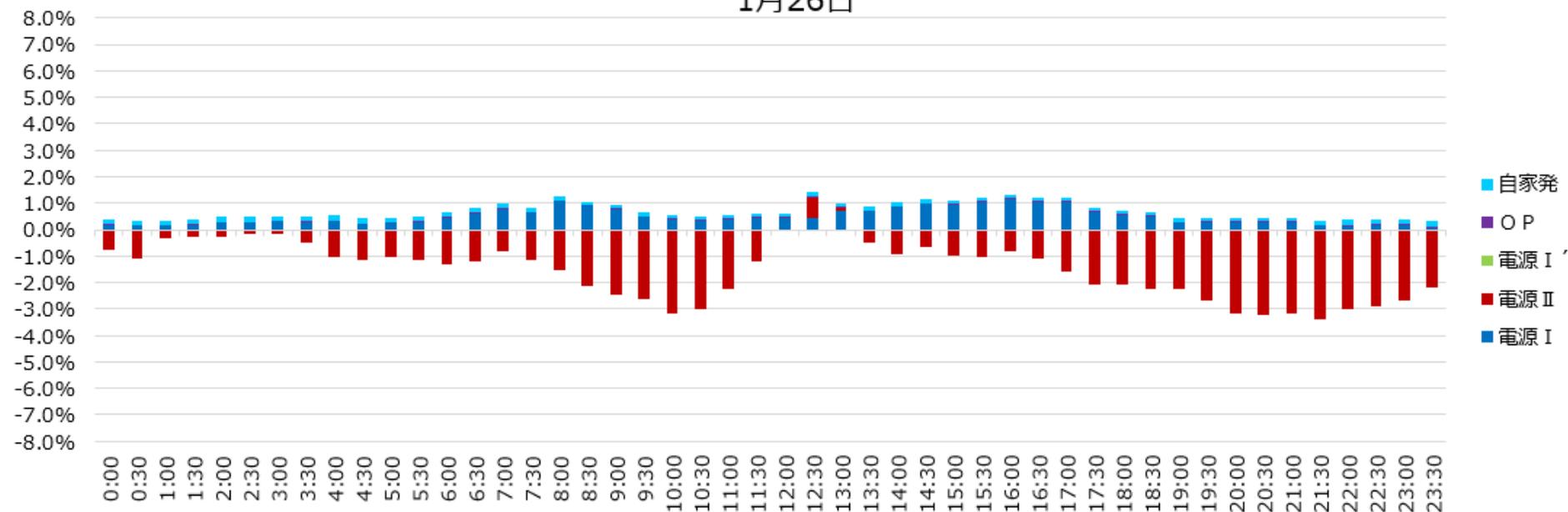


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 25, 26、全国)

1月25日

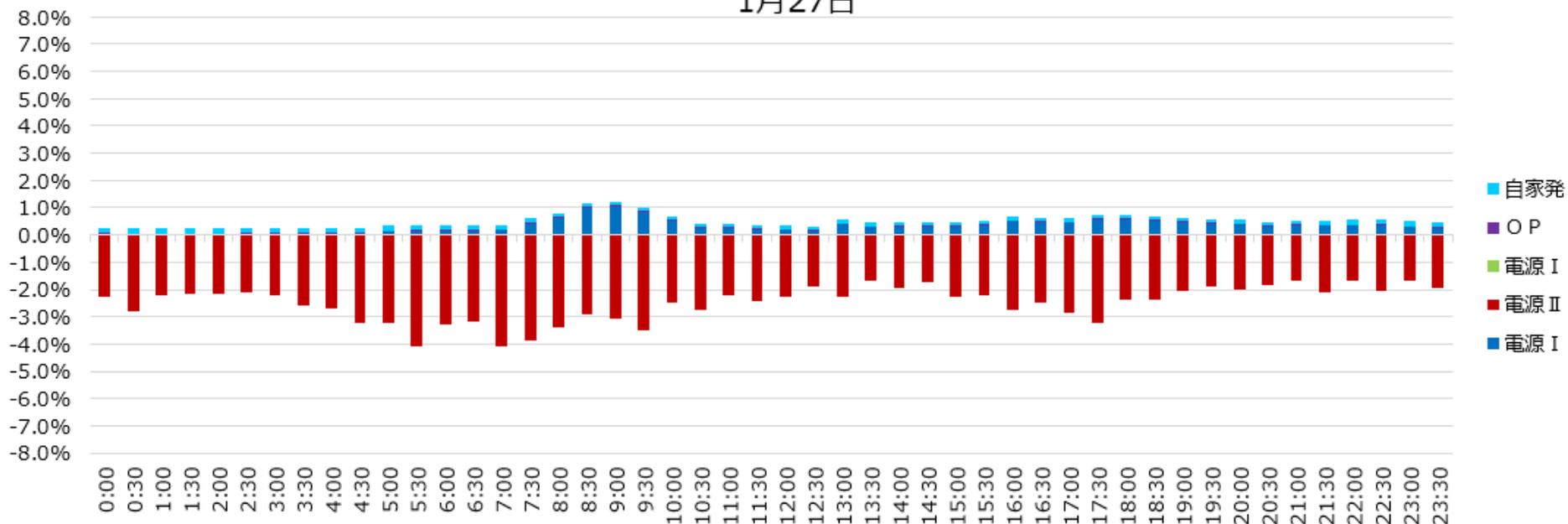


1月26日

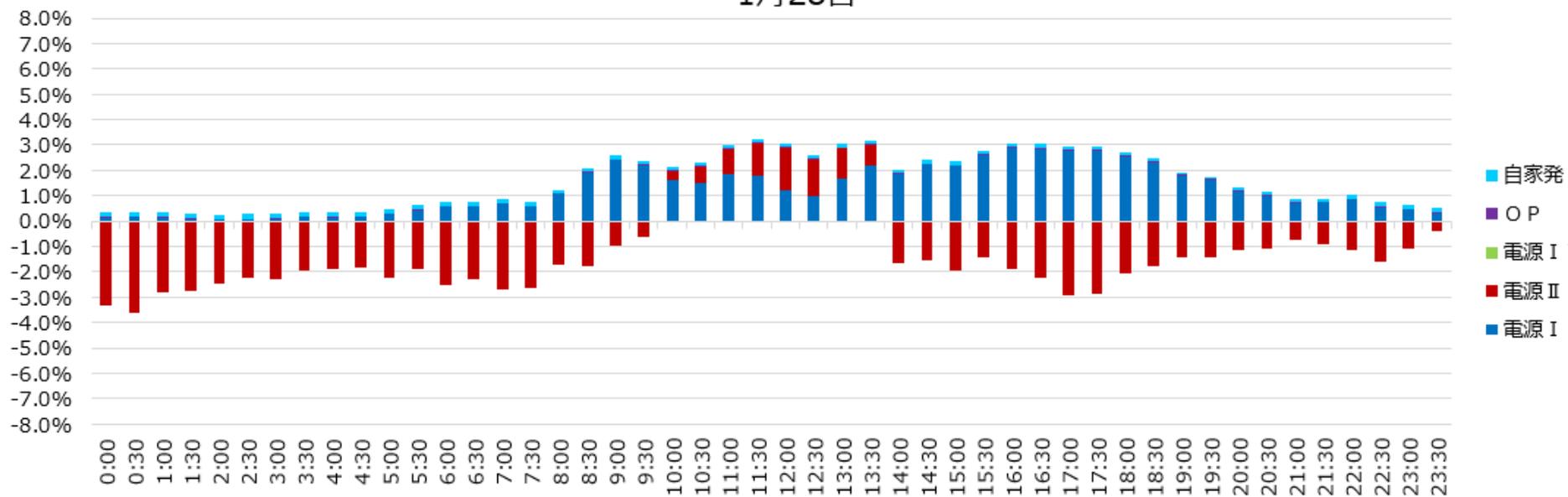


(参考) 調整力の稼働状況 (1/27, 28、全国)

1月27日

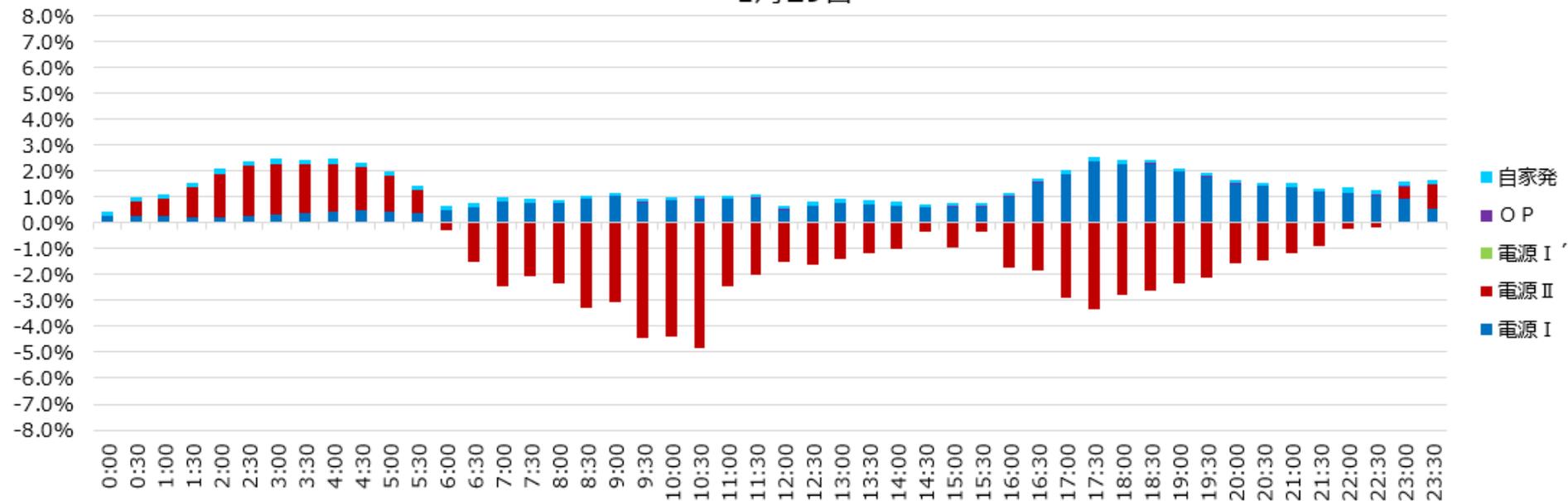


1月28日

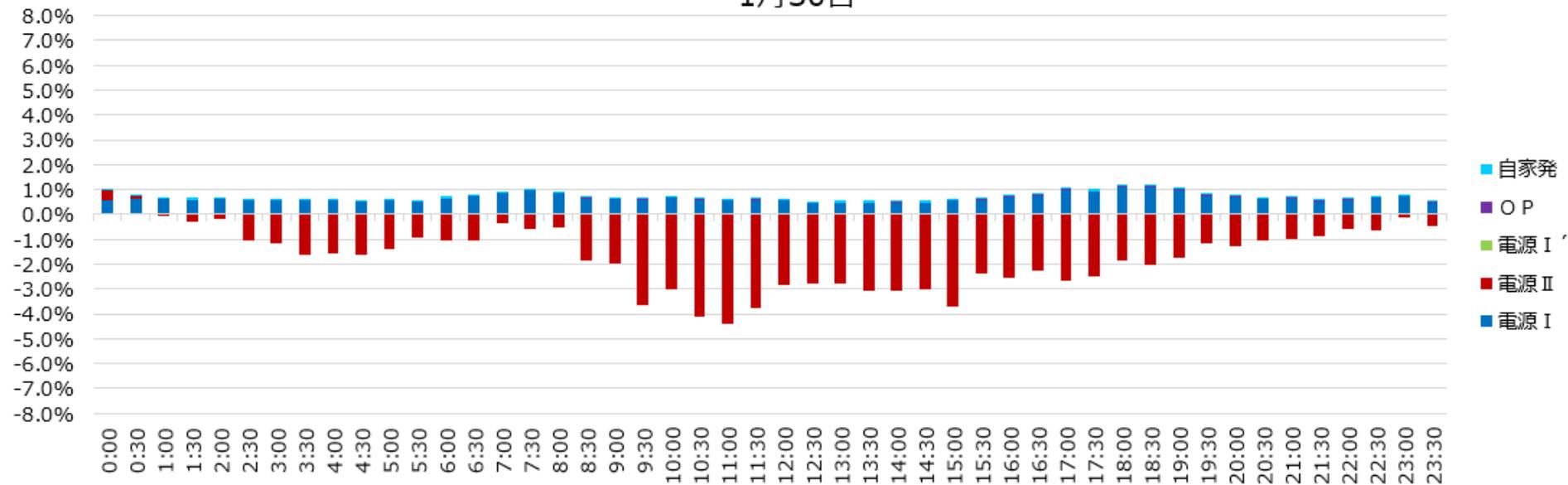


(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 29, 30、全国)

1月29日

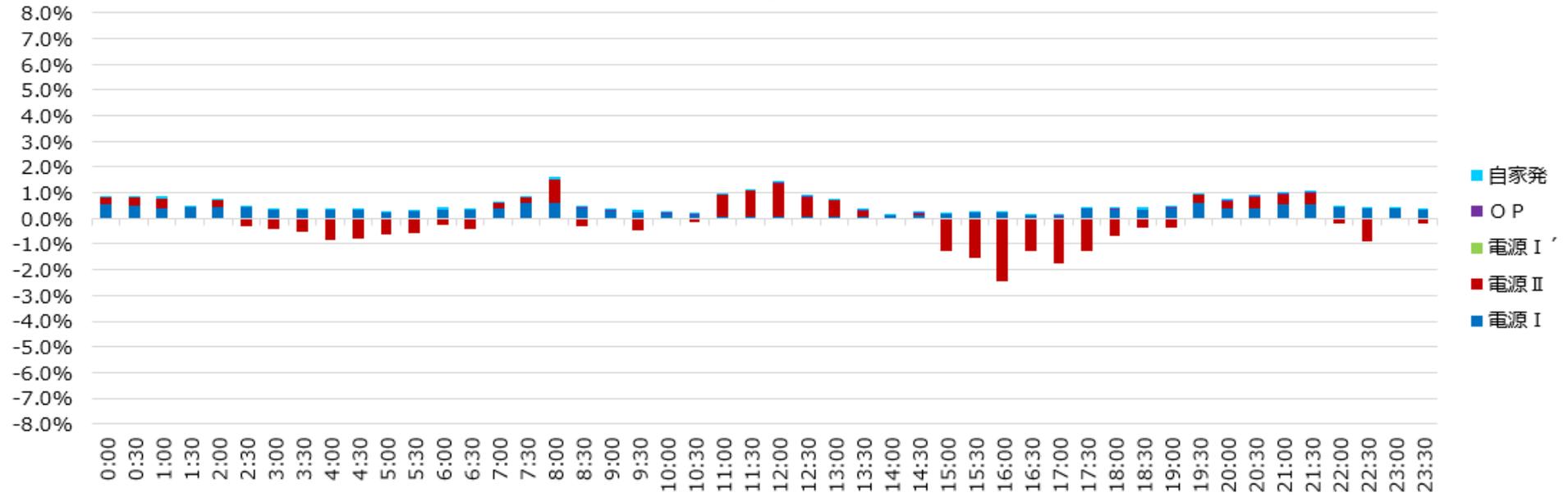


1月30日



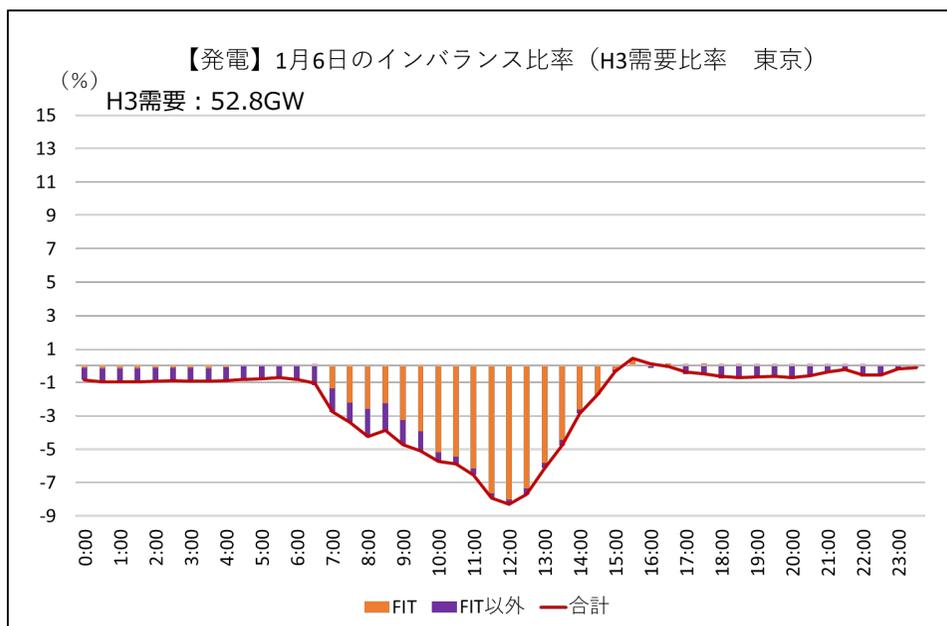
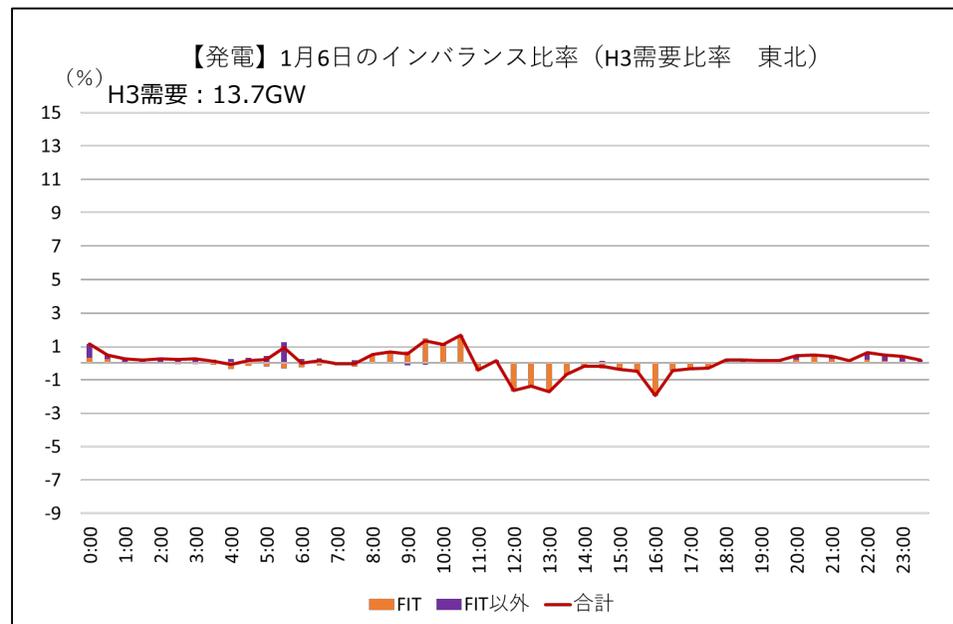
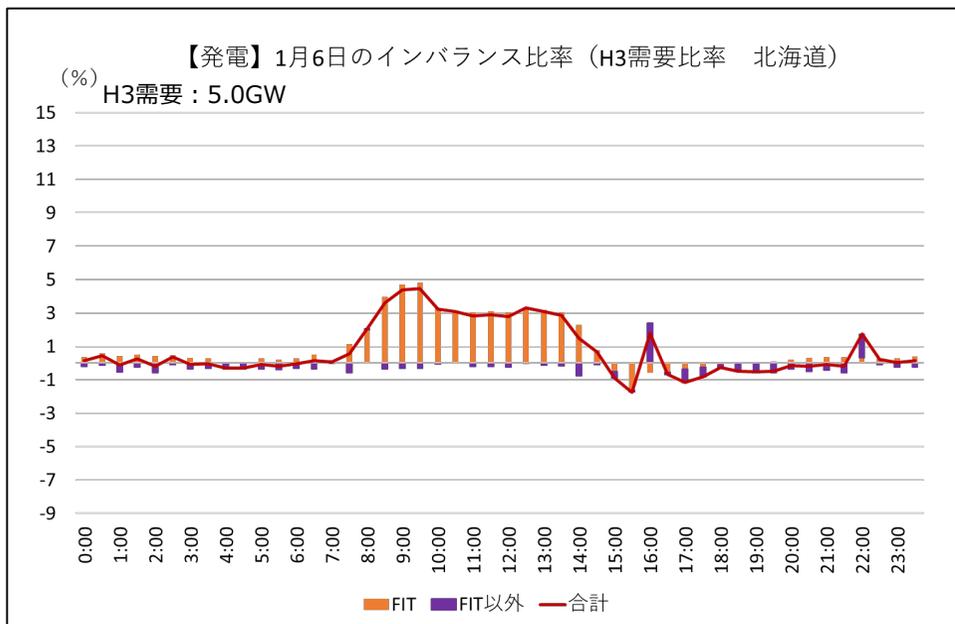
(参考) 調整力の稼働状況 (1 / 31、全国)

1月31日

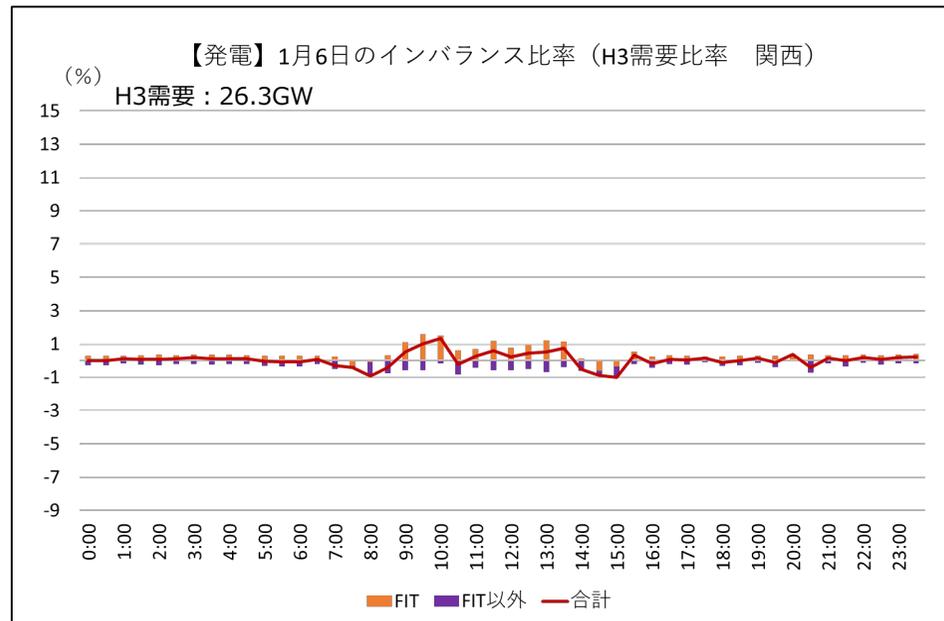
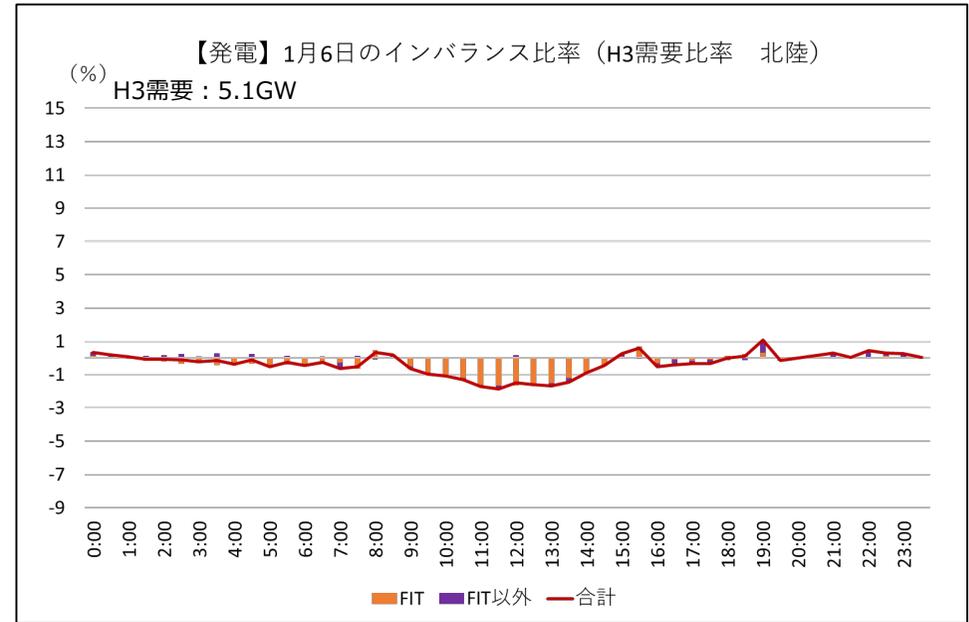
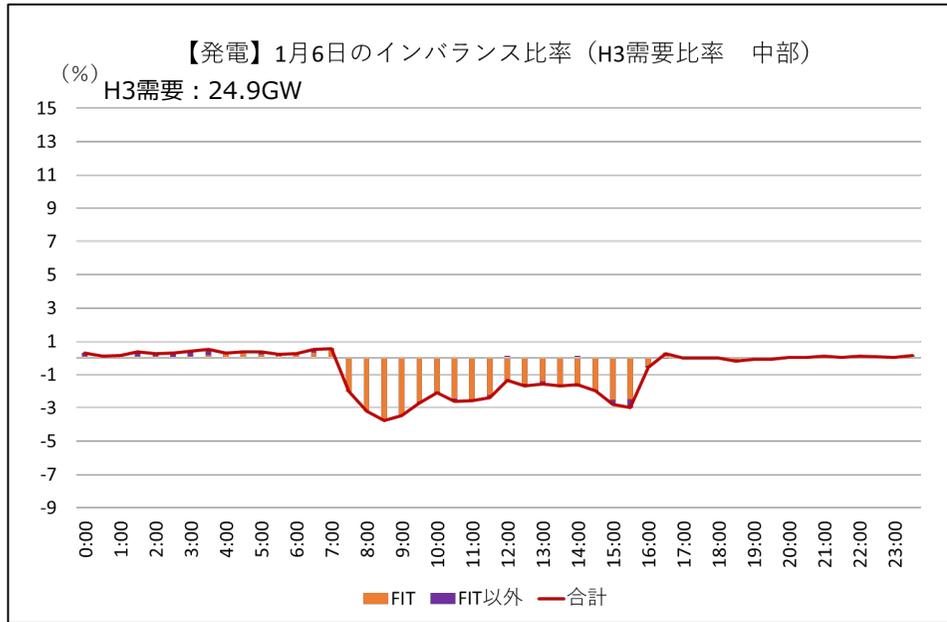


参考 3 : 不足インバランスが多く発生した日 の発電BGのインバランス発生状況

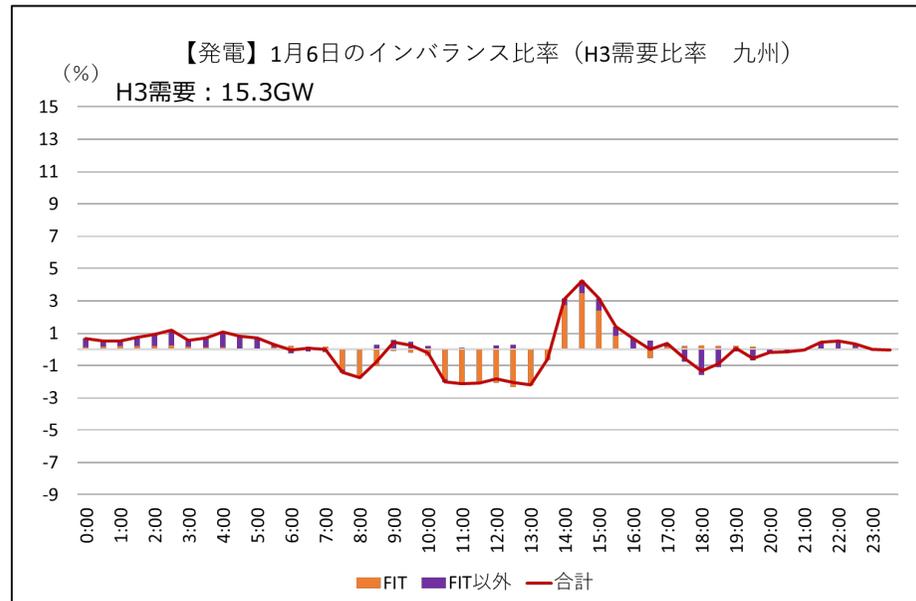
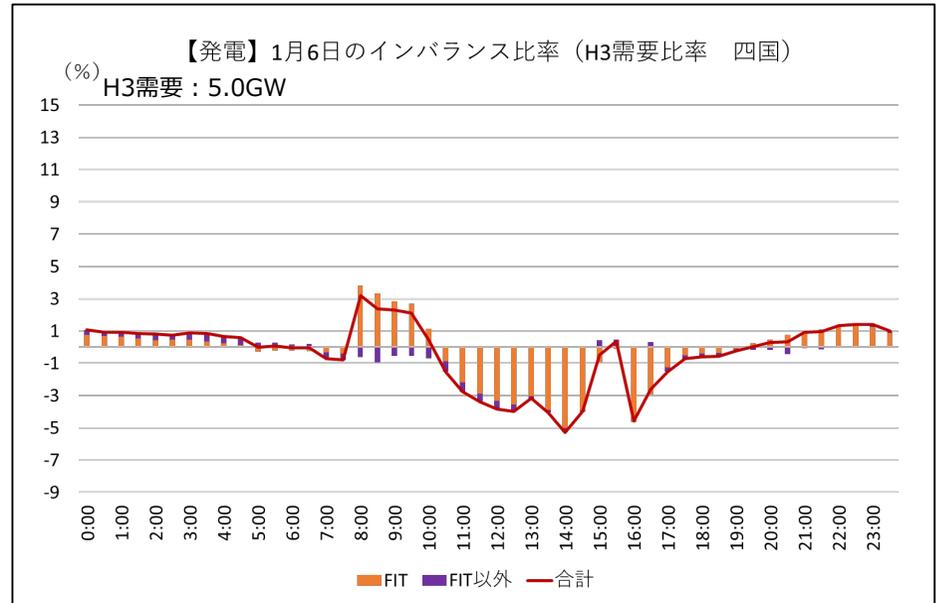
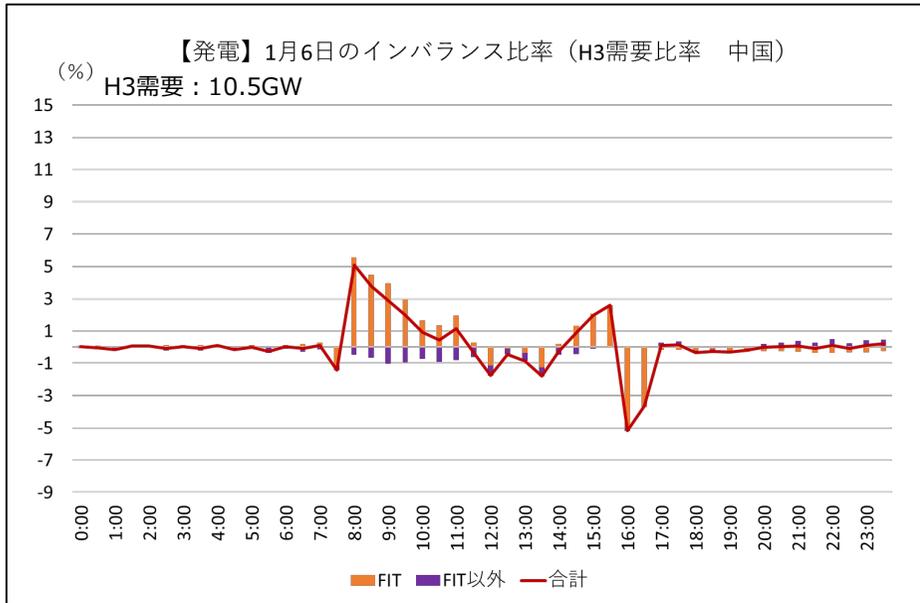
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 6, 北海道、東北、東京)



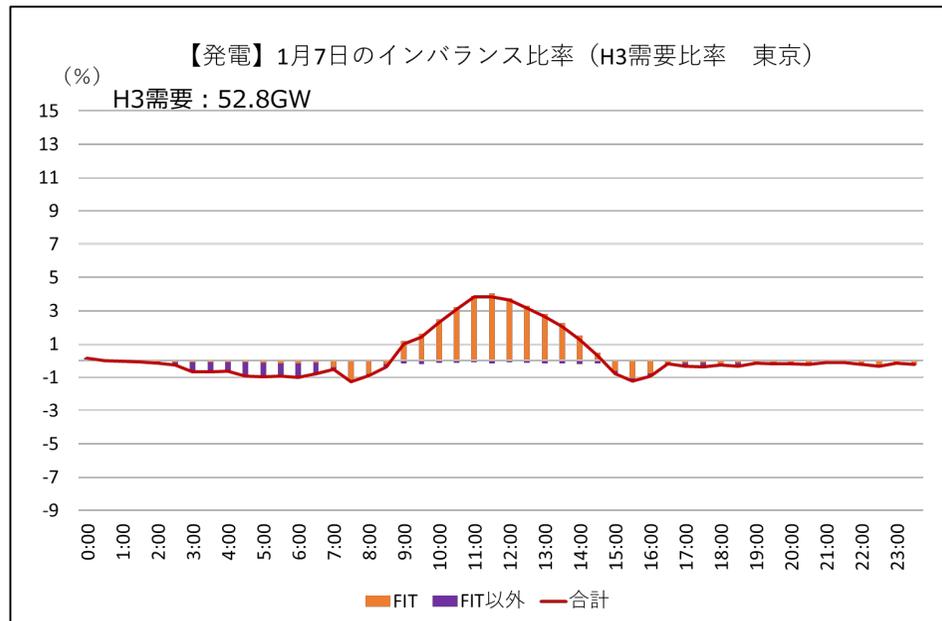
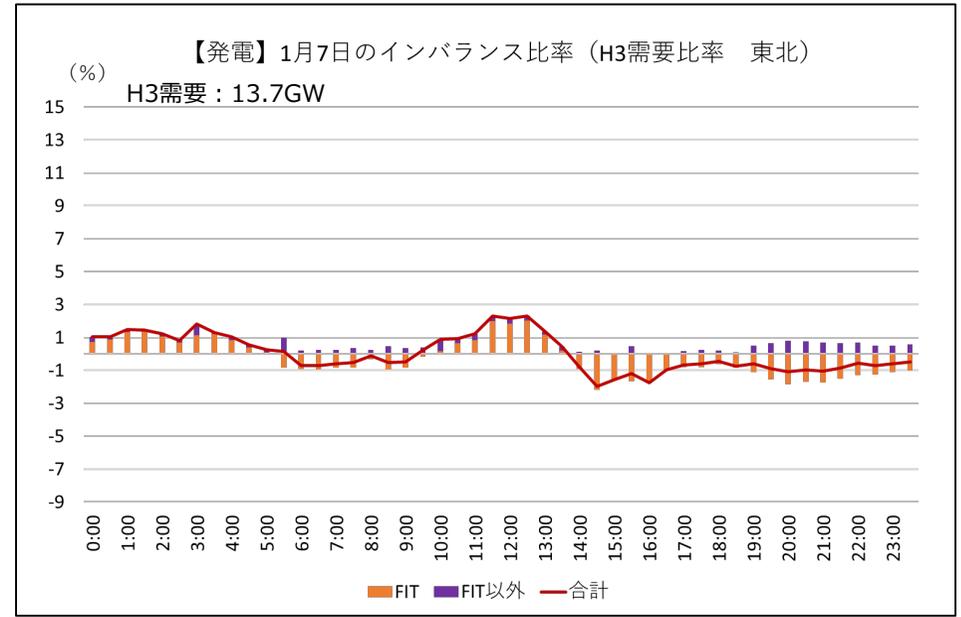
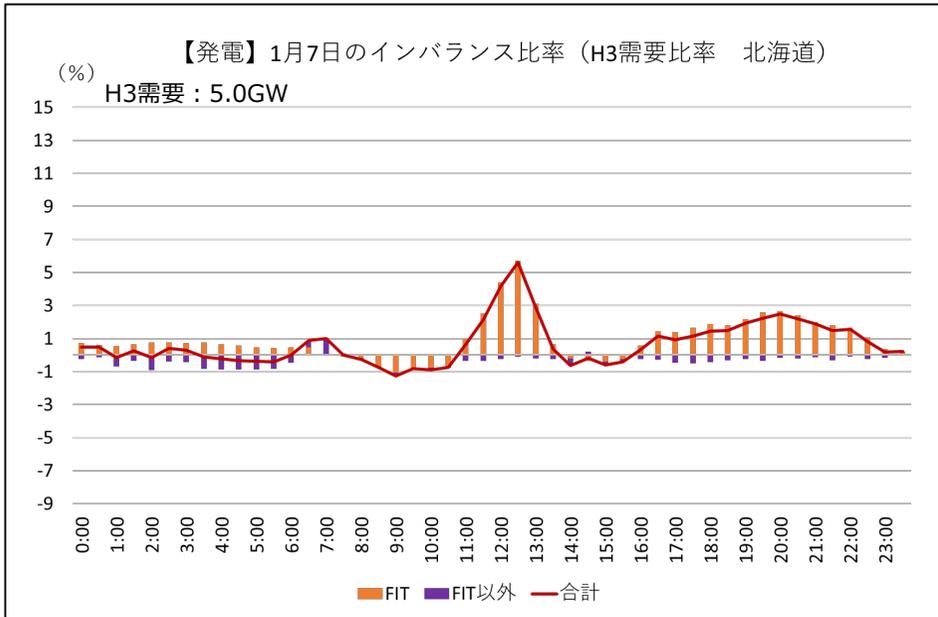
(参考) 発電BGのインバランスの発生状 (1 / 6, 中部、北陸、関西)



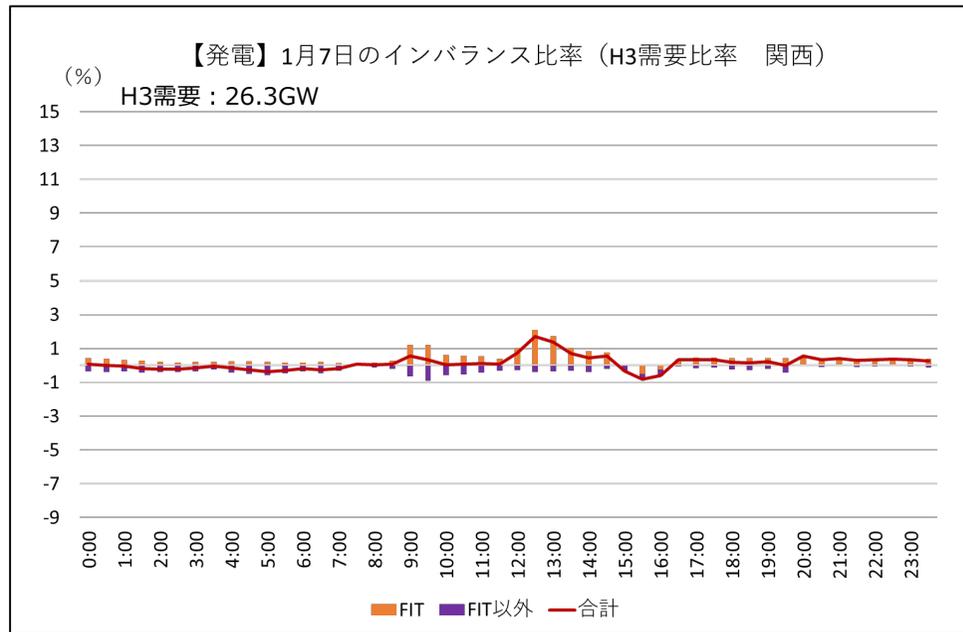
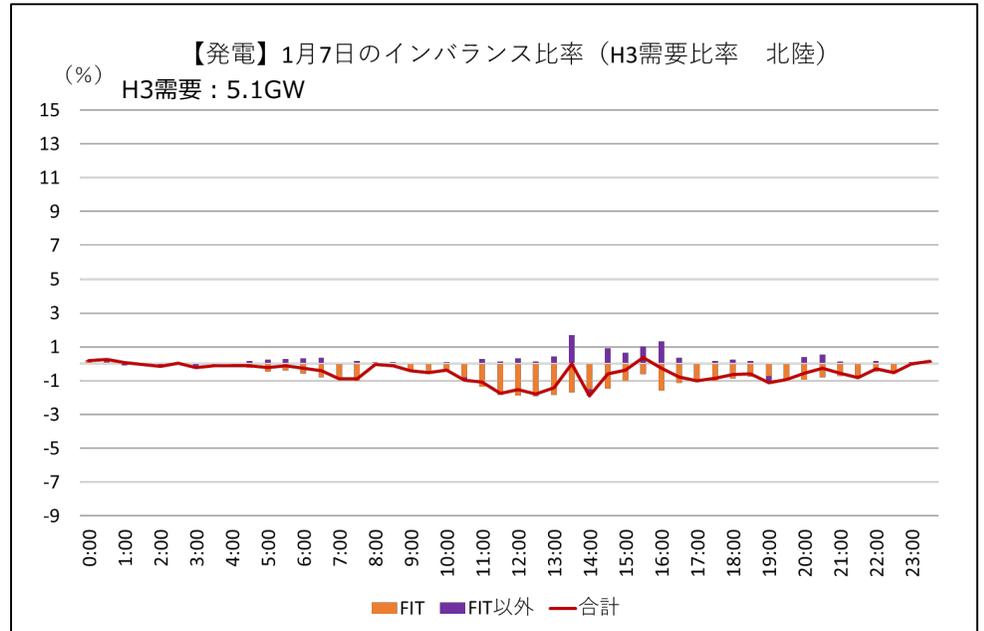
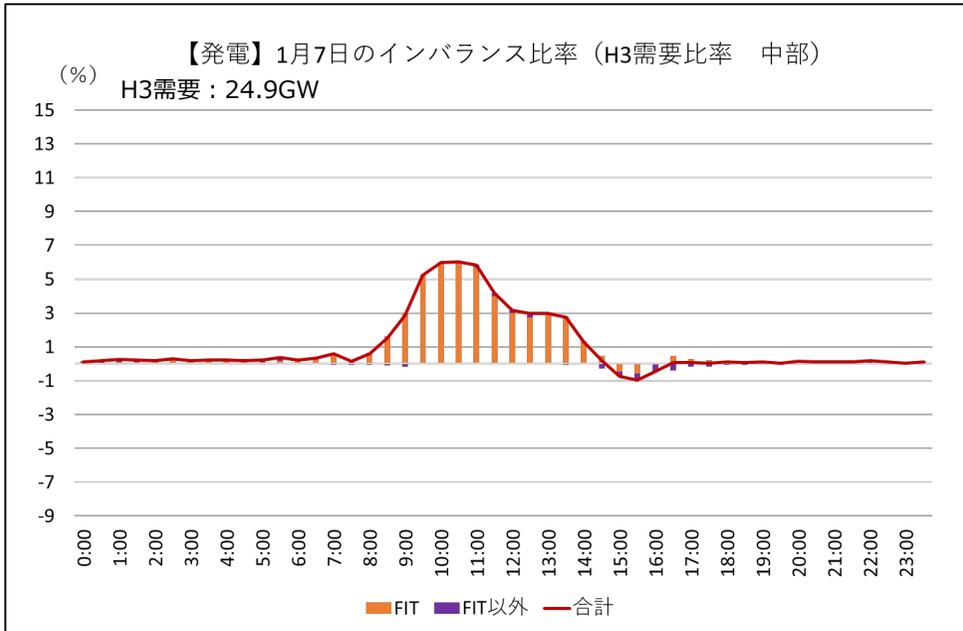
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 6, 中国、四国、九州)



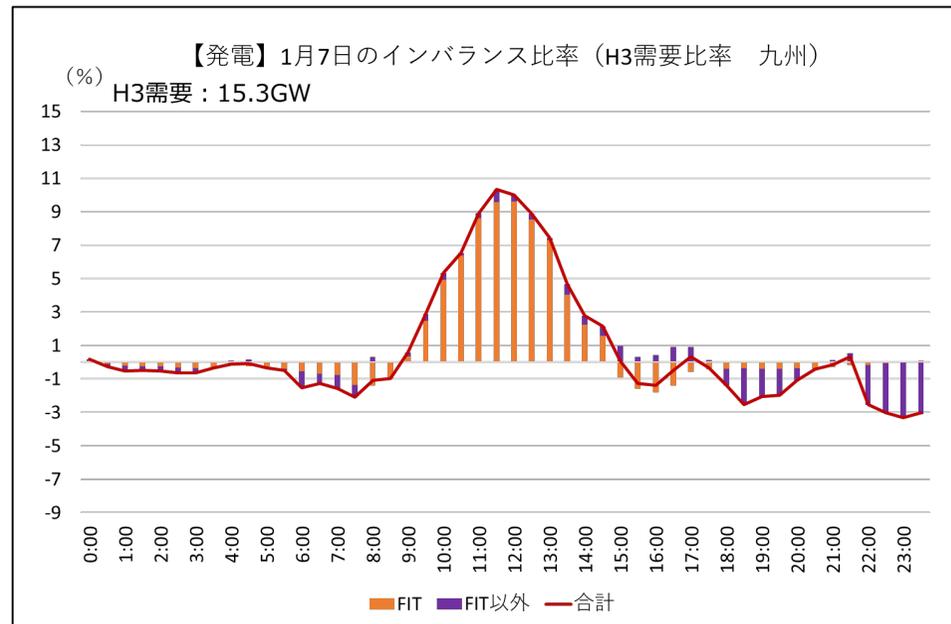
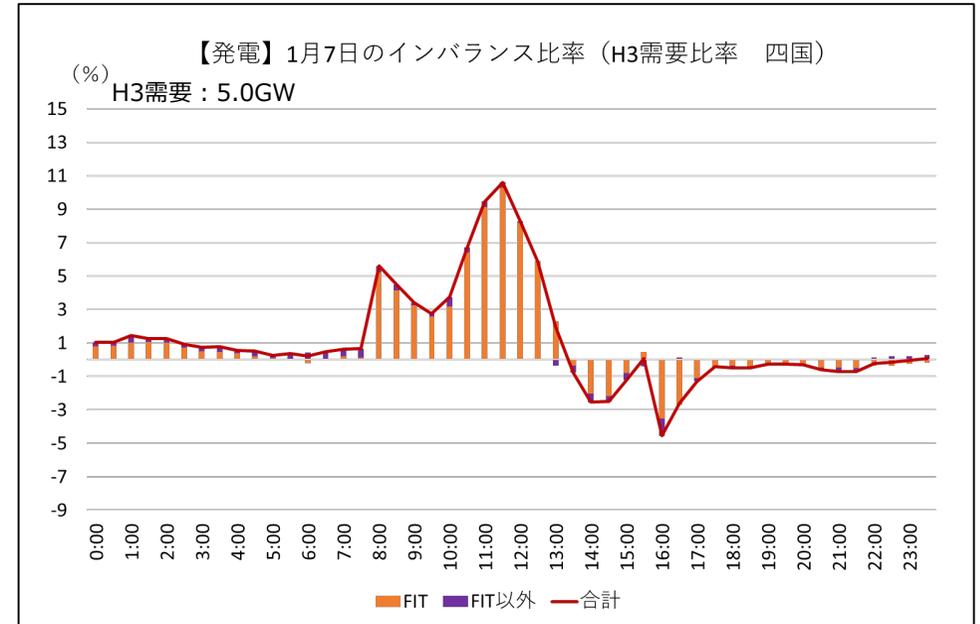
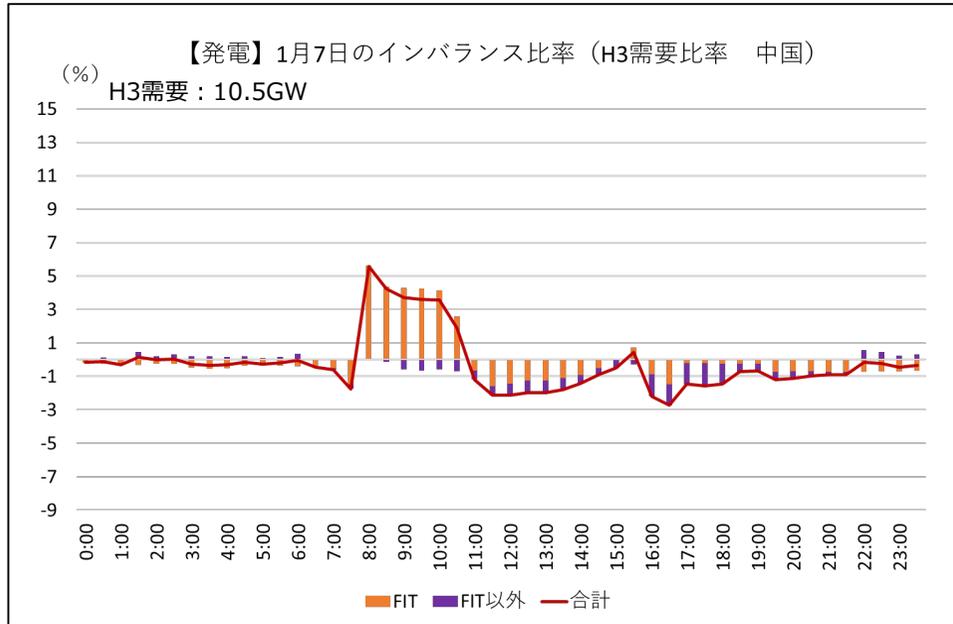
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 7, 北海道、東北、東京)



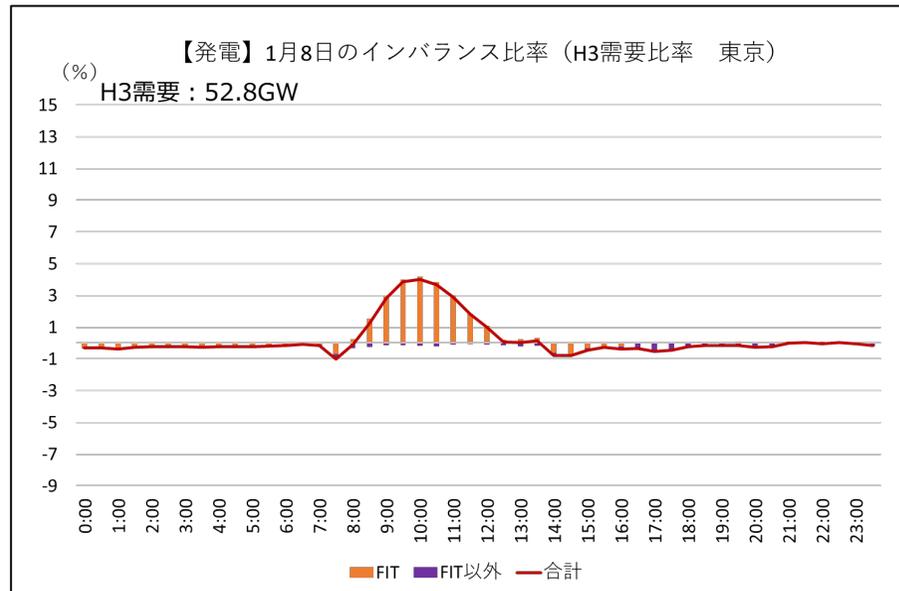
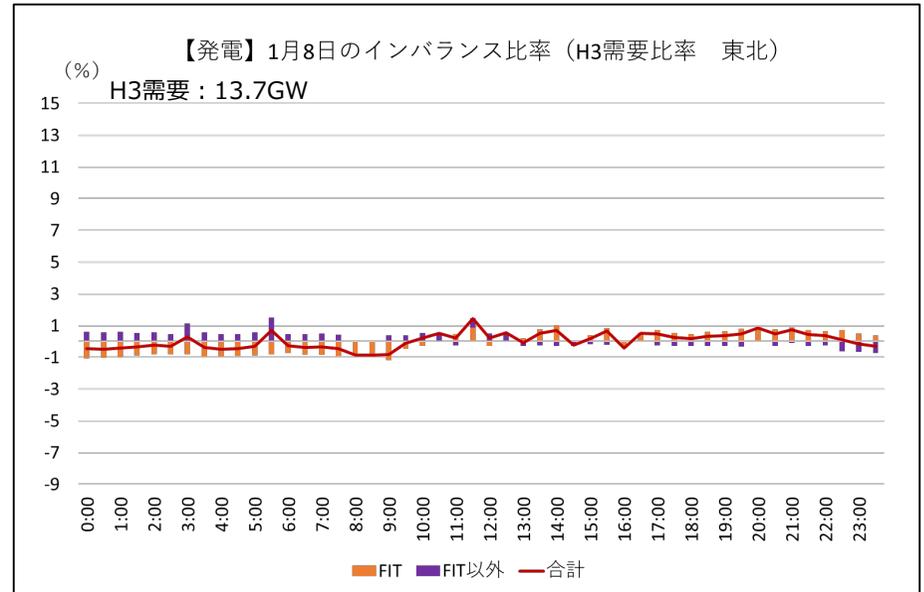
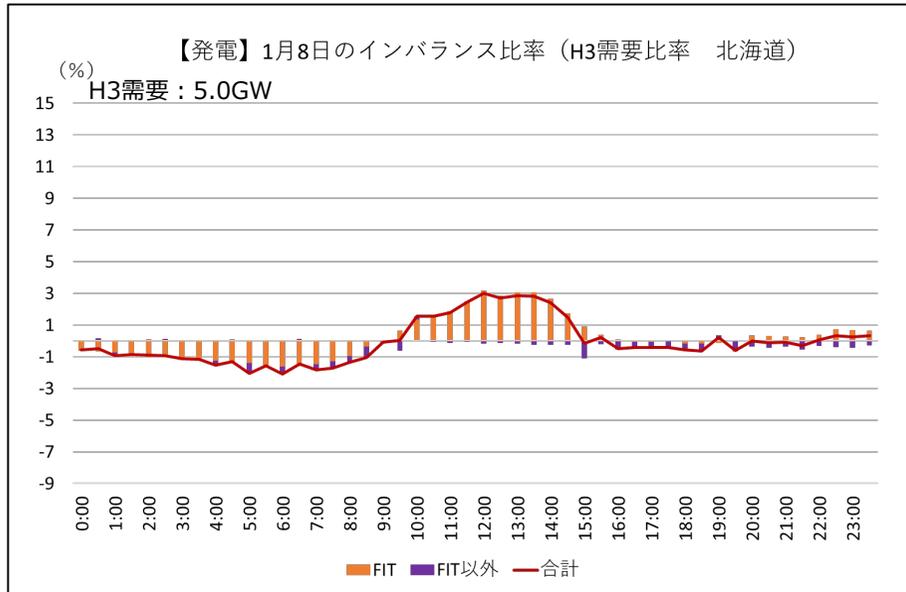
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 7, 中部、北陸、関西)



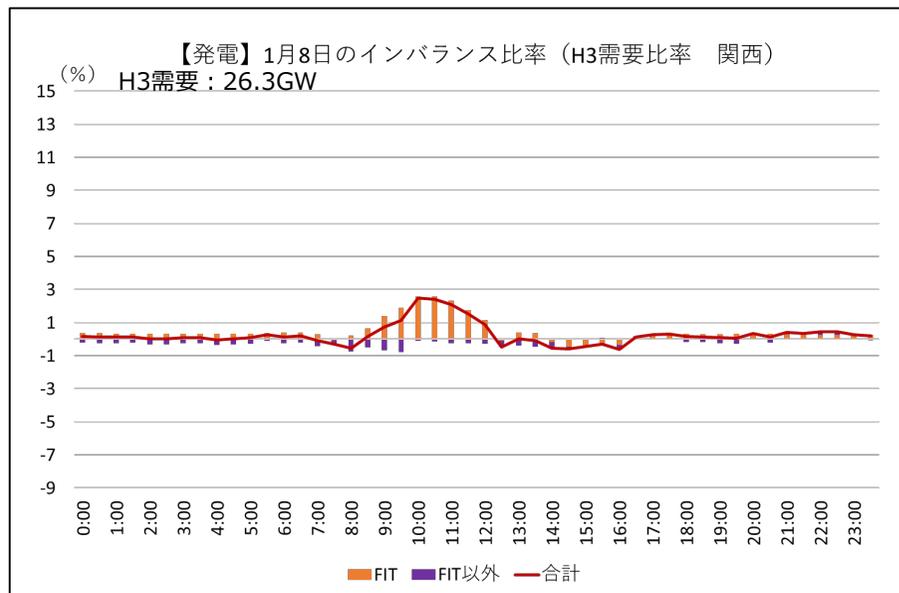
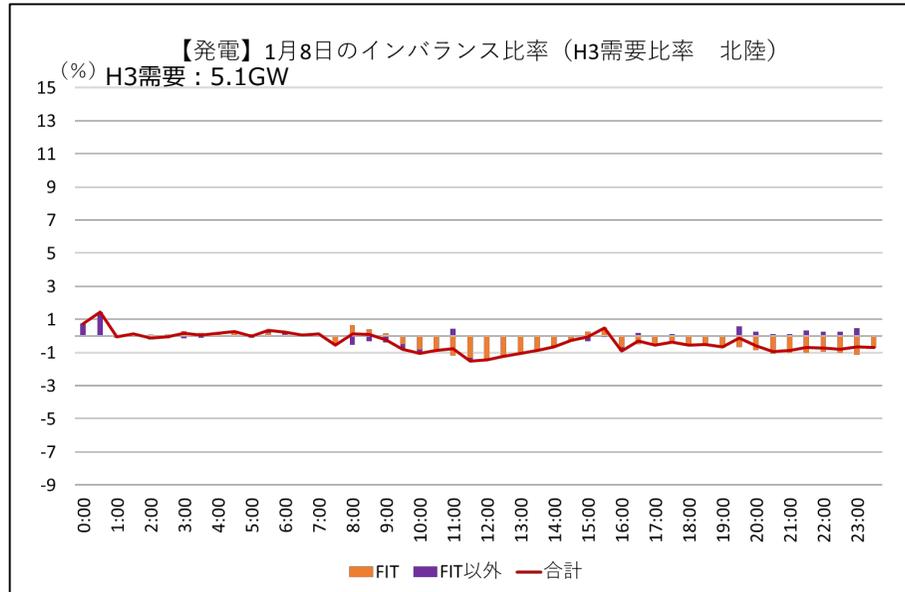
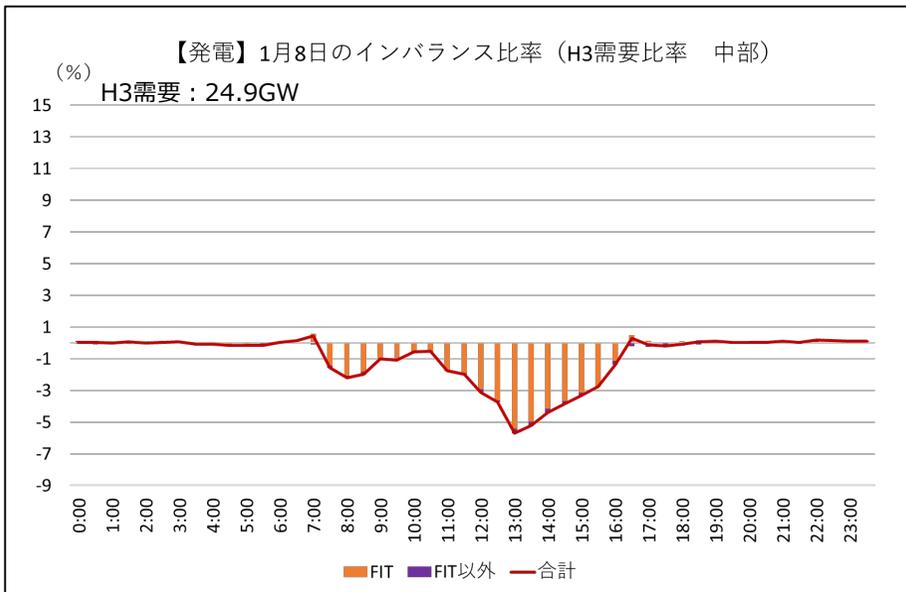
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/7, 中国、四国、九州)



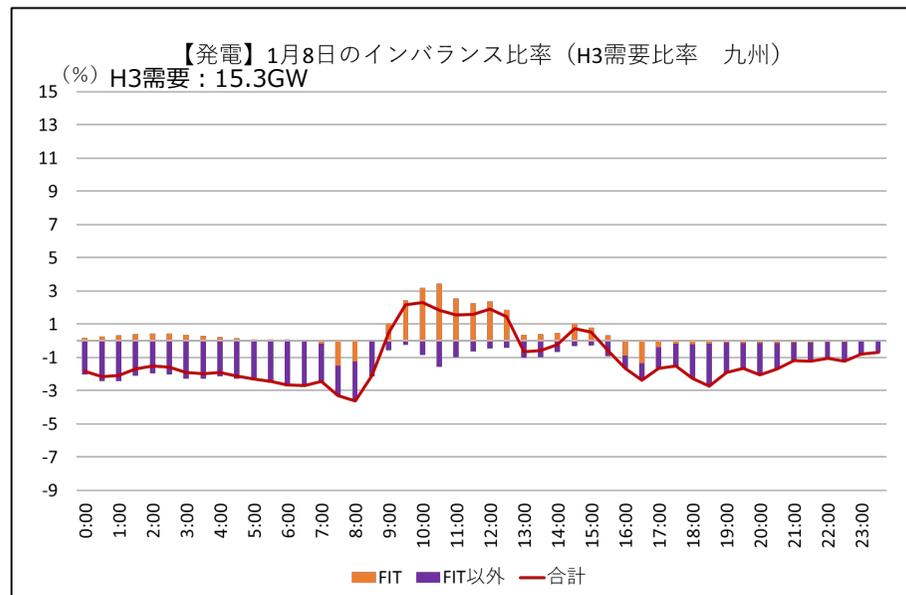
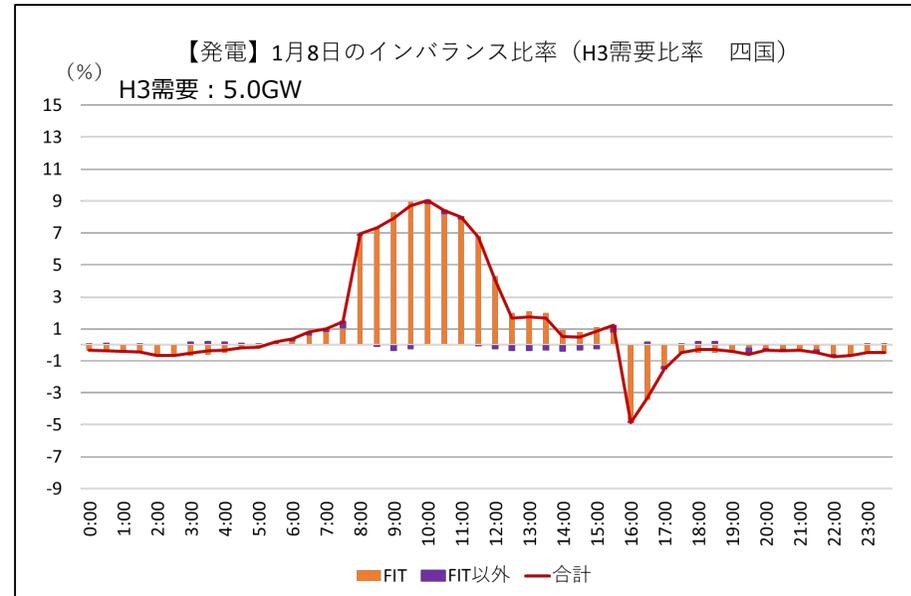
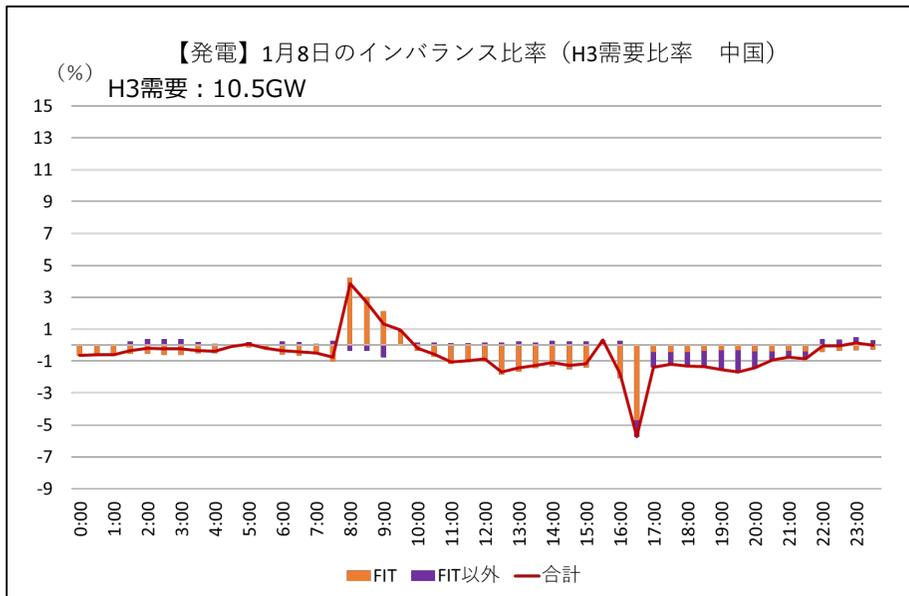
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 8, 北海道、東北、東京)



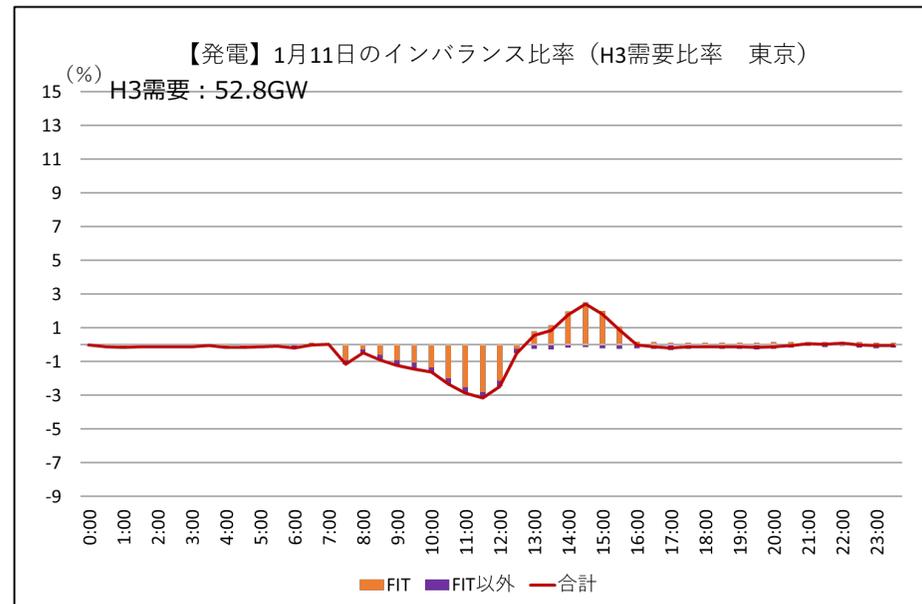
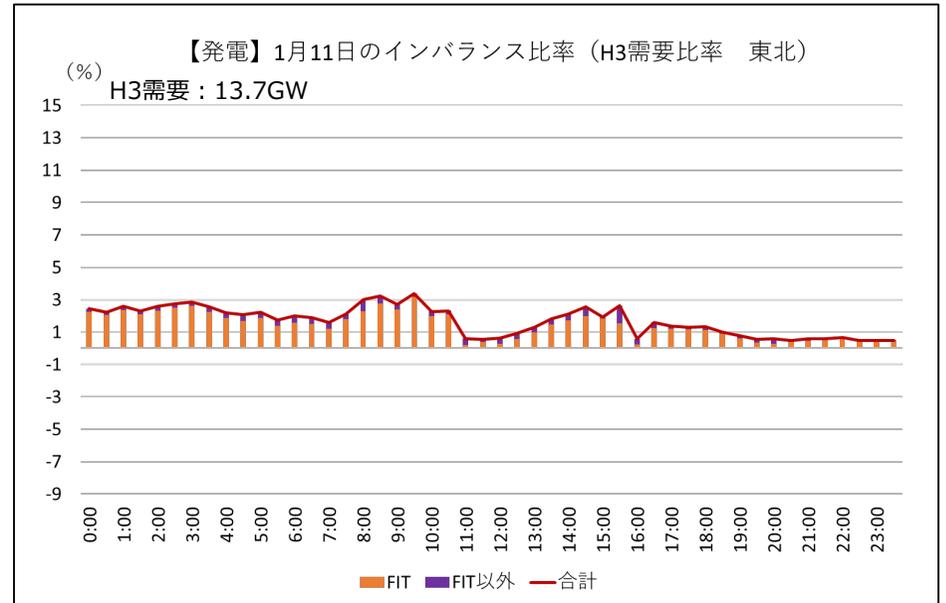
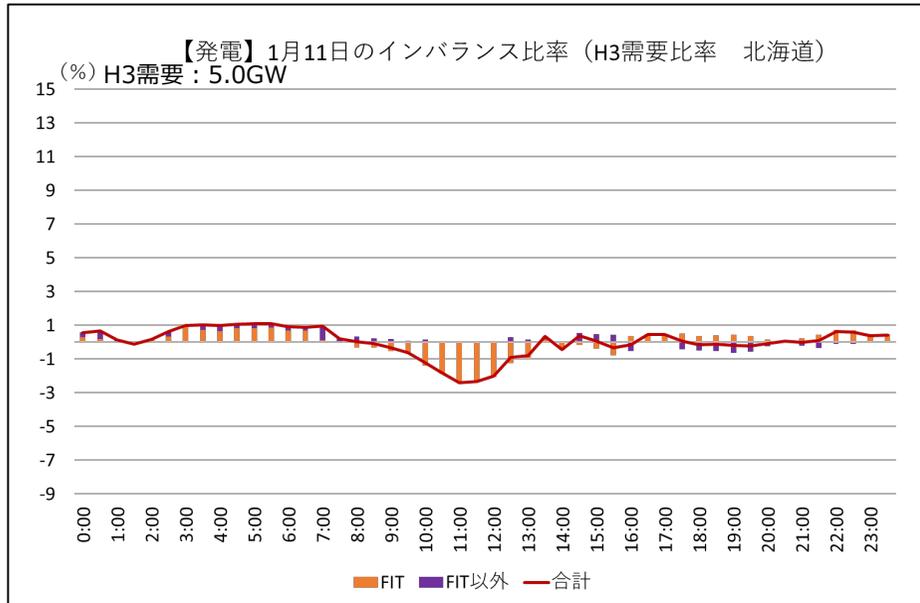
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 8, 中部、北陸、関西)



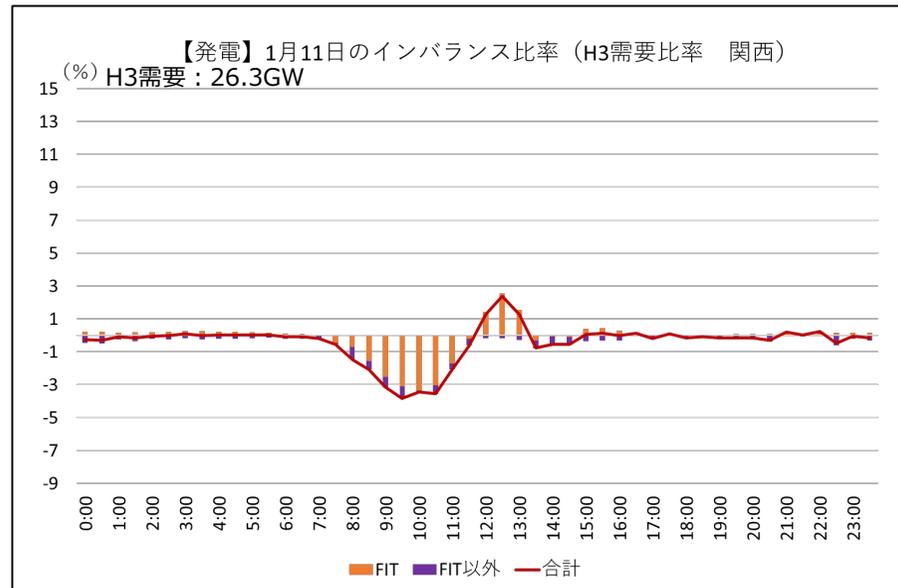
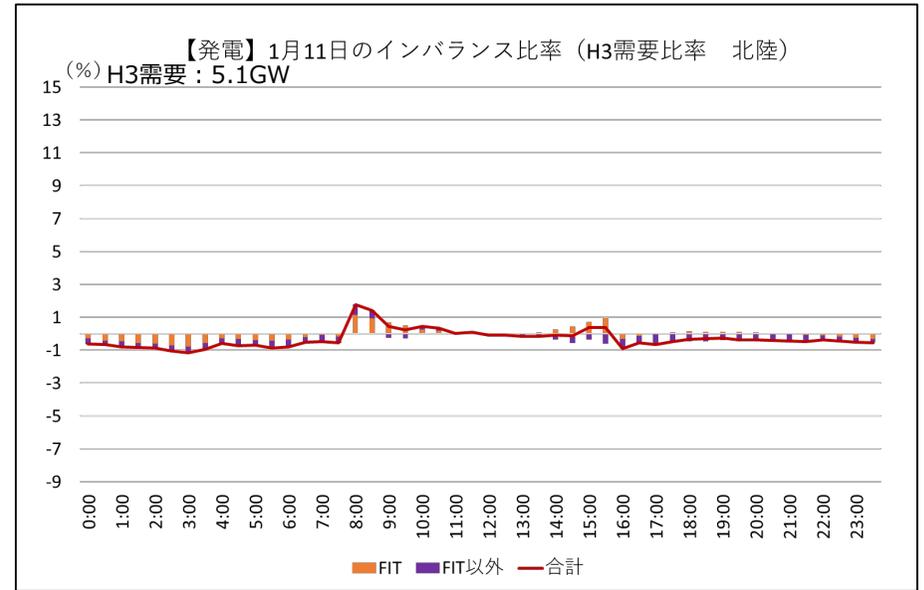
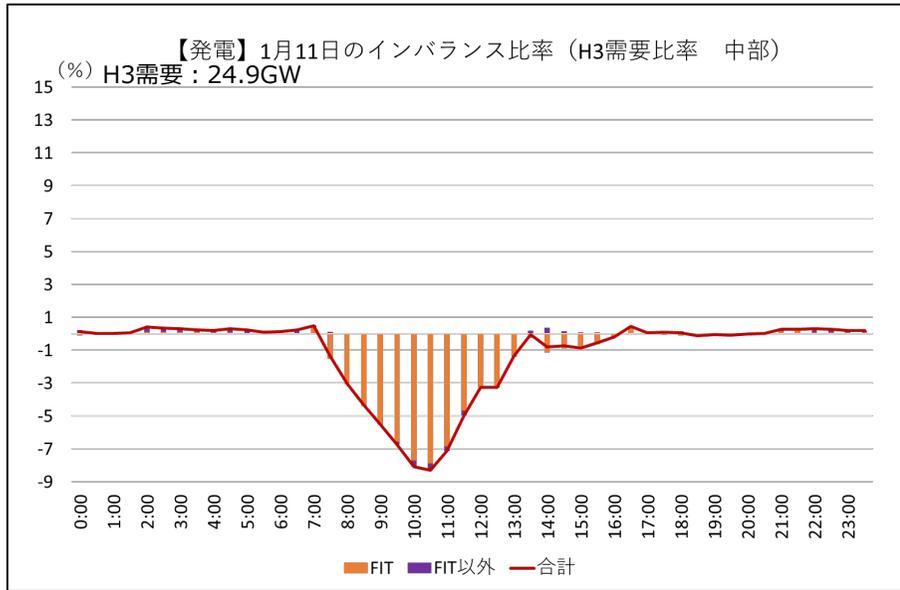
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1 / 8, 中国、四国、九州)



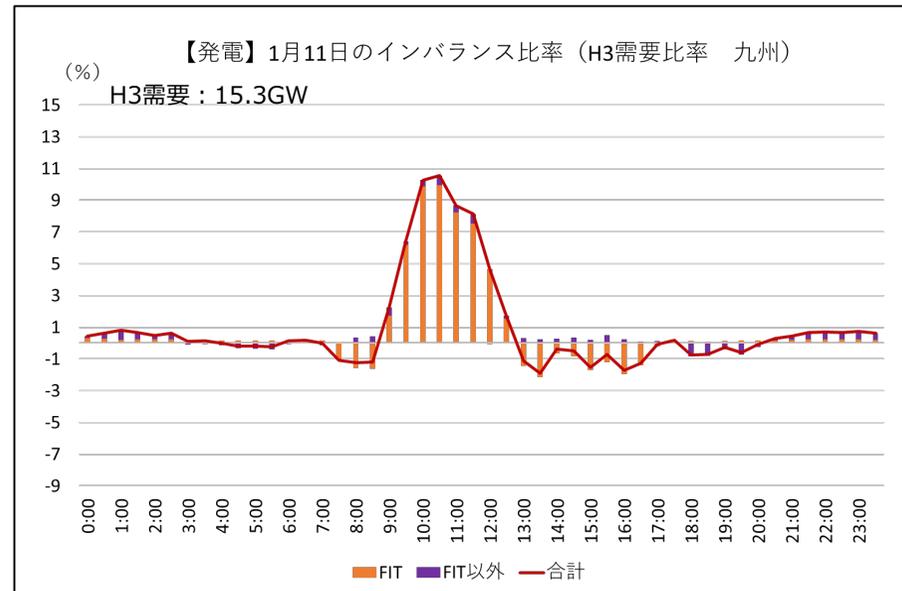
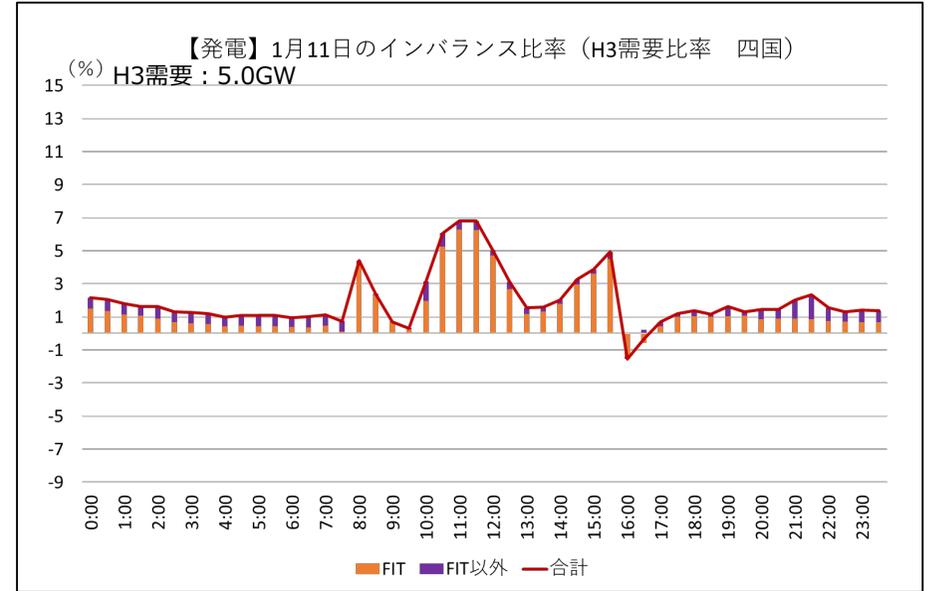
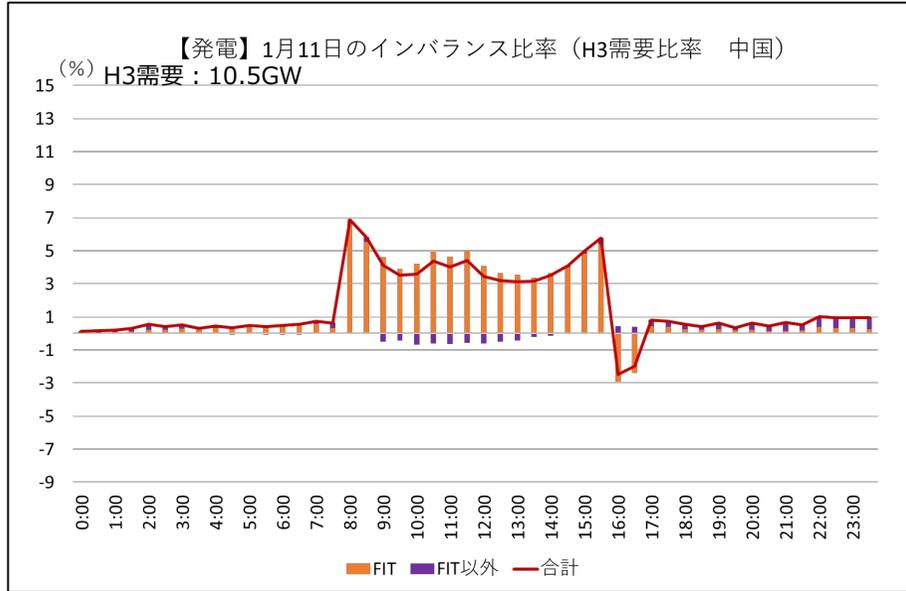
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/11, 北海道、東北、東京)



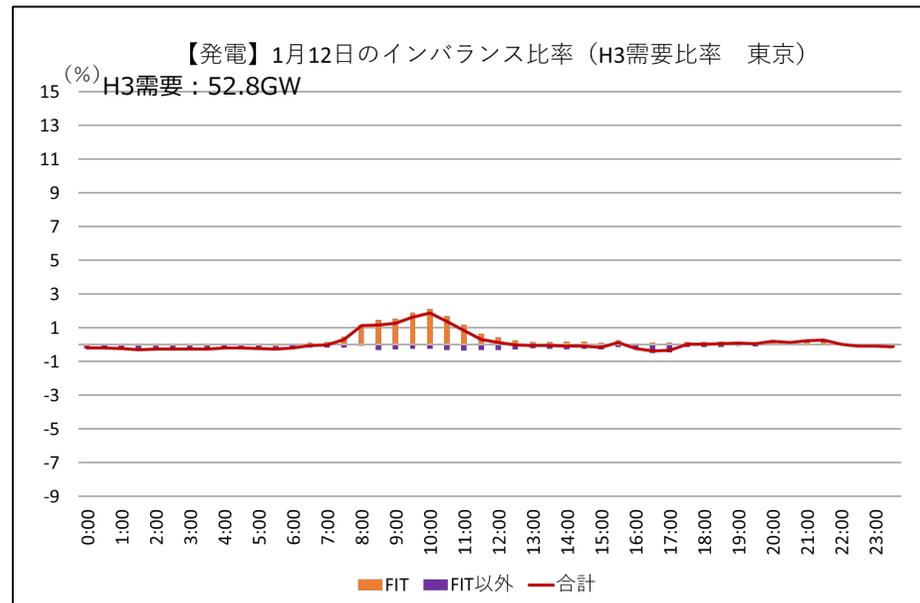
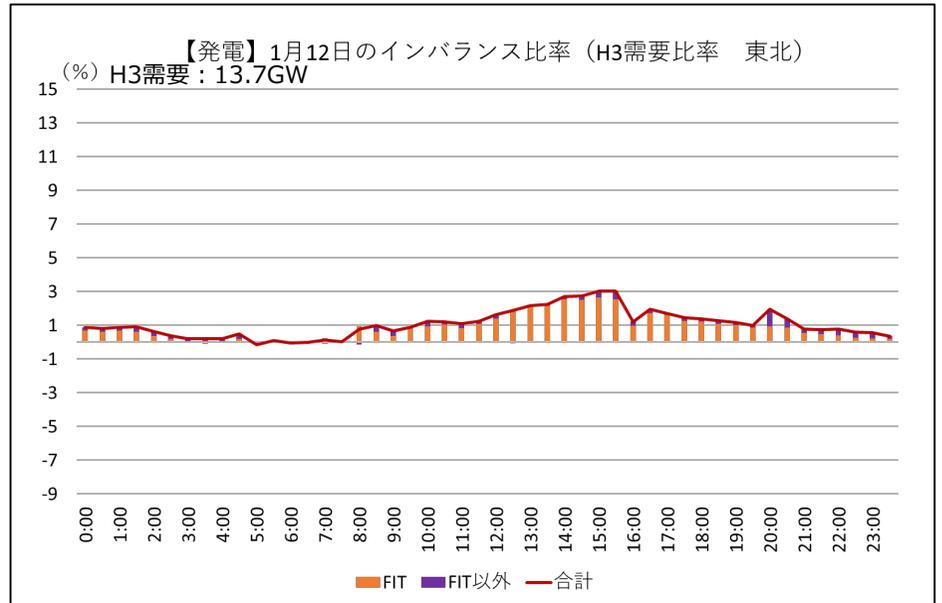
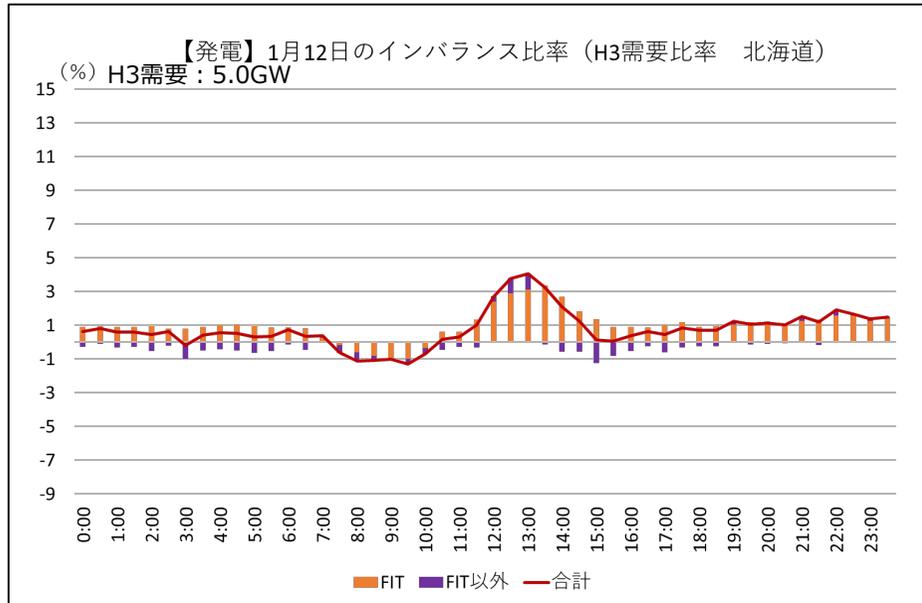
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/11, 中部、北陸、関西)



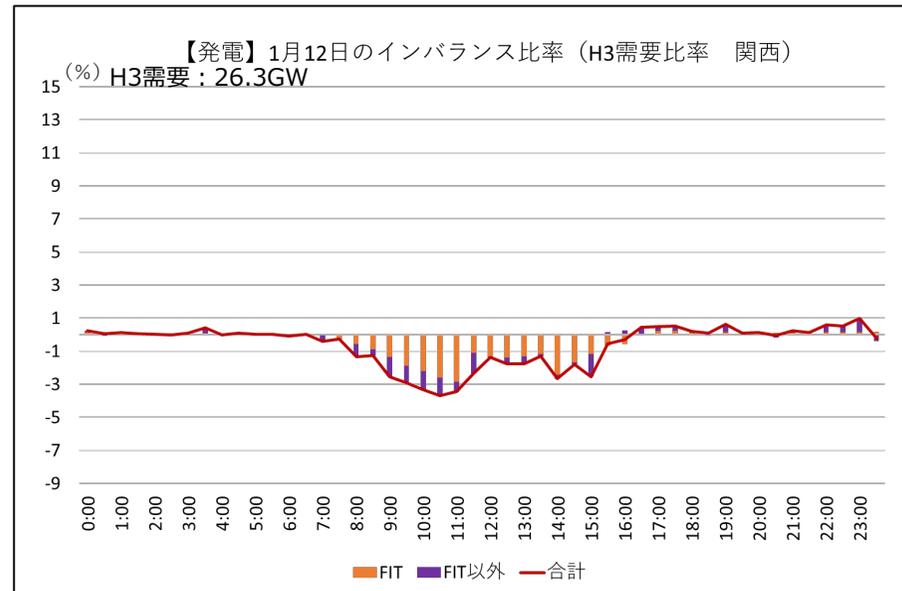
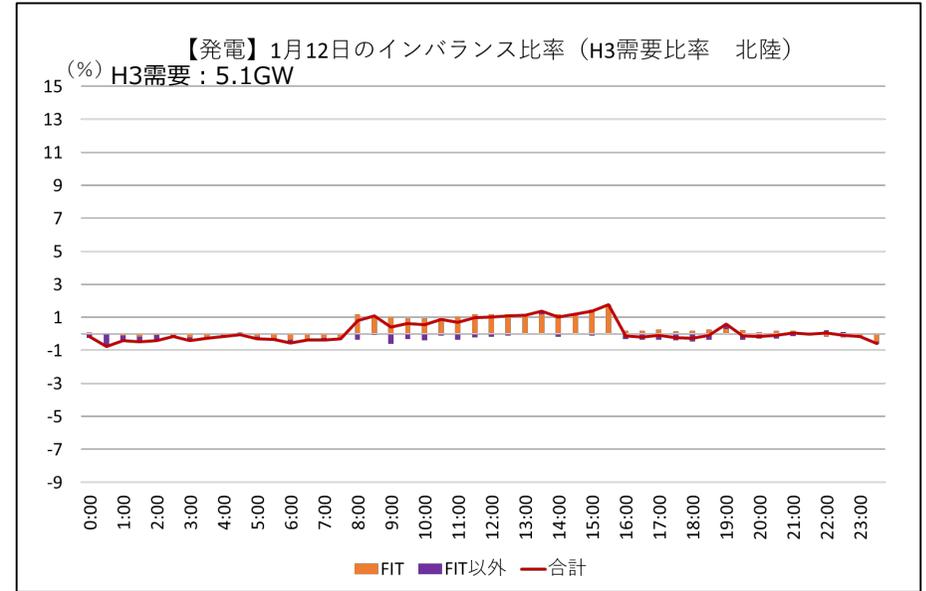
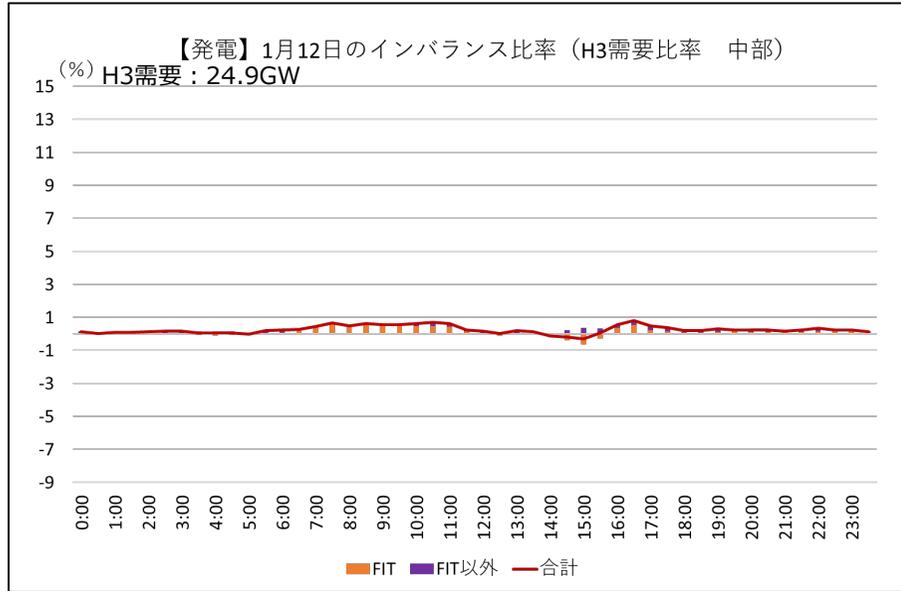
(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/11, 中国、四国、九州)



(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/12, 北海道、東北、東京)



(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/12, 中部、北陸、関西)



(参考) 発電BGのインバランスの発生状況 (1/12, 中国、四国、九州)

