

2017年度(2018年度向け)調整力公募における 電源 I・I' の必要量について(続き)

2017年9月8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

- 一般送配電事業者が電源 I の公募調達を行うに当たり、広域機関は、一般送配電事業者が募集量を設定する際の基本となる考え方を示す必要がある。
- 2017年度の調整力公募における電源 I 必要量の基本的な考え方について改めて整理したので、電源 I・I' 必要量の考え方等についてご議論いただきたい。
 1. 電源 I 必要量について
 - (1) 基本的な考え方
 - (2) 必要量の算定
 - (3) 必要量
 - ① 沖縄エリア以外
 - ② 沖縄エリア
 2. 電源 I' 必要量について
 3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a) 必要量算定の考え方について

(参考) 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方より

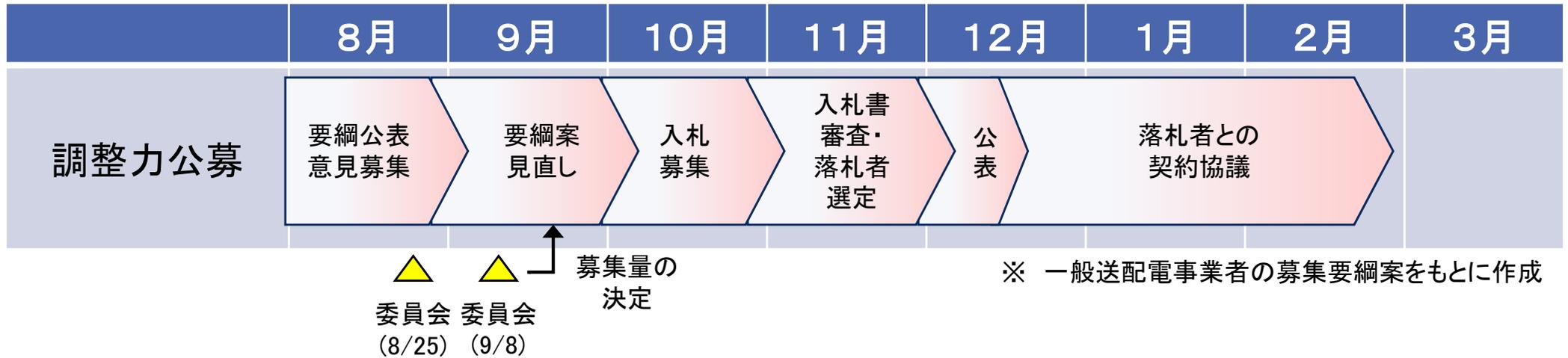
4. 公募調達実施時

(1) 調整力の必要量に関連する事項

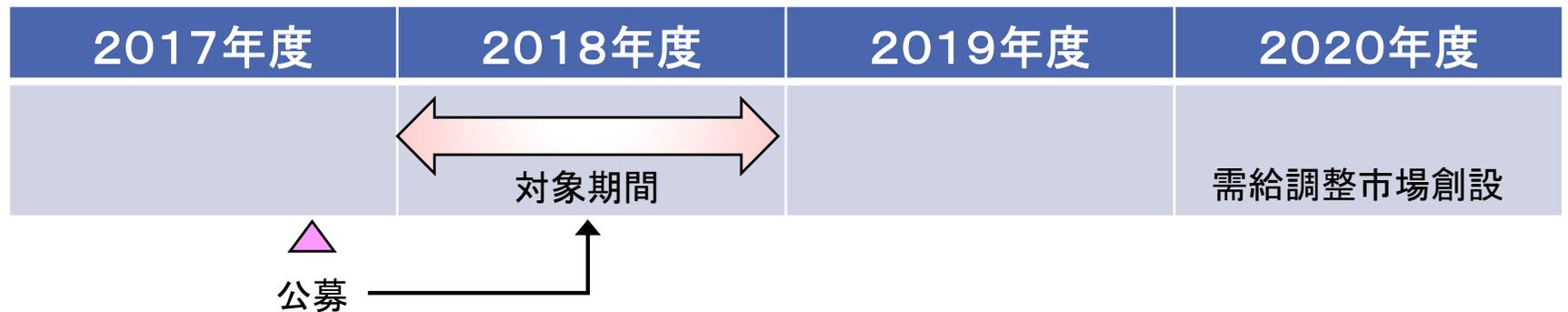
- ① 調整力の必要量の設定について
(電源 I)

一般送配電事業者は、調整力の公募調達を行うに当たり、その必要量(募集量)を定めて、公表する必要がある。調整力の必要量は、本報告書の策定時点では、電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)において議論が進められており、その結果を基本として各一般送配電事業者が設定することとなる。

<<調整力公募スケジュール>>



<<公募対象期間>>



(空白)

1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

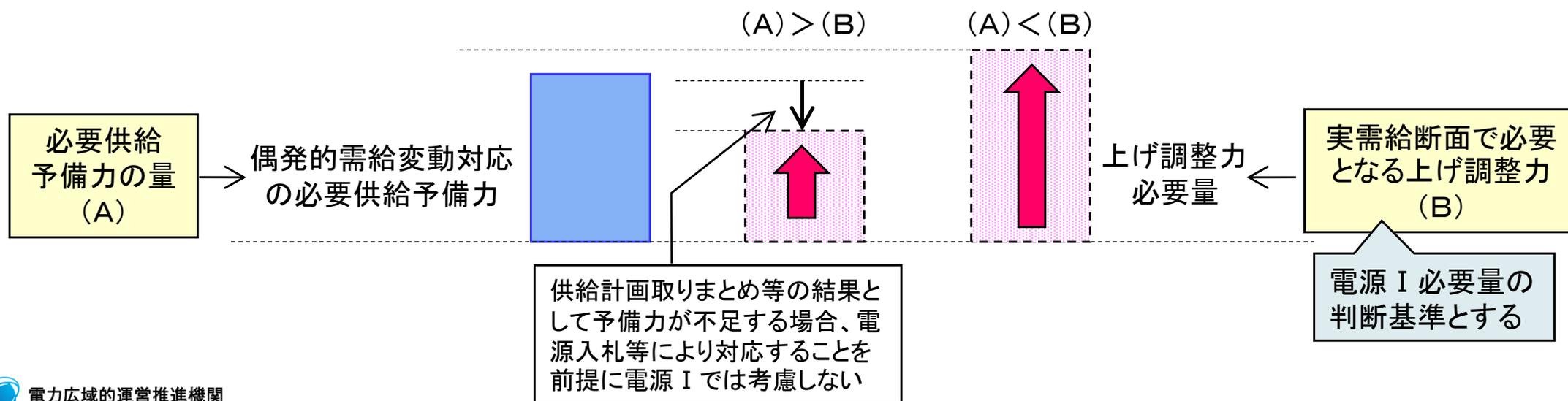
② 沖縄エリア

2. 電源 I' 必要量について

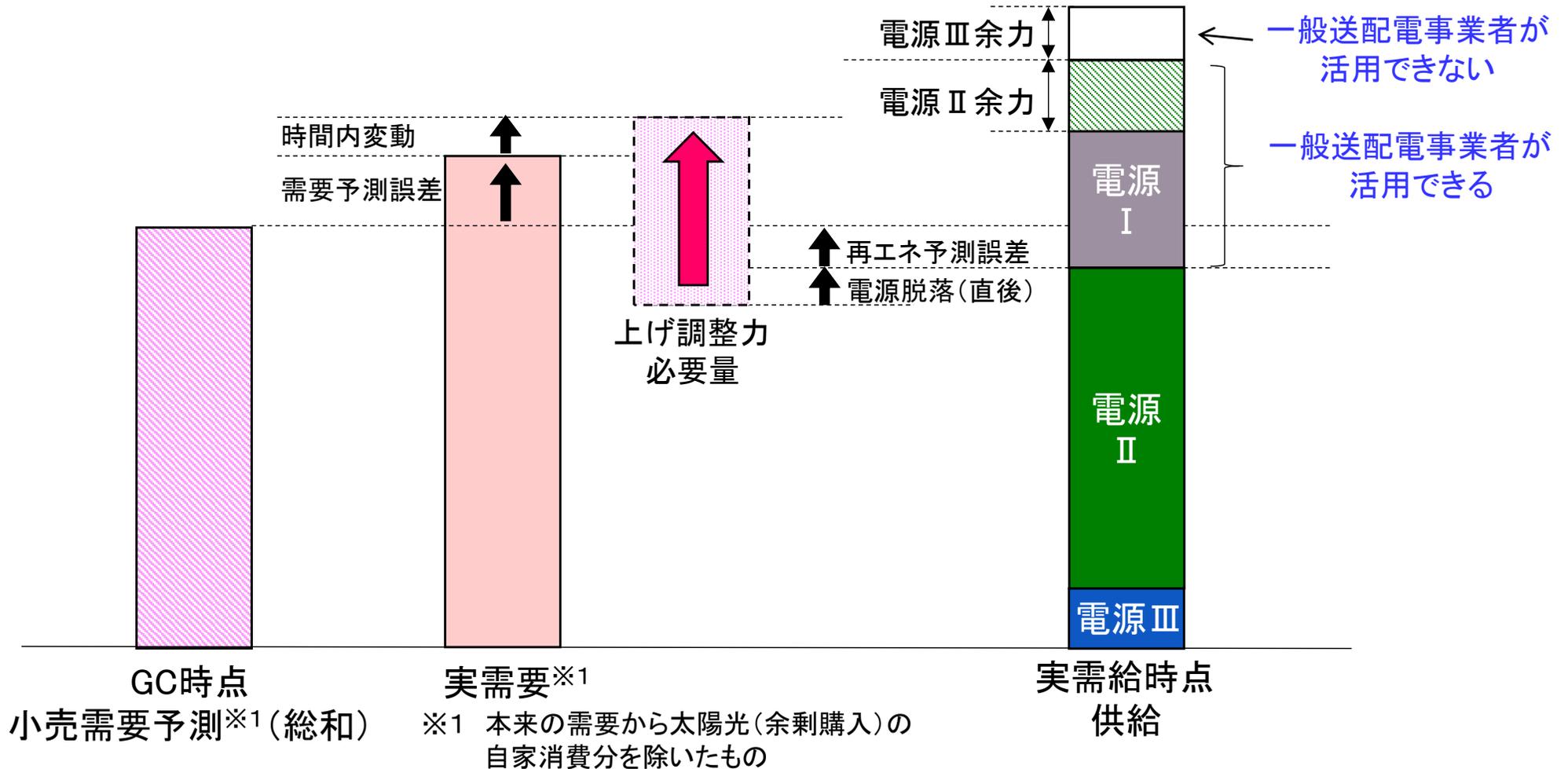
3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

- 電源 I については、供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力(偶発的需給変動対応の必要供給予備力)として確保する考え方と、実需給断面で必要となる調整力を確保する考え方があり、2016年度の調整力公募における電源 I 必要量を定めるに当たって議論いただいた。
- 2017年度の調整力公募においても、2016年度の考え方を踏まえ、電源 I は実需給断面で必要となる調整力として確保するものと考え、電源 I 必要量は実需給断面で必要となる上げ調整力(B)を算定して判断することとしたい。
- なお、必要供給予備力の量(A)との大小関係において、 $(A) > (B)$ の場合、供給計画取りまとめ等の結果として必要な予備力(「 $A-B$ 」の予備力など)が確保できていない場合には電源入札等(廃止電源の維持を含む)により対応することを前提に、電源 I 必要量においては予備力確保の観点では特段考慮しないこととし、「電源 I = B」とする(第7回委員会で提案した基本的な考え方と同じ)。

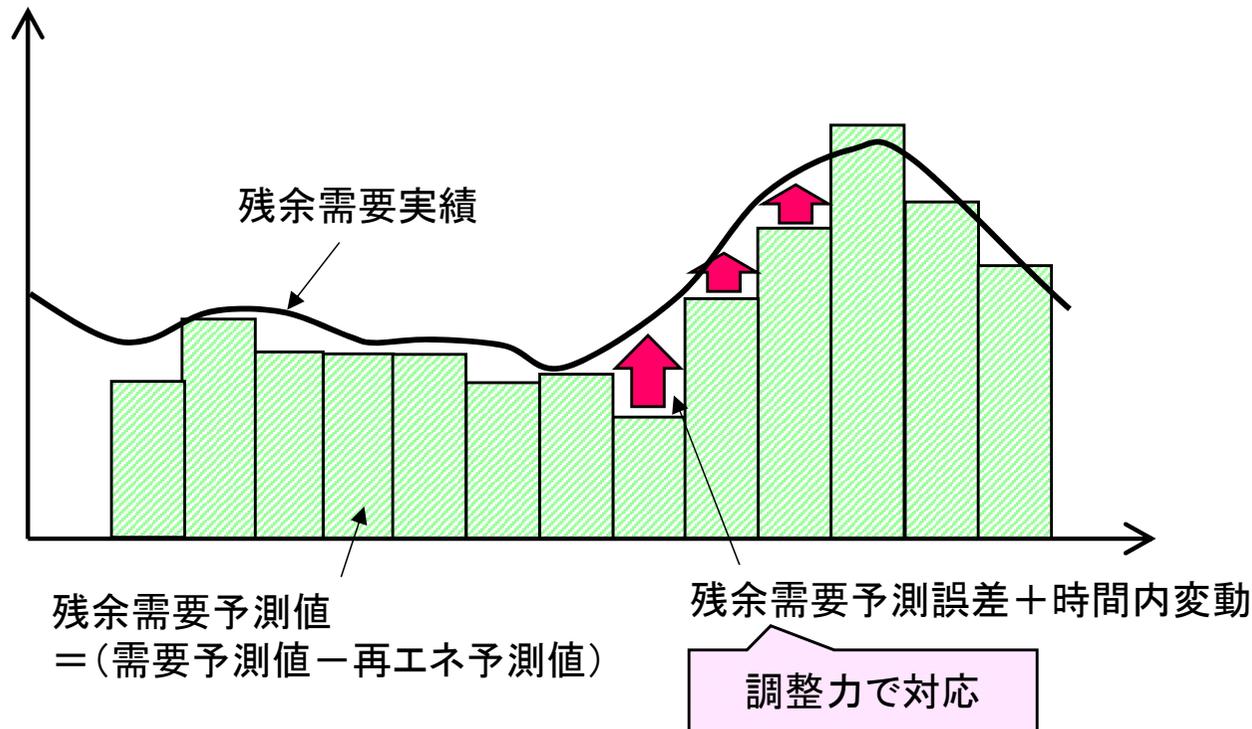
※ 「 $A-B$ 」の量が予備力として不要なのではなく、実需給断面で一般送配電事業者が調整力として活用できる(発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる)状態の電源等を確保しておく必要がない。



- 実需給断面で運用するために、一般送配電事業者が活用できる調整力である「電源Ⅰ」と「電源Ⅱの余力」で上げ調整力をゲートクローズ時点で確保する必要がある。
 ※ 小売電気事業者が電源Ⅲで予備力を確保していた場合には、余力があったとしても一般送配電事業者が調整力として活用することはできない。
- 実需給断面で調整力として活用できるように、発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる状態の電源等が必要となる。

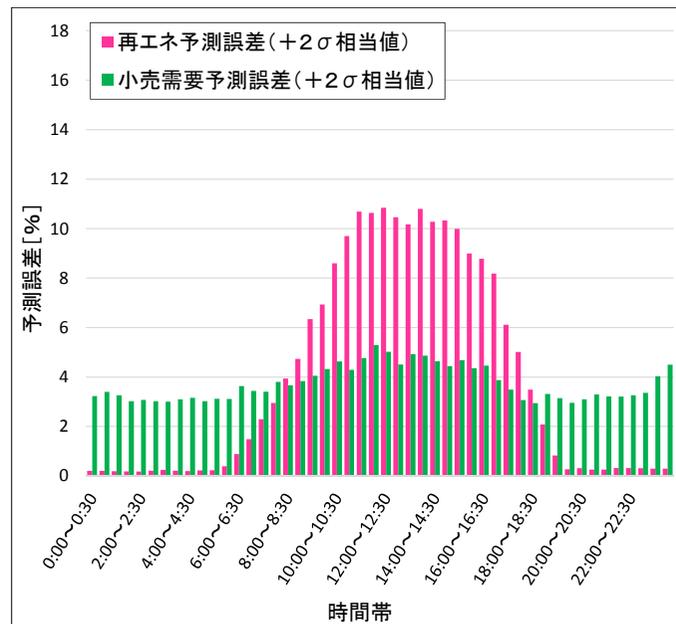
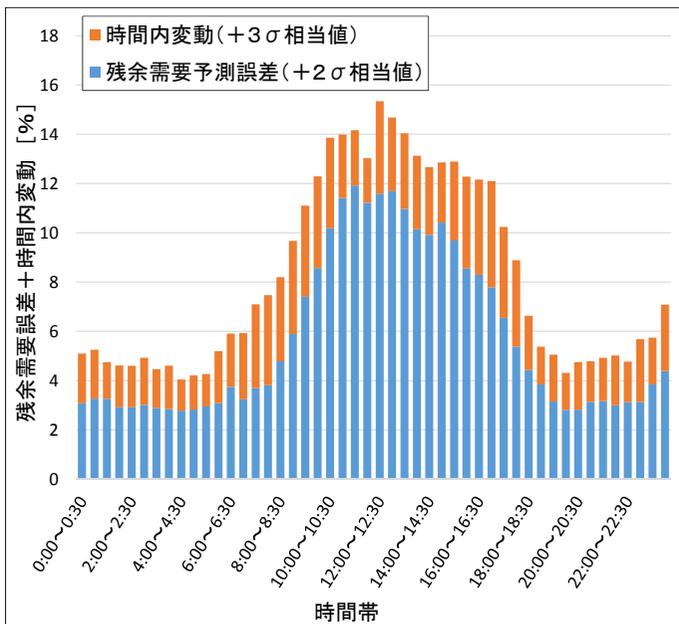


- 実需給断面においては、各種計画値からの各種予測誤差や変動などに対応できるだけの調整力を確保する必要がある。
- 対応する変動要因はこれまで整理してきたとおり、「需要に関するもの」、「電源脱落に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」とし、以下の変動要因に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、上げ調整力必要量を算定する。
 - 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
 - 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動
 電源脱落 ⇒ 電源脱落(直後)



- 実需給断面で運用するために一般送配電事業者が必要とする上げ調整力は、再エネの予測誤差の影響により昼間帯に大きくなる傾向がある。
- 一般送配電事業者はこれに対応するため、各時間の誤差に備えて発電機の並列台数を増やすなどにより対応している。
- 現在、一般送配電事業者は年初に電源Ⅰと電源Ⅱを調整力として公募調達し、実需給断面では電源Ⅰと電源Ⅱの余力で対応している。今後、需給調整市場※ができれば、一般送配電事業者は細かな時間断面で、このような変動量に対応するために必要となる調整力を調達し、運用していくこととなる。
※ 需給調整市場の役割は「ゲートクローズ後の需給ギャップの補填」、「30分未満の需給変動への対応」、「周波数維持」(出所:電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第7回[2017年6月6日開催])。
- 今後、太陽光発電の導入が増加すれば昼間帯に必要となる調整力の量が増加し、一般送配電事業者が確保すべき調整力の増加が想定される。

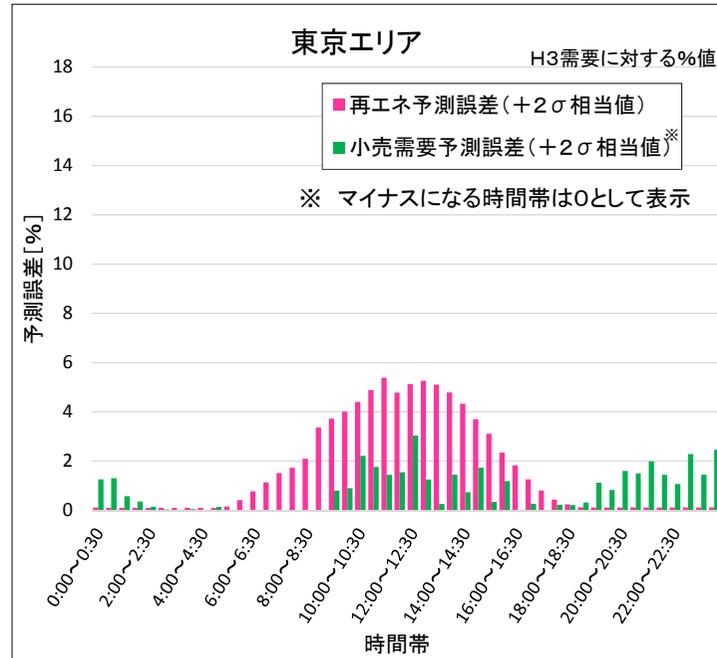
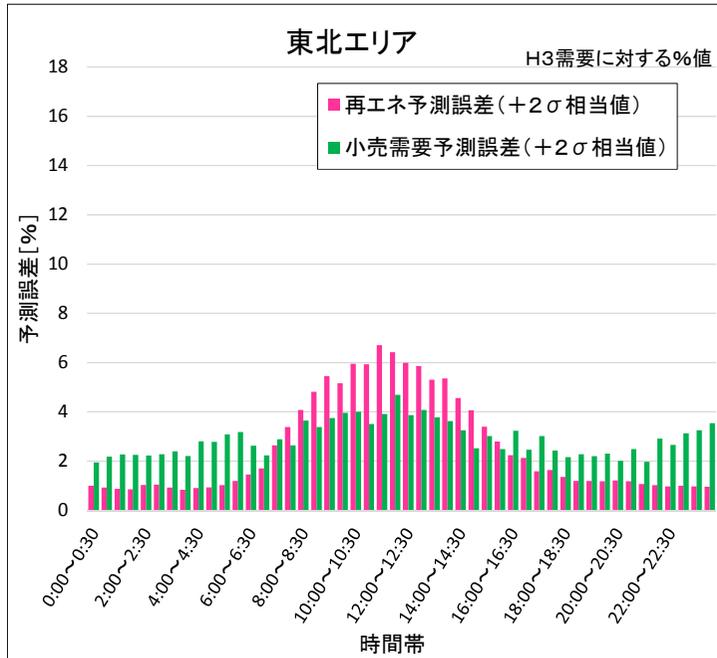
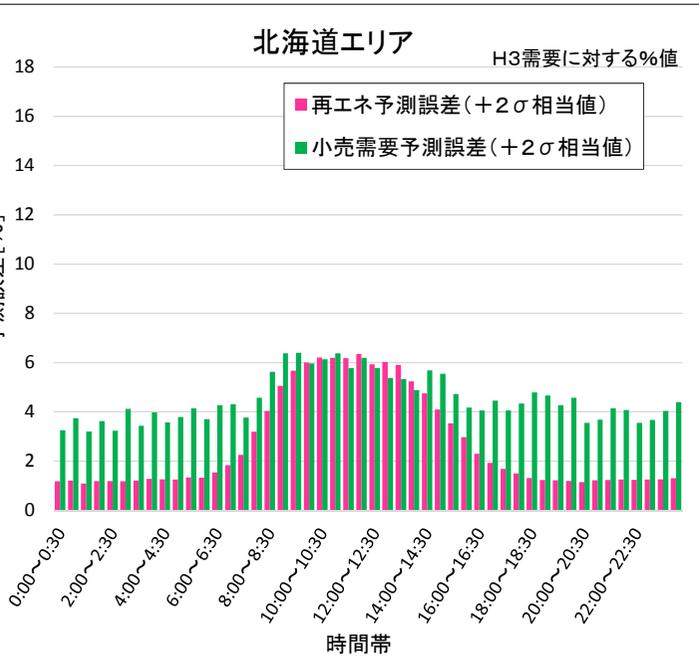
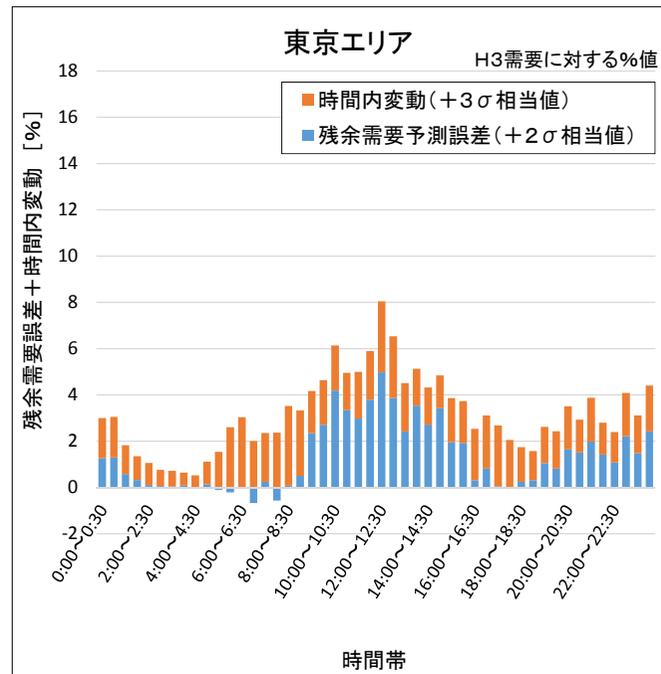
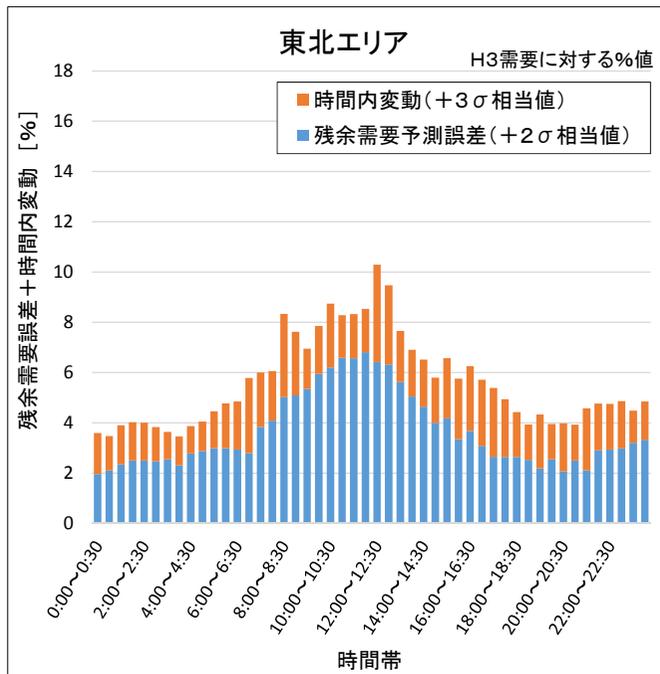
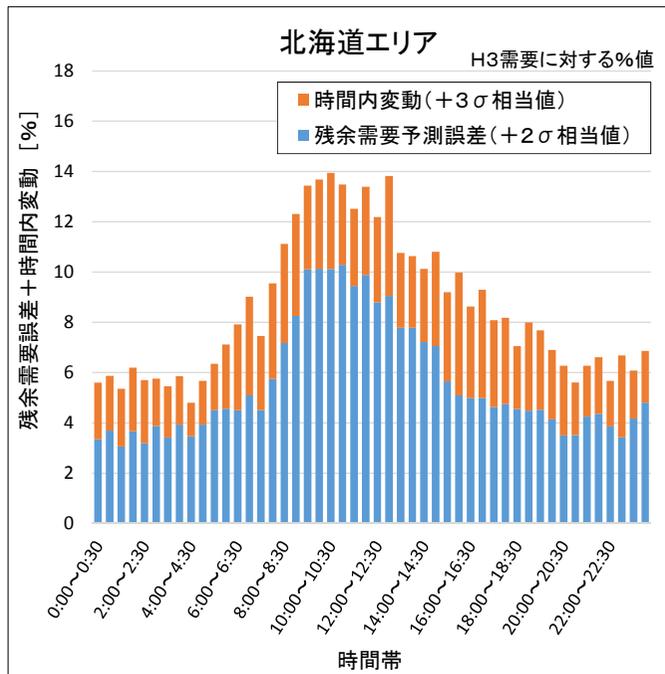
【九州エリア(年間)】

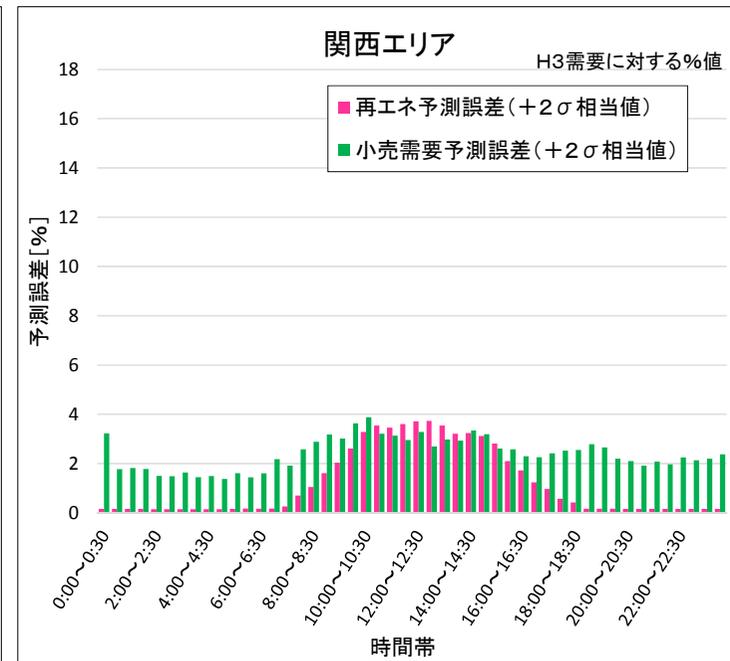
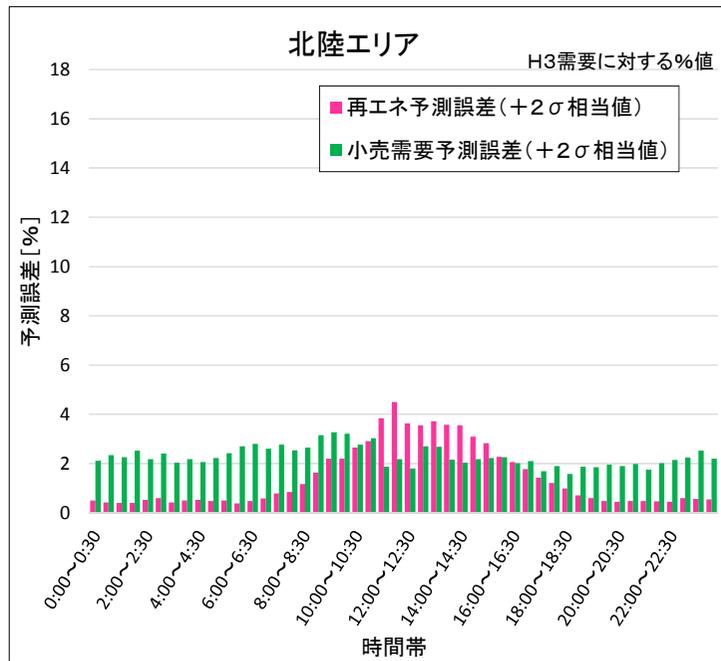
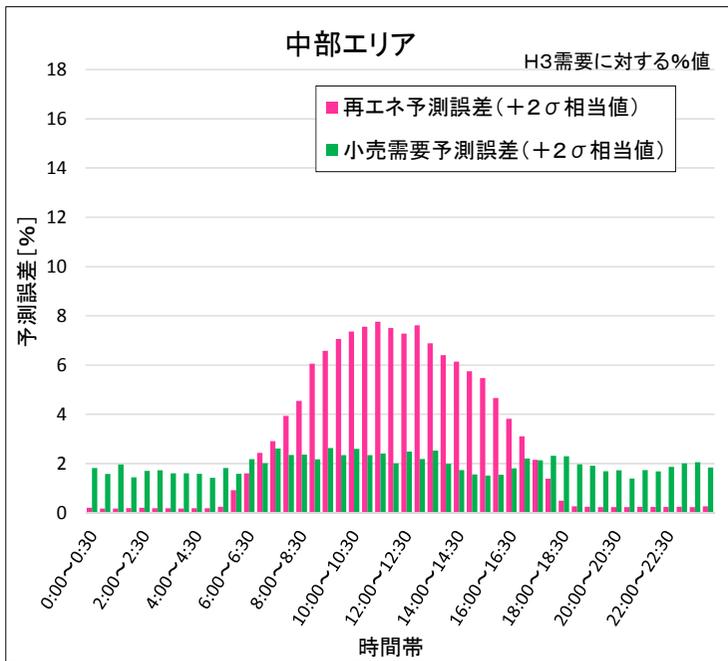
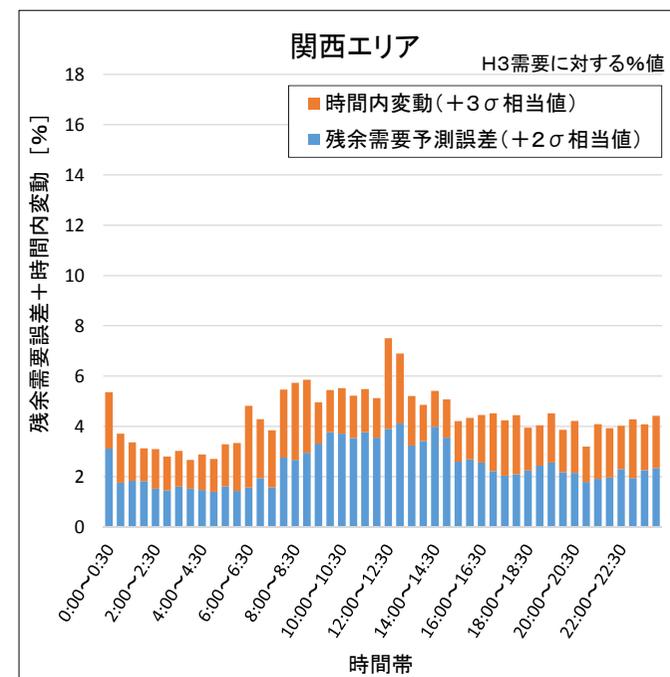
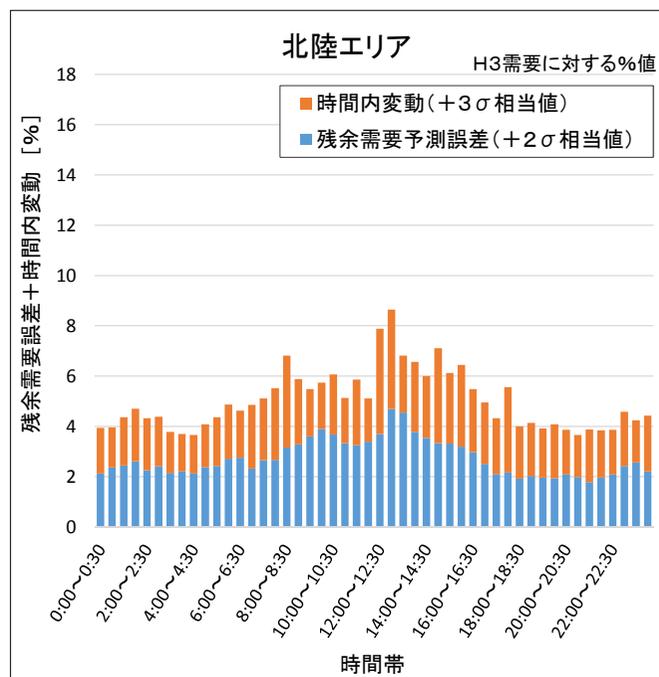
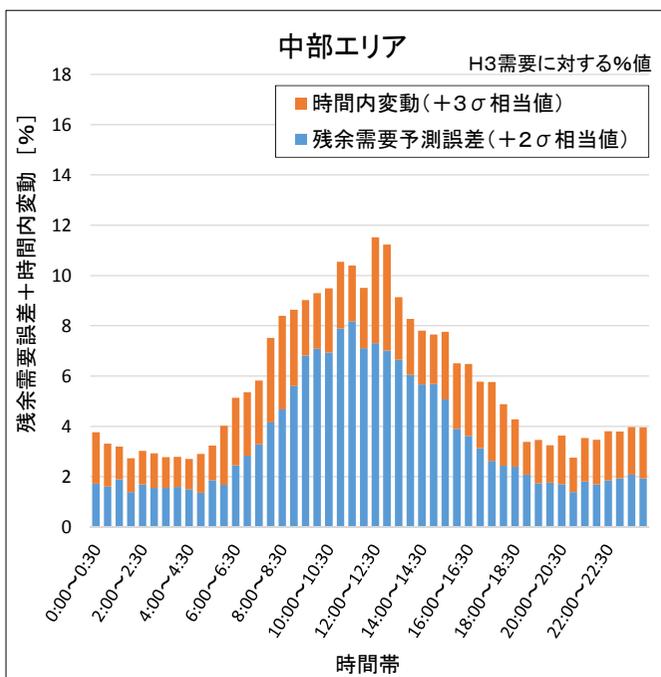


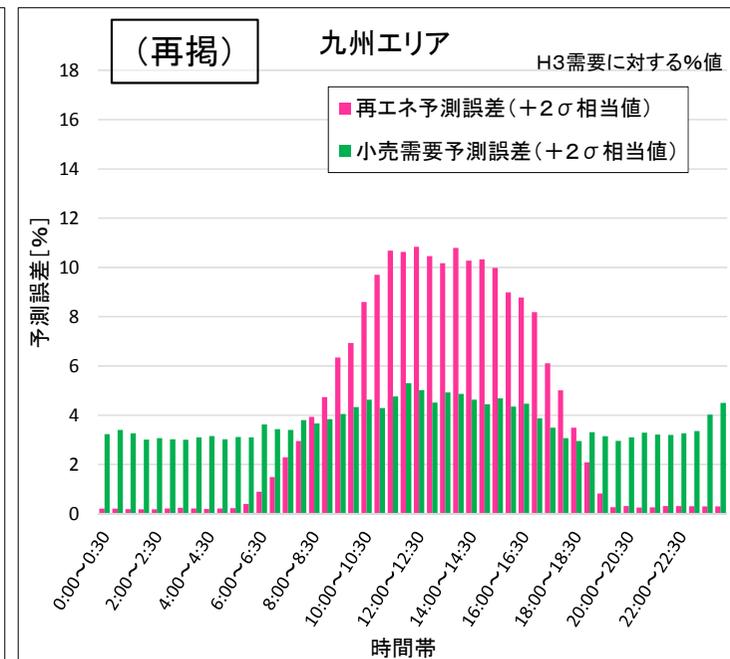
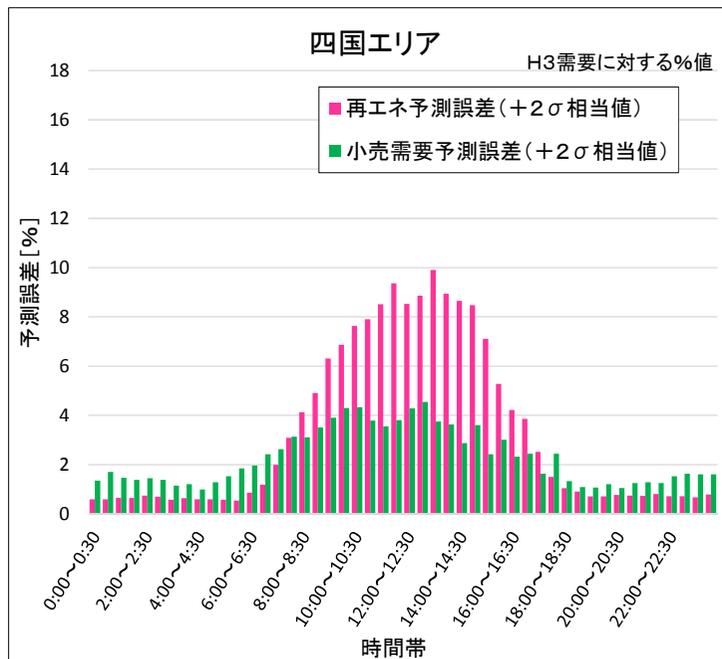
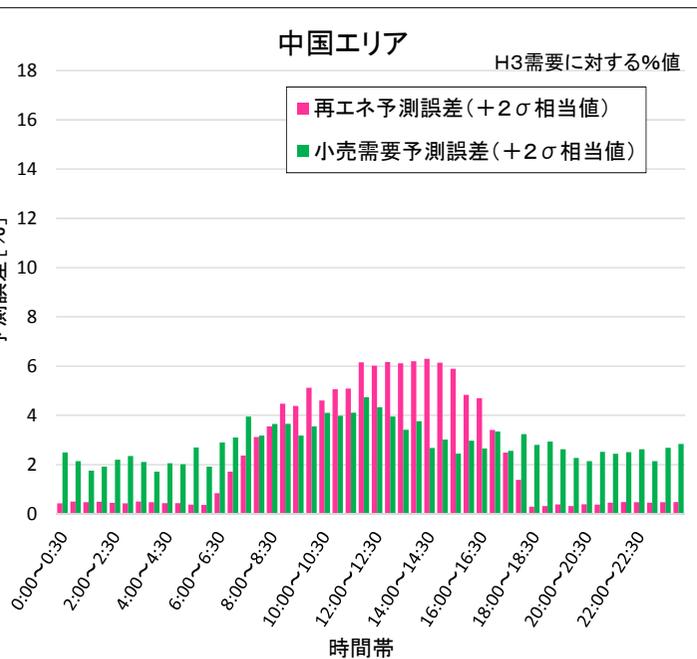
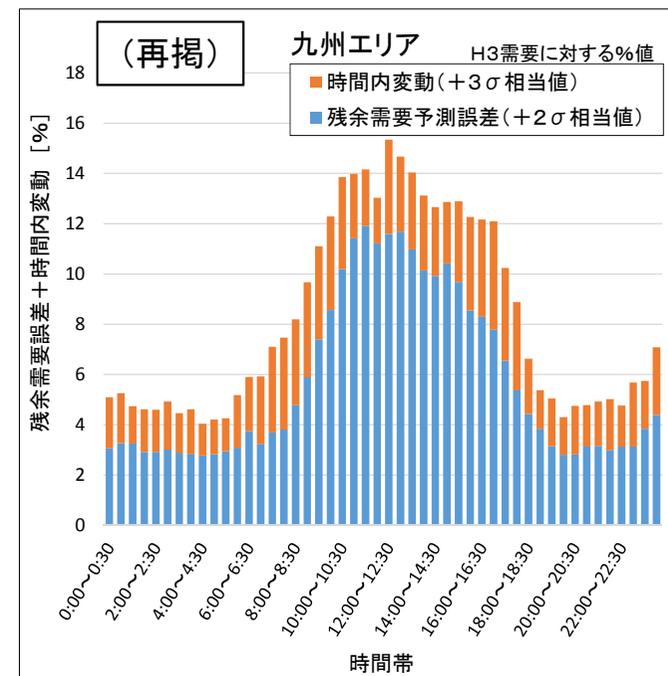
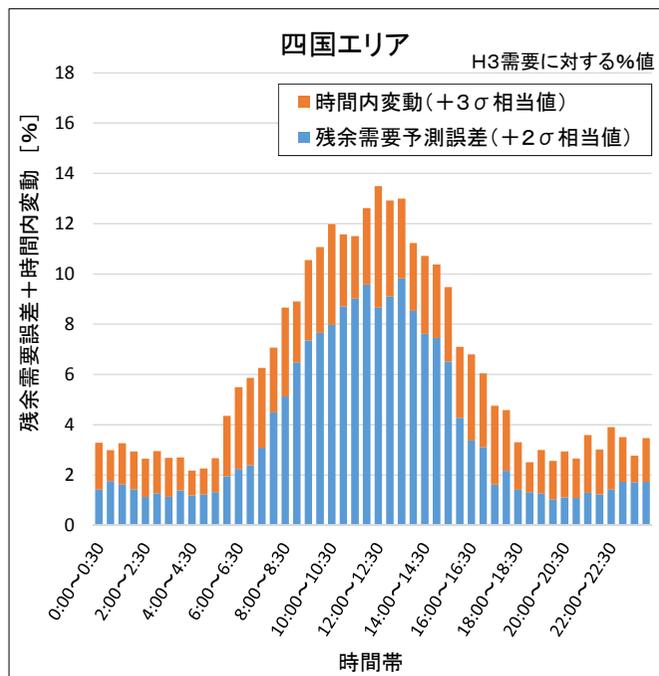
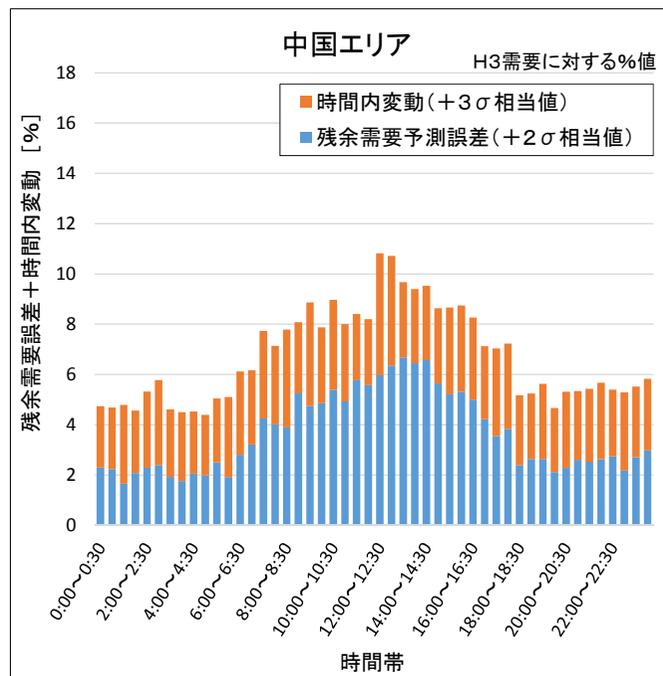
※ エリアのH3需要に対する%値

※ ここでは再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 ・再エネ予測誤差 = 予測 - 実績
 ・小売需要予測誤差 = 実績 - 予測

※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要







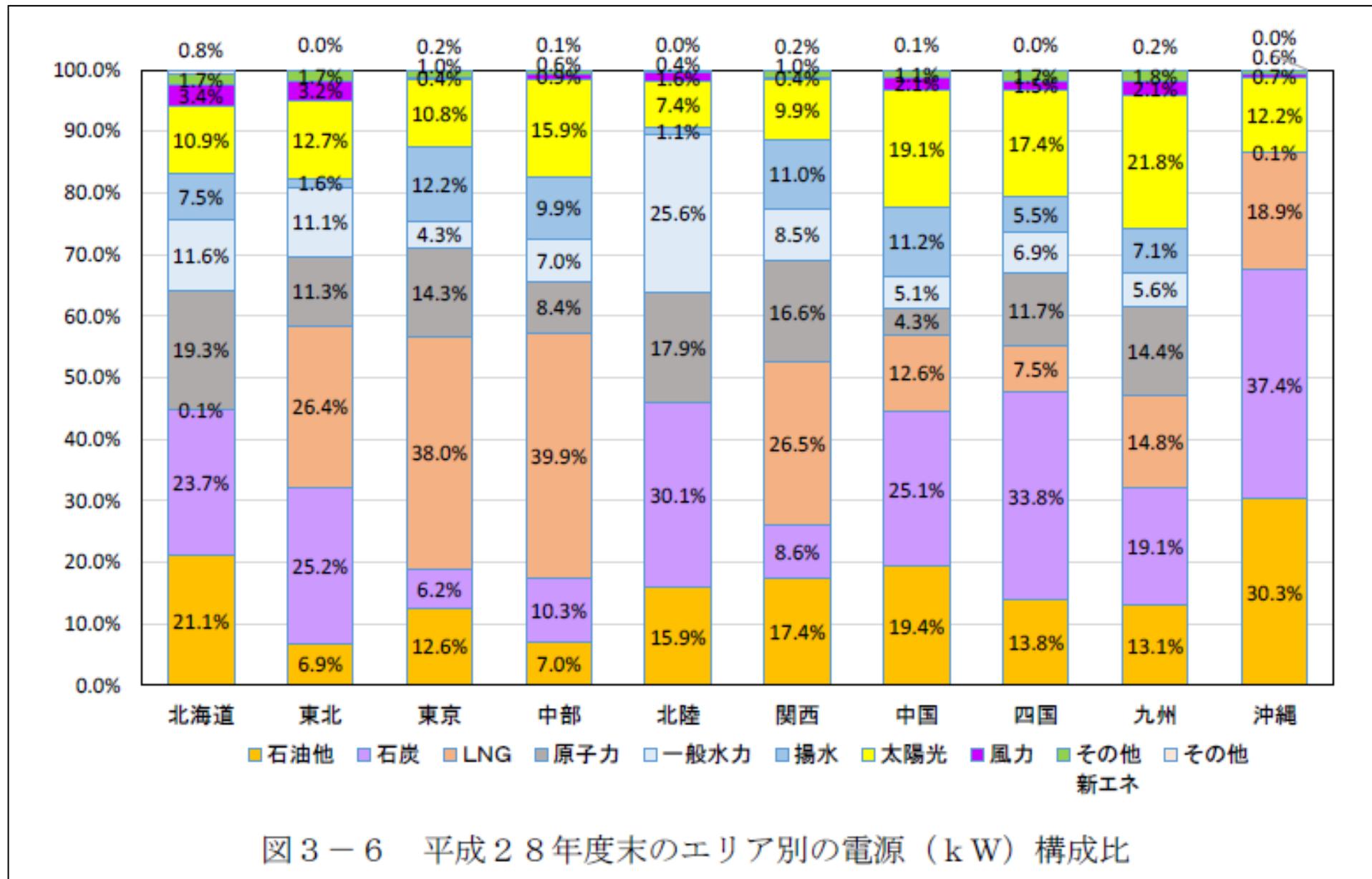


図3-6 平成28年度末のエリア別の電源 (kW) 構成比

(空白)

- 1年間(365日×48コマ)のデータにより、一般送配電事業者の上げ調整力必要量を算定した結果は以下のとおり。
 - ✓ 2016年7月～2017年6月のデータを使用。
 - ✓ 「残余需要予測誤差+2σ相当値」、「時間内変動+3σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定。
 - ✓ 残余需要予測誤差は+2σ相当値、時間内変動は+3σ相当値を使用しているため、一部の時間帯では、これ以上の上げ調整力が必要となる可能性がある。
 - ✓ 2016年度の調整力公募における電源 I 必要量である7%を超過した算定結果となる。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
上げ調整力必要量	13.2	10.3	8.1	10.1	8.3	7.5	9.8	11.2	12.2	10.1

※ エリアごとのH3需要に対する%値

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1, 2}	8.1	5.6	3.9	5.2	3.2	3.3	4.5	6.5	7.1	5.3
(ii) 時間内変動	3.8	3.3	2.8	3.7	3.9	3.0	4.1	3.5	3.8	3.5
(iii) 電源脱落	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
合計 (i)+(ii)+(iii)	13.2	10.3	8.1	10.1	8.3	7.5	9.8	11.2	12.2	10.1
【参考】ゼロ点補正量	-0.6	-1.3	-1.8	-0.3	-0.3	-0.5	-0.5	-1.0	-0.9	-0.8

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1, 2}	4.5	4.5	3.2	2.4	2.8	3.0	3.6	3.7	5.5	3.7
(v) FIT①予測誤差 ^{※2, 3}	4.2	3.8	3.0	5.1	2.0	2.1	3.9	5.4	7.2	4.1

※ エリアごとのH3需要に対する%値

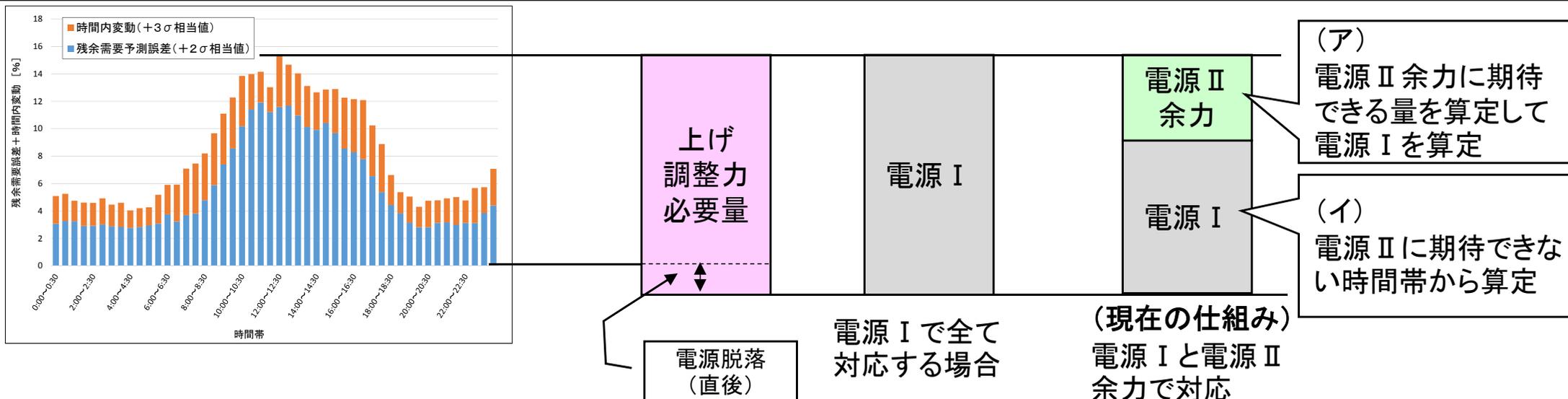
※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載

※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。

※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源 I とゲートクローズ後の電源 II 余力を活用して対応する仕組みである。
- そのため、年初に電源 I として公募する量は、実需給断面での運用において、一般送配電事業者が必要とする上げ調整力に対し、電源 II の余力に期待できる量がどの程度あるかをどう考えるかが重要である。
- 電源 II 余力に期待できる量を踏まえて電源 I 必要量を算定するには以下の方法が考えられる。
 - (ア) 各時間断面で電源 II に期待できる量がどの程度あるかを分析し、上げ調整力必要量から差し引き電源 I 必要量を算定する方法
 - (イ) 電源 II に期待できない時間帯の上げ調整力必要量が電源 I 必要量であるとする方法
- 電源 II 余力の量は市場での取引状況や運用状況に左右されるため、(ア)の方法のように上げ調整力必要量から電源 II に期待できる量を差し引くことにより電源 I 必要量を算定する方法が妥当かの判断は現時点では難しい。
- 各時間断面で電源 II に期待できる量の分析ができていない現時点においては、(イ)の方法で電源 I 必要量を算定することでどうか。また、2017年度に公募する電源 I 必要量の検討においては、残余需要が高い時間帯を電源 II に期待できない時間帯として評価することでどうか。
- ただし、(イ)の方法において電源 II に期待できるとした時間帯に、電源 II を活用できていたかなど今後確認していく必要があり、電源 II 余力が不足する状況とならないように一般送配電事業者運用状況を確認していくことが必要と考えられる。

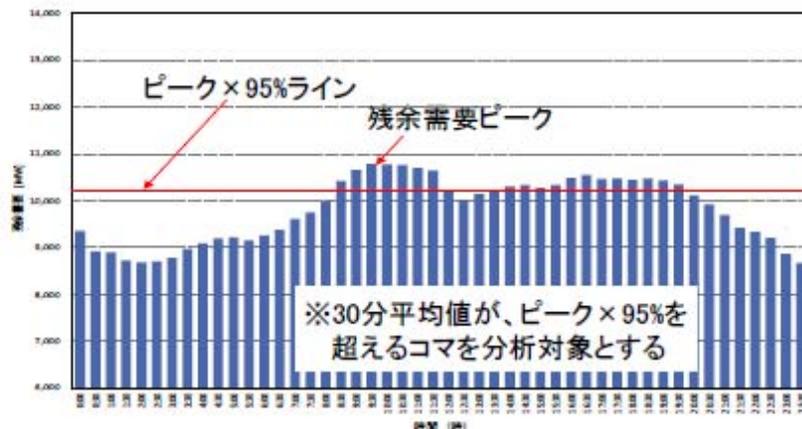


(空白)

① 残余需要がピークを下回っている時間帯について

50

- 2016年度は、残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できるものとし、電源Ⅱからの上げ調整力が得られない可能性が高い時間帯として残余需要がピークの95%以上の時間帯を対象として、2016年度は電源Ⅰの必要量を試算した。

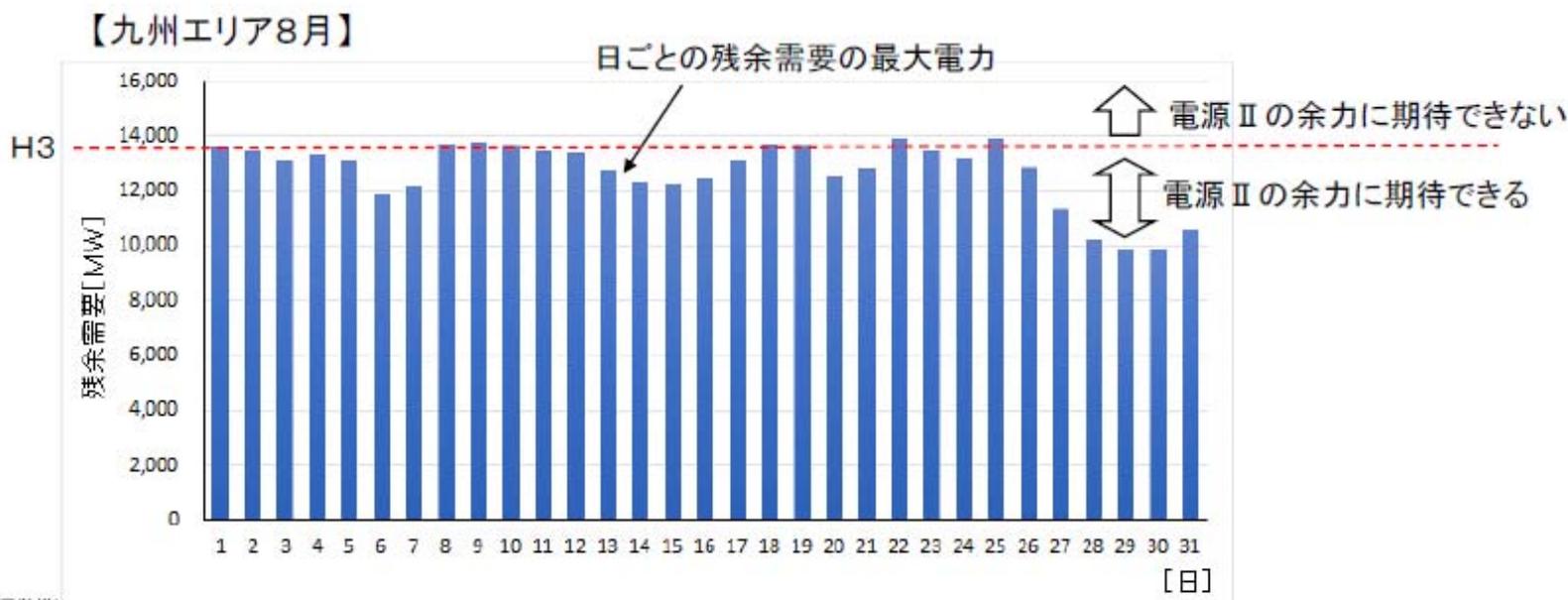


出所) 第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3-1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/files/chousei_jukyu_08_03_01.pdf

②ピーク需要がH3需要を下回っている日

59

- 2016年度は、全ての日を同等に扱い、誤差・変動量の統計処理を行い、電源Ⅰ必要量の試算を行った。
- 一方、月間においても需要は日々異なる。
- 需要が低い日に残余需要誤差が大きくなる可能性もあるが、H3需要に対して供給力を確保していることを考えると、需要が低い日には電源Ⅱの余力がより多くあると考えられる。
 ※需要が低い日には、小売電気事業者が補修作業を計画するなどにより、必ずしも電源Ⅱの余力が多いとは限らないことに留意が必要。
- 年初段階でH3需要に対して確保すべき電源Ⅰの量を検討するうえでは、電源Ⅱが十分に確保できている状況下においては需要が高い日の変動量で評価すべきではないか。



1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

② 沖縄エリア

2. 電源 I' 必要量について

3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

- 使用するデータについては以下のとおり。

今回集約したデータ

■ 使用データ: 対象期間 2016年4月～2017年6月

- 各一般送配電事業者から受領したデータ
需要実績値(30分値)、FIT①(RES※¹)電源前々日予測値(30分値)、FIT①(RES)電源実績値(30分値)、FIT③(RES)電源前日予測値(30分値)※²、FIT③(RES)電源実績値(30分値)※²、残余需要実績値(1分値)
- 各小売電気事業者から受領したデータ
小売電気事業者の1時間前計画値(30分値)

■ 算出方法

- 残余需要の時間内変動は以下のとおり算出
30分コマ内の最大値－30分平均値
- 残余需要の予測誤差は以下のとおり算出 (上げ調整力が必要な方向を正(+))とする)

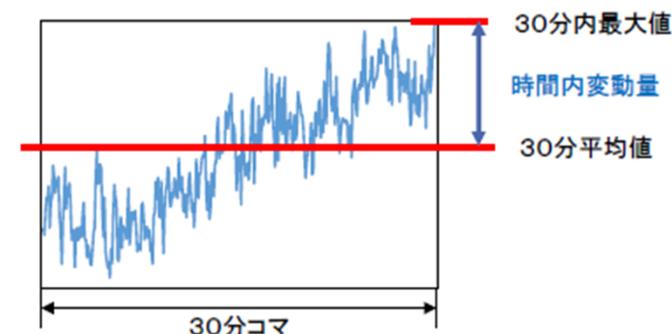
「需要予測誤差」－「再エネ予測誤差」

＝(「需要実績値(30分値)」－「小売電気事業者の1時間前計画値(30分値)」)

－(「FIT①(RES)電源実績値(30分値)」－「FIT①(RES)電源前々日予測値(30分値)」)

－(「FIT③(RES)電源実績値(30分値)」－「FIT③(RES)電源前日予測値(30分値)」)

【時間内変動量(残余需要増加時)のイメージ】



※1:再生可能エネルギー(Renewable Energy Sources)の略。ここでは太陽光発電+風力発電を指す。

※2:2017年4月からデータ受領

(参考) 想定需要について

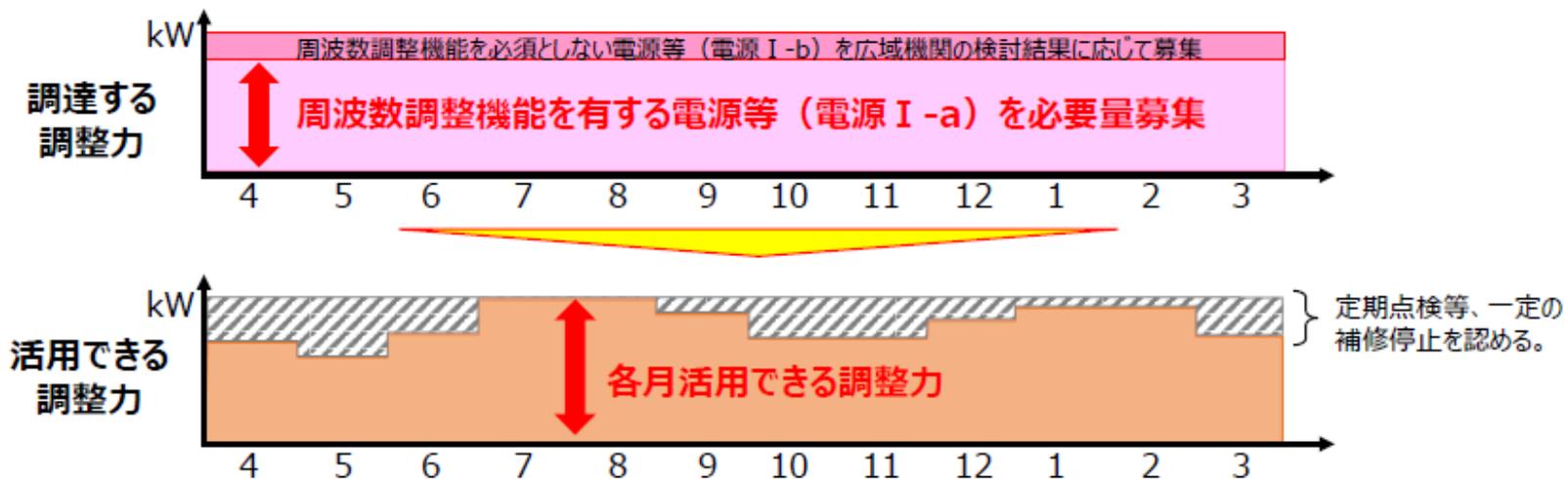
- 電源 I の募集については、各一般送配電事業者が長期(年間)をベースに募集し、各月の必要量を確保できる範囲内で定期点検等、一定の補修停止を認めることとしている。
- そのため、電源 I 必要量の算定に当たっては、各エリアのH3需要に対する%値として算出するものとする。
- H3需要には以下に示す平成28年度供給計画の第1年度における想定需要(以下、「エリアごとのH3需要」という)を用いるものとする。

(単位:MW)

北海道*	東北*	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
5,100	13,530	52,470	24,280	4,950	26,340	10,560	5,040	15,180

※冬季の値

【調達のイメージ】



出所) 制度設計専門会合(第9回) 資料6-1

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/009_06_01.pdf

(空白)

■ 沖縄以外の9エリアについて、以下のケースで電源 II に期待できない時間帯の上げ調整力必要量を電源 I 必要量として算定を行った。

- ✓ 対象データ:2016年7月～2017年6月 (至近1年間のデータを使用)※1
- ✓ 「時間内変動+3σ相当値」、「残余需要誤差+2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
- ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
- ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
- ✓ FIT①の再エネ予測は前々日予測値を使用

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000	730	約300	72

- ※1 データは2016年4月～2017年6月があるが春の評価だけ2年分となると春の影響を強く受けた結果になることを回避すること、および春の誤差は各エリアとも小さくなる傾向があったことから至近1年のデータを用いることとした。
- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力で対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源 I において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源 II の余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源 I だけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源 II の余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

- 沖縄以外の9エリアの試算結果は下表のとおり。
- ケース2とケース4のようにピーク2コマを対象とすることにより、残余需要のピーク時間帯である日没後の変動を対象となることが多くなる。そのため、再エネの影響が小さくなることにより算定値が小さくなると考えられ、分析対象コマの少ないケース4の算定値が小さくなる傾向がうかがえる。
- ケース3とケース4のように各月の残余需要の高い日を対象とすることにより、電源 II 余力に期待できない可能性が高い時間帯の変動を対象にできると考えられるが、データ数が少なくなることから特異なデータの影響を受けている可能性も考えられる。

	対象日	対象コマ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク※1の95%以上	12.1	10.3	7.4	9.4	8.0	7.0	8.5	8.3	9.0	8.9
ケース2	365日	ピーク※1 2コマ	10.8	9.8	6.1	8.9	7.3	5.7	8.6	6.0	7.7	7.9
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1の95%以上	9.6	10.5	8.4	9.3	8.1	6.4	8.5	9.4	9.1	8.8
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1 2コマ	8.5	8.4	6.5	7.5	7.0	5.8	7.8	6.6	6.4	7.2
【参考】	365日	全時間帯	13.2	10.3	8.1	10.1	8.3	7.5	9.8	11.2	12.2	10.1

※1 残余需要ピーク

※ エリアごとのH3需要に対する%値

注)第20回委員会資料では残余需要予測誤差の平均値をゼロ点補正量としていたが、小売需要予測誤差の平均値をゼロ点補正量とするよう修正

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1, 2}	7.3	6.5	4.1	5.8	3.9	3.8	4.4	5.1	5.6	5.1
(ii) 時間内変動	3.5	2.4	2.0	2.4	2.9	2.0	3.0	2.1	2.2	2.5
(iii) 電源脱落	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
合計 (i)+(ii)+(iii)	12.1	10.3	7.4	9.4	8.0	7.0	8.5	8.3	9.0	8.9
【参考】ゼロ点補正量	-0.3	-1.5	-2.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-1.5	-0.5	-0.8

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1, 2}	5.5	4.9	3.4	2.7	2.8	3.3	3.5	3.8	4.0	3.8
(v) FIT①予測誤差 ^{※2, 3}	3.9	4.1	3.8	5.7	2.9	2.8	3.0	3.5	4.6	3.8

注) (iii) について、電源の稼働状況に合わせ数字を修正
 (v) について、第20回委員会資料ではゼロ点補正をしていたが、ゼロ点補正をしないよう修正

- ※ エリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。
- ※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1, 2}	6.2	5.6	3.3	4.8	3.6	3.2	3.8	3.3	3.8	4.2
(ii) 時間内変動	3.2	2.8	1.4	2.9	2.5	1.4	3.6	1.5	2.6	2.4
(iii) 電源脱落	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
合計 (i)+(ii)+(iii)	10.8	9.8	6.1	8.9	7.3	5.7	8.6	6.0	7.7	7.9
【参考】ゼロ点補正量	-0.2	-1.7	-1.9	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	-1.6	-0.5	-0.7

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1, 2}	5.2	4.6	3.0	2.8	2.7	2.9	3.3	3.3	4.0	3.5
(v) FIT①予測誤差 ^{※2, 3}	2.8	3.9	3.2	5.6	2.9	2.8	2.8	3.0	1.2	3.1

注) (iii)について、電源の稼働状況に合わせ数字を修正
 (v)について、第20回委員会資料ではゼロ点補正をしていたが、ゼロ点補正をしないよう修正

- ※ エリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。
- ※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1, 2}	5.3	6.8	5.2	5.5	4.1	3.5	4.8	6.4	5.8	5.3
(ii) 時間内変動	2.9	2.3	1.8	2.6	2.8	1.7	2.5	1.8	2.1	2.3
(iii) 電源脱落	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
合計 (i)+(ii)+(iii)	9.6	10.5	8.4	9.3	8.1	6.4	8.5	9.4	9.1	8.8
【参考】ゼロ点補正量	0.8	-0.6	-1.6	0.1	-0.4	0.2	0.5	-1.2	-0.4	-0.3

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1, 2}	4.2	5.7	4.4	2.9	3.3	3.9	3.6	3.7	3.9	4.0
(v) FIT①予測誤差 ^{※2, 3}	2.7	4.1	3.1	6.6	4.2	2.5	3.3	6.1	4.7	4.1

注) (iii)について、電源の稼働状況に合わせ数字を修正
 (v)について、第20回委員会資料ではゼロ点補正をしていたが、ゼロ点補正をしないよう修正

- ※ エリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。
- ※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1, 2}	5.3	4.9	4.3	4.6	3.5	3.3	4.5	4.0	3.2	4.2
(ii) 時間内変動	1.8	2.1	0.9	1.7	2.3	1.2	2.1	1.4	1.9	1.7
(iii) 電源脱落	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
合計 (i)+(ii)+(iii)	8.5	8.4	6.5	7.5	7.0	5.8	7.8	6.6	6.4	7.2
【参考】ゼロ点補正量	0.8	-1.1	-1.6	0.0	-0.3	0.3	0.5	-1.1	0.3	-0.2

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1, 2}	4.5	3.9	3.6	3.2	2.1	3.1	3.5	3.5	4.9	3.6
(v) FIT①予測誤差 ^{※2, 3}	1.1	2.2	2.4	7.2	4.7	2.3	3.2	2.8	1.7	3.1

注) (iii)について、電源の稼働状況に合わせ数字を修正
 (v)について、第20回委員会資料ではゼロ点補正をしていたが、ゼロ点補正をしないよう修正

- ※ エリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。
- ※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

② 沖縄エリア

2. 電源 I' 必要量について

3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

(空白)

- 至近1年間の電源Ⅱに期待できない時間帯を対象とした変動実績等の分析により、電源Ⅰ必要量の算定を行った。まだ1年分とサンプル数が少ないことから特異なデータの影響を受けたり、対象とした時間帯に偶然変動量が少なかった可能性も考えられる。また、公募調達した調整力による運用が始まったのは2017年4月からであり、電源Ⅱの活用状況の分析が十分にできていないことから、どのケースが定かか決めるのは現時点では難しく、複数のケースのデータを参照しながら公募調達する電源Ⅰ必要量を考える必要があるか。
 - ※ 今後、太陽光発電の増加等に伴い変動量が増加する場合には、一般送配電事業者が必要とする調整力の量が増えるため、電源Ⅱに期待できるとした時間帯の運用状況について、一般送配電事業者への聴き取りを行うなどにより把握していくことが必要。
- より高需要の時間帯に絞り込んだケースから電源Ⅰは少なくともH3需要に対して7%程度必要であると考えられる。一方で、7%を超過する値も見られるが、公募調達した調整力による運用が始まった2017年4月から現時点まで7%の電源Ⅰで運用されてきた実態があり、電源Ⅱ余力を活用できる分も含まれている可能性がある。
 - ※ 各エリアの変動量が大きい時間帯の需給状況から、需要が想定より低く十分な供給力を確保して運用されていたことを確認した。
 - ※ 冬季ピークのエリアがあることに留意は必要だが、各エリアで予備力を確保できており、仮に電源脱落等が発生したとしても対応可能な状況であった。
- ケースによって、北海道・東北エリアの必要量がやや高い値となっているが、小売需要予測誤差が再エネ予測誤差より大きい傾向にあり、残余需要予測誤差のうち小売需要予測誤差による影響を受けていると考えられる。小売需要予測誤差が他エリアと同程度になれば、必要量も概ね同程度になると見込まれることから、これをもってこのエリアに特段の対応が必要とまでは言えないのではないか。
- 以上より、今回の算定結果をもって2017年度に公募する電源Ⅰ必要量を、昨年度公募した7%から見直す必要があるとまで言えないのではないか。

- なお、一般送配電事業者の上げ調整力は、ゲートクローズ時点において、小売電気事業者が必要な供給力を確保していることが前提となっており、前日時点での小売電気事業者の予備力に係る考え方やその水準については、電力・ガス取引監視等委員会および資源エネルギー庁において確認しているところである。

- 以上のことから、以下のことを条件に2017年度の調整力公募における電源Ⅰ必要量を2016年度と同様に全エリア一律で「**電源Ⅰ必要量=最大3日平均電力 × 7%**」とすることでどうか。
 - ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては平成29年度供給計画の第2年度における想定需要とする(以下、「**平年H3需要**」という)。
- なお、調整力検討のために、データの蓄積・分析は継続的に行うものとする。

(考慮すべき条件)

- 電源Ⅱ余力に期待できることを前提に電源Ⅰ必要量を決定するため、2016年度から公募が始まったことも踏まえると電源Ⅱの確保量がどのように推移するかは注視が必要な状況であり、2017年度の公募において電源Ⅱの確保量が極端に減少するエリアがある場合には、追加公募等の必要性を検討する。
- 電源Ⅱ余力に期待した調整力確保に問題が認められる時は、一般送配電事業者等から状況を聴き取り、速やかに追加公募等の必要性を検討する。
- 仮に、調整力不足の発生または発生のおそれがある場合には、電源Ⅲへの給電指令や他エリアからの応援融通などにより対応することとなる。
 - このような事象が生じた場合は、原因が調整力不足によるものかを分析し、調整力不足と判断される場合には、速やかに追加公募等の検討を行う。
 - ※ 運用上実施可能な方法として記載したものであるが、電源Ⅲへの給電指令や他エリアからの応援融通は基本的には発生しないようにすべきであり、発生した場合は速やかな対応が必要。

(空白)

エリア	年月日	時刻	残余需要予測誤差 +時間内変動 (%) ^{※1}	該当月のH3需要 (第1年度計画需要, MW)	①エリア需要実績 (当該時間, MW) ^{※2}	②ピーク時供給力 (MW) ^{※2}	予備率実績 (②-①)/① ^{※2}	
北海道	最大	2016/7/6	12:00 ~ 12:30	21.6	4,160	3,298	4,613	39.9
	次点	2017/4/18	9:30 ~ 10:00	17.8	4,130	3,866	4,803	24.2
	次々点	2016/7/5	11:00 ~ 11:30	16.0	4,160	3,506	4,661	32.9
東北	最大	2017/1/16	12:00 ~ 12:30	14.7	13,530	12,588	16,497	31.1
	次点	2017/1/14	12:00 ~ 12:30	13.4	13,530	13,101	16,046	22.5
	次々点	2017/3/21	12:00 ~ 12:30	12.4	12,530	10,368	14,345	38.4
東京	最大	2017/3/23	12:00 ~ 12:30	11.0	44,270	35,081	43,068	22.8
	次点	2017/3/27	12:00 ~ 12:30	10.7	44,270	42,846	47,600	11.1
	次々点	2017/3/14	12:00 ~ 12:30	10.5	44,270	38,947	45,238	16.2
中部	最大	2016/9/8	16:00 ~ 16:30	19.1	22,780	20,723	22,309	7.7
	次点	2017/3/23	10:00 ~ 10:30	16.1	21,000	19,099	21,101	10.5
	次々点	2016/9/28	12:00 ~ 12:30	13.1	22,780	19,024	22,192	16.7
北陸	最大	2016/11/17	12:00 ~ 12:30	8.2	4,170	3,781	4,740	25.4
	次点	2016/7/4	12:00 ~ 12:30	8.0	4,950	3,693	4,935	33.6
	次々点	2017/4/17	12:30 ~ 13:00	7.9	3,980	3,179	4,287	34.9
関西	最大	2017/2/1	12:00 ~ 12:30	11.6	24,770	19,240	26,031	35.3
	次点	2017/1/8	10:30 ~ 11:00	8.9	24,770	17,719	22,296	25.8
	次々点	2016/7/25	12:00 ~ 12:30	8.7	26,340	20,328	25,588	25.9
中国	最大	2017/2/1	11:00 ~ 11:30	16.0	9,970	9,330	10,972	17.6
	次点	2017/3/1	13:30 ~ 14:00	14.5	8,960	8,154	9,998	22.6
	次々点	2017/3/18	14:30 ~ 15:00	14.4	8,960	6,995	9,020	28.9
四国	最大	2017/2/1	12:00 ~ 12:30	18.6	4,660	3,797	4,634	22.0
	次点	2017/3/23	12:00 ~ 12:30	15.8	4,070	3,363	5,377	59.9
	次々点	2016/12/9	10:00 ~ 10:30	14.0	4,660	3,787	4,190	10.6
九州	最大	2017/3/1	12:00 ~ 12:30	24.3	12,300	10,708	13,804	28.9
	次点	2017/6/22	13:30 ~ 14:00	21.6	12,120	10,645	12,899	21.2
	次々点	2016/11/15	12:00 ~ 12:30	17.7	11,650	9,375	12,872	37.3

※1 電源脱落とゼロ点補正は考慮しない、エリアごとのH3需要に対する%値。なお、重複日の値は除外した。 ※2 広域機関HPの系統情報サービスの速報値を使用

- 平成29年度供給計画における平成30年度のエリア別予備率および予備率が8%に満たないエリアについて、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮した場合の予備率は以下のとおり。

平成30年度 予備率見通し(夏季:8月、送電端)

連系線・他エリア 余力考慮	なし	あり
北海道	20.3%	20.3%
東北	18.4%	11.6%
東京	6.3%	8.0%
東日本 3社計	9.4%	9.4%
中部	9.9%	9.9%
北陸	11.6%	11.6%
関西	9.8%	9.8%
中国	21.1%	21.1%
四国	35.7%	35.7%
九州	11.9%	11.9%
中西日本 6社計	13.2%	13.2%
9社合計	11.5%	11.5%
沖縄	53.5%	53.5%
10社合計	11.9%	11.9%

平成30年度予備率見通し(冬季:1月、送電端)

北海道	21.3%
東北	16.2%

※ 冬季ピークのエリアのみ

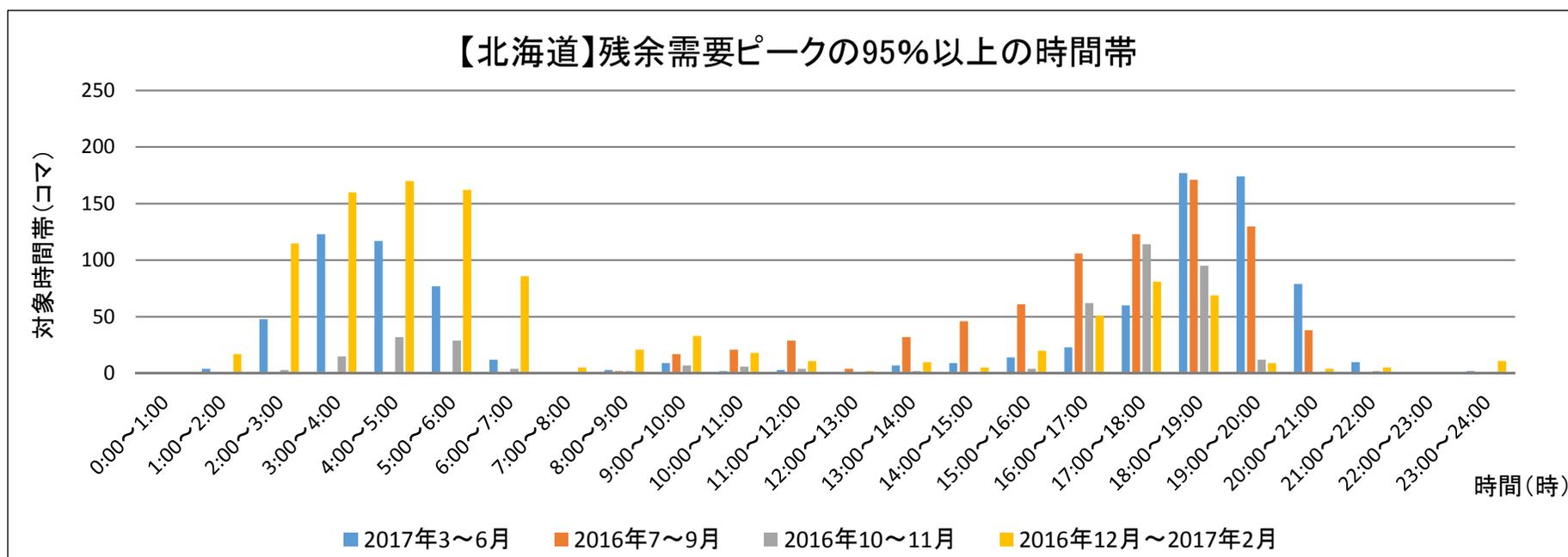
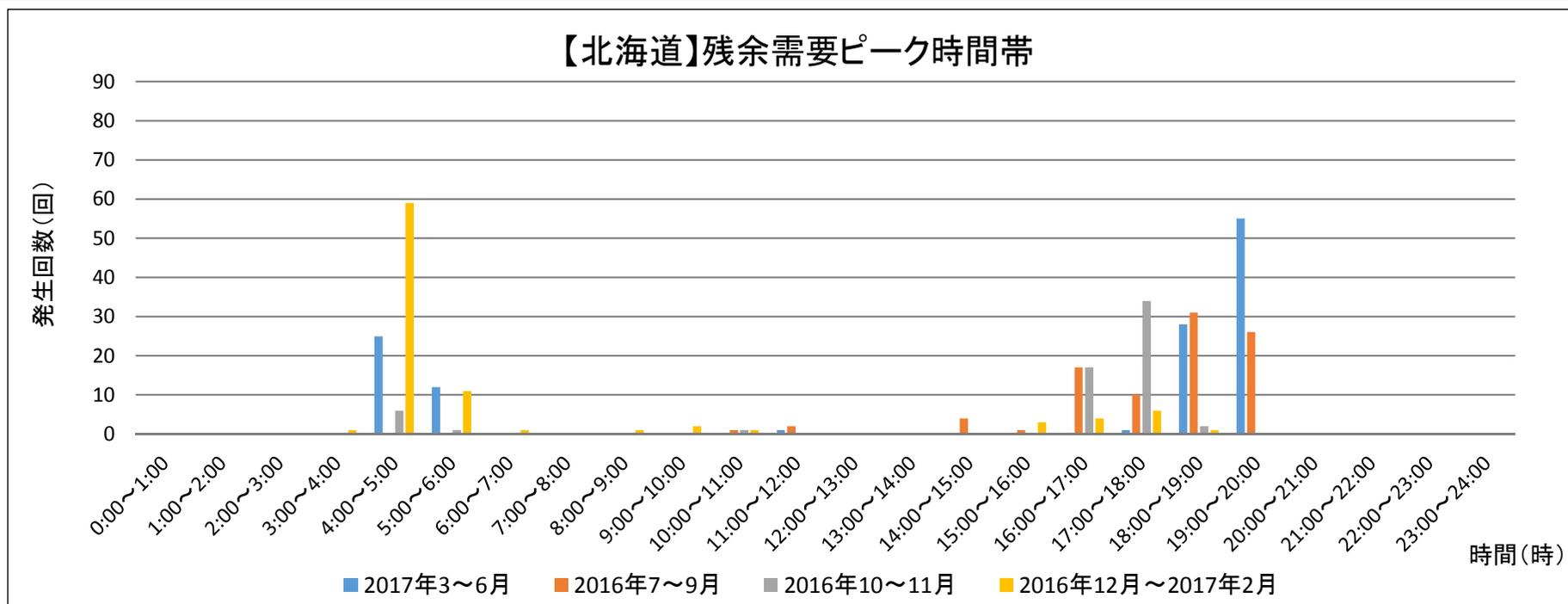
8%未満

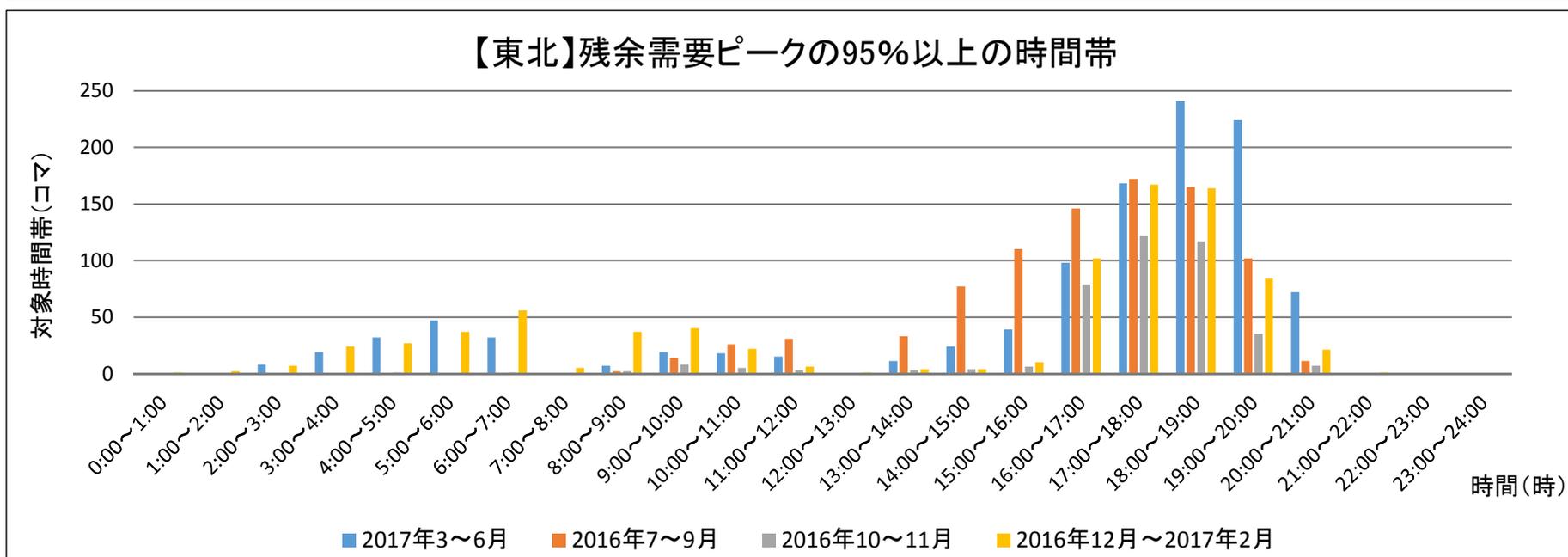
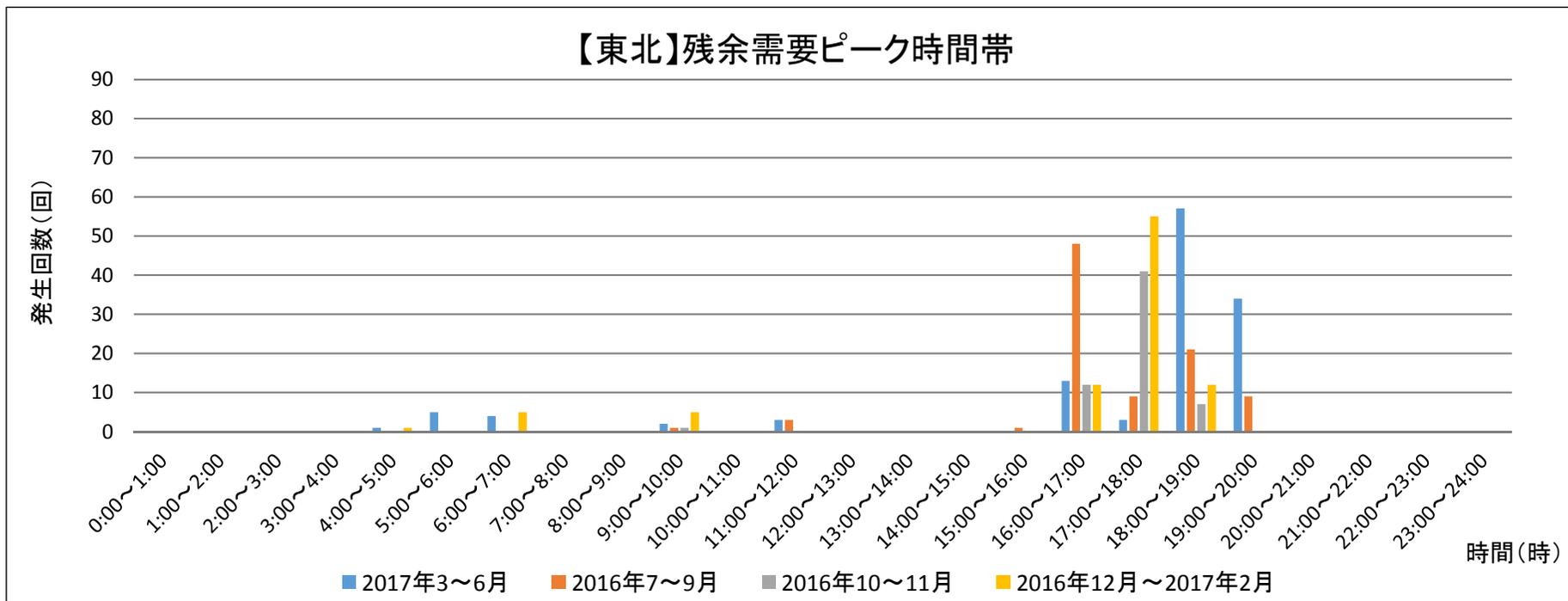
8%以上に改善

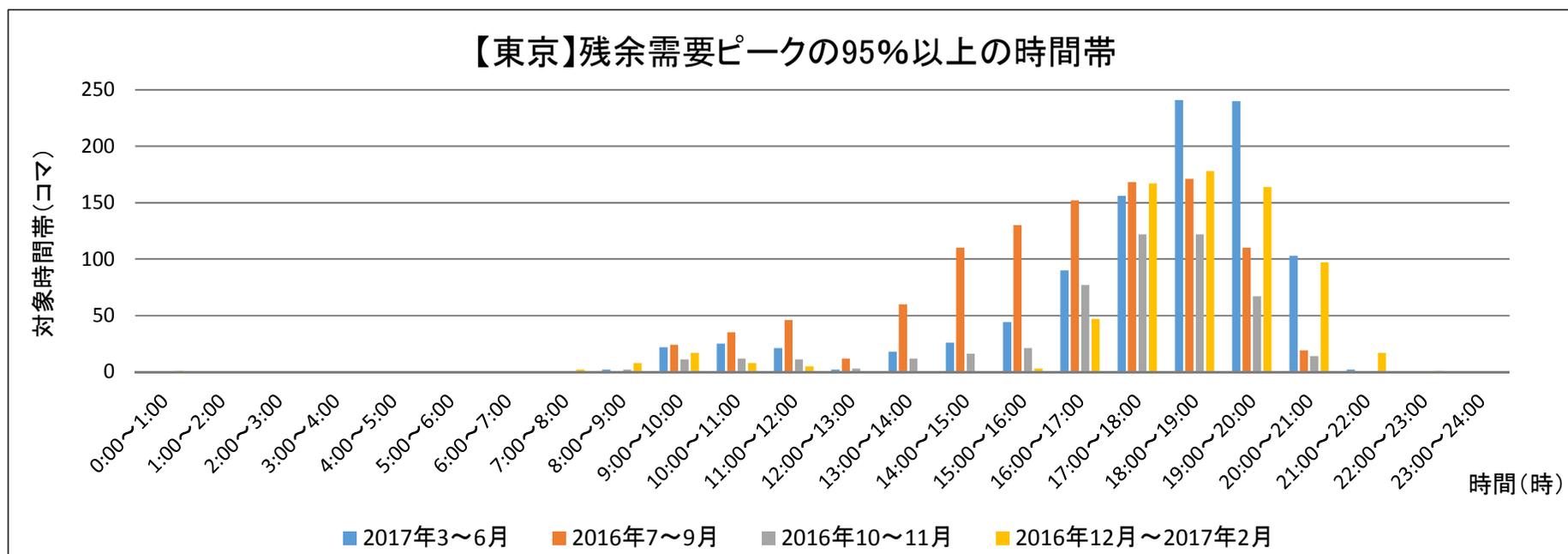
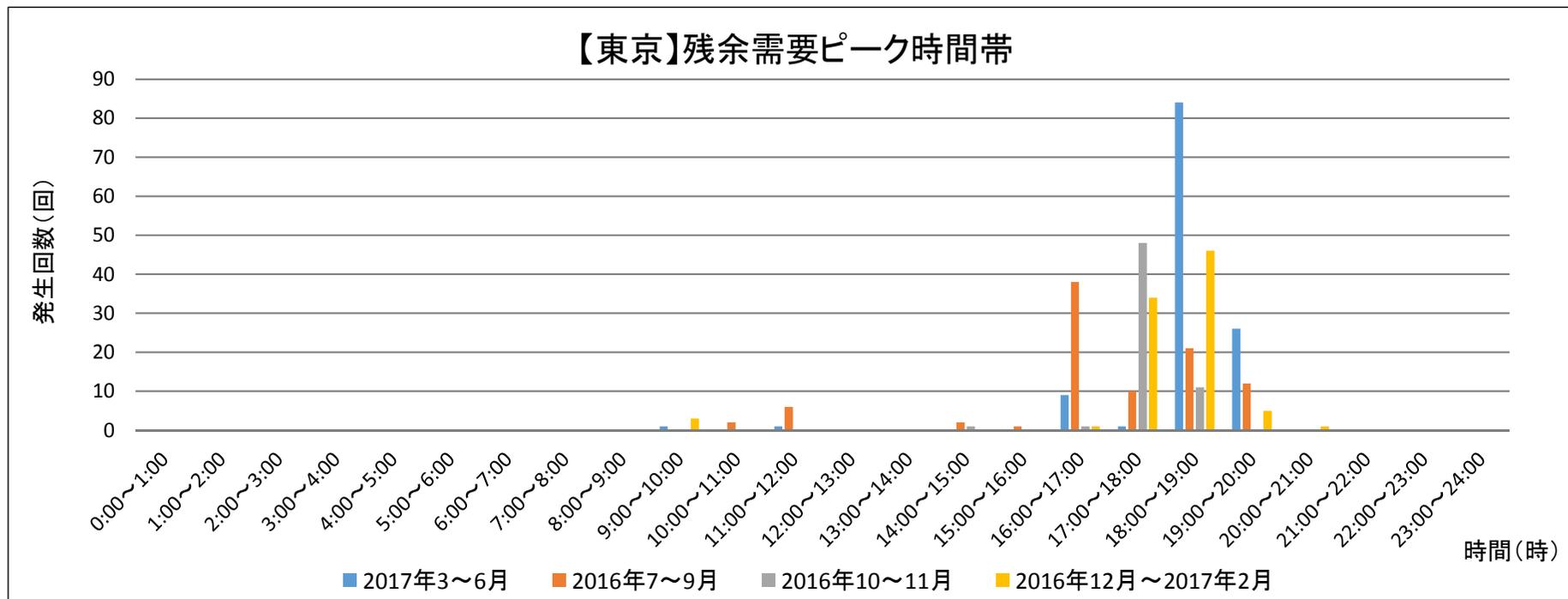
応援したエリア

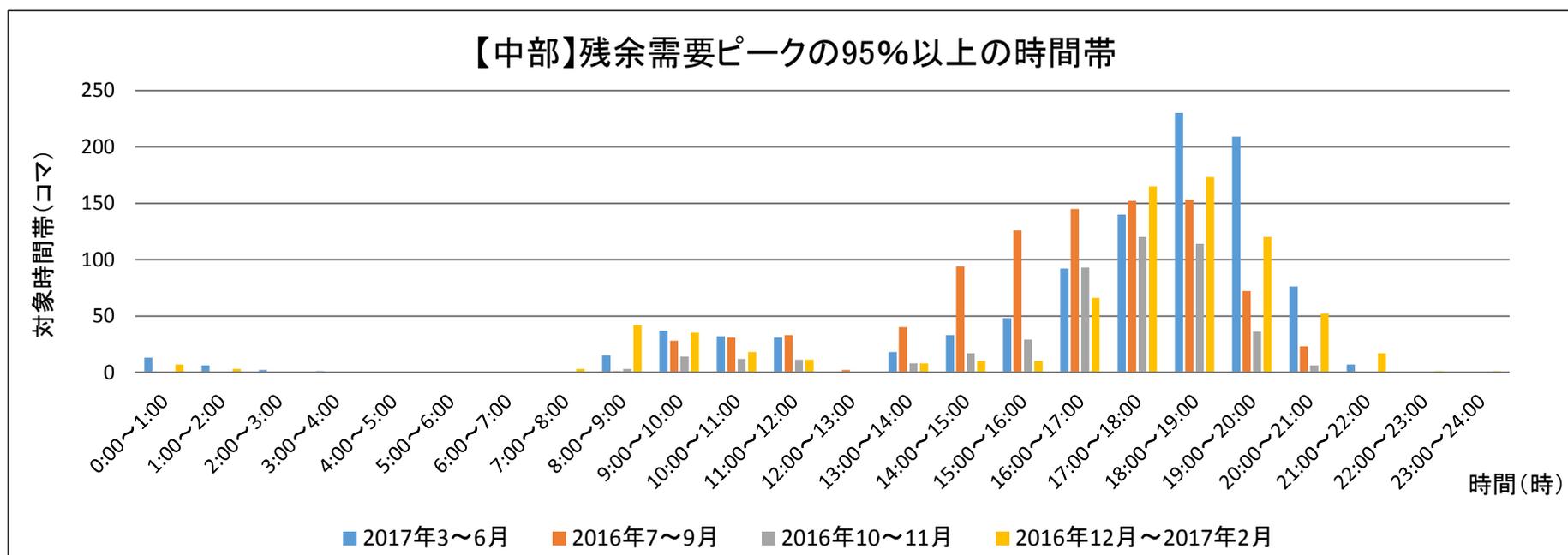
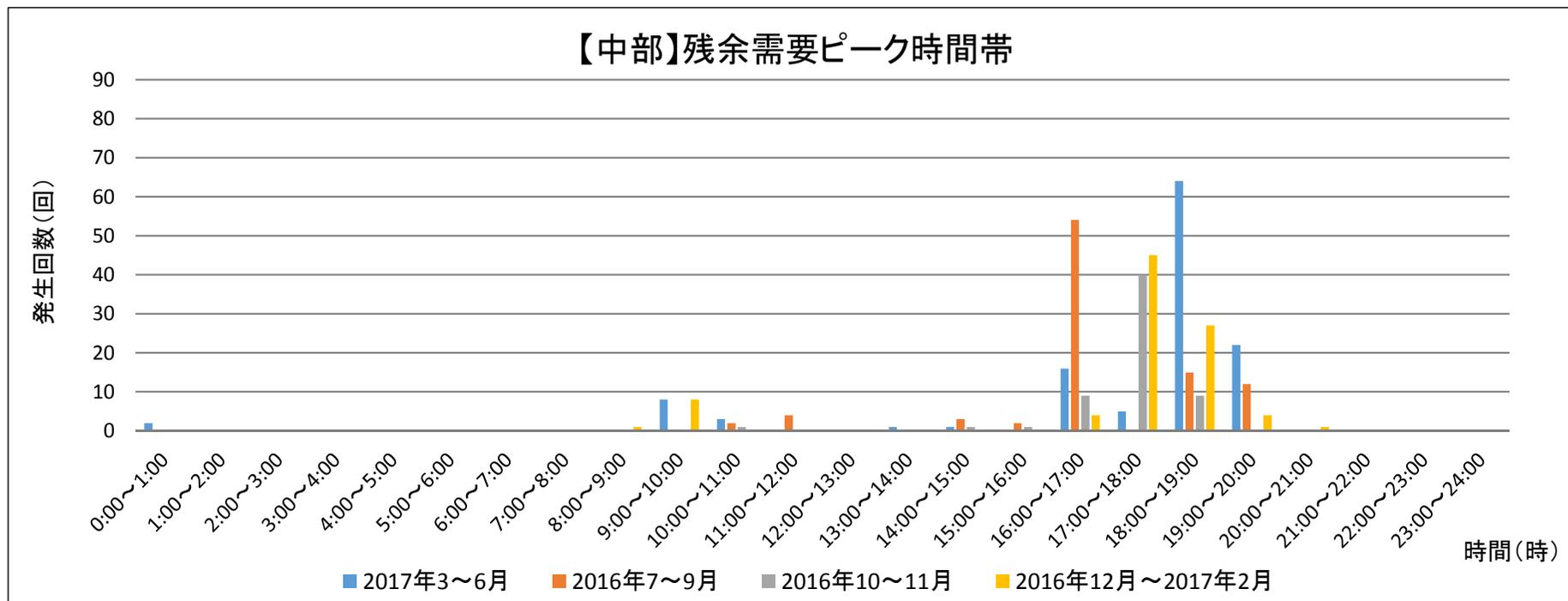
出所)平成29年度供給計画取りまとめ

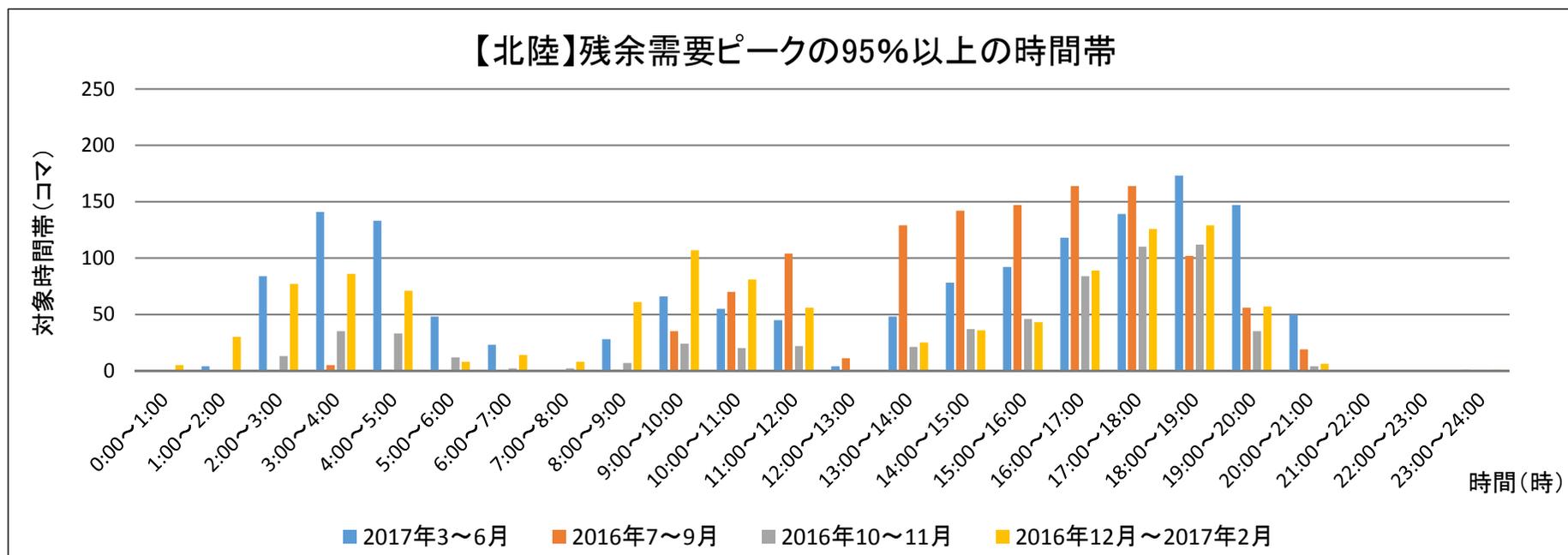
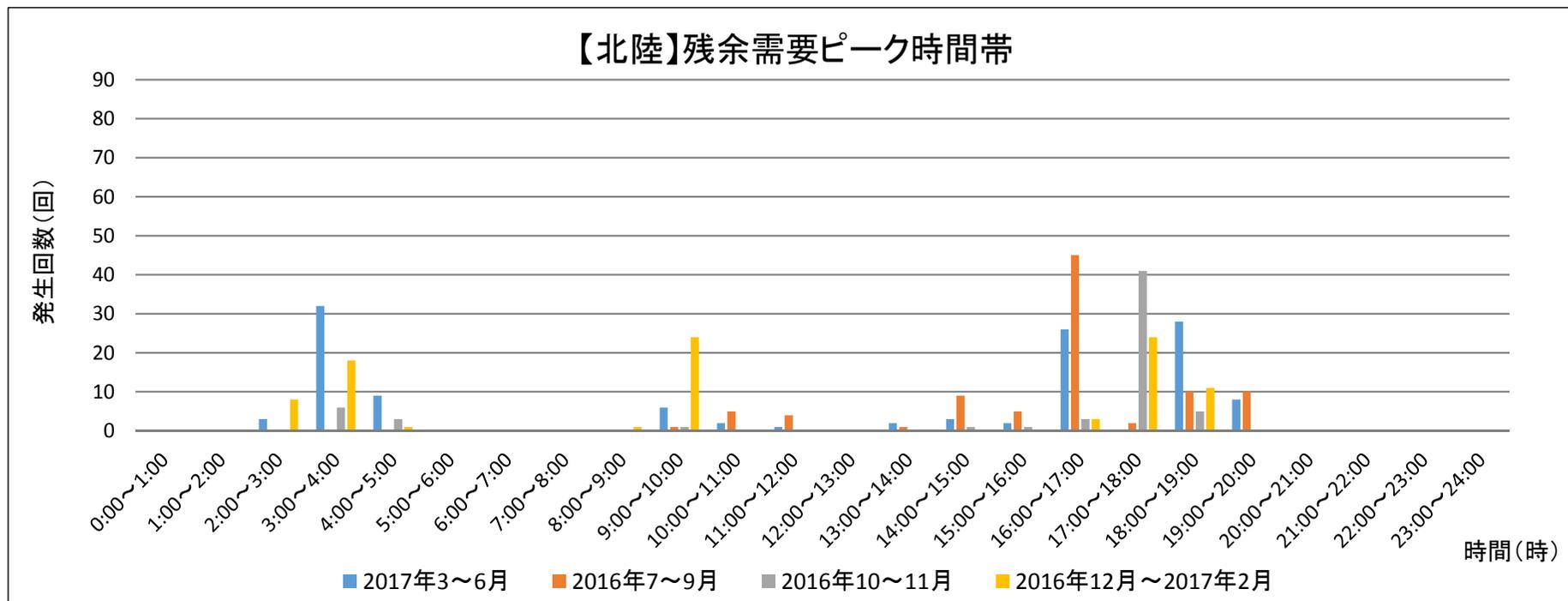
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/170330_kyokyukeikaku_torimatome.html

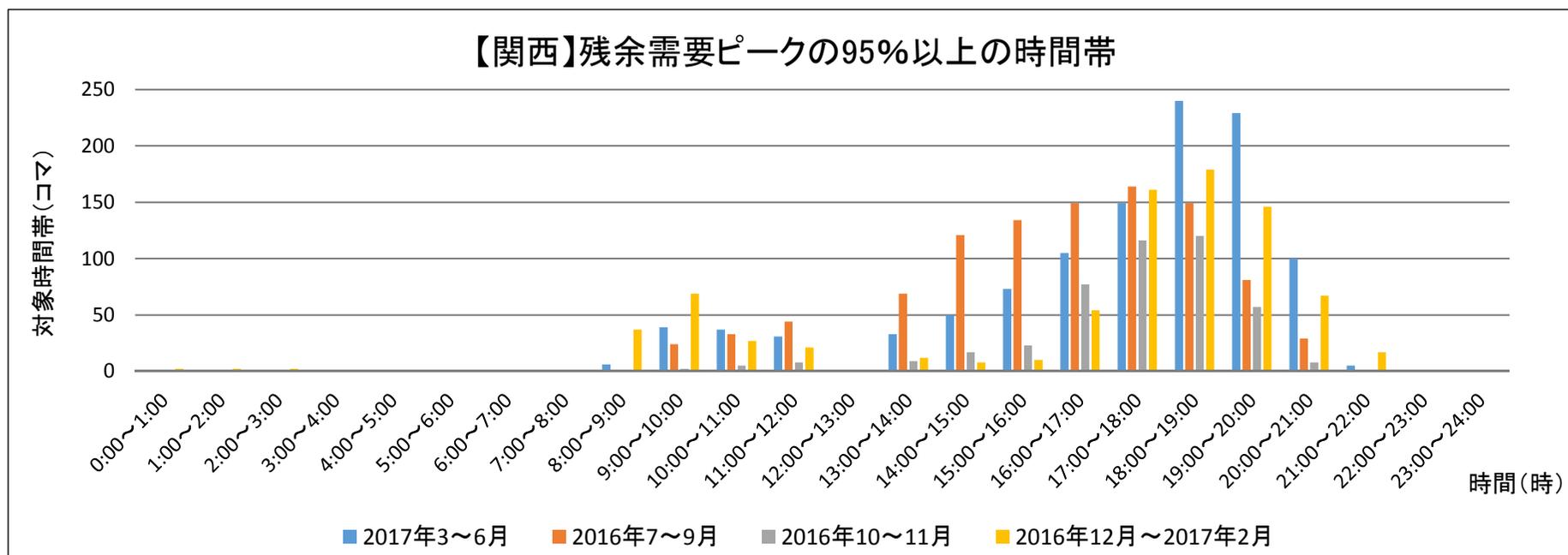
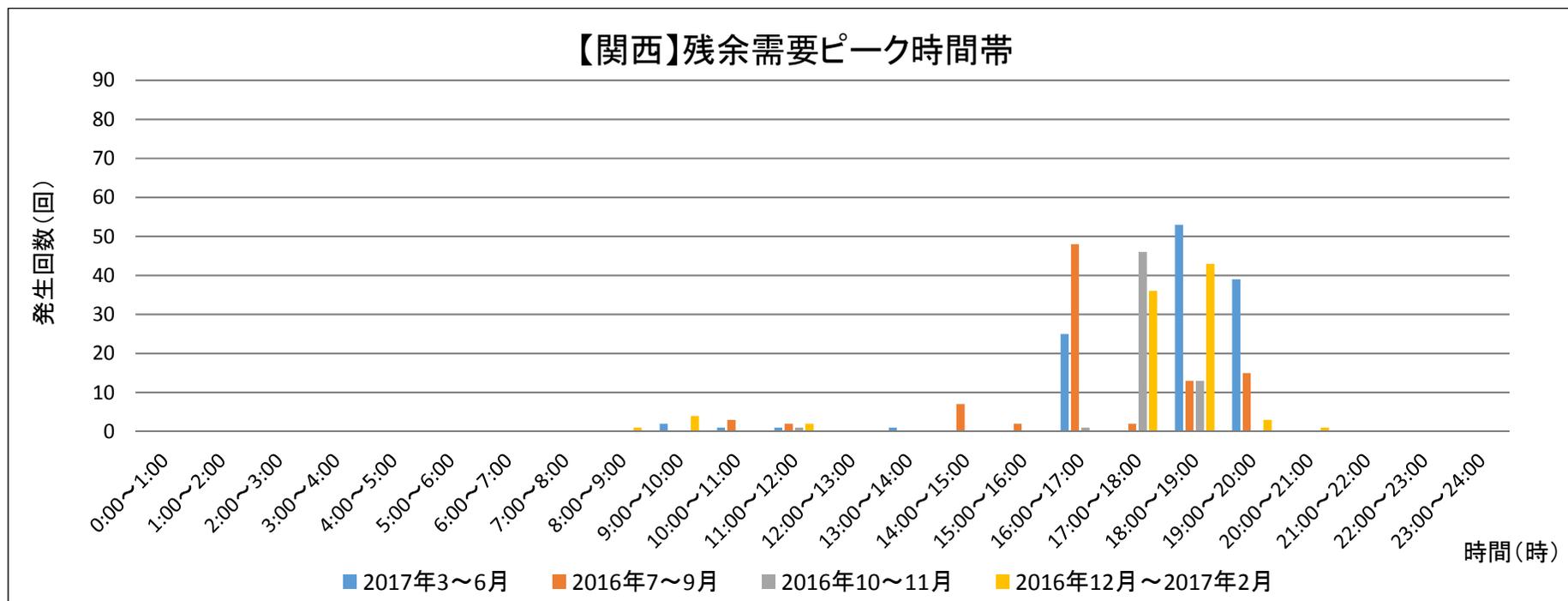


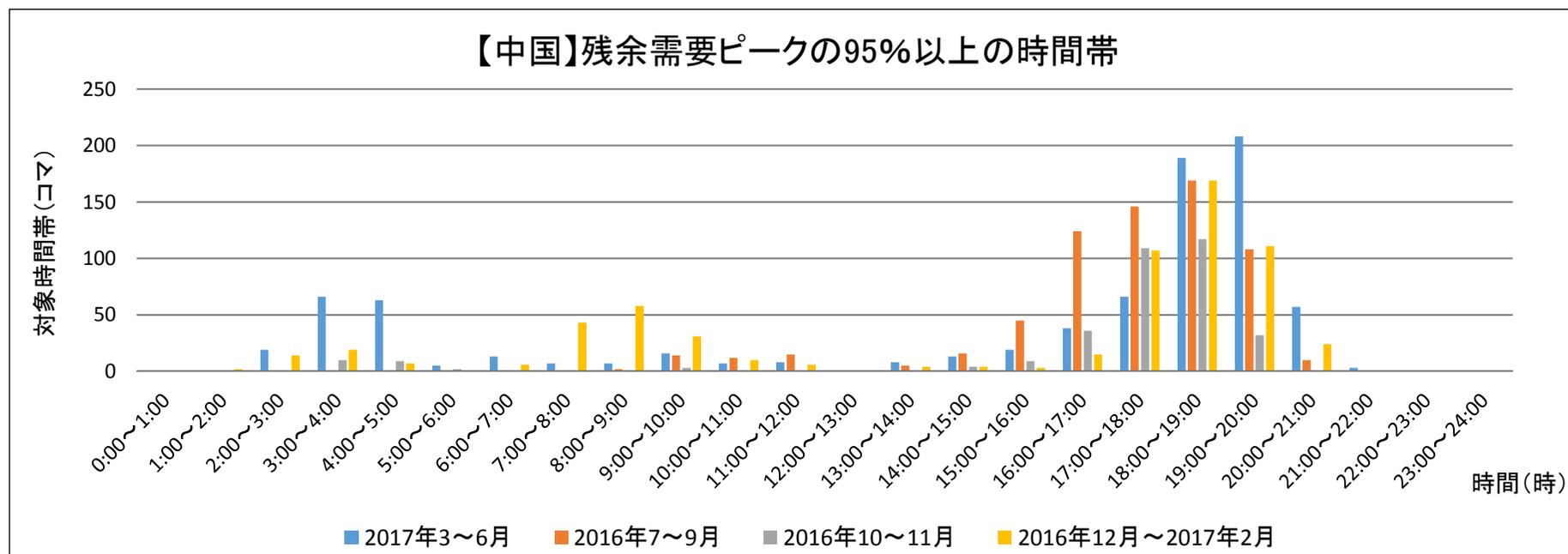
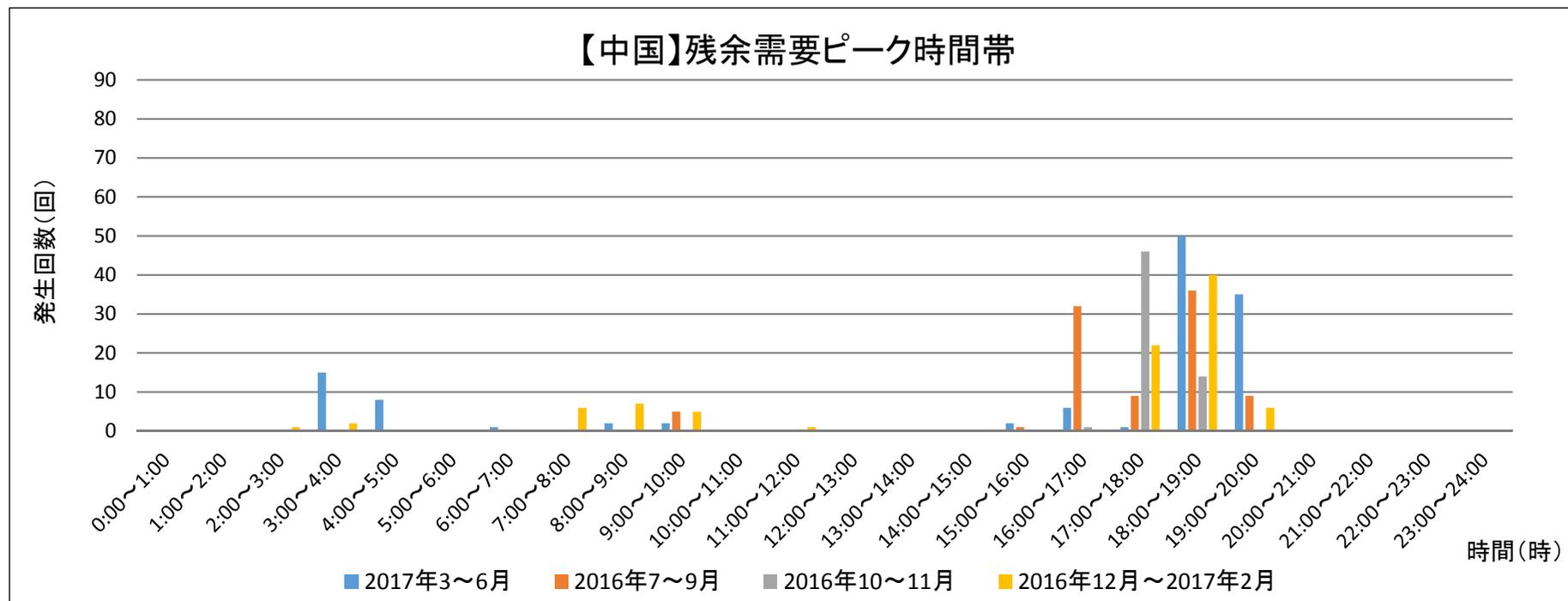


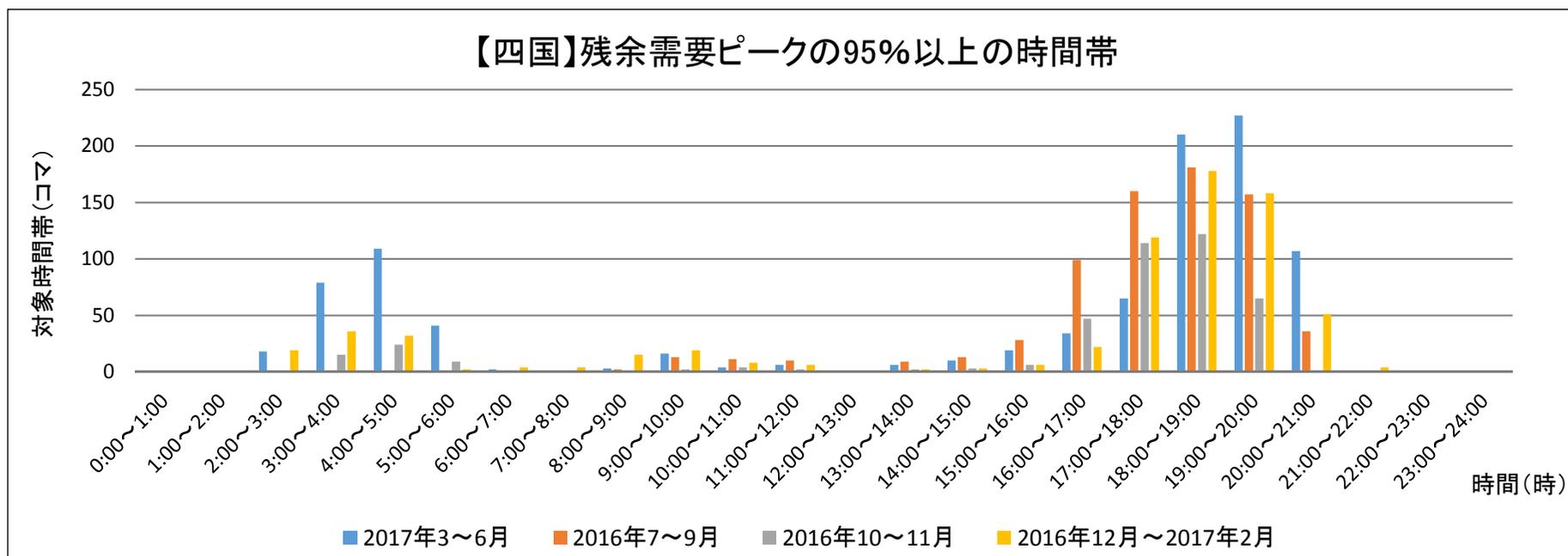
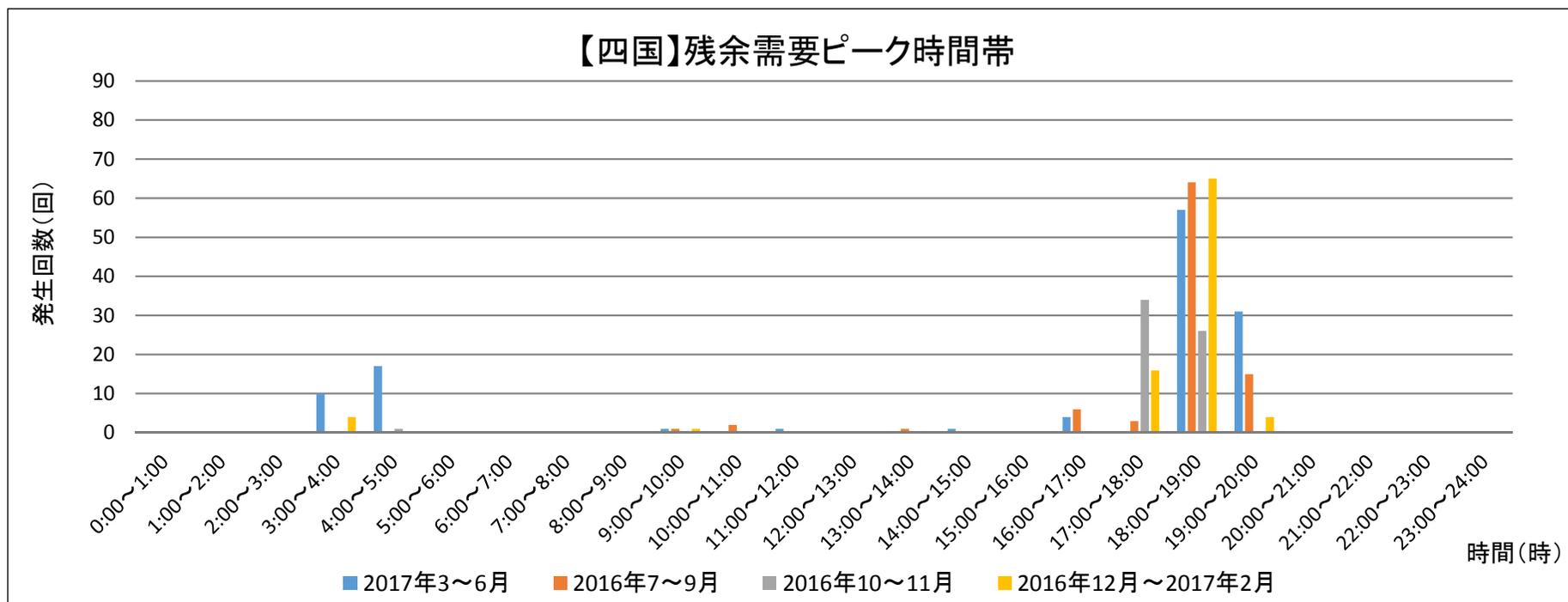


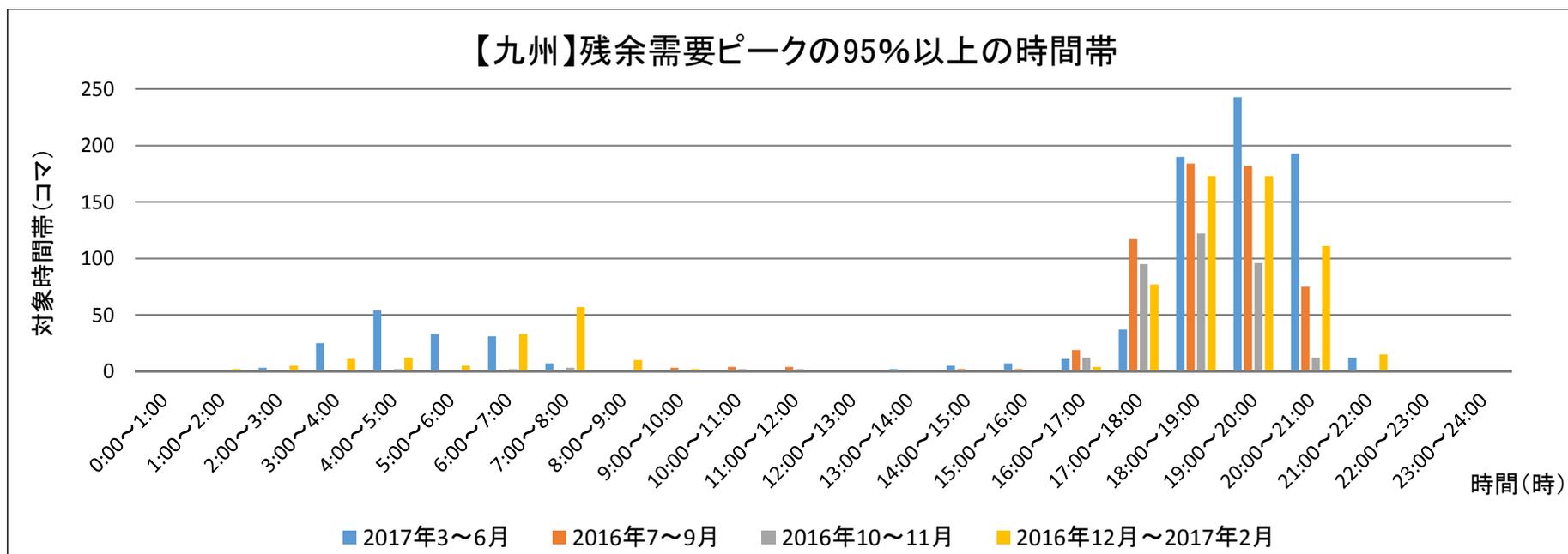
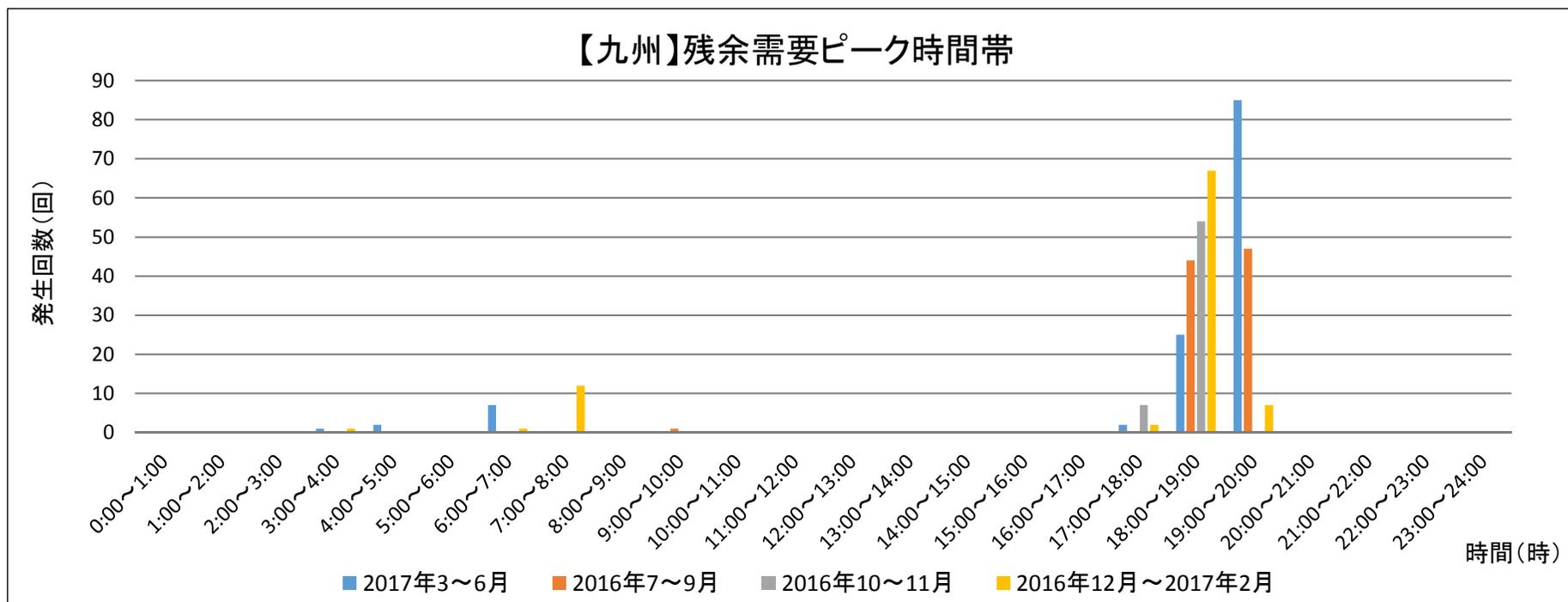












(空白)

1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

② 沖縄エリア

2. 電源 I' 必要量について

3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

- 2016年度は、沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者(沖縄電力)が算出する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量とすることとした。

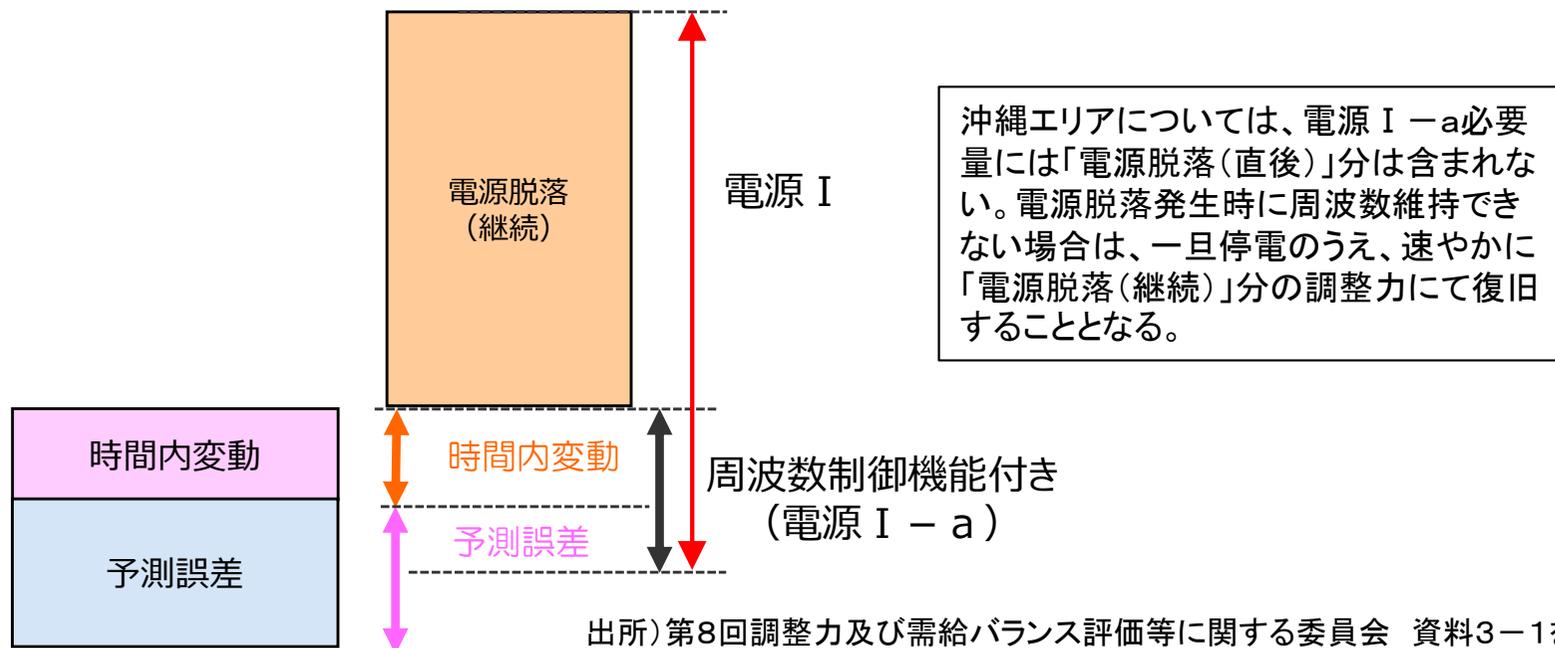


- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで、考慮すべき状況の変化はないため、2017年度の調整力公募においても以下のとおりとすることによってどうか。

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量

※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

② 沖縄エリア

2. 電源 I' 必要量について

3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

- 2016年度は、「厳気象H1需要」において、供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力として、電源 I' の募集を行った。
- 電源 I' は電源に限らず、ネガワット等の発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象としており、2017年度の調整力公募においても同様とすることでどうか。

- 第4回委員会(平成28年6月28日開催)において、平成28年度の夏季について、10年に1回程度の猛暑が発生したときの最大電力に対しても、運用上の追加対策※1を以て需給バランスを維持できることを確認した。
- しかし、来年度も確実に需給バランスを維持できるようにするための供給力確保の仕組みがないことを踏まえ、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要(以下、「厳気象H1需要」)において供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力を、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※2。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。

※1: 地域間連系線の空容量の範囲内でのエリア間の取引、火力発電の過負荷運転、当機関の指示によるエリア間の応援、契約による需要抑制。

※2: この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要。

出所)平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2016/2017_chouseiryoku_hitsuyouryou.html

(参考)電源 I' の募集量・落札量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
募集量(万kW)	—	9.1	59.0	19.2	—	17.0	—	—	28.4
落札量(万kW)	—	7.4	59.9	19.2	—	17.0	—	—	28.5

(参考) 猛暑H1 需要発生時の需給バランス評価

- 第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017年4月6日開催)において、2017年度の夏季について、10年に1回程度の猛暑が発生したときの最大電力に対しても、電源I'及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引※1を活用することで、需給バランスを維持できることを確認した。

※1 供給計画時点では、供給力に計上していなかった未契約のエリア間市場取引や相対取引。

4. 電力需給バランスの検証

29

(1) 2017年度夏季の電力需給の見通し(猛暑H1 需要発生時の需給バランス評価)

○ 猛暑H1需要が発生した場合においても、電源I'及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引※を活用することで、9エリア合計で7.5%、また全国の各エリアにおいて最低限確保すべきとされた供給予備率3%を確保できる見通しであることが確認できた。

※ 供給計画時点では、供給力に計上していなかった未契約のエリア間市場取引や相対取引。

2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉 (送電端万kW%)

	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
【7月】													
供給力	7,724	498	1,510	5,717	9,917	2,675	593	2,896	1,331	644	1,779	17,641	212
最大電力需要	7,348	426	1,372	5,550	8,991	2,568	522	2,671	1,095	530	1,606	16,340	152
	(7,398)			(5,600)	(9,037)	(2,587)		(2,688)			(1,616)	(16,435)	
供給予備力	376	71	139	167	925	107	71	225	236	114	172	1,301	60
供給予備率	5.1	16.7	10.1	3.0	10.3	4.2	13.7	8.4	21.6	21.4	10.7	8.0	39.9
【8月】													
供給力	7,795	511	1,540	5,744	9,809	2,645	544	2,888	1,347	632	1,755	17,604	218
最大電力需要	7,377	446	1,381	5,550	8,991	2,568	522	2,671	1,095	530	1,606	16,369	152
	(7,427)			(5,600)	(9,037)	(2,587)		(2,688)			(1,616)	(16,465)	
供給予備力	417	65	159	193	818	77	22	217	252	102	149	1,235	66
供給予備率	5.7	14.7	11.5	3.5	9.1	3.0	4.3	8.1	23.0	19.2	9.3	7.5	43.7
【9月】													
供給力	7,172	495	1,357	5,320	9,295	2,655	510	2,726	1,208	579	1,619	16,468	215
最大電力需要	6,714	431	1,317	4,965	8,240	2,359	486	2,450	973	504	1,468	14,954	146
	(6,764)			(5,015)	(8,286)	(2,378)		(2,467)			(1,478)	(15,050)	
供給予備力	458	64	40	355	1,055	296	24	275	235	75	151	1,514	69
供給予備率	6.8	14.8	3.0	7.1	12.8	12.5	4.9	11.2	24.1	14.8	10.3	10.1	47.3

※電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引による供給力移動(増減両側)を反映。
 ※エリア間取引は、東京(7月)、中部(8月)において、予備率3%程度確保するまでの量で試算。
 ※括弧の値は電源I'(DR)考慮前の値
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。



- 電源Ⅰ'の必要性および必要量の考え方を考えるような考慮すべき状況変化はないことから、2017年度の調整力公募においても以下のとおりとすることでどうか。

$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

- 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
 - 平年H3需要は、平成28年度供給計画の第2年度における平年H3需要の値を使用する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

※上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

1. 電源 I 必要量について

(1) 基本的な考え方

(2) 必要量の算定

(3) 必要量

① 沖縄エリア以外

② 沖縄エリア

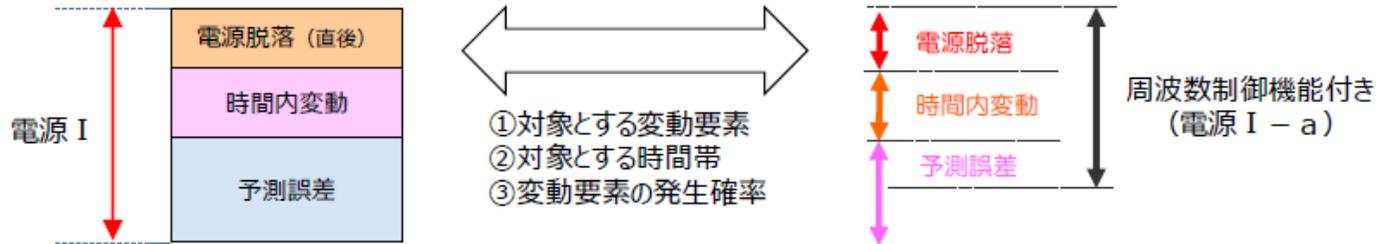
2. 電源 I' 必要量について

3. 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)必要量算定の考え方について

- 2016年度の電源 I - a 必要量は以下の考え方にて各一般送配電事業者が算出し、算定結果に基づき公募調達し、2017年4月から運用している。
- 現時点では特に問題は認められないことから、2017年度の調整力公募においては、同様の考え方で電源 I - a 必要量を算定することでどうか。

※ 電源 I - a 必要量の算定においても電源 II の余力に期待し、残余需要ピークの95%以上のコマを対象として算定(第9回委員会で報告)。

- (2)で提案した電源 I 必要量の算定の考え方と、次ページ以降の一般送配電事業者(東京電力パワーグリッド)の検討における周波数制御機能付き(電源 I - a)必要量の算定の考え方は下表のとおり。
- なお、電源 I - a の算定における電源 II の余力に期待できないという見方(相違点②)は、P24の(2)論点1のとおりリスクとして見過ぎであると考えられるものの、安定供給の観点からは、算出された電源 I - a 必要量を調達することを否定するものではない。



	電源 I (算定1)	電源 I - a (算定2)	相違点
①	「電源脱落(直後)」「時間内変動」「予測誤差」を考慮	「電源脱落」、「時間内変動」、「予測誤差の一部」を考慮	・算定2においては、予測誤差のうち、実需給コマ内でしか把握できない予測誤差のみを周波数制御機能で対応が必要な量として切り分けて算出。
②	残余需要ピークを基本(P19~22の試算では、残余需要最大×95%以上のコマを対象)	全時間帯	・算定1においては、(2)論点1のとおり 電源 II の余力に期待し 、残余需要ピーク時を対象とする考え方。 ・算定2においては、電源 II の周波数制御機能をGC後まで確保することができないため、 電源 II の余力には期待せず 、全時間帯を対象とする考え方。
③	時間内変動:3σ 予測誤差:2σ (P19~22の試算では、この考え方にに基づき算出)	時間内変動:3σ 予測誤差:3σ	・算定1においては、周波数制御機能で対応する時間内変動は3σ値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は2σ値とする考え方。 ・算定2においては、すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため3σ値とする考え方。

(参考) 一般送配電事業者の検討における予測誤差のうち周波数調整機能が必要な量の算出方法

28

予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

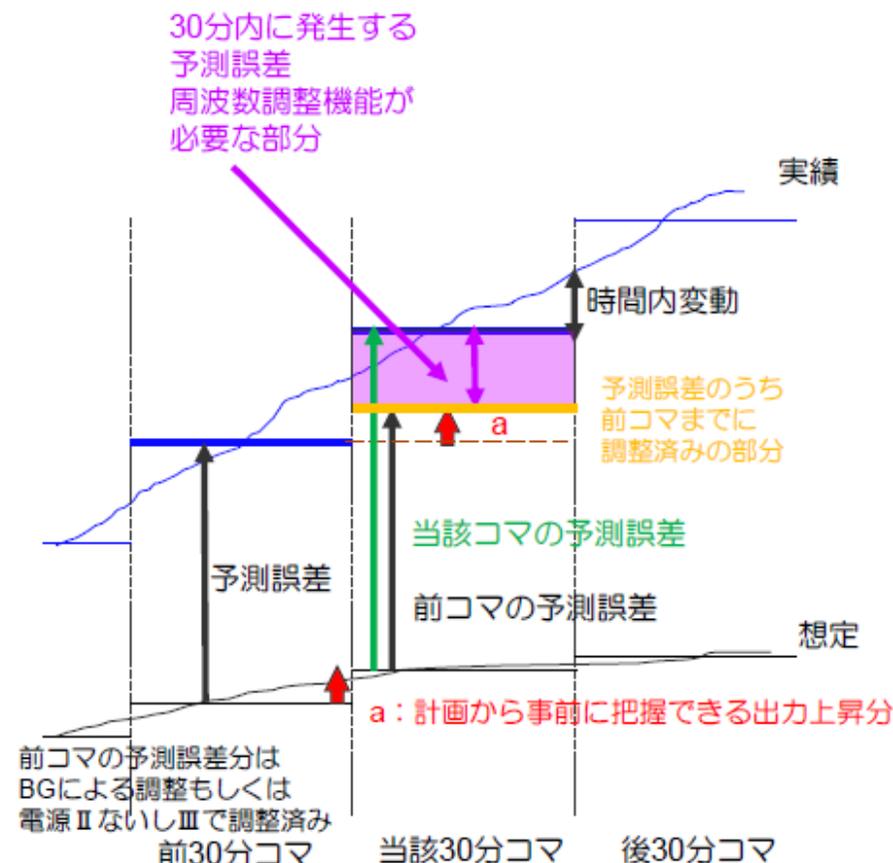
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。



出所) 東京電力パワーグリッド ヒアリング時の説明資料(抜粋)

■ 電源 I 必要量を平年H3需要に対する7%とした場合に、各一般送配電事業者が算定した電源 I -a必要量および必要量に基づく募集量は以下のとおり。

残余需要 ピーク95%	H28.4~8	H27.4~8	H27年度 (年間)	昨年度 募集量	H28年度 (年間)	今年度 募集量	設定 理由	募集量設定の考え方	
北海道	9.3%	6.4%	7.8%	7.0%	7.6%	7.0%	①	① 7%を採用。(上記算出結果は7%以上であるが、7%あれば現状調整できており運用可能と思われる。)	
東北	7.6%	6.9%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	①		
東京	6.1%	4.9%	5.4%	6.1%	6.0%	6.0%	②		② H28年度実績より算出した値を採用。(制度改革後の昨年度実績ベース値を採用。)
中部	5.8%	6.7%	6.6%	6.6%	6.2%	6.4%	④		
北陸	5.2%	6.4%	6.5%	6.5%	5.7%	6.5%	③		③ H27年度、H28年度実績より算出した値の大きい値を採用。(至近2カ年を見て、リスクを考慮。)
関西	5.4%	5.9%	6.6%	6.0%	5.7%	6.0%	⑤		
中国	6.7%	7.1%	7.2%	7.0%	8.0%	7.0%	①	④ H27年度、H28年度実績より算出した値の平均値を採用。(単年度実績の特異性を緩和。)	
四国	6.0%	6.0%	6.1%	6.2%	6.5%	6.3%	④		
九州	5.9%	6.4%	6.5%	7.0%	6.2%	7.0%	⑤	⑤ その他 ※2	
沖縄※1	6.5%	5.7%	5.9%	57MW	6.2%	57MW	⑤		

※1 沖縄エリアについては「電源脱落(直後)」分は含まれない ※2 下の枠内参照

■(関西)制度改革後の実績は、H28年度単年度のみしかなく、H27年度の値も加味し、**昨年どおり6.0%**。

■(九州)上記試算(6.2%)の手法をもとに、H30年度までの再エネ連系増(至近の増加ペース:5~10万kW/月)を考慮した場合のI-a必要量を6.7%と試算。電源Iの必要量7%との裕度が少ないことから、**昨年どおり7%**。

■(沖縄)第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(資料3-2)で示された考え方に基づき、今年度の募集においても**昨年どおり57MW**。