

調整力公募に向けた課題整理について

－ 供給予備力確保・実需給断面で必要となる調整力との関係等 －

2018年7月4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

(空白)

■ 本年度は、一般送配電事業者が事業者からの要望を踏まえてスケジュールを見直すこととしたため、本委員会では8月上旬までに「調整力の公募にかかる必要量等の考え方」を示せるように検討を進めることとした。

		2018年度第1Q	2018年度第2Q	2018年度第3Q	2018年度第4Q
一般送配電事業者	2019年度分調整力の公募			9月～10月 	
本委員会	2019年度分調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討	必要量、要件等の検討 5/16	審議 6/8	審議 本日	8月上旬 審議
		※2020年度分の調整力公募について検討			

※第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、一般送配電事業者が、事業者からの要望を踏まえ、入札募集期間を2ヶ月に拡大し、9月から募集開始するスケジュールを示したことを踏まえ、検討スケジュールを見直し。

「平成30年度の調整力公募スケジュール」について

3

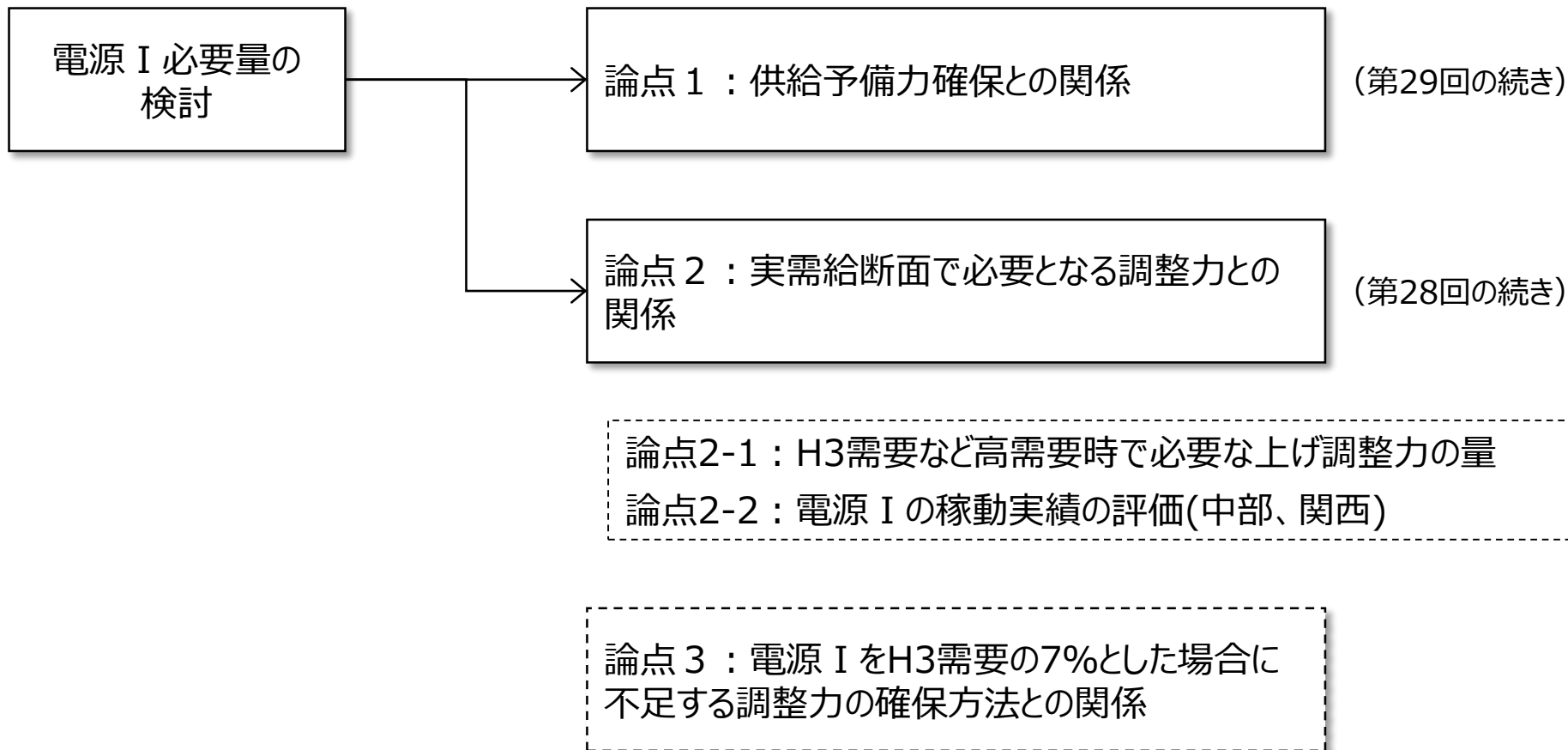
- ▶ 事業者からの電源 I 'の入札募集期間確保(拡大)の要望を踏まえ、平成30年度の調整力公募は、入札募集期間を2ヶ月に拡大します。
- ▶ 具体的なスケジュールは国による需給検証に必要なデータ提出時期(2月末)を考慮し、9月からの入札募集に向けて7月から意見募集(RFC)を開始します。

<調整力公募スケジュール(案)>

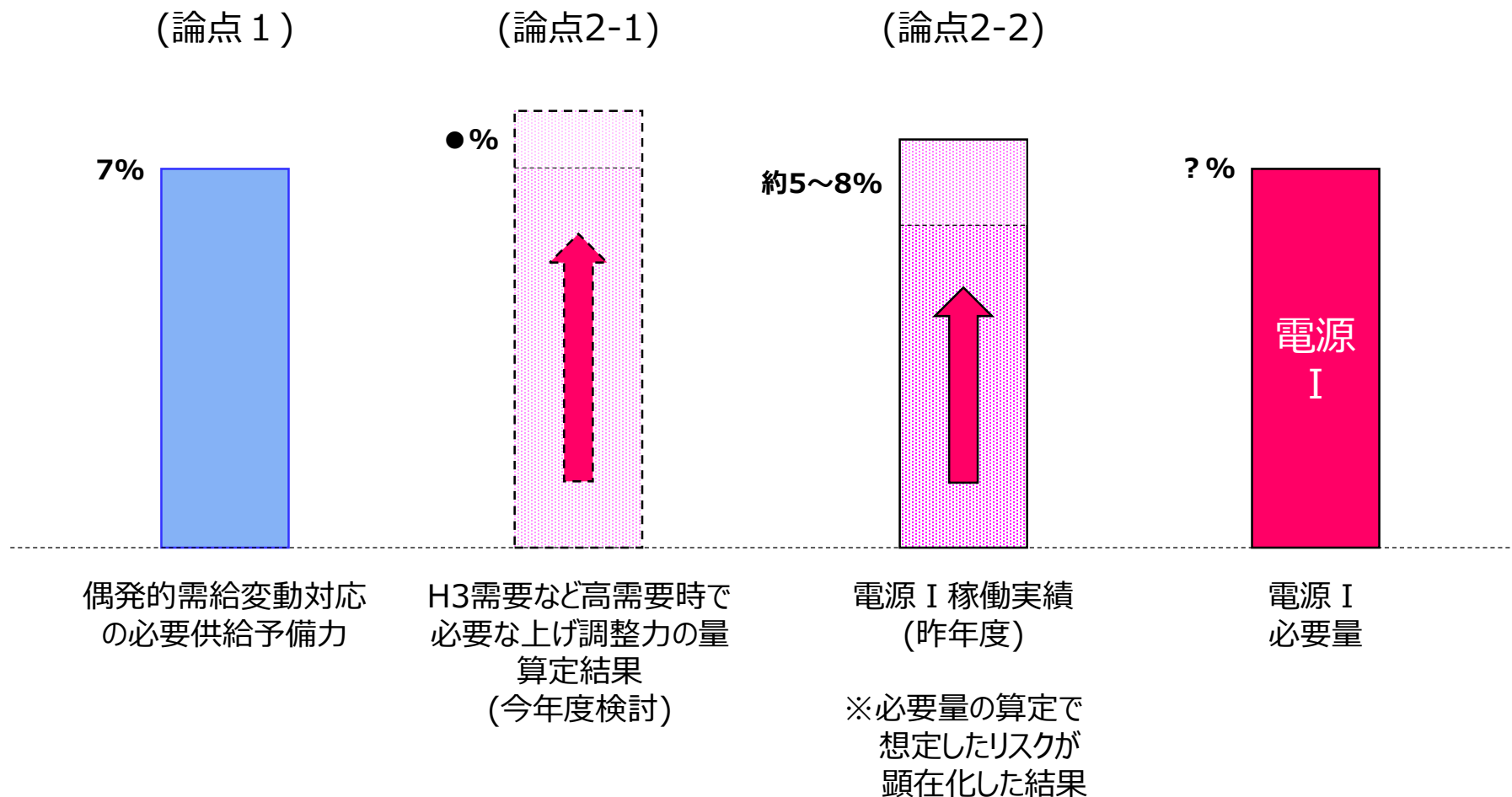


*電源 I (a.b)、電源 I 'について同一の公募スケジュール(電源 II (a.b)、電源 II 'は随時申込み)

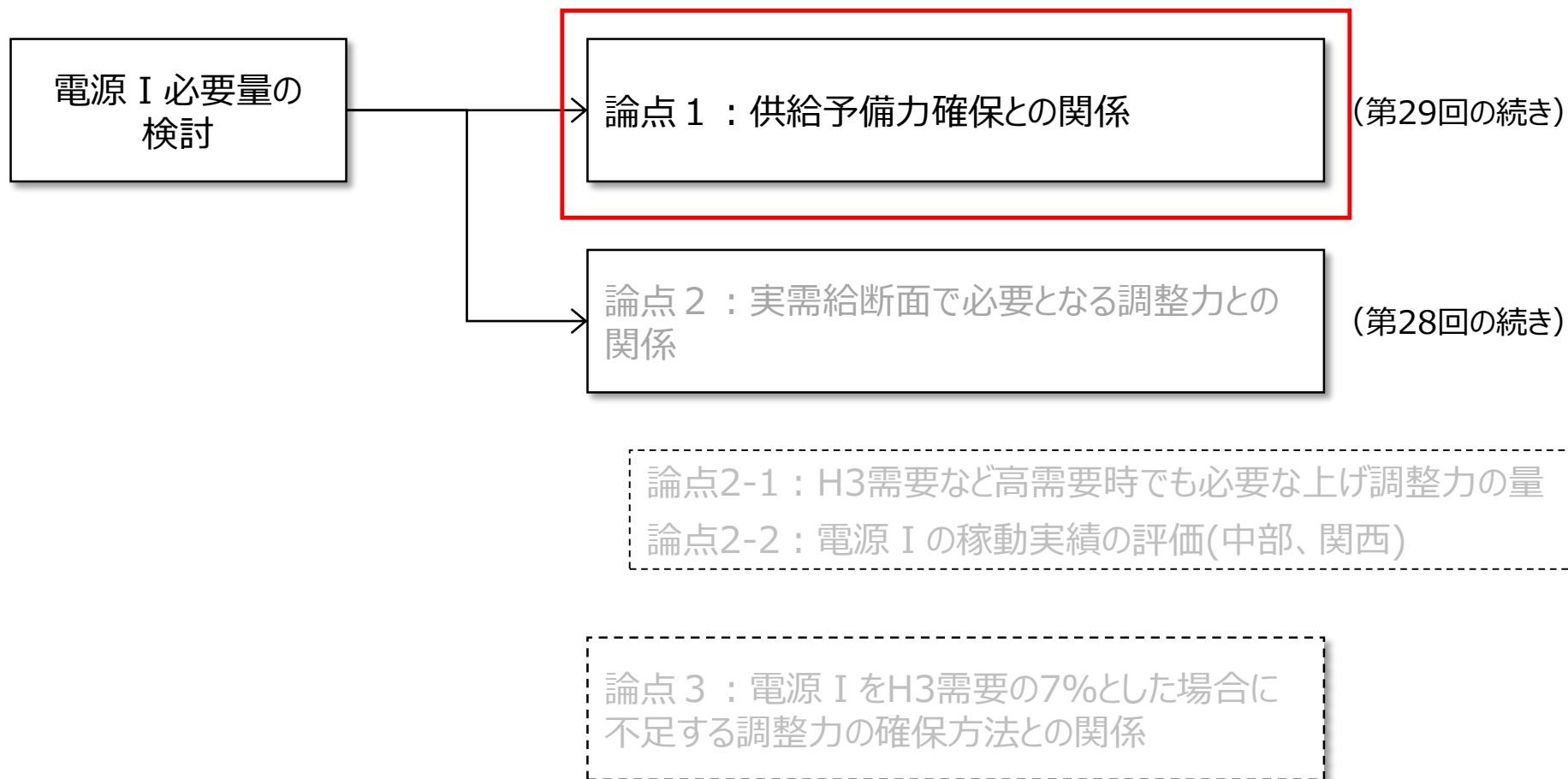
■ 第28回、第29回の本委員会に引き続き、「供給予備力確保との関係」と「実需給断面で必要となる調整力との関係」についてご議論いただきたい。



- 「必要供給予備力」、「H3需要など高需要時で必要な上げ調整力の量」、「電源I稼働実績」と「電源I必要量」はそれぞれ下図のような関係にあるが、これらを踏まえて電源I必要量はどうか。



- 前回に引き続き、「供給予備力確保との関係」についてご議論いただきたい。



(空白)

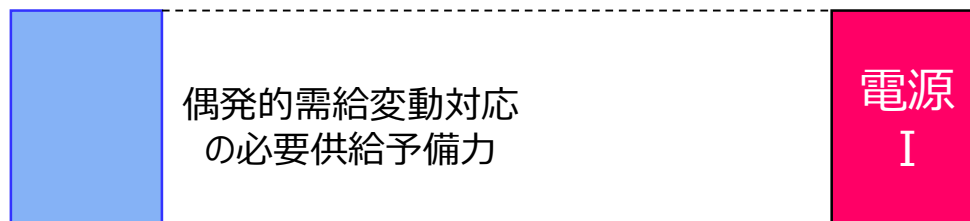
(論点1) 供給予備力確保との関係 ～前回委員会におけるご意見～

- 前回委員会において、電源 I 必要量は、「必要供給予備力の量(A)」「実需給断面での必要量(B)」のいずれか大きい方とすることについてご議論いただき、以下のような意見をいただいた。
- そこで、記載事項を見直したので、改めてご議論いただきたい。

『仮に必要供給予備力の量（以下、(A)）の電源で電源 I を確保することになった場合、またエリアごとに(A)を設定してその量が異なった場合、本委員会での検討事項ではないかもしれないが、各エリアの連系効果も考慮して、受益と負担の在り方も整理すべきと考える。』（塩川委員）

(論点1) 供給予備力確保との関係 ～必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量～

- 本年3月に取りまとめた供給計画では、予備率8%を下回るエリアが増加した。この傾向は今後も進む可能性があり、供給予備力の確保が重要な問題となっている。
 - このような状況において、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえると、一般送配電事業者が、少なくとも「必要供給予備力の量」(= 偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量：現状はH3需要の7%) を電源 I で確保する必要があるのではないか。
 - その上で、実需給断面で必要となる上げ調整力の量のうち、電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保することとしてはどうか。
 - なお、偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量は、現在の検討の結果によって、エリアごとに異なる値となることがあり得るので、そのような場合の費用負担の在り方は国の場で議論することとしてはどうか。
- ※将来は容量市場により「必要供給予備力の量」があらかじめ確保されることとなる。



(論点)

供給予備力確保と電源 I 必要量の関係をどのように考えるか。

- 昨年度は、「実需給断面での必要量(B)」が「必要供給予備力の量(A)」より小さくなった場合においても、電源 I の必要量を「実需給断面での必要量(B)」とすれば高需要においても必要な調整力を確保できることが確認できるとしていた。「必要供給予備力の量(A)」の確保の点は供給計画で8%^{※1}の予備力があることを（連系線の活用を含めて）確認できれば信頼度が許容内^{※2}に収まると期待していた^{※3}。

※1 偶発的需給変動7%+持続的需要変動1%、※2 LOLPで0.3日/月の信頼度基準、※3 不足時は電源入札による確保に期待

- 実運用において必要な調整力を確保するためには、高需要において、「実需給断面での必要量(B)」を確保できるように電源 I 必要量を定める必要がある、という点は昨年度と変わらない。
 - 他方、本年3月に取りまとめた供給計画では、予備率8%を下回るエリアが増加し、この傾向が今後も進む可能性がある。このような状況は、発電・小売事業者が十分な供給予備力を確保できていないことを示しているが、信頼度を維持するためには、年初に「必要供給予備力の量(A)」を確保できている必要がある。
- ※将来は容量市場により「必要供給予備力の量(A)」があらかじめ確保されることとなる。

⇒ 以上を踏まえて、電源 I 必要量は、「必要供給予備力の量(A)」「実需給断面での必要量(B)」のいずれか大きい方としてはどうか。

※「必要供給予備力の量(A)」は、供給予備力のうちの偶発的需給変動対応の量であり、「必要供給予備力の検討」にて検討している。今後、その結果を踏まえて見直す。

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 8月17時の予備率 38

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月17時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国、九州エリアで予備率8%を下回っている年度が15時に比べて多くなることがわかる。
- 特に、2021年度は9社合計の予備率が8%を下回っている。

2018~2027年度(夏季:8月17時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	25.2%	21.6%	39.0%	37.5%	39.2%	39.4%	39.3%	39.5%	39.2%	50.1%
東北	12.6%	10.3%	15.6%	12.9%	13.5%	14.1%	14.6%	15.4%	15.5%	18.2%
東京	6.7%	7.0%	9.1%	5.9%	5.0%	9.6%	15.0%	15.2%	15.1%	14.1%
東日本 3社計	8.9%	8.5%	12.1%	9.1%	8.7%	12.3%	16.4%	16.7%	16.7%	17.1%
中部	8.1%	7.4%	5.3%	5.0%	8.4%	5.9%	2.9%	3.2%	3.6%	3.8%
北陸	14.7%	15.7%	13.9%	13.2%	13.0%	12.9%	12.8%	11.5%	11.4%	11.3%
関西	11.9%	11.6%	11.6%	4.3%	7.0%	9.8%	9.2%	6.2%	7.4%	7.5%
中国	19.8%	9.1%	17.9%	13.9%	14.6%	17.8%	17.7%	17.7%	17.8%	17.3%
四国	9.5%	6.7%	12.8%	2.5%	-0.3%	9.3%	9.3%	9.3%	9.6%	9.7%
九州	6.8%	8.0%	7.2%	7.9%	9.1%	9.4%	10.4%	10.6%	10.7%	10.6%
中西日本 6社計	10.9%	9.4%	10.0%	6.7%	8.6%	9.7%	8.9%	8.0%	8.5%	8.6%
9社合計	10.0%	9.0%	10.9%	7.8%	8.6%	10.9%	12.3%	11.9%	12.2%	12.4%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 1月18時の予備率 40

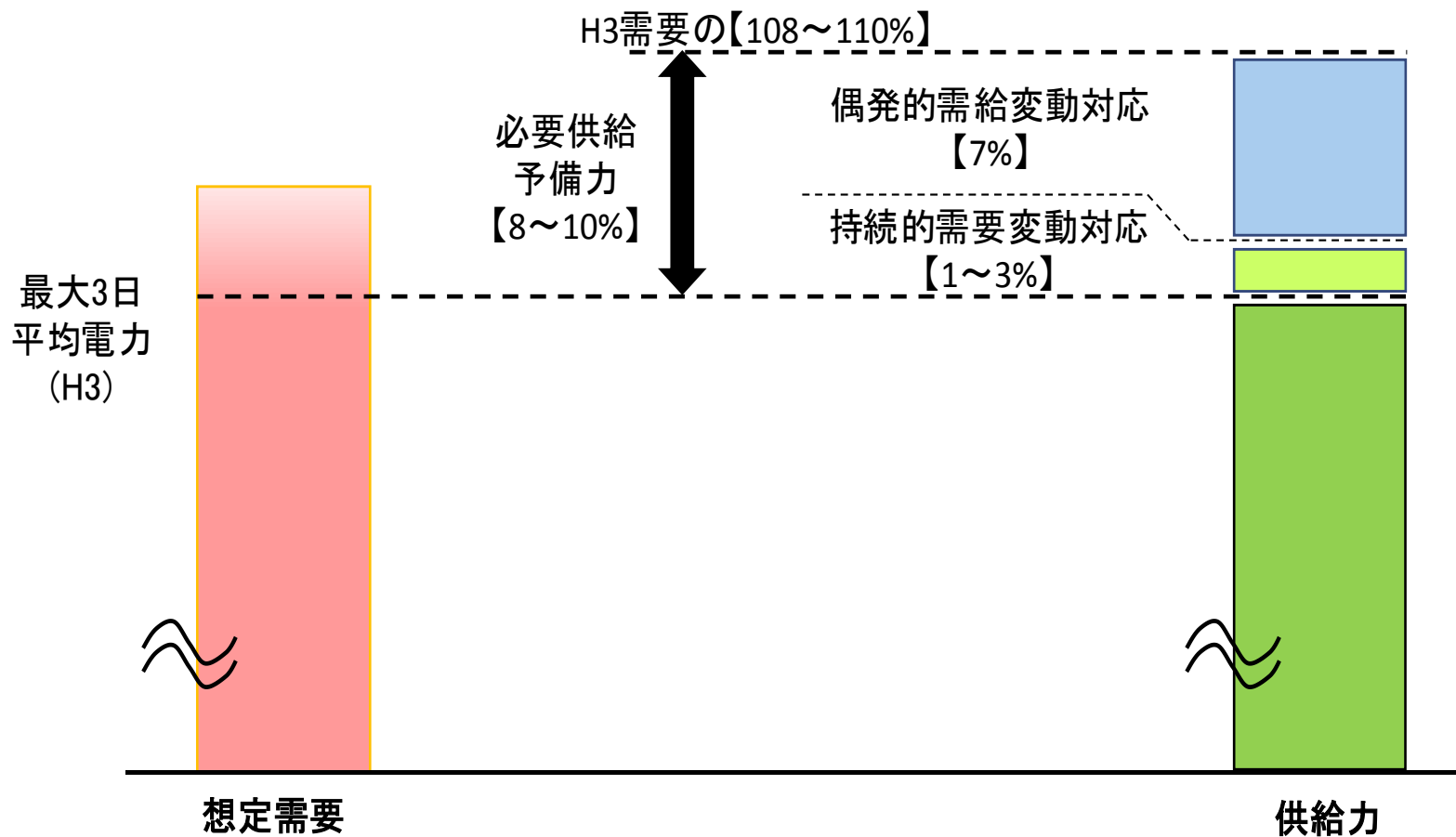
- H3需要の年間最大値が冬季(1月)に想定される北海道・東北エリアにおいて、1月の予備率が最小となる時刻は両エリアともに18時(最大需要発生時刻と同じ)であった。
- 長期(2018~2027年度まで)の1月18時の予備率は以下のとおり。東北エリアでは、一部の年度において予備率8%を下回っている。

2018~2027年度(冬季:1月18時)の予備率

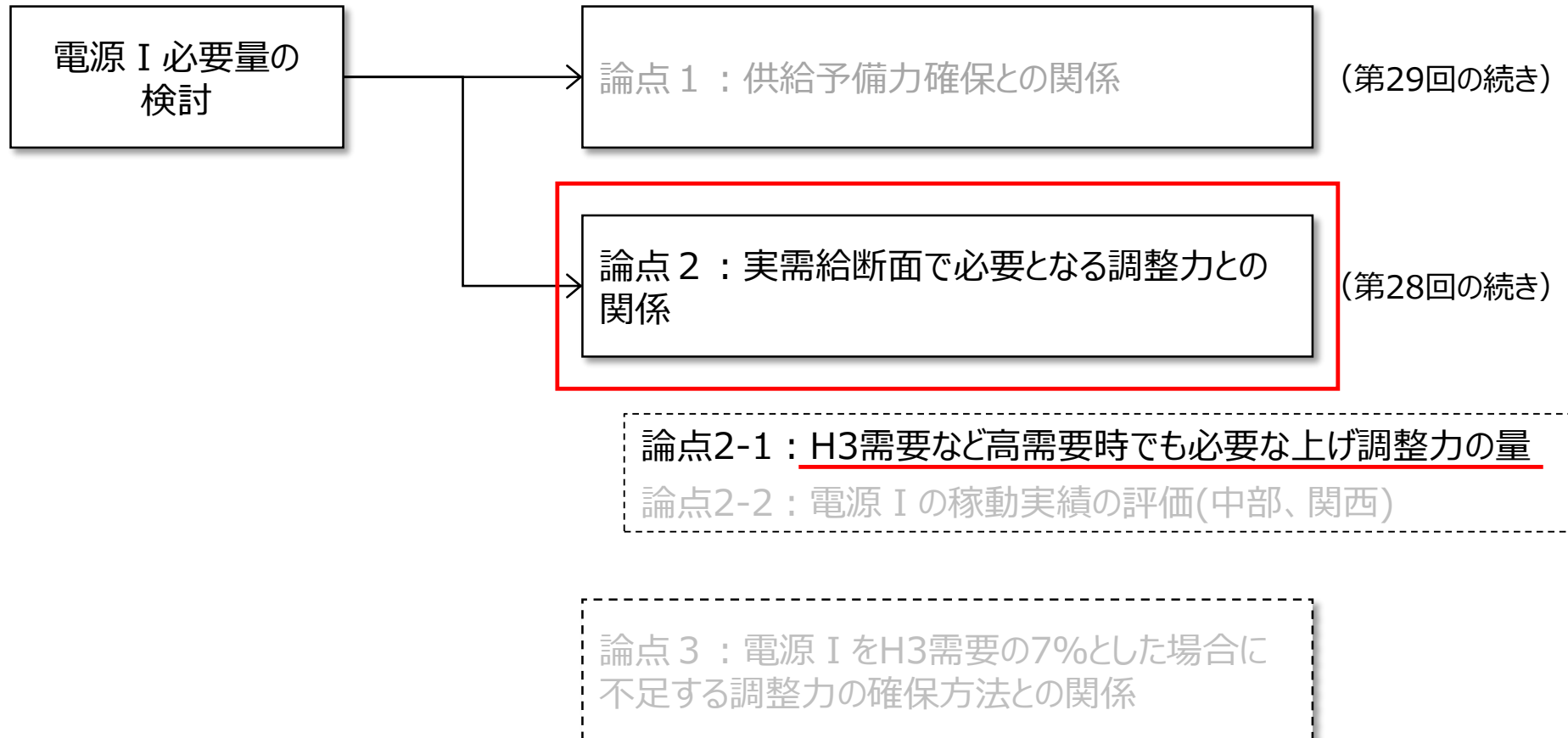
赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	19.3%	19.3%	15.8%	16.0%	17.1%	17.1%	17.1%	17.0%	26.9%	26.6%
東北	10.1%	9.3%	9.1%	6.6%	7.1%	7.6%	8.0%	8.5%	8.4%	10.6%

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字



- 実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時に必要な量を算定した結果についてご議論いただきたい。



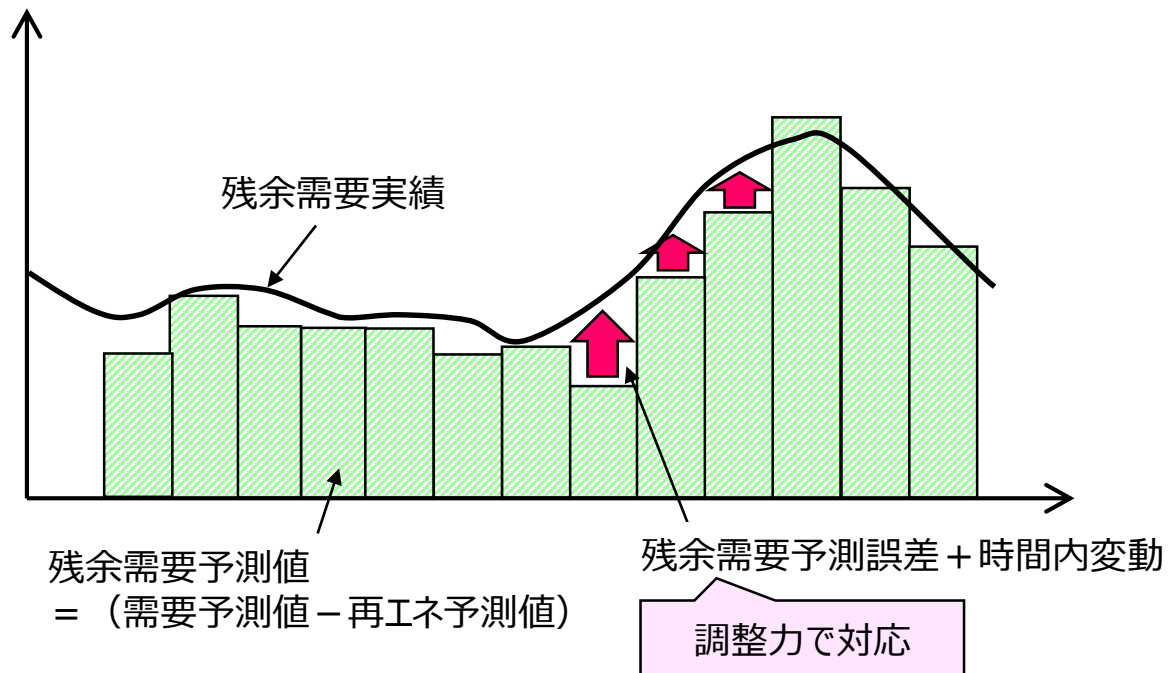
(空白)

- 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（GC）後の電源Ⅱ余力を活用して対応する仕組みである。
- 電源Ⅱは小売電気事業者の供給力等と相乗りする電源等であり、残余需要の低い季節や時間帯などには電源Ⅱ余力が生じることがあるが、一般送配電事業者は、電源Ⅱ余力が生じにくく、電源Ⅱ余力が期待できないと考えられる、H3需要など高需要時の変動に備えて、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を年間を通じて確保しておく必要があるのではないか。
- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」は、電源Ⅰが高稼働となったコマが残余需要の高い時間帯に多く含まれていたことを踏まえ、これまでの考え方と同様に、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量から算定することが適切ではないか。



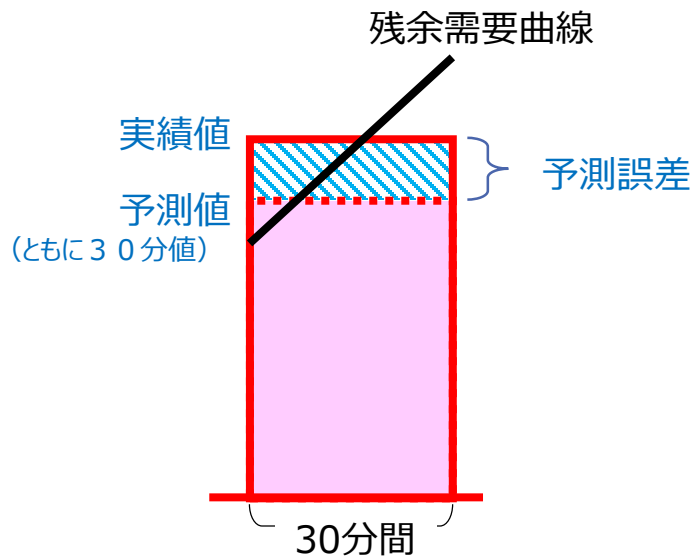
- 電源 I の稼働実績を踏まえると、需要の高くない時期などに稼働していないことがあり、電源 I の調達量を減らすことができる可能性がある。
- そこで、例えば、季節別に調達して、調達する量 (kW・期間) を需要の低い季節に減らすという考え方もある。
- 一方で、H3需要などの高需要の時においても必要な予備力、調整力があり、その設備の稼働率が低くなるとしても、年間を通じて維持されなければならない。
- 電源 I は Δ kWを調達する機能に加え、その設備のkWを調達する機能を備えていることから、例えば、季節別に調達する場合にも、発電事業者は落札される期間で固定費を回収する行動をとることは不可避と考えられる。
- 他方、一般送配電事業者は、費用対効果の高い調達を望んでいると考えられる。
- 季節別などに調達することにより、調達する量 (kW・期間) を減らすことはできたとしても、一般送配電事業者の調達コストは低減できず、活用できる期間が限定された費用対効果の低い設備を調達せざるを得ないのではないか。
- 電源 I は年間調達することに限らず、季節別や月間で調達することもできるが、このことを踏まえて、どう考えるか。

- 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)

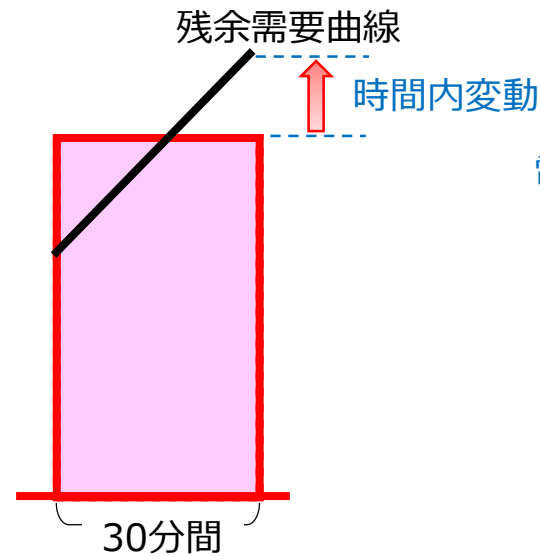


- 前ページの各変動要因のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

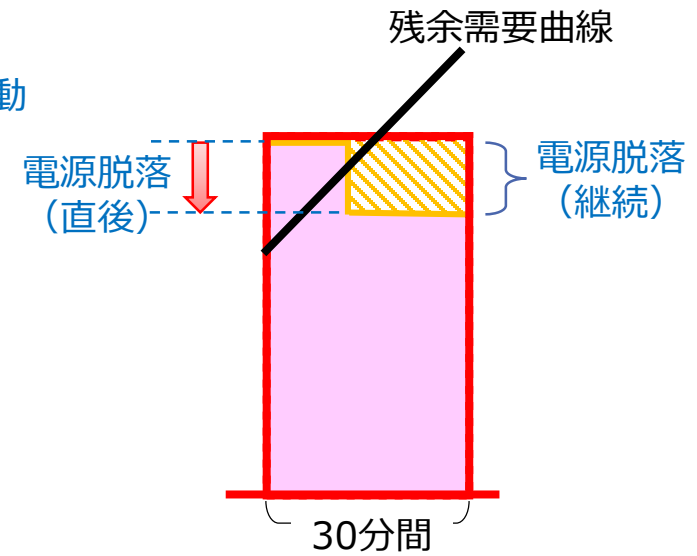
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動



電源脱落 (直後・継続)

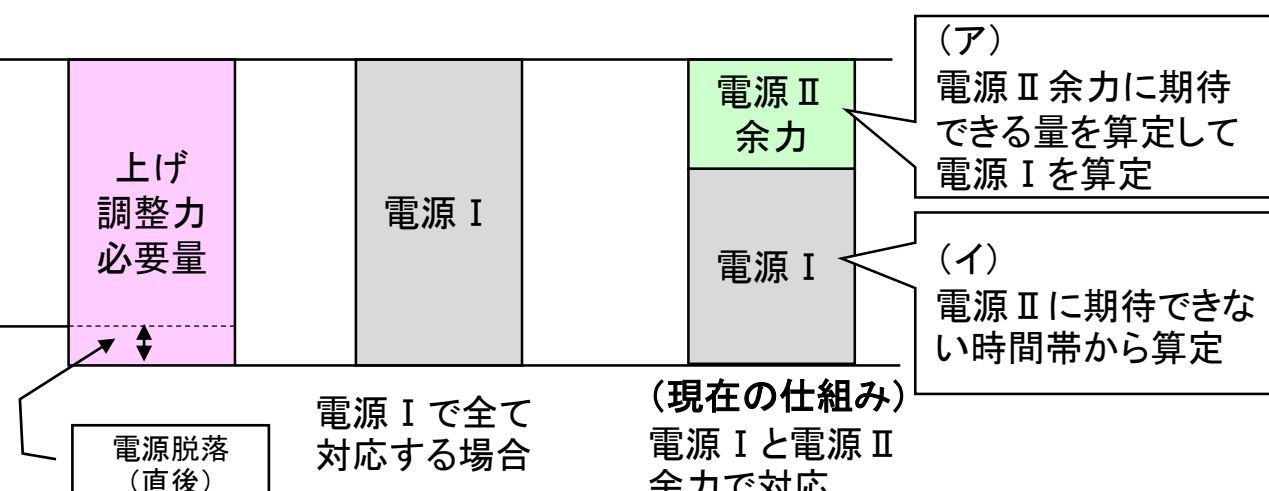
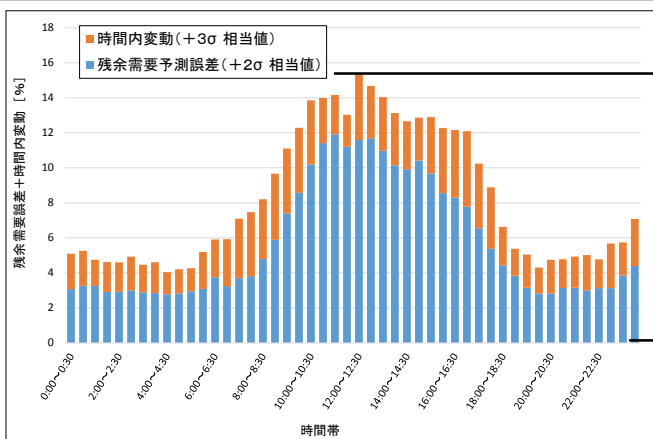


- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源Ⅰとゲートクローズ後の電源Ⅱ余力を活用して対応する仕組みである。
- 年初に電源Ⅰとして公募する量は、実需給断面での運用において、一般送配電事業者が必要とする上げ調整力に対し、電源Ⅱの余力に期待できる量がどの程度あるかをどう考えるかが重要である。
- 電源Ⅱ余力に期待できる量を踏まえて電源Ⅰで対応する量を算定する必要があり、これを電源Ⅰ必要量とする。電源Ⅰ必要量を算定するには以下の方法が考えられる。

(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、(ア)の方法はとりにえないため、(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とともに、調整力の検討に必要なデータの蓄積・分析を継続していく。



- 制度設計専門会合では、不足インバランスが大きいコマ（H3需要の7%及び3.5%を超えたコマ）における電源Ⅰ稼働実績を分析したため、電源Ⅱ余力があるコマが対象となりやすく、電源Ⅱ余力があるコマを対象に分析した結果、電源Ⅰの稼働実績が低く、活用頻度が低い結果になったのではないかと考えられる。
 - ※実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。
 - 一般に、電源Ⅱは電源ⅠよりもkWh単価が安価であることから、電源Ⅱ余力がある時には電源Ⅱ余力から活用される。
- 電源Ⅰを使い切ることやH3需要の7%に近い水準に達することが基本的にはないと考えると、エリアごとにバラつきはあるが、電源Ⅰが相当程度活用されていたのではないかと考えられる。
- 電源Ⅰが高稼働となったコマは、残余需要が高い時間帯（電源Ⅱ余力に期待できない時間として想定していた）が多くを占めていたことを踏まえると、残余需要が高い時は電源Ⅱ余力に期待できない時間として考える、という考え方は適切だったのではないかと考えられる。
- 電源Ⅰは需要の高くない時期などに稼働していないことがあり、季節別に調達し、調達する量（kW・期間）を減らすことは可能と考えられる。ただし、調達期間を短くしても、発電事業者は落札される期間で固定費を回収する行動をとることは不可避であり、一般送配電事業者の調達コストは低減できず、活用できる期間が限定された設備を調達することになるが、これをどう考えるか。
- 年間調達することにより、電源Ⅰに余力が生じると一般送配電事業者が判断できる場合には、電源Ⅰを卸電力市場に売り入札することも可能だが、電源ⅠはkWh単価が高く、小売電気事業者のニーズはない可能性が高いが、これをどう考えるか。

(論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース、条件等は昨年度と同様）。
 - ✓ 対象データ：2017年4月～2018年3月
 - ✓ 「時間内変動 + 3σ相当値」、「残余需要予測誤差 + 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は1時間前計画値を使用
 - ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
 - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
 - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
※単機最大ユニット容量は、電源の稼働状況を踏まえて、60Hzエリアで1.4%に変更（昨年度は1.2%）

	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

- ※ 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必要量算定において、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。

(論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2017年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- H3需要の7%を下回る結果も若干見られるが、ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっている。
- なお、北海道エリアは、昨年度に続き、他エリアと比べて小売需要予測誤差が大きい。下表の算定結果はその影響で大きな値となったと考えられる。
 - ✓ 現在、北海道電力（小売部門）では需要計画及び需要予測の正確性向上に取り組んでいる。

	対象日	対象ワ	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	13.1	9.2	7.0	8.9	7.7	9.0	9.7	10.6	9.2	9.4
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.7	8.0	5.5	7.6	7.7	7.0	9.3	9.4	9.0	8.4
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	16.4	9.8	6.8	9.0	7.4	7.8	8.4	11.6	8.5	9.5
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	14.6	7.4	4.5	7.9	5.9	6.0	7.2	8.5	7.1	7.7
【参考】	365日	全時間帯	12.6	10.0	7.6	10.0	8.3	8.2	10.9	12.5	12.7	10.3

※1 残余需要ピーク

※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

(参考) ケース 1 における上げ調整力必要量の内訳
 -2017年度のデータによる算定結果-

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}	8.4	5.6	3.6	5.2	3.8	5.2	5.1	6.9	5.1	5.4
(ii) 時間内変動	3.2	2.2	1.9	2.3	2.6	2.4	3.2	2.4	2.6	2.5
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	13.1	9.2	7.0	8.9	7.7	9.0	9.7	10.6	9.2	9.4
【参考】ゼロ点補正量	-1.0	-0.6	-0.5	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.9	-0.9	-0.5

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}	7.1	3.9	2.7	3.2	3.1	4.7	3.7	4.6	4.2	4.1
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	3.0	4.3	4.2	5.1	2.8	2.5	4.2	4.7	3.5	3.8

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとの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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース2における上げ調整力必要量の内訳
 -2017年度のデータによる算定結果-

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	4.3	2.9	4.5	3.7	3.8	4.9	5.7	4.3	4.6
(ii) 時間内変動	2.9	2.3	1.1	1.7	2.6	1.8	3.1	2.3	3.3	2.4
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	11.7	8.0	5.5	7.6	7.7	7.0	9.3	9.4	9.0	8.4
【参考】ゼロ点補正量	-1.4	-0.6	-0.5	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.9	-1.1	-0.6

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}	6.9	3.5	2.4	3.4	3.2	3.6	3.8	3.6	4.3	3.9
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	1.8	2.2	1.7	3.9	2.7	1.7	3.2	4.1	1.2	2.5

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとの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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース3における上げ調整力必要量の内訳
 -2017年度のデータによる算定結果-

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}	11.8	6.2	3.4	5.5	4.0	4.5	4.3	8.0	4.5	5.8
(ii) 時間内変動	3.2	2.2	1.9	2.0	2.0	1.9	2.7	2.3	2.6	2.3
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	16.4	9.8	6.8	9.0	7.4	7.8	8.4	11.6	8.5	9.5
【参考】ゼロ点補正量	0.5	0.0	-0.2	0.6	0.1	0.2	0.1	-0.4	-0.8	0.0

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}	11.8	4.3	2.9	3.6	3.3	4.3	3.1	5.5	4.1	4.8
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	8.3	5.5	3.8	6.0	4.1	2.9	3.7	7.4	3.7	5.1

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとの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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース4における上げ調整力必要量の内訳
 -2017年度のデータによる算定結果-

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}	10.4	3.9	2.3	4.8	3.2	3.3	3.9	5.5	3.7	4.5
(ii) 時間内変動	2.8	2.1	0.8	1.7	1.3	1.3	1.9	1.6	2.1	1.7
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	14.6	7.4	4.5	7.9	5.9	6.0	7.2	8.5	7.1	7.7
【参考】ゼロ点補正量	0.5	0.1	-0.4	0.8	0.3	-0.1	0.4	-0.6	-0.5	0.0

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}	7.7	4.3	2.3	3.3	3.1	2.9	3.8	4.7	3.9	4.0
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	2.7	2.0	1.1	5.2	2.8	2.1	4.2	5.8	0.4	2.9

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとの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 「FIT再エネ予測値 - FIT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}	7.3	5.3	3.5	4.9	3.3	3.8	5.1	7.3	7.3	5.3
(ii) 時間内変動	3.8	3.3	2.7	3.7	3.6	3.0	4.3	3.8	4.0	3.6
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	12.6	10.0	7.6	10.0	8.3	8.2	10.9	12.5	12.7	10.3
【参考】ゼロ点補正量	-1.4	-0.6	-0.5	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.9	-1.1	-0.6

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}	5.7	3.9	2.7	2.8	2.8	3.4	3.6	4.0	4.4	3.7
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	4.5	4.5	3.3	4.9	2.3	2.1	4.8	6.5	6.9	4.4

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとの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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

(論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2016年度相当のデータによる算定結果～

- 2018年度向けの電源 I 必要量の検討で用いた、2016年7月～2017年6月のデータにより算定した結果は下表のとおり。
- H3需要の7%を下回る結果も若干見られるが、ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっている。

※2016年4月～6月は制度変更の影響等が考えられ、同期間の誤差は2016年より2017年の方が小さくなる傾向があったので、昨年度の算定では2016年7月～2017年6月のデータを使用した。

※電源脱落(直後)として想定する単機最大ユニット容量は、電源の稼働状況を踏まえて、60Hzエリアで1.4%を用いた(昨年度は1.2%)。

	対象日	対象ワ	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	12.3	10.1	7.7	9.7	7.8	7.1	9.3	9.0	10.3	9.2
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.3	10.1	5.6	7.5	7.4	7.5	8.9	6.8	8.7	8.2
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	12.6	11.1	8.9	10.9	8.2	6.7	8.9	10.0	9.5	9.7
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	9.3	7.2	6.7	8.2	6.4	6.0	8.3	8.7	7.1	7.6
【参考】	365日	全時間帯	12.4	10.3	8.1	10.3	8.4	8.0	10.0	11.4	13.2	10.2

※1 残余需要ピーク

※ 2016年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
 ※ 第21回の本委員会における算定から一部データの誤りを修正

(論点2-1) H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2017年度と2016年度相当のデータによる算定結果～

- 2年間のデータによる算定結果を比較すると、9エリア単純平均ではほとんど差がないが、エリアや算定ケースにより増減にバラつきがある結果となっている。このことを踏まえると、いずれの年度のデータが実態により即しているのか、また、何らかの傾向があるのか、等を判断することが難しいのではないかと。
- よって、引き続きデータを蓄積し、年度ごと推移を確認していくことが必要ではないかと。

2017年度データと2016年度相当データによる算定結果の差異

	対象日	対象区	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	0.7	▲0.8	▲0.7	▲0.8	▲0.1	1.9	0.4	1.6	▲1.2	0.1
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	0.4	▲2.1	▲0.1	0.1	0.3	▲0.5	0.4	2.6	0.3	0.2
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	3.8	▲1.3	▲2.1	▲2.0	▲0.8	1.1	▲0.5	1.7	▲1.0	▲0.1
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	5.2	0.1	▲2.2	▲0.3	▲0.5	▲0.0	▲1.2	▲0.2	▲0.0	0.1
【参考】	365日	全時間帯	0.1	▲0.3	▲0.5	▲0.3	▲0.1	0.2	0.9	1.1	▲0.5	0.1

※1 残余需要ピーク

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ (2017年度データによる算定結果) - (2016年度相当データによる算定結果)

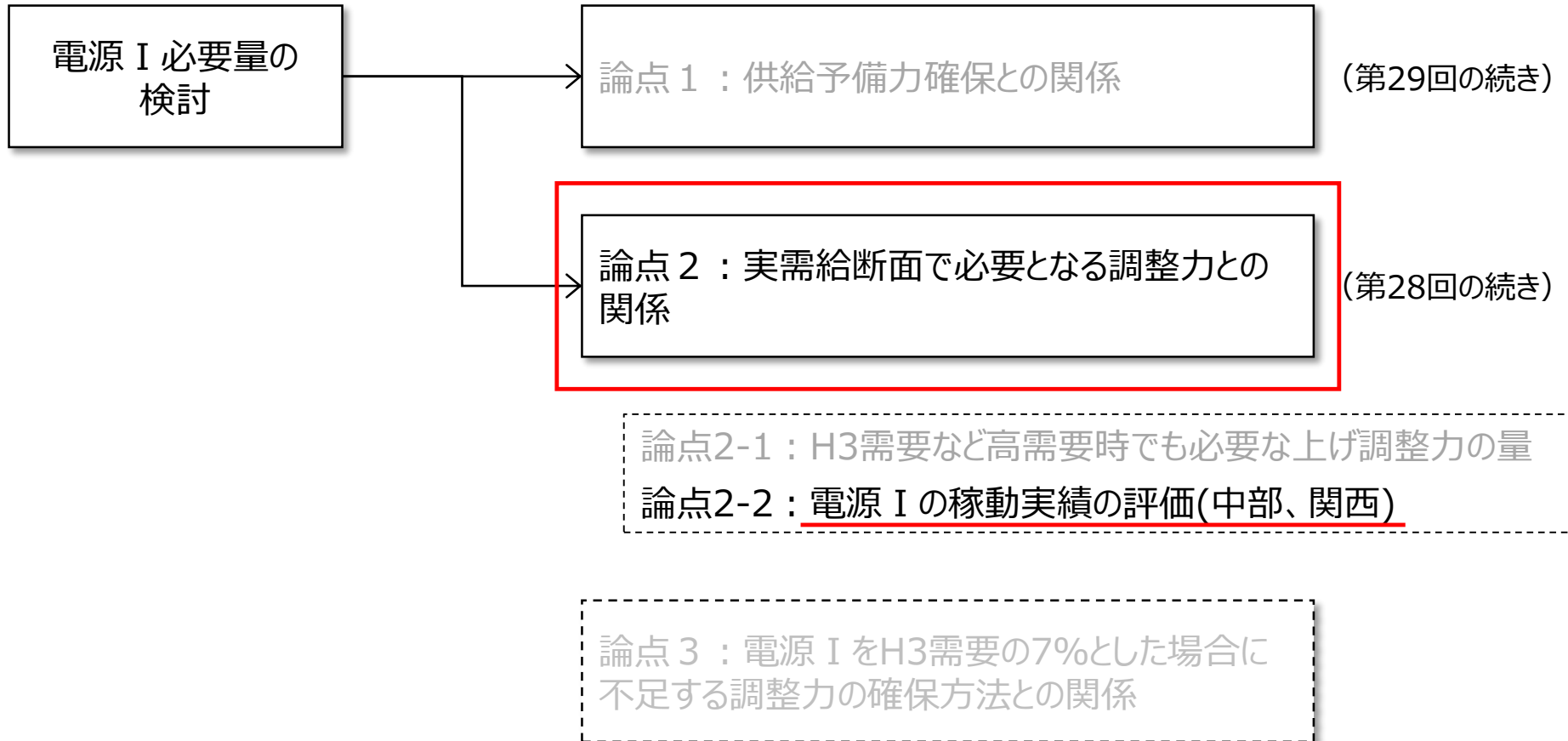
※ 2017年度データ…2017年4月～2018年3月

2016年度相当データ…2016年7月～2017年6月

～まとめ・考察～

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した。H3需要の7%を下回る結果も若干見られるが、ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっている。
- 2017年度と2016年度相当の2年間のデータによる算定結果を比較しても、いずれの年度のデータが実態により即しているのか、また、何らかの傾向があるのか、等を判断することが難しく、引き続きデータを蓄積し、年度ごと推移を確認していくことが必要ではないか。
- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を算定するという観点では、より高需要な日に絞り込むケース3やケース4のような考え方が望ましいと考えられるが、2年間分のデータを蓄積してもなお、ケース3やケース4はサンプル数が少なく、特異なデータの影響を受けたり、対象とした時間帯に変動量が偶然少なくなったりする可能性があるのではないか。
- よって、現時点で、どのケースが確からしいかを判断するのは難しく、複数のケースのデータを参照しながら、「実需給で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を考える必要があるのではないか。

■ 中部エリアと関西エリアの電源 I の稼働実績を再評価したので、ご議論いただきたい。



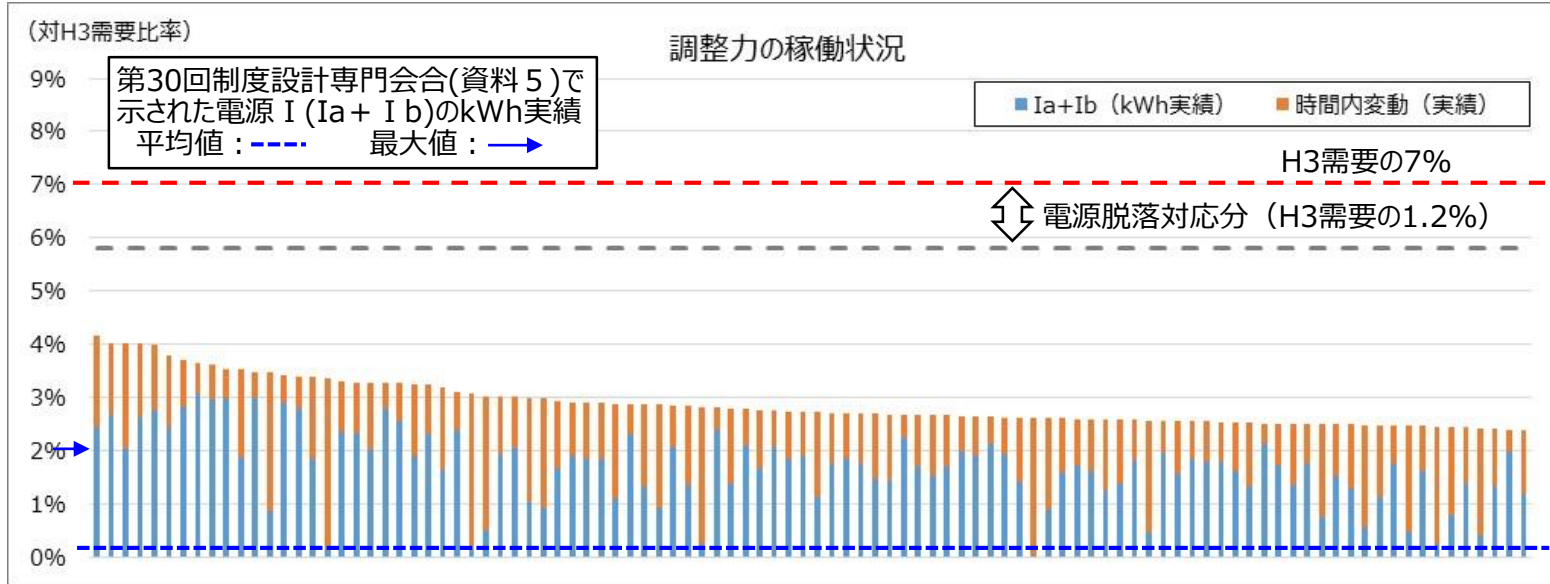
- 前回委員会において、電源 I の稼働実績について以下のようなご意見をいただいたことを踏まえ、中部・関西エリアの電源 I の稼働実績の分析を行った。

『電力・ガス取引監視等委員会の議論で、一部のエリアは電源 I の確保量が0%でよいのではないかとされるのだとすれば間違いであることはこれで十分伝わったと考えるが、もともとの議論は、7%が本当に必要なのか、例えば6.5%や6%では問題があるのかということである。だとすると、これだけ厳しい状況があったにもかかわらず、しかも電源脱落の想定を含めても、電源 I が5%しか稼働していない、あるいは結果論から見ると必要なかったエリアもあるわけで、6.5%や6%では問題があるのかという問題提起に答えられてはいない。したがって7%を見直す必要がないと主張するためには、もう少し言っていたかないと、これだけでは納得しかねる。(中略)しかし、少なくとも2エリアでは6%で十分だったのではと、この資料を見ても言う人はいると考えるので、7%を見直す必要がないと主張するのであれば、今回の資料では不十分。』(松村委員)

『「エリアごとにバラつきはあるが、電源 I は相当程度活用されていたのではないかと記載されているが、32～33ページの中部、関西エリアの実績は、他エリアに比べて対H3需要比率が低いように見える。この要因については、例えば、FIT①予測誤差が小さいとか、電源 I の確保後に原発再稼働によって供給力が増加した等、いろいろな要因があると考えられる。分析を行うことで稼働実績の理解がより深まると考えるため、より詳細な分析をお願いしたい。』(高橋委員)

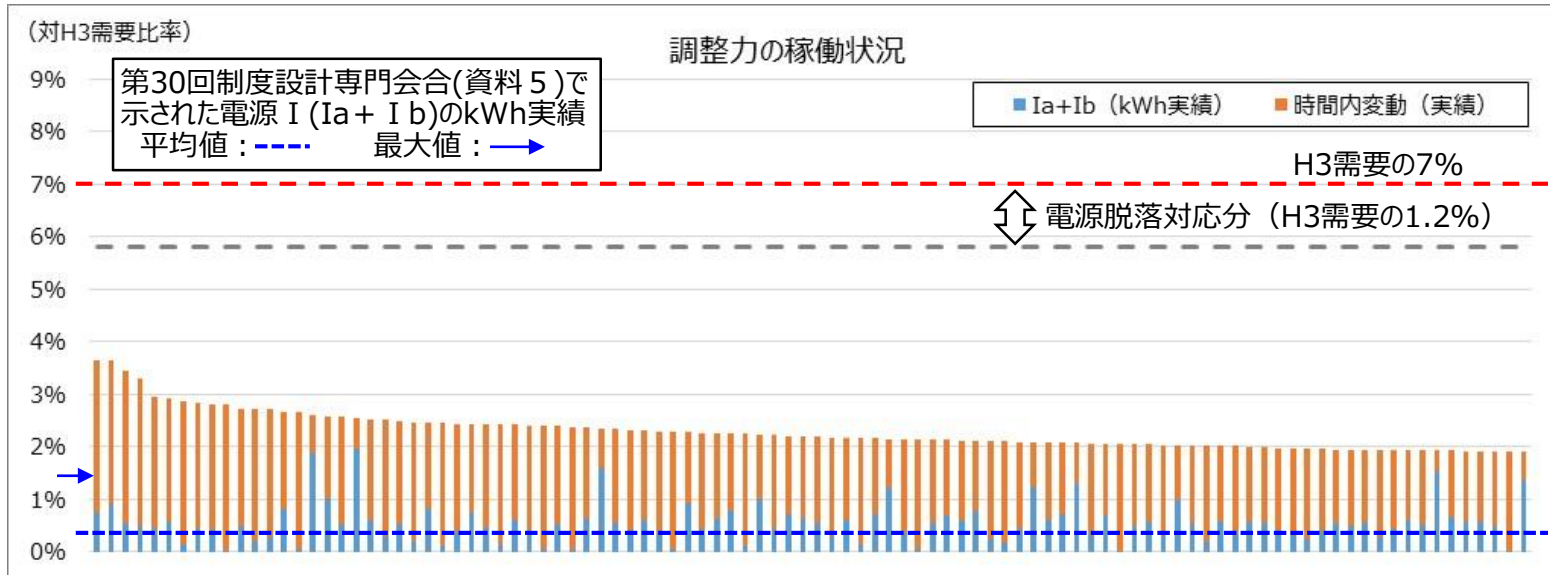
算定期間 : 2017年4月~2018年3月 (全17,520コマ)

中部



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合
83コマ/100コマ

関西



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合
34コマ/100コマ

電源 I の稼働実績 (kWh実績+時間内変動が最大のコマ) [対H3需要比率 (%)]

	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落(想定)	合計※2
北海道	1.3	5.2	6.5	1.4	7.9
東北	4.3	1.2	5.5	1.4	6.9
東京	5.3	1.1	6.4	1.4	7.8
中部	2.4	1.7	4.1	1.2	5.4
北陸	4.0	2.9	6.9	1.2	8.2
関西	0.8	2.9	3.7	1.2	5.0
中国	3.7	1.7	5.4	1.2	6.6
四国	4.1	2.1	6.2	1.2	7.5
九州	4.6	3.7	8.3	1.2	9.5
沖縄	2.0	2.8	4.8	16.9	21.7

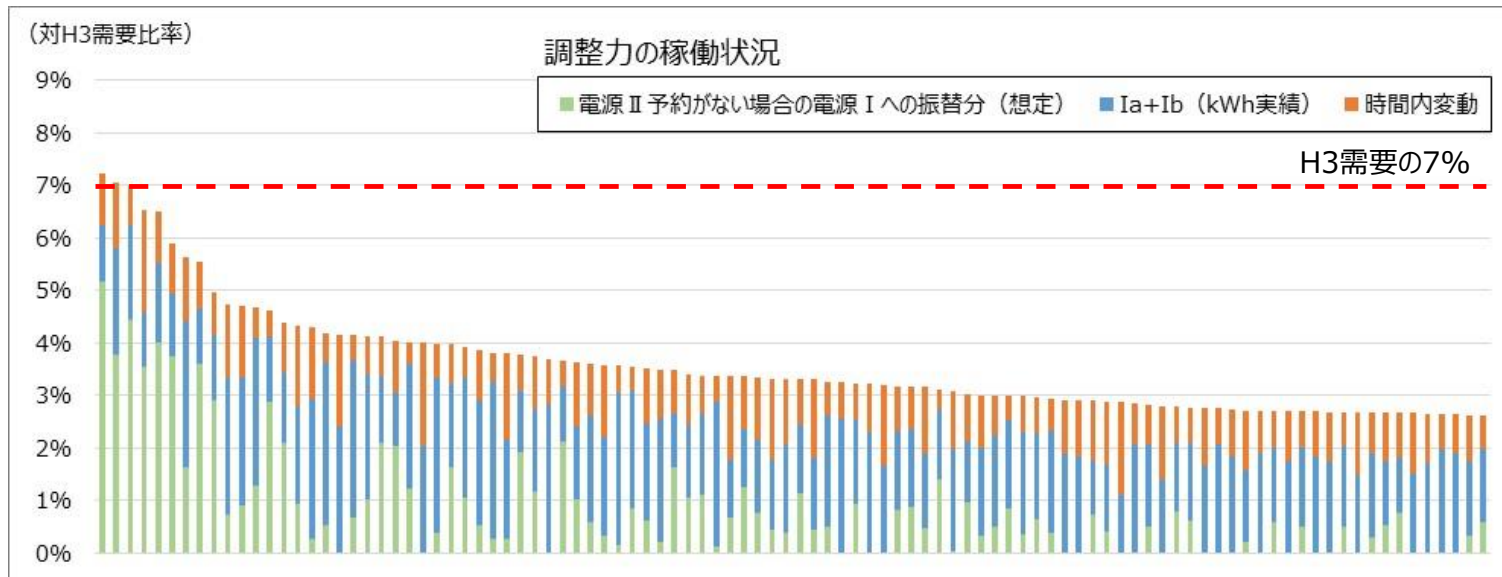
※1 小計とは、kWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

～電源 I の稼働実績の評価(中部エリア)～

- 電源 II を事前予約すると、電源 II が調整力としてエリア内に確保される。実需給段階では電源 I より安価な電源 II から優先的に活用されるので、電源 I の稼働実績が低くなりやすい。
- 中部エリアでは電源 II を事前予約しており、その結果、電源 I の稼働実績が他エリアと比べて低くなったのではないか。
- 電源 II の事前予約を行わなかった場合の電源 I の稼働見込みを試算した結果は以下のとおり。電源 II の事前予約を行わなかった場合には他エリアと同程度に電源 I が活用された可能性があるのではないか。

※スポット市場の状況を踏まえ、エリアプライスと電源 II の上げ調整単価(V1)を比較し、エリア内に電源 II 余力として残る量を想定したうえで、電源 I の稼働見込みを算定した



※中部電力への聴き取り結果をもとに作成

(論点2-2) 電源 I の稼働実績の評価(中部、関西) ～電源 II の事前予約による電源 I の稼働実績への影響(中部エリア)～

	電源 II 予約がない場合 の電源 I への振替分 (想定)	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落 (想定)	合計※2
実績	—	2.4	1.7	4.1	1.2	5.4
稼働見込み	5.2	1.1	1.0	7.2	1.2	8.4

※1 小計とは、電源 I への振替分(想定)とkWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

その他の表明事項

- 旧一般送配電事業者の小売部門が自ら保有する電源（GC後に電源 II *と位置づけられるもの）を、一般送配電事業者からの要請によりGC前にスポット市場や一時間前市場に投入せずに確保する事例が確認された。
- 電源 II の利用方法については、今後、別途検討されると考えられるが、電源 II の事前予約の正当性について定期的にモニタリングを行うこととしてはどうか。

	確保の有無	確保する水準	考え方
北海道電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギー電源の導入拡大等によってはあり得る。
東北電力	無	—	✓ —
東京電力EP	無	—	✓ —
中部電力	有	2% (11月実績より算出)	✓ 恒常的に確保することはないが、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保する。

～電源Ⅰの稼働実績の評価(関西エリア)①～

- H3需要時など高需要時は電源Ⅱ余力が生じにくいと考えられ、このような時に電源Ⅰは稼働しやすい。
- 関西エリアでは、高需要時である夏期の時点において、旧一般電気事業者(小売部門)がスポット入札時点で5%の予備力を確保する運用を行っており、年初段階での計画に対して大容量電源が追加的に稼働したことから、旧一般電気事業者(小売部門)が高需要時でも予備力を確保できたので、電源Ⅱ余力が残ったのではないか。

(参考)

2017年度の関西エリアについてH3需要発生時の前日計画段階における電源Ⅱ余力を関西電力に確認した結果は以下のとおり

7/31 前日想定需要：2,540万kW、電源Ⅱ余力見込み：221万kW (8.7%※)

8/24 前日想定需要：2,580万kW、電源Ⅱ余力見込み：141万kW (5.5%※)

8/25 前日想定需要：2,580万kW、電源Ⅱ余力見込み：157万kW (6.1%※)

※前日想定需要に対する割合

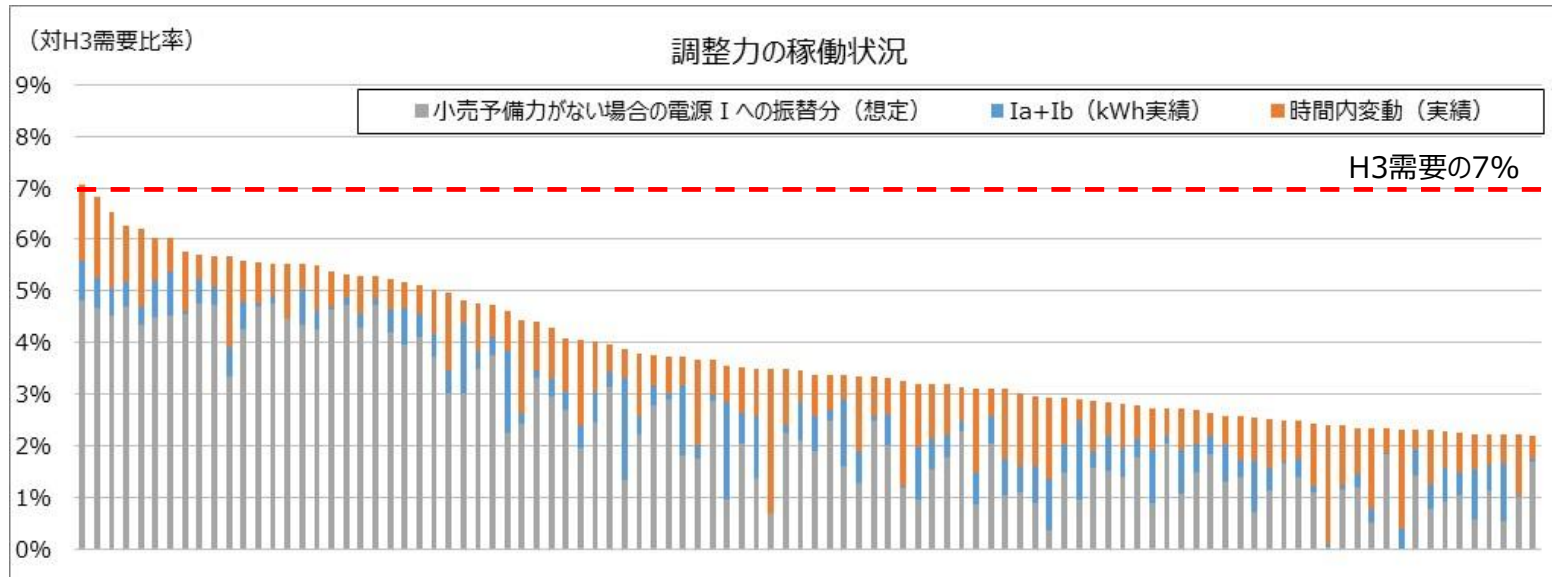
- 電源Ⅱ余力が残った結果、より安価な電源Ⅱから優先的に活用され、電源Ⅰの稼働実績が低くなったのではないか。
- 関西エリアでは年初段階での計画に対する大容量電源の追加的な稼働が今年度もあったが、来年度以降に追加的な稼働が想定される電源はないこと、第25回制度設計専門会合(2017年12月26日)においてスポット入札時点での予備力を1%とする行動計画が示されていることから、実需給段階で活用できる電源Ⅱ余力が来年度以降も確実に残っているか、わからないのではないか。

～電源 I の稼働実績の評価(関西エリア)②～

- 旧一般電気事業者(小売部門)がスポット入札時点で5%の予備力を確保する運用を行っていた期間のうち、需要の高い夏期(7月～9月)の期間において、予備力分の電源 II 余力が残らなかった場合の電源 I の稼働見込みを試算した結果は以下のとおり。
- 大容量電源の追加的な稼働がなく、電源 II 余力が残らなかった場合には他エリアと同程度に電源 I が活用された可能性があるのではないか。

※試算の考え方は以下のとおり

- ✓ 2017年7月～9月のうち電源 I のkWh実績があるコマのみを対象とする
- ✓ 電源 I が稼働していたコマは電源 II 余力がkWh実績以上には残っていなかったものと仮定する
- ✓ 旧一般電気事業者(小売部門)が予備力を削減した場合、電源 II 余力が減り、その分だけ電源 I が稼働すると仮定し、各コマの電源 II のkWh実績が電源 I に振り替えられたとする



※上記仮定のもと
広域機関にて試算

(論点2-2) 電源 I の稼働実績の評価(中部、関西)

～大容量電源の再稼働等による電源 I の稼働実績への影響(関西エリア)～

	小売予備力がない場合 の電源 I への振替分 (想定)	kWh実績	時間内変動(実績)	小計※1	電源脱落 (想定)	合計※2
実績	—	0.8	2.9	3.7	1.2	5.0
稼働見込み	4.8	0.8	1.5	7.1	1.2	8.3

※1 小計とは、電源 I への振替分(想定)とkWh実績と時間内変動(実績)の合計

※2 四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動(実績)」、「電源脱落(想定)」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

①旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の確保水準 【関西電力】段階的な予備力削減に向けた取組

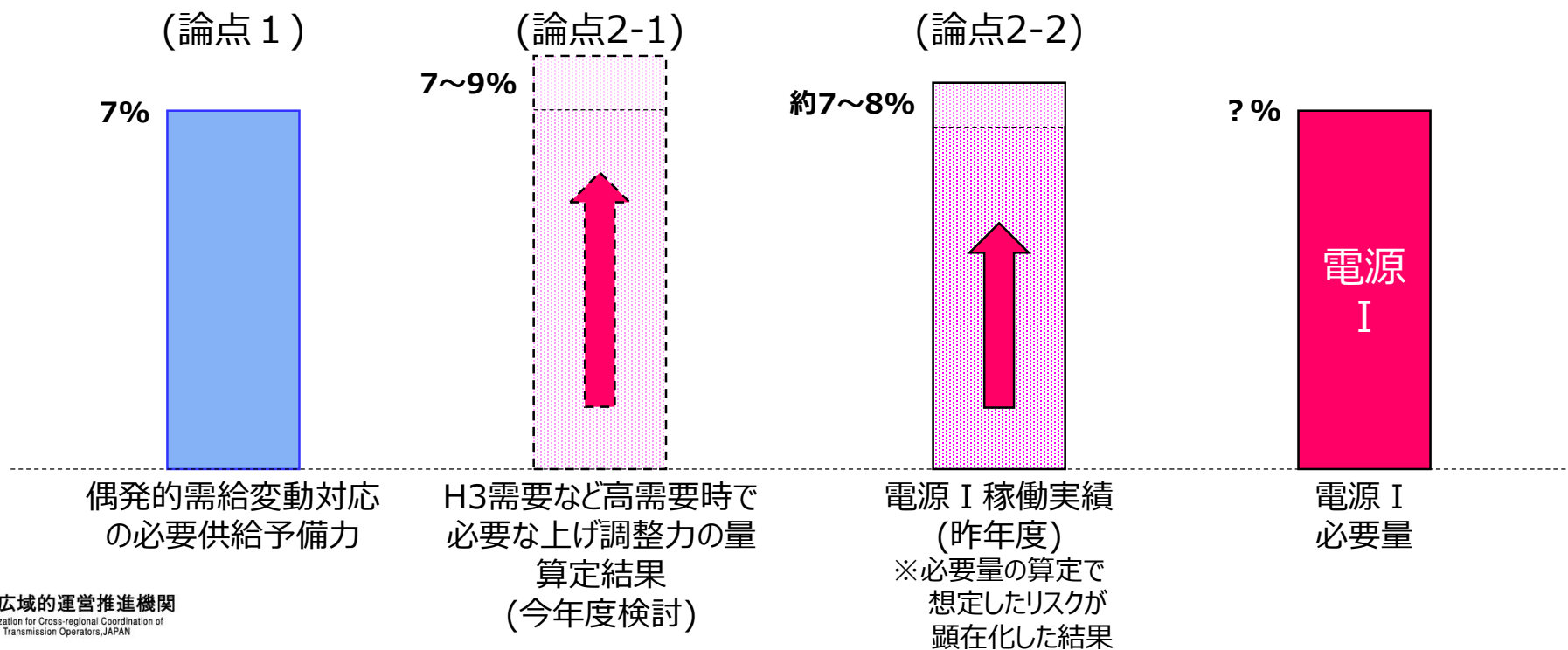
- 予備力削減について供給力確保の観点から問題が無いか確認しつつ、段階的に削減予定。

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前12時)	ゲートクローズ(GC)時 点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	5%	3%	3%	原則不要(0%)
新たな取組開始年月	平成29年11月	平成29年11月	平成29年11月	平成29年11月
現状 (平成29年11月末時点)	3%	2%	2%	原則不要(0%)
段階的な取組時点① (平成30年1月時点)	1%	1%	1%	原則不要(0%)
1年後 (平成30年11月時点)	1%	1%	1%	原則不要(0%)

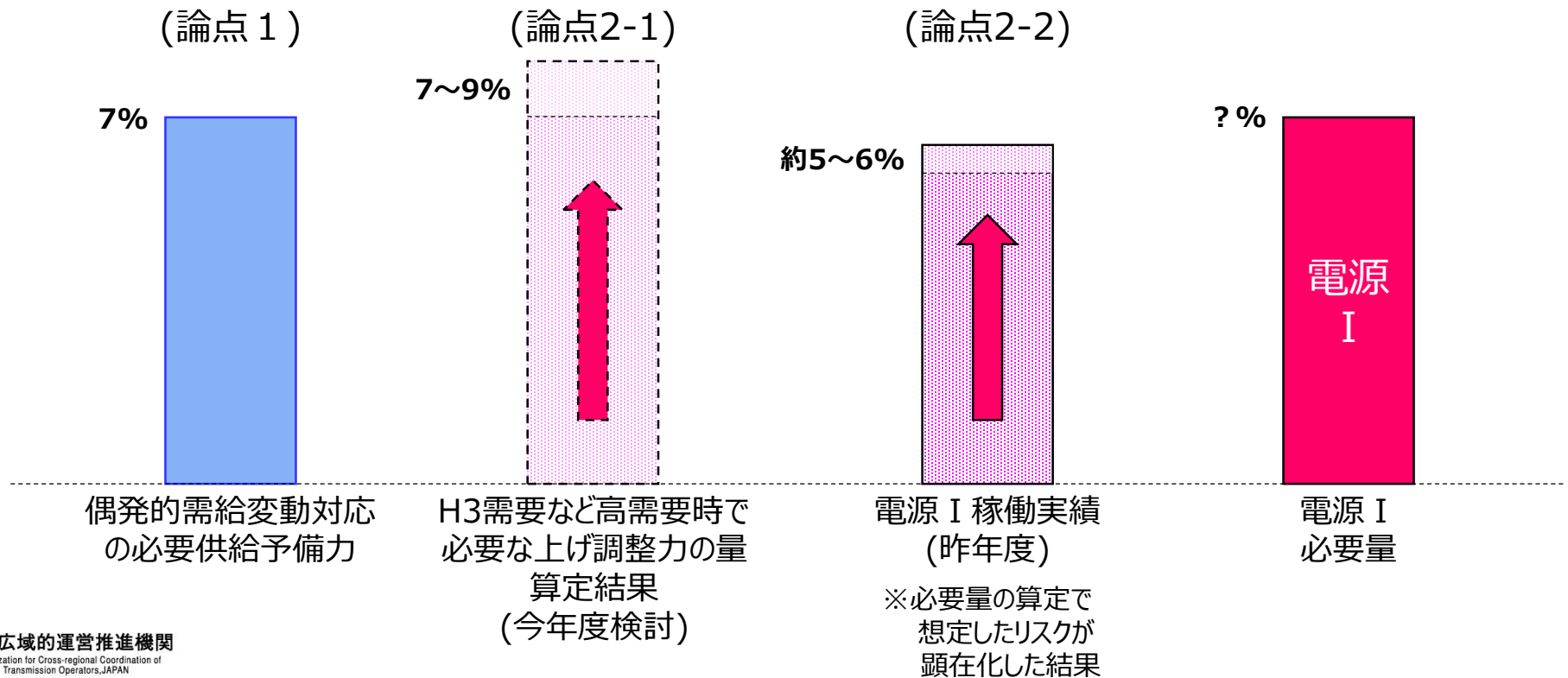
- 両エリアの電源 I の稼働実績が低くなった主な要因として、以下の可能性があるのではないか。
 - 中部：電源 II の事前予約
 - 関西：年初段階での計画に対する大容量電源の追加稼働
- これらを踏まえると、2017年度の需給運用は、単年度の需給状況や電源 II の事前予約、年初段階での計画に対する大容量電源の追加稼働の影響を受けた可能性があったのではないか。

(空白)

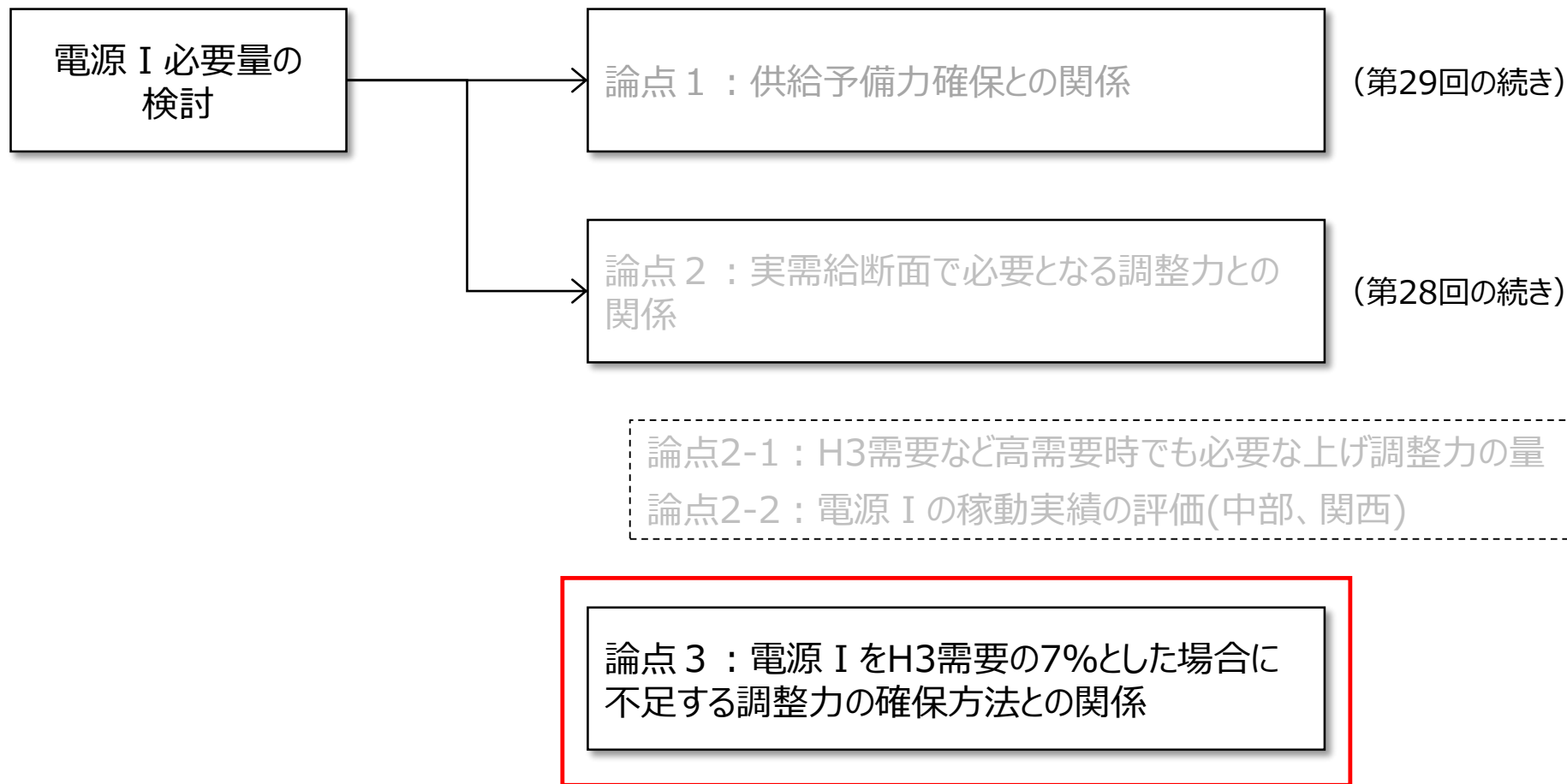
- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した。ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっており、電源 I は少なくとも7%必要ではないか。他方、上げ調整力必要量は7%を超える値もあったが、電源 I 稼働実績が7%程度であることから、これをもって電源 I を7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。
- ただし、四国・九州エリアは、電源 II の事前予約を行ってなお7%程度の電源 I 稼働実績があったことを踏まえると、事前予約の仕組みのように、電源 I で不足していた分の調整力を確実に確保できることが必要ではないか。
- 偶発的需給変動対応の必要供給予備力確保策の観点、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量の算定結果や電源 I 稼働実績を踏まえると、電源 I の量で不足する分の調整力を確実に確保できることを前提にした上で(論点3)、電源 I 必要量をH3需要の7%として良いのではないか。



- 中部・関西エリアの電源 I の稼働は、電源 II の事前予約や、年初段階での計画に対する大容量電源の追加稼働および旧一般電気事業者(小売部門)の予備力確保により、電源 I は5~6%の稼働にとどまったのではないかと。
- 他方、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量の算定結果は他エリアと同程度であり、偶発的需給変動対応の必要供給予備力確保策の観点から踏まえると、昨年度の電源 I の稼働実績をもって、ただちに電源 I 必要量を7%より引き下げられるとまでは言えないのではないかと。



- 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力を確保する方法についてご議論いただきたい。



～論点1・2の考察～

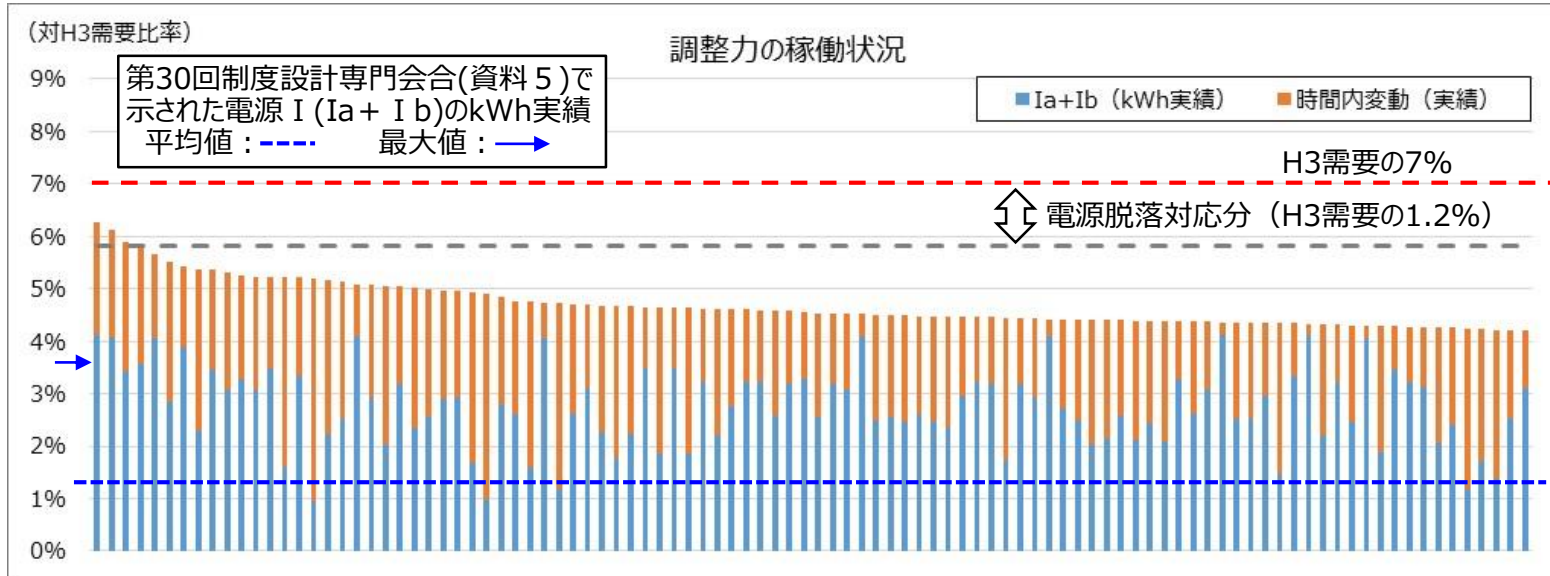
- 電源Ⅰの稼働実績によると、四国・九州エリアにおいては電源Ⅱの事前予約を行ってなお7%程度の稼働実績があった。仮に電源Ⅱの事前予約がなければ、ひっ迫融通に頼る機会が増えた可能性があったとも考えられる。
- 事前予約を行っている九州エリアについて、サンプルとして電源Ⅰが高稼働となった上位100コマのうち事前予約を行っていたコマにおけるスポット市場のエリアプライスと電源Ⅱの上げ調整単価※（V1）を確認したところ、エリアプライスの方が高いことが多く、電源Ⅱの事前予約を行わなかった場合には、スポット市場でエリア外に流出していた可能性があったとも考えられる。
※調整力として活用された電源ⅡのV1単価
- 他方、電源Ⅱの事前予約は、スポット市場への影響への懸念からグレーである、という意見がでている。
- 需給調整市場の創設により、三次調整力②の広域調達・広域運用が開始されれば、スポット市場でエリア外に電源Ⅱが仮に流出したとしても、他エリアの調整力を調達・運用できるようになるが、需給調整市場の創設は2021年度からであり、2年あまりの期間がある。
- これらを踏まえると、需給調整市場が創設されるまでの2年あまりの期間における、再エネ出力予測誤差への当面の対応として、電源Ⅰの量をH3需要の7%から増やすか、電源Ⅱの事前予約を続けるのか、ひっ迫融通に頼るのか、これらのいずれが望ましいのかという点について、卸電力市場への影響がより少ない電源Ⅱの事前予約の仕組みはないのか、という点も含めて、検討が必要ではないか。（論点3）
- 以降、論点3としてご議論いただきたい。

第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年4月12日）議事録 抜粋

『電源Ⅱを事前予約しておくことは、公正な競争という観点から見るとかなりグレーだと言う人は多く、電力・ガス取引監視等委員会は決めつけてはいないと考えるが、相当に関心を持っているのではないかと。ましてや、スポット市場の前に予約するとなると、限りなく黒に近いと考える。つまり、市場に出す量を事実上コントロールしてしまうことになるので、本来の制度の趣旨に鑑みて相当にまずいのではないかと。』（松村委員）

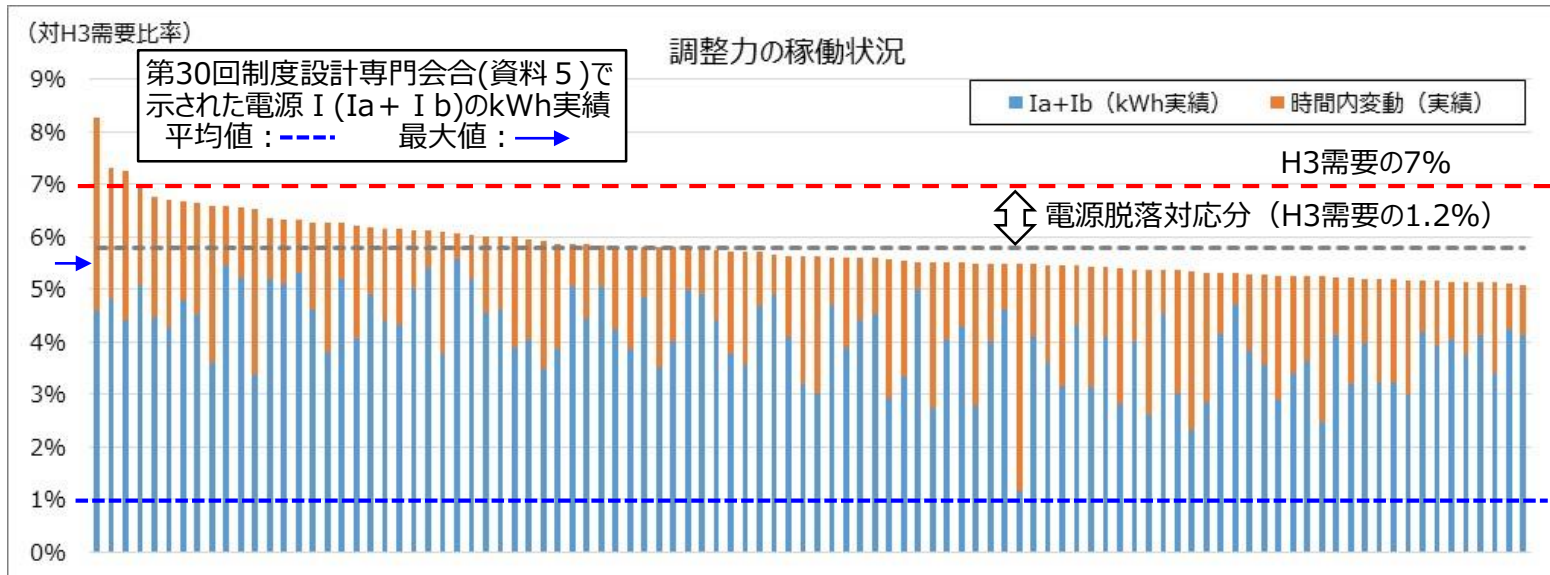
算定期間 : 2017年4月~2018年3月 (全17,520コマ)

四国



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合
30コマ/100コマ

九州



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合
33コマ/100コマ

その他の表明事項

- 旧一般送配電事業者の小売部門が自ら保有する電源（G C後に電源Ⅱ*と位置づけられるもの）を、一般送配電事業者からの要請によりG C前にスポット市場や一時間前市場に投入せずに確保する事例が確認された。
- 電源Ⅱの利用方法については、今後、別途検討されると考えられるが、電源Ⅱの事前予約の正当性について定期的にモニタリングを行うこととしてはどうか。

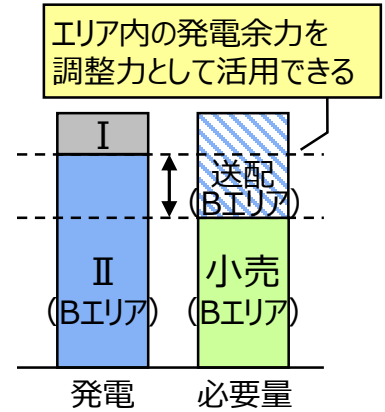
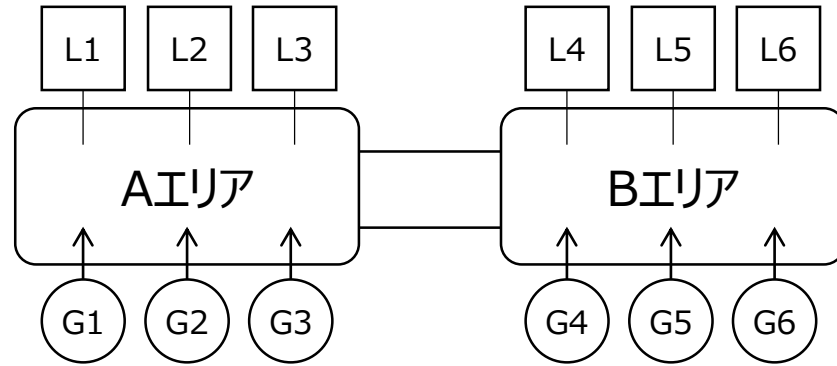
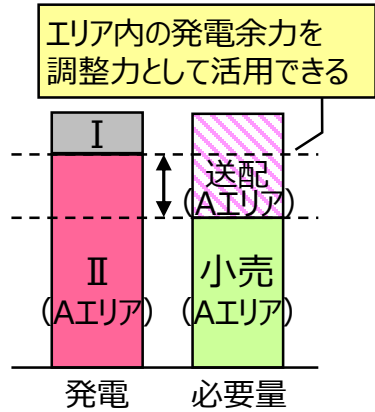
	確保の有無	確保する水準	考え方
北海道電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギー電源の導入拡大等によってはあり得る。
東北電力	無	—	✓ —
東京電力EP	無	—	✓ —
中部電力	有	2% (11月実績より算出)	✓ 恒常的に確保することはないが、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保する。
北陸電力	無	—	✓ —
関西電力	無	—	✓ 今まで一般送配電事業者より、確保するように依頼されたことはない。
中国電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギーの導入拡大等により、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保することがあり得る。
四国電力	有	確保量は状況により異なる	✓ 太陽光の予測誤差への対応として、電源Ⅱを一定程度確保することが有る。
九州電力	有	0.5% (過去実績平均)	✓ 電源Ⅱについては、一般送配電事業者から要請があった場合に、電源Ⅰ・Ⅱ調整力募集要項に基づき予備力とは別に確保。

*一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等（電源Ⅰを除く）のことであり、ゲートクローズ（G C）以降余力がある場合に一般送配電事業者が周波数調整に利用することが可能なもの

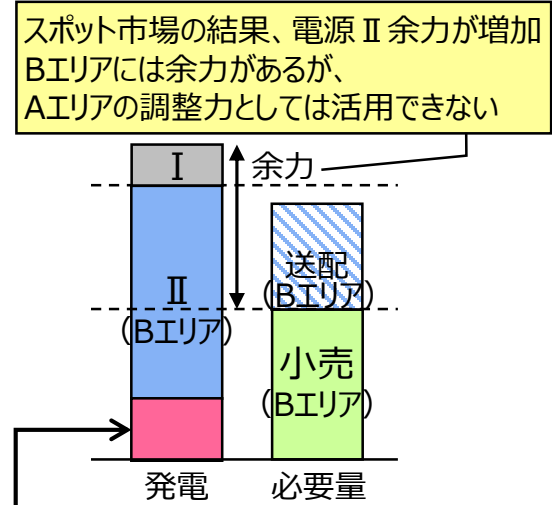
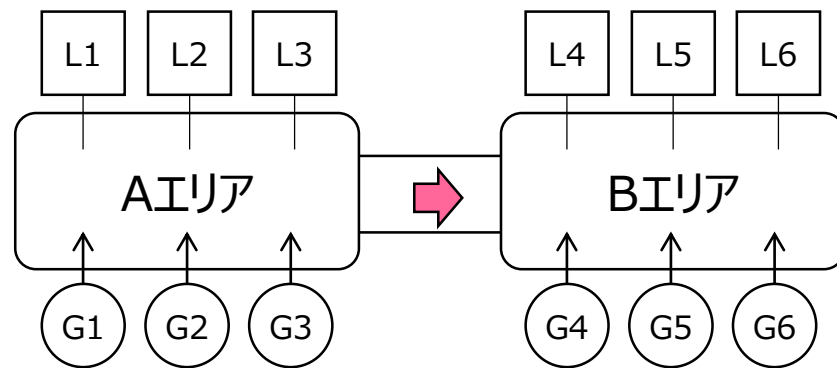
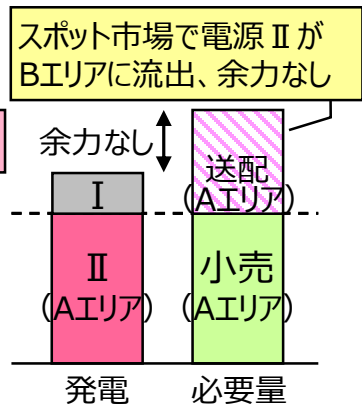
(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法 ～スポット市場でエリア外に電源 II が流出してエリア内の調整力が不足するケース～

- 電源 II の事前予約がない場合、調整力必要量が電源 I の容量を超過する時間帯に電源 II 余力がスポット市場で約定・エリア外に流出する等により、エリア内の調整力が不足する可能性がある。
- 需給調整市場(三次調整力②)で広域調達・広域運用できるようになるまでは、他エリアの調整力を活用することができず、結果として調整力が不足した状態で実需給を迎えるため、ひっ迫融通となる可能性が高くなる。

【スポット市場前】



【スポット市場後】



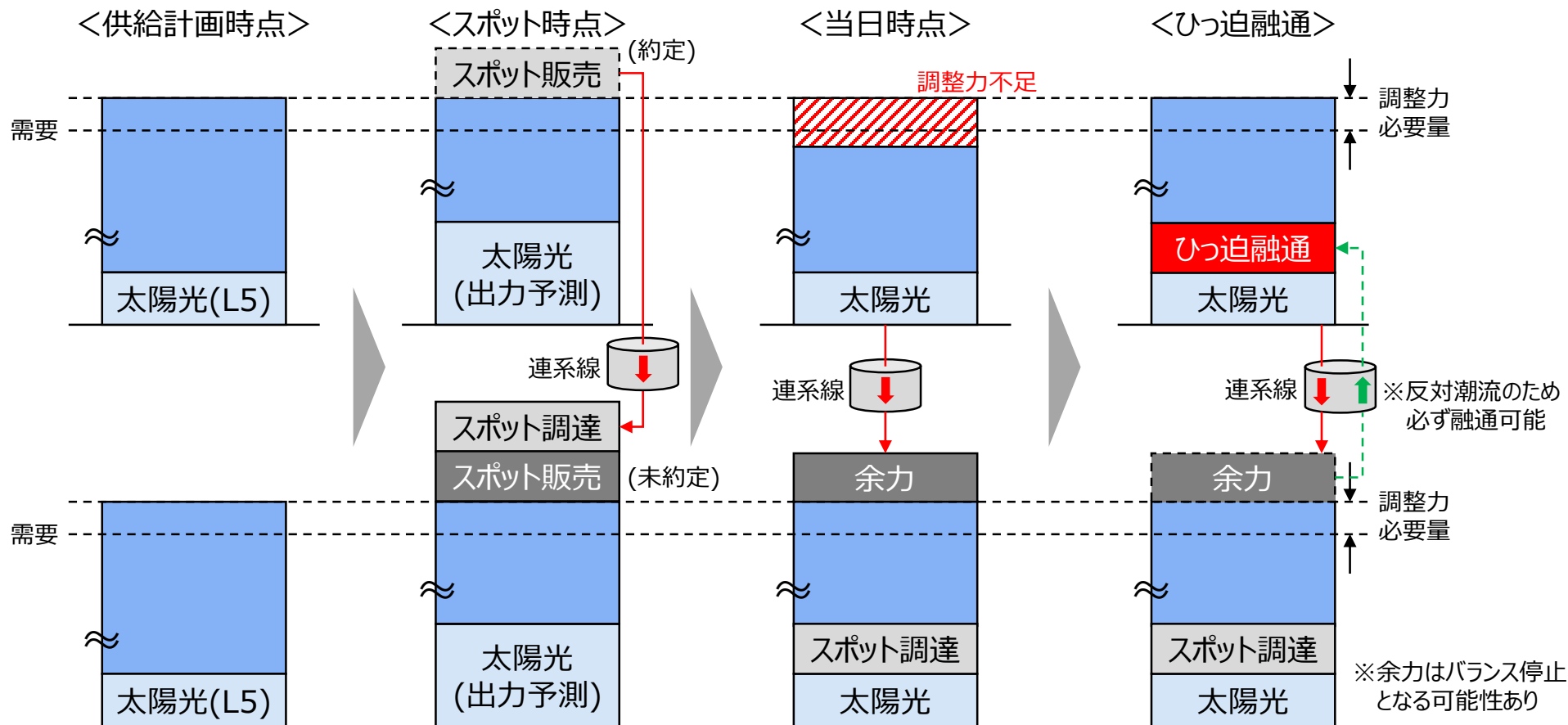
スポット市場で Bエリアに流出

※ スポット市場で Aエリア(エリア外)から調達できた結果、Bエリアで差替により電源 III が停止される場合など、エリア外から調達できた分がそのまま電源 II 余力増加とならない場合もある

- 供給計画時点では、太陽光の出力はリスク側で算定し、これを前提に火力などを確保することで必要予備力まで供給力を確保している。そのため太陽光は発電量が少なくともH3需要に対して供給力を確保できる設備量となる計画となっている。
- スポット時点で太陽光が多く発電する計画となれば、その分火力に余力が生まれ、これはスポット市場原資となり他エリアに売れることもある。その場合、エリアの供給力・調整力とはならず、小売供給力で見れば広域でメリットオーダーされたこととなる。
- 当日時点で太陽光の出力が大きく減少することとなれば、スポット市場でエリア外に流出した供給力はエリアの調整力とはならないため、エリア内の調整力が不足する場合がある。調整力不足を解消するためには、ひっ迫融通を受けることでエリア内の電源に調整余力を作って調整力を確保することとなる。その原資は単価の高いエリアの発電余力となる。

【電源が安いエリア】

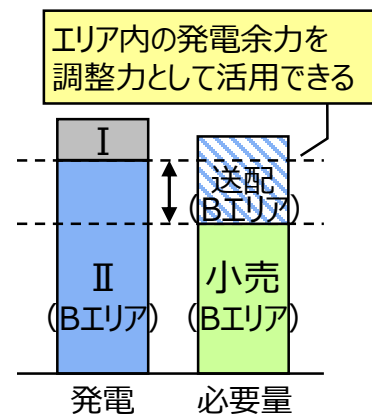
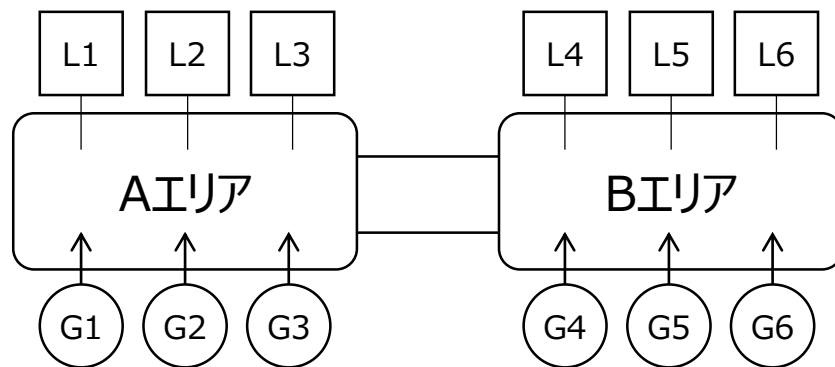
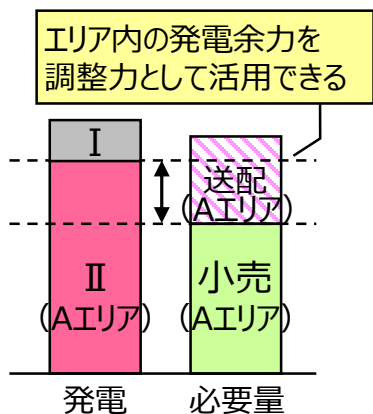
【電源が高いエリア】



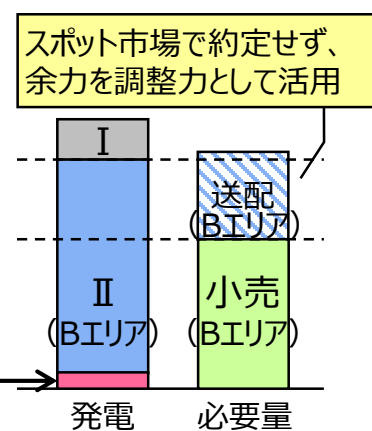
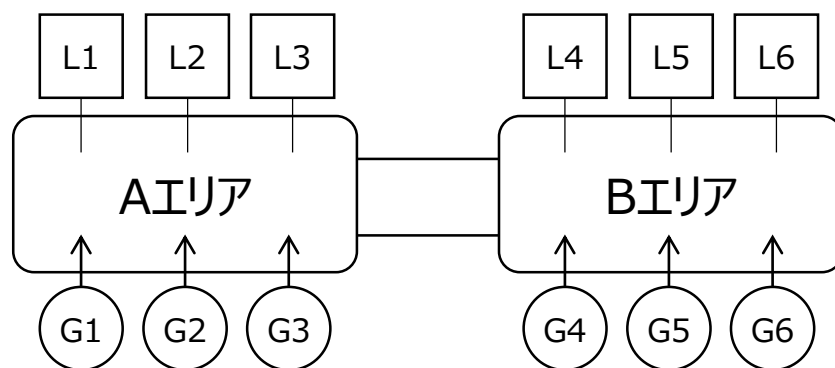
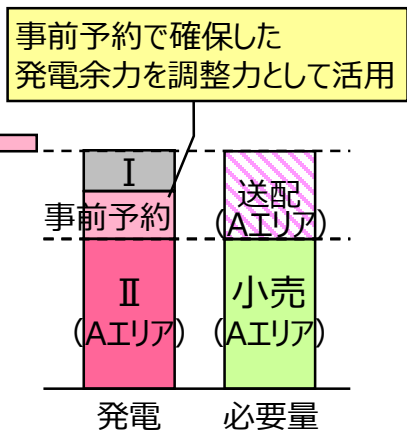
(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法 ～需給調整市場(三次調整力②)創設以前にエリア内に調整力を残す方法～

- 需給調整市場(三次調整力②)で広域調達・広域運用できるようになるまでは、他エリアの調整力を活用することができないため、エリア内で発電余力を事前に調整力として確保することが必要となる。
- 電源 II をスポット市場前に事前予約することで調整力必要量をエリア内に残し、調整力を確実に確保できる。

【スポット市場前】



【スポット市場後】

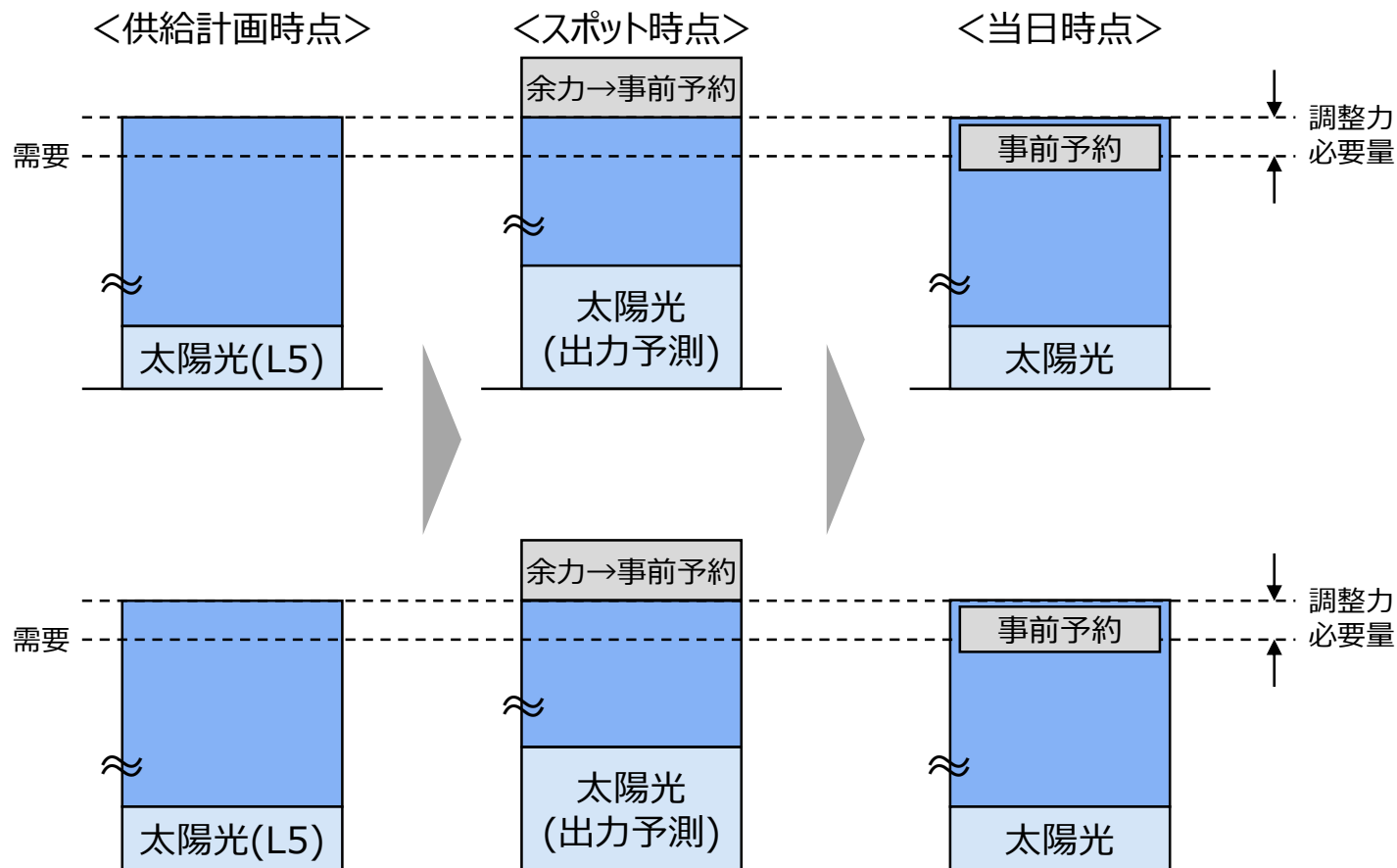


スポット市場でBエリアに流出

- スポット時点で太陽光が多く発電する計画であれば、その出力に応じて上げ調整力が多く必要となる可能性がある。この分を予め確保(事前予約)しておけば、スポット市場の原資とならずエリア内の供給力として残ることとなる。
- 当日時点で太陽光の出力が大きく減少することとなっても、エリア内に供給力があるため調整力を確保することができる。
- 事前予約を行うと、単価の高いエリアの供給力となり得る単価の安いエリアの供給余力が事前予約されることもある。

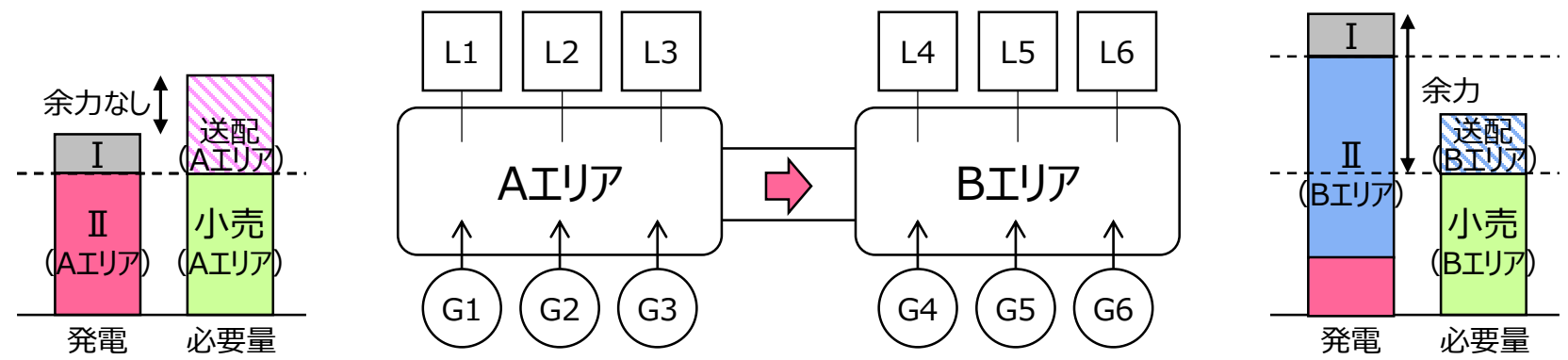
【電源が安いエリア】

【電源が高いエリア】

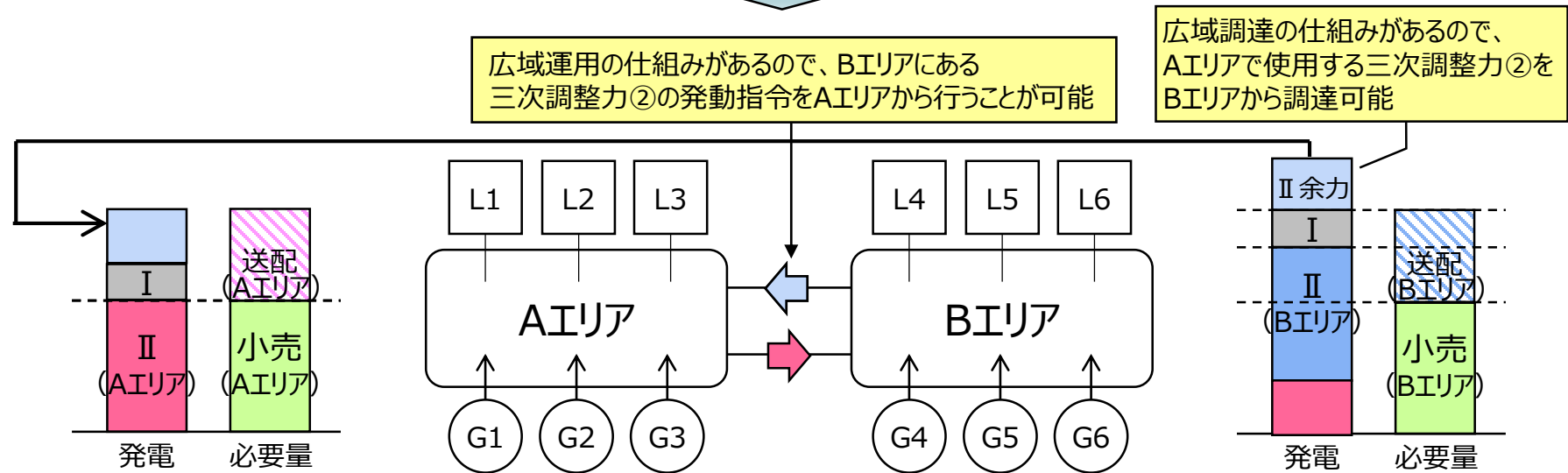


■ 需給調整市場(三次調整力②)で広域調達・広域運用できるようになった後では、電源Ⅱ余力がスポット市場で約定・エリア外に流出したとしても、他エリアの調整力を活用することができ、調整力を確実に確保できる。

【スポット市場後】



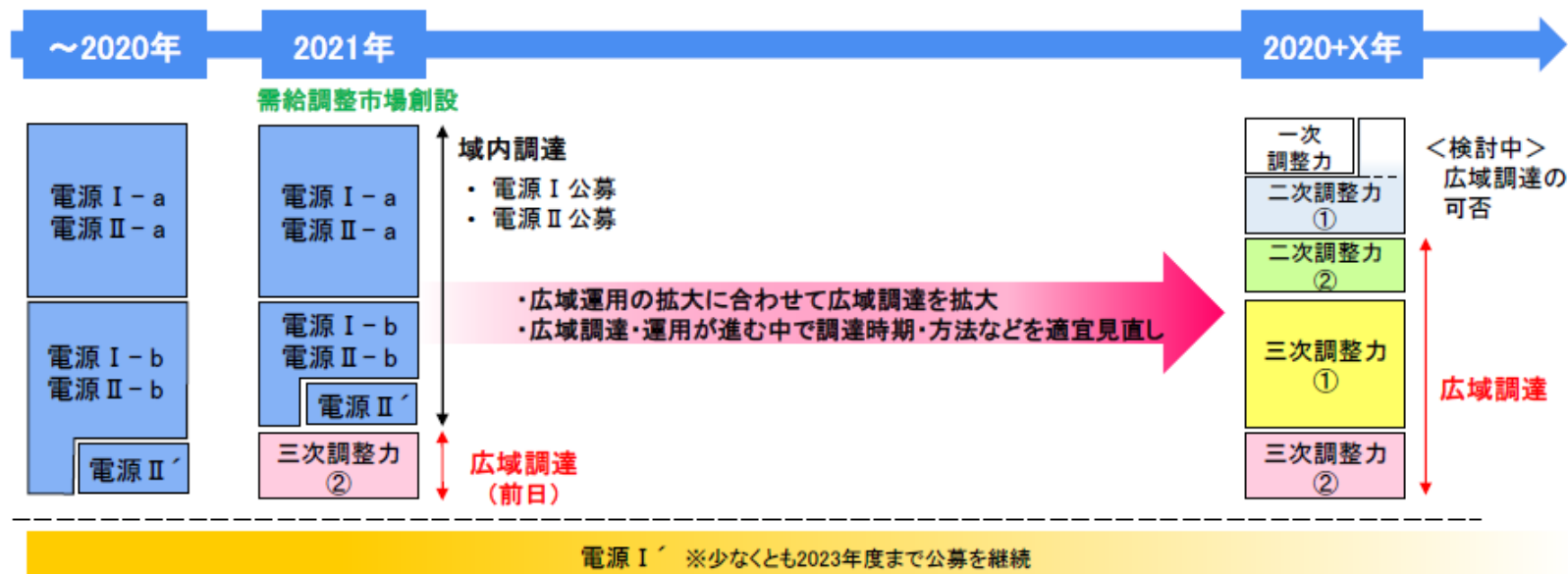
【需給調整市場】



需給調整市場における商品の細分化・広域調達の時期について

10

- 2021年度以降の調整電源等の確保については以下の方向性であり、今後、広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、調達時期・方法などは適宜見直していくことになる。(第3回需給調整市場検討小委員会より)
- ✓ 2020年度においては現在の調整力公募を継続する
- ✓ 需給調整市場が創設される2021年度においては、広域的に調達・運用される三次調整力②を需給調整市場にて前日(スポット後)に調達する。
- ✓ それ以外については、エリア内で調達され、現在の電源Ⅰ(Ⅰ-a、Ⅰ-b)公募及び電源Ⅱ(Ⅱ-a、Ⅱ-b、Ⅱ')公募により調達する
- ✓ 電源Ⅰ'の仕組みは少なくとも2023年度までは公募を継続する



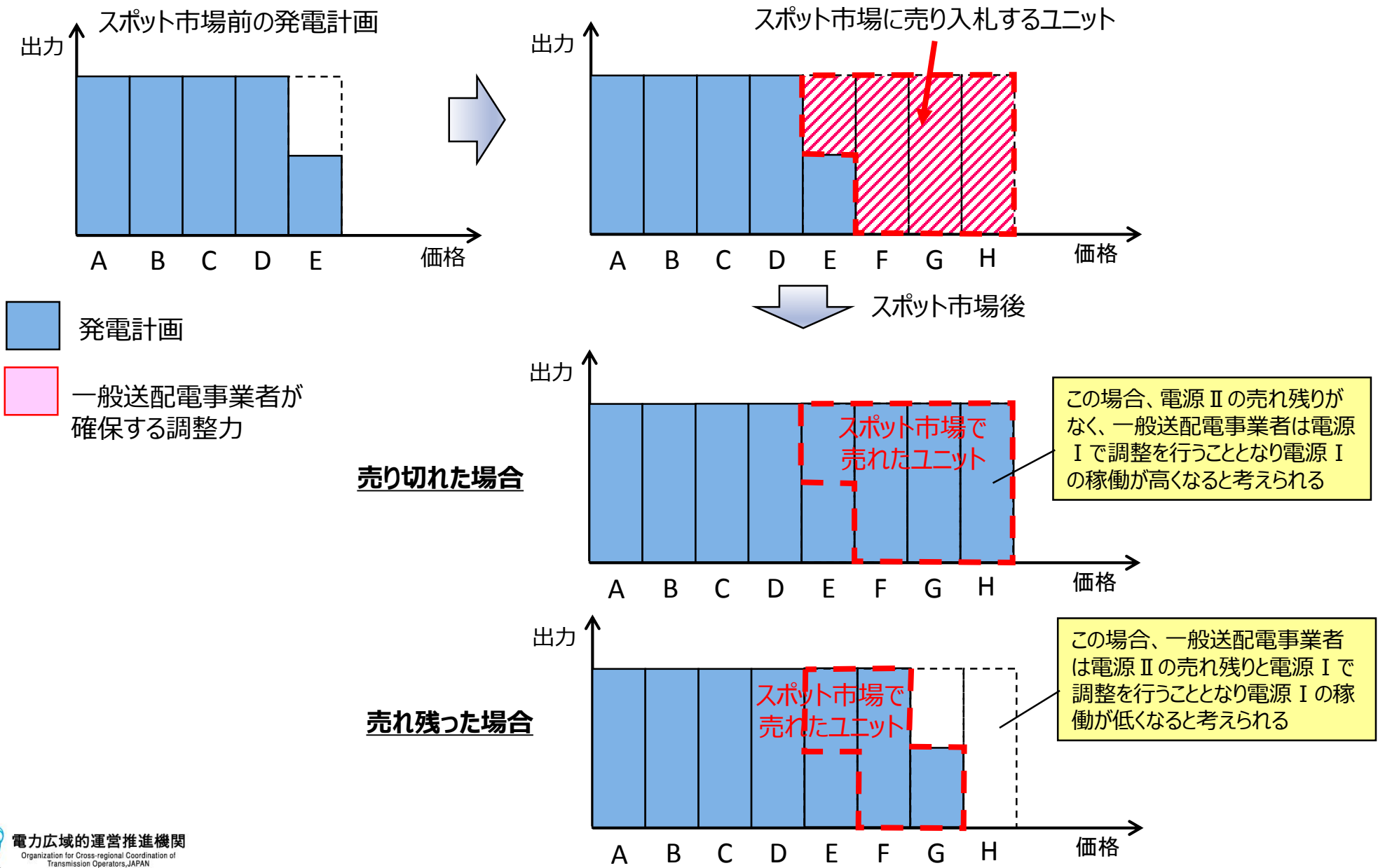
- 旧一般電気事業者(小売部門)は原則として、スポット市場入札時点で1%以上の余力はスポット市場へ投入することとされ、卸電力市場の流動性向上に向けた取組※がなされていることから、電源Ⅱがエリア外に流出する可能性が高くなっているのではないかと考えられる。

※「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者(小売部門)の予備力確保の在り方について」
(2017年10月31日 電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関)

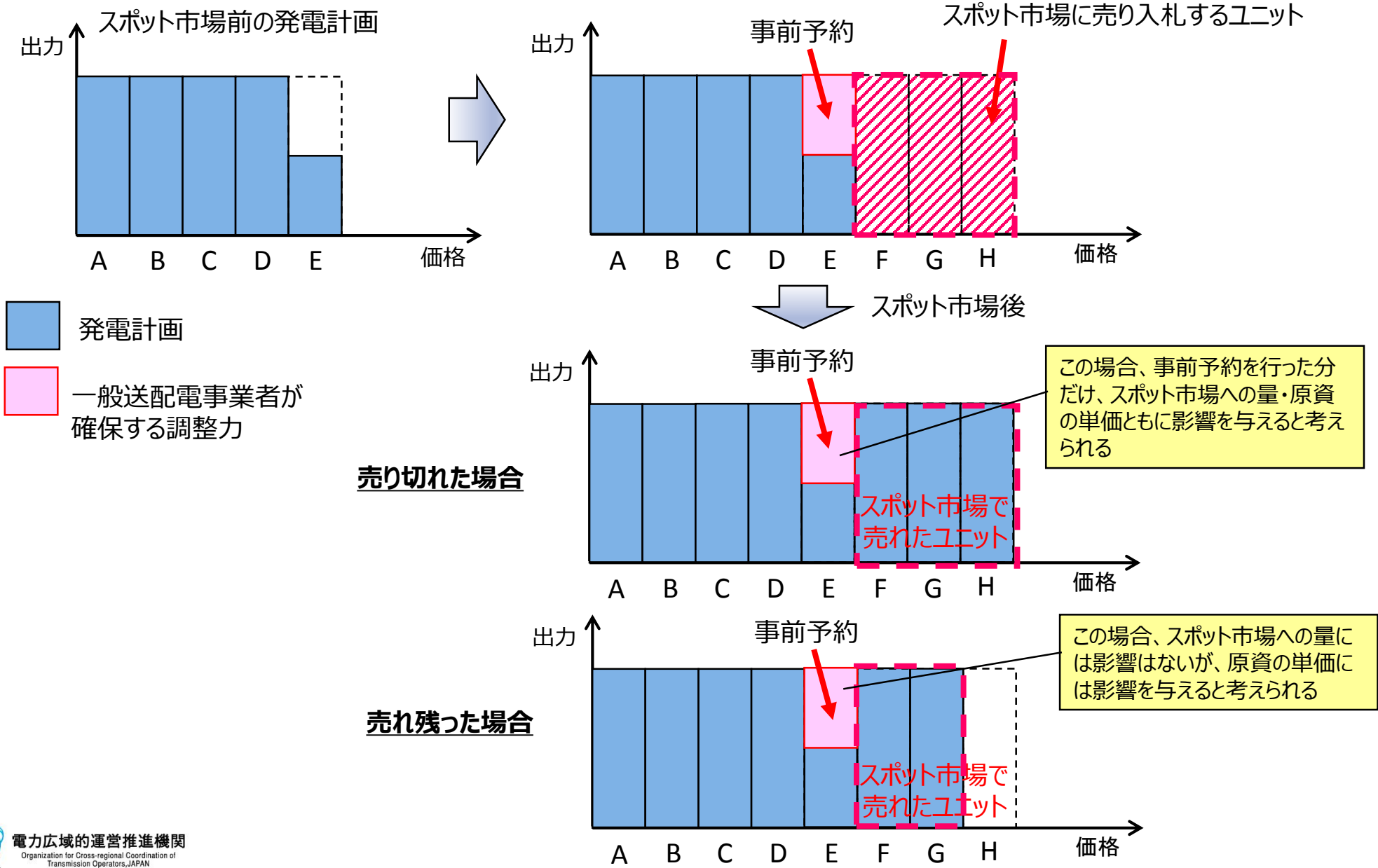
- 電源Ⅱがエリア外に流出しないように一般送配電事業者がスポット市場前に事前予約をする場合、電源Ⅱの中の安価な電源から対象にすると、これがスポット市場への投入原資とならない影響がある。
- この影響は、投入量という観点と、投入原資の単価という2つの観点がある。
 - 投入量という観点では、スポット市場に投入した電源が売り切れるような場合に影響がある。このような時には一般送配電事業者が活用できる電源Ⅱ余力がないため、電源Ⅰの稼働が高くなる状況と考えられるが、電源Ⅰ稼働実績を見る限りでは、頻度としては高くないのではないかと考えられる。
 - 投入原資の単価という観点では、事前予約された安価な電源がスポット市場に供出されない、という点で影響があると考えられる。
- これらのことから、電源Ⅱの事前予約の仕組みの是非を論じる上で、スポット市場への影響という観点では、投入量として影響を与え得るがこの頻度が低いという点と、原資の単価をどう考えるのか、ということとなるのではないかと考えられる。

(空白)

(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法 ～スポット市場での約定結果と電源 II 余力の関係のイメージ～



(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法 ～安価な電源 II を事前予約した場合にスポット市場に影響を与えるイメージ～



(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法 ～需給調整市場創設以前に確実に調整力を調達できる方法～

- 需給調整市場が創設され、三次調整力②の広域調達・広域運用が開始されれば、仮にスポット市場で電源 II がエリア外に流出しても、エリア外から調整力を確保できるようになるが、これは2021年度からであり、2年あまりの期間がある。
- それまではエリア内で調整力を調達・運用することになるので、当面、確実に調整力を調達できる方法として、案1と案2が考えられるのではないか。
- これらの案について、電源 I の量をH3需要の7%から増やすか、電源 II の事前予約を続けるのか、ひっ迫融通に頼るのか、これらのいずれが望ましいのかという点について、卸電力市場への影響がより少ない電源 II の事前予約の仕組みはないのか、という点も含めて、現状(案3)と得失を比較する。

(案1)

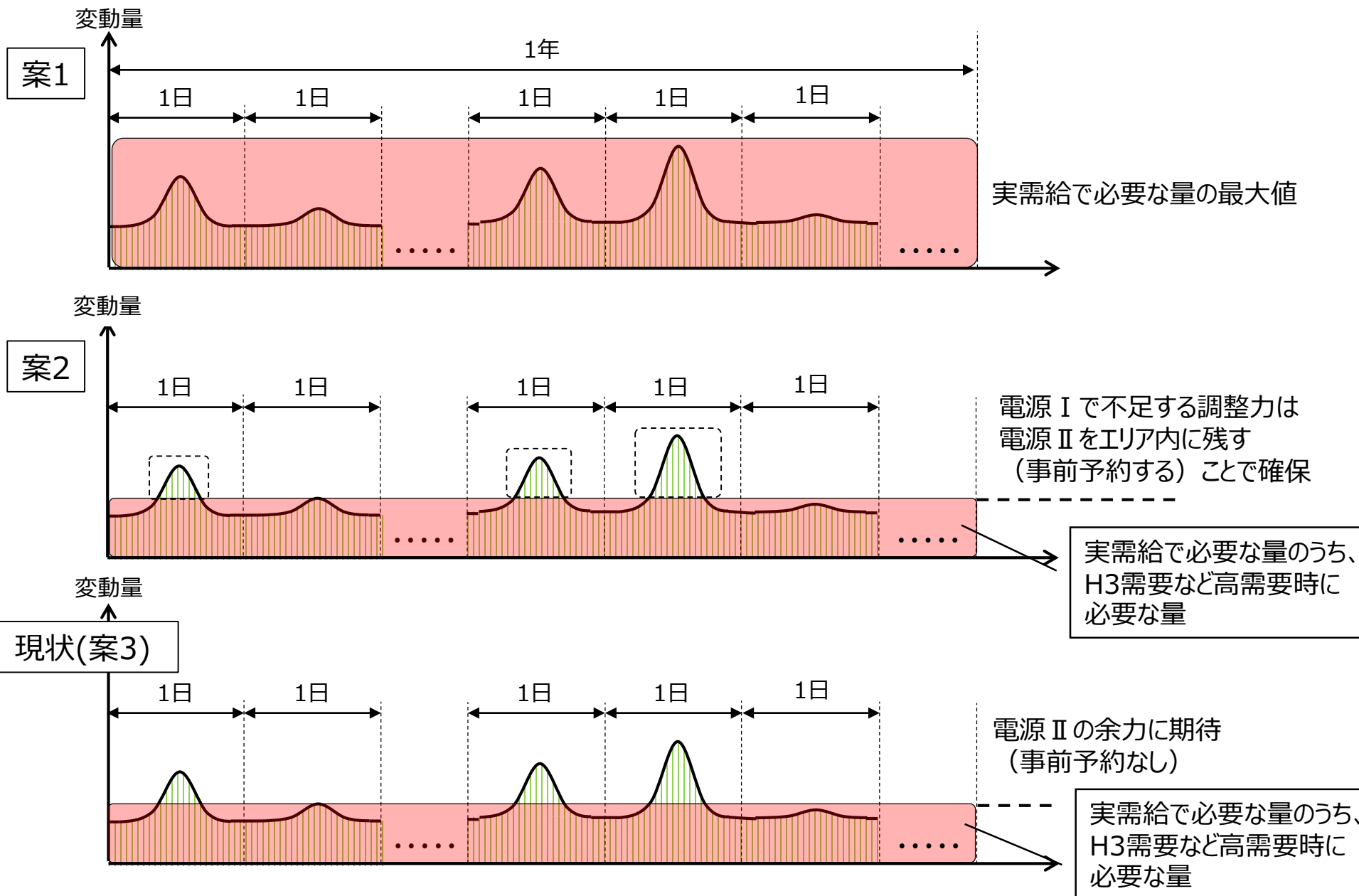
実需給で必要な量の最大値を年間を通じて電源 I として調達する

(案2)

実需給で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量※を電源 I として調達し、電源 I で不足する調整力は電源 II をエリア内にその不足分を残す(事前予約する)ことで確保する

現状(案3)

実需給で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量※を電源 I として調達し、電源 I で不足する調整力は電源 II 余力に期待する



(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法
 ～需給調整市場創設以前の実需給断面で必要な調整力の確保方法の評価～

■ 2021年度以降は、需給調整市場による三次調整力②の調達が望ましい。それまでの当面の調整力の確保方法として、案1は社会コストが増えるので選択し難いが、案2と現状(案3)の選択に際して「スポット市場供出原資への影響(安価な電源の送配電による先取り)」と「ひっ迫融通における市場停止(とその影響)」に対してどう考えるか。

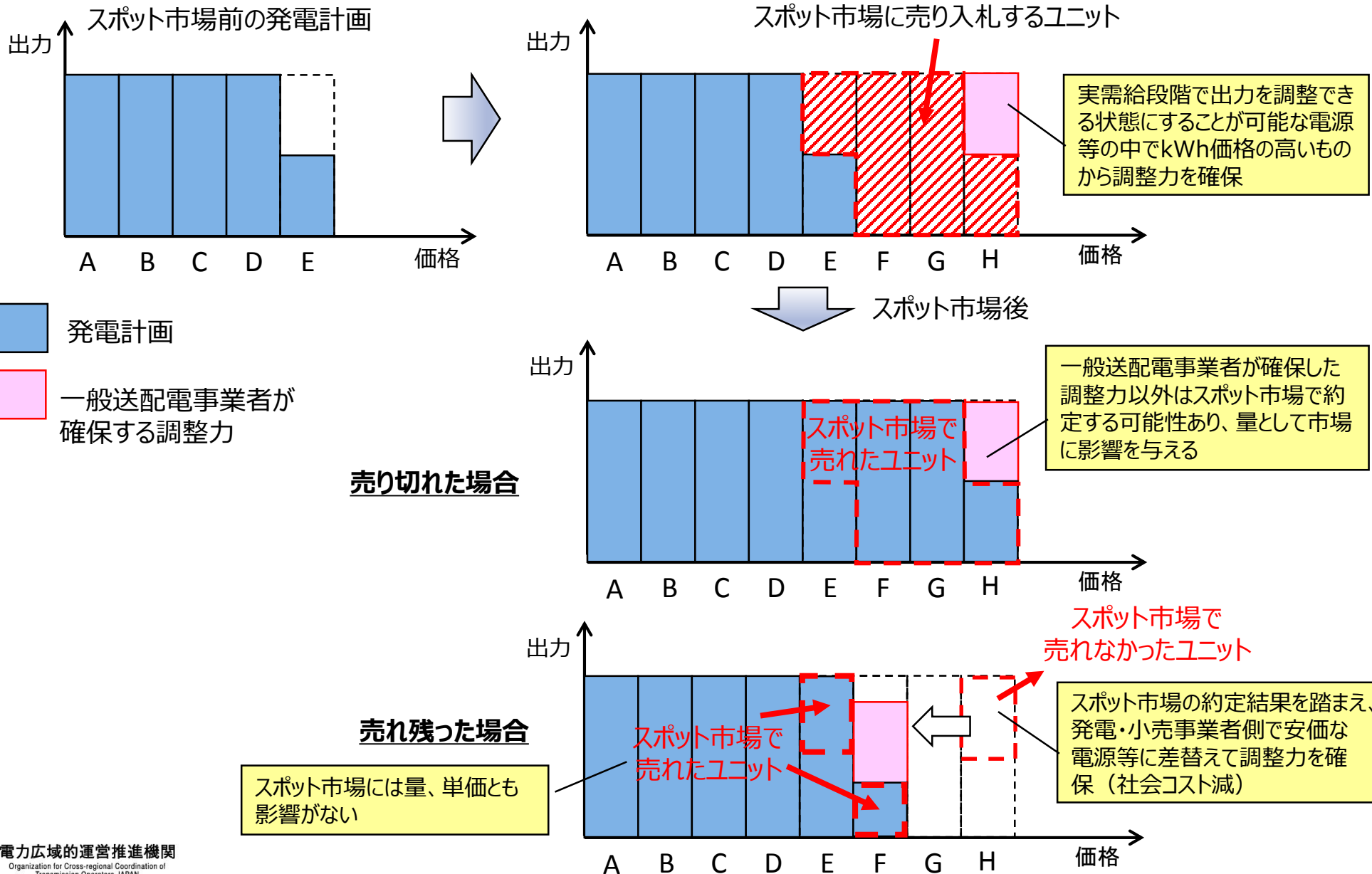
		案1	案2	現状(案3)	(参考)三次調整力② ※2021年度の市場創設以降
調整力		電源 I として確保 (電源 II へ期待しない)	電源 II : 事前予約	電源 II : 余力に期待	三次調整力② : 市場調達
調達場所		エリア内調達	エリア内調達	エリア内調達	広域調達
調達タイミング		前年度中	スポット市場以前	GC以降	スポット市場以降
送配電の視点	安定供給	○ : 必要量確保が可能	○ : 必要量確保が可能	△ : エリア内の電源 II が全てスポット市場で約定し、エリア外流出等で調達できない場合がある → ○ : ひっ迫融通により解消	○ : 必要量確保が可能 (エリア外調達も可能となり、スポット市場によるエリア外流出に左右されない)
	調達コスト	× : 固定費負担増大 (小売は現状通り供給力を確保するため社会コスト増)	△ : 機会損失費用負担あり	○ : 機会損失費用負担なし	○- : 機会損失費用負担あり ※スポット後のため案 2 より少額
小売の視点	スポット市場	○ : 供出原資に影響なし	△ : 供出原資に影響あり (安価な電源が送配電に先取りされる懸念)	○ : 供出原資に影響なし	○ : 供出原資に影響なし
	1時間前市場	○ : ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	○ : ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	× : ひっ迫融通による市場停止の可能性が案1,2より高い ※ひっ迫時に高額となる可能性のあるインバランスに頼らざるを得ない場面あり	○ : ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い

(論点3) 電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法

～需給調整市場創設以前のエリア内に調整力を確保する方法(案2)の改善策とその評価～

- 一般送配電事業者は、調整力の必要量を確実に確保することを必要としているが、スポット市場以前からkWh価格の安価な電源を確保することまでは必要としていない。 ※実需給段階では、調整力コスト低減のため、GC時点での電源 II 余力を含め安価な電源から活用
- 案2-2のように、必要量をエリアに残しつつ安価な電源 II からスポット市場に供出する方法を選択すれば、スポット市場の原資への影響が緩和される。この改善策を踏まえて、案2と現状(案3)の選択を改めてどう考えるか。

	案2-1	案2-2	案2-3(案3と類似)
調達タイミング	スポット市場以前	スポット市場以前	スポット市場以降
考え方	安価な電源を調整力として優先的に確保	安価な電源をスポット市場に優先的に投入	スポット市場後の余力に期待
イメージ			
送配電	安定供給 ○：必要量確保が可能	安定供給 ○：必要量確保が可能	安定供給 △：エリア内の電源 II が全てスポット市場で約定し、エリア外流出等で調達できない場合がある → ○：ひっ迫融通により解消
送配電	調達コスト △：機会損失費用負担あり	調達コスト △+：高価な電源から調達するので機会損失費用負担は案2-1より小さい	調達コスト ○：機会損失費用負担なし
小売	スポット市場 △：供出原資に影響あり	スポット市場 △+：安価な電源から供出するので案2-1より影響小	スポット市場 ○：供出原資に影響なし
小売	1時間前市場 ○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	1時間前市場 ○：ひっ迫融通により市場停止する可能性は低い	1時間前市場 ×：ひっ迫融通により市場停止する可能性が案2-1,2-2より高い ※ひっ迫時に高額となる可能性のあるインバランスに頼らざるを得ない場面あり



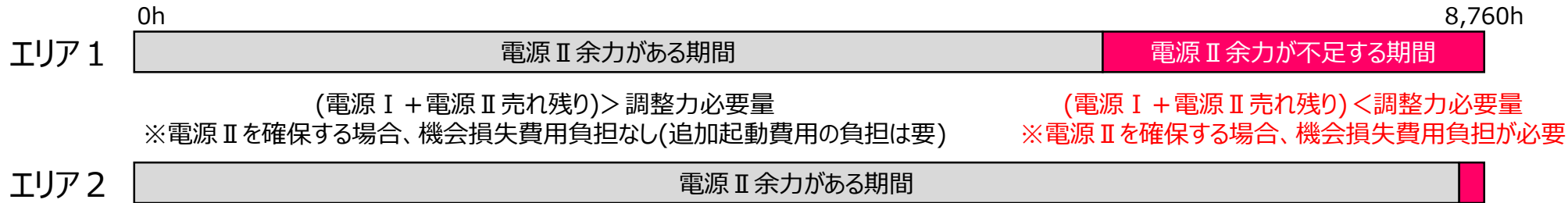
- 以下のことを踏まえて、「スポット市場供出原資への影響(安価な電源の送配電による先取り)」と「ひっ迫融通における市場停止(とその影響)」に対してどう考えるのか、ではないか。

案1は、一般送配電事業者が調整力を必要量確保できるものの、社会コスト増加の観点から選択し難い。

案2は、一般送配電事業者が調整力を必要量確保できるようになるが、スポット市場の原資への影響(安価な電源を送配電に先取りされること)が課題となる。ただし、案2-2のような方法をとればスポット市場への影響を比較的小さくできるとともにひっ迫融通の頻度を減らすことができると考えられる。

現状(案3)は、スポット市場の原資には影響がないものの、一般送配電事業者が調整力を必要なだけ確保できない可能性が案1、案2より高いことから、ひっ迫融通の頻度も高くなり、ひっ迫融通時の1時間前市場停止(とその影響)に課題があると考えられる。

- 電源 I と電源 II のスポット市場での売れ残りの合計が、調整力必要量より大きい(=電源 II 余力がある)期間は、電源 II を確保するために機会損失費用の負担が必要ない(追加起動費用負担は必要)。他方、電源 II 余力が不足する期間は、スポット市場で販売することができたであろう電源 II を確保することとなるため、機会損失費用の負担が必要となる。
- 需要が高くなれば、スポット市場での売れ残りが少なくなる。高需要期が1年間に占める割合を考えると、電源 II 余力が不足する期間は、余力がある期間より短いと考えられるが、エリア特性によりその頻度は異なると考えられる。



	エリア 1 電源 II 余力が不足する期間が長い	エリア 2 電源 II 余力が不足する期間が短い
エリア特性	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力必要量大きい (再エネ比率が大きい) ● 電源 II が売れ残りにくい (他エリアと比較して安価) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力必要量小さい (再エネ比率が小さい) ● 電源 II が売れ残りやすい (他エリアと比較して高価) ※スポット市場価格が上がると売れ残らないことがあり得る
送配電の視点	<ul style="list-style-type: none"> ● 電源 II 余力の不足によるひっ迫融通の可能性大 ● 機会損失費用を負担してでも電源 II を事前に確保するニーズがエリア 2 と比べて大きい 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電源 II 余力の不足によるひっ迫融通の可能性小 ● 機会損失費用を日常的に負担してまで電源 II を事前確保するニーズはエリア 1 と比べて小さい

- 需給調整市場創設後の三次調整力②は主に再エネ出力予測誤差に対応するものであり、それまでの当面の方法として案2-2を採用し電源Ⅱを事前予約とした場合も、主に再エネ出力予測誤差への対応とし、その量は日々の上げ調整力必要量から電源Ⅰを差し引いたものとするのが考えられるのではないか。
- 需給調整市場の創設までは、エリア内で調達するため、電源Ⅱの事前予約において競争環境がない。そこで、需給調整市場創設までの電源Ⅱの事前予約時における機会損失費用は、託送費用をできる限り増やさない観点を踏まえた議論が必要であり、国において検討することとしてはどうか。
※需給調整市場(三次調整力②)の創設後は市場の競争環境により Δ kW価格が形成される。
- 電源Ⅱ余力がある期間は1年の大半を占めると考えられる。機会損失費用の負担により託送費用をできる限り増やさない観点、エリア特性を踏まえる観点から、事前予約を仕組みとして用意した上で、上げ調整力必要量から電源Ⅰを差し引いた量を事前予約の上限として、日々の事前予約量は各一般送配電事業者の判断に委ねることも考えられるのではないか。
- なお、現在、FIT特例制度①の適用を受けた再エネの予測変動分の調整方法の見直しについては、国で議論されているところであり、これを含め調整の役割分担が変われば、一般送配電事業者が必要とする調整力の量が変わり、電源Ⅰで不足する調整力の量は変わり得る。
- 一般送配電事業者が必要とする調整力の量は、国での議論に応じて見直しを検討していくことが必要である。

- 電源Ⅰを実需給段階で必要な量の最大値を年間を通じて確保しない限り、電源Ⅰで不足する調整力について電源Ⅱを活用することとなる。
- 需給調整市場創設以前に確実に電源Ⅱを調達する方法としては、案2-2(スポット市場への供出原資への影響を緩和した案)と案3(GC後の電源Ⅱ余力に期待する案)のいずれかになるのではないか。その選択では以下の点についてどう考えるかによるのではないか。
 - スポット市場の原資に影響があるが、一般送配電事業者が必要な調整力をあらかじめ確保できること
 - スポット市場の原資に影響はないが、一般送配電事業者が調整力を十分に確保できずにひっ迫融通に至る恐れがあり、ひっ迫融通時には市場を停止すること
 - 四国・九州エリアでは、事前予約により電源Ⅱを確保していたにも関わらず、電源Ⅰの7%相当を使用した実績があること
- なお、論点1・2では電源Ⅰで不足する分の調整力を確実に確保できることを前提として7%でどうか、との事務局案を整理したが、電源Ⅱの事前予約を認めないのであれば、四国・九州エリアなど、事前予約をしてなお7%程度の電源Ⅰ稼働実績があったエリアの電源Ⅰの量を増やすのか、あるいは、ひっ迫融通の頻度が増えることを許容するのか、ということにもご配慮いただきたい。

(論点1・2)

電源Ⅰ必要量は、電源Ⅰの量で不足する分の調整力を確実に確保できることを前提とした上で、H3需要の7%としてはどうか、という事務局案の整理について本日までご議論いただきたい。

(論点3)

電源Ⅱの事前予約は、改善案として案2-2も踏まえた上で、「スポット市場供出原資への影響(安価な電源の送配電による先取り)」と「ひっ迫融通における市場停止(とその影響)」に対してどう考えるか、という観点から、仕組みを設けることの是非について本日までご議論いただきたい。