

北海道エリアにおける スポット市場取引停止等期間に係る インバランスの取扱い

2018年11月8日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたいこと

- 日本卸電力取引所においては、北海道胆振東部地震（9月6日午前3時7分地震発生）の影響により、北海道エリア全域で停電が発生したことを受け、十分な供給力が確保されず、市場参加者が発電・需要の計画を見通した上で安定的に正常な取引を行うことが困難な状況にあると判断した上で、9月6日～9月26日の北海道エリアのスポット市場を停止した。
- 需給バランスが崩れ、スポット市場が停止していた期間においては、北海道エリアにおける電気の調達方法が限られたために、多くの不足インバランスが発生した。
- 本日は、このような状況におけるインバランス料金の精算をどのように行うのかについて御議論いただきたい。

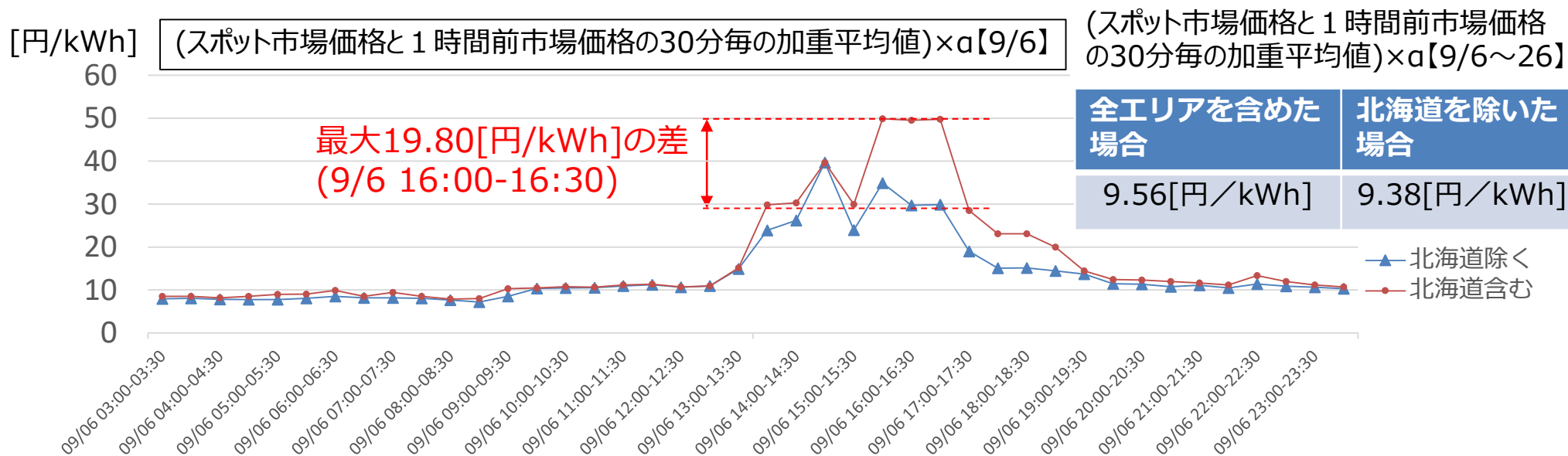
$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta$$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

【論点 1】2018年9月のaの考え方①

- 通常のインバランス料金単価の算定に用いる α （系統全体の需給状況に応じた調整項）は、全エリアのインバランス量をもとに算定される。
- インバランス料金（ β による調整は含まない）について、現行ルールに基づき、全エリアのインバランス量に基づき算出した場合と、北海道エリアのインバランス量を除外して算出した場合を比較すると以下のとおり。スポット市場停止期間中の平均値で比較した場合、大きな差は見られないが、コマ毎に評価すると、最大19.80[円/kWh]の差が発生している。
- 今般の北海道の事象をもって、全国のインバランス料金に大きな影響を及ぼしてしまうため、スポット市場取引の受け渡しが行われなかった9月6日3:00～スポット市場が停止していた9月26日24:00（以下、「スポット市場取引停止等期間」という。）の期間において、例外的に、スポット市場停止等期間における北海道エリア以外のインバランス料金については、北海道エリアのインバランス量を除いた α 値を用いて算定することが適当と考えられるのではないか。



【論点1】2018年9月のaの考え方②

- 電気事業法第18条第2項ただし書きにおいて、「託送供給等約款により難い特別の事情がある場合」は、経済産業大臣の認可（特例認可）を受けた料金その他の供給条件により託送供給等を行うことが認められているところ。
- スポット市場停止等期間におけるa値の算定については、各一般送配電事業者から当該申請を求めることとしてはどうか。

電気事業法（抄）

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 一般送配電事業者は、前項の認可を受けた託送供給等約款（第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があつたとき、又は次条第二項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）以外の供給条件により託送供給等を行つてはならない。ただし、その託送供給等約款により難い特別の事情がある場合において、経済産業大臣の認可を受けた料金その他の供給条件（同条第二項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）により託送供給等を行うときは、この限りでない。

（略）

【論点2】北海道エリアにおけるインバランス料金の精算

- スポット市場取引停止等期間は北海道エリアのエリアプライスが存在せず、 β 値の算定をすることができないため、その期間中のインバランス精算単価についての検討が必要と考えられる。
※前々項の α 値と、スポット市場取引停止等期間以外の β 値を仮想的に当てはめてインバランス料金を求めると、スポット市場取引停止等期間中の北海道エリアのインバランス料金は平均13.91円/kWhとなる。
- また、北海道電力によれば、今般の震災に伴い、通期で50億円（第2四半期で38億円）の経常費用の増加を含め、同社全体として110億円の影響があったとしている。
- 今回の震災対応に当たり、北海道電力の送配電部門は、少しでも早期の復旧に向け、自家発電設備設置者等に対する逆流の要請を始め、様々な対策が講じられていたところ、こうした点が全く考慮されなければ、今後の対応にも影響を及ぶ可能性がある。
- このため、スポット市場停止等期間中の北海道エリアにおいては、例外的に、通常とは別の方法のインバランス精算を検討することが適当と考えられるのではないか。【論点3】
- なお、北海道エリアにおいては、スポット市場停止等期間中、新電力等にとっては、①電気の取引手段が限られていたこと、②節電要請が行われている状況であったこと、③これらに伴い適切な需給計画を立てることは困難であったことへの対応についても、検討が必要ではないか。【論点4】

(※) スポット市場停止等期間中の電力補給の仕組みとしては、①インバランス補給、②給電指令時補給の2通りが考えられるが、当時、北海道電力からのこれに関わる給電指令は行われていなかったことから、インバランス補給と整理することが適当である。なお、託送供給等約款に基づけば、いずれの方法であっても、精算はインバランス料金単価によって行われる。

【論点3】北海道エリアにおけるインバランス料金の算定方法①

- スポット市場取引停止等期間におけるインバランスは、本来は小売事業者が卸電力取引所等において調達すべきであったが、スポット市場取引の停止や需給バランスの悪化により調達できなかった電力量であると考えられる。
- また、この期間中は、①本来であれば市場が高騰する需給状況であったこと、②また、大型石炭火力発電が停止している間は、相対的に高い単価の電源の稼働や自家発電事業者からの電気の調達によって、エリア内の供給力が賄われていたことを踏まえれば、この期間中のインバランス料金は、少なくとも、仮に北海道エリアにおいてスポット市場が開いていたとした場合に形成される価格以上の水準であることが適当と考えられる。
- 他方、この期間中スポット市場は開場していないため、事後的に価格付けを行うことは困難である。
- このため、この期間中の北海道エリアにおけるインバランス料金単価は、平休日の影響も勘案し、一定の合理性を持って参照することのできる同期間の前後7日間の北海道エリアプライスの平均値を用いることとしてはどうか（次頁）。

(※) 上記の手法を用いた場合の平均料金水準は、15.60円/kWh。

これに対し、仮に、機械的に算定されるインバランス料金を基礎として、今般の震災に伴い増加した費用のうち、経常費用のみを加算した場合の料金水準を試算すれば、16~17円/kWh。

(※) スポット市場取引停止等時期における、FIT制度における回避可能費用単価のうち、市場価格に連動することとされている単価及びFIT特例制度におけるインバランス単価については、上記の手法を用いて定めた料金とすることとしてはどうか。

スポット市場取引停止等期間の前後1日、3日、7日における各時間帯のエリアプライスの平均価格（単純平均）

時刻	前後1日	前後3日	前後7日	時刻	前後1日	前後3日	前後7日
0:00 ~ 0:30	11.59	11.94	11.75	12:00 ~ 12:30	13.68	15.98	14.99
0:30 ~ 1:00	11.52	11.62	11.32	12:30 ~ 13:00	14.71	18.24	16.24
1:00 ~ 1:30	11.55	10.93	10.78	13:00 ~ 13:30	20.00	17.96	16.89
1:30 ~ 2:00	11.53	10.92	10.63	13:30 ~ 14:00	16.73	18.96	17.87
2:00 ~ 2:30	11.51	10.97	10.84	14:00 ~ 14:30	20.00	20.00	18.46
2:30 ~ 3:00	11.43	10.94	10.82	14:30 ~ 15:00	21.16	21.73	19.97
3:00 ~ 3:30	11.61	11.03	11.23	15:00 ~ 15:30	22.00	21.31	19.67
3:30 ~ 4:00	11.59	11.03	11.13	15:30 ~ 16:00	24.00	22.76	21.13
4:00 ~ 4:30	11.54	11.00	11.30	16:00 ~ 16:30	22.50	20.43	20.21
4:30 ~ 5:00	11.54	11.12	11.35	16:30 ~ 17:00	27.01	24.60	22.46
5:00 ~ 5:30	11.50	10.91	10.97	17:00 ~ 17:30	23.01	20.77	19.89
5:30 ~ 6:00	11.49	10.97	10.99	17:30 ~ 18:00	23.00	20.92	20.45
6:00 ~ 6:30	13.80	12.77	11.57	18:00 ~ 18:30	22.25	20.75	20.55
6:30 ~ 7:00	13.18	12.56	11.77	18:30 ~ 19:00	22.00	20.23	19.93
7:00 ~ 7:30	17.30	15.34	13.61	19:00 ~ 19:30	20.00	19.92	19.06
7:30 ~ 8:00	17.30	15.97	14.07	19:30 ~ 20:00	20.00	18.74	18.46
8:00 ~ 8:30	16.23	17.16	15.78	20:00 ~ 20:30	21.00	19.18	18.42
8:30 ~ 9:00	16.23	16.47	16.31	20:30 ~ 21:00	20.00	18.84	17.41
9:00 ~ 9:30	21.00	19.25	18.26	21:00 ~ 21:30	17.41	17.71	16.71
9:30 ~ 10:00	16.23	16.38	16.13	21:30 ~ 22:00	16.41	16.57	15.80
10:00 ~ 10:30	18.25	17.57	16.28	22:00 ~ 22:30	16.42	17.45	16.93
10:30 ~ 11:00	16.97	16.72	15.48	22:30 ~ 23:00	16.42	16.79	15.08
11:00 ~ 11:30	16.23	17.06	15.97	23:00 ~ 23:30	16.39	13.54	13.74
11:30 ~ 12:00	20.00	18.46	16.35	23:30 ~ 24:00	16.39	13.24	13.69
-	-	-	-	平均	16.95	16.37	15.60

スポット市場取引停止等期間の前1日、前3日、前7日における各時間帯のエリアプライスの平均価格（単純平均）

時刻	前1日	前3日	前7日	時刻	前1日	前3日	前7日
0:00 ~ 0:30	10.46	11.72	11.50	12:00 ~ 12:30	15.00	18.33	15.03
0:30 ~ 1:00	10.33	11.44	11.32	12:30 ~ 13:00	17.00	19.00	15.33
1:00 ~ 1:30	10.35	10.34	10.37	13:00 ~ 13:30	20.00	20.00	17.04
1:30 ~ 2:00	10.30	10.32	10.08	13:30 ~ 14:00	20.00	20.67	18.04
2:00 ~ 2:30	10.25	10.30	10.36	14:00 ~ 14:30	20.00	20.00	17.80
2:30 ~ 3:00	10.09	10.24	10.32	14:30 ~ 15:00	22.00	20.67	18.56
3:00 ~ 3:30	10.33	10.33	11.02	15:00 ~ 15:30	20.00	20.00	18.18
3:30 ~ 4:00	10.33	10.33	10.87	15:30 ~ 16:00	24.00	22.84	20.94
4:00 ~ 4:30	10.30	10.33	11.25	16:00 ~ 16:30	24.00	22.50	20.28
4:30 ~ 5:00	10.30	10.56	11.35	16:30 ~ 17:00	24.00	22.50	20.42
5:00 ~ 5:30	10.28	10.31	10.80	17:00 ~ 17:30	22.00	21.83	18.85
5:30 ~ 6:00	10.30	10.32	10.77	17:30 ~ 18:00	22.00	21.83	19.57
6:00 ~ 6:30	13.60	12.75	11.16	18:00 ~ 18:30	20.49	20.83	19.78
6:30 ~ 7:00	14.00	12.88	11.33	18:30 ~ 19:00	20.00	20.67	19.22
7:00 ~ 7:30	17.10	15.25	13.10	19:00 ~ 19:30	20.00	21.17	19.09
7:30 ~ 8:00	17.10	15.25	13.29	19:30 ~ 20:00	20.00	19.80	18.34
8:00 ~ 8:30	20.00	19.67	16.63	20:00 ~ 20:30	22.00	20.67	18.97
8:30 ~ 9:00	20.00	20.08	17.28	20:30 ~ 21:00	20.00	20.00	17.79
9:00 ~ 9:30	22.00	20.33	18.33	21:00 ~ 21:30	22.00	20.67	19.07
9:30 ~ 10:00	20.00	19.50	17.30	21:30 ~ 22:00	20.00	20.00	18.21
10:00 ~ 10:30	24.00	21.41	17.97	22:00 ~ 22:30	20.01	20.00	17.40
10:30 ~ 11:00	21.48	20.63	17.39	22:30 ~ 23:00	20.01	20.00	16.31
11:00 ~ 11:30	20.00	21.17	17.39	23:00 ~ 23:30	20.01	14.22	14.52
11:30 ~ 12:00	20.00	21.17	17.36	23:30 ~ 24:00	20.00	13.62	14.61
-				平均	17.65	17.26	15.66

(参考) 平成30年北海道胆振東部地震に係る損失について

- 北海道電力の平成30年度2Q決算発表によると、北海道胆振東部地震による、苫東厚真発電所停止に伴う石油火力発電所等の焚き増しの影響による収支影響として、2Qにおいて約38億円の経常費用の増加を計上しており、通期でも50億円程度の費用増となる見込み。
(※) このほかにも、特別損失40億円程度、経常収益の減少20億円程度を見込んでおり、通期で110億円程度の収支影響が生じる見通し。
- 仮に、上記の費用をスポット市場停止期間における全需要量に均等に転嫁する場合、約2.7~3.6円/kWh程度となる。
(※) スポット市場停止期間における北海道エリアの総需要は約1400GWh。
よって、50億円÷1400GWh=3.6円/kWh、38億円÷1400GWh=2.7円/kWhと算出される。
- その上で、北海道電力が要したコスト相当を、現行のインバランス料金の考え方に上振れ分を加えると、インバランス精算価格は約16.61~17.51円/kWh程度となる。

現行のインバランス料金制度の精算方法

試算値		システム プライス	α値	β値	上振れ分
16.61 ~ 17.51 円/kWh	=	9.56 円/kWh	0.98	4.55	2.7 ~ 3.6 円/kWh
		<small>スポット市場停止期間におけるシステムプライスの平均値</small>			

【論点3】北海道エリアにおけるインバランス料金の算定方法②

- なお、今回の北海道における大規模停電時の経験を踏まえ、需給バランスが大きく崩れた場合等における卸電力取引市場における取引停止に係る取り扱いを今後検討していく。
- 加えて卸電力取引市場が停止した際のインバランス料金に関する制度設計を今後検討していくこととする。

【論点4】事業者の計画の再提出について

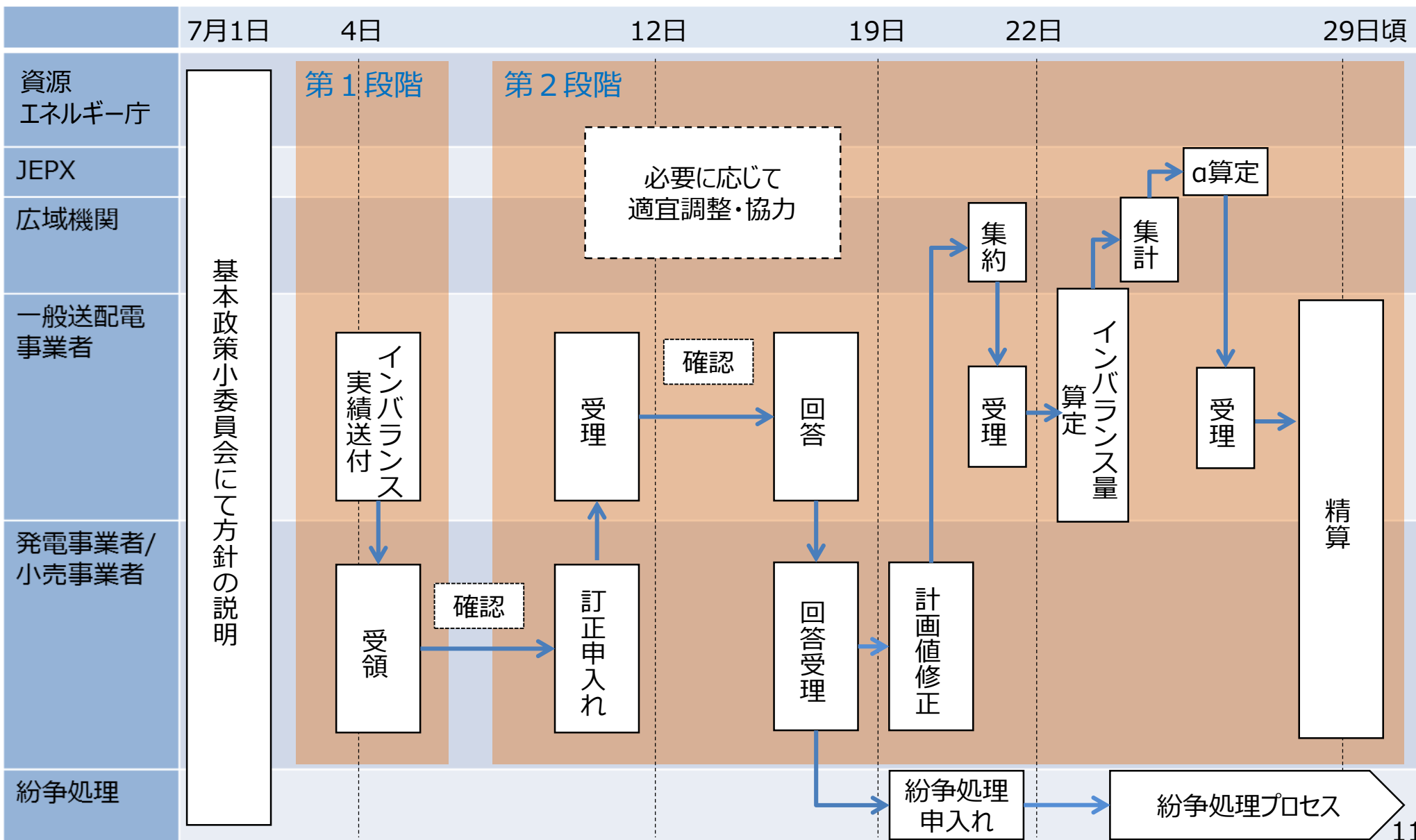
- スポット市場停止等期間中、北海道電力は電源の復旧状況等についての詳しい情報を得ることができる状態であったが、その他の事業者はそのような情報を入手することが困難であった。また、2016年度に電力の全面自由化が始まった直後にあっては、新制度の開始に際し、十分な周知・準備がなされなかった等の事情に鑑み、一定の要件のもとに計画の事後的修正の機会が設けられた。
- したがって、本事案についても、従来から存在した相対契約を尊重するため、事業者に対しては一定の要件の下、計画の修正機会を与えることが適切ではないか。

【計画修正に係るスケジュールの案】

- ①北海道電力において、提出のあった計画と実績に基づいてインバランス量を算定し、発電契約者／契約者に通知（11/9）
※北海道電力以外の各一般送配電事業者は、北海道エリア以外の値を加味した α 値でインバランス料金を算定し、発電契約者／契約者に通知（11/25の週）
- ②発電契約者／契約者は通知内容を確認の上、自らの計画に誤りがあった場合は、修正の根拠なる資料（例：取引先と予め合意していた計画値を示す契約情報記録や事業者間の連絡記録）とともに、北海道電力に対して計画値の修正を申し入れ（ \times 11/29）
※ただし、相対契約分計画再提出は、発電事業者・小売事業者間で合意されたものであること、連系線利用計画の変更が生じないものであることを条件とする。
※なお、協議に当たって、修正の根拠となる資料がある場合、従来の相対契約を尊重することとする。
- ③北海道電力における計画修正の妥当性の確認・修正の可否を回答（ \times 12/13）
- ④発電契約者／契約者は、北海道電力と合意した訂正内容を計画に反映し、広域機関を通じて計画を再提出（ \times 12/20）
- ⑤再提出された計画に基づき、精算（12月中）

(参考) 2016年4月分のインバランス精算プロセス

基本政策小委員会
(2016.7)事務局資料



(参考) 2016年4月分のインバランス精算の具体的手順①

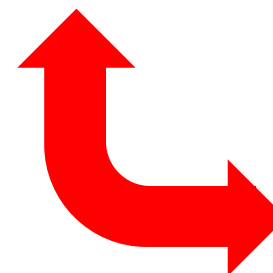
基本政策小委員会
(2016.7)事務局資料

- 提出のあった発電／需要計画と発電／需要実績に基づき、一般送配電事業者がインバランス量を算定の上、発電事業者及び小売電気事業者に通知。

- 一般送配電事業者は、各事業者のバラシンググループ (BG) 単位のインバランス実績について、48コマ×30日で、発電契約者/契約者 (計画を取りまとめ、提出する者。一般送配電事業者との間で精算を行う者) に送付する。(7月4日)
- 発電契約者/契約者は、インバランス実績を提出した計画に参画する事業者で共有し、自らのインバランス実績と提出計画等を照らし合わせ、誤りがある場合はあるべき訂正值を確認する。

一般送配電事業者から届く実績通知
(イメージ)

時刻	計画 (kWh)	実績 (kWh)	インバランス
0:00-0:30	100	150	+50
0:30-1:00	200	120	-80
1:00-1:30	100	100	0



手元計画 (イメージ)

時刻	計画 (kWh)
0:00-0:30	100
0:30-1:00	100
1:00-1:30	100

(参考) 2016年4月分のインバランス精算の具体的手順②

基本政策小委員会
(2016.7)事務局資料

- 発電事業者及び小売電気事業者が通知内容を確認の上、自らの計画に誤りがあったときは、一般送配電事業者に対し、計画値の訂正を申入れ。

- 発電契約者/契約者は、自らのインバランス実績と提出計画を照らし合わせ、計画に誤りがある部分について一般送配電事業者に訂正を申し入れる。(〆切：7月12日)
- 一般送配電事業者は、提出された資料と訂正值の妥当性を確認し、訂正の可否を発電契約者/契約者に回答する。(〆切：7月19日)

※状況の把握のため、申入れ状況及び回答状況等について、一般送配電事業者は資源エネルギー庁及び電力・ガス取引監視等委員会に報告する。
資料と訂正值の妥当性の確認に際し、資源エネルギー庁は、各一般送配電事業者間における対応の統一性を確保するよう調整を行う。また、広域機関は必要に応じて一般送配電事業者に協力する。

- 発電契約者/契約者は、一般送配電事業者と合意した訂正内容を計画に反映し、広域機関を通じて計画ファイルを一般送配電事業者に再提出する。(〆切：7月22日)

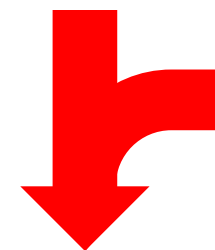
※具体的な反映方法は、各一般送配電事業者から別途案内する。

- 前項までに揃ったインバランス精算に必要な諸元を用いて、JEPXにて α 値を算定し、一般送配電事業者にてインバランス精算額を算定し、精算する。

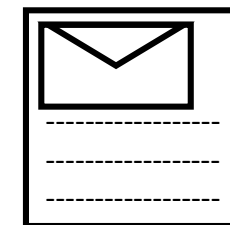
※一部申入れ内容の確認に時間を要する等の事例が生じた場合、上記対応はこれを経たらずに進める。

時刻	計画 (kWh)	実績 (kWh)	インバランス
0:00-0:30	100	150	+50
0:30-1:00	200	120	-80
1:00-1:30	100	100	0

発電契約者/契約者



協議申入れ



訂正值の妥当性を示す資料等

一般送配電事業者