参加登録、応札要件、リクワイアメント、アセスメント、ペナルティについて

平成29年9月27日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局

参加登録から応札要件、リクワイアメント、アセスメントおよびペナルティの主な論点

■ 容量市場は以下のプロセスにより実施される。

参加登録	■ 容量市場の事前の参加登録に対して、事業者・電源等の要件はどうあるべきか。 ✓参加要件、対象電源の範囲、エビデンス等
応札要件	■ 容量市場に応札することに対して、取り決めるべきことはなにか。 ✓落札保証金の設定、計画停止日数の考慮
リクワイアメント	■ 落札した電源が容量市場から対価を得ることに対して、要件はどうあるべきか。 ✓リクワイアメントの項目
アセスメント	■ リクワイアメントを満たしていることを、どのように確認するか。 ✓アセスメントの方法
ペナルティ	■ リクワイアメントを満たしていない場合のペナルティはどうあるべきか。 ✓ペナルティの内容、水準等

Ⅰ．容量市場への参加登録

1．容量市場への参加登録とは

- 容量市場の実施にあたっては、以下の前提を踏まえた参加要件を定め、参加登録を行う必要がある。
  - 発電事業者等による容量オークションへの参加は任意
  - 国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引される
- 上記前提を踏まえ、入札実施までに以下に示したフロー図のように参加登録を実施してはどうか。
- 容量市場への参加登録における論点は、以下が考えられる。
  - 論点1：発電事業者等の具体的な参加要件
  - 論点2：対象電源の範囲
  - 論点3：電源等の具体的な参加要件

	STEP1：申請	STEP 2 ：確認・登録	STEP 3 ：通知	STEP 4 ：応札
具体的な業務内容	・発電事業者等が、市場管理者に対し、容量市場への参加にあたり電源等の申請を行う	・市場管理者が、発電事業者等からの申請内容を確認し、参加登録を行う	・市場管理者が、発電事業者等に対し、参加登録可否の通知を行う	・参加登録された発電事業者等が、電源等により応札する

2．論点１：発電事業者等の具体的な参加要件

- 広域機関が容量市場の管理者となるときは、広域機関の定款・業務規程等に基づき参加登録を行うことが考えられるが、この場合、市場参加者が広域機関の会員に限定されてしまうおそれがある。
- 広域機関の会員でないアグリゲーターの容量市場への参加の方法としては、発電事業者を通じた間接的参加と、自らが広域機関と直接契約を交わす直接的参加の2つの方法が考えられる。

⇒アグリゲーターの市場への参加方法については、市場・商品設計のあり方を含め別途検討要

参加が想定されるプレーヤー	広域機関会員	参加形態
発電事業者（※1）	○	・広域機関の会員であるため、参加可
アグリゲーター （DR事業者等）	×	・広域会員を通じて参加する間接的参加 ・広域機関と契約したうえでの直接的参加（※2）

※1：今後発電事業者となる予定のSPC等も、運開以前に電気事業法上の発電事業の届出および広域機関への加入手続を行い、広域機関の会員となることができるため、容量市場への参加は可能。

※2：アグリゲーター自らが小規模発電所またはDRが可能な複数の需要家を集約して容量市場に参加することが想定される。

3．論点２：対象電源の範囲

- 参加登録の対象電源の範囲は、以下2案が想定される。
  - 案1：容量市場に入札する可能性がある電源のみとする
  - 案2：全ての電源の登録を義務づける
- 発電事業者等による容量オークションへの参加は任意であることを踏まえると、参加登録にあたり全ての電源の登録を義務付ける必要はないため、案1が望ましいと考えられる。
（案2には電源の総量を把握する効果があるが、総量については供給計画等でも確認可能）
- 市場管理者は、毎年の入札実施前に参加登録の内容を確認し、容量市場に参加する電源の最新状況を把握することとする。

	考え方	評価
案1	✓ 容量市場の運営のために必要最小限な管理を行う	○入札意思がある電源の情報のみを管理することは合理的 △電源の総量把握が不可能（供給計画で把握が可能）
案2	✓ 市場管理者として、電源の総量を把握し、容量市場への参加状況を監視する	○電源の総量把握が可能（供給計画でも把握が可能） ×入札意思がない電源の情報を管理することは非合理的

※市場支配力（出し惜しみ）の監視は、案1、案2ともに効果は同等

4．論点３：電源等の具体的な要件

■ 電源等の具体的な要件および、それぞれの考え方は以下のとおり。

条件	考え方
単位	(1)申請単位 ・発電所の最小申請単位と考えられるユニット単位としてはどうか (2)最低容量・最小単位 ①最低容量 ・最低容量を設けるか否かは別途検討（例：調整力公募の最低容量は1,000kW） ・また、最低容量を設けた場合、小規模発電所またはDRが可能な需要については、最低容量以上となるよう集約したうえで参加を認めることとしてはどうか ②最小単位 ・最小単位は別途検討（例：系統運用で使用する単位は1,000kW刻み） ・端数は切り捨てとするか
エビデンス	・参加登録の申請にあたり、原則として以下のようなエビデンスの提出を求めてはどうか（初回登録以降は、変更時のみ） ○既設電源：電気事業法27条の27に基づく届出で確認できる電源 ○新設電源：連系契約書または接続検討申込書で確認できる電源 ○変更時　：既設は事業法上の変更届出、新設は上記申込の変更申込内容 ○廃止時　：発電所廃止報告書

Ⅱ．応札要件

１．応札要件の総論

- 応札時の基本的な要件は以下となる。
  - 参加登録している事業者および電源であること。
- 基本的な要件に加えて、以下の要件を考慮することが必要ではないか。
  - 容量市場の商品は1年物であるため、年間の計画停止時期や日数を考慮する。
  - 落札した電源に対して、実効性確保の観点から落札保証金を求める。
- なお、応札要件に関連して、応札単位についても、ユニット単位とするかBG単位とするか、整理が必要である。

2． 論点１：計画停止時期や日数の考慮

- 容量市場においてピーク断面の供給力を確保するが、1年物の商品でもあるため、年間の計画停止（定期点検等による停止）時期や日数を考慮してはどうか。
- 停止計画の反映は、４年前のメインオークション時に決めることは難しいため、メインオークションでは停止計画を考慮せずに実施し、追加オークションから考慮することとしてはどうか。
- 停止計画日数の考慮方法は、上限を設定（例：180日程度（P））することとし、上限以上の場合は参加不可、上限以内については、停止時期や日数を精算に反映することとしてはどうか。

【例】：停止日数上限が180日の場合

メインオークション

募集量:1,000万kW

入札	入札容量【万kW】
1	100
2	100
3	100
：	：
9	100
10	100
11	100
12	100

メインオークションでは
停止計画は考慮せずに応札

停止計画提出

調達量:800万kW（▲200万kW）

入札	停止計画【日】	kW価値【万kW】
1	200※	リリース
2	200※	リリース
3	100	100
：	：	：
9	0	100
10	0	100

※夏季ピーク時含む

追加オークション

募集量：200万kW

調達量減少分を追加調達

入札	入札容量【万kW】	停止計画【日】	kW価値【万kW】
13	100	0	100
14	100	80	100

3． 論点２ ：落札した電源に対する落札保証金の取り扱い

- 落札した電源に対して、実効性確保の観点から落札保証金を求めてはどうか。
- 落札保証金は落札価格に基づき設定（例：落札価格の●％）してはどうか。
- 落札保証金の返還は、実効性確保の観点から、契約不履行の理由や契約廃止のタイミングで返還割合を決定することとしてはどうか。

【例】：落札保証金の返還イメージ

	追加オークションまでに契約廃止	実需給まで契約継続
やむを得ない理由による契約不履行※	8割返還（2割没収）	5割返還（5割没収）
上記以外による契約不履行	返還せず（全額没収）	返還せず（全額没収）
契約履行	—	全額返還

※不確定要素の高い入札に対して一定の歯止めが必要ではないか（やむを得ない理由は詳細検討が必要）。

４．論点３：応札単位の整理

- 応札要件に関連し、応札単位についても、ユニット単位とするかBG単位とするか、整理が必要である。
- 応札単位としては、オークションにより経済的にkW価値を確保する仕組みとして、落札結果がメリットオーダーとなる「ユニット単位」をベースとして検討してはどうか。

  ※アセスメントで計量値を使用する場合、計量単位（発電所単位）で入札する案も考えられる。
- なお、事業者がペナルティリスクを回避するために電源の差替えが必要ではないかという論点も考えられるが、電源の差替えを行う仕組みは応札単位に関わらず設計可能と考える（オークション制度の仕組みを考えると、旧一般電気事業者の発電BG単位での応札等はそぐわないのではないか）。

※参考　第1回検討会議事録より抜粋

「もともとBGの仕組みは、新規参入者や小規模事業者のニーズがあり、複数の事業者でBGを組むことで電力調達リスクやインバランスリスクをヘッジする目的として設けられていると理解している。そのような視点から、新電力事業者においてBGでの差替えを認めることが必要なのかどうかということも、今後の議論で必要だと考えている。」

Ⅲ．リクワイアメント

1．リクワイアメントの考え方

- 容量市場で国全体で必要なkW価値を取引することから、落札した電源は、kWhもしくはΔkWで最大限活用することが必要ではないか。
- 容量市場を導入する目的には、卸電力市場の価格スパイクの抑制等の観点もあるため、kWhとして卸電力市場での活用や自社・相対契約による活用、もしくはΔkWとして需給調整市場での活用が必要である。
- 具体的なリクワイアメントとしては、需給ひっ迫の想定される時間帯（※1・2）において自ら電気を供給していること又はスポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札していることとすることを基本に詳細な検討を行うこととしてはどうか。

※１：広域機関等が、夏季・冬季ピークに限らず、作業停止の影響なども含め、実際に需給が厳しくなる断面で判断する。
　　具体的な判断の手続きは今後検討する。
※２：「需給ひっ迫の想定される時間帯」の詳細については今後検討する。

第１０回制度検討作業部会事務局
提出資料より、関係部分抜粋

【価値と取引される市場の関係性（イメージ）】

価値	価値の概要	卸電力市場	容量市場	需給調整市場	非化石価値取引市場
kWh	実際に発電された電気	○		○	
kW	将来の発電能力（供給力）		○		
ΔkW	短期間の需給調整能力			○	
非化石	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値				○

2．リクワイアメントとして定める具体的な項目

- リクワイアメントの具体的な項目としては、以下が考えられるのではないか。
  ① 計画外停止※をしないこと。
  ② 需給ひっ迫や必要調整力の調達が困難であると想定される場合は、広域機関またはエリアTSOの求めに応じて並解列等の指令に応じること。
  ③ 作業停止調整に応じること。
- ②および③は送配電等業務指針でも実施可能であるが、容量市場のリクワイアメントとし、指令に応じなかった場合はペナルティ対象としてはどうか。
- また、需給調整市場の検討状況を踏まえ、ゲートクローズ後は、調整機能を有している電源等はTSOが余力を活用できること（いわゆる電源Ⅱ）としてはどうか。

※計画外停止には、需給バランス上停止していることや予備力確保のための部分負荷運転は含まれない。

	年間	月間	週間・前日断面	実需給断面
容量市場落札電源	・作業停止調整に応じる		・計画外停止をしない ・給電指令に応じる※1	・給電指令に応じる※1 ・GC後に余力をTSOに提供する※2
上記以外電源	・作業停止調整に応じる		・給電指令に応じる	

（灰色）は、送配電等業務指針の対象

（緑色）は、リクワイアメント・ペナルティの対象

※1 需給ひっ迫や必要調整力の調達が困難な場合
※2 TSOからオンライン制御可能な場合

Ⅳ．アセスメント

1．アセスメントの考え方

- アセスメントは、落札した電源がリクワイアメントを満たしているかどうか、実効的に確認できなければならない。
- ①計画外停止については、アセスメントは発電計画で評価することとしてはどうか。なお、どの断面の計画とするかは需給調整市場の開場タイミング等を踏まえて整理してはどうか。
- また、サンプル（抜き打ち）チェック等で実効性をさらに高める方策も考えられるのではないか。
- ②需給ひっ迫時等については、アセスメントは広域機関・TSOの指令を踏まえた修正計画で評価することとしてはどうか。また、必要に応じて発電実績で評価することも検討してはどうか。

<table>
<tr><th>アセスメント項目</th><th>エビデンス</th><th>判断</th></tr>
<tr><td rowspan="2">計画外停止の確認</td><td rowspan="2">（例）
全ての日の
前日計画</td><td>発電計画において停止する場合、計画外停止か否かで判断</td></tr>
<tr><td>サンプル（抜き打ち）チェックによる、上記確認の実効性確保</td></tr>
<tr><td>広域機関・TSOの指令による並解列等</td><td>指令時の修正計画（※発電実績）</td><td>広域機関・TSOの指令に対する修正した計画で判断
（※必要に応じて発電実績で評価）</td></tr>
</table>

（参考）広域機関の業務規程・送配電等業務指針

項目	業務規程・送配電等業務指針
作業停止計画の調整	＜業務規程＞ • 広域機関は、広域連系系統等の点検や修繕等の作業を実施するための電力設備の停止に関する計画（別表11-1に示す種別のものをいう）のとりまとめを行う。 • 広域機関は、連系線の運用容量に影響を与える広域連系系統等の作業停止計画の調整を行う。 ＜送配電等業務指針＞ • 一般送配電事業者は、業務規程別表11-1に示す種別の電力設備の作業停止計画のとりまとめおよび調整を行う。
指令による起動	＜送配電等業務指針＞ • 一般送配電事業者は、供給区域に存する電気供給事業者および需要者に対し、電力設備の運転、電力設備の作業中止その他必要な事項に関する指令を行う。 • 受令者は、給電指令を迅速かつ確実に行い、合理的な理由のない限り、これを拒み、改変し又は実施を遅らせてはならない。

業務規程（別表11-1）

種　別		内　容
計画作業停止	年間計画	作業停止を計画的かつ円滑に実施するため、一般送配電事業者たる会員、送電事業者たる会員、特定送配電事業者たる会員、発電契約者および実同時同量の契約者（以下「作業停止計画提出者」という。）から提出された作業停止計画をもとに、停止範囲、時期および期間を調整し策定する２か年度分（翌年度・翌々年度）の作業停止計画
	月間計画	年間計画に基づき作業停止を計画的かつ円滑に実施するために策定する２か月分（翌月・翌々月）の作業停止計画

Ｖ．ペナルティ

１．ペナルティの考え方

- ペナルティの目的
  - 落札電源等に対し、リクワイアメントを遵守させること。
- リクワイアメント未達の発生した時間帯に対する評価
  - リクワイアメント未達が需給ひっ迫の想定される時間帯に発生した場合とそれ以外の時間帯に発生した場合について、その影響度に応じてペナルティに差異を設けるべきではないか。
- リクワイアメント未達の発生頻度の考慮
  - １年間で複数回のアセスメントが実施されると考えられる。その際に確認されるリクワイアメント未達発生の回数（計画外停止発生時間）に応じて傾斜を設けたペナルティを課すべきではないか。

- 金銭的ペナルティ
  - 後述。
- 容量的ペナルティ（※）
  - リクワイアメント未達が発生した場合は、当該電源等の計画外停止率に反映し、次回オークションにおける供給力の評価を引き下げる。

※　調整係数の議論次第。
仮に各電源等の供給力を評価するにあたり、電源の特性に応じた何らかの調整係数を乗ずるとすれば、過去のリクワイアメント未達実績を加味することも、ペナルティとしては有効なのではないかと考えられる。

別途、落札保証金も設定する。

2．金銭的ペナルティについて

■ 考慮すべき事項

- 容量市場の有無に関わらず、小売事業者（最終需要家）の費用負担は同水準となること。
  重いペナルティを課すことは、入札価格の上乗せとして反映され、結果的にコスト増要因となり得る。
  一方、ペナルティが軽微であればリクワイアメントが遵守されず、供給信頼度が低下するおそれがある。
  そのため、従来同様に安定供給を確保すべく事業を営む供給力提供者に対しては、現状と比べて同水準の責務となるような金銭的ペナルティを課すべきではないか。
- 出し惜しみによる市場支配力の行使を抑止するためにも、参入障壁を必要以上に高く設定するべきではないのではないか。（※）
  （※そのような設定においてもなおオークションへの参加を見送る電源等は、市場支配力行使の可能性を有するものとして、監視の対象とすることとしてはどうか。）

■ 従来、我が国における電力の供給は、そのほとんどが自社供給あるいは小売事業者と発電事業者間の相対契約によって実施されている。

■ 上述のとおり、金銭的ペナルティの水準は現在の事業構造に対して追加的な責務、コスト増を負わせないものとするべきと考えられる。

■ このような考えに基づくと、イギリスやISO-NEの例のように、**金銭的ペナルティの年間上限額は、容量市場の受取と同額（kW対価の没収）とすべき**なのではないか。

■ 以下、この考え方について、相対契約を有する発電事業者と小売事業者を一例として、容量市場導入有無のペナルティ清算への影響について考察する。

5．リクワイアメントについて
ペナルティの考え方

28

- ペナルティの具体的な内容については今後の詳細設計において検討を行うが、例えば以下のような考え方があるのではないか。
  - 容量市場における対価の支払いを行わない。
  - 上記に加え、さらなる金銭の支払いを求める（リクワイアメント未達の回数等に応じて相応に課金する等）。
  - 以後、〇〇年の期間、容量市場で評価されるkW価値を制限する（1.0未満の係数を乗ずる）。
- ペナルティを重く設定した場合、発電事業者等は自らのリスクを軽減すべく、例えば以下のような行動を選択する可能性があると考えられる。
  - 容量を過少に見積もる（電源差し替えのために備えるなど、個々の発電事業者等ごとに予備力を維持する）
  - 容量市場への参加を避ける
  - 発電設備新増設への投資意欲が却って減退する
  - 供給信頼度を、現在以上に高める設備対策を講ずる
- 一方、ペナルティを軽く設定した場合、リクワイアメントの未達分をある程度見越した上で、募集量を多めに設定する必要が生ずる可能性がある。

▼

〇これらについては、今後、論点⑨（容量市場における価格形成の在り方）やⅡ－②．取引期間の論点の一部（「発電事業者等による応札の在り方」、「二次市場の考え方」）も含め、改めて検討することとしたい。

（参考）米国（ISO-NE）および英国における容量市場のペナルティ

項目	米国（ISO-NE）	英国
ペナルティ	供給力不足の事象が発生した場合に履行義務が達成できなかった場合にのみペナルティが発生（前日スポット市場やリアルタイム市場への入札義務はあるものの、供給力不足が発生していなければその時に落札通りの供給力が確保されていなくてもペナルティ対象外となる） ・ 毎月初、容量提供義務を有する各リソースごとに供給力提供実績を評価。供給不足時に当該義務の容量を供給できていなかった場合のペナルティ概要は以下の通り； ①計算式： Penalty※1 = Resource's Annualized FCA Payment※2 x PF※3 x (1-Shortage Event Availability Score※4) ※1：2015年6月以降のオークションから適用 ※2：Resource's Annualized FCA Payment = 容量落札金額（＄/MW/日） x 毎月の供給義務量（MW/月） x 12（月） ※3：PF = 5時間（以下）の供給力不足の事象で5%。5時間以上は1時間ごとに1%ずつ加算。 ※4：Shortage Event Availability Score = ｛1時間ごとの供給力確保量（MW）＋調整量（MW）｝÷電源の供給力確保義務量（MW） x 1時間ごとの供給力不足事象が発生した時間（分）÷その月の供給力不足事象が発生した合計時間（分） 尚、昨今の容量市場の落札金額の高騰により、ペナルティ水準は385円/MWh程度に上昇している模様。 ②ペナルティ上限（日、月、供給義務期間それぞれに設定）： a) Per Day：Annualized FCA Paymentの10%を超えない。 b) Per Month：対象月において発生したペナルティの合計が「Annualized FCA Paymentの2.5倍÷12」を超えない。また、2カ月間に跨る4日間或いはそれ以下の単独停電によって発生したペナルティについては、その両方の月共に「Annualized FCA Paymentの平均値の2.5倍÷12」を超えない。 c) Per Capacity Commitment Period：供給義務期間におけるAnnualized FCA Paymentを超えない。	・ 需給逼迫時等に系統運用者から供給力提供の通知が行われる場合に発電しない場合にのみ科せられる。ペナルティはPJMと比較すると高額ではない（※水準としては、100円/kWh程度）。 ・ 容量提供事業者に対するペナルティ（※供給力提供の通知に対して発電を行わなかった場合〔※調整力入札分は除外〕）：ペナルティ料金（Penalty Rate）＝容量価格（ポンド/kW-年）×1/24 ✓ 例えば容量価格が18ポンド/kW-年、不足発電量が7.8MWhの場合、18,000ポンド/ＭＷ-年を24で割った750ポンド/MWhがペナルティ料金となり、7.8MWhに750ポンド/MWを乗じることで5,850ポンドのペナルティ額が計算される。 ・ なお、ペナルティ額は、毎月受取る容量価格の相当額の200%を超えない、またペナルティ額の年間合計は、対象年に受取る容量価格の相当額を越えないという上限が設定されている。

（注）代表例として、発電機を対象とした内容を記載（実際にはデマンドレスポンスや再エネ電源など細分化された条件が存在）。

（参考）米国（PJM）における容量市場／kW相対契約のペナルティ

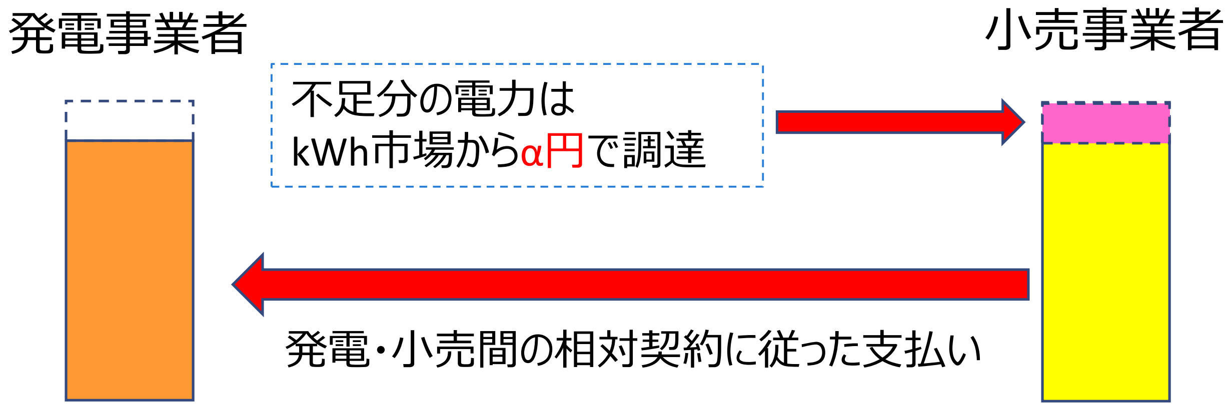
項目	米国（PJM）：容量市場	米国（PJM）：kW相対取引
ペナルティ	・ 複数のペナルティが科せられており、上記（A）および（B）については毎日評価され、（C）については緊急時にのみ評価される。特に、（C）のペナルティは高額となっている（※水準としては、400円/kWh程度）。 ・ （A）供給力提供できない場合（Commitment Compliance）、供給力不足料金（Daily Capacity Resource Deficiency Charge）が科せられる。 ✓ 供給力不足料金=電源の加重平均落札容量価格＋（電源の加重平均落札容量価格×20%又は20ドル/MW-日）のうちどちらか高い価格 ✓ 仮に加重平均落札容量価格が100ドル/MW-日であった場合、ペナルティ額は120ドル/MW-日程度の水準） ・ （B）夏季および冬季に発電能力を提供できない場合（Generation Rating Test）、発電能力評価テスト未達料金（Generation Resource Rating Test Failure Charge）が科せられる。 ✓ 発電能力評価テスト未達料金=電源の加重平均落札容量価格＋（電源の加重平均落札容量価格×20%又は20ドル/MW-日）のどちらか高い価格 ・ （C）緊急時〔緊急需要調整等の実施時〕に発電実施・調整力確保を行うことができない場合（Non-Performance Assessment）、不履行ペナルティ料金（Non-Performance Charge）が科せられる。 ✓ 不履行ペナルティ料金=Net Cone（例：300ドル/MW-日）×365/30=3,650ドル/MWh ✓ 落札容量以上の供給力を提供した場合はボーナスとしてペナルティ徴収額が比例配分される ✓ ペナルティ支払上限額=1.5×Net CONE（ドル/MW-日）×365日×落札容量（MW）	・ 同左

（注）代表例として、発電機を対象とした内容を記載（実際にはデマンドレスポンスや再エネ電源など細分化された条件が存在）。

３－１．容量市場導入無しのペナルティ清算

- 容量市場が導入されていない状況において、相対取引を締結している発電事業者と小売事業者間のやり取りを考える(※)。
  （※自社供給電源や相対契約を締結せずに卸電力市場へ売電している電源に関しても全く同様の考え方が可能と思われるが、ここでは簡便な説明のため、相対契約を事例とした。）
- 現状、小売事業者との相対契約で取り決めている電気の供給がなされなかった場合、発電事業者は小売事業者が代替となる電気の調達に要する増分費用（kWh市場価格からα円で調達できるものとする）を補償しているものと考えられる。

＜容量市場導入無しの相対契約間ペナルティイメージ＞

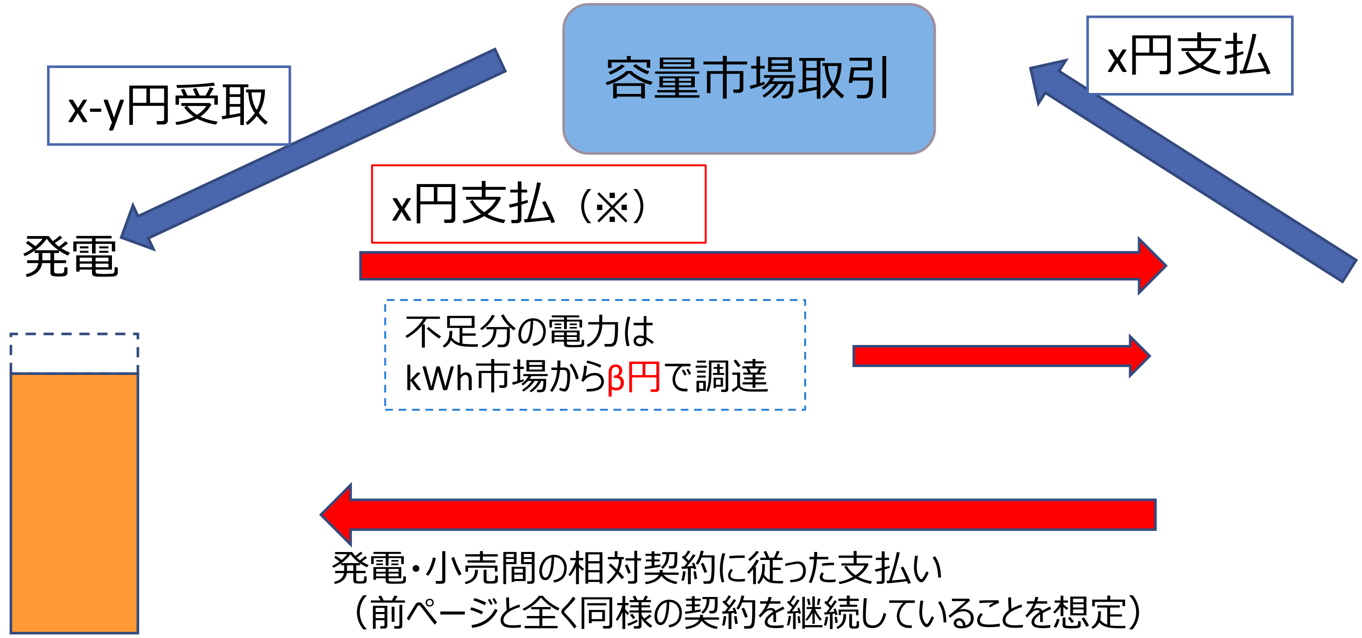


	発電事業者	小売事業者
ペナルティ清算結果	- α円	0円

３－２．容量市場導入有りのペナルティ清算

- 容量市場が導入されており、容量市場価格がｘ円となっている状況において、前ページと同程度に電気の供給が滞った場合を想定する。
  ここで、容量市場においては「容量市場の支払いをy円控除する」とのペナルティが課されているとする。
- また、前ページと同様、発電事業者から小売事業者に対しては、kWh市場価格からの調達に必要な増分費用を補償することとなるが、容量市場の導入に伴い、kWh市場価格はα円からβ円に低減しているとする。

＜容量市場導入有りの相対契約間ペナルティイメージ＞



※容量市場に対する小売の支払の還元。現実の契約においては、kWh供給の対価と併せて清算されることも考えられる。

	発電事業者	小売事業者
ペナルティ清算結果	-（β +y）円	0円

3－3．容量市場導入有無によるペナルティ清算の比較・考察

- 容量市場の導入有無を比較すると、発電事業者に課されるペナルティに伴う支払い（容量市場と相対契約の合算）は、α円から（β＋y）円と変化している。
  （今回の事例では、何ら責の無い小売事業者側には負担が生じないよう、発電側にて調整。）
- 一見すると、容量市場のペナルティ（y円）が追加的に課されているようであるが、一方で、容量市場の導入に伴う、kWh市場価格の低下も予想される（α円からβ円に低下）。
- ここで、P20に記載のとおり、「ペナルティは現在の事業構造に対して追加的な責務、コスト増を負わせない水準とする」と考えると、ペナルティ（y円）は、kWh市場価格低減（（α－β）円）程度が上限となる。
- 一方、「容量市場の有無によらず、中長期的な総負担額は同等」ということを考えれば、kWh市場価格の低下（（α－β）円）と、容量市場の支払い（x円）は、中長期的には等しくなるはずである。
- 以上のことから、<u>容量市場のペナルティ（y円）は市場からの支払い（x円）を上限とするのが妥当</u>ではないか。

相対契約上のペナルティ清算

	発電事業者	小売事業者
容量市場 導入なし	-　α　円	0円
容量市場 導入あり	-（β +y）円	0円

kWh市場価格の低減　　容量市場のペナルティ

→ 等しくなることで、容量市場導入有無で追加的な負担が生じない。

４．実効性を高める方策案のまとめ

- 容量市場へ参加する事業者がkW価値を提供することの実効性を高める方策として、以下の３つをパッケージとして組み合わせることとしてはどうか。
  - 方策①落札保証金
  - 方策②金銭的ペナルティ
  - 方策③容量的ペナルティ
- 前述のとおり、方策②の金銭的ペナルティは、リクワイアメント未達に対し最大でも容量市場の支払いをゼロとするのみであるため、安定供給を担う意思の希薄な事業者に対しては十分な抑止効果が得られない可能性も否定できない。そのため、このような事業者に対しては、方策①、③を併せて組み合わせることにより、中長期的な金銭的負担を課すことと同様、一定の効果が得られるものと考えられる。
- また、今後の電力システム改革の進展に伴い、電力需給構造が大きく変化していくことも踏まえ、上記の方策①～③の組み合わせによるリクワイアメント遵守の効果が十分であるか、適切に確認を継続し、必要に応じて金銭的ペナルティの水準についても柔軟に改善できる仕組みとしていくべきではないか。

（参考）落札保証金および金銭的ペナルティのイメージ

メインオークション → **停止計画提出** → **追加オークション** → **実需給断面**

募集量:1,000万kW

入札	入札容量【万kW】
1	100
2	100
3	100
:	:
9	100
10	100
11	100

約定価格10,000円とすれば事業者あたり100億円

調達量:800万kW

入札	停止計画【日】	kW価値【万kW】
1	200※1	リリース
2	200※1	リリース
3	100	100
:	:	:
9	0	100
10	0	100

※1 夏季ピーク時含む

募集量：200万kW

入札	入札容量【万kW】	停止計画【日】	kW価値【万kW】
13	100	0	100
14	100	80	100

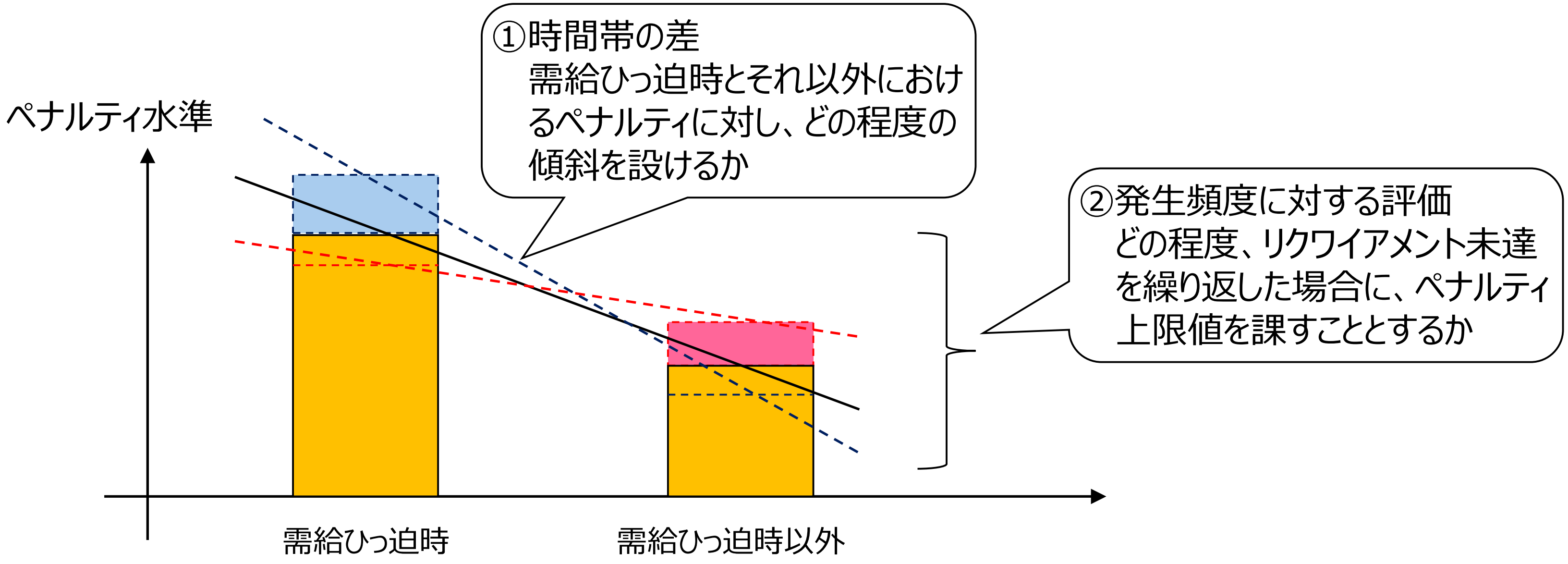
停止実績【日】	kW収入【億円】	保証金
-(責無)	0	2割没収
-(責有)	0	全額没収
100(責無)	44※2	5割没収
:	:	:
200(責有)	0	全額没収
0	100	0
0	100	0
80	56※2	0
0	100	0

※2 kW収入（ペナルティ）のあり方は前述のとおり
停止日数が100日の例
100万kW×10,000円/kW×(180日-100日)/180日
なお、定期点検等、法的に必要な対応に伴う停止に対する免責条項等は別途検討を要する。

青字　：　やむを得ない理由による契約不履行
赤字　：　上記以外の契約不履行
緑字　：　契約履行

5．ペナルティの設定に関する今後の課題

- 前述のように、金銭的ペナルティの上限を設定した場合においても、P19に記載のとおり、①時間帯の差②発生頻度に対する評価等について、引き続き検討が必要。
  - 例えば、需給ひっ迫時にはkWh価格が高騰することと合わせ、平均的な容量市場の支払額より高額なペナルティを課すような設定とすることが妥当ではないか。
  - 一方、年間を通したペナルティの総額を上限値に収めるためには、需給ひっ迫の想定される時間帯とそれ以外の時間帯について、どの程度の差異を設ける必要があるのか、検討が必要。



- 自らの責によらずリクワイアメント未達となった場合においては、ペナルティの対象から除外すべき事象もあるのではないか。対象とすべき具体的な事象については、同種事例等を参考に、引き続き検討を進める。