



電力小売りを巡る最近の動向と課題

変動再エネ大量導入との折り合い

阪本周一



自己紹介

～2012.3 東京電力（燃料部、**ロンドン事務所**＜1995－99＞）

⇒EU電力自由化事例調査

（電力プール、系統アクセス、電力料金、小売新サービス、再エネ導入、コジェネ）

～2016.2 オリックス（電力事業部）

～現在 ENEOS（**電気事業部**）

⇒ 電力制度渉外（各種市場、制度設計）、調達、再エネ導入、
分散化対応（卒FIT、DR）、自治体連携



トピック

1. 小売事業者供給力確保義務 VS 規制のない発電事業者
2. インバランスが怖くて変動再エネ直接取得に躊躇
3. 環境価値関係制度：頻繁過ぎる変動
4. RE100の意義（トラッキング対生再エネ）
5. 今後の発電設備新設：IRR確保、FIDまでの課題

再エネ拡大、CN志向

安定供給志向

競争活性化志向
(監視委制度専門会合)

火力抑制 (再エネ大量小委)

非効率石炭火力フェードアウト
(容量市場：基本政策小委)

系統アクセスルール変更
(OCCTO)

非化石価値市場 (基本政策小委)

<ボトムアップ案件>

RE100
コーポレートPPA
VPPA

安定電源退出

同時同量達成
難度上昇

需給逼迫
市場・インバランス
価格高騰

投資回収予見可能性低下

JEPXモニター

旧一電内外無差別モニター

競争不活発



容量市場
(基本政策小委)

インバランス料金制度厳格化
(基本政策小委)

小売り供給力確保義務
(基本政策小委)

小売充当価格設定が難しすぎる。。。

1. 小売事業者供給力確保義務 VS 規制のない発電事業者

小売の供給力確保義務：自社小売り需要 + 調整力

相当水準を市場調達に依存・・・中身不詳

ブラインドシングルプライスオークション

・・・インバランスを出したくないので当て推量入札

ブロック入札の悪影響

・・・9割不落のコマ／どこに行くのか？（時間前？ 調整力？）

JEPXで再三みられる買い上がり現象

・・・全小売の成り行き入札を防止できない／足を引っ張る同業者

約定需給曲線不明

・・・全日本全日ベースの開示のみ（エリア毎、コマ毎データを要望中）

⇒成り行き入札を止められない

23年度末まで規制なし
発電するしないは任意（HJKS報告義務はある）

再エネ優先給電－火力抑制止まらず、維持管理意欲
減退⇒焚口減少



相対、市場、調整力、燃料転売で最も利益のいい捌け
口選考可能



小売にとっては歯がゆい状況
「供給力確保義務」= 金を払う対象が何なのか不明、
払うべき額も事前に予見できず

小売事業者の懸念事項

- ✓ 供給力確保義務を負う一方、供給力実情不詳の小売事業者
- ✓ 容量市場導入までは特段の義務を負わない発電事業者

義務の不均衡

⇒発電設備維持のための資金還流の必要は認めるものの、一層の発電情報開示、穏やかな資金還流方法についての追加検討を要望（次項以降）

現状認識

時間軸	事象
足許	・不可解な市場約定価格
短期 (今年度以降)	・再エネ大量導入／安定電源退出による市場単価の押し上げ ・燃料価格高騰と機会費用加算によるボラティリティ増加
中期 (22～23年度)	・インバランス単価 = 調整力限界費用への移行 ⇒「調整力」の内容、限界費用不詳
供給ソース	現況、見通し、問題意識
自社電源	系統アクセスルール変更見込み。詳細制度確定まで検討難度アップ
相対調達	旧一電の「売り惜しみ」「吊り上げ」懸念⇒内外無差別、外外無差別徹底へ ／TOCOM引用で相場嵩上げ
市場調達	売り玉 < 買い玉 ブラインドシングルプライスオークション⇒「納得できる価格では必ずしも買えない」 ・・・買い入札単価上昇圧力
調整力	自社確保可能量は限定的
インバランス	ここまで予見性を減らすためのルール改訂・・・むしろ予見性確保を重視すべきでは

<状況> 21年度冬前に払拭されない需給不安、非需要期の市場価格高騰

急速すぎた再エネ大量導入
(変動再エネ偏重)
限界費用入札の「強制」

↓
火力退出促進

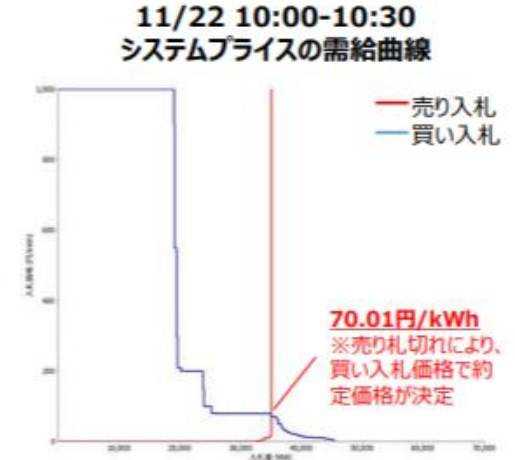
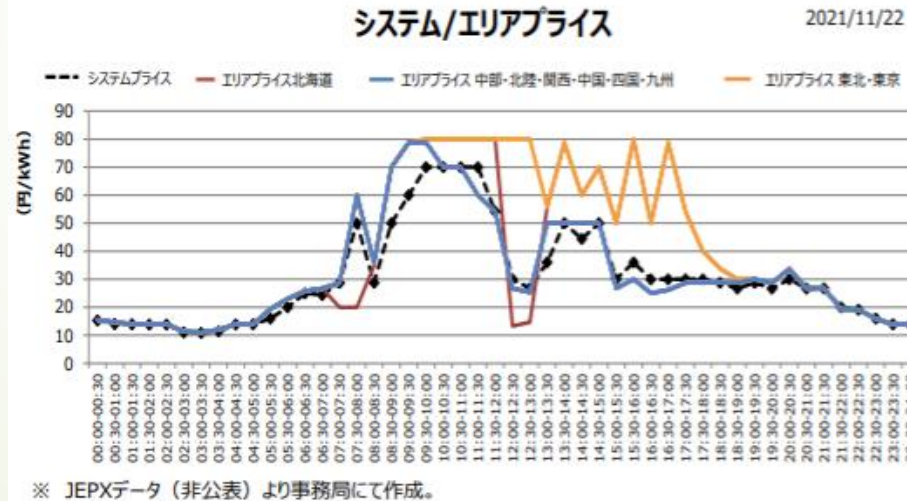
↓
市場価格

<玉切れ>
頻繁過ぎる燃料制約
買手の成行応札

<ボラティリティ増加>
低価格@変動再エネ稼働コマ
高価格@非稼働コマ

11月22日受渡分における価格高騰の概要

- 11月22日(月)受渡分のスポット市場価格について、エリアプライスが80円/kWhを示すコマが複数コマ、複数エリアで発生。
- JEPXにおいて公開されている売買入札状況から**11月15日受渡分と22日受渡分の入札量増減を比較**すると、**買い入札**については、気温の低下等を背景に**約9%増加**している一方で、**売り入札**については、太陽光出力の減少等により**約11%減少**していた。
- このような需給のタイト化を背景に市場で売り札切れが発生し、価格が高騰したものと考えられる。



2. インバランスが怖くて変動再エネ直接取得に躊躇

現在検討されている再エネ新規案件は大半がPVもしくは風力（VRE）
 = 発電者は発電して終わり（発電計画作成義務はあっても小売りへのパス希望）
 = 小売りは成形して安く顧客に提供するまでが責務⇒尻拭い役

発電者は気楽でいいなあ
 (暴言)

用途	水準	小売充当	環境価値のみ抽出
kWh価値	0～数十円/kWh	非稼働時間帯のバックアップ電源 (ガス? ⇒候補電源なし) もしくは市場調達(高い?) 必要 ⇒仕上がり単価、小売り目線を超過	市場に原価割れで売却 (VRE稼働時間帯の市場価格は停滞)
環境価値	0.6円/kWh	小売価格にそのまま転嫁	非化石価値証書として留保
インバランス	調整力限界費用単価 需給逼迫時 ～200円/kWh (～23年度) ～600円/kWh (24年度以降)	小売単独で吸収しうるか? 予測誤差に対し発生 単一発電機の場合、リスク膨張	インバランス>>>環境価値

【BG単位で同時同量達成と再エネ大量導入の同時履行】

- ✓ 揚水の稼働率アップ、時間前市場の流動性改善、蓄電池新設補助（蓄電池版FIT）等があっても無理では？
- ✓ DRは「ピークシフト」/kWh不足の対策にあらず

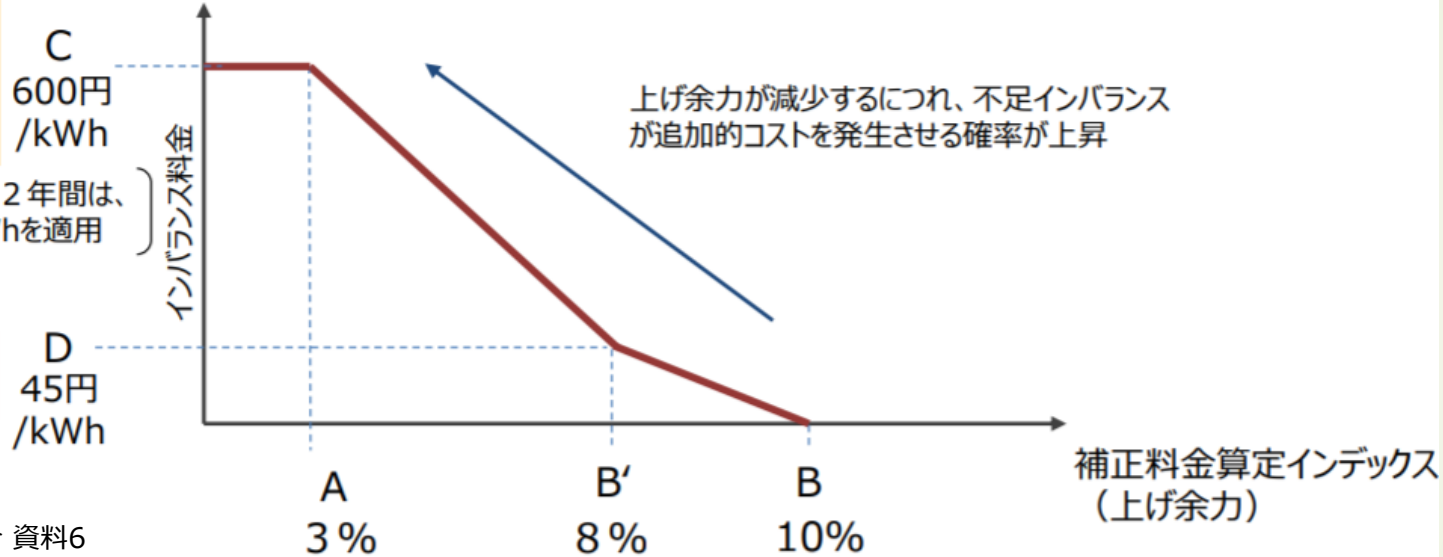
2022年度以降のインバランス料金

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



第67回制度設計専門会合 資料6

政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源I'を発動が確実になる水準を参考に決定。

電源I'を発動し始めるタイミングを参考に決定。

容易に80円/kWhが出現



JEPX買応札単価：売り玉切れ時に80円～200円に張り付きか

kWh不足需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定においては、当面は、暫定的措置として簡易的な手法で対応することとし、kWh余力率が3%未滿の時間帯において、80円/kWhの補正インバランス料金を適用

(※1/28エネ庁新インバランス制度説明会資料)

3. 非化石価値：頻繁過ぎる制度変更

再エネ増には貢献しない再エネ周辺制度／なぜ小売りにばかり規制と費用負担を課すのか？／自家消費環境価値顕彰をしないのか？
 ／最終消費者は「小売作成証書（もどき）」を入手

	目的	評価
2016年度の貫徹小委検討ー 2018年度非化石価値市場発足	国民負担軽減 小売事業者高度化法義務履行支援	既存非化石価値電源の再評価でしかない。 国民負担は減らない。 原子力、大型水力系証書は競争相手への輸血。 小売りに高度化法適用の意味不明
2020年度：中間目標対象初年度		
2021年度： 非化石価値市場分割 （再エネ価値市場＋ 高度化義務市場）	最終消費者の市場アクセス 価格引き下げによる海外入札資格確保の容易化	年度中制度改変：調達済み生再エネの環境価値が一瞬で毀損 （1.2円/kWh織り込んだ生再エネ非化石価値が0.6円/kWhへ） 3.36円の価値が0.3円で買える：国公認セクター間内部補助 証書単価<<<再エネ賦課金： 国民負担の掠め取り？／企業競争力確保のため国民は我慢して・・・と いうことか
オフサイトPPA導入	自己託送援用推進で最終消費者が直接再エネ 発電と紐づけ	維持管理資金を払っても受給には関与できず 再エネ賦課金減免未確定の内は画餅 発電側作りっぱなしを容認 （小売契約は必要、インバランス回避難度アップ） 認定要件高難度（1需要場所1発電所紐づけ＝大型案件不向き）
VPPA	最終需要家ー発電者が直接受給契約締結、環 境価値取得	環境価値と電気価値の分離取引にはエネ庁は否定的 差金決済はデリバティブ該当の判断あり（経産省商務流通） 最終消費者がアセットを直接保持すればいいのではないか？

期待外れ事例①「オフサイト型PPA」

- ✓ 発電所—需要場所の1対1対応が要件・・・需要場所移転時に当てが外れる／メガソーラーからの供給は対象外
- ✓ 自己託送分のバランスは重い課題ではあった。
(発電者としては小売りの部分供給部分の難しさについては『知らない』でも済ませられる便宜的すぎるスキーム＝VPPA、東京都新築家屋PV設置義務付け対応にも同様の難度あり)

① オンサイト型PPA



サイト内で発電した電気を需要家が自家消費

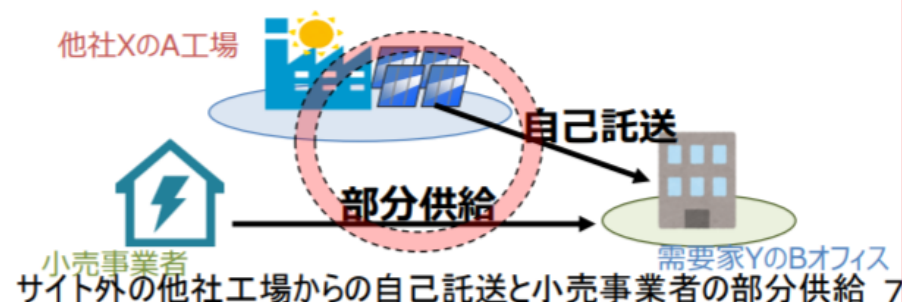
③ オフサイト型PPA（グループ内融通）



② オフサイト型PPA（社内融通）



④ オフサイト型PPA（他社（グループ外）融通）



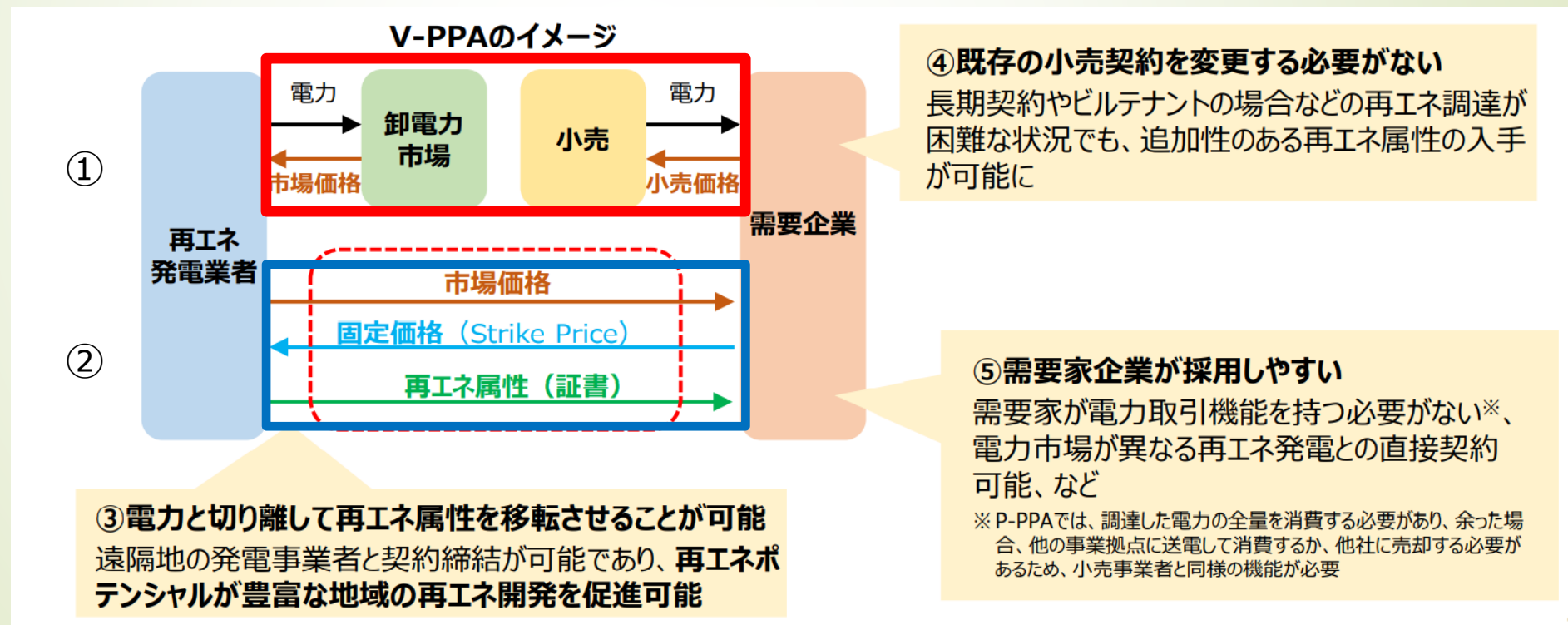
期待外れ事例②VPPA

こちら小売にとっては
インバンスリスク付き
顧客

市場価格・固定価格CFD = デリバティブ判定 ⇒ 事業法人には高ハードル
< 説明 >

下記の②がCFD：①の小売 - 需要企業と対になっていないとの経産省判断

※JCLP資料を改筆



4. RE100の意義（トラッキング対生再エネ）

RE100要件：再エネ出自証明があれば主張可能 追加性を求めず
中身が化石燃料由来電気でも証書メッキで「RE100」名乗り可能

※RE100(UK)所見

If electricity from a fossil fuel plant is being contractually sourced via a grid transfer and the emissions are in Scope 2 of your organization, then the electricity is treated as purchased grid electricity and EACs can be used to decarbonize it, though **we do not encourage this approach.**

	中身	支払額の充当先	賦存量	単価	小売事業者としての難度
証書対応	FITトラッキング付き証書、 非FITトラッキング付き証書、 (Jクレジット) +化石燃料由来の電気	再エネ賦課金圧縮 (≠発電者収支には寄 与せず)	当面十分	0.3円/kWh ~ 0.6円/kWh	易（インバンスリスクゼロ）
生再エネ	〇〇水力、非FITPV、FIP	実発電力のCAPEX、 維持管理費	変動：増加 安定：停滞	0.6円/kWh	（インバンス高騰時代） 変動再エネ：難 安定再エネ：小売充当も可能

再エネ拡大の苦勞 >>>> 証書対応

高難度の小売生変動再エネ受入には、追加インセンティブ付与／同時同量義務対象外等のテコ入れが必要ではないか？
（＝しかし、送配電目線からは受け入れがたい）

5. 今後の発電設備 新設：IRR確保、FIDまでの課題

- ✓ 各小売の投資決定判断者は電力事業に必ずしも習熟していない。
- ✓ 生産設備投資、企業買収と比較しても、投資回収期間長期化／制度変更リスク等難あり
- ✓ 社内投資基準をクリアしない or CNを信じての経営判断

	CF想定	状況改善のための施策例
安定電源 (= 指令可能電源)	ノンファーム さらに限界費用劣後のため稼働時間想定立たず 火力稼働抑制導入	ベース稼働kW分を別枠として稼働保証 (容量市場収益だけではFIDしにくい／ 容量市場単価激減@25年度)
変動電源 (= でなり)	ノンファーム／混雑時は限界費用ゼロ電源間で按分？	永久ノンファームの見直し
調整電源	蓄電池高価すぎ／耐用年数短すぎ	高性能化、低費用化

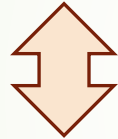
※ノンファーム電源は現制度では容量価値なし：IRRに貢献せず
(追記：1月25日OCCTO広域系統整備委員会で容量価値容認の議論)

小売り目線のまとめ

- ▶ JEPX玉切れでインバランス管理難
 - ⇒変動再エネ大量導入：BG単位消化困難
- ▶ そもそも調整力に乏しい我が国
 - －限定的なDR：kWhの先遣い／自家発電源稼働はCO2排出
 - －ΔKW対策であり、kWh不足対策ではない
 - －独占時代の旧一電は揚水を調整手段として保持／BGには揚水なし
- ▶ 非化石価値証書対応で「再エネ」受入は可能…CN貢献度評価は別論点
 - －証書単価 <<< 同時同量コスト

決めてほしい：アグリゲーション or 中央集権への再回帰

分散化志向	中央集権志向目線からの難点
アグリゲーションライセンス 蓄電池、EVの調整力起用	Dispatch電源としての期待量、応動速度への懸念 分散リソース側の期待収益とTSOが受忍できる調整単価 (ライセンス取得によるメリットはなく、RA束ねの要件を定めるのみ)
配電自由化（地域新電力） マイクログリッド／スマートコミュニティ	エリア内で同時同量が完結しない 調整単価膨張にも拘らず 現行の一般送配電託送料±5%に収める義務あり 停電・ネットワークトラブル対応力不足



＜中央集権＞
ノードル（全電源ノンファーム、全量プール／PJMタイプ）：
低限界費用電源優遇 + TSOの調整力起用

PJM型（小売りは需要計画の精度を問われるだけ／供給責任は
TSO）の方が小売り生き残りの感触

4. 配電事業者に課される法的義務

第2回持続可能な電力システム構築小委員会
(2019.11.20) 資料1 一部修正

- 配電事業者は、一般送配電事業者と同等の法的義務がある。
- 最終保障供給義務、離島供給義務は、引き続き、一般送配電事業者に課される。

【事業規制】

- ◆ 経済産業大臣の許可制

【主な義務・規制】

- ◆ 事業の休止の事前許可制
- ◆ 一義的な託送供給義務・電力調整供給義務（約款変更命令付届出制）
- ◆ 需要家や発電設備と系統をつなぐ配電設備の接続義務
- ◆ 会計分離・行為規制
(特定の発電事業者・小売電気事業者に対する差別的取扱いの禁止等)
 - 兼業禁止の行為規制は、離島等一定の条件下、適用を除外
- ◆ 一義的な電圧・周波数維持義務
- ◆ 電力広域的運営推進機関への加入義務
- ◆ 供給計画を作成し、経済産業大臣に届け出る義務
- ◆ 経済産業大臣の供給命令に従う義務
- ◆ 経済産業大臣からの報告徴収・立入検査・業務改善命令に従う義務
- ◆ 円滑な託送業務等の引き継ぎを行うための計画の策定
- ◆ 電気工作物の台帳の作成、電気工作物の計画的更新義務
- ◆ 災害等の緊急時における地公体・関係行政機関への情報提供義務

【該当すると想定される者（例）】

- ◆ 民間企業、自治体、一般送配電事業者等の合併による配電事業者



※配電事業者は、一般送配電事業者と比較し、周波数維持に係る供給力の規模が小さくなるため、その負担に鑑み、最終保障義務を課していない。

※なお、離島供給義務の履行のためには、離島エリア内に平時から活用可能な供給力が存在する必要があるが、他の地域と遜色ない料金水準を維持することが制度的に求められているため、供給区域全体でそのコストを薄く負担しうる、一般送配電事業者を義務主体とすると整理された。