

平成 29 年度
電源Ⅱ周波数調整力募集要綱

東京電力パワーグリッド株式会社

目 次

第1章	はじめに
第2章	注意事項
第3章	用語の定義
第4章	募集スケジュール
第5章	募集概要
第6章	契約申込み方法
第7章	契約条件
第8章	その他

第1章 はじめに

1. 平成28年4月以降のライセンス制導入にともない、各事業者がそれぞれに課された責務を履行していくことが求められます。
2. 東京電力パワーグリッド株式会社（以下「当社」といいます。）は、一般送配電事業者としての役割を果たすために、主に実需給断面で周波数制御・需給バランス調整を実施するための調整力を確保するため、当社から専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）にて周波数調整が可能な調整力（以下「電源Ⅱ周波数調整力」といいます。）を募集いたします。
3. この電源Ⅱ周波数調整力募集要綱（以下「本要綱」といいます。）では、当社が電源Ⅱ周波数調整力として募集し、電源Ⅱ周波数調整力契約を締結する発電設備または負荷設備（以下「契約設備等」といいます。）が満たすべき要件、契約方法等について説明いたします。また、契約後の権利義務関係等につきましては、募集に合わせて公表する電源Ⅱ周波数調整力契約書（ひな型）を参照してください。

なお、当社があらかじめ確保する調整力（電源Ⅰ周波数調整力、電源Ⅰ需給バランス調整力および電源Ⅰ' 厳気象対応調整力）については、それぞれの募集要綱にもとづき、別途入札による募集を行ないますので、応札を希望される場合はそちらを合わせて参照してください。
4. 本要綱にもとづき、電源Ⅱ周波数調整力契約を希望される事業者（以下「契約希望者」といいます。）は、本要綱に記載の作成方法のとおり、契約申込書等を作成してください。

第2章 注意事項

1. 一般注意事項

- (1) 当社は、本要綱に定める募集条件等にもとづき、安定的に継続して電源Ⅱ周波数調整力を供給できる事業者を募集いたします。
- (2) 契約希望者は契約申込書を作成する際には、本要綱に記載の作成方法に準拠して、不備や遺漏等がないよう十分注意のうえ、読みやすく分かりやすいものを作成してください。
- (3) 契約希望者は、本要綱に定める諸要件および募集に合わせて公表する電源Ⅱ周波数調整力契約書（ひな型）の内容を全て承認のうえ、当社に契約申込書等を提出してください。
- (4) 契約設備等が発電設備である場合は、当社との間で当社託送供給等約款（以下「約款」といいます。）にもとづく発電量調整供給契約が締結されていることが必要です。また、契約設備等がデマンドレスポンス（以下「DR」といいます。）を活用したものである場合は、当社との間で約款にもとづく接続供給契約が締結されていることが必要です。

なお、発電量調整供給契約の契約者または接続供給契約の契約者と電源Ⅱ周波数調整力契約者とが同一であることは求めません。
- (5) 本要綱にもとづく電源Ⅱ周波数調整力契約は、全て日本法に従って解釈され、法律上の効力が与えられるものいたします。
- (6) 契約希望者が申込書に記載する会社名は、正式名称を使用してください。申込者の事業主体は、日本国において法人格を有するものいたします。また、ジョイント・ベンチャー等のグループ（以下「JV」といいます。）で申込みすることも可能です。この場合には、グループ各社が日本国において法

人格を有するものとし、申込書において参加企業全ての会社名および所在地等を様式2により明らかにするとともに、当社との窓口となる代表企業を明示していただきます。

なお、全参加企業が連帯してプロジェクトの全責任を負うものいたします。

- (7) 本要綱にもとづき、当社が電源Ⅱ周波数調整力契約を締結することを決定した契約希望者（以下「契約者」といいます。）または当社が第三者と合併、会社分割または電源Ⅱ周波数調整力契約に関係のある部分を第三者へ譲渡するときは、あらかじめ相手方の承認を受けるものいたします。
- (8) 契約申込みにともなって発生する諸費用（本申込みに係る費用、申込書作成に要する費用、契約協議に要する費用等）は、全て契約希望者で負担するものいたします。
- (9) 契約申込書は全て日本語で作成してください。また、契約申込書で使用する通貨については円貨を使用してください。添付する書類等も全て日本語が正式なものとなります。レターや証明書等で原文が外国語である場合は、必ず原文を提出するとともに和訳を正式な書面として提出してください。

2. 守秘義務

契約希望者および当社は、契約に関わる協議等を通じて知り得た相手方の機密を第三者に漏らしてはならず、また自己の役員または従業員が相手方の機密を漏らさないようにしなければなりません。

3. 問合せ先

本要綱の内容に関し、個別の質問がある場合は、下記の当社ホームページ問合せ専用フォームより受け付けいたします。

なお、審査状況等に関するお問合せにはお答えできません。

当社ホームページ問合せ専用フォームURL：

<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/reserve/index-j.html>

第3章 用語の定義

1. 契約・料金関連

(1) 電源Ⅰ調整力契約電力

別途定める電源Ⅰ調整力契約を当社と締結する契約設備等との契約kWをいいます。

なお、電源Ⅰは、当社が求める要件にもとづき電源Ⅰ周波数調整力、電源Ⅰ需給バランス調整力に区分されます。

(2) 電源Ⅱ周波数調整力契約

本要綱にもとづき、当社が公募により調達する、主に実需給断面で安定的に継続して周波数制御および需給バランス調整を実施するための専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除きます。）で調整可能な電源等を供出していただく取決めを締結する契約をいいます。

(3) 基本料金

別途定める電源Ⅰ契約を当社と締結した契約設備等が、kWを供出するために必要な費用への対価をいい、本要綱にもとづく契約においては設定しておりません。ただし、後述するブラックスタート機能を提供する電源に関しては、その都度協議し設定するものとしたします。

(4) 従量料金

当社指令により、契約設備等が起動・運転または需要抑制を行ない、電力量(kWh)を供出するために必要な費用への対価をいい、電源Ⅱ周波数調整力契約にもとづき精算するものとしたします。

(5) 申出単価

従量料金を算定する際に利用する単価をいい、燃料費等の情勢を反映するため、契約者から原則として毎週提出していただきます。当社指令の種類に

準じて、以下の4つの単価があります。

上げ調整単価（V1）、下げ調整単価（V2）、起動単価（V3）、その他単価（V4）

(6) 上げ調整単価（V1）

当社が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う1kWhあたりの単価をいいます。

(7) 下げ調整単価（V2）

当社が契約設備等に対して、出力減指令したことにより減少した電力量に乗じて受け取る1kWhあたりの単価をいいます。

(8) 起動単価（V3）

当社が契約設備等（発電設備を用いたものに限りません。）に対して指令したことにより、追加で契約設備等を停止状態から、系統並列させた（以下「起動」といいます。）または起動中止した回数に応じて必要または不要となった起動費用の単価をいいます。

(9) その他単価（V4）

需給ひっ迫等非常時に、当社が契約設備等に対して、定格出力以上の出力指令をした場合等、V1～V3で設定できない事由に適用する単価をいいます。

2. 電源分類・需給関連

(1) 電源 I 周波数調整力

当社があらかじめ確保する、専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除きます。）で調整できる契約設備等をいいます。なお、常時の周波数制御および需給バランス調整に用いるため、周波数調整機能の具備を必須といたします。

(2) 電源 I 需給バランス調整力

当社があらかじめ確保する、専用線オンライン(簡易指令システムを用いたものを除きます。)で調整できる契約設備等をいいます。なお、常時の周波数制御には用いず、需給バランス調整対応の調整力のため、周波数調整機能の具備は必須としないものといたします。

(3) 電源 I 廠気象対応調整力

当社があらかじめ確保する、原則としてオンライン指令(簡易指令システムを用いたものを含みます。)で電力の供出ができる契約設備等をいいます。なお、廠気象時等の稀頻度な需給ひっ迫時における需給対応を主な目的としているため、周波数調整機能の具備は必須としないものといたします。

(4) エリア需要

当社の供給区域で消費される電力のことをいいます。

(5) H3需要

ある月における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から3日とり平均したもののうち、年間で最大のものをいいます。

(6) 高負荷期

電気の使用量(需要)が大きくなる時期で、冷暖房需要が増大する夏期または冬期をいいます。

(7) 需給ひっ迫

想定される需要に対して、供給力の不足が見込まれる状態のことをいいます。

3 発電等機能関連

(1) ブラックスタート

当社の供給区域(離島を除きます。)において広範囲におよぶ停電が発生し

た場合、電力系統からの電力供給を受けずに発電機の起動が可能な機能を活用して発電機の起動を行なうことをいいます。

(2) 調相運転

当社の供給区域（離島を除きます。）の電圧調整のために、揚水発電機（ポンプ水車）の空転状態において力率調整を行なうことにより無効電力を供給または吸収することをいいます。

(3) 専用線オンライン指令

当社の供給区域（離島を除きます。）の周波数制御または需給バランス調整を行なうため、当社中央給電指令所（以下「中給」といいます。）システムから、専用線を用いた通信伝送ルートを通じて運転指令することをいいます。

なお、中給～契約設備等間の通信設備等（専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除きます。））が必要となります。

(4) ポンプアップ（揚水運転）

揚水発電所において、発電電動機を用い水車（タービン）をポンプとして利用して、下池から上池へ水を汲み上げることをいいます。

(5) 可変速揚水発電機

発電電動機の回転速度制御を行なうことにより、ポンプ水車の回転速度を変化させ、揚水量を変化させることで、ポンプアップ時でもAFCが利用できる揚水発電機のことをいいます。

(6) 系統連系技術要件

当社が維持・運営する電力系統に接続する電源に求める技術的な要件をいい、約款の別冊にて規定いたします。

(7) 周波数調整機能

契約設備等が接続する電力系統の周波数制御・需給バランス調整を目的とし、契約設備等の出力を増減させるために必要な機能をいいます。

(8) 需給バランス調整機能

契約設備等が接続する電力系統の需給バランス調整を目的とし、契約設備等の出力を増減させるために必要な機能をいいます。

(9) ガバナフリー運転

発電機の回転速度を負荷の変動の如何にかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追随して出力を増減させる運転をいいます。

(10) AFC

定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を自動制御することをいいます。

(Automatic Frequency Controlの略) :LFC (Load Frequency Control) と同義

(11) AFC幅

運転基準出力値を変更することなく、AFC機能のみで変動できる出力の大きさをいいます。

(12) DSS

需給運用の一環として、発電機を電気の使用量が少ない夜間は停止し、朝起動、昼間～点灯の時間帯運転することをいいます。1日の間に起動・停止を行なうことから、日間起動停止運転といいます。

(Daily Start up and Shut down もしくは Daily Start Stopの略)

(13) DPC

中給から発電機に対して運転基準出力を指令する装置をいいます。

(Dispatching Power Controlの略) : OTM (Order Telemeterの略) と同義

(14) MWD

本要綱では、発電機の変化レート後段の出力指令値をいいます。

(Mega Watt Demandの略)

(15) FCB

系統事故等により発電機の並列している系統負荷が喪失した場合、発電機出力を急速に絞込みボイラー・タービンの安定運転を継続させる機能をいいます。

(Fast Cut Backの略)

(16) OP運転

契約者と事前に合意のうえ、定格出力を超えて発電することをいいます。

(Over Powerの略)

(17) ピークモード運転

契約者と事前に合意のうえ、排気ガスの温度設定を通常の運転値を超過して上昇させることにより出力を上昇させる運転をいいます。

(18) DR

需要者側で消費電力量を調整することにより、需給バランスを保つ仕組みをいいます。

(DR: Demand Responseの略)

(19) アグリゲータ

複数のDR可能な需要家を集約し、それらを統合的に制御することにより、

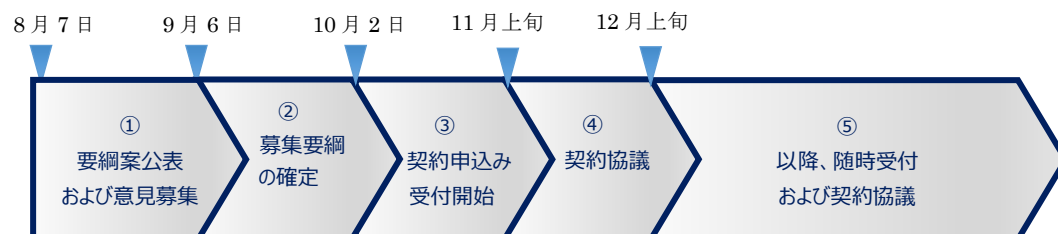
当社に調整力を提供する事業者をいいます。

(20) 調整力ベースライン

約款、ネガワット取引に関するガイドライン（資源エネルギー庁策定）における標準ベースラインや発電等計画値等を踏まえ、DRを実施する際、その出力増減幅の基準となる負荷消費電力または一定期間の負荷消費電力量に約款における損失率を考慮したものをいい、電源Ⅱ周波数調整力契約の中で、個別に協議し、その設定方法を取り決めることといたします。

第4章 募集スケジュール

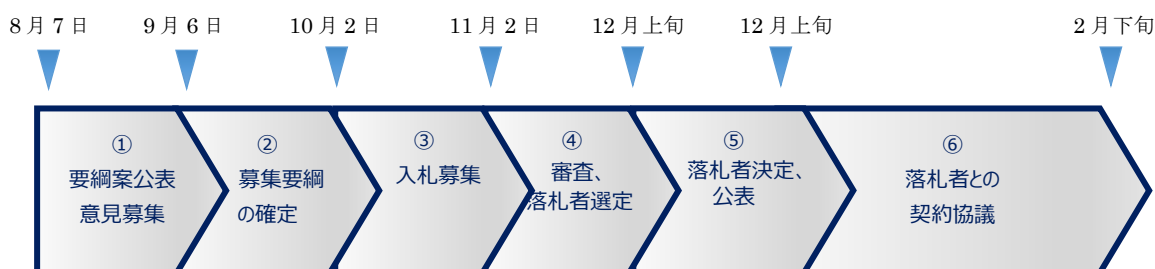
1. 平成29年度における電源Ⅱ周波数調整力契約締結までの予定スケジュールは以下のとおりです。ただし、やむを得ない事由によりスケジュールが変更となる場合もあります。



日程	ステップ	説明
8/7～9/6	①要綱案公表および意見募集 (RFC)	当社は、次年度分の電源Ⅱ周波数調整力を調達するための本要綱案を策定し、募集内容を公表するとともに、本要綱案の仕様等について、意見募集を行ないます。 契約希望者は、本要綱案を参照のうえ、各項目に対するご意見がございましたら、理由と併せて9月6日（水）までに専用フォーム URL より意見を提出してください。
9/7～9/29	②募集要綱の確定	当社は、意見募集で頂いた意見や関係機関の検討状況等を踏まえ本要綱を確定いたします。
10/2～12/上旬	③④契約申込みの受付開始および契約協議	当社は、電源Ⅱ周波数調整力契約申込みの受付、契約協議を実施いたします。 電源Ⅰ契約の落札者の選定および平成30年度供給計画へ反映するための契約受付については、11月1日（水）を一次締切として設定いたしますので、契約希望者は、本要綱に記載のとおり契約申込書等を作成し、11月1日（水）までに提出してください。
12/上旬～	⑤以降、随時受付および契約協議	一次締切を過ぎたあとも契約申込みは随時受けいたします。契約希望者は、本要綱に記載のとおり契約申込書等を作成し、提出してください。

【参考】電源Ⅰ調整力の募集スケジュール（入札方式）

※ 詳細は電源Ⅰ調整力募集要綱をご参照ください。



第5章 募集概要

1. 募集内容および電源Ⅱ周波数調整力が満たすべき要件は以下のとおりです。

(1) 募集容量

—

募集容量は設けておりません。契約申込みを受け付けた設備等のうち、本要綱で規定する要件を満たす設備等全てと契約協議を行ないます。

(2) 電源Ⅱ周波数調整力提供期間

1年間

電源Ⅱ周波数調整力提供期間は、平成30年4月1日から平成31年3月31日までの1年間といたしますが、契約期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

平成30年4月1日以降に提供開始となる場合の提供期間は、提供開始日から当該年度末（3月31日）までとし、提供期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、同一条件で契約期間を1年間延長することとし、以降これになります。

(3) 対象設備等

当社の系統に連系する専用線オンライン (簡易指令システムを用いたものを除きます。)で出力調整可能な設備等

当社の系統（離島を除きます。）に連系する設備等（連系線を経由して当社系統に接続するものを除きます。）で、中給からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）により出力調整可能な火力発電設備、水力発電設備、およびDR事業者等といたします。なお、契約開始時まで専用線オンライン設備（簡易指令システムを用いたものを除きます。）を具備することが必要です。

(4) 出力調整幅

±1.25 万 kW 以上

イ 中給からの専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除きます。）による信号により、5分以内に出力調整可能であり、上げ下げ量が±1.25万kW以上であることが必要です。

ロ 最低申込量は1.25万kW（1kW単位）となります。

(5) 契約単位

原則、発電機単位

契約は、原則として発電機単位といたします。ただし、DRを実施可能な需要者を集約し、各需要者の需要抑制を実施することにより、電力の供出を行なう場合は、複数の需要者をまとめて1契約単位といたします。また、契約に際して計量器の設置が必要になる場合があります。計量器の設置に係る費用は、契約希望者の負担といたします。

なお、契約希望者が計量単位の集約を希望する場合は個別協議させていただきます。

2. 中給からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）で制御可能とするために必要な設備要件は、原則として以下のとおりといたします。

(1) 設備要件

イ 周波数調整機能－1

周波数調整のため、下記の機能を具備していただきます。

(イ) ガバナフリー機能

(ロ) 周波数変動補償機能

系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力相当を出力指令に加算する機能

(ハ) AFC機能

(ニ) DPC機能

DPC運転中にAFC機能を同時使用することについても対応していただきます。

(ホ) 出力低下防止機能

ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備については系統周波数の低下にともない発電機出力が低下することから、周波数49.0Hzまでは発電機出力を低下しない、もしくは一度出力低下しても回復する機能

ロ 周波数調整機能-2

具体的な発電設備の性能は以下のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

発電機定格出力250MW以上	GTおよびGTCC火力	その他火力発電設備
GF調定率	5%以下	5%以下
GF幅※1	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
AFC幅	±5%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
AFC変化速度※2	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
DPC変化速度	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
DPC+AFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
最低出力※3	50%以下 DSS機能具備※4	30%以下

※1 ガスタービン (GT) およびガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)

についてはロードリミットまでの上げ余力値が定格出力の5%以上、その他発電機についてはロードリミットまでの上げ余力値が3%以上を確保。定格出力付近などの上記要件を満たせない出力帯における設備要件については別途協議いたします。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安全運転により上記要件を満たせない場合は別途協議いたします。

※3 気化ガス (boil of gas) 処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議いたします。

※4 日間起動停止運転 (DSS) は、発電機解列～並列まで8時間以内で可能なことといたします。また、DSS年間実施回数に制限がある場合には別途協議いたします。

※5 水力発電設備の場合等の周波数調整機能につきましては別途協議いたします。

ハ 信号

契約設備等については、周波数制御・需給バランス調整機能に必要な信号を受信する機能および、必要な信号を送信する機能を具備していただきます。なお、通信方式に関しては、当社が指定する方式を採用していただきます。

(イ) 受信信号

- a DPCによる運転指令および出力指令値
- b DPCおよびAFCの使用/除外

(ロ) 送信信号

- a 現在出力
- b 可能最大出力(ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクルのみ)
- c DPCおよびAFCの使用/除外
- d 周波数調整機能故障

なお、当該機能については、電力制御システムに該当するため、情報セキュリティ対策として「電力制御システムセキュリティガイドライン」(JESC Z0004(2016))へ準ずる必要があります。加えて、当社の電力制御シス

テムに接続することになるため、当社が定めるセキュリティ要件に従っていただきます。

3. 電源Ⅱ周波数調整力が満たすべき運用要件等は原則として以下のとおりといたします。

(1) 運用要件

イ 需給運用への参加および運用要件の遵守

(イ) 当社の求めに応じて契約設備等の発電計画値(DRを活用した契約者の場合は、需要家ごとの内訳を含みます。)や発電可能電力、発電可能電力量および定期検査計画や補修計画、その他運用制約等を提出していただきます。

(ロ) ゲートクローズ(以下「GC」といいます。)後、当社が調整力の提供を求めた場合、特別な事情がある場合を除いて、これに応じていただきます。

(ハ) また、当社が調整力を必要とする場合は、GC前であっても可能な限り並解列等の指令に従っていただきます。

なお、この場合も、約款にもとづき提出される、発電バランスンググループの計画値に制約をおよぼさないものといたします。

(ニ) 系統安定上の制約で契約設備等(発電設備を活用した契約設備等に限ります。)の出力抑制が必要となった場合は、速やかに発電計画値を制約に応じたものに変更していただきます。

(ホ) トラブル等、不具合の発生時には、速やかに当社へ連絡のうえ、遅滞なく復旧できるよう努めていただきます。

(2) その他

イ 技術的信頼性

(イ) 契約申込みしていただく設備等については、発電事業者であれば発電実績を有すること、DR事業者であればDR実績(DR実証試験による実績を含みます。)を有すること、またはそれぞれの実績を有する者の技

術支援等により、電源Ⅱ周波数調整力の供出を継続的に行なううえで
の技術的信頼性を確保していただきます。

(ロ) 設備要件、運用要件を満たしていることを確認するために、当社が以
下の対応を求めた場合は、その求めに応じていただきます。

- a 試験成績書の写し等、契約設備等の性能を証明する書類等の提出
- b 当社からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたもの
を除きます。）による性能確認試験の実施
- c 現地調査および現地試験
- d その他、当社が必要と考える対応

(ハ) 電源Ⅱ周波数調整力提供期間において、定期点検の結果等により、契
約設備等の機能等に変更があった場合は、適宜、当社に連絡していただ
きます。

ロ 準拠すべき基準

契約申込みしていただく設備等については、電気事業法、計量法、環境
関連諸法令等、発電事業に関連する諸法令等を遵守していただきます。

第6章 契約申込み方法

1. 契約希望者は、下記のとおり、契約申込書を募集期間内に2部（本書1部、写し1部）提出してください。

(1) 契約申込書の提出

イ 提出書類

様式1『契約申込書』および添付書類

ロ 提出方法

提出書類は部単位にまとめ、一式を、封緘、封印のうえ、持参してください。

ハ 提出場所

〒100-8560 東京都千代田区内幸町一丁目1番3号

東京電力パワーグリッド株式会社 経営企画室 電源調達・契約グループ

ニ 募集期間

平成29年10月2日（月）～平成29年11月1日（水）

(イ) 受付時間は、土・日・祝日を除く平日の10時～12時および13時～16時とさせていただきます。

(ロ) 提出手続きを円滑に進めるため、お手数をおかけいたしますが、ご提出の際には前日までに当社までご連絡をお願いいたします。

<ご連絡先>

東京電力パワーグリッド株式会社 経営企画室 電源調達・契約グループ

電話：03-6363-1176(直通)

ホ 申込みを無効とするもの

(イ) 記名押印のないもの

(ロ) 提出書類に虚偽の内容があったもの

(2) 契約申込書への添付書類

契約申込書に以下の書類を添付し提出してください。

なお、様式のあるものは別添様式に従って作成してください。

- イ 契約申込書（様式1）
- ロ 契約者の概要（様式2）
- ハ 契約設備等の仕様（様式3-1、3-2、3-3）
- ニ 周波数制御・需給バランス調整機能（様式4）
- ホ 契約設備等の主要運用値・起動停止条件（様式5-1、5-2、5-3）
- ヘ 契約設備等の運転実績について（様式6）
- ト 運用条件に関わる事項（様式7）

※ 申込書および添付書類は日本語で作成してください。また、使用する通貨については円貨を使用してください。

※ 様式3～7については、電源 I の応札にて提出済みの場合、再度の提出は不要といたします。

※ その他、上記書類以外にも当社が必要と判断した書類を提出していただく場合がございます。

※ 用紙の大きさは、日本工業規格A4サイズとしてください。

イ 契約申込書（様式1）

平成●●年●月●日

契 約 申 込 書

東京電力パワーグリッド株式会社
代表取締役社長 金子 禎則 宛

会社名 ●●株式会社
代表者氏名 ●●●● 印

東京電力パワーグリッド株式会社が公表した「平成29年度電源Ⅱ周波数調整力募集要綱」を承認し、下記のとおり申し込みます。

1. 申込み契約

電源Ⅱ周波数調整力契約

2. 対象発電機等

●●発電所 ●号機

○○発電所 ○号機・・・

※DRを活用した電源等については、アグリゲータ名を記載。

3. 契約期間

平成●●年●月●日 ～ 平成●●年●月●日

4. 提出書類

- (1) 契約申込書（本書）
- (2) 契約者の概要
- (3) 契約設備等の仕様
- (4) 周波数制御・需給バランス調整機能
- (5) 契約設備等の主要運用値・起動停止条件
- (6) 契約設備等の運転実績について
- (7) 運用条件に関わる事項

ロ 契約者の概要（様式2）

契約者の概要

会社名	●●株式会社
業種	●●
本社所在地	●●県●●市●●町●●番
設立年月日	平成●●年●●月●●日
資本金（円）	●, ●●●
売上高（円）	●, ●●●
総資産額（円）	●, ●●●
従業員数（人）	●, ●●●
事業税課税標準	収入金課税 ・ 所得課税

（作成にあたっての留意点）

- 業種は、証券コード協議会の定める業種別分類(33業種)に準拠してください。
- 契約主体が、合弁会社の場合や契約後に設立する新会社である場合は、代表となる事業者に加えて関係する事業者についても、本様式を提出してください。また、併せて会社概要を示した資料（パンフレット等）を添付してください。
- 資本金、売上高、総資産額、従業員数は、直前の決算期末の値（単独決算ベース）を記入してください。
なお、契約後に新会社等を設立する場合は、契約時点で予定している資本金等を可能な限り記入してください。
- 契約者が適用する事業税課税標準について、○（マル）で囲んでください。

ハ-1 契約設備等の仕様 (様式3-1)

契約設備等の仕様 (火力発電機)

1. 発電機の所在地

- (1) 住所 ●●県●●市●●町●●番●
(2) 名称 ●●火力発電所 ●号発電機

2. 営業運転開始年月日 平成●●年●●月●●日

3. 使用燃料・貯蔵設備等

- (1) 種類 ●●
(2) 発熱量 ●● (kJ/t)
(3) 燃料貯蔵設備 総容量 ●●● (kl)
タンク基数 ●基
備蓄日数 ●日分 (100%利用率)
(4) 燃料調達計画

4. 発電機

- (1) 種類 (形式) ●●●●
(2) 定格容量 ●●● kVA
(3) 定格電圧 ●● kV
(4) 連続運転可能電圧 (定格比) ●●% ~ ●●%
(5) 定格力率 ●● %
(6) 周波数 50 Hz
(7) 連続運転可能周波数 ●●Hz ~ ●●Hz

5. 熱効率 (LHV)、所内率

- (1) 発電端熱効率 ●● %
(2) 送電端熱効率 ●● %
(3) 所内率 ● %

6. その他機能の有無

- (1) ブラックスタート 有 ・ 無
(2) FCB 運転機能 有 ・ 無
(3) OP 運転機能 有 ・ 無
(4) ピークモード運転機能 有 ・ 無
(5) D S S 機能 有 ・ 無

○複数の発電機を集約して一体的に電源Ⅱ周波数調整力供出を行なう場合、発電機ごとに提出してください。

○発電機の性能 (発電機容量、周波数制御・需給バランス調整機能に必要な信号を送受信する機能) を証明する書類を添付してください。

ハ－２ 契約設備等の仕様（様式３－２）

契約設備等の仕様（水力発電機）

1. 発電機の所在地

- (1) 住所 ●●県●●市●●町●●番●
(2) 名称 ●●水力発電所 ●号発電機

2. 営業運転開始年月日 平成●●年●●月●●日

3. 最大貯水容量（発電所単位で記載） ●● (10³ m³)

4. 発電機

- (1) 種類（形式） ●●式
(2) 定格容量 ●●●● kVA
(3) 定格電圧 ●● kV
(4) 連続運転可能電圧（定格比） ●●% ～ ●●%
(5) 定格力率 ●● %
(6) 周波数 50 Hz
(7) 連続運転可能周波数 ●●Hz ～ ●●Hz

5. 所内率 ● %

6. その他機能の有無

- | | | | |
|--------------|---|---|---|
| (1) ブラックスタート | 有 | ・ | 無 |
| (2) ポンプアップ | 有 | ・ | 無 |
| (3) 可変速運転機能 | 有 | ・ | 無 |
| (4) 調相運転機能 | 有 | ・ | 無 |

○複数の発電機を集約して一体的に電源Ⅱ周波数調整力供出を行なう場合、発電機ごとに提出してください。

○発電機の性能（発電機容量、周波数制御・需給バランス調整機能に必要な信号を送受信する機能）を証明する書類を添付してください。

ハ-3 契約設備等の仕様 (様式3-3)

契約設備等の仕様 (DR を活用した電源等)

1. アグリゲータの所在地

- (1) 住所 ●●県●●市●●町●●番●
 (2) 名称 ●●

2 アグリゲータが集約する需要家等の一覧

需要家名称	住所	供給地点 特定番号	供出電力 (kW)	電圧 (kV)	電源等種別※1	供出方法	指令 手段	他需要抑制契 約の状況※2
Aaa	*****	*****	■ kW	■ kV	・電源 (自家発等) ・需要抑制	ラインの一部停 止	電話連絡、 手動遮断	①
Bbb	*****	*****	■ kW	■ kV		自家発の起動		①
Ccc	*****	*****	■ kW	■ kV				③

※1 : 該当項目を○ (マル) で囲んでください。(双方使用の場合は双方に○)

※2 : 集約する需要家等の需要抑制により生じる供出電力の提供について、以下の該当する番号を記載してください。

- ①本要綱にもとづく一般送配電事業者への提供のみ (他アグリゲータからの応札なし)
- ②本要綱にもとづく一般送配電事業者への提供のみ (他アグリゲータからの応札あり)
- ③一般送配電事業者以外に、小売電気事業者へも提供

3 各需要家ごとに下記書類を添付

- イ 発電設備の場合 : 発電機の基本仕様書、起動カーブ、運転記録、運転体制
- ロ 負荷設備の場合 : 対象負荷設備の容量、制御方法、運転体制

ニ 周波数制御・需給バランス調整機能（様式4）

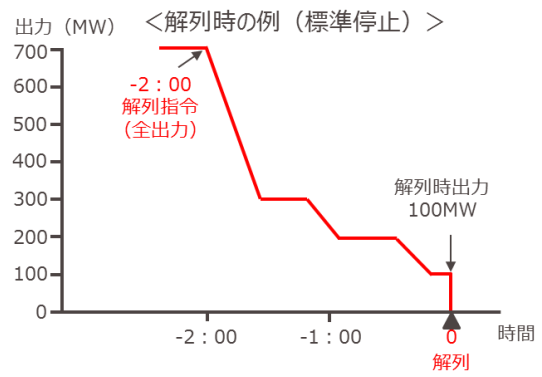
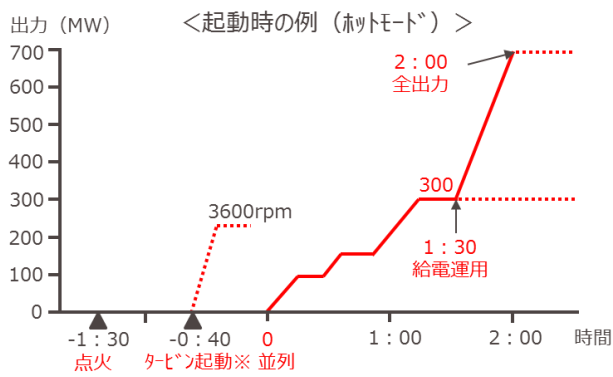
発電機等名	定格出力 (MW)	OP 運転時 最大出力※1 (MW)	GF 調定率 (%)	AFC 幅※2 (MW)	DPC 変化 速度※3 (MW/min)	DPC+AFC 変化速度※3 (MW/min)	最低出力 (MW)	出力低下 防止機能 (Hz まで)	AFC 運転 可能出力帯切替 所要時間※4 (min)	緊急時変 化速度※5 (MW/min)
		ピークモード 運転時 最大出力※1 (MW)	GF 幅※2 (MW)	AFC 変化速度※3 (MW/min)						
●●発電所										
●●号機										

- ※1 それぞれの運転モードでの運転が可能な場合には記載してください。
- ※2 出力により GF 幅、AFC 幅に差がある場合には区分して記載してください。
- ※3 出力により変化速度に差がある場合には区分して記載してください。
- ※4 運転可能出力帯切替時に、補機の起動・停止で時間を要するユニットがある場合に記載してください。
- ※5 現地操作にて、出力上昇、降下させる場合の出力変化速度を記載してください。

○上記機能を証明する書類を添付してください。

ホー 1 契約設備等の主要運用値・起動停止条件 (様式 5 - 1)
 火力発電機の場合

発電機名	認可 最大 出力 (MW)	起動								停止				その他制約			
		区分	停止 時間 (h)	指令～フル出力 (並列時間基準) (時間)					給電運用		標準停止 (時間)		冷却停止 (時間)		運転 可能 時間	起動 可能 回数	
				起動 指令	ボイラ 点火	タービン 起動※	並列	定格 出力	並列 から	出力 (MW)	定格出 力～解 列	解列時 出力 (MW)	定格出 力～解 列	解列時 出力 (MW)			
●● 発電所 ●号 発電機		ペリー ホット															
		ホット															
								



ホー 2 契約設備等の主要運用値・起動停止条件 (様式 5 - 2)
 水力発電機の場合

発電所名	認可最大出力 (MW)	最低出力 (揚水動力*) (MW)	使用水量 (m³/s)	発電・揚水容量				揚水総合効率 (%)※	貯水池名称	貯水池容量 (10³ m³)	フル発電可能時間	11 時間継続可能出力 (MW)	揚発電供給力 (MW) ※	指令~並列時間 (min)	
				号機	発電 (MW)	揚水 (MW) ※	使用水量 (m³/s)							発電	揚水 ※
B 発電所		()													

⏟
⏟
⏟
⏟

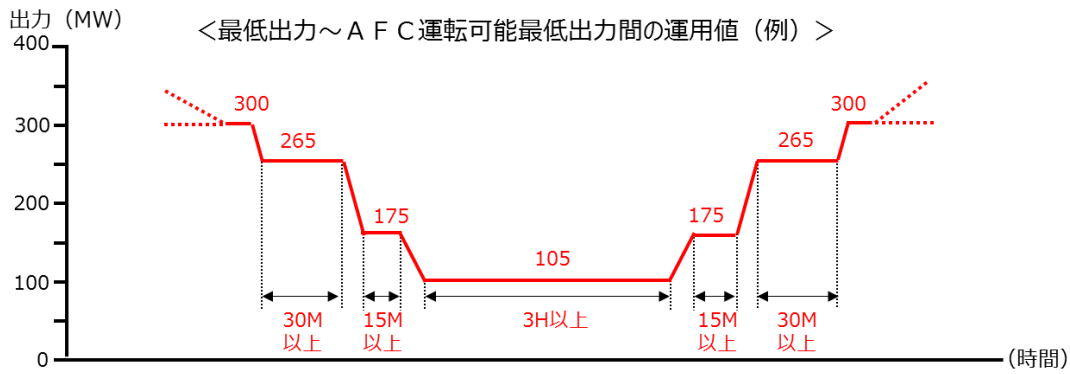
発電所単位で記載
発電機単位で記載
発電所単位で記載
契約電力あたりで記載

※揚水式水力発電所の場合に記入してください。

ホー 3 契約設備等の主要運用値・起動停止条件 (様式 5 - 3)

火力発電機の場合 (「最低出力～AFC 運転可能最低出力」の運用値)

発電機名	認可最大出力 (MW)	最低出力 (MW)	AFC 運転可能最低出力 (MW)	「最低出力～AFC 運転可能最低出力」の運用値			備考
				出力 (MW)	運転継続 必要時間	出力変化速度 (MW/min)	
●●発電所 ●●号発電機							



○最低出力と AFC 運転可能最低出力が同じ場合は、記載不要です。

へ 契約設備等の運転実績について（様式6）

契約設備等の運転実績について

○電源Ⅱ周波数調整力を供出する契約設備等の運転実績（前年度実績）について記入してください。

（DR を活用して契約を希望される場合、当社との調整力契約実績や、瞬時調整契約の実績、DR 実証事業*等への参画実績等を記載ください。）

*一般社団法人新エネルギー導入促進協議会が公募した平成 26 年度次世代エネルギー技術実証事業費補助金（補正予算に係るもの）のうち、「C. エネルギーマネジメントシステムの構築に係る実証事業、C-1. ネガワット取引に係るエネルギーマネジメントシステム構築と実証」、および、一般財団法人エネルギー総合工学研究所が公募した（平成 28 年度）バーチャルパワープラント構築実証事業のうち、「B. 高度制御型ディマンドリスポンス実証事業、B-1. 一般送配電事業者が活用するネガワット取引の技術実証」、および（平成 29 年度）バーチャルパワープラント構築実証事業のうち、「需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築実証事業、A 事業、V P P 構築実証事業」を指します。

※運転実績等のない場合は、本要綱で求める要件を満たしていることを証明できる書類ならびに発電機等の試験成績書を提出してください。

電源等名称	●●発電所
出力 / 総使用量	●●, ●●●●kW
営業使用開始年月	昭和・平成 ●●年 ●●月
運転年数	●●年 ●●ヶ月（平成●年●月末時点）
総発電電力量／総使用電力量	●●, ●●●●kWh（平成●年●月末時点）
設備利用率※	約●●%

※DR を活用した契約を希望される場合は、記載不要です。

○ 定期検査の実施実績について記入してください。

○ 複数の発電機を集約して一体的に電源Ⅱ周波数調整力供出を行なう場合、本様式は発電機ごとに提出してください。

ト 運用条件に関わる事項（様式7）

運用条件に関わる事項

<p>運転管理体制</p>	<p>※当社からの指令や連絡に対応するための運転管理体制（運転要員、緊急連絡体制等）について記入してください。</p>
<p>給電指令対応システム</p>	<p>※当社からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）に対応するためのシステム概要について記入してください。（信号受信装置から発電設備等の出力制御回路までの連携方法等。なお、DRを活用した契約を希望される場合は、アグリゲータが当社からの信号を受信し、個別需要家等への指令を行なうまでの方法も含めて記入してください。）</p>
<p>その他</p>	<p>※その他、起動や解列にかかる制約（同一発電所における同時起動制約）、条例による制約等、特記すべき運用条件等がありましたら、記入してください。</p>

- 複数の発電機を集約して一体的に電源Ⅱ周波数調整力供出を行なう場合、本様式は発電機ごとに作成してください。

第7章 契約条件

1. 主たる契約条件は以下のとおりです。

(1) 契約期間

1年間

電源Ⅱ周波数調整力契約期間は、平成30年4月1日から平成31年3月31日まで1年間といたします。

なお、契約期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(2) 基本料金

なし

イ 基本料金の設定はありません。

ロ ただし、ブラックスタート機能を提供することについて、当社と合意した場合は、その機能維持に係る費用について協議のうえ、当社が負担いたします。

(3) 従量料金

当社指令に従って運転したことにもなうkWh調整費用を毎月ごとに支払うことといたします。

イ 契約者は、出力上げ調整単価、下げ調整単価、起動費（発電設備に限ります。）等の単価表およびその算定基準となる火力発電機の熱消費量特性曲線より求めた定数等（火力発電機を用いた契約者に限り）を定期的（原則として毎週火曜日12時までに、週間単位（当該週の土曜日から翌週金曜日まで）といたします。）に提出していただきます。ただし、単価に変更がない場合、当社にその旨を連絡のうえ、提出は不要といたします。

なお、各単価については、コストを踏まえた設定としてください。

ロ 単価の算定根拠について、当社から確認させていただく場合がございます。

ハ 当社指令による上げ調整費用（上げ調整量×上げ調整単価）、下げ調整費用（下げ調整量×下げ調整単価）、起動費等に係る料金を各月ごと（kWh確定の翌月までに）に精算いたします。

ニ 揚水運転を行なうために要した託送料金を各月ごとに精算いたします。

ホ 揚水機による調相運転機能を有する場合は、調相運転を行なったことにより増加した所内電力量相当分等の応分の費用を各月ごとに精算いたします。

ヘ DRを活用した契約者の場合、調整量は約款における損失率を考慮したうえで算出いたします。

※ (2)および(3)について、消費税等相当額は、外税方式によりお支払いいたします。また、契約者が収入金課税となる場合、料金支払い時に事業税相当額を加算いたします。

一方、当社が支払いを受ける場合は、料金支払い時に、消費税等相当額ならびに事業税相当額を加算していただきます。

(4) 計量器

原則として、発電機ごとに計量器を設置していただきます。

イ 前述の従量料金の算定のために、原則として発電機（契約単位）ごとに記録型計量器を取り付け、30分単位で計量を実施いたします。

ロ 発電機ごとに計量できない場合は、別途協議により計量値の仕訳を実施いたします。

ハ 送電端と異なる電圧で計量を行なう場合は、別途協議により定めた方法により、計量値を送電端に補正したうえで、調整電力量の算定を行ないません。

ニ DRを活用した契約を希望される場合は、約款にもとづく計量器を用いて、調整力ベースラインの設定、ならびに当社からの指令にもとづく調整力ベースラインからの出力増（需要減）を特定できる前提においては、本要綱のみにもとづく計量器の設置は不要といたします。具体的には、アグリゲータが集約する需要家の状況（計量器の種類・設置形態等）を踏まえ、個

別協議させていただきます。

ホ 計量器の取り付けが必要な場合は約款にもとづき計量器を設置いただきます。なお、計量器の設置に係る費用は契約希望者の負担といたします。

(5) 運用要件

需給運用への参加および運用要件の遵守

契約者は、契約設備等について本要綱第5章に定める運用要件および電源Ⅱ周波数調整力契約書における運用要件を満たし、当社の指令に応じることが可能な場合、その指令に応諾し、当社の指令に従っていただきます。

(6) 新設設備

イ 事前に設備要件等の確認ができることが必要となります。なお、必要により試験結果等をご提出していただきます。

ロ 契約設備等が発電設備の場合は、原則として契約開始までに試運転が終了し、営業運転を開始していることが必要となります。なお、営業運転開始日が遅延する場合は、契約締結日の見直しの対象となる場合がございますので、別途協議させていただきます。

ハ 契約設備等が発電設備の場合は、契約開始時まで約款にもとづく接続検討が終了していることが必要となります。

(7) 停止計画

ブラックスタート機能を提供することについて、当社と合意し、その機能維持に係る費用を当社が負担する場合は、ブラックスタート機能に制約が生じる停止計画が重複しないように可能な限り調整を行なう（当社が調整を行なう場合は、それに協力する）ことといたします。

(8) 契約の解除

イ 契約者または当社が、電源Ⅱ周波数調整力契約に定める規定に違反した場合、契約者または当社は違反した相手方に対して、書面をもって電源Ⅱ

周波数調整力契約の履行を催告するものいたします。

ロ 前項の催告を行なった後、30日を経過しても相手方が電源Ⅱ周波数調整力契約を履行しなかった場合、契約者または当社は、その相手方の責に帰すべき事由として、電源Ⅱ周波数調整力契約を解除することができるものいたします。ただし、意図的な契約不履行等があった場合は、ただちに電源Ⅱ周波数調整力契約を解除することができるものいたします。

ハ 契約者または当社が、電源Ⅱ周波数調整力契約に定める規定に違反し、その履行が将来にわたって客観的に不可能となった場合、または次の項目に該当する場合、契約者または当社は、違反または該当した相手方に対して何らの催告を要することなく、電源Ⅱ周波数調整力契約を解除することができるものいたします。

(イ) 破産手続開始、民事再生手続開始、会社更生手続開始、特別清算開始等の申立てがあった場合

(ロ) 強制執行、差押、仮差押、競売等の申立てがあった場合

(ハ) 手形交換所から取引停止処分を受けた場合

(ニ) 公租公課の滞納処分を受けた場合

ニ 契約の解除によって損害が発生する場合、その責めに帰すべきものは相手方の損害賠償の責を負うことといたします。

(9) アグリゲータに関する事項

イ アグリゲータが電源Ⅱ周波数調整力契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

(イ) アグリゲータが当社指令に応じて電源Ⅱ周波数調整力を提供すること。

(ロ) アグリゲータが供出する電源Ⅱ周波数調整力が1.25万kW以上であり、かつ、アグリゲータが複数の需要家を束ねて電源Ⅱ周波数調整力を供出するときは、需要家ごとの調整量が1kW以上であって、次のいずれにも該当すること。

- a 需要家に対して、次の (a) および (b) の事項を定めた電源Ⅱ周波数調整力供出計画を適時策定し、当該計画に従って適切な指示を適時に出すことができること
 - (a) 発電等出力増減の量
 - (b) 発電等出力増減の実施頻度および時期
- b 調整力の安定かつ適正な供出を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること
- c 需要家の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること
- d 需要家と電力需給に関する契約等を締結している小売電気事業者等が供給力を確保するよう、当該小売電気事業者等とアグリゲータとの間で、ネガワット調整金に係る契約等の必要な契約がなされていて、本要綱による電源Ⅱ周波数調整力契約の履行に支障をきたさないこと
- (ハ) 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。
- (ニ) 電源Ⅱ周波数調整力の算定上、需要場所が約款29（計量）（3）に該当しないこと。
- (ホ) アグリゲータが、需要家に約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要家が約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること等、アグリゲータと需要家の間で、当社の指令による電力供出が不足なく実施できるための契約等が締結されていること。
- ロ 原則として、効果量の確認試験を当社立会いのもと実施していただきます。
- ハ 確認試験の実施時期については、落札決定後に別途協議いたします。また、試験に係る費用に関しては、その全額を契約者による負担といたします。

ニ 調整力ベースラインの設定にあたっては、約款、「ネガワット取引に関するガイドライン（資源エネルギー庁策定）」における標準ベースライン等を踏まえ、個別に協議し、その設定方法を取決めます。

なお、ベースラインの算定にあたっては、契約者が行ない、当社に通知するものとしたします。

ホ 調整電力量（需要抑制量）の算定にあたっては、原則として契約者が行ない、当社に通知するものとしたします。ただし、計量方法等により算定できない場合等は、個別に協議いたします。

第8章 その他

1. 上げ単価・下げ単価の設定について

(1) 電源Ⅱ周波数調整力契約を締結した契約者は、当社の指令に応じる際の1kWhあたりの価格をあらかじめ提示するものといたします。

なお、価格設定にあたっては、燃料費等のコストを踏まえた設定としてください。

(2) 発電設備を活用した場合は、GC時点の計画値と実績値との差分電力量に上げ調整単価、下げ調整単価を乗じて対価を算定いたします。

(3) DR設備を活用した場合は、調整力ベースラインと実績との差分電力量に当社約款における損失率を考慮したうえで、上げ調整単価、下げ調整単価を乗じて対価を算定いたします。

V1：上げ調整を行なった場合の増分価格（円/kWh）を出力帯別に設定

V2：下げ調整を行なった場合の減分価格（円/kWh）を出力帯別に設定

V4：OP運転、ピークモード運転を行った場合の定格出力または基準出力値を超過した出力帯の増分価格（円/kWh）

(4) 当社の指令に応じる申出単価については原則として週1回の更新通知（火曜日12時まで）を基本といたします。ただし、申出単価に変更がない場合は、その旨連絡のうえ提出は不要といたします。

なお、契約設備等が発電設備の場合であって、入船トラブル、燃料切替時またはユニット効率低下時等、緊急的に変更が必要な場合については変更協議を行ないます。

・発電設備を活用した契約者の場合、約款上、BG（balancing group）最経済計画にもとづき発電したとみなしたうえで、契約者と当社の対価の授受として以下のように定めます。

Y-X>0 の場合（DR を活用した契約者の場合は X-Y）

差分×V1（上げ調整に応じていただける契約者に限ります。）を当社が契約者に支払います

Y-X<0 の場合（DR を活用した契約者の場合は X-Y）

差分×V2（下げ調整に応じていただける契約者に限ります。）を契約者が当社に支払います

Y-X=0 の場合（DR を活用した契約者の場合は X-Y）

対価の授受は発生しません

当社が BG の提出した計画値と異なる起動を指令した場合

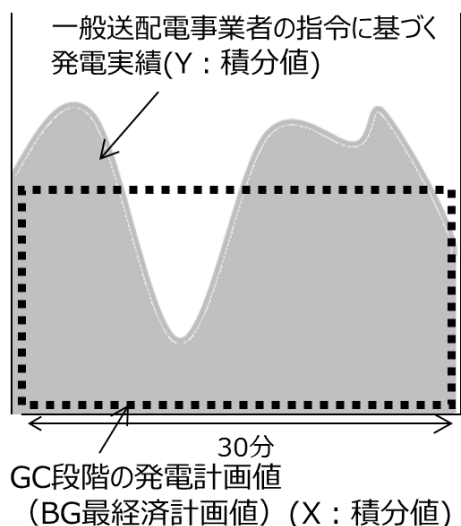
V3 を当社が契約者に支払い

（起動を回避した場合は、V3 を当社が契約者から受領）

X：GC 時点での発電計画値の積分値

Y：当社の指令にもとづく発電実績の積分値

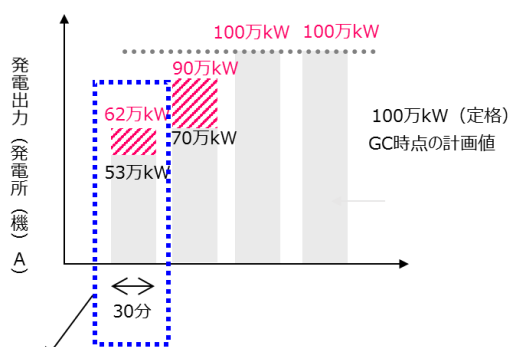
・DR を活用した契約者の場合、X を「調整力ベースラインから求められる積分値」に Y を「当社の指令にもとづく需要実績の積分値」に読み替えたうえで、 $1 / (1 - \text{損失率})$ を乗じ算定いたします。



2. 上げ単価・下げ単価の設定方法と精算方法の具体例

V1、V2の設定イメージと精算方法の具体例は以下のとおりいたします。

一般送配電事業者と事業者の精算イメージ



- ① 上げの場合（計画値53万kW、実績62万kW）
 $(62-60) \times 10.5 + (60-53) \times 10.0 = 91$ 万円
- ② 下げの場合（計画値62万kW、実績53万kW）
 $(62-60) \times (-10.0) + (60-53) \times (-9.5) = -86.5$ 万円
 ⇒事業者から一般送配電事業者へ86.5万円支払
 ※30分コマのため、実際はこの半量（簡単のため1時間分として算出）

V1,V2（設定イメージ）

〔 上段：V1（上げ側単価）
 下段：V2（下げ側単価） [円/kWh] 〕

(万kW)	発電所 (機) A	発電所 (機) B	発電所 (機) C
90以上～100	12.0 -11.5	… …	… …
80以上～90未満	11.5 -11.0	… …	… …
70以上～80未満	11.0 -10.5	… …	… …
60以上～70未満	10.5 -10.0	… …	… …
50以上～60未満	10 -9.5	… …	… …
…	…	…	…

3. 起動費の設定方法と精算方法の具体例

(1) 発電機を起動させる場合に必要となる、起動に係る費用を支払うものいたします。

(2) 電源Ⅱ周波数調整力契約を締結した調整電源（事業者）は、当社の指令に応じる起動費（V3）をあらかじめ提示するものいたします。

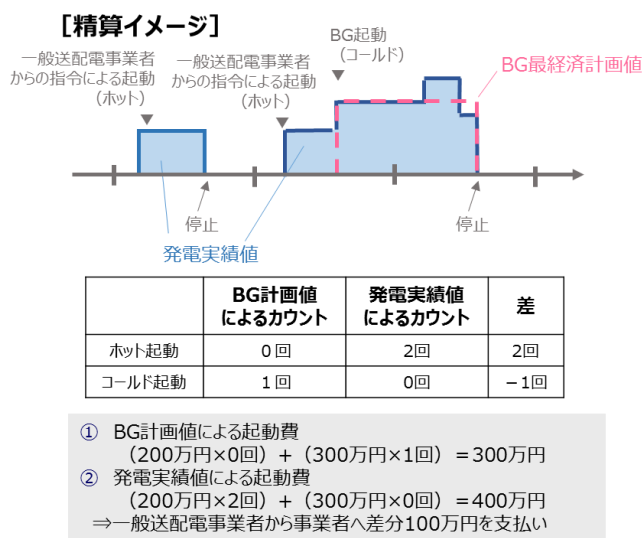
なお、価格設定にあたっては、コストを踏まえた設定としてください。

精算時は、GC時点の計画値による起動回数を各モードごとのV3で積算した金額と、当社指令に従い実際に起動した回数を各モードごとのV3で積算した金額の差分金額を、費用として契約者と当社の間で精算いたします。

V3：停止から起動までの停止時間の長さに応じて設定するモードごとの
 起動単価（円/回・機）

(3) 契約単位（計量単位）が発電機単位でない場合の起動回数のカウント方法

は、別途協議により決定いたします。



V3 (設定イメージ)

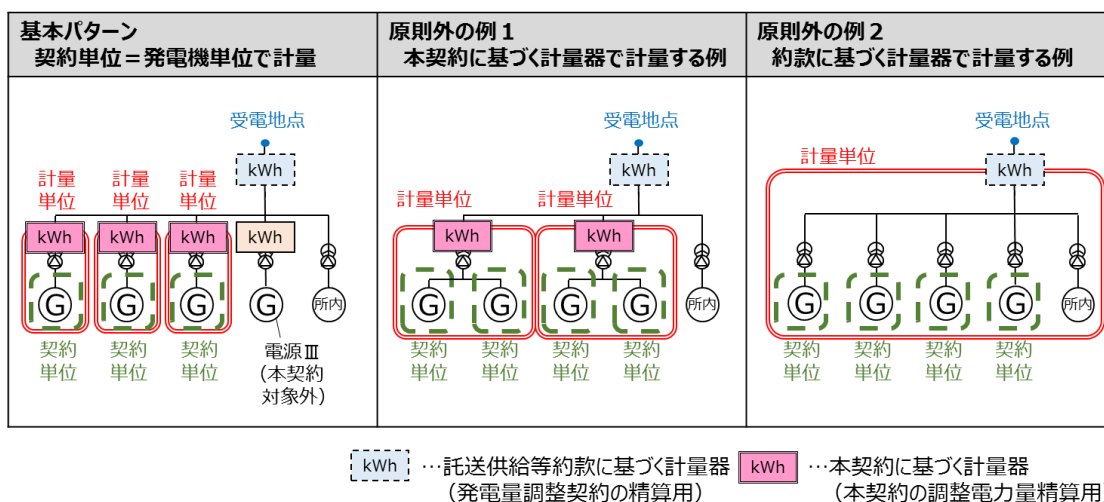
[円/回・機]

停止時間 (解列～並列まで)	発電所 (機) A	発電所 (機) B
2時間以内 (バリ-ホットモード)	100 万円	… …
8時間以内 (ホットモード)	200 万円	… …
56時間以内 (コールドモード)	300 万円	… …
56時間を越える場合 (バリ-コールドモード)	400 万円	… …

※起動モードの区分、名称等は各社マター

4. 計量単位について（発電設備を活用した契約希望者に限ります。）

- (1) 本要綱の第5章、第7章にあるとおり、原則として発電機単位で計量いたしますので、契約に際して計量器の設置が必要になる場合があります。
- (2) 計量単位の集約を希望する場合は個別に協議させていただきます。ただし、計量単位に含まれる全ての発電機について電源Ⅱ周波数調整力契約を締結し、全ての発電機の調整力提供に関わる申出単価（V1、V2、V4）が同一であること等が条件になります。



5. 機能の確認・試験について

電源Ⅱ周波数調整力契約の締結にあたり、満たすべき設備要件、運用要件を満たしていることを確認するために、当社から以下の対応を求められた場合、契約希望者または契約者はその求めに応じていただきます。

- (1) 発電機等の試験成績書の写し等、発電機の性能を証明する書類等の提出
- (2) 当社からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）による性能確認試験の実施。
- (3) 現地調査および現地試験。
- (4) その他、当社が必要と考える対応。

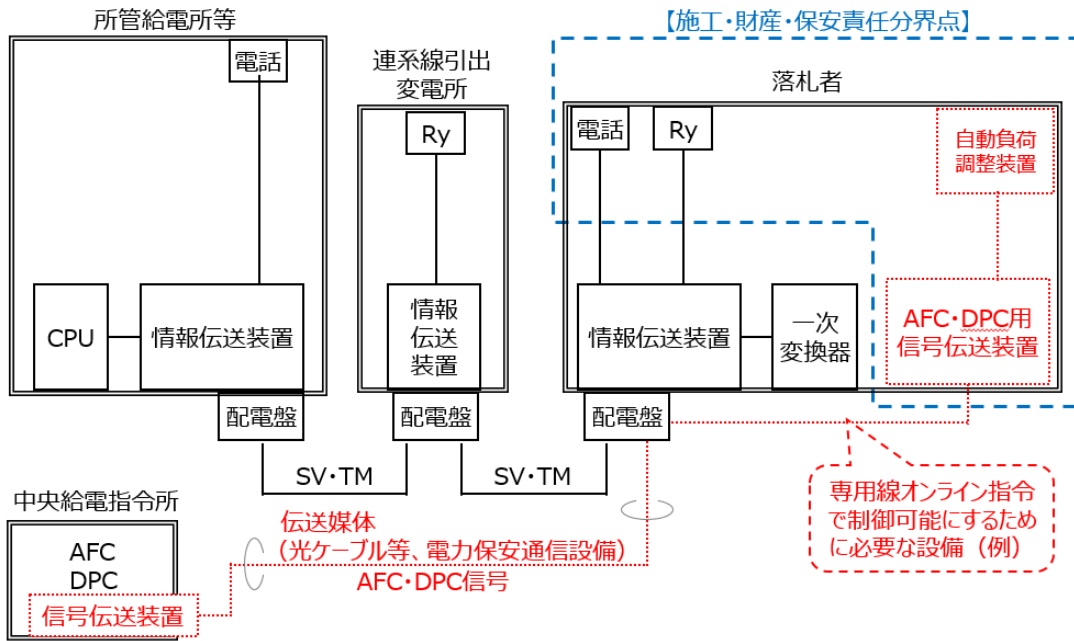
以下に各機能ごとの確認・試験内容例をかかげます。

機能	確認方法			試験内容（例）
	現地 確認	対向 試験	書類 確認	
ガバナフリー機能	○			<ul style="list-style-type: none"> ■ 周波数偏差（速度調定率4%の場合0.24Hz）を模擬信号として発電機に与え、実出力の10%の出力変化が行なえること。
AFC機能 (自動周波数制御)	○	○		<ul style="list-style-type: none"> ■ AFCの上げ下げ信号に従い、MWD設定が指定された変化速度以上で変化し、かつ出力制御偏差が規定値以内で追従すること。 ■ 現地での模擬入力および当社中央給電指令所との対向試験を実施。
DPC機能 (運転基準出力制御方式)	○	○		<ul style="list-style-type: none"> ■ 電源等出力を変化させ、発電端または送電端出力の平均出力変化速度を計測し、出力変化速度が規定値以上であること。 <p>(DPC追従時はMWDが作成された時点か</p>

				らの計測とする。) ■ 現地での出力設定およびDPCによる中給との対向試験を実施。
給電情報自動伝送		○		■ 中給との対向試験を実施。
起動時間 (並列～定格出力到達) (DRを活用して応札される電源等には不要)	○			■ 8時間停止： タービンをAPS(自動プラント起動停止制御装置)ホットモードにて起動し、 起動→100%負荷および並入→100%負荷までの時間を計測する。 ■ 56時間停止： タービンをAPSコールドモードにて起動し、起動→100%負荷および並入→100%負荷までの時間を計測する。 ■ 並列から100%出力到達までの時間が規定値以内であること。
上記以外で系統連系技術要件に定める機能			○	■ 電源等の性能を証明する書類等の提出で確認する。

6. 専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）で制御可能にするための設備について

- (1) 本要綱に定める技術要件を満たすために必要となる、中給からの専用線オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを除きます。）で制御可能にするための設備等は、契約希望者の費用負担にて設置していただきます。通信設備の財産・保安責任分界点の標準的な例(発電設備を活用した場合の例)を以下に示しますので参照してください。



- (2) 費用負担の範囲や負担額、工事の施工区分等、詳細については協議させていただきますので当社ネットワークサービスセンター (NSC) へご相談ください。