

費用負担に関する契約書



国土交通省が施行する八ッ場ダム建設事業に起因して生じる松谷発電所外の発電力の減少に対する費用負担について、東京電力ホールディングス株式会社を甲とし、国を乙として、下記条項により費用負担に関する契約を締結する。

記

(契約の主旨)

第1条 乙は、令和元年8月27日に締結した「八ッ場ダム建設に起因して生じる既設発電所の発電力の減少に対する費用負担に関する確認書」に基づき松谷発電所、原町発電所、箱島発電所、金井発電所、渋川発電所及び佐久発電所の発電力減少に係る費用負担として、頭書の金額を甲に支払うものとする。

2 甲は、前項に規定する費用の負担については、頭書の金額をもって全て解決したことを確認する。

(費用負担額の支払)

第2条 乙（官署支出官）は、甲から頭書の金額の支払の請求があったときは、適法な支払請求書を受理した日から30日以内に当該金額を甲に支払うものとする。

(契約外の事項)

第3条 この契約に疑義を生じたとき、又はこの契約に定めのない事項については、甲、乙協議して定めるものとする。

この契約締結の証として、契約書2通を作成して、甲乙記名押印のうえ、それぞれ1通を保有する。

[REDACTED] 年 [REDACTED] 月 [REDACTED] 日

甲 東京都千代田区内幸町1丁目1番3号
東京電力ホールディングス株式会社
リニューアブルパワー・カンパニー
カンパニー・プレジデント 小林 [REDACTED]



乙 群馬県吾妻郡長野原町大字与喜屋11番地
分任支出負担行為担当官
関東地方整備局八ッ場ダム工事事務所長 朝田



費用負担額総括表

協議額

対象物件の所在地等

所 在	群馬県吾妻郡東吾妻町大字松谷 地先外
種 類	水力発電設備

影響発電所	形 式	最大出力	運転開始	摘 要
松谷発電所	水路式	23,500kW	S4.12	
原町発電所	水路式	26,500kW	S12.9	
箱島発電所	水路式	23,100kW	S26.11	
金井発電所	水路式	14,200kW	T11.12	
渋川発電所	水路式	6,800kW	T14.4	
佐久発電所	水路式	6,800kW	S13.11	

協議の相手方 東京電力ホールディングス株式会社

協議の予定期日 [REDACTED] 年 [REDACTED] 月

1. 事業計画の概要

(1) ハッ場ダム事業計画

ハッ場ダム建設事業は、利根川の右支川吾妻川の中流に位置する群馬県吾妻郡長野原町大字川原畠、同川原湯地内に洪水調節、流水の正常な機能の維持、水道用水及び工業用水の新たな確保並びに発電を目的とする多目的ダムとして、「ハッ場ダムの建設に関する基本計画」（昭和61年7月10日付け当初告示、平成28年12月14日付け第5回変更告示。以下「基本計画」という。）に基づき建設するものである。

ダムの規模は、堤高116.0m、堤頂長290.8mであり、総貯水容量は107,500,000m³、有効貯水容量は90,000,000m³である。また、ダムの形式は重力式コンクリートダムである。

(2) 流域の概要

一級河川利根川水系吾妻川（以下「吾妻川」という。）は、その源を群馬・長野県境の鳥居峠に発し、浅間山、草津白根山の中間を東に流れ、万座川、熊川、白砂川、四万川等の支川を合わせ、群馬県渋川市地先で利根川に合流する流域面積1,356km²の河川であり、利根川上流部の一大支川である。

また、吾妻川の合流する一級河川利根川水系利根川（以下「利根川」という。）は、その源を群馬県利根郡みなかみ町の大水上山（標高1,831m）に発し、赤城、榛名両山の中間を南流しながら赤谷川、片品川、吾妻川等を合わせ、同県前橋市付近から流向を南東に変える。その後、碓氷川、鏑川、神流川等を支川に持つ烏川を合わせ、広瀬川、小山川等を合流し、埼玉県久喜市栗橋付近で思川、巴波川等を支川に持つ渡良瀬川を合わせ、千葉県野田市関宿付近にて江戸川を分派し、さらに東流して茨城県守谷市付近で鬼怒川、同県取手市付近で小貝川等を合わせ、同県神栖市において霞ヶ浦に連なる常陸利根川を合流して千葉県銚子市において太平洋に注ぐ、幹川流路延長322km、流域面積16,840km²の河川である。

(3) 事業経緯

ハッ場ダム建設事業は、昭和42年度に実施計画調査を行い事業に着手している。

平成13年6月に「利根川水系ハッ場ダム建設事業に伴う補償基準」に基づき水没等関係者と協定書を締結し用地取得に着手し、平成29年度に水没地については用地取得を完了している。

ダム本体については、平成27年1月から本体工事に着手し、令和元年度末までに本体完成、試験湛水を経てダム運用が開始される予定である。

(4) 事業の計画諸元

河川名	一級河川利根川水系吾妻川
位置	左岸 群馬県吾妻郡長野原町大字川原畠字八ヶ場 地内 右岸 群馬県吾妻郡長野原町大字川原湯字金花山 地内
形式	重力式コンクリートダム
堤高	116.0m (基礎岩盤から堤頂までの高さ)
堤頂長	290.8m
堤体積	約1,000,000m ³
堤頂(標高)	EL. 586.0m

集水面積	711.4km ²
湛水面積	約3.0km ²
総貯水容量	107,500,000m ³
有効貯水容量	90,000,000m ³
洪水調節容量	65,000,000m ³
堆砂容量	17,500,000m ³
常時満水位	EL. 583.0m
洪水期制限水位	EL. 555.2m
最低水位	EL. 536.3m

2. 損害の対象となる施設の概要

東京電力ホールディングス株式会社（以下「東電」）所有の松谷発電所は、下記のとおり取水量及び使用水量の許可を得て、水力発電を行っている。また、松谷発電所の放水口は、下流の原町発電所、箱島発電所、金井発電所、渋川発電所及び佐久発電所の取水口に順次直結されており、シリーズ発電が行われている。

松谷発電所の取水経路は、吾妻川左岸（長野原取水口）から最大18.49m³/sの取水と白砂川右岸（須川取水口）から最大4.50m³/sの取水に加え、別途白砂川で取水された川中発電所の放流水最大7.00m³/sを松谷発電所上部の鍛冶屋沢調節池に貯留し、同調節池から最大25.60m³/sの取水を行っている。

【松谷発電所水利使用規則抜粋】

最大取水量

本取水口（鍛冶屋沢調節池）	25.60 m ³ /s
集水用取水口（吾妻川左岸・長野原取水口）	18.49 m ³ /s
集水用取水口（白砂川右岸・須川取水口）	4.50 m ³ /s
注水用取水口（久森沢川右岸）	0.069 m ³ /s
川中発電所放水	7.00 m ³ /s

最大使用水量 25.60 m³/s

常時使用水量 14.72 m³/s

【松谷発電所以降のシリーズ発電を行っている発電所】

発電所名	発電形式	最大出力 (kW)	最大使用水量 (m ³ /s)	有効落差 (m)	運転開始
松谷発電所	水路式	23,500	25.60	114.8	S4.12
原町発電所	水路式	26,500	26.06	120.2	S12.9
箱島発電所	水路式	23,100	34.00	81.6	S26.11
金井発電所	水路式	14,200	40.00	41.2	T11.12
渋川発電所	水路式	6,800	40.00	21.0	T14.4
佐久発電所 (吾妻川分)	水路式	6,800	33.40	23.5	S13.11

3. 損害の状況と費用負担を行う理由

(1) 損害の状況（八ッ場ダムの貯水池運用）

八ッ場ダムの貯水池運用のため、松谷発電所の取水口のうち、ダム上流部に位置する吾妻川左岸・長野原取水口に最大 12 m³/s の取水制限を付す必要がある。それに伴い松谷発電所の発電取水が減少し、発電量が減少することとなり、松谷発電所の放流水を利用してシリーズ発電を行っている松谷発電所より下流側の原町発電所、箱島発電所、金井発電所、渋川発電所及び佐久発電所に対しても影響が生じることとなる。また、箱島発電所、金井発電所、渋川発電所及び佐久発電所については、ダム下流部の吾妻川本川からも取水しているため、あわせてダム操作による影響が生じる。

(2) 損害発生の期間

影響が生じる期間は、八ッ場ダムの貯水池運用が、基本的に洪水期制限水位から常時満水位の間での年間の標準パターン（以下「通常運用」という。）の繰り返しにより運用され、恒久的に発電量の減少が生じることとなる。

また、貯水池運用開始当初に試験湛水として、堤内仮排水路敷高から常時満水位まで貯水した後、最低水位まで貯水位を下げる運用（以下「試験運用」という。）を行い、試験運用終了後、最低水位から通常運用の水位に到達するまでの間（以下「初期運用」という。）についても発電量の減少が生じることになるが、試験運用及び初期運用のパターンでの発電量の減少は、貯水池運用開始当初の一時的なものとなる。

(3) 損害発生の軽減対策

損害発生の軽減対策として、流況に応じてダム放流水の一部をダムを経由せずに発電所経由で下流補給を行うことにより、減電量（損害）の軽減を図る。

(4) 因果関係の判定

本件の損害は、八ッ場ダムの貯水池運用に伴い発生するものであるため、因果関係は

明らかである。

(5) 受忍限度の判定と費用負担を行う理由

発生する損害については、(3) の軽減対策を行ってもなお、頭書の金額の損失が生じることから、社会通念上受忍すべき範囲を超えるものと判断される。よって、(1) の損害に対して費用負担を行うものとする。

4. 費用負担額の算定に用いる基準等

(1) 公共補償の適用

松谷発電所外 5 発電所を所有する東電は、電気事業法第 2 条に規定される発電事業者に該当し、小売電気事業、送配電事業の用に供するための電気を発電している。

今回、ダム建設に伴い影響が生ずる東電の松谷発電所外 5 発電所は、土地収用法第 3 条 17 号に規定する「電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）による発電事業者の用に供する電気工作物」に該当する施設であることから、「国土交通省の直轄の公共事業の施行に伴う公共補償基準」（以下、「公共補償基準」という。）第 3 条各号に定義される「公共事業」及び「公共施設」に該当する。

(2) 適用する基準等

本件で影響を受ける東電の発電所設備は、いずれも起業地外にあることから、公共補償基準第 19 条「完成した施設に起因する公共施設等の損傷等に対する費用の負担」を適用する。ただし、当該規定には具体的な算定方法の記載がないため、算定にあたっては、公共補償基準第 8 条を準用し、「公共補償基準要綱の運用申し合わせ」第 7 第 6 項により「廃止発電所補償基準（平成 11 年 5 月 31 日付け 11 資公部第 189 号）」（以下、「廃発基準」という。）に基づいて算定するものとする。また、廃発基準の適正かつ円滑な運用を図ることを目的として「廃止発電所補償基準運用要領（平成 11 年資源エネルギー庁補償問題研究会）」（以下、「廃発要領」という。）が定められており、併せて適用するものとする。

5. 費用負担額の算定

(1) 発電力減少の場合の算定方法

東電の発電所設備は、いずれも起業地外であり、設備の変更を伴わないので、廃発基準 2 (一) 及び廃発要領第 2 章 I. 2. に規定される「発電力減少」の場合に該当する。

この場合、次の 2 通りに算定方法が区分されている。

廃発基準 2 (一)

イ) 深夜、避尖頭時等需給上通常供給力に余力がある期間のみに有効電力量が減少すると想定される場合

→ 火力発電所のたき増し費用等の現在価値額を補償

ロ) 渴水期、尖頭時等通常供給力に余力がない期間に発電力が減少すると想定される場合

→ 代替設備に関する資本費用及び運転費用を合わせ補償

本件においては、下記のとおり、通常供給力に余力がない期間に発電力が減少すると認められるため、代替設備に関する資本費用及び運転費用を合わせ補償することとする。

- ・日単位での影響として、取水制限指示は1日1回を予定しているため、終日にわたり発電力が減少することになり、日単位の尖頭時に発電力減少が生じることになる。
- ・年間単位での影響として、後述する減少出力を見れば、渴水期の10月～6月の間、また、季節的な電力高需要期の夏期（7～9月）、冬季（12月～2月）においても、減少が生じることになる。

なお、資本費用の算定にあたっては、代替設備の建設費等を補償する趣旨から、貯水池運用開始当初の一時的な運用となる試験運用及び初期運用での減少電力は反映せず、恒久的な運用である通常運用期間の減少電力に基づき算定するものとする。

(2) 代替発電所の選定

(1) により有効出力の減少分に対応する代替設備が必要となるため、廃止補償に準じて廃発要領第2章 I. 1. (1) (イ) に沿って、代替発電所の選定を行う。

廃発要領においては、「建設中又は計画中の発電所の中から、機能面で同等の発電所を選定するものとする。個別の発電所を選定しがたい場合は、標準的な発電所を代替発電所として想定することができるものとする。」とされ、(イ) ③により「水力発電所は地点毎の個別性が強く、合致する代替発電所を見いだし難いため、標準的な発電所については、アロケーション単価（山元発電単価）、基準火力単価を用いて想定することができる。」とされている。

まず、個別の発電所については、東電が所掌する建設中又は計画中の発電所がないため、選定できなかった。

次に標準的な発電所については、近年の発電所建設事例として、虎王発電所（H23年1月運転開始・最大出力270kW）、大町新堰発電所（H24年5月運転開始・最大出力1000kW）があるが、いずれも出力規模の異なる小水力発電所であるため、建設事例から標準的な発電所を想定することは困難であった。

以上により、合致する代替発電所を見いだし難いため、標準的な発電所を山元発電単価で想定することとした。

(3) 費用負担額の算定式

廃発要領第2章I. 2.により、費用負担額の算定式は下記のとおり。

費用負担額

$$= (\text{kW評価額} + \text{kWh評価額}) \times \text{残存耐用年数間に応ずる複利年金現価率}$$

減少電力量 (kWh評価額) の算定にあたり、試験運用・初期運用・通常運用の運用パターン毎に減少電力量が異なることから、それぞれ運用毎に算定する必要があるため、上記算定式を下記のとおり展開する。

$$\frac{\text{kW費用} (\text{減少電力} \times \text{kW単価} \times b) + \text{kWh費用} \{(A \times a + B \times b - B \times a)} \\ \times \text{kWh単価}\}}$$

A = 試験運用期間及び初期運用期間の年間減少電力量

B = 通常運用期間の年間減少電力量

a = 試験運用期間及び初期運用期間に応ずる複利年金現価率

b = 対象発電所の残存耐用年数間に応ずる複利年金現価率

① 減少電力 (kW)

減少電力は、廃発要領第2章I. 2. (1) により、下記のとおり算定する。

$$\text{減少電力} = \text{減少前の有効出力} - \text{減少後の有効出力}$$

(ア) 減少前の有効出力

廃発要領第2章I. 2. (1) ①の参考先、同1. (2) (イ) ④ (ii)において、「発電実績が10か年以上ある場合には流量資料によらず発電実績によることができる。」とされている。

松谷発電所外5発電所では、発電実績が60年以上あり、発電実績によることが方が、より実態に即していると考えられるため、発電実績により算定することとする。

発電実績等の使用年次については、契約予定期点で得られる直近の発電実績等のデータは、平成29年度となるが、平成28年度、平成29年度については、東電自社都合によらない発電停止期間を含む（群馬県の道路事業による）ため、対象期間から除外することとした。そのため、直近年度を平成27年度として、平成18年度から平成27年度の10年間を使用することとし、その平均値により算定することとした。

なお、所内消費電力の差し引きは、同10年間の実績を基に下記により所内率を求め、減少前の有効出力に「1-所内率」の率を乗じることにより行うものとする。

$$\text{所内率} = \text{所内電力量} / \text{発電電力量} \text{【別添1】}$$

また、長野原取水堰には貯水池運用開始時期に、発電ガイドラインに基づく河川維持流量が設定 (1.801 m³/s) されることが予定されており、それにより減電が生じることとなるが、その減電分については電力会社が同意している発電ガイドラインに基づくものであり、補償対象外とされている。したがって、河川維持流量設定に伴う減電分を除外するため、河川維持流量設定後の有効出力により計算する必要があ

るが、使用する実績発電量が河川維持流量設定前のものであるため、河川維持流量設定後の流量資料に基づく可能有効出力に下記の実績補正率（開差率）を乗じたものを河川維持流量設定後の「みなし発電実績」として使用することとした。

$$\text{実績補正率} = \frac{\text{実績発電量}}{\text{河川維持流量設定前の可能有効電力量}} \text{【別添2】}$$

(イ) 減少後の有効出力

廃発要領第2章I. 2. (1) ②による算定にあたっては、(ア) 減少前の有効出力同様に発電実績によることとするが、減少後については、将来の実績を推定する必要があるため、減少前と同期間（平成18年度から平成27年度の10年間）の流況資料及び水運用ルール並びに現時点で想定される利水計算を設定した可能有効出力に実績補正率を乗じて「みなし発電実績」として使用することとした。所内消費電力の差し引きは同じく実績を基にした所内率により行う。

なお、前述のとおり、一時的な運用である試験運用及び初期運用期間での減少電力は考慮しないこととし、恒久的な運用である通常運用期間の有効出力により算出する。

②年間減少電力量 (kWh)

年間減少電力量は、廃発要領第2章I. 2. (2)に基づき下記により、試験運用、初期運用、通常運用の各運用毎に算定するものとする。

$$\text{年間減少減電量} = \text{減少前年間有効電力量} - \text{減少後年間有効電力量}$$

(ア) 減少前年間有効電力量

廃発要領第2章I. 2. (2) ①の参考先、同1. (2) (イ) ⑤ (iii)に基づく算定にあたっては、①減少電力 (kW) 同様に発電実績により算定すること、平成18年度から平成27年度（初期運用期間においては、年度を跨ぐ期間となるため計算の連続性を考慮し平成28年度の一部を使用する）の10年間の発電実績等のデータを用いること、所内消費電力量の差し引きを実績を基にした所内率により行うこと、発電ガイドラインに基づく河川維持流量設定に伴う減電分を除外するため「みなし発電実績」により算定することとする。

(イ) 減少後年間有効電力量

廃発要領第2章I. 2. (2) ②に基づく算定にあたって、①減少電力 (kW) (イ) 同様に発電実績により算定すること、平成18年度から平成27年度（初期運用期間においては、年度を跨ぐ期間となるため計算の連続性を考慮し平成28年度の一部を使用する）の10年間の発電実績等のデータを用いること、所内消費電力量の差し引きを実績を基にした所内率により行うこと、将来の実績を推定するため「みなし発電実績」により算定することとし、試験運用、初期運用、通常運用の運用毎に算定する。

③kW単価及びkWh単価

5. (2) により山元発電単価を採用する。

kW単価 32, 864円／kW

kWh単価 12.20円／kWh

④試験運用期間及び初期運用期間に応ずる複利年金現価率、対象発電所の残存耐用年数間に応ずる複利年金現価率

廃発要領第2章I. 2. の参考先、同1. (2) (イ) ⑧により、次により算定する。

$$\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}$$

i 報酬率

東電の電気料金算定に用いる事業報酬率は、現在2.9%となる。

n' 試験運用期間及び初期運用期間に応ずる複利年金現価率の場合は「試験運用期間及び初期運用期間」とし、残存耐用年数間に応ずる複利年金現価率の場合は「発電所の残存耐用年数」とする。

○試験運用期間及び初期運用期間

試験運用に要する期間及び初期運用に要する期間を平成18年度から平成27年度までの流量資料により各年度毎に算出する。

○発電所の残存耐用年数【別添3】

廃発要領第2章I. 2. の参考先、同1. (2) (イ) ⑧ (iii)において、「総合償却法」により算定したものを標準とするとされており、松谷発電所外5発電所は、各発電所とも資産種別が多岐にわたり、取得年次や耐用年数の異なる複合施設であることから、総合償却法を採用することとした。

残存耐用年数の算定にあたっては、東電から提出された固定資産明細の各資産毎の取得価額に基づき算定することとするが、各資産の取得時点を企業物価指数により、現在価格（再調達価格）に修正した上で算定することとした。

6. 算定結果

以上により算定の結果、kW費用【別添4】とkWh費用【別添5】を合わせて頭書の金額となった。

別添

実績補正率

【別添3】

残存耐用年数に応ずる複利年金現価率

$$i = 0.029$$

発電所	年間償却費	未償却高	n' 残存耐用年数 (未償却高 ÷ 年間償却費)	複利年金現価率 $\{1 - (1 + i)^{-n'}\} / i$
松谷				
原町				
箱島				
金井				
渋川				
佐久				

kW費用

		発電所	松谷	原町	箱島	金井	渋川	佐久	
減少前 有効出力	各月最低5日平均日出力の平均値の年間平均値(可能有効出力・河川維持流量設定あり) kW	H18年度							
		H19年度							
		H20年度							
		H21年度							
		H22年度							
		H23年度							
		H24年度							
		H25年度							
		H26年度							
		H27年度							
		①10か年平均 kW							
		②1-所内率							
		③実績補正率							
		(A)みなし実績kW①×②×③							
減少後 有効出力	各月最低5日平均日出力の平均値の年間平均値(可能有効出力・河川維持流量設定あり) kW	H18年度							
		H19年度							
		H20年度							
		H21年度							
		H22年度							
		H23年度							
		H24年度							
		H25年度							
		H26年度							
		H27年度							
		①10か年平均 kW							
		②1-所内率							
		③実績補正率							
		(B)みなし実績kW①×②×③							
		①減少出力kW (A)-(B)							
		②単価(円／kW)							
		③残存耐用年数間に応ずる複利年金現価率							
		kW費用(円) ①×②×③							

KWh費用