



令和3年度産業経済研究委託事業

（新たな託送料金制度における定量的な分析手法の検討及び海外調査事業）

－ 調査報告書 －

目次

1. 海外における定量的な統計分析手法	3
1.1. 統計分析手法	4
1.2. 主な費目の費用水準及び経年変化	14
2. 英国RIIO2における規制機関の査定方法	27

免責事項

本調査は、貴省と当法人との間で締結された令和3年4月14日付け契約書に基づき、公開情報や貴省から提供された資料を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。

また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

1. 海外における定量的な統計分析手法

1.1. 統計分析手法

英国、ドイツ、ノルウェーでは、説明変数（回帰分析の場合）及びアウトプットパラメータ（DEA分析の場合）として、設備に関するパラメータを用いている

説明変数（アウトプットパラメータ）と被説明変数（インプットパラメータ）

	英国 [回帰分析]	ドイツ [DEA分析、SFA分析]	ノルウェー [DEA分析]
分析対象	DNO・14社	DSO・185社 (第2期規制期間)	DSO・115社の内、 規模の小さい数社を除く
被説明変数 (インプット パラメータ)	CAPEX + OPEX*1 (英国のCAPEXは支出ベース)	CAPEX + OPEX (制御不能コストを除く)	- CAPEX + OPEX (下記を除く) - R&D費用 - 送電ロスの補填費用 - 固定資産税 - TSOへ支払う託送料金、等)
説明変数 (アウトプット パラメータ)	[RiIO-1] - MEAV (Modern Equivalent Asset Value)(88%)と顧客数(12%)の組合せ [RiIO-2] (議論中) - MEAV(68.1%)、units distributed(13.0%)、架空線長(0.8%)、故障(9.5%)、ネットワーク長合計(3.9%)、ONI*2(1.9%)、伐採(3.1%)の組合せ	- 接続ポイント数 - ネットワーク長 - LV、MV (架空線、ケーブル)、HV (架空線、ケーブル) - 供給エリア (LV) - 年間のピーク電力 - HV/MV、MV/MV - 計測ポイント数 - 分散型電源の導入容量	[Localネットワーク(240V-22kV)] - 接続顧客数 - HVネットワーク長 (架空線、地中・海底ケーブル) - 変電所数 [Regionalネットワーク(33-132kV)] - ネットワーク長 (架空線、地中・海底ケーブル) - 変電所数

*1 その他、TO・3社及びDNO・14社を対象に、OPEXの1部のコストを被説明変数とした回帰分析を行っている

*2 Occurrences Not Incentivised、OPEXの一部

アウトプットパラメータ（説明変数）は、事業者がコントロールできないものを選定することが原則ではあるものの、実態は、設備に関するパラメータで代替可能と判断されている

アウトプットパラメータの選定基準*1

原則論

- 外因性・・・事業者の影響が及ばない（コントロールできない）パラメータであること。
- 完全性・・・合理的に事業全体を説明できること。
- 実施可能性・・・明確に定義され、計測・定量化が可能なこと。
- 重複の排除・・・質を確保した上で、パラメータ間の重複と相互作用を避け、数を少なくすること。

アウトプットパラメータ：送配電量（MWh）、ピーク電力（MW）、エリア面積（km²）、顧客数、等

量 距離 数

実態

- 欧州の分析では、設備に関するものをアウトプットパラメータに使う場合が多い。
- そのため、送配電事業者が、不要な設備を導入するリスクが想定されるが、そのリスクはそれ程大きくなく、アウトプットパラメータとして用いる利点の方が大きい。（送電ルートが無駄に迂回・延長させたり、変圧器の容量を無駄にサイズアップする事業者はいないとの前提に基づく。）

アウトプットパラメータ：変電所容量（MW）、ケーブル長（km）、接続ポイント数、等

量 距離 数

*1 出所：SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.27,28
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>

回帰分析の近似式は、平均的な意味合いを持つため、別途、トップランナーを定める必要がある

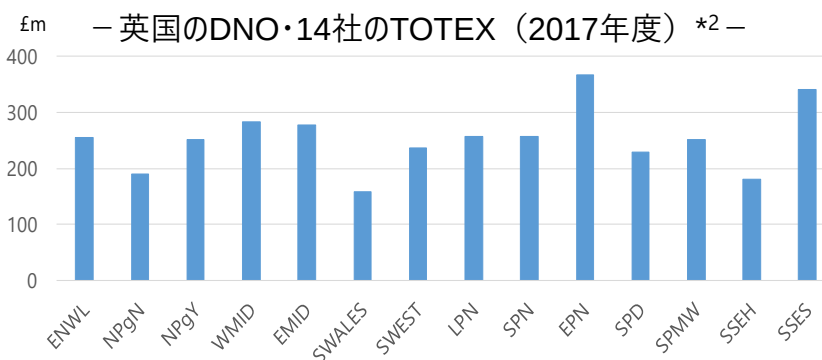
回帰分析（英国）

【トップランナー】

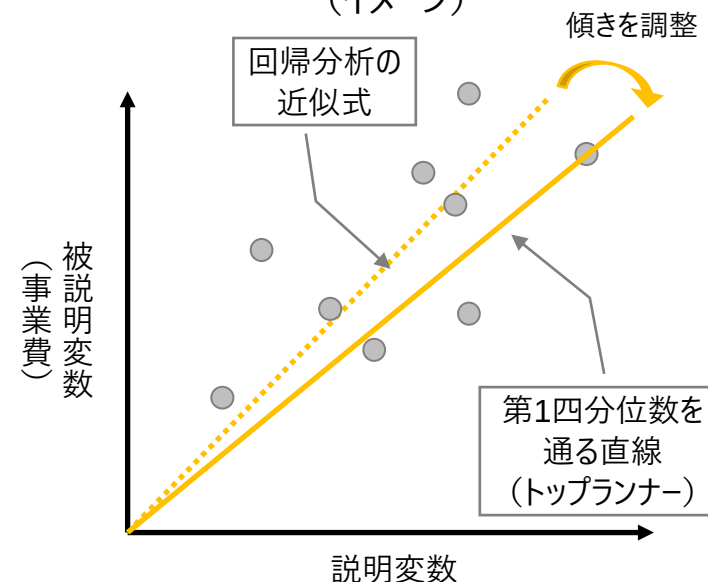
- 回帰分析の近似式は、最小二乗法で導出され、全データに対する平均的な意味合いとなる。よって、別途、トップランナーの設定が必要となる。
- 英国では、回帰分析の近似式が第1四分位数を通るように傾きを調整して、効率的な事業費（トップランナー）を定めている。^{*1}

【外れ値の扱い】

- 英国では、外れ値の除外等は、特に行っていないようである。（下記に示す通り、DNO・14社のデータのばらつきが小さいためと推測する。）



— 英国のトップランナーの定め方 —
(イメージ)



^{*1} 出所：Ofgem、RIIO-ED1: Final determinations for the slow-track electricity distribution companies, 2014年11月、p.185

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1_final_determination_expenditure_assessment_0.pdf

^{*2} 出所：Ofgem、RIIO-ED1 Annual Report 2017-18, 2019年3月、p.11

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/03/riio-ed1_annual_report_2017-18.pdf

英国のRIIO-ED1（配電事業者向け第1規制期間）では、OPEXを構成する一部の費用について、対数変換を用いた回帰分析により査定を行っている

RIIO-ED1における対数変換を用いた回帰分析の例*1

	Tree Cutting	Trouble Call	Closely Associated Indirect(CAI)*2
内容	樹木の伐採に要する費用	停電等の供給遮断に対応するための費用	DNOの運用を支援するための費用
査定式	$\log(\text{treecutting})$ $= \alpha + \beta_1 \times \log(\text{spans}_{\text{cut}})$ $+ \beta_2 \times \log(\text{spans}_{\text{inspected}})$	$\log(\text{troublecall})$ $= \alpha + \beta_1 \times \log(\text{faults})$	$\log(\text{CAI})$ $= \alpha + \beta_1 \times \log(\text{MEAV})$ $+ \beta_2 \times \log(\text{additions})$
変数の意味	$\text{spans}_{\text{cut}}$ ・・・伐採範囲 $\text{spans}_{\text{inspected}}$ ・・・検査範囲	faults ・・・ 高圧系統・低圧系統における 供給支障量	MEAV ・・・ 現時点換算の資産価値 additions ・・・ 新規に導入された資産

*1出所： Ofgem、Final determinations for the slow-track electricity distribution companies – Business plan expenditure assessment、2013/12/6、p.193、
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1_final_determination_expenditure_assessment_0.pdf

*2 CAIにはネットワークデザイン、プロジェクト管理、系統のマッピング、エンジニアリング管理、事務サポート、ネットワークポリシーの作成、コントロールセンター運営、コールセンター運営が含まれる

DEA分析では、最も効率が高い事業者を基準として、他の事業者の効率スコアを相対的に評価するため、効率が高すぎる事業者を外れ値として除外する処置を取っている

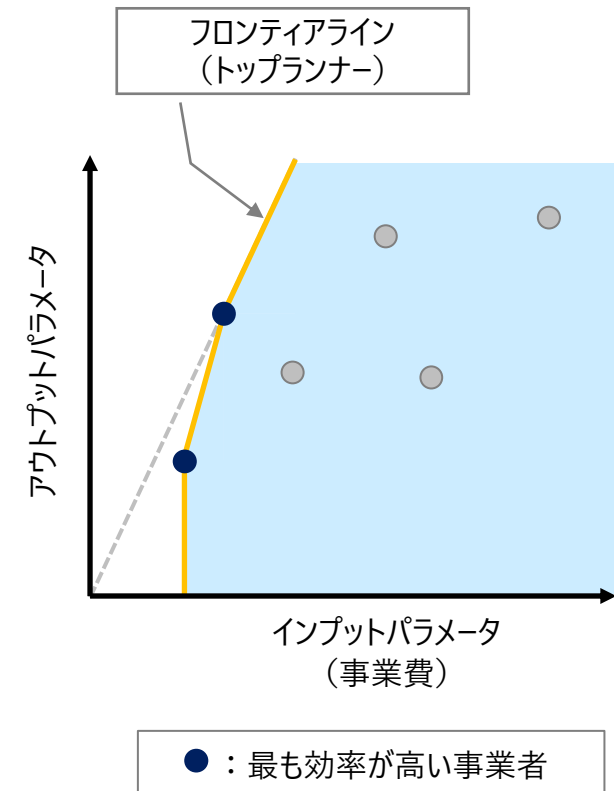
DEA分析（ドイツ、ノルウェー）

【トップランナー】

- フロントアライン上の効率スコアが100%（最高値）となるため、フロントアラインが自動的にトップランナーとなる。

【外れ値の扱い】（ドイツの事例*1）

- 外れ値の分析を行い、効率が極めて良い事業者は、分析対象から除外される。このようにして除外された事業者については、別途実施されるSuper Efficiency Analysisの対象となり、結果次第で最大5%のボーナスが付与される。
- 効率スコアが60%を下回る事業者については、効率スコアが60%に設定される。



*1 出所：Incentive Regulation Ordinance (ARegV) § 12, Annex3、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_3.html

MISO（米国中央部のISO）では送電線プロジェクトのコンセプト審査や予算審査の際に統計的な手法を用いて試算を行っている

AACE*1が定めるコスト見積手法区分*2

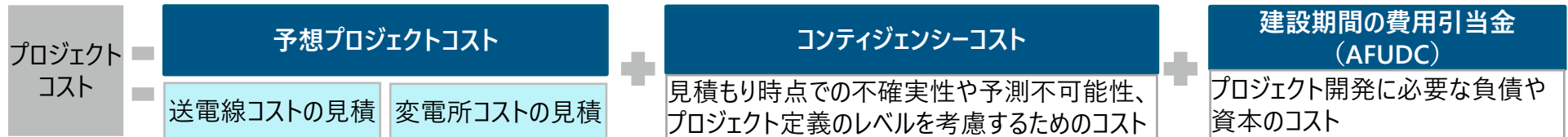
	クラス	プロジェクトの成熟度 (プロジェクト完了を100%とする)	目的	試算手法	期待される精度	統計的手法 を活用
MISO にて実施	Class5	0-2%	コンセプト審査	容量等のパラメータに基づく統計的 モデル、類推	-20%~-50% +30%~+100%	
	Class4	1-15%	FS	設備種類・備品等に基づく統計的 モデル	-15%~-30% +20%~+50%	
	Class3	10-40%	予算審査	機器製造コストを用いた半詳細ユ ニットコスト	-10%~-20% +10%~+30%	
MISOにて 実施しない	Class2	30-75%	入札	詳細なユニットコスト	-5%~-15% +5%~+20%	
	Class1	65-100%	試算結果の 確認	詳細なユニットコスト	-3%~-10% +3%~+15%	

*1 AACE：Association for the Advancement of Cost Engineering

*2 出所：PSC Transmission Cost Estimation Guide for MTEP19、MISO、2019年2月、p.4、https://cdn.misoenergy.org/20190212_PSC_Item_05a_Transmission_Cost_Estimation_Guide_for_MTEP_2019_for_review317692.pdf

MISOでは送電線プロジェクトのコンセプト審査時に、送電線・変電所工事の基準単価を用いてプロジェクトコストの見積をしている

MISOのコスト見積 (Class5) *1



－送電線コストの見積例（\$/マイル）－

Single circuit transmission line \$/mile Exploratory cost estimate							
Location – State	69kV line	115kV line	138kV line	161kV line	230kV line	345kV line	500kV line
Arkansas	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.7M	\$2.9M
Illinois	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.8M	\$2.9M
Indiana	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.7M	\$2.8M
Iowa	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.7M	\$2.9M
Kentucky	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$1.8M	\$2.9M	\$3.0M
Louisiana	\$1.6M	\$1.7M	\$1.7M	\$1.9M	\$2.0M	\$3.2M	\$3.4M
Michigan	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$1.8M	\$2.9M	\$3.0M
Minnesota	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$1.6M	\$2.6M	\$2.7M
Mississippi	\$1.6M	\$1.6M	\$1.7M	\$1.8M	\$2.0M	\$3.2M	\$3.4M
Missouri	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.7M	\$2.8M
Montana	\$1.2M	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$2.5M	\$2.6M
North Dakota	\$1.2M	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$2.5M	\$2.6M
South Dakota	\$1.3M	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.5M	\$2.5M	\$2.6M
Texas	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$1.8M	\$1.9M	\$3.1M	\$3.3M
Wisconsin	\$1.3M	\$1.4M	\$1.5M	\$1.6M	\$1.7M	\$2.7M	\$2.8M

－変電所コストの見積例（\$）－

New substation - Exploratory cost estimate							
Scope of work	69kV	115kV	138kV	161kV	230kV	345kV	500kV
4 positions (ring bus)	\$4.6M	\$5.4M	\$6.2M	\$6.8M	\$7.6M	\$10.7M	\$15.4M
4 positions (breaker-and-a-half bus)	\$5.7M	\$6.8M	\$7.8M	\$8.6M	\$9.7M	\$14.3M	\$20.3M
4 positions (double-breaker bus)	\$6.6M	\$7.9M	\$9.1M	\$10.1M	\$11.5M	\$17.3M	\$25.0M
6 positions (ring bus)	\$5.8M	\$6.8M	\$7.9M	\$8.7M	\$9.8M	\$14.4M	\$20.6M
6 positions (breaker-and-a-half bus)	\$7.3M	\$8.7M	\$10.1M	\$11.2M	\$12.8M	\$19.2M	\$27.6M
6 positions (double-breaker bus)	\$8.6M	\$10.3M	\$12.1M	\$13.5M	\$15.4M	\$23.6M	\$34.1M

*1 出所：PSC Transmission Cost Estimation Guide for MTEP19、MISO、2019年2月、p.6,45-53、https://cdn.misoenergy.org/20190212_PSC_Item_05a_Transmission_Cost_Estimation_Guide_for_MTEP_2019_for_review317692.pdf

MISOではFS時の送電線コストを「土地・権利」、「構造物・基礎」、「導体」、「撤去費用」、「間接費」に分類し、それぞれの区分に応じた標準単価を用いて試算している

MISOのコスト見積（Class4、送電線コスト）の構成*1

送電線コスト（標準単価）の区分		
費用分類	構成要素	区分等の詳細
土地・権利費用	土地面積	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	土地単価	・州（15州） ・区画区分（草原、農地、都市の3区分）
	土地種類	・土地の種類による補正（平地、森林、湿地、産地の4区分）
構造物・基礎費用	必要な構造物数	・電圧階級（69kV～500kVの7階級） ・素材（鉄製、木製の2区分） ・回線数（1回線、2回線の2区分）
	構造物単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級） ・素材（鉄製、木製の2区分） ・回線数（1回線、2回線の2区分） ・塔の種類（5区分）
導体費用	導体単価	・導体（ACSR、ACSS、OPGW、シールドワイヤーの4区分） ・導体太さと商品名（ACSRとACSSのみ43区分）
撤去費用	撤去単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級） ・回線数（1回線、2回線の2区分）
専門サービス・オーバーヘッド（間接費）		・「土地・権利費用」、「構造物・基礎費用」、「導体費用」の合計値に10%を乗じたもの

*1 出所：PSC Transmission Cost Estimation Guide for MTEP19、MISO、2019年2月、p.6～44、https://cdn.misoenergy.org/20190212_PSC_Item_05a_Transmission_Cost_Estimation_Guide_for_MTEP_2019_for_review317692.pdf

MISOではFS時の変電所コストを「土地・工事」、「設備・基礎」、「保護・制御機器」、「撤去費用」、「間接費」に分類し、それぞれの区分に応じた標準単価を用いて試算している

MISOのコスト見積（Class4、変電所コスト）の構成*1

変電所コスト（標準単価）の区分

費用分類	構成要素	区分等の詳細
土地・工事費用	土地単価	・州（15州） ・区画区分（草原、農地、都市の3区分）
	土地の種類補正	・土地の種類による補正（平地、森林、湿地、産地の4区分）
設備・基礎費用	遮断器単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	断路器単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	計器用変成器単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	変流器単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	ブス	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	変圧器単価	・一次電圧階級（69kV～500kVの7階級） ・二次電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	付属品費用	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）

費用分類	構成要素	区分等の詳細
保護・制御機器費用	制御盤単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	リレー盤単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	導管単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	制御ケーブル単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
	ケーブル溝単価	・電圧階級（69kV～500kVの7階級）
撤去費用		・変電所建設時の費用を用いる
専門サービス・オーバーヘッド（間接費）		・「土地・権利費用」、「構造物・基礎費用」、「導体費用」の合計値に10%を乗じたもの

*1 出所：PSC Transmission Cost Estimation Guide for MTEP19、MISO、2019年2月、p.6～44、https://cdn.misoenergy.org/20190212_PSC_Item_05a_Transmission_Cost_Estimation_Guide_for_MTEP_2019_for_review317692.pdf

1.2. 主な費目の費用水準及び経年変化

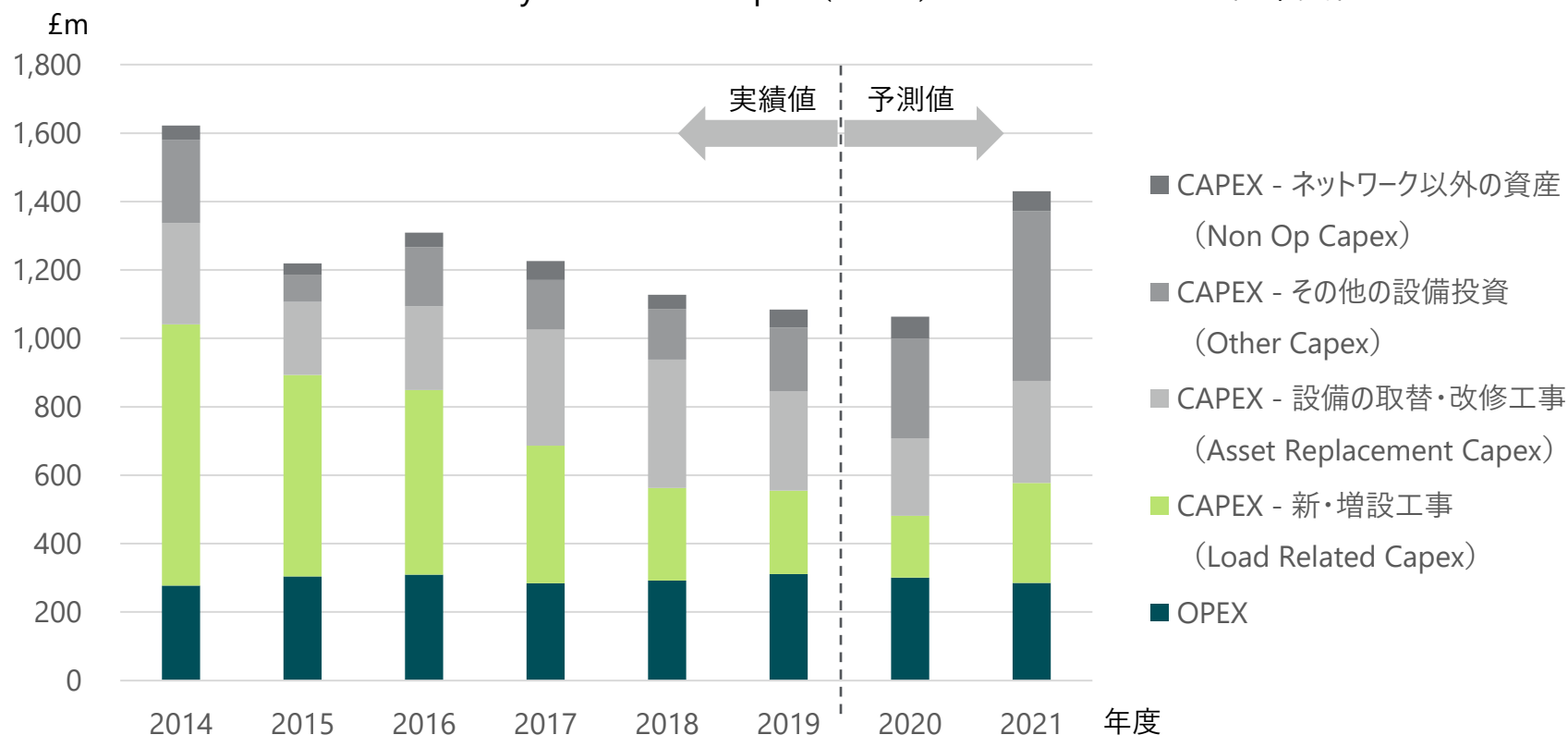
送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



NGETの費用の内、特に、「CAPEX – 新・増設工事」については、年度による変動が大きく、2014年度から2020年度にかけて大きく減少している

英国の送電事業者のCAPEXとOPEX

－ National Grid Electricity Transmission plc (NGET) のCAPEXとOPEXの経年変化*1－



*1 出所：National Grid Electricity Transmission plc, Our Performance 2019/20、2020年9月、p.26、

<https://www.nationalgrid.com/uk/electricity-transmission/document/134906/download>

*2 「新・増設工事」については新規電源・顧客への接続のほか、既設ネットワークの性能向上、将来の需要増への備えに関する工事を指す。

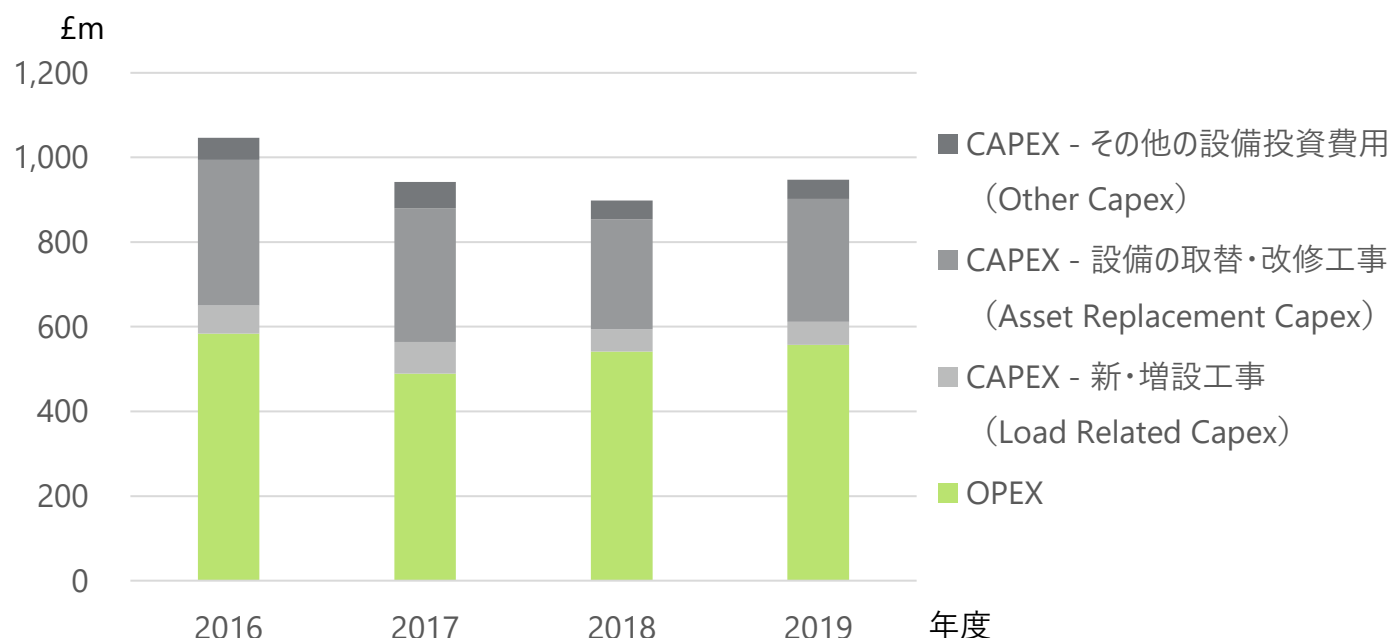
配電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



送電事業者と比較すると、配電事業者の「OPEX」の費用の割合は大きく、2016～2019年度の間で、各年度とも「CAPEX」を上回っている

英国の配電事業者のCAPEXとOPEX

－ Western Power Distribution Group のCAPEXとOPEXの経年変化^{*1*2*3} －



*1 出所：WPD、Regulatory Financial Performance Reporting 2019/20、p.12、<https://yourpowerfuture.westernpower.co.uk/downloads-view/39888>
WPD、Regulatory Financial Performance Reporting 2018/19、p.11、<https://yourpowerfuture.westernpower.co.uk/downloads/39181>
WPD、RIIO Accounts for the Year Ended 31 March 2018、p.10、<https://www.westernpower.co.uk/downloads/13241>
WPD、RIIO Accounts for the Year Ended 31 March 2017、p.10、<https://www.westernpower.co.uk/downloads/2680>

*2 「新・増設工事」については新規電源・顧客への接続のほか、既設ネットワークの性能向上、将来の需要増への備えに関する工事を指す。

*3 情報の得られた年度に絞り掲載

送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



RIIOでは、レベニューキャップの調整機能としてUncertainty Mechanismがあり、その中で、設備投資量の変化に対し原価を調整するためのユニットコストを主要設備毎に定めている

RIIO-T1での主要設備のユニットコスト (1/3)

－ NGETのUncertainty Mechanismにおけるユニットコスト*1－

項目	費目	NGET March 2012 business plan	Ofgem July 2012 Initial Proposals	Ofgem Final Proposal 2009/10 prices
発電設備の連系 に伴う工事 (Local Generation Connection)	変電設備費	23£/kW	26.8£/kW	27.1£/kW
	Within-Zone Costs	2.7~36.8£/kW		
	架空線費*2	1.2£m/km	1.1£m/km	1.1£m/km
	ケーブル費	Institution of Engineering & Technologyのレポートに準ずる →次ページ参照		
需要増加に伴う 工事 (Demand- Related Infrastructure)	変電設備費	4.6£m/SGT*3	3.7£m/SGT*3	3.9£m/SGT*3
	架空線費*2	1.2£m/km	1.1£m/km	1.1£m/km
	ケーブル費	Institution of Engineering & Technologyのレポートに準ずる →次ページ参照		
系統の拡張工事 (Wider Works Requirements)	ネットワーク開発方針および Boundary Specific Reinforcement	33~155£/kW*4	ユニットコストの記載無し	
	地中化費	Institution of Engineering & Technologyのレポートに準ずる →次ページ参照		
	DNO Mitigation Measures	ユニットコストの記載無し		

*1 出所：Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.29,50,52、

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>

National Grid ESO、RfG Banding Thresholds – FES Scenario Data、p.4、<https://www.nationalgrideso.com/document/12601/download>

*2 1回線工事での亘長当たりの費用

*3 SGT：Super Grid Transformer

*4 経済的制約によらず環境に配慮した目的を達成する場合（Gone Green）を基準に幅を設け、Boundaryごとに設定

RIIO-T1でのユニットコストの内、一部は、Institution of Engineering & Technologyのレポートに掲載された数値を参考になっている

RIIO-T1での主要設備のユニットコスト（2/3）－ケーブル工事－

－ 400kV、2回線工事（直埋式）での亘長別、送電容量別のユニットコストの試算結果（£m/km）*1－

費目	亘長3km			亘長15km			亘長75km		
	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA
固定費（亘長に係らない費用）	1.9	2.8	2.8	0.4	0.6	0.6	0.1	0.1	0.1
ケーブル端子のコンパウンド	1.7	2.3	2.3	0.3	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1
終端処理および試験	0.2	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
可変費（亘長に依存する費用）	9.9	17.8	19.2	9.2	16.8	18.2	9.1	16.6	18.0
特殊構造物（Special constructions）	0.5	0.9	1.0	0.4	0.8	0.8	0.4	0.7	0.8
予備費（Build contingency）	1.2	2.1	2.3	1.0	1.8	2.0	1.0	1.7	1.9
ケーブルの資材費	2.1	4.2	4.7	2.1	4.2	4.7	2.1	4.2	4.7
ケーブルの設置費	3.8	6.6	7.0	3.8	6.6	7.0	3.8	6.6	7.0
リアクトル（Reactor costs）	0.3	0.7	0.7	0.3	0.7	0.7	0.3	0.7	0.7
プロジェクトの立ち上げ、管理	1.9	3.3	3.5	1.5	2.8	3.0	1.5	2.7	2.9
総計	11.8	20.6	22.0	9.6	17.4	18.8	10.2	16.7	18.1

*1 出所：Parsons Brinckerhoff in association with CCI、Electricity Transmission Costing Study、An Independent Report Endorsed by the Institution of Engineering & Technology、2012年1月、p.42~59、<https://www.theiet.org/media/1651/transmission-report.pdf>

*2 表中の数値は、亘長毎の試算結果を、亘長当たりの費用となるように亘長で割った値を掲載している。

RIIO-T1でのユニットコストの内、一部は、Institution of Engineering & Technologyのレポートに掲載された数値を参考になっている

RIIO-T1での主要設備のユニットコスト（3/3）－架空線工事－

－ 400kV、2回線工事（架空線）での亘長別、送電容量別のユニットコストの試算結果（£m/km）*1－

費目	亘長3km			亘長15km			亘長75km		
	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA	3,190 MVA	6,380 MVA	6,930 MVA
固定費用（亘長に依存しない費用）	0.5	0.6	0.6	1.6	1.9	2.2	2.5	2.9	3.2
Mobilisation extras	0.5	0.6	0.6	1.6	1.9	2.2	2.5	2.9	3.2
可変費用（亘長に依存する費用）	4.0	4.7	5.4	19.8	23.3	26.6	97.7	115.3	131.4
基礎部分	0.1	0.1	0.1	0.4	0.5	0.7	2.1	2.7	3.4
鉄塔部材	0.4	0.5	0.6	1.8	2.4	2.9	9.2	11.9	14.7
導体 + OPGW素材	0.3	0.4	0.5	1.4	2.0	2.4	7.0	10.1	12.2
アクセス道路	0.7	0.7	0.7	3.3	3.3	3.3	16.3	16.3	16.3
絶縁体 + fittings materials	0.2	0.2	0.2	0.9	1.0	1.2	4.6	5.0	5.8
鉄塔建設 + 架線	1.0	1.3	1.6	5.1	6.6	8.0	25.4	33.0	40.0
Engineering & safety	0.7	0.7	0.7	3.3	3.3	3.3	16.5	16.5	16.5
プロジェクトの立ち上げ、管理	0.4	0.4	0.5	1.8	2.1	2.4	8.4	9.8	11.2
予備費（Build contingency）	0.4	0.4	0.5	1.8	2.1	2.4	8.4	9.8	11.2
総計	4.5	5.3	6.0	21.4	25.2	28.8	100.2	118.2	134.6

*1 出所：Parsons Brinckerhoff in association with CCI, Electricity Transmission Costing Study, An Independent Report Endorsed by the Institution of Engineering & Technology, 2012年1月、p.22~39、<https://www.theiet.org/media/1651/transmission-report.pdf>

19 *2 表中の数値は、亘長毎の試算結果を、亘長当たりの費用となるように亘長で割った値を掲載している。

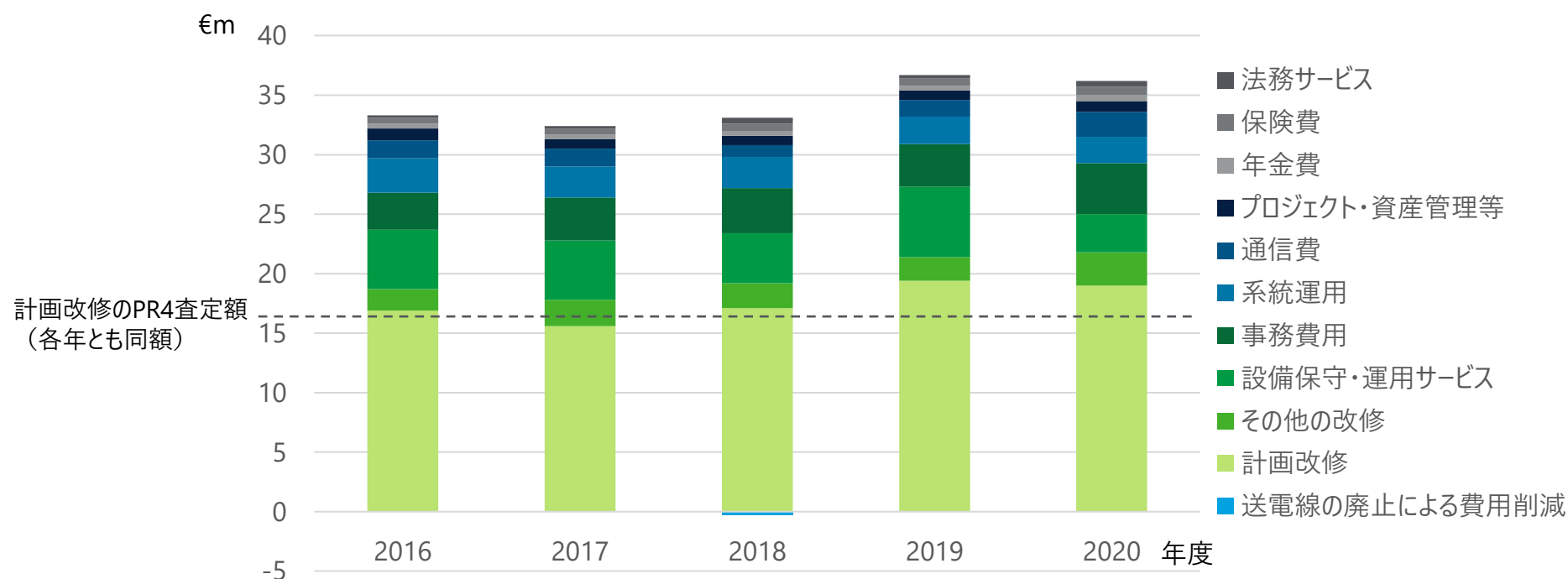
送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



アイルランドのPR4規制期間（2016～2020年）において、TAO^{*1}であるESBのOPEXのうち、「計画改修」の割合が最も大きく、5年間のうち4年において査定額を上回っていた

アイルランドのTAOにおけるOPEXの経年変化

－ Electricity Supply Board (ESB) のPR4におけるControllable OPEXの経年変化^{*2*3}－



^{*1} Transmission Asset Operator (TAO) : 送電設備の建設、保守を行う事業者を指し、系統運用についてはTransmission system operator (TSO) が行う

^{*2} 出所 : CRU, Consultancy Support for Electricity Transmission Revenue Controls (2016-2025) Price Review 4 and 5 TSO and TAO Historic Opex and Capex、2020年7月、p.62～69、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/07/CRU20076a-Consultancy-Support-for-Electricity-Transmission-Revenue-Controls-2016-2025.pdf>

^{*3} Non-Controllable OPEXについては隔年の数値が無く、Controllable Opexのみを掲載

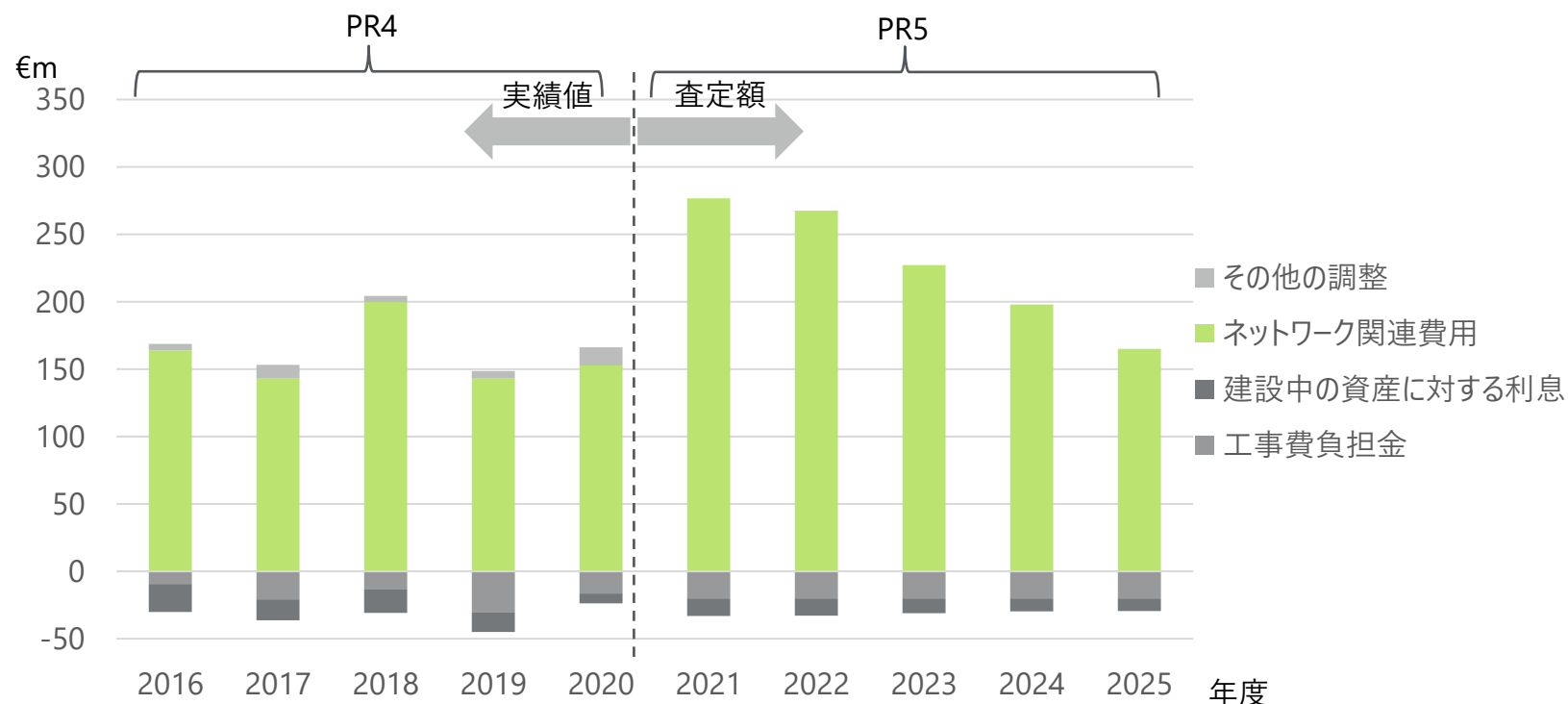
送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



ESBのPR5におけるCAPEX査定額は、PR4と比較すると、「ネットワーク関連費用」が大幅に増加している

アイルランドのTAOにおけるCAPEXの経年変化

－ Electricity Supply Board (ESB) のPR4におけるCAPEXの経年変化*1－



*1 出所： CRU、Consultancy Support for Electricity Transmission Revenue Controls (2016-2025) Price Review 4 and 5 TSO and TAO Historic Opex and Capex、2020年7月、p.71、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/07/CRU20076a-Consultancy-Support-for-Electricity-Transmission-Revenue-Controls-2016-2025.pdf>
CRU、Price Review Five (PR5) TSO and TAO Transmission Revenue for 2021 - 2025、2020年12月、p.46、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/12/CRU20152-TSO-and-TAO-Transmission-Revenue-2021-20252.pdf>

送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



ESBが作成した事業計画書における主要設備のユニットコストは減少傾向にある
(ただし、2014年の400 kV 2×600 mm² ACSRの新設を除く)

アイルランドTAOにおける主要設備のユニットコスト

－ Electricity Supply Board (ESB) の事業計画書における主要設備のユニットコストの経年変化 (€m) *1 －

設備種	2011年	2014年		2019年	
	ユニットコスト	ユニットコスト	増減率 (前回比)	ユニットコスト	増減率 (前回比)
220/110 kV 250 MVA 変圧器	6	4.6	-23%	4.17	-9%
220/110 kV 250 MVA 変圧器	9.04	7.45	-18%	6.65	-11%
220/110 kV 250 MVA 変圧器	8.64	7.1	-	6.32	-11%
400kV Circuit Bay	1.83	1.71	-7%	1.53	-11%
220kV Circuit Bay	-	1.21	-	1.17	-3%
110 kV 430 mm ² ACSR (新設)	-	0.46	-	0.29	-37%
220 kV 600 mm ² ACSR (新設)	-	0.98	-	0.6	-39%
400 kV 2×600 mm ² ACSR (新設)	1.53	1.76	15%	1.05	-40%
220kV XLPE ケーブル	2.24	2.04	-9%	1.18	-42%
220kV XLPE ケーブル Circuits	1.62	1.35	-17%	1.24	-8%

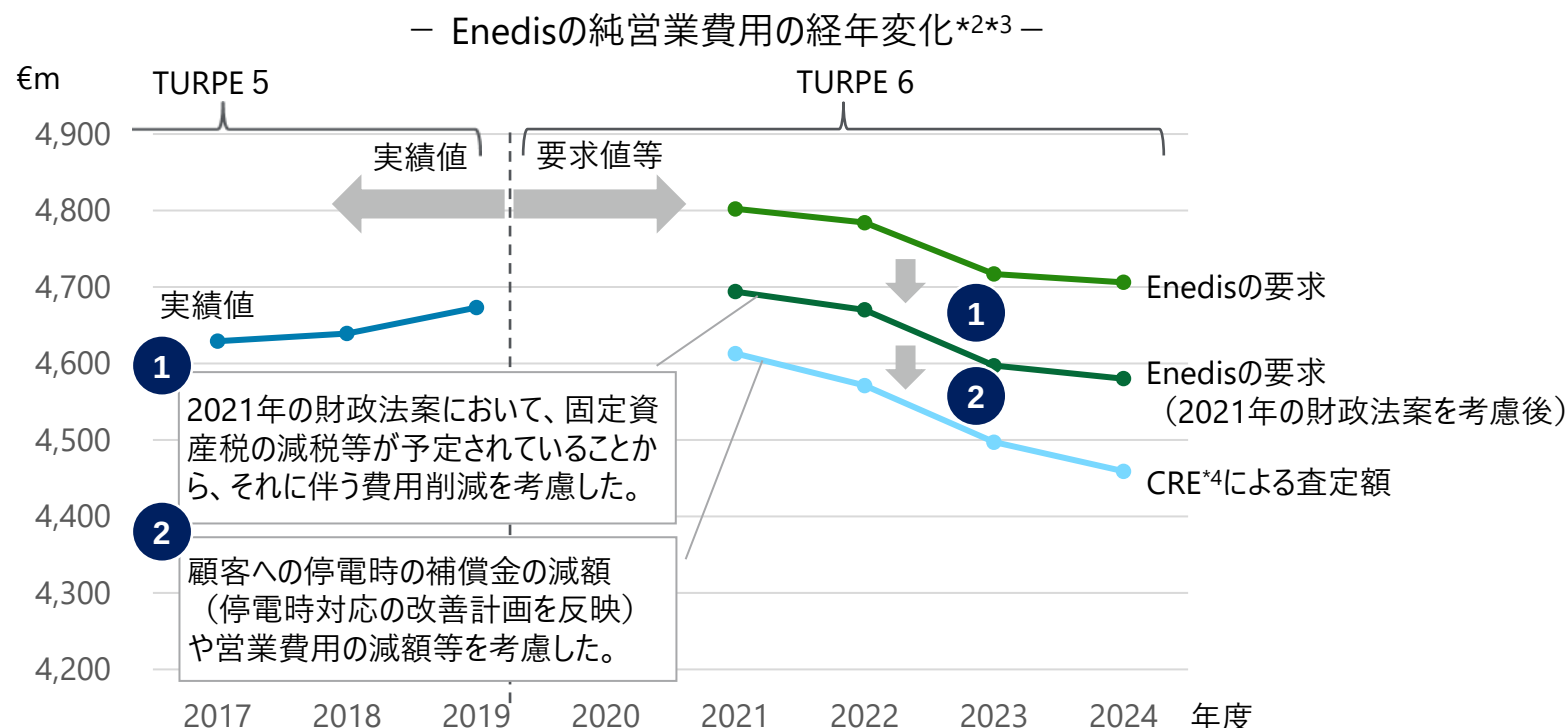
*1 出所：CRU、Consultancy Support for Electricity Transmission Revenue Controls (2016-2025) Price Review 4 and 5 TSO and TAO Historic Opex and Capex、2020年7月、p.88、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2020/07/CRU20076a-Consultancy-Support-for-Electricity-Transmission-Revenue-Controls-2016-2025.pdf>

配電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



TURPE 6規制期間（2021～2024年）のEnedisにおける総運営費用の査定額については、顧客への補償金や営業費用等の減額を考慮し、要求値より低い水準となった

フランスの配電事業者の純営業費用*1



*1 純営業費用（CNE）は、総営業費用（人件費、外部からの購入費、税金等）から相互接続、アンシラリーサービスに関する収入等を差し引いたものを指す

*2 出所：CRE、Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)、2021年1月、p.50、<https://www.cre.fr/content/download/23338/293470>
CRE、Audit du niveau des charges et produits d'exploitation d'ENEDIS、2020年7月、p.49、<https://www.cre.fr/content/download/22912/288844>

*3 系統の運営費用を除く

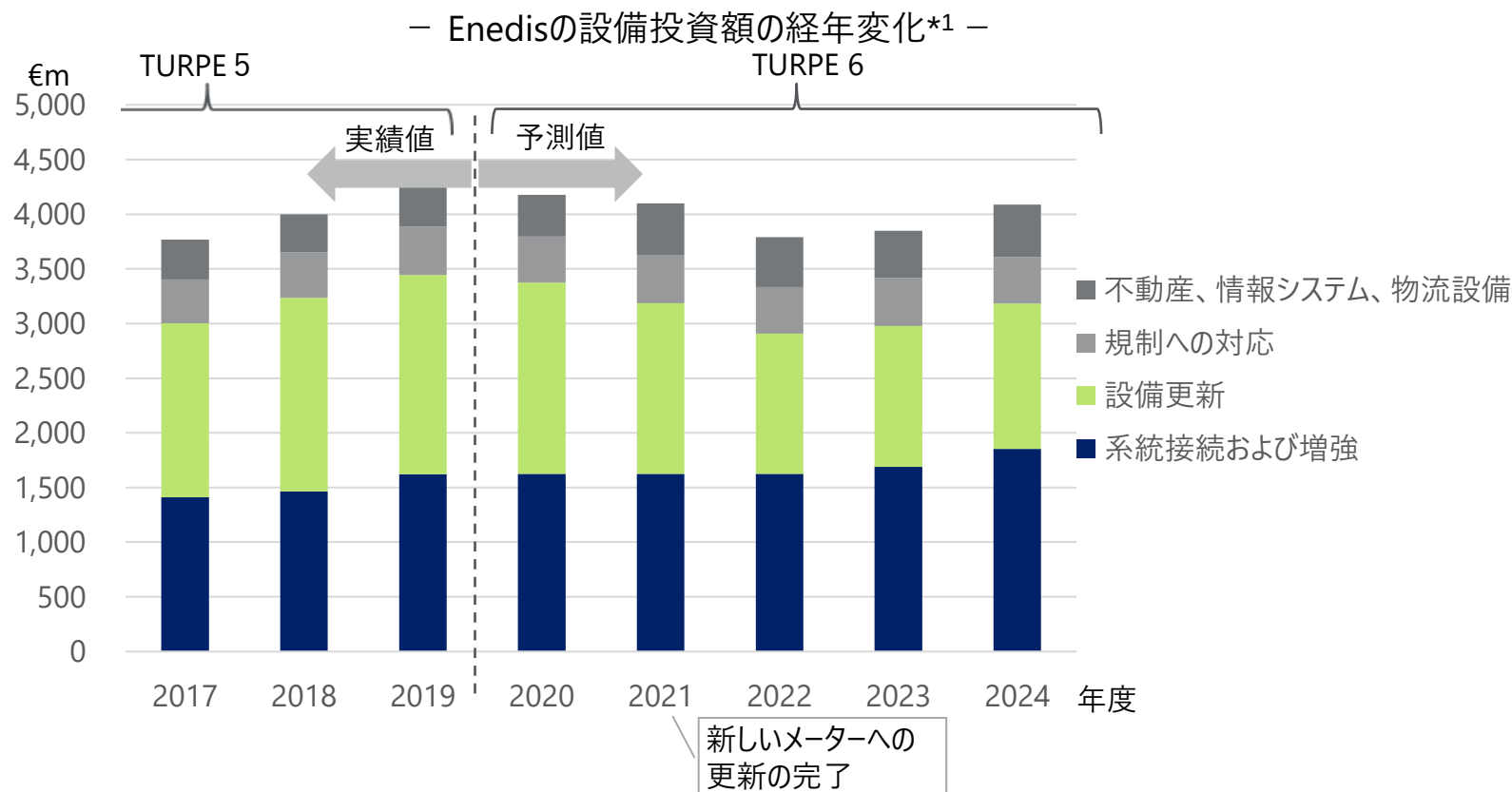
*4 Commission de régulation de l'énergie (CRE)：フランスの規制機関

配電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



TURPE 6規制期間前後のEnedisの「設備更新」については、2021年に新しいメーターへの更新が完了する予定であることから、翌2022年に減少が見られる

フランスの配電事業者の設備投資額



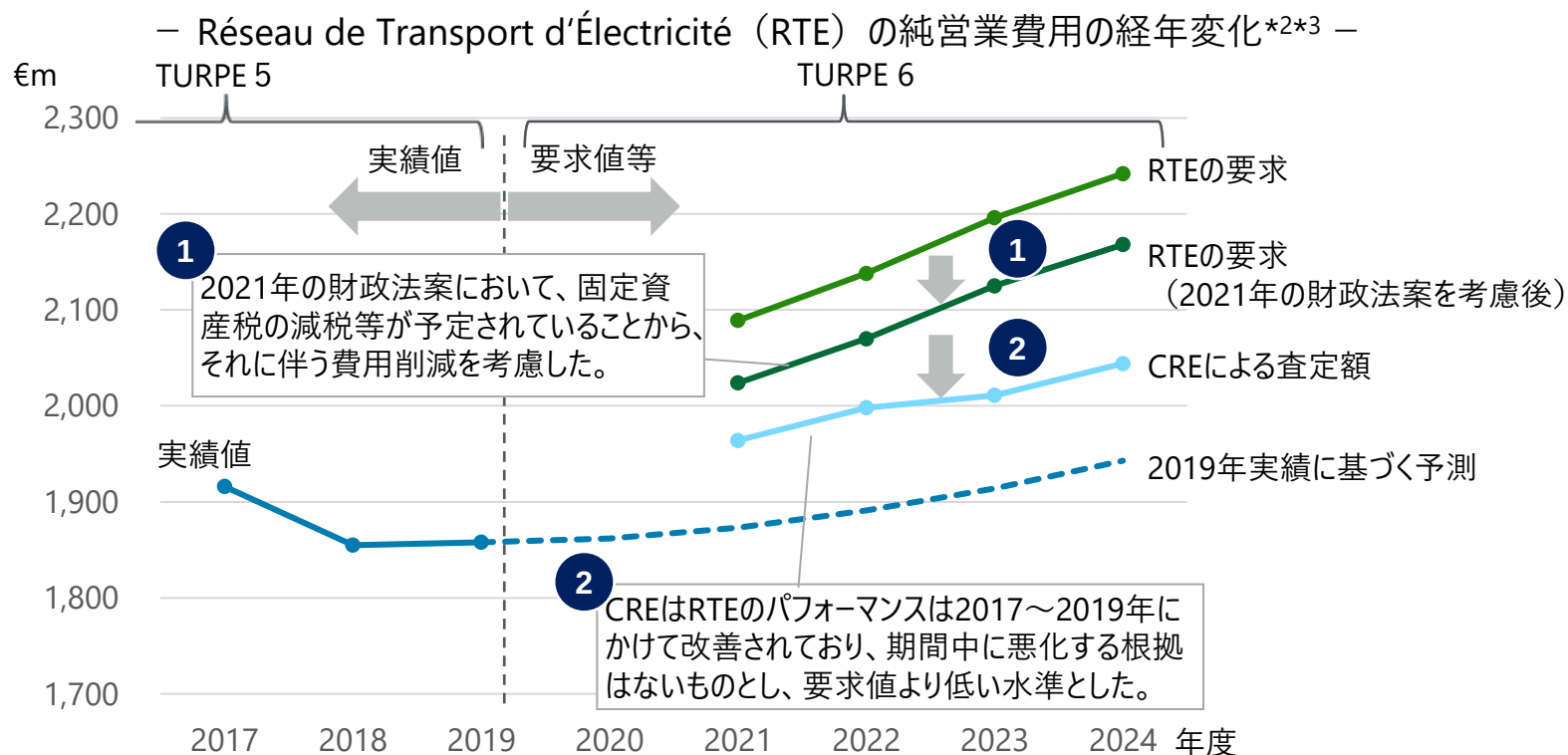
*1 出所：CRE、Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)、2021年1月、p.52、<https://www.cre.fr/content/download/23338/293470>
CRE、Audit du niveau des charges et produits d'exploitation d'ENEDIS、2020年7月、p.153、<https://www.cre.fr/content/download/22912/288844>

送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



CREはTURPE 6におけるRTEの総運営費用の査定額について、RTEの効率が悪化する見込みはないと判断し、要求値より低い水準とした

フランスの送電事業者の純営業費用*1



*1 純営業費用（CNE）は、総営業費用（人件費、外部からの購入費、税金等）から相互接続、アンシラリーサービスに関する収入等を差し引いたものを指す

*2 出所：CRE、Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)、2021年1月、p.52、<https://www.cre.fr/en/content/download/23336/293441>

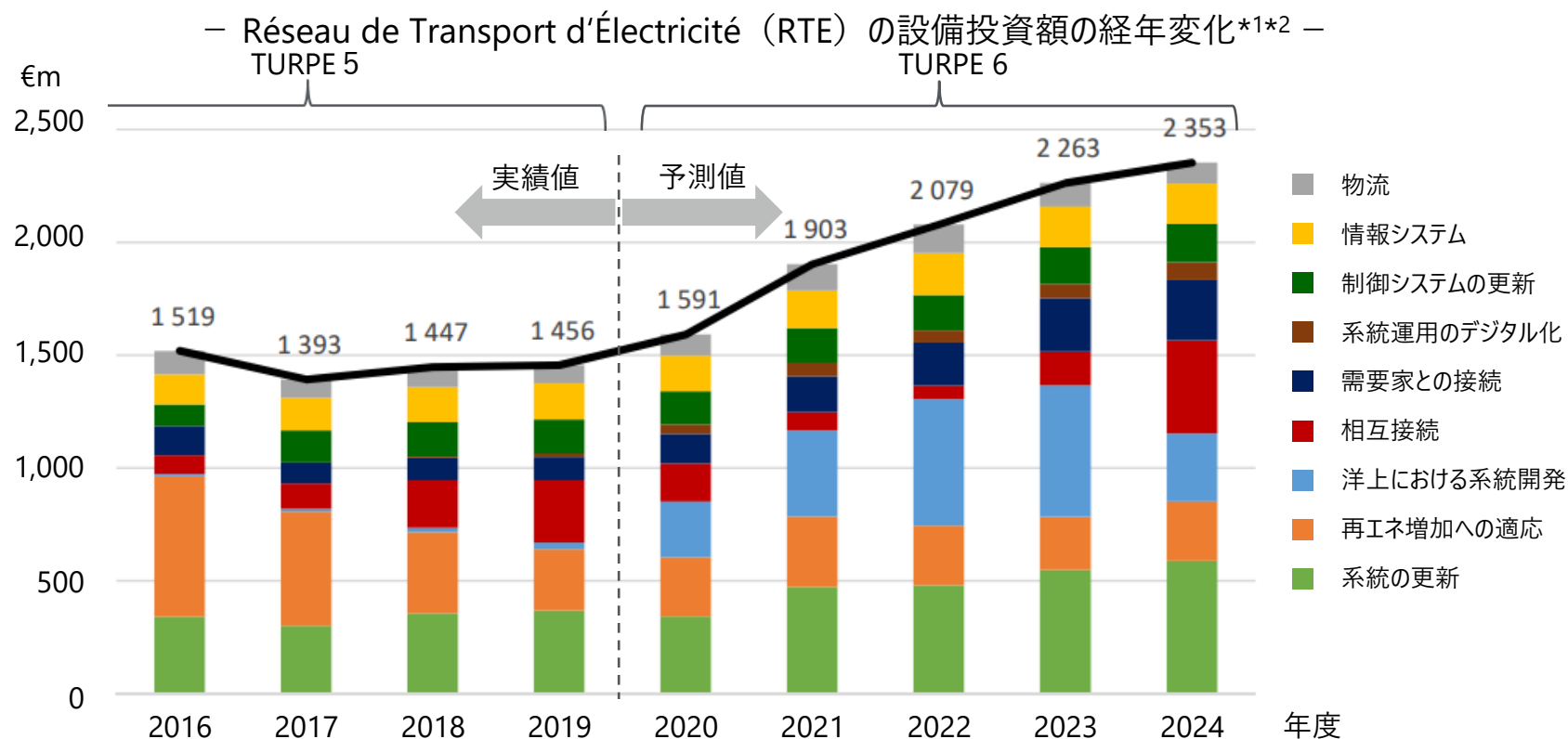
*3 系統の運営費用を除く

送電事業者の主な費目の費用水準及び経年変化



TURPE 6規制におけるRTEの設備投資額については、TURPE 5と比較し、主に「システムの更新」、「洋上における系統開発」等が増加傾向にある

フランスの送電事業者の設備投資額



*1 出所：CRE、Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)、2021年1月、p.56、<https://www.cre.fr/en/content/download/23336/293441>

*2 RTEの設備投資額については、グラフのみ公表されており、各項目の金額については不明

2. 英国R1102における規制機関の査定方法

Ofgemはアウトプットの性質に基づき、目標の達成状況、達成数量、進捗状況や目標指標のベースラインとの乖離幅等を用いて査定を行う

アウトプットの査定方法

－ 英国RIIOにおけるアウトプットの分類と査定方法の概要 －

名称	概要	分類	査定方法の概要
Licence Obligation (LO)	ネットワーク事業者が達成しなければならない最低限の基準	-	アウトプットの達成状況を基に査定し、達成されていない場合にはペナルティが与えられる
Price Control Deliverable (PCD)	ビジネスプランテンプレートに登録されていない費目等に適用される	機械的PCD (Mechanistic PCD)	アウトプットが設備数量などによって定義される場合、達成数量とアウトプットを比較し査定され翌年の期中調整に反映される
		評価型PCD (Evaluative PCD)	作業の進捗状況や達成割合により査定され、翌年の期中調整に反映される
Output Delivery Incentive (ODI)	サービスの改善を図るためのインセンティブ	評判インセンティブ (ODI-R)	アウトプットのベースラインを定め、ベースラインを上回った分をインセンティブ、下回った分をペナルティとして査定され、翌年の期中調整に反映される
		経済的インセンティブ (ODI-F)	

*1 出所： RIIO-2 Sector Specific Methodology Decision、Ofgem、2019年5月、p.20~22、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/05/riio-2_sector_specific_methodology_decision_-_core_30.5.19.pdf

LO及びPCDでは設備建設・更新や系統接続量などに関する指標が設定されている

National Grid Electricity TransmissionのRIIO-2におけるアウトプット指標（１）

分類	アウトプット	概要
LO	Network Access Policy	系統接続に関するKPIを公開
Mechanistic PCD	Instrument Transformers	PCB等を使用する設備更新
	Switchgear Other (Bays)	断路器等の設備更新
	Protection and Control	保護・制御機器の設備更新
	Overhead Lines Conductor Replacement	送電線等の設備更新
Evaluative PCD	Physical Security	送電設備の物理的セキュリティ改善
	Pre-Construction Funding	特定の送電線プロジェクトの建設費用基金
	Incremental Wider Works	特定の送電線プロジェクトの建設
	Generation Connection Schemes	3000MWの発電設備を系統接続
	Demand Connection Schemes	需要の系統接続（目標値なし）
	SF6 Asset Intervention	SF6を使用する特定の設備更新
	Reducing carbon emissions from operational transport	車両のEVへの更新

*1 出所： RIIO-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator NGET Annex、Ofgem、2021年2月、p.10-37、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf

ODI-R、ODI-Fではアンケート調査結果や環境負荷、納期遵守状況などの様々な指標を設定している

National Grid Electricity TransmissionのRIIO-2におけるアウトプット指標（2）

分類	アウトプット	概要
ODI-R	New infrastructure stakeholder engagement survey	新規送電線により影響を受けるステークホルダーの満足度アンケート調査結果
	Environmental Action Plan and annual environmental report	環境実行計画（Environmental Action Plan）の実施状況
ODI-F	Energy Not Supplied	年間の停電量
	Timely Connections	申請から3か月以内に系統接続が完了した割合
	SO:TO optimization	送電事業者起因の系統制約の削減量
	Quality of connections survey	系統接続者の満足度アンケート調査結果
	Large Project Delivery	大規模プロジェクト（1億£以上）の納期遵守状況
	Environmental Scorecard	バックオフィス業務等でのCO2排出量・廃棄物排出量の削減
	Insulation and interruption gas leakage	SF6ガスなどの漏出状況

*1 出所： RIIO-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator NGET Annex、Ofgem、2021年2月、p.10-37、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf

Licence ObligationはLicence Conditionに示された事項を達成しているかを評価するアウトプット項目であり、達成していない場合罰則が与えられる

Licence Obligationの査定方法*1

－ アウトプット項目（Licence Obligation） －

例) Network Access Policy	
アウトプット	送電事業者は消費者がアクセス可能な方法で、それぞれのウェブサイトに関系統接続に関するKPIを公開する KPIが何を表しているかを解説するとともに、必要に応じて前年比の変化を示すこと Network Access Policy Working Groupが送電事業者間のKPIの透明性・整合性・比較可能性を検証する
根拠となる Licence Condition	Special Condition 9.10

－ 査定プロセス（Licence Obligation） －

【期初時点】

必要に応じて、期初時点で最低基準を再設定する
（より厳しい基準を設定する場合はコストの増加や消費者への利益を踏まえて検討）



【期末時点】

アウトプットが達成されているかを確認し、達成されていない場合には罰則や強制措置を講じる

*1 出所： RIIO-2 Sector Specific Methodology Decision、Ofgem、2019年5月、p.20~22、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/05/riio-2_sector_specific_methodology_decision_-_core_30.5.19.pdf

Mechanistic PCDは数量として評価が可能なアウトプットであり、納品期日時点での数量を数式に入力することで査定を実施し、翌年の期中調整に反映される

Mechanistic PCDの査定方法

－アウトプット項目（Mechanistic PCD）*1－

例) Switchgear Other (Bays)	
アウトプット	400kV、275kV、132kVの断路器、接地スイッチの改修
	132kVの断路器、接地スイッチの更新 避雷器の更新 (件数は非公表)
納品期日	2026/3/31
Totex baseline allowance	59.89百万£ (National Grid Electricity Transmissionの値、以降NGETと記載)
根拠となる Licence Condition	Special Condition 3.23*2

－査定プロセス（Mechanistic PCD）*3－

①	事業者がRegulatory Reporting Templates (RRP) 内にあるPCD Tracker Templateに実績数値を記入して提出
②	RRPのデータとLicence Conditionに記載されている数式（次ページ参照）を使用してTotex baseline allowanceを調整する。必要に応じてOfgemは事業者に追加質問を発行する
③	プロセス②の結果を踏まえ、Annual Iteration Processにて翌年度の収入上限に反映（納品期日がRIIO-2規制期間の最終日である場合、RIIO-3規制期間の収入上限に反映される）

*1 出所：RIIO-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator NGET Annex、Ofgem、2021年2月、p.22、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf

*2 出所：National Grid Electricity Transmission Plc - Special Conditions、Ofgem、2021年4月、p.107～108、<https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20plc%20-%20Special%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf>

*3 出所：Price Control Deliverable Reporting Requirements and Methodology Document: Version 2、Ofgem、2021年3月、p.18、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/04/pcd_reporting_requirements_and_methodology_document_v2_0.pdf

Mechanistic PCDの査定額はLicence Condition内に規定されている数式に基づいて算定される

Mechanistic PCDの査定式

－ Bay Assetsに対するTotex Allowance算定式*1－

$$Bay\ Assets = BAA_t - BAR_t$$

変数の意味	
<i>Bay Assets</i>	ベイ設備*2によるTotex Allowance
<i>BAA_t</i>	期初に定められたベイ設備によるTotex Allowanceの合計値
<i>BAR_t</i>	右の数式によって求められる削減額

－ Totex Allowance削減額の算定式－

$$BAR_t = \left(\sum_{n=1}^6 BAV_n \times A_n \right) \frac{BAA_t}{\sum BAA_t}$$

変数の意味	
<i>BAV_n</i>	各種ベイ設備の目標数と実績数の差
<i>A_n</i>	各種ベイ設備の認可ユニットコスト (単価非公表)
<i>n</i>	ベイ設備の種類 1 : 33kV避雷器 2 : 132kV-275kV避雷器 3 : 400kV避雷器と132kV-275kV接地設備 4 : 400kV接地設備 5 : 275kV-400kV断路器 6 : 132kV断路器

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc - Special Conditions、Ofgem、2021年4月、p.113～114、
<https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20plc%20-%20Special%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf>

*2 ベイ設備：遮断器、断路器などの電力系統と変電所を接続する設備

Evaluative PCDは、Ofgemが事業者からの提出情報を精査した上で、アウトプットの達成状況により査定され、翌年の期中調整に反映される

Evaluative PCDの査定方法

－ アウトプット項目（Evaluative PCD） *1 －

例) Physical Security	
アウトプット	特定のサイトの物理的セキュリティアップグレードプログラム（PSUP）を実施すること
納品期日	RIIO-ET2の終了日
Totex baseline allowance	非公表
根拠となる Licence Condition	Special Condition 3.4

－ 査定プロセス（Evaluative PCD） *2 －

①	Ofgemは事業者が提出したPCD Reportの情報を基にアウトプットの状態を定める ・完了（代替手段により完了） ・部分的に完了（代替手段により部分的に完了） ・遅延 ・未実施
②	Ofgemは必要に応じて、詳細な情報を記したFull PCD Reportの提出を事業者に依頼することができる
③	アウトプットの状態を参照して、Totex baseline Allowanceを調整する。必要に応じてOfgemは事業者追加質問を発行する
④	プロセス③の結果を踏まえ、Annual Iteration Processにて翌年度の収入上限に反映（納品期日が規制期間最終日の場合、次期規制期間の収入上限に反映される）

*1 出所：RIIO-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator NGET Annex、Ofgem、2021年2月、p.16、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf

*2 出所：Price Control Deliverable Reporting Requirements and Methodology Document: Version 2、Ofgem、2021年3月、p.19、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/04/pcd_reporting_requirements_and_methodology_document_v2_0.pdf

Evaluative PCDは、期初に設定したアウトプットが納品期日の時点での達成されていない場合、その達成している割合に応じて調整され、翌年の期中調整に反映される

Evaluative PCDの査定方法*1

達成状況	実施される調整
完了 (代替手段により完了)	調整は実施されない 予算に対して支出実績が下回った場合は、効率性・革新性に起因するものであると事業者が証明する必要がある
部分的に完了 (代替手段により部分的に完了)	以下の式で調整額が算出される 調整後Allowance = (1-達成割合) × 調整前Allowance
遅延	Ofgemがアウトプットの目標値及びAllowanceを実態に合わせて再設定する
未実施	Allowanceの全額から、取り消しの時点までに合理的かつ必要な作業を行うために必要であった費用（事前の技術評価など）を差し引いた額をAllowanceから削減する 上記費用の必要性・合理性を事業者が証明する必要がある
上記の方法で査定ができない場合 (部分的に完了であるがその達成割合が算出できない等)	実際の支出額に基づき、調整額を決定する 過去のコストデータが参照可能な場合はそのデータに基づくベンチマーク比較を実施する 実績データがない場合は独自のエンジニアリング・コスト評価を実施する

*1出所： Price Control Deliverable Reporting Requirements and Methodology Document: Version 2、Ofgem、2021年3月、p.19、
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/04/pcd_reporting_requirements_and_methodology_document_v2_0.pdf

Output Delivery Incentiveのアウトプットがベースラインより優秀な場合はインセンティブ、劣っている場合はペナルティが翌年の期中調整に反映される

ODI-Fの査定方法

－アウトプット項目（ODI-F）*1－

例) Quality of connections survey	
アウトプット	系統接続者に対するアンケート調査 (1点-10点の10段階評価)
ベースライン	上記アンケート調査の平均値7.7点
インセンティブレート	インセンティブ ・ベースレベニューの0.19%/点（1年目） ・ベースレベニューの0.38%（2～5年目） ペナルティ ・ベースレベニューの0.38%（2～5年目） （1年目はペナルティなし）
最大インセンティブ	ベースレベニューの0.25%（1年目） ベースレベニューの0.5%（2～5年目）
最大ペナルティ	ベースレベニューの0.5%（2～5年目）
根拠となるLicence Condition	Special Condition 4.5

－査定プロセス（ODI-F）*2－

①	事業者は翌年7月31日までにアウトプットをOfgemに提出する（数値の提出が間に合わない場合はプロセス③までに追加提出する）
②	Ofgemは提出された値に基づき翌年の収入上限を試算する
③	事業者は10月31日までに収入上限算出に必要な情報を全てOfgemに提出する
④	プロセス③で得られた情報を踏まえて、Ofgemは翌年の収入上限を算出し、事業者に14日以内に通知する 11月30日までに事業者の収入上限を公表する

*1 出所：RIIO-2 Final Determinations for Transmission and Gas Distribution network companies and the Electricity System Operator NGET Annex、Ofgem、2021年2月、p.13~14、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determination_nget_annex_revised.pdf

*2 出所：Decision on RIIO-2 PCFM Guidance、Ofgem、2021年6月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/decision-riio-2-pcfm-guidance>

英国RIIO2における事業者計画の審査プロセス



RIIO2期間の規制内容のドラフト公表後、Ofgem、事業者、User Group、Challenge Groupの代表者間で公開ミーティングを実施し、最終決定に向けた議論を行っている

公開ミーティングの概要（NGETの場合）

2020/7/9 RIIO-2料金規制内容のドラフト版公表

2020/10/16 公開ミーティング

参加者	Ofgem：議長、チーフエグゼクティブ、ネットワーク規制ディレクター、代理ディレクター、非業務執行取締役、財務部門長 NGET：社長、英国規制ディレクター、送電規制ディレクター、RIIO-2プロジェクトディレクター、規制金融部門長 User Group：代表者2名 Challenge Group：代表者2名
議題 (約2時間)	• NGETによるドラフトに対する対応方針報告 • 上記方針に対するUser Groupによるレビュー • 上記方針に対するChallenge Groupによるレビュー • Ofgemによる質疑

2020/12/8 RIIO-2料金規制内容の最終決定版公表

*1 出所：RIIO-2 Open Meetings、Ofgem、2020年11月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-open-meetings>

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社、デロイト トーマツ税理士法人、DT弁護士法人およびデロイト トーマツ コーポレート ソリューション合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のビジネスプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市以上に1万名を超える専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループWebサイト（www.deloitte.com/jp）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュ トーマツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTLおよびDTTLの各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTLはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細はwww.deloitte.com/jp/aboutをご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、リスクアドバイザー、税務およびこれらに関連するプロフェッショナルサービスの分野で世界最大級の規模を有し、150を超える国・地域にわたるメンバーファームや関係法人のグローバルネットワーク（総称して“デロイトネットワーク”）を通じFortune Global 500®の8割の企業に対してサービスを提供しています。“Making an impact that matters”を自らの使命とするデロイトの約312,000名の専門家については、（www.deloitte.com）をご覧ください。



二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和3年度産業経済研究委託事業（新たな託送料金制度における定量的な分析手法の検討及び海外調査事業）

委託事業名：令和3年度産業経済研究委託事業（新たな託送料金制度における定量的な分析手法の検討及び海外調査事業）

受注事業者名：有限責任監査法人トーマツ

頁	図表番号	タイトル
11	-	送電線コストの見積例（\$/マイル）
11	-	変電所コストの見積例（\$）