

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室 御中

平成31年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査
(託送料金制度の在り方等に関する詳細調査分析)

— 調査報告書 —

目次

1	調査概要	3
1.1	背景と目的	4
1.2	調査の基本方針	5
2	英国の託送料金制度	6
2.1	レベニューキャップの設定と期中調整	7
2.2	託送料金制度の変遷と概要	23
2.3	託送料金制度の各論	36
2.4	RIIO-2に向けた変更点	89
2.5	レベニューキャップの評価・効果	94
3	ドイツの託送料金制度	102
3.1	レベニューキャップの設定と期中調整	103
3.2	託送料金制度の各論	111
3.3	レベニューキャップの評価・効果	136
4	米国の託送料金制度	140
5	託送料金に関連する制度	147
5.1	再エネの系統接続に係る費用負担	148
5.2	基本料金と従量料金の比率	163
6	補足資料	166

免責事項

本調査は、公開情報及びヒアリングを基に、諸外国の託送料金制度について、中立的な立場でまとめたものです。したがって、本調査は、これらの妥当性について、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 調査概要

1.1 背景と目的

背景

- 送配電事業が直面する課題は、再生可能エネルギー大量導入への対応を始め、系統電力需要の減少、送配電網の高経年化、大規模災害対応を含むレジリエンスの強化等、多様化・複雑化している。
- 一方、分散型電源の普及やAIやIoT技術を始めとしたデジタル技術の進展により、送配電事業や設備形成の更なる高度化や新産業創出の可能性が広がりつつある。
- こうした環境変化や新たな可能性を踏まえ、資源エネルギー庁では、日本における送配電分野の今後の在り方とこのための制度・政策を検討しており、本検討のため、諸外国における送配電関連の制度や動向について調査・分析を行っているところである。



目的

- 本事業では、とりわけ託送料金制度について諸外国と日本における具体的措置等の違いを明らかにした上で、これまでの日本国内の制度について評価・分析を行うとともに、日本の将来的な託送料金制度の在り方について調査・分析を行うことを目的とする。

1.2 調査の基本方針

- 本調査では、電力ネットワークに関する国の議論を理解した上で、主として、託送料金制度改革に必要な調査を行う。

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 脱炭素化に向けたレジリエンス小委員会 中間整理概要

電力ネットワークの構造的変化		主な整理概要と今後の検討事項	
①再エネ主力電源化 ⇒既存系統の利用に加え、系統増強も必要 ⇒地域偏在性の高まり	+	①ネットワーク形成の在り方の改革	『プッシュ型系統形成への転換』：再エネポテンシャルも踏まえ計画的・能動的な系統形成、マスタープラン検討、費用対効果分析等に基づく合理的な増強 『北本連系線の更なる増強』：+30万kW増強に向けた詳細検討 『需要側コネクト&マネージ』：EV(電気自動車)など需要側リソース(蓄電池の充放電等)を有効活用し、系統形成・運用を効率化
②レジリエンス強化 ⇒送電広域化+地産地消モデル ⇒災害からの早期復旧		②費用の抑制と公平な負担	『負担の平準化』：地域間連系線の増強費用を原則全国負担(再エネ由来分はFIT賦課金方式を検討) 『国民負担の抑制』：卸電力取引の市場間値差収入の系統形成への活用
③設備の老朽化 ⇒更新投資の必要性		③託送料金制度改革	『コスト抑制』：インセンティブ規制の導入検討(レバニューキャップ等)、効率化効果の「消費者還元」と「将来投資の原資」でのシェア 『投資環境整備』：再エネ対応等、ネットワークの高度化に向けて事業者にとって不可欠な投資・費用の別枠化
④デジタル化の進展 ⇒配電：AI・IoT等を活用した分散リソースの制御 ⇒電気の流れが双方向化		④次世代型への転換	『送電の広域化』：需給調整市場の創設をはじめとした送電運用の広域化の促進、仕様の統一化・共通化の推進等 『配電の分散化』：配電側新ビジネスに対応したライセンスの検討、電気計量制度の見直し(規制を一部合理化)や電力データの活用による多様なビジネスモデルの創出
⑤人口減少等により需要見通しが不透明化 ⇒投資の予見可能性低下		⑤レジリエンス・災害対応強化	『対策費用確保』：災害復旧費用などの公平な確保の仕組みの検討 『役割分担』：災害時の事業者や需要家の役割分担を整理
電力システム改革(発送電分離)			

▶ 本調査における
主な調査対象



2 英国の託送料金制度

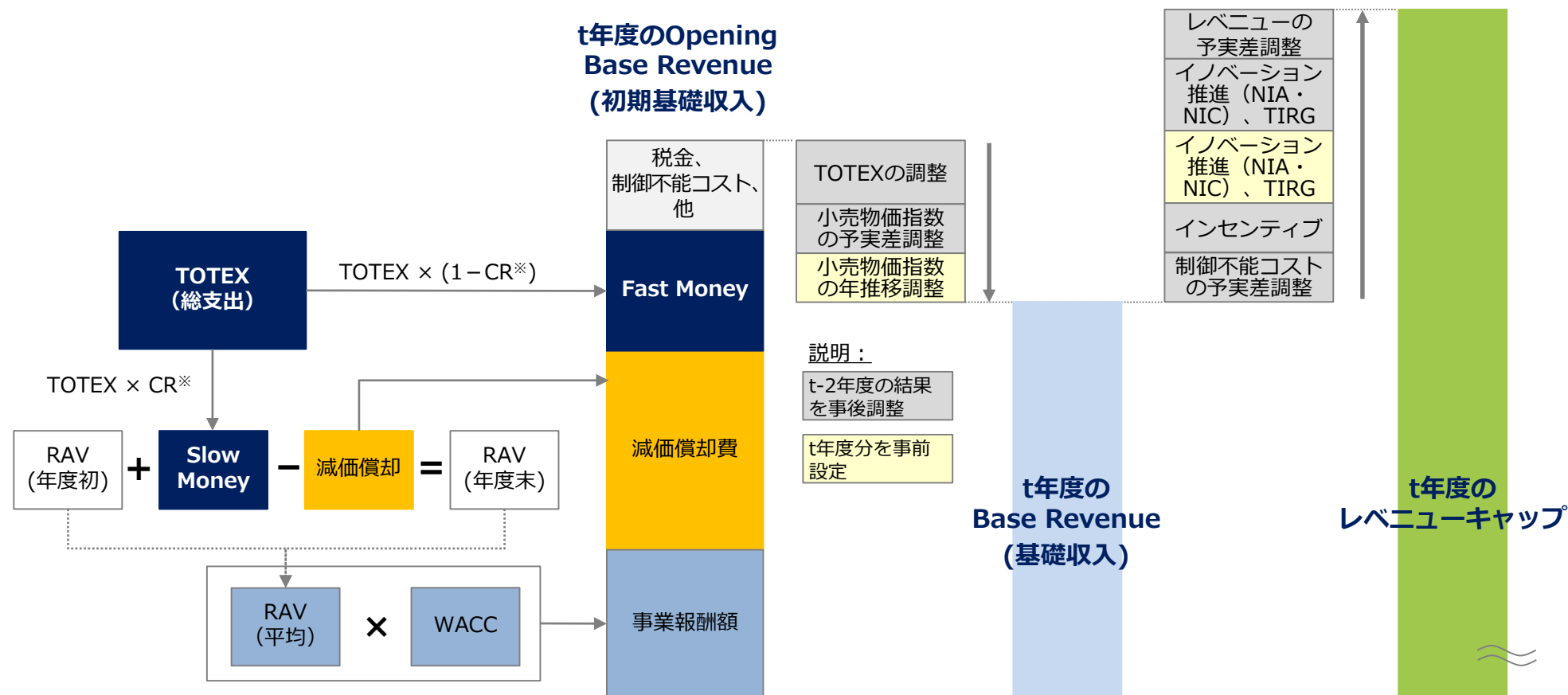


2.1 レベニューキャップの設定と期中調整

レベニューキャップの基本構造



- TOTEXをFast MoneyとSlow Moneyに分解して設定したOpening Base Revenueをベースに、Base Revenue、レベニューキャップの順に設定する。



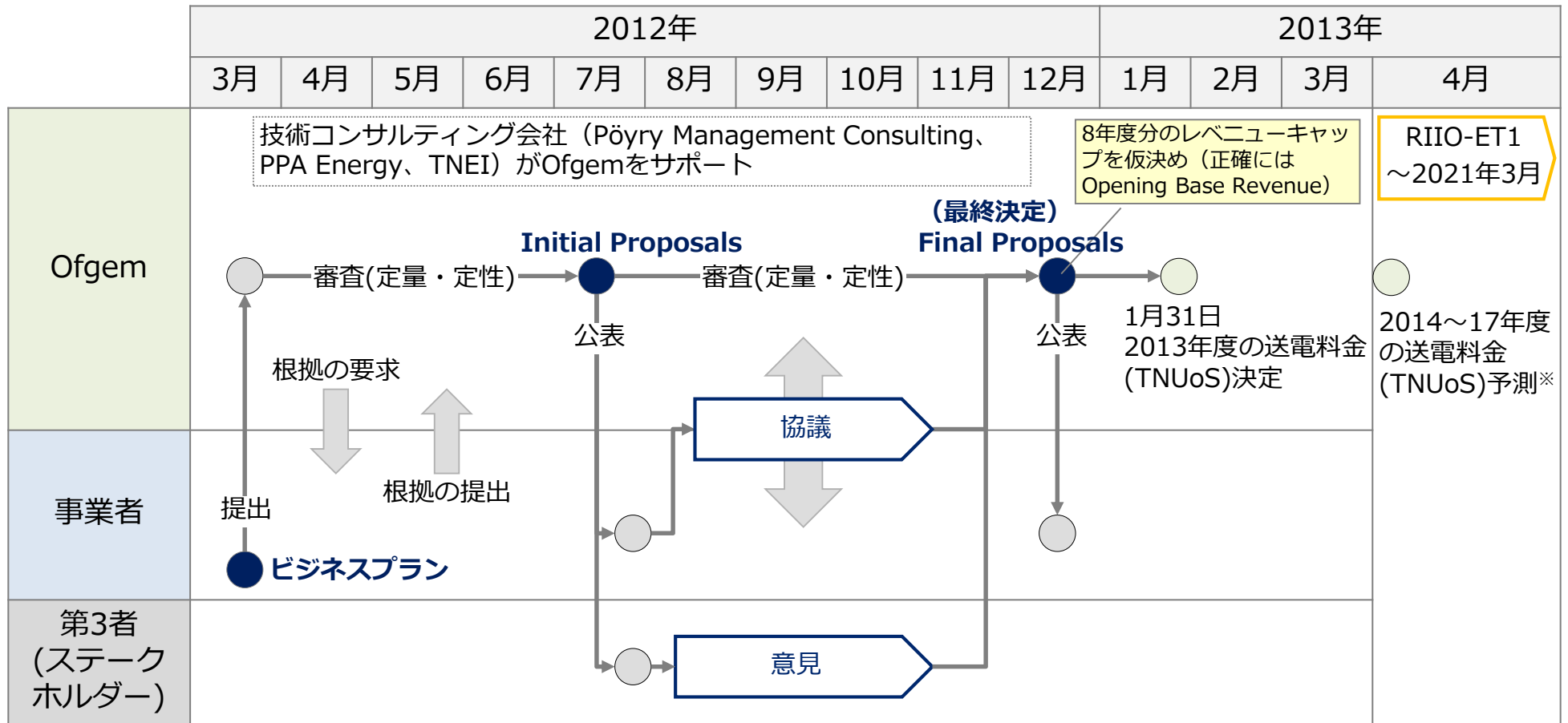
※ Capitalisation Rate (TOTEXに占めるSlow Money比率で、原則、規制期間中一定)

期初設定 - スケジュール -



- RIIO-ET1が始まる前年度(2012年度)の12月に、OfgemがFinal Proposalsを公表し、RIIO-ET1の8年度分のレベニューキャップが仮決めされる。

- RIIO-ET1 (送電、2013年4月~2021年3月) に向けた期初設定のスケジュール



※計算はNGESOが行うが、計算方法に変更がある場合はOfgemの認可が必要

期中調整 – 託送料金改定スケジュール –



- 翌年度の新料金適用開始に向けて、その約1年前から、入力データを更新しながら（予測含む）、新料金を年に4回計算する。

例) 2020年度の新料金を 2019年度に計算※		2019年			2020年		
		3月末	7月末	11月末	1月31日	4月1日～	
入力データ		5年分の新料金計算(予測)	翌年度（2020年4月～2021年3月）の新料金計算				
			①4半期予測	②4半期予測	③新料金(案)	④新料金決定	
地点別	DNO/DCC需要データ	前年度から変更なし			確定	－	2020年度の新料金適用 (送電料金：TNUoS)
	電源の契約送電容量 [GW]	更新	更新	更新	確定	－	
	ネットワークモデル	前年度から変更なし			確定	－	
地点別以外	レベニューキャップ	更新	更新	更新	更新	確定	
	料金計算のベースとなる需要 [GW]	更新	更新	更新	例外		
	料金計算のベースとなる発電容量 [GW]	更新	更新	更新	更新	確定	
	電源の年間設備利用率 [%]	前年度から変更なし			確定	－	
	レベニュー(発電側)	更新	更新	確定	－	－	

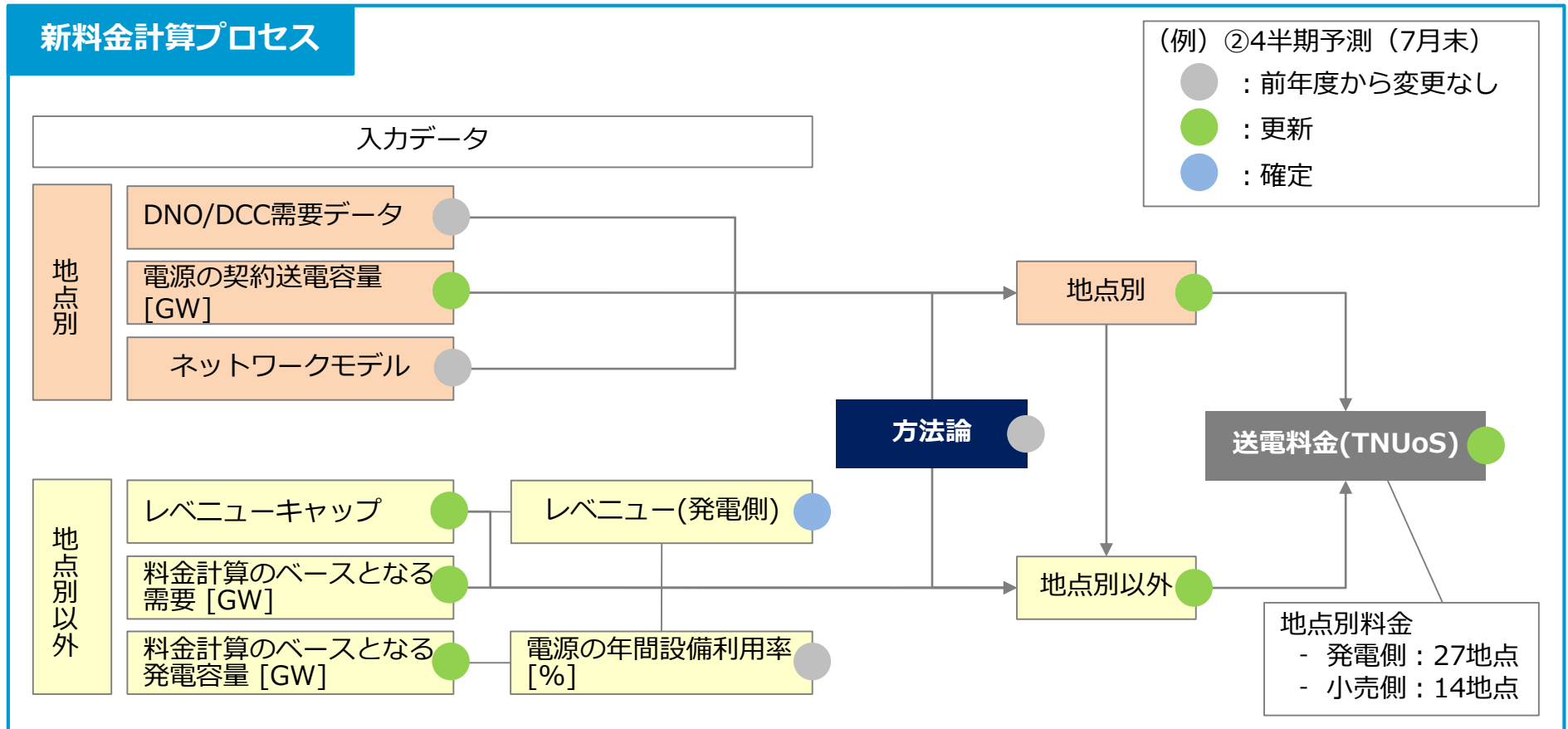
※計算はNGESOが行うが、計算方法に変更がある場合はOfgemの認可が必要

新料金計算プロセスは次ページ参照

期中調整 – 新料金計算プロセス –



- DNO/DCC需要データ、電源の契約送電容量、レベニューキャップ等、料金算定に必要なデータを入力すると、方法論に基づいて、送電料金 (TNUoS) が自動計算される仕組みとなっている。



期中調整 - 全体像 -



- Opening Base Revenue (PU_t)を起点としてBase Revenue (BR_t)を決定 (図中①) した後、 t 年度のレベニューキャップ(TO_t)を決定する (図中②)。

t年度のBase Revenue (BR_t) の計算項					t年度のレベニューキャップ (TO_t) の計算項 (一部の事業者にはしか適用されない DIS_t と TS_t は省略)						
PU_t	MOD_t	TRU_t	$RPIF_t$	BR_t	PT_t	OIP_t	NIA_t	$NICF_t$	$TIRG_t$	K_t	TO_t
Opening Base Revenue (初期基礎収入)	TOTEXの調整	RPIの予実差調整	RPIの年推移調整	Base Revenue (基礎収入)	パススルー (制御不能コスト)の予実差調整	アウトプットに対するインセンティブ	NIA (小規模イノベーション推進費)	NIC (大規模イノベーション推進費)	TIRG (再エネ接続特定プロジェクト)	Correction Term	レベニューキャップ
PU_t	↓ AIP※ : MOD_t を決定するプロセス	↓	↑	BR_t	↑	↑	t年度分を事前設定	t-2年度の結果を事後調整	↓	↓	TO_t
8年度分 (RIIO-1の場合) を事前設定	TIM適用後、Fast/Slow Moneyに分解し、事前設定値との差分を調整	RPIの予実差を調整	RPIの2009/10年値に対する t 年度値の増減比の調整	レベニューキャップのベースとなる基礎収入	Business rates、Licence fees等の制御不能コストの予実差を調整	6つのアウトプット指標の達成度に応じて付与されるインセンティブ	まず、申請・認可額を事前に積上げる。事後検証により、未使用分は減額 (特別な理由がない限り、超過分は補填されない)	迅速な投資のために、別枠で積上げ	レベニューキャップと実レベニューの差分調整、利率調整	t年度のレベニューキャップ	
2012年度に実施 (規制期間前)	t-1年度に実施										
	t-2年度の結果を事後調整	t年度分を事前設定	—	t-2年度の結果を事後調整	t年度分を事前設定し、かつ、t-2年度の結果を事後調整	t-2年度の結果を事後調整	—	t-2年度の結果を事後調整	—	—	

※ Annual Iteration Process

■ : (注) 上げ・下げ両方向の調整があり得る



- Opening Base Revenue (PU_t)を起点にMOD_tで期中調整を行い、Base Revenue (BR_t)を決定した後、その他調整を行いレベニューキャップ (TO_t) を決定する。

レベニューキャップの計算式

$$\begin{aligned}
 \text{① } TO_t &= \text{BR}_t + PT_t + OIP_t + NIA_t + NICF_t + TIRG_t + \overbrace{DIS_t + TS_t}^{\text{特定エリア料金や対象外収入等の調整 (SPT, SHETのみ)}} - K_t \\
 &\quad \text{レベニューキャップ} \quad \text{Base Revenue} \quad \text{パススルー} \quad \text{アウトプットに対するインセンティブ} \quad \text{NIA} \quad \text{NIC} \quad \text{TIRG} \quad \text{Correction Term (収入と利率の調整)} \\
 \\
 \text{② } BR_t &= (\text{PU}_t + \text{MOD}_t + \text{TRU}_t) \times \text{RPIF}_t \\
 &\quad \text{Opening Base Revenue} \quad \text{期中調整項} \quad \text{t-2年度におけるRPIの予実差の調整} \quad \text{RPIの2009/10年値に対するt年度値の増減比の調整}
 \end{aligned}$$

PU

- 期初に設定されるOpening Base Revenue
– NGETのOpening Base Revenue (2009/10年時の価格ベース) –

③

PU (M £)	'13年度	'14年度	'15年度	'16年度	'17年度	'18年度	'19年度	'20年度
NGET	1,342	1,444	1,476	1,571	1,555	1,588	1,585	1,572

MOD

- ④ ■ 期初に設定されたOpening Base Revenueを、期中調整するパラメータ
- ⑤ ■ MODを計算するために、Price Controls Financial Model (PCFM)の変数値を毎年更新する
→ **このプロセスはAnnual Iteration Process (AIP)と呼ばれる**
- TOはMOD、SOはSOMODと呼ばれる

期中調整 – 全体像（計算式） –



（出所）の補足説明

説明対象	レベニューキャップの計算式、PU
出所	National Grid Electricity Transmission Plc, Electricity transmission licence Special Conditions, 2017 https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Plc%20-%20Special%20Conditions%20-%20Current%20Version.pdf
原文	<p>① (p.90, Part B: Calculation of Maximum Revenue (TOt))</p> <p>② (p.92, Part C: Calculation of Base Transmission Revenue (BRt))</p> <p>③ (p.98, Appendix 1 Values for the PUt term (2009/10 prices) by licensee)</p>

説明対象	MOD
出所	ofgemホームページ, Price Controls Financial Model (PCFM) https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/current-network-price-controls-riio-1/price-controls-financial-model-pcfm
原文	<p>(Annual Iteration Process)</p> <p>⑤ <u>The AIP is the formal process of the annually updating the variable values in the PCFM and for the calculation of the incremental change (MOD), positive or negative, on base revenues. Making these changes on an annual basis reduces the need to log-up financial adjustments during the price control period and simplifies the implementation of uncertainty mechanisms.</u></p> <p>④ <u>The incremental effect as a result of these calculations is given the term MODt and is either added to or subtracted from the opening base revenue.</u></p>

各論① AIP – MODの決定方法 –

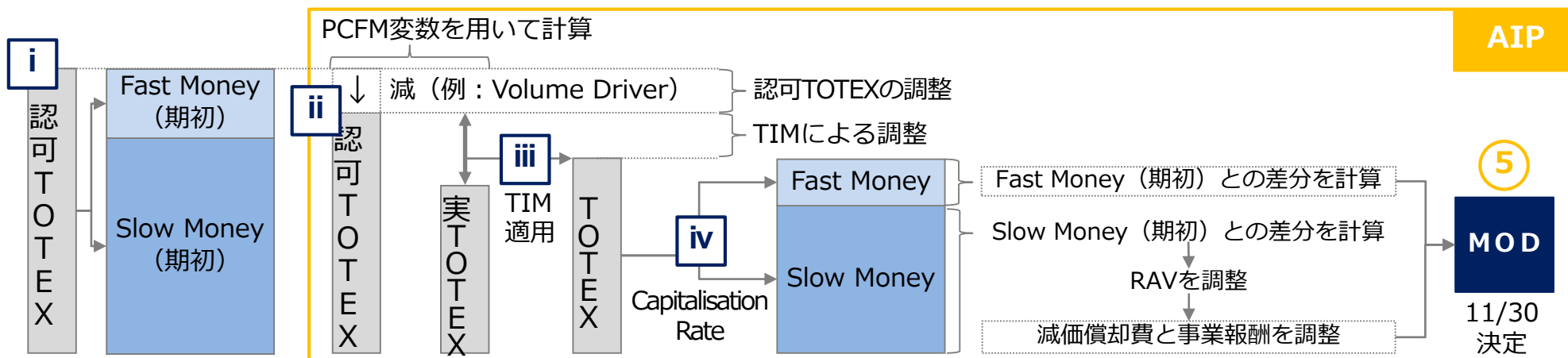


- Annual Iteration Process (AIP)により、期中調整項(MOD)を決定する。

MODの決定プロセス

- ① **i** [期初] Opening Base Revenue設定時、「認可TOTEX = 実TOTEX」と仮定
- ② **ii** [t-1年度] 認可TOTEXを調整（例：電源接続数に係るVolume Driver、19ページNo.19参照）
- ③ **iii** [t-1年度] 実際は、「認可TOTEX = 実TOTEX」とはならないため、事後検証により認可TOTEXと実TOTEXの差分を計算後、TIMを適用してTOTEXを確定
- ④ **iv** [t-1年度] Capitalisation Rateを使って、TOTEXをFast MoneyとSlow Moneyに分解

例：電源接続数が計画よりも減少し（Volume Driver適用）、かつ、実TOTEX < 認可TOTEXの場合



2012年度に実施
(規制期間前)

t-1年度に実施 (t-2年度の結果を検証して事後調整)

各論① AIP – MODの決定方法 –



(出所) の補足説明

説明対象	MODの決定プロセス
出所	ofgem, ET1 Price Control Financial Handbook version2, 2017 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/08/et1_handbook_-_v2.0.pdf
原文	<p>(p.61, 6.1)</p> <p>① <u>For RIIIO-T1 Final Proposals Opening Base Revenue Allowances will have been modelled on the basis that actual Totex expenditure levels are expected to equal allowed Totex expenditure levels (allowances).</u></p> <p>③ <u>If actual (outturn) expenditure differs from allowances, for any Relevant Year during the Price Control Period, the Totex Incentive Mechanism (TIM) provides for an appropriate sharing of the incremental amount (whether an overspend or underspend) between consumers and licensees.</u></p> <p>(p.61, 6.2)</p> <p>② <u>The ET1 Price Control Financial Model (PCFM) contains values for both actual Totex expenditure and allowed Totex expenditure levels which, as mentioned above, are initially equal to each other. Both the actual and allowed expenditure values contained in the PCFM can be varied for the purposes of applying the TIM through the Annual Iteration Process.</u></p> <p>(p.63, 6.9)</p> <p>④ <u>Totex, once ascertained under the TIM, is apportioned using the Totex Capitalisation Rate applicable to the licensee, as:</u></p> <ul style="list-style-type: none">- fast money – flowing directly to the recalculated base revenue figure for the Relevant Year to which the allowed expenditure relates; and- slow money - additions to the licensee’s RAV in the Relevant Year to which the allowed expenditure relates; the return on RAV and depreciation flowing to the recalculated base revenue figure for the Relevant Year. <p>(p.63, 6.11)</p> <p>⑤ <u>Under the Annual Iteration Process, the effects of this modelling treatment, (including any ancillary effects in respect of eg tax allowances) are reflected in the value of the term MODt.</u></p>



- t年度のBase Revenueを設定するために、t-1年度の11月30日までに、PCFM変数とMODの最終決定を行う。

–AIP (Annual Iteration Process) のスケジュール–

PCFM※1 : Price Control Financial Model (料金規制財政モデル)
 PCFM変数※2 : PCFMのアウトプットとして決定された数値 (19ページ参照)。期初に設定された認可TOTEXを検証により事後調整するとともに、実TOTEXを確定するために必要な要素である

期限	期限までに実施する内容
t-1年度の7/31	① 事業者が、price controlに必要な情報 (t-2年度の活動実績を含む) を提出
t-1年度の9/30	② PCFM※1の機能変更
t-1年度の10/31	③ 事業者が、PCFMに使用される情報を最終提出
t-1年度の11/15	④ 規制機関が、PCFM変数※2 (案) を事業者へ通知
t-1年度の11/30	⑤ 規制機関が、t年度のBase Revenueを設定するために必要な、PCFM変数とMODを最終決定 = AIPの完了



(出所) の補足説明

説明対象	AIP (Annual Iteration Process) のスケジュール
出所	<p>ofgem, ET1 Price Control Financial Handbook version2, 2017</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/08/et1_handbook_-_v2.0.pdf</p>
原文	<p>(p.11, 1.13)</p> <p>In order to facilitate the determination of revised PCFM Variable Values by 30 November, Ofgem will normally expect to apply the following annual cut-off dates:</p> <p>② (a) <u>30 September in respect of functional changes to the ET1 Price Control Financial Model; and</u></p> <p>③ (b) <u>31 October in respect of information submitted by the licensee and used under the Price Control Financial Methodologies.</u></p> <p>(p.12, 1.20)</p> <p>⑤ <u>The Authority will issue a direction to the licensee giving the value of MODt by 30 November in each Relevant Year t-1 or as soon as reasonably practicable thereafter.</u></p> <p>(p.12, 1.21)</p> <p>⑤ <u>The deadline of 30 November in Relevant Year t-1 for the direction of PCFM Variable Value revisions and for the value of MODt reflects:</u></p> <p>① <u>- the deadline of 31 July in Relevant Year t-1 by which the licensee must submit its price control information returns (covering activity in Relevant Year t-2) to Ofgem; and</u></p> <p><u>- the need for the licensee to have confirmation of its base revenue in time to calculate and issue its use of system charges</u></p> <p>(p.68, 6.28)</p> <p>④ <u>The Authority is required to direct any PCFM Variable Value revisions by 30 November in Relevant Year t-1, so the notice of proposed values will be given no later than 15 November in the same year. In practice, the Authority will give notice of the proposed values as soon as practicably possible in Relevant Year t-1.</u></p>

各論① AIP – PCFM変数 (Transmission) –



No	分類	Special Condition	概要	変数の反映先	
1	Specified Financial Adjustments	6D/7	Pension Scheme Established Deficit	revenue allowance	
2		6D/7C	Pension Scheme Administration costs and Pension Protection Fund (PPF) levy	revenue allowance	
3		6D/7C	Tax liability – tax trigger events	年金、税金、負債コストの調整	revenue allowance
4		6D/7C	Tax liability – gearing/interest costs		revenue allowance
5		6D/7C	Allowed percentage cost of debt		percentage
6	Totex Incentive Mechanism (TIM)	6C	Actual load related capex expenditure	実TOTEXの計算 →TIMのみに使用	actual expenditure
7		6C	Actual asset replacement capex expenditure		actual expenditure
8		6C	Actual other capex expenditure		actual expenditure
9		6C/7B	Actual controllable opex		actual expenditure
10		6C/7B	Actual non-operational capex		actual expenditure
11	Allowed Totex Expenditure adjustments	6H/7D	Uncertain costs - enhanced physical site security	Uncertainty Mechanism等による 認可TOTEXの調整	allowed expenditure
12		6H	Uncertain costs – BT 21st Century (SHETPLC only)		allowed expenditure
13		6H	Uncertain costs – compensation costs for land owners for wayleaves (SHETPLC only)		allowed expenditure
14		6H	Uncertain costs – Exceptional Subsea Cable Fault Costs		allowed expenditure
15		6H	Uncertain costs – workforce renewal (SPTL only)		allowed expenditure
16		6H	Uncertain costs – non-load related work costs		allowed expenditure
17		6I	Baseline and strategic wider works expenditure		allowed expenditure
18		6J	Incremental wider works (NGET only)		allowed expenditure
19		6F	Generation connections volume driver		allowed expenditure
20		6G	Enhancements to pre-existing infrastructure		allowed expenditure
21		6E	Innovation roll out mechanism		allowed expenditure
22		6K	Undergrounding volume driver (NGET only)		allowed expenditure
23		6L	Demand related infrastructure volume driver (NGET only)		allowed expenditure
24		7D	Electricity Market Reform Enduring Solution		allowed expenditure
25	Legacy price control adjustments	6A/7A	Legacy price control adjustments to allowed revenue	RIIO-1が始まる前、 2012年度のコストの反映	true-up revenue allowance
26		6A/7A	Legacy price control adjustments to RAV		true-up RAV additions

各論② アウトプット指標とインセンティブ(TO)



- 英国のRIIOでは、6つのアウトプット指標を導入し、一部には、アウトプットの達成度に応じて経済的インセンティブを適用している。

アウトプット	インセンティブ		経済的インセンティブ
	名称	内容	
① 安全性	Health and Safety Executive (HSE)	<ul style="list-style-type: none"> 安全性の義務に関する法律の順守状況の確認 	
	Network Output Measures (NOMs)	<ul style="list-style-type: none"> 設備の状態、リスク、性能、機能、更新に関する評価 更新のアウトプットに対して、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用 	○
② 信頼性	Energy not Supplied (ENS)	<ul style="list-style-type: none"> 顧客に供給できなかった電力量について、各TOに設定された目標値を基準に、16,000£/MWhのボーナス・ペナルティを適用(上限:レベニューキャップの3%) 【目標値】NGET:316MWh、SPT:225MWh、SHET:120MWh 	○
③ 可用性	Network Access Policy (NAP)	<ul style="list-style-type: none"> 顧客のコストを低減する目的で、計画停電に関するSOとTOs間の協調を促進 	
④ 顧客満足度	Satisfaction Survey	<ul style="list-style-type: none"> 顧客満足度(NGETのみ)、ステークホルダー満足度(TO・3社)のアンケート調査結果(10点満点)とKPIの達成度(100点満点)を評価 ベースレベニューとTIRGの合計の±1%の範囲でボーナス・ペナルティを適用 【目標値】(アンケート調査) NGET:6.9、SPT、SHET:5 (KPI) SPT、SHET:50 	○
	Stakeholder Engagement	<ul style="list-style-type: none"> 専門家委員会により、ステークホルダーへの従事度が評価(10点満点)され、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でボーナスを付与 	○
⑤ 接続性・拡張性	General Connection Activity	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者や需要家の接続要求への、迅速かつ適切な対応に関する指標 スケジュール通りに接続できなかった顧客数に応じて、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でペナルティ有り(NGETは対象外) 	○
	Baseline Wider Works (BWW)	<ul style="list-style-type: none"> 送電線の拡張や増強に関する投資がレベニューとして許可される 境界における送電容量の増分が計測される 	○
	Strategic Wider Works (SWW)	<ul style="list-style-type: none"> 将来的に必要とされる投資がレベニューとして認められる 現時点で、SHETの3事業のみが認可されている 	○

(出所) 経済産業省、平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

各論② アウトプット指標とインセンティブ(TO)



(前ページからの続き)

	アウトプット		インセンティブ	
	名称	内容	経済的インセンティブ	
⑥ 環境性	SF6 Emissions	<ul style="list-style-type: none"> 絶縁体として使用され、温室効果が非常に高いSF6の排出量を制限するもので、各TOの目標値を基準に、ボーナス・ペナルティを適用 【目標値】NGET: 12,097.5tCO₂e、SPT: 618.9tCO₂e、SHET: 223.6tCO₂e 	○	
	Business Carbon Footprint (BCF)	<ul style="list-style-type: none"> CO₂に換算した温室効果ガスの排出量を公表する制度で、その88%が送電ロスに起因 		
	Losses	<ul style="list-style-type: none"> 送電ロスを公表する制度で、2015-16年期では、発電所と需要地が離れているSHETが3.26%(NGET: 1.17%、SPT: 1.13%)と高い 		
	Environmental Discretionary Reward	<ul style="list-style-type: none"> 低炭素化へ向けた取組(TOが根拠書類を提出)を3段階で評価し、最高評価を獲得したTOに対して、4M£の範囲内でボーナスを付与 	○	
	Visual Amenity	<ul style="list-style-type: none"> 送電設備の景観に関する指標で、地中化等の対策費として、600M£が用意されているが、現時点で応募無し 	○	

(出所) 経済産業省、平成29年度産業経済研究委託事業 (電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

各論③ Correction Term



- t-2年度のレベニューキャップと実レベニューの差分は、Correction Term (K_t) により、t年度のレベニューキャップで補填される（2年度遅れ）。

レベニューキャップの計算式

$$TO_t = BR_t + PT_t + OIP_t + NIA_t + NICF_t + TIRG_t + \overbrace{DIS_t + TS_t}^{\text{特定エリア料金や対象外収入等の調整 (SPT, SHETのみ)}} - \boxed{K_t}^{\text{Correction Term (収入と利率の調整)}}$$

レベニューキャップ Base Revenue パススルー アウトプットに対するインセンティブ NIA NIC TIRG

K_t

$$K_t = (\overbrace{TNR_{t-2}}^{\text{t-2年度の
実レベニュー}} - \overbrace{TO_{t-2}}^{\text{t-2年度の
レベニュー
キャップ}}) \times \left(1 + \frac{\overbrace{I_{t-2} + PR_t}^{\text{t年度の
利率調整}}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{\overbrace{I_{t-1} + 2}^{\text{t-1年度の
イングランドの
公的銀行の平均値}}}{100}\right)$$

➤ ただし、2013年度（RIIO-ET1の初年度）は下記となる

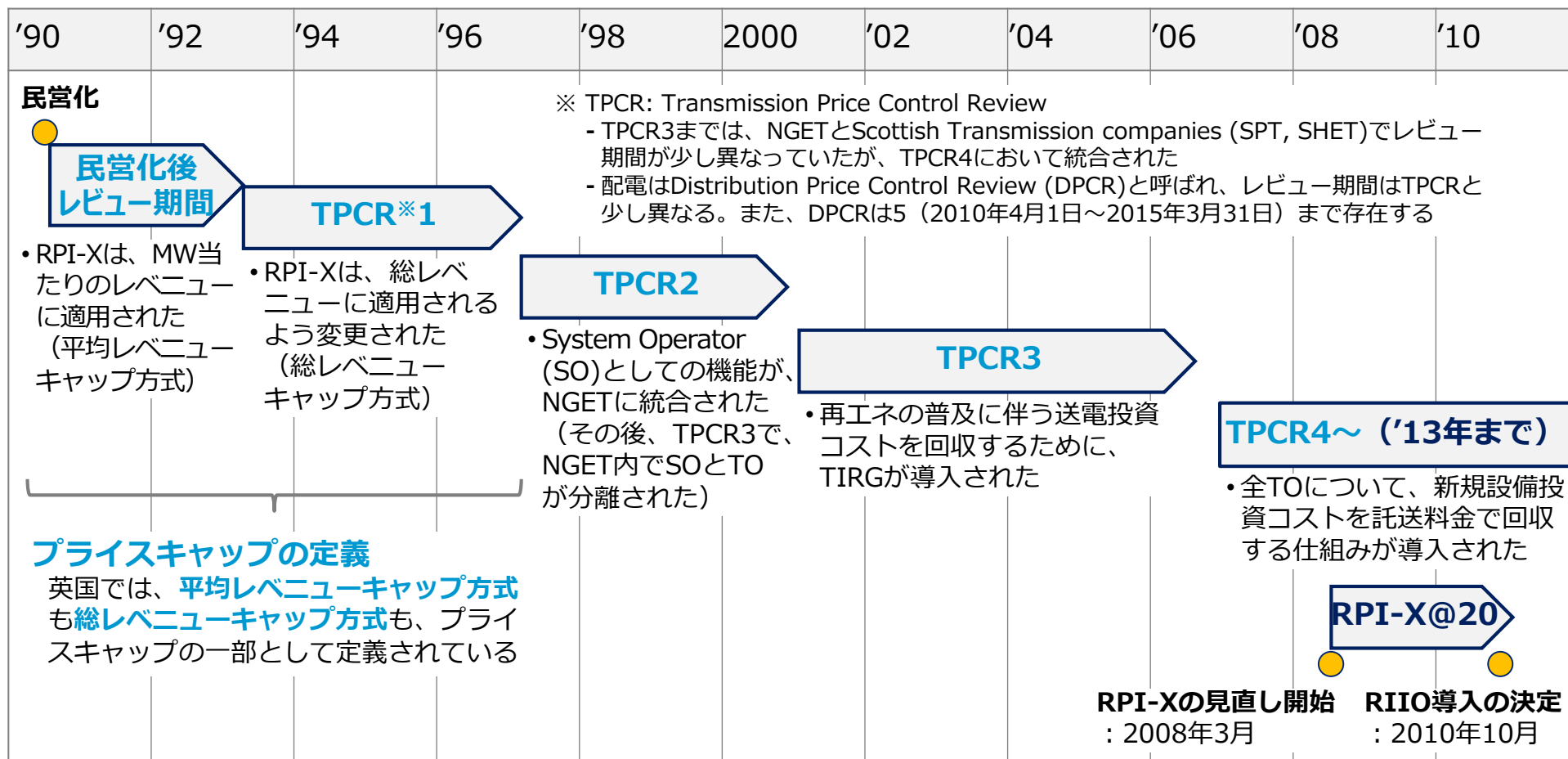
$$K_t = (\overbrace{TNR_{t-1}}^{\text{t-1年度の
実レベニュー}} - \overbrace{TO_{t-1}}^{\text{t-1年度の
レベニュー
キャップ}}) \times \left(1 + \frac{I_{t-1} + PRO_t}{100}\right)$$



2.2 託送料金制度の変遷と概要

- RPI-Xは、複数段階のPrice Control Review (PCR)により改良が行われた。その後、TPCR4期間中に始まったRPI-X@20によりRIIOの導入が決まった。

－ 託送料金制度の見直しスケジュール (NGET) －



託送料金制度の変遷



(出所) の補足説明

説明対象	託送料金制度の見直しスケジュール、民営化後レビュー期間、TPCR1 - 4
出所	ofgem, Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf
原文	<p>(p.49, 5.5) <u>The National Grid Company's (NGC's) TO price control was originally implemented in 1991 and set for a three-year period until 1993. The next two price reviews set a control for four years: from 1993 to 1997 (TPCR1); and 1997 to 2001 (TPCR2). The control that was set in 2001 (TPCR3) was the first five-year regulatory period that had been used for NGC's price control and was set to expire in 2006.</u> →託送料金制度の見直しスケジュール</p> <p>(p.50, 5.10, Form of the control) <u>Under the original price controls, the RPI-X regime was applied to customer charges per MW, in the form of an average revenue cap. However, this was amended to a total revenue cap as part of TPCR1 under which the price control was based on aggregate revenues.</u> →民営化後レビュー期間、TPCR1</p> <p>(p.50, 5.10, Scope of the control) <u>As part of TPCR2, the transmission uplift costs incurred by NGC, in undertaking its role as system balancer, were moved from the arrangements under the Electricity Pool of England & Wales (the Pool) into NGC's price controlled costs. However, as part of the 2001 review, and following the implementation of the New Electricity Trading Arrangements (NETA), SO internal costs were separated from the main transmission control and placed within a SO incentive scheme which was aligned to the SO external incentives and had effect for the five year period from 2001-2006.</u> →TPCR2</p> <p>(p.50, 5.9) <u>This was particularly highlighted during TPCR3 when the Transmission Investment in Renewable Generation (TIRG) reopener was initiated due to an unexpected increase in the volume of investment required to accommodate new renewable generation.</u> →TPCR3</p> <p>(p.50, 5.9) <u>Learning from this experience, additional provisions were incorporated within TPCR4 to ensure that the revenues of all of the electricity TOs could vary in line with required new investment. This is discussed in further detail later in the chapter.</u> →TPCR4</p>

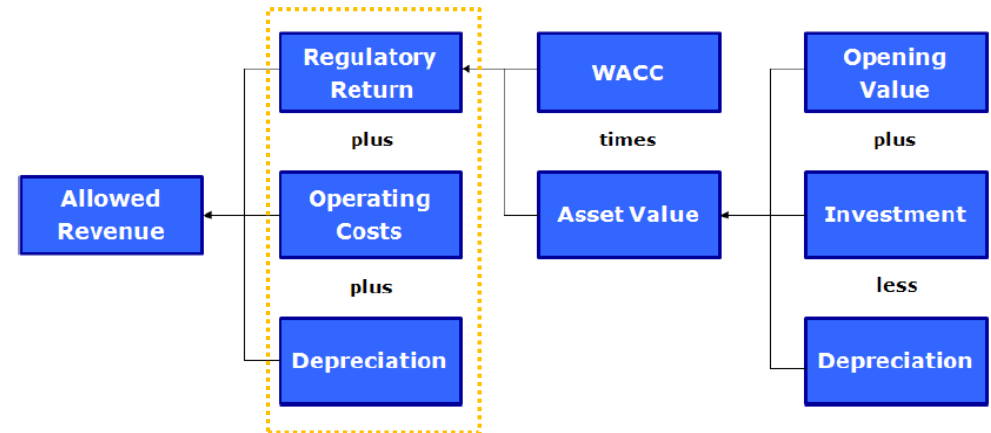
(出所) の補足説明

説明対象	<p>プライスカップの定義、平均レベニューキャップ方式、総レベニューキャップ方式</p>
出所	<p>REGULATORY POLICY INSTITUTE, CHARACTERISTICS OF ALTERNATIVE PRICE CONTROL FRAMEWORKS: AN OVERVIEW, 2009</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/02/rpi_characteristics-of-alternative-price-control-frameworks_270209_0.pdf</p>
原文	<p>(p.6, Types of price-cap regulation)</p> <p><u>It is widely recognised that the particular basis on which the price-cap is determined — total revenue, average revenue or weighted average revenue—can have important effects on the incentives of a supplier to: reduce costs; set efficient tariff structures; expand demand and improve the quality of supply. There are four main types of price cap regulation that have been applied in practice.</u></p> <p>→プライスカップの定義</p> <p><u>The first type is where a supplier’s total revenue is capped ex ante such that the revenue that may be earned is constant, and is independent of fluctuations in the quantity supplied. The allowed revenue is therefore always equal to expected revenue at the time the price control is set.</u> Consequently, under this approach, the risks associated with demand volatility fall largely on consumers, and suppliers with significant fixed costs are effectively protected from demand volatility risk: prices tend to rise when demand is falling and decrease when demand is rising, an outcome similar to that of pure rate of return regulation. Given the nature of this form of price-cap arrangement a supplier may have perverse incentives to reduce the volume of sales and degrade the quality of services (insofar as costs are linked to demand). →総レベニューキャップ方式</p> <p><u>An alternative approach is to cap the average revenue of a supplier by setting an allowable revenue per unit of “output” ex ante.</u> Although the average revenue per unit is capped under this approach, the amount of revenue that is actually earned on each individual unit of output is not, and, as a consequence, the (positive and negative) risks associated with demand volatility fall on the supplier: if demand is lower than expected when the average unit price is set some fraction of fixed costs will not be recovered by the firms, conversely, where demand is higher than expected, the supplier will over-recover relative to its fixed costs. So, for example, in the event that actual demand is greater than that expected at the time the price control is set, a supplier will earn higher profits than anticipated. Under this approach a supplier therefore has clear incentives to expand demand beyond that forecast by the regulator at the time the price cap is set. →平均レベニューキャップ方式</p>

- RPI-Xの過去20年間を振り返ると、送配電事業者の効率化は進んだが、技術イノベーションやサービス品質の向上にはつながっていない。

概要

- 1 ■ RPI-Xは、送配電事業者を規制する、インセンティブベースの制度である。認可レベニューが事前に決まるが（通常5年分）、期中では、送配電量、顧客接続数、物価高騰等に係る調整が行われる。
- 2 ■ RPI-Xにおける認可レベニューは、下記3つで構成される（右図参照）。
 - Regulatory Return
 - Operating Costs
 - Depreciation



課題

- 3 ■ 過去20年を振り返ると、RPI-Xは、送配電事業者の効率化には大きく貢献したが、技術イノベーションやサービス品質の向上にはつながっていない。
- 4 ■ 送配電事業が民営化されて以降、認可レベニューは、配電事業者で60%、送電事業者で30%低下した。

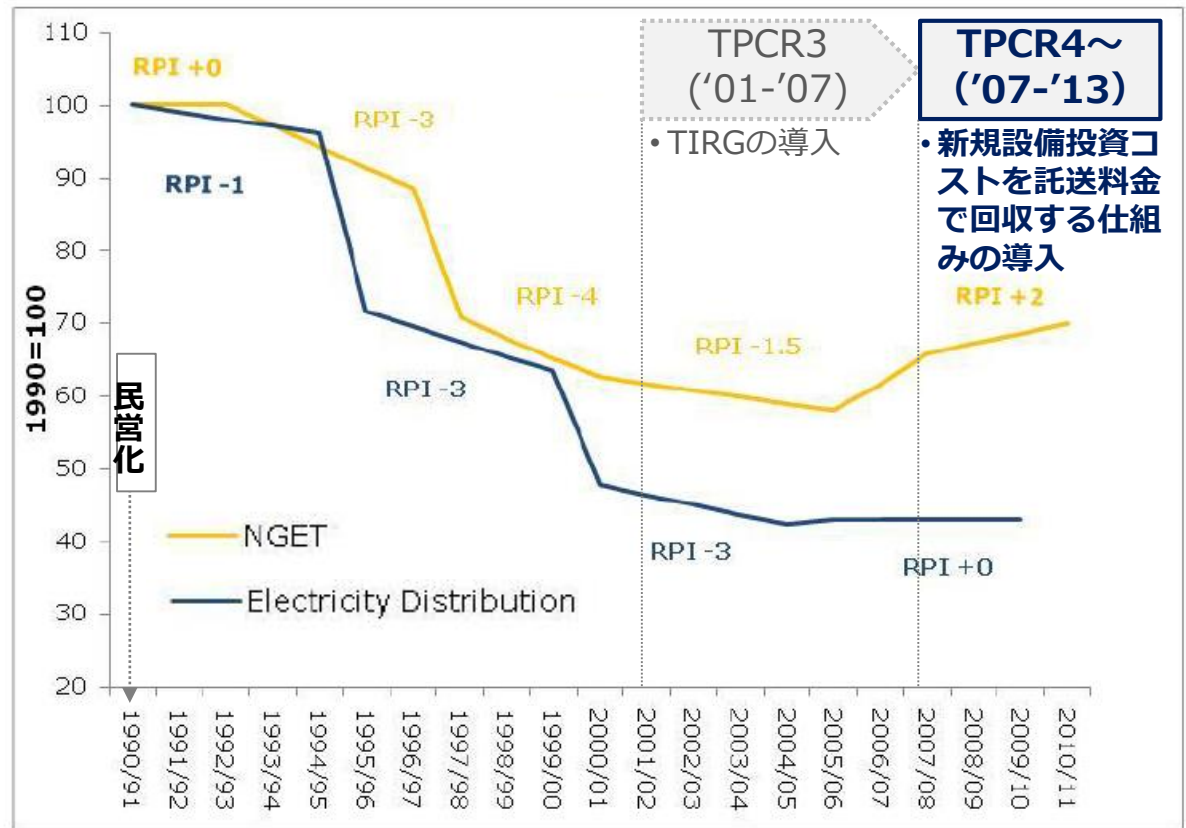
(出所) の補足説明

説明対象	概要
出所	<p>ofgem, Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf</p>
原文	<p>(p.21, 3.1)</p> <p>① <u>GB energy networks are regulated under an RPI-X framework. This is an incentive-based regulatory framework. Revenue allowances are fixed in advance for a fixed period (typically five years), with some adjustment during the period for specified variables (e.g. changes in the volume of energy transported, customer numbers or certain costs over which the networks have no control), and for inflation.</u></p> <p>(p.24, Figure 2.1)</p> <p>② Stylised building blocks of RPI-X regulation</p>
説明対象	課題
出所1	<p>ofgem, Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 Performance of the Energy Networks under RPI-X</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51985/performance-energy-networks-under-rpi-x-finalfinal.pdf</p>
原文	<p>(p.1, 1ポツ)</p> <p>④ <u>Price controls have driven down the revenues that network companies are allowed earn from their network charges. Since the network companies were privatised allowed revenues have declined by approximately 60% in electricity distribution and 30% in electricity transmission (allowing for increases in the current period driven by increased capital investment).</u></p>
出所2	<p>EA technology, RPI-X@20 Principles, Process and Issues, 2009</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51970/ea-techpdf</p>
原文	<p>(p.5)</p> <p>③ <u>The evidence of the last 20 years is that whilst RPI-X has resulted in significant and demonstrable improvements in efficiency of network businesses, RPI-X alone does not result in technical innovation and does not result in improvements in quality of service.</u></p>

- 送配電事業者の認可レベニューは、1990年の民営化以降大きく下がったが、TPCR4開始以降は、上昇傾向、または、横ばいで推移している。

- 1990年の民営化以降、認可レベニューは大きく下がった。
- 一方、TPCR4開始以降は、NGETの認可レベニューは上昇傾向にあり、また、DNOは横ばいで推移している。
⇒送配電事業者による新規設備投資の増加を表している。

- 認可レベニューの推移 -



Source: Ofgem and Offer, various price control decision documents.

(出所) の補足説明

説明対象	認可レベニューの推移
出所	ofgem, Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 Performance of the Energy Networks under RPI-X https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51985/performance-energy-networks-under-rpi-x-finalfinal.pdf
原文	(p.4, 2.5, Figure 2.1) <u>Figure 2.1 show changes in allowed revenue over time for the electricity distribution and transmission networks since privatisation. In all cases, allowed revenue has decreased significantly since privatisation. However, there has been a levelling off or increase in the most recent price control periods. This reflects increases in the required capital investment undertaken by the regulated energy network companies.</u>

託送料金 – TO・SO –



- 送電システムの託送料金は、TNUoS、BSUoS、Connection Chargesで構成される。

	TNUoS Transmission Network Use of System Charges	BSUoS Balancing Services Use of System Charges	Connection Charges
目的	複数の利用者が使用する送電システムの建設やメンテナンスに必要なコストの回収	日々の送電システムの運用に必要なコストの回収	単一の利用者が使用する系統接続設備の建設やメンテナンスに必要なコストの回収
料金の回収先	発電事業者・小売事業者	発電事業者・小売事業者	系統接続に直接関連する者
回収フロー	SOが回収し、TO等の関係事業者にpass throughする		
回収レベニュー (2017年資料)	2.6 B£ (TO)	1.2 B£ (SO)	0.2 B£ (TO)
	B£: billion pound		
課金方法	CUSC SECTION 14, Part 2, Section 1	CUSC SECTION 14, Part 2, Section 2	CUSC SECTION 14, Part 1

(出所) ofgemホームページ, Charging、 ofgem, RII0-2 Sector Specific Methodology Annex: Electricity System Operator National Grid, TNUoS Forecasting Seminar (回収レベニュー)

(出所) の補足説明

説明対象	目的、料金の回収先、課金方法
出所	ofgemホームページ, Charging https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging
原文	<p><u>Transmission Network Use of System (TNUoS) charges recover the cost of providing and maintaining shared (or potentially shared) electricity transmission assets, ie assets that cannot be solely attributed to a single user. TNUoS charges are recovered from all generation and demand users of Britain’s electricity transmission system.</u> →目的、料金の回収先</p> <p><u>Balancing Services Use of System (BSUoS) charges relate to the costs of the day-to-day operation of the transmission system. These costs primarily relate to the balancing of Britain’s electricity system and include the costs of constraining generation.</u> The BSUoS charge recovers the cost of day-to-day operation of the transmission system. <u>Generators and suppliers are liable for these charges, which are calculated daily as a flat tariff for all users.</u> (本段落のみ、NGESOのホームページより) →目的、料金の回収先</p> <p><u>Connection charges recover the cost of providing and maintaining connection assets. NGET defines connection assets as those assets solely required to connect an individual user, eg a generator, to Britain’s transmission system, which are not and would not normally be used by another connected party. The costs of these assets are recovered directly from the user.</u> →目的、料金の回収先</p> <p><u>The charging methodologies used to derive the charges for connection to and use of the transmission system are administered by NGET in its role as system operator. These methodologies are contained in section 14 of the Connection and Use of System Code (CUSC) industry code.</u> →課金方法</p>

説明対象	回収フロー
出所	ofgem, RIIO-2 Sector Specific Methodology Annex: Electricity System Operator https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/145134
原文	(p.17, 3.22) The ESO is responsible for collecting and passing through TNUoS and BSUoS costs to market participants.

Connection and Use of System Code (CUSC)



- CUSCの変更に係る申請内容や承認通知等は、管理者であるNGESOのホームページ上で確認できる。

- 送電系統への接続と使用に関する契約の枠組み
- NGESOが管理者として、変更に係る申請内容や承認通知等の受領・公開、条文の修正等を行う
- 変更する場合、industry consultationに従い、OfgemまたはCUSC Panel※1の承認を受ける必要がある

- ※1 CUSC Panel Memberに加え、Ofgemや送電・発電事業者の代表者等を含む17名程で構成
- ※2 2019年3月31日まではNGETがSO機能を担っていた

CUSCの概要

ID	Name	Status	Last updated
CMP285	CUSC Governance Reform – Leveling the Playing Field	Current	21 May 2019
CMP286	Improving TNUoS Predictability through Increased Notice of the Target Revenue used in the TNUoS Tariff Setting Process v1	Current	25 Sep 2018
CMP287	Improving TNUoS Predictability Through Increased Notice of Inputs Used in the TNUoS Tariff Setting Process	Current	16 May 2019
CMP288	Explicit charging arrangements for customer delays and backfeeds	Current	15 Feb 2019
CMP289	Consequential change to support the introduction of explicit charging arrangements for customer delays and backfeeds via CMP288	Current	15 Feb 2019
CMP290	Housekeeping change to CUSC Section 14 required as a result of the implementation of CMP264, CMP265, CMP268 and CMP282	Concluded	25 Sep 2018
CMP291	The open, transparent, non discriminatory and timely publication of the harmonised rules for grid connection (in accordance with the RIG, DCC and HVDC) and the harmonised rules on system operation set out within the Bilateral Agreements	Current	25 Sep 2018
CMP292	Introducing a Section 8 cut-off date for changes to the Charging Methodologies	Current	23 May 2019
CMP293	National Grid Legal Separation changes to CUSC sections, Exhibits & Schedules (non charging)	Current	6 Dec 2018
CMP294	National Grid Legal Separation changes to CUSC Section 14	Current	6 Dec 2018

– CUSC変更の事例 –

NGET (SO)※2が、2018年2月15日に提出

CMP290 'Housekeeping change to CUSC Section 14 required as a result of the implementation of CMP264, CMP265, CMP268 and CMP282 on 1st April 2018 to rectify minor typographical errors, correct formatting and consistency and to update/remove paragraph numbering and incorrect references'

CUSC Panelが、2018年2月26日に承認

CMP290 'Housekeeping change to CUSC Section 14 required as a result of the implementation of CMP264, CMP265, CMP268 and CMP282 on 1st April 2018 to rectify minor typographical errors, correct formatting and consistency and to update/remove paragraph numbering and incorrect references'

Connection and Use of System Code (CUSC)



(出所) の補足説明

説明対象	CUSCの概要
出所	NGESOホームページ, Codes – CUSC - Overview https://www.nationalgrideso.com/codes/connection-and-use-system-code-cusc
原文	<u>The Connection and Use of System Code (CUSC) is the contractual framework for connection to, and use of, the National Electricity Transmission System (NETS). We are the Code Administrator for the CUSC and maintains the Code. All changes are subject to industry consultation and approval by either Ofgem or the CUSC Modifications Panel.</u>

Connection and Use of System Code (CUSC)



- CUSCはSection 1～15で構成され、送電系統への接続・使用等に関する規則が定められている。

CUSC		
Section	Title	概要
1	APPLICABILITY OF SECTIONS AND RELATED AGREEMENTS STRUCTURE	CUSCの概要説明、送電系統を利用する顧客（発電事業者、小売事業者、等）に適用されるCUSCのSectionの説明
2	CONNECTION	送電系統への接続方法、接続料金の課金方法に関する規定
3	USE OF SYSTEM	送電系統の利用方法、使用料金の課金方法に関する規定
4	BALANCING SERVICES	balancingサービスの内容や課金方法に関する規定
5	EVENTS OF DEFAULT, DEENERGISATION AND DISCONNECTION	契約不履行、電力供給停止、系統からの解列等に関する規定
6	GENERAL PROVISIONS	CUSCの他のSectionでカバーしきれない一般事項に関する規定（例：計測、データ）
7	DISPUTE RESOLUTION	紛争の対処方法に関する規定
8	CUSC MODIFICATION	CUSCの改定方法に関する規定
9	INTERCONNECTORS	国際連系線保有者が英国の送電系統に接続・利用する際の規定
10	TRANSITION ISSUES	CUSCの一部改定に伴う課題への対処
11	INTERPRETATION AND DEFINITIONS	解釈や言葉の定義
12	BETTA TRANSITION ISSUES	送電ライセンスのStandard Condition C10に沿ったCUSCの改定に伴う課題への対処
13	ENABLING WORKS	コネクト&マネージに関連した建設工事に関する規定
14	CHARGING METHODOLOGIES	接続料金、送電系統使用料金、balancingサービス料金の計算方法に関する規定
15	USER COMMITMENT METHODOLOGY	建設工事の中止や変更の場合のキャンセル料金に関する規定

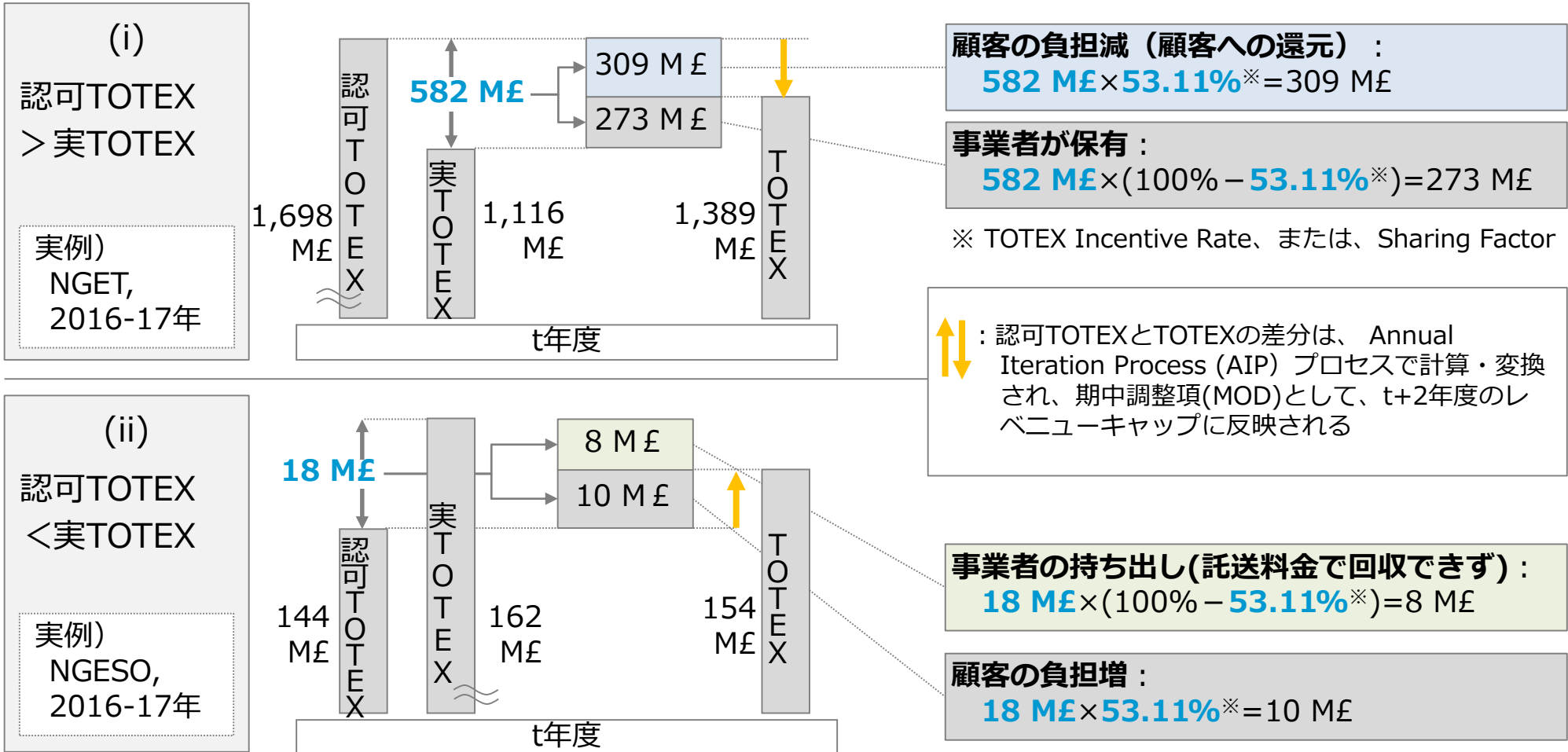


2.3 託送料金制度の各論

TOTEX Incentive Mechanism (TIM) – TO・SO –



- 認可TOTEX > 実TOTEXの場合、その差分にSharing Factor（顧客視点）を適用することで、託送収支上の利益を顧客に還元している。



TOTEX Incentive Mechanism (TIM) – TO・SO –



(出所) の補足説明

説明対象	数値 (認可TOTEX、実TOTEX、TOTEX Incentive Rate)					
出所	ofgem, RIIO-ET1 Annual Report, 2016-17					
	https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio_transmission_annual_report_2017_final_1.pdf					
原文	(p.10, Table 2) TO・SO (3社) のTOTEX					
	<i>£m 2016-17 Prices</i>	NGET				
		TO	SO	SHET	SPT	TOTAL excl SO
	Allowed Totex	1,698	144	694	181	2,573
	Actual Totex	1,116	162	462	346	1,924
	Overspend / underspend	-582	19	-232	165	-649
	TIR ¹⁰	53.11%	53.11%	50.00%	50.00%	
Allowed Totex after TIR ¹¹	1,389	154	578	264	2,231	
※NGESOの認可TOTEXと実TOTEXの差額は、原文中は19であるが、162-144=18とした						

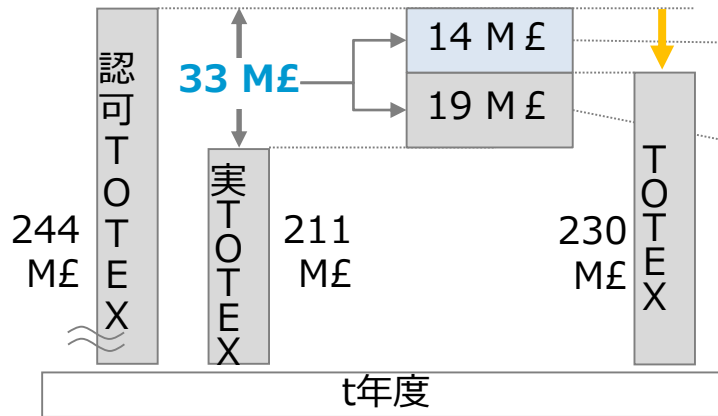
TOTEX Incentive Mechanism (TIM) – DNO –



- 2015年度まではTO・SOと同じSharing Factor（顧客視点）が使われていたが、2016年度以降はTOTEX Efficiency Incentive Rate（事業者視点）に替わった。

(i)
認可TOTEX
> 実TOTEX

事例)
ENWL,
2016-17年



顧客の負担減（顧客への還元）：
 $33 \text{ M£} \times (100\% - 58\%^*) = 14 \text{ M£}$

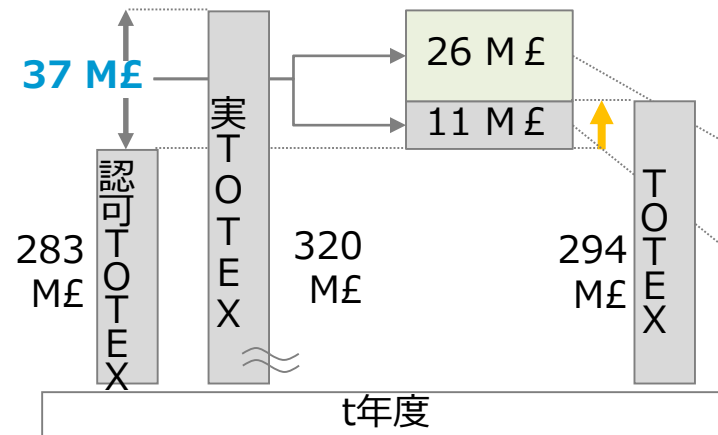
事業者が保有：
 $33 \text{ M£} \times 58\%^* = 19 \text{ M£}$

* TOTEX Efficiency Incentive Rate(2016年度以降)
2015年度は、TO・SOと同じSharing Factorを使用

↑↓：認可TOTEXとTOTEXの差分は、Annual Iteration Process (AIP) プロセスで計算・変換され、期中調整項(MOD)として、t+2年度のレベニューキャップに反映される

(ii)
認可TOTEX
< 実TOTEX

事例)
WMID,
2016-17年



事業者の持ち出し(託送料金で回収できず)：
 $37 \text{ M£} \times 70\%^* = 26 \text{ M£}$

顧客の負担増：
 $37 \text{ M£} \times (100\% - 70\%^*) = 11 \text{ M£}$

(出所) 数値は、ofgem, RIIO-ED1 Annual Report 2016-17より引用

TOTEX Incentive Mechanism (TIM) – DNO –



(出所) の補足説明

説明対象	数値 (認可TOTEX、実TOTEX、TOTEX Efficiency Incentive Rate)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
出所	ofgem, RIIO-ED1 Annual Report, 2016-17																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio-ed1_annual_report_2016-17.pdf																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
原文	(p.11, Table 3.1, 3.2) DNO (14社) のTOTEX																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	<p>Table 3.1: Totex performance</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3"></th> <th colspan="4">Annual (2016-17)</th> <th colspan="4">Two year cumulative (2015-16 + 2016-17)</th> <th colspan="4">Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23)</th> </tr> <tr> <th>Allowance</th> <th>Actual</th> <th colspan="2">Difference</th> <th>Allowance</th> <th>Actual</th> <th colspan="2">Difference</th> <th>Allowance</th> <th>Forecast</th> <th colspan="2">Difference</th> </tr> <tr> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>%</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>%</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ENWL</td><td>244</td><td>211</td><td>-33</td><td>-13%</td><td>500</td><td>461</td><td>-40</td><td>-8%</td><td>1,966</td><td>1,909</td><td>-57</td><td>-3%</td></tr> <tr><td>NPgN</td><td>195</td><td>189</td><td>-6</td><td>-3%</td><td>393</td><td>381</td><td>-12</td><td>-3%</td><td>1,388</td><td>1,398</td><td>9</td><td>1%</td></tr> <tr><td>NPgY</td><td>246</td><td>220</td><td>-26</td><td>-11%</td><td>507</td><td>475</td><td>-32</td><td>-6%</td><td>1,853</td><td>1,849</td><td>-4</td><td>-0.2%</td></tr> <tr><td>WMID</td><td>283</td><td>320</td><td>37</td><td>13%</td><td>565</td><td>638</td><td>73</td><td>13%</td><td>2,282</td><td>2,326</td><td>44</td><td>2%</td></tr> <tr><td>EMID</td><td>302</td><td>316</td><td>14</td><td>5%</td><td>610</td><td>630</td><td>20</td><td>3%</td><td>2,286</td><td>2,249</td><td>-36</td><td>-2%</td></tr> <tr><td>SWALES</td><td>161</td><td>150</td><td>-10</td><td>-6%</td><td>320</td><td>295</td><td>-24</td><td>-8%</td><td>1,218</td><td>1,160</td><td>-57</td><td>-5%</td></tr> <tr><td>SWEST</td><td>233</td><td>261</td><td>27</td><td>12%</td><td>466</td><td>488</td><td>23</td><td>5%</td><td>1,857</td><td>1,821</td><td>-35</td><td>-2%</td></tr> <tr><td>LPN</td><td>263</td><td>207</td><td>-56</td><td>-21%</td><td>530</td><td>400</td><td>-131</td><td>-25%</td><td>1,917</td><td>1,642</td><td>-275</td><td>-14%</td></tr> <tr><td>SPN</td><td>264</td><td>205</td><td>-60</td><td>-23%</td><td>506</td><td>382</td><td>-124</td><td>-25%</td><td>1,865</td><td>1,601</td><td>-264</td><td>-14%</td></tr> <tr><td>EPN</td><td>372</td><td>311</td><td>-62</td><td>-17%</td><td>733</td><td>597</td><td>-135</td><td>-18%</td><td>2,749</td><td>2,377</td><td>-372</td><td>-14%</td></tr> <tr><td>SPD</td><td>221</td><td>213</td><td>-8</td><td>-4%</td><td>443</td><td>408</td><td>-35</td><td>-8%</td><td>1,650</td><td>1,650</td><td>-1</td><td>-0.0%</td></tr> <tr><td>SPMW</td><td>265</td><td>257</td><td>-9</td><td>-3%</td><td>520</td><td>500</td><td>-19</td><td>-4%</td><td>1,805</td><td>1,819</td><td>14</td><td>1%</td></tr> <tr><td>SSEH</td><td>176</td><td>174</td><td>-2</td><td>-1%</td><td>349</td><td>327</td><td>-21</td><td>-6%</td><td>1,304</td><td>1,215</td><td>-88</td><td>-7%</td></tr> <tr><td>SSES</td><td>338</td><td>309</td><td>-29</td><td>-9%</td><td>670</td><td>596</td><td>-74</td><td>-11%</td><td>2,523</td><td>2,406</td><td>-117</td><td>-5%</td></tr> <tr><td>Total</td><td>3,562</td><td>3,340</td><td>-223</td><td>-6%</td><td>7,111</td><td>6,580</td><td>-531</td><td>-7%</td><td>26,662</td><td>25,423</td><td>-1,239</td><td>-5%</td></tr> </tbody> </table> <p>Table 3.2: Totex efficiency incentive rate impact</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3"></th> <th rowspan="3">Totex efficiency incentive rate</th> <th colspan="3">Annual (2016-17) £m</th> <th colspan="3">Two year cumulative (2015-16 + 2016-17) £m</th> <th colspan="3">Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23) £m</th> </tr> <tr> <th>Totex performance</th> <th>Customer share</th> <th>DNO share</th> <th>Totex performance</th> <th>Customer share</th> <th>DNO share</th> <th>Totex performance</th> <th>Customer share</th> <th>DNO share</th> </tr> <tr> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> <th>£m</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ENWL</td><td>58%</td><td>-33</td><td>-14</td><td>-19</td><td>-40</td><td>-17</td><td>-23</td><td>-57</td><td>-24</td><td>-33</td></tr> <tr><td>NPgN</td><td>56%</td><td>-6</td><td>-3</td><td>-3</td><td>-12</td><td>-5</td><td>-7</td><td>9</td><td>4</td><td>5</td></tr> <tr><td>NPgY</td><td>56%</td><td>-26</td><td>-12</td><td>-15</td><td>-32</td><td>-14</td><td>-18</td><td>-4</td><td>-2</td><td>-2</td></tr> <tr><td>WMID</td><td>70%</td><td>37</td><td>11</td><td>26</td><td>73</td><td>22</td><td>51</td><td>44</td><td>13</td><td>31</td></tr> <tr><td>EMID</td><td>70%</td><td>14</td><td>4</td><td>10</td><td>20</td><td>6</td><td>14</td><td>-36</td><td>-11</td><td>-25</td></tr> <tr><td>SWALES</td><td>70%</td><td>-10</td><td>-3</td><td>-7</td><td>-24</td><td>-7</td><td>-17</td><td>-57</td><td>-17</td><td>-40</td></tr> <tr><td>SWEST</td><td>70%</td><td>27</td><td>8</td><td>19</td><td>23</td><td>7</td><td>16</td><td>-35</td><td>-11</td><td>-25</td></tr> <tr><td>LPN</td><td>53%</td><td>-56</td><td>-26</td><td>-30</td><td>-131</td><td>-61</td><td>-70</td><td>-275</td><td>-128</td><td>-146</td></tr> <tr><td>SPN</td><td>53%</td><td>-60</td><td>-28</td><td>-32</td><td>-124</td><td>-58</td><td>-66</td><td>-264</td><td>-124</td><td>-141</td></tr> <tr><td>EPN</td><td>53%</td><td>-62</td><td>-29</td><td>-33</td><td>-135</td><td>-63</td><td>-72</td><td>-372</td><td>-174</td><td>-198</td></tr> <tr><td>SPD</td><td>54%</td><td>-8</td><td>-4</td><td>-4</td><td>-35</td><td>-16</td><td>-18</td><td>-1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>SPMW</td><td>54%</td><td>-9</td><td>-4</td><td>-5</td><td>-19</td><td>-9</td><td>-10</td><td>14</td><td>7</td><td>8</td></tr> <tr><td>SSEH</td><td>56%</td><td>-2</td><td>-1</td><td>-1</td><td>-21</td><td>-9</td><td>-12</td><td>-88</td><td>-38</td><td>-50</td></tr> <tr><td>SSES</td><td>56%</td><td>-29</td><td>-13</td><td>-16</td><td>-74</td><td>-32</td><td>-42</td><td>-117</td><td>-51</td><td>-66</td></tr> <tr><td>Total</td><td></td><td>-223</td><td>-112</td><td>-111</td><td>-531</td><td>-257</td><td>-274</td><td>-1,239</td><td>-556</td><td>-683</td></tr> </tbody> </table>													Annual (2016-17)				Two year cumulative (2015-16 + 2016-17)				Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23)				Allowance	Actual	Difference		Allowance	Actual	Difference		Allowance	Forecast	Difference		£m	£m	£m	%	£m	£m	£m	%	£m	£m	£m	%	ENWL	244	211	-33	-13%	500	461	-40	-8%	1,966	1,909	-57	-3%	NPgN	195	189	-6	-3%	393	381	-12	-3%	1,388	1,398	9	1%	NPgY	246	220	-26	-11%	507	475	-32	-6%	1,853	1,849	-4	-0.2%	WMID	283	320	37	13%	565	638	73	13%	2,282	2,326	44	2%	EMID	302	316	14	5%	610	630	20	3%	2,286	2,249	-36	-2%	SWALES	161	150	-10	-6%	320	295	-24	-8%	1,218	1,160	-57	-5%	SWEST	233	261	27	12%	466	488	23	5%	1,857	1,821	-35	-2%	LPN	263	207	-56	-21%	530	400	-131	-25%	1,917	1,642	-275	-14%	SPN	264	205	-60	-23%	506	382	-124	-25%	1,865	1,601	-264	-14%	EPN	372	311	-62	-17%	733	597	-135	-18%	2,749	2,377	-372	-14%	SPD	221	213	-8	-4%	443	408	-35	-8%	1,650	1,650	-1	-0.0%	SPMW	265	257	-9	-3%	520	500	-19	-4%	1,805	1,819	14	1%	SSEH	176	174	-2	-1%	349	327	-21	-6%	1,304	1,215	-88	-7%	SSES	338	309	-29	-9%	670	596	-74	-11%	2,523	2,406	-117	-5%	Total	3,562	3,340	-223	-6%	7,111	6,580	-531	-7%	26,662	25,423	-1,239	-5%		Totex efficiency incentive rate	Annual (2016-17) £m			Two year cumulative (2015-16 + 2016-17) £m			Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23) £m			Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	ENWL	58%	-33	-14	-19	-40	-17	-23	-57	-24	-33	NPgN	56%	-6	-3	-3	-12	-5	-7	9	4	5	NPgY	56%	-26	-12	-15	-32	-14	-18	-4	-2	-2	WMID	70%	37	11	26	73	22	51	44	13	31	EMID	70%	14	4	10	20	6	14	-36	-11	-25	SWALES	70%	-10	-3	-7	-24	-7	-17	-57	-17	-40	SWEST	70%	27	8	19	23	7	16	-35	-11	-25	LPN	53%	-56	-26	-30	-131	-61	-70	-275	-128	-146	SPN	53%	-60	-28	-32	-124	-58	-66	-264	-124	-141	EPN	53%	-62	-29	-33	-135	-63	-72	-372	-174	-198	SPD	54%	-8	-4	-4	-35	-16	-18	-1	0	0	SPMW	54%	-9	-4	-5	-19	-9	-10	14	7	8	SSEH	56%	-2	-1	-1	-21	-9	-12	-88	-38	-50	SSES	56%	-29	-13	-16	-74	-32	-42	-117	-51	-66	Total		-223	-112	-111	-531	-257	-274	-1,239	-556
	Annual (2016-17)				Two year cumulative (2015-16 + 2016-17)				Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
	Allowance	Actual	Difference		Allowance	Actual	Difference		Allowance	Forecast	Difference																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	£m	£m	£m	%	£m	£m	£m	%	£m	£m	£m	%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
ENWL	244	211	-33	-13%	500	461	-40	-8%	1,966	1,909	-57	-3%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
NPgN	195	189	-6	-3%	393	381	-12	-3%	1,388	1,398	9	1%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
NPgY	246	220	-26	-11%	507	475	-32	-6%	1,853	1,849	-4	-0.2%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
WMID	283	320	37	13%	565	638	73	13%	2,282	2,326	44	2%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
EMID	302	316	14	5%	610	630	20	3%	2,286	2,249	-36	-2%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SWALES	161	150	-10	-6%	320	295	-24	-8%	1,218	1,160	-57	-5%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SWEST	233	261	27	12%	466	488	23	5%	1,857	1,821	-35	-2%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
LPN	263	207	-56	-21%	530	400	-131	-25%	1,917	1,642	-275	-14%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SPN	264	205	-60	-23%	506	382	-124	-25%	1,865	1,601	-264	-14%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
EPN	372	311	-62	-17%	733	597	-135	-18%	2,749	2,377	-372	-14%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SPD	221	213	-8	-4%	443	408	-35	-8%	1,650	1,650	-1	-0.0%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SPMW	265	257	-9	-3%	520	500	-19	-4%	1,805	1,819	14	1%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SSEH	176	174	-2	-1%	349	327	-21	-6%	1,304	1,215	-88	-7%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SSES	338	309	-29	-9%	670	596	-74	-11%	2,523	2,406	-117	-5%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Total	3,562	3,340	-223	-6%	7,111	6,580	-531	-7%	26,662	25,423	-1,239	-5%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	Totex efficiency incentive rate	Annual (2016-17) £m			Two year cumulative (2015-16 + 2016-17) £m			Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23) £m																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
		Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
		£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
ENWL	58%	-33	-14	-19	-40	-17	-23	-57	-24	-33																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
NPgN	56%	-6	-3	-3	-12	-5	-7	9	4	5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
NPgY	56%	-26	-12	-15	-32	-14	-18	-4	-2	-2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
WMID	70%	37	11	26	73	22	51	44	13	31																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
EMID	70%	14	4	10	20	6	14	-36	-11	-25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SWALES	70%	-10	-3	-7	-24	-7	-17	-57	-17	-40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SWEST	70%	27	8	19	23	7	16	-35	-11	-25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
LPN	53%	-56	-26	-30	-131	-61	-70	-275	-128	-146																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SPN	53%	-60	-28	-32	-124	-58	-66	-264	-124	-141																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
EPN	53%	-62	-29	-33	-135	-63	-72	-372	-174	-198																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SPD	54%	-8	-4	-4	-35	-16	-18	-1	0	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SPMW	54%	-9	-4	-5	-19	-9	-10	14	7	8																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SSEH	56%	-2	-1	-1	-21	-9	-12	-88	-38	-50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
SSES	56%	-29	-13	-16	-74	-32	-42	-117	-51	-66																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Total		-223	-112	-111	-531	-257	-274	-1,239	-556	-683																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											

Information Quality Incentive (IQI) – DNO –



- DNOの (TOTEX) Efficiency Incentive Rateは、IQI matrixにより設定される。

目的

- 1 ■ 高品質で合理的なビジネスプラン作成のインセンティブを事業者に付与すること
- 2 ■ 事業者がTOTEXを不当に高めることを避けること

概要

- 3 ■ Efficiency Incentive Rateは、各事業者毎に、IQI matrixを基に設定される
- 4 ■ 規制期間中、Efficiency Incentive Rateは一定となる

IQI matrix

IQI MATRIX (For information only)									
DNO:Ofgem Ratio	90	95	100	105	110	115	120	125	130
Efficiency Incentive	70%	68%	65%	63%	60%	58%	55%	53%	50%
Additional income (£/100m)	1.5	0.7	0.0	-0.9	-1.8	-2.8	-3.8	-4.9	-6.1
Rewards & Penalties									
Allowed expenditure	97.50	98.75	100.00	101.25	102.50	103.75	105.00	106.25	107.50
Actual Exp									
90	6.7	6.6	6.5	6.1	5.7	5.1			
95	3.2	3.3	3.2	3.0	2.7	2.3			
100	-0.3	-0.1	0.0	-0.1	-0.3	-0.6			
105	-3.8	-3.5	-3.3	-3.2	-3.3	-3.5			
110	-7.3	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4			
115	-10.8	-10.2	-9.8	-9.5	-9.3	-9.2			
120	-14.3	-13.6	-13.1	-12.6	-12.3	-12.1			
125	-17.8	-17.0	-16.3	-15.7	-15.3	-15.0			
130	-21.3	-20.4	-19.6	-18.9	-18.3	-17.9			
135	-24.8	-23.7	-22.8	-22.0	-21.3	-20.7			
140	-28.3	-27.1	-26.1	-25.1	-24.3	-23.6			
145	-31.8	-30.5	-29.3	-28.2	-27.3	-26.5			
150	-35.3	-33.9	-32.6	-31.4	-30.3	-29.4			

認可TOTEX
(事業者計画値 ÷ ofgem査定値)

$$5.7 = -6.3 + (110 - 90) * 60\%$$

→事業者が保有できる利益

$$-30.3 = -6.3 + (110 - 150) * 60\%$$

→事業者の持ち出しとなり、託送料金で回収できない

Information Quality Incentive (IQI) – DNO –



(出所) の補足説明

説明対象	目的
出所	ofgem, Strategy consultation for the RIIIO-ED1 electricity distribution price control Outputs, incentives and innovation https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/47144/riioed1sconoutputsincentives.pdf
原文	(p.91, 9.15) In particular, the IQI will provide: <ol style="list-style-type: none">1 • <u>An additional financial motivation for companies to spend the time and resources necessary to produce high-quality and well-justified business plans; and</u>2 • <u>a financial deterrent against the submission of inflated expenditure forecasts.</u>

説明対象	概要
出所	ofgem, Strategy consultation for the RIIIO-ED1 electricity distribution price control Outputs, incentives and innovation https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/47144/riioed1sconoutputsincentives.pdf
原文	(p.88, Chapter Summary) <ol style="list-style-type: none">3 <u>The level of the efficiency incentive rate for each company would be determined through the IQI.</u> (p.89, 9.7) <ol style="list-style-type: none">4 <u>The network company will face the same efficiency incentive rate for the duration of the price control period and regardless of whether it has spent more or less than envisaged.</u>

Information Quality Incentive (IQI) – TO・SO –



- TO・SOについても、DNO同様に、Efficiency Incentive RateはIQI matrixにより設定される。

IQI matrix

IQI Ratio	100	105	110	115	120	125	130	135
Efficiency Incentive	50%	49%	48%	46%	45%	44%	43%	41%
Additional income (£/100m)	2.5	1.9	1.2	0.5	-0.3	-1.0	-1.8	-2.6
Rewards & Penalties								
Allowed expenditure	100.00	101.25	102.50	103.75	105.00	106.25	107.50	108.75
Actual Expenditure								
85	10.0	9.8	9.5	9.2	8.8	8.3	7.8	7.2
90	7.5	7.3	7.1	6.8	6.5	6.1	5.6	5.1
95	5.0	4.9	4.8	4.5	4.3	3.9	3.5	3.0
100	2.5	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7	1.4	1.0
105	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.5	-0.8	-1.1
110	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	-2.5	-2.7	-2.9	-3.2
115	-5.0	-4.8	-4.8	-4.7	-4.8	-4.8	-5.0	-5.2
120	-7.5	-7.3	-7.1	-7.0	-7.0	-7.0	-7.1	-7.3
125	-10.0	-9.7	-9.5	-9.3	-9.3	-9.2	-9.3	-9.3
130	-12.5	-12.2	-11.9	-11.7	-11.5	-11.4	-11.4	-11.4
135	-15.0	-14.6	-14.3	-14.0	-13.8	-13.6	-13.5	-13.5
140	-17.5	-17.0	-16.6	-16.3	-16.0	-15.8	-15.6	-15.5
145	-20.0	-19.5	-19.0	-18.6	-18.3	-18.0	-17.8	-17.6

※IQI matrixによるTIMの計算方法詳細は、DNOのIQI（41ページ）を参照

- RIIOでは、事業者のソリューションの選択肢を広げるために、OPEX / CAPEXではなく、Fast Money / Slow Moneyという区分を行っている。

背景

- 1 ■ 設備投資コストはRAVに加算され、その分事業報酬率が掛け算される対象額が増えるため、事業者は、CAPEXによるソリューションを好む傾向にある。
- 2 ■ 何がCAPEXで何がOPEXかの議論を避けるために、RIIOでは、Total Expenditure (TOTEX)という概念が導入された。

Fast Money / Slow Money

- 3 ■ TOTEXは、Fast MoneyとSlow Moneyで構成される。
 - Fast Moneyは、その年に回収される
 - Slow Moneyは、Regulatory Asset Value (RAV)に加算され、減価償却とWACCにより、複数年で回収される

メリット

- 4 ■ TOTEXアプローチでは、OPEXとCAPEXに関係なく、決まった割合がSlow Moneyとして資本化されるため、事業者はより経済的なソリューションを選択できる。
 - 例) 設備更新の代わりに、メンテナンスを行う
 - 例) 設備容量の増設の代わりに、デマンドサイドマネジメントを採用する

Fast Money / Slow Money



(出所) の補足説明

説明対象	背景、Fast Money / Slow Money、メリット
出所	ofgem, Guide to the RII0-ED1 electricity distribution price control, 2017 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide_to_riioed1.pdf
原文	<p>(p.14, 3.16)</p> <p>② <u>Totex is short for total expenditure. It is a concept used in the RII0 framework to avoid debate about what is capital expenditure (capex) and what is operating expenditure (opex).</u> →背景</p> <p>③ <u>Totex is made up of fast money and slow money. Fast money is funded in the year incurred. It is equivalent to opex. Slow money is added to the regulatory asset value (RAV) and is funded over time through allowances for depreciation and return on capital. Slow money is equivalent to capex.</u> →Fast Money / Slow Money</p> <p>(p.14, 3.17)</p> <p>① <u>Historically companies have preferred capex solutions, as the cost was capitalised and increased the RAV.</u> →背景</p> <p>④ <u>Under the totex approach, when companies spend money on a solution, the same percentage is capitalised irrespective of whether that solution involves opex or capex. This means that the companies are more likely to use the overall cost-effective solution. For example, the totex approach might encourage the companies to use maintenance to avoid replacing an asset, or use demand-side management to avoid installing new capacity.</u> →メリット</p>

Capitalisation Rate (CR)



- TOTEXにCRをかけたものがSlow Moneyとなり、TOTEXに(1 - CR) をかけたものがFast Moneyとなる。

■ CRの値

- 原則、規制期間中一定である

- ① - 例外) SSEH (DNO) のCRは2種類存在
(前半4年間 : 62%、後半4年間 : 70%)

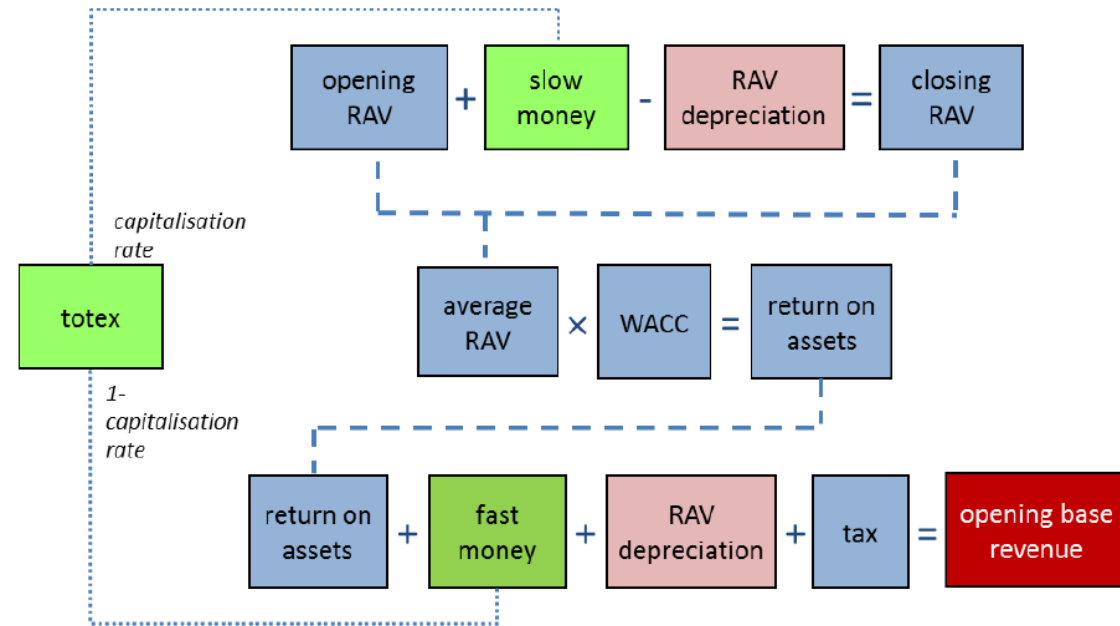
■ CRの査定

- ② • 例1) NGET が提案した86% (natural rate) に対して、ofgemが査定した結果、85%となった
- ③ • 例2) ENWL (DNO)は、72%→68%へのCR引下げを提案し、ofgemに認められた

→ CR引下げの影響 ④

- メリット
 - 事業者のキャッシュフローの改善
 - 新規借入れの低減
- デメリット
 - レベニューの低下

$$\text{Slow Money} = \text{TOTEX} * \text{CR}$$



$$\text{Fast Money} = \text{TOTEX} * (1 - \text{CR})$$

Capitalisation Rate (CR)



(出所) の補足説明

説明対象	CRの値、CRの査定、CRの引下げの影響
出所	<p>ofgem, RIIO-ED1: Final determinations for the slow-track electricity distribution companies Overview, 2014 https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/92249/riio-ed1finaldeterminationoverview-updatedfrontcover.pdf</p>
原文	<p>(p.43, 5.21) 3 We have accepted ENWL’s proposal for a reduction in its capitalisation rate from 72 to 68%. →CRの査定</p> <p>(p.44, 5.30) 4 The change to ENWL’s capitalisation rate has a neutral effect on the present value of allowed revenues over time. It improves the company’s cash flows and gearing levels in RIIO-ED1 and we believe it provides a better foundation for any owner initiatives to reinforce its financial position further. Although this change means lower revenues after RIIO-ED1 it should mean less new borrowing at the end of RIIO-ED1 and better financial metrics thereafter. We think ENWL’s proposal is in the consumer interest. →CRの引下げの影響</p> <p>(p.84, Table A6.1) 1 SSEH: 2015/16–18/19 62%; 2019/20–22/23 70% →CRの値</p>
説明対象	CRの査定
出所	<p>ofgem, RIIO-T1: Initial Proposals for National Grid Electricity Transmission plc and National Grid Gas plc, 2012 https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53716/riio-t1i-nggt-and-nget-finance.pdf</p>
原文	<p>(p.5, 2.12) 2 For NGET we do not consider the level of potential volatility is sufficient to merit a split capitalisation rate and we therefore propose to use the same approach as for the fast-track companies with a single capitalisation rate for all totex slightly below the natural rate. NGET’s natural rate in its business plan is 86 per cent and we have used a rate of 85 per cent in our assessment.</p>



- 規制機関は、RIIO-2のCost of equityを引き下げる提案をしており、想定では、消費者の電気料金が平均30£/年程度下がると試算している。

RIIO-1のWACC

- Cost of equityは、RPI※1基準で6-7%、CPIH※2基準で7-8%
- Cost of equityは、規制期間中一定
- Cost of debtは、年度により変わる

※1: Retail Price Index

※2: Consumer Price Index including owner occupiers' housing cost

– NGETの事例*2 –

Cost of equity (post-tax real)	7.0%
Cost of debt (pre-tax real)	2.38% ('16/17)
Notional gearing	60%
Implied vanilla WACC	4.22%

$$= 2.38\% * 60\% + 7.0\% * (100\% - 60\%)$$

RIIO-2のWACC

- 1 ■ 規制機関は、Cost of equityをRPI※1基準で3-5%、CPIH※2基準で4-6%に引き下げることを提案*1
- 2 ■ 下表は、ビジネスプラン作成用の仮数値
- 3 ■ RIIO-1よりもWACCが下がることで、消費者の電気料金が、平均30£/年程度下がると試算

– ビジネスプラン作成用 (CPIH基準) *3 –

	'21年度	'22年度	'23年度	'24年度	'25年度
Allowed return on equity	4.27%	4.29%	4.30%	4.31%	4.32%
Allowed return on debt	2.03%	1.96%	1.91%	1.88%	1.86%
Notional gearing	60%				
Allowed return on capital (WACC)	2.93%	2.89%	2.87%	2.85%	2.84%

$$= 2.03\% * 60\% + 4.27\% * (100\% - 60\%)$$

(出所) *1: ofgemホームページ, Ofgem cuts costs of a smarter, fairer and cleaner energy system

*2: National Grid, Annual Report and Accounts, 2016/17、 *3: ofgem, RIIO-2 Sector Specific Methodology – Core document, 2019



(出所) の補足説明

説明対象	RIIO-2のWACC
出所	<p>ofgemホームページ, Ofgem cuts costs of a smarter, fairer and cleaner energy system</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-cuts-costs-smarter-fairer-and-cleaner-energy-system</p>
原文	<p>(Notes to editors)</p> <p>① <u>In the March 2018 consultation on the framework for setting the next price controls, Ofgem proposed a cost of equity range of between 3% and 5% in RPI terms (4% to 6% in CPIH terms), compared with the 6% - 7% (in RPI terms) or 7-8% (CPIH terms) cost of equity range allowed in the current 2013 to 2021 price controls.</u></p>

説明対象	RIIO-2のWACC
出所	<p>ofgem, RIIO-2 Sector Specific Methodology – Core document, 2019</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/05/riio-2_sector_specific_methodology_decision_-_core_30.5.19.pdf</p>
原文	<p>(p.129, 12.65)</p> <p>② <u>In general, these values are provided for the purpose of Business Planning only.</u></p> <p>(p.129, 12.66)</p> <p>③ <u>In the consultation, we estimated that the cost saving to consumers associated with a lower cost of capital than in RIIO-1 to be worth approximately £6.5bn, or roughly an average £30/year reduction on domestic consumer bills.</u></p>

- RIIO-1では、45年の耐用年数にて減価償却を行っているが、RIIO-2に向けて、減価償却の方法論を変更する議論が始まっている。

実態

- 1 ■ RIIO-1で導入されたTOTEXアプローチに従うと、Regulatory Asset Value (RAV)は、アセットの実態と正確に一致していない
- 2 ■ 規制上の減価償却と会計上の減価償却の差異によるリスクは、送配電事業者が負う

方法論の変更

- 3 ■ 規制機関は、世代間公平性の経済的原理に従って、減価償却に関する方法論の変更を受け入れることを表明している
- 事業者は、RIIO-2のビジネスプランを提出する際に、規制上の減価償却と耐用年数について、正当化する根拠とともに変更することの検討を求められている

4 - 耐用年数 -

	設置時期		
	RIIO以前	RIIO-1	RIIO-2
TO・SO (定額法)	20年	45年	45年 (NGET, SPT) RIIO-2開始時：32.5年→ RIIO-2終了時：45年 (SHET)
DNO (定額法)	20年	45年	—

(出所) の補足説明

説明対象	実態、耐用年数
出所	<p>ofgem, RIIO-2 Sector Specific Methodology Annex: Finance, 2018</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/riio-2_finance_annex.pdf</p>
原文	<p>(p.69, 7.2)</p> <p>④ For example, ED is currently transitioning from a 20-year straight-line asset life (as at 31 March 2015) to a 45-year straight-line asset life (by 31 March 2023). →耐用年数</p> <p>(p.69, 7.3)</p> <p>④ NGET and SPTL will depreciate new RAV additions using a 45-year straight-line asset life from 2021 onwards, while the transition for SHE-T is over two price control periods (32.5-years from 2021 onwards to 45-years straight-line asset life by the end of RIIO-2). →耐用年数</p> <p>(p.69, 7.5)</p> <p>① It is important to understand that, following the introduction of the totex approach in DPCR5/RIIO-1, the RAV no longer precisely corresponds to physical assets. →実態</p>

説明対象	実態
出所	<p>ofgem, Review of the RIIO Framework and RIIO-1 Performance, 2018</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/03/cepa_review_of_the_riio_framework_and_riio-1_performance.pdf</p>
原文	<p>(p.59)</p> <p>② The risk of differences between regulatory and accounting depreciation is allocated to network companies.</p>

(出所) の補足説明

説明対象	方法論の変更
出所	ofgem, RIIO-2 Sector Specific Methodology – Core document, 2019 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/05/riio-2_sector_specific_methodology_decision_-_core_30.5.19.pdf
原文	(p.133, 12.89) 3 <u>Regarding depreciation, we confirm that we are open to exploring further changes in the depreciation methodology in line with the economic principle of intergenerational fairness. Part of this assessment will involve careful consideration of the useful economic lives of network assets and therefore appropriate regulatory depreciation rates. Companies should consider regulatory depreciation and asset lives as part of the RIIO-2 Business Plan submissions, providing evidence that any changes are appropriate and justified.</u>

エネルギーネットワーク指標



- 規制機関であるofgemのホームページにて、エネルギーネットワーク指標の1つとして、顧客1人当たりのネットワークコストを公表している。

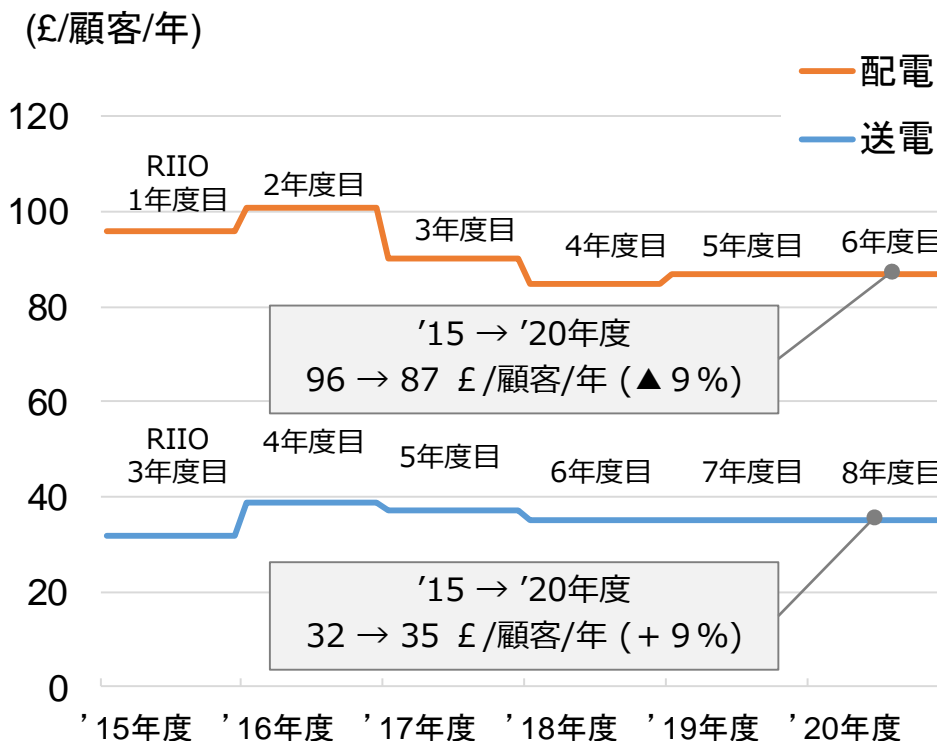
■ 計算方法

- ① 右図の縦軸の値は、送配電事業者が公表している「送配電料金単価」と、「顧客（家庭）の電力消費量」の設定値を用いて計算
- ② 「送配電料金単価」は、地域で異なるが、英国全体で単純平均
- ③ 「顧客（家庭）の電力消費量」の設定値は3,100kWh/年（ガスは12,000kWh/年）
- ④ バランシングサービス費用（BSUoS）は計算の対象外

■ 考察

- 送電は、RIIO3年度目である'15年度に対して、'20年度のコストが9%増加
- 配電は、RIIO1年度目である'15年度に対して、'20年度のコストが9%減少

－顧客（家庭）1人当たりのネットワークコスト－



(出所) の補足説明

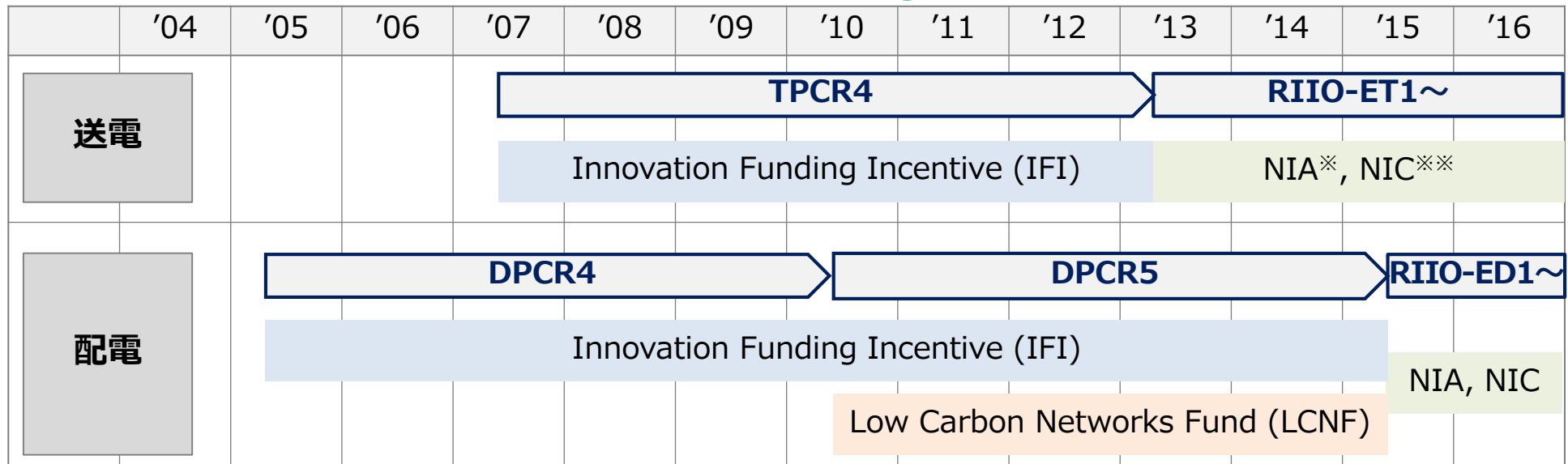
説明対象	計算方法、顧客（家庭）1人当たりのネットワークコスト
出所	<p>ofgemホームページ, Data Portal – Networks – Our network indicators</p> <p>https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/network-indicators</p>
原文	<p>(More information, Methodology) → 計算方法</p> <p>① <u>Network costs are calculated by combining charging information published by the network companies with assumptions about consumption and losses for domestic customers.</u></p> <p>③ <u>All costs are calculated for medium annual typical domestic consumption values of 12,000kWh for gas and 3,100kWh of electricity, which is held fixed across the charging years. The actual network costs a supplier incurs to serve a customer will depend on how much energy is used, the timing of its use as well as the charges that apply from one year to the next.</u></p> <p>② <u>The costs shown are GB averages, calculated by taking a simple unweighted average of the tariffs that apply in different regions of the country.</u></p> <p>The costs are expressed in nominal money (i.e. the amount of money a customer ‘pays over the counter’), rather than in real terms (i.e. after adjusting for inflation). For electricity, the costs reported are for a standard unrestricted meter.</p> <p>④ <u>Balancing Services Use of System charges are not included on the chart. These charges cover the cost of services used to balance the electricity system and internal system operator operating costs.</u></p> <p>(Chart) → 顧客（家庭）1人当たりのネットワークコスト</p>

Innovation Fundingの変遷



- RPI-X制度では、R&D費用に削減インセンティブが作用していたため、イノベーション投資は減少した。これを回避し、長期的な視点で環境や電力品質を改善するイノベーション投資を促進するために、IFIが導入された。

- Innovation Fundingの変遷 -



※ Network Innovation Allowance、** Network Innovation Competition

IFIの導入（送電、配電）

- RPI-X制度では、R&D費用はOPEXとしてカウントされ、OPEXに対する削減インセンティブがあったため、R&D投資は減少した。それを回避するために、IFIが導入された
- 長期的に事業コストを低減し、電力品質、環境、安全等の改善に資するプロジェクトが対象となる

LCNFの導入（配電）

- 低炭素化社会へ移行する中で、経済合理性のある、電力供給のセキュリティ向上の実現を目的として導入された
- Tier1とTier2があり、Tier1は小規模プロジェクト向け、Tier2は重要なプロジェクト向け（Tier2の上限：64M £）

Innovation Fundingの変遷



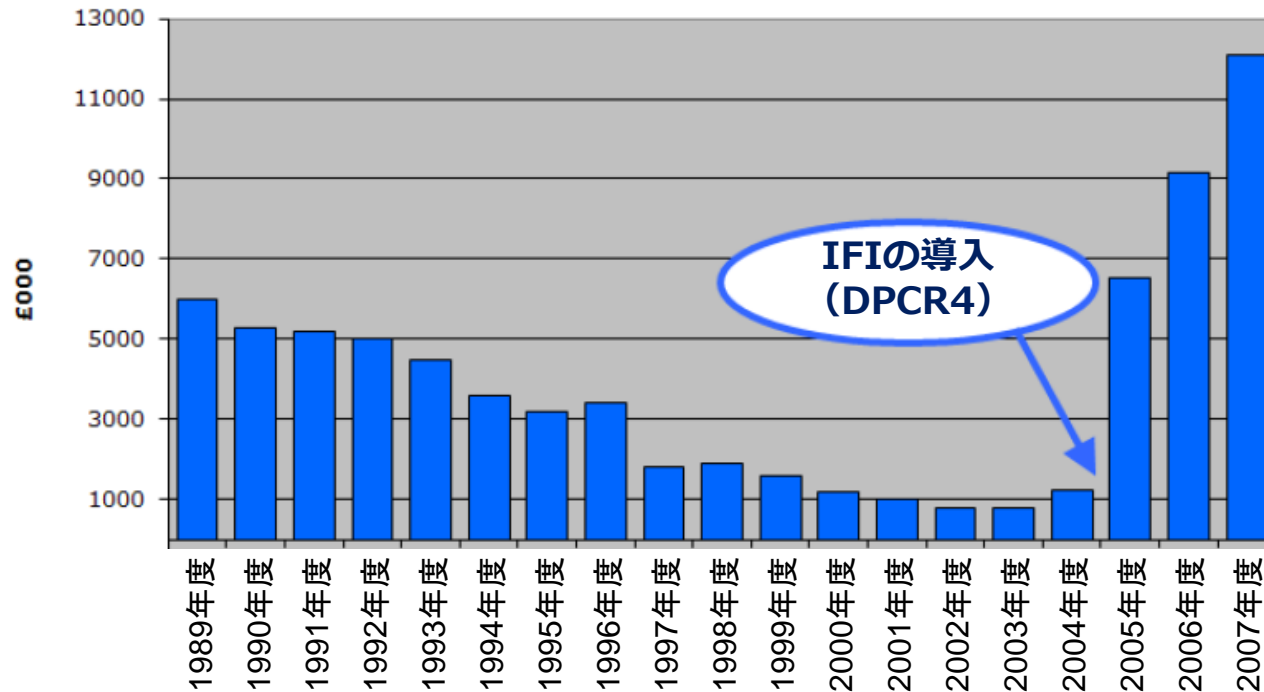
(出所) の補足説明

説明対象	Innovation Fundingの変遷、LCNFの導入 (配電)
出所	energy networks association, smart networks portal, Funding Timeline https://www.smarternetworks.org/funding-timeline
原文	(LCNFをクリック) <u>The LCN Fund allowed up to £500m to support projects sponsored by the Distribution Network Operators (DNOs) to try out new technology, operating and commercial arrangements. The aim of the projects is to help all DNOs understand how they can provide security of supply at value for money as Britain moves to a low carbon economy. There are two tiers of funding under the LCN Fund. The First Tier allowed DNOs to recover a proportion of expenditure incurred on small scale projects. Under the Second Tier of the LCN Fund, we ran an annual competition for an allocation of up to £64 million to help fund a small number of flagship projects.</u> → LCNFの導入 (配電)

説明対象	IFIの導入 (送電、配電)
出所	ofgem, Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 History of Energy Network Regulation https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51984/supporting-paper-history-energy-network-regulation-final.pdf
原文	(p.40, Other incentive measures for distribution) <u>As part of DPCR4 concerns were raised that the network companies were not investing in sufficient levels of R&D and that expenditure on R&D was actually declining as a result of the RPI-X framework which incentivised improvements in opex. To address these concerns, the Innovation Funding Incentive (IFI) was introduced. The IFI was intended to provide incentives toward investment in technologies that would reduce network company costs in the long-term but would not pay off for some time after investment. The IFI therefore made available funding for projects related to improvements in supply quality, the environment and safety.</u> → IFIの導入 (配電) (p.54, Other incentive measures for transmission) <u>Within TPCR3, the costs associated with Research and Development (R&D) were incorporated within opex allowances for NGET. However, recognising that R&D expenditure was declining due to the emphasis on opex efficiencies under the RPI-X framework, in line with the changes implemented within DPCR4, as part of TPCR4 the Innovation Funding Incentive (IFI) was implemented for all of the electricity TOs.</u> → IFIの導入 (送電)

- 2005年のIFIの導入により、配電事業者のイノベーション費用は、大きく増加した。

－配電事業者のイノベーション費用の推移－



(出所) の補足説明

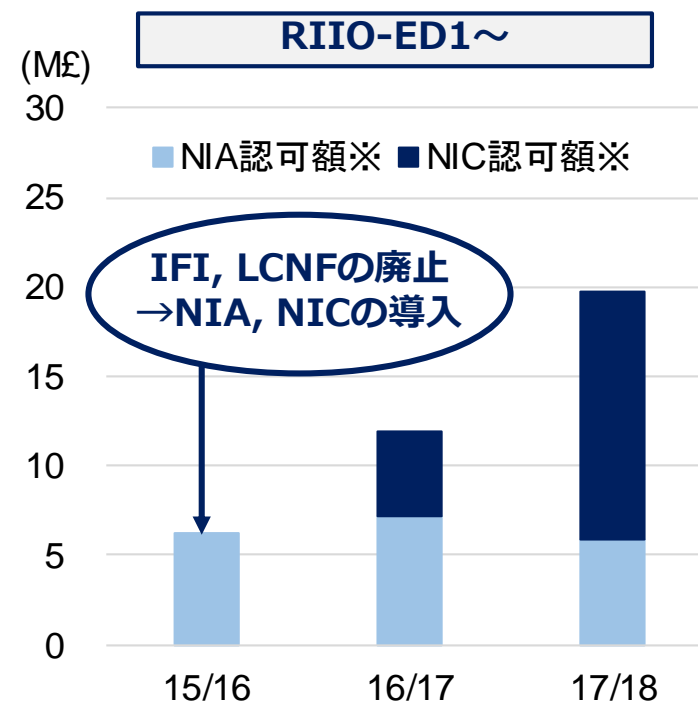
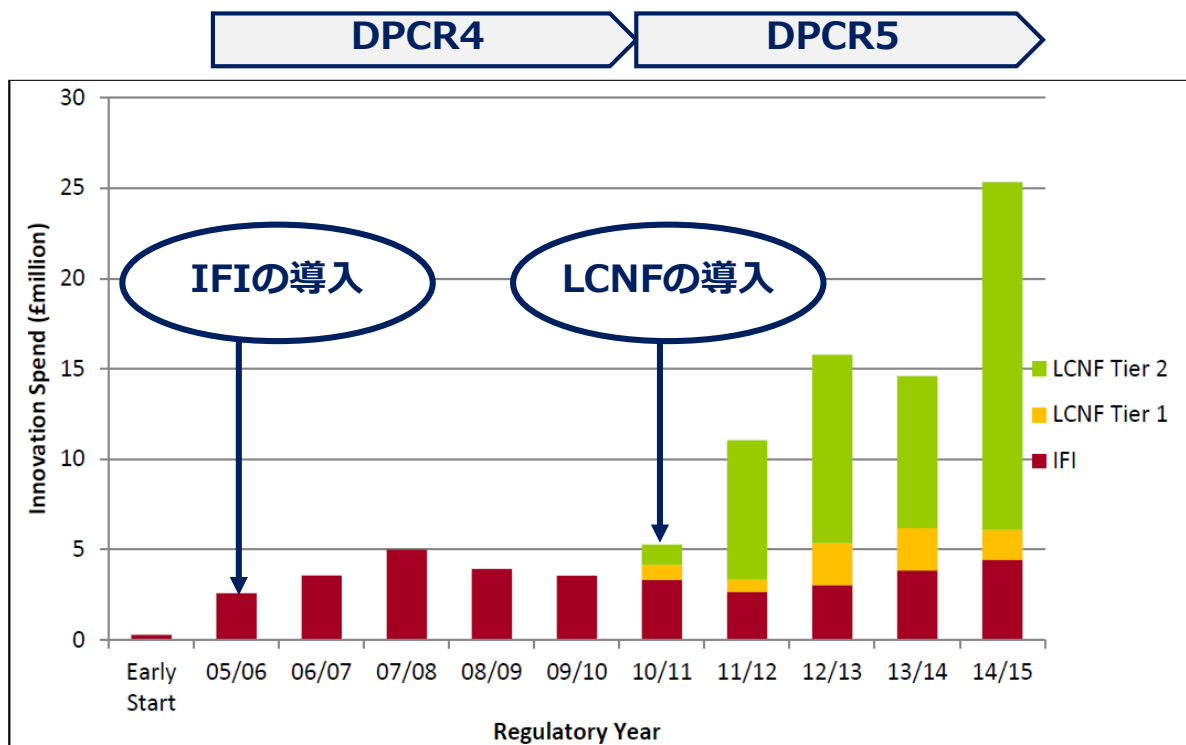
説明対象	配電事業者のイノベーション費用の推移
出所	ofgem, Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Working paper 2 Innovation in energy networks: Is more needed and how can this be stimulated? https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/52011/rpi-x20-innovation-working-paperfinal-draft.pdf
原文	(p.5, Figure 1) UK electricity distribution R&D spending

Innovation Funding –配電会社UKPNの事例–



- 配電会社UK Power Networks (UKPN)のイノベーション費用は、2005年のIFI導入時に増加した後、2010年のLCNF導入によりさらに増加した。
- 2015年のRIIO-ED1開始時には、IFIとLCNFの廃止によりイノベーション費用は一旦低減したが、NIAとNICの導入により、その後は増加傾向にある。

– UKPNのイノベーション費用の推移 –



(出所) 左図 : UK Power Networks, IFI Report, April 2014 – March 2015、
右図 : ofgem、RIIO-ED1 annual reportを基に、トーマツ作成

※ NIA (複数年プロジェクト可) は単年度あたりの認可額を、NICは複数年のプロジェクト期間における認可額を示す



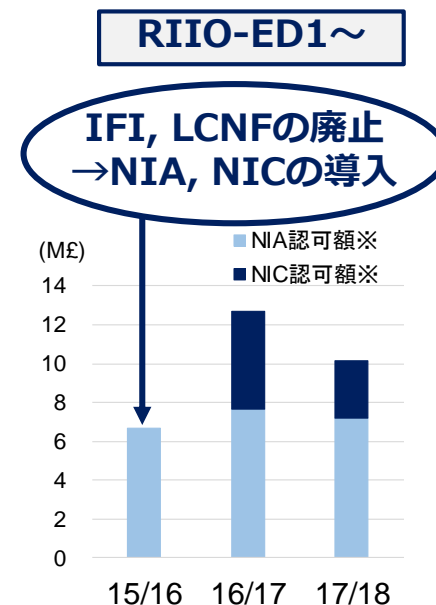
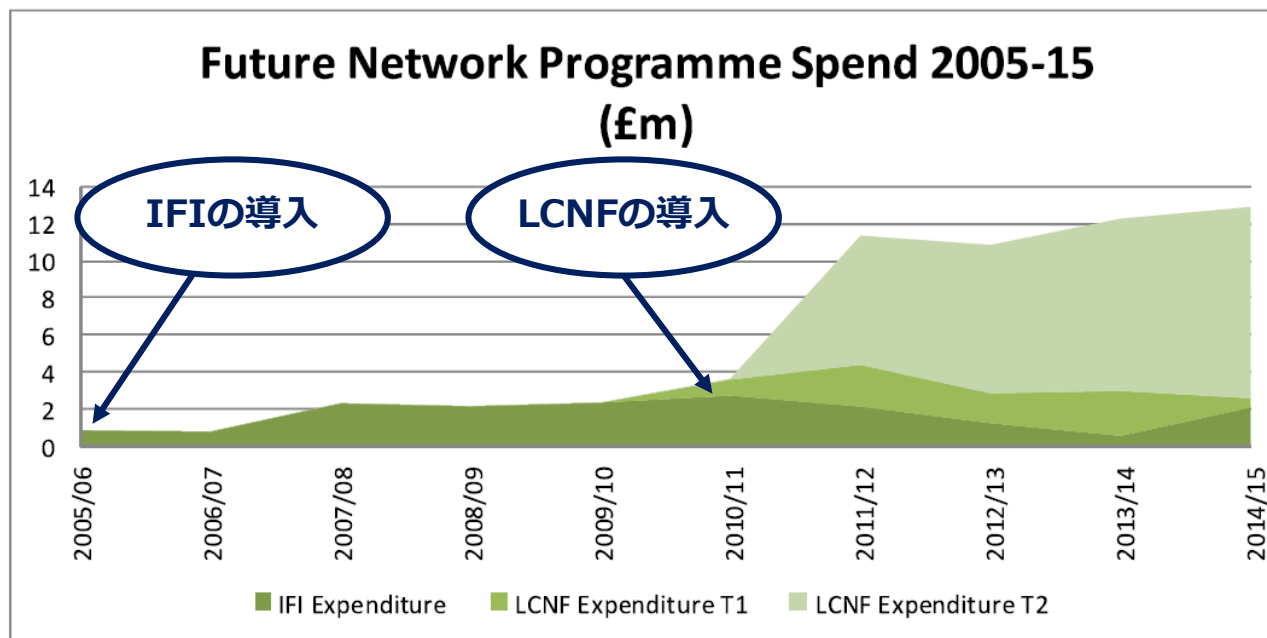
(出所) の補足説明

説明対象	UKPNのイノベーション費用の推移 (左図)
出所	UK Power Networks, IFI Report, April 2014 – March 2015
	https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/UKPN-IFI-report-2014-15-v1.0-PXM-2015-07-23.pdf
原文	(p.8, Figure 3) Trend of innovation spend



- 配電会社Western Power Distribution (WPD)のイノベーション費用は、2005年のIFI導入時に増加した後、2010年のLCNF導入によりさらに増加した。
- 2015年のRIIO-ED1開始時には、IFIとLCNFの廃止によりイノベーション費用は一旦低減したが、NIAとNICの導入により、翌年は増加した。

– WPDのイノベーション費用の推移 –



※ NIA（複数年プロジェクト可）は単年度あたりの認可額を、NICは複数年のプロジェクト期間における認可額を示す



(出所) の補足説明

説明対象	WPDのイノベーション費用の推移 (左図)
出所	Western Power Distribution, Innovation Funding Incentive Regulatory Report 2014/15 WPD-IFI-Rpt-2014_15-issue-1.pdf
原文	(p.6) Future Network Programme Spend 2005-15



- Network Innovation Allowance (NIA) と Network Innovation Competition (NIC) には、コスト削減インセンティブが働かないものの、事後精査により、未使用分は返却しなければならない。

コスト削減 インセンティブ

費用査定※2

イノベーション推進 (NIA、NIC)

[概要]

リスクが高く通常のビジネスでは実施できないこと、利用者に経済的便益があること、等が適格性要件として規定される

なし※1

- 事前に認可された金額は、原則、全額使用可能
- TOTEX費用とは別枠で上積みされるため、TIMの対象外となる

あり

- [事前] 規制機関に申請し、認可を受ける
- [事後] 実費用を精査し、
 - 未使用分は減額
 - 超過分は、規制機関に認められた分のみ増額可

通常のR&D (TOTEX)

[概要]

短期にR&D費用を回収可能と判断した場合に、事業者が自己判断により、TOTEX費用を使って実施する

あり

- TOTEX費用としてカウントされるため、使用した費用は、事業者の利益に（短期的に）影響する
- TOTEX費用に含まれるため、TIMの対象となる

なし

※1 ドイツでは、R&D費用(ARegV §25a)は制御不能コストに含まれ(ARegV §11(2) 12a)、コスト効率化の対象外となる

※2 ドイツ・フランスも基本フレームは同じ



- 小規模のInnovationプロジェクトを推進するために、Network Innovation Allowance (NIA) が導入された。

NIA (1/2)

対象 プロジェクト	<ul style="list-style-type: none">■ 送配電事業に関する小規模のInnovationプロジェクト■ 研究・開発・実証フェーズ、商用化・技術・運用面等、あらゆるInnovationプロジェクト■ 各プロジェクト規模の下限と上限の設定は無いが、総額の上限がAllowable NIA Expenditure (ANIA)として事業者毎に設定される (TOの場合、ANIAは[認可額]と[ベースレベニュー×NIAV]の小さい方に0.9をかけた数値、NIAVはNGETが0.7%、SPTが0.5%)■ TO・SOは2021年3月31日まで、DNOは2023年3月31日までに発生する費用のみが対象
応募者	<ul style="list-style-type: none">■ 送配電事業ライセンス保有者の内、RIIOの適用を受ける者 (TO、SO、DNO)
採択プロセス	<ul style="list-style-type: none">■ 適格性要件を満たしていることと、(NIAでない) 通常のビジネスでは実施できないプロジェクトであることを証明するProject Eligibility Assessment (PEA)を提出し、プロジェクト責任者のサイン付きで、ポータルサイトの登録ページで公表しなければならない■ プロジェクトが適格となるためには、ポータルサイトへの登録が必要である。登録する際は、メール送付により、規制機関へ通知する必要がある■ 登録は、通常は規制機関の承認を必要としないが、下記2つの場合は、規制機関の承認が必要となる (受領後20営業日以内に審査を行う)<ul style="list-style-type: none">• Intellectual Property Rights (IPR)の規定の免除申請を行う場合• 自社や関連企業への支払が発生する場合

NIA (2/2)

適格性要件

- 下記2つのSpecific Requirementsを全て満たす必要がある

Specific Requirements set 1

- 送配電系統に直接的に効用をもたらす新しい装置、アプリケーションや運営方法

Specific Requirements set 2

- a. 他の送配電事業者が応用可能な知見をもたらすこと
- b. 送配電系統の利用者に経済的便益をもたらすこと
- c. リスクが高いために通常のビジネスでは実施できない、革新的なものであること
- d. 既に実施されているものとの重複を避けること

情報公開

- 前年度のプロジェクト関連情報（計画からの変更点、将来への教訓、成果、データへのアクセス方法等、第3者が理解できる十分な情報）を、7月31日までに公表しなければならない
- プロジェクトのアンニュアルサマリーを、7月31日までに公表しなければならない
- 年に1回、他の送配電事業者と共同で、プロジェクトパートナーや関連する第3者に向けた会議を開催しなければならない

プロジェクト費用

- 登録された金額を下回ることはできるが、規制機関の承認なしで上回ることはできない
- 技術的な失敗による追加費用は認められない
- プロジェクトの実施により直接的に得られた利益は、NIA費用から控除しなければならない
- NIA費用に占める内部費用（人件費等）の割合は、NIAのライセンス条件で設定される

Innovation Funding – NIA –



NIAプロジェクト事例 (TO・SO) 5年間で計264件*

プロジェクト タイトル	主事業者	概要	NIA認可額 (M£)	開始年	完了年
NORD	NGET	変圧器ブッシングとケーブルシーリングエンドに使用されるOリングシールの劣化分析・試験方法の開発	0.3	2019	2021
LiCaSE	NGET	ケーブルシーリングエンドに使用される液体絶縁の特性の解明	1.1	2018	2020
Assessment of Wireless Tech.	NGET	変電所での無線通信の経済的便益とセキュリティへの影響の検討	0.1	2019	2019
ALiRA	NGET	地理的条件が気象条件の変化に与える影響の把握による、架空電線の熱容量検討	0.2	2018	2019
Reducing Energy Losses from Transmission Substations	SPT	変電所における各回路のモニタリングを基にした、エネルギー性能の分析	0.2	2017	2019
Electric Road System for Dynamic Charging of EVs	NGET	EVのdynamic chargingによるデマンド予測や、送配電システムへの影響分析	0.3	2018	2019
WATTS	NGET	気象条件が、需要・供給パターンや、再エネ稼働、送電システムの混雑等に与える影響の分析	0.4	2018	2019
APPEAL	SPT	環境に優しい木製電柱の調査・試験	0.3	2016	2022
Visualization of Renewable Energy Models	NGET	再エネがシステム運用に与える影響に関する複雑なデータを分かり易く可視化する手法の開発	0.1	2013	2017
他					

(出所) energy networks portal、smarter networks portalを基に、トーマツ作成

* 件数のみ、ofgem、RIIO-ET1 annual reportより

Innovation Funding – NIA –



NIAプロジェクト事例 (DNO) 3年間で計457件*

プロジェクト タイトル	主事業者	概要	NIA認可額 (M£)	開始年	完了年
Health Index Study of Electrical Energy Storage	NPg	蓄電池のHealth Indexと方法論の初期調査	0.04	2019	2019
Linkbox Monitoring using Narrow Band IoT	SPEN	ナローバンドIoTを使って収集したアセットヘルスに関する情報のオンライン監視システムの開発	0.5	2017	2019
HV OHL Assessment	UKPN	架空電線の試験方法の開発と、コンダクターの劣化度・寿命を特定するアルゴリズムの開発	0.4	2019	2020
SF6 Alternatives	WPD	SF6の代替ガスの調査、候補抽出、試験、知見の共有	0.4	2017	2019
CADET	WPD	電力需要、発電、蓄電等、エネルギー削減に関連する全てのリソースの行動分析モデルの開発	0.3	2018	2019
Phase Switch System	UKPN	相間不均衡を解消するためのPhase Switch Systemの実証と、LVフィーダーや配電用変圧器への影響把握	1.0	2019	2022
Drone WVLOS	NPg	ドローンを使った業務の評価	0.2	2018	2019
EV-Up	SPEN	EVシフトの可能性を把握するための系統エリアに関するデータセットの開発	0.2	2019	2020
Domestic Energy Storage & Control	UKPN	小型蓄電池の最低必要量の把握や、配電系統の長期予測モデルのためのPV発電パターンの作成等	0.6	2016	2018
他					

(出所) energy networks portal、smarter networks portalを基に、トーマツ作成

* 件数のみ、ofgem、RIIO-ED1 annual reportより



- NIAよりも大規模かつ複雑なInnovationプロジェクトを推進するために、Network Innovation Competition (NIC) が導入された。

NIC (1/2)

対象 プロジェクト

- NIAと比べて、より大規模で複雑な、送配電事業に関するInnovationプロジェクト
- 低炭素化と環境面での便益をもたらす可能性の高いあらゆるInnovationプロジェクト
- Full Submissionとして申請できる総額の上限は70M£。実際の申請総額が70M£を下回った場合、その差額が次年度以降に持ち越しとなることは無い

応募者

- 送配電事業ライセンス保有者の内、RIIOの適用を受ける者 (TO、SO、DNO)
- 送配電事業ライセンス保有者の内、RIIOの適用を受けない者 (OFTO、IDNO※)
※OFTO : Offshore Transmission Owner、IDNO : Independent Distribution Network Operator

採択プロセス

- まず、「①Initial Screening Process (ISP)」により、適格性要件 (次ページ参照) 等に基づいて1次審査を行う
- 1次審査を通過した場合、次に、「②Full Submission Process」により、評価基準 (上記①ISPの適格性要件に、下記3項目e. - g.を追加したもの) 等に基づいて専門委員が選定を行い、規制機関が最終決定する
 - e. エネルギーサプライチェーンの他事業者との協業や、NIC以外の資金の活用
 - f. プロジェクトの効果と実施タイミング
 - g. 頑強な方法論を証明するものであり、かつ、プロジェクトの実行性が高いこと
- 採択されたプロジェクトが規定や指示に従っていないことが判明した場合、規制機関は、当該プロジェクトの認可を取り消すことができる

適格性要件 (① ISP)

- 下記2つを全て満たす必要がある

Specific Requirements

- ・ 送配電系統に直接的に効用をもたらす新しい装置、アプリケーションや運営方法

ISP Criteria

- a. エネルギー部門の低炭素化を加速し、環境面での便益をもたらすこと、ネットワーク利用者の経済的便益につながる可能性があること
- b. 電気の消費者に金銭的価値をもたらすこと
- c. 英国の送配電ネットワークに展開可能な知見を創出すること、または、英国の送配電ネットワークのかなりの部分において普及展開の機会を創出すること
- d. 通常のビジネスではない革新的なものであり、かつ、リスク要因により不確実なビジネスであること、または、効果を証明するための実証であること

情報公開

- ガスのネットワーク事業者と協力して、ポータルサイトを製作し、プロジェクト進捗レポートやプロジェクト完了報告レポートを公開しなければならない
- 年に1回、他の送配電事業者と共同で、プロジェクトパートナーや関連する第三者に向けた会議を開催しなければならない

プロジェクト費用

- 不確実性因子によりプロジェクト費用が不足する場合は、根拠を提出して規制機関が認めれば、上限5%の追加費用を受け取ることができる
- プロジェクト完了後、十分な根拠により成功基準を満たすことが証明できれば、成功報酬を受け取ることが可能（2016-17年度以前にプロジェクト指示書が発行されたものが対象）
- ①プロジェクトにより得られた収益、②申請額に対して実際に使った金額が下回った場合のその差額は、顧客に還元しなければならない

Innovation Funding – NIC –



NICプロジェクト一覧 (TO・SO) 5年間で計10件

年	プロジェクト タイトル	主事業者	概要	NIC認可額 (M£)	総コスト (M£)	完了年
2013-14	VISOR	SPT	新たなデータと分析方法を用いた、Anglo-Scottish連 系線の運用容量の最適化	6.5	–	2017
	MTTE for HVDC Systems	SHET	HVDCシステム向け設備の、試験・開発方法の構築	11.3	–	2021
2014-15	EFCC	NGET	発電側・需要側双方の顧客にシグナルを送るための、 新たな監視・制御システムの開発・実証	6.9	–	2018
	MASC	SHET	Modular Approachを使って設計・建設される変電所 の普及に関する評価	2.8	–	2020
2015-16	OSEAIT	NGET	既存の変電所の、革新的プロジェクトの試験センター への転換	12.0	26.0	2020
	NeSTS	SHET	より小さく、環境に良く、コスト低減につながる新た な鉄塔の開発	6.6	7.5	2022
	FITNESS	SPT	コスト低減につながり、環境に良い、英国初のデジタ ル変電所の開発	8.3	10.8	2020
2016-17	TDI 2.0	NGET	分散電源を最大限に活用し、送電系統の電圧制約を解 消するための、技術的・商業的ソリューションの開発	8.0	9.6	2019
	Phoenix	SPT	Synchronous Compensatorと他のStatic Compensatorとの革新的なハイブリッドコントロール システムの、設計、配置、運転制御の実証	15.6	19.9	2021
2017-18	Black Start from DER	NGET	ブラックスタート時の分散電源の活用に関する調査・ 試験	10.3	11.7	2022

Innovation Funding – NIC –



NICプロジェクト一覧 (DNO) 3年間で計9件

年	プロジェクト タイトル	主事業者	概要	NIC認可額 (M£)	総コスト (M£)	完了年
2015-16	Celsius	ENWL	運用容量と寿命の向上を目的とした、変電所の温度管理方法の開発	5.0	5.8	2020
	ANGLE- DC	SPEN - SPMW	本島とアングルシー島（ウェールズ北西岸）のネットワーク補強を目的とした、既存の交流回路から直流回路への変更	13.9	15.5	2020
2016-17	Open LV	WPD - WMID	低圧系統の変電所向けの、クラウドを活用したソフトウェアプラットフォームの開発	5.0	6.1	2020
	PowerFul-CB	UKPN - LPN	2種類の新たな遮断器の開発	4.8	6.4	2021
2017-18	Active Response	UKPN - LPN	配電系統の直流電力潮流向け、2種類の新たなネットワーク機器の開発	13.8	18.3	2021
	LV Engine	SPEN - SPD	新たなソリッドステート変圧器の開発	7.3	8.3	2022
	EFFS	WPD - EMID	ネットワーク容量を予測し、柔軟なネットワークサービスの機会創出を目的とした、ITプラットフォームの開発	2.9	4.3	2020
	Transition	SSE - SSES	配電系統の制約を解決するための、技術的・商業的ソリューションの試験	13.1	14.7	2021
	Fusion	SPEN - SPD	配電系統の制約を解決するための、欧州で開発された技術的・商業的ソリューションの試験	5.3	6.0	2022



- 市場での開発済革新技术の普及展開を目的として、Innovation Rollout Mechanism (IRM) が導入された。

IRM

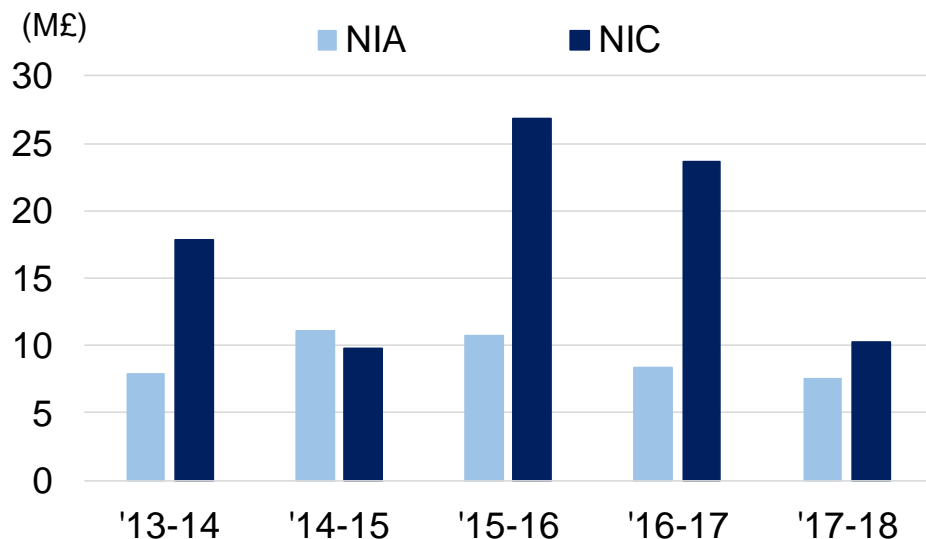
対象プロジェクト	<ul style="list-style-type: none">■ 市場での開発済革新技术の普及展開を図るもので、顧客への長期的な経済的便益があること■ 低炭素化と環境面での便益をもたらす、送配電事業者への規制期間内の利益がないこと
応募者	<ul style="list-style-type: none">■ 送配電事業ライセンス保有者
採択プロセス	<ul style="list-style-type: none">■ 申請期間は、1回目が2015年5月1日-31日、2回目が2018年5月1日-31日（TO・SOの場合）■ 申請期間終了後4ヶ月以内に、規制機関が決定
評価基準	<ul style="list-style-type: none">a. 低炭素化、環境面、その他の便益をもたらすことb. エネルギーの消費者に金銭的価値を長期的にもたらすことc. 送配電事業者は、残りの規制期間において、IRMにより経済的利益を受領できないd. IRM費用を送配電事業者の通常のビジネスに使用しないことe. 開発済革新技术の普及展開であることf. 普及展開の準備ができていること
実態	<ul style="list-style-type: none">■ TO・SOでは、2015年の1回目の申請期間において、SPTが新たなコンダクターの開発で24M£を、また、DNOでは、SPENが8M£を受領したが、それ以外の申請は確認できていない

Innovation Funding –実績–



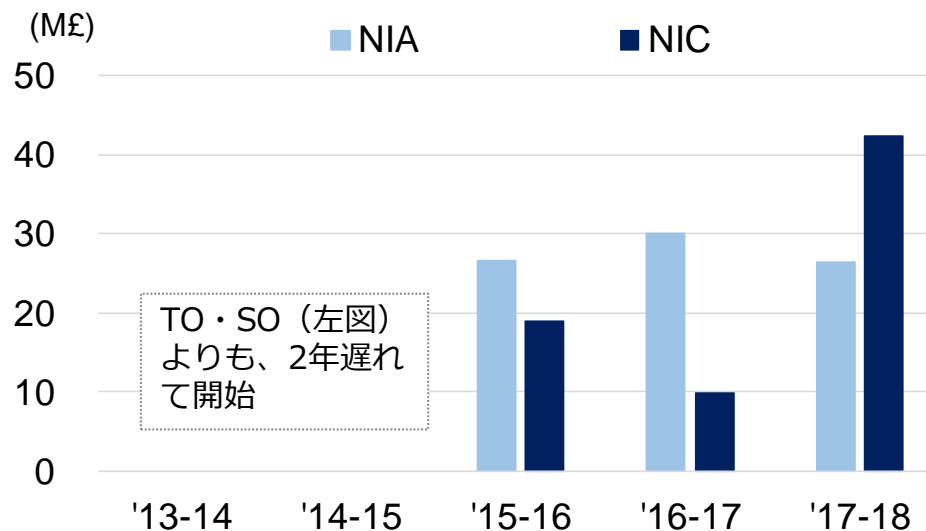
- 2017-18年度におけるNIC認可額は、TO・SO3社は、前年度比半分以下に減少しているが、DNO14社は、前年度比4倍程度まで増加している。

TO・SO3社のNIA・NIC認可額※



NIA 5年間で計264件 → 0.2M£/年/件※
NIC 5年間で計10件 → 8.8M£/件※

DNO14社のNIA・NIC認可額※



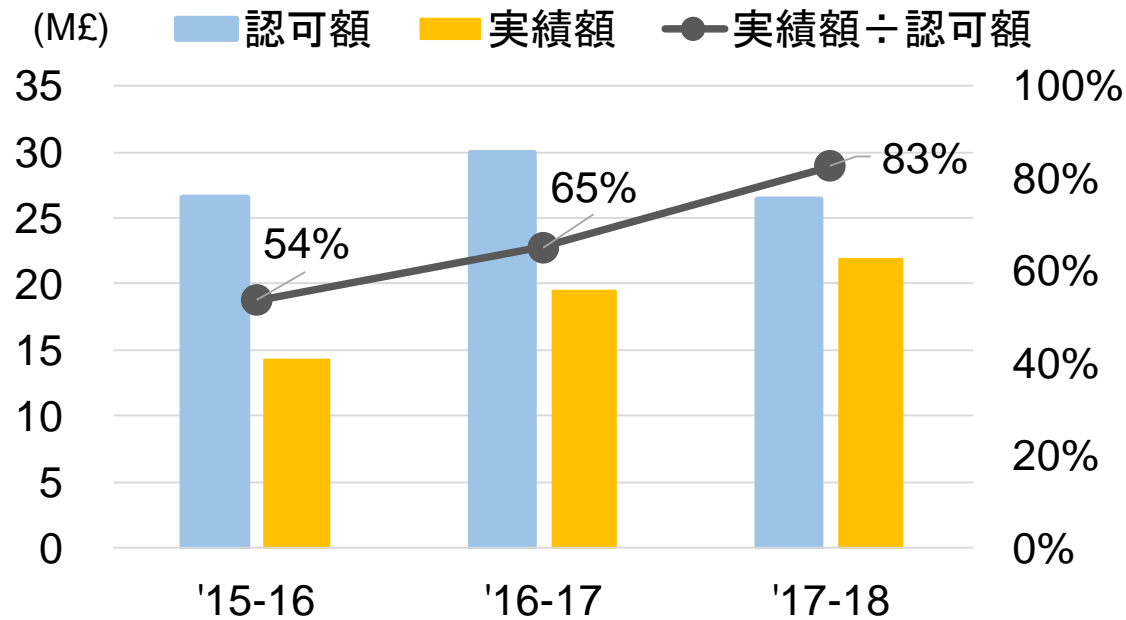
NIA 3年間で計457件 → 0.2M£/年/件※
NIC 3年間で計9件 → 7.9M£/件※

※ 両図共、NIA（複数年プロジェクト可）は単年度あたりの認可額を、NICは複数年のプロジェクト期間における認可額を示す



- NIAについて、DNO14社の平均で見た場合、認可額に対する実際に使った金額の割合（実績額÷認可額）は、増加傾向にある。

DNO14社のNIA認可額と実績額



Balancing Services Use of System Charges (BSUoS)

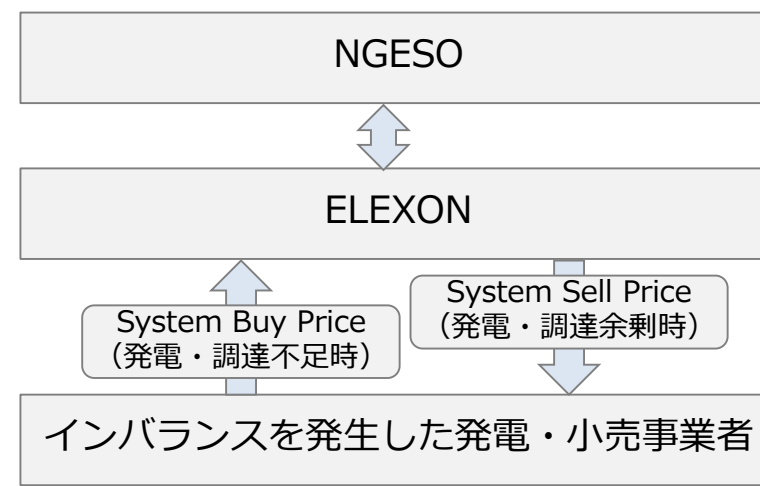
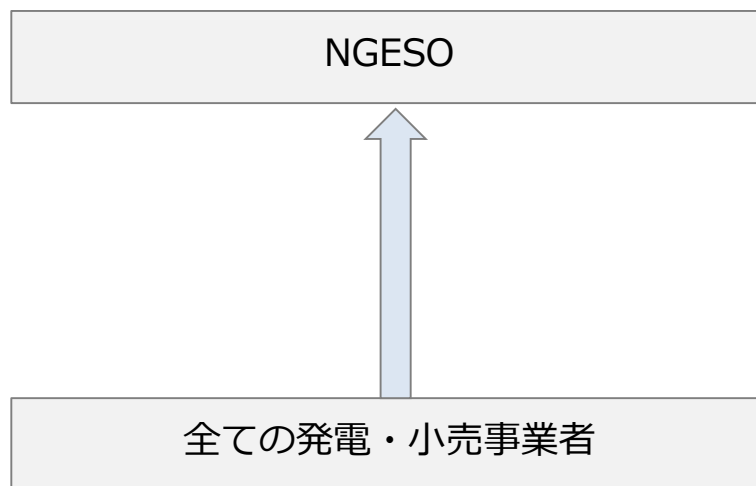


- BSUoSは、系統運用者 (SO) であるNGESOが、潮流調整・需給調整に要した費用(External Cost)や、系統運用業務の運営に必要な費用(Internal Cost)を回収する料金であり、全ての発電・小売事業者から徴収される。

① BSUoS

② インバランス料金

回収フロー



回収対象
費用
③

External Cost	潮流調整・需給調整に用いるバランシング電源へ支払う費用(kW・kWh分)
Internal Cost	系統運用業務の運営に必要な費用(人件費・システム費用等)

インバランスの調整に要した費用(kWh分)

算出方法

発生した実費用に基づき、NGESOがBSUoSを算出

バランシング電源のBid・Offer価格を基に系統全体の需給状況による補正を行い、ELEXON社がインバランス料金を算出

Balancing Services Use of System Charges (BSUoS)



(出所) の補足説明

説明対象	① BSUoS
出所	Introduction to Balancing Services Use of System Charges (BSUoS) https://www.nationalgrideso.com/document/137681/download
原文	<u>The Transmission Licence allows The Company to derive revenue in respect of the Balancing Services activity through the Balancing Services Use of System (BSUoS) charges. (p.3)</u> <u>BSUoS charges are paid by: Generators, Suppliers (p.5)</u> <u>There are two main components of BSUoS, external and internal; External – the monies National Grid pays providers for delivering balancing services; Internal – the business costs of providing this function (e.g. staff, buildings, systems etc.) (p.9)</u>
説明対象	② インバランス料金
出所	ELEXON - imbalance Pricing https://www.elexon.co.uk/operations-settlement/balancing-and-settlement/imbalance-pricing/
原文	<u>There are two Energy Imbalance Prices for each Settlement Period. These are: System Buy Price (SBP); System Sell Price (SSP) These are used to settle the difference between contracted generation, or consumption, and the amount that was actually generated, or consumed, in each half hour trading period.</u> <u>However now there is a single price calculation, so SBP will equal SSP in each Settlement Period. ELEXON For each half hour trading period, the 'cash-out' or 'energy imbalance' prices (System Sell Price and System Buy Price) will be associated with Balancing Mechanism Bids and Offers accepted by National Grid as well as the Balancing Services used for that specific half hour.</u>
説明対象	③ 回収対象費用
出所	Electricity Cash out https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/41372/electricity-cash-out-pdf p.5
原文	<u>All balancing costs recovered by Balancing Services Use of System (BSUoS) charge</u> <u>These costs reflected in, but not recovered by, cash-out</u>

- BSUoSは、「External Cost」と、「Internal Cost」によって構成される。
- 事業者は自身の発電量・需要量に応じてBSUoSを負担する。

① BSUoSの計算式

$$BSUoS_{ToT_{j,d}} = \overbrace{BSUoS_{EXT_{j,d}}}^{\text{External Cost}} + \overbrace{BSUoS_{INT_{j,d}}}^{\text{Internal Cost}}$$

② 事業者の負担額の計算式

$$BSUoS_{ToT_{i,j,d}} = \frac{\overbrace{BSUoS_{ToT_{j,d}} \times Q_{MBSUoS_{i,j,d}} \times TLM_{i,j,d}}^{\text{事業者iのjコマ目の発電量または需要量}}}{\underbrace{|\sum^+(Q_{MBSUoS_{i,j,d}} \times TLM_{i,j,d})|}_{\text{jコマ目の系統全体での総発電量}} + \underbrace{|\sum^-(Q_{MBSUoS_{i,j,d}} \times TLM_{i,j,d})|}_{\text{jコマ目の系統全体での総需要量}}}$$

(i…事業者、j…30分コマ、d…日 を表す)

	単位	解説
$BSUoS_{ToT_{j,d}}$	€/30min	jコマ目のBSUoS合計額
$BSUoS_{EXT_{j,d}}$	€/30min	jコマ目の「External Cost」 (詳細は79ページに記載)
$BSUoS_{INT_{j,d}}$	€/30min	jコマ目の「Internal Cost」 (詳細は82ページに記載)
$BSUoS_{ToT_{i,j,d}}$	€/30min	事業者iが負担するjコマ目のBSUoS額
$Q_{MBSUoS_{i,j,d}}$	MWh/30min	jコマ目の事業者iの発電量/需要量 (発電量は+の値、需要量は-の値をとる)
$TLM_{i,j,d}$	%	送電ロス率

(出所) の補足説明

説明対象	① BSUoSの計算式
出所	CUSC SECTION 14 CHARGING METHODOLOGIES https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download
原文	<u>The Total BSUoS charges for each Settlement Period (BSUoSTOTjd) for a particular day are calculated by summing the external BSUoS charge (BSUoSEXTjd) and internal BSUoS charge (BSUoSINTjd) for each Settlement Period.</u>

説明対象	② 事業者の負担額の計算式
出所	CUSC SECTION 14 CHARGING METHODOLOGIES https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download
原文	<u>A customer's charge is based on their proportion of BM Unit Metered Volume for each Settlement Period relative to the total BM Unit Metered Volume for each Settlement Period, adjusted for transmission losses by the application of the relevant Transmission Losses Multiplier.</u>



- 「External Cost」により、NGESOが潮流調整・需給調整に用いるbalancing電源へ支払う費用（kW分・kWh分）を回収する。

External Costの計算式

$$\begin{aligned}
 \text{BSUoS}_{\text{EXT},j,d} &= \text{CSOBM}_{j,d} + \text{BSCCV}_{j,d} + (\text{IncPayExt}_d + \text{BSCCA}_d + \text{ET}_d - \text{OM}_d + \text{BSC}_d + \text{SOTOC}_d) \\
 &\quad \text{jコマ目の発電量と需要量の合計} \\
 &\times \frac{|\sum^+(\text{QMBSUoS}_{i,j,d} \times \text{TLM}_{i,j,d})| + |\sum^-(\text{QMBSUoS}_{i,j,d} \times \text{TLM}_{i,j,d})|}{\sum_{j \in d} \{|\sum^+(\text{QMBSUoS}_{i,j,d} \times \text{TLM}_{i,j,d})| + |\sum^-(\text{QMBSUoS}_{i,j,d} \times \text{TLM}_{i,j,d})|\}} \\
 &\quad \text{一日（48コマ）の発電量と需要量の合計}
 \end{aligned}$$

項目	単位	解説
① CSOBM _{j,d}	€/30min	jコマ目のSupplemental Balancing Reserve（追加予備力）確保費用
② BSCCV _{j,d}	€/30min	jコマ目分のbalancing電源への支払い費用（kW分、kWh分含む）
③ IncPayExt _d	€/day	SOのライセンス条件に定められた外部支払い費用
④ BSCCA _d	€/day	balancing電源への支払い費用のうち、特定のコマに依らない費用
⑤ ET _d	€/day	該当年以前に発生した調整費用を回収する項目
⑥ OM _d	€/day	balancingサービスを提供することによって得た収益
⑦ BSC _d	€/day	ブラックスタート機能電源への支払い費用
⑧ SOTOC _d	€/day	TO（SPT,SHET）への支払い費用

（出所） National Grid, “Connection and Use of System Code(CUSC)”、Ofgem, “National Grid Electricity System Operator Limited Electricity transmission licence Special Conditions ”

BSUoSの構成 – External Cost –



(出所) の補足説明

説明対象	External Costの計算式
出所	CUSC SECTION 14 CHARGING METHODOLOGIES https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download
原文	<p>① CSOBM: As defined in the Balancing and Settlement Code in force immediately prior to 1 April 2001 less any costs incurred within these values relating to Supplementary Balancing Reserve and Demand Side Balancing Reserve (p.131)</p> <p>② BSCCV: Settlement Period j specific Balancing Contract Costs for settlement day d (p.131)</p> <p>④ BSCCA: Non Settlement Period specific Balancing Contract Costs for settlement day d less any costs incurred within these values relating to Supplementary Balancing Reserve and Demand Side Balancing Reserve (p.131)</p> <p>⑦ BSC means the allowed revenue from and associated with Black Start services in accordance with paragraph 4G.5 of Special Condition 4G (Black Start Allowed Revenue Cost Incentive) (p.131)</p> <p>⑧ SOTOC means the SO-TO Mechanism cost allowance calculated in accordance with 4C.29 Special Condition 4J (SO-TO Mechanism) (p.131)</p>

説明対象	External Costの計算式
出所	National Grid Electricity System Operator Limited Electricity transmission licence Special Conditions https://epr.ofgem.gov.uk//Content/Documents/NGESO%20-%20Special%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf?utm_source=ofgem&utm_medium=&utm_term=&utm_content=licencecondition&utm_campaign=epr
原文	<p>③ 4M.10 The Authority will issue a document to be known as the ESORI Arrangements Guidance Document that explains the process by which the Authority will assess the performance of the licensee and how it will determine the IncPayExtt term in respect of Relevant Year t.(p.97)</p> <p>⑤ Extt means the amount of any adjustment to be made during the Relevant Year t in respect of any Relevant Year prior to Relevant Year t as provided in paragraph 4C.3.(p.97)</p> <p>※資料中では添え字がd (日単位) となっているが、出所では添え字がt (年単位) となっている</p>

BSUoSの構成 – External Cost –



(出所) の補足説明

説明対象	External Costの計算式
出所	Special Condition 4C: Balancing Services Activity Revenue Restriction on External Costs https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/90975/elec-amendedlicenceconditions-initialproposals-pdf
原文	⑥ OMt means an amount representing the revenue from the provision of balancing services to others during the Relevant Year t, calculated in accordance with paragraph 4C.3;



- 「Internal Cost」により、NGESOが系統運用業務を運営する上で必要となる費用（人件費やシステム費用等）を回収する。

Internal Costの計算式

$$BSUoSINT_{j,d} = (SOPU_d + SOMOD_d + SOEMR_d + SOEMRCO_d + SOTRU_d) \times RPIF_t \times \frac{|\sum^+(QMBSUoS_{ij,d} \times TLM_{ij,d})| + |\sum^-(QMBSUoS_{ij,d} \times TLM_{ij,d})|}{\sum_{j \in d} \{|\sum^+(QMBSUoS_{ij} \times TLM_{ij})| + |\sum^-(QMBSUoS_{ij} \times TLM_{ij})|\}}$$

	単位	解説
① SOPU_d	€/day	SOのBase Revenue
② SOMOD_d	€/day	期中調整により補正されたSOのRevenue
③ SOEMR_d	€/day	Electricity Market Reform（容量市場の導入等）の準備費用
④ SOEMRCO_d	€/day	Ofgemによって計算される、SOEMRの調整項
⑤ SOTRU_d	€/day	2年前の「予想RPI（物価指数）と実RPIとの差異」に基づいた調整項
⑥ RPIF_t	-	当該年の予想RPI

BSUoSの構成 – Internal Cost、 External Cost –

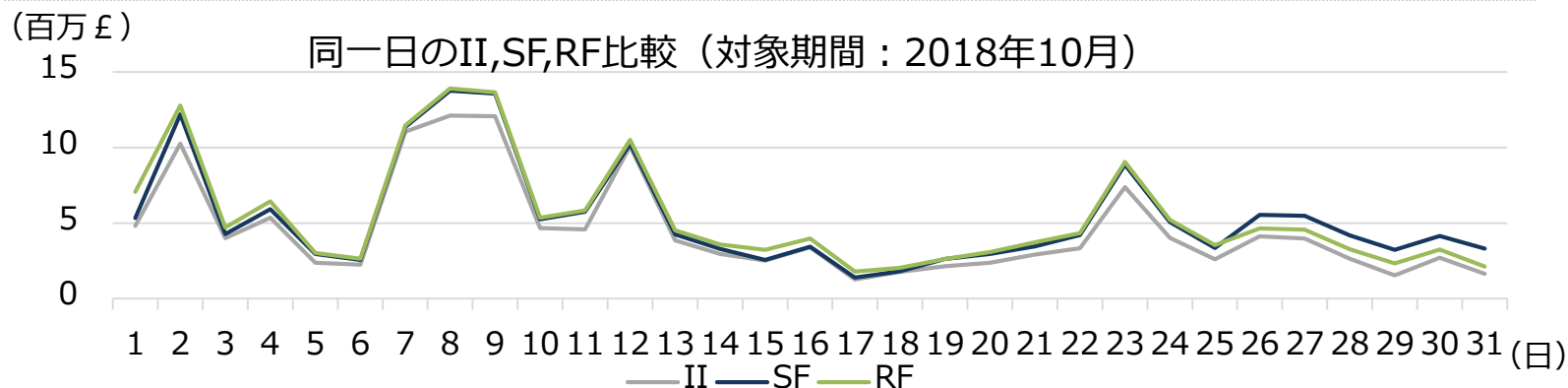


(出所) の補足説明

説明対象	Internal Costの計算式
出所	National Grid Electricity System Operator Limited Electricity transmission licence Special Conditions https://epr.ofgem.gov.uk//Content/Documents/NGESO%20-%20Special%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf?utm_source=ofgem&utm_medium=&utm_term=&utm_content=licencecondition&utm_campaign=epr
原文	<ol style="list-style-type: none"> ① SOPUt means the amount set out against the licensee’s name in Appendix 1 of this condition and represents the SO Opening Base Revenue Allowance in Relevant Year t determined by the Authority.(p.90) ② SOMODt (略) is the value of the incremental change for Relevant Year t from the licensee’s SO Opening Base Revenue Allowance as derived in accordance with the Annual Iteration Process set out in Parts A and B of Special Condition 5B (Annual Iteration Process for the ET1 Price Control Financial Model).(p.90) ③ SOEMRt means the initial amount of allowed revenue for the licensee’s internal costs associated with preparing for the performance of EMR Functions in Relevant Year t and has the value as set out in Appendix 2(p.91) ④ SOEMRCOt means the adjustment to allowed revenue in Relevant Year t and will be determined by the Authority as a result of a calculation which compares SOEMRt with the licensee’s actual incremental and efficiently incurred internal costs associated with preparing for the performance of EMR Functions that are conferred upon the licensee. (p.91) ⑤ SOTRUT (略) means the revenue adjustment made in Relevant Year t in respect of the actual value of the Retail Prices Index in Relevant Year t-2 minus the assumed value of the Retail Prices Index in Relevant Year t-2, as derived in accordance with paragraph 4A.5 of this condition. (p.91) ⑥ RPIFt is the price index adjustment factor in Relevant Year t as derived in accordance with paragraph 3A.7 of this condition. (p.66)

- 30分毎のBSUoSは1日分にまとめられ、16営業日後に請求される Settlement Finalと、14か月後に請求されるReconciliation Finalにより、発電・小売事業者からNGESOに支払われる。

精算タイミング	略称	請求日	通知日
Interim Initial	II	(請求せず)	対象日の5営業日後
Settlement Final	SF	対象日の16営業日後	請求日の3営業日前
Reconciliation Final	RF	対象日の14か月後	請求日の3営業日前

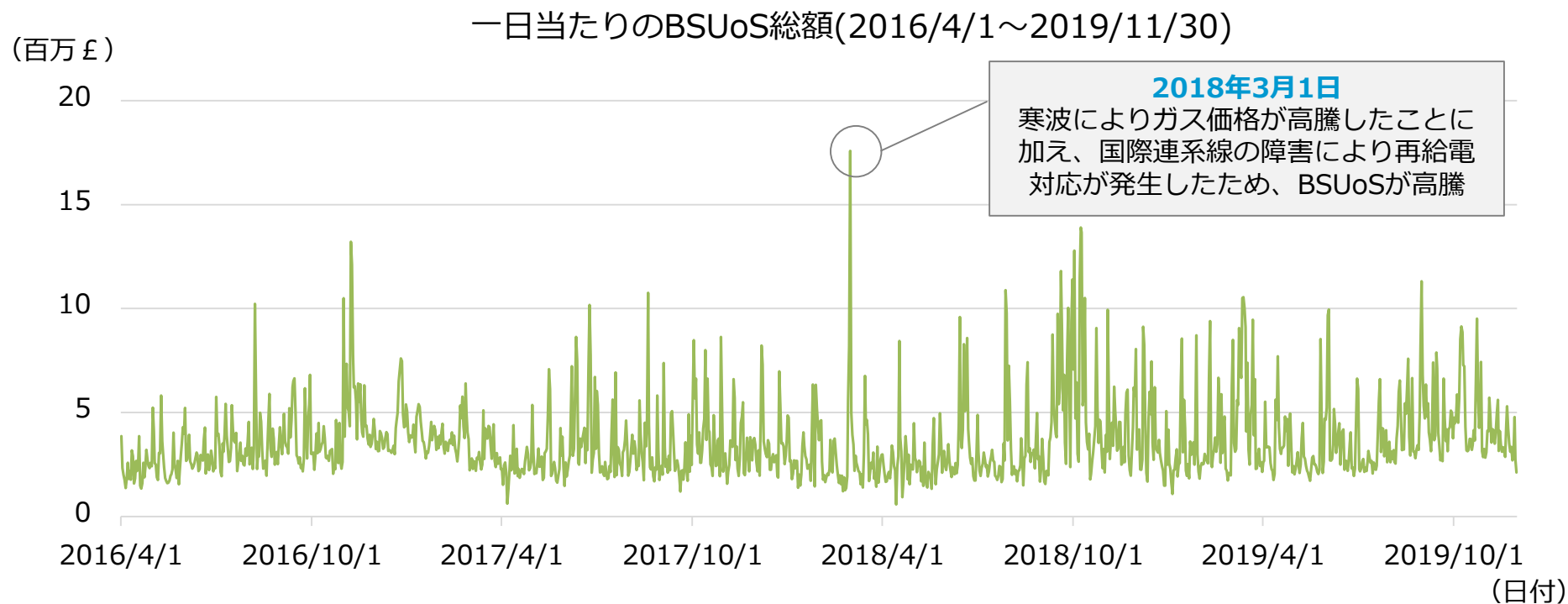


(出所) National Grid, "Introduction to Balancing Services Use of System Charges ", (2019年)、National Grid, "Current BSUoS data"

(出所) の補足説明

説明対象	精算タイミング
出所	Introduction to Balancing Services Use of System Charges (BSUoS) https://www.nationalgrideso.com/document/137681/download
原文	<u>II Interim Initial Settlement Day + 5 working days (no invoice sent)</u> <u>SF Settlement Final Daily, Settlement Day + 16 working days</u> <u>RF Reconciliation Final Daily, Settlement Day + 14 months</u>

- BSUoSには、日々の需給状況の変化による短期的な変動はあるものの、長期的な変動の傾向は見られない。



(出所) National Grid, "Daily Balancing Costs", (2018年)、National Grid, "Current BSUoS data"

(出所) の補足説明

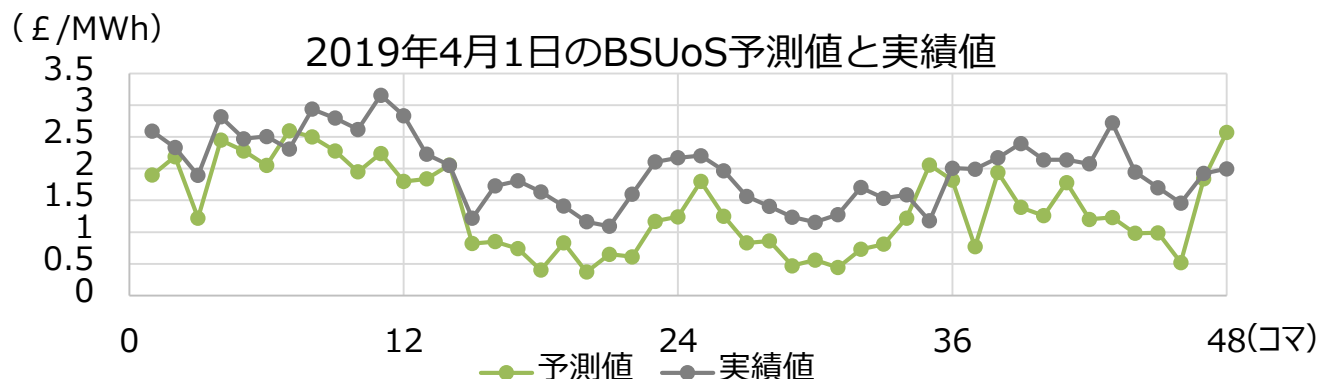
説明対象	2018年3月1日のBSUoSの高騰
出所	Daily Balancing Costs (01/03/2018) https://www.nationalgrideso.com/document/109306/download
原文	<p><u>Special actions were taken to cover risk of potential gas plant interactions following GNCC issuing a Gas Deficit Warning for Gas Day commencing 6am. This uncertainty compounded widespread technical issues with generating plants' performance throughout the day, which were mainly due to the low ambient temperatures being experienced across GB. A significant volume of generation expected to synchronise for the morning pick-up failed to do so or was delayed. In the late afternoon, an interconnector was declared to half its capability for the rest of the day following a technical fault. To address the short market, additional generation was required. Furthermore, the darkness peak was the highest recorded for this winter period, with a half hour average 18:00 to 18:30hrs of 50.1GW. Some BM actions were taken to solve power flow restrictions between Scotland and England and to manage voltages levels. Overnight Trades on the interconnectors were taken for Rocof</u></p>



- NGENSOは翌日のBSUoSの予測値を毎日公開するとともに、2年分の予測値を毎月公開している。

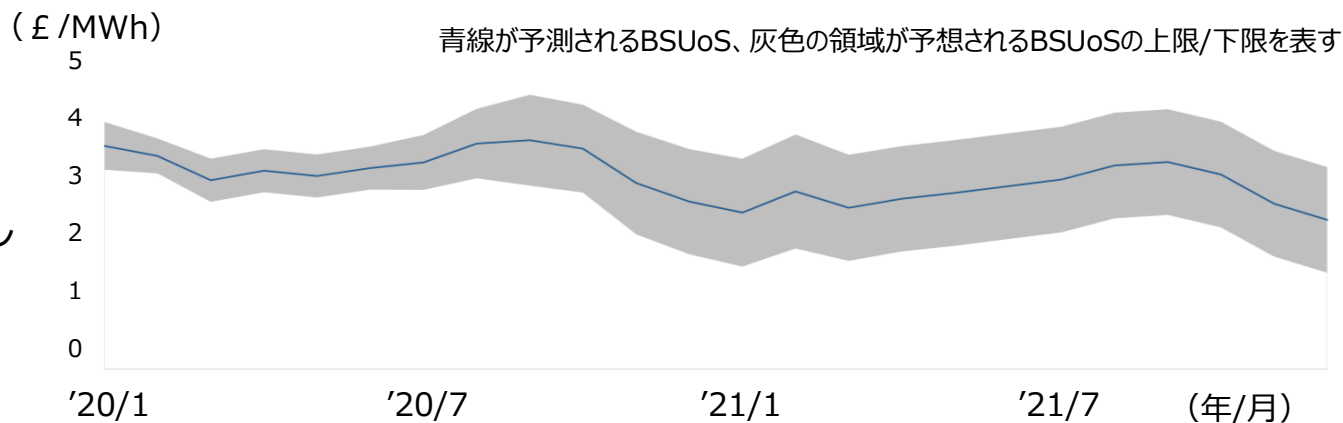
翌日のBSUoSの予測

対象日前日に、48コマ分のBSUoSの予測値を公開している。



2年分のBSUoSの予測

毎月15日前後に、2年先までのBSUoSの予測値(月平均)を公開している。



(出所) National Grid, "Forecast volumes and costs", National Grid, "Current BSUoS data"



2.4 RIIIO-2に向けた変更点

- エネルギーシステム改革による消費者の便益と、規制と市場の更新を確実に
行うことを目的として、規制機関が託送料金改革に着手した。

① 項目	説明	② 目的			
		システムの効率的 で柔軟な活用	システム増強コス トの最小化	フォワード ルッキング料 金の歪み低減	レジデュアル 料金の公平な 回収
1. Access Reform	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>系統接続とフォワードルッキングによる料金設定の改善</u>のために、Ofgemが、Significant Code Review (SCR)を主導 ・ 同時に、事業者は、接続の権利の割当て等に関するレビューを受ける 	○	○	○	
2. TCR	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>新たなレジデュアル料金設定と、“embedded benefits^{※1}”を生じさせる仕組みを改革</u>するために、Ofgemが、SCRを主導 ・ 同時に、事業者は、蓄電池に関する課金に関する変更を実施 	○		○	○
3. Balancing Services Taskforce	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事業者が、balancing services料金のレビューを主導 	(策定中)			

※1: 小規模のembedded generators (配電系統に直接接続する分散電源) が免除を受ける送電料金とbalancing料金の

(出所) の補足説明

説明対象	キーメッセージ、説明、目的																														
出所	ofgem, Update on timing and next steps on Future Charging and Access reforms, 2019 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/05/may_charging_open_letter_final_21-may.pdf																														
原文	<p>(Update on timing and next steps on Future Charging and Access reforms) <u>We have a wide programme of work to ensure that consumers benefit from the energy system transition and that our regulation and the market arrangements we oversee reflect and enable these changes.</u> →キーメッセージ</p> <p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> Electricity Network Access and Forward-looking Charging reform (“Access reform”) <ul style="list-style-type: none"> - <u>Ofgem is leading a Significant Code Review (SCR) to develop improved access and forward-looking charging arrangements</u> - <u>In parallel, industry is undertaking a review of aspects of allocation of access rights, including improved queue management and the scope for trading;</u> Targeted Charging Review (the “TCR”) <ul style="list-style-type: none"> - <u>Ofgem is leading an SCR to develop new residual charging arrangements and reform the arrangements which give rise to “embedded benefits”</u> - <u>in parallel, industry is bringing forward changes to ensure storage pays proportionate charges;</u> Balancing Services Charges Task Force (the “Balancing Services Taskforce”) <ul style="list-style-type: none"> - <u>Industry is leading a review of balancing services charges in parallel with the Access reform and the TCR.</u> <p>(Background, Figure 1)</p> <p>② Future Charging & Access 及びその他の目的 →目的</p> <table border="1" data-bbox="803 979 1873 1379"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Aim</th> <th colspan="3">Future Charging & Access reforms</th> <th rowspan="2">ESO/DSO reforms³</th> <th rowspan="2">RIIO price controls⁴</th> </tr> <tr> <th>Access reform</th> <th>TCR</th> <th>Balancing Services Taskforce</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ensure networks are used efficiently and flexibly</td> <td>★</td> <td>★</td> <td rowspan="4">To be confirmed</td> <td>★</td> <td>★</td> </tr> <tr> <td>Minimise cost of expansion of network capacity</td> <td>★</td> <td></td> <td>★</td> <td>★</td> </tr> <tr> <td>Reduce distortions to forward-looking charges</td> <td>★</td> <td>★</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Recover residual charges fairly</td> <td></td> <td>★</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Aim	Future Charging & Access reforms			ESO/DSO reforms ³	RIIO price controls ⁴	Access reform	TCR	Balancing Services Taskforce	Ensure networks are used efficiently and flexibly	★	★	To be confirmed	★	★	Minimise cost of expansion of network capacity	★		★	★	Reduce distortions to forward-looking charges	★	★			Recover residual charges fairly		★		
Aim	Future Charging & Access reforms			ESO/DSO reforms ³	RIIO price controls ⁴																										
	Access reform	TCR	Balancing Services Taskforce																												
Ensure networks are used efficiently and flexibly	★	★	To be confirmed	★	★																										
Minimise cost of expansion of network capacity	★			★	★																										
Reduce distortions to forward-looking charges	★	★																													
Recover residual charges fairly		★																													

託送料金改革 – スケジュール –



- Electricity Network Access and Forward-looking Charging reform (Access Reform)の適用開始は、RIIO-ED2が始まる2023年4月の予定である。

– Ofgem主導の料金改革のスケジュール –

	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
RIIO-2			RIIO-T2		RIIO-ED2
1. Access Reform	Option development and assessment (including shortlisting)	Consultation on draft SCR conclusions (including draft impact assessment)	Industry code working group development Final SCR conclusions (including final impact assessment)	Code modification - decision	Implementation - April 2023
2. TCR	Publish final decision and direction	Receive code mod from industry Code modification - decision	[Embedded benefits] Implementation - from April 2021 Implementation - either 2021, 2023 or phased 2021-23 [Residual]		
3. Balancing Services Taskforce	Report - May 2019	Next steps on BSUoS			

(出所) ofgem, Update on timing and next steps on Future Charging and Access reforms, 2019

託送料金改革 – スケジュール –



(出所) の補足説明

説明対象	Ofgem主導の料金改革のスケジュール
出所	ofgem, Update on timing and next steps on Future Charging and Access reforms, 2019 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/05/may_charging_open_letter_final_21-may.pdf
原文	(Figure 2) Ofgem主導の料金改革のスケジュール



2.5 レベニューキャップの評価・効果

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- Ofgem及びNW事業者の多くは、RC導入により、顧客サービスが向上し、イノベーションが促進されたと評価している。

ステークホルダー		評価	影響・効果
政府・規制機関	Ofgem (規制機関)	<ul style="list-style-type: none"> • 送配電事業を取り巻く環境が不確実であるため、次期のRIIO-2では、規制期間を8年から5年に短縮して、リスク低減を図る必要がある • RIIOモデルの導入によってNW事業者は顧客に対して必要なアウトプットを提供している 	<ul style="list-style-type: none"> • 事前に予測したコストが高すぎたり、アウトプット実績値が低すぎたりした • 多くの企業は10%程のReturn on Regulatory Equity (RoRE) を得ている
NW事業者	Scottish & Southern Electricity Networks (DNO)	<ul style="list-style-type: none"> • インプットよりアウトプットを重視するRIIOモデルを支持する 	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1 のアウトプット評価に対するインセンティブの付与によって新たな技術が開発され、調達コストが削減され、イノベーションが促進された
	SP Transmission (TO)、SP Energy Networks (DNO) ¹	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1のアウトプット評価に対するインセンティブの付与によって、顧客に便益をもたらした 	<ul style="list-style-type: none"> • SP Transmission (TO) 及びSP Energy Networks (DNO)は、アウトプット指標を全て達成予定である
	Electricity North West (DNO)	<ul style="list-style-type: none"> • RoREはパフォーマンス指標として投資家にとって混乱を招くため、今後企業の資本コストを正確に表す指標として改訂されるべきである • 規制期間が5年間だと事業の影響や効果を把握し難いため、8年間の方が望ましい（少数の意見であり、大半は5年間の規制期間に賛同） 	—

(出所) Ofgem, RIIO-2 Enhanced stakeholder engagement guidance, (2018年)、SSEN、Electricity North West、UK Power Networksによる、“RIIO-2 Open Letter”への返答 (2017年)

(注記) 1 SP Transmission (TO) とSP Energy Networks (DNO) はScottish Power UKの子会社である

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- 需要家の多くは、RC導入により託送料金が上昇したと受け止めている。

ステークホルダー		評価	影響・効果
NW 事業者	UK Power Networks (DNO)	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-ED1によって、顧客に提供するサービス品質等が改善された 	<ul style="list-style-type: none"> • 2010/11から2016/17の間で停電(supply interruptions)発生数が40%減少した • 2010/11から2016/17の間に停電時間が49%減少した • RIIO-1の最初2年において、顧客に利益を£168m還元した（TIMメカニズム）
	再エネ事業者 (再エネ事業者)	Innogy (再エネ事業者)	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1によって、NW事業者と最終消費者間の関係性を深めることが可能になった • RIIO-1でNW事業者が得ている利益が大きい • 負債コスト(cost of debt)は市場価格に応じたものにするべきである
需要家	Citizens Advice (消費者相談の役割を担う民間機関)	<ul style="list-style-type: none"> • NW事業者が10%以上のリターンを得ることが可能になることについて必ずしも賛同できない • 規制をすることによってOfgemが何を達成したいのかを明確にするべきである 	<ul style="list-style-type: none"> • 8年間の規制期間において、消費者は£7.5bn余分に託送料金を支払うと想定している（Citizens Advice調査）
	EEF and UK Steel (エンジニアリング事業者協会、鉄鋼産業団体)	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1はUKの産業界にとって良心的ではない 	—
	Energy Intensive User Group (電力消費企業代表団体)	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1の仕組みの解釈は難しい 	<ul style="list-style-type: none"> • RIIO-1において、送電コストが上昇した

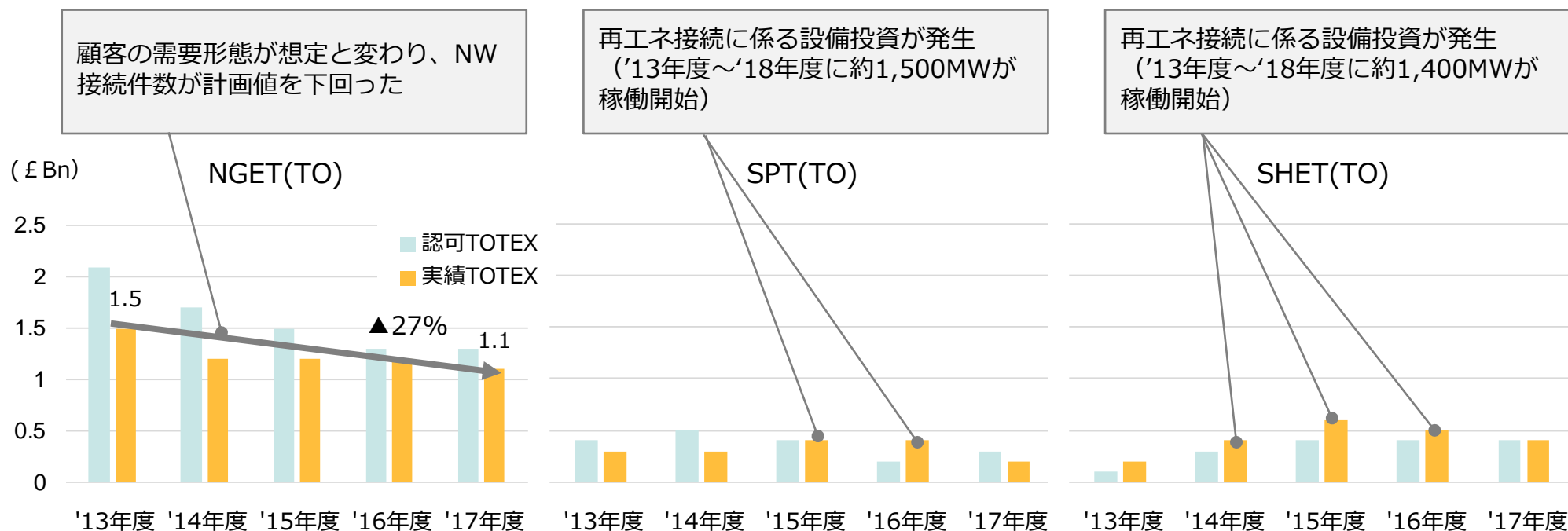
(出所) EDF Energy、Innogy、Citizens Advice、EEF and UK Steel、Energy Intensive User Groupによる、“RIIO-2 Open Letter”への返答（2017年）、Citizens Advice、“Energy Consumers Missing Billions”（2017年）

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- RIIO-ET1の最初の5年間に於いて、NGETの実績TOTEXは、減少傾向にある。
- SPT及びSHETの実績TOTEXは、再エネ導入の影響により、対前年度で増加している年度も見られる。

－TOTEXの推移（RIIO-ET1）－



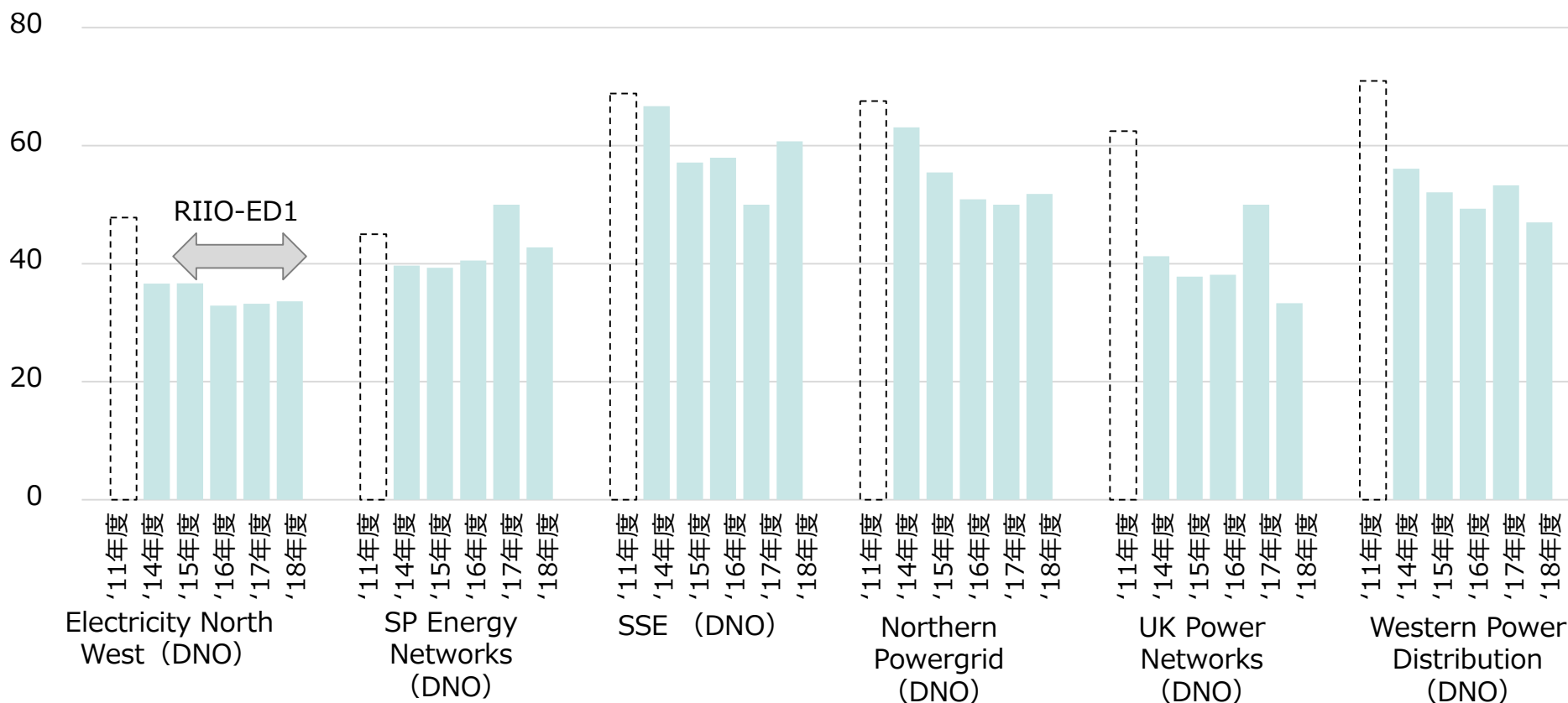
レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- 停電の影響を受けた顧客数（CI）は、RIIO-1以前に対して減少傾向にある。

－ 停電の影響を受けた顧客数、Customer Interruptions (CI) －

(NW内100人毎
の人数)



(出所) Ofgemホームページ、Data Portal – Networks – Our network indicators (2019年)、Ofgem、“RIIO-ED1 Annual Report 2018-19”、Ofgem、“RIIO-ED1 Annual Report 2010-11 data”

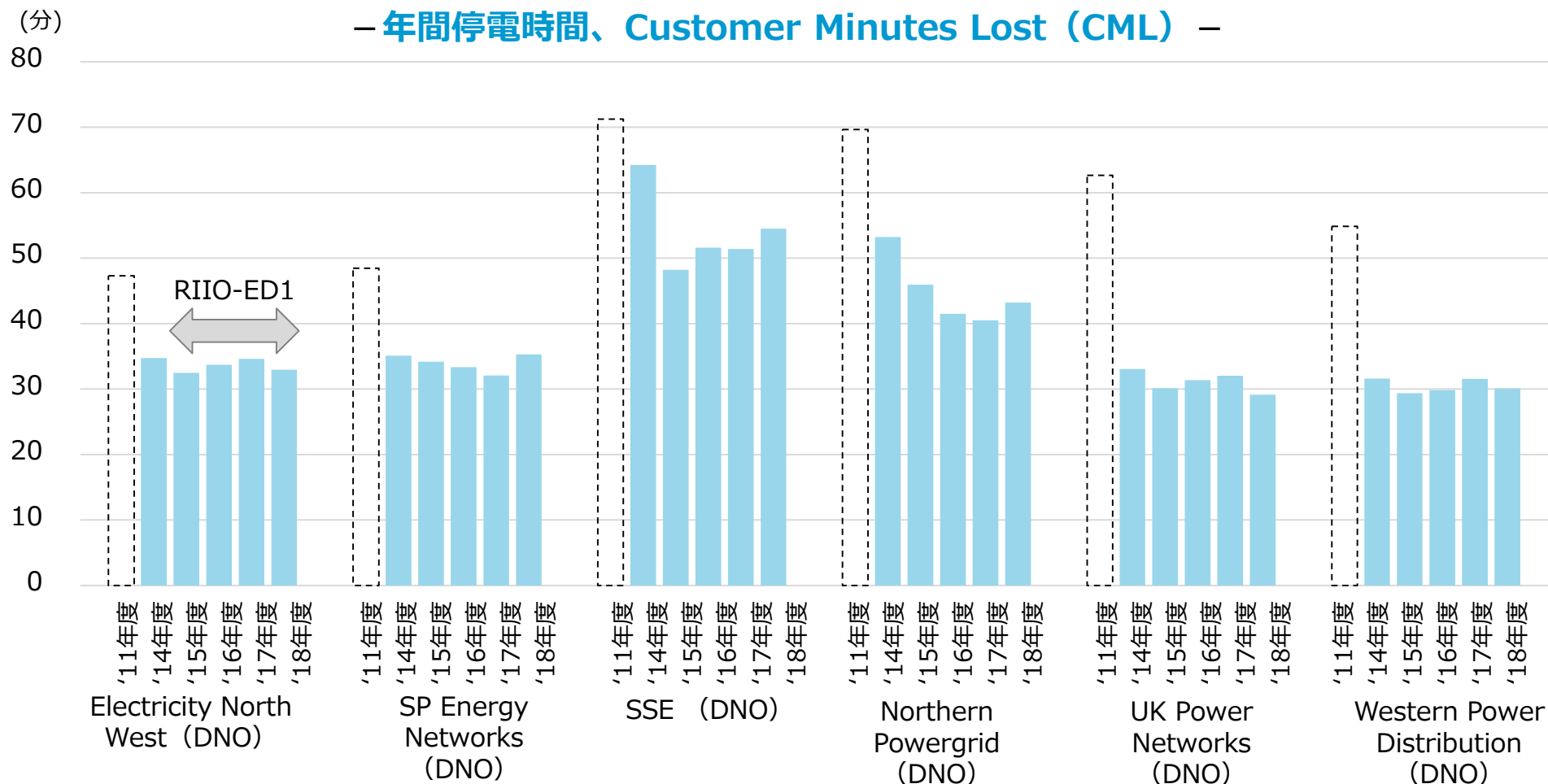
(注記) RIIO前のデータとして入手できた年度(2010/11年度)分を使用

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- 年間停電時間（CML）も、RIIO-1以前に対して減少傾向にある。

－年間停電時間、Customer Minutes Lost (CML)－



(出所) Ofgemホームページ、Data Portal - Networks - Our network indicators (2019年)、Ofgem、"RIIO-ED1 Annual Report 2018-19"、Ofgem、"RIIO-ED1 Annual Report 2010-11 data"

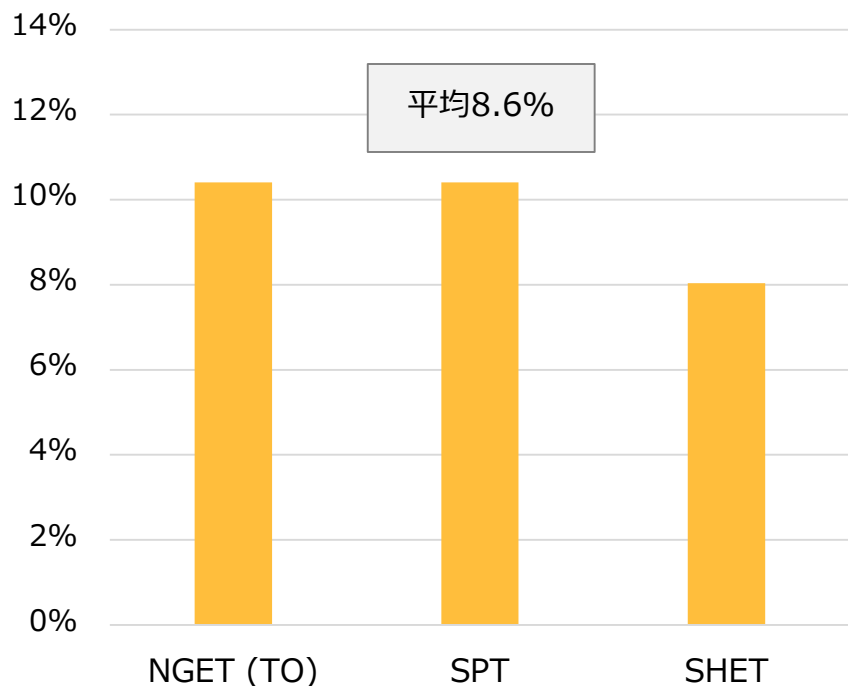
(注記) RIIO前のデータとして入手できた年度(2010/11年度)分を使用

(参考) レベニューキャップ (RC) の評価・効果

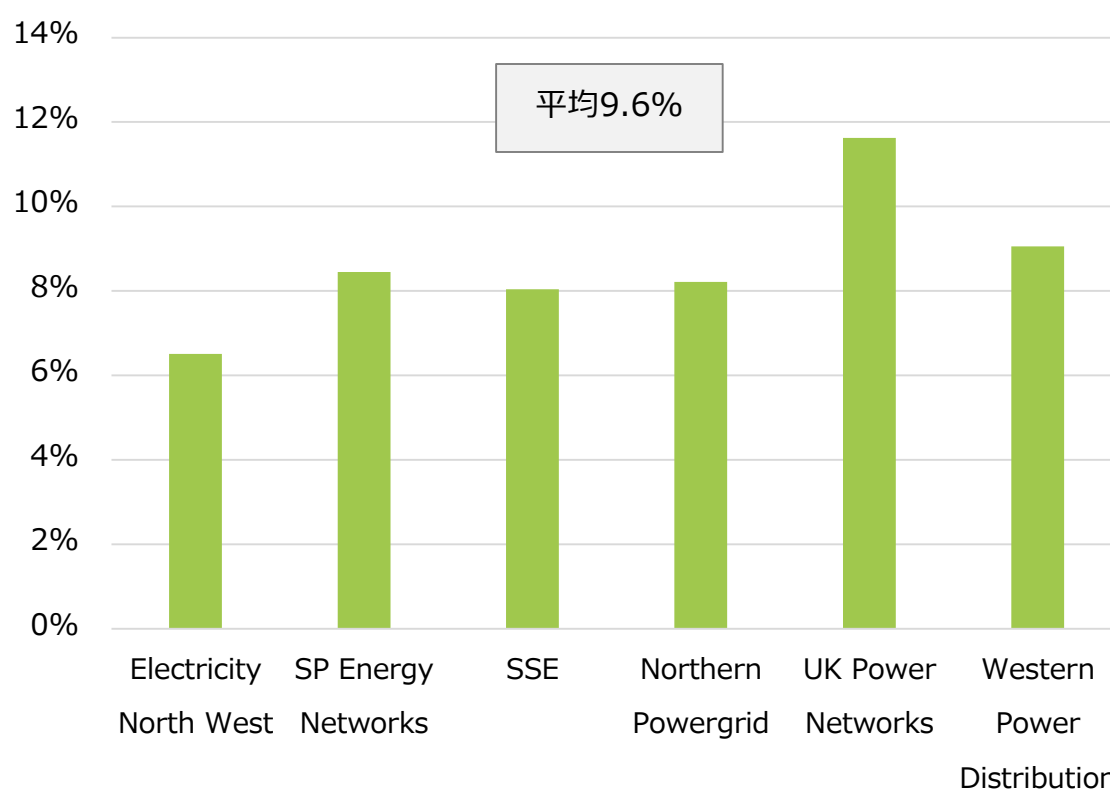


- 2017年度時点の実績及び予測のReturn on Regulatory Equity (RoRE) は、TO3社の平均が8.6%、DNO6社の平均が9.6%であった。

– RoRE (TO) –



– RoRE (DNO) –



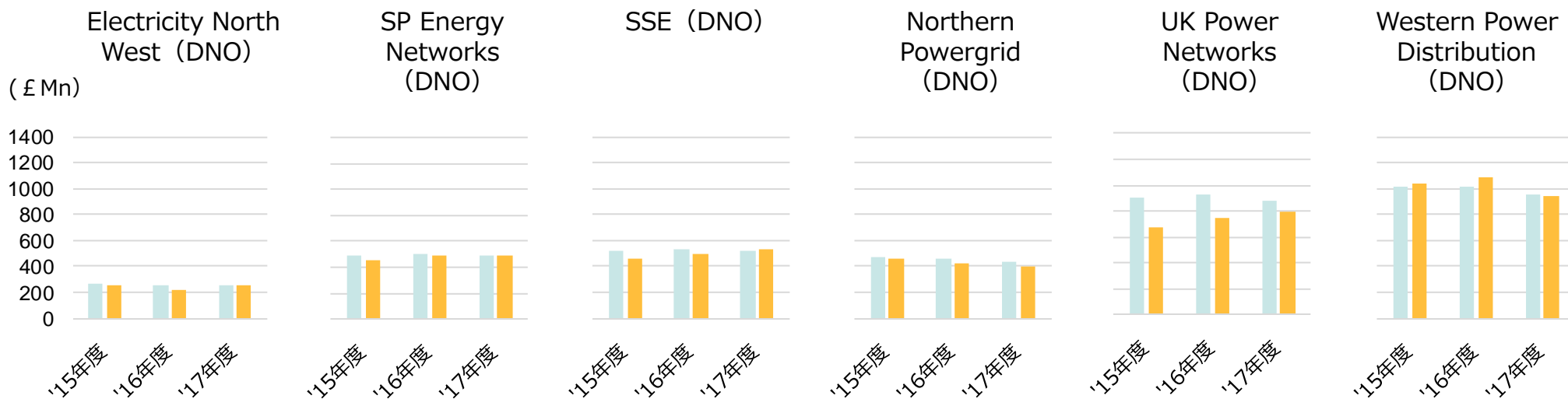
(参考) レベニューキャップ (RC) の評価・効果



- RIIO-ED1の最初の3年間において、TOTEXの推移に共通的な増減の傾向はみられない。

—TOTEXの推移 (RIIO-ED1)—

■ 認可TOTEX
■ 実績TOTEX



(出所) Ofgemホームページ, Data Portal – Networks – Our network indicators (2019年)



3 ドイツの託送料金制度



3.1 レベニューキャップの設定と期中調整

期中調整 - 全体像 -



- レベニューキャップは、主に制御不能コストと制御可能コストから成る。さらに、DSOには、Efficiency BonusとCapital Cost Premiumが適用される。

KA _{dnb,t}	KA _{vnb,t}	KA _{b,t}	B ₀	VPI	PF _t	KKA _t	Q _t	VK	S _t	EQ _t	
制御不能コスト 期中調整	制御可能コスト 効率コスト 非効率コスト		Efficiency Bonus	消費者物価 指数の年推 移調整	生産性指標 (X-factor)	Capital Cost Premium	電力品質 指標	電力量調達 コストの年 推移調整	Regulatory Account	レベニュー キャップ	
				① ↓ ②				 (VK _t - VK ₀)			
前年度からの持越し	設備投資コスト、洋上風力接続費用、予備力、税金、ボーナス・年金、等	制御可能コスト×効率スコアで期初に計算され、規制期間中一定値	制御可能コスト×(1-効率スコア)で期初に計算され、毎年均等に減らし、最後は0となる	DSOのみに適用(第3期)	基準年度(VPI ₀)に対する、t-2年度の消費者物価指数(VPI _t)の比率	規制期間中の毎年度の下げ率を、期初に設定	DSOのみに適用(第3期)	SAIDI・SAIFI等の指標の達成度に応じて、ボーナス・ペナルティを付与	基準年度(VK ₀)に対する、t年度の電力量調達コスト(VK _t)の増減分の調整	レベニューの予実差、制御不能コストの予実差、電力量調達コストの予実差、等の調整	t年度のレベニューキャップ
-	t-1年度に実施	規制期間前に実施		t-1年度に実施	規制期間前	t-1年度に実施					
-	t年度分を事前設定	5年分を事前設定		t-2年度の結果を事後調整	5年分の下げ率を事前設定	t年度分を事前設定	t-2年度の結果を事後調整	t年度分を事前設定	t-2年度の結果を事後調整	-	

: 上げ・下げ両方向の調整があり得る

期中調整 – 全体像（計算式） –



- 2016年にARegVが改正され、第3期はDSOのみに、① Efficiency Bonusと、② Capital Cost Premiumが適用されることとなった。

レベニューキャップ（EO_t）の計算式*1

第1期 '09-13年度	<small>制御不能 コスト</small> <small>効率 コスト</small> <small>非効率 コスト</small> <small>消費者 物価指数</small> <small>生産性 指標</small> <small>拡張 係数</small> <small>電力品質 指標</small> <small>電力量の 調達コスト</small>	$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0)$	Regulatory Account の調整*2
第2期 '14-18年度		$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$	
第3期 '19-23年度		$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + B_0 / T) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$	

第2期⇒第3期の変更点

① Efficiency Bonus*3 (DSOのみ)

- ① Super Efficiency Analysisにより、最大5%のSuper Efficiency Valueが付与される
- ② Super Efficiency Value × 効率コストが Bonusとなり、規制期間内に均等配分される

② Capital Cost Premium*4 (DSOのみ)

- ③ (第2期の拡張係数 (EF_t) による期中調整の対象は、供給エリアや接続ポイント数の拡張に伴う設備投資コストのみ)
- ④ 第3期のCapital Cost Premiumによる期中調整の対象は、基準年後に発生する、拡張と更新の両方に係る設備投資コスト

(出所) *1: Incentive Regulation Ordinance (ARegV) Annex 1, *2: ARegV § 5, *3: ARegV § 12a, *4: ARegV § 10a
 BNetzAホームページ, Electricity and gas – network charges – incentive – essential elements – individual revenue cap

（出所）の補足説明

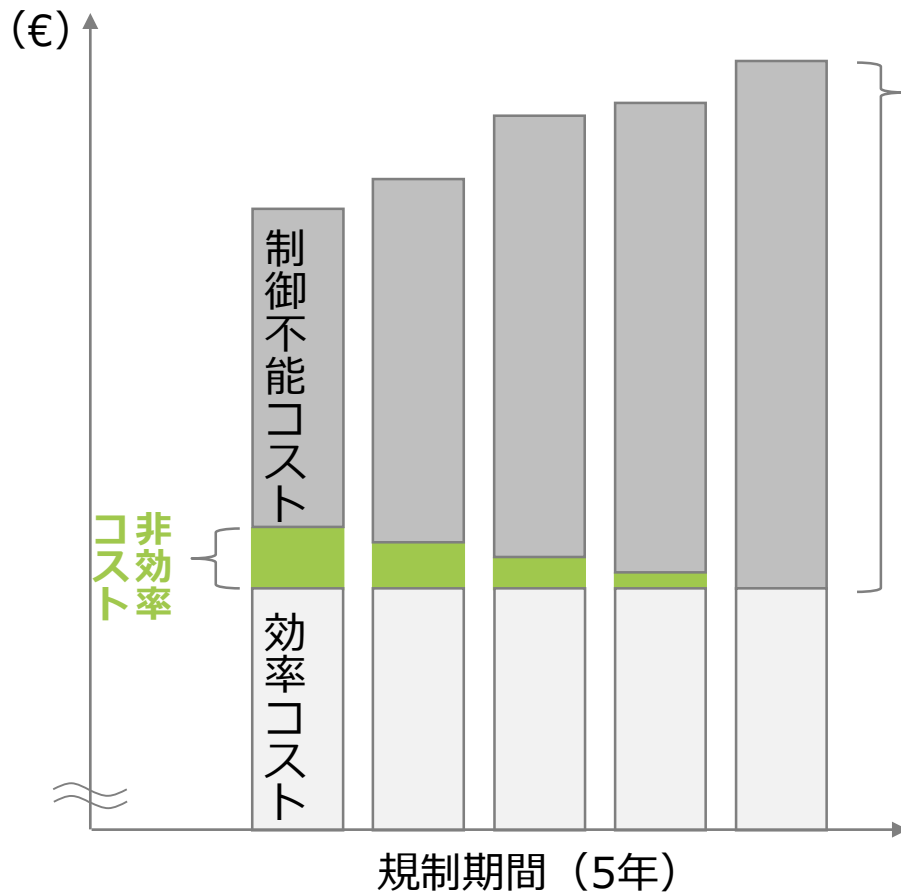
説明対象	① Efficiency Bonus (DSOのみ)
出所	ARegV § 12a https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/
原文	<p>① (1) <u>The Bundesnetzagentur shall determine a surcharge on the revenue cap (efficiency bonus) based on the Super Efficiency Analysis ...</u></p> <p>(2) <u>If the super efficiency analysis has given a grid operator a super efficiency value of more than 5 percent, then the super efficiency value shall be set at 5 percent.</u></p> <p>(3) <u>If the super efficiency values determined in accordance with paragraphs 1 and 2 deviate from each other, the arithmetic mean of these two super efficiency values shall be used for the respective network operator considered.</u></p> <p>② (4) <u>The individual efficiency bonus of a network operator shall be calculated by multiplying the individual super efficiency score pursuant to paragraph 3 with the temporarily non-controllable cost shares pursuant to § 11 (3) sentence 1.</u></p> <p>(5) <u>The efficiency bonus shall be distributed evenly over the regulatory period.</u></p> <p>(6) <u>Paragraphs 1 to 5 shall not be applicable for the operators of transmission networks.</u></p>

説明対象	② Capital Cost Premium (DSOのみ)
出所	BNetzAホームページ, Electricity and gas – network charges – incentive – essential elements – individual revenue cap https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netz_entgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG_node.html;jsessionid=55E2F12813B6B00615E4E2DA1C1214C8
原文	<p>③ Similar to the capital cost deduction, which looks at declining capital costs of existing assets over the regulatory period, <u>the capital cost premium ensures an adjustment of the revenue cap in line with the cost of capital from investments in new equipment. There is no distinction between replacement and expansion investments.</u></p> <p><u>In each year of a regulatory period, the capital cost premium takes into account the investments made after the respective base year.</u></p>

期中調整 – TSO : 第2期・第3期 –



- TSOは、第2期・第3期共に、再エネ等に係る設備投資コストを、制御不能コストの期中調整により十分に回収できている。



- 1 ■ **制御不能コスト**は、ARegV § 11 (2)で定められる
 - 内、期中調整されるものは、ARegV § 4 (3)で定められる
- 2
- 3 - 内、設備投資コストは、ARegV § 23 : **Investment Measure**で定められる (ARegV § 11 (2) 6)
→ARegV § 23は、TSOのみに適用される (ARegV § 23 (1))

TSOは、再エネ等に係る設備投資コストを期中調整で十分に回収できている

期中調整 – TSO : 第2期・第3期 –



(出所) の補足説明

説明対象	制御不能コスト
出所	ARegV § 11 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/
原文	① (2) <u>Costs or revenues are deemed to be permanent costs that can not be influenced</u> 6. approved investment measures according to § 23

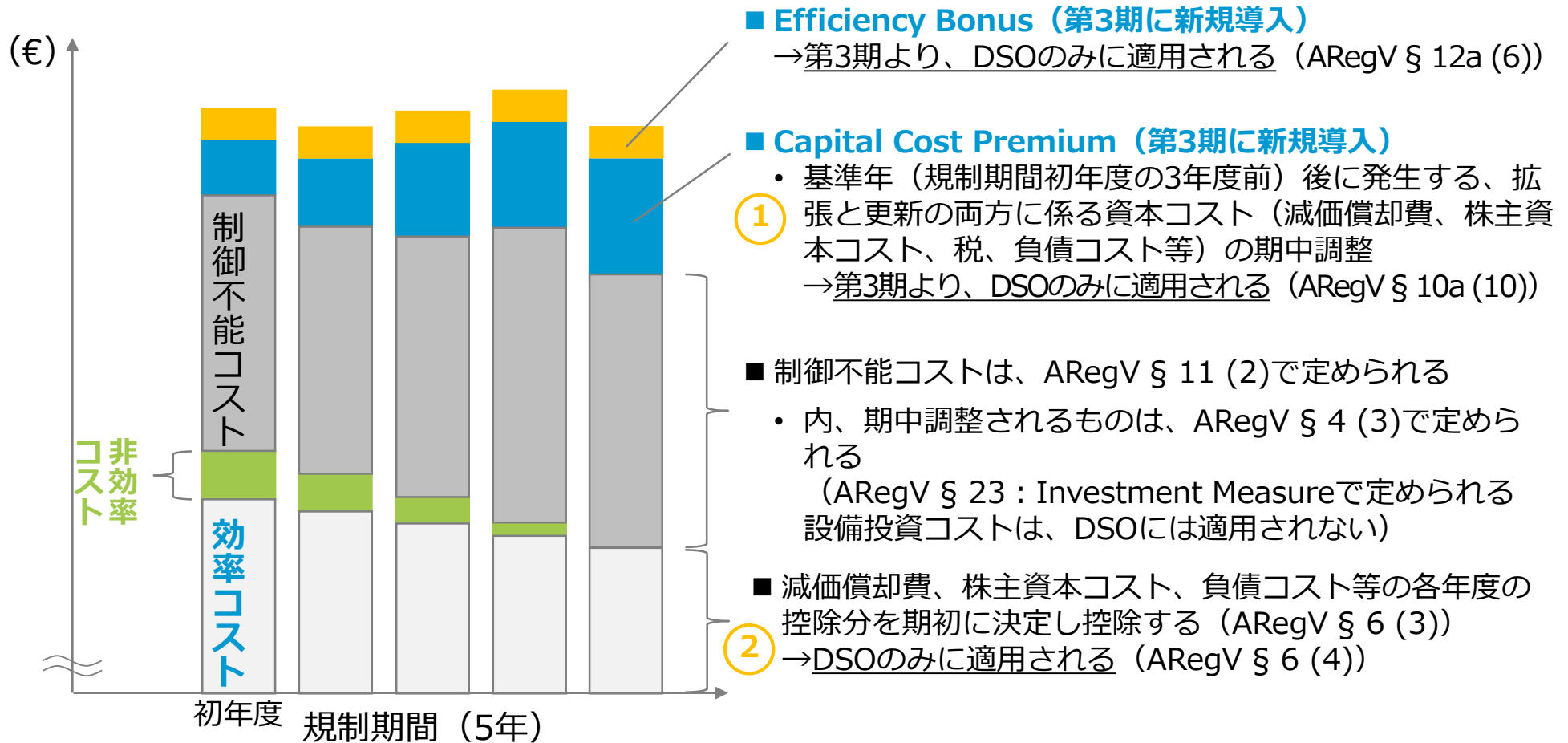
説明対象	期中調整
出所	ARegV § 4 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/
原文	② (3) <u>An adjustment of the revenue cap will be made on January 1 of each calendar year in case of a change</u> 1. the consumer price index according to § 8, 2. of uncontrollable share of costs pursuant to <u>§ 11 (2) sentences 1 to 3</u> ; it is to be deducted from the costs incurred in the penultimate calendar year; in the case of cost shares pursuant to <u>§ 11 (2) sentence 1 numbers 4 to 6a, 8, 13 and 15 to 17</u> , the calendar year to which the revenue cap should be applied; 3. of volatile costs according to § 11 paragraph 5; It must be adjusted to the calendar year to which the revenue cap applies. A redefinition of the revenue cap is not required in these cases.

説明対象	Investment Measure
出所	ARegV § 23 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/
原文	③ (1) <u>The Federal Network Agency shall approve investment measures for expansion and restructuring investments in the transmission and long-distance-line networks</u> , insofar as these investments are necessary for the stability of the entire system, for integration into the national or international interconnected grid or for a needs-based expansion of the energy supply network pursuant to Section 11 of the Energy Industry Act.

期中調整 – DSO : 第3期 –



- DSOは、第3期に新規導入されたCapital Cost Premiumにより、再エネ等に係る設備投資コストをより確実に回収できるようになった。





(出所) の補足説明

説明対象	Capital Cost Premium (第3期に新規導入)
出所	<p>ARegV § 10a</p> <p>https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/</p>
原文	<p>① (1) The regulatory authority shall, in accordance with paragraphs 2 to 9, authorize a capital cost premium on the revenue cap for capital costs incurred as a result of post-base investment in assets held as operational assets. <u>Capital costs in the sense of the cost of capital charge pursuant to sentence 1 are the sum of the imputed depreciation, the imputed return on equity, the imputed trade tax and the cost of interest on borrowed capital.</u> The approval is valid until 31 December of the year following the application.</p> <p>(10) Paragraphs 1 to 9 shall not be applicable for the operators of transmission networks.</p>

説明対象	効率コスト (DSO)
出所	<p>ARegV § 6</p> <p>https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/</p>
原文	<p>② (3) Before the start of the regulatory period, <u>the regulatory authority shall determine the capital cost deduction for each year of the regulatory period in accordance with sentences 2 to 5 and Annex 2a. Capital costs in the sense of the capital cost deduction according to sentence 1 are the sum of the imputed depreciation, the imputed return on equity, the imputed trade tax and the expenses for borrowing costs.</u></p> <p>(4) Paragraph 3 shall not apply to transmission system operators.</p>



3.2 託送料金制度の各論

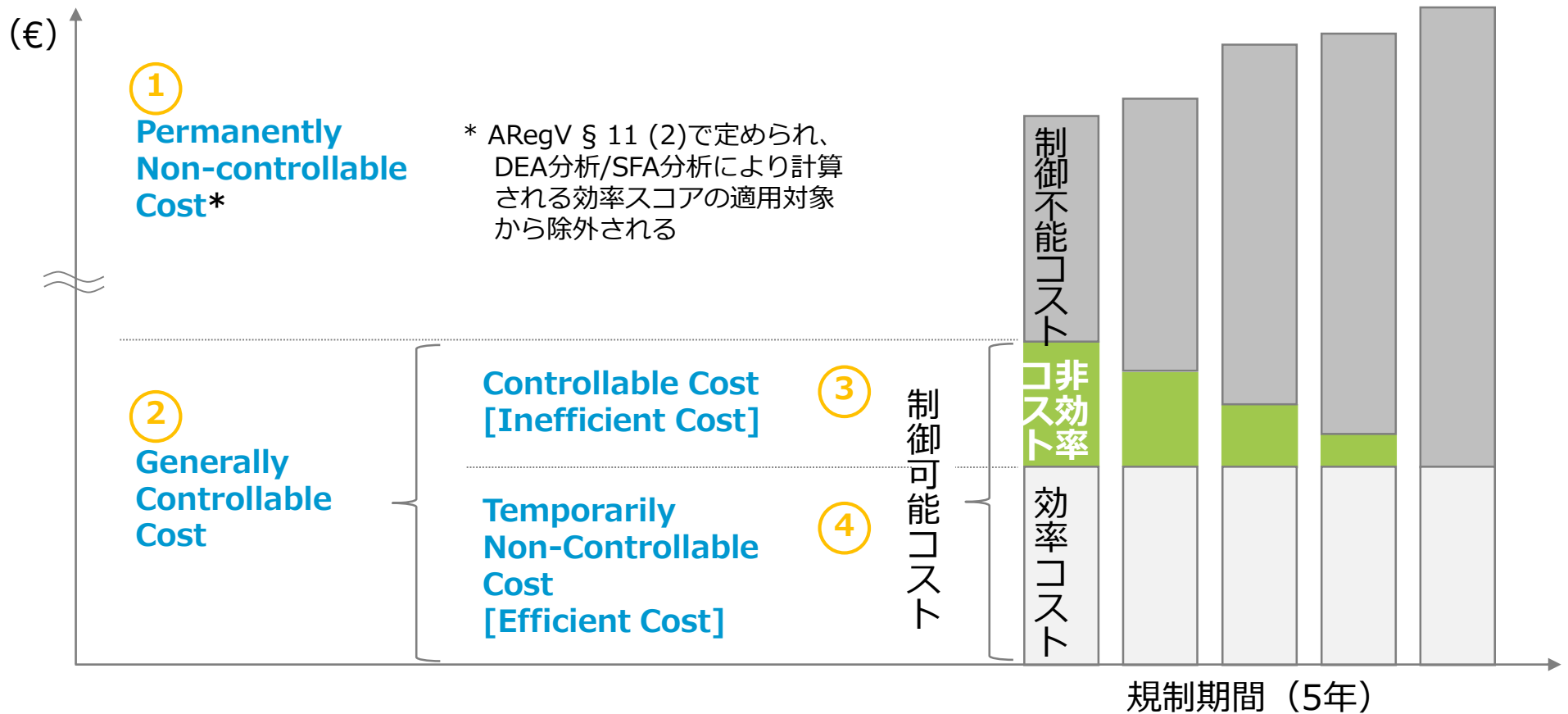
制御不能コストと制御可能コスト



- 大きく、制御不能コスト（Permanently Non-controllable Cost）と制御可能コスト（Generally Controllable Cost）に分けられる。

英語

日本語訳



(出所) Incentive Regulation Ordinance (ARegV) § 11, Annex 1

BNetzAホームページ, Energy – General information on energy regulation – Incentive regulation – Tools

The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems

制御不能コストと制御可能コスト



(出所) の補足説明

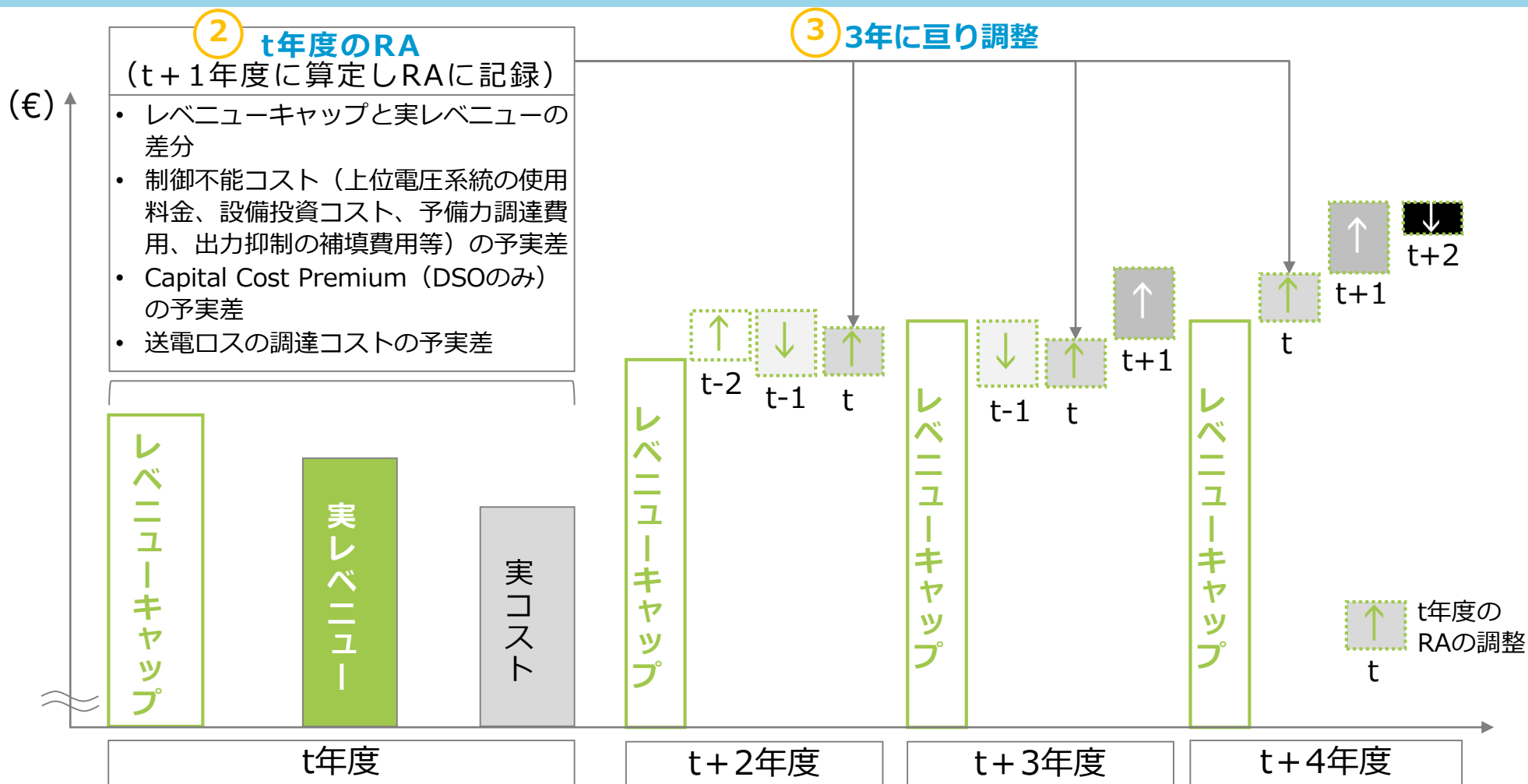
説明対象	Permanently Non-controllable Cost, Generally Controllable Cost
出所	BNetzAホームページ、Energy – General information on energy regulation – Incentive regulation – Tools https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/IncentiveRegulation/Tools/IncentReg_Tools-node.html
原文	(Setting the revenue cap) The revenue cap for each operator is set on the basis of the operator's base level of costs and its efficiency level. The base level costs are divided into ① • permanently non-controllable costs and ② • generally controllable costs . The efficiency level is applied to the generally controllable costs to create a block of efficient and a block of inefficient controllable costs. The operator is required to gradually reduce only the inefficient controllable costs over the course of a regulatory period.

説明対象	Controllable Cost [Inefficient Cost], Temporarily Non-Controllable Cost [Efficient Cost]
出所	The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118313090
原文	(3.2.3) The cost components of the Incentive Regulation Ordinance The ARegV divides the total costs of the DSO into permanently non-controllable cost shares $K_{Adnb,t}$, temporarily non-controllable cost shares $K_{Avnb,0}$ and controllable cost shares $K_{Ab,0}$. These represent the main parameters. In the language of efficiency benchmarking, the temporarily non-controllable cost shares correspond to the " efficient costs ", while the controllable cost shares correspond to the " inefficient costs ". ④ ③

Regulatory Account



- 主に気象条件に起因する送配電量の変動に伴う、予測不確実性と託送料金の大幅な変動を回避するために、Regulatory Account (RA) が導入された。



(出所) Incentive Regulation Ordinance (ARegV) § 5

BNetzAホームページ, Electricity and gas – network charges – incentive – essential elements – individual revenue cap

(出所) の補足説明

説明対象	キーマッセージ
出所	BNetzAホームページ, Electricity and gas – network charges – incentive – essential elements – individual revenue cap https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netz_entgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG_node.html;jsessionid=55E2F12813B6B00615E4E2DA1C1214C8
原文	(regulatory account) ① <u>The original task of the regulatory account was to compensate for forecast uncertainties due to mostly weather-related volume fluctuations.</u> As a transitional rule , the first equalization will be made evenly until the end of the third regulatory period. <u>The Regulatory Account Mechanism also aims to avoid large fluctuations in network charges, thereby increasing the predictability of distributors and network users.</u>

説明対象	t年度のRA、3年に亘り調整
出所	ARegV § 5 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/
原文	② (1) <u>The difference between the revenue permitted under § 4 and the revenue that can be achieved by the network operator, taking into account the actual volume development, is determined annually by the network operator and recorded in a settlement account. The same applies to the difference between the costs actually incurred for the calendar year pursuant to § 11 (2) sentence 1 numbers 4 to 6, 8, 13 and 15 to 17 and the costs incurred in the respective calendar year pursuant to § 11 (5), insofar as this is specified Article 32 (1) (4a) and the approaches included in the revenue cap.</u> → t年度のRA ③ (3) <u>The balance of the regulatory account of the last completed calendar year calculated in accordance with paragraphs 1 and 1a and payable under paragraph 2 shall be spread over the three calendar years following the year of the determination by surcharges and reductions to the revenue cap.</u> → 3年に亘り調整



- インセンティブ規制そのものに事業効率性を高める仕組みが含まれる。加えて、事業者間のベンチマーキング制度により、事業効率性は高まっている。

インセンティブ規制

- [概要]
 - ① 実コストと切り離して総レベニューを固定することで、事業者には、生産性の向上とコスト削減により利益を増加させるインセンティブが働く。事業者は、設定された総レベニューよりも実コストを低く抑えることができれば、その差分を利益として確保できる。
- [効果]
 - ② インセンティブ規制の仕組みとしてコスト削減の圧力が働くため、政府機関が事業者に個々のコストに関する詳細な指導をしなくても、コスト削減は達成できる。

ベンチマーキング

- [概要]
 - ③ 上記のインセンティブ規制の仕組みとは別に、事業者間の相対比較により、事業効率性を高める仕組みである。TSOについては、EUの複数国が参加する事業効率性ベンチマーキング（e3GRID、16カ国のTSO・23社が参加）に参加しているが、第3期は、国内のベンチマーキングであるReference Grid Analysisに移行予定。

- [効果]

	効率スコア※	
	第1期	第2期
④ TSO（4社平均）	97.4%	+1.6% → 99.0%
⑤ DSO（平均）	92.2%	+2.5% → 94.7%

※ 効率スコアが高い程、事業効率性が良い



(出所) の補足説明

説明対象	インセンティブ規制
出所	BNetzAホームページ, Energy – General information on energy regulation – Incentive regulation – Main principle https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/IncentiveRegulation/MainPrinciple/IncentiveReg_MainPrinciple-node.html
原文	(The principle of simulated competition) ① <u>For the duration of the regulatory period, a network operator's actual costs and its revenue are decoupled. By setting a fixed amount of revenue, the network operator has an incentive to increase productivity and lower costs in order to increase its potential profits or reduce possible losses. If the network operator manages to lower its costs under the set amount of revenue, it can keep the additional profit during the regulatory period as a bonus for especially cost-effective management.</u> ② <u>Cost reductions are thus achieved without a governmental agency having to issue prior detailed company-specific instructions on individual cost items. The pressure to reduce costs is created by the structure of the incentive regulation and, in the process, sets incentives for innovations that in turn facilitate additional cost reduction.</u>
説明対象	ベンチマーキング
出所	BNetzAホームページ, Energy – General information on energy regulation – Incentive regulation – Tools https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/IncentiveRegulation/Tools/IncentReg_Tools-node.html
原文	(Efficiency benchmarking of electricity transmission system operators) ③ <u>The Bundesnetzagentur was required to carry out efficiency benchmarking including transmission system operators from other Member States of the European Union before the beginning of the second regulatory period.</u> ④ <u>An average efficiency level of 99% was determined for the German transmission system operators, taking specific national circumstances into account. This was an improvement of 1.6 percentage points in the average relative efficiency level compared to the first regulatory period.</u>



(出所) の補足説明

説明対象	ベンチマーキング
出所	<p>BNetzA, Evaluation report pursuant to section 33 of the Incentive Regulation Ordinance</p> <p>https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/GeneralInfoEnergyRegulation/IncentiveRegulation/ExtendedShortVersion_EvaluationIncentiveRegulation2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1</p>
原文	<p>(p.5, 3. Developments in efficiency)</p> <p>⑤ The Bundesnetzagentur's analyses showed an improvement in network operators' efficiency in the past few years. The average efficiency of electricity distribution system operators increased by 2.5 percentage points to 94.7% from the first to the second regulatory period. The average efficiency of gas distribution system operators increased in the same period by 4.8 percentage points from 87.3% to 92.1%. At the same time there was a considerable reduction in the deviation of the efficiency levels (-1 percentage point for electricity and -3.6 percentage points for gas distribution system operators), meaning that network operators' efficiency began to converge over time.</p>

- 研究開発費用として実際に使用された費用が規定に従っていない場合や、申請額と異なる場合、規制機関は、認可を取り消すことができる。

インセンティブ規制(ARegV) § 25a

概要

英語訳

託送料金として
回収できる額

研究開発投資の内、公的資金を除いた金額の50%

(1) Upon petition of the network operator, the regulatory agency shall include a surcharge in the revenue cap for the respective calendar year for costs arising from research and development. The surcharge shall amount to 50 percent of the allowable costs of the share of total costs for research and development which is not publicly subsidized ...

対象
プロジェクト

連邦政府や州によって認可されたもの

(2) Only such costs shall be allowable that arise from a research and development project as part of the government funding for energy research which has been approved by a competent agency of a federal state or the federal government, ...

プロジェクト
費用

規定に従わずに費用が使われた場合、実使用額が申請額と異なる場合等は、規制機関は認可を取り消すことができる

(4) The approval shall be limited in time. The approval shall be rescindable for the case that the costs taken into account for the revenue cap pursuant to paragraph 1 have not been applied as per the guidelines in the notice of granting or for the case that their amount as determined in the notice of verification of usage statement or as determined in the notice of price verification deviates from the actually used research funds or for the case that they are proven to not relate to the research and development project.

プロジェクト
の完了報告

プロジェクト完了後に、事業者は、規制機関に使用額の根拠等を提出しなければならない

(5) Upon completion of the research and development project the network operator shall present the regulatory agency with the notice of verification of the usage statement and, insofar as the usage statement has been verified, with the notice issued by the agency charged with the expert and administrative verification of the project.

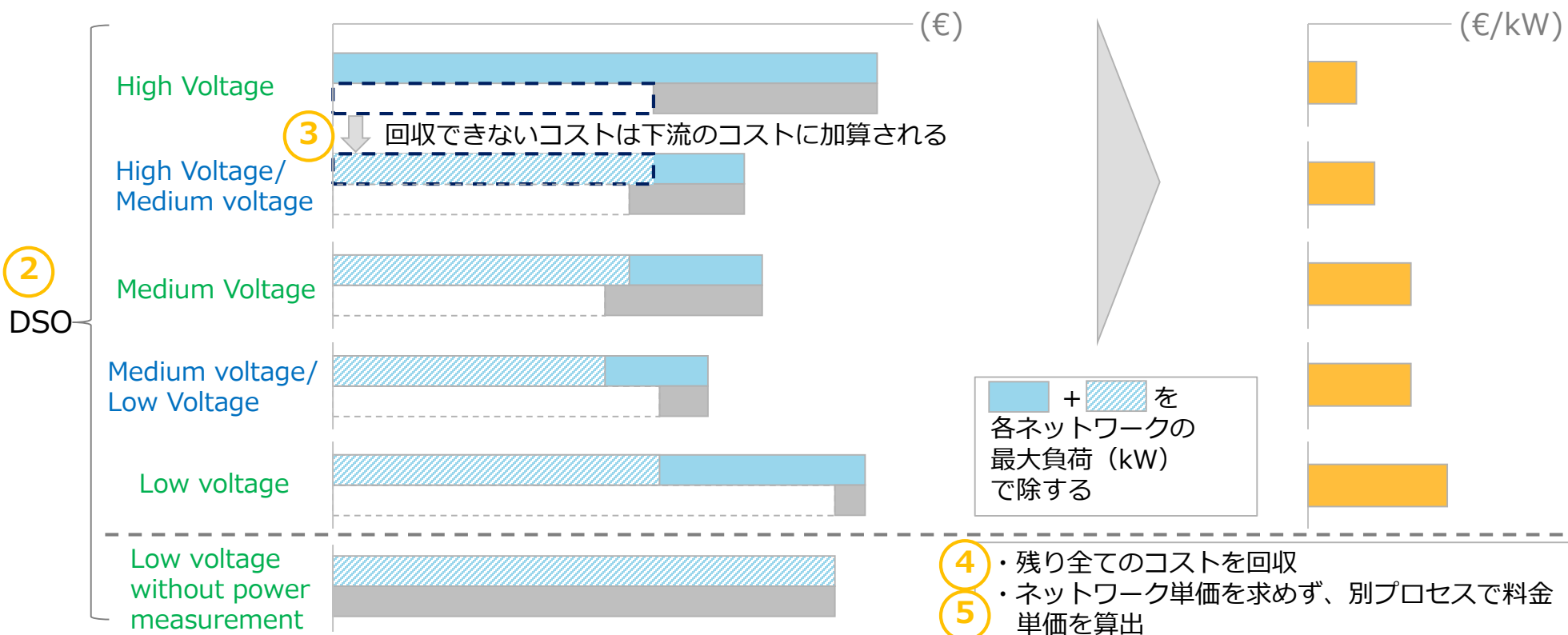
ドイツにおけるDSOの料金単価算出方法



- DSOの料金単価算出については、まず、各ネットワークのコスト(€)と最大負荷(kW)からネットワーク単価(€/kW)を求める。

- ① ステップ①：各ネットワークのコストと年間最大負荷からネットワーク単価(€/kW)を求める
- ② ステップ②：G-functionを用いて基本料金、従量料金を求める

緑字 : Grid
青地 : Transformer Substations
 : 当該ネットワークのコスト
 : 当該ネットワークで回収する想定収入
 : 上流ネットワークにおいて回収できなかったコスト
 : ネットワーク単価



ドイツにおけるDSOの料金単価算出方法



(出所) の補足説明

説明対象	ネットワーク単価
出所	BNetzA—Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität (2015) p.12-16 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
原文	<p>Cost allocation</p> <p>③ In a next step, the total cost of the level shall be relieved by the direct network charges of the same level. <u>The remaining cost of the level shall be passed down to the subsequent network level or transformation level.</u> As a result, the costs of the subsequent network level or transformation level are comprised of the original costs of this level and the passed-down costs of the previous network level or transformation level. This process shall be repeated across each network level or transformation level until the costs of the network are completely covered by the charges of the lowest operated network level or transformation level. This process is illustrated in the following graphic.</p> <p>② <u>The left side of figure 1 reflects the network levels and transformation levels of a distribution network operator from high voltage to low voltage without power measurement.</u> The mid-blue bars represent the direct costs of the network level and transformation level. The costs of the previous transformation network not depicted here are included in the costs of the high voltage level. In the line below, the revenues from direct network charges of the same level are represented with a dark blue bar. The costs not distributed (passed-down amount) are illustrated with curly brackets.</p> <p>The passed-down amount (curly brackets), i.e., the costs not funded with revenues from network charges, is shown on the subsequent network level or transformation level as light blue bar. <u>④ On the lowest level low voltage without power measurement there is no further pass-down, as all costs can be covered with revenues form network charges.</u></p> <p>① <u>The specific annual costs in €/kW in the middle of the illustration represent the cost transfer on each network level or transformation level as well as the annual maximum load of each network level or transformation level in specific annual costs with the unit €/kW.</u></p>

ドイツにおけるDSOの料金単価算出方法



(出所) の補足説明

説明対象	ネットワーク単価
出所	BNetzA—Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität (2015) p.12-16 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
原文	<p style="text-align: center;">Bestimmung der Netzentgelte</p> <p>Annual maximum load per level(€)</p> <p>Costs/revenue per level (€)</p> <p>Specific annual cost (€/kW)</p> <p>Network charges (ct/kWh or €/kW)</p> <p>Concurrency factor</p> <p>5 Low voltage without measurement</p> <p> ■ Passed-down costs ■ Costs of the level ■ revenues ■ Specific annual cost ■ Labor price ■ Service price ■ Base price </p> <p> 従量料金 (Volume-based charge) → AP 基本料金 (Basic charge) → GP </p> <p>Quelle: Bundesnetzagentur</p>

ドイツにおけるDSOの料金単価算出方法



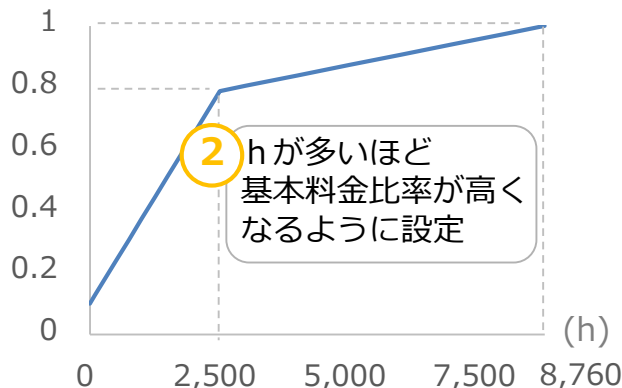
- ステップ①で求めたネットワーク単価にG functionをかけて、各ネットワークの料金単価を算出する。

- ① ステップ①：各ネットワークのコストと年間最大負荷からネットワーク単価(€/kW)を求める
 ② ステップ②：G functionを用いて各ネットワークの基本料金、従量料金を求める

ステップ①で求めた
各ネットワーク単価

× G function =

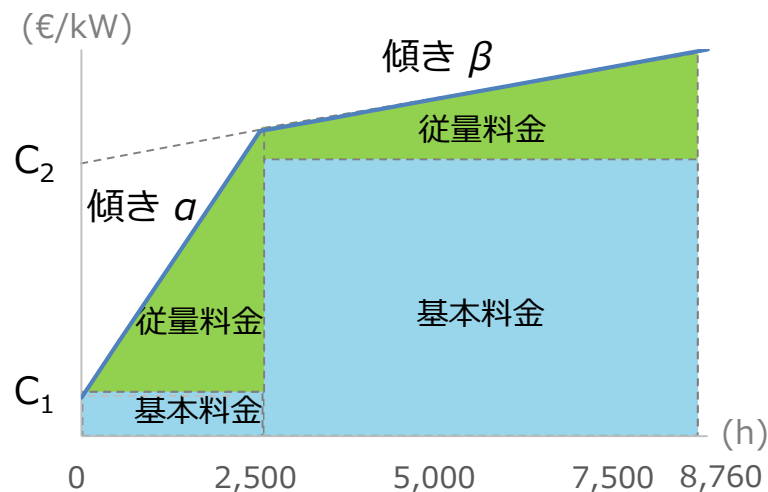
各ネットワークの料金単価



$$h = \frac{\text{年間使用電力量 (kWh)}}{\text{年間最大負荷 (kW)}}$$

境界条件

- ③ $h=0$ において、G functionが0~0.2 (事業者が設定)
- ④ $H=2,500$ において、傾き変更
- ⑤ $H=8,760$ において、G functionが1



	$h < 2500$	$h \geq 2500$
基本料金 (€/kW)	C_1	C_2
従量料金 (€/kWh)	a	β
料金 (€/kW)	$C_1 + a \times h$	$C_2 + \beta \times h$

ドイツにおけるDSOの料金単価算出方法



(出所) の補足説明

説明対象	ネットワーク単価
出所	BNetzA—Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität (2015) p.12-16 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
原文	<p>Deduction of the service and labor charges through the concurrency function</p> <p>The concurrency function has the following boundary conditions:</p> <ul style="list-style-type: none">③ <u>•The concurrency degree of an annual usage time of zero hours can be set by the network operator between 0 and a maximum of 0.2.</u>④ <u>•The two straight lines describing the concurrency level intersect at a point (break point) defined by the annual usage time of 2,500 hours.</u>⑤ <u>•The concurrency degree of an annual usage time of 8,760 hours is 1.</u> <p>For the deduction of prices, the individual concurrency degree shall be determined. The individual concurrency degrees shall then be entered into the coordinate system of the concurrency function in conjunction with the individual number of usage hours.</p> <p>The resulting point clouds are used to insert two straight lines using an approximation model. With the approximation model, the aim is a distribution of funding to service and labor prices based on the cost-by-cause principle.</p> <ul style="list-style-type: none">① <u>With the concurrency function and specific annual cost (€/kW), four charge items can be derived.</u>② <u>The features of the concurrency function ensure that network users with a low number of usage hours pay a relatively low service price and a high labor price, whereas network users with a high number of usage hours pay a relatively high service and low labor price.</u>

ドイツにおけるDSOおよびTSOの料金単価

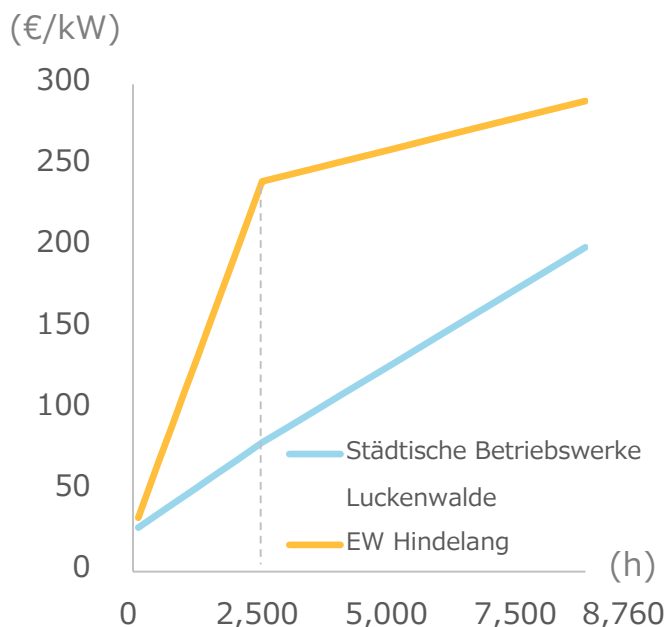


- DSOおよびTSO各社では、G Functionによって料金単価が算出される。

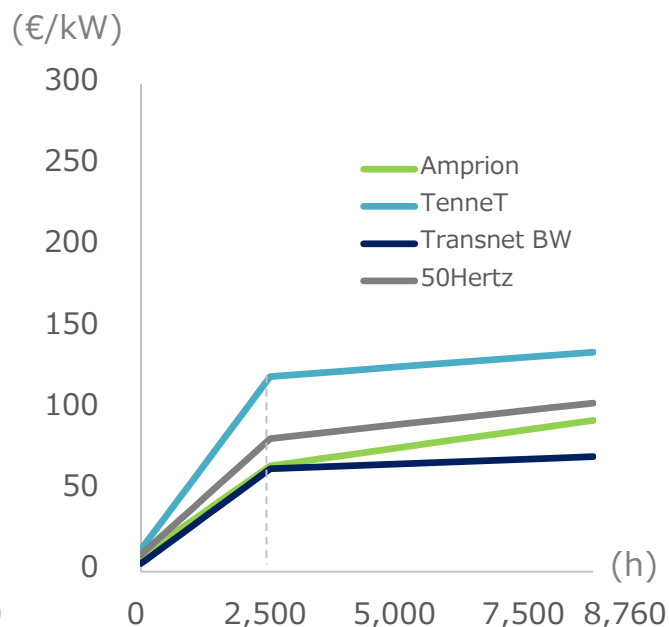
DSO (抜粋)

TSO (4社)

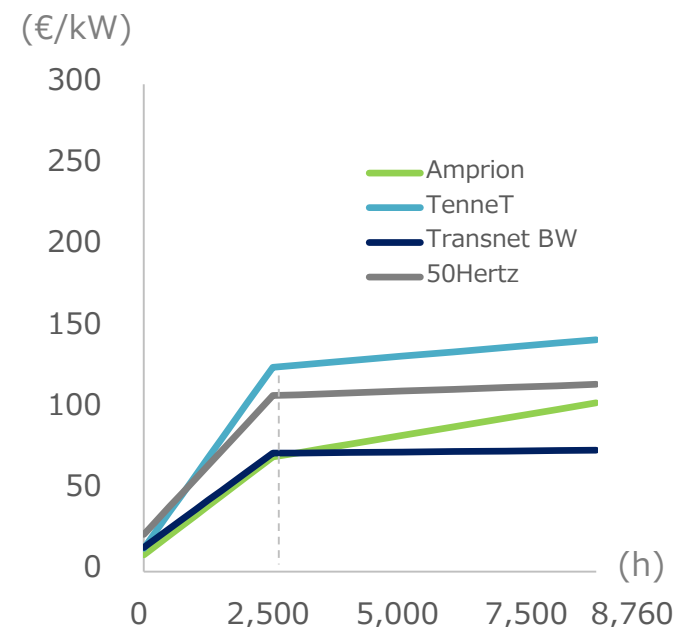
Medium Voltage Grid (2018年)



Extra High Voltage Grid (2018年)



Extra High Voltage/ High Voltage Transformer Substations (2018年)



洗替えの際の提出項目



- 送配電事業者とガス輸送・配給事業者は、5年に1度の洗替えの際に下記情報を定型フォームに記入し、規制機関に提出する。

提出項目一覧 (1/3)

エクセルシート名	シート題名 (英)	シート題名 (日)	電気	ガス	主な内容	回答方法	根拠法令
A. Core Data	Survey for gas network operators	ガス輸送・配給事業者に向けての主要データ		○	<ul style="list-style-type: none"> ガス輸送・配給事業者の基本情報 - 年度報告方法、ガス品質、所属のガス市場等 関係会社等との契約関連情報 	選択、記入	ARegV§ (6)1、 1 GasNEV §28 2
A1. Questions	Questions	質問票	○	○	<ul style="list-style-type: none"> 貸借対照表・損益計算書項目についての確認事項 - 有形固定資産、資産の移管等 	選択、記入	—
B. Financial Statement	Financial Statement Position	貸借対照表 (5年分)	○	○	<ul style="list-style-type: none"> 会社全体及び部門別貸借対照表項目 - 資産の部、負債の部、純資産の部 	記入	—
B1. Add-ons	Add-ons and deductions represented in the balance	貸借対照表項目への追加・差引 (年度別に記入)	○	○	<ul style="list-style-type: none"> 追加や差引が発生する貸借対照表項目 	選択、記入	—
B2. RSt_analysis	Provision Analysis	引当金分析 (5年分)	○	○	<ul style="list-style-type: none"> 会社全体及び部門別の引当金分析 	選択、記入	—
C. P&L	Profit and Loss Statement	損益計算書 (5年分)	○	○	<ul style="list-style-type: none"> 会社全体及び部門別 (ガス、電気) の損益計算書項目 	記入	—

(出所) Netze BW受領資料、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、Ordinance on charges for access to gas supply networks (GasNEV)

洗替えの際の提出項目



提出項目一覧 (2/3)

エクセルシート名	シート題名 (独)	シート題名 (日)	電気	ガス	主な内容	回答方法	根拠法令
C1. Other	Information about other expense and revenue positions	その他費用・収益	○	○	・非中核事業に関する費用や収益情報	選択、記入	—
C2. Add-ons	Add-ons and deductions represented in the P&L	損益計算書への追加・差引 (年度別に記入)	○	○	・追加や差引が発生する損益計算書項目	選択、記入	—
C3. ÜLR_PZK	Reconciliation of permanently non-controllable cost shares	制御不能コストの調整	○	○	・労働協約による不定期労働コスト、会社及び社員の議会・委員会活動費、社員の抄業訓練教育にかかる費用・収入	選択、記入	ARegV § 11(2) 9、10、11 3
C4. Driving Energy	Costs for the purchase of driving energy as volatile cost shares	電力量の調達コスト	○	不明	・エネルギーの購入量、単価等	選択、記入	ARegV § 11 (5) 4
C5. KOLA	Costs for load flow commitment as volatile cost shares	電力供給確保にかかる調達コスト	○	○	・エネルギーの種類、供給量、単価等	選択、記入	ARegV § 11 (5) 4

洗替えの際の提出項目



提出項目一覧 (3/3)

エクセルシート名	シート題名 (独)	シート題名 (日)	電気	ガス	主な内容	回答方法	根拠法令
D. TFA	Tangible fixed assets	有形固定資産 (10年分)	○	○	• 資産の種類、購入年、購入価格等	選択、記入	—
D1. Asset analysis	Asset analysis	資産分析 (直近2年分)	○	○	• 資産の購入費、減価償却費等	記入	—
D2. BKZ_NAKB	Construction cost subsidies/ network connection charges	補助金とネットワーク接続費 (直近2年分)	○	○	• 建設費にかかる補助金・ネットワーク接続費	選択、記入	ARegV、GasNEV
D3. WAV	Further capital assets	その他固定資産	○	○	• 資産の種類、購入年等	選択、記入	—
E. CF_calculation	Liquidity calculation 2015	流動資産分析 (2015年分)	○	○	• 流動資産項目	記入	—
F. loan analysis	Loan analysis 2015	借入分析 (2015年分)	○	○	• 債権者、借入の種類、金額、利率等	選択、記入	—
G. network data	Network data on the last day of the fiscal year completed in the calendar year 2015	2015年度最終日におけるネットワーク関連情報	○	○	• ガス導管距離 (km)、払出地点 (数)、電気及びガス部門の従業員数 (人) 等	記入	—

(出所) の補足説明

説明対象	① Determination of the initial level of the revenue cap and the cost of capital deduction
出所	ARegV § 6 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/___6.html
原文	<p>① (1) <u>The regulatory authority determines the starting level for the determination of the revenue caps by means of a cost test in accordance with the provisions of Part 2, Section 1 of the Gas Network Charges Ordinance and Part 2, Section 1 of the Electricity Network Charges Ordinance. Sections 28 to 30 of the Gas Network Fee Ordinance and Sections 28 to 30 of the Electricity Network Fee Ordinance apply accordingly. The cost check is carried out in the penultimate calendar year before the start of the regulatory period on the basis of the data from the last closed financial year. The calendar year in which the fiscal year on which the cost assessment is based ends is the base year in the sense of this regulation. 2006 is the base year for the first regulatory period.</u></p> <p>(2) Insofar as costs are based on a particular feature of the financial year to which the cost check relates in terms of reason or amount, they are disregarded when determining the starting level. Section 3 paragraph 1 sentence 4 second half sentence of the Gas Network Fee Ordinance and Section 3 paragraph 1 sentence 5 second half sentence of the Electricity Network Fee Ordinance do not apply.</p> <p>(3) Before the start of the regulatory period, the regulatory authority shall determine the capital cost deduction for each year of the regulatory period in accordance with sentences 2 to 5 and Appendix 2a. Capital costs in the sense of the capital cost deduction according to sentence 1 are the sum of the calculated depreciation, the calculated return on equity, the calculated trade tax and the expense for borrowing costs. The capital cost deduction results from the capital costs contained in the initial level in accordance with paragraphs 1 and 2 in the base year minus the continued capital costs in the respective year of the regulatory period. The amortized cost of capital is determined taking into account the calculated residual book values of the operationally necessary assets of the initial level in accordance with § 6 paragraphs 1 and 2 as well as the decreasing values of the associated grid connection costs and construction cost subsidies. When determining the annual capital cost deduction in accordance with sentences 1 to 4, capital costs from investments after the base year are not taken into account.</p> <p>(4) Paragraph 3 does not apply to transmission and transmission system operators.</p>

(出所) の補足説明

説明対象	Documentation
出所	GasNEV § 28 https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/__28.html
原文 ②	<p>(1) Operators of gas supply networks must immediately prepare a report on the determination of the network charges in accordance with sentences 2 and 3. The report must include:</p> <ol style="list-style-type: none">1. a description of the cost and revenue situation of the completed calculation period,2. a complete description of the basics and the procedure for determining the network charges according to § 3 as well as other aspects that are relevant to the network charges from the point of view of the operator of gas supply networks,3. the amount of the concession fees paid by operators of gas supply networks per municipality and in total,4. an appendix and5. the full auditor's report on the annual financial statements together with all supplementary volumes. <p>The information in accordance with sentence 2 numbers 1 and 2 must enable a knowledgeable third party to fully understand the determination of the network charges without further information. The report must be kept for ten years.</p> <p>(2) The annex to be prepared for the report in accordance with paragraph 1 sentence 2 number 4 must contain:</p> <ol style="list-style-type: none">1. the sales structure of the network area relevant for the settlement of the network charges,2. the operating accounting form of the network operation,3. the keys documented in accordance with Section 4 (4) and their changes,4. the difference amounts calculated according to § 10 and5. the keys documented according to § 11 and their changes. <p>(3) For operators of transmission networks that make up their charges in accordance with § 19, in deviation from paragraphs 1 and 2, only paragraph 1 sentence 2 number 1 applies with regard to the revenue situation of the completed calculation period and number 2.</p>

(出所) の補足説明

説明対象	Influential and non-influenceable costs
出所	ARegV § 11 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/___11.html
原文	<p>(1) Costs that cannot be influenced are long-term non-influenceable costs and temporarily cannot be influenced.</p> <p>(2) Costs or proceeds from costs that cannot be influenced in the long term apply ...</p> <p>9. <u>company and collective bargaining agreements on additional wages and benefits, insofar as these were concluded before December 31, 2016,</u></p> <p>③ 10. <u>the works and staff council activities carried out within the legal framework,</u></p> <p>11. <u>vocational training and further education in the company and company daycare facilities for children of employees in the network area,</u> ...</p> <p>④ (5) <u>Costs for the procurement of driving energy are considered to be volatile costs. Other cost components that can be influenced or temporarily not influenced, in particular costs for the procurement of lost energy, the amount of which in a calendar year can differ significantly from the amount of the respective cost component in the previous calendar year, are considered volatile cost components insofar as the regulatory authority does so in accordance with Section 32 (1) number 4a. Capital costs or borrowing costs are not considered volatile costs.</u></p>

レベニューキャップ（RC）の期中調整結果



- 事業者毎のRCは毎年算定され、ウェブで公表されている。

RCの期中調整結果一覧（1/3）

	項目(英語)	項目(日本語)	単位	詳細
	Company	企業名	—	—
	Year	年度	—	—
1	Decision issued on revenue cap	RC金額(確定)	ユーロ	第2期（電気・ガス）、第3期（ガス）RC算定に使用したデータを用いて試算
2	Adjusted revenue cap	RC金額(調整後)	ユーロ	調整後のRC
3	Regulatory account balance of the year	Regulatory Accountの残高	ユーロ	事業者が規制機関に提出する金額のため、非公開
4	Surcharge or deduction after balancing of regulatory account	Regulatory Account調整後の追加・控除	ユーロ	
5	Efficiency score TOTEX / SFA	効率スコア TOTEX / SFA	%	第3期のRC算定に使用したデータを用いて試算
6	Efficiency score TOTEX / DEA	効率スコア TOTEX / DEA	%	
7	Efficiency score sTOTEX / SFA	効率スコア sTOTEX / SFA	%	
8	Efficiency score sTOTEX / DEA	効率スコア sTOTEX / DEA	%	
9	applied efficiency score	適用された効率スコア	%	上記5~8の最高値を使用
10	Connection points (electricity)	接続地点（電気） ¹	数値	第3期の効率スコアが確定後、費用項目や効率性比較基準を公開予定
11	Exit points (gas)	払出地点（ガス）	数値	事業者が規制機関に提出する金額のため、非公開

(出所) BNetzA, "Data sheet of the electricity and gas network operators (as of 23.09.2019)"

(注記) 1: 具体的な接続地点については、詳細がないため不明

レベニューキャップ（RC）の期中調整結果



RCの期中調整結果一覧（2/3）

	項目(英語)	項目(日本語)	単位	詳細
12	Meter points (electricity)	計量地点（電気）	数値	第3期の効率スコアが確定後、費用項目や効率性比較基準を公開予定
13	Measuring points (gas)	計量地点（ガス）	数値	
14	Supplied area	供給エリア面積	km ²	事業者が規制機関に提出する金額のため、非公開
15、 17、 18、 20、 21	Electric circuit length(electricity)	高・中・低圧電線巨長もしくは延長（架空、地中）	km	第3期の効率スコアが確定後、費用項目や効率性比較基準を公開予定
16、 19、 22	Total pipeline length(gas)	高・中・低圧ガス導管距離	km	
23、 24	Simultaneous annual maximum load (electricity)	年間最大需要（高・中・低圧、電気）	kW	
25	Simultaneous annual maximum load (gas)	年間最大需要（ガス）	m ³	
26	Installed decentralized generator capacity (electricity)	分散発電容量（電気）	kW	事業者が規制機関に提出する金額のため、非公開
27	Total expenditure parameters	効率性を比較するために使用する費用項目 (ARegV §14 (1)1, 2に基づく) ⑤	ユーロ	
28	Total expenditure parameters	効率性を比較するために使用する費用項目 (ARegV §14 (1)3に基づく) ⑥	ユーロ	

レベニューキャップ（RC）の期中調整結果

RCの期中調整結果一覧（3/3）



	項目(英語)	項目(日本語)	単位	詳細
29	Super efficiency score Normal	(個別効率スコアーsuper効率分析) と、 (個別効率スコアーDEA)の差分	%	—
30	Super efficiency score Standard		%	
31	Efficiency bonus	RCに付与される金額(Super Efficiency Value×効率コスト)	ユーロ	DSOのみに適用（第3期）
69	Total capital cost premium	基準年（規制期間初年度の3年度前）後に発生する、拡張と更新の両方に係る資本コスト(減価償却費、株主資本コスト、税、負債コスト等)の期中調整	ユーロ	
70	Permanently non-controllable costs for the year	制御不能コスト（単年度）	ユーロ	
71	Amount of adjustment for permanently non-controllable costs	制御不能コストの調整額	ユーロ	事業者が規制機関に提出する金額
72	Approved investments	規定された投資に係る費用	ユーロ	2017年の実績値
73	upstream network costs (target costs)	上位電圧系統の使用料金	ユーロ	2017年、2018年の実績値
74	avoided network charges (target costs)	回避された系統利用料金の支払い	ユーロ	
75	Adjustment amount volatile costs (electricity)	電力量調達コストの増減分の調整	ユーロ	RCへの調整金額より
79	Mean value SAIDI _{ARegV} Q element	低圧需要家の平均停電継続時間指数(SAIDI)の電力・ガス品質指標	分/年	電気：2013年、2014年、2015年の非加重平均 ガス：規制適用外のため、ASIDI指標はなし
80	Mean value ASIDI _{ARegV} Q element	中圧需要家の平均停電継続時間指数(ASIDI)の電力品質指標	分/年	

レベニューキャップ（RC）の期中調整結果



（出所）の補足説明

説明対象	Determination of the costs for carrying out the efficiency comparison
出所	ARegV § 14 https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__14.html
原文	<p>(1) The costs to be used as cost parameters in the efficiency comparison are determined according to the following criteria:</p> <ol style="list-style-type: none"><li data-bbox="265 539 327 611">⑤ 1. <u>The total costs of the network operator are determined in accordance with the cost test to be used to determine the initial level in accordance with § 6 paragraphs 1 and 2.</u><li data-bbox="265 589 327 661">⑤ 2. <u>The share of costs that cannot be permanently influenced in accordance with Section 11 (2) is deducted from the total costs determined in this way.</u><li data-bbox="265 732 327 803">⑥ 3. <u>The capital costs for carrying out the efficiency comparison should be determined in such a way that their comparability is guaranteed as far as possible and that distortions are taken into account, as can arise in particular due to the different age structure of the investments, depreciation and activation practices; For this purpose, a comparability calculation is to be carried out to determine capital cost annuities in accordance with paragraph 2; The cost of capital includes the cost items pursuant to Section 5 (2) and Sections 6 and 7 of the Electricity Network Charges Ordinance and Section 5 (2) and Sections 6 and 7 of the Gas Network Charges Ordinance.</u>



3.3 レベニューキャップの評価・効果

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- 政府及び規制機関は、RC導入により、NW事業者の効率的な運営と必要な設備投資を促進できるようになったと評価している。

ステークホルダー		評価	影響・効果
政府・ 規制機関	BNetzA (規制機関)	<ul style="list-style-type: none"> ・ネガティブな影響は見られない ・NW事業者の効率的な運営が促進された ・投資に対する障壁はなかった 	<ul style="list-style-type: none"> ・2011年度から2017年度にかけて分散型電源の増加による再給電指令の増加やネットワーク増強の必要性から託送料金が27%増加した
	BMWi (政府機関)	<ul style="list-style-type: none"> ・2016年9月のインセンティブ規制の改訂は、以下の3要素をバランスよく考慮している <ul style="list-style-type: none"> - 投資環境の改善 - 事業効率化の動機付け - 透明性の向上 	—
	CEER (EU各国の規制機関が含まれる協力組織)	<ul style="list-style-type: none"> ・効率化と投資の両方のインセンティブを提供できている ・長期的な計画に対して、投資の確実性と収益率を保証している ・NW事業者のリスクを低減できている 	—

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- DSOは、RC導入により、設備投資のための資金調達が容易になったと評価する一方で、NWのインテリジェント化や研究開発を促進する仕組みが不十分であるとの指摘をしている。
- 地域間の託送料金の格差に言及する需要家もいる。

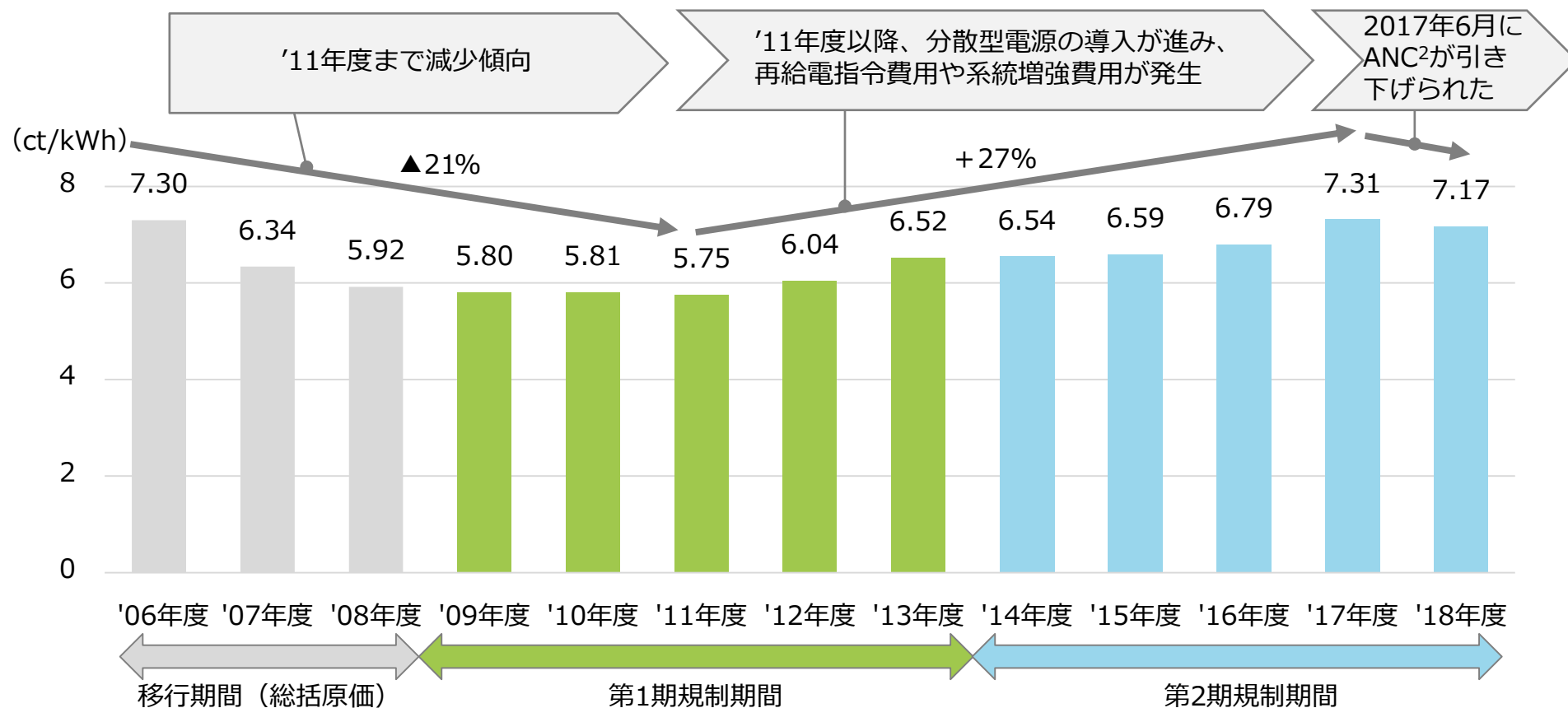
ステークホルダー		評価	影響・効果
NW事業者	大手DSO10社 (独の調査機関 IASSによるインタ ビュー)	<ul style="list-style-type: none"> ● 再生可能エネルギーを大量導入するためのNW拡張やNWのインテリジェント化に伴う資金調達が容易になった ● インテリジェントなNW拡張は従来と比較してより多くの運用コスト（OPEX）を必要とするが、現在の規制スキームではOPEXの比率が大きくなると、会計上不利益を被るため、NWのインテリジェント化を妨げる要因になっている ● 特定の資金提供プロジェクトに関わる研究開発費用しかレベニューに加算されないため、より広範囲なフィールド実証を実施できない 	—
需要家	Clean Energy Wire (エネルギー系 ニュースサイト)	<ul style="list-style-type: none"> ● 託送料金の地域差が大きい (ブランデンブルク州北部の平均的家庭の支払う託送料金は416ユーロ/年だが、プレーメン州の家庭は同量の消費電力量に対して、196ユーロ/年しか支払っていない) 	—

レベニューキャップ（RC）の評価・効果



- 託送料金は2011年まで低下傾向にあったが、分散型電源の大量導入に伴い、2011年から2017年の間に約27%増加した。

－ 託送料金（一般家庭¹向け） －



(出所) BNetzA, Annual Report 2018, (2019)

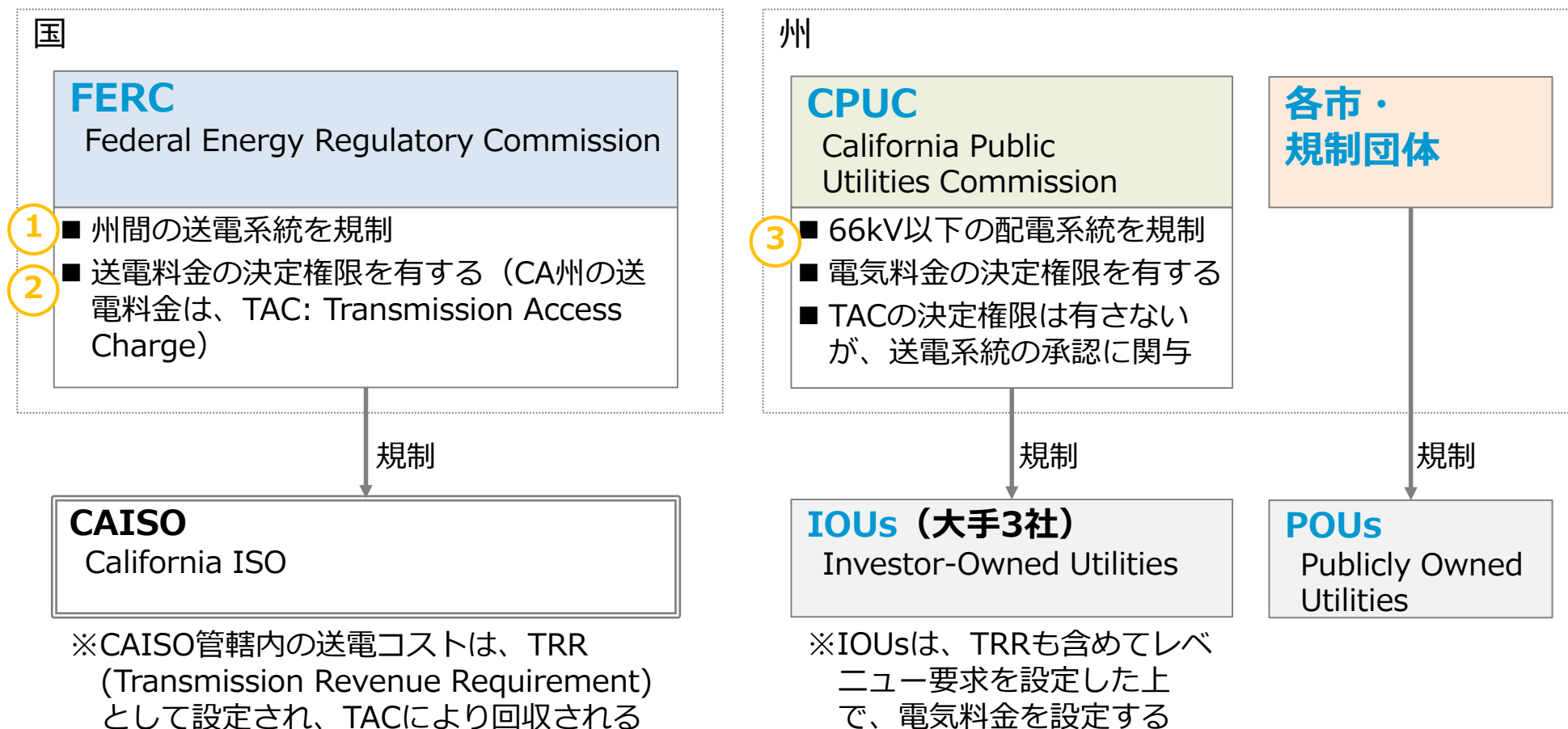
(注記) 1: 電気使用量が年間2,500kWh～5,000kWhの家庭

2: Avoided Network Charge: 分散型電源の導入により上位系統のNW投資が回避できたと想定し、その一部を分散型電源の所有者に支払う仕組み



4 米国の託送料金制度

- 州間の送電系統は、FERCが規制する。
- 州内の配電系統は、CPUCがIOUsを、各市・規制団体がPOUsを規制する。



(出所) の補足説明

説明対象	FERC
出所1	FERCホームページ, What FERC Does https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp
原文	1 <u>The Federal Energy Regulatory Commission, or FERC, is an independent agency that regulates the interstate transmission of electricity, natural gas, and oil.</u>
出所2	CUPCホームページ, Energy - Electric Costs - Transmission Rates https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5240
原文	2 <u>The total cost of providing transmission service, including the return, is referred to as the utility's retail transmission revenue requirement. The collective revenue requirements for all of the utilities that participate in the CAISO are the basis for the TAC, which is charged to electric customers, or ratepayers. Because transmission rates are subject to oversight by the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), ...</u>
説明対象	CPUC
出所	CUPCホームページ, Energy - Infrastructure https://www.cpuc.ca.gov/infrastructure/
原文	3 <u>The CPUC has primary ratemaking jurisdiction over the funding of distribution related expenditures generally for power lines of 66 kV (kilovolts) or less. While, the CPUC does not have ratemaking responsibility for transmission lines, the CPUC does have a significant role in permitting transmission and substation facilities.</u>
説明対象	各市・規制団体、IOUs、POUs
出所	CAISOホームページ, Rules - Regulatory http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx
原文	<u>The California Public Utilities Commission regulates investor-owned utilities operating in the ISO balancing authority area. Publicly owned utilities in California are regulated by their respective city councils or other governance bodies.</u>

General Rate Case (GRC)

- 米国CA州では、事業者（IOUs）毎に設定する、発電・送電・配電・顧客サービス全てを含むレベニュー要求が規制対象となる（欧州のように、送配電事業者が分離され、託送料金のみで規制が係る訳ではない）。

– Southern California Edison のGRC申請（2015年） *1 –

GRC

■ [概要]

事業者がレベニュー要求を設定し【Phase I】、各Class（住宅、商業、農業、路上照明等）に振り分ける【Phase II】ことで、電気料金を設定するプロセス。

- ① (Phase I・IIの2フェーズに分離されるのはIOU・3社のみ。)

■ [認可プロセス]

- ② 電気料金は、Public Advocates Officeのレビューを受けた後、最終的にCPUCが決定する。

■ [対象]

- ③
 - 発電（non-fuel）
 - 送電（送電料金TACの決定権限はFERCが有する）
 - 配電
 - 顧客サービス 他

レベニュー要求の申請額に対して、CPUCの認可額は6%低い

APPENDIX C Southern California Edison Company 2015 Results of Operations Thousands of Dollars								
Line No.	Item	Adopted	Legacy Meters	Mohave Credit	Rate Base Adjustment	Adopted CPUC Total	SCE Request (Based on May 2015 Update Testimony)	Difference (Adopted Less SCE Request)
1.	TOTAL OPERATING REVENUES	5,156,393	64,500	(248)	(38,349)	5,182,297	5,511,779	(329,483)
2.	OPERATING EXPENSES:							
3.	Production							
4.	Steam	9,362				9,362	7,342	2,021
5.	Nuclear	73,695				73,695	73,818	(123)
6.	Hydro	52,850				52,850	53,142	(292)
7.	Other	116,944				116,944	120,835	(3,891)
8.	Subtotal Production	252,851	-	-	-	252,851	255,137	(2,285)
9.	Transmission	91,389				91,389	93,402	(2,013)
10.	Distribution	514,783				514,783	545,469	(30,685)
11.	Customer Accounts	168,209				168,209	174,719	(6,510)
12.	Uncollectibles	12,272	131	(1)	(91)	12,311	13,095	(784)
13.	Customer Service & Information	37,948				37,948	39,020	(1,072)
14.	Administrative & General	757,814				757,814	819,258	(61,444)
15.	Franchise Requirements	46,897	584	(2)	(349)	47,131	50,128	(2,997)
16.	Revenue Credits	(147,491)				(147,491)	(147,470)	(22)
17.	Subtotal	1,734,672	715	(3)	(440)	1,734,945	1,842,758	(107,813)
18.	Escalation	101,951	-	-	-	101,951	109,339	(7,389)
19.	Depreciation	1,483,189	49,100	-	-	1,532,289	1,676,696	(144,407)
20.	Taxes Other Than On Income	245,667				245,667	252,343	(6,677)
21.	Taxes Based On Income	204,289	5,170	(100)	(12,339)	197,020	197,020	1
22.	Total Taxes	449,956	5,170	(100)	(12,339)	442,687	449,363	(6,676)
23.	TOTAL OPERATING EXPENSES	3,769,768	54,985	(103)	(12,779)	3,811,871	4,078,156	(266,284)

(出所) CPUCホームページ、*1: Decision on test year 2015 general rate case for Southern California Edison company

(出所) の補足説明

説明対象	GRC
出所	CUPCホームページ, Energy – Electric Rates – General Rate Case (GRC) Phase II https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12141
原文	<p>(Determining Costs)</p> <p>① <u>For California’s three large investor-owned utilities (IOUs), the GRCs are split into two phases.</u></p> <p>(Proceeding)</p> <p>A utility's GRC Phase II application will contain it's proposals for calculating marginal costs, it's proposals for revenue allocation as well as it's proposed rates based on the proposed costs and allocations. A utility submits testimony containing background documentation for all of it's proposals and arguments for their adoption. <u>The state's ratepayer advocate (Public Advocates Office), as well as other parties including consumer advocates, environmental advocates, various energy user groups and others review the testimony and submit comments, briefs and/or protests to the utility proposals.</u> In lieu of litigating the proposals through the Commission, all parties to a case can get together and work out differences by submitting a settlement agreement. <u>The Commission will review a settlement agreement and approve or reject it based on whether it is in the public interest.</u></p>

説明対象	GRC
出所	CPUC, Decisions at the CPUC with Revenue Requirement Impacts, 2016 https://www.cpuc.ca.gov/Costs_Rates/ ※(See Historical Decisions)をクリック
原文	<p>(2段落目)</p> <p>③ <u>The major IOUs’ GRC decisions approve an overall revenue requirement and yearly increases for costs associated with the utilities distribution system and utility-owned non-fuel generation facilities, operation and maintenance expenses, administrative and general expenses, customer service expenses, depreciation expenses, taxes, capital expenditures and return on capital investments.</u></p>

Earnings Adjustment Mechanisms (EAM)

- ピーク削減、分散電源の活用、エネルギー効率等の指標について、3段階の目標値と、その達成度に応じたインセンティブが設定されている。

EAM

■ [目的]

- ① 事業者と顧客にインセンティブを付与することで、電力・ガス供給システム及びその利用の効率化、分散電源の市場開拓、クリーンなエネルギー技術へのシフトを促す。

■ [効果]

- ② 温室効果ガスや汚染物質を削減し、エネルギーインフラの信頼性やレジリエンスを改善する州政府の方針を前に進めることができる。

■ [方法論]

- ③ 目標値として、minimum, midpoint, maximumの3つが設定され、達成度に応じて、インセンティブが税引き前利益に加算される。目標達成度が、目標値であるminimumとmidpointの間、または、midpointとmaximumの間となった場合、インセンティブは比例配分により計算される。

– Central Hudson Gas & Electric CorporationのEAM –

指標		インセンティブ				目標値			
Electric EAMs		Incentive (\$)				Target			
Metric (Unit)		2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
Peak Reduction (MW)	Min	65,000	136,800	150,300	157,000	1,091	1,079	1,046	1,022
	Mid	162,500	342,000	375,750	392,500	1,083	1,065	1,026	997
	Max	325,000	684,000	751,500	785,000	1,072	1,042	990	949
DER Utilization (MWh)	Min	32,500	68,400	75,150	78,500	4,837	5,243	5,649	6,054
	Mid	97,500	205,200	225,450	235,500	5,522	5,928	6,333	6,739
	Max	162,500	342,000	375,750	392,500	6,207	6,612	7,018	7,424
Energy Efficiency (gross MWh)	Min	130,000	273,600	300,600	314,000	53,262	53,262	53,262	53,262
	Mid	227,500	478,800	526,050	549,500	63,658	63,658	63,658	63,658
	Max	487,500	1,026,000	1,127,250	1,177,500	79,102	79,102	79,102	79,102
Residential Energy Intensity (MWh/customer)	Min	81,250	171,000	187,875	196,250	7.68	7.60	7.52	7.44
	Mid	162,500	342,000	375,750	392,500	7.59	7.51	7.44	7.36
	Max	243,750	513,000	563,625	588,750	7.51	7.43	7.35	7.27
Commercial Energy Intensity (MWh/customer)	Min	81,250	171,000	187,875	196,250	48.24	47.90	47.56	47.22
	Mid	162,500	342,000	375,750	392,500	48.05	47.71	47.36	47.02
	Max	243,750	513,000	563,625	588,750	47.85	47.51	47.17	46.83
Residential VTOU Participation (%)	Min	32,500	68,400	75,150	78,500	1.51%	2.76%	3.99%	5.21%
	Mid	97,500	205,200	225,450	235,500	2.13%	3.87%	5.60%	7.32%
	Max	162,500	342,000	375,750	392,500	2.74%	4.99%	7.22%	9.43%
EBE (Lifetime Tons CO2)	Min	81,250	171,000	187,875	196,250	4,257	8,514	8,514	8,514
	Mid	162,500	342,000	375,750	392,500	12,123	24,245	24,245	24,245
	Max	243,750	513,000	563,625	588,750	19,988	39,976	39,976	39,976
Interconnection (Developer Satisfaction)	Min	32,500	68,400	75,150	78,500	TBD			
	Mid	81,250	171,000	187,875	196,250				
	Max	162,500	342,000	375,750	392,500				
Total Potential Electric EAM Incentive	Min	536,250	1,128,600	1,239,975	1,295,250				
	Mid	1,153,750	2,428,200	2,667,825	2,786,750				
	Max	2,031,250	4,275,000	4,696,875	4,906,250				

Earnings Adjustment Mechanisms (EAM)

(出所) の補足説明

説明対象	EAM
出所	STATE OF NEW YORK PUBLIC SERVICE COMMISSION, ORDER ADOPTING TERMS OF JOINT PROPOSAL AND ESTABLISHING ELECTRIC AND GAS RATE PLAN, 2018 https://www.cenhud.com/static_files/cenhud/assets/pdf/ebf_order_061418.pdf
原文	(p.60) <ol style="list-style-type: none">① <u>As noted above, EAMs are proposed in the JP as a tool to incentivize actions by the Company and its customers to improve the efficiency of the electric and gas systems and of customers' electric and gas usage, to promote development of the market for distributed energy resources, and to shift usage to cleaner technologies. All these actions advance State policies to reduce emissions of greenhouse gases and other pollutants while improving the reliability and resiliency of our energy infrastructure.</u>②③ <u>Under the JP, the Company would adopt EAMs for its electric and gas businesses starting January 1, 2018, with the EAMs to be measured on a calendar year basis. The JP proposes five electric EAMs, comprised of a total of seven metrics, and one gas EAM, comprised of one metric. Each metric would contain targets set at minimum, midpoint, and maximum performance levels that generally would become more stringent each calendar year. The Company will earn a pre-tax earnings adjustment on a prorated basis for performance between the minimum and midpoint performance levels, and between the midpoint and maximum performance levels.</u>

5 託送料金に関連する制度

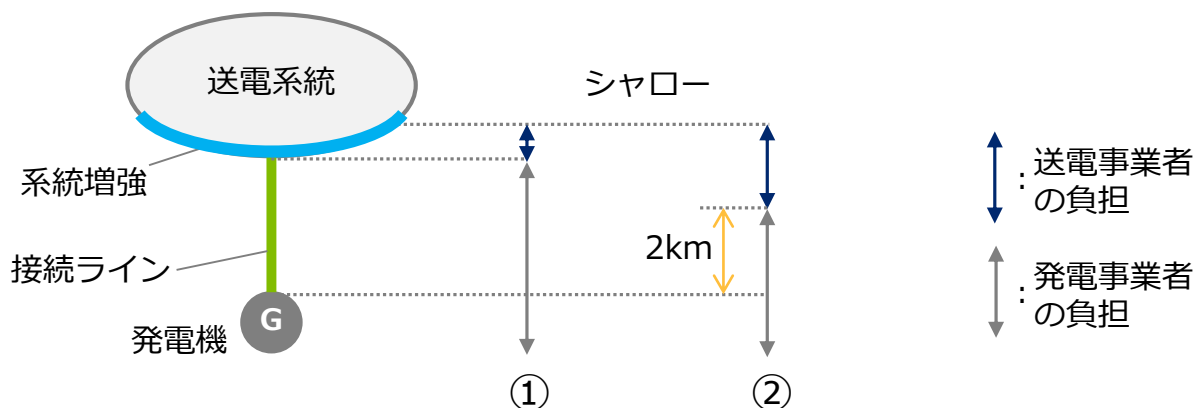
5.1 再工ネの系統接続に係る費用負担

英国における再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



- 洋上風力の接続ラインに係るコストは、発電事業者がOFTOに売却することで回収する。

区分	接続方法	接続ラインに係るコスト		
		一時負担者	回収方法	
洋上風力	シャロー①	発電事業者	OFTOへ売却することによる収入 (OFTO : Offshore Transmission Owner)	
その他の再エネ	シャロー②	接続線：発電機から2kmまで	発電事業者	
		接続線：発電機から2km以降	送電事業者	
				FIT及びFIT CfDに応じた収入
				託送料金



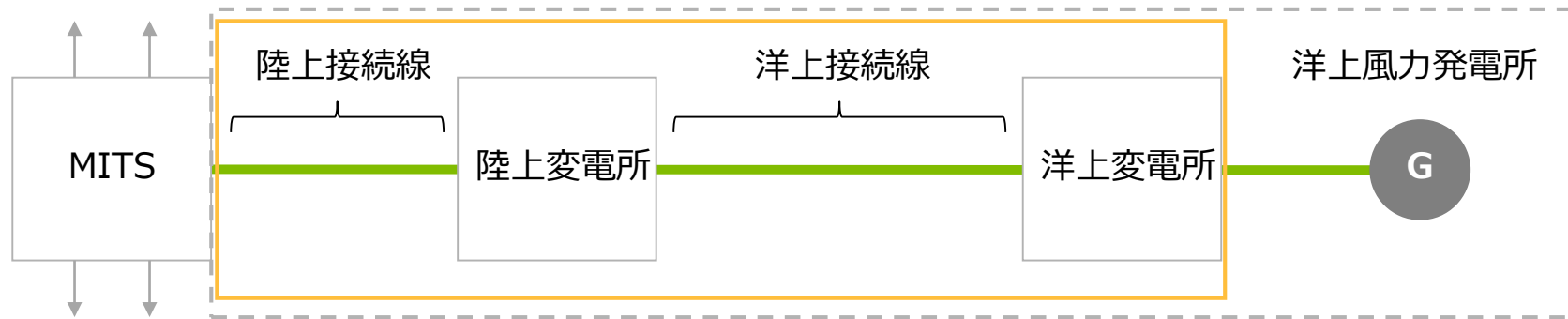
英国における再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



- 洋上風力における接続線はOFTOが所有し、OFTOは発電事業者が支払う送電使用料金の一部から収入を得る。

OFTO (Offshore Transmission Owner)

- 1 ■ 英国の制度上、発電事業者は送電網を所有することができず、陸上の送電事業者は洋上の送電網を所有することができない。
■ よって、洋上風力発電事業者は、陸上接続線、洋上接続線、陸上変電所及び洋上変電所を建設した後、入札によりOFTOに売却する。
- 2 ■ OFTOのレベニューキャップは、コスト予測に基づき、20年間固定される。



MITS : Main Interconnected Transmission System

⋯ : 洋上風力発電事業者が建設する範囲

□ : 洋上風力発電事業がOFTOに売却する範囲

英国における再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



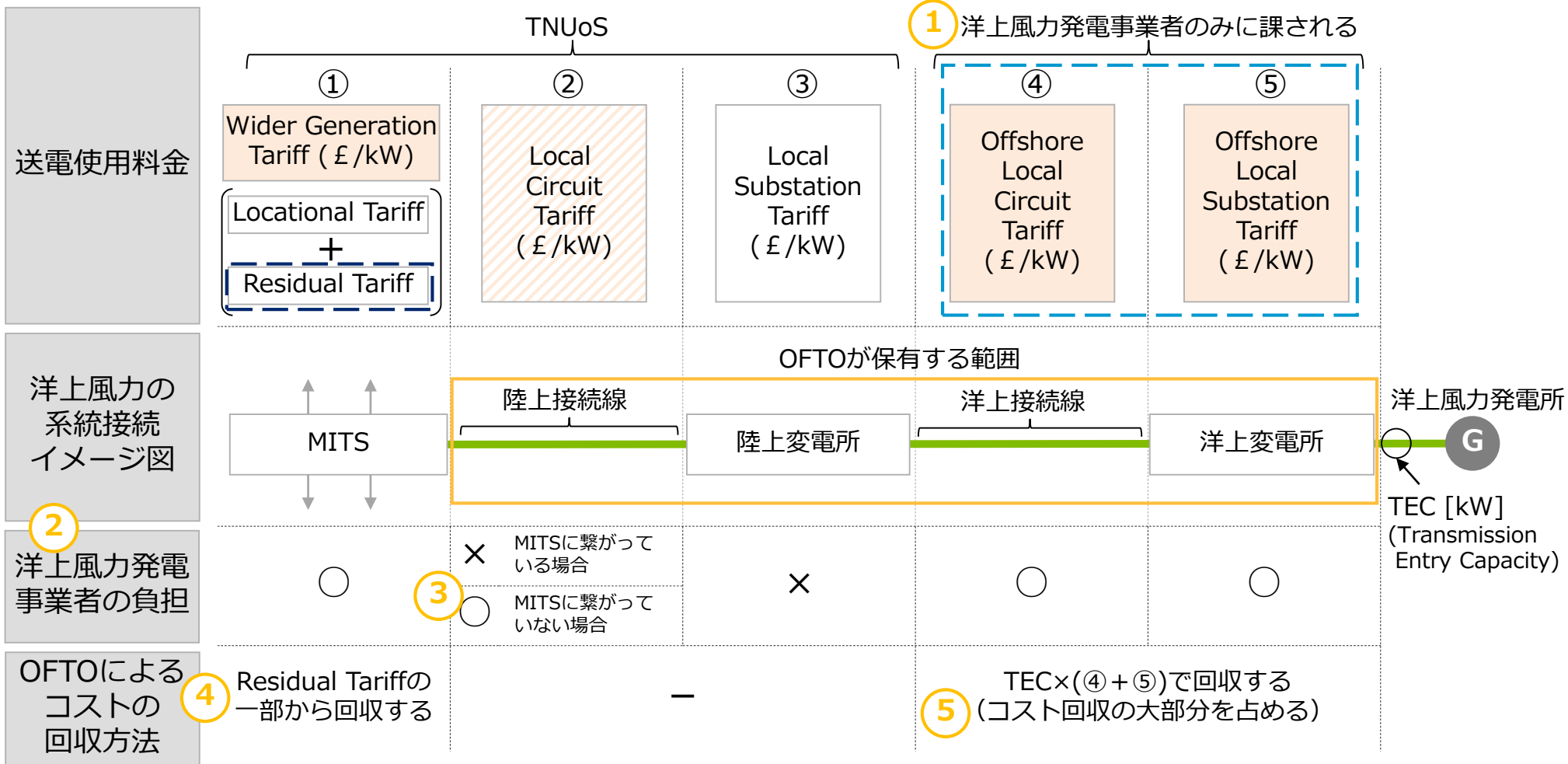
(出所) の補足説明

説明対象	OFTO
出所1	Ofgem "TNUoS charging for offshore generators and the Offshore Transmission Owner regime" https://www.nationalgrideso.com/document/135311/download
原文1	<u>1 Under the rules of granting a generation licence, generators aren't permitted to own transmission assets, and so have to sell them once they've been constructed. Onshore TOs aren't allowed to own offshore transmission assets according to their transmission licences.</u>
出所2	Ofgem Press Release "Reflecting variations in Offshore Transmission Owner(OFTO) revenue in Offshore Local TNUoS Tariffs" https://www.nationalgrideso.com/document/94076/download
原文2	<u>2 Each individual OFTO's allowed revenue is based on a forecast of their costs and is fixed for a 20 year period. However, this can be subject to adjustments such as Income Adjusting Events (IAEs).</u>

英国における再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



- 洋上風力発電事業者が負担する④Offshore Local Circuit Tariff、⑤Offshore Local Substation Tariffが、OFTOの収入の大部分を占める。



(出所) Ofgem "TNUoS charging for offshore generators and the Offshore Transmission Owner regime"、Ofgem—Press Release "Reflecting variations in Offshore Transmission Owner(OFTO) revenue in Offshore Local TNUoS Tariffs"

(出所) の補足説明

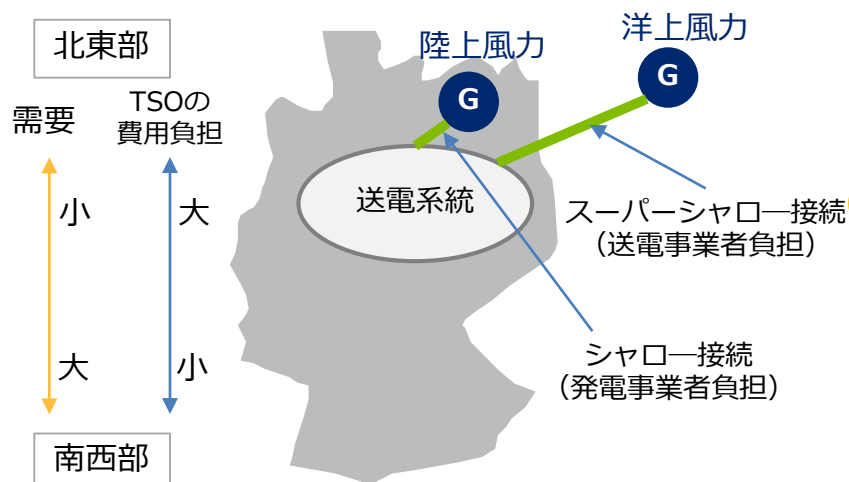
説明対象	洋上風力発電事業者の負担
出所	Ofgem Press Release "Reflecting variations in Offshore Transmission Owner(OFTO) revenue in Offshore Local TNUoS Tariffs" https://www.nationalgrideso.com/document/94076/download
原文	(P.1) ② As a reminder, TNUoS tariffs for Offshore Generators are made up of: <u>Wider generation tariff (Locational, Residual), Offshore local circuit tariff, Offshore local substation tariff and Onshore local circuit tariff (if applicable)</u> (P.1) ① <u>Within TNUoS, the offshore local circuit tariff and the offshore local substation tariffs are only paid by offshore generators.</u> ⑤ <u>These tariffs cover the capital costs of developing and building offshore local substation(s) or local circuit assets, and recover most of the OFTO revenue.</u>

説明対象	local circuit tariffの負担、費用の回収方法
出所	Ofgem "TNUoS charging for offshore generators and the Offshore Transmission Owner regime" https://www.nationalgrideso.com/document/135311/download
原文	(P.5) When the assets are transferred, the OFTO is granted an annual revenue stream by Ofgem (defined in their offshore transmission licence as "OFTOt"), which it is paid by NGESO out of TNUoS revenue. Most of this money will be paid by the generator that connects to the OFTO, <u>the rest of the money will be paid by all other TNUoS customers out of the residual tariff.</u> (P.6) ③ <u>If the OFTO onshore substation is not connected to the MITS (via a non-MITS substation), then the generator may need to pay a local onshore circuit tariff.</u>

ドイツにおける再エネ・洋上風力の系統接続コストの地域差



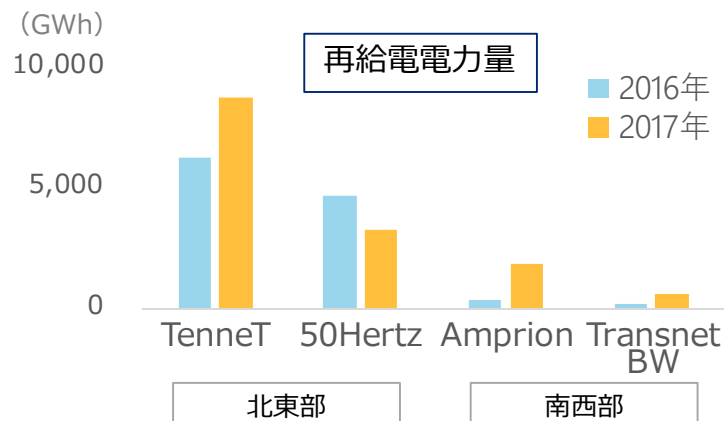
- 北東部における風力発電の拡大による費用の増加が、北東部の託送料金単価を引き上げているという課題を解消するために、託送料金単価の平準化が図られている。



課題

風力発電の多くが風況の良い北東部に導入されてきた。

- 北東部で発電された電力は、北東部で消費されるだけでなく、需要地である南西部にも供給される。
- 北東部のTSOの系統補強費用、混雑管理費用（再給電指令費用、再エネ発電事業者への補償等）が大きい。



課題の解消

- ② TSOの託送料金が段階的に調整された後、2023年に、ドイツ全体で統一される。

ドイツにおける再エネ・洋上風力の系統接続コストの地域差



(出所) の補足説明

説明対象	課題、課題の解消
出所	BMW Article "What exactly are grid fees?"(2017) https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2017/13/Meldung/direkt-account.html
原文	<p>The fact that grid fees currently vary across regions can be understood more easily by using the following example: if green electricity from the large number of wind turbines installed in the north of Germany is to be fed into the grid, it is particularly important to expand regional grids. The costs incurred for this by the grid operators in these regions are then passed on to consumers via the grid fee. This is why the fees in these regions, for example in Schleswig-Holstein and Mecklenburg-Western Pomerania, are particularly high. However, <u>the electricity generated in these regions is not consumed only there, but is also transported on to the western and southern parts of the country that urgently need it.</u> It is therefore unfair to ask people in the north of Germany to pay more for the expansion of the grid than people living in the west or south of Germany. This is where the Act on the Modernisation of the Grid Fee Structure (NEMoG) comes in. <u>It provides that grid fees will be aligned in several stages, so that by 2023, grid fees will be the same everywhere across Germany</u> (to find more about NEMoG, please click here).</p>

ドイツにおける送電料金の統一化



- TSO・4社の送電料金について、その地域差は2019年から段階的に解消され、2023年には、全国一律の料金となる予定である。

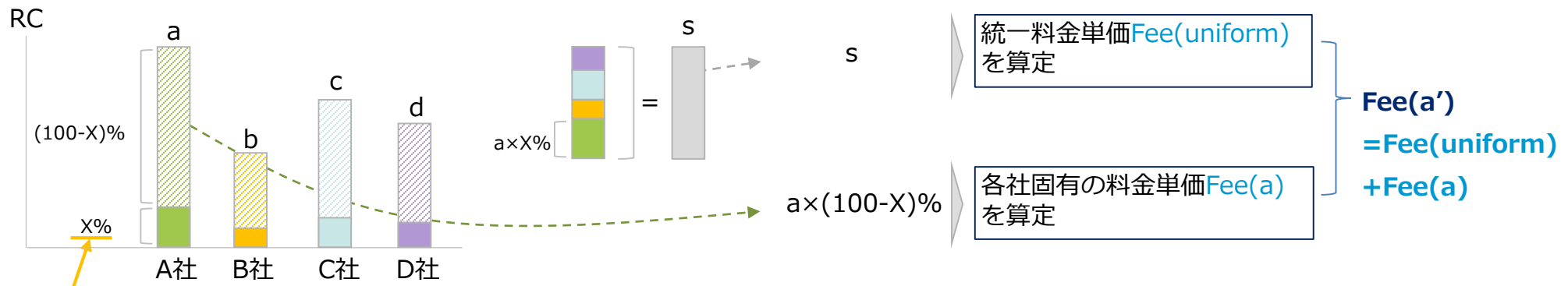
送電料金全国一律化スキーム (StromNEV 32条)

- 1 ■ 4社のRC×X%を合算し、これを基に統一料金単価を求める。
- 2 ■ X%は、2019年から2023年にかけて毎年20%ずつ増やす。
- 3 ■ RCの残りの割合 (RC×(100-X)%) を基に、各社固有の料金単価を求める。
- 4 ■ 統一料金単価と各社固有の料金単価を合算する。



- ✓ 従来通りの方法でRCを求める
- ✓ RC×X%の4社合計を求める
- ✓ RC×X%の4社合計、及びRC×(100-X)% を基に託送料金単価を求める

2019年 (RC)



2019年 : 20%、2020年 : 40%、
2021年 : 60%、2022年 : 80%、2023年 : 100%

ドイツにおける送電料金の統一化



(出所) の補足説明

説明対象	送電料金全国一律化スキーム
出所	StromNEV § 32a (Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen) https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/
原文	<p>(1) The regulations on creating federally standardized transmission network fees pursuant to articles 3 paragraph 3, articles 14a through 14d, article 15 paragraph 2 sentence 2, article 16 paragraph 1 sentence 4 and paragraph 2 sentence 2 as well as article 17 paragraph 3 and 4 sentence 2 and paragraph 5 sentence 2 as well as article 20 paragraph 1 sentence 2 and paragraph 2 sentence 2 shall be applied on the interim for the provisions on power grid fees applicable from January 1, 2019 to December 31, 2022, provided that <u>the power grid fees for the operators of transmission networks responsible for regulation areas are comprised of the sum of fees generated based on a national standard pursuant to paragraph 2 and organization specific pursuant to paragraph 3.</u> For this purpose, the operators of these transmission networks shall constitute an organization-specific concurrency function pursuant to article 16 paragraph 2 sentence 1 and a nationally standardized concurrency function pursuant to article 16 paragraph 2 sentence 2.</p> <p>(2) <u>The standardization of transmission network fees shall occur in five increments of 20 percent each. The percentage of the nationally standardized share relating to the price ceiling of the individual operators of transmission networks responsible for regulation areas in the respective calendar year pursuant to article 14b paragraph 1 shall amount to 1. 20 percent for the calendar year 2019, 2. 40 percent for the calendar year 2020, 3. 60 percent for the calendar year 2021, 4. 80 percent for the calendar year 2022.</u></p> <p>(1) <u>The prorated price ceilings of the individual operators of transmission networks responsible for regulation areas pursuant to sentence 1 shall be merged on to the mutual payers pursuant to article 14b paragraph 2. The nationally standardized share of grid fees shall be determined for the respective grid and transformation level using the nationally standardized concurrency function pursuant to article 16 paragraph 2 sentence 2.</u></p> <p>(3) <u>The remaining share of the price ceiling pursuant to article 14b paragraph 1, which is not the basis of the nationally standardized share, represents the basis of the organization-specific share pursuant to paragraph 1 sentence 1.</u> The costs shall be allocated to the organization-specific payers pursuant to annex 3. The organization-specific share of the grid fees shall be determined for the grid and transformation level using the organization-specific concurrency function pursuant to article 16 paragraph 2 sentence 1.</p>

ドイツにおける送電料金の統一化

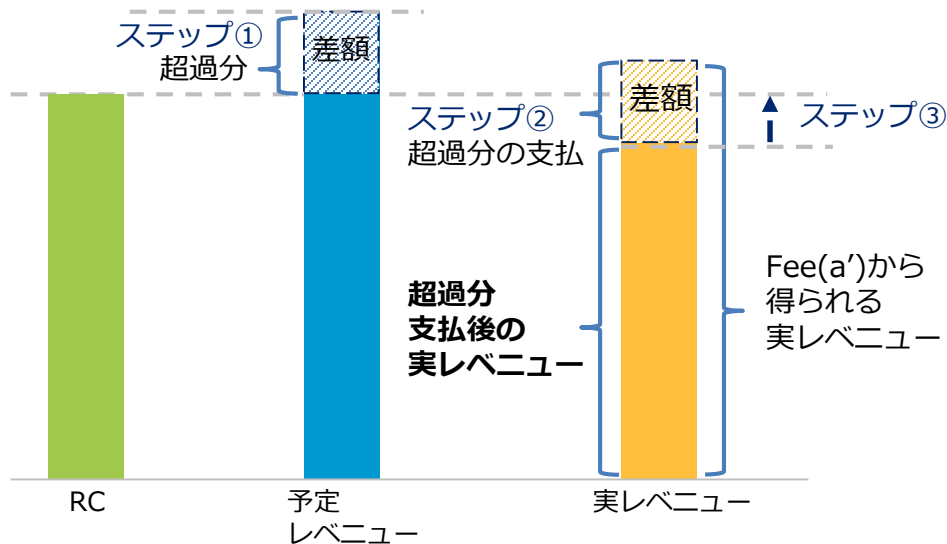


- Fee(a')を基に算定される予定レベニューとレベニューキャップ (RC) の差額は、TSO・4社間で、毎月補填される。

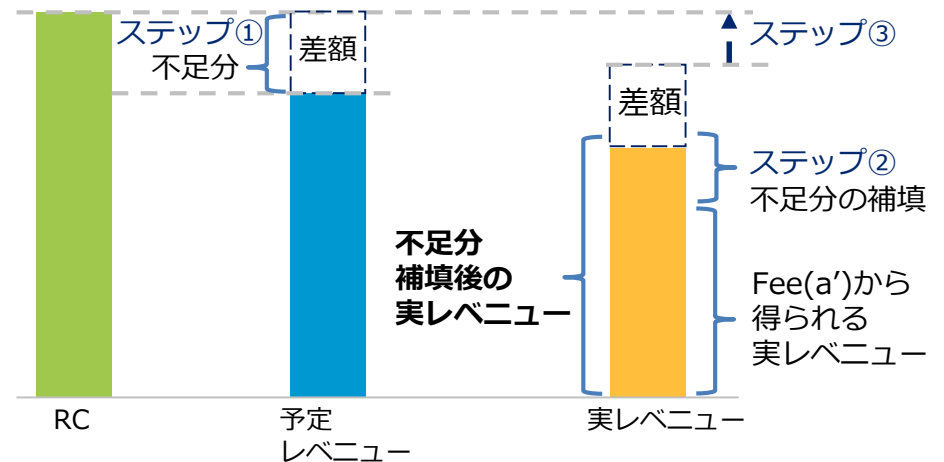
送電事業者間での調整 (StromNEV 14条)

- ステップ①** (t-1年) ① Fee(a') からt年における予定レベニューを算定し、RCと予定レベニューの差額 (超過分、不足分) を算定する
- ステップ②** (t年) ② ステップ①で算定した差額を12分割し、毎月、TSO間で補填し合う
- ステップ③** (t+1年) ③ 需要変動による実レベニューの変動分を従来通りの方法 (AregV §5) で調整する (下図は、需要変動により、実レベニューがRCを下回った場合の例)

RC < 予定レベニューの場合



RC > 予定レベニューの場合



ドイツにおける送電料金の統一化



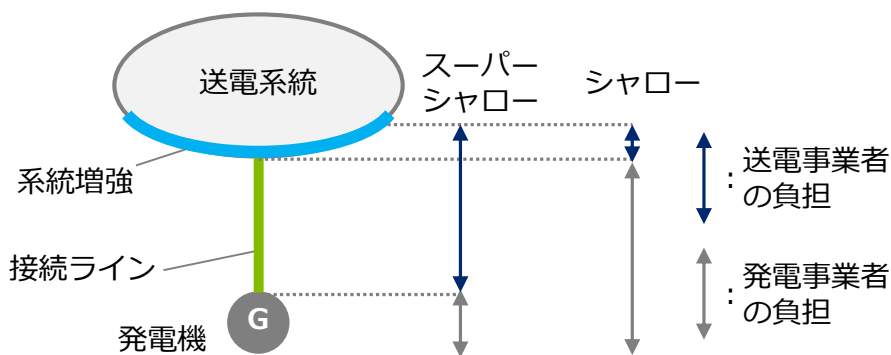
(出所) の補足説明

説明対象	送電料金全国一律化スキーム
出所	StromNEV § 14c (Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen) https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/
原文	<p>(1) <u>The operators of transmission networks responsible for regulation areas shall balance surpluses or deficits from national transmission network charges subject to price ceilings standardized pursuant to article 14b paragraph 1.</u></p> <p>① (2) <u>The balancing of surpluses or deficits pursuant to paragraph 1 shall be performed based on projected revenues pursuant to article 20 paragraph 1 sentence 3 number 1 which result from the transmission network charges established for the following year.</u></p> <p>② <u>The operators of transmission networks responsible for regulation areas who have achieved surpluses shall balance these surpluses through prorated payments in twelve equal installments to the operators of transmission networks responsible for regulation areas who have deficits by the 15th of the following month.</u></p> <p>③ (3) <u>To the extent of the compensatory payments pursuant to paragraph 2 sentence 2, the respective claims pursuant to article 1 shall expire. No adjustment shall be made based on the actually achievable revenues. Pursuant to article 5 of the Incentive Regulation Ordinance (Anreizregulierungsverordnung), deviations between the allowable revenues pursuant to article 4 of the Incentive Regulation Ordinance (Anreizregulierungsverordnung) and the achievable revenues shall be balanced for each individual company in the respective regulatory account of the operator of transmission networks responsible for regulation areas who shows a deviation, factoring in compensatory payments received or made.</u></p>

ドイツにおける再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



- 2012年に洋上施設系統整備計画（O-NEP）が整備され、2019年以降、洋上風力の接続コストが洋上系統賦課金で賄われることが決まった。



区分	接続方法	接続ラインコスト		
		一時負担者	回収方法	備考
洋上風力	スーパーシャロー	送電事業者	託送料金（送電）	2018年まで
			洋上系統賦課金	2019年以降
その他の再エネ	シャロー	発電事業者	販売電力量に応じた収入（賦課金含む）	-

洋上系統賦課金（off shore liability surcharge）（EnWG 17条）

適用期間	賦課金の目的	金額
2013年～	① 系統連系の遅延等によって生じる、発電事業者の損失の一部を賦課金で賄う	0.037ct/kWh (2018年)
2019年～	② 再エネ電力の費用を全国で公平に負担するため、上記に加えて、今まで託送料金で回収していた洋上風力への系統接続費用を賦課金で賄う	0.416ct/kWh (2019年)

ドイツにおける再エネ・洋上風力の系統接続コストの負担



(出所) の補足説明

説明対象	洋上系統賦課金 (2013年～)
出所	BMW i—Press release “Offshore grid expansion on track: more expansion, low liability surcharge” https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2015/20151019-offshore-netzausbau-auf-kurs-mehr-ausbau-geringe-haftungsumlage.html
原文	1 <u>The offshore liability surcharge has been introduced as a means to pass on part of the compensation payments for delays, disruptions or maintenance by the TSOs to electricity customers, depending on the degree to which the problem is the fault of the TSOs.</u>

説明対象	洋上系統賦課金 (2019年～)
出所	European Commission – Press release “ Commission approves reductions on offshore surcharge for electro-intensive and railway companies in Germany” http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-2621_en.htm
原文	2 <u>Germany aims to increase the installed capacity of offshore wind installations to 6,500 megawatts by 2020 and 15,000 megawatts by 2030. To this end, the German Energy Act provides for the legal framework for the planning, building and operating of the power lines connecting offshore wind installations to the main grid. The connecting costs, which are currently financed via the general network charges, will be transferred into a surcharge system in order to align the mechanisms of financing the support for electricity produced from renewable energies and cogeneration under the Renewable Energy Act (EEG) and the CHP-Act (KWKG).</u>

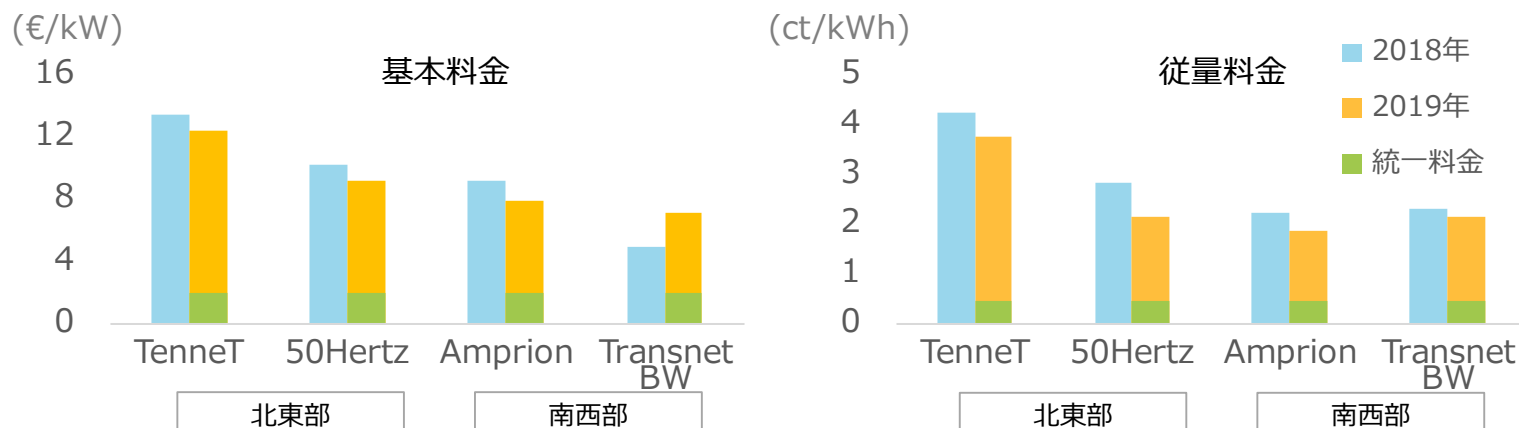
ドイツTSO・4社の託送料金単価



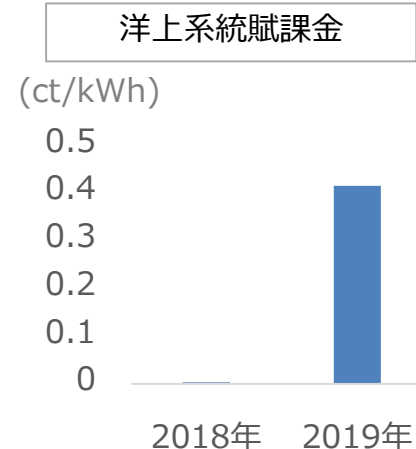
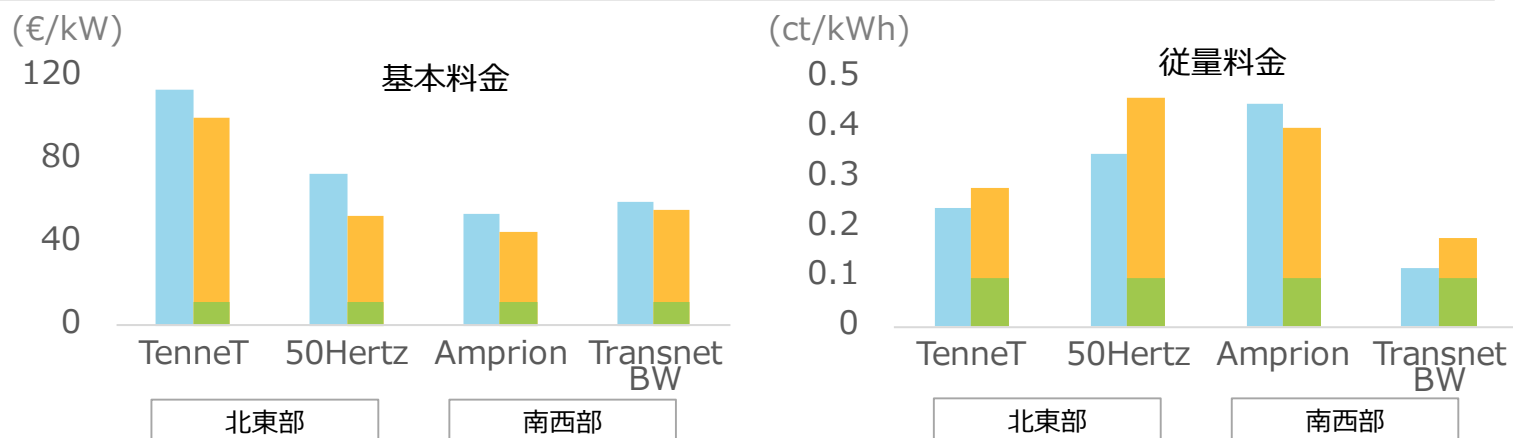
- 2019年の統一料金の導入により、TSO・4社間の託送料金の差が縮まっている。

TSO・4社における託送料金単価の比較 (330kV or 220kV Grid)

(i) 年間電力使用量(kWh) < 最大電力(kW) × 2500h の場合



(ii) 年間電力使用量(kWh) ≥ 最大電力(kW) × 2500h の場合



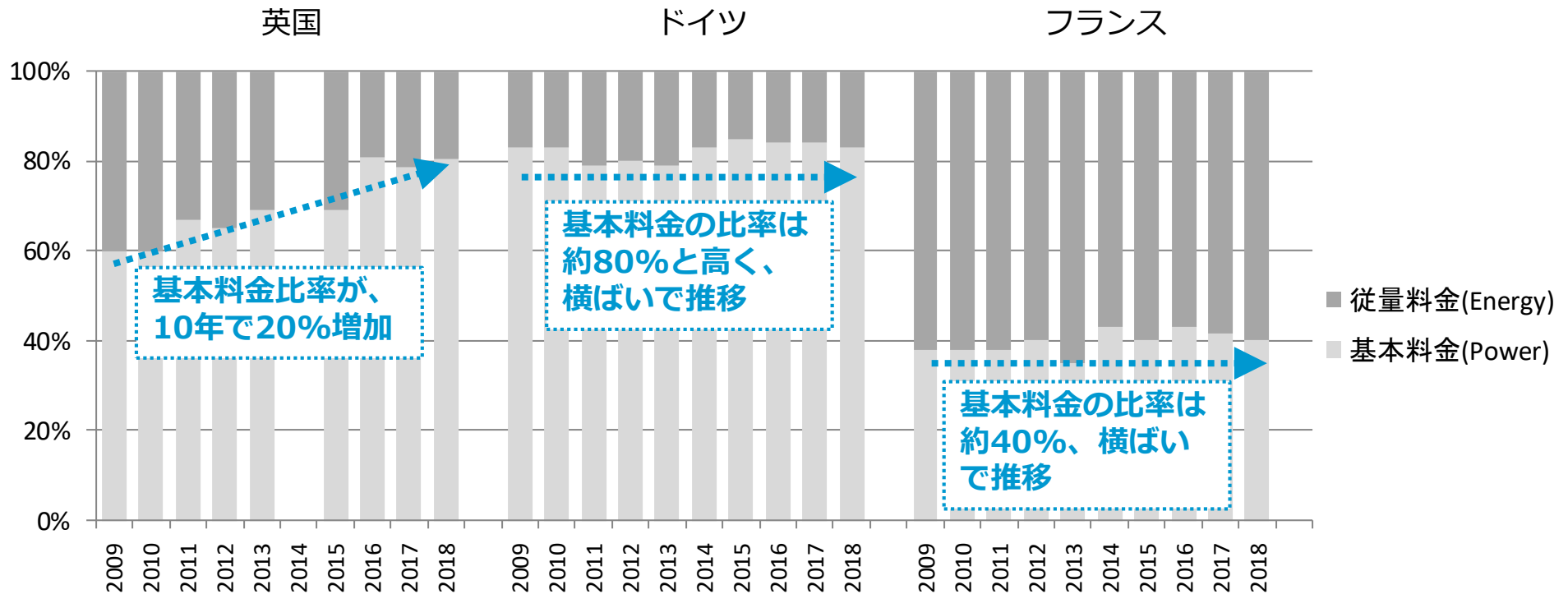
5.2 基本料金と従量料金の比率

基本料金と従量料金の比率



- 送電料金に占める基本料金比率は、2018年時点で、英国とドイツが約80%、フランスが40%となっている。英国は、対2009年比で増加傾向にある。

– TSOの送電料金に占める基本料金と従量料金の比率（2009年→2018年） –

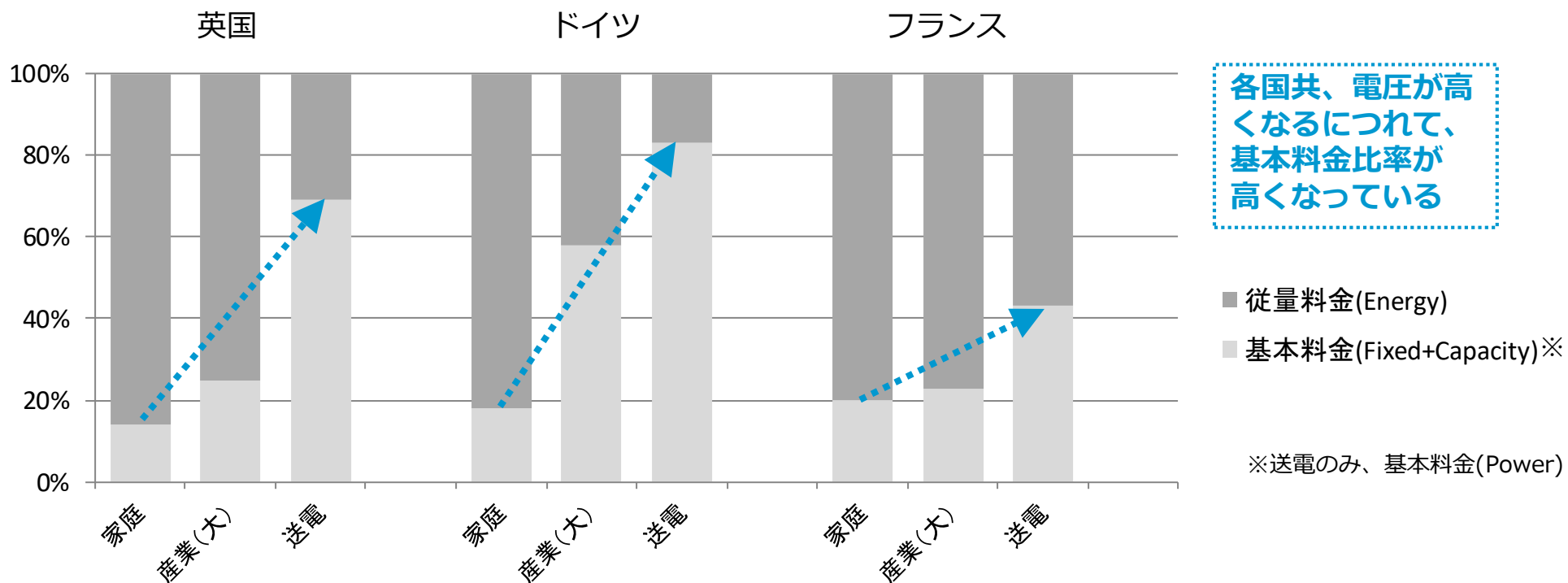


基本料金と従量料金の比率



- 基本料金比率は、英国・ドイツ・フランス共に、家庭用（低圧）では20%程度に留まり、電圧が高くなるにつれてその比率が高くなっている。

－基本料金と従量料金の比率（電圧別）－



各国共、電圧が高くなるにつれて、基本料金比率が高くなっている

(出所) 家庭と産業(大)・・・Study on tariff design for distribution systemsを基に、トーマツ作成
送電・・・ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe, Synthesis 2014を基に、トーマツ作成

6 補足資料

略語の説明 (1/4)

略語	正式名称	説明
AIP	Annual Iteration Process	期中調整項MODの計算プロセス (英)
ARegV	Incentive Regulation Ordinance	インセンティブ規制 (独)
BCF	Business Carbon Footprint	CO2に換算した温室効果ガスの排出量を公表する制度 (英)
BMWi	Federal Ministry for Economic Affairs and Energy	経済エネルギー省 (独)
BNetzA	Federal Network Agency	連邦ネットワーク庁 (独)
BR _t	Base Revenue	基礎収入 (英)
BSUoS	Balancing Services Use of System Charges	balancingサービス料金 (英)
BWW	Baseline Wider Works	RIOアウトプットインセンティブ (英)
CAISO	California Independent System Operator	独立系統運用機関 (米CA州)
CPIH	Consumer Prices Index including owner occupiers' housing costs	消費者物価指数、住宅関連コスト含む (英)
CPUC	California Public Utilities Commission	公益事業委員会 (米CA州)
CR	Capitalisation Rate	- (英)
CUSC	Connection and Use of System Code	- (英)
DCC	Data Communications Company	データ通信会社 (英)
DEA	Data Envelopment Analysis	効率性分析手法 (独)
DNO	Distribution Network Operator	配電事業者 (英)
DPCR	Distribution Price Control Review	配電料金のレビュー (英)
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者
EAM	Earnings Adjustment Mechanisms	クリーンエネルギー技術へのシフトを促すインセンティブ制度 (米NY州)
EMID	Western Power Distribution (East Midlands) plc	配電会社 (英)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators	欧州電力系統運用者ネットワーク (EU)
ENS	Energy Not Supplied	顧客に供給できなかった電力量 (英)
EnWG	Energy Industry Act	エネルギー事業法 (独)

略語の説明 (2/4)

略語	正式名称	説明
ENWL	Electricity North West	配電グループ会社 (英)
EO _t	–	レベニューキャップ (独)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	米国連邦エネルギー規制委員会 (米)
FIT-CfD	Contract for Difference Feed-in Tariff	差額決済型固定価格買取制度 (英)
GasNEV	Gas Network Changes Ordinance	ガスネットワーク料金規則 (独)
GRC	General Rate Case	電力会社の運営に必要なコストに基づいて料金を設定する制度 (米CA州)
HSE	Health and Safety Executive	RIIOアウトプットインセンティブ (英)
HVDC	High Voltage Direct Current	高電圧直流
IDNO	Independent Distribution Network Operator	独立配電系統運用者 (英)
IFI	Innovation Funding Incentive	RPI-X制度でのイノベーション推進費用 (英)
IOUs	Investor-Owned Utilities	投資家保有の電気事業者 (米CA州)
IPR	Intellectual Property Rights	知的財産権
IQI	Information Quality Incentive	– (英)
IRM	Innovation Rollout Mechanism	普及段階のイノベーション推進費用 (英)
ISP	Initial Screening Process	NICプロジェクトの対象になるために満たすべき適格性要件 (英)
K _t	Correction Term	– (英)
LCNF	Low Carbon Networks Fund	RPI-X制度でのイノベーション推進費用 (英)
LPN	London Power Networks plc	配電会社 (英)
MITS	Main Interconnected Transmission System	– (英)
MOD	–	期中調整項 (英)
NAP	Network Access Policy	RIIOアウトプットインセンティブ (英)
NGESO	National Grid Electricity System Operator	系統運用者 (英)
NGET	National Grid Electric Transmission	送電会社 (英)
NIA	Network Innovation Allowance	小規模イノベーション推進費用 (英)

略語の説明 (3/4)

略語	正式名称	説明
NIC	Network Innovation Competition	大規模イノベーション推進費用 (英)
NPg	Northern Powergrid	配電グループ会社 (英)
O-NEP	Offshore Network Development Plan	洋上施設系統整備計画 (独)
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets	ガス電力市場規制庁 (英)
OFTO	Offshore Transmission Owner	洋上風力系統保有者 (英)
PCFM	Price Controls Financial Model	価格規制財務モデル (英)
PEA	Project Eligibility Assessment	NIAに採択されるために提出する、通常のビジネスでは実施できないプロジェクトの評価証明資料 (英)
POUs	Publicly Owned Utilities	公共電力会社 (米CA州)
PU _t	Opening Base Revenue	初期基礎収入 (英)
RA	Regulatory Account	- (独)
RAV	Regulatory Asset Value	- (英)
RC	Revenue Cap	-
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs	インセンティブベースの規制 (英)
RPI-X	Retail Price Index minus X	RIIOの前の託送料金制度 (英)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電回数
SCR	Significant Code Review	- (英)
SFA	Stochastic Frontier Analysis	効率性分析手法 (独)
SHET	Scottish Hydro Electric Transmission	送電会社 (英)
SO	System Operator	送電系統運用者 (英)
SPD	SP Distribution plc	配電会社 (英)
SPEN	SP Energy Networks	配電グループ会社 (英)
SPMW	SP Manweb plc	配電会社 (英)

略語の説明 (4/4)

略語	正式名称	説明
SPT(L)	SP Transmission (Ltd)	送電会社 (英)
SSEH	Southern Electric Power Distribution plc	配電会社 (英)
SSE(N)	Scottish and Southern Electricity Networks	配電グループ会社 (英)
SSSES	Scottish Hydro Electric Power Distribution plc	配電会社 (英)
StromNEV	Electricity Network Charges Ordinance	電力ネットワーク料金規制 (独)
SWW	Strategic Wider Works	RIOアウトプットインセンティブ (英)
TAC	Transmission Access Charge	送電料金 (米CA州)
TCR	Targeted Charging Review	- (英)
TEC	Transmission Entry Capacity	送電容量 (英)
TIM	TOTEX Incentive Mechanism	- (英)
TIRG	Transmission Investment for Renewable Generation	再エネ接続に係る特定のプロジェクトへのファンド(英)
TNUoS	Transmission Network Use of System Charges	送電料金 (英)
TO	Transmission Owner	送電系統保有者 (英)
TO _t	Maximum Revenue in Relevant Year t	t年度のレベニューキャップ (英)
TOTEX	Total Expenditure	総支出
TPCR	Transmission Price Control Review	送電料金のレビュー (英)
TRR	Transmission Revenue Requirement	- (米CA州)
UKPN	UK Power Networks	配電グループ会社 (英)
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト
WMID	Western Power Distribution (West Midlands) plc	配電会社 (英)
WPD	Western Power Distribution	配電グループ会社 (英)

Deloitte. トーマツ.

デロイト トーマツ

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 合同会社並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40都市に1万名以上の専門家を擁し、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す。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、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第一級のサービスを全世界で行っています。150を超える国・地域のメンバーファームの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提供をしています。“Making an impact that matters”を自らの使命とするデロイトの約286,000名の専門家については、(www.deloitte.com)をご覧ください。



IS 669126 / ISO 27001

(様式2)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 : 平成31年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査
(託送料金制度の在り方等に関する詳細調査分析) 調査報告書

委託事業名

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
5	-	中間整理概要
20-21	-	R110インセンティブ指標
27	-	RPI-X 認可レベニュー
29	-	認可レベニューの推移
33	-	CUSC
38	-	TOTEX
40	-	TOTEX 実績
41	-	IQIマトリックス
43	-	IQIマトリックス
46	-	Opening Base Revenue計算式
57	-	イノベーション費用の推移 (配電事業者)
59	-	イノベーション費用の推移 (UKPN)
61	-	イノベーション費用の推移 (WPD)
91	-	託送料金改革
93	-	料金改革スケジュール
122	-	ネットワーク単価 (ドイツ)
143	-	SCEのGRC申請
145	-	Central Hudson Gas & Electric のEAM
		以上