

# 海外の託送料金制度

(第6回次世代技術を活用した  
新たな電力プラットフォームの在り方研究会資料)

2019/3/4

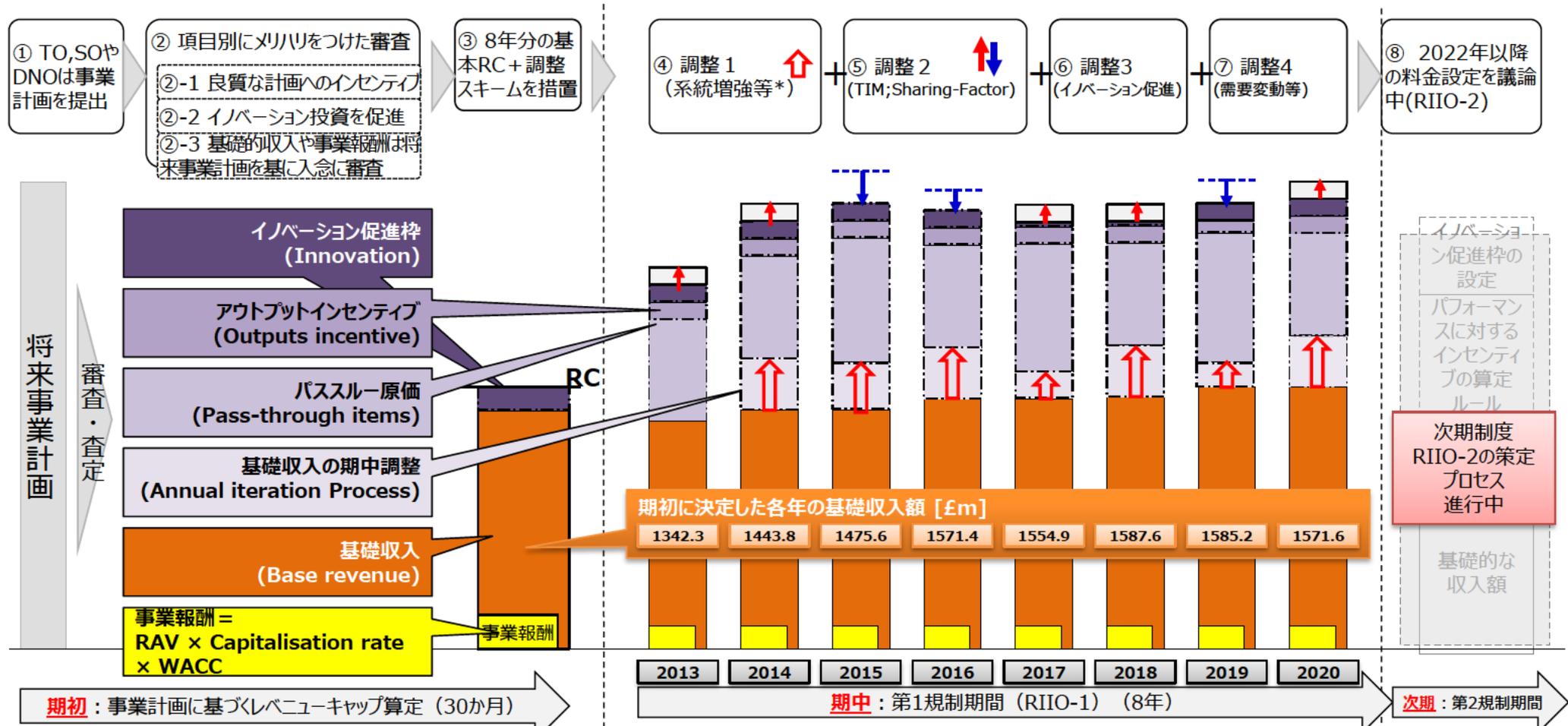


# 1. 基本制度フレームワーク



# 1-1. 英国の基本制度フレームワーク

- 期初は、将来事業計画から**8年のレベニューキャップ**<sup>①</sup>（以下「RC」）を審査・設定。事業者のTOTEX予測値と規制当局の最終審査値とが近いほど**ボーナス**を付与するなど、**メリハリをつけた審査**を実施。
- 期中は、計画外の変動対応（下図④、⑦）や効率化促進（⑤）、イノベーション促進（⑥）のため、**各種のRC調整スキーム**を措置。
- 次期（TSOは2021年～）のRC設定は、現在議論中。

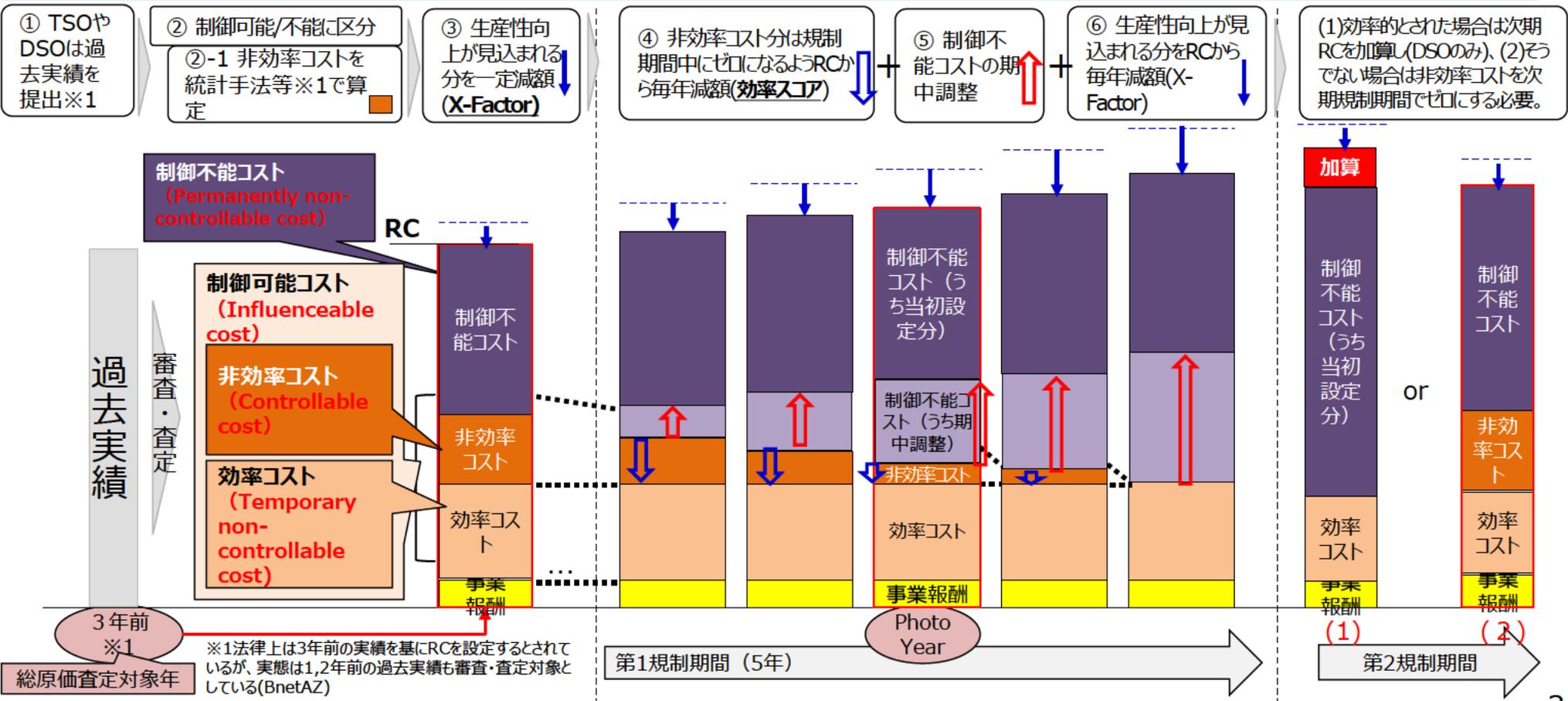


出所 POYRY"OVERVIEW OF GB RIIO FRAMEWORK"(2017)、Ofgem"National Grid Electricity Transmission plc Electricity transmission licence Special Conditions(2017)、Ofgem"RIIO-ET1 Annual Report 2016-17"(2017)、Ofgem"RIIO-ET1 Financial Model following the Annual Iteration Process 2018"(2018)、nationalgridESO"National Grid Revenue Forecast"(2014-18)を基にPwC作成



# 1-2 独国の基本制度フレームワーク

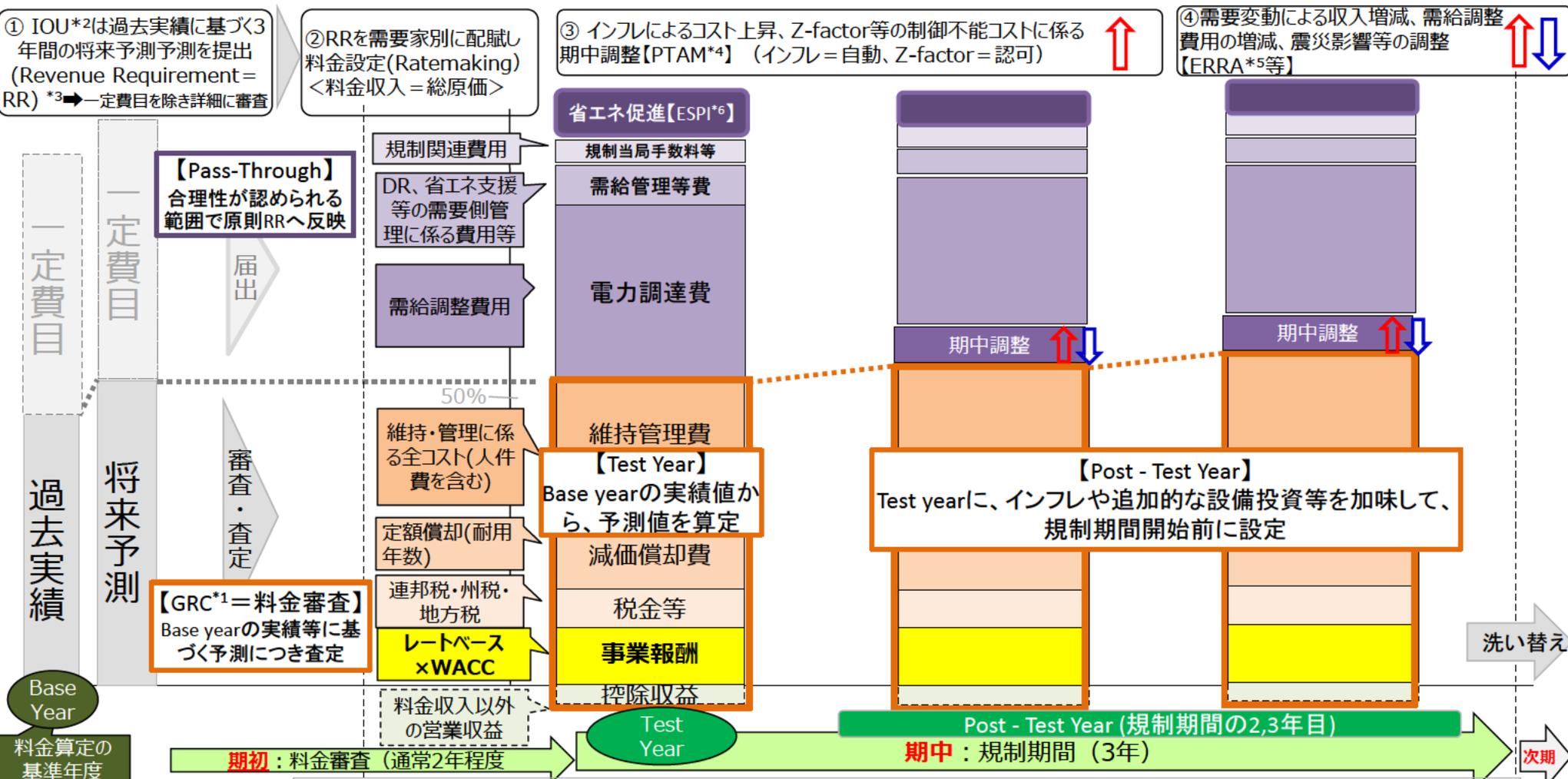
- **期初**は、過去実績を審査し**5年のRC**を設定する。その際、RCの構成要素を**制御可能/不能コスト**に分け、制御可能コストのうち**非効率コストの額を算定**。加えて、今後5年の**生産性見込み分(X-Factor)**を設定。
- **期中**は、非効率コストの額が5年でゼロになるようRCを毎年定率で減額。併せて、X-Factor分もRCから減額。また、制御不能コストも期中調整(増額)され、トータルで見ると、RCは上昇傾向にある。
- **次期**は、期中実績が効率的と“算定された”場合はRCを加算し(DSOのみ)、非効率と“算定された”場合は非効率コストの額が5年でゼロになるよう毎年RCを減額する。



# 1-3. 米国（カリフォルニア州）の基本制度フレームワーク



- **期初**は、過去実績に基づき、**3年間の総収入**及び需要家別料金をIOU（事業者）が申請し、CPUC（送電費はFERC）が、審査対象項目につき、ステークホルダー意見も踏まえて2年程度の審査期間を経て認可。
- **期中**は、事業者が制御し得ない外生的要因によるコスト（インフレによる人件費高騰、災害や特別事象発生によるコスト増等）、需要変動による収入増減につき、期初の設定値から調整。



出所 CPUC公表資料等に基づきPwC作成  
 \*1GRC: General Rate Case、\*2IOU: カリフォルニア州の私営電力会社 \*3RR: 適正に事業遂行する上での総原価(営業費用+事業報酬-控除収益)、  
 \*4PTAM: Post Test Year Adjustment Mechanism、\*5ERRA: Energy Resource Recovery Account、\*6ESPI: Efficiency Saving and Performance Incentive

## **2. 規制期間の「期初」における託送料金設定**

# 2-1. 期初におけるRCの導入背景、目的及び評価

- 英国・独国のRC導入は、送電・配電事業者の**効率化促進、需要変動の円滑な料金への反映や規制機関の審査負担減**※等を目指したもの。（※：当該目的のうち、審査負担については、改正後人員は増加されたとする見解も存する点に留意）
- 導入後、英国では**収入上限の設定が高すぎた・規制期間が長すぎた**等の声がある一方、独国では**効率性向上に貢献した**と指摘する声もあり、賛否様々な意見が存する。

**【レベニューキャップ制度とは】**

- レベニューキャップ制度（以下「RC」）とは、規制期間中の送電・配電事業者における総収入に上限を設定する制度（価格は事業者で調整可能）と言われている。対してプライスカップ制度（以下「PC」）は規制期間中の価格上限を設定する制度（収入上限は無い）。他方、総括原価方式については費用を積み上げたものに事業者の適正報酬（利潤）を加えた額を総原価とし、それが収入と一致するように料金を設定する。
- RCは、PCや総括原価方式と異なり、料金メニュー別に査定をする必要が無いことから、審査手続きを簡素化することができ、また当初計画以上の需要のブレ（気候要因等）を料金調整しやすいという利点があると言われている。さらに、実収入と自社努力等により削減された費用の差分については自社利益とすることができる（各国で差異があることに留意）ことから、事業者に費用削減のインセンティブを与えることができると言われる。

	英：レベニューキャップ制度 (RPI-X(1990~)⇒RIIO-1(2013~))	独：レベニューキャップ制度(2009~)	(参考)カリフォルニア レベニューリクワイアメント (1982~※1)
導入背景	(RPI-X) ● PCが送電量追求インセンティブを有し、省エネに逆行しているという議論 (RIIO) ● RPI-Xが環境変化にマッチしなくなったため	● 燃料高騰や市場の寡占化等による電力価格上昇が問題化し、効率性改善が必要となったため。 ● なお、2005年の法改正から2009年にレベニューキャップ制度に移行するまでの移行期間については事前認可制度を採用。	● 省エネ促進に伴う電力会社の収益減少 ● 需要減少による収益の毀損を回避するため、ガス業界で先行して制度適用※2 (※2：1999~2001は電力自由化に伴う市場原理導入で一時的中止)
導入目的	(RPI-X) ● 送電効率性の追求 (RIIO) ● 長期的な設備投資環境の醸成 ● 送配電事業者に対する品質向上、信頼度向上、次世代ネットワークへの変革の促進	● コスト削減、効率性改善のインセンティブ強化 ● PCでは査定すべき料金メニューが非常に多く、規制や料金設定に係る業務が煩雑になることが見込まれたため、収入のみにキャップをかけるRCを支持	● 事業者のコントロール外である上述の省エネ促進に伴う需要減少⇒事業者の収入減少を補填し、安定的な事業遂行を可能とするため ● 省エネ促進※3 (※3：2013~ESPI = 電力の消費効率化促進インセンティブが付加)
導入後評価	(RPI-X) ● 事業者の効率化を促進、料金低減 (RIIO) ● 事業環境の不確実性による期間設定リスク。事前予測したコストが高すぎたり、アウトプット目標値が低すぎたりした。（8年から5年に短縮予定。）	● 品質を落とさず効率向上を達成することができた。 ● 今後はCAPEXに偏重しないコスト最適なNW開発へのインセンティブが必要 ● ただし配電系統では再エネ増加に対応するため、2019年以降は総括原価方式の下で投資回収を担保	● 導入以降、総販売電力量、ピーク時の需要、共に一定程度の減少効果が認められている（2013~）

(※1：総括原価方式に、需要変動に伴う収入調整（デカップリング）を付加)

出所 服部徹「インセンティブ規制の設計と運用における現実的課題（公益事業研究）」(2012)、Energimarknadsinspektionen “New German Regulation of the electricity Market to Promote Efficiency in Network Operations” (2008)、出所 Offer “Review of Public Electricity Suppliers 1998 – 2000 Distribution Price Control Review: Consultation Paper(1999)、Ofgem “Is still fit for purpose after 20 years?”(2008)、Ofgem “RIIO: A new way to regulate energy networks: Final decision”(2010)、Ofgem “RIIO-2 Framework Decision”(2018)、CPUC、東田尚子「電力市場における競争と法(1,2完)ドイツにおける託送料金の規制を手掛かりに(2009)、BNetzA “BNetzA’s role in energy infrastructure regulation and planning/permitting”(2018)及びCPUC公表資料等に基づきPwC作成

# (参考) RCの導入目的や評価等に関する原典記載ぶり



Offer"Review of Public Electricity Suppliers 1998 – 2000 Distribution Price Control Review: Consultation Paper(1999)	
2 FORM OF THE CONTROL	<p>2.4 RPI-X規制の利点は、PESの成果を通じて実証された。配電事業費は、実質的には1994/95年から1997/98年の間に約4分の1減少。同時に、顧客は供給品質の大幅な向上の恩恵を受けた。たとえば、顧客1人あたりの損失は、1994/95に対し1997/98では約10%減少。</p> <p>2.4 The advantages and benefits of RPI-X regulation are demonstrated through the achievements of the PESs. Distribution operating costs have been reduced in real terms by about one quarter between 1994/95 and 1997/98. At the same time, customers have also benefited from a significant improvements in the quality of supply – for example, minutes lost per customer have reduced by about 10 per cent between 1994/95 and 1997/98.</p> <p>2.5しかし、RPI-Xには改善可能な点がある。特に、規制当局との定期的な交渉を減らす。パフォーマンスの高いピアをより重視する。運用コストと資本コストの総合的観点から効率化インセンティブを考へること。そして、供給の質に関してより明確なインセンティブを与えること。</p> <p>2.5 However, RPI-X as practised also has some features which could be improved. In particular, ways need to be found to reduce the emphasis on periodic negotiation with the regulator; to increase the emphasis on outperforming peers; to address a potential imbalance between incentives to efficiency in respect of operating costs and capital costs; and to give clearer incentives in respect of quality of supply.</p> <p>2.6 RPI-Xを主要なメカニズムとして維持しながらこれらの点に対処できるようにするのが最善の方法であり、次のようにRPI-Xシステムを開発するのが適切。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・供給の質が最低でも維持されている。</li> <li>・金額価値ベースでアウトプットの品質を向上させるための明確なインセンティブがある。</li> <li>・OPEXだけでなく、すべてのコストに平等のプレッシャーがある。</li> <li>・定期的な見直しにそれほど重点が置かれておらず、企業が自らの実績を向上させて同業他社よりも優れた業績を上げるための継続的なインセンティブに重点が置かれている。</li> <li>・首尾一貫した透明な規則を適用することにより、配電事業の経営陣による意思決定の規制上の影響に関する不確実性が軽減される。</li> <li>・PESは、自身の実績および客観的基準に関連したパフォーマンスと同様に、相対的なパフォーマンスに応じて増減する。</li> <li>・規制上の不確実性、およびそれに関連する追加の資本コストが最小限に抑えられる。</li> </ul> <p>2.6 It is for consideration how best to maintain RPI-X as the primary mechanism while allowing these points to be addressed. It seems appropriate to seek to develop the RPI-X system so that:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ quality of supply is maintained at least cost;</li> <li>・ there are clearer incentives for companies to improve the quality of their outputs on a value-for-money basis;</li> <li>・ there is equal pressure on all costs, not just operating expenditure;</li> <li>・ there is less emphasis on periodic reviews, and a more explicit emphasis on continuing incentives for companies to improve on their own track record and outperform their peers;</li> <li>・ the application of coherent and transparent rules reduces the uncertainty for the managements of distribution businesses about the regulatory implications of their decisions</li> <li>・ PESs gain or lose according to their relative performance as well as their performance in relation to their own track records and objective standards; and</li> <li>・ regulatory uncertainty, and the additional cost of capital associated with it, is kept to a minimum.</li> </ul>

Ofgem"RIIO-2 Framework Decision"(2018)	
Preparing for RIIO-2	<p>1.5 RIIOは、2013年の導入以来、うまく機能してきた。ネットワークはより信頼性が向上。ネットワーク事業者が提供するサービスに対する顧客満足度は向上。イノベーション促進によりネットワークへの研究開発費が増加しており、これが低コストな運用ソリューションのより大きな展開をサポート。</p> <p>1.5 RIIO has worked well since its introduction in 2013. The networks are more reliable. Customer satisfaction with the service provided by local network operators has improved. The innovation stimulus has increased research and development spending on the networks and this is supporting greater deployment of lower cost operational solutions.</p> <p>1.6 同時に、いくつかの貴重な教訓があった。企業全体の収益率は予想を上回っている。また、コントロールを設定した時点（期初）で妥当と思われていた仮定が必ずしも期待通りに実行されないことも学んだ。</p> <p>1.6 At the same time, we have learned some valuable lessons. Returns across companies have been higher than we expected. We have also learned that assumptions, that seemed reasonable at the time we set the control, have not always played out as expected.</p>

# (参考) RCの導入目的や評価等に関する原典記載ぶり



BNetzA: インセンティブ規制の導入に関するレポート (2006)

(原文: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG)

2.1 インセンティブ規制の基本的な考え方

Grundansatz der Anreizregulierung

(165) レベニューコントロール制度に関する経済的な議論では、純粋にコスト重視の伝統的な規制アプローチとは区別されている。これらは、事業者に対する効率性向上インセンティブの奨励を目的としている。**(規制期間内の) コストと収益の恒久的または一時的な分離により、事業者はコストを削減してより高い利益を生み出すことができる。**したがって、価格または収益の上限のみが与えられている。**企業がコストを削減した場合、結果として得られた利益はその事業者に帰属する。**したがって、規制当局では知りえないコスト削減方法を事業者が明らかにできる可能性があり、コスト削減に関する規制当局と事業者間の情報の偏在が解消される可能性がある。したがって、**インセンティブ規制は、事業者が利益を生み出すために効率改善を図ることを奨励する規制手段と見なされている。**

(165) In der ökonomischen Diskussion von Systemen zur Entgelt- oder Erlöskontrolle werden die herkömmlichen Regulierungsansätze, die sich ausschließlich an den Kosten orientieren, gegenüber neueren Ansätzen abgegrenzt. Diese versuchen, den regulierten Unternehmen effizienzsteigernde Anreize zu geben: Durch eine dauerhafte oder zeitlich begrenzte Entkopplung (innerhalb der Regulierungsperiode) von Kosten und Erlösen wird den Unternehmen die Möglichkeit eröffnet, höhere Gewinne zu erwirtschaften, wenn sie die Kosten senken. Vorgegeben werden also nur Obergrenzen für Preise oder Erlöse. Reduziert ein Unternehmen seine Kosten, können die daraus resultierenden Gewinne vom Unternehmen einbehalten werden. Damit offenbart das Unternehmen auch Kostensenkungspotentiale, über die der Regulierer keine Kenntnis haben könnte und das Problem der Informationsasymmetrie wird somit reduziert. „Anreizregulierung“ wird demgemäß als Regulierungsinstrument gesehen, das einem regulierten Unternehmen Anreize gibt, aus Eigeninteresse Anstrengungen zu unternehmen, seine Effizienz zu steigern.

BNetzA: インセンティブ規制の評価レポート (2015)

(原文: Evaluation report pursuant to section 33 of the Incentive Regulation Ordinance (Extended short version) )

評価に関する主な調査結果

Key findings of the evaluation

現在の**インセンティブに基づく規制制度は基本的に成功**している。本制度の下、電気およびガスのNW事業者の**投資は増加**している。投資能力は確保されており、**供給品質は高い水準を保っている。効率の向上はある程度達成された。**

The current incentive-based regulatory regime has basically been successful. Under the regime electricity and gas network operators' investment activity has increased. Investment capability is ensured and the quality of supply remains at a high level. Efficiency gains were achieved to a certain extent.

CAPEXの調整  
(BNetzAの推奨)  
Capital expenditure adjustment

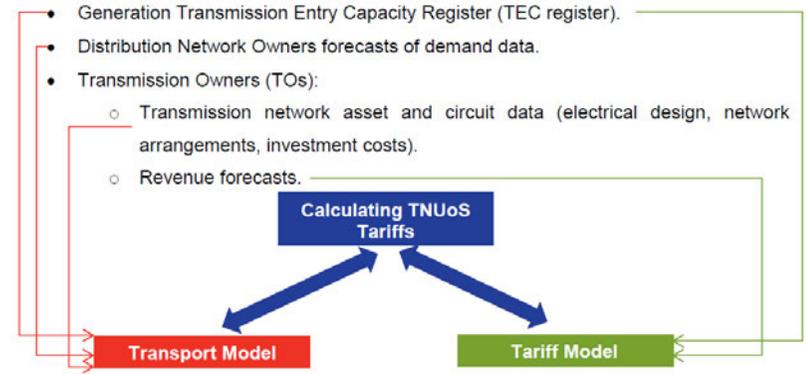
本制度は**設備投資を対象とした解決策を支持し、ネットワーク拡張費用を節約しうるより革新的なアプローチを軽視**している。

Nevertheless, the system favours solutions that are geared towards capital expenditure and discriminates against more innovative approaches which would save on network expansion.

# (参考) 英・独におけるRCから託送料金を設定するルール

## 1. 英国

- 託送料金（送電線使用料（TNUoS））は、NGET（SO）が“System Operator”の役割として管理しており、規制当局のOfgemが料金設定における詳細個別について設定や承認を行うことはない。
- TNUoSの算定方法は、NGET（SO）が定める規則“Connection and Use of System Code”の14章：Charging Methodologyに規定されている。
- TNUoSは、①発電事業者が提出する発電容量、②DNOが提出する需要予測、③TOが提出するシステムの仕様、④TOのレベニューから算出される。
- TNUoSの算出は、System OperatorのNGET（SO）が行う。



## 2. 独国

- 送電・配電事業者は、BNetzAに承認されたRCに基づき、ARegV §28にしたがって、毎年1月1日から適用するネットワーク料金をBNetzAに通知する義務がある。ただし、原則として、BNetzAは送電・配電事業者のRCから料金を設定するプロセスに対しては関与しない。なお、配電事業者における料金設定の考え方は下述のとおり。

### <配電事業者の料金設定の考え方>

- 電圧レベルに応じて料金を設定する。
- 料金算定に必要な電力需要については、予測値ではなく、2年前の消費電力量の実績値を用いる。(2019年の料金算定に使用する電力需要 = 2017年の実績値) → 電力需要の変動に伴うレベニューの予実差は、期中調整によりRCを調整して、事業者が回収できる仕組みとしている。(詳細後述)



# 2-2-1 期初におけるRCの設定方法（英国）

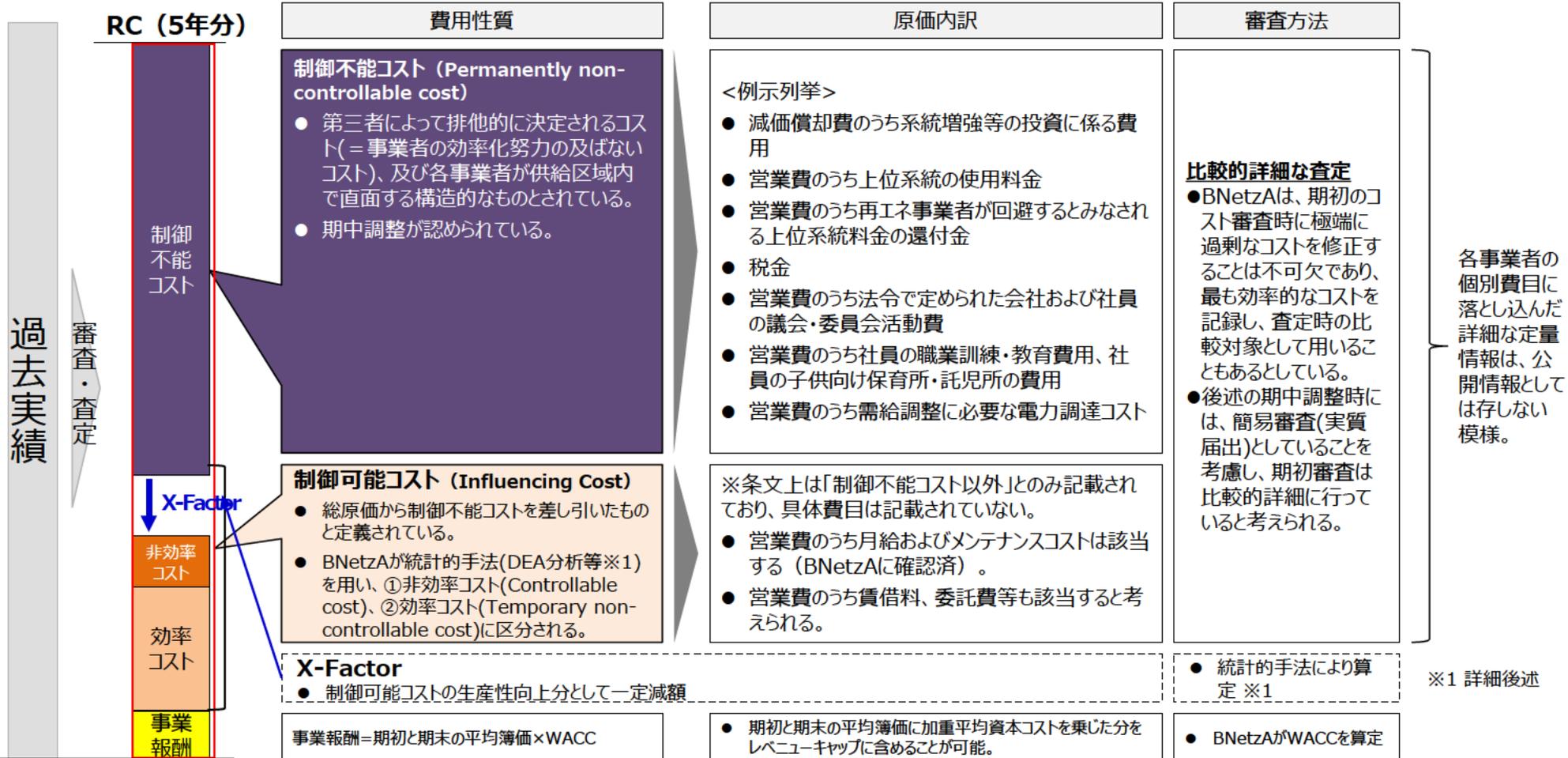
- 事業者の提出する**将来事業計画に基づき**、8年分のRCを設定。
- 基礎収入や事業報酬は、規制期間・事業者・その他利害関係者間で議論を重ねて詳細に査定・決定する一方、別途イノベーション促進枠やインセンティブ枠が設けられ、**特定の投資を政策的に促進**。

RC全体像	期初での決定事項	原価内訳（例）	RC審査の概要	規制期間1年目の実績額[m£] NGET(TO)
<b>イノベーション促進枠 (Innovation)</b> ● 技術革新を促すため、研究開発費用を託送料金の枠内で回収を認めるもの	<b>NIA:金額の比率</b>  NIC:ルール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 営業費のうち研究開発費 (Network Innovation Allowance, NIA)</li> <li>● 研究開発費のうち研究開発の大規模実証のための競争的資金 (Network Innovation Competition, NIC)</li> </ul>	<b>NIA:計画は入念に査定し簡易に算定</b> ● 事業者の将来事業計画を基に査定 <b>NIC:別途研究開発プログラム審査プロセスが存在</b> ● PJ毎に提出される研究実施計画を基に金額算定	6.1
<b>アウトプットインセンティブ (Outputs incentive)</b> ● 事業実績を下記指標で評価し、賞罰を付与 (例) 健康や安全のコンプライアンス、系統信頼性、顧客満足、環境性能	ルール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統信頼性に関するインセンティブ</li> <li>● ステークホルダーの満足度に関するインセンティブ</li> <li>● SF6ガスリーク防止に関するインセンティブ</li> <li>● 環境性能に関するインセンティブ</li> </ul>	<b>評価基準を設定</b> ● 各指標毎に評価基準が決められており、これに基づいてインセンティブ付与	12.4
<b>パススルー原価 (Pass-through items)</b> ● 外生的・固定的な性質の費用等	ルール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 税金のうち事業用固定資産税</li> <li>● 営業費のうちライセンスフィー</li> <li>● 営業費のうち事業者間清算料金 (Inter TSO payment scheme)</li> </ul>	<b>パススルー対象費目を選定</b> ● 当該費目は機械的に調整	552.3
<b>基礎収入の期中調整 (Annual Iteration Process)</b> ● 基礎的費用の調整等	ルール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 基礎収入の期中調整（投資増減等）</li> <li>● 基礎的費用の削減インセンティブ (TIMメカニズム)</li> </ul>	<b>様々なケースに応じて査定ルールを設定</b>	0 ※基礎収入決定時の事業計画に対する差分であり、1年目は0
<b>基礎収入 (Base revenue)</b> ● 事業者が事業を行うために必要な基礎的費用	金額	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 減価償却費</li> <li>● 事業報酬</li> <li>● 営業費</li> <li>● 税金</li> </ul>	<b>詳細に算定</b> ● 規制機関と送配電事業者、その他利害関係者との議論を十分に重ね決定 ● Risk Index等の指標も使われる	1561.1
<b>事業報酬</b>	$= \text{TOTEX} \times \text{Capitalisation rate}(85\%) \times \text{WACC}(4.22\%)$ $= 396.1\text{m}\text{£} \text{ (NGET(TO), 2013年度)}$ ※説明後述		<b>詳細に算定</b>	<b>合計</b> 2143.3



# 2-2-2. 期初におけるRCの設定方法（独国）

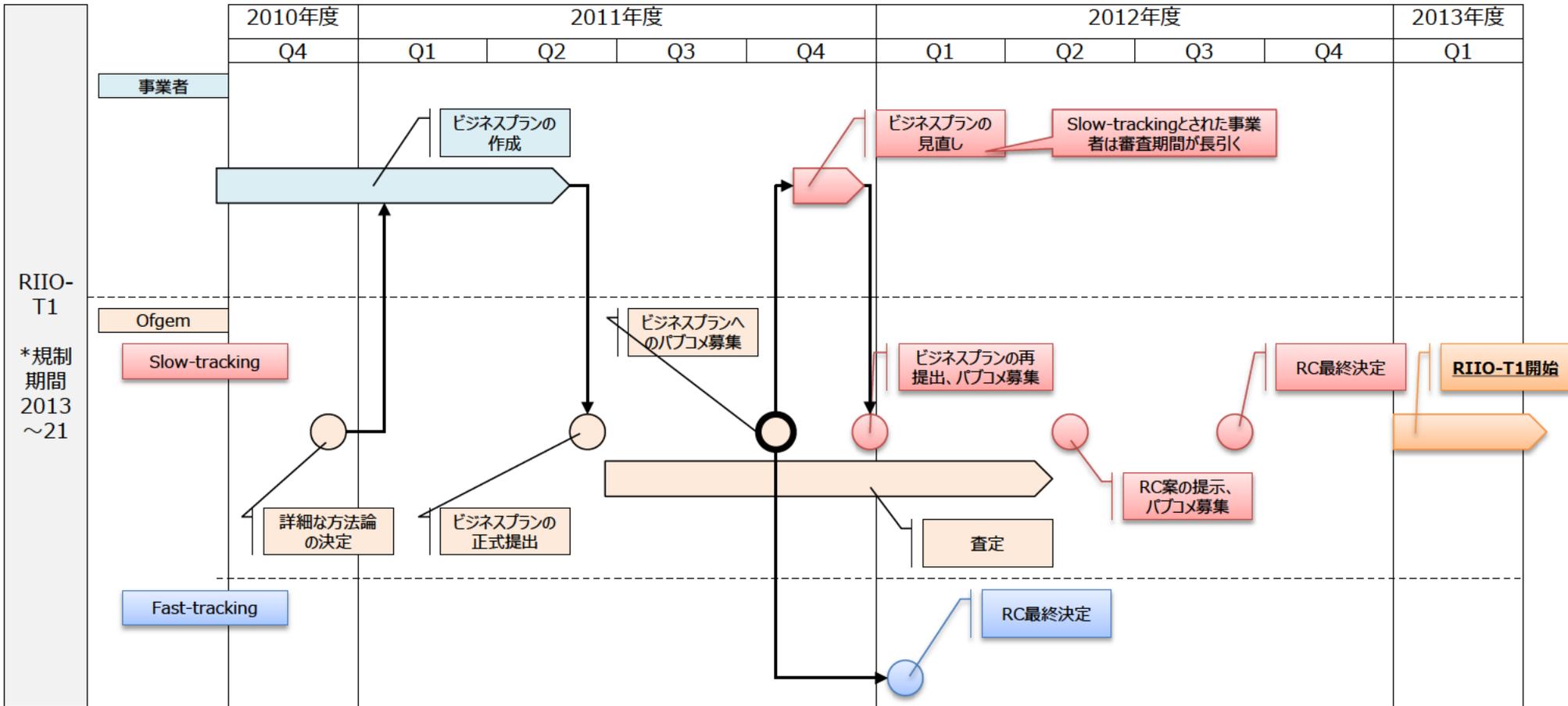
- 事業者の提出する過去実績に基づき、5年分のRCを設定する。
- ①制御不能コスト、②X-Factorによる一定減額、③制御可能コスト、④事業報酬、に分けて査定される。制御可能コストは、統計的手法を用い、非効率コストと効率コストに仕分けされる。特に制御不能コストとされる部分が多く（TSOで70～90%程度）、X-Factorや効率スコアなどの効率化策を併用している。  
※ ドイツは、TSO4社、DSO800社程度存在し、審査負荷が極めて高いことから、審査に際し統計手法を用いる、DSOは代表200社程度を抽出する等で負荷極小化を図っている。





# 2-3-1 ①. 期初におけるRCの審査プロセス (英国:RIIO-T1)

- RIIO-T1(規制期間2013~21年)では、**約2年間**かけ、ステークホルダーからの参考意見、他社比較・過去比較・市場テスト等により、RC設定の審査を行う。
- **事業者に効率的なコスト予測を促すインセンティブ**として、良質な計画と判断されれば審査プロセス簡略化(Fast-tracking)と、事業報酬の上乗せボーナスが存在。



出所 Ofgem "RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, Final decision - Overview document" (2012)、Ofgem "RIIO-2 Framework Decision" (2018)を基にPwC作成

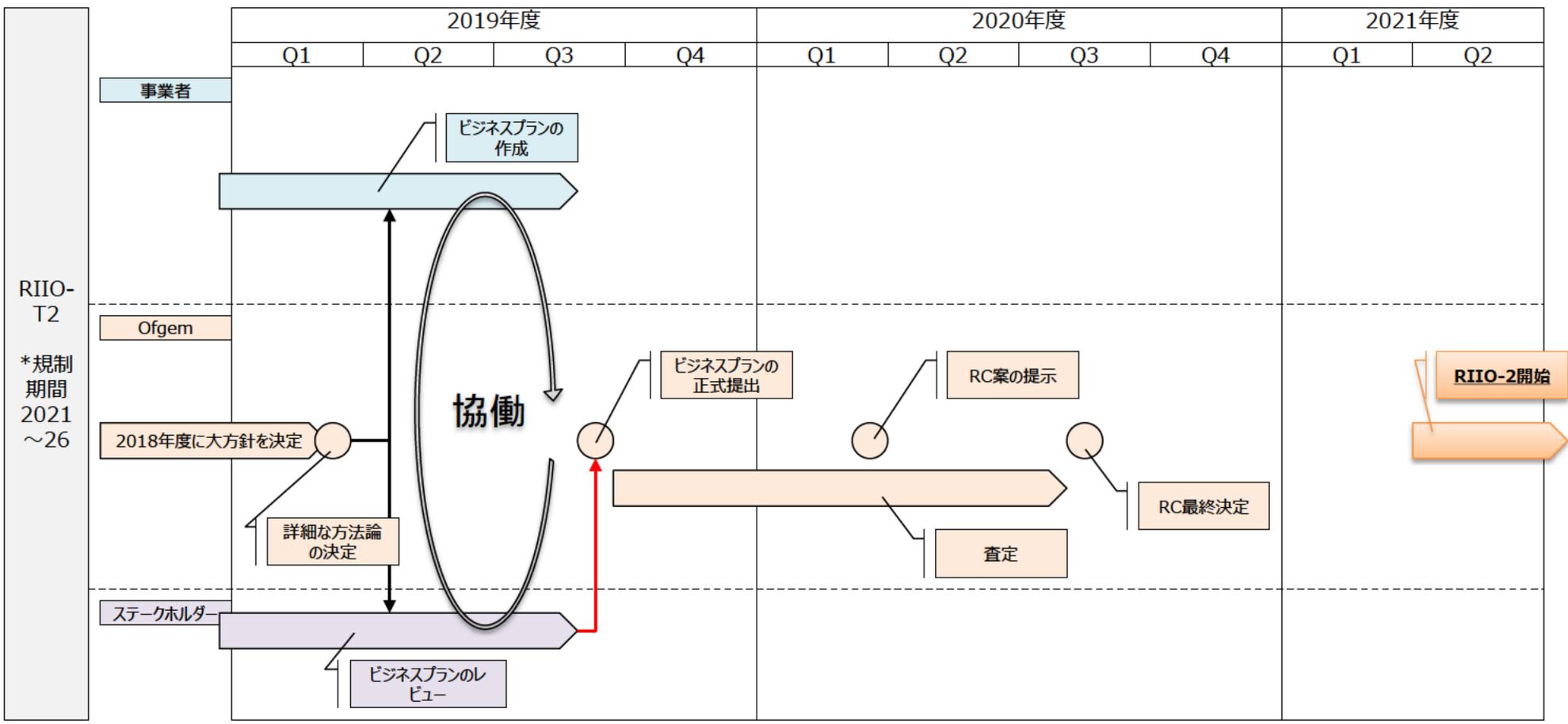


# 2-3-1②. 期初におけるRCの審査プロセス（英国:RIIO-2）

● RIIO-2(規制期間2022~)においても基本スキームは踏襲。約2年間かけ他社比較・過去比較・市場テスト等を通じてRC設定予定だが、方法論詳細については現在策定中。

### 【RIIO-1からの主な変更点】

- RIIO-2からは**Fast-trackingは廃止**される（RIIO-1でSPT, SHETが対象であったが、期中の事業計画変更に伴い余剰収益をあげた）。
- RIIO-2では、様々な観点の意見を反映するため、事業者作成の**ビジネスプランはステークホルダーグループのレビューを通じOfgemに提出される。**
- TOのビジネスプランの場合、TOが委任した"User Group"のレビュー、その後にOfgemが委任した"RIIO-2 Challenge Group"のレビューを受ける。

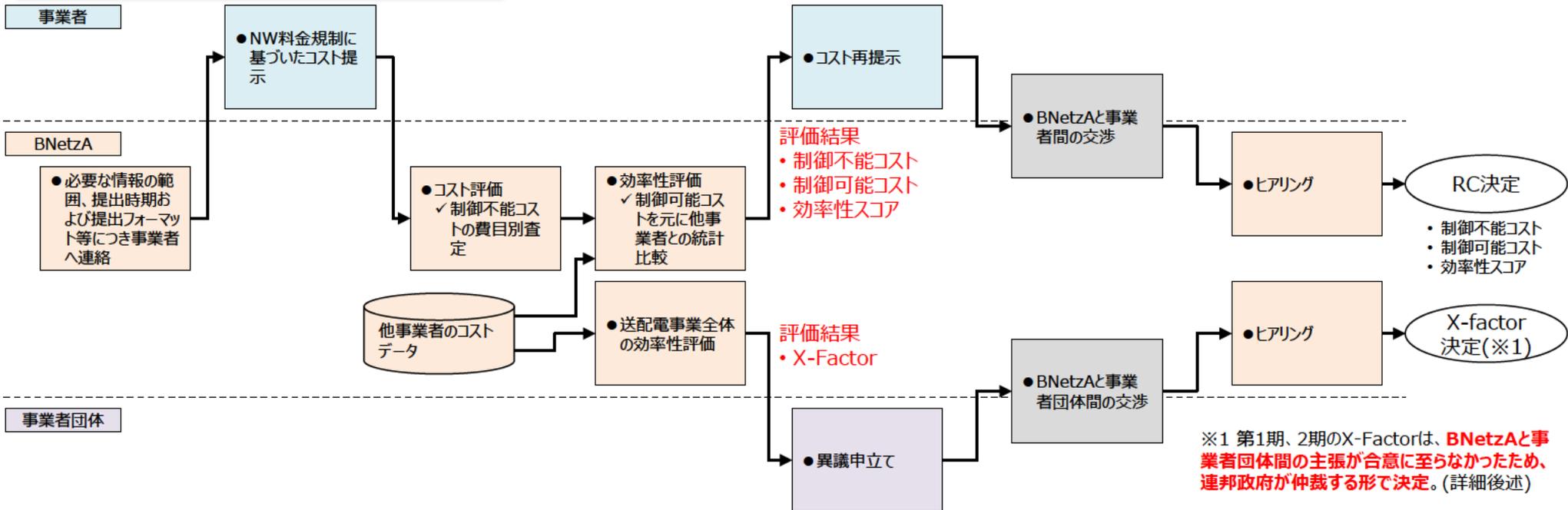


出所 Ofgem"RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, Final decision - Overview document"(2012)、Ofgem"RIIO-2 Framework Decision"(2018)を基にPwC作成

# 2-3-2. 期初におけるRCの審査プロセス（独国）

- TSO/DSOは、Photo year(期初の3年前)にBNetzAに費用実績等のデータを提出する（将来計画はなし、実績のみ）。また、毎年、BNetzAに追加情報を提出しなければならない。
- この際、各データの妥当性チェックやヒアリング等が行われ、X-Factor、制御不能コスト、制御可能コスト、効率スコアなどの審査が行われる。
- 全てのTSO、及び規模を基礎として抽出された200社程度のDSOは直接審査に基づきRCを設定する一方、それ以外の小規模な事業者は簡素化した手続きに則りRCを設定する。

審査プロセス・スケジュールはBNetzAが決定する (StromNEV §29)





# 2-4-1. RCへの追加措置① イノベーション費用の別枠認定（英国）

- 英国では、1990年のRC採用後、事業者のR&D投資が年々減少傾向となったことから※、**イノベーション投資を促進するため、別枠でRCへ加算する措置**（Innovation Funding Incentive制度）を導入した。

※RC制度は、一般的に、期初に設定する想定RCと実コストの差分が事業者利益となることから、事業者への強い効率化インセンティブとなる一方、必要以上の投資の抑制につながりかねないとの指摘がある。この点、英国ではRC導入後、R&D投資が抑制されたとの指摘がある。

- 現在、これを拡充し、**期初及び期中**でRCへ織り込む制度(NIA,NIC,IRM)が措置されている。

導入経緯	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 1990年のRC採用後、R&amp;Dのように、効果の発現に長期間必要となる投資は、決められた規制期間内での費用削減に繋がりにくいことから、<b>R&amp;D投資は年々減少する傾向</b>となった。</li> <li>● しかし送電・配電技術の維持・高度化にはR&amp;Dは欠かせないことから、2005年、<b>必要なR&amp;D費用をRCに加算するInnovation Funding Incentive</b>が導入された。</li> <li>● RIIO（2013～2021の規制期間）では、これを拡充し、以下<b>3つ</b>のR&amp;D費用をRCに加算している。</li> </ul>	評価・実績	<p><b>&lt;事業者等の反応&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● イノベーションの推進におけるNational Gridの役割の重要性を指摘し、1%のNIAが許可されるべきと主張。また回答者の一部は、National Gridのイノベーションの成功が英国経済にとって極めて重要と述べた</li> </ul> <p><b>&lt;実績額&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● NIA：基礎的な収入額(1571m £)の0.7%→10.6m £ (NGET, FY16)</li> <li>● NIC：44.9m £ (NGET“Offgrid Substation Environment for the Acceleration of Innovative Technologies”, FY16)</li> </ul>
概要	<p><b>&lt;事業者のR&amp;D費用をRCへ加算する3つの制度&gt;</b></p> <p>①NIA(Network Innovation Allowance)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：事業者が行う<b>通常のR&amp;Dプロジェクト</b>に対する支援。</li> <li>・RCへの反映：RCを構成する基礎収入(Base Revenue)のうち、<b>0.5～最大で1%を研究開発資金としてRCに加算</b>。</li> </ul> <p>②NIC(Network Innovation Competition)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：<b>低炭素社会に貢献する大規模R&amp;Dプロジェクト</b>に対する支援</li> <li>・RCへの反映：競争的資金プログラムとしてOFGEMから年次で計画審査・採択され、採択後、翌期のRCへ加算する。</li> </ul> <p>③IRM(Innovation Roll-out Mechanism)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：<b>実証済みのイノベーションの実装・展開の支援</b></li> <li>・RCへの反映：事業者は期中調整を求めることができる。Uncertainty MechanismsのReopenerの枠で実施される</li> </ul>	R & Dプロジェクトの一例	<p><b>&lt;RESNET (Resilient Networks) – NIA枠で実施&gt;</b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>● 主体・予算：NGET・136k£ (FY16)</li> <li>● 目的：気候変動が電力ネットワークに及ぼす影響の検討、電力NWのレジリエンスを高める対策の評価指標の検討</li> <li>● 検討結果：電力NWの設備・運営について対策を講じない場合、NWの安全な運営の継続性の担保には設備許容量を引き下げる※必要がある（※de-rating:設計余裕の積み増し）。特に変圧器につき詳細検討が必要</li> <li>● もたらされる顧客利益：系統信頼性の向上</li> </ul> <p><b>&lt;FUSION – NIC枠で実施&gt;</b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>● 主体・予算：SPEN・5671k£ (FY18-22)</li> <li>● 目的：需要側資源を活用したローカルな調整力市場の整備</li> <li>● 検討内容：様々な関係者が参加する調整力市場の創設、市場によるNWの輻輳回避のデモンストレーション</li> <li>● もたらされる顧客利益：顧客側の変化（PV、蓄電池、EV出現等）への対応。2050年までに236m£の節約、3.6mtCO2の削減</li> </ul>

出所 エネルギア地域経済レポートNo.509 2016.12. Ofgem“Decision on strategy for the next transmission price control – RIIO-T1”(2011)、Ofgem“RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas Outputs, Cost assessment and Uncertainty Supporting Document”(2012)、Ofgem“RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas Outputs, incentives and innovation Supporting Document”(2012)、Ofgem“Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”(2013)、nationalgridESO“National Grid Revenue Forecast”(2018)、Ofgem“Electricity Network Innovation Competition (NIC) - Funding Direction 2015”(2015)、Ofgem“Electricity Network Innovation Competition Governance Document v.3.0”(2017)、NGET“Electricity Transmission Network Innovation Allowance 2016/17”(2017)、New Castle Univ.“RESNET: Resilient Electricity Networks”(Accessed Feb., 2019. <https://www.ncl.ac.uk/ceser/research/integrated-systems/infrastructure/resnet/>)、SPEN“FUSION – Network Innovation Competition 2017”(2017)、SPEN“Invest & Innovation - FUSION”(Accessed Feb., 2019. <https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/fusion.aspx>) に基づきPwC作成



# 2-4-2. RCへの追加措置② Slow Money制度 (英国)

● 事業者が、CAPEX (固定資産) への投資に偏重せず、OPEXを含む、より費用対効果の高い投資を選択することを促すため、TOTEXに一定割合を乗じた分のSlow Moneyを事業報酬の対象とする制度。

**概要**

- 実際の費用分類上のCAPEX・OPEX比率に関係なく、規制期間中一定割合 (= **Capitalisation rate**) をTOTEX (=CAPEX+OPEX) に乗じた部分について、**事業報酬の対象(規制資産価額)**にするルール。
- Capitalisation rateは、規制期間開始前、事業者の事業計画提出時に報告されるCAPEXの比率を基に協議の上、Ofgemが最終決定する。

**導入経緯**

- 事業者の実支出のCAPEX・OPEX割合に関係なく常に一定の事業報酬とすることで、**CAPEXに偏重せず全体として費用対効果の高いソリューションを選択させる**ことを促すために導入

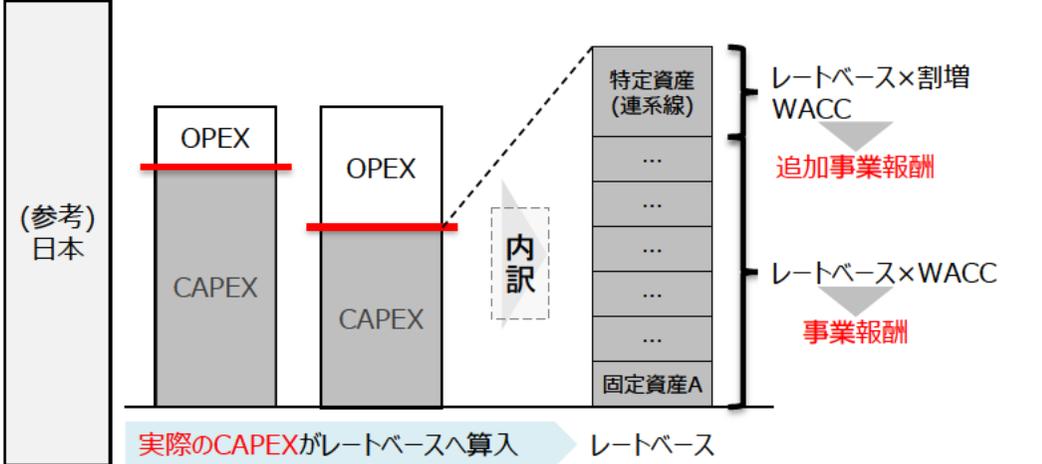
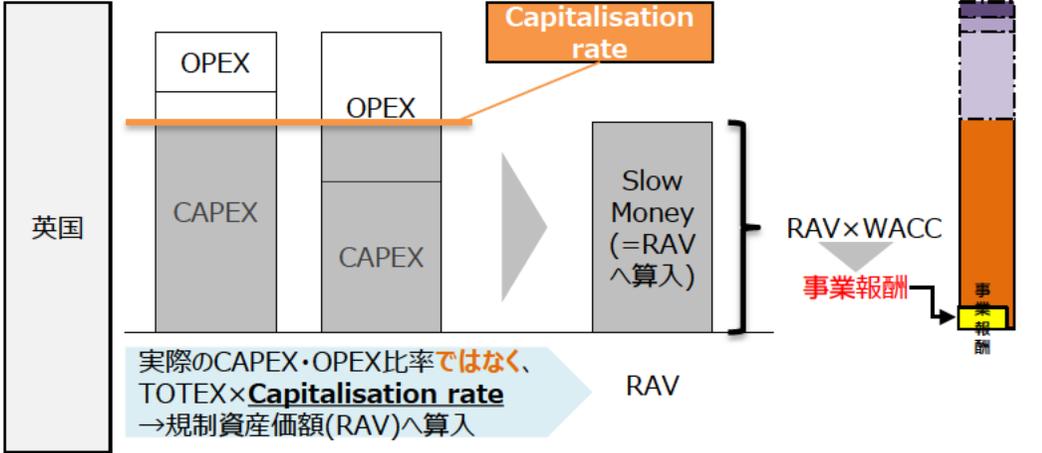
**評価・実績**

<評価>

- OPEX→Slow Moneyへの算入により事業報酬の対象となるが、逆に、数十年で償却することになるため、単年度での費用回収額が減る可能性がある。<原典>
- 単年度で事業報酬無しでの回収額と、事業報酬+減価償却での回収額とのいずれが有利か、定量的な情報は不明。

<実績値(RIIO-1)>

- NGET(TO)
  - ・CAPEX比率：86% (事業計画提出時の実績報告)
  - ・Capitalisation rate：85% (Ofgemの決定)
- UKPN(DNO)
  - ・CAPEX比率：76% (事業計画提出時の実績報告)
  - ・Capitalisation rate：68% (Ofgemの決定)



出所 Ofgem"RIIO-T1:Initial Proposals for National Grid Electricity Transmission plc and National Grid Gas plc, Initial Proposals- Finance Supporting document"(2012)、Ofgem"RIIO-T1:Final Proposals for National Grid Electricity Transmission plc and National Grid Gas plc, Finance Supporting document"(2012)、Ofgem"Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control GUIDE"(2017)、Ofgem"RIIO-ET1 Annual Report 2015-16"(2017)、National Grid" Annual Report and Accounts 2017/18"(2018)、UK Power Networks"Business plan(2015-2023) Annex 17:Financability of the business plan"(2014)、経産省「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」(2012)、経産省令「一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づきPwC作成



# 2-4-3. RCへの追加措置③ IQI-インセンティブ (英国)

- 事業者の過度なコスト予測を防ぎ、かつ将来事業計画の精度を向上させるインセンティブとして、期初のRCの審査プロセスで設けている制度。
- 事業者のTOTEX予測が、Ofgemの査定結果と乖離が少ない (= 精度が高) と認められる場合、事業者の予測通りのTOTEX (OPEX + CAPEX = RC中のBase Revenue) を認めつつ、高いSharing FactorやRCへの追加ボーナスを認めるもの。

概要

**<IQI(Information Quality Incentive)インセンティブスキーム>**

- 期初におけるRC設定プロセスのうち基礎的収入額 (Base Revenue) を決定するプロセスにおいて、事業者が提出する**将来事業計画の精度・確度**を踏まえ、RCを構成する以下の項目に対し、**ボーナス/ペナルティを与える**スキーム。
  - ・ **認定TOTEX** (TOTEX Allowance)
  - ・ **IQI ratio**
- Ofgemが認めたIQI rateに基づき、以下の項目を決定する。
  - ・ **Incentive Rate** [%] = TIMメカニズムで用いられるSharing factor
  - ・ **Additional Income** [%] = 良質な将来事業計画へのインセンティブとして、RCに追加加算(TOTEX×A.I.)するボーナス。事業者のTOTEX予測が結果的にOfgemの査定結果に近いほど大きくなる
- なお簡略査定(Fast track)となった2社(SPT, SHET)は事業者のTOTEX予測がそのままOfgemに承認され、IQI ratio=100, S.F.=50%, A.I.=2.5%。

導入経緯

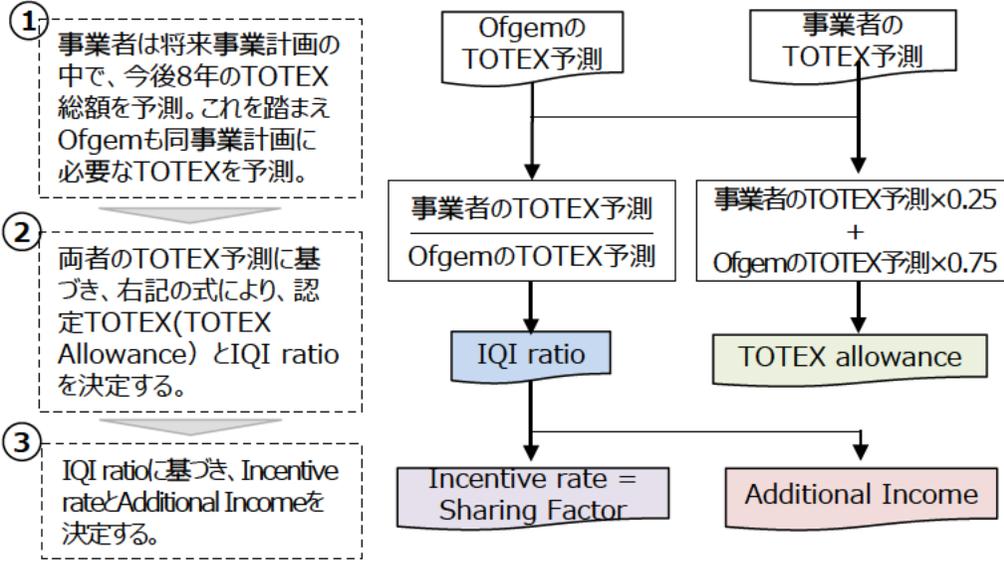
- RPI-X時代、**投資支出の実績値が認可水準を大きく下回る状況が発生**した。このため、**事業者が過大な計画申請することを避けるため**にIQIを導入。
- 正確なTOTEX予測の提出、また高品質で頑健なビジネスプランの策定を促すインセンティブが提供されるとしている
- なお次期制度(RIIO-2)以降では、本制度はアップデートされる予定

評価・実績

**<事業者等の反応>**

- 「高品質なビジネスプラン策定等基本的な方針には同意する。他方、TOTEX allowanceを算定プロセスの信頼性が十分でないことに加え、Ofgemと事業者の補間比率(0.75:0.25)の設定根拠に懸念」
- 「頑張って低めの予測をした事業者と、コストオーバーランへの保険を安価で掛けた事業者との差異は、IQIでは十分に区別できないのではないか」

IQI ratio	%	112.4
Incentive rate	%	46.9
Additional income	%	0.85



計算例	●事業者のTOTEX予測、OfgemのTOTEX査定は仮定値 ●Incentive rate, Additional incomeはOfgem設定値			
事業者予測	£	100	110	120
Ofgem査定	£	100	100	100
TOTEX allowance	£	100	102.50	105
IQI ratio	%	100	110	120
Incentive rate	%	50	48	45
Additional income	%	2.5	1.2	-0.3

出所 服部徹「インセンティブ規制の設計と運用における現実的課題 (公益事業研究第64巻第2号)」(2012)、Ofgem" Handbook for implementing the RIIO model"(2010)、Ofgem"RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, Final decision - Overview document"(2012)、Ofgem"RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas Outputs, Cost assessment and Uncertainty Supporting Document"(2012)に基づきPwC作成



# 2-4-4. RCへの追加措置④ X-factor (独国)

- 送電・配電事業者の**効率化を促す**ことを目的とする制度。
- 送電・配電は独占事業であり、競争市場にある産業よりも生産性向上インセンティブが乏しいため、生産性向上見込み率 (X-Factor) を設定の上、**制御可能コストにX-Factorを掛けた値を、RCから毎年削減する**仕組み。

(参考) レベニューキャップ(RC)の計算式

$$RC = \text{制御可能コスト} \times (\text{インフレ率} - \text{X-Factor}) + \text{その他項目}$$

対象年のCPI(消費者物価指数) ÷ Photo yearのCPI

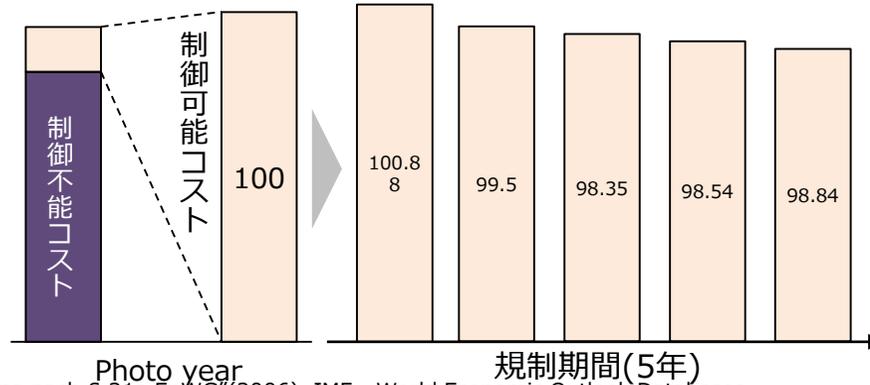
概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マクロ経済に対する送配電事業者の生産性の差異を定量化した指標であり、自然独占である送配電事業において市場原理を模擬するため、制御可能コストに定率の削減係数を設定し、強制的にコスト削減を促す仕組み。</li> <li>● 第1期(2009-2013):年率1.25%</li> <li>● 第2期(2014-2018):年率1.50%</li> </ul>
導入経緯	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 本制度の導入により、送配電事業にイノベーションを促し、その結果として生まれる技術革新が、マクロ経済よりも高い生産性の向上をもたらすという考え方に基づく。</li> <li>● BNetzAは当初、統計手法を用いた計算結果から2.54%を主張したが、事業者は0%(あるいはマイナスの値)を主張し、合意に至らなかったため、連邦政府が中間をとって、上記の値が設定された。</li> </ul>
評価・実績	<ul style="list-style-type: none"> <li>● BNetzAの評価：送配電事業に対する効率化の要求水準や実現性を考慮し、将来的にはX-factorは1.5~2%に設定されるべき。</li> <li>● 事業者、業界団体の評価：BNetzAの統計手法では、<b>データベースや計算方法が統計手法であることから、適切なX-Factorの計算は不可能</b>とし、0%とすべき。</li> <li>● 専門家：現状の統計手法およびデータベースによる評価では、<b>算出する者によって結果にばらつきが生じ一意に定まらないため、十分な合理性を持たない</b>。したがって、第3期及び将来の規制期間については、X-Factorを適用すべきではない。</li> <li>● 消費者：<b>X-Factorの算定プロセスが不透明</b>であり、現状の設定値は低すぎる。<b>BNetzAが事業者から訴訟を受けた際、最高裁判所は、現行のX-Factorの設定方法は、エネルギー法(EnWG)に適合しないと判断している(2011年6月28日)。</b></li> </ul>

計算例(第2期の例)

(%)	2014	2015	2016	2017	2018
インフレ率	102.4	102.5	102.9	104.7	106.6
X-Factor	1.5	3.02	4.57	6.14	7.73

(インフレ率 - X-Factor) : 100.88, 99.5, 98.35, 98.54, 98.84

※ ドイツでは、X-Factorの具体的設定において、規制当局と事業者で意見が割れたため、連邦政府が仲裁する形で決定している事情がある。



出所 ARegV§9, BNetzA "Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG" (2006), IMF - World Economic Outlook Databases, Kraus, M. (2006). "Incentive Regulation for German Energy Network Operators," Electricity Journal, 19 (7), 33-37. Wiki Consult (2011). "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries," およびPwCドイツファームの調査報告に基づきPwC作成



# 2-4-5. RCへの追加措置⑤ 効率スコア (独国)

- 送電・配電事業者の効率化を促すことを目的とする仕組み。
- 非効率分と“算出された価額” (非効率コスト\*) について、規制期間中(独. 5年)にRCから毎年漸減させ、5年後にはRCに反映されている非効率コストをゼロにする。

\*非効率コストの算出方法は次頁を参照。

## (参考) レベニューキャップ(RC)の計算式

**【非効率コスト】**  
 個別具体的な費目自体ではなく、制御可能コストに効率スコアを乗ずることで算定される**計算上の価額**

制御可能コスト

$$RC = (\text{効率コスト} + \text{非効率コスト}) \times (\text{インフレ率} - X\text{-Factor}) + \text{その他項目}$$

- 効率スコア：制御可能コストの内の効率コストと非効率コストの比率
- 非効率コストは毎年定率で削減し、規制期間内でゼロとする

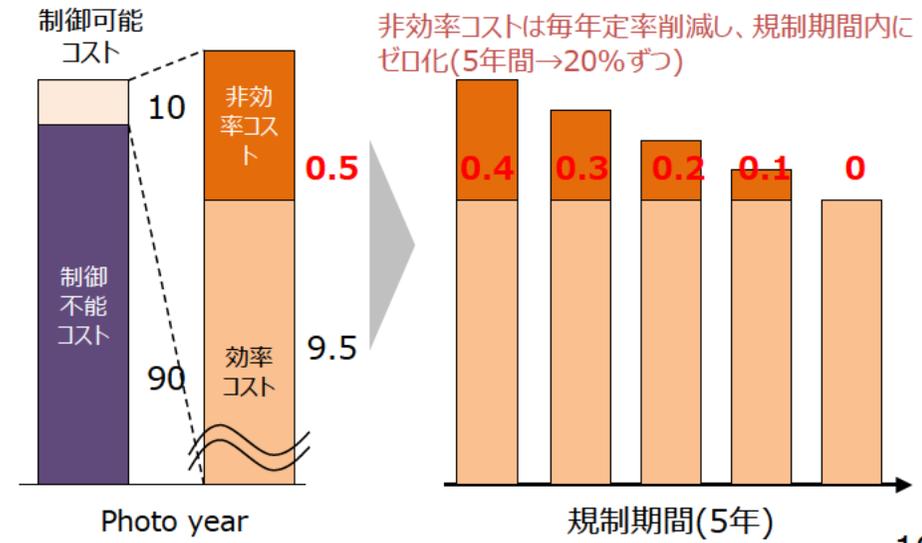
### 計算例

検討条件：  
 総コスト：100、制御不能コスト：90、**効率スコア：95%**  
 ⇒ 効率コスト：9.5、非効率コスト：0.5  
 その他のパラメータは固定

概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 各送配電事業者間の効率性の差異を定量化した指標</li> <li>● 効率スコアは、制御可能コスト (総原価-制御不能コスト) の非効率コスト・効率コストの割合を決定する係数</li> <li>● RC算定においては、非効率コストとされた部分は規制期間内で定率で削減しゼロとされる</li> <li>● DEA/SFA分析に基づいて各事業者の効率性を測り、その結果に応じて各事業者ごとに効率スコアが定められる</li> </ul>
----	--

導入経緯	<ul style="list-style-type: none"> <li>● すべての送配電事業者に対して一律に効率化促進を求めるX-Factorとは異なり、同業者間の効率性の差異を指標化し、非効率な事業者に対してコスト削減を強制するものとして導入</li> <li>● 同じく効率化促進制度であるX-Factorは各社個別交渉が不可とされており、個社実績に応じた透明性のある効率化目標の設定が必要とされた</li> <li>● 本制度導入にあたり、ドイツ産業需要家協会 (VIK) は、ドイツの電力・ガス市場の自由化が遅れており、NW事業者は本制度導入を受け入れざるを得ない、としていた</li> </ul>
------	---

評価・実績	DSOの効率スコア実績値 (平均) <ul style="list-style-type: none"> <li>● 第2期：94.7%</li> <li>● 第3期：94.1%</li> </ul>
-------	--

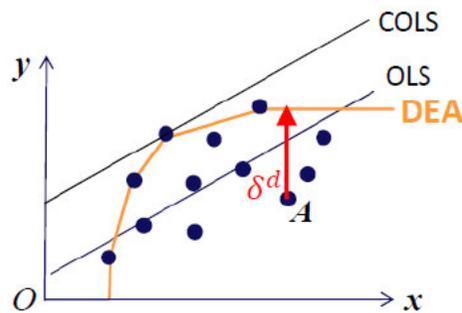


# (参考) 独国のDEA/SFA分析の概要

- 各事業者の効率性を評価する際、効率性の高い集合体(フロンティア)を設定し、フロンティアからの乖離を非効率とみなすフロンティア手法のうちDEAとSFA分析を用いる。

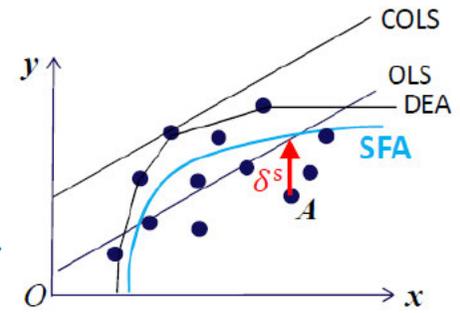
## DEA分析

- 効率的な事業者を線で結んで効率性フロンティアを設定。
- フロンティアと比較して、各事業者の効率値を決定。
- 例として、事業者Aの非効率性は、点Aのフロンティアからの乖離 $\delta^d$ を基に計算される。



## SFA分析

- フロンティアについて特定の生産関数や費用関数を仮定する。誤差項部分に非効率値を組み込んだ特殊な分布形を仮定した上で、フロンティアの推定を行う。
- 例として、事業者Aの非効率性は、点Aのフロンティアからの乖離 $\delta^s$ を基に計算される。



少ない投入量(インプット、x)でより多い産出量(アウトプット、y)を得ることを効率的という

## ドイツの配電事業の例

規制当局は、約200社の配電事業者から700項目程度のデータを収集して分析を実施

投入量

- TOTEX (簿価型)
- sTOTEX (資本費調整型)

産出量

- 輸送サービス
- 容量提供サービス
- 顧客サービス

- DEA/SFA分析それぞれにおいて、2種類の投入量による解析を行い、得られる4パターンの結果から、最大値を採用する。
- 結果として、高い効率値が採用され、制度として十分に効率化を促進できていない懸念が示されている。

### **3. 規制期間の「期中」における託送料金の調整**

# 3-1. 各国における託送料金の期中調整制度の整理

- 各国の期中調整制度は、期初に設定したRCに対し、送配電事業者にとっての外生的な費用増要因につき、事業者の適時・適切な費用回収を図るため、期中でRCを調整する制度であり、該当項目は、その調整の在り方から①**自動調整**、②**規制当局へ届出**の上で調整、③**規制当局の審査・認可**の上で調整 の3分類に整理される。
- さらに、②届出、③認可項目は、実コスト発生の時期との関係において、事前・事後で整理される。

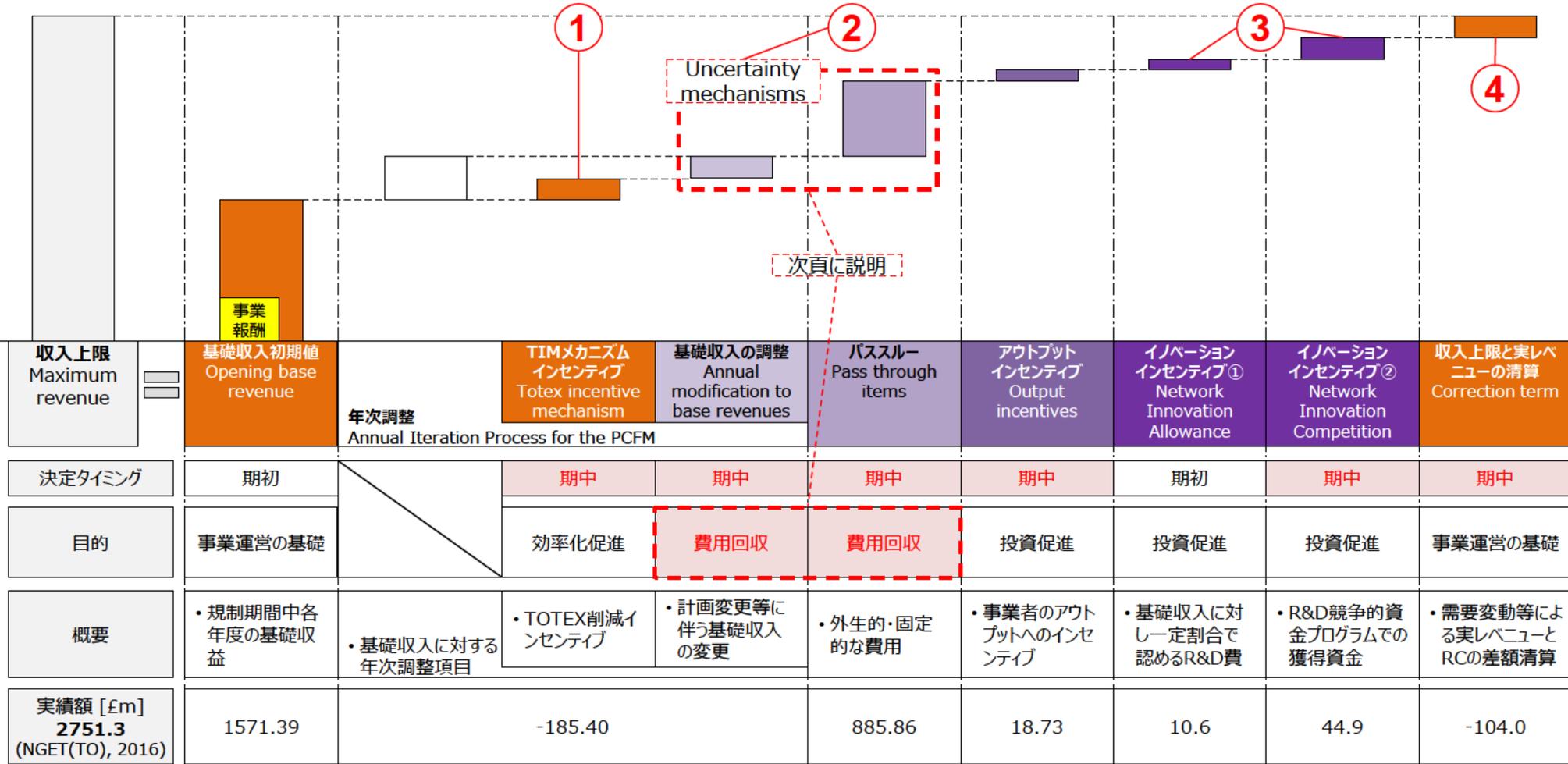
※例示列挙		英*1	独*1	参考：米（カリフォルニア州）*1,2	
1	自動調整	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● インフレ率</li> <li>● 税金のうち事業用固定資産税</li> <li>● 需要変動対応</li> </ul>	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● インフレ率</li> <li>● 需要変動対応</li> </ul>	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● インフレ率</li> <li>● 需要変動対応</li> </ul>	
	2	届出			
		事前	×	×	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給調整費用（翌期の予測）</li> </ul>
3	届出	事後	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 新規接続に係る費用</li> <li>● 系統連系に係る費用</li> <li>● 地中線化(景観保護)に係る費用</li> </ul>	×	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給調整費用（実績値）</li> </ul>
		認可			
	事前	○ <p>&lt;事前/事後どちらも可&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 設備の物理的防護の強化の費用</li> <li>● イノベーション展開の費用</li> </ul>	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統増強等の投資にかかる費用</li> <li>● 上位系統の使用料金</li> <li>● 再エネ事業者が回避するとみなされる上位系統料金の還付金</li> </ul>	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 外生的要因によるコスト（Z-factor等）</li> </ul>	
事後		○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 税金</li> <li>● 法定の会社及び社員の議会・委員会活動費</li> <li>● 需給調整に必要な電力調達コスト</li> </ul>	○ <ul style="list-style-type: none"> <li>● 外生的要因によるコスト（非常事態宣言に該当する災害等）</li> </ul>		

\*1：各国の期中調整項目は例示列挙 \*2：米国（カリフォルニア州）は、総収入の設定である点等に鑑みれば、英国・独国のRC制度に近いものの、制度としては総括原価方式のため参考として記載。  
 出所 Ofgem“Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price controls – RII0-T1 and GD1 Uncertainty mechanisms”(2011)、Ofgem“Strategy decision for the RII0-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms”(2013)、Ofgem“RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Overview”(2012)、Ofgem“RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Cost and uncertainty supporting document”(2012)、Ofgem“RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Finance supporting document”(2012)、ARegV §4, 5、CPUC公表資料等に基づきPwC作成



# 3-2-1. RCの期中調整全体俯瞰（英国）

- 英国では、規制期間中の託送料金の調整スキームが、複数措置されている。
- 具体的には、①効率化促進のためのTIM、②外生的費用増要因に係る費用回収を図るUncertainty Mechanism、③イノベーション投資へのインセンティブ、④需要変動等の調整 の4分類に大別。



※説明のため、収入上限を構成する各項目は代表的なもののみ記載しており、合計は一致しない。



# 3-2-2. RCの期中調整① Uncertainty Mechanism

● 当初の事業計画にない送電・配電事業者にとっての外生的な費用増要因(ex.再エネ新規接続に対応する増強費用)について、事業者の適時・適切な費用回収を図るため、期中でRCを調整する制度。

### ○各項目の整理

大別して、①自動調整、②事業者からOfgemへ届出の上で調整、③事業者がOfgemへ申請し、Ofgemが審査・認可の上で調整、の3種類が存在する。

- ①は、一律に機械的に決まるもの又は事前に金額が決められているもので、事業者の効率化努力余地がないことから、自動調整されると考えられる。
- ②は、単価は事前に決められた上で量の増分申請が出来るものであり、増額の妥当性が高いことから実質の審査はない届出としてしていると考えられる。
- ③は、①②に比して事業者の恣意性が入りえるため、増額内容の妥当性をOfgemが確認すべきであることから、認可とされていると考えられる。

種別 (例)	対象項目 (例)	性質	調整方法	調整時期(発生の事前・事後)	調整頻度
経済指標 (Indexation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>消費者物価指数(RPI)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国国家統計局(ONS)発表のマクロ経済指標</li> </ul>	自動	<b>事前</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>ONS公表の予測値でレベニュー仮置</li> <li>2年後に実績値との差を清算</li> </ul>	年一度
パススルー (Pass-through)	<ul style="list-style-type: none"> <li>税金のうち事業用固定資産税(business rates)</li> <li>営業費のうちライセンスフィー(Licence fees)</li> <li>営業費のうち事業者間清算料金(Inter TSO payment scheme)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外生的かつ事業者の効率化努力が及ばないもの</li> </ul>	自動	<b>事後</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>実績原価を報告</li> <li>2年後にレベニュー反映</li> </ul>	
規模起因 (Volume driver)	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規接続に係る費用</li> <li>系統連系に係る費用</li> <li>地中線化(景観保護)に係る費用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力政策に沿った系統整備増強等の費用</li> </ul>	届出	<b>事後</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>期初に予め決定の事業計画に対する差分を反映</li> <li>2年後にレベニュー反映</li> </ul>	
再交渉 (Reopener)	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備の物理的防護の強化の費用</li> <li>イノベーション展開(Innovation roll-out mechanisms)の費用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>期初提出の事業計画からの差分</li> </ul>	認可	<b>事前/事後どちらも可</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>計画/実績原価を報告</li> <li>調整の翌年以降レベニュー反映</li> </ul>	
法令発動 (Triggers)	<ul style="list-style-type: none"> <li>税制改正(Tax legislation)に伴うレベニュー見直し</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国の政策変更</li> </ul>	自動	<b>Ofgemによる調整</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>税制改正の翌年にレベニュー反映</li> </ul>	随時
中間レビュー (Mid-period review)	<ul style="list-style-type: none"> <li>アウトプット評価指標の変更や新規追加に伴うレベニュー見直し</li> <li>EUや英国の電力市場改革等政策変更に伴うレベニュー見直し</li> <li>政府要請による洪水等災害対策の費用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力政策の変更に伴うもの</li> </ul>	自動	<b>Ofgemによる調整</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>調整の翌年にレベニュー反映</li> </ul>	2016年のみ

※上記の他にもUncertainty mechanismsは存在。

出所 Ofgem"Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price controls - RIIO-T1 and GD1 Uncertainty mechanisms"(2011)、Ofgem"Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms"(2013)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Overview"(2012)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Cost and uncertainty supporting document"(2012)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Finance supporting document"(2012)に基づきPwC作成

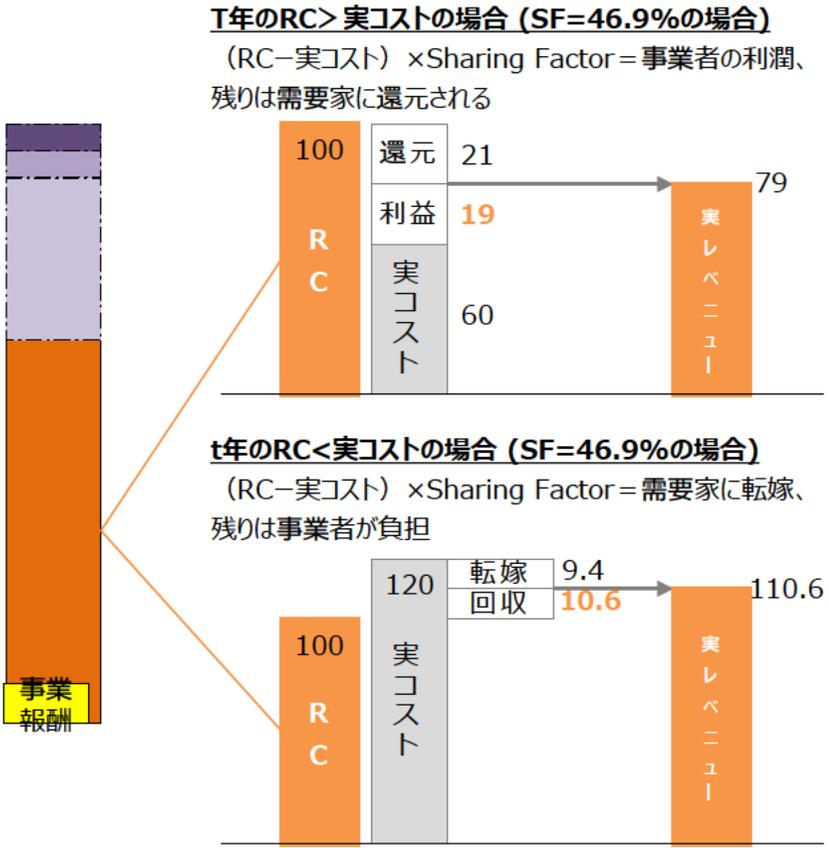


# 3-2-3. RCの期中調整② TOTEX Incentive Mechanism

- 認められたRCと実際にかかったコストの差分を、事業者の利潤とするとともに需要家へも還元する制度。
- 実コストがRCを上回る場合、その差分の一部しか回収できないため（右下図）、事業者にとってこうならないようなインセンティブ（実コストを下げるインセンティブ）が働くとされている（OFGEM談）。

概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 認められたTOTEX(≒RC)と実際のTOTEX(≒実コスト)の差分に、Sharing Factorを乗じた分を翌々年のRCに反映させる施策</li> <li>● <b>NW事業者のコスト抑制分をNW事業者と需要家でProfit share</b>することで、NW事業者にとって、効率化インセンティブとして働き、需要家も託送料金の低下により恩恵を受けられる</li> <li>● 実際に利潤を受け取れるのは2年後</li> </ul>																								
導入経緯	<ul style="list-style-type: none"> <li>● NW事業者のコスト抑制を促し、コスト抑制分をNW事業者と需要家の双方に配分するために導入。</li> </ul>																								
評価・実績	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>2016/17の各TOの実績 (£m)</b></li> </ul> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>NGET(TO)</th> <th>SHET</th> <th>SPT</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>認められたTOTEX</td> <td>1,698</td> <td>694</td> <td>181</td> </tr> <tr> <td>実際のTOTEX</td> <td>1,116</td> <td>462</td> <td>346</td> </tr> <tr> <td>差額</td> <td>-582</td> <td>-232</td> <td>165</td> </tr> <tr> <td>Sharing Factor (SF)</td> <td>46.9%</td> <td>50.00%</td> <td>50.00%</td> </tr> <tr> <td>レベニュー</td> <td>1,389</td> <td>578</td> <td>264</td> </tr> </tbody> </table>		NGET(TO)	SHET	SPT	認められたTOTEX	1,698	694	181	実際のTOTEX	1,116	462	346	差額	-582	-232	165	Sharing Factor (SF)	46.9%	50.00%	50.00%	レベニュー	1,389	578	264
	NGET(TO)	SHET	SPT																						
認められたTOTEX	1,698	694	181																						
実際のTOTEX	1,116	462	346																						
差額	-582	-232	165																						
Sharing Factor (SF)	46.9%	50.00%	50.00%																						
レベニュー	1,389	578	264																						

### 計算例（数値は仮定）





# 3-2-4. RCの期中調整③ イノベーション費用の期中調整

- 英国では、1990年のRC採用後、事業者のR&D投資が年々減少傾向となったことから※、**イノベーション投資を促進するため、別枠でRCへ加算する措置**Innovation Funding Incentive制度を導入した。

※RC制度は、一般的に、期初に設定する想定RCと実コストの差分が事業者利益となることから、事業者への強い効率化インセンティブとなる一方、必要以上に投資を絞ることも促しかねないと指摘がある。こうした背景で、英国ではRC導入後、R&D投資が押さえられたとの指摘がある。

- 現在、これを拡充し、**期初及び期中**でRCへ織り込む制度(NIA,NIC,IRM)が措置されており、このうち**期中調整**は、**NIC** (低炭素／大規模プロジェクト) 及び**IRM** (実装) が該当。

導入経緯	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 1990年のRC採用後、R&amp;Dのように、効果の実現に長期間必要となる投資は、決められた規制期間内での費用削減に繋がりにくいことから、<b>R&amp;D投資は年々減少する傾向</b>となった。</li> <li>● しかし送電・配電技術の維持・高度化にはR&amp;Dは欠かせないことから、2005年、<b>必要なR&amp;D費用をRCに加算するInnovation Funding Incentive</b>が導入された。</li> <li>● RIIO (2013~2021の規制期間) では、これを拡充し、以下<b>3つ</b>のR&amp;D費用をRCに加算している。</li> </ul>
------	---

評価・実績	<p><b>&lt;事業者等の反応&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● イノベーションの推進におけるNational Gridの役割の重要性を指摘し、1%のNIAが許可されるべきと主張。また回答者の一部は、National Gridのイノベーションの成功が英国経済にとって極めて重要と述べた</li> </ul> <p><b>&lt;実績額&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● NIA：基礎的な収入額(1571m £)の0.7%→10.6m £ (NGET, FY16)</li> <li>● NIC：44.9m £ (NGET"Offgrid Substation Environment for the Acceleration of Innovative Technologies", FY16)</li> </ul>
-------	--

概要	<p><b>&lt;事業者のR&amp;D費用をRCへ加算する3つの制度&gt;</b></p> <p>①NIA(Network Innovation Allowance)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：事業者が行う<b>通常のR&amp;Dプロジェクト</b>に対する支援。</li> <li>・RCへの反映：RCを構成する基礎収入(Base Revenue)のうち、<b>0.5~最大で1%を研究開発資金としてRCに加算</b>。</li> </ul> <p>②NIC(Network Innovation Competition)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：<b>低炭素社会に貢献する大規模R&amp;Dプロジェクト</b>に対する支援</li> <li>・RCへの反映：競争的資金プログラムとしてOFGEMから年次で計画審査・採択され、採択後、翌期のRCへ加算する。</li> </ul> <p>③IRM(Innovation Roll-out Mechanism)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・趣旨：<b>実証済みのイノベーションの実装・展開の支援</b></li> <li>・RCへの反映：事業者は期中調整を求めることができる。Uncertainty MechanismsのReopenerの枠で実施される</li> </ul>
----	--

R & Dプロジェクトの一例	<p><b>&lt;RESNET (Resilient Networks) – NIA枠で実施&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 主体・予算：NGET・136k£ (FY16)</li> <li>● 目的：気候変動が電力ネットワークに及ぼす影響の検討、電力NWのレジリエンスを高める対策の評価指標の検討</li> <li>● 検討結果：電力NWの設備・運営について対策を講じない場合、NWの安全な運営の継続性の担保には設備許容量を引き下げる※必要がある(※de-rating:設計余裕の積み増し)。特に変圧器につき詳細検討が必要</li> <li>● もたらされる顧客利益：系統信頼性の向上</li> </ul> 
----------------	--

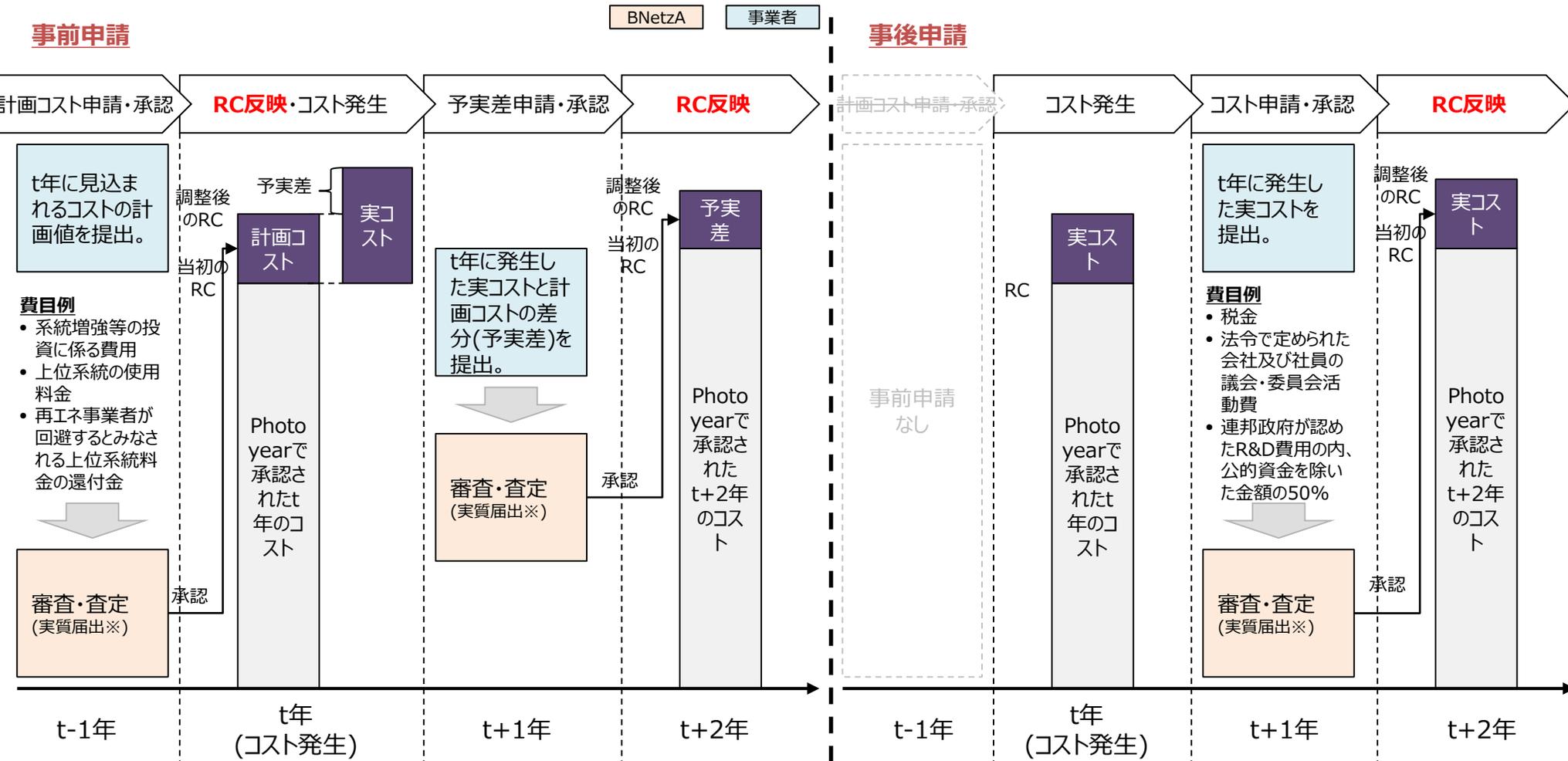
R & Dプロジェクトの一例	<p><b>&lt;FUSION – NIC枠で実施&gt;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 主体・予算：SPEN・5671k£ (FY18-22)</li> <li>● 目的：需要側資源を活用したローカルな調整力市場の整備</li> <li>● 検討内容：様々な関係者が参加する調整力市場の創設、市場によるNWの輻輳回避のデモンストレーション</li> <li>● もたらされる顧客利益：顧客側の変化 (PV、蓄電池、EV出現等) への対応。2050年までに236m£の節約、3.6mtCO2の削減</li> </ul> 
----------------	--

出所 エネルギア地域経済レポートNo.509 2016.12. Ofgem"Decision on strategy for the next transmission price control – RIIO-T1"(2011)、Ofgem"RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas Outputs, Cost assessment and Uncertainty Supporting Document"(2012)、Ofgem"RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas Outputs, incentives and innovation Supporting Document"(2012)、Ofgem"Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper"(2013)、nationalgridESO"National Grid Revenue Forecast"(2018)、Ofgem"Electricity Network Innovation Competition (NIC) – Funding Direction 2015"(2015)、Ofgem"Electricity Network Innovation Competition Governance Document v.3.0"(2017)、NGET"Electricity Transmission Network Innovation Allowance 2016/17"(2017)、New Castle Univ."RESNET: Resilient Electricity Networks"(Accessed Feb., 2019. <https://www.ncl.ac.uk/ceser/research/integrated-systems/infrastructure/resnet/>)、SPEN"FUSION – Network Innovation Competition 2017"(2017)、SPEN"Invest & Innovation – FUSION"(Accessed Feb., 2019. <https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/fusion.aspx>) に基づきPwC作成



# 3-3-1. RCの期中調整プロセス（独国）

- 送電・配電事業者にとっての外生的な費用増要因について、事業者の適時適切な費用回収を図るため、期中でRCを調整する。
- コスト発生時期に対する当該コストの申請・承認時期の関係から、2種類のプロセスに整理される。





# 3-3-2. RCの期中調整項目の整理（独国）

- 期中調整項目は、①自動調整、②認可（事前）、③認可（事後） に大別。
- ①は機械的に決まるもので事業者の効率化努力余地がないことから自動調整とし、②は事業者の恣意性が介在しうることから、増額の適切性等を規制機関が事前に確認すべきため事前認可とし、③は事業者の効率化努力余地が乏しい又は政策的判断から増額の蓋然性が高いことから事後認可としている と考えられる。
- なお、②、③はBNetzAが審査を行うが、運用実態は簡易審査(実質届出)となっている。

種別	対象項目（例）	性質	調整方法	審査	頻度	
①	統計データ	インフレ率	統計から自動で決定。マクロ経済の指標。	自動調整	無し (統計局公表の数値を適用)	年1回
	予実差	需要変動によるレベニューの予実差	事業者の責によらず、事前申請時の計画値と実績値(予実差)に乖離が生じうる費目。		無し	
②	系統増強等の投資に係る費用	TSOにとって、巨額なコストの回収を時間遅れなしに行うための手段。	認可 (実質は届出値で調整)	事前 <ul style="list-style-type: none"> <li>実コスト発生前の計画段階で申請</li> <li>コスト審査を行う建付けだが、実態の運用は簡易審査(届出に近い)</li> </ul>		
	上位系統の使用料金	他のNW事業者に依存する料金。NW事業者単独では、管理不可。				
	再エネ事業者が回避するとみなされる上位系統料金の還付金	政府主導で導入した料金。(2019年より段階的に削減予定)				
③	税金	NW事業者にとって、税率は管理不可。	認可 (実質は届出値で調整)	事後 <ul style="list-style-type: none"> <li>実コスト発生後の実績値を基に事後申請</li> <li>コスト審査を行う建付けだが、実態の運用は簡易審査(届出に近い)</li> </ul>		
	法令で定められた会社及び社員の議会・委員会活動費	法令で定められたコスト。				
	社員の職業訓練・教育費用、社員の子供向け保育所・託児所の費用	法令で定められたコスト。				
	需給調整に必要な電力調達コスト	需給調整に係るコストであり、NW事業者では管理不可。				



# 3-3-3. RCの期中調整 イノベーションの促進 (独国)

● TSO/DSOのイノベーション投資の促進を図るため、選定されたプロジェクトに対する補助金制度やイノベーション開発費用の内、補助金を除いた金額の50%までをRCに期中で反映する措置を設けている。

**導入経緯**

- 連邦政府が掲げる2050年までに再生可能エネルギー比率80%、温室効果ガス排出量を1990年比で80~95%削減を達成するために、**再エネ電源を増設するだけでなく、電力システム全体として柔軟かつスマート化するために導入された。**
- 再エネのみならず蓄電池やEV等の分散電源を効率よく管理するために、**送配電分野の技術革新のために、デジタル化の促進が必要**となった。
- ドイツでは、イノベーションを促進するために、以下のSINTEG資金調達プログラム、補助金制度を導入した。

**概要**

<ドイツにおけるイノベーション促進制度>

- ① SINTEG資金調達プログラム
  - ✓ 技術的、法的課題を解決するのみならず、**より実用的なソリューションを開発し、実際の環境で証明された成果を実績として残すために「実世界実験室」を創出**することを目的としている。
- ② イノベーション研究開発の補助金制度
  - 連邦政府に認められたイノベーション開発の費用の内、**補助金を除いた金額の50%まで、託送料金で回収を可能とする**施策。(ARegV §11(2) 12a)

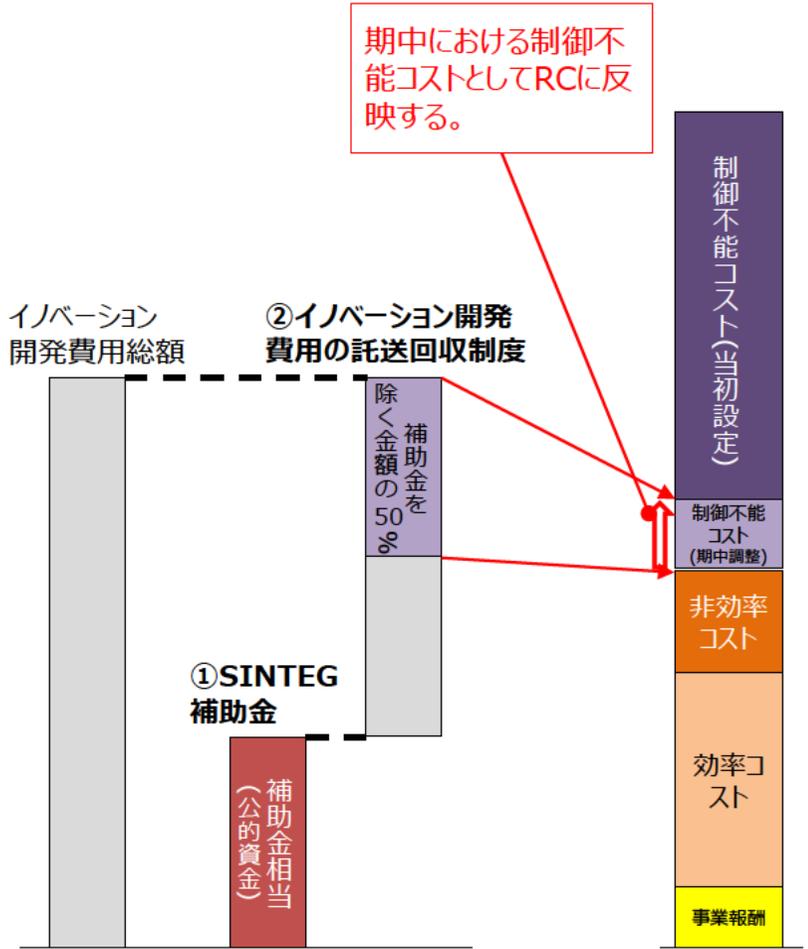
**評価・実績**

- 5つのショーケースが選定され、エネルギーやIT、通信等の分野から、2016年12月以降、300社以上の企業、研究機関が参画。
- BMWiは200m€以上の補助金の予算を計画し、本プログラムを支援している。

**R&Dプロジェクトの一例**

<C/sellsショーケースの例>

- 期間：2017年1月~2020年12月
- 予算：44m€
- 目的：ドイツ南部におけるプロジェクトであり、自動で発電電の管理を行うセル構造を有する電力システムを構築し、発電・消費を最適化する送配電網を整備
  - ✓ 1万台以上のスマートメーターを導入。
  - ✓ 当該地域を30程度の発電と消費のセルに分類しデジタル技術を用いて相互に接続。

## **4. 次期規制期間の託送料金設定**



# 4-1. 次期規制期間のRC設定スキーム（英国）

- OfgemはRIIOについて「系統信頼度向上、顧客満足度向上、イノベーション促進に成功」と評し、**基本スキームは「期待通りに機能」**としている。他方、「**期初設定時点で合理的と判断したものがそうならなかった**」。
- 次期規制期間(RIIO-2)ではRIIO-1の**基本スキームは踏襲しつつ、規制期間を8年→5年**に変更。
- **RC査定の詳細な方法論については策定中**（2018年12月に意見募集を開始）。

主な変更（例）

**ステークホルダーによる将来事業計画のレビュー**

- 将来事業計画はステークホルダーのレビューを通じてOfgemに提出される
- ステークホルダーレビューは、まず①TOが選定した“User Group”、次に②Ofgemが選定した“Challenge Group”によって行われる

**RC調整措置のアップデート**

- Uncertainty Mechanismsに Cyber Resilienceを新規追加
- 詳細については策定中

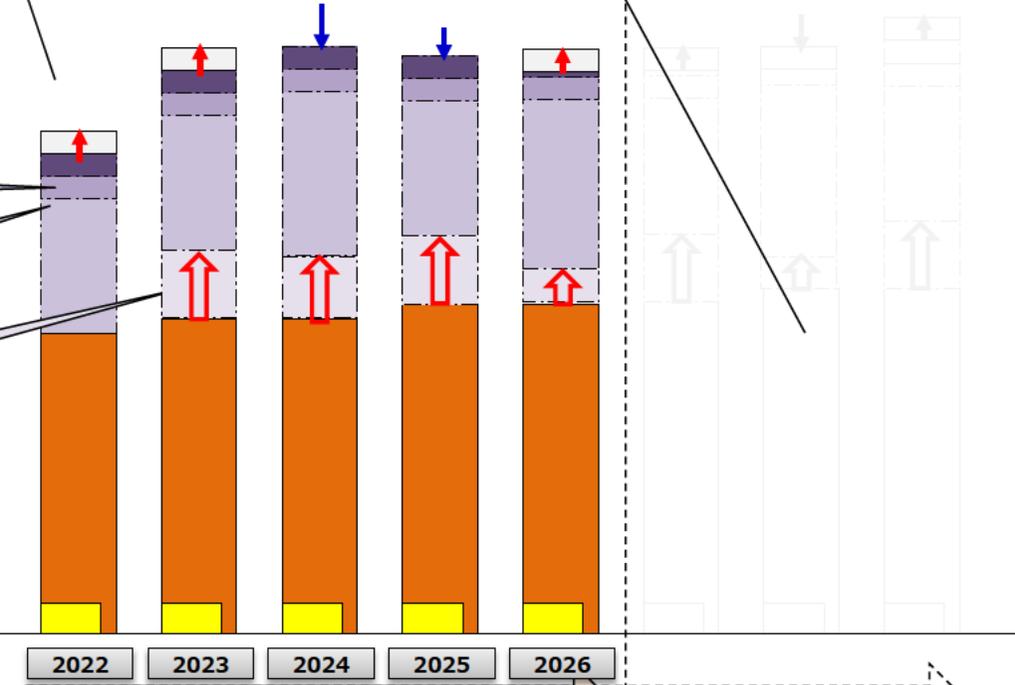
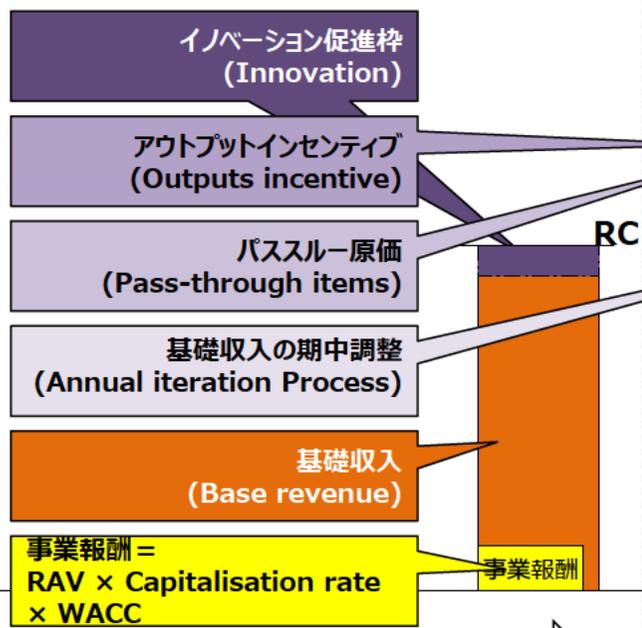
**規制期間の短縮**

- RIIO-1：8年→RIIO-2：5年
- 期初での狙いが時間経過・環境変化に伴い想定通りとならなかったため

将来事業計画

ステークホルダーによるレビュー

Ofgemによる審査・査定

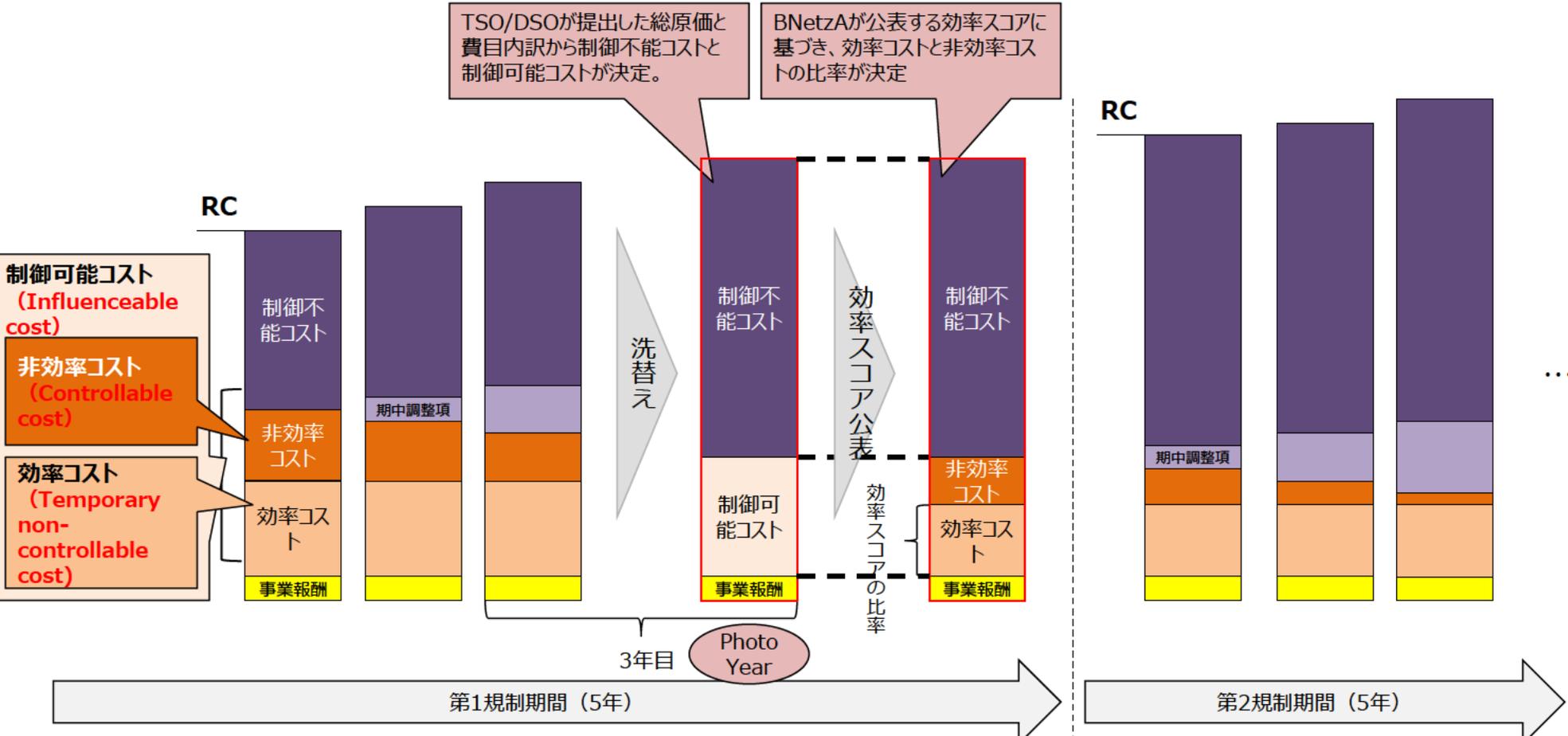


期初：事業計画に基づくレベニューキャップ算定(30か月程度)

出所 POYRY“OVERVIEW OF GB RIIO FRAMEWORK”(2017)、Ofgem“National Grid Electricity Transmission plc Electricity transmission licence Special Conditions(2017)、Ofgem“RIIO-ET1 Annual Report 2016-17”(2017)、Ofgem“RIIO-ET1 Financial Model following the Annual Iteration Process 2018”(2018)、Ofgem“RIIO-2 Framework Decision”(2018)、Ofgem“Consultation RIIO-2 Sector Specific Methodology Annex: Electricity Transmission”(2018)を基にPwC作成

# 4-2-1. 次期規制期間のRC基本算定スキーム（独国）

- 規制期間の3年目の総原価に基づき次期の規制期間のRCの洗替えが行われる。
- 次期の規制期間の開始前にBNetzAが各TSO/DSOの効率スコアを公表し、規制期間中に削減すべき非効率コストの割合が決定する。



出所 ARegV§11(3), §15, BNetzA"Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG"(2006)に基づきPwC作成



# 4-2-2. 当期効率化努力の次期規制期間のRCへの反映（独国）

- DEA/SFA分析の結果、他事業者よりも効率性が高いと評価され、効率スコア（前述）が100%を超えた事業者は、その超えた分につきRCに一定の加算がなされる（DSOのみ）。
- 効率化に対するインセンティブはソリューションへの投資促進（CAPEX偏重の解消）につながる。

効率スコア：V

$$\text{非効率コスト} = \text{制御可能コスト} \times (100 - V) / 100$$

- 制御可能コストに占める効率コストの比率を示す。(レンジは60~105%)
- 規制機関は、規制期間が始まる前の7月1日に政府に提出する。

### 計算例

検討条件：

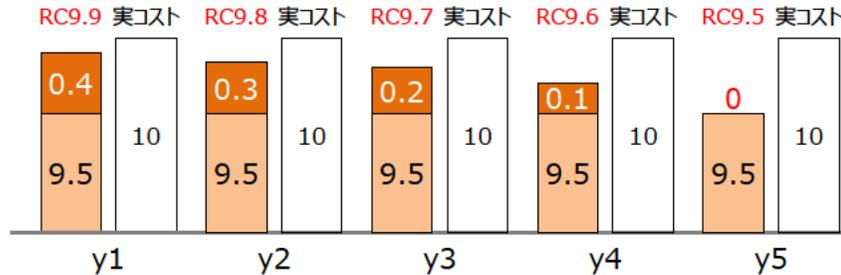
総コスト：100、制御不能コスト：90、**効率スコア：95%**

⇒ 効率コスト：9.5、非効率コスト：0.5

その他のパラメータは固定

制御可能コスト分のみと比較とし、実コストは Photo yearから一定と仮定

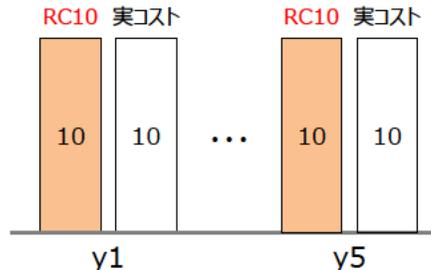
### ケース1: 効率スコア95%



規制期間中の総利益：▲1.5

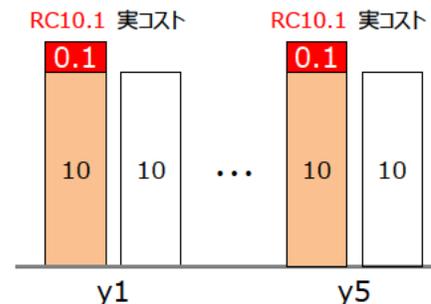
この部分が該当

### ケース2: 効率スコア100% (= 非効率スコア：0)



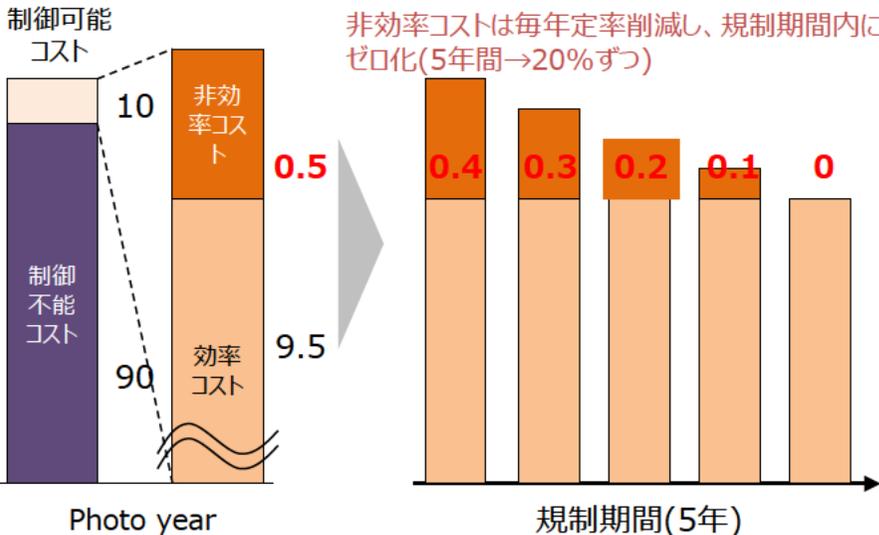
規制期間中の総利益：0

### ケース3: 効率スコア105%



規制期間中の総利益：0.5

効率性が非常に高く100%+a (≦5%)のRCの加算がなされた事業者は、規制期間中の制御可能コストに対し、当該加算分を均等に分配可能



## 5. 全体まとめ

# 5-1. 各国制度まとめ

- 各国のRC制度は、総論としては、NW事業者における事業遂行に必要な投資・効率化促進と需要家の便益保護とを両立させる制度として、複数の改正を経て一定の評価がなされている。
- 他方で、個別論としては、その算定プロセスの公平・透明性や、算定額の合理性等の課題も顕在化しており、課題解決に向けた更なる制度改正も予定されているところ。

	英:レベニューキャップ制度 (RIIO方式 (2013~))	独:レベニューキャップ制度 (2009~)
①基本 スキーム	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 期初において、将来事業計画に基づき8年（2022～は5年）のRCを設定。当該将来計画は、基礎収入からイノベーション促進その他のインセンティブ等まで、比較的詳細に分類し、各分類ごとに異なるレベル感での審査を踏まえて設定。</li> <li>● 期中において、期初に設定されたRCに、効率化促進、イノベーション投資促進等の各種スキームによる増減を適時適切に反映。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 期初において、過去の実績費用に基づき5年のRCを設定。コストは制御可能／不能コストに分類。制御可能コストのうちの非効率分を、更に生産性向上見込み分(X-Factor)を算定の上設定。</li> <li>● 期中において、期初に設定されたRCに、制御不能コスト等の増減を適時適切に反映。</li> </ul>
②投資 促進	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 期初のRC設定時には計画しえない、NW事業者にとっての外生的な費用増につき、期中でRCを反映し、適時適切な費用回収を図るための仕組み = Uncertainty Mechanismを導入</li> <li>● 低炭素社会への貢献のための投資等のイノベーション投資につき、期初及び期中において、適時適切にRCへ反映するための仕組み (NIA、NIC、IRM) を導入</li> <li>● 期中における電力供給の品質の向上等の投資の成果を適時適切に評価 (RC反映) するため、アウトプット指標の仕組みを導入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● NW事業者が規制期間中に電力システムの拡張や再構築に必要な投資を行った場合でも、投資コストを期中に適時に回収可能とするため、期中のレベニューキャップの調整を認める仕組みを導入。</li> <li>● NW事業者のイノベーション投資の促進を図るため、補助金制度や投資費用の一部をRCで調整して託送料金で回収可能な仕組みを導入。</li> </ul>
③効率化 促進	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 過度なコスト予測を防ぎ、事業計画の制度・確度の向上を図るつ、レベニューキャップと実コストの差分 = 利潤を事業者が稼得し、効率化を促進するための各種仕組み (IQI、TIM) を導入</li> <li>● 事業遂行において必要となる投資につき、CAPEXに偏重せず、費用対効果の高い投資の選択を促進するための仕組み (Slow Money制度) を導入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 独占事業である送配電事業において、競争を促すために、制御可能コストをRCから毎年削減する仕組みとしてX-Factor制度を導入。(但し、第1、2期の設定値は政治判断で決定)</li> <li>● 制御可能コストのうちの非効率分を規制期間中にRCから毎年定率で削減し、最終年にはゼロ化する効率化スコアを導入。</li> </ul>



本資料は機密情報であり、貴社の利益のためにのみ作成し、貴社のみ利用を目的として作成されたもので、貴社以外の第三者が利用することを意図して作成したものではありません。貴社と私どもの契約書上で規定されているまたは私どもの事前の書面による承諾がある場合を除いて、私どもは貴社以外の第三者や本資料の目的以外の利用に対して裁判上、裁判外及びそれらに限らない如何なる義務や責任を負わず、また、貴社は本資料を貴社以外の第三者に開示または利用させることはできません。

© 2019 PwC Consulting LLC. All rights reserved.

PwC refers to the PwC Network member firms in Japan and/or their specified subsidiaries, and may sometimes refer to the PwC Network. Each member firm is a separate legal entity. Please see [www.pwc.com/structure](http://www.pwc.com/structure) for further details.