

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30年度電力市場環境調査
(諸外国の電力ネットワークタリフ制度の詳細調査分析)

- 調査報告書 -

目次

1	調査概要	2
1.1	背景と目的	3
1.2	基本方針	4
<hr/>		
2	諸外国の電力ネットワークタリフ制度	5
2.1	英国のネットワークタリフ制度	6
2.2	ドイツのネットワークタリフ制度	17
2.3	米国のネットワークタリフ制度	20
2.4	フランスのネットワークタリフ制度	39
<hr/>		
3	補足資料	49

免責事項

本調査は、公開情報を基に、諸外国の電力ネットワークタリフ制度について、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

- 送配電事業を取り巻く環境変化として、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といった課題がより顕在化してきている。
- 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あり方とこのための制度・政策を検討している。



目的

- 本検討にあたり、諸外国における送配電関連の制度や動向を分析しているところ、とりわけ重要な制度の1つである電力ネットワークタリフ制度とその動向について、精緻かつ詳細な調査・分析を行う。
- 本事業は、日本における制度等の見直しに向けた検討に活用することを目的とする。

1.2 基本方針

- 本調査では、電力ネットワーク（NW）コスト改革に係る3つの基本方針を理解した上で、それらを実現する上で必要な要素の1つである電力ネットワークタリフ制度の詳細を調査分析する。

NWコスト改革に係る3つの基本方針（資源エネルギー庁）

1. 既存NW等について徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築

2. 再エネ大量導入等を踏まえた次世代NWへの転換を実現するため、未来に向けた投資を促進する制度環境を整備

3. 発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保

2 諸外国の電力ネットワークタリフ制度

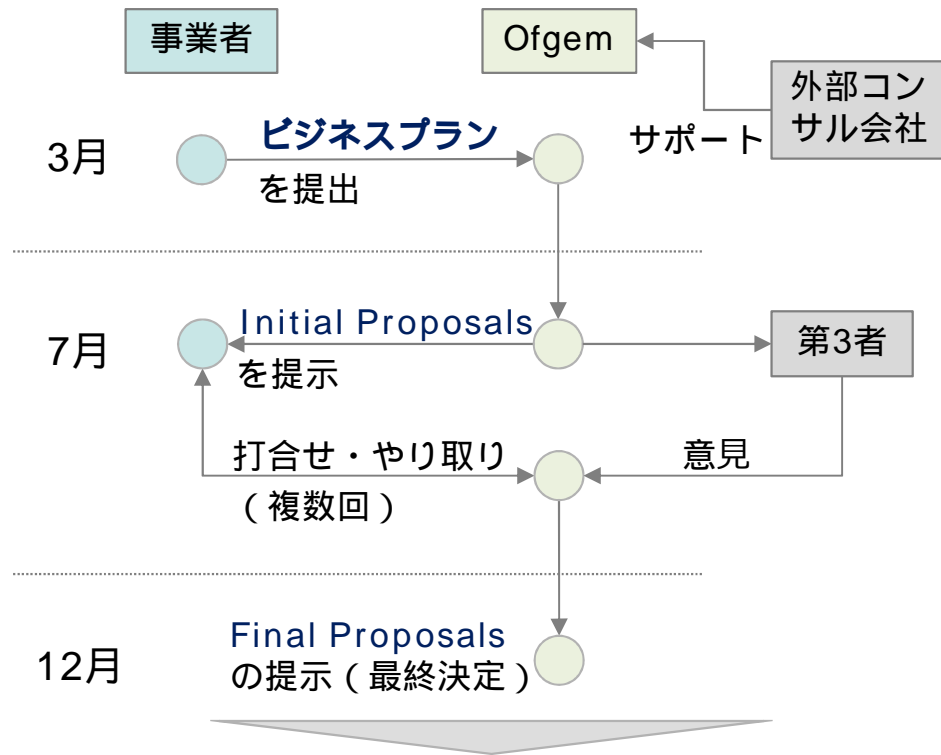


2.1 英国のネットワークタリフ制度

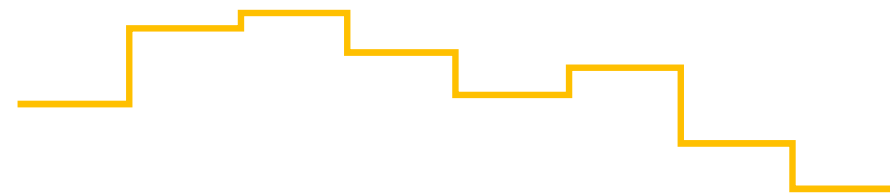
規制期間前に設定する将来8年間のTOTEX



- 規制期間前において、コスト効率性や不確実性リスクへの対処方法等の観点から、Ofgemが事業者の原価を精査し、将来8年間のTOTEXを設定する。



フォワードルッキングにより、規制期間前に設定された Opening Base Revenue (8年分)



期中調整・加算を毎年実施
詳細は14～16ページ参照

対象年のレベニューキャップを設定

将来8年間のTOTEX、Opening Base Revenueを設定 (フォワードルッキング)

規制期間前 (2012年)

規制期間 (RIIO-ET1 / 2013～21年)

TOTEXの内訳と適用されるUncertainty Mechanism



- LREには、Volume DriverとWithin Period Determinationが適用される。

		概要	適用される Uncertainty Mechanism
TOTEX	LRE*1	Local Generation Connection	Volume Driver
		Demand-Related Infrastructure	
		Wider Works	
		Strategic Wider Works	Within Period Determination
	NLRE*2	アセットヘルス状態に応じて、既存設備の安全性を維持する目的で行う投資に係るコスト（変圧器、開閉器、架空・地中ケーブル、コントロールシステム、等の更新・改修）	
	Non-Operational CAPEX	IT、電気通信、社用車、土地、建物等の新規購入・更新コスト	
OPEX	メンテナンス費用、故障修理費用、事務管理等のコスト		
他	-		

*1 : Load-Related CAPEX、*2 : Non-Load Related CAPEX

(出所) Ofgem, RIIO-T1 : Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, December 2012

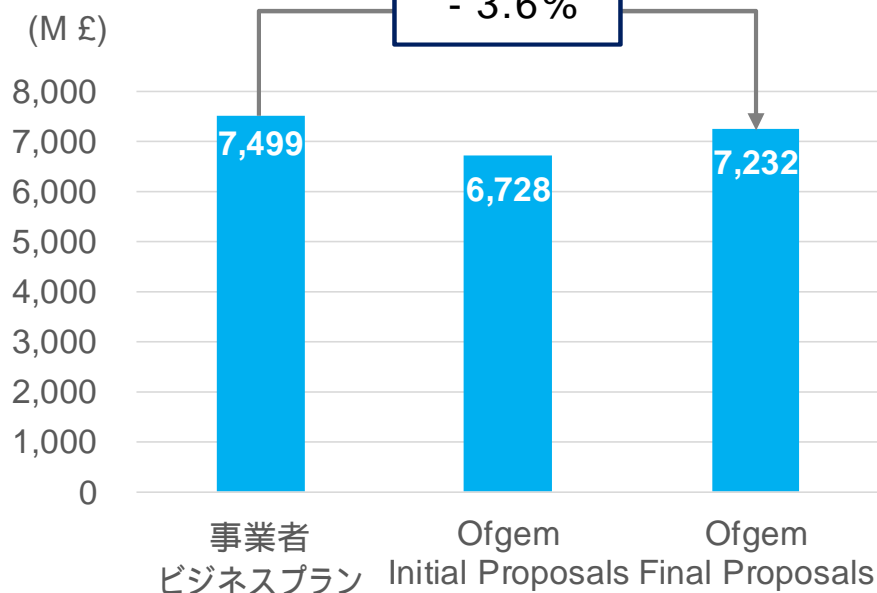
規制期間前の「LRE」の審査 (1/4)



- 事業者が提出したLRE (RIIO-ET1の8年分) のビジネスプランをOfgemが審査した結果、Final Proposalsは、それよりも3.6%低い値となった。

■ National Grid (TO)の事例

LRE (8年分)



ビジネス プラン	Ofgem Initial Proposals	Ofgem Final Proposals
-------------	-------------------------------	-----------------------------

LRE category	NGET's business plan (March 2012)	Initial Proposals (July 2012)	Final Proposals (December 2012)	Change from Initial Proposals to Final Proposals
Local Enabling (Entry - Shared Use)	1,313.4	794.2	1,042.6	31.3%
Local Enabling (Exit - Sole Use)	485.8	492.0	511.9	4.1%
Local Enabling (Exit - Shared Use)	508.9	227.5	263.3	15.7%
Wider Works (Entry)	3,695.7	2,558.7	2,551.2	-0.3%
Wider Works (Exit)	0.0	0.0	0.0	0.0%
Wider Works (General)	230.0	413.8	483.0	16.7%
Transmission System Support (TSS)	7.3	7.3	7.3	0.0%
Baseline LRE	6,241.2	4,493.5	4,859.3	8.1%
Strategic Wider Works	1,257.7	1,679.8	1,617.0	-3.7%
Outputs funded by UMs	0.0	555.0	731.2	31.8%
East coast integrated network Reconstruction Request*	0.0	0.0	23.9	-
Best View LRE	7,498.9	6,728.3	7,231.5	7.5%
Real Price Effects (RPEs)	564.4	282.7	214.3	-24.2%

*Subject to the outcome of our consultation on a proposed framework to enable coordination of offshore transmission. Please refer to the Uncertainty mechanisms chapter for more information.

BaselineとBest Viewの違いの説明は、次ページ参照

規制期間前の「LRE」の審査（2/4）



● Baselineを設定する。

■ National Grid (TO)の事例

1. LREの“Baseline”を設定

2. Uncertainty Mechanismによる調整

3. LREの“Best View”を設定

➤ 8年間のBaselineを設定する
（下表は、LRE以外も含むTOTEX全体のBaseline）

£m - year to 31 March									
2009/10 prices	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	RIIO-T1
LRE	916.1	1,035.6	952.8	865.9	513.9	367.9	150.5	56.7	4,859.3
NLRE	469.5	456.3	444.3	443.7	562.9	646.4	696.3	617.8	4,337.2
Non-operational capex	27.9	27.5	20.0	18.2	16.8	9.9	12.4	7.3	139.9
Customer contributions	-45.1	-33.4	-29.6	-37.3	-31.2	-26.3	-11.9	-1.4	-216.3
Opex	187.2	189.0	193.2	192.0	191.3	188.8	187.8	185.3	1,514.6
RPEs	-8.9	10.5	28.7	45.0	52.9	64.8	67.9	66.3	327.2
Sub-total	1,546.8	1,685.4	1,609.4	1,527.5	1,306.5	1,251.5	1,103.0	932.0	10,962.0
Non Controllable Opex and Excluded Services	101.6	93.9	93.3	91.0	91.0	90.8	90.8	90.7	743.2
Total Expenditure before IQI	1,648.4	1,779.3	1,702.6	1,618.5	1,397.6	1,342.3	1,193.7	1,022.7	11,705.2
IQI	35.9	39.9	40.9	42.7	41.1	43.4	42.9	42.3	329.2
Total Expenditure	1,684.3	1,819.2	1,743.6	1,661.3	1,438.7	1,385.7	1,236.7	1,064.9	12,034.4

➤ Baselineを設定する場合、8年間で達成するアウトプット（設備投資や工事）を前提とする

LRE categories	Outputs
Local Enabling (Entry - Shared Use)	33.21 GW of Generation connected and 0.52GW of Embedded Generation
	21.12 GW of Generation closures
	215.0 km of Overhead Line
Local Enabling (Exit - Sole Use)	1 x GSP enabled [redacted]
	275kV circuit breakers installed at 1 x site [redacted]
	2 x SGT installed [redacted]
Local Enabling (Exit - Shared Use)	Completion of 1x Tunnel [redacted]
Local Enabling (Exit - Sole Use and Shared Use)	72 SGTs installed
	27km of Overhead Line
Wider Works (Entry)	Increases in transfer capability across system boundaries (NGET have identified potential 29.4GW*), see section on issues affecting baseline outputs: wider works requirements.
	287 x 132kV towers removed
	5 x 132kV bays created
	1 x 132kV overhead line (km) erected
	10% underground cabling in new transmission routes
Wider Works (General)	9 sites protected against rising fault levels
	11 Shunt Reactors installed
Transmission System Support	1 x 4 Switch Mesh GIS Substation [redacted]

規制期間前の「LRE」の審査（3/4）



- Uncertainty Mechanismによる調整を行う。

1. LREの“Baseline”
を決定

2. Uncertainty Mechanism
による調整

3. LREの“Best View”
を決定

	ビジネス プラン	Ofgem Initial Proposals	Ofgem Final Proposals
Uncertainty mechanism	Constituent parts	NGET March 2012 business plan	Ofgem July 2012 Initial Proposals
Local Generation Connection (Volume Driver)	Substation Costs	National substation volume driver (£23/kW)	Single national driver (£26.8/kW)
	Within-Zone Costs	Zonal 'within-zone' works driver (£2.7/kW to £36.8/kW)	
	Overhead Lines Costs	£1.2m/cct km	£1.1m/cct km
	Cable Costs	Matrix of costs from IET Electricity Transmission Costing Study 2012	(Same as NGET business plan)
Demand-Related Infrastructure (Volume Driver)	Substation Costs	£4.6m/SGT	£3.7m/SGT
	Overhead Line Costs	£1.2m/cct km	£1.1m/cct km
	Cable Costs	Matrix of costs from IET Electricity Transmission Costing Study 2012	(Same as NGET business plan)
Wider Works Requirements (Volume Driver)	Network Development Policy (NDP) and Boundary Specific Reinforcement Costs	Boundary specific; banded for below Gone Green (GG) and above GG; Range between £33/kW to £155/kW	Boundary specific; banded for below GG and above GG. Sub-bandings for above GG on certain boundaries where there is material variance in forecast scheme unit costs; Weighted mean of reinforcement schemes on all boundaries proposed for boundaries where no reinforcements have been identified by NGET
	Undergrounding Costs	Matrix of costs from IET Electricity Transmission Costing Study 2012	(Same as NGET business plan)
	DNO Mitigation Measures	Various volume drivers for undergrounding DNO OHL, tower dismantling, erecting OHL and switchbays based on DPCR5 Initial Proposals	Same types of volume drivers with changes to account for modifications by NGET, our assessment and recommendations made by our consultants.
Strategic Wider Works (Within Period Determination)	Outputs with a potential to cost >£500m or that do not meet NDP criteria	Eastern HVDC Wylfa-Pembroke HVDC	Eastern HVDC Wylfa-Pembroke HVDC Hinkley-Seabank Overhead Line Project

記載省略

Uncertainty Mechanismについても、事業者によるビジネスプラン提出、Ofgemの審査によるInitial Proposalsの提示及びFinal Proposalsの決定がある

規制期間前の「LRE」の審査（4/4）



- Uncertainty Mechanismによる調整を反映して、Best Viewを設定する。



➤ 8年間のBest Viewを設定する
 （下表は、LRE以外も含むTOTEX全体のBest View）

£m - year to 31 March									
2009/10 prices	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	RIIO-T1
LRE	1,021.0	1,273.3	1,276.5	1,238.1	889.7	805.6	449.3	278.1	7,231.5
NLRE	469.5	456.3	444.3	443.7	562.9	646.4	696.3	617.8	4,337.2
Non-operational capex	27.9	27.5	20.0	18.2	16.8	9.9	12.4	7.3	139.9
Customer contributions	-45.1	-33.4	-29.6	-37.3	-31.2	-26.3	-11.9	-1.4	-216.3
Opex	192.5	195.3	199.7	198.7	197.6	195.2	194.1	191.6	1,564.7
RPEs	-9.4	12.4	35.3	57.3	70.0	90.3	89.3	85.2	430.6
Sub-total	1,656.5	1,931.4	1,946.2	1,918.6	1,705.7	1,721.1	1,429.5	1,178.6	13,487.7
Non Controllable Opex and Excluded Services	101.6	93.9	93.3	91.0	91.0	90.8	90.8	90.7	743.2
Total Expenditure before IQI	1,758.1	2,025.3	2,039.5	2,009.7	1,796.8	1,811.9	1,520.3	1,269.3	14,230.8
IQI	35.9	39.9	40.9	42.7	41.1	43.4	42.9	42.3	329.2
Total Expenditure	1,794.1	2,065.2	2,080.4	2,052.4	1,837.9	1,855.3	1,563.2	1,311.5	14,560.1

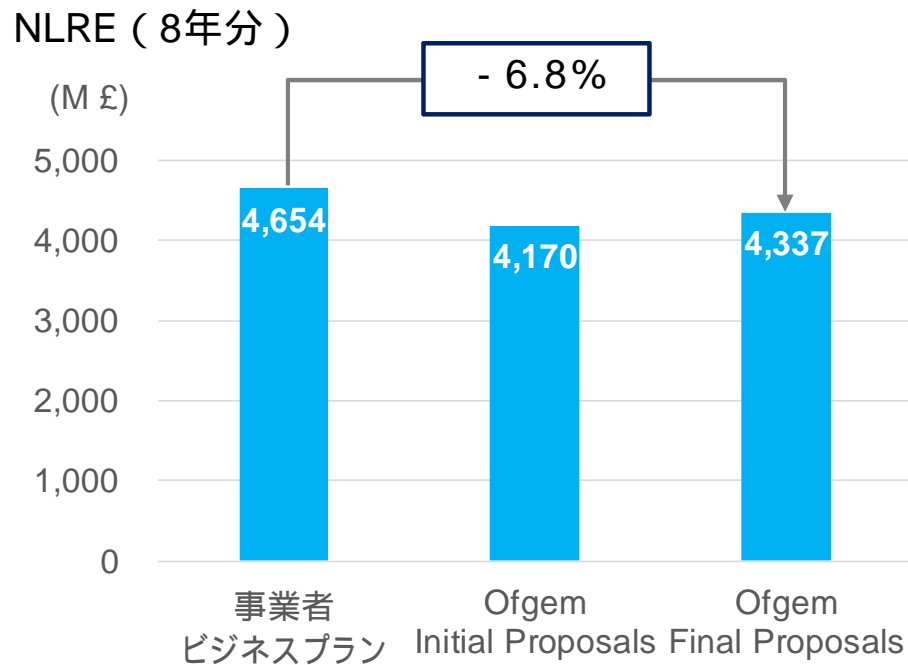
8年間のBest Viewは14,560 M£（TOTEXベース）
 （Baselineの12,034 M£に対して、+21%）

規制期間前の「NLRE」の審査



- 事業者が提出したNLRE (RIIO-ET1の8年分) のビジネスプランをOfgemが審査した結果、Final Proposalsは、それよりも6.8%低い値となった。

■ National Grid (TO)の事例



	ビジネス プラン	Ofgem Initial Proposals	Ofgem Final Proposals		
NLRE - Asset Categories	NGET's forecast (£m)	Ofgem Initial Proposals (£m)	Ofgem Final Proposals (£m)	Changes in Final Proposals from Initial Proposals (per cent)	Change in Final Proposals from NGET's forecast (per cent)
Primary Plant-type Assets	3,797.0	3,456.2	3,556.6	2.9%	-6.3%
Switchgear	1,180.4	1,028.8	1,061.5	3.2%	-10.1%
Overhead Lines	763.7	733.6	733.6	0.0%	-3.9%
Transformers	573.7	510.6	539.1	5.6%	-6.0%
Underground Cables	827.3	738.2	777.4	5.3%	-6.0%
Cable Tunnels	452.0	444.9	444.9	0.0%	-1.6%
Non-Primary Plant-type Assets	857.1	714.2	780.6	9.3%	-8.9%
Protection & Control	361.0	300.5	334.3	11.3%	-7.4%
Weather-Related Resilience	116.1	104.9	104.9	0.0%	-9.6%
Substation Other (Not requiring asset replacement)	173.1	137.1	168.5	22.9%	-2.7%
Other TO	99.9	71.4	71.4	0.0%	-28.5%
BT21CN	38.1	38.1	38.1	0.0%	0.0%
Reactors	33.4	29.7	31.0	4.4%	-7.1%
Substation Other	27.7	24.6	24.6	0.0%	-11.0%
Metering	7.7	7.7	7.7	0.0%	0.0%
Total NLRE	4,654.1	4,170.3	4,337.2	4.0%	-6.8%
Physical Security	146.2	0.0	0.0	N/A	N/A
RPEs	452.4	237.2	188.7	-20.4%	-58.3%

(出所) Ofgem, RIIO-T1 :Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, December 2012

期中調整（1/3）



- Opening Base Revenueを起点として、期中調整・加算を行い、レベニューキャップ（RC）を設定する。

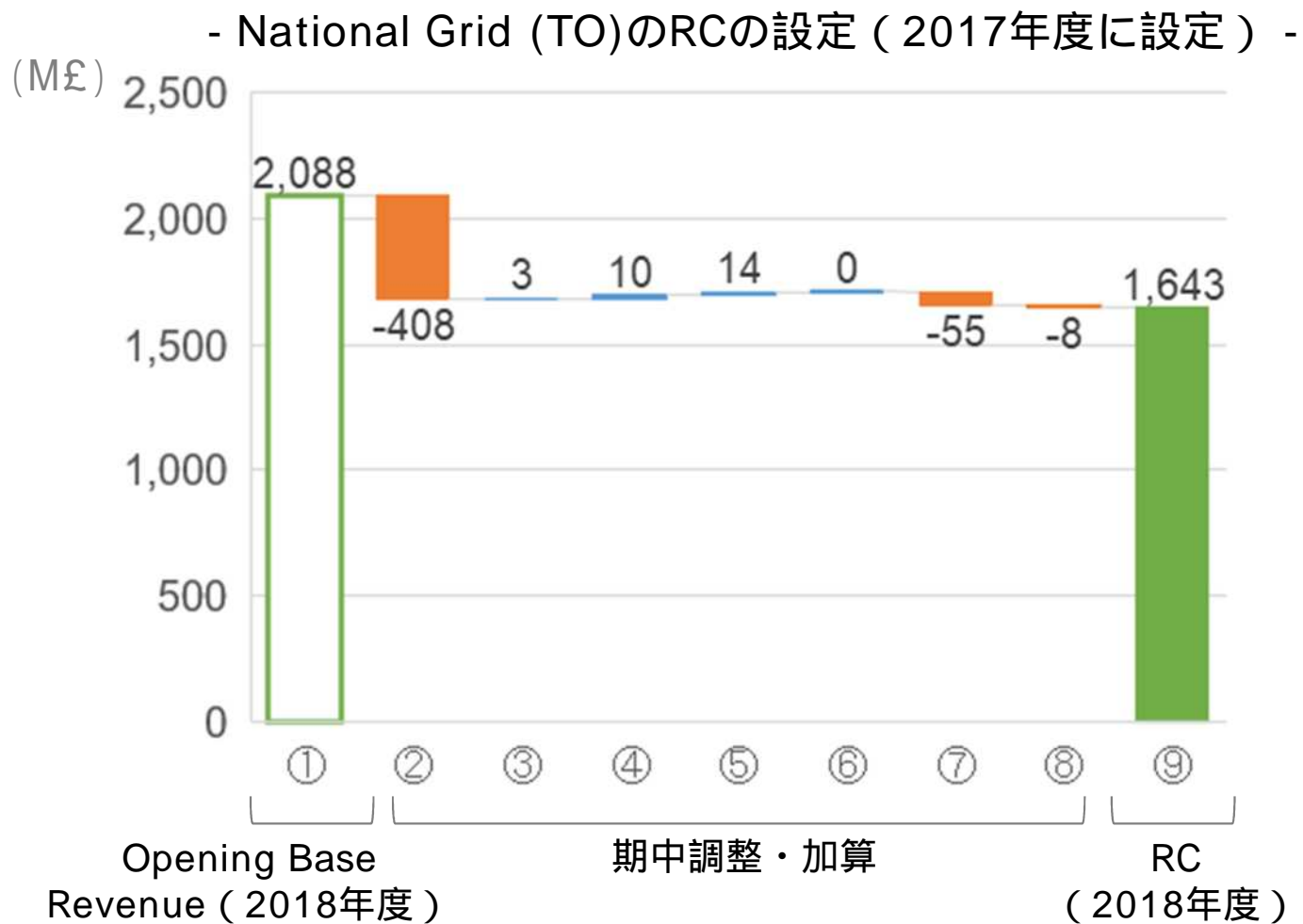
- RIIOにおける期中調整・加算項目 -

項目		説明
Opening Base Revenue		規制期間開始前に事前に設定されるBase Revenue
期中調整・加算	MOD	主に、Allowed TOTEXとActual TOTEXの差分調整（TIM）、Regulatory Asset Value (RAV)の増減調整
	Non controllable Costs	制御不能コスト（business rates、licence fees等）の調整
	Incentive Payments	6つのアウトプット指標に対して付与されるインセンティブ
	Innovation Funding	イノベーション推進費（NIA、NIC）
	TIRG	再エネ接続に係る特定のプロジェクトへのファンド
	Revenue collection	レベニューキャップと実レベニューの差分調整
	Inflation forecast true-up	物価変動の調整
レベニューキャップ（RC）		= + + + + + + +

期中調整 (2/3) National Grid



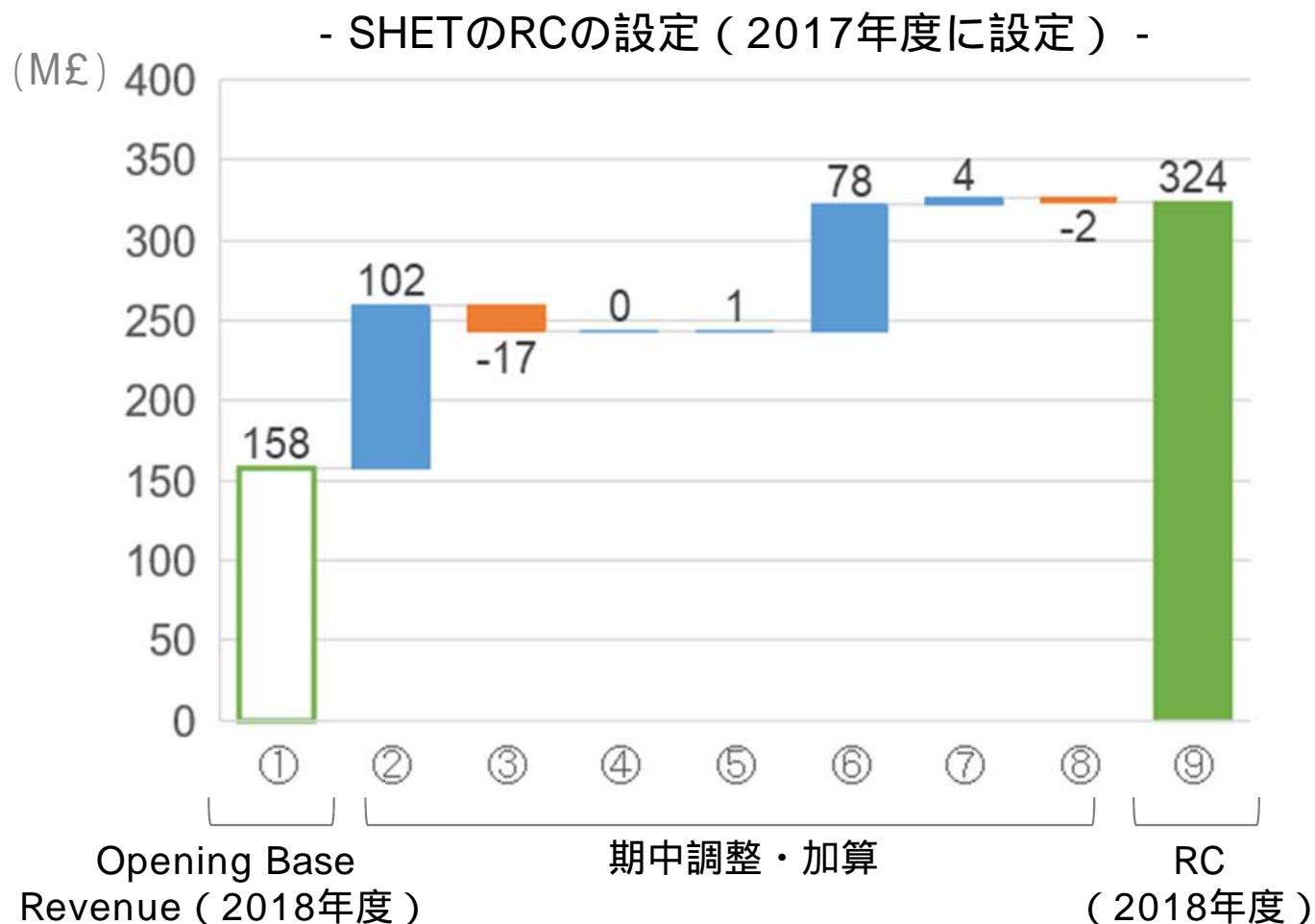
- Opening Base Revenueに対して、「MOD」により約20%が、レベルニューキャップ (RC) の減少分として反映される。



期中調整（3/3） SHET



- Opening Base Revenueに対して、「MOD」により約65%が、「TIRG」により約50%が、それぞれ、レベニューキャップ（RC）の増分として積み上げられる。





2.2 ドイツのネットワークタリフ制度

設備投資コストの期中調整（1/2）



- 第2期のExpansion Factorでは、DSOに係る設備投資コストを十分に回収できなかつたため、2014年における政府主導の見直しを経て、第3期からは、回収の確実性を高めるスキーム“Capital Cost Adjustment”に移行する。

	TSO	DSO
第2期 (2014-18年)	<p>Investment Measure</p> <ul style="list-style-type: none"> • 系統全体の安定化へ寄与し、必要性に応じたものであると認められれば（EnWG § 11）、新規拡張や既設更新等への設備投資コストの変動分が調整される • 承認されれば、permanently non-controllable costとして、レベニューキャップに組み込まれる • 適用の対象となる設備投資は、ARegV § 23で規定される（下記は一例） <ul style="list-style-type: none"> - 再生可能エネルギー法及びコージェネレーション法で定められた発電設備の接続 - 連系線の容量増強 - 洋上風力の接続 - 送電容量を増強する目的の特別高圧の直流送電システム 	<p>Expansion Factor</p> <ul style="list-style-type: none"> • 供給エリアや接続ポイント数の拡張に応じて、レベニューキャップを調整する • 新規拡張分のみに対して適用されるため、それ以外（既設更新等）の設備投資コストが回収できない点が課題であった • 2014年に政府主導による見直しが始まり、2016年にARegVが改正された
第3期 (2019-23年)		<p style="text-align: center;">移行</p> <p>Capital Cost Adjustment</p> <ul style="list-style-type: none"> • 新規拡張分だけでなく、既設更新等の設備投資コストも回収できる仕組みである • base year後の設備投資コストを反映するために、“Capital Cost Premium”を導入した（新規拡張と既設更新の区別はなく、前年の6月までに申請する必要がある）

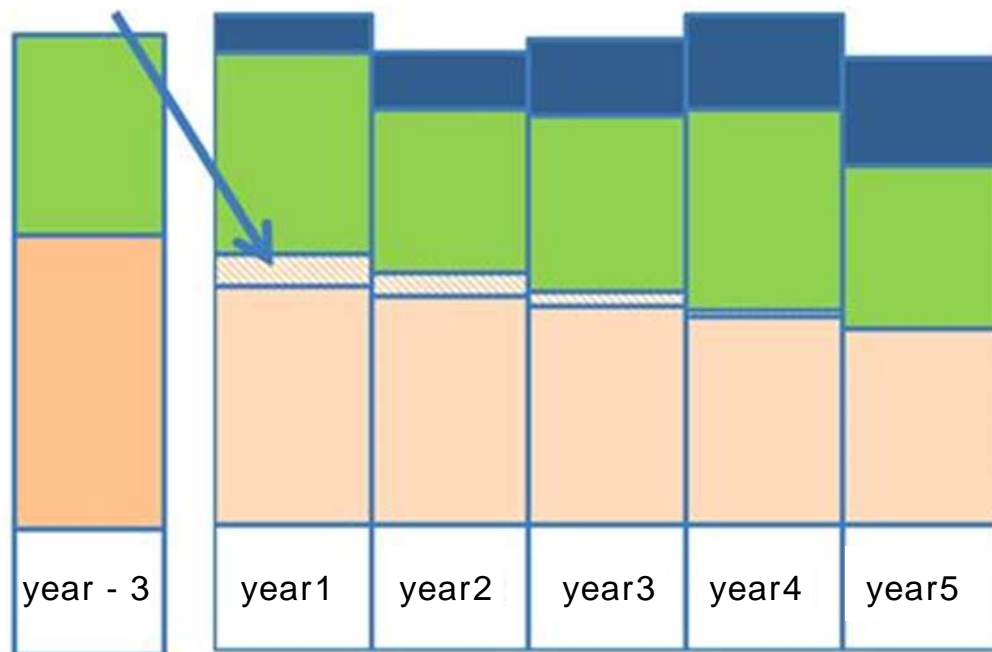
設備投資コストの期中調整 (2/2)



- DSOに係る設備投資コストを、第3期から適用される“Capital Cost Adjustment”により事後調整することで、より確実な投資回収ができる。

- Capital Cost Adjustmentのイメージ -

非効率コスト



base year

Capital cost premium
Permanently non-controllable cost
Temporarily non-controllable and Controllable cost

Capital Cost Adjustmentによる期中調整

制度上は、base yearの実コストを参照して次期のレベニューキャップを決めることになっているため、base year後の設備投資コストがレベニューキャップに反映されない。それを反映する目的で、“Capital Cost Premium”が導入された



2.3 米国のネットワークタリフ制度

2.3.1 カリフォルニア州

電力供給体制と規制 (1/3)

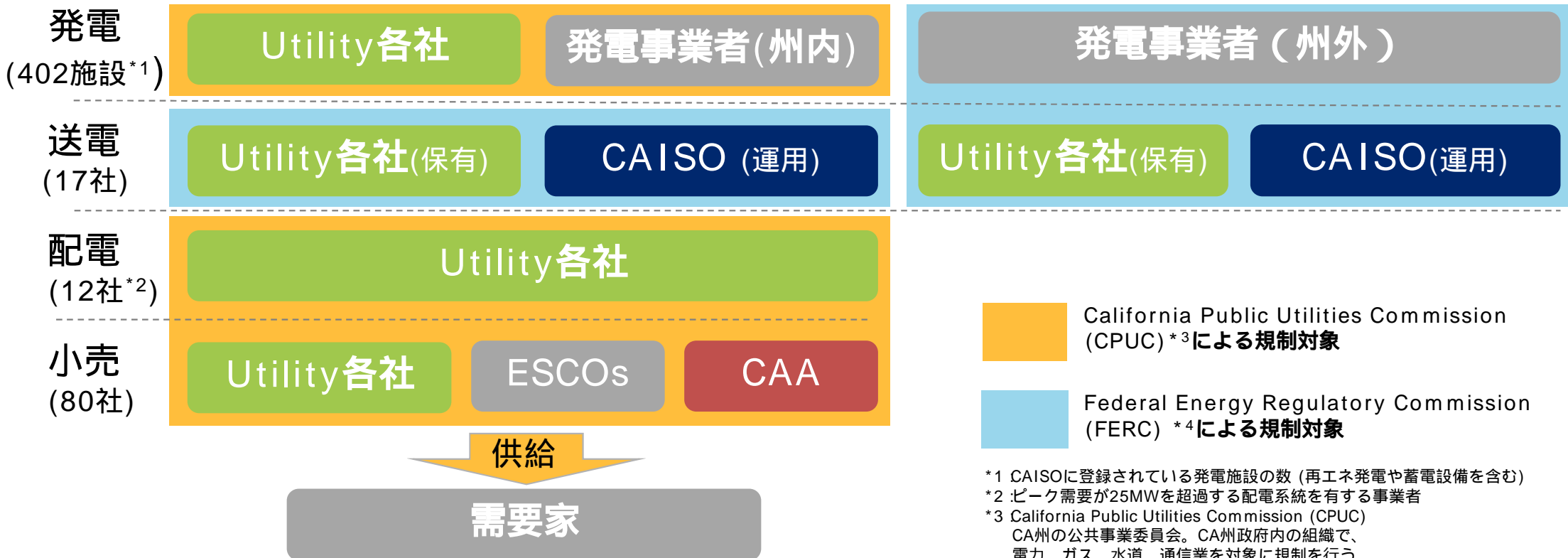
- 米国CA州内の電気事業は、California Public Utilities Commission(CPUC)により、規制される。


CA州の電力体制】


- 過去には、全面自由化や発電、送電、配電、小売の分離を実施していた
- 2000年～2001年にかけて電力危機が発生したため、現在では垂直統合型に戻されている

【州内の電力供給】

【州外とのやり取り】



 California Public Utilities Commission (CPUC) *3による規制対象

 Federal Energy Regulatory Commission (FERC) *4による規制対象

*1 CAISOに登録されている発電施設の数 (再エネ発電や蓄電設備を含む)
 *2 ピーク需要が25MWを超過する配電システムを有する事業者
 *3 California Public Utilities Commission (CPUC)
 CA州の公共事業委員会。CA州政府内の組織で、電力、ガス、水道、通信業を対象に規制を行う
 *4 Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
 アメリカ合衆国エネルギー省米国連邦エネルギー規制委員会

- CA州の電力事業に係る事業者の規模は、以下の通りである。

< 主要な事業者 >

発電
(402施設*1)

- ・ 民間電力会社：PG&E, SCE, SDG&E等
- ・ 市営電力会社：アナハイム市、リバーサイド市等

送電
(17社)

- ・ 民間電力会社(6社)：PG&E, SCE, SDG&E等
- ・ 市営電力会社(11社)：アナハイム市、リバーサイド市等

配電
(12社*2)

- ・ 民間電力会社(6社)：PG&E, SCE, SDG&E等
- ・ 市営電力会社(6社)：アナハイム市、リバーサイド市、ロサンゼルス市、サクラメント市等

小売
(80社)

- ・ 民間電力会社(6社)：PG&E, SCE, SDG&E, PacifiCorp等
- ・ 市営電力会社(46社)：アナハイム市、リバーサイド市、サクラメント市等
- ・ 電力組合 (4組合)：Anza Electric, Valley Electric等
- ・ Electric Service Provider(21社)：Shell Energy、Praxair Plainfield等
- ・ Community Choice Aggregator(3団体)：Marin Clean Energy等

*1 CAISOに登録されている発電施設の数 (再エネ発電や蓄電設備を含む)

*2 ピーク需要が25MWを超過する配電システムを有する事業者

- 米国CA州内の送配電事業者(Utility)は、垂直統合型の事業者が多い。

【CA州の制度概要】

- 事業者によってその事業領域は異なる。

< 主要な送配電事業者 (Utility各社) の事業領域 >

事業者名	発電事業	送電事業	配電事業	小売事業	
Pacific Gas and Electric Company (PG&E)	○	○	○	○	} 民営
Southern California Edison (SCE)	○	○	○	○	
San Diego Gas & Electric Company (SDG&E)	○	○	○	○	
City of Anaheim	○	○	○	○	} 市営
City of Riverside	○	○	○	○	
Sacramento Municipal Utility District	○	×	○	○	

ネットワークタリフのベース制度

- 米国CA州の料金設定のプロセスとして、General Rate Case(GRC)があり、3年ごとにレベニュー要求を見直している。

■ General Rate Caseのプロセス

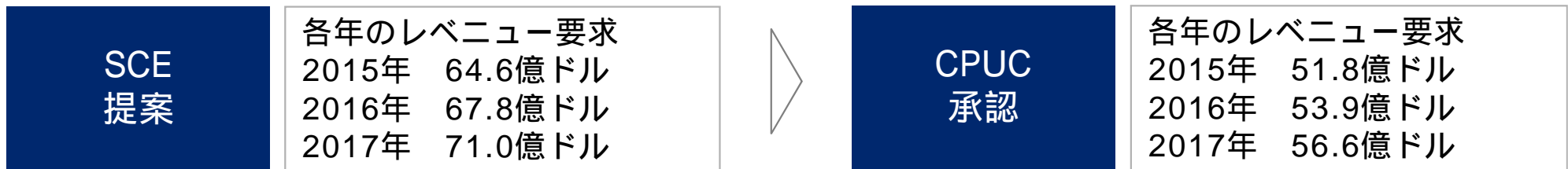
	Phase 1	Phase 2	
	Marginal cost	Revenue Allocation	Rate Design
概要	今期3か年のレベニュー要求をベースに次期3か年のレベニュー要求を決定する	Phase 1で承認されたレベニュー要求を、各Class（住民、商業、農業、路上照明等）に振り分ける	Classごとに振り分けられたレベニュー要求から料金を設定する
規制	CPUCが審査・承認 (送電のみFERC)	CPUCが審査・承認	CPUCが審査・承認
備考	<ul style="list-style-type: none"> • 物価上昇を予測し、予め2年目及び3年目のレベニューに加算している • 審査には、消費者団体、IPP、他の民営電力会社が関与している • GRCの1年目を民営電力会社ごとにずらしている(2017 PG&E、2018 SCE、2019 SDG&E) • 3年ごとの洗替え対応は負担であり、費用増につながっていることから、4年周期に延伸してほしいと、電力会社と消費者団体は要望している 		

- GRCのプロセスにおいて、CPUCだけでなく消費者団体を巻き込み、レベニュー要求を詳細に審査することで、過剰投資の抑制を図っている。

< TSO及びDSOのコスト削減を促す制度 >

制度名	概要
審査による過剰投資の抑制	<ul style="list-style-type: none"> レベニュー要求の内容の審査 （3年周期、または、電力会社によるAdvice Letter提出時） CPUCは発電、配電、小売に関するコストについて、CAPEX、OPEX、課税、物価上昇、減価償却等の観点から、詳細に審査・承認 （送電に関するコストはFERCが審査・承認） 消費者団体等の提案内容も考慮している

－GRCプロセスの一例：SCEのレベニュー要求(2015-2017)－



TSO及びDSOのコスト削減を促す制度（2/2）

（背景）送電設備に関するレベニュー要求は、2007年～2017年において、年々増加している。

規制 機関

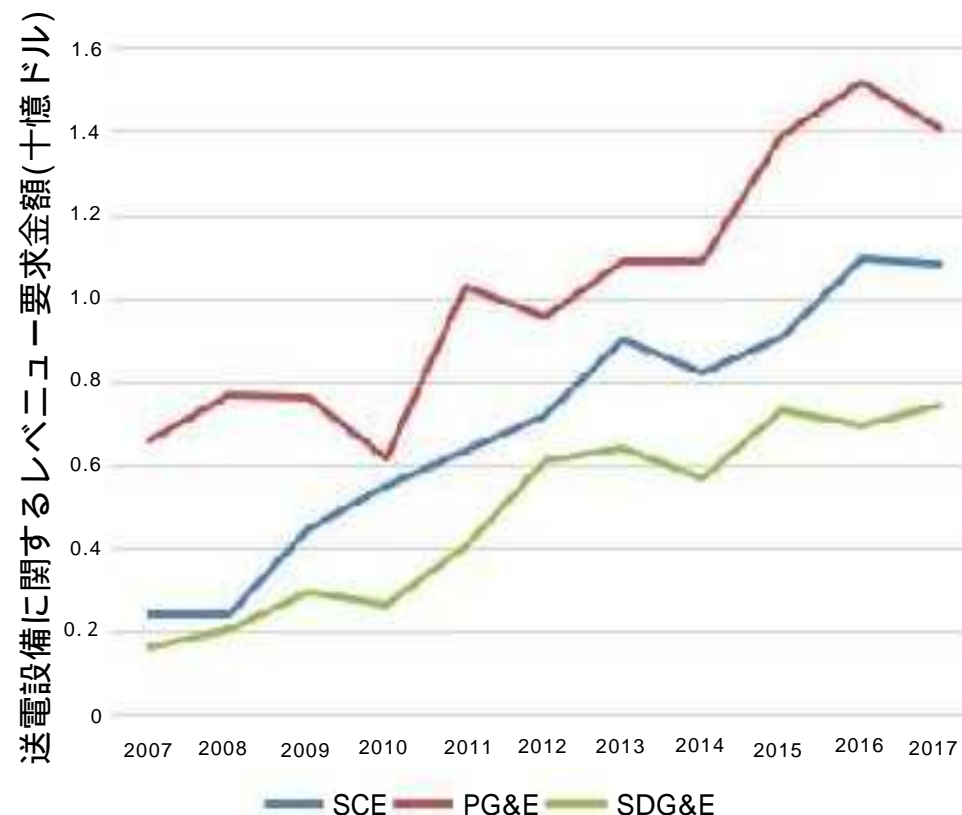
- 米国連邦エネルギー規制委員会 (FREC) *1

原因

- 老朽化設備の更新
- 新規の発電所への接続
- サイバーセキュリティ強化

備考

- カリフォルニア公益事業委員会 (CPUC) やカリフォルニア独立系統運用機関 (CAISO) の審査や承認を受けずに、電力会社が送電設備案件を自ら進めており、この見通しの甘い投資計画が費用増につながっている
- CPUCは送電設備の計画段階において、透明性やステークホルダーの関与を求めている



米国CA州の送電に関するレベニュー要求*2の推移 (2007年～2017年)

*1 : 発電や配電はCPUCが規制、 *2 : Reliability ServicesやTransmission Access Chargeの費用は含まず

- R&Dへの投資を促す事例として、Electric Program Investment Charge (EPIC)というファンド制度がある。

背景

- クリーンなエネルギーに関する投資を促すために、2011年CPUCによって立ち上げられたファンドである

制度の内容

- 使用できる用途は、R&D、技術導入、市場形成の3点のみ
- 注力されている投資対象は、再エネを考慮したマイクログリッド、LED照明、ZEH住宅及び新しい発電設備（下水の汚泥活用）等
- 2011年～2018年の間で300を超える数のプロジェクトが採択されている
- 3年周期で予算が見直される(2012～2014年、2015～2017年)
- CPUCが3か年プランを承認する

備考

- 予算の80%をCalifornia Energy Commission(CEC)が負担し、残りの20%を民営電力会社(PG&E、SCE、SDG&E)が負担する
- 電力会社では、配電に関する費用として計上している
- 2018～2020年の予算は、5.5億ドルである

予期せぬ変動リスクに対応する制度

- 大災害・事故リスクに対応する制度として、Z-factor、CEMA、MEBAがあり、CPUCの審査を経て、必要な費用をレベニューに含むことができる。

	Z-factor	Catastrophic Event Memorandum Account (CEMA)	Major Emergency Balancing Account (MEBA)
概要	<ul style="list-style-type: none">• 設備に関係のない予測/制御不能コストに対する調整(税率や法制度の変更、自然災害等)• 期中調整において承認	<ul style="list-style-type: none">• 災害に対するコストを補償する制度• GRCに予め積算	<ul style="list-style-type: none">• PG&Eにのみ認められている災害に対するコストを補償する制度• GRCに予め積算• CEMAより大きな金額を補償
規制	CPUCが審査・承認	CPUCが審査・承認	CPUCが審査・承認
費用上限	500~1,000万ドル/event	3,000万ドル	1億ドル
備考	<ul style="list-style-type: none">• 2008年の嵐でPG&Eは8,900万ドルの損害を受けたが、CEMA制度では2,800万ドルだけしか回収できなかった• 2008年の嵐を背景として、災害へのリスクをより補償するために、2014年のGRC手続きでMEBA制度が承認された		

2.3.2 ニューヨーク州

ネットワークタリフのベース制度（1 / 3）

- 米国NY州の送配電事業者は、3年毎にMultiyear Rate Plan（MRP）を公表することが義務付けられるが、承認のプロセスはない。

規制期間	内容
3年	<ul style="list-style-type: none">• 送配電事業者は、3年毎にMultiyear Rate Plan（MRP）を公表することが義務付けられるが、これについての承認プロセスはない• 料金を変更する場合は、Rate Caseを申請して行政法判事及びPSCに承認されれば、料金を改訂できる• CA州と同様にDe-Coupling制度が導入されている

- 米国におけるネットワークタリフの調整：米国では多くの州がMultiyear Rate Plan（MRP）を採用しており、物価・需要変動に対する調整は、審査等を行うことなく、自動的に行われる。

- Multiyear Rate Plan（MRP）：複数年のレベニューを設定し、定期的に期中調整する仕組み

$$\text{growth Revenue} = \text{growth ARM} + Y + Z$$

Attrition Relief Mechanism (ARM)

- 設備そのもののコストを確認せずに、自動的に収入上限の調整を行うメカニズム
- 顧客の増減や物価変動等の情報を基に将来予測を行い、複数年に亘る調整を行う
- ARMとDecoupling Mechanismを組み合わせることで、レベニューキャップ制度に類似した効果を発揮する

Y Factor

- 燃料及び電力購入に掛かるコストに対する調整

Z Factor

- 設備に関係のない予測/制御不能コスト（例：法制度の変更によりかかったコスト、自然災害によってかかったコスト等）に対する調整
- 基本的な要件は以下：
 - 要因：外部要因によるものであること
 - 重要性：大きな影響を与えるものであること
 - 制御不能：コントロール不可能な要因であること
 - 注意：注意していたにも関わらず発生した事象であること

ネットワークタリフのベース制度（3/3）

- Rate Case : NY州の託送料金はRate Caseによって期限付きで決定され、この審査の中でコストに対する確認が行われる。

【Rate Caseとは】

- 電力（及びガスや水道）の託送料金額に変更が必要な際、「事業者側からの申請」または「NYPSCが開催を決定」することによって行われる審査プロセス（設備投資計画の変更等も含む）
- NYPSC主導により行われ、幅広い分野の人材がParty（外部グループ）として審査に参加することも可能（例：産業等の大規模電力需要者、公的機関、民間人の代表、低所得・老人の代表者）
- 申請をする際、事業者はOPEX、CAPEX、今後の投資見込み額、減価償却費、税金等の費用を提出する必要がある
- Public Service Commission (PSC)は、事業者より審査の申請が行われた後、11か月以内に判断を行う必要がある
- Rate Caseの判決には通常期限があり、本来は1年期限であるが、近年では3年期限の判決が行われることが多く、これら期限付きの判決についても、次のRate Caseが申請されるまでは適用される

申請提出後のプロセス

1-4か月目

- NYPSC内に専門家（弁護士、会計士、エンジニア、フィナンシャルアナリスト等）による審査チームが結成され、審査が行われる
- 審査チームは反対意見や代替案の提案を行う（外部グループによる反対意見等の提出も可能）
- 行政法判事によって意見や証拠等が集約され、PSCに対するアドバイスが行われる

5-7か月目

- 反対意見等に対して事業者による反論が行われ、関連する人物へのヒアリングが行われる
- 参加者は行政法判事に対して意見を述べることも可能

7-9か月目

- 行政法判事によって意見が集約され、推奨される判決が提供される
- 関連する業界へのヒアリング等も実施される

10-11か月目

- NYPSCによる判決結果の最終確認、顧客への課金額（託送料金）の変更に必要な手続きを行う

電力供給体制と規制 (1/2)

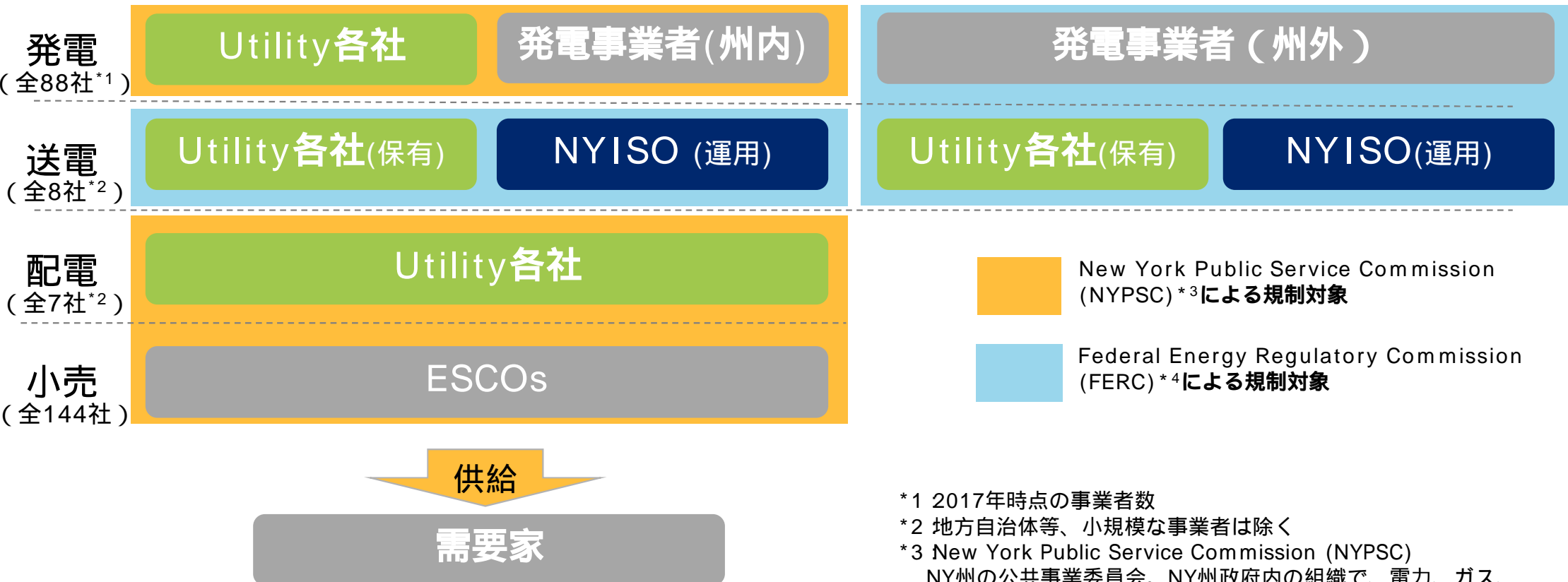
- 米国NY州内の電気事業は、New York Public Service Commission(NYPSC)により、規制される。

【NY州の制度概要】

- NY州では明確な州電力再編法はなく、NYPSCの下でREV等の改革を行っている。
- 発電、送電、配電、小売の分離を推奨してはいるが、現状法律としてある訳ではない。

【州内の電力供給】

【州外とのやり取り】



*1 2017年時点の事業者数
 *2 地方自治体等、小規模な事業者は除く
 *3 New York Public Service Commission (NYPSC)
 NY州の公共事業委員会。NY州政府内の組織で、電力、ガス、水道、通信業を対象に規制を行う
 *4 Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
 アメリカ合衆国エネルギー省米国連邦エネルギー規制委員会

2.1 電力供給体制と規制 (2/2)

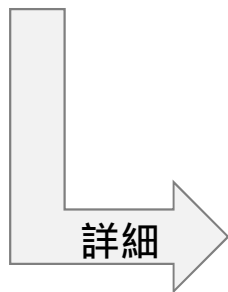
- 米国NY州内の主要送配電事業者 (Utility) は、明確に送配電分離を行っている訳ではなく、また、事業者によって事業領域は異なる。

< 主要送配電事業者 (Utility各社) の事業領域 >

事業者名		発電事業	送電事業	配電事業	小売事業	
Consolidated Edison グループ	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	○	○	○	×	} 民営
	Orange and Rockland Utilities	×	○	○	×	
	Central Hudson Gas & Electric	△	○	○	×	
AVANGRID グループ	New York State Electric & Gas (NYSEG)	○	○	○	×	
	Rochester Gas & Electric (RG&E)	×	○	○	×	
	National Grid	○	○	○	×	
	PSEG Long Island	×	○	○	×	} 州営
	New York Power Authority	○	○	×	×	

- 米国NY州では、分散型電源の普及によって送配電系統の設備投資を回避し、コスト削減を促している。

制度名	概要
Net Plant Reconciliation Mechanism (Claw back Mechanism)	分散型電源 (DER) への接続促進を目的とした制度。設備投資を回避し、DERに接続することでインセンティブを得ることができる



- 2016年より開始された「Reforming the Energy Vision (REV)」の一環として追加された制度
- 分散型電源 (DER) 及びNon-wire alternatives (NWA) *1全般の促進を目的とした制度であり、設備投資の代わりにDERへ接続することでインセンティブを得ることができる
- 既にベースレベニューとして承認済みの設備投資プロジェクトについて、DERに切り替えたとしてもその分はレベニューとして認められる
- 将来的には、Claw Back Mechanismによって削減された投資金額について顧客に還元する等、制度は一部修正される予定

*1 Non-wire alternatives (NWA)

送配電グリッドの代替となる設備投資及び運用の総称。NWAの活用は設備投資の回避によるコスト削減や、混雑回避を目的とする

TSO及びDSOに必要な投資を促す制度

● REVの一環として、送配電事業者の新たなビジネスモデルの構築を行っている。

【Reforming Energy Vision (REV) Track 2】

- REVの一環として、分散型電力を主軸としたビジネスモデルの構築を目的とした施策
- 従来のレベニューモデルでは、送配電事業者は、（電力需要が上昇しない状況においては、）設備投資コストを回収するために託送料金を上げざるを得なかった
- 改革を行い、DERの接続を増やすことで、1) 送配電事業者による設備投資を削減し、2) 送配電事業者の収入源を増やし、3) 電力料金を維持しつつ収益性を高めることができる
- 改革後は、送配電事業者は、Distributed system platform（DSP）の構築・運用と、送配電システム管理の両方を行うこととなる

収益メカニズム

Shared Savings Approach

- Net Plant Reconciliation Mechanism（Claw back Mechanism）等の導入によって、DERの接続を増やすことがインセンティブとなる仕組み

Platform Service Revenue（PSR）

- 送配電事業者の主な収益が、DSPに関わる製品/サービスの販売、他事業者と共同で実施した事業の収益、または付加価値のあるサービス（例：データ分析等）等になる
- 上記の収益は、消費者及び株主に還元される（あるケースでは80%が顧客へ還元され、残り20%が事業者の収益となっている）

Earning Adjustment Mechanism

- REVの目標達成度に応じて、インセンティブがレベニューに加算される仕組み
- 各送配電事業者はNYPSCと協議の上で、領域、目標及びインセンティブを協議し決定
- 領域には以下が含まれる：
 - ・ システム効率向上/ピークカット
 - ・ エネルギー効率向上
 - ・ 分散型電源への接続の向上
 - ・ カスタマーエンゲージメントの向上
 - ・ 温室効果ガスの削減等

*1 Distributed system platform（DSP）

REVの一環で構築される分散型電源プラットフォーム市場。分散型電源、大規模発電事業者、消費者及びその他関連事業者による、市場に適した運用を目指す（出所）REV Connect Team, Utility Business Model Primer

予期せぬ変動リスクに対応する制度

- 送配電事業者の嵐による損害費用は、Major Storm Reserve Fundingによって補填される。

制度名	概要
Major Storm Reserve Funding	大型の嵐（Major Storm）による損害費用を補填するため、送配電事業者は毎年定められた額を消費者に課金して積み立て、それを有事の際に使用することが可能である

詳細

- NY州の「NYCRR 16」では、大型の嵐とは「電力を供給する顧客（供給エリア）のうち、10%が24時間以上の停電被害を受ける規模の嵐」と定義されている
- Major Storm Reserveの積み立て額は事業者によって異なる（例：CECONYの場合は年間21.4百万ドル、Orange and Rocklandの場合は年間7百万ドル程度）
- 嵐以外の自然災害については特にファンドはなく、個別に対応を行っている（例：“気温”によって送配電事業が妨げられることがあるが、申請すればこれをSAIDI/SAIFIの評価から除外することも可能等）



2.4 フランスのネットワークタリフ制度

TURPE5策定に向けてのスケジュール（TSO及びDSO）



- CREは、公開聴聞やラウンドテーブルの実施、監査法人・コンサル会社からの専門的な意見を受けて、最終的なタリフ基準を決定している。

- TURPE5策定までの協議や公開聴聞スケジュール -

	2015						2016														
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
マイルストーン							● TURPE5の枠組みの策定						● 枠組みに関する報告書を国に提出	● 監査法人・コンサル会社による推奨タリフ基準の分析結果発表							● CREによる最終的なタリフ基準の発表
ステージ	タリフの枠組みの検討											タリフの構成の検討		詳細なタリフ基準及び規制についての検討							
公開聴聞	● 第1回公開聴聞	43のステークホルダーが参加					23(TSO)、54(DSO)のステークホルダーが参加					● 第2回公開聴聞	● 第3回公開聴聞	27(TSO)、31(DSO)のステークホルダーが参加							
その他協議会等	● ラウンドテーブルの実施	● 電力事業者（供給者）や消費者団体を含む											● ラウンドテーブルの実施	● TSO、DSOへのヒアリング	● 電力事業者（供給者）や消費者団体を含む						

(出所1) CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p. 2, 5, 9

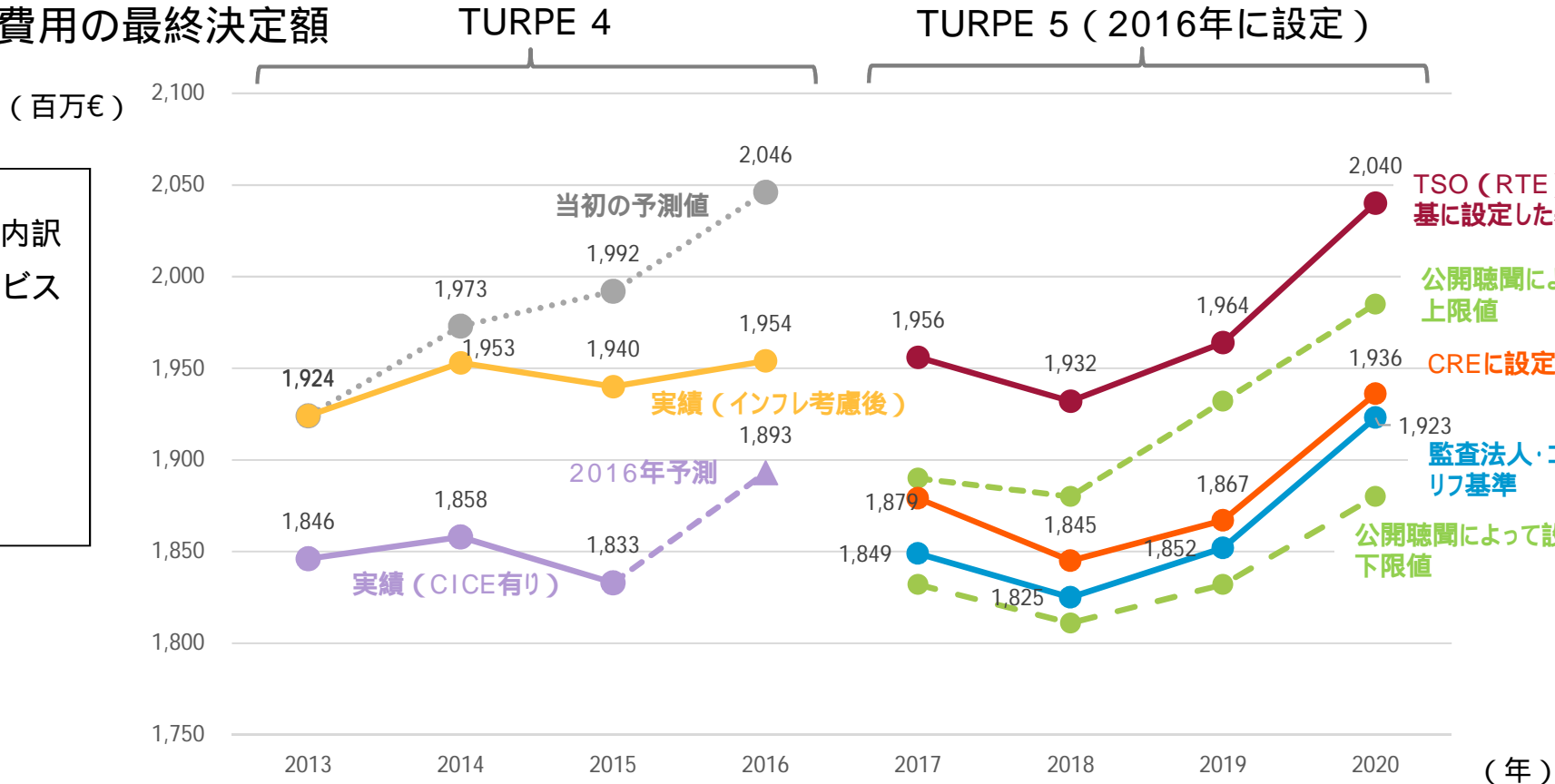
(出所2) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT p. 12

ネットワークタリフのベース制度（TSOの洗替）（1/2）



- 総運営費用について、事業者へのヒアリング、公開聴聞、監査法人・コンサルの分析結果等を基に、CREが費用を最終決定する。

■ 総運営費用の最終決定額



総運営費用の内訳

- 材料・サービス購入費¹
- 人件費
- 租税公課
- 営業費用²
- 控除収益³

（出所1）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p.48, p. 50

（出所2）CRE (H3P)、Audit du niveau des charges d'exploitation et des prévisions de RTE pour la période 2013-2021 p. 9, 10

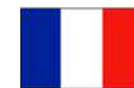
注記1：CICEとは、競争力強化・雇用促進税額控除を指し、社会保障額の減額にあたる。CREは、この控除額も総運営費に含めるべきであると考えている。

1：管理可能経費（企業の履行契約から生じる経費）及び管理不能経費（契約外費用）等

2：代理店手数料（EDF従業員への電力料金割引の供給に関連する費用）、除却資産の正味価値、ライセンス・ソフトウェア費用等

3：役務収益、その他営業収益、固定資産自家建設高等

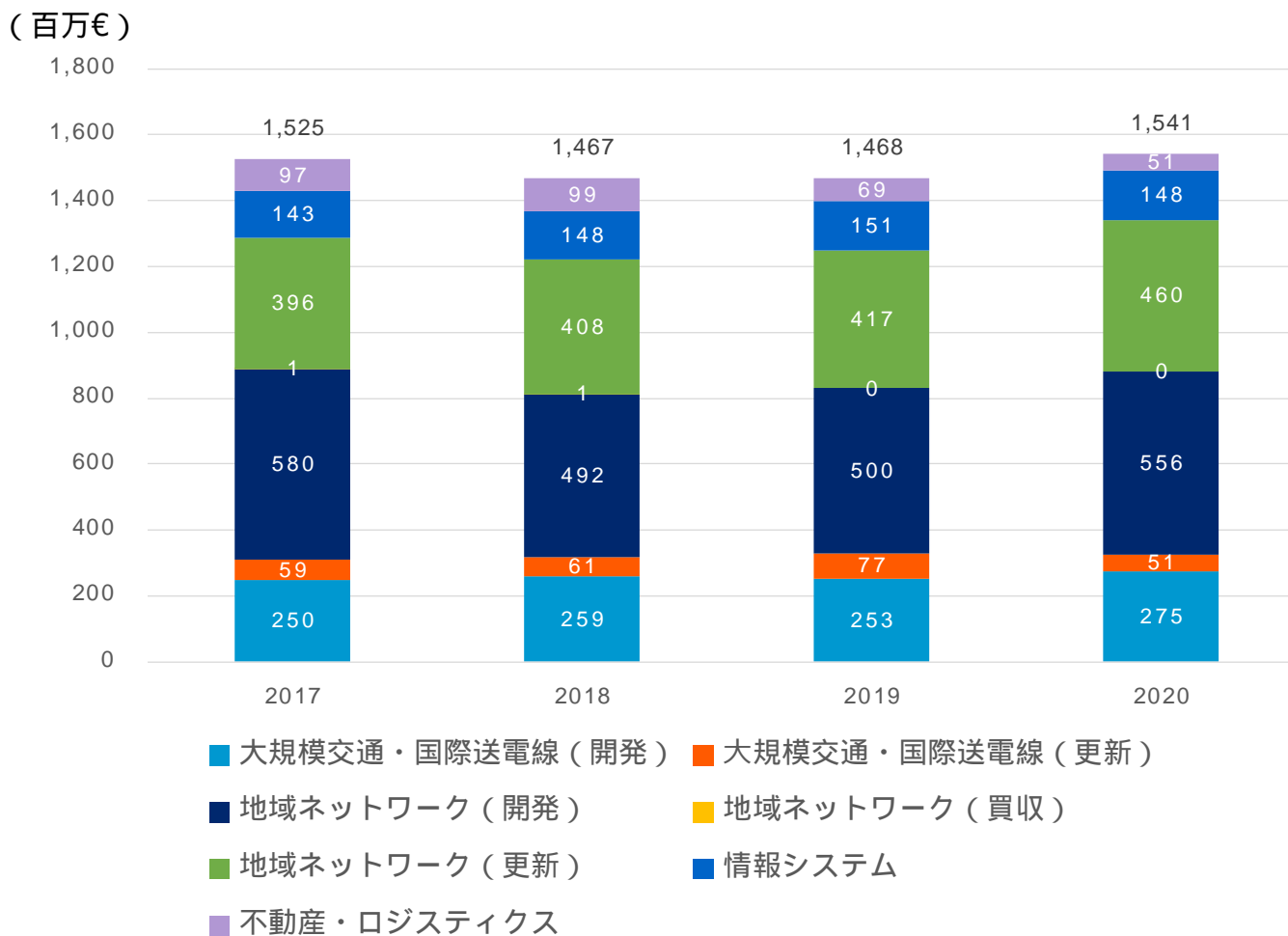
ネットワークタリフのベース制度（TSOの洗替）（2/2）



- 設備投資費用について、CREはTURPE5の決定額を以下の通り設定した。

■ 設備投資費用の最終決定額

- TURPE5期間中（2017-2020）の平均設備投資総額は、TURPE 4期間中（2013-2016）の平均設備投資総額に比べて、3.9%増加



(出所) CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p.56

ネットワークタリフのベース制度（DSOの洗替）（1/2）

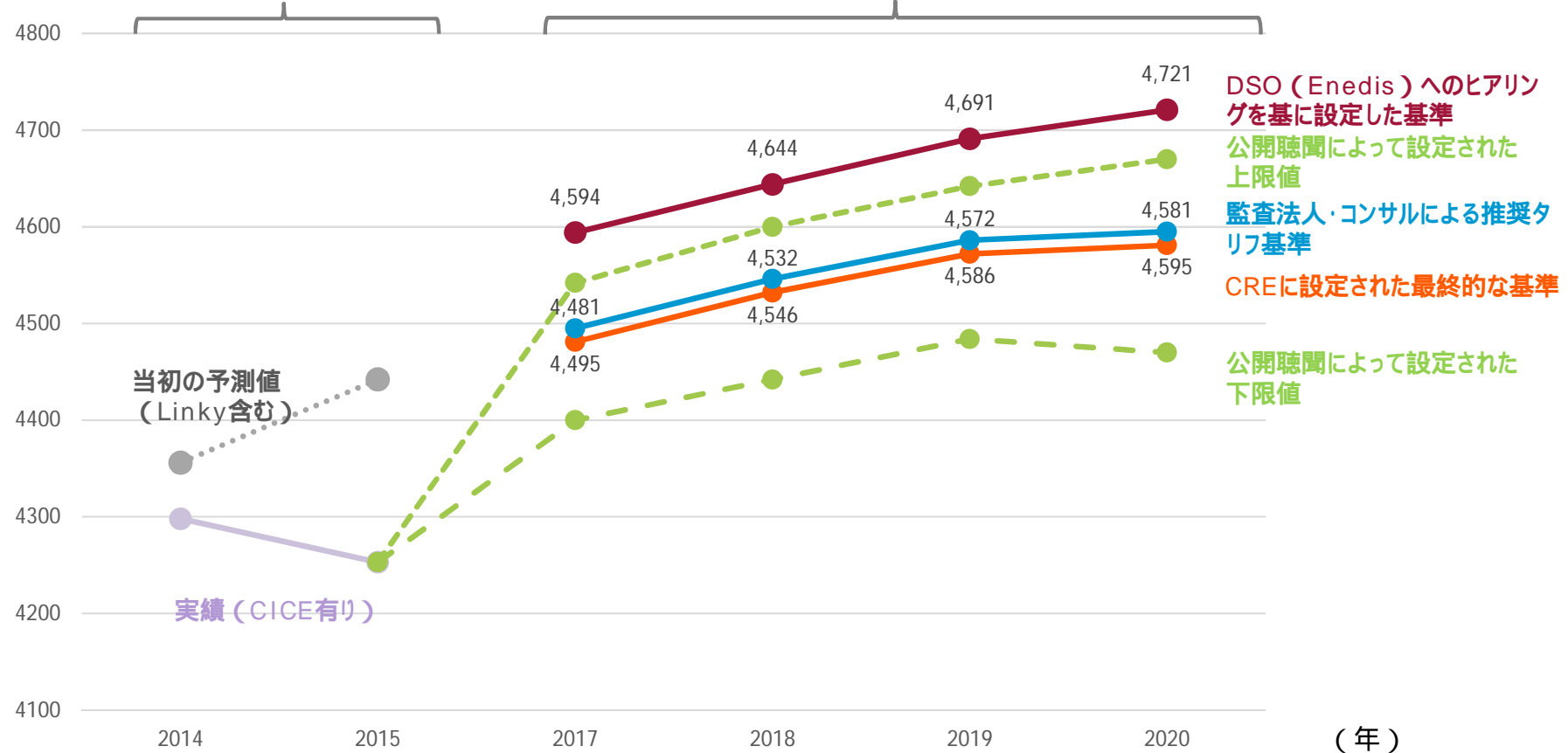


- 総運営費用について、事業者へのヒアリング、公開聴聞、監査法人・コンサルの分析結果等を基に、CREが費用を最終決定する。

■ 総運営費用の最終決定額 TURPE 4 TURPE 5（2016年に設定）

（百万€）

総運営費用の内訳
 材料・サービス購入費¹
 人件費
 租税公課
 営業費用²
 共通費用項目においての調整³



（出所）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT p.5859、62、63、67

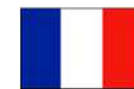
注記：CICEとは、競争力強化・雇用促進税額控除を指し、社会保障額の減額にあたる。CREは、この控除額も総運営費に含めるべきであると考えている。

1：サービス購入費、産業用不動産関連費用、ITおよび電気通信費用、コンサル料等

2：代理店への電力供給に関連する費用（EDF従業員への電力料金割引の供給に関連する費用）、解体資産の正味帳簿価額、その他雑費

3：インフレ予測の修正に関する費用等

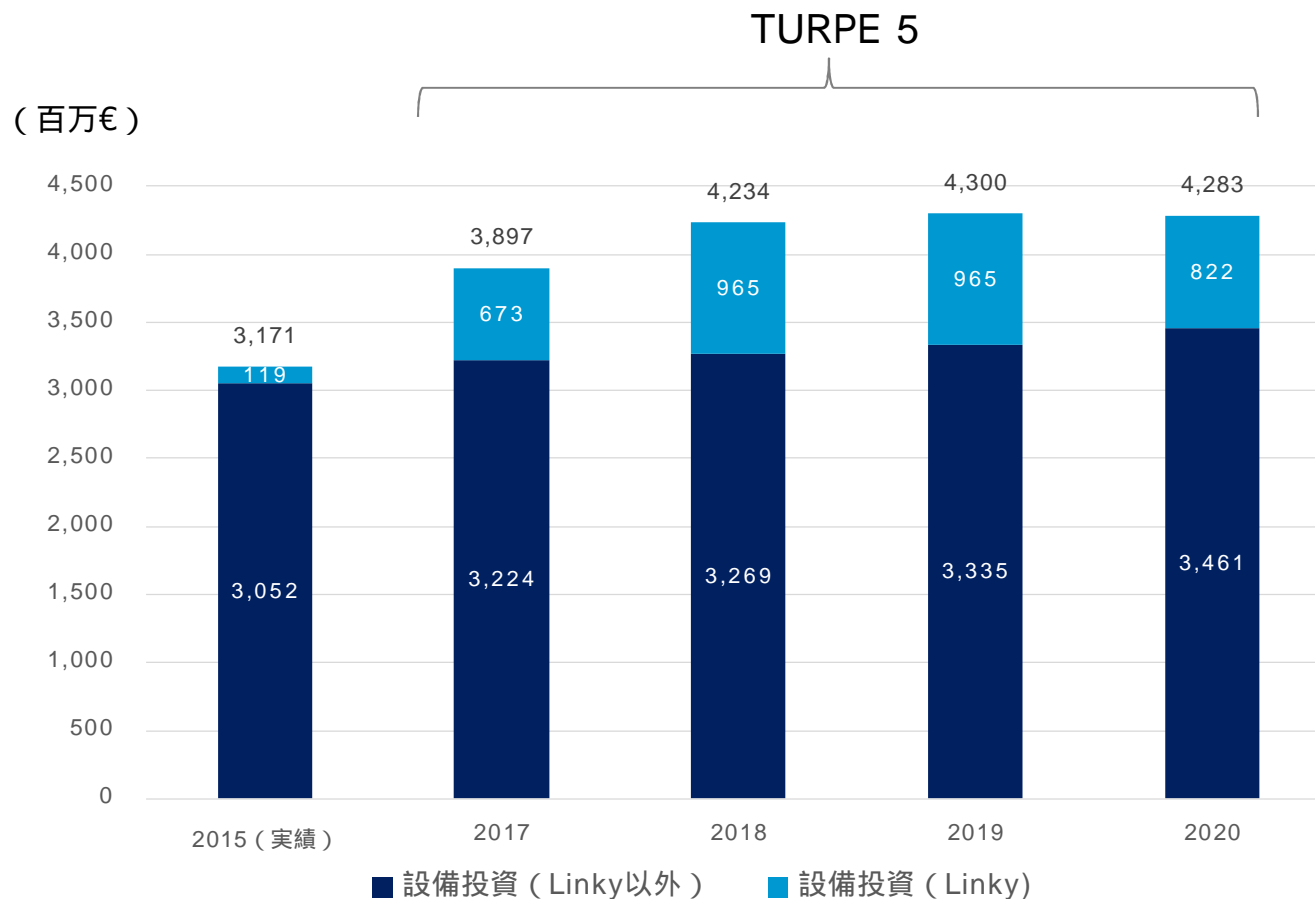
ネットワークタリフのベース制度（DSOの洗替）（2/2）



- 設備投資費用について、CREはTURPE5の決定額を以下の通り設定した。

■ 設備投資費用の最終決定額

- TURPE5期間中（2017-2020）の平均設備投資総額（Linky以外）は、2015年の設備投資総額実績（Linky以外）に比べて、約9%増加



(出所) CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT p.70

TSOのコスト削減を促す制度



- 「オフグリッド」資産（送配電網以外）の資本コストは、CRCPによる調整から除外される。

「オフグリッド」 資産

- 不動産、車両、情報システム、蓄電池等、送配電網以外の資産を指す
- RTEのTURPE 5期間中の予定総投資額の14%（8.31億ユーロ）

Revenue Cap への反映

- 上記資産への投資に関する資本コストは、CRCPによる期中調整の範囲外
- オフグリッド資産への投資による「利益」や「損失」は100%RTEの負担
- 但し、2020年運転開始予定の「RINGO」バーチャル送電線プロジェクト（送電線を増設せず、100MWの蓄電池を活用）の資本コストは、CRCPによる期中調整の対象

公開聴聞の結果 （2016年7月）

- 「オフグリッド」資産に係るコスト抑制に寄与する制度について、過半数のステークホルダーが賛成
- しかし、RTEはオフグリッド投資による「利益」や「損失」の負担割合について、利用者とRTEで、3：7とすることを希望

（出所1）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p. 17, 83

（出所2）Renewables Now <https://renewablesnow.com/news/frances-rte-unveils-virtual-power-lines-project-560962/>

（注記）オフグリッド資産のうち具体的に「蓄電池」の明記はないが、RINGOプロジェクトにおける事例があるため、記載している

TSO及びDSOに必要な投資を促す制度（1/3、TSO）



- 国際連系線の開発を促すために、プレミアムやペナルティーが付与される。

国際連系線への投資インセンティブ

- エネルギー法 L. 341-3条項に基づき、CREはTSOやDSOネットワークを拡大するために必要なインセンティブを導入する方針を掲げている
- ネットワーク拡大の実現に向けて、国際連系線の開発は不可欠とされており、下記3つのインセンティブを設けている

プロジェクト 段階	インセンティブ名	内容
1) 建設前	投資実現のための固定 プレミアム	<ul style="list-style-type: none"> • 早期投資促進のために一定に付与されるプレミアム（ユーロ建て） • プロジェクト毎の推定純利益によりプレミアムが固定される • RTEと他地域（他国）間において、国際送電線設置費の負担に応じてプレミアムを付与
2) 建設後	コスト最小化のための プレミアム及びペナル ティー	<ul style="list-style-type: none"> • プロジェクトの目標コストと実質コストの差異によって算定 • 実質コストが目標コストを上回るとペナルティーが生じるが、一定程度に制限される
3) 設備 稼働後	効率的利用に関するプ レミアム及びペナル ティー（設備稼働後10 年間のみに適用）	<ul style="list-style-type: none"> • 計画されていた設備稼働率を下回った場合、ペナルティーを付与 • ペナルティーは定められた固定プレミアムを相殺するレベルが上限

（出所）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p. 15
 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mars 2015 portant décision relative au mécanisme d'incitations financières du projet d'interconnexion « Savoie-Piémont »

TSO及びDSOに必要な投資を促す制度（2/3、TSO）



- 国際連系線の開発を促すために導入されたインセンティブ制度に対して、RTEは自社の管轄外と主張している。

公開聴聞の結果 (2016年7月)

- 国際連系線開発に関するインセンティブ制度について、CREを含む過半数のステークホルダーが賛成
 - 但し、RTE及びその他ステークホルダーは、国際連系線の設備稼働率はRTEの管轄外と考えており、上記CREの主張に反対
- CREは、設備稼働率が低い国際連系線に必要以上のプレミアムを付与しないために必要なインセンティブであると主張
 - CREはさらに、RTEが懸念しているペナルティーについては、当初のプレミアムを相殺するレベルまでであるため、RTEにとっての負担にはならないと主張
- その他、プレミアム・ペナルティーの計算に必要なパラメーターは、各プロジェクト毎に決定される
 - プロジェクトの評価に必要なパラメーターは、少なくとも支出決定時の7か月前までに、RTEがCREに提出

TSO及びDSOに必要な投資を促す制度（3/3）



- 研究開発費（R&D）は、CREが認めれば、レベニューキャップに含むことが可能である。ただし、費用の実績値が計画値を上回れば、RTEの負担となる。

R&D費・スマートグリッド投資の概要

- CREはスマートグリッド投資に注力しており、必要な研究開発費に関して費用発生前のインセンティブ及び費用発生後の実績管理制度を導入
- RTEはCREに、その年の第1四半期中に前年の貸借対照表を提出
- CREは、2年毎にRTEのR&D及びイノベーションに関する方針を発表

計画段階のR&D費（費用発生前）

- 認められたR&D費は全額レベニューキャップに含めることが可能
- スマートメータ導入に係る費用もレベニューキャップに含めることが可能

R&D費の実績管理（費用発生後）

- R&D費の適正化を図るために、以下の制度を導入
 - R&D費の実績が計画を上回れば、差額はRTEの自己負担
 - 一方、実績が計画を下回れば、差額は、CRCPによる調整の対象となり、利用者（消費者）に返還

（出所1）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB p. 24、 88-89

（出所2）CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

3 補足資料

略語の説明（1 / 2）

略語	正式名称	説明
ARM	Attrition Relief Mechanism	顧客の増減や物価変動等の情報を基に将来予測を行い、複数年に渡っての調整を行う仕組み
CAISO	California Independent System Operator	カリフォルニア独立系統運用機関
CEC	California Energy Commission	カリフォルニアエネルギー委員会
CEMA	Catastrophic Event Memorandum Account	米国カリフォルニア州において電力会社の災害による費用を補償する制度
CICE	Crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi	競争力強化・雇用促進税額控除
CPUC	California Public Utilities Commission	CA州の公共事業委員会
CRCP	Compte de régularisation des charges et des produits	費用収益調整勘定
CRE	La Commission de régulation de l'énergie	エネルギー規制委員会（フランス）
DER	Distributed Energy Resources	分散型電源
DSP	Distributed System Platform	分散型電源プラットフォーム市場
EPIC	Electric Program Investment Charge	米国カリフォルニア州においてクリーンなエネルギーへの投資を促進するファンド制度
ESCO	Energy Service Companies	小売電気事業者
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	アメリカ合衆国エネルギー省米国連邦エネルギー規制委員会
GRC	General Rate Case	米国カリフォルニア州において電力会社の運営に必要な費用とそれを反映した料金設定をする制度

略語の説明（2/2）

略語	正式名称	説明
LRE	Load Related Capital Expenditure	新規拡張や上位系統の増強等に係る設備投資
MEBA	Major Emergency Balancing Account	米国カリフォルニア州においてPG&Eの災害による費用を補償する制度(CEMAよりも大きな金額を補償できる)
MRP	Multiyear Rate Plan	複数年のレベニューを設定し、定期的に期中調整する仕組み
NEM	Net Energy Metering	米国において再エネ導入を促進するために、再エネ設置者へインセンティブを与える制度
NLRE	Non-Load Related Capital Expenditure	既設更新等に係る設備投資
NWA	Non-Wire Alternatives	送配電グリッドの代替となる設備投資及び運用の総称
NYPSC	New York Public Service Commission	ニューヨーク州公益事業委員会
REV	Reforming Energy Vision	NY州エネルギー再建計画
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs	インセンティブベースの規制（英国）
RTE	Réseau de Transport d'Électricité	フランス電力公社 送電系統管理部門
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電回数
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
TURPE	Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité	公共送配電網使用料金（フランス）

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 トウシュ トーマツ リミテッド(英国の法令に基づく保証有限責任会社)のメンバーファームであるデロイト トーマツ 合同会社およびそのグループ法人(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都市に約11,000名の専門家を擁し、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)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サービス、リスクアドバイザー、税務およびこれらに関連するサービスを、さまざまな業種にわたる上場・非上場のクライアントに提供しています。全世界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、デロイトは、高度に複合化されたビジネスに取り組むクライアントに向けて、深い洞察に基づき、世界最高水準の陣容をもって高品質なサービスをFortune Global 500® の8割の企業に提供しています。“Making an impact that matters”を自らの使命とするデロイトの約245,000名の専門家については、[Facebook](#)、[LinkedIn](#)、[Twitter](#)もご覧ください。

Deloitte(デロイト)とは、英国の法令に基づく保証有限責任会社であるデロイト トウシュ トーマツ リミテッド(“DTTL”)ならびにその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の関係会社のひとつまたは複数指します。DTTLおよび各メンバーファームはそれぞれ法的に独立した別個の組織体です。DTTL(または“Deloitte Global”)はクライアントへのサービス提供を行いません。Deloitteのメンバーファームによるグローバルネットワークの詳細はwww.deloitte.com/jp/about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30年度電力市場
環境調査 (諸外国の電力ネットワーク
タリフ制度の詳細調査分析) 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
9 ~ 13	-	Ofgemの資料
19	-	BNetzAの資料
		以上