資料 4-1

海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会
第3回研究会　報告用資料

需給調整業務に係る費用の管理・回収の仕組み

平成30年12月3日

三菱UFJリサーチ&コンサルティング

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

EU指令・規則における考え方

EUにおける規定内容

○ TSOが採択する系統調整関連ルールは、インバランスに係わるネットワーク利用者への課金も含め、客観的、透明且つ非差別的であることが規定。これら諸条件は、各国規制機関の承認を経て設定される(2009年第三次EU電力指令(Directive 2009/72/EC) 第15条(7))。
⇒実際には、各国において多様なルールが存在

○ 「電力需給調整のガイドライン策定に関する規則」(Regulation (EU) 2017/2195)では、需給調整に係わる費用回収に関して、各国規制機関によって決定されたネットワーク料金またはその他の適切なメカニズムを通じて回収されることを規定(第8条(2))

2009年第三次EU電力指令(Directive 2009/72/EC)

Article 15 Dispatching and balancing
(…以下、中略…)
7. Rules adopted by transmission system operators for balancing the electricity system shall be objective, transparent and non-discriminatory, including rules for charging system users of their networks for energy imbalance. The terms and conditions, including the rules and tariffs, for the provision of such services by transmission system operators shall be established pursuant to a methodology compatible with Article 37(6) in a non-discriminatory and cost-reflective way and shall be published

EB規則 (REGULATION (EU) 2017/2195)

Article 8 Recovery of costs
1. Costs related to the obligations imposed on system operators or assigned third entities in accordance with this Regulation shall be assessed by the relevant regulatory authorities in accordance with Article 37 of Directive 2009/72/EC.
2. Costs considered as reasonable, efficient, and proportionate by the relevant regulatory authority shall be recovered through network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the relevant regulatory authorities.
3. If requested by the relevant regulatory authorities, system operators or assigned entities shall, within three months of the request, provide the information necessary to facilitate the assessment of the costs incurred.
4. Any costs incurred by market participants in meeting the requirements of this Regulation shall be borne by those market participants.

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

諸外国における調整力の費用回収

○ 調整力費用(調達費用(kW)、運用費用(kWh))の回収方法は、各国において異なっている。

諸外国における調整力の費用回収と商品価値との関係

	ドイツ		フランス		英国		ノルウェー		米PJM
	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	調達費用 kW	運用費用 kWh	
FCR（GF相当）	アンシラリー料金	—	アンシラリー料金	アンシラリー料金	アンシラリー料金	— 注1)	アンシラリー料金＆インバランス料金 注3)	インバランス料金	※信頼度制約付経済負荷配分
aFRR（LFC相当）	アンシラリー料金	インバランス料金	アンシラリー料金	インバランス料金	—	—	アンシラリー料金	アンシラリー料金	
mFRR	アンシラリー料金	インバランス料金	インバランス料金	インバランス料金	アンシラリー料金	— 注2)	アンシラリー料金＆インバランス料金 注3)	インバランス料金	
RR	—	—	インバランス料金	インバランス料金	アンシラリー料金	— 注2)	—	—	

出所）欧州各国は"SURVEY ON ANCILLARY SERVICES PROCUREMENT, BALANCING MARKET DESIGN 2016" （ENTSO-E）に基づき整理

注1) ENTSO-E調査によると、英国のFCRの運用費用（kWh）の費用回収は、"N/A"との記載があるが、詳細は精査が必要
注2) ENTSO-E調査によると、インバランス料金による費用回収と整理されているが、実態としては、インバランス料金算出の際に参照されているのみであり、直接的に費用回収しているわけではないと思われる。
注3) ENTSO-E調査によると、ノルウェーのFCRおよびmFRRの調達費用（kW)の費用回収は、"Mix of Grid Users and BRP"との記載があるが、詳細は精査が必要

(出所)広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」（2018）より引用

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

参考: ENTSO-Eによる比較分析

○ 欧州諸国のネットワーク料金の構成要素を見ると、調整力調達コスト(kW)はほぼすべての国で含まれているものの、調整力運用コスト(kWh)は各国により大きく異なる。(「ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017」より)

Unit Transmission Tariffs の計算に含まれる費用

Country	Infrastructure				System services									
	OPEX (Except System Services Losses And ITC)	Depreciation	Return on capital invested	ITC	Primary reserve	Secondary reserve	Tertiary reserve	Congestion Management (internal)	Congestion Management (cross border)	Black - Start	Voltage Control Reactive Power	System Balancing	Losses	Other
Austria	C	C	C	B/C	N	C	N	C	B/C	C	C	N	C	C
Belgium	C	C	C	B/C	C	C/B	C/B	C	C/B	C	C	N	C (estimated)	C
Bosnia and Herzegovina	C	C	C	B/C	C	C	C	N	B/C	C	N	C	C	N
Bulgaria	C	C	C	C/B	C	C	N	N	B/C	C	C	N	C	C
Croatia	C	C	C	B/C (estimated)	N	C	C	C	C	C	C	C/B	C	C
Cyprus	C	C	C	N	C	C	C	N	N	C	C	N	C	N
Czech Republic	C	C	C	C/B	C	C	C	C	C	C	C	C/B	C	N
Denmark	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	B/C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C/B (estimated)	B/C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	B/C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)
Estonia	C	C	C	B/C	N	N	C	N	C	N	C	N	C	C
Finland	C	C	C	C	N	N	C	C	C	C	C	C	C	C
France	C	C	C	C	C	C	C	C	N	C	C	N	C	C
Germany	C/B	C	C	C/B	C	C	C	C	C	C	C	N	C	C
Great Britain	C	C	C	C/B	C	C	C	C	C	C	C	C	N	C
Greece	C	C	C	C/B	C	C	N	N	B/C	C	N	N	C (estimated)	C
Hungary	C	C	C	C	C	C	C	C	N	C	C	B/C	C	B/C (estimated)
Iceland	C	C	C	N	C	C	C	N	N	C	C	C	C	N
Ireland	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	N	C	N
Italy	C	C	C	N	C	C	C	B/C	B/C	C	C	C	C (estimated)	C (estimated)
Latvia	C	C	C	B/C	C	C	C	N	C	N	C	N	C	N
Lithuania	C/B	C	C	B/C	N	C	C	N	N	C	C/B	B/C	C	N
Luxembourg	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Macedonia (FYROM)	C	C	C	B/C	N	C	C	N	B/C	C	C	B/C (estimated)	C	N
Montenegro	C	C	C	B/C	N	C	C	N	B/C	N	N	C	C	C
Netherlands	C	C	C	B/C	C	C	C	C	B/C	C	C	B/C	C	N
Northern Ireland	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	N	C	N
Norway	C	C	C	C	C	C	C	B/C	B/C	C	C	N	C	N
Poland	C	C	C	N	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C
Portugal	C	C	C	C/B	N	C/B (estimated)	N	N	B/C	N	N	N	C (estimated)	C
Romania	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C/B (estimated)	N	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	N	N	C (estimated)	N	C (estimated)	C (estimated)
Serbia	C	C	C	B/C	C	C	C	C	C/B	C	C	C	C	C
Slovakia	C	C	C	B/C	C	C	C	C	N	C	C	N	C	N
Slovenia	C/B	C/B	C/B	C/B	N	C	C	C	C/B	C	C	N	N	C
Spain	C	C	C	C	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C
Sweden	C	C	C	B/C	C	N	N	N	N	C	C	N	C	N
Switzerland	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	B/C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	B/C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C (estimated)	C

調整力調達コスト

調整力運用コスト

C if a given cost item is included in the calculation of the Unit Transmission Tariff.
- C/B if for a given activity there are both costs and benefits/revenues, the costs are higher than benefits, and the difference is included in the calculation of the Unit Transmission Tariff (surplus of costs).
- B/C if for a given activity there are both costs and benefits/revenues, the benefits are higher than costs, and the difference reduces the Unit Transmission Tariff.
- N if a given cost is not considered in the calculation of the Unit Transmission Tariff.
- C or C/B or B/C marked as "estimated" indicate that the cost item is not invoiced by the TSO and estimated values are provided for comparability purposes.

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

イギリス

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

需給調整業務に係る費用の管理・回収

○ イギリスのネットワーク料金は、接続料金(Connection Charge)、送電使用料金(TNUoS: Tranmission Network Use of System charge)、調整サービス料金(BSUoS: Balancing System Use of System charge)の3つから構成され、全ての系統利用者(発電者及び需要者)に対して請求される。

○ このうち、National Grid社による系統関連業務に係る費用は、全てBSUoSにより回収される。

○ 系統関連業務に係る費用は、需給調整メカニズム(Balancing Mechanism)の総コスト（調整力運用コスト（kWh）も含む）、需給調整サービス契約費用(アンシラリーサービスを含む)、その他コストより構成される(後述するBSUoSの内訳参照)。

イギリス送電料金の概要

区分	回収対象
接続料金	系統利用者や配電系統を接続する接続設備の年ベースの減価償却費と接続設備に帰着する維持・管理運用費
TNUoS	基幹送電系統の設置・維持費
BSUoS	需給バランス維持や潮流の安定化に要した費用(系統運用費用)

(出所)電力中央研究所「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

（参考）イギリスにおける調整力の分類

- イギリスにおける調整メカニズムは、市場参加者の入札に基づく需給調整「BM Offer and Bid」に加えて、系統運用維持に関わる「アンシラリーサービス」及び「その他サービス」より構成。
- サービスは多様化・細分化されており、調達方法についても、入札(tender)を通じた市場調達に加え、相対契約など多様

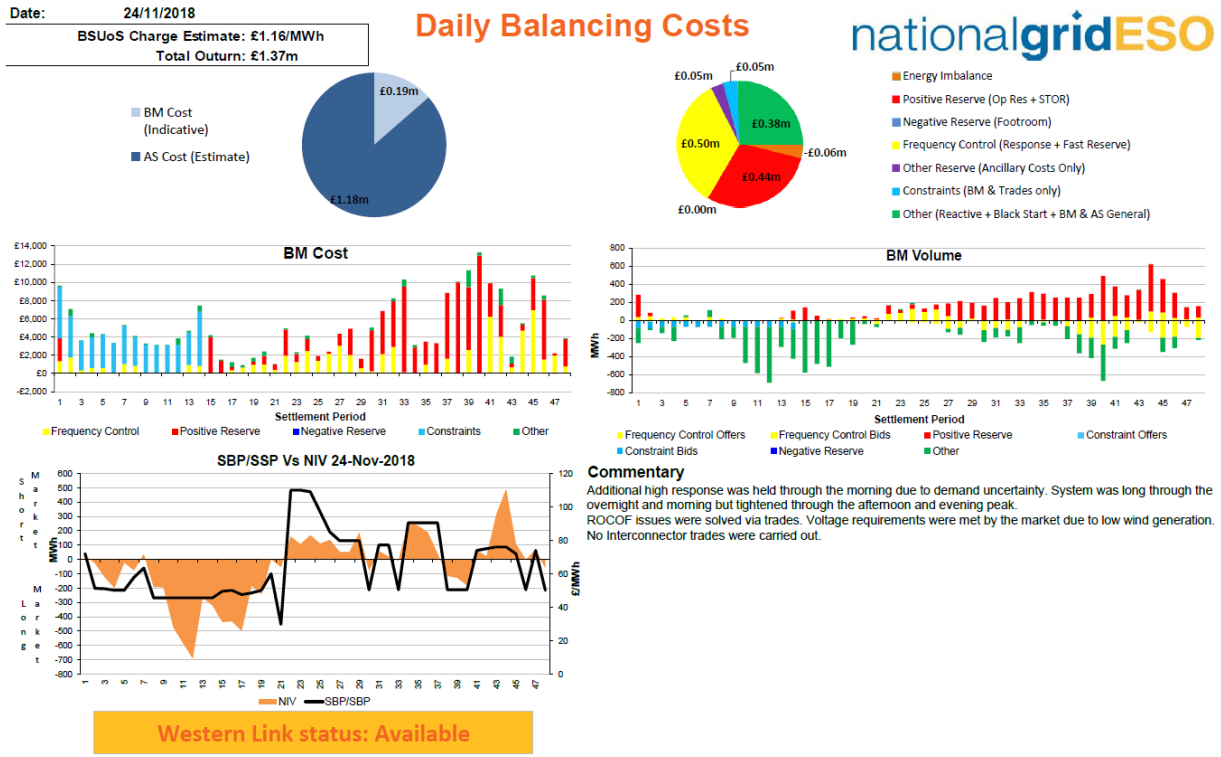
ENTSO-Eの分類	名称		特性	必要量目安	調達方法	調達時期	入札価格	落札リソース/落札価格決定方法	発動リソース決定方法	精算方法
周波数制御予備力(FCR) □	Frequency Response									
	Mandatory Frequency Response (MFR)	Primary Response	系統接続する大規模電源（出力100MW 以上）に義務付けられた、周波数変化に対応した有効電力による自動出力調整能力。周波数変化と給電指令後の応答時間の違い等により、左記 3 種類に細分化	必要量は非公開	供給義務					・kW 分＋kWh 分を精算
		Secondary Response								
		High Frequency Response								
	Firm Frequency Response (FFR)	Primary Response	入札により調達され、周波数応答義務を補完する役割 Mandatory Frequency Response と同様に、左記 3 種類に細分化		市場調達 相対契約	前月入札実施	・kW 価格 ・kWh 価格のいずれか一方、または両方	・入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを調達		・kW 分＋kWh 分を精算 ・Pay-as-bid 方式
		Secondary Response								
		High Frequency Response								
	Frequency Control by Demand Management (FCDM)		周波数低下リレーが作動した際に、自動的に需要家への供給を遮断することで周波数調整を提供するサービス		相対契約	12－24ヶ月の相対契約				・kW 分のみ精算
	Enhanced Frequency Response(EFR)		応答速度 1 秒以内のリソース(主に蓄電池)をターゲットとした、周波数応答サービス。2016 年入札実施、2017 年調達開始。		市場調達	年 1 回入札実施	・kW 価格			・kW 分のみ精算(※リソースのパフォーマンスに応じた調整あり)
	FFR Bridging Contract		デマンドサイドマネジメント提供事業者に容量 10MW 未満の FFR サービス契約の機会を与える。FFR の最小入札単位を引き下げた枠を設け、デマンドサイドマネジメント事業者の参加を促す		相対契約	12－24 ヶ月の相対契約の後、FFR 市場へ移				・kW 分＋kWh 分を精算
周波数回復予備力(FRR)	Fast Reserve		必要時に発電側の出力増加と需要側の需要抑制による調整能力を提供するサービス		市場調達 相対契約	少なくとも毎月、入札実施	・kW 価格 ・kWh 価格	・入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを調達		・kW 分＋kWh 分を精算 ・Pay-as-bid 方式
	BM Start-up		National Grid が BMU の追加的起動を必要としたとき、当日稼働していない BMU を起動し電力を供給するサービス		相対契約	相対契約				起動費用を精算
	Fast Start		緊急時に停止状態から迅速に起動し定格出力を供給するサービス		相対契約	相対契約				・kW 分＋kWh 分＋起動費用を精算
代替予備力(RR)	STOR(Short Term Operating Reserve)		追加的に有効電力を供給するサービス		市場調達	年 3 回入札実施	・kW 価格 ・kWh 価格	・入札リソースの能力や系統制約等の条件を考慮した上で、他の代替的な予備力との調達コストを比較し、経済的なリソースを調達		・kW 分＋kWh 分を精算 ・Pay-as-bid 方式
	STOR Runway		発電事業者や需要家が契約条件に応じた出力増加又は負荷抑制を行うサービスである STOR への需要リソース参加を促進するため、需要リソースについて入札時に最低容量 3MW に達していなくても、参加を認めるもの		相対契約	相対契約				・kW 分＋kWh 分を精算
	Balancing Mechanism(BM)		National Grid が、需給調整参加ユニット(BMU)を対象に、ゲートクローズ後に需給バランス用の調整力を確保するための入札市場。発電ライセンスを保有する発電事業者(一般に設備規模が 50MW 以上)及び小売事業者(一般に販売規模が 50MW 以上)は BMU としての登録が求められる。		市場調達	GC 時(実需給 1 時間前)に入札締切	・kWh 価格			kWh 分を精算
その他	Demand Turn-Up		低負荷時に再エネ発電量が超過するおそれがある場合に、需要増を行うもの。いわゆる再エネ発電余剰時の上げ DR(需要創成型 DR)サービスを個別に切り出して募集。2016 年開始。	必要量は非公開	相対契約	年 1 回の年間入札及び週次の追加入札		・他調整力と同じ		・kW 分＋kWh 分を精算

(出所)平成29年電力系統関連設備形成等事業「日本における調整力確保の在り方に関する調査」

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

BSUoSの内訳と推移①

- National Grid社は、送電ライセンス標準条件C16に規定された枠組みに従って調整サービスを調達する。
- 当該枠組みは、同社に対して“効率的、経済的、調整された方法で送電系統を運用する”ことを義務付けており、また、調整サービスの調達・利用に関して報告することを規定(注: 報告内容やタイミング・頻度については特に明記なし)
- National Grid社は、先述のBSUoSの実績値について日次・月次で公表し、調達コストの詳細を示している。
  ⇒ BSUoS予測(BSUoS Forecast)に関しても、日別・月別の予測を公表



日次のBSUoS(2018年11月24日時点)

(出所)National Grid社「Daily balancing costs(BSUoS)」

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

BSUoSの内訳と推移②

○ 2015年度以降のBSUoSを構成する調整費用の推移をみると、エネルギーインバランスはいずれの年度においてもマイナスとなっており、余剰が発生する結果となっている
⇒エネルギーインバランスには、BM Bid and Offer及び予備力の稼働も含まれる

2015年度以降の調整費用の推移

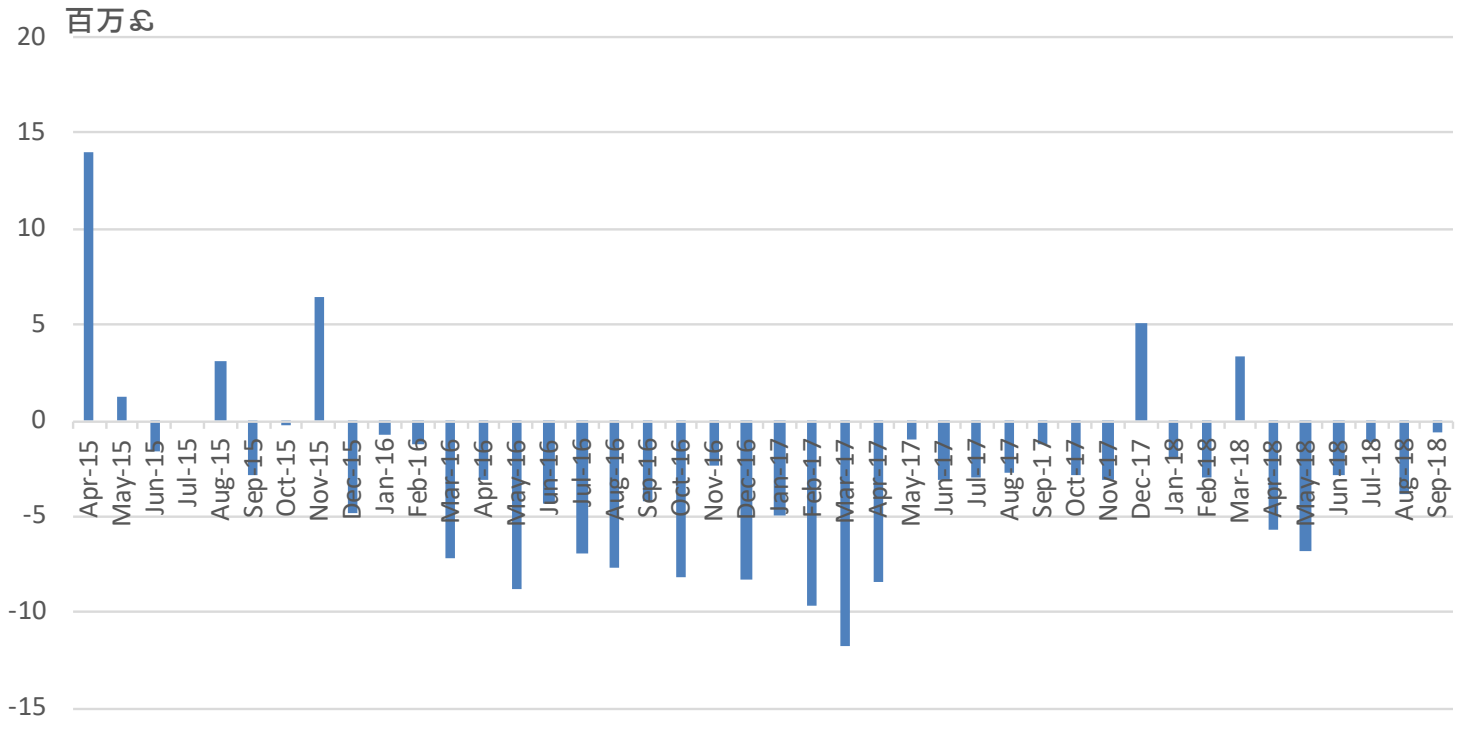
	2015年度		2016年度		2017年度		2018年度上半期	
	百万£	*構成比*	百万£	*構成比*	百万£	*構成比*	百万£	*構成比*
エネルギーインバランス	-22.1	*-2.5%*	-80.4	*-7.2%*	-22.0	*-2.2%*	-20.9	*-4.1%*
運転予備力(Operating Reserve)	75.0	*8.6%*	176.3	*15.7%*	92.2	*9.2%*	27.0	*5.3%*
STOR	49.0	*5.6%*	72.2	*6.4%*	88.2	*8.8%*	39.6	*7.7%*
制約(Constraints)	320.9	*37.0%*	295.2	*26.3%*	374.3	*37.4%*	278.2	*54.2%*
瞬動予備力(Fast Reserve)	117.0	*13.5%*	93.6	*8.3%*	97.3	*9.7%*	42.3	*8.2%*
応答(Response)	174.4	*20.1%*	145.2	*12.9%*	139.8	*14.0%*	67.4	*13.1%*
無効電力(Reactive)	75.7	*8.7%*	86.1	*7.7%*	78.5	*7.9%*	40.3	*7.9%*
ブラックスタート(Black Start)	-	-	134.4	*12.0%*	57.7	*5.8%*	20.6	*4.0%*
Other	78.5	*9.0%*	199.6	*17.8%*	93.8	*9.4%*	18.5	*3.6%*
Total	**868.4**	***100.0%***	**1122.2**	***100.0%***	**999.7**	***100.0%***	**513.0**	***100.0%***

(出所)National Grid社MBSSよりMURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

BSUoSの内訳と推移③

○ エネルギーインバランスに関して、特に2016年度はマイナス8,040万£となっており、他年度がマイナス2,000万£で推移しているのに対して大きな余剰分が発生
⇒月別にみると、特に2016年3月から2017年4月にかけてその傾向が顕著



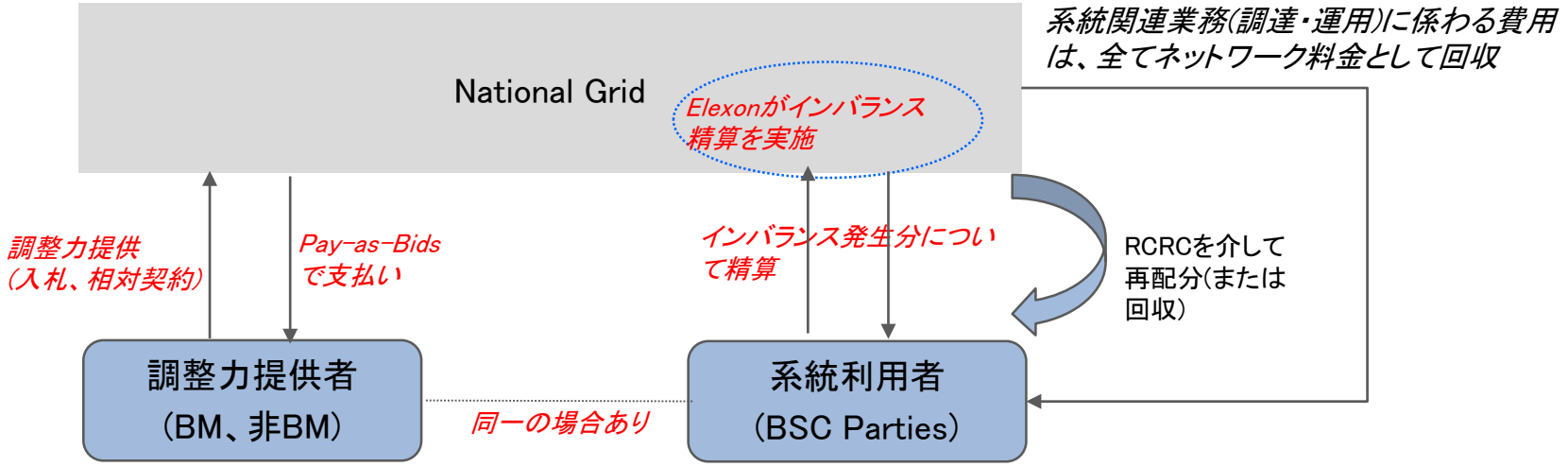
エネルギーインバランス費用の推移

(出所)National Grid社MBSSよりMURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス精算との関係～RCRCによる再配分①

- National Grid社は、調整力運用コスト（kWh）も含めて、全ての系統利用者からBSUoSとして回収する一方で、インバランスを発生させた系統利用者との間で、インバランス価格に基づく精算を実施する。
- インバランス精算主体であるElexon社は、各系統利用者に対し、残余資金配分キャッシュフロー(RCRC: Residual Cashflow Reallocation Cashflow)に基づき再支払/再配分(Charges/Payment)を行う。
- 具体的にはインバランス料金の精算後の過不足が、事業者の投入エネルギー量に応じて割り当てられる。



インバランス精算との関係

（出所）MURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス精算との関係～RCRCによる再配分②

(RCRCの概要)

○ 全ての精算期間について、総残余キャッシュフロー（TRC: Total Residual Cashflow)が、全ての系統利用者及び口座にかかる全てのインバランス費用の合計として計算される。この値は、RCRCを介して再配分(または回収)されるべき総額を表す

○ TRCの残余キャッシュフロー再配分比率量(RCRP: Residual Cashflow Reallocation Proportion)が、系統利用者の口座(発電及び消費)に対して割り当てられる。これらの比率は市場全体で1になる。
⇒RCRPは、当該精算コマにおける取引当事者の市場クレジット・エネルギーの割合に基づいて算出
⇒クレジット・エネルギーは、Trading Unitsからの計量されたエネルギーを用いて計算

○ RCRCは、Elexon Portalサイトより公開(精算コマ終了後1週間前の数値について確認済み)

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

ドイツ

需給調整業務に係る費用の管理・回収

○ ドイツの系統関連業務のうち、ネットワーク料金として費用回収が実施されるものは、①調整力調達（ PCR、SCR、MR(=TCR)の3つの調整力の調達に係わるkW調達コスト）、②送電ロス、③混雑管理、④グリッドリザーブ、⑤FiT関連、⑥その他(無効電力、ブラックスタート電源等)。

○ SCR及びMRの稼働に要する費用（調整力運用コスト（kWh））は、インバランス料金として費用回収が実施される。

*プライマリ制御予備力(PCR: Primary Control Reserve)、セカンダリ制御予備力(SCR: Secondary Control Reserve)、ミニット予備力(MR: Minute Reserve)

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

（参考）ドイツにおける調整力の分類

○ 調整力の市場については、共通予備力市場(Regelleistung)と呼ばれる共通プラットフォームが構築。

(調整能力の確保～MW単価によるメリットオーダー)

○ 共通予備力市場では、各TSOの提出情報をもとに、必要とされる調整能力(PCR、SCR、MR)が公開。これを受け、BSP(Balancing Service Provider)は入札を実施
⇒必要な調整能力までMW単価のみを考慮して安い順に落札。MW単価に対する報酬が支払い(pay-as-bid価格)
⇒この費用負担分に関しては、TSOがネットワーク料金として回収（託送料金規則(StromNZV)第8条(1)）

(調整能力の稼働～エネルギー単価によるメリットオーダー)

○ 系統調整の必要が生じた場合、TSOは、SCRとMRに対して、入札時のエネルギー単価に基づくメリットオーダーに基づき指令(GCC(Grid Control Cooperation))
⇒指令に従って、BSPは調整能力を提供。エネルギー単価(€/MWh)に従って報酬が支払い(pay-as-bid価格)
⇒この費用分に関して、TSOがインバランス料金として回収（託送料金規則(StromNZV)第8条(2)）

ドイツにおける調整力の分類

		PCR	SCR	MR
BSPによる入札内容		・MW単価[€/MW] ・容量[MW]	・MW単価[€/MW] ・容量[MW] ・エネルギー単価[€/MWh]	・MW単価[€/MW] ・容量[MW] ・エネルギー単価[€/MWh]
kW調達	落札リソース決定方法	kW 価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札(全国共通調整力市場)		
	BSPに対する支払	Pay-as-bid方式		
	費用回収方法	ネットワーク料金として回収		
kWh運用	落札リソース決定方法	GF運転	kWh価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札(GCC)	
	BSPに対する支払	-	Pay-as-bid方式	
	費用回収方法	-	インバランス料金としてBRPから回収	

(出所) RegelleistungよりMURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

系統運用費用の内訳と推移①

○ 系統サービスの純費用(net cost)をみると、2016年は€1,461mとなっており、2015年€1,800mから€339m減少。この€1,461mのうち、調整力調達費用は€198 mとなっており、13.6%を占めている。

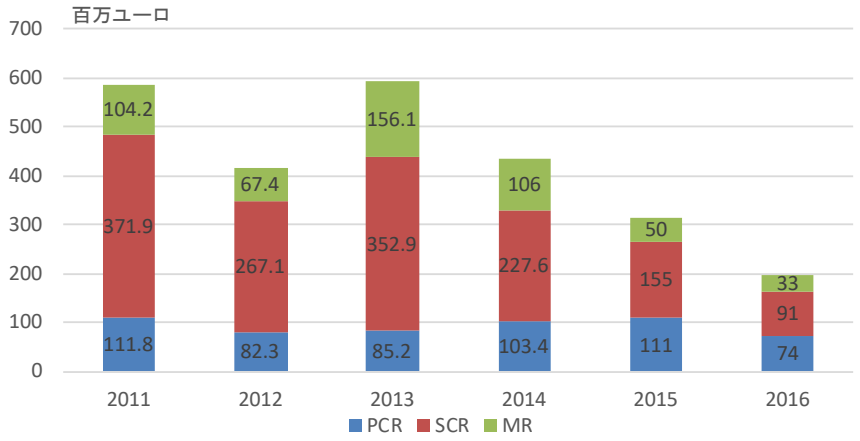
○ 2011年以降の調整力調達費用の推移をみると2013年€594m(内訳: PCR 85、SCR353、MR156)からここ数年は減少を続けており、2016年は€198m(内訳: PCR 74、SCR91、MR33)となっている。

ネットワーク料金として費用回収が実施される系統運用費用(純費用)

	2015		2016	
	百万ユーロ	構成比	百万ユーロ	構成比
Balancing reserve procurement	**316**	**17.6%**	**198**	**13.6%**
Primary control reserve	*111*	*6.2%*	*74*	*5.1%*
Secondary control reserve	*155*	*8.6%*	*91*	*6.2%*
Tertiary control reserve	*50*	*2.8%*	*33*	*2.3%*
Loss energy	**277**	**15.4%**	**305**	**20.9%**
Congestion Management	**435**	**24.2%**	**232**	**15.9%**
National and cross-border redispatching	*412*	*22.9%*	*220*	*15.1%*
National and cross-border countertrading	*24*	*1.3%*	*12*	*0.8%*
Grid reserve	**228**	**12.7%**	**285**	**19.5%**
Domestic and foreign grid reserve contracting	*162*	*9.0%*	*177*	*12.1%*
Domestic and foreign grid reserve use	*66*	*3.6%*	*107*	*7.3%*
Feed-in management (estimated compensation claims)	**478**	**26.6%**	**373**	**25.5%**
Others	**66**	**3.6%**	**69**	**4.7%**
Reactive power	*33*	*1.8%*	*38*	*2.6%*
Black start capability	*5*	*0.3%*	*6*	*0.4%*
Interruptible loads (Interruptible Loads Ordinanc)	*28*	*1.5%*	*25*	*1.7%*
Total	**1,800**	**100.0%**	**1,462**	**100.0%**

注: TSO4社合計

(出所)BNetzA、BKartA「Monitoring Report 2017」よりMURC作成



ドイツTSOによる調整力調達費用の推移

系統運用費用の内訳と推移②

参考: ドイツにおけるレベニューキャップ制度

- 2007年4月、ドイツ政府は総括原価規制に代わり、レベニューキャップを導入しており、各送配電事業者に対しネットワーク料金による収入額等の上限が設定される。事業者がこの上限より低く費用を支出すれば、その差額を利益とすることが出来る。
- ドイツのレベニューキャップは、制御不能コストと、制御可能コストの内ベンチマーキングにより効率的と判断されたコスト（効率コスト）で構成される
  ⇒制御可能コストに対してベンチマーキングが実施され、効率コストと非効率コストに分類される。
  ⇒調整力関連費用は、制御不能コストとして分類される

レベニューキャップの計算式

■ 規制期間
- 第1期：2009～2013年（基準コスト：2006年）
- 第2期：2014～2018年（基準コスト：2011年）

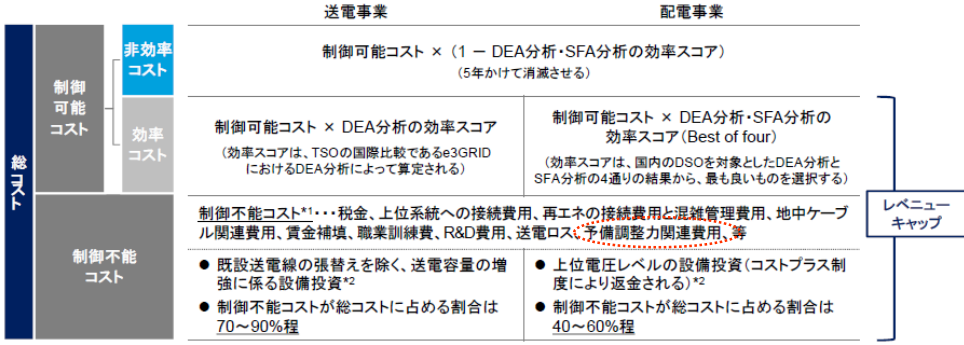
レベニューキャップ計算式

$$\underbrace{RC_t}_{①} = \underbrace{KA_{dnb,t}}_{②} + \underbrace{(KA_{vnb,0}}_{③} + \underbrace{(1\text{-}V_t)}_{④} * \underbrace{KA_{b,0})}_{⑤} * \underbrace{(VPI_t/VPI_0 - PF_t)}_{⑥⑦} * \underbrace{EF_t}_{⑧} + \underbrace{Q_t}_{⑨} + \underbrace{(VK_t - VK_0) + S_t}_{⑩}$$

項	説明
① 収入上限	対象年度の収入上限（レベニューキャップ）
② 制御不能コスト	右ページ参照
③ 効率コスト	
④ ⑤の削減割合	対象年度において削減すべき⑤の非効率的なコストの削減割合
⑤ 非効率コスト	→次ページ参照
⑥ 物価上昇率	物価変動に対する調整
⑦ 共通の効率化目標	第1期の初年度は1.25%、翌年度は、1.0125×1.0125-1＝0.025（2.5%）と計算される
⑧ 拡張係数	系統への接続順客数とサービス提供エリアの規模に応じて決まる係数でDSOに適用される（TSOと110kVのDSOについては、投資指標が適用される） →新制度では、資本コストの調整係数KKAに代わる*1
⑨ 電力品質指標	3分を超える停電を基にした指標で、達成度に応じてボーナス・ペナルティあり →パフォーマンス指標
⑩ 調整	変動費（主にネットワーク損失）や差額の調整
レートオブリターン	設備投資費用にROE：9.05%（リスクフリーレート：3.80%＋リスクプレミアム：3.59%＋法人税率：1.66%）を乗じたものが、レベニューに加算される（第2期規制期間の数値）

制御可能コストと制御不能コスト

■ “制御不能コスト”は、インセンティブ規制（ARegV）の第11項によって定められている。
■ “制御可能コスト”についてDEA分析・SFA分析が行われ、“効率コスト”と“非効率コスト”が決まる。



※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

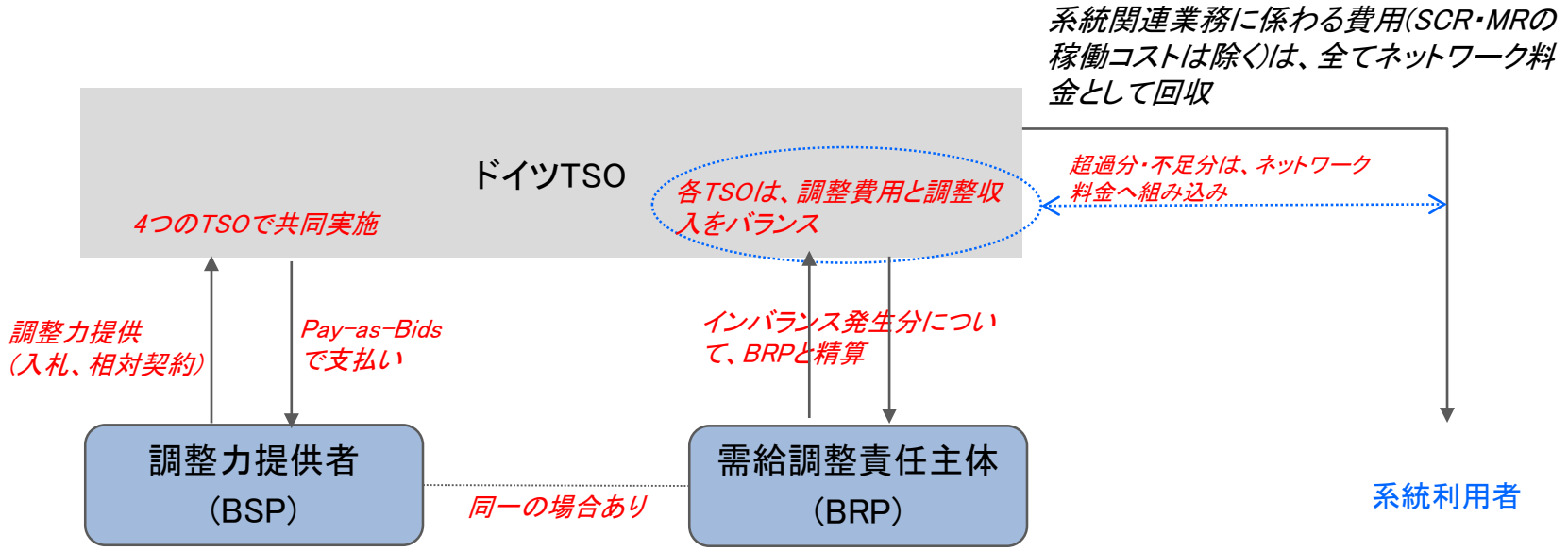
ドイツにおけるレベニューキャップ制度

(出所) 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）

インバランス精算との関係①

○ ドイツTSOは、財政均衡(financial equilibrium)原則に基づき、調整費用と調整収入(=インバランス精算による収支)について月単位でバランスすることが規定されている。

○ 超過分・不足分については、“ネットワーク料金削減用の収益移転”として、需要家に対してネットワーク料金として還元もしくは負担が分配。
⇒このほかにデルタ口座の相殺(Offsetting with the delta account)が実施される



インバランス精算との関係

（出所）MURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス精算との関係②

○ 調整力運用費用及びインバランスの月別収支については、TSOがWebサイトより公開

調整力収益(インバランス収支) － 調整力費用 ＋超過収入の移転分＋デルタ口座の相殺分 ＝ ゼロ

Tennet社の調整力運用費用・インバランスの収支

単位: €

		調整力の費用	調整力による収入	超過収入の移転削減分	デルタ口座の相殺	バランス
2013	1月	6,047,240	6,512,886	465,646	0	0
	2月	2,843,495	3,016,284	172,789	0	0
	3月	11,187,289	11,200,315	13,026	0	0
	4月	7,764,137	7,898,394	134,258	0	0
	5月	7,124,935	7,062,257	−62,678	0	0
	6月	3,901,994	3,908,550	6,556	0	0
	7月	2,147,068	2,134,134	−12,934	0	0
	8月	2,069,717	2,032,032	−37,685	0	0
	9月	7,194,648	7,329,242	134,593	0	0
	10月	8,069,330	7,921,917	12,397	159,810	0
	11月	4,642,827	4,458,006	−49,258	135,562	0
	12月	10,251,479	9,925,764	−97,256	228,460	0
2014	1月	408,073	182,531	−89,853	135,688	0
	2月	3,819,354	3,654,573	−44,596	120,184	0
	3月	4,105,325	3,928,985	−43,811	132,529	0
	4月	7,901,110	7,616,192	−93,607	191,311	0
	5月	5,820,947	5,597,788	−45,219	177,939	0
	6月	3,191,019	3,051,927	−4,476	134,616	0
	7月	3,749,981	3,625,163	70,103	194,921	0
	8月	2,736,841	2,631,093	−7,685	98,063	0
	9月	2,789,804	2,658,238	−16,794	114,772	0
	10月	3,967,910	3,807,743	−53,408	106,759	0
	11月	2,554,681	2,570,282	82,281	66,679	0
	12月	4,633,213	4,569,691	83,465	146,987	0
2015	1月	−444,789	−498,825	83,468	137,503	0
	2月	2,300,968	2,313,035	91,368	79,301	0
	3月	3,017,014	2,786,842	−10,916	219,257	0
	4月	6,186,693	6,037,824	7,757	156,625	0
	5月	4,749,521	4,781,962	85,970	53,529	0
	6月	3,167,533	3,208,545	−9,160	−50,172	0
	7月	10,177,064	9,595,362	−80,945	500,757	0
	8月	5,046,702	5,504,504	−11,548	−469,350	0
	9月	6,614,493	7,009,766	−11,232	−406,506	0
	10月	3,309,520	3,774,040	−3,410	−467,930	0
	11月	8,359,782	8,701,538	−14,394	−356,149	0
	12月	3,886,667	3,846,803	−39,863	0	0

単位: €

		調整力の費用	調整力による収入	超過収入の移転削減分	デルタ口座の相殺	バランス
2016	1月	9,619,690	9,713,898	94,207	0	0
	2月	5,502,098	5,537,100	35,002	0	0
	3月	4,585,890	4,618,726	32,730	−107	0
	4月	3,457,616	3,451,989	−5,627	0	0
	5月	5,773,462	5,776,373	2,910	0	0
	6月	1,595,119	1,577,918	−17,201	0	0
	7月	5,417,588	5,447,510	29,921	0	0
	8月	4,547,639	4,557,331	9,692	0	0
	9月	3,265,831	3,333,030	67,199	0	0
	10月	5,785,735	3,424,265	−8,379	2,353,092	0
	11月	3,591,334	3,626,604	35,260	0	0
	12月	5,496,650	5,572,034	75,384	0	0
2017	1月	240,742	450,290	209,548	0	0
	2月	377,283	397,342	20,059	0	0
	3月	4,415,722	4,436,531	20,810	0	0
	4月	5,434,851	5,493,695	58,844	0	0
	5月	3,590,349	3,691,731	101,382	0	0
	6月	4,087,543	4,138,511	50,968	0	0
	7月	4,675,989	4,878,316	202,328	0	0
	8月	5,653,833	5,716,168	62,335	0	0
	9月	983,068	1,023,568	40,500	0	0
	10月	11,493,087	11,557,319	64,232	0	0
	11月	3,564,879	3,638,111	73,232	0	0
	12月	4,806,501	4,811,997	5,496	0	0
2018	1月	2,693,042	2,695,379	2,337	0	0
	2月	1,724,868	1,868,763	143,894	0	0
	3月	3,755,574	3,900,700	145,126	0	0
	4月	4,902,346	4,954,677	52,332	0	0
	5月	3,379,012	3,475,280	96,268	0	0
	6月	4,413,059	4,608,497	195,438	0	0
	7月	2,688,245	2,818,978	130,733	0	0

（出所）Tennet社 Webサイトより

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

フランス

需給調整業務に係る費用の管理・回収

○ フランスの系統関連業務のうち、ネットワーク料金として費用回収が実施されるものとしては、①送電ロスの補償、②混雑の解消、③調整力確保の費用などが含まれる。

○ 調整力の運用コスト（kWh）は、主にインバランス料金として費用回収が実施される。

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

（参考）フランスにおける調整力の分類

インバランス価格の構成要素

調整力の種類	VWAPu	VWAPd	Value acknowledged
需給一致の理由からフランスで稼働した調整力入札によるエネルギー	上げ代	下げ代	デフォルトでは、考慮された入札価格(Bid Price) 共通の経済的優先順位のリストに従って稼働した入札については、フランスの価格決定ゾーンの経済的優先権のリストによって設定された価格が適用される
需給一致以外の理由からフランスで稼働した調整力入札によるエネルギー(実施試験を含む)	上げ代	下げ代	$VWAP_U$の場合: min(入札価格、MBP) $VWAP_D$の場合：max(入札価格、MBP)
Exchange point BE(交換地点における需給調整主体)を通じて、国外においてRTEが稼働した調整力入札によるエネルギー	上げ代/輸入	下げ代/輸出	デフォルトでは、考慮された入札価格(Bid Price) 共通の経済的優先順位のリストに従って稼働した入札については、フランスの価格決定ゾーンの経済的優先権のリストによって設定された価格が適用される
需給調整融通契約または緊急時予備力融通契約の一環として、RTEが実施し、他のTSOによって落札されたエネルギー要求	上げ代/輸入	下げ代/輸出	TSO間で合意されたエネルギー価格
共通の経済的優先順位のリストに従い、RTEによって要求され、満たされたエネルギー要求	上げ代	下げ代	フランス入札ゾーンのための経済的優先順位のリストに基づく価格
共通の経済的優先順位のリストに従って発行された稼働要請に従ってRTEが起動するエネルギー	上げ代	下げ代	フランスの価格ゾーンの経済的優先順位リストからの価格
aFRRエネルギー	上げ代	下げ代	アンシラリーサービス条件に規定されるとおり、aFRRに対して支払う価格
FCRエネルギー	上げ代	下げ代	アンシラリーサービス条件に規定されるとおり、FCRに対して支払う価格
TSOs間のインバランスの残余分を履行することによって連系線にて移転されるエネルギー	輸入	輸出	アンシラリーサービス条件に規定されるとおり、aFRRに対して支払う価格
国境におけるインバランス	輸入	輸出	アンシラリーサービス条件に規定されるとおり、FCRに対して支払う価格

(出所)RTE社資料より

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

系統運用費用の内訳と推移

フランスにおけるレベニューキャップ方式

- フランスにおけるネットワーク料金は、総収入上限方式によるインセンティブ規制が導入されている。2017～2021年のネットワーク料金はTURPE5（第5次送配電料金）という体系に基づいており、主に純営業費用と規制資本費用で構成される
  ⇒純営業費用として、送電ロスの補償、混雑の解消、調整力と容量確保の費用等が含まれる
- インセンティブ対象となるのは、④費用収益調整、⑥その他インセンティブ。②純営業費用は、対象とはならない

$$RC = \underset{①}{} \; \underset{②}{CNE} + \underset{③}{CCN} + \underset{④}{A} - \underset{⑤}{} \; \underset{⑥}{RI} + \text{その他}$$

RTE社に対する収入上限の計算式

項	説明
① 収入上限	対象年度の収入上限（レベニューキャップ）
② 純営業費用	純営業費用＝総営業費用－営業利益 • 総営業費用とは、システムの運営に関連する費用で、送電ロスの補償、混雑の解消、調整力と容量確保の費用、外部購入費、人件費、税金、等 • 純営業費用のレベルは、エネルギー法第L. 341-2条に基づいて、RTEの全ての活動に必要な費用を基に決定される
③ 規制資本費用	規制資本費用＝ RTEによって運用される資産（規制対象資産ベース（RAB））の減価償却費の合計 ＋RAB×加重平均資本コスト ＋建設中の資産（IEC）×負債コスト
④ 費用収益調整（CRCP）	過去の期間から繰り越されている費用・収益調整 • 予測と実際の資本コストの差分は、CRCPを通じて託送料金により100%回収されるため、営業費用と資本コストの両方の解決策がある場合は、資本コストでの解決が選択される • 営業費用は、電力システム関連の購入費用の一部を除いて、CRCPから除外されるため、コスト抑制の強いインセンティブとなる
⑤ 国際連系の収益	近隣諸国のTSOとの国際連系に伴う収益
⑥ その他のインセンティブ	財政的インセンティブなど

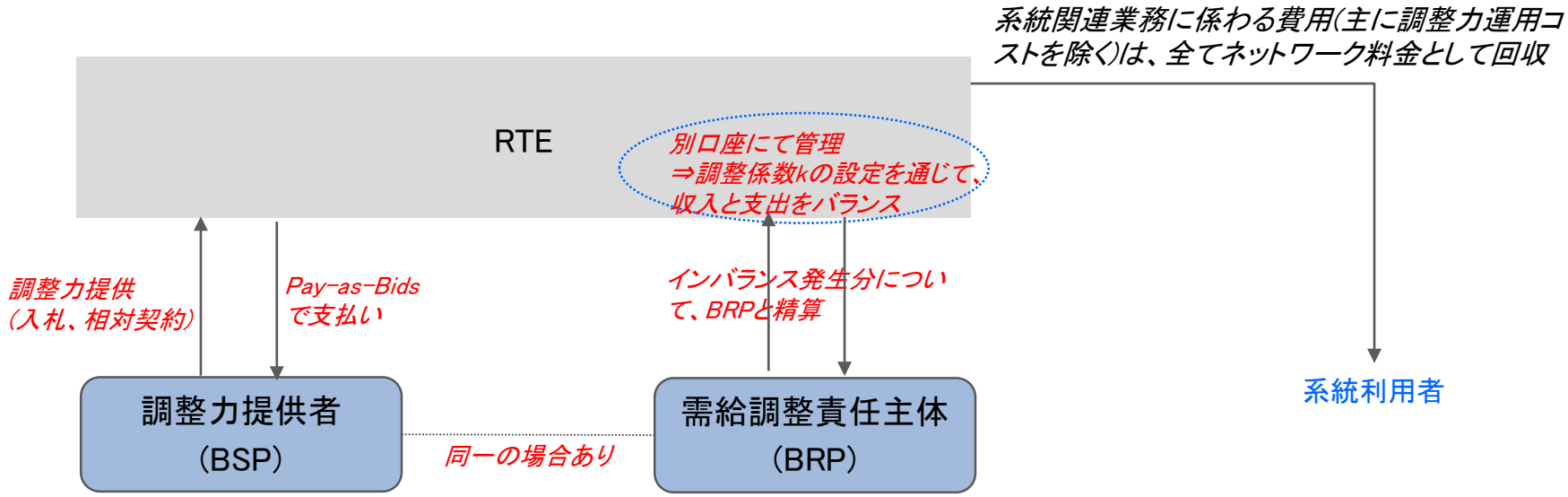
(出所)平成29年度産業経済研究委託事業（電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査）

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス精算との関係①

○ RTE社は、Balancing-imbalances口座が存在しており、インバランス精算に関連する収入と支出を各月において均衡させる。

○ 当該口座において金融的インバランスが生じた場合、先述の「k」係数を再検討することができる。「k」係数は、特に、計算日に先行する少なくとも12ヶ月の期間に見られた過去の値に基づいて、当該口座を可能な限り均衡するように決定される。



インバランス精算との関係

(出所) MURC作成

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

インバランス精算との関係②

○ Balancing-imbalances口座における累積余剰・不足は、各年度において累積される
⇒累積分のネットワーク料金への組み込みについて現在調査中

Balancing-imbalances口座の均衡状況(2018年1月以降)

		Montants en kilo-euros	金額(千ユーロ)	2018												
		Mois de consommation	消費した月	Jan-18	Feb-18	Mar-18	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	累積
		Echéance de validation des données de RE	BRP認証期日	M+6	M+6	M+6	M+3	M+3	M+3	M+1	M+1					
Charges	費用	Contractualisations	契約化	0	0	0	0	0	0	0	0					0
		Ajustements Bruts à la Hausse	調整力上げ代	23,966	47,718	48,607	16,724	13,530	11,353	13,822	16,951					192,670
		Surcoûts RSO à la Hausse	混雑処理追加費用(上げ代)	-212	-347	-264	-201	-23	-11	-5	-44					-1,106
		Surcoûts MRG à la Hausse	マージン追加費用(上げ代)	0	-1,635	-1,161	-118	-204	-22	-233	-43					-3,417
		Surcoûts SSY à la Hausse	アンシラリーサービス追加費用(上げ代)	0	0	-1	0	0	-3	0	0					-4
		Énergies IGCC importées	IGCCエネルギーの輸入	1,589	1,139	1,597	1,618	1,670	1,995	2,031	2,258					13,899
		Énergies de Réglage à la Hausse	調整エネルギーの上げ代	4,306	6,140	5,375	3,221	4,364	4,062	5,966	6,441					39,875
		Rattrapage physique en Export	輸出における物理的取戻し	19	0	21	135	5	0							180
		Équilibrage à la hausse	需給調整の上げ代	29,667	53,016	54,174	21,380	19,341	17,375	21,582	25,562					242,097
		Règlement des écarts positifs	プラスのギャップの支払い	26,079	36,646	38,055	22,317	21,928	26,237	29,289	31,093					231,645
		dont RE_ECH_GRT	内、緊急予備力交換契約分	0	25	0	0	0	9							34
		dont RE_BLT	内、調整エネルギー交換契約分	294	460	389	215	41	0		40					1,440
		Compensations pour Non-Respect des CUO	調整オファー利用条件非遵守による補償	0	0	0	0	0	0	0	0					0
		Total Charges	**総費用**	**55,746**	**89,662**	**92,229**	**43,697**	**41,270**	**43,611**	**50,871**	**56,656**					**473,742**
Produits	収益	Recettes soutirage physique	物理的引戻し収益	0	0	0	0	0	0	0	0					0
		Ajustements Bruts à la Baisse	調整下げ代	8,129	11,882	13,761	7,985	7,230	12,117	11,591	12,321					85,015
		Surcoûts RSO à la Baisse	混雑処理追加費用(下げ代)	0	3	182	103	372	501	321	240					1,722
		Surcoûts MRG à la Baisse	マージン追加費用(下げ代)	0	0	0	0	0	0	0	0					0
		Surcoûts SSY à la Baisse	アンシラリーサービス追加費用(下げ代)	672	1,783	1,790	564	528	1,317	761	1,025					8,439
		Énergies IGCC exportées	IGCCエネルギーの輸出	3,111	5,309	5,324	2,861	3,047	3,764	4,202	4,551					32,168
		Énergies de Réglage à la Baisse	調整エネルギーの下げ代	4,425	6,473	8,366	4,699	3,790	4,593	4,655	5,022					42,023
		Rattrapage physique en Import	輸入における物理的取戻し	711	2,347	2,103	216	699	1,858	1,537	856					10,327
		Équilibrage à la Baisse	需給調整の上げ代	17,048	27,796	31,526	16,427	15,665	24,150	23,068	24,014					179,694
		Règlement des écarts négatifs	マイナスのギャップの支払い	44,223	63,250	63,190	27,893	25,892	22,527	32,049	36,840					315,865
		dont RE_ECH_GRT	内、緊急予備力交換契約分	0	38	164	0	0	1	29	63					296
		dont RE_BLT	内、調整エネルギー交換契約分	78	94	483	27	111	140	159	258					1,350
		Pénalités suite au Contrôle de l'Ajustement	調整監査後のペナルティ	24	268	136	28	12	14	13	0					494
		Total Produits	**総収益**	**61,294**	**91,314**	**94,853**	**44,348**	**41,568**	**46,692**	**55,129**	**60,854**					**496,053**
Solde Compte AE hors RRapide et SPhysique			**Fast Reserveと物理的引戻し以外の調整ーインバランス収支**	**5,548**	**1,652**	**2,624**	**651**	**299**	**3,081**	**4,258**	**4,198**					**22,311**
Solde Compte AE			**調整ーインバランス収支**	**5,548**	**1,652**	**2,624**	**651**	**299**	**3,081**	**4,258**	**4,198**					**22,311**

(出所)RTE社 Webサイトより

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある