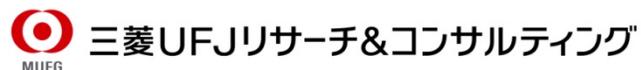


海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会
第4回研究会 報告用資料

諸外国における送配電部門のアウトプット評価事例②

平成31年1月30日



前回のご指摘事項

- 第3回研究会では、送配電事業者によるパフォーマンス報告書やアセットマネジメント関連の仕組みについて概要を紹介した。
- 委員各位からは、主に以下のご指摘を頂いた。
- 本日は、前回頂いたご指摘に対する回答も含め、引き続き海外事例について紹介する。

主な指摘事項

(アウトプット関連)

- National Grid社をはじめ他社を見ても、例えばENSなどは目標値と実績がかなり乖離している。それにも関わらず4年間の目標値は変わっていない。情勢変化を踏まえ目標値を変更しないのか。また目標は適切だったのか。
⇒(P3～参照)
- レベニューキャップは毎年見直されているものと考えますが、託送料金も毎年見直すのか。
⇒(P3～参照)
- 評価項目の信頼性欄に、フランスでは電力品質が含まれているが、周波数等とは別のものを指しているか。
⇒(P28～参照)
- (パフォーマンス報告書において)各社の値が大きく異なる目標がある。それが系統のどのような特徴の違いを踏まえた結果なのか、わかると良い。
⇒(P15～参照)
- 「非負荷関連のネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Outputs)」とは何か。
⇒(P39～参照)
- イギリスでは、アウトプットと料金の組み合わせをスタート地点としているのではないか。フランスとドイツがどこまでアウトプットと料金をリンクさせているか？
⇒(P28～参照)

(アセットマネジメント関連)

- ネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Outputs)の詳細。保有施設の修繕管理を促す仕組みは、他にも存在しているのか？
⇒(P39参照)

送配電部門のアウトプットを評価し、 改善を促す仕組み

送電事業者によるパフォーマンス評価～本日の報告事項～

- 第3回研究会では、NGET社のパフォーマンス報告書について分析を実施。今回は、前回のご指摘も踏まえ、まず、英国のパフォーマンス報告書上のアウトプットの設定方法・経緯について紹介した後、英国における3つの送電事業者(TO)のうち、残りの2つであるScottish Hydro Electric Transmission社(SHET社)、SP Transmission社(SPT社)についても調査し、比較分析した結果を報告する。
- パフォーマンス報告書は、Ofgemなどの規制機関により策定・公開が義務付けられたものではない。ただOfgemが要求する利害関係者との対話の一環として実施されている。
- またフランスについては、前回のご指摘も踏まえ、サービス品質に関するアウトプット評価項目について追加調査した結果を報告する

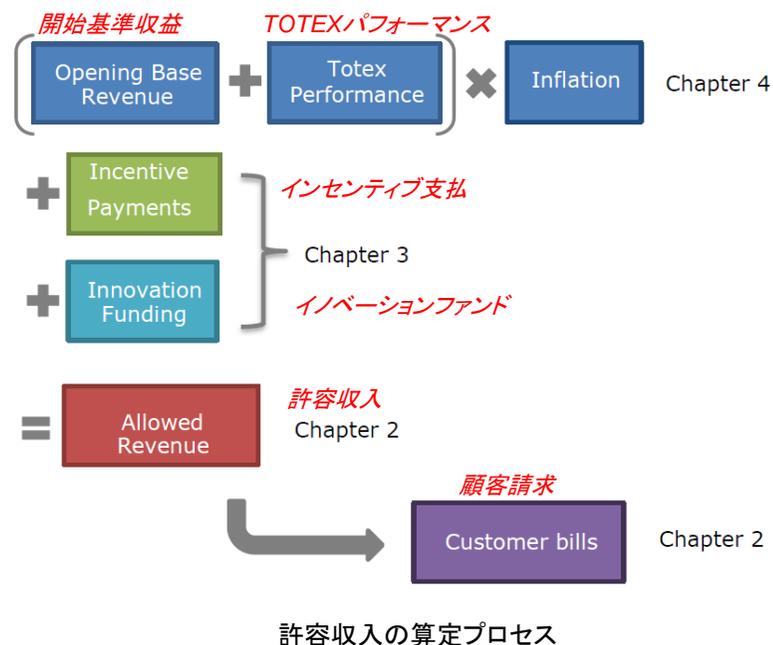
RIOにおけるアウトプットに基づく金銭的インセンティブの全体像

(RIO-T1期間開始前～価格管理レビューにおける予測)

- RIOはforward-lookingなネットワーク料金規制であり、RIO-T1期間の8年間(2013年4月～2021年3月)の総収入上限(レベニューキャップ)を、RIO-T1開始前の価格管理レビュー(Price Control Review)において予測
⇒事業者は、Ofgemによる各種文書・決定等に準拠する形で、利害関係者との協議を踏まえつつ**事業計画(Business Plan)**を策定。アウトプット及びインセンティブの詳細、RIO-T1期間における支出状況(TOTEX予測等)について規定
⇒当該事業計画は、Ofgemによって正当化(justified)される必要がある。

(RIO T1期間開始後～期中の事後調整)

- 各事業者の総収入上限は、許容収入(Allowed Revenue)として定義される。許容収入は、TNUoS*1料金を通じてTOが顧客から集めることのできる総額である。
- 毎年、Ofgemは、各TOがその規制された事業で稼ぐことのできる許容収入を計算する。
⇒価格管理レビューにおいて決定された開始基準収益(Opening Base Revenue)をTOTEXの達成状況等に応じて調整。さらにアウトプットによるインセンティブ支払い等を加味して最終的に決定
⇒顧客料金に対して毎年反映される。
(注: X年度のパフォーマンスが、X+2年度の許容収入・顧客料金に対して反映)



(出所) Ofgem「RIO- ET1 Annual Report 2016/17」

*1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: Transmission 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

TOによるアウトプット達成状況の比較

- 各TOは、当該年度に発生した実費とRIIO-T1期間の予測費用について、Ofgemに対して報告する義務が課せられている。Ofgemは事業者の達成状況等について分析を実施しており、年次報告書として公表している。
- RIIO T1期間の最初の4年間におけるアウトプットに基づくインセンティブ報酬合計は、NGET社£74.4m、SHET社£13.6m、SPT社£29.5mとなっており、合計£117.4m(注: 140円/£として換算すると160億円程度)となっている。
⇒各TOの許容収入に占める割合は5%未満(概ね2%程度)

各TOにおけるアウトプット達成状況(2016/2017年度)

Output requirement	RIIO measure	TO's Performance
White: no financial incentive Green: on target / ahead of target Orange: partially missing target Red: substantially missing target 白: 金銭的インセンティブの設定なし 緑: 目標達成 オレンジ: 本年度未達 赤: 持続的に未達 アウトプット要件 基準値(ベースライン) TOの達成状況		
i Safety		
Comply with Health & Safety Executive (HSE) law	To meet all safety legislation requirements.	All met
ii Reliability		
Minimise how much electricity is lost to our customers because of failures of the assets on the network <i>ENS</i>	Targets ¹⁹ NGET: less than 316 MWh SPT: less than 225 MWh SHET: less than 120 MWh	On target
iii Availability		
Implement the Network Access Policy ²⁰	Implement and maintain policy.	All met
iv Environmental benefits		
Minimise SF6 greenhouse gas emissions <i>SF6排出量</i> Reward/penalty based on the non-traded carbon price for carbon equivalent emissions.	Limits NGET: 12,241.5 tCO2e SPT: 707.4 tCO2e SHET: 252.5 tCO2e ²¹	SPT & NGET: below limits. SHET: exceeded the limit by 0.1%. ²² 本年度未達
Environmental Discretionary Reward (EDR) <i>EDR</i> Annual funding of up to £4m will be available in each scheme year.	Performance band: SPT: Leadership NGET: Proactive SHET: Proactive	Financial reward SPT: £4 million NGET: None SHET: None
Publish annual progress on • Business Carbon Footprint ²³ and • Transmission Losses	No financial incentive	All met
v Customer satisfaction		
Customer Satisfaction Survey (NGET only) and Stakeholder Satisfaction Survey <i>顧客満足度・利害関係者満足度</i>	Targets • NGET Customer 6.9/10 • NGET Stakeholder 7.4/10 • SPT Stakeholder 7.4/10 • SHET Stakeholder 7.4/10	Score out of 10 NGET: 7.41 NGET: 7.66 SPT: 7.9 SHET: 8.7
Stakeholder engagement discretionary reward <i>利害関係者エンゲージメント</i>	Neutral point at 4.0/10; higher scores reflect positively on the licensees engagement strategy.	Score out of 10 NGET: 7.0 SPT: 6.25 SHET: 5.4

適時接続

接続
拡張工事

vi Timely connections	Financial incentives apply to Scottish TOs only; no direct financial incentive on NGET as it is the contractual interface with all customers.	All new or modified offers provided to customers within the 90 days.
Send customer offers within 90 days The timely meeting of existing licence requirements in relation to delivering new generation connections & local demand connections. <i>接続オファーに対する</i>		
vii Connection works 所要日数		
NGET (TO): Connection of new generation	<ul style="list-style-type: none"> Baseline target: 33.7GW²⁴ Current T1 forecast: 10.5GW 	These measures are subject to company specific volume driver mechanisms. Further detail is provided in the appendices.
Construction of new overhead line (OHL) to accommodate new customers	<ul style="list-style-type: none"> Baseline target: 215km OHL Current T1 forecast: 41km OHL 	
NGET (TO): Construction of new super grid transformers (SGT)	<ul style="list-style-type: none"> Baseline target: 72 SGT Current T1 forecast: 52 SGT 	
Construction of new OHL to accommodate new customers.	<ul style="list-style-type: none"> Baseline target: 27km OHL Current T1 forecast: 5km OHL 	
NGET (TO): Incremental Wider Works (IWW) to strengthen specific boundaries	<ul style="list-style-type: none"> Baseline target of 23.05GW by the end of T1. Current T1 forecast: 9.97GW 	
SPT: New generation connections (MW)	<ul style="list-style-type: none"> Baseline threshold: 2503MW Current T1 forecast: 1634MW 	
SPT: New network capacity (MVA)	<ul style="list-style-type: none"> Baseline threshold: 1073MVA Current T1 forecast: 3332MVA 	
SHET: New generation connections (MW)	<ul style="list-style-type: none"> Baseline threshold: 1168MW Current T1 forecast: 1862MW 	
SHET: New network capacity (MVA)	<ul style="list-style-type: none"> Baseline threshold: 1006MVA Current T1 forecast: 2518MVA 	
Timely delivery standards for Baseline Wider Works (BWW) and Strategic Wider Works (SWW) BWW and SWW outputs specified in SpC 61.	SPT: The Western HVDC undersea cable link is forecast to be delivered to a revised completion date. This is a joint venture with NGET. SHET: Of the three approved SWW projects, two have been delivered ahead of schedule. The third, Caithness Moray, is on schedule to complete in 2018. NGET (TO): All BWW projects have been delivered, except for WHVDC. Three SWW projects are currently forecast to incur cost over the RIIO-ET1 period. ²⁵	

(出所) Ofgem/RIIO- ET1 Annual Report 2016/17)

※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

アウトプットの設定経緯

価格管理レビュー(RIIO-T1期間開始前)～Ofgemによるアウトプットカテゴリ等の設定

(RIIOハンドブックとコンサルテーションプロセス)

- 2010年10月にOfgemが発表した「Handbook for implementing the RIIO model」(通称: RIIOハンドブック)は、RIIO方式の全体像を示したものであり、アウトプットに関しては6つのアウトプットカテゴリ(安全性、信頼性及び利用可能性、接続条件、環境影響、顧客満足度、社会的義務)及びそれぞれの主要アウトプット(Primary outputs)の案が提示
- 2010年12月には、利害関係者とのコンサルテーション実施に向け、Ofgemは「Consultation on strategy for the next transmission price control – RIIO-T1 Overview paper」を発表(注: TOに対するもの)。アウトプット及びインセンティブに関する付属文書の中で、上記6つのうち社会的義務を除く5つのアウトプットカテゴリに係る主要アウトプットと補助的成果物(Secondary deliverables)*1、インセンティブの考え方等についてOfgemの提案を明示した。また同文書では、送電網の拡張工事(wider works)を新たに補助的成果物の一つとして位置づけ

(戦略文書)

- 更に2011年3月、Ofgemは「Decision on strategy for the next transmission price control –RIIO-T1」(通称: 戦略文書)を発表しており、コンサルテーションを踏まえたOfgemの決定について明示している。同じく付属文書の中では、上記Ofgemの提案に対する利害関係者からの意見を示すと同時に、主要アウトプットと補助的成果物、インセンティブの最終的な決定を示した。当該決定では、主要アウトプット及び補助的成果物の基準、ベースライン目標設定方法の考え方等も含めて詳細に提示。TOは、この戦略文書及び付属文書に準拠する形で、事業計画を策定する必要がある。

*1 アウトプットは、主要アウトプット(Primary outputs)に加えて補助的成果物(Secondary Deliverables)が存在。主要アウトプットのみだと、事業者は短期における効率削減のみにコミットする可能性あり。そこでOfgemは、長期的な視点からVFMを確保するためのアウトプットとして補助的成果物を定義。

アウトプットの設定経緯

価格管理レビュー(RIIO-T1期間開始前)～事業者による事業計画策定とOfgemによる評価

(事業計画策定とOfgemによる評価)

- TOは、利害関係者との討議に基づき彼らの意見やニーズを踏まえた事業計画を策定する。事業計画では、アウトプット、ベースライン及びインセンティブ等の詳細についても事業計画に明記する。

(Ofgemによる評価)

- 2011年7月末までに初期事業計画(Initial Business Plans)が各TOより提出されており、Ofgemは上記の戦略文書を踏まえつつ評価し、その結果について2011年10月に初期事業計画の第一次評価報告書として公表した。各TOは、指摘事項を踏まえたうえで修正した事業計画を提出しており、これに対してOfgemは改善案を示すことにより、最終的な事業計画が策定
- Ofgemは、TOが策定した事業計画の評価を実施する。Ofgemは妥当性のある事業計画を作成するために様々な手段を利用しており、具体的にはBenchmarkingによる事業者の相対比較による評価や、IQI(Information Quality Incentive)と呼ばれる手法が用いられる。また事業計画の評価に当たっては、市場テストが実施される。

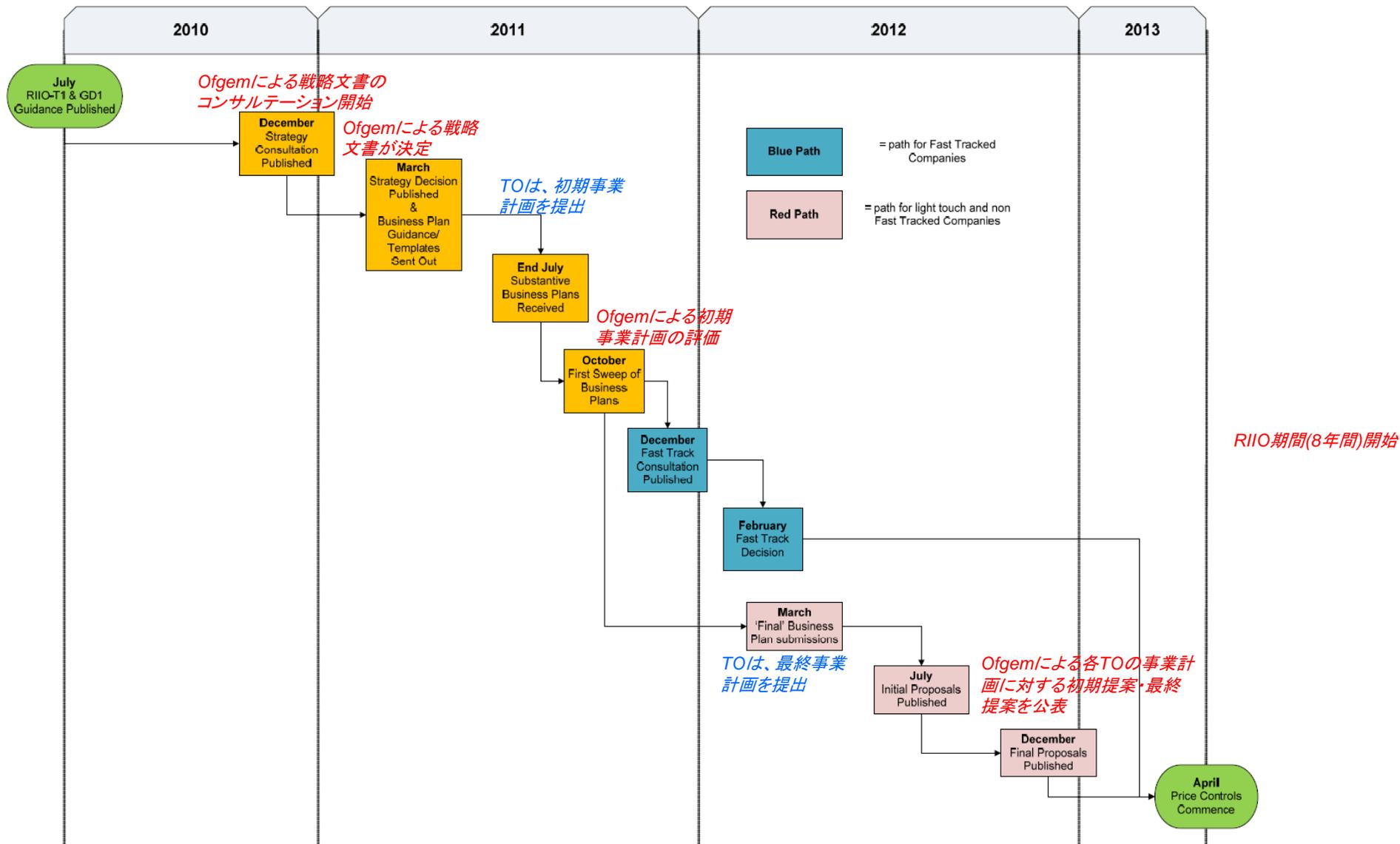
アウトプットの設定経緯

アウトプットの見直し等

- 前述の通り、RIIOはforward-lookingなネットワーク料金規制であり、RIIO-T1開始前の価格管理レビューにおいて、RIIO-T1期間(8年間)の将来を予測
⇒RIIOでは、将来の不確実性に対応するためにいくつかの制度的枠組みを用意
- 4年毎のアウトプット中間評価を通じて、合意された指標(measures)を変えることが可能
⇒政府政策や法律の変化等の要因によって正当化される場合などにおいて、利害関係者との協議を経て実施
- 価格管理レビュー期間において予測できなかったコスト発生から、TOを守るための措置として不確実性メカニズム(Uncertainty Mechanism)が存在(注: アウトプットに限らず制度全体に適用)
⇒当該メカニズムを通じて収入上限に上方修正/下方修正を加えることが可能
- 目標/ベースライン出力レベルまたは関連するインセンティブ率を設定にあたりエラーを認識した場合も変更を認める可能性がある。またアウトプットの報告・測定案が、その意図された目的に適合しない場合も変更を認める可能性あり(上記の中間評価とは別に実施)

アウトプットの設定経緯

価格管理レビュー(RIIO-T1期間開始前)のプロセス



価格管理期間のプロセス

アウトプットの設定経緯

ENSの場合

(Ofgemによる戦略文書(2011年3月))

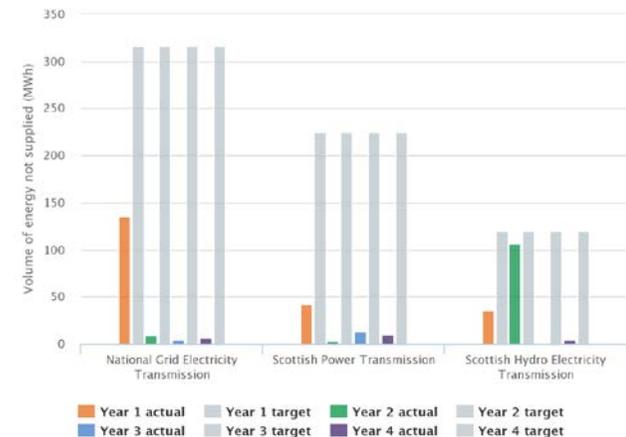
- Ofgemは、信頼性に係る主要アウトプットとして、年間の**ENS(Energy not Supplied)**が全てのTOに対して適用されるという結論を提示
 - ⇒ENSは供給信頼度を表す代表的指標。送電系統故障等により顧客に対して供給できなかった電力量
- ENSにおける**金銭的インセンティブの考え方としてVoLLを採用**。様々な既存研究を分析した結果、TOが十分に正当化された事業計画を策定するために使用する合理的水準として**£16,000/MWhを設定**。この水準が全てのTOに対して適用
 - (例: 効率性インセンティブ率*1を50%に設定した場合、事業者は、ベースラインを超過達成することにより£8,000/MWhの報酬を得ることが出来る(未達の場合には、同額のペナルティ))

(事業者による事業計画~NGET社の場合)

- NGET社は、利害関係者との協議を経て、事業計画書を策定
 - ⇒信頼性に係る主要アウトプットはENSであり、ベースライン目標として316MWh/年、また金銭的インセンティブとして£16,000/MWhを設定(注: 事業計画書には設定根拠等は示されず)
- ベースライン目標である316MWhの設定にあたっては、確率的モンテカルロモデルを用いており、当該モデルではENSの正規分布に基づいている。目標値は、1990/91年~2010/11年のデータを用いて算出した年間事故発生量の平均値から算出(出所: 経済産業省「平成28年度産業経済委託事業: 諸外国における電力・ガス市場調査報告書」におけるOfgemに対するインタビューより)

(Ofgemによる最終提案(2012年12月))

- Ofgemは利害関係者との協議を経て、ENSが主要なアウトプットであり、また全ての要素について初期提案から変更が無いことが確認。



参考: 送電事業者における停電発生量(ENS)の実績値推移(第3回研究会より再掲)
(出所)Ofgem Webサイトより

*1 効率性インセンティブ率(efficiency incentive rate): 事業計画で示したアウトプットの提供を前提に、効率化を進めた結果として得られる利潤について、一定の割合を需要家に還元した上で、残りを事業者が獲得できる仕組み。需要家に還元する割合は、申請した費用の大きさなどを踏まえて事業者ごとに設定

アウトプットの設定経緯

ライセンス条件との関係①

(ライセンス条件との関係)

- 価格管理レビューにおいて合意された主要アウトプットは、TOのライセンス条件として挿入。主要アウトプットに関連する詳細は、関連ライセンス条件の一部として規定される
- ネットワーク事業者が主要アウトプットを履行出来なかった場合、企業は、規定されたインセンティブ規約 (incentive arrangements) に従って罰則を受けることになる。ネットワーク事業者が主要アウトプットの不履行を継続した場合、Ofgemは以下の措置を講じることができる。
 - ⇒ Ofgemは、ネットワーク事業者が主要アウトプットの履行に関連するライセンスの規定に準拠していない、または違反可能性があることに基づき、執行措置(enforcement action)を講じることができる*1
 - ⇒ 最終命令の不遵守(または違約金支払の不履行)に際し、Ofgemは、当該ネットワーク事業者のライセンスに規定された義務に沿った主要アウトプットの不履行を事由として、ネットワーク事業者のライセンスを取り消すことができる。

*1 当該プロセスの第一段階では、警告通知(warning notice)、場合によっては、仮命令(provisional order)が発行)。ネットワーク事業者がライセンス条件に従わない場合、Ofgemは、ネットワーク事業者に対して、将来における遵守を確認する措置を講じることが要求する最終命令 (final order)を発行する能力を有する。

アウトプットの設定経緯

ライセンス条件との関係②

- ▶ 各TOは、特別ライセンス条件(Special Condition)において、主に金銭的インセンティブが発生する主要アウトプットの詳細(ベースライン、インセンティブ方法論等)について規定している。

例: National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions

CHAPTER 1: DEFINITIONS

(中略)

CHAPTER 2: GENERAL OBLIGATIONS

Special Condition 2A. Activities restrictions

Special Condition 2B. Restriction on the use of certain information

Special Condition 2C. Prohibited Activities and Conduct of the Transmission Business

Special Condition 2D. Not used

Special Condition 2E. Not used

Special Condition 2F. Role in respect of the National Electricity Transmission System Operator area located in offshore waters

Special Condition 2G. Prohibition on engaging in preferential or discriminatory behaviour

Special Condition 2H. Appointment of a Compliance Officer

Special Condition 2I. Not used

Special Condition 2J. Network Access Policy

Special Condition 2K. Electricity Transmission Losses reporting

Special Condition 2L. Methodology for Network Output Measures

Special Condition 2M. Specification of Network Replacement Outputs

Special Condition 2N. Electricity Market Reform

Special Condition 2O. Business separation requirements and compliance obligations, and conduct of the System Operator in performing its Relevant System Planning Activities

CHAPTER 3: TRANSMISSION – REVENUE RESTRICTION

Special Condition 3A. Restriction of Transmission Network Revenue

Special Condition 3B. Calculation of allowed pass-through items

Special Condition 3C. Reliability Incentive Adjustment in Respect of Energy Not Supplied

Special Condition 3D. Stakeholder Satisfaction Output

Special Condition 3E. Incentive in Respect of Sulphur Hexafluoride (SF6) Gas Emissions

Special Condition 3F. Adjustment in Respect of the Environmental Discretionary Reward Scheme

Special Condition 3G. Not Used

Special Condition 3H. The Network Innovation Allowance

Special Condition 3I. The Network Innovation Competition

Special Condition 3J. Transmission Investment for Renewable Generation

Special Condition 3K. Allowances in respect of a Security Period

Special Condition 3L. Pre-construction Engineering Outputs for prospective Strategic Wider Works

(中略)

アウトプットの設定経緯

ライセンス条件との関係③～ENSの場合

参考: Special Condition 3C. Reliability Incentive Adjustment in Respect of Energy Not Supplied
Part A: Adjustment arising from reliability incentive in respect of energy not supplied (RI_t)

The following formula (for the purposes of this condition, the “Principal Formula”) applies for the purpose of deriving the value of the term RI_t for the Relevant Year beginning on 1 April 2015 and in each subsequent Relevant Year:

$$RI_t = \max \left[VOLL \times (ENST_{t-2} - ENSA_{t-2}) \times PTIS_{t-2}, -RIDPA \right] \times \frac{BR_{t-2} + TIRG_{t-2}}{RPIA_{t-2}} \times PVF_{t-2} \times PVF_{t-1} \times RPIF_t$$

where:

ENSA_{t-2} is the sum of the volumes of energy not supplied in all Incentivised Loss of Supply Events in Relevant Year t-2, as reported by the licensee in accordance with Standard Condition B15 (Regulatory Instructions and Guidance).

ENST _{t-2}	is the incentivised loss of supply volume target in Relevant Year t-2, and has the value of 316 MWh for each Relevant Year.
VOLL	is the value of lost load which has the value £16,000 per MWh in (2009/10 prices).
RIDPA	is the maximum downside percentage adjustment, and will be set at 3 per cent.
Max (A,B)	means the greater of A and B.
BR _{t-2}	means the Base Transmission Revenue in Relevant Year t-2 and will be calculated in accordance with Part C of Special Condition 3A for that year.
TIRG _{t-2}	means the value of Transmission Investment for Renewable Generation in Relevant Year t-2, calculated in accordance with Special Condition 3J (Transmission Investment for Renewable Generation).
RPIA _{t-2}	has the value given to it by Part C of Special Condition 3A.
PTIS _{t-2}	means the post-tax Totex Incentive Strength adjustment in Relevant Year t-2 as calculated in accordance with the formula in paragraph 3E.6 of Special Condition 3E (Incentive in Respect of Sulphur Hexafluoride (SF ₆) Gas Emissions).
PVF _t	has the value given to it by Part C of Special Condition 3A.
RPIF _t	has the value given to it by Part C of Special Condition 3A.

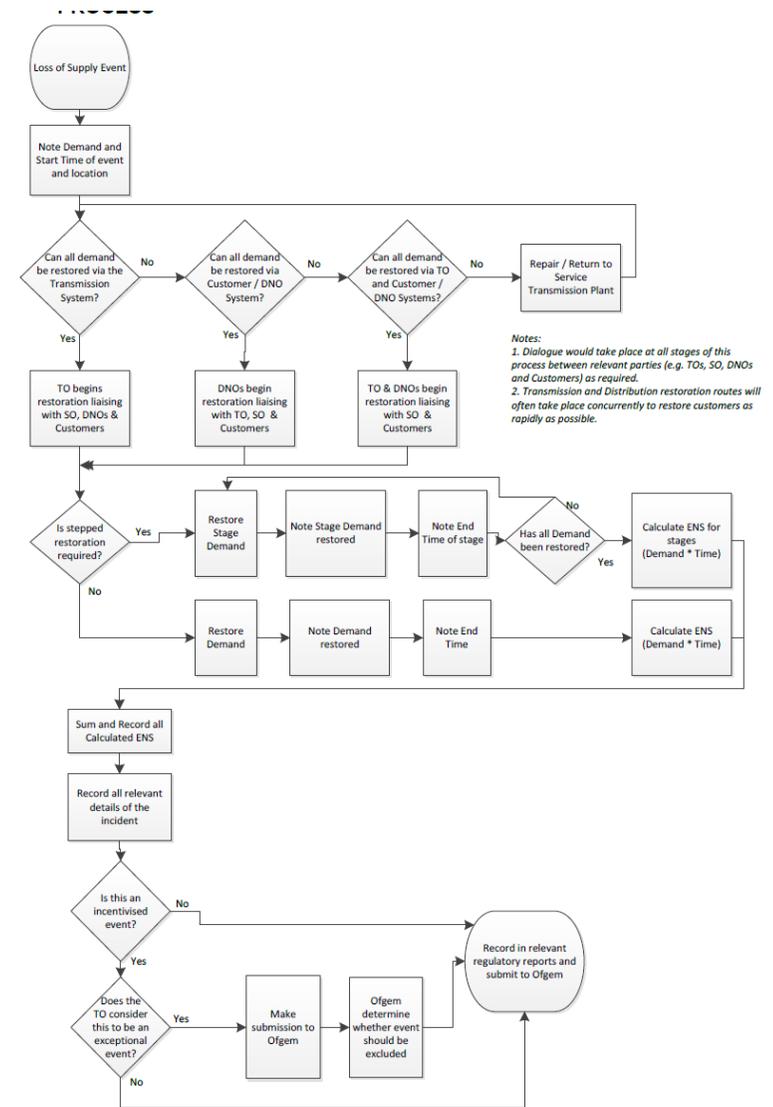
Special License Conditionにおいて詳細な計算式を規定

アウトプットの設定経緯

ライセンス条件との関係④

(信頼性インセンティブ方法論)

- 特別条件3Cの「Part B: Methodology Statement in respect of reliability Incentive」に基づき、ライセンシーは、標準条件C17「送電システムのセキュリティ及びサービス品質(Transmission system security and quality of service)」の規定を考慮して、ENS計算にあたりライセンシーが使用する方法論を記載した信頼性インセンティブ方法論定義書(Reliability Incentive Methodology Statement)を策定・維持
⇒当該定義書は、規制機関によって承認が必要
- TO3社は、共同で信頼性インセンティブ方法論定義書を策定(第1版は2014年1月に発行。第3版(2015年9月)まで発行)
⇒当該定義書では、3社に適用される共通アプローチについて規定(注: ただしSHET社の保障支払スキーム(Compensatory Payments Scheme)については含んでいない。同社の特別ライセンス条件3C, 3D, 3Eにて規定)



FLOW CHART DESCRIBING ENERGY NOT SUPPLIED CALCULATION PROCESS

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

- SHET社は、毎年度パフォーマンスレポートとして「Annual Performance Report」を公表しており、アウトプット指標の達成状況について報告
⇒主に安全性、利害関係者満足度、信頼性、接続性、環境性、ネットワーク拡張に関してアウトプットの達成状況を報告。アウトプットの設定は英国の料金規制(RIIO)と紐づいたもの。
- これらに加え、コスト削減の取り組み状況についても言及(後述)。

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

パフォーマンススコアカードの詳細①

安全性

- 安全性に関わる指標としては、TRIR(Total Recordable Incident Rate)が採用
⇒当該指標は、10万労働時間当たりの従業員・請負業者の事故発生件数
- 2017/2018年度におけるTRIRは0.45(前年度0.54)。目標値は0.25に設定されており、2013/2014年度の評価開始以降、目標未達成の状況が継続

信頼性

(ENS)

- 信頼性に関わる指標としては、ENSが採用
⇒当該指標は、送電系統故障等により顧客に対して供給できなかった電力量
- 2017/2018年度におけるENSは24.33MWh(供給信頼度99.999555%)であり、目標値120MWh以下を超過達成。当該指標は金銭的インセンティブの対象となっており、2017/2018年度は¥0.95mの報酬が発生

(ネットワーク資産の修繕プログラム)

- ネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Output)に相当するプログラム
- 非負荷関連(non-load related) 設備*1の修繕プログラムは、事業計画における想定と最新の見通しでは乖離が発生
⇒132kVの架線作業において当初評価よりも多くの負担が発生
- 2017/2018年度における非負荷関連設備の修繕費は¥51.1m

*1 非負荷関連設備の定義については後述

非負荷関連設備の修繕プログラムの累積進捗状況(アセット数)

Asset Additions	Business Plan	Latest Forecast	Difference
275 kV – Total			
Circuit Breaker	1	1	0
OHL Fittings	-	52	52
132 kV – Total			
Circuit Breaker	28	16	-12
Transformer	16	16	0
Reactor	-	9	9
Underground Cable	14.8	15.6	0.8
OHL Conductor	927.2	970	42.8
OHL Fittings	-	822	822
OHL Tower	-	390	390

(出所)SHET社「Annual Performance Report 2017/2018」

※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

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

パフォーマンススコアカードの詳細②

顧客満足度・利害関係者満足度

- 利害関係者満足度は、外部調査機関による調査に基づき評価。2017/2018年度における利害関係者満足度は8.0(前年度:8.7)。目標値は7.4に設定されており、ここ4年間は目標達成を継続。
- 利害関係者満足度に関わるKPIでは、規定された19の指標に対する達成度合いを計測。目標値89%に対し、2017/2018年度は76%となっており目標未達成。
- 外部機関が同社の利害関係者エンゲージメント戦略計画の実施状況について評価を実施
⇒未遵守(Non-Compliant)、遵守(Compliant)、超過達成(Exceeds)の3段階評価
⇒評価開始以降、2014/2015年度を除き、毎年遵守となる状況が継続
- 独立パネルが利害関係者エンゲージメント活動について評価。2017/2018年度は目標値を大きく下回っている。

接続性

- 発電事業者や需要家による接続要求に対する迅速かつ適切な対応に関して評価
⇒2017/2018年度は49件の接続要求に対して、規定の日数内(60日以内)に対応
- 2017/2018年度における発電施設の新規接続は332MW(前年度396MW)

環境性

- 環境性に関しては、SF6漏洩量に加え、送電ロス(CO2換算)、ビジネスカーボンフットプリント、環境推奨報酬(EDR: Environmental Discretionary Reward)を指標として評価が実施
- SF6漏洩量は金銭的インセンティブの対象。2017/2018年度は目標値340.15kg以下に対して実績値は326.8kgとなっており、1万ポンドの報酬が発生
- EDRは、Ofgemの専門家パネルによってその達成状況が評価(リーダーシップ(Leadership)、積極的(Proactive)、エンゲージ(Engaged)の3段階)。
⇒2017/2018年度のスコアは未発表

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

パフォーマンススコアカードの詳細③

- ENS、利害関係者満足度・利害関係者エンゲージメント、適時接続、SF6漏洩、EDRに対しては、金銭的インセンティブが設定

金銭的インセンティブが設定された主要アウトプットの達成状況(2017/2018年度)

Incentives

Primary Output	RIIO-T1 Target	2017/18 Actual	Max Reward £m	Max Penalty £m	Reward/Penalty in 2017/18 ⁽¹⁾	Comments		
Energy not supplied (ENS)	<120MWh	24.33MWh	1.19	(8.86)	£0.95m	The output has met its target in all years of RIIO-T1	報酬・罰則	
Stakeholder Satisfaction Output	KPI	89%	76%	2.95	(2.95)	-£0.07m ⁽²⁾	Our improvement plan aims to improve our performance in these outputs	報酬・罰則
	Assurance	Compliant	Compliant					
	Survey	7.4/10	8.0					
Stakeholder Engagement Reward	5/10	3.25	1.48	N/A	£0.00m	Our submission score deteriorated in the year, an improvement plan has been developed to improve our performance	報酬のみ	
Timely connections	Connection offers within 60 days	49 Connections made within timescale	N/A	(1.48)	£0.00m	This output has met its target in all years of RIIO-T1	罰則のみ	
Sulphur hexafluoride (SF ₆) leakage ⁽³⁾ kg	<340.15kg	326.8kg	0.05	This is dependent on leakage	£0.01m	It was the first year that this target has been met	報酬・罰則	
Environmental Discretionary Award (EDR)	Leadership	TBC	£4m annual pot available across all operators	N/A	TBC	Confirmed in October 2018	報酬のみ	

¹ Earned in year in nominal price and has two-year lag.

² Incentive/Penalty is calculated based on Stakeholder Satisfaction Survey, KPI and external assurance.

³ <340.15kg is target for 2017/18. The target for SF₆ leakage increases as the number of our network using SF₆ increases.

(出所)SHET社「Annual Performance Report 2017/2018」

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

支出状況及びコスト削減 状況(2017/2018年度)

- 事業計画において予測した総支出額(TOTEX)は£540m。一方、実際のTOTEXは£430.9mであり、£109.1mの差異が発生
⇒2017/2018年度のTOTEXの大部分を大規模な資本プロジェクトが占めている

TOTEXの予測と実績の差異(2017/2018年度単年)

		Category	Forecast	Expenditure	Delta	
CAPEX	}	負荷関連 ¹ (戦略的拡張計画(SWW))	Load Related – Strategic Wider Works (SWW)	195.0	151.2	-43.8
		負荷関連(その他)	Load Related – Other	229.6	191.2	-38.4
		非負荷関連 ²	Non-Load Related	77.2	51.1	-26.1
OPEX	}		Operating Costs	31.6	32.2	0.6
			Non-Operating Costs	6.6	5.2	-1.4
			Total Expenditure (TOTEX)	£540.0	£430.9	-£109.1

All values shown as 2017/18 prices in £m

*1 *Load-Related Capex(LR Capex)*: 負荷関連Capexは、電力需給レベルやパターンを調整するための投資である。いくつかのメカニズムに分類されるが、主要なものとしては①新規発電施設の接続、②新規需要施設の接続、③拡張工事(これらの接続を容易化するための補強等に関連したもの)等に分類される

*2 *Non Load-Related capex (NLR capex)*: 非負荷関連Capexとは、既存ネットワークを維持するための資本投資。これは主に資産の修繕や改修への投資であり、信頼性のあるネットワークを維持に関連する直接的な資本投資も含む。非負荷関連の支出は、lead assetsとnon lead assetsに大別される。⇒lead assetsは送電設備を構成する主な資産であり、安全かつ信頼性のある送電網にとって必要となるものである。具体的には、circuit breakers, transformers, reactors, underground cables, over head line (OHL) conductors, OHL fittings, OHL towers 等が含まれる。一方、non lead assetsは監視、遠方通信 (telecommunications)、保護施設(switchgearは除く)などである。なお132kV以下の全ての資産は、non lead assetsとして分類される。

(出所)SHET社「Annual Performance Report 2017/2018」

SHET社: パフォーマンスレポートの概要

支出及びコスト削減 見通し(2017/2018年度時点の8年間累積の見通し)

- RIIO-T1(8年間)のTOTEX予測も大型資本プロジェクトの実施に集中。TOTEX予測の92%が負荷・非負荷関連CAPEXに費やされる見込み
⇒RIIO-T1の許容収入枠(Allowances)£3,622.1mに対してTOTEX予測£3,395.2mとなっており、差分は£226.9mとなっている。
- SHET社は、系統運用者であるNational Grid社のネットワーク料金(TNUoS該当部分)を通じて収益を確保。
- RIIO-T1期間末における規制資産価値(RAV: Regulatory Asset Value)は£3,600m(2018年3月末時点£3,100m)。同じくRIIO-T1期間中における規制資本利益率(Return on Regulatory Equity)は9.7%

RIIO-T1(8年間累積)のTOTEX予測

Category	2017/18		
	Allowances	Expenditure	Delta
負荷関連 (戦略的拡張計画(SWW))	1,606.7	1,437.4	-169.3
負荷関連(その他)	1,433.7	1,258.0	-175.7
非負荷関連	326.3	425.6	99.3
Operating Costs	245.9	245.7	-0.2
Non-Operating Costs	9.4	28.4	19.0
Total Expenditure (TOTEX)	£3,622.1	£3,395.2	-£226.9

All values shown as 2017/18 prices in £m

(出所)SHET社「Annual Performance Report 2017/2018」

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

- SPT社は、毎年度パフォーマンスレポートとして「Annual Performance Report」を公表しており、アウトプット指標の達成状況について報告
⇒主に安全性、利害関係者満足度、信頼性、接続性、環境性に関してアウトプットの達成状況を報告。
アウトプットの設定は英国の料金規制(RIIIO)と紐づいたもの。
- これらに加え、コスト削減の取り組み状況についても言及(後述)。

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

アウトプットの全体像

アウトプットの全体像

Output	Metric/Target	Actual (In Year)	Status	Year on Year Trend	Comment
Stakeholder KPIs	69 (Ofgem break even level)	78	●	↑	The score of 78 reflects the consistency in our performance on connection offers, engagement with connected customers and broad interest customers.
Stakeholder survey	74 (Ofgem break even level)	8.3	●	↑	For the second consecutive year we have recorded our highest ever performance in the annual survey, with the rating for overall satisfaction increasing to 8.3 from 7.9 in 2016/17.
Stakeholder engagement Ofgem panel score	Ofgem – Target out of 10	6.4	●	↑	We were awarded our highest ever score and moved to 1st place overall in the incentive.
Timely connections	100% (74 calendar days to submit final offer)	100%	●	↘	60 connection offers made in year. One offer was not issued within the licenced timescale. There was, however, no impact on the customer as their offer was received on time. Offer process reviewed and new controls implemented to ensure future compliance.
Network capacity	1,073MVA (RIIO-T1 baseline forecast)	860MVA	●	↑	Cumulative total for the price controls is now 1,793MVA. Our new forecast position for the end of RIIO-T1 is to deliver 3,482MVA.
Connections to the network	2,503MW (RIIO-T1 baseline forecast)	489MW	●	↑	Cumulative total for the period is now 1,361MW equating to 54% of output target. Our new forecast position for the end of RIIO-T1 is to deliver 1,620MW.
Modernisation outputs	40.5% (RIIO-T1 business plan target)	59.0%	●	↑	We continue to stay ahead of our planned outputs for RIIO-T1, keeping us on track to deliver our network renewal outputs in full.
Energy not supplied	225 MWh (Based on 10 year average pre RIIO-T1)	3.0MWh	●	↑	Reduction from 13.9MWh recorded last year and represents 0.00002% of energy not supplied across the year maintaining our outstanding network reliability.
Contractor safety	Total Recordable Injury Rate (TRIR)	0.68	●	↓	TRIR is a widely used indicator and expresses injury levels as a factor of hours worked (injuries per 100,000 hours). A continuous drive for zero harm is our aim but we have seen an increase from last year's 0.18.
Public safety	0	0	●	→	We can report again this year that there were zero injuries to the general public and staff resulting from our assets or operations.
Environmental discretionary reward	50% to 69% (Targeted score in 'Proactive' range)	82%	●	→	Achieved leadership status by being the only Transmission Operator to obtain 70%+ score. This year's 82% represents a fall from 88% last year.
Carbon footprint – SF6 leakage	782kg (2018 Licence term)	460kg	●	↓	41% below 2018 target but an increase from 388kg recorded last year.
Carbon footprint – Network losses	No individual target. This is included within the Total BCF target.	186,326 tCO ₂	●	↑	This is a decrease on last year's emissions of 263,712 tCO ₂ .
Carbon footprint – Building losses	6,743 tCO ₂ e	455 tCO ₂ e	●	↑	This is a decrease on last year's emissions of 487 tCO ₂ e.

利害関係者満足度

適時接続

ネットワーク拡張

信頼性

安全性

環境性

金銭的インセンティブが発生したのは、信頼性、利害関係者エンゲージメント、顧客満足度、SF6漏出の4つのアウトプットであり、合計£5.8m

2017/2018年度における金銭的インセンティブ

Incentives	£ thousand
Reliability	2,786
Stakeholder engagement	1,971
SF6 emissions	327
Stakeholder satisfaction	781

Status
 ● Ahead of target
 ● On target
 ● Below target

Year on year trend
 ↑ Ahead of target
 → On target
 ↘ Partially Below target
 ↓ Substantially Below target

※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

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

パフォーマンススコアカードの詳細①

安全性

- 安全性指標としては、TRIRを採用
⇒ 2017/18年度は、請負業者において19件の事故が発生し、3人が負傷。TRIRは、前年度の0.5から0.68に悪化

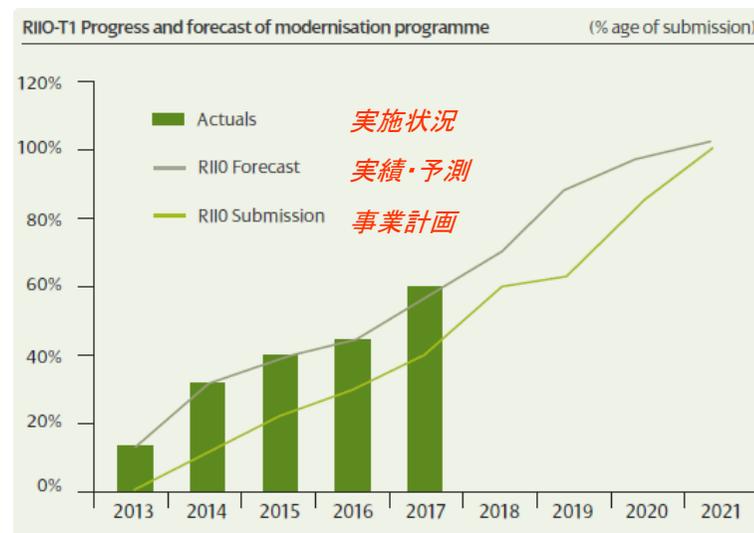
信頼性

(ENS)

- 信頼性指標としては、ENSを採用
- 2017/2018年度におけるENSは3MWh(前年度13.9MWh)。なお供給信頼度99.999984%
⇒RIIO-T1期間前の10年間平均から導出された225MWhのベンチマーク水準を大幅に超過達成

(ネットワークの近代化(modernization))

- ネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Output)に相当するプログラム
- 事業計画において、資産劣化リスクを管理するための投資対象設備について規定。2017/2018年度は、主に非負荷関連プログラムとして、資産の近代化に対し£410mが費やされた。
- ネットワーク近代化プログラムの進捗状況は59%に達しており、現時点における目標40.5%を大きく上回り、2021年までの目標60%に迫っている。
⇒現時点における予算消化状況は49%程度
⇒開閉装置(switch gear)及び変圧器(transformer)のプログラムは計画通り。架空送電線は、当初計画342kmに対し584kmとなっており大きく超過



ネットワーク近代化プログラムの実施状況

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

パフォーマンススコアカードの詳細②

顧客満足度・利害関係者満足度

- SPT社は、毎年、利害関係者アンケートを他社に委託し満足度調査を実施
- 2017/2018年度調査では、2年連続でステークホルダー満足度が大幅に増加し、総合満足度は8.3となった。(Ofgem基準点 7.4)
- 利害関係者KPIのスコアも77から78に改善 (Ofgem基準点 69)
- 利害関係者エンゲージメントに関するOfgem panel scoreは6.4となっており、他社10社との比較の中で最も高かった。

接続性

- 2017/2018年度は60件の接続オファーに対して、1件を除き規定の日数内(74歴日以内)に対応した。
- 発電施設の新規接続に関して、2017/2018年度は489MW。累積1,361MWであり、RIIO-T1期間中のベースライン予測2,50MWの54%を占めている。

環境性

- 環境性に関しては、カーボンフットプリントとしてSF6漏出、送電ロス、建物ロスがアウトプットとして設定
 - ⇒SF6漏出…2017/2018年度実績は460kg(前年度388kg) 目標値 782kgは達成
 - ⇒送電ロス…2017/2018年度実績は186,326tCO₂(前年度263,712tCO₂)。個別目標は設定されていない
 - ⇒建物損失…2017/2018年度実績は455tCO₂(前年度487tCO₂)。目標値 487tCO₂は達成

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

支出状況及びコスト削減 状況(2017/2018年度)

- 総支出額(TOTEX)はCAPEXとOPEXから構成。
- CAPEXは、主に負荷関連と非負荷関連に分類される。
 - ⇒負荷関連: 顧客需要や再生可能エネルギー増大に対応するための費用。様々な外部要因に晒されており、不確実且つ不安定。2017/2018年度における許容収入枠(allowance)と実績値の差異を見ると、負荷関連Capexの実績値は、許容収入枠を£4.4m上回る。
 - ⇒非負荷関連: 資産修繕(asset replacement) Capexが大部分を占めている。資産修繕Capexの実績値は£58.6mとなっており、許容収入枠を£58.6m下回っている。
- CAPEX全体では、実績値が許容収入枠を£35.8m下回っている。またOPEX全体では、実績値が許容収入枠を£2.1m上回っている。
- TOTEX全体では、許容収入枠£272.4mに対し実績値£238.8mとなっており、実績値が£33.6m下回っている。

TOTEXの予測と実績の差異(2017/2018年度単年)

Totex comparison		(2017/18 real £m)	Allowance	Actual	Variance
			£m	£m	£m
CAPEX	負荷関連	Capex			
		Baseline – Wider Works (BWW)	2.1	36.4	34.3
		Baseline – Other LR Capex	125.3	95.4	-29.9
		Sub-Total Load Related Capex	127.5	131.9	4.4
	非負荷関連	Asset Replacement Capex	82.0	58.6	-23.4
		Other Capex	35.2	16.9	-18.3
		Non Operational capex	1.1	2.7	1.6
Total Capex		245.8	210.1	-35.8	
OPEX		Opex	Allowance	Actual	Variance
			£m	£m	£m
		Faults	1.1	1.9	0.8
		Inspections & Maintenance and Other direct costs	11.0	5.6	-5.5
		Indirect Costs	14.4	20.1	5.6
		Adjustment for IAS 19 pension accrual	0.0	1.2	1.2
		Total Controllable Opex	26.6	28.7	2.1
	Totex	272.4	238.8	-33.6	

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

支出及びコスト削減 見通し(2017/2018年度時点の8年間累積の見通し)

- CAPEXは、主に負荷関連と非負荷関連に分類される。
⇒負荷関連: 許容収入枠(allowance)と予測値の差異を見ると、負荷関連Capexの予測値は£1,158.8mであり、許容収入枠£1,213.3mを£54.6m下回る。
⇒非負荷関連: 資産修繕Capexの予測値は£509mとなっており、許容収入枠£581mを£72m下回っている。
- CAPEX全体では、予測値が許容収入枠を£136.1m下回っている。またOPEX全体では、予測値が許容収入枠を£70.1m上回っている。
- TOTEX全体では、許容収入枠£2,258.3mに対し予測値£2,192.3mとなっており、予測値が£66.0m下回っている。

RIIO-T1(8年間累積)のTOTEX予測

CAPEX

負荷関連

非負荷関連

Totex comparison	(2017/18 real £m)	Allowance £m	Forecast £m	Variance £m
Capex				
Baseline – Wider Works (BWW)		673.3	548.7	-124.6
Baseline – Other LR Capex		146.9	119.7	-27.3
Uncertainty Mechanism – Generation Connections Sole-Use Infrastructure		37.3	81.7	44.4
Uncertainty Mechanism – Generation Connections Shared-Use Infrastructure		355.8	408.8	53.0
Uncertainty Mechanism – Strategic Wider Works (SWW)		-	-	-
Sub-Total Load Related Capex		1,213.3	1,158.8	-54.6
Asset Replacement Capex		581.0	509.0	-72.0
Other Capex		254.5	236.3	-18.2
Non Operational Capex		9.2	17.8	8.6
Total Capex		2,058.1	1,921.9	-136.1

	Allowance £m	Actual £m	Variance £m
Opex			
Faults	8.7	14.2	5.4
Inspections & Maintenance and Other direct costs	79.1	75.1	-4.1
Indirect Costs	112.4	179.1	66.8
Adjustment for IAS 19 pension accrual	-	2.0	2.0
Total Controllable Opex	200.3	270.4	70.1
TOTEX	2,258.3	2,192.3	-66.0

※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

(出所) SPT社「Annual Performance Report 2017/18」

SPT社: パフォーマンスレポートの概要

支出及びコスト削減 見通し(2017/2018年度時点の8年間累積の見通し)

- SPT社は、系統運用者であるNational Grid社のネットワーク料金(TNUoS該当部分)を通じて収益を確保することが出来る。
- 2018年3月末時点における規制資産価値(RAV)は£2,296mとなり、前年£2,204mから4%増加した。パフォーマンスに基づく規制資本利益率(RoRE)は9.7%となっている。

規制資本利益率の算出根拠

8-year average 2017/18	Return on Regulatory Equity (RoRE). All number reflecting Ofgem's methodology.
7.00%	Base Return – Set by Ofgem for the 8-year period.
0.59%	IQI Additional Income – Agreed by Ofgem as part of the price control, and is a reward for the quality of our business plan and recognition of our fast-tracking.
1.01%	Totex Efficiency Savings – Any savings we make on our investment plan are shared 50:50 with the consumer, and we are currently forecasting some savings over the 8-year period. This results in a benefit to both consumers and our shareholders, and is in addition to meeting all of our specified outputs.
0.22%	Reliability Incentive
0.01%	SF6 Emissions Incentive
0.11%	Stakeholder Satisfaction
0.15%	Environmental Discretionary Reward
0.57%	TIRG Incentive – Differential in allowed WACC reflecting higher risk TIRG projects
0.03%	Other – Retained Tax
9.7%	Return on Regulatory Equity (including TIRG)
8.89%	RoRE based on a weighted average basis

RTEによるサービス品質のモニタリング結果

- RTEは、CREが設定する指標に基づき、サービス品質のモニタリング結果を公表することとなっている。
- 2018年には、2015～2017年におけるモニタリング結果が公表されている。

2015～2017年のサービス品質のモニタリング結果

項目	対象年	結果	
顧客のクレーム対応	2017	受領したクレームは85件。うち85%が30日以内に処理。	
	2016	受領したクレームは89件。うち88%が30日以内に処理。	
	2015	受領したクレームは98件。うち72%が30日以内に処理。	
電力品質 (QdE) の遵守率	2017	産業部門：94%、流通部門：94%、鉄道部門：86%。	
	2016	産業部門：97%、流通部門：96%、鉄道部門：86%。	
	2015	産業部門：93%、流通部門：98%、鉄道部門：86%。	
市場アクセス性	調整メカニズムへのアクセス性	2017	46,747件の調整提案、62件の異議申し立てあり。
		2016	47,150件の調整提案、91件の異議申し立てあり。
		2015	41,487件の調整提案、160件の異議申し立てあり。
	データの信頼性 (データの信頼率)	2017	99.25%
		2016	98.92%
		2015	98.57%
		調整メカニズムサービスの利用率	2017
2016	99.61%		
2015	99.13%		

(注)電力品質(QdE)は、供給の継続性(顧客に対して永久的に給電可能なネットワーク容量)と電圧波形の品質の2つの側面をカバーしており、顧客と契約している予定閾値を超えた場合、RTEがこれを補償することとされている。

(出所)RTE「Le Baromètre de la qualité de service année 2017」

項目	対象年	結果	
計器のトラブルシューティング	2017	5,986,717の負荷曲線を顧客に提供。うち97%がD + 1の午前8時から利用可能。	
	2016	5,980,242の負荷曲線を顧客に提供。うち93%がD + 1の午前8時から利用可能。	
	2015	6,032,324の負荷曲線を顧客に提供。うち94%がD + 1の午前8時から利用可能。	
修理の期限内の対応率	2017	1,778件の計器の修理を実施。うち73%が期限内に完了。	
	2016	4,215件の計器の修理を実施。うち83%が期限内に完了。	
	2015	4,624件の計器の修理を実施。うち89%が期限内に完了。	
接続容易性	PTFの送信	2017	58件のPTFを顧客に期限内に送信し、そのうち88%が3ヶ月以内に送信
		2016	34件のPTFを顧客に期限内に送信し、そのうち79%が3ヶ月以内に送信
		2015	59件のPTFが顧客に期限内に送信し、そのうち80%が3ヶ月以内に送信
	送電の開始 (同年12月末時点)	2017	42件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは76%、期限を遵守していたのは88%。
		2016	58件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは86%、期限を遵守していたのは83%。
		2015	60件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは90%、期限を遵守していたのは93%。

(注)PTF(Proposition Technique et Financiere)は、RTEが、顧客の接続申し込みに基づき接続要件(技術条件・費用・完了時間等)を提示する資料。顧客はPTFをベースに接続の有無を検討

仏TSO RTE社の事例②

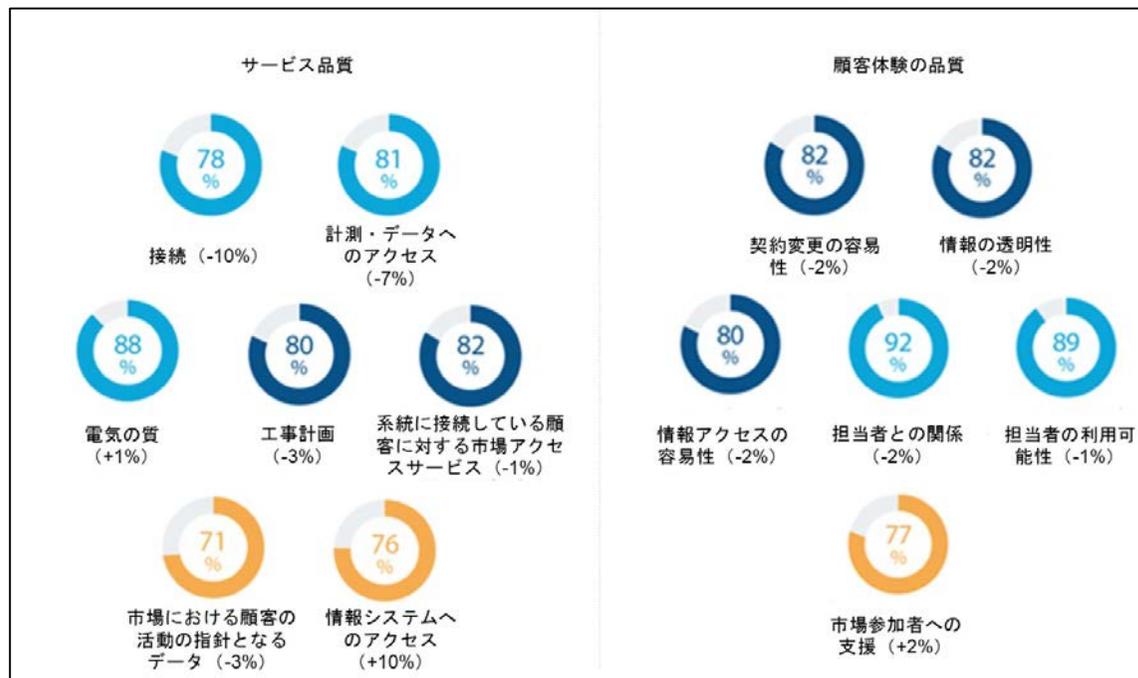
RTEによる顧客満足度調査の結果

○ RTEは、2015年以降毎年顧客満足度調査を行い、結果を公表している。

2017年の顧客満足度調査の結果

- 905人から回答を受領。うち85%がRTEのサービスに満足。
- 全体的な満足度その他、サービス品質及び顧客体験の品質に対する満足度も調査(結果は左下図)。
- 調査結果を踏まえ、RTEは、顧客の優先度が高いニーズを満たすための行動を2018年に実施している(右下)。

2017年の顧客満足度調査の結果



顧客満足度の調査結果を踏まえた 2018年における行動内容

- 顧客による市場に関する理解を深める
- 送電網への接続を容易にする
- 透明性が高い将来を見越した情報へのアクセスを強化する
- RTEの情報システムへのアクセスを容易にする
- 工事計画やサービスをスムーズに実施する

(出所)RTE社WebサイトよりMURC作成

仏DSO Enedis社の事例

Enedisによるサービス品質のモニタリング結果

- Enedisも、CREが定めた指標に基づき、サービス品質のモニタリング結果を公表することとなっている。
- 2016年版の顧客満足度調査では、TURPE4(第4次送配電料金)で規定されたサービス品質のモニタリング指標を含めた調査結果が示されている。

Enedisによるサービス品質のモニタリング指標の調査結果(概要)

経済的インセンティブの対象外

項目	指標名	2015年の結果	2016年の結果	2015年/2016年変化
現場対応に関連する指標	要求期限内に完了した解約率	91%	91%	
	要求期限内に完了したサービス開始率	85%	85%	
	要求期限内に完了した供給事業者変更率	99%	99%	
読取りおよび請求に関連する指標	読取り実施率(BT≤36 kVAの需要家向け)	97.30%	97.00%	
	読取り実施率(BT> 36 kVAの需要家、単一契約のHTA需要家向け)	98.40%	98.90%	
	読取り時に顧客不在が3回以上生じた割合(BT≤36 kVAの需要家向け)	1.40%	1.50%	
	訂正数値率(BT≤36 kVAの需要家向け)	0.50%	0.60%	
接続に関連する指標	電気接続窓口の電話利用可能率	90.30%	88.50%	
	接続提案の平均送信時間	43.7日	41.7日	
	期限外に送信された接続提案の割合	42.60%	41.80%	
	接続工事の平均完了時間	75.1日	73.7日	
	接続提供の合意日の遵守率	86.00%	88.00%	
	接続契約の送信期限のために支払われた補償金の数	0	0	
	接続工事の完了期限のために支払われた補償金の数	0	0	
利用者との関係に関連する指標	DSOが利用者から直接受領したクレームの件数	18,420	26,610	
供給事業者との関係に関連する指標	供給事業者専用電話回線の利用可能率	93.50%	92.30%	

経済的インセンティブの対象

項目	指標名	2015年の結果	2016年の基本目標	2016年の結果	2015年/2016年変化
現場対応に関連する指標	Enedisが反故にしたアポイント	2,858	100%	2,711	
	移動を伴う既存の設備における顧客の要求期限内での運転開始割合	85.40%	87%	85.40%	
読取りおよび請求に関連する指標	読取または四半期毎の自動読取が実施される比率	95.10%	94.80%	94.80%	
接続に関連する指標	接続提案の期限外送信のために支払われたペナルティの数	15	100%	8	
	利用者との合意日に接続が利用可能になっていないために支払われたペナルティの数	47	100%	50	
利用者との関係に関連する指標	15日以内のクレーム応答率	95%	90%	95%	
	処理に30日超を要したクレーム件数	3,753	0	2,009	
供給事業者との関係に関連する指標	供給事業者向けポータル利用可能率	99.30%	99%	99.90%	
RTEとの関係に関連する指標	各バランス責任者の30分測定曲線の送信の提出締切遵守率	100%	96%	100%	

凡例

	・経済的インセンティブの対象指標:設定目標レベルでの最低限の結果 ・経済的インセンティブの対象外指標:改善
	変化なし
	・経済的インセンティブの対象指標:設定目標レベル以下の結果 ・経済的インセンティブの対象外指標:低下

(注)同調査で示されているのはTURPE4で規定されたモニタリング指標の結果であるため、後述するTURPE5における指標とは完全には一致しない。

(出所)Enedis「RAPPORT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE d'Enedis AU TITRE DE L'ANNÉE 2016」

※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 30

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

- RTEが、サービス品質に係るモニタリング調査や顧客満足度調査を実施・公表している背景には、これらに係るインセンティブ規制の存在がある。

TSOに対するサービス品質に係るインセンティブ規制

CREはTSO(RTE)に対して下記を要請している。

- 下記の2種類の指標を用いてサービス品質を監視し、それらの結果を年1回公表する。
 - ① 2年ごとに実施される顧客満足度調査
 - ② 下記5つのモニタリング指標の調査
 - ✓ 顧客のクレーム対応(期限内での対応率)
 - ✓ 電力品質に関する契約遵守
 - ✓ 計器のトラブルシューティングに要した時間
 - ✓ 市場アクセス性(調整メカニズムの利用可能率、調整メカニズムの傾向データの信頼性)
 - ✓ 接続容易性(期限内の送電及び技術的・経済的提案の送付)
- サービス品質のモニタリングに関する主要な課題を特定するために、少なくとも1年に1回、RTEのユーザー委員会(CURTE)内でサービス品質指標の結果を検討する。
- CURTEの枠組みの中で、特に調整命令の送信ツールの利用可能性とインバランス精算価格のモニタリングに関する新しいサービス品質指標の提案について協議する。

(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」、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)

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

○ Enedisがサービス品質のモニタリング結果を公表している背景には、CREによる開示規制がある。

DSOに対するサービス品質に係るインセンティブ規制

- CREは、DSOに対して、サービス品質に関するモニタリング指標を規定するとともに、自社のウェブサイトで公開するよう要請している。
- 対象となるDSOは、Enedis、EDF SEI及び10万人以上の顧客に電気を供給するその他の地方配電会社(ELD)である。指標はEnedisとその他で別々に規定されている。Enedis及びその他のDSO両方について、一部の指標に対しては経済的インセンティブも設定されている。

Enedisに対するサービス品質に関するモニタリング指標(経済的インセンティブなし)

項目	指標	モニタリング頻度
現場対応に関連する指標	要求期限内に完了した解約率(利用者カテゴリ別)	毎月
	解約率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月
	要求期限内に完了したサービス開始率(利用者カテゴリ別)	毎月
	サービス開始率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月
	要求期限内に完了した供給事業者の変更率(利用者カテゴリ別)	毎月
	供給事業者の変更率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月
	Enedis主導で予定変更されたアポイント	毎月
利用者との関係に関連する指標	DSOが受領したクレームの件数(項目別・利用者カテゴリ別)	毎四半期
	DSOが利用者から直接受領したクレームの件数	毎四半期
	5暦日以内のクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月
	15暦日以内のクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月
	期限が60暦日を超えるクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月
	多重クレーム率(同一接続ポイント・同一種類のクレームに関する多重クレーム)	毎月
	多重クレーム率(同一接続ポイント・異なる種類のクレームに関する多重クレーム)	毎月
	顧客対応とトラブルシューティングの電話利用可能率	毎月

項目	指標	モニタリング頻度
供給事業者との関係に関連する指標	供給事業者専用電話回線の利用可能率	毎四半期
	待機時間120秒以下の供給事業者専用電話回線の利用可能率	毎四半期
読取りおよび請求に関連する指標	読取り実施率(BT> 36 kVAの需要家、単一契約のHTA需要家向け)	毎月
	顧客不在・自動読み取りがないことにより、2回以上読み取りが行われなかった比率(BT≤36 kVAの需要家向け)	毎四半期
接続に関連する指標	電気接続窓口の電話利用可能率	毎四半期
	接続提案の送信平均時間(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	完了済接続率(利用者カテゴリ別・工事の完了期限区分別)	毎四半期
	接続工事の平均完了時間(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	期限外に送信された接続提案の割合(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	接続提供の合意日の遵守率(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	接続契約の送信期限のために支払われた補償金の数	毎四半期
	接続工事の完了期限のために支払われた補償金の数	毎四半期
電気収支の信頼性に関連する指標	電気収支(Ecarts)とRecotempの差	毎年
	Recotempで影響を受けないエネルギーの年間量	毎年

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

Enedisに対するサービス品質に関するモニタリング指標(経済的インセンティブあり)

指標	目標	インセンティブ
Enedisが反故にしたアポイント	反故にされたアポイントの100%が補償される。	<ul style="list-style-type: none"> ・利用者または供給事業者の都合で予定された現場対応が実行されない場合(アポイント時に不在など)にEnedisによって請求されるものと、同額のペナルティを付与。 ・単一契約の利用者については供給事業者経由、DSOと直接アクセス契約を締結した利用者については直接利用者に対して、最終消費者の利益となるように支払いを実施。
移動を伴う既存の設備における顧客の要求期限内での運転開始割合	89%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に「33ユーロ×0.1%×V」(Vは当年の間に移動を伴うMESの規模に相当)のプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±440万ユーロ。 ・CRCPを通じての支払い。
読取数値または自動読取数値を有するメーターの比率	2017年:95.1% 2018年:95.1% 2019年:96% 2020年:97%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり16万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±780万ユーロ。 ・CRCPを通じての支払い。
RTEへの各バランス責任者の30分測定曲線の送信の提出締切遵守率	98%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり2,500ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±15万ユーロ。 ・CRCPを通じての支払い。
15日以内のクレーム応答率	2017年:90% 2018年:91% 2019年:92% 2020年:93%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり4万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±1,000万ユーロ ・CRCPを通じての支払い
利用者との合意日に接続が利用可能になっていないために支払われたペナルティの数	-	<ul style="list-style-type: none"> ・下記のペナルティを付与: <ul style="list-style-type: none"> - BT < 36 kVA(低圧電力) の接続: 50ユーロ - BT > 36 kVA およびBTの団体接続: 150ユーロ - HTA(中圧電力)接続: 1,500ユーロ ・ペナルティの金額および支払方法は、契約書類および接続手順書において、一目瞭然で詳細な方法で表示されなければならない。 ・支払いは、接続の依頼者、または代理の特別委任の場合は代理人に行う。
合意日に利用可能になった接続の比率	36 kVA 以下のBT利用者: 2017年、2018年:89% 2019年、2020年:90% 36 kVA 以上のBT利用者、BTおよびHTAの団体利用者: 2017年:76%、2018年:86% 2019年:88%、2020年:90%	<ul style="list-style-type: none"> ・36 kVA以下のBT利用者:基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり「182 ユーロ × 0.1 % × V」(Vは当年の36kVA以下のBT接続の総量に相当)のプレミアム/ペナルティを付与。 ・36 kVA より大きいBT利用者、BTおよびHTAの団体利用者:基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり「545 ユーロ × 0.1 % × V」(Vは当年の36kVAより大きいBT接続、BTおよびHTAの団体接続の総量に相当)のプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±700万ユーロ。 ・CRCPを通じての支払い。

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

Enedisに対するサービス品質に関するモニタリング指標(経済的インセンティブあり)【続き】

指標	目標	インセンティブ
手続期限内または顧客が要求した期限内での接続提案の提出が遵守できた比率	36 kVA 以下のBT利用者: 2017年:73%、2018年:85%、 2019年:88%、2020年:90% 36 kVA 以上のBT利用者: 2017年:85%、2018年:88%、 2019年:89%、2020年:90%	<ul style="list-style-type: none"> ・36 kVA以下のBT利用者:基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり「121 ユーロ×0.1%×V」(Vは当年に36kVA以下のBT利用者に送信された接続提案の総量に相当)のプレミアム/ペナルティを付与。 ・36 kVAより大きいBT利用者、BTおよびHTAの団体利用者:基準目標から0.1ポイント上回る/下回る毎に暦年あたり「363 ユーロ×0.1%×V」(Vは当年に36 kVAより大きいBT利用者、BTおよびHTAの団体利用者に送信された接続提案の総量に相当)のプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±700万ユーロ ・CRCPを通じての支払い
供給事業者向けポータル「サービス注文に有益なデータの照会」機能の利用率	99%	<ul style="list-style-type: none"> ・年率が基準目標より高い/低い場合、0.1ポイントあたり5万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±175万ユーロ ・CRCPを通じての支払い
BT36kVA以下の需要家に対する訂正数値率	0.40%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.01ポイント下回る/上回る毎に暦年あたり1万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±40万ユーロ ・CRCPを通じての支払い
Recotempで較正・標準化されたエネルギー	2018年:4.57%、2019年: 4.37%、 2020年:4.17%、2021年:3.97%	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標から0.1ポイント下回る/上回る毎に暦年あたり25万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・インセンティブの上限・下限値:±250万ユーロ ・CRCPを通じての支払い
Enedisの需給調整範囲におけるギャップ	実際の損失量の4%	<ul style="list-style-type: none"> ・ギャップ量が実際の損失の4%を超える場合、ギャップ量増加の原因の制御不能な性質を確認するために、CREによって監査が実施される。この監査の結果、ギャップ量増加の原因の制御不能な性質が証明されなかった場合、損失の補填に関連する費用の差額は、実際の損失量の4%の限度内でのみ、当該ギャップの解決費用を考慮に入れる。

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

参考: フランスのネットワーク料金制度の概要

- フランスのネットワーク料金制度は総収入上限(レベニューキャップ)方式を取っている。
- レベニューキャップはTSOとDSOで別々の算定式に基づき設定される。

TSOのネットワーク料金制度

- TSO(RTE)に対するレベニューキャップは下式で定義されており、純営業費用と規制資本費用の和から、国際連系に伴う収益を除外し、費用収益調整(CRCP)が行われて算定される。

$$RC = \underbrace{CNE}_{①} + \underbrace{CCN}_{②} + \underbrace{A}_{③} - \underbrace{RI}_{④} + \underbrace{\text{その他}}_{⑤} \quad \underbrace{\hspace{1cm}}_{⑥}$$

項	概要
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 <ul style="list-style-type: none"> • 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 <ul style="list-style-type: none"> • 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	サービス品質に関するインセンティブなど

(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」、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 35

参考: フランスのネットワーク料金制度の概要

DSOのネットワーク料金制度

- DSOに対するレベニューキャップは下式で定義されている。TSOと概ね同様の式となっているが、スマートメーターの導入を促進する費用(Linky)が加味される点がTSOと異なる。

$$RC = \underbrace{CNE}_{①} + \underbrace{CC}_{②} + \underbrace{A}_{③} - \underbrace{CRL}_{④} + \underbrace{\text{その他}}_{⑥}$$

項	概要
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	<ul style="list-style-type: none"> 総営業費用(主として電力システムに関連する費用、外部購入費、人件費、租税公課)から、託送料金以外の収入(配電接続作業に係る収入と付随的サービスの関連収入)を控除した額 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、Enedisの全ての活動に必要な費用を基に決定される
③資本費用	<p>ネットワーク事業者によって投資された資本費用で、以下の2つの要素から構成される</p> <ul style="list-style-type: none"> Linky(スマートメーター導入促進)プロジェクトに関連する規制資本費用(CCN)・・・Linky規制資産ベース(以下「RAB Linky」)の減価償却、ならびに既存のメーターの早期廃止に関連する加速減価償却が含まれる。CCNは、2014年7月のCREの審議にて定義された Linkyを除く資本コスト・・・過去の実績による加重平均資本コストが配電会社の実態に即さない判断され、規制対象資産ベース(RAB)×資産のマージン等を基に計算する評価モデルを、TURPE4期から導入した
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
⑤Linkyプロジェクト費用	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	<ul style="list-style-type: none"> Linkyプロジェクトとは、Enedisのスマートメーター導入を促進するもので、スマートメーターを2021年末までに3,500万個導入する予定 2014年までに発生した費用は上記② 純営業費用に加味され、2015年から2021年12月末までに発生した費用は、2014年7月のCREの審議にて定義された規制の枠組みに従って計上される

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」、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)

ドイツ: TSO Tennet社の事例

- ドイツ・ベルギーTSOであるTenneT Holding B.V社は、「Integrated Annual Report」においてパフォーマンス評価の結果を自主的に公表。ステークホルダーダイアログなどを通じて、エンゲージメントを実施(注: 第3回研究会にてご報告)。
- ドイツの他のTSOでは(Amprion, 50hertz)、ステークホルダー会合や環境対応に関する情報は開示しているものの、サービス水準の自己評価(サービス品質のモニタリング結果、顧客満足度調査の結果等)の公表は見受けられない。
- ドイツ・インセンティブ規制条例(ARegV)では、ネットワーク料金におけるレベニューキャップ方式を規定。事業者の収入上限の算出において、調整項目として品質要素の導入を規定(ARegV第18~21条)
 - ⇒サービスレベルに応じて事業者に対するインセンティブを提供(後述)
 - ⇒ドイツ連邦エネルギー・水道事業連合会(BDEW)が各TSOの達成状況について分析(現在調査中)

送配電部門における アセットマネジメントを促す仕組み

アセットマネジメント高度化に対する期待

- 送配電設備の高経年化が進み、今後、設備修繕・更新の増加が予想されている。
- このような状況の中、保有設備に対して適切かつ効率的な投資を促し、更には安定供給を担保する仕組みが欧州では導入されている。(例: インセンティブ規制を通じて、事業者の自主的な取り組みを促す制度的枠組み 等)
⇒イギリスでは、ネットワーク資産の更新・修繕に対する金銭的インセンティブが規定。一方、ドイツ、フランスでも電力品質等のインセンティブは導入されているが、イギリスのように更新・修繕に対して直接的にインセンティブを提供するものではない。
(注: 新規投資に対するインセンティブは、イギリスではイノベーションメカニズムや戦略的拡張工事(SWW)、ドイツではR&D補助、フランスでは投資管理インセンティブ等で担保)

イギリス：ネットワークアウトプット計測(NOMs)

- ネットワークアウトプット計測指標(NOMs: Network Output Measures)は、ネットワーク事業者が提供するネットワーク資産管理の成果を監視・評価する手段を提供する枠組み
⇒RIIOのアウトプットにおける補助的成果物(Secondary Deliverables)の一つ。主に信頼性に関わるアウトプットカテゴリーに分類
- NOMs目標の達成・遵守にあたっては、ライセンス条件と関連。サービスの提供目標を設定したうえで、この目標値を達成する義務を負う
⇒TO3社(NGET社、SHET社、SPT社)は、ライセンスの特別条件において規定

イギリス：ネットワークアウトプット計測(NOMs)

特別条件2L: NOMs方法論

- TO3社は、ライセンスの特別条件2L「ネットワークアウトプット計測のための方法論(Methodology for Network Outputs Measures)」において、5つのNOMs計測指標を定義。
⇒ネットワーク資産状況 (network assets condition)、ネットワークリスク (network risk condition)、ネットワークパフォーマンス (network performance)、ネットワーク性能 (network capability measures)、ネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Outputs)の5つ
- 特別条件2Lでは、NOMS方法論の目的、評価内容及び実施内容等が規定。被認可者(licencee)であるTO3社は、ライセンス条件としてNOMS方法論の整備・維持が義務付け
⇒NOMS方法論は、効率的、調整的且つ経済的な送電システムの開発、維持・運用に関するパフォーマンス監視を目的としている。このNOMS方法論を通じて、当該事業者の送電システムの過去及び将来のネットワーク支出を評価するとともに、パフォーマンスを経時的に比較分析することを目的としている。

NOMS計測指標

NOMS計測指標	概要
ネットワーク資産状況	ネットワーク資産の現状、ネットワーク資産の信頼性、更にはネットワーク資産状態の予測劣化率に関連する。また当該指標は、ネットワーク資産の機能を実行する現在及び将来の能力の評価に関連する。
ネットワークリスク	ネットワーク資産の状況及びネットワーク資産間の相互関係から発生する、(TOの送電システムの信頼性に対する)全体的なリスクレベルに関連する。
ネットワークパフォーマンス	TOの送電システムの技術的パフォーマンスに関連する。これは送電事業の一部として、TOが提供するサービスの信頼性及び費用に直接的に影響を及ぼす
ネットワーク性能	TOの送電システムの能力及び利用のレベル、更には他のネットワーク能力及び利用係数に関連する
ネットワーク更新アウトプット	特別条件2MIにて規定される資産管理パフォーマンスを測定するために使用される。

イギリス: ネットワークアウトプット計測(NOMs)

特別条件2M: ネットワーク更新アウトプットの仕様

- 5つの計測指標のうち、ネットワーク更新アウトプットに関しては、**金銭的インセンティブが適用**。特別条件2M「ネットワーク更新アウトプットの仕様(Specification of Network Replacement Outputs)」において詳細が規定
- 特別条件2Mにおいて、TOは、RIIO-T1期間中に履行しなければならないネットワーク更新アウトプット、更にはアウトプットの超過達成によるインセンティブ報酬(または未達成による罰則措置)、関連する許容支出(Allowed Expenditure)について規定
⇒ネットワーク更新アウトプットは、RIIO-T1期間(8年間) について、期末である2021年3月31日の状況を評価

例: NGET社のネットワーク更新アウトプット

ネットワーク更新アウトプット

Asset categories 資産カテゴリー		Units	Asset distribution based on Replacement Priority at 31 March 2021 優先順位に基づく資産配分(2021年3月末時点)			
			Replacement Priority 更新の優先順位 (where RP1 is highest risk category)			
			RP1	RP2	RP3	RP4
400KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	6	6	7	1148
2	Transformer	Units	13	9	31	358
3	Reactors	Units	3	3	2	14
4	Underground Cable	Km	7.1	0.0	10.5	283.1
5	OHL conductor	Km	1531	1152	945	7192
6	OHL fittings	Km	1542	568	913	7800
275KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	21	44	62	466
2	Transformer	Units	25	20	52	262
3	Reactors	Units	3	4	1	12
4	Underground Cable	Km	79.2	4.3	85.5	152.0
5	OHL conductor	Km	102	343	189	2402
6	OHL fittings	Km	132	357	224	2333
132KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	46	84	60	975
2	Transformer	Units	0	2	1	6
3	Reactors	Units	32	27	7	37
4	Underground Cable	Km	0.0	1.5	2.6	14.5
5	OHL conductor	Km	75	54	37	120
6	OHL fittings	Km	79	67	0	144

ネットワーク更新アウトプットの達成状況に対する取扱い

インセンティブ	正当化(Justified)	非正当化(Unjustified)
超過達成 (Over-delivery)	超過達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesに組み込まれる materialの超過達成に関連する追加コストの2.5%の報酬 など	超過達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesに組み込まれる など
未達成 (Under-delivery)	未達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesから除外される など	未達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesから除外される 未達成に関連する回避コストの2.5%の罰金 など

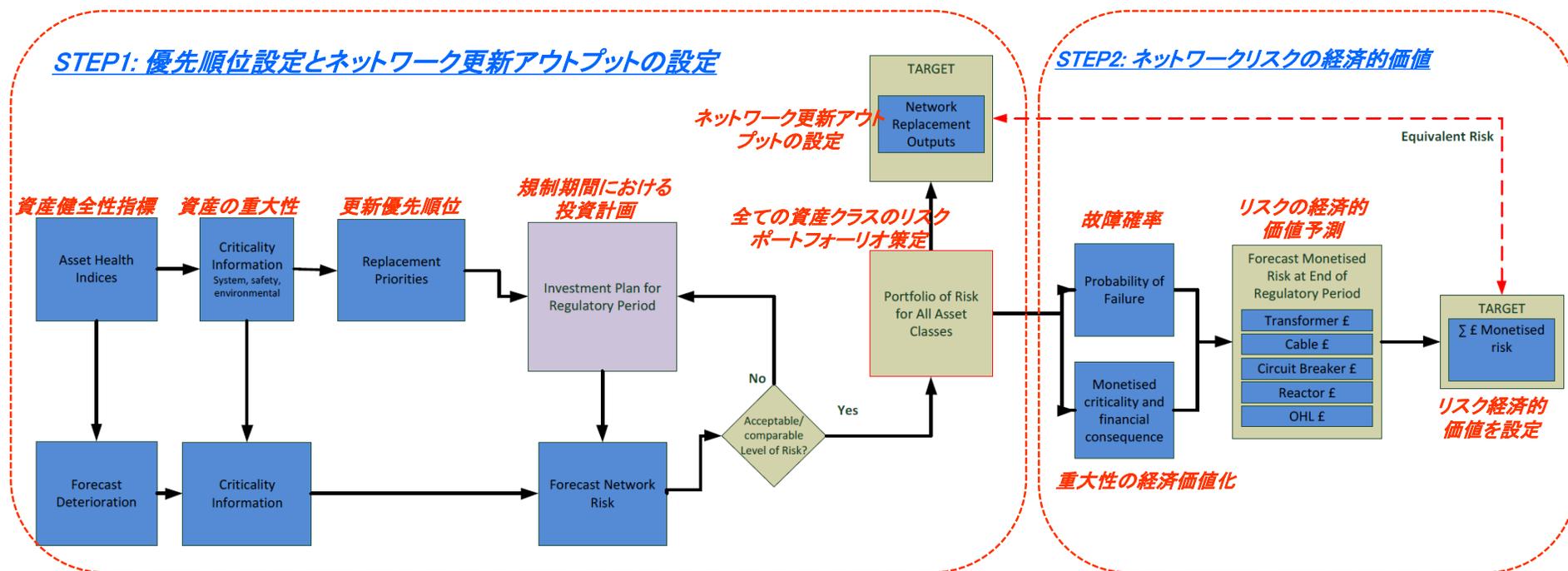
(注)他に資金調達コストに関する取扱いについて規定

ネットワーク更新アウトプットに対する許容支出

Relevant Year	Allowed expenditure (£m 2009/10 prices)
2013/14	477.616
2014/15	471.311
2015/16	464.910
2016/17	470.457
2017/18	605.301
2018/19	705.665
2019/20	771.141
2020/21	692.256

NOMs方法論の詳細

- 2016年2月、TO3社は共同で、特別条件2Mに基づくNOMs方法論を策定し、Ofgemに対して提出。2016年4月、Ofgemは一部修正のうえ、当該方法論を承認
 ⇒NOMs方法論では、先述の5つの計測指標の詳細、またネットワーク更新アウトプットの金銭的インセンティブの計算方法等が規定



ネットワーク更新アウトプットとリスクの経済的価値算出のフロー

(出所) NGET社、SPT社、SHET社「Electricity Transmission Network Output Measures Methodology」

NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ①

STEP1: 優先順位設定とネットワーク更新アウトプットの設定

- TOは、2021年3月末時点におけるネットワークリスク更新優先順位(Network Risk Replacement Priorities)を策定
⇒リスク優先順位(RP)は、資産健全性(Asset Health Index)と重大性(Criticality)に基づき評価
- リスク優先順位は、RP1～RP4までの4段階。TOが設定
- 重大性は、安全性(Safety)、環境性(Environment)、系統性(System)の3つの基準から評価。
⇒4段階評価: C1(非常に高い)、C2(高い)、C3(普通)、C4(低い)
- 資産健全性は、年数に基づき資産劣化率を定義。AH1～AH5までの5段階評価
- リスク優先順位に基づき、R110-T1における投資計画を策定。これに基づくネットワーク更新アウトプットを策定

資産健全性

例 新規 5年程度 30年程度 42年程度 50年程度

重大性	資産健全性				
	AH1	AH2	AH3	AH4	AH5
C1	10+	10+	10+	0-2	0-2
C2	10+	10+	10+	2-5	0-2
C3	10+	10+	10+	5-10	2-5
C4	10+	10+	10+	5-10	2-5

リスク優先順位

- RPのレベルは5段階

RP 1	0-2 years
RP 2	2-5 years
RP 3	5-10 years
RP 4	10+ years

ネットワークリスク更新優先順位(例)

Asset Categories	Units	Actuals (Reporting Year End)				Total
		Replacement Priority				
		RP1	RP2	RP3	RP4	
400kV Network						
1	Circuit Breaker	No.				-
2	Transformer	No.				-
3	Reactor	No.				-
4	Underground Cable	circuit km				-
5	OHL Conductor	circuit km				-
6	OHL Fittings	circuit km				-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.				-
275kV Network						
1	Circuit Breaker	No.				-
2	Transformer	No.				-
3	Reactor	No.				-
4	Underground Cable	circuit km				-
5	OHL Conductor	circuit km				-
6	OHL Fittings	circuit km				-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.				-
132kV Network						
1	Circuit Breaker	No.				-
2	Transformer	No.				-
3	Reactor	No.				-
4	Underground Cable	circuit km				-
5	OHL Conductor	circuit km				-
6	OHL Fittings	circuit km				-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.				-

2021年3月末時点における
資産の更新(replacement)・
修繕(Refurbishment)の計
画を提出

ネットワーク更新アウトプット(例)

※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 45

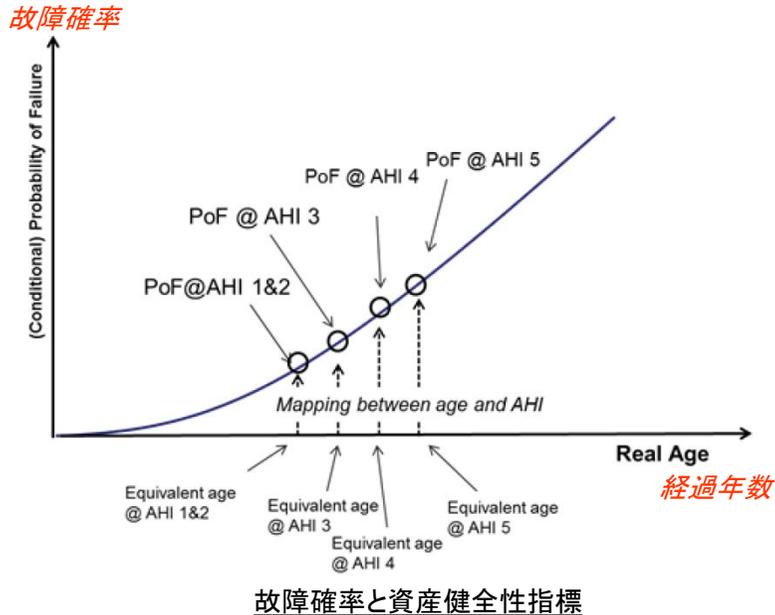
NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ②

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(構成要素)

- ネットワークリスクの経済的価値は、故障確率(Probability of Failure)、重大性の経済的価値 (Monetised Criticality)、財政的帰結(Financial Consequence)の3つの要素より構成
 - ⇒故障確率は、現在及び将来の資産健全性(経過年数)に基づく。資産劣化曲線を踏まえて算出
 - ⇒重大性の経済的価値は、主要な基準について先述の4段階に基づき算出。故障時における影響の大きさを定義
 - ⇒財政的結果は、当該TOにおける過去の送電システムの故障、また資産更新コストに基づき算出



重大性の経済的価値 重大性の4段階

Criticality Area	Justification	Very High C1	High C2	Medium C3	Low C4
Safety Criticality	Average Value of Statistical Life derived from Hedonic Wage Risk studies (excluding outlier) scaled by fatality, reportable injury, and non-reportable minor injury	£10,000,000	£1,000,000	£50,000	£10,000
System Criticality - Economic Key Point	Average cost per minute for commercial service outages, multiplied by median loss of supply duration with additional factor for systems recovery time	X	£845,000	X	X
System Criticality - Transport	Average cost per minute for transport events, multiplied by median loss of supply duration with additional factor for recovery time	X	£1,079,000	X	X
System Criticality - Substation Demand	Value of Lost Load scaled by substation demand.	X	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific
System Criticality - System Security	Generator compensation payments and constraint costs scaled by 90, 50, 10 percentiles.	X	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific
Environmental Criticality	Maximum Environment Agency fine with additional clean up costs.	X	£500,000	£25,000	£5,000

安全重大性

系統重大性

環境重大性

(出所) NGET社、SPT社、SHET社「Electricity Transmission Network Output Measures Methodology」

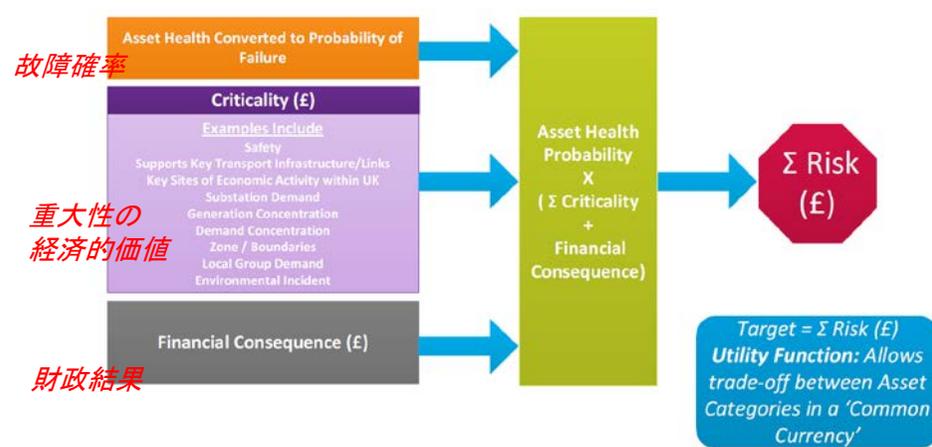
NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ③

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(計算方法)

- ネットワークリスク全体の経済的価値は、 $\Sigma(\text{故障確率} \times (\text{重大性の経済的価値} + \text{財政結果}))$ として算出
⇒個別アセットごとに計算した結果をアセットタイプ別に集計



ネットワークリスクの経済的価値の算出方法

Asset type	Asset	重大性の 経済的価値 Monetisation of criticality	財政結果 Financial Consequence	Asset health end of T1	故障確率 Probability of failure end of T1	£ Risk end of T1
Transformer	SGTA	£5,000,000	£1,000,000	5	10.95%	£657,000
Circuit Breaker	SWGRB	£10,000,000	£2,000,000	1	0%	£0
Overhead Line	OHLC	£15,000,000	£3,000,000	5	13.55%	£2,439,000
Cable	CableD	£20,000,000	£4,000,000	1	0.05%	£12,000

Table 45: Monetisation of Assets - Off-market, historical data

ネットワークリスクの算出例

NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ④

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(達成状況の評価)

- 各アセットカテゴリーにおけるネットワークリスクの経済的価値について、2021年3月31日時点における目標値と実績値を比較することによって達成状況の評価
⇒アセットカテゴリー間のトレードオフを考慮

ネットワークリスクの経済的価値(目標値)

Asset Categories	Target (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£73,000,000
Transformer	£126,000,000
Underground Cables	£92,000,000
Overhead Line	£1,040,000,000
Total	£1,331,000,000

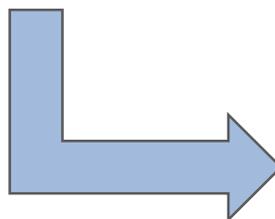
シナリオ1:
未達成

ネットワークリスクの経済的価値(実績値)

Asset Categories	Scenario 1 (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£72,000,000
Transformer	£127,000,000
Underground Cables	£91,000,000
Overhead Line	£1,050,000,000
Total	£1,340,000,000

目標値と実績値の差分

Asset Categories	Calculation: Target minus Scenario 1
Switchgear	£1,000,000
Transformer	-£1,000,000
Underground Cables	£1,000,000
Overhead Line	-£10,000,000
Total	-£9,000,000



シナリオ2:
超過達成

ネットワークリスクの経済的価値(実績値)

Asset Categories	Scenario 2 (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£72,000,000
Transformer	£123,000,000
Underground Cables	£94,000,000
Overhead Line	£1,032,000,000
Total	£1,321,000,000

目標値と実績値の差分

Asset Categories	Calculation: Target minus Scenario 2
Switchgear	£1,000,000
Transformer	£3,000,000
Underground Cables	-£2,000,000
Overhead Line	£8,000,000
Total	£10,000,000

(注)配電事業者を対象としたRIIO-ED1では、同様の枠組みとしてリスクの経済的価値に基づき、事業者に対して金銭的インセンティブを付与

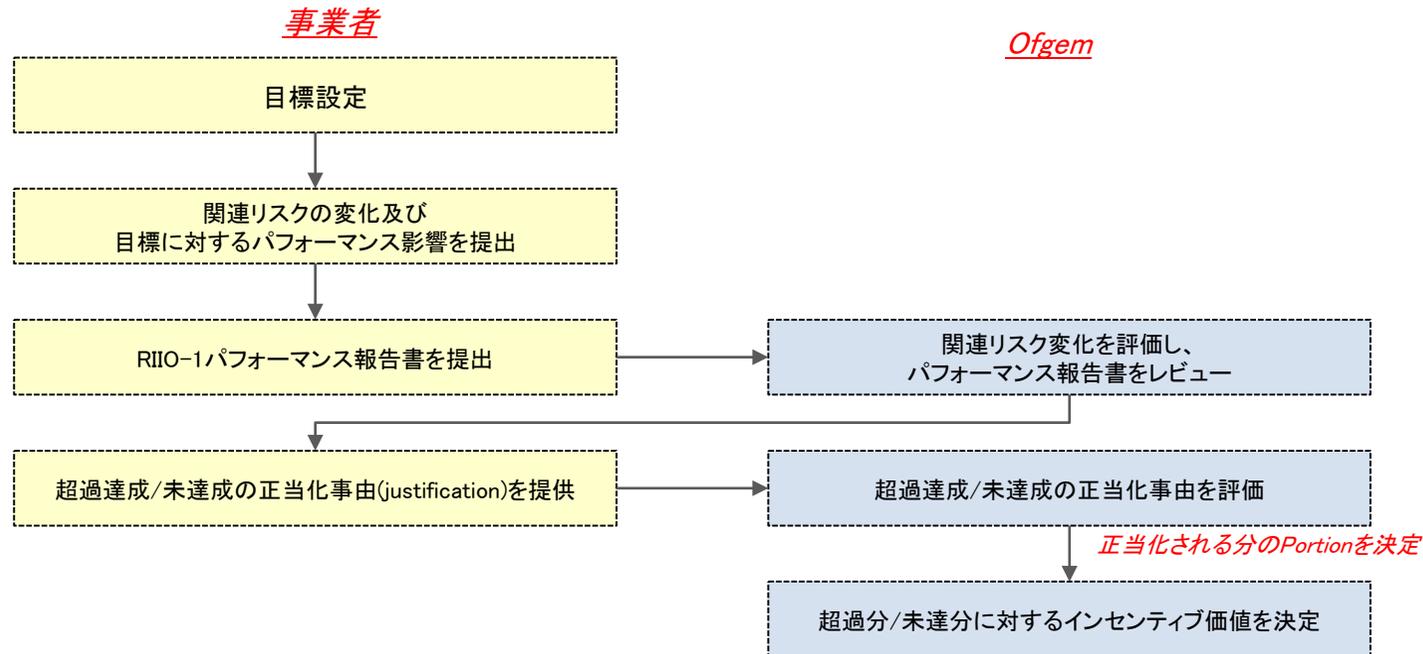
※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 48

規制当局による評価枠組み

- 先述の特別条件に基づき、被認可者であるTOは、2021年7月31日までに、資産カテゴリー別のマトリックスをどの程度遵守しているかを記載した報告書を当局に提出。規制当局は、R110-T2(2021年4月1日～)における許容支出に対し、調整を行うべきか否かを決定する目的で、被認可者の履行を評価。その際、資産カテゴリー間のトレードオフも考慮

規制当局による評価

- Ofgemは、実績と目標を比較。比較実施にあたり、TOに対して証拠の提出を要求。超過達成(もしくは未達成)が発生している場合、さらに当該企業に対してその程度を定量化するための証拠提出を要求
- 事業者によるNOMS目標の達成に際して、一定水準の報奨金/罰金が設定
⇒例: National Grid社の場合、報奨金は追加発生コストの2.5%(罰金は回避コストの2.5%)
- 目標達成に係わる実質的な非正当化事由が存在する場合、ライセンス条件に基づき執行権限の行使も検討



NOMSインセンティブメカニズムのフロー ※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
(出所) NGET社「Network Output Measures(NOMS Incentive Methodology)」

仏TSO・DSOの事例

投資管理インセンティブ(フランス)

- CREは、TSO(RTE)及びDSO(Enedisのみ)に対して、送電網の開発への適切な投資を促すため、投資管理費用に関するインセンティブ規制を導入している。

投資管理費用に関するインセンティブ規制

- CREが設定する目標予算と、実際の投資支出の差異に基づき、プレミアムまたはペナルティを付与。
- 目標予算は、TSO(RTE)については同社が提示する予算、DSO(Enedis)に対しては計算モデルに基づく理論的な費用に基づき設定。

投資管理費用に関するインセンティブの設定方法

対象	インセンティブの設定方法
TSO (RTE社)	<ul style="list-style-type: none">・投資支出と目標予算の比較に基づき、プレミアム／ペナルティを付与。- 投資支出が目標予算の90%以下: 目標予算の90%と実際の投資支出の差の20%に相当するプレミアムを付与。- 同90%から110%の間: プレミアム／ペナルティはなし。- 同110%以上: 目標予算の110%と実際の投資支出の差の20%に相当するペナルティを付与。・投資予算が3,000万ユーロを超える大型の設備投資が対象。
DSO (Enedis社のみ)	<ul style="list-style-type: none">・投資支出が目標予算を下回る／上回る場合、両者の差の20%をプレミアム／ペナルティとして付与。・インセンティブの上限／下限は、±3,000万ユーロ。

(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」、CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

仏TSO・DSOの事例

平均停電時間と停電頻度に関する目標(フランス)

- CREは、TSO(RTE)及びDSO(Enedisのみ)に対する安定供給に係るインセンティブとして、平均停電時間及び停電頻度に関するインセンティブ規制を導入している。

平均停電時間・停電頻度に関するインセンティブ規制

- 平均停電時間及び停電頻度に関する目標値を設定したうえで、目標値と実績値の差異に基づき、RTE・Enedisに対してプレミアムまたはペナルティを付与(財務リスクを考慮した上限/下限あり)。

平均停電時間・停電頻度の目標値及びインセンティブの設定方法

対象	項目	目標値	インセンティブの設定方法	備考	
TSO (RTE社)	平均停電時間	2.8分	・実績値が目標値を1分下回る/上回る毎に1,700万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与(1年間の利用者1人あたりの平均停電時間に基づき計算)。	・RTEの財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)の上限/下限を年間±4500万ユーロに設定。	
	停電頻度	0.46	・実績値が目標値を0.1ポイント下回る/上回る毎に1,090万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与(1年間の利用者1人あたりの平均停電ポイントに基づき計算)。		
DSO (Enedis社のみ)	平均停電時間	BT向け	2017年	65分	・実績値が目標値を1分下回る/上回る毎に640万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。 ・Enedisの財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)の上限/下限を年間±8,300万ユーロに設定。
			2018年	64分	
			2019年	63分	
			2020年	62分	
		HTA向け	2017年	45.7分	
			2018年	45.4分	
			2019年	45.1分	
			2020年	44.8分	
	停電頻度	BT向け	2017年	2.68回/年	・実績値が目標値を1回下回る/上回る毎に400万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。
			2018年	2.52回/年	
			2019年	2.36回/年	
			2020年	2.20回/年	
HTA向け	2017年	2.89回/年	・実績値が目標値を1回下回る/上回る毎に2,000万ユーロのプレミアム/ペナルティを付与。		
	2018年	2.70回/年			
	2019年	2.51回/年			
	2020年	2.32回/年			

(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」、CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

※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51

仏DSOの事例

長期停電に関する目標(フランス)

- CREは、DSOに対して、長期停電に関するインセンティブ規制を導入している。
- 当該インセンティブの対象には、Enedisに加え、EDF SDI及び地方配電会社(ELD)も含まれる。

長期停電に関するインセンティブ規制

- 5時間以上の停電が生じるたびに、DSOに対して下記の金額のペナルティを付与(当該金額を連続停電時間5時間ごとに加算)。
 - BT向け(36 kVA以下): 契約電力1kVAあたり2ユーロ
 - BT向け(36 kVA以上): 契約電力1kVAあたり3.5ユーロ
 - HTA向け: 契約電力1kVAあたり3.5ユーロ
- 停電によって供給が途絶える電力が最終需要量の20%以上となるような極端な状況の場合は、当該ペナルティの支払いは実施されない。
- 停電が上流の送電網や配電網に起因する場合、下流の配電網を管理するDSOのペナルティは、該当する上流のTSO/DSOにより補填される。
- EDF SDI及びELDに対しては、例外的事象に関連する停電が発生した場合、ペナルティ額を減額する余地が与えられる。ただし、減額分は本来のペナルティ額の10%分を下回ることができない。

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

安定供給に係る指標の設定方法(フランス)

- CREは、TURPE5における安定供給に係るインセンティブ規制を設定するにあたり、FTI-CL Energy社に委託し、TURPE3以降のインセンティブ規制による託送料金への影響の分析と、規制改訂に向けた提案を依頼している(上述の平均停電時間・停電頻度に関する目標値は、当該調査を踏まえて設定)。

FTI-CL Energy社の調査概要

- RTE及びEnedisからの提供データに基づき、安定供給に係る指標の実績値を分析。
- 加えて、欧州5か国(ドイツ、スペイン、イタリア、イギリス、スウェーデン)の安定供給に係るインセンティブ規制を調査。

FTI-CL Energy社による分析及び提案・勧告内容(TSO)

対象	項目	分析結果	分析結果を踏まえた提案・勧告
TSO	指標の選択	・他国の制度をレビューした結果、指標の再検討を正当化する証拠は見受けられない。	・TURPE4で設定された指標(平均停電時間・停電頻度)を維持することを勧告。
	指標の基準目標	・停電頻度は、2010年以降、相対的に安定していることを考慮すると、野心的ではない目標値が推定される。	・基準目標として下記を勧告。 -平均停電時間の2017年目標は2.7分～2.8分。削減目標として、最大2年ごとに0.1分。 -停電頻度の目標は年間0.33～0.46。年間削減目標は0.03。
	インセンティブの設定方法	・経済文献のレビューでは、ペナルティ/プレミアムの額は、消費者にとっての品質の費用/利益の向上量と等しくなければならないと結論付けられている。制度調査の対象国では、大半でこのアプローチが実際に用いられており、未分配のエネルギー値の100%がインセンティブの計算に転嫁される。他方、フランスはこの割合は50%である。 ・インセンティブの大きさは実際の品質レベルと目標の差に比例しなければならない。このため調査対象国の大半が線形的なスキームを導入している。対数式を用いたフランスのスキームは、他の欧州の国々の経済理論と慣行から逸脱している。	・インセンティブの金額としては、未分配エネルギー値の合計、すなわち、平均停電時間は2,280万ユーロ/分、停電頻度は1億4,590万ユーロ/1回を反映することを勧告。 ・線形的なインセンティブメカニズムを導入することを勧告。
	事業者のリスクへの対応	・他の欧州の国々と比較すると、フランスにおけるインセンティブの閾値は低い水準にある。	・インセンティブの閾値を、損失を除いたRTEの許容収入の1.5%から2.5%の間、すなわち5,700万ユーロから9,900万ユーロの間とすることを提案。

(出所) FTI-CL Energy「Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité」

※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53

安定供給に係る指標の設定方法(フランス)

FTI-CL Energy社による分析及び提案・勧告内容(DSO)

対象	項目	分析結果	分析結果を踏まえた提案・勧告
DSO	指標の選択	<ul style="list-style-type: none"> ・調査対象国の大半がDSOに対して停電時間と停電頻度を削減するよう奨励しているのに対し、フランスは停電頻度に対するインセンティブがない。 ・EnedisにはHTA(中圧電力)の需要家向けの停電時間及び停電頻度に関するインセンティブがない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・停電頻度に関するインセンティブの導入を提案。 ・Enedisについて、HTAの需要家向けに、BT(低圧電力)の需要家と同水準のインセンティブを設定することを勧告。
	指標の基準目標	<ul style="list-style-type: none"> ・停電頻度は、2010年以降、過去数年当該指標が増加したことや、当該指標に対するインセンティブの設定が新規であることを踏まえると、野心的ではない目標値が推定される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・基準目標として下記を勧告。 (BT向け) -平均停電時間の2017年目標は65.4分とし、年間1.1分の削減目標を設定。 -停電頻度の目標は年間を2.06回～2.68回とし、年間最大0.16回の削減目標を適用。 (HTA向け) -平均停電時間の2017年目標は45.7分とし、年間最大0.3分の削減目標を適用。 -停電頻度の目標は年間を2.18回～2.89回とし、年間最大0.19回の削減目標を適用。
	インセンティブの設定方法	(TSOと同様)	<ul style="list-style-type: none"> ・インセンティブの金額として、下記を勧告。ただし、目標に関する不確実性を踏まえ、金額を減額してDSOのリスクを制限することは考えられる。 -BT向け: 平均停電時間は850万ユーロ/分、停電頻度は800万ユーロ/1回 -HTA向け: 平均停電時間は790万ユーロ/分、停電頻度は1億2,000万ユーロ/1回 ・線形的なインセンティブメカニズムを導入することを勧告。
	事業者のリスクへの対応	(TSOと同様)	<ul style="list-style-type: none"> ・インセンティブの閾値を、損失を除いたEnedisの許容収入の1.5%から2.5%の間、すなわち1億2,800万ユーロから2億1,300万ユーロの間とすることを提案。

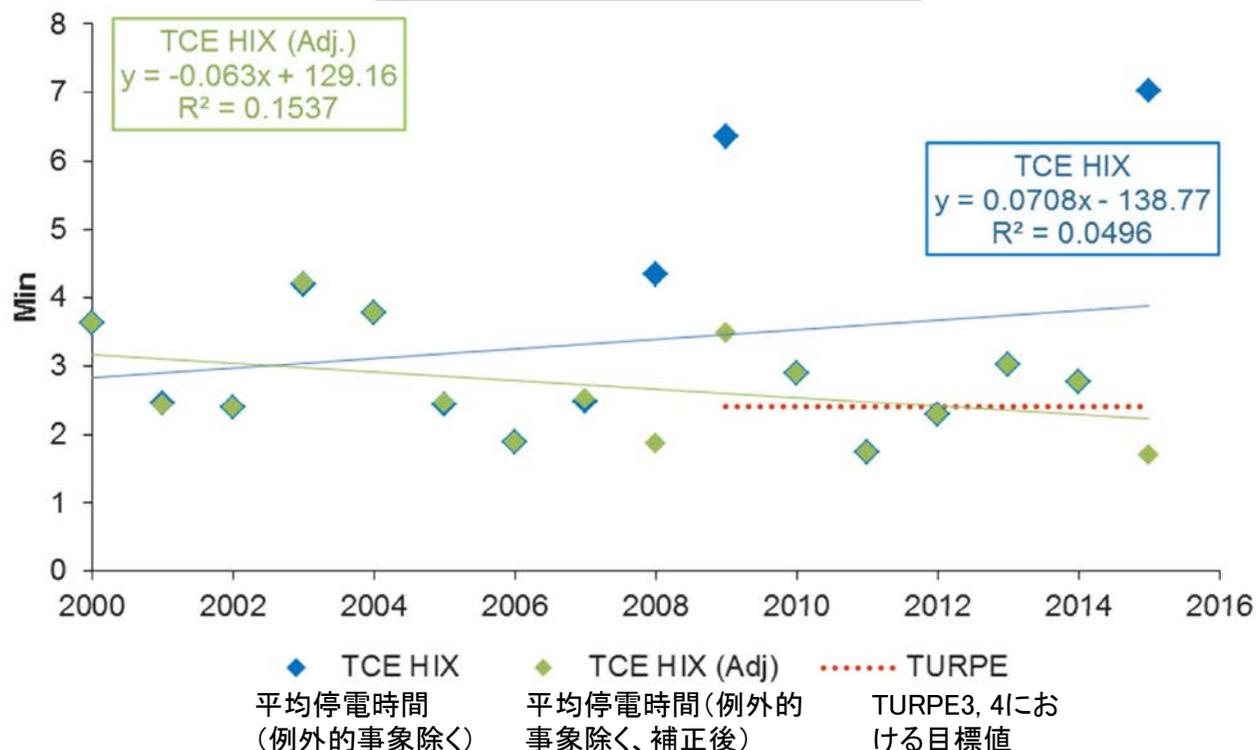
(出所) FTI-CL Energy「Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité」

安定供給に係る指標の設定方法(フランス)

FTI-CL Energy社による分析の例: 平均停電時間(TSO)の基準目標

- 2000～2015年の平均停電時間(暴動、過度な自然災害等の例外的事象除く)から、回帰曲線を設定。
- 当該回帰直線に基づき、2017年の平均停電時間(例外的事象除く)の参照値を2.1～2.2分と算出。これに例外的事象の発生を加味して(+0.6分)、2017年の基準目標を2.7～2.8分とすることを勧告。
- また、直線の傾きに基づき、目標値を2年毎に最大0.1分(-0.063×2 を四捨五入)削減することを勧告。

平均停電時間(TSO)に関する分析



(注)2008、2009、2015年は、特定の要因による停電時間が他の年と比較して特異的に高かったため、これらの要因による停電時間を補正した値が使用されている。

(出所) FTI-CL Energy「Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité」

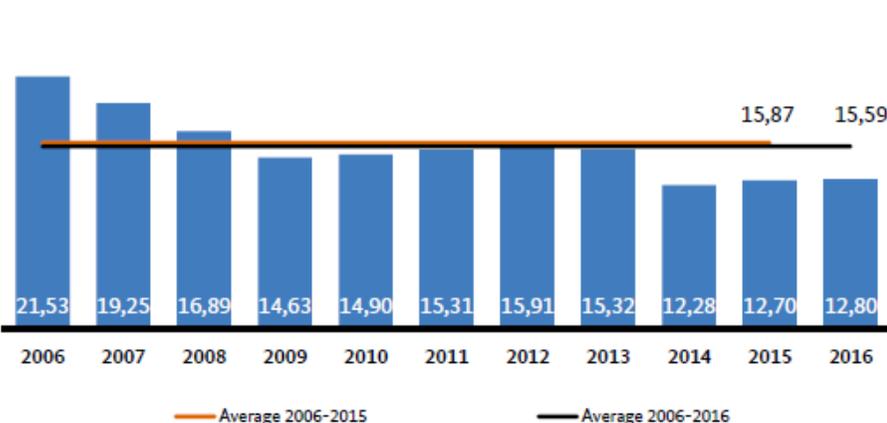
※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある55

ドイツ: レベニューキャップにおける品質要因に係るインセンティブ

- ドイツ・インセンティブ規制条例(ARegV)では、ネットワーク料金におけるレベニューキャップ方式を規定。事業者の収入上限の算出において、調整項目として品質要素の導入を規定(ARegV第18~21条)
 - ⇒インセンティブ規制の導入によって懸念される電力品質の低下を回避し、必要な投資を促すもの
 - ⇒事業者が、コストを節約するために、ネットワークに投資しない、または供給の質を維持または改善するための他の措置を実施しないという一般的なリスクに対処
- 具体的な評価項目としては、平均停電時間(SAIDI)が採用
 - ⇒送配電事業者は、3分を超える供給中断について、発生時刻・継続時間・範囲・原因に関する詳細と共に、将来の停電を避けるための方法についてBNetzAに報告(EnWG52条)
 - ⇒過去数年間にネットワークの品質が平均を上回っていた事業者(DSOのみ)は上限が加算

*ARegV第21条「Investment Behavior Report」は、BNetzAがより詳細データを取得する必要がある場合に限り実施。通常はEnWG第14条で提出が義務付けられている報告書よりデータを取得

Supply interruptions under section 52 Energy Industry Act (electricity) (minutes)



EnWG第52条に基づく平均停電時間(分)
NOMSインセンティブメカニズムのフロー
(出所) BNetzA「Monitoring Report 2018」

Supply interruptions under section 52 Energy Industry Act by network level (electricity) (minutes)

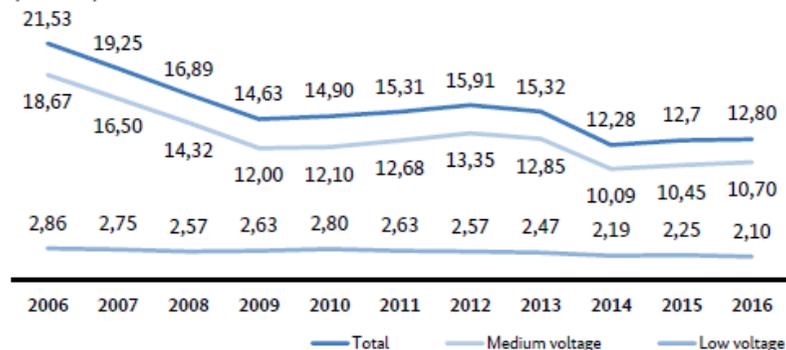


Figure 38: SAIDI at low-voltage and medium-voltage level: 2006-2016

EnWG第52条に基づく平均停電時間(低圧・高圧別)(分)

規制機関による系統運用者の投資行動の分析(ドイツ)

- ドイツにおけるインセンティブ規制(ARegV)では、規制当局(Bnetza)に対して、現行の規定内容に関する評価報告書を経済技術省(BMWi)に対して提出するよう定めている。当該評価報告書は、系統運用者の投資行動や、投資の阻害要因を排除するための施策に関する情報を含むこととされている。
- 系統運用者に対しては、Bnetzaが既存の規制が系統運営者の投資行動に悪影響が出ていないか評価するために、投資行動報告書(Investment behavior report)の提出が義務づけられている。
- 2015年1月には、Bnetzaにより、第1回目の評価報告書が公開されており、インセンティブ規制が系統運用者の投資行動に悪影響を与えていないとの評価結果が示されている。

Bnetzaによるインセンティブ規制の評価(2015年1月)概要

- インセンティブ規制の規定内容の評価に当たり、Bnetzaは、自身の所有データに加え、約200社の系統運用者から詳細なデータを入手し、分析をした。
- 現在のインセンティブ規制は基本的に成功している。系統運用者の投資行動に悪影響は見られない。投資の効率化が進んだにもかかわらず、供給の質は依然として高い。電力のDSOに対してはわずかにポジティブな影響が観察された。
- 他方、規制がエネルギー転換(Energiewende)の中で有効であり続けるためには、既存の規定内容に下記の調整を施す必要がある。
 - 系統運用者の投資と、拡張要因を通じたレベニューキャップの調整の間のタイムラグを解消する。
 - 系統運用者がイノベーションに投資するインセンティブを設定する。
 - 現状TSOのネットワーク網の拡張の管理のみに適用されている投資施策を、DSOに対しても適用可能にする。
- 加えて、規制に関する手続きを簡素化し、系統運用者及び規制機関自身の管理コストを削減することを提案する。

(出所) Bnetza「Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung」

料金回収の在り方

欧州における料金回収の見直し動向

- EUの配電事業者は、一般的には系統需要量に対する従量料金をベースとした料金設定を実施。一方で、再エネ等に伴う分散型電源導入が進展しており、系統需要量は減少傾向
⇒従量料金ベースでは、将来的な費用回収に問題が生じる可能性があり(デススパイラル問題)
- このような問題意識を背景として、ACER・CEERなどのEUレベルの規制機関、業界団体 EURELECTRICなどは、料金体系における従量料金と固定・容量料金の見直しについて検討を実施
⇒各国でも、料金体系の見直しに向けた検討が進められている。

イギリス: 料金回収の見直し動向

- 2018年7月、Ofgemはコンサルテーション文書として「Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements」を発表。
⇒提案として、DUoS料金の見直し、接続料金の設定範囲、TNUoSとBSUoSの区分の3つについて言及
- DUoS料金の見直しにおける論点として、以下の3つが検討
 - ⇒共通配電料金方法論(CDCM: Common Distribution Charging Methodology)を通じ、低圧・高圧配電網(LV and HV distribution network)に対する請求をより精緻化。当該料金では、地域ネットワークの状況をより正確に反映
 - ⇒特別高圧配電料金方法論(EDCM: Extra High Voltage Distribution Charging Methodology)において、予見性の改善を目的とした地点別シグナルについて検討
 - ⇒よりコスト効率的且つ予見的な料金の提供に向け、ToU料金を含む従量料金(usage-based charges)と容量料金(capacity-based charges)のバランスについて検討

ノルウェー: 料金回収の見直し動向

- 2015年、ノルウェー規制機関NVEは、22kV未満の家庭用需要家に対する配電料金の見直しに向けて、パブリックコンサルテーションを開始。容量料金モデルについても検討
⇒容量料金モデルとして、3つの選択肢を提案(①計量された容量使用量ベース(Measured capacity usage)、②設備容量ベース(Installed capacity)、③契約容量ベース(Subscribed capacity))。また代替案として時間帯別料金(ToU)について提案
⇒2016年には、外部調査機関への委託により、容量料金も含めた異なる料金に対する需要家の反応について消費者調査を実施
- 現在は、契約容量ベースの容量料金モデルを念頭に置いて、2019年第1四半期より開始される新たなパブリックコンサルテーションにおいて検討を開始予定。Tariff Regulation Actの改正を経て、2021年1月以降、当該モデルが開始予定(参考:2019年1月1日までに、ノルウェーでは全ての電力需要家は、スマートメータが敷設)

イタリア: 料金回収の見直し動向

- イタリアでは電気料金改革を通じて家庭用電力料金の体系について見直しを実施
 - ⇒ 電気料金請求書を構成する4つの要素(ネットワークサービス料金(構成割合約20%弱)、系統請求料金(同約25%弱)、販売サービス(同約45%弱)、税・その他(同10%強))のうち、ネットワークサービス料金及び系統請求料金の見直しに着手
- ネットワークサービス料金は、変動的・従量的な料金体系から、非従量的な料金体系へ移行
 - ⇒ 固定費用(€/年): メータリング及びマーケティング
 - ⇒ 配電コストに対する容量費用(€/kW/year): 設置電力量に依存する固定費用
 - ⇒ 送電コストに対する電力費用(c€/kWh): 唯一の変動費
- 系統請求料金は、従量料金が完全撤廃。
- ネットワークサービス料金及び系統請求料金における非従量料金化は、3年間にわたり3段階で実施される。
 - ⇒ 2016年1月1日以降、ネットワークサービス料金における従量部分を減らし、固定部分の割り当てを増加。
 - ⇒ 2017年1月1日以降、住居用需要家に対するネットワークサービス料金に対して非従量的な料金が適用
 - ⇒ 2018年1月1日以降、非従量的部分を拡大