

# Deloitte.

デロイト トーマツ



## 令和2年度産業経済研究委託事業（諸外国における託送料金制度の詳細設計及び需給調整市場等における価格規律と監視等に係る調査事業）

－調査報告書－

有限責任監査法人トーマツ  
2021年3月31日



MAKING AN  
IMPACT THAT  
MATTERS

since 1845

# 目次

|                                 |     |
|---------------------------------|-----|
| 1. 託送料金制度の詳細設計                  |     |
| 1.1 欧州各国の定量的な統計査定手法             | 4   |
| 1.2 託送料金制度の詳細                   | 16  |
| 1.3 規制機関の組織構成及び事業計画の審査方法        | 58  |
| 1.4 ネットワークの将来像を見据えた制度と対応        | 70  |
| <hr/>                           |     |
| 2. 需給調整市場等における価格規律と監視方法         |     |
| 2.1 需給調整市場における市場監視              | 79  |
| 2.2 調整力価格設定方法                   | 105 |
| 2.3 調整力確保の考え方と監視方法              | 113 |
| <hr/>                           |     |
| 3. 欧州各国における送配電部門の分離状況           |     |
| 3.1 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更          | 134 |
| 3.2 送配電部門の情報遮断の方法及び監視方法         | 147 |
| <hr/>                           |     |
| 4. 諸外国における再生可能エネルギー電気の表示の制度・ルール |     |
| 4.1 欧州における再エネ電気の表示              | 163 |
| 4.2 ドイツにおける再エネ電気の表示             | 172 |
| 4.3 英国における再エネ電気の表示              | 185 |
| 4.4 米国における再エネ電気の表示              | 200 |

## 免責事項

本調査は、公開情報を基に調査を行い、中立的な立場でまとめたものです。したがって、本調査は、これらの妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。

また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。

なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

# 1. 託送料金制度の詳細設計

## 1.1 欧州各国の定量的な統計査定



配電事業者(DNO)数が少ない英国では回帰分析、配電事業者(DSO)数が多いドイツ・ノルウェーではDEA分析及びSFA分析を行っている。また、欧州大では、複数国のTSOを対象としたDEA分析を行っている

|                         | 英国                                                   | ドイツ                                                                           | ノルウェー                                           | 欧州(TCB18*1)                  |
|-------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------|
| 定量分析手法                  | 回帰分析                                                 | DEA分析、SFA分析                                                                   | DEA分析(CRSモデル)                                   | DEA分析(IRSモデル)                |
| 導入年                     | 2013年                                                | 2009年                                                                         | 2007年                                           | 2018年                        |
| 対象                      | TO・3社、DNO・14社                                        | DSO・185社<br>(第2期規制期間)                                                         | DSO・115社の内、<br>規模の小さい数社を除く                      | TSO・17社                      |
|                         | 英国内の全てのTO、<br>DNOが対象                                 | 約900社のDSOの内、顧客数3万人未満で、簡素化手順を選択したDSOは、対象外                                      | 規模の小さいDSOは、各社の過去の平均コストとの比較を実施                   | 15ヶ国のTSOが参加<br>(英国は3社全てが参加)  |
| レベニュー<br>キャップへの<br>反映方法 | DNOの場合、認可TOTEXは、事業者申請値×25%＋Ofgem査定×75%となる            | 制御可能コスト×(1－効率スコア)を規制期間内に均等に削減し0にする                                            | 実コスト全体の60%に対して、効率スコアを乗じる                        | 各国の規制機関の方針により異なる             |
| 補足                      | 単価×量と、回帰分析によるコスト査定を組み合わせ実施。TOTEX全体を対象とした回帰分析はDNOのみ実施 | TSO・4社について、第2期は、欧州のe3GRIDを使用していたが、第3期は、国内のRelative Reference Grid Analysisを使用 | DSOは、Regional(132-33kV)とLocal(22kV-240V)の2種類に分類 | 22社が参加していた前身のe3GRIDに比べて、5社減少 |

\*1 e3GRIDを継承する、TSOの国際ベンチマーキングプロジェクト

英国では、TO・3社及びDNO・14社のコスト査定を、TOTEX全体と、TOTEXを分解した一部の費用を対象として、回帰分析を用いて実施している

## 回帰分析によるコスト査定

|      | TO (RIIO-2)*1                                                                                    |                                                                       | DNO*2 (RIIO-1)*3                                                    |                                                                  |                                                             |                                                        |                                                        |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
|      | Business Support Cost                                                                            | Closely Associated Indirect                                           | TOTEX                                                               | Network Operating Cost                                           |                                                             |                                                        | Closely Associated Indirect                            |
|      |                                                                                                  |                                                                       |                                                                     | Trouble Call                                                     | Occurrences not Incentivized                                | Tree Cutting                                           |                                                        |
| 概要   | 企業活動全般を支援するための費用                                                                                 | TOの運用を支援するための費用                                                       | TOTEXのベンチマーク評価                                                      | 停電等の供給遮断に対応する費用                                                  | 街灯や道路設備の修理に要する費用                                            | 木の伐採に要する費用                                             | DNOの運用を支援するための費用                                       |
| 説明変数 | <ul style="list-style-type: none"> <li>複合変数 (MEAV*4、フルタイム換算従業員数、TOTEX)</li> <li>ダミー変数</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>MEAV</li> <li>CAPEX</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>MEAV</li> <li>顧客数</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>高圧/低圧における供給支障量</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>対象設備の故障件数</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>伐採範囲</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>MEAV</li> </ul> |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator、2020/7/9、p.61-62、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

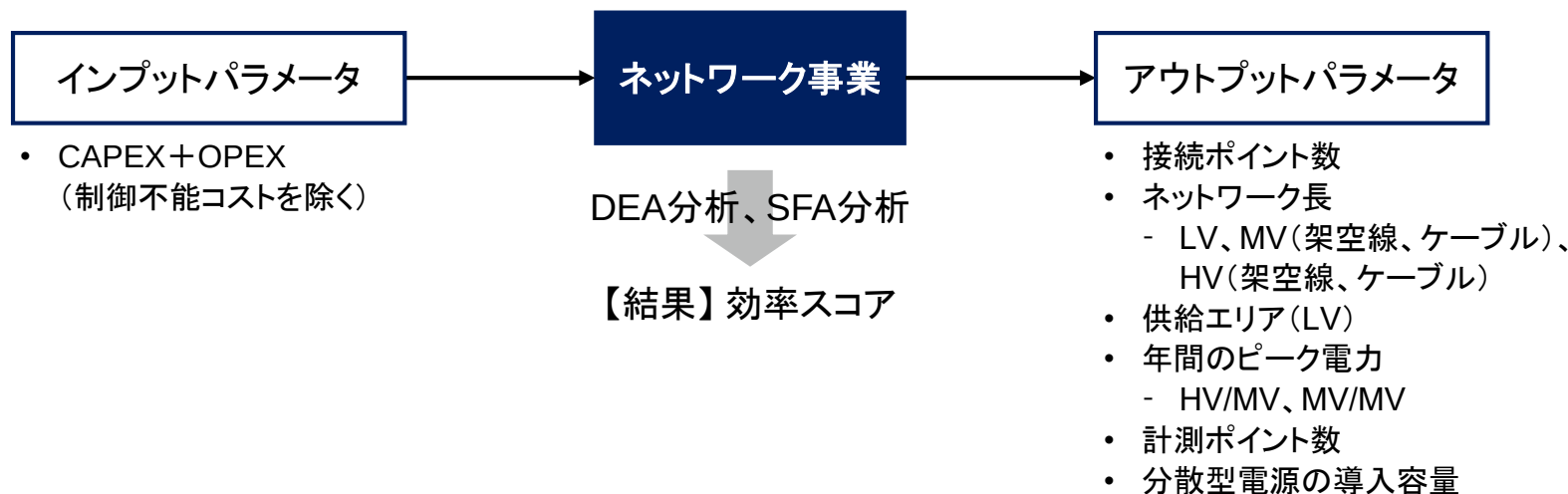
\*2 出所: Ofgem、Final determinations for the slow-track electricity distribution companies – Business plan expenditure assessment、2013/12/6、  
[https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1\\_final\\_determination\\_expenditure\\_assessment\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/riio-ed1_final_determination_expenditure_assessment_0.pdf)

\*3 DNOに対するRIIO-2期間の規制内容についての決定文書 (Determination) が未発行であるため、RIIO-1の内容を基に記載している

\*4 MEAV: Modern Equivalent Asset Value (現時点換算の資産価値)

ドイツでは、DSO・185社に対して、DEA分析とSFA分析を行っている

## 定量分析の概要(DSO)\*1、\*2



### 【分析結果の補正・緩和策】

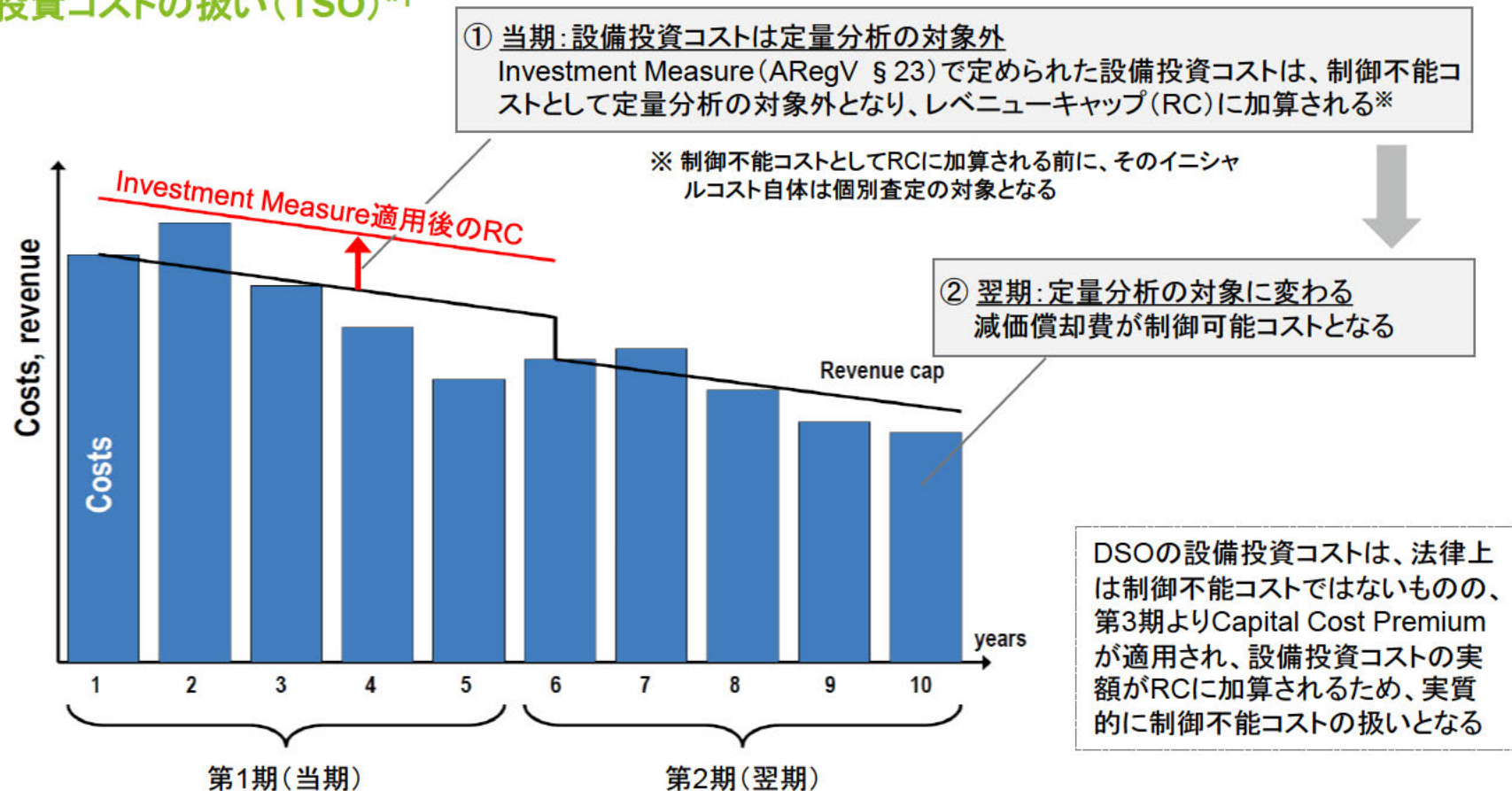
- 事業者は、DEA分析の結果2つ、SFA分析の結果2つの計4つから、最も良いものを選択できる(Best of Four)
- 定量分析に支配的な影響を及ぼす(良い方向への)外れ値は、DEA分析から除外された上で、別途、Super Efficiency Analysisと呼ばれるDEA分析の対象となり、その結果に応じて追加ボーナス(上限5%)が付与される
- 効率スコアが60%を下回った場合、その事業者の効率スコアは60%となる
- 事業者の特殊要因が定量分析のアウトプットパラメータに反映されていないことを証明できれば、効率スコアは個別に調整される

\*1 出所: CEER, Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019、2020年3月、p.41-45、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/27978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6>

\*2 出所: BNetzA, Case study on the application of TOTEX benchmarking model in Germany、2018年3月、  
[https://erranet.org/wp-content/uploads/2017/10/Muller\\_Case-study-benchmarking-Germany\\_final.pdf](https://erranet.org/wp-content/uploads/2017/10/Muller_Case-study-benchmarking-Germany_final.pdf)

TSOの設備投資コストは、導入した当期は、制御不能コストとして定量分析の対象外となるが、(少なくとも)翌期は、その減価償却費が定量分析の対象となる

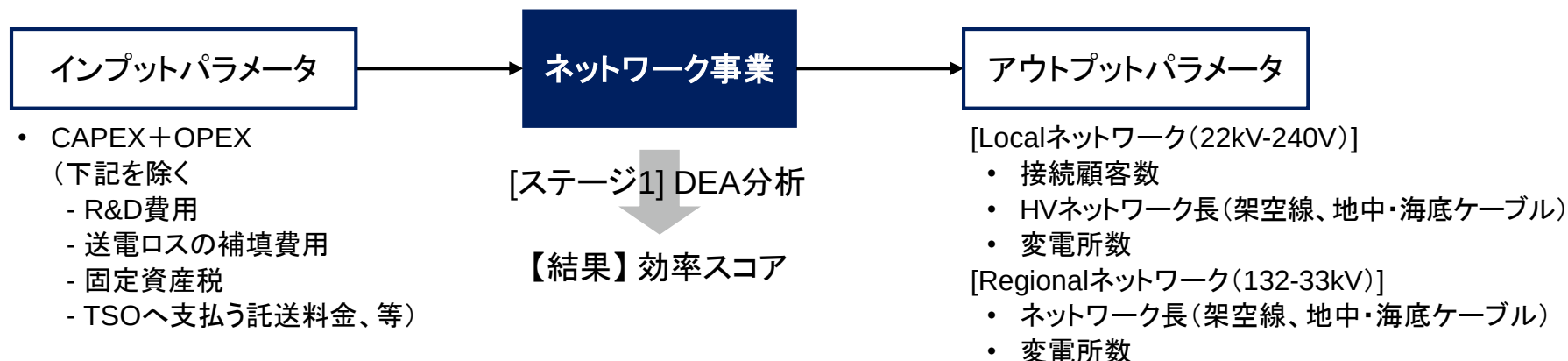
## 設備投資コストの扱い(TSO)\*1



\*1 出所: BNetzA, BNetzA's role in energy infrastructure regulation and planning / permitting, 2018年4月、p.12,21、  
<https://chairegovreg.fondation-dauphine.fr/sites/chairegovreg.fondation-dauphine.fr/files/attachments/Groebe%20ok.pdf>

ノルウェーでは、DSOに対してDEA分析を行い効率スコアを算出した後、地理的条件とセクターキャリブレーションの2段階で補正を行っている

## 定量分析の概要(DSO)\*1、\*2



### 【分析結果の補正・緩和策】

- [ステージ2] Z変数補正(回帰分析を用いた、地理的条件による効率スコアの補正)
  - 規制機関は、地形の傾斜、植生、気候等の地理的条件と、各社の設備保有状況を、100m×100mメッシュで把握
  - Localネットワークについては、山地・地形、沿岸地域、厳寒地域を考慮
  - Regionalネットワークについては、山地・地形を考慮
- [ステージ3] セクターキャリブレーション
  - 平均的な効率スコアを有する事業者の設備投資に対するリターン(株主資本コスト)が、規制機関が指定する金利(2018年は5.88%)と等しくなるように、全事業者の効率スコアを調整

\*1 出所: CEER、Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019、2020年3月、p.86-90、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/27978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6>

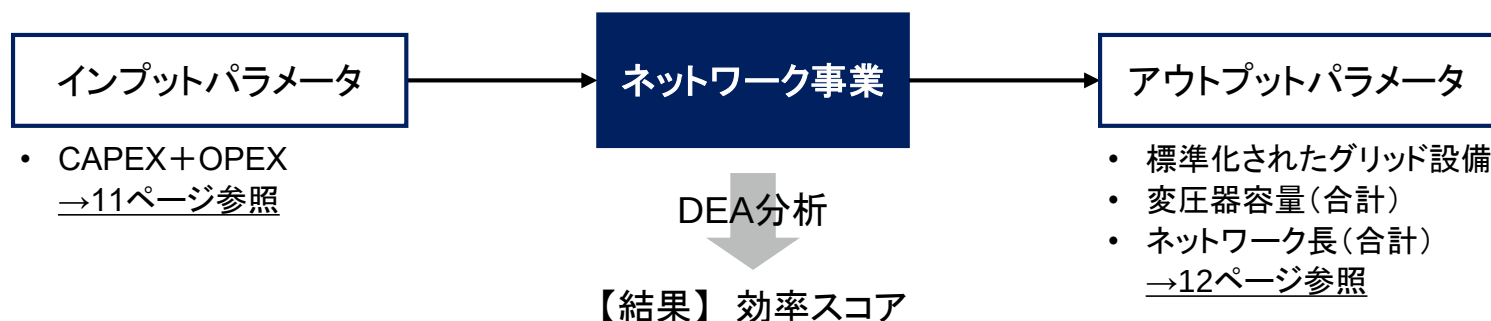
\*2 出所: NVE、Guidelines for revenue cap calculation in R、<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201709590/2248071>





TCB18プロジェクトでは、各国のインプットパラメータとアウトプットパラメータの前提条件を揃えると共に、地理的条件や特殊要因の考慮も行っている

## 定量分析の概要(TSO)\*1



### 【分析結果の補正・緩和策】

- 定量分析に支配的な影響を及ぼす(良い方向への)外れ値は除外され、効率スコアは上限の100%に設定される\*1、p.30
- 土地利用形態(農業、都市、等)、植生、エリア(森林、湖、山、等)、気候、道路、地形(耐久性、沿岸部、傾斜)、湿度、土壌といった地理的条件は、事業効率性に及ぼす影響を分析した上で、一部が考慮される\*1、p.8,9
- 定量分析に反映されていない特殊要因がある場合、TSOは、各国の規制機関と分析実施主体であるSUMICSIDで構成するプロジェクトステアリンググループ(PSG)に申請することができる
  - TCB18では、TSO・8社が25件の特殊要因を申請し、内16件はPSGにより却下され、残り9件は調査中となっている\*1、p.9-13

\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>



長期視点で事業効率性を捉えるため、かつ、事業者にはCAPEXとOPEXのバランスを最適化するインセンティブを与えるために、通常、インプットパラメータは、OPEX単体ではなく、CAPEX+OPEX(=TOTEX)としている\*1, p.19, 4.39,40

## インプットパラメータ\*1

|        | OPEX                                                                                                                                                                                                                       | CAPEX                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 対象外コスト | <ul style="list-style-type: none"> <li>システム運用(アンシラリーサービス、バランシング、混雑管理、等)</li> <li>市場促進業務(余剰再エネ買取義務、容量市場やFITに係る業務、等)</li> <li>オフショア設備(海底ケーブル、接続コネクタ、等)</li> <li>送電事業以外の事業(外部人員の研修、メーカーの現地試験対応、送電事業以外での土地・設備の利用、等)</li> </ul> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 分析前の補正 | <ul style="list-style-type: none"> <li>給与、労務費単価の調整</li> <li>物価のインフレーション調整</li> <li>通貨のユーロへの変換</li> </ul>                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>耐用年数の調整(既存設備は、導入年と残存年数のデータも要提出)<br/>- 架空線:60年、ケーブル:50年、変圧器・補償装置:40年、コントロールセンター・その他設備:20年</li> <li>イニシャルコストの25%以上の修理は、その実施年と共に要提出</li> <li>設備を更新した結果、階級が変わった場合は、新規設備投資として扱う</li> <li>税金、賦課金や設備に係る利息は対象外とする一方、補助金分は加算</li> <li>物価のインフレーション調整</li> <li>通貨のユーロへの変換</li> <li>1973年以前のデータは提出不要であるが、含まれる場合は、効率性への影響は少ないものの、その含まれる量について制限を設定</li> </ul> |

\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.19-25、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>



DEA分析に使用するアウトプットパラメータを選定する際、外因性、完全性、実施可能性、重複の排除、といった定性的な合理性を重視している

## アウトプットパラメータ\*1

### ■ アウトプットパラメータの選定基準

- 外因性・・・事業者の影響が及ばない(コントロールできない)パラメータであること
- 完全性・・・合理的に事業全体を説明できること
- 実施可能性・・・明確に定義され、計測・定量化が可能なこと
- 重複の排除・・・質を確保した上で、パラメータ間の重複と相互作用を避け、数を少なくすること

### ■ 選定されたアウトプットパラメータ

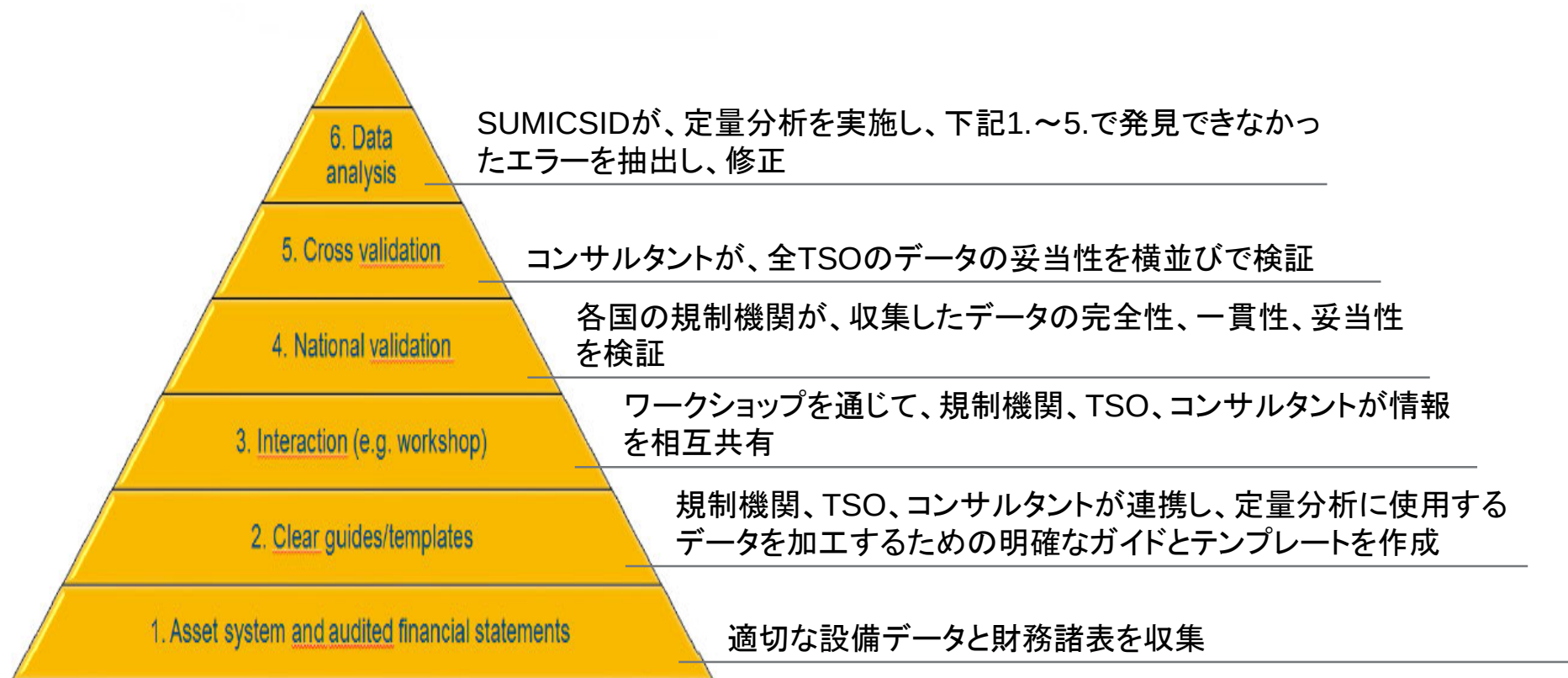
- 標準化されたグリッド設備・・・土地利用状況、グリッド設備種毎の複雑な要素(取得年、利率、耐用年数、等)を反映して加工されたパラメータ
- 変圧器容量(合計)・・・送電容量の代表として選定されたパラメータ
- ネットワーク長(合計)・・・耐張型鉄塔の割合、鋼材の割合を反映して加工されたパラメータ

\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.25-28,32-34、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>



定量分析に使用するデータの品質を高めるために、6段階のプロセスで構成される戦略を掲げている

## データ品質向上に向けた戦略\*1

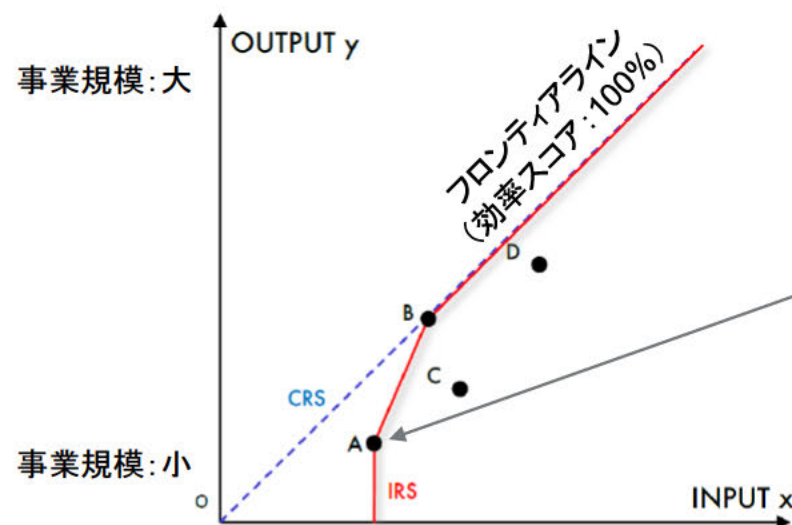


\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.7、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>

TCB18では、分析対象のサンプル数、外れ値の影響、フロンティアラインの取り方等を考慮して、DEA分析(IRSモデル)を採用した

## DEA分析の特徴\*1

- DEA分析手法は、科学的にも、規制用途としての実用の面でも、十分に確立した手法である。\*1, p.29, 4.88
- DEA分析では、分析対象となるサンプル数を増やすことで、外れ値の発生と影響を緩和できる。\*1, p.30, 4.90
- 分析対象となるTSOのサンプル数は17社であるが、SFA分析を行うには少なすぎる。\*1, p.29, 4.88
- DEA分析には、フロンティアラインの取り方により、VRSモデル、IRSモデル、DRSモデル、CRSモデルがあるが、検証の結果、IRSモデルを最良の手法として採用した。\*1, p.35, 5.11

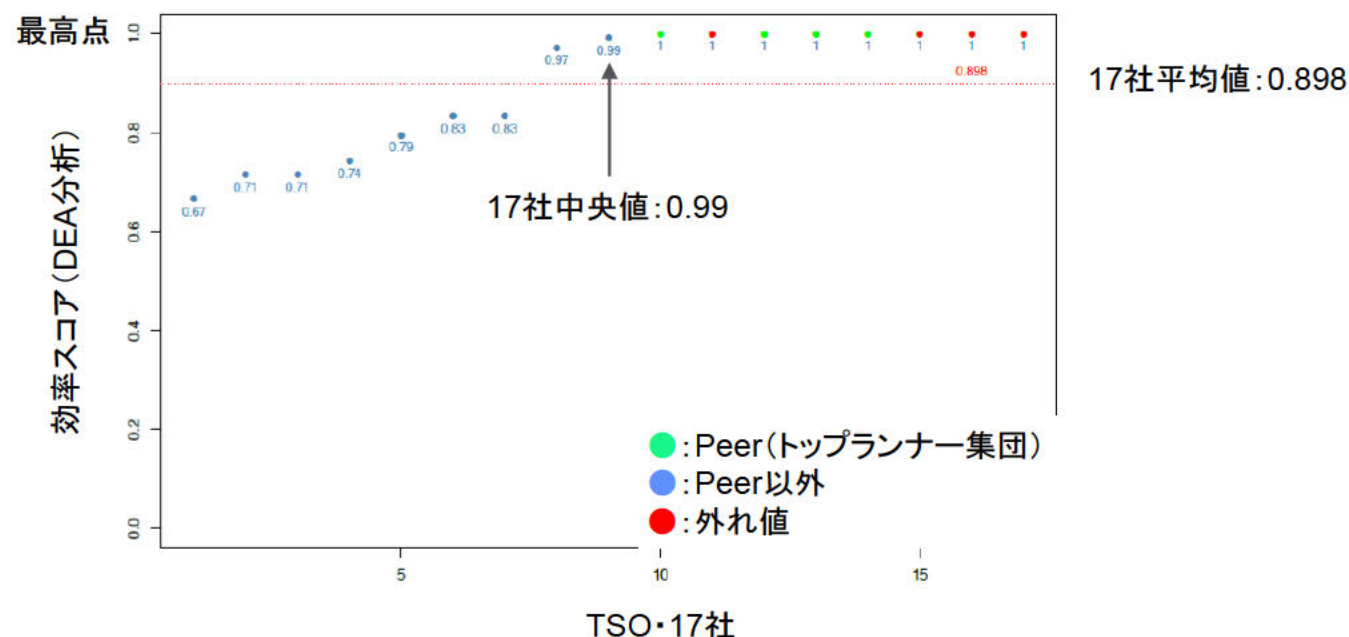


- CRSモデルでは、事業者Aのデータはフロンティアラインよりも下側にあるため、その分、効率スコアは100%より低くなる
  - IRSモデルでは、事業者Aのデータはフロンティアライン上にあるため、効率スコアは100%となる
- ⇒IRSモデルでは、効率スコアの面で、規模の小さい事業者が救済される(規模の経済のデメリットがカバーされる)

\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.29,30,35,36、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>

TSO・17社についてDEA分析を行った結果、8社が効率スコアの最高点:1に達した  
(内4社はトップランナー集団、残り4社は外れ値)

## DEA分析の結果\*1



\*1 出所: SUMICSID、Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity transmission system operators、2019年7月、p.37、  
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13>

## 1.2 託送料金制度の詳細

英国では、TOの費目は大きく4つに分類され、①～③がCAPEXに、④がOPEXに該当する

## TO(送電系統保有者)の費目分類\*1

| 分類                                                   |                                   | 概要                                         | 例                                                             |
|------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| ① Load-related expenditure (LRE)                     |                                   | 新規電源・顧客への接続、既設ネットワークの性能向上、将来の需要増への備えに関する工事 | 送電線、変圧器、開閉器                                                   |
| ② Non-Load related expenditure (NLRE)                |                                   | アセットヘルス状態に応じた設備の取替え・改修工事                   | 送電線、変圧器、開閉器、リアクター、計器、保護装置                                     |
| ③ Non-operational capital expenditure (Non-op CAPEX) |                                   | ネットワーク以外の資産                                | IT、通信、車(移動電源車含む)、事務所用途の土地・建物                                  |
| ④ Controllable operational expenditure (OPEX)        | Direct OPEX                       | 検査、メンテナンス、修理                               | ー                                                             |
|                                                      | Closely associated indirect costs | 検査やメンテナンスチームを支援するバックオフィス業務                 | IT、通信、プロジェクト管理、系統計画策定、R&D、健康・安全・環境、貯蔵、物流、研修(Operational)、市場開拓 |
|                                                      | Business support costs            | 全般に関する支援業務                                 | 財務、監査、規制対応、人事、研修(Non-operational)、IT、通信、資産管理、保険、CEO・グループ管理    |

※ 英国では、系統運用業務は、TOではなく、National Grid ESOが負う

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.24-81、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>



「① LRE」は、主に、新規電源・顧客への接続や需要増に備えるための工事に関する費目(CAPEX)である

## TO(National Grid)のビジネスプランにおける「① LRE」\*1

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

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

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.26、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>

「② NLRE」は、主に、アセットヘルス状態に応じて実施する、設備の取替え・改修工事に関する費目(CAPEX)である

## TO(National Grid)のビジネスプランにおける「② NLRE」\*1

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

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.64、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>



「③ Non-op CAPEX」は、ネットワーク以外の資産（IT、通信、車、土地・建物等）に関する費目（CAPEX）である

TO (National Grid) のビジネスプランにおける「③ Non-op CAPEX」\*1

| £m 2009/10 prices            | NGET Forecast<br>Total<br>Expenditure<br>over RIIO-T1 | Initial<br>Proposals<br>Total<br>Expenditure<br>over RIIO-T1 | Final<br>Proposals<br>Total<br>Expenditure<br>over RIIO-T1 | Change<br>Initial<br>Proposals<br>to Final<br>Proposals | Change<br>Initial<br>Proposals<br>to Final<br>Proposals |
|------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| <b>Non-operational capex</b> |                                                       |                                                              |                                                            |                                                         |                                                         |
| TFO                          | 62.8                                                  | 43.8                                                         | 47.6                                                       | 3.8                                                     | 8.7%                                                    |
| SAM                          | 32.7                                                  | 26.5                                                         | 27.5                                                       | 1.0                                                     | 3.8%                                                    |
| Other                        | 43.9                                                  | 21.9                                                         | 32.9                                                       | 11.0                                                    | 50.0%                                                   |
| <b>Total IT Expenditure</b>  | <b>139.4</b>                                          | <b>92.2</b>                                                  | <b>108.0</b>                                               | <b>15.8</b>                                             | <b>17.1%</b>                                            |
| Vehicles                     | 13.9                                                  | 13.9                                                         | 13.9                                                       | 0.0                                                     | 0.0%                                                    |
| Land and Buildings           | 18.1                                                  | 18.1                                                         | 18.1                                                       | 0.0                                                     | 0.0%                                                    |
| <b>Total</b>                 | <b>171.3</b>                                          | <b>124.2</b>                                                 | <b>139.9</b>                                               | <b>15.8</b>                                             | <b>12.7%</b>                                            |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.74、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>

「④ OPEX(Direct OPEX)」は、検査、メンテナンス、修理等に関する費目である

TO(National Grid)のビジネスプランにおける「④ OPEX(Direct OPEX)」\*1

| £m 2009/10 prices            | NGET Forecast Total Expenditure over RIIO-T1 | Initial Proposals Total Expenditure over RIIO-T1 | Final Proposals Total Expenditure over RIIO-T1 | Change Initial Proposals to Final Proposals | Change Initial Proposals to Final Proposals |
|------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Fault Repairs                | 264.9                                        | 213.8                                            | 229.1                                          | 15.3                                        | +7%                                         |
| Planned                      | 387.3                                        | 300.4                                            | 360.3                                          | 59.9                                        | +20%                                        |
| Inspections & Maintenance    |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| Vegetation                   | 26.9                                         | 23.1                                             | 23.1                                           | -                                           | 0%                                          |
| Management                   |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| Operational                  | 123.6                                        | 106.8                                            | 106.8                                          | -                                           | 0%                                          |
| Property                     |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| Management                   |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| Physical Security            | 50.1                                         | 50.1                                             | 50.1                                           | -                                           | 0%                                          |
| Expenditure                  |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| Allowed                      | 148.8                                        | 148.8                                            | -                                              | -148.8                                      | -100%                                       |
| Innovation Costs (incl. IFI) |                                              |                                                  |                                                |                                             |                                             |
| <b>Total</b>                 | <b>1,001.6</b>                               | <b>843.0</b>                                     | <b>769.4</b>                                   | <b>-73.6</b>                                | <b>-9%</b>                                  |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.77、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>

「④ OPEX (Closely associated indirect costs)」は、検査やメンテナンスチームを支援するバックオフィス業務に関する費目である

TO (National Grid) のビジネスプランにおける「④ OPEX (Closely associated indirect costs)」\*1

| £m 2009/10 prices                         | NGET Forecast Total Expenditure over RIIO-T1 | Initial Proposals Total Expenditure over RIIO-T1 | Final Proposals Total Expenditure over RIIO-T1 | Change Initial Proposals to Final Proposals | Change Initial Proposals to Final Proposals |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Operational IT & Telecoms                 | 153.4                                        | 132.1                                            | 132.1                                          | -                                           | 0%                                          |
| Project Management                        | 14.4                                         | 14.5                                             | 14.5                                           | -                                           | 0%                                          |
| Network Design & Engineering              | 41.9                                         | 35.6                                             | 35.6                                           | -                                           | 0%                                          |
| Engineering Management & Clerical Support | 40.5                                         | 34.8                                             | 34.8                                           | -                                           | 0%                                          |
| Network Policy (incl. R&D)                | 21.1                                         | 17.6                                             | 17.6                                           | -                                           | 0%                                          |
| Health, Safety & Environment              | 44.6                                         | 37.4                                             | 37.4                                           | -                                           | 0%                                          |
| Operational Training                      | 134.4                                        | 124.3                                            | 134.4                                          | 10.1                                        | 8%                                          |
| Stores & Logistics                        | 8.2                                          | 5.9                                              | 5.9                                            | -                                           | 0%                                          |
| Vehicles & Transport                      | 24.5                                         | 24.4                                             | 24.4                                           | -                                           | 0%                                          |
| Market Facilitation                       | 9.2                                          | 6.9                                              | 6.9                                            | -                                           | 0%                                          |
| Network Planning                          | 37.8                                         | 34.0                                             | 34.0                                           | -                                           | 0%                                          |
| <b>Total</b>                              | <b>530.0</b>                                 | <b>467.5</b>                                     | <b>477.6</b>                                   | <b>10.1</b>                                 | <b>2%</b>                                   |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.80、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>

「④ OPEX (Business support costs)」は、全般に関する支援業務に関する費目である

TO (National Grid) のビジネスプランにおける「④ OPEX (Business support costs)」\*1

| £m, 2009-10 prices            | National Grid | NGN  | SGN  | WWU  |
|-------------------------------|---------------|------|------|------|
| Finance, Audit & Regulation   | 36.1          | 3.0  | 5.1  | 3.1  |
| HR & Non-operational training | 12.6          | 0.6  | 0.9  | 0.7  |
| Procurement                   | 7.8           | 0.2  | 0.9  | 0.7  |
| IT & Telecom                  | 68.5          | 5.9  | 12.7 | 7.6  |
| Property Management           | 35.1          | 2.4  | 6.0  | 3.5  |
| Insurance                     | 21.7          | 3.5  | 3.9  | 2.9  |
| CEO & Group Management        | 35.8          | 3.2  | 4.8  | 2.6  |
| Business support total        | 217.7         | 18.9 | 34.3 | 21.2 |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas、2012年12月、p.127、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53601/3riiot1fpuncertaintydec12.pdf>



EU指令では、ネットワークの健全性を維持するために、託送料金が、必要な投資コストを反映したものであるべきと規定している(一方で、当然ながら効率化も求める)

## 指令 2003/55/EC(第2次エネルギーパッケージ)\*1

### ■ 概要(p.2、(16))

- ... national regulatory authorities should ensure that transmission and distribution tariffs are non-discriminatory and cost-reflective, and should take account of the long-term, marginal, avoided network costs from demand-side management measures.

託送料金(送電料金、配電料金)は、公平で、必要なコストを反映し、需要家サイドマネジメントによる回避された長期のネットワーク投資を考慮したものとなるように、規制機関が監視しなければならない。

### ■ 規制機関の権限(p.14、Article 25 2. (a))

- ... connection and access to national networks, including transmission and distribution tariffs. These tariffs, or methodologies, shall allow the necessary investments in the networks to be carried out in a manner allowing these investments to ensure the viability of the networks;

託送料金(送電料金、配電料金)やそれらを決定する方法論は、ネットワークの健全性を維持するために必要な投資コストを反映したものでなければならない。

\*1 出所: EU、<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EN>



欧州では、託送料金の定期的な改定はコストの反映性と事業の予見性を高めるとの基本思想の基、多くの国が託送料金を毎年改定している

## ACERの託送料金(送電)に関する見解\*1

### ■ 改定サイクル(p.7、4. (21))

- In all 22 jurisdictions with a multi-year regulatory period, the tariff values appear to be calculated ex-ante for all the years of the regulatory period or updated every year, based on the methodology defined for that regulatory period (e.g. tariff level/values are updated in some jurisdictions by taking into account yearly variations of the cost amounts to be recovered).

欧州において、規制期間が複数年となる国・地域では、託送料金は、規制期間中の複数年分を事前設定するか、または、毎年改定している。(毎年改定している国・地域が多い。→次ページ参照)

### ■ コストの反映性と(事業の)予見性(p.7、4. (22))

- Setting tariff methodologies for multiple years (and allowing their revision only under strict and duly justified conditions) can support tariff predictability, while regular update of the tariff level/values may result in better cost-reflectivity, and if done based on a pre-defined methodology can also preserve a level of predictability.

託送料金の定期的な改定はコストの反映性を高め、また、事前に定義された方法論を基に託送料金を計算すれば、(事業の)予見性を保つことができる。

\*1 出所: ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.7、  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf)



# 託送料金の改定サイクル ー欧州ー



規制期間が複数年の22ヶ国の内、20ヶ国が託送料金を毎年改定している

ー各国・地域の規制期間と改定サイクル\*1ー

| 国・地域   | 規制期間<br>(年) | 託送料金の改定サイクル<br>(規制期間が複数年の場合)           |
|--------|-------------|----------------------------------------|
| オーストリア | 1           | N/A                                    |
| ベルギー   | 4           | 規制期間前に各年分を事前設定<br>(託送料金計算方法は期間中に変更できる) |
| ブルガリア  | 1           | N/A                                    |
| クロアチア  | 1           | N/A                                    |
| キプロス   | 5           | 毎年                                     |
| チェコ    | 3           | 毎年                                     |
| デンマーク  | 定義なし        | 毎年                                     |
| エストニア  | 定義なし        | 新料金が規制機関に承認されるまで                       |
| フィンランド | 8           | 毎年(増加の場合の上限は15%)                       |
| フランス   | 4           | 毎年                                     |
| ドイツ    | 5           | 毎年                                     |
| ギリシャ   | 4           | 毎年                                     |
| ハンガリー  | 4           | 毎年                                     |
| アイルランド | 5           | 毎年                                     |
| イタリア   | 8           | 毎年                                     |

| 国・地域    | 規制期間<br>(年) | 託送料金の改定サイクル<br>(規制期間が複数年の場合)                       |
|---------|-------------|----------------------------------------------------|
| ラトビア    | 定義なし        | TSOが新料金を申請、または、規制機関が要求するまで                         |
| リトアニア   | 5           | 毎年                                                 |
| ルクセンブルク | 4           | 毎年                                                 |
| オランダ    | 3-5         | 毎年                                                 |
| ノルウェー   | 5(最短)       | 毎年                                                 |
| ポーランド   | 1           | 毎年                                                 |
| ポルトガル   | 3           | 毎年                                                 |
| ルーマニア   | 5           | 毎年                                                 |
| スロバキア   | 5           | 毎年                                                 |
| スロベニア   | 3           | 規制期間前に各年分を事前設定<br>(託送料金が10%以上高くなる場合は期間中に改定する可能性あり) |
| スペイン    | 6           | 毎年                                                 |
| スウェーデン  | 4           | 毎年                                                 |
| 英国      | 8→5に変更      | 毎年                                                 |
| 北アイルランド | 5           | 毎年                                                 |

\*1 出所: ACER Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.8,9、

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf)



英国の送電料金(TNUoS)については、各年度分をその前年度に4回計算して改定し、また、毎年、将来5年度分の予測値を公表している。これらにより、託送料金の透明性と、ユーザーの事業収益性の予見性を高めている

## TNUoS(Transmission Network Use of System)

### ■ TNUoSの計算方法

- National Grid ESOが、決められた方法論(CUSC : Connection and Use of System Codeにて規定)に基づいて計算する。
- 方法論に変更の必要性が生じた場合は、規制機関Ofgemの承認が必要となる。

### ■ 各年度のTNUoS

- 規制期間中は、対象年度の前年度において、実際のデータを用いながら年4回計算する。  
(1回目:3月末、 2回目:7月末、 3回目:11月末、 4回目:1月末(最終決定))

### ■ TNUoSの将来予測

- 毎年、将来5年度分を計算・公表している。

※ 配電料金(DUoS:Distribution Use of System)も毎年改定される

# 託送料金の改定サイクル – 英国 –



英国では、毎年、将来5年度分の送電料金(TNUoS)を事前に計算・公表した上で、各年度分については1年前に計算し直している

## TNUoS(発電側課金)

–2020年度、電源別\*1–

–5年度分の推移\*1–

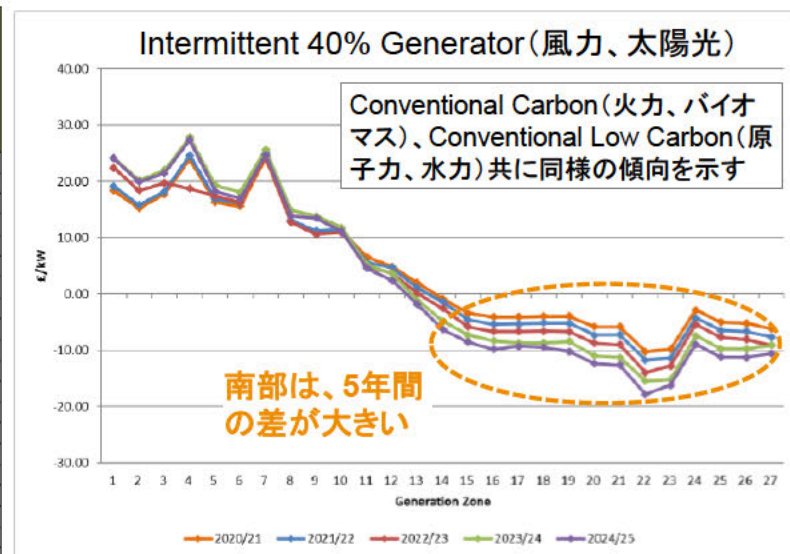
×5年度分を計算

火力、原子力、風力、  
バイオマス 水力、太陽光

北部は高い

南部は安い

| Generation Tariffs |                                        | System Peak Tariff | Shared Year Round Tariff | Not Shared Year Round | Residual Tariff | Conventional Carbon 80% Load Factor | Conventional Low Carbon 80% Load Factor | Intermittent 40% Load Factor |
|--------------------|----------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------|-------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------|
| Zone               | Zone Name                              | (£/kW)             | (£/kW)                   | (£/kW)                | (£/kW)          | (£/kW)                              | (£/kW)                                  | (£/kW)                       |
| 1                  | North Scotland                         | 2.769204           | 19.343367                | 14.625061             | -3.957024       | 25.986922                           | 28.911935                               | 18.405384                    |
| 2                  | East Aberdeenshire                     | 5.167207           | 11.461388                | 14.625061             | -3.957024       | 22.079326                           | 25.004338                               | 15.252584                    |
| 3                  | Western Highlands                      | 2.197989           | 18.049997                | 14.477874             | -3.957024       | 24.263102                           | 27.158837                               | 17.740649                    |
| 4                  | Skye and Lochalsh                      | 2.148128           | 18.049997                | 20.693372             | -3.957024       | 29.185799                           | 33.324474                               | 23.956347                    |
| 5                  | Eastern Grampian and Tayside           | 2.875323           | 15.971774                | 13.871332             | -3.957024       | 22.792784                           | 25.567050                               | 16.303018                    |
| 6                  | Central Grampian                       | 3.803578           | 15.117330                | 13.462523             | -3.957024       | 22.710436                           | 25.402941                               | 15.552431                    |
| 7                  | Argyll                                 | 3.589985           | 12.024375                | 23.320214             | -3.957024       | 27.908632                           | 32.572675                               | 24.172940                    |
| 8                  | The Trossachs                          | 3.837409           | 12.024375                | 11.916349             | -3.957024       | 19.032964                           | 21.416234                               | 12.786075                    |
| 9                  | Stirlingshire and Fife                 | 2.580889           | 9.808981                 | 11.174590             | -3.957024       | 15.410702                           | 17.645620                               | 11.141158                    |
| 10                 | South West Scotland                    | 3.097320           | 9.938717                 | 11.211857             | -3.957024       | 16.060595                           | 18.302927                               | 11.230120                    |
| 11                 | Lothian and Borders                    | 4.035856           | 9.938717                 | 6.527087              | -3.957024       | 13.251450                           | 14.558873                               | 6.545530                     |
| 12                 | Solway and Cheviot                     | 1.979590           | 6.468804                 | 6.272022              | -3.957024       | 8.215227                            | 9.469631                                | 4.902520                     |
| 13                 | North East England                     | 3.776379           | 4.929072                 | 4.005993              | -3.957024       | 6.967407                            | 7.768606                                | 2.020598                     |
| 14                 | North Lancashire and The Lakes         | 2.046847           | 4.929072                 | 1.130803              | -3.957024       | 2.937723                            | 3.163884                                | -0.854502                    |
| 15                 | South Lancashire, Yorkshire and Humber | 4.233420           | 1.150888                 | 0.099581              | -3.957024       | 1.268771                            | 1.286687                                | -3.407088                    |
| 16                 | North Midlands and North Wales         | 3.640197           | -0.327359                |                       | -3.957024       | -0.578714                           | -0.578714                               | -4.087968                    |
| 17                 | South Lincolnshire and North Norfolk   | 1.805850           | -0.273693                |                       | -3.957024       | -2.370128                           | -2.370128                               | -4.066501                    |
| 18                 | Mid Wales and The Midlands             | 1.218598           | -0.028482                |                       | -3.957024       | -2.761222                           | -2.761222                               | -3.968417                    |
| 19                 | Anglesey and Snowdon                   | 5.147345           | -0.029898                |                       | -3.957024       | 1.186403                            | 1.186403                                | -3.968983                    |
| 20                 | Pembrokeshire                          | 9.544406           | -4.657463                |                       | -3.957024       | 1.861412                            | 1.861412                                | -5.820009                    |
| 21                 | South Wales & Gloucester               | 6.409883           | -4.612735                |                       | -3.957024       | -1.237329                           | -1.237329                               | -5.802118                    |
| 22                 | Cotswold                               | 3.182295           | 2.788406                 | -7.382905             | -3.957024       | -4.454328                           | -5.926906                               | -10.204567                   |
| 23                 | Central London                         | -6.303901          | 2.788406                 | -6.940109             | -3.957024       | -13.582287                          | -14.970309                              | -9.781771                    |
| 24                 | Essex and Kent                         | -4.306659          | 2.788406                 |                       | -3.957024       | -6.032958                           | -6.032958                               | -2.841862                    |
| 25                 | Oxfordshire, Surrey and Sussex         | -1.658293          | -2.632751                |                       | -3.957024       | -7.721518                           | -7.721518                               | -5.010124                    |
| 26                 | Somerset and Wessex                    | -1.568385          | -3.075136                |                       | -3.957024       | -7.985518                           | -7.985518                               | -5.187078                    |
| 27                 | West Devon and Cornwall                | 0.132718           | -5.503010                |                       | -3.957024       | -8.228714                           | -8.228714                               | -6.158228                    |



北部は高い

南部は安い

\*1 出所: National Grid ESO, Five-year view of TNUoS tariffs for 2020/21 to 2024/25, 2019年3月、p.20,25、

<https://www.nationalgrideso.com/document/140806/download>



# 託送料金の改定サイクル – 英国 –



英国では、毎年、将来5年度分の送電料金(TNUoS)を事前に計算・公表した上で、各年度分については1年前に計算し直している(前ページの発電側課金と同様)

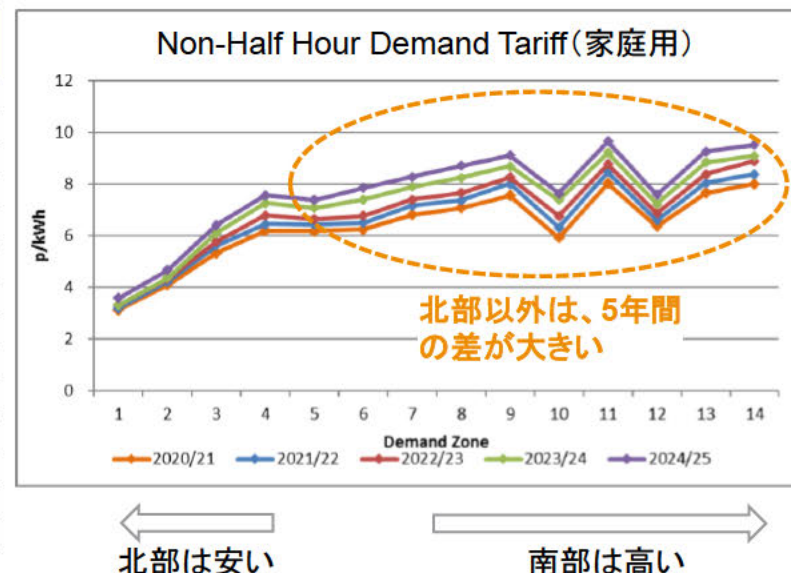
## TNUoS(小売側課金、家庭用)

—5年度分の推移\*1—

| Zone | Zone Name         | 2020/21<br>(p/kWh) | 2021/22<br>(p/kWh) | 2022/23<br>(p/kWh) | 2023/24<br>(p/kWh) | 2024/25<br>(p/kWh) |
|------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1    | Northern Scotland | 3.135707           | 3.196488           | 3.311748           | 3.320459           | 3.591269           |
| 2    | Southern Scotland | 4.102770           | 4.213553           | 4.332216           | 4.375051           | 4.666100           |
| 3    | Northern          | 5.334874           | 5.619969           | 5.775604           | 6.117829           | 6.415903           |
| 4    | North West        | 6.204346           | 6.451229           | 6.784847           | 7.260094           | 7.573785           |
| 5    | Yorkshire         | 6.175672           | 6.428278           | 6.635574           | 7.074013           | 7.384818           |
| 6    | N Wales & Mersey  | 6.245607           | 6.500632           | 6.768349           | 7.402389           | 7.866025           |
| 7    | East Midlands     | 6.807672           | 7.164893           | 7.403947           | 7.896440           | 8.280347           |
| 8    | Midlands          | 7.081417           | 7.366189           | 7.660807           | 8.248315           | 8.709694           |
| 9    | Eastern           | 7.561043           | 8.007055           | 8.259110           | 8.694809           | 9.108206           |
| 10   | South Wales       | 5.929393           | 6.308471           | 6.762420           | 7.390372           | 7.633387           |
| 11   | South East        | 8.030463           | 8.462366           | 8.780692           | 9.220280           | 9.650550           |
| 12   | London            | 6.365499           | 6.600507           | 6.877640           | 7.234772           | 7.594039           |
| 13   | Southern          | 7.661438           | 8.046580           | 8.386545           | 8.837506           | 9.268258           |
| 14   | South Western     | 8.008709           | 8.387963           | 8.851190           | 9.088439           | 9.523873           |

北部は  
安い

南部は  
高い



\*1 出所: National Grid ESO, Five-year view of TNUoS tariffs for 2020/21 to 2024/25, 2019年3月、p.16、

<https://www.nationalgrideso.com/document/140806/download>

再エネの普及拡大に伴い、特にDSOの設備投資コストを十分かつ迅速に回収できないという問題があったが、第3期以降は、制度変更により改善された

## 設備投資コストの確実な回収

### ■ 経済エネルギー省BMWiの見解(第2期規制期間中)\*1

- 設備投資コストは、託送料金により遅延なく回収されるべきであり、固定額として回収されるべきではない。
- 設備投資コストは、託送料金に、定期的にはなく、毎年反映されるべきである。
- 送配電事業者の実際の設備投資コストを回収できる仕組みにして、よりよい投資環境をつくるべきである。

### ■ 規制機関BNetzAの見解(第2期規制期間中)\*2

- DSOに適用されている拡張係数は、設備投資コストを十分に回収できない、回収に時間遅れが発生する、といった課題があり、その結果、事業者の収益性、キャッシュフロー、予算計画に影響を及ぼす。
- 拡張係数を改良することで、設備投資を強化するとともに、明らかに無駄な費用を回避できる。

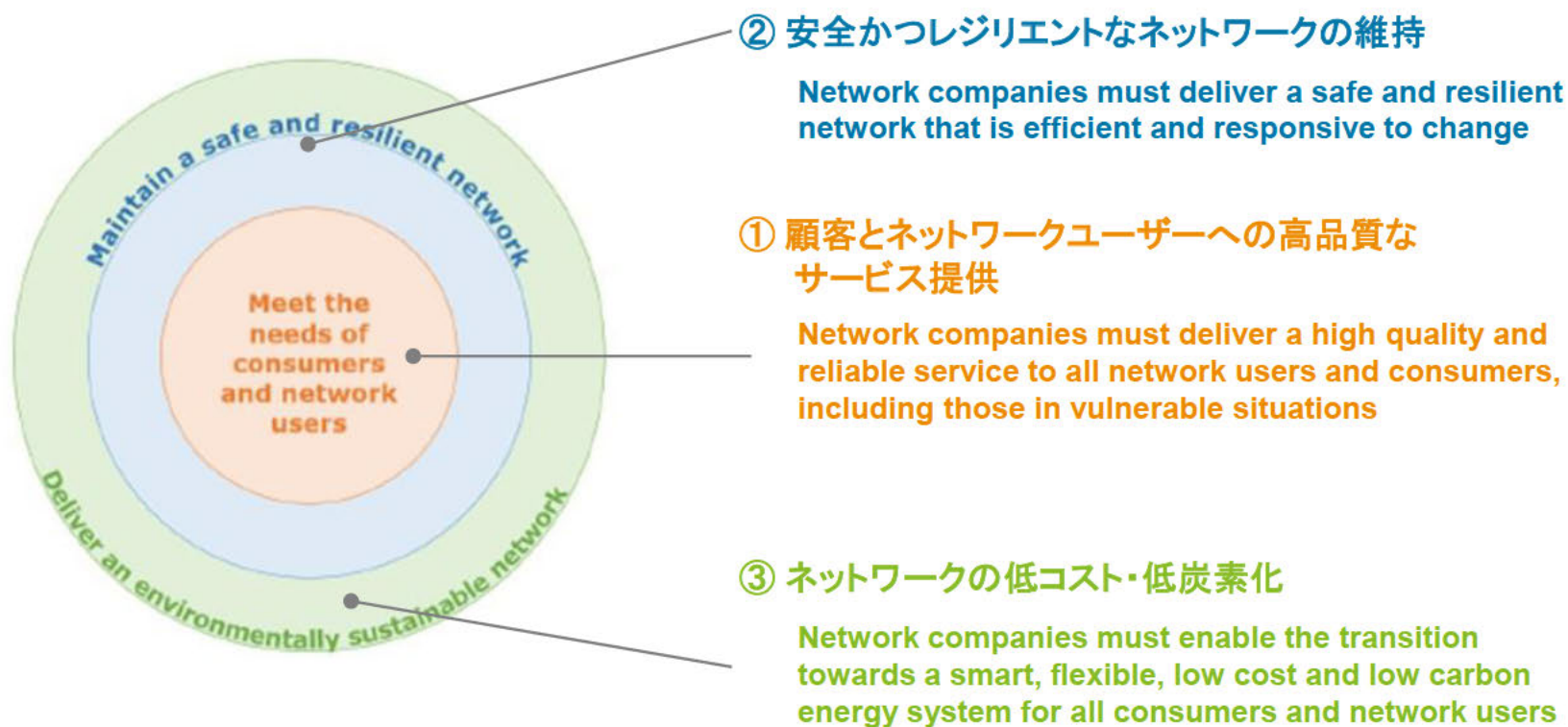
✓ 第3期規制期間(2019~23年)より、拡張係数がCapital Cost Premiumに変更され、DSOの設備投資コストの回収確実性が向上した。

\*1 出所: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy、2016年の記事

\*2 出所: BNetzA、Evaluation report pursuant to section 33 of the Incentive Regulation Ordinance (Short version)、2015年2月、p.12、  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/GeneralInfoEnergyRegulation/IncentiveRegulation/ExtendedShortVersion\\_EvaluationIncentiveRegulation2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/GeneralInfoEnergyRegulation/IncentiveRegulation/ExtendedShortVersion_EvaluationIncentiveRegulation2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

ネットワーク事業者が達成すべきアウトプット指標について、顧客（電気の消費者）視点で、①～③のカテゴリーに分類している

## RIIO-2のアウトプット指標の概念



\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations – Core Document, 2020年7月、p.22、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_core\\_document\\_redacted.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_core_document_redacted.pdf)



RIIO-2では、TO・3社に共通のアウトプット指標“Common”に加えて、TO・3社で個別に設定するアウトプット指標“Bespoke”を導入した

## RIIO-2のアウトプット指標の特徴

### ■ “Common”と“Bespoke”<sup>\*1</sup>

|         |                                                               |
|---------|---------------------------------------------------------------|
| Common  | TO・3社に共通のアウトプット指標                                             |
| Bespoke | <u>各社の顧客（電気の消費者）やその他ステークホルダーの意見を反映し、TO・3社で個別に設定するアウトプット指標</u> |

### ■ 3種類の型式<sup>\*1</sup>

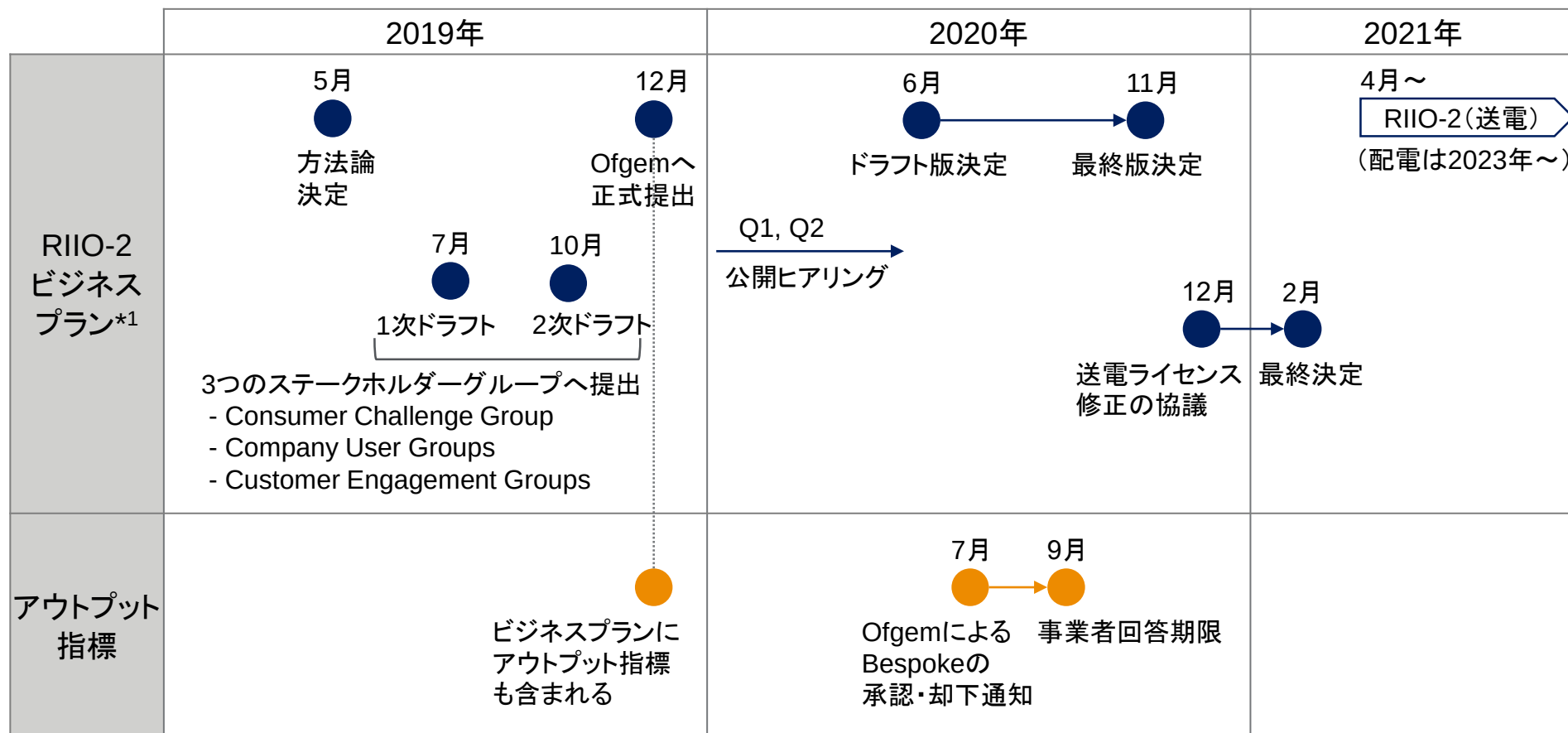
|                                 |                                                                                            |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| Licence Obligation (LO)         | ネットワーク事業者が達成しなければならない <u>最低限の基準</u>                                                        |
| Price Control Deliverable (PCD) | <u>ビジネスプランに前もって登録されていない費目等に適用され、原価に直接的に反映される（Bespokeとなるものが多い）</u>                          |
| Output Delivery Incentive (ODI) | サービスの改善を図るためのインセンティブで、下記の2種類がある<br>・ <u>評判インセンティブ（ODI-R）</u><br>・ <u>経済的インセンティブ（ODI-F）</u> |

<sup>\*1</sup> 出所：Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations – Core Document、2020年7月、p.22-24、

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations - core document redacted.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_core_document_redacted.pdf)

2019年12月にOfgemへ提出したビジネスプランに含まれるアウトプット指標の内、Bespokeについては、2020年7月にOfgemが承認・却下をTO・3社に通知した

## RIIO-2のビジネスプランにおけるアウトプット指標の協議スケジュール



\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Business Plan Guidance、2019年9月、p.38、

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/09/riio-2\\_business\\_plans\\_guidance\\_september\\_2019\\_-\\_published\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/09/riio-2_business_plans_guidance_september_2019_-_published_0.pdf)

アウトプット指標“Common”は10項目設けられているが、その内、型式が“ODI-F”の5項目については、経済的インセンティブが適用される

## National GridのRIIO-2のアウトプット指標“Common” \*1

| アウトプット指標 |                                                                                | 型式        | 説明                                                                                                    |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Common   | ① Meeting the needs of consumers and network users (顧客とネットワークユーザーへの高品質なサービス提供) |           |                                                                                                       |
|          | Energy Not Supplied<br>(供給できなかった電力量: 信頼性指標)                                    | ODI-F*2   | ベースライン目標値: 147MWh (RIIO-1では316MWh)<br>インセンティブレート: 16,000£/MWh (全TO共通)<br>ペナルティ上限: ベースレベニューの3% (全TO共通) |
|          | Quality of Connections Survey (接続サービス品質)                                       | ODI-F*2   | インセンティブの詳細はRIIO-2の初年度に協議予定                                                                            |
|          | Timely Connections (タイムリーな接続)                                                  | ODI-F*2   | ベースライン目標: 100%<br>ペナルティ上限: ベースレベニューの-0.5%                                                             |
|          | New Transmission Infrastructure Projects                                       | ODI-R     | 新規工事に影響を受けるステークホルダーへの調査                                                                               |
|          | ② Maintaining a safe and resilient network (安全かつレジリエントなネットワークの維持)              |           |                                                                                                       |
|          | Large Project Delivery                                                         | ODI-F*2   | 100m£以上の工事を対象に、託送原価に含めるTOTEXの進捗度に応じた調整や、遅延ペナルティを適用 (工事毎に設定)                                           |
|          | Network Asset Risk Metric                                                      | PCD       | 設備の取替えや改修工事に対する目標設定                                                                                   |
|          | Network Access Policy                                                          | LO        | ESOと連携した停電管理に関して12個のKPIを設定                                                                            |
|          | ③ Delivering an environmentally sustainable network (ネットワークの低コスト・低炭素化)         |           |                                                                                                       |
|          | Environmental Action Plan and Annual Environmental Report                      | ODI-R, LO | 低炭素化、環境汚染の回避、リサイクル等、環境への影響に対する責任を明確化する指標で、CO2排出削減目標等を設定                                               |
|          | Insulation and Interruption Gas Leakage                                        | ODI-F*2   | SF6等の温室効果ガスの削減目標を設定、詳細は今後決定                                                                           |
|          | Visual Amenity in Designated Areas Provision                                   | PCD       | 設備の外観の改善費で、上限: 465m£ (全TO共通)                                                                          |

\*2 ODI-F: 経済的インセンティブの適用対象

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations – National Grid Electricity Transmission、2020年7月、p.11,12、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_nget\\_annex\\_redacted\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_nget_annex_redacted_0.pdf)

National Gridは、ビジネスプランにおいて、TO・3社で個別に設定するアウトプット指標“Bespoke (ODI)”を4項目提案したが、内3項目は、Ofgemにより却下された

## National GridのRIIO-2のアウトプット指標“Bespoke” \*1

| アウトプット指標 |                                                                                                         | 型式    | Ofgemの審査 |                                                                                                                                                 |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|          |                                                                                                         |       | 結果       | 理由                                                                                                                                              |
| Bespoke  | Environmental Scorecard<br>(環境アクションプランにおける7項目の達成度を±14段階で評価)                                             | ODI-F | 承認       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• National Gridが環境アクションプラン(EAP)として提出したRIIO-2の目標値は満足できるものである</li> <li>• 経済的インセンティブの基準が定量化されている</li> </ul> |
|          | Accelerating Low Carbon Connections<br>(低炭素型電源への早期接続)                                                   | ODI-F | 却下       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 別のアウトプット指標「Quality of Connections」と重複している</li> <li>• 十分な過去の根拠がないため、意味のある基準を設定することが難しい</li> </ul>       |
|          | RIIO-T2 System Outage Management Proposals to Reduce Constraint Costs<br>(混雑管理コストを低減するためのTO・3社とESOとの連携) | ODI-F | 却下       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• TOとESOの連携には賛同するが、インセンティブを付与する必要性については、十分な根拠がない</li> </ul>                                              |
|          | Outage Management<br>(停電対応の修理業務計画策定)                                                                    | ODI-F | 却下       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 別のアウトプット指標「Quality of Connections」と重複している</li> </ul>                                                   |

※Bespoke(型式:PCD)については、17項目提案し、内9項目が承認、8項目が却下された

\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations – National Grid Electricity Transmission, 2020年7月、p.13、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_nget\\_annex\\_redacted\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_nget_annex_redacted_0.pdf)

TO・3社が個別に設定/するアウトプット指標“Bespoke(ODI)”について、3社合計の提案数17項目の内、12項目がOfgemにより却下された

## TO・3社が提案したBespoke\*1

- 2019年12月にTO・3社が提出したビジネスプランにおいて、TO・3社が個別に設定する“Bespoke(ODI)”について、2020年7月にOfgemは、審査結果(承認・却下)を通知した(事業者の回答期限は2020年9月)。

| TO・3社                | 各社が提案したBespoke(ODI)に対するOfgemの審査結果                                                                             |                                                                                                                                                                                 |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      | 承認                                                                                                            | 却下                                                                                                                                                                              |
| <b>National Grid</b> | <b>1項目</b><br>・環境アクションプランにおける7項目の達成度(ODI-F)                                                                   | <b>3項目</b><br>・低炭素型電源への早期接続(ODI-F)<br>・混雑管理コストを低減するためのESOとの連携(ODI-F)<br>・停電対応の修理業務計画策定(ODI-F)                                                                                   |
| <b>SHET</b>          | <b>3項目</b><br>・停電時間に応じた顧客への補償(ODI-F)<br>・国際ベンチマーキング(運用、メンテナンス)の結果(ODI-R)<br>・国際ベンチマーキング(アセットマネジメント)の結果(ODI-R) | <b>1項目</b><br>・混雑管理コストを低減するためのESOとの連携(ODI-F)                                                                                                                                    |
| <b>SPT</b>           | <b>1項目</b><br>・再エネ導入のための遊休土地の無償提供(ODI-R)                                                                      | <b>8項目</b><br>・低炭素型電源の導入による混雑ロスの解消(ODI-F)<br>・生物多様性とサプライチェーン改善による低炭素化(ODI-F)<br>・ステークホルダーへ提供する業務内容の報告(ODI-R)<br>・設備取替え工事や改修工事の無鉛化(ODI-R)<br>・混雑管理コストを低減するためのESOとの連携(ODI-F)<br>他 |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations、2020年7月、

<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/riio-2-draft-determinations-transmission-gas-distribution-and-electricity-system-operator>



次の規制期間であるRIIO-2(2021～26年)、その次のRIIO-3について、TOに求められる工事量をアウトプットとして公表している

## 工事量に関するアウトプット

- 下表のアウトプットは、必要とされる工事量に関するものであり、達成度に応じて経済的インセンティブが付与される類のものではない。

| TO            | 規制期間   | アウトプット*1 |           |          |
|---------------|--------|----------|-----------|----------|
|               |        | 電源への新規接続 | 需要家への新規接続 | 系統増強工事   |
| National Grid | RIIO-2 | 15.265GW | —         | 18.87GW  |
|               |        | 27件      | 11変電所     | 17プロジェクト |
|               |        | 139.22m£ | 113.12m£  | 200.00m£ |
|               | RIIO-3 | 13.49GW  | —         | 5.032GW  |
|               |        | 11件      | 13変電所     | 4プロジェクト  |
|               |        | 119.86m£ | 30.84m£   | 150.7m£  |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations – National Grid Electricity Transmission、2020年7月、p.93-100、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_nget\\_annex\\_redacted\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_nget_annex_redacted_0.pdf)

英国のアウトプット指標の内、信頼性を表す主たるものが、供給できなかった電力量(ENS)である

## Energy Not Supplied(ENS)の概要

### ■ ベースライン目標値\*1

- 過去のENSデータを基に、重率をかけて設定する。
  - RIIO-1(内、2013～19年):50%、TPCR4(2007～12年):25%、TPCR3(2000～06年):25%
- 上記の方法で設定されたTO・3社のベースライン目標値は下記となり、RIIO-2の方がより厳しい値となっている。

| 規制期間             | National Grid | SHET   | SPT    |
|------------------|---------------|--------|--------|
| RIIO-1(2013～21年) | 316MWh        | 225MWh | 120MWh |
| RIIO-2(2021～26年) | 147MWh        | 86MWh  | 102MWh |

### ■ インセンティブレート(VoLL)\*1

- RIIO-2では、RIIO-1と同じ16,000£/MWhを使用する。また、Ofgemは、RIIO-1と同様に、TIMシェアリングファクターを適用することを提案している。
- 配電と比べて、送電はより広域をカバーしているため、地域の顧客特性によらず、VoLLの値は1種類とする。
- ベースライン目標値を上回った分に対しては、VoLLをかけてペナルティを付与し、逆に下回った分に対しては、同様の計算によりボーナスを付与する。
- Ofgemは、より最近の実績を反映するために、VoLLをRIIO-2の間に修正できるようにすることを提案している。

\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations – Electricity Transmission Annex, 2020年7月、p.10-14、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

ENSのアウトプット指標については、ペナルティ上限を設定するとともに、RIIO-3に向けて、分散型電源の影響を定量化する取組みも検討している

## Energy Not Supplied (ENS)の概要

### ■ ペナルティ上限\*1

- RIIO-2では、RIIO-1と同じように、各TOのベースレベニューの3%に設定している。
- ペナルティが大きくなり過ぎると、TOは、それを避けるために過剰な投資をしてしまい、結果として託送料金の値上げにつながってしまう。このような事態を避けるために、ペナルティの上限を設定することは重要である。
- Ofgemの見解では、ENSの削減インセンティブの付与、TOへの過剰なペナルティの回避、顧客への信頼性維持とコスト低廉化の観点から、3%が妥当としている。

### ■ 分散型電源の取扱い

- 分散型電源が配電ネットワークにおいて重要な役割を果たすようになった結果、送電系統で故障があった場合に、配電ネットワークにおける顧客への供給遮断量(ENS)が、Grid Supply Point(送電と配電の境界)で計測されたものに比べて、大きくなる可能性がある。
- しかし、現時点(2020年7月)では、分散型電源がENSに与える影響を適切に説明することができない。
- このような状況下で、Ofgemは、RIIO-3に向けて、TO、DNO、ESO、Energy Network Association(ENA)を含むワーキンググループを立ち上げて、分散型電源の影響を定量化するための方法論を開発し、RIIO-2の最後の2年間で検証することを提案している。

\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations – Electricity Transmission Annex, 2020年7月、p.14,15、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

供給できなかった電力量(ENS)を計算する際、その原因に応じて、ENSの計算に含む事象と含めない事象を分類している

## Energy Not Supplied(ENS)の適用対象\*1

| 事象                   | 説明                                                                                                                                                                                                                                    | ENSの計算に含むか否か |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| 1. NRIS*2において除外される事象 | <ul style="list-style-type: none"> <li>電源の供給力不足による供給遮断</li> <li>グリッドコードに従って、ユーザーが接続解除を求めた場合</li> <li>ESO(送電系統運用者)の指示による電源の停止やユーザー負荷機器の接続解除</li> </ul>                                                                                 | 含めない         |
| 2. 3分以下の停電           | 3分以下の停電として、一時的なフラッシュオーバー(落雷等)後の自動再通電が挙げられるが、系統の早期復旧に貢献する手法のためENSの計算には含めない(なお、3分以下の停電によるENSは、ENS全体の1%未満と小さい)                                                                                                                           |              |
| 3. 直接接続する顧客          | 送電系統に直接接続する顧客で、接続の品質基準の低減を要求したもの                                                                                                                                                                                                      |              |
| 4. 安全措置、厳気象、他        | <ul style="list-style-type: none"> <li>安全措置が必要な事例として、送電鉄塔への昇降、送電系統に隣接した場所での火災等が挙げられるが、外生的要因であること、十分な対策を事前にとっていたことを証明できればENSの計算に含めない</li> <li>厳気象については、24時間以内の故障回数がNational Grid:50回、SHETとSPT:7回を基準とし、厳気象と判断されればENSの計算に含めない</li> </ul> | 条件により判断      |
| 5. 計画停電              | NRIS*2では、グリッドコードで定められた計画停電はENSの計算に含めないこととなっていたが、配電事業者は含んでいたため、配電事業者との整合性を取る形で、RIIO-1ではENSの計算に、計画停電によるENSの50%を含むこととした                                                                                                                  | 含む           |
| 6. 他のTOに起因する事象       | 他の送電系統保有者(TO)との責任分界点は当事者同士で協議しなければならないが、双方同意できない場合は規制機関が介入する                                                                                                                                                                          |              |

\*1 出所: Ofgem、Strategy for the next transmission price control – RIIO-T1 Outputs and incentives、2011年3月、p.36-41、  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53835/t1decisionoutput.pdf>

\*2 Network Reliability Incentive Scheme、ロンドンとバーミンガムでの送電系統の故障を受け、TOにインセンティブを付与するスキームを2005年に制定

ドイツでは、エネルギー事業法に基づき、アウトプット指標に電力供給品質を採用している

## エネルギー事業法(EnWG)

### § 1 目的

条文2 電力およびガス供給ネットワークの規制は、電力およびガスの供給における効果的で歪みのない競争を確保し、エネルギー供給ネットワークの長期的で効率的かつ信頼性の高い運用を確保することを目的とする。

ARegV制定時の  
報告書\*1(2006)

EnWG § 1によれば、競争に加えて、ネットワーク運用の効率性及び信頼性は、規制の中心的な目的である。(略)そのため、インセンティブ規制には、供給品質に関する要素を盛り込むべきである。

## インセンティブ規制(ARegV)

### § 18 要求品質について

品質仕様は、エネルギー供給ネットワークの長期的で効率的かつ信頼性の高い運用を保証すること。

### § 19 要求品質の要素について

条文1 ネットワーク事業者がネットワークの信頼性またはネットワークのパフォーマンスに関して基準値から逸脱している場合、収益上限に対してボーナスまたはペナルティを付与することができる。基準値は、ドイツ全土のネットワーク事業者の提出データを使用し、§ 20に基づいて決定する。(略)

### § 20 要求品質の算出について

条文1 § 19に従ってネットワークの信頼性を評価するための基準値は、特に、エネルギー供給の中断時間、エネルギー供給中断の頻度、供給されないエネルギーの量、およびカバーされていない負荷の量である。(略)

\*1 出所 BNetzA, “Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG“, 2006年6月、[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrungAnreizregulierung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrungAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3)



現状では電力供給品質を示す指標として停電時間を採用しており、具体的には中圧レベルではASIDI、低圧レベルではSAIDIが用いられている

## 電力供給品質に関するアウトプット指標\*1

### ■ TSO(4社)

- 特別高圧(380kV、220kV)・・・アウトプット指標は適用されない

### ■ DSO(800社超)

- 高圧(110kV)・・・アウトプット指標は適用されない
- 中圧(30~10kV)・・・**ASIDI**(Average System Interruption Duration Index)

$$\frac{\sum(\text{中断時間}[\text{min}] * 2 \times \text{供給中断した変圧器容量}[\text{kVA}])}{\text{全ての変圧器容量}[\text{kVA}]}$$

- 低圧(400V、230V)・・・**SAIDI**(System Average Interruption Duration Index)

$$\frac{\sum(\text{中断時間}[\text{min}] * 2 \times \text{中断を受けた顧客数})}{\text{接続されている顧客数}}$$

EnWG § 52 ネットワーク事業者は前年度に発生したすべての供給中断について、毎年4月30日までにBNetzAに報告書を提出する必要がある。このレポートには少なくとも次の情報が含まれている必要がある。

1. 供給中断の発生時間と継続期間
2. 供給中断の規模
3. 供給中断の原因

➡ BNetzAはこれらのデータを用いて電力供給品質の基準値を算出

\*1 出所 BNetzA, "Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätsselementes", 2020年1月、

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/EckpunktpapierAusgestaltungQ-Element.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/EckpunktpapierAusgestaltungQ-Element.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

\*2 中断時間が3分以上の供給中断のみが対象



アウトプット指標の基準値は2～3年毎に更新されている。また、BNetzAは、2020年にアウトプット指標の見直しに関する報告書を公表した

## アウトプット指標の更新と見直しのスケジュール\*1

| 第1規制期間 |       |                                                                                                                                                                                                                 |     |       | 第2規制期間 |     |       |     |       | 第3規制期間 |              |     |     |     |
|--------|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-------|--------|-----|-------|-----|-------|--------|--------------|-----|-----|-----|
| ‘09    | ‘10   | ‘11                                                                                                                                                                                                             | ‘12 | ‘13   | ‘14    | ‘15 | ‘16   | ‘17 | ‘18   | ‘19    | ‘20          | ‘21 | ‘22 | ‘23 |
| 算定期間①  |       | 算定期間②                                                                                                                                                                                                           |     | 算定期間③ |        |     | 算定期間④ |     |       |        | アウトプット指標の見直し |     |     |     |
|        |       | 適用開始                                                                                                                                                                                                            | ①   | ②     |        |     | ③     |     | ④     |        | ⑤            |     |     |     |
|        |       | 適用期間①                                                                                                                                                                                                           |     | 適用期間② |        |     | 適用期間③ |     | 適用期間④ |        |              |     |     |     |
| 番号     | 時期    | 出来事                                                                                                                                                                                                             |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |
| ①      | 2012年 | 2009～11年の供給実績を用いて、2012～13年の基準値を作成                                                                                                                                                                               |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |
| ②      | 2013年 | 2010～12年の供給実績を用いて、2014～16年の基準値を作成                                                                                                                                                                               |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |
| ③      | 2016年 | 2013～15年の供給実績を用いて、2017～18年の基準値を作成                                                                                                                                                                               |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |
| ④      | 2018年 | 2015～17年の供給実績を用いて、2019～20年の基準値を作成                                                                                                                                                                               |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |
| ⑤      | 2020年 | BNetzAはアウトプット項目の見直しに関する報告書*2を作成し公表<br>・ SAIDIやASIDIでは直接的に評価できない、供給中断頻度を評価できる指標を組み込むべき<br>・ 現在は3分以上の供給中断を評価の対象としているが、3分以内の供給中断も評価すべき<br>・ 現在の評価手法では全ての顧客の信頼度が同じとされているが、実際には系統により異なることがあるため、系統毎の信頼度評価方法を考慮する必要がある |     |       |        |     |       |     |       |        |              |     |     |     |

\*1 出所 BNetzA、[https://translate.google.co.jp/translate?hl=&sl=de&tl=en&u=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FDE%2FSachgebiete%2FElektrizitaetundGas%2FUnternehmen\\_Institutionen%2FNetzentgelte%2FStrom%2FQualitaetselement%2Fqualitaetselement-node.html&sandbox=1](https://translate.google.co.jp/translate?hl=&sl=de&tl=en&u=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FDE%2FSachgebiete%2FElektrizitaetundGas%2FUnternehmen_Institutionen%2FNetzentgelte%2FStrom%2FQualitaetselement%2Fqualitaetselement-node.html&sandbox=1)

\*2 出所 BNetzA、“Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätsesementes”、2020年1月、[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

独立したステークホルダーグループが、地域性を考慮に入れながら、ビジネスプランの策定や査定をサポートすることで、ビジネスプランの品質を高めている

## ステークホルダーエンゲージメントの概要

- ステークホルダーエンゲージメントモデルでは、下記の方法により、顧客の声をより強く反映していく。<sup>\*1、p.10、1.13</sup>
  - ステークホルダーグループの関与の強化
  - Ofgemによるビジネスプランの査定をサポート
  - 地域性の考慮、規制の柔軟化
- 全てのステークホルダーグループは、<sup>\*1、p.9、1.9</sup>
  - 独立した組織で、送配電事業者ともOfgemとも一定の距離をとること
  - 送配電事業者に、厳しい挑戦を促す能力を有すること
  - 送配電事業者が提出するビジネスプランと一緒に、Ofgemに報告書を提出すること
- ビジネスプラン提出後に、Ofgemが公開ヒアリングを主催し、送配電事業者とステークホルダーグループからビジネスプランに対する賛否両論とその根拠をヒアリングする。<sup>\*1、p.9、1.11</sup>
- Ofgemは、ステークホルダーエンゲージメントのガイダンスを提供するが、送配電事業者が選定すべきステークホルダーや関与頻度等の詳細についての指示はしない。<sup>\*1、P.11、1.16</sup>

<sup>\*1</sup> 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

配電事業者が設置する“Customer Engagement Group”、送電事業者が設置する“User Group”、Ofgemが設置する“RIIO-2 Challenge Group”で構成される

## ステークホルダーグループの構成\*1



\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.12

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

ステークホルダーエンゲージメントに関する詳細プログラムは、送配電事業者が主体的に策定する

## 1 送配電事業者の役割\*1

■ 下記について、責任を持つこと。

- ステークホルダーエンゲージメントに関するプログラムの策定・運営
- ステークホルダーグループの議長の選任と事務局の設置
- ステークホルダーグループへの、必要なデータ(他社の比較データも含む)へのアクセス権の付与
- ステークホルダーグループへの、送配電事業者の従業員へのタイムリーな接触機会の提供(送配電事業者の委員会が主導)
- ビジネスプランの提出前において、ステークホルダーグループのレビュー・コメントに必要な時間の確保

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.12,13  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)



Customer Engagement Groupの役割は、多様な価値観に基づいて、配電事業者の挑戦を促すことである

## 2 Customer Engagement Group(配電)の役割\*1

- 下記について、事業者の挑戦を促すこと。
  - エネルギーシステムの変化に応じた事業の優先順位付けと取組み方法
  - 持続性とレジリエンスへの取組み
  - アウトプット指標とTOTEX予算の十分な検討
  - 脆弱な消費者のサポート
  - イノベーションの推進
  - 将来のネットワーク拡張に関する複数のシナリオ設定、不確実性とリスクへの対処方法
  - ネットワーク設備導入以外のソリューションの検討
  - 個別地域での設備投資に係る課題解決
- ステークホルダーグループの独立性を保持するために、原則、事業者への直接的な助言や情報提供は行わないこと。
- Ofgemと定期的に会合を持つこと。

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.14,15  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)



User Groupの役割は、多様な価値観に基づいて、送電事業者の挑戦を促すことである

## 3 User Group(送電)の役割\*1

- 下記について、事業者の挑戦を促すこと。
  - エネルギーシステムの変化に応じた事業の優先順位付けと取組み方法
  - 設備投資コスト(インプット)と、業務提供レベル・品質改善(アプトプット)
  - アウトプット指標とTOTEX予算の十分な検討
  - イノベーションの推進
  - 将来のネットワーク拡張に関する複数のシナリオ設定、不確実性とリスクへの対処方法
  - ネットワーク設備導入以外のソリューションの検討
  - 個別地域での設備投資に係る課題解決
- 資本コストや負債コスト等の財務的な議題には触れなくてよい。
- ビジネスプランの所有者はあくまでも事業者であるため、User Groupは意思決定の権限を有さない。

(報告書)

- OfgemとRIIO-2 Challenge Groupに、ビジネスプランと同じタイミングで報告書を提出すること。
- 報告書では、合意した箇所と合意できなかった箇所を、事業者の回答と共にハイライトすること。

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.15-17  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

Ofgemの役割は、規制機関側のRIIO-2 Challenge Groupを設置すること、事業者側のCustomer Engagement GroupとUser Groupのサポートを行うこと等である

## 4 Ofgemの役割\*1

- 下記の方法により、ステークホルダーエンゲージメントの質を高めること。
  - Customer Engagement GroupとUser Groupの定期会合を主催し、情報交換を促す
  - 各ステークホルダーグループの議長との連絡窓口の設置
  - ステークホルダーエンゲージメントに関するガイダンスの更新
  - ステークホルダーグループが報告書を作成する際に必要なガイダンスの提供
  - ステークホルダーグループ間での良い事例の共有
  - RIIO-2 Challenge Groupの設置と議長の選任
  - RIIO-2 Challenge Groupへの、Ofgemへのアクセス権の付与

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.21  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

RIIO-2 Challenge Groupの役割は、Ofgem側に立ち、高い視点で将来を見据えながらビジネスプランを査定することである

## 5 RIIO-2 Challenge Groupの役割\*1

- 下記に注力すること。
  - 現在と将来の消費者のために、持続性、価格の適正性、脆弱な消費者の保護の観点から、ビジネスプランを査定し、挑戦を促す
  - 託送料金制度に対する事業者の反応を観察し、当該制度の影響度を要素毎に分析
  - Ofgemの規制方針が、現在と将来の消費者の利益になるかどうかの見極め
- Customer Engagement Group及びUser Groupと連携しながら進めること。
- ビジネスプランの初期ドラフトの段階から、関与すること。

(報告書)

- Ofgemに、報告書を提出すること。(報告書は、公開される。)
- 報告書では、事業者に促した挑戦、それに対する事業者の対応、合意できなかった箇所をハイライトすること。

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.21,22  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

ステークホルダーグループの議長とメンバーには、前提として、関連組織からの独立性が求められる

## ステークホルダーグループの議長とメンバーの要件\*1

|      | Customer Engagement Group<br>(配電事業者が設置)                                                                                                                                                         | User Group<br>(送電事業者が設置)                                                                            | RIIO-2 Challenge Group<br>(Ofgemが設置)※                                                                            |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 議長   | <ul style="list-style-type: none"><li>上級レベルで、十分なリーダーシップを発揮した実績を有すること</li><li>挑戦的な見解、仮説、ビジョンを有すること</li><li>エネルギー業界や他公益事業での経験があることが望ましい</li><li>事業者は任命前に、候補者のショートリストを提出し、Ofgemの確認を受けること</li></ul> |                                                                                                     | <ul style="list-style-type: none"><li>上級レベルかつ広範囲で、十分なリーダーシップを発揮した実績を有すること</li><li>挑戦的な見解、仮説、ビジョンを有すること</li></ul> |
| メンバー | <ul style="list-style-type: none"><li>メンバーの所属組織は指定しない</li><li>事業者と議長が、地域性を考慮しながら選任すること</li></ul>                                                                                                | <ul style="list-style-type: none"><li>発電事業者、小売事業者、配電事業者、大口顧客、ネットワーク非依存型の新規事業者、消費者団体等を含むこと</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>関連トピックの有識者</li><li>特定組織の代表者</li></ul>                                      |
|      | <ul style="list-style-type: none"><li>事業者に挑戦を促すことができる専門性を有すること</li><li>新規ビジネスモデル、イノベーション、燃料枯渇、地域エネルギー、消費者動向調査等の専門性も期待する</li></ul>                                                               |                                                                                                     |                                                                                                                  |

※RIIO-2 Challenge Groupの議長とメンバーはOfgem自身が選任するため、要件をあまり公表していない

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.17,18,22  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)

## 事業者側のステークホルダーグループであるCustomer Engagement GroupとUser Groupに関するガバナンス方法を規定している

### 事業者側ステークホルダーグループのガバナンス\*1

- 信頼性と合法性を維持するために、ステークホルダーグループが送配電事業者から一定の距離を置いていることを保証するガバナンス体制を構築すること。
- ステークホルダーグループのメンバーや給与レベルについては規定しないが、独立性を維持できるように、柔軟に対応すること。
- 独立性を維持するために、送配電事業者は、下記情報を含む詳細報告書を提出すること。
  - メンバーの採用方法と給与
  - 潜在コンフリクトの確認方法
  - ステークホルダーグループへの情報開示内容
- 議長とメンバーの給与を提出すること。
- 議長と締結した契約内容の変更や契約終了条件の詳細を提出すること。公開ヒアリング期間中は、原則、議長を解任しないことが望ましい。
- 自社のウェブサイトで、下記を公開すること。
  - ステークホルダーグループのメンバーとその選定方法
  - 行動規範
  - 議事録、ステークホルダーグループと事業者間の交渉記録

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2019年11月、p.19,20  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced\\_engagement\\_guidance\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/enhanced_engagement_guidance_final.pdf)



英国の効率化目標設定方法として、非効率な事業者に対して求める“Catch-up Challenge”と、全事業者に対して求める“Ongoing Efficiency Challenge”がある

## “Catch-up Challenge”と“Ongoing Efficiency Challenge”

### ■ 2つの効率化目標設定方法\*1、p.47、5.15

|                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                           |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-------------|--|---------------------------|--|--|------------------|-------------|-------|--------|---------|------------------------|---|---------|------|------|---------|
| Catch-up Challenge                         | <ul style="list-style-type: none"><li>効率的な事業者を基準とし、<u>非効率な事業者に対して求める効率性向上</u></li><li>送電については、ベンチマーク型ではなく、Bottom-up型のコスト査定を適用(ただし、OPEXのみは、ベンチマーク型を適用)*1、p.47、5.16</li></ul>                                                                                                                                                  |                           |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
| Ongoing Efficiency Challenge               | <ul style="list-style-type: none"><li>最も効率的な事業者も含め、<u>全事業者に対して求める生産性向上</u></li><li>具体例として、資本の効率的な運用、人員配置、アウトソーシング、他事業者との連携、新規技術の導入、イノベーションへの投資等により、達成可能と考えられる*1、p.47、5.18</li></ul>                                                                                                                                          |                           |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
|                                            | <table><tr><td></td><td colspan="2">Ongoing Efficiency*1、p.48</td></tr><tr><td></td><td>送電<br/>(第1期、NGET)</td><td>送電<br/>(第2期)</td></tr><tr><td>CAPEX</td><td>0.7%/年</td><td>1.15%/年</td></tr><tr><td>REPEX<br/>(設備の取替え・改修工事)</td><td>—</td><td>1.15%/年</td></tr><tr><td>OPEX</td><td>1%/年</td><td>1.25%/年</td></tr></table> |                           |             |  | Ongoing Efficiency*1、p.48 |  |  | 送電<br>(第1期、NGET) | 送電<br>(第2期) | CAPEX | 0.7%/年 | 1.15%/年 | REPEX<br>(設備の取替え・改修工事) | — | 1.15%/年 | OPEX | 1%/年 | 1.25%/年 |
|                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Ongoing Efficiency*1、p.48 |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
|                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 送電<br>(第1期、NGET)          | 送電<br>(第2期) |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
|                                            | CAPEX                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 0.7%/年                    | 1.15%/年     |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
| REPEX<br>(設備の取替え・改修工事)                     | —                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 1.15%/年                   |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
| OPEX                                       | 1%/年                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 1.25%/年                   |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
| <div>第2期の方がより挑戦的な数値になっている(理由は次ページ参照)</div> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                           |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |
|                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                           |             |  |                           |  |  |                  |             |       |        |         |                        |   |         |      |      |         |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Final Determinations - Core Document、2020年12月

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final\\_determinations\\_-\\_core\\_document.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final_determinations_-_core_document.pdf)

ネットワーク事業は、リスクが小さい、競争圧力が低い、イノベーション推進費を享受できるといった理由により、他の事業よりも、より強い生産性向上が求められる

## Ongoing Efficiency Challenge

- 第1期は、過去の生産性に関するデータベースである、EU KLEMSを参照した。
- 第2期は、コンサルタント会社CEPAに依頼し、EU KLEMSよりも挑戦的な目標を設定した。その理由として下記が挙げられる。
  - ネットワーク事業はリスクが小さく、競争圧力が低いため、効率化の余地が他事業よりも大きい\*1、p.48、5.21
  - エネルギー部門は、イノベーション推進費を、(原価に上積みする形で)受け取ることができるため、水道事業等の他事業に比べて、効率化が図られているはず\*1、p.50、5.26
- COVID-19が生産性に及ぼす影響については、検証が困難なため、現時点ではなく、RIIO-2の終了プロセスにおいて、実データを基に検証する。\*1、p.49、5.25

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Final Determinations - Core Document、2020年12 月

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final\\_determinations\\_-\\_core\\_document.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final_determinations_-_core_document.pdf)

第3期のX-factorは0.90%/年に最終決定されたものの、事業者は0%/年にすべきとの強い主張をしており、2020年3月時点において、裁判で係争中である

## X-factor\*1

- BNetzAの計算結果に対して、事業者は強く非難し、X-factorは0%/年であるべきと主張している。
- 結果、事業者がBNetzAに対して裁判を起こし、係争中である。内、ガス事業者については、裁判でBNetzAの決定を無効にする判決が下り、BNetzAが高等裁判所に控訴した。(2020年3月時点)

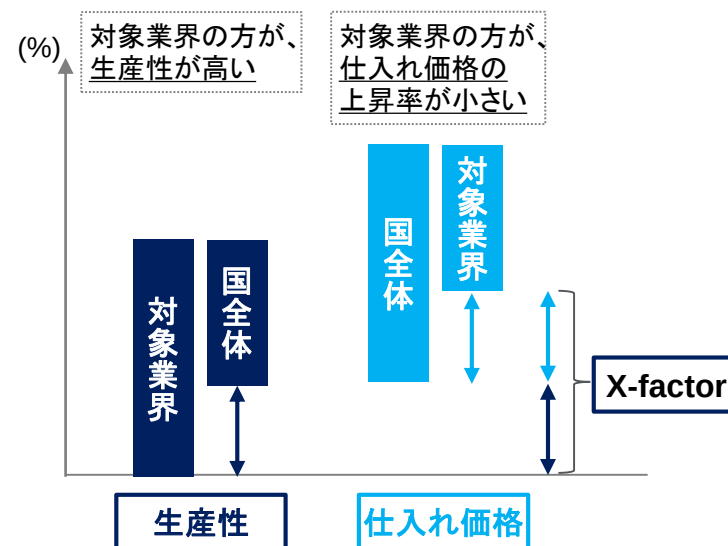
|                  | X-factor                          |                          |                                                          |
|------------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------------------------------------------|
|                  | 第1期<br>(2009-13年)                 | 第2期<br>(2014-18年)        | 第3期<br>(2019-23年)                                        |
| 最終決定             | 1.25%/年                           | 1.50%/年                  | 0.90%/年                                                  |
|                  | 事業者は0%/年を主張したが、ドイツ議会が政治的に決定した     |                          | 法律で、最新の科学的手法で決めるようBNetzAに指示                              |
| BNetzA計算<br>(参考) | 2.54%/年<br>(1977-97年データ)          | 2.54%/年<br>(1977-97年データ) | 1.82%/年*3<br>(2006-17年データ)<br>1.35%/年*3<br>(2006-16年データ) |
|                  | 電力及びガスを束ね、かつ、ネットワーク以外の部門も対象に含めて計算 |                          | 電力ネットワークのみを対象に計算                                         |

\*3 それぞれ、別の方法で計算

\*1 出所: ECONSTOR, Incentive regulation of electricity networks under large penetration of distributed energy resources、2020年3月、p.17,18  
<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/224127/1/1694155463.pdf>

\*2 出所: Oxxera, The X factor: what is the productivity target for German gas utilities?、2018年2月、p.2  
<https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/07/X-Factor.pdf>

## —X-factorの2要素\*2—

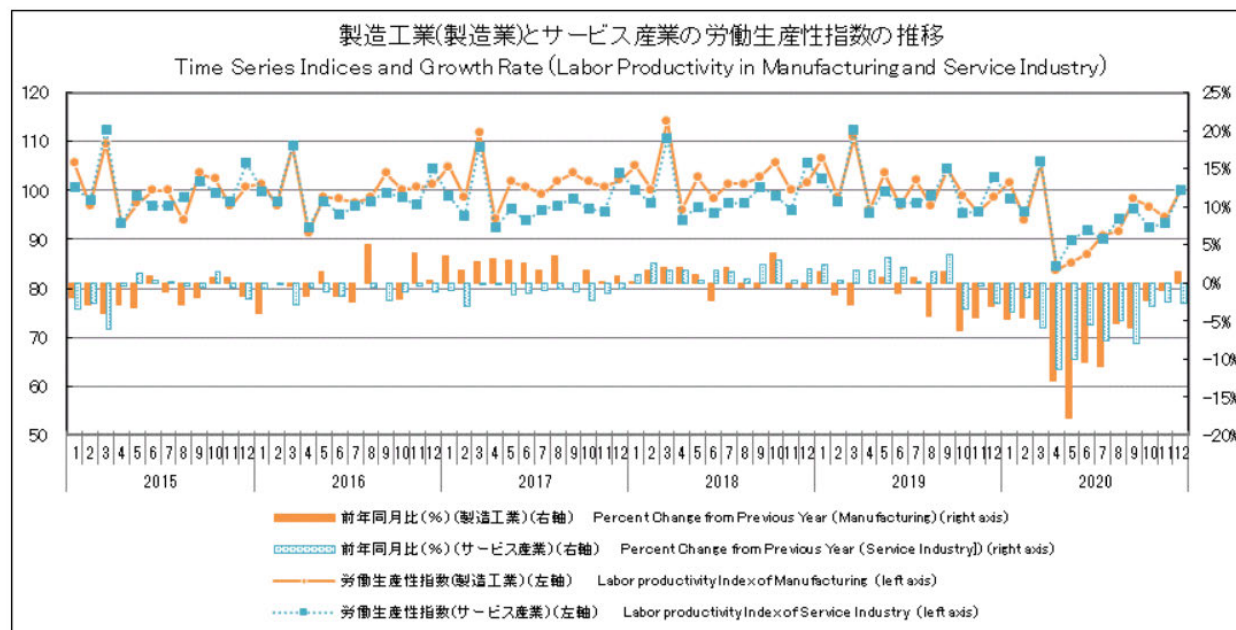




日本では、労働生産性指数があり、今後レベニューキャップ制度で効率化目標設定を行う際の参考となる

## 労働生産性\*1

- 2020年12月実績で、製造業の労働生産性指数は99.9(2015年=100)、労働生産性上昇率(前年同月比)は+1.4%でプラスであった。サービス産業の労働生産性指数は100.0、労働生産性上昇率は-2.7%でマイナスであった。
- この労働生産性指数は、製造業を中心とした鉱工業および非製造業の物的労働生産性の変化を示すために作成されている。ここでいう物的労働生産性とは、投下労働投入量あたりの産出量のことである。投下労働投入量は、マン・アワー(人・時)で表されている。



\*1 出所: 日本生産性本部、生産性統計<産業別月次生産性統計>

<https://www.jpc-net.jp/research/rd/db/#anc-01>

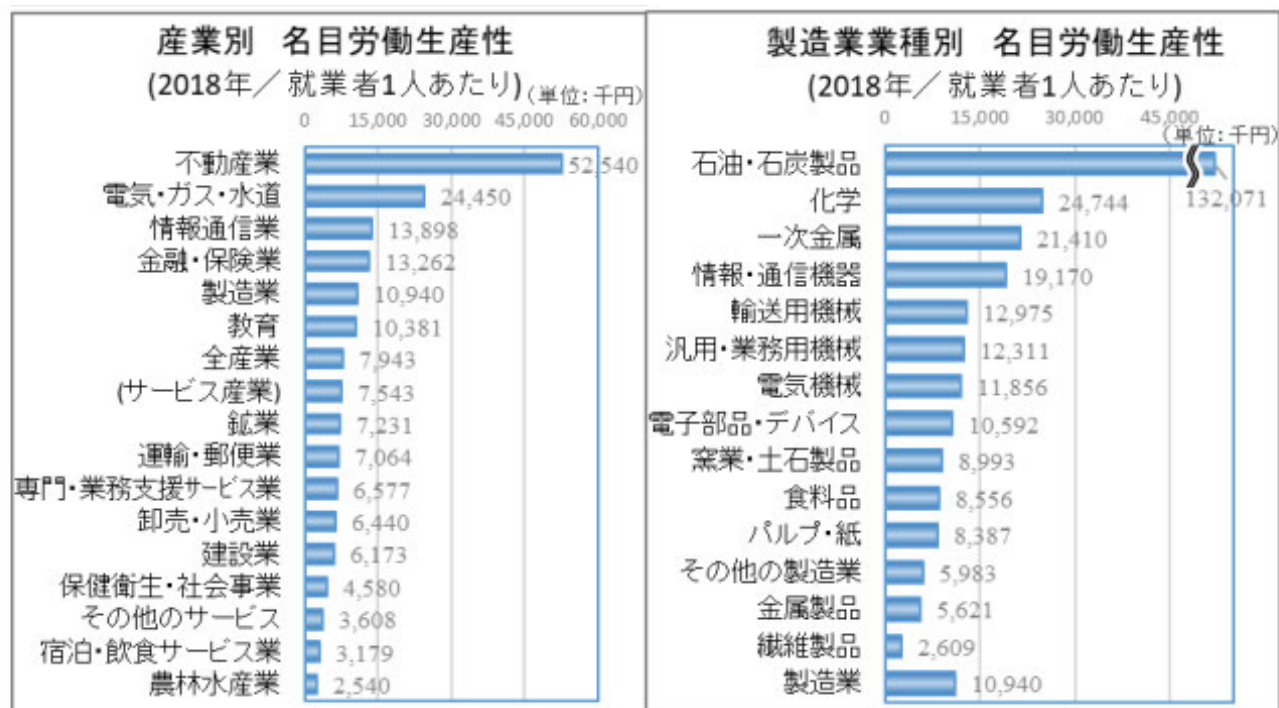




## 他産業と比べて、電気産業の労働生産性は高い

### 労働生産性\*1

- 産業別に見ると、電気・ガス・水道のような資本集約型産業の労働生産性は高い。



※内閣府「国民経済計算」をもとに日本生産性本部作成 ※サービス産業:電気・ガス・水道、卸売・小売業、運輸・郵便業、宿泊・飲食サービス業、情報通信業、金融・保険業、不動産業、専門・業務支援サービス業、公務、教育、保健衛生・社会事業、その他のサービスにより構成

\*1 出所: 日本生産性本部ホームページ、主要産業の労働生産性水準

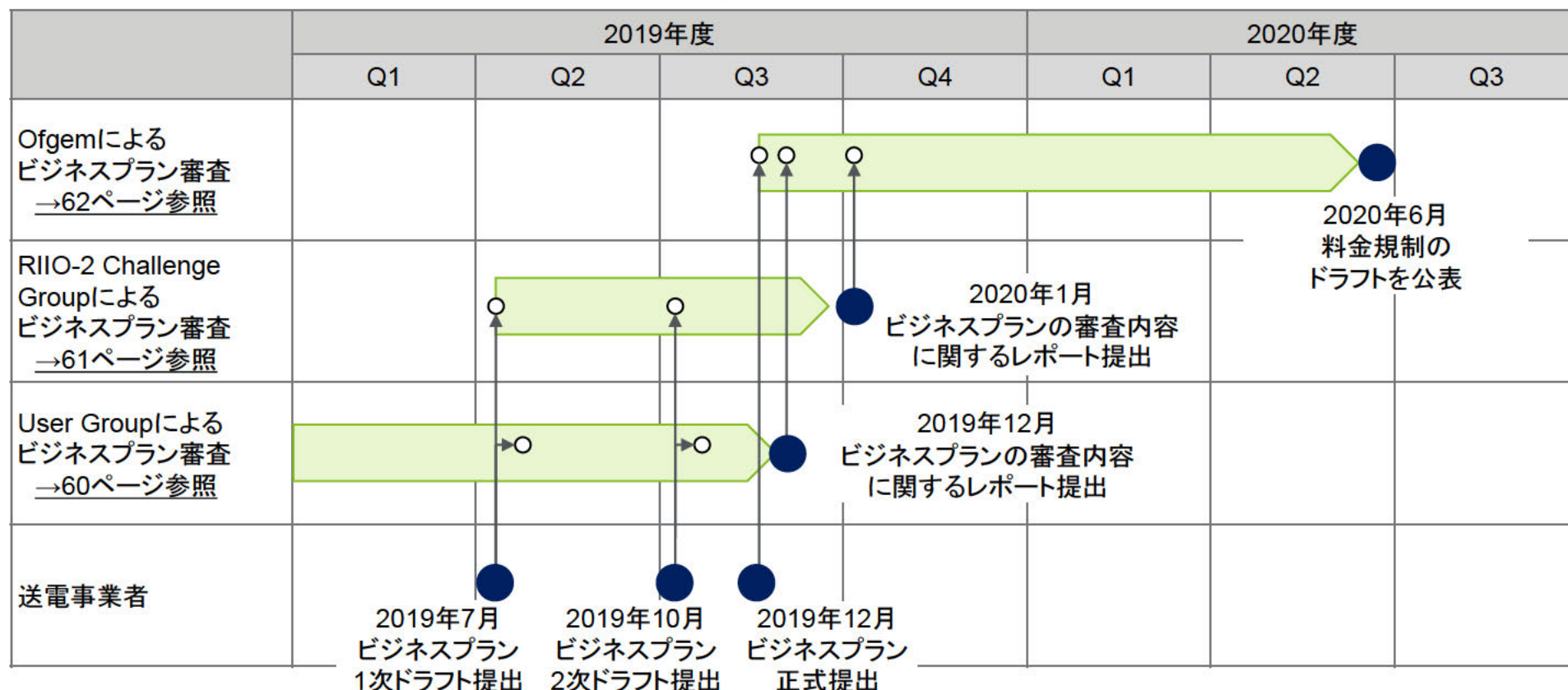
<https://www.jpc-net.jp/research/assets/pdf/f0b1c3b456fe8df5c4f005433755c7f2.pdf>



## **1.3 規制機関の組織構成及び事業計画の審査方法**

ビジネスプランは、User Group、RIIO-2 Challenge Groupが審査した後にOfgemへ正式提出され、Ofgemはこれを用いて事業者の料金規制案を作成する

## ビジネスプランの審査スケジュール(送電事業者の場合)\*1\*2



\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Business Plan Guidance, 2019/10/31, p.54, [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/10/riio-2\\_business\\_plans\\_guidance\\_october\\_2019.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/10/riio-2_business_plans_guidance_october_2019.pdf)

\*2 出所: Ofgem, RIIO-2 Final Determinations -Core Document, 2020/12/8, p.1, [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final\\_determinations\\_core\\_document.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/final_determinations_core_document.pdf)

User Groupは事前に実施された消費者調査の結果に基づき、National Gridに課題を課し、その対応状況をOfgemに報告している

## User Groupによる審査(National Grid Electricity Transmissionの場合)

### ■ 2017年・・・National Gridによる事前消費者調査\*1

| National Gridの実施した調査                                                                                                                                           | 調査結果から得られたステークホルダー・消費者の要望                                                                                                                                                                                                                                               |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"><li>3回のワークショップ<br/>(33の組織から46人が参加)</li><li>オンライン公聴会<br/>(670件の回答を受領)</li><li>ステークホルダー、国会議員、<br/>2000世帯以上の消費者に対する調査</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>使用したいときに電気を使用できるような高信頼度のネットワークを構築すること</li><li>消費者が支払う料金に見合う価値を提供すること</li><li>エネルギーシステムの転換に対応していくこと</li><li>ネットワークが外部の脅威に対して堅牢であること</li><li>地域社会や環境へ配慮すること</li><li>透明性を高めること</li><li>ネットワークへの接続を容易にすること</li><li>革新的であること</li></ul> |

### ■ 2018年・・・7月～11月にかけて4回の会合を実施\*2

### ■ 2019年・・・1月～10月にかけて7回の会合を実施

➤ 事前消費者調査の結果に基づき、National Gridに対して計165件の課題を課し、その対応状況を審査

### ■ 2019年12月・・・User GroupからNational Gridへの指摘事項とその対応状況をレポート化しOfgemに提出

\*1 National Grid、How we're listening to our stakeholders、2018、p3-10、<https://www.nationalgridet.com/sites/et/files/documents/et-listen-report.pdf>

\*2 出所：National Grid Independent User Group、RIIO-2USER GROUPREPORTNATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION、2019/12、p.2-5、<https://isug.nationalgrid.com/files/NGET-User-Group-Report.pdf>

RIIO-2 Challenge Groupは、事業者から提出されたビジネスプランを審査し、記載項目ごとに5段階で評価したレポートをOfgemに提出している

## RIIO-2 Challenge Groupによる審査

| ガイドラインに記載されている必須記載項目               | 送電事業者 |     |      | ガス輸送 | ガス配給事業者 |     |     | 系統運用 |     |
|------------------------------------|-------|-----|------|------|---------|-----|-----|------|-----|
| December plan ratings              | NGET  | SPT | SHET | NGGT | Cadent  | NGN | SGN | WWU  | ESO |
| Track record from RIIO-1           |       |     |      |      |         |     |     |      | n/a |
| Business plan commitment/assurance |       |     |      |      |         |     |     |      | n/a |
| Stakeholder engagement             |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Outputs: vulnerable consumers      | n/a   | n/a | n/a  | n/a  |         |     |     |      | n/a |
| Outputs: customers                 |       |     |      |      |         |     |     |      | n/a |
| Outputs: resilience                |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Outputs: environment               |       |     |      |      |         |     |     |      | n/a |
| Towards NetZero/Whole System       |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Digitalisation plan                |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Managing uncertainty               |       |     |      |      |         |     |     |      | n/a |
| Efficiency                         |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Costs                              |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| CBA and Engineering Justifications |       |     |      |      |         |     |     |      |     |
| Finance                            |       |     |      |      |         |     |     |      |     |

十分

↑

Rating

|             |  |
|-------------|--|
| Green       |  |
| Amber/Green |  |
| Amber       |  |
| Red/Amber   |  |
| Red         |  |

↓

不十分

Note:

Efficiency for ESO addresses whole system

ESO specific outputs included in ESO section

\*1 出所: Electricity and Gas Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator sectors, RIIO-2 Challenge Group Independent Report for Ofgem on RIIO-2 Business Plans, 2020/1/24, p.10-11, [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/riio-2\\_challenge\\_group\\_independent\\_report\\_for\\_ofgem\\_on\\_riio-2\\_business\\_plans.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/riio-2_challenge_group_independent_report_for_ofgem_on_riio-2_business_plans.pdf)

Ofgemはビジネスプランを基に事業者のコスト査定をするとともに、事業者が消費者に提供する価値に基づくインセンティブの査定を行う

## Ofgemによる審査

■ Ofgemは事業者から受領したビジネスプランを基に、以下を実施する。

- コスト査定⇒詳細は63-67ページ参照
- ビジネスプランインセンティブの査定

ビジネスプランインセンティブの査定プロセス\*1

| Stage1                                                                                                                                                                                            | Stage2                                                                                                                                                                                                                                                                | Stage3                                                                                                   | Stage4                                                                                                                            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"><li>ビジネスプランが、規定されている記載事項や提出期限等を満たしているかを審査</li><li>不合格となった場合はTOTEXベースラインの0.5%をペナルティとして減額</li><li>本ステージで不合格となった場合、以降のステージにて報酬を受けられない（更にペナルティを課される場合はある）</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>事業者が申告したCVPを査定（CPV: Consumer Value Propositionは事業者がビジネスプラン内で申告する、自らが現在・将来の消費者または弱い立場の消費者に対して提供する金銭的価値）</li><li>Ofgemに認められたCVPを報酬に加算</li><li>CVPの査定に際して、User Engagement Group及びRIIO-2 Challenge Groupから提出されたレポートが参照される</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>コスト査定の中で、正当性・信頼性が低いために却下された投資計画がある場合、その金額の10%をペナルティとして減額</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>コスト査定の中でOfgemが設定したベンチマークよりも、低いコストを予測している企業に対して、その差分に対してTOTEXインセンティブレートを掛けた値を報酬に加算</li></ul> |

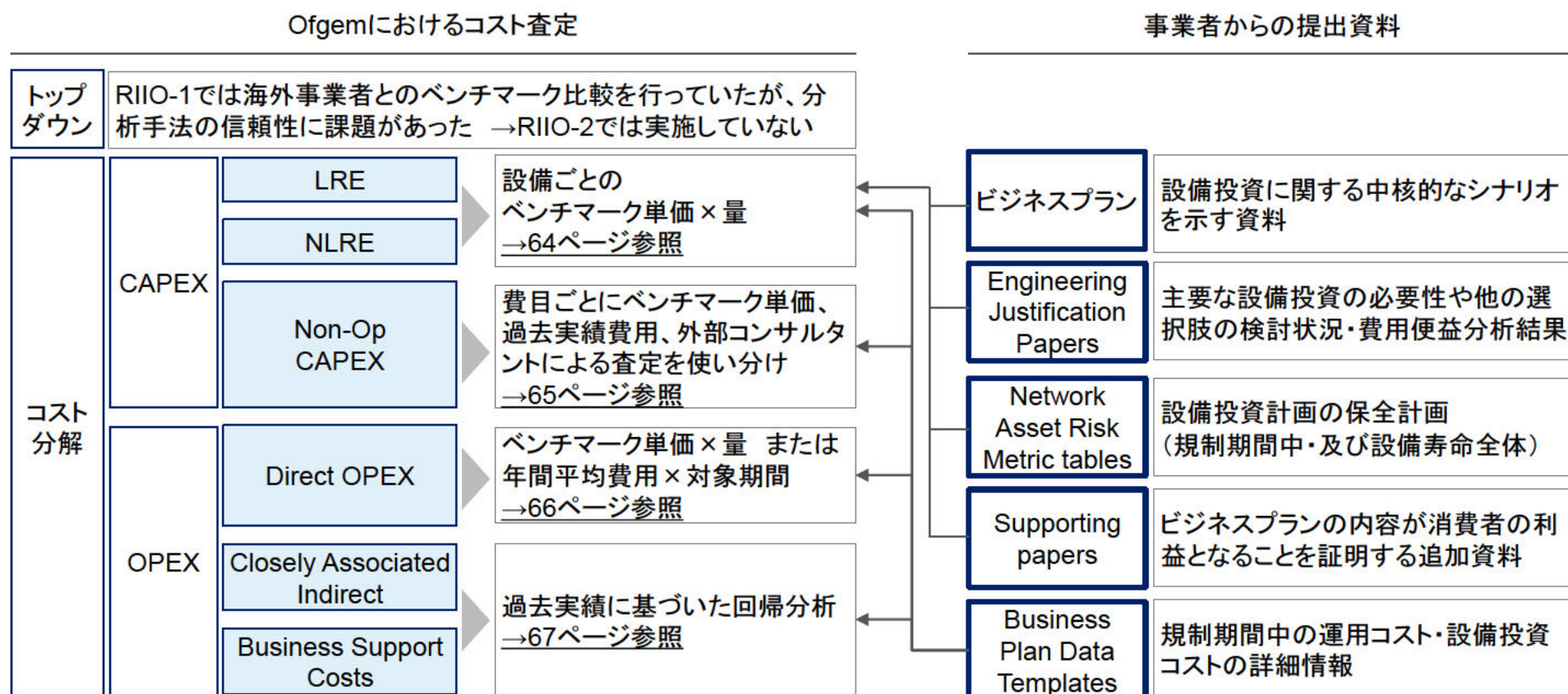
報酬・ペナルティの総額はTOTEXの±2%以内

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Business Plan Guidance、2019/10/31、p.46-50、[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/10/riio-2\\_business\\_plans\\_guidance\\_october\\_2019.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/10/riio-2_business_plans_guidance_october_2019.pdf)



Ofgemは事業者が提出したビジネスプランと補足資料から、事業者の想定コストを査定する

## Ofgemによるコスト査定の全体像(送電)\*1

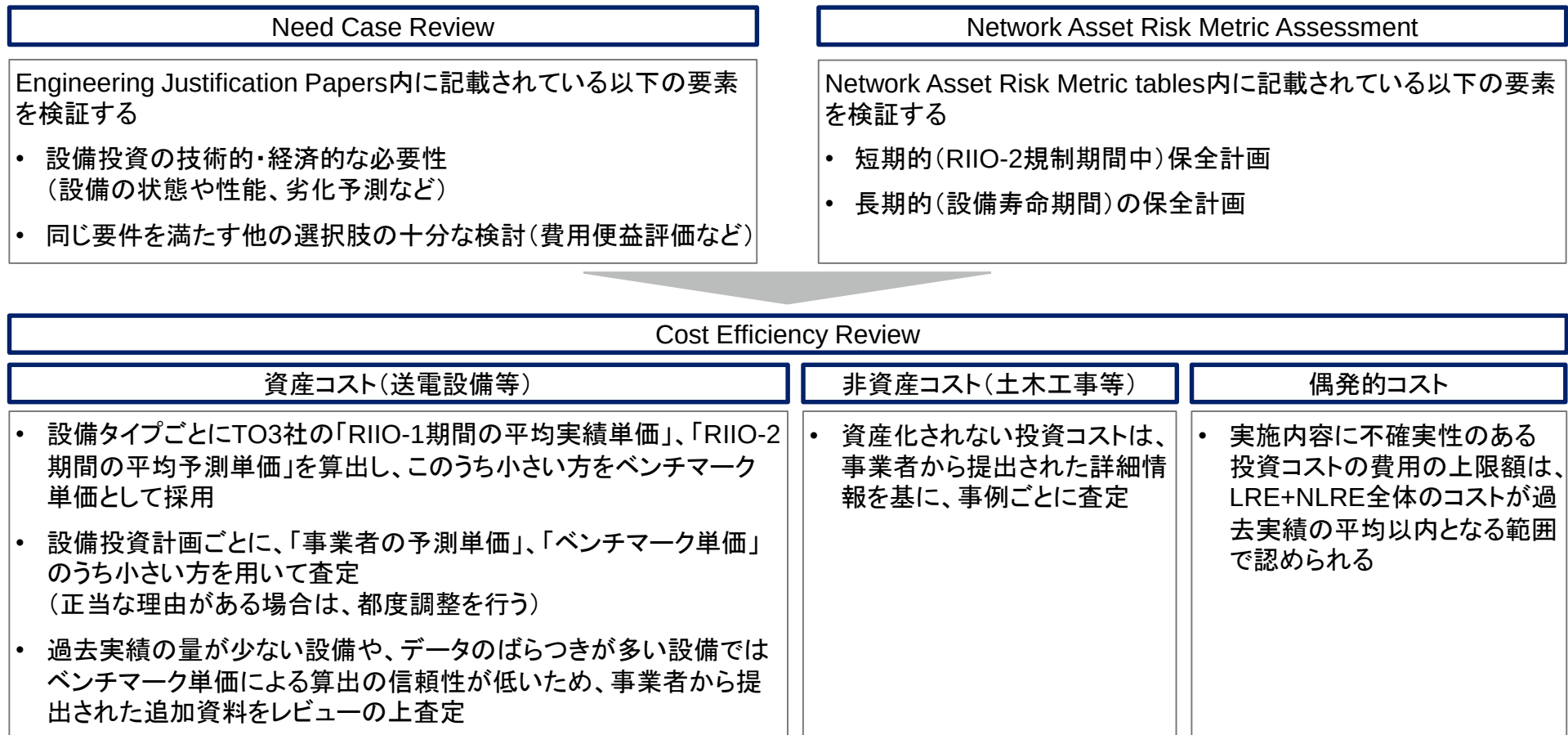


\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator, 2020/7/9, p.50-52,

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

Ofgemはビジネスプランに記載されている設備投資の必要性や正当性、保全計画を確認した後に、投資コストの妥当性を検証する

## LRE及びNLREの査定プロセス(送電) \*1



\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator, 2020/7/9, p.52-54,  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

Non-Op CAPEXはその費目に応じて、異なる方法で査定される

## Non-Op CAPEXの査定プロセス(送電) \*1

### 不動産・小型機械等

以下の情報を基に査定

- RIIO-1期間における現時点換算の資産価値 (MEAV : Modern Equivalent Asset Value) 中に、当該コストが占める割合
- RIIO-1期間におけるCAPEX中に、当該コストが占める割合
- Engineering Justification Papers内に記載されている電気事業用途以外の不動産コスト

### 車両・輸送機械

電気自動車とそれ以外の従来型自動車に分類し、それぞれの費用を査定

- 電気自動車の費用  
事業者が申請した台数に、適切な電気自動車単価を掛け合わせる
- 従来型自動車の費用  
RIIO-1期間における、従来型自動車の購入実績費用に基づき、時系列モデルを作成

### IT・通信

以下の4つの基準に照らしながら、外部コンサルタントによる査定を依頼

- 設備投資の正当性
- 設備投資の信頼性
- リソースの提供可能性
- 費用の確実性と効率性

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator、2020/7/9、p.56-57、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)



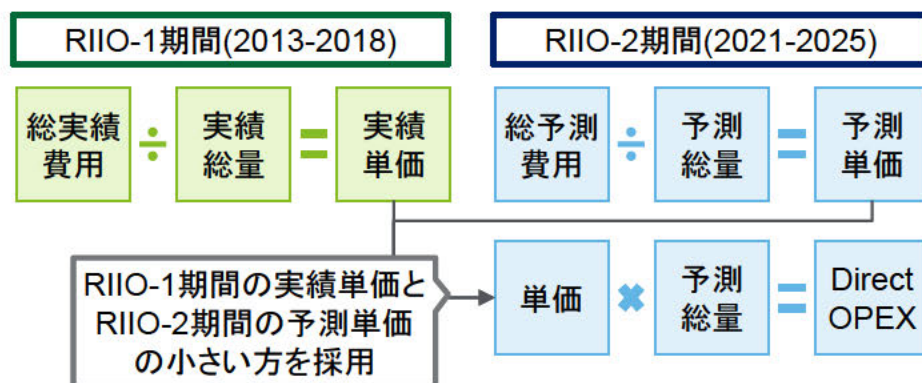
RIIO-1期間の実績値・RIIO-2期間の予測値のうち小さい方を基準として、Direct OPEXが算出される

## Direct OPEXの査定プロセス(送電)\*1

当該費目のRIIO-1期間の実績値、RIIO-2期間の予測値に  
欠損がない場合

### ① Unit Costs アプローチ

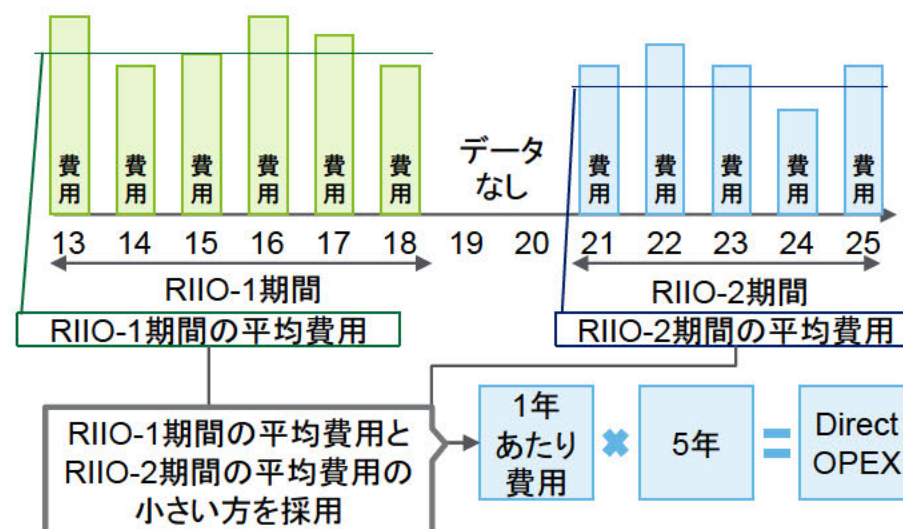
RIIO-1期間、RIIO-2期間のそれぞれについて、「総費用」と「総量」から「単価」を算出し、その小さい方の単価にRIIO-2期間の「予測総量」を掛けることでDirect OPEXを算出する方法



当該費目のRIIO-1期間の実績値、RIIO-2期間の予測値に  
欠損がある場合

### ② Average Annual Costアプローチ

RIIO-1期間、RIIO-2期間のそれぞれの平均費用を算出し、その小さい方の平均費用を1年当たりのコストとして採用し、Direct OPEXを算出する方法



\*1 出所: Ofgem, RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator, 2020/7/9, p.58,  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)

ネットワーク事業に直接関係のないOPEXは、過去6年分の実績値を用いた重回帰分析結果を基に算出される

## Business Support Cost及びClosely Associated Indirectの査定プロセス(送電)\*1

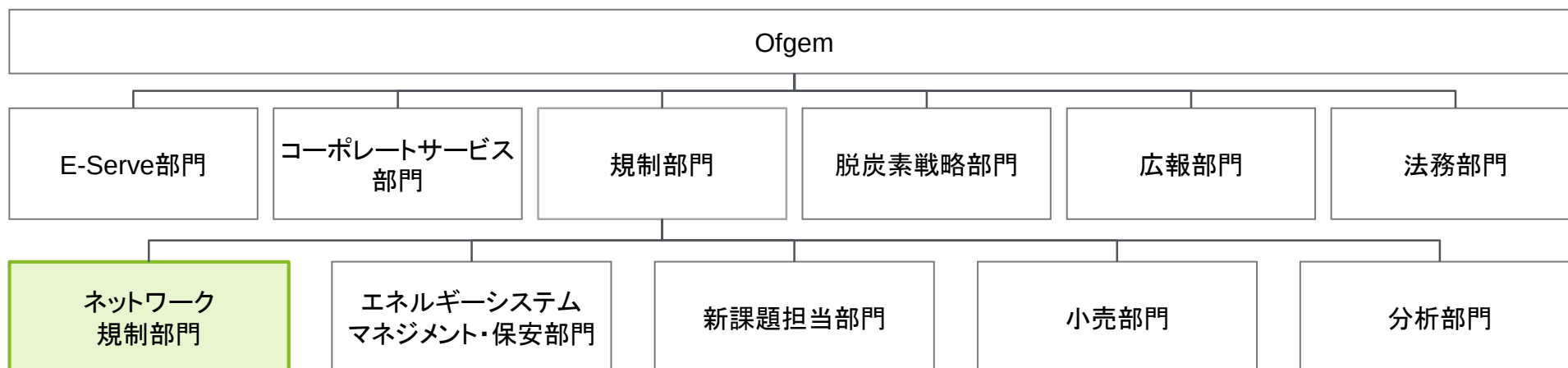
|       | Business Support Cost (BSC)                                                                                                                                                                                                                                                                     | Closely Associated Indirect (CSI)                                                        |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| 手法    | RIIO-1期間の実績値(2013-2018年)に基づいた重回帰分析(最小二乗法)                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                          |
| サンプル数 | TO4社(送電TO3社+ガス輸送1社)×6年=24サンプル                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                          |
| 説明変数  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 複合変数 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 現時点換算の資産価値<br/>(MEAV : Modern Equivalent Asset Value)</li> <li>・ フルタイム換算従業員数<br/>(FTE : Full Time Equivalent Employees)</li> <li>・ TOTEX</li> </ul> </li> <li>■ ダミー変数<br/>(送電とガス輸送の違いを考慮するため)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 現時点換算の資産価値<br/>(同左)</li> <li>■ CAPEX</li> </ul> |

\*1 出所: Ofgem、RIIO-2 Draft Determinations for Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator、2020/7/9、p.61-62、  
[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft\\_determinations\\_-\\_et\\_sector\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/07/draft_determinations_-_et_sector_0.pdf)



Ofgemのネットワーク規制部門を中心に、Ofgem内の様々な部署が関与しながらビジネスプランを審査し、料金規制を行っている

## Ofgemの組織体制\*1



Ofgem担当者へのヒアリング  
(2018年11月実施)より

様々な部署を合算して合計100人程度がレベニューキャップの算定に関与している。具体的にはガスに関する専門チーム、電力に関する専門チーム、規制・ファイナンスチーム、ファイナンシャルモデルチーム、資本コストや税金に関するチーム、ライセンス契約に関する弁護士チーム、テクニカルエンジニアリングチーム、プロジェクトマネージャー等の大勢が関与している。

\*1 出所: Ofgem、Ofgem organisation chart、2021/2/1、p.1、<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-organisation-chart>

RIIO-2 Challenge Groupは主に政府系機関出身者で構成され、5つの専門的なサブグループに分かれてビジネスプランを精査する

## RIIO-2 Challenge Group

- RIIO-2 Challenge Groupの下には5つのサブグループが置かれ、RIIO-2 Challenge Groupのメンバーをその専門性に応じてサブグループの議長として任命する。各サブグループは、専門的な見地で事業者から提出されたビジネスプランを精査する\*1。

### RIIO-2 Challenge Group

|      | 経歴*2                                                                                                                                                                            |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 議長   | 英国競争・市場庁パネル議長(2014-2016)、英国競争委員会議長(2011-2014)                                                                                                                                   |
| 副議長  | 競争法不服裁判所メンバー (2011-2015)、英国競争委員会法務アドバイザー(2004-2010)                                                                                                                             |
| メンバー | シンクタンク出身者3名、消費者団体代表、英国情報通信庁独立諮問グループ議長、コンサルタント、インペリアルカレッジ・ロンドン教授、国民保険機関出身者、国家インフラ委員会チーフエコノミスト、Ofgemネットワークイノベーション諮問委員会評議員、Balancing and Settlement Code評議員、再生可能エネルギー協会バイオガスグループ議長 |

### サブグループ

エンジニアリング・  
レジリエンス・  
コストグループ

エンゲージメント・  
アウトプットグループ

エネルギー転換・  
ネットゼロ推進  
グループ

ファイナンスグループ

系統運用者グループ

\*1 出所: Electricity and Gas Transmission, Gas Distribution and Electricity System Operator sectors, RIIO-2 Challenge Group Independent Report for Ofgem on RIIO-2 Business Plans, 2020/1/24, p.10-11、[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/riio-2\\_challenge\\_group\\_independent\\_report\\_for\\_ofgem\\_on\\_riio-2\\_business\\_plans.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/riio-2_challenge_group_independent_report_for_ofgem_on_riio-2_business_plans.pdf)

\*2 出所: Ofgem, RIIO-2 Challenge Group Members Biographies, 2019/4/29, p.1-5、[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/riio-2\\_challenge\\_group\\_biographies\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/riio-2_challenge_group_biographies_0.pdf)

## **1.4 ネットワークの将来像を見据えた制度と対応**



混雑管理に係る費用は、ネットワークアクセス料金に含め一般負担とし、かつ、個別の電力流通・取引に特化した料金を課さないことと規定している

## 規則(EC) No 714/2009(第3次エネルギーパッケージ)\*1

### ■ ネットワークアクセス料金 (Article 14)

- 1. Those charges shall not be distance-related.

流通距離に応じた料金設定としないこと。

- 2. Where appropriate, the level of the tariffs applied to producers and/or consumers shall provide locational signals at Community level, and take into account the amount of network losses and congestion caused, and investment costs for infrastructure.

料金には、送電ロス、混雑管理、設備投資に係る費用を含むこと。

- 5. There shall be no specific network charge on individual transactions for declared transits of electricity.

個別の電力流通・取引に特化した料金を課さないこと。

\*1 出所: EU、<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=EN>



EUでは、送電系統の国際協調を図っており、入札ゾーン間での送電容量割当と混雑管理に係る費用は、託送料金(または同等の手段)で回収することと規定している

## 委員会規則(EU) 2015/1222\*1

- 本規則は、入札ゾーン(Bidding Zone)間での送電容量割当と混雑管理に関するものであり、EUの全ての送電系統と国際連系統に適用される。
  - 費用回収(Article 75, 1)
    - Costs relating to the obligations imposed on TSOs in accordance with Article 8, including the costs specified in Article 74 and Articles 76 to 79, shall be assessed by the competent regulatory authorities. Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered in a timely manner through network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the competent regulatory authorities.
- (送電容量割当と混雑管理に係る費用は、)規制機関の査定を受け、合理的かつ効率的と判断されれば、託送料金または規制機関が適切と判断する手段により、タイムリーに回収されなければならない。



1国1ゾーンの国がほとんどであるが、ノルウェー、スウェーデン、デンマーク、イタリアには、複数のゾーンが存在する

\*1 出所: EU、<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>





EUでは、送電容量割当と混雑管理を効率的に行うために、1日前市場と当日市場の統合を図っている

## EU広域での送電容量割当と混雑管理

- 送電容量割当と混雑管理を最新の方法で効率的に行うために、EUでの1日前市場と当日市場の統合を図る。(委員会規則(EU) 2015/1222\*<sup>1</sup>冒頭(3))
- EUでの1日前市場と当日市場の統合を図るために、TSOは、合意した方法に従って入札ゾーン間の利用可能送電容量※を計算する必要がある。(委員会規則(EU) 2015/1222\*<sup>1</sup>冒頭(4)、Article 1)  
(※送電容量を計算する地域の単位: Capacity Calculation Regions(CCR))
- Market Coupling Operator(MCO)が、アルゴリズムを使って、売りと買いを約定させる。(委員会規則(EU) 2015/1222\*<sup>1</sup>冒頭(5))

### EUでの「1日前市場」の統合\*<sup>2</sup> —Single Day-ahead Coupling (SDAC)—

- 2014年開始
- 31のTSOと、16のNEMO\*<sup>3</sup>(Nord Pool、EPEX等)が参加
- EUの消費量の95%が、カップリングされている

### EUでの「当日市場」の統合\*<sup>2</sup> —Single Intraday Coupling (SIDC)—

- 2018年開始
- 32のTSOと、15のNEMO\*<sup>3</sup>(Nord Pool EMCO、EPEX SPOT等)が参加
- 共通のITシステム上で取引を実施

\*<sup>1</sup> 出所: EU、<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

\*<sup>2</sup> 出所: ENTSO-Eホームページ、[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/)

\*<sup>3</sup> Nominated Electricity Market Operator

混雑管理費用は、balancingサービスの一部に含まれ、系統運用者である National Grid ESOがBSUoSとして回収する(TOが回収するTNUoSとは別)

## 規定: Connection and Use of System Code (CUSC)

- balancingサービスに係る費用は、Balancing Services Use of System Charges (BSUoS)として回収される (CUSC 14.29<sup>\*1</sup>)。
- balancingサービスには、以下が含まれる。<sup>\*2</sup>
  - 混雑管理
  - 需給調整 (Firm Frequency Response、Fast Reserve、Short Term Operation Reserve、等)
  - 無効電力調整
  - デマンドリスポンス
  - ブラックスタート
  - 他
- BSUoSは、TNUoSとは違い、実額を基に事後に料金が設定される。
- National Grid ESOは、4つの役割それぞれに対して5段階評価を受け、その結果に応じて金銭的インセンティブ (ボーナス・ペナルティ) が付与される仕組みとなっており、これにより、balancingサービスの効率化を促している。

<sup>\*1</sup> 出所: National Grid ESO、CUSC Section14、

<https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/connection-and-use-system-code-cusc/code-documents>

<sup>\*2</sup> 出所: National Grid ESOホームページ、List of balancing services、

<https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/list-all-balancing-services>

補償費等の混雑管理費用は、制御不能コストとして扱われる

## 規定: Incentive Regulation Ordinance (ARegV)\*1

- 下記に示す費用は、制御不能コストとして扱われる (ARegV § 11(2))。
  - 17. 混雑管理により発生する補償費 (Renewable Energy Sources Act § 15(1))  
(以下の1.~3.は、電力ネットワークのみに適用される項目)
  - 1. 国際連系線で隣国との間に発生する補償費 (規則 (EC) No 714/2009 の Article 13)
  - 2. 国際連系線での混雑管理で得た収入 (得た収入を、国際連系線の容量を維持・増強する目的において効率的に使用する場合のみ) (規則 (EC) No 714/2009 の Article 16)
  - 3. 補償のためのエネルギー購入費

\*1 出所: BMJV (連邦司法消費者保護省)・Federal Office of Justice (連邦司法当局)、ARegV、  
<https://translate.google.com/translate?hl=ja&sl=de&tl=en&u=https%3A%2F%2Fwww.gesetze-im-internet.de%2Faregv%2F&prev=search>

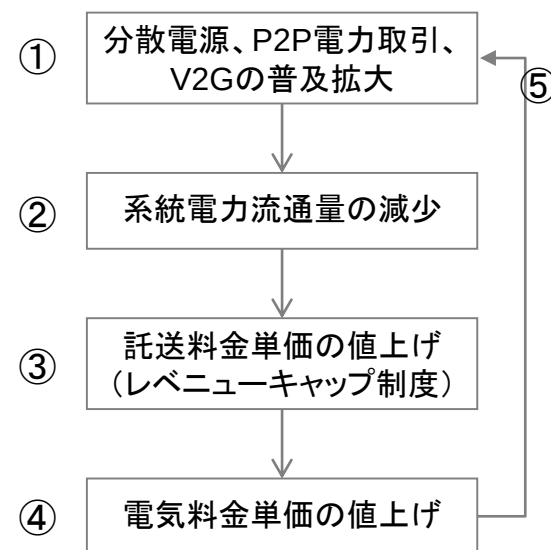
# 分散電源の普及拡大と託送料金体系の見直し

分散電源の普及や配電系統内でのP2P電力取引の拡大により想定される託送料金単価上昇のデススパイラルに対して、見直しが検討されているが課題も多い

## 分散電源普及による託送料金上昇のデススパイラル

- ① 再生可能エネルギーの普及による電源の分散化、配電系統内需要家同士のP2P電力取引、電気自動車の電力を系統に逆流するV2G等の普及拡大が進み、電力の自家消費も進む。
- ② 系統電力流通量が減少する。
- ③ レベニューキャップ制度の下では、送配電事業者の必要なコストを、系統電力流通量に関わらず、託送料金により100%回収できる仕組みとなっている。よって、レベニューキャップ÷系統電力流通量で計算される託送料金単価は値上げの方向となる。
- ④ 結果として、電気料金も値上げされる。
- ⑤ 高い電気料金を回避するため、分散電源の普及がさらに進む

ー託送料金、電気料金上昇のデススパイラルー



## 託送料金体系の見直し

- 基本料金の比率を高めることで、託送料金による原価回収の確実性を高める動きもあるが、レベニューキャップの下では、基本料金比率に関係なく、原価を100%回収できる。
- 基本料金比率を高めた場合、電力消費量に関わらず支払わなければならない部分の比率が高まるため、特に、一般家庭では不公平感が残る。加えて、電力量(kWh)の省エネへの経済的インセンティブも小さくなる。
- 分散電源を導入したユーザーに固定料金を課す方法もあるが、再エネ普及を阻害するとして反発も大きい。

## 英国のNational Grid ESOは、系統安定化機能(慣性力含む)に関する事業戦略ロードマップを掲げて、商品化に取り組んでいる

### 英国National Grid ESOの運用面の戦略ロードマップ\*1

- 英国National Grid ESOは、下表の通り、電圧、潮流、安定度、周波数(慣性力対策含む)、復旧の各項目でロードマップを作成し、課題解決に向けた商品化に取り組んでいる。

|           | 2020                      | 2021                                | 2022                   | 2023                   | 2024                | 2025          |
|-----------|---------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------|
| 電圧        | 非従来型・自家用供給者からの無効電力供給トライアル | 新規無効電力のみ供給 (0MW)                    | 長期契約オンライン化トライアル        | 無効電力サービスのための新市場        |                     |               |
| 潮流        | 事故時制約管理サービストライアル          | 新規分散型供給力の可視化・制御トライアル                | 全体システム最適化給電トライアル       | 全体システム可視化・新規接続自家用設備の制御 |                     |               |
| 安定度       | 電源ロスレージ変更プログラム            | 新規安定度のみ供給 (0MW)                     |                        | 安定度市場で新規・既存提供者へ支払開始    | 様々な提供者との長期契約トライアル   |               |
| 周波数       | 高速事故時応答・予備量標準化            | 新規メンテ時事前周波数応答商品                     | 周波数応答・予備力を提供する全技術の障害除去 | リアルタイムに近い新規応答商品の実装     | リアルタイムに近い新規予備力調達の実装 |               |
| 復旧        | GB復旧標準化と適用                | 新規自家用復旧提供者オンライン                     | サービス提供の競争調達オンライン       |                        |                     | 分散型リスタート商品の完了 |
| 運用上のハイライト | 低慣性力の下での系統運用の効率性向上        | 周波数応答や電ある維持を提供する余分な発電機が同期されない最初の需要期 | 低需要期に同期型発電機が減少する時間が増加  | 同期型発電機の追加が無い最初の低需要の週末  | 同期型発電機の追加が無い最初の夏の週間 | ゼロカーボン運転の期間延長 |

\*1 出所: National Grid ESO, "Operability Strategy Report", 2019年12月



## 2. 需給調整市場等における価格規律と監視方法

## **2.1 需給調整市場における市場監視**

## (1) 概要

- 米国のRTO・ISOではLMP(地点別限界価格)方式を採用しているため、地域的市場支配力行使が懸念の対象となる。そのため多くのRTO・ISOではPivotal Supplier Testや市場シェア分析(FERCの指針では季節ごとピーク時)を通じて市場価格ではなく費用ベースでの取引が許容されている。調整力市場ではPay as Clear方式で価格を決めているが、費用ベースへ移行させる判断基準はRTO・ISOで違いがある。
- 欧州ではプール制度の採用は少なく任意型取引所制度が一般的であるため、地域的市場支配力の行使の懸念は一部地域(イタリアやイギリスのスコットランド等)に限定されている。調整力市場では多くの国でPay as Bid方式でエネルギー価格を決めており、市場支配力行使の影響が限定的であるためREMITを通じた市場操作等の分析が中心であった。なお欧州でも調整力の広域調達プラットフォーム構築が進んでいるが、エネルギー価格の決定においてPay as Clear方式を採用予定であり、市場監視方法について検討中となっている。
- オーストラリアのNEM(全国電力市場)は容量市場の無いEnergy Only型のプール方式が採用されており、需給ひっ迫時の卸価格高騰が許容されている。アンシラリーサービス市場でも同様の考え方が採用されているが、消費者の高額負担を避けるための事後的規制が導入されている。

## (1) 概要～比較表

|       | 規制方式                                                                  | 規制方法                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| FERC  | 事前規制 (Order 816)                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>市場シェア分析: 四半期ごとに関連市場の設備容量(長期契約含む)に比べ20%以上となる事業者か否かで判定を行う。</li> <li>Pivotal Supplier Test: 年間最大電力時の容量を基に算定する。総需要に対して総供給量がどれだけ上回っているかを算出し、超過供給量が対象事業者の供給量を比較して判定を行う。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                    |
| ERCOT | 事前規制 (Texas Utilities Code Sec. 39.154 及び Chapter 25 Rules § 25.504 ) | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電設備容量の上限を全体の20%と制限されているが、制御できない再生可能エネルギー発電を除く発電設備容量の5%未満を保有する事業者は市場支配力を有していないと見なされる。</li> <li>当該サービスで限界費用を大幅に上回る価格となる事業者が発電を控えている場合、市場支配力行使と見なされる可能性がある。その他市場支配力の行使や関連会社との差別的取引等の認定を受けた場合、事業者は自主的緩和計画 (Voluntary mitigation plan) を公益事業委員会の承認を受け、計画に従って行動することで、市場支配力行使と認定を受けることはない。</li> </ul>                                                                                                 |
| PJM   | 事前規制                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>二次調整力 (Regulation) 市場の入札において、時間ごとに Three Pivotal Supplier Test が行われ Pivotal の判定が行われている。具体的には次の時間に向けて Ancillary Service Optimizer によって5分ごとのエネルギー、緊急時用予備力及び二次調整力の最適化計算を行うが、それと同時に Three pivotal supplier test を実施している。</li> </ul>                                                                                                                                                                 |
| 欧州    | 事後規制 (REMIT)                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>REMIT (REGULATION (EU) No 1227/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency) の国内法化を基に市場監視を実施している。各種取引の報告制度があり、市場支配力行使の違反の疑いがある場合に調査を実施し、違反者に罰金等が課される。</li> </ul>                                                                                                                                                 |
| 豪州    | 事前規制及び事後規制                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>● アンシラリーサービス市場における事前規制</li> <li>● プライスキャップ規制が課せられており、2020年度は\$15,000/MWh (1,000円/kWh程度) に設定されている。</li> <li>● 累積価格閾値制度 (CPT : cumulative price threshold) と呼ばれる価格制限があり、7日間に相当する2,016取引インターバルの取引額合計値が一定値を超えると、以降の全てのアンシラリーサービスの取引価格は上限\$300/MWとなり、一週間継続する。</li> <li>● アンシラリーサービス市場における事後監視</li> <li>● 取引価格が\$5,000/MWを超えると、AERは当該取引前後の状況を確認し、原因となった事業者に原因を説明する文書の提出を求め、対外的に検証報告書を公表する。</li> </ul> |

## (2) 事前的措施事例

### ①ERCOT調整力市場シェア規制

- ERCOTでは市場シェアを用いて市場監視を実施している。2019年において、非瞬動予備力及び二次調整力下げでLuminantが20%を超える37%及び43%の市場シェアを保持している。
- このためERCOTではアンシラリー・サービスの市場設計を見直し、リアルタイムでの共最適化を検討している。リアルタイム運用において全ての商品で最適化することでユニット間で調達を置き換えることで効率的な価格設定を可能にするものである。

|        | 2018       |          |        |          | 2019       |          |        |          |
|--------|------------|----------|--------|----------|------------|----------|--------|----------|
|        | Responsive | Non-Spin | Reg Up | Reg Down | Responsive | Non-Spin | Reg Up | Reg Down |
| 供給事業者数 | 43         | 34       | 32     | 33       | 43         | 30       | 32     | 39       |
| QLUMN  | 2%         | 41%      | 14%    | 41%      | 2%         | 37%      | 14%    | 43%      |
| QBRAZO | 3%         | 6%       | 9%     | 3%       | 4%         | 6%       | 13%    | 3%       |
| QLCRA  | 11%        | 7%       | 2%     | 5%       | 11%        | 6%       | 4%     | 3%       |
| QEXELO | 4%         | 0%       | 9%     | 4%       | 4%         | 0%       | 13%    | 5%       |
| QAEN   | 3%         | 5%       | 4%     | 6%       | 2%         | 7%       | 3%     | 7%       |
| QOCCID | 12%        | 0%       | 1%     | 2%       | 12%        | 0%       | 2%     | 5%       |
| QCPSE  | 6%         | 4%       | 8%     | 9%       | 3%         | 3%       | 5%     | 6%       |
| QFPL12 | 0%         | 0%       | 9%     | 4%       | 0%         | 0%       | 9%     | 4%       |
| QNRGTX | 7%         | 2%       | 1%     | 0%       | 8%         | 2%       | 1%     | 0%       |
| QEDE26 | 2%         | 1%       | 14%    | 2%       | 1%         | 0%       | 7%     | 2%       |

(出所) Potomac Economics, “2019 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT ELECTRICITY MARKETS”, 2020年5月



## (2) 事前的措施事例

### ②ERCOTにおける市場支配力緩和策

- ERCOTエリア内ではTexas Utilities Code Sec. 39.154 Limitation of Ownership of Installed Capacityにより発電設備容量の上限を全体の20%と制限されている(2000年11月期限)が、Chapter 25 Rulesの § 25.504 Wholesale Market Power in the Electric Reliability Council of Texas Power Regionで制御できない再生可能エネルギー発電を除く発電設備容量の5%未満を保有する事業者は市場支配力を有していないと見なされる。
- また § 25.504で当該サービスで限界費用を大幅に上回る価格となる事業者が発電を控えている場合、市場支配力行使と見なされる可能性がある。その他市場支配力の行使や関連会社との差別的取引等の認定を受けた場合、事業者は自主的緩和計画(Voluntary mitigation plan)を公益事業委員会の承認を受け、計画に従って行動することで、市場支配力行使と認定を受けることはない。Calpine、NRG及びLuminantが自主的緩和計画を締結している。
- ※ Exelonは2018年4月に発電設備容量が5%を下回ったため自主的緩和計画が免除されている。
- ※ Luminantに関してはリアルタイムでの共最適化が開始された場合に自主的緩和計画が免除される予定になっている。
- ※ 自主的緩和計画はゾーン制であった2006年に導入されており、ノーダル制に移行した2010年に制度を変更していない。

## (2) 事前的措施事例

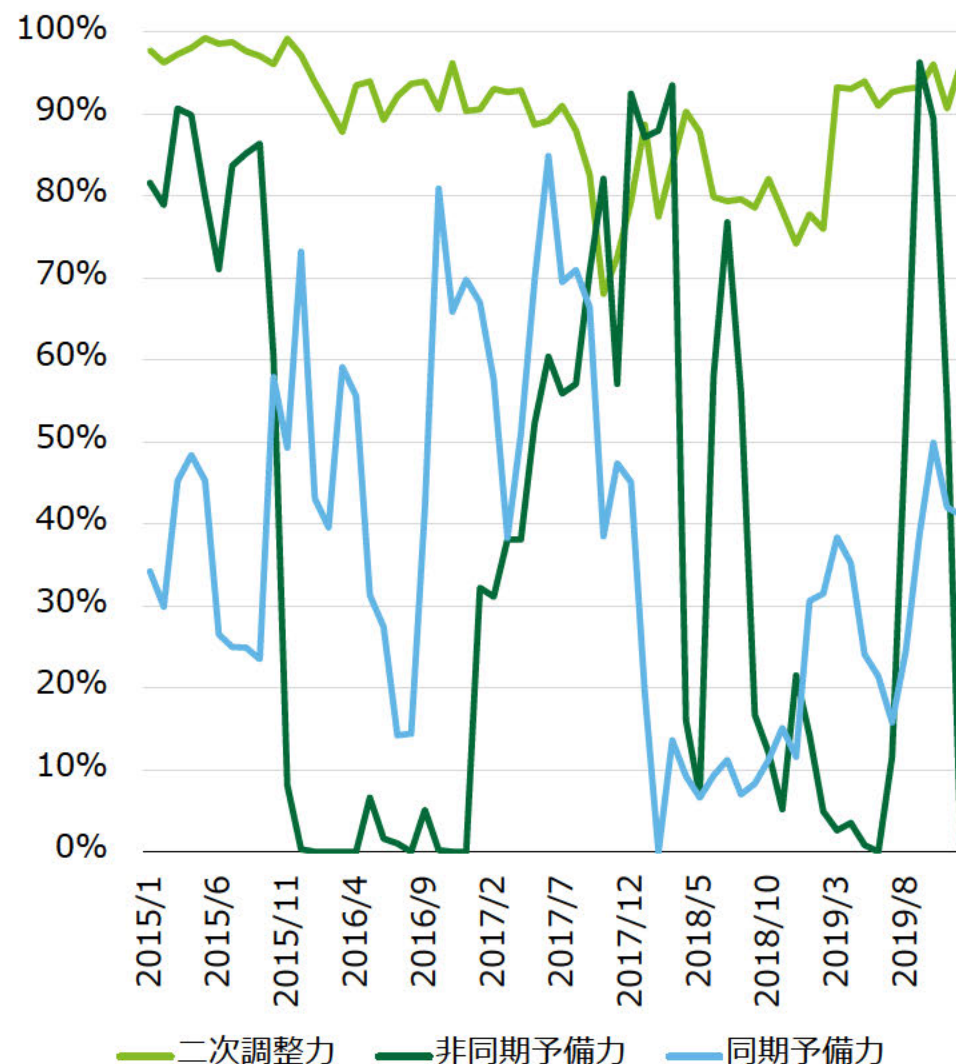
### ③Order816

- FERCのOrder816(2015年10月公表)によると水平的市場支配力の指標は2種類がある。市場型入札が認められた地域において、当該指標に基づき市場支配力を有すると認定された場合、費用型での入札が適用される。認定を受けた事業者はFERCへ報告・公表される。
  - 市場シェア分析: 四半期ごとに関連市場の設備容量(長期契約含む)に比べ20%以上となる事業者か否かで判定を行う。
  - Pivotal Supplier Test: 年間最大電力時の容量を基に算定する。総需要に対して総供給量がどれだけ上回っているかを算出し、超過供給量が対象事業者の供給量を比較して判定を行う。
- ※ 市場シェア20%の根拠は2007年オーダー697 Market-Based Rates For Wholesale Sales Of Electric Energy, Capacity And Ancillary Services By Public Utilitiesの注21のよると、司法省の1984年6月14日合併に関するガイドラインの記載“The Department [of Justice] is likely to challenge any merger satisfying the other conditions in which the acquired firm has a market share of 20 percent or more.”に基づくとしている。

## (2) 事前的措施事例

### ④PJMにおけるThree Pivotal Supplier Testの状況

- PJMでは二次調整力(Regulation)市場の入札において、時間ごとにThree Pivotal Supplier Testが行われPivotalの判定が行われている。具体的には次の時間に向けてAncillary Service Optimizerによって5分ごとのエネルギー、緊急時用予備力及び二次調整力の共最適化計算(各サービスの総合的最適化)を行うが、それと同時にThree pivotal supplier testを実施している。
- 緊急時用同期予備力(Synchronized reserve)、緊急時用非同期予備力(Non-synchronized reserves)についてはテストの実施は規則上で明記されていないが市場監視報告書で報告対象になっている。
- Pivotalと認定された事業者はPJMの指定する費用型価格算定式に従って入札することが求められ、当該入札価格がキャップとなる。



## (2) 事前的措施事例

### ⑤PJMにおける二次調整力市場TPSテストの考え方

#### <Regulation市場調達要件量>

- PJMでは時間帯毎に二次調整力 (Regulation) の調達量を定めている。
- Nonramp時間帯:525MW
- Ramp時間帯:800MW

| 季節 | 日付            | Nonramp時間                  | Ramp時間                     |
|----|---------------|----------------------------|----------------------------|
| 冬  | 12/1～2/28(29) | 00:00～03:59<br>09:00～15:59 | 04:00～08:59<br>16:00～23:59 |
| 春  | 3/1～5/31      | 00:00～04:59<br>08:00～16:59 | 05:00～07:59<br>17:00～23:59 |
| 夏  | 6/1～8/31      | 00:00～04:59<br>14:00～17:59 | 05:00～13:59<br>18:00～23:59 |
| 秋  | 9/1～11/30     | 00:00～04:59<br>08:00～16:59 | 05:00～07:59<br>17:00～23:59 |

$$RegTPS_{score} = \frac{TotalCompetitiveSupply - (Supplier1 + Supplier2 + SupplierN)}{Regulation Requirement}$$

※ Regulation市場への応札総量から3事業者の合計を控除し、Regulation市場調達要件量で除したスコアが1以下であった場合にPivotalと認定される。上位3事業者で算定するのではなく、上位1事業者と上位2事業者にN番目の事業者の容量を合算して判定を行う。

## (2) 事前の措置事例

### ⑥PJM二次調整力市場におけるTPSテスト計算例

| No. | 事業者     | 供給力 | 実行MW | 供給者計(MW) | RegTOSスコア | 結果   |
|-----|---------|-----|------|----------|-----------|------|
| 1   | Alpha   | A   | 15   | 25       | 0.8       | Fail |
|     |         | B   | 10   |          |           |      |
| 2   | Barvo   | C   | 25   | 40       | 最大供給者     | Fail |
|     |         | D   | 15   |          |           |      |
| 3   | Charlie | E   | 5    | 5        | 1.2       | Pass |
| 4   | Delta   | F   | 15   | 15       | 1         | Fail |
| 5   | Gamma   | G   | 20   | 35       | 大規模供給者    | Fail |
|     |         | H   | 5    |          |           |      |
|     |         | K   | 10   |          |           |      |
| 6   | Theta   | L   | 10   | 20       | 0.9       | Fail |
|     |         | M   | 10   |          |           |      |
|     |         |     |      | 140      |           |      |

$$RegTPS_{score\_Theta} = \frac{140 - (40 + 35 + 20)}{50} = 0.9$$

※ 調達容量50MWで算定

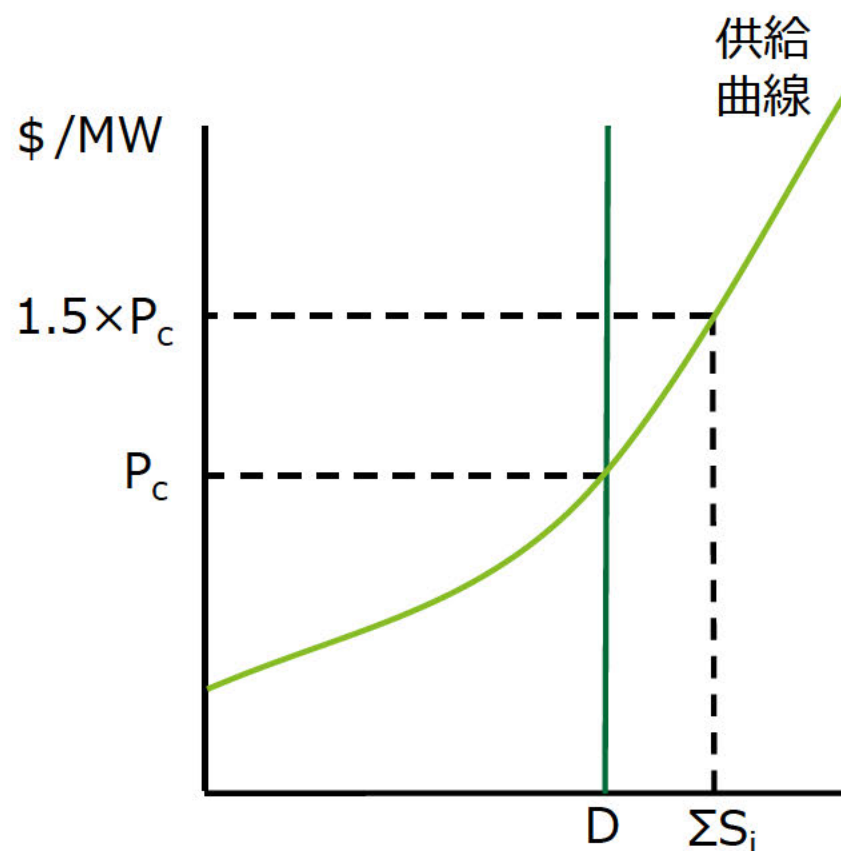


## (2) 事前的措施事例

### 【参考】PJMリアルタイム市場におけるTPSテスト

- リアルタイム市場におけるTPSテストは取引コマ毎に実施され、送電混雑発生時における地域的市場支配力の行使を回避する目的で実施されている。TPSテストは下記の算定式の通り行われ、 $RSI3_j > 1$ となった事業者がPivotalと見なされるその場合には入札価格にキャップが課せられる。2019年のリアルタイム市場においてキャップが課せられたのはMWhベースで1.3%であった(2018年は0.5%)。

- $RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i) - \sum_{i=1}^2 (S_i) - S_j}{D}$
- D: 送電混雑解消に必要なMW増分量
- $\sum_{i=1}^n (S_i)$ :  $P_c$ の1.5倍に達するまでの制約を解消するために必要な実効増分MWにDFAX(潮流分配係数: メッシュシステムであるため設定されている配分係数)を乗じたものの累計
- $\sum_{i=1}^2 (S_i)$ : 上位2社の実効増分MW × DFAX
- $S_j$ : テスト対象j社の実効増分 × DFAX



## (2) 事前的措施事例

### ⑦カリフォルニアISOにおけるTPSテスト

- カリフォルニアISOにおけるPivotal供給者の指定は四半期ごとに決定する。上位3事業者を対象とする3 pivotal supplierテストを使用している。混雑系統において過去12ヵ月間の各コマの総潜在的供給量から規模の大きい3事業者の供給量を差し引いたものと需要を比較して決定する(供給量には自己供給アンシラリーサービスを含む)。

$$\text{Residual Supply Index(RSI)} = \frac{\text{residual supply of counterflow}}{\text{total demand for counterflow}}$$

RSI<1の場合に構造的に非競争的と見なされる。

(出所)CAISO, “CAISO Business Practice Manual- Market Operations”

RSIが1未満だった時間数

|      | RSI1 | RSI2 | RSI3 |
|------|------|------|------|
| 2016 | 9    | 54   | 96   |
| 2017 | 64   | 136  | 197  |
| 2018 | 35   | 114  | 336  |
| 2019 | 0    | 38   | 145  |

(出所)CAISO, “2019 Annual Report on Market Issues and Performance”, 2020年6月

## (2) 事前的措置事例

### ⑧豪州NEMにおけるアンシラリーサービス価格規制

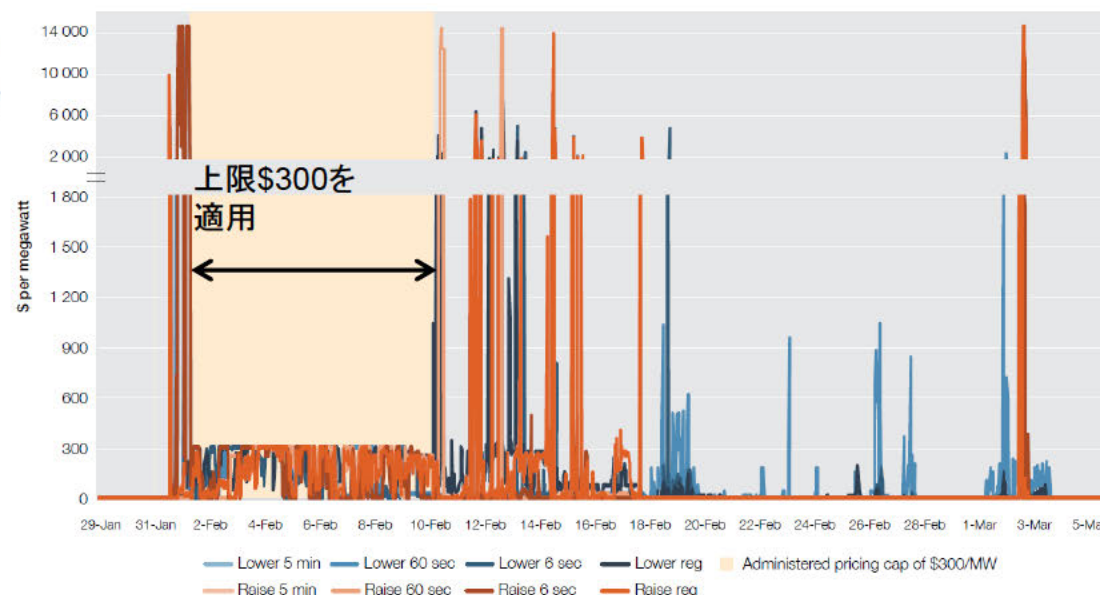
#### アンシラリーサービス市場における事前価格規制

- プライスキャップ規制が課せられており、2020年度は\$15,000/MWh (1,000円/kWh程度)に設定されている。
- 累積価格閾値制度 (CPT : cumulative price threshold) と呼ばれる価格制限があり、7日間に相当する2,016取引インターバルの取引額合計値が一定値を超えると、以降の全てのアンシラリーサービスの取引価格は上限\$300/MWとなり、一週間継続する。

#### アンシラリーサービス市場における事後監視

- 取引価格が\$5,000/MWを超えると、AERは当該取引前後の状況を確認し、原因となった事業者の原因を説明する文書の提出を求め、対外的に検証報告書を公表する。

2020年1月～3月アンシラリーサービス市場価格の推移

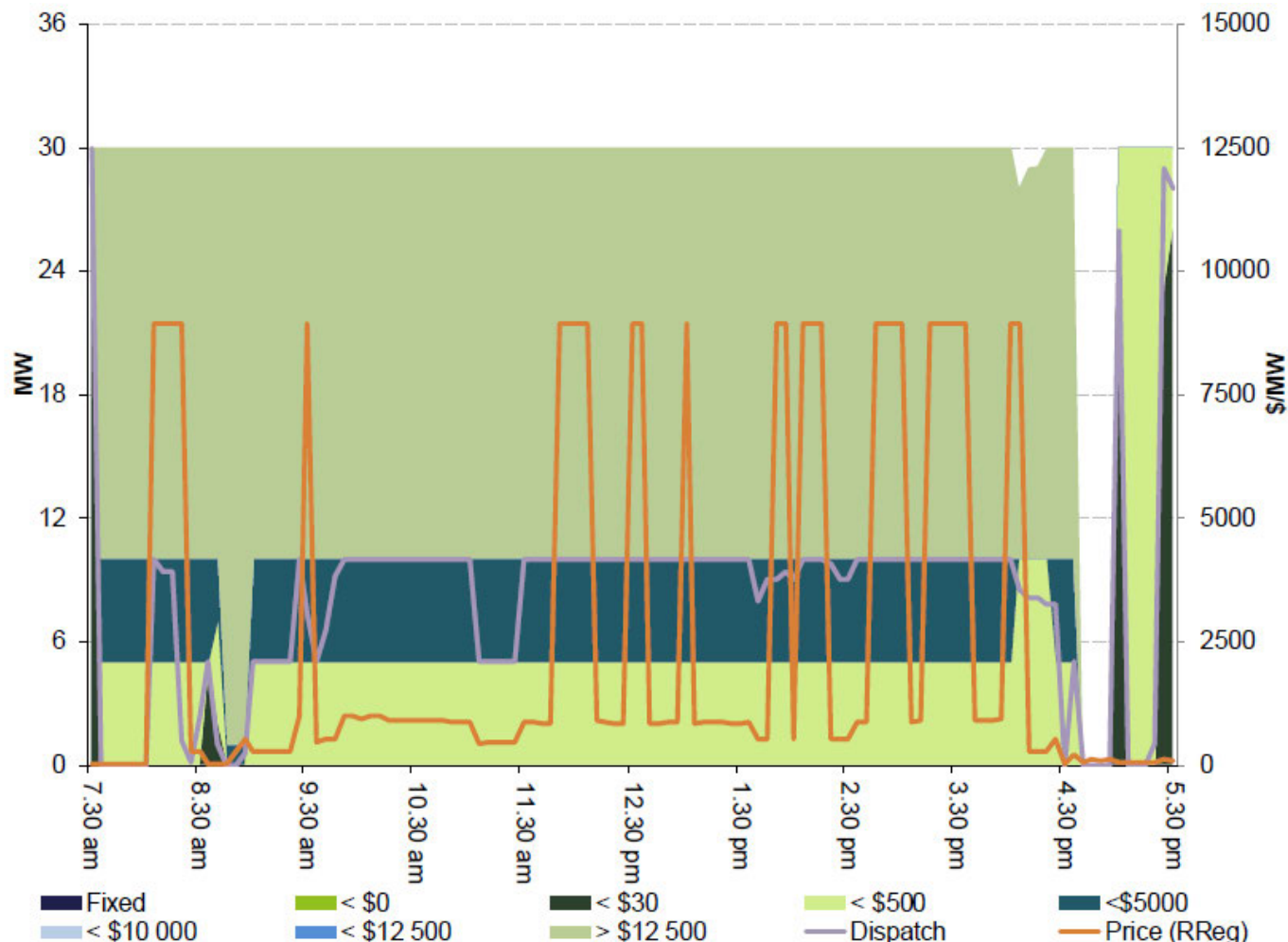


(出所) AER, “Wholesale Markets Quarterly—Q2 2020”, 2020年8月

## (2) 事前的措置事例

### 【参考】NEMアンシラリーサービス市場で\$5,000/MWを超えた事例

Hornsedale Power Reserve周波数制御上げ入札価格帯と給電



■ Hornsedale Power Reserve は南オーストラリアに設置された蓄電池である。2018年7月8日にエネルギー市場の価格高騰を受け周波数制御上げサービスの価格設定が高額になった。

(出所)AER, "Report into market ancillary service prices above \$5000/MW- South Australia, 8 July 2018", 2018年11月22日



## (2) 事前的措施事例

### ⑨PJMにおける揚水発電・蓄電池費用算定式

- PJMでは市場支配力緩和措置として費用型入札を行う場合の揚水発電、蓄電池及びデマンドレスポンスの算定式は下記の通りである。

- 揚水発電費用算定式

$$\text{Pumping Power Cost} \left( \frac{\$}{MWh} \right) = \left( \frac{\sqrt[168]{\text{Real Time LMP} \left( \frac{\$}{MWh} \right) * \text{Pumping Power}(MWh)}}{\sqrt[168]{\text{Pumping Power}(MWh)}} \right)$$

(過去1週間の接続しているバスのデータより算定)

上記に運転維持費用を加算したものが費用として認定される。

- 蓄電池費用算定式

$$\text{Fuel Cost} \left( \frac{\$}{MWh} \right) = \left( \text{average charge cost} \left( \frac{\$}{MWh} \right) * \text{efficiency factor} \right)$$

$$\text{Efficiency Factor} = \frac{MWh \text{ Discharge}}{MWh \text{ Charged}}$$

二次調整力(Regulation)市場へ入札する際には以下のロスを含めることができる。

$$\text{Energy Storage Unit Loss} \left( \frac{\$}{MW} \right) = \text{Average of 7 Days} \frac{\left( \text{Hourly LMP} \left( \frac{\$}{MWh} \right) * \text{Hourly Net Energy Consumed}(MWh) \right)}{\text{Hourly Accepted Regulation Offers}(MW)}$$

- デマンドレスポンス費用算定式

- 算定式は指定されていないが、同期予備力として提供するデマンドレスポンスには\$7.50/MWhのマーヅンを認める。

(出所)PJM PJM Manual 15: Cost Development Guidelines(2020年9月1日発効版)



## (2) 事前的措施事例

### ⑩カリフォルニアISOにおけるDefault Energy Bids

- カリフォルニアISOで地域的市場支配力緩和のためDefault Energy Bidsが行われているが、水力発電の算定式は下記の通りである(揚水発電と蓄電池、デマンドレスポンスの記載なし)。

$Hydro\ Default\ Energy\ Bid = Max[Gas\ Floor, Short - term\ component, Long - term\ component]$

$$Gas\ floor = 1.1 * \left[ \frac{11.176 Btu}{MWh} * Fuel\ region\ gas\ price \right]$$

$Short - term\ component = 1.4 * Max[Day\ Ahead_L, Balance - of - Month_L, Month\ Ahead_{L+1}]$

$Day\ Ahead_L$ : 接続しているハブLの昨日ピークエネルギー市場価格インデックス、

$Balance - of - Month_L$ : ハブLでのBalance-of-monthピーク先物価格インデックス、 $Month\ Ahead_{L+1}$ : ハブLでの翌月ピーク先物価格

$Long - term\ component$ : 昨日ピークエネルギー市場価格、Balance-of-monthピーク先物価格、翌月ピーク先物価格の最大値で1.1が乗じられる。計算される期間は貯蔵能力に依存し、3ヶ月の貯蔵能力があれば3ヶ月間分の指標が使用される。

- 非ガス火力発電でも同様にGas floorの考え方を適用することができ、温暖化コストと変動費・運転維持費を加算することができる。変動費のデフォルト値は(1)太陽光\$0.00/MWh、(2)原子力\$1.00/MWh、(3)石炭火力\$2.00/MWh、(4)風力\$2.00/MWh、(5)水力\$2.50/MWh、(6)ガス火力\$2.80/MWh等となっている。
- その他、接続地点での過去のLMPを参照することもでき、過去90日間の下位25%の加重平均価格を用いることもできる。

(出所) CAISO, "Open Access Transmission Tariff", 2020年9月9日発効版

## (2) 事前的措施事例

### 【参考】CAISOによる蓄電池活用の制度見直し

- California ISOは蓄電池をリアルタイム市場で活用するための制度見直しを進めている(2021年秋開始予定)。スケジューリング・コーディネーターに取引時間の終わりの時点(75分前)でリアルタイム市場への入札値を変更することができる。それぞれの時間の終わりの時点で充電状態(state-of-charge)、翌時間の最小・最大MWh範囲を提出する。リアルタイム市場運用では提出された値を基に15分市場間隔、5分リアルタイム経済給電指令を行う。入札価格はISOが設定するデフォルト算定式を用いて計算が行われ、市場価格と費用の差額は補填が行われる。今のところ一日あたり平均で1~2時間程度の稼働が見込まれる。アンシラリー・サービスに参加している場合には30分内に全量利用可能であるため、リアルタイム市場取引はゼロとなる。
  - 現在検討中の蓄電池費用算定式は下記の通りである。
    - 前日エネルギー市場:  $\text{StorageDEB} = (\text{En}_{\sigma/\eta} + \rho) \times 1.1$
    - リアルタイム市場:  $\text{StorageDEB} = \text{Max}[(\text{En}_{\sigma/\eta} + \rho), \text{OC}_{\delta}] \times 1.1$   
En:購入エネルギー推定費用、 $\sigma$ :エネルギー期間、 $\eta$ :総合効率(Round-trip efficiency)、 $\rho$ :変動費用(サイクル費用・セル劣化費用含む)、OC:機会費用
    - $\text{OC}_{\delta,t} = \text{OC}_{\delta,t-1} * \text{Max}\left(\frac{\text{DAB}_t}{\text{DAB}_{t-1}}, 1\right)$   
OC:機会費用、DAB:前日相対ハブ価格、t:インターバル(日)、 $\delta$ :貯蔵持続時間(例:4時間)
- なお電気自動車の充電設備の参加も想定されており、負荷シフトと合わせて15分単位の入札に参加することができる。ベースラインは過去45日の最も至近の非イベント発生5日(住宅用)ないし10日(非住宅用)の平均を用いる。2020年10月1日に運用を開始した。

(出所)California ISO, “Energy Storage and Distributed Energy Resources Phase 4”,2020年8月

### (3) 事後的措置の事例

#### ①REMITの国内法化

- 欧州大ではREMIT (REGULATION (EU) No 1227/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency) を通じて卸電力市場の市場監視の枠組みが構築されているが、同規則は国内法化が求められている。
- イギリスではThe Electricity and Gas (Market Integrity and Transparency) (Enforcement etc.) (Amendment) Regulations 2015を通じて、Utilities Act 2000の修正という形で国内法化されている。
- ドイツではエネルギー産業法 (EnWG) 第33条6項でREMITの第3条 (インサイダー取引の禁止) と第5条 (市場操作の禁止) の規定違反の管轄権限が連邦ネットワーク庁に帰属することが規定されており、具体的な考え方は2019年9月27日に連邦ネットワーク庁が連邦カルテル庁と共同で卸電力市場における乱用防止に関するガイドラインで示されている。
- フランスではフランスエネルギー規則 (French Energy Code) のL. 131-2条でREMITの第3条 (インサイダー取引の禁止)、第4条 (内部情報公表義務)、第5条 (市場操作の禁止)、第8条 (データ収集)、第9条 (市場参加者の登録)、第15条 (専門的に取引を手配する人物の義務) がエネルギー規制委員会に管轄権が帰属することが規定されている。

### (3) 事後的措置の事例

#### ②需給調整市場で市場支配力行使の摘発・調査事例その1

|       | 対象事業者                                                            | 内容                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2006年 | E.on <sup>(注1)</sup>                                             | 2006年6月に欧州委員会は支配的な市場地位の濫用に関するEC条約の規則(第82条)の下、ドイツ国内市場シェア2位(2006年20%、RWEは31%)のE.ONによる、卸電力市場及び需給調整市場における市場支配力行使に関する調査を開始した。E.onが利用可能な発電設備の発電を意図的に抑えることでドイツの卸電力市場における支配的な地位を乱用の可能性の懸念と二次調整力市場における送電系統運用者として市場支配的地位を悪用した可能性の懸念に対し、E.onが自社の多様な発電技術の売却と送電部門の分離を行うことで2008年に調査が終了した。      |
| 2008年 | Scottish Power、<br>Scottish &<br>Southern Energy <sup>(注2)</sup> | 2008年4月にScottish Power及びScottish & Southern Energyが2007年9月中旬から10月中旬にかけて送電制約から生じた支配的地位を利用してNational Gridへバランシング供給力を提供している発電所を使用して先渡市場から発電を抑制することで過度な価格を受けていた疑いがあった。2009年1月に罰則を課すことなく調査打ち切りとなったが、本事案を契機に発電ライセンスに‘Transmission Constraint Licence Condition’(TCLC)と呼ばれる規定の導入が決定された。 |
| 2016年 | Enel、Sorgenia <sup>(注3)</sup><br><sup>(注4)</sup>                 | Brindisi地域における電圧維持のためEnelとSorgeniaの発電所の稼働が必要であるが、特定の日で前日市場で稼働を抑制させアンシラリーサービス市場で同2つの発電所からの稼働を高額での受け入れを余儀なくされたことで高額報酬を得ていた疑い。イタリアの競争当局が2016年9月に調査を実施したが、2017年5月に調査を終了し、事業者は自ら収益性に上限を課すことを受け入れた。                                                                                    |

(注1) Notice published pursuant to Article 27(4) of Council Regulation (EC) No 1/2003 in Cases COMP/B-1/39.388 — German Electricity Wholesale Market and COMP/B-1/39.389 — German Electricity Balancing Market <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52008XC0612%2804%29>

(注2) Competition Act Investigation into Scottish Power and Scottish & Southern Energy [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/04/competition-act-investigation-scottishpower-and-scottish-and-southern-energy\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/04/competition-act-investigation-scottishpower-and-scottish-and-southern-energy_0.pdf)

(注3) Bird&Bird (Italian competition authority investigates suspected abuses in Italian electricity balancing markets) <https://www.twobirds.com/en/news/articles/2016/italy/italian-competition-authority-investigates-suspected-abuses-in-italian-electricity-balancing-markets>

(注4) AGCM (Energy: the Italian Competition Authority welcomes Enel commitments. Families and companies save 507 million euros in their bills over three years) <https://en.agcm.it/en/media/press-releases/2017/5/alias-2429>

(出所) 三菱総合研究所「令和元年度内外一体の経済成長戦略構築にかかる国際経済調査事業(諸外国における需給調整市場関連制度及び託送料金負担に関する制度の検討状況等に係る調査事業)」2020年2月

### (3) 事後的措置の事例

#### ②需給調整市場で市場支配力行使の摘発・調査事例その1

|       | 対象事業者                      | 内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-------|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2020年 | InterGen <sup>(注1)</sup>   | Ofgemは2020年4月に2016年冬季4日間にInterGenは送電系統運用者National Gridへ自身の発電所の出力データを意図的に誤送信し、需給ひっ迫を演出してバランシングメカニズムでの価格高騰を招き利益を得たことを公表し、市場操作を禁じたEU規則1227/2011第5条違反と認定した。OfgemはInterGenが1,280万ポンドの利益を得たとし、InterGenに3,729.1万ポンド(返済金額1,279.1万ポンド及び罰金2,450万ポンド)の支払いを課した。InterGenが市場操作を行ったと認定された日のうち10/31及び11/7は容量市場に基づく拠出通知が一旦出されたが、キャンセルされている                       |
| 2020年 | EDF Energy <sup>(注2)</sup> | Ofgemは2020年12月に2017年9月から2020年3月までの間にEDF Energy(Thermal Generation) Limitedが送電系統運用者であるNational Grid ESOにWest Burton B発電所の最小電力の値を正しくない値で送信していたことを発見した。これはREMITの第5条相場操縦の禁止に違反していることになる。OfgemはEDF Energyがこの方法が固定費を多く回収することでESOに低価格で提供できると考えていたため、全体的なバランシング費用の増加に繋がらないと認識していたことを確認した。そのためEDF Energyが自主的に600万ポンドを自主的救済基金に支払うことで合意し、正式な調査を開始しないこととした。 |

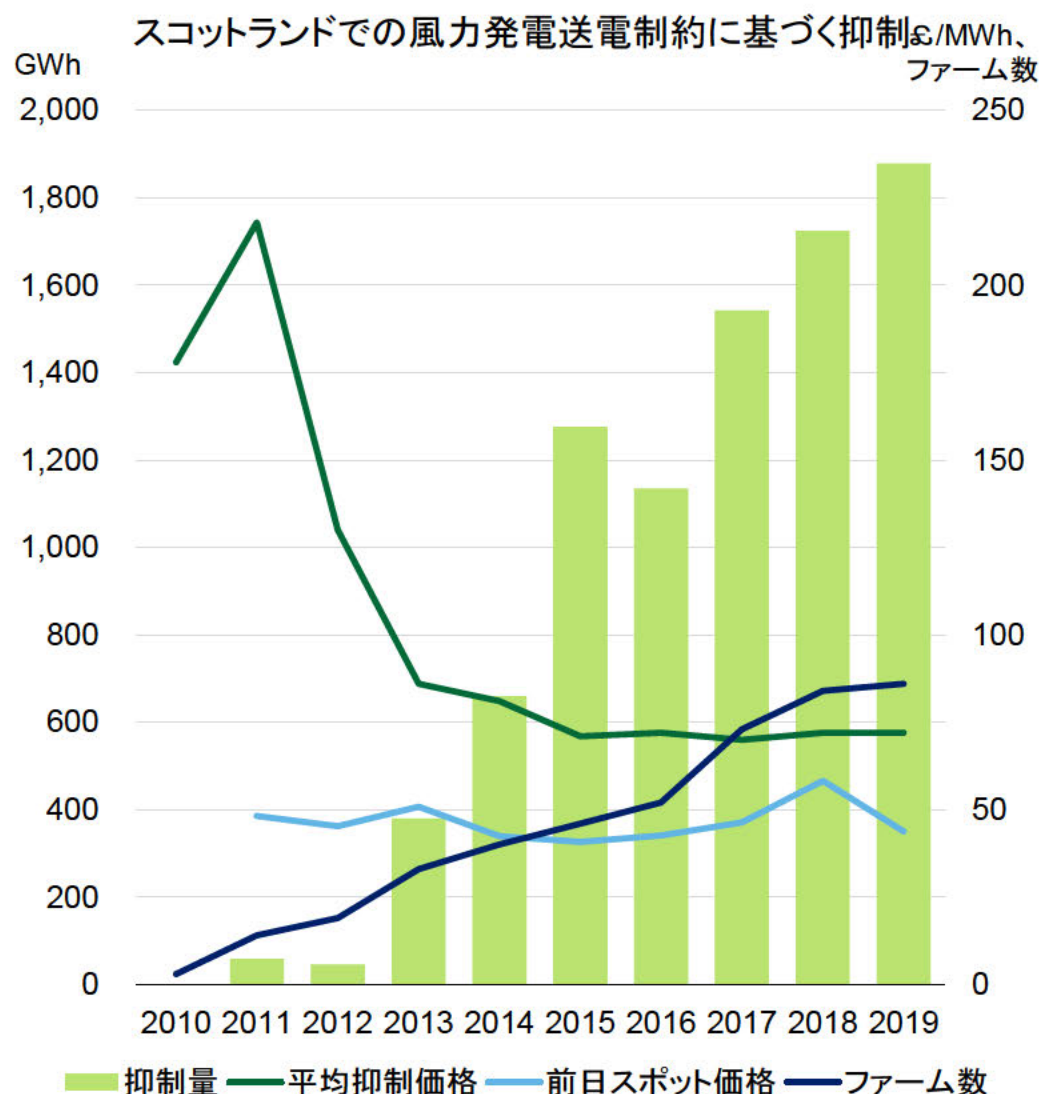
(注1) Ofgem requires InterGen to pay £37m over energy market abuse <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-requires-intergen-pay-37m-over-energy-market-abuse>

(注2) EDF Energy (Thermal Generation) Limited agrees to pay £6 million for breaching wholesale energy market regulations <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/edf-energy-thermal-generation-limited-agrees-pay-6-million-breaching-wholesale-energy-market-regulations>



### (3) 事後的措置の事例

#### ③イギリスにおけるTCLC



(出所) Renewable Energy Foundation (<http://www.ref.org.uk/>) 及び Ofgem Data Portal より作成

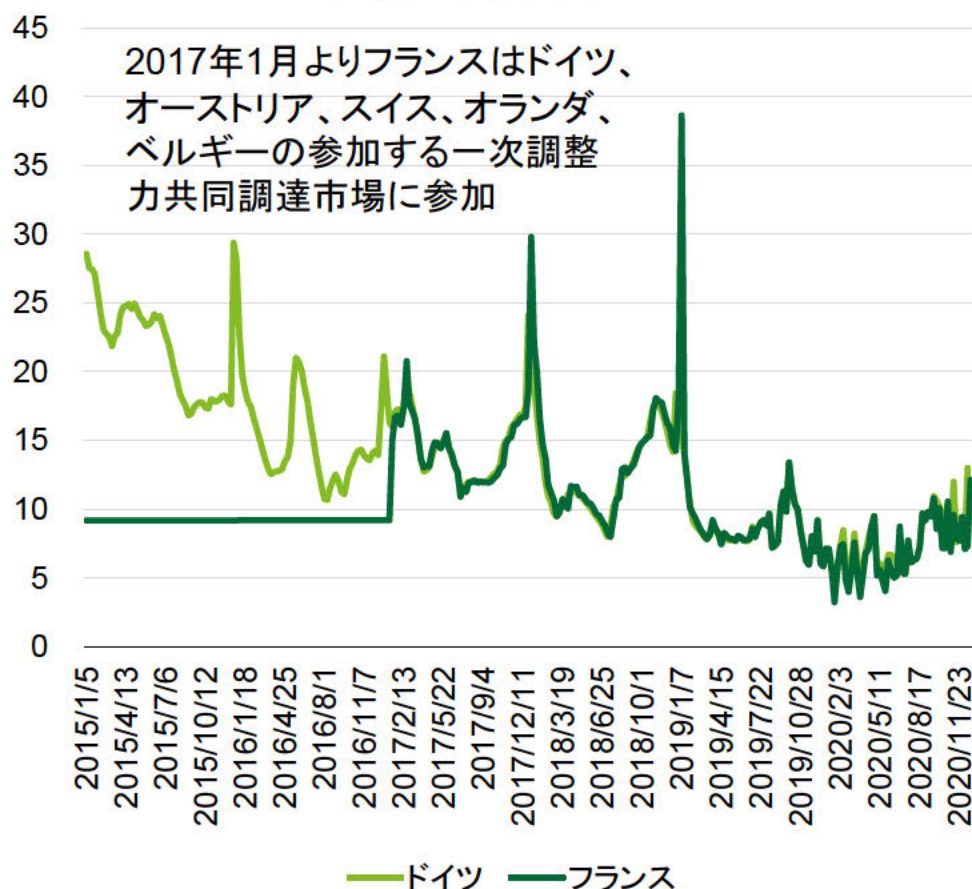
- イギリスでは発電事業者ライセンスの Condition 20A Transmission Constraint Licence Condition (TCLC) で送電制約がある地点での発電事業者と系統運用者の間におけるbalancing・メカニズムを通じた系統制約解消を目的とした入札において過剰な利益を得ることを防止するための規定を行っている。
- スコットランド地域を中心に風力発電の増加に対して送電系統の増強が間に合わず、送電系統運用者であるNational Grid ESOと風力発電事業者の間で取り決めを行い、balancing・メカニズムでの入札を通じて系統制約解消を行っている。
- 当初TCLCは2012年に5年間の時限的規定として導入されたが、その後永続的規定となった。2012年に規定導入以降、風力発電の平均抑制価格は大きく低下している。

## (4) 調整力価格の例

### ①ドイツ・フランス及び北欧一次調整力容量価格

€/MW・時

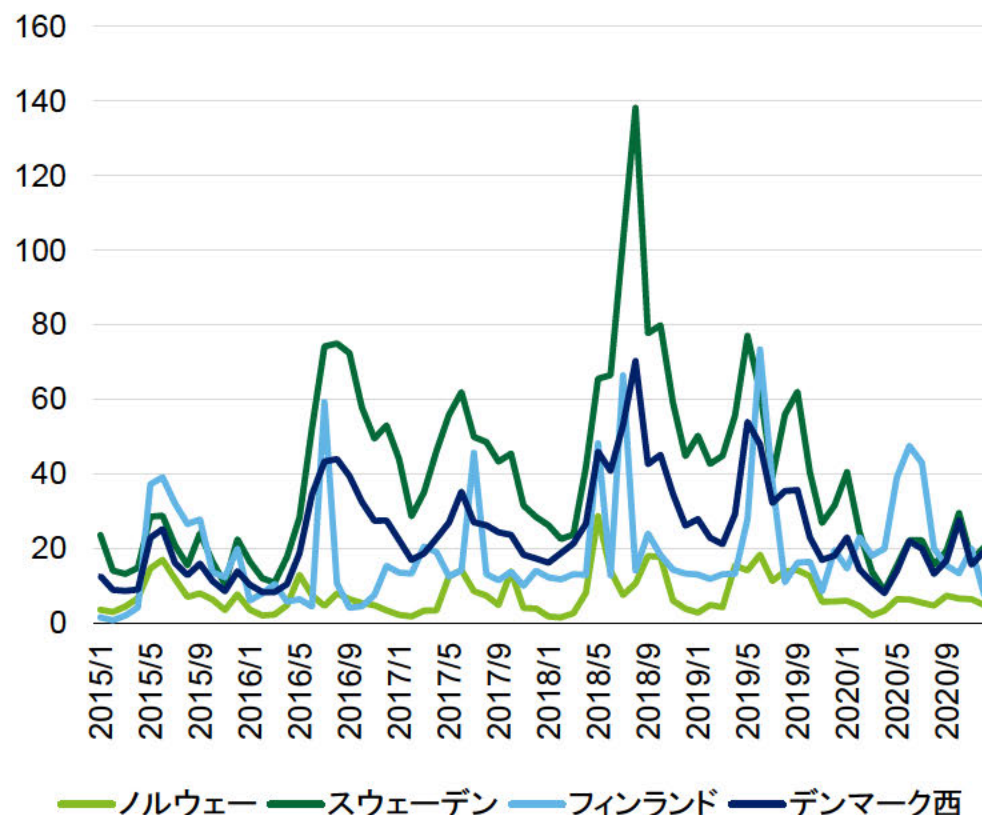
#### ドイツ・フランス



(注)フランスの容量価格は2016年受渡まで年単位の長期契約で価格を決定  
(出所)ENTSO-E, "Transparency Platform"

€/MW・時

#### 北欧

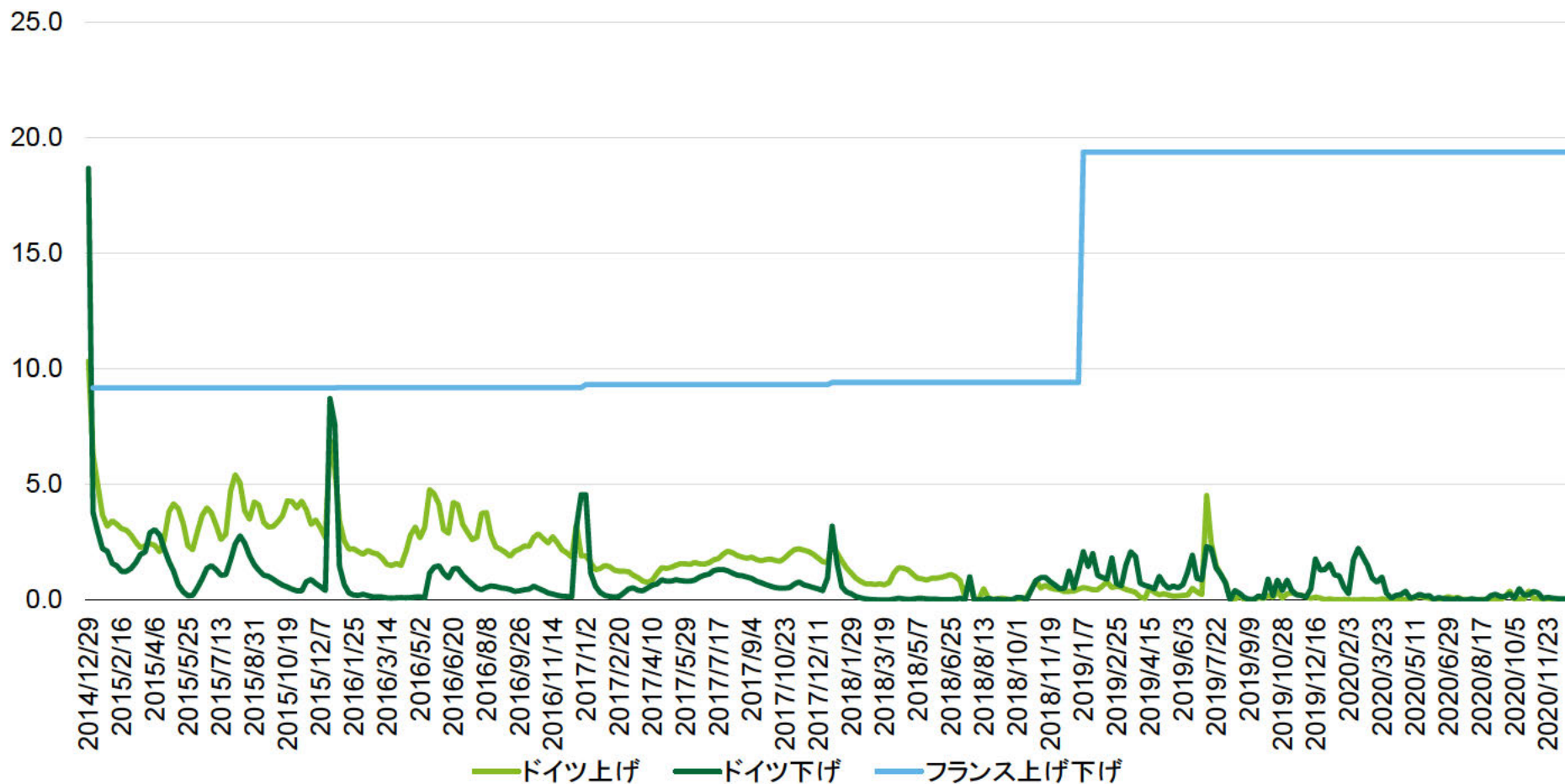


(出所)ノルウェー、スウェーデン、フィンランドはENTSO-E, "Transparency Platform", デンマークはEnergienet, "Energi Data Service"より作成

## (4) 調整力価格の例

### ②ドイツ・フランス二次調整力容量価格

€/MW・時



(注1) フランスの容量価格は年単位の長期契約で価格が決められている。

(注2) ドイツでは州単位の調達から2018年7月12日から日単位の調達へ変更した。

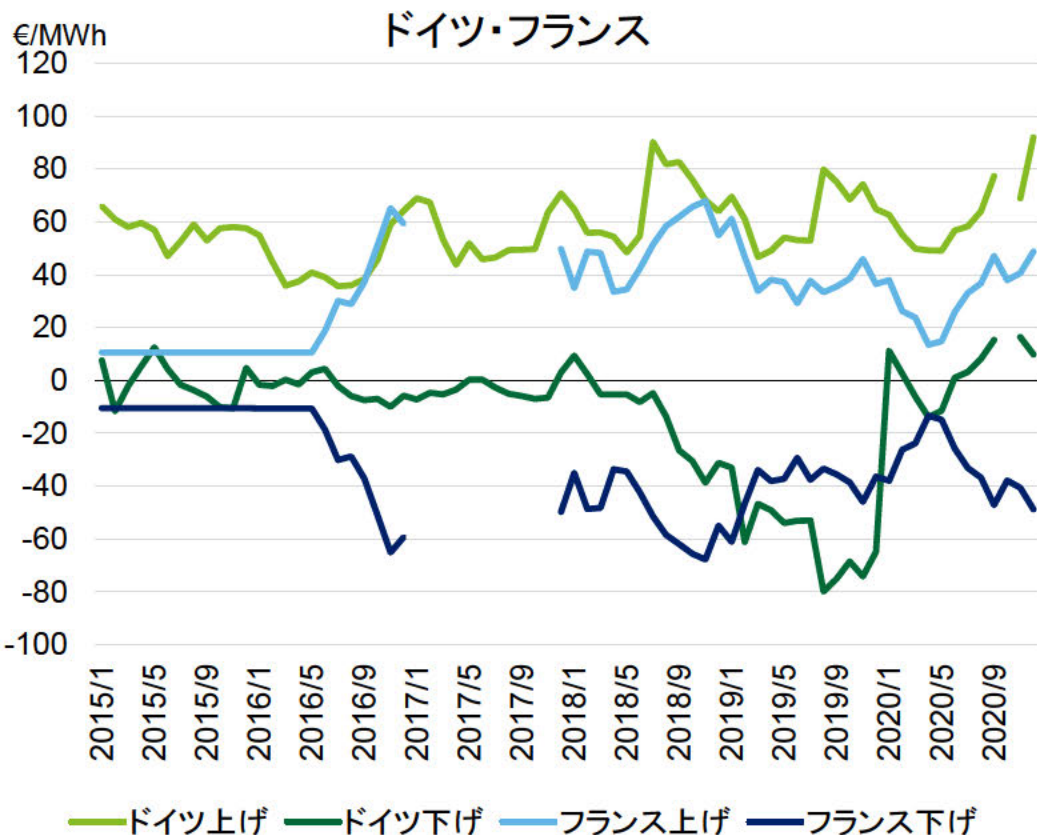
(出所) ENTSO-E, "Transparency Platform"



## (4) 調整力価格の例

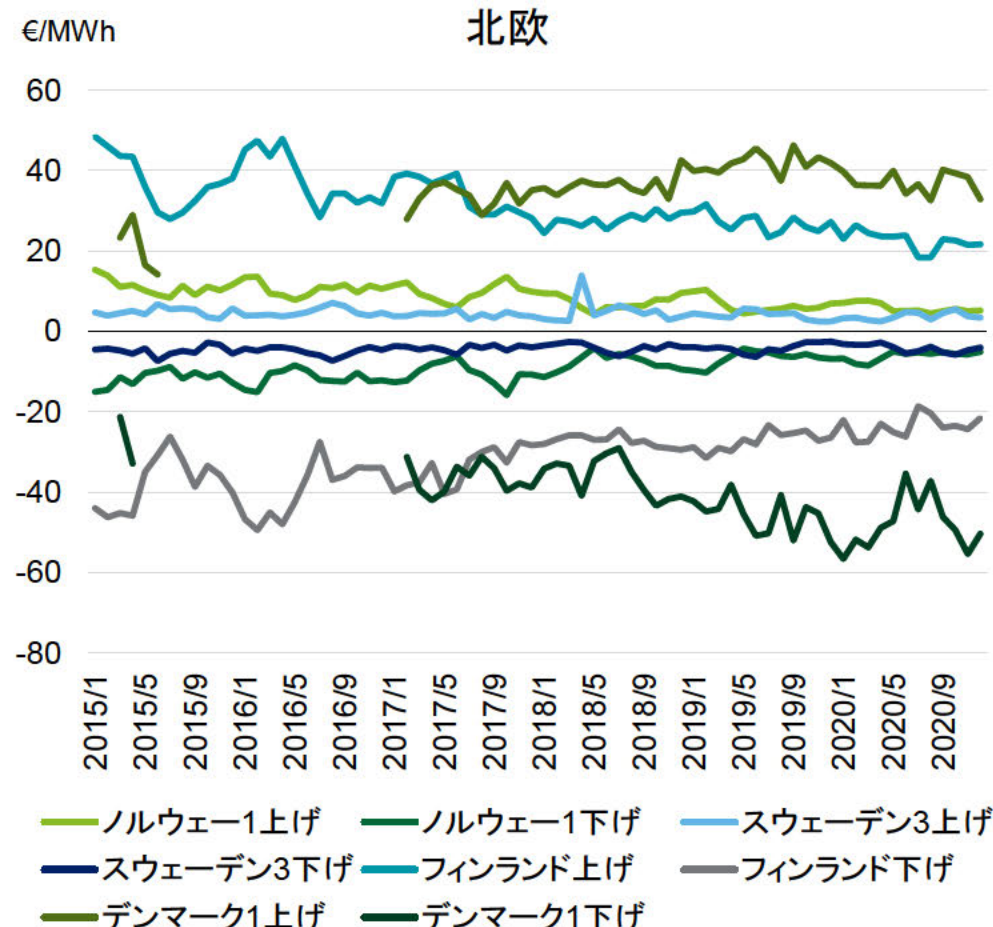
### ③ドイツ・フランス及び北欧二次調整力エネルギー価格

- ドイツ・フランス及び北欧の二次調整力エネルギー価格は下図の通りである。フランスは2016年5月まで固定額であったが、以降は変動性となっている。またドイツは下げエネルギー価格が燃料費の節約になるとして発電事業者が系統運用者へ支払う水準になる時間帯が多いが、月間平均で発電事業者が支払いを受ける結果になることもある。北欧は上げと下げが同程度の水準となっている。



(注)フランスの2017年1月1日から12月11日、ドイツの2020年10月1日から10月31日のデータ欠落

(出所)ENTSO-E, "Transparency Platform"

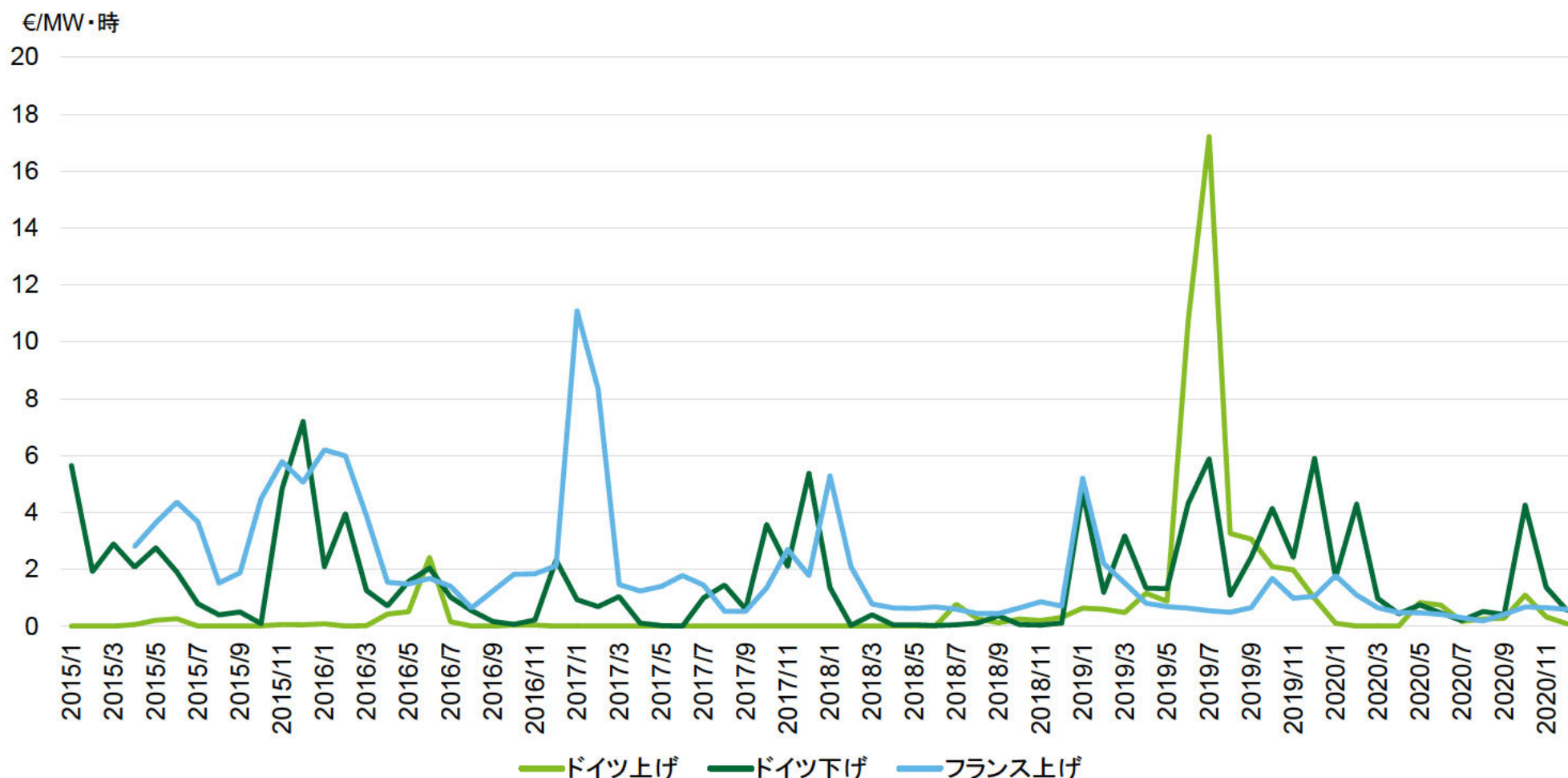


(出所) Nord Pool, "Historical Market Data"より作成

## (4) 調整力価格の例

### ④ドイツ・フランス三次調整力容量価格

- ドイツとフランスの三次調整力エネルギー価格は下図の通りである。ドイツの三次容量価格は€0/MW・時を付けることがあるほど低廉であるが、不足時には高騰することもある。



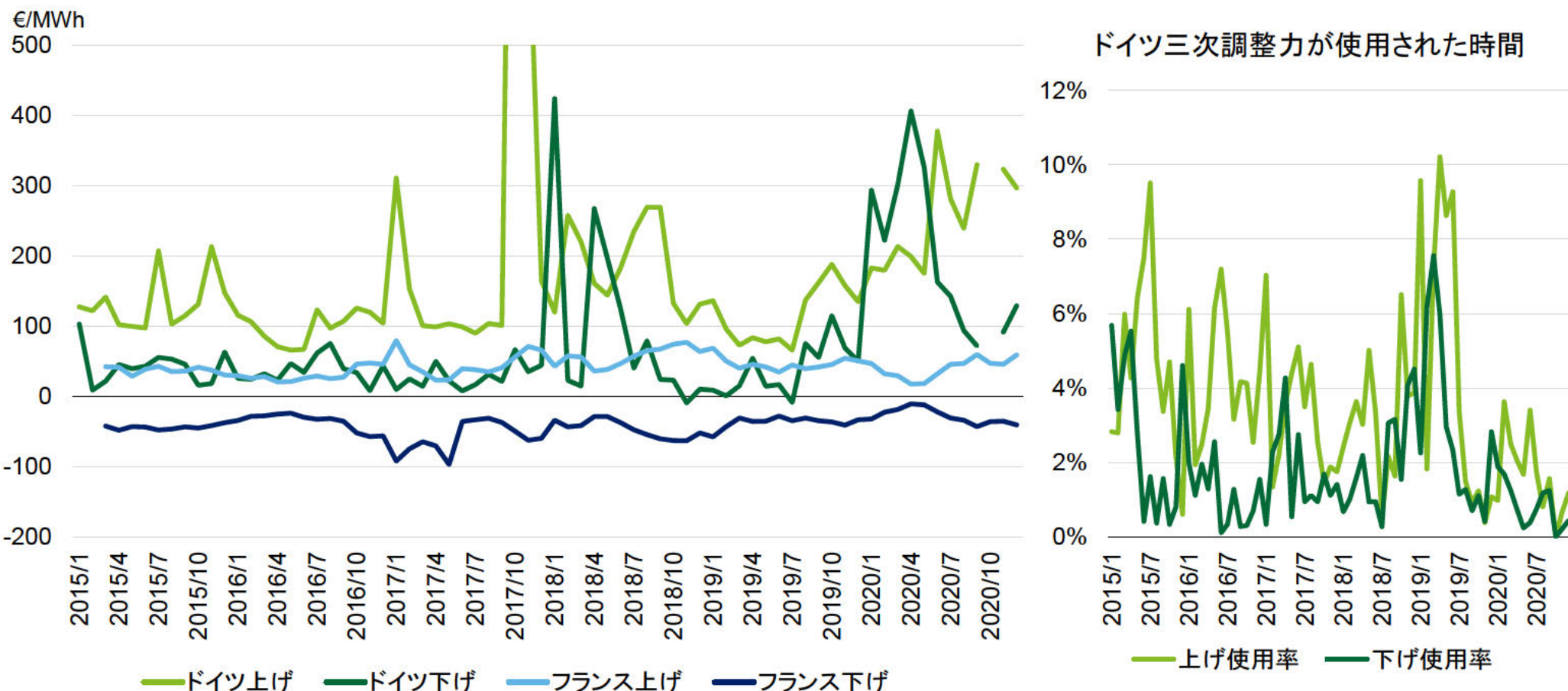
(出所)ドイツはENTSO-E, "Transparency Platform", フランスはRTE" Download data published by RTE"より作成



## (4) 調整力価格の例

### ⑤ドイツ・フランス三次調整力エネルギー価格

- ドイツとフランスの三次調整力エネルギー価格は下図の通りである。フランスの下げエネルギー価格は日本と同様に燃料費の節約を考慮して発電事業者から系統運用者に支払う水準であるが、ドイツは三次調整力の使用率が低く、系統運用者から発電事業者へ支払う水準になることが多い。



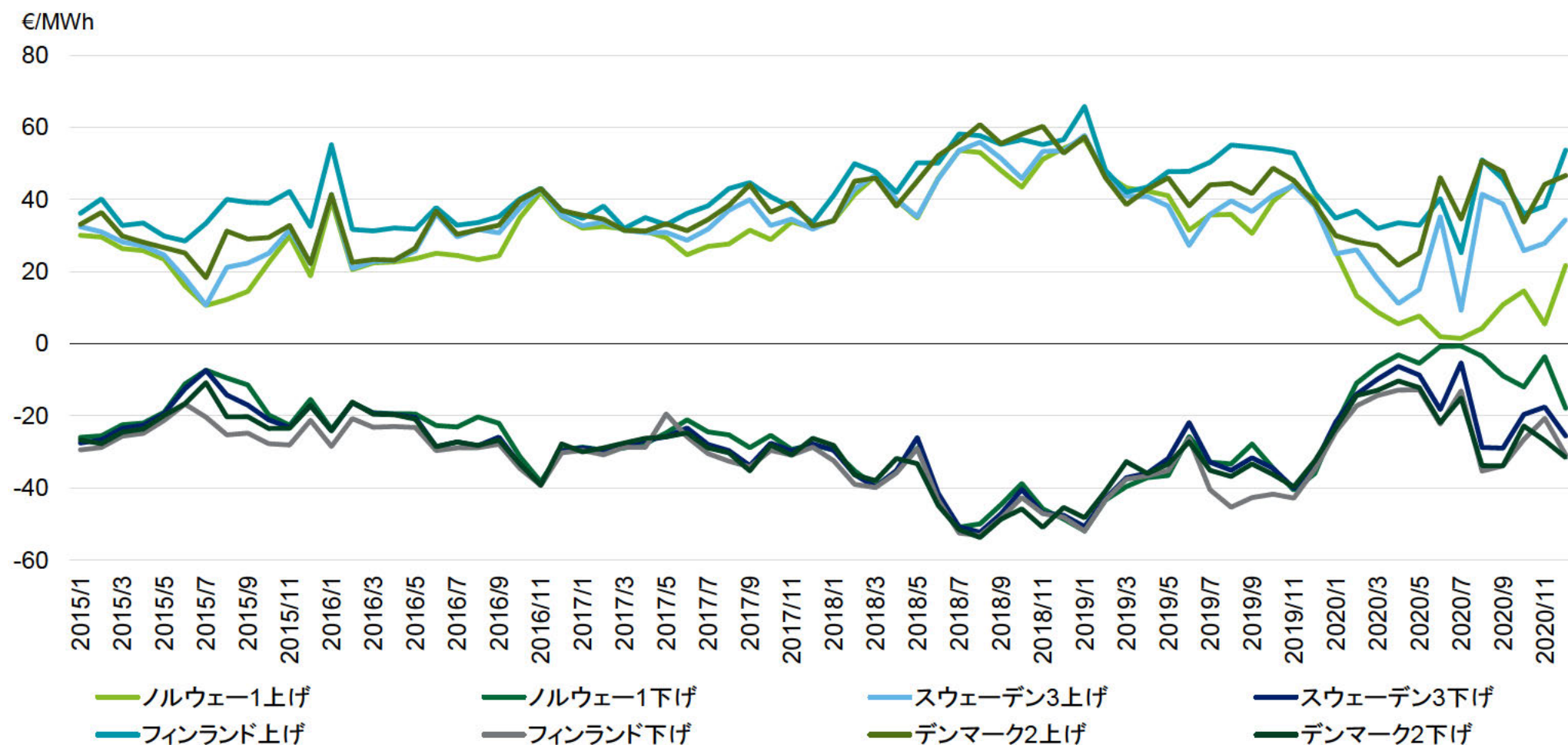
(注)ドイツの2020年10月1日から10月31日のデータ欠落、ドイツの2017年11月上げエネルギー価格は€705.5/MWh

(出所)ENTSO-E, "Transparency Platform"

## (4) 調整力価格の例

### ⑥ 北欧三次調整力エネルギー価格

- 北欧の三次調整力エネルギー価格は下図の通りである。下げエネルギー価格は日本と同様に燃料費の節約を考慮して発電事業者から系統運用者に支払う水準となっている。



(出所) Nord Pool, "Historical Market Data"より作成

## 2.2 調整力価格設定方法

# (1) 取引制度と調整力価格設定方式

- 主要国における調整力の価格設定方式は下表の通りである。容量市場のあるPJMでは上限価格を安めに設定しているが、そうでない豪州では高い水準に設定される等、国・地域により違いがある。
- なお全面プール市場は全ての卸電力取引が参加するもの、任意型取引所は取引所取引への参加が任意のものである。

| 類型        | 全面プール市場                                                       |                                             | 任意型取引所                                               |                                                            |                                       |                                                                      |
|-----------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
|           | 容量市場あり                                                        | 容量市場なし                                      | 容量市場なし                                               | 容量市場なし                                                     | 容量市場あり                                | 容量市場あり                                                               |
| 該当国・地域    | PJM                                                           | オーストラリアNEM                                  | ドイツ                                                  | ノルウェー                                                      | フランス                                  | イギリス                                                                 |
| 即応周波数応答   | —                                                             | 容量: Pay as Clearで検討中                        | —                                                    | 容量: Pay as Clear(2020年夏季分より開始)                             | —                                     | GC: 容量: Pay as Bid<br>LFS: 容量: Pay as Clear                          |
| 一次調整力価格   | 一定規模以上に義務(無償)                                                 | Pay as Clear(上限価格\$15,000/MWh)(注2)          | 容量: Pay as Clear(注3)                                 | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: Pay as Clear(上限なし)(注4)          | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: 前日スポット市場価格 | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: Pay as Bid(義務、公募、相対)(義務では登録上限\$9,999/MWh) |
| 二次調整力価格   | Pay as Clear(二次調整力コスト型(マージン\$12/MWh)、二次調整力価格型(キャップ\$100/MWh)) | Pay as Clear(上限価格\$15,000/MWh)(注2)          | 容量: Pay as Bid<br>エネルギー: Pay as Bid(上限価格\$9,999/MWh) | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: Pay as Clear(上限なし)(注4)          | 容量: 年間契約固定値<br>エネルギー: 前日スポット価格        | -                                                                    |
| 三次調整力     | Pay as Clear(上限\$1,000/MWh、コスト入札\$2,000/MWh)(注1)(リアルタイム市場)    | Pay as Clear(上限価格\$15,000/MWh)(エネルギー市場)(注2) | 容量: Pay as Bid<br>エネルギー: Pay as Bid(上限価格\$9,999/MWh) | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: Pay as Clear(上限\$5,000/MWh)(注4) | 容量: Pay as Clear<br>エネルギー: Pay as Bid | Pay as Bid(バランシング・メカニズム)(上限確認できず)                                    |
| コミットメント形式 | ユニットコミットメント                                                   | ユニットコミットメント                                 | BGコミットメント                                            | ユニットコミットメント                                                | ユニットコミットメント                           | ユニットコミットメント                                                          |

(注1) 検証の結果、これを超える金額が認められる場合がある。

(注2) 2,016取引インターバル(7日間に相当)の取引額が一定値を超えると以降の取引価格が\$300/MWで一定になる。

(注3) 顕著に高価格な入札は、落札対象から除外可能

(注4) ローカル系統状況に応じて、または、前日FCR市場の終了後のFCR必要量の変更に応じて、メリットオーダーに従わない場合あり。その場合、当該落札リソースはPay-as-bid方式で精算

(出所) 三菱総合研究所「諸外国における需給調整市場関連制度及び託送料金負担に関する制度の検討状況等」に係る調査事業」2020年2月28日等より作成

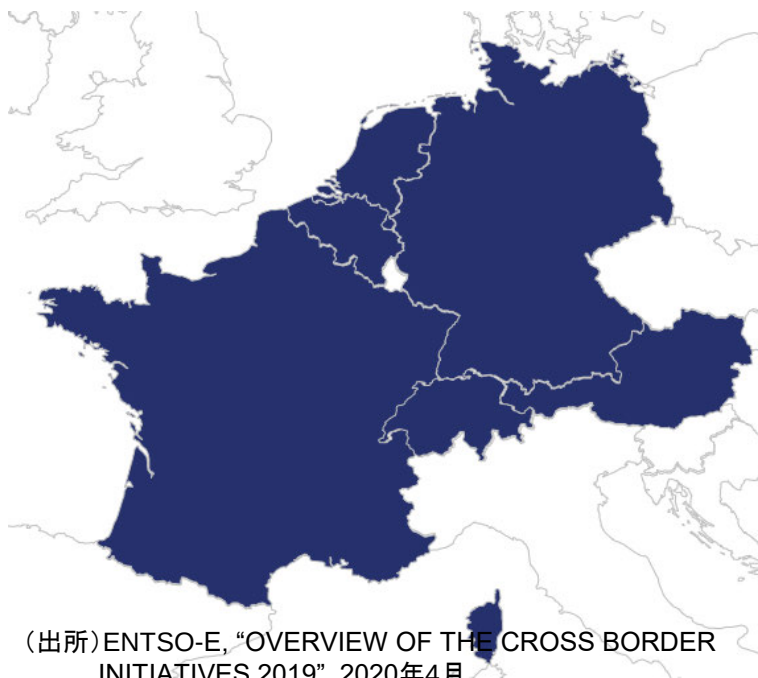


## (2) ドイツ・フランスの一次調整力調達(International FCR Cooperation)

- 2012年3月からドイツ・オーストリアの一次調整力調達市場にスイスが参加、2014年1月からオランダ、2016年8月からベルギー、2017年1月からフランスが参加している。
- 各国とも国単位の割当量に対し、輸出入容量及び最低確保容量を考慮して共同調達が実施されている。取引は4時間毎<sup>(注)</sup>・MW単位で行われ、決済価格は限界価格を用いたPay as Clear方式<sup>(注)</sup>で精算される(輸出入容量制約・最低確保容量制約が生じた場合には市場分断が行われる)。市場の広域化により競争が促進されることを考慮して限界価格方式が採用されている。

(注)4時間調達及び限界価格方式は2020年7月1日より(それ以前は24時間調達、Pay as Bid方式)

共通一次調整力市場参加国



(出所)ENTSO-E, "OVERVIEW OF THE CROSS BORDER INITIATIVES 2019", 2020年4月

2020年一次調整力調達・制限

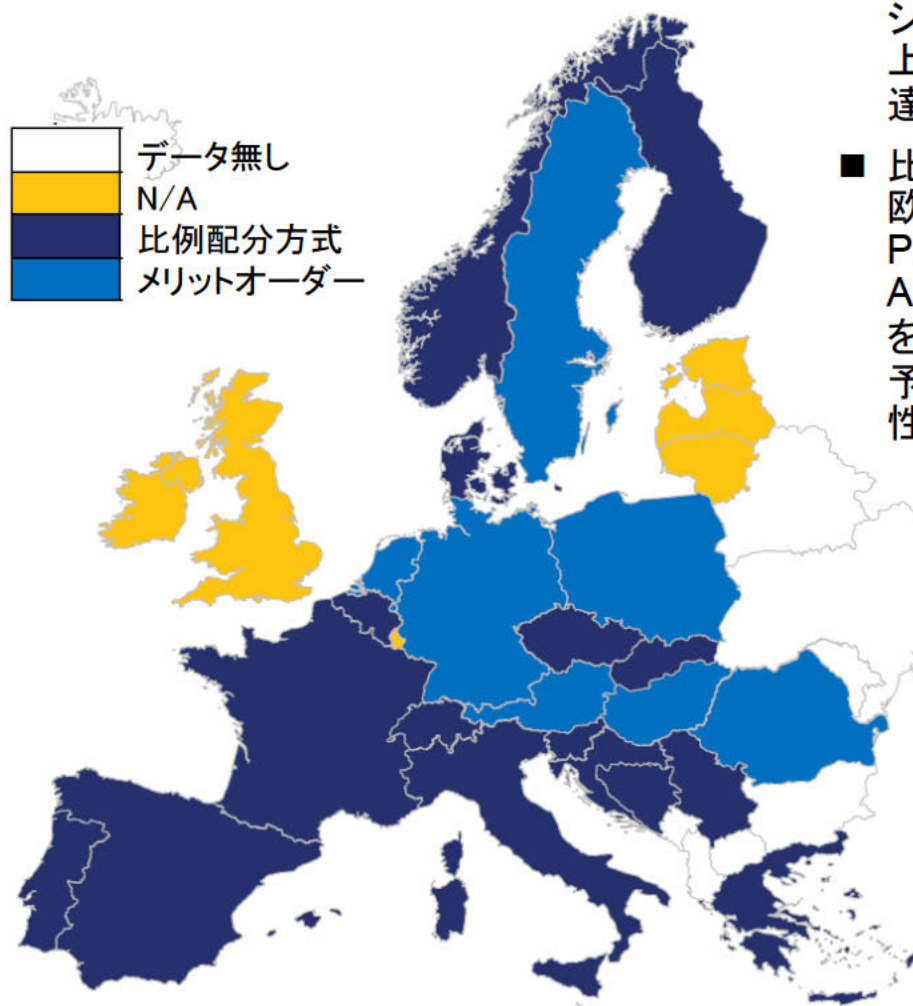
|        | 必要容量  | 輸出制限量 | 最低確保容量 |
|--------|-------|-------|--------|
| ドイツ    | 573MW | 171MW | 172MW  |
| ベルギー   | 45MW  | 100MW | 24MW   |
| フランス   | 516MW | 154MW | 155MW  |
| オランダ   | 113MW | 100MW | 34MW   |
| オーストリア | 68MW  | 100MW | 21MW   |
| スイス    | 65MW  | 100MW | 20MW   |

(出所)REGELLEISTUNG.NET - DATA CENTERより作成



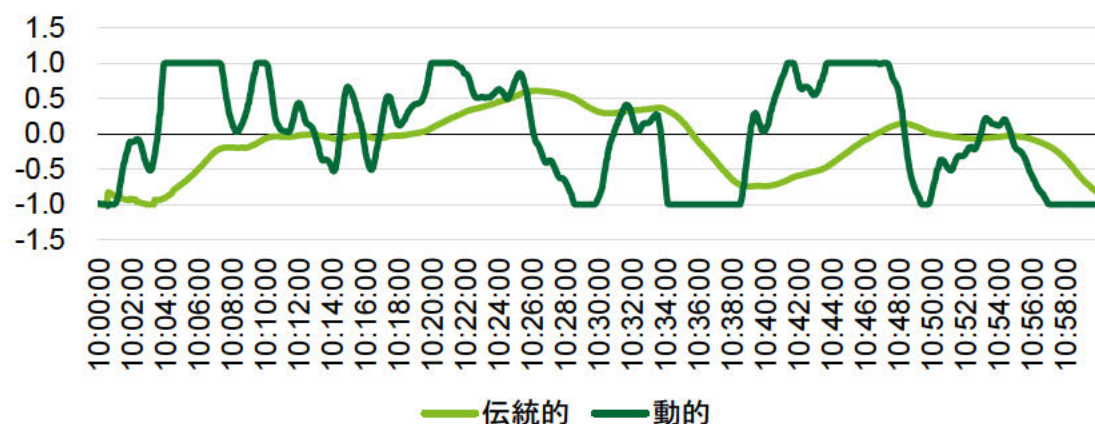
### (3) 二次調整力の価格決定方式

二次調整力制御方式



- 通常、二次調整力の制御は比例配分(Pro-rata)方式が採用されている。比例配分方式とは二次調整力制御対象供給力がTSOからの同じシグナルに従って運用を行うものである。なおドイツ・オーストラリアは上げ・下げを別に調達を行うが、フランスやノルウェー、PJMは同時調達である。
- 比例配分方式の場合、調達時間ごとに限界電源は同じになることから欧州ではkWh価格の精算にPay as Bidの採用が多かった。現在、PICASSO(The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)を通じて共通プラットフォームが2022年第三四半期に運用を開始する予定になっており、同プラットフォームでは市場の広域化に伴う競争活性化を考慮して限界価格方式の採用を予定している。

PJM2019年7月21日10時台の二次制御シグナル



(注) 伝統的: 従来型火力水力等の供給力向けシグナル、動的: 蓄電池等の持続時間の短い供給力向けシグナル

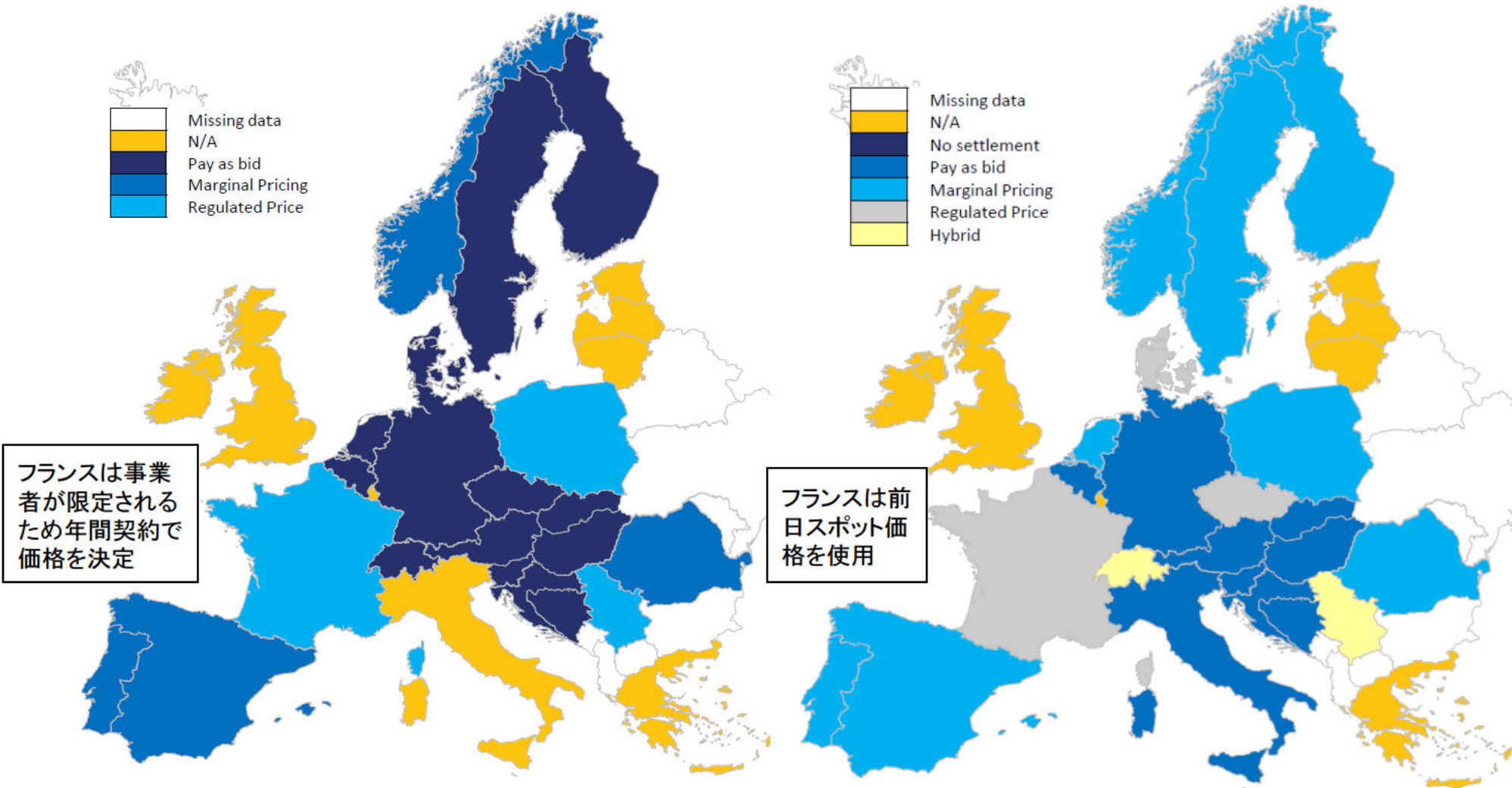
(出所) PJMウェブサイトRTO Regulation Signal Data

(出所) ENTSO-E, "ENTSO-E Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2019", 2020年5月

## (4) 欧州における二次調整力の価格決定方式と調達方法

二次調整力kW価格決定方式

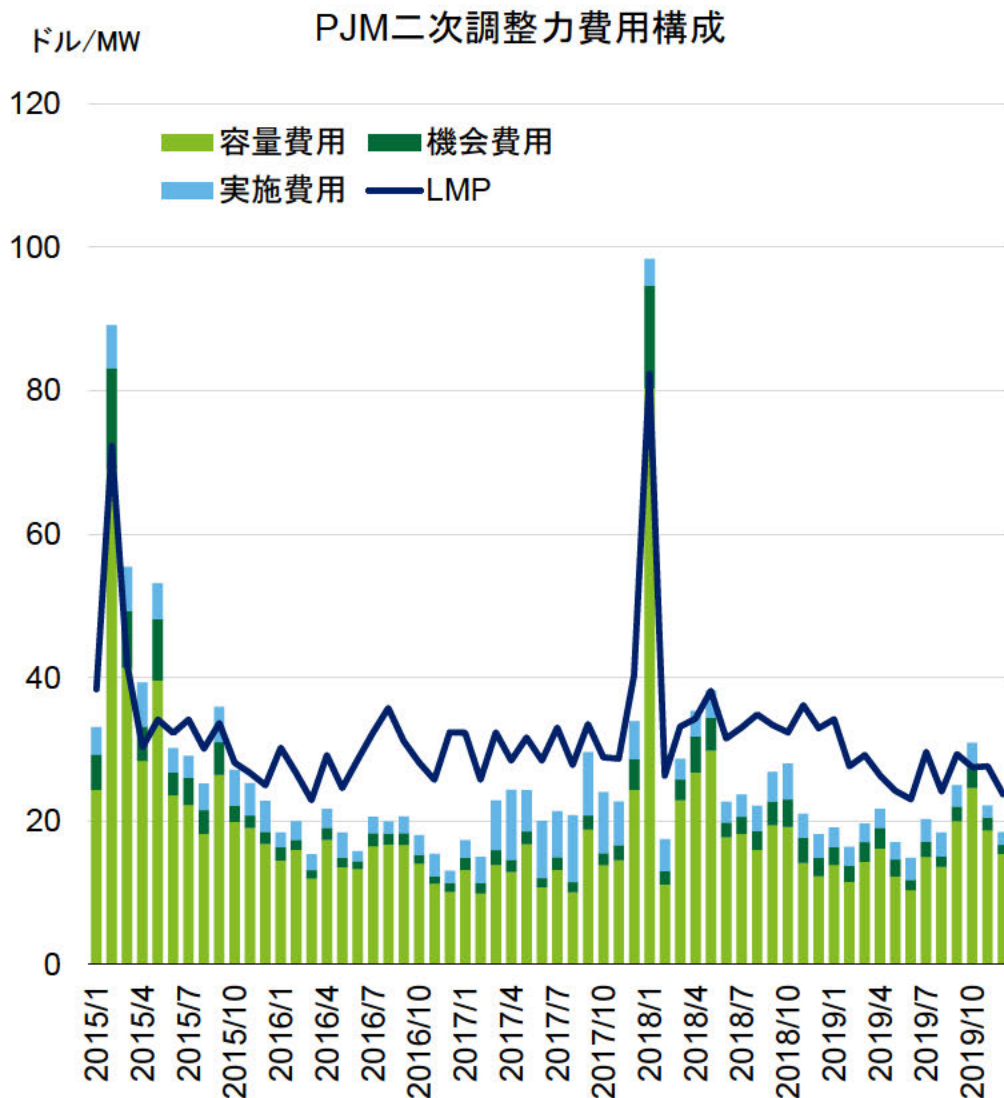
二次調整力kWh価格決定方式



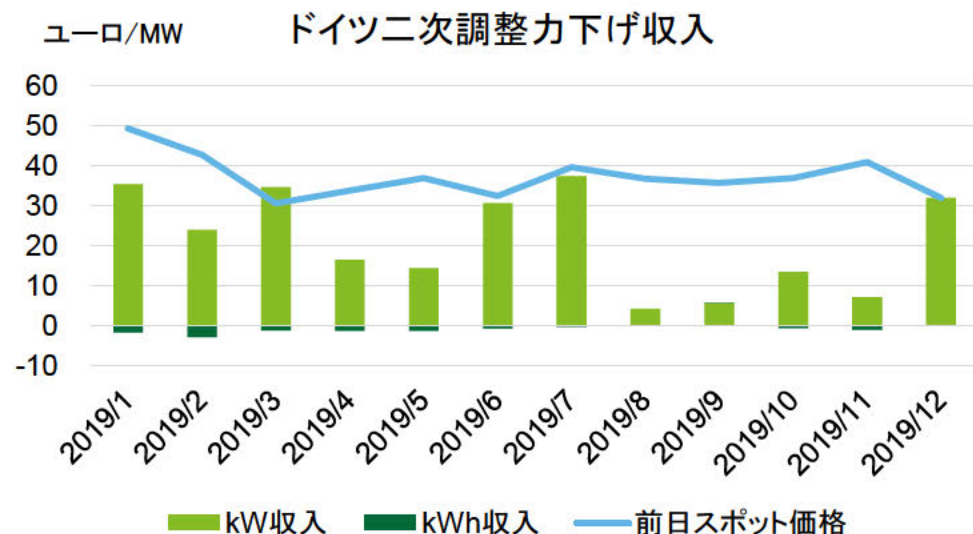
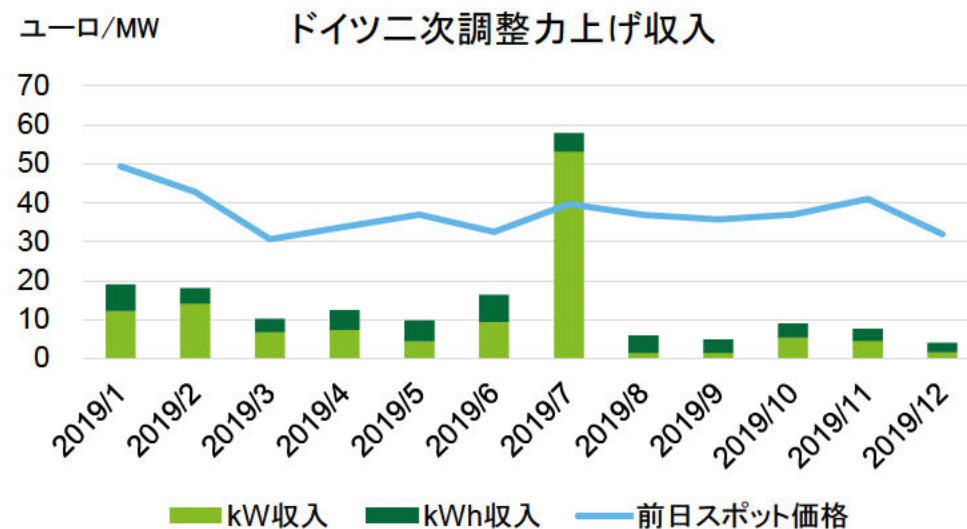
(出所) ENTSO-E, "ENTSO-E Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2019", 2020年5月



## (5) PJMとドイツの二次調整力価格水準

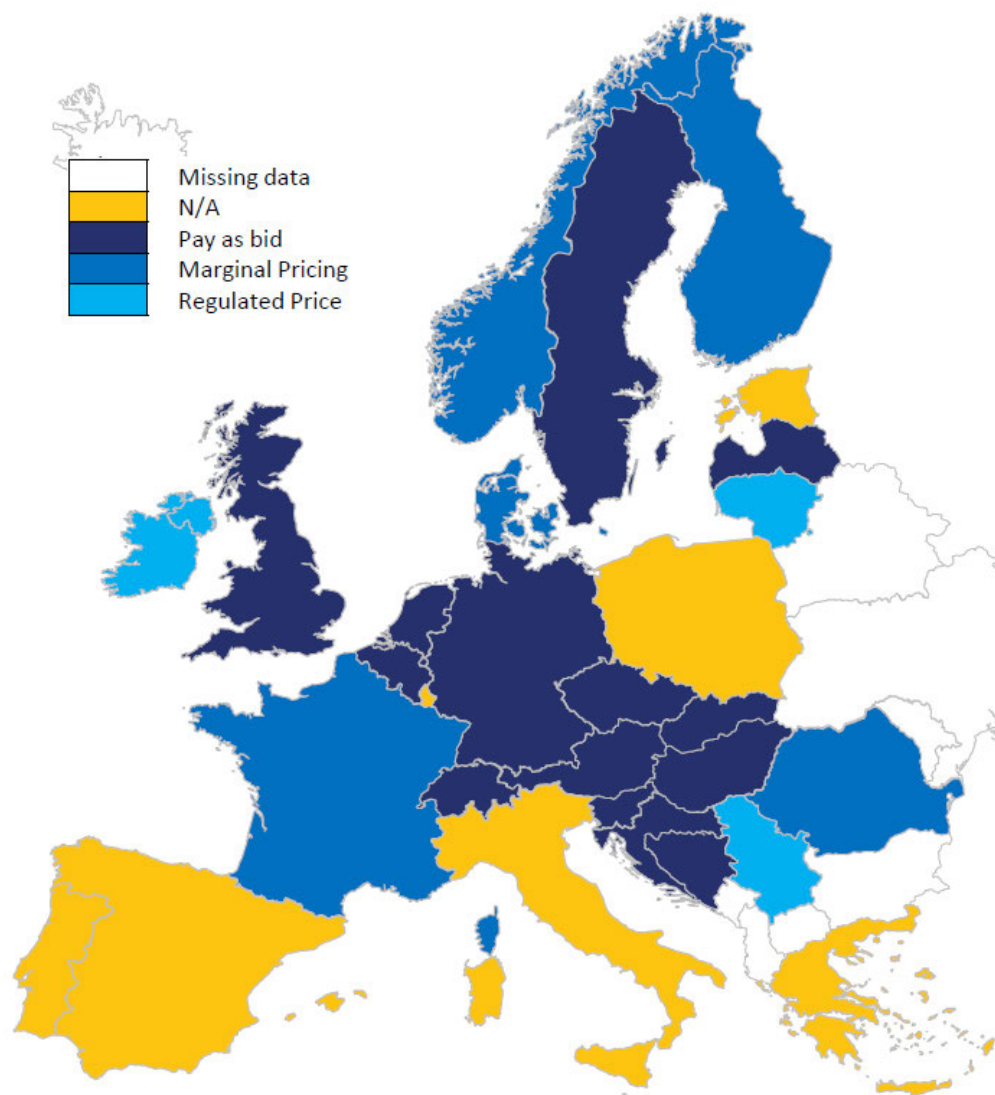


(出所) Monitoring Analytics, LLC, “State of the Market Report for PJM”各年版



(出所) ENTSO-E, “Transparency Platform”より作成

## (6) 三次調整力の価格決定方式



(出所)ENTSO-E, “ENTSO-E Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2019”, 2020年5月

- ENTSO-Eの調査では判明している全ての国で二次調整力②及び三次調整力①に相当する欧州の三次調整力(mFRR)の給電はメリットオーダー方式が採用されている。
- このため価格決定方式は限界価格方式との相性が良いと考えられるが、市場支配力の行使への懸念からPay as Bid方式を採用する国も多い。
- しかしMARI(Manually Activated Reserves Initiative)を通じて共通プラットフォームが2022年第三四半期に運用を開始する予定になっており、同プラットフォームでは市場の広域化に伴う競争活性化を考慮して限界価格方式の採用を予定している。
- 米国における三次調整力はRTO/ISOのリアルタイム市場が相当し、限界価格方式で価格を決定している。

## (7) 即応周波数応答の価格設定方式

- 慣性力低下対策として一次調整力よりも速く周波数の低下に対して応答する調整力を配備する国・地域が増加している。このうち一次調整力と同様にデッドバンド範囲外で恒常的に応答するものがDynamic、一定の閾値を超えた周波数の低下に対し応答するものがStaticと分類することができ、イギリス・アイルランドではDynamicとStatic、それ以外の国・地域ではStaticが配備されている。
- イギリスのDynamic ContainmentとアイルランドのFast Frequency Response、イタリアのFast ReserveではPas as Bid、イギリスのLow Frequency Staticと北欧のFast Frequency Response、ERCOTのFast Frequency Responseでは限界価格方式で調達価格を決定している。

|      | イギリス                                                            |                                  | アイルランド                                       |                                         | 北欧                                                      | イタリア                                       | ERCOT                                    |
|------|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------|
| 類型   | Dynamic                                                         | Static                           | Static                                       | Dynamic                                 | Static                                                  | Static                                     | Static                                   |
| 名称   | Dynamic Containment                                             | Low Frequency Static             | Fast Frequency Response - Static             | Fast Frequency Response – Dynamic       | Fast Frequency Response                                 | Fast Reserve                               | Fast Frequency Response                  |
| 応答要件 | デッドバンドを±0.015Hz（一次調整力と同じ）とし、±0.2Hzで登録出力の5%を維持、±0.5Hzで最大1秒でフル応答。 | 49.6Hzまでの周波数低下に対し1秒でフル応答し、30分持続。 | 49.8Hz～49.3Hzの範囲で応答するもの。2秒で動作を開始し、8～10秒持続する。 | ±0.15～0.2Hzをデッドバンドとし、2秒で応答開始、8～10秒持続する。 | 49.7～49.5Hzまでの周波数低下に対し0.7～1.3秒後にフル応答。最小持続時間は5.0秒ないし30秒。 | 49.95Hz以下の周波数低下に対し1秒未満でフル応答し、少なくとも30秒持続する。 | 59.8549.6Hzまでの周波数低下に対し0.25秒でフル応答し、10分持続。 |
| 価格形成 | Pas as Bid                                                      | Marginal Pricing                 | 追加的設備費用を考慮して算定                               |                                         | Marginal Pricing                                        | Pay as Bid                                 | Marginal Pricing                         |

（注）イギリスの価格形成方法は落札結果より判断。アイルランドはEirgrid” DS3: System Services Review TSO Recommendations”（2012）の記述から判断。北欧はStatnett及びEnergienetのウェブサイトに記載あり。ERCOTはオーステン大学の” Real-Time Co-Optimization: Interdependent Reserve Types for Primary Frequency Response”にFFRとPFRの共最適化計算にMarginal Pricingを用いていたことから判断した。



## 2.3 調整力確保の考え方と監視

# (1) 欧州における調整力確保の考え方①

- 欧州ではCOMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (SOGL)において調整力の確保量が規定されている。
- 一次調整力(第153条)
  - 大陸欧州同期エリアは上げ下げ方向それぞれで3,000MW確保する。
  - GB、アイルランド・北アイルランド、北欧は単一最大事故を基に決定する。
  - 大陸欧州及び北欧の全てのTSOは負荷・発電パターン、最低慣性力確保を考慮して一次調整力の確率論的アプローチで20年に一度の不足に収まるよう確保量を見直すことができる。
  - 割当シェアは2年前の制御エリアの純発電量と消費量の合計値を同期エリアの純発電量と消費量の合計値で割ったものに基づく。
- 二次調整力(第157条)
  - 大陸欧州及び北欧の全てのLFCブロック<sup>(注)</sup>のTSOは過去のインバランス価値を含む記録に基づき、周波数復旧制御エラー目標を考慮して確率論的手法を用いて必要量を決定する。その上で事故時の周波数回復時間を考慮して二次調整力①と二次調整力②の比率を決定する。LFCブロックのTSOは最大事故を選定し、それを基に上げ二次調整力の確保量・下げ二次調整力の確保量を決定する。二次調整力・三次調整力①の確保量は過去の履歴からLFCブロックの少なくとも99%のインバランスをカバーするものでなければならない。

(注) LFCブロックとは二次調整力・三次調整力の定義と割り当てを行う地理的範囲であり、二次調整力・三次調整力の制御単位を意味していない。例えばドイツ、西デンマーク、ルクセンブルグでLFCブロックを形成しているが、ドイツ4TSOが二次調整力の制御を実施している。また北欧4カ国(デンマークは東デンマーク)は単一のLFCブロックを形成している。

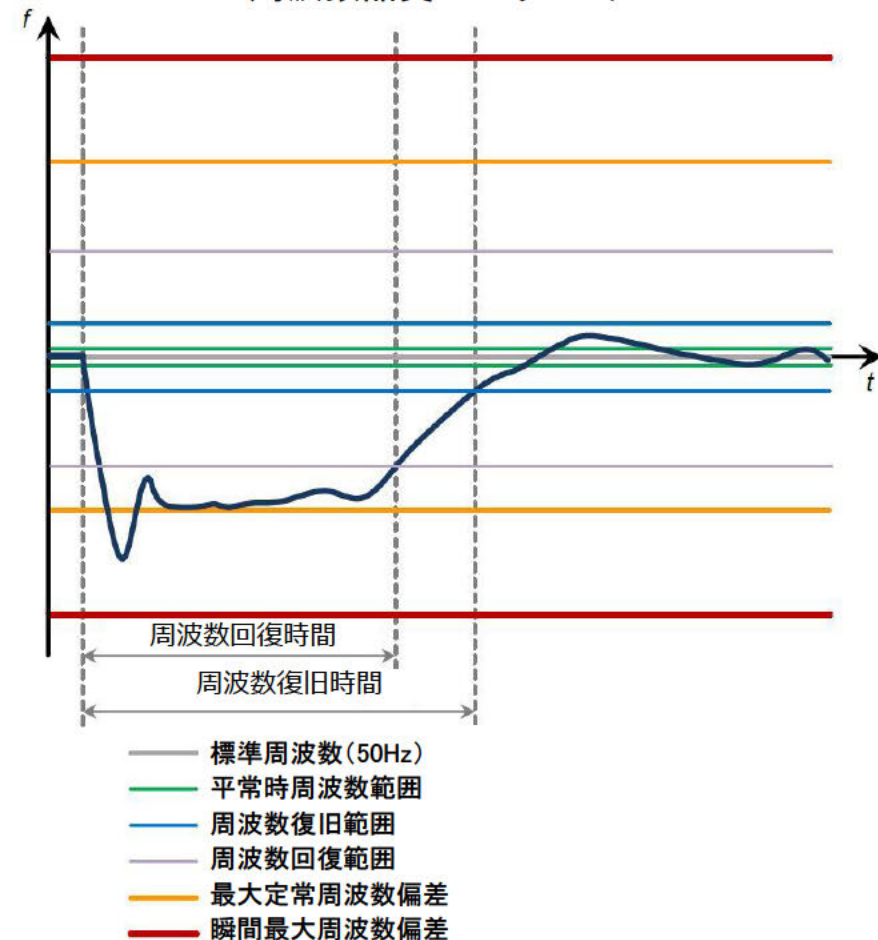
## (1) 欧州における調整力確保の考え方②

### ■ 三次調整力(第160条)

- 北欧及び大陸欧州同期系統の場合、上げ二次調整力を復元するために必要な十分な上げ三次調整力①が必要である。GB及びアイルランド北アイルランドの場合、上げ一次調整力及び上げ二次調整力②を復元するために必要な十分な上げ三次調整力①が必要である。
- 北欧及び大陸欧州同期系統の場合、下げ二次調整力を復元するために必要な十分な下げ三次調整力①が必要である。GB及びアイルランド北アイルランドの場合、下げ一次調整力及び下げ二次調整力②を復元するために必要な十分な下げ三次調整力①が必要である。
- 三次調整力①は周波数復旧制御エラー目標を達成するために十分な量を確保しなければならない。
- 周波数復旧制御エラー(FRCE: frequency restoration control error) 目標(第128条)
- 大陸欧州及び北欧同期系統の全てのTSOは同期エリア運用協定で少なくとも年に1回レベル1の範囲とレベル2の範囲を指定する。その際レベル1及びレベル2の範囲が一次調整力の初期割り当ての合計の平方根に比例することを保証するものとする。レベル1の範囲からの逸脱は年間30%内に収まるものとする。レベル2の範囲からの逸脱は年間5%以内に収まるものとする。
- GB及びアイルランド北アイルランドの場合、レベル1の範囲は200mHz以上、レベル2の範囲は500mHz以上である必要がある。レベル1の範囲外は3%、レベル2の範囲外は1%に収めるものとする。

## (2) 欧州における周波数品質の目標

周波数品質のパラメータ



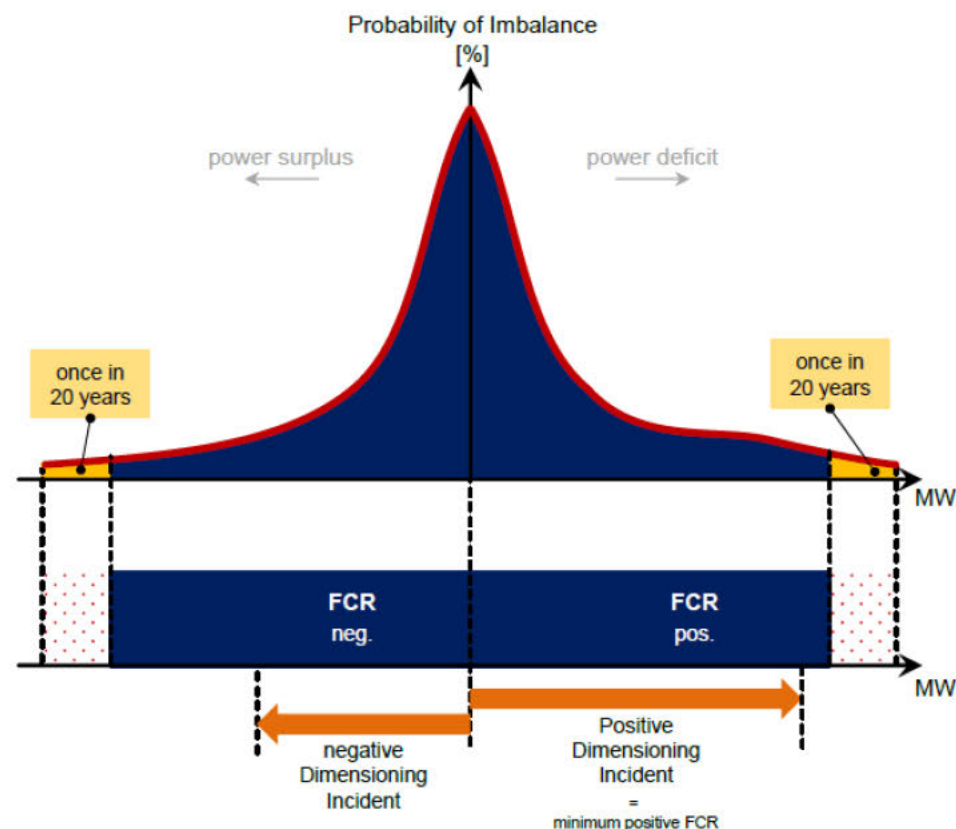
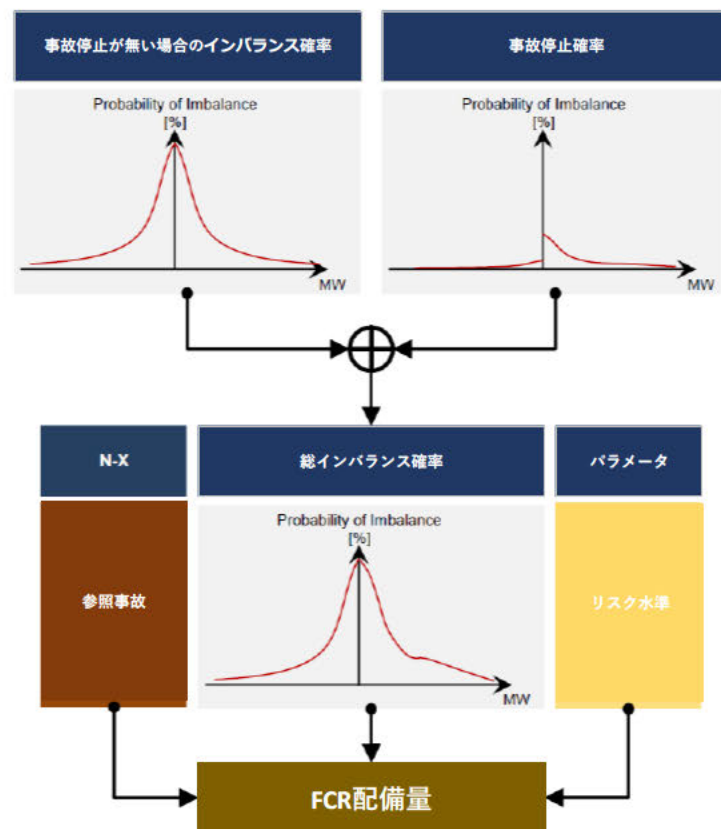
■ COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485で規定されている欧州における周波数制御目標は下表の通りである(Annex III 表1)。同規則で平常時周波数範囲外に年間15,000分以内に収めることとされている(Annex III 表2)。

|           | 大陸欧州   | GB      | アイルランド・北アイルランド | 北欧       |
|-----------|--------|---------|----------------|----------|
| 平常時周波数範囲  | ±50mHz | ±200mHz | ±200mHz        | ±100mHz  |
| 瞬間最大周波数偏差 | 800mHz | 800mHz  | 1,000mHz       | 1,000mHz |
| 最大定常周波数偏差 | 200mHz | 500mHz  | 500mHz         | 500mHz   |
| 周波数回復時間   | 不使用    | 1分      | 1分             | 不使用      |
| 周波数回復範囲   | 不使用    | ±500mHz | ±500mHz        | 不使用      |
| 周波数復旧時間   | 15分    | 15分     | 15分            | 15分      |
| 周波数復旧範囲   | 不使用    | ±200mHz | ±200mHz        | ±100mHz  |
| 状態警報      | 5分     | 10分     | 10分            | 10分      |

(出所)ENTSO-E, "Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 2013年6月より作成

### (3) 欧州における一次調整力確保の考え方

- 大陸欧州では最大事故を3,000MW(原子力発電1,500MWユニット2基)の脱落に備えて一次調整力を確保することになっている。北欧、GB、アイルランド・北アイルランドでは確率論的手法により一次調整力を確保する。発電所や連系線等の事故を考慮してインバランス確率を算出し、20年に一度の事象に備えるよう一次調整力を確保するとされている(N-1基準)。



(出所)ENTSO-E, “Supporting Document for the Network code on Load-Frequency Control and Reserves”, 2013年6月28日

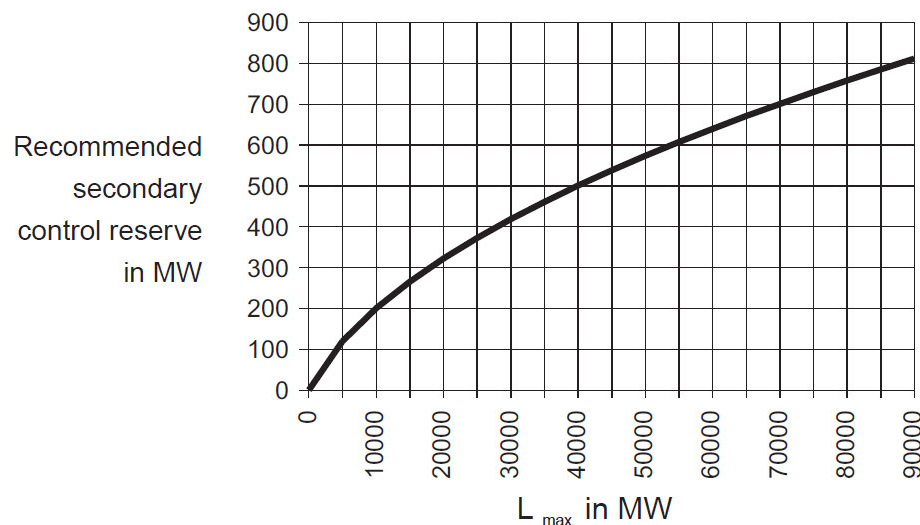


## (4) 大陸欧州における二次調整力調達量算定方法①

- 大陸欧州における二次調整力①の最低確保量は下図のように定められている。大陸欧州では下式に従って各国の二次調整力①の割当を行っていたが、最低確保量は同じ考え方で定められたものと考えられる。しかし再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴い、需要の予測誤差を中心に定められた従来の考え方に再生可能エネルギー発電や発電所事故率を確率論的に織り込んだ手法を採用する国が増加している。但し確率論的手法も確立したものがなく、各国がそれぞれの判断で手法を採用している。確率論で判定を行う際にはオープンループのACE1分平均値の差異が、上げ二次調整力①に関して1パーセンタイル、下げ二次調整力①に関して99パーセンタイルの採用が推奨されている。

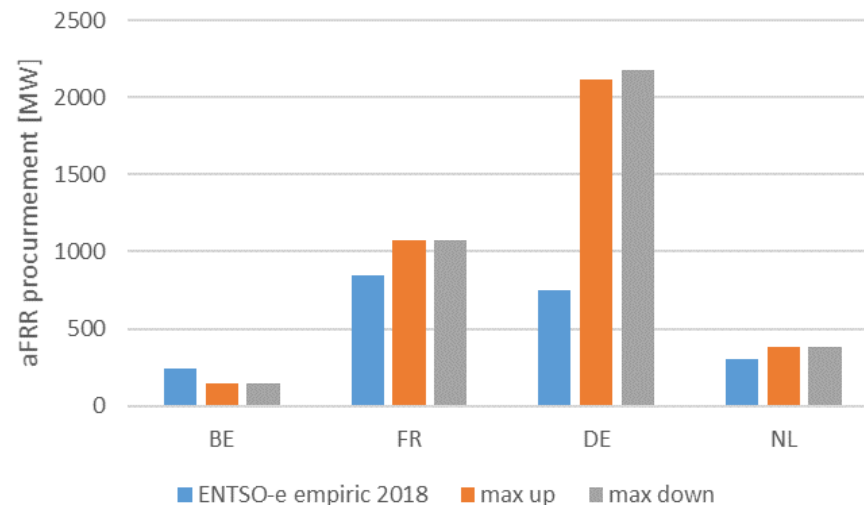
$$R = \sqrt{a \times L_{\max} + b^2} - b \quad (L_{\max}: \text{最大電力、} a \text{ 及び } b \text{ は経験的に定められる値で現在値は非公表})$$

大陸欧州における二次調整力①最低確保容量



(出所) ENTSO-E, "Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe", 2019年6月7日

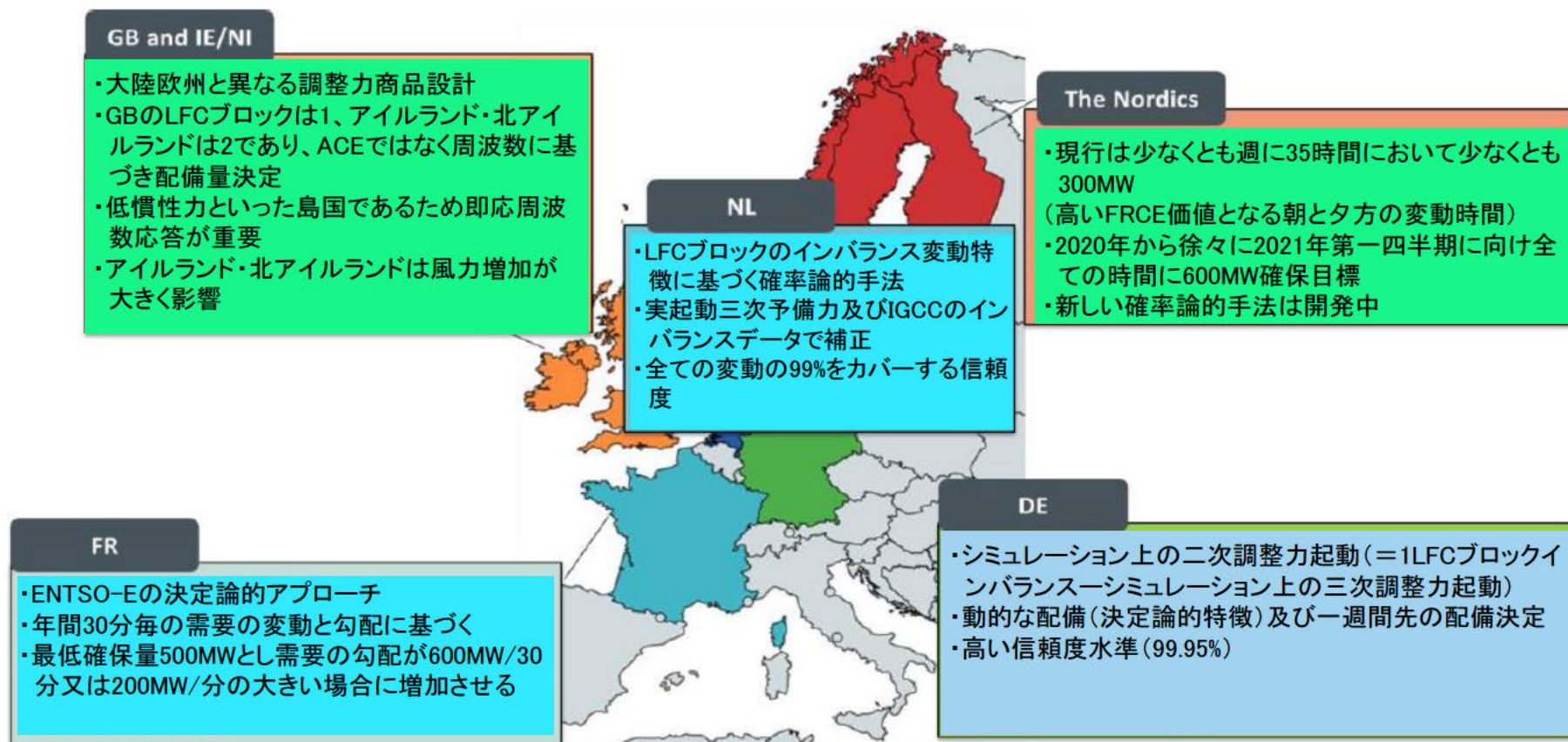
ドイツ、フランス、ベルギー及びオランダの  
ENTSO-E経験値と二次調整力確保水準の比較



(出所) Elia, "Methodology for the dimensioning of the aFRR needs", 2020年6月2日

## (5) 大陸欧州における二次調整力調達量算定方法②

- 大陸欧州主要国における二次調整力算定方法は下図の通りである。大半の国で確率論的手法の構築を目指して検討段階となっている。特に大陸欧州ではIGCC(インバランス・ネッティング・プラットフォーム)に参加しており、そうした影響をどのように考慮すべきかや、三次調整力起動の反映方法(完全予測と実運用の差異)等、考慮すべき事項が多い。



(出所) Elia, "Methodology for the dimensioning of the aFRR needs", 2020年6月2日

## (5) ドイツにおける二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法(i)

- 2019年5月27日に提出されたドイツ・西デンマーク・ルクセンブルグで形成するLFCブロックにおける二次調整力(aFRR)及び三次調整力①(mFRR)の調達量(配備量)の算定方法は以下のステップで行われると表明した(Proposal of all TSOs of the LFC Block TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS concerning FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation)。

前提条件: 配備期間の少なくとも6ヵ月前までの少なくとも1年間のデータを使用する。

**ステップ1:** 過去の履歴データを処理し事故停止分を除く。

**ステップ2:** ステップ1のデータはmFRRの起動シミュレーションにインプットされる。mFRRの起動シミュレーションはmFRRの起動手順に基づき、最小起動期間とリードタイムを考慮する。シミュレーションの結果はaFRRの合成需要データとFRRの合成需要データとなる。

**ステップ3:** 合成aFRR需要とFRR需要の上げ下げの量を計算する。

**ステップ4:** k平均アルゴリズムに従って合成aFRR需要及びFRR需要をクラスタリングする。(注)

**ステップ5:** 次の項目について配備期間の特性を決定する。

- ✓時間、日付、曜日、休日や特定のイベントの有無
- ✓太陽光発電量、計画輸出入量、卸電力価格、需要及び気温
- ✓追加的特性を使用する場合には共通のインターネットWebサイトで公開する

**ステップ6:** 各クラスターの重み係数は、クラスターの配備期間と同じ特性を持つデータ点の数を、配備期間と同じ特性を持つデータ点の総数で割ったものとする。

**ステップ7:** ステップ6で決定された係数に従って重み付けられた合成需要データからaFRR及びFRRのインバランス確率分布を計算する。

**ステップ8:** ステップ7で得られたインバランス確率分布に事故停止確率を畳み込み計算する。

(注) 風力発電量及び太陽光発電量を考慮することとえられる。

## (5) ドイツにおける二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法( ii )

**ステップ9:** aFRR容量はステップ8で計算されたaFRRインバランス確率分布によって与えられる正のインバランスの少なくとも99%と負のインバランスの99%をカバーするのに十分でなければならない。FRR容量はFRRインバランス確率分布によって与えられる正のインバランスの少なくとも99%と負のインバランスの99%をカバーするのに十分でなければならない。

**ステップ10:** 各方向のmFRR容量はステップ9で決定されたFRR容量とaFRR容量の差とする。

**ステップ11:** 正のFRR容量が正の最大事故によるインバランスよりも小さい場合、正のaFRR容量は正の最大事故によるインバランスと正のFRR容量の差により増加させる。負のFRR容量が負の最大事故によるインバランスよりも小さい場合、負のaFRR容量は負の最大事故によるインバランスと正のFRR容量の差により増加させる。

### ドイツ・西デンマーク・ルクセンブルグのLFCエリア及びLFCブロック

| 国       | TSO(フルネーム)                | TSO(略称)    | 監視エリア | LFCエリア    | LFCブロック                    |
|---------|---------------------------|------------|-------|-----------|----------------------------|
| ドイツ     | TransnetBW GmbH           | TransnetBW | TNG   | TNG       | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |
|         | TenneT TSO GmbH           | TenneT GER | TTG   | TTG+EN    | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |
|         | Amprion GmbH              | Amprion    | AMP   | AMP+CREOS | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |
|         | 50Hertz Transmission GmbH | 50Hertz    | 50HZT | 50HZT     | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |
| 西デンマーク  | Energinet                 | Energinet  | EN    | TTG+EN    | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |
| ルクセンブルグ | CREOS                     | CREOS      | CROES | AMP+CREOS | TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS |

## (6) 北欧における二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法(i)

- 2019年5月13日に提出された北欧で形成するLFCブロックにおける二次調整力(aFRR)及び三次調整力①(mFRR)の調達量(設備量)の算定方法は以下の方法で行われると表明した(Amended Nordic synchronous area proposal for the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation)。

### FRR算定に必要なデータ

- a. 過去のLFCブロックのインバランス: 全てのLFCエリアの過去のインバランスを集計
- b. 過去のLFCエリアのインバランス: 各LFCエリアの少なくとも6カ月前までの少なくとも1年間のインバランスデータを集計する。TSOがLFCエリアのFRCEをゼロに戻すための措置を取らなかった場合、LFCエリアのインバランスは不足又は余剰として計算される。
- c. 上げ方向及び下げ方向におけるLFCブロックの参照事故: 全ての制御エリアの最大の参照事故。これはLFCブロック内の単一の発電モジュール、単一需要設備、単一HVDC国際連系線又はAC送電線の停止で構成される。
- d. 上げ方向・下げ方向双方向での各制御エリアの参照事故: 制御エリア内の単一発電モジュール、単一需要設備、単一HVDC国際連系線又はAC送電線停止の瞬間的有効電力の変化から生じる最大インバランス。
- e. 上げ方向・下げ方向双方向での各LFCエリアの参照事故: LFCエリア内の単一発電モジュール、単一需要設備、単一HVDC国際連系線又はAC送電線停止の瞬間的有効電力の変化から生じる最大インバランス。
- f. LFCエリアの境界と方向毎の自由な送電容量の履歴データ: 自由な送電容量は前日市場及び当日市場の後で残るゾーン間容量を意味する。



## (6) 北欧における二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法( ii )

### ③FRR総量の算定方法

1. LFCブロックの正のFRRの容量はデータ収集方法(a)で言及されている履歴記録に基づいて、少なくとも99%の時間で正のLFCブロックのインバランスをカバーするのに十分でなければならない。
2. LFCブロックの負のFRRの容量はデータ収集方法(a)で言及されている履歴記録に基づいて、少なくとも99%の時間で負のLFCブロックのインバランスをカバーするのに十分でなければならない。
3. LFCブロックのFRRの容量は同期エリア運用協定で特定化されるFRCE目標値を遵守するのに十分でなければならない。TSOは以下の確率的制限が実行されていることを確認するものとする。
  - a. LFCブロックでのFRCEレベル1の範囲外になる確率は30%未満でなければならない。
  - b. LFCブロックでのFRCEレベル2の範囲外になる確率は5%未満でなければならない。
4. 3項の確率を計算するために確率論的手法を使用する場合、TSOは以下を考慮すること。
  - a. 運用セキュリティ違反の可能性による予備力共有又は取引に関する協定で定義された制限及びLFCブロック運用協定で指定されているFRR利用可能性要件
  - b. LFCブロックのインバランス分布に予想される重大な変更
  - c. 対象期間に関連するその他関連する影響要因

## (6) 北欧における二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法 (iii)

### 平常時FRR算定方法

1. LFCブロックの平常時インバランスのための正のFRRの容量は全てのLFCエリアに対する平常時インバランスに対する正のFRR容量の合計である。
2. LFCブロックの平常時インバランスのための正のFRR容量は以下の規則に基づきLFCブロック全体にこれらの予備力を分配するための地理的制限内で最小化する必要がある。
  - a. 各LFCエリアについてインバランスがインバランスネッティングによって完全にカバーされる確率と、平常時インバランスのための正のFRR容量は、指定された目標を下回ってはならない。目標はFRR総量算定方法を満たすために決定され、年に1回評価され更新される。確率は必要なデータbの過去のLFCエリアインバランスと自由送電容量に関する過去のデータに基づいて決定される。
  - b. aの結果は既知の長期系統停止、FRR取引市場のために差し控えられる可能性のある送電容量、及びFRRが配備される期間に影響を与えるその他制約に従って調整する必要がある。
3. LFCブロックの平常時インバランスのための負のFRRの容量は全てのLFCエリアに対する平常時インバランスに対する負のFRR容量の合計である。
4. LFCブロックの平常時インバランスのための負のFRR容量は以下の規則に基づきLFCブロック全体にこれらの予備力を分配するための地理的制限内で最小化する必要がある。
  - a. 各LFCエリアについてインバランスがインバランスネッティングによって完全にカバーされる確率と、平常時インバランスのための負のFRR容量は、指定された目標を下回ってはならない。目標はFRR総量算定方法を満たすために決定され、年に1回評価され更新される。確率は必要なデータbの過去のLFCエリアインバランスと自由送電容量に関する過去のデータに基づいて決定される。
  - b. aの結果は既知の長期系統停止、FRR取引市場のために差し控えられる可能性のある送電容量、及びFRRが配備される期間に影響を与えるその他制約に従って調整する必要がある。
5. 全てのTSOは確率型アプローチを採用してLFCエリア毎のaFRRの最小容量を決定するものとする。要求されるaFRRの最小容量は各LFCエリアの短期的なインバランスの確率分布に信頼区間を設定することで決定される。信頼区間はFRR総量の算定方法3の要件の充足を考慮し、標準商品(適用可能であれば特別商品)のaFRRのフル起動時間とmFRRのフル起動時間(周波数を回復時間より長くはならない)を考慮するものとする。
6. 短期のインバランスはaFRRで処理することを目的としたインバランスを表す。短期のインバランスの決定ではaFRRとmFRRのフル起動時間を考慮する。短期インバランスはネッティング/集計プロセスが実施された後に抽出/計算される。

## (6) 北欧における二次調整力・三次調整力①の調達量算定方法(iv)

### 事故時FRR算定方法

1. LFCブロックの正の事故時用FRR容量は全ての制御エリアの正の事故時用FRR容量の合計である。
2. 各制御エリアについて、要求される正の事故時用FRRは少なくとも制御エリアの正の参照事故をカバーするものでなければならない。各TSOはその制御エリア内の各LFCエリアがLFCエリアの正の参照事故をカバーするため十分な正の事故時用FRRにアクセスできることを確認する必要がある。
3. LFCブロックの正の事故時用FRRに要求される容量は以下の条件の対象となる制御エリアの正の事故時用FRRに要求される容量を共有することで削減されるものとする。
  - a. LFCブロックの全てのTSOによる共有の協定
  - b. 要求されるゾーン間容量が利用可能になる確率は特定の閾値以上でなければならない。この閾値はFRR総量の算定方法で指定されたLFCブロック要件を満たすために、少なくとも年に1回評価及び更新される。必要なゾーン間よりようが利用可能になる確率はFRR算定に必要なデータに規定されている残りの自由送電容量に関する履歴データに基づく。
  - c. a及びbは既知の長期系統停止、FRR取引市場のために差し控えられる可能性のある送電容量、及びFRRが配備される期間に影響を与えるその他制約に従って調整する必要がある。
4. LFCブロックの負の事故時用FRR容量は全ての制御エリアの負の事故時用FRR容量の合計である。
5. 各制御エリアについて、要求される負の事故時用FRRは少なくとも制御エリアの負の参照事故をカバーするものでなければならない。各TSOはその制御エリア内の各LFCエリアがLFCエリアの負の参照事故をカバーするため十分な負の事故時用FRRにアクセスできることを確認する必要がある。
6. LFCブロックの負の事故時用FRRに要求される容量は以下の条件の対象となる制御エリアの負の事故時用FRRに要求される容量を共有することで削減されるものとする。
  - a. LFCブロックの全てのTSOによる共有の協定
  - b. 要求されるゾーン間容量が利用可能になる確率は特定の閾値以上でなければならない。この閾値はFRR総量の算定方法で指定されたLFCブロック要件を満たすために、少なくとも年に1回評価及び更新される。必要なゾーン間よりようが利用可能になる確率はFRR算定に必要なデータに規定されている残りの自由送電容量に関する履歴データに基づく。
  - c. a及びbは既知の長期系統停止、FRR取引市場のために差し控えられる可能性のある送電容量、及びFRRが配備される期間に影響を与えるその他制約に従って調整する必要がある。
7. 制御エリア/LFCエリアごとの事故時用aFRRの最小容量は0MWである。

## (7) 欧州における調整力の監視方法

- ENTSO-Eでは需給調整市場に関して4つの観点で監視報告書を公表している。いずれも COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (SOGL)によってENTSO-Eが公表を義務付けられているものである。
- 一つ目は市場監視報告書(ENTSO-E Market Report)で需給調整市場、単一当日市場カップリング、単一前日市場カップリング及び国際連系統の容量先渡割り当ての適用状況に関する進捗状況を監視するものである。需給調整市場に関しては、共通プラットフォーム構築に向けた進捗状況の報告が行われている。
- 二つ目は各国の競争的な需給調整市場の構築状況に関する報告書(ENTSO-E Balancing Report)で、各国における需給調整市場の構築状況について報告が行われている。
- 三つ目は周波数制御結果に関する報告書(Load Frequency Control Annual Report)で、大陸欧州系統、北欧系統、イギリス系統及びアイルランド系統における周波数維持という供給品質面での運用結果を監視するものである。SOGLにおいて規定されている周波数品質の目標の達成状況、一次調整力確保の状況及び周波数復旧制御エラー(FRCE: frequency restoration control error)の状況が報告されている。
- 四つ目は系統事故に関する報告書(ICS(Incident Classification Scale) Annual Report)で、発電所や送電設備等の系統事故の結果を分類別に取りまとめたものである。

## (8) 米国における調整力確保量の考え方

### ■ 一次調整力(BAL003-1.1)

- バランシングエリアで連系系統の発電量と消費量の合計値に対する自身のエリアの発電量と消費量の合計値割合分の周波数応答力を確保することが求められる。2020年においては東部系統は1,002MW、西部系統は840MW、ERCOT系統は286MW、ハイドロケベック系統は179MWである。PJMではガバナーのデッドバンドを超えた時間帯における各発電機の応答状況から義務の履行を確認している。

### ■ 二次調整力(BAL001)

- NERC信頼度基準に確保量に関して基準はないが、二次調整力を用いて以下の2つの指標を維持することが求められる。
- CSP1(Control Performance Standard 1): バランシングエリアのエリア制御エラーの1分平均をマイナス10B(Bはバランシングエリアの周波数偏差)で割った値に、連系系統の周波数エラーの1分平均を乗じたものの1年平均が特定値以下になる必要がある。
- BAAL(Balancing Authority ACE Limit): エリア制御エラーが30分を超えて制限値を超えないことを評価する。

※エリア制御エラー(ACE: Area Control Error) =  $(NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME}$

$NI_A$ : 実連系線潮流、 $NI_S$ : 計画連系線潮流、 $F_A$ : 実周波数、 $F_S$ : 計画周波数、B: 周波数偏差、 $I_{ME}$ : メータ誤差

### ■ 三次予備力(事故時用調整力)(BAL-002-3)

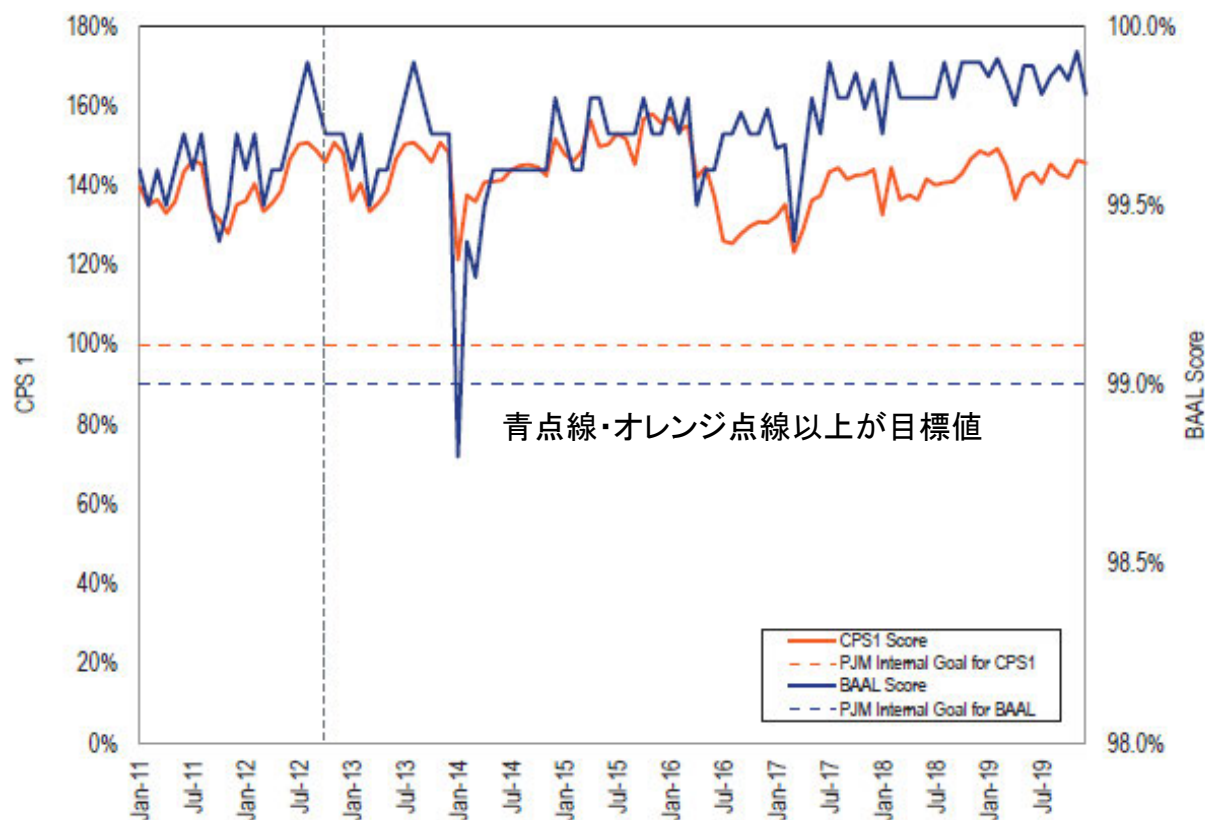
- バランシングエリアの最大事故に相当する容量の確保が義務付けられている。西部系統ではバランシングエリアの最大事故か1時間毎の需要の3%と発電の3%の合計値のいずれか大きい値の確保が義務付けられている。PJMでは最大事故の1.5倍を確保としている。



## (9) PJMにおける二次調整力確保の考え方

- PJMでは需給バランス維持の指標であるCPS1及びBAALの値を監視しながら二次調整力の確保の見直しを行っている。1990年代はオンピーク・オフピーク予測需要の1.1%、2005年にRTO単一ゾーンへ移行したことに伴い同1%、2012年10月から12月にかけて同0.78%から0.7%へ見直し、2013年12月からピーク時間帯700MW・オフピーク時間帯525MWへ移行、現在はピーク時間帯(ramp)800MW・オフピーク時間帯(non-ramp)525MWとなっている。

2011年～2019年CPS1及びBAALスコアと目標値



## (10) 北米における調整力の監視方法

- NERCは調整力の確保について監視を行っていないが、電力品質に関連して、北米電力系統の供給信頼度の状況に関する年次報告書(State of Reliability)を取りまとめて公表している。2019年報告書の構成は以下の通りである。

| 章                                                | 内容                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Chapter1: The North American BPS—By the Numbers  | 北米電力系統(BPS: bulk power system)の状況を数字で確認するもので、当該年における年間エネルギー量、夏季供給力、送電線距離、従来型発電ユニット数、系統運用者に起因しない負荷遮断なし時間割合、重大事故数と、NERCに加盟する分類別事業者数が示されている。                                                            |
| Chapter 2: Event Analysis Review                 | 重要度別事故数、原因別事故数、過去からの事故の傾向、当該年に起きた重大事故のレビュー(文書のリンク)が示されている。                                                                                                                                           |
| Chapter 3: Reliability Indicators                | 供給力十分性(Resource Adequacy)の連系系統別評価、送電設備のパフォーマンスと利用可能性(停止状況)、発電設備のパフォーマンスと利用可能性(停止状況)、系統保護・系統擾乱事故パフォーマンスが示されている。系統保護には連系系統別の周波数応答の状況が含まれている。                                                           |
| Chapter 4: Severity Risk Index                   | 送電設備停止、発電設備停止及び配電負荷損失を指標化した深刻リスクインデックス(Severity Risk Index)を日々集計し、深刻度合いの傾向とその分析結果を示している。                                                                                                             |
| Chapter 5: Trends in Priority Reliability Issues | 優先度愛の高い信頼度上の課題が分析されており、2019年版では電源構成の変化、インバータ型・分散型供給力の影響、保護・制御システムの複雑化の影響、状況認識の喪失(EMS(energy management system)の停止等の系統運用者の状況判断が困難になる状況)、異常気象の影響、サイバー・物理的セキュリティ、相互依存的な重大事故(ガス起因事故の影響)の状況と対策の勧告が示されている。 |

## (11) オーストラリアにおける調整力確保の考え方

- オーストラリアNEM系統ではAEMOが公表しているReliability Standard Implementation Guidelinesで必要供給力（アデカシー）及び調整力確保量の考え方が示されている。アデカシー算定において1年間の最大期待不供給電力量（maximum expected unserved energy）は0.002%とされている。
- 調整力に関しては6日間で必要となる調整力の量として最大事故（発電・負荷・送電設備）、計画された発電ユニットの利用可能容量・間欠的再エネ予測・需要の予測誤差を考慮して決定するとしている。Regulation以外は事故時対応（Contingency）予備力であり、その総量は最大事故から需要の0.5%<sup>（注）</sup>を引いたものに等しいとされている（周波数0.5Hzの低下で需要が0.5%減少と想定）。

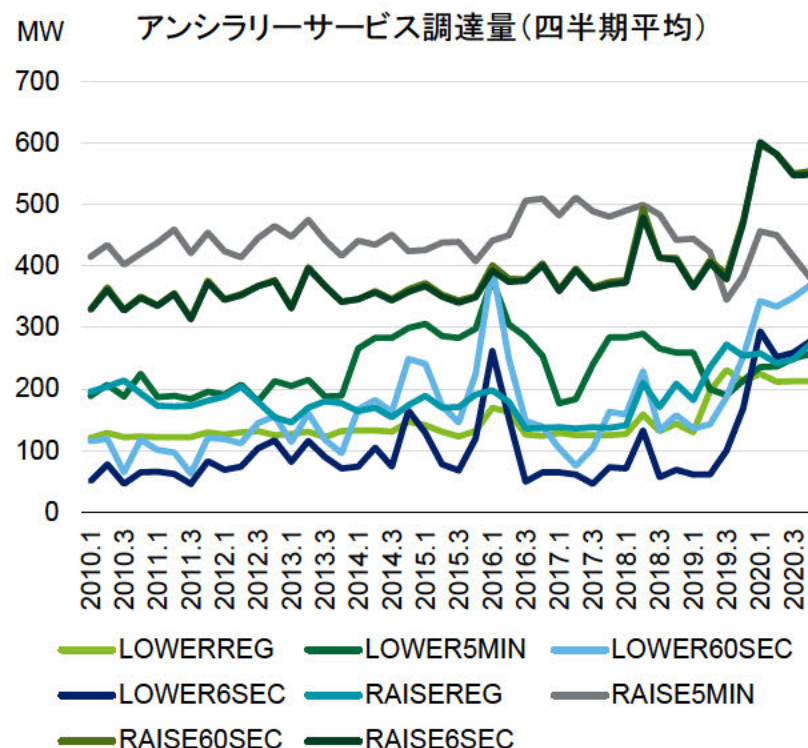
（注）2019年9月以前は1.5%であったが、過去1年間の実績を踏まえ9月以降2週間毎に0.1%削減を進めた。

オーストラリアにおける調整力の分類

| 調整力名             | 仕様                                                 |
|------------------|----------------------------------------------------|
| Regulation Raise | 周波数の僅かな下落を補正するために使用される周波数制御サービス（49.85～50.15Hz内で運用） |
| Regulation Lower | 周波数の僅かな上昇を補正するために使用される周波数制御サービス（49.85～50.15Hz内で運用） |
| Fast Raise（6秒）   | 系統事故による大きな周波数低下を支えるため6秒で応答                         |
| Fast Lower（6秒）   | 系統事故による大きな周波数上昇を抑えるため6秒で応答                         |
| Slow Raise（60秒）  | 系統事故による大きな周波数低下を支えるため60秒で応答                        |
| Slow Lower（60秒）  | 系統事故による大きな周波数上昇を抑えるため60秒で応答                        |
| Delay Raise（5分）  | 系統事故後の周波数回復を通じた平常周波数範囲に復帰するため5分で応答                 |
| Delay Lower（5分）  | 系統事故後の周波数抑制を通じた平常周波数範囲に復帰するため5分で応答                 |

（注）タスマニア以外ではRegulationを除き、Raiseは49.85～49.60Hz内で設定、デフォルトは49.65Hz、Lowerは50.20～50.4Hz内で設定、デフォルトは50.35Hzで設定する。

（出所）AEMO, “Network Support and Control Ancillary Service (NSCAS) Quantity Procedure”, 2011年12月



（出所）Australian Energy Regulator, “Wholesale statistics”より作成

© 2021. For information, contact Deloitte Touche Tohmatsu LLC.

## (12) オーストラリアにおける調整力の監視

- オーストラリアでは電力品質の状況として周波数維持に関する報告書(Frequency and Time Error Monitoring)を四半期ごとに公表すると共に週別に4秒毎の周波数実績値を公表している。四半期ごとの報告書の内容は以下の通りである。

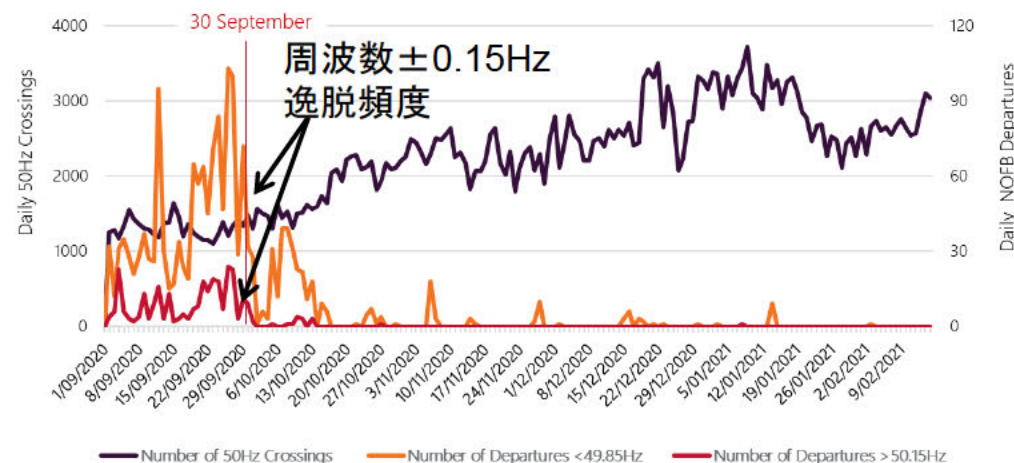
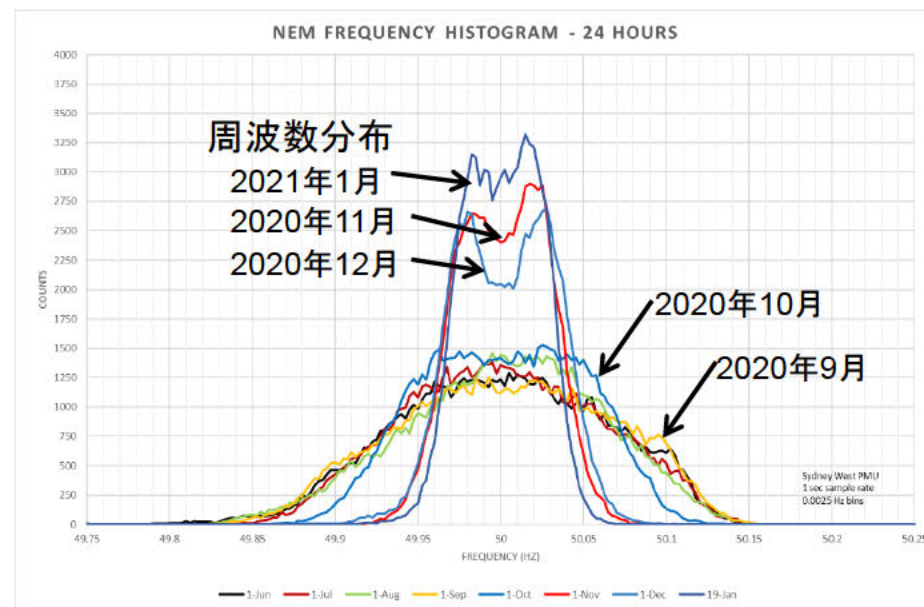
| 章                                                   | 内容                                                                                                                                                         |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Introduction                                     | 省略                                                                                                                                                         |
| 2. State of frequency performance                   | 月別の重大事故有無別標準周波数滞在率を示している。                                                                                                                                  |
| 3. Achievement of the Frequency Operating Standard  | 時間誤差、重大事故無時標準周波数滞在目標達成度、重大発電・負荷事故時における標準周波数滞在目標達成度と5分超頻度、送電設備事故時における標準周波数滞在目標達成度と5分超頻度、系統分離の有無と10分以内復帰の達成度、系統保護事故発生状況と10分以内復帰の達成度、複合事故の有無、タスマニアにおける最大事故の有無 |
| 4. Frequency performance                            | 時間誤差、重大事故無時における標準周波数滞在目標達成度の詳細、周波数分布、重大発電・負荷事故時における標準周波数滞在目標達成度の詳細、系統分離時の詳細、系統保護事故発生状況・複合事故時の詳細                                                            |
| 5. Rate of change of frequency                      | 系統事故時の周波数変動率(RoCoF)の計測値                                                                                                                                    |
| 6. Automatic Generation Control                     | 30分単位のACE(エリア制御エラー)の状況                                                                                                                                     |
| 7. Actions to improve frequency control Performance | 標準周波数範囲内の種は数分布、50.0Hzを跨る変化数・49.85Hzを下回る頻度・50.15Hzを超える頻度、周波数変化量の累積値、一次周波数応答イニシアティブの進展状況、その他の行動                                                              |

(出所) AEMO, “Frequency and Time Error Monitoring– Quarter 3 2020”, 2020年10月



## 【参考】オーストラリアにおける一次調整力要件見直し

- オーストラリアでは標準周波数範囲からの逸脱頻度が増えているため、一次調整力のデッドバンドの見直しを進めている。従来は $\pm 0.15\text{Hz}$ がデッドバンドであったが、 $\pm 0.015\text{Hz}$ へ変更して義務化する(一時的に $0.05\text{Hz}$ を経ることも許容されている)。周波数変動後に10秒以内に出力の5%を提供する。個別に調達していた6秒応答の上げ・下げ調整力はそのまま維持している。
- 既設(変動型再エネ含む)については200MW超が2020年8月28日まで、80MW~200MWが2021年11月19日まで、80MW未満が2021年2月17日までに自己評価を行い系統運用者であるAEMOに提出することになっている。自己評価後、200MW超については2020年9月末より順次切り替えを実施し、80MW~200MWは2021年3月末まで、80MW未満は2021年6月末までに切り替えを実施する予定になっている。
- この結果、周波数の分布が大きく改善し、周波数偏差幅も小さくなったことが観察されている。
- オーストラリアでは2015年AS/NZS 4777.2 (the standard for small-scale inverters)でインバーター型設備への周波数応答要件を規定しているため、風力やPV、蓄電池、VPPも設定可能となっている。



(出所) AEMO, "Implementation of the National Electricity Amendment (Mandatory Primary Frequency Response) Rule 2020", 2021年2月



### 3. 欧州各国における送配電部門の分離状況

## **3.1 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更**



送配電部門の分離方式は大きく分けて会計分離、機能分離、法的分離、所有権分離の4つのタイプに分類される

## 送配電部門の分離方式\*1

■ 送配電部門を電気事業者から分離する方式は、おおむね以下の4つのタイプに分類される。

- 会計分離 (Accounting Unbundling) ―同一の企業内において、部門ごとに会計を独立させること。垂直統合型事業者において、送電部門の会計を分離することで、送電部門とその他の部門間での内部相互補助を防ぎ透明性担保を目的とする。(1996年EU電力指令による義務であったが、2009年改正EU電力指令より選択対象外)
- 機能分離 (Functional Unbundling) ―送電系統へのアクセス及び運用に関して、送電部門が発電部門及び配電部門から独立していない場合、系統運営者は送電以外の事業から、少なくとも運営面において独立すること。(2009年改正EU電力指令により選択制)
- 法的分離 (Legal Unbundling) ―送電系統の運用と投資を行う主体が、発電その他部門から法的に独立した事業主体となること。資本関係が両者にあることは許容される。(2009年改正EU電力指令により選択制)
- 所有権分離 (Ownership Unbundling) ―送電部門とその他の部門を法的に区分した上で、異なった経営又は運用を行う事業者に分離し、かつ両者の間に共通の重大な所有関係がないこと。(2009年改正EU電力指令により選択制)

※送電事業者と、発電・小売事業者との間に利益相反がないことが規制機関によるOU承認の上でポイントとなる。

\*1 出所: EUR-Lex、DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Chapter0、  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 ー欧州ー



欧州では4つの分離方式が定義されており、会計分離、機能分離、法的分離、所有権分離の順に分離が強くなる

## 送配電部門の分離方式(図示)\*1

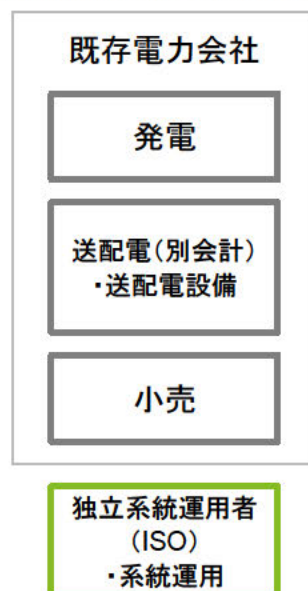
### 会計分離

内部補助を禁止するため、既存電力会社の送配電部門の会計を他部門から分離させる



### 機能分離

設備所有権は電力会社に残し、中立性・公平性確保のため系統運用を独立系系統運用者(ISO)に移転



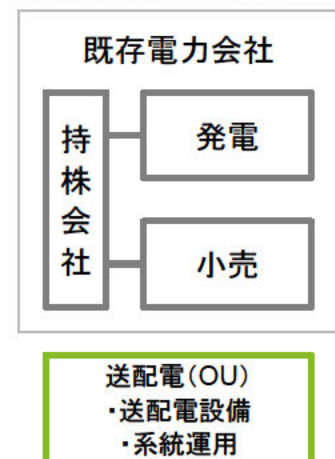
### 法的分離

持株会社を通して親会社との資本関係を維持したまま、送配電部門を分社化する



### 所有権分離

より独立性を高めるため親会社との資本関係は認められず、送配電部門全体を完全に別会社化する



※ OUを選択した場合、垂直統合型事業者は、TSOに対して、「コントロール権限」や「権利」を保有できない\*2

弱い  分離の強さ  強い

\*1 出所: EUR-Lex、DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Chapter0、  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

\*2 ドイツのAmprionは、約3/4の株式を機関投資家に売却したが、垂直統合型事業者RWEが25.1%の株式を保有し、これが「権利」に該当するため、OUではなくITOと  
136 なっている



分離後の送配電事業者は、独立系統運用者であるISO、独立送電事業者であるITO、資本的にも完全に独立会社であるOUの3つの形態に分類される

## 分離された送配電部門の事業者形態<sup>\*1</sup>

■ 電気事業者から分離された送配電事業者は、以下の3つの形態に分類される。

### ➤ ISO (Independent System Operator)

独立系統運用者。電気事業者が所有する送電系統の運用・管理を行う独立した組織であり、送電網の所有権は電気事業者が保有する。ただし、送電網等の投資計画及びネットワーク開発計画(TYNDP)について責任を有する。

### ➤ ITO (Independent Transmission Operator)

独立送電事業者。送電の活動に必要な資産(送電系統を含む)を所有し、自ら人員を雇用した上で運用・管理を行う。垂直統合型事業者との資本関係は許容されるが、全てのシステム・ユーザーが同一の条件で提供される送電サービスを利用できることが前提となる。

### ➤ OU (Ownership Unbundling)

送配電部門が完全に分離されている方式及び事業者。より独立性が高く、垂直統合型事業者との資本関係は許容されない。<sup>\*2</sup>

<sup>\*1</sup> 出所: EUR-Lex、DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Article9、13、17、  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

<sup>\*2</sup> 出所: European Commission、COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT OWNERSHIP UNBUNDLING、2013年、  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd\\_2013\\_0177\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2013_0177_en.pdf)



# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 ―欧州―



欧州では2009年改正EU電力指令により送電部門の分離が求められているが、多くの国において所有権分離方式が採用されている

## 欧州各国送電部門の分離状況\*1

| 国名                | 所有権分離 | 法的分離 | 機能分離 |
|-------------------|-------|------|------|
| オーストリア            | ○     | ○    |      |
| ベルギー              | ○     |      |      |
| チェコ               | ○     |      |      |
| デンマーク             | ○     |      |      |
| フィンランド            | ○     |      |      |
| フランス              |       | ○    |      |
| ドイツ               | ○     | ○    |      |
| ハンガリー             |       | ○    |      |
| イタリア              | ○     |      |      |
| ポーランド             | ○     |      |      |
| ポルトガル             | ○     |      |      |
| スロバキア             | ○     |      |      |
| スロベニア             | ○     |      |      |
| スペイン              | ○     |      |      |
| スウェーデン            | ○     |      |      |
| オランダ              | ○     |      |      |
| UK<br>(グレート・ブリテン) | ○     | ○    |      |
| エストニア             | ○     |      |      |
| リトアニア             | ○     |      |      |
| クロアチア             |       | ○    |      |
| ギリシャ              | ○     |      |      |
| ラトビア              |       |      | ○    |
| ルーマニア             |       |      | ○    |

### ―送配電部門の分離方式―

- 機能分離 (Functional Unbundling) ―送電系統へのアクセス及び運用に関して、送電部門が発電部門及び配電部門から独立していない場合、系統運営者は送電以外の事業から、少なくとも運営面において独立すること。(2009年改正EU電力指令により選択制)
- 法的分離 (Legal Unbundling) ―送電系統の運用と投資を行う主体が、発電その他部門から法的に独立した事業主体となること。資本関係が両者にあることは許容される。(2009年改正EU電力指令により選択制)
- 所有権分離 (Ownership Unbundling) ―送電部門とその他部門を法的に区分した上で、異なった経営又は運用を行う事業者に分離し、かつ両者の間に共通の重大な所有関係がないこと。(2009年改正EU電力指令により選択制)

\*1 出所: European Commission (Directorate-General for Energy) TSO Certifications、2020年

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications\\_decisions\\_final2018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications_decisions_final2018.pdf)



欧州では国営垂直統合型事業者の民営化や資本売却をきっかけに、より強い分離方法へ変更している事例が確認できる

## 送配電・送配ガス事業者の分離方式の変更

- 2019年及び2016年のCEERのレポート<sup>\*1,2</sup>によると、規制機関(NRA)により合計21件の再承認が実施され、うち5件が分離方式の変更であった。
- 5件中4件はITOからより強い分離方式であるOUへ変更しており、垂直統合型事業者の民営化や資本売却がきっかけであった。

―分離方式の変更(5件)<sup>\*3</sup>―

| 変更年  | 国      | TSO/DSO | 事業者名                 | 電気/ガス | 承認NRA            | 変更前 | 変更後 | 変更理由                         |
|------|--------|---------|----------------------|-------|------------------|-----|-----|------------------------------|
| 2017 | ギリシャ   | TSO     | ADMIE                | 電気    | RAE              | ITO | OU  | 政府主導により、債務負担軽減のため資本売却された     |
| 2016 | アイルランド | TSO     | GNI                  | ガス    | CRU/UR/<br>Ofgem | ITO | OU  | 政府主導により、債務負担軽減のため資本売却された     |
| 2013 | フランス   | TSO     | TIGF<br>(現Teréga)    | ガス    | CRE              | ITO | OU  | 垂直統合型事業者により、収益性の観点から資本売却された  |
| 2013 | イタリア   | TSO     | Snam Rete<br>Gas     | ガス    | AEEG             | ITO | OU  | 政府主導により、競争的な制度基盤構築のため資本売却された |
| 2013 | スペイン   | TSO     | Enagás<br>transporte | ガス    | CNE              | OU  | ISO | 国内主要ガスパイプライン運用のため、分離方式を変更された |

\*1 出所: Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook、2019年6月

\*2 出所: Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package、2016年4月

\*3 出所: European Commission (Directorate-General for Energy) TSO Certifications、2020年

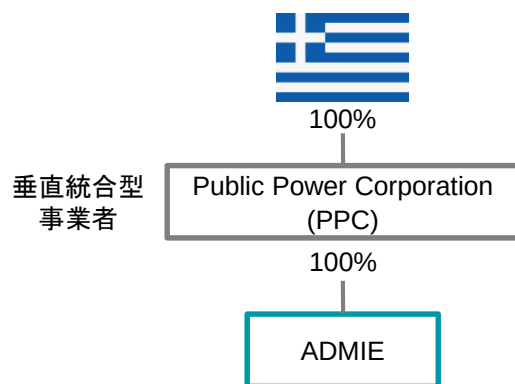
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications\\_decisions\\_final2018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications_decisions_final2018.pdf)

電力TSOであるADMIEは、2015年のギリシャ救済措置をきっかけに国営垂直統合型事業者の完全子会社(ITO)からOUへ変更となった

## ADMIEの分離方式の変更<sup>\*1</sup>

### ―分離方式変更前(ITO)―

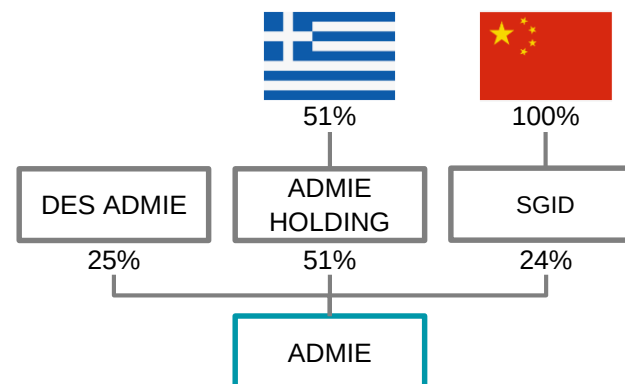
- 2012年12月にITOとして登録されていたADMIEは、ギリシャ国営垂直統合型事業者であるPPC(Public Power Corporation)の完全子会社であった。
- 2015年のギリシャ救済措置をきっかけに、債務負担軽減のためPPCを民営化し資本売却を決定。
- 2017年にADMIEは、ギリシャ規制機関であるRAEに、分離方式をOUへ変更する申請を行った。



2017年

### ―分離方式変更後(OU)<sup>\*2</sup>―

- 2017年に資本構成変更後、51%は半国営会社 ADMIE HOLDINGS、25%はギリシャDES ADMIE、24%は中国SGIDが保有することとなった。
- SGID(State Grid International Development Ltd)は中国国家電網(SGCC)の100%子会社であり、中華人民共和国(国務院国有資産監督管理委員会)の管理下にある。



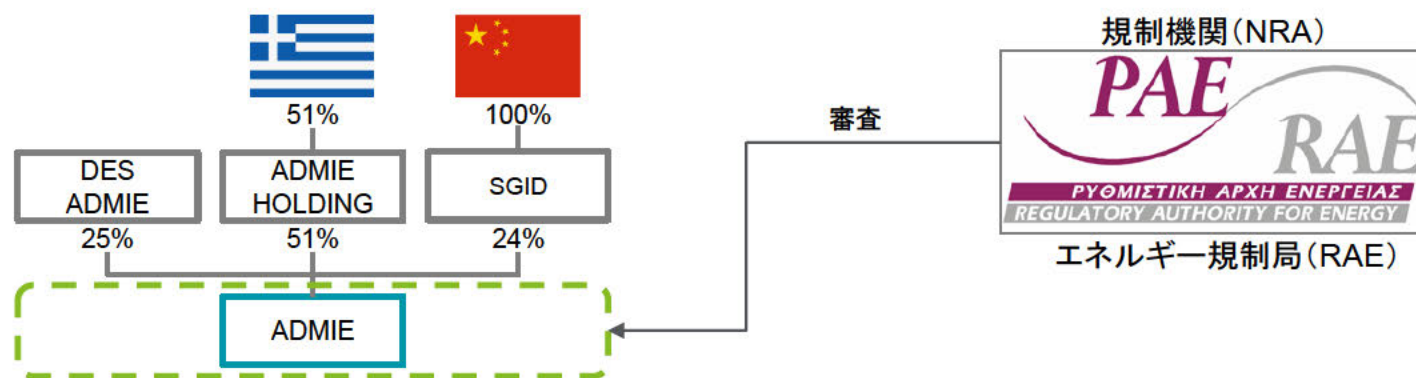
<sup>\*1</sup> 出所: Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook、2019年6月

<sup>\*2</sup> 出所: European Commission (Directorate-General for Energy) TSO Certifications、2020年、  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications\\_decisions\\_final2018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/certifications_decisions_final2018.pdf)

OUへの分離方式変更において外国資本参入は認められているが、供給の安全性確保の観点から規制機関の承認を得る必要がある

## 規制機関(NRA)の分離方式変更における対応<sup>\*1</sup>

- ギリシャ・ADMIEはSGID(State Grid International Development Ltd)と資本関係にあり、SGIDは中国国家電網の100%子会社であったため、ギリシャ規制機関であるRAEは供給の安全性を確保するため以下の点に注意して審査を行った。
  - ENTSO-Eのネットワーク開発計画(TYNDP)と国の開発計画に適合すること
  - RAEがADMIEの業務履行を監督するための権利(罰金や制裁を含む)を確保すること
  - ギリシャ政府がADMIEの筆頭株主であり、第三国からの単独支配の可能性を排除すること
- 審査の結果、ADMIEの開発計画や内部決定プロセス等の変更がある際にはRAEに通知すること、要請があれば会議の議事録を提出することを条件にOUが承認された。<sup>\*2</sup>



<sup>\*1</sup> 出所: Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook、2019年6月

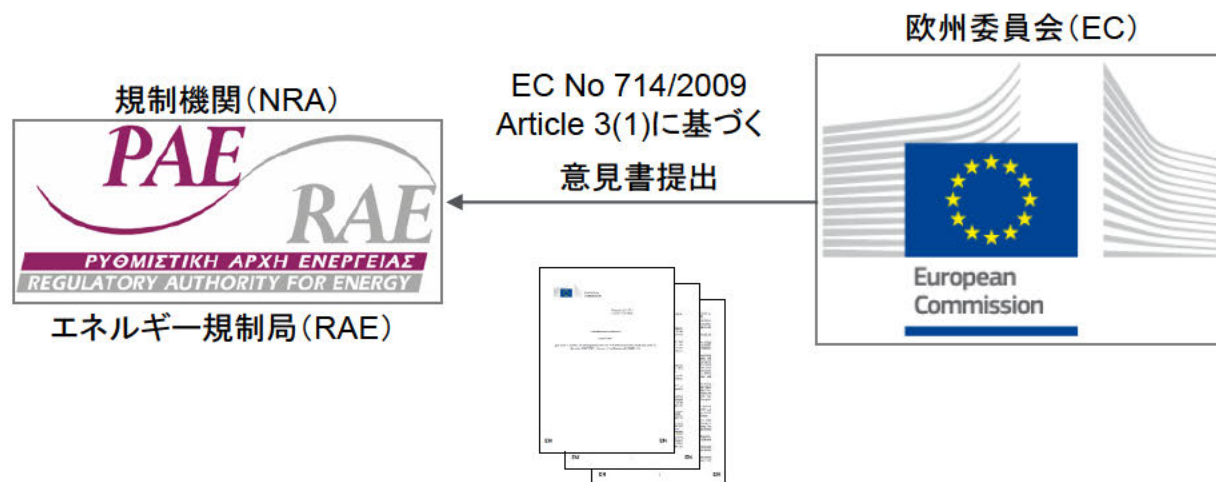
<sup>\*2</sup> 出所: European Commission (Directorate-General for Energy) TSO Certification Opinion、Commission's Opinion on RAE's draft certification decision for ADMIE、2017年、[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2017\\_132\\_gr\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2017_132_gr_en.pdf)



欧州では第三国関与を認める際、供給の安全性確保のため規制機関による株式情報監視とサイバーセキュリティ強化を要求している

## 欧州委員会(EC)の分離方式変更における対応

- 欧州委員会(European Commission)は、ADMIEの分離方式変更における第三国の関与についてEC No 714/2009 Article 3(1)に基づき以下の意見書\*1を提出した。
  - 規制機関RAEがADMIEの株式保有状況を定期的に監視できる仕組みを導入すること
  - RAEが潜在的なサイバーインシデントを特定し、技術的・組織的に対策を講じることにより、ギリシャとEUにおけるネットワークセキュリティを保護すること
  - 欧州におけるSGIDとその母体である中国政府の動向を監視し、将来の供給の安全性を確保する必要があること



\*1 出所: European Commission (Directorate-General for Energy) TSO Certification Opinion、Commission's Opinion on RAE's draft certification decision for ADMIE、2017年、[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2017\\_132\\_gr\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2017_132_gr_en.pdf)



# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 –アイルランド–

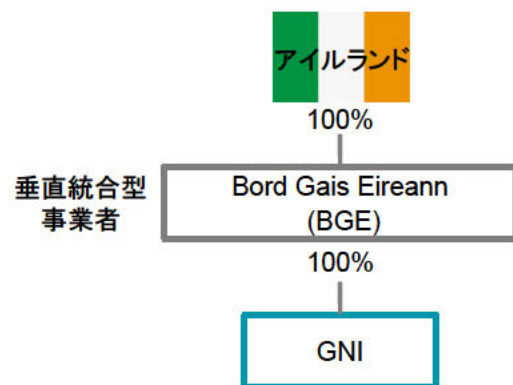


ガスTSOであるGNIは、アイルランド政府の債務負担軽減のため親会社が送配電ガス部門以外を売却したことによりOUへ変更となった

## GNIの分離方式の変更<sup>\*1</sup>

### —分離方式変更前(ITO)—

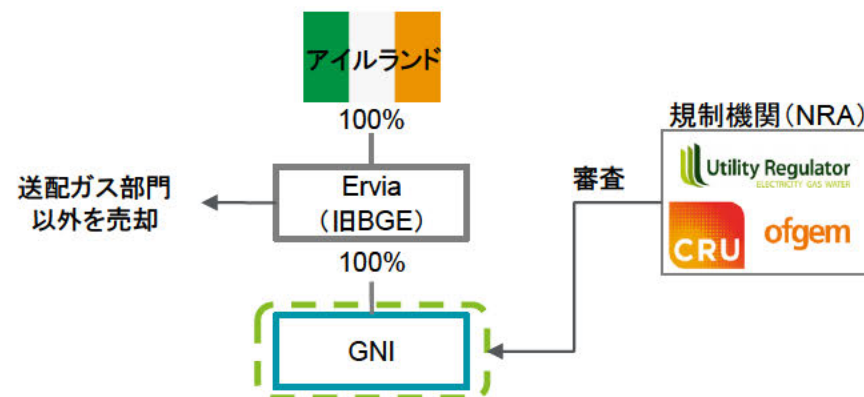
- 2013年6月にITOとして登録されていたGNIは、アイルランド国営垂直統合型事業者であるBGE (Bord Gais Eireann) の完全子会社であった。
- 2014年アイルランド政府の債務負担軽減のため、BGEの送配ガス部門以外の資本売却を決定。
- 2016年GNIはアイルランドの規制機関に、分離方式をOUへ変更する申請を行った。



2016年

### —分離方式変更後(OU)<sup>\*2</sup>—

- 親会社であるBGEは資本(送配ガス部門以外)を売却後、社名をErviaへ変更。
- GNIは送配ガス部門以外との間に利益相反がなくなったため、2016年OUへ変更承認された。
- GNIは3つの国及び州を跨いだガスパイプラインを保有していた為、各規制機関の承認を得る必要があった。



<sup>\*1</sup> 出所: Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions – Update and Clean Energy Package Outlook、2019年6月

<sup>\*2</sup> 出所: Preliminary Certification Decision GNI's GAS FOU Certification Application、Commission for Energy Regulation、2015年、

<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2016/07/CER16112-Preliminary-Certification-Decision.pdf>

# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 ―フランス―

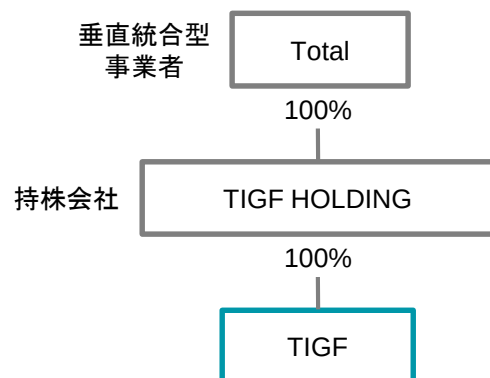


ガスTSOであるTIGFは、2013年親会社であるTotalに収益性の観点から資本売却され、OUへ変更となった

## TIGFの分離方式の変更\*1

### ―分離方式変更前(ITO)―

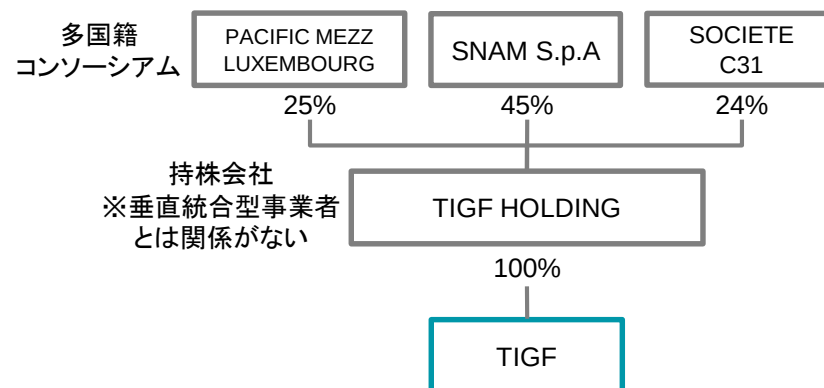
- 2012年1月にITOとして登録されていたTIGF (Transport et Infrastructures Gaz France)はTIGF HOLDINGの完全子会社であり、垂直統合型企業であるTotalの子会社であった。
- 2013年初旬、収益性の観点からTotalはTIGF HOLDING資本売却を決定。同年TIGFはフランスの規制機関であるCREに、分離方式をOUへ変更する申請を行った。



2013年

### ―分離方式変更後(OU)―

- 2013年TotalはTIGF HOLDINGS株式をイタリア、シンガポール、フランスで構成される多国籍コンソーシアムに売却。
- 資本構成変更後、45%はSNAM S.p.A、25%はPACIFIC MEZZ LUXEMBOURG、24%はSOCIETE C31が保有することとなり、TIGFはOUへ変更承認された。



\*1 出所: CRE Rapport 2013-2014 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-2017-2018-sur-le-respect-des-codes-de-bonne-conduite-et-l-independance-des-gestionnaires-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel>

# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 ―イタリア―

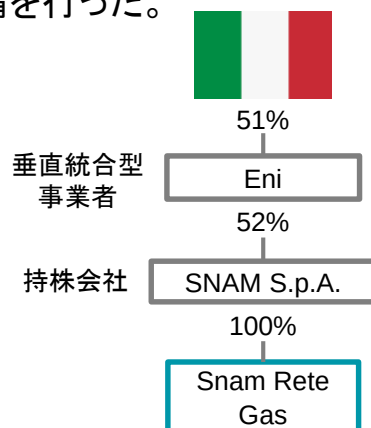


ガスTSOであるSnam Rete Gasは、2013年イタリア政府による競争的な制度基盤構築を目的とした首相令により資本売却され、OUへ変更となった

## Snam Rete Gasの分離方式の変更<sup>\*1</sup>

### ―分離方式変更前(ITO)―

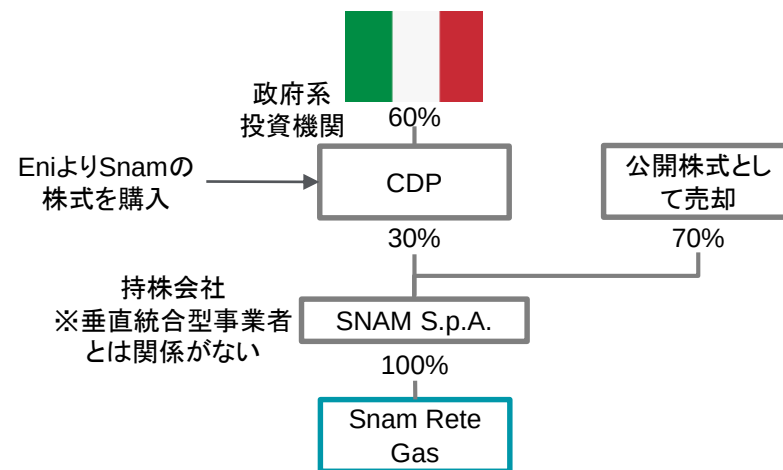
- 2012年10月にITOとして登録されていたSnam Rete GasはSNAM S.p.Aの完全子会社であり、イタリア半国営垂直統合型事業者であるEniの子会社であった。
- 2013年イタリア政府は、競争的な制度基盤構築という背景のもとEniによるガス事業支配権分散を指示した首相令を出し、資本売却を決定。同年Snam Rete Gasはイタリアの規制機関であるAEEGに、分離方式をOUへ変更する申請を行った。



2013年

### ―分離方式変更後(OU)―

- イタリア政府系投資機関であるCDP(Cassa Depositi e Prestiti)は、EniからSNAM S.p.A.の株式を30%購入し主要株主となった。
- SNAM S.p.Aは公開有限会社のため、残りの株式は公開株式として売却し(各株式保有率は2%以下) Snam Rete Gasは2013年OUへ変更承認された。



<sup>\*1</sup> 出所: European Commission Opinion、Commission's Opinion on AEEG's 's draft certification decision for Snam Rete Gas、2013年、

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013\\_078\\_it\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_078_it_en.pdf)

# 送配電・送配ガス部門の分離方式の変更 ―スペイン―

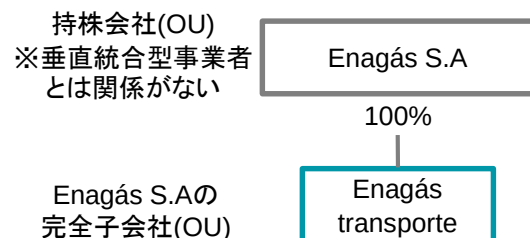


ガスTSOであるEnagás transporteは、2013年にスペイン国内主要ガスパイプライン運用を目的として、ISOへ変更となった

## Enagás transporteの分離方式の変更<sup>\*1,\*2,\*3</sup>

### ―分離方式変更前(OU)―

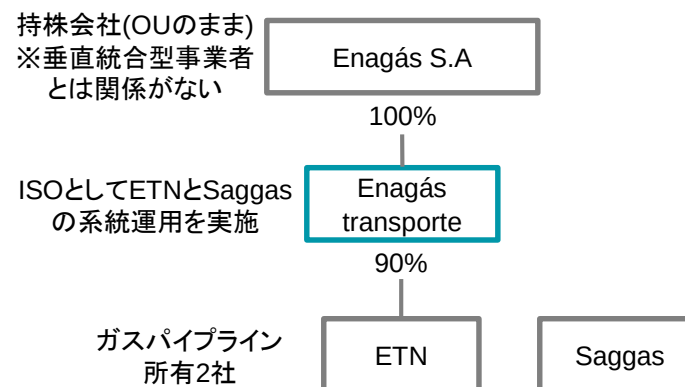
- 2012年7月にOUとして登録されていたEnagás transporteは、Enagás S.A.の完全子会社であった。
- 2013年、Enagás transporteはスペイン国内主要ガスパイプライン2社の運用を目的とし、スペインの規制機関であるCNEに分離方式をISOへ変更する申請を行った。(スペインでは法律により、ITOへの登録は認められていない)



2013年

### ―分離方式変更後(ISO)―

- より強い分離であるOUからの変更であったため、2013年Enagás transporteはETN(Enagás Transporte del Norte, S.L.)とSaggas(Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.)2社のガスパイプライン運用におけるISOの条件を満たしていると判断され、変更承認された。



\*1 出所: COMMISSION OPINION pursuant to Article 3(1) of Regulation (EC) No 715/2009 and Article 10 of Directive 2009/73/EC-Spain-Certification of Enagás Transporte, S.A.I. (Saagas gas network)、[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013\\_079\\_es\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_079_es_en.pdf)

\*2 出所: COMMISSION OPINION pursuant to Article 3(1) of Regulation (EC) No 715/2009 and Article 10 of Directive 2009/73/EC-Spain-Certification of Enagás Transporte, S.A.I. (ETN gas network)、[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013\\_081\\_es\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_081_es_en.pdf)

\*3 出所: Comision Nacional de Energia, SPANISH ENERGY REGULATOR'S NATIONAL REPORT TO THE EUROPEAN COMMISSION 2014

## **3.2 送配電部門の情報遮断の方法及び監視方法**



EU指令において、送電事業者に対しては建物、ITシステムに関する規制が定められている一方、配電事業者に関する具体的な記載は見当たらない

## 建物、ITシステム等に関する規制内容(EU指令)\*1

|        |         | 根拠資料                   | 参照箇所             | 規制内容                                                                                                                                                                                           |
|--------|---------|------------------------|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建物     | 送電事業者*2 | EU指令<br>2009/72/<br>EC | Article17.<br>5. | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、物理的施設及び、施設へのアクセスを制御するシステムを垂直統合型事業者のいかなる部署とも共有してはならない。</li> <li>■ アクセス制御システムの運用に、同じコンサルタント又は外部の請負業者を使用してはならない。</li> </ul>                       |
| ITシステム |         |                        |                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、ITシステムまたはIT機器を垂直統合型事業者のいかなる部署とも共有してはならない。</li> <li>■ ITシステムまたはIT機器の運用に、同じコンサルタント又は外部の請負業者を使用してはならない。</li> </ul>                                |
| 会計監査   |         |                        | Article17.<br>6. | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者の会計は、垂直統合型事業者またはその子会社を監査する監査人以外の監査人によって監査されるものとする。</li> </ul>                                                                                    |
| 情報     |         |                        | Article16.<br>1. | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、事業の過程で得た商業上の機密情報を保持するとともに、商業上有利となる可能性のある事業に関する情報を、差別的な方法で開示してはならない。</li> <li>■ 送電事業者は、商取引を行うために必要な場合を除き、商業的に機密性の高い情報を他部門に開示してはならない。</li> </ul> |

\*1 出所: EUR-Lex、DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Article17、  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

\*2 配電事業者についてはいずれも記載なし。法的形態、組織及び意思決定に関する独立に関して記載はあるものの、上記のような個別具体的な規制は存在しない。

従業員に関しては、在任、在職中のほか、その前後でも垂直統合型事業者との分離を図るよう、規制が存在する

## 従業員に関する規制内容(EU指令)\*1

|     |       | 根拠資料                   | 参照箇所                | 規制内容                                                                                                                                                    |
|-----|-------|------------------------|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 従業員 | 送電事業者 | EU指令<br>2009/72/<br>EC | Article17.<br>6.    | ■ 送電事業者は、垂直統合型事業者の送電以外の部署との間での異動を行ってはならない。                                                                                                              |
|     |       |                        | Article19.<br>3.、8. | ■ 送電事業者の役員の過半数は、任命前の3年間に於いて、垂直統合型事業者又はその子会社や支配株主との間で、直接又は間接を問わず、専門的な地位、責任、利害関係又は取引関係を有してはならない。<br>■ 上記以外の役員は、任命前の6か月において、垂直統合型事業者内で経営その他の関連活動を行ってはならない。 |
|     |       |                        | Article19.<br>4.、5. | ■ 送電事業者の役員及び従業員は、垂直統合型事業者の送電以外の部署との間で、直接又は間接を問わず、専門的な地位又は責任、利害関係又は取引関係を有してはならない。また、いかなる金銭的利益も受けてはならない。*2                                                |
|     |       |                        | Article19.<br>7.    | ■ 送電事業者の役員は任期終了後の4年間に於いて、垂直統合型事業者又はその子会社、支配株主との間で、専門的な地位又は責任、利害関係又は取引関係を有してはならない。                                                                       |
|     | 配電事業者 |                        | Article26.<br>2.、4. | ■ 配電事業者の役員は垂直統合型事業者の発電、小売りに関する組織に加わってはならない。<br>■ 加盟国は、顧客が10万人未満の事業者、小規模で孤立した範囲にサービスを行う事業者について、上記を適用するか否かを選択できる。                                         |

\*1 出所: EUR-Lex、DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Article17、19、26、

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

\*2 経営に携わる者の選任、更新、報酬等の勤務条件及び任期の終了の決定は監督委員会が行い、これらの決定及び変更は規制機関へ通知後3週間以内に異議を唱えられなかった場合にのみ拘束力を持つ。

ドイツでは、送電事業者、発電事業者間での建物やITシステム等の共有に関する法規制が存在しており、情報遮断が図られている

## 建物、ITシステム等に関する規制内容\*1

|        | 根拠資料                                                           | 参照箇所        | 規制内容                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------|----------------------------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建物     | 電気・ガス供給法<br>(Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung) | § 10a(6)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者と、垂直統合型事業者の送電以外の部署は、建物へのアクセスを制御するシステムの共有を含め、オフィスと事業所の共有を控えなければならない。</li> <li>■ 部屋と制御システムの分離が重要であり、建物、敷地自体が異なることは必須要件ではない。経済的合理性を尊重して選択する必要がある。*3</li> </ul>                                                      |
| ITシステム |                                                                | § 10a(5)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は垂直統合型事業者との、それぞれの事業内容に関わるITソフトウェアの共有を控えなければならない。</li> <li>■ 送電事業者は垂直統合型事業者の送電以外の部署とのIT機器の共有を控えなければならない。ただし、IT機器が送電事業者と垂直統合型事業者の事業所外にあり、第三者によって提供、運営されている場合は除く。</li> </ul>                                        |
| 会計監査   |                                                                | § 10a(7)    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、垂直統合型事業者の監査人以外による会計監査を受けなければならない。</li> <li>■ 垂直統合型事業者の監査人は、垂直統合型事業者のグループ統合報告書を作成する際に必要な範囲で、送電事業者の会計の一部を検査することができる。</li> <li>■ 監査人は、送電事業者の会計検査で得た知識や商業的に機密性の高い情報を秘密にする義務があり、垂直統合型事業者に当該情報を開示してはならない。</li> </ul> |
| 情報     |                                                                | § 6a(1)、(2) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、事業の過程で得た商業的な機密情報の保持を確実に行うとともに、情報の開示を行う場合は非差別的方法で行わなければならない。</li> </ul>                                                                                                                                         |

\*1 出所: BNetzA, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung,

[http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360)

\*2 配電事業者に関しては § 6 に記載のある通り、§ 10 の規定の対象外となるため、規制に関する記載は無し。

\*3 出所: Deutscher Bundestag, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, 2011/6/6, P61,

<https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/060/1706072.pdf>

従業員に関してもEU指令と同様に、在任、在職中とその前後において規制が存在する

## 従業員に関する規制内容\*1

|     |       | 根拠資料                                                           | 参照箇所     | 規制内容                                                                                                                                                                                                                                |
|-----|-------|----------------------------------------------------------------|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 従業員 | 送電事業者 | 電気・ガス供給法<br>(Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung) | § 10a(2) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者の送電網の運用に係る従業員は、垂直統合型事業者又はその子会社に勤務できない。</li> <li>■ 送電事業者と垂直統合型事業者間での従業員の異動はできない。</li> </ul>                                                                                            |
|     |       |                                                                | § 10c(2) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者の役員の過半数は、就任前の3年間に、垂直統合型事業者又はその株主に雇用されておらず、また、利害関係や取引関係を有していない必要がある。</li> <li>■ 上記以外の役員は、任命前 6 ヶ月以内に、送電事業者内で経営に関連した業務に従事してはならない。また、垂直統合型事業者のうち送電以外の部署、又はその過半数株主に雇用されてはならない。</li> </ul> |
|     |       |                                                                | § 10c(3) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は経営陣及び従業員が、垂直統合型事業者又はその子会社に雇用されておらず、また、利害関係又は取引関係を持たないようにしなければならない。*2</li> </ul>                                                                                                      |
|     |       |                                                                | § 10c(5) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者の役員は、契約終了後4年間は、垂直統合型事業者の送電以外の部署に従事してはならない。</li> </ul>                                                                                                                                 |
|     | 配電事業者 |                                                                | § 7a(2)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 配電事業者の役員、経営責任者は垂直統合型事業者の発電部門、小売部門に加わってはならない。</li> <li>■ 顧客が10万人未満の事業者については上記は任意である。</li> </ul>                                                                                             |

\*1 出所: BNetzA, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung、

[http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360)

\*2 経営に携わる者の報酬、契約の解除等の選任、確認、雇用条件等の決定は、監督委員会が行う。委員会構成についての記載は無し。

TransnetBWは、法的分離に際して本社事業所の移管やITシステムの分離等の措置を行った

## 法的分離に関する措置

### ■ TransnetBW GmbHの事例

- TransnetBWは、2013年4月に要件を満たしたため法的分離の承認を受けた。その際の理由書を下記に示す。

ー送電事業者の承認に係る理由書(2013年4月時)\*1ー

| 項目     | 根拠資料                           | 詳細                                                                                                                                                                                                   |
|--------|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建物     | 送電事業者の承認に係る理由書<br>(BK6-12-004) | <u>本社(シュトゥットガルト)</u><br>■ 以前は親会社の建物を利用していたが、法的分離を受けて移転先の建物を2013年2月15日に取得した。<br>■ TransnetBWは上記の建物における、EnBWグループの唯一のテナントである。<br>■ 建物には、TransnetBWの管理する、第三者によるアクセスを効果的に防止するシステムがある。                     |
|        |                                | <u>メインコントロールセンター(ウェンドリンゲン)</u><br>■ TransnetBWによって独占的に使用され、建物へのアクセスはシステムによって保護されている。                                                                                                                 |
| ITシステム |                                | ■ 送電網の操作に関連するITシステムは、TransnetBW内で、独自のシステムとして動作している。<br><br>■ 送電網の運用に直接関係のないITシステムは、依然としてEnBWグループのITシステムと広範囲に共有されている。一方で、2013年9月30日までにITシステムを完全に分離することを規定しており、徐々に自社、または独立したプロバイダのハードウェアに徐々に移行する予定である。 |
| 会計監査   |                                | ■ 親会社の監査人と、TransnetBWの監査人は、異なる企業に所属している。                                                                                                                                                             |

\*1 出所: BNetzA, BK6-12-004, 2013/4, P50-51, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2012/BK6-12-004/BK6-12-004\\_Beschluss\\_2013\\_04\\_11\\_BF.pdf?blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2012/BK6-12-004/BK6-12-004_Beschluss_2013_04_11_BF.pdf?blob=publicationFile&v=3)



ドイツでは、送電事業者が情報遮断状況を監視し報告する者(中立的運用責任者)を任命し、定期的に規制機関に報告する仕組みを取っている

## 送電事業者、発電事業者間の情報遮断状況の監視方法<sup>\*1</sup>

- Amprionの例では、以前より雇用されている弁護士が中立的運用責任者として任命、承認されている。その際の理由書では、垂直統合事業者との雇用関係や利害関係の有無といった、独立性の要件が確認されている。<sup>\*2</sup>

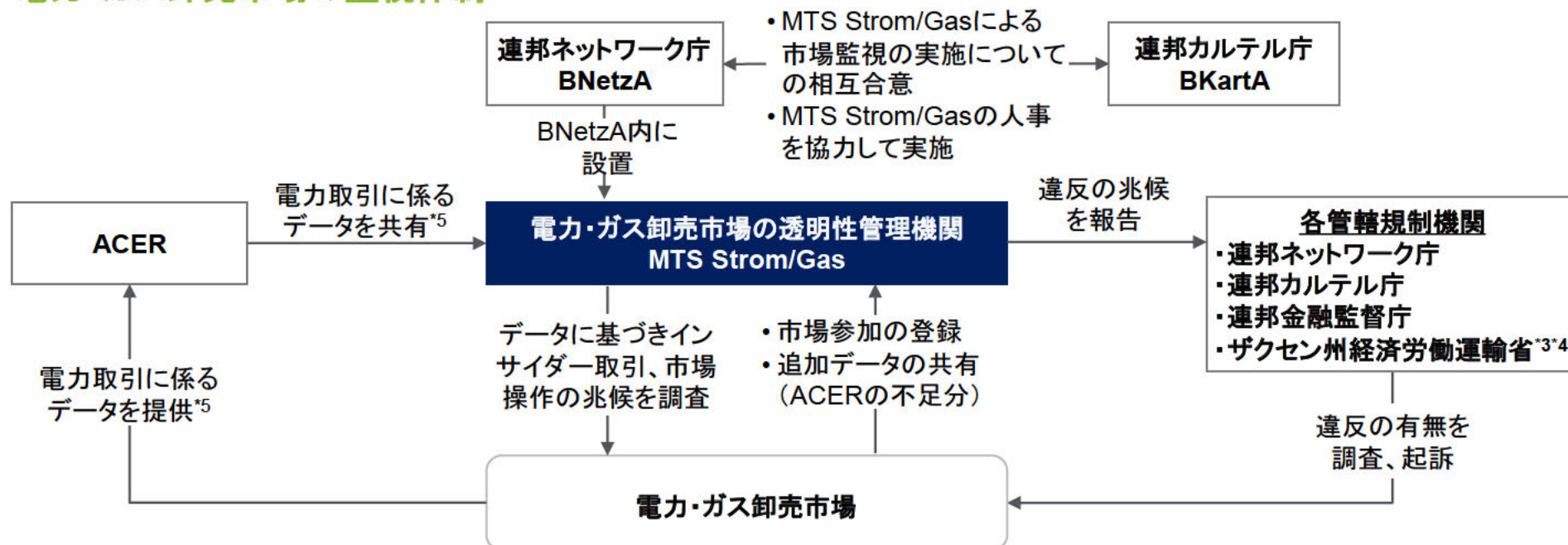
|       | 根拠資料                                                           | 参照箇所         | 規制内容                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-------|----------------------------------------------------------------|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 送電事業者 | 電気・ガス供給法<br>(Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung) | § 10e(1)     | ■ 送電事業者は、送電網の運用を平等に行使するための拘束力のあるプログラム(中立的運用規則)を定義し従業員に知らせたうえ、規制機関に提出し承認を得なければならない。                                                                                                                                                                                                |
|       |                                                                | § 10e(2)、(3) | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 中立的運用規則の遵守状況は、中立的運用責任者によって継続的に監視される。中立的運用責任者は、職務の遂行に必要な送電事業者の全てのデータへのアクセスと、事前通知を伴わない事業所訪問の権限を持つ。</li> <li>■ 中立的運用責任者は、個人又は法人であり、送電事業者の監査役会によって任命される。任命に際しては契約条件、雇用条件、任期を含め規制機関による承認が必要であり、従業員に係る法的分離要件または専門的資格の欠如が無い限りは承認される。</li> </ul> |
|       |                                                                | § 10e(4)     | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 中立的運用責任者は、中立的運用規則を実施するための措置が定められた報告書を作成し、毎年9月30日までに規制機関に提出しなければならない。</li> <li>■ 中立的運用責任者は、中立的運用規則の実施における重大な違反、および垂直統合型事業者と送電事業者との間の財政的および商業的關係、特にそれらの変化を規制機関に継続的に通知する。</li> </ul>                                                        |
| 配電事業者 |                                                                | § 7a(5)      | ■ 配電事業者についても上記と同様の措置が求められるが、中立的運用責任者、規則の承認は不要であり、また、顧客が10万人未満の事業者においては任意である。                                                                                                                                                                                                      |

<sup>\*1</sup> 出所: BNetzA, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung,  
[http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000802360)

<sup>\*2</sup> 出所: BNetzA, BK6-18-003, 2018/1/8, P2, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-003/BK6-18-003\\_Beschluss\\_vom\\_08\\_01\\_2018\\_download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-003/BK6-18-003_Beschluss_vom_08_01_2018_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2) © 2021. For information, contact Deloitte Touche Tohmatsu LLC.

MTS Strom/Gasは、事業者から出されたデータをもとに、電力・ガス卸売市場での違反の兆候を調査する。その結果をもとに、各規制機関が追加調査と起訴を行う

## 電力・ガス卸売市場の監視体制<sup>\*1,\*2</sup>



\*1 出所: BNetzA、REMIT Informationsportal der Bundesnetzagentur、

[https://remit.bundesnetzagentur.de/cln\\_131/REMIT/DE/Informationen/Aufgaben/start.html](https://remit.bundesnetzagentur.de/cln_131/REMIT/DE/Informationen/Aufgaben/start.html)

\*2 出所: MTS Strom/Gas、Aufgaben、[https://www.markttransparenzstelle.de/cln\\_131/DE/Markttransparenzstelle/Aufgaben/start.html](https://www.markttransparenzstelle.de/cln_131/DE/Markttransparenzstelle/Aufgaben/start.html)

\*3 出所: Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, Börsenaufsichtsbehörde、<https://www.smwa.sachsen.de/292.htm>

\*4 欧州エネルギー取引所(EEX)の本拠地であるライプツィヒが属する州当局であり、証券取引法第3条(1)に基づき取引所の監督を行う。

\*5 電力取引に関する情報。取引へのタイムリー且つ定期的なアクセスが出来るようになっている必要がある。具体的には、電力・天然ガスの生産・貯蔵・消費・送電の為の設備の容量と設備利用に関する構造データへのアクセスである。これらの情報を電力取引に関わる事業者は提出する必要がある。

出所: REGULATION (EU) No 1227/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2011 (18)

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1407324667535&uri=CELEX:32011R1227>

建物およびITに関しては、送電事業者と垂直統合型事業者間の法的分離はエネルギー法に明記されているが、配電事業者と垂直統合型事業者間に関しては法的には明記されていない（2016年以降法規定変更なし）

## 建物・ITシステム規制内容\*1

|        |       | 根拠資料                            | 参照箇所            | 規制内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|--------|-------|---------------------------------|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建物     | 送電事業者 | エネルギー法<br>( Code de l'énergie ) | Article L111-21 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者は、同じ社会的アイデンティティ、広報活動やマーケティング方針、建物などを垂直統合事業者と混同してはいけない。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| ITシステム |       |                                 | Article L111-16 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 垂直統合型事業者も含めた全ての事業者は、送電事業者のITネットワークにアクセス出来ない。</li> <li>■ 送電事業者のITシステムは、厳格に垂直統合型事業者も含む全ての事業者と分離されているべきである。また、データベースへのアクセスは、送電事業者を除く垂直統合型事業者を構成する事業者の全従業員並びに委託業者にも認めない。</li> <li>■ 委託事業者との契約については、規制機関(CRE)にその存在を報告し、契約内容に応じ、CREが監視を行い、守秘義務を徹底しなくてはならない。</li> <li>■ 送電事業者の情報自動処理システムに介入する事を目的として契約がされる場合、介入する委託企業は機密性保持の義務を厳守しなければならない。</li> </ul> |
| 情報     |       |                                 | Article L111-72 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 経済的、商業的、産業的、財政的または技術的性質の情報の機密性を送電事業者に求める。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                            |

\*1 出所: Code de l'énergie 最終更新日 2020年10月25日、

[https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte\\_lc/LEGITEXT000023983208/?isSuggest=true](https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208/?isSuggest=true)

従業員に関しては、垂直統合型事業者の従業員は送電事業業務に携わる事は禁じられている。また、10万人以上の顧客を持つ地方の配電事業者に関しては法的規制が適用となる（2016年以降法規定変更なし）

## 従業員に関する規制内容\*1

|     |       | 根拠資料                            | 参照箇所                    | 規制内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----|-------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 従業員 | 送電事業者 | エネルギー法<br>( Code de l'énergie ) | Article L111-7, 20      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業に携わる従業員は、発電事業または小売事業に携わる従業員であってはならない。</li> <li>■ 垂直統合型事業者の従業員が送電事業に関わる事は禁じる。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                      |
|     |       |                                 | Article L111-19, 26, 27 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 送電事業者の取締役会メンバーや監視取締役会メンバーの過半数は、就任前の3年間に、垂直統合型事業者又はガス会社に雇用されておらず、利害関係を有していない必要がある。<sup>*2</sup></li> <li>■ 送電事業者の取締役会メンバーや送電事業者の監視取締役会メンバーは、任期を終えた後も、4年間は垂直統合型事業者及びその他の事業者で職務や責務を果たすことを禁じる（一般的な従業員に関しての記載は無し）。</li> <li>■ 送電事業者の法務、会計、IT等の従業員は、送電事業者により雇用されている必要がある。垂直統合型事業者と関連のある従業員であってはならず、垂直統合型事業者からの支援等を受ける事は禁じる。</li> </ul> |
|     | 配電事業者 |                                 | Article L111-57         | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 本土の大都市圏で10万人以上の顧客にサービスを提供する配電及び配ガス事業者の従業員は、発電・ガス製造事業及び電気・ガス小売事業に携わる従業員であってはならない。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                      |

\*1 出所: Code de l'énergie 最終更新日 2020年10月25日、

[https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte\\_lc/LEGITEXT000023983208/?isSuggest=true](https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208/?isSuggest=true)

\*2 経営に携わる者の任命・更新・解任の際は、取締役会又は監視役会はCREに情報を報告する必要がある。取締役会の構成についての記載は無し。



建物に関して、2016年以降、EDFからの分離が送電・配電事業者共に進んでいる。現在、規制機関の承認のもと、非常に限られたスペースのみEDFと共有している

## 建物の法的分離に関する措置<sup>\*1,\*2</sup>

- CREとしては、配電事業者に対して推奨・助言という形で、独立性を保つよう促している。

| 項目 | 事業者   | 根拠資料                                     | 詳細                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----|-------|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建物 | 送電事業者 | RTE<br>2019年報                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ EDFのアクセスシステムによって管理されている、原子力基本施設内にある6つの緊急避難ステーションの分離を履行中である。</li> <li>■ 3つのステーションに関しては、2014年に既に分離工事が完了。核施設内にある残る3つのステーションに関しては、RTEとEDF間でアクセス権の明確化、オペレーションシステムの定義等に関して未だ協議中である。</li> </ul>                        |
|    | 配電事業者 | CRE規範遵守と電気および天然ガス事業者の独立に関する2017-2018レポート | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ CREの2016-2017レポートで、Enedisに、EDFグループ内の規制されていない組織と共有している施設から分離し続けることを要請している。</li> <li>■ 現在EnedisとEDFが共有している施設の表面積は1%未満となっているが、2016年末時点では1.5%であった。CREとしては現在の共有施設表面積は許容範囲内であると考えており、今後のこの状態を維持する事を推奨している。</li> </ul> |

\*1 出所: RTE Rapport annuel sur l'indépendance de RTE et la mise en œuvre du code de bonne conduite Année 2019, F.5. P27,  
[https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Code-de-bonne-conduite/Rapport\\_annuel\\_CdeBC\\_RTE\\_2019.pdf](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Code-de-bonne-conduite/Rapport_annuel_CdeBC_RTE_2019.pdf)

\*2 出所: CRE Rapport 2017-2018 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, 1.2.2.4. P42,  
<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-2017-2018-sur-le-respect-des-codes-de-bonne-conduite-et-l-independance-des-gestionnaires-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel>



ITシステムに関しても、2016年以降、送電事業者及び配電事業者共にEDFからの分離が進んでいる

## ITシステムの法的分離に関する措置<sup>\*1,\*2,\*3</sup>

### ■ RTE(送電事業者)の事例

- エネルギー法内で健康、障害、死亡に関する保険、定年退職プラン等の福利厚生分野に関しては垂直統合型事業者と共有が可能であり、これに該当する2つのソフトウェアのみEDFと共有している。

### ■ Enedis(配電事業者)の事例

- EDF提供の予測ソフトを使用していたが、代替ソフトに切り替えを開始している。

| 項目     | 事業者   | 根拠資料                       | 詳細                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------|-------|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ITシステム | 送電事業者 | RTE<br>2019年報              | <ul style="list-style-type: none"><li>■ ITシステムはEDFと完全に分離されている。</li><li>■ CREより承認を受け、エネルギー法(Article L. 111-33)で例外として定められている2つのソフトウェア、求人ソフトウェア(bourse de l'emploi)、医療書類管理ソフトウェア(MediSIS)はEDFと共有している。</li></ul>                                                                              |
|        | 配電事業者 | Enedis<br>2017年報<br>2019年報 | <ul style="list-style-type: none"><li>■ Enedisは、EDFが提供する2つのソフトウェア、Kheops(消費予測)およびPPE(風力および太陽光発電の発電量予測)の代替ソフトウェアを検討していた。</li><li>■ 2017年末にKheopsの使用を停止。</li><li>■ 現在(2019年3月15日時点)は、PPEの代替ソフトウェアとしてREEF(REnewable Energy Forecasts)のライセンス取得をEDFグループ購買コンプライアンス委員会(CCA)立ち合いの元で交渉中。</li></ul> |

\*1 出所: RTE Rapport annuel sur l'indépendance de RTE et la mise en œuvre du code de bonne conduite Année 2019、P21、  
[https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Code-de-bonne-conduite/Rapport\\_annuel\\_CdeBC\\_RTE\\_2019.pdf](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Code-de-bonne-conduite/Rapport_annuel_CdeBC_RTE_2019.pdf)

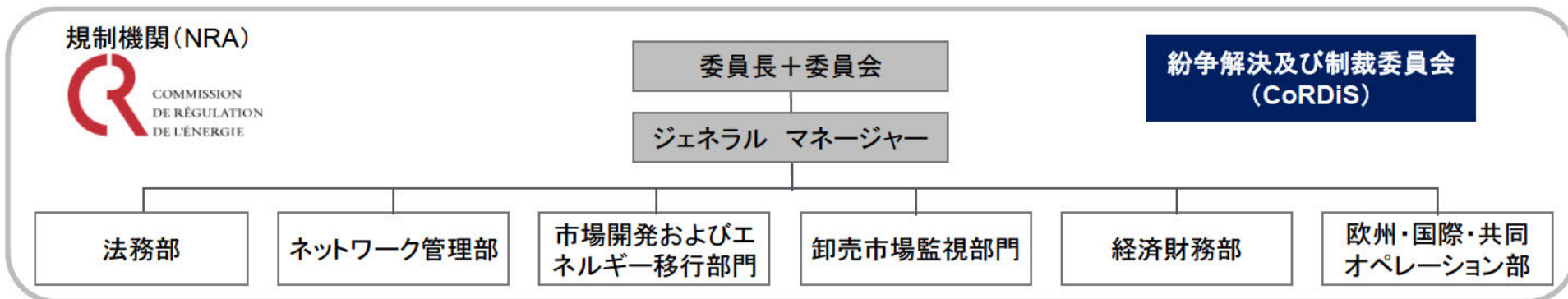
\*2 出所: Enedis Rapport 2017 sur la mise en œuvre du code de bonne conduite d'Enedis、P57-58  
[https://www.enedis.fr/sites/default/files/RMO\\_2017\\_Enedis\\_Vdef\\_du\\_2018-02-15.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/RMO_2017_Enedis_Vdef_du_2018-02-15.pdf)

\*3 出所: Enedis Rapport 2019 sur la mise en oeuvre du code de bonne conduite d'Enedis、P67

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Rapport\\_2019\\_sur\\_la\\_mise\\_en\\_oeuvre\\_du\\_code\\_de\\_bonne\\_conduite\\_d'enedis.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Rapport_2019_sur_la_mise_en_oeuvre_du_code_de_bonne_conduite_d'enedis.pdf)

CRE内部は6部門に分かれており、各部門の担当分野で欧州連合のエネルギー規制及びフランスのエネルギー法に沿って監視・監査・分析を行っている。CoRDiS（紛争解決及び制裁委員会）は、違反に対して制裁を与える権限を持つ

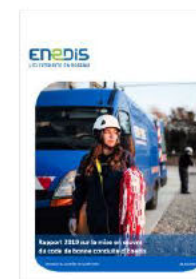
## 規制機関監視体制(1/2)\*1



- 各送配電事業者内に設置されるコンプライアンス委員会は、毎年、「善行規範の実施に関するレポート」を作成・公開する。
- 規制機関は、各事業者の「善行規範の実施に関するレポート」を下記に留意して分析する。
  - 事業者の慣行が独立規則に準拠し、行動規範に定められたコミットメントに準拠していること。
  - 規制当局と事業者が各々の報告書内で言及した要求、推奨事項、アクションプランが効果的に実施されていること。
- 事業者とのヒアリング調査等を通して、事業者からの説明も考慮した上で、2年ごとに規制機関からの「善行規範の実施に関するレポート」を作成・公開する。

Enedis 2019年報

RTE 2019年報



CRE 2019年  
報告書

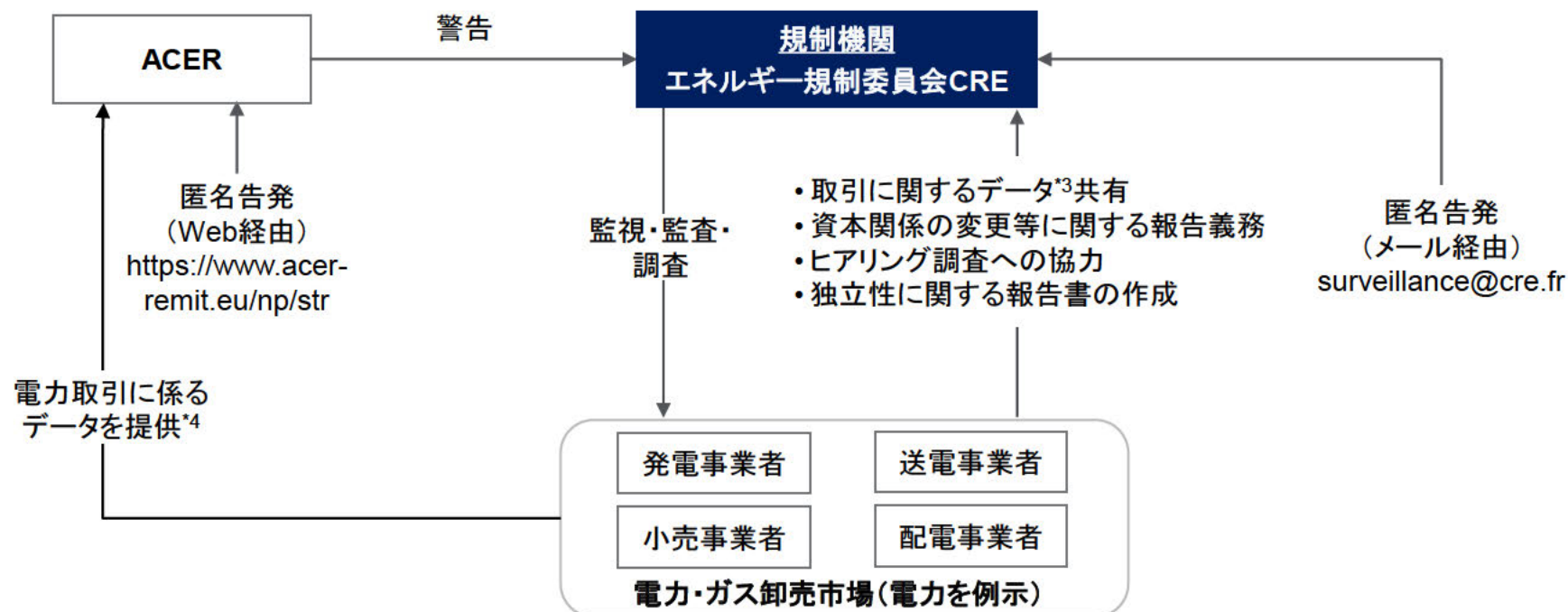


\*1 出所: Organigramme de la CRE



各事業者は、資本関係の変更等、事業に関わる変更に関して速やかにCREへ報告する義務があり、毎年独立性に関する調査報告書を作成・公開している

## 各エネルギー事業者の監視体制<sup>\*1,\*2</sup>



\*1 出所: CRE Surveillance RAPPORT 2019 Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel

<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/le-fonctionnement-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-2019>

\*2 出所: CRE Rapport d'activité 2019, l'organisation et les missions de la CRE

<https://www.cre.fr/content/download/19191/231553>

\*3 電気・ガス価格、需要と供給、消費量、電気・ガス製造量 等

\*4 電力取引に関する情報。取引へのタイムリー且つ定期的なアクセスが出来るようになっている必要がある。具体的には、電力・天然ガスの生産・貯蔵・消費・送電の為の設備の容量と設備利用に関する構造データへのアクセスである。これらの情報を電力取引に関わる事業者は提出する必要がある。

出所: REGULATION (EU) No 1227/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2011 (18)

# 情報遮断の方法及び監視方法

ドイツの規制機関は連邦行政機関の一部である。一方で、フランスの規制機関は国から独立した組織であるものの、財政・人材面で国の支援を受けている

## 規制機関の国からの独立性

| 規制機関(国名)                      | 組織形態                     | 財政基盤  | 委員会構成(ボードメンバー)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------|--------------------------|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ACER* <sup>1</sup><br>(EU)    | 独立行政機関                   | EUの予算 | <ul style="list-style-type: none"><li>■ 理事会 (Administrative Board) は以下の計9名より構成される。<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 欧州委員会より任命された委員2名</li><li>➢ 欧州議会より任命された委員2名</li><li>➢ 評議会より任命された委員5名</li></ul></li><li>■ 監督委員会 (Board of Regulator) は各規制機関から1名ずつ選出された代表者計27名で構成される。</li></ul>                                                                                                           |
| BNetzA<br>(ドイツ)               | 連邦ネットワーク庁<br>(連邦行政機関の一部) | 国の予算  | <ul style="list-style-type: none"><li>■ 諮問委員会は連邦政府より承認された以下の計32名より構成される。<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 連邦議会議員 (German Bundestag) より16名</li><li>➢ 連邦参議院 (German Bundesrat) より16名</li></ul></li></ul>                                                                                                                                                                                     |
| CRE* <sup>2,3</sup><br>(フランス) | 独立行政機関                   | 国の予算  | <ul style="list-style-type: none"><li>■ 規制委員会は公的な電力管理機関等に勤務していた以下の計5名より構成される。<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 大統領により任命された委員長1名</li><li>➢ 大統領により任命された委員1名</li><li>➢ 国会議長により任命された委員1名</li><li>➢ 上院議長により任命された委員1名</li><li>➢ 海外領土大臣より任命された委員1名</li></ul></li><li>■ CoRDis (紛争解決及び制裁委員会) は以下の計4名より構成される。<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 国会議員2名</li><li>➢ 最高裁判所委員2名</li></ul></li></ul> |

\*1 出所: EUR-Lex、REGULATIONS (EC) No 713/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL、2009/7/13、Article12、14  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009R0713>

\*2 出所: Rapport d'activite 2019, L'ORGANISATION ET LES MISSIONS DE LA CRE

\*3 出所: <https://www.cre.fr/Actualites/le-president-de-la-cre-a-nomme-kseniya-khromova-directrice-de-la-surveillance-des-marches-de-gros-et-laurent-menard-directeur-des-affaires-econom>

## 4. 諸外国における再生可能エネルギー電気の 表示の制度・ルール



## 4.1 欧州における再エネ電気の表示

# (1) 欧州のGOとは

- EU加盟国は、電力の発電源を把握するためのGO (Guarantee of Origin) 認証を得ることが法の下で義務付けられている。このGO認証を行うシステムの一つがEECS (European Energy Certificate System) である。EECSは、AIB (Association of Issuing Bodies) によって2002年に構築された。
- EECSのシステムを利用している加盟国は21ヶ国(ドイツ、フランス等を含む)であり、加盟国間の全てのGO取引は、AIBハブを通じて行われる(いくつかの加盟国等は、独自のトラッキングシステムを採用している)。
- EECSにより取引されるGO (EECS-GO) には1MWh毎に固有のシリアル番号が付記され、発電源の発行、移転、償却を行うにあたってのダブルカウントを回避するシステムとなっている。EECSを活用する加盟国は、このシステムをベースに、自らのGO管理システムを運用している。
- EECSには再生可能エネルギーのみならず、あらゆる電源による実績が登録されている。



## (2) 欧州のGO導入の経緯

- 英国の排出量取引制度などの新たな温暖化対策が導入される中で、再生可能エネルギーにより発電された電気の取引方法として「RECs制度」が(民間により)開発され、主に北欧(主にノルウェーの水力発電)の電力由来の証書を購入することで地球温暖化対策に寄与する取り組みが進展。
- 導入されたRECs制度の問題点として、ダブルカウントの可能性が指摘される。
  - RECs発行機関の間で情報の共有が十分に行われておらず、特に国外のRECsに関しては確認が難しい
  - バイオマス発電における二重発行の事例
  - 北欧の大量の発電源証明の輸出が国内の電源構成に反映されていなかった
- 2001 年に発令された「再エネ指令(2001/77/EC)」のもと再エネ取引の明確化と円滑化を図る必要が生じたため、RECS を廃止し、GOに全面移行、「GO の運用、管理機関を各国 1 機関定める」と明記
  - GOで最低限記載する事項として、①再生可能エネルギー源、②発電期間、③発電場所や発電設備容量、④補助金や支援の程度、⑤設備の稼動開始時期、を規定
- 電力のトレーサビリティを向上させるプロジェクトが実施され、その成果として欧州エネルギー証書スキーム(European Energy Certificate Scheme、EECS)が構築され、欧州レベルの発電源証明(EECS-GO)に繋がっていった。

### (3) <参考>欧州のGO導入の経緯

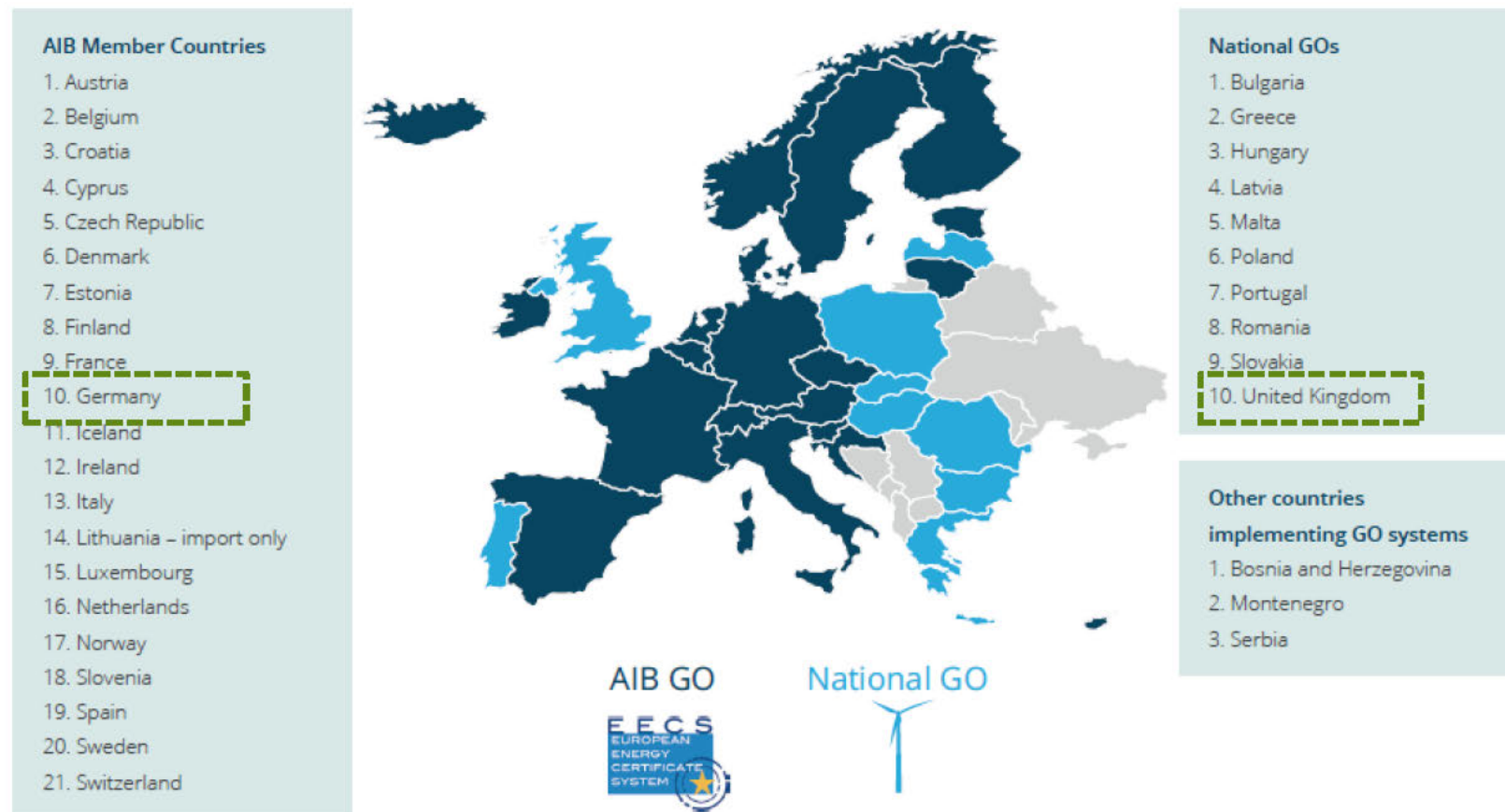


(注)UBA:ドイツ連邦環境庁

出所: Garzay Ahmadi, Guarantees of Origin: Germany vs. France, June 19<sup>th</sup>, 2019

## (4) EU加盟国のEECS活用状況

- EUでは、EECSのシステムを利用している加盟国（AIBのシステム参加）と、国独自のトラッキングシステムを開発して運用している加盟国が存在する。

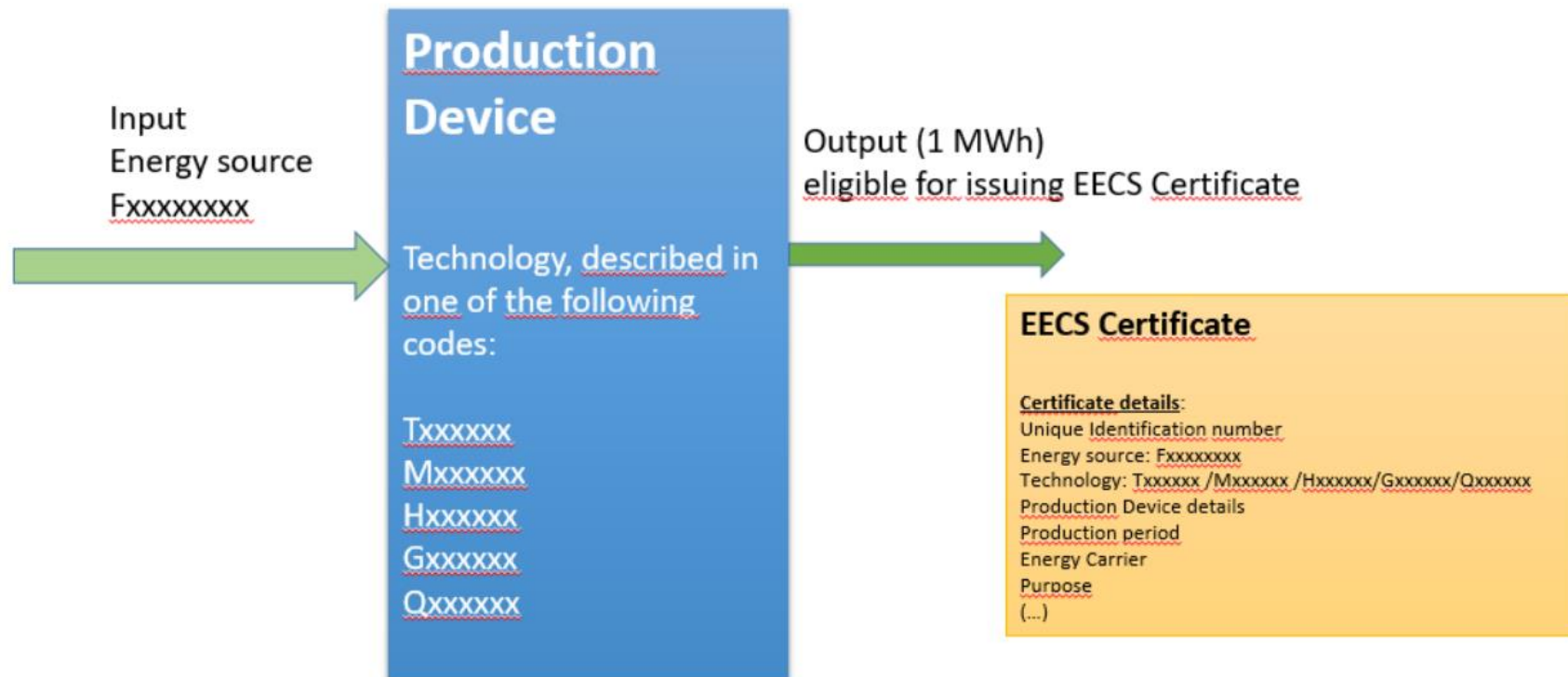


出所: Natural Capital Partners Europe Limited、Guarantees of Origin (GOs)、2020年10月29日webアクセス



## (5) EECSにおけるGO認証内容①(認証の流れ)

- 発電技術別にコード(一般的な再エネや化石燃料、原子力は“T”xxxxxxx)が設定され、1MWh毎にコード別に発電技術種類や発電時期等の情報を付記して認証(レジストリに登録)される。



## (5) EECSにおけるGO認証内容②(技術コード一覧その1)

### ■ EECSにおける技術コード一覧(抜粋その1)

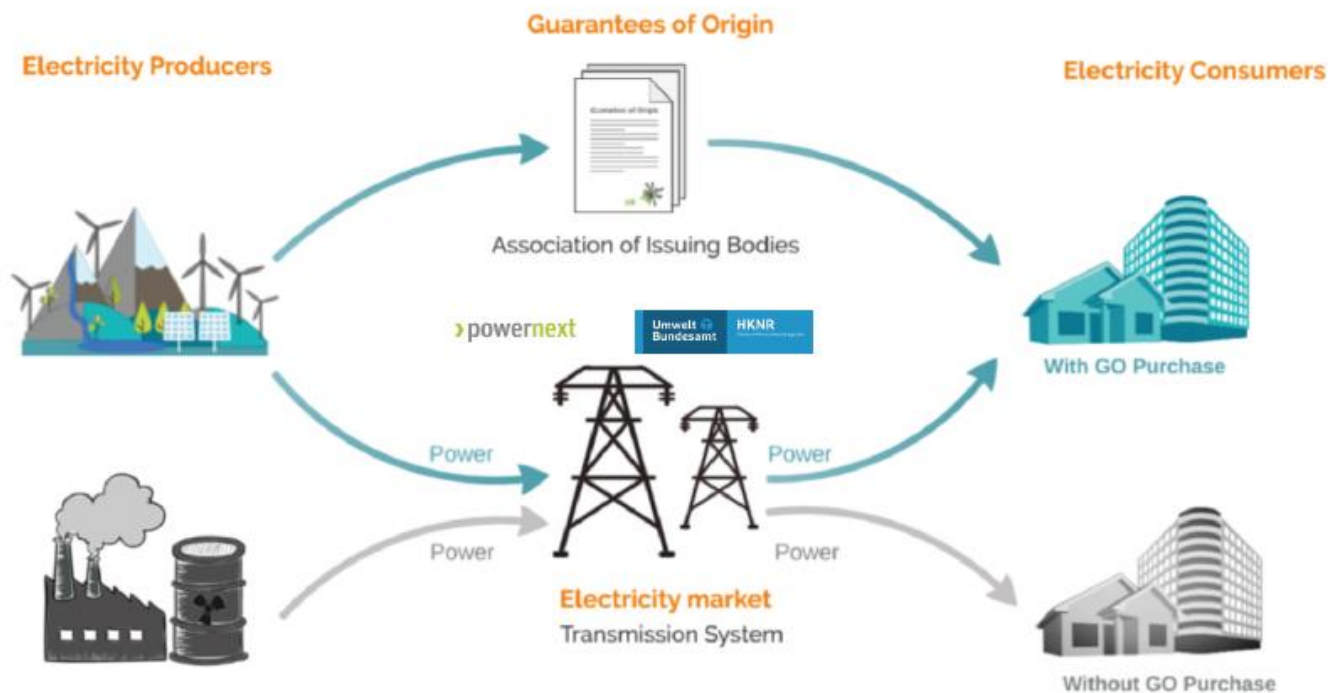
| Level 1 |                                   | Level 2 |                                                        | Level 3 |                 | Full code |
|---------|-----------------------------------|---------|--------------------------------------------------------|---------|-----------------|-----------|
| Code    | Description                       | Code    | Description                                            | Code    | Description     |           |
| 01      | Solar                             | 00      | Unspecified                                            | 00      | Unspecified     | T010000   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T010100   |
|         |                                   | 01      | Photovoltaic                                           | 01      | Classic silicon | T010101   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | Thin film       | T010102   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T010200   |
| 02      | Wind                              | 00      | Unspecified                                            | 00      | Unspecified     | T020000   |
|         |                                   |         |                                                        | 01      | Onshore         | T020001   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | Offshore        | T020002   |
| 03      | Hydro-electric head installations | 00      | Unspecified                                            | 00      | Unspecified     | T030000   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T030100   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T030200   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T030300   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T030400   |
| 04      | Marine                            | 00      | Unspecified                                            | 00      | Unspecified     | T040000   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T040100   |
|         |                                   | 01      | Tidal                                                  | 01      | Onshore         | T040101   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | Offshore        | T040102   |
|         |                                   |         |                                                        | 00      | Unspecified     | T040200   |
|         |                                   | 02      | Wave                                                   | 01      | Onshore         | T040201   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | Offshore        | T040202   |
|         |                                   | 03      | Currents                                               | 00      | Unspecified     | T040300   |
|         |                                   | 04      | Pressure                                               | 00      | Unspecified     | T040400   |
|         |                                   | 00      | Unspecified                                            | 00      | Unspecified     | T050000   |
| 05      | Thermal                           | 01      | Combined cycle gas turbine with heat recovery          | 00      | Unspecified     | T050100   |
|         |                                   |         |                                                        | 01      | Non-CHP         | T050101   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | CHP             | T050102   |
|         |                                   | 02      | Steam turbine with back-pressure turbine (open cycle)  | 00      | Unspecified     | T050200   |
|         |                                   |         |                                                        | 01      | Non-CHP         | T050201   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | CHP             | T050202   |
|         |                                   | 03      | Steam turbine with condensation turbine (closed cycle) | 00      | Unspecified     | T050300   |
|         |                                   |         |                                                        | 01      | Non-CHP         | T050301   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | CHP             | T050302   |
|         |                                   | 04      | Gas turbine with heat recovery                         | 00      | Unspecified     | T050400   |
|         |                                   |         |                                                        | 01      | Non-CHP         | T050401   |
|         |                                   |         |                                                        | 02      | CHP             | T050402   |

## (5) EECSにおけるGO認証内容③

### ■ EECSにおける技術コード一覧(抜粋その②)

| Level 1<br>Code | Description | Level 2<br>Code | Description                       | Level 3<br>Code | Description | Full code |
|-----------------|-------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------|-------------|-----------|
|                 |             | 05              | Internal combustion engine        | 00              | Unspecified | T050500   |
|                 |             | 06              | Micro-turbine                     | 01              | Non-CHP     | T050501   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T050502   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T050600   |
|                 |             | 07              | Stirling engine                   | 01              | Non-CHP     | T050601   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T050602   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T050700   |
|                 |             | 08              | Fuel cell                         | 01              | Non-CHP     | T050701   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T050702   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T050800   |
|                 |             | 09              | Steam engine                      | 01              | Non-CHP     | T050801   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T050802   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T050900   |
|                 |             | 10              | Organic Rankine cycle             | 01              | Non-CHP     | T050901   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T050902   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T051000   |
|                 |             | 11              | Gas turbine without heat recovery | 01              | Non-CHP     | T051001   |
|                 |             |                 |                                   | 02              | CHP         | T051002   |
|                 |             |                 |                                   | 00              | Unspecified | T051100   |
| 06              | Nuclear     | 00              | Unspecified                       | 00              | Unspecified | T060000   |
|                 |             | 01              | Heavy-water reactor               | 00              | Unspecified | T060100   |
|                 |             | 02              | Light water reactor               | 00              | Unspecified | T060200   |
|                 |             | 03              | Breeder                           | 00              | Unspecified | T060300   |
|                 |             | 04              | Graphite reactor                  | 00              | Unspecified | T060400   |
| 07              | Other       | 00              | Unspecified                       | 00              | Unspecified | T070000   |

## (6) GOの機能



- ① GOは、発電電力量(1MWh毎)を発電所の属性(電源種別(コード)、建設時期、立地地域、等)と共に電子情報としてレジストリに登録されたもの。
- ② GOは、電気とは別に取引され、GOを移転された小売事業者が販売電力の情報開示を消費者に行ったタイミングで、レジストリの中で償却され、以降は取引ができなくなる。
- ③ 小売事業者が販売する販売電力の情報開示によって償却させることでダブルカウントを回避するシステム

出所: Garzay Ahmadi, Guarantees of Origin: Germany vs. France, June 19<sup>th</sup>, 2019

## 4.2 ドイツにおける再エネ電気の表示



# (1) 再エネ電気の表示に関する規制・ガイドライン①

- ドイツにおいては、エネルギー事業法の42条 (Section 42) の規定により、電力小売事業者に販売電力の電源構成の開示を義務化している
- エネルギー事業法は電力やガス事業に参入する企業を規制する法律であり、同法の規制当局は連邦ネットワーク庁 (Bundesnetzagentur (BNetzA), Federal Network Agency) である。従って、再生可能エネルギー電気表示義務の規制機関は連邦ネットワーク庁である。
- 他方、再生可能エネルギー電源の登録、系統接続、買取、補助金の算定・支給等については、再生可能エネルギー法 (German Renewable Energy Sources Act (EEG)) で規定されている。EEGの規制当局も連邦ネットワーク庁である。
- ドイツでは、欧州で実施されている発電源証明 (Guarantee of Origin: GO) も導入されている。EEG電源以外の再生可能エネルギー電源がGOの交付対象となっている。GOに関しては、ドイツ連邦環境庁 (Umweltbundesamt: UBA) が管理している。

注: エネルギー事業法 (Energy Industry Act, Energiewirtschaftsgesetz EnWG) ドイツ語原文: <https://www.gesetze-im-internet.de/enwg2005/BJNR197010005.html>

# (1) 再エネ電気の表示に関する規制・ガイドライン②

参考:エネルギー事業法(2012年改正)(Energy Industry Act, Energiewirtschaftsgesetz, EnWG)42条の日本語訳

## 42条 電源表示、電力請求書の透明性、法規命令への委任

(1) 電力供給企業は、最終消費者向けの請求書上またはその添付書類において、これらの顧客に向けた広告媒体において、並びに、電力の販売のためのインターネットサイトにおいて、以下の事項を掲げなければならない:

1 前歴年及び前々歴年に当該供給者が用いた全エネルギー源構成に占める個々のエネルギー源(原子力、石炭、天然ガス、その他の化石エネルギー源、再生可能エネルギー法によって援助された再生可能エネルギー、それ以外の再生可能エネルギー)の割合; 遅くとも11月1日以降は前暦年の値を掲げなければならない;

2 環境影響、少なくともCO<sub>2</sub>排出量と放射性廃棄物量(1号に掲げた発電用の全エネルギー源構成に起因し得るもの)についての情報

(2) エネルギー源構成及び環境影響についての情報には、ドイツの発電における平均値を併記するとともに、消費者にやさしく、かつ、適切な大きさがグラフを用いた視覚的な方法で示さなければならない。

(3) 電力供給企業が最終消費者向けの販売においてエネルギー源構成の違いによる商品の差別化を図る場合、これらの商品及び残りのエネルギー源構成について、1項及び2項を準用する。1項及び2項における義務には影響を及ぼさない。

(4) 発電側で1項1号に掲げるエネルギー源のどれに該当し得るのかが明確でない電力量については、ドイツのENTSO-E[3]-エネルギー源構成から5項1号及び2号に掲げる再生可能エネルギーによる電力を控除したものを基礎とすることができる。適当な負担で可能な場合は、ENTSO-E-構成を適用する前に、電力量の二重計上を避ける手立てを講じなければならない。加えて、1文及び2文で算定したエネルギー源構成は、1項1号に掲げたカテゴリーによって分類して掲げられなければならない。

(5) 1項1号及び3項による電力表示の目的において、再生可能エネルギーによる電力の使用とすることができるのは、電力供給企業が

1 再生可能エネルギーによる電力の発電源証明を用いる場合(再生可能エネルギー法55条4項によって管轄庁によって消却されたもの)、

2 再生可能エネルギー法によって援助された電力を同法の規定のもとで掲げる場合、又は、

3 再生可能エネルギーによる電力を4項で算定したエネルギー源構成の一部として同項により掲げる場合、

に限られる。

(6) 電力の製造者及び供給元は、その供給関係において、1項の義務者が情報提供義務を満たし得るようにデータを提供しなければならない。

(7) 電力供給企業は、年に1度、電力表示の正確性を検証するため、連邦ネット庁に対して、1項から4項によって最終消費者に供されたデータ、電力表示の基礎とされた電力量を届出なければならない。連邦ネット庁は、再生可能エネルギーの割合に関するデータについては環境連邦局に伝達する。連邦ネット庁は、様式、範囲及び届出日を定めることが出来る。フォームが用意された場合、データは電子的に伝達されなければならない。

(8) 連邦政府は、連邦参議院の同意を必要としない法規命令によって、1項から4項の情報の提示、とりわけ国内で比較可能な方法での提示、発電側の帰属先が明確ではない電力のエネルギー源構成の定め(4項にかかわらず)、及び1項から4項の情報提供のためのデータの調査及び伝達の方法について定めることが出来る。法規命令が定められない場合、連邦ネット庁は29条1項の定めによって1文の規定を定めることが出来る。

出所:エネルギー事業法(2012年改正)日本語訳、<https://consumernet.jp/?p=2068>

## (2) 当該規制・ガイドラインに違反した場合の罰則

■ EnWGの94~101 条 (Section 94~101) には罰金について規定されている。

- 規制当局は、行政措置の執行に適用される規則に従ってその命令を執行することができる。罰金の額は、1,000~1,000万ユーロである。
- 罰金対象行為はEnWGの95条 (Section 95) にリストアップされているものの、その中には、再生可能エネルギー電気の表示に関する行為が含まれていない。

### (3) 再エネの価値に関する証書制度と表示との関係①

#### ■ 再生可能エネルギーの価値に関する証書制度 (Guarantee of Origin: GO)

- ドイツのGO認証は、再エネ (RES-GO) と高効率CHP (CHP-GO) が対象となっている。なお、消費者向けの再エネ表示には再エネベースのGOのみ認められる。
- ドイツのGO運用では、FITまたはFIPの買取対象以外の電力が交付対象となっている。
- GOの発行・承認・移転・失効は連邦環境庁 (Umweltbundesamt: UBA) より管轄されている。
- GOは、電源構成の証明書として利用された時点で無効化される。

#### ■ GOと再生可能エネルギー電気表示との関係

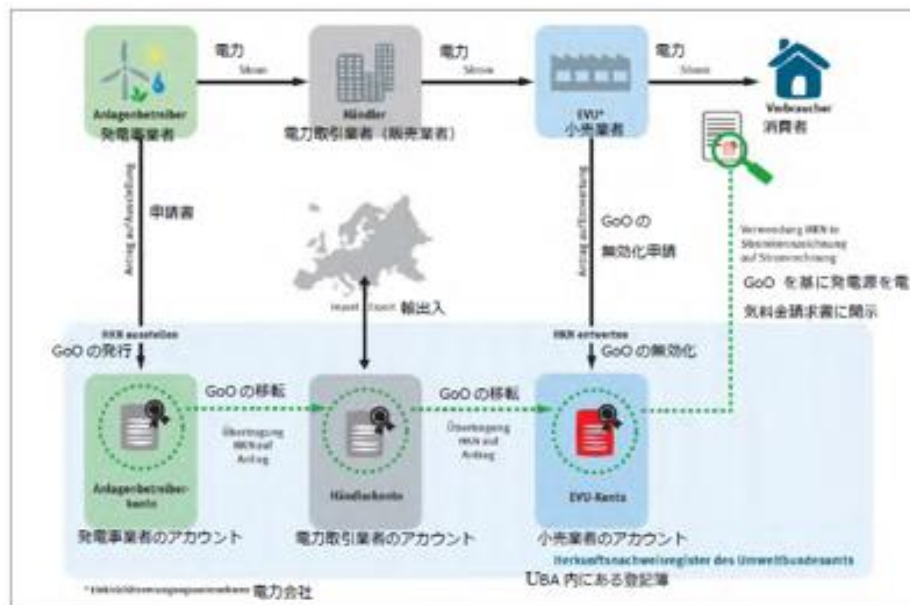
- 小売事業者は、EEG電源 (補助金を受けている再生可能エネルギー電源) 以外の再生可能エネルギー電源の比率、または発電量を証明するための電子証明書として、発電源証明 (GO) を利用している。

#### ■ 民間第三者機関で認証したグリーン電力証書は、再生可能エネルギー表示義務との関係

- 小売事業者はグリーン電力を販売する際に、民間の第三者機関の認証を受けている。
- 小売事業者は自社宣伝のため、ホームページでグリーン電力認証マークの表示、または証書そのものの開示をすることがある。なお、グリーン電力の認証マークの表示は、法律によって義務化されたものではない。

### (3) 再エネの価値に関する証書制度と表示との関係②

## ドイツのGO運用システム



- ① 発電事業者はUBAに発電に関する情報を提出し、レジストリに登録される。
- ② 電力取引業者は電力購入契約を締結するとともに、自らのレジストリにGOを移転する(①と一致しているとは限らない)。
- ③ 電力取引事業者はGOを輸出する、もしくは国内小売業者に販売する。
- ④ 小売業者は購入した電気と移転されたGOをもとに「再エネ電気」として情報を開示し、GOは償却される。

出所:小此木 陽子、再生可能エネルギー導入促進に向けた日本版 発電源証明 (GoO: Guarantee of Origin) の導入について、2016年5月11日【原典のドイツ連邦環境庁 (UBA) 資料は変更なし (2020年10月30日)】、[https://www.kkc.co.jp/service/env\\_energy/pdf/research\\_vol\\_02.pdf](https://www.kkc.co.jp/service/env_energy/pdf/research_vol_02.pdf)



### (3) 再エネの価値に関する証書制度と表示との関係③

#### ドイツにおける主なグリーン電力認証

Green Electricity Label registered association  
(Grüner Strom Label e.V.)



#### 主な基準

- 100%再エネ電力を供給する
- 売電収入の一部を新規再エネプロジェクトの促進に投資する
- 事業者は原子力発電、石炭発電の投資・運営に関与していない

出所: Grüner Strom, Grüner Strom-Label Criteria 2015, V1.2, January 1, 2017,  
[https://www.gruenerstromlabel.de/fileadmin/user\\_upload/Infomaterial/Gruener\\_Strom-Label/Gruener\\_Strom-Criteria\\_List\\_2015\\_V.1.2.pdf](https://www.gruenerstromlabel.de/fileadmin/user_upload/Infomaterial/Gruener_Strom-Label/Gruener_Strom-Criteria_List_2015_V.1.2.pdf)

OKPower



#### 主な基準

##### ■ 共通基準

- 100%再エネ電力を供給する
- 事業者は原子力発電、石炭発電の投資・運営に関与していない
- 消費者保護、環境影響等

■ 共通基準に加え、申請するカテゴリによって、  
個別の基準も存在する

出所: EnergieVision e.V., Criteria for the "ok-power" labelling of eco-electricity V9.2, December 2019, <https://www.ok-power.de/>

### (3) 再エネの価値に関する証書制度と表示との関係④

#### グリーン電力認証マーク表示の事例(1)

ドイツ鉄道(DB)の傘下でグリーン電力を販売する電力小売会社  
(DB Strom)表示の事例(OKPower認証マークを表示)

The advertisement is a green-themed graphic with white text and icons. At the top, a white box contains the text "What makes DB Strom special." Below this, a line of text states "DB Strom offers you fair and transparent contractual terms and conditions." To the right, there is a "LIVE CHAT" button with a question mark icon. The main body of the ad is divided into four columns, each with an icon and a title: 1. A leaf icon for "100% green electricity", with text stating it is fair, inexpensive, and 100% from renewable energies. 2. A coin icon for "Price guarantee", with text stating a limited price guarantee for the entire contract period, excluding taxes and network charges. 3. A question mark icon for "1st class service", with text stating they are available via contact form or email, and contract data is accessible in the customer portal. 4. A gift icon for "New customer bonus", with text stating a railroad bonus of choice (e.g., BahnCard or BahnBonus points) or a cash bonus. At the bottom, a white box contains the text "Certified green electricity for your home." Below this, the text "ok-power-certified green electricity" is displayed next to the OK Power logo, which is a green square with "OK POWER" and "GÜTEGEHEB" text, and is highlighted by a red rectangular border.

出所: DB Strom , <https://www.dbstrom.de/>

### (3) 再エネの価値に関する証書制度と表示との関係⑤

#### グリーン電力認証マーク表示の事例(2)

#### グリーンエネルギー小売事業者EWS社の表示事例 (OKPower+認証マークと証書そのものをホームページで開示)



Annual TÜV NORD certification

We have set ourselves the strictest ecological criteria for our green electricity: at least 70% electricity from new plants, no investments by nuclear and coal companies, no CO<sub>2</sub> emissions, guaranteed creation of new green power plants. We have all of this checked and certified annually by TÜV NORD.

[Current TÜV certificate](#) 



Certified by EnergieVision

The ok-power-plus seal, which is awarded according to the strict criteria of the independent EnergieVision eV, proves that the EWS only offer green electricity from 100% renewable energies and continuously promote innovative projects and measures that advance the energy transition.

[Current ok-power-plus certification](#) 



Certified by EcoTopTen

EcoTopTen is an internet platform of the Öko-Institut. There are five general requirements for EcoTopTen products: high quality, reasonable and affordable price, ecological, socially acceptable and support for environmentally friendly and cost-saving use

[EcoTopTen criteria](#) 

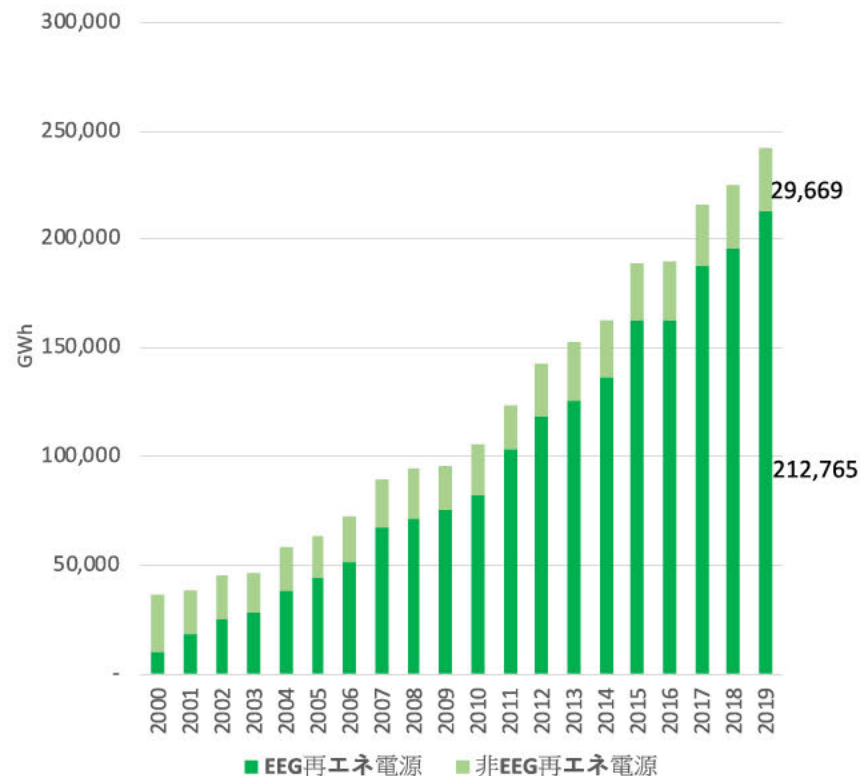


出所: EWS社, <https://www.ews-schoenau.de/oekostrom/>

## (4) FIT/FIP制度と表示との関係①

- ドイツではFIT/FIPの補助金を受ける再生可能エネルギー電源をEEG電源と呼ぶ。
- EnWGでは、補助金を受けている再エネ電源（EEG電源）とそれ以外の再エネ電源を区別し、それぞれの割合を表示することが求められている。
- 2019年における再生可能エネルギーの発電量のうち、EEG電源が88%、非EEG電源が12%であった。

ドイツにおける再生可能エネルギー発電の推移



出所: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Time series on the development of renewable energies in Germany, December 2020, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html)



## (4) FIT/FIP制度と表示との関係②

### 再生可能エネルギー電源表示の事例

#### 再生可能エネルギー電源表示の事例 EVH GmbH社（2019年）

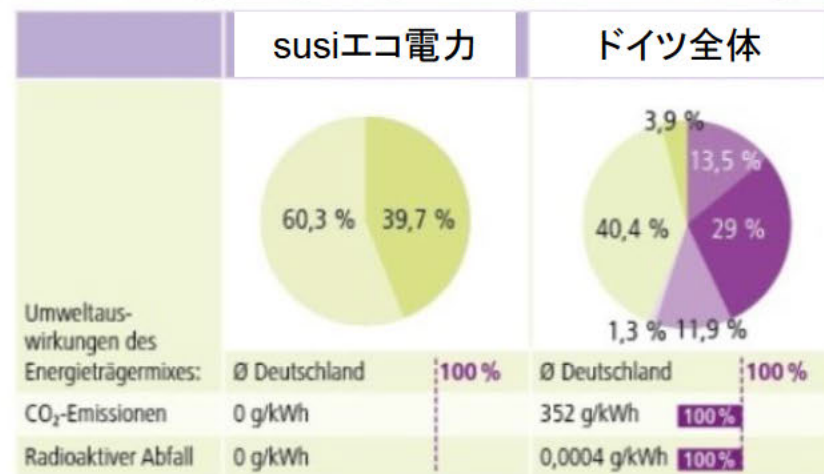


出所: EVH GmbH社ホームページ,  
<https://evh.de/privatkunden/strom/strom/stromkennzeichnung>

#### 再生可能エネルギー電源表示の事例 susi Energie社（2019年）

#### Kennzeichnung der Stromlieferungen 2019

Stromkennzeichnung gemäß § 42 Energiewirtschaftsgesetz vom 07. Juli 2005 geändert 2020



Quelle: \*bdew Datenerhebung 2019 – Bundesmix 2019 Stand 27.08.2020

Legend: 黒 = 石炭, 紫 = 原子力, 黄 = ガス, 茶 = その他火力, 黄緑 = その他再エネ, 緑 = EEG再エネ, 黄緑 = EEG賃貸マンション太陽光発電 (tenant ele.)

出所: susi Energie社ホームページ, <https://www.susi-energie.de/oekostrom-kennzeichnung>



## (5) 政府や規制機関による監視・執行の実情①

■ 当局より電力供給事業者には是正を求める等の動きはない(インターネット調査及び現地のシンクタンクadelphi consult GmbHの専門家へのヒアリング調査(2021年3月10日付照会回答)に基づいたファクト整理)。

■ 再エネ電気の表示に関する監視・執行の詳細:

- 連邦ネットワーク庁は、EnWGのSection35に従った年次モニタリングを実施している。電力供給企業(小売事業者)は、年に1度、連邦ネットワーク庁に対し、モニタリング報告( Questionnaire electricity suppliers )を提出する。データ収集は一括して実施されるため、再エネ電気表示に関連するデータの収集も年次モニタリング調査と同時に行われる。現地専門家へのヒアリング調査によると、こうしたモニタリング業務の一環として収集されたデータは限られていることから、再エネ電気表示の妥当性を検証するには、不十分というのが実情である。実際、連邦ネットワーク庁より発表された年次モニタリング結果報告書の中には、再エネ電気表示に関連する記述はなかった。
- モニタリングの一環として収集されるデータは、通常、調査時から2暦年前の状況を反映するデータであるため、仮に再エネ電気表示規則に違反があったとしても、それは、2年の遅れをもって検出されることになる。
- 電力供給事業者に対するモニタリングだけでは、再エネ電気表示の情報の妥当性をチェックするのは困難である。情報の妥当性を検証するために、EnWG section 65に基づいて詳細な監視調査を行うことが可能である。しかし、政府より議会に提出された疑義照会回答によると、2017年時点で、実際に、このような調査が行われたことはなかった。

注: アンケートの回答は専用のウェブページ(MonEDa - <https://monitoring.bundesnetzagentur.de/moneda>)で提出される

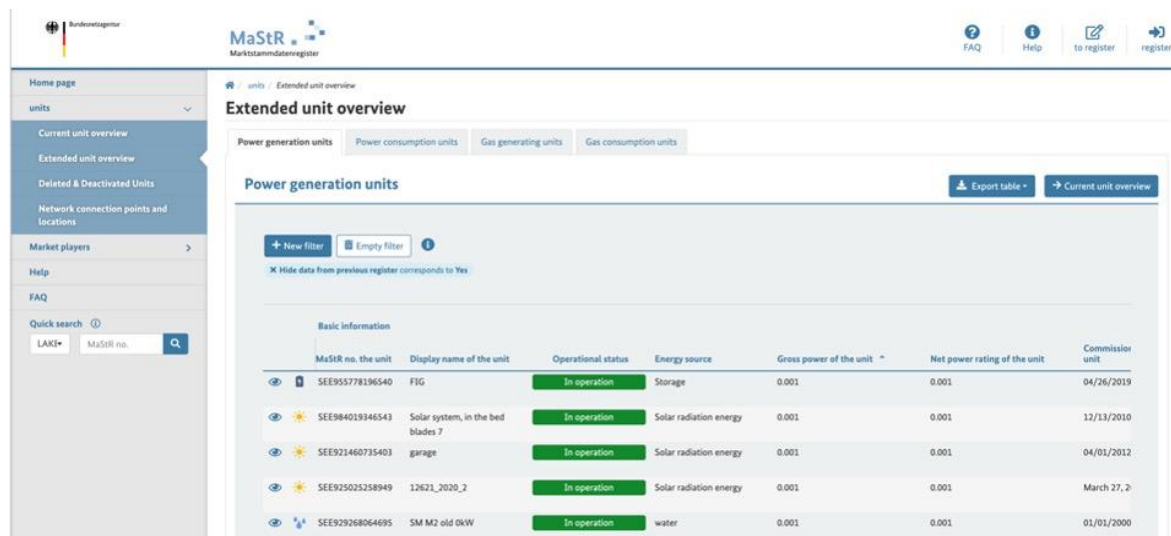
出所1: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Small question from MPs Dr. Julia Verlinden, Nicole Maisch, Oliver Krischer including the parliamentary group BUNDNIS 90 / DIE GRÜNEN re: "Consumer -friendly electricity labeling" BT-Drucksache: 18/11256, March 6, 2017, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2017/18-11256.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2017/18-11256.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

出所2: Öko-Institut e.V., Ecologic Institut gemeinnützige GmbH, BBH, Further development of the indication of subsidized RE quantities and the general electricity labeling in Germany, June 18, 2019, [https://www.bne-online.de/fileadmin/documents/Konsultation\\_SKZ-Empfehlungen.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/documents/Konsultation_SKZ-Empfehlungen.pdf)

## (5) 政府や規制機関による監視・執行の実情②

- 市場の透明性を確保するために、EnWGによって、連邦ネットワーク庁は、電力・ガスの供給、負荷、ネットワークの利用状況、輸出入等に関する最新の情報が分かるような電子プラットフォーム（Market Master Data Register (MaStR)）の開設・運営管理を行っている。
- 発電事業者、系統運用事業者、Balancing Groupの責任者がMaStRに情報を登録することが求められている。
- MaStRに登録された各電源の情報は広く閲覧可能となっている。

### 情報公開プラットフォームMaStR



The screenshot displays the MaStR website interface. The left sidebar contains navigation links: Home page, units (selected), Current unit overview, Extended unit overview, Deleted & Deactivated Units, Network connection points and locations, Market players, Help, FAQ, and a Quick search bar. The main content area is titled 'Extended unit overview' and shows a table of power generation units. The table has columns for MaStR no. of the unit, Display name of the unit, Operational status, Energy source, Gross power of the unit, Net power rating of the unit, and Commission unit. The table lists five units, all of which are 'In operation'.

| MaStR no. of the unit | Display name of the unit          | Operational status | Energy source          | Gross power of the unit | Net power rating of the unit | Commission unit |
|-----------------------|-----------------------------------|--------------------|------------------------|-------------------------|------------------------------|-----------------|
| SEE955778196540       | FIG                               | In operation       | Storage                | 0.001                   | 0.001                        | 04/26/2019      |
| SEE984019346543       | Solar system, in the bed blades 7 | In operation       | Solar radiation energy | 0.001                   | 0.001                        | 12/13/2010      |
| SEE921460735403       | garage                            | In operation       | Solar radiation energy | 0.001                   | 0.001                        | 04/01/2012      |
| SEE925025358949       | 12621_2020_2                      | In operation       | Solar radiation energy | 0.001                   | 0.001                        | March 27, 2     |
| SEE929268064695       | SM M2 old 0kW                     | In operation       | water                  | 0.001                   | 0.001                        | 01/01/2000      |

出所: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/>

## 4.3 英国における再エネ電気の表示

# (1) 再エネ電気の表示に関する規制・ガイドライン①

- 英国における再エネ電気の表示に関しては、以下で規定されている。

①「2005年電気(電源構成開示)規制: The Electricity (Fuel Mix Disclosure) Regulations 2005, No.391」

(2005年3月18日施行)

②電気法 (Electricity Act) のもと規定されている「Standard conditions of electricity supply licence」の

Condition 21. (Fuel mix disclosure arrangement)

- これらは、電力供給事業者に対し、供給した電気の発電源と当該電気の発電による環境への影響に関する情報の公開を求めることを目的に定められたもの。
- 本規制に則り、電力供給事業者は、石炭、天然ガス、原子力、再エネ、その他電源による発電源の構成を、年度毎の「開示期間(4月1日～3月31日)」に公表する義務を負っている。
- 情報の公表は、ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (Department for Business, Energy & Industrial Strategy: BEIS) が定める「電源構成開示データテーブル (fuel mix disclosure data table)」の形式に則って行うことが求められている。具体的には、各電源の割合(%)、当該電気を発電することによる環境影響(電源毎のCO2排出量: g/kWh、高レベル放射線廃棄物量: g/kWh)、比較のための英国の電源構成割合(%)である。

出所: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, “Fuel Mix Disclosure Data Table”  
([https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/906175/fuel-mix-disclosure-data-2019-2020.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/906175/fuel-mix-disclosure-data-2019-2020.pdf))

## (1) 再エネ電気の表示に関する規制・ガイドライン②

- 上記情報の公表にあたっては、電力供給事業者は、公表期間後直ちに(7月1日正午まで)公開内容を裏付ける証書を取得し、毎年10月1日までには当該情報を顧客に対し公開することが義務付けられている。

*“Electricity (Fuel Mix Disclosure) Regulations 2005, No.391, introduced the requirement on all electricity suppliers in GB to disclose to their customers, and potential customers, the mix of fuels (coal, gas, nuclear, renewable and other) used to generate the electricity supplied annually, provided electricity was supplied for a full disclosure period. A disclosure period is 1 April to 31 March. Suppliers must hold evidence to support the mix by midday 1 July following the disclosure period. Suppliers must disclose this information to customers by 1 October annually.”*

- 再エネの場合、「2003年電気(再エネ源由来電気の発電源証明)規制: The Electricity (Guarantees of Origin of Electricity Produced from Renewable Energy Sources) Regulation 2003, No.2562」に基づき、規制機関 (Gas and Electricity Markets Authority、以下「GEMA」)が発行する「発電源証明 (Guarantee of Origin)」を証書として取得することが義務付けられている(2005年電気規制第8条a項)。
- 電力供給事業者は、ビジネス・エネルギー・産業省(BEIS)に対し、7月1日の正午までに電源構成に関する情報を提出することも義務付けられている。この提出された情報に関し、再エネデータの二重カウント等がないかを確認するために、GEMAの監督のもと発電源証明の運用を担うOfgem (Office of Gas and Electricity Markets) より、発行した発電源証明の詳細をBEISへ送付している。

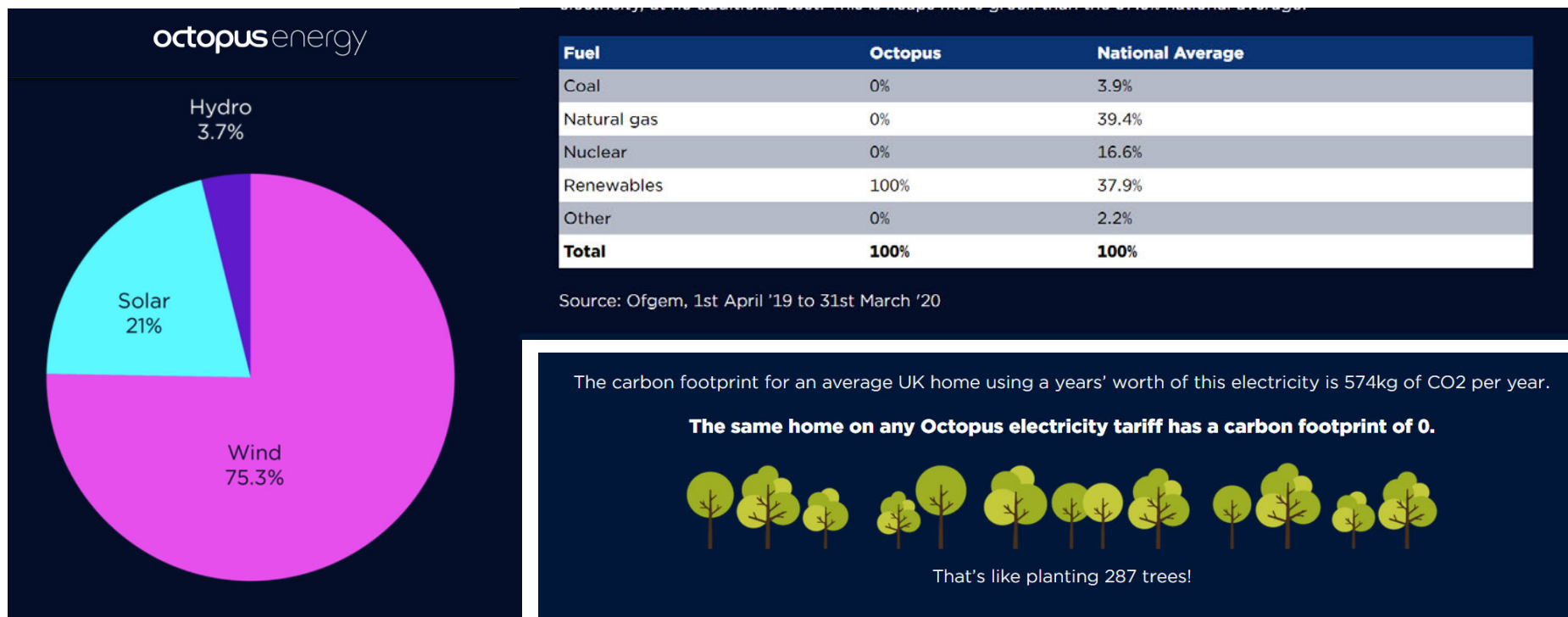
出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011, Section 8.2より抜粋



# (1) 再エネ電気の表示に関する規制・ガイドライン③<事例>

- 電源構成開示に関する規制を踏まえ、再エネ電気を販売している電力供給事業者は、自社のHP上で英国の平均と比較した電源構成、再エネ電源の内訳、環境影響等に関する情報を開示している。

【事例】 octopus energy (2019年4月1日～2020年3月31日)



出所: <https://octopus.energy/renewables/>

## (2) 電源構成開示の規制に違反した際の罰則の有無

- 電力供給事業者による電源構成開示の内容に関し、間違いや虚偽の表示があった事例は、公開情報及びOfgemへのヒアリング調査(2021年3月13日、Ofgem, Supplier Compliance 担当者へ調査)からは、確認がなされなかった。
- 2005年電気規制においては、電力供給事業者が証書を適切に取得しなかった場合、その分の電力量に関し「電源構成開示データテーブル」に示されている割合に従い、他のエネルギー源に配分するものとされている(第10条)。なお、2019年4月1日から2020年3月31日の期間に公表された情報に関しては、石炭6.3%、天然ガス72%、原子力8.2%、再エネ8.3%、その他電源5.2%が配分の割合とされている。
- また、同規制では、電力供給事業者は、当局から求められたときに必要な情報を適切な期間内に提供する義務があることが示されているが(第12条)、それに違反した場合の罰則は、本規制には特段設けられていない。

### *The Electricity (Fuel Mix Disclosure) Regulations 2005*

10. "Where the licensee does not hold the evidence required under paragraph 8 in respect of an amount of electricity purchased for supply by the licensee, the licensee shall apportion the amount of electricity in respect of which evidence is not held to each energy source according to the percentages detailed in the fuel mix disclosure data table."

12. "The licensee shall upon request by the Authority provide to the Authority such information in such form and within such time as the Authority may reasonably require for the purpose of establishing whether, in the Authority's opinion, the licensee is complying or has complied with the requirements of this licence condition."

出所: Fuel Mix Disclosure Data Table by Department for Business, Energy & Industrial Strategy  
([https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/906175/fuel-mix-disclosure-data-2019-2020.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/906175/fuel-mix-disclosure-data-2019-2020.pdf))



### (3) EU指令と英国の再エネ発電源証明制度の関係

- 2001年、EUでは、再エネの利用促進に向けた共通の枠組みを提供するために「2001年改正再エネ指令 (2001/77/EC)」が定められた。同指令において、再エネ由来電気の発電源を、発電日及び発電場所と共に明示し、それをもって再エネ発電事業者が販売する電気が再エネ由来であることを証明する「発電源証明 (Guarantee of Origin: GO)」の枠組みの構築がEU加盟国に対し求められた。
- 同指令を踏まえ、英国では、2003年10月に「電力(再エネ由来電気の発電源証明)規制: The Electricity (Guarantees of Origin of Electricity Produced from Renewable Energy Sources) Regulations 2003, No. 2562」が制定された(北アイルランドでは、2003年11月にThe Electricity Regulations 2003, No.470 制定)。
- 同規制は、2009年4月のEU再エネ指令改訂を踏まえ、2010年に改正された。2010年12月5日より、改訂版の規制のもと英国ではRenewable Energy Guarantees of Origin(以下、「REGO」)制度の運用がなされている。
- こうしたEU指令による枠組みとそれを踏まえた規制に則り、英国におけるREGOは、電力供給事業者が電源構成の開示を行う際に再エネ源電気の証明として利用することが主な用途とされている。



## (4) 再エネの価値に関する証書制度: REGO制度の概要①

- REGOとは、発電された電気が再エネ由来であることを証明するもので、認定された発電所の事業者(またはその代理人)に対し、1MWhにつき1単位発行される電子証明書である。
- REGOに関する制度は、英国のガス及び電力部門の規制機関である(GEMA)により監督されており、実務面での運用業務は、Ofgem(Office of Gas and Electricity Markets)が担っている。
- REGO制度の運用は、「再エネ・CHP登録簿(Renewables and CHP Register)」上で管理される。これはインターネット上のシステムで、再エネ発電所の認定、REGOの申請・発行、REGO取引に関する詳細情報の記録、REGOの取消などが本登録簿上で行われる。
- 全てのREGOに関する運用が単一の登録簿上で管理されることにより、二重開示等の問題を防ぐ仕組みとなっている。登録簿上には、REGOの存在、登記名義人、REGOの登記事項等が登録される。
- REGO発行の申請対象となる発電所は、英国及び北アイルランドの領域内に位置し、再エネ由来電気を1カ月以上発電している個別の発電所である。

出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011参照

## (4) 再エネの価値に関する証書制度: REGO制度の概要②

- REGO発行の対象とされている再エネ電源は、2009年のEU再エネ指令で再規定された再エネの定義を踏まえ、以下のとおりとされている。
  - 風力、太陽光、空気熱、地熱、水熱、海洋エネルギー、水力、バイオマス
  - 埋立地ガス、下水処理施設ガス、バイオガス
- 英国では、2003年電気規制(No. 2562)が施行された2003年10月27日以降に発電された再エネ電気が、REGO発行の対象とされる。
- REGOを申請するためには、まず、2003年電気規制のSchedule 1に示されている必要情報(発電源、発電期間、発電所の場所と名前、発電量、発電にあたりFIT制度など何らかの支援を受けている場合にはその情報等)を、登録簿を介してOfgemに提供し、再エネ発電所としての適性につき認定を受ける必要がある。
- なお、再エネ発電に関連する作業の効率性向上の観点から、REGO申請のために発電事業者が記入する登録簿上の電子フォームに関しては、Renewable Obligation(RO制度)やFeed in Tariff(FIT制度)など、他の再エネ支援制度においても使われているフォームを利用することが認められている。

出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011参照



## (4) 再エネの価値に関する証書制度: REGO制度の概要③

- 発電所が認定され、REGOの申請を行うと、IDナンバーが付与される。IDには、再エネ発電所、再エネ発電技術、発電がなされた国に関する情報が組み込まれている。

例:    G    00000    LG    EN

REGOの証書で  
あることを示す    発電所の  
ナンバー    技術  
コード    国コード

### 技術コードの例

- |            |             |
|------------|-------------|
| ➤ 陸上風力: NW | ➤ 水力: HY    |
| ➤ 洋上風力: FW | ➤ バイオマス: BW |
| ➤ 太陽光: PV  | ➤ バイオガス: BG |
| ➤ 地熱: GT   | ➤ 空気熱: AT   |

- 発電所が再エネ由来の電気を発電するために十分な条件を満たすことができていないと判断された場合、もしくは申請内容に不正があった場合には、Ofgemは発電所の認定を拒否することができる。
- 発電所の認定を維持するために、発電所の責任者は、毎年4月1日までに、発電所で利用している燃料に変更はないか、REGO発行の根拠とされる情報に誤りはないかということに関し確認の上、電子サイン付きで宣言を行うことが求められている。仮にOfgemへ提供している情報に誤りがあるにも関わらずそれを意図的に放置していた場合には、刑事訴追を受ける可能性があるとされている。

出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011 参照

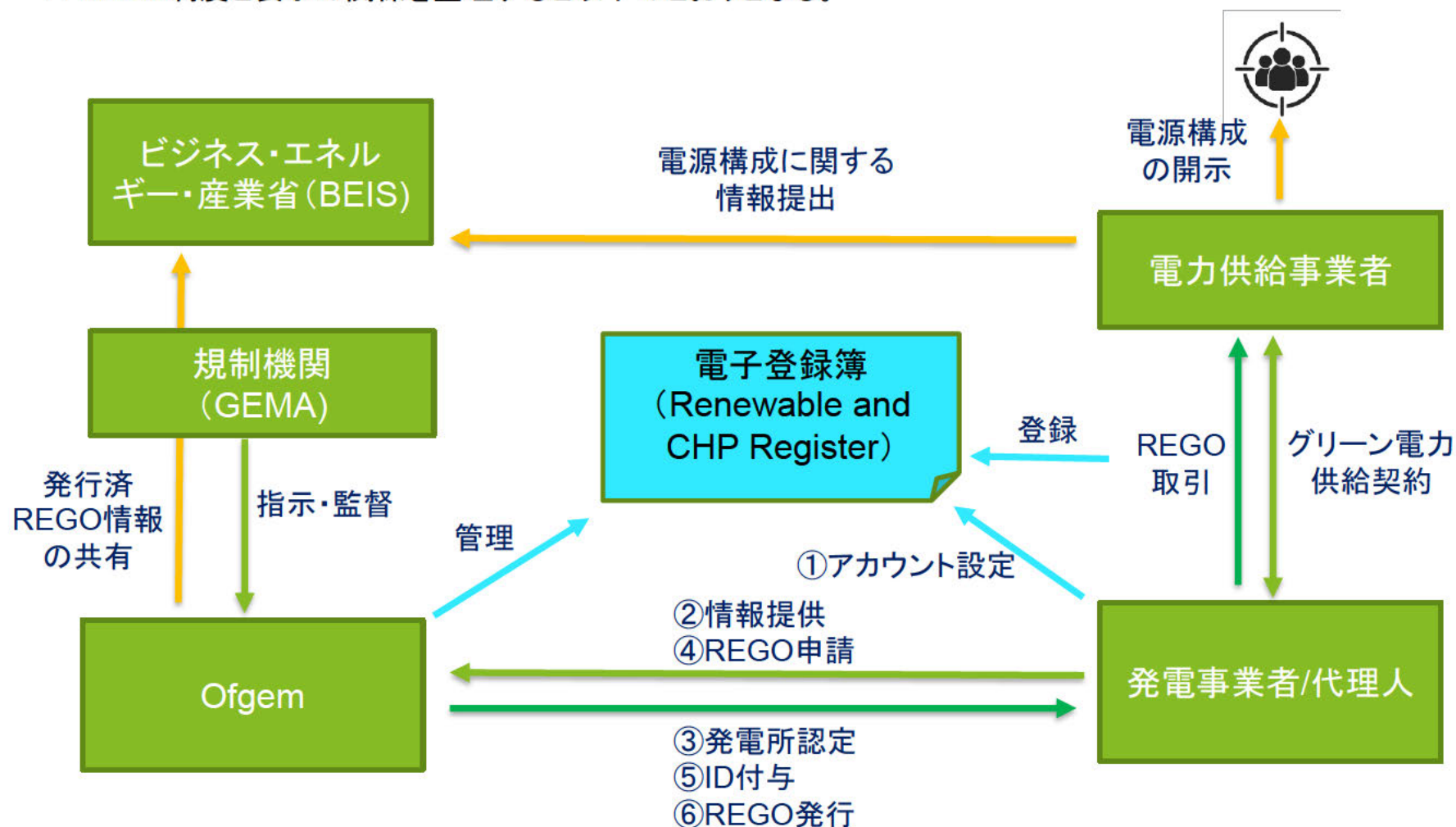
## (4) 再エネの価値に関する証書制度: REGO制度の概要④

- REGOの取引は、原則として発電事業者と電力供給事業者間のグリーン電力供給契約に付随してなされる。そのため、REGOは再エネ電力のみを対象に利用される構造となっている。
- 取引がなされた際は「再生可能エネルギー・CHP登録簿」上でREGOの新たな所持者の名前や住所を登録する必要がある。
- また、英国では、Ofgemが認める一定の条件に合致した場合には、他のEU加盟国によって発行された再エネGOを、英国内の電力供給事業者の電源構成開示のために使用することができる。ただし、当該GOは、他のEU加盟国において、電源構成開示のために既に使用されたものであってはならない。
- Ofgemに認められた英国外のGOは、OfgemのHP上に「Recognised Guarantees of Origin」として公開される。
- 同様に、REGOが他のEU加盟国の管轄機関による承認を受けた場合には、当該国の再エネGOとしても利用することができる。
- EUレベルでは、EU指令(2009/28/EC)に則り、物理的電気とGOを分離して取引することが認められているが、当該発電源証明により示された再エネ情報がダブルカウントや二重表示されることは防ぐ必要があるとされている。

出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011、三菱総合研究所「平成28年度電源立地推進調査等事業(海外における電源アクセスに関する制度設計・運用等の動向調査)」2016、参照

## (5) 再エネの価値に関する証書制度と表示の関係

■ REGO制度と表示の関係を整理すると以下のとおりとなる。



出所: Ofgem, "Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers" June 2011やOfgemのHP上の情報を参照の上作成

## (6) REGO制度の関連規制・ガイドラインに違反した際の罰則

- REGO発行の過程で、GEMA/Ofgemより、発電所へのアクセスや、必要な関連情報及び支援の提供が求められることがあるが、それが不合理に拒否された場合、GEMAはREGOの発行を拒否することができる(2003年電気規制第5条)。
- REGO発行の根拠となる申請時に提供された情報に深刻な誤りがあった場合、または、不正な行為、声明、事業に基づいてREGOが発行された場合、もしくは誤った人に対してREGOが発行された場合などには、GEMAはREGOの発行を取り消すことができる(2003年電気規制第8条)。
- そもそも発電所がREGO発行の要件を全く満たしていなかったことが判明した場合には、当該発電所に対して発行した全てのREGOを取り消す。
- 発電所がOfgemによって認定された後に、何らかの変更が発電所に生じ、その結果としてREGO発行の要件を満たすことができなくなった場合には、当該発電所に変更が生じた時点以降のREGOを取り消す。
- REGOの取消はOfgemが登録簿を介して行う。取消が行われた際、Ofgemは速やかにREGOの現保有者及びREGOを当初発行した事業者に対し通知を行う。
- 取り消されたREGOの情報は全て報告書(Certificate Report)で公開される。取消済のREGOをもって電源構成を証明する証書に使用することはできない。

出所: Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011参照

## (7) FIT制度等の制度と表示の関係

- 英国には、再エネ導入の支援策として、以下のとおり、RO制度、CfD制度、FIT制度が存在する。

| 政策                            | 導入年   | 内容                                                                         |
|-------------------------------|-------|----------------------------------------------------------------------------|
| Renewable Obligation (RO)     | 2002年 | 電力供給事業者に対し、販売電力の一定割合をグリーン電力とするよう義務付ける制度。                                   |
| Contract for Difference (CfD) | 2014年 | 再エネ発電事業者が、卸電力市場の平均卸価格によって算出される指標価格が基準価格を下回る場合には差分を受け取り、逆に上回った場合には差分を支払う制度。 |
| Feed in Tariff (FIT)          | 2010年 | 小規模再エネ発電の導入を支援するための固定価格買取制度。                                               |

- 表示との関係では、英国においては、どの制度を利用した再エネ電気であるかを電力供給事業者が表示することは義務付けられていない。
- 但し、REGOを申請する際、発電事業者は、申請対象となる発電所での発電に関しFIT支援等を受けている場合には、その詳細をOfgemに対して報告することが求められている。
- 発電事業者からの報告を踏まえ、OfgemのHP上に公開されているREGO一覧表において、再エネ支援の有無に関する情報が公開されている。

出所：Ofgem, “Renewable Energy Guarantees of Origin (REGOs): Guidance for generators, agents and suppliers” June 2011、OfgemのHP(<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/recognised-guarantees-origin-2020>) 参照。



# 【参考】Ofgemによる情報公開

■ OfgemのHP上に公開されている最新情報(2021年1月時点)は、2020年8月に公開された2019年度の情報で、以下のひな型で小売電気事業者別に公表されている。

■ この表には、発電所認証番号、REGO発行日、発電容量、運転開始日、発電所所在国、再エネ技術の種類、発電期間等の情報と共に、当該発電所が再エネ支援を受けたか否かについての情報も含まれている。



Please note that due to file size limits this report has been split into four parts.

| GoOs to be recognised on behalf of... | Type of Guarantee of Origin (Heating/Electricity) | Status of GoO at time of Request for Recognition | Issuing Body               | Trading Scheme                      | Investment Support the Station has Received | Start certificate number       | End certificate number | Issue Date         |
|---------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------|------------------------|--------------------|
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207352              | 803255132000000000000613207352 | 2020/3/30              | 803255132001672698 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208207              | 803255132000000000000613208207 | 2020/3/30              | 803255132001643964 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208609              | 803255132000000000000613208609 | 2020/3/30              | 803255132001663887 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207007              | 803255132000000000000613207007 | 2020/3/30              | 803255132001661494 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207008              | 803255132000000000000613207008 | 2020/3/30              | 803255132001662187 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208782              | 803255132000000000000613208782 | 2020/3/30              | 803255132001688880 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208578              | 803255132000000000000613208578 | 2020/3/30              | 803255132001661791 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207022              | 803255132000000000000613207022 | 2020/3/30              | 803255132001688422 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207027              | 803255132000000000000613207027 | 2020/3/30              | 803255132001646170 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208594              | 803255132000000000000613208594 | 2020/3/30              | 803255132001664693 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207227              | 803255132000000000000613207227 | 2020/3/30              | 803255132001549280 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208650              | 803255132000000000000613208650 | 2020/3/30              | 803255132001725387 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207064              | 803255132000000000000613207064 | 2020/3/30              | 803255132001562746 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207259              | 803255132000000000000613207259 | 2020/3/30              | 803255132001621818 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208233              | 803255132000000000000613208233 | 2020/3/30              | 803255132001694492 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208358              | 803255132000000000000613208358 | 2020/3/30              | 803255132001695970 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208375              | 803255132000000000000613208375 | 2020/3/30              | 803255132001674951 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207077              | 803255132000000000000613207077 | 2020/3/30              | 803255132001618559 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207088              | 803255132000000000000613207088 | 2020/3/30              | 803255132001627797 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207123              | 803255132000000000000613207123 | 2020/3/30              | 803255132001672915 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207196              | 803255132000000000000613207196 | 2020/3/30              | 803255132001527448 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207122              | 803255132000000000000613207122 | 2020/3/30              | 803255132001642097 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207182              | 803255132000000000000613207182 | 2020/3/30              | 803255132001499363 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207647              | 803255132000000000000613207647 | 2020/3/30              | 803255132001658326 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613206980              | 803255132000000000000613206980 | 2020/3/30              | 803255132001639646 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613207275              | 803255132000000000000613207275 | 2020/3/30              | 803255132001711953 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208314              | 803255132000000000000613208314 | 2020/3/30              | 803255132001690463 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613208324              | 803255132000000000000613208324 | 2020/3/30              | 803255132001670915 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Production Support                  | 803255132000000000000589932130              | 803255132000000000000589934213 | 2020/3/30              | 803255132001683670 |
| Axpo UK Limited                       | Electricity                                       | Cancelled for Statnett                           | GoO Cancellation Statement | Unknown whether support is received | 803255132000000000000613213151              | 803255132000000000000613213151 | 2020/3/30              | 803255132001671516 |

## (8) 政府や規制機関による監視・執行の実情

- Ofgemのガイドライン(“Renewable Energy Guarantee of Origin: Guidance for generators, agents and suppliers”, Ofgem, June 2011)によると、REGOの取消は実際にしばしば行われると記載されている。取消の主たる要因は、REGOを申請する際の情報に誤りがあった場合である。REGO取消の決定を受け、Ofgemは、登録簿上でREGOのIDナンバーを修正し対応している。
- また、同ガイドラインでは、不正を防ぎ、誤った情報に基づいた不注意な申請がなされないようにするための取り組みが、日々Ofgemの監査人により行われていることも記載されている。監査人に対し、事業者は、例えば、発電所へのアクセスの許可、サンプルや写真の撮影、敷地内のあらゆるものの検査、記録のコピーの許可などの対応を行うことが求められている。特に、REGO申請のために提出された情報に関するレビューが重点的に行われるため、発電所の事業者は、記録を適切に保持し、REGO申請の根拠とされる発電総量や再エネ発電量のデータなどを特定できるようにしておくことが必要とされている。
- 監査の結果、懸念事項とされた点は、事業者に対し書面をもって通知され、その是正が求められる。事業者は、Ofgemからの求めに対し、どのように対処するかを示した報告書を提出する必要がある。
- 指摘された点の是正が行われるまで、REGOの発行が延期される場合がある。是正を求めた後の監査において、当該発電所がREGO発行の要件を満たしていないことが判明した場合には、REGOの発行が取り消されることもある。このような運営面での監視機能をOfgemが担うことで、REGO制度の趣旨にあった再エネ発電所の運用が継続され、REGOの発行も正確な情報に基づいて行われることが担保される仕組みとなっている。

## 4.4 米国における再エネ電気の表示

# (1) 電源等の表示を義務化している州の一覧

電源等の表示を義務化している州の一覧

|    | 州名        | 電源構成<br>表示義務  | 環境情報<br>表示義務  | 情報開示<br>標準様式 | 施行日        | 最新の<br>更新時期 | 電力市場の<br>自由化 |
|----|-----------|---------------|---------------|--------------|------------|-------------|--------------|
| 1  | テキサス      | ○             | ○             | ○            | 01/08/2001 | 12/18/2020  | ○            |
| 2  | ペンシルベニア   | ○             | ×             | ×            | 01/01/2000 | 11/25/2014  | ○            |
| 3  | ワシントン     | ○             | ×             | ○            | 01/01/2000 | 12/23/2020  |              |
| 4  | オレゴン      | ○             | ○             | ○            | 09/13/2001 | 10/20/2014  |              |
| 5  | メリーランド    | ○             | ○             | ○            | 09/14/2001 | 10/17/2014  | ○            |
| 6  | オハイオ      | ○             | ○             | ○            | 09/14/2001 | 01/08/2021  | ○            |
| 7  | コネチカット    | ○             | ○             | ○            | 01/01/2001 | 08/28/2020  | ○            |
| 8  | アイオワ      | ○             | ○             | ×            | 02/14/2005 | 02/10/2016  |              |
| 9  | ニューハンプシャー | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 10/28/2016  | ○            |
| 10 | カリフォルニア   | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 01/13/2016  |              |
| 11 | メイン       | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 03/16/2017  | ○            |
| 12 | ネバダ       | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 07/20/2020  |              |
| 13 | マサチューセッツ  | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 10/28/2016  | ○            |
| 14 | イリノイ      | ○             | ○             | ○            | 01/01/2000 | 07/09/2015  | ○            |
| 15 | フロリダ      | ○             | ×             | ×            | 03/12/2001 | 12/23/2020  |              |
| 16 | ミシガン      | ○             | ○             | ○            | 05/06/2001 | 07/20/2015  |              |
| 17 | ニュージャージー  | ○             | ○             | ○            | 05/07/2001 | 07/20/2020  | ○            |
| 18 | コロラド      | ○             | ×             | ○            | 11/30/2001 | 12/18/2020  |              |
| 19 | ワシントンDC   | ○             | ○             | ×            | 11/30/2001 | 08/18/2016  | ○            |
| 20 | デラウェア     | ○             | ×             | ×            | 12/03/2001 | 07/24/2020  | ○            |
| 21 | ミネソタ      | ○             | ○             | ○            | 12/03/2001 | 05/15/2015  |              |
| 22 | ニューヨーク    | ○             | ○             | ○            | 12/03/2001 | 07/10/2015  | ○            |
| 23 | バージニア     | ○（可能な<br>範囲で） | ○（可能な<br>範囲で） | ×            | 12/03/2001 | 03/29/2016  |              |
| 24 | ロードアイランド  | ○             | ○             | ×            | 12/06/2005 | 12/05/2014  | ○            |
| 25 | ハワイ       | ○             | ○             | ×            | 03/04/2011 | 07/20/2020  |              |

■ 米国では、全米の約半分強に当たる26州で電源構成表示義務が導入されている。

■ スキームの内容は必ずしも一様ではなく、例えば環境特性表示義務の有無や、標準様式の有無、もしくは誇大な環境情報開示を制限するといった多様性が認められる。

■ 電力市場の自由化が行われている13州（カリフォルニアをここでは除く）+DCでは、需要家に向けた電源情報開示の必要性が高いことから全ての州で導入。その他12州では、電力市場が自由化されていないにもかかわらず情報開示義務化が導入されている。

注(1); 対象事業者は全てInvestor-Owned Utility, Municipal Utilities, Cooperative Utilities

注(2); 規制タイプは出所機関による分類

出所: NC CLEAN ENERGY CENTER, "Database of State Incentives for Renewables & Efficiency"  
<https://www.dsireusa.org/> 他より作成

## (2) 電源表示規制の州別概要(ワシントン州)①

ワシントン州は、電力市場制度の自由化は実施されていないが、電源の情報開示義務規定が導入。情報開示に際しての環境貢献に関する訴求は制限が課せられている

### ■ ワシントン州の開示義務(RCW 19.29A.060)

#### 燃料特性の開示—電力

- (1) 各小売業者は、小売業者のソースおよび廃棄報告書と一致する情報を使用して、顧客に提供する各電力メニューの燃料特性を顧客に開示する必要がある。
- (2) このセクションで求められる燃料特性開示は、各小売される電力メニューについて、次の各カテゴリから、前の暦年に小売業者が販売した合計電力量の割合を、統一的な形式で識別する必要がある。
  - (a) 石炭、(b) 水力発電、(c) 天然ガス、(d) 原子力、(e) 石油、(f) ソーラー、(g) 風力、(h) バイオマス(バイオマスの投入量が、前の暦年に小売業者が販売した総電力製品の2%を満たすか、それを超えた場合を除き、小売業者はそのバイオマスによる発電量を特定し、他の燃料との混焼率を表示しなければならない。小売業者は、年間売上高の2%以下を含むバイオマスの投入量、もしくは発電量を自主的に特定することができる)、
  - (i) 特定できないエネルギー量。
- (3) この項の項で特定された不特定の電源の割合が電気の2%を超える場合、小売業者はラベルに不特定の供給源の一般的な説明と、不明な電源がなぜあるかの説明を含める必要がある。
- (4) 小売業者は、電気の電源構成ラベルに、開示された発電カテゴリに関連して、本規定で許可または要求されるものを除き、環境品質または環境影響の説明を記載することはできない。
- (5) ボンネビル電力局から購入した電気の一部については、小売業者がボンネビル電力管理システムミックスを開示に組み込むことがある。
- (6) 小売業者は、再生可能エネルギー証書の数量に関する追加情報を電気の電源構成ラベルに含めることができる。

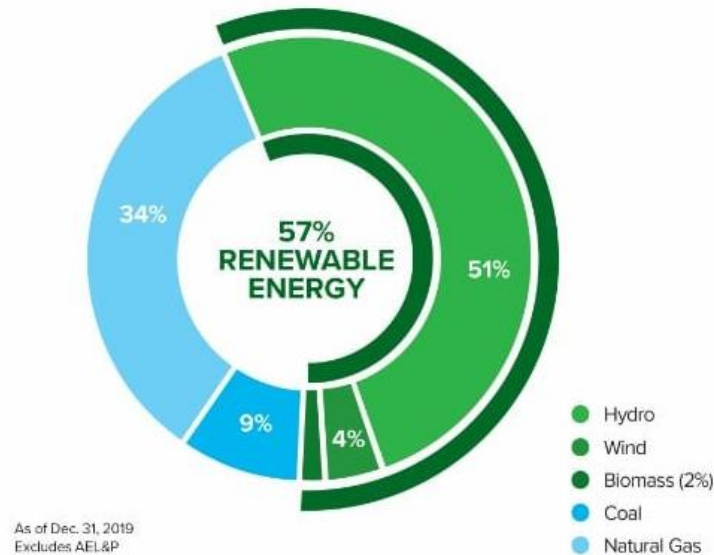
[ 2019 c 222 § 4; 2000 c 213 § 4.]



## (2) 電源表示規制の州別概要(ワシントン州)②表示事例1

### Avista社による電源情報開示

#### Electricity Generation Resource Mix



出所: Avista社HP: <https://www.myavista.com/about-us/about-our-energy-mix>

#### Avista社の訴求文

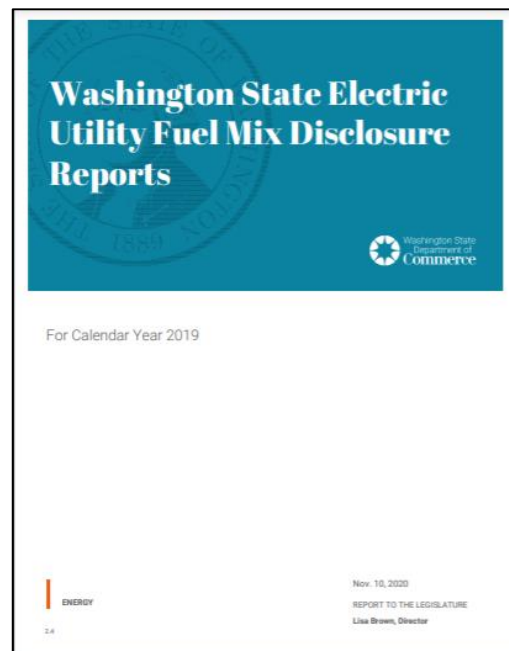
The energy we produce at Avista-owned generating facilities and our long-term contracts ranks the company as one of the cleanest utilities when it comes to greenhouse gases, and our prices are among the lowest in the nation among investor-owned utilities.

- 環境訴求に関しては、客観的なデータ(再エネ電気比率)、もしくは第三者による「全米でのランク評価」に基づいて主張が行われている。
- 法律で規定されている「標準フォーマット」とは、指定された電源別発電電力量の構成比を示すことで、顧客に開示する具体的なデザインを規定しているものではない。

Washington State Department of Commerceが発行する毎年の実績報告書「Washington State Electric Utility Fuel Mix Disclosure Reports」において、各社別の電源構成と、電力を調達した発電所における発電実績のデータが開示(次ページ参照)され、各小売事業者の情報開示を裏付ける構造となっている。

## (2) 電源表示規制の州別概要(ワシントン州)③表示事例2

### Washington State Electric Utility Fuel Mix Disclosure Reportsでの企業別情報開示例



「Washington State Electric Utility Fuel Mix Disclosure Reports」では、州内で活動する全ての電力小売事業者の電源構成と発電所別の調達した電力の発電設備別電力量が、同一のフォーマットで開示され、事業者の開示情報の確からしさを確認する参照情報とすることができる。

| Avista (WA)        |                 |                  |
|--------------------|-----------------|------------------|
| Utility Fuel Mix   |                 |                  |
| Fuel               | Percent         | Total MWh        |
| Biogas             | 0.00 %          | 0                |
| Biomass            | 4.86 %          | 294,725          |
| Coal               | 15.02 %         | 910,161          |
| Geothermal         | 0.00 %          | 0                |
| Hydro              | 37.83 %         | 2,293,318        |
| Natural Gas        | 37.97 %         | 2,301,131        |
| Nuclear            | 0.00 %          | 0                |
| Other Biogenic     | 0.52 %          | 31,364           |
| Other Non-Biogenic | 0.00 %          | 0                |
| Petroleum          | 0.01 %          | 878              |
| Solar              | 0.00 %          | 0                |
| Unknown            | 0.00 %          | 0                |
| Waste              | 0.63 %          | 38,334           |
| Wind               | 3.16 %          | 191,675          |
| Unspecified        | 0.00 %          | 0                |
| <b>Total</b>       | <b>100.00 %</b> | <b>6,061,586</b> |

| Claims on Power Plants          |                        |           |           |
|---------------------------------|------------------------|-----------|-----------|
| Plant Name                      | Fuel                   | MWh       | Total MWh |
| Boulder Park                    | Natural Gas            | 38,531    | 38,531    |
| Cabinet Gorge                   | Water                  | 454,036   | 454,036   |
| Clearwater Paper IPP Lewiston   | Residual Fuel Oil      | 0         |           |
|                                 | Black Liquor           | 105,852   |           |
|                                 | Natural Gas            | 26,730    |           |
|                                 | Wood/Wood Waste Solids | 30,625    |           |
|                                 | Distillate Fuel Oil    | 0         | 163,207   |
| Colstrip                        | Subbituminous Coal     | 910,161   |           |
|                                 | Waste/Other Oil        | 271       |           |
|                                 | Distillate Fuel Oil    | 608       |           |
|                                 | Gaseous Propane        | 0         | 911,039   |
| Coyote Springs II               | Natural Gas            | 1,088,749 | 1,088,749 |
| Kettle Falls Generating Station | Natural Gas            | 8,045     |           |
|                                 | Wood/Wood Waste Solids | 136,775   | 144,820   |

出所: Washington State Department of Commerce, "Washington State Electric Utility Fuel Mix Disclosure Reports"

HP: <https://www.commerce.wa.gov/wp-content/uploads/2021/03/FMD-Report-2019-FINAL.pdf>

© 2021. For information, contact Deloitte Touche Tohmatsu LLC.

### (3) 電源表示規制の州別概要(カリフォルニア州)①

カリフォルニア州は、電力市場制度の自由化に呼応して電源の情報開示義務規定が導入。しかし2001年に小売競争を一時中断し、2010年から家庭用以外の需要家を対象に小売自由化を再開したが、自由化の上限枠を設定。そうした中で、電源情報開示義務は継続。

■ カリフォルニア州では、電源の開示に関する規則はRPSの適格再生可能電源とクレジット購入に言及している。

■ 電源の開示に関する規制法(California Public Utilities Code)

- 398条2項 定義 (d)「特定の供給源からの電力購入」または「特定の供給源からの購入」とは、電力取引システムなど、監査可能な契約証跡または同等のものによって特定の電源まで追跡可能な電力取引で、主張された電源が重複して販売されていないことが検証可能なものを指す。
- 398条3項 (a) 1998年1月1日以降、各発電事業者は、発電した電力の燃料タイプおよび燃料タイプごとの燃料消費量をkWh単位でシステムオペレーターに報告する。
- 398条4項 (a) カリフォルニア州内で電力販売を行うすべての小売業者は、その電源および前暦年のGHG排出原単位を開示する。
- 398条4項 (g) (2) 小売業者による電源の開示では、カリフォルニア州の電力システムの総量、即ち州内のすべての発電量と燃料の種類ごとの純電力輸入量の合計も、特定する必要がある。
- 398条4項 (h) 前項で指定された各分類は、以下の燃料、電源、または電気から得られる年間売上高の比率でも区分する:
  - (1) 石炭、(2) 30MW超の水力、(3) 天然ガス、(4) 原子力、(5) 以下のいずれかを含む、州の再生可能電力基準(RPS)に準拠した適格な再生可能電源:(A) バイオマス...
  - (7) 再エネクレジットから得られる年間売上高は、エネルギー委員会が決定した形式で開示に含める。

### (3) 電源表示規制の州別概要(カリフォルニア州)②

#### ■ 州公益事業委員会が掲載している電源の報告様式

##### ➤ 規則に準拠し、販売電力量に占める電源別の比率を記載

- 石炭
- 30MW超の水力
- 天然ガス
- 原子力
- 州RPSの適格再生可能電源
  - バイオマス・廃棄物
  - 地熱
  - 適格水力
  - 太陽光/熱
  - 風力
- クレジット購入(RECs)
- 電源が特定できない電力

#### 一報告のフォーマット

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                           | Version: October 2020 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| <b>2019 POWER CONTENT LABEL</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                           |                       |
| <b>(Insert Retail Supplier Name)</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                           |                       |
| <b>(Insert Website URL for PCL Posting)</b>                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                           |                       |
| ENERGY RESOURCES                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Power Mix                                                                 | 2019 CA Power Mix     |
| <b>Eligible Renewable<sup>1</sup></b>                                                                                                                                                                                                                                                                               | <b>0.0%</b>                                                               | <b>31.7%</b>          |
| Biomass & Biowaste                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 0.0%                                                                      | 2.4%                  |
| Geothermal                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0.0%                                                                      | 4.8%                  |
| Eligible Hydroelectric                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 0.0%                                                                      | 2.0%                  |
| Solar                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 0.0%                                                                      | 12.3%                 |
| Wind                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 0.0%                                                                      | 10.2%                 |
| Coal                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 0.0%                                                                      | 3.0%                  |
| Large Hydroelectric                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 0.0%                                                                      | 14.6%                 |
| Natural Gas                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 0.0%                                                                      | 34.2%                 |
| Nuclear                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 0.0%                                                                      | 9.0%                  |
| Other                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 0.0%                                                                      | 0.2%                  |
| Unspecified sources of power <sup>2</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                           | 0.0%                                                                      | 7.3%                  |
| <b>TOTAL</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | <b>100%</b>                                                               | <b>100%</b>           |
| <b>Percentage of Retail Sales Covered by Retired Unbundled RECs<sup>3</sup></b>                                                                                                                                                                                                                                     | <b>0.0%</b>                                                               |                       |
| <sup>1</sup> The eligible renewable percentage above does not reflect RPS compliance, which is determined using a different methodology.                                                                                                                                                                            |                                                                           |                       |
| <sup>2</sup> Unspecified power is electricity that has been purchased through open market transactions and is not traceable to a specific generation source.                                                                                                                                                        |                                                                           |                       |
| <sup>3</sup> Renewable energy credits (RECs) are tracking instruments issued for renewable generation. Unbundled renewable energy credits (RECs) represent renewable generation that was not delivered to serve retail sales. Unbundled RECs are not reflected in the power mix or GHG emissions intensities above. |                                                                           |                       |
| For specific information about this electricity product, contact:                                                                                                                                                                                                                                                   | <b>(Retail Supplier Name)</b><br><b>(Retail Supplier Phone Number)</b>    |                       |
| For general information about the Power Content Label, please visit:                                                                                                                                                                                                                                                | <a href="http://www.energy.ca.gov/pcl/">http://www.energy.ca.gov/pcl/</a> |                       |
| For additional questions, please contact the California Energy Commission at:                                                                                                                                                                                                                                       | Toll-free in California: 844-454-2906<br>Outside California: 916-653-0237 |                       |

### (3) 電源表示規制の州別概要(カリフォルニア州)③表示事例

#### ■ 2019年実績の報告事例

##### —CALPINE POWERAMERICA-CA, LLC. —

| ANNUAL REPORT TO THE CALIFORNIA ENERGY COMMISSION: Power Source |  |  |
|-----------------------------------------------------------------|--|--|
| SCHEDULE 3: ANNUAL POWER CONTENT LABEL DATA                     |  |  |
| for the year ending December 31, 2019                           |  |  |
| CALPINE POWERAMERICA-CA, LLC                                    |  |  |
| (ELECTRICITY PORTFOLIO NAME)                                    |  |  |

Instructions: No data input is needed on this schedule. Retail suppliers should use these auto-populated calculations to fill out their Power Content Labels.

|                        | Adjusted Net<br>Procured (MWh) | Percent of Total<br>Retail Sales |
|------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Renewable Procurements | 518,686                        | REDACTED                         |
| Biomass & Biowaste     | -                              |                                  |
| Geothermal             | 299,586                        |                                  |
| Eligible Hydroelectric | -                              |                                  |
| Solar                  | 100,000                        |                                  |
| Wind                   | 119,100                        |                                  |
| Coal                   | -                              |                                  |
| Large Hydroelectric    | -                              |                                  |
| Natural gas            | -                              |                                  |
| Nuclear                | -                              |                                  |
| Other                  | -                              |                                  |
| Unspecified Power      | REDACTED                       |                                  |
| Total                  |                                |                                  |

|                          |          |
|--------------------------|----------|
| Total Retail Sales (MWh) | REDACTED |
|--------------------------|----------|

|                                                                 |          |
|-----------------------------------------------------------------|----------|
| Percentage of Retail Sales Covered by Retired Unbundled<br>RECs | REDACTED |
|-----------------------------------------------------------------|----------|

##### —BEAR VALLEY ELECTRIC SERVICE, INC. —

| ANNUAL REPORT TO THE CALIFORNIA ENERGY COMMISSION: Power Source |  |  |
|-----------------------------------------------------------------|--|--|
| SCHEDULE 3: ANNUAL POWER CONTENT LABEL DATA                     |  |  |
| for the year ending December 31, 2019                           |  |  |
| BEAR VALLEY ELECTRIC SERVICE, INC.                              |  |  |

Instructions: No data input is needed on this schedule. Retail suppliers should use these auto-populated calculations to fill out their Power Content Labels.

|                        | Adjusted Net<br>Procured (MWh) | Percent of Total<br>Retail Sales |
|------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Renewable Procurements | -                              | 0.0%                             |
| Biomass & Biowaste     | -                              | 0.0%                             |
| Geothermal             | -                              | 0.0%                             |
| Eligible Hydroelectric | -                              | 0.0%                             |
| Solar                  | -                              | 0.0%                             |
| Wind                   | -                              | 0.0%                             |
| Coal                   | -                              | 0.0%                             |
| Large Hydroelectric    | -                              | 0.0%                             |
| Natural gas            | -                              | 0.3%                             |
| Nuclear                | -                              | 0.0%                             |
| Other                  | -                              | 0.0%                             |
| Unspecified Power      | -                              | 99.7%                            |
| Total                  |                                | 100.0%                           |

|                          |  |
|--------------------------|--|
| Total Retail Sales (MWh) |  |
|--------------------------|--|

|                                                                 |  |
|-----------------------------------------------------------------|--|
| Percentage of Retail Sales Covered by Retired Unbundled<br>RECs |  |
|-----------------------------------------------------------------|--|



## (4) 電源表示規制の州別概要(マサチューセッツ州)①

マサチューセッツ州は、電力市場制度の自由化に伴い需要家に向けた電源の情報開示義務規定を導入。同時に、CO<sub>2</sub>やNO<sub>x</sub>等の環境汚染物質排出量に関しても開示義務を規定している。

### ■ マサチューセッツ州の開示義務関連規則(抜粋)

(220 CMR 11.00: RULES GOVERNING THE RESTRUCTURING OF THE ELECTRIC INDUSTRY)

#### 11.06: Information Disclosure Requirements

- 各小売業者は、規定に基づいて提供する電力の電源構成を策定し、規定で定められたラベル仕様に基づいて開示しなければならない。
- 電源構成の策定ならびに開示を求められる燃料は以下の通り(アルファベット順に記載する)。  
バイオマス、石炭、大規模水力発電(30MW以上)、小水力(30MW未満)、ごみ発電、天然ガス、原子力、石油、その他の再生可能資源(再生可能燃料、埋め立て地ガス、海洋熱を利用した燃料電池、を含む)、太陽光発電、風力。
- 発電に伴う環境汚染物質として、少なくとも二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)、窒素酸化物(NO<sub>x</sub>)、二酸化硫黄(SO<sub>2</sub>)、およびマサチューセッツ州環境保護省が信頼性の高い正確な情報が入手可能になると判断した場合に重金属について、ラベル上で別々に識別・開示されなければならない。
- 各排出カテゴリの排出量は、年間排出量をキロワット時当たりポンド単位で計算する。各排出カテゴリについて、会社の資源ポートフォリオまたはそのセグメントの排出量は、ニューイングランド地域平均排出量率に対する比率として提示する。
- 情報開示ラベルは、監督官庁が定める形式で提示する。
- 不正確な情報の発信、または情報開示に関する規則に従わなかった場合、220 CMR 11.05(2)(e)[事業ライセンスに関する要求事項]に基づき、競合市場での小売事業者のライセンスの停止、取り消し、または更新を行わないといった罰則が発生する可能性がある。

## (4) 電源表示規制の州別概要(マサチューセッツ州)②開示事例1

マサチューセッツ州が規定した標準フォーマットには、電源構成表示や環境汚染物質の排出量(州平均値に対する対象事業者の実績や価格等のサービス情報も同一フォーマット開示情報に含まれている。

### Actual Energy社の情報開示(その1)

#### ELECTRICITY FACTS

Actual Energy, Inc.

##### Generation Price:

Average price per kWh at different levels of use. Prices do not include regulated charges for customer service and delivery.

**Customer Service: 844-822-8825**  
**844-8ACTUAL**

##### Power Sources:

Demand for this electricity product in the period 1/1/19 to 12/31/19 was assigned generation from the following sources. All power is system power

|                       | 1,000 | 10,000 | 20,000 | 40,000 |
|-----------------------|-------|--------|--------|--------|
| Average Use per Month | kWh   | kWh    | kWh    | kWh    |
| Average \$ per kWh    | 10.5  | 10.5   | 10.5   | 10.5   |
|                       | cents | cents  | cents  | cents  |

Your average electricity price will vary according to when and how much electricity you use.

Variable Price Contract on Month- to -month term.

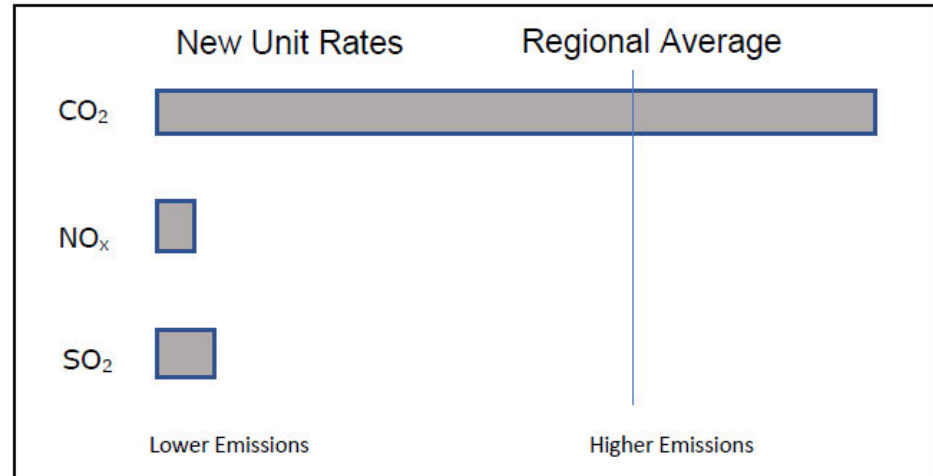
| Power Source | System Power 2019 |
|--------------|-------------------|
| COAL         | 0%                |
| NATURAL GAS  | 48%               |
| HYDRO        | 9%                |
| NUCLEAR      | 30%               |
| OIL          | 0%                |
| LANDFILL GAS | 0%                |
| METHANE      | 0%                |
| REFUSE       | 3%                |
| SOLAR        | 2%                |
| STEAM        | 0%                |
| WIND         | 4%                |
| WOOD         | 3%                |
| OTHER        | 0%                |

## (4) 電源表示規制の州別概要(マサチューセッツ州)③開示事例2

### Actual Energy社の情報開示(その2)

#### Air Emissions:

Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), nitrogen oxide (NO<sub>x</sub>) and sulfur dioxide (SO<sub>2</sub>) emission rates from these sources, relative to the regional average, and to the emission rates of a new generating unit.



#### Labor Information:

REGIONAL AVERAGE GENERATION RESOURCE LABOR CHARACTERISTICS January 1, through December 31, 2016, Provided by ISO New England Inc. Generating Workforce Output (MWH) % Collective Bargaining 36,593,812 32% Non-Collective Bargaining 76,609,202 68% Total 113,203,014 100%

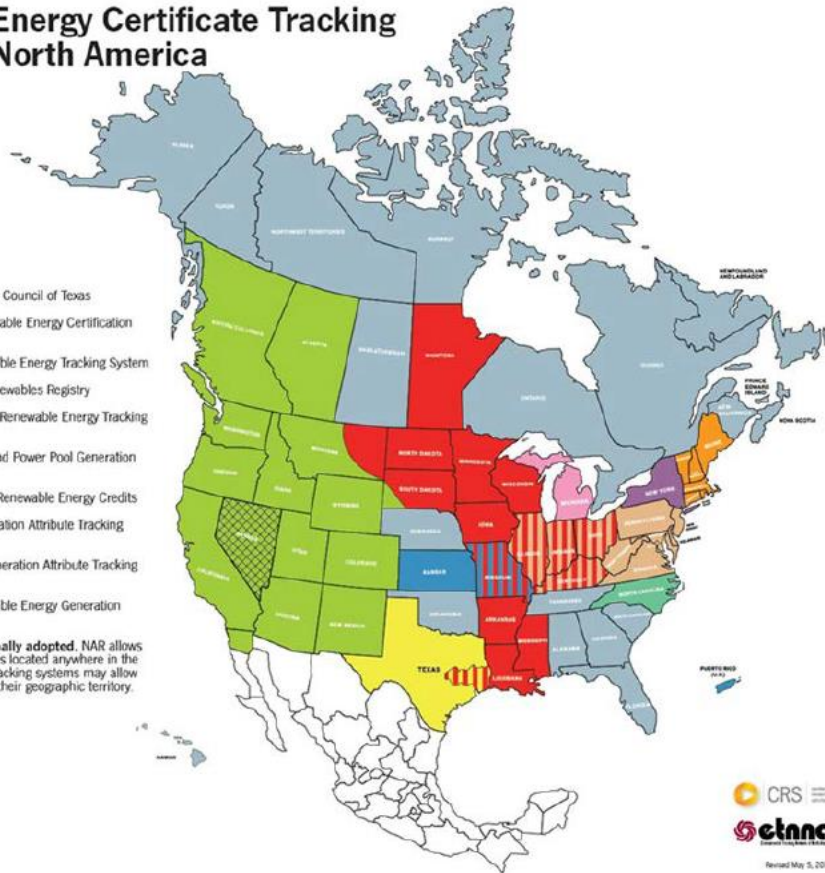
出所 ; <https://www.actualenergy.com/wp-content/uploads/2020/03/MA-Disclosure-Label-030302.pdf>

## (5) 米国の再エネ由来電力トラッキングシステム

### Renewable Energy Certificate Tracking Systems in North America

#### KEY

- ERCOT: Electric Reliability Council of Texas
- MIRECS: Michigan Renewable Energy Certification System
- M-RETS: Midwest Renewable Energy Tracking System
- NAR: North American Renewables Registry
- NC-RETS: North Carolina Renewable Energy Tracking System
- NEPOOL-GIS: New England Power Pool Generation Information System
- NVTREC: Nevada Tracks Renewable Energy Credits
- NYGATS: New York Generation Attribute Tracking System (in development)
- PJM-GATS: PJM EIS's Generation Attribute Tracking System
- WREGIS: Western Renewable Energy Generation Information System
- No tracking system formally adopted. NAR allows registration from generators located anywhere in the U.S. and Canada. Other tracking systems may allow registrations from outside their geographic territory.

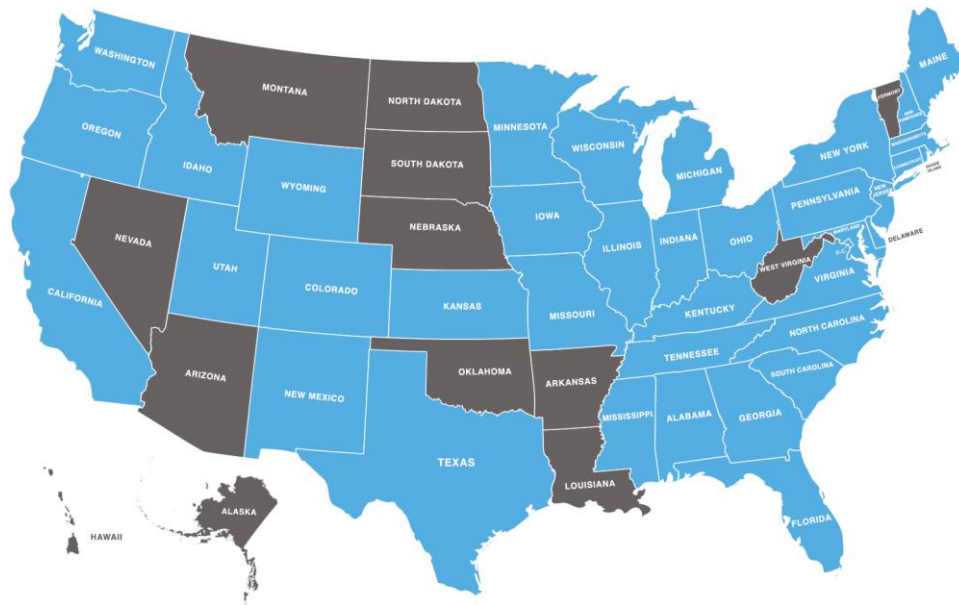


- 1997年のカリフォルニア州における電力市場自由化を境に、米国では電力の競争市場が形成されていった。そうした市場環境の変化に合わせて、系統線を通じて直接調達できない再エネ電気を証書化して、電気とのセット販売や、証書の直接販売など、環境意識の高い企業や生活者等の選択を促す市場が形成されていった。
- 一方、電力会社に再生可能エネルギー由来の電気を一定量販売することを求めるRPS制度が、多くの州で導入されていった。RPS制度の下では、電気事業者の発電電力量実績(含、設備概要)や、目標達成手段として認められていた企業間の実績の取引、そして小売電気事業者がRPS目標を順守するために実績を償却するための口座設置など、設備別の属性や取引実績を正確に反映するトラッキングシステムが構築され、全米大に適応範囲が拡大した。

出所: Center for Resource Solutions



## (6) 再エネ由来電気認証(RECs)①



- 米国で再エネ電気調達が増大した背景の一つに、民間による再エネ電気の認証制度(ラベリング)が実施されたことがあげられる。その代表例が「Green-e Energy」である。Center for Resource Solutions (CRS)が1997年に立ち上げた再エネ電気の認証を行うシステムであるが、「通常特定化できない」再エネ電気の環境特性をラベリングを通じて需要家に訴求し、競争化が始まった電力市場での需要家選択を促していき、今日に至る。
- 2019年には、全米の34州で、Green-e認証を受けた料金メニューが販売されている(左図)。また、カリフォルニア州等では、再エネ電気の販売量開示においてRECs充当量の記載を規定している。



## (6) 再エネ由来電気認証(RECs)②

### Green-eによる再エネ電気メニュー認証証書例

| 2018 HISTORICAL PRODUCT CONTENT LABEL <sup>1</sup>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |      |                                                                                         |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| ECO-Advantage <sup>SM</sup> is a Renewable Energy Certificate (REC) product and does not contain electricity. A REC represents the environmental benefits of 1 megawatt hour (MWh) of renewable energy that can be paired with electricity. For more information, see <a href="http://www.green-e.org/rec">www.green-e.org/rec</a> .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |      |                                                                                         |
| ECO-Advantage matches 100% of your electricity usage. In 2018, ECO-Advantage was made up of the following renewable resources.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |      |                                                                                         |
| Green-e Energy Certified New <sup>2</sup> Renewables in ECO-Advantage                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |      | Generation Location                                                                     |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      |                                                                                         |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      |                                                                                         |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      |                                                                                         |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      |                                                                                         |
| -Wind                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 100% | National supply has been sourced from the following state: Texas, North Dakota and Iowa |
| TOTAL                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 100% |                                                                                         |
| <p>1. These figures reflect the resource mix of the RECs delivered to ECO-Advantage customers in 2018.</p> <p>2. New Renewables come from generation facilities that first began commercial operation within the past 15 years. For comparison, the current average mix of resources supplying the United States includes: Coal (27%), Nuclear (19%), Oil (1%), Natural Gas (35%), Other Fossil (&lt;1 %), and Renewables (17%). This resource mix was prepared in accordance with the U.S. Department of Energy/Energy Information Administration.</p> <p>The average home in the United States uses 901 kWh per month. Source: U.S. EIA, 2015.</p> <p>For specific information about this product, please contact AEP Energy, (866) 258-3782, <a href="mailto:care@aepenergy.com">care@aepenergy.com</a>, or <a href="http://www.AEPenergy.com">www.AEPenergy.com</a>.</p> |      |                                                                                         |
|  <p>ECO-Advantage is Green-e Energy certified, and meets the environmental and consumer-protection standards set forth by the nonprofit Center for Resource Solutions. Learn more at <a href="http://www.green-e.org">www.green-e.org</a>.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |      |                                                                                         |

- Green-eでは、Green-eラベルの付記された再エネ電気による料金メニューやRECsは、その品質を保証することで、需要家が安心して購入判断を行えるように活動している。
- また、Green-e認証付きの再エネ電気販売者や企業購入者をサイトで公表して、需要家が再エネ由来電気を販売する小売事業者を特定することをサポートしている。  
(<https://www.green-e.org/certified-resources/products-companies>)

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社、デロイト トーマツ 税理士法人、DT 弁護士法人およびデロイト トーマツ コーポレート ソリューション合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のビジネスプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市以上に1万名を超える専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループWebサイト（[www.deloitte.com/jp](http://www.deloitte.com/jp)）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュ トーマツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイトネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTLおよびDTTLの各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTLはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細は [www.deloitte.com/jp/about](http://www.deloitte.com/jp/about) をご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、リスクアドバイザー、税務およびこれらに関連するプロフェッショナルサービスの分野で世界最大級の規模を有し、150を超える国・地域にわたるメンバーファームや関係法人のグローバルネットワーク（総称して“デロイトネットワーク”）を通じ Fortune Global 500®の8割の企業に対してサービスを提供しています。“Making an impact that matters”を自らの使命とするデロイトの約312,000名の専門家については、（[www.deloitte.com](http://www.deloitte.com)）をご覧ください。



IS 669126 / ISO 27001

## 二次利用未承諾リスト

報告書の題名：

令和2年度産業経済研究委託事業（諸外国における託送料金制度の詳細設計及び需給調整市場等における価格規律と監視等に係る調査事業）

委託事業名：令和2年度産業経済研究委託事業（諸外国における託送料金制度の詳細設計及び需給調整市場等における価格規律と監視等に係る調査事業）

受注事業者名：有限責任監査法人トーマツ

| 頁     | 図表番号 | タイトル                                                             |
|-------|------|------------------------------------------------------------------|
| 8     | —    | ドイツのレベニューキャップ                                                    |
| 13    | —    | TCB18のデータ品質向上に向けた戦略                                              |
| 14    | —    | TCB18のDEA分析のグラフ                                                  |
| 15    | —    | TCB18のDEA分析の結果                                                   |
| 18-23 | —    | NGETの費目分類                                                        |
| 28    | —    | 英国の託送料金TNUoS（発電側課金）                                              |
| 29    | —    | 英国の託送料金TNUoS（小売側課金、家庭用）                                          |
| 31    | —    | RII0-2のアウトプットの概念                                                 |
| 56    | —    | 産業別月次生産性統計                                                       |
| 57    | —    | 主要産業の労働生産性水準                                                     |
| 61    | —    | RII0-2 Challenge Groupによる審査                                      |
| 72    | —    | 委員会規則（EU）2015/1222                                               |
| 90    | —    | 2020年1月～3月アンシラリーサービス市場価格の推移                                      |
| 91    | —    | Hornsedale Power Reserve周波数制御上げ入札価格帯と給電                          |
| 107   | —    | 共通一次調整力市場参加国                                                     |
| 108   | —    | 二次調整力制御方式                                                        |
| 109   | —    | 二次調整力kW価格決定方式、二次調整力kWh価格決定方式                                     |
| 111   | —    | 三次調整力の価格決定方式                                                     |
| 116   | —    | 周波数品質のパラメータ                                                      |
| 117   | —    | 欧州における一次調整力確保の考え方                                                |
| 118   | —    | 大陸欧州における二次調整力①最低確保容量、ドイツ、フランス、ベルギー及びオランダのENTSO-E経験値と二次調整力確保水準の比較 |
| 119   | —    | 大陸欧州における二次調整力調達量算定方法                                             |
| 128   | —    | 2011年～2019年CPS1及びBAALスコアと目標値                                     |

|     |   |                                                                          |
|-----|---|--------------------------------------------------------------------------|
| 132 | — | 周波数分布、逸脱頻度                                                               |
| 159 | — | Enedis、CRE、RTEの報告書の表紙                                                    |
| 164 | — | EECSロゴマーク                                                                |
| 166 | — | 欧州のGO導入の経緯                                                               |
| 167 | — | EU加盟国のEECS活用状況                                                           |
| 168 | — | EECSにおけるGO認証の流れ                                                          |
| 169 | — | EECSにおけるGO認証内容（技術コード一覧その1）                                               |
| 170 | — | EECSにおけるGO認証内容（技術コード一覧その2）                                               |
| 171 | — | GOの機能                                                                    |
| 177 | — | ドイツのGO運用システム                                                             |
| 178 | — | Green Electricity Label registered association (Grüner Strom Label e.V.) |
| 178 | — | OKPower                                                                  |
| 179 | — | ドイツ鉄道（DB）の傘下でグリーン電力を販売する電力小売会社（DB Strom）表示の事例（OKPower認証マークを表示）           |
| 180 | — | グリーンエネルギー小売事業者EWS社の表示事例（OKPower+認証マークと証書そのものをホームページで開示）                  |
| 182 | — | 再生可能エネルギー電源表示の事例EVH GmbH社（2019年）                                         |
| 182 | — | 再生可能エネルギー電源表示の事例susi Energie社（2019年）                                     |
| 184 | — | 情報公開プラットフォームMaStR                                                        |
| 188 | — | 再生可能エネルギー電源表示の事例octopus energy社（2019年）                                   |
| 198 | — | OfgemによるREGO公開情報（2020年8月時点）                                              |
| 201 | — | 電源等の表示を義務化している州の一覧                                                       |
| 203 | — | Avista社による電源情報開示                                                         |
| 204 | — | Washington State Electric Utility Fuel Mix Disclosure Reportsでの企業別情報開示例  |
| 206 | — | カリフォルニア州の電源表示規制一報告のフォーマット                                                |
| 207 | — | 電源表示規制の州別概要（カリフォルニア州での表示事例）                                              |
| 209 | — | Actual Energy社の情報開示（その1）                                                 |
| 210 | — | Actual Energy社の情報開示（その2）                                                 |
| 211 | — | 米国の再エネ由来電力トラッキングシステム                                                     |
| 212 | — | 再エネ由来電気認証（REC s）                                                         |
| 213 | — | Green-eによる再エネ電気メニュー認証証書例                                                 |