



令和3年度産業経済研究委託事業（新たな託送料金制度における定量的な分析手法の更なる検討及び諸外国等の託送料金制度に係る調査事業）

— 調查報告書 —

有限責任監査法人トーマツ
2022年3月31日

目次

1. 諸外国の託送料金制度	3
1.1. 送電	4
1.2. 配電	13
2. 発電側課金の詳細	18
2.1. 欧州における発電側課金制度	19
2.2. 発電側課金制度の各国詳細	35
3. 各国の費用配賦・レートメーク方法の詳細	49
3.1. 英国	61
3.2. フランス	84
4. 諸外国の託送料金	97
4.1. 託送料金の水準	98
4.2. 託送料金に対する反応	104
5. まとめ	111

1. 諸外国の託送料金制度

1.1. 送電

欧州各国の託送料金算定方法（送電）

ACERはレートメイクに関する一般論として、様々な原則を追求する必要がある中で、コスト回収とTSOの効率化の促進を両立したレートメイクを行うのは困難であるとしている

ACERによるレートメイクに関する一般論*1

- レートメイクは一般的に「TSOが負担したコストの回収」、「TSOの効率化の促進」を目的に行われる。
- その際には以下の原則を追求する必要があるが、実際にすべての原則を同時に満たすことは困難であるため、規制機関はそれらの原則のバランスをとることを目指すべきであり、優先順位に従ってトレードオフを行うこともある。
 - 無差別性の原則
 - 透明性の原則
 - 簡素化の原則
 - 予測可能性の原則
 - 持続可能性の原則 等
- 送電コストの一部は地点や時間帯によって異なる可能性があるため、託送料金も地点別・時間帯別に設定することができる。地点別料金はネットワークノード間の混雑を、時間帯別料金はピーク需要の削減を通じてTSOの効率化を促進する可能性がある。これらのメカニズムは上記の原則を妨げないように設計されなければならない。
- ネットワーク利用者へのコスト配賦は複雑な作業が必要であり、大きく2つのアプローチに分けられる。
 - 会計的アプローチ・・・配賦基準や会計期間、顧客グループのマトリックスを作成し配賦
 - 限界費用アプローチ・・・より煩雑であるが実際のコストを反映したコスト配賦

*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.8-11、https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

欧州各国の託送料金制度導入状況（送電）

制度の導入状況は各国で異なっているが、発電側課金比率は島国・半島諸国で高く（フィンランド・英国・アイルランド）、大陸側で低い傾向が見られる

託送料金制度（送電）の導入状況（1/2）*1

国	発電側課金 比率 (%)	kW比率*2 (%)	電圧別料金 導入有無*2	季時別料金 導入有無*2	地点別料金 導入有無*2
アルバニア	0	0	-	-	-
オーストリア	8	21	○	-	-
ベルギー	5.6	40.3	○	○	-
ボスニアヘルツェゴビナ	0.2	35	-	-	-
ブルガリア	9.5	0	-	-	-
クロアチア	0	24.3	-	○	-
キプロス	0	0	-	-	-
チェコ	0	62.3	-	-	-
デンマーク	4.3	0	-	-	-

国	発電側課金 比率 (%)	kW比率*2 (%)	電圧別料金 導入有無*2	季時別料金 導入有無*2	地点別料金 導入有無*2
エストニア	0	0	-	○	-
フィンランド	18.6	7.2	-	○	-
フランス	2 ^{*3}	37.7	○	○	-
ドイツ	0	79	-	-	-
英国	16.1 ^{*3}	76.7	-	-	○
ギリシャ	0	63.5	-	○	-
ハンガリー	0	0	○	-	-
アイスランド	0	79.8	○	-	-
アイルランド	25	25.8	○	-	○

*1 出所：ENTSO-E, Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.8,9,14、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 この表では、発電側と需要側、及び、kWとkWhの区別をしていない

*3 発電側課金の減免制度あり

欧州各国の託送料金制度導入状況（送電）

制度の導入状況は各国で異なっているが、発電側課金比率は島国・半島諸国で高く（北アイルランド・ノルウェー・スウェーデン）、大陸側で低い傾向が見られる

託送料金制度（送電）の導入状況（2/2）*1

国	発電側課金 比率 (%)	kW比率*2 (%)	電圧別料金 導入有無*2	季時別料金 導入有無*2	地点別料金 導入有無*2
イタリア	0	39	-	-	-
ラトビア	0	69	-	-	-
リトアニア	0	72.3	-	-	-
ルクセンブルク	0	69.1	-	-	-
モンテネグロ	37.5	81.7	-	○	-
オランダ	0	100	○	-	-
北マケドニア	0	10	-	-	-
北アイルランド	25	5.1	-	○	○
ノルウェー	29	69	-	○	○

国	発電側課金 比率 (%)	kW比率*2 (%)	電圧別料金 導入有無*2	季時別料金 導入有無*2	地点別料金 導入有無*2
ポーランド	0	46.3	-	-	-
ポルトガル	9.1*3	41.2	-	○	-
ルーマニア	2.7	0	-	-	-
セルビア	0	22.8	-	○	-
スロバキア	2.9*3	49.1	-	-	-
スロベニア	0	37.2	-	○	-
スペイン	10	41	-	○	-
スウェーデン	37	79	-	-	○
スイス	0	46	-	-	-

*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.8,9,14、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 この表では、発電側と需要側、及び、kWとkWhの区別をしていない

*3 発電側課金の減免制度あり

欧州主要国の電圧別料金導入状況（送電）

一部の国では需要側託送料金に電圧別料金を導入しており、特にフランスでは発電側課金に対しても電圧別料金を導入している

電圧別料金導入国（送電） *1*2

国	対象	内容*3
フランス	発電側・需要側	低圧側（50-130 kV）で高価格、 高圧側（150 kV以上）で低価格に設定している。
アイスランド	需要側	低圧側（50-130 kV）で高価格、 高圧側（150 kV以上）で低価格に設定している。
オーストリア		
ベルギー		
ハンガリー		
オランダ		低圧側（150- 220 kV）で高価格、 高圧側（330 kV以上）で低価格に設定している。
アイルランド		低圧側（50-130 kV）が若干低価格ながらほぼ定額（kWh課金に電圧別料金を導入していないため）に設定している。
英国・ドイツ・ノルウェー・スウェーデン、 等		導入していない。

*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.12,13、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

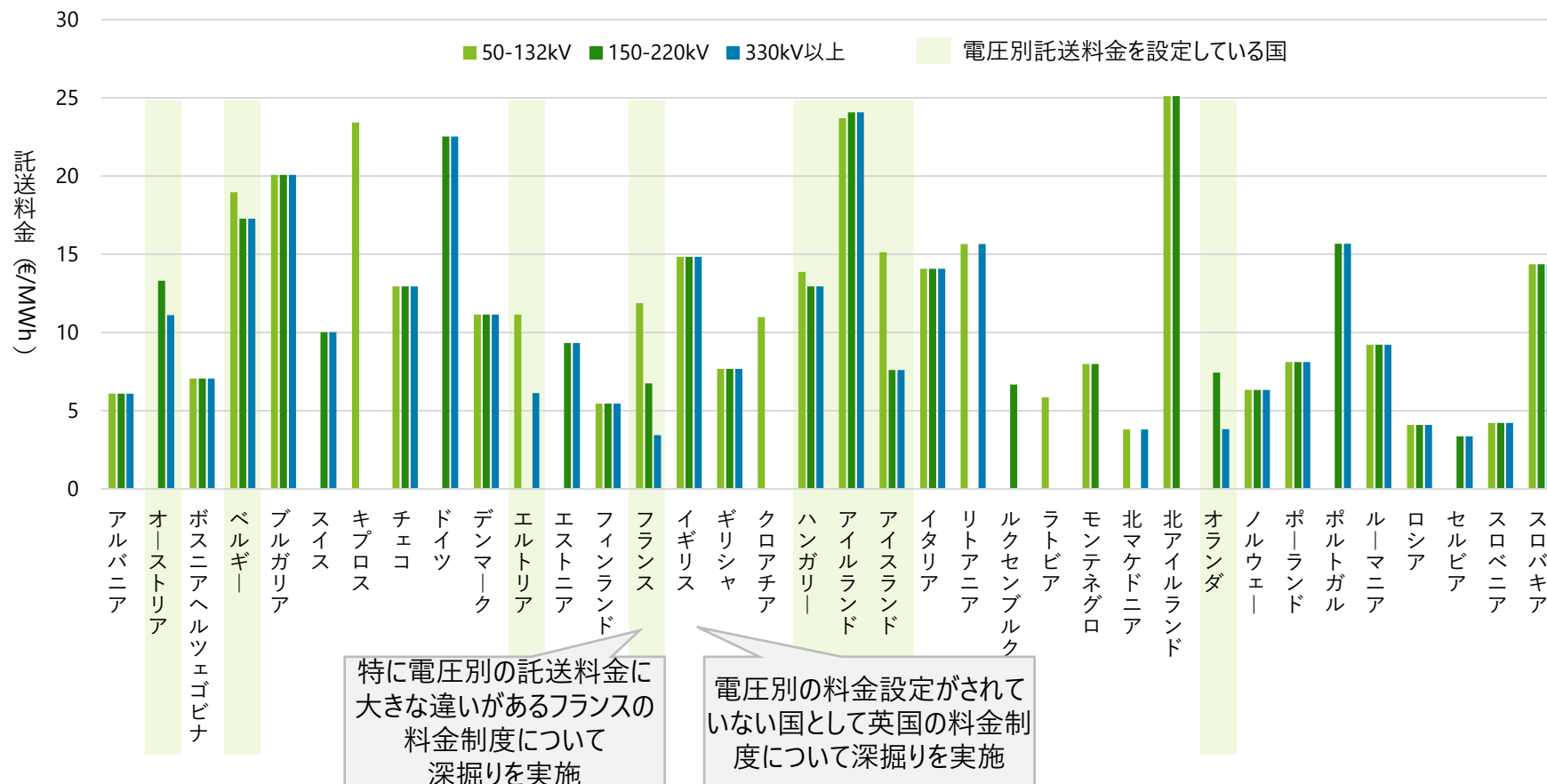
*2 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.19,23-26、https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

*3 発電側と需要側の区別をしていない（フランスでは、発電側料金は低圧（150 kV未満）の場合は免除となる）

欧州主要国の電圧別料金（送電）

多くの欧州各国では電圧別に託送料金は設定されていないが、フランス等の一部の国では電圧別に託送料金が設定されている

各国の電圧別託送料金*1



*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.12-13、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

欧州主要国の季時別料金導入状況（送電）

フランス・ノルウェー・英国では発電側・需要側ともに季時別料金が設定されているが、その区分は各国で異なる

季時別料金導入国（送電） *1

国	季節	昼夜	ピーク ON/OFF	ダイナミック プライス	対象	導入の目的・背景
フランス	○	○	○	-	400 kV帯は発電側・需要側の一部、その他は発電側・需要側の全系統利用者	➤ ピーク需要に対応するための系統拡充投資、送電ロスおよび系統混雑によるコスト等を託送料金に反映させることで、系統利用の効率化を促す。
ノルウェー	-	-	-	○	発電側・需要側	
英国	○	-	○	○	発電側・需要側	
ドイツ・アイルランド・スウェーデン、等	導入していない。					

*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.42-44、
https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

欧州主要国の地点別料金導入状況（送電）

地点別料金は、送電システムの効率的な利用や投資コストの抑制及び需要地近傍への発電所の立地誘導等を促す目的で、多くは発電側課金とセットで導入されている

地点別料金導入国（送電） *1*2

国	対象	内容	導入の目的・背景
アイルランド	発電側（kW）	需要地までの距離に比例した料金を設定している。 （Reverse MW method）	➤ 送電システムの投資コストの抑制と系統利用の効率化を促す。
ノルウェー	発電側（kWh） 需要側（kWh）	ノード毎に送電ロスに応じた料金を計算している。	➤ 送電ロスコストの削減を促す。
スウェーデン	発電側（kW・kWh） 需要側（kW・kWh）	緯度により決定されるファクターで料金を設定している。 （北部で発電側料金最大、南部で需要側課金最大）	➤ 需要優位地域への発電所立地を促す。 ➤ 送電システムの投資コスト・送電ロス・系統混雑の削減を促す。
英国	発電側（kW） 需要側（kW・kWh）	発電側27地域別、需要側14地域別に料金を設定している。（北部で発電側料金最大・需要側料金最小、南部はその逆）	➤ 需要優位地域への発電所立地を促す。 ➤ 送電システムの投資コストの削減を促す。
フィンランド・ ドイツ・フランス、 等	導入していない。		

*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.20、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.46,47、https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

欧州主要国の発電側課金導入状況（送電）

発電側課金比率の高い半島国・島国では、地点別料金をあわせて導入している（フィンランド以外）

発電側課金（G-charge）比率・kW課金比率・地点別料金導入状況（送電）*1

特徴による区分	国	G-charge 比率（%）	G-chargeの kW比率 （%）	地点別 料金	G-chargeの概要
G-charge 比率が大きい	北アイルランド	37	100	○	➤ 地点別料金と契約容量に応じた固定費で構成されている。
	スウェーデン	24	接続地点毎に異なる		➤ 発電側に関連する系統コストへ充当されている。
	アイルランド	14	100		➤ 地点別料金と契約容量に応じた固定費で構成されている。
	フィンランド	13.4	接続地点毎に異なる	-	➤ 契約容量に応じた固定費と発電量に応じた変動費で構成されている（0.6€/MWh + 1900€/MW/year）。
	ノルウェー	12	0	○	➤ 発電所毎に過去10年間の平均発電量に応じて課金する。（短期的な発電量増減の影響を受けにくくするため）
	英国	9.5	100		➤ 地点による送電コストの相対的な違いを反映し、需要優位地域への発電所立地を促す。 ➤ スコットランドの100MW以下の発電設備のうち、132kVの系統に連系するものに対する課金を減額する。
G-charge 比率が小さい	フランス	2.1	0	-	➤ 送電ロスの補填に充当する目的で導入している。 ➤ 150kV未満の系統に連系している場合は全額免除される。
	ドイツ	0	-		➤ 国内法により発電側課金が認められていない。

*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.19、65-66、

https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

1.2. 配電

欧州主要国の託送料金制度導入状況（配電）

欧州DSOの発電側課金・季時別料金は各国で方針が異なるが、電圧別料金を導入している点、地点別料金を導入していない点については、各国方針が一致している

料金制度導入状況（配電）（1/3）

－ 欧州主要国の導入制度一覧*1 －

国	発電側 課金有無	kW課金比率	電圧別料金 導入有無	地点別料金 導入有無*2	季時別料金 導入有無	制度導入背景
イタリア	-	100%	○	-	-	➤ 需要家の負担軽減を目的に、kW課金比率（固定料金制）を高くしている（送電ではkWh課金比率が高い）。
オランダ	○	100%	○	-	-	➤ 公正なコスト負担の観点 (cost reflectivity) から発電側課金を実施している。 ➤ 歴史的には、kW課金のみからなる料金制度は費用回収漏れのリスクを低減させる効果があると評価されてきた模様である。 ➤ 実態としては契約期間中のピークkWの実績が将来の料金に反映される仕組みを採用しているDSOが多く、実質的には従量課金の要素が取り入れられている。
チェコ	-	49%	○	-	○	-

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.34-35、p. 43、p. 59、

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Report_on_D-Tariff_Methodologies.pdf

*2 ACER加盟国ではオーストリアのみ地点別料金導入実績あり

欧州主要国の託送料金制度導入状況（配電）

欧州DSOの発電側課金・季時別料金は各国で方針が異なるが、電圧別料金を導入している点、地点別料金を導入していない点については、各国方針が一致している

料金制度導入状況（配電）（2/3）

－ 欧州主要国の導入制度一覧*1,*2 －

国	発電側課金有無	kW課金比率	電圧別料金導入有無	地点別料金導入有無*3	季時別料金導入有無	制度導入背景
ルクセンブルク	○	41%	○	-	-	➤ 主にメーリングコストを回収するために発電側課金が導入されている。
フランス	○	30%	○	-	○	➤ 配電システムの運用コストの一部を回収する目的で発電側課金が導入されている。 ➤ 季時別料金は1950年代から運用実績がある。 ➤ スマートメータの普及に伴い、一部の高压カテゴリ（HTB3）を除くすべての電圧階級で季時別料金導入予定。
アイルランド	-	32%	○	-	○	-
ポーランド	-	29%	○	-	○	-

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.34-35, p. 43, p. 59、

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Report_on_D-Tariff_Methodologies.pdf

*2 出所：CRE、[Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 on the tariffs for the use of public distribution electricity grids \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)、2021年1月、p. 68

*3 ACER加盟国ではオーストリアのみ地点別料金導入実績あり

欧州主要国の託送料金制度導入状況（配電）

欧州DSOの発電側課金・季時別料金は各国で方針が異なるが、電圧別料金を導入している点、地点別料金を導入していない点については、各国方針が一致している

料金制度導入状況（配電） 3/3

－ 欧州主要国の導入制度一覧*1 －

国	発電側課金有無	kW課金比率	電圧別料金導入有無	地点別料金導入有無*2	季時別料金導入有無	制度導入背景
デンマーク	-	5%	○	-	○	➢ 系統コストを公平に負担させる目的で発電側課金が制度上認められている。 ➢ DSOに発電側課金の適用を決める権限があり、これまでに導入実績はない。 ➢ スマートメーターの高い普及率を背景に高度な季時別料金制度が導入されている。
ドイツ	-	0%～63%	○	-	-	➢ 発電側課金は導入されていないが、分散電源設置促進のためAvoided Network Charge (ANC)が導入されていた。 ➢ 消費者に対する公平性の観点から、従量課金(kWh) 中心の料金制度を展開してきた。 ➢ 低圧需要家向け料金のkW課金比率を0%としているDSOが依然として存在するが、分散電源の普及による費用回収漏れリスクを低減する目的で、固定料金を設定するDSOが増加傾向にある。

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.34-35, p. 43, p. 59、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Report_on_D-Tariff_Methodologies.pdf

*2 ACER加盟国ではオーストリアのみ地点別料金導入実績あり

欧州主要国の季時別料金導入状況（配電）

ACER加盟国のうち、チェコ・デンマーク・フランス・アイルランド・ポーランドではスマートメーターの普及と併せて、ピーク分散を目的とした季時別料金の導入が進んでいる

季時別料金導入国（配電）

- ピーク分散を目的として、季時別に料金を切り替える仕組みが導入されている。
- スマートメーター導入により需要家の消費電力をリアルタイムに把握することができるようになったことを背景に、季時別料金の運用の高精度化が進んでいる。

－ ACER加盟国のDSO季時別料金の内訳*1 －

国	日中/夜間	ピーク/ オフピーク	季節	電気料金切替のトリガー	スマートメーター普及率
チェコ		○		- 電圧レベル - 電気ヒーターの需要	10%以下
デンマーク	○	○	○	消費電力量	2020年までに100%の予定
フランス		○	○	電圧レベル	50%以上
アイルランド	○				10-50%（2021年中にスマートメータによる季時別料金導入予定）
ポーランド	○	○	○	- 電圧レベル - 電気ヒーターの需要 - 家庭用と産業用の需要差 - 電灯の利用有無	未導入

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.59、p. 63-64、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Report_on_D-Tariff_Methodologies.pdf

2. 発電側課金制度の詳細

2.1. 欧州における発電側課金制度

欧州における発電側課金制度

発電側課金（送電）に関する方法論は、2014年に公表されたACER Opinion No 09/2014にてその基本原理が固まった

発電側課金（送電）に関するEUのルール*1

Commission Regulation (EU) No 838/2010

- 発電側課金額の許容範囲（上限）を4つの対象国グループ毎に設定する。

Regulation (EU) 2019/943

- 各国の事情を考慮しながら、託送料金（送電）の方法論に関するレポートを少なくとも2年毎に更新・提供することをACERに義務付けする。（Article 18 (9)）

発電側課金（送電）に関するACERの見解*1

ACER Opinion No 09/2014

- 発電側のkWh課金は、送電ロスやアンシラリーサービス費用の回収に使うべきである。
- 発電側のkW課金は、送電インフラ費用の回収に使うべきである。

ACER Practice Report 2019

- 発電側課金の方法論は上記「No 09/2014」で十分であり新たな規程を策定する必要はない。
- 本レポートはACERのこれまでの活動を補完するレポートであり、上記「Regulation (EU) 2019/943、Article 18 (9)」実現の第一ステップである。

*1 出所：ACER、Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe、p.3,4、2019年12月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

欧州における発電側課金制度（EUのルール）

EUでは、欧州での市場協調による便益を維持する観点から、発電側課金額（G-charge）の許容範囲を対象国グループ毎に設定している

Commission Regulation (EU) No 838/2010*1

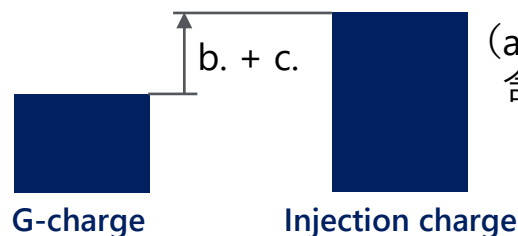
[Annex Part B: Guidelines for A Common Regulatory Approach to Transmission Charging]

■ G-charge（年平均）は、欧州での市場協調による便益を維持するために、下記の範囲で設定すること。

対象国グループ	G-chargeの 許容範囲（年平均）	特徴	隣国との密接度
アイルランド、英国、北アイルランド	0 – 2.5 €/MWh	島国	低
ルーマニア	0 – 2.0 €/MWh	（送電ロスと混雑管理費用を回収）	
デンマーク、スウェーデン、フィンランド	0 – 1.2 €/MWh	半島国	中
その他のEU加盟国	0 – 0.5 €/MWh	主に大陸国	高 ●

隣国との密接度が高いため、発電側課金を安くすることで市場協調を維持

■ なお、2019年のACERのレポートでは、“G-charge”と“Injection Charge”について、下記のように定義している。



- a. 系統接続やアップグレードに係る設備費用
- b. アンシラリーサービス費用
- c. 特定の送電ロス費用

*1 出所：EU、On Laying Down Guidelines relating to the Inter-Transmission System Operator Compensation Mechanism and a Common Regulatory Approach to Transmission Charging、2010年9月、<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:250:0005:0011:EN:PDF>

欧州における発電側課金制度（EUのルール）

EUでは、欧州大の市場分担リスクを軽減するために、発電側課金比率を含む託送料金の方法論に関するベストプラクティスレポートの作成をACERに義務付けている

Regulation (EU) 2019/943^{*1}

[Article 18, 9.]

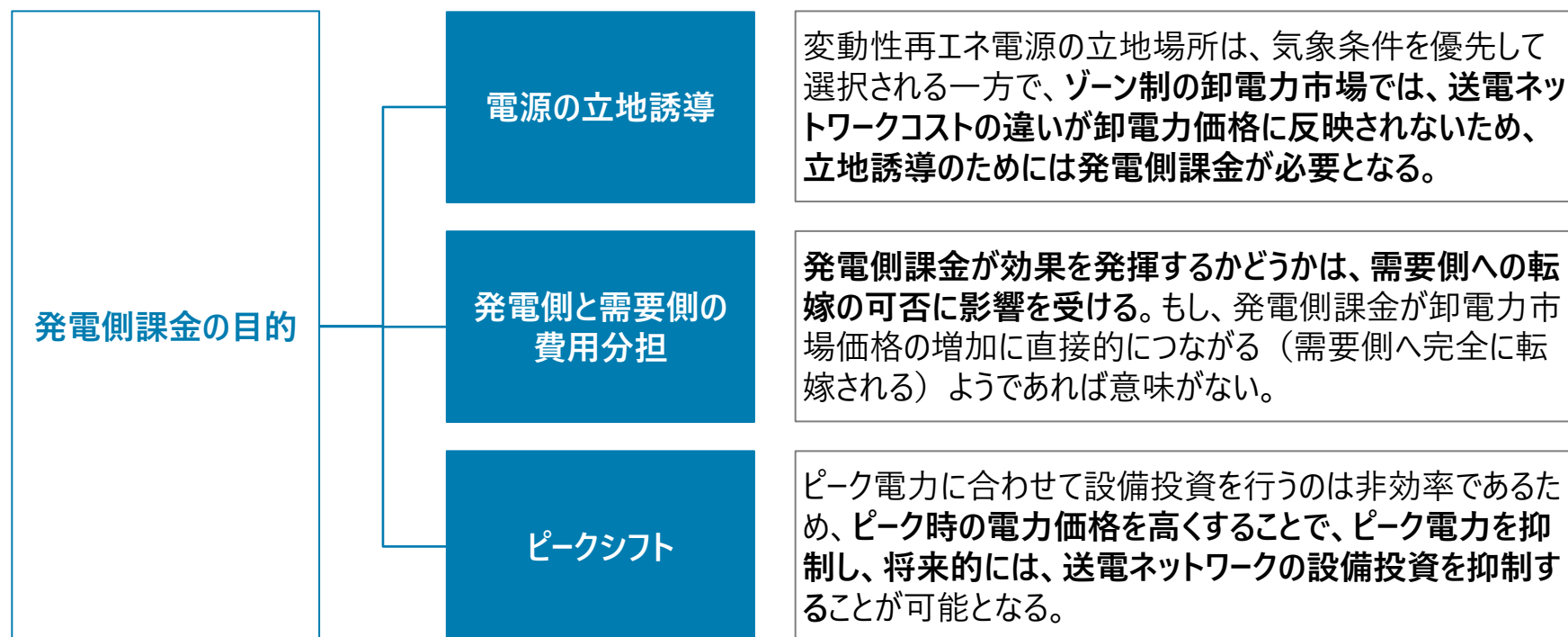
- 市場分断のリスクを軽減するために、ACERは、託送料金の方法論に関するベストプラクティスレポート（下記項目を含むこと）を、各国の特徴を考慮しながら、2年毎に更新しなければならない。
 - a. 発電側／需要側課金比率
 - b. 託送料金で回収するコスト
 - c. 季時別料金
 - d. 地点別料金
 - e. 送電料金と配電料金の関係性
 - f. 託送料金の構造と設定方法を透明化するための方法論
 - g. 託送料金に影響を受けるネットワークユーザーグループと、可能であれば、グループの特性、電力消費形態、減免措置
 - h. 特別高圧、高圧、低圧の送配電ロス

^{*1} 出所：EU、On the Internal Market for Electricity、2019年6月、<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&rid=1>

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

発電側課金の目的として、電源の立地誘導、発電側と需要側の費用分担、ピークシフト、の3つが挙げられる

ACER Opinion No 09/2014*1

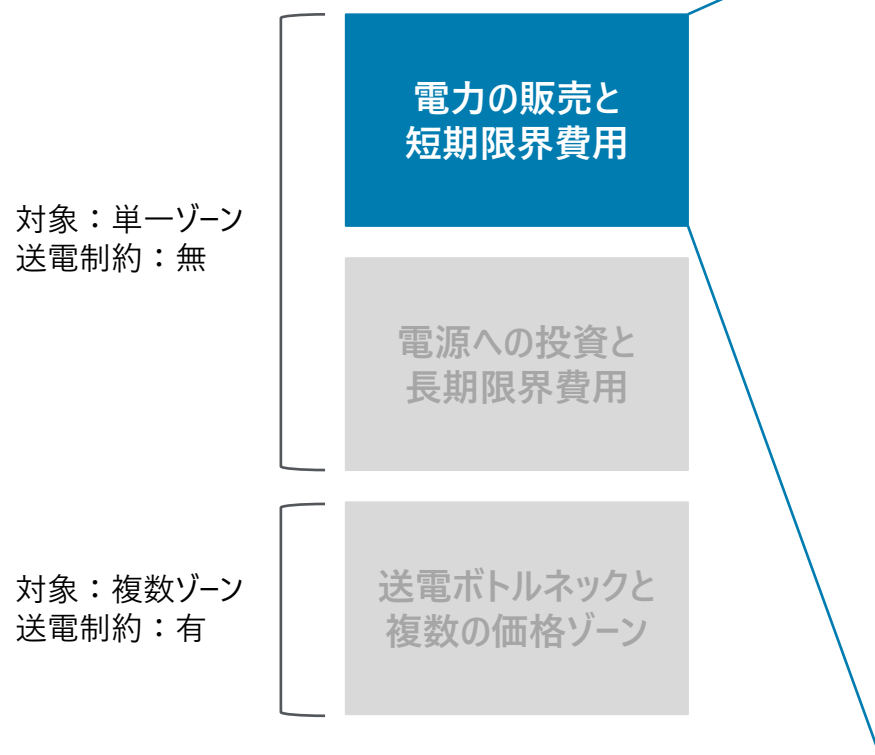


*1 出所：ACER、On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.11,12、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

kWh発電側課金とkW発電側課金が、電力の販売と短期限界費用に及ぼす影響を分析した

ACER Opinion No 09/2014*¹



kWh発電側課金が及ぼす影響

- 電源の短期限界費用は、kWh発電側課金分だけ上昇するため、電力販売量の判断に影響を及ぼす。
- 送電の短期限界費用（ロス、混雑管理、アンシラリーサービス）をkWh発電側課金に適切に反映した場合、発電側課金は電源の起動停止に影響を及ぼさない。
- 一方で、送電の固定費をkWh発電側課金に反映した場合、電源の短期限界費用に逆転が生じ、効率の良い電源が停止し、効率の劣る電源が起動するといった事態が起こり得る。
- ただし、全ての電源に同一料金を反映すると、その分スポット市場価格が上昇するだけなので意味がない。

kW発電側課金が及ぼす影響

- 十分な競争市場では、電源の短期限界費用は変化しない。（競争原理が働くため、発電側課金分を転嫁しにくい。）
- 競争が弱い市場では、電源の短期限界費用が上昇する。（競争原理が働きにくいいため、発電側課金分を転嫁しやすい。）

*1 出所：ACER、On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.13-15、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

kWh発電側課金とkW発電側課金が、電源への投資と長期限界費用に及ぼす影響を分析した

ACER Opinion No 09/2014*¹

対象：単一ゾーン
送電制約：無

電力の販売と
短期限界費用

電源への投資と
長期限界費用

対象：複数ゾーン
送電制約：有

送電ボトルネックと
複数の価格ゾーン

kWh発電側課金が及ぼす影響

- 長期的な費用（ネットワークの設備投資）をkWh課金に反映すると、発電側課金はスポット市場を歪める結果となる。
- また、フラットな課金は、投資シグナルに効果をもたらさない。

kW発電側課金が及ぼす影響

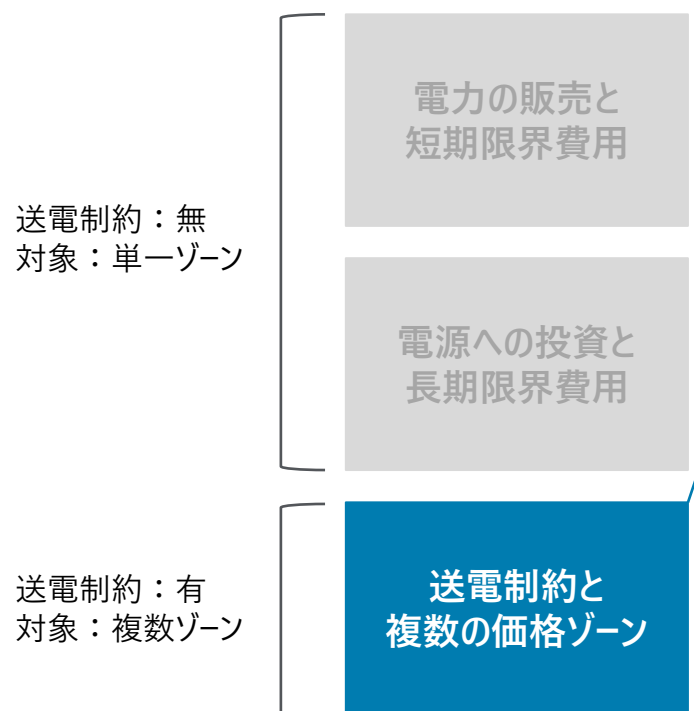
- 電源への投資インセンティブが下がり、その結果、既存電源を延命利用することとなる。
- 電源の追加に応じて発生する費用を、個々の電源に適切に課金することができれば、投資シグナルは改善され、長期限界費用の改善に貢献する。

*1 出所：ACER、On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.15,16、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

国際連系線でつながる隣国同士で発電側課金に差異がある場合、適切な国際電力取引や設備投資を歪める場合もあるが、一方で、歪めないように設計することも難しい

ACER Opinion No 09/2014*1



送電制約と発電側課金

- 国際連系線で大容量でつながっている2国間の発電側課金に差異が発生すると、適切な国際電力取引と設備投資シグナルを歪める。
- 国際連系線でつながっている2国間において、片方の国の短期限界費用が安く、もう片方の国に送電容量限界まで輸出している場合においては、発電側課金の差異の影響は限定的である。

複数の価格ゾーンと発電側課金

- 電源の設置が送電コストに及ぼす影響を特定することは、国内だけでも難しいが、国外（他ゾーン）も対象に含めると、さらに複雑さを増す。
- 国際連系において、両国間のコストの差異を適切に設計することは難しい。

*1 出所：ACER、On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.17,18、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

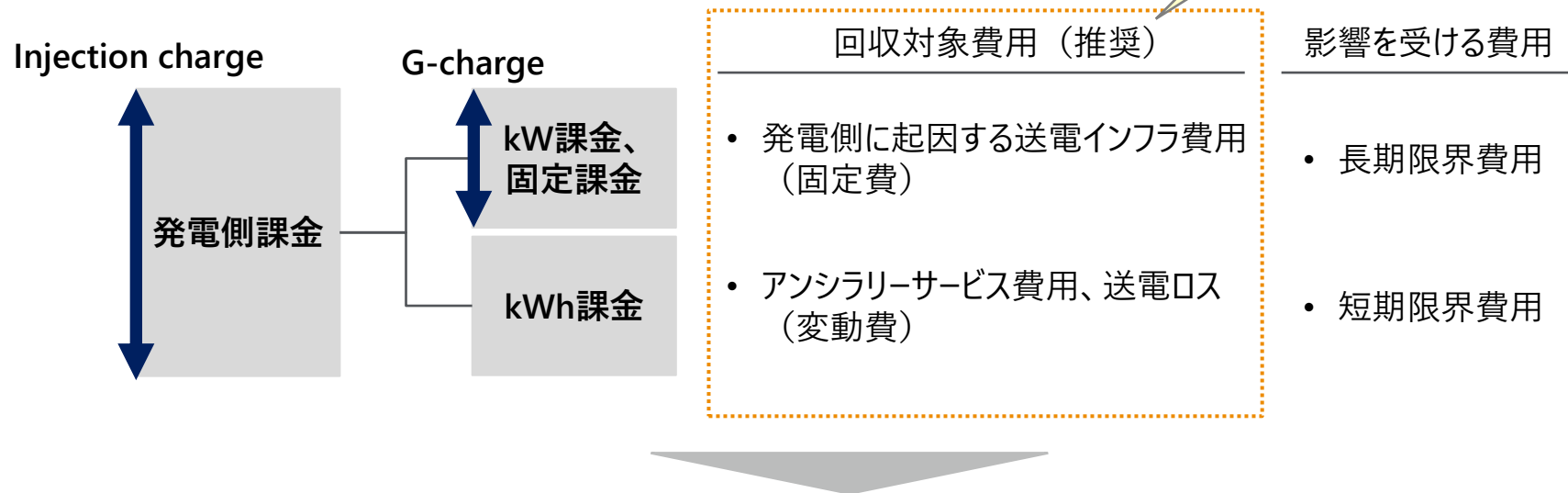
欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

ACERは、発電側課金において、kW課金により固定費を回収し、kWh課金により変動費を回収することを推奨している

ACER Opinion No 09/2014^{*1}

- ACERのレポートの総括における、発電側課金に関するACERの見解を下記に示す。

実際は国によって考え方が異なるため、回収対象費用を、kW課金とkWh課金に適切に分割できているとは限らない



- 回収対象費用を適切に反映できていれば、kW課金や固定課金の割合に制限を設ける必要はない。

^{*1} 出所：ACER、On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.2,3、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

ACERは、発電側課金分を卸市場（需要側）にそのまま転嫁できるような状況では、発電側課金の効果はないと結論付けている

ACER Opinion No 09/2014*1

発電側課金の転嫁

Moreover, the effective share of the costs which is ultimately born by generation is highly dependent on the possibility for generators to pass costs onto consumers. This may differ depending on the charging setup, the level of competition or the generation portfolio. If G-charges directly translate to an increased market price, effectively no cost sharing can be achieved.

In a uniform market area without bottlenecks, a flat energy-based G-charge for all plants will have no effect on the dispatch of power plants. As SRMC increase by the same amount, the relations of SRMC are not affected. Still, SRMC and therefore also the spot market price is increased by the level of the applied G-charge.

In markets with a high level of competition, power-based G-charges have no effect on the dispatch of power plants, as they do not increase the generation costs for the generators and hence SRMC remain unchanged.
In markets with a low level of competition, it is possible that part of a power-based G-charge is passed, as a mark-up, onto the price at which the generators offer their production and thus the spot market price increases.

発電側課金が卸市場価格の増加に直接的につながる（需要側へ完全に転嫁される）ようでは、発電側課金の効果はない

全電源にフラットな発電側課金を適用した場合、電源の起動停止に影響を及ぼさないし、その分スポット市場価格が上昇するだけとなる

十分な競争市場では、発電事業者は発電側課金分を電源の短期限界費用に転嫁しにくい、競争が弱い市場では、転嫁しやすくなる

電源毎に傾斜をかけて課金することが重要
＝地点別料金が必要
（→次ページ参照）

転嫁するかどうかは、自由競争市場における事業者判断

*1 出所：On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers、p.12,14、2014年4月、
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf

欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

フラットな発電側課金を行った場合において、発電事業者がその課金分を短期限界費用に転嫁しスポット市場価格がその分上昇したとすると、発電側課金の効果がなくなる

スポット市場での発電側課金の転嫁（1/2）－フラットな発電側課金－

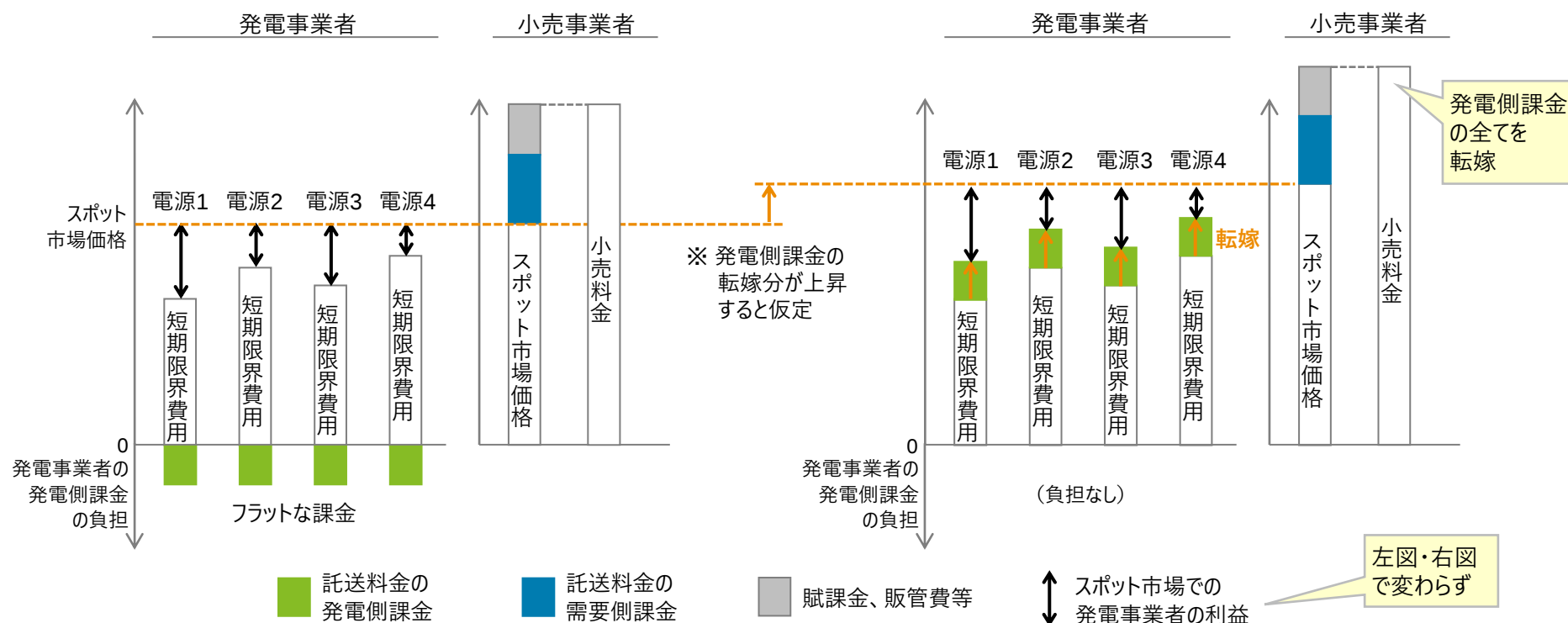
発電側課金の効果：無

発電事業者が転嫁しなかった場合

■ 託送料金の発電側課金⇒発電事業者の負担

発電事業者が全てを転嫁した場合

■ 託送料金の発電側課金⇒全てを需要側に転嫁



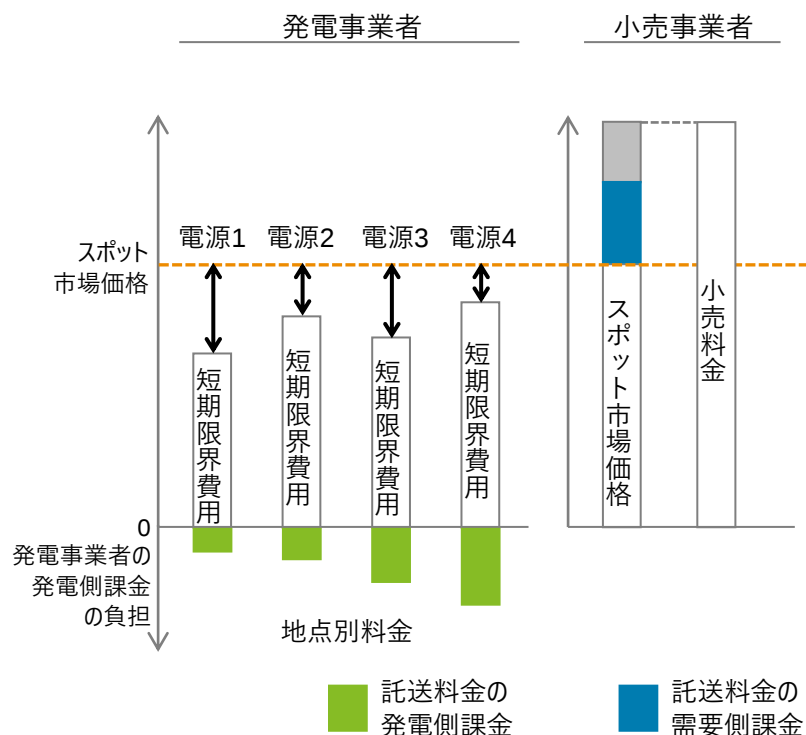
欧州における発電側課金制度（ACERの見解、2014年）

地点別料金を適用し、発電事業者毎に課金額に傾斜をつけることで、仮に発電事業者が転嫁しても、発電側課金の効果を発揮することができる

スポット市場での発電側課金の転嫁（2/2）－地点別料金＋発電側課金－

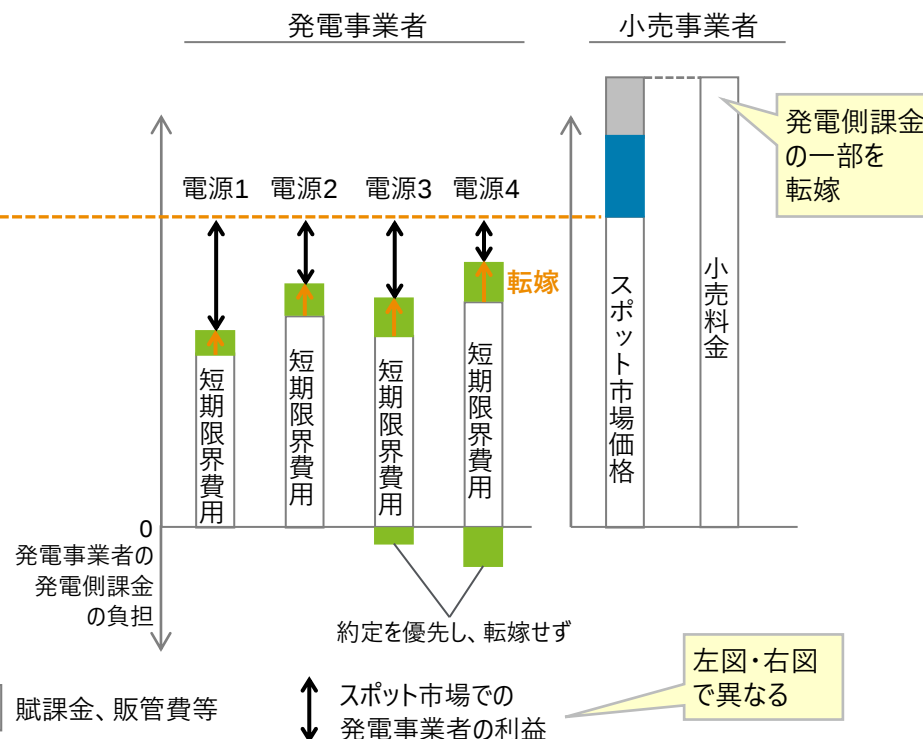
発電事業者が転嫁しなかった場合

- 託送料金の発電側課金⇒発電事業者の負担



発電事業者が一部を転嫁した場合

- 託送料金の発電側課金⇒一部を需要側に転嫁し、残りは発電事業者の負担



発電側課金の効果：有

発電側課金の一部を転嫁

左図・右図で異なる

欧州と米国の混雑管理方式の比較

系統の混雑状況に応じて電源や負荷設備の立地誘導を促す地点別価格シグナルは、欧州では託送料金に、米国では卸電力価格LMPに反映されている

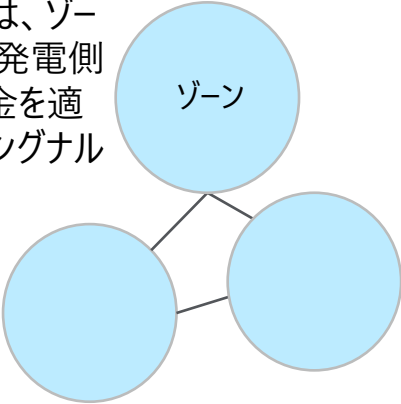
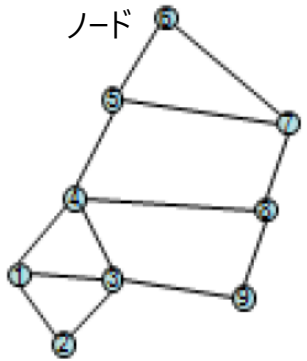
欧州・ゾーン制と米国・ノードル制の比較（1/2）

	欧州	米国
混雑管理方式	欧州大ゾーン制＋ゾーン内再給電 ゾーン内の混雑を無視して欧州大で最適化されるため、実需給に近い断面では、ゾーン内でTSOによる再給電が必要となる。	ノードル制 混雑箇所を細かい粒度で特定できるため、電源や負荷設備の立地誘導の効率化と、送配電設備の投資抑制が可能。
管理エリア単位	広い 1国1ゾーン (ノルウェー、スウェーデン、デンマーク等は1国複数ゾーン)	細かい ノード (ISO/RTO毎に、数百～1万数千)
卸電力価格	エリアプライス	LMP (混雑費用、限界ロス費用を含む)
託送料金の 発電側課金	有 (一部の国)	無
地点別 価格シグナル	託送料金に反映 (一部の国)	LMPに反映

欧州と米国の混雑管理方式の比較

米国のノードル制では、ゾーンよりも細かく設定されたノード毎に混雑料金を反映したLMPが設定されており、LMPがゾーン制よりも精緻な価格シグナルとなっている

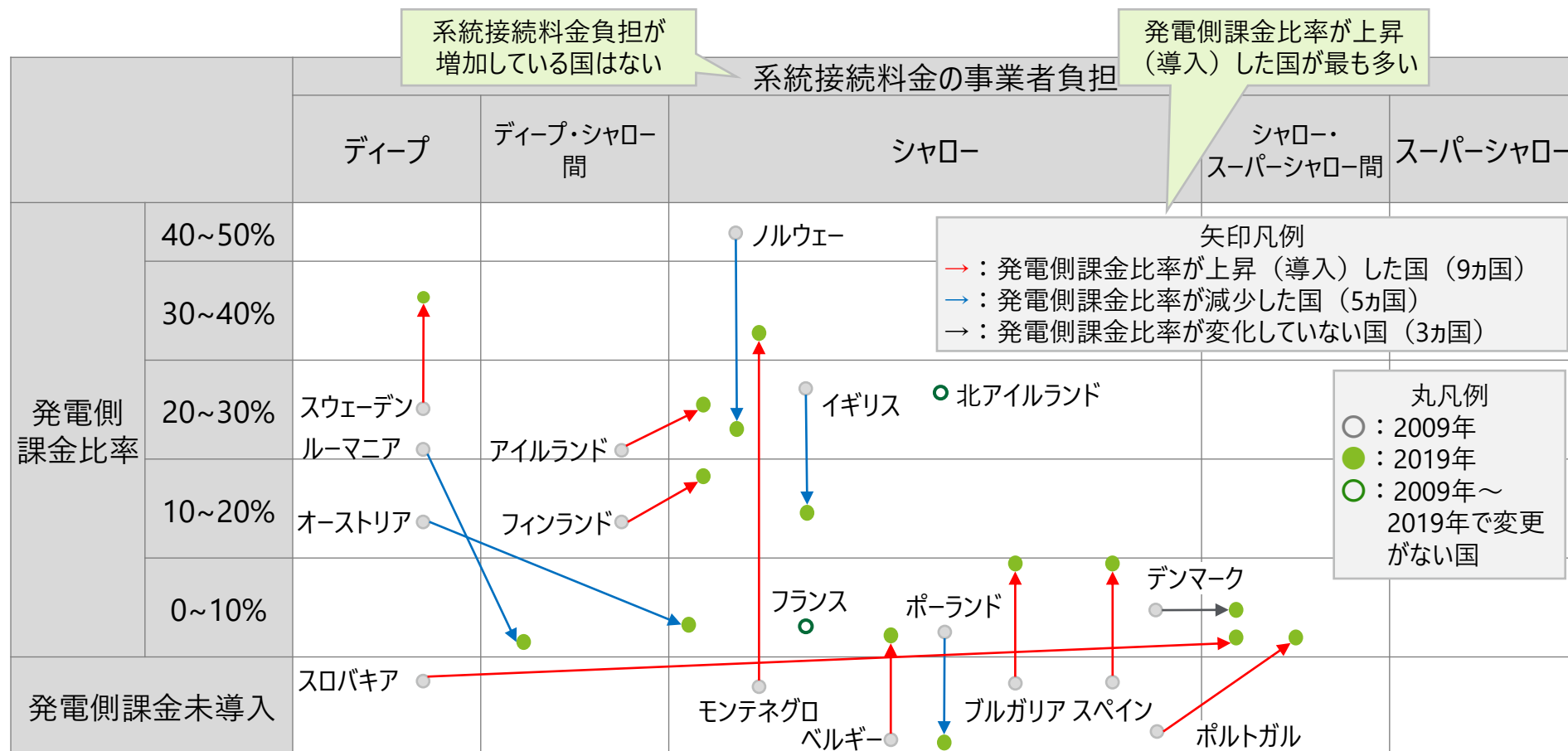
欧州・ゾーン制と米国・ノードル制の比較（2/2）

	欧州	米国
混雑管理方式	欧州大ゾーン制 + ゾーン内再給電	ノードル制
	ゾーン内の混雑は無視され最適化されない。 ↓ ✓ ゾーン内で再給電が必要。 ✓ 立地誘導のためには、ゾーン内で託送料金に発電側課金 + 地点別料金を適用し、電源に価格シグナルを出す必要がある。 	ノード毎に混雑料金を反映したLMPが設定され、LMPが混雑管理の価格シグナルとなる。 ↓ ✓ 託送料金により電源に価格シグナルを出す必要がない。 

欧州各国の発電側比率と系統接続料金負担の推移

2009年から2019年の推移で見ると、発電側課金比率が上昇した国が多い一方で、系統接続料金は全ての国で現状維持または減少した

発電側課金導入国における発電側比率と系統接続料金負担の推移（2009年～2019年）*1

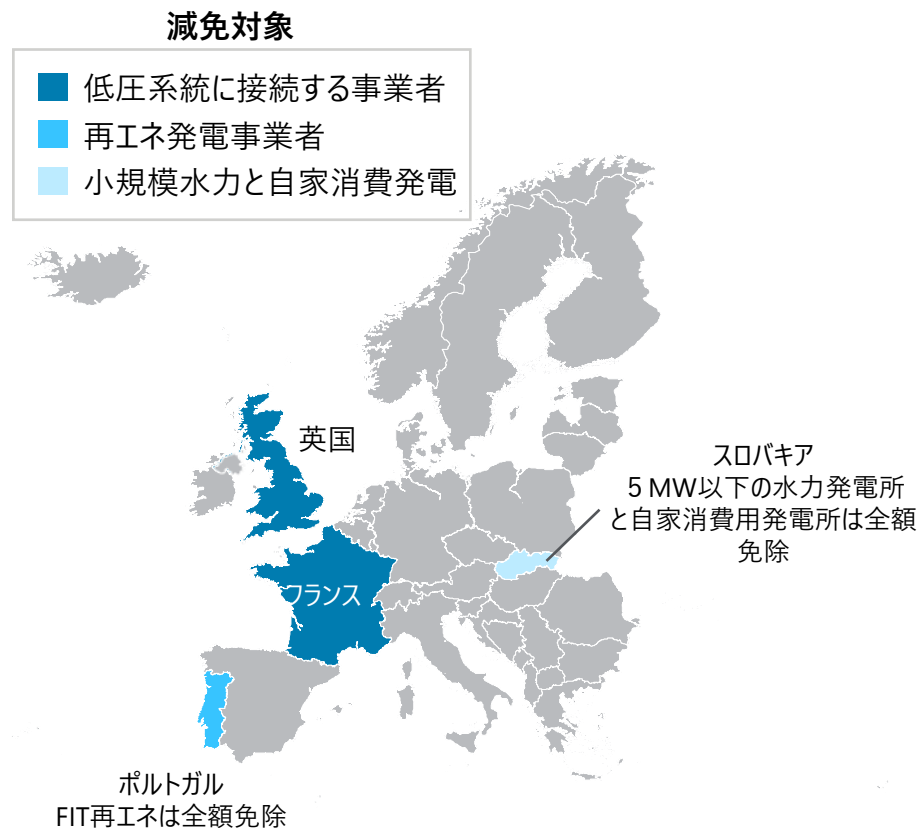
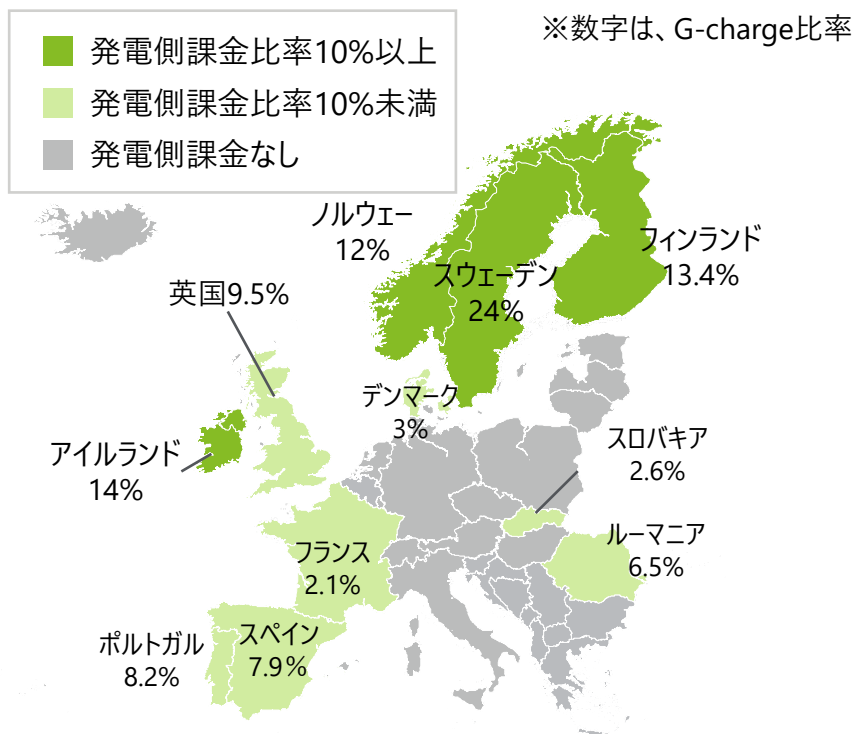


*1 出所：ENTSO-E、European Transmission Tariffs(2009-2019)、<https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#european-transmission-tariffs>

発電側課金の減免制度（送電）

低圧系統に接続する発電事業者及び再エネ発電事業者を対象とした発電側課金の減免制度が複数国で導入されている

発電側課金の減免制度導入国



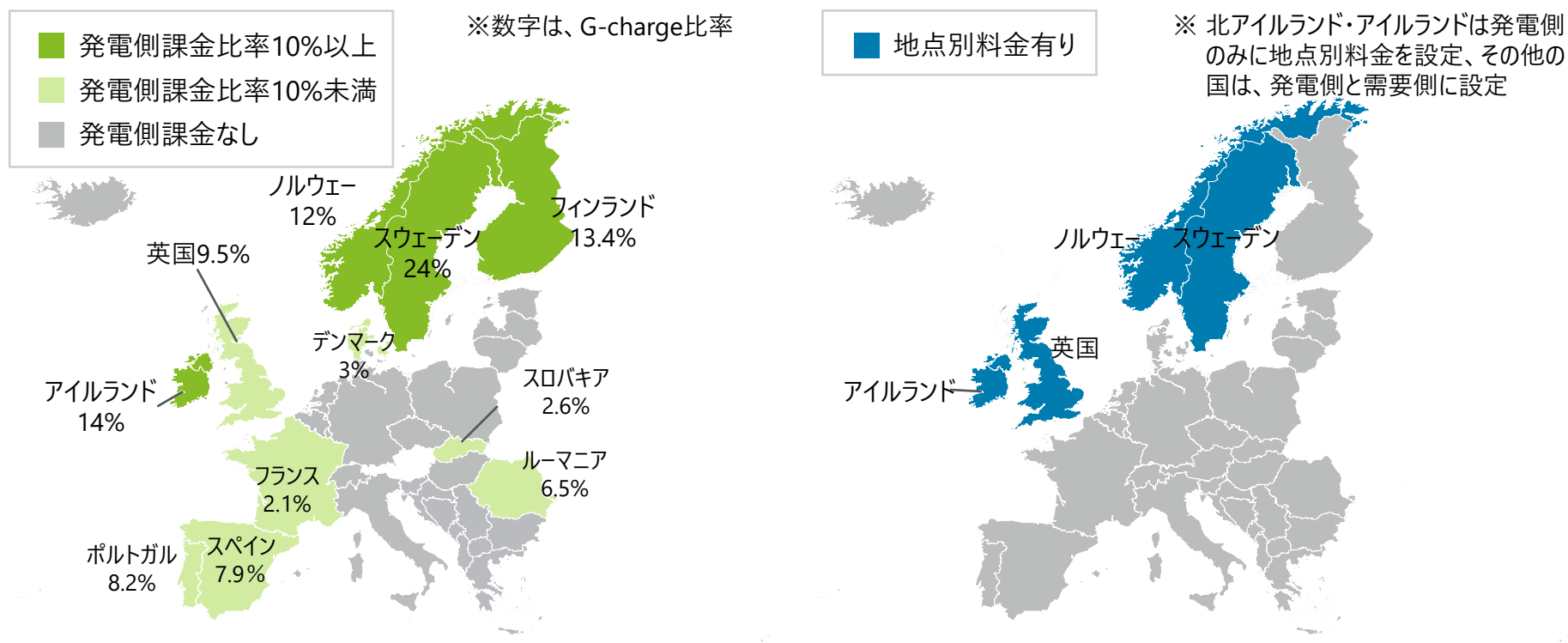
*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.19、
https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

2.2. 発電側課金制度の各国詳細

欧州各国の発電側課金と地点別料金導入状況（送電）

発電側課金比率は半島国・島国で高く、これらの国ではあわせて地点別料金制度が導入されている（フィンランド以外）

発電側課金（G-charge）比率・地点別料金導入状況（送電）*1



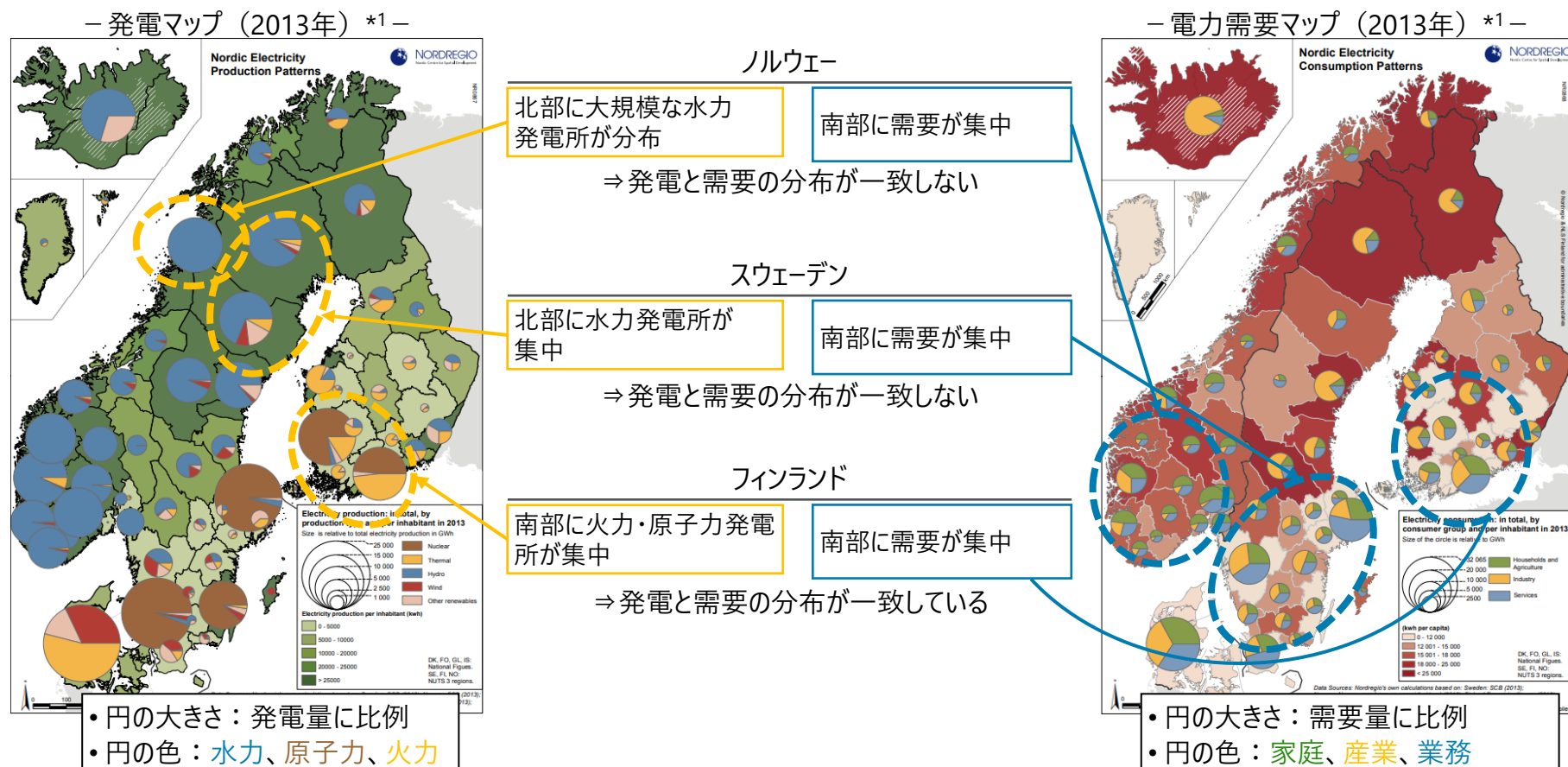
*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.8,9,14、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.65-66、https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

北欧諸国における発電所立地と電力消費地の比較

スウェーデン・ノルウェーは発電と需要の分布が一致しない一方、フィンランドは概ね一致しており、発電所の立地誘導を促す必要性が低い

北欧諸国における発電所立地と電力消費地



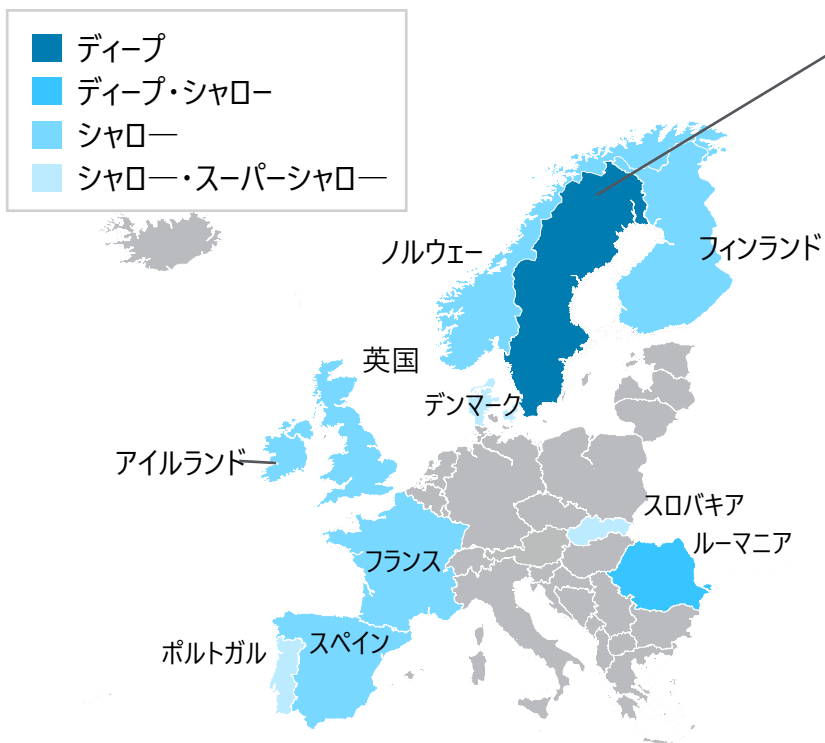
*1 出所：NORDREGIO、State of the Nordic Region 2016、2016年2月、p.113,117、<http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:906913/FULLTEXT01.pdf>

スウェーデンにおける系統接続料金軽減方針



スウェーデンは、発電側課金導入国において唯一、系統接続料金負担の設定がディープであるが、洋上風力は例外的に発電者負担を軽くする見通しである

発電側課金導入国における系統接続料金負担



スウェーデン

発電側課金導入国の中で、スウェーデンのみが系統接続料金の負担がディープと設定されており、発電事業者のコスト負担が重くなっている

■ 洋上風力発電事業者の費用負担軽減に向けた政府方針

- 再エネ比率の増加と需給の地域間ギャップ解消を同時解決する手段として、政府は洋上風力の大量導入を志向。
- それに向けて、障害となりうる発電事業者側費用負担を軽減すべく、TSOに洋上風力用の送電網の整備と専用の接続料金の策定を指示した。（2022年中に策定予定）
- 政府指示に対して、発電事業者団体からは、洋上風力発電の事業コスト削減につながる決定として歓迎の意向が示されている。

*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.50-53、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 出所：Government office of Sweden、Reduced connection costs for electricity production at sea、2021年2月、<https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/departementsserien-och-promemorior/2021/02/minskade-anslutningskostnader-for-elproduktion-till-havs/>

スウェーデンの発電側課金制度と系統接続料金（送電）

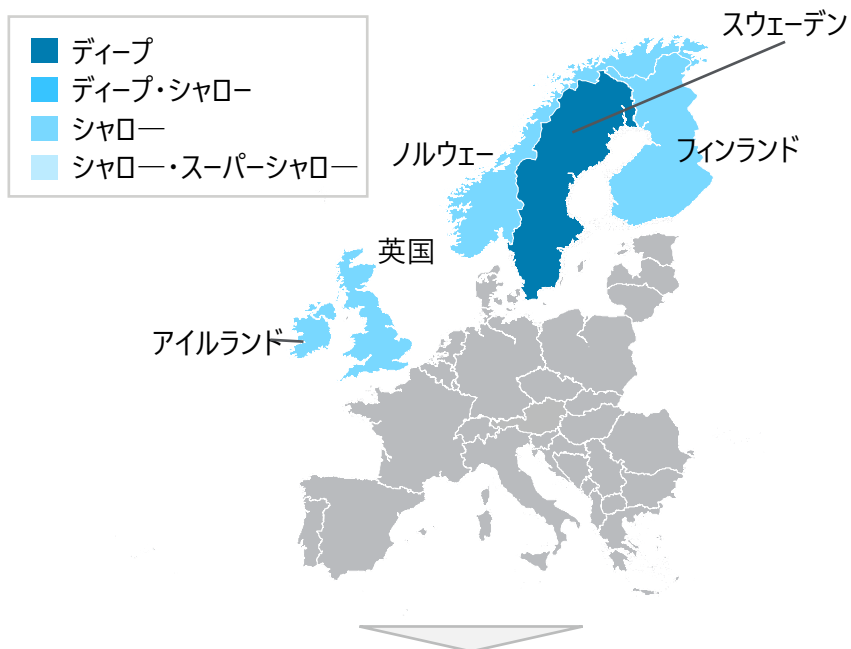


スウェーデンでは、系統接続料金負担がディープとなっている一方で、発電側課金の水準は他国よりも低くなっている

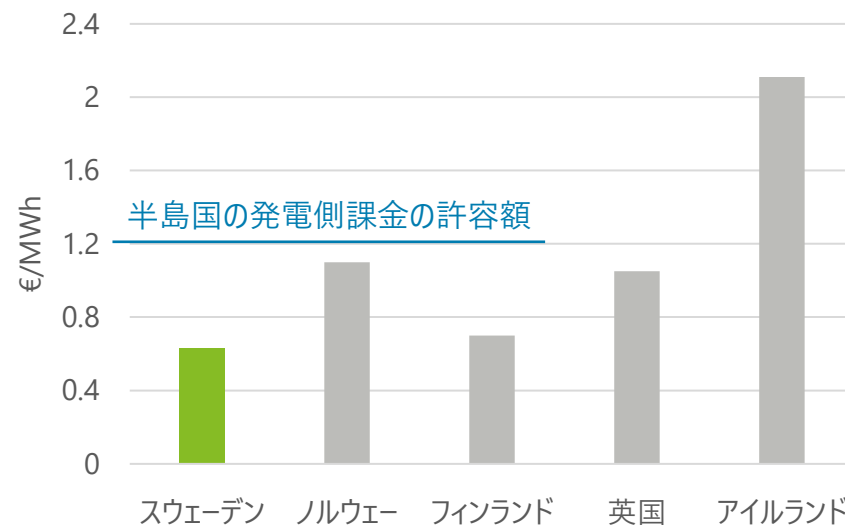
スウェーデンの発電側課金制度（送電）*1

－発電側課金比率9%以上の国における系統接続料金（2019年）－

－発電側課金比率9%以上の国における発電側課金額（2019年）－



スウェーデンのみ系統接続料金がディープとなっている



スウェーデンの発電側課金額は他国と比較して低水準となっている

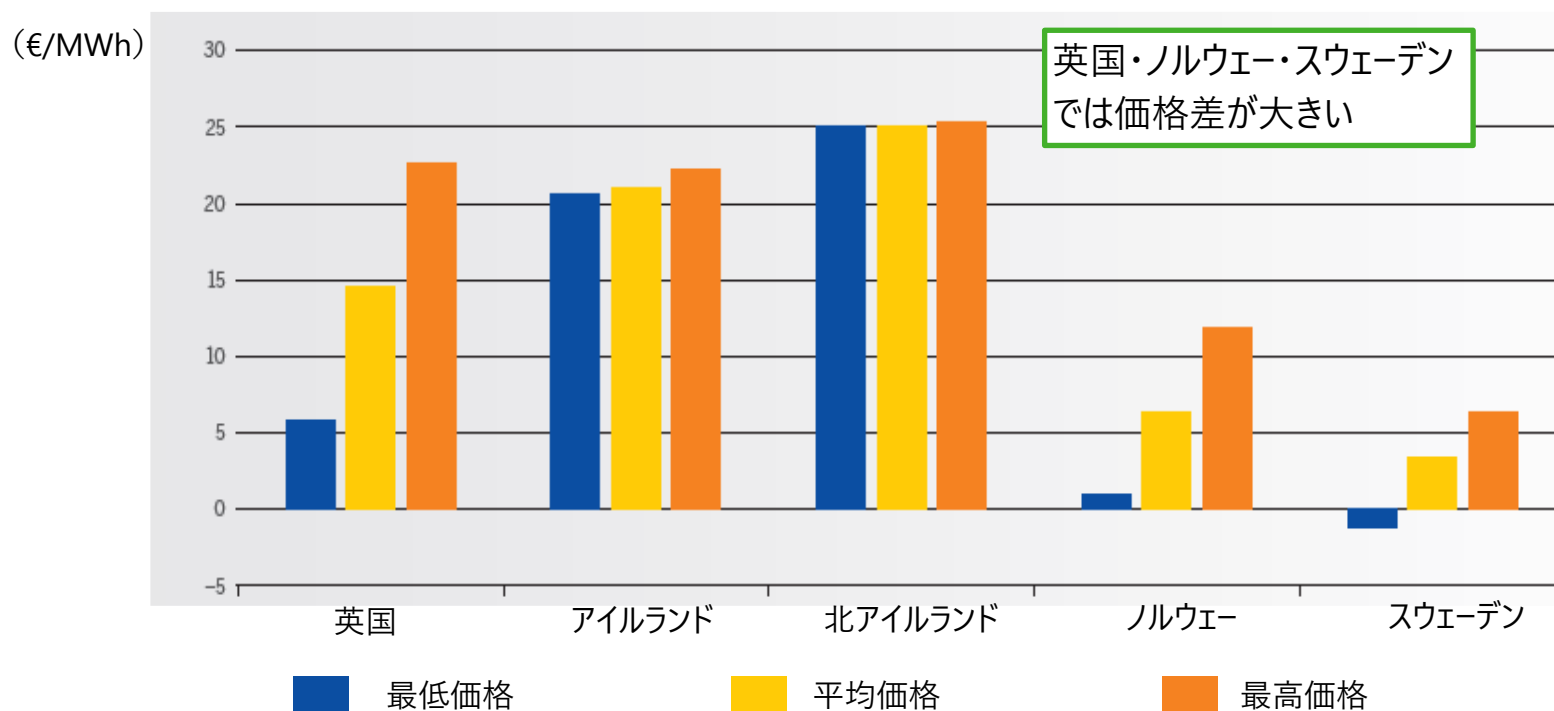
*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.68-69、
https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

地点別料金導入国における地点間料金格差

地点別料金における地点間の価格差は国毎に異なっているが、英国、ノルウェー、スウェーデンでその価格差は大きい

地点別料金導入国と地点間価格差（送電）

－ 地点別料金導入国と価格差*1*2 －



*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.20、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 発電側課金と需要側課金の金額の合計であるが、ENTSO-Eによる計算の前提条件の詳細は不明である。

アイルランド・北アイルランドの地点別料金制度

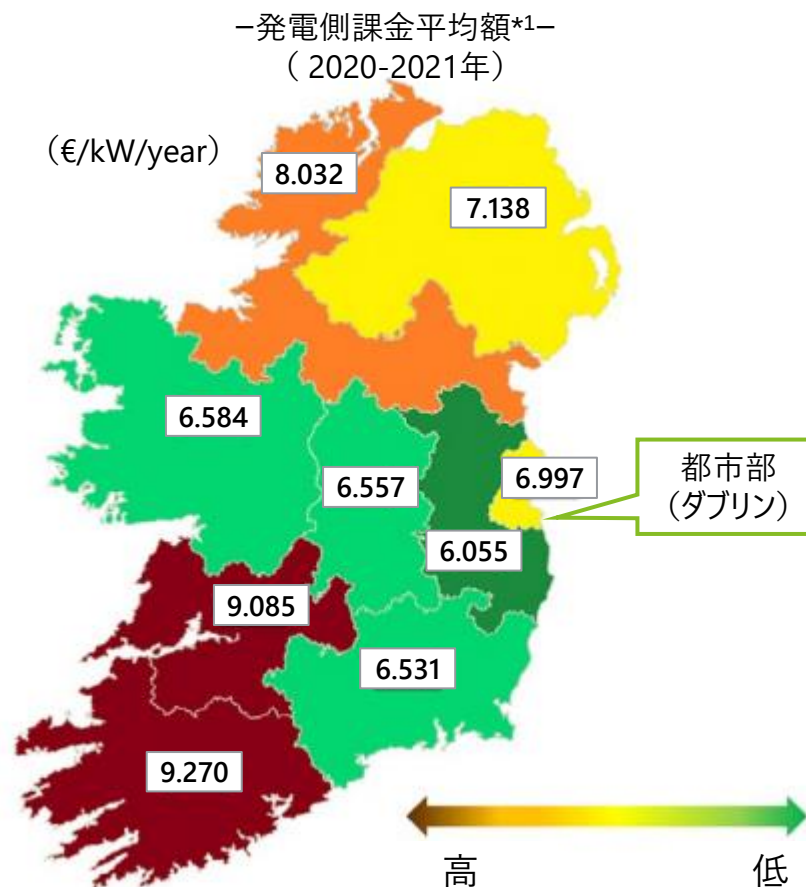


発電側課金は需要地までの距離と潮流の方向に応じて異なる料金が設定されており、都市部から離れた南西部において料金が最大となっている

アイルランド・北アイルランドの地点別料金制度（送電）

■ アイルランド・北アイルランドの地点別料金制度の概要

- アイルランド・北アイルランドでは、ネットワークコスト全体の25%を発電側に配賦し、発電所の立地により異なる料金を設定する。（需要側は地点別の料金制度なし）
- 都市部までの距離と潮流の方向に応じて料金が変わる方法で発電所毎に料金を計算している。
- エリア毎の平均値では、都市部から離れた南西部が最大で9.270€/kW/year、アイルランドの首都ダブリンに近い東部が最小で6.055€/kW/yearとなっている。
（発電所単位では、最大で約16.1€/kW/year、最小で約4.8€/kW/year）
- ENTSO-E資料の計算前提（発電所の年間稼働時間5000時間）で試算すると、アイルランドにおける最大価格差は、エリア単位で約0.64 €/MWh、発電所単位で約2.27 €/MWhとなる。



*1 出所：EIRGRID&SONI、All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020、2020年4月、p.94、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020.pdf>

アイルランド・北アイルランドの送電ロス補正值



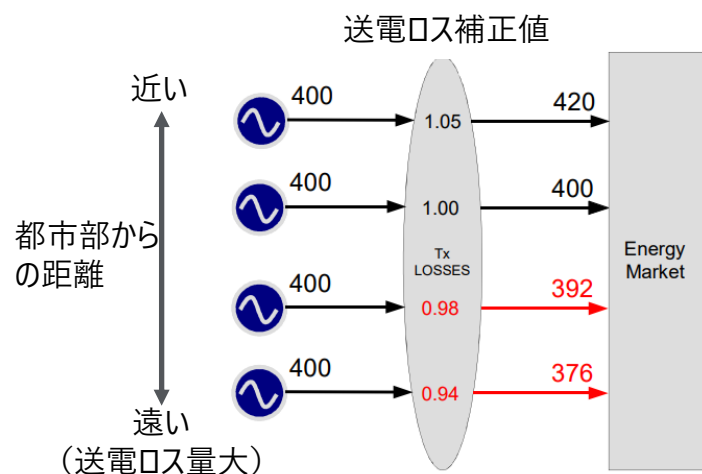
都市部から離れた地域の送電ロス補正值を低く設定することで、地点別料金とのセットにより、都市部近傍への発電所立地を促している

アイルランド・北アイルランドの送電ロス分補正制度

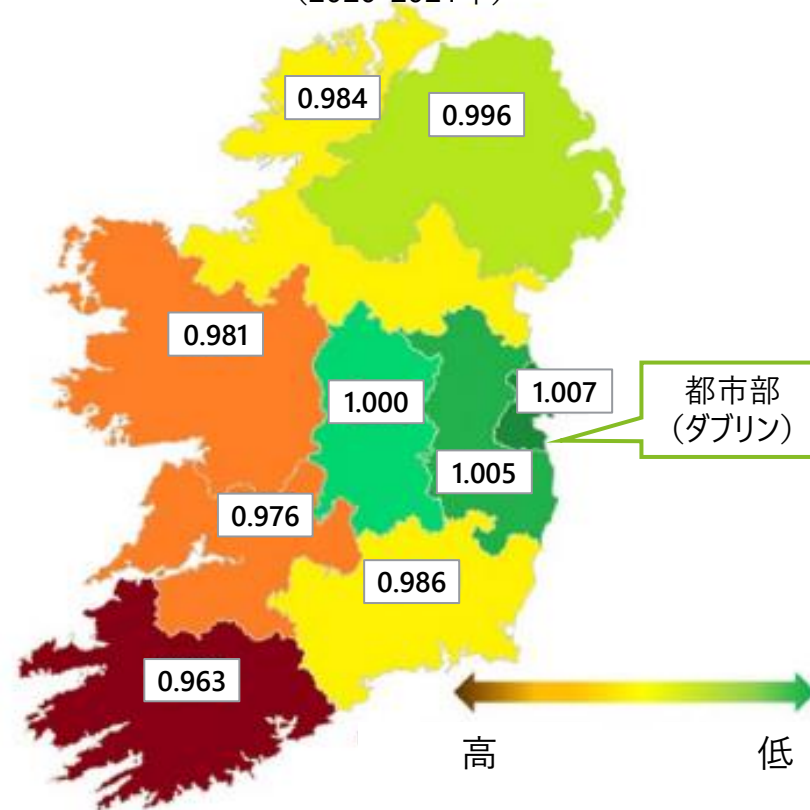
■ 送電ロス補正值の概要

- 送電系統における送電ロスを各変電所に分配する。
- 配電系統における送電ロス分とあわせてCombined Loss Adjustment Factorを卸電力市場に適用する。（送電系統に接続している場合、配電系統における配電ロス補正は行わない）

ー送電ロス補正值適用のイメージ*1ー



ー送電ロス補正值の平均値*2ー
(2020-2021年)



*1 出所：EIRGRID&SONI、Explanatory Paper for Transmission Loss Adjustment Factor (TLAF) Calculation Methodology、2012年9月p.6、

<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/TLAF-Methodology-Explanatory-Paper-v1.0.pdf>

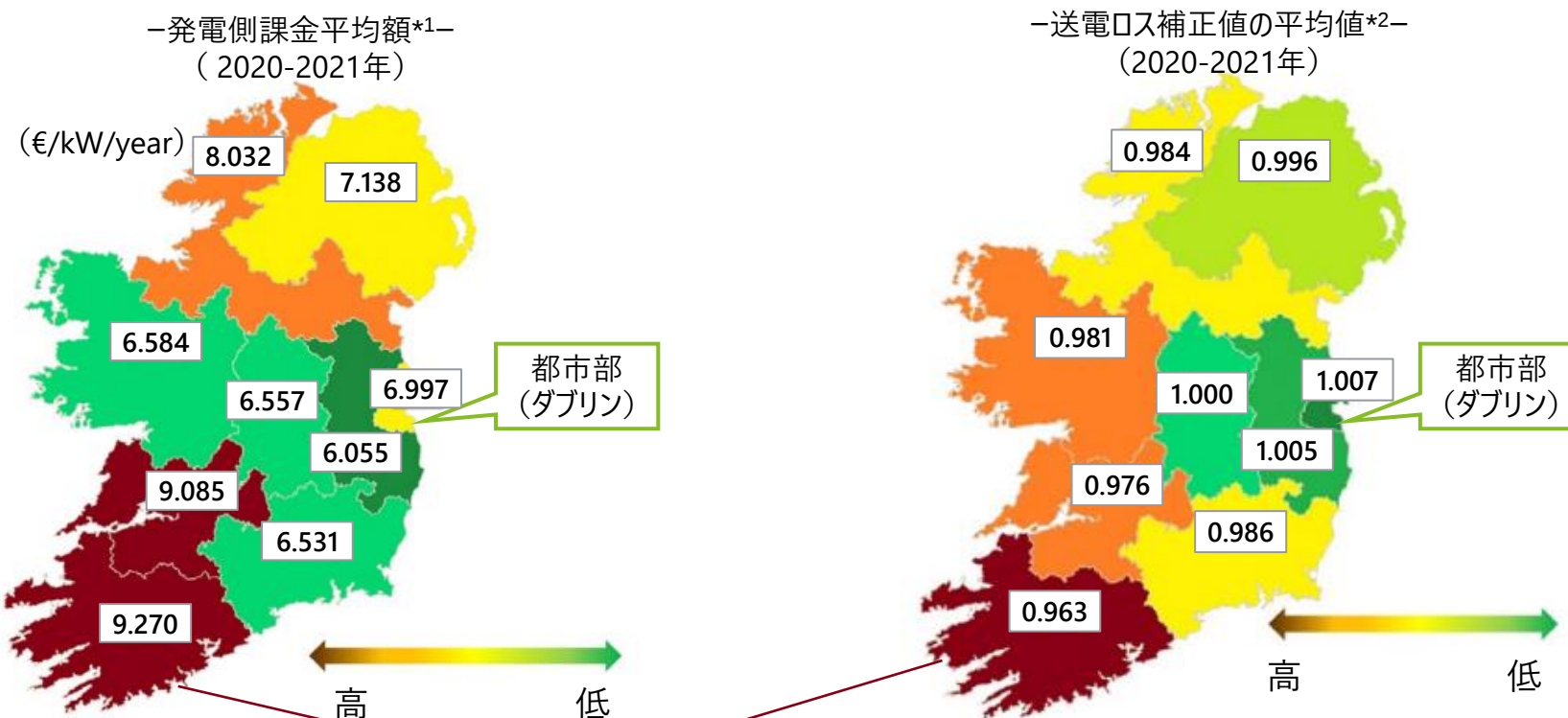
*2 出所：EIRGRID&SONI、All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020、2020年4月、p93、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020.pdf>

アイルランド・北アイルランドにおける発電所立地誘導措置



発電側課金の地点別料金・送電ロス補正值は、いずれも都市部までの距離に相関し、都市部からの距離が遠いエリアで発電事業者に不利な設定となっている

発電側課金の地点別料金と送電ロス分補正制度*1



都市部から遠いエリアでは発電側課金額が高く、送電ロス補正值が低く設定されている

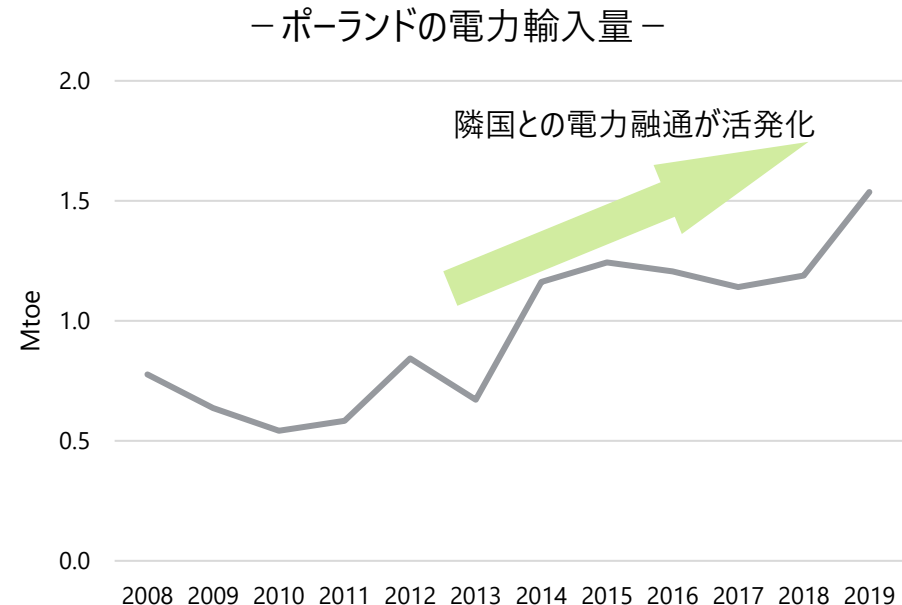
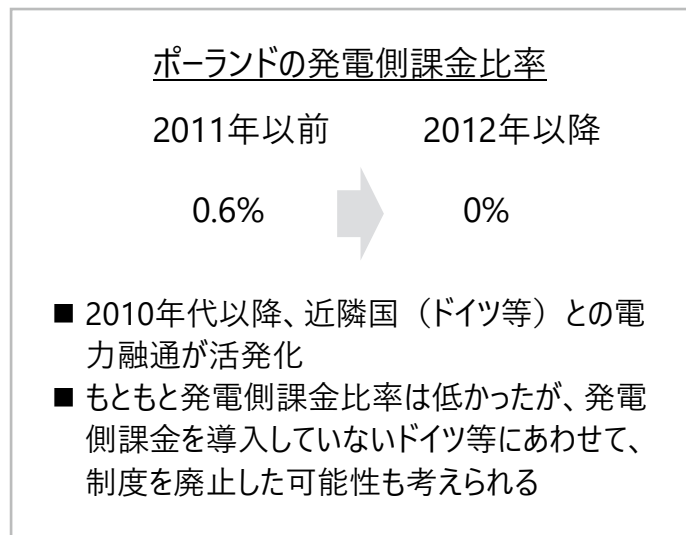
*1 出所：EIRGRID&SONI、All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020、2020年4月、p.93-94、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020.pdf>

ポーランドの発電側課金制度（送電）



2012年に発電側課金制度を廃止しており、その背景として、2010年代以降に発電側課金制度非導入国（ドイツ等）との電力融通が活発化したことが考えられる

ポーランドの発電側課金制度



*1 出所：ENTSO-E、European Transmission Tariffs(2009-2019)、<https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#european-transmission-tariffs>

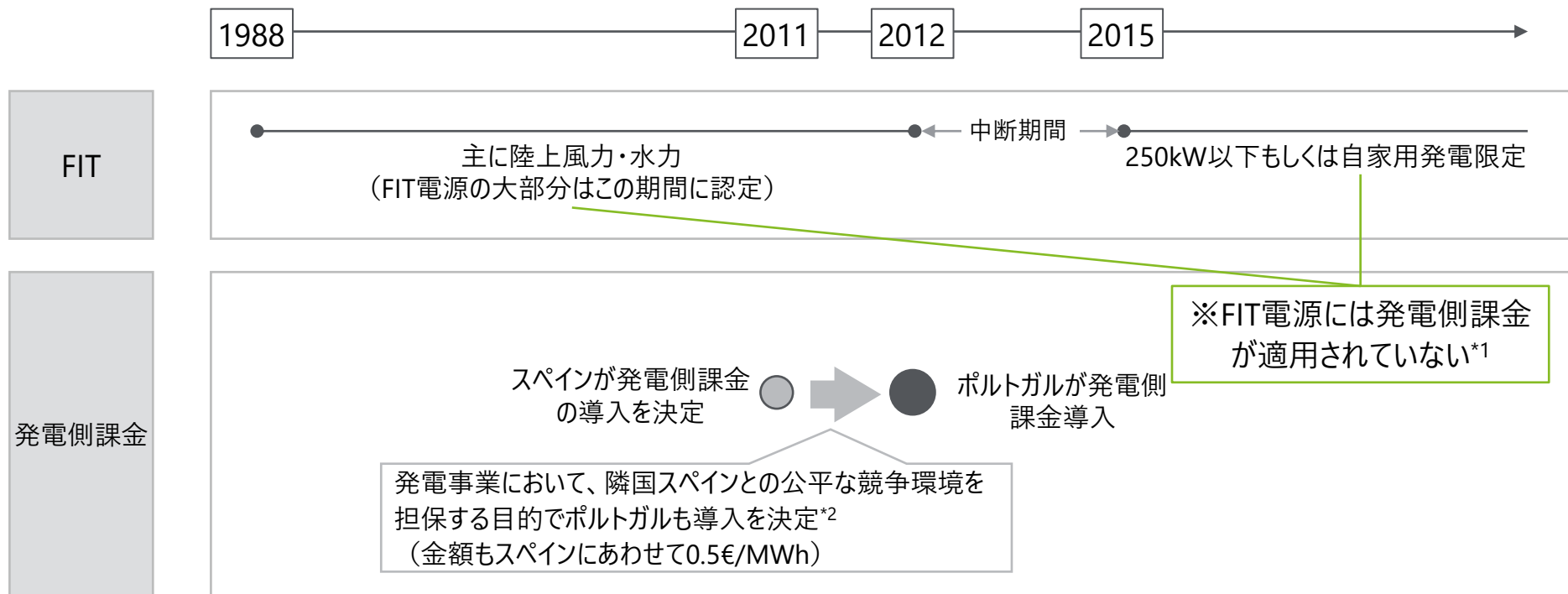
*2 出所：eurostat、Energy datasheets: EU countries、2021年4月、<https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/f1ab4519-82df-4a89-a329-1b8d0a5925f7?lang=en&lang=en>

ポルトガルの発電側課金制度（送電）



隣国スペインが発電側課金の導入を決定したことを受け、2012年に発電側課金制度が導入されたが、FIT電源には制度が適用されていない

ポルトガルの発電側課金制度（送電）



*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.19、
https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

*2 出所：eurelectric、Charges for Producers connected to Distribution Systems、2018年11月、p.27、
<https://cdn.eurelectric.org/media/3440/charges-for-producers-connected-to-distribution-systems-lr-2018-2322-0001-01-e-h-1B7D0BD3.pdf>

均等化発電原価への発電側課金分の反映（送電）



英国のビジネス・エネルギー・産業戦略省(BEIS)が定期的に公表する均等化発電原価(LCOE)には、送電利用料金が含まれ、CfD入札価格の予測等にも利用されている

英国の均等化発電原価（LCOE）^{*1}

データ項目	詳細
技術的なデータ	- 発電の総出力 - 発電の総効率 - 発電の総正味効率換算 - 負荷率 等
CAPEX	- ライセンス契約前、技術及び設計コスト - 規制、ライセンス、公的調査に関するコスト - 建設コスト - インフラコスト 等
OPEX	- 固定運用および保守 (O&M) コスト (MW当たり) - 変動するO&Mコスト (MWh総発電量当たり) - 保険費用 - 送電利用料金(TNUoS)（発電側） - CO2 排出コスト 等



LCOEの概要

- 各発電設備におけるCAPEX、OPEX費用を生涯の発電量で割ったMWh当たりの発電単価である。
- 電源の経済性評価指標をはじめ、投資家の再エネ投資判断、新規の再エネのCfD (Contract of Difference)入札価格の予測・参考情報等として利用されている^{*2}。

LCOEの計算式

$$NPV \text{ of total cost} = \sum \frac{(total \text{ capex} + opex)_n}{(1 + discount \text{ rate})^n}$$

$$NPV \text{ of total gen} = \sum \frac{(total \text{ elect. generation})_n}{(1 + discount \text{ rate})^n}$$

$$LCOE = \frac{NPV \text{ of total cost}}{NPV \text{ of total gen.}}$$

^{1*} 出所：UK Electricity Generation Costs Update、2010年6月、

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65716/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf

^{2*} 出所：An analysis of the potential outcome of a further 'Pot 1' CfD auction in GB, 2017年4月、https://www.baringa.com/getmedia/99d7aa0f-5333-47ef-b7a8-1ca3b3c10644/Baringa_Scottish-Renewables_UK-Pot-1-CfD-scenario_April-2017_Report_FINAL

ドイツのAvoided Network Charge（配電）



ドイツでは分散型電源の導入促進を目的として「回避された系統利用料」が導入されたが、DSOの支払い負担が増加して廃止される予定である

回避された系統利用料（Avoided network charge^{*1}：ANC）

■ 目的

- 分散電源の導入を促進すること。

■ 導入根拠

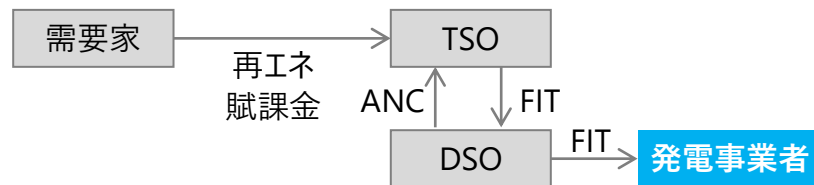
- 2005年7月の電力ネットワーク料金規制（Strom NEV§18）における、分散電源へのインセンティブ支払いに関する規定。

■ 評価

- 再エネ導入量の拡大により、DSOの回避された系統利用料の支払い負担が増大したため、2017年より本制度は段階的に縮小し2023年に完全廃止予定である。

－ ANCの流れ^{*2} －

① 再エネ、コージェネレーション（バイオマス）の発電事業者の場合

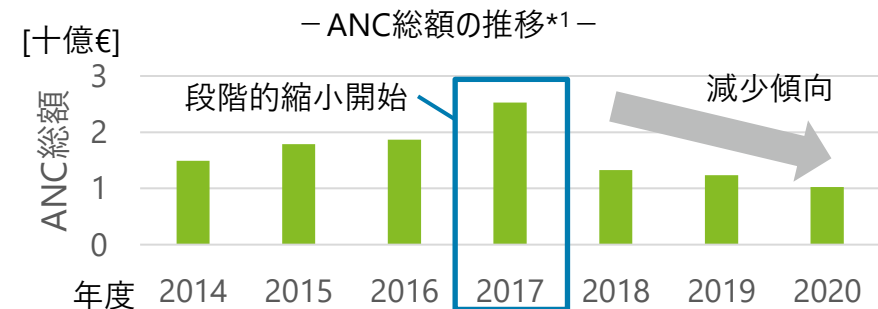


② コージェネレーション（バイオマス以外）の発電事業者の場合



－ ANC縮小廃止の経緯^{*1} －

時期	詳細
2017年	ANCの受領資格および料金を変更。（Network Charges Modernisation Act: NEMoG）
2018年	DSOの支払うANCに上限が設定される。（Stage I）
2018年	新規の風力・太陽光発電業者がANCの支払いの対象外となる。（Stage II）
2018年～2020年	既存の風力・太陽光発電業者へのANCが段階的に縮小され、2020年度に廃止。（Stage III）
2023年	全てのANCを完全廃止予定。（Stage IV）



^{*1} 出所：BNetzA、Monitoring Report 2020、2021年3月、p. 172-173、

<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2020.pdf>

^{*2} 出所：有限責任監査法人トーマツ、平成28年度産業経済研究委託事業調査報告書、2016年12月26日

ANCの段階的縮小によりネットワーク料金の減少が観察されている

ANC段階的縮小の効果

- 2017年以降のANC段階的縮小の結果、特にドイツ北東部におけるネットワーク料金の減少が観察されている。

ードイツ北東部DSOのネットワーク料金中ANC比率推移*1ー

DSO名称	2017年 ANC比率 (%)	2020年 ANC比率 (%)	減少率 (%)
WEMAG Netz (北部)	16.9	12.1	28.4
MITNetz (東部)	14.3	4.5	68.5

ー縮小前後のネットワーク料金の比較*1ー

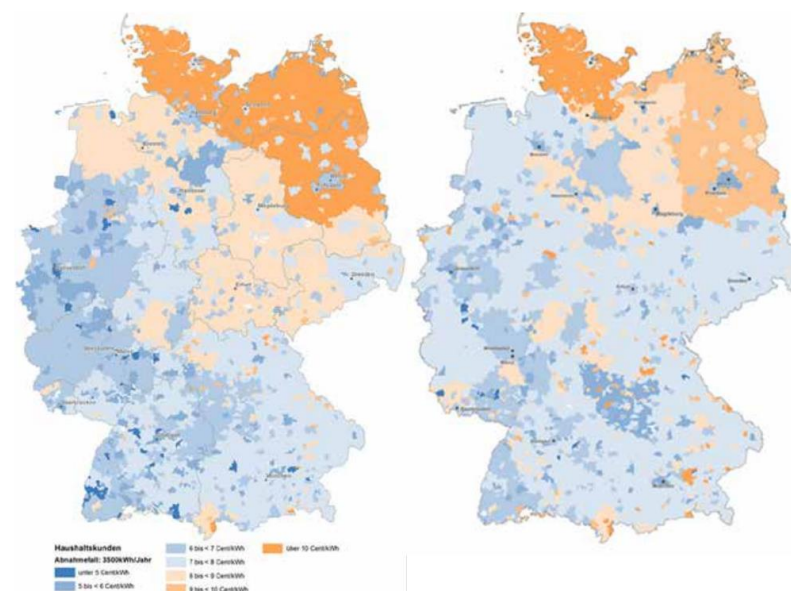


Figure 67: Network charges by region for household customers in 2017 (left) and 2020 (right).

左：2017年、右：2020年

*1 出所：BNetzA、Monitoring Report 2020、2021年3月、p. 173-175、

<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2020.pdf>

3. 各国の費用配賦・レートメイク方法の詳細

欧州各国の託送料金算定方法（送電）

多くの欧州諸国では規制機関（NRA）が託送料金算定方法を決定・承認しており、また、託送料金算定方法に関する公開のコンサルテーションが実施されている

各国の託送料金の算定方法の決定主体・コンサルテーション（送電）*1

国	算定方法の決定主体	コンサルテーションの対象
オーストリア	NRA	一部のステークホルダーのみ
ベルギー	NRA	公開コンサルテーション
ブルガリア	NRA	公開コンサルテーション
クロアチア	NRA	公開コンサルテーション
キプロス	NRA	公開コンサルテーション
チェコ	NRA	公開コンサルテーション
デンマーク	TSO（要NRAの承認）	公開コンサルテーション
エストニア	NRA	公開コンサルテーション
フィンランド	TSO	公開コンサルテーション
フランス	NRA	公開コンサルテーション
ドイツ	経済エネルギー省	一部のステークホルダーのみ
ギリシャ	NRA	公開コンサルテーション
ハンガリー	NRA	一部のステークホルダーのみ
アイルランド	NRA	公開コンサルテーション
イタリア	NRA	公開コンサルテーション

国	算定方法の決定主体	コンサルテーションの対象
ラトビア	NRA	公開コンサルテーション
リトアニア	NRA	公開コンサルテーション
ルクセンブルク	NRA	公開コンサルテーション
オランダ	NRA	一部のステークホルダーのみ
ノルウェー	NRA	公開コンサルテーション
ポーランド	NRA	一部のステークホルダーのみ
ポルトガル	NRA	公開コンサルテーション
ルーマニア	NRA	公開コンサルテーション
スロバキア	NRA	公開コンサルテーション
スロベニア	NRA	公開コンサルテーション
スペイン	NRA	公開コンサルテーション
スウェーデン	TSO	公開コンサルテーション
イギリス	TSO（要NRAの承認）	公開コンサルテーション
北アイルランド	TSO（要NRAの承認）	公開コンサルテーション

*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p.8-11、https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

欧州各国の託送料金算定方法（配電）

配電事業者の託送料金算定方法は多くの場合NRAが決定しており、国によってはその算定方法を法的に定めている

各国での託送料金算定方法の決定主体（配電） *1

国	算定方法の決定主体	DSO毎の算定方法の差異
オーストリア	NRA	あり
ベルギー	各地域の規制機関	なし（法的に定められている）
ブルガリア	NRA	あり
クロアチア	NRA	なし（DSO1社のみのため）
キプロス	NRA	なし（DSO1社のみのため）
チェコ	NRA	なし（法的に定められている）
デンマーク	DSO（要NRAの承認）	あり
エストニア	NRA	なし（法的に定められている）
フィンランド	DSO	あり
フランス	NRA	なし（法的に定められていない）
ドイツ	経済エネルギー省	なし（法的に定められている）
ギリシャ	NRA	なし（法的に定められていない）
ハンガリー	NRA	なし（法的に定められている）
アイルランド	NRA	なし（DSO1社のみのため）

国	算定方法の決定主体	DSO毎の算定方法の差異
イタリア	NRA	なし（法的に定められていない）
ラトビア	NRA	なし（法的に定められている）
リトアニア	NRA	なし（法的に定められている）
ルクセンブルク	NRA	なし（法的に定められている）
マルタ	DSO（要NRAの承認）	なし（DSO1社のみのため）
オランダ	NRA	なし（法的に定められている）
ポーランド	NRA	あり（アンバンドルされた5社とそれ以外で分けられている）
ポルトガル	NRA	なし（法的に定められている）
ルーマニア	NRA	なし（法的に定められていない）
スロバキア	NRA	なし（法的に定められている）
スロベニア	NRA	なし（DSO1社のみのため）
スペイン	NRA	なし（法的に定められている）
スウェーデン	DSO	あり

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.16-18、

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

欧州各国の託送料金算定方法（配電）

多くの国では配電事業者の託送料金算定方法に関するコンサルテーションが行われており、その多くが公開で実施されている

各国での託送料金算定方法のコンサルテーション（配電）*1

国	コンサルテーションの対象	実施主体	実施期間	国	コンサルテーションの対象	実施主体	実施期間
オーストリア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間	イタリア	公開コンサルテーション	NRA	情報なし
ベルギー	公開コンサルテーション	各地域の 規制機関	4週間以上	ラトビア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間
ブルガリア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間	リトアニア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間
クロアチア	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上	ルクセンブルク	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上
キプロス	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上	マルタ	なし	—	—
チェコ	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上	オランダ	NRAが定めたステークホルダー	NRA	6週間
デンマーク	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上	ポーランド	TSO・DSO	NRA	情報なし
エストニア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間	ポルトガル	公開コンサルテーション	NRA	30日×2回
フィンランド	なし	—	—	ルーマニア	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上
フランス	公開コンサルテーション	NRA	4~6週間	スロバキア	公開コンサルテーション	NRA	2~4週間
ドイツ	規制機関・ネットワーク 運用者・産業関係者	経済エネルギー省	情報なし	スロベニア	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上
ギリシャ	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上	スペイン	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上
ハンガリー	TSO・DSO	NRA	情報なし	スウェーデン	なし	—	—
アイルランド	公開コンサルテーション	NRA	4週間以上				

*1 出所：ACER、Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe、2021年2月、p.22-23、

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

日本・英国・フランスの託送料金



欧州では国毎に異なる料金制度がとられており、英国・フランスでは日本で導入されていない発電側課金や季節・時期別料金が導入されている

日本・英国・フランスの託送料金構成要素

	概要	日本*2	欧州*1			
			例1.英国		例2.フランス	
			送電	配電	送電	配電
電圧別料金	送電系統運用者と配電系統運用者が異なることによって生じる電圧別の料金	無	有		有	
	同一事業者内での電圧別の料金	有	有	有	有	有
定額課金	電力の使用量にかかわらず課される料金	有	無	有	有	有
kW課金	契約電力に基づき課される料金	有	有	有	有	有
kWh課金	使用電力量・発電電力量に基づき課される料金	有	有	有	有	有
発電側課金	発電事業者に課される料金	無	有	有	有	有
地点別料金	地点別に課される料金	無	有	有	無	無
季時別料金	季節・時期別に課される料金	無	有	有	有	有
	時間帯別に課される料金	有	有	有	有	有

*1 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、2020年12月、p.12-13、https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

*2 出所：東京電力株式会社、費用の配賦・レートマーク、2015年11月、p.6、https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/009_07_03.pdf

英国の送電託送料金では季時別・電圧別料金は導入されていない一方で、配電託送料金ではそれらが導入されている点等の特徴がみられる

英国の託送料金構成要素

			発電側／需要側 課金比率	kW／kWh課金			その他		
				kW	kWh	固定	地点別	季時別	電圧別
TSO	400kV、 275kV*2	発電側	16%	○	－	－	○	－	－
		需要側	84%	○	○	－	○	－	－
DSO	22～132kV*2	発電側	n/a	○	○	○	○	○	○
		需要側		○	○	○	○	○	○
	22kV未満	発電側		○	○	○	－	○	○
		需要側		○	○	○	－	○	○

*1 出所： Scottish & Southern Electricity Networks、How are DUoS Charge Calculated、<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>

*2 スコットランドではTSOが132kVを管理し、DSOは66kV以下を管理している。

フランスの託送料金



フランスでは、HTB 3において需要側の季時別料金が設定されていない点、地点別の料金が設定されていない点等の特徴がみられる

フランスの託送料金構成要素

			発電側／需要側 課金比率	kW／kWh課金			その他		
				kW	kWh	固定	地点別	季時別	電圧別
TSO	HTB 3 (350~500kV)	発電側	発電側：2% 需要側：98%	—	○	n/a	—	—	—
		需要側		—	○	○	—	—	—
	HTB 2 (130~350kV)	発電側		—	○	n/a	—	—	—
		需要側		○	○	○	—	○	—
	HTB 1 (50~130kV)	発電側		—	—	n/a	—	—	—
		需要側		○	○	○	—	○	—
DSO	HTA、BT (~50kV)	発電側	n/a	—	—	○	—	—	—
		需要側		○	○	○	—	○	○

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids (TURPE 6 HTB)、2021年12月、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf記載内容をもとにトーマツ作成

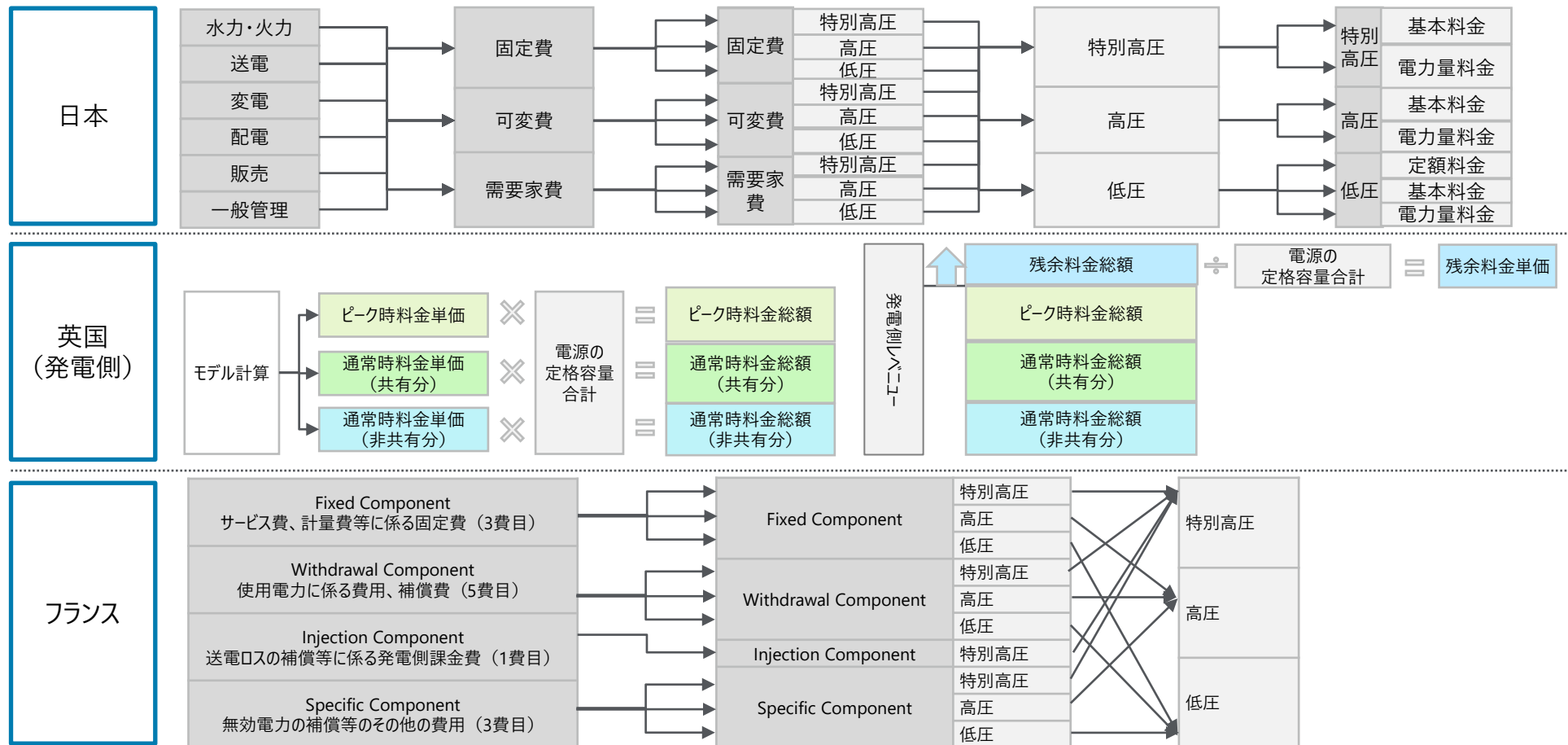
*2 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 on the tariffs for the use of public distribution electricity grids (TURPE 6 HTA-BT)、2021年1月、https://www.cre.fr/en/content/download/23338/file/210121_2021-13_TURPE_6_HTA-BT-en.pdf記載内容をもとにトーマツ作成

配賦・レートメイク方法の日英仏比較



日本とフランスでは各部門の経費を電圧別に各需要家に割り振る形で託送料金が算定されるが、英国ではモデル計算により単価を算出し、託送料金の総額がレベニューと一致するように調整している

託送料金算定プロセスの日英仏比較

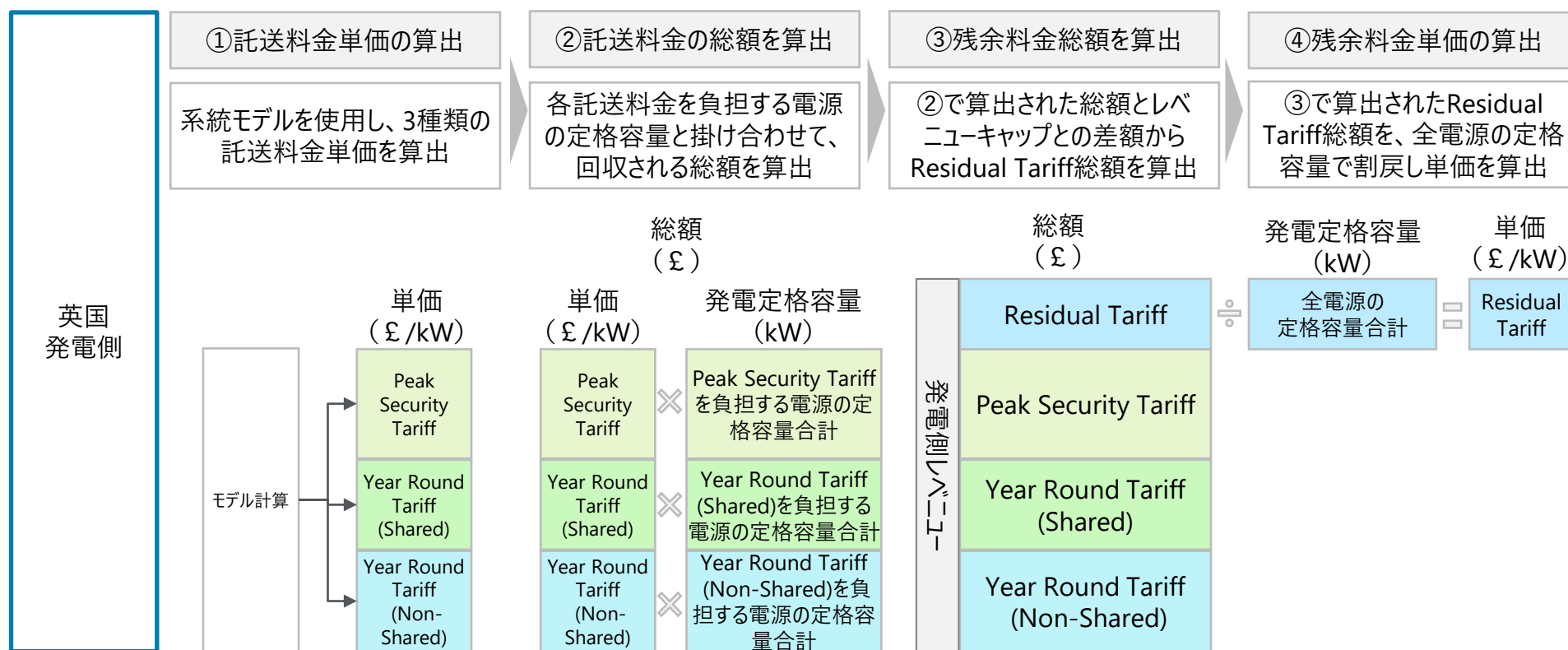


配賦・レートメイク方法（送電）



発電側託送料金の算定プロセスでは、モデル計算により託送料金単価を算出した後に、回収される総額が発電側レベニューと一致するように残余料金単価を算出している

託送料金算定プロセス（英国・送電・発電側）*1



*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download> 記載内容をもとにトーマツ作成

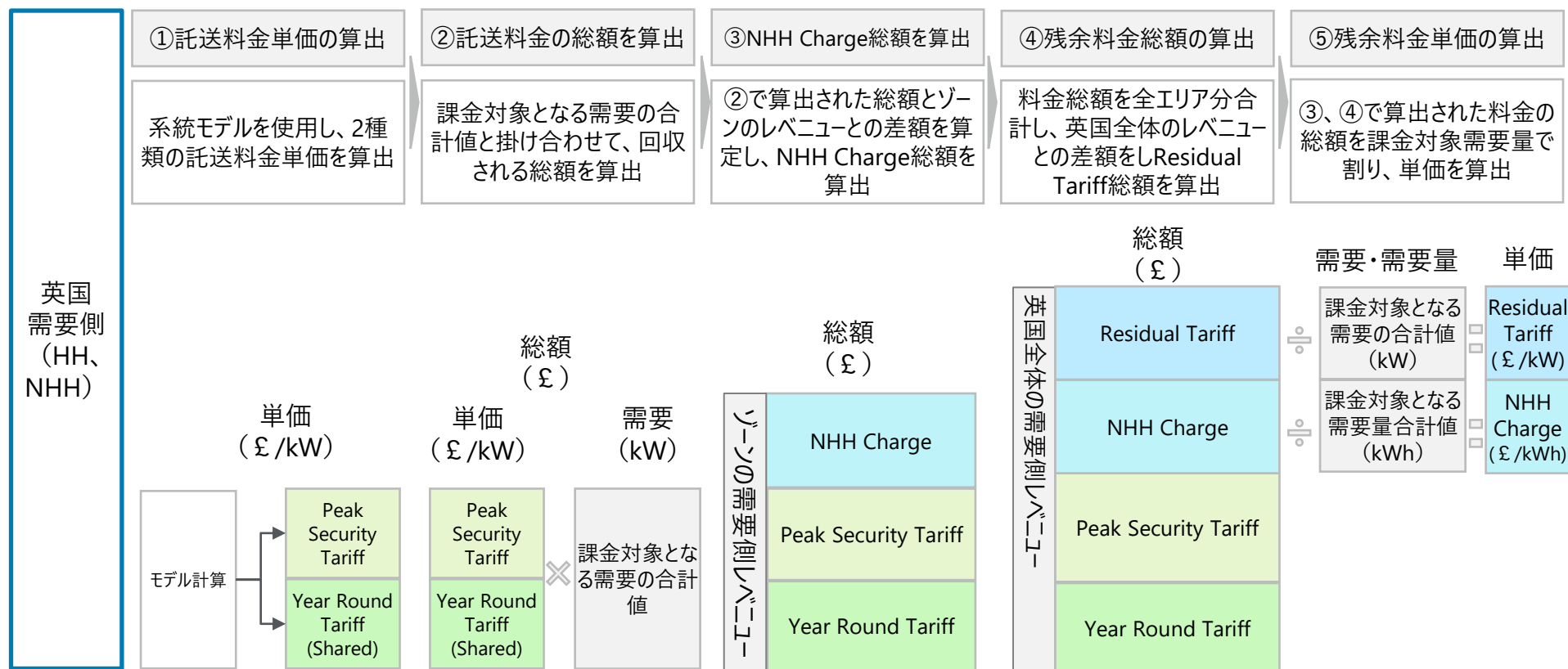
*2 本節で設備容量と呼称しているものは送電線の送電容量（MW）に送電線の距離（km）をかけたものである（MWkm）。

配賦・レートメイク方法（送電）



需要側託送料金の算定プロセスでは、モデル計算により託送料金単価を算定した後に、回収される総額がゾーンのレベニューおよび英国全体のレベニューと一致するようにNHH Charge単価と残余料金単価を算定している

託送料金算定プロセス（英国・送電・需要側）*1



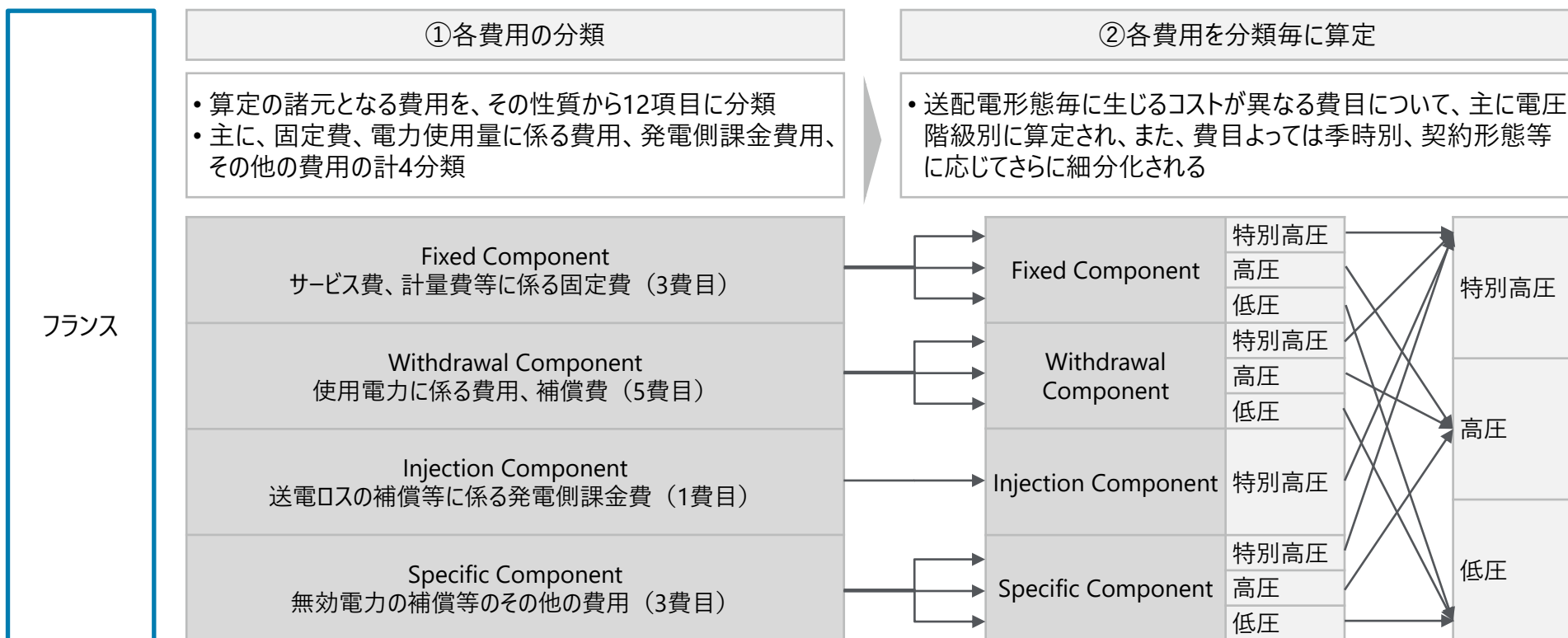
*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download> 記載内容をもとにトーマツ作成

配賦・レートメイク方法（送配電）



フランスでは費目別に、主に電圧階級に応じて託送料金単価が算定され、そのうえで費目によっては季特別、契約形態別等の区分に応じて異なる料金単価が算定される

託送料金算定プロセス（フランス） *1 *2



*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf記載内容をもとにトーマツ作成

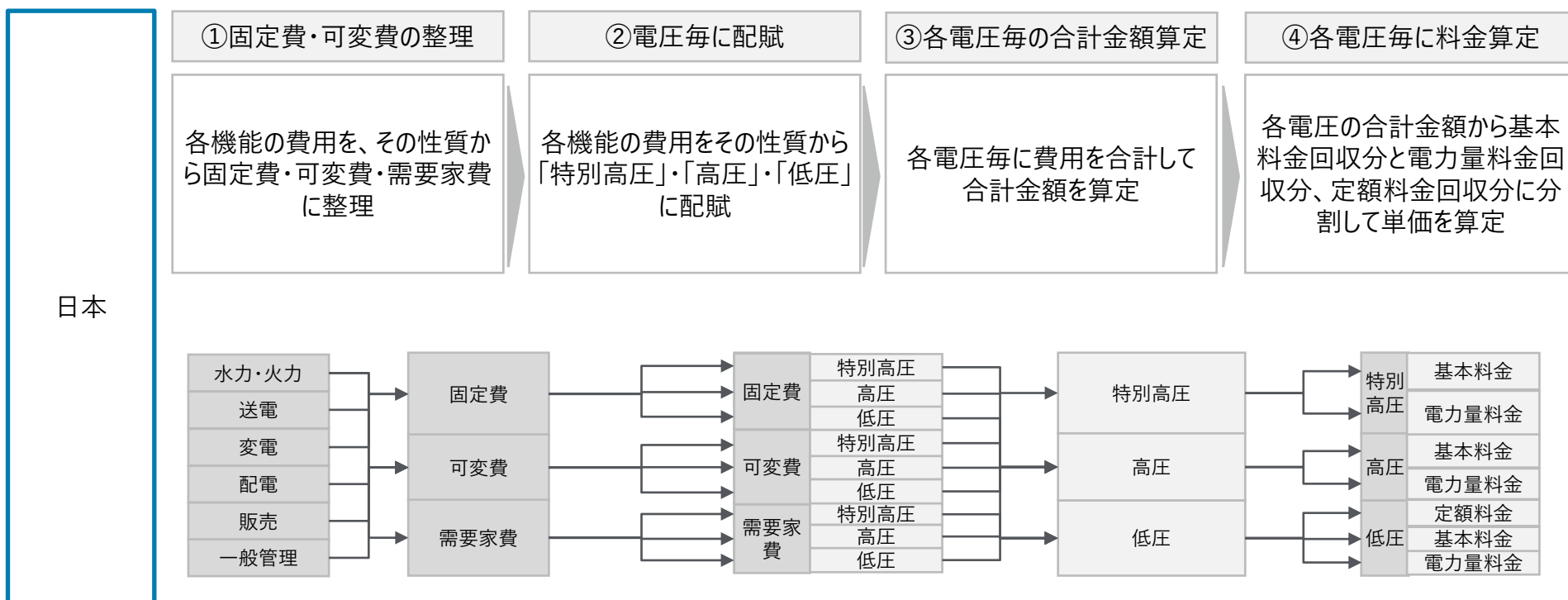
*2 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 on the tariffs for the use of public distribution electricity grids（TURPE 6 HTA-BT）、2021年1月、https://www.cre.fr/en/content/download/23338/file/210121_2021-13_TURPE_6_HTA-BT-en.pdf記載内容をもとにトーマツ作成

配賦・レートメイク方法（送電）



日本では託送原価全体を機能別に整理し、費用の成立から固定費・可変費に振り分けたのちに電圧別に配賦し、託送料金を算定している

託送料金算定プロセス（日本）*1



*1 出所：東京電力株式会社、費用の配賦・レートメイク、2015年11月、p.6、https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/009_07_03.pdf

3.1. 英国

英国の託送料金算定方法（送電）



National Gridが民営化された1989年電力法にて、電気供給事業者による託送料金算定が定められており、現在の料金制度は2003年に定められたものが用いられている

英国の託送料金算定に関する経緯*1*2

時期	出来事	概要
1989年	1989年電力法制定	国営企業であったCentral Electricity Generating Board（CEGB）が解体され、National Gridが民営化された。 Section16（Power to recover charges）にて、電気供給事業者が託送料金を算定することを認める。
1992年9月	Transmission Use of System Charges Review: Proposed Investment Cost Related Pricing for Use of Systemの発表	National Gridにより最初の料金制度が定められる。 投資額に基づいた料金制度（Investment Cost Related Price、ICRP）の考え方が導入される。
2003年12月	The proposed transmission use of system charging methodology of the GB system operatorの発表	現在の料金算定のもととなる、潮流計算（DC Load Flow）に基づく料金制度が定められる（2005年施行）。

1989年電力法 Section16（Power to recover charges）

(1) Subject to the following provisions of this section, **the prices to be charged by a public electricity supplier** for the supply of electricity by him in pursuance of section 16(1) above shall be in accordance with such tariffs (略) **as may be fixed from time to time by him.**

(1) 本節の以下の規定に従い、上記第16条(1)に基づいて公共電力供給者が電気を供給するために請求する料金は、**電気供給事業者が随時定める料金表**に従ったものでなければならない。

*1 出所：Ofgem、<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/54772/9543-2505pdf>

*2 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>

英国の託送料金算定方法（送電）



英国政府およびOfgemはNational Gridの主張を容認したうえで、ステークホルダーの意見を踏まえた情報公開指示・スコットランド地域への送電設備補助を行った

託送料金制度改定時の議論*1*2

2003～2005年の託送料金改定時の議論内容

National Gridの主張	➤ 潮流計算を行うことで、発電・需要の増加に基づく系統潮流の変化を正確に測定できる。
ステークホルダーの意見	➤ 潮流計算に基づく料金は毎年変動があり、今後の発電事業者の収益に不確実性をもたらす。 ➤ この不確実性により、National Gridが意図した価格シグナルの効果が弱まる懸念がある。 ➤ National Gridは今後5年間の託送料金の見積もりを公表すべき。 ➤ 風力発電は、出力が変動し制御不能であるため、系統モデルでは定格出力より小さく評価すべき。 ➤ National Gridが潮流計算に用いる系統データを最新のものにすべき。
政府・Ofgemの対応	➤ National Gridによる託送料金改定内容を容認した。 ➤ National Gridに将来的な託送料金の見積もりを公表することを指示した。 ➤ 2004年エネルギー法セクション184の中に送電コストが高い地域（スコットランド地域）への送電設備建設補助を行うことを明示した。*3

*1 出所：Ofgem、<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/54772/9543-2505pdf>

*2 出所：National Grid、NGC System Operator incentive scheme from April 2005 Final Proposals and statutory licence consultation、2005年3月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/ngc-system-operator-incentive-scheme-april-2005-final-proposals-and-statutory-licence-consultation>

*3 出所：legislation.gov.uk、Energy Act 2004、<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2004/20/contents>

英国の託送料金算定方法（送電）



英国では発電所立地誘導による南向き潮流の改善を目的として潮流計算による託送料金を導入したが、再エネ導入量の拡大の影響もあり南向き潮流は増加傾向にある

潮流計算に基づく託送料金制度制定の背景*1と結果*2*3

背景

- 英国の系統では、北部からロンドンを含む南部へ向かう「南向き潮流」が安定運用に大きな影響を与えている。
- 系統への投資コストを託送料金に反映することで系統増強費用を抑えることを志向して潮流計算モデルを導入した。

狙い

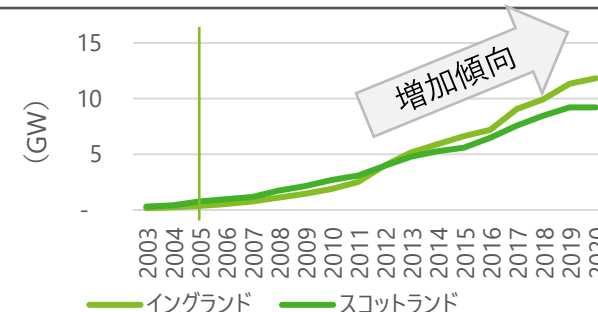
- National Gridはこのモデルを導入することで、北部の電源立地可能量を少なく、南部の電源立地可能量を多くすることを確認している。
- また、ロス計算の結果、北部の電源開発による増分ロス率が多く、南部では増分ロス率が小さい（または増分ロス率が負となる）ことが確認されている。

結果

年間南向き潮流（スコットランド⇒イングランド）の推移*2



風力発電導入量の推移*3



*1 出所：国際環境経済研究所、英国のゾーン別送電利用料金、2017年1月、<https://ieei.or.jp/2017/01/special201204061/>

*2 出所：GOV.UK、Imports, exports and transfers of electricity、

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/357534/Imports_exports_and_transfers_of_electricity.pdf

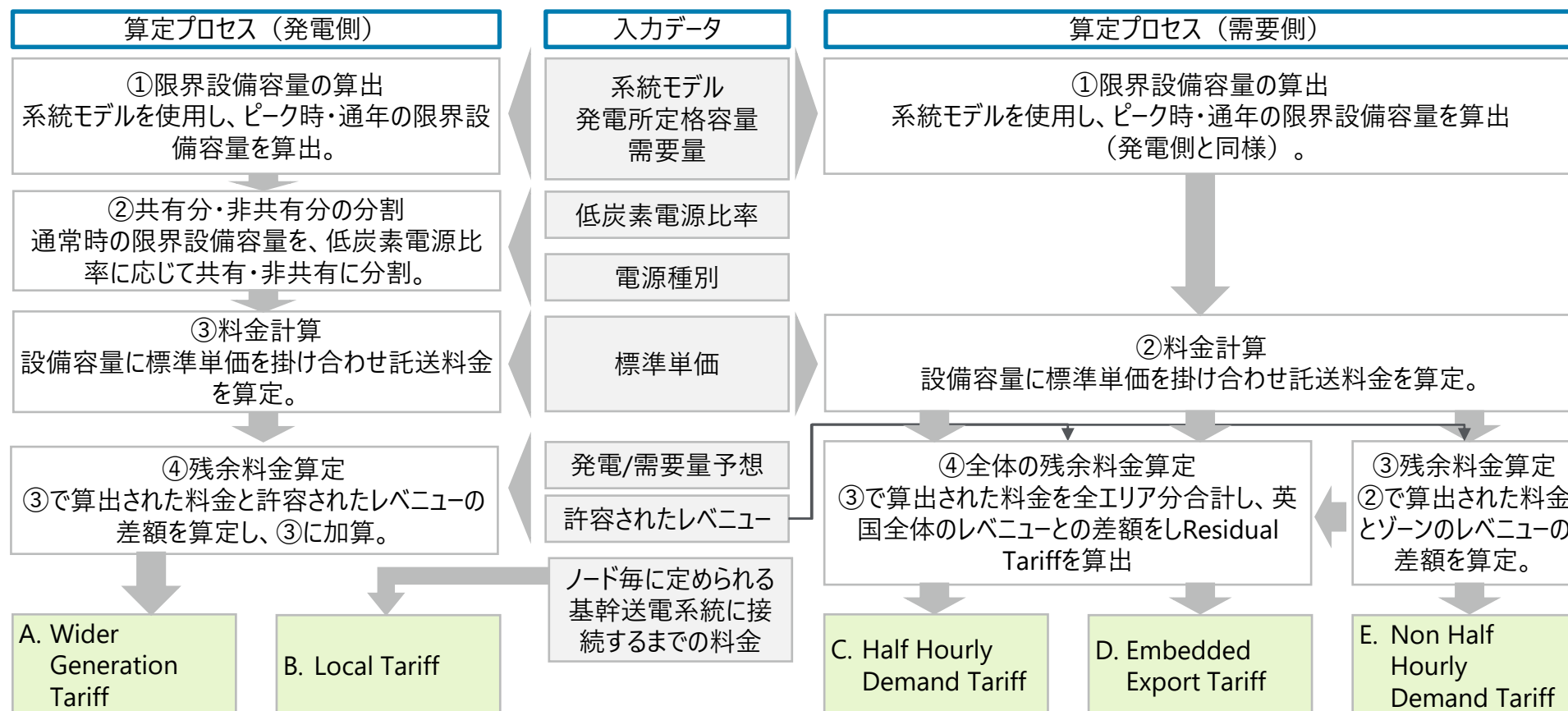
*3 出所：GOV.UK、Regional Statistics 2003-2020: Installed Capacity、<https://www.gov.uk/government/statistics/regional-renewable-statistics>

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



英国の送電託送料金は発電側・需要側ともに、系統モデルを用いた潮流計算によって算定され、最終的にはレベニューに合わせて調整が行われることで決定される

託送料金算定プロセスの全体像（1/2）*1



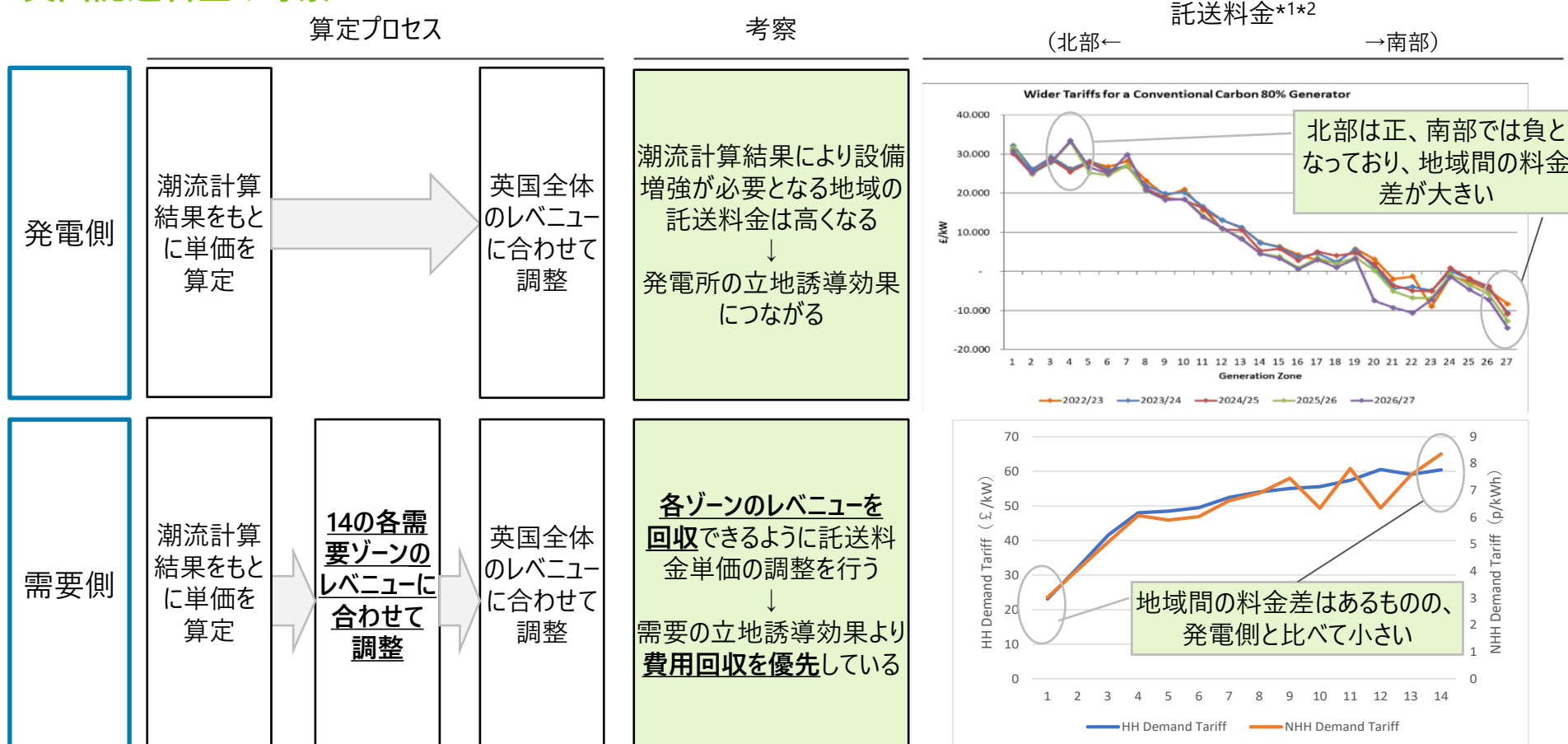
*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>記載内容をもとにトーマツ作成

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



発電側課金の地域間料金差を大きく設定することで電源の立地誘導効果を狙っている
一方、需要側料金は各需要ゾーンで発生した費用の回収を狙っていると考えられる

英国託送料金の考察



*1 出所：National Grid, TNUoS Tariffs April Forecast - 5-Year View (2022/23 - 26/27)、2021年4月、<https://www.nationalgrideso.com/document/191116/download>

*2 発電側は2022/23年～2026/27の経年変化、需要側は2022/23年の単年値

送電託送料金は負担者や課金単位に応じて5種類に分けられるが、Embedded Export Tariffはその他の料金とは違い需要家に支払われる料金である

託送料金算定プロセスの全体像（2/2）*1

		名称	概要	課金単位	負担者
発電側	A	Wider Generation Tariff	送電系統全体の利用にかかる料金であり、発電所の定格容量に応じて、 <u>発電事業者が負担する料金</u> 。	£ /kW	全ての発電所
	B	Local Tariff	発電所から送電系統への接続にかかる料金であり、発電所の定格容量に応じて、 <u>発電事業者が負担する料金</u> 。	£ /kW	送電系統に直接連系していない発電所
需要側	C	Half Hourly Demand Tariff	毎年11月1日から2月末日までの需要上位3日間の最大電力（Triad）に応じて <u>需要家が負担する料金</u> 。	£ /kW	主に送電系統に直接連系しているサプライヤー・需要家
	D	Embedded Export Tariff	Triad時に系統に供給した量に応じて、 <u>需要家に支払われる料金</u> 。	£ /kW	受益者・・・ Half Hourly Demand Tariffの需要家 負担者・・・全需要家
	E	Non Half Hourly Demand Tariff	16～19時までの消費電力量に応じて <u>需要家が負担する料金</u> 。	£ /kWh	主に小規模施設

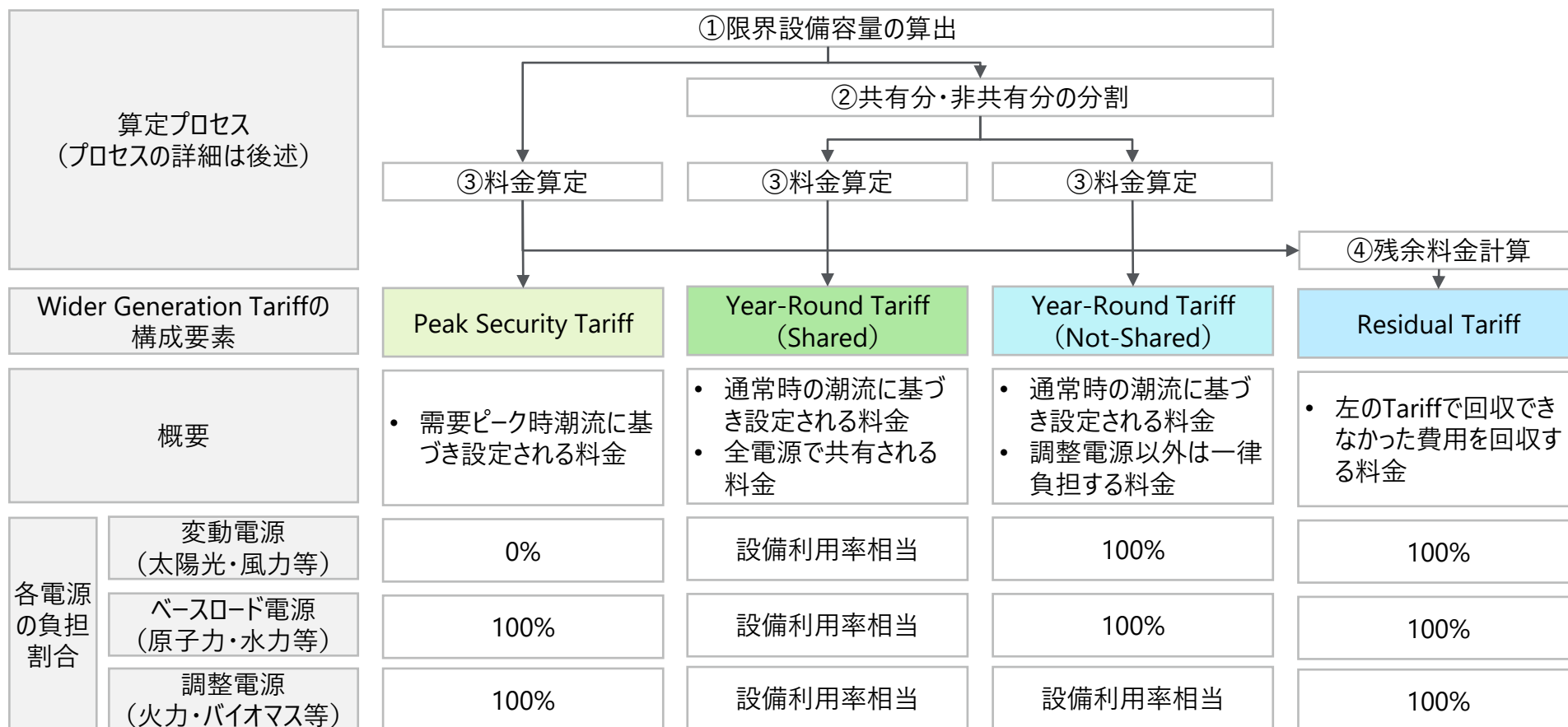
*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>記載内容をもとにトーマツ作成

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



算定プロセスの結果Wider Generation Tariffの4つの構成要素が算出され、電源種別ごとにそれらの要素の負担割合が異なる

A. Wider Generation Tariffの詳細（1/5） *1



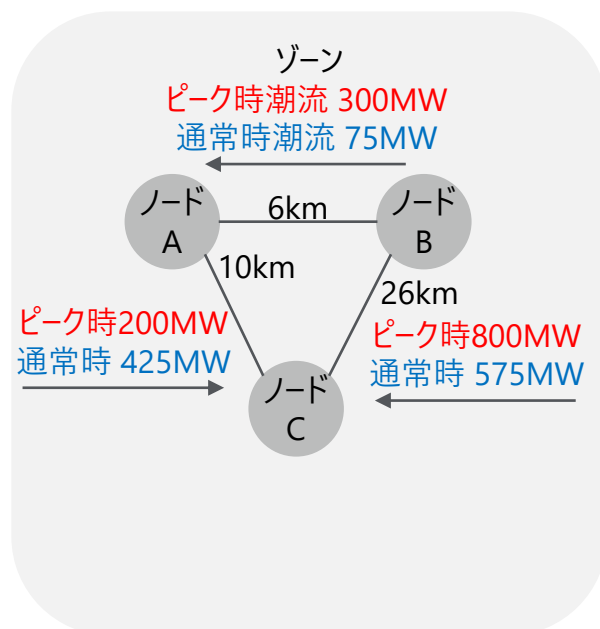
*1 出所：National Grid, CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download> 記載内容をもとにトーマツ作成

ピーク時・通常時を想定した潮流計算を実施し、需要が変化した場合の潮流の変化量（限界設備容量）を送電設備の必要量として託送料金の算定に用いる

A. Wider Generation Tariffの詳細（2/5）*1

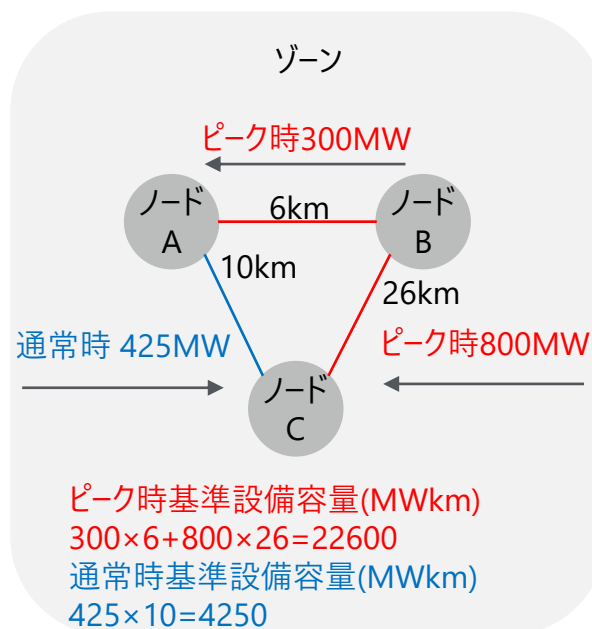
①-1 想定潮流の算出

ノードの発電容量・需要予測に基づき潮流値を計算する。潮流計算はピーク時と通常時でケース分けされて行われる。



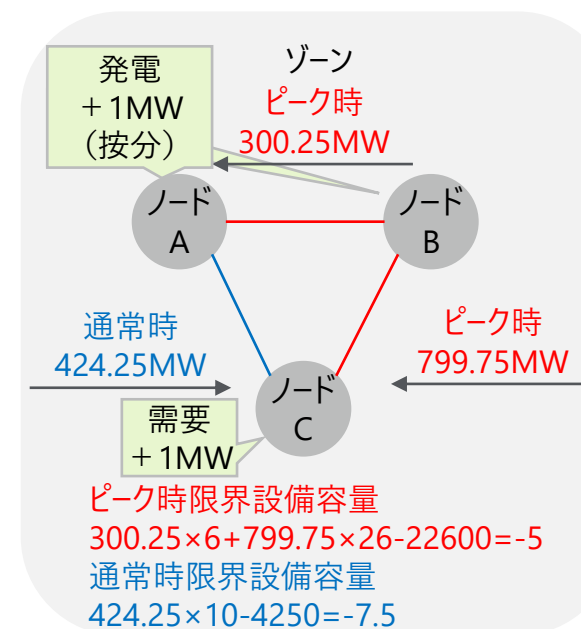
①-2 ゾーンの基準設備容量の算出

各送電線について、ピーク時潮流・通常時潮流の**大きい方**と送電線長より、ピーク時・通常時の基準設備容量（MWkm）を算出する。



①-3 各ノードの限界設備容量の算出

あるノードの需要を1MW増加させた際の設備容量の差分を、当該ノードの限界設備容量とする。



*1 出所： National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



ゾーンの限界設備容量に設備単価をかけることで、Wider Generation Tariffの構成要素が算定される

A. Wider Generation Tariffの詳細（3/5） *1

①-4 ゾーンの限界設備容量の算出

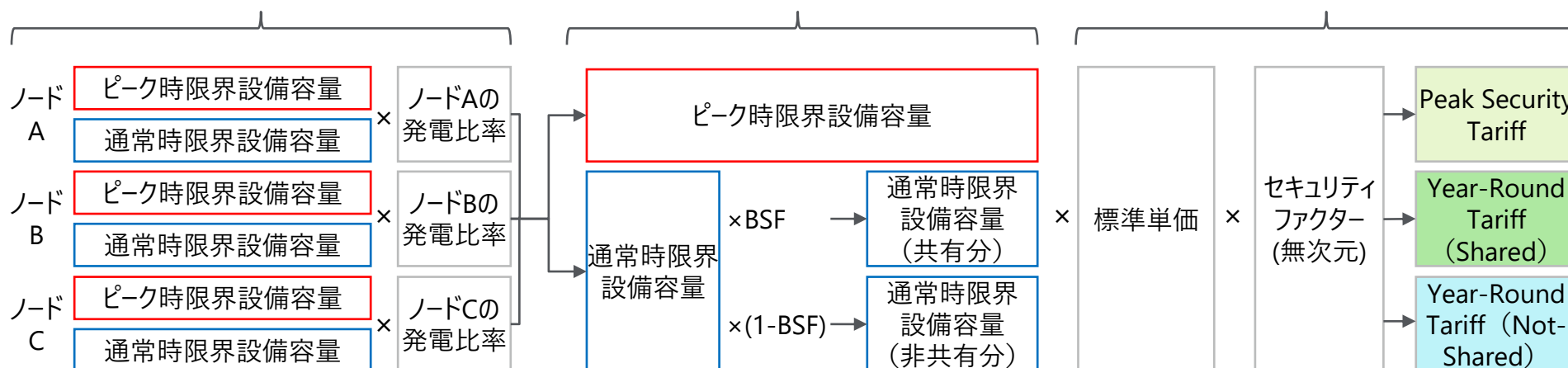
ゾーン内の全ノードの限界設備容量を発電比率に応じて加重平均することで、ゾーンの限界設備容量を算出する。

② 共有分・非共有分の分割

ゾーンのBoundary Sharing Factor（BSF）に応じて通常時限界設備コストを共有分、非共有分に分割する

③ 料金計算

各限界設備コストに標準単価とセキュリティファクター（必要な設備規模に対して、マージン込みで建設される設備規模の割合）をかけることで料金を算定する。



*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>記載内容をもとにトーマツ作成

ピーク潮流の計算には、連系線が使用できず変動電源出力が無い過酷な需給状況を、通常時には、連系線定格容量まで電力を輸入している状況を想定している

A. Wider Generation Tariffの詳細（4/5） *1

電源種別	ピーク時の出力	通常時の出力
変動電源 （太陽光・風力・潮流）	0%固定	70%固定
原子力発電	変動値	85%固定
連系線	0%固定	100%固定
水力発電	変動値	変動値
揚水発電	変動値	50%固定
ピーク時電源	変動値	0%固定
その他	変動値	変動値

ピーク時には変動電源の出力が無く、連系線が使用できず、供給能力が逼迫している状況を想定している。

通常時は、連系線定格容量まで電力を輸入し、ピーク時用の電源は停止している状況を想定している。

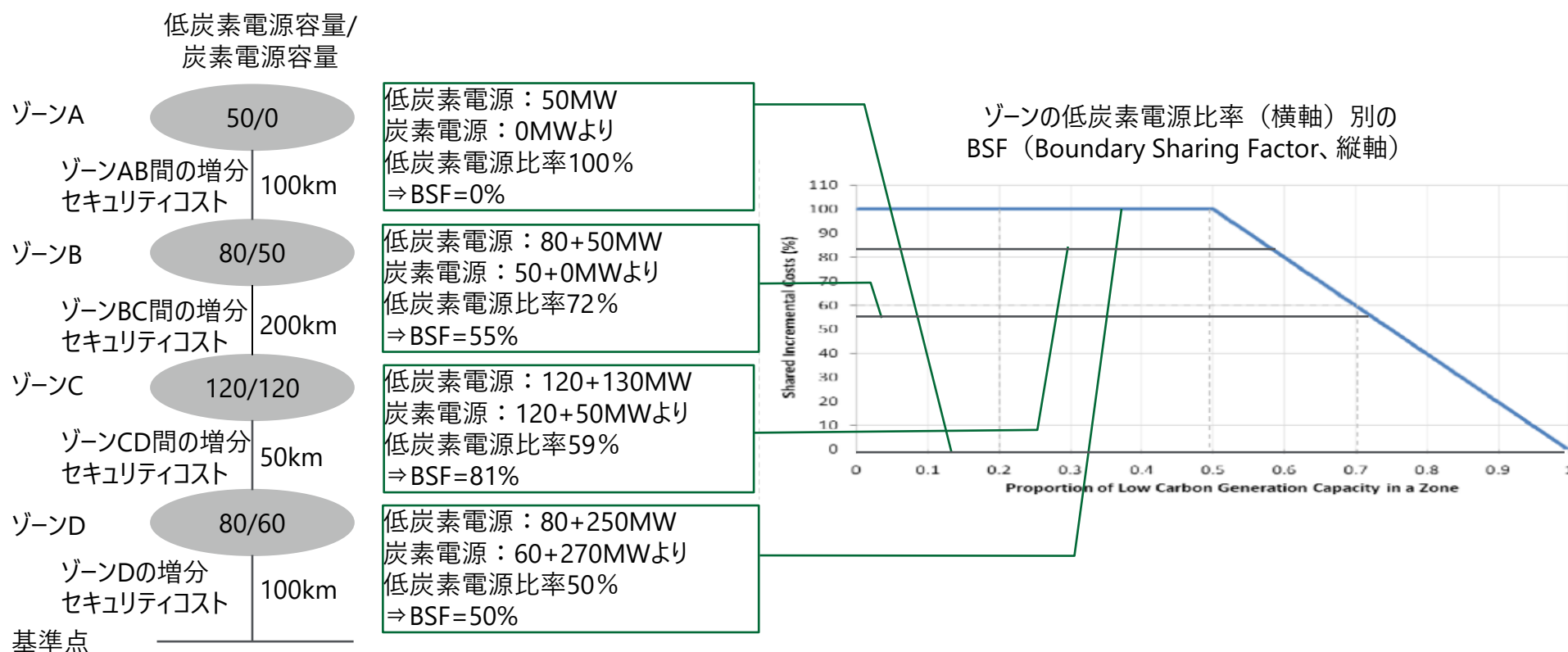
*1 出所： National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



ゾーン内および接続先ゾーンの低炭素電源比率により、ゾーン内のYear Round TariffのSharedとNon-Sharedの割合が決定される

A. Wider Generation Tariffの詳細（5/5） *1



*1 出所： National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>

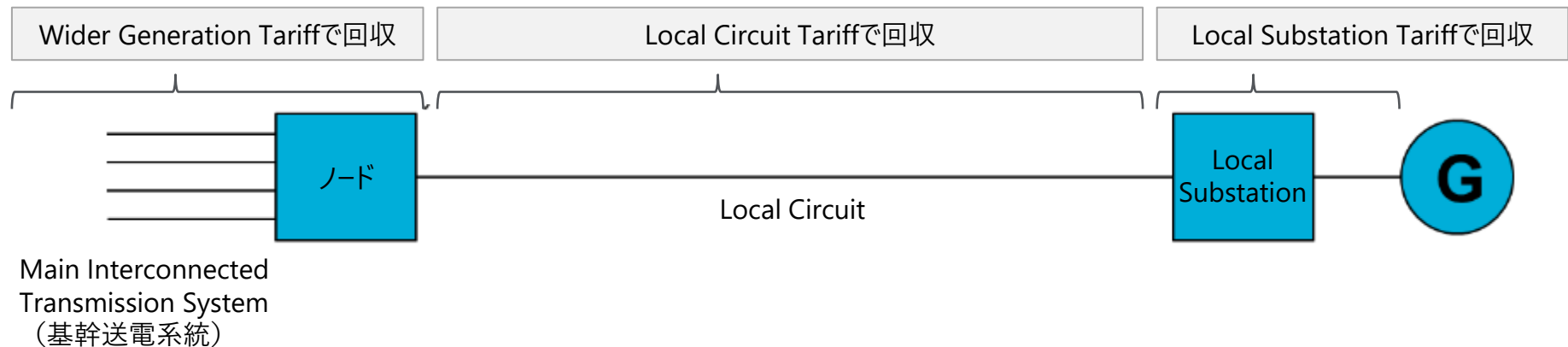
英国の託送料金算定方法（送電）



Local Tariffには発電所から基幹系統までの接続にかかる料金と、最寄りの変電所の設備容量にかかる料金が構成されている

B. Local Tariffの詳細

名称	概要	算出単位
Local Circuit Tariff	発電所からMain Interconnected Transmission System（MITS、基幹送電系統）まで接続するために必要なインフラ（Local Circuit）の設備容量に基づいて課金される。	ノードごと
Local Substation Tariff	Local Circuitのうち、発電機から最も近い変電所（Local Substation）の設備容量に基づいて課金される。	発電所ごと



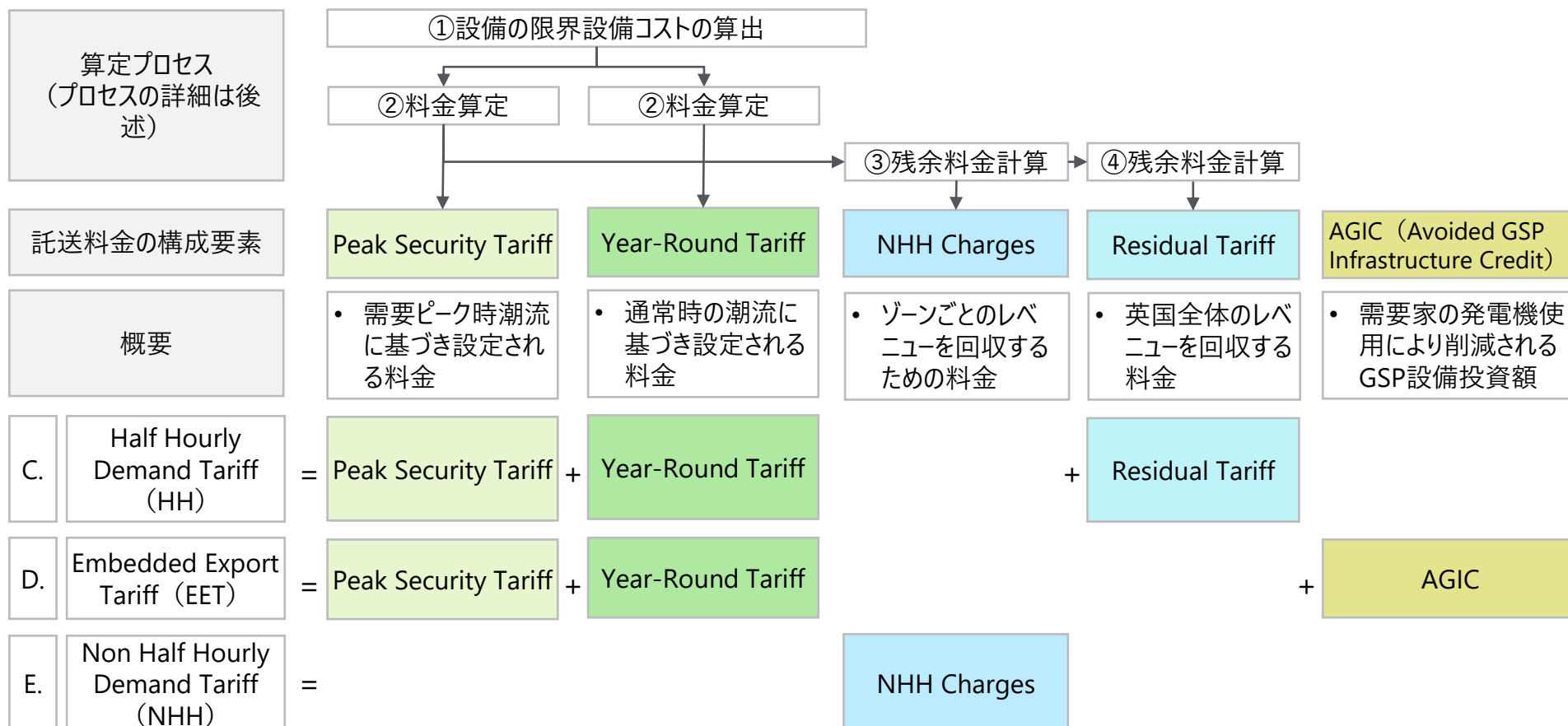
*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download>記載内容をもとにトーマツ作成

英国の配賦・レートメイク方法（送電）



HH TariffとEET Tariffは、発電側と同様にピーク時潮流と通常時潮流をもとに料金が設定され、NHHは前述の料金の残余料金に基づき設定される

需要側託送料金（C、D、E）の詳細



*1 出所：National Grid、CUSC- SECTION14 CHARGING METHODOLOGIES、2021年10月、<https://www.nationalgrideso.com/document/91411/download> 記載内容をもとにトーマツ作成

英国の託送料金算定方法（配電）



配電事業者の託送料金は、1984年にElectricity Councilが定めたマニュアルをもとに作成された、各社統一のモデル化手法によって算定されている

英国の託送料金算定に関する経緯*1*2*3

時期	出来事	概要
1984年	Electricity Councilにより最初の配電託送料金算定方法が定められる	- Electricity Council（イングランド地域・ウェールズ地域の電力供給を監督する政府機関）により「Tariff Formulation Manual」が発表され、配電系統の託送料金の計算方法が定められる。 - 系統をモデル化して使用料金を定める「Distribution Reinforcement Model」が使用される。 - このモデルは系統を500MWに縮約して費用を算出することから500MWモデルとも呼ばれる。
2008年	Ofgemによる「500MWモデル」の見直し指示	- Ofgemは「Delivering the electricity distribution structure of charges project」を発表した。 500MWモデルが近年の系統構成に見合わなくなっていること（配電系統における分散電源等の増加等）から、託送料金の算定方法の見直しを命じた。
2009年	ENAにおいて「500MWモデル」の見直し	- 上記指示を受け、Energy Networks Association（ENA、英国ネットワーク事業者による業界団体）において、「Report on the Draft Common Distribution Charging Methodology」が発表された。 - 全配電事業者統一の「500MWモデル」の見直しを行った。

*1 出所：Ilex Energy Consulting、DISTRIBUTION NETWORK CONNECTION: CHARGING PRINCIPLES AND OPTIONS、2002年、p.13-15、
<https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20351042>

*2 出所：Ofgem、Delivering the electricity distribution structure of charges project、2008年5月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/delivering-electricity-distribution-structure-charges-project-0>

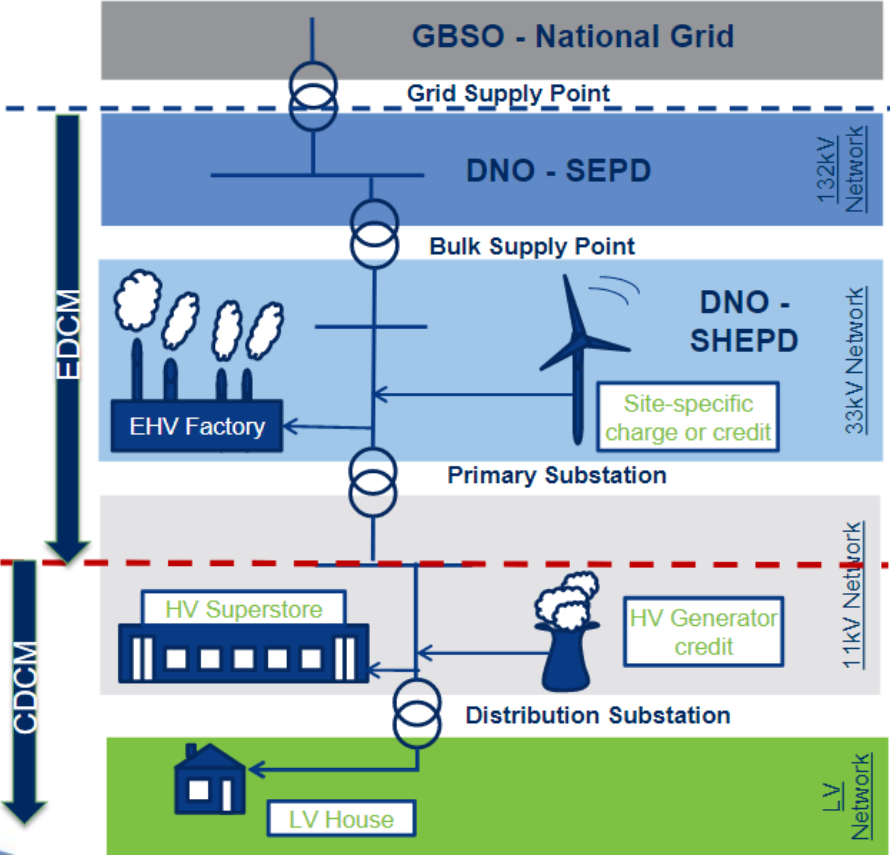
*3 出所：Energy Networks Association、Report on the Draft Common Distribution Charging Methodology、2009年8月、p.3-5、
<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/09/cdcm-report.pdf>

英国の託送料金制度（配電）



配電事業者の託送料金制度はDCUSAに規定され、電圧ごとに算出単位が異なる

英国の配電託送料金制度概要*1



電源種別	CDCM Common Distribution Charging Methodology	EDCM Extra-High Voltage Distribution Charging Methodology
適用範囲	LV（1kV未満） HV（1kV以上22kV未満）	EHV（22kV以上）
算出単位	顧客種別ごとに	顧客ごとに
根拠	DCUSA Schedule 16	DCUSA Schedule 17-18

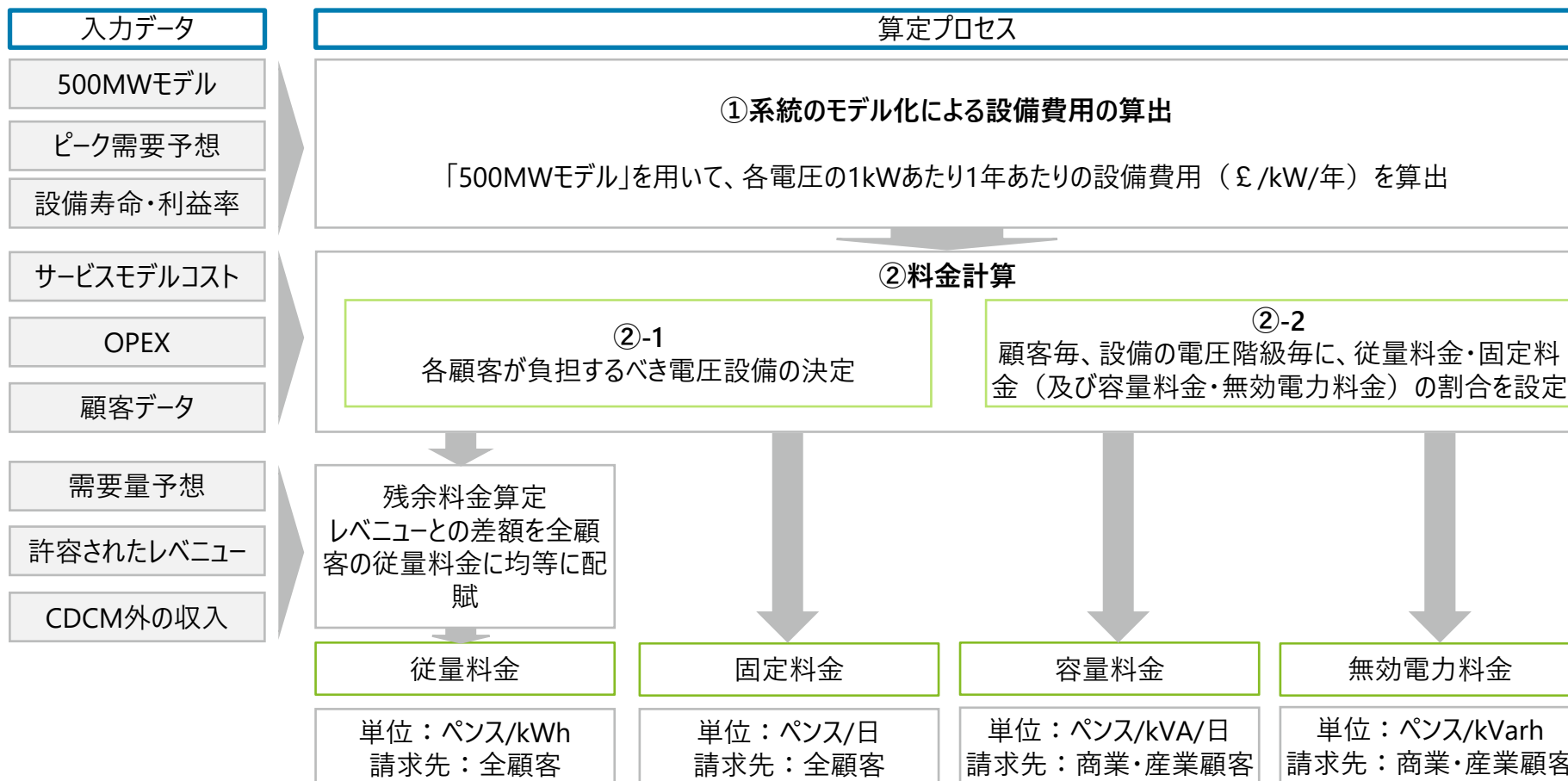
*1 出所： Scottish & Southern Electricity Networks、How are DUoS Charge Calculated、<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>

英国の託送料金算定方法（配電）



CDCMでは、各電圧レベルでの固定料金、容量料金、無効電力料金、従量料金を定めている

CDCMの算定プロセス*1



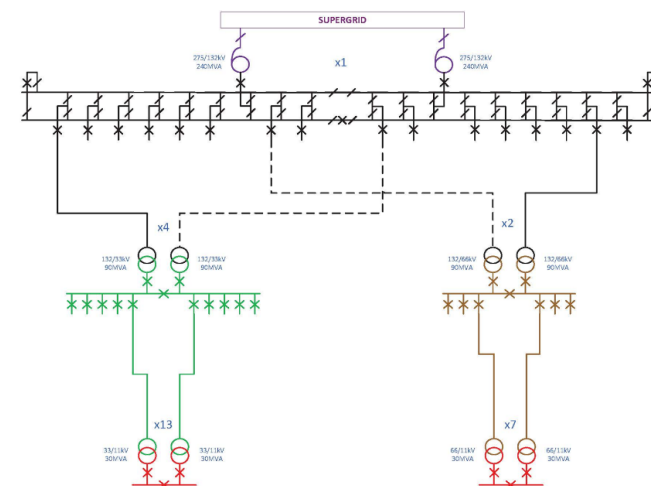
*1 出所：Western Power Distribution、CDCM and EDCM Model training、2020年3月、p34、<http://www.chargingfutures.com/media/1440/cdcm-and-edcm-model-training.pdf>

配電事業者は実際の系統構成を縮小して再現した「500MWモデル」に基づいて、各電圧の設備費用を算出している

①系統のモデル化による設備費用の算出*1

■ 「500MWモデル」を用いて配電事業者の設備金額（£）を算出する。

- 配電事業者の系統の同時最大負荷が500MWであると想定し、配電事業者の系統構成を縮小し必要な設備容量を算出したモデル。
- モデル内の設備は配電事業者の設備形成基準や計画に基づき設定され、系統セキュリティを満たした性能でなければならない。
- モデル内の設備の費用は配電事業者が通常調達している設備コストを反映させる。



■ 算出された設備金額と、500MWモデルで計算される各電圧での負荷から、各電圧毎に単位負荷・一年あたりの設備費用（£/kW/年）を算出する。

	Model £/kW SML
Assets 132kV	10.056
Assets 132kV/EHV	4.046
Assets EHV	9.272
Assets EHV/HV	6.571
Assets 132kV/HV	
Assets HV	12.300
Assets HV/LV	11.313
Assets LV circuits	6.584

*1 出所：Western Power Distribution、CDCM and EDCM Model training、2020年3月、p34、<http://www.chargingfutures.com/media/1440/cdcm-and-edcm-model-training.pdf>

*2 出所：Electricity North West、ENWL CDCM Model – April 2016、<https://www.enwl.co.uk/globalassets/about-us/regulatory-information/documents/historical-charges/enwl-cdcm-model-april-2016.xlsx>

英国の託送料金算定方法（配電）



顧客は自らが受電する電圧の設備費用の大部分と、その上位電圧の設備費用の一部を負担する

②料金計算（1/2）*1

顧客種別毎の、各電圧設備における負担割合

	132kV/EHV	EHV	EHV/ HV	132kV/HV	HV	HV/LV	LV
低圧系統に接続している顧客	0%	0%	0%	0%	30%	30%	97%
低圧変電所に接続している顧客	0%	0%	0%	0%	30%	97%	0%
高圧系統に接続している顧客	0%	0%	57%	0%	91%	0%	0%
高圧変電所に接続している顧客	0%	57%	0%	92%	0%	0%	0%

計算例．低圧系統に接続している顧客の負担額（各電圧の単価は前頁のものを利用した場合）

$$\left[\begin{array}{c} \text{HV単価} \\ 12.3 \text{ £/kW} \end{array} \times 30\% + \begin{array}{c} \text{HV/LV単価} \\ 11.313 \text{ £/kW} \end{array} \times 30\% + \begin{array}{c} \text{LV単価} \\ 6.584 \text{ £/kW} \end{array} \times 97\% \right] \times \text{ピーク需要 (kW)}$$

*1 出所：Electricity North West、ENWL CDCM Model – April 2016、<https://www.enwl.co.uk/globalassets/about-us/regulatory-information/documents/historical-charges/enwl-cdcm-model-april-2016.xlsx>

英国の託送料金算定方法（配電）



各顧客は自らが受電する電圧の設備費用は固定料金や容量料金で、上位電圧の設備費用は従量料金で回収される

②料金計算（2/2）*1

顧客種別毎の、各電圧設備固定料金（容量料金・無効電力料金も含む）割合

	132kV/EHV	EHV	EHV/ HV	132kV/HV	HV	HV/LV	LV
低圧系統に接続している顧客	-	-	-	-	0%	0%	100%
低圧変電所に接続している顧客	-	-	-	-	0%	100%	-
高圧系統に接続している顧客	-	-	20%	-	100%	-	-
高圧変電所に接続している顧客	-	20%	-	100%	-	-	-

計算例．低圧系統に接続している顧客の負担額

$$\begin{aligned}
 &\text{従量料金分} \quad \dots \quad \left(\begin{array}{l} \text{HV単価} \\ 12.3 \text{ £ /kW} \end{array} \times 30\% + \begin{array}{l} \text{HV/LV単価} \\ 11.313 \text{ £ /kW} \end{array} \times 30\% \right) \times \text{ピーク需要 (kW)} \\
 &\text{固定料金分} \quad \dots \quad \begin{array}{l} \text{LV単価} \\ 6.584 \text{ £ /kW} \end{array} \times 97\% \times \text{ピーク需要 (kW)}
 \end{aligned}$$

*1 出所：Electricity North West、ENWL CDCM Model – April 2016、<https://www.enwl.co.uk/globalassets/about-us/regulatory-information/documents/historical-charges/enwl-cdcm-model-april-2016.xlsx>

英国の託送料金算定方法（配電）



需要側の託送料金は顧客が適用する制度ごとに考慮される要素が異なり、特に30分毎の計量をされている顧客は容量料金、無効電力料金および容量超過料金が課される

需要側CDCM料金*1

	Tariff name	Open LLFCs	PCs	従量料金（時間帯別）			固定料金	容量料金	無効電力 料金	容量超過 料金
				Unit charge 1 (NHH) or red/black charge (HH) p/kWh	Unit charge 2 (NHH) or amber/yellow charge (HH) p/kWh	Green charge(HH) p/kWh				
単一料金制度	Domestic Unrestricted	100, 105, 106, 110, 120, 125, 126, 300, 305, 320, 325	1	3.592			7.05			
2料金制度	Domestic Two Rate	101, 111, 121, 127, 128, 301, 321	2	3.871	1.264		7.05			
30分毎計量制度	LV Network Domestic	506	0	7.912	3.147	0.901	7.05			
	LV HH Metered	500	0	5.535	2.197	0.641	23.90	4.53	0.464	4.53
	LV Sub HH Metered	505	0	3.956	1.560	0.481	9.41	8.42	0.316	8.42
	HV HH Metered	600	0	2.998	1.176	0.379	229.29	10.98	0.246	10.98
30分毎に計量され ていない顧客	NHH UMS category A	803, 805	8	2.990						
	LV UMS (Pseudo HH Metered)	804	0	13.756	3.110	1.539				

*1 出所：Scottish & Southern Electricity Networks、How are DUoS Charge Calculated、<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>

英国の託送料金算定方法（配電）



発電側の託送料金では変動電源と非変動電源で料金制度が分けられており、変動電源では時間帯別の料金は設定されていない

発電側CDCM料金*1

Tariff name	Open LLFCs	PCs	従量料金（時間帯別）			固定料金 p/MPAN/day	容量料金 p/kVA/day	無効電力 料金 Reactive power charge p/kVArh	容量超過 料金 Exceeded capacity charge p/kVA/day
			Unit charge 1 (NHH) or red/black charge (HH) p/kWh	Unit charge 2 (NHH) or amber/yellow charge (HH) p/kWh	Green charge(HH) p/kWh				
LV Generation NHH or Aggregate HH	951	8&0	-1.081			0.00			
LV Sub Generation NHH	952	8	-0.949			0.00			
LV Generation Intermittent	1,909	0	-1.081			0.00		0.239	
LV Generation Non-Intermittent	2	0	-3.007	-1.212	-0.307	0.00		0.239	
LV Sub Generation Intermittent	3	0	-0.949			0.00		0.209	
LV Sub Generation Non-Intermittent	4	0	-2.639	-1.063	-0.271	0.00		0.209	
HV Generation Intermittent	5,910	0	-0.462			283.97		0.188	
HV Generation Non-Intermittent	6	0	-1.278	-0.512	-0.137	283.97		0.188	

変動電源

非変動電源

*1 出所：Scottish & Southern Electricity Networks、How are DUoS Charge Calculated、<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>

英国の託送料金算定方法（配電）



30分毎の計量がされている顧客は時間帯別、30分毎計量されていない顧客は季時別・時間帯別の従量料金が設定されている

季時別・時間帯別料金*1

30分毎の計量がされている顧客

Time Bands for Half Hourly Metered Properties			
Time periods	Red Time Band	Amber Time Band	Green Time Band
Monday to Friday (Including Bank Holidays) All Year	16:30 - 19:00		
Monday to Friday (Including Bank Holidays) All Year		09:00 - 16:30 19:00 - 20:30	
Monday to Friday (Including Bank Holidays) All Year			00:00 - 09:00 20:30 - 24:00
Saturday and Sunday All Year			00:00 - 24:00
Notes	All the above times are in UK Clock time		

時間帯別料金のみ設定されている。

30分毎の計量されていない顧客（擬似的に算出）

Time Bands for Half Hourly Unmetered Properties			
Time Periods	Black Time Band	Yellow Time Band	Green Time Band
Monday to Friday (Including Bank Holidays) March to October		09:00 - 20:30	
Monday to Friday (Including Bank Holidays) November to February	16:30 - 19:00	09:00 - 16:30 19:00 - 20:30	
Monday to Friday (Including Bank Holidays) April to March			00:00 - 09:00 20:30 - 24:00
Saturday and Sunday All Year			00:00 - 24:00
Notes	All the above times are in UK Clock time		

季時別・時間帯別の料金が設定されている。

*1 出所：Scottish & Southern Electricity Networks、How are DUoS Charge Calculated、<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=12511>

3.2. フランス

フランスの託送料金は地点間価格の統一や、季時別料金の設定等の基本原則に基づいて、規制機関であるCREにより決定されている

フランスの託送料金設定における考慮事項

- 規制機関であるCREは、下記の基本原則に基づき託送料金を決定している。
 - 地点間価格の統一：託送料金は、発電と需要家の距離に依存しないものとする。
 - 料金の標準化：国内全体で同じ託送料金を適用すること。
 - 送配電コストの反映：需要家における使用方法に関わらず、各送配電形態毎に生じるコストを反映したものとする。
 - 季時別料金の設定：需要家の消費電力量が最大となる期間に、消費の抑制が奨励されるように設定すること。

- また、CREは、様々な利害関係者の期待に応えるうえで、下記の事項を考慮し託送料金の構成要素を決定している。
 - 効率性：長期的に各関係者の投資選択を最適化するために、各送配電形態毎に生じるコストを最適に反映すること。
 - 構造の容易さ：料金体系が複雑にならないよう、送配電コストの反映と、可読性向上の間で、適切なバランスをとること。
 - 実現可能性：メーターの性能等の面から、技術的かつ運用的に実施可能な料金体系であること。
 - 受容性：料金体系の変更は、需要家に請求額の変更をもたらすため、段階的に変更を行うこと。また、料金体系の変更に伴い、過剰な請求額の変更が行われないものとする。

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.69-70、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

前項に記載の、地点別価格の統一や季時別料金の設定といった託送料金の算定における基本原則については、エネルギー法典、EC規則が根拠となっている

フランスの託送料金設定に係る関連条項

関連条項	概要
エネルギー法典 L.121-1条	電力サービスは、平等性、継続性、適応性の原則に則り、安全性、品質、コスト、価格、経済・社会・エネルギー効率が最良の条件となるよう管理すること
エネルギー法典 L.341-3条	送配電網を利用するための料金の設定方法は、市場の関連主体と協議のうえエネルギー規制委員会（CRE）が定めること
エネルギー法典 L.341-2条	送配電網の利用料金は、ネットワークの運営者が負担するすべての費用を、効率的な運営に係る費用に相当する限り、透明かつ非差別的に算出すること
エネルギー法典 L.341-4条	送配電網の利用に関する料金の仕組みと水準は、全国レベルで全消費者による消費が最も多い時期に消費を制限するため、需要家に奨励するように設定すること
EC規則 No.714/2009 第14条	料金体系を、発電と需要との距離に依存しないものとする

*1 出所：CRE、CONSULTATION PUBLIQUE N°2019-011 DU 23 MAI 2019 RELATIVE A LA STRUCTURE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ « TURPE 6 », 2019年5月、p.5、https://www.cre.fr/content/download/20873/file/190523_Consultation_TURPE6.pdf

フランスの配賦・レートメーク方法（送配電）



フランスの託送料金は電圧階級毎に異なり、送配電事業者ともにそれぞれ3区分に分かれる

フランスの託送料金算定に係る電圧階級

－フランスの託送料金の算定に係る電圧階級の詳細名称*1－

送配電区分	電圧階級	各電圧階級の名称	電圧値
配電	低圧	BT	~1kv
	高圧	HTA 1	1~40 kV
		HTA 2	40~50 kV
送電		HTB 1	50~130kV
		HTB 2	130~350kV
		HTB 3	350~500kV

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.79、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

フランスの配賦・レートメーク方法（送電）



託送料金の構成要素は大きく4区分に分かれ、各費目毎の合算により求められる。需要家、発電事業者に対する費用のほかに、配電事業者に特有の費用、補償が存在する

フランスの託送料金の構成要素（1/2）^{*1*2}

	区分	名称	概要	単位	算定区分
発電・需要側	① Fixed Component	Annual management component	顧客管理等に関するサービス費用	€/year	—
		Annual metering component	計量サービスに係る費用	€/year	メーター所有者
	② Withdrawal Component	Annual withdrawal component	年間の使用電力に係る費用	€/kWhおよび €/kW/year	電圧階級 契約形態 季節、時間帯
		Monthly components for subscribed capacity overruns	契約容量の超過に係る月間費用	—	—
		Annual component for sporadic scheduled overruns	事前に容量超過を申請した場合における、超過分に係る費用	—	電圧階級
	③ Injection Component	Annual injection component	送電ロスの補償等に係る発電側課金費用	€/MWh	電圧階級
	④ Specific Component	Annual component for complementary and back-up power supplies	補助電源、非常用電源に係る費用	€/kW/yearまたは €/kVA/year	電圧階級 設備形態
		Component for conventional grouping of connection points	系統への接続点を複数持つ場合において、接続点をグループ化し算定するための費用	€/kW/km/year	電圧階級 設備形態
		Annual reactive energy component	無効電力に係る年間費用	€/MVarh	—

*1 出所：RTE、TURPE 6 TARIFF SETTING OF NETWORKS UNDERSTANDING THE TARIFF、p.7、

https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/Understanding_the_tariff_TURPE_6_DISTRIBUTORS_7342_en

*2 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.81-93、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

フランスの配賦・レートメーク方法（送電）



託送料金の構成要素は大きく4区分に分かれ、各費目毎の合算により求められる。需要家、発電事業者に対する費用のほかに、配電事業者に特有の費用、補償が存在する

フランスの託送料金の構成要素（2/2）^{*1*2}

	区分	名称	概要	単位	算定区分
配電事業者	① Fixed Component	Annual component for transformer use	送電事業者が所有する変圧器の負荷側に接続点があり、変圧器の電源側と同じ電圧階級で支払いを行う場合の費用	€/kW/year	電圧階級
	② Withdrawal Component	Compensation for operating lines at the same voltage as the upstream public grid	送電系統に接続点を持ち、同じ電圧で運用する送電線を所有する場合の補償費	—	—
		Peak load shaving in extreme cold weather	極寒期に生じた容量超過に係る補償費	—	—

*1 出所：RTE、TURPE 6 TARIFF SETTING OF NETWORKS UNDERSTANDING THE TARIFF、p.7、
https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/Understanding_the_tariff_TURPE_6_DISTRIBUTORS_7342_en

*2 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.81-93、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

① Fixed Componentのうち、年間管理費は各電圧階級とも一律の値をとり、年間計量費についてはメーター所有者の区分に応じて料金が異なる

① Fixed Component の詳細内容（1/2）*1

■ 年間管理費（Annual management component）

- 年間管理費には、顧客の管理や受付、託送料金の課金等に関する管理費用が含まれ、全ての電圧階級について一律の値をとる。
- 2016～2020年にかけて年間管理費が11%増加していたこと、送電事業者であるRTEの経営コストを公正に反映させることを目的とし、CREは2020年10月の公開協議でTURPE 6期間における6%の増額を提案した。

－ 各区分における年間管理費 －

電圧階級	費用(€/year)
HTB	9,404.04

■ 年間計量費（Annual metering component）

- 年間計量費にはメーターの制御、計量値の伝送、修理費用、リース費用が含まれ、メーター所有者の区分ごとに異なる。

－ 各区分における年間計量費 －

電圧階級	メーター所有者	費用(€/year)
HTB	系統運用者	3,095.28
	ユーザー	555.72

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.82、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

① Fixed Componentのうち、配電事業者には特有の項目として、上位系統の電圧階級において料金算定を受けるために支払う、変圧器使用料が存在する

① Fixed Component の詳細内容（2/2）^{*1*2}

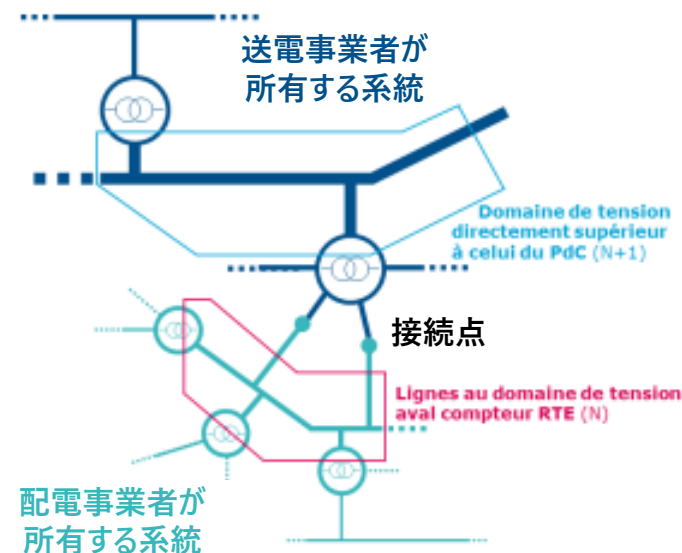
■ 変圧器使用料（Annual component for transformer use）

- 配電事業者には特有の費用であり、上位系統を運用する送電事業者との接続点の下流に、同じ電圧階級の電線がある場合、本費用を支払うことで、上位系統の電圧階級で支払いを行うことが可能となる。

－ 各電圧階級における変圧器使用料^{*1} －

－ 変圧器使用料を適用可能な場合の系統図^{*2} －

接続点の電圧階級	他の料金算定に適用される電圧階級	費用(€/year)
HTB 2	HTB 3	1.82
HTB 1 or HTA 2	HTB 2	3.91
HTB 1	HTB 1	6.91



^{*1} 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.82、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

^{*2} 出所：RTE、TURPE 6 TARIFF SETTING OF NETWORKS UNDERSTANDING THE TARIFF、p.18、https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Understanding_the_tariff_TURPE_6_DISTRIBUTORS_7342_en

②Withdrawal Componentのうち年間使用電力量は、HTB 3において一律の係数をとる一方で、HTB 1,2においては季節、時間帯、使用率、kW/kWh別に料金が異なる

② Withdrawal Component の詳細内容（1/2）*1

■ 年間使用電力費（Annual withdrawal component）

- 年間使用電力費はHTB 3と、HTB 1,2の間で配賦方法が異なっており、HTB3においては一律の係数がとられる一方で、HTB1,2においては季時別、使用率別のほか、kW/kWh課金別に料金設定が行われている。
 - HTB3のような高圧送電系統では、発電と需要の位置が離れていることから、時間毎の高圧送電系統における送電量と国内の消費量に相関関係が無く、季時別の料金設定が必ずしもコストの最小化には繋がらないとされている。

－ HTB 1～3における年間使用電力費（使用率が低の場合）*1 －

電圧階級	kW/kWh課金 区分	最ピーク時	高負荷期の ピーク時	高負荷期の オフピーク時	軽負荷期の ピーク時	軽負荷期の オフピーク時
HTB 3	kWh課金（€/kWh）	0.33				
HTB 2	kW課金（€/kW/year）	1.43	1.37	1.35	1.28	1.05
	kWh課金（€/kWh）	1.29	0.88	0.85	0.67	0.54
HTB 1	kW課金（€/kW/year）	4.19	3.88	3.77	3.19	2.80
	kWh課金（€/kWh）	2.30	1.88	1.57	1.18	0.85

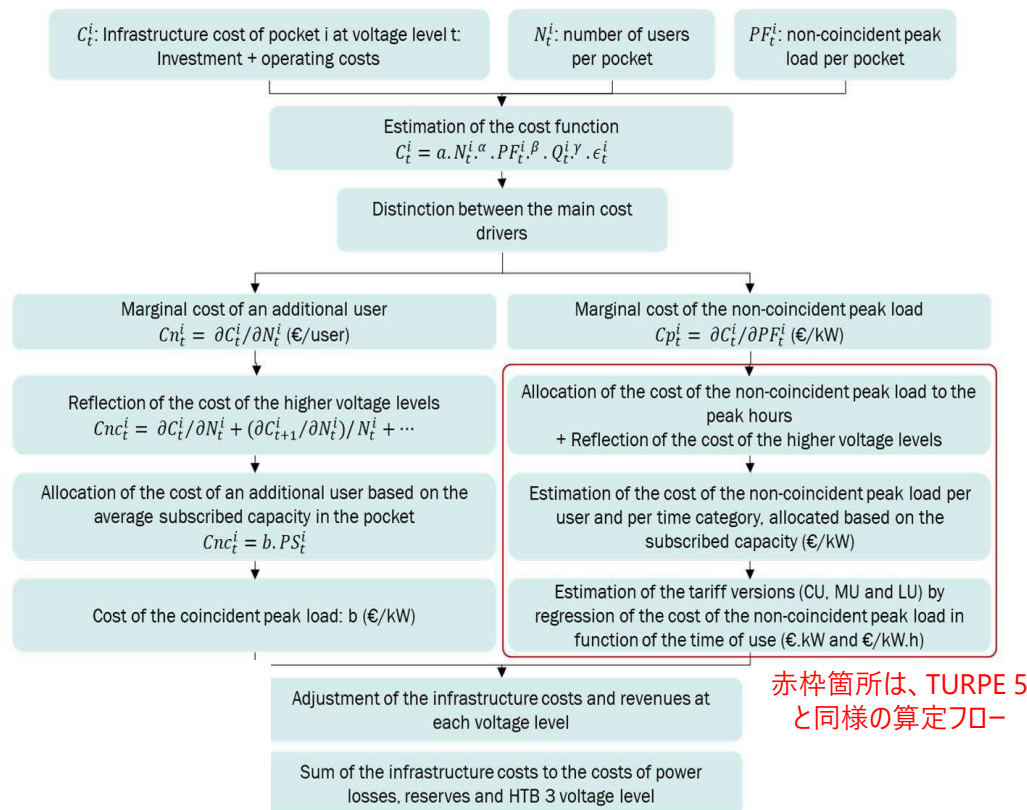
*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.82、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

*2 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 3 April 2013 deciding on the tariffs for the use of a high-voltage public electricity grid、2013年4月、p.34～35、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

② Withdrawal Componentは、各電圧階級における変電所引出口毎に生じる費用から算定される

② Withdrawal Component の詳細内容（2/2）

－ Withdrawal Component の算定フロー*1 －



■ インフラ費用（各電圧階級における、変電所引出口毎の費用）の推計式を以下のパラメーターより算出する。
➢ 各引出口のユーザー数
➢ 各引出口の個々のピーク負荷の総和

■ 上記の2つのパラメーターについて、時間ごとの使用電力量が分かる代表的なサンプルを使用し、限界費用を係数に変換する。

■ 限界費用の変換にあたっては、以下の事項を考慮する。
➢ 上位の電圧階級に生じる費用
➢ 季時別の費用
➢ 契約形態（契約期間）別の費用

■ HTB3においては、上記の手順は省略され、季時別料金の設定も行われない。

■ 各電圧階級で得られる収益と費用が一致するよう係数を調整する。

■ HTB3においては、推計式に含まれないアンシラリーサービス費用（電力損失、予備力）を考慮し統合する。

赤字箇所は、TURPE 5
と同様の算定フロー

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.119-127、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

年間発電側料金は、輸出電力の損失分に係る補償費等を反映しており、TURPE 6においては電力輸出の増加、電圧階級毎の発電量の変化を考慮し増額された

③ Injection Component の詳細内容

■ 年間発電側費用（Annual injection component）

- 年間発電側費用は、HTB 3、HTB 2の電圧階級で連系する設備に適用され、輸出電力の損失分等に係る補償費、およびTSO間補償メカニズムにおける電力損失の補償費を反映している。
- CREはTURPE 6において、①電力損失の補償費の上昇、②電力輸出の増加、③HTB 2とHTB 3の電圧階級における発電量の減少を背景に、TURPE 5と比較し、3€/MWhの増額を行った。
- TURPE 6に係る公開協議においては、電力輸出が増加するHTB 1、HTAに課金対象を拡大する意見も見られた。

－ HTB 1～3における年間発電側料金*1 －

電圧階級	費用(€/MWh)
HTB 3	23
HTB 2	
HTB 1	0

*1 出所：CRE、Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 21 January 2021 deciding on the tariffs for the use of public transmission electricity grids（TURPE 6 HTB）、2021年12月、p.82、https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-07/TURPE6_tariff_decision.pdf

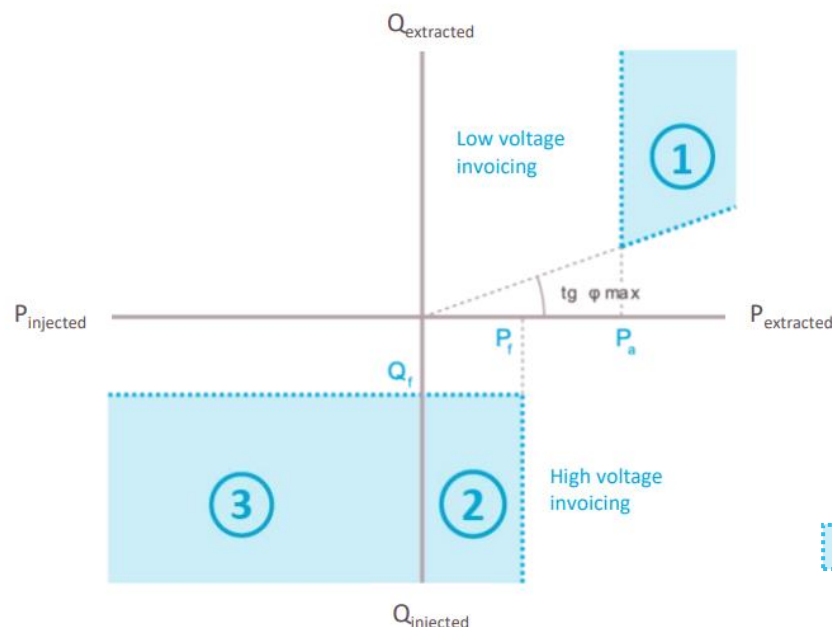
④ Specific Componentのうち、無効電力に係る年間費用については、有効電力、無効電力の値に加えて、曜日、時間に応じて課金の有無と係数が異なる

④ Specific Component の詳細内容

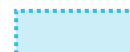
■ 無効電力に係る年間費用（Annual reactive energy component）

- 無効電力に係る年間費用は、有効電力、無効電力の投入、吸収状況により、課金の有無と係数が異なる。
- 下図中で①の領域（無効電力の吸収分）においては、月曜から土曜の9:00～22:00の間のみ課金対象となる。

－ 無効電力に係る年間費用の課金対象および価格*1 －



区分	費用(€/MVarh)
無効電力の吸収分 (領域①)	10.3
無効電力の投入分 (領域②、③)	0.9

 : 無効電力に係る課金の対象となる領域

*1 出所：RTE、TURPE 6 TARIFF SETTING OF NETWORKS UNDERSTANDING THE TARIFF、p.17、

https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/Understanding_the_tariff_TURPE_6_DISTRIBUTORS_7342_en

フランスの送電事業者における託送料金の具体例は下記の通りである

フランスの託送料金の具体例（送電）

－フランスの送電事業者RTEにおける託送料金の例（HTB 1、使用率が低の場合）*1－

構成要素		各構成要素毎の料金または料金単価	
年間管理費		940,404 €/year	
年間計量費用	メーター所有者：RTE	309,528 €/year	
	メーター所有者：需要家	55,572 €/year	
年間発電側費用		0 €/MWh	
年間使用電力費および、契約容量超過に伴う年間費用	最ピーク時*2	1,663 €/kW/year	170 €/kWh
	高負荷期のピーク時	1,602 €/kW/year	139 €/kWh
	高負荷期のオフピーク時	1,359 €/kW/year	92 €/kWh
	軽負荷期のピーク時	991 €/kW/year	65 €/kWh
	軽負荷期のオフピーク時	587 €/kW/year	44 €/kWh
事前に容量超過を通知した場合の、容量超過に係る費用		$\alpha = 0,000090$ （算定に係る係数のみ明示）	
無効電力に係る年間費用		投入分：1,030 €/MVarh	吸収分：90 €/MVarh
複数の接続点を持つ需要家のグループ化に係る費用	架空線	7,673 €/kW/km/year	
	地中線	13,486 €/kW/km/year	

1 出所：RTE、TURPE 6 FICHES TARIFAIRES HTB1 : Dispositions applicables à tous les clients HTB1 (90-63 kV)、p.2、
https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/Fiches_Tarifaires_TURPE_6_HTB1_4627_fr

*2 季時別の料金設定における各区分は、最ピーク時：12～2月の平日における9:00～11:00、18:00～20:00の間、高負荷期：11月～3月、軽負荷期：4月～10月、ピーク時：月曜から金曜の7:00～23:00の間、オフピーク時：ピーク時を除いた時間帯、の通り。

4. 諸外国の託送料金

4.1. 託送料金の水準

TSOとDSOの事業規模の比較

一般的に、TSOよりもDSOの事業規模の方が大きいため、低圧に接続する顧客の方が託送料金が高くなるのは自然である

フランスの事例

- TSOが国内に1社しかなく、かつ、大手DSOのシェアが100%近くを占めるフランスを対象として、事業規模の比較を行った。

	電圧	国内シェア	ネットワーク長	収入（2020年）
TSO／RTE	400 kV 225 kV 90 kV 63 kV	100%	10万km	4,729M€
DSO／Enedis	20 kV 0.23 kV	95%	130万km	14,200M€

↑ 13倍 ↑ 3倍

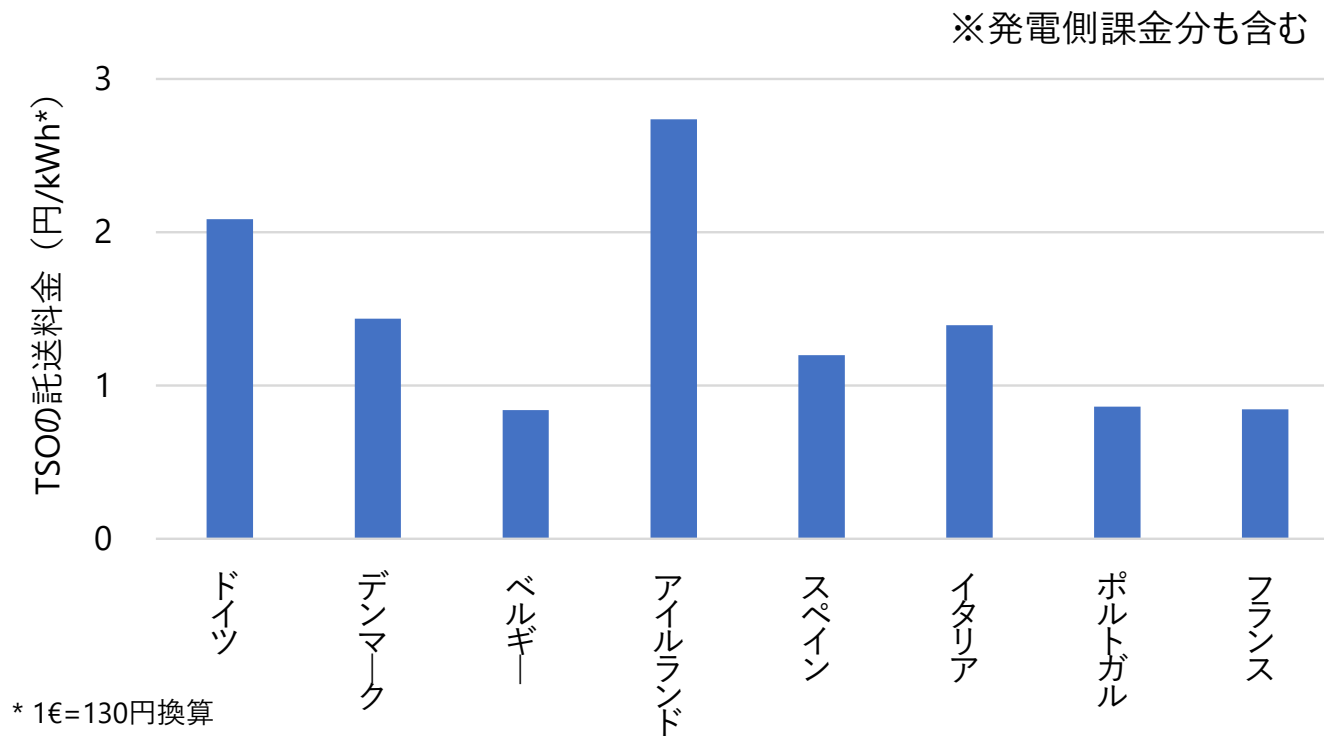
低

➤ DSOの事業規模の方が大きい（フランス以外の国も同様）

TSOの託送料金の水準

アイルランドとドイツは2円/kWhを超えているが、それ以外の国は0.8～1.5円/kWhの範囲に収まっている

欧州主要国のTSOの託送料金の比較（1/2）



出所：ENTSO-E, Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、p.24,25

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

TSOの託送料金の水準

電圧、発電側課金比率、回収コストの国毎の差異が、TSOの託送料金の差異に影響するものの、主な回収コスト（CAPEX、OPEX、事業報酬）を含む点は各国同様である

欧州主要国のTSOの託送料金の比較（2/2）前提条件

		ドイツ	デンマーク	ベルギー	アイルランド	スペイン	イタリア	ポルトガル	フランス
電圧 (%)	330kV以上	62.0	29.0	15.7	6.0	49.1	17.2	30.5	20.9
	150-220kV	38.0	45.0	47.5	26.0	44.8	38.9	69.5	26.6
	50-132kV	0	26.0	36.8	68.0	6.0	43.9	0	52.5
発電側課金比率(%)		0	4.3	5.6	25.0	10.0	0	9.1	2.0
回収コスト	CAPEX	○	○	○	○	○	○	○	○
	OPEX	○	○	○	○	○	○	○	○
	事業報酬	○	○	○	○	○	○	○	○
	システムサービス	○	○	○	○	○	○	×	○
	バランスング	×	○	×	○	○	○	×	×
	送電ロス	○	○	○	○	○	○	○	○

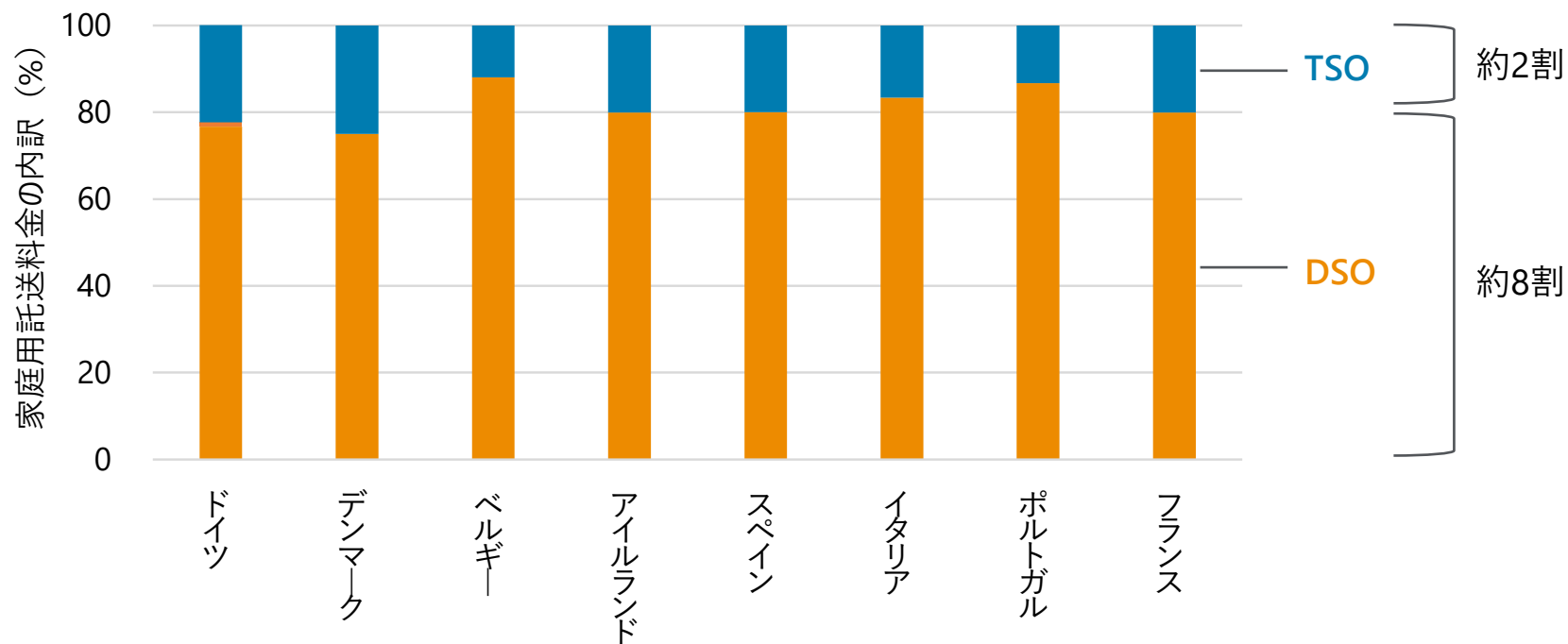
出所：ENTSO-E, Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019、p.8-11,41

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf

家庭用託送料金の水準

家庭用託送料金にはTSOとDSOの両方のコストが含まれるが、DSOの方が事業規模が大きいいため、家庭用託送料金に占めるコストの割合は、DSOがTSOの約4倍と大きい

家庭用託送料金に占めるTSOとDSOのコスト内訳



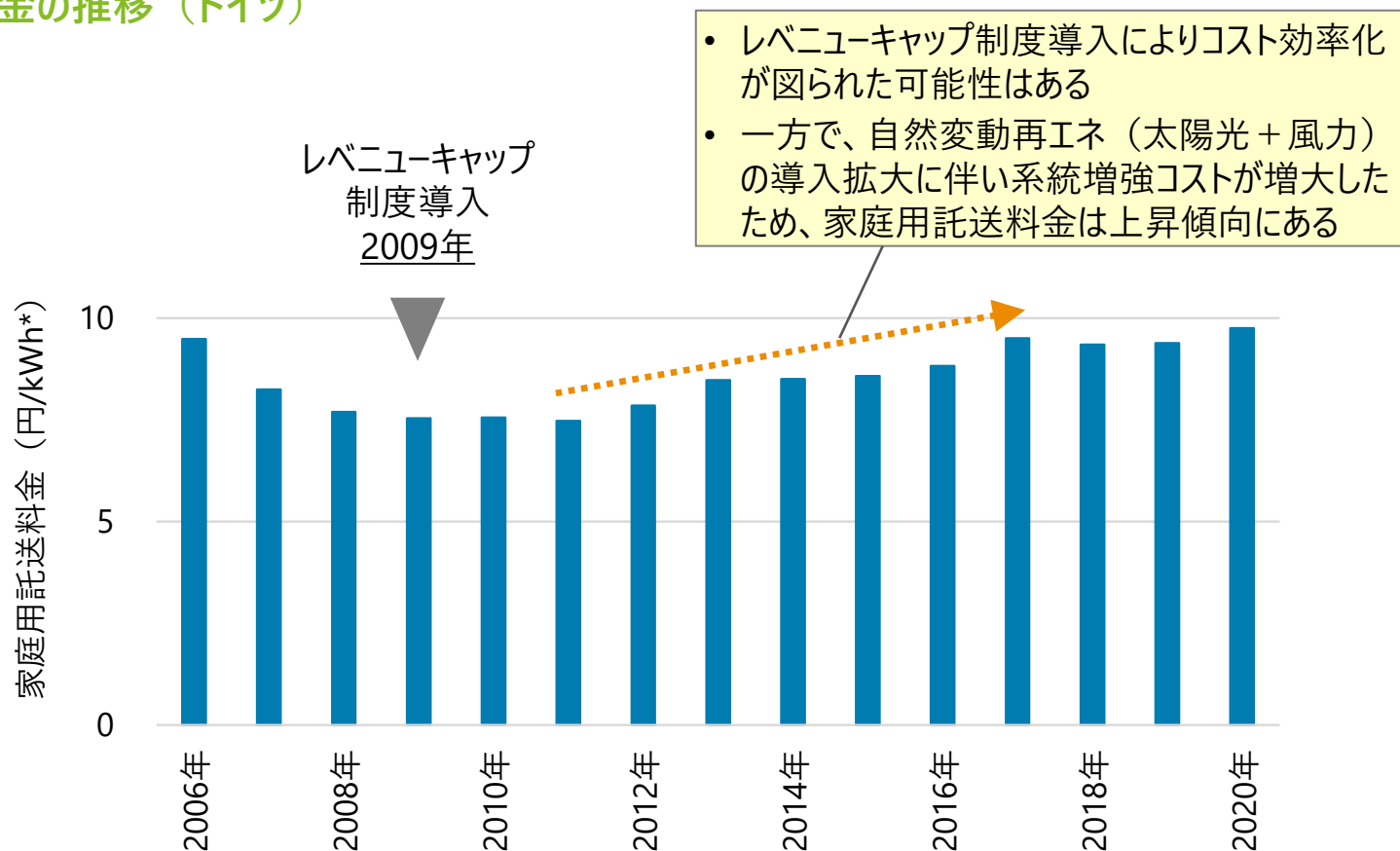
出所：Eurostat、Electricity prices for household consumers

家庭用託送料金の水準



ドイツの家庭用託送料金が上昇傾向にあるのは、レベニューキャップ制度の効率化インセンティブよりも、再エネ導入拡大に伴う系統増強コスト増大の影響が上回った結果と言える

家庭用託送料金の推移（ドイツ）



* 1€=130円換算

出所：BNetzA、Monitoring Report 2020

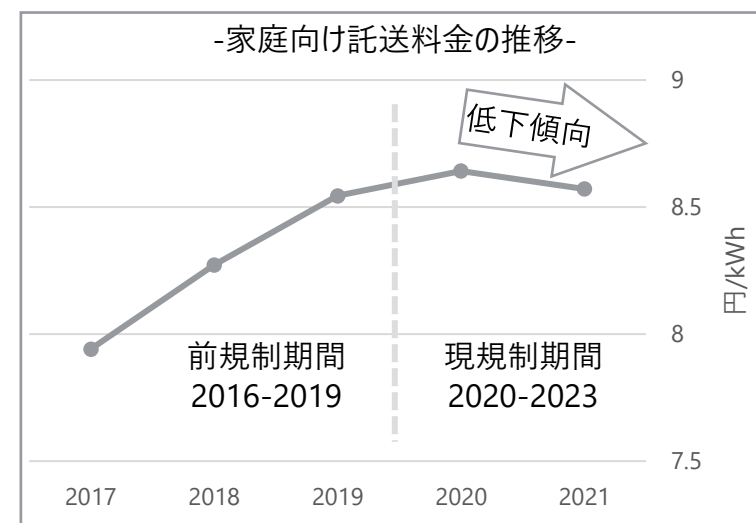
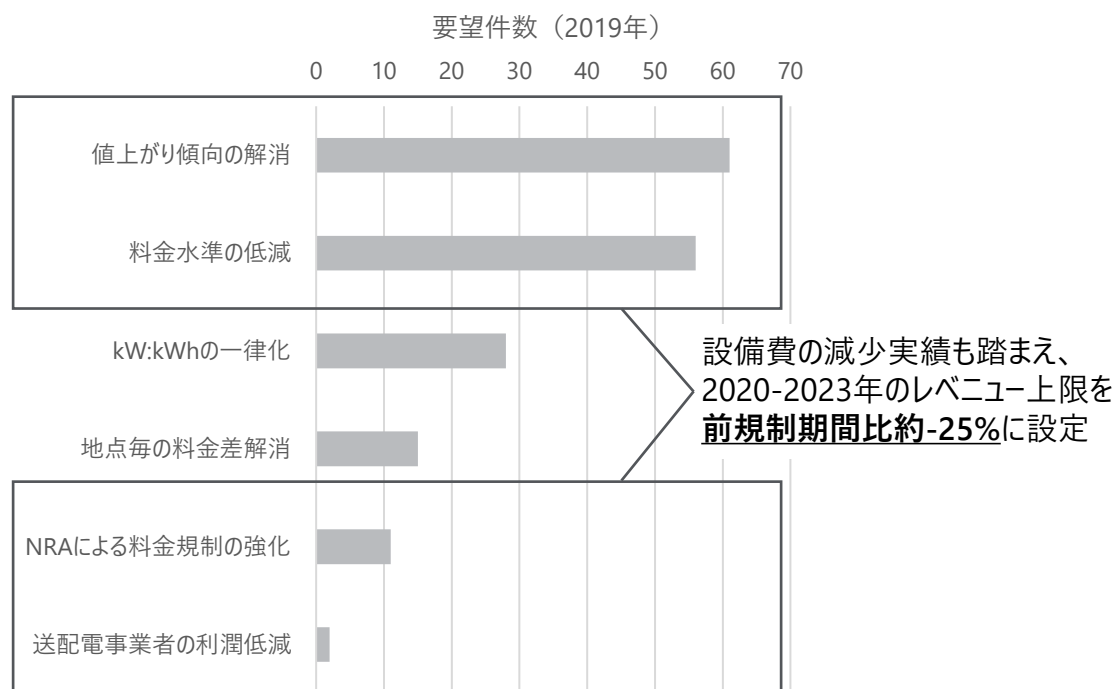
4.2. 託送料金に対する反応

託送料金に対する需要家からの要望



スウェーデンでは、託送料金の値上がり傾向や料金水準の高さに対する改善要望が需要家から寄せられており、NRAはレベニュー上限を下方修正した

スウェーデンの家庭向け託送料金への要望



*1 出所：Energimarknadsinspektionen、Consumer in the electricity market Complaint statistics 2016-2019、2020年4月、p.17、
<https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb07/1611643285867/Konsument-p%C3%A5-elmarknaden-Ei-R2020-04.pdf>

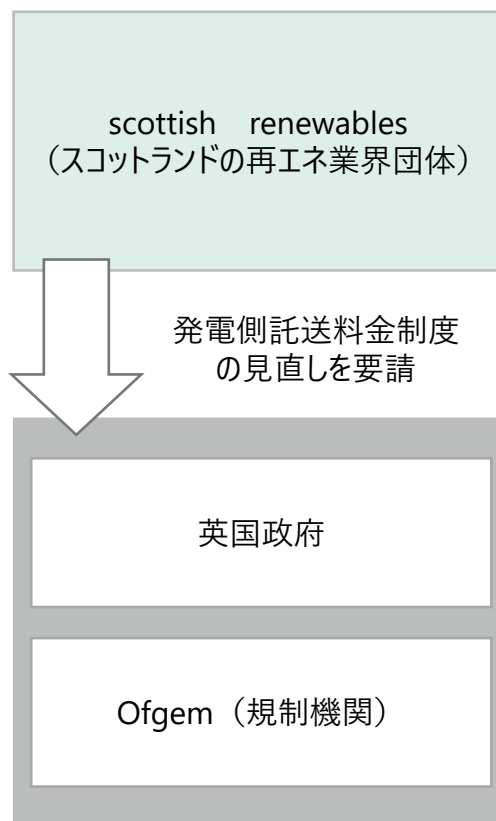
*2 出所：Energimarknadsinspektionen、Now all decisions have been made about the electricity network companies' revenue limits for the years 2020–2023、
2019年10月、<https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2019/nu-ar-alla-beslut-om-elnatsforetagens-intaktsramar-for-aren-2020-2023-fattade/>

発電側課金制度に対するステークホルダーからの要望

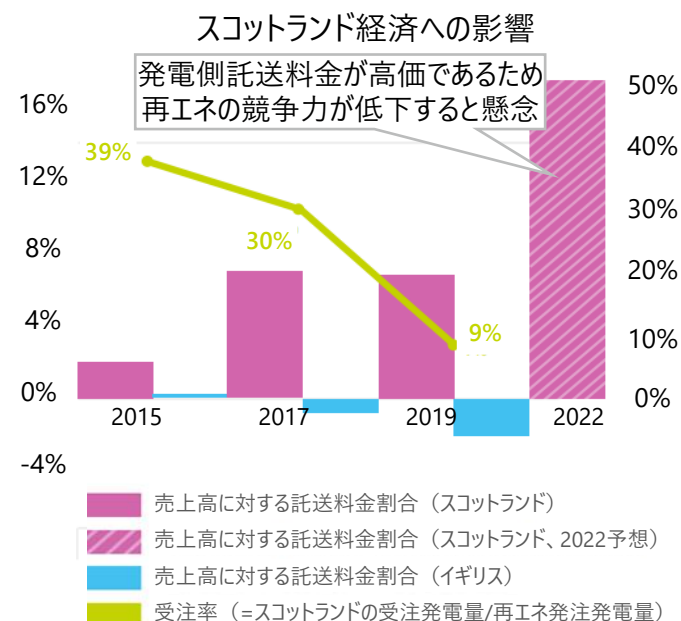
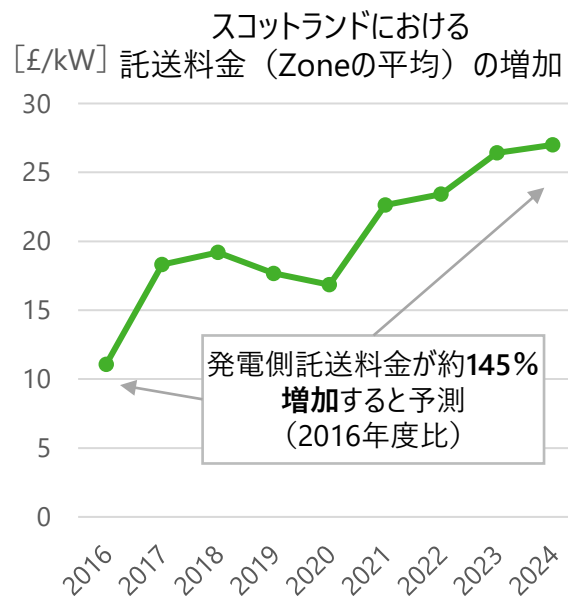


スコットランドのscottish renewables（再エネ機関）は英国政府とOfgemに発電側託送料金制度の見直しの要請を行っている

発電側託送料金制度の見直し要請*1



- scottish renewablesは2021年11月以降、再エネ電源の発電側託送料金がイギリスよりスコットランドの方が約2割高価であることに加え、今後の託送料金の増加見通し、経済への影響を基に託送料金制度の見直しの要請を行っている



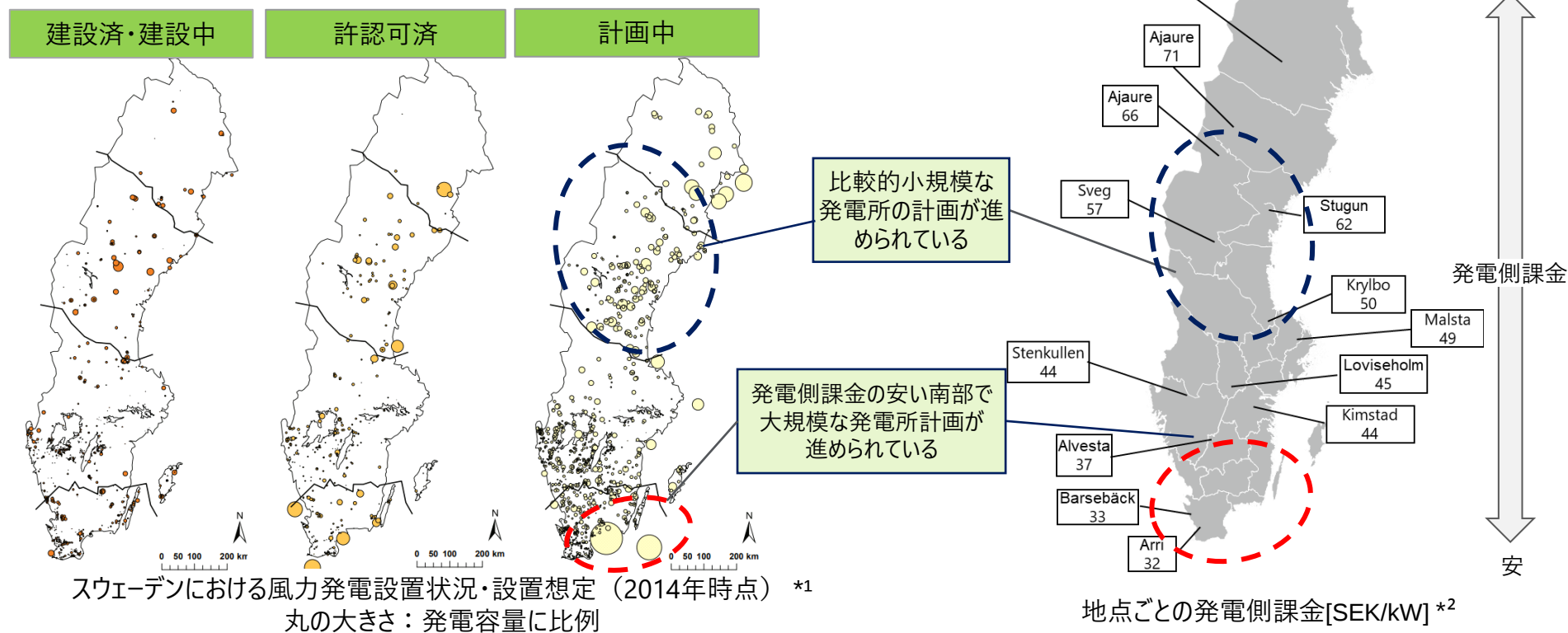
*1 出所：scottish renewables、Transmission Network Use of System Charge、2021年11月、p.6-7、
https://www.scottishrenewables.com/assets/000/001/751/TNUoS_report_and_explainer_210616_original.pdf?1623917316

発電側課金制度への反応（スウェーデン）



スウェーデン全域で陸上・洋上風力発電の計画・建設がなされている中、特に発電側課金の安い南部において大規模な風力発電所の計画が進められている

スウェーデンにおける風力発電設置動向（予測）



*1 出所：ENERGIFORSK、SCENARIOS AND TIME SERIES OF FUTURE WIND POWER PRODUCTION IN SWEDEN、2015年

<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:881105/FULLTEXT01.pdf>

*2 出所：Svensk Kraft、Prislista 2022 för TRANSMISSIONSNÄTET、2022年

https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/prislista-2022_transmissionsnatet.pdf

発電側課金制度への反応（スウェーデン）



独エネルギー会社のEnBWは、発電側課金が小さいスウェーデン中部に風力発電を所有する発電事業者2社を買収し、独自でも約11MWの風力発電を中部に建設している

海外企業の電源所有状況*1

- EnBW社は、105MWの発電容量（7つの風力発電所）を所有する2つの事業会社を買収
- 計7つの発電所中、5つの風力発電所はスウェーデン中部のスヴェアランド、1つはスウェーデン南部のゴスタランド地域、1つはスウェーデン中央北部のノルランドに位置している
- 現在、スウェーデン中南部に約11MWの発電容量の風力発電所を独自で建設中している



スウェーデンで買収した風力発電・送電会社

*1 出所：Connected Wind Services、2019年9月

<https://www.connectedwind.com/insights/enbw-acquires-seven-wind-farms-in-sweden/>

発電側課金制度の効果（英国）

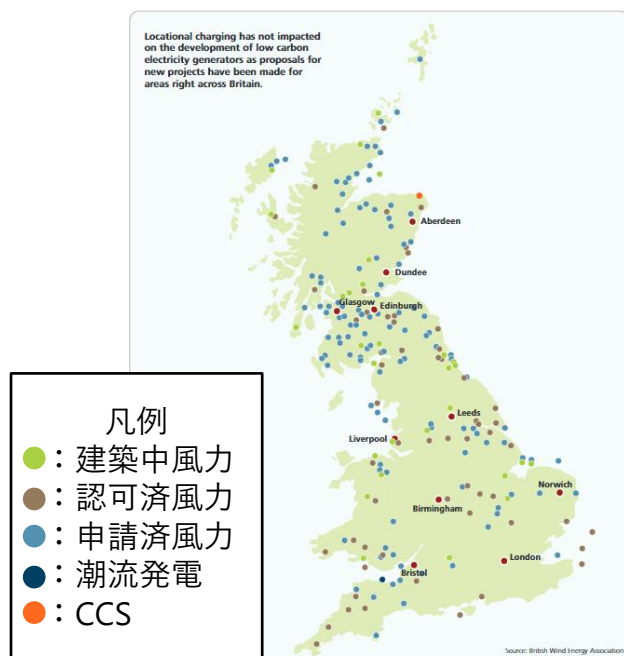


2007年のOfgemの見解によると、発電側の地点別料金により、従来型電源の立地誘導効果が見て取れる

英国の電源立地誘導効果に関するOfgemの見解*1

自然変動電源

2007年時点で建設・計画されている自然変動電源は英国全土に所在しており、立地誘導効果はみられない



従来型電源（ガス火力・コンバインド火力）

2007年時点で従来型電源は需要地近傍の南部に新設・計画されており、地点別料金による立地誘導効果がみられる



*1 出所：Ofgem、Locational charging on Britain's gas and electricity networks、2007年、p.3-4

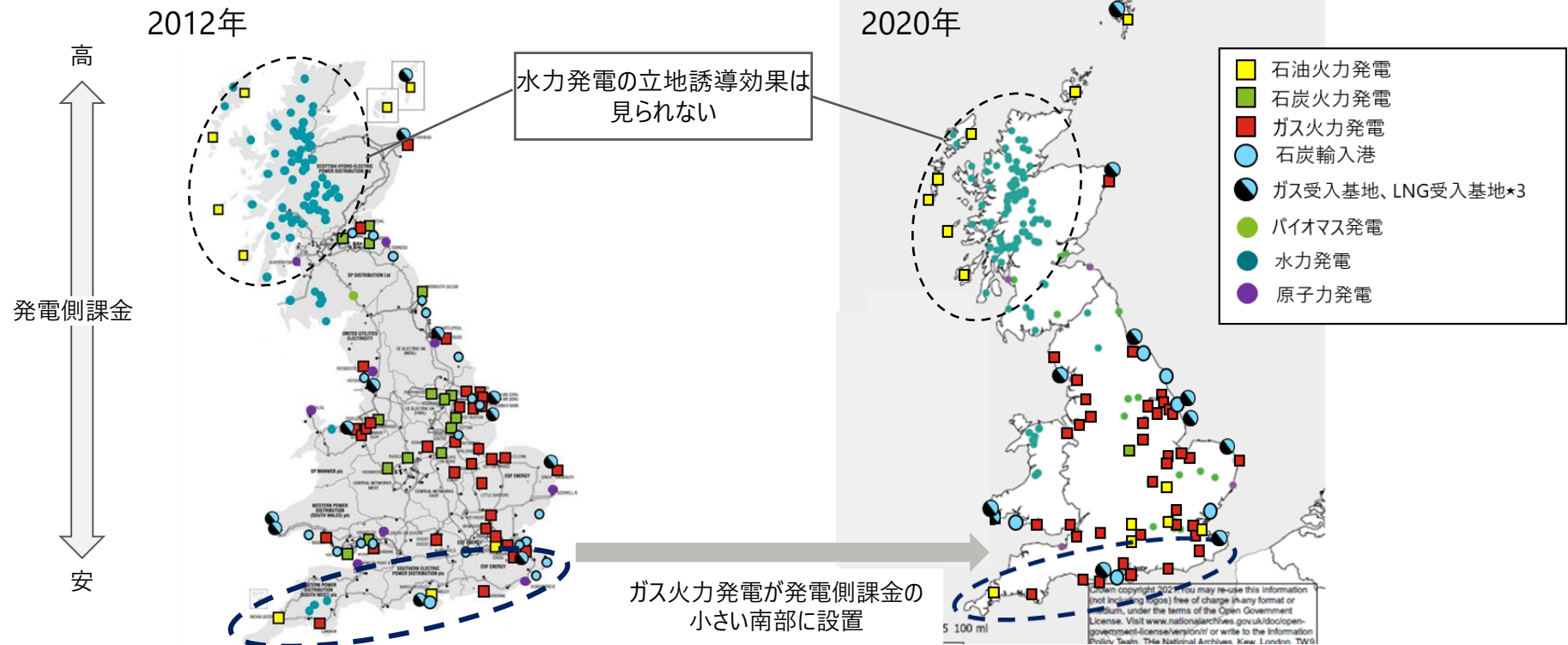
<https://www.ofgem.gov.uk/publications/locational-charging-britains-gas-and-electricity-networks>

発電側課金制度の効果（英国）



英国全土で石炭火力発電が減少傾向にある一方で、発電側課金の安い中南部にガス火力発電が新設されている

英国の火力発電設置状況



*1 出所：GOV.UK、Digest of UK Energy Statistics Annual data for UK、2013年

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/279523/DUKES_2013_published_version.pdf

*2 出所：GOV.UK、Digest of UK Energy Statistics Annual data for UK、2021年

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1060151/DUKES_2021_Chapters_1_to_7.pdf

*3 注記：2017年度におけるガス受入基地、LNG受入基地を掲載、2012年度にバイオマス、水力、原子力発電の記載は無

5. まとめ

託送料金制度のまとめ

同じ欧州でも、北欧の島国と欧州大陸国では地理的要因に基づき系統構成が異なるため、発電側課金と地点別料金の導入に関する考え方も異なる

欧州主要国と日本の比較

		英国 (北欧の島国)	ドイツ・フランス (欧州大陸国)	日本 (島国)
系統構成		南北方向シンプル型*1 国際連系線：少ない	メッシュ型 国際連系線：多い	くし型 国際連系線：無
託送料金	発電側課金	有	無	現状無
	地点別料金 *2	発電側課金と地点別料金を セットで導入し電源の立地誘 導を図る	電力市場における発電事業 者の公平な競争環境維持の ため原則導入せず	(今後の導入に向けて詳細 検討中)
	料金 算定方法	ボトムアップ型 系統モデルを用いた潮流計算 を実施後、レベニューキャップと の差分を調整する	トップダウン型 (フランス) レベニューキャップを、費目毎・ 電圧毎に配賦する (フランスのみ調査を実施)	トップダウン型 費用総額を、費目毎・電圧 毎に配賦する

*1 寒冷地である英国、ノルウェー、スウェーデンでは、需要地が南部に偏る

*2 全国大の送電レベルに適用。配電レベルでは、配電会社数が多ければ、配電会社毎に設定された料金が自動的に地点別料金となる

託送料金制度のまとめ

日本での地点別料金の導入※について、地理的な阻害要因は少ないものの、10電力会社毎に送電エリアが分割されている点を考慮する必要がある

欧州主要国の調査結果から得られる示唆

※ACERの見解では、発電側課金は地点別料金とセットで導入することではじめて、立地誘導の効果を発揮すると結論付けている

日本への示唆

- 日本は、国際連系線のない島国であり、系統構成もシンプルであるため、
 - 地点別料金を設計しやすい。
 - 欧州大陸国のように、「複数国に跨る電力市場における発電事業者の公平な競争環境維持のため発電側課金を原則導入しない」という配慮をする必要性が薄い。
 - 日本では、需要地が全国に分散しているため、
 - 南部に需要地が集中し、かつ、送電系統が南北方向にシンプルなスウェーデンのように、緯度をベースとしたシンプルな地点別料金の適用は難しい。
 - 英国のように、系統モデルを用いて実潮流を反映した地点別料金の設計が望ましい。
- 一方で、
- 日本では、送電・配電エリア共に、10電力会社毎に分割されているため、
 - 託送料金も電力会社毎に算定される。この時点で既に、送電・配電共に地点別料金が適用されているという捉え方もできる。
 - 地域間連系線の制約が発生した場合に、卸電力市場の価格シグナルが発出される（エリアプライスに差異が生じる）仕組みとなっているが、この仕組みと地点別料金の効果が、どのように作用し合うかを検証する必要はないか。

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1万人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）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）をご覧ください。



二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和3年度産業経済研究委託事業（新たな託送料金制度における定量的な分析手法の更なる検討及び諸外国等の託送料金制度に係る調査事業）

委託事業名

受注事業者名：有限責任監査法人トーマツ

頁	図表番号	タイトル
37	-	北欧諸国における発電所立地と電力消費地
40	-	地点別料金導入国と価格差
41	-	アイルランド・北アイルランドの発電側課金平均額
42	-	アイルランド・北アイルランドの送電ロス補正値の平均値
48	-	ANC縮小前後のネットワーク料金の比較
76	-	英国の配電託送料金制度概要
78	-	英国の配電系統モデル
93	-	Withdrawal Componentの詳細内容
95	-	Specific Componentの詳細内容
106	-	発電側託送料金制度の見直し要請
107	-	スウェーデンにおける風力発電設置動向
108	-	EnBWが買収した風力発電・送電会社
109	-	電源立地誘導効果に関するOfgemの見解
110	-	英国の火力発電設置状況