



令和5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に関する調査事業)

－ 成果報告書 －

有限責任監査法人トーマツ
2024年1月31日



目次

1. 欧州各国における託送料金制度の概要	3
2. 欧州各国の託送料金の算定方法	11
2.1. 英国	12
2.2. スウェーデン	17
2.3. ノルウェー	23
2.4. アイルランド	28
2.5. ドイツ	32
3. 発電・需要地の分布を踏まえた立地誘導効果の考察	36
4. 地点別料金制度に係るヒアリング調査	49

免責事項

本調査は、経済産業省と当法人との間で締結された令和5年8月3日付け契約書に基づき、公開情報及びヒアリング結果を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、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. 欧州各国における託送料金制度の概要

送配電網建設・運用コスト負担の適切化やコスト低減のインセンティブ付与等の目的に応じて、地点別、電圧別、季時別等の託送料金の設定方法が適用されている

欧州各国の託送料金の設定方法*1

託送料金の設定方法	概要	主な導入国	
地点別	電源立地と需要地の距離を短くするインセンティブを与えることで、 <u>送配電網建設・運用コストの低減</u> を図る。	送電	英国、アイルランド、北アイルランド、ノルウェー、スウェーデン
		配電	—*2
電圧別	電圧レベルの高い送電系統程、託送料金を安く設定することで、低い電圧レベルである <u>配電系統の建設コストと送電ロスの低減</u> を図る。	送電	オーストリア、ベルギー、フランス、アイルランド、オランダ
		配電	イタリア、オランダ、フランス、アイルランド、デンマーク、ドイツ
季時別	需給ひっ迫時の電力使用量を低減するインセンティブを与えることで、混雑を緩和し、混雑状況に応じた <u>送配電網の建設・運用コストの低減</u> を図る。	送電	ベルギー、フランス、ギリシャ、北アイルランド、ノルウェー、ポルトガル、スペイン
		配電	フランス、アイルランド、デンマーク
発電側/需要側課金	発電（供給）及び需要（消費）に伴う <u>送電系統コストの回収</u> を図る。また、発電所等の立地誘導を図る観点から地点別料金と組み合わせている国もある。	送電	（発電側課金の導入国）英国、オランダ、フランス、アイルランド、ノルウェー、スウェーデン、スペイン
		配電	（発電側課金の導入国）オランダ、フランス、スウェーデン
kW/kWh課金	<u>kW課金により送配電インフラ費用等の固定費を、kWh課金により送電ロス等の変動費の回収</u> を図る。	—	

*1 出所：ENTSO-E、ACER等の公開情報よりトーマツ作成

*2 配電事業者間の価格差に伴い、結果として国内の地点毎に料金が異なる場合がある。

欧州では送電・配電事業者の供給エリアごとに託送料金が設定されていることが多いため、広い範囲を単一の料金制度でカバーする送電側の料金制度に注力して整理を行った

欧州・日本における託送料金の回収主体

	英国	ドイツ	(参考) 日本
電圧階級ごとの託送料金回収主体			
特徴	Transmission Owner（送電設備管理者）3社の費用をまとめて、National Grid ESOがTNUoSで回収する。DNOは各社でDNUoSを設定し当該エリアの費用を回収する。	送電側はTSO4社がそれぞれに託送料金を設定している。配電側についても800社以上のDSOがそれぞれのエリアにおける託送料金を設定している。	エリアごとに送電・配電に必要な費用を回収する。低圧と高圧の区分の境界電圧は欧州と比較すると非常に低い。

本調査における重要論点

- 欧州各国では送電側は国内で単一制度、またはエリア数が少なく、**広い範囲を同じ料金制度でカバー**する必要がある。
- 一方で、配電側では多くの事業者が存在しており、当該地域の設備形成に用いたコストを適切に料金を反映できる可能性がある。
- 本調査では**日本におけるエリア内地点別料金の検討に資する情報**として、特に欧州の**送電側託送料金**において、**どのように費用を地点別に配賦するのか**という点について重点的に整理する。
- 一方で、欧州において配電側であっても、同じ事業者内で地点別料金を設定している事例が見つかった場合は整理を行う。

地点別料金の主な導入国や、非導入国のうち経済規模が日本に近い国について、各制度の導入目的や概要及び地点別料金の詳細内容やその効果を調査した

欧州各国の託送料金制度の導入状況及び調査方針

－送電側託送料金制度の導入状況及び経済規模等*1－

調査対象国	発電側課金比率 (%) *2	kW比率 (%) *2	託送料金制度導入有無						名目GDP (10億ドル)	発電電力量 (TWh)	エネルギー自給率 (%)	電気料金 (ドル/kWh) *3	
			電圧別		季時別		地点別					家庭	産業
			発電	需要	発電	需要	発電	需要					
英国	14.2	74.4	-	-	○	○	○	○	2,711	311	75	0.49	0.45
スウェーデン	37.0	85.0	-	-	-	-	○	○	537	163	74	0.42	-
ノルウェー	24.0	76.0	-	-	○	○	○	○	362	153	727	0.18	0.20
アイルランド	25.0	22.0	-	○	-	-	○	-	-	-	-	0.60	-
ドイツ	0.0	75.0	-	-	-	-	-	-	3,803	575	35	0.61	0.91
フランス	2.0	37.7	○	○	○	○	-	-	2,599	528	55	0.22	0.37
参考：日本			-	○	-	-	-	-	5,049	1,023	11	0.24	0.23

上記各国（地点別料金の主な導入国及び、非導入国のうち経済規模が日本に近い国）について、主に下記事項の調査を行う。

- 電圧別/季時別/地点別料金の概要や導入目的・背景 … 各国
- 地点別料金の算定方法及び立地誘導効果 … 英国、スウェーデン、ノルウェー、アイルランド
- 各制度の非導入国における料金設定方法及びその背景 … ドイツ

*1 出所：ENTSO-E、ACER等の公開情報よりトーマツ作成

*2 各課金比率はACERにおける算定方法に基づく。

*3 出所：GlobalPetrolPrices.comより2022年12月の数値を掲載、2023年8月28日閲覧、https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/

送電コストの反映等を目的に、英国、ノルウェー、スウェーデンでは発電側課金が導入されているが、ドイツでは国内法で認められていないため発電側課金は導入されていない

発電側課金の導入有無、設定方法*1

		発電側課金の導入有無、設定方法			
		英国	ノルウェー	スウェーデン	ドイツ
発電側課金の導入有無		○	○	○	—
概要		英国全土を27のゾーンに分割し、ゾーンごとの潮流計算に基づき託送料金が課されている。	発電所毎に、過去10年間の平均発電量に応じて課金されている。	発電側に関連する系統コストへ充当されている。	国内法により発電側課金が認められていない。
発電側課金比率	2013年	27.0%	34.0%	25.0%	0.0%
	2020年	14.2%	24.0%	37.0%	0.0%
発電側課金のkW比率		100%	0%	接続地点ごとに異なる	—
導入目的・背景	EU全体の規定	発電側課金は <u>適切かつ効果的にコストを反映し、欧州全体で調和する範囲内</u> に維持されるべきであると規定されている。ACERにより、発電側託送料金額の範囲が定められており、 <u>各加盟国の発電側託送料金の適切性を監視</u> している。			
	各国	地点による送電コストの相対的な違いを反映し、需要が多い地域への発電所立地を促す。	送電ロスの削減を促すため。	他国へ送電している国内発電所起因の系統コストを当該発電所に負わせ、 <u>国内の需要家の負担を軽減</u> するために、発電側課金の比率が高まっている。	—

*1 出所：ENTSO-E、ACER等の公開情報よりトーマツ作成

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

電圧別料金の設定方法*1

	電圧別料金の設定方法	
	フランス	アイルランド
概要	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。	低圧側（50-130 kV）を高圧側と比較し僅かに低価格に設定している。
発電側課金	○	—
需要側課金	○	○
導入目的・背景	各送配電の電圧毎に生じるコストを反映するという基本原則に基づき、電圧別での算定を行っており、結果として低圧側が高価格となっている。	—

*1 出所：有限責任監査法人トーマツ、令和3年度産業経済研究委託事業調査報告書、2022年3月

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、季節別、昼夜別等の設定内容は各国で異なっている

季時別料金の設定方法*1*2

		季時別料金の設定方法		
		フランス	ノルウェー	英国
概要		季節別に5つの期間を設定するとともに、 <u>ピークの時間帯、オフピークの時間帯</u> を夏季、冬季に分けて設定している。	各ノードでの発電量、需要が変化した際の <u>限界ロス費用</u> を反映する形で価格を設定している。	託送料金の構成要素別に、 <u>設備増強費用、高負荷日の最大電力、特定の時間帯の消費電力量</u> に基づき算定している。
設定区分	季節	○	—	○
	昼夜	○	—	—
	ピーク/オフピーク	○	—	○
	ダイナミックプライス	—	○	○
発電側課金		○*3	○	○
需要側課金		○*3	○	○
導入目的・背景		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。		

*1 出所：ACER、Practice report on transmission tariff methodologies in Europe、2019年12月、p42～44,46,47、https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf

*2 出所：有限責任監査法人トーマツ、令和3年度産業経済研究委託事業調査報告書、2022年3月

*3 400 kV帯ではオプションとされており、一部のみが対象

地点別料金の導入国では限界ロス率、発電所または大需要地との距離、緯度等の情報を基に地点別料金を算定しているが、算定方法は国によって異なる

地点別料金の設定方法のまとめ*1

		地点別料金の設定方法			
		英国	スウェーデン	ノルウェー	アイルランド
導入目的		需要が多い地域への発電所立地を促すため。送電システムの投資コストの削減を促すため。	需要が多い地域への発電所立地を促すため。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ため。	送電ロスの削減を促すため。	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ため。
発電側 課金	kW課金	○	○	—	○
	kWh課金	—	○	○	—
需要側 課金	kW課金	○	○	○	—
	kWh課金	○	○	○	—
算定方法の概要		潮流計算を行ったうえで、発電側27ゾーン、需要側14ゾーン別に設定している。	発電側・需要側共に、kW課金は緯度、kWh課金は送電ロス率を基に設定している。	約200地点毎に設定される送電ロス率と発電所への近接性等を考慮して設定している。	接続点毎の将来のピーク需要の予測値に基づく、系統拡充に係る費用を踏まえて設定している。
料金設計思想		<ul style="list-style-type: none"> 系統潮流の変化を正確に把握し料金に反映させる。 地域ごとの系統増強コストの反映、料金の安定性を考慮しゾーンを設定している。 	系統構成が主に、北部から南部向きの潮流となっていることから、緯度別に算定している。	送電網全体のコスト回収にあたり、各接続点における送電ロスを料金に適切に反映させ、事業者に長期的な投資判断を促す。	地域ごとの系統増強コストの反映、料金の安定性を考慮し設定している。

*1 出所：各国の公開情報よりトーマツ作成

2. 欧州各国の託送料金の算定方法

2.1 英国

英国では、発電側は27か所のゾーン、需要側は14か所のゾーン毎に託送料金が算定されている

託送料金制度の全体像（英国） *1*2

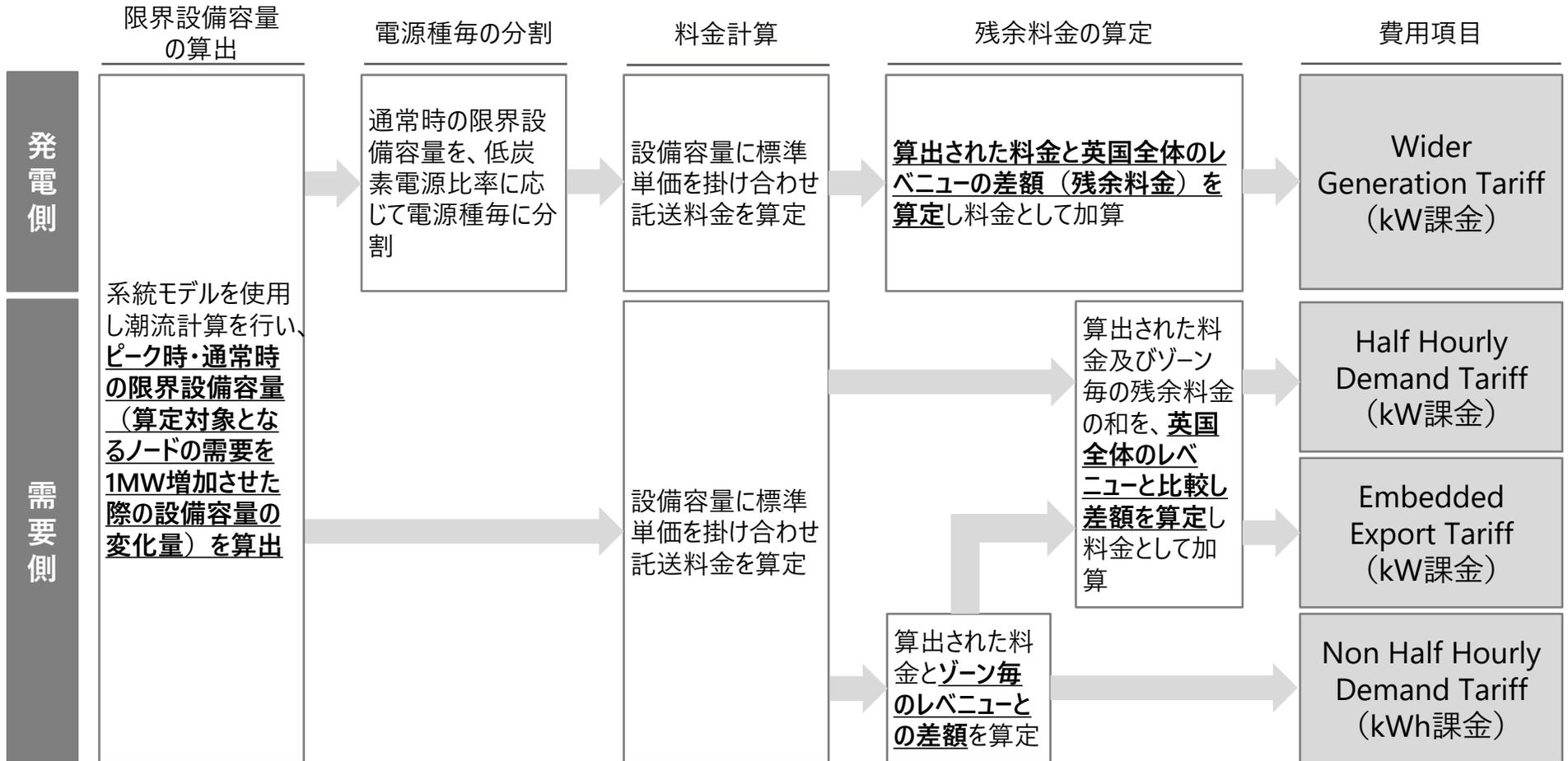
費用項目	概要	負担者	算定単位	課金方法
Wider Generation Tariff (kW課金)	送電システム全体の利用にかかる料金	発電側	ゾーン (27か所)	定格容量 (kW) に応じて課金
Local Tariff (kW課金)	発電所から送電システムへの接続にかかる料金			接続地点
Half Hourly Demand Tariff (kW課金)	毎年11月1日から2月末日までの需要上位3日間の最大電力 (Triad) に応じて需要家が負担する料金	需要側	ゾーン (14か所)	ピーク時の最大消費電力 (kW) に応じて課金
Embedded Export Tariff (kW課金)	自家発設備保有の需要家に対して、Triad時の発電出力に応じて支払われる料金			Triad時の発電出力 (kW) に応じて課金
Non Half Hourly Demand Tariff (kWh課金)	16～19時までの消費電力量に応じて需要家が負担する料金			消費電力量 (kWh) に応じて課金

*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 英国では発電事業者が系統接続時に支払う料金も託送料金として定義されているが、本表には含めない。

英国の託送料金のうちゾーン毎に算定される4つの費用項目は、潮流計算により算出される限界設備容量（需要が変化した際の潮流の変化量）に基づいて算定される

託送料金の算定方法（英国）*1



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

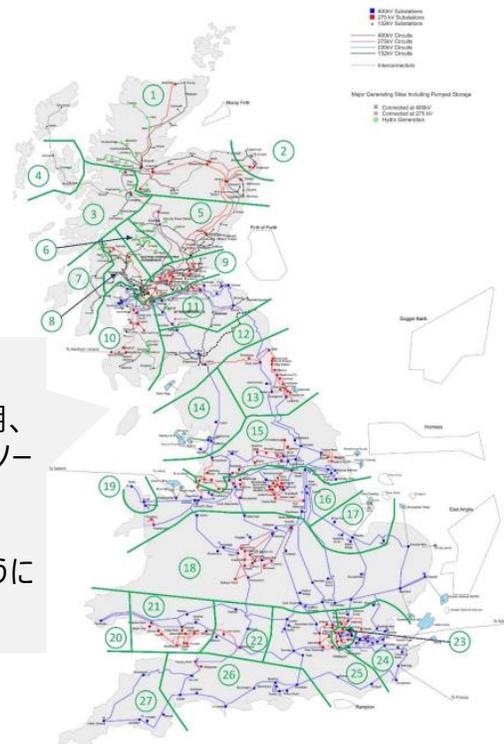
英国の発電側課金では系統拡張に係るコストや料金の安定性等を考慮する形でゾーンを設定しているが、需要側では配電事業者の供給地域に合わせて設定されている

ゾーンの設定基準（英国）*1*2

- 英国の発電側ゾーンは、ノード毎の限界費用の変動の抑制、託送料金の予測可能性の向上等を目的として設定されている。*3

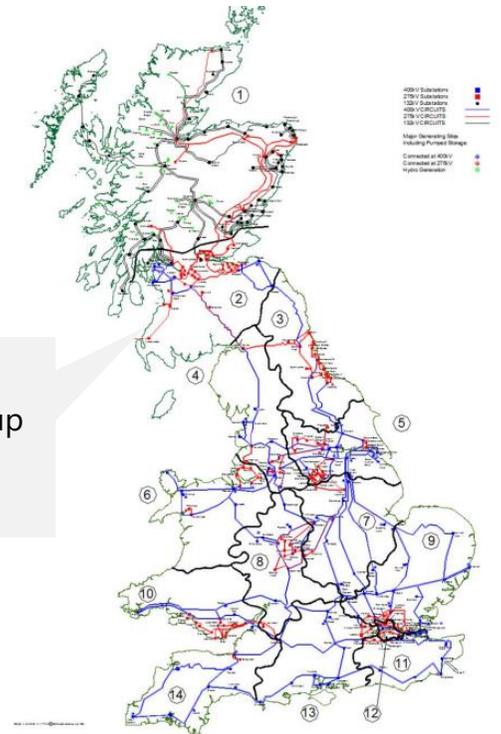
発電側ゾーン（27か所）

需要側ゾーン（14か所）



ゾーンの設定基準

- 系統拡張に係る限界費用、系統構成、地理に基づきノードをグループ化
- 各ノード毎の限界費用が、 $\pm \text{£ } 1/\text{kW}$ を超過しないように設定



ゾーンの設定基準

- Grid supply point group（配電事業者の供給地域）毎にゾーンを設定

*1 出所：National grid, The Statement of Use of System Charges Effective from 1 April 2023, p.21-22、<https://www2.nationalgrideso.com/document/278386/download>

*2 出所：Ofgem, CMP324/325 Authority Decision, 2021年4月, p.1、<https://www2.nationalgrideso.com/document/278386/download>

*3 出所：National grid, CMP324/325 Final Modification Report Annexes 6, p.2、<https://www.nationalgrideso.com/document/174756/download>

2021年に発電側ゾーンの見直しが検討されたものの、National gridは料金の安定性や地点別の系統コストの反映を踏まえて、現行の27ゾーンを維持することとした

発電側ゾーンの設定基準の変更に係る議論（英国）*1

- 規制期間毎に発電側ゾーンの見直しが行われるが、RIIO-T2期間（2021/4～）において、現行の設定基準を適用した場合に、48ゾーンに増加すると予測された。
 - 48ゾーンへの変更による市場参加者への影響や、現在の設定基準の下では、ゾーンの見直し時に事業者がどのゾーンに割り当てられるかを事前に特定できず、料金予測が不確実となることを考慮して、ゾーンの設定基準の変更が検討された。
 - National gridは、発電事業者に対し安定した投資シグナルを提供できることや、ゾーン数を削減した場合地点別の系統コストの反映にマイナスの影響を及ぼすことを踏まえて、現行の27ゾーンを踏襲する案を採用した。

－ 発電側ゾーンの設定基準の修正案 －

設定基準 (案)	概要	設定方法
修正案①	需要側ゾーンとの統一	需要側ゾーン（14か所）と同様の区分 に変更する
修正案②	設定に係る閾値の変更	現行のゾーニング基準を踏襲しつつ、ゾーンの設定基準である限界費用の閾値を、Retail Price Index（小売価格指数）の増加に合わせて、±£ 1/kWから、±£ 2.25/kWに変更する。
修正案③ (採用案)	現行ゾーンの踏襲	現行の27ゾーンを踏襲 し、かつ、規制期間毎にゾーンの見直しを行う要件を撤廃する（現行の27ゾーンを将来にわたり維持する）。
修正案④	修正案③から①への移行	現在の27ゾーンを2023年3月まで維持し、 2023年4月から、需要側ゾーン（14か所）と同様の区分 に変更する

*1 出所：Ofgem、CMP324/325 Authority Decision、2021年4月、p.1-2、<https://www.nationalgrideso.com/document/179891/download>

2.2 スウェーデン

スウェーデンでは託送料金は主にEnergy charge、Capacity chargeから構成されており、ともに地点別に算定が行われる

託送料金制度の全体像（スウェーデン）*1

費用項目	概要	比率*2*3	負担者	課金方法 地点別料金に係る内容は青字で記載
Energy charge (kWh課金)	送電ロス分に相当する費用	15%	発電側	<ul style="list-style-type: none"> 発電電力量 (kWh) に応じて課金 ノード（接続点）毎に算定が行われる
			需要側	<ul style="list-style-type: none"> 需要電力量 (kWh) に応じて課金 ノード（接続点）毎に算定が行われる
Capacity charge (kW課金)	系統に係る総コストのうち、Energy charge、Connection charge*4を除いた費用	85%	発電側	<ul style="list-style-type: none"> 契約容量 (kW) に応じて課金 緯度依存費用、緯度に依存しない費用に分けて算定される。（次ページ参照）
			需要側	

*1 出所：THEMA consulting group、Review of the Swedish transmission grid tariff model、2019年11月、p.52-53、<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/an-slut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>

*2 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020、2021年2月、p.14、<https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/l-entso-e-TTO-Report-2020-03-019ac77004.pdf>

*3 kWh課金、kW課金の比率であり、各比率においてConnection chargeが含まれているかは明記されていない。

*4 Connection chargeについては、起因者が負担する料金のため本表から除いている。

スウェーデンではkWh課金であるEnergy chargeは接続点毎に、kW課金であるCapacity chargeは緯度別に算定が行われている

託送料金の算定方法（スウェーデン）*1

- スウェーデンでは、主に北部から南部向きの潮流となっていることから、kW課金に対しては緯度別の算定を行っている。

項目	概要	詳細（算定式等） 地点別料金に係る内容は青字で記載
Energy charge (kWh課金)	<p><u>ノード（接続点）</u> 毎に算定される、ロス分にかかる費用</p>	<p>課金額 = 発電電力量 × 限界ロス率 × ロス価格 限界ロス率：接続点での発電電力量（MWh）が増加した際に、ネットワークの総エネルギー損失がどの程度影響を受けるか。 ロス価格：ロス分の補填費用であり、各地域の電力取引所における取引価格に応じて、時間毎に算定される。</p> <p>課金額 = 需要量 × 限界ロス率 × ロス価格 限界ロス率：接続点での需要電力量（MWh）が増加した際に、ネットワークの総エネルギー損失がどの程度影響を受けるか。 ロス価格：ロス分の補填費用であり、各地域の電力取引所における取引価格に応じて、時間毎に算定される。</p>
Capacity charge (kW課金)	<p><u>緯度毎</u>に算定される、主要系統の潮流への影響により重みづけされた費用</p>	<p>課金額 = 契約容量 × (<u>限界費用（緯度別）</u> + <u>限界費用（固定費）</u>) <small>緯度別に異なる費用 全地点で共通の費用</small> 限界費用（緯度別）：追加の発電電力量（需要電力量）により生じる主要系統での潮流の変化量から緯度別に算定された、送電増強に係る限界費用 限界費用（固定費）：緯度別の算定から除外される、地理に依存しない費用</p>

*1 出所：THEMA consulting group、Review of the Swedish transmission grid tariff model、2019年11月、p.52-53、<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/an-slut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>
 Svenska Kraftnät、Tariff, prislistor, avtal och abonnemang、2023年9月8日閲覧、<https://www.svk.se/aktorsportalen/anlut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariffen/tariff-prislistor-avtal-abonnemang/>

スウェーデンのkW課金額は、潮流解析結果に基づいた緯度別の料金と、地理に依存しない料金を足し合わせて算定される

Capacity chargeの算定方法の詳細（スウェーデン）*1

①地点別に生じる費用と共通費用の区分

- 変電所、系統連系設備にかかる費用は「**発電・需要の地理に依存しない共通費用**」とみなし、残りの費用を「**地点別に生じる費用**」とする（費用全体の約55%）。

②潮流解析

- 各緯度の地点で発電/需要量が増減した際の、主要系統の潮流変化を線形近似し、**中立点（影響が生じない緯度）と傾きを算定する。**
- 中立点と傾きは発電側、需要側の双方で算定する。
- 顧客への立地誘導効果をもたらす観点から、中立点・傾きは長期に渡り更新されない。

③料金算定

- ②で求めた中立点と傾きに基づき、「**緯度別の料金**」（右グラフのA）を算定する。
- ①で求めた「**発電・需要の地理に依存しない共通費用**」をもとに、「**地理に依存しない料金**」（右グラフのB）を算定する。
- これら二つを足し合わせてCapacity chargeが算定される。

■算定式：緯度別の料金（A）

$$locational(L) = \frac{k * 0,55CB * \Delta^\circ}{total\ common\ flow * 2}$$

■算定式：地理に依存しない料金（B）

$$non - locational = \frac{0.55CB - \sum L}{total\ MW\ inserted} + \frac{0.45CB}{total\ MW\ inserted}$$

k：傾き

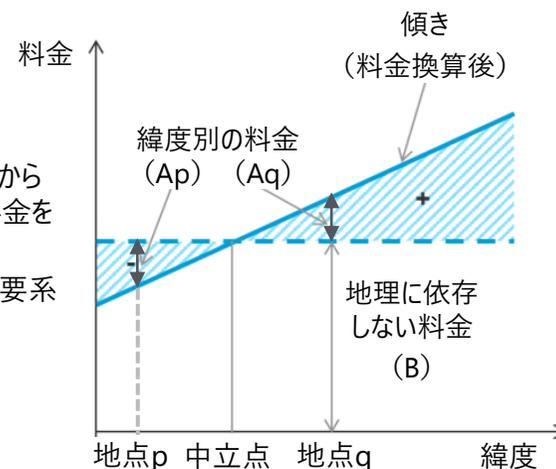
Δ° ：中立点からの距離

CB：算定元の費用
⇒系統に係る総費用から
kWh課金額と接続料金を
除いたもの

Total common flow：主要系統の平均流量

地点pの料金 = B - Ap

地点qの料金 = B + Aq

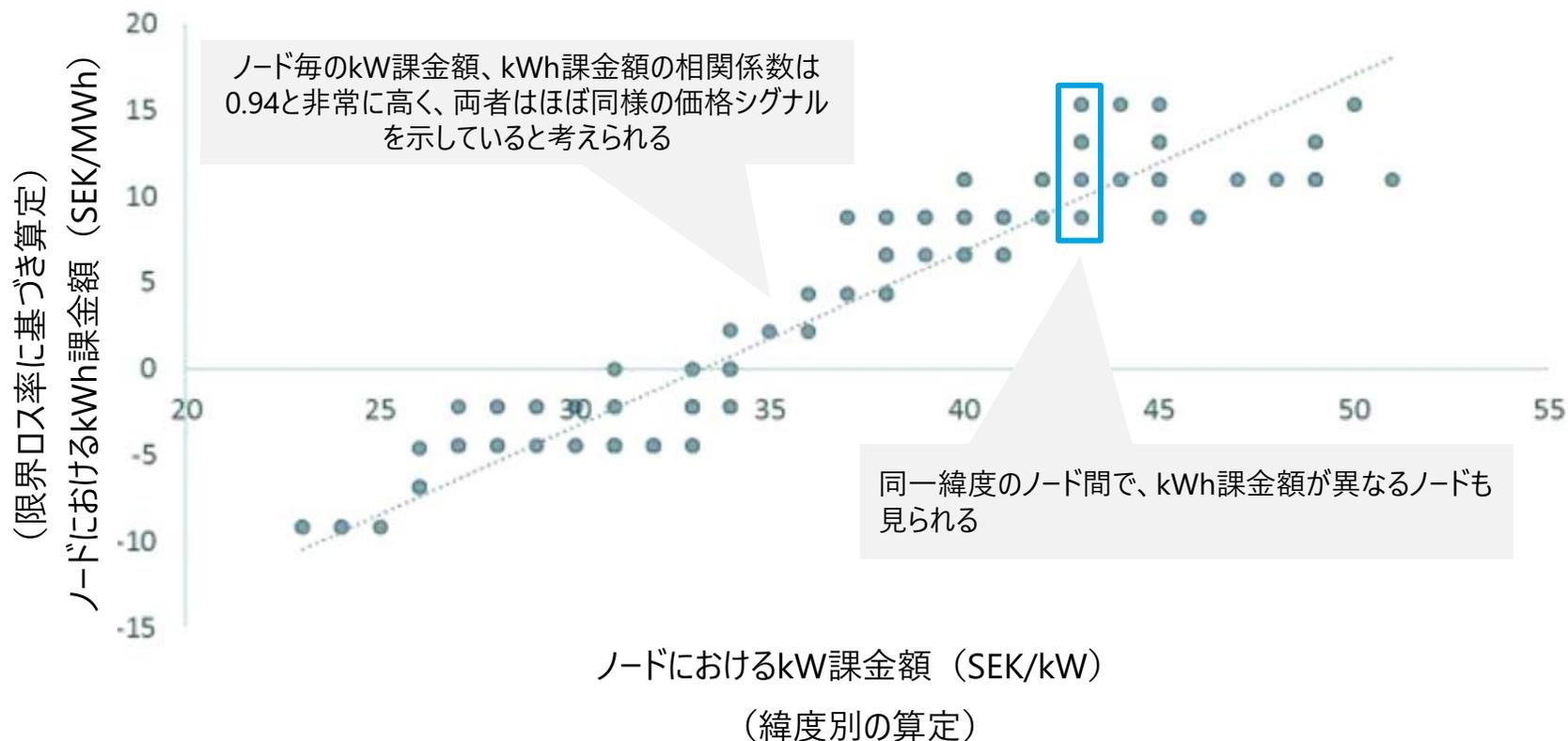


*1 出所：THEMA consulting group、Review of the Swedish transmission grid tariff model、2019年11月、p.53-54、<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/an-slut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>

kW課金額とkWh課金額は高い相関関係にあることから、緯度別の料金と送電ロス費用に基づくノード別の料金は概ね同様の価格シグナルを与えていると考えられる

ノード別のkW、kWh課金額の相関（スウェーデン）*1

－ノード別のkW課金額及びkWh課金額（2017）*1－



*1 出所：THEMA consulting group、Review of the Swedish transmission grid tariff model、2019年11月、p.62、<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/anslut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>

スウェーデンのTSOから委託を受けて託送料金制度の評価を行ったTHEMA社は、kW課金に関してより実態を反映させた料金設定を提案している

地点別料金制度（kW課金）に対する評価（スウェーデン）*1

THEMA社の 現行制度に対する評価

- 現行制度下では、発電所・需要家が送電系統に与える影響を緯度別に算定しているが、これは実際の接続地点毎（ノード毎）に算定される影響の近似値である。
- そのため、緯度別の算定を行うことで、送電系統増強費用等の各地点の長期的な費用と各地点における支払額の相関性が弱くなっている。

THEMA社による 制度変更の提案

- 潮流計算により各ノードの発電所・需要家が送電系統増強費用に与える影響を算定し、ノード別に託送料金を設定する制度とすべき。
- ノード別の託送料金により、発電所・需要家は間接的に系統構成や系統の混雑状況を考慮した立地選定を行うこととなる。
- 発電所・需要家に対して託送料金額の予見性を提供するために、託送料金額は一定期間ごとに更新を行うべきである。

*1 出所：THEMA consulting group、Review of the Swedish transmission grid tariff model、2019年11月、p.67-68、<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/an-slut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/review-of-the-swedish-transmission-grid-tariff-model---final-report.pdf>

2.3 ノルウェー

ノルウェーでは送電ロス費用をkWh課金で回収し、その他のレベニューキャップで認められている費用から値差収入を差し引いた金額をFixed Tariffsで回収している

託送料金制度の全体像（ノルウェー）

費用項目	概要	負担者	課金方法 地点別料金に係る内容は青字で記載
Loss element (kWh課金)	送電ロス分に相当する費用	発電側	接続点毎に発電電力量 (kWh) に応じて課金
		需要側	接続点毎に需要電力量 (kWh) に応じて課金
Fixed Tariffs (kWh、kW課金)	レベニューキャップでの回収が許されている費用のうち、送電ロス費用以外の金額から値差収入 (Congestion revenues) を差し引いた費用	発電側	発電電力量 (kWh) に応じて課金
		需要側	接続点毎にピーク消費電力 (kW) に応じて課金

*1 出所：Statnett、Transmission grid tariffs for 2023 Model description and rates、<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariff-b-ooklet-2023.pdf>

ノルウェーでは、送電ロス費用およびそれ以外の費用のうち需要側負担分は地点別料金で回収されている

託送料金の算定方法（ノルウェー）*1

項目	概要	算定方法（地点別料金に係る内容は青字で記載）
Loss element （発電側、 kWh課金）	ノード（接続点）毎に算定される送電ロス分にかかる費用	エリア価格（NOK/MWh） × 送電ロス率（%） × 発電電力量（MWh） エリア価格・・・各エリアの卸市場の需給バランスによって決定される価格。 送電ロス率・・・潮流計算に基づき算定される、各接続地点の送電ロスの割合。 ピーク・非ピーク時間帯の実際の送電ロス率から±15%に収まる範囲で設定される。
Loss element （需要側、 kWh課金）		エリア価格（NOK/MWh） × 送電ロス率（%） × 需要電力量（MWh） 諸元は上記と同じであるが送電ロス率は発電側と逆の符号となる*2。
Fixed Tariff （kWh課金）	レベニューキャップでの回収が許されている費用のうち、送電ロス費用以外の金額から値差収入を差し引いた費用	feed in tariff（NOK/MWh） × 発電電力量（MWh） feed in tariff・・・TSOが全国一律に設定している発電側が支払うべき単価。 過去10年間の全国の平均年間発電量*3に基づいて算定される。
Fixed Tariff （kW課金）		大需要家*4： 契約電力（MW） × k × 消費価格（NOK/MW） × 0.5 大需要家以外： 契約電力（MW） × k × 消費価格（NOK/MW） 消費価格・・・TSOが全国一律に設定している需要側が支払うべき単価。 過去5年間の全国のピーク時間帯消費電力量に基づいて算定される kファクター ・・・ノード（接続点）における発電・需要のバランスにより設定される係数 （詳細は次頁で整理）

*1 出所：ACER、ENTSO-E、Nordic Energy Regulator、Statnett等の公開資料より作成

*2 発電側が正の値の時、需要側は負の値に、発電側が負の値の時、需要側は正の値となる。

*3 新規の発電所がある場合は、初年度とその後2年間は操業ライセンスに記載されている発電量の予測値が使用され、3年目以降は過去のデータを参照

*4 消費電力が15MWを超え、年間消費電力量が100GWhを超える需要家

発電量が多い地域では需要側託送料金額が安くなるようにkファクターが設定されているが、地点間託送料金価格差が広がったことから2019年に算定方法の見直しがなされた

需要側地点別料金の算定方法（ノルウェー）

現在のkファクターの算定式*1

$$k_f = \frac{\text{接続地点のピーク消費電力}}{\text{接続地点のピーク消費電力} + \text{接続地点の発電所出力}}$$

（ただし、 $k_f < 0.6$ の場合、 $k_f = 0.6$ ）

「接続地点のピーク消費電力」・・・
接続地点におけるピーク消費電力の過去5年間平均値[kW]

「接続地点の発電所出力」・・・
発電種別ごとに以下の期待出力割合をかけたものの合計値[kW]

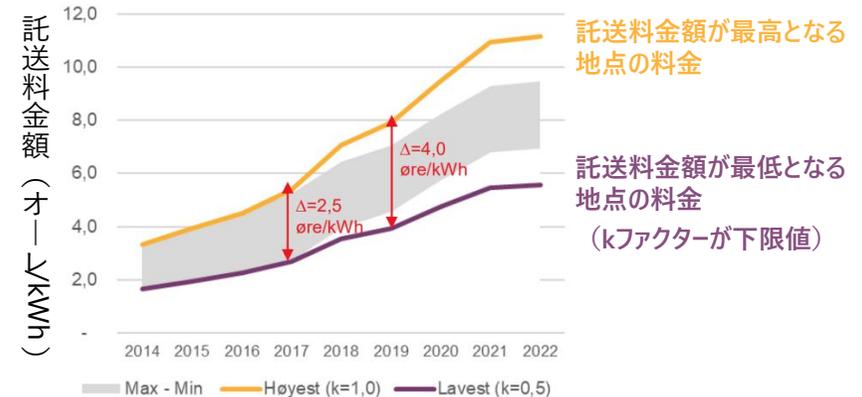
- ・水力発電：冬期のピーク時間帯（6時間）の最大出力
- ・風力発電：設備容量の25%
- ・火力発電：設備容量の100%

需要が多い地域ではkファクターが高くなり、需要家が支払う託送料金額も高くなる。
発電が多い地域ではkファクターが低くなり、需要家が支払う託送料金額も低くなる。

2019年の算定方法の見直し*2

- 2019年には地点間の最大価格差が4オーレ/kWhとなり、今後も地点間のkファクター値差が拡大することが見込まれた。

－kファクターの値差による需要側料金の地点間価格差の予測値－



- これを受け2019年にkファクターの算定方法の見直しが図られた。
 - kファクターのとりうる値の下限値の変更（0.5⇒0.6）
 - 風力発電の期待出力割合の変更（50%⇒25%）
- これにより託送料金額が最低となる地点における託送料金（上図紫線）が増加し、結果的に地点間の最大価格差が4オーレ/kWhから3オーレ/kWhになることが見込まれている。

*1 出所：Statnett, Transmission grid tariffs for 2023 Model description and rates, 2023年9月12日閲覧、p5、<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariff-booklet-2023.pdf>

*2 出所：Statnett, Tariff 2019 Drøftingsmøter med kundeorganisasjonene, 2018年8月、p4、<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/presentasjon-fra-drofting-med-kundeorganisasjonene-august-2018.pdf>

ノルウェーでは、地域間の電気料金格差を平準化する目的で、気候条件により消費電力が高くなる北部の需要家に対する電力税が割引・免除されている

電力の発電・供給時の課税項目（ノルウェー）*1

項目	課金対象	割引の詳細	割引の目的
Electrical power tax (電力税)	自家消費を含む、すべての需要家が課税対象	<p>1～3月（冬季）において、以下の分野における電力税が割引・免除されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 割引が適用される主な供給先・分野 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 鉱業部門消費電力 ➢ 地域暖房生産用消費電力 ➢ 商船の消費電力 ➢ データセンター（2023年1月1日をもって適用廃止）の消費電力 ➢ 北部エリアの特区における全事業活動に係る消費電力 税金が免除される主な供給先・分野 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 鉱業部門消費電力 ➢ 鉄道輸送に係る消費電力 ➢ 北部エリアの特区における行政と世帯の消費電力 	<p>電力多消費産業や地域における電気料金の価格抑制のため</p> <p>特にノルウェー北部では厳しい気候条件による消費電力増加・電気料金高騰を抑制するため</p>

エネルギー危機により国内電力供給がひっ迫していることや、ビットコイン採掘業者の増加を踏まえデータセンターの税制優遇措置が廃止された*2

*1 出所：The Norwegian Tax AdministrationHP、閲覧日2023年9月28日、<https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/vat-and-duties/excise-duties/>

*2 出所：Cointelegraph、Norway's government proposes eliminating reduced electricity tax for Bitcoin miners、2024年1月29日閲覧、<https://cointelegraph.com/news/norway-s-government-proposes-eliminating-reduced-electricity-tax-for-bitcoin-miners>

2.4 アイランド

アイルランドではレベニューキャップのうちNetwork Costsを発電側・需要側へのkW課金で回収し、System Servicesを需要側へのkWh課金で回収している

託送料金制度の全体像（アイルランド）*1

費用項目	概要	負担者	比率	細区分	比率	課金方法
						地点別料金に係る内容は青字で記載
Network Costs (kW課金)	送電システムの使用に係る費用	発電側	25%*2	Postage stamp	70%	契約容量 (kW) に基づいて均等に課金
					Locational	30%
		需要側	75%			
System Services (kWh課金)	送電システムのオペレーション管理とセキュリティに係る費用	需要側				消費電力量 (kWh) に応じて課金

*1 出所：Utility Regulator、G-TUoS Revenue Allocation、2020年8月、p4、<https://www.uregni.gov.uk/files/uregni/consultations/2020-08-19%20G-TUoS%20Revenue%20Consultation.pdf>

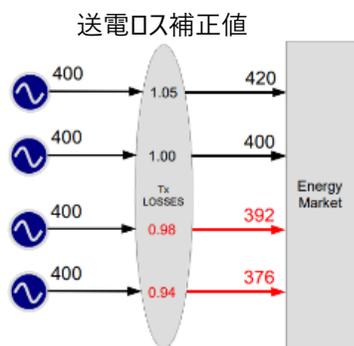
*2 発電側の課金については、北アイルランド側の発電側課金分と合計したうえで、Postage StampとLocationalの配分を行う

アイルランドでは卸市場において発電所立地に応じた売電量の補正を行っており、発電事業者に混雑状況に応じた立地の検討を促している

送電ロス補正制度（アイルランド）*1*2

- 各変電所における発電・需要量の1時間データ値を元データとして、計24パターン（12か月分の日中・夜間）の発電・需要プロファイルを作成する。
- 各ケースについて、各変電所における発電・需要量が増減した際の系統全体の潮流変化を計算し、変電所ごとの送電系統ロス補正値を算定する。
- 送電系統ロス補正値と配電系統において生じるロス分と合わせた補正を、送電ロス補正値（TLAF）とする。
- 各発電事業者の市場への売電量は、発電所での発電量に当該地域のTLAFを掛け合わせることで算定される。

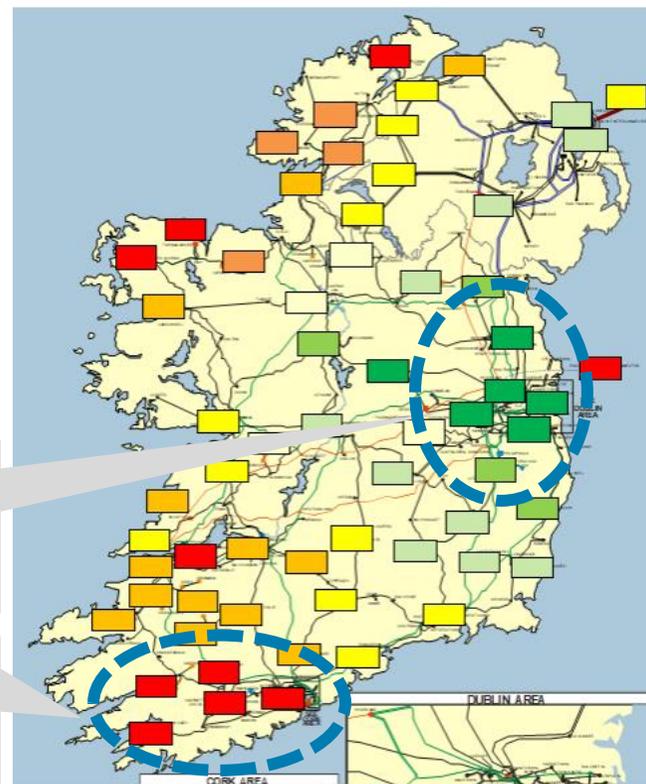
—送電ロス補正値適用のイメージ*2—



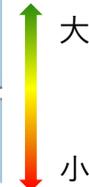
都市部に近いエリアでは
エリアではTLAFが大きく、
**発電量に対して売電量
が多くなる**

都市部から離れたエリア
ではTLAFが小さいため、
**発電量に対して売電量
が少なくなる**

— 2023/24年の送電ロス補正値（TLAF）*3—



TLAFの凡例



*1 出所：EIRGRID&SONI、All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020、2020年4月、p92、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020.pdf>

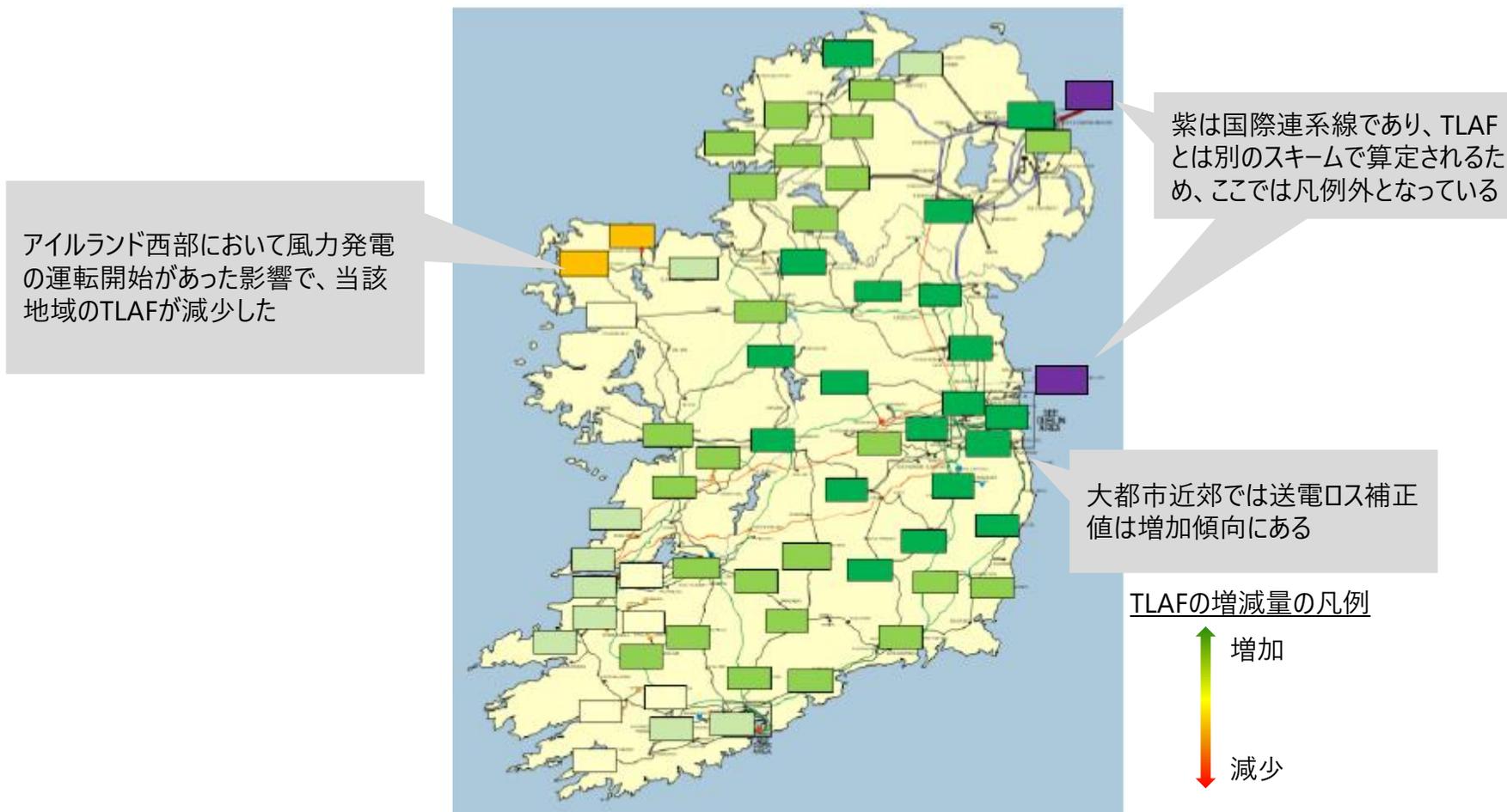
*2 出所：EIRGRID&SONI、Explanatory Paper for Transmission Loss Adjustment Factor (TLAF) Calculation Methodology、2012年9月p.6、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/TLAF-Methodology-Explanatory-Paper-v1.0.pdf>

*3 出所：EirGrid & SONI、APPROVED 2023/24 Transmission Loss Adjustment Factors (TLAFs) Accompanying Note、2023年9月、p5、[http://test.soni.ltd.uk/media/documents/2023-24-Approved-Transmission-Loss-Adjustment-Factors-\(TLAFs\)-Accompanying-Note-v1.0.pdf](http://test.soni.ltd.uk/media/documents/2023-24-Approved-Transmission-Loss-Adjustment-Factors-(TLAFs)-Accompanying-Note-v1.0.pdf)

直近では北西部の風力発電所運転開始に伴い当該地域のTLAFが減少している一方で、大都市近郊ではTLAFが増加傾向にある

送電ロス補正值の変化（アイルランド）

－ 2021/22年から2022/23年のTLAFの変化*1－



*1 出所：EirGrid & SONI、Approved 2022/23 Transmission Loss Adjustment Factors (TLAFs) Accompanying Note、2022年8月、p4、5、[https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/2022-23-Approved-Transmission-Loss-Adjustment-Factors-\(TLAFs\)-Accompanying-Note-v1.0.pdf](https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/2022-23-Approved-Transmission-Loss-Adjustment-Factors-(TLAFs)-Accompanying-Note-v1.0.pdf)

2.5 ドイツ

ドイツにおける託送料金は需要家の消費電力が系統全体のピーク時電力に与える影響に基づき、kW課金とkWh課金によって構成されている

託送料金の算定方法（ドイツ）*1

項目	概要	比率*2	負担者	詳細（算定式等）
Energy rate (kWh課金)	エネルギー消費量が1kWh増加した際の系統ピーク時電力に与える影響	25%	需要側	課金額 = 需要電力量 (kWh) × LP (€/kWh) LP：線形近似によって求められる、エネルギー消費量が1kWh増加した際に系統ピーク時電力に与える影響（後述）
Demand rate (kW課金)	エネルギー消費量によらず系統ピーク時電力に与える影響	75%		課金額 = 需要電力 (kW) × AP (€/kW) AP：線形近似によって求められる、需要家のピーク電力が1kW増加した際に系統ピーク時電力に与える影響（後述）

*1 出所：infraCOMP Sachverständigen-Büro、Stichwort: Gleichzeitigkeitsfunktion、2014年3月、http://www.infracomp.de/resources/2014-03-27_efzn-BNetzA_Ca_nty_Gleichzeitigkeitsgrad.pdf

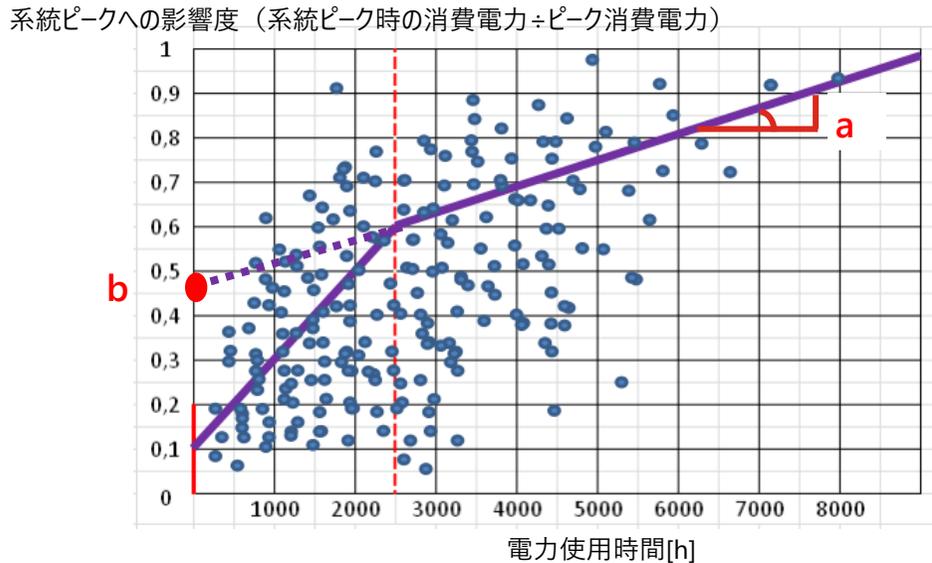
*2 出所：ENTSO-E、Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020、2021年2月、p.14、https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/entso_e_TTO_Report_2020_03_019ac77004.pdf

ドイツでは、各顧客のピーク消費電力と電力使用時間をプロットし、それらの線形近似をもとに託送料金のkW単価、kWh単価が決定される

託送料金の算定方法詳細（ドイツ）*1

- 需要家やDSOの**系統ピークへの影響度[無次元]**（系統ピーク時の消費電力[kW]÷ピーク消費電力[kW]）と**電力使用时间[h]**（年間電力消費量[kWh]÷需要家・DSOのピーク消費電力[kW]）をプロットする。
- 電力使用时间2500時間を交点として、二つの線形近似を作成する。

各需要家・DSOの寄与度と電力使用時間のプロット



近似式を $Y=ax+b$ （左図上の近似直線参照）としたとき

- a（傾き）は**電力使用時間が1時間増加した際の系統ピークへの影響度の増加量**とみなすことができるため、kWh課金単価として参照される。
⇒ LP[€/kWh]=
 $a[1/h] \times \text{回収すべき費用}[\text{€}] \div \text{系統ピーク時電力}[\text{kW}]$
- b（切片）は**電力使用時間が0、つまり全く電気を使用しなかった場合の系統ピークへの影響度**とみなすことができるため、kW課金単価として参照される。
⇒ AP[€/kW]=
 $b[\text{無次元}] \times \text{回収すべき費用}[\text{€}] \div \text{系統ピーク時電力}[\text{kW}]$

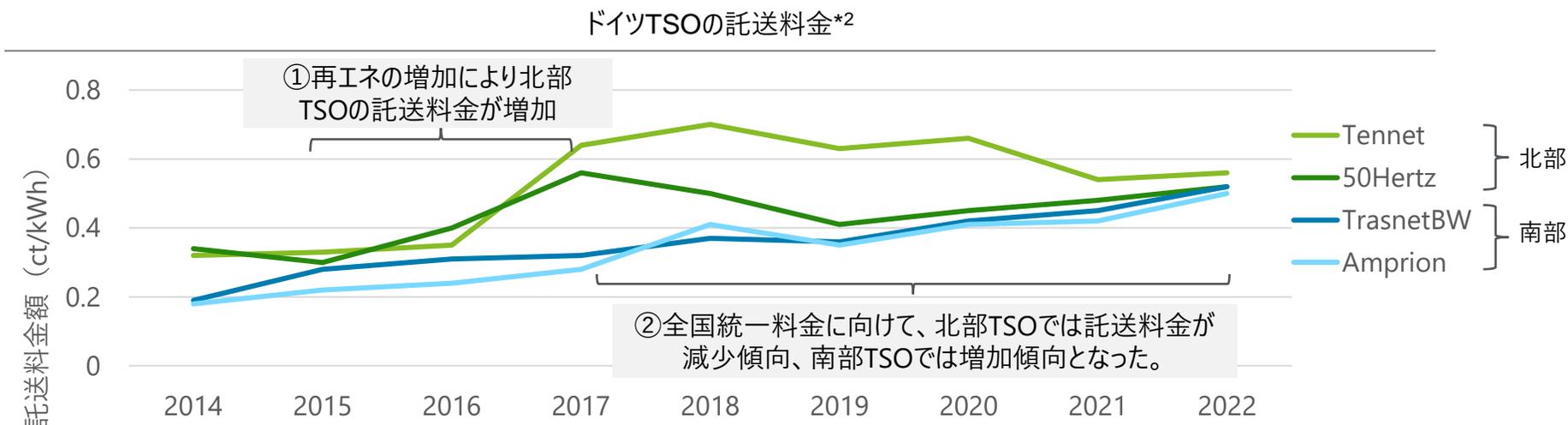
- LPおよびAPは電力使用時間が2500時間以上の場合と2500時間以下の場合の2パターンが作成され、需要家の電力使用時間に応じて用いられる単価が異なる。
- LPおよびAPは2018年までTSOごとに算出されていたが、**2023年以降は全国統一的に算出される**。（次ページ参照）

*1 出所：infraCOMP Sachverständigen-Büro、Stichwort: Gleichzeitigkeitsfunktion、2014年3月、http://www.infracomp.de/resources/2014-03-27_efzn-BNetzA_Canty_Gleichzeitigkeitsgrad.pdf

ドイツでは再エネの増加により北部の需要家が支払う託送料金が増加したため、2019年より全国均一化の措置が開始され、2023年より全国の託送料金額が均一化された

ドイツにおける託送料金の統一化*1*2*3

- ドイツではTennet、50Hertz地域の需要家が支払う託送料金がTransnetBW、Amprion地域を上回り（・・・①）、TSO間の託送料金格差が問題となっていた。
 - 背景として、ドイツでは再生可能電源の系統接続コストが当該系統のTSOにより負担されており、特に北部の風力資源が豊富な地域の負担が過大となっていた。
- 2017年6月30日に託送料金体系の近代化に関する法律（NeMoG）が施行され、2019年より託送料金制度に以下2点の見直しがなされた。
 - 洋上風力発電の系統接続コストを託送料金からではなく、賦課金として全国一律で回収する。
 - 2019年より段階的に均一託送料金へ移行し、2023年からは託送料金を全国均一料金とされた。その結果北部では託送料金額が減少し、南部では増加した。



*1 出所：Wirtschaftsdienst、Verteilung energiewendebedingter Netzkosten – allein eine Frage der Fairness?、2017年、<https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2017/heft/12/beitrag/verteilung-energiewendebedingter-netzkosten-allein-eine-frage-der-fairness.html>

*2 出所：BNetzA、monitoring report 2019、2019年11月、https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompAnySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2

*3 出所：BMWK、Zypries: "Reform der Netzentgelte verringert regionale Unterschiede"、2017年7月、<https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/13/Meldung/topthema.html>

3. 発電・需要地の分布を踏まえた立地誘導効果の考察

地点別料金を導入している英国等は、同料金により電源や需要の立地誘導を図っている一方、地点別料金を導入していないドイツでは、再エネ電源立地が多い北部のTSOの託送料金（需要側課金）が高くなる傾向にある

地点別料金の目的（送電）

英国（地点別料金：導入している）

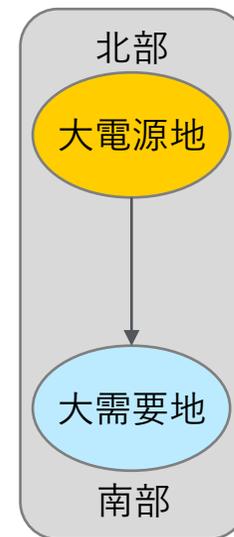
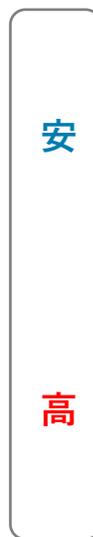
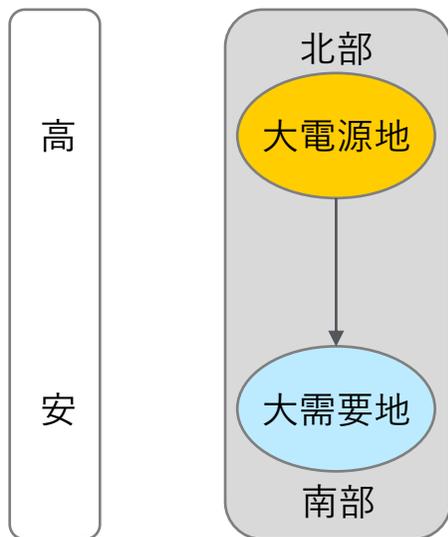
ドイツ（地点別料金：導入していない）

発電側課金

需要側課金

発電側課金

需要側課金



- ✓ 27地点別に設定
- ✓ 課金が安い南部への電源の立地誘導を図る

- ✓ 14地点別に設定
- ✓ 課金が安い北部への需要の立地誘導を図る

- ✓ 地点別料金は導入していないが、TSO・4社毎に設定した結果、北部の2社が高い傾向にある※
- ✓ 電源立地による設備投資費を地元で回収している

※2023年に4社の料金が均一化

欧州各国を対象としたデスクトップ調査より、地点別託送料金の立地誘導効果について、下記のような考察が得られた

発電・需要の分布を踏まえた立地誘導効果の考察*1

			英国	ノルウェー	スウェーデン	アイルランド
発電側	発電設備の導入状況	託送料金額が高い地域	—	火力が増加傾向が見られる。	風力発電を中心に増加傾向が見られる。	—
		託送料金額が低い地域	火力、太陽光が増加傾向 が見られる。	風力が先行して導入済 である。	—	ガス火力が2023年から2026年での商用運転を開始予定 である。
	上記を踏まえた立地誘導効果に係る考察		太陽光、火力発電について立地誘導効果が働いた可能性 が考えられる。	風力については立地誘導効果が働いた可能性 も考えられる。	今回の調査においては、立地誘導効果とみられる変化は確認できなかった。	火力発電については立地誘導効果が働いた可能性 が考えられる。
需要側	需要の変化状況	託送料金額が高い地域	消費電力量が減少傾向が見られる。	多くのデータセンターが先行して導入済である。	消費電力量が増加しているが、変化率は低い。	—
		託送料金額が低い地域	消費電力量が大きく減少傾向が見られる。	—	消費電力量が増加しており、変化率も高い。 特に情報通信業等の一部部の業種において増加量が多い	—
	上記を踏まえた立地誘導効果に係る考察		今回の調査においては、立地誘導効果とみられる変化は確認できなかった。	今回の調査においては、立地誘導効果とみられる変化は確認できなかった。	一部の業種に関しては立地誘導効果が働いた可能性 が考えられる。	— 需要側に地点別料金制度が導入されていない

*1 出所：各国の公開情報等よりトーマツ作成

英国では発電側課金の地点別の価格差は拡大しているが、ノルウェー、スウェーデン、アイルランドでは縮小傾向にある

各国の地点間価格差（発電側課金）*1

国	kW課金単価（€/kW）			kWh課金単価（€/MWh）			各国の傾向
	価格最高地点	価格最低地点	価格差	価格最高地点	価格最低地点	価格差	
英国*2	26.6 32.7	-7.5 -15.8	34.1 48.5	-	-	-	kW課金の価格差は拡大傾向にある。
ノルウェー*3	-	-	-	2.4 1.9	1.0 0.7	1.4 1.2	kWh課金の課金額が低下傾向にあり、価格差も縮小傾向にある。
スウェーデン*4	4.1 6.0	0.8 2.7	3.3 3.3	2.9 1.8	-2.2 -1.1	5.1 2.9	kW課金額は減少傾向にあるが価格差は変化していない。 kWh課金額の価格差が縮小傾向にある。
アイルランド*5	15.1 16.0	3.5 5.2	11.6 10.7	-	-	-	kW課金の課金額が上昇傾向にあるが、価格差は縮小傾向にある。

*1 出所：各国の公開情報等よりトーマツ作成

*2 Wider Generation Tariffの数値を示しており、系統接続に係るLocal Tariffを除く

*3 TSOが公開している限界ロス率の予測値およびNord Poolが公開している市場価格から課金単価を試算し、2010年のkWh課金単価については限界ロス率の予測値が公開されていないため2012年の値より試算

*4 2020年のkWh課金単価が不明のため、2019年の数値を掲載 *5 2010年のkW課金単価が不明のため、2015~2016年度の数値を記載

需要側課金額についても、英国では地点別の価格差が拡大している一方で、ノルウェー、スウェーデンの地点別の価格差は縮小傾向にある

各国の地点間価格差（需要側課金）*1

国	kW課金単価（€/kW）			kWh課金単価（€/MWh）			各国の傾向
	価格最高地点	価格最低地点	価格差	価格最高地点	価格最低地点	価格差	
英国*2	 31.3 66.8	 6.9 23.8	 24.4 43.0	 42.1 85.7	 9.2 30.9	 32.9 54.8	<u>kW課金、kWh課金ともに増加傾向</u> <u>にあり、価格差は拡大傾向にある。</u>
ノルウェー*3	 28.8 36.4	 0 10.9	 28.8 25.4	 1.2 0.8	 -0.2 -0.4	 1.4 1.2	<u>kW課金額の価格差は縮小傾向</u> <u>にある。</u> 一方でkWh課金額は <u>低下傾向</u> にあり、 <u>価格差も縮小傾向</u> にある。
スウェーデン*4	 7.7 10.5	 1.9 6.0	 5.8 4.5	 2.9 1.8	 -2.2 -1.1	 5.1 2.9	<u>kW課金額は増加傾向</u> にあるが <u>価格</u> <u>差は縮小傾向</u> にある。 また、 <u>kWh課金額の価格差も縮小傾</u> <u>向</u> にある。
アイルランド	-	-	-	-	-	-	需要側課金に地点別料金が導入され ていないため算定対象外とする。

*1 出所：各国の公開情報等よりトーマツ作成

*2 kW課金額はHH Demand Tariff（2010年はDemand Tariff）の数値を示し、kWh課金額はNHH Demand Tariff（2010年はEnergy Consumption Tariff）の数値を示す

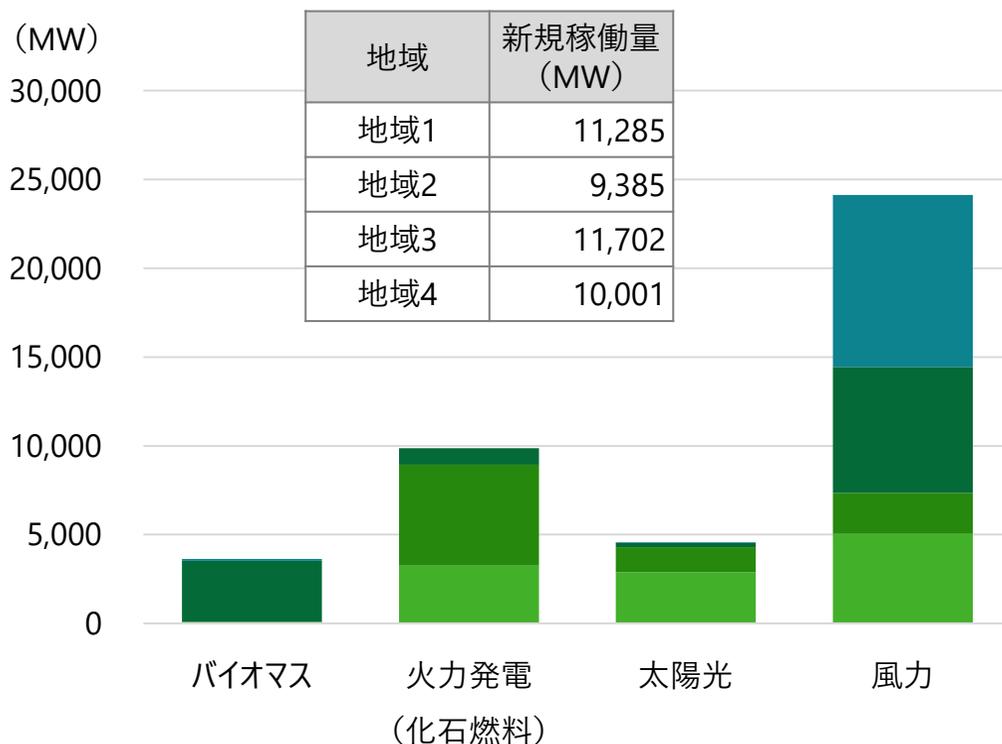
*3 TSOが公開している限界ロス率の予測値およびNord Poolが公開している市場価格からkWh課金単価を試算し、2010年のkWh課金単価については限界ロス率の予測値が公開されていないため2012年の値より試算

*4 2020年のkWh課金単価が不明のため、2019年の数値を掲載

英国では、発電側課金額の高い北部で風力発電の導入が進んでいるが、火力発電や太陽光発電は主に課金額の低い南部で増加している

発電側 - 地域別発電容量の経年変化 (英国)

電源種別の新規稼働容量 (2005~2023年) *1



地域区分*2



*1 出所：GOV.UK、Power stations in the United Kingdom, May 2023 (DUKES 5.11)、2023年9月22日閲覧、<https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

*2 出所：GOV.UK、Country and regional analysis: guidance、2023年9月29日閲覧、<https://www.gov.uk/government/statistics/country-and-regional-analysis-2020/country-and-regional-analysis-guidance>

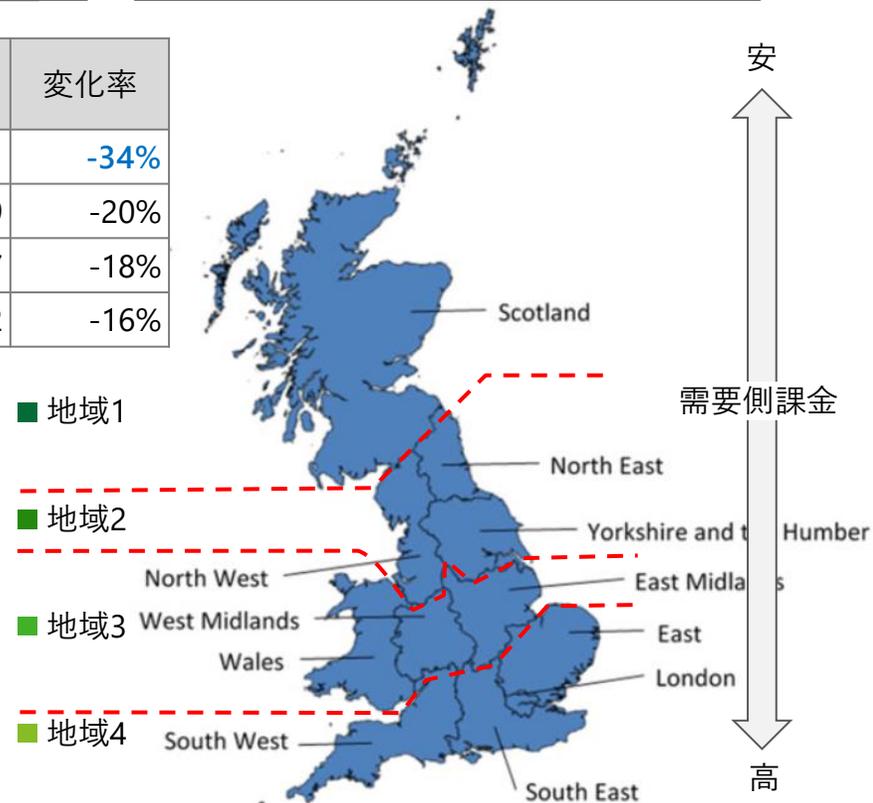
英国では、国内全体で消費電力量が減少しているが、特に需要側課金額の安い北部での減少率が大きい

需要側 - 地域別消費電力量の経年変化（英国）

地域別の消費電力量（2005年、2021年）*1



地域区分*2



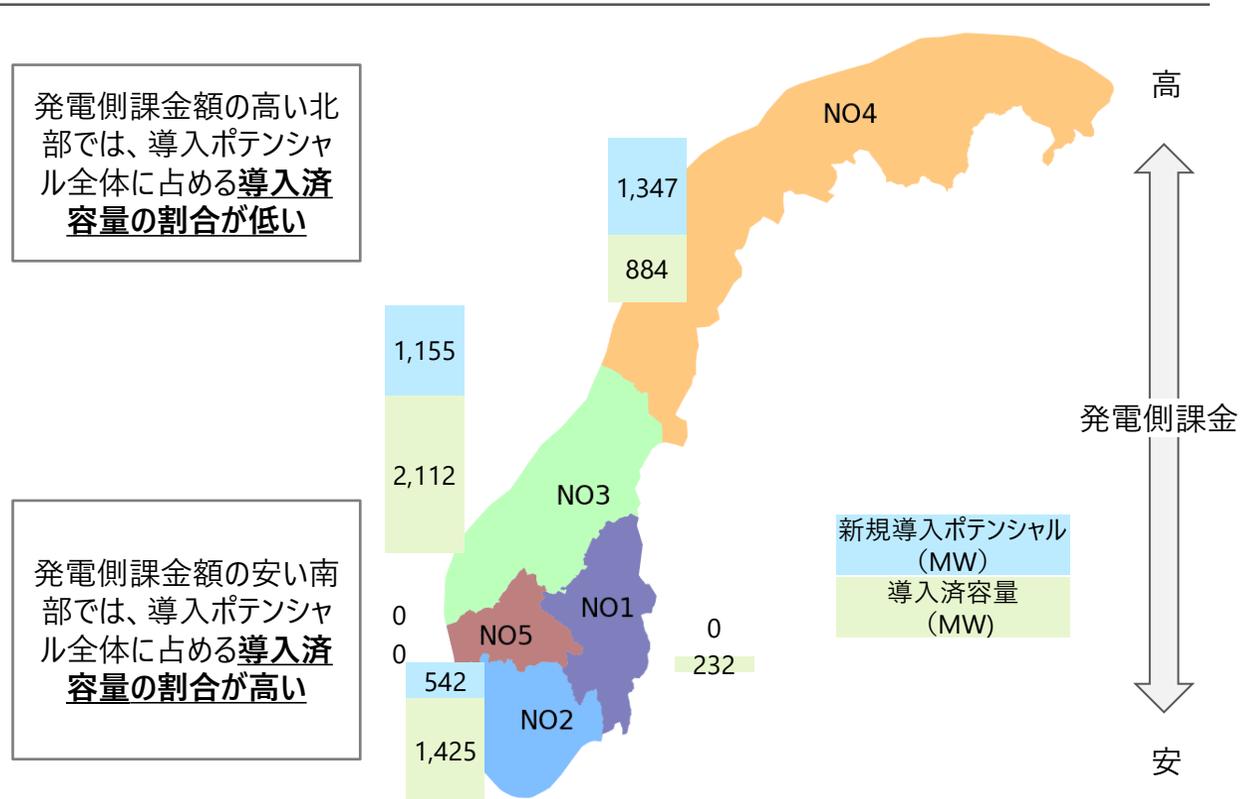
*1 出所：GOV.UK、Sub-national electricity consumption statistics 2005 to 2021、2023年9月22日閲覧、<https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

*2 出所：GOV.UK、Country and regional analysis: guidance、2023年9月29日閲覧、<https://www.gov.uk/government/statistics/country-and-regional-analysis-2020/country-and-regional-analysis-guidance>

ノルウェーでは、発電側課金額の低い南部において風力発電所のポテンシャルに対して導入が進んでいる傾向がみられる

発電側 - 地域別発電容量（ノルウェー）

各ゾーンの風力発電の導入量及び導入可能量*1*2



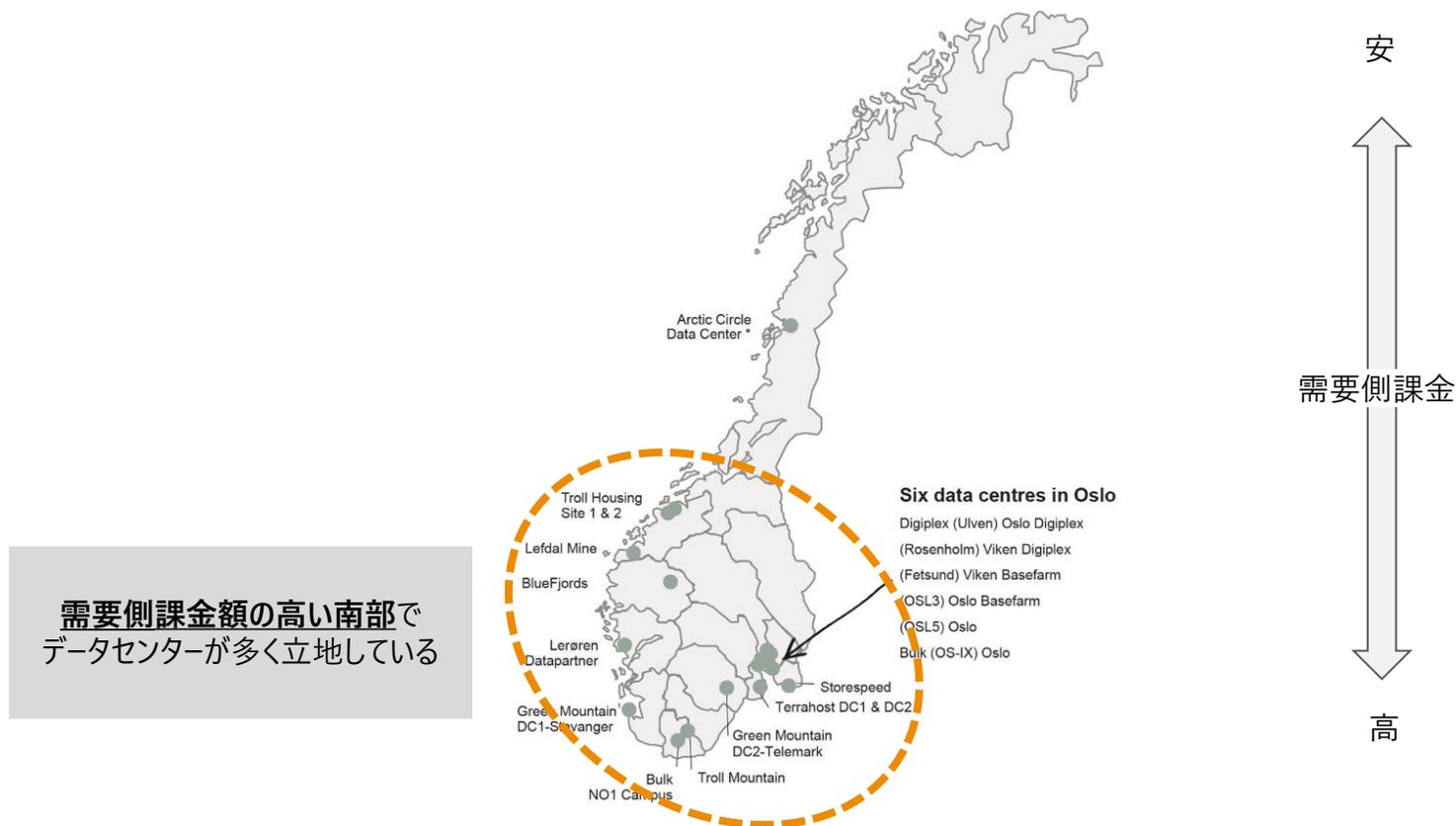
*1 出所：Kristine Grimsrud, Spatial Trade-Offs in National Land-Based Wind Power Production in Times of Biodiversity and Climate Crises, 2023年1月、<https://link.springer.com/article/10.1007/s10640-023-00764-8>

*2 出所：Omdena, Forecasting Electricity Prices for Optimal Usage of Renewables in Norway, 閲覧日2023年9月29日、<https://omdena.com/blog/electricity-price-forecasting-in-norway/>

ノルウェーでは、電力多消費産業の一つであるデータセンターは、需要側課金額の高い南部に多く立地している

需要側 - 国内におけるデータセンターの分布（ノルウェー）

ノルウェーにおけるデータセンター施設位置図*1

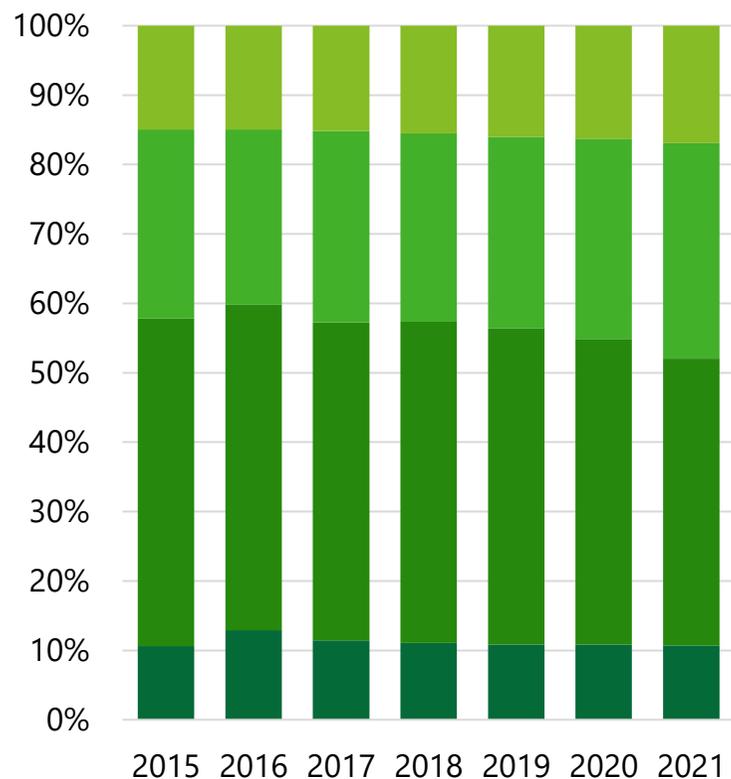


*1 出所：GOV.NO、Norwegian data centres - sustainable, digital powerhouses、2023年9月29日閲覧、<https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/norwegian-data-centres-sustainable-digital-powerhouses/id2867155/?ch=3>

スウェーデンの2015年から2021年までの発電設備の導入容量は、発電側課金額の安いSE4地域での増加量が多いが、同時に、発電側課金額が高い北部のSE1も増加している

発電側 - 地域別発電容量の経年変化 (1/2) (スウェーデン)

発電設備の導入済み容量 (MW) の地域別割合 (2015~2021年) *1



地域	容量の増減量 (2015~2021年)	変化率 (2015~2021年)
SE1	1,641	28%
SE2	3,113	29%
SE3	-204	-1%
SE4	576	14%

地域区分*2



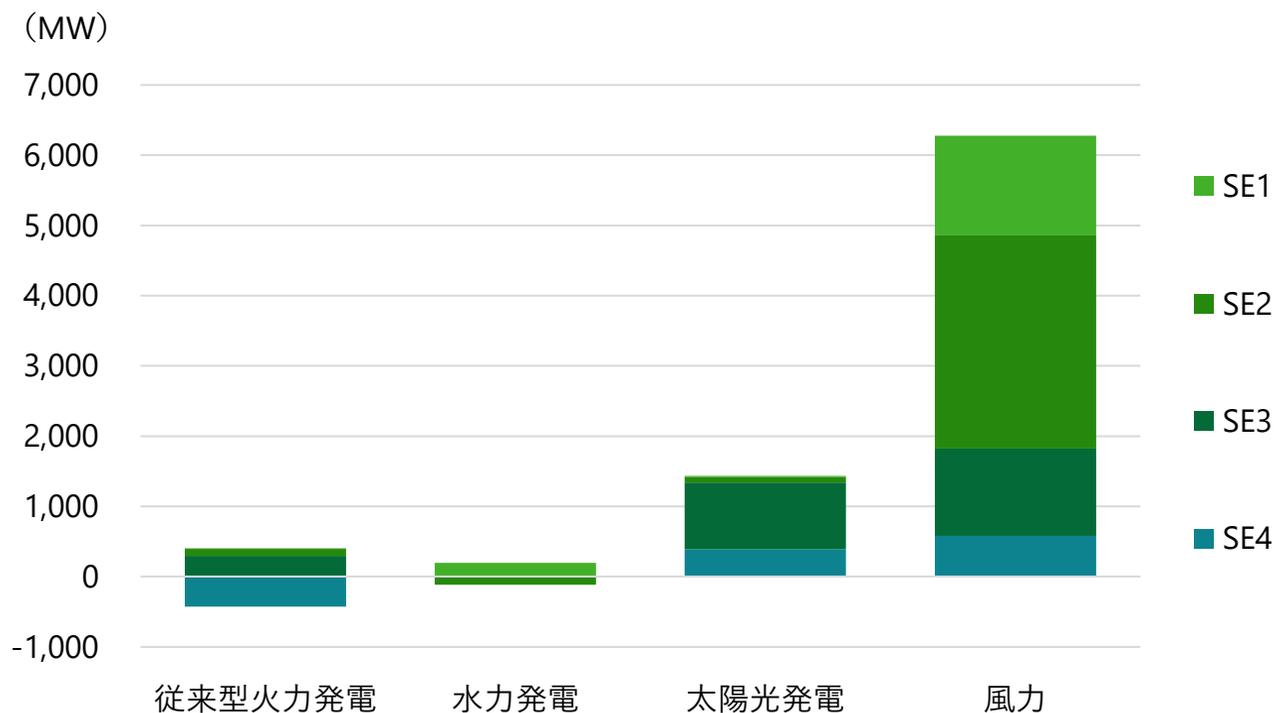
*1 出所：Statistikdatabasen、Antal uttagspunkter fördelat på användningsområde (SNI 2007) och elområde. År 2015 - 2021、2023年9月22日閲覧、https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0105_EN0105A/UttagspSNI2007Ar/

*2 出所：Svensk Kraft、Elområden、2023年9月22日閲覧、<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/>

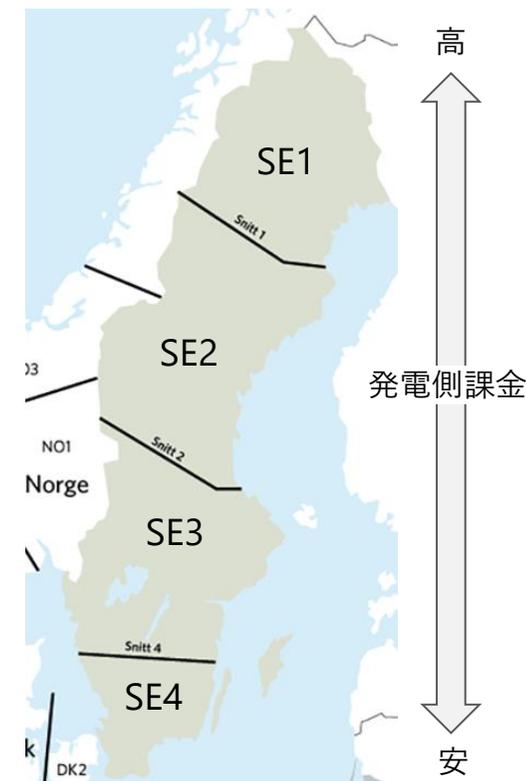
スウェーデンでは、風力発電設備を中心に発電側課金額の高い北部（SE1、SE2）において発電設備の導入容量が増加している

発電側 - 地域別発電容量の経年変化（2/2）（スウェーデン）

発電設備の導入済み容量（MW）の変化量（電源種別、2015~2021年）*1*2



地域区分*3



*1 出所：Statistikdatabasen、Antal uttagspunkter fördelat på användningsområde (SNI 2007) och elområde. År 2015 - 2021、2023年9月22日閲覧、https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0105_EN0105A/UttagspSNI2007Ar/

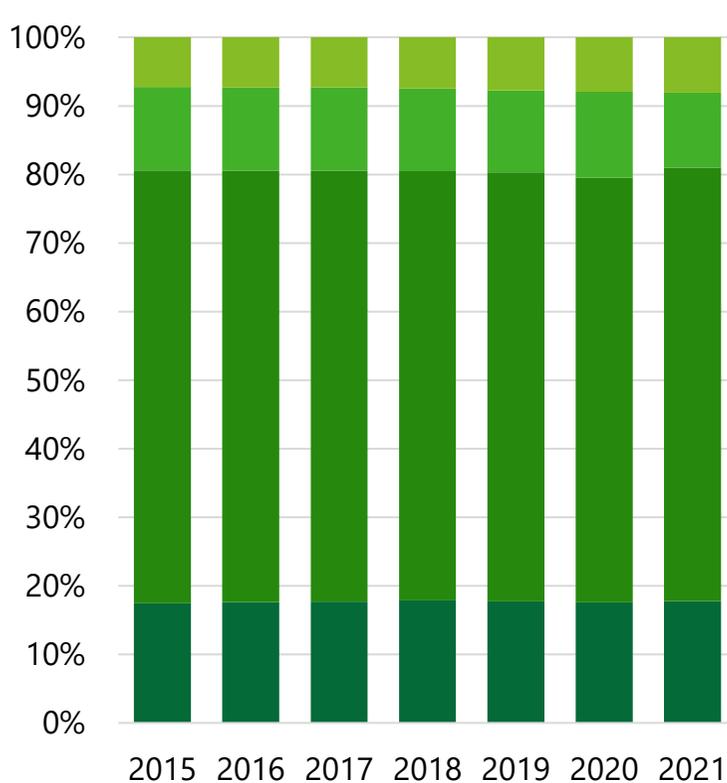
*2 データの十分でない電源種を除く。また、太陽光発電については2015年のデータが存在しないため、2016年と2021年の差分を示す。

*3 出所：Svensk Kraft、Elområden、2023年9月22日閲覧、<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/>

スウェーデンにおける2015年から2021年までの消費電力量は、需要側課金額の安い北部のSE1で増加率が大きいですが、同時に、需要側課金額が高いSE3、SE4でも増加傾向にある

需要側 - 地域別消費電力量の経年変化（スウェーデン）

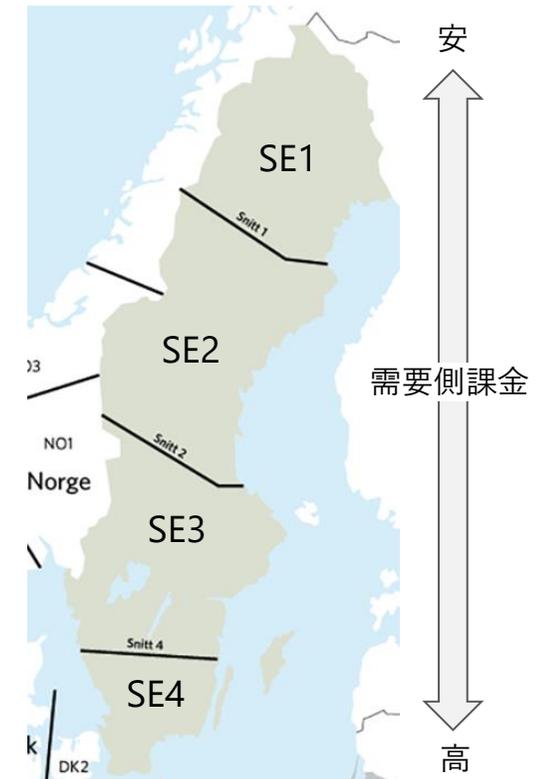
消費電力量（GWh、損失分除く）の地域別割合（2015~2021年）*1



地域	消費電力の増減量 (2015~2021年)	変化率 (2015~2021年)
SE1	1,373	15%
SE2	-1,026	-7%
SE3	2,609	3%
SE4	1,093	5%

SE1で増加量の大きい上位3分野は、
鉱業、情報通信業、戸建住宅
(消費量10,000kWh以上)

地域区分*2

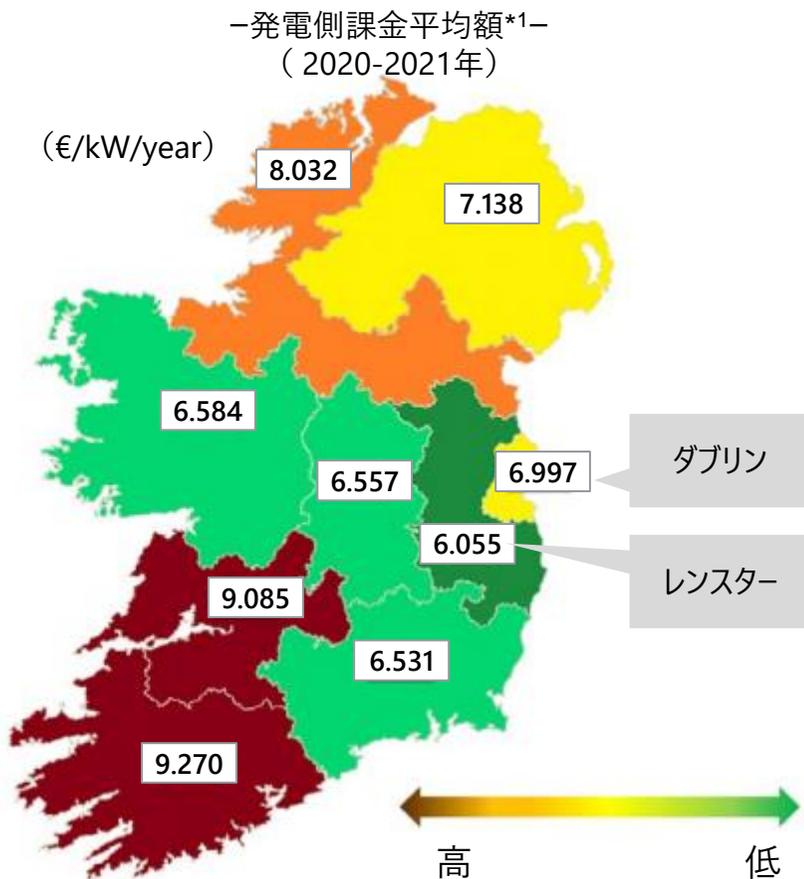


*1 出所：Statistikdatabasen、Elanvändning i Sverige, GWh efter användningsområde, elområde och år、2023年9月22日閲覧、https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0105_EN0105A/EIAnvSNI2007ArN/

*2 出所：Svensk Kraft、Elområden、2023年9月22日閲覧、<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/>

アイルランドでは、発電側課金額の安い都市部及び都市近郊において、火力発電所の計画が進行している

エリア別の地点別料金と今後見込まれる発電計画（アイルランド）



アイルランドにおいて計画中の火力発電所*2

計画中の火力発電所	立地	出力	運転開始
Ringsend Emergency Power Station	ダブリン	299MW	2026年
Westmeath OCGT Power Plant	レンスター	275MW	2024年
Shannonbridge Emergency Power Plant	レンスター	264MW	2023年
Platin Peaker Plant	レンスター	208MW	2025年
North Wall Reserve Power Plant	ダブリン	200MW	2023年

*1 出所：EIRGRID&SONI、All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020、2020年4月、p92、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2020.pdf>

*2 出所：Power Technology、Top five thermal power plants in development in Ireland、2023年7月、2023年10月18日閲覧、<https://www.power-technology.com/data-insights/top-5-thermal-power-plants-in-development-in-ireland/?cf-view>

4. 地点別料金制度に係るヒアリング調査

ノルウェーにおける地点別料金制度による立地誘導効果の有無について調査するため、デスクトップ調査結果を踏まえ、Statnettに対するヒアリング設問を整理した

地点別料金制度に係るヒアリング調査の実施方針（ノルウェー）

- デスクトップ調査にて風力発電所・データセンターの立地の分布・導入傾向がみられたノルウェーに着目し、Statnett（TSO）に対してヒアリングを実施した。

設問項目	デスクトップ調査で得られたファクト	ヒアリング内容
地点別料金の立地誘導効果（発電）	<ul style="list-style-type: none"> ■ ロス率に基づいて地点別料金が設定されており、発電と需要が近接するほどインセンティブが生じる制度となっている。 ■ 南部の発電側課金額が安い地域で風力発電のポテンシャルに対して導入が進んでいる傾向がみられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 南部における風力の増加を含め、発電側課金による立地誘導効果はあるのか。
地点別料金の立地誘導効果（需要）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 南部にてデータセンターの導入が進んでいる傾向がみられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ データセンターの増加を含め、需要側課金による立地誘導効果はあるのか。
	<ul style="list-style-type: none"> ■ 需要側託送料金はkファクターにより地点別料金が設定されている。 ■ 地点別の価格差が過大になったため2019年にkファクターの上限値が見直された。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地点別の価格差が大きくなるほど立地誘導効果が大きくなると考えられるなか、kファクターの上限値を制限し、価格差を抑えた理由はなぜか。

ノルウェーのTSOであるStatnettに地点別託送料金についてヒアリングしたところ、下記の見解が得られた

地点別料金制度に係るヒアリング結果（ノルウェー・Statnett）*1

- ノルウェーの発電側・需要側の地点別料金による立地誘導効果について、ノルウェー国内のTSOであるStatnettに対してヒアリングを実施し、その結果を整理した。

設問項目	ヒアリング内容	ヒアリング結果概要
地点別料金の立地誘導効果（発電）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電側の地点別託送料金に立地誘導効果はあるか。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ ノルウェー国内の年間発電量の98%は再生可能エネルギー（水力発電：87%、風力発電：11%）である。 ■ 託送料金は地点別に異なる限界費用を通じて価格シグナルを提供しており、この価格シグナルは発電所の立地選定において僅かながら影響を与えられられる。 ■ また、発電所立地選定には投資コストや市場価格、気象・地理的条件等の様々な要因が関連する。
地点別料金の立地誘導効果（需要）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 需要側の地点別託送料金に立地誘導効果はあるか。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地点別託送料金は大規模需要家の立地選定にある程度影響すると考えられる。 ■ 長期的には市場価格の影響が地点別託送料金の影響を上回ると考えられる。
	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地点別の価格差が大きくなるほど立地誘導効果が大きくなると考えられるなか、kファクターの下限値を制限し、価格差を抑えた理由はなぜか。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 今後、送電設備の投資コストの増加に伴い、託送料金の増加が予想されているため、地点別料金の安い地域の割引率を制限し、地点別の価格差を抑えている。 ■ 近年、発電・需要の時間的・地理的なばらつきが大きくなっており、地域の需要が当該地域の発電で満たされないケースが増加しているため、kファクターの再評価が必要と考えられる。今後、kファクターによる値差をより制限し、将来的には削除する可能性がある。

*1 出所：Statnettへのヒアリング

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1万5千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）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュートーマツ 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（オ克兰ド、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、法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの約345,000名のプロフェッショナルの活動の詳細については、（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：
諸外国における託送料金制度に関する
調査事業成果報告書

委託事業名：
令和5年度産業経済研究委託事業

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
15	—	英国の発電側ゾーン
15	—	英国の需要側ゾーン
20	—	スウェーデンのCapacity Chargeの概要
21	—	スウェーデンのノード別のkW課金額及びkWh課金額 (2017)
26	—	ノルウェーの需要側地点別料金のkファクターの値差による地点別価格差の予測値
30	—	アイルランドの送電ロス補正值 (2023/24年)
31	—	アイルランドの送電ロス補正值の変化
34	—	ドイツの託送料金算定方法
41	—	英国の新規稼働済み発電設備の容量 (電源種別、2005~2023年)
42	—	英国の地域別の消費電力量 (2005年、2021年)
43	—	ノルウェーの各ゾーンにおける風力発電の導入量及び導入可能量
46	—	ノルウェーの地域別の発電設備の推移
44	—	ノルウェーのデータセンターの分布
45	—	スウェーデンの発電設備の導入済み容量 (MW)
46	—	スウェーデンの発電設備の導入済み容量 (MW)
47	—	スウェーデンの消費電力量 (GWh、損失分除く)の地域別割合 (2015~2021年)
48	—	アイルランドの地域別の発電側課金 (平均額)の状況