

英国のゾーン別送電線利用料金
ーゾーン別料金の算出方法についてー

小林 直樹* 戸田 直樹†

要旨

現在日本の託送料金については、経済産業省の電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合において、託送料金の発電事業者への発電容量課金が検討されており、さらには発電所の立地を考慮した料金（地点別料金、ゾーン別料金）とすることも検討されている。一方海外では、日本より先に英国で、既に託送料金の発電事業者への発電容量課金、発電所の立地を考慮したゾーン別料金が採用されている。英国でゾーン別料金が採用されていること自体は既に各所で報告されているが、料金算定手法の詳細を解説した報告はない。そこで本稿では、英国の託送料金のうちゾーン別料金性を採用している送電線利用料金（TNUoS : Transmission Network Use of System）について具体的な算定手法を紹介することとする。本稿ではまず英国の託送料金体系を概説する。次に、送電線利用料金算定のために採用された ICRP（Investment Cost Related Pricing）モデルを紹介し、このモデルを用いた具体的な料金算定手法を説明する。

目次

1. はじめに	1
2. 英国の託送料金の体系	1
3. 改定前のゾーン別送電線利用料金	3
3.1 ICRP モデル	3
3.2 ゾーン形成の考え方	7
4. 改定後のゾーン別送電線利用料金	8
4.1 改定の背景と概要	8
4.2 発電機の出力分布	9
4.3 ノードの限界 MWkm の算出	10
4.4 ゾーン別限界 MWkm の算出	14
4.5 年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分への分割	15
4.5.1 ゾーン境界の増分 MWkm	15
4.5.2 結合関係の決定	15
4.5.3 発電機タイプの分類	17
4.5.4 境界共有ファクター（BSF）の計算	17
4.6 境界共有ファクターと境界分の増分 MWkm の共有分と非共有分の計算例	18
4.7 当初のゾーン別料金と残りの料金（Residual Tariff）と最終的な料金	21
5. おわりに	23
参考文献	23

* 東京電力ホールディングス(株) 経営技術戦略研究所経営戦略調査室

† 東京電力ホールディングス(株) 経営技術戦略研究所経営戦略調査室 チーフエコノミスト

1. はじめに

現在日本の託送料金は全額小売事業者負担となっている。一方で、経済産業省の電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合において、託送料金の発電事業者への発電容量課金が検討されており、さらには発電所の立地を考慮した料金（地点別、ゾーン別料金）とすることも検討されている。より具体的かつ詳細な議論については、制度設計専門会合の下組織である、「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ」で集中的に検討されることとなっており、まさにホットな話題となっている。

一方で海外の状況を見ると、特に英国では、1990年の電力自由化を契機に、1993年からイングランド・ウェールズ地方の送電線利用料金にゾーン別料金制が導入されている。送電線利用料金は全ての系統利用者（発電事業者と小売事業者）から徴収されている。2004年にはスコットランド地方にも適用を拡大し、英国全土の送電線利用料金にゾーン別料金制が適用された。1993年の導入時に考えられたのがICRP（Investment Cost Related Pricing）モデルであり、これに基づいてゾーン別送電線利用料金が算定された。さらに2016年には、ゾーン内一律であった発電側の送電線利用料金が、発電タイプ別に系統へのインパクトを考慮した方法に見直され、新たな料金体系となった。

以上のように英国では、既に託送料金の発電事業者への発電容量課金、発電所の立地を考慮したゾーン別料金が採用されているので、これを調査することは日本へのインプリケーションを得られるなど有益であると考えられる。なお、英国でゾーン別料金が採用されていること自体は既に各所で報告されているが、具体的な料金算定手法まで解説した例はない。そこで本稿では、ICRPモデルについて説明し、英国の送電線利用料金の算定手法を紹介する。なお、本稿では発電事業者に適用される送電線利用料金を中心に扱うこととする。

2. 英国の託送料金の体系（海外電力調査会（2016a））

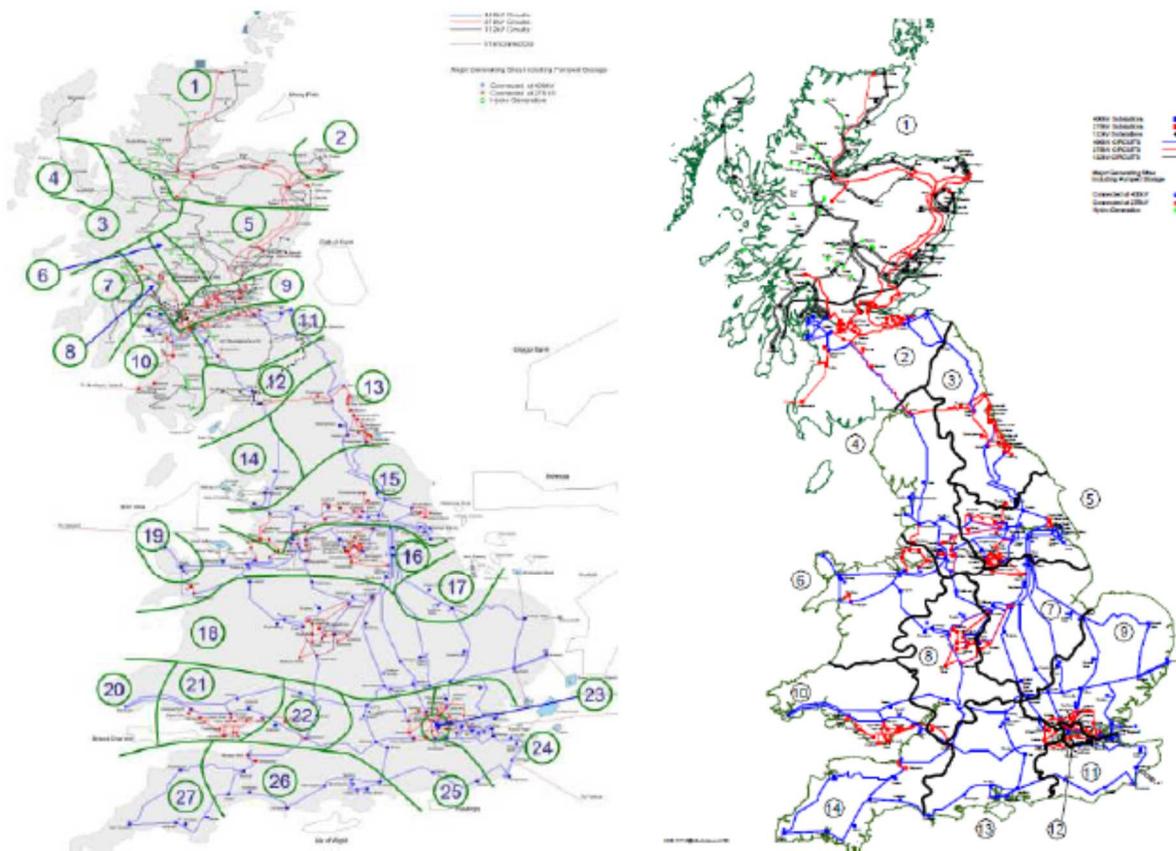
英国の託送料金には、①接続料金、②送電線利用料金（TNUoS：Transmission Network Use of System）、③balancingサービス料金（BSUoS：Balancing Services Use of System）の3種類がある（表1）。このうち、TNUoSについてゾーン別料金制を採用しており、本稿で取り扱う対象とする。またTNUoSは、「発電事業者が支払うTNUoS」と「小売事業者が支払うTNUoS」に分けられ、現在英国では、発電側のTNUoSが27ゾーン、小売側のTNUoSが14のゾーンに分かれている（図1）。

発電側のTNUoSはさらに図2に示すとおり、発電所付近の変電所や送電線にかかる料金（Local Tariff）と送電系統全体にかかる料金（Wider Tariff）に分かれる。Local Tariffは発電所固有の料金となっている。また、Wider Tariffの中のLocational Chargeがゾーン別料金となっており、Residual Chargeは全国一律料金となっている。2016年4月に改定されたのは、従来単一の要素で構成されていたLocational Chargeが、図2に示す大きく3つの要素から構成されるようになった点である。本稿では、このWider Tariffの中のLocational ChargeとResidual Chargeの算定手法を紹介する。

表 1 英国の送電線利用者が支払う託送料金

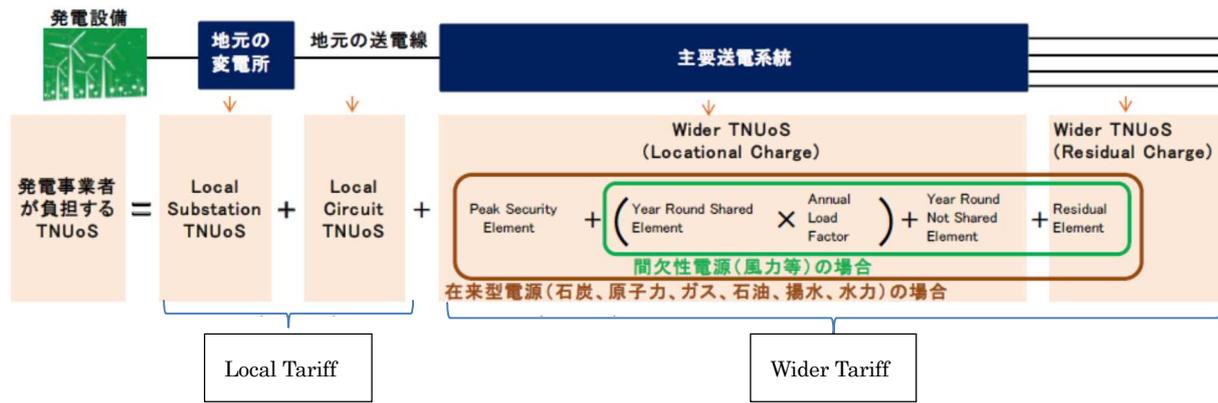
名称	各料金の内容	負担方式
・接続料金	送電線と発電設備の接続コストを回収するための料金	・発電事業者が、発電設備から2kmまでの電源線の設置と運営コストを負担(コスト負担方式:シャロー接続)。それを超える電源線や送電システムの増強コストは、後述するTNUoSの中のWider TNUoSに含まれる。
・送電線使用料金 (TNUoS)	送電線の建設・維持コストを回収するための料金	<ul style="list-style-type: none"> ・発電事業者と小売事業者が負担。両者の負担割合は、長年27対73であったが、欧州委員会規則を受けて2015年4月から変化(本トピックス2016年9月1日号5-2を参照)。 ・TNUoSの価格はNational Gridが毎年1月に決定し、その年の4月から12カ月間適用。TNUoSには、「発電事業者が支払うTNUoS」と「小売事業者が支払うTNUoS」がある。 ・発電事業者が支払うTNUoSは、英国全土を27に分けたゾーンで価格が異なる。2016年4月から算出式が変更され、各価格も電源によって異なってくることに。 ・小売事業者が支払うTNUoSは14ゾーンで価格が異なる。30分メーターを持つ需要家(主に産業用)への電力供給に対して課されるHH料金(ポンド/kWh)は、毎年11月～翌年2月における最大電力需要が高い時の1.5時間を3回計測しその平均電力需要(MW)を基に設定。それ以外の需要家(家庭用需要家やスマートメーターを持たない零細企業)への供給に対して課されるNHH料金(ペンス/kWh)は、ピーク時間帯(16時～19時)の年間電力消費量(kWh)を基に設定。
・balancingサービス料金(BSUoS)	系統運用コスト(アンシラリーサービス等)を回収するための料金	・発電事業者と小売事業者が、50対50で負担。

出所 海外電力調査会 (2016a)



出所 海外電力調査会 (2016a)

図 1 発電事業者の TNUoS と小売事業者の TNUoS



出所 海外電力調査会 (2016a)

図2 発電事業者が支払う送電線利用料金 (2016年4月に改定)

3. 改定前のゾーン別送電線利用料金

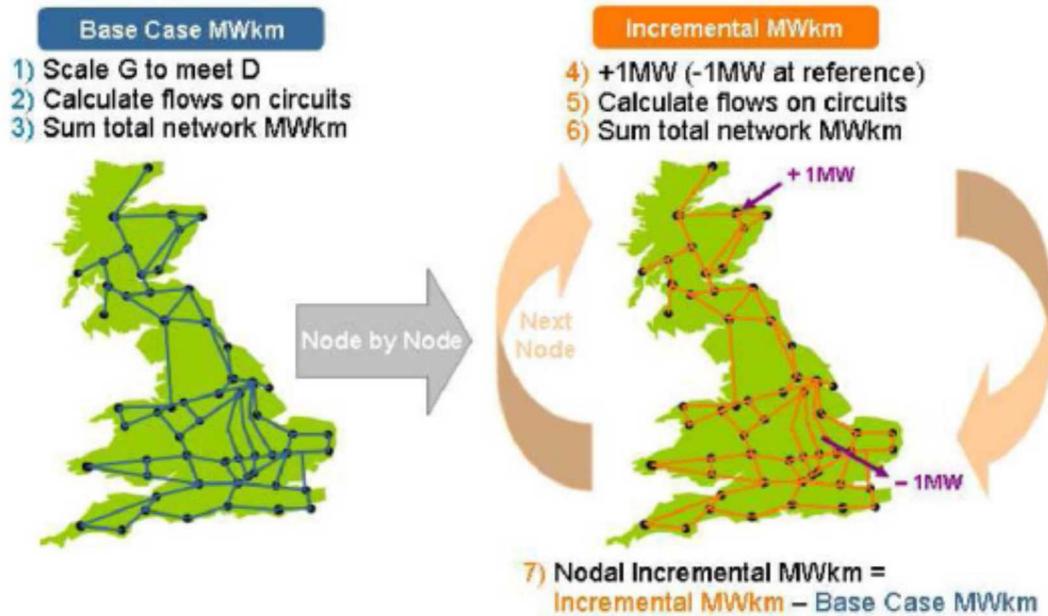
3.1 ICRP モデル (Jiangtao Li (2015))

ICRP モデルは、設備の投資コストの限界費用（増分費用）を計算するもので、ノード別に算出することができる。英国ではさらにほぼ等しい限界費用を持つノードの集まりで「ゾーン」が形成され、ゾーンに含まれるノードの限界費用を加重平均した値をゾーンの料金としている。

ICRP モデルを採用した背景には、英国特有の系統事情がある。英国の系統では、国内北部の電源地帯からロンドンを含む南部地域へのいわゆる「南向き潮流」が支配的であり、これが送電系統の安定運用に大きな影響を与える。このような系統状態においては、北部に電源を建設する場合は南北潮流を増加させる方向となり、南北系統の増強が必要となる。一方で、南部に電源を建設する場合は南北潮流を減少させる方向となる。このため、ICRP モデルにより系統への投資コストの限界費用を反映した送電線利用料金とすることで、北部の料金を高くし、南部の料金を安くする。これにより発電所の建設を南部に誘導し、系統増強費用を抑えることを指向したのである。また Nationalgrid¹は、ICRP モデルによる評価が他の評価手法と整合性がとれていることも確認している。具体的には、各ゾーンの新規電源立地可能量を求め、北部ほど電源立地可能量が少なく、南部ほど電源立地可能量が多くなることを確認した。さらに、送電ロスのみならず以下の確認をしている。各ゾーンに 100MW の電源を新設したときの増分ロスを計算し、北部ほど増分ロスが大きく南部ほど増分ロスが小さく（または負となる）ことを確認している。したがって、ICRP モデルによる南部への発電所立地の誘導は、ロス低減にも有効であることが分かる。(海外電力調査会 (1996))

次に、具体的に ICRP モデルによるゾーン別の送電線利用料金算出方法を説明する。なお、ここでは簡単のため、2016年4月以前の、Locational Charge が単一の要素で構成されていた際の Locational Charge の算出方法をまず説明する。概略の計算手順を図3に示す。

¹ 英国の送電事業会社で、英国のイングランド地方とウェールズ地方の基幹電力系統の所有、計画、保守、および英国基幹系統全体の系統運用を行っている。スコットランドについては、南部の系統を Scottish Power Transmission、北部と中部の系統を Scottish Hydro Electric Transmission が所有している。



出所 Jiangtao Li (2015)

図3 ICRPモデルによる投資コストの限界MWkm算出

次に詳細な算出手順を説明する。需要がピークとなる時間断面の潮流図を用いて、全てのノードの発電機の送電端容量を総需要に等しくなるようスケールダウンする。

$$G_n = G_n' \times GSF$$

ただし、

n : ノード n

N_n : ノード数

G_n' : ノード n におけるピーク時の発電機の容量 (送電端)

GSF : 発電スケールリングファクター (全系一律の値)

$$GSF = \frac{\sum_{n=1}^{N_n} D_n}{\sum_{n=1}^{N_n} G_n'}$$

D_n : ノード n における想定需要

次にベースとなる MWkm を計算する。

$$M = \sum_{l=1}^{N_l} L_l \times EF_l \times |f_l|$$

ただし、

M : ベースとなる MWkm

l : 送電線 l

N_l : 送電線数

L_l : 送電線 l の亘長

EF₁ : 送電線 1 の増強ファクター²。また、L₁×EF₁ を各送電線の等価距離と呼ぶ。

f₁ : 送電線 1 の潮流

次に、図 3 に示したように、限界 MWkm を求めたい発電ノード n に 1MW を注入し、全ノードから合計 1MW 抽出³した場合の各ノードの MWkm、およびその増分である限界 MWkm を求める。なお需要の場合は、需要ノード n から 1MW 抽出し、全ノードに合計 1MW 注入して限界 MWkm を求める。したがって、発電側で求めた限界 MWkm の正負を反転した値がノード n の限界 MWkm となる。

$$\Delta M_n = M_n - M$$

ただし、

ΔM_n : ノード n の限界 MWkm

M_n : ノード n に 1MW 注入し、全ノードから合計 1MW 抽出した場合の MWkm

ゾーンの限界 MWkm は、ゾーンに属するノードの発電量、需要量で重み付けした各ノードの限界 MWkm の平均である。

$$ZM_{G_g} = \sum_{n \in SG_g} \frac{\Delta M_n \times G_n}{TG_g}$$

$$ZM_{D_d} = - \sum_{n \in SD_d} \frac{\Delta M_n \times D_n}{TD_d}$$

ただし、

g/d : 発電/需要ゾーン

ZM_{G_g}/ZM_{D_d} : ゾーンが発電用限界 MWkm/ゾーンの需要用限界 MWkm

SG_g/SD_d : 発電ゾーンのノードの集合/需要ゾーンのノードの集合

TG_g/TD_d : 発電ゾーンの全発電量/需要ゾーンの全需要量

よって、発電と需要の補正前のゾーン別料金は以下となる。

$$ITT_{G_g} = ZM_{G_g} \times EC \times LSF$$

$$ITT_{D_d} = ZM_{D_d} \times EC \times LSF$$

ただし、

ITT_{G_g}/ITT_{D_d} : 発電ゾーンと需要ゾーンの補正前送電料金 [£ /MW 年]

EC : 増強定数⁴

LSF : 地点別セキュリティファクター⁵

² Expansion Factor : 当該送電線の 1MWkm あたりの建設費が、基準となる送電線種別の 1MWkm あたりの建設費の何倍となるかを表す係数。

³ 全系需要をノード毎の需要比例で合計 1MW 増加させる。

⁴ Expansion Constant : 基準となる送電線の 1MWkm あたりの建設費と保守・運営費の年経費。英国では 400kV 架空送電線の建設費の年経費 (7.535 £ /MWkm 年) と保守・運営費の年経費 (2.055 £ /MWkm 年) の合計値 (9.589 £ /MWkm 年) を用いている (Nationalgrid (2016))。

⁵ Locational Security Factor : n-1 故障を考慮した送電線容量設計時のマージン。具体的には、送電線等の n-1 故障を考えた場合、実際に建設される送電線の容量が、送電線を流れる常時最大予想潮流

補正前送電料金による総収入は以下となる。

$$ITRR_G = \sum_{g=1}^{ZNG} (ITT_{Gg} \times TG_g)$$

$$ITRR_D = \sum_{d=1}^{ZND} (ITT_{Dd} \times TG_d)$$

ただし、

ZNG：発電ゾーン数

ZND：需要ゾーン数

英国では発電側からの収入と需要側からの収入の比率を 27:73 にすることが規定されている（海外電力調査会（2016b））。したがって、総収入に対する需要側からの収入の比率を PF(=0.73) とすると、補正前料金による総収入に対し以下のような補正を行う。

$$CTRR_G = ITRR_G + C$$

$$CTRR_D = ITRR_D - C$$

ただし、

C：下式を満たす収入の補正量

$$C = -PF \times ITRR_G + (1 - PF) \times ITRR_D$$

CTRR_G：補正後の発電側の託送料金からの総収入

CTRR_D：補正後の需要側の託送料金からの総収入

なお、CTRR_GとCTRR_Dは以下の条件を満たす。

$$CTRR_G : CTRR_D = (1 - PF) : PF$$

したがって、補正後の発電側と需要側の送電料金（図2のLocational Charge）は、以下となる。

$$CTT_{Gg} = ZM_{Gg} \times EC \times LSF + \frac{C}{\sum_{g=1}^{ZNG} TG_g}$$

$$CTT_{Dd} = ZM_{Dd} \times EC \times LSF - \frac{C}{\sum_{d=1}^{ZND} TD_d}$$

また、図2のResidual Chargeは、Nationalgrid社の託送料金収入総額が、規制機関のOfgem⁶が予め定める額（TRR）と一致するように調整するものであり、下式で計算される。このとき、発電側からの収入：需要側からの収入=27:73が成立する。

$$RT_G = \frac{\{(1 - PF) \times TRR\} - CTRR_G}{\sum_{g=1}^{ZNG} TG_g}$$

$$RT_D = \frac{\{PF \times TRR\} - CTRR_D}{\sum_{d=1}^{ZND} TD_d}$$

ただし、

に対して何倍程度必要かを表す定数。英国では1.8を使用。

⁶ 英国の規制機関。託送料金の認可などの権限を持つ。

RT_G：発電側に課せられる残りの料金（図2の Residual Charge）

RT_D：需要側に課せられる残りの料金（図2の Residual Charge）

TRR：図2の Wider Tariff で回収することが Ofgem により認められている収入総額⁷

以上より、最終的な発電側および需要側の託送料金（図2の Wider Tariff で回収する料金 FT_G, FT_D）は、以下で表せる。

$$FT_{G_g} = CTT_{G_g} + RT_G$$

$$FT_{D_d} = CTT_{D_d} + RT_D$$

以上の算出式に基づいて算出した具体的な料金表（発電側の FT_{Gg}）を表2に示す。

表2 2015年度に適用された料金表（発電側）

Zone	Zone Name	Tariff (£/kW)
1	North Scotland	25.546023
2	East Aberdeenshire	21.084720
3	Western Highlands	23.455451
4	Skye and Lochalsh	28.869531
5	Eastern Grampian and Tayside	22.214915
6	Central Grampian	21.644276
7	Argyll	22.890024
8	The Trossachs	18.031264
9	Stirlingshire and Fife	17.153323
10	South West Scotland	15.825072
11	Lothian and Borders	13.372687
12	Solway and Cheviot	11.621553
13	North East England	8.600036
14	North Lancashire and The Lakes	7.730613
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	6.258567
16	North Midlands and North Wales	4.890027
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.974367
18	Mid Wales and The Midlands	2.089218
19	Anglesey and Snowdon	7.684625
20	Pembrokeshire	5.933831
21	South Wales	3.308849
22	Cotswold	0.207391
23	Central London	-5.212171
24	Essex and Kent	-0.745812
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-2.553608
26	Somerset and Wessex	-3.944445
27	West Devon and Cornwall	-5.804749

出所 Nationalgrid (2015a)

3.2 ゾーン形成の考え方 (Nationalgrid (2016b))

同一ゾーンとするノードの範囲をどのように形成するかについては、以下の基準に沿って行われる。

⁷ 最終的には、Nationalgrid にはゾーン別料金の大小に関わらず TRR の一定の収入が入るので、ゾーン別料金の大小は発電事業者への影響は大きいですが、送電事業者への影響は小さい。

- ・ゾーン内のノードの限界費用 ($\Delta Mn \times EC \times LSF$) の乖離が $\pm 1.00 \text{ £/kW}$ 以内 (ゾーン内のノード間の限界費用の乖離が最大 2.00 £/kW 以内) に収まる。
- ・同一ゾーンのノードは地理的および電氣的に隣接している。
- ・ゾーン内のノードに接続する発電機はそのゾーンの送電料金にのみ寄与する。

4. 改定後のゾーン別送電線利用料金 (Nationalgrid (2016b))

4.1 改定の背景と概要

前述のとおり、2016年4月に Wider Tariff の Locational Charge は大きく3つの要素から構成されるようになり、発電設備が在来型電源か再生可能エネルギーをその代表とする出力変動電源かで、同じゾーンでも送電線利用料金が異なることになった。このように電源別に価格を分けた背景には、再エネ導入推進がある。発電事業者が負担する TNUoS では従来、同一ゾーン内の場合、再エネ等の出力変動電源に対しても在来型電源と同じ均一価格が設定されていた。そのため、ピーク時の電力需要を供給できるよう送電容量を増強する場合も、そのコストを「発電事業者が負担する TNUoS」として、出力変動電源も在来型電源と同じように負担していた。しかし、出力変動電源はピーク時に出力している保証がなく、ピーク対応供給力としても認められていない。このため、出力変動電源がピーク時の電力需要を供給するための送電線増強コストを支払うことは、英国の再エネ導入目標達成の障害になると考えられた。このような政治的背景から、2010年に TransmiT プロジェクトが立ち上げられて今回の変更が提案され、2014年7月に Ofgem が承認した。これにより2016年4月から託送料金に変更されることとなった⁸ (Ofgem (2014), 海外電力調査会 (2016a))。

新たな Locational Charge を構成する3要素は以下である (Nationalgrid (2015b), トーマツ監査法人 (2015), PwC アドバイザリー合同会社 (2016))。

- ① ピーク料金 (Peak Security tariff) : ピーク需要に対する供給力を確保するために必要な送電投資コスト。出力変動電源については本タリフによる負担はない。
- ② 年間料金共有分 (Year Round tariff, Shared) : 年間の平均的な発電機出力の送電を確保するために必要な送電投資コストで、風力など低炭素電源の割合が50%以下と少ない地域での送電投資コスト。低炭素電源比率が小さいため、出力調整可能な既存電源が年間負荷率で運用されたと仮定した場合の潮流が流れる (送電線を既存電源がうまくシェアし、送電線のピーク潮流を抑える) と想定されるため、電源の年間負荷率 (0~100%) を乗じることで割り引いた料金が算定される。具体的な算定手法は4.3~4.7で紹介する。
- ③ 年間料金非共有分 (Year Round tariff, Not-shared) : 年間の平均的な発電機出力の送電を確保するために必要な送電投資コストで、風力など低炭素電源の割合が50%を超える地域での送電投資コスト。出力調整できない低炭素電源の出力がピークとなる時に潮流が最大となることが想定されるため (電源の出力調整ができないため送電線をうまくシェアできず、低炭素電源が一斉にピーク出力を出した際に送電線の潮流が最大となる)、年間負荷率を乗せず料金を算定する。具体的な算定手法は4.3~4.7で紹介する。

⁸ 本改訂内容は、再生可能エネルギー導入の目的のために、論理的とはいえない、かなり割り切ったものとなっている点に注意を要する。

また、前述のとおり送電線利用料金の発電事業者と小売事業者の負担割合は、長年 27:73 で一定であったが、2010 年に欧州委員会が定めた規則により発電事業者に課すことのできる送電線利用料金の上限値が設定されたことを受け、Nationalgrid は下式により発電事業者の負担割合 x[%]を算出・設定している（海外電力調査会（2016b））。

$$x = \frac{(CAP_{EC} \times (1 - y/100) \times GO)}{MAR \times ER} \times 100$$

ただし、

CAP_{EC}：欧州委員会規則で定められた託送料金の上限値[€/MWh]

y：予測値に対する誤差のマージン[%]

GO：当該年度における送電系統に流入する課金対象となる総発電電力量の予測値[MWh]

MAR：当該年度における送電事業者の最大許容収入[£]

ER：予算責任局の当該年度のユーロ・£の為替予測値[€/£]

2015/2016 年度の具体的な発電事業者の負担割合は表 3 に示すとおりであり、2016 年度の発電事業者の負担割合は、従来の約 23%から約 17%に低下している。

以降、具体的な Locational Charge の算出方法を説明する。

表 3 TNUoS における発電事業者負担割合

	2015年度	2016年度
CAP _{EC} [ユーロ/MWh]	2.5	2.5
y [%]	6.4	8.2
GO [TWh]	319.6	268.7
MAR [百万ポンド]	2,636.7	2,708.7
ER [ポンド/ユーロ]	1.22	1.36
x [%]	23.2	16.7

出所 海外電力調査会（2016b）

4.2 発電機の出力分布

改定された Locational Charge の算出方法のうち、算出に用いる発電機の出力分布について説明する。基本的に 3.1 に示した手順と同様のステップを踏むが、より複雑になっている。3.1 では需要がピークとなる時間断面の潮流図を用いていたが、新たな方法では、ピークの時間断面に想定される発電機出力分布の潮流図（ピーク料金算定に使用）と、年間の平均的な時間断面に想定される発電機出力分布の潮流図（年間料金算定に使用。なお、需要についてはピーク料金算定用と同じくピーク需要を用いており、年間平均需要を用いているのではないことに留意）の 2 種類を用いる。また、ここでも発電機の送電端容量の合計が総需要に等しくなるようスケールダウンを行うが、その際用いる指数（発電機スケールングファクター：GSF）は、3.1 では均一の値となるが、ここでは表 4 のとおり、発電機のタイプにより、またピーク断面か年間平均断面かにより数字が異なる。予め GSF が固定されてい

る電源種と可変 (Variable) となっている電源種があるが、後者は総需要と発電機容量を合致させるためのしわ取りに用いられる。

表 4 発電機タイプ別のスケーリングファクター

Generation Plant Type	Peak Security Background	Year Round Background
Intermittent	Fixed (0%)	Fixed (70%)
Nuclear & CCS	Variable	Fixed (85%)
Interconnectors	Fixed (0%)	Fixed (100%)
Hydro	Variable	Variable
Pumped Storage	Variable	Fixed (50%)
Peaking	Variable	Fixed (0%)
Other (Conventional)	Variable	Variable

出所 Nationalgrid (2016b)

4.3 ノードの限界 MWkm の算出

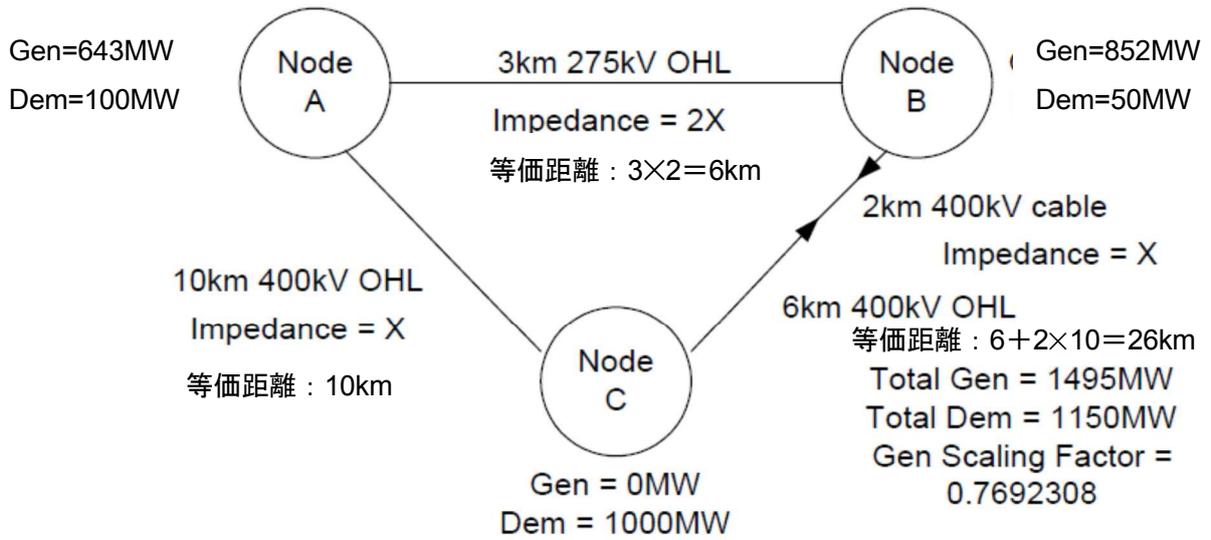
次にノードの限界 MWkm の算出方法を説明する。具体例として、図 4 に示す 3 ノードのモデル系を考える。ここで、

- ・ノード A の電源は出力変動電源で、ノード B の電源は従来型の電源である。
- ・インピーダンスは、AB 間が 2X, BC 間が X, CA 間が X である。
- ・送電線の等価距離⁹は、400kV 架空送電線の 1MWkm あたりの建設費の年経費を基準として、275kV 架空送電線の増強ファクターを 2, 400kV 地中送電線の増強ファクターを 10 とすると、各送電線の等価距離は、AB 間が $3 \times 2 = 6\text{km}$, BC 間が 10km, CA 間が $6 + (2 \times 10) = 26\text{km}$ である。

図 4 の事例を用いて、まず、ピーク断面、年間平均断面のそれぞれについて、ベースとなる MWkm を算出する。ピーク断面では、ノード A の発電機は出力変動電源であり、表 4 よりスケーリングファクターは 0 であるため、出力は 0 となる。ノード B の発電機は従来型電源であり、表 4 よりスケーリングファクターは可変であるため、発電機の総出力が総需要 (Total Dem) と一致するよう出力が調整される。具体的には、 $((1000+100+50) / 1,495) \times 1,495 = 1,150\text{MW}$ となる。これをもとに、フロー直流法¹⁰で各送電線を通る潮流を計算すると、AB 間のインピーダンスが 2X, BC 間のインピーダンスが X, CA 間のインピーダンスが X なので、Flow AB が -300MW, Flow BC が 800MW, Flow AC が 200MW となる (図 5)。

⁹ 送電線の距離とその送電線の増強ファクターとの積。3. (1) 参照。

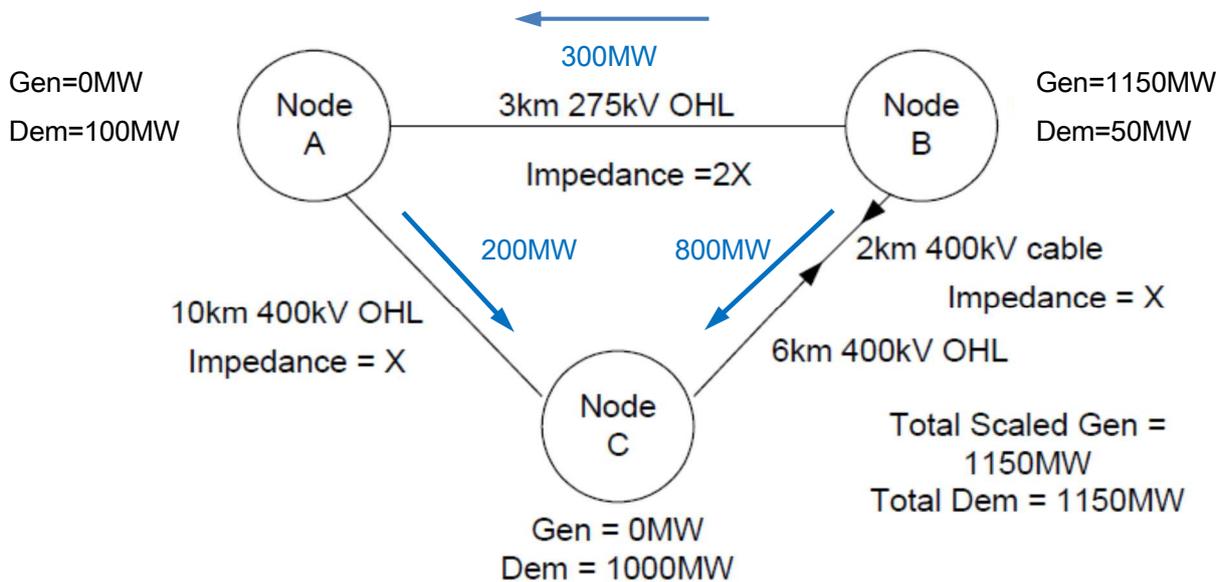
¹⁰ 電力潮流方程式を線形化した簡易な潮流計算手法 (高橋, 関根 (1968))



→ 地中送電線

出所 Nationalgrid (2016b)

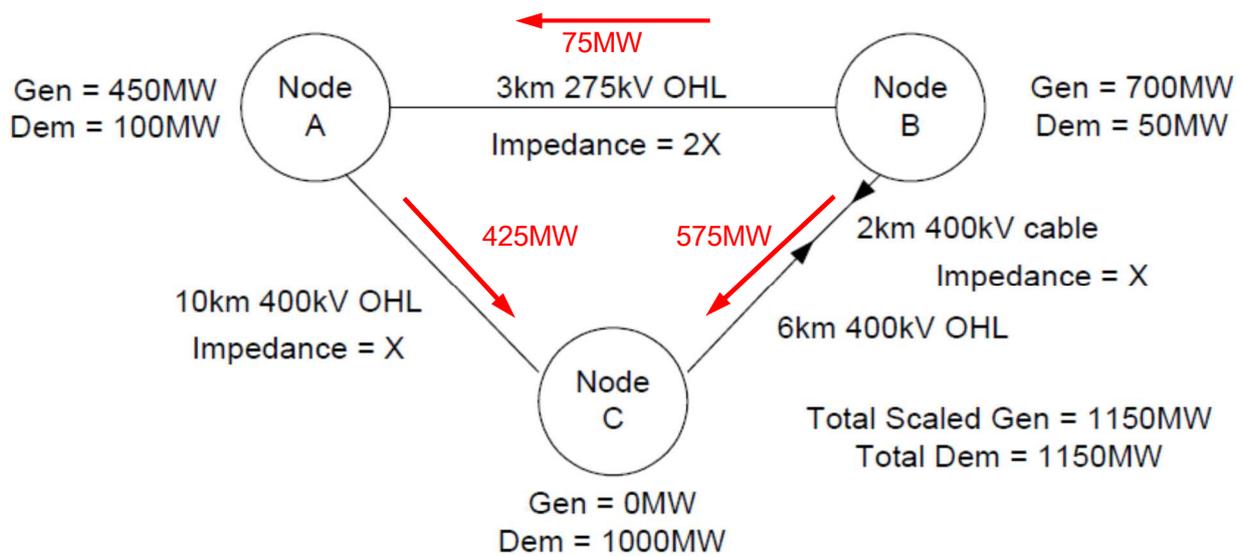
図4 モデル系統



出所 Nationalgrid (2016b)

図5 ピーク断面の潮流図

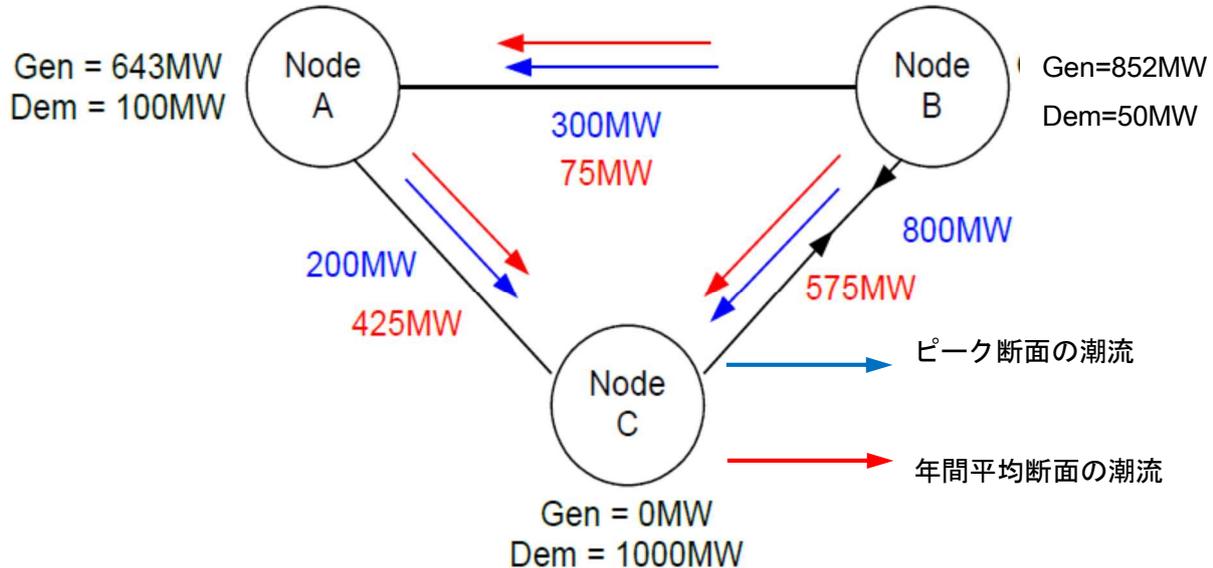
年間平均断面では、ノード A の発電機は出力変動電源であり、表 4 よりスケーリングファクターは 70% であるため、出力は $70\% \times 643\text{MW} = 450\text{MW}$ となる。ノード B の発電機は従来型電源であり、表 3 よりスケーリングファクターは可変であるため、しわ取りに用いられ、出力は $((1,150 - 450) / 1,500) \times 1,500 = 700\text{MW}$ となる (図 6)。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 6 年間平均断面の潮流図

以上の結果から、この3ノードのモデル系統におけるピーク断面と年間平均断面の潮流図は図7のとおり。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 7 ピーク断面，年間平均断面の潮流図

これをもとに、ピーク料金および年間料金算定のベースとなる MWkm を算定する。その際、ピーク断面の潮流の方が大きい送電線はピーク料金の算定に、年間平均断面の潮流の方が大きい送電線は年間料金の算定に用いられる。すなわち、B⇒A、B⇒C の送電線はピーク料金算定用、C⇒A の送電

線は年間料金算定用に用いる。これは、全ての送電線をピーク料金で回収する送電線と年間料金で回収する送電線に仕分けることを意味する。モデル系統においてそれぞれのベースとなる MWkm は、以下となる。

$$\text{ピーク料金用ベース MWkm} = (300 \times 6) + (800 \times 26) = 22,600 \text{ MWkm}$$

$$\text{年間料金用ベース MWkm} = 425 \times 10 = 4,250 \text{ MWkm}$$

次に、基準ノードをノード A と仮定して、ノード C に 1MW 注入しノード A から 1MW 抽出¹¹した場合の各送電線の潮流変化は図 8 となり、ノード C における MWkm は以下となる。

$$\text{ピーク料金用 MWkm} = (300.25 \times 6) + (799.75 \times 26) = 22,595 \text{ MWkm}$$

$$\text{年間料金用 MWkm} = 424.25 \times 10 = 4,242.5 \text{ MWkm}$$

したがって、ノード C における限界 MWkm は

$$\text{ピーク料金用限界 MWkm} = 22,595 - 22,600 = -5 \text{ MWkm}$$

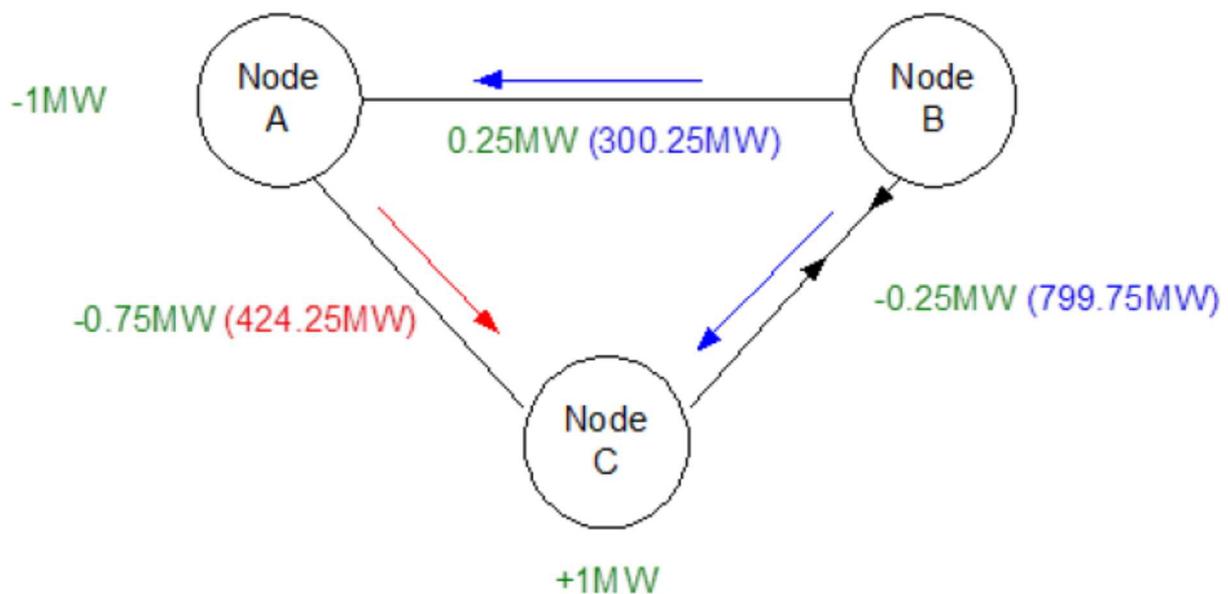
$$\text{年間料金用限界 MWkm} = 4,242.5 - 4,250 = -7.5 \text{ MWkm}$$

同様に、ノード A, B についても計算すると、ノード A は基準ノードであるため、ピーク料金用限界 MWkm, 年間料金用限界 MWkm とともに 0 となる。ノード B については、

$$\text{ピーク料金用限界 MWkm} = 16 \text{ MWkm}$$

$$\text{年間料金用限界 MWkm} = -5 \text{ MWkm}$$

となる。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 8 ノード C に 1MW 注入，基準ノード A から 1MW 抽出した場合の潮流変化

¹¹簡略化のため，本算出例では需要を増やすノードを A のみとしている。本来は各ノードの需要比例で合計 1MW 需要を増加（=ノード A から 0.087MW，ノード B から 0.043MW，ノード C から 0.870MW 抽出）。

4.4 ゾーン別限界 MWkm の算出

4.3 において、各ノードにおけるピーク料金用限界 MWkm および年間料金用限界 MWkm を求める方法を説明した。本節では、導出した各ノードにおけるピーク料金用限界 MWkm および年間料金用限界 MWkm から、ゾーン別のピーク料金用限界 MWkm および年間料金用限界 MWkm を求める。

発電事業者に適用するゾーン別ピーク料金用限界 MWkm は、各ノードにおけるピーク料金用限界 MWkm を用いて下式で表せる。

$$WNMkm_{jPS} = \frac{NMkm_{jPS} \times Gen_j}{\sum_{j \in Gi} Gen_j}$$

$$ZMkm_{GiPS} = \sum_{j \in Gi} WNMkm_{jPS}$$

ここで、

G_i : 発電機ゾーン

j : ノード

$NMkm_{PS}$: 4.3 で求めた各ノードのピーク料金用限界 MWkm

$WNMkm_{PS}$: ノードの発電量で重み付けした各ノードのピーク料金用限界 MWkm

$ZMkm_{PS}$: ゾーン別ピーク料金用限界 MWkm

Gen : ノードの発電量 (ピーク料金用スケールリングファクターでスケールリングした量)

同様に、発電側の年間料金用限界 MWkm は下式で表せる。

$$WNMkm_{jYR} = \frac{NMkm_{jYR} \times Gen_j}{\sum_{j \in Gi} Gen_j}$$

$$ZMkm_{GiYR} = \sum_{j \in Gi} WNMkm_{jYR}$$

ここで、

j : ノード

$NMkm_{YR}$: 4.3 で求めた各ノードの年間料金用限界 MWkm

$WNMkm_{YR}$: ノードの発電量で重み付けされた各ノードの年間料金用限界 MWkm

$ZMkm_{YR}$: ゾーン別年間料金用限界 MWkm

Gen : ノードの発電量 (年間料金用スケールリングファクターでスケールリングした量)

同様に、需要側のピーク料金用限界 MWkm は下式で表せる。

$$WNMkm_{jPS} = \frac{-1 \times NMkm_{jPS} \times Dem_j}{\sum_{j \in Di} Dem_j}$$

$$ZMkm_{DiPS} = \sum_{j \in Di} WNMkm_{jPS}$$

ここで、

D_i : 需要ゾーン

Dem : 各ノードの需要

同様に、需要側の年間料金用限界 MWkm は下式で表せる。

$$WNMkm_{jYR} = \frac{-1 \times NMkm_{jYR} \times Dem_j}{\sum_{j \in D_i} Dem_j}$$

$$ZMkm_{DiYR} = \sum_{j \in D_i} WNMkm_{jYR}$$

4.5 年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分への分割

4.5.1 ゾーン境界の増分 MWkm

発電側の年間料金用限界 MWkm について、当該ゾーンの年間料金用限界 MWkm と隣接するゾーンの年間料金用限界 MWkm との差分をとることで、境界分の年間料金用増分 MWkm が求められる。

$$Blkm_{ab} = ZMkm_b - ZMkm_a$$

ここで、

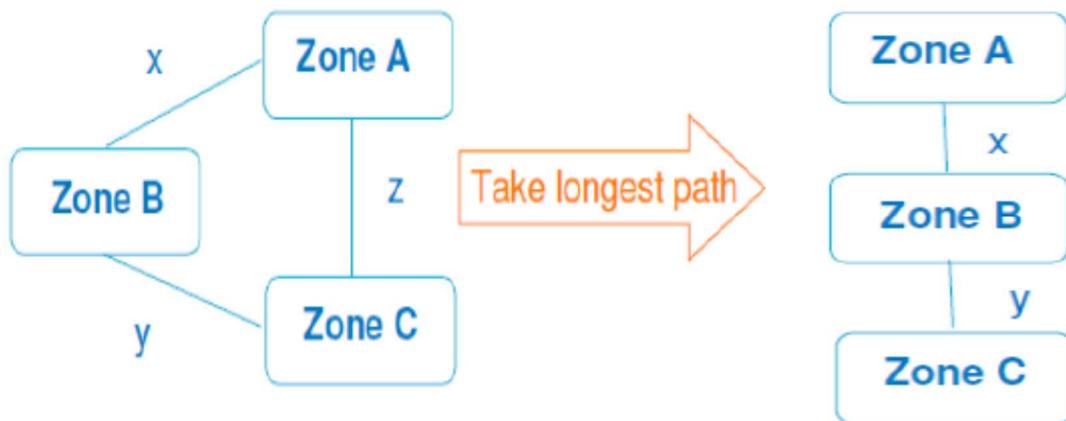
Blkm_{ab} : 発電ゾーン A と発電ゾーン B の境界分の年間料金用増分 MWkm

ZMkm : ゾーンの年間料金用限界 MWkm

4.5.2 結合関係の決定

ゾーン同士の結合関係は、発電機ゾーン間の電気回路（送電線）に基づいている。ゾーン間を結ぶ電気回路がある場合、両ゾーンはゾーンの境界の年間料金用増分 MWkm を介してリンクしている。このようなリンクのパスは、以下のように 2 つのパターンを使って簡略化できる。

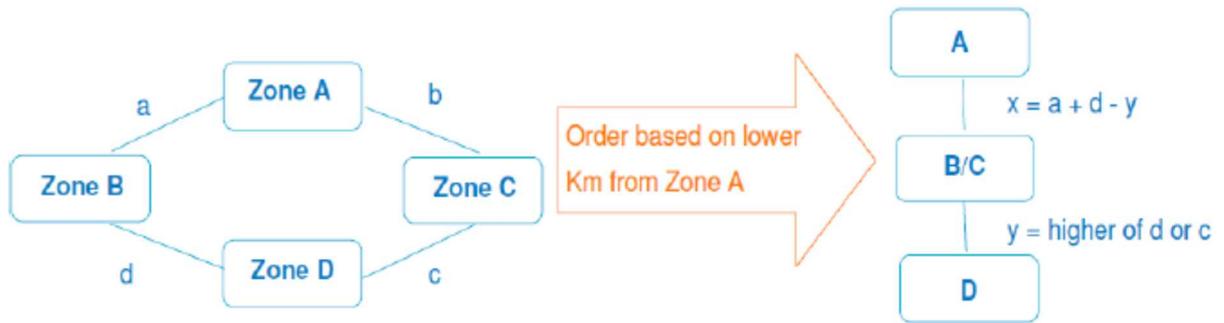
- ・ 並行するパス : 長いパスが採用される。例を図 9 に示す。図 9 において、 x, y, z はゾーン間の境界の年間料金用増分 MWkm を表す。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 9 結合の簡略化例 1

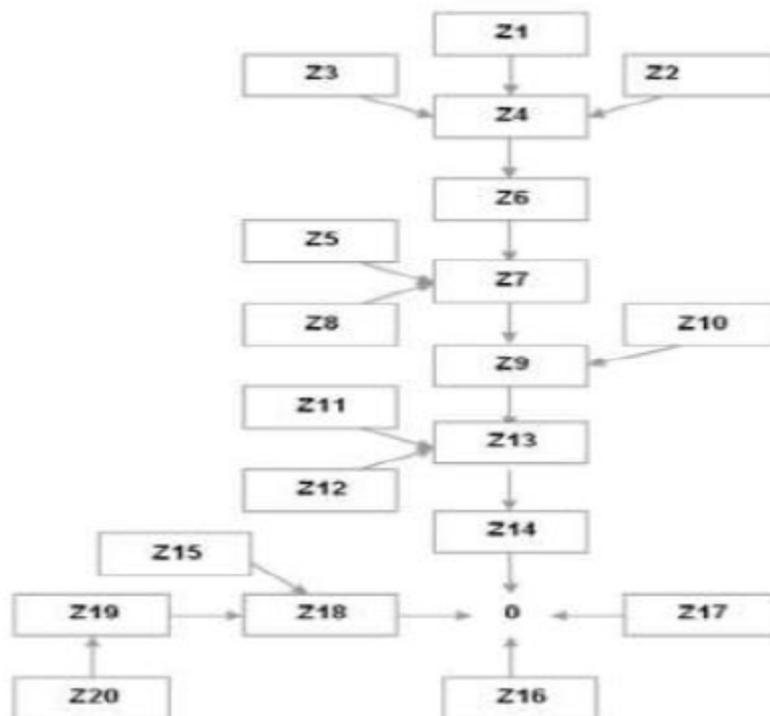
- ・並列するゾーン：図 10 に示すように 4 つのゾーンがループとなっている場合には、図 10 右側のように 3 ゾーンと 2 つのパスに簡略化できる。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 10 結合の簡略化例 2

最終的には図 11 のようにループを含まない完全に放射状の系統構成に変換することができる。図 11 において、矢印はゾーンの境界を流れる潮流の向きを表し、矢印の起点のゾーンの限界 MWkm が矢印の終点のゾーンの限界 MWkm より大きくなる。最終的に矢印の終点は、概念上の中心（図 11 下部の 0 と表示してある点のことで、限界 MWkm が 0 となる仮想のゾーンに相当）に向かって行く。



出所 Nationalgrid (2016b)

図 11 放射状系統に変換された結合ダイヤグラム

4.5.3 発電機タイプの分類

次に発電機のタイプを表 5 に示すように炭素電源と低炭素電源に分ける。

表 5 炭素電源と低炭素電源

Carbon	Low Carbon
Coal	Wind
Gas	Hydro (excl. Pumped Storage)
Biomass	Nuclear
Oil	Marine
Pumped Storage	Tidal
Interconnectors	

出所 Nationalgrid (2016b)

4.5.4 境界共有ファクター (BSF¹²) の計算

境界共有ファクターは、境界より上流側にある全てのゾーン（図 11 に示す、境界の潮流の矢印の起点側に存在する全ゾーン。例えば図 11 の z4 と z6 の境界については、z1,z2,z3,z4 が上流側にあるゾーンとなる。）の中に存在する発電機の低炭素電源と炭素電源との比率を用いて求めることができる。具体的には、

$\frac{LC}{LC+C} \leq 0.5$ の場合には境界共有ファクター(BSF : Boundary Sharing Factor)は 100%となる。

ここで、

LC : 当該境界より上流側のゾーンの低炭素電源の容量の合計値

C : 当該境界より上流側のゾーンの炭素電源の容量の合計値

$\frac{LC}{LC+C} > 0.5$ の場合には境界共有ファクターは、

$$BSF = \left(-2 \times \left(\frac{LC}{LC+C} \right) \right) + 2 \quad \text{となり、100\%から0\%の値をとる。}$$

よって、各境界の年間料金増分 MWkm の共有分は、下式で表せる。

$$SBIkm_{ab} = BIm_{ab} \times BSF_{ab}$$

ここで、

SBIkm_{ab} : 発電ゾーン A と発電ゾーン B 間の境界の年間料金増分 MWkm の共有分

BIm_{ab} : 発電ゾーン A と発電ゾーン B の境界分の年間料金増分 MWkm (4.5.1 参照)

BSF_{ab} : 発電ゾーン A と発電ゾーン B 間の境界における共有ファクター

同様に、非共有分については、下式で表せる。

¹² Boundary Sharing Factor : ゾーン間を接続する送電線を通る潮流における、低炭素電源由来の潮流の比率と炭素電源由来の潮流の比率から決まる係数で、0 から 100%の値をとる。低炭素電源比率が高いと BSF の値は低くなり、低炭素電源比率が 50%以上だと 100%の値をとる。

$$NSBikm_{ab} = Bk_{ab} - SBikm_{ab}$$

$SBikm_{ab}$: 発電ゾーン A と発電ゾーン B 間の境界の年間料金用増分 MWkm の非共有分

したがって、ゾーン n における年間料金用限界 MWkm の共有分は下式となる。ここで $SBikm_{ab}$ は、ゾーン n を起点とし、図 11 の矢印の下流方向に向かって最終的に概念上の中心に至るまでに通過する境界の年間料金用増分 MWkm の共有分を示す。

$$ZMkm_{nYRS} = \sum_a^n SBikm_{ab}$$

ここで

$ZMkm_{nYRS}$: ゾーン n における年間料金用限界 MWkm の共有分

同様に、ゾーン n における年間料金用限界 MWkm の非共有分は下式となる。

$$ZMkm_{nYRNS} = \sum_a^n NSBikm_{ab}$$

ここで

$ZMkm_{nYRNS}$: ゾーン n における年間料金用限界 MWkm の非共有分

以上のように、各ゾーンの低炭素電源比率に応じて決められる BSF によって、年間料金用限界 MWkm を共有分と非共有分に分けることは、4.3 において年間料金で回収する送電線に仕分けられた送電線について、年間料金の共有分の料金から回収する分と年間料金の非共有分の料金から回収する分に BSF の比率で分けることを意味する。

4.6 境界共有ファクターと境界分の年間料金用増分 MWkm の共有分と非共有分の計算例

表 6 に示す 4 ゾーンの間年料金用限界 MWkm を持つ系統を考える。この例において、結合関係は図 12 のようになっているとする。

表 6 4 ゾーンの間年料金用限界 MWkm

Generation Charging Zone	A	B	C	D
Zonal MWkm	450	350	150	100

出所 Nationalgrid (2016b)

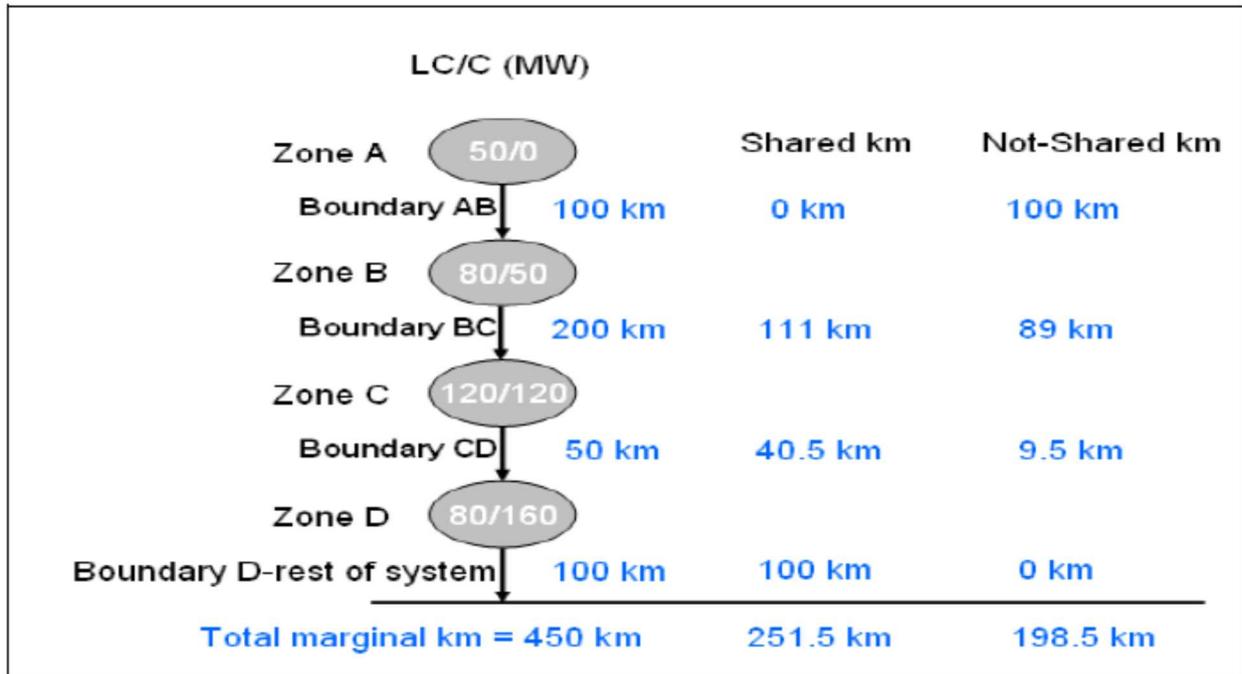


図 12 4ゾーンの系統の結合関係

出所 Nationalgrid (2016b)

境界 AB について境界分の年間料金増分 MWkm の共有分と非共有分を求める。低炭素電源比率は、

$$\frac{LC}{LC+C} = \frac{50}{50+0} = 1$$

したがって、境界共有ファクターBSFは、

$$BSF = -2 \times \left(\frac{LC}{LC+C} \right) + 2 = -2 \times \left(\frac{50}{50+0} \right) + 2 = 0$$

したがって、年間料金増分 MWkm の共有分=0×100km=0km、同非共有分=(100-0)=100kmとなる。

次に、境界 BC について境界分の年間料金増分 MWkm の共有分と非共有分を求める。低炭素電源比率は、

$$\frac{LC}{LC+C} = \frac{(50+80)}{(50+80)+(0+50)} = 0.722$$

したがって、境界共有ファクターBSFは、

$$BSF = -2 \times \left(\frac{LC}{LC+C} \right) + 2 = -2 \times \left(\frac{130}{130+50} \right) + 2 = 0.556$$

したがって、年間料金用増分 MWkm の共有分=0.556×200km=111km, 同非共有分=(200-111)=89km となる。

同様に、ゾーン CD 間, ゾーン D と残りのシステムの間についても BSF と年間料金用増分 MWkm の共有分と非共有分を求めることができる (表 7,8)。

最後に各ゾーンの年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分を求める。ゾーン A の発電機については、概念上の中心までに、ゾーン AB 間, ゾーン BC 間, ゾーン CD 間, ゾーン Drest 間を通過するので、ゾーン A の年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分は、通過するゾーン間の増分 MWkm の共有分, 非共有分をそれぞれ合計し、

$$\text{年間料金用限界 MWkm の共有分} = 0 + 111 + 40.5 + 100 = 251.5 \text{ km}$$

$$\text{年間料金用限界 MWkm の非共有分} = 100 + 89 + 9.5 + 0 = 198.5 \text{ km}$$

となる。同様にゾーン B については、概念上の中心 (限界費用が 0 の点) までに、ゾーン BC 間, ゾーン CD 間, ゾーン Drest 間を通過するので、ゾーン B の年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分はその 3 つのゾーン間の増分 MWkm の合計 (共有分: 251.5km, 非共有分: 98.5km) となる。ゾーン C,D についても同様に計算して得られた各ゾーンの年間料金用限界 MWkm の共有分と非共有分は表 7,8 となる。

表 7 境界分の年間料金用増分 MWkm とゾーン別年間料金用限界 MWkm の共有分

Boundary/Zone	A	B	C	D
A-B	0			
B-C	111	111		
C-D	40.5	40.5	40.5	
D-rest of system	100	100	100	100
Shared Zonal MWkm	251.5	251.5	140.5	100
Total Zonal MWkm	450	350	150	100

出所 Nationalgrid (2016b)

表 8 境界分の年間料金用増分 MWkm とゾーン別年間料金用限界 MWkm の非共有分

Boundary/Zone	A	B	C	D
A-B	100			
B-C	89	89		
C-D	9.5	9.5	9.5	
D-rest of system	0	0	0	0
Not-Shared Zonal MWkm	198.5	98.5	9.5	0
Total Zonal MWkm	450	350	150	100

出所 Nationalgrid (2016b)

4.7 補正前のゾーン別料金と残りの料金 (Residual Tariff) と最終的な料金

3.1 と同様に、ゾーン別限界 MWkm (ピーク料金用限界 MWkm, 年間料金用限界 MWkm の共有分, 非共有分) から、補正前のゾーン別料金を求めると下式のようなになる。

$$ITT_{GiPS} = ZMkm_{GiPS} \times EC \times LSF$$

$$ITT_{GiYRNS} = ZMkm_{GiYRNS} \times EC \times LSF$$

$$ITT_{GiYRS} = ZMkm_{GiYRS} \times EC \times LSF$$

ここで、

$ZMkm_{GiPS}$: 各発電ゾーンのピーク料金用限界 MWkm

$ZMkm_{GiYRNS}$: 各発電ゾーンの年間料金用限界 MWkm の非共有分

$ZMkm_{GiYRS}$: 各発電ゾーンの年間料金用限界 MWkm の共有分

EC : 増強定数¹³

LSF : 地点別セキュリティファクター¹⁴

ITT_{GiPS} : 各発電ゾーンの補正前ピーク料金

ITT_{GiYRNS} : 各発電ゾーンの補正前年間料金の非共有分

ITT_{GiYRS} : 各発電ゾーンの補正前年間料金の共有分

なお、出力変動電源についてはピーク料金を負担しないので、ピーク料金用フラグ (PS フラグ : Peak Security Flag) として 0 を、それ以外の電源については 1 を用いる。また、年間料金の共有分に用いる年間負荷率 (ALF : Annual Load Factor) については、過去 5 年間の発電出力実績を基に、下式を用いて計算される。

$$ALF = \frac{\sum_{p=1}^{17520} GMWh_p}{\sum_{p=1}^{17520} TEC_p \times 0.5}$$

ここで、

$GMWh_p$: 設定期間における発電所の出力実績

TEC_p : 設定期間における発電所の送電端定格容量 (Transmission Entry Capacity)

以上より、補正前料金により回収される費用のうち、補正前ピーク料金により回収される費用は下式となる。

$$ITRR_{GPS} = \sum_{Gi=1}^n (ITT_{GiPS} \times G_{Gi} \times F_{PS})$$

ここで、

$ITRR_{GPS}$: 補正前ピーク料金により回収される費用

G_{Gi} : 各発電ゾーンの発電機の送電端定格容量の合計出力の想定値

¹³ Expansion Constant : 基準となる送電線の 1MWkm あたりの建設費と保守・運営費の年経費。英国では 400kV 架空送電線の建設費 (7.535 £/MWkm 年) と保守・運営費の年経費 (2.055 £/MWkm 年) の合計値 (9.589 £/MWkm 年) を用いている (Nationalgrid (2016))。

¹⁴ Locational Security Factor : n-1 故障を考慮した送電線容量設計時のマージン。具体的には、送電線等の n-1 故障を考えた場合、実際に建設される送電線の容量が、送電線を通る常時最大予想潮流に対して何倍程度必要かを表す定数。英国では 1.8 を使用。

F_{PS} : 発電機タイプに応じたピーク料金用フラグ

n : 発電機ゾーン数

同様に、補正前料金により回収される費用のうち、年間料金の共有分、非共有分により回収される費用は下式となる

$$ITRR_{GYRNS} = \sum_{Gi=1}^n (ITT_{GiYRNS} \times G_{Gi})$$

$$ITRR_{GYRS} = \sum_{Gi=1}^n (ITT_{GiYRS} \times G_{Gi} \times ALF)$$

ここで、

$ITRR_{GYRNS}$: 補正前年間料金の非共有分により回収される費用

$ITRR_{GYRS}$: 補正前年間料金の共有分により回収される費用

ALF : 各発電機の年間負荷率

以上より、全ゾーン一律の残りの料金 (Residual Tariff) を求めると、下式となる。

$$RT_G = \frac{[(1 - PF) \times TRR] - ITRR_{GPS} - ITRR_{GYRNS} - ITRR_{GYRS} - LCRR_G}{\sum_{Gi=1}^n G_{Gi}}$$

ここで、

RT : 残りの料金 (Residual Tariff)

TRR : TNUoS で回収することが Ofgem により認められている総額

PF : 全収入 (TRR) に対する需要側からの収入の比率

$LCRR_G$: 図 2 の Local Tariff で回収する費用 (詳細説明略)

最終的な託送料金は、下式となる。

$$FT_G = ITT_{GiPS} \times FS + ITT_{GiYRNS} + ITT_{GiYRS} \times ALF + RT_G + LT_{Gi}$$

ここで、

FT_G : 最終的な発電側のゾーン別託送料金 (TNUoS)

LT_{Gi} : 発電機 G_i の Local Tariff (£/kW), $LCRR_G = \sum_{j=Gi} LT_{Gi} \times G_j$

以上の算出式に基づいて算出した具体的な料金表を表 9 に示す。

表9 2016年4月に改定された算出式による料金表

Zone	Zone Name	System Peak Tariff (£/kW)	Shared Year Round Tariff (£/kW)	Not Shared Year Round Tariff (£/kW)	Residual Tariff (£/kW)
1	North Scotland	-1.986384	10.510176	7.768442	0.505777
2	East Aberdeenshire	-0.952272	4.161935	7.768442	0.505777
3	Western Highlands	-2.066820	8.304164	7.490311	0.505777
4	Skye and Lochalsh	-6.074463	8.304164	8.960467	0.505777
5	Eastern Grampian and Tayside	-2.113534	7.474278	7.202335	0.505777
6	Central Grampian	0.626145	7.731765	7.351421	0.505777
7	Argyll	-0.466457	5.336084	15.889739	0.505777
8	The Trossachs	0.107014	5.336084	5.855644	0.505777
9	Stirlingshire and Fife	-2.125012	2.772336	5.083135	0.505777
10	South West Scotlands	-0.297439	4.218982	5.408636	0.505777
11	Lothian and Borders	0.687845	4.218982	3.235162	0.505777
12	Solway and Cheviot	-0.735829	2.741524	2.971182	0.505777
13	North East England	0.906080	2.101775	-0.112382	0.505777
14	North Lancashire and The Lakes	1.099994	2.101775	1.848625	0.505777
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	4.009302	1.439013	0.096468	0.505777
16	North Midlands and North Wales	3.876723	0.464195		0.505777
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.242699	0.598940		0.505777
18	Mid Wales and The Midlands	1.608898	0.330039		0.505777
19	Anglesey and Snowdon	4.964300	1.025652		0.505777
20	Pembrokeshire	9.114937	-2.678251		0.505777
21	South Wales & Gloucester	6.245424	-2.648511		0.505777
22	Cotswold	3.191385	3.112061	-5.745202	0.505777
23	Central London	-2.762197	3.112061	-6.320128	0.505777
24	Essex and Kent	-3.497505	3.112061		0.505777
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-0.989364	-1.516677		0.505777
26	Somerset and Wessex	-1.010022	-2.647562		0.505777
27	West Devon and Cornwall	0.254545	-3.948547		0.505777

出所 Nationalgrid (2016a)

5. おわりに

以上、英国におけるゾーン別送電線利用料金について、その具体的な算定手法を中心に紹介した。英国では当初はアカデミックな手法で算定をしていたが、昨今の再生可能エネルギーの台頭により、その系統増強への影響を考慮したより複雑な算定手法へと変遷を遂げている。日本においても、我が国特有の系統事情がある。例えば、ピークとオフピークで送電線の潮流の向きが変わるなど、潮流の向きが一定ではない送電線があり、さらにオフピークの方が送電線混雑が発生しやすい送電線があるなど、英国のようにピーク需要における単純な南北潮流の系統モデルを考えれば良いというわけではない。また、自家発自家消費など、系統に潮流をあまり流さない電源の扱いをどうするかといった課題もある。日本への適用にあたっては、そういった個別の事情を踏まえた議論を行った上での託送料金制度になることが望ましい。本稿が、日本の託送料金のあり方の議論の一助となれば幸いである。

参考文献

1. 海外電力調査会 (2016a) : 【英国】再生可能エネルギー等の大量導入を見据えた託送料金設計の変更, JEPIC トピックス 9月1日 (2016-16) 号

2. 海外電力調査会 (2016b) : 【英国】 託送料金における発電事業者負担割合の設定方法, JEPIC トピックス 9月1日 (2016-16) 号
3. Jiangtao Li (2015) : Transmission Use of System Charges for a System with Renewable Energy, Jiangtao Li, Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Bath http://opus.bath.ac.uk/45264/1/Jiangtao_Li_095902333.pdf
4. 海外電力調査会 (1996) : 英国 NGC 社の送電料金について, 海外電力 1996年2月号
5. 高橋, 関根 (1968) : フロー直流法による潮流計算, 高橋, 関根, 電気学会雑誌 Vol.88 (1968)
6. Ofgem (2014) : Project TransmiT: Decision on proposals to change the electricity transmission charging methodology, Ofgem <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Electricity-codes/CUSC/Modifications/CMP213/>
7. Nationalgrid (2015a) : Final TNUoS tariffs for 2015/16, Nationalgrid <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Approval-conditions/Condition-5/>
8. Nationalgrid (2016a) : Final TNUoS tariffs for 2016/17, Nationalgrid <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Approval-conditions/Condition-5/>
9. Nationalgrid (2016b) : The Connection and Use of System Code (section14) , Nationalgrid <http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/electricity-codes/cusc/the-cusc/>
10. Nationalgrid (2015b) : Introduction to Final Generator Payments, Nationalgrid <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=44937>
11. トーマツ監査法人 (2015) : 平成 26 年度新エネルギー等導入促進基礎調査 (再生可能エネルギー導入拡大のための広域連系インフラの強化等に関する調査) 業務報告書 平成 27 年 2 月, トーマツ監査法人 http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/000177.pdf
12. PwC アドバイザリー合同会社 (2016) : 平成 27 年度電源立地推進調整等事業 (諸外国の託送制度に関する調査) 報告書 平成 28 年 2 月, PwC アドバイザリー合同会社 http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2016fy/000289.pdf