



令和4年度産業経済研究委託事業
(海外における電力システムの混雑管理に関する調査事業)

－ 調査報告書 －

有限責任監査法人トーマツ
2023年3月31日

目次

1. 海外の系統に関する調査	3
1.1 各国比較	4
1.2 送電系統の特徴	7
1.3 電源構成	13
1.4 系統混雑状況と系統整備計画	16
1.5 ローカル系統、配電系統の系統混雑状況と系統整備計画	22
2. 海外の系統混雑管理手法に関する調査	44
2.1 米国（PJM）ノードル制と欧州ゾーン制の比較	45
2.2 米国（PJM）の混雑管理手法	48
2.3 欧州の混雑管理手法	68
2.4 ローカル系統、配電系統における混雑管理	80
2.5 混雑管理に対する行政等の監視	119
3. 市場主導型の混雑管理と市場の関係性の考察	135
3.1 米国（PJM、NYISO）の混雑管理手法における課題	136
3.2 欧州の混雑管理手法における課題	144

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4年11月10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. 海外の系統に関する調査

1.1 各国比較

米国PJMは電力需要や系統の規模が大きく、再エネ導入率が低いことが特徴的である。
ノルウェーとスウェーデンは電力需要や系統の規模は大きくないが再エネ導入率が高く、英国とドイツはその中間程度である

各国比較 (1/2) *1

	米国PJM	英国	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
需要規模	831.6TWh (2021年)	334.2TWh (2021年)	511.6TWh (2021年)	125.2TWh (2020年)	134.4TWh (2021年)
電圧階級	69kV～765kV	132kV～400kV	220kV～380kV	132kV～420kV	220 kV～400 kV
系統総延長	136,960km (送電線)	- 約7,200km (送電線) - 約1,400km (送電ケーブル)	35,000km	- 約11,500km (送電線) - 約2,000km (送電ケーブル)	16,000km
系統構造	メッシュ状	メッシュ状	メッシュ状	南北送電線は串状、 南部はメッシュ状	メッシュ状
再エネ導入率 (設備容量)	7% (2020年)	33% (2020年)	60% (2020年)	97% (2020年)	67% (2020年)
市場における 混雑管理の 粒度	約13,000のPnode	1ゾーン	4ゾーン	5ゾーン	4ゾーン

*1 出所：各国の公開情報を基にトーマツ作成

再エネ導入地域と大需要地間で混雑が発生している傾向にあり、特に米国PJM、英国、ドイツにおける混雑管理費用が大きい

各国比較（2/2）*1

	米国PJM	英国	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
混雑管理費用	9.95億ドル*2 （2021年）	約4.2億ユーロ*2 （2017年） 全量再給電 （ゾーン内）	約4.45億ユーロ （2020年） カウンタートレーディング：約3割 再給電（ゾーン内）：約3割 再給電（ゾーン間）：約2割 予備力：約2割	約0.075億ユーロ （2020年） 全量再給電 （ゾーン内）	約0.04億ユーロ （2020年） ほぼ全量再給電 （ゾーン内）
主な混雑原因・箇所	大需要地の東海岸で集中的に混雑が発生しており、混雑管理費用合計における50%以上が同エリアである。	北部での風力電源の増加による南向きの潮流が2倍に増加していることを背景に、北部と南部を繋ぐ送電線で系統混雑が発生し、混雑管理費用が増加している。	風況が良い北部に風力発電が多く設置されていることから、北部から南部に向けた潮流による系統混雑が多く発生している。	北・中部の洋上風力発電の開発と南部の電力需要増に伴い、南北間の送電線で系統混雑が発生している。	北部に水力、風力発電所が多く立地しており、南部が大需要地のため、南北間の送電線で系統混雑が発生している。
主な系統整備計画	将来的な再エネ電源の大量導入、電源構成の変化、需要家の変化、設備の老朽化等を考慮した系統の補強計画を策定している。	北部の再エネ増加や洋上風力の増加に対応するため、海底ケーブルの新設や地上送電設備の増強が計画されている。	南北間を結ぶ高圧直流送電（HVDC）の新設が計画されている。	段階的に南北間及び南部の送電線の新設や増強を進めている。	老朽化した送電線の更新や国内ゾーン間、国外ゾーン間送電線の新設・増強を進めている。

*1 出所：各国の公開情報を基にトーマツ作成

*2 1ドルは約135円、1ユーロは約141円（2022年12月1日時点）

1.2 送電系統の特徴

PJM管轄エリアでは69kV～765kVの送電網がメッシュ状に広がっており、大需要地はエリア内に点在している

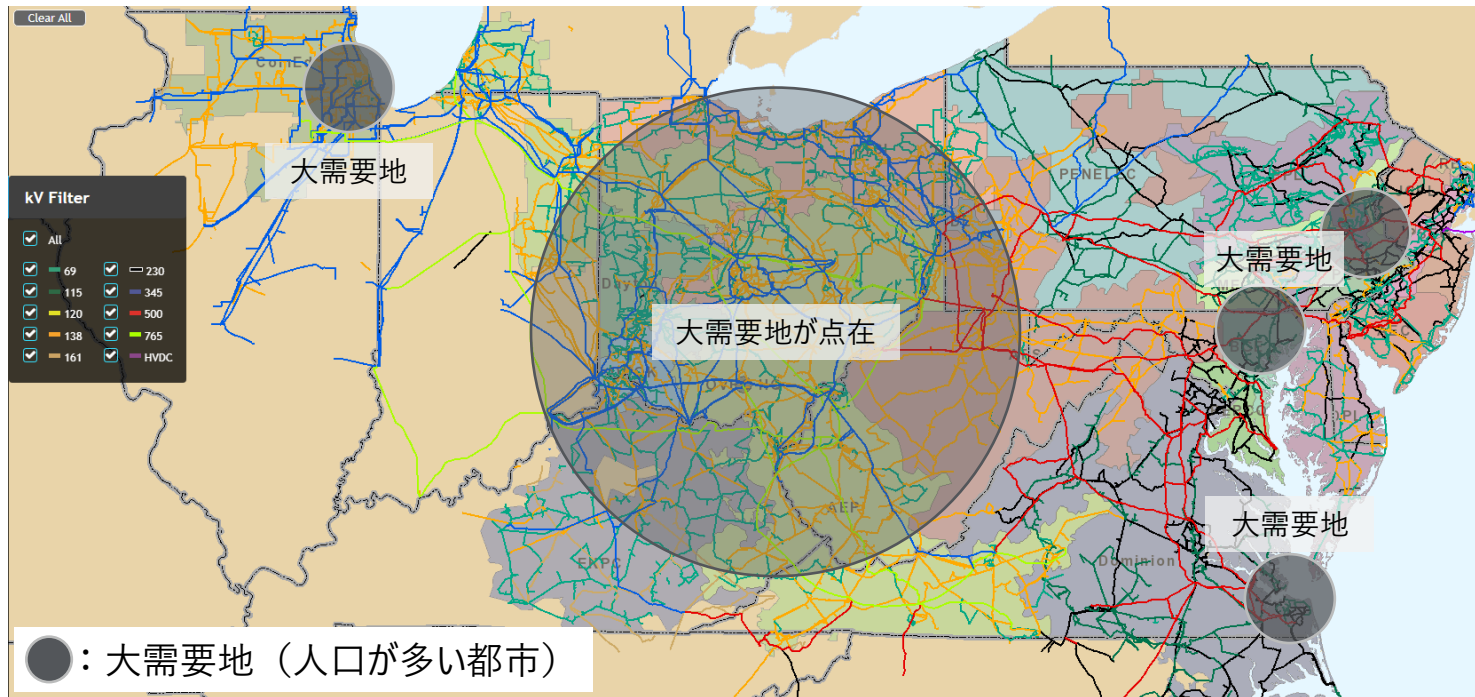
送電系統の特徴（米国PJM）*1

－送電系統図と需要地*1－

特徴

- PJMは米国北東部の13州を跨いで管轄しており、69kV～765kVの送電網がメッシュ状に広がっている。また、大需要地（人口が多い都市）は管轄エリア内に点在している。
- PJMはノードル制を採用しており、22のゾーン、12のハブ、10のインターフェース、約13,000点のノード（Pnode）が存在*2している。
- 広大な送電網を保有している一方で、2/3の送電設備が既に設置から40年以上経過しており、設備の老朽化対策が急務となっている。

系統図・立地図



*1 出所：PJM、System Map、<https://gis.pjm.com/esm/default.html>

*2 ゾーンはPJM内における最大の地域別エリアを指しており、ハブは地域単位のPnodeを形成する複数母線の集合体、インターフェースはPJM以外のISO/RTOとの取引に用いられるPnodeを形成する複数母線の集合体、PnodeはLMPの計算に用いられる最小の価格ノードを指している

南部の大需要を支えるため、北部の水力・風力発電から南部に送電するための高電圧送電線や、需要地近傍に多くの火力発電や洋上風力発電が整備されている

送電系統の特徴（英国）

－送電系統図*1－

南部の多くは400kV、北部は132～275kVとなっており、海底ケーブルも敷設されている。

－発電所の立地*2－

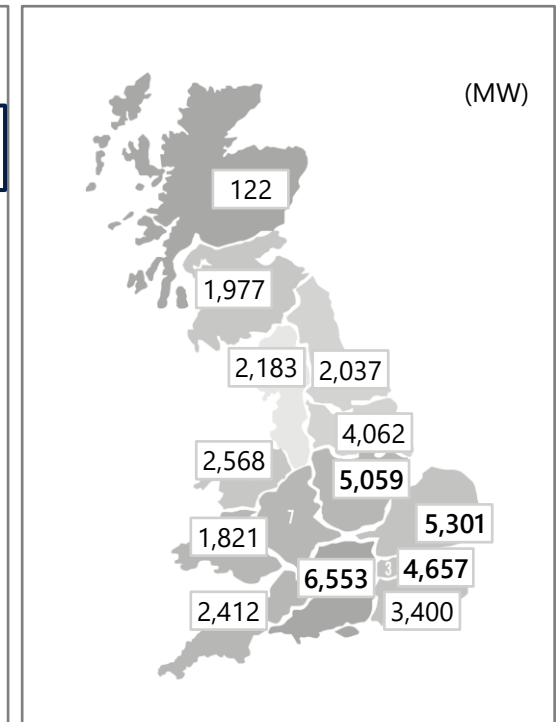
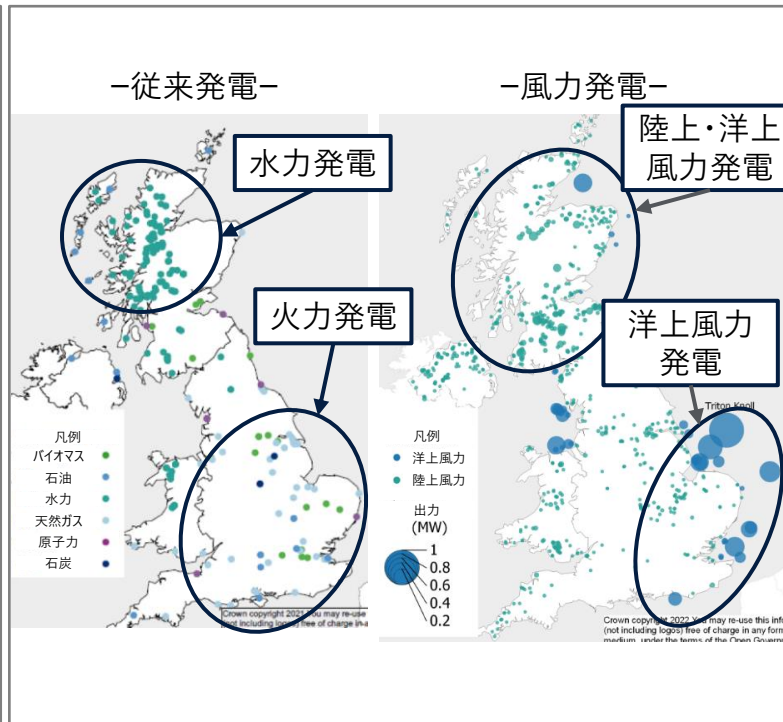
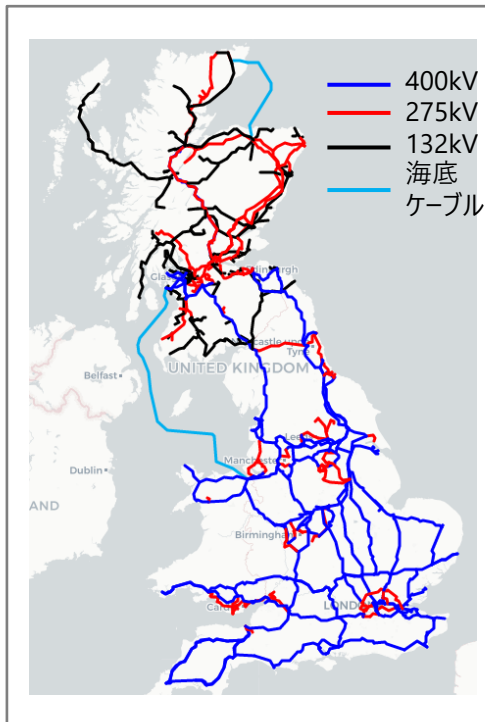
北部に多くの水力発電や、風力発電が立地しており、南部では石炭・石油・天然ガス火力発電および大規模な洋上風力発電が立地している。

－需要地*3－

南東部（ロンドン近郊）は北部、南西部に比べて需要規模が大きい傾向がある。

特徴

系統図・立地図



*1 出所：National Grid ESO、Our Interactive Map、閲覧日2022年12月5日、<https://www.nationalgrideso.com/future-energy/the-pathway-2030-holistic-network-design/interactive-map>

*2 出所：Gov.UK、Digest of UK Energy Statistics、2022年7月、<https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>

*3 出所：National Grid ESO、Final TNUoS Tariffs for 2021/2022、2021年1月、<https://www.nationalgrideso.com/document/186176/download>

北部に風力発電が多く立地しており、南部の大需要地へ電力を送っているが、南北間を結ぶ送電線整備・開発が遅れている

送電系統の特徴（ドイツ）*1

特徴

－ 送電系統図 －

- 220kV及び380kVの送電網は、国土の全体に広く敷設されている。
- 南部へ北部からの電力を送電するため、南北間の送電線整備・開発が住民反対などにより遅れている。

－ 発電所の立地 －

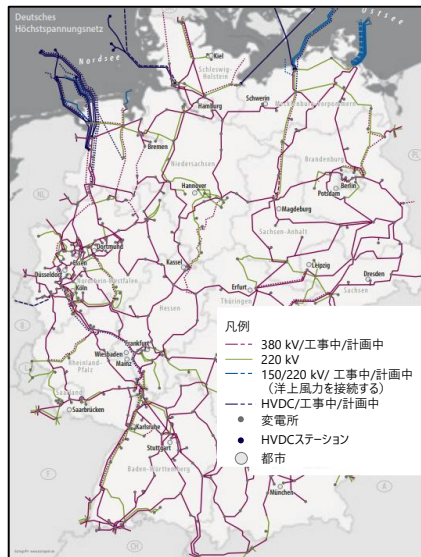
- 風力発電はドイツ北部に、PV及び水力発電はドイツ南部に多く立地している。
- 火力発電（原子力を含む）は、主にドイツ西部とドイツ南部に多く立地している。

－ 需要地 －

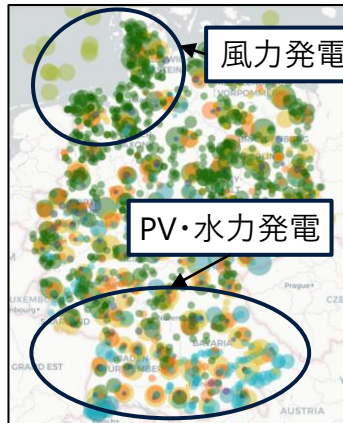
電力需要の大きい工業は、南部と西部ドイツに多く位置している。

系統図・立地図

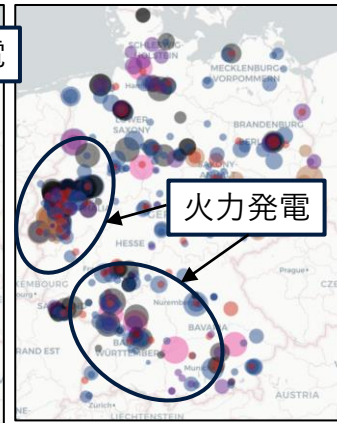
送電系統



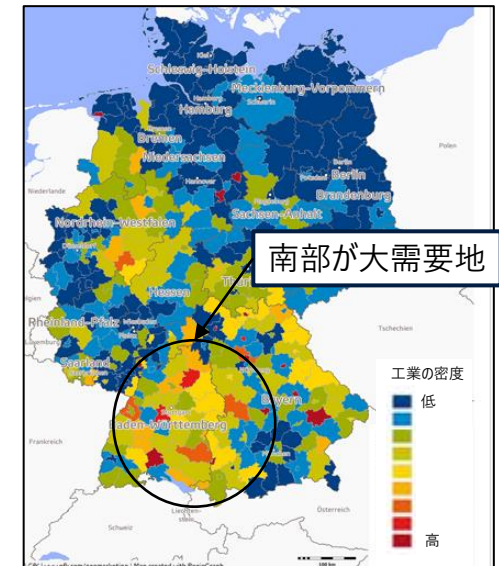
再エネ



再エネ以外



ドイツの工業密度の分布（2016）



*1 出所：BDEW、Energy Market Germany 2020、2021年、https://www.bdew.de/media/documents/Energiemarkt_Deutschland_2020_english.pdf
Carbon Brief、Mapped: How Germany generates its electricity、2016年、<https://www.carbonbrief.org/how-germany-generates-its-electricity/>
GfK、Germany Industrial Density Map、2016年、<https://www.gfk.com/insights/mom-0116>

ノルウェーは、南部に主力電源である水力発電及び需要地が多くあり、国土の全体を繋ぐように南北に送電網が敷かれている

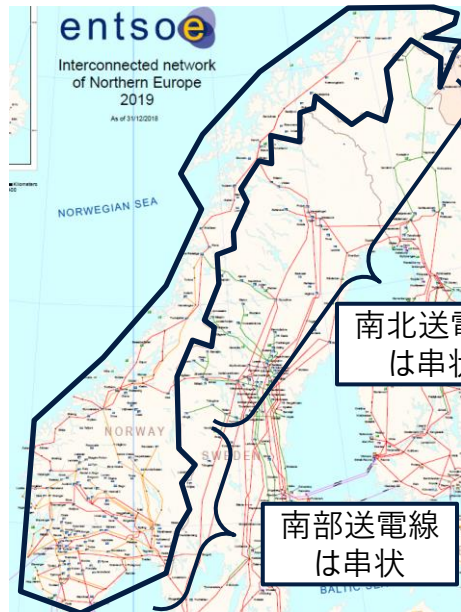
送電系統の特徴（ノルウェー）

－送電系統図*1－

特徴

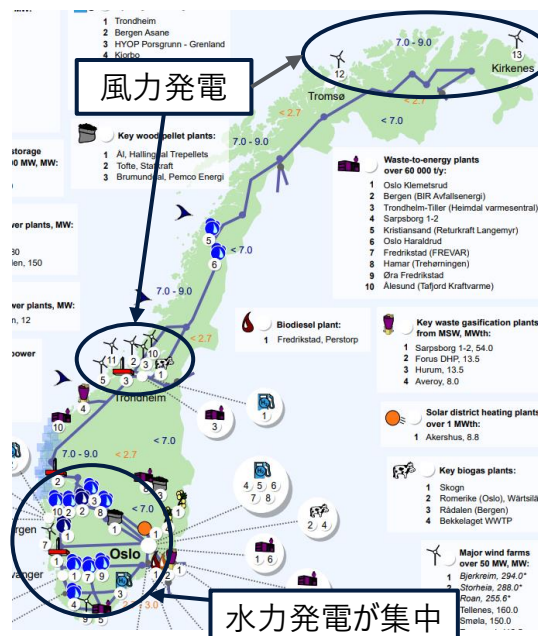
- 300kV～420kVの送電網が南北を繋ぐように敷設されている。
- 南部では、300kV～420kVの送電網がメッシュ状に広がっている。

系統図・立地図



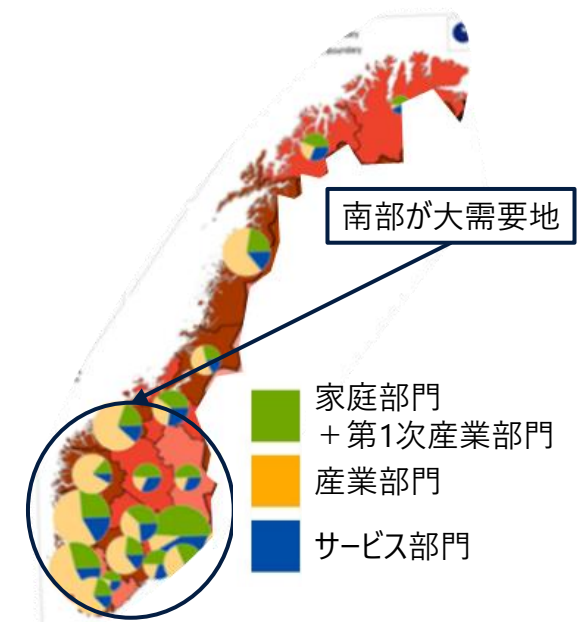
－発電所の立地*2－

- 風力発電は、主に北部と中部に位置している。
- 水力発電は、南部に多く位置している。



－需要地*3－

首都オスロのある南部が電力の大需要地となっている。



*1 出所：ENTSO-E、Interconnected network of Northern Europe 2019、2018年12月、
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/maps/2019/Map_Northern-Europe-3.000.000.pdf

*2 出所：Advanced Energy Technologies、Energy industry in Norway、2022年5月、<https://aenert.com/countries/europe/energy-industry-in-norway/>

*3 出所：Nordics top world energy consumption、2007年、<https://archive.nordregio.se/en/Metameny/About-Nordregio/Journal-of-Nordregio/Journal-of-Nordregio-2010/Journal-of-Nordregio-no-3-2010/Nordics-top-wor/index.html>

北部に水力発電、南部に原子力発電が立地している。南部が大需要地となっており、送電網は南北方向に敷設されている

送電系統の特徴（スウェーデン）

－送電系統図*1－

- 国内は南北に400kVの送電線が敷設されている。
- 北欧諸国やドイツ等と国際連系している。

－発電所の立地*1,2－

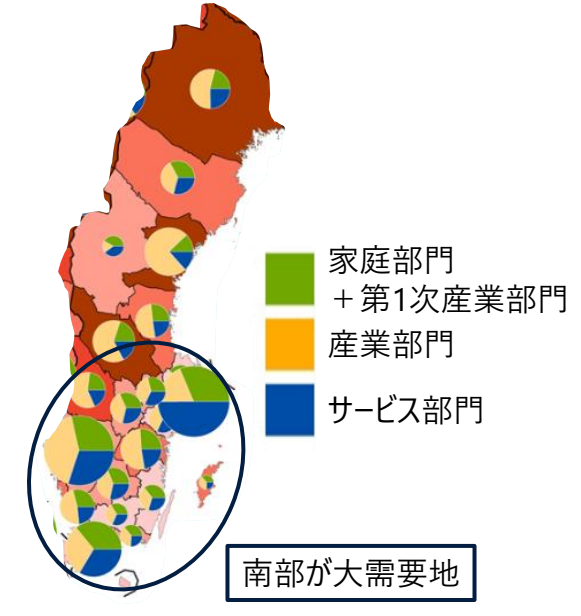
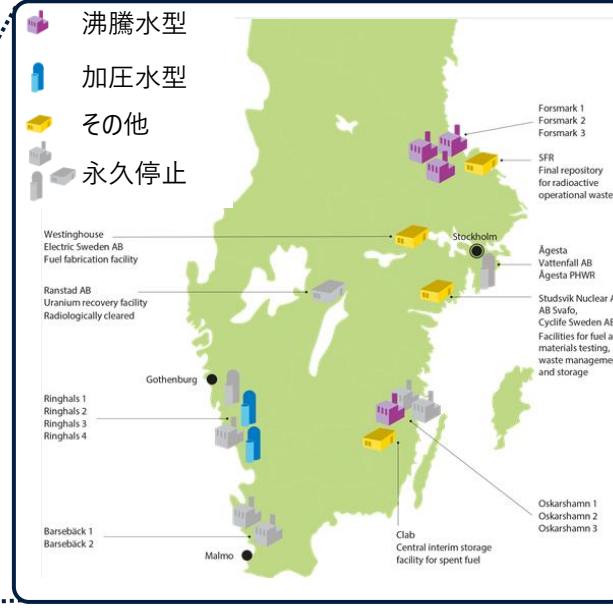
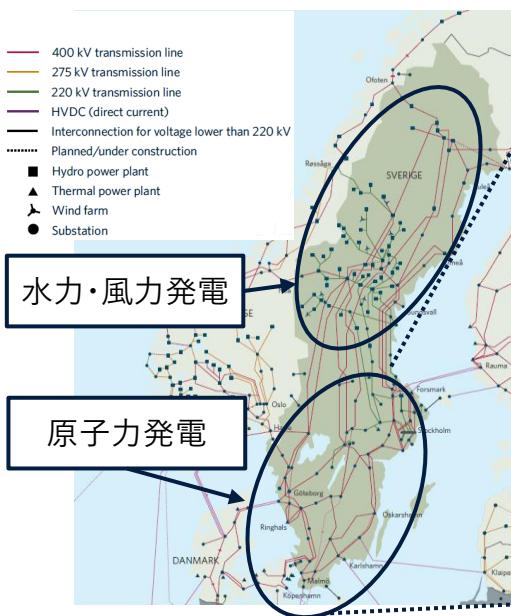
北部に水力発電所が多く、原子力は南部に立地している。

－需要地*3－

首都ストックホルムのある南部が電力の大需要地となっている。

特徴

系統図・立地図



*1 出所：Svenska Kraftnät、System Development Plan 2022-2031、2021年、<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/system-development-plan-20222031.pdf>

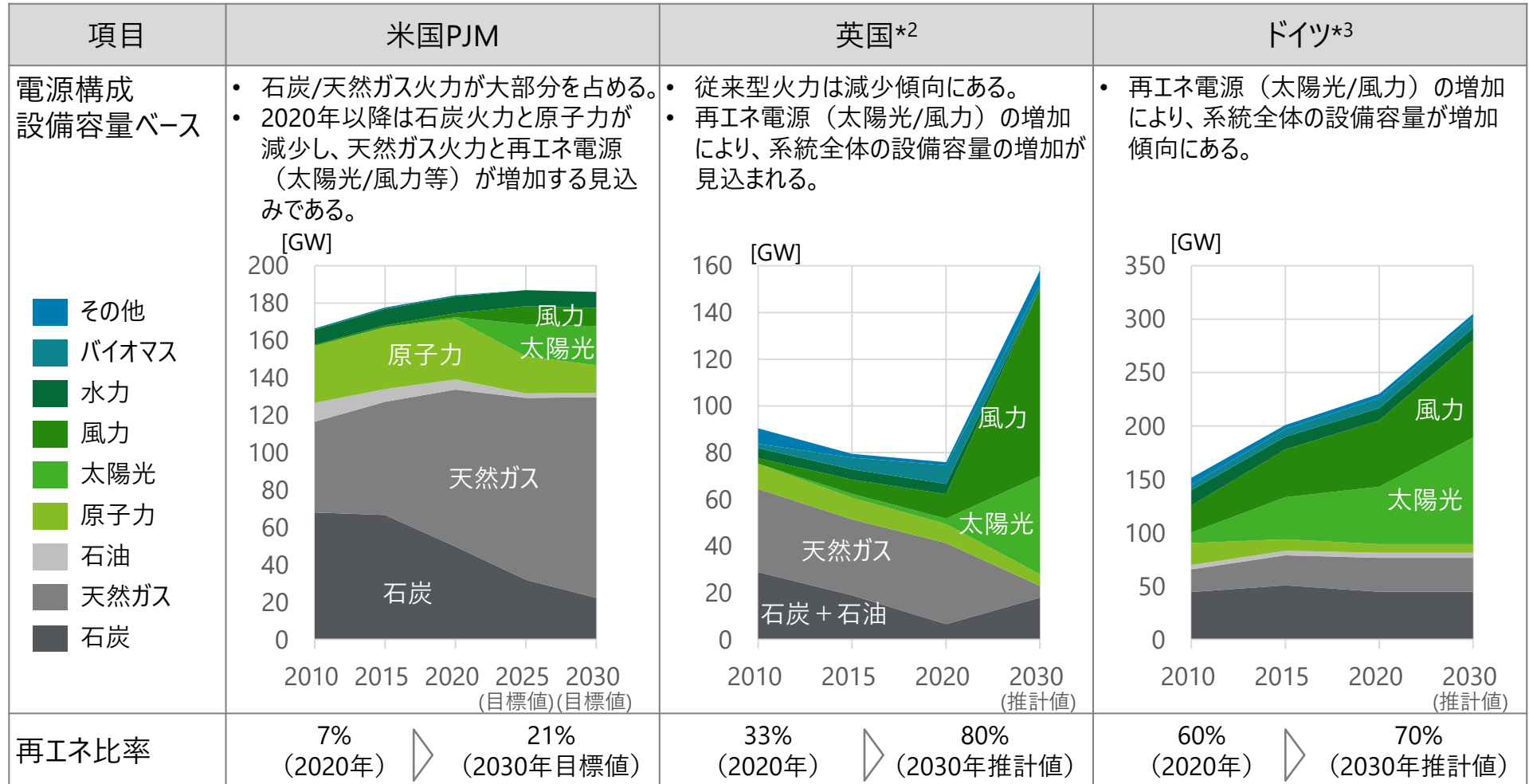
*2 出所：Government Offices of Sweden, Ministry of the Environment、Sweden's Eighth National Report under the Convention on Nuclear Safety、2019年6月、<https://www.regeringen.se/4adae6/contentassets/c8c431c94efb4c4abefb38ca36272b5a/swedens-eighth-national-report-under-the-convention-on-nuclear-safety-ds-201916.pdf>

*3 出所：Nordics top world energy consumption、2007年、<https://archive.nordregio.se/en/Metameny/About-Nordregio/Journal-of-Nordregio/Journal-of-Nordregio-2010/Journal-of-Nordregio-no-3-2010/Nordics-top-wor/index.html>

1.3 電源構成

PJMでは、石炭火力と原子力が減少し、天然ガス火力と再エネ電源が増加する見通しである。英国とドイツでは、再エネ電源の増加により系統全体の設備容量が増加する見通しである

電源構成（各国比較、設備容量ベース）（1/2）*1



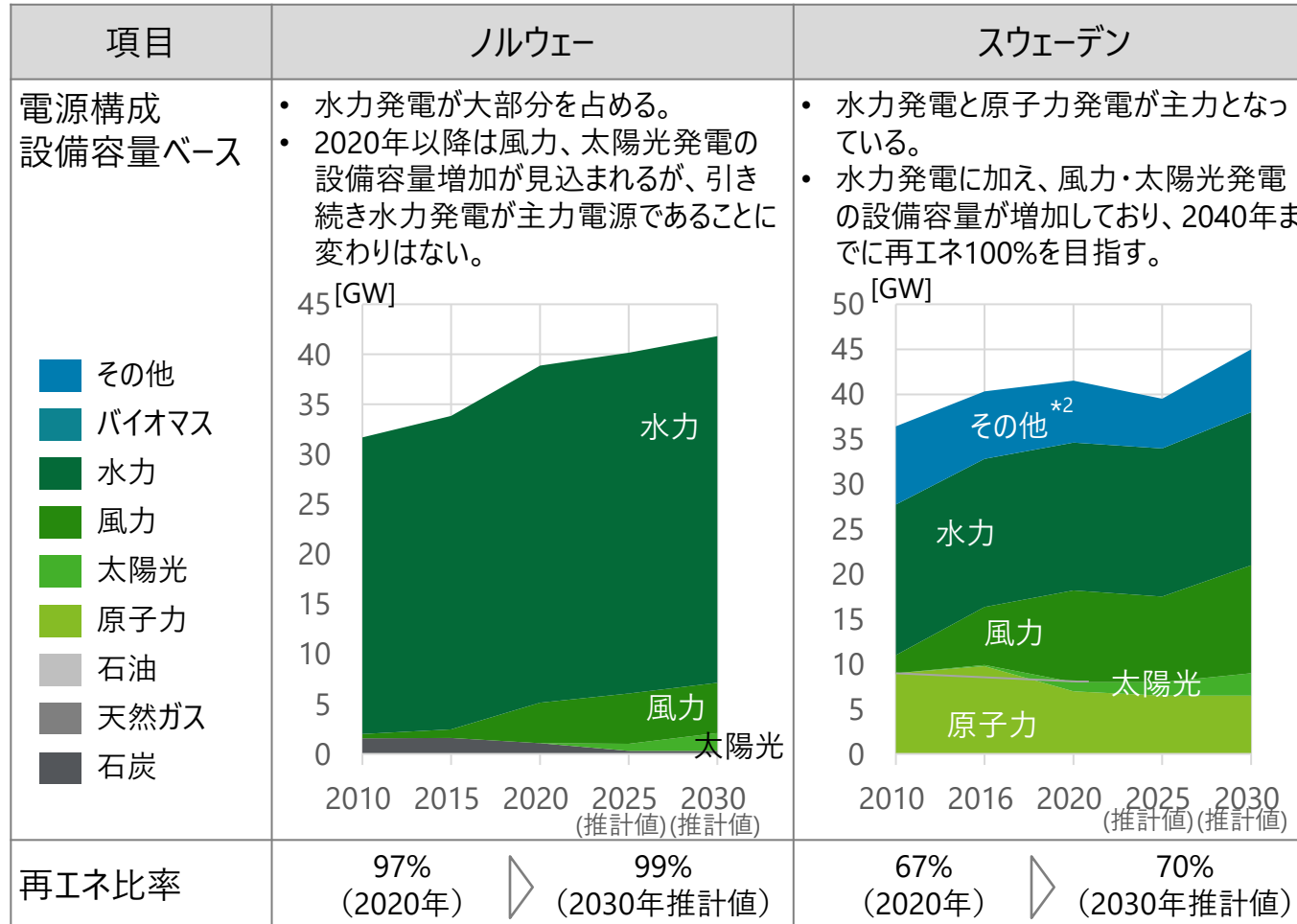
*1 出所：各国の公開情報等を基にトーマツ作成

*2 2030年の推計値はFuture Energy Scenarios（National Grid ESO、英国全土の電力系統運用者）の「Leading the Way（脱炭素に向けた高水準のシナリオ）」の値を参照したため、2020年以降の推移が極端な右肩上がりとなっている。また、出所には掲載されていた「Interconnectors」及び「Storage」のデータは除いている

*3 2030年再エネ電源設備容量のみ目標値が公表されているため、その他の電源の設備容量は2020年値を使用している

ノルウェーは既にほとんど全てが再エネ電源になっており、スウェーデンは将来的には再エネ100%を目標としている

電源構成（各国比較、設備容量ベース）（2/2）*1



*1 出所：IEA、各国の公開情報等を基にトーマツ作成

*2 可燃性燃料、火力、CHP等の合計であり、バイオマスが含まれる可能性がある

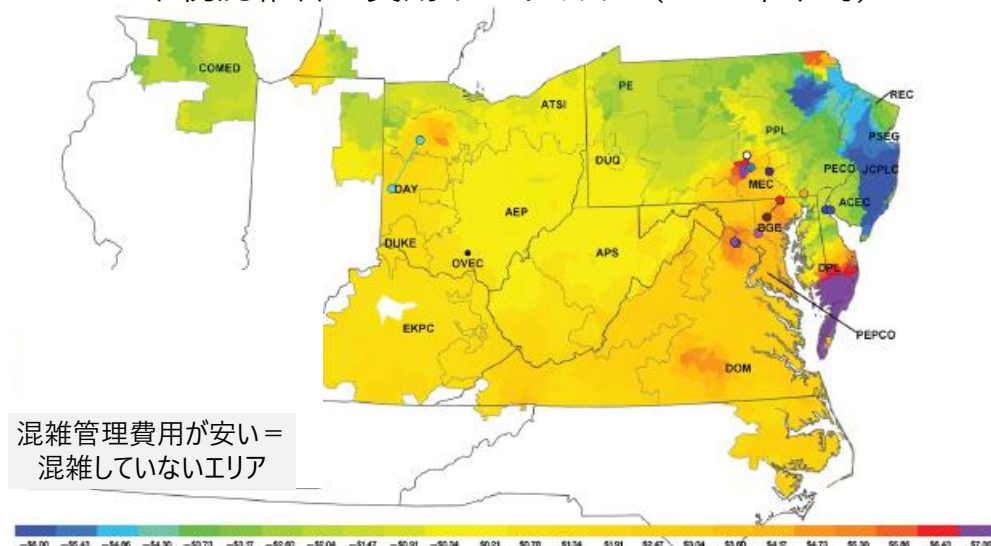
1.4 系統の混雑状況と系統整備計画

米国PJMでは、大需要地である東海岸において全体の5割以上の混雑が発生しており、将来的な再エネ電源の増加や設備の老朽化を考慮しつつ、地域間系統の補強計画を実施している

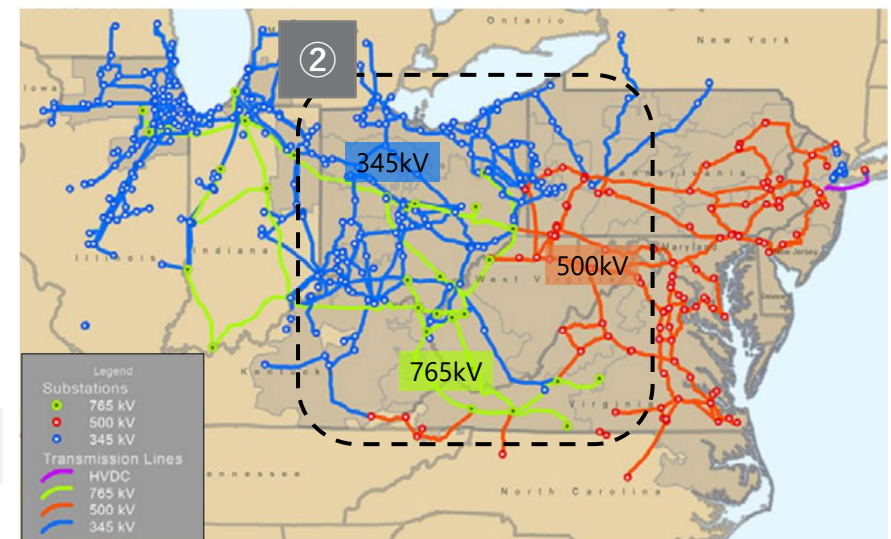
系統混雑状況と系統整備計画（米国PJM）*1

系統混雑状況	①	大需要地の東海岸で集中的に混雑が発生しており、混雑管理費用合計における50%以上が同エリアである。
	②	PJM管内における中部のエリアは比較的混雑が発生していないが、これは345kV以上の超高压送電線の集中的な設置及び下記RTEPの効果である。*1
系統整備計画		将来的な再エネ電源の大量導入、電源構成の変化、需要家の変化、設備の老朽化等を考慮しつつ、RTEP（Regional Transmission Expansion Plan）*2と呼ばれる地域間系統の補強計画（東海岸を含む）を実施している。
	系統整備投資額	22億ドル～34億ドル*3（2035年までの推定）

－ 系統混雑管理費用のヒートマップ（2021年平均） －



－ PJM管内の送電網（345kV以上） －



*1 出所：Monitoring Analytics、2021 State of the Market Report for PJM、2022年3月、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf

*2 RTEPは、PJMが実施する地域間送電網拡張計画を指しており、新たな再生可能エネルギー発電の増加や住宅の電化等に対応するための拡張計画が盛り込まれている

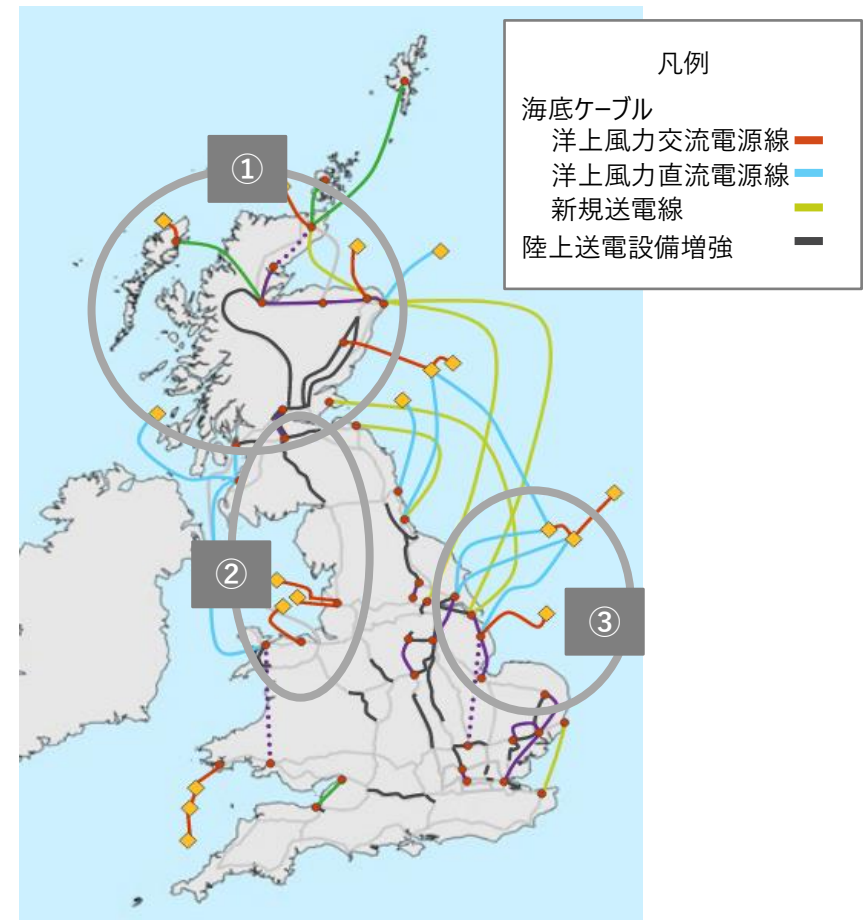
*3 1ドルは約135円（2022年12月1日時点）

英国では、北部の再エネ増加や洋上風力の増加に対応するため、海底ケーブルの新設や陸上送電設備の増強が進められている

系統混雑状況と系統整備計画（英国）*1

国内の概況	①	北部での風力電源の増加による南向きの潮流が2倍に増加
	②	中央部（イングランド北部）で低炭素電源の増加と北アイルランドへの連系線が敷設
	③	南東部で洋上風力電源が10GW増加
系統混雑状況		北部と南部を繋ぐ送電線で系統混雑が発生しており、混雑管理費用が高くなっている。
系統整備計画		北部の再エネ増加や洋上風力の増加に対応するため、海底ケーブルの新設や地上送電設備の増強が計画されている。
系統整備投資額		76億ポンド*2（2030年まで）
費用対効果		40年間で計131億ポンドの混雑管理コストの削減が見込まれる。

ー 2030年に向けた系統整備計画ー



*1 出所：National Grid、Pathway to 2030、2022年7月、
<https://www.nationalgrideso.com/document/262676/download>

*2 1ポンドは約165円（2022年12月1日時点）

ドイツでは、北部の再エネ急増と南部の大需要を起因とする系統混雑を解消するために、南北間を結ぶ高圧直流送電の新設を進めている

系統混雑状況と系統整備計画（ドイツ）*1

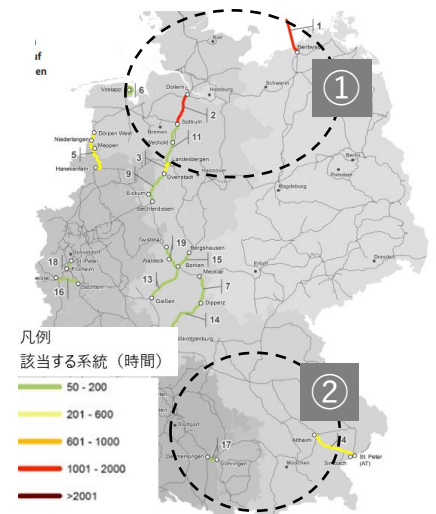
国内の概況	- 風況が良い北部に風力発電が多く設置され、ドイツ全体の風力発電量64GWの半分を発電している。 2040年までに洋上風力発電を2021年の7.7GWから40GWまで増やす計画で、北部からの電力供給がさらに増える見込み。
系統混雑状況	① 冬季には北部の風力発電から大量の電力が南部に向けて流れることで、系統混雑が多く発生している。 ② カウントートレード、再給電指令及び再エネ出力制御により混雑を処理するが、対応できない場合は南部の休止中、閉鎖申請中の火力電源を利用している。
系統整備計画	③ 南北間を結ぶ高圧直流送電（HVDC）の新設が計画されており、特にSuedLinkプロジェクト（送電容量：4GW）及びSuedOstLinkプロジェクト*2（送電容量：2GW）が重要な役割を持つ。
系統整備投資額	SuedLink : 100億ユーロ*3（2022年～2028年） SuedOstLink : 40～50億ユーロ（2022年～2027年）
費用対効果	2017年に、年間混雑管理費用が15億ユーロまで上昇したが、系統増強により混雑管理費用を低減でき、将来的に託送料金の低減が期待されている。

*1 出所：Lion Hirth et al., Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany, 2019年10月、[Future-redispatch-procurement-in-Germany](#)
Bundesnetzagentur, 「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2021」、2022年、[Zahlen Ganzes Jahr2021.pdf \(bundesnetzagentur.de\)](#)

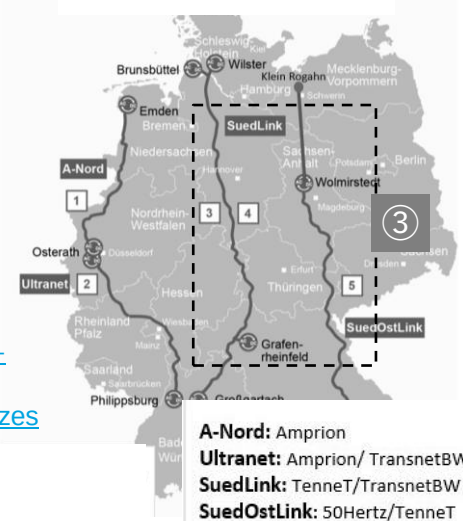
*2 SuedlinkとSuedOstLinkは右のHVDCの新設計画の内、中央ラインと右側ラインの新設計画である。

19 *3 1ユーロは約141円（2022年12月1日時点）

ー2021年の混雑状況ー



ーHVDCの新設計画ー



ノルウェーでは、北・中部の洋上風力発電の開発と南部の電力需要増を起因とする系統混雑に対応するため、送電線の新設・アップグレードを段階的に進めている

系統混雑状況と系統整備計画（ノルウェー）*1

国内の概況	- 脱化石燃料や電化の急速な拡大により、125.2TWh（2020年）から220TWh（2050年）まで電力需要が増加する見込み。 - 大規模な洋上風力発電の開発が進行中。	
系統混雑状況	①	北・中部の洋上風力発電の開発と南部の電力需要増に伴い、南北間の送電線で既に混雑が発生している。
	②	南部の電力需要増に伴い、将来混雑が発生する見込み。
系統整備計画	①・②	段階的に送電線の新設や更新（300→420kV）を進めている。
系統整備投資額	600～1,000億NOK*2（2030年までの合計）	
費用対効果	託送料金は増加するものの、TSOの混雑収入増分が需要家へ還元される点と、電化による社会全体のエネルギー効率向上によるメリットを踏まえると、電気料金の総額は低下する。	

－ 送電系統図 －



*1 出所：Statnett, Grid Development Plan 2021、2021年、
https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan_2021_summary.pdf

*2 1NOKは約13.9円（2022年12月1日時点）

スウェーデンでは、南部の需要増加への対応のため、送電線の新設・更新を進めている

系統混雑状況と系統整備計画（スウェーデン）*1

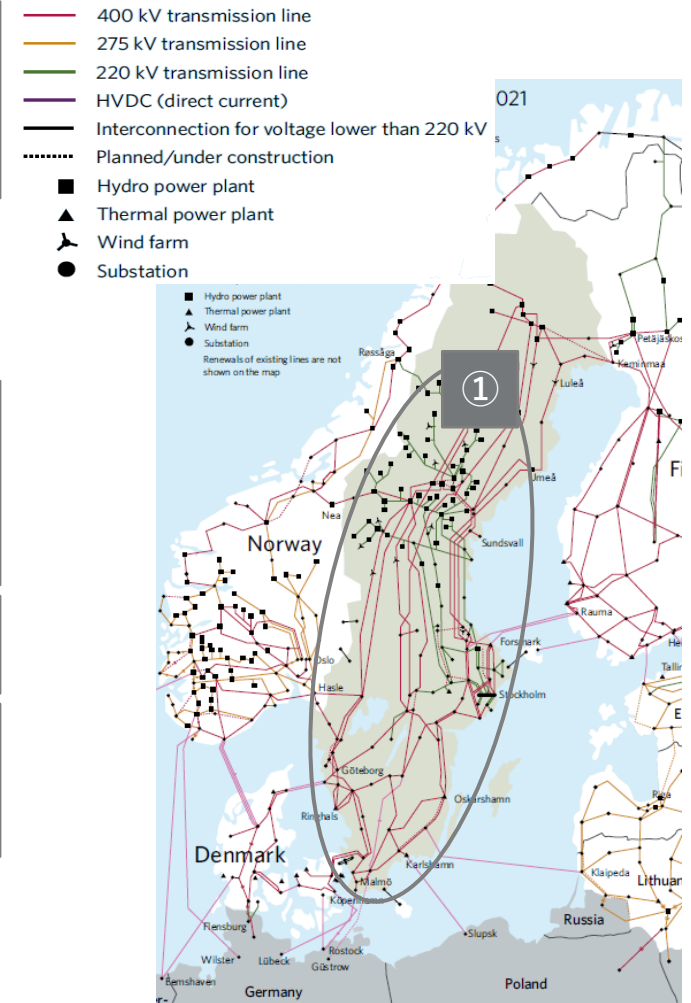
国内の概況	- 電源構成は主に、水力、原子力、風力発電となっている。電化の進展により、電力需要が増加する見込みである。 - 洋上風力の導入加速に向けて、政府から送電網を強化するよう指示されている。
系統混雑状況	① 北部に水力、風力発電所が多く立地しており、南部が大需要地のため、混雑が発生している。
系統整備計画	- 老朽化した送電線の更新（220→400kV）を進めている。 - 電力需要増への対応のため、送電線の新設・増強が国内のゾーン間、ドイツ、フィンランドとの間で計画されている。
系統整備投資額	1,000億SEK*2（2022～2031年までの合計）
費用対効果	TSOの混雑収入増分により、需要家の託送料金への系統運用・保守、資本コストの転嫁は2025年までは回避でき、2026-2031年には託送料金が3割増となる見込みである。*3

*1 出所：Svenska Kraftnät, System Development Plan 2022-2031、2021年、
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/system-development-plan-20222031.pdf>

*2 1SEKは約13円（2022年12月1日時点）

*3 老朽化した設備の更新を含めると、全体としては大きな費用対効果が得られなかったと推察される。

－ 送電系統図 －



1.5 ローカル系統、配電系統の系統混雑状況と 系統整備計画

送電系統に比べて配電系統の情報公開は限定的であるため、配電系統における系統混雑と系統増強について、情報公開が行われている事例を中心に調査を行う

調査の方向性

- 欧米では、配電会社の数が多く、一国内に配電会社が100社以上あることも珍しくない。そのため、規模の小さな配電会社が多く、分散型電源（例えば太陽光発電）を設置しようとした場合に、自ら配電会社に申込を行って見ないと実際に接続を認められるか否か分からないことが多い。同様に、配電混雑状況についても外部に情報公開を行っている例は稀で、どここの地域に分散型電源を設置する余裕があるのか知ることが難しい場合が多い。
- 米国では、エネルギー市場やアンシラリーサービス市場を運営するRTO・ISOがOASIS*¹と呼ばれる情報公開システムを通じて、卸電力取引に関係する各種情報を公開している。しかし、RTO・ISOは配電系統の管轄権を持っていないため、配電系統に関する情報は対象になっていない。また、送電系統の拡張はRTO・ISO大で行われる地域送電拡張計画で行われるが、配電系統は対象外である。このため、州政府が情報公開に積極的にならないと配電混雑の状況や配電系統増強の情報を知ることができない。
- 欧州では、送電会社の団体であるENTSO-Eが情報公開プラットフォーム*²を構築して、積極的に情報公開を行っており、送電混雑の状況を分析することが可能となっている。これは卸電力取引を行う上で送電線の空き容量や混雑の状況が影響を与えるため、共通の枠組みでの情報公開を進めてきた。しかし、配電部門では配電系統に接続する分散型電源が増加して、配電系統に制約が生じるようになったのが最近であることから、配電レベルでの情報公開は進んでいない。送電系統の拡張も各国が10ヵ年送電投資計画を策定することがEU電力規則*³により義務化されているため知ることができるが、配電部門には類似の義務が課せられていないため、配電系統増強の情報公開に積極的な国でないと知ることは難しい。
- 以上より、配電系統の混雑と系統増強について各国・地域で行われている情報公開の状況を中心に調査を行った。

*1 Open Access Same-Time Information System：卸電力価格、送電線潮流、電力需要等、電力系統に関連する情報を開示するシステム

*2 ENTSO-E Transparency Platform (<https://transparency.entsoe.eu/>)

*3 REGULATION (EU) 2019/943

国・地域により配電会社の数や置かれた状況が異なり、配電部門の情報公開度合いは大きな違いがある

配電部門における系統制約・系統増強に関する情報公開状況の概要

- 英国では、配電会社の数が少ないことから配電系統に関する情報を入手しやすい。
- ドイツやスウェーデンでは配電会社の数が膨大であり、大手を中心とした情報公開に止まっている。
- PJMエリアでは分散型電源に系統制約の範囲内での接続を認めているが、積極的に制約を解消するための配電投資を進める政策を採用している州は少なく系統増強に関する情報公開は限定的となっている。

－ 米国PJM、英国、ドイツおよびスウェーデンにおける配電部門情報公開概要 －

	英国 (北アイルランド除く)	ドイツ	スウェーデン	(参考) 米国PJM
配電会社数	7 (9エリア)	883*2	170*2	53*3
配電系統 制約情報	一定規模以上（例えば33/11kV変電所）の配電線・変電所に関する情報公開を進めている*1	110kV以上の配電線・変電所に関する情報公開に着手	不明（公表例を確認できなかった）	各配電会社が独自に系統制約情報の公開を行っている
配電系統 増強状況情報	11kV以上の系統増強計画を公表する配電会社が登場	配電会社に110kV以上の系統増強計画の提出義務あり	各配電会社で情報公開する例もあり	不明（公表例を確認できなかった）

*1 マン島のManx Utilitiesと国外からウェブサイトアクセスできないNorthern Powergridと以外は情報公開実施を確認（2023年3月時点）

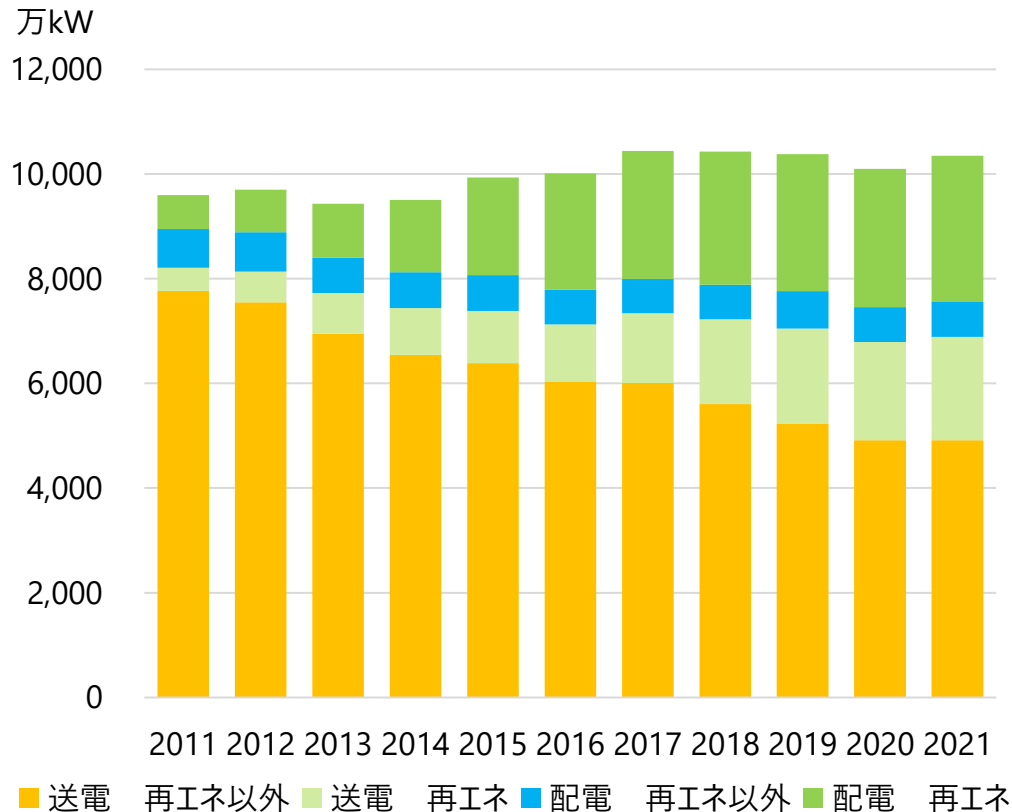
*2 Eurelectric, "Distribution Grids in Europe Facts and Figures 2020", 2020年12月

*3 配電会社としてPJMに会員登録している事業者数（<https://www.pjm.com/about-pjm/member-services/member-list>）

英国では、配電系統に接続する分散型電源の増加や将来に向けた電化に向け、配電系統における系統制約及び系統増強情報が重要になりつつある

配電系統における系統制約情報・増強情報の必要性（英国）

ー 英国（北アイルランド除く）における送電系統・配電系統に接続する発電容量－*1



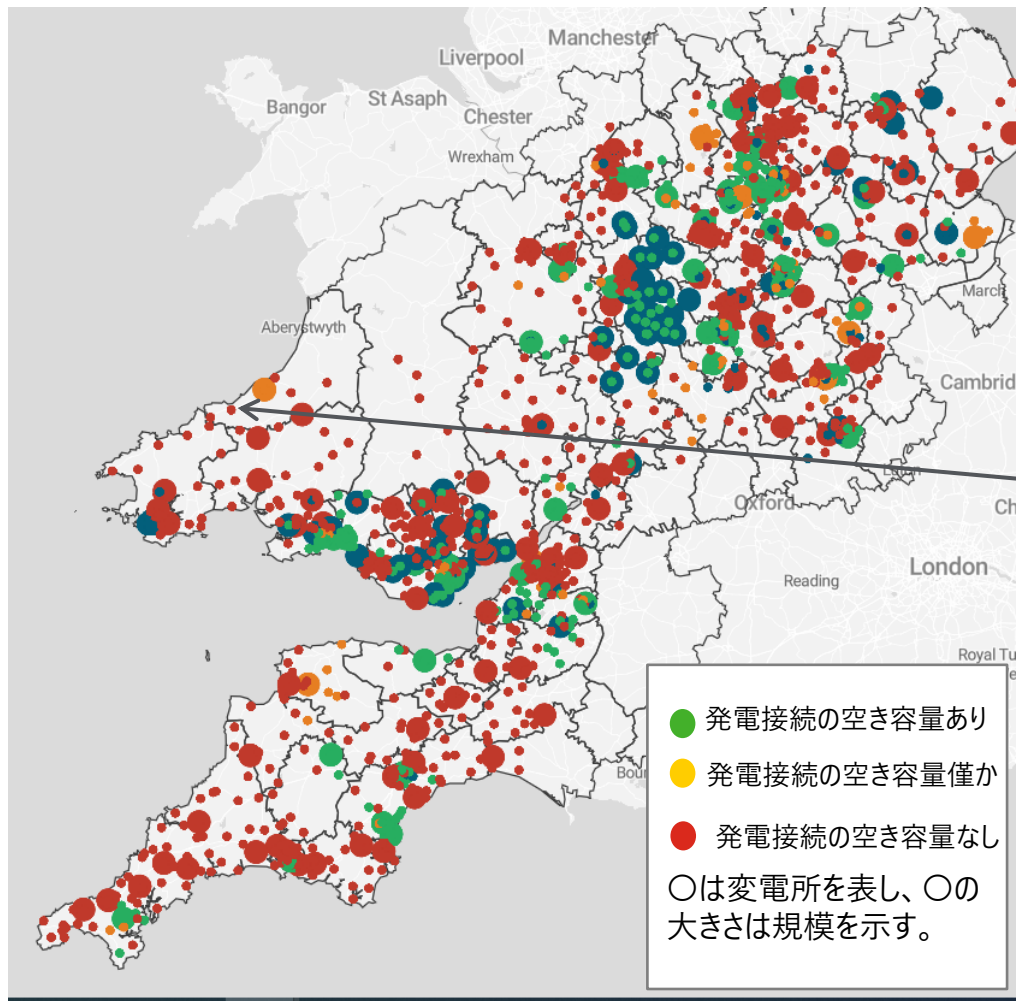
- 再生可能エネルギー発電は電圧の低い設備が多く、左図の通り、英国でも送電系統に接続する電源が多かった電源構成であったものが、配電系統に接続する電源の割合が増加してきている。
- その一方で、低炭素化に向けエネルギー需要の電化（電気自動車の導入や熱負荷の電化など）も見込まれており、変電所増強を先送りするための分散型電源の活用（市場構築を含む）といった新しいビジネスチャンスへの注目も高まっている。

*1 出所：BEIS, "Digest of UK Energy Statistics Tables 5.12 plant installed capacity, by connection", 2022年7月22日

英国では、配電系統に接続する分散型電源の増加を踏まえ、系統制約情報の可視化が進められている

(例) Western Power Distribution社の系統制約 (英国) *1

－ Western Power Distribution系統制約地図 － *1



変電所情報

変電所名	Blaenporth
変電所類型	一次
変電所番号	580072
高压側電圧水準	33 KV
低压側電圧水準	11 KV

Active Network Managementゾーン

ゾーン名	Swansea North
参照	n/a

需要

変電所常時容量	7.70 MVA
変電所ピーク需要	4.26 MVA
変電所需要上限	3.44 MVA
上流需要上限	22.49 MVA

発電

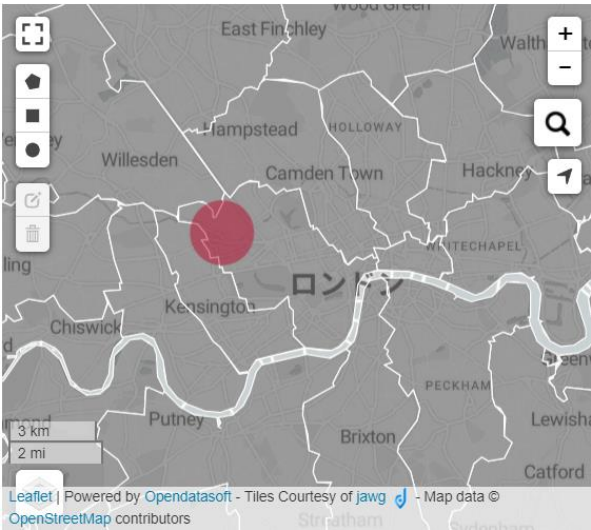
変電所容量逆潮流容量	13.20 MVA
接続発電容量	15.02 MVA
承認済未接続容量	-
申込済未接続容量	-
変電所逆潮流上限	-0.74 MVA
上流側発電上限	-2.52 MVA

★上記の他、新規に接続する際の留意事項や低圧で接続する場合の待機年数などの詳細情報を提示

*1 出所：Western Power Distributionウェブサイト (<https://www.nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application>)

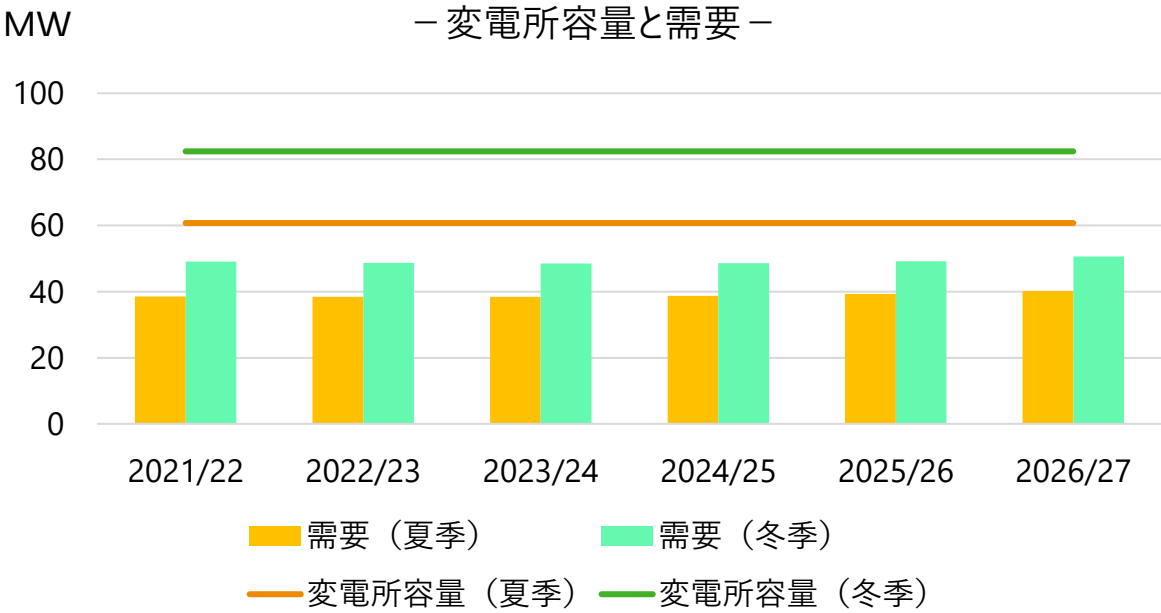
英国では、変電所レベル（11kV以上）での系統制約に関する情報公開も始まっている

（例）UK Power Networksによる各変電所の情報公開（英国）*1



変電所名：AMBERLEY RD B 11KV
場所：ロンドン北部

■ UK Power Networksでは、配電設備のうち11kV以上の各変電所における変電所容量、需要規模、接続している低炭素電源規模、需要家設備（蓄電池や電気自動車充電器）規模等の情報を公開している*2。変電所情報の公開により、需要・発電の接続可能容量の見通しを把握することができる。



	容量（kW）
マイクロCHP	1
太陽光発電	354
蓄電池	3.5
電気自動車充電器	35.72
ヒートポンプ	36.54

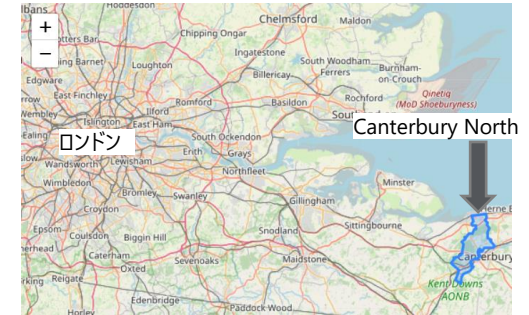
*1 出所：UK Power Network (<https://ukpowernetworks.opendatasoft.com/pages/gridandprimarydashboard/>)

*2 情報更新中であり、全ての変電所で情報公開がされているわけではない

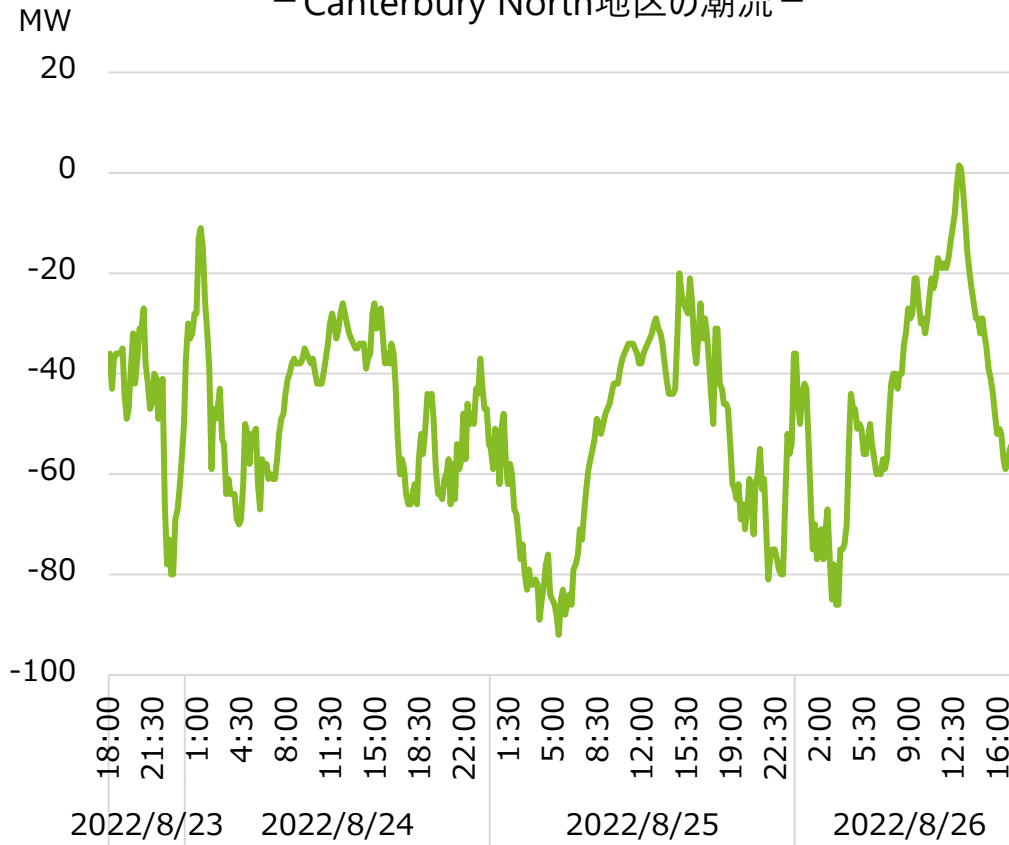
英国では、配電会社内の地区別の潮流や発電量といった時系列データの公表が始まりつつあり、配電レベルでの分析への貢献が期待されている

(例) UK Power Networksによる地区別電源構成情報の公開 (英国) *1

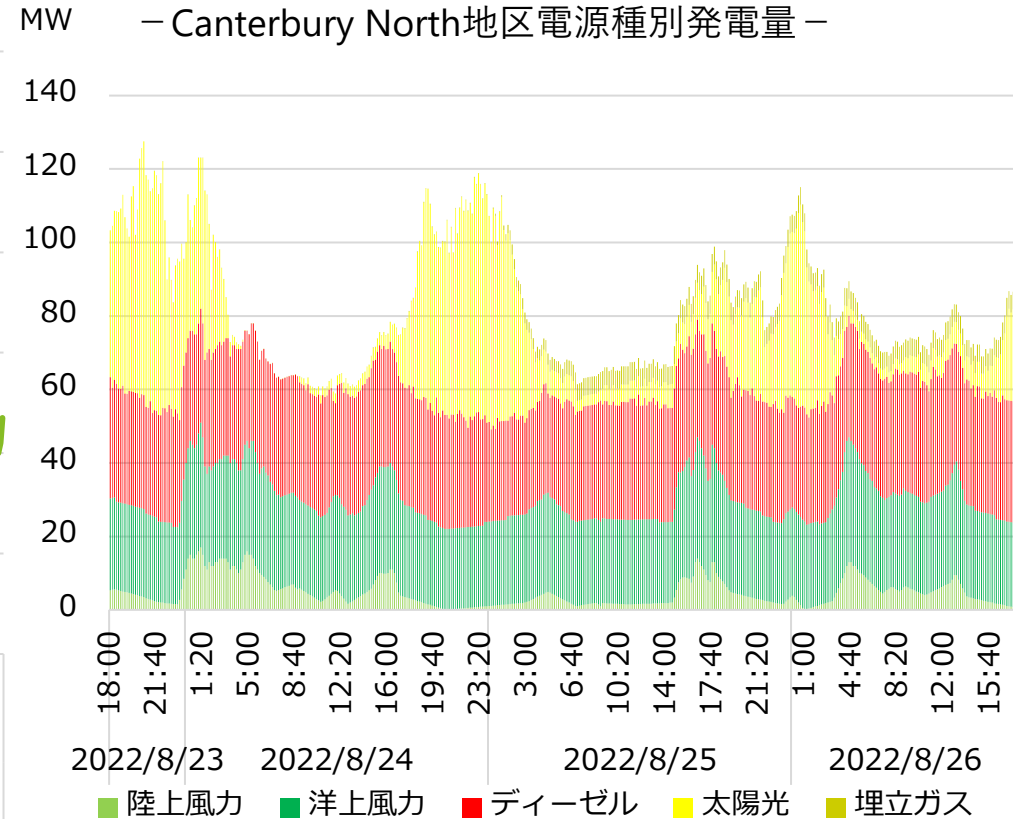
- UK Power Networksでは各地区の有効電力潮流、無効電力、電源構成 (10分毎) のデータ公開を進めている。なお、発電量のデータは計量器で計測された発電設備が対象で、計量器で計測していない発電設備容量の情報も公開している。



－ Canterbury North地区の潮流－



－ Canterbury North地区電源種別発電量－



*1 出所：UK Power Networksウェブサイト (<https://dsodashboard.ukpowernetworks.co.uk/d/jnTAkg7Gz/ukpn-dso-dashboard-grid-supply-areas?orgId=1&refresh=15m>)

英国では、配電会社各社がそれぞれ変電所など系統制約情報の公開の仕方に工夫がみられる

(例) Scottish and Southern Electricity Networkの33/11kV変電所の情報公開 (英国) *1

－ Scottish and Southern Electricity Networkの33/11kV変電所の情報公開 －

Generation Availability



Scottish & Southern
Electricity Networks

Powering our
community



*1 出所：Scottish and Southern Electricity Networkウェブサイト：<https://network-maps.ssen.co.uk/opendataportal>

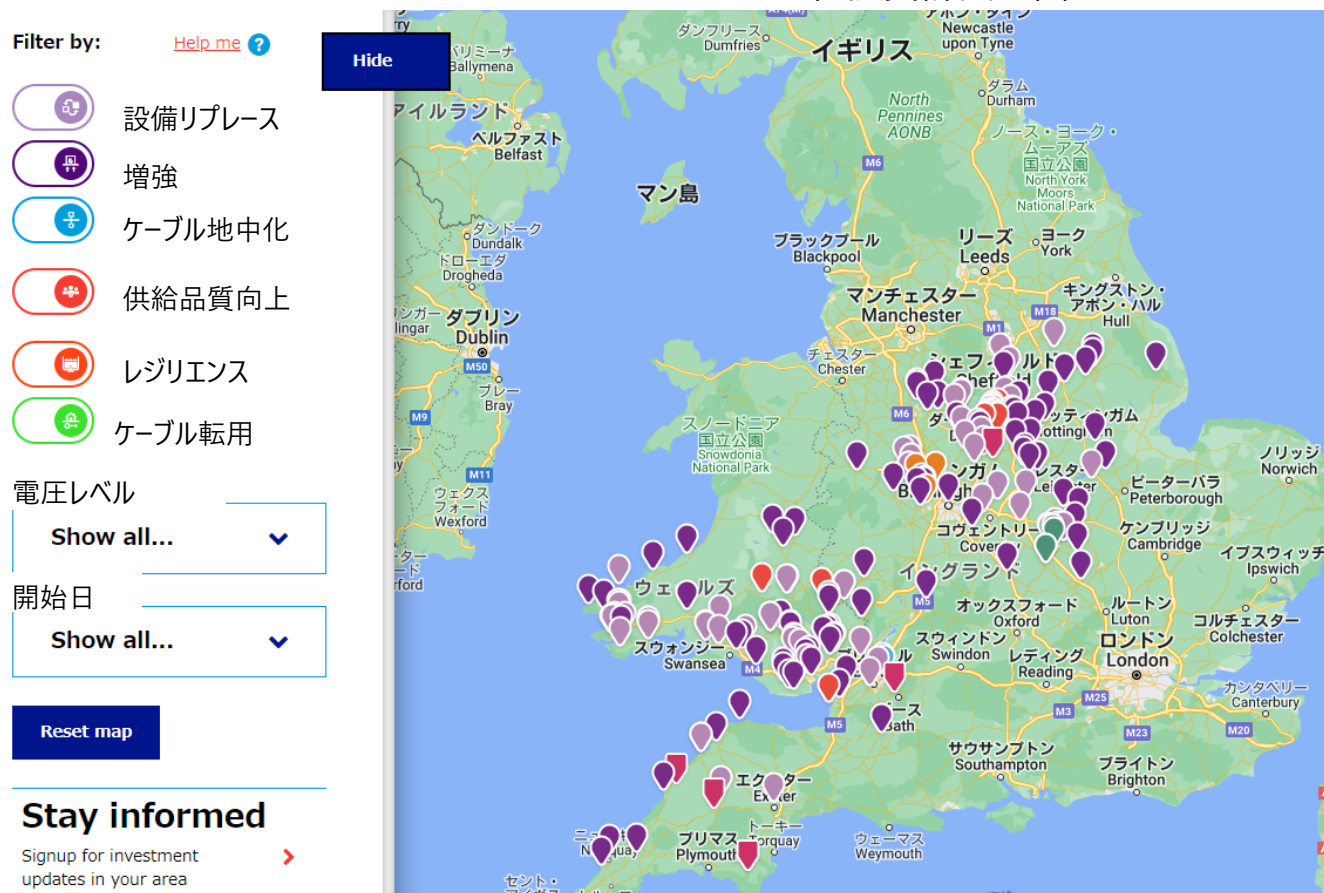
*2 同じ地図で需要設備の接続に関する系統制約状況を見ることが出来る

英国では、時期別・投資種別での配電投資計画の可視化を進める配電会社が登場し始めている

(例) Western Power Distribution社投資計画 (英国) *1

- 世界的にも配電レベルでの個別の投資計画を公表している例は少ないが、英国では地図を用いて配電設備の増強計画及びその増強目的に関して情報公開を行う配電会社が登場し始めている。
- こうした情報提供により、何時どの地域の系統制約が緩和するのか、配電会社に問い合わせずに知ることができる。

－Western Power Distribution社投資計画地図－



【参考】英国では、送電系統の計画策定を他のエネルギーネットワークと整合を図るために、送電系統運用者であるNational Grid ESOの役割を見直すことになった

【参考】各種エネルギーシステムを跨った大容量エネルギーネットワークの計画策定（英国）

- 英国では、低炭素型エネルギー社会の構築に向け、水素の開発・導入やCCUS（CO₂の輸送を含む）等にも積極的だが、例えば天然ガスパイプラインと水素の導管が二重投資になる可能性もあるなど、過大なエネルギーネットワークになる懸念がある。そのため、現在の電力系統運用と送電系統の計画策定を担うNational Grid ESOを改組し、送電系統だけでなくガス導管、水素導管、CO₂輸送貯蔵ネットワークの計画策定を行う機能を与える予定になっている。
- 改組された組織はFSO（Future System Operator）と呼ばれ、エネルギーネットワーク計画策定の他にも、エネルギー市場の設計や配電会社・ガス配給会社との調整、技術的規則の策定等も担うことになっている。
- FSOは、2021年7月にBEISとOfgemが政策文書“Energy Future System Operator Consultation”^{*1}において提案したもので、意見募集結果に対し、2022年4月に“Future System Operator-Government and Ofgem’s response to consultation”^{*2}にて回答を行った上で法案^{*3}が策定され、議会での審議を経て2024年の事業開始が予定されている。

*1 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1004044/energy-future-system-operator-condoc.pdf

*2 <https://www.ofgem.gov.uk/publications/consultation-future-local-energy-institutions-and-governance>

*3 FSOの設立に関してはBEIS, “Energy Security Bill Policy Statement- Independent System Operator and Planner”, 2022年8月

(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1100230/Policy_Statement_Independent_System_Operator_and_Planner.pdf)

【参考】英国では、配電部門でも他のエネルギーネットワーク計画と整合を図るために配電部門改革が検討されている

【参考】配電部門計画策定プロセス見直しの動き（英国）

- 配電、ガス配給、水素配給等といった小容量ネットワークの計画策定のあり方についてはOfgemがBEISと協力して2022年4月に政策文書である“ Call for Input: Future of local energy institutions and governance”^{*1}を公表して意見募集を行っている。地方政府が計画策定に関与し、大容量ネットワークの計画策定と同様に、ガスや熱利用等の低炭素化を考慮した適切な設備形成を促す仕組みが検討されている。配電会社・ガス配給会社等が、そのままの組織形態のままで相互に調整を行う場合や、配電・ガス配給等を跨って計画策定を行う組織を設立する場合など、複数の選択肢が提示されている。
- その後、2023年3月1日にOfgemは政策文書である“ Future of local energy institutions and governance”^{*2}を公表し、配電系統とガス配給網を跨って計画策定を行う全国組織として、「地域システム計画策定者」（RSP：Regional System Planners）の設立を提案した。将来的には水素の配給網の計画策定も担うと考えられる。
- いずれにしても、英国政府は送電でも他のエネルギーネットワーク計画と整合を図るためにFSOにエネルギーネットワーク策定機能を集約化させる方針であるが、配電でも他のエネルギーネットワーク計画と整合を図るため新しい組織の設立を提案することになった。

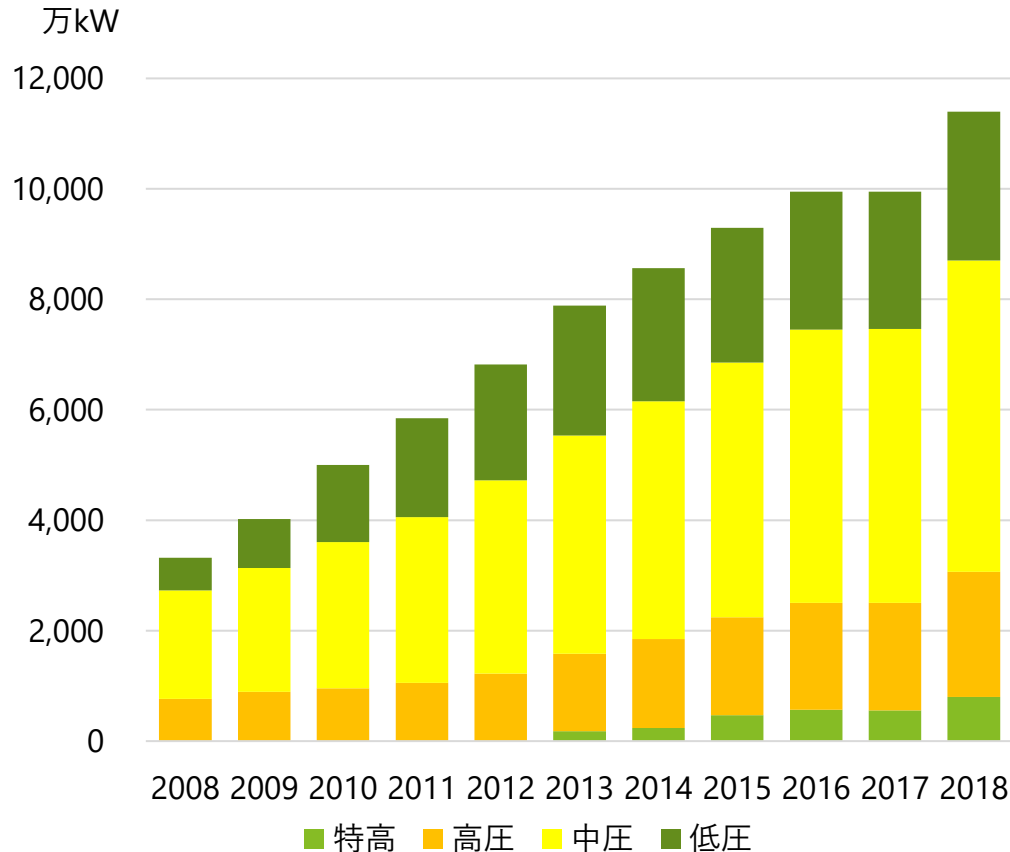
^{*1} <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-04/Call%20for%20Input%20Future%20of%20local%20energy%20institutions%20and%20governance%20.pdf>

^{*2} <https://www.ofgem.gov.uk/publications/consultation-future-local-energy-institutions-and-governance>

ドイツでは、再生可能エネルギー発電の導入は配電系統が中心だが、配電会社数が多いため比較的規模の大きな配電会社から情報公開を進めている

電圧階級別再生可能エネルギー発電導入量（ドイツ）

ードイツにおける電圧階級別再生可能エネルギー発電導入量の推移ー*1



- ドイツでは特別高圧（220kV～380kV）が送電系統、高圧（60kV～110kV）、中圧（6kV～60kV）そして低圧（230V又は400V）が配電系統に属する*2が、再生可能エネルギー発電の多くは中圧以下の配電系統に接続するため、配電系統における系統制約が課題になっている。
- しかし、ドイツには配電会社が883社あり、法的分離義務がある需要家数の大きい配電会社が80社に限られており、800社程度が法的分離義務のない小規模な配電会社となっている。このためドイツでは配電部門における情報公開は比較的規模の大きな配電会社から進められている。

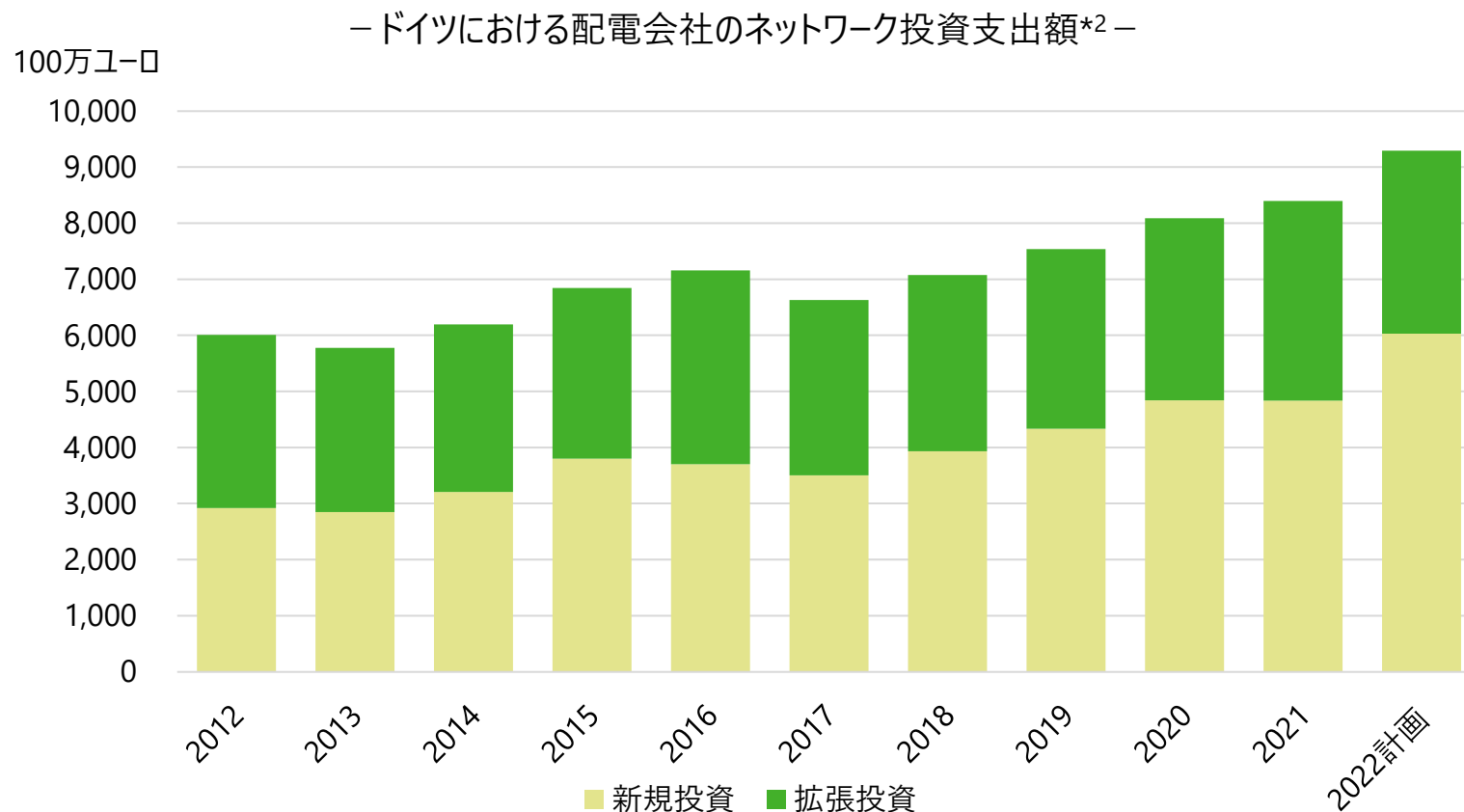
*1 出所：連邦ネットワーク庁“EEG in Zahlen 2019”より作成

*2 出所：CIGRE、“Energy Structure NCs- Germany-(update 2018)” (https://www.cigre.org/userfiles/files/Community/NC/2018_National-power-system_Germany.pdf)

【参考】ドイツでは、配電分野でもネットワーク投資額が増加傾向にある

【参考】系統増強費用（ドイツ）*1

- ドイツにおける配電投資額は、2021年に行った808の配電会社からの報告聴取によると、総額で83.95億ユーロであった。2022年には、92.91億ユーロの投資を計画している。



*1 出所：連邦ネットワーク庁, "Monitoring Report 2022", 2022年12月

*2 1ユーロは約141円（2022年12月1日時点）

ドイツでは、高圧・中圧を対象に、配電会社にネットワーク増強計画の提出が義務化（EnWGセクション14d）されている

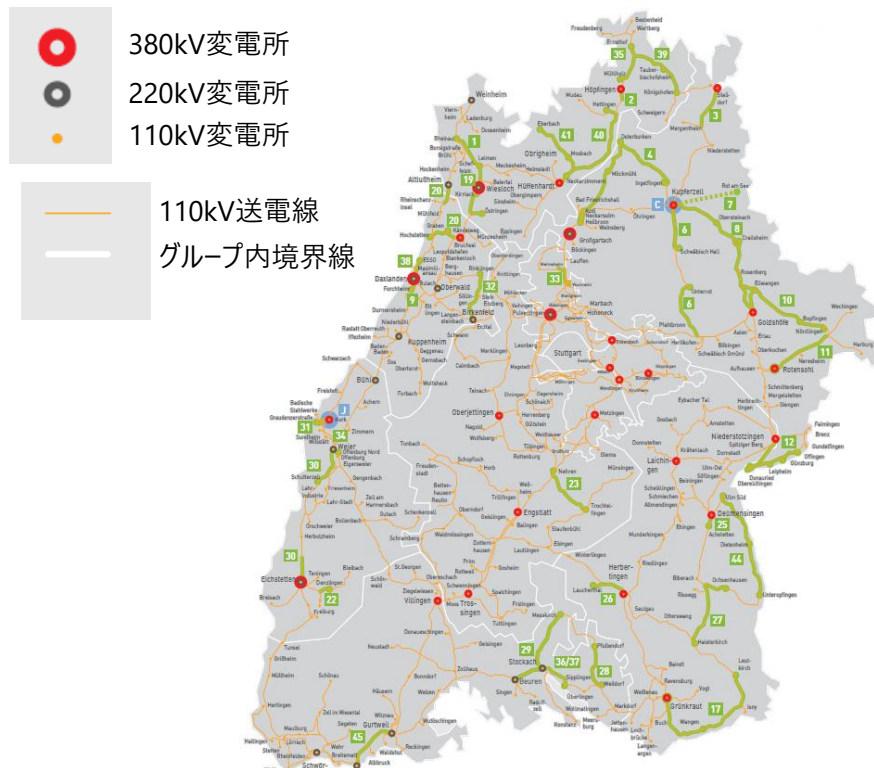
配電会社による配電系統情報公表例（ドイツ）

- EnWG（エネルギー事業法）のセクション14dの規定により、高圧・中圧を対象にネットワーク増強計画の提出が義務化された結果、配電システムの増強計画地図等を公表するようになった。
- 下図は、バイエルン地域の配電会社Bayernwerk netzとEnBWの配電会社Netz BWの配電システム増強計画の地図であり、プロジェクト名を確認することができるが、何時・どの程度空き容量が生じるのか識別できない形式での情報公表となっている。

— Bayernwerk netz社系統增強計畫*1 —



— Netz BW社系統增強計畫 (110kV) *2 —



*1 出所：Bayernwerk netz, "Netzausbauplan 2022", 2022年7月18日
(Bayernwerk netzはバイエルン地域の電力・ガスネットワーク会社)

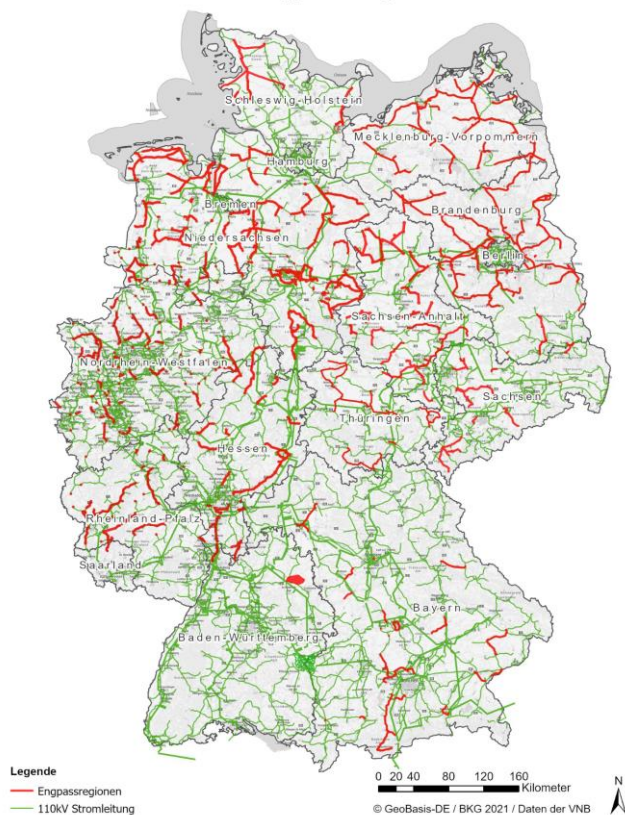
*2 出所：Netz BW, "Netzausbauplan 2022", 2022年4月（Netz BWはEnBW社の配電・ガス配給部門）

ドイツでは、配電投資の把握を拡大しており、2022年からは顧客数10万口を超える配電会社が対象となる予定になっている

配電増強計画*1（ドイツ）

ードイツにおける10kV系統混雑送電線*1ー

110kV Hochspannungsleitungen
und Engpassregionen



- 配電会社による将来の配電系統拡張の必要性を見積もるために、連邦ネットワーク庁は、配電系統の状況と今後10年間の配電系統拡張計画に関する調査を実施している。2022年の調査結果は下表の通りである。2021年エネルギー事業法改正で、調査対象が58社から82社に拡大した。2022年調査では、中圧79.6%・低圧80.12%をカバーしている。
- 低圧における投資は、短期プロジェクトが大半であるため、将来値には経験値に基づく予想も含まれている。

ー 2032年までに予想される投資額*1,2ー

	2032年までに予想される投資額
高圧	106.6億ユーロ
高圧／中圧	31.0億ユーロ
中圧	130.1億ユーロ
中圧／低圧	54.3億ユーロ
低圧	99.3億ユーロ
その他	1.4億ユーロ

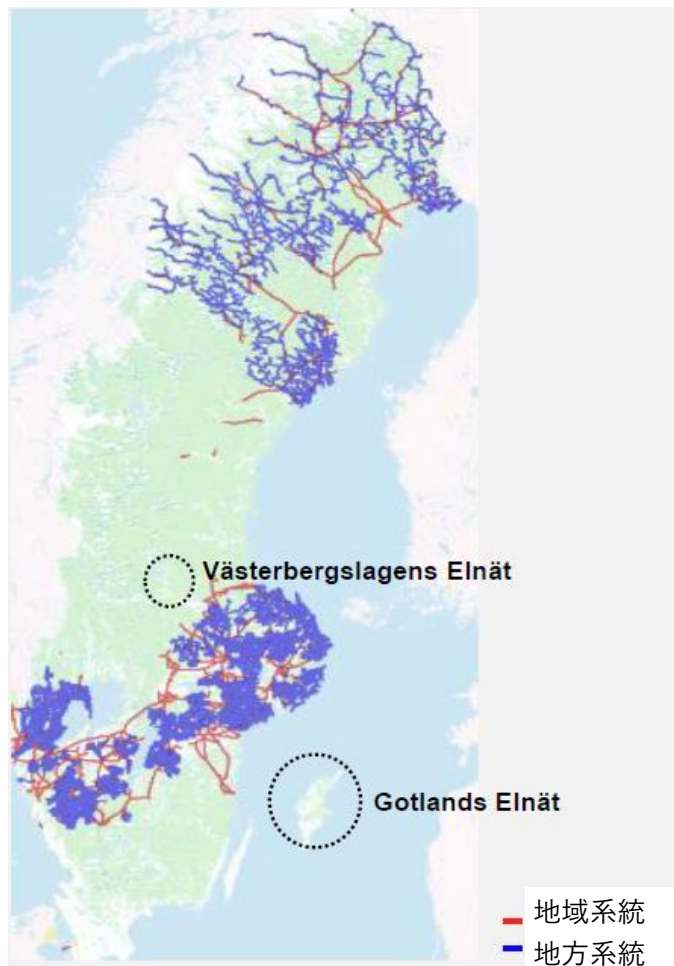
*1 出所：連邦ネットワーク庁, “Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022”, 2022年12月

*2 1ユーロは約141円（2022年12月1日時点）

【参考】スウェーデンでも、電化と再生可能エネルギー発電の増加で必要となる配電投資額は、増加すると見込まれている

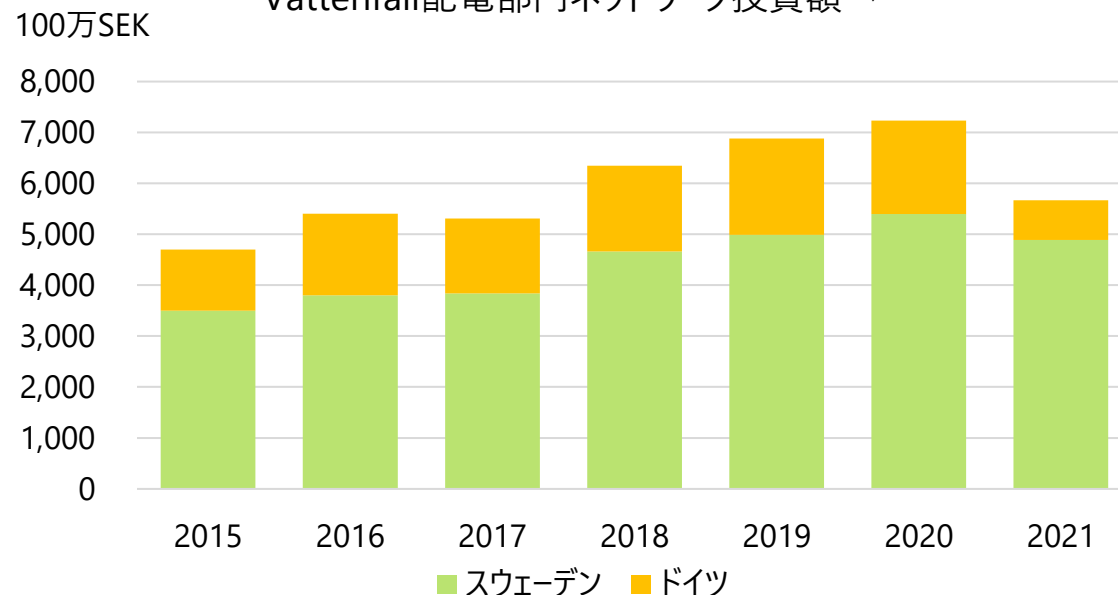
【参考】Vattenfall社配電部門ネットワーク投資額（スウェーデン）

－ Vattenfall配電部門*1 －



■ スウェーデンには170社程度の配電会社があり、配電系統のVattenfall*2が16%、Ellevio*3が17%、E.on*4が19%を占めている（Vattenfallは配電需要の53%を占めている）。Vattenfallは、2020年～2030年における輸送部門での電化の進展と風力連系量の増加により、過去10年の倍の投資額が必要と見込んでいる。

－ Vattenfall配電部門ネットワーク投資額*5,6 －



*2 Vattenfall社はスウェーデンの国営電力会社

*3 Ellevioはストックホルム等で配電事業を担う配電会社

*4 E.on Swedenは電気、ガス及び熱の小売供給と配電・ガス配給を実施している

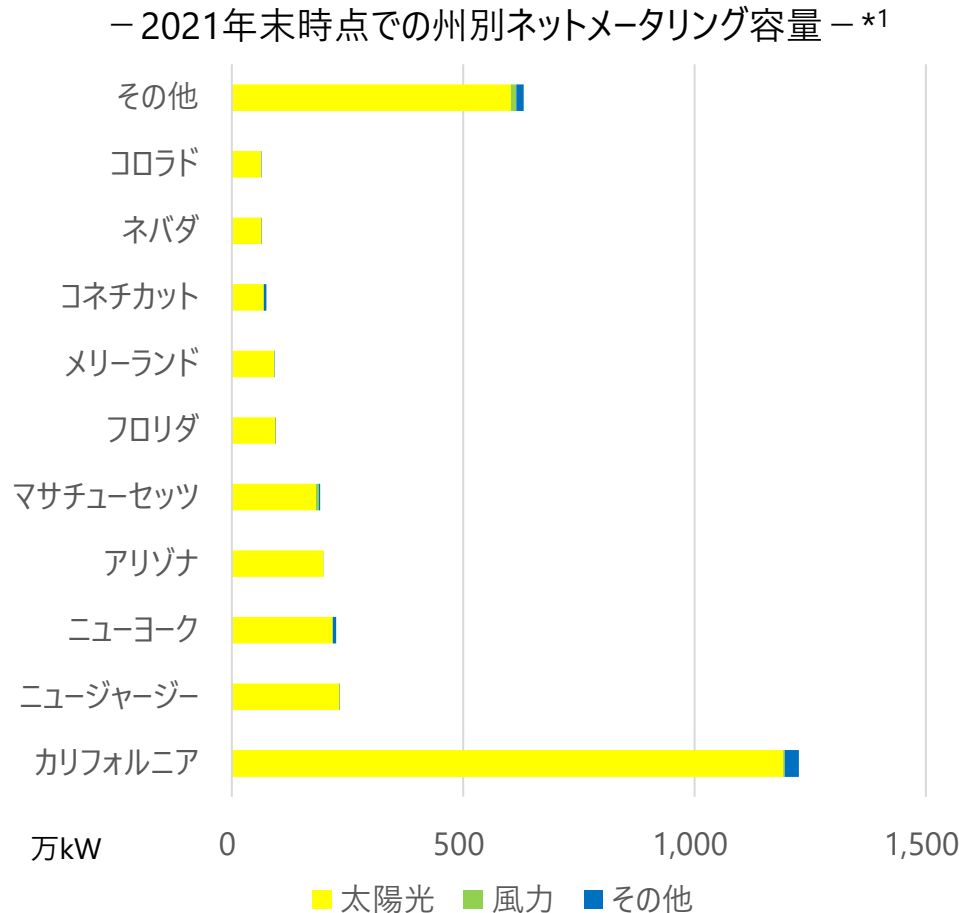
*5 出所： Vattenfall, "Year-end presentation slides"各年版より作成

*6 1SEKは約13円（2022年12月1日時点）

*1 出所： Vattenfall, "Vattenfall Distribution", 2021年3月

【参考】米国では、カリフォルニア州で配電系統における系統制約に関する情報開示に積極的だが、それ以外の州では情報公開を行う事例は少ない

【参考】ネットメーティングを通じた再生可能エネルギー発電導入容量（米国）



- 米国では、小規模再生可能エネルギー発電はネットメーティング制度を通じて買取が行われており、2021年末時点で、ネットメーティング制度*2で導入された再生可能エネルギー発電容量の39.6%がカリフォルニア州に設置されている。
- これは、配電系統における系統制約が顕在化した時期はカリフォルニア州が早かったため、系統制約に関する情報開示はカリフォルニア州が先行しているためである。
- PJMエリアでは、ニュージャージー州やメリーランド州が、米国の中でもネットメーティングによる導入量が上位になっている。一方で、ニュージャージー州では太陽光発電が近年急拡大しており、系統制約が話題になったのは比較的最近である。
- このため、現時点では、PJMエリア内でも配電系統における太陽光発電の導入可能容量に関する情報提供の事例はケースバイケースである。

*1 出所：EIA, "Form EIA-861M Net metering"より作成

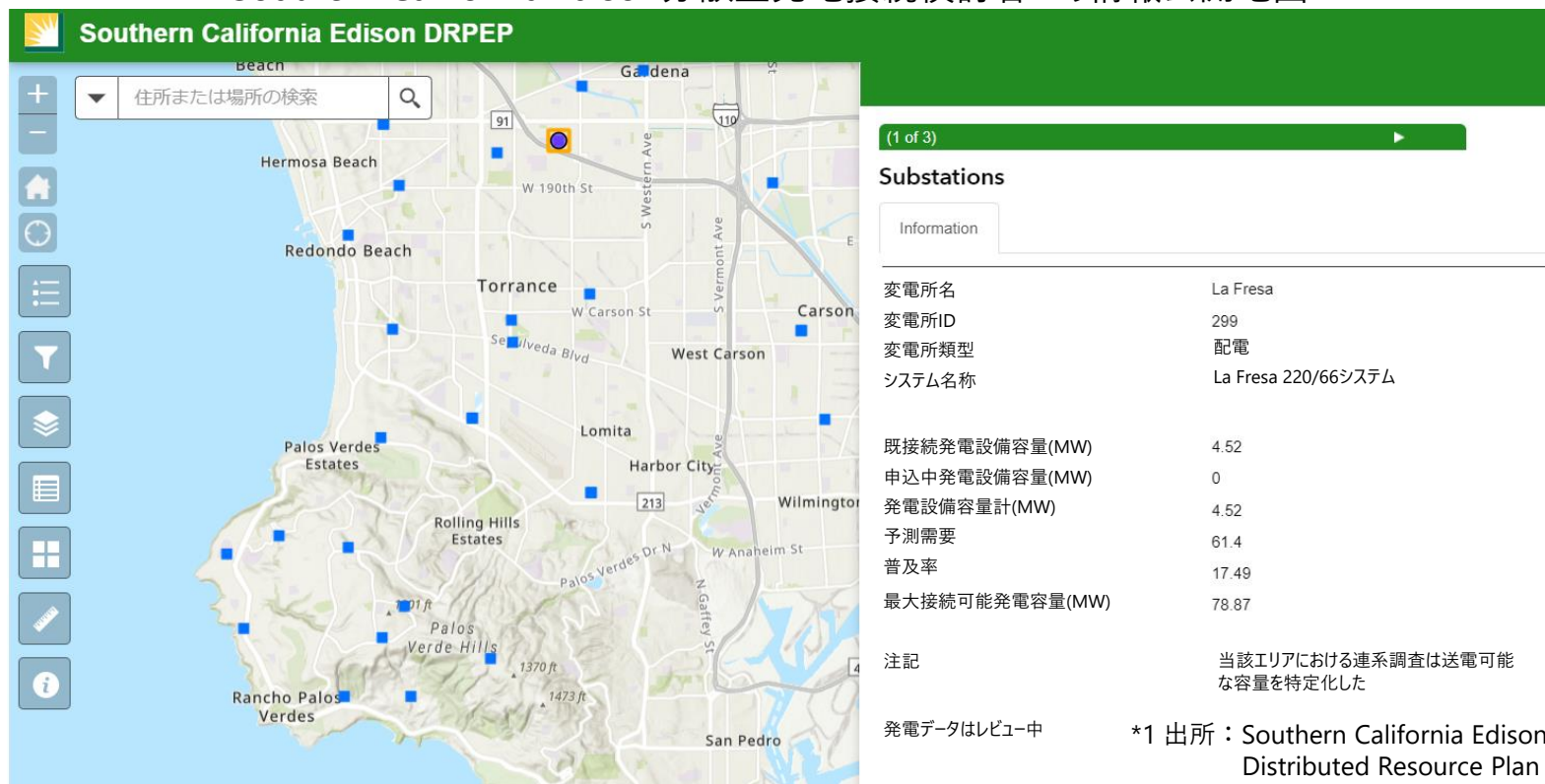
*2 ネットメーティング制度は小規模需要家が設置した再生可能エネルギー発電の逆潮流を買い取る仕組みで、米国の多くの州で採用されている

【参考】カリフォルニア州のSouthern California Edisonは、配電レベルの変電所（66kV）での分散型電源接続状況を情報提供している

【参考】カリフォルニア州Southern California Edisonによる系統制約情報公開例（米国）

- カリフォルニア州の南部の電力会社であるSouthern California Edisonでは、ウェブサイト*1を通じて66kV以上の変電所に接続している分散型電源の既存容量、申請容量そして需要見通しを公表し、分散型電源接続検討者に空容量がどの程度残っているか情報提供を行っている。
- その結果、再生可能エネルギー発電所の設置を検討している事業者は、プロジェクトに隣接する変電所にどの程度空き容量があるか、電力会社に問い合わせずに知ることができる。

－ Southern California Edison分散型発電接続検討者への情報公開地図*1 －



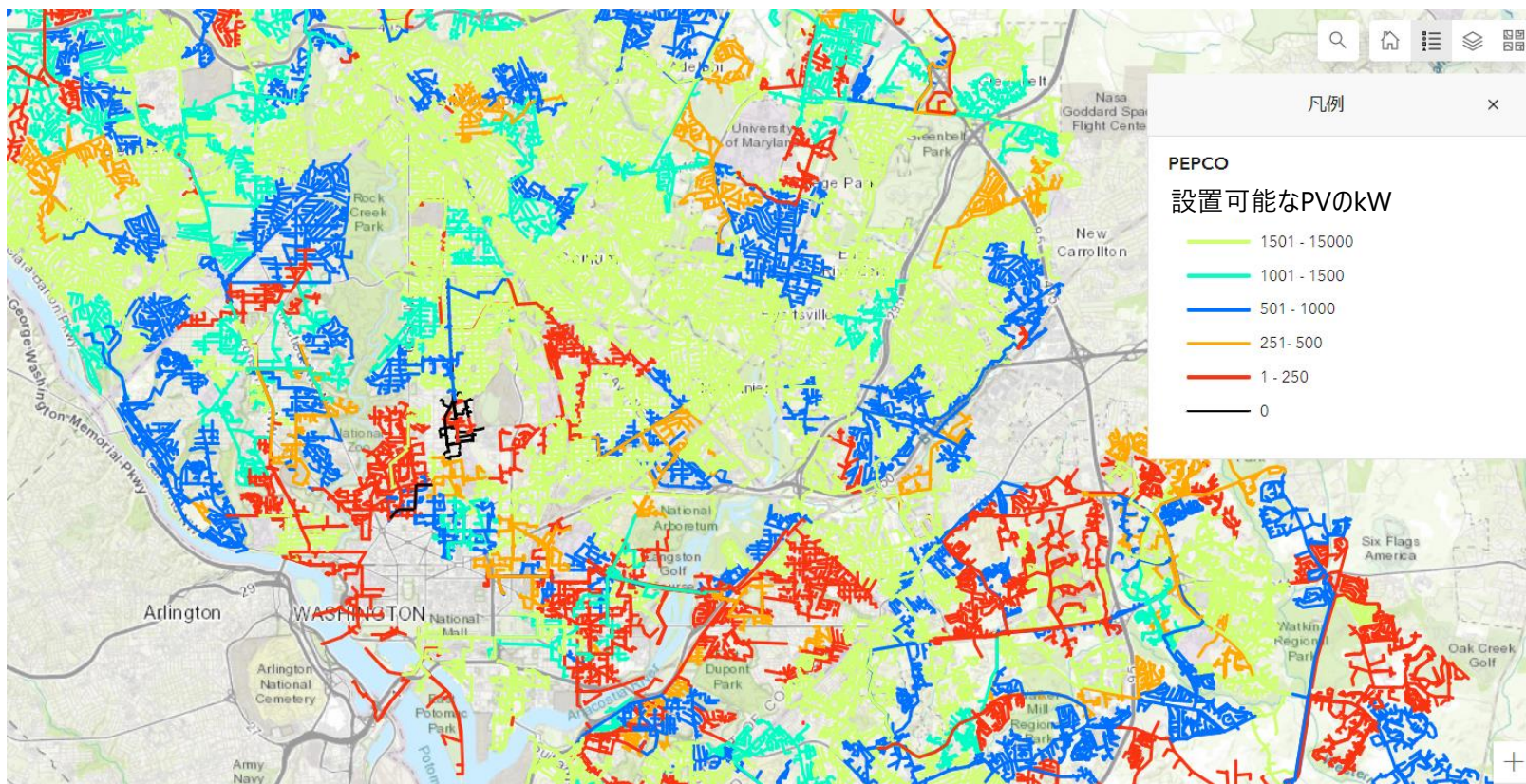
*1 出所：Southern California Edisonウェブサイト
Distributed Resource Plan External Portal
(<https://drpep.sce.com/drpep/>)

【参考】PJMエリアに属するPEPCOでも、配電系統の系統制約情報を公開している

【参考】PEPCO社による系統制約情報公開（米国）

- 米国では、小規模需要家が再生可能エネルギー発電を導入するに際して系統制約の情報を公開している例は少ないが、ワシントンDC等で電力供給を行うPEPCOでは、隣接する電力会社と共同で、どの配電設備で太陽光発電を何kW追加できるかという地図を公表している。これにより、自宅でも地図上で追加的に太陽光発電を何kW設置可能か、確認することができることから、太陽光発電の設置検討を電力会社に問い合わせずに知ることができる。

－ PEPCOによる配電線での太陽光受入可能容量地図*1 －



*1 出所：PEPCOウェブサイト (<https://pepco.maps.arcgis.com/apps/dashboards/940e65bfff6294b589f5832ab1521c93f>)
(PEPCOはワシントンDCを中心に供給を行う電力会社)

【参考】至近8年間、PJMエリアでは再生可能エネルギー発電の割合は少なく、配電線の大幅な距離の増加は確認できない

【参考】AEP（American Electric Power）社の配電線距離の推移（米国）

- PJMエリアに属する電力会社であるAEP社の情報によると、同社供給エリアでは、再生可能エネルギー発電の割合の低い州が多く、配電線距離の大幅な増加は生じていない。PJMエリアに属しつつ再エネの割合が拡大したインディアナ州でも、2014年から2021年の間に2％程度増加したのみである。

－ AEP配電線州別距離*1 －

州	配電線距離（単位：マイル）									再エネシェア	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021/2014 増減*3	2014	2021
アーカンソー	4,501	4,503	3,991	4,010	4,054	4,050	4,090	4,101	-400	2.5%	2.2%
インディアナ★*2	15,032	15,059	15,070	15,107	15,200	15,184	15,280	15,312	280	3.5%	9.4%
ケンタッキー★*2	10,064	10,081	10,042	10,040	10,060	10,019	10,074	—	—	—	—
ルイジアナ	13,222	13,266	12,589	12,645	12,758	12,521	12,836	12,880	-342	2.7%	2.3%
ミシガン★*2	5,343	5,351	5,355	5,364	5,383	5,381	5,393	5,405	62	6.2%	9.1%
オハイオ★*2	45,693	45,718	45,726	45,833	46,489	46,372	46,772	46,936	1,243	1.5%	3.1%
オクラホマ	22,212	22,260	19,886	19,973	20,322	20,366	20,522	20,644	-1,568	17.5%	40.8%
テネシー★*2	1,562	1,570	1,572	1,579	1,594	1,598	1,605	1,607	45	1.4%	1.3%
テキサス	52,851	53,096	51,698	51,976	52,383	52,255	53,131	53,474	623	9.6%	24.0%
ヴァージニア★*2	30,872	30,935	31,128	31,196	31,336	31,169	31,521	31,605	733	5.0%	7.4%
ウェストバージニア★*2	21,772	21,787	21,848	21,860	21,953	21,734	22,009	22,041	269	1.8%	2.5%
合計	223,124	223,626	218,905	219,583	221,532	220,649	223,233	214,005	—	—	—
地下ケーブル*3	33,000	33,000	34,000	34,000	34,700	34,450	35,500	36,400	3,400	—	—

*1 出所：AEP Facts Book各年版より作成、再エネシェアはEIA“ State Electricity Profiles”より作成

*2 ★印のある州はPJMエリアに属している

41 *3 地下ケーブル化やそれに伴う昇圧により配電線の亘長距離が減少することもある

【参考】米国ニューヨーク州ではNon-wires solutionsという総合的対策による系統増強先送りが注目されている

【参考】Consolidated EdisonのNon-wires solutionsプロジェクト（米国）

- ニューヨーク州のニューヨーク市で電力供給を行うConsolidated Edison社は、Water Street・Plymouth Street地区で、2021年までに32MWの負荷削減に取り組んだ。ブルックリン・クイーンズ地区では、2018年までに52MW、2021年までに11MW負荷削減が必要となり、非従来型対策*1で置き換えるNon-wires solutions（配電系統増強によらない解決法）に取り組んでおり、実際の設備増強を回避したり先送りすることができた。

－ Consolidated EdisonのNon-wires solutionsプロジェクト*2 －

DER調達方法	募集公表年	規模	進捗	プロジェクト名
コスト情報に加え、実効性リスクや機能性等から総合的に評価	2017年	43MW	実施中	Water Street Cooling Project
	2017年	2.5MW	実施中	Primary Feeder Relief – Williamsburg
	2017年	30MW	実施中	Plymouth Street Cooling Project
	2017年	4MW	実施中	Primary Feeder Relief – Columbus Circle
	2017年	42MW	実施中	Load Transfer W 42s
	2018年	24MW	実施中	Newtown Transformer Installation Project
入札価格の評価	2019年	最大10MW	実施中	Newtown Energy Storage Project
	2019年	6-10MW、3-4MW	実施中	Water Street / Plymouth Street Energy Storage Project
対価の提示（先着順）	2019年	記載なし	実施中	Glendale Project
	2020年	5MW	実施中	Brooklyn Queens Demand Management
詳細不明	2017年	記載なし	需要減に伴い延期	W. 65 th Street #1
	2017年	記載なし	提案不受付	Yorkville Crossing
	2017年	3.3MW	需要減に伴い延期	Primary Feeder Relief – Chelsea
	2017年	6MW	需要減に伴い延期	Parkchester No.1 Cooling Project
	2017年	7.1MW	中断（経緯不明）	Primary Feeder Relief – Hudson
	2019年	7MW	中断（経緯不明）	Cable Crossings (Flushing)

*1 新規変電所設置やフィーダー置換、冷却器設置等の従来型対策に対し、蓄電池設置やCHP・燃料電池設置、ピーク需要削減

*2 出所：澤部まどか、服部徹「米国における送配電事業の投資動向と投資抑制策に関する考察」電力中央研究所研究報告SE21003、2022年4月

【参考】ニューヨーク州のConsolidated Edisonは配電系統増強を繰り延べるため、分散型エネルギー設備の設置のみならず省エネにも取り組んでいる

【参考】Water Street / Plymouth Street Project（米国）

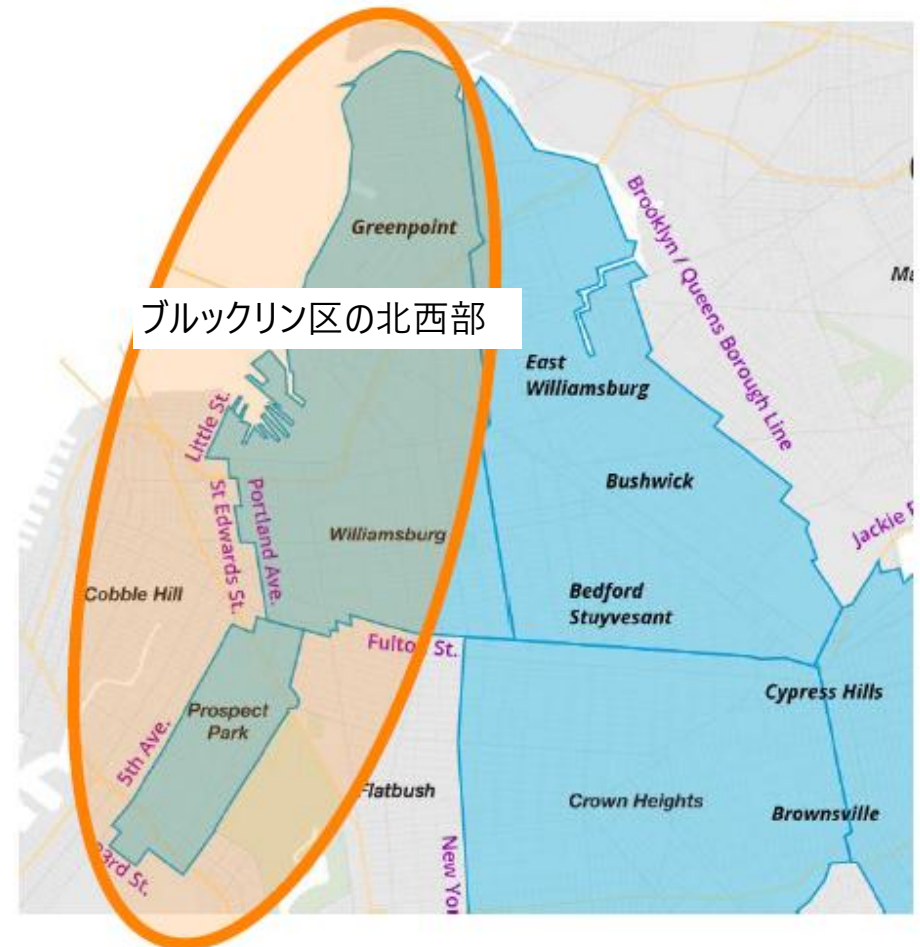
(1)蓄電池プロジェクト

- 2019年4月に募集を開始したWater Street / Plymouth Streetエネルギー貯蔵プロジェクトでは、9～14MWの負荷削減を蓄電池設置を通じて目指した。最低4時間の持続が要件とされ、前日通知に従う。設置後2020年5月に稼働テストが行われた後にインセンティブ総額の50%が支払われ、10年間の夏季期間に能力提供への対価として毎年11月に5%を支払う。蓄電池の設置に際しては州政府が提供する補助金を受領することも可能である。
- Non-wires solutionsプロジェクトの下で2021年までに4.8MWの蓄電池を設置し、2023年までに追加的に10.3MWの蓄電池が商業運転を開始する予定になっている。

(2)家庭部門

- 無料でのLED照明の配布、スマートサーモスタット*2へのインセンティブ額引き上げ、建物の共用エリアへエネルギー効率の高い照明の設置と制御装置の無償提供等を通じた省エネ促進を進めた。

ー Water Street / Plymouth Street Project対象エリア*1 ー



*1 出所：Consolidated Edison, "Non-Wires Solutions Spring 2019 Program Update", 2019年4月17日

*2 米国は全館空調であることが多いが、空調の設定温度を設定する装置をサーモスタットと呼ぶ。スマートサーモスタットは空調温度の設定を遠隔操作することができる装置である

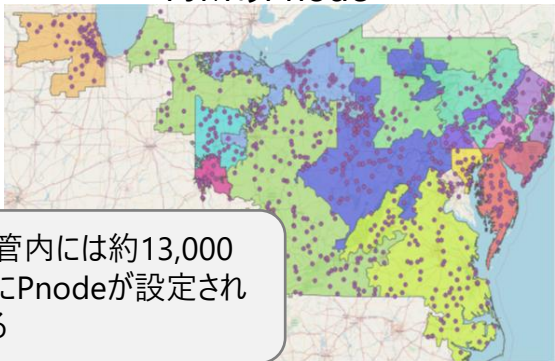
2. 海外の系統混雑管理手法に関する調査

2.1 米国（PJM）ノードル制と欧州ゾーン制の比較

米国と欧州の大きな違いとして、米国は系統運用者と市場運用者が同一であり、より細かい粒度で混雑管理を行っている点が挙げられる

米国（PJM）ノードル制と欧州ゾーン制の比較（1/2）*1

※欧州各ゾーン内の地内混雑管理は2.2で整理

米国（PJM）ノードル制		欧州ゾーン制	
		ゲートクローズ*4前	ゲートクローズ後
系統運用者	地域送電機関*2 (Regional Transmission Organization、RTO)	送電系統運用者 (Transmission System Operator、TSO)	
市場運用者	独立系統運用者*2 (Independent System Operator、ISO)	指定電力市場運営者 (Nominated Electricity Market Operator、NEMO)	
混雑管理主体		MCO*3、TSO	TSO
混雑管理単位	Pricing Node（Pnode）単位	欧州大ゾーン単位	ゾーン内
	－ PJMのPnode －  PJM管内には約13,000か所にPnodeが設定されている	－ 欧州のBidding Zone －  基本的には1国1ゾーンであるが、ノルウェーやスウェーデン等、1国内に複数ゾーンが設定されている国もある	

*1 各国の公開情報を基にトーマツ作成
*2 ISOとRTOは送電系統の運用を行っている点で共通の役割を有しているが、RTOはより広域的な系統運用を行う
*3 Market Coupling Operator、複数のNEMOが連携してMCOの役割を果たす
*4 特定の実需給時間帯に対する市場取引・計画値の変更の提出期限

米国では、前日市場及びリアルタイム市場内で混雑管理を行っている。一方、欧州では、欧州大ゾーン単位の混雑管理は前日市場及び当日市場で、ゾーン内の混雑管理はバランシング市場や市場外で行っている

米国（PJM）ノードル制と欧州ゾーン制の比較（2/2）*1

※欧州各ゾーン内の地内混雑管理は2.2で整理

	米国（PJM）ノードル制	欧州ゾーン制	
		ゲートクローズ前	ゲートクローズ後
混雑管理単位 (再掲)	Pricing Node (Pnode) 単位	欧州大ゾーン単位	ゾーン内
混雑管理費用 の精算方法	混雑管理費用が反映されたLMP*2を通して市場参加者間で精算 (LMPは価格シグナルとしても働く)	エリアプライスを通して 市場参加者間で精算 (エリアプライスは価格 シグナルとしても働く)	再給電やカウンタートレー ディングに係る費用は TSOが託送料金等で回収
混雑管理を行う 市場・タイミング	前日市場、リアルタイム市場	前日市場、当日市場	バランシング市場、 実需給断面近傍（市 場外）
連携のスキーム	原則、各RTO、ISO内で混雑管理を実施（一部、 ISO間での連携もあり）	欧州大でMCOと複数のTSOが連携して混雑管理 を実施	

*1 各国の公開情報を基にトーマツ作成

*2 LMPの詳細については、p.59を参照

2.2 米国（PJM）の混雑管理手法

米国PJMでは、全電源がエネルギー市場に入札され、アンシラリーサービスと同時に最適化され起動停止計画、給電指令が行われる

混雑管理の制度（米国PJM）*1

	計画フェーズ		運用フェーズ
	前日市場GC後	前日市場 入札情報更新後	実需給断面
実施内容	実需給断面の前日11:00までの入札情報を使って、PJMが電源の経済最適化計算を行い、起動停止計画を作成	実需給断面の前日14:15までに、更新された入札情報とPJMの需要予測を基に、必要に応じて電源の追加コミットメントを実施	リアルタイム市場のGC後（実需給断面の65分前）、送電システムの信頼性を満たす給電指令を実施
目的	入札された需要を基に、起動停止計画を作成するため	前日市場GC後に作成された起動停止計画から、追加コミットされた電源の起動コスト等を最小化し、起動停止計画を作成するため	過去・現在の系統システムの情報から想定される送電制約等に対応するため
備考	全電源がエネルギー市場へ入札することが求められている	—	エネルギー市場、アンシラリーサービス市場*2への入札が同時に最適化される

*1 出所：PJM、Manual 11、2023年2月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 アンシラリーサービス市場は需給調整市場に相当する

PJMは、市場参加者から得られた混雑収入をFTR・ARRの保有者に、FTRオークションによって配分している

混雑収入（米国PJM）

混雑収入*1 (Congestion Revenue)

- 混雑が発生する場合、系統利用者から前日混雑管理費用（Day Ahead Congestion Charge）及び当日混雑管理費用（Balancing Congestion Charge）が徴収され、PJMの混雑収入となる。
- 前日・当日混雑管理費用は前日・当日において発電点ノード（Source）と需要点ノード（Sink）とのLMP（混雑管理費用の要素）の差を取引量（MWh）で掛けることにより計算されている。
- なお、当日混雑管理費用の取引量は当日市場と前日市場の取引量の差分である。

混雑収入の配分*2 (Congestion Allocation)

- 混雑収入は金融的送電権（FTR）*3及び競売収益権（ARR）の保有者に割り当てられる。
- FTRは混雑管理費用の変動をヘッジする契約であり、小売事業者（LSE）や発電事業者等が取引可能となっている。
- FTR保有者は特定の送電網パス上の混雑管理費用の支払いを受け、一般的にFTRオークション*4により混雑収入の配分を得ることができる。
- ARRは送電設備投資やランニングコストを負担する事業者（ファーム送電サービス利用者）のみに与えられており、PJMの年間FTRオークションの収益配分を得ることができる。

*1 出所：PJM、Market Settlements - Advanced、2017年5月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/advanced/energy-market.ashx>

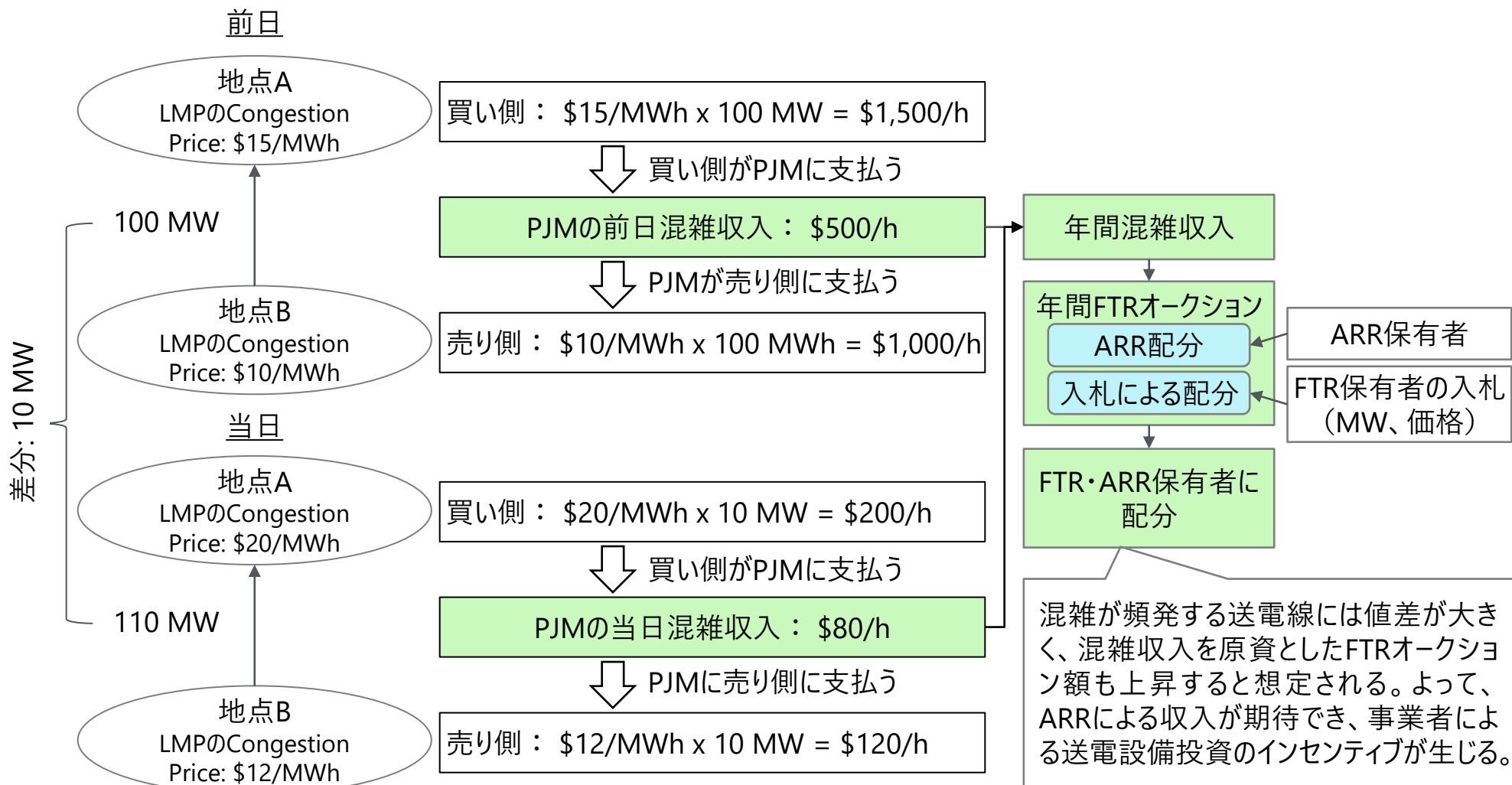
*2 出所：PJM、PJM ARR and FTR Market、2016年6月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/financial-transmission-rights.ashx>

*3 送電系統が混雑した際に発生するLMPの地点別価格差とFTR保有量に応じて、PJM が回収した混雑収入を受け取る権利を与える金融商品

*4 FTRオークションは長期FTR オークション、年間FTRオークション、月間FTRオークション、FTR二次市場の4つがあり、長期・年間・月間FTR オークションはPJM が運営している

PJMの混雑収入は年間FTRオークションによって一部送電設備投資を負担するARR保有者に配分され、事業者による送電設備投資のインセンティブになる

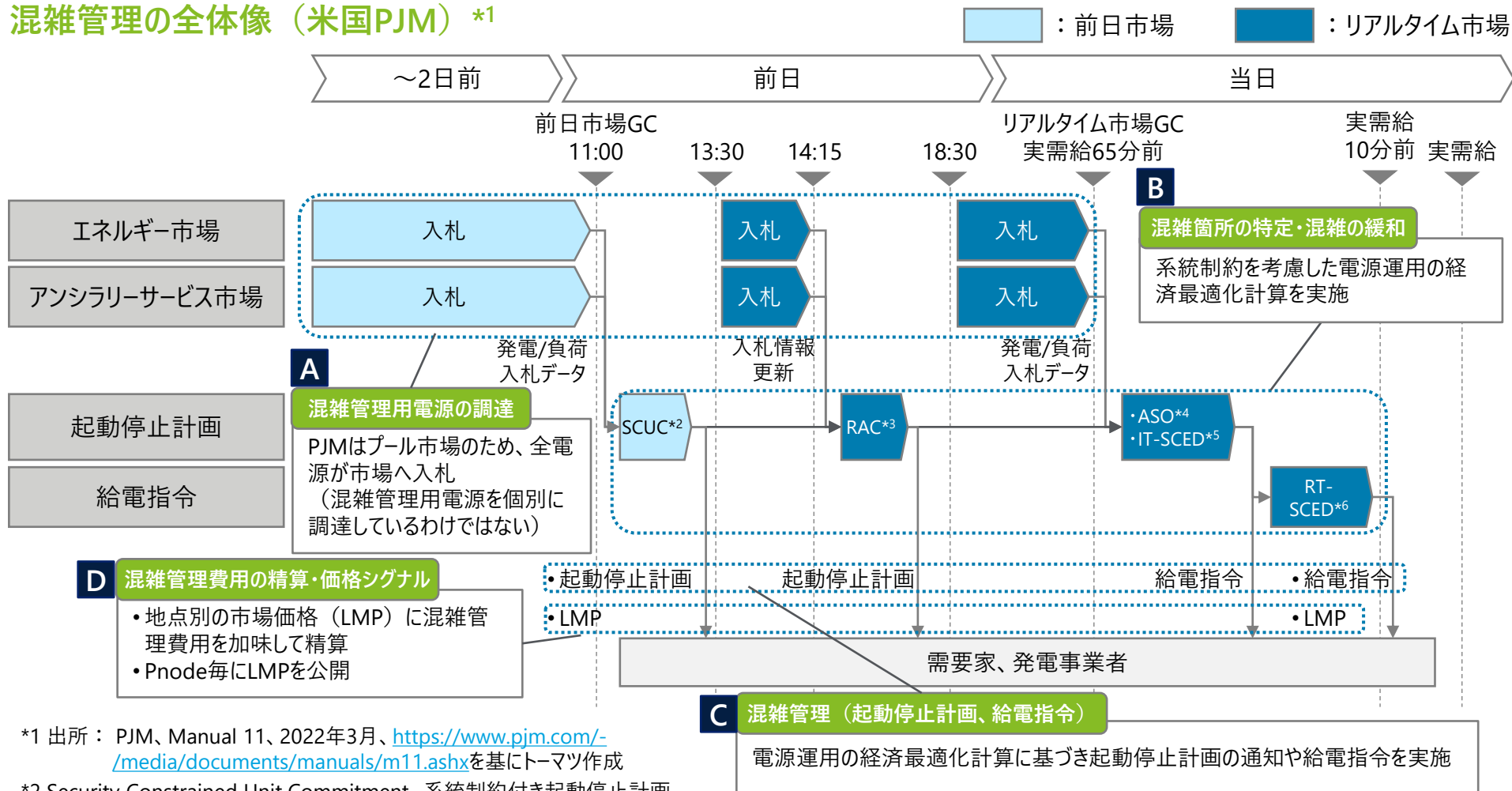
混雑収入の配分の詳細（米国PJM）*1



*1 出所：PJM, PJM ARR and FTR Market, 2016年6月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/financial-transmission-rights.ashx>

PJMは、系統制約を考慮した経済最適な電源運用を行い、地点別の市場価格に混雑管理費用を加味して精算している

混雑管理の全体像（米国PJM）*1



*1 出所： PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

*2 Security Constrained Unit Commitment、系統制約付き起動停止計画

*3 Reliability Assessment and Commitment、更新された入札・負荷予測情報に基づく追加のコミットメント要否の決定プロセス

*4 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギー及びアンシリャーサービスの同時最適化機能

*5 Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch、過去と現在のシステム情報から想定されるシナリオ下での系統制約付き給電指令の決定プロセス

*6 Real-Time Security Constrained Economic Dispatch、ASOやIT-SCEDの結果を基にした最適な系統制約付き給電指令の決定プロセス

発電事業者の入札情報には、エネルギー市場に係るThree-Part Offerやアンシラリーサービス市場に係る調整力、予備力の量・価格などがある

電源調達 -市場入札- (米国PJM) *1 **A**

- PJMはエネルギー市場とアンシラリーサービス市場の同時市場であることから、発電事業者はそれぞれの市場に係る入札情報を同時に提出する。

市場	主な入札情報		入札情報の詳細
エネルギー市場*2 Three-Part Offer	Start-Up Cost	\$	起動条件*3毎の、ボイラー、タービン、発電機を起動させるための燃料費、メンテナンス費用等の合計
	No-Load Cost	\$/hour	発電設備の過去実績等に基づく回帰直線から求められる、理論上の出力0MWにおける熱量や燃料費等から算定されるもの
	Incremental Cost	\$/MWh	出力を増加させるために必要な1MWh当たりの費用であり、最大10点の出力と価格の組み合わせ情報から構成される
アンシラリーサービス市場*2	上げ/下げ調整力入札	MW、\$/MW	上げ/下げ調整力の入札における容量及び価格
	瞬動/非瞬動予備力入札	MW、\$/MW	瞬動/非瞬動予備力の入札における容量及び価格
共通	最小稼働時間	hour	発電設備の稼働後に、停止するまでの最小の稼働時間
	起動時間	hour	起動条件毎の設備の起動に要する時間
	ランプレート	MW/min	エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート
	発電可能量	MW	エネルギー、各アンシラリーサービスにおける最大、最小の発電量

*1 出所：PJM、Manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>
PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、<https://pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>
PJM、Energy Offer Calculation Education、2021年1月、<https://www.pjm.com/~media/committees-じかん/groups/subcommittees/cds/2021/20210114/20210114-item-04-energy-offer-calculation-education.ashx>

*2 エネルギー市場は卸電力市場に相当し、アンシラリーサービス市場は需給調整市場に相当する

*3 停止時間から起動時間までの時間間隔に応じて、Warmスタート、Coldスタート等がある

【参考】需要側は、需要量のみを入札情報とするFixed demandと、需要量及び価格の組み合わせ情報を入札情報とするPrice sensitive demandの2つの入札方法がある

【参考】需要側の入札（米国PJM）*1 **A**

- 需要側の入札情報は、需要家への供給を担うLoad Serving Entity（小売電気事業者に相当）よりPJMへ提出される。
- 需要側の入札は前日市場においてのみ行われる。
- 1日におけるFixed demandとPrice sensitive demandの合計値は、各Load Serving Entityに設定された入札限度量（直近7日間の1時間ごとのピーク需要値及び翌日の需要予測に基づきPJMが設定）を超えてはならない。

入札方法		入札情報		入札情報の詳細
Fixed demand	需要量のみを提示し、プライステイカー*2として市場に参加	需要量	MW	対応する地点における翌日の1時間ごとの需要量
Price sensitive demand	需要量と価格情報を共に提示し、提示した価格よりも市場価格が安ければ約定される、価格反応型の需要として市場に参加	需要量、価格の組み合わせ	MW、\$	対応する地点における翌日の1時間ごとの需要量及び価格の組み合わせ情報（最大9つの組み合わせを提出できる）

*1 出所：PJM、manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>
PJM、Fixed / Price Sensitive Demand Bids, Load Response, Virtual Bidding & Pump Storage Optimizer in the Day Ahead Market、2018年7月、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mic/20180614-special/20180614-item-04-demand-virtual-bidding-pump-storage-in-da-market.ashx>

*2 入札において価格情報を提示しないことから、自身の入札が市場価格の決定に影響を与えないこと

前日市場とリアルタイム市場は共に、市場プロセスと潮流計算が連携されている

混雑箇所の特定、混雑解消 –市場プロセスと潮流計算の連携– (米国PJM) *1

B **C**



：前日市場

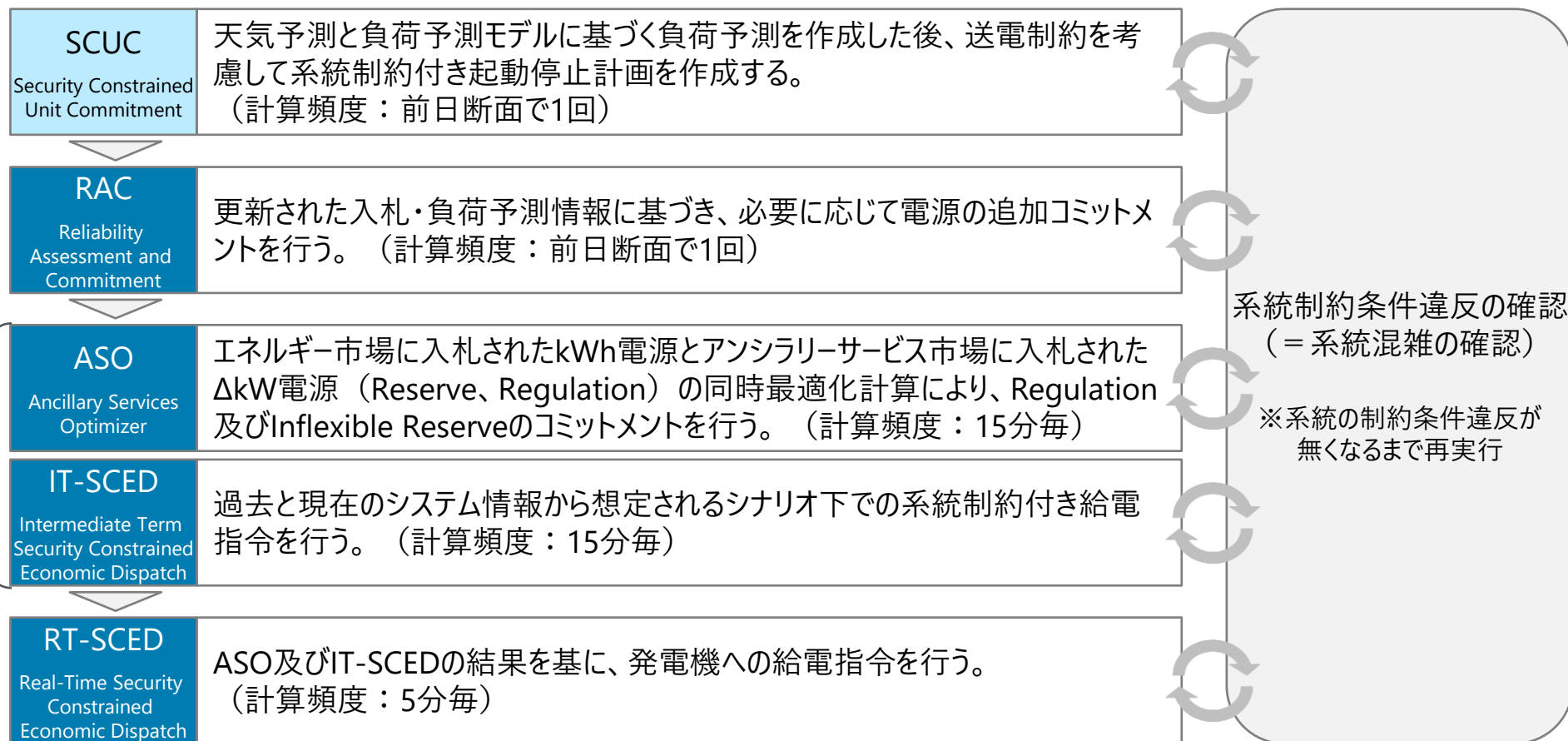


：リアルタイム市場

市場プロセス (給電計画・給電指令)

潮流計算

同時



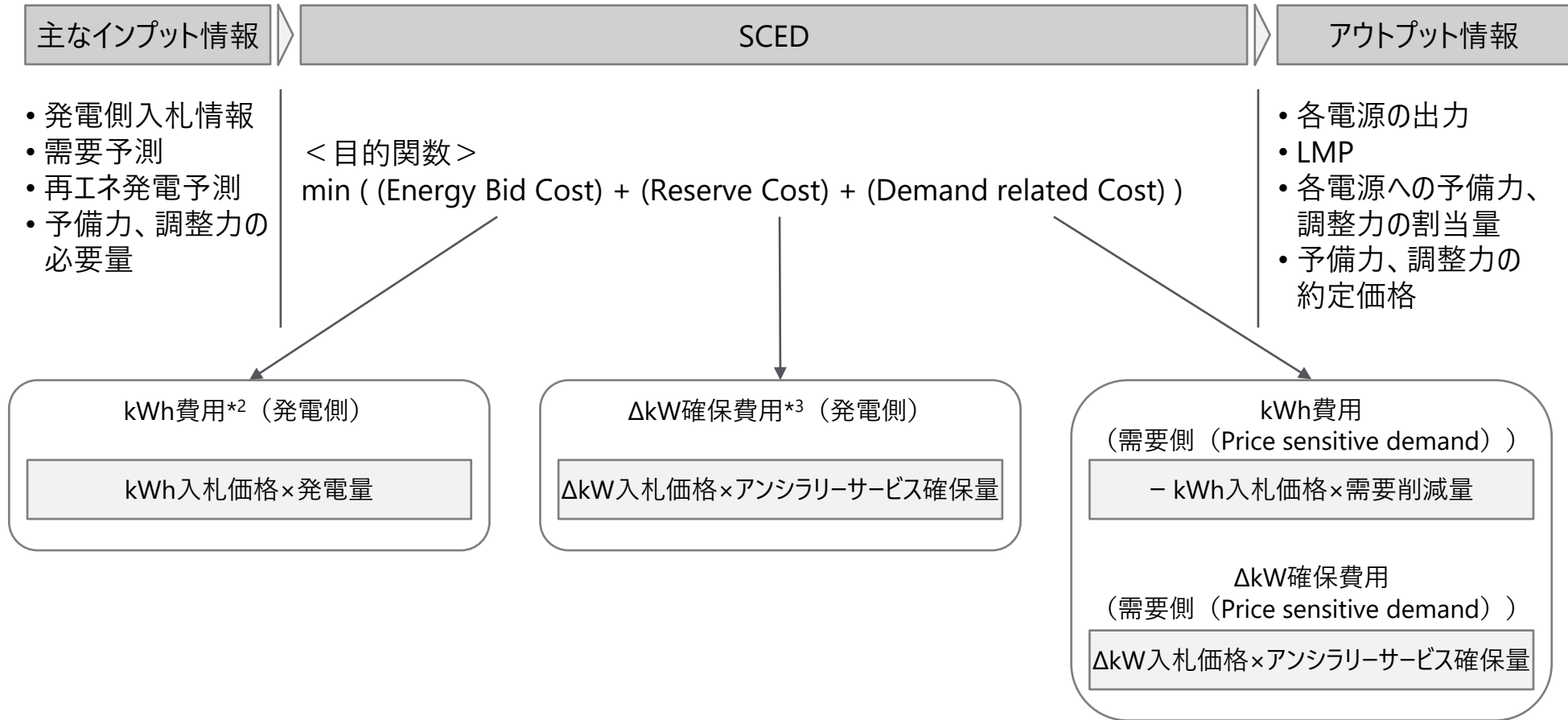
*1 出所： PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、<https://www.pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

PJM、PJM Manual 29、2022年6月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m29.ashx>

総需要及び予備力と調整力の必要量を満たし、且つ入札価格に基づくkWh費用とΔkW確保費用の総和が最小となるように、各電源の出力や調整力、予備力の割当量が決まる

混雑箇所の特定、混雑解消 –SCEDの計算ロジック– (米国PJM) *1 B



*1 出所：AESO、Security Constrained Economic Dispatch (SCED) Overview、<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/3.3-SCED-Overview-by-PJM.pdf>

*2 エネルギー市場への入札に基づく、電源の出力に係る費用

*3 アンシラリーサービス市場への入札に基づく、電源の確保に係る費用

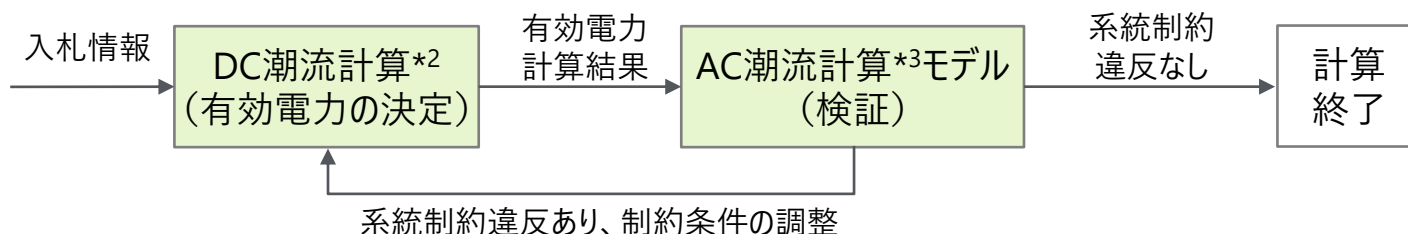
DC潮流計算で簡易的な系統制約条件下における各電源の有効電力を決定し、AC潮流計算モデルで系統制約違反の精緻な検証を行う

混雑箇所の特定、混雑解消 ー潮流計算ー（米国PJM）*1

B

手法① (DC-AC Iteration)

- DC（直流法）潮流計算*2で簡易的な系統制約条件下における各電源の有効電力を決定し、AC（交流法）潮流計算*3モデルで系統制約違反（系統混雑の有無）の精緻な検証を行う。
- 送電ロス、無効電力を考慮せず、有効電力のみを考慮する。電圧は固定値として扱う。



手法①で計算が収束しない場合

手法② (Decoupled AC)

- AC潮流計算を、有効電力と電圧位相角を含むサブ問題及び無効電力と電圧を含むサブ問題に分けて近似化し、有効電力及び無効電力を求める。
- 送電ロス、有効電力、無効電力を考慮する。電圧は固定値として扱う。
- DC-AC Iterationより計算処理速度が速いが、精度が落ちる。

*1 出所：FERC RECENT ISO SOFTWARE ENHANCEMENTS AND FUTURE SOFTWARE AND MODELING PLANS、2011年11月、

https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/rto-iso-soft-2011_0.pdf

Improving the Energy Market: Algorithms, Market Implications, and Transmission Switching、2015年、

https://escholarship.org/content/qt3214f2xc/qt3214f2xc_noSplash_c56d43ef5117909754b6544777048e17.pdf

*2 AC潮流計算を簡略化した手法（母線の電圧変動や送電ロスを考慮しない）、AC潮流計算と比較して精度に劣るが処理時間が早い

*3 厳密な潮流計算手法、精度が高いが処理時間が掛かる

PJM内には約13,000個のPnodeがあり、Pnode毎にLMPが計算される。消費者の価格変動リスクを軽減するため、エリア平均であるAPnodeが必要側の価格設定に使用される

混雑箇所の特定、混雑解消 -Pnode、APnodeの設定- (米国PJM) *1

B

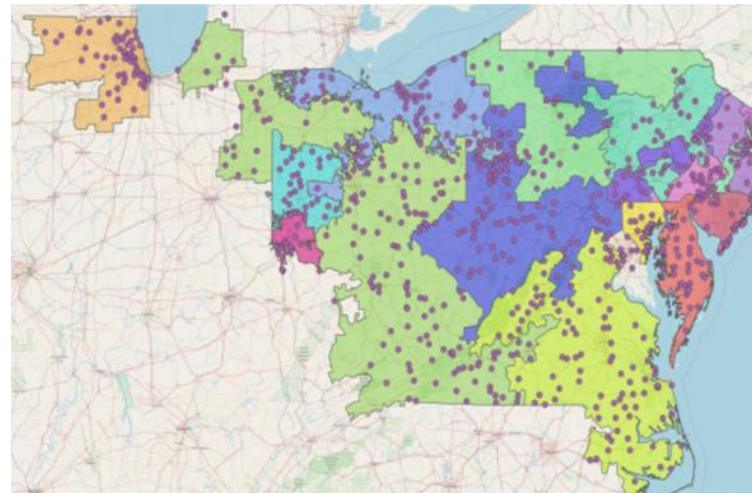
- Pnode (Pricing Node)

- 価格が設定、公表される発電所やアグリゲート地点の接続点（約13,000個）

- APnode (Aggregate Pricing Node)

- Pnodeのエリア平均（約300個）
- 電力需要の高い場所や電源から遠い場所で電気料金が高くなるリスクがあることから、消費者の価格変動リスクを抑制するために低圧電力向けの価格設定に使用される。なお、高圧電力にはPnodeが使用される。

– PJMのPnode*2 –



*1 出所：Climate Policy Initiative、International Experiences of Nodal Pricing Implementation、p.7、2011年7月
<https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>

*2 出所 : Michael Polson and Vadim Sokolovy, Deep Learning for Energy Markets, p.4, 2019年4月
https://www.researchgate.net/publication/327068447_Deep_Learning_for_Energy_Market

LMPは全地点共通の値を持つシステムプライス、地点毎に異なる値を持つ混雑管理費用及び限界ロス費用の合計値である

価格シグナル -LMPの算定- (米国PJM) *1 D

$$\text{LMP} = \text{①システムプライス} + \text{②混雑管理費用} + \text{③限界ロス費用}$$

①システムプライス

全地点共通の値

- 追加の出力を供出可能な電源のIncremental Costに、送電ロスに係る補正係数（Penalty factor）を掛けたもの（Adjusted Offer）の最低価格。
- 負荷の中心（Reference bus）に対する送電ロス量に応じて、送電ロスの補正係数が設定される。

< 計算式 >

システムプライス = 追加で供出可能な電源のAdjusted Offerの最低価格

Adjusted Offer = Incremental Cost × Penalty factor

Penalty factor = $1 / (1 - \Delta PL / \Delta P_i)$

ΔP_i : Reference busの負荷の増加に対応するための出力の増加量

ΔPL : 出力の増加に伴う、系統全体の送電ロス増加量

②混雑管理費用

地点毎に異なる値

- 系統制約により生じた混雑に係る費用。
- 制約条件が1MW緩和された場合の総発電費用の低減量（Shadow Price）に、系統制約地点への影響度（Distribution factor）を掛けて算出する。

< 計算式 >

混雑管理費用 = Shadow Price × Distribution factor

Distribution factor : Reference busの負荷の増加に伴い出力を増加した際の、混雑系統の送電量の変化を表す係数

③限界ロス費用

地点毎に異なる値

- 出力が増減した場合の送電ロスの増減に係る費用。
- システムプライス及びPenalty factorから算定する。

< 計算式 >

限界ロス費用 = システムプライス × $(1 / \text{Penalty factor} - 1)$

*1 出所 : PJM、Locational Marginal Pricing Components、2017年7月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

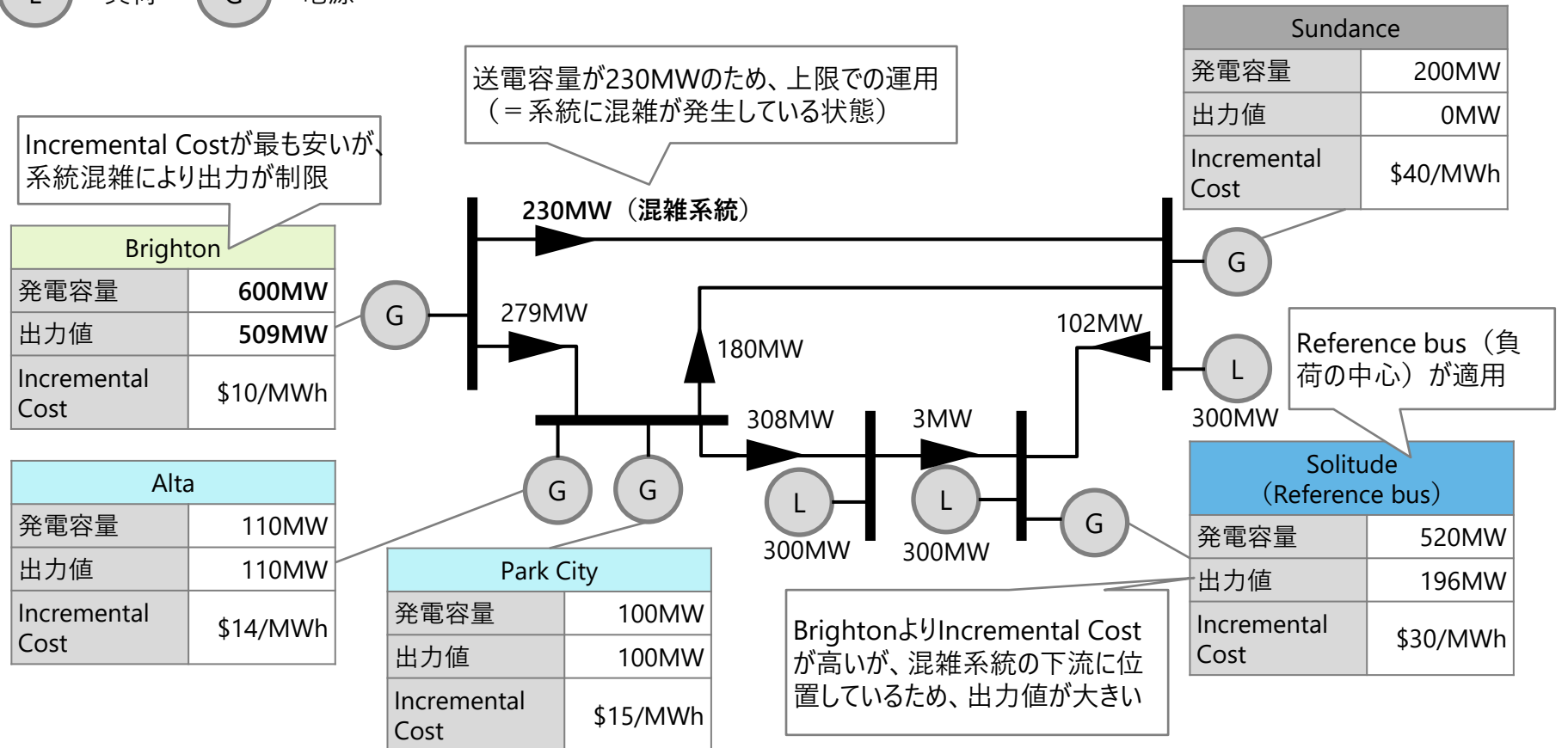
PJM、Dispatch Signal & Locational Marginal Pricing (LMP)、2018年10月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/1-3-dispatch-signal-and-lmp.ashx>

本例題系統では、混雑系統の上流にある電源「Brighton」が出力の制限を受け、代わりに下流にある電源「Solitude」の出力が大きくなっている

価格シグナル –LMPの算定例– (米国PJM) (1/2) *1 **D**

(L) : 負荷 (G) : 電源

■ 制約条件に基づき運用上限で稼働 ■ 出力上限で稼働
■ 稼働中で追加の出力を供出可能 ■ 停止中



*1 出所： PJM、Locational Marginal Pricing Components、2017年7月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>
Monitoring Analytics、Constraint Based Congestion Calculations: Measuring Congestion Paid by Zone、2020年7月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/afmtf/2020/20200722/20200722-item-03a-constraint-based-congestion-calculations.ashx>

混雑系統の上流にあり、且つReference busから遠い地点にある電源「Brighton」は、混雑管理費用、限界ロス費用共に最も小さくなり、結果としてLMPの値も最も小さくなる

価格シグナル -LMPの算定例- (米国PJM) (2/2) *1 **D**

電源	Incremental Cost	Penalty factor	Adjusted Offer	Shadow Price	Distribution factor	システム プライス	混雑 費用	限界ロス 費用	LMP
	A	B	C=A×B	D	E	①	②=D×E	③= ①× (1/B - 1)	①+②+③
Brighton	\$10.00	1.0553	\$10.55	-\$60.00	0.3072	\$30.00	-\$18.43	-\$1.57	\$10.00
Alta	\$14.00	1.0449	\$14.63	-\$60.00	0.1992	\$30.00	-\$11.95	-\$1.29	\$16.76
Park City	\$15.00	1.0449	\$15.67	-\$60.00	0.1992	\$30.00	-\$11.95	-\$1.29	\$16.76
Solitude (Reference bus)	\$30.00	1.0000	\$30.00	-\$60.00	0	\$30.00	\$0	\$0	\$30.00
Sundance	\$40.00	1.0161	\$40.65	-\$60.00	-0.1637	\$30.00	\$9.82	-\$0.47	\$39.35

↑ 追加の出力を供出可能な電源

↑ 追加の出力を供出可能な電源のうち最低価格が全地点共通のシステムプライスとなる

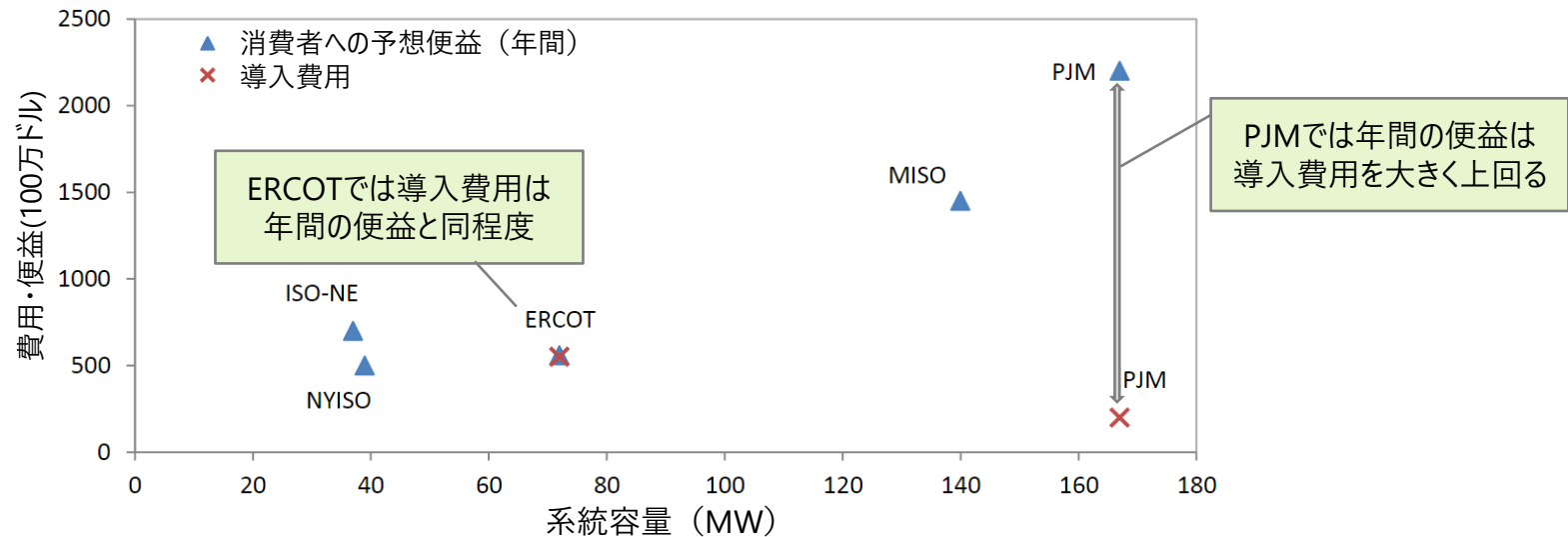
Brightonの パラメータ分析	—	他の電源 より大きい	—	—	他の電源より 大きい	—	他の電源 より小さい	他の電源 より小さい	他の電源 より小さい
理由	—	Reference busから遠い	—	全地点 共通	混雑系統の 上流	全地点 共通	混雑系統の 上流	Reference bus から遠い	混雑系統の 上流、 Reference busから遠い

*1 出所： PJM、Locational Marginal Pricing Components、2017年7月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

PJMとERCOT*¹では、ノードル制の導入により十分な費用便益が得られると試算している

社会コストの低減額、システム改修費用 –ノードル制導入による費用便益–（米国PJM、ERCOT）

–ノードル制導入による費用便益試算*²–



ノードル制導入の便益

- 混雑管理費用の削減
- 系統信頼性の確保にかかるコストの削減
- 事業者間競争の促進によるコストの削減
- 取引コストや規制当局との調整コストの削減

ノードル制導入の費用

- 新規のソフトウェア導入費用・ハードウェア導入費用
- トレーニング等の人件費
(ISOが既存のスキル・経験・設備を活用できる場合)

*¹ The Electric Reliability Council of Texas、テキサス州のISO

*² 出所：Climate Policy Initiative、International Experiences of Nodal Pricing Implementation、2011年7月、p.3、<https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>

【参考】ERCOTでは、ノードル制導入により2020年までの便益が5.2億ドル、費用が4.29億ドルとなり、便益が費用を上回ると試算している

【参考】社会コストの低減額、システム改修費用　－ノードル制導入による費用便益－（米国ERCOT）*1

－ノードル制導入による便益試算（2008～2020年の累積）－

項目	金額	概要
発電費用の削減 （運用効率化）	3.39億ドル	• 稼働する <u>発電機の発電コスト</u> （燃料費、O&M費用、起動コスト、環境クレジットコスト等）が削減される。
混雑処理コストの削減	1.81億ドル	• 電源立地誘導効果により混雑処理が減少することで <u>メルिटオーダー外の発電機の起動・発電コスト</u> が削減される。
計	5.20億ドル	

－ノードル制導入に伴う費用試算（2008～2020年の累積）－

項目	金額	概要
導入コスト （ERCOT）	3.62億ドル	• ノードル制の導入に必要な設備投資費用、ソフトウェアの更新費用および従業員数の増加に伴う人件費が追加で発生する。
導入コスト （市場参加者）	0.67億ドル	
計	4.29億ドル	

*1 出所：Resero、Update on the ERCOT Nodal Market Cost-Benefit Analysis、2008年12月、
<https://interchange.puc.texas.gov/search/documents/?controlNumber=31600&itemNumber=7>

PJMは、系統増強により混雑管理費用を年間3億ドル、ノーダル制での広域的な電源運用により発電コストを年間6億ドル削減できると試算している

社会コストの低減額 –系統・市場運用費用の削減–（米国PJM）*1

– PJMにおける費用削減額（2019年度） –

項目	削減額	概要
系統運用費用	3億ドル/年	送電系統全体で送電系統増強計画を策定することにより、送電線所有者や州ごとの計画と比較して効率性が高まる。この設備増強により混雑が減少することで、信頼性の確保に必要なコストが削減される。
電源投資費用	12～18億ドル/年	- 予備力の広域的調達により、予備力必要量が相対的に削減されている。 - デマンドレスポンスなどの代替供給資源の市場参加を促進することで、余剰な新規発電への投資を削減し、非効率電源の市場退出を促している。
発電コスト （高効率電源の導入促進）	11～13億ドル/年	- 高効率電源の新設により発電コストが削減されており、年間11～13億ドルが削減されている。 2011年から2018年にかけて3万MWの高効率の天然ガス発電が建設されている。
発電コスト （広域的な電源運用）	6億ドル/年	PJMの実施したシミュレーションによると、広域的な電源運用により、ノーダル制導入前と比較して年間6億ドルの発電コストが削減されている。
計	32～40億ドル/年	

*1 出所：PJM Value Proposition、2019年7月、<https://www.pjm.com/about-pjm/~media/about-pjm/pjm-value-proposition.ashx>

PJMは、2012年から2014年にかけて、再エネ導入拡大の将来シナリオを設定し、送電線の新設・増強に関する費用便益を分析した

社会コストの低減額 –再エネ導入拡大に伴う送電線の新設・増強費用便益–（米国PJM）（1/2）*1

検討内容	将来の再エネ発電量に関して複数のシナリオを設け、混雑緩和のために必要な送電線の新設・増強費用及び再エネの増加による電力供給コストの影響を分析した。
主な実施機関	PJM、GE Energy Consulting（コンサル会社）、AWS True Power（再エネ予測ベンダー）、PowerGEM（系統混雑関連ソフトウェア企業）等

シナリオ前提条件（抜粋）

		Base	20-HSBO*2	30-HSBO	20-HOBO*2	30-HOBO
再エネ比率		2011年実績	- 再エネは総発電量の20%を占める。 - PVは再エネの33%を占める。	- 再エネは総発電量の30%を占める。 - PVは再エネの33%を占める。	- 再エネは総発電量の20%を占める。 - 風力発電は再エネの90%を占める。	- 再エネは総発電量の30%を占める。 - 風力発電は再エネの90%を占める。
立地の選定	風力発電	—	風力が良い地域を風力発電の適地として選定し、ポテンシャルの高い地域から風力発電を設置する。			
	PV	—	3年間の日射量のデータを基に、集中型と分散型の容量が一对一となるように有望なPVサイトを選定する。 - 設備容量は、集中型：10～100 MW、分散型（商業用）：250～1,000 kW、分散型（住宅用）：1～10 kWの範囲内でそれぞれ設定する。			
送電		各シナリオに対し発電バスの最高LMPと発電バスの最低LMPの間に5ドル/MWhの価格差が生じる箇所を特定し、混雑緩和のための送電線の新設・増強に係る費用を算出する。				

*1 出所：GE Energy Consulting、Final Report: Task 2 Scenario Development and Analysis、2012年1月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-task-2-scenario-development-final-report.ashx>

*2 HSBOとHOBOはシナリオの名称であり、それぞれHigh Solar Best-site Onshore（HSBO）とHigh Offshore Best-site Onshore（HOBO）の略である

PJMでは、再エネ電源を効率的に運用することで、送電線の新設・増強費用に対して十分な便益（電力供給コストの削減）が得られるとの見解を示している

社会コストの低減額 –再エネ導入拡大に伴う送電線の新設・増強費用便益–（米国PJM）（2/2）*1

シナリオ			Base	20-HSBO	30-HSBO	20-HOBO	30-HOBO
前提条件	発電量ベースの再エネ比率（％）		2	20	30	20	30
	PV比率（％）		0.03	6	10	3	5
	風力発電比率（％） [洋上風力の割合]		1.97 [0]	10 [1.1]	10 [1.1]	15.5 [7.7]	23.5 [11.7]
分析結果	送電	送電線の新設・増強費用 （億ドル）	0	39	80	44	109
		混雑管理費用 （億ドル/年）	19	33	56	43	53
		再エネMWh当たりの送電コスト*2 （ドル/MWh）①	-	3.2	4.4	3.8	6.0
	電力供給	電力供給コスト*3の削減額 （億ドル/年）	-	121	156	106	161
		再エネMWh当たりの電力供給 コストの削減額（ドル/MWh）②	-	73.8	61.6	67.4	62.7
	送電コストを加味した電力供給コストの 削減額（ドル/MWh）②-①		-	70.6	57.2	63.6	56.7

*1 出所：GE Energy Consulting、PJM Renewable Integration Study – Executive Summary Report、2014年3月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/irs/postings/pris-executive-summary.ashx>

*2 送電コスト（Transmission cost）は送電線の新設・増強費用を各年15％ずつ配分した、1年あたりのコストである。なお、混雑管理費用は送電コストに含まない

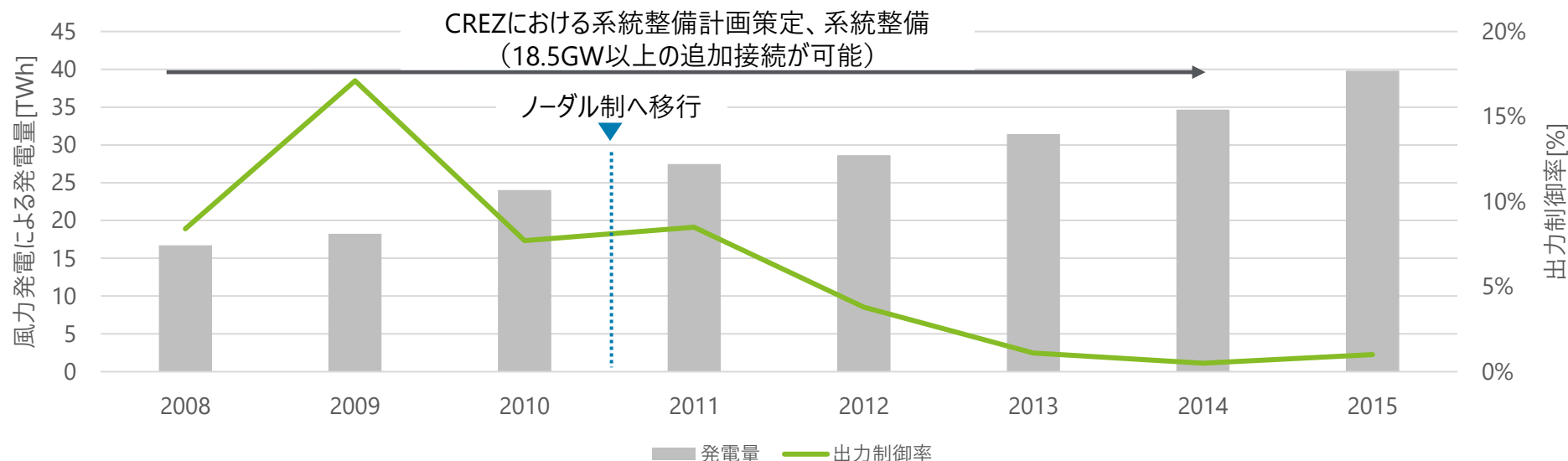
*3 電力供給コスト（Production cost）とは燃料コスト、O&Mコスト、排出コスト、およびスタートアップコストの合計に輸入コストを加算し、輸出売上高を減算したもの

【参考】テキサス州では、風力発電の導入と系統混雑解消を一体的に進めるため、風力発電開発を進める競争的再生可能エネルギーゾーン（CREZ）を特定して系統整備を実施した

【参考】再エネ導入への対応（米国ERCOT）*1,2

- ERCOT管内では、2006年以降に風力発電の導入が急速に進展したことで系統混雑が発生するようになった。風力発電の適地であるテキサス州西部・北部と電力需要の大きい東部との間は送電容量が不足しており、出力制御も行われていた。
- ERCOTは、テキサス公益事業委員会（PUCT）が選定したCREZから他地域へ送電するための系統整備計画を2008年に作成し、2014年までに建設を完了した。
- 系統整備の結果、風力発電の出力制御率を低減でき、ネガティブプライスも解消された。

－ 風力発電による発電量と出力制御率の推移*3 －



*1 出所：ERCOT、ERCOT Self-Evaluation Report、2021年9月、p.23~26、https://www.sunset.texas.gov/public/uploads/files/reports/ERCOT%20SER_9-01-21.pdf
EIA、EIAウェブサイト、https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=16831#tabs_SpotPriceSlider-1

*2 ERCOTはFERC管轄下にないためPJMとは状況が異なるが、ノードル制を導入しているISOの事例として掲載

*3 ERCOT、Wind Integration in ERCOT、https://www.eia.gov/conference/2018/pdf/presentations/beth_garza.pdfを基にトーマツ作成

2.3 欧州の混雑管理手法

欧州では、ゾーン間混雑管理の主体やアルゴリズム、収入・費用の取り扱いをEU規則の中で定めている

混雑管理の制度（欧州）（1/2）*1

EU規則 2015/1222において入札ゾーン（Bidding Zone）*2間での送電容量の割り当て、および混雑管理に関する規則を定めている。

【目的】

- 欧州における前日市場・当日市場を統合し、効率的な送電容量の割り当てや混雑管理に関する法的な枠組みを整理するため。（Article 1 1.~5.）

【概要】

- 全てのTSOは、欧州大の前日市場・当日市場に参加するとともに、本規則で定められた手法でBidding Zone間の送電容量を算出し、運用を行うこと。（Article 9）
- Market Coupling Operator（MCO）が、本規則で定められたアルゴリズムを用いて、売りと買いを約定させること。（Article 9）
- 混雑管理によって得られる収入は、本規則で定められた方法論によって分配すること。（Article 73）
- TSOが負担した混雑管理に要する費用は、規制機関の判断・承認のもと、託送料金や規制機関が適切と判断する手法により回収すること。（Article 75）

－ 欧州のBidding Zone －



*1 出所： EU、COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222、2015年7月

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

*2 欧州大の電力市場において事業者が入札を行うゾーン（基本的には1国1ゾーンであるが、ノルウェーやスウェーデン等、1国内に複数ゾーンが設定されている国もある）

計画フェーズでは前日市場GC後の送電容量算出時に、運用フェーズではインシデント発生時に混雑処理が行われる

混雑管理の制度（欧州）（2/2）*1

	計画フェーズ		運用フェーズ
	前日市場GC前	前日市場GC後	実需給断面
実施内容	実需給断面の2日前の15:00以降に更新される最新の情報を使って、前日市場に割り当てる送電容量を計算	- 最新の情報を基に送電容量割当量を再計算 - 混雑が発生する場合、必要な処置（調整力の活用等）を実施	再給電やカウンタートレーディングを実施
目的	前日市場に割り当てる送電容量を計算するため	ネットワーク構成や発電・負荷パターン、トランジットフローやループ潮流*4等、想定外の変化に伴う予測誤差への対処のため	想定外の事象やインシデントに対応するため
備考	- N-1基準*2の下、熱容量、電圧、短絡電流、周波数、動的安定性が考慮される - 正味送電容量（NTC）*3または、潮流ベース（FB）の計算を実施（欧州中西部ではFBのみを使用）	—	リアルタイムに近づくにつれ、対処すべき混雑量は減少するが、計画外の混雑が発生した際に採れる対策も限定的となる

*1 出所：ENTSO-E、Bidding Zone Configuration Technical Report 2021、2021年12月、https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/mc-documents/211209_ENTSO-E%20Bidding%20Zone%20Configuration%20Technical%20Report%202021.pdf

*2 系統を構成する設備全体（N個）のうち、単一個所の設備に不具合が発生した場合でも安定的に送電することを求める基準

*3 系統セキュリティに関する基準やネットワークに生じる不確実性を織り込んだ、連系線送電可能容量

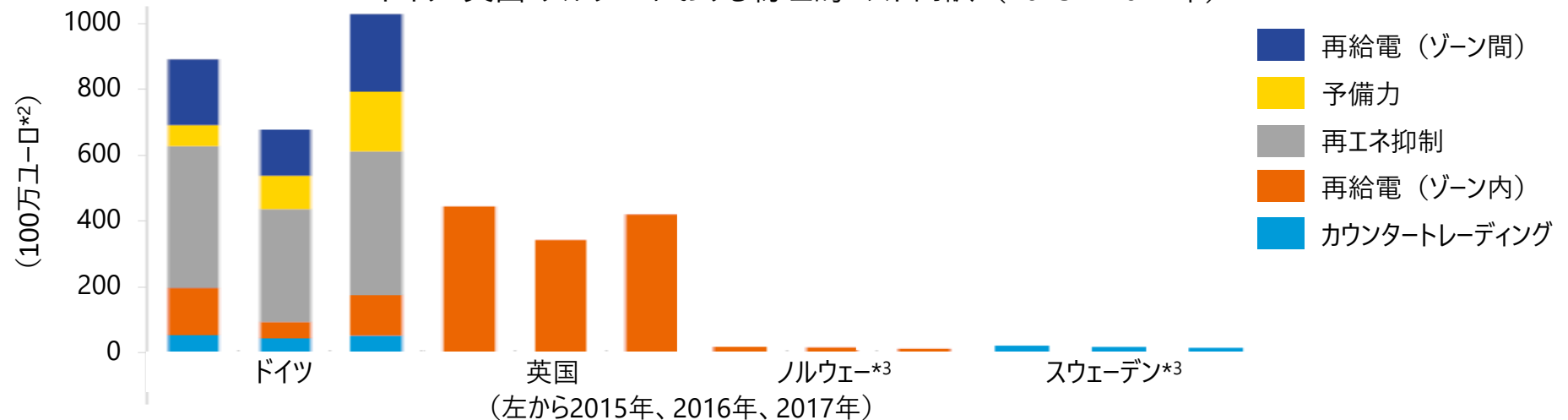
*4 電力系統を構成変更することにより、変更前の潮流に追加して流れる潮流（特に系統構成が環状になっている場合ループ潮流と呼ばれる）

再給電・カウンタートレードに起因する費用は、各国のTSOが負担しているが、ドイツでは再エネ抑制、英国ではゾーン内再給電により負担額が多くなっている

混雑収入・支出（欧州）*1

	収入	費用	
		金融的成本	物理的成本
概要	長期、前日市場、当日市場において、送電容量の割当により得られる収入	入札ゾーン間の送電容量の権利が削減された場合に、送電できなくなった事業者に対して補償する費用	再給電（ゾーン内）、再給電（ゾーン間）、カウンタートレーディング等に係る物理的な費用
受益者 負担者	関連する複数のTSO間で配分	関連する複数のTSOが負担	各国内のTSOが負担

ードイツ・英国・ノルウェーにおける物理的成本内訳（2015～2017年）ー



*1 出所：ENTSO-E, Bidding Zone Configuration Technical Report 2018、2018年10月

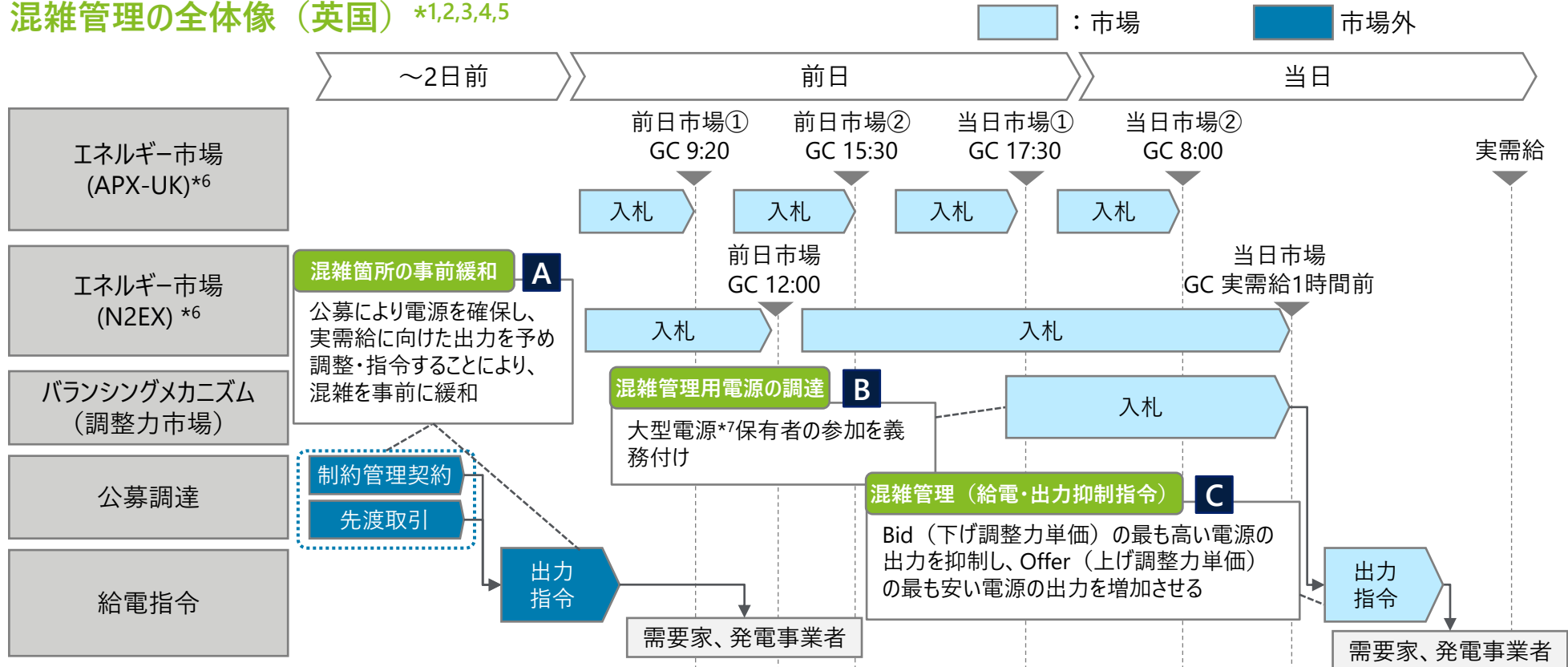
https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2018/BZ_report/20181015_BZ_TR_FINAL.pdf

*2 1ユーロは約141円（2022年12月1日時点）

*3 ノルウェー、スウェーデンでは、系統混雑の発生量が少なく、系統混雑が発生しても発電費用の安い水力発電によって再給電を行っているため、他の国と比較してコストが小さい

英国では、公募調達した電源とバランスメカニズム市場に入札された電源を出力調整することで、混雑管理を行っている

混雑管理の全体像（英国） *1,2,3,4,5



*1 出所：EPEX SPOT、Trading at EPEX SPOT、2022年7月、https://www.epexspot.com/sites/default/files/2022-07/22-07-12_TradingBrochure.pdf

*2 出所：山家公雄、電力取引市場がもつ3つの効果－再エネ大量導入のために－、2017年6月、http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/occasionalpapers/occasionalpapersno32

*3 出所：Elexon、What is the balancing mechanism、<https://www.elexon.co.uk/knowledgebase/what-is-the-balancing-mechanism/>

*4 出所：National Grid、Transmission Thermal Constraint Management、2018年7月、https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/National%20Grid%20Transmission%20Thermal%20Constraint%20Management%20Information%20note_July%202018.pdf

*5 コロナ禍を受けた需要減に伴う再エネ余剰リスクに対応するため、2020年に再エネの出力抑制市場が時限的に実施された

*6 APX-UKはAPXグループが運営する欧州大陸系の統一市場、N2EXはNord Poolが運営する北欧系の統一市場である

*7 地域により異なるが、出力50~100MW以上の電源が参加義務の対象となる

英国では、混雑発生が予想される場合は事前に公募調達で出力調整を行う場合があるが、多くは実需給直前に市場調達により調整を行う

混雑管理手法（英国）*1

	公募調達 A		市場調達 B C
	制約管理契約*2	先渡取引	balancingメカニズム
実施時期	実需給の1か月程度前	実需給の4日前から24時間前まで	実需給の24時間前以降
混雑管理方法	長期的に予見されている混雑箇所の緩和を目的に、National Grid ESO*2ウェブサイトにて出力調整等の必要量・期間等を公示し、最も経済的な事業者と契約を締結し出力の指令を行う。	短期的（1週間前程度）に予見されている混雑箇所の緩和を目的に、事前にNational Grid ESOとGrid Trade Master Agreementを締結した事業者に対して個別に出力調整等の連絡を行い、最も経済的に調整可能な事業者と取引を行うことで出力の指令を行う。	実需給に近い断面で判明した混雑箇所の緩和を目的に、balancingメカニズム市場に入札された電源を対象に、送電エリアの電源の内、最もBid（下げ調整力単価）の高い電源に抑制指令を、送電先エリアの電源の内、最もOffer（上げ調整力単価）の低い電源に給電指令を行う。
調達実績	2022年5月の公募では2件の制約管理契約が募集された。*3	FY2021-22年の1年間で45,799件の取引が行われた。*4	2022年2月1日の24時間で2,805件の指令が行われた（需給調整目的の指令も含む）。*5

*1 出所：National Grid、Transmission Thermal Constraint Management、2018年7月、
https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/National%20Grid%20Transmission%20Thermal%20Constraint%20Management%20information%20note_July%202018.pdf

*2 英国全土の電力系統運用者

*3 出所：National Grid ESO、Transmission constraint management、閲覧日2023/2/13、<https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/system-security-services/transmission-constraint-management?market-information>

*4 出所：National Grid ESO、Transmission constraint management、閲覧日2023/2/13、<https://data.nationalgrideso.com/data-groups/trade-data>

*5 出所：ESO Data Portal - Trading、閲覧日2023/2/13、<https://data.nationalgrideso.com/>

National Gridは、バランスメカニズム市場に入札された電源を用いて、メリットオーダー順の出力調整を行っている

バランスメカニズムの詳細（英国） *1,2,3



実施者	実施内容	
バランスメカニズム参加者	バランスメカニズム参加者（BMU）はGC時点での発電量（FPN）から出力を上げる場合の単価（Offer）、出力を下げる場合の単価（Bid）の組を入札する。	－ バランスメカニズム市場への入札（例） －
National Grid ESO	系統混雑を解消するため、Offer/Bidの安い順に出力調整を行う電源を決定する（現在のNational Grid ESOのシステムでは送電制約を考慮した調整力電源の最適化をすることができず、エンジニアの判断により電源が決定されている）。 各BMUに、出力指令（Bid Offer Acceptance）を通知する。出力指令は時刻ごとの出力で表される。	－ バランスメカニズム市場の出力調整（例） － － BMUへの出力指令（例） －

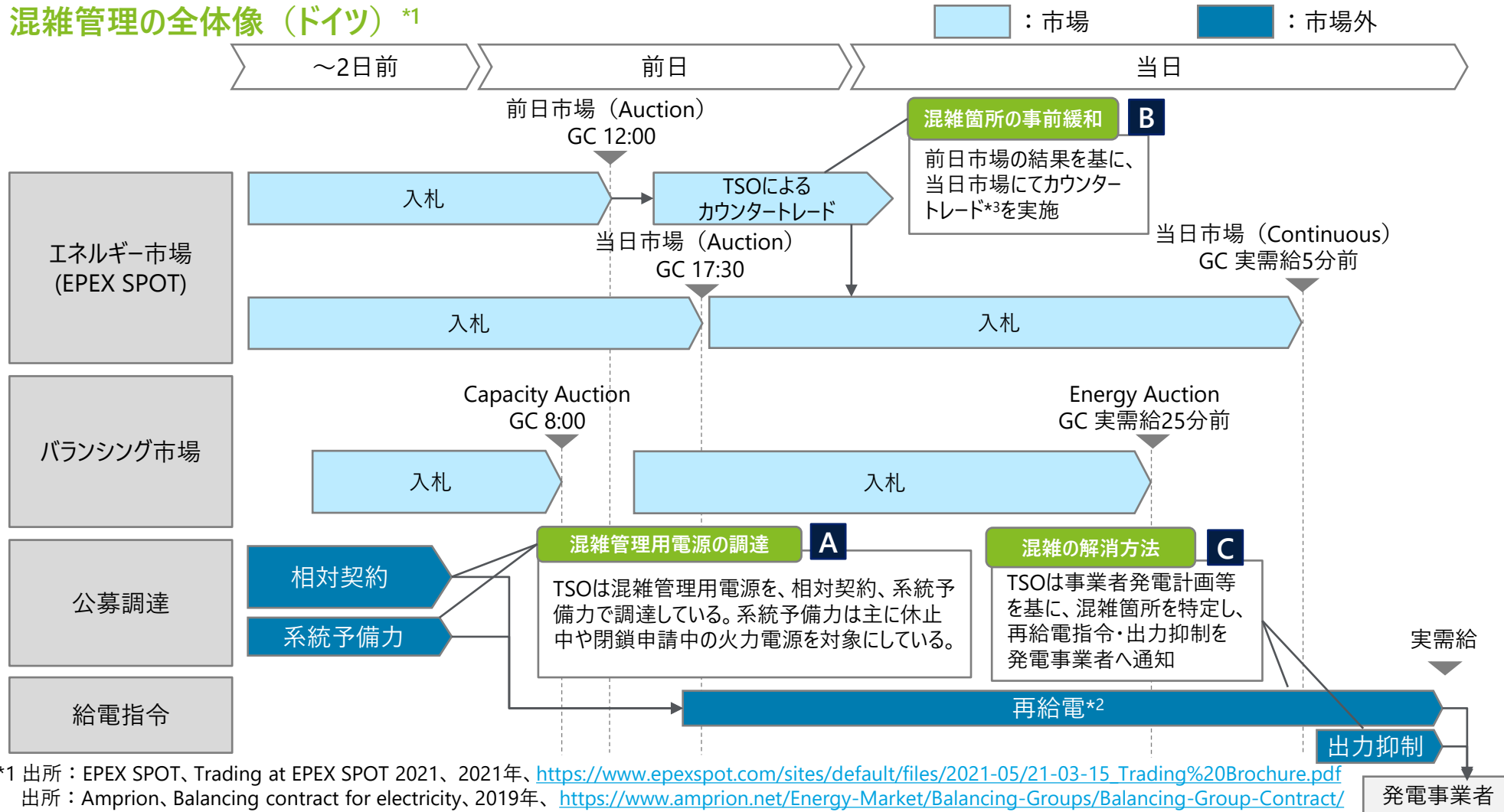
*1 出所：Elexon、Imbalance Pricing Guidance、2020年6月、<https://bscdocs.elexon.co.uk/guidance-notes/imbalance-pricing-guidance#5>

*2 出所：Elexon、Introduction to cash-out and P305、2016年11月、<https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2017/03/Increase-your-understanding-of-P305.pdf>

*3 出所：National Grid ESO、Dispatch Transparency Methodology、2022年7月、https://data.nationalgrideso.com/balancing/dispatch-transparency/r/dispatch_transparency_methodology

ドイツでは、公募による系統予備力の確保、前日市場後のカウンタートレード、再給電指令・再エネ出力抑制により混雑管理を行っている

混雑管理の全体像（ドイツ）*1



*1 出所：EPEX SPOT、Trading at EPEX SPOT 2021、2021年、https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-05/21-03-15_Trading%20Brochure.pdf

出所：Amprion、Balancing contract for electricity、2019年、<https://www.amprion.net/Energy-Market/Balancing-Groups/Balancing-Group-Contract/>

出所：Lion Hirth et al., Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany、2019年10月、[Future-redispatch-procurement-in-Germany](https://www.future-redispatch-procurement-in-germany.com/)

*2 再給電は100kW以上もしくは遠隔操作可能な100kW未満の電源、出力抑制は全電源を対象（ただし、再エネ電源の優先給電を前提とする）

*3 カウンタートレードはゾーン間の混雑緩和だけでなく、ゾーン内の混雑緩和にも活用されている

ドイツでは、冬季における風力発電出力の急増に伴う系統混雑に備えて、TSOが系統予備力を再給電用の電源として調達している

系統予備力の調達（ドイツ） **A**

- 系統の安定供給に欠かせない電源、特に冬季の再給電用電源については2013年から「系統予備力」として確保され、主にドイツ南部や隣国における休止中や閉鎖申請中の火力電源が指定されている。
- TSOは毎年必要な系統予備力を計算し、ドイツ連邦ネットワーク庁（Bundesnetzagentur）が許可した上で、年に1回系統予備力の公募調達を行う。
- 系統予備力はTSOより以下のコスト*1が支払われ、電力市場での電力売買は禁止されている。

閉鎖が決まった発電事業者

- メンテナンスコスト
- 発電所が利用可能な状態を維持するためのコスト
- 運転可能な状態にするための臨時コスト
- 発電コスト
- 機会コスト
- 減価償却費

臨時休止の発電事業者

- 発電所が利用可能な状態を維持するためのコスト
- 運転可能な状態にするための臨時コスト
- 発電コスト
- 減価償却費

- 2022/2023の系統予備力確保量は8,264 MWであり、2023/2024には系統に接続するガス火力発電が増えるため、5,361 MWになる見通し*2。

*1 出所：Bundesnetzagentur、Domestic grid reserve、2021年9月、

https://www.bundesnetzagentur.de/EN/RulingChambers/Chamber8/RC8_07_Generation%20issues/71_Domestic%20grid%20reserve/71_Domestic%20grid%20reserve.html

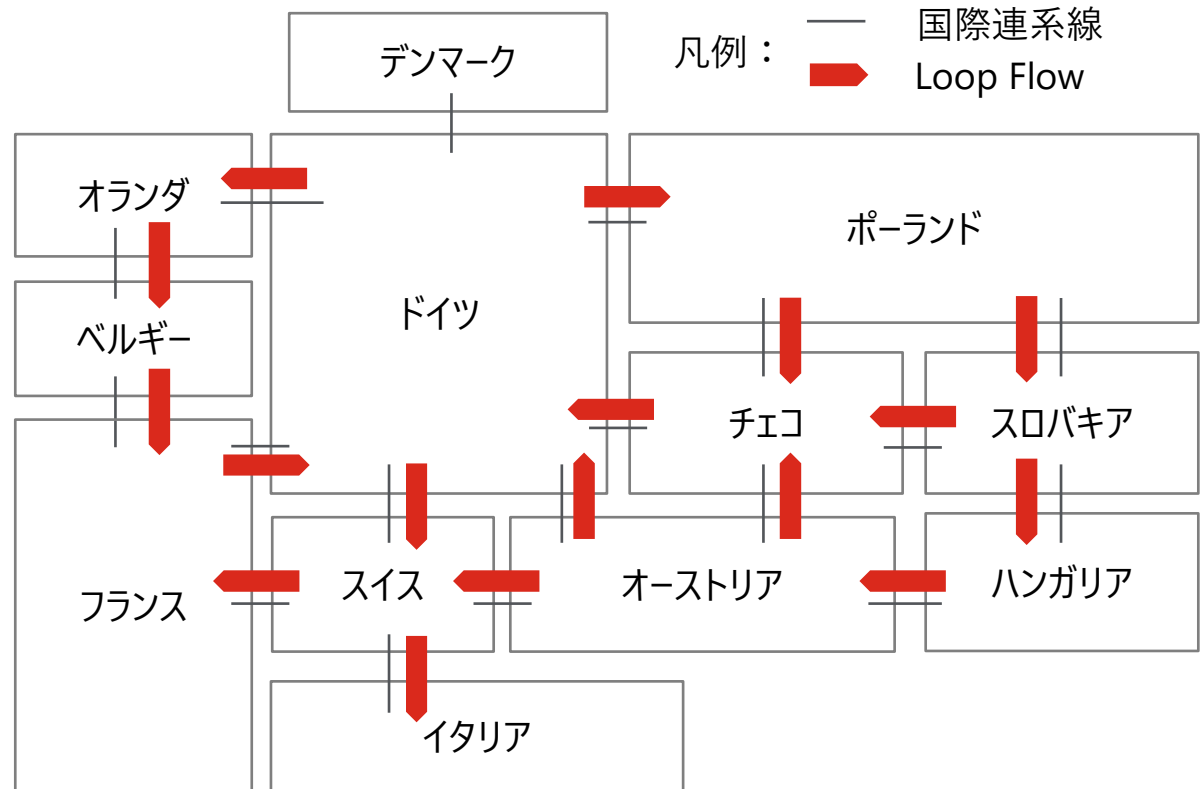
*2 出所：Bundesnetzagentur、Grid reserve / reserve power plant requirement、2022年4月、

<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/SecurityOfSupply/GridReserve/start.html>

ドイツでは、地内系統混雑や計画外潮流（Loop Flow）を緩和するために、市場メカニズムを通じて、カウンタートレードを実施している

カウンタートレード（ドイツ）*1 B

- カウンタートレードは当日市場（Continuous）での電力取引にて、隣国へ売電する相殺潮流を国際連系線を通じて流す方法である。
- TSOは、前日市場の結果を基に系統分析を行い、混雑を特定した場合、事前にカウンタートレードを実施する。
- 右図に示すように、国際連系線では強風発生時にドイツ北部からオランダ⇒ベルギー⇒フランス⇒ドイツ南部等の計画外潮流（Loop Flow）*2が発生し、隣国の系統運用に大きな影響を与えているが、カウンタートレード等により緩和を行っている。



*1 出所：B. Earnst et al., Large-Scale Wind and Solar Integration in Germany, 2010年2月、https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19225.pdf

*2 計画潮流と実潮流の差を計画外潮流と呼び、計画外潮流のうち計画潮流での想定とは異なる送電線の電力潮流をLoop Flowと呼ぶ

ドイツでは、混雑緩和の手段の一つとして、TSOとDSOが事前に調達した電源の出力を調整するよう再給電指令を出している

再給電指令（ドイツ）*1

- TSOとDSOは系統混雑が発生した際、事前に調達した電源に対して上げ・下げ調整するよう再給電指令を出す。
- 再給電指令の電源には、事前に相対契約で調達した電源及び系統予備力が利用されている。
- 再給電指令が発令された電源に対しては報酬が支払われる。
- 2021年の10月からはRedispatch 2.0が開始され、再エネ電源を含む100kW以上の電源が対象となった。

	Redispatch 1.0		Redispatch 2.0*2
対象電源	10 MW以上の従来電源（火力発電）		100 kW以上の全電源（再エネを含む）
実施主体	TSOのみ		TSOとDSO
実施期間	リアルタイムのみ		TSOとDSOが計画的に実施できる

*1 出所：OCCTO、欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）最終報告書、2019年3月、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

*2 出所：Interconnector GmbH、Redispatch 2.0 – What plant operators need to know now、2021年5月、
<https://www.interconnector.de/energieblog/redispatch-2-0-was-anlagenbetreiber-jetzt-wissen-muessen/>

ドイツでは混雑緩和の最終手段として、再エネの出力抑制を有償で行っている

出力抑制（ドイツ）*1

- 系統混雑が発生し、再給電・カウンタートレードでも系統混雑を解消できない場合、TSO はドイツの電気・ガス・水道の事業連合団体である BDEWのガイドラインに定められた順番で、電源の出力抑制を行う。
- 出力抑制ルールでは、まずエネルギー事業法（EnWG法）に基づき火力等の従来型電源（グループ1）に対する出力抑制等を実行する。それでも送電の混雑が解消しない場合、再エネ可能エネルギー法（EEG法）によって再エネ電源を有償で抑制する。
- BDEWのガイドラインによるグループ電源の抑制順位*2を以下に示す。なお、同一グループ内の電源の抑制順については、各 TSOが決める。

グループ番号	概要	対象電源
グループ 1	混雑系統発生時に、最初に出力抑制される設備。優先接続が定められていない電源が該当する。	揚水発電、廃棄物/ごみ焼却設備（コージェネを除く）、ピークロード用電源、火力発電（コージェネを除く）
グループ 2	EEG法とコージェネ法により、優先接続が定められている設備。緊急時には出力抑制の対象となる。	水力発電、風力発電、地熱発電、バイオガス・汚泥ガス発電、バイオマス発電、大型太陽光発電、コージェネ発電、熱供給設備
グループ 3	小型太陽光発電。最後に出力抑制の対象となる。	小型太陽光発電（<100 kW）

*1 出所：OCCTO、欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）最終報告書、2019年3月、
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>

*2 出所：BDEW and VKU、Praxis-Leitfaden für unter stützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern、2014年10月、
https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BDEW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0.pdf

2.4 ローカル系統、配電系統における混雑管理

欧州では、ローカル系統・配電系統において市場主導型の混雑管理を実証する、または導入している事例がある

ローカル系統・配電系統における市場主導型の混雑管理の導入背景

- 欧州では、これまでローカル系統・配電系統に再エネ電源等が接続される場合には、系統混雑を発生させないように系統増強を行ってきたが、再エネ電源等の出力抑制を行うことを前提に再エネ電源等が接続されることで混雑を管理する取り組みが行われる場合があった。しかし、再エネ電源等の出力抑制は、系統接続が新しい電源から出力抑制を行うような、メリットオーダーに基づかない混雑管理の方法であった。
- このため、需要側のリソースを含めて、メリットオーダーに基づき配電系統上の分散型リソースを活用した市場主導型の混雑管理手法である「ローカル・フレキシビリティ市場」の実証を実施したり、商用運用を実施したりする動きが欧州各国で見られ始めている。
- 我が国においても、国の審議会でもローカル系統・配電系統において系統混雑状況を加味した価格シグナルを出す仕組みを構築していくべきとの指摘がなされており、以降の頁において欧州で進められているローカル・フレキシビリティ市場の動向について整理を行う。
- なお、米国PJMの配電系統内においては、現時点では、平常時において系統混雑が発生しないように系統増強を行っていることから、欧州のようなローカル・フレキシビリティ市場の導入は行われていない。

欧州では、以下のようなローカル・フレキシビリティ市場の制度設計が行われている

ローカル・フレキシビリティ市場における制度設計の比較（欧州）（1/3）

－ 欧州におけるローカル・フレキシビリティ市場の制度設計①－*1

	英国（実証）	英国（商用）	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
プロジェクト名	IntraFlex	Flexibility Services Procurement	enera	NorFlex	sthlmflex
実施期間	2019年10月～2021年11月	2021年～	2019年2月～2020年6月	2019年～2022年	2020年12月～
プロジェクト対象地域（実施事業者）	英国南西部（WPD〔現NGED〕）	6配電事業者の管轄地域（SSEN、SPEN、ENWL、Northern Powergrid、UKPN、NGED）	ドイツ北西部（Avacon Netz、EWE NETZ等）	ノルウェー南部、オスロ東部（Agder Energi、Glitre Energi等）	ストックホルム周辺（Ellevio、Vattenfall Eldistribution等）
フレキシビリティ市場の目的	混雑管理	混雑管理	混雑管理	系統拡張の先送り、混雑管理、需給バランスの維持	系統拡張の先送り、混雑管理、系統信頼度の向上、需給バランスの維持
フレキシビリティ商品の調整方向	主に需要削減	主に需要削減	発電出力削減	需要削減	需要削減

*1 英国におけるIntraFlexは、2019年10月から2021年11月まで実施された実証プロジェクトとの位置付けであるが、2021年以降に6配電事業者が導入したフレキシビリティ市場は標準的なサービス区分を設けて運用されていることから、商用運用との位置付けであると考えられる。

ローカル・フレキシビリティ市場における制度設計の比較（欧州）（2/3）

－ 欧州におけるローカル・フレキシビリティ市場の制度設計② －

	英国（実証）	英国（商用）	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
長期契約のフレキシビリティ商品	なし	あり	なし	あり	シーズン型（フレキシビリティ提供事業者〔FSP〕が利用可能性価格及び調整実施価格を入札）
週間契約のフレキシビリティ商品	なし	あり	なし	なし	あり（系統運用者が利用可能性価格を設定、フレキシビリティ提供事業者〔FSP〕が調整実施価格を入札）
短期取引のフレキシビリティ商品	あり	なし	あり	あり	あり
最低入札量	100kW	1,000kW	1kW	1kW	100kW
送電事業者によるフレキシビリティ商品の利用	なし	－	あり（混雑管理のため利用）	あり（需給調整及び混雑管理のため利用）	あり（需給調整及び混雑管理のため利用）
配電系統上のフレキシビリティ・リソースを優先的に利用する事業者	なし	－	配電事業者が送電事業者よりも優先利用	配電事業者が送電事業者よりも優先利用	配電事業者が送電事業者よりも優先利用

ローカル・フレキシビリティ市場における制度設計の比較（欧州）（3/3）

－ 欧州におけるローカル・フレキシビリティ市場の制度設計③－

	英国（実証）	英国（商用）	ドイツ	ノルウェー	スウェーデン
フレキシビリティ提供事業者（FSP）によるベースライン値の決定又は市場運営者・系統運用者によるベースラインの決定	どちらも可能	－	FSPのみ	FSPのみ	どちらも可能
決済期間	1分間	－	15分間	1分間	60分間
フレキシビリティ提供事業者への支払い条件（フレキシビリティ提供の割合）	95%超：100% 63%未満：ゼロ	－	100%以上：100% 100%未満：ゼロ	80%超：100% 50%未満：ゼロ	80%超：100% 40%未満：ゼロ
計画通りに対応しない場合の罰則	なし	なし	なし	なし	なし
フレキシビリティ・リソース側でインバランスが発生した場合の責任主体	需給調整責任者（BRP）（≒ BG）	－	需給調整責任者（BRP）（≒ BG）	需給調整責任者（BRP）（≒ BG）	需給調整責任者（BRP）（≒ BG）
フレキシビリティ提供事業者（FSP）から需給調整責任者（BRP）に対するインバランスの補償	なし	－	相対の合意に基づく	なし（今後検討）	なし

欧州では、ローカル・フレキシビリティ市場の設計が進められており、配電系統運用者と送電系統運用者間の連携方法や市場決済ルールが、市場設計の重要なポイントとなっている

ローカル・フレキシビリティ市場における制度設計の比較（総括）（欧州）

- ローカル・フレキシビリティ市場の目的としては、系統拡張が行われるまでの間に発生する配電系統における混雑管理を行うことである。また、配電系統におけるフレキシビリティ・リソースを送電系統の需給調整に活用する場合もあり、欧州においては配電系統運用者と送電系統運用者のデータ連携等が重要な要素となっている。他方で、我が国については、送電と配電が同一法人として機能しているため、欧州とは異なり、効率的且つ円滑に配電系統のフレキシビリティ・リソースを送電系統の需給調整等に活用することが可能である。
- ローカル・フレキシビリティ市場の商品としては、北欧のように冬季における電力需要の増大に対応して需要リソース等をフレキシビリティ・リソースとして活用する一方、ドイツのように再エネ発電の増加に伴う系統混雑に対応して再エネ電源等をフレキシビリティ・リソースとして活用する等、国の需給状況によってフレキシビリティ・リソースの特徴が異なる。
- ローカル・フレキシビリティ市場の商品の取引時間単位は4カ国共にインバランス決済の時間単位と同じであるが、ノルウェーや英国では、フレキシビリティを安定して提供できているかどうかを確認する観点から、フレキシビリティ・リソースに対価を支払う際の決済期間を1分間としていた。
- フレキシビリティを適切に提供できなかった場合の対価の支払については、ドイツでは100%未満であるとしている理由は、再エネ電源の出力抑制を適切に求めることを前提としているためであると考えられ、他の3カ国については対価の支払い水準を達成度に応じて細分化しており、必ずしもアグリゲートされた需要リソースが正確にフレキシビリティを提供することができないことを前提としているためであると考えられる。

英国では、南西部の配電事業者の管轄エリアにおいて、主に需要抑制を対象とした配電システムの混雑管理がIntraFlexプロジェクトを介して実施された

プロジェクトの概要（英国）

- IntraFlexプロジェクトは、配電事業者へのフレキシビリティ・リソースの提供及び卸電力市場（kWh市場）との連携を構築するために、英国の南西部の配電ゾーンを管轄するWestern Power Distribution（現National Grid Electricity Distribution）によって2019年10月から2021年11月まで実施されたプロジェクトである。
- IntraFlexプロジェクトでは、配電システムにおけるフレキシビリティ・リソースが卸電力市場である当日市場においても活用できるような仕組みとなっている。

－ 英国（IntraFlex）における配電システムにおける混雑管理の取り組み－

項目	内容
プロジェクト名	IntraFlex
プロジェクト期間	2019年10月～2021年11月
プロジェクト実施国・地域	英国（南西部）
関係する送配電事業者	Western Power Distribution（配電事業者※現NGED）※英国南西部

－ IntraFlexプロジェクトの対象地域*1－



*1 出所：<https://nodesmarket.com/intraflex/>

英国のIntraFlexプロジェクトの事前認証手続きとして、配電事業者はフレキシビリティ提供事業者（FSP）の試運転テストを行った

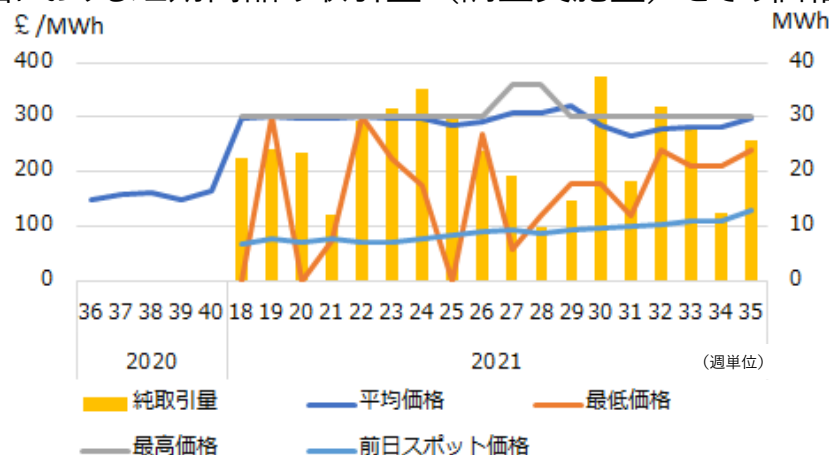
プロジェクトに参加するための事前認証手続き（英国）

- フレキシビリティ提供事業者（FSP）がIntraFlexプロジェクトに参加する際、FSPは市場プラットフォーム（NODES）への参加契約を締結し、保有する各フレキシビリティ・リソースの種類、計測地点の識別番号、場所等を登録しなければならない。
- FSPは、フレキシビリティ・リソースの試運転テストを受ける必要があり、これに基づき配電事業者であるWPDは、FSPとの取引契約を締結することになる。

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品及びフレキシビリティ市場の構造（英国）

- IntraFlexプロジェクトでは、短期商品のみが取引されている。短期商品は、市場プラットフォーム（NODES）のIntraFlex市場で取引される。実運用日7日前から取引が開始され、実運用時間の90分前に取引が終了する。フレキシビリティ商品の取引時間単位は30分間であり、インバランス精算の時間単位と同様である。
- フレキシビリティ商品の取引量は、2021年においては約10～40MW/h程度であり、加重平均価格は約260～320ポンド/MW/h（約40～50円/kW/h）の水準となった。

－英国における短期商品の取引量（調整実施量）とその価格*1,2－



*1 出所：<https://nodesmarket.com/norflex/>

*2 1ポンドは約165円（2022年12月1日時点）

英国のIntraFlexプロジェクトでは、フレキシビリティ提供が計画通りに実施されない場合には支払い額が減額された

混雑調整・需給調整の開始及び決済手続き（英国）

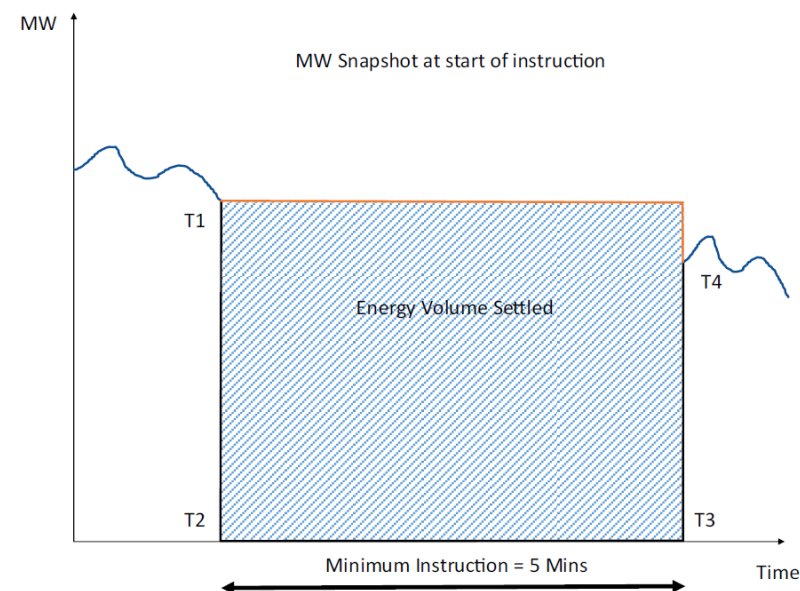
- 市場で落札されたフレキシビリティ・リソースに対して、市場プラットフォーム（NODES）から発動の通知が行われる。
- ベースライン値は、配電事業者が過去のデータ（直近5営業日の30分毎の測定データの平均値）に基づいて計算する他、フレキシビリティ提供事業者（FSP）が配電事業者に対してベースラインをより正確に予測するための提案を行うことができた。
- フレキシビリティ提供の測定期間と決済期間は1分間である。
- フレキシビリティ提供が契約通りに実施されない場合、罰則はないが、調整実施価格（Activation）*1に対する支払いが減少する。支払いの減少幅については、（1）95%以上のフレキシビリティ提供の場合は、100%の支払い、（2）63%以上95%未満までのフレキシビリティ提供の場合は1%毎に3%減額、（3）63%以下のフレキシビリティ提供の場合は支払いはない。過剰に提供されたフレキシビリティについては追加の支払いはない。

*1 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である。

【参考】英国では、バランシングメカニズムの最低登録単位を、配電系統に接続する1MWに引き下げる取り組みを進めている

【参考】MW Dispatch Regional Development Program（英国）*1

- National Gridは、従来、分散型電源の増加に対して送電系統の増強で対応してきたが、配電系統に接続する分散型電源の出力抑制を行うことにより運用面に対応する「地域開発プログラム（Regional Development Program）」の開発を、WPD及びUKPNと共同で進めている。
- 当該プログラムに参加する分散型電源は、National Gridと配電事業者によって設定された登録プロセスに従う必要がある。最小ユニットは1MWであり、出力抑制の指示が来た場合にMW出力をゼロとすることが求められる。抑制の最小時間は5分、最大時間59分で、指示に対して2分以内に応答することが求められる。
- 分散型電源は、出力抑制に係る対価を提示することが推奨されている。当該報酬は、利用可能性に対する支払いではなく、実際の利用された場合のみ支払いが行われる。WPDでは2023年8月にトライアルを実施する予定になっている。



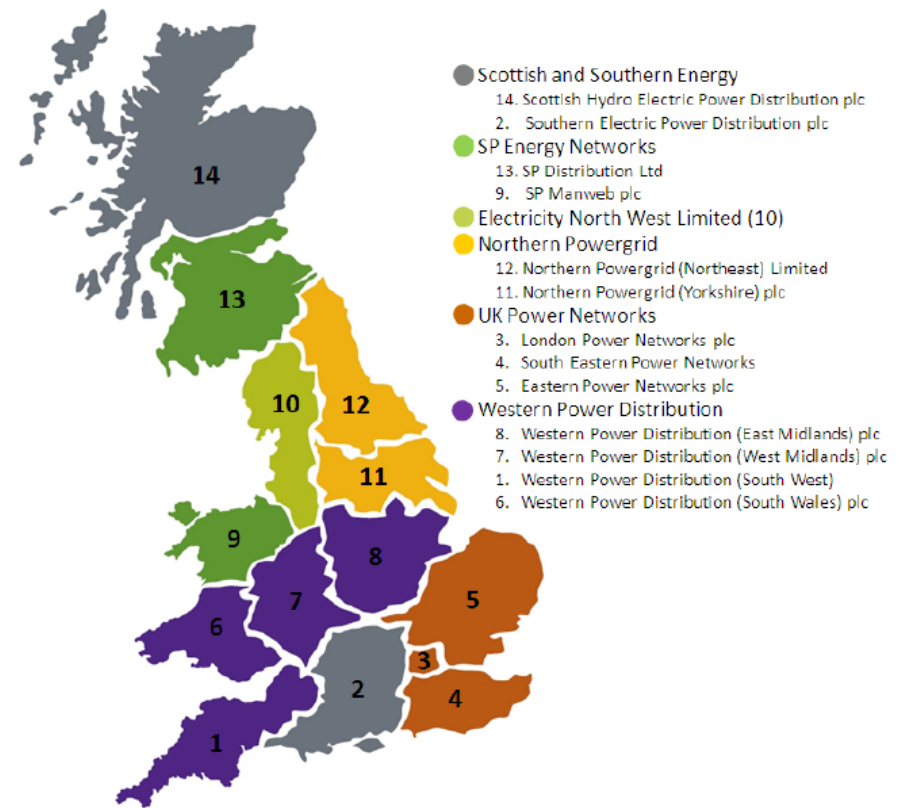
*1 出所：National Grid ESO、Project Initiation Document (PID)～Regional Development Programme MW Dispatch (WPD)、2021年12月

現在、英国では配電事業者6社で4種類のフレキシビリティ・サービスを競争入札で調達している

フレキシビリティ・サービス（英国）

- 英国では、発電電力量や需要電力量の増加に伴い、配電系統上で過負荷が発生することを回避するために、フレキシビリティ・リソースを活用した混雑管理が行われている。
- 配電事業者は、英国エネルギー・ネットワーク連合会（ENA）が策定した共通の基準に基づき、フレキシビリティ・サービスの調達を行う。
- なお、英国では、電源の出力を抑制するANMが導入されているが、ANMでは需要増加に伴う系統混雑に対応できないため、フレキシビリティ・サービスの必要性が生じたという背景がある。。
- フレキシビリティ・サービスは、Scottish and Southern Energy Networks（SSEN）、SP Energy Networks（SPEN）、Electricity North West Limited（ENWL）、Northern Powergrid、UK Power Networks（UKPN）、National Grid Electricity Distribution（NGED）〔※旧Western Power Distribution〕の6地域で導入されている。
- フレキシビリティ・サービスとしては、4種類のサービス（Sustain、Secure、Dynamic、Restore）に区分され、発電機、蓄電池、需要リソース等の分散型エネルギー・リソース等を対象として各サービスが入札に基づき調達される。

－ 英国の配電事業者の地域*1 －



*1 出所：https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2017/02/rrio-ed1_annual_report_2015-16.pdf

週間断面でフレキシビリティ・サービスの利用可能性の通知・確定が行われ、配電事業者は発動指令を受けて15分でフレキシビリティ・サービスを提供する

各フレキシビリティ・サービスの概要（英国）*1,2

- Sustain、Secure、Dynamicは容量利用可能性価格（Availability）*3として£/MW/時、調整実施価格（Utilisation）*4として£/MWhが支払われるが、Restoreは停電発生が不確実であるため調整実施価格（Utilisation）のみの支払いとなる。

	ENAによる定義	想定される利用事例	サービス対価
Sustain	配電事業者は、配電システムの過負荷を防止するため、事前に合意した期間内においてフレキシビリティ・リソースを事前に調達する。	平常時において配電システムの容量を超過するリスクが想定される場合	容量利用可能性価格（Availability） 調整実施価格（Utilisation）
Secure	配電事業者は、リアルタイムに近い断面で配電系統の状況に基づき、事前に合意された期間内においてフレキシビリティ・リソースを事前に調達する。	平常時において、停電又は移動式ディーゼル発電機の利用を伴う計画的な作業が行われる場合	容量利用可能性価格（Availability） 調整実施価格（Utilisation）
Dynamic	配電事業者は、配電システムで異常が発生した際に活用するフレキシビリティ・リソースを事前に調達する。	停電が発生するリスクを伴う計画的な作業が行われる場合	容量利用可能性価格（Availability） 調整実施価格（Utilisation）
Restore	配電事業者は、停電発生後にフレキシビリティ・リソースに対して、①フレキシビリティ・リソースを系統から遮断した状態を維持する、②フレキシビリティ・リソースを再連系する、③フレキシビリティ・リソースを再連系して、電力供給を行うことを指示する。	計画外の停電が発生して、系統復旧が行われる場合 （UKPNでは、Restoreサービス向けのフレキシビリティ・リソースとして16MWのガス火力電源と契約している事例あり）	調整実施価格（Utilisation）

*1 出所：ENA、Active Power Services Implementation Plan、2020年

*2 出所：SSEN、An Introductory Guide for Providers、2022年

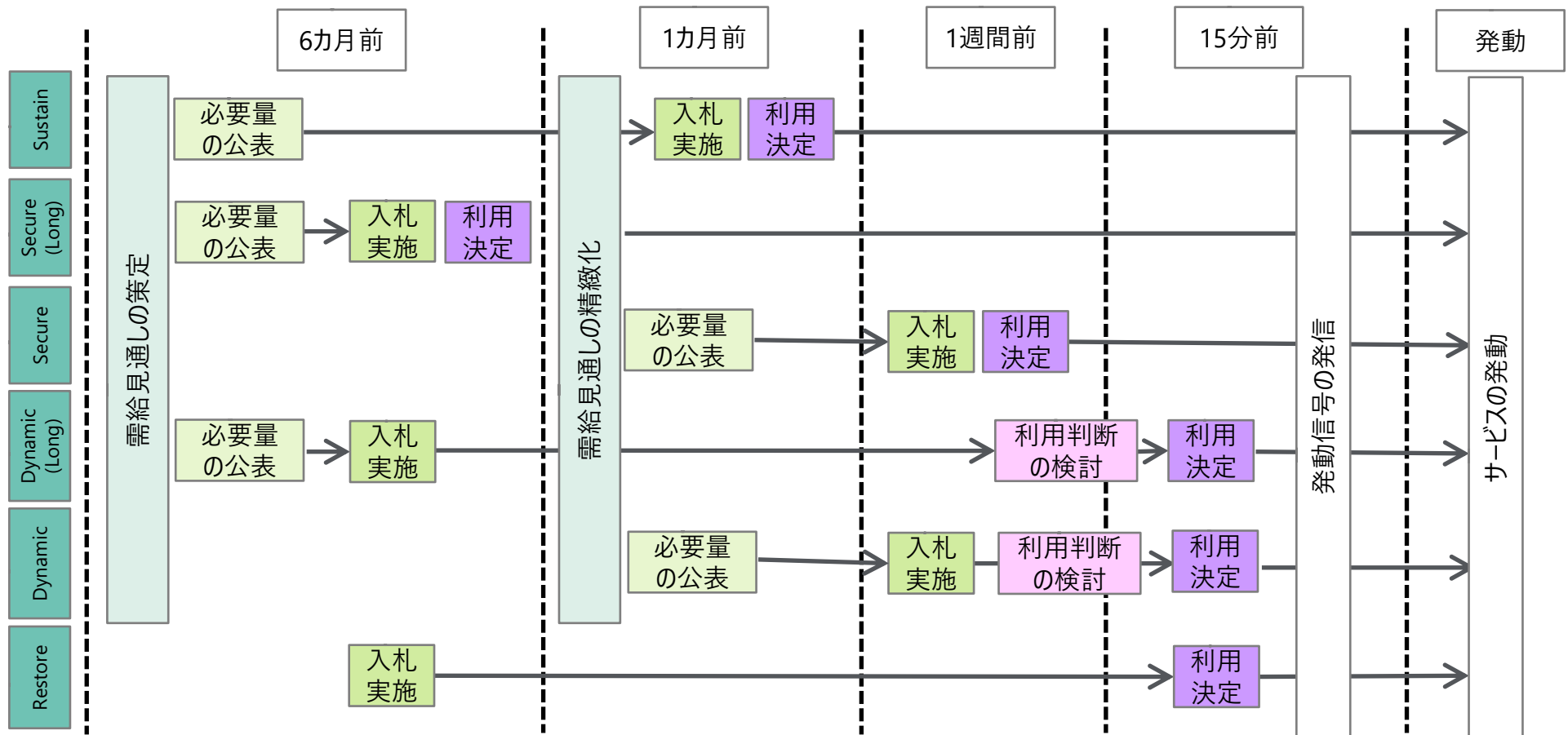
*3 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

*4 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

フレキシビリティ・サービスの運用はサービス毎に入札時期や利用決定のタイミングが異なる

フレキシビリティ・サービスの運用とスケジュール（英国）

- 「Sustain」、「Secure」、「Dynamic」、「Restore」の各サービスは、運用プロセスとスケジュールが異なる。下記は、NGED（WPD）の事例を示している。^{*1}



^{*1} 出所：WPD、Distribution Flexibility Services Procurement Consultation、2022年1月をもとに作成

ローカル・フレキシビリティ市場への入札のために事前に登録し、認可を受けておくことが必要である

フレキシビリティ・サービスの調達プロセスについて（英国）*1

- 潜在的なフレキシビリティ提供事業者は、フレキシビリティ市場への入札に参加するために、ダイナミック購入システム（Dynamic Purchasing System）*2に登録し、資格の認定が行われることが求められる。
- フレキシビリティ提供事業者はDPSにいつでも登録を行うことが可能であるが、フレキシビリティ市場の入札開始日の5営業日前までに事前資格項目を記入する必要がある。



*1 出所：SSEN、An Introductory Guide for Providers、2022年をもとに作成

*2 ダイナミック購入システムは、フレキシビリティ提供事業者がフレキシビリティ市場への入札に参加する前に、資格の認定を行うために登録するシステムの名称である

ローカル・フレキシビリティ市場の上限価格は、系統増強やディーゼル発電機の活用等の代替措置と比較した経済的な便益をに基づき設定される

ローカル・フレキシビリティ市場の価格設定及び落札基準（英国）

- ローカル・フレキシビリティ市場における価格設定については、系統増強やディーゼル発電機の活用等の代替措置よりも経済的な便益があることを前提として上限価格が設定される。各入札において、フレキシビリティ・サービスの調達に係る配電事業者の予算を考慮して上限価格が設定されることになる。
- 各入札における落札価格は、今後の入札事業者の参考となるように配電事業者のウェブサイトに公開される。
- 下記の表は、英国北部の配電事業者であるSSEN（Scottish and Southern Energy Networks）の最近の上限価格を示している。^{*1}
- なお、ローカル・フレキシビリティ市場における落札基準については、入札価格だけではなく、フレキシビリティ・リソースの技術的特性、CO2排出量、信頼性（実績）、サービス提供期間が考慮される。

サービス名	容量利用可能性価格 ^{*2} (Availability Fee) ： £ /MW/時	調整実施価格 ^{*3} (Utilisation Fee) ： £ /MWh
Sustain	N.A.	未定
Secure	150	200
Dynamic	25	350
Restore	N.A.	400

^{*1} 出所：SSEN、An Introductory Guide for Providers、2022年をもとに作成

^{*2} 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

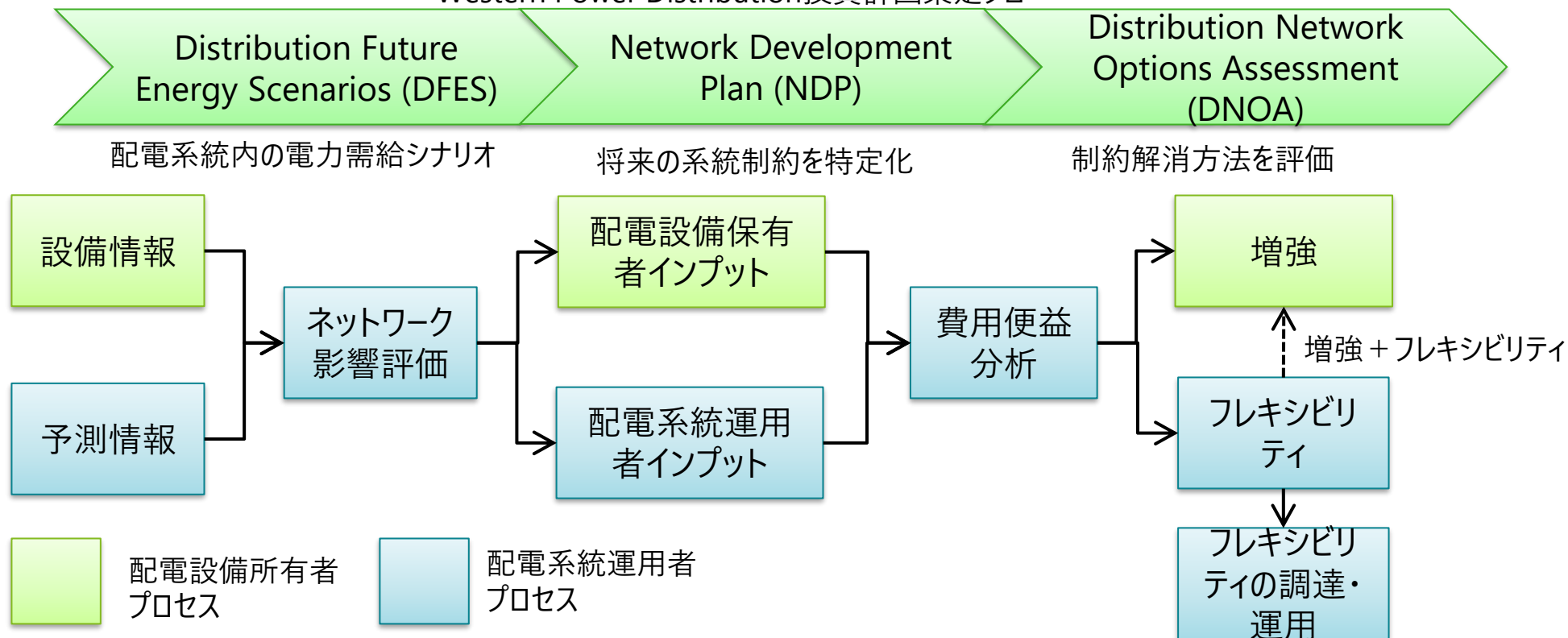
^{*3} 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

英国では、将来シナリオを基に配電系統制約を特定化し、オプション評価で系統増強とフレキシビリティによる制約解消を選択している

Western Power Distributionの配電ネットワークオプション評価（英国）*1

- 英国の配電会社Western Power Distributionでは、毎年1月に将来シナリオを作成し、それを基にネットワーク増強計画を4月に策定、代替手段としてのフレキシビリティ分析を実施し、8月にネットワークオプション評価報告書を公表してフレキシビリティの調達計画を策定、フレキシビリティの調達を進めるという3段階のプロセスで配電系統計画及びフレキシビリティ調達計画を策定している。
- 本プロセスは2021年に親会社となったNational Gridの送電系統増強プロセスと同じであり、送電増強プロセスと同じ手法を取り入れたもの。

－ Western Power Distribution投資計画策定フロー－



英国では、系統制約解消のための設備増強を先送りするために、フレキシビリティを積極的に採用している

2022年評価におけるWPDの対策例（英国）*1

■ Western Power Distributionでは、Network Development Planで特定化した系統増強に対して、系統制約解消対策について複数の選択肢のオプション評価を行って対策を決定している。2022年により開始したオプション評価の結果、配電分野での市場構築を進めているフレキシビリティ市場を伴う対策の割合が高くなっている。

－ 系統制約箇所に対する対策の選択肢 －

選択肢	内容	決定数
フレキシビリティ（柔軟性）	フレキシビリティを確保するか増強を延期するため現在実施されているFlexibility契約を維持するかを決定。	35
Reinforce（増強）	従来型の系統増強を直ちに行う決定。	18
Reinforce with Flexibility（フレキシビリティを伴う増強）	系統増強が完成するまでの間、フレキシビリティにより系統制約を解消する決定。	19
Signposting（事前通知）	系統制約が顕在化することが予想されるため、事前に潜在的なフレキシビリティ提供者にフレキシビリティ獲得を通知する決定。	9
Remove（除去）	該当する設備が対策不要と判断し、検討リストから除去する決定。	0

－ 2022年プロジェクトと対策例 －

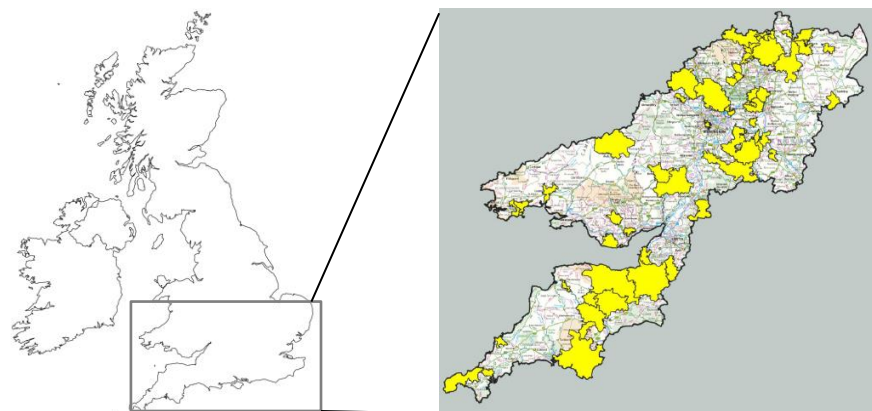
プロジェクト	制約発生要因	混雑解消年	WPD Best ViewシナリオFlexibility開始年	DFESシナリオFlexibility開始年	対策
New Dove Valley	需要増加による過負荷	2025年	2022年	2022年	フレキシビリティ
Clipstone	複合的要因によるClipstone 33 kVでの制約発生	2025年	－	－	増強
Clowne	Clowne 33/11 kV変電所での容量制約があり、2022年中までFlexibilityで対応し、2022年末までに増強完了	2022年	2022年	2022年	Flexibilityを伴う増強
Milton Keynes East	Stony Stratford、Bletchley、Bradwell Abbeyの3箇所はほぼ容量の上限に到達	2026年+	2026年+	2026年+	事前通知

NGED地域では、2021/22年度において541MW程度のフレキシビリティ・サービスが調達されたが、発動量は極僅かであった

NGED地域におけるフレキシビリティ・サービスの調達量及び発動実績（英国）

- NGED地域（旧WPD地域）では、配電系統上で過負荷が発生する恐れがある地域において、フレキシビリティ・サービスが調達されている。
- 2021/22年度におけるフレキシビリティ・サービスの調達量は合計540.78MWであり、実際の発動量は149.4MWhであり、極僅かである。

－ NGED地域におけるフレキシビリティ・サービスの調達地域*1 －



－ NGED地域におけるフレキシビリティ・サービスの調達量及び発動実績（2020/21年）*2 －

サービス名	2021/22年度におけるフレキシビリティ・サービスの調達予定量（MW）	2021/22年度におけるフレキシビリティ・サービスの契約量（MW）	2021/22年度におけるフレキシビリティ・サービスの発動量（MWh）
Sustain	0	0	0
Secure	36.021	90.188	0
Dynamic	245.60	180.20	149.4
Restore	281.62	270.39	0
計	563.23	540.78	149.4

*1 出所：WPD、Distribution Flexibility Services Procurement Statement、2021年4月

*2 <https://www.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/611760>

ドイツでは、北西部の配電事業者2社の管轄エリアにおいて、主に出力抑制を対象とした配電システムの混雑管理がenera Flexmarktプロジェクトを介して実施されている

プロジェクトの概要（ドイツ）

- enera Flexmarktプロジェクトは、系統における混雑管理を行うためのプロジェクトであり、配電事業者2社（EWE NETZ、Avacon Netz）及び送電事業者であるTenneTが参加している。
- 市場プラットフォームは、電力取引所を運営するEPEX SPOT*1によって提供、運営されている。
- enera Flexmarktプロジェクトは、北海に近いドイツ北西部のAurich、Friesland、Wittmund等で実施される。これらの地域においては、地域の電力需要の235%に達する再エネ電力が系統混雑の原因となっていることが特徴である。
- このため、enera Flexmarktプロジェクトの目的は、配電システムの混雑を緩和するために再エネ発電電力を抑制すること及び系統運用者の混雑管理コストを削減することであった。北欧における配電システムの混雑管理とは対照的で、enera Flexmarktプロジェクトは、電力需要の削減ではなく再エネ発電電力の抑制が目的である。

ードイツにおける配電系統における混雑管理の取り組みー

項目	内容
プロジェクト名	enera Flexmarkt
プロジェクト期間	2019年2月～2020年6月
プロジェクト実施国・地域	ドイツ（北西部）
関係する送配電事業者	TenneT（送電事業者） Avacon Netz（配電事業者） EWE NETZ（配電事業者）

*1 EPEX SPOTは、欧州主要国でスポット電力取引等の市場を開設している民間会社である

*2 出所：ENERA、enera-project-magazine、2021年

ー enera Flexmarktプロジェクトの対象地域*2 ー



enera Flexmarktプロジェクトの事前認証手続きとして、フレキシビリティ・リソースは、フレキシビリティデータ登録簿（FDR）に登録する必要がある

プロジェクトに参加するための事前認証手続き（ドイツ）

- フレキシビリティ提供事業者（FSP）は、フレキシビリティ・リソースをフレキシビリティデータ登録簿（FDR）に登録する必要がある。事前認証手続きには、フレキシビリティ・リソースの技術的特性（主に容量及び場所）のみが含まれているだけであった。原則として、フレキシビリティ・リソースの容量については下限値は設定されていない。実際には、参加しているフレキシビリティ・リソースは比較的大規模（500kW以上）であった。
- 事前認証手続きを実施する主体は、フレキシビリティ・リソースが接続する配電事業者となる。なお、実証段階ということもあり、事前認証手続きは厳格な手続きとなっているわけではない。

enera Flexmarktプロジェクトの対象商品は、15分単位及び1時間単位の商品に区分され、出力抑制のフレキシビリティが取引される

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品（ドイツ）

- enera Flexmarktプロジェクトでは、電力取引所を運営するEPEX SPOTが運営する卸電力取引のための当日市場（Intraday Market）の取引プロセスがローカル・フレキシビリティ市場の取引プロセスと類似しているため、当日市場と同じ市場プラットフォームが活用された。既知の市場プラットフォームを利用することで、フレキシビリティ提供事業者（FSP）にとっては、市場参加が比較的容易となったというメリットがある。
- ローカル・フレキシビリティ市場では、15分及び1時間単位の商品が取引された。商品の最小入札量は設定されてはいなかったが、実際には50kWが最小の入札となった。

enera Flexmarktプロジェクトでは、卸電力取引の当日市場をベースとしたプラットフォームでザラバ取引をベースにフレキシビリティが取引される

配電系統におけるローカル・フレキシビリティ市場の構造（ドイツ）

- enera Flexmarktプロジェクトでは、23カ所の変電所毎に取引地域（最大電圧は20V）が区分されていた。なお、配電系統の混雑管理だけではなく、送電系統の混雑管理にもフレキシビリティ・リソースは利用されることが可能であったため、送電事業者のTenneTもフレキシビリティ・リソースの買い手として参加していた。
- 配電事業者が混雑が発生すると予測した場合に、市場プラットフォームと電子メールを介して配電事業者はフレキシビリティ提供事業者（FSP）に連絡を行う。
- 系統混雑については、実運用3日前から1時間前までに想定され、3日前にフレキシビリティ・リソースを調達する際に要するコストは、1時間前に調達する際に要するコストと比較して割安であったが、系統混雑の発生はリアルタイムに近づかないと正確に想定できないというトレードオフの関係があった。
- 名目的には、フレキシビリティ・リソースの入札は実運用15分前が締め切りとなるが、実際には大部分の入札は実運用数時間前に配電事業者が落札していた。
- enera Flexmarktプロジェクトでは、卸電力取引のための当日市場（Intraday Market）と同様にザラバ取引（締め切りまで継続的に開かれている市場での取引）に基づき取引が行われていた。商品の取引時間単位は15分間であり、インバランス精算の時間単位と同様である。
- 配電事業者は入札価格に基づいて落札を行っているが、市場外で配電事業者はフレキシビリティ提供事業者（FSP）と相対契約を行うことも可能である。送電事業者はこれまで系統混雑を解消するために再エネ発電電力を強制的に抑制する措置を行っており、その際に送電事業者が再エネ発電事業者に支払う補償金が、ローカル・フレキシビリティ市場における上限価格となっていた。

enera Flexmarktプロジェクトでは、フレキシビリティ提供が計画通りに実施されない場合には補償は行われない

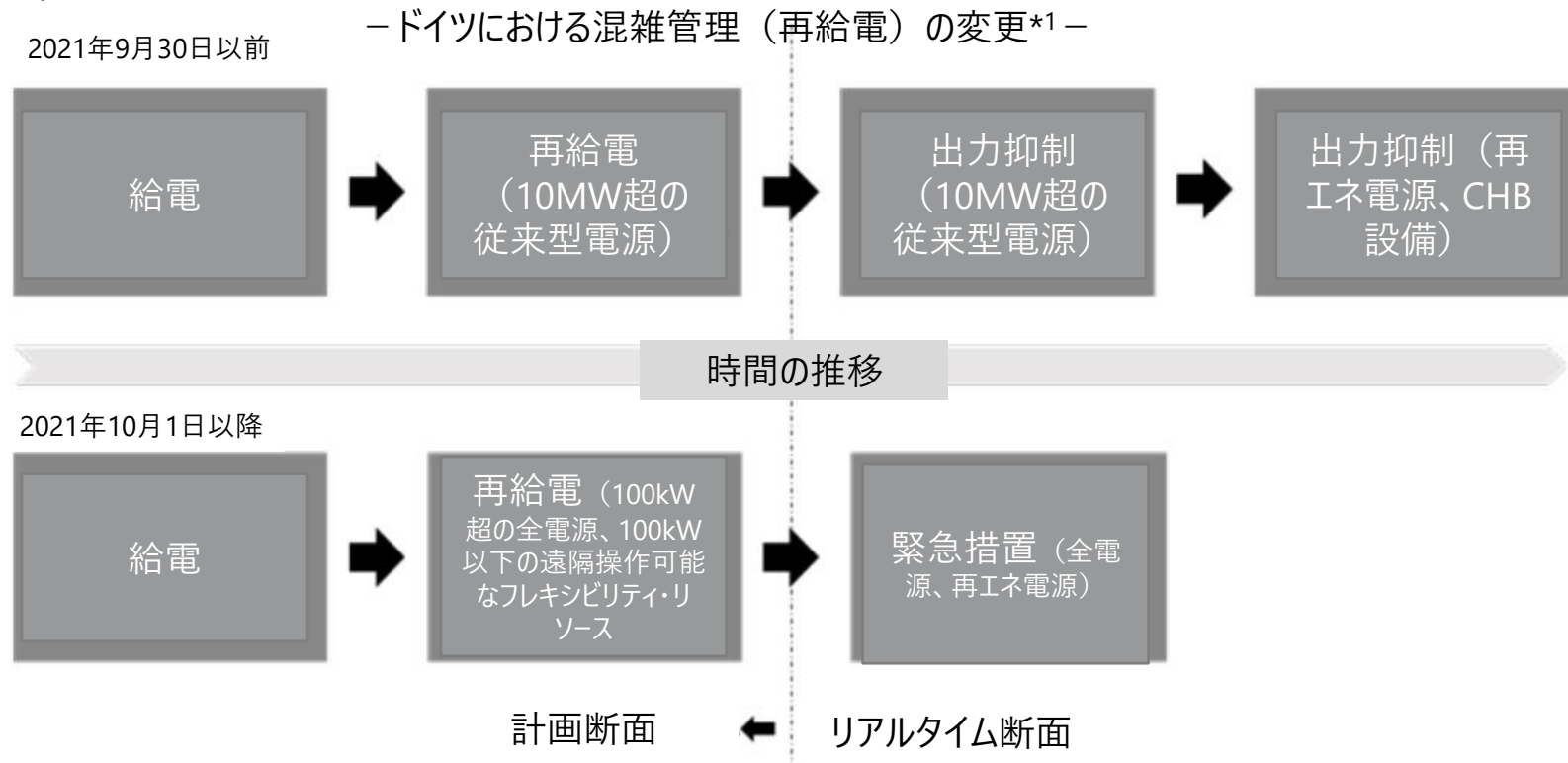
混雑調整・需給調整の開始及び決済手続き（ドイツ）

- 混雑調整の発動は、enera Flexmarktで落札後にフレキシビリティ提供事業者（FSP）が市場プラットフォームを通じて実施する。
- 決済手続きは、フレキシビリティ・リソースにおける計測データとベースライン値（フレキシビリティ提供事業者によって提供される計画値）との比較に基づき行われる。
- 取引に係るデータ通信については、測定値、ベースライン値、落札された入札、再エネ発電電力の予測値等の必要なデータは全て、一元化されたデータハブであるSmart Data and Service Platform（SDSP）に配信された。SDSPは、独立したデータ管理者によって運営された。この背景には、特定の系統運用者が全てのデータを所有しないようにするために講じられた。
- フレキシビリティ提供の測定期間と決済期間は15分間である。フレキシビリティ提供事業者（FSP）と需給バランス責任者（BRP）が異なる事業者である場合、需給バランス責任はBRPに属する。市契約に基づき、フレキシビリティ提供事業者（FSP）と需給バランス責任者（BRP）との間で需給インバランスの補償が調整された。
- フレキシビリティ提供が契約通りに実施されない場合、罰則はない。フレキシビリティが計画通りに提供されない場合には、補償はゼロとなる。過剰に提供されたフレキシビリティについては補償はない。

【参考】ドイツでは、2021年10月以降の系統混雑の管理に係る要件としてRedispatch 2.0が規定され、小規模なリソースを対象として混雑管理をおこなうことができるようになった

【参考】Redispatch 2.0の概要（ドイツ）

- ドイツでは、2019年5月に制定された「系統拡張加速化法（NABEG）」において、2021年10月以降の系統混雑の管理に係る要件として再給電制度（Redispatch 2.0）が規定された。
- Redispatch 2.0とは、系統運用者が小規模なフレキシビリティ・リソース（100kW超の再エネ電源及びCHP設備、100kW以下の遠隔操作可能なリソース）まで対象範囲を拡大して混雑管理リソースとして管理する（出力抑制を行う）ことを可能とする仕組みである。



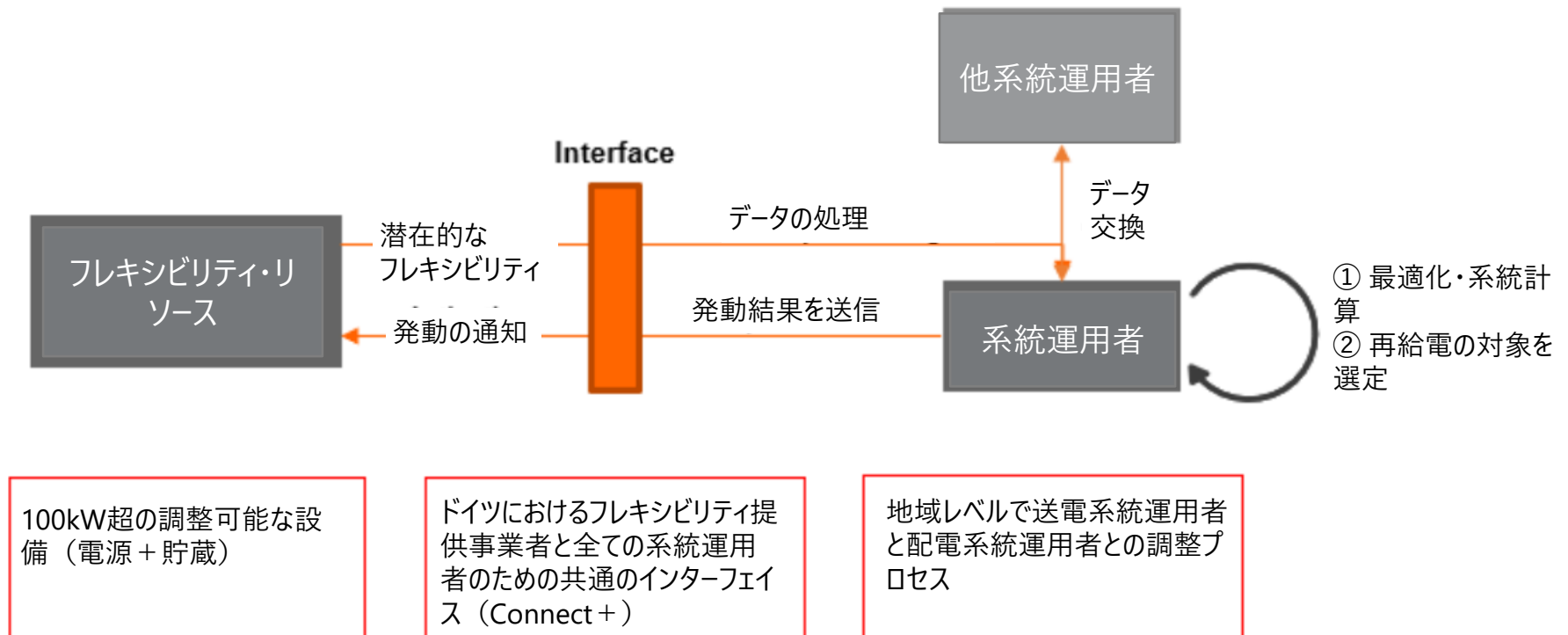
*1 出所：ENERA、Using enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-regulated assets、2020年

【参考】ドイツでは、送電系統運用者と配電系統運用者が主導して取り組んでいるプロジェクト「Connect+」により、系統運用者とフレキシビリティ・リソースとの間のデータ交換を行う共通のシステムが構築される

【参考】「Connect+」の概要（ドイツ）

- 「Connect+」は、送電系統運用者と配電系統運用者が主導して取り組んでいるプロジェクトであり、系統運用者が混雑管理を実施する際にフレキシビリティ・リソースと系統運用者との間のデータ交換を調整する共通のインターフェイスを提供する。

ードイツにおける混雑管理（再給電）の業務フロー*1ー



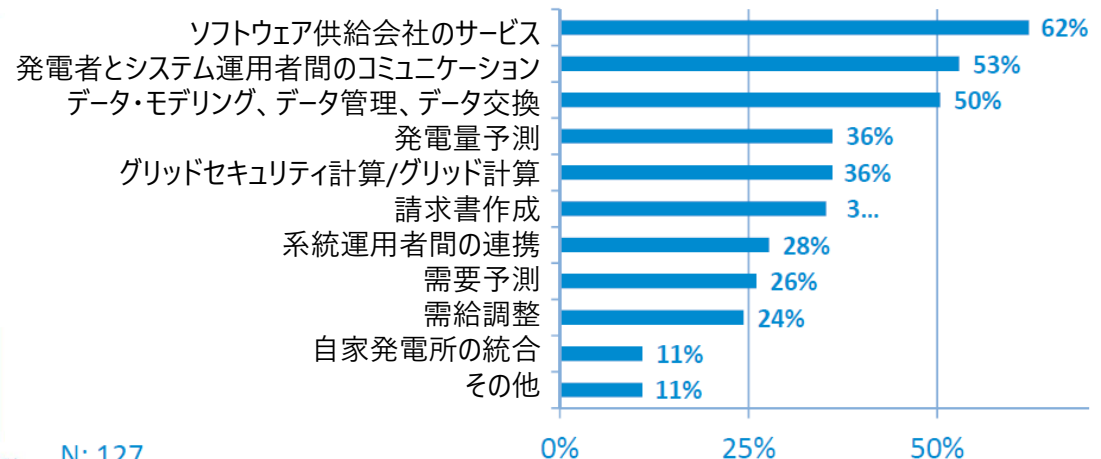
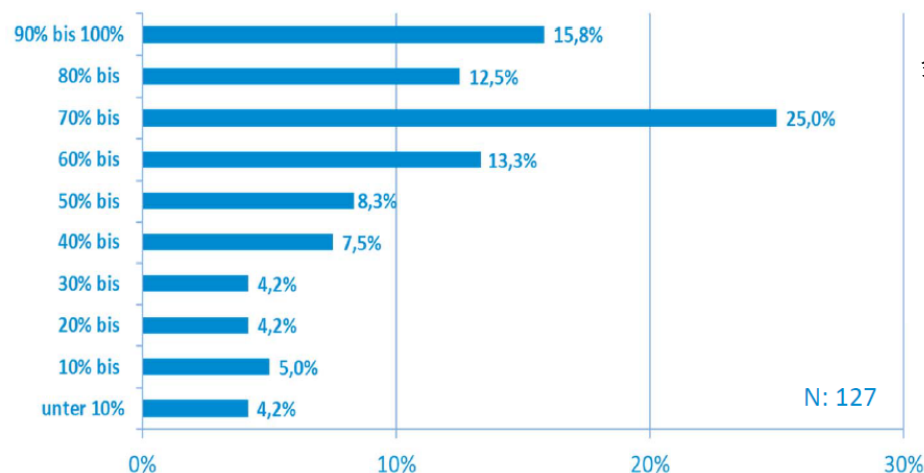
*1 出所：ENERA、Using enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-regulated assets、2020年

【参考】2021年10月時点で、Redispatch 2.0の要件にある程度対応できている配電事業者は半数程度である

【参考】Redispatch 2.0の要件への対応状況及びその障壁（ドイツ）

- ドイツの地方自治体営公益事業者協会（VKU）の調査によると、2021年10月時点でRedispatch 2.0の要件を70%程度以上対応できている配電事業者は半数程度であるとの報告が行われている。また、要件を順守する上で障害となっている課題としては、ソフトウェア会社のサービス（62%）、系統運用者等とのコミュニケーション（53%）、データのモデリング等（50%）、発電予測（36%）、系統セキュリティの算定（36%）等が挙げられている。

ードイツにおけるRedispatch 2.0の要件への対応状況（左図）、その障壁（右図）*1ー



*1 出所: https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Smart_Grids/2022/Referentenbeitraege/Rainer_Stock_-_zur_VOE.pdf

ノルウェーのNorFlexプロジェクトを介し、南部の配電事業者2社の管轄エリアにおいて、主に需要抑制を対象とした配電システムの混雑管理が実施されている

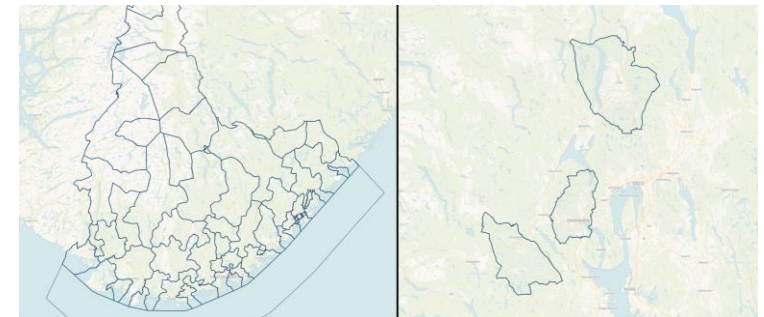
プロジェクトの概要（ノルウェー）

- NorFlexプロジェクトは、電力需要の増加に伴い、配電システムの容量不足に対処するため、ノルウェーの配電事業者2社（Agder Energi、Glitre Energi）及び送電事業者のStatnettによって2019年から2022年まで実施されている実証プロジェクトである。
- NorFlexプロジェクトの目的は、配電システムにおける系統拡張の延期及び混雑管理であり、配電システムの混雑管理で使用されないフレキシビリティ・リソースは送電事業者の三次調整力（mFRR）として活用されることになる。
- NorFlexプロジェクトは、2019年～2020年の概念実証フェーズ（第1フェーズ）、2020年～2021年の市場実証フェーズ（第2フェーズ）、2021年～2022年の市場準備フェーズ（第3フェーズ）の三段階に区分されている。第1フェーズではデータ交換の検証が実施され、第2フェーズ以降にフレキシビリティ商品の取引が行われた。

－ノルウェーにおける配電システムにおける混雑管理の取り組み－

項目	内容
プロジェクト名	NorFlex
プロジェクト期間	2019年～2022年
プロジェクト実施国・地域	ノルウェー（南部、オスロ東部）
関係する送配電事業者	Statnett（送電事業者） Agder Energi（配電事業者）※ノルウェー南部 Glitre Energi（配電事業者）※オスロ東部

－ NorFlexプロジェクトの対象地域*1 － （左：Agder Energi、右：Glitre Energi）



*1 出所：<https://nodesmarket.com/project/norflex-1/>

NorFlexプロジェクトの事前認証手続きとして、ローカル・フレキシビリティ市場に入札を行う前にフレキシビリティ・リソースのデータ等を登録する必要がある

プロジェクトに参加するための事前認証手続き（ノルウェー）

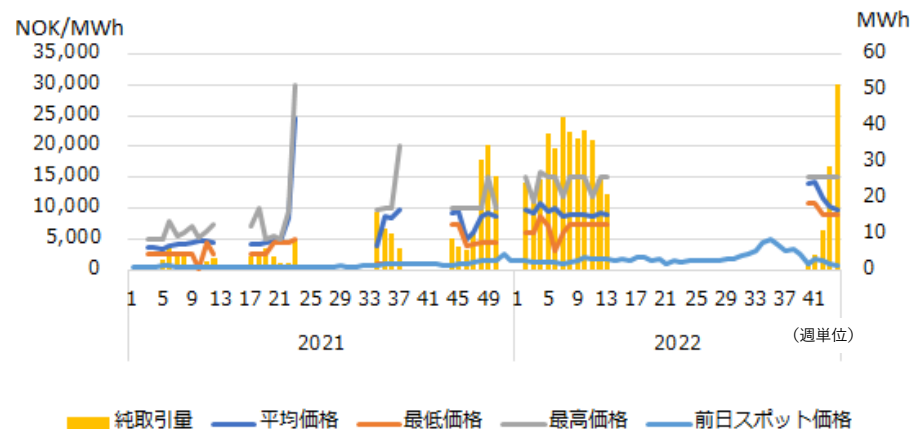
- NorFlexプロジェクトに参加する全てのフレキシビリティ・リソースは、ローカル・フレキシビリティ市場に入札を行う前にフレキシビリティデータ登録簿（FDR）に登録する必要がある。フレキシビリティデータ登録簿（FDR）は、送電事業者及び配電事業者の双方に複数のフレキシビリティサービスを効率的に管理を行うためのシステムである。
- NorFlexプロジェクトにおけるフレキシビリティ・リソースの定義は、配電系統接続地点よりも下流に該当する各需要家の電気機器（床暖房等）のレベルまで含まれる。
- なお、NorFlexプロジェクトでは、実証段階ということもあり、フレキシビリティデータ登録簿（FDR）への登録、計測データのアップロードの確実性、取引プラットフォーム（NODES）とのデータ通信を除いて事前認証手続きを実施しないことになっていた。このため、フレキシビリティ・リソースの容量が1kWを超過していれば、NorFlexプロジェクトに参加することが可能であった。

NorFlexプロジェクトでは、短期・長期のフレキシビリティ商品が取引され、冬季の取引量が増加、取引価格が上昇した

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品（ノルウェー）

- NorFlexプロジェクトでは、短期商品、長期フレキシビリティ商品の2種類の商品が取引されている。
- 短期商品は、NODESのShortFlex市場で取引される。実運用日7日前から取引が開始され、実運用時間の2時間前に取引が終了する。
- シーズン型商品と週間商品は、NODESのLongFlex市場で取引される。LongFlex市場で落札されたフレキシビリティ提供事業者（FSP）がそのフレキシビリティ・リソースをShortFlex市場に入札を行うことになる。
- フレキシビリティ商品の取引量は、冬季に需要が増大するため、需要リソースによるフレキシビリティ提供の可能性が高まること、Kristiansand市が2021年秋から対象となったことなどから、2021/22年冬季の取引量が急増した。取引が開始された当初は3,700～4,500クローネ/MWh（約50～60円/kWh）であったが、2021/22年冬季においては8,500～10,000クローネ/MWh（約114～134円/kWh）の水準となった。また、2021年の初夏、初秋にフレキシビリティ需要が高まり、価格が上昇している。
- 長期フレキシビリティ商品の取引量はごく僅かであり、また取引価格も短期商品と比較して非常に低い水準である。

ーノルウェーにおける短期商品の取引量（調整実施量）とその価格*1,2ー



*1 出所：<https://nodesmarket.com/norflex/>

*2 1NOKは約13.9円（2022年12月1日時点）

NorFlexプロジェクトで提供されるフレキシビリティ・リソースは需要側リソースであるが、実際に発動されるリソースは、住宅部門や商業部門（建物）が中心である

部門毎のフレキシビリティ・リソースの特徴（ノルウェー）

- ノルウェーでは電力需要の増加に伴い、配電系統の容量不足に対処するために配電系統における混雑管理が実施されていることから、需要側のフレキシビリティ・リソースを活用している。
- 需要側のフレキシビリティ・リソースは、住宅部門、商業部門、蓄電池、産業部門毎のリソースで特徴が異なる。

ー ノルウェーにおける部門毎のフレキシビリティ・リソースの特徴*1 ー

	フレキシビリティ提供の頻度	フレキシビリティ提供に係るコスト	ShortFlex市場に適合するかどうか	LongFlex市場に適合するかどうか	潜在的なフレキシビリティ提供の余地
住宅部門	高頻度	低	ある程度適合する	適合しない（大部分の収益はShortFlex市場に基づく発動への対価）	大
商業部門（建物）	高頻度	中	ある程度適合する	適合しない（大部分の収益はShortFlex市場に基づく発動への対価）	大
蓄電池	中程度	中	適合する	ある程度適合する（持続時間等が限定される）	中
産業部門	低頻度	高	適合する（ただし、ほとんど発動されない）	適合する	大（ただし、高頻度の発動は不可能）

*1 出所：NODES、NODES white paper Trading in NorFlex 2020-22、2022年

NorFlexプロジェクトでは、パイアズビッド方式に基づきフレキシビリティサービスの対価が支払われる

配電系統におけるローカル・フレキシビリティ市場の構造（ノルウェー）

- NorFlexプロジェクトでは、フレキシビリティ・リソースは送電事業者よりも配電事業者が優先して利用されることになっている。
- 配電事業者向けのフレキシビリティ・リソースの取引は、配電事業者の132kV以下の配電系統の混雑地域毎に実施され、配電事業者が混雑管理向けにフレキシビリティ・リソースを確保した後に送電事業者が1MW単位で三次調整力（mFRR）として活用することになる（2021/22年冬季に送電事業者が活用）。
- 長期フレキシビリティ商品としての容量利用可能性（Availability）*1は、実運用1カ月前にLongFlex市場で調達されるが、短期商品としての調整実施（Activation）*2はShortFlex市場においてザラバ取引が行われる（パイアズビッド方式*3）。
- 配電事業者は、2021/22年冬季における7時～19時の時間帯を対象としてフレキシビリティサービスの価格とフレキシビリティサービスの調達量を公表する。さらに、2021/22年冬季は、電気自動車（EV）の充電需要が夜間に発生したため、夜間においてもフレキシビリティ・リソースの取引が実施された。
- フレキシビリティ商品の取引時間単位は60分間であり、インバランス精算の時間単位と同様である。

*1 容量利用可能性とは、事前に確保するために支払いが行われる商品である

*2 調整実施とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われる商品である

*3 パイアズビッド方式とは、落札時に入札価格が決済価格となる方式である

NorFlexプロジェクトでも、フレキシビリティ提供が計画通りに実施されない場合には支払い額が減額される

混雑調整・需給調整の開始及び決済手続き（ノルウェー）

- 市場で落札されたフレキシビリティ・リソースに対する調整実施は、事前通告なしに配電事業者から自動的に発動の通知が行われる。
- フレキシビリティ提供事業者（FSP）は、自身が設定したフレキシビリティ・リソースの発動24時間前にベースライン値を市場プラットフォーム（NODES）にアップロードすることになるが、フレキシビリティ・リソースの発動2時間前まで調整可能である。
- フレキシビリティ提供の測定期間と決済期間は1分間である。フレキシビリティ提供事業者（FSP）と需給バランス責任者（BRP）が異なる事業者である場合、需給バランス責任はBRPに属する。将来的には、フレキシビリティデータ登録簿（FDR）を介して、フレキシビリティ提供事業者（FSP）と需給バランス責任者（BRP）との間で需給インバランスの補償が調整されることも考えられている。
- フレキシビリティ提供が契約通りに実施されない場合、罰則はないが、容量利用可能性価格（Availability）^{*1}と調整実施価格（Activation）^{*2}双方に対する支払いが減少する。支払いの減少幅については、（1）80％以上のフレキシビリティ提供の場合は、100％の支払い、（2）50％以上80％未満までのフレキシビリティ提供の場合は減額、（3）50％以下のフレキシビリティ提供の場合は支払いはない。過剰に提供されたフレキシビリティについては追加の支払いはない。

^{*1} 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

^{*2} 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

スウェーデンのSthlmflexプロジェクトを介し、ストックホルム地域の配電事業者の管轄エリアにおいて、主に需要抑制を対象とした配電系統の混雑管理が実施されている

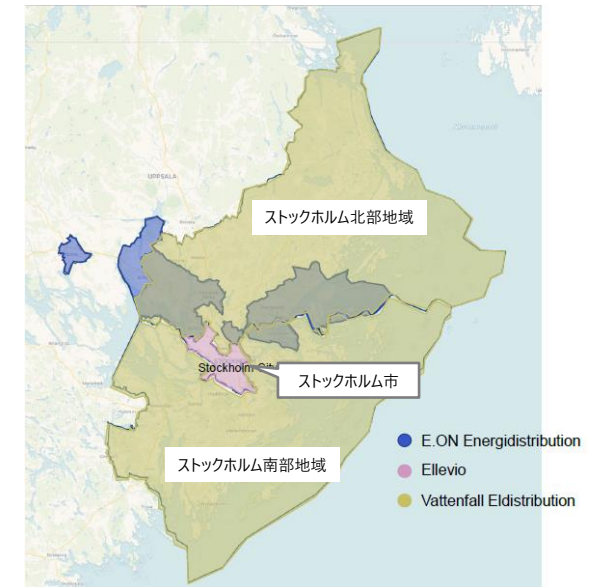
プロジェクトの概要（スウェーデン）

- Sthlmflexプロジェクトは、電力需要の増加に伴い、配電系統の容量不足に対処するためストックホルム地域で導入されている。
- 配電事業者はフレキシビリティ提供事業者（FSP）からフレキシビリティ・リソースを購入し、送電事業者は余剰のフレキシビリティ・リソースを三次調整力（mFRR）として購入することが可能である。
- フレキシビリティ市場は、3地域（ストックホルム北部、ストックホルム南部、ストックホルム市）で区分される。
- Sthlmflexプロジェクトは2020/21年（2020年12月～2021年3月）を対象に実施する予定であったが、2021/22年冬季及び2022/23年冬季も実施することになった。
- Sthlmflexプロジェクトでは、産業用・業務用需要家、発電・熱生産事業者、アグリゲーター等が対象となる。

－スウェーデンの配電系統における混雑管理の取り組み－

項目	内容
プロジェクト名	Sthlmflex
プロジェクト期間	2020年12月～
プロジェクト実施国・地域	スウェーデン（ストックホルム地域）
関係する送配電事業者	Svenska kraftnät（送電事業者） Ellevio（配電事業者） Vattenfall Eldistribution（配電事業者） E.ON Energidistribution（配電事業者）※2021/22 冬季から参加。

－Sthlmflexプロジェクトの対象地域*1－



*1 出所：Ellevio, et al., Sthlmflex säsong 2, 2022年7月、p.10

Sthlmflexプロジェクトの事前認証手続きとして、フレキシビリティ市場に入札を行う前にフレキシビリティ・リソースのデータ等を登録する必要がある

プロジェクトに参加するための事前認証手続き（スウェーデン）

- フレキシビリティ提供事業者（FSP）がSthlmflexプロジェクトに参加する際、FSPは保有する各リソースの識別番号、種類、公称容量、配電事業者の管轄地域を各配電事業者に申請しなければならない。
- 配電事業者（DSO）は、FSPから申請された計測地点の検証及びFSPによって定義されたベースライン手法の認証を行う。また、FSP側で市場プラットフォーム（NODES）^{*1}との通信が正常に実施されていること、主に0.1MWの最小入札容量に準拠していることを検証する。他方、送電事業者が運用する需給調整市場にFSPが参加するためには、FSPは送電事業者によって規定される事前資格認定手続きを経なければならない。
- また、FSPは、配電事業者における手続きとは別に、NODESとフレキシビリティを提供するリソースの計測データに関する委任契約を締結し、NODESと契約を締結しなければならない。

^{*1} 市場プラットフォーム（NODES）とは、Agder Energi と Nord Pool が2018年に共同で設立したflexibility Marketのためのプラットフォームである

Sthlmflexプロジェクトの対象商品は、短期商品、シーズン型商品、週間商品に分けられ、需要削減のフレキシビリティが取引される

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品（スウェーデン）

- Sthlmflexプロジェクト*1では、需要削減のフレキシビリティサービスが取引されている。
- 2021/22年冬季は、短期商品、シーズン型商品、週間商品の3種類の商品が取引された。
- 短期商品については、市場プラットフォームであるNODESのShortFlex市場において、実運用日5日前から取引が開始されており、実運用時間2時間前に取引が終了する。配電事業者は実運用日前日9時過ぎに取引を行う傾向があるため、フレキシビリティ提供事業者（FSP）は午前9時前に売り入札を行っておく必要がある。最小入札量は0.1MW。ストックホルム北部、ストックホルム南部、ストックホルム市の3地域それぞれで小規模なフレキシビリティ・リソースを集約することが可能。
- シーズン型商品については、NODESのLongFlex市場*1において冬季前にフレキシビリティ商品の容量利用可能性が取引される。落札されたフレキシビリティ・リソースは、契約対象時間帯に利用できることを保証し、その時間帯にNODESのShortFlex市場に入札を行う。フレキシビリティ・リソースの起動については、ShortFlex市場での取引で落札された場合に実施されることになる。シーズン型商品は、LongFlex市場で容量利用可能性価格（Availability）*2、ShortFlex市場で調整実施価格（Activation）*3が決定される。最小入札量は0.1MW。ストックホルム北部、ストックホルム南部、ストックホルム市の3地域それぞれで小規模なフレキシビリティ・リソースを集約することが可能。
- 週間商品については、2021/22年から導入された。フレキシビリティ・リソースの起動については、ShortFlex市場での取引で落札された場合に実施されることになる。週間商品は、容量利用可能性価格（Availability）は事前に設定、ShortFlex市場で調整実施価格（Activation）が決定される。容量利用可能性価格は40MWhまで段階的な価格設定が行われ、最初の10MWhは5,000クローネ/MWh（65円/kWh）、残りの30MWhは3,000クローネ/MWh（39円/kWh）に設定され、調整実施価格に基づき落札される。調整実施価格には、上限価格として2,800クローネ/MWh（36円/kWh）が設定されている。

*1 ShortFlex市場は前日に取引される短期商品を取り扱い、LongFlexはシーズン型商品を取り扱うために区分された市場である

*2 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

*3 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

Sthlmflexプロジェクトの対象商品は、シーズン型商品、週間商品、短期商品に分けられ、出力増加・需要削減のフレキシビリティが取引される

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品（スウェーデン）

－ スウェーデンにおけるフレキシビリティ商品の仕様*1 －

	短期商品	シーズン型商品	週間商品
フレキシビリティ提供時間	60分間	60分間	60分間
最小入札量	0.1MW	0.1MW	0.1MW
取引単位	0.1MW	0.1MW	0.1MW
フレキシビリティ提供が可能な時間帯	－	外気温が－5℃以上の場合（実運用日前日の予報に基づく） ①：平日7～11時、17～21時の中で時間帯を選択 ②：平日7～11時、17～21時の全時間帯	週間の全ての時間帯
フレキシビリティ提供の対価支払い	調整実施価格*2はパイアズビッド方式*3に基づき設定	容量利用可能性価格*4及び調整実施価格はパイアズビッド方式に基づき設定（調整実施価格の上限価格は10,000クローネ/MWh〔約13万円/MWh〕）	容量利用可能性価格は最初の10MWhが5,000クローネ/MWh、残りの30MWhが3,000クローネ/MWhに設定、調整実施価格はパイアズビッド方式に基づき設定（上限価格は2,800クローネ/MWh）*5

*1 出所：Ellevio, et al., Sthlmflex säsong 2, 2022年7月、p.17、32、33

*2 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

*3 パイアズビッド方式とは、落札時に入札価格が決済価格となる方式である

*4 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

*5 1SEK（スウェーデン・クローネ）は約13円（2022年12月1日時点）

Sthlmflexプロジェクトの対象商品は、まだ流動性が低いため、価格のボラティリティが大きい状況である

プロジェクトで対象となるフレキシビリティ商品（スウェーデン）

－ スウェーデンにおけるフレキシビリティ商品の契約・調整実施量とその価格^{*1,2}－

	2020/21年（冬季）	2021/22年（冬季）
フレキシビリティ商品の利用可能性の契約量	シーズン型商品：－ 週間商品：－	シーズン型商品：7,381MWh 週間商品：144MWh
フレキシビリティ商品の利用可能性価格	244～246クローネ/MWh	244～1,400クローネ/MWh
フレキシビリティ商品の調整実施量 (MWh)	2,276MWh	878MWh
フレキシビリティ商品の調整実施価格 (クローネ/MWh)	平均価格：485クローネ/MWh 最大価格：5,000クローネ/MWh 最小価格：200クローネ/MWh	平均価格：883クローネ/MWh 最大価格：10,000クローネ/MWh 最小価格：10クローネ/MWh

^{*1} 出所：Ellevio, et al., Sthlmflex säsong 2, 2022年7月、p.23

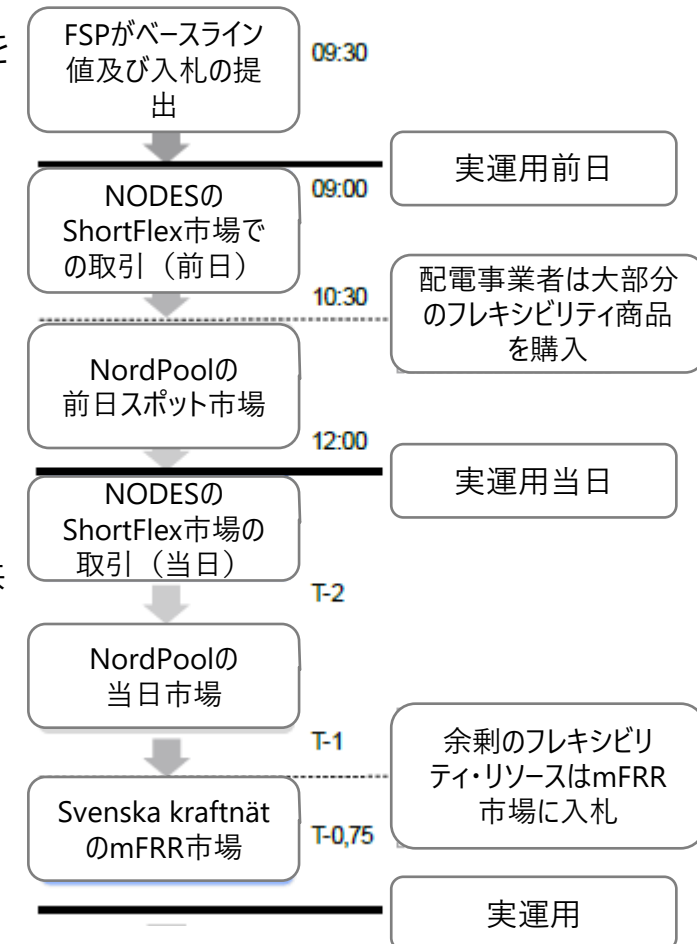
^{*2} 1SEK（スウェーデン・クローネ）は約13円（2022年12月1日時点）

Sthlmflexプロジェクトでは、パイアズビッド方式に基づきフレキシビリティサービスの対価が支払われる

配電系統におけるローカル・フレキシビリティ市場の構造（スウェーデン）

- Sthlmflexプロジェクトでは、ストックホルム北部、ストックホルム南部、ストックホルム市の各地域で取引が行われる。各地域の最高電圧は220kVであり、配電事業者は実際のリソースが存在する場所とは関係なく、ストックホルム地域全体のリソースを利用することが可能。
- シーズン型商品はオークションを通じて調達されることになるが、容量利用可能性価格（Availability）^{*1}に基づき落札される。週間商品のオークションは、翌7日間をカバーする方法で実施される。具体的には配電事業者から市場プラットフォーム（NODES）を介して電子メールで通知がフレキシビリティ提供事業者（FSP）に送付される。シーズン型商品と週間商品は、精算額は入札価格に応じた支払いとなる（パイアズビッド方式）。
- 全ての商品の調整実施時間は60分間であり、インバランス精算の時間単位と同様である（将来的には15分間に短縮される予定）。
- 短期商品については、フレキシビリティ提供事業者（FSP）は、フレキシビリティ提供時間の1週間前から2時間前まで配電事業者に入札を行うことができるが、実際には配電事業者は前日9時30分から10時30分の間にフレキシビリティ・リソースを購入することが多いため、フレキシビリティ提供事業者（FSP）は前日9時までにShortFlex市場に入札することが推奨されている。ShortFlex市場が終了した後に送電事業者が運営する三次調整力（mFRR）市場に有資格のリソースを入札させることが可能である。
- 一連のタイムラインは、前日スポット市場との重複を回避するように設計されている。

－ Sthlmflexプロジェクトのスケジュール^{*2} －



^{*1} 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

Sthlmflexプロジェクトでは、フレキシビリティ提供が計画通りに実施されない場合には支払い額が減額される

混雑調整・需給調整の開始及び決済手続き（スウェーデン）

- フレキシビリティ提供事業者（FSP）は、API（ソフトウェアやプログラム、Webサービスの間をつなぐインタフェース）、電子メール又はSNSを介して、市場プラットフォーム（NODES）から送付される信号を受信した後に、落札されているフレキシビリティ・リソースを発動し、混雑調整・需給調整を実施する。
- ベースライン（フレキシビリティ提供計画）については、（1）フレキシビリティ提供事業者（FSP）が市場運営者に対してベースラインを通知する、又は（2）市場運営者が過去のデータ（直近5営業日の1時間毎の測定データの平均値）に基づいてベースラインを計算することが可能。なお、（1）の方法を選択する場合には、配電事業者の承認が必要である。
- 一般的に、大規模な系統利用者は（1）を選択、アグリゲータは（2）を選択する傾向がある。これまでベースライン値の設定で何らかの不適切な行為が確認された事例はない。
- フレキシビリティ提供の測定期間と決済期間は60分間である。フレキシビリティ提供事業者（FSP）と需給バランス責任者（BRP）が異なる事業者である場合（独立系アグリゲータの場合）、需給バランス責任はBRPに属する。
- フレキシビリティ提供が計画通りに実施されない場合、罰則はないが、容量利用可能性価格（Availability）*1と調整実施価格（Activation）*2双方に対する支払いが減少する。支払いの減少幅については、（1）80%以上のフレキシビリティ提供の場合は、100%の支払い、（2）40%までのフレキシビリティ提供の場合は直線的に減額（1%毎に2.5%を減額）、（3）40%以下のフレキシビリティ提供の場合は支払いはない。容量利用可能性価格（Availability）については、月単位で検証される。

*1 容量利用可能性価格とは、事前に確保するために支払いが行われるkW価格である

*2 調整実施価格とは、実際にフレキシビリティを提供した際に支払いが行われるkWh価格である

2.5 混雑管理に対する行政等の監視

送電混雑管理の市場監視は市場運営者が担うことが一般的で、行政は補完的な役割に止まる場合が多いことから、各国の状況を踏まえ、市場運営者による市場監視の方法、行政の役割について整理を行った

調査の概要と方向性

米国	混雑管理手法	■ 送電系統運用者であるRTO・ISOが、地点別限界価格（LMP：Locational Marginal Pricing）方式によるエネルギー市場を運営している。 ■ 地点別限界価格方式では、送電系統制約を考慮してLMPを決定するため、エネルギー市場の運営に送電混雑管理が組み込まれている。
	市場監視	■ RTO・ISOが指名する市場監視ユニットが担うが、送電混雑発生箇所での入札に対しては、何らかの形で自動的に市場支配力の有無や参照価格との比較などを判定する仕組みが採用されている。 ■ 市場監視ユニットが送電混雑管理で課題があると判定した場合には、RTO・ISOや、独立規制機関である連邦エネルギー規制委員会へ課題提起を行う。
欧州	混雑管理手法	■ 取引所などで全国単一価格方式又はゾーン型価格方式でエネルギー市場が運営されていることが多く、エリア外の混雑管理は、取引所取引にて行われる。 ■ エリア内の混雑管理は、別途送電系統運用者が運営する再給電市場を通じて行われる。
	市場監視	■ エリア外における取引所取引の監視は、取引所内の市場監視局が担う。 ■ エリア内における再給電市場の監視は、市場運営者である送電系統運用者が担う。 ■ 取引所内の市場監視局や送電系統運用者が送電混雑管理で課題があると判定した場合には、独立規制機関に課題提起を行う。

混雑管理の市場監視は市場運営者である送電系統運用者が担う場合が多い

各国における混雑管理手法と市場監視手法

■ 調査対象国・地域における混雑管理に関わる市場監視手法は下表の通りである。

	PJM	英国	ドイツ	北欧
混雑管理手法	地点別限界価格方式	balancing mechanismを通じた再給電	- 前日スポット市場：ゾーン価格方式（ドイツ・ルクセンブルグゾーン） - 前日スポット市場後：TSOによる再給電（国内）、逆取引（国際連系線）	- 前日スポット市場：ゾーン価格方式 - 前日スポット市場後：Special Regulation取引（北欧内）、逆取引（北欧外との国際連系線）
市場運営者による市場監視手法	- 前日エネルギー市場及びリアルタイム市場へのTPS（three pivotal supplier）テストの実装 - 市場監視ユニットによるテスト結果の評価	送電系統運用者National Grid ESOによるbalancing mechanismの事後的な評価報告書を通じた検証と外部組織による検証報告書による市場監視^{*1}	- 前日スポット市場：取引所であるEPEX Spot内の独立的な市場監視局（Market Surveillance）による事後的な市場監視 - 前日スポット市場後：送電会社による事後的な市場監視（燃料価格・CO2価格等と入札額を比較）	- 前日スポット市場：独立的な市場監視局（取引所であるNord Pool内のMarket Surveillance）による事後的な市場監視 - 前日スポット市場後：Special Regulation取引に対し送電会社のStatnettが市場監視（ノルウェー）
行政による市場監視手法	実際の市場監視はRTO・ISOの市場監視ユニットに委ね、市場監視ユニットから課題の指摘があった場合に独立規制機関であるFERCが判断	Transmission Constraint License Condition（TCLC）というライセンス条件を通じて、独立規制機関であるOfgemが発電事業者に対して送電制約時に過剰な利益を得ることを禁止	- 独立規制機関である連邦ネットワーク庁による託送料金認可に際して混雑費用の精査を実施可能 - 独立規制機関が四半期ごとに送電混雑管理の取引結果に関する報告書を公表	送電会社による市場監視結果の通知に基づき独立規制機関（ノルウェーの場合はノルウェーエネルギー規制局）が判断

^{*1} 取引価格高騰時の検証を行っており、送電制約に伴う高値入札といった個別取引の記載はなかった

PJMでは、送電系統の混雑により市場が分断された場合に、地域的市場支配力の行使が容易になるという課題に対して、TPSテストを実施することで対策を講じている

地域的市場支配力の監視方法（米国PJM）

課題

- 米国の前日市場及びリアルタイム市場では、地点別限界価格（LMP）方式により送電混雑管理が行われているが、LMP方式で市場が分断された場合には、当該地点に接続する発電事業者数が限られ地域的市場支配力の行使が容易になるという課題がある。

解決策

- 独立規制機関である連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、地域的市場支配力の緩和策の申請をISO・RTOに求め、個別に承認を与えている。

PJMの市場支配力監視方法

- Three pivotal supplier（TPS）テストにより市場支配力の有無を判定している。
- TPSテストにより地域的市場支配力が生じ得ると判定された場合には、自動的にプライスカップが課される。
- TPSテストは2004年4月にFERCからの承認を受け*1、2005年に導入された。プライスカップは費用型入札に基づく値であり、その計算方法はPJMのマニュアルにおいて電源種別に定められている。

補足

- PJMにおいて市場支配力の有無を判定する制度が採用された背景に、2000年夏・2001年初冬のカリフォルニア電力危機において2001年12月に破綻したエンロン社が市場操作を行っていたことがある。
- TPSテストの実装方法については、RTO・ISO毎にばらつきがある。

*1 出所： FERC, Order on Tariff Filing (Docket No. EL03-236-000), 107 FERC ¶61,112, 2004年5月6日、
<https://www.monitoringanalytics.com/filings/2004/20040716-el03-236-compliance-filing.pdf>

【参考】PJMでは、前日市場とリアルタイム市場それぞれにおいて、TPSテストを実施している

【参考】TSPテストの内容（米国PJM）*1

TPSテストの内容

- TPSテストは送電混雑の解消に必要となる発電設備を所有する3事業者が共謀する場合を想定し、3事業者の容量（混雑発生箇所流すことのできる容量）が送電混雑の解消に不可欠となった場合に市場支配力行使を行い得るか否かを判定する仕組みである。
- 前日市場でのTPSテスト
 - ・ PROBEと呼ばれる市場シミュレーションツールを用いてTPSテストを実施する。TSPテストは送電制約が発生した箇所に対して時間毎に実施される。
（2021年前日市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果をp.124に示す。）
- リアルタイム市場でのTPSテスト
 - ・ 15分間隔で給電計画を策定するIT SCEDを用いてTPSテストを実施する。
（2021年リアルタイム市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果をp.125に示す。）
 - ・ 前日市場でプライスカップを課せられた事業者は、リアルタイム市場でも引き続きプライスカップが課される。
 - ・ TPSテストに失敗した所有者はコスト型入札と価格型入札の安い方が適用される（プライスカップ）。リアルタイム市場のTPSテストにおける「カップが課される可能性のあった回数」の判定はカップが課される可能性に予見性を与えるために実施されている（p.126参照）。

結果の公表

- 結果は四半期毎・年次で公表される“State of the Market Report for PJM”を通じて公表される。
- なお、同報告書は独立的な市場監視ユニットが作成し、市場支配力行使について課題があると判断した場合には、PJM理事会またはFERCに通知することができる。

*1 出所：Monitoring Analytics, LLCウェブサイト, http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml

【参考】PJMでは前日市場とリアルタイム市場それぞれでTPSテストを実施しており、混雑発生頻度上位10箇所のテスト結果を公表している

【参考】前日市場でのTPSテスト実施結果（米国PJM）

－ 2021年前日市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果*1－

送電制約箇所	時間帯	平均混雑解消量 MW	平均有効供給量 MW	平均所有者数	平均 テスト合格数	平均 テスト失敗数
Nottingham	ピーク	252	354	24	11	13
	オフピーク	180	290	22	12	10
Berwick - Koonsville	ピーク	3	12	3	0	2
	オフピーク	3	15	3	0	3
East Lima - Haviland	ピーク	102	136	12	1	11
	オフピーク	107	140	11	1	11
Three Mile Island	ピーク	317	228	19	2	17
	オフピーク	301	195	17	1	16
Gardners - Texas Eastern	ピーク	76	13	3	0	3
	オフピーク	71	12	3	0	3
Northwest Tap - Purdue	ピーク	84	98	12	0	11
	オフピーク	49	58	12	0	11
Graceton - Safe Harbor	ピーク	292	229	21	2	18
	オフピーク	195	200	20	4	16
Ramapo (ConEd) - S Mahwah (RECO)	ピーク	21	2	2	0	2
	オフピーク	NA	NA	NA	NA	NA
Brighton	ピーク	676	1,036	35	22	14
	オフピーク	457	1,108	35	25	9
Cedar Grove Sub - William	ピーク	209	156	8	0	8
	オフピーク	167	72	7	0	7

【参考】リアルタイム市場でのTPSテスト実施結果（米国PJM）（1/2）

－ 2021年リアルタイム市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果*1－

送電制約箇所	時間帯	平均混雑解消量 MW	平均有効供給量 MW	平均所有者数	平均 テスト合格数	平均 テスト失敗数
Brighton	ピーク	188	312	19	9	10
	オフピーク	140	250	17	8	9
Nottingham	ピーク	86	170	12	6	6
	オフピーク	70	139	11	5	6
Northwest Tap - Purdue	ピーク	79	98	6	0	6
	オフピーク	56	93	5	0	5
Lenox - North Meshoppen	ピーク	10	25	3	0	3
	オフピーク	7	29	2	0	2
Prest - Tibb	ピーク	33	45	2	0	2
	オフピーク	23	38	2	0	2
East Lima - Haviland	ピーク	80	79	10	1	9
	オフピーク	71	99	10	2	8
Sandburg	ピーク	72	105	10	2	8
	オフピーク	52	82	9	1	7
Three Mile Island	ピーク	75	103	11	3	8
	オフピーク	48	73	9	3	6
Bagley - Raphael Road	ピーク	25	12	2	0	2
	オフピーク	23	13	2	0	2
Cedar Grove Sub - William	ピーク	27	31	1	0	1
	オフピーク	26	28	1	0	1

【参考】リアルタイム市場でのTPSテスト実施結果（米国PJM）（2/2）

－ 2021年リアルタイム市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト適用の概要*1－

送電制約箇所	時間帯	総テスト実施数 (A)	キャップが課される 可能性のあった回数 (B)	割合 (B/A)	実際のキャップ 適用回数 (C)	割合(C/B)
Brighton	ピーク	22,258	22,246	100%	893	4%
	オフピーク	24,195	24,188	100%	650	3%
Nottingham	ピーク	22,578	22,234	98%	239	1%
	オフピーク	16,186	15,948	99%	259	2%
Northwest Tap - Purdue	ピーク	23,776	7,078	30%	13	0%
	オフピーク	15,546	4,952	32%	3	0%
Lenox - North Meshoppen	ピーク	19,453	11,800	61%	11	0%
	オフピーク	9,262	2,699	29%	3	0%
Prest - Tibb	ピーク	4,174	53	1%	0	0%
	オフピーク	8,829	214	2%	0	0%
East Lima - Haviland	ピーク	11,333	143	1%	0	0%
	オフピーク	15,683	474	3%	0	0%
Sandburg	ピーク	7,656	989	13%	1	0%
	オフピーク	8,362	1,084	13%	8	0%
Three Mile Island	ピーク	19,415	18,248	94%	194	1%
	オフピーク	4,272	4,051	95%	58	1%
Bagley - Raphael Road	ピーク	13,762	13,450	98%	76	1%
	オフピーク	7,954	7,891	99%	38	0%
Cedar Grove Sub - William	ピーク	10,238	9,426	92%	84	1%
	オフピーク	6,343	5,392	85%	55	1%

英国では、発電事業者が送電制約下に過剰な利益を得ることを禁じる規定を通じて混雑管理への市場監視を行っている

混雑管理の市場監視（英国）

英国における 混雑管理の状況

- 英国では、National Grid ESOによりバランシングメカニズム入札電源を用いた再給電が行われることで、送電混雑の解消を行っている。スコットランド地域からイングランド地域に流れる電力潮流で送電混雑が生じやすく、送電混雑を解消するための取引に伴う市場操作を防止する必要がある。
- Scottish Power及びScottish & Southern Energyが2007年9月中旬から10月中旬にかけてスコットランド地域からイングランド地域を結ぶ送電線での送電制約から生じた支配的地位を利用して、バランシングメカニズムに投入する発電所を抑制することで価格を釣り上げていた疑いがある。^{*1}

Ofgemによる 市場支配力 監視方法

- 上記のScottish Power及びScottish & Southern Energyの事例は、2009年1月に罰則を課すことなく調査打ち切りとなったが、本事業を契機に発電ライセンス内に「送電制約ライセンス条件規定」が導入された。
- 発電事業者に課せられる発電ライセンス内に規定されている「送電制約ライセンス条件規定^{*2}（送電系統制約時に過剰な利益を得ることを禁じる）」を根拠とし、Ofgemは再給電に対する市場監視を行っている。

National Grid ESOによる市場 支配力監視方法

- National Grid ESOは、2021年からバランシングメカニズムのレビューを実施し、取引が高額になった際の検証を行っている。自身による検証だけでなく外部組織（2022年はfrontier economics）による検証も行われている。^{*3}

^{*1} 出所：有限責任監査法人トーマツ「令和2年度産業経済研究委託事業（諸外国における託送料金制度の詳細設計及び需給調整市場等における価格規律と監視等に係る調査事業）」p.96

^{*2} 出所：Ofgem、Electricity Generation Standard Licence Conditions、2020年11月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/licence-conditions> の20A 'Transmission Constraint License Condition (TCLC) が該当する。

^{*3} 出所：National Grid ESO、Balancing Market Review、閲覧日2023/3/27、<https://www.nationalgrideso.com/research-publications/eso-balancing-market-review-2022>

英国では、実際に送電制約ライセンス条件の違反が複数回発生している

送電制約ライセンス条件違反（または違反と疑われた）事例（英国）

SSE Generation Limitedの事例^{*1}

- 2021年10月4日にOfgemは、SSE Generation Limited^{*2}が送電制約ライセンス条件を遵守していないか否かに関して調査を開始した。2020年5月にSSE Generation Limitedは、Foyers水力発電所の入札価格を以前に比べて高額に設定するようになったが、発電量の削減に関連する機会費用と回避費用の両者を考慮して過度に高額になっていないかに着目して調査を行った。本事例では、SSE Generation limitedが送電制約ライセンス条件に違反した事実を発見していないとしている。^{*3}

Drax Pumped Storage Limitedの事例^{*3}

- 2023年1月13日にDrax Pumped Storage Limited^{*4}は、2019年1月1日から2022年7月31日までの間に、バランスメカニズムにおいて送電制約が発生している時間帯にCruachan 発電所を停止するために過度に高額な入札を提出することで過剰な利益を得ていたこと認め、612万ポンドをVoluntary Energy Redress基金に支払うことでOfgemと合意した。

^{*1} 出所：Ofgem、Investigation into SSE Generation Limited's compliance with the TCLC、2021年10月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/investigation-sse-generation-limiteds-compliance-tclc>

^{*2} 英国の発電事業者

^{*3} 出所：Ofgem、Drax Pumped Storage Limited pays £6.12 million for breaching Generation Licence、2023年1月、<https://www.ofgem.gov.uk/publications/drax-pumped-storage-limited-pays-ps612-million-breaching-generation-licence>

^{*4} 英国の発電事業者

ドイツでは、再給電に対する市場監視として、送電系統運用者が公開情報を基に入札された費用の妥当性を確認し、独立規制機関が料金認可を通じて詳細な検証を行う可能性がある

再給電に対する市場監視（ドイツ）*1

ドイツにおける 混雑管理の状況

- ドイツでは、送電系統運用者が再給電を通じて送電混雑の解消を行っている。再給電への入札は自由な価格入札ではなく、可変費用等に基づく費用型で実施されている。南北を結ぶ送電線の送電混雑等、送電混雑の発生に予見性がある送電線が複数箇所あり、そうした送電線では送電混雑解消取引に伴う市場支配力の行使が容易である。そのため再給電入札に価格型ではなく費用型が採用されている。

TSOによる 市場支配力 監視方法

- 再給電に対する監視は、再給電市場を運営する送電系統運用者が行っており、送電系統運用者は公開されている情報（燃料価格、CO2価格など）、過去の取引実績、他の発電所との比較に基づいて事後的に入札された費用の評価を行う。

連邦ネットワーク庁 による市場支配力 監視方法

- 連邦ネットワーク庁（政府の独立規制機関）は、直接この送電系統運用者によるチェックのプロセスに関与していないが、送電系統運用者が再給電費用を回収するための料金は認可が必要であるため、独立規制機関が再給電費用を詳細に確認することができる。再給電の入札での費用の積算は公益事業の業界団体であるBDEWが取りまとめたガイドライン*2に基づくものとされている。
- 再給電を含む混雑管理の実績は連邦ネットワーク庁のウェブサイト*3で四半期・年ごとに公表されている。但し送電混雑処理に関する取引結果を集計したものを公表するのみで個別の取引に関する言及はない。

*1 出所：CEER、Redispatching Arrangements in Europe against the Background of the Clean Energy Package Requirements、2021年12月、
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/7421d0f3-310b-f075-5200-347fb09ed83a>

*2 出所：BDEW、Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen、2018年4月、<https://www.bdew.de/energie/branchenleitfaden-verguetung-von-redispatch-massnahmen/>

*3 出所：BNetzA、Netzengpassmanagement、閲覧日2023/3/27、
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>

ドイツ、西デンマーク間連系線では、政策的な連系線最小容量引き上げで市場操作の危険性が生じ、市場関係者に注意喚起が行われた

連系線における逆取引での市場支配力行使の可能性（ドイツ）

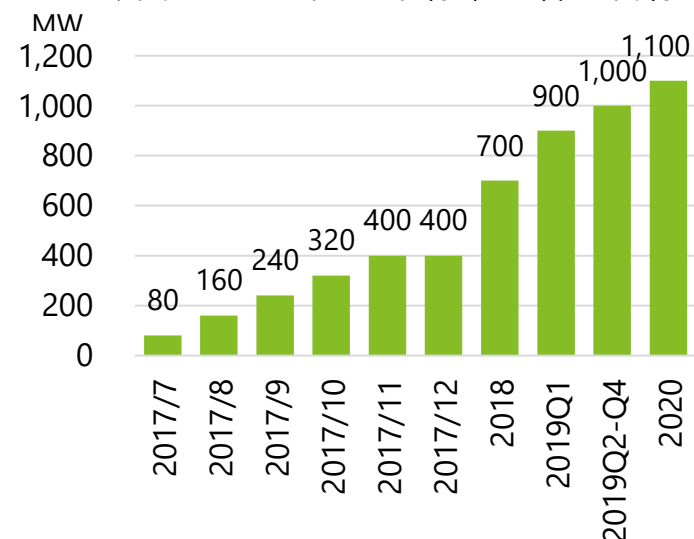
背景*1

- 2017年7月に、ドイツ政府とデンマーク政府は、デンマークにおける風力発電の接続容量の増加を考慮して、両国間の連系線における最小容量を段階的に引き上げることに合意し、2017年7月から適用を開始すると発表した。
- この最小容量引き上げは、物理的容量と関係なく前日スポット市場に適用されるため、当日段階で逆取引を行って送電混雑を解消する頻度が増加することが予想された。ある程度送電混雑に予見性が生じたため、混雑解消に関係する発電事業者が過大に送電混雑を発生させて、過剰に利益を得る危険性が発生した。

TSOによる 市場支配力 監視方法

- ドイツの送電会社TenneTとデンマークの送電会社Energinetが2019年3月29日に共同で市場監視結果の報告書を公表し、混雑解消取引状況に関して情報公開したが市場操作の可能性は低いとしている。その後もドイツとデンマークの独立規制機関の要請により同レポートを更新しているが市場操作の可能性は見出されていない。
- Nord Poolの市場監視局も限界費用を下回る入札や発電・消費の意図的な抑制は市場操作を構成する可能性があるとして、市場参加者に注意喚起を行った。*2

ードイツ、西デンマーク間連系線最小容量目標ー



*1 出所：TenneT・Energinet、DK1-DE COUNTERTRADE FOLLOWING JOINT DECLARATION 2018、2019年3月、<https://docslib.org/doc/2762048/dk1-de-countertrade-following-joint-declaration-2018>

*2 出所：Nord Pool、QUARTERLY NEWSLETTER 2019Q4、https://www.nordpoolgroup.com/48ed9d/globalassets/download-center/market-surveillance/ms-newsletter_q4_2019.pdf

ノルウェーでは、balancing marketを用いた再給電で送電混雑解消を行い、balancing marketを運営する送電会社Statnettが市場監視を行う

balancing marketに対する市場監視（ノルウェー）*1

ノルウェーにおける 混雑管理の状況

- ノルウェーでは、北欧大での電力取引所Nord Poolのプラットフォームを通じて、需給バランス維持のためのbalancing marketの運営が行われており、送電混雑の解消はSpecial Regulationという名称で上場されている取引（取引行為は再給電と同じ）を通じて行われるが、送電混雑の発生が少なく、ノルウェー国内のゾーン間値差も僅かである。

Statnettの市場 支配力監視方法

- ノルウェーのエネルギー法では、取引市場を開設する事業者インサイダー取引や市場操作の禁止への違反を特定化するための効果的な取り決めと手段を構築することが求められている。
- 市場支配力行使に対する違反であるという合理的な疑いを持つ取引があった場合には、遅滞なく独立規制機関であるノルウェーエネルギー規制局に届け出るものとしている。
- balancing marketを運営する送電系統運用者（Statnett）が取引情報を基に、再給電を行うためのSpecial Regulation取引を含むbalancing market取引の市場監視を行っている。

補足

- Statnettは、入札価格が不当に高額であるとみなした場合に、balancing market取引を一時的に停止することができるが、実施例はない。
- 市場監視報告書*1において、送電混雑解消取引に関する記述はない。

*1 出所：The Norwegian Energy Regulatory Authority、"National Report 2021"、2021年10月、
https://www.ceer.eu/documents/104400/7169677/C21_NR_Norway_EN.pdf/7c83ed61-095e-dc0d-0984-182dd3b45778

再給電に関する市場操作として、“Inc-Dec Gaming”という手法がある

Inc-Dec Gamingとは

概要*1

- 発電事業者が最初の入札で発電量を増加（increase）させ、その後減少（decrease）させる入札戦略を指す。
- 米国においては、前日エネルギー市場とリアルタイム市場で送電混雑を活用して値差が予見される場合の、裁定取引で利益を得る行為を指す。
- 前日スポット市場で全国単一価格やゾーン価格を採用している欧州においては、域内混雑が発生する際に適用される再給電での市場操作を指す。（但し、再給電実施の予測可能性が高い場合には利益を得ることができるが、再エネ発電や需要の予測誤差により再給電が実施されないリスクもあり、必ずしも成功するとは限らない。）

Inc-Dec Gaming による影響

- 混雑をより多く発生させる“Inc-Dec Gaming”により、市場価格の吊り上げと混雑解消費用の増加を招くだけでなく、不必要な系統増強を招く可能性が指摘されている。*2

補足

- 再給電実施の予測可能性が高い場合に利益を得ることができるが、再エネ発電や需要の予測誤差により再給電が実施されないリスクもあり、必ずしも成功するとは限らない。
- 高値で入札する発電事業者が存在しなければ、追加的に得られる利益は大きく減少する。
- 近年は、全ての取引情報を提出させる義務が課せられる傾向にあることから、過度な市場操作は困難になっている。

*1 出所：Hirth, Schlecht, “Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming”, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, 2020年7月

*2 出所：Pär Holmberg, Research Institute of Industrial Economics (IFN), “The inc-dec game in zonal electricity markets”, 2019年11月

カリフォルニアISOでは、電力取引にゾーン制を採用していた頃に、ゾーン内の混雑解消に係る市場取引で発電事業者が多額の利益を得ていた事例が報告されている

Inc-Dec Gamingの事例（1/2）

米国
(カリフォルニア)

背景

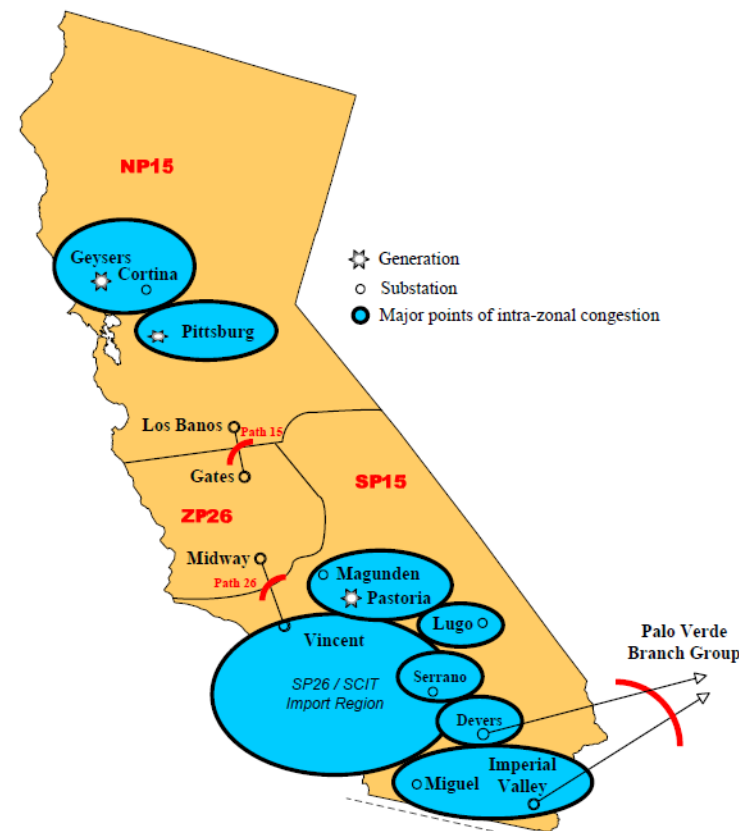
事例

対策

補足

- 2009年以前は3つのゾーンによる、ゾーン制を採用していた（3つのゾーン：右図のNP15、SP15、ZP26）
- 前日取引ではゾーン内の送電制約を考慮せずに卸電力取引が行われるため、ゾーン内で混雑が発生した場合にはリアルタイム市場で再給電を行うことでゾーン内混雑の解消を行っていた。
- 地域内の発電費用が高い地域では、前日取引において地域外からの電力購入が多くなることで混雑が発生し、リアルタイム市場において地域外の発電を減少、地域内の発電を増加させることで混雑を解消していた。
- 2004年の市場監視報告書によると、混雑解消を行うために地域内で発電出力を増加したガス火力発電*2は、同じタイプの他のガス火力発電に比べ約15%多く利益を挙げていた。*3
- 2007年に前日取引をリアルタイム市場と同様に系統制約を考慮した取引に移行するとしていたが、2009年に系統制約を考慮して価格形成を行う地点別限界価格方式を採用することになった。
- 本事例は意図的に地域外の発電設備が発電量を増加させたものではないが、Inc-Dec Gamingと同じ構造で地域内の発電事業者が多くの利益を得たことからInc-Dec Gamingの事例として紹介されている。

ーカリフォルニアISOの主要なゾーン内混雑地域*1ー



● : ゾーン内で混雑が多発している地域。南部に混雑地域が多いのは、カリフォルニア州内ではガス火力の新設が進まなかったが、メキシコで高効率のガス火力新設が進んだためである。

*1 出所：California ISO、“2007 annual report on market issues and performance”、2007年4月

*2 混雑解消を行うために発電出力増を提供する発電設備の多くはガス火力発電である

*3 出所：California ISO、“2005 annual report on market issues and performance”、2005年4月

欧米とも、過去に発生した市場操作の事例を基に、市場取引情報の監視を強化している

Inc-Dec Gamingの事例（2/2）

米国 (カリフォルニア)	事例	■ 2000年・2001年のカリフォルニア電力危機において、エンロン社が送電制約を解消する架空取引により市場を操作して利益を得ていたことが、エンロン社破綻後に明らかになった。 ^{*1}
	対策	■ 全ての公益事業者に対して、連邦エネルギー規制委員会へ四半期ごとの卸電力取引情報を報告する義務が課され ^{*2} 、2013年第3四半期から特定の非公益事業者にも同報告義務が課される等、架空取引等の市場操作は困難になっている。
欧州	事例	■ 英国で送電制約ライセンス条件を導入する原因となった、Scottish Power及びScottish and Southern Energyの事例がInc-Dec Gamingに該当する。 ^{*1}
	対策	■ 欧州では、エネルギー規制機関間協力庁（ACER）と各国規制機関が協力して2015年10月8日から取引情報のデータ収集と監視が開始されており、Inc-Dec Gamingの実施は難しくなったと考えられる。 ■ ドイツでは南北の送電線など再給電の予見性が高い箇所が複数あることからInc-Dec Gamingを予防する目的で費用型での再給電が採用されている。

^{*1} 出所：Pär Holmberg、Research Institute of Industrial Economics (IFN), "The inc-dec game in zonal electricity markets"、2019年11月

^{*2} 連邦動力法第 205 条 (c)

3. 市場主導型の混雑管理と市場の関係性の考察

3.1 米国（PJM、NYISO）の混雑管理手法における課題

ノーダル制では、再エネの導入場所検討にあたり、導入場所（ノード）の違いによる費用対効果を比較できることから、より費用対効果の高い場所に立地誘導できる

ヒアリング結果（米国PJM）（1/3）

カテゴリ	質問内容	PJMの回答
背景・目的	ノーダル制の導入背景・目的	1997年に試験的にMarginal Clearing Price（MCP）システム*1を導入したが、日常的に系統制約が発生し、その度にPJMが手動で給電指令を実施せざるを得なくなった。PJMの指令により強制的に出力を停止した分の発電量は、高値で市場から調達しなければならず、発電事業者に大きな損失をもたらした。 - MCPシステムでは、系統信頼性の維持及び透明性のあるエネルギー価格の決定ができなかったため、PJMは1998年4月に米国で初めてノーダル制を導入した。 - 系統信頼性の向上と、再給電コストやアップリフト*2コストの低減の観点で、ノーダル制は最も効率的な方法であることが分かった。
再エネ導入	ノーダル制が再エネ導入に与える影響	系統混雑を反映した地点別限界価格（LMP）により、例えば「再エネポテンシャルは高いが、系統混雑への影響が大きい地点」と「再エネポテンシャルは低いが、系統混雑への影響が小さい地点」における再エネ導入の費用対効果を比較でき、再エネ発電事業者はより費用対効果の高い地点を選択して再エネ電源を導入できるようになる。
	ノーダル制において、再エネ導入の拡大が電気料金へ与える影響	- エネルギー価格への影響だけ考えると、再エネ電源は限界費用がゼロであるため、再エネ導入の拡大はエネルギー価格を低減させる方向に働く。 - しかし、再エネ電源が発電しないときに、それを補うための再エネ電源以外の電源を稼働する必要があるため、天候や時間帯によってエネルギー価格が大きく変動する可能性がある。 - 米国では、連邦政府や州政府による再エネ関連の補助金が数多く存在しており、電気料金に大きな影響を与えている。
	再エネ導入の拡大に伴うPJMの対応	系統信頼性を維持するための予備力、調整力等を調達するアンシリャーサービス市場において、価格シグナルを確実に機能させることが重要となる。

*1 Marginal Clearing Priceシステムでは系統制約を考慮しない価格と系統制約付きの価格と2種類の価格が存在しているが、PJMが当時公開されていた価格は系統制約を考慮しない価格であり、全エリアに同じ価格である。

*2 ISOの給電指令に従った事業者に対し、起動費や無負荷コストなどを市場外で支払う仕組み

ノーダル制は系統構造に依らず導入可能であり、系統信頼性が向上する効果が期待できる一方で、市場流動性が低下するといった課題もある

ヒアリング結果（米国PJM）（2/3）

カテゴリ	質問内容	PJMの回答
系統構造	日本の系統構造を踏まえたノーダル制導入の留意点	・ ノーダル制はどんな系統構造（くし型、メッシュ型等）でも導入可能である。 ・ 日本のようなくし型系統は、Loop Flowが発生し難いので、ノーダル制が向いている。
電力市場	ノーダル制における市場支配力への課題や対策	（※ノーダル制固有の課題・対策ではないとの前置きあり） ・ 系統制約を緩和するために必要な電源を保有する発電事業者に対して、PJMは市場支配力を測るThree pivotal supplier testを実施している。 ・ 系統制約の緩和に必要な電源がThree pivotal supplier testに不合格となった場合、PJMはその電源の限界費用を基に市場精算を行う。
	ノーダル制の導入が市場流動性へ与える影響	・ ノーダル制では、混雑状況に応じて地点別限界価格（LMP）が複雑に決まるため、市場の流動性が低下する可能性がある。 ・ そのため、PJMでは取引ハブの価格（ノードのクラスタの平均値）やゾーン価格（ゾーンにおけるLMPの需要加重平均値）により、市場の流動性を向上させた。 ・ 取引ハブの価格はノード価格より安定であり、予見性が高いため、多くの市場参加者がハブを通じて電力取引を行っている。
系統信頼性	ノーダル制の導入が系統信頼性へ与える影響	・ 透明性の高いLMPは、市場参加者にとって市場取引における経済的な予見性が高まる方向に働くことから、ISOの指令に従うインセンティブが大きくなるため、系統信頼性が向上する。

ノーダル制の導入により、混雑管理費用の低減効果が期待できる

ヒアリング結果（米国PJM）（3/3）

カテゴリ	質問内容	PJMの回答
系統混雑	ノーダル制の導入による混雑管理費用の低減効果	・ ノーダル制では系統制約が考慮されるため、市場価格の透明性がゾーン制よりも高い。 ・ ノーダル制では市場参加者に対する混雑管理費用の透明性が高く、混雑解消のための経済的なインセンティブが働くため、ゾーン制と比較して系統混雑の頻度が少なく、混雑管理費用を低減できる。
	市場外の混雑管理方法	・ 系統信頼性を維持するために、PJMが手動で給電指令を行うときがあるが、その発生頻度は非常に少ない。 ・ PJMは手動で給電指令を実施する場合、PJMの給電指令に従った事業者に対し損失を出さないように、アップリフト*1を支払う。 ・ アップリフトにより発生した費用はPJMの総合コストの1%と非常に小さい。ただし、これはノーダル制によるものではなく、SCEDアルゴリズムの制約と電源の物理的制約によるものである。

*1 ISOの給電指令に従った事業者に対し、起動費や無負荷コストなどを市場外で支払う仕組み

NYISOでは、地点別限界価格（LMP）が高い地域への再エネ電源（主に洋上風力発電）の立地誘導効果が得られている。また、地点毎のLMPの価格差を考慮した系統増強を進めている

ヒアリング結果（米国NYISO）（1/2）

カテゴリ	質問内容	NYISOの回答
背景・目的	ノーダル制の導入背景・目的	- NYISOは、New York Power Pool（NYPP）を改組して発足され、発足当初からノーダル制を導入した。 - 以前から価格シグナルと連動した給電指令を行うためのSCEDアルゴリズム等を開発していたため、スピード感を持ったノーダル制導入が可能となった。 - NYPP時代はノーダル制よりシンプルな制度であり、価格シグナルが働いていなかったため、ISO New Englandにも見られる発電エリアと需要エリアが遠く離れていることに起因する系統混雑が多く発生し、それを解消するために多額の系統増強を行っていた。
再エネ導入	ノーダル制が再エネ導入に与える影響	- ノーダル制は再エネの導入を阻害しないと考えられる。 - ノーダル制では市場を通して強い価格シグナルが発信されるため、NY州では地点別限界価格（LMP）の高い地域の近くに大規模な再エネ発電設備（主に洋上風力発電）の建設が多く見られる。 ※NYISOは独立系統運用者のため、再エネ促進等の行為は行わない点に留意が必要である。 - NY市（マンハッタン地区等）ではLMPが非常に高く、系統増強・新設のインセンティブとなるため、近年新たに再エネ電力を送るための送電網の増強を予定している。
	ノーダル制において、再エネ導入の拡大が電気料金へ与える影響	- 風力発電を例とした場合、州からの補助金により限界費用が限りなくゼロに近づくため、再エネ導入の拡大はエネルギー価格を低減させる方向に働くと考えられる。 - 一方で再エネ電源の場合、出力が不安定であることから、それを補うためのベースロード電源を確保・稼働する必要がある。したがって、価格変動が大きい点（市場価格における高いボラティリティ）には注意が必要である。 - 最終的な電力料金への影響については、固定費用（火力・揚水設備を待機・確保しておくための費用）や系統増強費用等が大幅に増加するため、料金が高くなる可能性がある。 ※いずれのコメントも、再エネ導入に係る一般的な見解であることに留意が必要である。
	再エネ導入の拡大に伴うNYISOの対応	再エネ導入の拡大に関するNYISOの検討結果としては、系統増強しない限り、より系統混雑が増加する見通しのため、NY州西部からNY市及び洋上からNY市への系統増強を実施中である。

くし型の系統構造を有する日本にノーダル制を導入する際は、米国に比べて少ないノード数で運用できる可能性があるものの、系統制約の解消を特定の発電事業者に依存してしまう点に注意し、適切な市場監視の方法を検討することが重要となる

ヒアリング結果（米国NYISO）（2/2）

カテゴリ	質問内容	NYISOの回答
系統構造	日本の系統構造を踏まえたノーダル制導入の留意点	- 日本においても系統混雑が発生しているのであれば、ノーダル制の導入を検討すべきである。日本はメッシュ型の米国とは異なりくし型の系統構造を有するため、米国より少ないノード数で運用できる可能性がある。 - 留意点としては、市場における価格操作があげられる。ノード数が少ない場合、系統制約の解消を特定の発電事業者に依存せざるを得ない状況も想定され、その事業者は市場支配力を持つこととなる。したがって、市場支配力を考慮した適切な市場価格の設定方法を検討することが重要となる。
電力市場	ノーダル制における市場支配力への課題や対策	（※ノーダル制固有の課題・対策ではないとの前置きあり） - NY市はNYISOのエリアの中で最も混雑した地域であり、電力を供給できる発電事業者が限られていることもあり、価格操作を防ぐために他のエリアより厳しい入札ルール等を設定している。 - また、NY市では競争力がないと思われる電源の入札価格を置き替える、Automatic Mitigation*1と呼ばれるシステムが存在している。
	ノーダル制の導入が市場流動性へ与える影響	- ノーダル制の導入の20年程前、発電事業の大手企業だったEnron社は、地点別限界価格（LMP）は複雑であるためノーダル制の導入に反対し、単一価格で自由に取引ができる市場の創設を強く望んでいた。 - しかし、結果としてノーダル制を導入したことにより価格の透明性は高まり、より多く事業者が電力市場に参加し、市場の流動性向上に寄与した。 - 混雑等によりLMPが大きく変動するため、金融的送電権（TCC、PJMではFTR）により価格をヘッジできる仕組みを導入している。
系統信頼性	ノーダル制の導入が系統信頼性へ与える影響	- ノーダル制では、ISOの指令に従う経済的なインセンティブが大きくなるため、系統信頼性は向上する。 - 系統信頼性に影響を与えるような混雑が発生している場合、ノーダル制では即時にLMPが下がり、電源に対し発電しないようシグナルを与えることで、系統混雑の解消を図っている。

*1 市場での価格操作を防ぐため、市場支配力の大きい電源の入札価格を、ISOが定める標準的な入札価格に自動的に差し替えるシステム

ノード制が有効に機能する要因として、詳細な潮流計算を可能とする高度なソフトウェアの存在や透明性のある市場運営、市場監視メカニズム等が考えられる

ノード制が有効に機能する要因

- IRENA（International Renewable Energy Agency）^{*1}は、効率的な系統運用には地理的なノードの粒度を上げる（より細かいノード設定を行う）ことが重要だと述べている。^{*2}
- 地理的なノードの粒度を上げるためには、詳細な潮流計算を可能とする高度なソフトウェアの開発や、明確かつ透明性のある市場運営等が重要であると記載されており、ノード制が有効に機能する要因であると考えられる。
- その他関係する要因は、下記の通りである。

カテゴリー	重要な要因
技術	ソフトウェア関連 ・ 高度な計算処理が可能なシステム及びモデリングツール ・ 市場とシステム運用に関するプロセスの自動化及び効率化
制度	市場の仕組み及び運営 ・ 自由化された卸電力市場 ・ ノード毎の特定を可能にする電力潮流に関する基礎研究 ・ 地点ごとの混雑管理費用や限界費用の詳細を開示する等、透明性のある価格設定の確立 ・ 有害な市場操作（DECゲーム等）を防止するための市場監視メカニズムの構築 ・ 定期的な市場モニタリングとモニタリング結果の一般公開
ステークホルダー	規制機関 ・ 市場運営者、市場参加者、システム運用者等における権限の設定 ・ 制度の施行、市場の監視、市場を新たに設計・改善する機能 市場運営者及びシステム運用者 ・ 規制機関及び利害関係者と共に現行システムの評価及び改善を行う仕組み

^{*1} 国際再生可能エネルギー機関

^{*2} 出所：IRENA、INCREASING SPACE GRANULARITY IN ELECTRICITY MARKETS、2019年、https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_space_granularity_2019.pdf?la=en&hash=AFFB9C326FDEE85C43B1B6E66F6554F4AF77E23F

PJMは、ノード制におけるDER*1の導入に関して、需要側の価格設定をPnodeのみに制限し、配電事業者を介した市場登録プロセスとする必要性を示しているが、それに反対する業界関係者もいる

ノード制でのDER*1導入課題（米国PJM）*2,3

		DERへ適用するノードの考え方	市場登録プロセス
PJM提案	項目	単一のPnodeのみに制限すべき。	PJMへの申請以前に配電事業者の推薦を得なければならない。
	理由	PnodeとAPnodeを併用する場合、APnodeの価格設定が優先され、LMPの価格シグナルが適切に働かなくなる可能性があるため。	PJMは配電設備の計画、運用に関する専門知識を持っていないので、配電システムの安全性と信頼性を維持するため。ただし、配電事業者が60日の審査期間内に応答しない場合はPJMが登録を承認する。
業界関係者の反対意見		【Enel North America*4、AEMA（アメリカ開拓採掘協会）】 低電圧階級（100kW以下）の小規模DERを管理するために、APnodeも併用できるようにすべきである。	【AEE（エネルギー技術者協会）】 配電事業者に拒否権を与えてしまい、一部のDERが市場参加できない懸念がある。

*1 Distributed Energy Resource、分散型エネルギーリソース

*2 出所：Ethan Howland、PJM's plan to open markets to aggregated distributed energy resources seen as 'good first step'、2022年2月

<https://www.utilitydive.com/news/pjm-plan-aggregated-distributed-energy-resources-der-ferc/618236/>

*3 出所：UNITED STATES OF AMERICA BEFORE THE FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、Order No. 2222 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C. Motion for Extended Comment Period、P.14,52、February 1, 2022

<https://elibrary.ferc.gov/eLibrary/filedownload?fileid=4dec663e-b2ee-c381-9c0a-7eb697900000>

*4 Enel North America、大手電力会社。かつてEnel社（Ente Nazionale per l'energia Elettrica）はイタリアの国営電気エネルギー会社であった

3.2 欧州の混雑管理手法における課題

欧州では、再給電費用の増加等の課題に対応するため、電力市場の改善が必要であるとの見解を示している

ゾーン制における課題と将来の市場設計（欧州）（1/3）*1

欧州における 電力市場の現状認識

- 現在の欧州電力市場は、各国間の電力取引量を大幅に増やし、競争を活性化し、卸電力市場の流動性を高めることに成功している。
- しかし、ループフローの増加、送電網の混雑を緩和するための再給電費用の増加、電力システムの柔軟性に関する限られた情報可用性、アデカシー*2確保のための投資不確実性の増加などを理由に、限界が見え始めている。
- 新しい市場参加者（需要家等）の出現、再エネの増加、分散型電源の増加など、変革によってもたらされる課題に対処するには、さらなる電力市場の改善が必要である。

*1 出所：ENTSO-E、Vision on Market Design and System Operation towards 2030、2019年、https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf
ENTSO-E、ENTSO-E Vision of the Future Power System Market design options for the future、2020年10月、https://eepublicdownloads.azureedge.net/webinars/201012_MD%20Webinar_Master%20slides_FINAL_with%20polls.pdf

*2 設備の計画外停止や運用上の制約を考慮した上で、需要に対して電源予備力と送電余力をどの程度有しているかに関する度合い

2030年以降の電力市場の設計にあたって、混雑管理手法の効率化、TSOとDSOの間の連携を必要な要件としている

ゾーン制における課題と将来の市場設計（欧州）（2/3）*1

2030年以降の 電力市場に必要な要件

- 発電、需要、蓄電に対してシステムコストや系統制約に応じたインセンティブを与えるため、発電、需要、蓄電の厳密な位置情報を使用する。
- 混雑管理をタイムリーかつ効率的に実行するために、系統運用者が設備の位置情報を全ての電圧レベルで把握できるようにする。
- 系統運用者が系統を安全に運用するために必要な時間と手段を確保しつつ、市場参加者がよりリアルタイムに近い、より短い時間間隔で取引できるよう、短期市場を強化する。
- 系統と柔軟性のあるリソース*2の能力を効率的に利用できるようにすることで、効果的な系統運用を促進し、系統の柔軟性を高める。
- TSOとDSOの間の連携をより緊密にし、配電レベルの電力潮流、系統混雑、データ、アセットや需要家との市場相互作用が、1つのシステムによって効率的かつ効果的に管理されるようにする。
- CEP（Clean Energy Package）*3指令に沿って、非周波数アンシラリーサービス*4を含む、新しいアンシラリーサービスの提供を促進する。

*1 出所：ENTSO-E、Vision on Market Design and System Operation towards 2030、2019年、https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf
ENTSO-E、ENTSO-E Vision of the Future Power System Market design options for the future、2020年10月、https://eepublicdownloads.azureedge.net/webinars/201012_MD%20Webinar_Master%20slides_FINAL_with%20polls.pdf

*2 系統制約や需給状況に応じて柔軟に起動・停止や出力調整することが可能な電源

*3 欧州委員会が気候変動と再生可能エネルギー分野での今後の政策案をまとめた包括的政策パッケージ

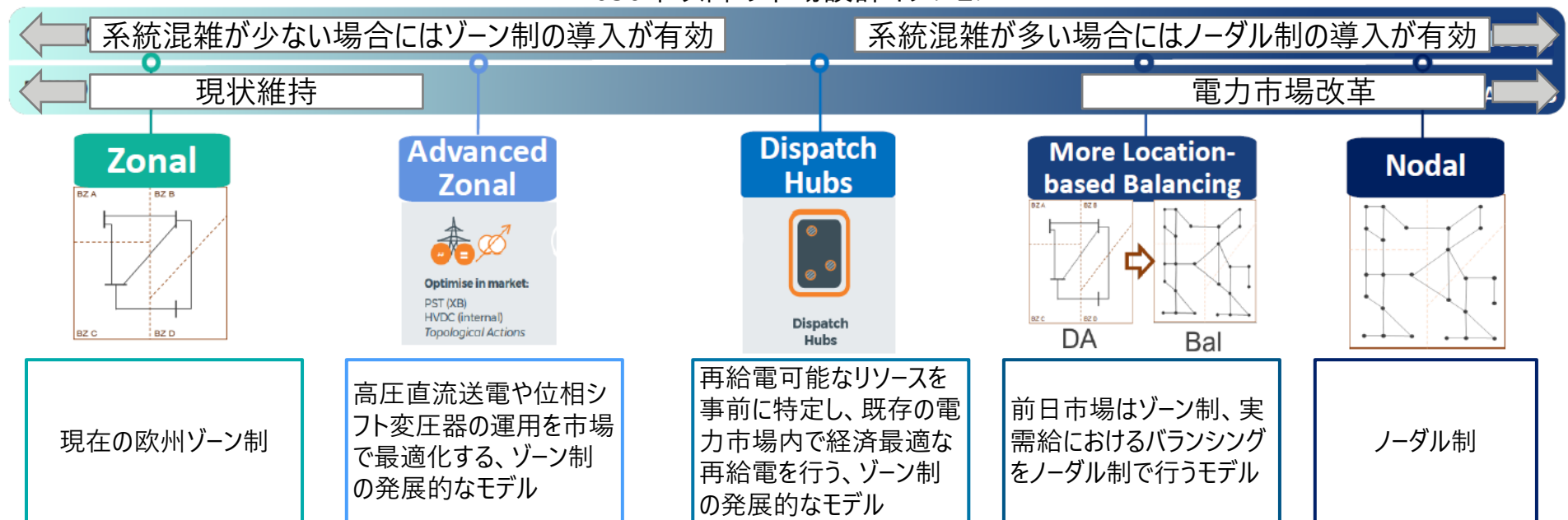
*4 電圧制御、ブラックスタート等の周波数調整以外に用いられるアンシラリーサービス

欧州では、大幅な電力市場改革は行わずに、現状の欧州大電力市場の利点を維持しながら、2030年以降に向けた短期市場や混雑管理のための市場設計を進めていく

ゾーン制における課題と将来の市場設計（欧州）（3/3）*1

- 現時点では、大幅な電力市場の改革は必要はない。
- 短期市場と混雑管理のための市場設計は欧州大の統合を目標とし、価格シグナルやアデカシーなどの課題に対処する全体的な市場設計の一部となるべきである。
- 欧州内の各国で課題や混雑のレベルが異なるため、国ごとに目的に応じたさまざまなソリューションが必要とされる可能性があるものの、欧州大電力市場の利点を完全に維持することが最も必要である。

－2030年以降の市場設計オプション－



*1 出所：ENTSO-E, Vision on Market Design and System Operation towards 2030, 2019年、https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf

ENTSO-E, ENTSO-E Vision of the Future Power System Market design options for the future, 2020年10月、https://eepublicdownloads.azureedge.net/webinars/201012_MD%20Webinar_Master%20slides_FINAL_with%20polls.pdf

欧州は、ノードル制の効果については一般論として認識しているものの、実際に導入すると
なると、費用対効果の分析や制度面の課題等、乗り越えるべき壁は多い

ノードル制導入検討（欧州）*1

[以下、EUから委託を受けたTractebel-Engie社*2（フランス・エンジー社グループ）のレポートより抜粋]

欧州でのノードル制導入検討の結論

- 米国でのノードル制の結果を見ると、効果があったと一般的には言われている。しかし、欧州でノードル制への移行を検討するにしても、欧州大での費用対効果の分析が行われていない状況である。
- ノードル制の導入可能性は理論的には排除できないが、役割や責任範囲の定義といった、どちらかと言うと制度面での改革が必要となり、かなり面倒である。
- ノードル制が導入されると、実需給断面に最も近いバランス市場が参照され、前日市場と時間前市場は先渡市場となることから、EUのバランス市場をさらに緊密に統合させていく必要がある。
- 欧州では、脱炭素化を背景に電源の分散化が進んでいるが、ノードル制が導入されると、TSOとDSOの連携方法に疑問が残る。
- 全ての分散電源（再エネ含む）が市場に参入できるようにするためには、ノードル制は配電レベルで検討していくこととなる。

*1 出所：EU（Tractebel-Engie社へ委託）、Nodal Pricing in the European Internal Electricity Market、p.3,19、2020年、
<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/nodal-pricing-european-internal-electricity-market>

*2 Engie社（フランスの発電事業者）の子会社であり、エンジニアリングやコンサルティングサービスを行っている

市場流動性の観点でゾーン統合派が多いが、ノルウェーとスウェーデンの送電事業者は電力供給の安定性などの観点からゾーン分割を支持している

ゾーン変更に対するステークホルダーの意見（欧州）*1

意見	ステークホルダー		ステークホルダーの意見
ゾーン統合派	EDF TRADING	英国のトレーディング会社	【分割に反対】市場流動性が低下する、膨大な移行コストがかかる、最終消費者の料金負担増につながる。
	VERBUND AG	オーストリアの発電事業者	【分割に反対】現行のドイツ＋オーストリアのゾーンを分割した場合、特に小国であるオーストリアへの影響が大きく、市場流動性が低下する。
	ENERGIEALLIANZ AUSTRIA GMBH	オーストリアの小売電気事業者	【分割に反対】ゾーン分割は負の影響をもたらす、EU法に抵触する。
	EEX & EPEX SPOT	欧州大の市場運用者	【統合に賛成】ドイツ＋オーストリアで証明されているとおり、ゾーン統合は、スポット市場と金融商品の両方に有益となる。また、ゾーンが大きい方が、再エネが効率的に運用される。
ゾーン分割派	Statnett	ノルウェーの送電事業者	【分割に賛成】ゾーン分割により市場流動性は低下するが、電力供給安定性と経済合理性は高まり、社会的便益は大きくなる。
	Svenska kraftnät	スウェーデンの送電事業者	
その他	ENEL	イタリアの発電、配電、小売事業者	短期的に見れば、設備投資の場所を特定し易いゾーン分割がよいが、長期的に見れば、欧州全体で単一価格の市場を形成すべきである。
	EDF	フランスの発電、配電、小売事業者	ゾーン変更は、投資家のファイナンスリスクを誘発し、先物取引にも影響する。

*1 出所：ENTSO-E、First Edition of the Bidding Zone Review (Final Report)、2018年3月、https://acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/17%20BZR/Action%204%20-%20First%20Edition%20of%20the%20Bidding%20Zone%20Review_Final%20report.pdf

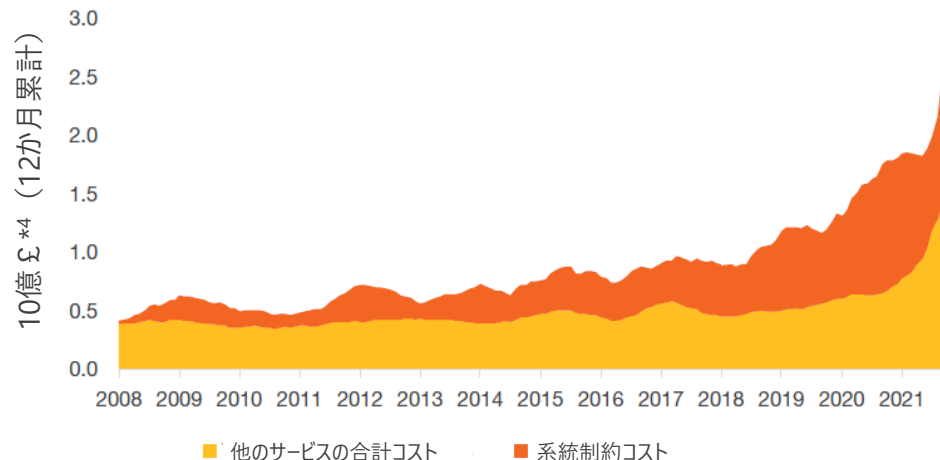
現在までに顕在化してきた課題を踏まえ、National Grid ESO^{*1}はノーダル制への移行が望ましいとしている

現状における課題と今後の市場設計（英国）（1/5）^{*2}

■ 英国市場における課題は以下の通り。

- 系統制約コストが上昇している。
- 再エネ比率の上昇に伴い、非効率な再給電が増加している。
- 国別・ゾーン別価格では位置情報が含まれないため、柔軟性の高い電源等を十分に生かせず系統制約を悪化させている。

ー バランシングサービス^{*3}に係るコストの推移ー



*1 英国全土の電力系統運用者

*2 出所：National Grid ESO、Net Zero Market Reform Phase 3 Assessment and Conclusions、2022年5月、
<https://www.nationalgrideso.com/document/258871/download>

*3 バランシングサービスには、混雑管理、予備力、デマンドレスポンス等のサービスが含まれる

*4 1ポンドは約165円（2022年12月1日時点）

英国政府は電力市場の見直し案を公表し、混雑管理手法を含めた制度変更を2020年代半ばから開始する方針を示した

現状における課題と将来の市場設計（英国）（2/5）*1,2

- 英国政府が検討している主な市場見直し策は以下の通り。
 - 電力市場を“variable power*3”と“firm power*4”向けに分割する。
 - ゾーン価格もしくはノードル価格を導入する。
 - Pay-as-bid方式*5へ移行する。
 - Self-dispatch*6からCentral-dispatch*7に移行する。
- 公開した電力市場の見直し案は、2022年10月までパブリックコメントを実施し、以下のスケジュールで制度変更を進めていく。
 - 2023年に2回目の見直し案提示、パブリックコメントを実施する。
 - 2020年代半ばから制度変更を開始、2035年までに完了予定。

*1 出所： Business, Energy & Industrial Strategy, Review of Electricity Market Arrangements, 2022年7月、
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1098100/review-electricity-market-arrangements.pdf

*2 出所： Business, Energy & Industrial Strategy, Review of Electricity Market Arrangements: summary of response, 2023年3月、
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1140189/review_of_electricity_market_arrangements_summary_of_responses.pdf

*3 変動電源

*4 安定電源

*5 上限価格を超えない価格の入札者のうち、低価格の入札者から順次募集量に達するまで落札者とするもので、落札者の応札額がそのまま調達価格として採用される

*6 市場での落札結果を基に、各事業者が計画通りに電源をディスパッチすること

*7 市場参加者から提出されたbid、offerに基づき、中央管理でコスト最適化され、電源のディスパッチを実施すること

多くの回答者が、大幅な市場の変更以外の方法により混雑管理を行う必要があると回答した

現状における課題と将来の市場設計（英国）（3/5）*1

質問項目	主な回答
発電事業者、需要家等の効率的な投資を促す価格シグナルの提供方法	- 市場を大きく変更するのではなく、既存の料金（送電網使用量等）の変更を検討すべきである。他の方法（系統インフラへの投資等）で優れた費用対効果が見込めない場合のみ価格シグナルを考慮すべきである。 - 価格シグナルが、今後の再エネに対する投資を阻害するという意見と、大きく影響しないという異なる意見が見られた。 - ノードル価格は、運用面では効率的な価格シグナルとなるが、投資面では必ずしも有用ではない。 - 送電インフラ整備の加速が重要である。ただし送電インフラの整備が進むと、電力市場に価格シグナルを導入するメリットが限定的となる。
位置情報シグナルに対する、市場参加者の反応	- 系統連系の可否、土地の適性等といった情報が、発電所等の立地決定に強い影響を与え、市場参加者は価格シグナルには反応しない。 - 柔軟性の高い発電設備は、より価格シグナルへの反応性が高い。

*1 出所： Business, Energy & Industrial Strategy、Review of Electricity Market Arrangements: summary of response、2023年3月、
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1140189/review_of_electricity_market_arrangements_summary_of_responses.pdf

パブリックコメントの結果を踏まえ、英国政府は、ノーダル制とゾーン制のほか、現在から大幅な変更が少ないオプションを含め、引き続き検討することとしている

現状における課題と将来の市場設計（英国）（4/5）*1

質問項目	主な回答
ノーダル制、ゾーン制の市場設計を引き続き検討すべきか	- 検討すべきでないとの回答が約55%、次いで検討すべきとの回答が約35%であった。 - ノーダル制、ゾーン制の両方に反対する回答者からは、再エネへの投資を抑制しエネルギー転換を阻害する可能性があるとの意見があった。 - ノーダル制、ゾーン制の市場設計を引き続き検討すべきとした回答者は、これらの制度が電力システムの運用性向上、コスト削減による消費者利益、必要な場所への再エネ、柔軟性の高い電源の導入、再エネと産業需要が近い場所に立地することを促す点を挙げた。
ノーダル制、ゾーン制の課題への対応策	- FTRの導入が、混雑管理費用の変動に対するリスクヘッジに有効と考えられる。 - 消費者への影響（価格上昇の可能性等）を軽減するため、供給側のみに地点別価格を導入する。 - ゲーム性を緩和するために市場監視を行う。

*1 出所： Business, Energy & Industrial Strategy、Review of Electricity Market Arrangements: summary of response、2023年3月、
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1140189/review_of_electricity_market_arrangements_summary_of_responses.pdf

National Gridはノーダル制が望ましいと考えているが、英国政府はゾーン制とノーダル制のいずれの手法を取るかは検討中である

現状における課題と将来の市場設計（英国）（5/5）*1,2

	英国政府*1	National Grid*2
混雑管理手法の考え方	ゾーン制もしくはノーダル制のいずれか	ノーダル制が望ましい
ノーダル制に対する見解	・ 系統制約の位置的情報を価格に反映できるが、以下が課題となる。 - 市場の流動性が低下する。 - 大量のノードが存在することで短期的な価格の予測可能性が低下し、市場参加者のリスクが高くなる。 - 全ノードで連続的に価格を計算するため、National Grid ESO側及び市場参加者側でITシステム導入が必要となる。	・ 細かい粒度で系統制約の位置及び時間の情報を価格に反映できるため、再エネ発電を補完する柔軟な電源等にインセンティブを与えることとなり、これらの電源等を最大限に利用可能となる。 ・ ノーダル制にCentral-dispatchを組み合わせ、系統のバランスを行うことが望ましい。
ゾーン制に対する見解	・ ノーダル制と同様に系統制約の位置情報を価格に反映できるが、以下が課題となる。 - DECゲーム*3を誘発する可能性がある。 - ゾーンの境界を頻繁に更新する必要がある。 - ノーダル制より系統制約の位置情報の粒度が粗いため、発電所の立地誘導の効果が見込めない。	・ ノーダル制と同様に、系統制約の位置情報を価格に反映できるが、送電線、電源や需要の地理的分布は急速に変化しており、系統制約をゾーン価格に反映するためにはゾーン間の境界を再定義する必要があるが、適時更新することが難しい。

*1 出所：Business, Energy & Industrial Strategy、Review of Electricity Market Arrangements、2022年7月、
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1098100/review-electricity-market-arrangements.pdf

*2 出所：National Grid ESO、Net Zero Market Reform Phase 3 Assessment and Conclusions、2022年5月、
<https://www.nationalgrideso.com/document/258871/download>

*3 市場の価格差で儲けを得ようとする行為

略語集 (1/3)

略称	名称	説明
ANM	Active Network Management	発電と負荷を管理する制御システム
APnode	Aggregate Pricing Node	Pnodeのエリア平均
BDEW	Bundesverband der Energie-und Wassewirtschaft e.V.	ドイツの社団法人連邦エネルギー・水産業協会
BEIS	Department for Business, Energy & Industrial Strategy	英国の行政組織でエネルギー行政を担う
BRP	Balancing Responsive Party	需給バランス責任者
CEER	Council of European Energy Regulators	欧州エネルギー規制理事会
CIGRE	International Council on Large Electric Systems	国際大電力システム会議
DER	Distributed Energy Resource	分散型エネルギー資源
DFES	Distribution Future Energy Scenarios	配電系統内の電力需給シナリオ
DNO	Distributed Network Operators	配電事業者（配電設備を所有・運用する組織）
DNOA	Distribution Network Options Assessment	配電網オプションアセスメント（制約解消方法を評価）
DSO	Distribution System Operators	配電系統運用者（配電事業者内組織で配電系統内で市場を運用する機能を担う）
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	独国の再生可能エネルギー法
EIA	Energy Information Agency	米国エネルギー情報局
ENA	Energy NetWorks Association	英国エネルギー・ネットワーク連合会
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	テキサス電気信頼性評議会（RTO）
FDR	Flexibility Data Registry	柔軟性データ登録簿
FSO	Future System Operator	2022年4月に英国の独立規制機関Ofgemが提案した送電系統運用者、National Grid ESOを改組して作る新しい組織

略語集 (2/3)

略称	名称	説明
FSP	Flexibility Service Provider	フレキシビリティ提供事業者
IDSO	Independent Distribution System Operators	独立配電系統運用者（配電事業者の配電系統運用部門を法的に独立化した組織）
ISO	Independent System Operator	独立系統運用者
LMP	Locational Marginal Price	地点別限界価格
LCNF	Low Carbon Network Fund	低炭素ネットワーク基金
MCO	Market Coupling Operator	NEMOの全取引所において、前日及び当日中の注文の一本化及び連続的なマッチングを行うために設立された事業者
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz	ドイツで2019年5月に制定された系統拡張加速化法
NDP	Network Development Plan	将来の系統制約を特定化、考慮した系統増強計画
NEMO	Nominated Electricity Market Operator	指定電力市場運営者
NGED	National Grid Electricity Distribution	National Gridの配電部門、旧WPDを買収して子会社化した
NYISO	New York Independent System Operator	ニューヨーク独立系統運用者（ISO）
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets	英国の電気事業・ガス事業に関する独立規制機関
PJM	Pennsylvania、New Jersey、Maryland	3州の頭文字を取った略称。北米最大の地域送電機関 (RTO)
Pnode	Pricing Node	価格が設定、公表される発電所やアグリゲート地点の接続点
PV	Photovoltaic	太陽光発電
RDP	Regional Development Program	英国の地域開発プログラム
RTO	Regional Transmission Organization	地域送電機関
SSEPD	Scottish and Southern Energy Power Distribution	英国とアイルランドの配電系統事業者
SSEN	Scottish and Southern Electricity Network	英国の配電事業者の一つで、北部スコットランド地域で配電事業を実施

略語集 (3/3)

略称	名称	説明
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TCLC	Transmission Constraint License Condition	伝送制約ライセンス条件
UKPN	UK Power Networks	英国の配電事業者の一つで、イングランド地域の一部で配電事業を実施
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.	ドイツの地方自治体営公益事業者協会
WPD	Western Power Distribution	英国の配電事業者の一つで、イングランド地域の一部で配電事業を実施（2022年にNational Gridに買収された）

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都市に約1万7千名の専門家を擁し、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（オーストラリア、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415,000名の人材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
令和4年度産業経済研究委託事業（海外における電力系統の混雑管理に関する調査事業）-調査報告書-

委託事業名
令和4年度産業経済研究委託事業（海外における電力系統の混雑管理に関する調査事業）

受注事業者名
有限責任監査法人トーマツ

頁	図表番号	タイトル
8	—	送電系統と需要地
9	—	送電系統図
9	—	発電所の立地
9	—	需要地
10	—	送電系統図
10	—	発電所の立地
10	—	需要地
11	—	送電系統図
11	—	発電所の立地
11	—	需要地
12	—	送電系統図
12	—	発電所の立地
12	—	需要地
17	—	系統混雑管理費用のヒートマップ（2021年平均）
17	—	PJM管内の送電網（345kV以上）
18	—	2030年に向けた系統整備計画
19	—	2021年の混雑状況
19	—	HVDCの新設計画
20	—	送電系統図
21	—	送電系統図
25	—	英国（北アイルランド除く）における送電系統・配電系統に接続する発電容量
26	—	Western Power Distribution系統制約地図
27	—	UK Power Networksによる各変電所の情報公開
27	—	変電所容量と需要
28	—	Canterbury North地区の潮流
28	—	Canterbury North地区電源種別発電量
29	—	Scottish and Southern Electricity Networkの33/11kV変電所の情報公開
30	—	Western Power Distribution社投資計画地図
33	—	ドイツにおける電圧階級別再生可能エネルギー発電導入量の推移
34	—	ドイツにおける配電会社のネットワーク投資支出額
35	—	Bayernwerk netz社系統増強計画

35	—	Netz BW社系統増強計画（110kV）
36	—	ドイツにおける10kV系統混雑送電線
36	—	2032年までに予想される投資額
37	—	Vattenfall配電部門
37	—	Vattenfall配電部門ネットワーク投資額
38	—	2021年末時点での州別ネットメータリング容量
39	—	Southern California Edison分散型発電接続検討者への情報公開地図
40	—	PEPCOによる配電線での太陽光受入可能容量地図
41	—	AEP配電線州別距離
42	—	Consolidated EdisonのNon-wires solutionsプロジェクト
43	—	Water Street / Plymouth Street Project対象エリア
46	—	PJMのPnode
46	—	欧州のBidding Zone
58	—	PJMのPnode
69	—	欧州のBidding Zone
74	—	バランシングメカニズム市場への入札（例）
74	—	バランシングメカニズム市場の出力調整（例）
74	—	BMUへの出力指令（例）
86	—	IntraFlexプロジェクトの対象地域
87	—	英国における短期商品の取引量（調整実施量）とその価格
89	—	MW Snapshot at start of instruction
90	—	英国の配電事業者の地域
92	—	フレキシビリティ・サービスの運用とスケジュール
95	—	Western Power Distribution投資計画策定フロー
97	—	NGED地域におけるフレキシビリティ・サービスの調達地域
98	—	enera Flexmarktプロジェクトの対象地域
103	—	ドイツにおける混雑管理（再給電）の変更
104	—	ドイツにおける混雑管理（再給電）の業務フロー
105	—	ドイツにおけるRedispatch 2.0の要件への対応状況（左図）、その障壁（右図）
106	—	NorFlexプロジェクトの対象地域
112	—	Sthlmflexプロジェクトの対象地域
117	—	Sthlmflexプロジェクトのスケジュール
124	—	2021年前日市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果
125	—	2021年リアルタイム市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト実施結果
126	—	2021年リアルタイム市場の混雑発生頻度上位10箇所へのTPSテスト適用の概要
130	—	ドイツ、西デンマーク間連系線最小容量目標
133	—	カリフォルニアISOにおける主要なゾーン内混雑地域
147	—	2030年以降の市場設計オプション

150	—	balancing servicesに係るコストの推移
-----	---	-----------------------------