

電力需給の観点から見たデータセンター最適配置および

その効果に関するモデル分析

齊藤成志

横浜国立大学 理工学部

1. はじめに

生成 AI 分野の急速な発展を背景に、我が国ではデータセンター（DC）の新增設に伴う電力消費量の急増が見込まれている。OCCTO[1]によると DC・半導体工場関連の電力消費量は 2025 年の 3.6TWh から 2034 年に 51TWh に達すると見込まれている。また、電中研[2]は 2050 年の DC 電力消費を 197TWh と推計している。この 2050 年の水準は日本の足元（2023 年度）の電力最終消費[3]の 2 割に相当する規模である。2050 年カーボンニュートラルの実現に向けては、DC への電力供給も脱炭素化する必要があり、電力系統や脱炭素電源の整備が重要な政策課題となっている。

このような課題に対し、政府は GX2040 ビジョン[4]を策定し、「GX 産業立地」の構想を打ち出している。これは、脱炭素電源のポテンシャルの高い地域に電力多消費型の産業施設や DC を集積させることで系統投資や送電ロスを減らし、カーボンニュートラルと産業競争力を両立させる狙いがある。また、電力・通信・DC 事業者が一体となって電力と通信の効果的な連携を行う「ワット・ビット連携」も官民で提唱され、新たな DC 集積拠点を実現していくことや DC 地方分散化を検討していくことが取りまとめられている[5]。足元の新規 DC 計画は関東・関西といった大都市圏に集中しているが[6]、今後は電力および通信の観点から適切な立地選定が必要である。

これまで日本の中長期的な電力需給は電源構成モデルやエネルギーシステムモデルを用いて検討されてきたが、DC の最適立地を考慮したものは少ない。電源構成モデルを利用した例としては、多地域電源構成モデルで 2020 年の電力需給を分析した事例[7]や、10 分値～1 時間値の高い時間解像度を有するモデルで太陽光・風力発電の大量導入可能性を分析した事例[8][9]などがあるが、いずれも新規 DC の最適立地はモデル化されていなかった。エネルギーシステムモデルを用いた事例では、総合エネルギー資源調査会基本政策分科会（第 66 回会合）にて 6 つの機関が DC 電力需要を考慮したエネルギー・電力需給分析を行っている[10]。しかし、これらの分析でも立地は所与であり、最適配置の効果は十分に明らかにされていない。

そこで本研究では、新規 DC の最適立地およびその効果の定量評価を行う。国内 10 エリアを対象とした最適電源構成モデルを用いて、CO₂ 正味ゼロ排出制約の下で、新設 DC の立地を足元の趨勢で固定したケースと、電力需給の費用最小化計算を通して立地を決定するケースにおける電源構成や費用を比較分析した。なお、本検討においては DC の保守管理

やレジリエンスの観点（例えば、会社拠点からのアクセスや近隣電力系統の冗長性、災害対策・分散化、など）は考慮されていない点には留意されたい。電力需給の観点で最適化した場合の効果の評価することを目的としている。マクロ的な検討ではあるが、最適立地によって得られる効果の最大値を推計する点で有用と考えられる（現実には上記の保守管理などの制約によって、効果は本推計より目減りする可能性がある）。

2. 最適電源構成モデル

2.1 概要

本研究では 2050 年を対象とした最適電源構成モデルを用いた。1 時間値の電力負荷に対して、発電・電力貯蔵・地域間送電に係る費用を最小にする設備容量と運用を計算する。送配電エリアに基づいて日本を 10 地域（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄）に分割して表現している。電力負荷は DC 需要とそれ以外に分けており、DC 電力消費の発生場所（つまり DC 立地）は内生変数としている。DC 以外の電力負荷は所与とした。この点は 2.2 節で詳述するが、本モデルは文献[11]のモデルに DC 電力消費や最適配置の機能を持たせたものであることから、大枠に関しては同文献も参照されたい。

図 1 に本モデルの構成要素を示す。実践枠の要素はエネルギー・CO₂を、点線枠は技術を表す。CO₂に係わるフローは赤色で表示した。発電技術として太陽光（事業規模、屋根設置、壁面設置を考慮）、陸上風力、着床式風力、浮体式風力、一般水力、中小水力、バイオマス火力、原子力、石炭火力、石炭ガス化複合（IGCC）、石油火力、天然ガス火力、天然ガス複合、水素火力、アンモニア火力、燃料電池を考慮している。バイオマス火力と化石燃料火力は CO₂回収装置の設置を可能とした。電力貯蔵技術としては揚水式水力、ナトリウム・硫黄電池、リチウムイオン電池をモデル化している。

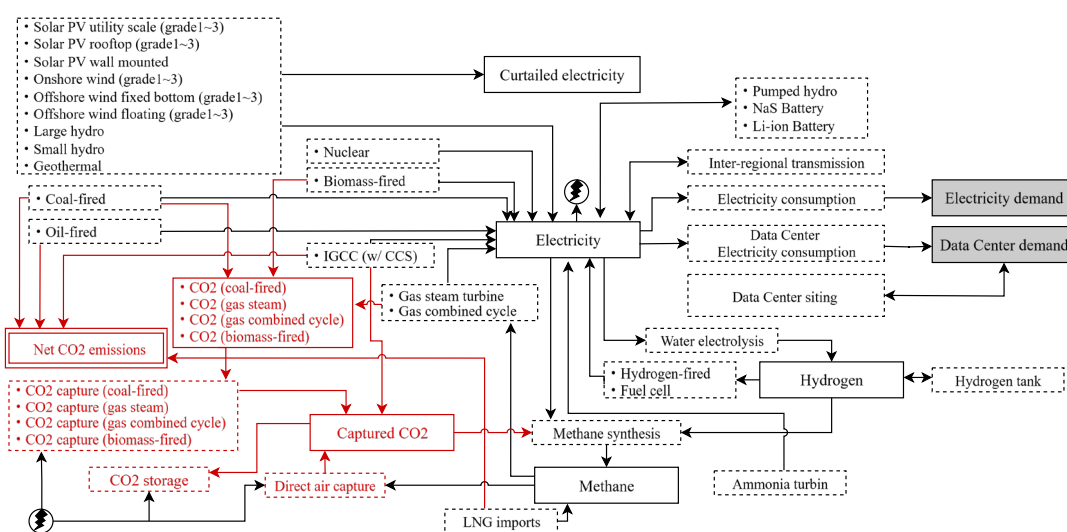


図 1：電力需給モデルの想定技術とエネルギー・CO₂フロー

注：図中の「CO₂」は CO₂を意味する。実線枠はエネルギーや CO₂を、点線枠は技術を表している。塗潰しで表した電力需要と DC 電力需要は外生変数。

2.2 目的関数と主な制約式

モデルの目的関数と電力需給バランス式を示す。内生変数と添え字は表 1 である。なお、本稿では文字数の関係上割愛するが、下記のほかにも、水素・CO₂需給バランス、発電設備の出力調整制約・最低出力制約、電力供給予備力制約、設備容量上下限制約などが考慮されている[11]。

(1) 目的関数

式(1)の年間システムコストを目的関数とした。10 地域の新設設備の固定費（建設費と年間運転維持費）、LNG 輸入費、発電燃料費（原子力発電、石炭系火力、石油火力、バイオマス火力、アンモニア火力）、地域間送電増強分の固定費で計算される。

$$\min.TC = \sum_n \sum_i r_i \cdot pk_i \cdot NK_{n,i} + \sum_n \sum_d \sum_t pg \cdot G_{n,d,t} + \sum_n \sum_{p1} \sum_d \sum_t pf_{p1} \cdot X_{n,p1,d,t} + \sum_b rl \cdot pl_b \cdot NKL_b \cdots (1)$$

ここで、 r_i は技術 i の年経費率、 pk_i は技術 i の建設費（US\$/kW や US\$/(toe/hour), US\$/(tCO₂/hour)）、 pg は LNG 輸入価格（US\$/toe）、 pf_{p1} は発電技術 $p1$ の燃料費（US\$/kWh）、 rl は地域間送電設備の年経費率、 pl_b はブランチ b の地域間送電設備の建設費（US\$/kW）。

(2) 電力需給バランス

各地域にて 1 時間レベルの電力需給バランスが確保される（式(2)）。左辺は発電出力、電力貯蔵技術からの正味放電、及び地域間送電の正味輸入を示す。右辺はメタン合成と水電解、CO₂回収設備による電力消費、DC の電力消費、および DC 以外の電力最終需要である。本研究では DC の電力負荷は年間を通して一定と仮定している。具体的には、右辺第 2 項の DED_n が地域 n における DC の年間電力消費量を表しており、それを年時間数（分母の $D \times T=24 \times 265=8760$ 時間）で除したものを 1 時間当たりの電力消費量とした。

$$\sum_{q=p \cup r} X_{n,q,d,t} + \sum_{se} (D_{n,se,d,t} - C_{n,se,d,t}) + IM_{n,d,t} - EX_{n,d,t} = \sum_{q=m \cup h \cup c} ice_q \cdot X_{n,q,d,t} + \frac{DED_n}{D \cdot T} + \frac{de_{n,d,t}}{(1 - tdle)} \cdots (2)$$

ice_i は技術 i の単位出力あたりの電力消費係数、 $de_{n,d,t}$ は各時間帯の DC 以外の電力最終需要（kWh/hour）、 $tdle$ は送配電ロス（ $tdle=0.074$ ）を示す。 D は日数（ $D=365$ ）、 T は 1 日の時間数（ $T=24$ ）を表す。 $IM_{n,d,t}$ には送電効率が考慮されている。

(3) DC 電力消費総量制約

各地域の年間 DC 電力消費量の総量と、日本合計の DC 電力消費量 $tded$ を整合させるための制約である（式(3)）。 $tded$ は第 3 章にて示す通り所与であり、それを地域に配分する。

$$\sum_n DED_n = tded \cdots (3)$$

表 1：モデルの内生変数と添え字

TC :	Total annual cost (US\$/year)
$NK_{n,i}$:	Newly constructed capacity of technology i at node n (kW, toe/hour, tCO ₂ /hour)
$G_{n,d,t}$:	LNG consumption at time t in day d at node n (toe)
$X_{n,j,d,t}$:	Output of technology j at time t in day d at node n (kWh/hour, toe/hour, tCO ₂ /hour)
$D_{n,se,d,t}$:	Electricity discharge of storage technology se at time t in day d at node n (kWh/hour)
$C_{n,se,d,t}$:	Electricity charge of storage technology se at time t in day d at node n (kWh/hour)
$IM_{n,d,t}$:	Imported electricity at time t in day d at node n (kWh/hour)
$EX_{n,d,t}$:	Exported electricity at time t in day d at node n (kWh/hour)
NKL_b :	Newly constructed capacity of inter-regional electricity transmission in branch b (kW)
DED_n :	Datacenter electricity demand at node n (kWh)

where, $n \in \{\text{Hokkaido, Tohoku, Tokyo, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, Shikoku, Kyusyu, Okinawa}\}$, $b \in \{0, 1, 2, \dots, B-1\}$, $B=11$, $p1 \in \{\text{Nuclear, Coal-fired, IGCC, Oil-fired, Biomass-fired, Ammonia}\}$, $p2 \in \{\text{Gas steam turbine, Gas combined cycle}\}$, $p3 \in \{\text{Hydrogen-fired, Fuel cell}\}$, $r \in \{\text{Large hydro, Small hydro, Geothermal, Solar PV Utility scale Grade1~3, Solar PV rooftop Grade1~3, Solar PV Wall mounted, Onshore wind grade 1~3, Offshore Wind fixed bottom Grade1~3, Offshore Wind floating Grade1~3}\}$, $se \in \{\text{Pumped hydro, NaS battery, Li-ion battery}\}$, $m \in \{\text{Sabatier reactor}\}$, $h \in \{\text{Electrolyzer}\}$, $c \in \{\text{CO}_2 \text{ capture (coal-fired), CO}_2 \text{ capture (gas steam), CO}_2 \text{ capture (gas combined cycle), CO}_2 \text{ capture (biomass-fired), CO}_2 \text{ capture (industry), DAC}\}$, $p := p1 \cup p2 \cup p3$, $j := p \cup r \cup m \cup h \cup c$, $i := j \cup se \cup \{\text{H}_2 \text{ storage compressor, H}_2 \text{ storage tank}\}$, $d \in \{0, 1, \dots, D-1\}$, $t \in \{0, 1, \dots, T-1\}$, $D=365$, $T=24$.

2.3 主な想定

2.3.1 電力需要

DC 以外の電力消費量は日本全体で年間 930TWh と想定した[11]。この値を 2017 年度の送配電エリア別負荷曲線実績で按分して 1 時間値の負荷曲線に変換した。DC の電力消費量（式(3)の $tded$ ）は分析ケース毎に設定しており、第 3 章を参照されたい。

2.3.2 発電・電力貯蔵・地域間送電技術

各技術の技術的・経済的な想定を付録 A に示す。本分析の想定的大部分は文献[11]に倣っているが、太陽光発電や風力発電の建設費は IEA World Energy Outlook 2024[12]の Net-Zero Emissions by 2050 シナリオの想定値に基づいて設定している（なお、本稿で

の為替想定は 1US\$=140 円で換算している)。また、再生可能エネルギーの導入可能上限量は文献[13]の考え方に基づいて設定した。地域間送電に関しては、送電ロス を 1000km あたり 10%と想定し、送電距離は各地域の代表都市間の距離から設定した[11]。送電設備容量は 2019 年末の実績値に東京中部間連系設備を加えた値を下限值とし、経済合理的であれば増設可能な想定としている。CO₂貯留に関しては全国計で年間 9000 万 tCO₂を上限とした。

2.3.3 エネルギー輸入価格

化石燃料火力発電に投入される燃料価格は IEA[12]を、アンモニア火力発電に関しては文献[13]の輸入価格を基に想定した。この想定を付録 A に示す。水素火力や燃料電池の投入水素は国内で製造する想定となっている。水素製造に係る費用は、水電気分解装置やそこへの投入電力の費用の形で目的関数の中に織り込まれている。

3. シナリオ設定

2050 年の DC の電力消費量について 3 シナリオ (High、Mid、Low) を想定し、各シナリオにおいて DC 立地を固定したケース (以下、「基準配置」) と最適立地を仮定したケース (以下、「最適配置」) の 2 ケースを計算した。すなわち、3 シナリオ×2 ケースの 6 つの条件を想定している。全ての条件において、発電部門の CO₂ 正味ゼロ排出制約を課している。

DC 電力消費量に関して、High シナリオでは JST[14]の Modest シナリオ 500TWh を採用した (同文献の As is シナリオに関してはやや極端に思われるため、本検討では取り扱わないことにした)。Mid と Low においては、それぞれ、電中研[15]の High シナリオの 211TWh、Low シナリオの 43TWh を想定した (表 2)。

また、DC 立地に関して、基準配置ケースは既存計画[6]の DC サーバ面積を用いて考えるものとした (表 3)。この地域比率で全国合計の DC 電力消費量を案分して、地域別の DC 電力消費量を求めた。具体的には、式 (3) で $tded$ を DED_n に地域配分する際に、固定比率で配分するようにしている。他方、最適配置ケースでは立地比率を内生変数として取り扱っている。なお、本研究では沖縄は簡単のため割合は 0 とした。中部・北陸に関しては経済産業省の資料[6]のデータセンターの分布図を参考にしおおよその割合で決定した。ただし、比較的至近 (具体的には 2030 年まで) に建設予定の DC については、立地変更の柔軟性は高くないと考え、立地按分や最適化の対象外としている (付録 B)。

表 2：ケース設定

	DC 電力消費量	DC 立地比率
High シナリオ・基準配置ケース	500TWh	所与（表 3）
High シナリオ・最適立地ケース	500TWh	費用最適化で決定
Mid シナリオ・基準配置ケース	211TWh	所与（表 3）
Mid シナリオ・最適配置ケース	211TWh	費用最適化で決定
Low シナリオ・基準配置ケース	43TWh	所与（表 3）
Low シナリオ・最適配置ケース	43TWh	費用最適化で決定

表 3：基準配置ケースにおける DC 電力消費量の比率

地域	全国に占める割合[%]
北海道	1.2
東北	1.7
東京	61.4
中部	3.0
北陸	1.7
関西	25.3
中国	1.7
四国	0.8
九州	3.2
沖縄	0

4. 結果と考察

4.1 DC 最適配置が総費用と電源構成に及ぼす影響

図 2-図 3 に各シナリオ・ケースにおける目的関数（2050 年の年間システムコスト）と発電電力量を示す。図 2 のグラフ上部の数値は年間システムコストを、図 3 の数値は再エネの比率を示している。図 4 には各シナリオ・ケースにおける基準配置ケースと費用最適化で決定した最適配置ケースの DC 比率を示す。

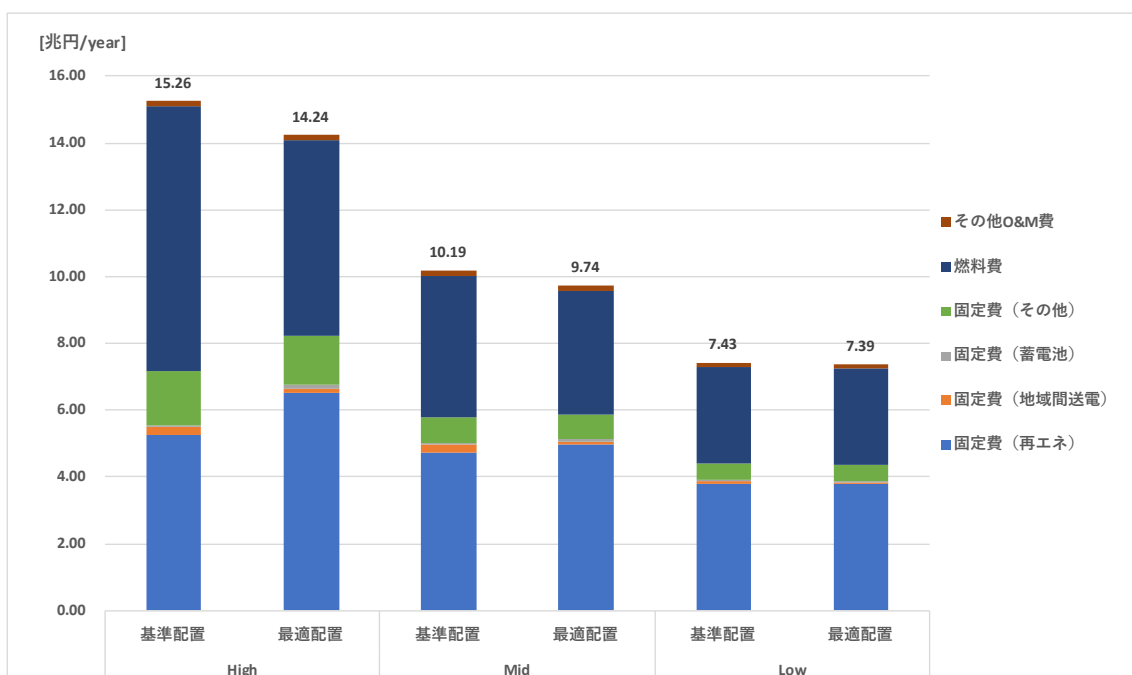


図 2：年間システムコスト

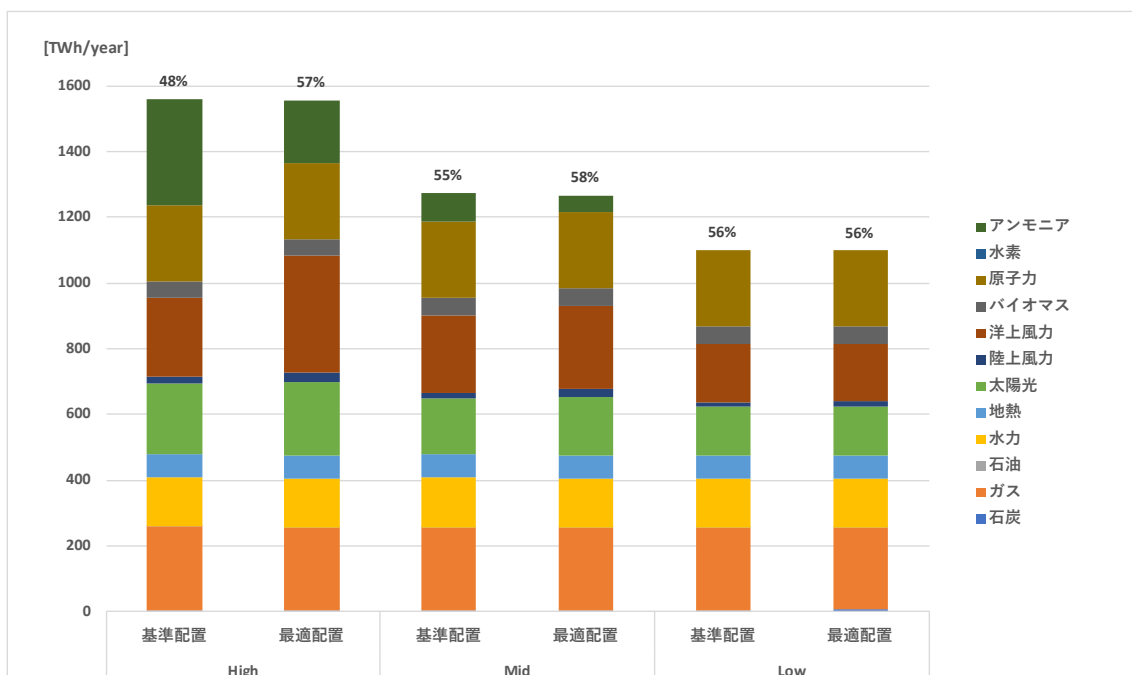


図 3：発電電力量および再エネ比率

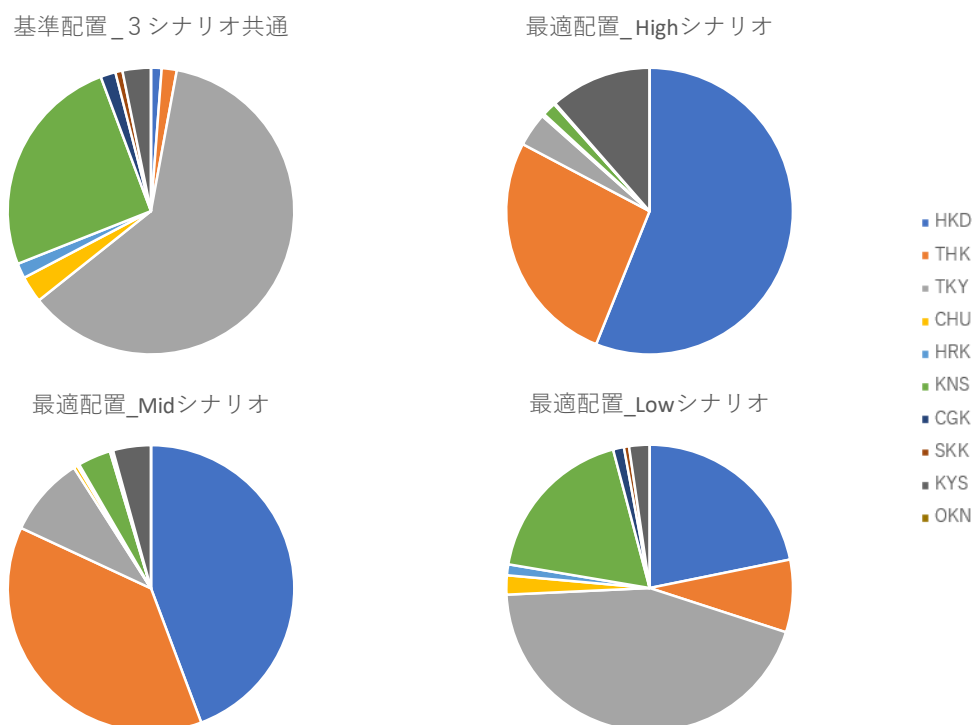


図 4：基準配置と最適配置の DC 比率

注：HKD=北海道，THK=東北，TKY=東京，CHU=中部，HRK=北陸，KNS=関西，CGK=中国，SKK=四国，KYS=九州，OKN=沖縄を表す。

DC の新增設規模が大きい場合、最適配置は大きな費用削減効果（年間システムコストの削減効果）を生む（図 2）。各シナリオの基準配置ケースと最適配置ケースを比較すると、**High** シナリオでは年間 1.02 兆円、**Mid** シナリオでは年間 0.45 兆円の年間システム削減効果が推計された。それぞれ、基準配置ケースの年間システムコストの約 7%と約 4%に相当する水準であり、DC 最適配置によって電力システム側は便益を享受できる可能性がある。

この費用削減効果は国内の再エネ資源の近くに DC を設置することに起因している。図 4 の通り、両シナリオでは北海道や東北といった洋上風力発電資源に富んだ地域において、電源開発と DC 立地をセットで進めることが最適解となっている（図 3 の最適配置ケースにて再エネ比率が上昇していることから読み取れる）。洋上風力発電に係る費用が増加するものの、基準配置ケースのように首都圏や関西圏に DC を立地させる際に電力供給を担っていたアンモニア火力を代替することができ、その燃料費分の削減が総費用抑制に寄与している。加えて、両シナリオでは地域間送電線に係る費用も抑制されており、電力需要を移転することによる効果が窺える。

High・Mid シナリオとは対照的に、**Low** シナリオでは費用削減効果は比較的小さい。DC の電力需要があまり大きくない場合（DC の設置数自体が鈍化した場合や DC の省エネ技術

が進展して電力消費量が増えない場合) には、日本全体として見ると DC 最適配置の効果は薄れる可能性がある。ただし、本研究は各送配電エリアを集約的に取扱っている点には注意が必要である。各エリア内のローカルな系統混雑やその混雑解消費用は捨象されている。これらの要素を含めると、たとえ DC 電力需要の規模が小さかった場合においても、立地変更を行う方が便益を生む可能性がある。今後は地内系統を考慮した分析が必要である。

4.2 DC 最適立地及びその需要に対する電力供給費用

図 5 に DC 最適配置カスケードチャートを示す。この図は、追加的に DC を建設する際の最適立地および電力供給費用を示している。横軸は DC 電力消費の追加量（例えば、横軸「100」は 2030 年以降の DC 電力消費量が年間 100TWh 発生した場合）を、縦軸はその追加的な電力消費を賄うために必要な電力供給費用を示している。この図の作成方法及び図の見方は付録 C を参照されたい。また、図 6-図 7 に 2050 年の DC 電力消費量に応じた各地域の総発電電力量・送電電力量の変化を示す。これらの図も横軸は DC 電力消費量の変化を示しており、例えば「31~50」は DC 電力消費量が年間 31TWh から 50TWh に増加した際の総発電電力量・送電電力量の変化量を示す。

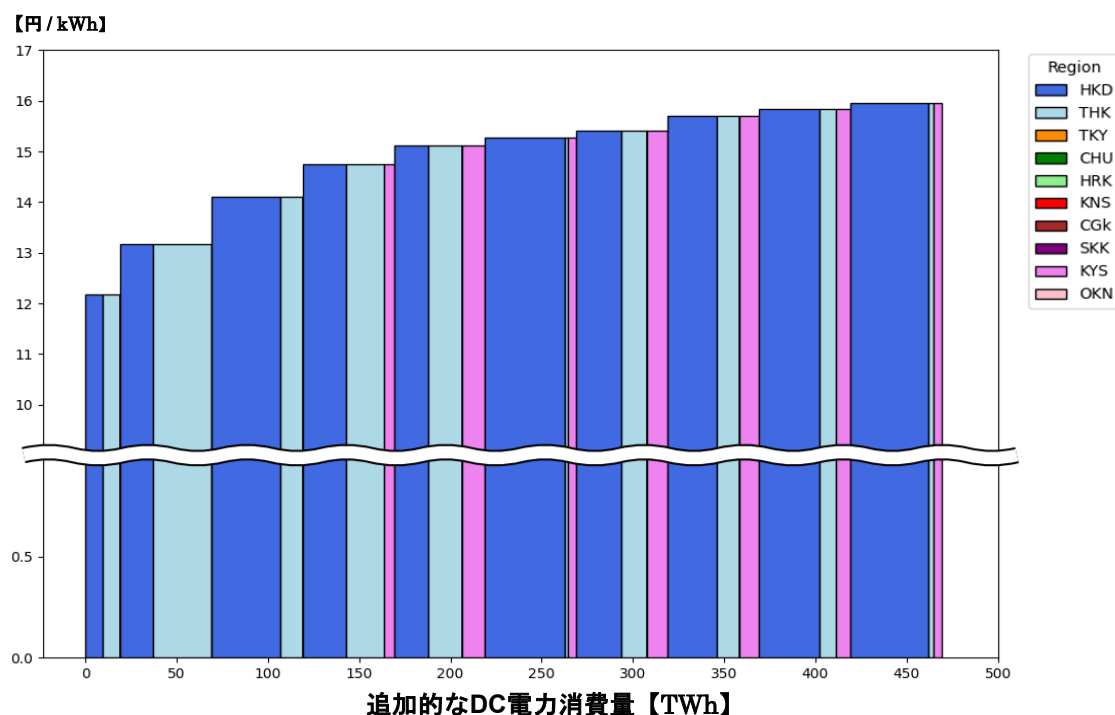


図 5：DC の最適立地及びその DC に対する電力供給費用

注：HKD=北海道，THK=東北，TKY=東京，CHU=中部，HRK=北陸，KNS=関西，CGK=中国，SKK=四国，KYS=九州，OKN=沖縄を表す。

DC の最適な立地は追加的な電力需要の水準によって異なる（図 5）。電力消費量が比較

的少ない場合（2050年に200TWh程度の場合）は、北海道と東北が最適と評価された。それ以降のDC電力需要に対しては北海道が主な地域として選択され、九州や東北も経済合理的である。このようなDCの立地順にすれば、電力システム側の費用を抑制することができる。電力費用の観点では、100TWh程の需要の場合は、経済性に比較的優れた再エネ（設備利用率が高い洋上風力発電など）で電力供給が可能であり、12~14円/kWhと推計された。それ以降のDC電力需要に対しては、15~16円/kWh程のやや割高な再エネ（設備利用率が相対的に低い洋上風力発電など）の導入が必要になっている。

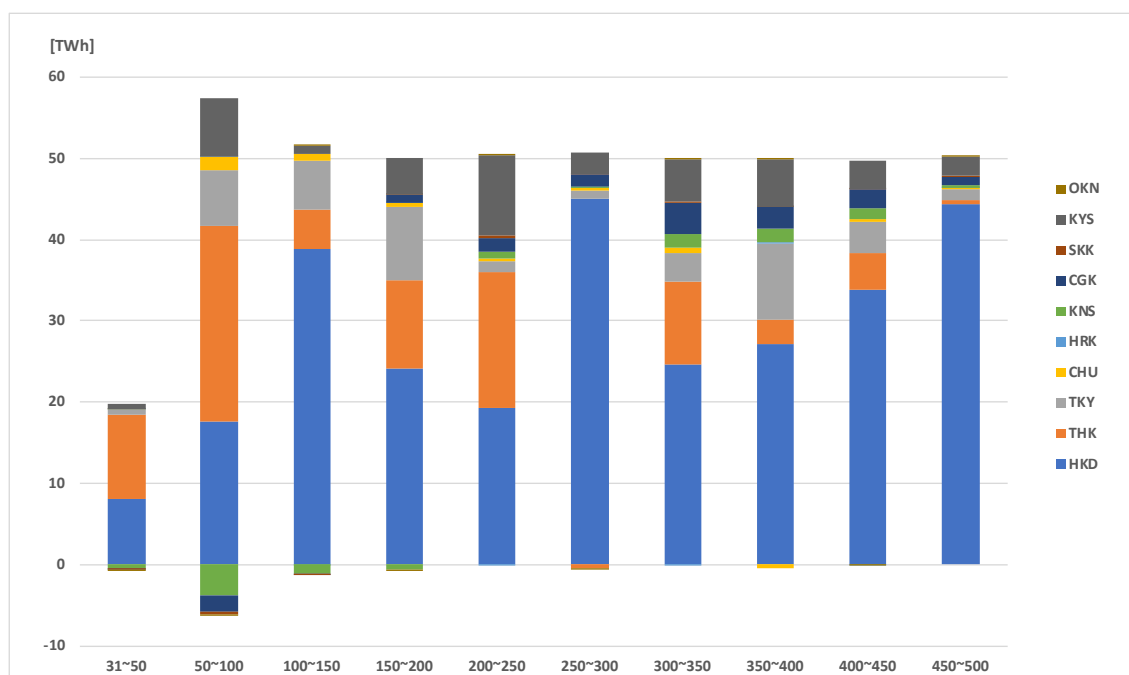


図 6 : DC 電力需要による総発電電力量の変化

注：横軸はDC電力消費量の変化を示す。例えば「31~50」はDC電力消費量が年間31TWhから50TWhに増加した際の各地域の総発電電力量の変化を示す。

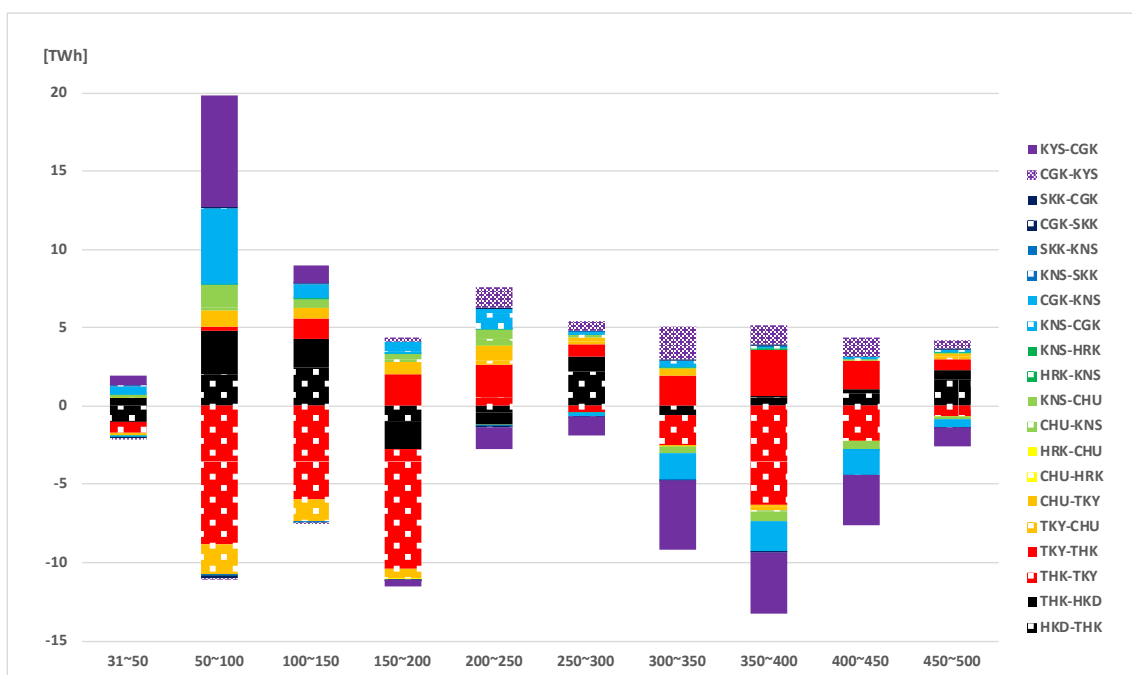


図 7 : DC 電力需要による送電電力量の変化

注 : THK-TKY であれば東北から東京への送電を表す。

なお、図 5 からは DC の省エネ技術の進展が電力システムに及ぼす効果も読み取れる。例えば、2050 年の DC 電力需要が 500TWh の場合の電力供給費用は約 16 円/kWh である（図 5）。仮にその需要が 450TWh になれば、差分の 50TWh×約 16 円/kWh=約 8000 億円ものコストが減少する。DC の省エネ技術が進展して電力消費量を抑制できれば、大きな費用削減効果が得られることが窺える。

DC 最適配置の効果は、比較的安価な再エネ電源を地産地消的に活用し、地域間の送電ロスを回避することに起因している。北海道では、最適配置での DC 電力需要の増加に伴い、同量の発電電力量が北海道で増加した（例えば、図 5-図 6 の「250~300TWh」を参照）。これは、配置された DC 電力需要に対して地産地消的に電力を賄っていることを意味している。他方、東北では、最適配置での DC 電力消費量に対して、域内の発電電力量増分は下回った（図 5-図 6 の「50TWh~100TWh」、「100TWh~150TWh」、「150TWh~200TWh」ケース）。それと共に、DC 最適配置とは直接的に関係のない東京で発電電力量が増加し、東北から東京への送電量が減少した（図 6-図 7）。この挙動はやや複雑である。DC の電力需要が少ない状況では、東北は東京に送電を行い、東京の電力需要を満たす絵姿になっていた。そのような中で、DC が東北に立地したことにより、もともと東京に送電していた電力を域内 DC に振り分け、東京の電力需要は東京の電源で賄う解となった。このように最適解では、DC に対して地産地消的に電力を供給し、送電ロスの低減が図られている。九州に関しても隣接地域間で、東北と同様の挙動が窺える（図 5-図 7）。

5. 結論

本研究では電源構成モデルを用いて、電力システム側から見た DC の最適配置やその効果の定量評価を試みた。分析の結果、主に 3 点の示唆が得られた。

まず、3 つの電力需要シナリオごとの基準配置と最適配置のシステムコスト比較では、High シナリオは 1.02 兆円、Mid シナリオは 0.45 兆円の削減効果となった。Low シナリオでは 0.04 兆円と費用削減効果は比較的小さいため、DC の電力需要があまり大きくない場合には、日本全体として見ると DC 最適配置の効果は薄れる可能性がある。

次に、DC 最適立地及びその需要に対する電力供給費用では、電力消費量が比較的小さい場合は、北海道と東北が最適と評価された。それ以降の DC 電力需要に対しては北海道が主な地域として選択され、九州や東北も経済合理的である。このような DC の立地順にすれば、電力システム側の費用を抑制することができる。

3 点目としては、DC 最適配置の効果は、比較的安価な再エネ電源を地産地消的に活用し、地域間の送電ロス回避することに起因している。北海道では配置された DC 電力需要に対して地産地消的に電力を賄っており、他方、東北・九州では、DC が立地したことにより、もともと送電していた電力を域内 DC に振り分け、送電先の電力需要は送電先の電源で賄い、DC に対して地産地消的に電力を供給し、送電ロスの低減が図られている。

他方、本研究は電力需給の観点からマクロ的な効果を評価することを目的としており、現実の様々な面を捨象している点に留意が必要である。例えば、DC 立地において維持管理費用（会社からのアクセス等）や災害リスク、電力系統の冗長性を考えていないこと、DC 立地周辺の気候を考えていないこと（寒冷地に立地させた場合の冷房需要のメリット等を考えていないこと）、そして、地内系統を考慮できておらず、再エネ電力供給における地内系統混雑を考慮できないことが挙げられる。また、洋上風力発電や輸入アンモニア等の費用想定によっても結果は大きく変わりうる点にも注意が必要である。今後はこれらの点を踏まえ、感度分析や結果の頑健性の検証を進める必要がある。

6. 参考文献

- [1] 電力広域的運用推進機構：全国及び供給区域ごとの需要想定（2025）
https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2024/files/250122_juyousoutei.pdf
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [2] （一財）電力中央研究所社会経済研究所
データセンターの電力需要の特徴に関する考察と将来推計ー2025 年度版 OCCTO 供給計画を用いてー（2025）
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/research/files/1674/pdf/serc25001.pdf>
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [3] 集計結果又は推計結果（総合エネルギー統計） | 資源エネルギー庁（2023）
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html#headline2
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [4] 経済産業省：GX2040 ビジョン～脱炭素成長型経済構造移行推進戦略 改訂～（2025）
https://www.meti.go.jp/press/2024/02/20250218004/20250218004-1.pdf?utm_source=chatgpt.com（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [5] 総務省 経済産業省：ワット・ビット連携官民懇談会 取りまとめ 1.0（2025）
https://www.meti.go.jp/shingikai/economy/watt_bit/pdf/20250612_1.pdf
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [6] 総務省：デジタルインフラ（DC 等）整備に関する有識者会合（第 4 回事務局説明資料）（2023）
https://www.soumu.go.jp/main_content/000866263.pdf
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [7] 白木裕斗・芦名秀一・亀山康子・森口祐一・橋本征二：多地域電源計画モデルを用いた 2020 年の日本電力部門における再生可能エネルギー導入シナリオの検討 エネルギー資源学会論文誌 33 巻 1 号 p. 1-10（2012）
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjsr/33/1/33_1/_pdf（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [8] Yuhji Matsuo, Seiya Endo, Yu Nagatomi, Yoshiaki Shibata, Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii : A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen Energy Volume 165, Part B, Pages 1200-1219（2018）
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218319595>
（アクセス日 2025 年 9 月 9 日）
- [9] Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii : Large-scale integration of offshore wind into the Japanese power grid Original Article Energy Scenarios for Long-Term Climate Change Mitigation in Japan Volume 16, 429-448（2021）
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11625-021-00907-0>

(アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [10] 経済産業省：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第 66 回会合）（2024）
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/066/

(アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [11] 大槻 貴司 柴田 善朗：日本国内でのメタネーションの可能性：電力・都市ガス需給モデルによる CO₂回収・水電気分解・サバティエ反応システムの技術経済的評価
エネルギー・資源学会論文誌 2020 年 41 巻 6 号 p. 266-281
https://doi.org/10.24778/jiser.41.6_266 (アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [12] IEA; World Energy Outlook 2024 (2024) (アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [13] 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所：
2040 年・2050 年のエネルギーミックスに関する モデル試算 (2024)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/066/066_011.pdf (アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [14] 国立研究開発法人科学技術振興機構：2040 年・2050 年のエネルギーミックスに関する モデル試算 (2022) <https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2021-pp-01.pdf>
(アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [15] 電力中央研究所：2050 年度までの全国の長期電力需要想定—追加的要素（産業構造変化）の暫定試算結果— (2024)
https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai_jukyu/2023/files/shoraijukyu_04_02_01.pdf

(アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

- [16] 経済産業省：電力需要について (2024)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/056/056_005.pdf (アクセス日 2025 年 9 月 9 日)

付録 A. データ想定

付表 1：発電技術の想定

	Coal-fired	IGCC (w/ CCS)	Oil-fired	Biomass-fired	Nuclear	Gas steam	Gas CC	Hydrogen-fired	Fuel cell	Ammonia-fired
Construction cost [US\$/kW]	2600	2700	2000	2150	4000	1200	1440	1440	2500	2100
Lifetime [year]	40	40	40	40	40	40	40	40	15	40
Annual O&M cost rate	0.308	0.0352	0.04	0.035	0.056	0.04	0.03	0.03	0.02	0.025
Efficiency (including own use)	0.41	0.43	0.39	0.30	1.00	0.42	0.61	0.55	0.55	0.62
Maximum capacity factor	0.80	0.80	0.80	0.80	0.70	0.80	0.80	0.80	0.80	0.85
Max. ramp-up rate [/hour]	0.31	0.31	1.00	0.31	0.00	0.82	0.82	0.82	1.00	1.00
Max. ramp-down rate [/hour]	0.58	0.58	1.00	0.58	0.00	0.75	0.75	0.75	1.00	1.00
Share of DSS operation	0.00	0.00	0.70	0.00	0.00	0.30	0.50	0.50	1.00	0.4
Minimum output rate	0.30	0.30	0.30	0.30	1.00	0.20	0.20	0.20	0.00	0.2
Minimum capacity (Japan total) [GW]	40	0	19	7	38	20	45	0	0	0
Maximum capacity (Japan total) [GW]	∞	∞	∞	7	38	∞	∞	∞	∞	∞
Fuel price [US\$/toe]	137	137	555	324	187	LNG: 345, Synthetic methane: determined endogenously		Determined endogenously		794
Carbon content of fuel [tCO ₂ /toe]	3.96	3.96	3.08	4.12	0	LNG: 2.35		0	0	0

付表 2：再生可能エネルギーの想定

	Large hydro	Small hydro	Geothermal	Solar PV Utility scale Grade1	Solar PV Utility scale Grade2	Solar PV Utility scale Grade3	Solar PV rooftop Grade1	Solar PV rooftop Grade2	Solar PV rooftop Grade3	Solar PV Wall mounted	Onshore wind Grade1~3	Offshore Wind fixed bottom Grade1~3	Offshore Wind floating Grade1~3
Construction cost [US\$/kW]	2400	3550	2400	660	880	1100	705	940	1175	940	2070	2380	4760
Lifetime [year]	60	40	50	30	30	30	30	30	30	30	20	25	25
Annual O&M cost rate	0.025	0.02	0.02	0.025	0.025	0.025	0.023	0.023	0.023	0.023	0.0261	0.0315	0.0315
Minimum capacity (Japan total) [GW]	21	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum capacity (Japan total) [GW]	21	9	10	39	39	39	94	94	94	0	23	147	255

付表 3：電力貯蔵設備の想定

	Pumped	NaS	Li-ion
Construction cost [US\$/kW]	1380	1200	200
Lifetime [year]	60	15	10
Annual O&M cost rate	0.01	0.06	0.01
Cycle efficiency	0.70	0.9	0.95
Self-discharge rate	0.0001	0.001	0.001
KWh/kW ratio	8	6	1
Max. capacity factor	0.9	0.9	0.9
Minimum capacity (Japan total) [GW]	26	0	0
Maximum capacity (Japan total) [GW]	26	∞	∞

付表 4：水電気分解と圧縮水素貯蔵タンクの想定

	Electrolyzer	Hydrogen tank
Construction cost [US\$/kW]	450	700 US\$/kW for compressor; 15 US\$/kWh for tank
Lifetime [year]	15	15
Annual O&M cost rate	0.02	0.01
Efficiency	0.74	Charge-discharge cycle efficiency: 0.9; Self-discharge rate: 0.001
Max. capacity factor	0.90	0.90
Minimum capacity (Japan total) [GW]	0	0
Maximum capacity (Japan total) [GW]	∞	∞

付表 5：CO₂回収装置の想定

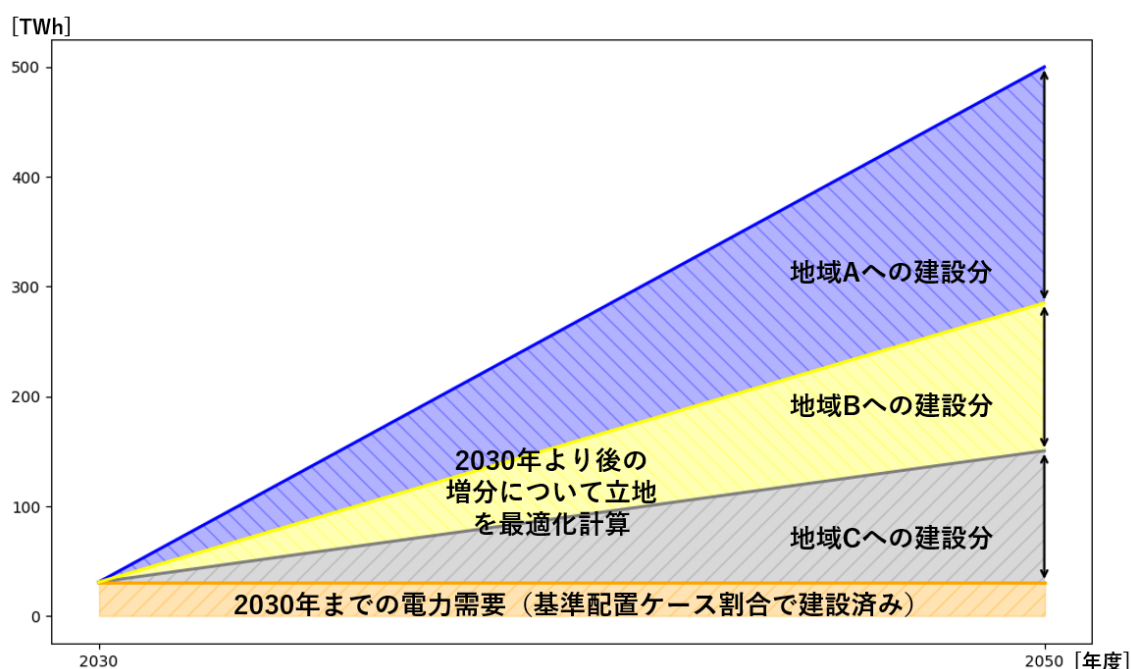
		CO ₂ capture (chemical absorption)			DAC
		Coal-fired	Gas steam /Gas CC	Biomass-fired	
Construction cost [US\$/ (tCO ₂ /year)]		63	112	53	694
Annual expense rate		0.11	0.11	0.11	0.11
Max. capacity factor		0.9	0.9	0.9	0.9
Input	Electricity [MWh/tCO ₂]	0.24	0.34	0.19	0.37
	Methane [toe/tCO ₂]	0	0	0	0.13
Minimum capacity (Japan total) [tCO ₂ /year]		0	0	0	0
Maximum capacity (Japan total) [tCO ₂ /year]		∞	∞	∞	∞

付表 6：サバティエ反応の想定

		Sabatier reactor
Construction cost [US\$/ (toe/year)]		668
Annual expense rate		0.15
Maximum capacity factor		0.90
Input per unit of output	Hydrogen [toe]	1.2
	CO ₂ [tCO ₂]	2.3
	Electricity [MWh]	0.37
Minimum capacity (Japan total) [toe/year]		0
Maximum capacity (Japan total) [toe/year]		∞

付録 B. DC 電力需要の立地最適化における考え方

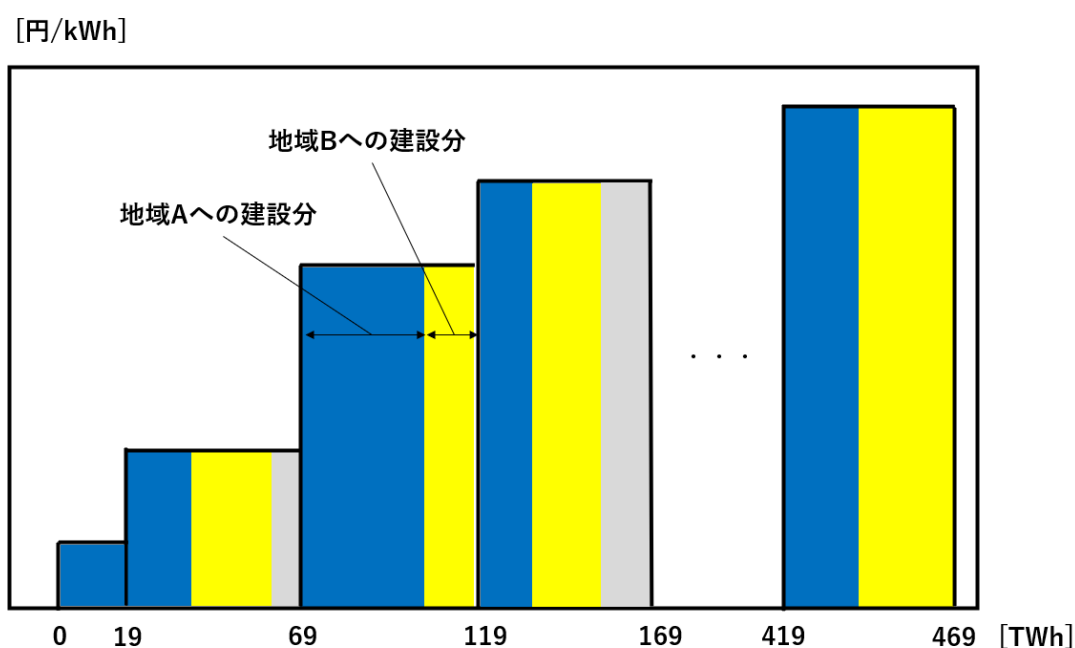
今後数年内に完成予定の DC に関しては、既に用地確保や投資判断などが進んでいる可能性があり、立地を変更することは難しい可能性がある。そこで本研究では、最適配置ケースにおいても、2030 年までに新設予定の DC は基準配置ケースの割合で建設されたものと仮定する。つまり、2030 年の DC 電力需要（31TWh）は基準配置ケースの割合で各地域に固定し、2030 年より後の増分量（例えば、High シナリオ・最適配置ケースであれば $500-31=469\text{TWh}$ ）の配置が最適化されるとした。付図 1 はその概念図（High シナリオにおける地域 A, B, C への分配）を示す。



付図 1：最適配置ケースにおいて最適化対象とする DC 電力需要の考え方

付録 C. 最適配置カスケードチャートの作成方法

図 5 で示したカスケードチャートの作成方法を以下に示す。最適配置ケースの条件において、2050 年の日本全国の DC 電力需要 (t_{ded}) を一定間隔で刻んで増加させていき（具体的には、31TWh, 50TWh, 100TWh, 150TWh, ..., 500TWh と設定していき）、それぞれのパターンにおける DC 配置や目的関数の差分から、追加的な DC の立地地域（カスケードチャート横軸）や追加需要あたりの費用（同縦軸）を算出した。なお、31TWh から算出しているのは 2030 年までの建設分で固定値としたためである。つまり、31TWh と設定したケースでは立地最適化は行われず、カスケードチャート横軸の 0TWh がそこに相当する。



付図 2：最適配置カスケードチャートのイメージ図

付図 2 が最適配置カスケードチャートのイメージ図である。追加的な DC 電力需要に対して、最適な配置場所とその電力供給に必要な電力単価が示されている。また、それぞれの棒グラフの面積が追加費用を表している。具体的には、一番左のブロックが、2050 年のデータセンター電力需要が 31TWh と 50TWh の条件における各地域の電力需要の差分と結果的なコスト（目的関数）の差分をとり、グラフにしたものであり、2030 年以降に 19TWh 程度データセンター電力需要が増加するのであれば地域 A に建設することが最適であることを示している。