

北海道における将来電力需要を考慮した電力政策評価

A power policy evaluation in consideration of a future power demand in Hokkaido

北海学園大学工学部社会環境工学科 ○学生員 武尾佑輝 (Yuki Takeo)
 北海学園大学大学院工学研究科 学生員 中村紘喜 (Hiroki Nakamura)
 北海学園大学工学部生命工学科 正員 鈴木聡士 (Soushi Suzuki)

1. 研究の背景と目的

近年、化石燃料の枯渇が問題となっており、特に石油可採埋蔵量は少なく、40年ほどで枯渇すると推定されている。それに加えて主な産油国の地政学的リスクにより、原油確保の不確実さもある。このように枯渇による価格高騰と不確定さによる将来的なリスクが問題となっている。

さらに、東日本大震災により原子力発電の危険性が顕著となり、安全性審査のために原子力発電を停止している現在、北海道における石油火力発電の依存度は高水準にある。北海道電力の現状を見ると、火力発電が8割を占めており、かつそのほとんどを輸入に頼っている。現状における安全性審査の進捗を踏まえると、原子力発電の再稼働の見通しは立たない状況にある。

一方、地球温暖化の原因と考えられている二酸化炭素の多くは、石炭・石油などの化石燃料の利用から排出されている。

このような背景に基づき、本研究の先行研究として、勝山ら¹⁾はDEAによる新エネルギー導入の評価を行っているが、将来の電力需要変化やピーク時電力が考慮されておらず、かつ新エネルギー導入による化石燃料費の国外流出防止の効果も考えられていない。

そこで本研究では、北海道における将来電力需要の変化と、それに伴うピーク時電力を考慮した電力政策シナリオを評価する。この際、評価項目として、電力コストと二酸化炭素排出量、さらに燃料費の国外流出・国内循環額を設定する。これらの分析結果から、今後の北海道における電力政策の在り方について考案することを目的とする。また本研究では図1に示す分析フローで研究を行う。

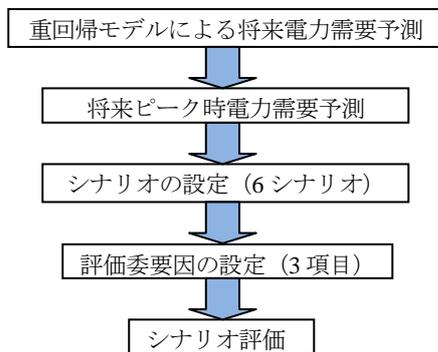


図1 本研究の分析フロー

2. 重回帰モデルによる将来電力需要予測

2-1 重回帰モデルの変数データ

電力需要の予測に関する既存研究として、秋山ら²⁾は電力需要関数の地域別推定を実施しており、説明変数の設

定において参考にした。また本研究では、人口一人当たりGDPを加えた。変数項目を表1に示す。

表1 重回帰モデルの目的変数と説明変数

目的変数	電力需要(億kwh) ³⁾
説明変数	人口(万人) ⁴⁾
	冷房度日(日数) ⁵⁾
	暖房度日(日数) ⁵⁾
	電力価格(円/kwh) ⁶⁾
	一人当たりGDP(万円/人) ⁷⁾

これらのデータは、1991～2007年の日本の電力会社10社を対象に収集した。冷房・暖房度日については、電力供給地域で最も人口規模が大きな都市の気象データを用いた。

2-2 重回帰モデルによる分析

これらのデータを用いて、重回帰モデルを構築した結果を表2に示す。

表2 重回帰モデルの分析結果

変数	重回帰係数	修正R	決定係数R2	修正R2	t値	P値	判定	VIF
人口(万人)	0.6103	0.9962	0.9960	0.9923	92.7514	0.0000	**	2.1004
冷房(日)	2.5917				8.6942	0.0000	**	2.6456
暖房(日)	0.5212				2.2993	0.0227	*	2.7699
価格(円/kwh)	-16.6207				-4.4502	0.0000	**	1.1973
生産(万円/人)	1.3904				10.1532	0.0000	**	2.1190
定数項	-338.9412				-3.4843	0.0006	**	

**:1%有意
*:5%有意

表2より、すべての変数で1%または5%有意であり、さらにVIF値も5以下となっており、多重共線性もないと考えられることから、この分析結果を用いる。予測時には、重回帰モデルによる予測の誤差を、2013年の実際値との差が0になるように補正した。

2-3 重回帰モデルによる将来電力需要の予測

表2のモデルを用いて、国立社会保障・人口問題研究所の予測値に基づき、人口のみを変化させ、2015～2040年の電力需要を予測した結果を図2に示す。

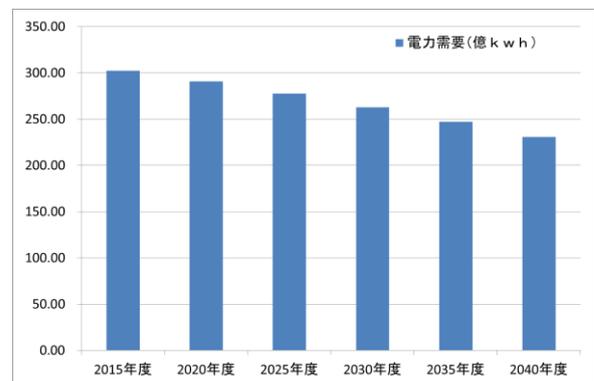


図2 電力需要予測

図2より、人口の減少とともに電力需要が低下することがわかる。2040年にはおよそ230億kwhの電力需要となり、2015年比でおよそ76%となることがわかった。

さらに1963～2013年の北海道の電力需要とピーク時最大需要の相関を図3に示す。相関係数0.9884となったことから、この回帰式により、ピーク時電力需要を予測した。その結果を表3に示す。

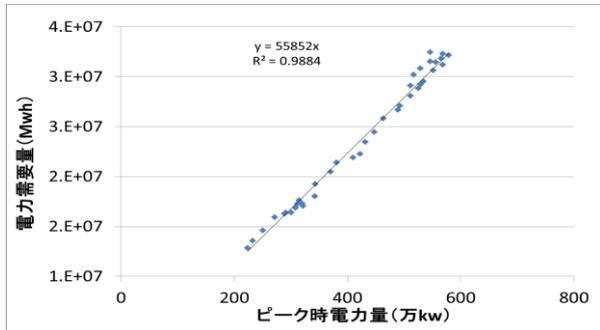


図3 電力需要とピーク時需要の相関
表3 電力需要とピーク時需要

	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年	2040年
需要(億kwh)	302	291	278	263	247	231
ピーク時(万kw)	532	512	488	462	434	404

3. 電力政策シナリオの設定

3-1 シナリオとベース電源の設定

将来、石狩湾新港に完成予定のLNG火力発電、水力発電、原子力発電をベース電源と設定し、不足部分を補う方法を複数設定し、シナリオを設定した。この際、原子力発電については、東日本大震災以降、安全性審査の見通しが立たず、再稼働の不確かさが存在することから、再稼働パターン（以下、原フル）と非再稼働パターン（以下、原なし）に分けることとし、再稼働パターンはさらに、比較的新しい3号機だけの再稼働パターン（以下、原3のみ）を設定した。ベース電源の年間発電量⁸⁾を表4に示す。

表4 ベース電源の発電量(億kwh)

	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年	2040年
年間需要	302.09	290.92	277.55	262.91	247.22	230.62
LNG	3.42	29.76	56.09	82.43	82.43	82.43
水力	68.46	68.46	68.46	68.46	68.46	68.46
原子力1・2	85.21	85.21	85.21	0.00	0.00	0.00
原子力3	67.11	67.11	67.11	67.11	67.11	67.11

原子力発電1・2号機の値が2030年から0になっているのは、稼働から40年を超えるものは、原則廃炉とする方針を考慮した。各シナリオで年間需要からベース電源の発電量を引き、不足電力量を算出した結果を図4に示す。

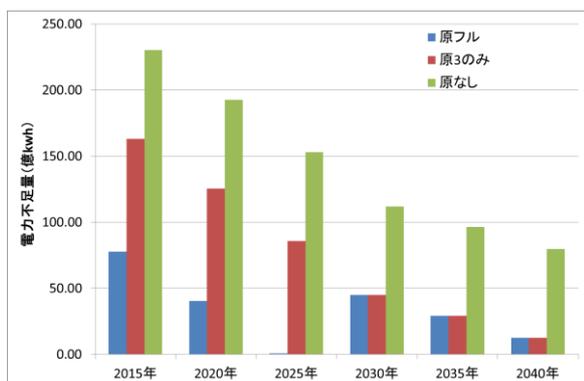


図4 ベース電源を除いた電力不足量

図4の不足電力量を補う方法として、二通りのシナリオを設定した。一つは、現状の新エネの発電量は変えずに化石燃料で補うシナリオである。この際、2002年に稼働した新型の苫東厚真発電所（石炭火力：最大出力70万kw、年間発電量47億kwh）のみで補えるようになった段階で、石油火力発電は停止させることにする。もうひとつは、新エネルギー導入を推進させ火力の割合を減らすシナリオである。新エネルギーの導入シナリオにおいて、2040年時点でLNG以外の火力発電は稼働しない条件を設定した。以上により、原子力発電再稼働の有無と火力・新エネの組み合わせで計6シナリオを設定した。

3-2 ピーク時需要による制約条件

6シナリオ全てにおいて、ピーク時需要に対応できる発電設備を確保するものとする。ここでいう発電設備は、ベース電源に加え、ベース電源以外の火力、新エネを指し、新エネは稼働および出力が安定している地熱、バイオマス、水力のみを設定した。ベース電源の最大出力を表5に示す。

表5 ベース電源の最大出力(万kw)

	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年	2040年
水力	198.27	198.27	198.27	198.27	198.27	198.27
LNG	0	56.94	113.88	170.82	170.82	170.82
原子力1.2	115.8	115.8	115.8	0	0	0
原子力3	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2	91.2

それぞれのシナリオにおいてベース電源を除いた場合の不足電力量を表6に示す。

表6 ベース電源を除くピーク時不足電力量(万kw)

	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年	2040年
原フル	127.08	50.15	-30.72	1.91	-26.17	-55.89
原3のみ	242.88	165.95	85.08	1.91	-26.17	-55.89
原なし	334.08	257.15	176.28	93.11	65.03	35.31

表6に示した電力量を、ベース電源以外の火力および新エネにて確保することを制約条件とする。すなわち、予測したピーク時の電力を、いつでも発電できる出力設備を保持することを条件とした。表中の赤字については、ベース電源だけでピーク時需要を上回る発電設備が存在することを意味する。

3-3 新エネルギーの割合

新エネ導入時の新エネの割合は、稼働率⁹⁾、発電コスト¹⁰⁾、二酸化炭素排出量¹¹⁾のデータを用いて、主成分分析を行い、総合評価スコアを算出し、そのスコア割合により設定した。主成分分析に用いたデータを表7、その評価結果を図5に示す。

表7 主成分分析に用いた基礎データ

	太陽光	メガソーラー	地熱	バイオマス	小水力	陸上風力	洋上風力
稼働率(%)	12	12	80	80	60	20	30
発電コスト(円/kwh)	35.8	37.95	10.4	24.85	20.55	13.6	16.25
CO2排出量(g/kwh)	38	38	13	44	10.6	25.4	25.4
	石炭	LNG	石油	水力	原子力1	原子力2	原子力3
稼働率(%)	72.3	52.8	11.4	45	65.7	65.7	65.7
発電コスト(円/kwh)	9.6	11.7	36.8	10.6	8.9	9.4	11.4
CO2排出量(g/kwh)	942.7	536.25	738	11	19.85	19.85	19.85



図5 主成分分析の結果に基づく新エネ導入割合

なお2013年時点で、すでに存在している森発電所などの新エネは、この割合とは別に導入した。新エネルギーの割合設定は、主成分得点の主成分1(総合評価)を用いて算出

した。また、表7の原子力1.2.3は、原子力発電のコストの違い（事故対策費用、再稼働から廃炉までのコスト試算）¹²⁾による。

3-4 シナリオ評価要因の設定

本研究では、以下に示す評価要因を設定した。

- ①発電コスト：重要な観点の一つであり、かつ2040年までの長期期間におけるコスト変動を比較するために設定した。
- ②二酸化炭素排出量：地球温暖化の主原因とされるものであり、排出量の抑制は重要な観点であることから設定した。
- ③国内循環額：国内外へのコスト配分額の評価は、貿易収支および地域活性化の観点から重要な項目であることから設定した。各発電方法において燃料費として国外流出する割合を表8に示す。

表8 燃料費として国外流出する割合

	石油	石炭	LNG	新エネ	水力	原子力
国外流出割合	91%	73%	86%	0%	0%	7%

これは、有価証券報告書¹³⁾に記載されている項目の中で、燃料費のみを国外流出とした。その他の費用（給料手当、修繕費、委託費、諸税、償却費等）は国内循環と設定した。このとき、設備の海外依存度については、データが不明であることと、将来的な国内産業の育成を考慮して全て国内と仮定した。また、北海道では現在稼働していないLNGの燃料費については、中部電力¹⁴⁾のデータを参考にした。

4. シナリオ評価

4-1 各シナリオの発電割合

本研究において原フル、原なしにおける火力、新エネの各シナリオの電力割合を図6~9に示す。

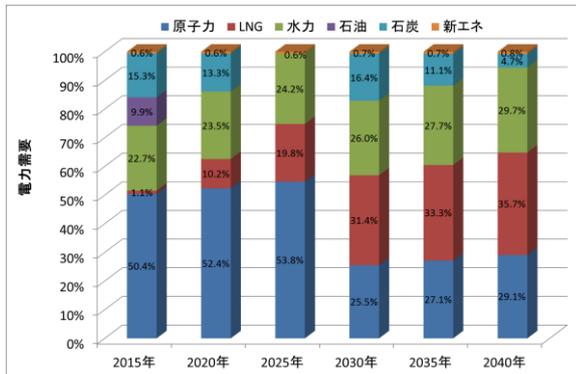


図6 原フル・火力シナリオ電力割合

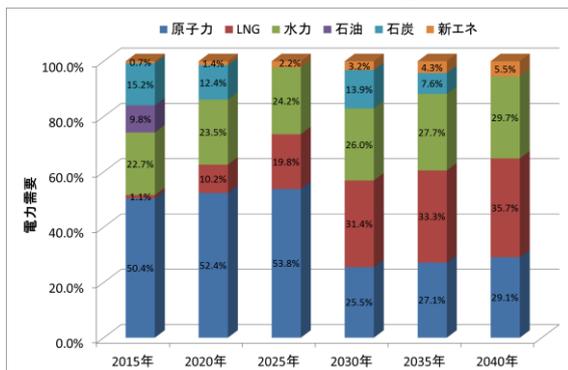


図7 原フル・新エネシナリオ電力割合

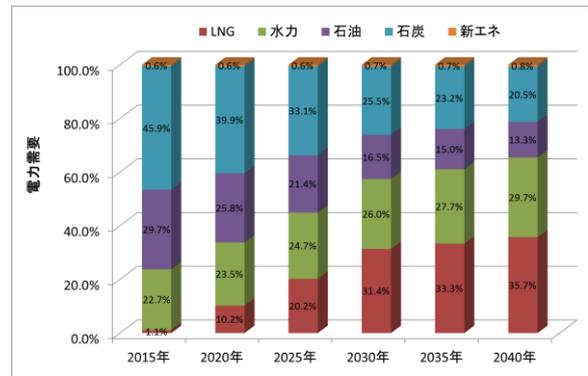


図8 原なし・火力シナリオ電力割合



図9 原なし・新エネシナリオ電力割合

図6~9から以下のことが考察される。

- ①原フルシナリオでは、ベース電源がほとんどの割合を占めるため、火力、新エネのそれぞれのシナリオで大きな違いは見られない。
- ②原なしシナリオでは、火力と新エネの各シナリオで、それぞれへの依存度の違いが顕著に表れていることがわかる。
- ③石油火力発電でみると、原フル・火力シナリオでは2020年には石油を使用する必要がなくなるが、原なし・火力シナリオでは2040年でも石油が必要となることがわかる。

4-2 発電コスト

6シナリオの発電コストに関する評価結果を図10に示す。

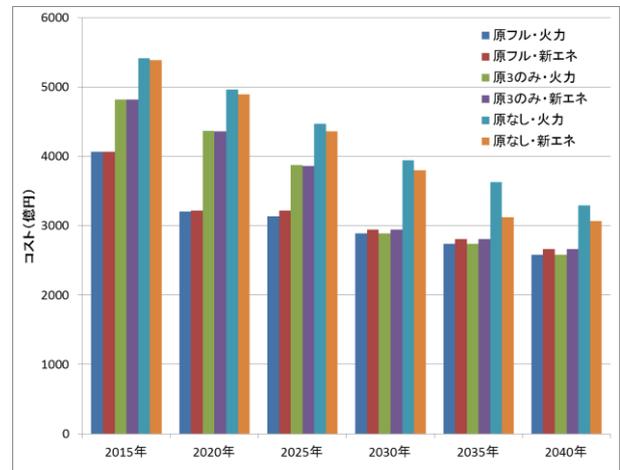


図10 発電コスト

図10から以下のことが考察される。

- ①原子力を再稼働させたほうが、どの年度、どのシナリオにおいても低コストである。

- ②新エネと火力では、原子力の再稼働の有無により、評価が異なることがわかる。すなわち、原子力が再稼働する場合は火力の方が低コストで、逆に再稼働しない場合は新エネの方が低コストになることがわかった。これは石油の価格がかなり高いことが原因であると考えられる。
- ③原フル・新エネと原なし・新エネでは、2040年時点で404億円の差があることがわかった。しかし、2015年時点では1320億円の差があることから、その差は大きく減少することがわかる。

4-3 二酸化炭素排出量

6シナリオの二酸化炭素排出量に関する評価結果を図11に示す。

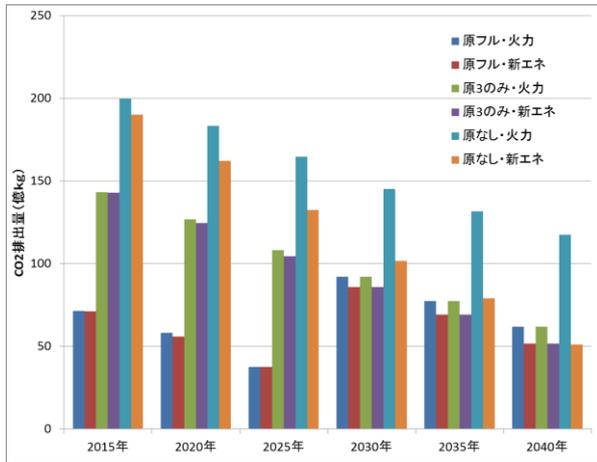


図11 二酸化炭素排出量

図11から以下のことが考察される。

- ①原子力の再稼働は二酸化炭素排出の抑制に有効である。特に2030年以降3号機をみの稼働となった場合、その傾向が顕著に表れている。
- ②2040年において、新エネ導入シナリオでは、原子力の再稼働の有無に関係なくほぼ同じ数値となることから、将来的な新エネへのシフトは、二酸化炭素排出の抑制の観点から効果的であると考えられる。

4-4 国内循環額

6シナリオの国内循環額に関する評価結果について、国外流出するものをマイナスの数値で表し、国内循環するものをプラスの数値で表したものを図12に示す。

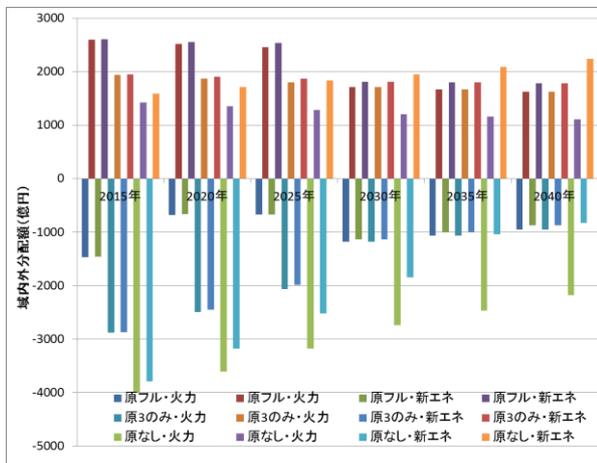


図12 域内外コスト配分

図12から以下のことが考察される。

- ①新エネよりも火力発電のほうが、国外流出額が多くなる。
- ②原子力を再稼働した場合は、国外流出額が少なくなる。
- ③2040年時点で原フル・新エネと原なし・新エネを比較した場合、国内循環額の差が454億円となり、原なしのほうが国外流出を防止できることが明らかになった。

5. 結論

- ①新エネルギーはコストが高いと考えられていたが、石油のコストが高いことから、原子力の再稼働が無ければ、新エネよりも火力発電の方が高コストとなる結果になった。
- ②二酸化炭素においては、火力発電シナリオでは多く排出されるが、これは石炭発電由来によるものが大きいと考えられる。
- ③2040年時点において、新エネに関して比較すると原発再稼働の有無による発電コスト差は約404億円だが、国内循環額の差が約454億という結果になっている。すなわち、原発を再稼働させない場合は404億円のコスト増であるが、454億円のプラスの国内循環が発生することが分かった。
- ④原発の有無において、再稼働したほうが3項目とも良い結果になっている。しかし、2040年において、コストのみが原フル・新エネ、原フル・火力シナリオの方が優れているが、二酸化炭素排出量と国内循環額については、原なし・新エネシナリオの方が優れた結果であることが分かった。このことから、安全性の見通しと稼働年数ならびに地域活性化の観点を考慮して、再稼働の是非が検討されるべきだと考えられる。

参考文献

- 1) 勝山浩邦、鈴木聡士：DEAによる新エネルギー評価と導入シミュレーション、土木学会北海道支部、H25年度論文報告集
- 2) 秋山修一、細江宣裕：電力需要関数の地域別推定、RIETI、2007年7月
- 3) 電気事業連合：電力統計情報 (<http://www.fepec.or.jp/library/data/demand/>)
- 3) 国立社会保障・人口問題研究所：地域別将来推計人口 (<http://www.ipss.go.jp/syoushika/tohkei/Mainmenu.asp>)
- 4) 気象庁 web サイト：過去の気象データ (<http://www.jma.go.jp/jma/index.html>)
- 5) 都道府県格差 web サイト：2009.3/14 (<http://www.geocities.jp/yamamrhr/ProIKE0911-113.html>)
- 6) 内閣府 web サイト：県民経済生産 (<http://www.esri.cao.go.jp/jp/sna/data/data.html>)
- 8) ほくでん web サイト：電源設備・発で電力量の構成比 (<http://www.hepco.co.jp/index.html>)
- 9) コスト等検証委員会：コスト等検証委員会報告書、H23.12/19 (<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02.html>)
- 10) コスト等検証委員会：コスト等検証委員会報告書、H24.3/14 (<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02.html>)
- 11) 電力中央研究所：日本の発電技術のライフサイクルCO2排出量評価、2010.7月 (<http://criepi.denken.or.jp/index.html>)
- 12) 朝日新聞 2014.6/27.朝刊：原発コスト 国民に転嫁
- 13) ほくでん：有価証券報告書、H25.4/1 (http://www.hepco.co.jp/corporate/ir/ir_lib/ir_lib-06.html)
- 14) 中部電力 web サイト：四半期報告書、H26.4/1 (<http://www.chuden.co.jp/>)