

北海道における温室効果ガス削減の 最適エネルギー技術導入解析

～水素の利活用促進を踏まえて～

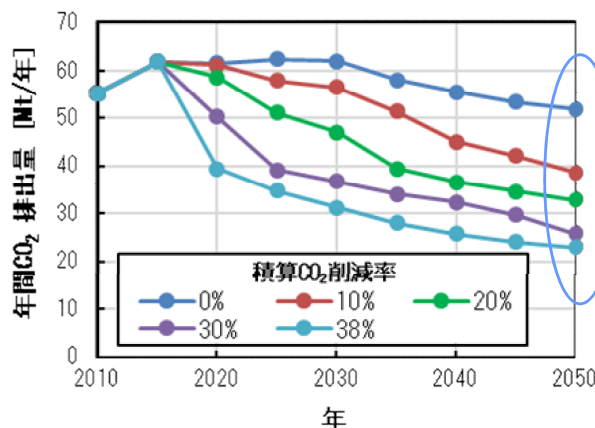
近久 武美（北海道大学）



ケース設定とCO₂排出量

Slide 2 of 20

2050年までの積算CO₂排出量の制約条件を変化させた複数のケースを設定



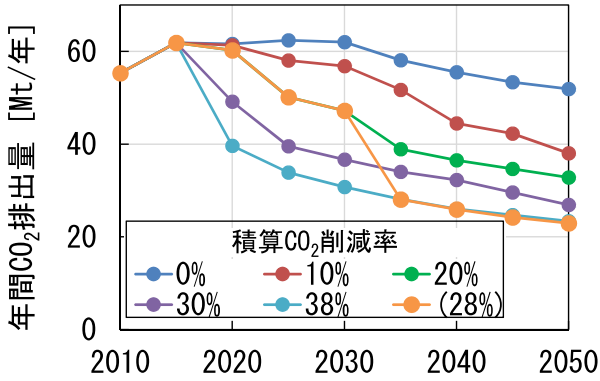
積算CO ₂ 削減率 (ケース設定)	2013年比削減率 (2050年)
0%	18.0%
10%	39.1%
20%	48.2%
30%	59.4%
38%	63.8%

年間CO₂排出量(解析結果)

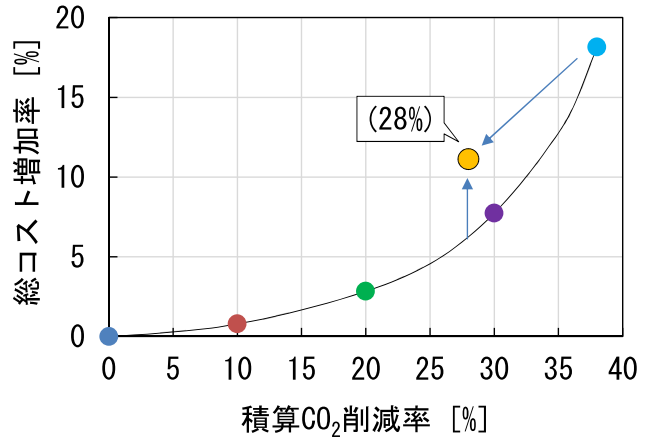
- ・ 積算削減率0%ケース = コスト最小ケース(BASEケース)
- ・ その他のケースの積算削減率は、コスト最小ケースから2050年までの積算でCO₂を何%削減したかを表す



ケース別年間CO₂排出量



解析期間中の総コスト



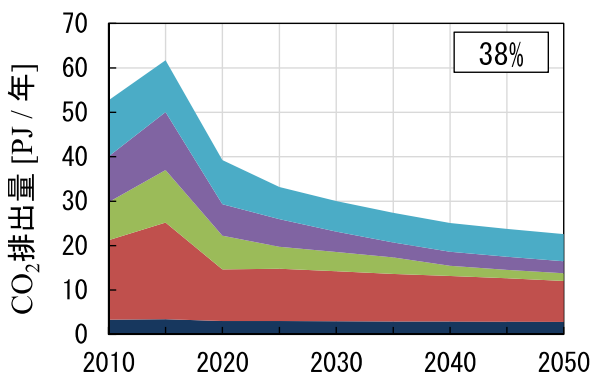
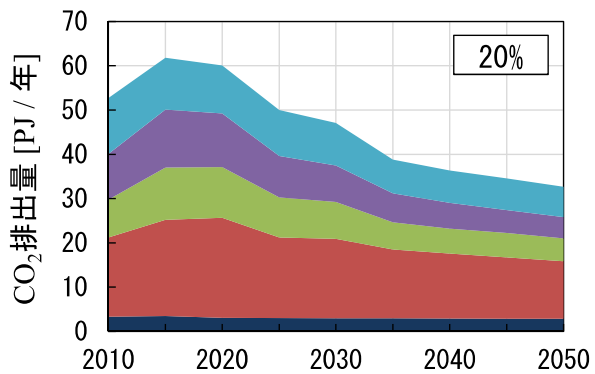
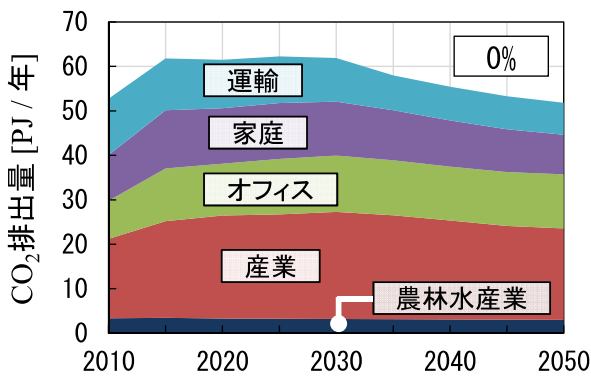
- 積算削減率を増加させるほど、早期から排出削減が行われる
- 2020~2030年の新規設備導入を抑制し、その後限界量まで減らす場合(黄色線のケース)、水色ケースと比べて少ないコストで2050年の削減率を同一にできる。



2050年までの積算CO₂排出量を効果的に減らすためには、早期に排出削減対策を行う方が良い



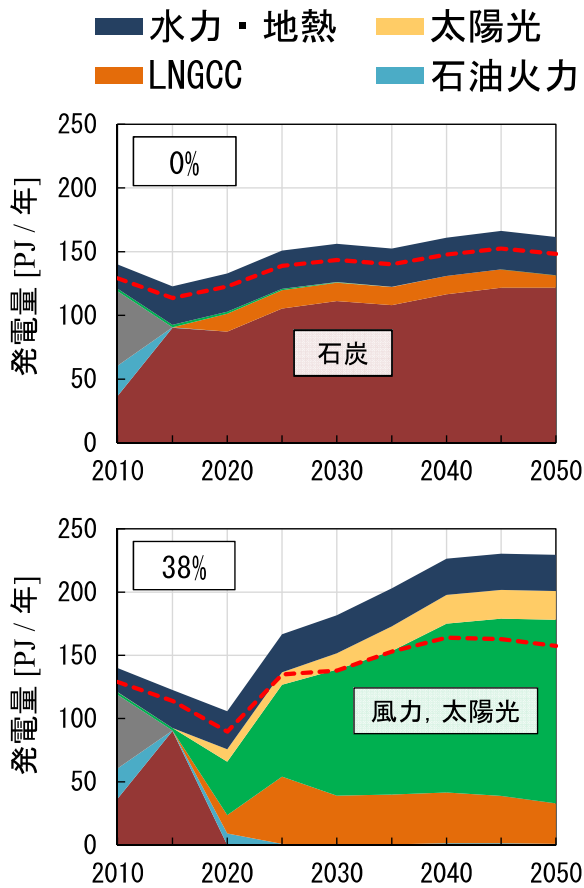
■ 運輸 ■ 家庭 ■ オフィス ■ 産業 ■ 農林水産業



CO₂排出削減の増加



- 民生(家庭と業務)部門と産業部門における排出削減が顕著
- 産業部門は製鉄や製紙がボトムネック
- 積算削減率38%ケースでは相対的に運輸部門の割合が目立つようになる

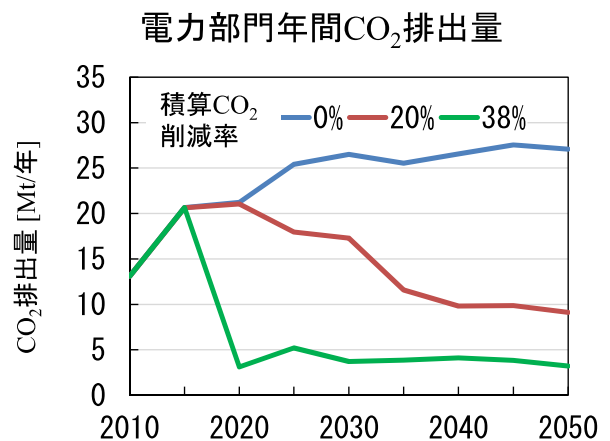
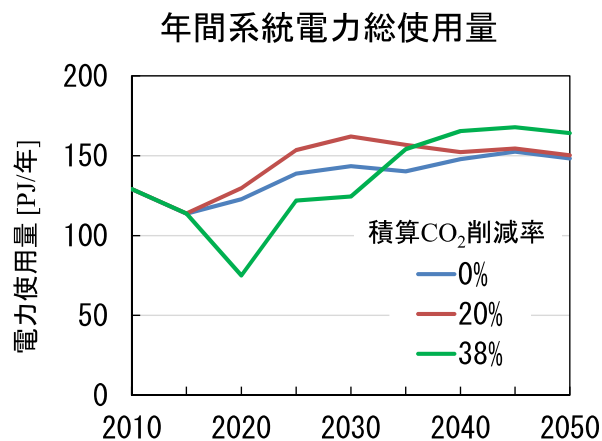


CO₂排出削減の増加

- LNGCCおよび風力・太陽光発電の増加
- 余剰電力の増加



余剰電力の有効利用が必要

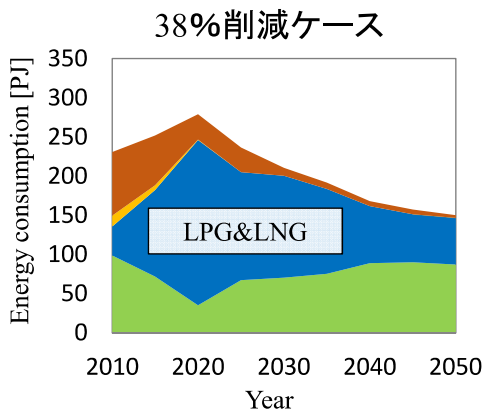
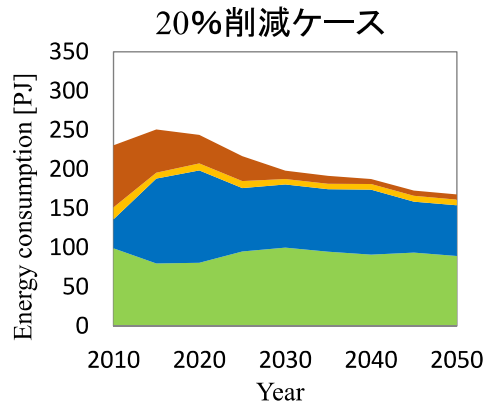
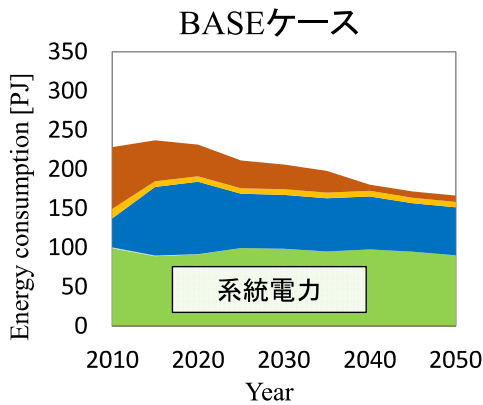


- ・ 風力や太陽光発電の大量導入によって、発電設備からのCO₂排出量は大幅に減少する
- ・ 電力需要は、人口減少によるエネルギー需要の減退に関わらず増加傾向
- ・ 緑ケースでは一時的にガスコジェネが急増し、系統電力需要が低下する

系統電力のCO₂排出削減が北海道全体に大きな影響を与えている



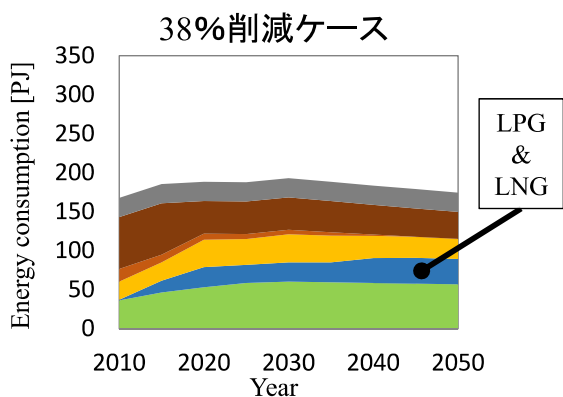
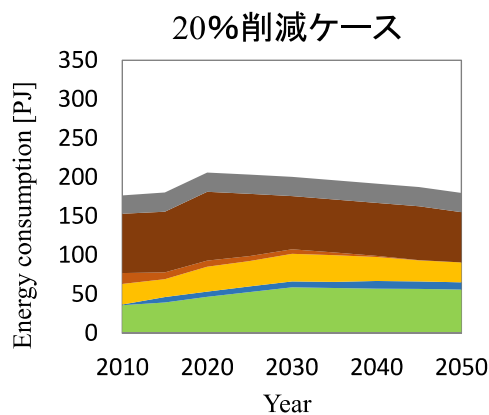
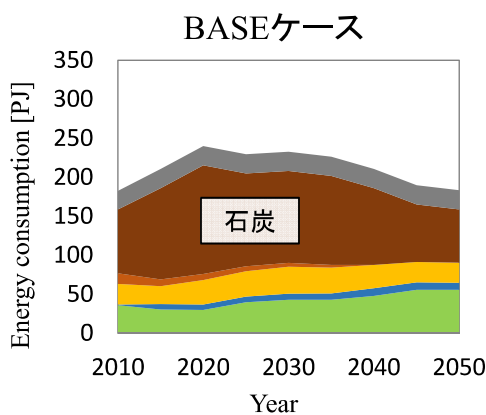
民生部門



- 民生部門ではCO₂削減制約を大きくすると系統電力の低CO₂化が進むまでコジェネレーションの導入が増え、全体的なエネルギー消費量は一時的に増加する。
- その後は低CO₂化した系統電力への依存度が増加し、全体的なエネルギー消費量も低下する。



産業部門



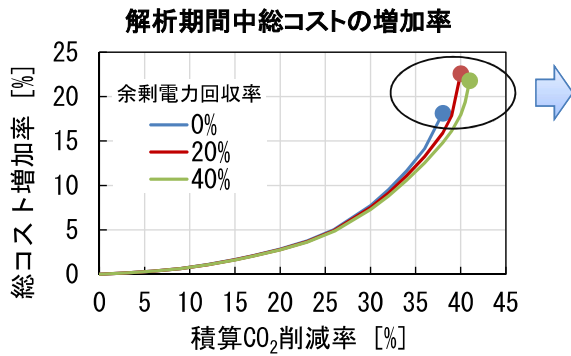
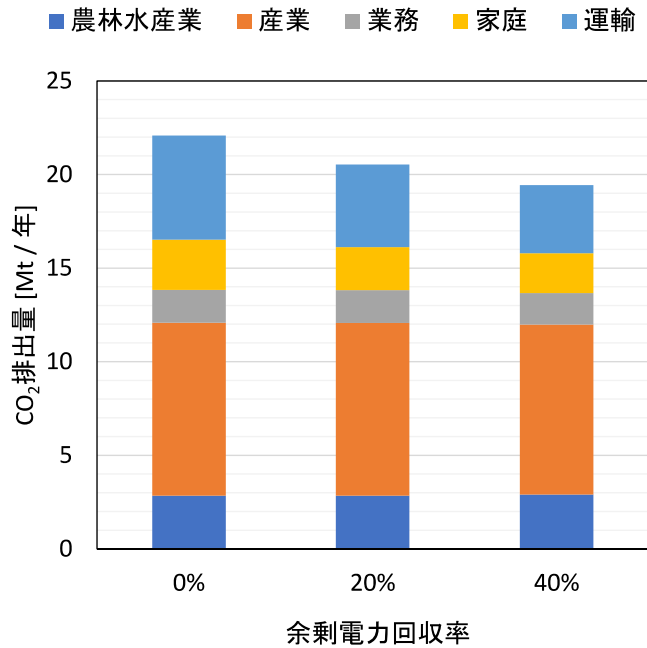
- 石炭→ガスの置換
- 系統電力使用量のわずかな増加

削減目標に対する変化は民生ほど大きくない



- 余剰電力を40%まで回収することで、2050年におけるCO₂排出量を、2013年実績値比でさらに約6%削減できる。
- 同じ積算削減率で比較すると、余剰電力の回収を行った方が総コストを抑えられる。
- 余剰電力の回収を行わない場合、燃料電池車の導入はほとんど行われぬ。

2050年における年間CO₂排出量 (@限界削減率条件)



需給データ (1時間ごと)

- 電力需要 (北海道電力2014年使用量データより)
- 風力・太陽光発電の出力変動 (気象庁の2014年気象データより)

エネルギー供給技術

風力 太陽光 石炭火力
 LNGOC(オープンサイクル)
 LNGCC(コンバインドサイクル) 水力

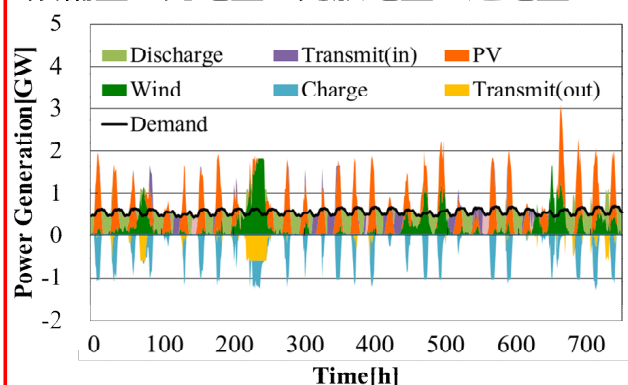
変動対策データ

送電線増強 蓄電池(NAS電池)
 水素変換

風力・太陽光発電が
年間需要に占める割合

発電部門の総コスト最小化

設備量・発電量・充放電量・送電量

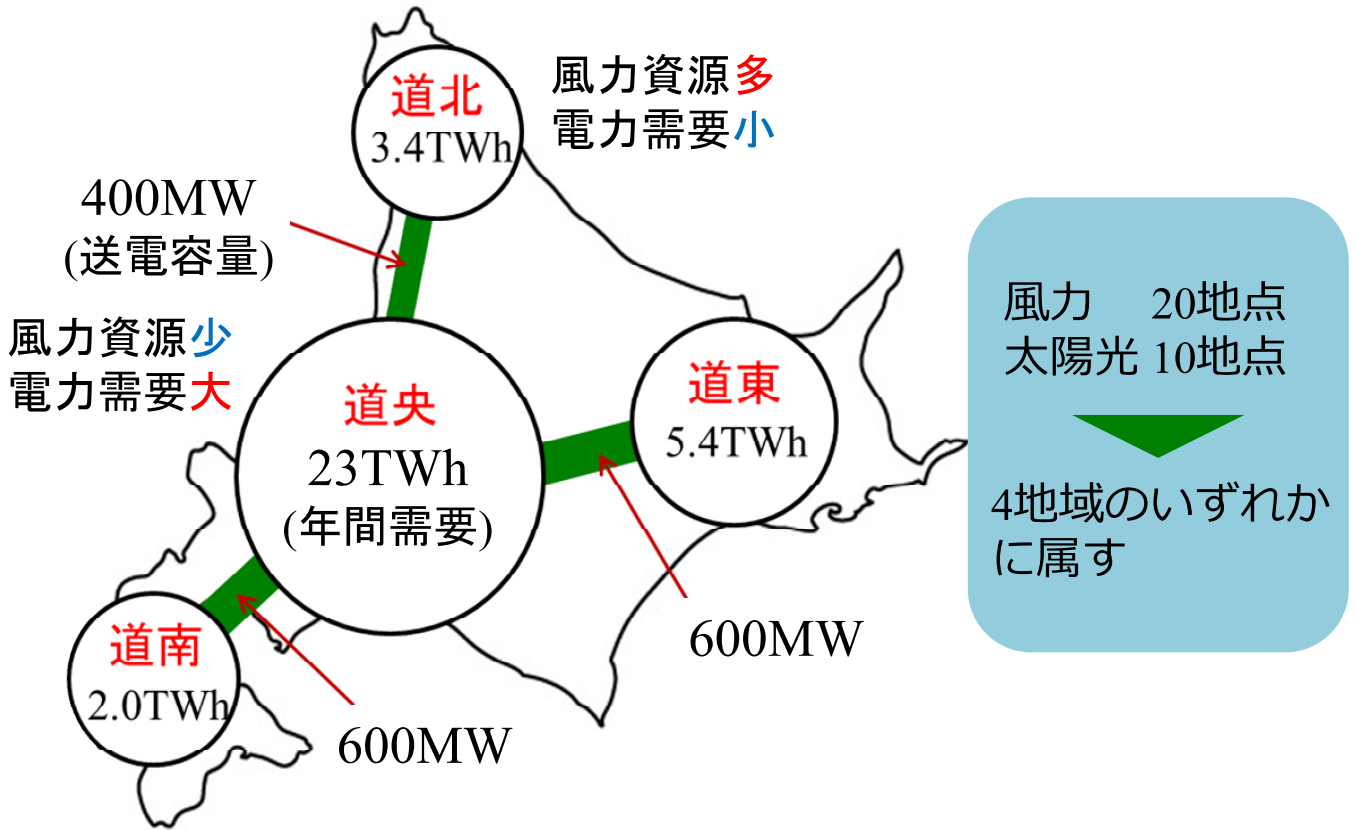


総コスト

発電設備, 変動対策技術に要する設備費, 運用費, 燃料費の総和



電力需要の偏り，送電線容量等の制約を考慮



水素製造量

仮定：ガソリン車の50%→燃料電池車
 需要を満たすように水素を製造
 4地域での人口に比例し配分

輸送方法

地域内→圧縮水素 地域外→液化水素

液化水素	液化	28.6[yen/Nm ³]
	輸送	1.6[yen/50km・Nm ³]
圧縮水素	圧縮	5.97[yen/Nm ³]
	輸送	18.25[yen/50km・Nm ³]

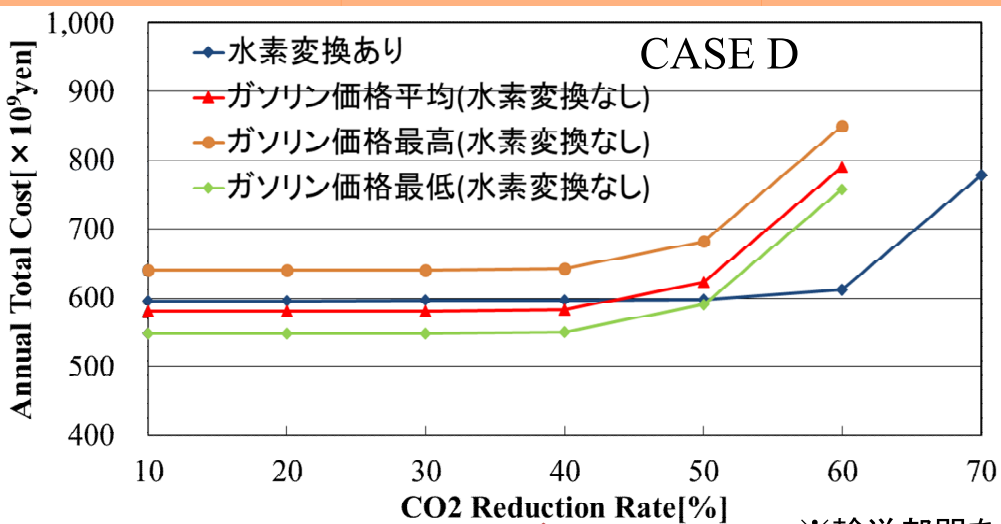
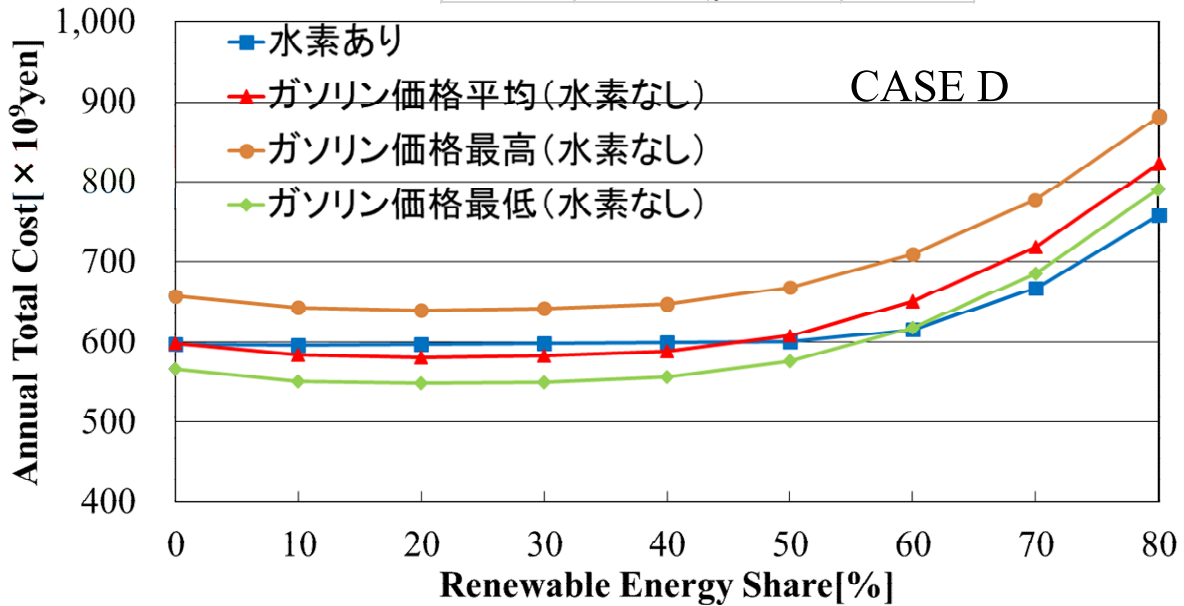
それぞれの地域(道央以外)の燃料電池車の水素需要を満たす分を地域内で消費，それより多く水素が作られた場合は道央に送る



縦軸: (系統電力供給コスト) + (乗用車用燃料コスト) ※輸送部門を全部は含んではいない
 横軸: 全系統電力に占める風力および太陽電池の割合
 (10%を占める水力は横軸に含まれていない)

ガソリンスタンドの仕入れ価格

ガソリン価格(2000年から2017年まで)	
平均	112.8 yen/L
最高	162.6 yen/L
最低	85.7 yen/L



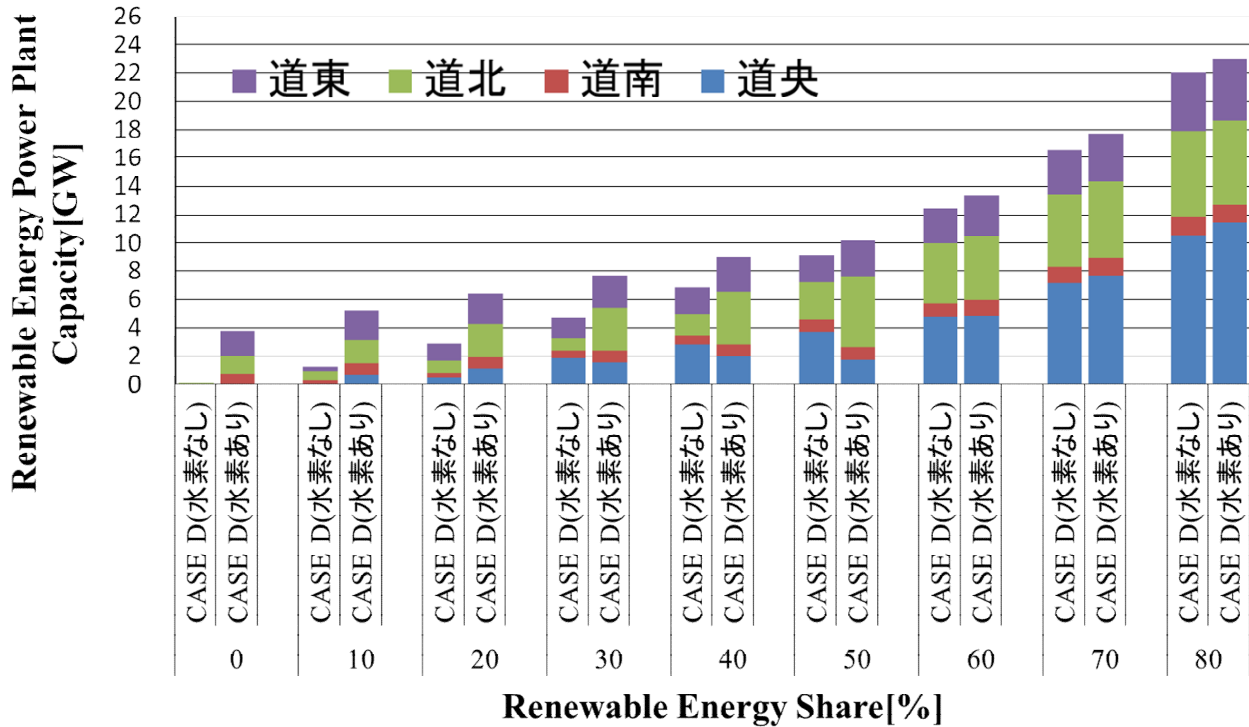
※輸送部門を全部含む

現在の運輸+発電部門のCO₂排出量から何%減少したか

運輸部門: (水素なし)平成27年の運輸部門におけるCO₂排出量

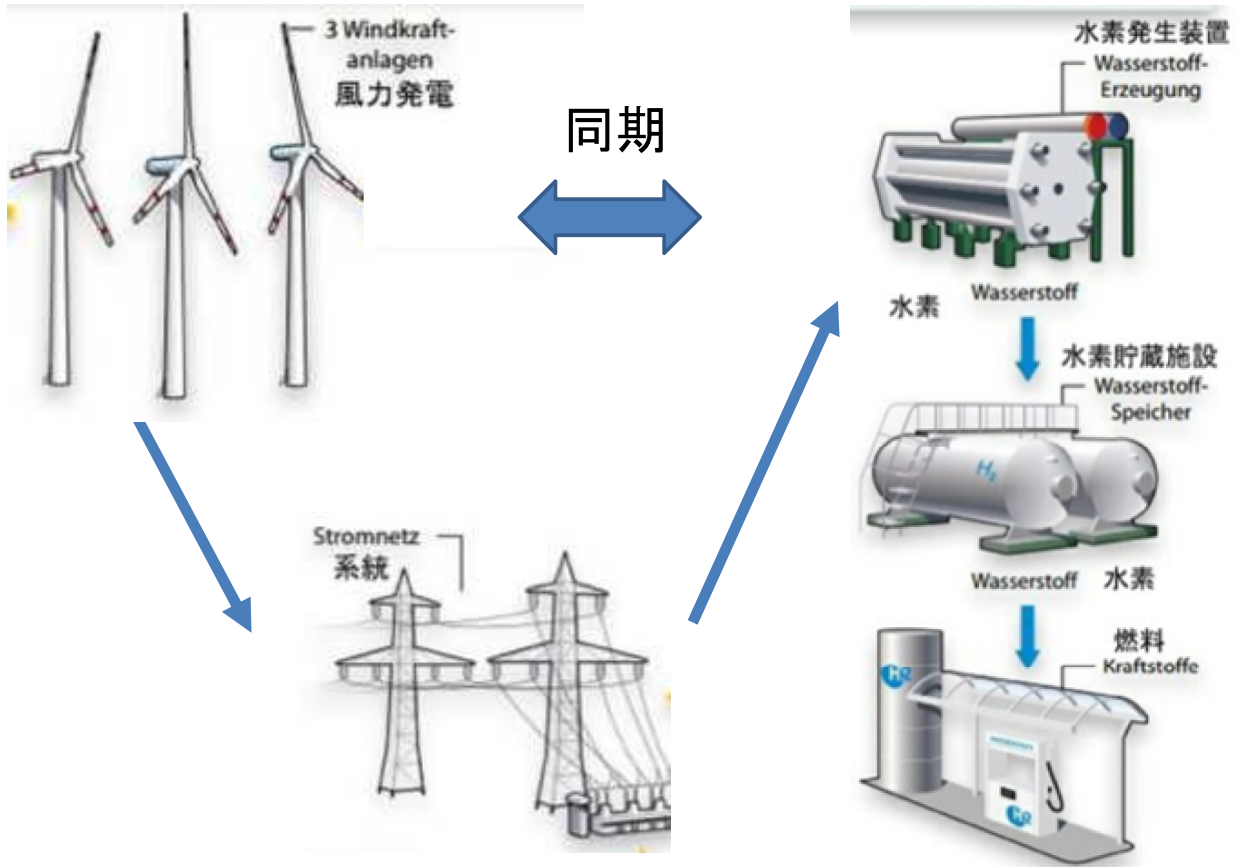
- (水素あり)平成27年のガソリンのうち半分が燃料電池車になった場合のCO₂排出量

ベース: 現在の発電+運輸部門のCO₂排出量
 発電部門は北電のホームページを参考に計算

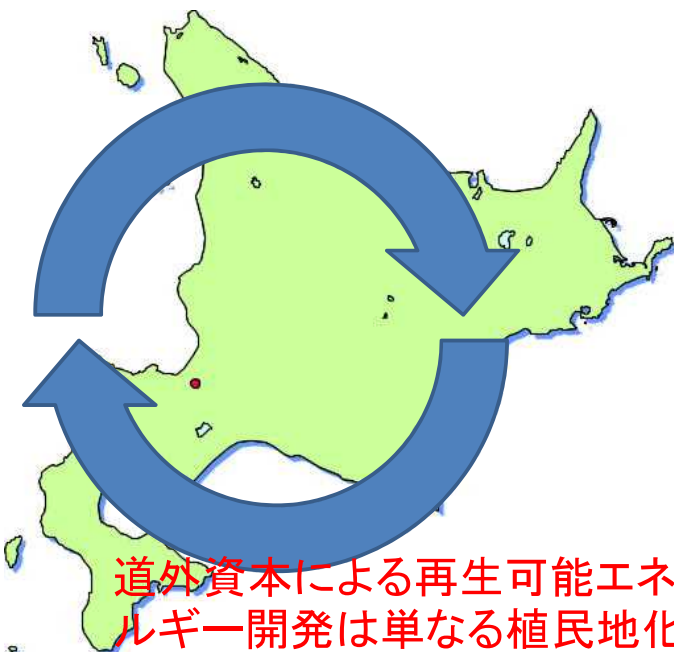


	$V_{FC} / V_{gasoline}$	$H_2 / Gasoline$	FC Share @ 2030
Base	2	2.8	5%
Case 1	2	1.7	18%
Case 2	1.6	1.2	37%

ガソリン 160¥/L → 水素 50¥/Nm³ (発熱量が同じ場合の価格)
 水電解・圧縮水素製造効率=0.7 → 4.3kW-h/ Nm³
 → 水素製造電力料金 12¥/kW-h に相当 (この1.5倍=18¥/kW-h)



- 市民による投資
- お金の地域循環



道外資本による再生可能エネルギー開発は単なる植民地化



本計算は将来の人口や価格推計を元に、エネルギー供給のための設備費、運用・維持費を解析したものであり、個別の業者間の利益の増減やFIT価格の影響を受けずに総社会コスト最小条件を求めている。

- 積算CO₂削減率20% (50%@2050) までは比較的low社会コストで対応可能である。この際の主要電源構成は、水力、風力、および天然ガスコンバインドとなる。
- CO₂削減制約をさらに大きくすると、風力および太陽光が増加し、天然ガス火力はバックアップ運用が主体となる。この際、変動に伴う余剰電力の水素変換等による利用が意義を持つ。
- 投入社会コストを大幅に増やしても、本解析条件の範囲では積算CO₂削減率38% (64%@2050) 以上にできない。この壁を破るには、製鉄や製紙等を含む産業部門ならびに運輸部門（特にトラック・バス部門）の一層の低CO₂化が必要である。
- 水素利用が社会コスト上有利となるには、ガソリンの卸売価格が120円/L以上となるか、電力の中に占める風力・太陽光発電割合が50%以上となる場合である。



- 水素はバッテリーと比べて大容量・長期保存の点で有利である。この場合、総合効率の点から再度系統に電力として戻すよりも、水素利用に適した運輸部門でまず利用すべきである。
- 燃料電池自動車はすでにユーザーに受け入れられるレベルにあり、水素ステーション数の充実が課題である。そのためには公的資金の初期投入が必要である。
- 長距離トラックやバスは燃料電池化する意義が大きい。しかし、インシヤルコストが重視されるので、導入補助、税制優遇、高速道路料金の優遇など、何らかのインセンティブ付与が必要である。
- 風車や太陽電池群近傍で水素化する以外に、発電変動に同期した水素製造を遠隔地で行うことも、小さな系統負荷で可能と思われる。
- 今回解析したような社会づくりを行うには、行政的な仕組みづくりが鍵である。例えば炭素税の導入と税収の再配分、電力系統会社の積極性誘導の仕組み、産業／民生用エネルギー価格の最適化、関連設備の道内製造率向上等の検討が挙げられる。

北海道における温室効果ガス削減の最適エネルギー技術導入解析計算条件

【スライド 2~9】 (Base Case または 0%は CO₂ 制約無しのケース)

Table 1 Primary energy price

	Prices of Primary Energies [100,000,000 ¥ / PJ]								
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Import Coal	2.41	3.05	3.70	3.91	4.11	4.23	4.34	4.46	4.58
Import Light Oil	8.40	10.6	12.9	13.6	14.3	14.7	15.1	15.5	15.9
Import Heavy Oil	6.47	8.19	9.91	10.5	11.0	11.3	11.6	12.0	12.3
Import Gasoline	8.61	10.9	13.2	13.9	14.7	15.1	15.5	15.9	16.3
Import LPG	7.68	9.72	11.8	12.4	13.1	13.5	13.8	14.2	14.6
Import Kerosene	9.82	12.4	15.0	15.9	16.7	17.2	17.7	18.1	18.6
Import LNG	6.14	7.27	8.39	8.86	9.33	9.57	9.83	10.1	10.4
Import Uranium	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Domestic Coal	2.41	3.05	3.70	3.91	4.11	4.23	4.34	4.46	4.58
Domestic LNG	6.14	7.27	8.39	8.86	9.33	9.57	9.83	10.1	10.4

Table 2 Electric power generation equipment

(*1 O&M : Operation and Maintenance, *2 At the start of analysis)

	Installation Cost [10,000¥/kW]	O&M ^{*1} Cost [10,000¥/kW/year]	Residual Capacity ^{*2} [GW]	Lifespan [Year]
Coal	23.0	1.07	2.25	40
Hevy Oil	19.0	0.84	1.90	40
Nuclear	35.0	1.46	1.16	60
Hydro	84.9	1.59	1.23	60
Geothermal	79.9	1.69	0.25	30
Wind	27.5	0.64	0.25	20
Solar	45.0	0.32	0.00	30
LNGCC	12.0	1.06	0.00	40

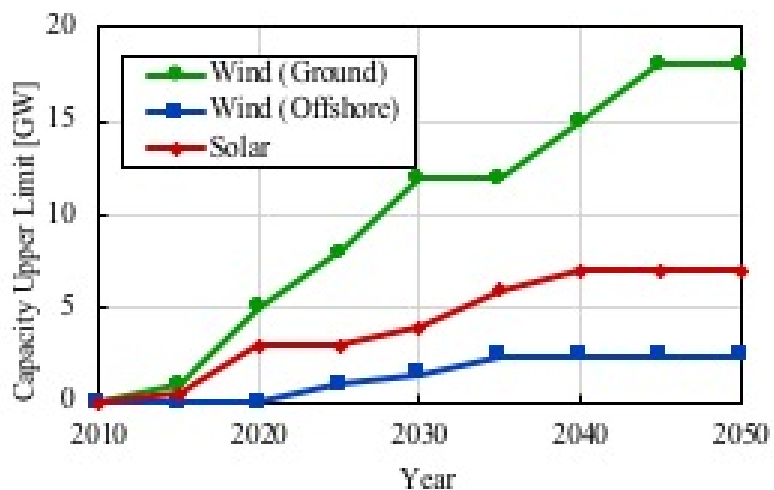


Fig.1 Upper-limit of the capacities of wind and solar powers

【スライド10～15】

コストは下記に示す 2030 年の値、電力需要および運輸需要は現在と同じと仮定

経済産業省・資源エネルギー庁
 発電コスト検証ワーキンググループ
 2030年推定

	Hydro	Coal	LNGCC	LNGOC	Wind	PV
Initial cost [10 ³ yen/kW]	640	250	120	83.8	252	222
Fixed O&M cost [10 ³ yen/kW/year]	9.1	10	3.7	0.74	5.3	3.2
Variable cost [yen/kWh]	0.20	9.1	14	16	0.30	0.20
Useful life [year]	40	40	40	40	20	30

風力発電（設備利用率25%）の発電コストは12円/kWh程度であり、火力発電と比較しても安価な値を使用

NaS電池

Cost items	NaS battery ^[1]
Initial cost[10 ³ yen/kW]	47.4
Initial cost[10 ³ yen/kWh]	38.6
Fixed O&M[10 ³ yen/kW/year]	3.38
Variable O&M[yen/kWh]	0.233
Useful life[year]	15

[1] B. Zakeri, S. Syri, Renew. Sustainable Energy Rev, 42, 569–596, (2015)

送電線

Cost items	Transmission line
Initial cost[10 ³ yen/kW]	1315
Fixed O&M[10 ³ yen/kW/year]	9.9
Useful life[year]	15

アルカリ水電解装置コスト

	Electrolyzer
Initial cost[yen/kW]	75.2 × 10 ³
O&M cost[yen/kW/year]	2.26 × 10 ³
Conversion efficiency[Nm ³ /kWh]	0.222
Lifetime	30

圧縮・輸送コスト

NEDO「水素製造・輸送・貯蔵システム等技術開発・次世代技術開発・フィージビリティスタディ等技術シナリオに関するフィージビリティスタディ等研究開発・水素キャリアに応じたフィージビリティスタディ」より