

# Independent-smart Zero Emission Building (IsZEB) に関する研究 その2 水素製造装置と燃料電池を導入した IsZEB システムの検討 Study on Independent-smart Zero Emission Building (IsZEB) Part 2 IsZEB system incorporating hydrogen production equipment and fuel cells

正会員 ○有波 裕貴 (新潟大学) 技術フェロー 赤林 伸一 (新潟大学)

学生会員 HU JIAMING (新潟大学)

Yuki ARINAMI\*<sup>1</sup> Shin-ichi AKABAYASHI\*<sup>1</sup> and HU Jiaming\*<sup>1</sup>

\*<sup>1</sup> Niigata University

This report describes an overview of IsZEB ② (incorporating hydrogen production equipment and fuel cells) and a method that estimating the next day's surplus power in advance and converting the power to hydrogen at night to ensure storage capacity (daily average method) in order to improve the equipment and utilization rate of surplus power will be considered. Also, the energy balance for one year and the optimal system configuration for IsZEB ② is considered by using the daily average method.

## 1 研究目的

前報(その1)<sup>文1)</sup>では、IsZEBの基本的な概念を示し、太陽光発電・蓄電設備のイニシャルコスト・CO<sub>2</sub>と、発電設備の維持費、廃棄コスト・CO<sub>2</sub>の算出を行い、ライフサイクルコストを求めた。さらに、従来建物モデルの買電による購入料金・CO<sub>2</sub>排出量とIsZEB化に伴うCO<sub>2</sub>排出量の比較を行い、IsZEBの脱CO<sub>2</sub>効果及び経済性を明らかにした。

図1にIsZEBの検討フローチャートを示す。前報(その1)で示した太陽光発電と蓄電池によって構成されたIsZEB(IsZEB①)では最少のライフサイクルコスト時において約100万[kWh/年]の余剰電力が生じた。本報(その2)と次報(その3)では、前報(その1)と同様に新潟大学附属小中学校を対象とし、余剰電力を最大限に利用するため、水素製造装置、蓄水素装置、燃料電池を導入したIsZEB(IsZEB②)を検討する。本報ではまず

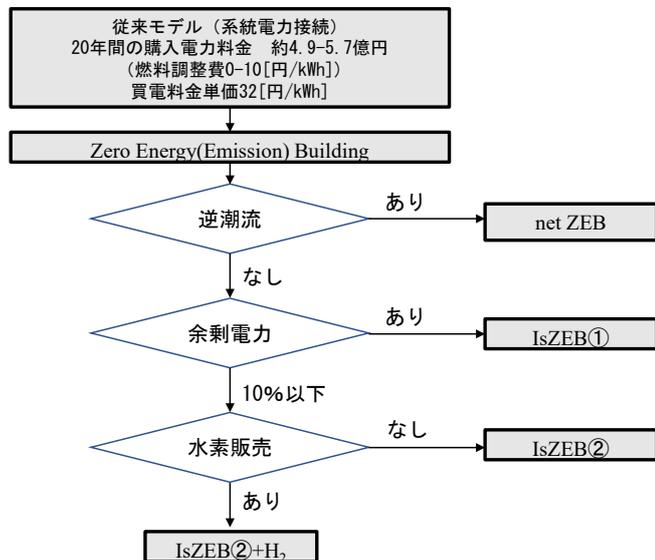


図1 IsZEBの検討フローチャート

IsZEB②の概要を述べる。また、装置及び余剰電力の利用率を向上させるために翌日の余剰電力を推定し、蓄電容量を確保するために予め電力の水素変換を行う手法(一日平均法)の検討を行う。一日平均法を用いて、1年間のエネルギー収支を検討し、IsZEB②の最適なシステム構成について検討を行う。次報(その3)では、札幌、新潟、東京、福岡を対象にIsZEB②の最適システム構成とライフサイクルコスト・CO<sub>2</sub>の算出及び投資回収年数の検討を行う。

## 2 研究概要

2.1 対象建物の電力消費量と太陽光発電量：図2にガス消費量を電力消費量に換算した合計電力消費量を、図3に単位面積あたりの日積算発電量を、表1に2018年の電力消費量の概要を示す。太陽光発電量の計算方法と研究対象建物の概要、太陽光発電装置、蓄電装置の仕様は既報(その1)と同様である。対象建物では電力とガスが使用されているため、ガス(45.1[MJ/m<sup>3</sup>])と電力



図2 ガス消費量を電力消費量に換算した合計電力消費量(2018)

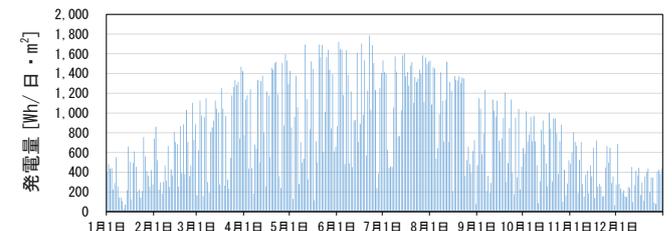


図3 単位面積あたりの日積算発電量(2018、新潟市)

(3.6[MJ/kWh])の単位発熱量と機器効率を考慮し、ガス消費量を電力消費量に換算する。機器効率はガス調理機器：50[%]、ガス給湯機：90[%]、ガス暖房機：80[%]、電力による給湯COP：3[-]、業務用空調機のAPF：4.8[-]と仮定する。

**2.2 水素製造装置・燃料電池・蓄水素装置を導入したIsZEBの概要：**図4に水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入したIsZEBシステム(IsZEB②)の概要を示す。既報(その1)で提案したIsZEB①は比較的大規模な蓄電装置を設置し、系統電力から独立した状態で太陽光発電のみで電力を自給する。本報では蓄電装置だけではなく、燃料電池、水素製造装置、蓄水素装置を導入して系統電力から独立した状態で電力自給と水素生産・蓄蔵が可能となる建物を検討する。本報では1年間を対象にシステム構成の検討を行う。

**2.3 余剰電力の利用条件：**年間電力消費量は一定のため、太陽光発電容量の増加させた場合、余剰電力量が増加する。本報では余剰電力の水素変換率が90[%]<sup>\*1</sup>以上となるシステム構成を対象に検討する。

**2.4 ライフサイクルコスト・CO<sub>2</sub>の計算方法：**表2に各設備の基本条件、表3に各CO<sub>2</sub>排出原単位を示す。IsZEB②は表2の水素製造装置、燃料電池、蓄水素装置におけるインシヤル・ランニングの各コストによりシステムのライフサイクルコストを算出する。また、設備生産時のCO<sub>2</sub>排出量の合計値をIsZEB②のライフサイクルCO<sub>2</sub>とする。

**3 装置稼働率及び余剰電力利用率を向上させるための手法(一日平均法)**

IsZEB①において、太陽光発電量が対象建物の電力消費量より多い状況で、蓄電装置が満充電の場合、余剰電力が発生する。そのため次の日の余剰電力を推定し、主に夜間において蓄電電力を予め水素変換することで、余剰電力分の蓄電容量を確保する手法(一日平均法)を検討

表1 2018年の電力消費量の概要

年間合計電力消費量[kWh]	426,761
一時間あたりピーク電力消費量[kWh]	382
夏季電力消費量[kWh]	82,065
他季電力消費量[kWh]	344,696

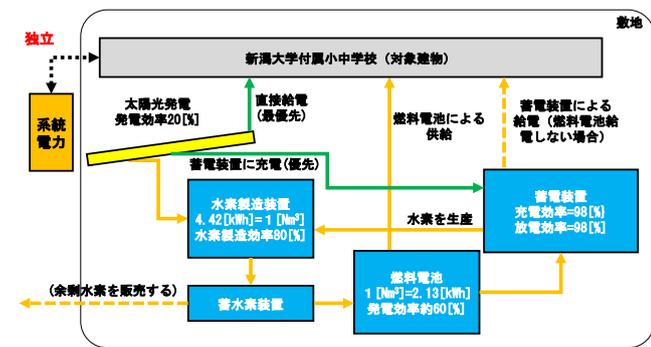


図4 水素製造装置・蓄水素装置・燃料電池を導入したIsZEBシステム(IsZEB②)の概要

討する。

**4 解析結果**

**4.1 一日平均法の有無による余剰電力の水素変換率の比較：**図5に例として太陽光発電容量を936[kW](5,200[m<sup>2</sup>])とした場合の1時間あたりの余剰電力量の年変化を、図6にIsZEB①における各太陽光発電容量と対応する蓄電装置容量を示す。太陽光発電容量936[kW]はIsZEB①の最適システム構成時の容量である。このシステム構成では1時間あたりの余剰電力量の最大値は約1,070[kWh]となる(図5)。この余剰電力を直接全て水素に変換するためには1,070[kWh]の水素製造装置が必要となる。また、太陽光発電装置容量936[kW]において、IsZEB①とするための蓄電装置容量は13,561[kWh]となる(図6)。

図7に一日平均法の有無による水素製造用電力と蓄電装置残量の変動を示す。一日平均法なしの場合、蓄電装置の残量がほぼ上限の13,561[kWh]付近を推移す

表2 各設備の基本条件

太陽光発電装置	単価[円/kWh] <sup>文1)</sup>	140,000
	メンテナンス費用[円/(kW・年)] <sup>文1)</sup>	3,000
	廃棄費用[円/kWh] <sup>文1)</sup>	9,700
	定格出力量[W/m <sup>2</sup> ]	180
蓄電装置	発電効率[%]	22
	単価[円/kWh] <sup>文2)</sup>	16,500
水素製造装置	充/放電効率[%]	98
	単価[円/kWh] <sup>文3)</sup>	150,000
	メンテナンス費用[円/(kW・年)] <sup>文4)</sup>	4,800
燃料電池(SOFC)	電解効率 <sup>文3)</sup>	4.42[kWh/Nm <sup>3</sup> ](80[%])
	単価[円/kWh] <sup>文5)</sup>	500,000
水素蓄蔵装置	発電効率[kWh/Nm <sup>3</sup> ] <sup>文5)</sup>	2.13(60[%])
	単価 <sup>文6)</sup>	1,878[円/kWh](4,000[円/Nm <sup>3</sup> ])

表3 各CO<sub>2</sub>排出原単位

太陽光発電装置	1,500[kg-CO <sub>2</sub> /kW]
蓄電装置	200[kg-CO <sub>2</sub> /kWh]
水素製造装置	100[kg-CO <sub>2</sub> /kW]
燃料電池(SOFC)	250[kg-CO <sub>2</sub> /kW]
水素蓄蔵装置	25[kg-CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
東北電力のCO <sub>2</sub> 排出原単位 <sup>文8)</sup>	0.457[kg-CO <sub>2</sub> /kWh]

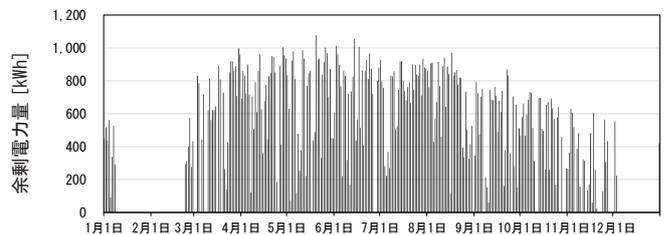


図5 一時間あたりの余剰電力量の年変化(太陽光発電容量936[kW](5,200[m<sup>2</sup>]))

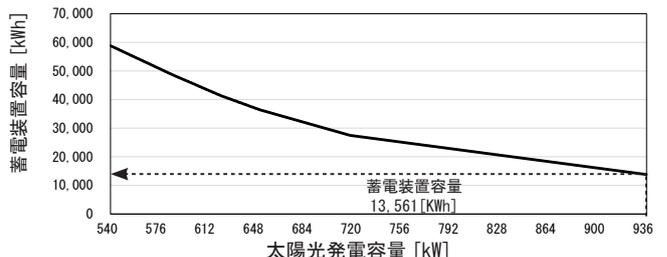


図6 IsZEB①における各太陽光発電容量と対応する蓄電装置容量

る。この期間の最大余剰電力は約1,000[kWh]であり、これに対応する水素製造装置容量が必要となる。一日平均法ありの場合、蓄電装置の残量は6,000[kWh]から12,000[kWh]まで比較的大きく変動する。この期間における水素製造用電力は最大で約330[kWh]となり、一日平均法なしの場合と比較して1/3となる。一日平均法により水素製造装置の容量が大幅に削減できるため、全体的なシステムコストが減少する。

図8に一日平均法の有無による蓄電装置残量の年変化<sup>※2</sup>を、図9に一日平均法の有無による余剰電力の水素変換率を示す。一日平均法により蓄電装置の稼働率が向上する(図8)。水素製造装置容量が330[kW]以上では、一日平均法ありの場合で余剰電力の水素変換率がほぼ100%となる(図9)。一方、一日平均法なしの場合、水素変換率は約60%となる。どの水素製造装置容量でも、余剰電力の水素変換率は一日平均法を利用した場合に高くなる。

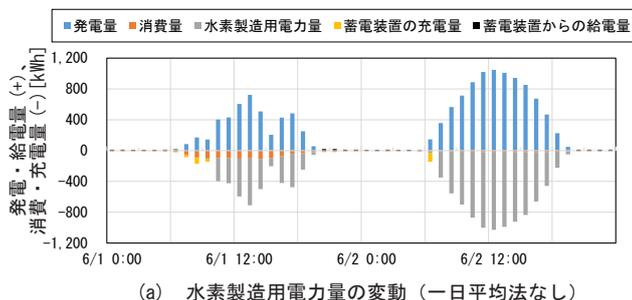
**4.2 余剰電力量と最少水素製造装置容量の関係:** 図10に太陽光発電容量と余剰電力量及び余剰電力の90%以上を水素に変換するために必要な水素製造装置容量の関係を示す。本報では余剰電力の水素変換率が90%以上となる条件を対象に検討するため、各太陽光発電容量に対して必要な水素製造装置容量の最少値が存在する。太

陽光発電容量を増加させると、余剰電力量が増えるため必要な水素製造装置容量も増加する。

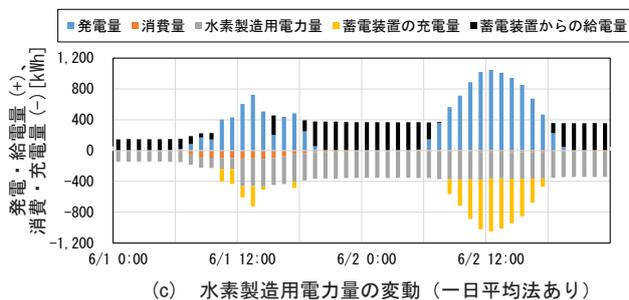
**4.3 IsZEB②のシステム構成の検討方法:** 図11にIsZEB②のシステム構成の検討方法を示す。本報では太陽光発電容量18[kW](100[m<sup>2</sup>])ごとに各設備容量を変化させて、ライフサイクルコストを求める。その上で最適なシステムをライフサイクルコスト、CO<sub>2</sub>排出量、余剰電力の水素変換率と余剰水素量により総合的に判断する。

**4.4 太陽光発電容量と水素製造装置容量を一定とし、燃料電池容量を変化させた場合のシステム構成とライフサイクルコストの関係:** 図12に一例として太陽光発電容量936[kW]、水素製造装置223[kW](余剰電力の水素変換率は約90%)の場合における燃料電池容量を変化させた場合の蓄電装置、蓄水素装置容量、ライフサイクルコストを示す。燃料電池容量の増加に伴い、蓄電装置容量が減少する一方で、必要な蓄水素装置容量が増加する。表2より、蓄電装置(16,500[円/kWh])は蓄水素装置(1,880[円/kWh])に対してコストが大幅に上回るため、燃料電池容量の増加に伴い、燃料電池と水素製造装置のコスト増加しても、全体的なライフサイクルコストが減少する傾向となる(図12)。

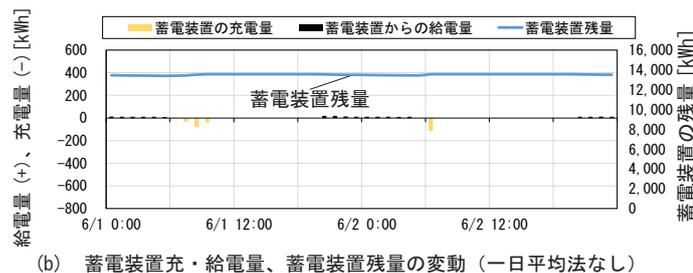
**4.5 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストと最適なシステム構成の検討:** 図13に各太陽光発電



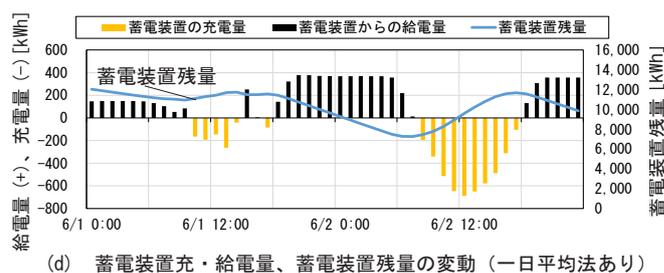
(a) 水素製造用電力量の変動(一日平均法なし)



(c) 水素製造用電力量の変動(一日平均法あり)



(b) 蓄電装置充・給電量、蓄電装置残量の変動(一日平均法なし)



(d) 蓄電装置充・給電量、蓄電装置残量の変動(一日平均法あり)

図7 一日平均法の有無による水素製造用電力と蓄電装置残量の変動(6/1(金)から6/2(土)、太陽光発電容量936[kW](5,200[m<sup>2</sup>]))

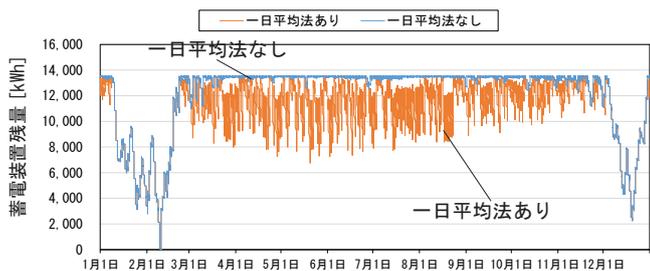


図8 一日平均法の有無による蓄電装置残量の年変化<sup>※2</sup>(太陽光発電容量936[kW](5,200[m<sup>2</sup>]))

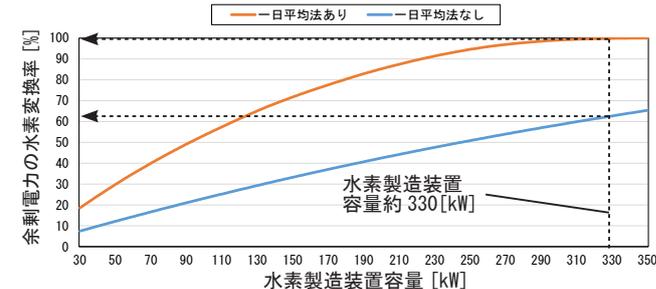


図9 一日平均法の有無による年間の余剰電力の水素変換率(太陽光発電容量936[kW](5,200[m<sup>2</sup>]))

容量において最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、自家消費率、CO<sub>2</sub>排出量を示す。太陽光発電容量が396[kW]から432[kW]までは余剰電力の水素変換率は約100[%]であり、余剰水素量もほぼない。この場合の自家消費率<sup>\*3</sup>は64[%]から70[%]である。太陽光発電容量の増加させた場合、自家消費率は減少し、余剰水素量が増加する。太陽光発電容量432[kW] (パネル面積2,400[m<sup>2</sup>])では、ライフサ

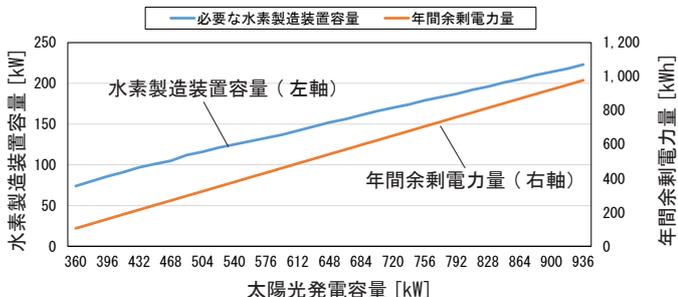


図10 太陽光発電容量と余剰電力量及び余剰電力の90[%]以上を水素に変換するために必要な水素製造装置容量の関係

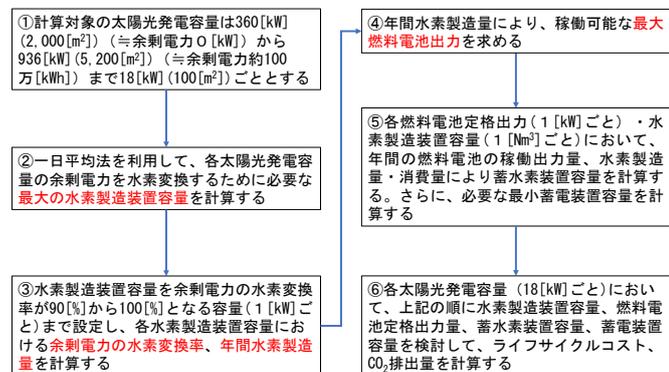
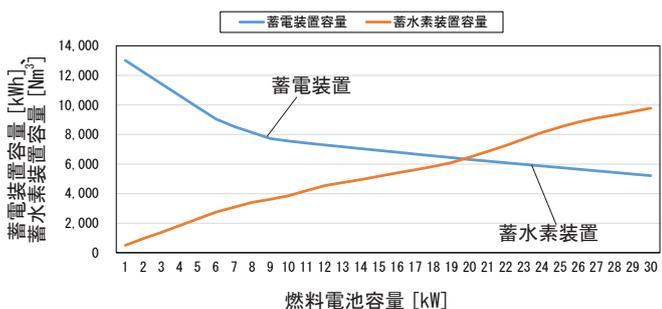
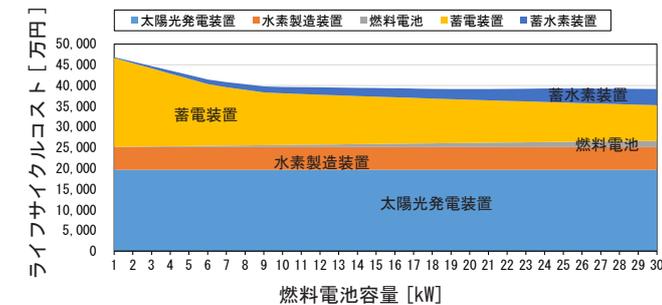


図11 IsZEB ②のシステム構成の検討方法



(a) 燃料電池容量と対応する蓄電装置、蓄水素装置容量



(b) 燃料電池容量を変化させた場合のライフサイクルコスト

図12 燃料電池容量を変化させた場合の蓄電装置、蓄水素装置、ライフサイクルコスト(太陽光発電容量936[kW]、水素製造装置223[kW]、余剰電力の水素変換率約90[%])

イクルコストは約4.7[億円]、CO<sub>2</sub>排出量は約3,130[t]であり、電力会社供給モデル(5.3[億円]、CO<sub>2</sub>排出量3,900[t])に比べて、ライフサイクルコストは約0.5[億円]、CO<sub>2</sub>排出量は約770[t]削減できる。太陽光発電容量が918[kW] (パネル面積5,100[m<sup>2</sup>])では、ライフサイクルコストが最少となり約3.9[億円]、CO<sub>2</sub>排出量は約2,454[t]、年間余剰水素量は180,000[Nm<sup>3</sup>]となる。この余剰水素を販売した場合<sup>\*4</sup>、ライフサイクルコストはさらに減少し、約2.3[億円]となり、ライフサイクルCO<sub>2</sub>は-1,050[t]となる。

#### 4 まとめ

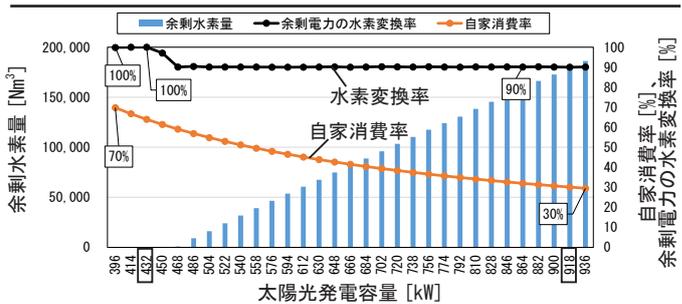
- ①一日平均法により余剰電力の水素変換率を向上させることが可能となる。
- ②太陽光発電容量432[kW]では、ライフサイクルコストが電力会社供給モデルより0.5[億円]減少し、CO<sub>2</sub>排出量が約770[t]削減できる。この場合、発電電力の

自家消費率は64[%]となる

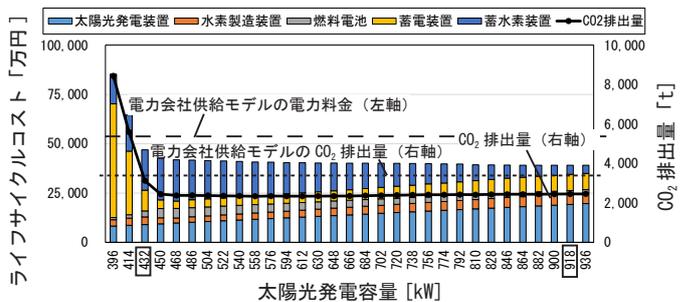
- ※1 本報では余剰電力の水素変換率が9割以上となる条件を対象に検討を行う。今後は、余剰電力の水素変換率もパラメータとしてより最適なシステム構成の分析を行う予定である。
- ※2 一年間の助走計算を行っている。
- ※3 自家消費率は太陽光発電電力量に対する消費電力量の比である。水素変換率と自家消費率の差は、設備システムによる総合ロス(蓄電池の充放電効率、水素変換・燃料電池による発電効率)分と余剰水素分の合計である。
- ※4 水素販売純利益は500[円/kg] (45[円/Nm<sup>3</sup>])とし、余剰水素は随時売却されると仮定する。水素販売によるCO<sub>2</sub>排出削減量は水素による発電量(2.13[kWh/Nm<sup>3</sup>])と東北電力のCO<sub>2</sub>排出量原単位から算出する。

#### 参考文献

- 文1) 赤林ら:「Independent-smart Zero Emission Building(IsZEB)に関する研究 その1」、空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集、2023年
- 文2) 資源エネルギー庁 令和5年度以降の調達価格等に関する意見
- 文3) ブルームバーグNEF リチウムイオン電池パックとセルの加重平均価格
- 文4) 資源エネルギー庁 水素政策小委員会アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議中間整理
- 文5) 資源エネルギー庁 水素・燃料電池戦略ロードマップの達成状況
- 文6) 山口優太 NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ
- 文7) Cassidy Houchins Hydrongen Storage Cost Analysis
- 文8) 東北電力2020年度の再生可能エネルギー固定価格買取制度による調整後データ



(a) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコスト設備構成の余剰水素量、余剰電力の水素変換率と自家消費率



(b) 各太陽光発電容量における最少ライフサイクルコストとCO<sub>2</sub>排出量  
図13 各太陽光発電容量において最少ライフサイクルコストとなる設備構成と余剰水素量、余剰電力の水素変換率、自家消費率、CO<sub>2</sub>排出量