

カーボンフリー時代の電力業界

樋口 善彦*

Electric Power Industry in Carbon-Free Age

Yoshihiko HIGUCHI*

Synopsis: Suppression of climate change due to the emission of carbon dioxide is an important target of SDGs. To realize net-zero emission of CO₂, the power industry has been tackling the issue with the use of sustainable energies and gas-fired generation based on chemicals that emit no carbon dioxide. The typical sustainable energies are solar cell, wind generation, geothermal generation, and biomass generation. Hydrogen and ammonia are thought to be promising gas without the production of CO₂. The current situation of these energies is reviewed here.

Key words: power industry, solar cell, wind generation, geothermal generation

1. 緒 言

2000年に国連ミレニアム・サミットで採択された国連ミレニアム宣言を基にしたミレニアム開発目標(MDGs: Millennium Development Goals)では国際社会共通の課題に取り組むべく8つの目標が掲げられ¹⁾、2015年まで取り組まれてきた。その成果を引き継ぎ、17のグローバル目標と169のターゲット(達成基準)に対象が拡大された新たな国際目標として、持続可能な開発目標(SDGs: Sustainable Development Goals)が国際連合で採択された²⁾。そこには、2015年から2030年にかけての具体的な行動指針が示されており、世界各国が目標達成のためのロードマップを描いて実行している。このSDGsは社会的な広がりを見せており、その中でも13番目の目標である「気候変動に具体的な対策を」に注目が集まっている。

また、気候変動に関する政府間パネル(IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change)は第6次評価報告書を2022年に発表する予定である

が、その政策決定者向け要約には、人為的行動に起因した大気中CO₂濃度上昇による地球温暖化は21世紀中に1.5℃及び2℃を越え、気候変動の影響は拡大し続けるため、CO₂排出量を正味ゼロにまで抑制することが必要であると述べられている³⁾。

このような状況の中で、日本政府は2021年に第6次エネルギー基本計画の素案を発表し、2050年カーボンニュートラル、2030年のCO₂排出量46%削減を目指すエネルギー政策の道筋を示している⁴⁾。その中で発電の枠組みでは、太陽光・風力・地熱の導入拡大とともに、CO₂排出量を削減する火力の促進、新たな資源としての水素・アンモニアの活用、が取り上げられている。2030年における電源構成の目標は再エネが36~38%、水素・アンモニアが1%、原子力が20~22%、LNGが20%、石炭が19%、石油等が2%であり、これらの合算値が46%である。

本稿では、これらの各種発電方式のCO₂排出への試みと課題を紹介する。

2. 太陽光発電

太陽光発電(Solar Cell or Photovoltaic)では、n

* 産業技術短期大学教授 博士(工学) 機械工学科

型半導体と p 型半導体を接合した構造体に対して、光を当てると電子(electron)が n 型半導体側へ、正孔(hole)が p 型半導体側へ押し出され、両半導体間に電位差が生じ、電力を外部に供給することが可能になる原理を利用している。このような p n 接合での光起電力効果(photovoltaic effect)は 1954 年に発見され、発電効率は当初の 6%から近年 25%程度まで向上している。

2012 年に電力を一定期間に設定した価格で買い取りことを約束した固定価格買取制度(FIT: Feed-in Tariff) が導入された後、特に太陽光発電の導入が急速に進んだのは、風力や地熱など他の再生可能エネルギーと比較して導入しやすいためである。用いられる半導体は単結晶または多結晶シリコンがほとんどで、2000 年代前半まで日本メーカーのシェアが高かったが、最近では中国のシェアが極めて高い状況にある。

上述の FIT によって 2012 年以降急速に普及した日本の太陽光発電の設備容量は国土面積当たり 147kw/km² と 2 位のドイツの 126kw/km² とを上回って世界一である⁵⁾。太陽光発電設備の設置数が増加するにつれて、太陽光発電に適した土地は増々減ってきており、森林や傾斜地などを開発して設置するケースが増えている。その結果、環境破壊や土砂災害を誘発したことが疑われる、などの事例も増加している。設置に適した陸地が減っているため、ダム湖やため池などの水域上方に設置する水上型の太陽光発電も設置されている。利点は、雑草対策が不要で管理コストが低いこと、太陽光パネルの冷却が不要なこと、であるが、弱点は、鳥糞により有効照光面積が低下すること、強風によるパネルが破損する可能性があること、などである。山本らによれば、2019 年の台風 15 号通過時に JIS で定められた設計用基準風速 38 m/s を越える 50m/s 級の強風が吹いた結果、千葉県市原市山倉ダムの水上メガソーラーでフロート架台やアンカーケーブル破損による太陽電池モジュールの破損が発生している⁶⁾。

一方、設置場所に制約が多いシリコン系太陽光発電に対して、壁面や曲面にも適用できる有機系のペロブスカイト太陽電池⁷⁾のエネルギー変換効率が近年になって 25.5%まで向上したことで、注目されている⁸⁾。また、ペロブスカイト膜を塗布するこ

とで作製することができるため、樹脂基板に製膜すると従来は適用できないと考えられていた場所にも設置することができる。また、エネルギーを利用する光の波長を調整して、ガラス面などに透明な太陽電池を取り付けることも可能である⁹⁾。

なお、現在まだ顕在化していない課題に使用済み太陽光パネルの処理がある。2012 年から急速に導入された太陽光発電のパネル寿命は 25 年程度とされており、2030 年代には太陽光パネル廃棄量が年間 17~28 万トン程度発生することが予想されている⁸⁾。廃棄コストの問題から有害物質を含む太陽光パネルが不法投棄されると、環境汚染を引き起こす可能性がある。また、産業廃棄物として廃棄されるとしても、最終処分場の余力が低下する問題があり、リサイクルによる活用されることが望ましい⁹⁾。

3. 風力発電

風力発電は太陽エネルギーをもとにした自然現象である風のエネルギーを使ってブレードを回転させ、電気エネルギーに変換する発電方式である。したがって、CO₂を排出しないクリーンな発電といえることができる¹⁰⁾。ただし、常に変動し制御できない風況に依存するため、安定した電力供給に課題がある。したがって、風力発電の電力供給シェアが拡大した場合には、送電時の需給バランスを維持するために蓄電を含めた様々な方策が必要である。

発生する電力は、風速の三乗と受風面積の積に比例するため、年間平均風速が高い場所に大型ブレードを有する設備を設置することで高効率の発電が可能である。最近では、ローター直径やハブ高さが 100m を超える例もでてきている¹¹⁾。日本における、風力発電の発電能力は現状では 4.35GW であるが、環境アセスメント中の案件が 2031 年度までに全て運転を開始する仮定をおくと 31.2GW が加わることが見込まれている。また、2050 年に総発電能力は 130GW に到達し、必要電力の 30%以上をまかなうことが予想されている¹¹⁾。

風力発電は設置場所によって、陸上型、洋上型に 2 分され、洋上はさらに遠浅の海で海底に基礎をもつ着床式、海面に浮いたプラットフォーム上に設置する浮体式に分類される。陸上型は、設置費用が洋上型と比較して安価であることが利点であるが、風力発電に適した条件の土地を見つけるのが難しい。

海外には広大な平地で大規模に風力発電を実施している国もあるが、日本では平均風速が高い平地は少なく、景観や騒音、生態系への影響を含む環境評価をクリアできるかどうかも含めて考えると大規模発電に適した地域は限られている。そのため、洋上型への期待が高まっている。洋上型のうち、前述した着床型は水深 50m 以下の場合に提供されることが多いが、日本近海には遠浅の海は少なく、漁業権などの調整も存在している。そのため、このような制約が比較的少ない浮体式の風力発電への期待が高まっている。また、浮体式洋上発電では運転時にプラットフォームが移動するため、送電ケーブルにはねじれ・曲げ、張力などによる損傷に耐え得る性能が必要とされ、曲げ剛性や疲労特性に優れたダイナミックケーブルが用いられる¹²⁾。

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)は洋上風力発電に関する技術開発ロードマップを 2021 年 4 月に発表し、その中で必要な要素技術を整理し、実海域での実証を 2025 年頃の実施すると述べている¹³⁾。これには、風力発電事業に必要な風況評価から風車の設計・製造、工事、海底ケーブル敷設、運転保守(O&M: Operation and Maintenance)、などの全ての項目が含まれている。同様のロードマップは米国、EU でも発表されている^{14,15)}。

このような状況の中で、2021 年 6 月には戸田建設をリーダーとするコンソーシアムは経済産業省と国土交通省による再エネ海域利用法に基づく「長崎県五島市沖 海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域」の事業者に選定されている¹⁶⁾。コンソーシアムは浮体式の商用洋上風力発電所を国内で初めて建設、運営することになる。

4. 地熱発電

火山国でもある日本は世界 3 位の地熱資源量(23.47GW)を有しており、地下 2km 程度の深さにある天然地熱貯留槽(熱水・蒸気溜まり)から蒸気を含む熱水を取り出して蒸気タービンにより大規模な地熱発電をするポテンシャルを持っている¹⁷⁾。

しかし、地熱資源に適した場所の地下探査が容易ではないこと、適地と予想される場所の多くが自然公園内にあり開発が規制されていること、従来からの温水利用者・団体の環境変化への懸念、など様々な要因によって、その活用はあまり進んでおらず、

2019 年で約 0.5GW である。これらの従来型の地熱発電に対する規制や制約は徐々に緩和されているものの、2030 年でもその発電量は 1.5GW 程度にとどまると考えられている¹⁸⁾。

一方、従来の地熱発電とは異なり、より深い地層(深度数 km)に存在する 400~500°C の超臨界水を地熱発電に利用する研究がアイスランドを始め各国で動きが最近になって出てきている。開発難度が高いものの、従来の地熱資源量を超える数十 GW の発電ポテンシャルが期待されており、内閣府の「エネルギー・環境イノベーション戦略」の中に長期的な開発項目として位置付けられている¹⁹⁾。2021 年 7 月には、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の「超臨界地熱発電技術研究開発」に 3 件の事業が採択されている²⁰⁾。

こうした動きと平行して、低熱水量で地熱発電には適さないとされてきた条件で、CO₂を地熱貯留槽中に送り込み、熱交換によって熱エネルギーを得る方法も提案されている。大成建設と大成建設と地熱技術開発はこの方法を石油天然ガス金属鉱物資源機構(JOGMEC)の公募事業「カーボンリサイクル CO₂ 地熱発電技術」に応募し、2021 年 8 月に採択されている²¹⁾。送り込んだ CO₂の一部は地層中の鉱物と反応して固定化されるため、CO₂の削減にも寄与する。

5. バイオマス発電

動植物を起源とする資源の総称であるバイオマスを燃焼させて発電する操作がバイオマス発電である。燃焼の過程で CO₂が大気中に放散されるが、バイオマスが形成される過程で大気中の CO₂を吸収しているため、新たな発生分はゼロとみなされている。バイオマス発電にはバイオマス燃料だけを利用する専焼タイプ、および、既設の石炭火力発電設備の燃料として石炭とバイオマス燃料の両者を使用する混焼タイプがある。グリーン発電大分の天瀬発電所は日田杉の産地である日田市で未利用材から作った木材チップを専焼する出力 5.7MW の発電所であり、2013 年から毎年 6-7 万トンの木質燃料を処理している²²⁾。また、木質バイオ発電を軸にした活動で脱炭素チャレンジカップ 2021 の環境大臣賞・グランプリを受賞している²³⁾。専焼タイプには他にも、木質ペレットやパームヤシ種殻(PKS:Palm

Kernel Shell) を利用する神奈川県京浜バイオマス発電所(2015年開始, 49MW)²⁴⁾, 森林率80%の岡山県真庭市に所在する真庭バイオマス発電所(2015年開始, 出力10MW)²⁵⁾がある。前者は川崎市の製油所跡地というバイオマス燃料の輸入に適した立地を生かして操業を行っている。また、後者の真庭市は日本有数のヒノキの産地であり、真庭発電所は地域の未利用材を利用して稼働率が95%と高位の操業を継続しており、伐採業者や製材業者を含む林業関係者の環境改善にも貢献している²⁵⁾。今後、発電コストを削減し、FIT期間である20年を経過した後も事業を継続できるようにすることが課題である。

一方、石炭を粉砕した微粉炭を燃焼させる既存の石炭火力発電の燃料の一部をバイオマスで置き換える混焼方式であるが、石炭とバイオマスの特性・性質の違いもあり、混焼率は熱量ベースで数%に制約されていた。福島ら²⁶⁾は木質チップや木質ペレットは高含水量、低発熱量、低かさ比重のために石炭の2~4倍の体積が必要であり、さらに石炭とは燃焼特性が異なるため、特別な粉砕方法を採用し、かつ、ホッパー等の設備上の配慮も必要であると指摘している。成相²⁷⁾は、これらの事情を踏まえ設備を改良した実証実験を行った結果、熱量ベースで25%の混焼率が達成され、50%を実現する見通しも得られたと報告している。

また、バイオマスには木材などの植物系材料以外に、(1)牧場内の牛糞を発酵させて得たメタンガス、(2)下水汚泥と生ごみから発生するメタンと残渣から得た固形燃料、(3)食品工場の生ごみと排水汚泥由来のメタン、がある²⁸⁾。澁谷ら²⁹⁾は下水汚泥の燃料化、メタン発酵の技術を用いた発電システムを紹介している。また、細田³⁰⁾は都市ごみや下水汚泥、木質バイオマスなどを燃料として利用する技術について解説している。

6. 水素発電

太陽光発電や風力発電は計画的に発電量を調整することができず、電力需要に対する発生電力は過剰あるいは不足になる傾向がある。そのため、余剰電力を貯める機能が必要であるが、大量の電力をバッテリーに貯蔵するコストは依然として高く、別の形態でエネルギーを蓄えることが望ましい。このエネルギーキャリアの有望な選択肢の一つとして水素があり、カーボンフリーの電力を用

いて水を電気分解することで水素ガスを発生させ、それを高圧タンクあるいは液化水素として貯蔵する方法への期待が高まっている。

貯蔵した水素をエネルギー源として発電する形式は、電気化学的な手法を用いる燃料電池、および、燃焼エネルギーでタービンを回す水素炊きガスタービン発電、に大別される。前者の燃料電池については、固体高分子型(PEFC: Polymer Electrolyte Fuel Cell)、固体酸化物型(SOFC: Solid Oxide Fuel Cell)や熔融炭酸塩型(MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell)があり、機械的駆動部を必要としないため発電効率はLHV(Low Heating Value)基準で60%にまで高められ、分散型発電として有効であるとされている³¹⁾。ただし、一般的なガスタービン火力発電の500MW規模の発電を行うには燃料電池車に搭載されている燃料電池が少なくとも数万台分が必要であり、大規模発電には必ずしも適していない。

後者の水素炊きガスタービン発電は、基本的には従来のガスタービン発電と同じ構成で、燃料ガスを従来の液化天然ガス(LNG: Liquefied Natural Gas)から水素ガスに変えたものであり、大規模発電でのオペレーションとして有効な方法である。また、発電効率も大規模発電であれば燃料電池と大きな差異はない。ただし、水素の燃焼特性は天然ガスと大きく異なる。単位質量当たりの発熱量が大きい一方で、単位体積当たりの発熱量が小さい。また、可燃範囲が広く着火やすいこと、燃焼速度が天然ガスの10倍程度と高いこと、などの扱いにくさあり、従来の燃焼器をそのまま流用と火炎が逆流するフラッシュバック現象が発生するという課題があった。また、火炎温度が局所的に高くなり、排ガス中のNO_x濃度が大きくなる問題もあった。市川ら³²⁾はこのフラッシュバック現象を抑制し、かつ、排ガス中のNO_xを低減できる機構を開発したと報告している。

一方、堀川ら^{33,34)}は微小水素火炎を形成することで、水素の安定燃焼とNo_xを低減する技術を基に2020年5月から開始した実装運転で水素専焼ドライ低NO_x発電に成功している。また、現状のLNGガスタービン設備で30%程度の水素ガスを混焼する技術の開発も進んでおり、今後は水素の供給能力や価格の改善が進むにつれて水素混焼

および専焼のプラントが増えていくことが期待されている。東京電力と中部電力の火力発電部門を統合した合弁会社 JERA³⁵⁾は 2021 年 8 月に LNG 火力発電所における水素発電技術の実機実証に関する事業が新エネルギー開発機構(NEDO)の大規模水素サプライチェーン構築プロジェクトに採択されたと発表している。この事業では天然ガスの一部を水素に置き換え、5 年間の実証運転が実施される予定である。

7. アンモニア発電

現在、アンモニアの用途の約 80%は尿素、りん安、硝安、硫安などの肥料向けであり、約 10%が化学製品の原料として利用されている。日本国内の需要は年間 100 万トン程度であり、そのうち 80%超を国内で生産し、残りを輸入している。このアンモニアは常温常圧で気体であるが、沸点は 33℃であり、メタンや水素の-162℃、-253℃と比較すると容易に液化が可能である。工業用途では 33℃・常圧か 0℃・数気圧で液化し、輸送するケースが多い。また、すでに流通している材料であり、貯蔵・運搬に関して新たな技術開発は必要ないという利点がある。アンモニアを酸素で燃焼させた場合の反応式は $4\text{NH}_3+3\text{O}_2=2\text{N}_2+6\text{H}_2\text{O}$ であり、水素と同様に燃焼しても CO_2 を排出しない。ただし、アンモニアの発火点は 651℃であり、燃焼速度も遅いことから、燃焼しにくい物質とみなされており、燃焼時に窒素酸化物である NO_x が発生する可能性があることから燃料としての利用はほとんど考慮されていなかった。

しかし、壹岐ら³⁶⁾の解説によれば、2015 年頃から旋回式のスワールバーナーを用いたアンモニアの直接燃焼に関する発表が増加し、燃料として利用する可能性が広がっている。さらに、上記の懸念点を解決し、発電へ適用する場合の事業性を評価する研究が、内閣府戦略的イノベーション創造プログラム (SIP: Cross-ministerial Strategic Innovation Promotion Program) の一環として行われた。その結果、燃焼効率・加熱効率の目標ならびに低 NO_x 燃焼が達成された³⁷⁾。

また、火力発電への適用を想定した場合、最もハードルが低いのは既存の石炭火力で微粉炭と一緒に混焼させる方式である。これについても戦略

的イノベーション創造プログラムの「アンモニアの発電利用に関する事業性評価」で実際の火力発電設備を改造した実験を行い、アンモニア混焼の有効性が確認されている³⁸⁾。JERA はゼロエミッションに向けたロードマップを公開し、非効率な超臨界以下の石炭火力を廃止し、超々臨界の高効率石炭火力ではアンモニア混焼を推進すると発表している³⁹⁾。

8. 変動性電力の需給バランス

太陽光による発電量は雲影を含む短時間での天候変動の影響を強く受けるため、電力需給を調整することが難しい。小林ら⁴⁰⁾は、この短時間での出力変動を解析し、全発電時間のうち約 30%の時間帯で短期変動が生じていることを明らかにした。その結果、需給調整を効果的に行うには、5 分前の予想電力に基づいて電力取引を 5 分単位で実施することが必要であると報告している。

安田ら⁴¹⁾は、変動性再生可能エネルギー (VRE: Variable Renewable Energy) 導入率が 2050 年に 50%に到達する場合の送電線に関する投資分析を行っている。その結果、送電線増強のための設備投資を促進することによって、送電線の利用率が向上し、発送電事業者と電力消費者のいずれもがメリットを得られる可能性があることを報告している。また、小原⁴²⁾はアンモニアやメチルシクロヘキサンなどの水素キャリアを利用した発電を行うことにより、発電量をタイムシフトさせて平準化することが可能となり、その結果として送電線利用率が向上して送電網の整備費用を抑制できる可能性を示した。上述の変動性再生可能エネルギー (VRE: Variable Renewable Energy) を水素キャリアに変換し、貯蔵輸送するコストについての分析が行われている。西ら⁴³⁾は、日本国内の太陽光発電で得た電力のコストはオーストラリアの 3 倍以上であるが、水を電気分解して水素を得たコストを分析し、オーストラリアから水素を供給するコストと同等であると報告されている。オーストラリアでの太陽光発電コストは低いものの、水素を液化して日本へ輸送するコストが高いためであるとしている。これらの分析では、どのような前提を置くかでコスト評価が逆転する場合もあり、今後は前提の精度を高めていくことが課題である。再生可能エネルギーの評価に関し

では、発電の技術的課題に焦点があてられることが多いが、上述のようにコスト面から送電網の整備やエネルギーキャリアの構築についても同様に注目していく必要がある。

9. 結 言

本稿では、カーボンフリーを前提とした電力供給の方法として提案されている各種の技術を紹介した。現時点では、2050年段階で主流となる電力供給方法は確定されておらず、候補となる発電技術の開発を並行して進めていく必要がある。その過程で、技術的およびコスト的な評価の精度を上げていくことが求められている。

参考文献

- 1) ミレニアム開発目標(MDGs), <<https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/doukou/mdgs.html>>, (参照 2021-09-10)
- 2) 持続可能な開発目標(SDGs)の推進, <<https://www.env.go.jp/policy/sdgs/index.html>>,
- 3) 気候変動に関する政府間パネル第6次評価報告書第1作業部会報告書(自然科学的根拠)政策決定者向け要約の概要, <<https://www.meti.go.jp/press/2021/08/20210809001/20210809001-1.pdf>>, (参照 2021-09-10)
- 4) エネルギー基本計画 - 経済産業省 資源エネルギー庁 <https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/046/046_004.pdf>, (参照 2021-09-10)
- 5) 「次世代型太陽電池の開発」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画(案)の概要, <https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/green_power/pdf/001_07_00.pdf>, (参照 2021-09-10)
- 6) 山本晴彦, 兼光直樹, 宮川雄太, 大谷有紀, 渡邊祐香, 坂本京子, 岩谷 潔: 自然災害科学, **39**(2020), 113-136.
- 7) A.Kojima, K.Teshima, T.Hirai and T.Miyasaka: J.AM.Chem.Soc., **131**(2009), 6050-6051.
- 8) 太陽光発電設備の廃棄対策について, <https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/010_03_00.pdf>, (参照 2021-09-10)
- 9) 佐々木健: 立法と調査, **430**(2020), 137-142.
- 10) 再生可能エネルギーとは 風力発電, <https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/wind/index.html>, (参照 2021-09-10)
- 11) 2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量のあり方, <https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/028_05_00.pdf>, (参照 2021-09-10)
- 12) 鈴木孝幸, 阿部和俊, 助川琢也, 東 大介, 西川正利, 谷之木良太: 電気材料技術雑誌, **29**(2020), No.1, 31-38.
- 13) 洋上風力の産業競争力強化に向けた技術開発ロードマップ, <<https://www.mlit.go.jp/kowan/kowan/content/001399630.pdf>>, (参照 2021-09-10)
- 14) National Offshore Wind R&D Consortium, <<https://www.energy.gov/eere/wind/national-offshore-wind-rd-consortium>>, (参照 2021-09-10)
- 15) Roadmap | ETIPWind, <<https://etipwind.eu/roadmap/>>, (参照 2021-09-10)
- 16) 長崎県五島市沖における洋上風力発電事業者の選定について, <<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210611004/20210611004.html>>, (参照 2021-09-10)
- 17) 資源エネルギー庁, 地熱資源開発の現状について, <https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/pdf/022_04_00.pdf>, (参照 2021-09-10)
- 18) 安川香澄: 日本エネルギー学会機関紙 えねるみくす, **98**(2019), 154-160.
- 19) エネルギー・環境イノベーション戦略(NESTI 2050), <<https://www8.cao.go.jp/cstp/nesti/index.html>>, (参照 2021-09-10)
- 20) 超臨界地熱発電の実現に向け, 新たに3件の研究開発を採択, <https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101327.html>, (参照 2021-09-10)
- 21) 「カーボンリサイクル CO₂ 地熱発電技術」の開発に着手, <https://www.taisei.co.jp/about_us/wn/2021/210823_8430.html>, (参照 2021-09-10).

- 22) グリーン発電大分, <<http://www.gho.co.jp/>>, (参照 2021-09-10)
- 23) 木質バイオマス発電を核とした SDGs への取り組み, <<https://www.zenkoku-net.org/datsutanso/history/2021/pdf/report10.pdf>>, (参照 2021-09-10)
- 24) 京浜バイオマス発電所, <<https://www.idemitsu.com/jp/business/power/plant.html>>, (参照 2021-09-10)
- 25) 真庭バイオマス発電所～順調な稼働の理由と今後の課題～, <http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0167.html>, (参照 2021-09-10)
- 26) 福島 仁, 熊谷友良, 井上大祐: 日本機械学会論文集, **83**(2017), 16-00427.
- 27) 成相健太郎: 火力原子力発電大会論文集, **13**(2017), 43-48.
- 28) 再生可能エネルギーとは バイオマス発電, <https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/biomass/index.html>, (参照 2021-09-10)
- 29) 澁谷榮一, 関口真澄: 廃棄物資源循環学会誌, **24**(2013), 13-18.
- 30) 細田博之: 日本燃焼学会誌, **59**(2017), 264-271.
- 31) 内田裕之: 応用物理, **90**(2021), 366-370.
- 32) 市川雄一, 湯浅厚志, 上地英之, 井上 慶, 三浦圭祐, 多田勝義, 谷村 聡: 日本燃焼学会誌, **61**(2019), 15-23.
- 33) 堀川敦史, 岡田邦夫, 足利 貢, 山口正人, 堂浦康司, 明日芳浩: 川崎重工技報, **182**(2020), 28-31
- 34) A.Horikawa, K.Okada, M.Wirsum, H.Funke and K.Kusterer: IGTC2019, Tokyo, (2019) .
- 35) 国内 LNG 火力発電所における水素利用の実証事業の採択について, <https://www.jera.co.jp/information/20210826_748>, (参照 2021-09-10).
- 36) 壹岐典彦, 倉田 修: 日本燃焼学会誌, **58**(2016), 215-222.
- 37) アンモニア直接燃焼, <<https://www.jst.go.jp/sip/dl/k04/end/team6-0.pdf>>, (参照 2021-09-10)
- 38) アンモニアの発電利用に関する事業性評価, <<https://www.jst.go.jp/sip/dl/k04/end/team6-10.pdf>>, (参照 2021-09-10)
- 39) 2050 年におけるゼロエミッションへの挑戦について, <https://www.jera.co.jp/information/20201013_539>, (参照 2021-09-10)
- 40) 小林宏規, 針谷 達, 竹内悠人, 滝川浩史, 伊藤和彦, 平塚元久: 太陽エネルギー, **47**(2021), No.2, 59-64.
- 41) 安田 陽, 濱崎 博: 風力エネルギー利用シボジウム, **40**(2018), 215-218.
- 42) 小原伸哉: 日本機械学会論文集, **85**(2019), 1-00141.
- 43) 西 美奈, 山本博巳, 竹井勝仁: エネルギー・資源学会論文誌, **42**(2021), No.2, 86-92.