

2022 年 4 月 26 日

日本環境エネルギー開発株式会社(NEED)

代表取締役 澤 一誠

自家発用既設石炭火力発電のバイオマス専焼化による事業展開のご提案

提案の概要

2015 年のパリ協定を契機に脱石炭火力の動きが急加速し、日本でも石炭火力フェードアウトが求められるが、自家発用石炭火力(9GW)の座礁資産化は製造業の死活問題となる。2030 年の再エネ発電目標の達成は、新設では立地制約と投資採算性から無理があり、追加施策が求められる。そこで、石炭火力の廃止と再エネ電源拡大を同時に達成できる手段として既設石炭火力のバイオマス専焼転換を提案する。

9GW を転換すると年間 45 百億円の補填で 53 百万トン CO₂(日本の 4.5%)が削減できることから、政策効果は FIT の 2.6 倍となる。これは 8 千円/CO₂-t に相当し、現在政府が導入検討を進めるカーボンプライシングで補填できる可能性がある(EU は 1 万円/CO₂-t)。

尚、石炭火力のバイオマス専焼転換は英国 Drax 等で日本企業が実績を持ち、今後 BECCS への取組みも計画されている。この方式をアジアに展開することを提案する。

1. 背景

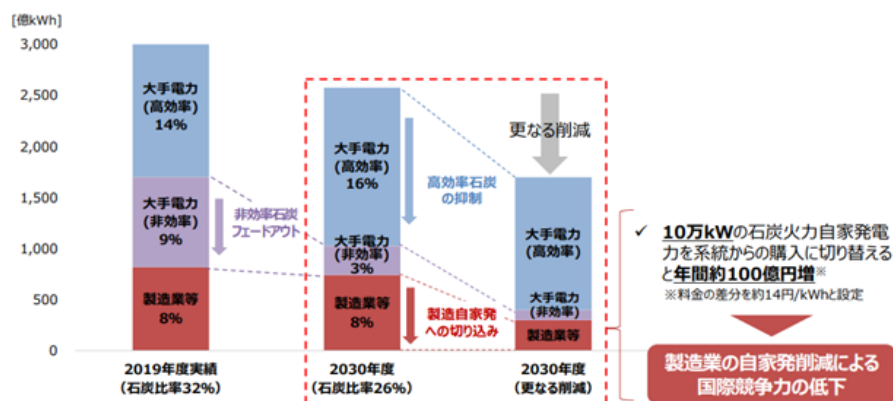


図 1 国内石炭火力発電量の削減見通し

出典: 資源エネルギー庁, 2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)(2021)

図 1 に示すように、2030 年度 GHG 削減目標 46%達成のためには、大手電力会社の石炭火力のみならず、製造業の自家発用石炭火力に対してもフェードアウトの検討が求められているので、自家発用石炭火力を廃止して、系統からの電力購入に切り替えることは、製造業の国際競争力の低下を招き、死活問題に繋がることも懸念される。

自家発用石炭火力の分布と容量を図 2 に示す。全体の発電容量は **9.14GW** あり、製鉄、化学、製紙等製造事業者が自家発を保有し、それらの所在地は主に湾岸地域の工業地帯にある。

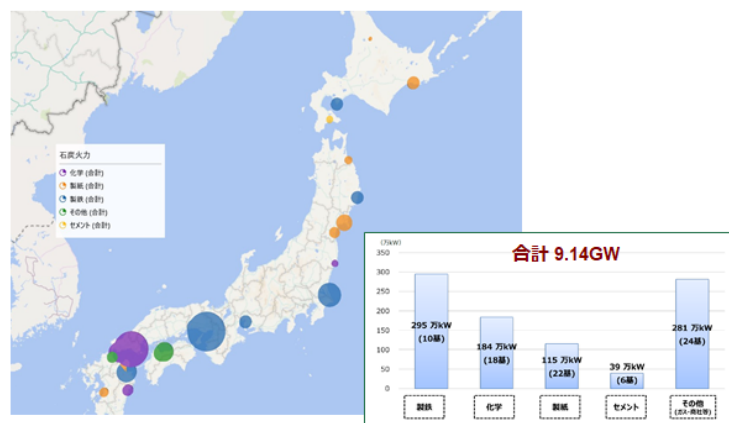


図 2 我が国の製造業等における石炭火力自家発の分布

出典: 資源エネルギー庁, 石炭火力発電所一覧(2020)のデータより作成

これらの設備を単純に廃止し、系統からの購入に切り替えるデメリットは図 1 に示した通りで、9.14GW を賄うためには年間約 **9,140 億円** の追加費用が発生する。また、自家発電を太陽光や風力等再生可能エネルギー発電(再エネ発電)でリプレースする場合は以下の点で非効率である上、工場の操業に不可欠な熱源を別途確保することが必要となるので現実的とは言えない。

- ・ 既設の発電設備を廃止するための撤去費用・原状回復費用等がかかる
- ・ 再エネ発電の新設を行なう為の設備費用・設置費用等がかかる
- ・ 既設の発電設備と同等の発電を行なうことが困難である(単位面積あたりの発電量が少なく、自然変動電源であるため安定電力の確保が困難で追加設備が必要となる)

また、2030 年再エネ発電目 36～38%の達成は、FIT による再エネ発電の新設のみでは立地制約と投資採算性の問題から無理があるので、これに代わる再エネ電源の拡大策が求められている。

2. 提案内容

上記背景に基づき、本提案では既設の石炭火力発電設備を改造してバイオマス専焼発電に転換することで、設備の有効活用と従来と同等の発電・熱供給を行なうことについて提案する。

これにより非効率石炭火力のフェードアウトと再エネ電源であるバイオマス発電の導入拡大を着実に遂行して日本の発電部門の CO₂ 排出原単位の低減を図る。さらに将来的には、BECCS (バイオエネルギー・CO₂ 回収貯留)へと発展させることによってネガティブ・エミッションに繋げる。そして、このコンセプトによるプロジェクトを国内で実施すると共に石炭火力依存度の高いアジア諸国への展開を図っていくことを併せて提案する。

3. 提案の考え方

図 3 に既設石炭火力発電所の 3R ともいえる本提案の基本的な考え方を示す。

「既設の石炭火力発電所の3R」の検討

- ・ **Reduce** : 非効率な老朽石炭火力の段階的な削減
 - ・ **Reuse** : 既設の石炭火力を有効活用したバイオマス発電（混焼又は専焼）の推進
 - ・ **Recycle**: カーボンリサイクル（CCUS）
- ➡ 今後のバイオマス専焼転換推進の方向性：
1. 再エネ電源を拡大する為の最も安価で確実な手段
 2. 地域分散型電源のネットワークへの組み入れ
（VREの調整電源並びにバイオマス再エネ電源として地域分散電源を構成する要素に活用する）
 3. 推進支援制度（インセンティブ、プレミアム）の導入

図 3 既設の石炭火力を有効利用する考え方

政府による非効率石炭火力のフェードアウトに関する検討が進められているが、この取り組みは 2030 年を目標年次として、図 1 に示すように、これまで石炭比率を 32%から 26%に削減するものであった。これが第 6 次エネルギー基本計画では、更に 19%迄削減する必要があると明記されたことから、石炭火力のフェードアウトをより迅速に進める必要があり、待ったなしの状況である。

石炭火力のフェードアウトにおける燃料転換の候補としては、アンモニアや水素といった燃料が検討されているが、アンモニアは JERA のロードマップ(2020)でも 2030 年代の前半にアンモニア混焼率 20%を達成させる目標が掲げられており、2030 年に石炭火力発電を廃止する時間軸とは合わない。また、2017 年に再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議が示した水素基本戦略によると、水素発電の本格導入を 2020 年代後半に目指しているものの、トータルで CO₂フリー水素の供給システムを確立する時期は 2040 年頃となっている。

これに対し、バイオマスについては日本でも石炭火力での混焼が各地で進められ、高混焼率化の技術も実証済で、専焼化も既に世界各地で実施されているため、バイオマス専焼への転換は、2030 年の非効率石炭火力のフェードアウトに対して、既に確立された商業技術である。

アンモニアや水素といった炭素を介在させない燃料の導入については将来の重要な技術オプションとして検討を進めていく必要があるが、本格的な導入・商業化を実現するためには解決すべき課題も多く、相当な時間を要することが予想される。従い、既存の石炭火力発電設備を有効活用して、石炭をバイオマスに燃料転換することが最も確実且つ即効性のある手法と言える。

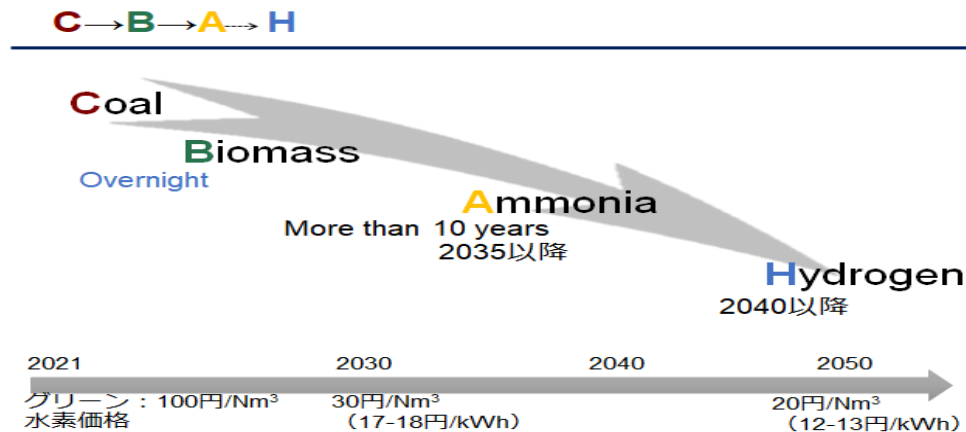


図 4 石炭火力の燃料転換時間軸イメージ

4. 提案技術の概要

図 5 に示すように、既設の石炭火力発電を微粉バイオマス専焼の発電所に改造する技術は既に確立されており、北米や欧州において、ミルの改造やバーナーの改造によるバイオマス専焼化が進められている。

イギリスの Drax では 660MW の石炭火力発電設備 4 基がバイオマス専焼に転換されたほか、デンマークやカナダにおいても三菱重工等日本企業による実績が増えている。また、これら改造によるバイオマス専焼運転は 2016 年から開始されており、運転実績も積み重ねられている。

このような発電設備の改造以外にも、木質原料を半炭化することによるトレファイド・ペレットは燃料組成・ハンドリング性が石炭に近くなることから、発電設備の改造が軽微もしくは不要になるという技術オプションも考えられる。現時点では事業採算性の観点からトレファイド・ペレット導入より設備改造の方が有利と言えるが、製造コストの低減が実現すれば、将来的にはトレファイド・ペレットによる燃料転換も選択肢として検討出来る可能性はあると考える。

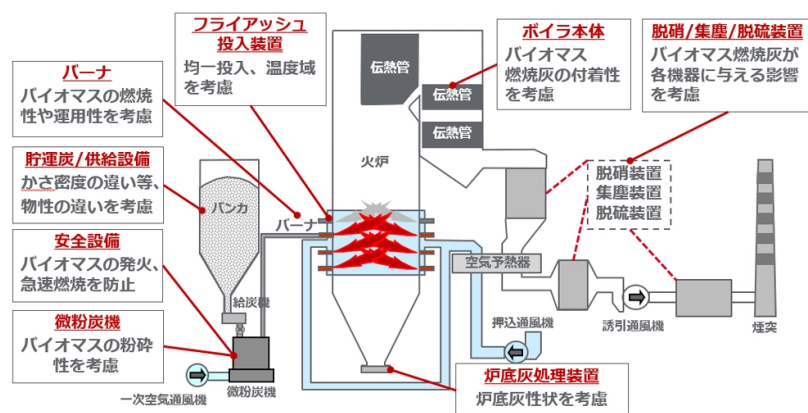


図 5 バイオマス専焼発電システム

出典：三菱重工業

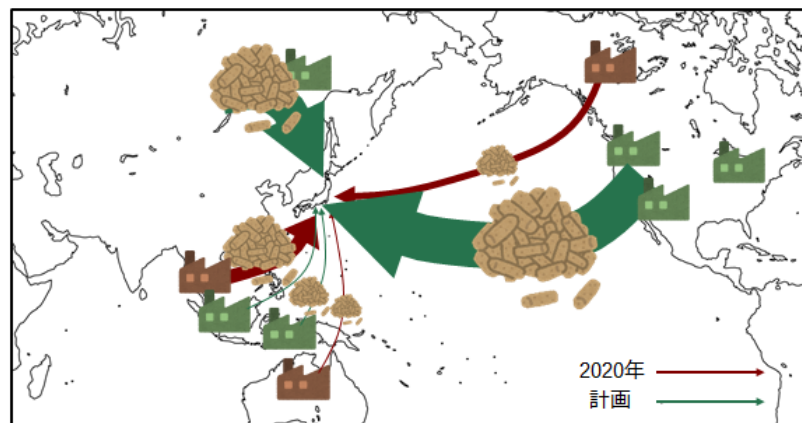
5. 原料調達の可能性

一般的にバイオマス発電は原料の安定調達が課題となることが多いため、バイオマスの専焼発電が技術的に確立していても、原料調達の課題をクリアする必要がある。

日本国内では原料ポテンシャルが限られており、原料コストと調達量の確保という課題が残るため、近年では海外からの木質ペレットの輸入量が急拡大している。

FIT 制度開始時点 2012 年の海外からの輸入木質ペレットは殆どがカナダ産で、その量は 10 万トン以下であったが、2020 年には輸入量は 203 万トンに増加した。その半分以上がベトナム産で、今後さらにアメリカ産を中心に飛躍的な増加が見込まれ、2023 年には 800 万トンを上回ると言われている。特に世界一の木質ペレット製造会社アメリカ Enviva 社は日本向けに年間 1,000 万トン近くの受注が既に決まっている模様で、同社はアメリカ南東部にある余剰な森林資源を利用して 3,000 万トン以上の木質ペレットを供給することが可能と言っている。

木質ペレット輸入の現状と今後の見通し



2020年の木質ペレット輸入量は203万トン（内、6割がベトナムから、3割がカナダから）。
今後供給余力のあるアメリカ、ロシアや東南アジアからの輸入を増やすことで、石炭火力の燃料転換に必要な量の調達が可能となる。

図 6 木質ペレットの輸入に関する現状と将来のイメージ

6. バイオマス専焼発電のビジネススキーム

日本国内でのバイオマス発電事業

事業目的：既設の石炭火力発電設備をバイオマス専焼に転換し、カーボンニュートラル化する

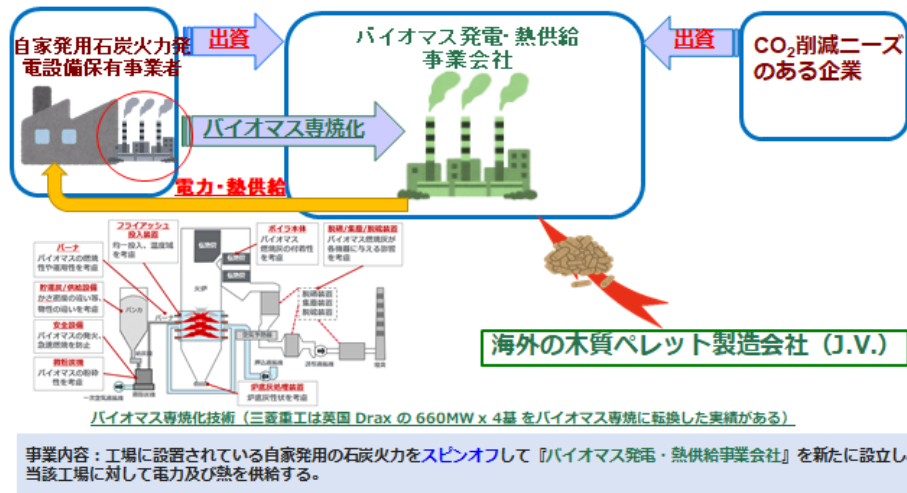


図 7 事業のイメージ

事業コンセプト

案件名：エネルギー多消費産業における石炭火力のカーボンニュートラル化

事業目的：CO₂削減が求められる自家発電石炭火力をバイオマス専焼に転換することでカーボンニュートラル化を図る

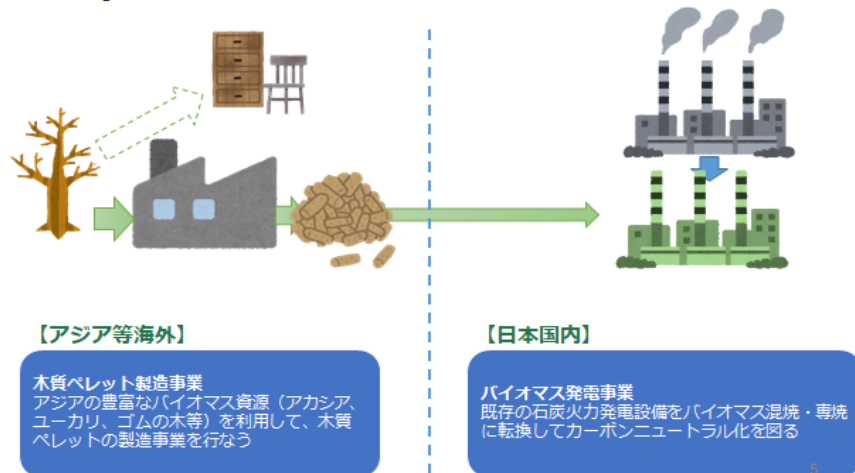


図 8 事業コンセプト

図 7・8 に示す事業の実施は、石炭火力の自家発を保有しフェードアウトが求められている事業者にとって、自家発の運営を継続する手助けになる。また、RE100 に参加するなど脱炭素化を進める企業は再エネ電力の調達ニーズがあることから、自家発を所有する事業者との共同出資に

よってバイオマス専焼発電所を運営する方式が考えられる。さらに燃料の安定調達のためアジア等海外で木質ペレット工場を運営する事業展開も考えられる。このバイオマス専焼化の提案は2030年の石炭火力フェードアウト対策のみならず、ネガティブ・エミッション技術である BECCS や回収した CO₂ を有効利用する BECCU(バイオマスエネルギー・CO₂ 回収・利用)など 2050 年カーボンニュートラルを実現するための将来の技術オプションにもなりうる。

7. 実現に必要なコスト

CO₂削減効果とコスト試算の前提条件

- 日本全体のCO₂排出量は**11.38億トン**(2018年度)。その内産業部門は1/4。
- 日本の**製造業**等電力会社以外の石炭火力設備容量は **9.14GW**
- 石炭火力発電の **CO₂ 排出原単位**は約 **0.8kg-CO₂/kWh**と大きく、この9.14GWの石炭火力から排出される **CO₂**は約**5,300万t-CO₂**。
- 石炭代替に必要な**木質ペレット**は **3,460万トン/年**。価格は **19,500円/t** にて試算。
(数量は英Draxが石炭火力660MWx4 基をバイオマス専焼に転換した時の実績に基づき試算)
- 石炭火力の設備利用率を**92%**とすれば、上記9.14GWの発電電力量は **73,661GWh**
- 一般炭輸入価格は現在価格が高騰している。2021年8月の**約15,000円/t** にて試算。
- **112MW**の石炭火力発電のバイオマス専焼化に伴う **改造費**を **約100億円**にて試算。
(これは**初期設備導入費用約340億円**の**30%相当**)

既設の石炭火力発電をバイオマス専焼設備に転換すれば**再生可能エネルギー発電**となる為、約**5,300万t-CO₂**(日本全体の**4.5%**に相当)の**削減効果**となる。将来的にはCCSを装着することで**BECCS**を行ない**カーボンネガティブ**に繋げることが可能

図 9 コスト試算の前提条件

バイオマス専焼化には設備改造が必要であることと燃料費の増加による追加コストが発生することから、図 9 に示す前提条件に基づいて、9.14GW の自家発電を対象として、バイオマス専焼化を推進するために必要な追加コストのシミュレーションを行なう。

尚、この提案を遂行すれば、現在稼働している 9.14GW の自家発電用石炭火力から排出されている年間 5,300 万トンの CO₂ の削減を実現することができる。

8. コスト試算の概略

表 1 コスト試算結果

基本条件

日本の既設自家発電石炭火力	9.14 GW	①
設備費利用率	92%	②
発電量	73,661 GW h	③=①×24×365×②
所内率	10.71 %	④
送電量	65,772 GW h	⑤=③×(100-④)÷100
CO2排出原単位	0.8 kg-CO2/kW h	⑥
年間CO2排出量	52,617,588 t-CO2	⑦=⑤×⑥

イニシャルコスト

設備費	30 万円/kW	⑧
	27,420 億円	⑨=⑧×①
改造費	29% 対イニシャルコスト	⑩
	8,065 億円	⑪=⑨×⑩

ランニングコスト

一般炭価格	15,000 円/t	⑫
一般炭発熱量	25.4 MJ/kg	⑬
	0.590 円/MJ	⑭=⑫÷⑬
ペレット 価格	19,500 円/t	⑮
ペレット 発熱量	16.38 MJ/kg	⑯
	1.190 円/MJ	⑰=⑮÷⑯
原料価格比	2.019 倍	⑱=⑰÷⑭
石炭火力発電コスト	12.3 円/kW h	⑲
内原料費	5.5 円/kW h	⑳
バイオマス化	11.10 円/kW h	㉑=㉐×⑱
コスト 増加分	5.60 円/kW h	㉒=㉑-㉐
	4,129 億円/年	㉓=㉒×③

年間の追加費用

追加費用	4,532 億円/年	㉔=㉓+⑪÷20
------	-------------------	----------

表 1 に示すように、イニシャルコストとして設備改造に約 8,000 億円、バイオマスの導入によるランニングコストの増加分として約 4,100 億円/年が必要になることがわかった。

このイニシャルコストを 20 年で均等割りして、ランニングコストと合算することによって、年間の追加費用を求めると、約 4,500 億円/年となることがわかった。

表 2 に発電所一基あたり CO2 削減コストを示す。追加費用は 43 億円/年であり、CO2 削減コストは 8,000 円/CO₂-t 以下であることから、現在政府が導入検討を進めているカーボンプライシングで補填できる可能性がある(EU の排出権取引価格は昨年 12 月以降 80 ユーロ/CO₂-t 以上で推移しており、128 円/ユーロで日本円に換算すると 10,240 円/CO₂-t 以上である)。

表 2 発電所一基当たり CO₂ 削減コスト

基本条件			ランニングコスト		
既設自家発電石炭火力	0.0952 GW	①	一般炭価格	15,000 円/t※1	⑩
設備利用率	92%	②	一般炭発熱量	25.4 MJ/kg※2	⑪
発電量	765 GW h	③=①×24×365×②		0.590 円/MJ	⑫=⑩÷⑪
所内率	10.71 %	④	ペレット価格	19,500 円/t※3	⑬
送電量	683 GW h	⑤=③×(100-④)÷100	ペレット発熱量	16.38 MJ/kg※4	⑭
CO ₂ 排出原単位	0.8 kg-CO ₂ /kW h	⑥		1.190 円/MJ	⑮=⑬÷⑭
年間CO ₂ 排出量	546,746 t-CO ₂	⑦=⑤×⑥	原料価格比	2.019 倍	⑯=⑮÷⑫
イニシャルコスト			石炭火力発電コスト	12.3 円/kW h※5	⑰
設備費	340 億円	⑧	内原料費	5.5 円/kW h※5	⑱
改造費	100 億円	⑨	バイオマス化	11.10 円/kW h	⑲=⑱×⑰
赤枠部分の数字は聞き取り調査により、p.12の数字から修正			コスト増加分	5.60 円/kW h	⑳=⑲-⑱
				38 億円/年	㉑=㉐×③

年間の追加費用

追加費用	43 億円/年	㉒=㉐×③+⑨÷20
------	---------	------------

CO₂削減コスト

追加費用から計算	7,920 円/t-CO ₂	㉓=㉒÷⑤	約8,000円/t-CO ₂ の補填で成立
----------	---------------------------	-------	----------------------------------

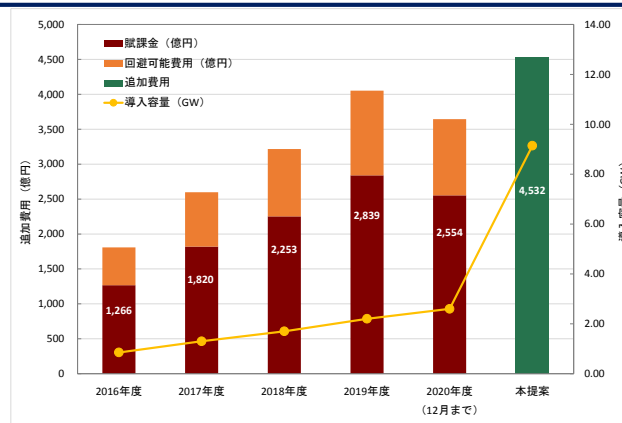
発電量あたり追加費用

追加費用から計算	6.34 円/kW h	㉔=㉒÷③
----------	-------------	-------

- ※1 資源エネルギー庁、エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数(2018年度改訂)の解説、発熱量
 ※2 FITカーボン、輸入バイオマス燃料の状況(2021)
 ※3 日本木質ペレット協会、木質ペレット品質規格
 ※4 資源エネルギー庁、コスト等検証委員会(2015)

9. 政策効果

FITによる政策効果との比較



FITによる2019年度導入設備容量は2.2GW。この買取総額は約4,000億円で、その内の約2,800億円が賦課金(※)であった。前頁のシミュレーション結果から、本提案では約4,500億円の追加費用で、9GWのバイオマス発電が導入できる計算。

この提案を実行した場合には、1GWの再エネ導入あたり496億円かかる計算だが、FITバイオマス発電では1,290億円かかったので、費用対効果としては、2.6倍の効果の上がる政策と考えられる。

※2021年度賦課金単価計算根拠(METI)より30%の回避可能費用を適用

図 10 本提案と FIT の費用対効果比較

以上のコスト試算結果を現行の FIT 制度に必要な費用と比較したものが図 10 である。

2019 年度の FIT によるバイオマス発電導入設備容量は 2.2GW で、バイオマス発電の買取総額は約 4,000 億円になっている。賦課金で考えるとこの金額は約 2,800 億円に該当するため、本提案は FIT 制度と比較して費用対効果が 2.6 倍高い政策であると言える。

10. まとめ

以上の点から、今後自家発電用石炭火力を対象に、電力の安定供給を維持し、既存のインフラを有効活用しつつ、石炭火力を廃止すると同時に再エネ電源の拡大を容易且つ安価に実現できる、言わば一石二鳥の対策として、既設の石炭火力発電所のバイオマス専焼化を行なうことを提案する。又、これを実施することにより、更に 2050 年に向けたネガティブ・エミッション技術の選択肢としてその実現可能性を高めることにもなる。

これを遂行するためには、先ず事業採算性の確保が可能となる様なカーボンプライシング制度に基づく、「炭素価格」を前提としたファイナンスの組成を行なう手法を検討する必要がある。

かかる「脱炭素化」への移行案件に対しては、今後 Transition Finance の適用が行われるべきであり、カーボンプライシングを交えたファイナンススキームの確立が望まれる。

この手法が確立されれば、他の脱炭素化移行案件への適用も可能となるので、今後これが 2050 年カーボンニュートラル達成へのキーファクターにもなり得る。

以 上