

博士論文

木質バイオマス資源有効活用に向けたプロセス技術の
評価と技術シナリオの提案

海邊 健二

1 章 緒言・背景	1
1-1 日本のエネルギーの利用状況	2
1-2 日本における再生可能エネルギーの利用状況.....	7
1-3 日本の森林資源及び林業を取り巻く環境.....	1 2
1-4 日本における木質バイオマスのエネルギー利用とその拡大に向けた課題.....	1 4
1-5 本研究の目的.....	1 6
1-6 本研究の構成.....	2 1
2 章 木質バイオマスの生産コスト構造の評価.....	2 3
2-1 緒言・背景.....	2 4
2-2 方法.....	2 8
2-2-1 木質バイオマスの生産コスト把握と現状分析	2 8
2-2-2 木質バイオマスの生産コスト構造の評価と低減策	2 8
2-3 結果と考察.....	3 5
2-3-1 木質バイオマスの生産コスト把握と現状分析	3 5
2-3-2 国内地域別の木質バイオマス生産コストの算出結果	3 9
2-3-3 都道府県別の木質バイオマス生産コストの算出結果	4 4
2-4 木質バイオマスの生産コスト低減に向けた技術シナリオ.....	4 8
2-4-1 造林.....	4 8
2-4-2 伐採.....	4 8
2-4-3 その他.....	4 9
2-5 まとめ.....	5 1
3 章 木材チップの製造プロセス評価.....	5 2
3-1 緒言・背景.....	5 3
3-2 方法.....	5 3
3-2-1 木材チップ製造のエネルギー収支の評価方法	5 5
3-2-2 木材チップ製造コストの算出方法	5 9
3-2-3 二酸化炭素排出量について	6 1
3-3 結果と考察.....	6 3
3-3-1 木材チップ製造のエネルギー収支	6 3
3-3-2 木材チップ製造コスト.....	6 7
3-3-3 二酸化炭素排出量について	7 1
3-4 まとめ.....	7 3
4 章 木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けた技術評価.....	7 7
4-1. 緒言.....	7 8

4-2. 方法.....	8 0
4-2-1 システム発電効率.....	8 4
4-2-2 発電コスト.....	8 4
4-2-2-1 燃料費.....	8 4
4-2-2-2 運転維持・資本費.....	8 5
4-2-3 技術シナリオ.....	8 7
4-3. 結果及び考察.....	8 8
4-3-1 システム発電効率.....	8 8
4-3-2 発電コスト.....	9 1
4-3-3 木質バイオマス利用拡大に向けた技術シナリオ.....	1 0 0
4-3-4 発電コスト目標の達成のための技術的改善/条件など.....	1 0 7
4-4 まとめ.....	1 1 4
5章 次世代技術を用いた木質バイオマスの エネルギー利用プロセス設計とその技術評価	
.....	1 2 6
5-1 緒言・背景.....	1 2 7
5-2 方法.....	1 2 9
5-2-1 反応炉の体積決定.....	1 3 1
5-2-2 技術シナリオ.....	1 3 9
5-3 結果と考察.....	1 4 1
5-3-1 炉温度と炉体積の関係.....	1 4 1
5-3-2 炉温度と酸素キャリア粒子重量の関係.....	1 4 4
5-3-3 酸素キャリア粒子径と炉体積の関係.....	1 4 7
5-4 まとめ.....	1 5 0
6章 結言 -技術シナリオ-	1 5 1
6-1 森林資源の活用に向けて.....	1 5 2
6-2 林業活性化と森林資源の有効利用に向けた課題と改善策.....	1 5 4
6-3 木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けた技術的課題と改善策.....	1 5 5
6-4 まとめ.....	1 5 9
参考文献.....	1 6 1
業績リスト.....	1 7 2
謝辞.....	1 7 4

1 章 緒言・背景

1-1 日本のエネルギーの利用状況

日本の1次エネルギー供給量(化石燃料から発電や精製までのロスを含めたエネルギー量)は、年間約20EJ(EJは 10^{18} J)[1]とされ、そこから送電ロスや転換部門での自己消費などを差し引いて消費者が最終的に利用する最終の消費エネルギーは年度によって差があるものの概ね15EJ[1]前後である。従って日本の1次エネルギー供給量を1とすれば、最終エネルギー消費量は0.7程度になる。1次供給エネルギーの変遷を図1-1に示す。

1次供給エネルギーの形態としては、石油や石炭、天然ガスなどの化石燃料のほか、原子力や、太陽光、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーなどであるのに対し、最終エネルギー消費では、最終的に消費者が使用するガソリン・灯油・重油など石油製品のほか、都市ガス、電力、熱など様々な形態に転換される。1次供給エネルギーの消費形態は、その種別によって異なる。石油は、そのほとんどが精製され、ガソリンや軽油などの輸送用燃料や、灯油・重油などの石油製品、石油化学原料用のナフサなどとして消費され、電力への転換の割合は小さい。石炭は、火力発電の燃料として電力への転換及び、製鉄に必要なコークス用原料としての使用割合が大きい。天然ガスは、石炭と同じく火力発電の燃料として電力への転換及び、熱量を調整して都市ガスへもその多くが転換される。しかし原子力や再生可能エネルギーは、その多くが電力に転換されて消費される。

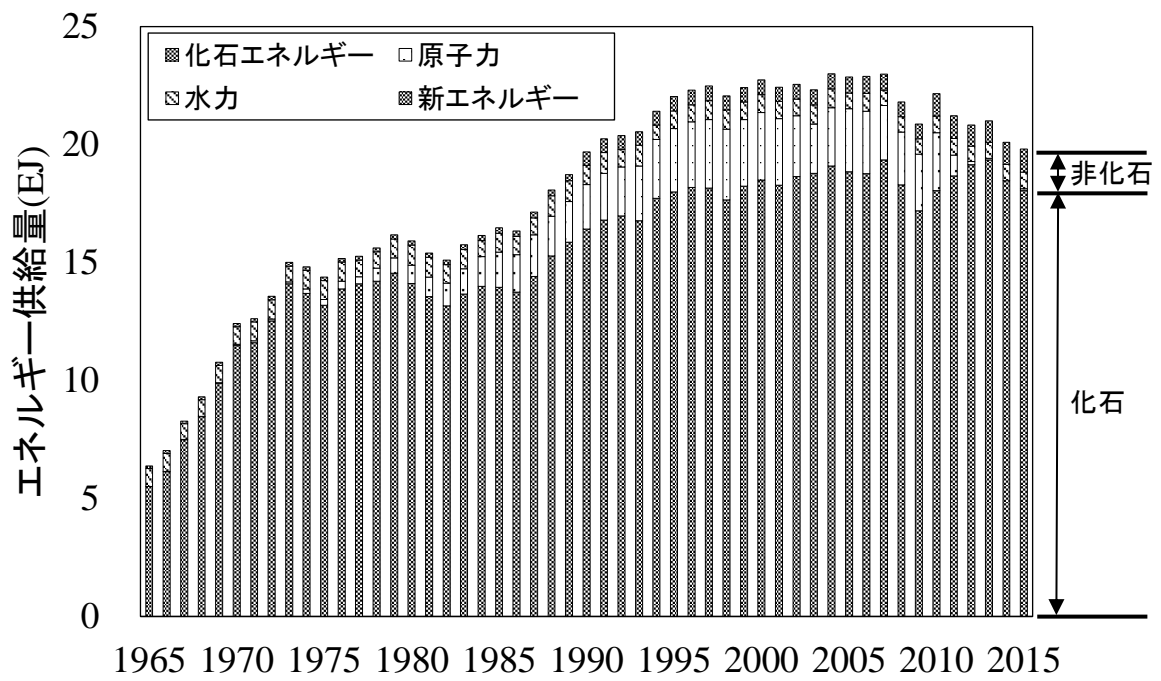


図 1-1 日本の 1 次エネルギー供給量の推移([1]を元に作成)

日本のエネルギー需要は、高度経済成長に伴い、1960年代以降急速に増大し、その供給源は国産の石炭や水力から、安価で大量に中東地域などから供給される石油に置き換わっていった。しかし、1970年代に石油供給地であった中東地域の政情の不安定化による石油ショックなどに直面し、石油依存からの脱却のため原子力、天然ガス、石炭などの導入によるエネルギー構成の多様化を進めた。その結果、1次エネルギー供給における石油の割合は、第1次石油ショックが起きた1973年度に約76%であったのに対し、2015年度は約41%となり、大幅に低下した。

またエネルギー構成は多様化したものの、これらの化石燃料及び原子力の燃料となるウランのいずれもそのほとんどを海外から輸入でまかなわざるを得ない状況は変わらなかった。国民生活や日本における経済活動に必要な1次エネルギーのうち自国内で確保することができる比率である1次エネルギーの自給率は、1960年に約58%であったがその後、低下が続き、1973年には約9%まで低下したが、省エネルギー化の推進と経済の低迷などに伴うエネルギー消費量の減少などもあり、2000年代には一時的に20%前後まで持ち直した。しかし東日本大震災後の火力発電による化石燃料の使用量増加などにより2012年には過去最低の6%となり、現在も同程度のエネルギー自給率となっている[2]。日本のエネルギー自給率の推移を図1-2に示す([1]のデータを元に作成)。

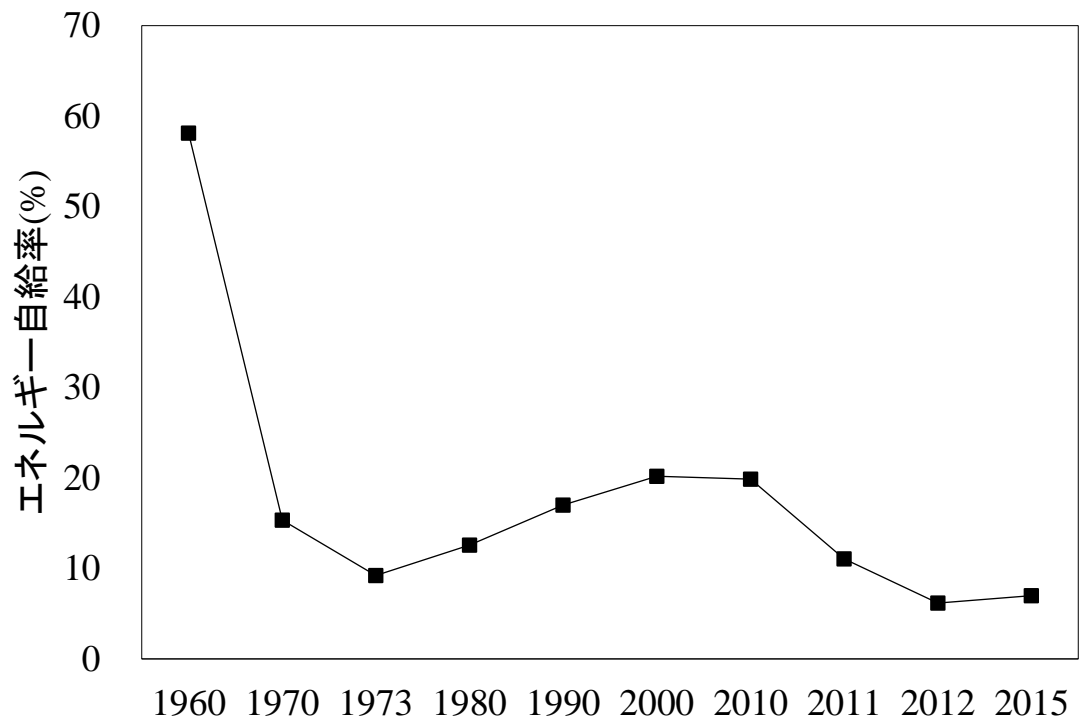


図 1-2 日本のエネルギー自給率の推移

1次エネルギー供給量に占める化石エネルギーの依存度を世界の主要国と比較したところ、日本の2014年度における依存度は約95%であるのに対し、原子力を積極的に導入しているフランスは約46%、風力・太陽光などの再生可能エネルギーの導入を積極的に推進しているやドイツは約80%とされ、それらの国々の依存度と比較すると高い水準にある。前述のとおり日本は化石燃料のほとんどを輸入に依存していることから、その安定的な供給はエネルギーセキュリティ上の大きな課題であり、理想的には化石燃料に依存しないエネルギー供給体制を構築することが必要である。

続いて2次エネルギーに着目すると電力の需要は家庭用及び業務用ともに第二次世界大戦後、増加の一途をたどっており、電力消費量を最終エネルギー消費量で除して算出した電力化率は、1970年度の約13%に対し、2015年度には25%に達した。

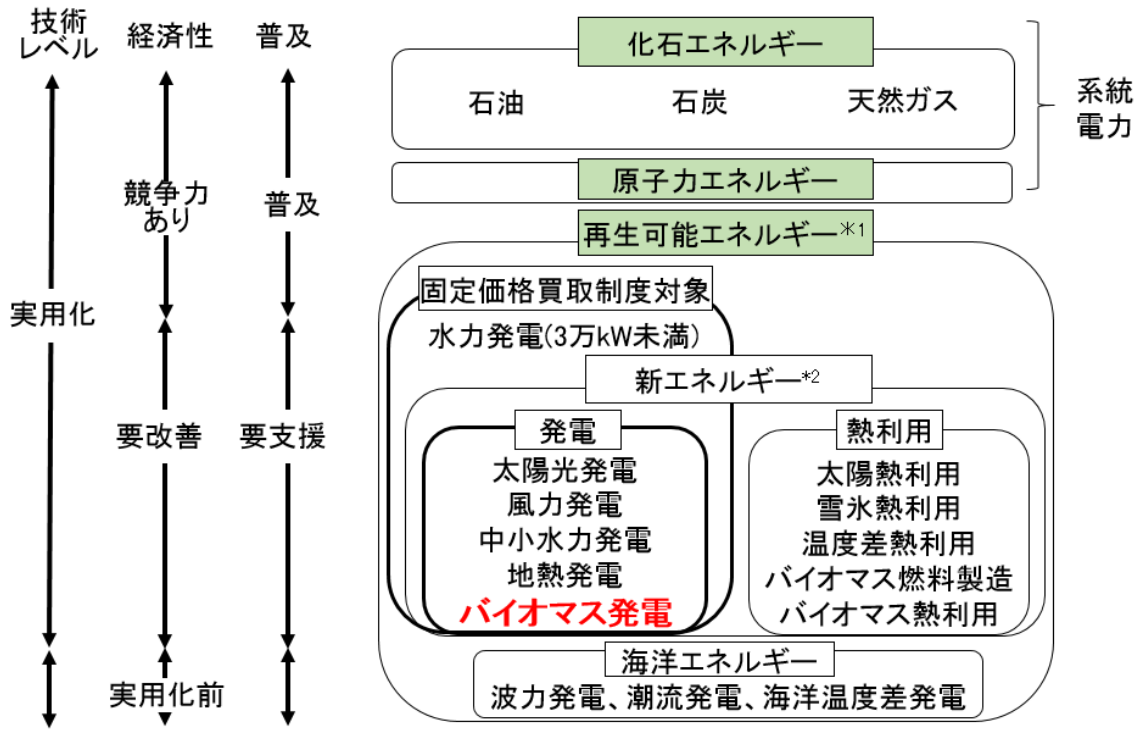
日本における2015年度末の発電設備容量の電源構成は、LNG火力28%、石油火力16%、石炭火力15%、水力19%、原子力16%、新エネなど6%であった。これに対して原子力が東日本大震災の影響により停止が続いているため、同年度末の実際の発電電力量の電源構成は、LNG火力44%、石炭火力32%、石油火力9%、水力10%、新エネなど5%、原子力1%であり、LNG火力と石炭火力への依存が鮮明となっている[1]。その一方で固定価格買取制度の導入により推進されている新エネルギーはほぼ横ばいに留まった。なお、ここで言う新エネルギーとは、石油代替エネルギーの製造・発生・利用・発電のうち経済的制約から普及が十分でないものでその促進を図ることが必要なものと法律上は定義されている。新エネルギーは日本固有の分類であり、本論文において以下で法律上の分類から新エネルギーという用語を用いるが、実質的には再生可能エネルギーとほぼ同義と考えることができる。

火力発電の主な長所は、大量の電力を他の発電方式よりも高い発電効率で発電でき、電力需要が一定でない中、需要に応じた出力調整が容易であること、立地の制約が少ない点を挙げることができる。その一方で短所としては、主な燃料が天然ガス・石炭・石油であるため大量の化石燃料を必要とし、その燃焼に伴い、温室効果ガスである二酸化炭素や燃料種によってはそれ以外の有害な物質を大量に排出すること、及び化石燃料の価格が変動をしやすいこと、その結果、発電コストもその影響を受けて変動しやすいことを挙げることができる。とりわけ地球温暖化が進む今日において、世界的に温室効果ガスの排出量削減に向けた取り組みが対応すべき喫緊の課題となる中で、大量の温室効果ガスを排出する火力発電による発電を続けることへの国際的な風当たりは厳しくなっており、温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの割合が高い電源構成への転換が求められている。

このような背景から、(1)火力発電などの代替エネルギー/補完エネルギーとなりうる、(2)化石燃料以外に永続的に利用することができるエネルギー源を用い、(3)二酸化炭素などの温室効果ガスをほとんど排出しない、(4)経済合理性のある発電方法を、技術的に確立することが求められている。様々な発電方法のうち、それらの条件を満たし、かつその実現の可能性が最も高い発電方法が再生可能エネルギーによる発電とされている。次節において、再生可能エネルギーを用いた発電について現状を概観する。

1-2 日本における再生可能エネルギーの利用状況

再生可能エネルギーとは、化石燃料以外で持続的に利用することができるエネルギー源であり、代表的なものとしては太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスなどを挙げることができる。再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取り組みは、1970年代の石油ショック以降に始まった石油代替エネルギーの技術開発に端を発し、当初は太陽、地熱、石炭、水素エネルギーの4つのエネルギー源の有効利用に関する技術開発が推進された。その後、エネルギーを巡る国内外の社会的環境の変化に伴い、石油代替エネルギーのうち経済性における制約から普及が十分でない新エネルギーの普及・促進を目的とした法律が整備された。その結果、新エネルギーとして太陽光発電、太陽熱利用、風力発電、雪氷熱利用、バイオマス発電、バイオマス熱利用、バイオマス燃料製造、温度差エネルギー、地熱発電、未利用水力を利用する水力発電の10の技術について技術開発及び普及などのための財政支援を行うこととなった。日本における供給エネルギーの分類と技術開発・普及などの状況を図1-3に示す。



*1: 非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用できると認められるもの。
 *2: 石油代替エネルギーの製造・発生・利用・発電のうち 経済的制約から普及が十分でないものでその促進を図ることが必要なもの。

図 1-3 日本における供給エネルギーの定義と開発・普及等の状況

再生可能エネルギーを導入する意義は大きく2つある。1つはエネルギーの安全保障の克服であり、もう1つは温室効果ガス排出量の削減による低炭素社会の創出である。

前者のエネルギーの安全保障については、本論文では詳細を割愛するが、化石燃料の供給の多くを海外からの輸入に依存する我が国においては、世界の化石燃料の需要増加に伴う価格上昇や富の流出と、化石燃料の供給地域における紛争をはじめとした政情の不安定化などに起因する供給の不安定化を挙げることができる。再生可能エネルギーの利用においては、化石燃料とは異なり、一般的に水力発電では「水」、風力発電では「風」、地熱発電では「地熱」、太陽光発電では「太陽光」、バイオマス発電では「バイオマス」というエネルギー源をいずれも海外から輸入することなく、これを国内で調達することができる。後者の温室効果ガスの排出量の削減による低炭素社会の創出に関しては、1990年代以降、地球温暖化問題が顕在化する中で温室効果ガス排出量の削減が、世界が協調して対応すべき喫緊の課題の1つとなり、その具体的な解決策の1つが、発電時に温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの導入の推進と化石燃料をエネルギー源とし、発電時に二酸化炭素をはじめとした大量の温室効果ガスを排出する火力発電の依存度の低減であった。なお、再生可能エネルギーによる発電においては、発電時に温室効果ガスを排出しないだけでなく、発電全体のライフサイクルを考えた場合においても二酸化炭素排出量は、火力発電が数十分の1の水準に留まるとされている[1, 2]。

その一方で再生可能エネルギーをエネルギー源とする発電に関しても課題がある。主な課題としては、(1)割高な発電コストや、(2)供給の不安定性を挙げることができる。いずれの課題も発電種別によって事情が異なる。具体例を以下に挙げる。火力発電のそれと比較した場合、太陽光発電は天候に左右され、昼間しか発電できないことから設備利用率が低く、その結果、コスト高となっている。バイオマス発電については燃料となるバイオマスが広く薄く散在しているため収集・運搬にかかるコストなどが原因となり、コスト高となっているとの指摘がある。その一方で地熱発電の発電コストは火力発電に近い水準にあり、また風力発電についても風況の良い場所に設置し、高い設備利用率を確保できれば発電コストが大幅に低下する可能性があるとされている[2]。発電コストの1例を図1-4([2]データをもとに作成)に示す。

供給の不安定性に関しては、太陽光発電や風力発電は気候条件によって出力量が左右され、大量に導入された場合には系統への様々な影響が指摘されている[2]。その一方で、地熱発電及び水力発電、バイオマス発電は火力発電と同様に出力が安定的で出力調整も可能な電源であり、系統への影響は少ない。

このような背景から再生可能エネルギーの普及拡大に向けては、制度面と技術面の両面から対策が必要である。制度面では、2009年に導入された余剰電力買取制度により、制度導入後の約3年間で水力発電を除く再生可能エネルギーが約16TWh(日本の総発電量全体の約1.6%)[2]導入された。また同制度の後継制度として2012年に導入された固定価格買取制度は、開始から1年間で太陽光発電を中心に設備容量でそれ以前から約15%増の約

3.6GW(うち太陽光発電が 3.4GW)が新たに設置された。制度面による支援により再生可能エネルギーの導入は促進されたが 1-1 でも述べたとおり、日本のエネルギー自給率はわずか 6%に過ぎない。再生可能エネルギーによる発電が、制度の支援に頼らない経済合理性のある発電技術となるためには、低コスト化に向けた技術開発を進め、その実用化が求められている。

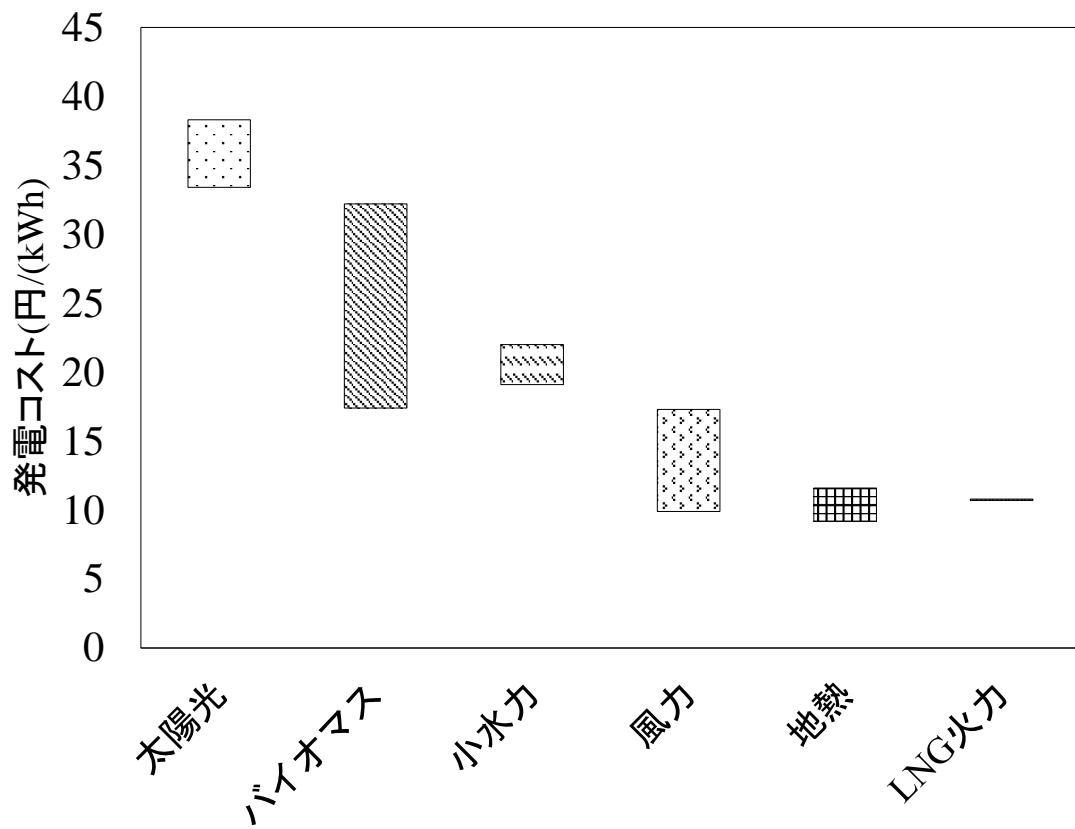


図 1-4 再生可能エネルギーの発電コスト

1-3 日本の森林資源及び林業を取り巻く環境

日本の森林面積は、約 25 万 km²[3]とされ、37.8 万 km²の国土の約 7 割を森林が占めている。主な森林資源の 1 つである木質バイオマスは、豊富かつ全国各地で利用可能なカーボンニュートラルのエネルギー資源として、その利用に注目が向けられている[2]。さらには、燃焼時に NO_x や SO_x などの有害物質もほとんど排出しないことから環境への負荷が低いクリーンなエネルギーとして期待が大きい。我が国における森林の賦存量(蓄積量)は約 50 億 m³とされ、ドイツの 34 億 m³やスウェーデンの 30 億 m³など EU 諸国のそれ[3, 4]と比較しても、その賦存量は多く、エネルギー利用を行う上でもその潜在的可能性は高い[3]。

日本の蓄積量の推移とその内訳をみると、1966 年に 18.9 億 m³(天然林：13.3 億 m³、人工林 5.6 億 m³)[3]であったが、その後の植林面積の増加による成長量の増大と伐期を迎えたにもかかわらず、伐採量が減少しているため、2012 年には 49 億 m³(天然林：18.6 億 m³、人工林 30.4 億 m³)[3]となり、約 45 年間で約 2.6 倍に増加した。とりわけ人工林は 5.4 倍と森林全体における蓄積量の伸びを大きく上回っている。

用材の生産を主な目的とする日本の林業を取り巻く経済環境を見るため、その 1 例としてスギの生産費用の収支について述べる。資料[5]によると 50 年生のスギを主伐した場合の立木販売収入は約 143 万円/ha に対し、植栽から伐採までに係る経費は約 231 万円/ha とされ、伐採を行うと約 88 万円/ha の赤字が発生する。このため、主伐の立木販売収入では育林経費が賄えないことがわかる。これは伐採すればするほど赤字が生じることを意味している。赤字幅などは地域によって差があるものの、この状況は概ね同じの傾向にあることが多いとされている。

第 2 次世界大戦後しばらくして日本の多くの山に植林が行われ、それから約 50 年が経過したこの 10 年前後でまさに用材としての伐期を迎えているにもかかわらず、経済性の問題から伐採されずに、これらの人工林が森林に放置されたままの状況が多く見受けられる。人工林の齢級別分布を図 1-5([6]を元に作成)に示す。概ね植栽から 50 年を目途に伐採する場合が多い。統計を引用した 2013 年において伐採適齢期(45 年から 55 年)の木質バイオマスが最も豊富に賦存していることがわかる。

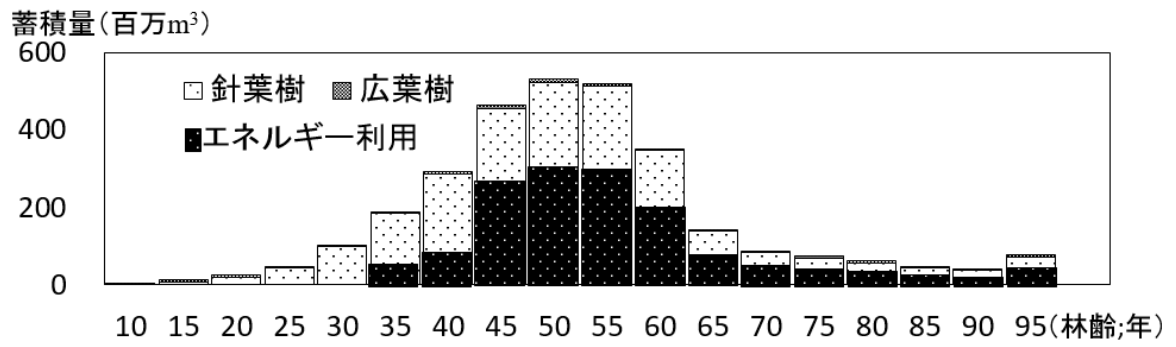


図 1-5 人工林の林齢別蓄積表

1-4 日本における木質バイオマスのエネルギー利用とその拡大に向けた課題

日本における木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けた課題は大きく2つある。1つは、木質バイオマスの生産コストが高いことであり、もう1つはエネルギーとして利用していく上での技術的改善である。

日本における木質バイオマスは、大きく2つに分けることができる。1つは2次利用に伴う製材工場残材や建築発生木材などであり、もう1つは森林に放置されている林地残材である。前者の製材工場残材(炭素換算で170万t[7])や建築発生木材(同181万t[7])などのエネルギーとして利用可能な木質バイオマスは、その大半が既にチップやペレットとして利用されている[8-10]。その一方で、後者の林地残材や間伐材をはじめとする森林に放置されている木質バイオマスの賦存量(同400万t[7])は、製材工場残材や建築発生木材と比べて多いが、前述のとおり、経済性の問題からその大半が利用されていない[11]。これらのコスト低減はエネルギー利用拡大に向けて克服すべき課題となっている。

日本の再生可能エネルギーに占める木質バイオマスの割合は約16%[12]とされ、40%前後とされる世界各国のそれ[13]と比較して低い状況にある。その大きな理由として、木質バイオマスの①生産コストが高いこと[14]や、②エネルギー利用のための需給システムが確立されていないこと[14, 15]などが挙げられる。

木質バイオマスのエネルギー利用は大きく分けると、発電と熱利用に分けることができる。後者の熱利用に関し、日本は温暖であることからそもそもの熱需要が欧州諸国と比較して少なく、結果として一部の地域を除き地域熱供給システムが発達してこなかったため、バイオマス発電に伴う熱の利用はほとんど行われていない。

その一方で発電については、固定価格買取制度をはじめとした政策的後押しも踏まえ、バイオマス発電全体で85万kW(2017年3月末時点)の発電が開始されている。木質バイオマスを燃料とするバイオマス発電の発電形式は、その出力規模により大きく2つに分けることができる。概ね2000kW以下の小規模発電ではバイオマスガス化発電が、それ以上の出力規模では直接燃焼型バイオマス発電が経済的であるとされている。発電種別毎の発電規模と発電効率の関係を図1-6に示す([16]を元に作成)。

木質バイオマスをエネルギー利用する場合には、その燃焼方式や物理的特性に合わせた破碎処理、選別、乾燥などの前処理が必要である。また直接燃焼やガス化などの燃焼方式により、温度や圧力などの燃焼条件を燃料の含水率や灰分率などを考慮して調整する必要がある。言い換えると、燃料形状や水分、灰分率、混焼条件などの燃焼条件は多様であり、これらの要素が1つでも異なると燃焼状態が大きく変わる場合がある。品質がほぼ一定の石炭火力発電などと異なり、燃焼条件管理には木質バイオマスを燃料とするバイオマス発電において、大きな課題となっている[17]。

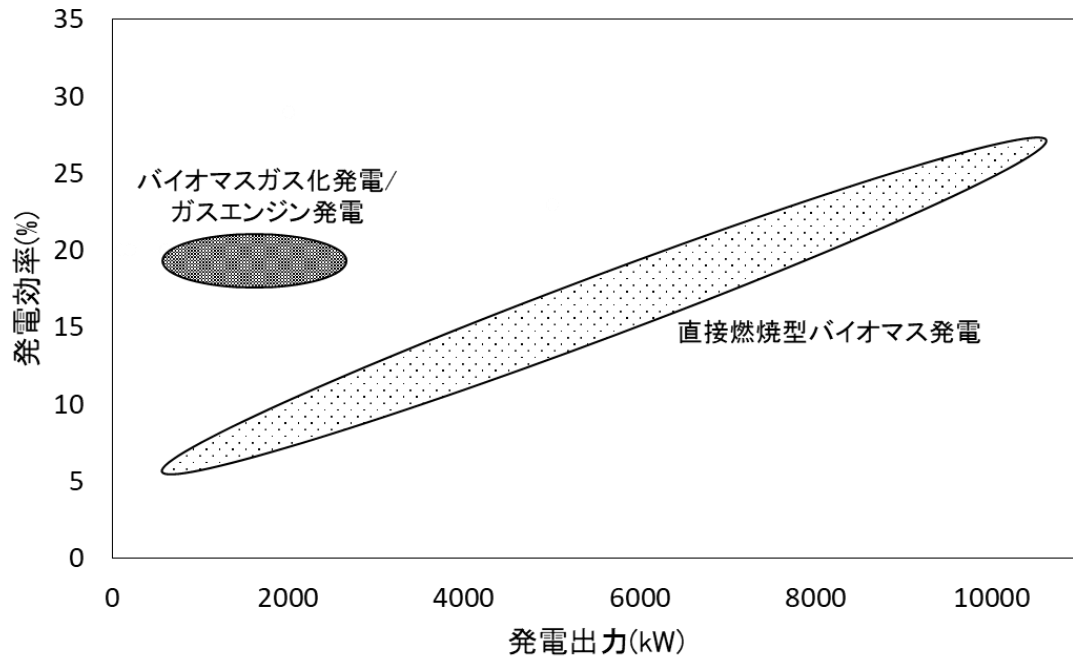


図 1-6 発電種別毎の発電規模と発電効率の関係

1-5 本研究の目的

本章 1-1 から 1-4 で述べた背景により、日本のエネルギーの利用状況や森林資源・林業を取り巻く環境、木質バイオマスのエネルギーの利用拡大に向けた課題などの背景を踏まえ、我が国において、木質バイオマスを燃料とするバイオマス発電が、以下の条件を満たすことができる潜在能力が高い有望な発電技術の 1 つと考えた。

- ・火力発電などの代替エネルギー/補完エネルギーとなりうる
- ・化石燃料以外の永続的に利用することができるエネルギー源を利用
- ・二酸化炭素などの温室効果ガスをほとんど排出しない
- ・経済合理性のある発電方法になりうる

一方で、バイオマス発電の主な燃料の 1 つである木質バイオマスの生産・供給を担う日本の林業は前述のとおり経済的に自立することが厳しい状況にある。その結果、人手不足などによって森林の荒廃が進んでいる地域もあり、森林が持つ二酸化炭素の固定能の低下など様々な問題が生じている場合も多い。そのような背景から林業を再生し、森林資源を活用するという社会的要請が強くなり、森林資源を生産・供給から燃料製造、利用までを見通した上で林業が経済的に自立するために必要となる技術開発の方向性や課題の解決策などを示した技術シナリオの提示が求められている。既存の研究報告では現状分析や地域研究、部分的な技術開発提案に留まっており、森林資源の生産・供給から利用までを見通した上で、①モデル設計による課題抽出と改善提案を行い、②プロセスモデルによる技術開発の方向性の予測までを行っている例はない。

そこで本研究では、日本における木質バイオマスの生産や発電などの事業経営に関し、経済的観点からその採算性を評価することを経済性と定義し、物質とエネルギーの流れを定量的に把握してシステム論的アプローチによって要素全体の関係性をプロセス毎に評価する化学工学的観点を取り入れながらプロセスモデルの設計による経済性評価を通じて、以下の 3 点を明らかにすることを目的とする。

- (1) エネルギー利用も踏まえた新しい林業システムの設計
- (2) 経済性/環境性の観点から木質バイオマスの利用拡大に向けた技術的課題を抽出

現状をプロセス毎に数値を積上げて技術評価及び経済性評価を行い、木質バイオマスの利用拡大に向けて求められる経済的目標や機器仕様・プロセスの決定と、実現に向けた技術課題の抽出を行う。

- (3) 新技術プロセス設計と利用拡大に向けた技術シナリオの提示

木質バイオマスの利用拡大に向けて(2)で設定した経済的目標に対し、それを実現するために抽出された技術的課題の改善策や、プロセスモデルの設計と技術開発の方向性を予測・提示する。

本研究の評価対象は、木質バイオマスの生産・供給から、燃料としての木材チップなどの製造、最終的なエネルギーの利用形態の 1 つである発電までの木質バイオマスのライフサイクル全体とした。本研究の対象範囲を図 1-7 に示す。

(木質バイオマスの生産・供給)

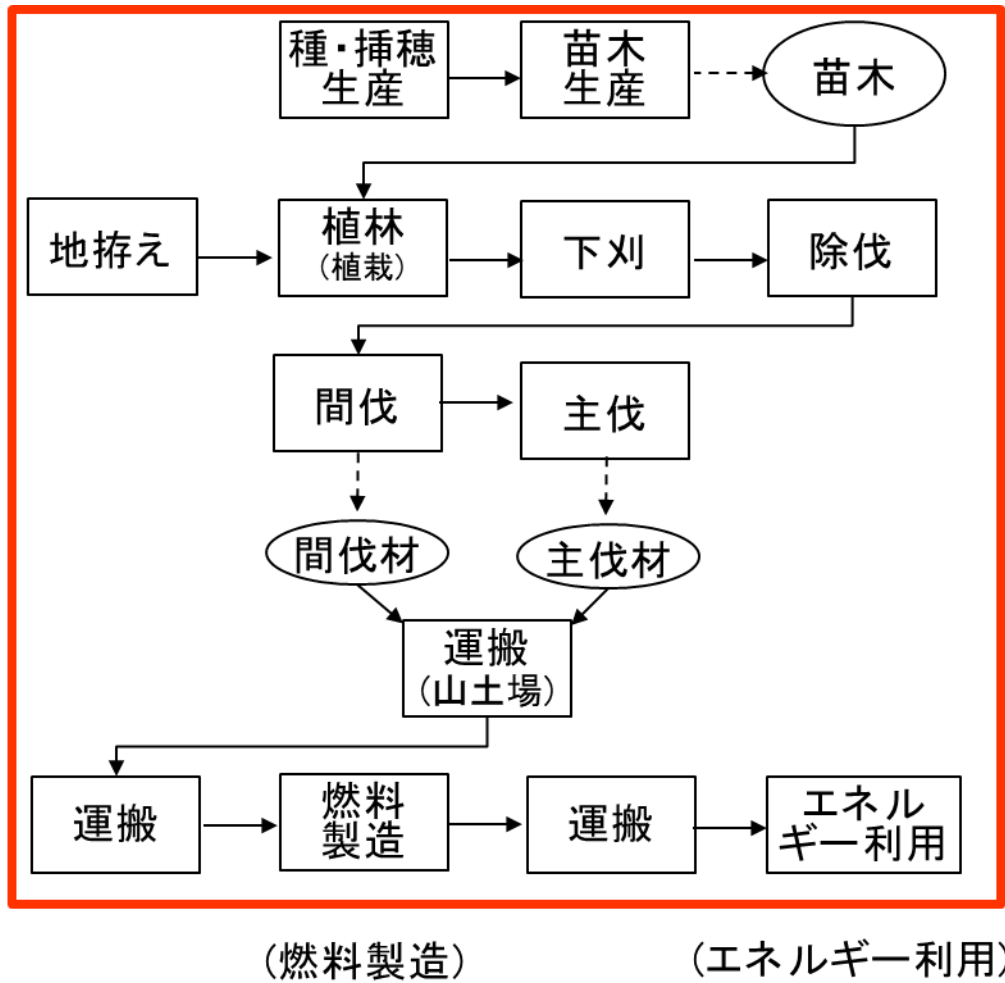


図 1-7 本研究の評価範囲

木質バイオマスの利用拡大に向けた技術的課題の抽出にあたっては、木質バイオマスのライフサイクルを「木質バイオマスの生産・供給」、「燃料製造」、「エネルギー利用」の3つのプロセスに分けた上で、各プロセスにおいて、「木質バイオマスの生産・供給」については作業レベルで、「燃料製造」、「エネルギー利用」については、プロセスを機器レベルまで詳細に分割した上で、コスト関数化/定量化を行い、コストの構造化を行った。コストの構造化では、現地調査などに基づく実際の運用状況を把握しつつ、その比較によってモデルの妥当性を検証した。また本モデルは、プロセスを構成する機器やオペレーション条件などのデータベース化によって、機器や条件設定などの様々な組合せを柔軟にできるようにし、多様なプロセス毎に評価ができる柔軟性を確保した。

これらのプロセスモデルを用いて、コストを形成する各要素(例えば、発電時の温度条件や圧力条件、木質バイオマスの含水率など)について感度解析を行い、各要素において最もコストに影響を及ぼしている要素や経済合理性が高くなる最適条件を抽出した。

また系統電力と同等の経済性合理性を有するために必要となるコスト目標を設定し、それらを達成するために必要となるプロセス設計や条件抽出を行った。

本研究では、木質バイオマスを対象として経済合理性を達成するために必要となる技術的課題の抽出を行った上で、プロセスの再構築などによりそれらを解決するために必要となる技術的改善策や技術開発の方向性について提示するとともに、さらには新技術のプロセス設計を行い、技術シナリオとして提示した。木質バイオマスの生産及びエネルギー利用に関する概念図を図 1-8(a)(b)に示す。

なお、技術シナリオは時間軸とともに目標値は変化するものである。木質バイオマスの生産においては、施業体系の1例として土地を50に区切り、1年ごとに伐採した土地に植林をして、間伐などの作業を経て50年後に伐採(収穫)を行うが、その各年の作業については当初は本技術シナリオに基づいて実施しつつ、時間軸の進行に応じてより適切な施業体系を実施できるようになった場合は、その方法を途中段階から織り込んでいく形で実施することを想定している。またエネルギー利用に関する技術開発については、現時点での見通しをもとに定量的な技術評価に基づき課題の抽出と技術的改善策や技術開発の方向性についてその検討するとともにその実現性を見通しと適用について議論を行った。

(a)

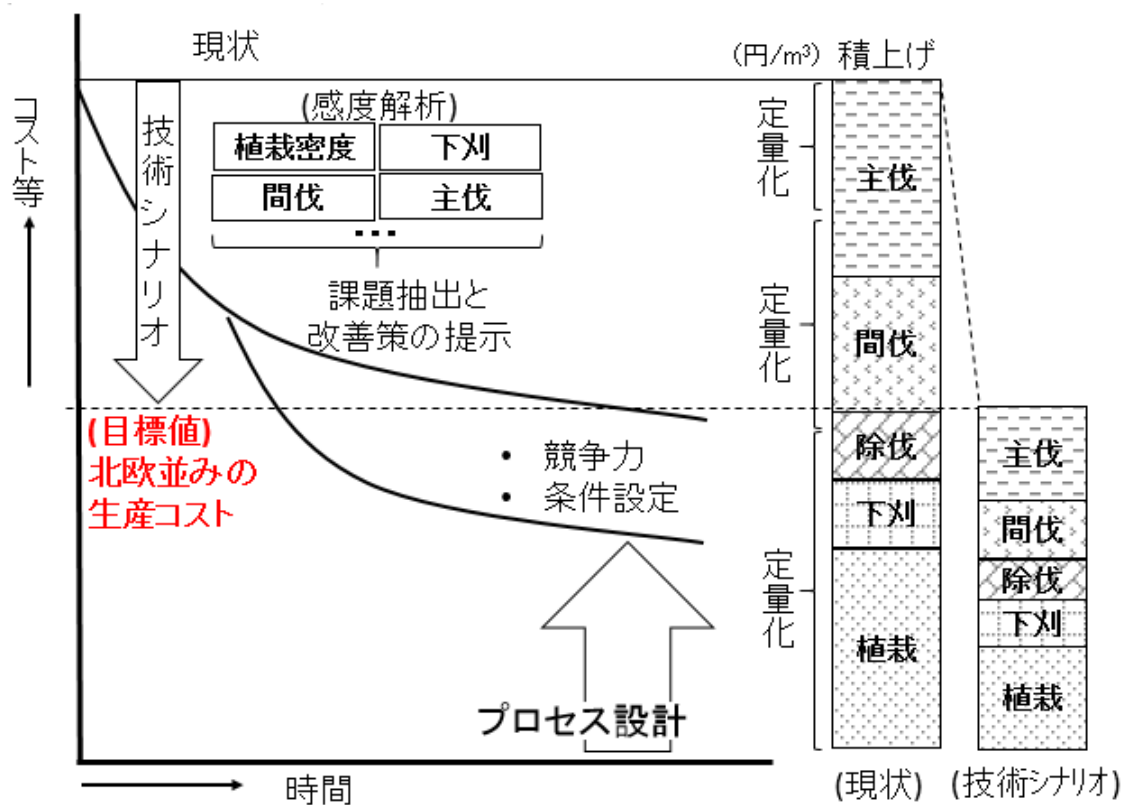


図 1-8 本研究実施の概念図 (a) (木質バイオマスの生産)

(b)

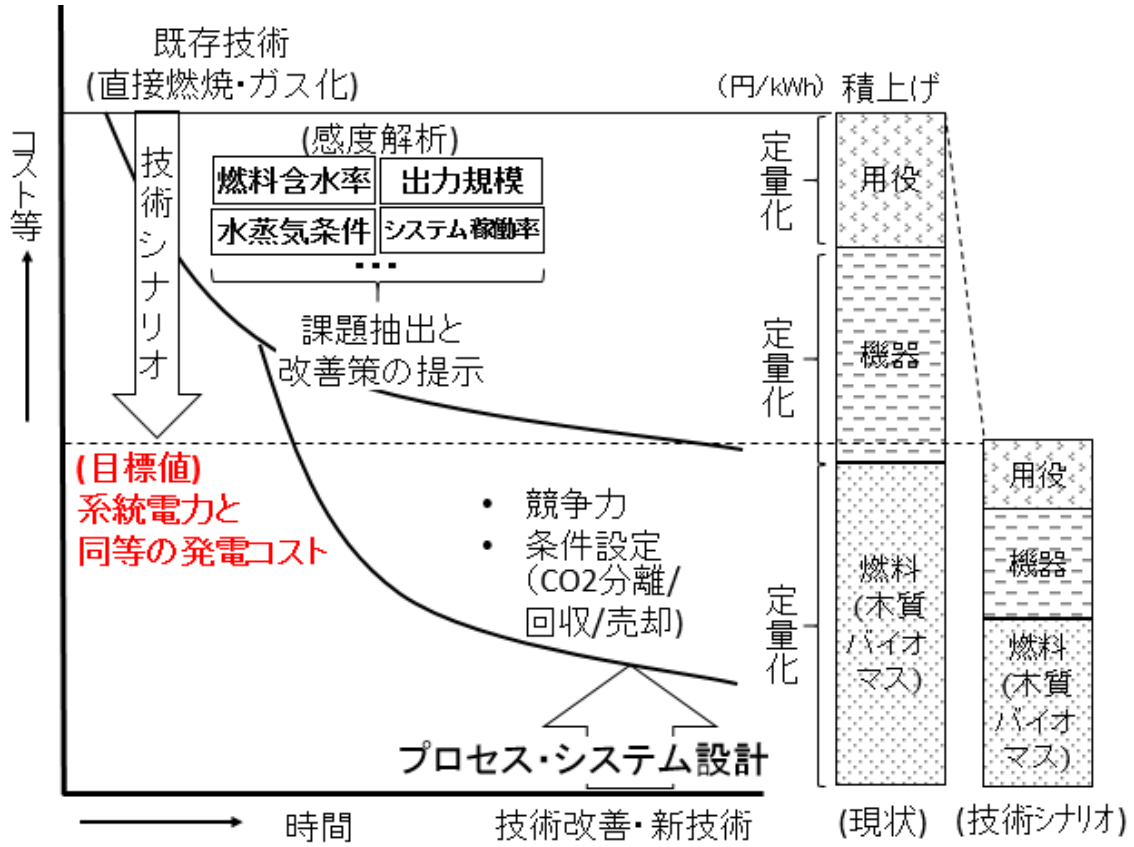


図 1-8 本研究実施の概念図 (b) (木質バイオマスのエネルギー利用)

1-6 本研究の構成

1-1 から 1-5 で述べた研究背景や研究目的にもとづいて、各章の構成及び実施事項を以下に述べる。また本研究の構成を図 1-9 に示す。

第 1 章では、本研究の背景、目的、及び全体概要を述べる。第 2 章、第 3 章、第 4 章では、本研究の評価範囲である木質バイオマスのライフサイクルの「木質バイオマスの生産・供給」、「燃料製造」、「エネルギー利用」の各プロセスに関し、木質バイオマスの利用拡大に向けて必要となるコスト目標の設定と、各プロセスにおける技術評価及び経済評価によりコスト目標を達成するために必要となる技術的課題の抽出とその解決策などについて検討した結果を述べる。第 5 章では第 4 章の結果を踏まえ、現在は研究開発途上にあり、次世代の有力技術の 1 つと目されている化学ループ法によるバイオマス発電について、プロセスの詳細設計を行い、経済性に大きな影響を及ぼす要素の抽出による将来の開発の方向性や最適なオペレーション条件などについて述べる。第 6 章では、以上の結果を受けたまとめ及び今後の展望を述べる。

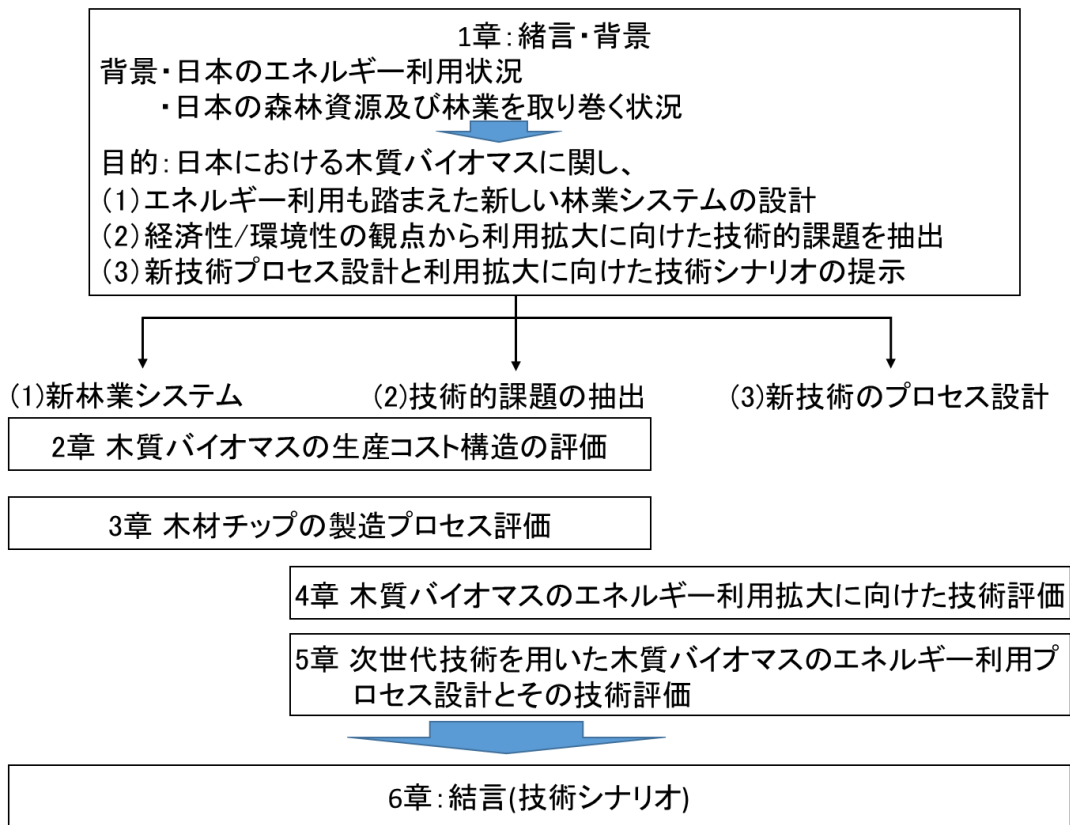


図 1-9 本研究の構成

2章 木質バイオマスの生産コスト構造の評価¹

¹ 本章は、日本森林学会誌 99(5) (2017) 187-194 に一部掲載された内容である。

2-1 緒言・背景

日本は、国土の約7割を森林が占め、木質バイオマスは、全国各地で利用可能でかつ豊富に賦存するカーボンニュートラルのエネルギー資源として、その利用に注目が向けられている。その森林賦存量は約50億 m^3 とされ、林業が盛んなドイツの34億 m^3 やスウェーデンの30億 m^3 などEU諸国のそれ[3, 4]と比較してもその賦存量は多く、森林資源として用材利用だけでなくエネルギー利用も含めてその潜在的可能性は高いと考えられている[3]。後者の木質バイオマスのエネルギー利用に着目すると、日本における再生可能エネルギーのうち木質バイオマスによるエネルギー利用の割合は約16%[12]とされる。この値は、ヨーロッパをはじめとした世界各国における同割合が40%前後[13]とされる中で、相対的に低い状況にある。その主な理由として、日本では、①燃料となる木質バイオマスの生産コストが高いこと[14]や、②木質バイオマスをエネルギー利用のための需給システムが十分に確立されていないこと[14, 15]などが挙げられる。

そのような背景から我が国では木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けて、日本全体の状況を俯瞰しつつ都道府県別に、その生産（地拵え／苗木生産から間伐／主伐を経て山土場への運搬）（図2-1）について一貫したコスト構造の把握と課題の抽出、及びそれを踏まえた生産コスト低減のための対策が求められている。なお、本研究では、木質バイオマスの生産にかかる作業を以下のとおり定義する[3]。

- 下刈 : 植栽木に日光が当たるよう、雑草木等を刈り払うこと。
- 除伐 : 樹木の生育を妨げる他の樹木を刈り払うこと。
- 枝打ち : 植栽木の枝を幹から切り落とす作業。
- 間伐 : 樹木の成長に応じて、立木密度を調整するために一部の植栽木(そのものを)を伐採すること。
- 主伐 : 用材の収穫のために行う植栽木(そのものを)を伐採のこと。

林野庁によると、木質バイオマス未利用材のうち①林地残材は現状では伐出コストが高く経済合理性の観点から利用が困難であり、②製材工場等残材、建設発生木材は既にその大半を各用途に利用されていることから、これ以上の利用拡大は見込めない。日本国内には2012年時点で人工林が約30.4億 m^3 [3]あり、毎年約8,000万 m^3 ([3]をもとに推定)増加している。この蓄積量は、概ね日本の用材需要を賄える供給量であるが、現在は約7割[18]を海外から輸入しており、国産用材の需要は供給可能量の3割程度の2,500万 m^3 [18]に留まっている。仮に将来、国産用材の需要が増大した場合にも対応できるよう50年先の需要を踏まえつつ、現在の全量を賄える供給体系を維持していくこと重要である。しかし現在、伐期を迎えている森林資源を伐採し空間を作らなければ、木質バイオマスの継続的な供給体制を維持することができない。

そのような背景から本研究では、林業の活性化を念頭に置きつつ、現在は伐期を迎えたものの利用されずに森林に放置されている木質バイオマス(植林から約50年を迎えた人工林)及び間伐材を、エネルギー利用の対象としている。ただし、これらの木質バイオマスは用材

利用を主な目的として生産されていることから、生産コストの評価にあたっては、そのエネルギー利用も含めた意味での用材を対象とした。その上で地域別／都道府県別にその生産コストを生産プロセスごとに積み上げて算出し、その内訳を明らかにするとともに生産コストの低減策を検討した。従って、木質バイオマスの生産を地搾えおよび苗木生産から間伐／主伐を経て山土場まで運搬された用材用の丸太生産と定義した。

なお、本研究の主なテーマは木質バイオマスのエネルギー利用拡大であり、用材の生産プロセスや各プロセスの生産コストのすべてをそのまま適用できる訳ではないが、生産コスト詳細を把握するため、長期にわたりプロセス毎に詳細に統計が取られてきた用材生産にかかる統計データを用いた。

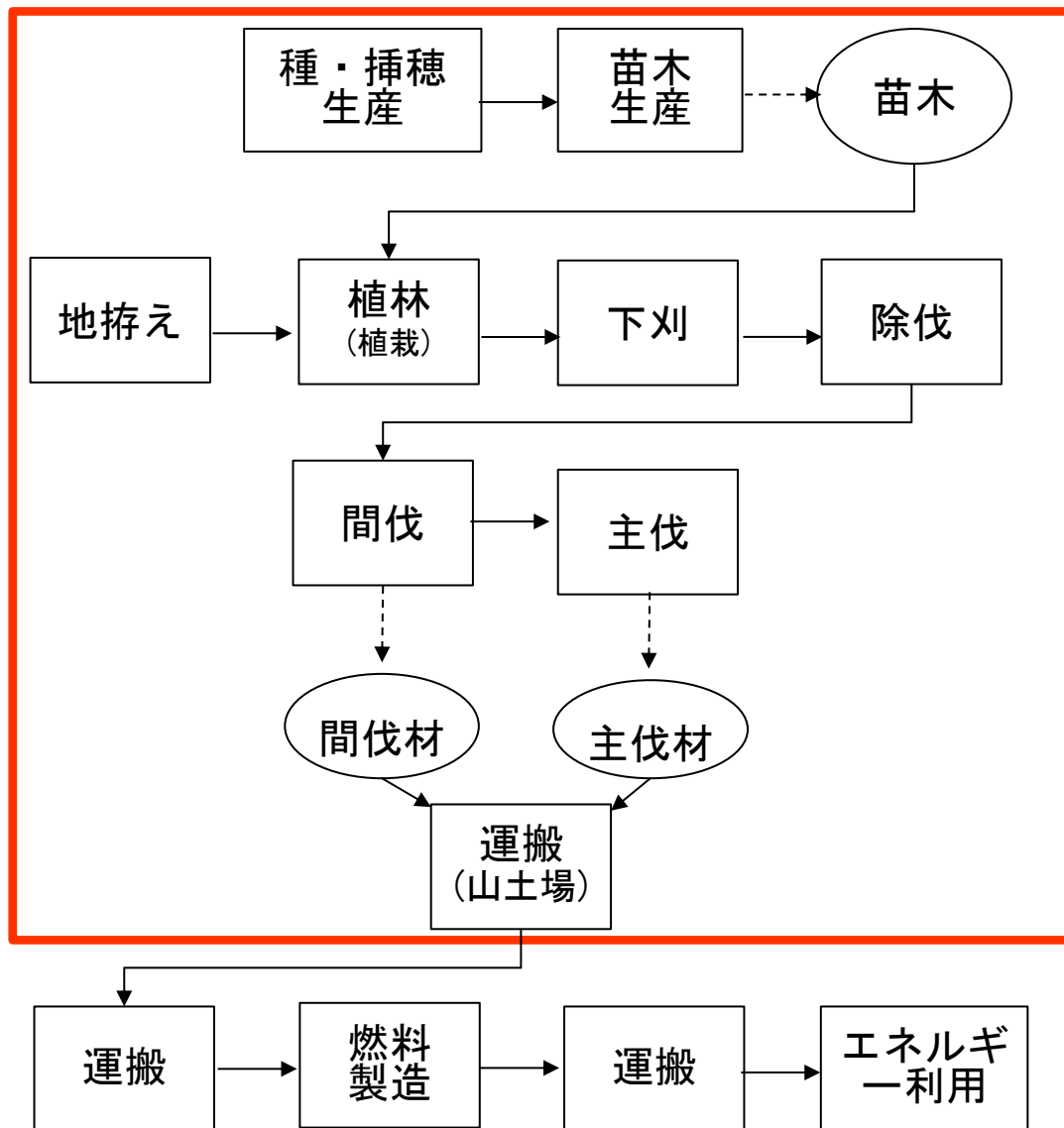


図 2-1 木質バイオマスの生産コスト算出における評価範囲

これまでの研究では、主に木質バイオマスの生産における各プロセスのコスト低減技術の開発や現状分析[19-32]、特定地域に焦点を絞ったコスト低減策[32-34]の検討が行われてきた。しかし、日本全国を対象として木質バイオマスの生産コストを地拵え／苗木生産から山土場への運搬までプロセスごとに詳細に積み上げて算出し、それらの結果についてプロセスごとに高コスト要因を地域間で比較し、コスト低減策までを検討している例はみられない。このような背景から我が国における木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けてその潜在的可能性を最大限に活かすため、①生産コストをプロセスごとに積み上げて算出することで、そのコスト構造を明確化し、②都道府県ごとの比較による地域特性を踏まえたコスト構造の把握とその要因分析などにより、木質バイオマスの生産から燃料製造、エネルギー利用までの一貫したコスト低減に関する研究が求められている。

筆者らは、木質バイオマスが豊富にある農山村地域を対象に、その貯存量を十分に活用するため、①木質バイオマスの生産からエネルギー利用までの各プロセスにおける経済性および環境性の把握、②高効率化・低コスト化の鍵となる技術課題の抽出、③一貫した経済合理性のある木質バイオマスのエネルギー利用プロセスの設計などを行い、汎用性のある木質バイオマスの自立分散型エネルギー利用システムの構築を目的とした研究に取り組んできた[35-37]。以上を踏まえ、本章では、人工林の木質バイオマスを対象に、公的な統計などを基に、地域別、傾斜度別および林業機械[38]別に、地拵え／苗木生産から間伐／主伐を経て山土場への運搬にいたる各生産プロセスを積み上げ、生産コストを算出した。その上で生産コストが低いとされるスウェーデン[39]と比較してコスト構造について現状分析を行うとともに、都道府県別に傾斜度が生産コストに及ぼす影響について感度解析を行った。それらの結果を基に木質バイオマスの生産コスト低減のため技術的課題の抽出を行い、日本の林業の課題について改善策を適用した場合の効果を試算し、コスト低減の可能性を検討した。

2-2 方法

2-2-1 木質バイオマスの生産コスト把握と現状分析

① 日本の地域別木質バイオマスの生産コストの現状

我が国における木質バイオマスの生産コストの現状を地域別に単位材積当たりのコスト（円／ m^3 ）として算出した。本研究では、地拵えおよび苗木生産から間伐／主伐を経て山土場への運搬までを評価範囲とした（図 2-1）。生産コストは、単位材積当たりの①造林コストと②伐採コストの総和から算出した。①造林コスト（円／ha）は、まず都道府県別の造林事業標準単価表を基に地拵え費用、植栽費用、下刈り・除伐費用および雪起こし費用の各費用を引用して積算した（なお、造林事業標準単価表とは、各都道府県が造林の各作業の標準的な単位面積（ha）当たりの単価を、毎年定めたものである）。次にこの造林コストを都道府県別の主伐および間伐量の和で除し、単位材積当たりの費用（円／ m^3 ）とした。②伐採コストは、素材生産費等調査報告書[40]を基に都道府県別の間伐コストおよび主伐コストを単位材積当たり（円／ m^3 ）で抽出した。これらのコスト算出に当たり、一部データに欠損がある都道府県については近隣もしくは条件（例：北海道の伐出コストはトドマツで代用）に近い値で代用した。算出条件詳細を表 2-1 にまとめた。

②海外（スウェーデン）の木質バイオマス生産コストの現状

林業が盛んな欧米においても経済的に自立している国は少ない[41-43]。日本における木質バイオマスの生産コスト構造を分析するにあたり、機械化の推進により生産コストが低く[39]、経済的自立をしているとされるスウェーデンの林業の現状について現地ではアリング調査し、それらのコスト構造を明らかにするとともに我が国と比較を行った。

2-2-2 木質バイオマスの生産コスト構造の評価と低減策

1) 造林

本研究では、2-2-1 の方法にて算出した木質バイオマスの生産コスト構造に関し、地域別の造林コスト低減効果を計算した。具体的には斜面を緩斜面（40%：22度以下）、中斜面（40～60%：22～31度）、急斜面（60～100%：31～45度）、超急斜面（100%以上：45度以上）に分け、これらの斜面ごとに植栽密度（1,500本／ha）[44]や下刈回数（2回）[22]、除伐や雪起こし（現状から30%の効率化）などの各作業プロセスの効率化を設定した上で木質バイオマスの単位面積当たりの生産コストを算出し、これらの結果に基づいて地域別・傾斜度別に生産コストの高位要因を明らかにした。造林コストにおける傾斜度の影響は、緩斜面と比較して中斜面ではその10%増[45]、急斜面以上では20%増[44]とした。なお、各地域の森林傾斜分布は「都道府県別傾斜分布集計ファイル」[46]を用い、単位面積当たりの材積は「森林林業統計要覧」[6]に記載された都道府県ごとの人工林面積、蓄積のデータをもとに人工林＝針葉樹として以下の順序で算出した。①全国の10～12歳級の単位面積当たりの平均材積（ m^3 ／ha）（以下、「材積」。特に説明がない場合は単位面積当たりとする）を全国全

齡級の平均材積 (m^3/ha) で除して、全国的全齡級の平均材積における 10~12 齡級の平均材積の割合 (=10~12 齡級材積倍率 ; 1.18) を算出、②都道府県ごとの全齡級の蓄積を人工林の森林面積で除して都道府県との全齡級の平均材積 (m^3/ha) を算出、③10~12 齡級材積倍率 (①で算出) を②で算出した都道府県ごとの全齡級の材積に乗じて都道府県ごとの 10~12 齡級の材積を算出。本研究で用いた日本の各都道府県の傾斜度 (平均) と人工林の 10~12 齡級の材積 (平均) を図 2-2 に示す。また併せて単位面積当たりの造林コストを当該地域の主伐量と間伐量を合計した収穫材積で除し、地域別造林コスト (円/ m^3) を計算した。

表 2-1 日本の地域別木質バイオマス生産コスト及びコスト低減案の算出方法

工程	単位	現状	低減案[44]
造林コスト	円/m ³	植栽密度：2500 本/ha, 下刈：6 回, 除伐：1 回, 枝打ち：無, 雪起こし：地域毎。 労働生産性は、中斜面は緩斜面の 10%減、急斜面以上は同 20%減にて 算出。	植栽密度：1500 本/ha, 下刈：2 回, 除伐：1 回(但し、30%効率化), 枝打ち：無, 雪起こし：地域毎。(但し、30%効 率化) 労働生産性は、中斜面は緩斜面の 10%減、急斜面以上は同 20%減に て算出。
伐採コスト	円/m ³	主伐：都道府県別素材生産費 (スギのコストを適用。) 間伐：都道府県別素材生産費	表 2-2,表 2-3 のとおり。
森林面積, 賦存量	ha,m ³	人工林を対象に計算。	現状と同様
材積	m ³ /ha	主伐：都道府県別の 10-12 齢級平均材 積。 間伐：主伐の材積に係数 0.3 を乗じて 算出。	現状と同様
森林傾斜分 布	%	材積は傾斜度毎に均一して賦存する と仮定。	現状と同様

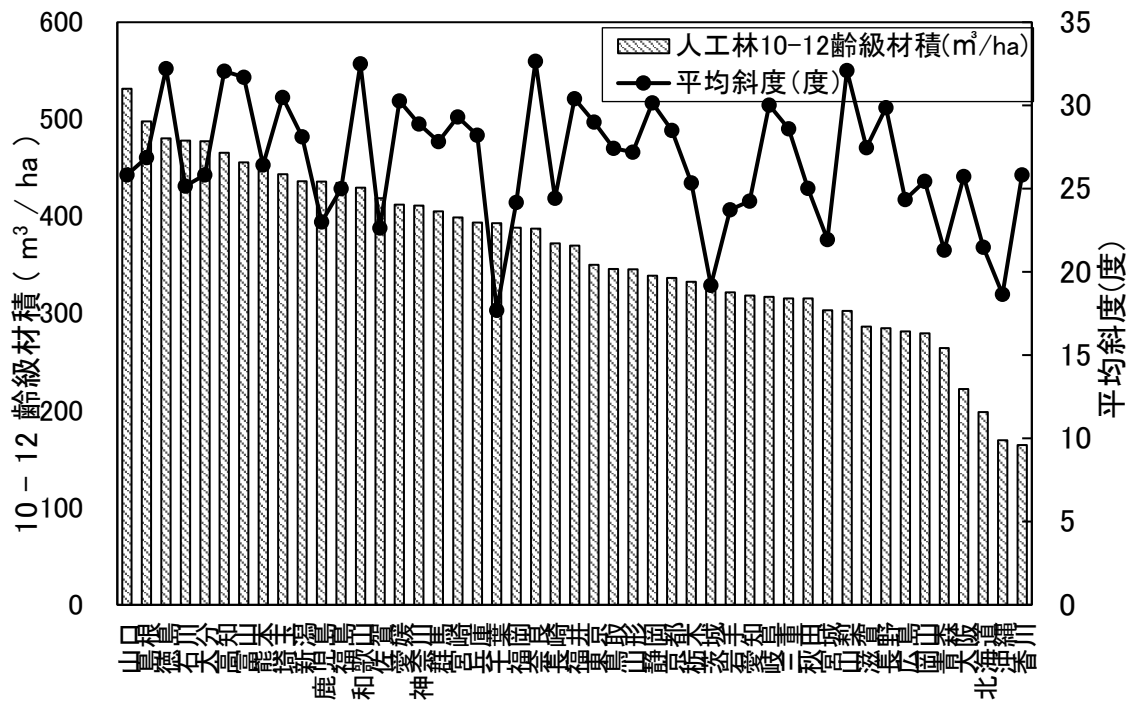


図 2-2 都道府県別人工林 10～12 齡級材積 (m³/ha) と平均傾斜度

2) 伐採

本研究では 2. 1) の造林と同様に 2-2-1 の方法にて算出した木質バイオマスの生産コスト構造に関し、傾斜度と生産性（年間稼働日数、年間伐採量）の関係、1 本当たりの材積（単木材積）もコストに与える要因であると仮定して地域別の伐採コスト低減効果を試算した。なお、林業機械の各作業システムによる労働生産性と傾斜度の関係や導入コストなどについては林業機械メーカーにヒアリングを行った（表 2-2）。平均傾斜度は「都道府県別傾斜分布集計ファイル」[46]を、材積は「森林林業統計要覧」[6]を用いた。また日本の労働生産性は、人工林にて主伐を行う平均的な 10~12 齢級の材積（348m³/ha）を有する緩斜面の森林において高性能林業機械を導入した場合に、スウェーデンの材積（150m³/ha）と同等の労働生産性（75m³/人日）が得られ、その生産性が森林の材積に比例して増減すると仮定した [47]。伐出コストの計算方法詳細は表 2-2、2-3 に示すが、概要は以下のとおりである。

- ・ 傾斜度別伐採コスト = 伐採にかかる総費用 / 年間伐採量（傾斜度ごとに算出）
- ・ 伐採にかかる総費用 = 人件費 + 設備償却費 + メンテナンス費用 + 燃料費
- ・ 年間伐採量 = 労働生産性 * 稼働日数 * 投入人数

なお、林業機械の設備投資は、主伐、間伐、傾斜度別にそれぞれ行い、設備の併用はしないと仮定した。

表 2-2 傾斜度別森林機械システムの生産性と条件

項目	シ ス テ ム 名 ※1	機 械	傾斜度			
			緩斜面	中斜面	急斜面	超急斜面
			0-40% (0-22°)	40-60% (22-31°)	60-100% (31-45°)	100%< (45°<)
設備 (百万円)	A	ハーベスタ	100		—	
		フォワーダ	30(1台)	60(2台)	—	
	B	タワーヤーダ			80	
		プロセッサ	—	—	30	
		設備計	130	60	110	110
労働生産性 (m ³ /人日) ※2	A	ハーベスタ	主伐 75	主伐 50	—	
		フォワーダ	間伐 38	間伐 25	—	
	A	タワーヤーダ	—	—	主伐 40	主伐 20
		プロセッサ	—	—	間伐 20	間伐 10
作業員数 (人)	A	ハーベスタ	1	1	—	
		フォワーダ	1	2	—	
	B	タワーヤーダ	—	—	2	
		プロセッサ	—	—	1	
システム生 産性(m ³ /日) ※3	A	ハーベスタ	主伐 150	主伐 150		
		フォワーダ	間伐 75	間伐 75		
	B	タワーヤーダ			主伐 120	主伐 60
		プロセッサ			間伐 60	間伐 30

※1 システム名：A ハーベスタとフォアワーダ、B タワーヤーダとプロセッサのセット。設置に要する作業は含まず。

※2 労働生産性：日本平均 10-12 齢級の材積の場合の値で各都道府県の同材積に比例

※3 システム生産性：労働生産性×作業員数 現地調査（2014年スウェーデン、2015年オーストリア）でメーカーヒアリングによる

表 2-3 伐採コストの算出方法

項目	計算方法
主伐 ※1	M: 機械システム設備投資。傾斜度別表 2-2 による
年償却費 (円/年)	$D_m: M / (\text{耐用年数})$
耐用年数 (年)	5 年
チーム人数 (人)	N: 傾斜度別 表 2-2 による
年間機械稼働日数 (日/年)	N_{mf} : 緩・中斜面 2 交代 400 日 (3,200 時間/年), 急・超級斜面 180 日 (1,440 時間/年)
年間労働日数 (日/年)	N_{wf} : 緩・中斜面 2 交代 400 日 (3,200 時間/年), 急・超級斜面 257 日 (2,056 時間/年)
県每人工林 10-12 齢級平均材積(m ³ /ha)	V_{pf} : $k_p \cdot (\text{都道府県別人工林材積})$
10-12 齢級材積倍率	K_p : (人工林 10-12 齢級全国平均材積) / (人工林全齢級全国平均材積)
県每労働生産性 (m ³ /人日)	P_{wf} : 傾斜度別 表 2-2 による
設備システム生産性 (m ³ /日)	P_{sf} : 傾斜度別 表 2-2 による
単位面積当たり主伐生産量 (m ³ /ha)	県毎針葉樹 10-12 齢級平均材積(m ³ /ha)と同じ
単位面積当たり日数 (日/ha)	N_{pf} : $V_{pf} / (N \cdot P_{wf})$
年間可能伐採面積 (ha/年)	S_{yf} : N_{mf} / N_{pf}
年間伐採量 (m ³ /年)	V_{yf} : $V_{pf} * S_{yf}$
単位面積当たり年償却費 (円/ha)	C_{df} : D_m / S_{yf}
メンテナンス費 (円/ha)(金利, 税金等含む)	C_{mf} : $C_{df} * 0.5$
燃料費 (円/ha) ※2	C_{gf} : $M / 10^7 * 35 * 100 * N_{mf} / S_{yf}$
人件費 (円/ha)	C_{pf} : $M_p * N * N_{wf} / S_{yf}$
人件費単価 (円/日)都道府県別	M_p : 林野庁「森林林業統計要覧」(2014), 「素材生産費等調査報告書」(2012)による
単位面積当たり主伐コスト合計(円/ha)	C_{ft} : $C_{df} + C_{mf} + C_{gf} + C_{pf}$
間伐 ※1	主伐と同じ
年償却費 (円/年)	
耐用年数 (年)	
チーム人数 (人)	
間伐年間機械稼働日数 (日/年)	N_{mt} : $N_{pt} * S_{yt}$
間伐年間労働日数 (日/年)	N_{wt} : 主伐と同比率
間伐労働生産性 (m ³ /人日) 主伐」の 0.5 倍 (B 材)	P_{wt} : $P_{wf} * 0.5$
設備システム生産性 (m ³ /日)	P_{st} : $P_{sf} * 0.5$
間伐生産量(m ³ /ha)主伐の 0.3 倍(B 材)	V_{pt} : $V_{pf} * 0.3$
単位面積当たり日数 (日/ha)	N_{pt} : $V_{pt} / (N * P_{wt})$
年間可能伐採面積 (ha/年)	S_{yt} : N_{mt} / N_{pt}
年間伐採量 (m ³ /年)	V_{yt} : $V_{pt} * S_{yt}$
単位面積当たり年償却費 (円/ha)	C_{dt} : D_m / S_{yt}
メンテナンス費(円/ha)(金利,税金等含む)	C_{mt} : $C_{dt} * 0.5$
燃料費 (円/ha)※2	C_{gt} : $M / 10^7 * 35 * 100 * N_{mt} / S_{yt}$
人件費 (円/ha)	C_{pt} : $M_p * N * N_{wt} / S_{yt}$
人件費単価 (円/日)	主伐と同じ
単位面積当たり間伐コスト合計(円/ha)	C_{tt} : $C_{dt} + C_{mt} + C_{gt} + C_{pt}$
単位体積当たり伐採コスト: (主・間伐コスト)/主・間伐量(円/m ³)	$(C_{ft} + C_{tt}) / (V_{pf} + V_{pt})$

※1 主伐, 間伐とも傾斜度毎にそれぞれ同設備システムを持つと仮定した。

※2 燃料費: [48]をもとに数式化。

2-3 結果と考察

2-3-1 木質バイオマスの生産コスト把握と現状分析

日本の地域別の木質バイオマス生産コストを図 2-3 に示す。木質バイオマスの生産コストは最も高い東海地方で約 1 万 4 千円/m³ となり、最も低い九州地方では約 9 千円/m³ と算出され、東海地方、近畿地方などのコストが高く、中国地方、九州地方のコストが低い傾向であることがわかった。コストの内訳は、いずれの地域でも主伐の割合が最も高く 30% から 40% を占めた。その次に占めるコストは地域によって異なり、植栽、下刈、間伐のいずれかのプロセスとなった。

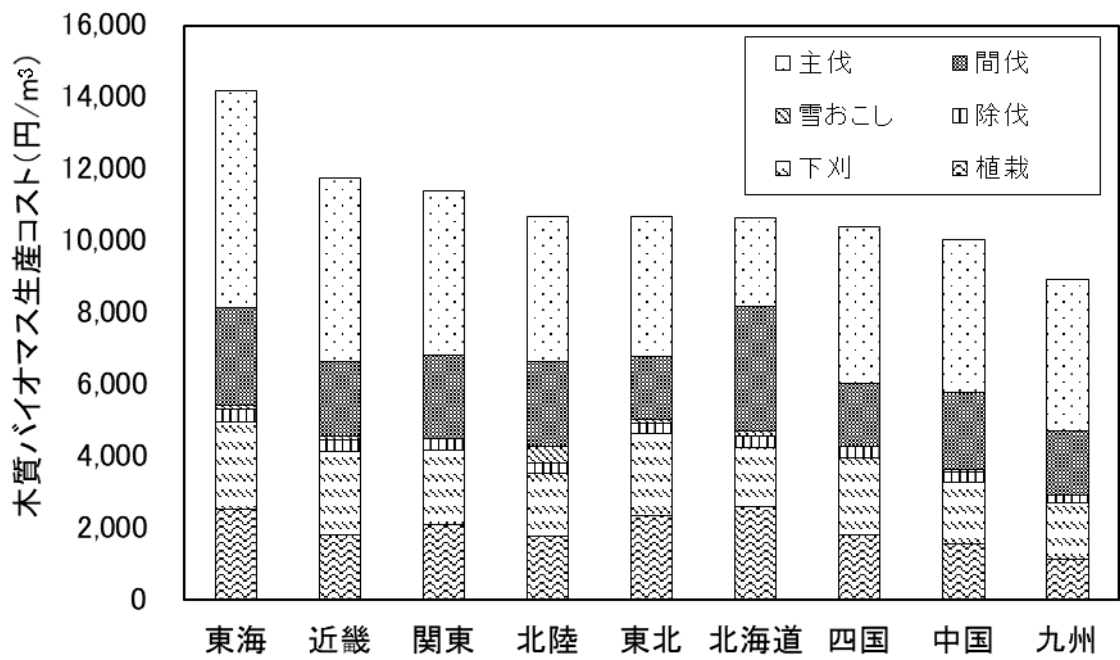


図 2-3 国内地域別の木質バイオマス生産コストの現状

続いてスウェーデンの現地調査結果を表 2-4 に示す。木質バイオマスの生産コストは約 2,600 円/m³ と日本の平均的な生産コストの約 4 分の 1 であった。造林コスト、伐採コストのいずれのプロセスにおいても平均的に概ね 4 分の 1 の結果であった。スウェーデンでは、現地森林での作業観察、調査および S 社での作業内容、コスト、設備費の説明によると、緩斜面の面積の割合が約 80% 程度と高く（日本は約 30%）、またコンテナ苗の普及による植栽コストの低減や、林業機械・器具の発達・普及、気候条件の違いによる下刈作業などの軽減により造林コストや伐採コストの低減効果がみられた。その一方で、寒冷のため樹木の成長が遅く、伐期は 70～80 年（ヒアリング調査）と日本より 10～20 年程度長い。さらには森林単位面積当たりの材積（m³/ha）も日本平均の半分程度（約 150 m³/ha）である他、林地には岩石が多く植栽には不利であること、人件費単価は日本の 2 倍程度と、木質バイオマスの生産コスト上昇要因もみられた。しかし、全体としては機械化の推進と平均して日本の 10～20 倍以上の路網の充実（300 m/ha）（ヒアリング調査、[49]）、施業する森林の集約化や木材需給システムの合理化が進んでおり、低コスト化を実現している。

表 2-4 現状の木質バイオマス生産総コストのスウェーデンとの比較

(円/m³)

国/工程	造林コスト		下刈・ 除伐	伐採コスト		合計
	地拵え	植栽		間伐	主伐	
スウェーデン	150	400	320	700	1,040	2,610
日本(平均)		1,970	2,410	2,260	4,330	10,970

2-3-2 国内地域別の木質バイオマス生産コストの算出結果

造林および伐採作業プロセスが効率化された場合の生産コストを、森林の傾斜度別に算出した(図2-4)。この結果、現状のコスト分析結果と同様に東海地方、近畿地方のコストが相対的に高く、中国地方、九州地方のコストは低い傾向がみられた。現在の状況と、作業プロセスを効率化した場合の両者に共通する主な要因は地形(傾斜度)と材積と推定される。傾斜度が急なほど生産性は低くなり、また材積が少ないほどコスト高になる。九州地方では気候が相対的に温暖で材積が豊富なためコストが低く、東海地方の材積は豊富であるが、傾斜度の急な面積が大きいいためコストが高くなったと推定される。日本全体を平均すると、機械化の推進と運用体制を確立することによって、緩斜面では現状の3分の1程度(3,900円/m³)のコストとなった(図2-4(a))。スウェーデンにおける木質バイオマスの生産コストは緩斜面において2,610円/m³であり、これに相当するためには日本全体では各生産プロセスの更なる効率化が必要である。ただし九州地方で約2,700円/m³と算出されるなど、地域によってはスウェーデンの実例に近いところまでコスト低減できる可能性がある。その一方で、北海道の生産コストは九州地方の約2倍となり、生産コスト低減の可能性に大きな地域差があることがわかった。生産コストの地域差は主に地形と材積の差であり、北海道の材積は約200m³/haに対し、九州地方の材積は約400m³/haと2倍の差があり、この差を各作業プロセスの効率化で埋めきれなかったと考えられる。

中斜面における生産コストは、傾斜度による生産性低下の影響で緩斜面と比べて約1.2倍のコストとなった(図2-4(b))。急斜面では、特に林業機械システムの変更(架線系のタワーヤード、プロセッサシステムなど)が必要となり、労働生産性の低下や稼働時間の制約などの影響を受け、伐採コストは増加する。現状では安全のため夜間作業ができないことや、架線の設置・撤去に時間を要するため、緩斜面と比較して年間稼働日数は半分程度となり、その結果、伐採コストは緩斜面の約1.6倍となった(図2-4(c))。さらに超急斜面では、作業システムは急斜面と同様であるが、傾斜度45度以上のチェーンソー伐倒の生産性が低下するため、緩斜面に比べ伐採コストは約2.7倍となった(図2-4(d))。ただし日本全体で見れば超急斜面の面積は全体の3%程度であり、木質バイオマスの生産コストへの影響は小さいと考えられる。

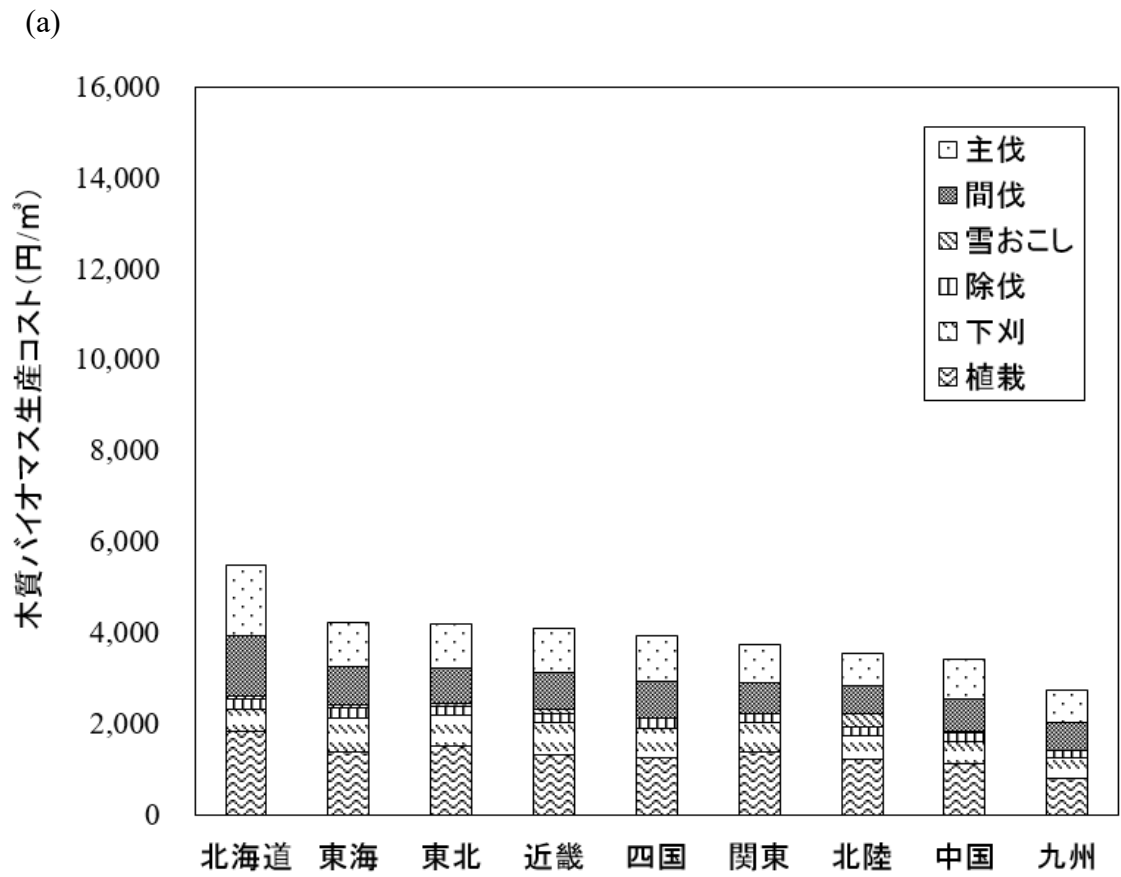


図 2-4 コスト低減シナリオに基づく地域別木質バイオマス生産コストに対する傾斜度の影響 (a) 緩斜面(40%以下：22度以下)

(b)

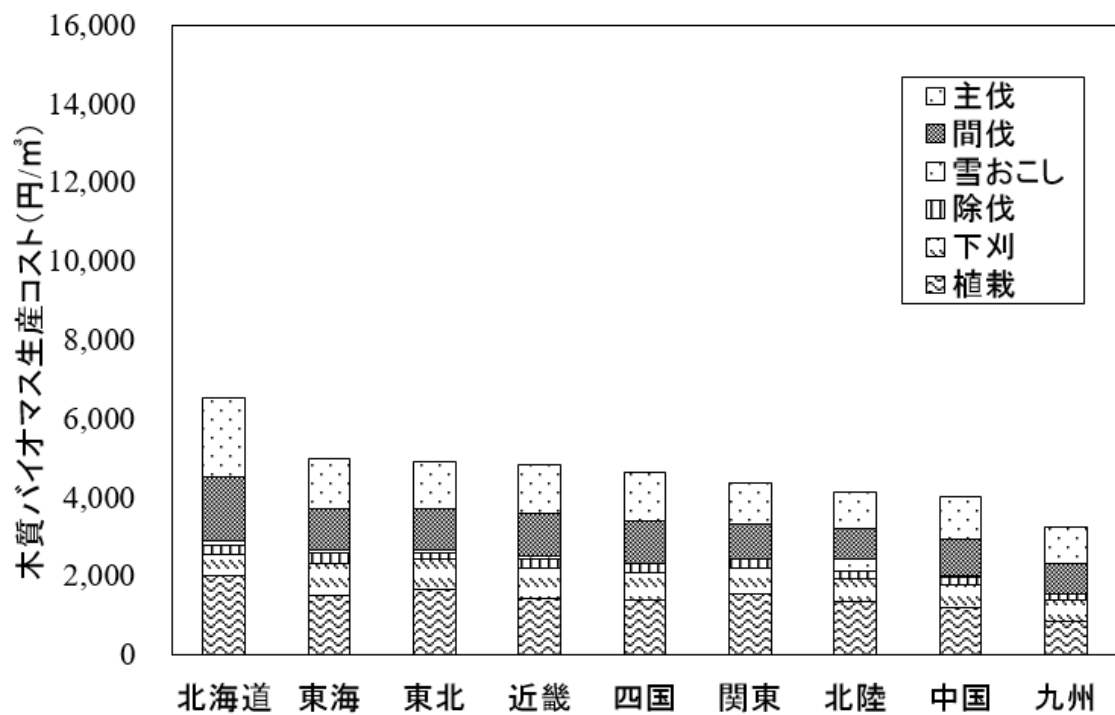


図 2-4 コスト低減シナリオに基づく地域別木質バイオマス生産コストに対する傾斜度の影響 (b)中斜面(40-60% : 22-31 度)

(c)

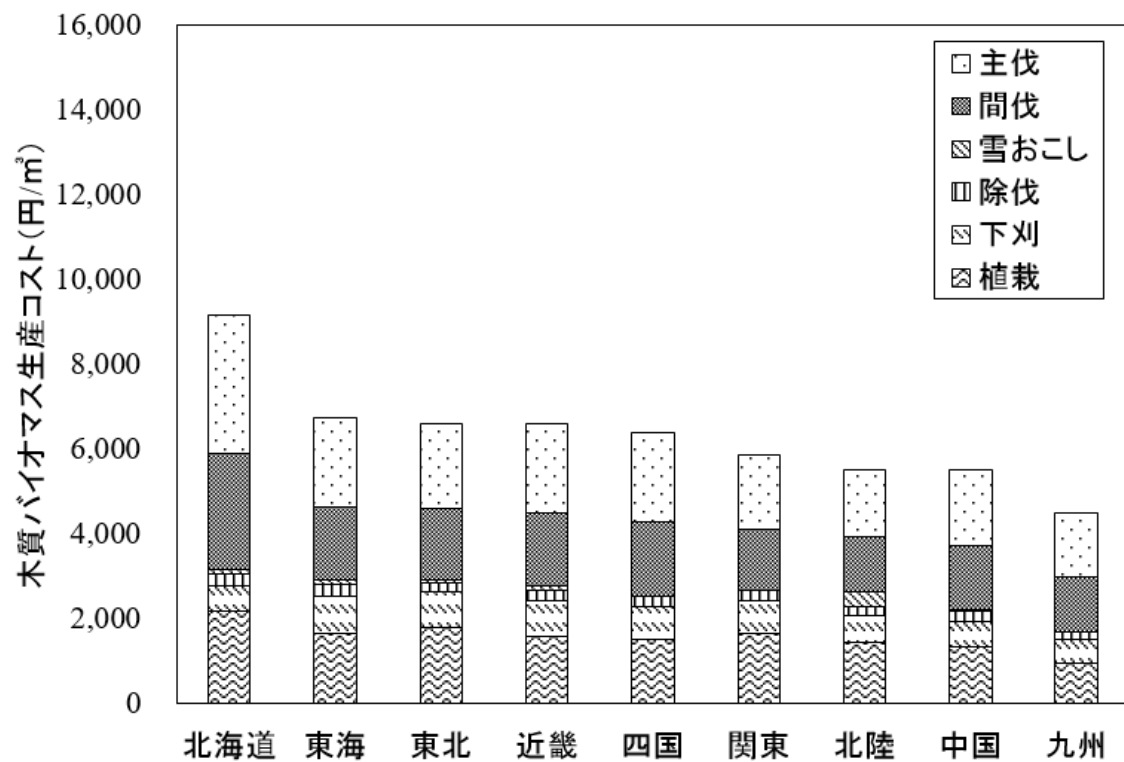


図 2-4 コスト低減シナリオに基づく地域別木質バイオマス生産コストに対する傾斜度の影響 (c)急斜面(60-100% : 31-45 度)

(d)

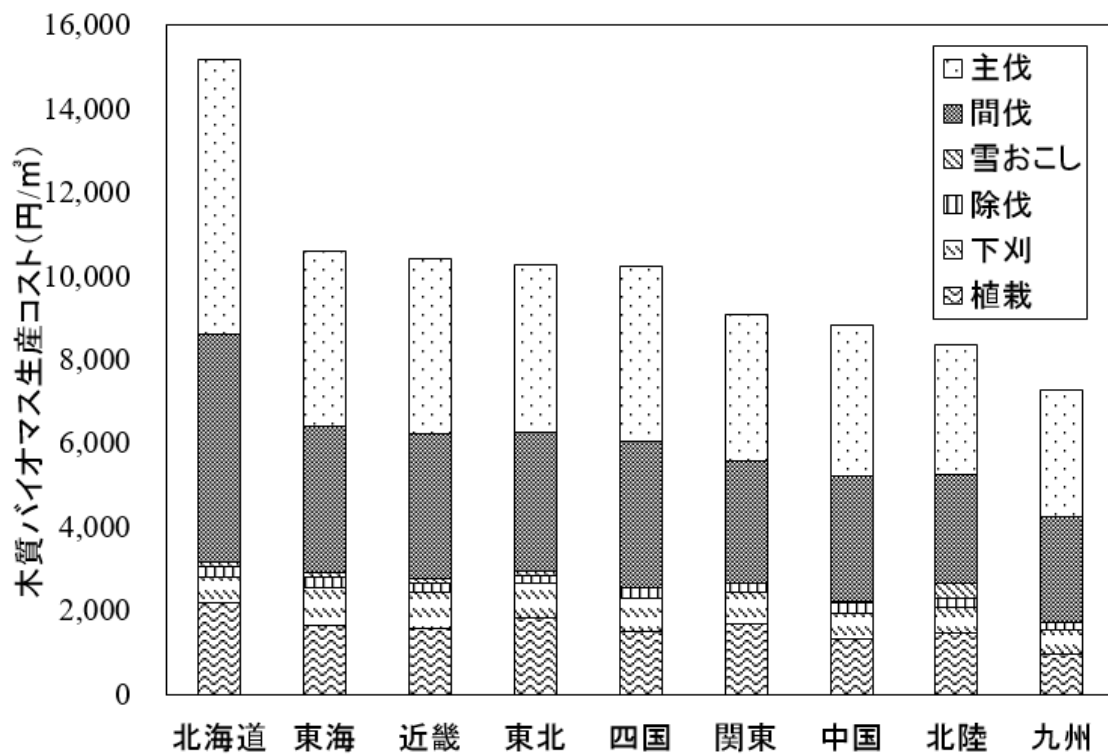


図 2-4 コスト低減シナリオに基づく地域別木質バイオマス生産コストに対する傾斜度の影響 (d)超急斜面(100%以上：45 度以上)

2-3-3 都道府県別の木質バイオマス生産コストの算出結果

上述の地域別の木質バイオマス生産コストの低減の可能性をさらに詳しく分析するため、都道府県別に緩斜面の木質バイオマスの生産コストを算出した(図 2-5)。その結果、緩斜面においては生産コストが低い山口県、徳島県、九州各県、福島県では 2,000~3,000 円/m³ であり、スウェーデンの生産コストと同程度に低減できる可能性を示した。これらの都道府県では、共通して材積が多く、また造林標準単価(円/ha)が比較的低いこともその要因である。その一方で香川県と沖縄県では生産コストが 7,000 円/m³ を超え、最も低い山口県の生産コストと比較して 2~3 倍程度となったが、これらの県はいずれも材積が少なかった。これらの結果から、材積が木質バイオマスの生産コストに影響を及ぼす大きな要因であることが明らかになった。傾斜度の影響を考察するため中斜面 40~60% : 22~31 度)、急斜面 (60~100% : 31~45 度)、超急斜面 (100%以上 : 45 度以上) についても都道府県別に木質バイオマスの生産コストを算出した。さらに傾斜度ごとに人工林 10~12 齢級の蓄積量と森林面積(図 2-6)をもとに算出した傾斜度別生産コストを傾斜面積比にて加重平均し、木質バイオマス生産コストを算出した(図 2-7)。都道府県別にみると生産コストにばらつきがあり、山口県、島根県、九州全般、福島県の木質バイオマス生産コストは約 3,000 円/m³ となり、急斜面を含めてもスウェーデンに近いコストを実現できる可能性を示した。一方、北海道は傾斜度が緩やかだが、材積が少ないために木質バイオマス生産コストが高くなった。また地形が急峻な和歌山県、徳島県、高知県では材積が多いために、生産コストは全国平均と同程度になった。

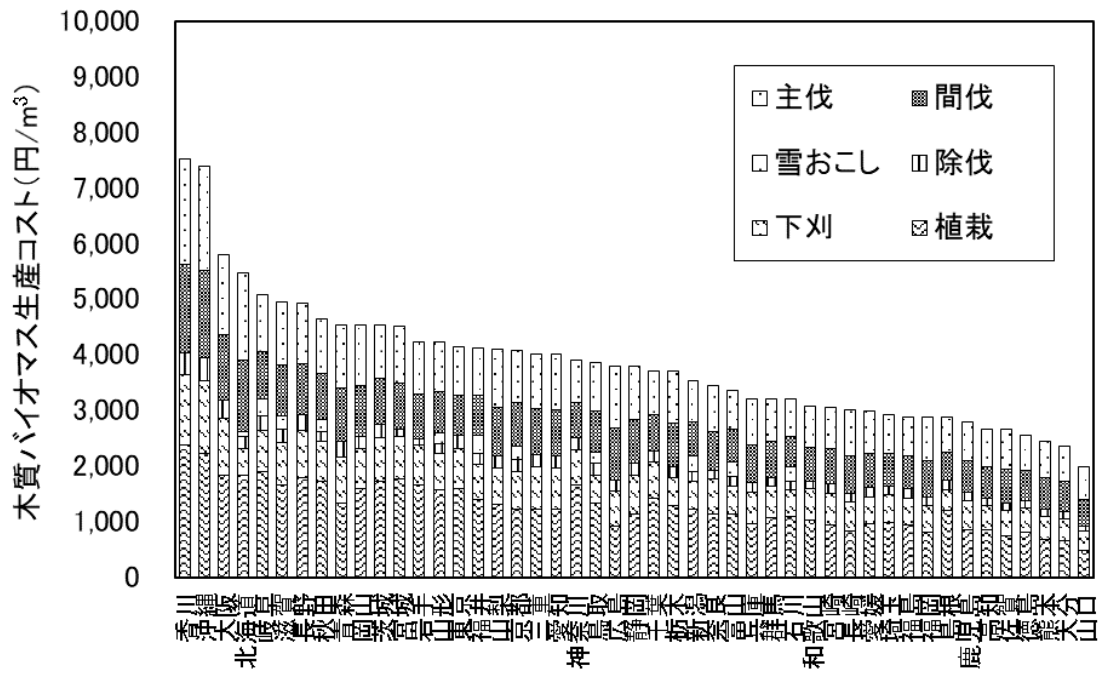


図 2-5 都道府県別の木質バイオマス生産コストに対する傾斜度の影響（緩斜面）

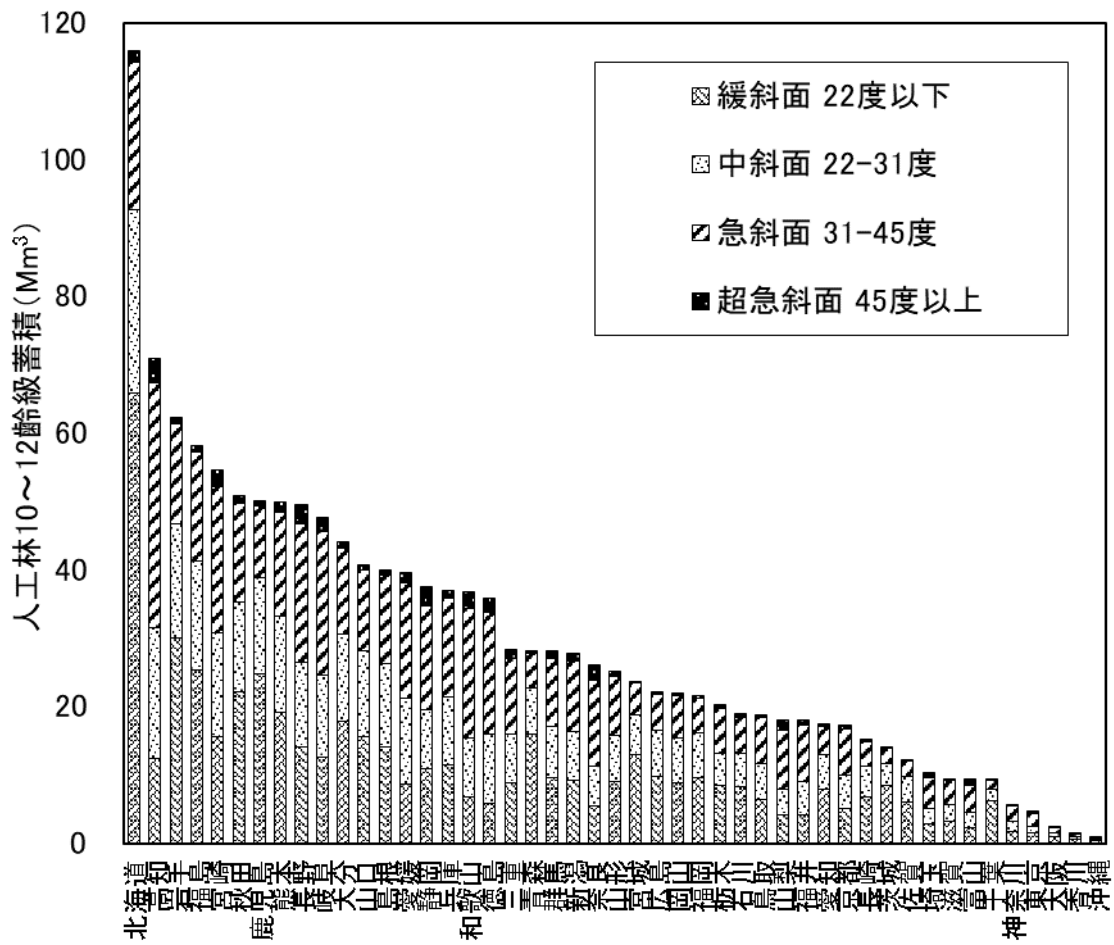


図 2-6 傾斜度別に見た人工林 10～12 齡級の都道府県別蓄積

2-4 木質バイオマスの生産コスト低減に向けた技術シナリオ

林業では利益率が高い用材の生産・供給を主目的としつつ、用材利用されない木質バイオマスについてはエネルギー利用を検討し、将来、用材需要が増加した際に対応できるように備える必要がある。これらの背景を考慮して将来に渡って持続的な供給体制を維持しつつ、ヒアリング調査や計算結果に基づき抽出された課題について、木質バイオマスの利用拡大に向けて経済的優位性を実現するための種々の条件と対策（技術シナリオ）を検討した。日本の地域別の木質バイオマスの生産コストをプロセスごとに積み上げて算出した結果（図 2-3）、その低減に大きな影響を与える要因として、①材積が多いこと（図 2-2、図 2-5）、および②平均傾斜度が緩やかであること（図 2-4）を、植栽から主伐までのプロセスごとに定量的に明らかにした。今後、さらに木質バイオマスの生産コストを低減していくためには、それぞれの工程において以下の検討が必要である。

2-4-1 造林

造林に要するコストは緩斜面において、現状の約 4,400 円/m³ から約 1,400～約 2,600 円/m³ まで低減できる可能性が示された（図 2-3、図 2-4）。これは栽植密度を現状の 2,500 本/ha から 1,500 本/ha に低減した上で、下刈り回数を 6 回から 2 回に削減する[22]ことによって労働量を概ね 6～7 割程度まで減らすことができるという仮定によるものである。

今後、このプロセスにおいては、コンテナ苗や大苗の開発によって植栽費用が、また機械化促進による労働生産性の向上に伴って地拵え費用が低減できる可能性があり[22]、将来的にさらにコストを低減できる潜在的な可能性を有している。

2-4-2 伐採

伐採に要するコストは現在の約 6,600 円/m³ から、約 1,300～2,800 円/m³ まで低減できることがわかった（図 2-3、図 2-4）。これは傾斜度ごとに異なる施業機械体系の効率化の可能性によるものである。コスト構造の中で設備償却費とそのメンテナンス費用は高額な林業機械の導入にあたって大きな影響を及ぼす。具体的な関連性は以下の数式から説明することができる。

・単位伐採量（m³）当たりの設備関連コスト＝（年間設備償却費＋メンテナンス費）／（年間伐採量）

で表され、年間伐採量が少ないほど単位伐採量当たりの設備関連コストは増える。また、

・年間伐採量＝労働生産性（m³/人日）×運転人数（人）×年間稼働日数（日）

で表され、稼働率すなわち年間稼働日数が直接コストに影響することがわかる。したがって施業する森林を集約化し、その範囲に適した設備投資や、さらには年間稼働日数や労働生産性などを最適な条件に設定し、設備稼働率を向上させることが重要である。

2-4-3 その他

以下に本研究の評価の対象外であるが、想定される生産コストの増加要因及び低減要因、今後の課題について記載する。

(1)早生樹

伐期を迎えたものの利用されずに森林に放置されている木質バイオマス(植林から約 50 年を迎えた人工林) が約 7 割に上っている。仮に将来、国産用材の需要が増大した場合にも対応できるよう、現在の全量を賄える供給体系を維持していくこと重要であるが、現在、伐期を迎えている森林資源を伐採し、空間を作らなければ継続的な供給体制を維持することができない。そのような背景から本研究では、林業の活性化を念頭に置きつつ、人工林として森林に放置されている未利用も木質バイオマスの活用するため、現状の人工林の生産コスト低減について検討を行った。しかしながら、固定価格買取制度の導入以降、バイオマス発電所の急激な増加に伴い[2]、燃料として用いる木質バイオマスの需要も急激に拡大している。今後の課題としては、エネルギー利用のみを目的とした木質バイオマスの生産についても検討を進めていく必要がある。例えば、その解決策の一例としては、現在の人工林としての利用地は、将来の用材需要に備えて用材生産目的を維持する必要があることから、現在の耕作放棄地などにユーカリやポプラ、アカシアなどの早生樹[50, 51]を植林し、それらを 1 年から数年程度の周期で収穫する方法などが想定される[52, 53]。

(2)路網

路網の充実、機械化の普及に大きな影響を与える。路網の設置・維持にかかるコストはコスト増加要因になる一方で、路網の充実による機械化の促進やそれに伴う労働生産性の向上はコスト低減要因となる。また斜度が高くなった場合でも路網が充実している場合は伐出コストが低減となる。そのような背景から森林資源を活用していく上で路網の整備が期待されている[32, 54]。

(3)今後の技術的課題

造林における今後の技術的課題として、特に材積が少ない寒冷地における成長が早く、短期間で材積が大きくなる品種の開発や最適な植林密度の検討をあげることができる。

また伐採における技術的課題として急斜面におけるタワーヤーダの設置や移動時間の短縮と、伐倒の機械化促進、また特に材積が少ない地域について最適な間伐強度の検討をあげることができる。

現在は、スウェーデン並みのコスト低減が見込まれる地域が九州地方などの一部に限られているが、これらの課題の解決により、材積の充実や労働生産性の向上が見込まれ、日本全国で木質バイオマスの生産コスト低減が見込まれる。

(4)その他

日本ではまだあまり普及していないが、コンテナ苗と専用の植栽器具や地拵え機による植林の生産性向上をコスト低減要因の 1 つとしてあげることができる。現地調査を行った

スウェーデンでは、コンテナ苗の活用により 0.7ha／人時という高い労働生産性を実現している。

その他造林作業においては、シカ、イノシシなどの鳥獣害をコスト増加要因として挙げる
ことができる。

2-5 まとめ

本研究では、地拵えから伐出まで一連のプロセスを対象としてプロセスごとに詳細な積み上げ法に基づいて木質バイオマス生産コストの評価を試みることにより、以下のことが明らかになった。

- 1) 日本の現在の木質バイオマス生産コストは全国平均で約 11,000 円/m³ であり、目標とするスウェーデンと比較して単位材積当たりで 4 倍以上高い (表 2-2)。
- 2) 造林コストの低減策として、低密度植林や下刈回数の削減が有効である。また伐採コストの低減策として、欧州で実績のある高性能林業機械の導入と運用体制を適用した場合の効果を地域別、傾斜度別に算出した結果、緩斜面では現状の 3 分の 1 程度までに低減できる可能性が示唆された (図 2-3 および図 2-4)。この生産コストは用材利用としてはもちろん、エネルギー利用も視野に入る水準と言える。
- 3) 日本全体で見ると、傾斜度別面積は、緩斜面と中斜面で 60% を占め、急斜面 (37%) と超急斜面 (3%) は小さい。急斜面・超急斜面でも材積が多い林地では生産コストが低い。そのため、日本の平均生産コストに対する傾斜度の影響は小さい。その結果、今回のモデル計算に基づいて算出したところ九州地方の全傾斜を含む木質バイオマス生産コストは、3,000 円/m³ 程度まで低減できることが明らかになった (図 2-7)。

3 章 木材チップの製造プロセス評価²

² 本章は、森林バイオマス利用学会誌 9(2) (2014) 49-56 に一部掲載された内容である。

3-1 緒言・背景

日本の木質バイオマスは、国内の年間 1 次エネルギー供給量の約 2 倍の賦存量(44 EJ)を有し[36]、国土の約 7 割を森林が占める我が国において豊富かつ多くの地域で利用可能なカーボンニュートラルのエネルギー資源として、その利用に注目が集まっている[55-57]。そのような背景のもと、近年の原油価格変動の影響や再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度をはじめとした我が国の政策的な後押しによって、燃料用木材チップの需要が急速に増加している。しかし、比較的安価な建築廃材などに由来する木材チップではその需要を賄いきれていない。一方、未利用の木質バイオマスである林地残材由来の木材チップは、収集・運搬コストが高い上、含水率が高いことから化石燃料と比較して経済性が低い[58]とされている。その利用率は数%に留まり、国が掲げた「2020 年に約 800 万トンの林地残材の利用率 30%以上」[57]という目標達成への道筋は不透明なものとなっている。これまで木質バイオマスを燃料として利用する場合のコストの検討結果は数多く報告されているが、その多くは伐採から搬出までの収穫や、造材といった林業生産の各プロセスを対象に現状のコスト分析と合理化研究に留まっている[59-66]。また木質ペレットを最終製品としている[59-63, 65-67]ことが多く、木材チップに焦点を当てた研究例は少ない[68-70]。さらにコストと並んで重要な指標である製造時のエネルギー収支[63]や、二酸化炭素排出量削減効果[62, 67, 71]などの評価についてもそれぞれについての検討例はあるが、コストと同時に解析した例は少ない。筆者は、木質バイオマスが豊富にある農山村地域を対象に、その貯存量を十分に活用するため、森林生産からエネルギー利用までの各プロセスにおける経済性及び環境性を把握しながら、高効率化・低コスト化の鍵となる技術の課題を抽出し、一貫した経済合理性のある木質バイオマスのエネルギー利用プロセスの設計を行い、汎用性のある自立分散型のエネルギーモデルの構築に取り組んでいる。本章では、木材チップの製造プロセスに焦点を当て、その製造コスト及びエネルギー収支、二酸化炭素排出量の削減効果について、化石燃料や木質ペレットとの比較を交えつつ、検討を行った。またプロセス毎の詳細な積上げ法により、木材チップ製造における規模や個別プロセスの変更、含水率などの諸条件の変更に柔軟に対応できるようにし、個別技術の優位性について議論を行い、木材チップ製造における改善すべき技術的要因の抽出を行う。併せて現在の主な燃料である軽油や灯油などの化石燃料及び、木質ペレットと木材チップの経済性及び環境的優位性について検討を行う。

3-2 方法

本研究では、人口約 3,500 人、面積 600 km²の北海道内の自治体を分析対象地とした。分析対象地の概要を表 3-1 に示す。

表 3-1 分析対象地の概要

人口	面積	原料	原料収集範囲	チッパー 動力源	チッパー 製造規模
約 3,500 人	約 600 km ²	道路支障木、 林地残材	概ね 20 km以内	軽油	1,630 t

3-2-1 木材チップ製造のエネルギー収支の評価方法

木材チップ製造にかかるエネルギー収支を算出した。計算の範囲は、図 3-1 に示した木材の伐採から木材チップの流通までとした。また木材チップ製造に直接かかるエネルギー量は、図 3-2 に示したプロセス毎に積み上げて算出した。木質ペレットとのエネルギー収支の比較は、この製造部分に焦点をあてて評価を行った。その他、製品の含水率を変化させた場合の収支についても計算を行った。設備・機器の燃料消費量は、事業者からの聞き取りによるもので実測値に基づく。設備・機器の修理や廃棄に要するエネルギーは計上していない。エネルギー量の計算に使用した原単位を表 3-2 に示す。なお、計算の詳細は、Appendix 3-1 に付記した。

(計算範囲)

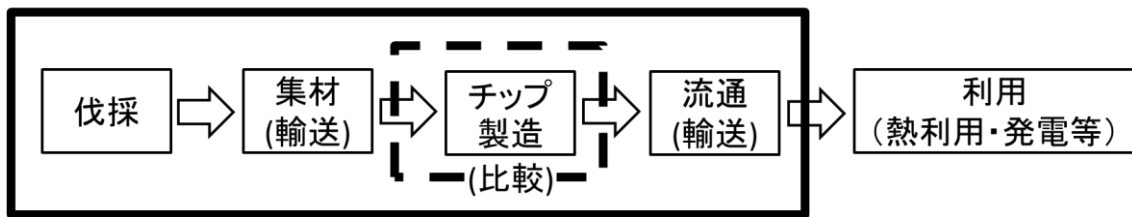


図 3-1 エネルギー収支計算における境界条件

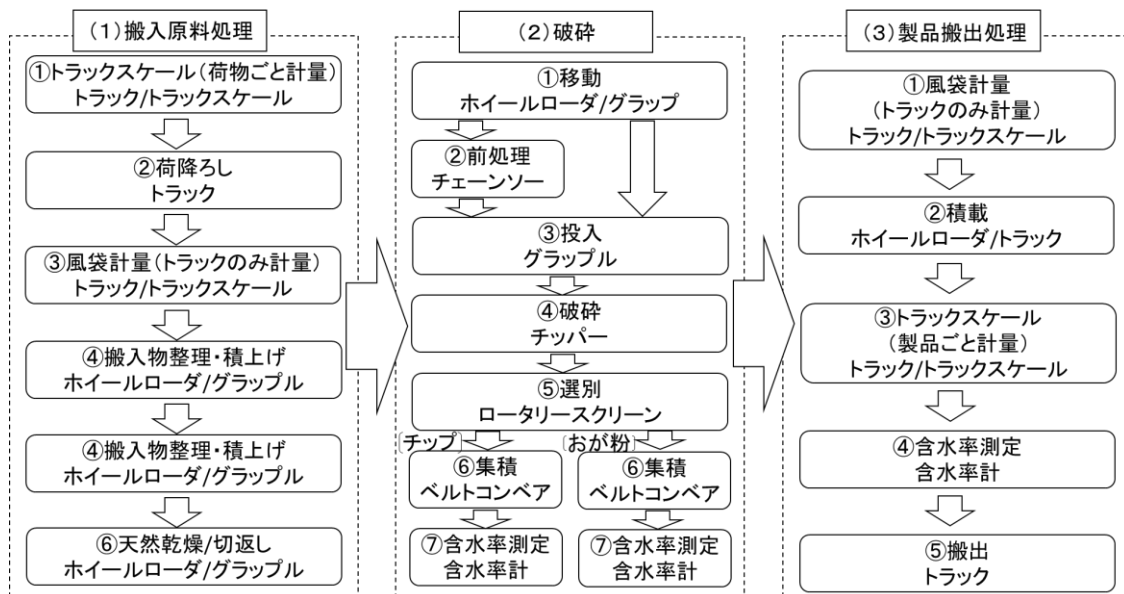


図 3-2 木材チップ製造プロセスについて

表 3-2 エネルギー原単位について

原料・燃料種	原単位	(単位)	類型	引用
電気	9.42	MJ/kWh	製造	[63]
鋼鉄	2.57×10	MJ/kg	製造	[63]
コンクリート	8.79×10 ⁻¹	MJ/kg	製造	[63]
ガソリン	3.46×10	MJ/L	発熱量	[72]
軽油	3.82×10	MJ/L	発熱量	[72]
潤滑油	4.1×10	MJ/L	発熱量	[71]
乗用車	1.15×10 ²	GJ/t	製造	[71]
金属工作機械	8.96×10	GJ/t	製造	[71]
木材チップ(絶乾)	1.91×10	MJ/kg	発熱量	[73]
木材チップ (湿量基準含水率 25%)	1.34×10	MJ/kg	発熱量	[73]

3-2-2 木材チップ製造コストの算出方法

木材チップ製造にかかる製造コストを算出した。原料価格及び製品含水率、各機器の燃費及び導入費用は事業者ヒアリングを行い、燃料価格は政府統計[74]を用いた(表 3-3)。本章では、木材チップの製造部分に焦点をあて、そのプロセスを搬入原料処理、破碎、製品搬出処理の 3 つに分け、プロセス毎の詳細な積上げ法により、木材チップ製造における規模や個別プロセスの変更、含水率などの諸条件の変更など様々なケーススタディに対応できる形で算出した。機器コストは取得価格を償却年数で除して求めた。なお、機器の維持管理にかかる費用や消耗品費は、機器自体のコストには含めず、修繕費・維持管理費として別途、計上した。また製造規模を変えた場合のコストの変動についても算出した。

表 3-3 木材チップの製造原単位

項目	原単位	単位
原料価格	5.0×10^3	円/t
製品含水率	2.5×10	dry-%
軽油価格	1.5×10^2	円/L
トラック燃費	1.3	km/L
ホイールローダ	5.1	L/h
グラップル	5.5	L/h
チップパー	4.4×10	L/h
ロータリースクリーン	3.3	L/h

3-2-3 二酸化炭素排出量について

搬入原料処理から製品搬出処理までの木材チップ製造における二酸化炭素の排出量を算出した。算出に用いた二酸化炭素排出原単位を表 3-4 に示す。

表 3-4 二酸化炭素排出原単位

原料・燃料種	原単位	単位	類型	引用
乗用車 (トラック・ホイールローダ・ゲラップル)	7.3	t -CO ₂ /t-product	製造	[71]
金属工作機械 (チッパー・ロータスクリーン・ベルトコンベアなど)	6.0	t -CO ₂ /t-product	製造	[71]
圧延鋼材	1.3	t -CO ₂ /t-product	製造	[71]
コンクリート	1.1×10 ⁻¹	t -CO ₂ /t-product	発熱量	[71]
軽油	1.9×10 ⁻²	t -C/GJ	発熱量	[72]
電気	5.6×10 ⁻⁴	t -CO ₂ /kWh	発熱量	[72]

3-3 結果と考察

3-3-1 木材チップ製造のエネルギー収支

原料伐採から木材チップ製造、流通に至るまでのエネルギー収支を図 3-3(a)(b) に示す。本分析対象地における湿量基準含水率 25%(天然乾燥により最も乾燥した状態)の木材チップの製造に要したエネルギーは年間合計で 4.45×10^3 GJ に対し、得られたエネルギーは年間合計で 2.18×10^4 GJ であった。製造量(t)当たりでは各々 2.7 GJ/t と 13.4 GJ/t であり、木材チップの単位製造量当たりのエネルギー収支(実質利用可能エネルギー)は 10.7 GJ/t となる。既報の木質ペレットの製造にかかるエネルギー収支と比較した結果[63]を表 3-5 に示した。比較にあたっては、条件を揃えるため原料伐採や製品流通に要する部分を除き、木材チップ及び木質ペレットの直接製造に要したエネルギーのみを対象とした。湿量基準含水率 25%の木材チップの製造にかかるエネルギー収支は 11.9 GJ/t となり、既報の木質ペレットの同収支よりも劣る結果となった。木質ペレット製造にかかるエネルギー収支は、原料を十分乾燥させる必要があり、その乾燥に多くのエネルギーを消費することから他の木質バイオマス燃料のそれよりも劣る[75]との報告もある。木材チップのエネルギー収支が木質ペレットのそれよりも劣る結果となった主な要因として、①木材チップは木質ペレットと比較して含水率が高いため、製品が持つ単位重量当たりの熱量に大きな差が出てしまうこと、②本分析対象地の木材チップ製造工場は、今後の規模拡大を視野に入れているため、導入機器は現在の木材チップの製造量と比較して大きな装置となっていることなどが考えられる。木材チップと木質ペレットのエネルギー収支については、報告によって結果が異なることから今後、さらに詳細について検討を行う必要がある。また木材チップの湿量基準含水率を変化させた場合のエネルギー収支を図 3-4 に示した。木材チップの製造にかかる投入エネルギーは、湿量基準含水率 25%までは木質ペレットよりも優れているが、含水率が高いため出力されるエネルギー量が上がらず、結果としてエネルギー収支としてはペレットよりも劣る結果となった。また数か月程度の自然乾燥で下がる湿量基準含水率は 25%程度であるが、これより含水率を下げるために、乾燥機を用いてペレットと同程度(10%)まで含水率を下げた場合、発熱量は 3.4 GJ/t 分だけ改善するが、乾燥に 2.6 GJ/t²³⁾のエネルギーがかかると推定され、エネルギー収支は 0.8 GJ/t しか改善せず、この場合もペレットよりも劣る結果となった。なお、図 3-4 において含水率が 25%を境に一度、エネルギー量が低下するのは乾燥によるものである。

木材チップを効率的に利用するための技術的課題として、含水率の低減が最も重要である。その課題を解決するには、木材チップの製造・保管に際してその燃焼利用時に発生する余熱・排熱を利用することによって含水率を低減させる木材チップ製造・保管システムが有効と考えられる。

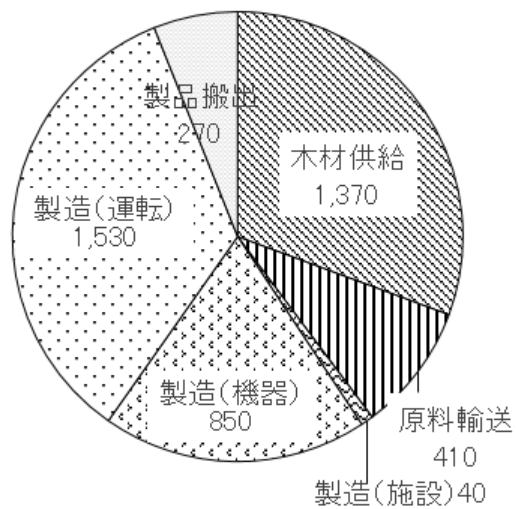


図 3-3(a) 木材チップ製造にかかる年間エネルギー量(GJ/年)

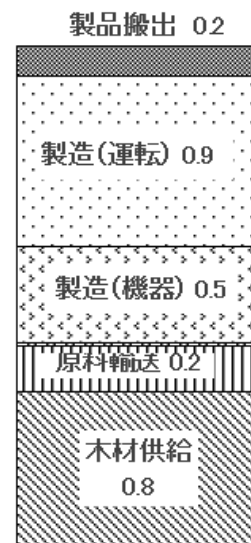


図 3-3(b) 木材チップ単位重量当たりの製造のエネルギー量(GJ/t)

木材チップ製造に伴う、木材伐採、輸送、チップ製造、流通を含む各工程で使用する製造機器の製造と稼働に要する消費エネルギーのすべてを含む。

表 3-5 木質バイオマスのエネルギー収支

		木材チップ [°] (湿量基準含水率 25%)		木質ペレット ^[63]		
	製造規模	t/年	1,630	960	2000	650
(output)	発熱量	GJ/t	13.4	18.8	18.4	18.7
	合計	GJ/年	2.18×10^4	1.80×10^4	3.68×10^4	1.22×10^4
(input)	施設 (製造)	GJ/年	3.57×10	9.13×10^1	4.99×10^1	9.53
	機器 (製造)	GJ/年	8.50×10^2	9.72×10^1	1.71×10^2	6.62×10^1
	機器 (運転)	GJ/年	1.53×10^3	4.17×10^3	6.50×10^3	2.00×10^3
	合計	GJ/年	2.41×10^3	4.36×10^3	6.73×10^3	2.08×10^3
(balance)		GJ/年	1.94×10^4	1.37×10^4	3.01×10^4	1.01×10^4
		GJ/t	11.9	14.3	15.0	15.5

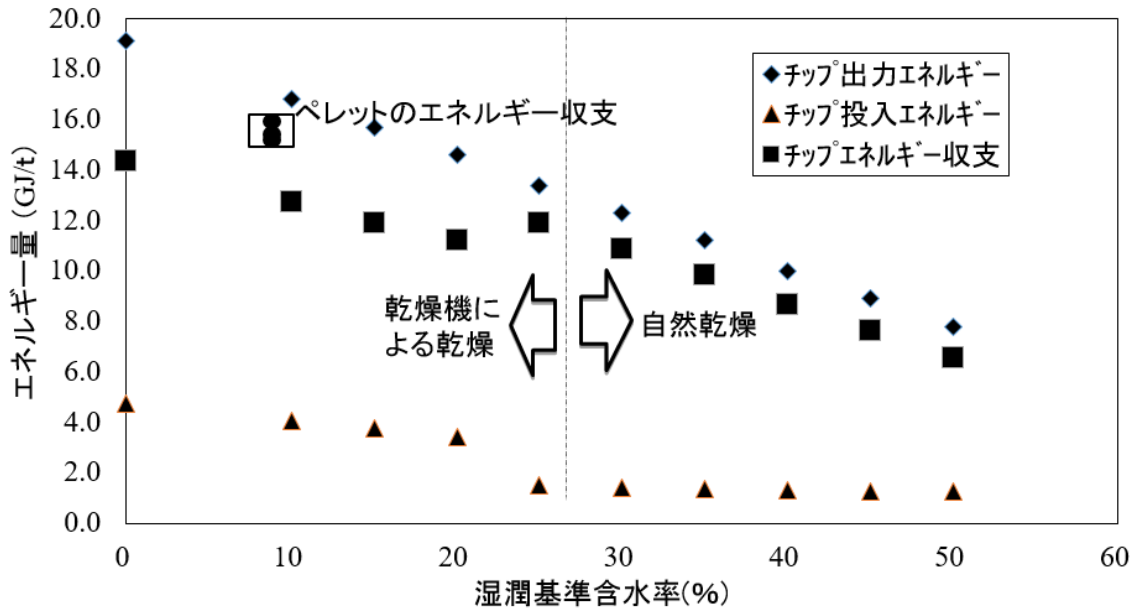


図 3-4 木材チップの含水率とエネルギー収支の関係

3-3-2 木材チップ製造コスト

木材チップの製造にかかるコスト構造を図 3-5 に示した。本分析対象地における木材チップの単位重量あたり製造コストは、21,600 円/t(製造量：1,630 t/年)であった。これは平成 25 年度の木材チップの市場価格[76, 77]12,000～15,000 円/t よりも 5～9 割ほど高い結果となった。この要因として、本分析対象地では、林業振興の一環として原料を高く買い上げていることや、将来的に製造規模拡大(最大製造能力 2.7 万トン/年)を視野に入れているため、導入機器は現在の木材チップの製造量と比較して大きな装置となっており、機器コストが割高になっていることが挙げられる。製造規模を拡大した場合のコスト低減効果の算出結果を図 3-6 に示した。機器については、0.7 乗則を用いて製造コストを試算した。分析対象地の現在の製造プロセスによる製造コストは、製造量を現在の 2～4 倍程度に増加させると概ね市場価格程度になり、10 倍程度に増加させると市場価格を下回った。なお、原料費については、調達量の増加による単価の減少がある一方で調達先の多様化の確保による輸送距離の増加などがあり、単価は据え置いた。また木材チップの熱量を基準としたコスト競争力を算出した結果を表 3-6 に示した。なお、計算の詳細は、Appendix 3-2 に付記した。

木材チップの製造コストはペレットと製造条件を揃えて算出した 19.0 円/kg を用いると、単位熱量当たりの価格は 1.59 円/MJ であった。また木質ペレットの製造コストは、様々な試算[77-81]がされているが、製造コストの比較は本分析対象地とほぼ同じ製造規模を想定し、木材原料調達費や含める費目を本分析対象地と揃えた上で行った。木質ペレットの製造コストを算出したところ、単位重量あたりでは 30.8 円/kg～41.4 円/kg、単位熱量あたりでは 1.89 円/MJ～2.54 円/MJ であった。化石燃料の価格は変動するが、その一例として平成 25 年度の価格にて試算をしたところ軽油及び灯油(課税前)でそれぞれ 2.81 円/MJ 及び 2.62 円/MJ であった。木材チップは他の燃料と比較して単位発熱量当たりのコストがほぼ同等から半分程度であることがわかった。従って、木材チップについては、木質ペレットや化石燃料と比較して燃料コストとして同等あるいは優れている結果が得られた。しかし、木質バイオマスの安定的な供給や利用設備/利用技術面での課題、また木材チップのエネルギー密度が小さいことによる貯蔵方法などの課題を抱えている。その他、木材チップの含水率低減のために、木材チップの燃焼熱の活用(一例として木材チップサイロ内に排熱利用のための配管を通すなど)などが想定される。これらの課題は本研究の評価対象外であるが、今後、木質バイオマスの利用拡大に向けて検討していく必要がある。

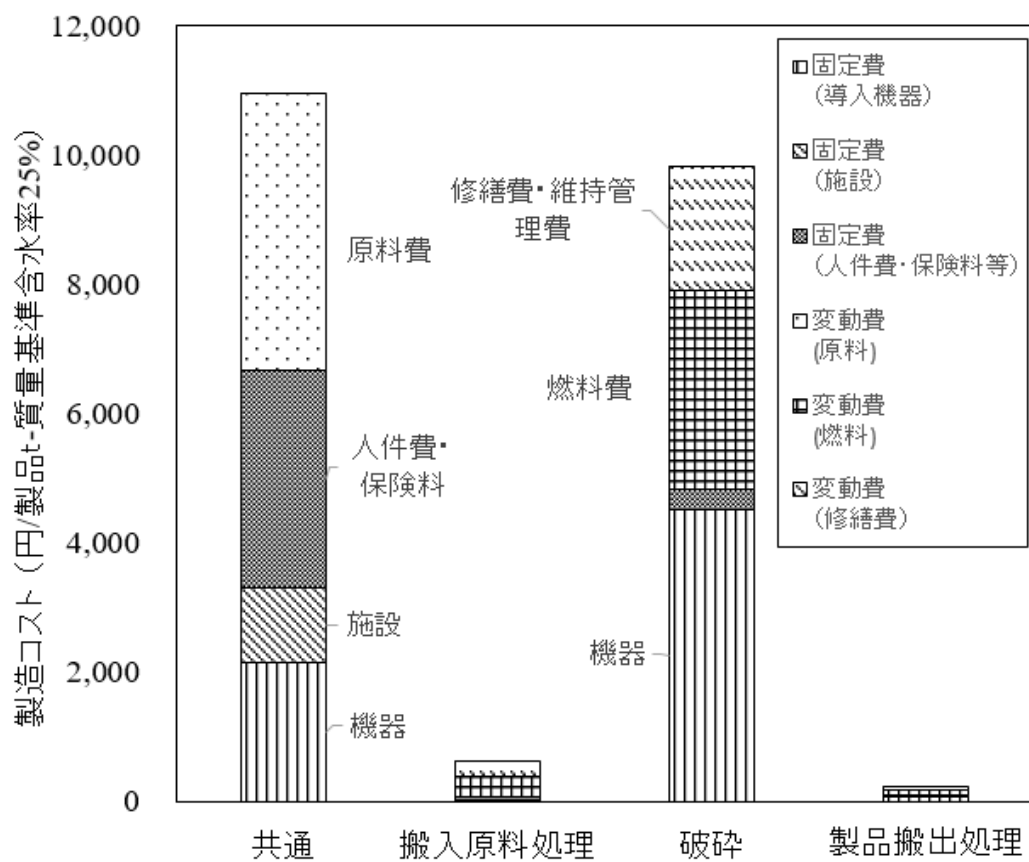


図 3-5 木材チップ製造におけるプロセス毎のコスト構造

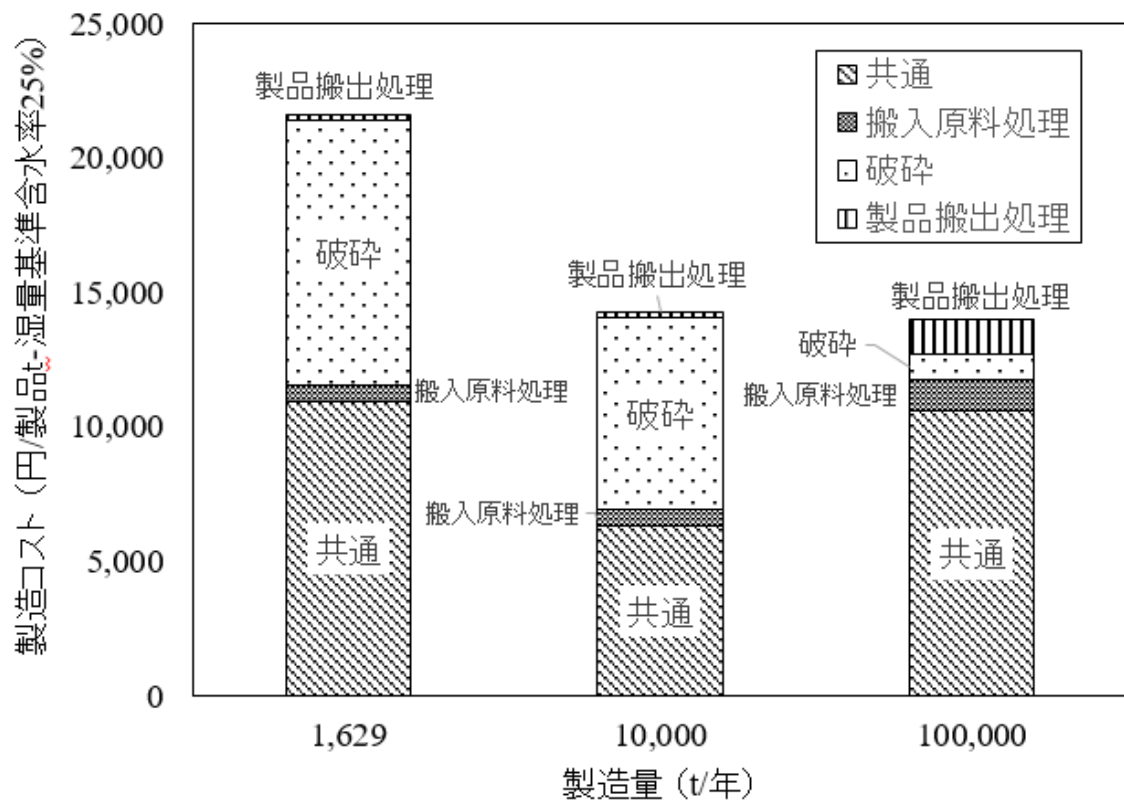


図 3-6 木材チップ製造の製造量とコストについて

表 3-6 単位熱量当たりの価格について

原料・燃料種	原単位	重量当たり単価	熱量当たり単価	引用
木材チップ	11.9 MJ/kg	19.0 円/kg	1.59 円/MJ	表 3-5
木質ペレット	16.3 MJ/kg	30.8 ~ 41.4 円/kg	1.89 ~ 2.54 円/MJ	表 3-5, 表 3A-2, [78, 80, 82]
軽油	38.2 MJ/L	151 (107) 円/L	3.95 (2.81) 円/MJ	[72, 74]
灯油	36.7 MJ/L	106 (96.0) 円/L	2.90 (2.62) 円/MJ	[72, 74]
ガソリン	34.6 MJ/L	169 (67.3) 円/L	4.89 (1.94) 円/MJ	[72, 74]

〇は課税前。軽油は軽油取引税 32.1 円/L, 石油税 2.54 円/L, 消費税(本体+石油税)*8%、灯油は石油税 2.54 円/L, 消費税(本体+石油税)*8%をそれぞれ差し引いた。

財務省貿易統計 平成 25 年度 (4) 「原油及び粗油」の価額を数量で除して算出

3-3-3 二酸化炭素排出量について

本分析対象地では、木材チップ 1t の製造当たり 34.2t の二酸化炭素を排出している。その大半がホイールローダやチップパーなどの運搬・製造機器を製造する際に排出され、木材チップの製造量に連関しないそれら運搬・製造機器に由来するものであった。木材チップの製造量に比例する燃料などに由来する二酸化炭素排出量は運搬・製造機器に由来するそれと比較して非常に少ないため木材チップ単位製品量当たりの二酸化炭素排出量は、製造規模を拡大すると減少することがわかった（図 3-7）。

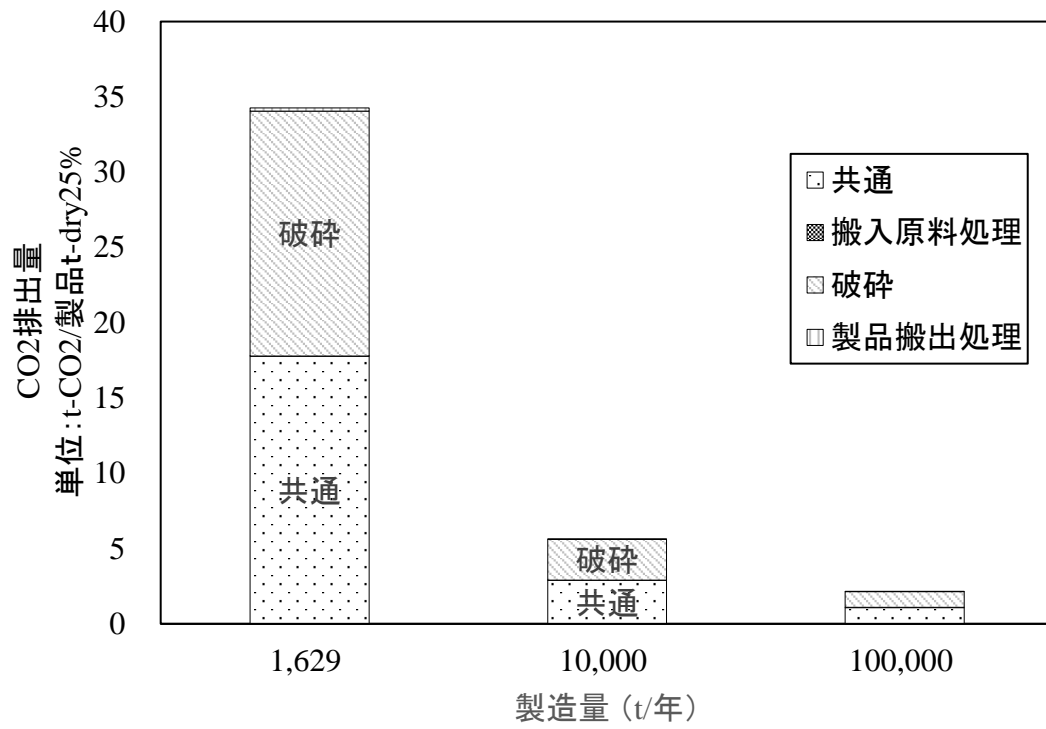


図 3-7 製造量の変化と製品重量当たりの二酸化炭素排出量

3-4 まとめ

本分析対象地における木材チップの製造のみにかかるエネルギー収支は、湿量基準含水率 25%で 11.9 GJ/t であった。この結果は、既報の木質ペレットのそれよりも 2~3 割程度劣るものであった。一方、本分析対象地の熱量当たりの木材チップ製造コストは 1.59 円/MJ で、木質ペレットや軽油、灯油などの化石燃料と比較して単位発熱量当たりのコストがほぼ同等から半分程度であることがわかった。木材チップ製造にかかる技術的課題として、含水率の低減が最も重要であり、製造・保管にあたっては余熱・排熱を有効的に利用して木材チップの含水率を低減させるシステム設計が必要である。

Appendix 3-1 木材チップのエネルギー収支算出方法詳細を以下に示す。

Table 3A-1 Inventory sheet of wood chip

Process	Calculating formula	Amount of energy (GJ/t)
Wooden chip 1,629 ton/year, Calorific value: 13.4 MJ/kg	$1,629 \text{ ton/year} \times 13.4 \text{ MJ/kg} = 21,829 \text{ GJ/year}$	13.4
a. Tree felling (Ea)*	1,369.0 GJ/year	0.84
Tool manufacturing	TTL ; 427.9 GJ/year	0.26
<ul style="list-style-type: none"> • Two Chain saws Mass ; 4.4 kg, Depreciation ; 3 years, Energy factor ; 25.7 MJ/kg • two hydraulic excavators Mass ; 9,300 kg, Depreciation ; 5 years, energy factor ; 115.0 MJ/kg 	$4.4 \text{ kg} \times 25.7 \text{ MJ/kg} \times 1/3 \text{ year} \times 2 = 0.075 \text{ GJ/year}$ $9,300 \text{ kg} \times 115.0 \text{ MJ/kg} \times 1/5 \times 2 = 427.8 \text{ GJ/year}$	
Fuel	TTL ; 941.1 GJ/year	0.58
<ul style="list-style-type: none"> • two chain saws : Gasoline ; 2,800 L, Energy factor of gasoline ; 34.6 MJ/L, Grease ; 1,400 L, Energy factor of grease oil ; 41.0 MJ/L, • two hydraulic excavators : Diesel oil ; 20,600 L, Energy factor of diesel oil ; 38.2 MJ/L 	$2,800 \text{ L} \times 34.6 \text{ MJ/L} = 96.8 \text{ GJ/year}$ $1,400 \text{ L} \times 41.0 \text{ MJ/L} = 57.4 \text{ GJ/year}$ $20,600 \text{ L} \times 38.2 \text{ MJ/L} = 786.9 \text{ GJ/year}$	
b. Wood Transport (Eb)	406.6 GJ/year	0.25
Vehicle manufacturing	TTL ; 94.2 GJ/year	0.06
<ul style="list-style-type: none"> • one 11ton-trucks : Mass ; 9,000 kg, Energy factor ; 115.0 MJ/kg, Depreciation ; 11 years. 	$9,000 \text{ kg} \times 115.0 \text{ MJ/kg} \times 1/11 \text{ year} \times 2 = 94.2 \text{ GJ/year}$	
Vehicle fuel	TTL ; 312.4 GJ/year	0.19
Diesel ; 8,179 L/year, Energy factor ; 38.2 MJ/L	$8,179 \text{ L} \times 38.2 \text{ MJ/L} = 312.4 \text{ GJ/year}$	
c. Wooden Chip manufacture (Ec)	2,413.1 GJ/year	1.48
Wooden chip manufacturing	TTL ; 849.2 GJ/year	0.52
<ul style="list-style-type: none"> • hydraulic excavator : Mass ; 12,830 kg, Depreciation ; 5 years, Energy factor ; 115.0 MJ/kg • wheel loader : Mass ; 6,750 kg, Depreciation ; 5 years, Energy factor ; 115.0 MJ/kg • wood chipper : Mass ; 24,000 kg, Depreciation ; 7 years, Energy factor ; 89.6 MJ/kg • rotary screen : Mass ; 4,350 kg, Depreciation ; 5 years, Energy factor ; 89.6 MJ/kg • Two belt conveyor : Mass ; 330 kg / 159 kg, Depreciation ; 3 years, Energy factor ; 89.6 MJ/kg 	$12,830 \text{ kg} \times 115.0 \text{ MJ/kg} \times 1/5 \text{ year} = 295.1 \text{ GJ/year}$ $6,750 \text{ kg} \times 115.0 \text{ MJ/kg} \times 1/5 \text{ year} = 155.3 \text{ GJ/year}$ $24,000 \text{ kg} \times 89.6 \text{ MJ/kg} \times 1/7 \text{ year} = 307.2 \text{ GJ/year}$ $4,350 \text{ kg} \times 89.6 \text{ MJ/kg} \times 1/5 \text{ year} = 78.0 \text{ GJ/year}$ $(303 \text{ kg} + 159 \text{ kg}) \times 89.6 \text{ MJ/kg} \times 1/3 \text{ year} = 13.8 \text{ GJ/year}$	
Plant & concrete yard	TTL ; 35.7 GJ/year	0.02
<ul style="list-style-type: none"> • wooden chip plant : Total Mass ; 42.5 ton, Depreciation ; 38 years, Energy factor ; 25.7 MJ/kg • Concrete yard : Mass ; 300 ton, Depreciation ; 38 years, Energy factor ; 0.879 MJ/kg 	$42.5 \text{ ton} \times 25.7 \text{ MJ/kg} \times 1/38 \text{ year} = 28.8 \text{ GJ/year}$ $300 \text{ ton} \times 0.879 \text{ MJ/kg} \times 1/38 \text{ year} = 6.9 \text{ GJ/year}$	
Fuel & Plant running	TTL ; 1,528.2 GJ/year	0.94
<ul style="list-style-type: none"> • Two belt conveyor : 553 kWh / 251 kWh , energy factor ; 9.42 MJ/kwh All of the fuel of the following apparatus are diesel	$(793 \text{ kWh} + 251 \text{ kWh}) \times 9.42 \text{ MJ/kwh} = 10.9 \text{ GJ/year}$	

oil and energy factor of is 38.2 MJ/L • hydraulic excavator ; 5,889 L, wheel loader ; 3,449 L, wood chipper ; 28,330 L, rotary screen ; 2,052 L	(5,889 L + 3,449 L + 28,330 L + 2,052 L) × 38.2 MJ/L = 1,517.3 GJ/year	
d. Wooden chip distribution (Ed)	266.8 GJ/year	0.16
Vehicle manufacturing	TTL ; 94.1 GJ/year	0.06
• one 11ton-trucks : Mass ; 9,000 kg, Energy factor ; 115.0 MJ/kg, Depreciation ; 11 years.	9,000 kg × 115.0 MJ/kg × 1/11 year = 94.1 GJ/year	
Vehicle fuel Diesel ; 4,521 L/year, Energy factor ; 38.2 MJ/L	TTL ; 174.0 GJ/year 4,521 L × 38.2 MJ/L = 172.7 GJ/year	0.11

Appendix 3-2 木質ペレットのコスト算出方法詳細を以下に示す。

Table 3A-2 Wood pellet and chip cost calculation sheets

	B 社 ^[80]	C 社 ^[80]	E 社 ^[80]	K 社 ^[81]	S 町
製造物	木質ペレット	木質ペレット	木質ペレット	木質ペレット	木材チップ
製造量	1,600	1,500	1,500	1,500	1,630
製造コスト内訳					
設備原価償却費	15,900	23,100	25,900	8,300	7,600
車両原価償却費	700	700	700	4,000	3,400
人件費	7,500	7,500	7,500	12,000	5,100
一般管理費	1,900	1,900	1,900	3,000	1,300
燃料・消耗品	12,400	11,500	14,700	8,900	5,700
メンテナンス費	6,900	5,300	6,300	5,300	3,500
木材原料調達費	5,000	4,900	4,800	4,800	4,300
合計	50,300	54,800	61,700	46,300	30,900
製品単価(円/kg)	32.0	36.0	41.4	30.8	19.0
エネルギー原単位 (MJ/kg)	16.3	16.3	16.3	16.3	11.9
熱量当たり価格 (円/MJ)	1.96	2.21	2.54	1.89	1.59

※原料費を S 町に揃えた。K 社・S 町の一般管理費は B 社・C 社・E 社に揃えた。

4章 木質バイオマスのエネルギー利用拡大に 向けた技術評価³

³ 本章は、日本エネルギー学会誌 2018 年バイオマステ集号（10 月号を予定）に一部掲載予定の内容である。

4-1. 緒言

我が国は国土の約 7 割を森林が占め、その賦存量はエネルギー換算すると年間 1 次エネルギー消費量の約 2 倍 (44EJ)[36]とされている。また木質バイオマスは、多くの地域で利用可能なカーボンニュートラルのエネルギー資源として、その利用に注目が集まっている[83-94]。その一方で主な利用形態の 1 つであるバイオマス発電のコストは火力発電などの系統電力のそれと比較して数倍のコストがかかるとされている。バイオマスのエネルギー利用が自律的に拡大していくためには、バイオマス発電のコストを系統電力と同程度まで低減することが必須であり、そのためには経済性を伴った抜本的な技術改善が求められている[89] [2, 95, 96]。

木質バイオマスのエネルギー利用に関し、既往研究としてバイオマス発電の固定価格買取制度における損益分岐点の条件探索や資源分布を考慮した発電所立地の検討など事業性に関する経済性評価[17, 87, 97-103]、LCA(Life Cycle Assessment)をはじめとした環境影響評価[101, 104-110]、直接燃焼型バイオマス発電やバイオマスガス化発電におけるエクセルギー解析と経済性評価[98] [111-119]、ボイラー効率の改善のためのタービン構造の改良などに関する研究や、木質バイオマス燃焼時のチャー/タールの発生量軽減のための炉形設計や燃焼条件設定など既存要素技術の改善[119-132]、熱電併給システムやバイオマスガス化発電の熱力学的観点からのシステム設計[125, 133-135]に関する検討などこれまで数多く報告がされてきた。しかしこれらの研究では既存の特定の発電種別のみを対象とし、またある特定の地域などに限定した経済性や環境影響に関する評価、あるいは特定の要素技術のみに焦点をあてた改善提案に留まっており、燃料条件や発電種別・発電条件などの諸条件の変化に広く対応できるように要素毎の関数化(プロセス設計)によるシステム発電効率や発電コストの算出モデルの作成及び、発電コスト目標の設定とその目標達成のために必要となる既存技術の改善・新技術の導入を含めた条件抽出による技術シナリオを策定している例はない。

筆者らはこれまで木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けて、その生産コスト低減に向けた技術シナリオについて研究[35, 136]を進めてきたが、木質バイオマスのエネルギー利用をさらに拡大していくためには生産コストの低減に加えて発電コストの低減も必要であると認識した。

このような背景から本研究では、木質バイオマスの利用拡大に向けて、①発電種別毎に木質バイオマスの各プロセスの発電コスト構造を把握し、②各要素技術の改善や条件変更が発電コスト全体に与える影響を明らかにした。その上で、③改善すべき技術的課題や条件の抽出と抜本的なコスト低減に向けて新技術の開発すべき方向性(発電コスト低減に向けた技術シナリオ)を提示することを目的とする。

具体的には、まず既に普及しつつある直接燃焼型バイオマス発電/バイオマスガス化発電について現地調査などにに基づき機器レベルでプロセスを確定し、発電システム全体のエネルギー効率(以下「システム発電効率」)を算出した。続いてプロセス毎にコスト構造を把握した。バイオマスガス化発電及び次世代の発電技術と目される化学ループ法についても直

接燃焼型バイオマス発電と同様にシステム発電効率の算出及び発電コストのモデル化を行った。なお、化学ループ法とは炭素系燃料による還元反応と空気中の燃焼に基づく酸化・還元反応の繰り返しにより、選択的なガス生成と熱回収を同時に行うエネルギー変換システムで、新たな分離プロセスを経ずに二酸化炭素を分離・回収できる特徴を有する技術である[137]。続いて、木質バイオマスのエネルギー利用が拡大するために必要となる発電コスト目標を設定した。木質バイオマスを燃料とするバイオマス発電(以下「木質バイオマス発電」)が普及・拡大していくための発電コスト目標を設定した。目標値として、火力発電の発電コストをはじめとして様々なコスト指標があるが、本研究では経済的に成立している系統電力の家庭用電気料金[1]から送電コスト[138]を減じた値を家庭用電力の発電コストとして、木質バイオマス発電の目指すべき目標値(CO₂ 分離・回収無 : 25.0 円/kWh, CO₂ 分離・回収有 : 27.3 円/kWh[139]をもとに算出)として設定した。木質バイオマス発電のシステム発電効率や発電コストの算出モデルについて、燃料条件や発電条件、出力規模、二酸化炭素分離・回収の有無などの各条件変更が発電コストに与える影響について感度解析を行い、設定した発電コストを満たす条件の抽出を行った。さらに将来の技術改善を見通した上でシステム発電効率の向上や木質バイオマスコストの低減が実現した場合に、それらが発電コストに与える影響と技術改善策について検討を行った。

4-2. 方法

本研究では、既に普及しつつある①直接燃焼型バイオマス発電(以下「DC 発電」)、②バイオマスガス化発電(以下「GS 発電」と、将来の木質バイオマスの利用技術の1つと目される③化学ループ法(Cheical Looping Combustion ; 以下「CLC」)による発電の3つの発電種別を対象とした。Fig.4-1 に3つの発電種別の特徴を示す。反応形式は3つの発電種別で異なる。DC 発電では1つの炉(燃焼炉)の中で木質バイオマスを直接燃焼させ、その熱エネルギーによって水を蒸気に変換し、蒸気タービンにて蒸気を動力に変換して発電機を用い発電する。それに対し、GS 発電は同じく1つの炉(ガス化炉)で木質バイオマスを熱分解によりガス化し、そのガス自体をガスエンジン/ガスタービンにて動力に変換して発電機を用いて発電する。なお、ガスエンジンとガスタービンの違いとして、ガスエンジンは数百 kW 程度の小規模の出力規模に適し、出力制御に優れているがメンテナンスなどの費用が高くなる傾向がある。ガスタービンは数百 kW から数千 kW の規模まで幅広い出力規模に対応し、出力制御の点で劣るが初期コストやメンテナンスコストは低い傾向がある[140]。本研究では、出力規模拡大によるコスト低減を評価対象の1つとしていることや、他の発電種別において蒸気タービンを用いているため、経済性評価や技術評価の条件をできるだけ揃えるため、内燃機関としてはガスタービンを選択することとした[140]。CLC は DC 発電と GS 発電の進化した発電として位置づけることができる[137]。CLC は酸化炉 (Air Reactor ; AR) と還元炉 (Fuel Reactor ; FR) の2つの炉からなり、これらの炉間を鉄やイルメナイトなどの酸素キャリアが循環しながら酸化還元反応を繰り返す。燃料は FR に投入された後、水素やメタンなどの炭化水素ガスからなる燃焼性ガス及びチャーになる。チャーは FR でガス化剤である水蒸気によってガス化され、これらのガスは酸素キャリア粒子によって酸化され二酸化炭素と水になる。還元された粒子は AR に移動して導入される空気によって酸化され、この酸化反応によって発生する熱エネルギーで水を蒸気に変換し、蒸気タービンで発電する。

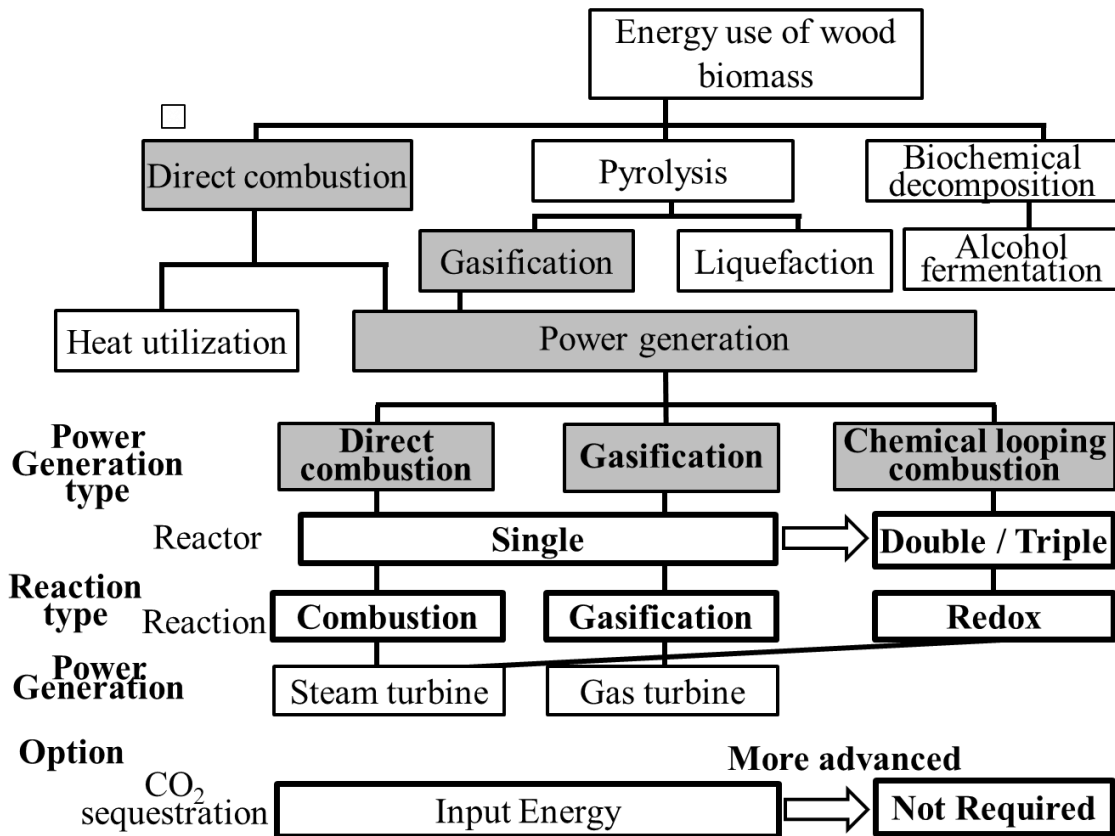


Fig.4-1 Classification of woody biomass power generation systems

これらの 3 つの発電種別について現地調査などに基づき、機器レベルでプロセスを確定した。その上でプロセス毎にエネルギー損失を計算し、システム発電効率を算出した。続いて木質バイオマス発電が経済合理性を有するための発電コスト目標として、系統電力の家庭用電気料金[1]から送電コスト[138]を減じて算出した家庭用電力の発電コストと同じ 25.0 円/kWh (二酸化炭素分離・回収なしの場合)、二酸化炭素分離・回収がある場合は 27.3 円/kWh に設定した。木質バイオマス発電のシステム発電効率や発電コストの算出モデルについて、燃料条件、システム稼働率、発電条件、出力規模、二酸化炭素の分離・回収の有無についてそれらの条件変更が発電コストに与える影響について感度解析を行い、設定した発電コストの目標を満たす条件の抽出をした。さらに技術改善によるシステム発電効率の向上や木質バイオマスコストの低減が発電コストに与える影響と技術改善策(技術シナリオ)について検討を行った。これら本研究の方法についてその概要を Fig.4-2 に示す。各算出方法の詳細を以下に記載する。

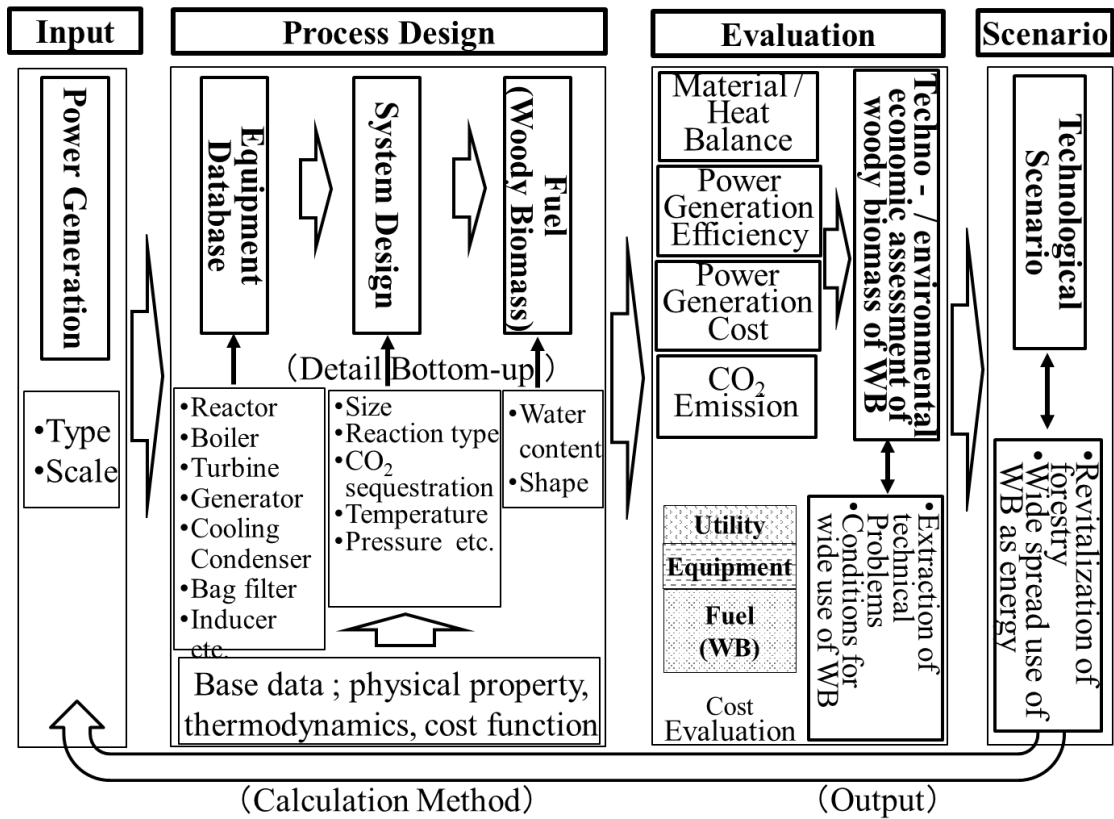


Fig.4-2 Performance and cost evaluation flow diagram in this study

4-2-1 システム発電効率

現地調査などに基づき決定したプロセスについて、その発電コストの算出に必要なシステム発電効率を計算するため、熱流図を作成した。各発電種別における発電方式は、DC 発電及び CLC では蒸気タービンを、GS 発電についてはガスタービンを想定している。熱流図は、投入熱量を燃焼炉/ガス化炉/FR に投入する木質バイオマス量に単位重量当たりの高位発熱量を乗じた値とし、そこから①燃焼に伴って排出される排ガス及び②反応炉(燃焼室/ガス化炉/FR・AR)炉壁からの熱損失、③蒸気サイクル(ランキンサイクル)/ガスサイクル(ブレイトンサイクル)におけるエネルギー変換損失を計算し、それらの各値を減じて残熱量を投入熱量で除した百分率値をシステム発電効率として算出した。なお、燃焼エンタルピーは、含水率に応じて変化するようにパラメータ化し、排ガスから放出される熱損失についても、含水率に応じてバイオマスの組成から燃料の単位重量当たりに生成する二酸化炭素、水蒸気、窒素の各ガスの重量に反映した。ランキンサイクル/ブレイトンサイクルにおける出力規模と温度・圧力条件の関係は、現地調査及び文献調査[83, 141-148]に基づき設定した。温度・圧力条件の変更や排ガスの排出、反応炉壁面からのエネルギー損失についても諸条件の変更に対応できるように関数化した。計算方法を Appendix 4-1 に示す。

4-2-2 発電コスト

発電コストは、燃料費と運転維持・資本費からなる。それぞれの算出方法は以下のとおりである。

4-2-2-1 燃料費

燃料費は、発電所の規模が大きくなるほどが多くなる。本モデルにおいて、燃料費は発電に必要な需要量と集荷範囲に基づき輸送距離に応じて変化させ、木質バイオマスが均一に分布する同心円状の範囲から収集する簡易モデルを想定し、以下の(1)及び(2)のとおり関数化を行った^[17]。

$$\text{Fuel cost (\$/t)} = \text{Biomass cost (\$/t)} + \text{Transportation cost (\$/t)} \quad (1)$$

$$\text{Transportation cost (TRC) (\$/t)} = \int_0^a TU \cdot rs \cdot BD \cdot 2\pi r dr / (BD \cdot a^2 \pi) \quad (2)$$

ここで Biomass cost を ¥8,700/t, TU: Transportation unit cost ; ¥90/t・km), rs : road straight ratio ; 2, r : collection radius (km), BD : Biomass density ; 7.64 (t/m²・year), a : Maximum collection distance (km)とする。

木質バイオマスの需要量をバイオマス発生密度で除し、供給に必要な面積・半径を算出して半径に輸送単価、直線距離と道路距離の比率である道直比[149]と輸送単価を乗じて木質バイオマスの輸送費を算出した。これに木質バイオマス自体のコストを加えて燃料費とした[150, 151]。

4-2-2-2 運転維持・資本費

DC 発電について現地調査などにに基づき決定したプロセスについて、機器レベルで運転維持・資本費のコスト構造を把握した上で、機器毎にコスト関数化し[152]、出力規模や稼働率、燃料含水率などの諸条件の変更に対応できるようにした。本コストモデルの範囲は、燃料を反応炉に投入してから発電もしくは燃焼に伴って発生する二酸化炭素を分離・回収するまでの一連の工程を対象とした。なお、発電コストモデルについては、現地調査(3,550 kW)の結果と比較し、その妥当性を検証した。これらの木質バイオマス発電コストモデルについて燃料含水率(湿潤基準)25%、システム稼働率 90%(330 日/年, 24 時間/日)の条件下で、2.1 で算出したシステム発電効率に基づき、以下の(3)式に従って 500 kW から 10,000 kW の発電コストを算出した。機器コストは、べき乗関数化し、それを減価償却期間で除した。なお、発電コストの算出方法の詳細を Appendix 4-2 に示す。

$$PGC = EQ + FC \cdot FCM + GA + IS + LC + MC + PC \quad (3)$$

PGC : Power generation cost, *EQ* : Equipment cost, *FC* : Fuel cost, *FCM* : Feedstock consumption, *GA* : General administrative cost, *IS* : Insurance cost, *LC* : Labor cost, *MC* : Maintenance cost, *PC* : Plant construction cost

これら発電種別のうち典型的な DC 発電の構成図を Fig.4-3 に、GS 発電及び CLC の構成図を Appendix 4-3-1 及び Appendix 4-3-2 に示す。

またシステム稼働率や燃料の湿潤基準含水率を変化させた場合、発電コストに与える影響について感度解析を行った。

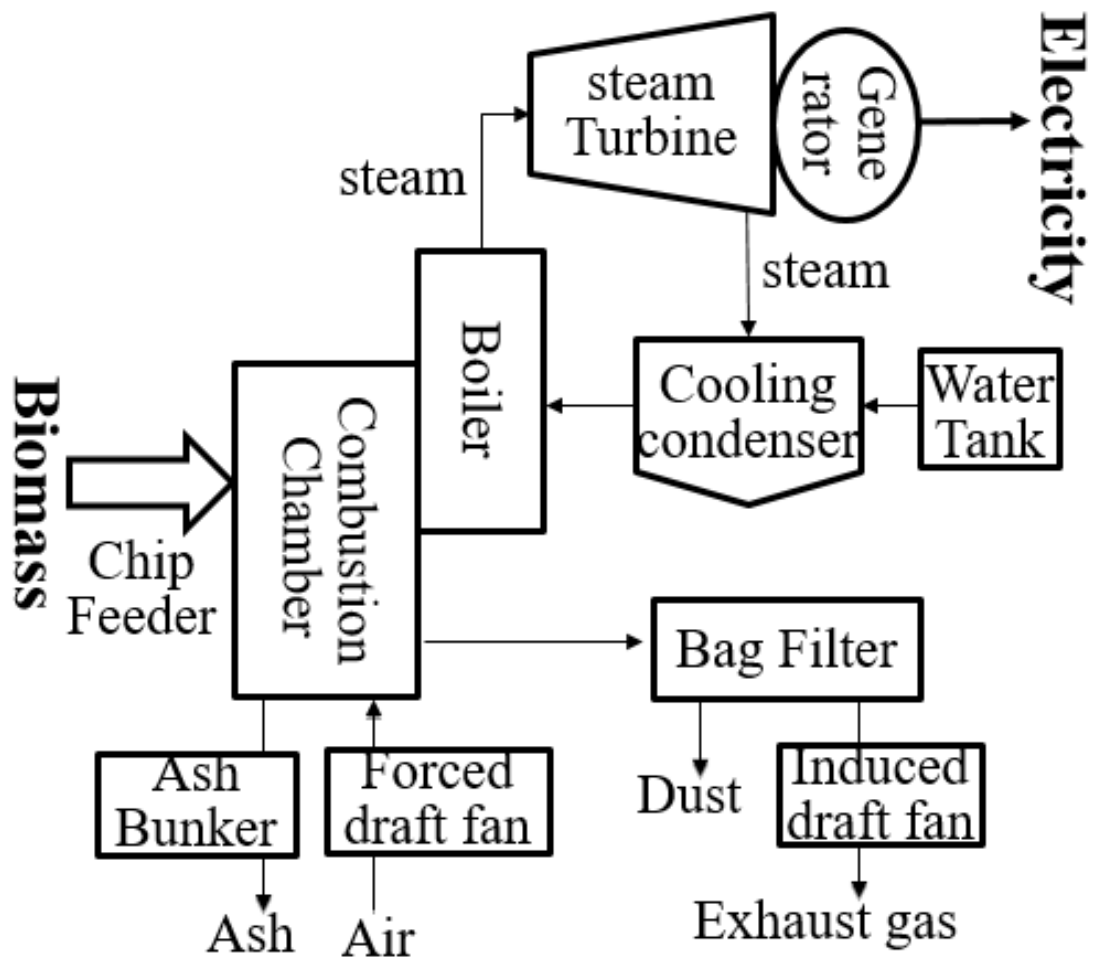


Fig.4-3 Process flow diagram of direct combustion

4-2-3 技術シナリオ

各発電種別について発電サイクルの温度/圧力やシステム稼働率、燃料の湿潤基準含水率の各条件を変化させ、それらを組み合わせた場合に発電コストに与える影響について感度解析を行った。その結果から設定した発電コスト目標以下となる条件を抽出した。さらにこれらの条件を満たすために必要となる実現可能な技術的対策や条件などを検討し、将来の木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けて各種条件変更を想定しながらその可能性を予測する技術シナリオとしてまとめた。

4-3. 結果及び考察

4-3-1 システム発電効率

文献([153, 154])を改変)によるシステム発電効率及び、本研究においてプロセス毎の積上げ法によって関数モデル化して算出した DC 発電のシステム発電効率と出力規模の関係を Fig.4-4 に示す。文献値はばらつきがあるものの、本モデルと文献値は概ね一致した。これらの文献値は、出力規模と最終的なシステム発電効率のみの提示に留まるため、本研究のモデルの値との差異について比較することや、文献値から具体的に技術改善箇所や改善条件を直接抽出することは困難である。但し、出力規模が大きい発電所では、本モデルには含まれていない蒸気の抽気による熱利用などによりシステム発電効率が高い値となっている可能性があり、出力規模が小さい発電所では、反応器壁面からの熱損失が理論的計算に基づく本モデルよりも大きいためシステム発電効率が低い値となっている可能性がある。また、本モデルで算出したシステム発電効率はプロセス毎にエネルギー損失を算出しているため、技術的な改善や条件の抽出が可能である。各発電種別のうち典型的な DC 発電の熱流図(5,000 kW)を Fig.4-5 に示す。また GS 発電(2,000 kW)及び CLC(5,000 kW)の熱流図については Appendix 4-3-1 及び Appendix 4-3-2 に示す。システム発電効率は DC 発電では 20.0%(5,000 kW)、GS 発電では 20.9%(2,000 kW)、CLC では 18.3%(5,000 kW)(HHV ベース)となった。その内訳を分析すると蒸気を用いる DC 発電及び CLC ではランキンサイクル上(温度：430°C, 圧力：5 MPa)での損失が約半分を占める結果となった。またこれら両者のシステム発電効率の差は、エネルギー変換システムが異なるため炉数と炉表面積(DC 発電 - 68 m², CLC - FR : 64m², AR : 64 m²) の差によって生じる熱損失差であった。一方、熱を別媒体に変換することなくそのまま利用するガス化発電では蒸気サイクルを用いた 2 つの発電種別よりも効率が数%高い結果となった。

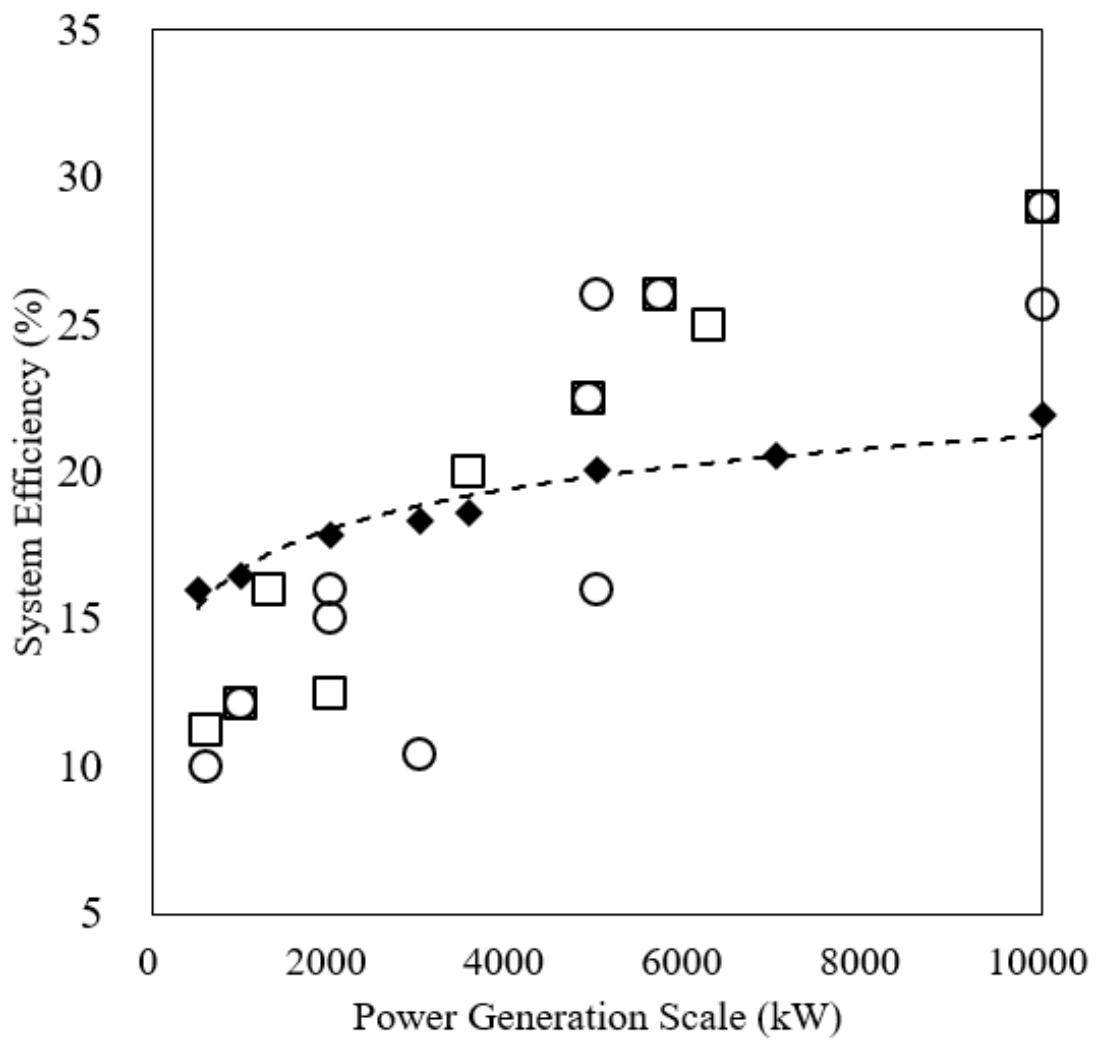


Fig.4-4 Power generation efficiency as a function of power generation scale :
the present model (◆), and references (○:[154], □:[153])

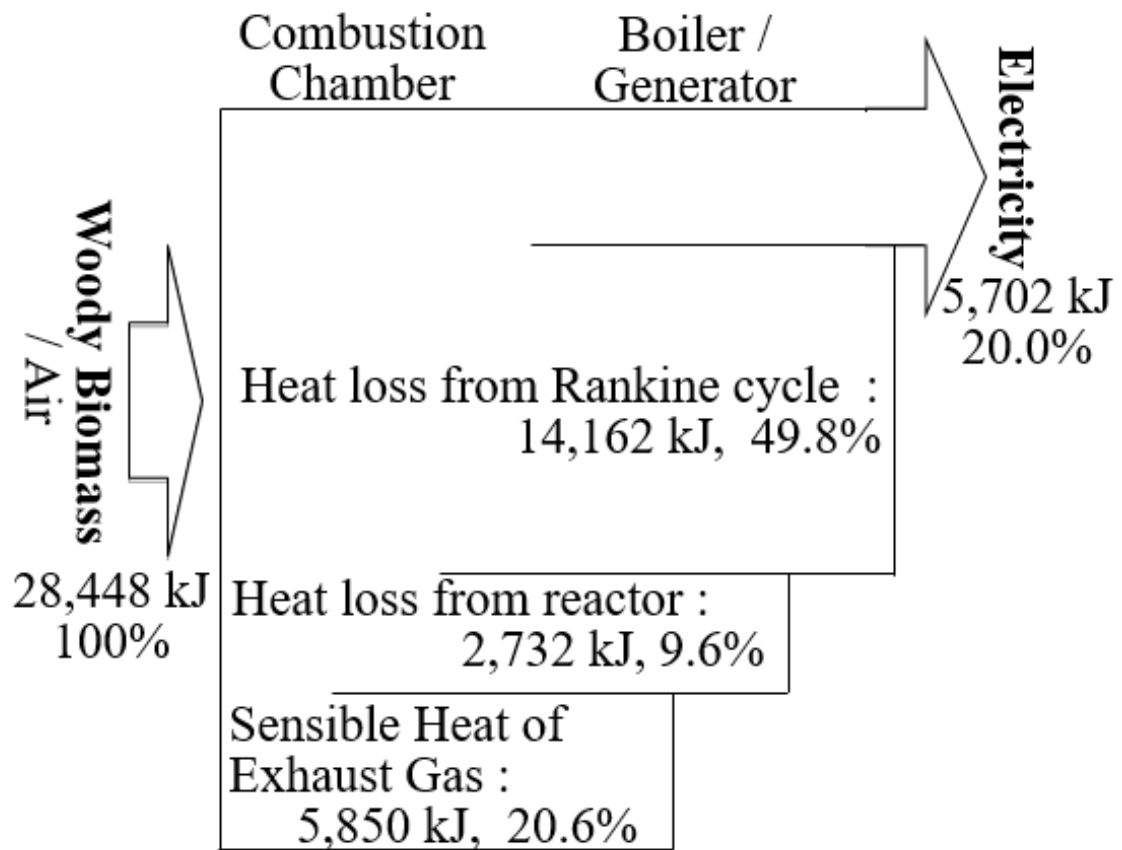


Fig.4-5 Process flow diagram of DC (5,000 kW)

4-3-2 発電コスト

(1) 発電コストモデルの妥当性

現地調査を行った DC 発電(3,550 kW)の発電コストと本モデルによる初期費用及び発電コストの比較を行った。初期費用については、前者で 523 千円/kW、後者で 652 千円/kW となり、本モデルの精度が約 80%であることを確認できた(Fig. 4-6(a))。なお、本モデルにおける値は、文献調査に基づき機器毎にそのコストの妥当性を精査した上でそれらを積み上げて算出しており、その得られた値を現地調査と比較してさらにその妥当性を検証している。また運営費用も含めた発電コストは、前者は 36.8 円/kWh に対し、後者は 34.6 円/kWh となり、本モデルの精度は約 94%であることが確認できた。燃料費を除いた運転維持・資本費のみを比較した場合は、前者が 13.7 円/kWh に対し、後者は 11.1 円/kWh で約 19%の差異があった (Fig.4-6(b))。なお、本モデルにおける値は、文献調査に基づき機器毎にその妥当性を精査した上でそれらを積み上げて算出した値を現地調査と比較してさらにその妥当性を検証している。

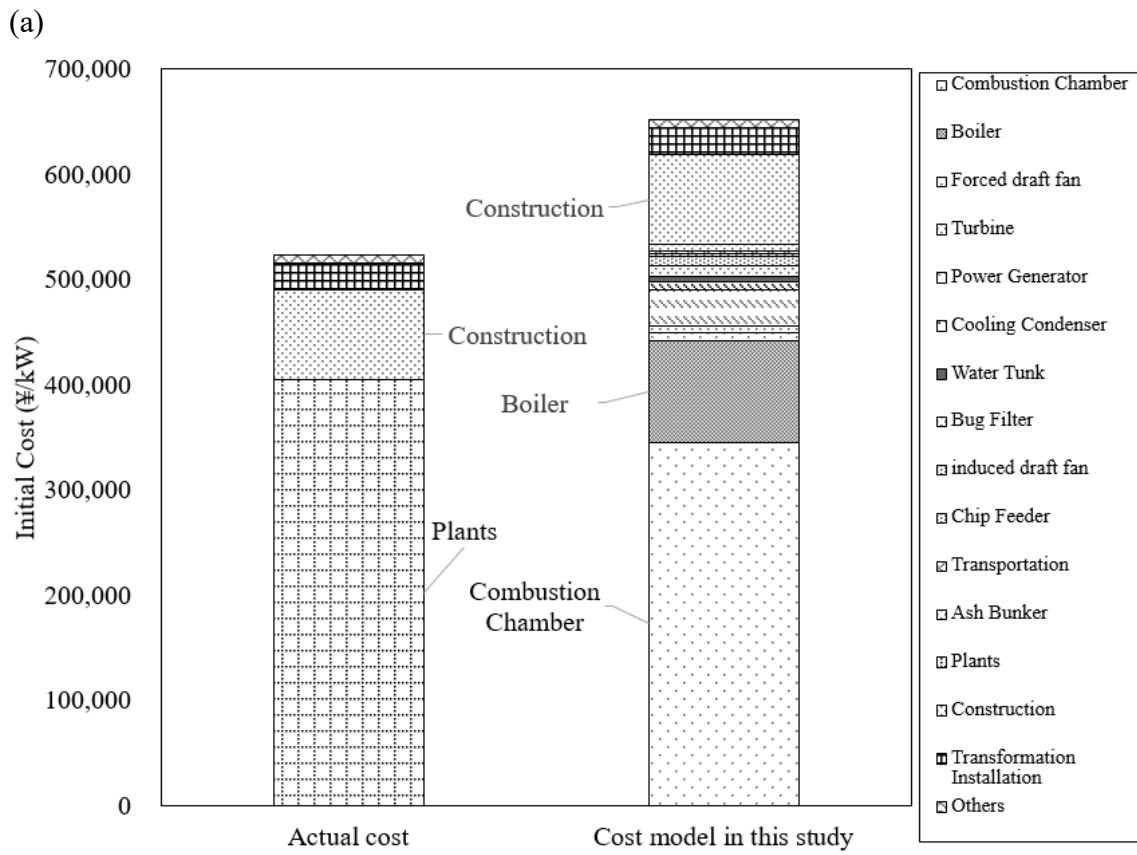


Fig.4-6 Cost structures of initial cost and power generation cost.

(a) initial cost structures of actual cost and evaluated cost.

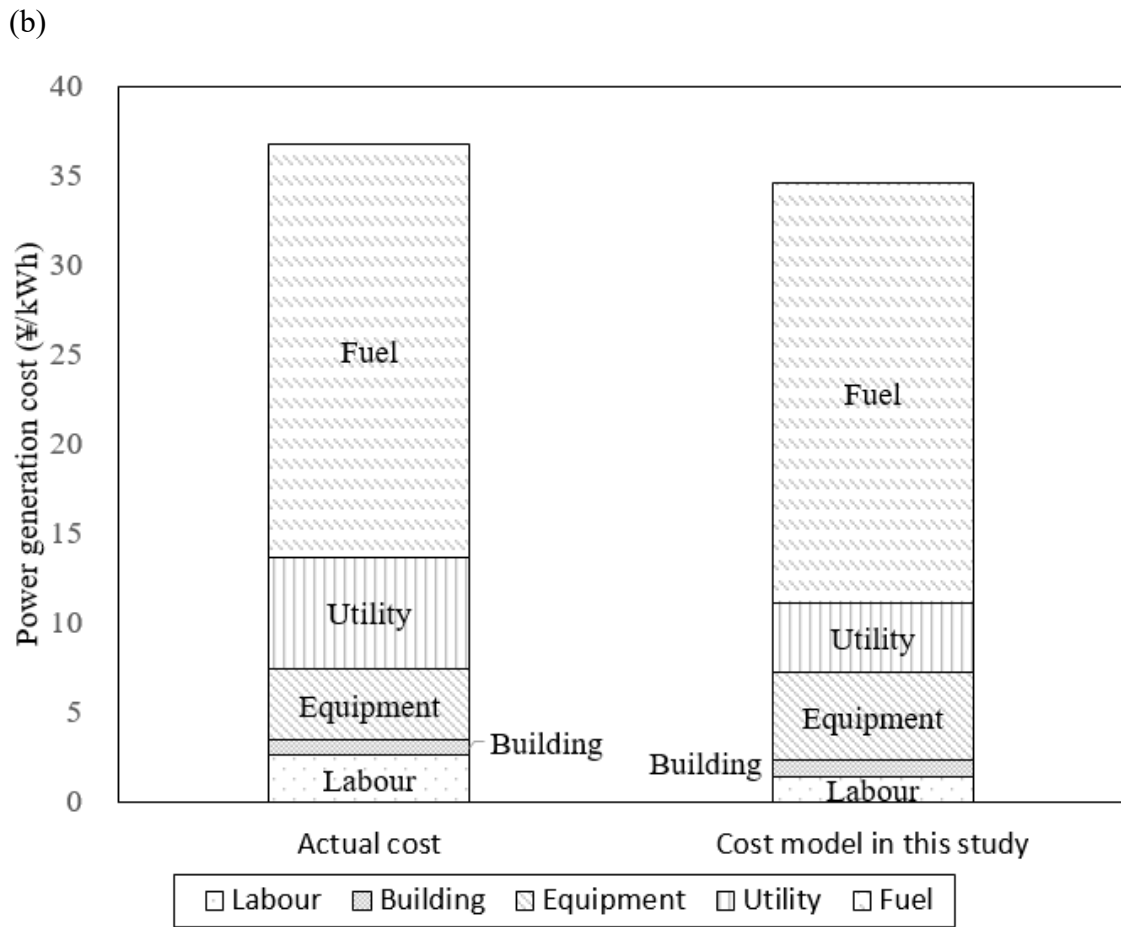


Fig.4-6 Cost structures of initial cost and power generation cost.
 (b) power generation cost structures of actual cost and evaluated cost.

(2) 各発電種別における発電コスト

続いて本モデルを用いて各システムの発電コストをプロセス毎に算出した。出力規模毎の初期コストを Fig.4-7 に示す。DC 型発電の初期投資額が他の 2 つの発電種別よりも低いことがわかる。これは、GS 発電においてガス化炉及びその据付工事などの費用が高いこと、CLC 発電において炉が 2 塔立てとなっていることに起因している。二酸化炭素の分離・回収を行わない場合(現状)の結果を Fig.4-8 に示す。結果の一例として固定価格買取制度のモデルとなった 5,000 kW(システム稼働率 90%,燃料含水率 25%)における発電コストは DC 発電で 32.8 円/kWh, GS 発電で 34.8 円/kWh, CLC で 37.0 円/kWh となり、DC 発電が他の発電種別よりもコストが低い結果となった。これは DC 発電の反応炉が 1 つで、同じ蒸気サイクルでも異なるエネルギー変換システムで反応炉が 2 つの CLC よりシステム発電効率がよいことや、機器のコストが GS 発電よりも廉価であることに起因している。DC 発電及び CLC 発電では、出力規模の拡大とともにシステム発電効率が向上し、発電コストが低減した。その内訳として運転維持・資本費は出力規模が大きくなるにしたがって単位出力当たりのコスト(¥/kW)は低減し、燃料費は出力規模の拡大に伴って輸送が上昇するがシステム発電効率向上に伴う需要量の減少が輸送費の高騰分以上にコスト低減に寄与した。

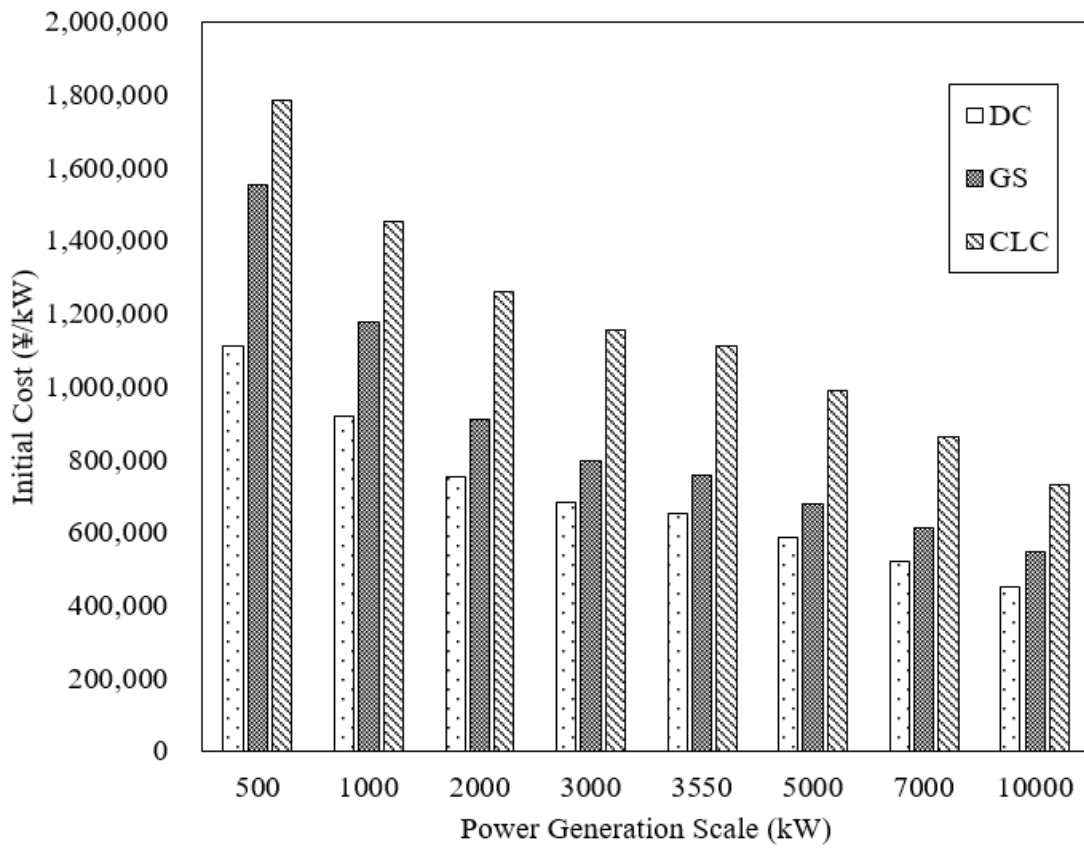


Fig.4-7 Initial costs of DC, GS, and CLC as a function of power generation scale

(3) 蒸気/ガスサイクル効率が発電コストに及ぼす影響

DC 発電及び CLC におけるランキンサイクルではその効率が温度と圧力の影響を受ける。ランキンサイクル効率は、蒸気タービン前後の温度と圧力で決定されるエンタルピー差が大きいほど、復水と蒸気タービンに入る蒸気のエンタルピー差が小さいほどその効率は向上する。本モデルでは前述のとおり出力規模と温度、圧力を文献[148]に基づき関数化しており、出力規模が大きいほど高温・高圧になり、タービン前のエンタルピー値の数値が増大する。従って出力規模の拡大がシステム発電効率の向上に寄与し、その結果、発電コストの低減につながった。GS 発電は、1,000-3,000kW の出力規模においてコストが最も低くなったが DC 発電を下回ることはなかった。また 3,000kW 以上では発電コストが漸増する結果となった。GS 発電においても出力規模と温度、圧力を文献[141, 143-145]に基づき関数化しているが、ブレイトンサイクルの効率はタービンの圧力比に依存し、圧縮機により制限されるため、ほぼ一定となる。その結果、システム発電効率も出力規模に関わらずほぼ一定となる。運転維持・資本費は出力規模とともに漸減するが、必要となる燃料量は出力規模にほぼ比例して増大し、燃料費は出力規模が拡大するほど収集範囲が広がるため輸送コストがかかり高くなる。結果として、運転維持・資本費のコスト減少分以上に燃料費が高騰し、発電コストは概ね 3000 kW の出力規模で最も下がり、その後は出力規模の拡大とともに発電コストは高騰することが分かった。

(4) 各発電条件における発電コスト

続いて出力規模(稼働率 90%,燃料含水率 25%)による感度解析を 500 kW から 10,000 kW の範囲で行ったところ(Fig. 4-8), いずれのタイプの発電でも 10,000 kW(最もコストが低い DC 発電で 37.0 円/kWh)までの出力規模の拡大のみでは設定した発電コスト目標(CO₂分離・回収無 : 25.0 円/kWh)を実現することが困難であるという結果となった。

そこで次世代技術の 1 つで新たな分離プロセスを経ずに二酸化炭素を分離・回収できる燃焼システム CLC の特徴を活かすことによる木質バイオマスのエネルギー利用拡大の可能性を検討した。二酸化炭素の分離・回収を行う場合の発電コスト試算結果(5,000 kW,稼働率 90%,燃料含水率 25%,燃料コスト 8,700 円/t)を Fig.4-9 に示す。DC 発電で 42.9 円/kWh、GS 発電で 43.0 円/kWh、CLC は 37.0 円/kWh であった。二酸化炭素の分離・回収コストがかからない CLC の発電コストは変わらないが、DC 発電及び GS 発電では二酸化炭素の分離・回収コスト(4,200 円/t-CO₂[139]に燃料の燃焼に伴う二酸化炭素発生量を乗じ発電量で除した)が上乗せされるため 3 つの発電種別で発電コストが拮抗する結果となった。また出力規模(稼働率 90%,燃料含水率 25%)による感度解析を 500 kW から 10,000 kW の範囲で行ったところ、いずれの発電種別でも 10,000 kW(最も低い発電コストは DC 発電及び CLC が 10,000 kW でそれぞれ 40.4 円/kWh, 34.2 円/kWh, GS 発電が 7,000 kW で 42.7 円/kWh)までの出力規模では出力規模の拡大のみでは設定した発電コスト目標(CO₂分離・回収有 : 27.3 円/kWh)を実現することは困難であるという結果となった。そこで次節において設定した発電コス

ト目標を達成するための条件について詳細な検討を行った。

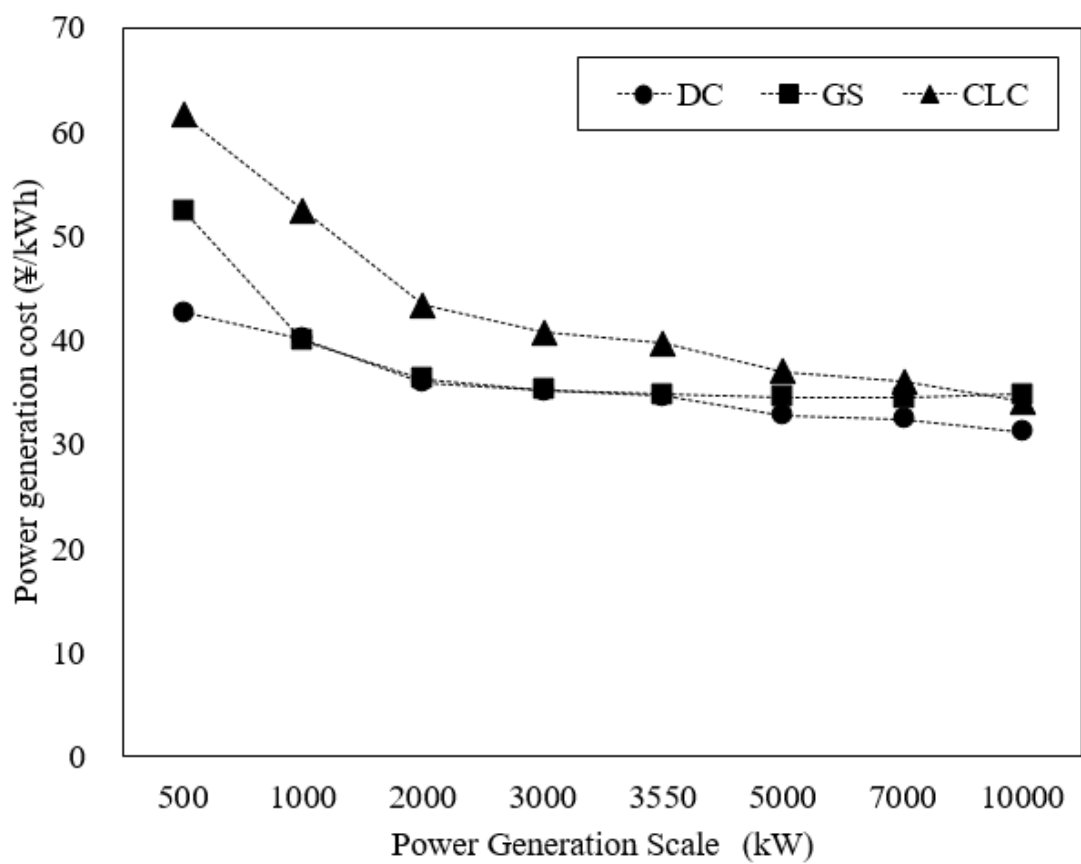


Fig.4-8 Power generation cost as a function of power generation scale without CO₂ capture

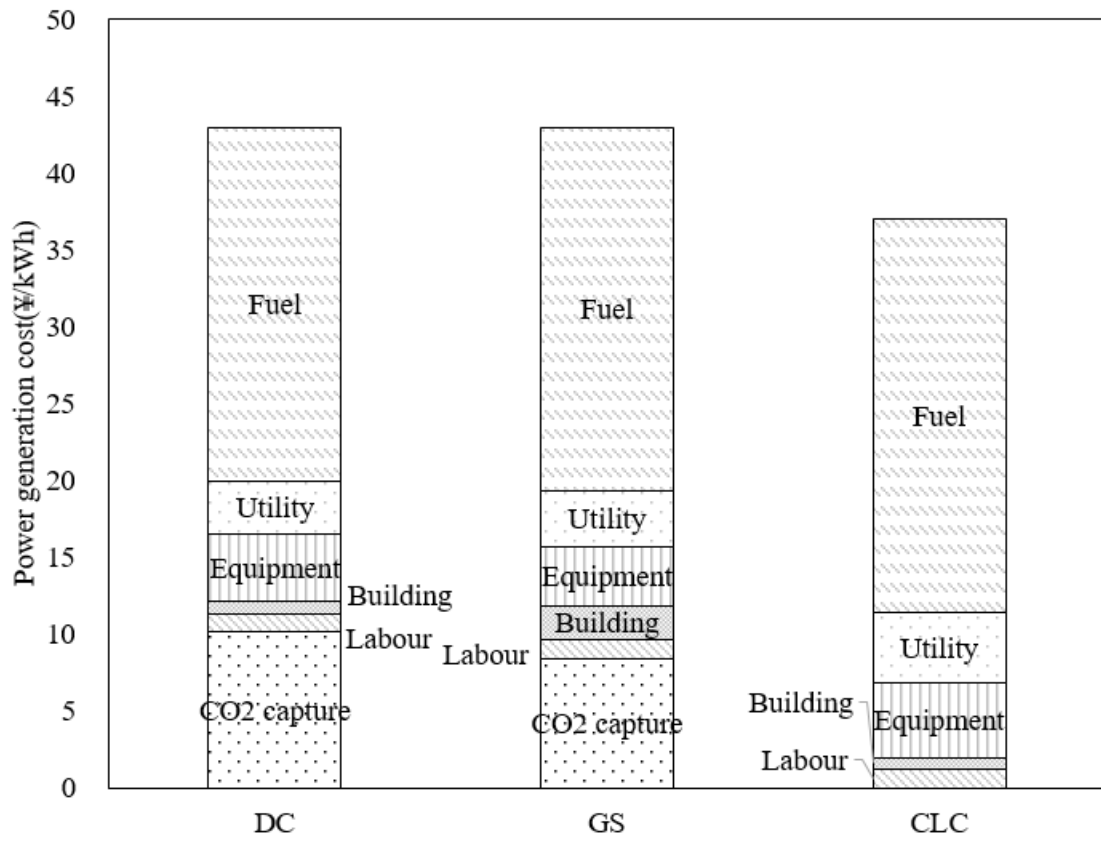


Fig.4-9 Power generation cost of 5,000 kW with CO₂ capture

4-3-3 木質バイオマス利用拡大に向けた技術シナリオ

燃料費低減に向けた技術シナリオについては別途、報告[136]しているため、本章では運転維持・資本費のコスト低減に向けた技術改善のみに焦点を当てて報告する。3.1 及び 3.2 より設定した発電コスト目標を達成できる可能性がある発電種別は DC 発電及び CLC と特定された。これらの発電種別はいずれも蒸気サイクル(ランキンサイクル)を用いて発電を行う。それらの発電種別の発電コストの構造を解析したところ、運転維持・資本費に最も大きな影響を与えている要素はシステム発電効率であった。さらにこのシステム発電効率の内訳を解析したところランキンサイクルでのエネルギー変換時における損失が最も大きかった。ランキンサイクルにおいて蒸気温度を 300°C から 540°C、圧力を 0.1 MPa から 15 MPa の範囲でそれぞれの条件を組み合わせるサイクル内におけるエネルギー効率を算出し、さらに各エネルギー効率時の発電コストを算出した。なお、これらは汎用的なボイラー材料の耐久性を考慮して範囲の設定を行った[155]。

(1) 発電コスト目標の達成条件

4-3-2 の結果を踏まえ、設定した発電コスト目標(CO₂分離・回収無 : 25.0 円/kWh, CO₂分離・回収有 : 27.3 円/kWh)を下回る条件を抽出した。筆者らはこれまでに策定した燃料(木質バイオマス)コストに関する技術シナリオにもとづき、スウェーデン並みの機械化と運用体制を確立することによって、材積が豊富な地域では木質バイオマス自体のコスト(輸送費は別途を必要)現状の 3 分の 1 程度(2,900 円/t)まで低減できる可能性を明らかにした[136]。

本技術シナリオでは、燃料費を 3 分の 1(2,900 円/t-含水率 25%)まで低減した場合を想定して、ランキンサイクルにおける温度条件や圧力条件、燃料条件やシステム稼働率などの諸条件を変更させた場合の発電コストに与える影響について試算を行った。

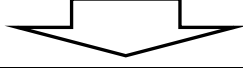
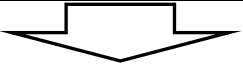
① 二酸化炭素の分離・回収がない場合

3 つの発電種別のうち発電コストが低かった DC 発電にて前述の 3.1. システム発電効率においてエネルギーロスが大きかったランキンサイクルの改善に着目し、500 kW から 10,000 kW の範囲において同サイクルの温度条件(300°C~540°C)及び圧力条件(0.1 MPa~15 MPa)を変化させた場合の発電コストに与える影響について試算した。その結果、燃料費と運転維持費・資本費のバランスを考慮すると出力規模が 3,000 kW 以上の時にランキンサイクルのコスト低減効果が発揮されることが分かった。3,000 kW を対象として、ランキンサイクルのサイクル効率改善に伴う発電コスト低減効果を試算した。この時、システム稼働率 90%(330 日/年)かつ燃料含水率 25%の条件下でボイラーの蒸気条件を最も効率が上がる 540°C(約 150°Cの上昇)まで高温化させ、さらに圧力を 15 MPa(約 12 MPaの上昇)まで高圧化することでランキンサイクル効率が 35.6%(約 8.5%の上昇)まで向上し、その結果、システム発電効率は 24.1%まで上昇して発電コストは 19.8 円/kWh となり、設定した発電コスト

目標を達成できることがわかった。なお、この時の圧力容器の肉厚増大を試算したところ圧力容器の条件を元条件(400°C)から 540°Cにした場合、肉厚は 2.0 cmから最大で 7.2 cmまで増加すると試算された (Appendix 4-5,[155, 156])。肉厚増大に伴うコスト増加分は、機器コストに当該増加見合いの素材費用のみが追加されるものとして、素材をステンレス(SUS304)とし、炉の表面積に肉厚の差及び密度を乗じて算出した重量に SUS304 単価[157]をかけて他の機器コストと同様に償却年数で除して算出したところ約 0.015 円/kWh のコスト上昇に留まった。

発電コスト目標の達成状況を Table 4-1 に示す。また技術シナリオに基づく発電コスト低減の一例として DC 発電のランキンサイクル効率改善時にコスト低減効果が大きかった 3,000 kW において技術シナリオ(稼働率 90%,燃料含水率 25%,CO₂分離・回収なし,木質バイオマス自体のコストを 3 分の 1 に低減; 2,900 円/t)に基づいて、試算した発電コスト低減の一例を Fig.4-10(a)に、ランキンサイクル効率の向上と DC 発電コスト低減の関係を Fig.4-11 に示す。蒸気温度が 300°C台であれば 8MPa 以上、400°C台であれば 5~6MPa、500°C台であれば 4MPa の圧力条件にて設定した発電コスト目標を達成できることがわかった。

Table.4-1 Technological scenario of DC without CO₂ capture

Power generation scale		kW	500	1000	2000	3000	3550	5000	7000	10000
Present conditions			<ul style="list-style-type: none"> •Biomass cost ; ¥8,700/t (excluding transportation cost) •Steam conditions : temperature and pressure depends on scale •Operating rate : 90%, •Water content of woody biomass : 25% 							
Steam conditions	Temperature	°C	360	370	380	400	410	430	460	500
	Pressure	MPa	3	3	4	4	4	5	5	6
(1)Technological scenario of DC without CO₂ capture (Goal setting : less than ¥25.0 / kWh)			<ul style="list-style-type: none"> •Biomass cost ; ¥8,700/t → ¥2,900/t (excluding transportation cost) •Steam conditions : temperature 540°C, pressure : 15 MPa (Improvement of Rankine cycle efficiency) •Operating rate : 90%, •Water content of woody biomass : 25% 							
Power generation cost (present)		¥/kWh	42.7	40.1	36.0	35.2	34.6	32.8	32.4	31.8
										
Power generation cost (Scenario)		¥/kWh	25.2	22.8	20.4	19.8	19.5	19.4	19.5	19.9
(2)Technological scenario of CLC with CO₂ capture and sales (Goal setting : less than ¥27.3 / kWh)			<ul style="list-style-type: none"> •Biomass cost ; ¥8,700/t → ¥2,900/t (excluding transportation cost) •Steam conditions : temperature 540°C, pressure : 15 MPa (Improvement of Rankine cycle efficiency) •Operating rate : 90%, •Water content of Woody Biomass : 25% •CO₂ capture rate : 60% •CO₂ sales price : ¥2,000/t 							
Power generation cost (present) (A)		¥/kWh	61.5	52.5	43.4	40.7	39.7	37.0	36.0	34.2
CO₂ sales (B)		¥/kWh	5.5	4.7	3.9	3.6	3.5	3.2	3.9	2.7
Power generation cost (present) (C) = (A) - (B)		¥/kWh	56.1	47.8	39.5	37.1	36.2	33.8	33.0	31.4
										
Power generation cost (scenario) ('A)		¥/kWh	37.4	29.9	24.9	23.3	22.7	22.2	21.9	22.2
CO₂ sales ('B)		¥/kWh	4.2	3.4	2.7	2.9	2.7	2.7	2.5	2.4
Power generation cost (scenario) ('C) = ('A) - ('B)		¥/kWh	33.2	26.5	22.0	20.6	20.0	19.6	19.4	19.8

(a)

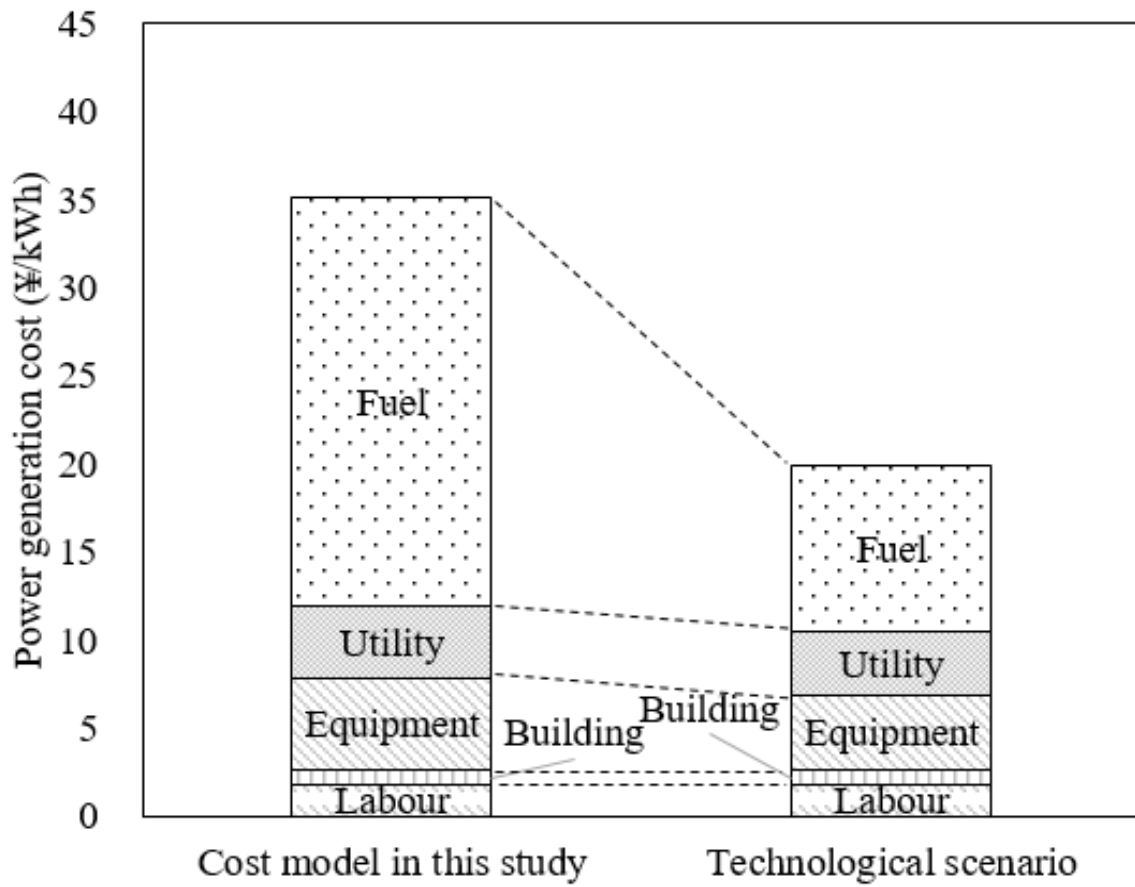


Fig.4-10(a) Technological scenario of cost reduction for woody biomass power generation under conditions of fuel (woody biomass) cost : ¥8,700 /t → ¥2,900 /t, water content of fuel 25% and system operation rate 90% (330 days/year), DC 3,000 kW ; energy Efficiency : 18%→24% (temperature : 410 → 540°C, pressure : 4.0 → 15 MPa)

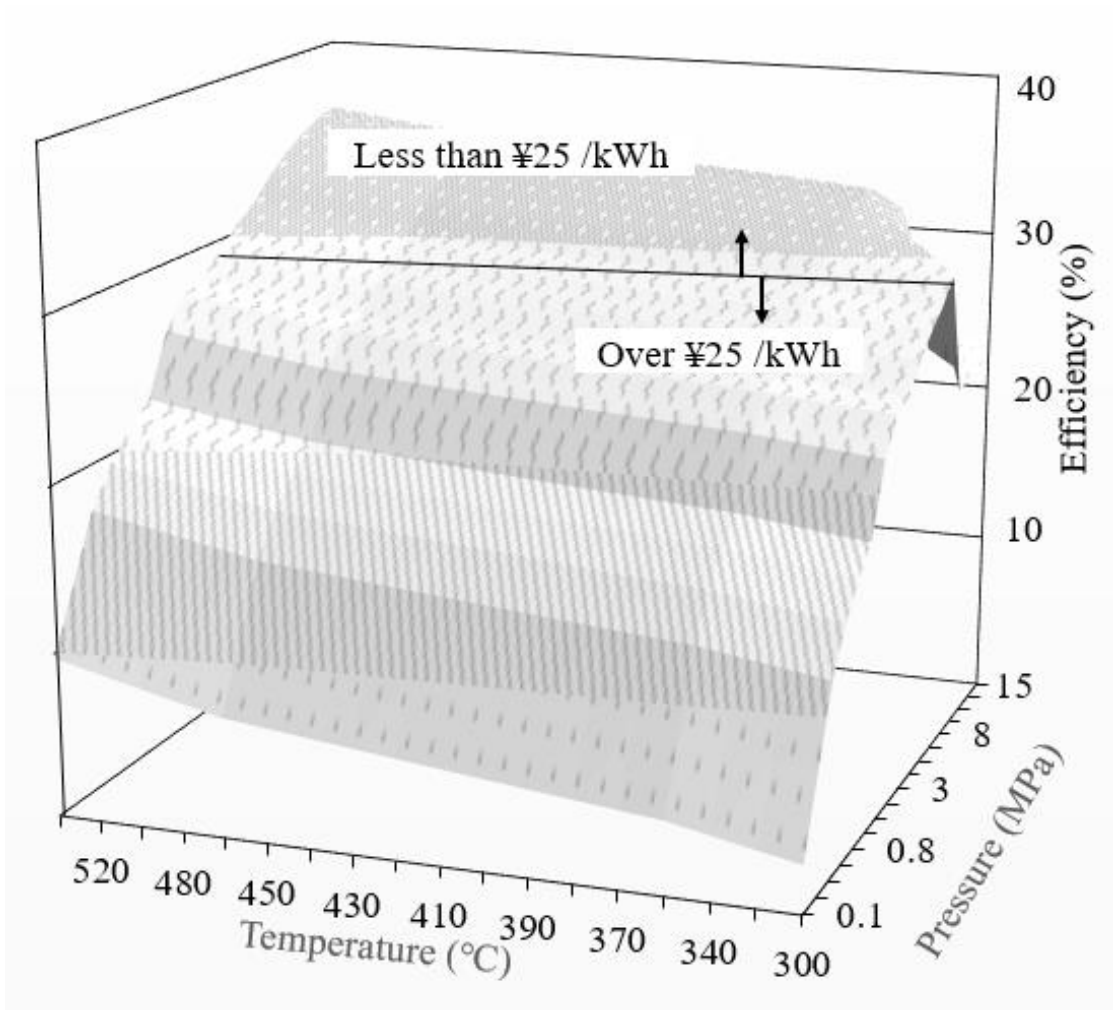


Fig.4-11 The relationship between Rankine cycle efficiency and power generation cost based on the technological scenario of woody biomass power generation (DC ; 3,000 kW) under conditions of operating rate : 90%, water content of fuel : 25%, fuel cost : ¥2,900 /t, and without CO₂ sequestration and capture

② 二酸化炭素の分離・回収がある場合

3つの発電種別のうち二酸化炭素の分離・回収に新たな装置・エネルギーを要しない CLC について前述の 3.1. システム発電効率においてエネルギーロスが大きかったランキンサイクルの改善に着目し、500 kW から 10,000 kW の範囲において同サイクルの温度条件(300°C ~540°C)及び圧力条件(0.1 MPa~15 MPa)を変化させた場合の発電コストに与える影響について発電コストの試算を行った。燃料費と運転維持費・資本費のバランスを考慮すると出力規模が 3,000 kW の時にランキンサイクルのコスト低減効果が最も発揮されることが分かった。CLC3,000 kW において技術シナリオ(稼働率 90%,燃料含水率 25%,CO₂分離・回収なし,木質バイオマス自体のコストを 3 分の 1 に低減 ; 2,900 円/t)に基づいて、試算した発電コスト低減の一例を Fig.4-10(b)に、ランキンサイクル効率の向上と CLC 発電コスト低減の関係を Appendix 4-6-1 に示す。蒸気の温度及び圧力条件を変化させたところ、400°C台では 8MPa 以上で、500°C台では 4 MPa で設定した発電コスト目標(27.3 円/kWh)を達成することがわかった。

(b)

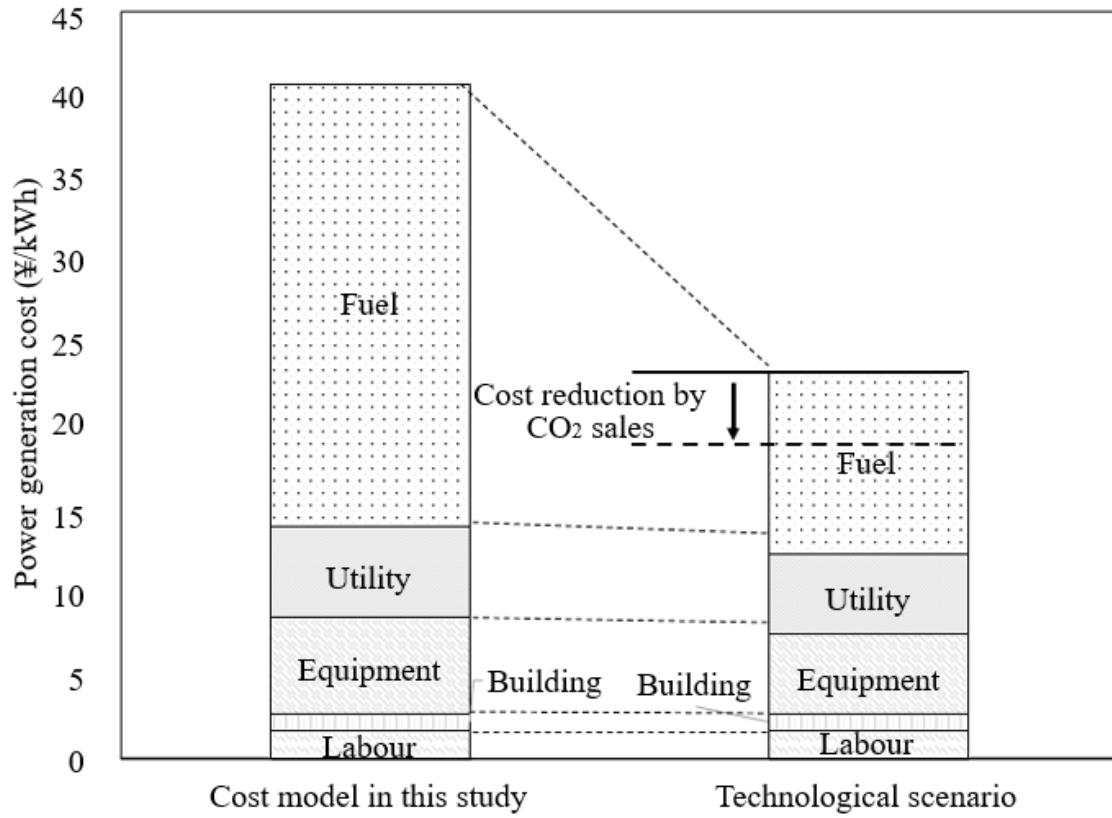


Fig.4-10(b) Technological scenario of cost reduction for woody biomass power generation under conditions of fuel (woody biomass) cost : ¥8,700 /t → ¥2,900 /t, water content of fuel 25% and system operation rate 90% (330 days/year) , CLC 3,000 kW ; Energy Efficiency : 16% → 21% (temperature : 410 → 540°C, pressure : 4.0 → 15 MPa),

4-3-4 発電コスト目標の達成のための技術的改善/条件など

更なる発電コスト低減に向けて、燃料費を除くと運転維持費・資本費においてはランキンサイクル効率の改善が重要であることがわかった。この時の蒸気条件として温度条件よりも圧力条件が発電コストに与える影響が大きいことが分かった。圧力が高いほど効率が上がるため、より高圧で発電することが発電コスト低減には効果的である。

また木質バイオマスの大きな特徴であるカーボンニュートラルの観点及び、CLC の特徴である発電時の二酸化炭素を新たな機器やエネルギーを用いずに分離・回収できる点から更なる発電コスト低減に向けて以下の点について検討を行った。

(1)二酸化炭素の売却について

近年、ドライアイス用途の高純度二酸化炭素が不足していることなどの背景から、分離・回収した二酸化炭素の売却による発電コストの低減を検討した。CLC の発電に伴い発生する高純度の二酸化炭素を 60%程度[158]捕捉し、平均的な炭酸ガスの市場販売価格(約 20,000 円/t)[159]の 10 分の 1 程度で売却できれば、約 2-5 円/kWh の発電コスト低減要因となる。

一例として、燃料コストを 3 分の 1 程度(2,900 円/t)まで低減した場合に 3,000 kW で 26.8 円/kWh(システム稼働率 90%, 燃料含水率 25%, ランキンサイクルにおける温度 400°C及び圧力条件 4 MPa は変更せず)となった。そこで燃料コストを 3 分の 1 程度(2,900 円/t)まで低減し、かつ発生する二酸化炭素を売却する場合のランキンサイクル効率の向上と CLC 発電コスト低減の関係を Appendix 4-6-2 に示す。その結果、蒸気の圧力が 15 MPa の場合、温度は 360°C程度でも、また温度が 540°Cの場合、圧力は 2.8 MPa でも設定した発電コスト目標を達成し、その条件が緩和されることがわかった。このことから CLC による発電と二酸化炭素の分離・回収・売却が木質バイオマスのエネルギー利用の普及・拡大に大きな可能性を有していることが確認できた。

以上より、CLC による発電と二酸化炭素の分離・回収・売却が木質バイオマスのエネルギー利用の利用拡大に大きな可能性を有していることが確認できた。

(2)二酸化炭素排出量の削減に向けた費用について

主要な環境政策には、トップランナー制度に代表される規制的手法、市場メカニズムを活用した経済的手法、業界団体が自主的に実施する自主取組的手法の 3 つがある[160]。欧州をはじめとした主要国における地球温暖化対策の特徴としては、排出量取引制度と環境税などの経済的手法に対する注目が高く、これらを既に導入している国々も多い[161, 162]。主な国のカーボン TAX の課税状況を Table 4-2 に示す。排出量取引制度は変動幅が多く、排出枠の初期設定上の課題もあるとされる。

本研究では、木質バイオマスを燃料として使用した場合に、排出される二酸化炭素をどの程度の金額で系統電力にコストとして賦課する、もしくは木質バイオマス発電の原価低減即ち木質バイオマス発電に伴って排出される二酸化炭素排出量見合いをクレジットとして

購入された場合に、DC 発電及び CLC が設定したコスト目標と同等の発電コストになるかを、「二酸化炭素の排出量削減に必要となる費用」と考えて、その金額を試算した。

計算方法は、現状の発電コスト(円/kWh)に二酸化炭素の分離回収コスト加えたコストから設定した発電コスト目標(27.3 円/kWh)の差に年間総発電量を乗じて年間総二酸化炭素で除した値(円/t-CO₂)として算出した。対象は前述のとおり発電コスト低減の可能性が高い DC 発電及び CLC とし、500kW から 10,000kW の出力規模において現状及び技術シナリオを適用した場合(バイオマスコスト：2,900 円/t, 蒸気条件：540°C, 15MPa)の 4 通りについて試算を行った。

その結果、DC 発電及び CLC とともに現状のままでは、設定したコスト目標を達成するためには、いずれの出力規模においても、世界で最も高い北欧並みの課税(US\$50/t-CO₂ 以上)が必要との結果になった。その結果を Table 4-3(a)及び(c)に示す。また技術シナリオを適応した場合には、DC 発電では、いずれの出力規模でもまた CLC では 2,000kW 以下の出力規模で設定したコスト目標を達成するためには欧州の平均的な課税(US\$1-10t/CO₂)が必要との結果になった。ただし、CLC の 3,000kW 以上の出力規模では、技術シナリオを適用すると設定したコスト目標を達成することができ、二酸化炭素の排出量削減に必要な費用の見合い分だけ発電コストが低減されることが分かった。この結果を Table 4-3(b)及び(d)に示す。

(3) カーボンマイナスについて

木質バイオマスは、カーボンニュートラルとカウントされることから、排出された二酸化炭素が CCS としてストレージできた場合にカーボンマイナスになると考えることができる。化学ループ法は二酸化炭素の分離回収に特別な装置やエネルギーが不要であることから、カーボンマイナスとなるための経済性評価を行ったところ、500kW から 10,000kW の出力規模において、発電コストに加えて分離・回収、輸送(20 kmを想定)、圧入までを含めて 41~76 円/kWh という結果となった。この値は系統電力の 2 倍以上となり、カーボンマイナスを実現するにはコスト面から難しいことが定量的に明らかになった。

Table 4-2 Prices in implemented carbon pricing initiatives[161]

Country name	Carbon tax(US\$/t-CO₂)	Country name	Carbon tax(US\$/t-CO₂)
Sweden	140	Québec(Canada),	15
Switzerland	87	California(USA)	15
Finland	69~73	New Zealand	13
Norway	56	Portugal	8
France	36	Switzerland	7
Denmark	27	Colombia	5
UK	24	Mexico	3~1
Slovenia	20	Poland, Ukraine	< 1
Slovenia	20	Poland, Ukraine	< 1
Korea	18		

Table 4-3 The cost of reducing CO₂ emission for power generation ;
(a) based on the present situation of DC

Power generation scale	kW	500	1,000	2,000	3,000	3,550	5,000	7,000	10,000
Power generation cost	JPY /kWh	42.7	40.1	36.0	35.2	34.6	32.8	32.4	31.8
CO ₂ capture and sequestration cost	JPY /kWh	12.9	12.5	11.5	11.2	10.9	10.1	9.8	9.1
Power generation cost to achieve	JPY /kWh	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3
Cost to improve	JPY /kWh	32.3	29.3	23.7	22.5	21.7	18.8	18.1	15.9
Captured CO ₂ amount	t	6,186	12,058	22,188	32,470	37,761	49,480	67,620	90,450
Cost to reduce CO ₂ emission	JPY/t -CO ₂	12,542	10,805	8,324	7,482	7,132	6,115	5,788	5,020

Table 4-3 The cost of reducing CO₂ emission for power generation ;
(b) based on the technological scenario of DC

Power generation scale	kW	500	1,000	2,000	3,000	3,550	5,000	7,000	10,000
Power generation cost	JPY /kWh	25.2	22.8	20.4	19.8	19.5	19.4	19.5	19.9
CO ₂ capture and sequestration cost	JPY /kWh	5.39	5.27	5.17	5.08	5.02	4.9	4.83	4.73
Power generation cost to achieve	JPY /kWh	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3
Cost to improve	JPY /kWh	9.7	7	4.5	3.7	3.2	2.8	2.8	3
Captured CO ₂ amount	t	4,325	8,477	16,675	24,666	28,844	39,855	55,362	78,058
Cost to reduce CO ₂ emission	JPY/t -CO ₂	7,553	5,602	3,622	3,039	2,658	2,441	2,458	2,652

Table 4-3 The cost of reducing CO₂ emission for power generation ;
(c) based on the present situation of CLC

Power generation scale	kW	500	1,000	2,000	3,000	3,550	5,000	7,000	10,000
Power generation cost	JPY /kWh	61.5	52.5	43.4	40.7	39.7	37.7	36	34.2
CO ₂ capture and sequestration cost	JPY /kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
Power generation cost to achieve	JPY /kWh	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3
Cost to improve	JPY /kWh	34.2	25.2	16.1	13.4	12.4	9.7	8.7	6.9
Captured CO ₂ amount	t	9,194	15,750	26,159	36,535	42,063	54,256	72,293	95,006
Cost to reduce CO ₂ emission	JPY/t -CO ₂	16,911	15,659	13,636	13,290	13,061	12,220	12,112	11,476

Table 4-3 The cost of reducing CO₂ emission for power generation ;
(d) based on the technological scenario of CLC

Power generation scale	kW	500	1,000	2,000	3,000	3,550	5,000	7,000	10,000
Power generation cost	JPY /kWh	37.4	29.9	24.9	23.3	22.7	22.2	21.9	22.2
CO ₂ capture and sequestration cost	JPY /kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
Power generation cost to achieve	JPY /kWh	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3
Cost to improve	JPY /kWh	10.1	2.6	-2.4	-4	-4.6	-5.1	-5.4	-5.1
Captured CO ₂ amount	t	7,094	11,300	19,763	27,820	32,187	43,747	59,221	82,366
Cost to reduce CO ₂ emission	JPY/t -CO ₂	4,800	1,531	-1,631	-2,921	-3,443	-4,020	-4,387	-4,281

4-4 まとめ

発電種別毎に発電コストの構造を解析したところ、運転維持・資本費に最も大きな影響を与えている要素はシステム発電効率であり、さらにその内訳を解析したところランキンサイクルでのエネルギー変換時における損失が最も大きいことがわかった。

ランキンサイクルにおける蒸気温度を 300°C から 540°C、圧力を 0.1 MPa から 15 MPa の範囲で各条件を組み合わせてエネルギー効率と発電コストを算出し、以下の点を明らかにした。

(1) 発電コスト目標の達成条件

木質バイオマス自体のコスト（輸送費は別途を必要）が現状の 3 分の 1 程度(2,900 円/t)まで低減[136]する前提のもとで、DC 発電及び CLC のランキンサイクルにおける蒸気条件(温度条件及び圧力条件)を、出力規模が 500 kW から 10,000 kW の範囲を変化させた場合に 3,000 kW の時にコスト低減効果が最も発揮されることが分かった。

燃料条件やシステム稼働率などの諸条件を変更させた場合に設定した発電コスト目標(CO₂ 分離・回収無：25.0 円/kWh, CO₂ 分離・回収有：27.3 円/kWh)を下回る条件を二酸化炭素の分離・回収の有無に分けて抽出した。

① 二酸化炭素の分離・回収がない場合

DC 発電において、システム稼働率 90%(330 日/年)、燃料含水率 25%の条件下でボイラーの蒸気条件を 540°Cまで高温化させ、さらに圧力を 15 MPa まで高圧化することでランキンサイクル効率が 35.6%(約 8.5%の上昇)、システム発電効率は 25.4%まで上昇した。その結果、発電コストは 24.8 円/kWh となり、設定した発電コスト目標とほぼ同等まで低減できることがわかった。ただし、設定した発電コスト目標と同等程度になるのは、蒸気の温度及び圧力条件が最も厳しい 520°C～540°Cかつ 14-15 MPa の場合のみであった。

目標設定した発電コストと 5 円/kWh 程度のコスト差を許容することで、蒸気条件として温度条件に関わらず圧力条件が 4-5 MPa と現状に近い圧力設定まで緩和できることがわかった。

② 二酸化炭素の分離・回収がある場合

二酸化炭素の分離・回収に新たな装置・エネルギーを要しない CLC において、①二酸化炭素の分離・回収がない場合と同条件のもとで発電コストの試算を行った。

蒸気の温度及び圧力条件を変化させても設定した発電コスト目標(27.3 円/kWh)を達成することはできなかった。しかし、目標設定した発電コストと 5 円/kWh 程度のコスト差を許容することで、蒸気条件として温度条件に関わらず圧力条件が 4-6 MPa と現状に近い圧力設定まで緩和できることがわかった。

③分離・回収した二酸化炭素を売却する場合

二酸化炭素を分離・回収した場合に CLC の発電コストが設定した発電コストを達成することができなかったが、近年、ドライアイス用途の高純度二酸化炭素が不足していることなどから、分離・回収した二酸化炭素の売却による発電コストの低減を検討した。

CLC の発電に伴い発生する高純度の二酸化炭素を 60%程度[158]捕捉し、平均的な炭酸ガスの市場販売価格(約 20,000 円/t)[159]の 10 分の 1 程度で売却した場合、約 2-5 円/kWh の発電コスト低減要因となる。

一例として、3,000 kW にて燃料条件やシステム稼働率などの条件を前述の①②の同条件下において、蒸気条件について感度解析を行った。その結果、蒸気の圧力が 15 MPa の場合、温度は 370°C程度でも、また温度が 520°Cの場合、圧力は 8 MPa でも設定した発電コスト目標を達成し、その条件が緩和される。

さらに二酸化炭素の捕捉率が 90%[163]まで上昇した場合には、蒸気条件を 420°C, 8 MPa まで緩和しても、また同じ捕捉率で二酸化炭素の売却価格を 3,000 円/t まで引き上げることができた場合には蒸気条件を 420°C, 3 MPa まで緩和しても設定した発電コスト目標を達成できる。

このことから CLC による発電と発電に伴って発生する二酸化炭素を分離・回収した上で売却することが木質バイオマスのエネルギー利用の利用拡大に大きな可能性を有していることが確認できた。

Appendix 4-1 システム発電効率の算出方法詳細を以下に示す。

Table 4-A1 Calculation of System energy efficiency for power generation

Abbreviation	Cost Component	unit	Factor and setting conditions	Reference
<i>FI</i>	Calorific fuel input, based on HHV	kJ/s	$FI = Hh \cdot FM$	
<i>FM</i>	Fuel input, mass flow	kg/s	Mass flow of wet fuel, yearly average	
<i>Hh</i>	Higher heating value HHV of wet fuel	kJ/kg-fuel	$Hh = (407 / 12c + 240 / 2 \times (h - o / 8) + 296.1 / 32s - 2.5 \times (1.13o + w) + 2.5 \times (9h + w)) \cdot 1000$ <i>c, h, s, o, w</i> : weight per unit weight of fuel for carbon, hydrogen, sulfur, oxygen, and water, respectively (kg/kg-fuel)	[164]
<i>HLG</i>	Heat loss from gasification gas cooling	kJ/s	$HLG = \text{Mass flow of gasification gas} \cdot \text{Heat capacity of gasification gas} \cdot (T_{gas} - T_{air})$	
<i>LB</i>	Loss from Brayton cycle	kJ/s	$LB = (FI - HLG - Lre) \cdot (1 - (1 - \frac{T4}{T3}))$ <i>T3</i> : Gasturbine temperature (K), <i>T4</i> : exhaust gas temperature (K)	[164]
<i>LR</i>	Loss from Rankine cycle	kJ/s	$LR = (FI - Le - Lre) \cdot (1 - (\frac{h3-h4}{h3-h1}))$ <i>h1</i> : enthalpy at ambient temperature (kJ/kg), <i>h3</i> : enthalpy at turbine temperature (kJ/kg), <i>h4</i> : enthalpy at condensate temperature (kJ/kg)	[164]
<i>Le</i>	Loss from exhaust gas	kJ/s	$Le = (\text{unit heat of gas}) \cdot FM$	
<i>Lre</i>	Loss from reactor (combustion chamber for DC and AR/FR for CLC) wall	kJ/s	$Lre = (T1 - T3) / \left(\frac{\ln(\frac{r2}{r1})}{2\pi k1 L} + \frac{\ln(\frac{r3}{r2})}{2\pi k2 L} \right) / 1000$ <i>k1</i> : thermal conductivity of mullite (W/m · K) ; 5.0, <i>k2</i> : thermal conductivity of SUS304 (W/m · K) ; 16.2, <i>T1</i> : reactor temperature (K), <i>T3</i> : ambient temperature, (K), <i>r1</i> : radius of reactor inside (m), <i>r2</i> : radius of reactor and mullite inside (m), <i>r3</i> : radius of reactor outside (m), <i>L</i> : Height of reactor (m)	Fourier's law
<i>SE</i>	System efficiency	kJ/kJ	$SE (DC, CLC) = (FI - Le - LR - Lre) / FI$ $SE (GS) = (FI - HLG - LB - Lre) / FI$	

Appendix 4-2 発電コストの算出方法詳細を以下に示す。

Table 4-A2 Cost functions of each factor for power generation

Abbreviation	Cost Component	unit	Factor and setting conditions	Reference
<i>AP</i>	Auxiliary power ratio	kWh / kWh	$AP = 0.1505 \exp(-1.841 \cdot 10^{-5} \cdot PS)$	[153]
<i>AR</i>	Air reactor (CLC)	JPY / year		[149]
<i>AV</i>	Air volume	m ³ / hr	$AV = (1 / 0.232 \cdot (8 / 3c + 8h - o) \cdot 1.25 \cdot FCM / (330 \cdot 24) / 28.8 / 1000 \cdot 0.082 / \text{reactor temperature} / 1000$ c, h, o ; weight per unit weight of fuel for carbon, hydrogen, and oxygen, respectively (kg/kg-fuel)	[164]
<i>BC</i>	Biomass cost	JPY / t	8,700	※
<i>BD</i>	Biomass density	t/m ² · year	7.64	[150], [151]
<i>BFC</i>	Bag filter cost	JPY / year	$BFC = (2613.6 + 23.6 \cdot (\text{exhaust gas volume flow})) / DP$	※, [165]
<i>BLC</i>	Boiler cost	JPY / year	$BLC = 496.4 \cdot (\text{mass flow of steam})^{1.054} / 1000 / DP$	[149]
<i>CC</i>	Combustion chamber	JPY / year	$CC = 6848.2 \cdot (RH \cdot 4.18 \cdot 3600)^{0.809} \cdot 1000 \cdot 1.723 / DP$	[149]
<i>CCC</i>	Cooling condenser cost	JPY / year	$CCC = 48.9 \cdot HA^{0.858} \cdot 1000 \cdot 1.394 / DP$	[149]
<i>CF</i>	Chip feeder	JPY / year	$CF = 70.6 \cdot ((\text{height of reactor} \cdot \sin 60^\circ)^{0.909}) \cdot 1.658 \cdot 10000 / DP$	[149]
<i>CN</i>	Cyclone (CLC)	JPY / year	$CN = 2899.2 \cdot AV^{0.185} \cdot 1000 \cdot 1.377 / DP$	[149]
<i>DP</i>	Depreciation period	Years	15 years (utility), 30 years (plants), 5 years (vehicle)	
<i>EG</i>	Electricity generation	kWh / year	$EG = PS \cdot OH$	
<i>Enet</i>	Net electricity generation	kWh / year	$Enet = EG \cdot (1 - AP)$	
<i>EQ</i>	Equipment cost	JPY / year	$EQ = BLC(DC, CLC) + BFC + CC(DC) + CCC(DC, CLC) + CF + FDC + GR + IDB + TBC(DC, CLC) + WLC + WTC(DC, CLC) + GF(GS) + SC(GS) + GTC(GS) + AR(CLC) + FR(CLC) + CN(CLC)$	
<i>FC</i>	Fuel cost	JPY / t	$FC = BC + TRC$	
<i>FCM</i>	Feedstock consumption	t / year	$FCM = PS \cdot OH \cdot 3600 / \eta / Hh / 1000$	
<i>FDC</i>	Forced draft fan cost	JPY / year	$FDC = 2,899.2 \cdot AV / DP$	[149]
<i>FR</i>	Fuel reactor (CLC)	JPY / year	$FR = (5330.6 - 1010.4 \cdot \text{LN}(FRV)) \cdot 1000 \cdot 1.059 \cdot FRV / DP$	[149]
<i>FRV</i>	Fuel reactor volume	m ³	$FRV = \text{Cross sectional area} \cdot \text{height}$	
<i>GA</i>	General administrative cost	JPY / year	$GA = 0.25 \cdot LC$	※
<i>GF</i>	Gasifier furnace (GS)	JPY / year	$GF = (6848.2 \cdot ((RH \cdot 4.18 \cdot 3600) / 1000000)^{0.809}) \cdot 1.723 \cdot 10000 / DP$	[149]
<i>GR</i>	Power generator	JPY / year	$GR = 253.2 \cdot PS^{0.745} \cdot 1000 \cdot 1.02 / DP$	[149]
<i>GTC</i>	Gas turbine cost (GS)	JPY / year	$GTC = (227.4 \cdot PS^{0.712}) \cdot 10000 \cdot 1.411 / DP$	[149]
<i>HA</i>	Heat transfer area	m ²	$HA = 2218.7 \cdot (PS / 3550)^{0.7}$	※, [149], [165]
<i>Hh</i>	Higher heating value HHV of wet fuel	kJ/kg-fuel	$Hh = (407 / 12c + 240 / 2 \cdot (h - o / 8) + 296.1 / 32s - 2.5 \cdot (1.13o + w) + 2.5 \cdot (9h + w)) \cdot 1000$ c, h, s, o, w : weight per unit weight of fuel for carbon, hydrogen, sulfur, oxygen, and water, respectively (kg/kg-fuel)	[164]
<i>IDB</i>	Induced draft fan cost	JPY / year	$IDB = 2899.2 \cdot (\text{exhaust gas volume})^{0.185} \cdot 1000 / DP$	※, [165]
<i>IS</i>	Insurance cost	JPY / year	$IS = 0.004 \cdot DP \cdot (EQ + PC)$	※
<i>LC</i>	Labor cost	JPY / year	$LC = OP \cdot LF$	
<i>LF</i>	Labor fee	JPY/person / year	5,000,000	[153]

<i>MC</i>	Maintenance cost	JPY / year	$MC = 0.03 \cdot DP \cdot (EQ + PC)$	※
<i>OH</i>	Annual operating hours	Hours/year	Annual operating days \cdot 24	※
<i>OP</i>	Number of operators	person(s)	Range from 200 to 1,000 kW (excluding 1,000 kW) : $OP_{200 - 1,000 \text{ kW}} = 0.005 \cdot Enet$	[153]
		person(s)	Range from 1,000 to 10,000 kW : $OP_{1,000 - 10,000 \text{ kW}} = 0.000778 \cdot Enet + 4.222$	[153]
<i>PC</i>	Plant construction cost	JPY / year	$PC = 389,500,000 \cdot (PS / 3550)^{0.7} / DP$	※,[149],[165]
<i>PGC</i>	Power generation cost	JPY / year	$PGC = EQ + FC \cdot FCM + GA + IS + LC + MC + PC$	
<i>PS</i>	Plant scale (generating-end output)	kW	Range from 500 to 10,000	
<i>RH</i>	Required heat	kJ/S	$RH = PS / \eta$	
<i>Rs</i>	road straight ratio	-	2	[149]
<i>SC</i>	Scrubber (GS)	JPY / year	$SC = (1458.9 + 10.9 \cdot \text{gas velocity}) \cdot 1000 \cdot 1.569 / DP$	[149]
<i>TBC</i>	Turbine cost	JPY / year	$TBC = (1957 + 4.7 \cdot PS \cdot 102.3) / DP$	[149]
<i>TRC</i>	Transportation cost	JPY / t	$TRC = \int_0^a TU \cdot rs \cdot BD \cdot 2\pi r dr / (BD \cdot a^2 \pi)$ a : Maximum collection distance (km), r : collection radius (km), rs : road straight ratio ; 2,	[150],[151]
<i>TU</i>	Transportation unit cost	JPY / t \cdot km	90	[150],[151]
<i>WLC</i>	Wheel loader cost	JPY / year	$WLC = 10,000,000 \cdot (PS / 3550)^{0.7} / DP$	※,[149],[165]
<i>WTC</i>	water tank cost	JPY / year	$WTC = (4830.8 + 28 \cdot \text{water volume} \cdot 1.14) / DP$	[149]
η	Power generation efficiency	kJ/kJ	$\eta = (\text{input energy of woody biomass} - \text{Sensible heat of exhaust gas} - \text{Heat loss from reactor} - \text{Heat loss from Rankine cycle}) / \text{input energy of woody biomass}$	Chapter 2.1

※ Interview

Appendix 4-3-1

GS 発電のプロセスフローダイアグラムを以下に示す。

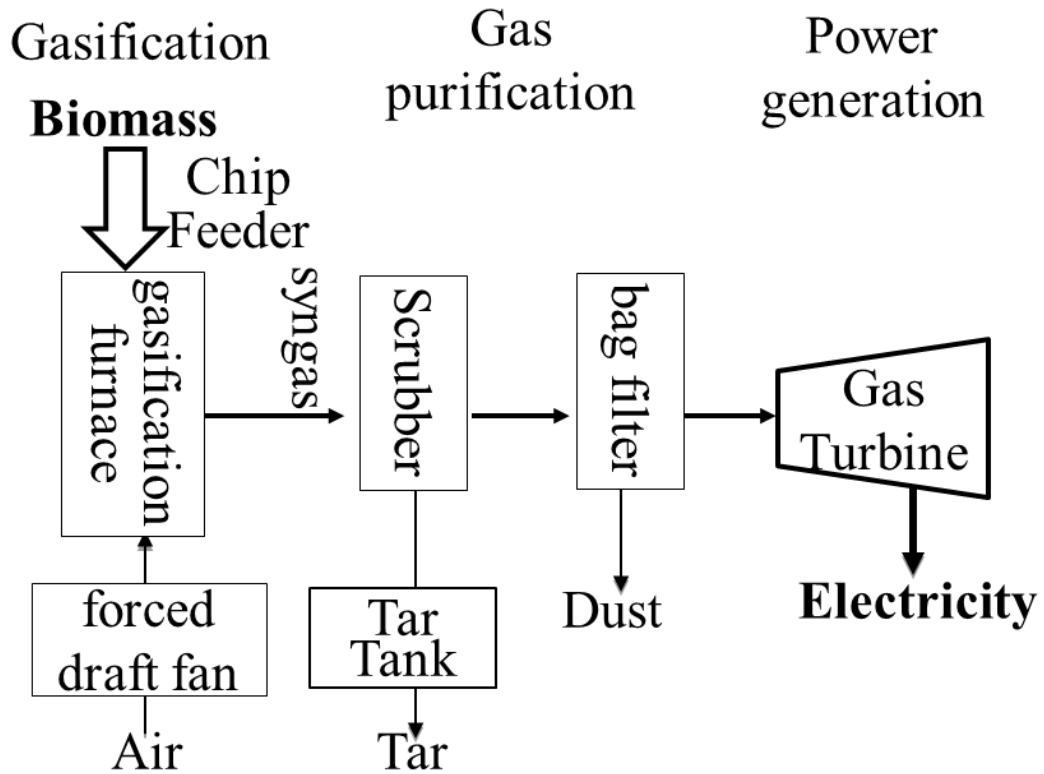


Fig. 4-A1 Process flow diagram of GS

Appendix 4-3-2

CLC のプロセスフローダイアグラムを以下に示す。

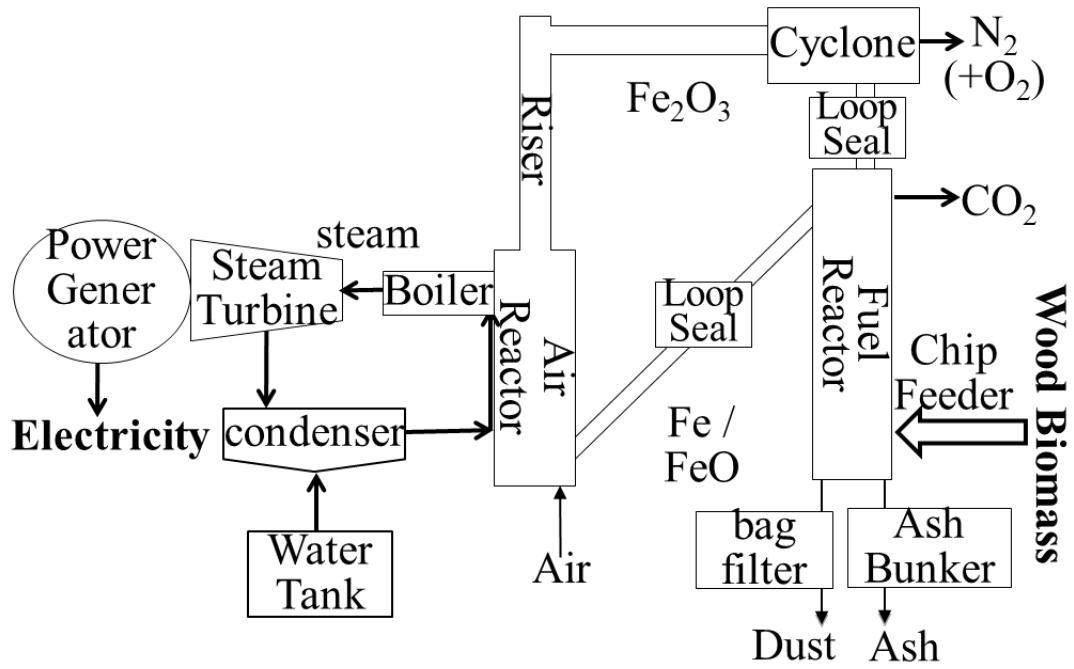


Fig. 4-A2 Process flow diagram of CLC

Appendix 4-4-1

GS 発電 (2,000 kW)のヒートフロー図を以下に示す。

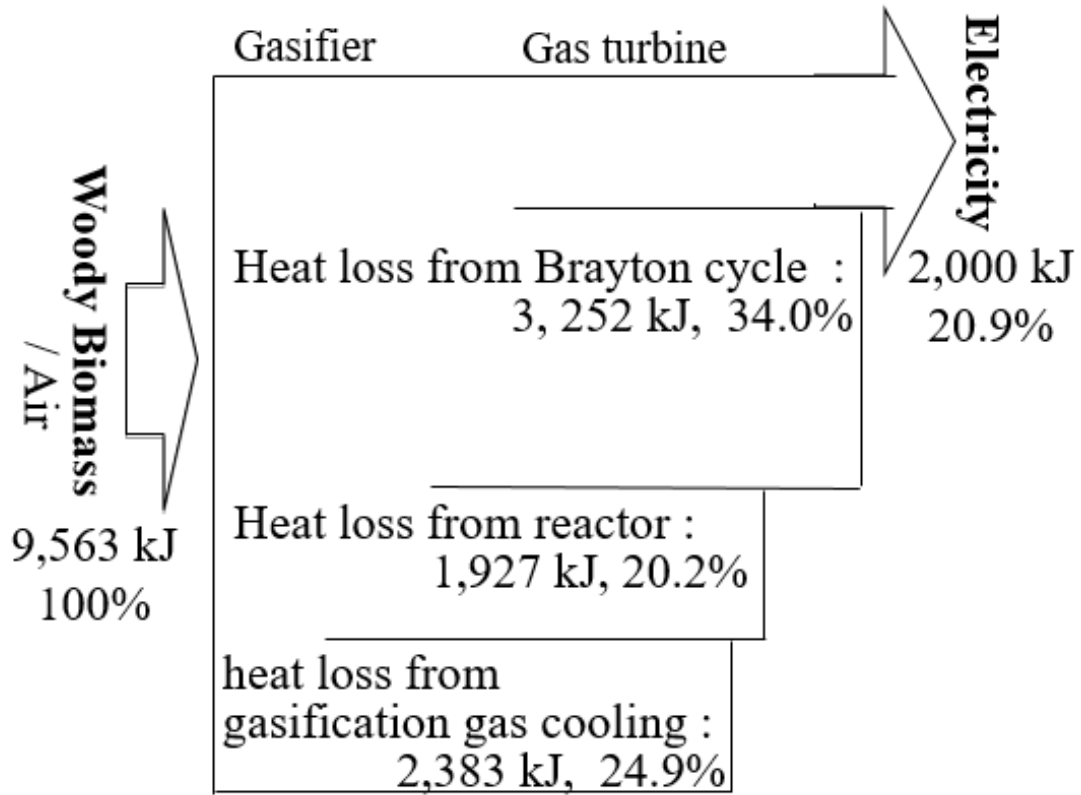


Fig. 4-A3 Heat flow diagram of GS (2,000 kW)

Appendix 4-4-2

CLC (5,000 kW) のヒートフロー図を以下に示す。

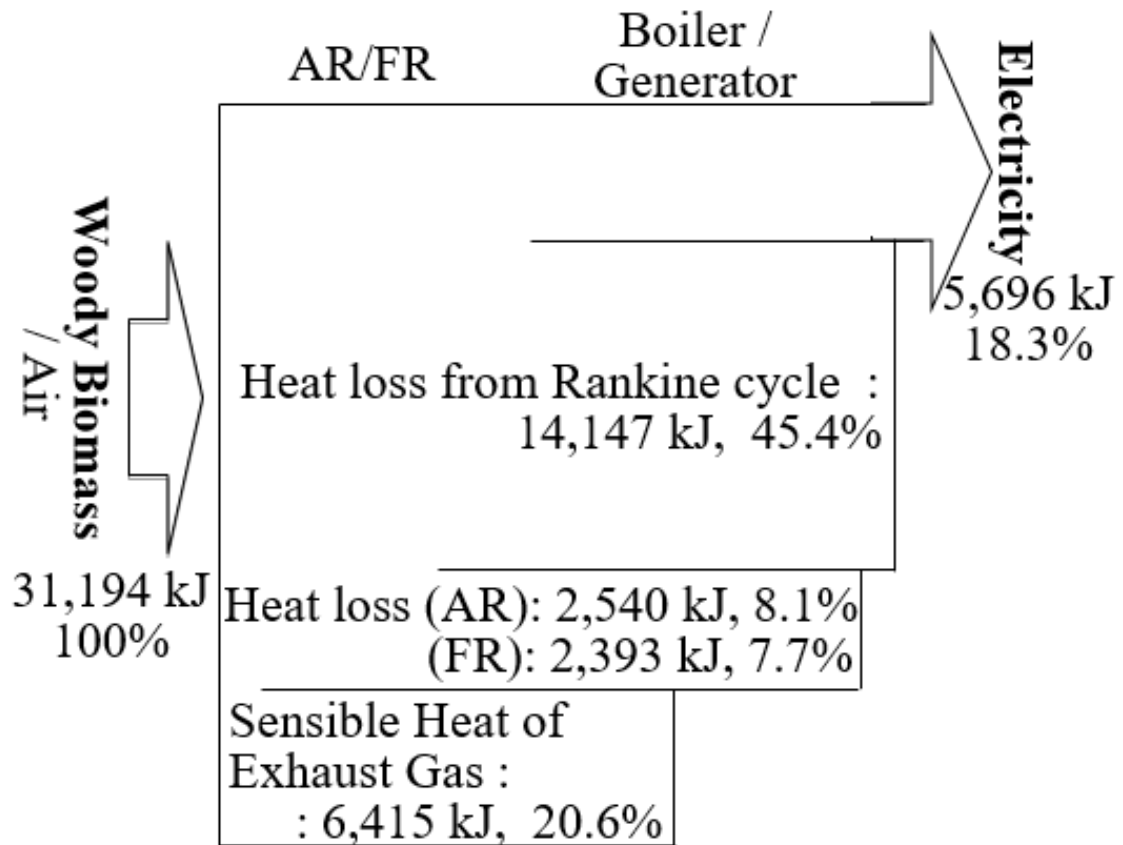


Fig. 4-A4 Heat flow diagram of CLC (5,000 kW)

Appendix 45

反応炉の最小炉壁厚の算出式を以下に示す。

$$\text{Thickness} = \frac{PDi}{(2\sigma\eta - 1.2P)}$$

なお、 P : Pressure (MPa), Di : Inside diameter of reactor (mm), σ : Allowable tensile stress (N/mm²),
 η : welded efficiency を表す。

Appendix 4-6-1

CLC (3,000 kW)における二酸化炭素の分離・回収を含めた発電コスト(システム稼働率 : 90%, 燃料含水率 : 25%, 燃料コスト¥2,900 /t)とランキンサイクル効率との関係を以下に示す。

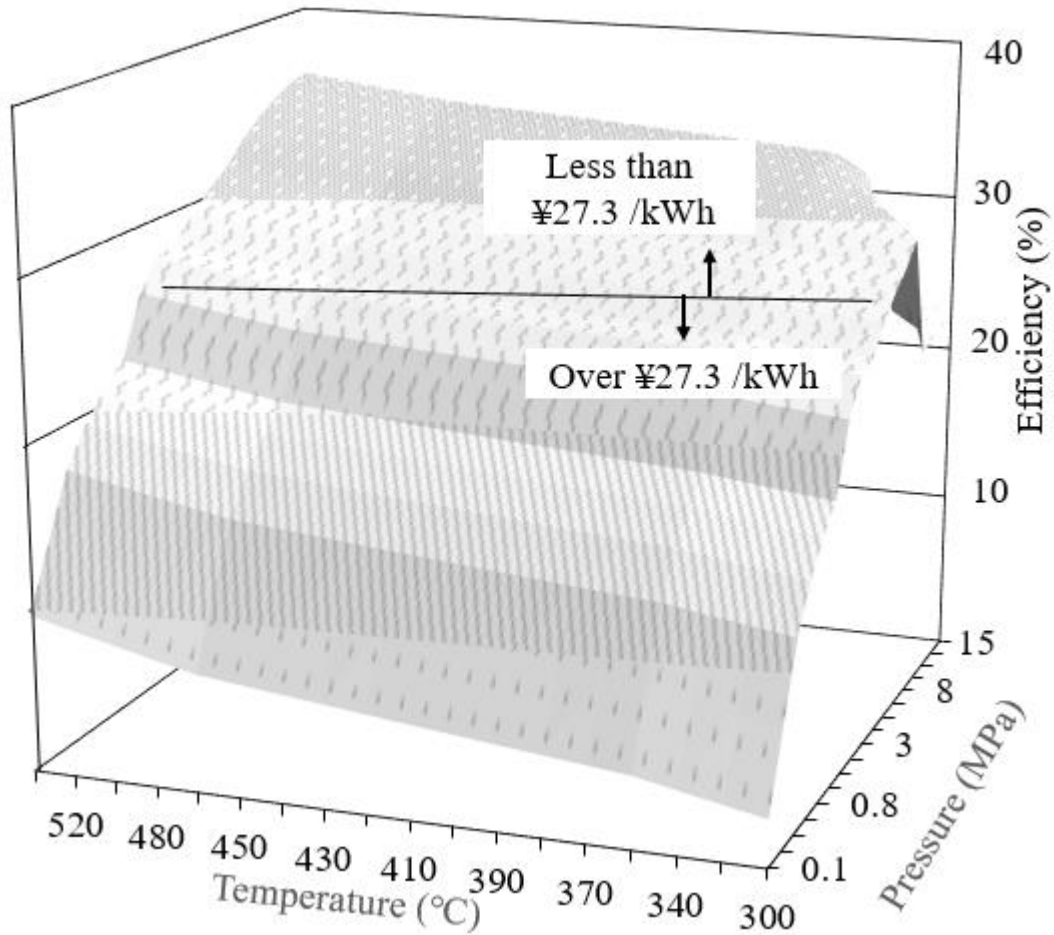


Fig. 4-A5 The relationship between Rankine cycle efficiency and power generation cost based on the technological scenario of woody biomass power generation (CLC ; 3,000 kW) under conditions of operating rate : 90%, WC of fuel : 25%, fuel cost : ¥2,900 /t, and CO₂ sequestration and capture

Appendix 4-6-2

CLC(3,000 kW)における二酸化炭素の分離・回収及びその売却を含めた発電コスト(システム稼働率 : 90%, 燃料含水率 : 25%, 燃料コスト¥2,900 /t)とランキンサイクル効率との関係を以下に示す。

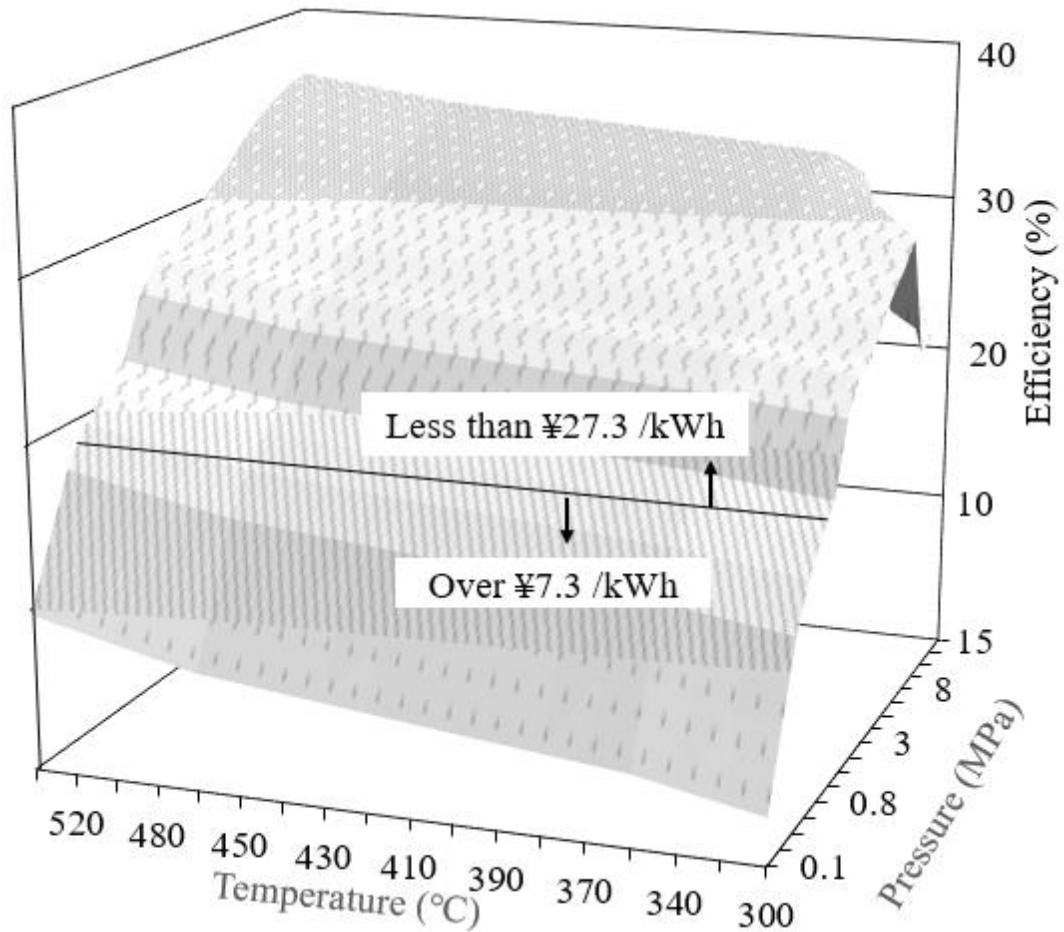


Fig. 4-A6 The relationship between Rankine cycle efficiency and power generation cost based on the technological scenario of woody biomass power generation (CLC ; 3,000 kW) under conditions of operating rate : 90%, WC of fuel : 25%, fuel cost : ¥2,900 /t, CO₂ sequestration and capture and sales

5章 次世代技術を用いた木質バイオマスの エネルギー利用プロセス設計とその技術評価

5-1 緒言・背景

本研究では 4 章で述べたとおり、これまで木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けて、①木質バイオマスの生産コスト低減や、②既に普及しつつある直接燃焼型バイオマス発電/バイオマスガス化発電を対象として、機器レベルでプロセス設計とコスト構造を把握による発電コストの低減に向けた技術シナリオについて研究[35, 136]を進めてきた。その中で木質バイオマス発電の更なるコスト削減に向けて、木質バイオマスの大きな特徴であるカーボンニュートラルに着目し、木質バイオマス発電時に発生する二酸化炭素の分離・回収と売却による発電コストの低減を検討した。それを実現できる可能性がある技術の 1 つとして、次世代の発電技術と目される化学ループ法 (CLC) [137]に着目した。

化学ループ法とは炭素系燃料による還元反応と空気中の燃焼に基づく酸化・還元反応の繰り返しにより、選択的なガス生成と熱回収を同時に行うエネルギー変換システムで、新たな分離プロセスを経ずに二酸化炭素を分離・回収できる特徴を有する技術である[137]。理論的には、二酸化炭素をほぼ 100%捕捉することができ、発電時に発生する二酸化炭素の回収効率の向上と分離・回収コスト削減に有望で、さらには大規模な工業用電力にも適用できる可能性があることから二酸化炭素の排出がゼロに近い発電所を実現する最近の有望な技術も言われている[166-168]。

CLC を用いた発電に関しては、これまで主に石炭を燃料として蒸気サイクル発電の熱力学的研究[166, 169]や石炭ガス化に由来する合成ガスを用いた水素製造[170-172]、1,000MW_{th}を想定した大規模 CLC 発電の経済性評価[173]、パイロットプラントを想定したシミュレーションや実証実験に関する研究[163, 166, 174-180]が行われてきた。また近年は木質バイオマスを燃料とした CLC の研究についても増加しており、酸素キャリア粒子と木質バイオマスとの反応[177, 181]やバイオマスなどの固体燃料の水素や電気に変換する CLC 新規プロセスの提案[172, 182, 183]、熱力学的研究[91]、バイオマスを用いた CLC による発電スキームに関するエネルギー変換効率および経済分析の観点の検討[90]が行われてきた。しかし、これらの既往研究においては、特定の要素技術のみに焦点をあてた技術改善や、経済性評価を伴わないシステムプロセス設計、あるいはプロセス設計を伴わない経済性評価など留まっており、経済性評価を伴った CLC の詳細なプロセス設計や最適な CLC のオペレーションモデルの構築、さらには木質バイオマスの利用拡大に向けた CLC の要素技術開発の方向性を議論する技術シナリオまでを策定している例はない。

そこで本章では、第 4 章における結果を踏まえつつ、本研究において開発したプロセスモデルを用いて、木質バイオマスの更なる利用拡大に向けて研究開発途上の CLC についてその詳細なプロセスの再構築によるプロセス設計を行うとともに、経済性評価を行い、最適オペレーション条件について試算した。

具体的には、詳細設計をしたプロセス設計をもとに、各反応炉の温度や酸素キャリア粒子の終端速度 (particle terminal velocity) を変化させた場合に各反応炉の体積や酸素キャリア粒子の必要粒子量に与える影響について感度解析を行い、CLC オペレーションにおいて経済

合理性の高い条件の抽出と、木質バイオマスを燃料とする CLC の技術開発の方向性に関する技術シナリオを検討した。

5-2 方法

CLC システムの詳細なプロセス設計とそれに基づく経済性評価を行った。なお、本システムにおける CLC プロセス図を図 5-1(一部再掲)に示す。

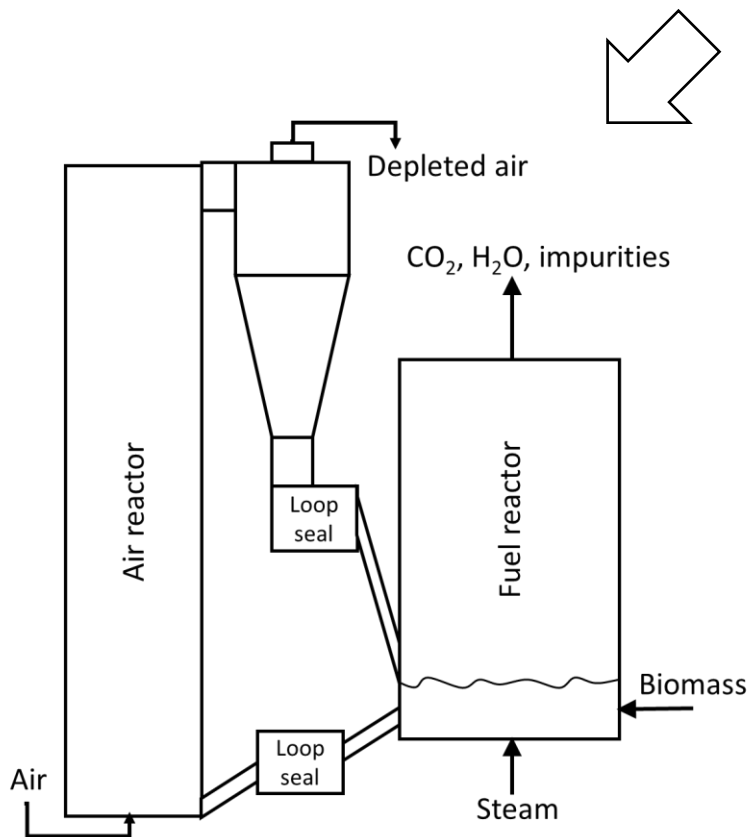
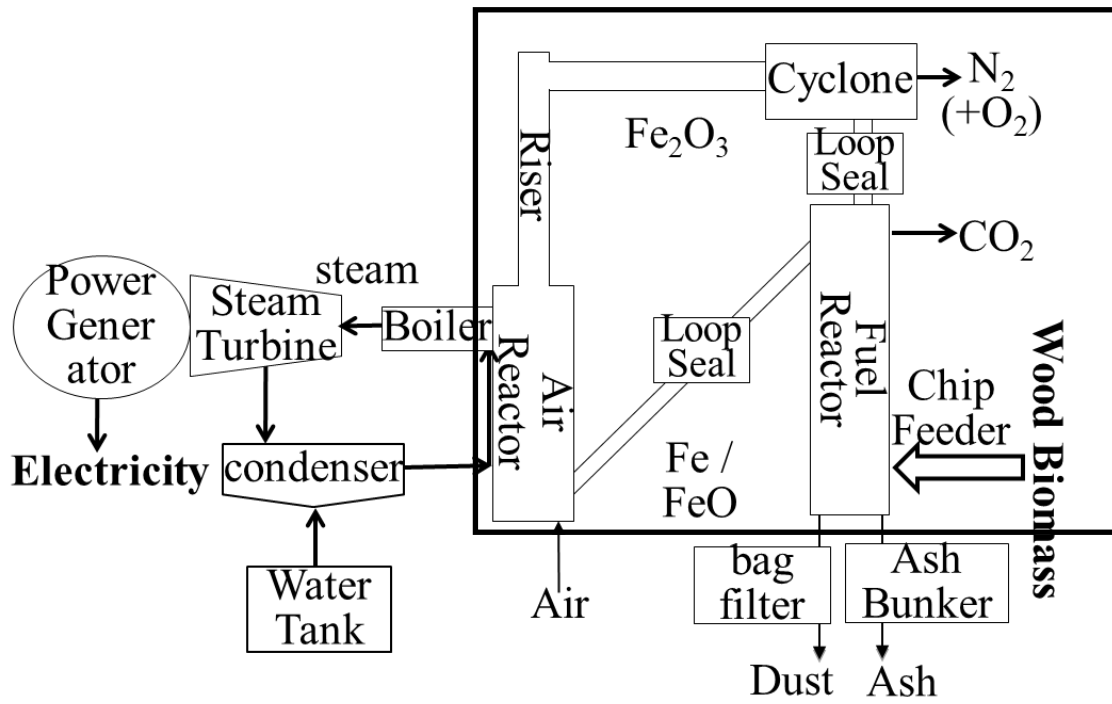


Fig.5-1 Process flow diagram of CLC

5-2-1 反応炉の体積決定

化学ループ法における反応炉（酸化炉及び還元炉）の体積決定モデルを以下の方法で行った。炉体積算出のためのフロー図を図 5-2 に示す。

(1)酸化炉（AR）の設計

AR の体積決定にあたっては、まず空気の体積流量を計算し、その体積流量と流速から AR の断面積を計算した[184]。次に酸素キャリア粒子であるイルメナイトの酸化反応速度から必要となる粒子量を計算した。なお、必要粒子量は文献[179]と同程度(150 kg/MW_{th})と仮定した。粒子の AR 内の分布から、必要となる粒子循環量を満たすために要する AR の高さを計算した。なお、本計算をするにあたっての前提条件を表 5-1 に示す。また計算詳細を以下に記載する。

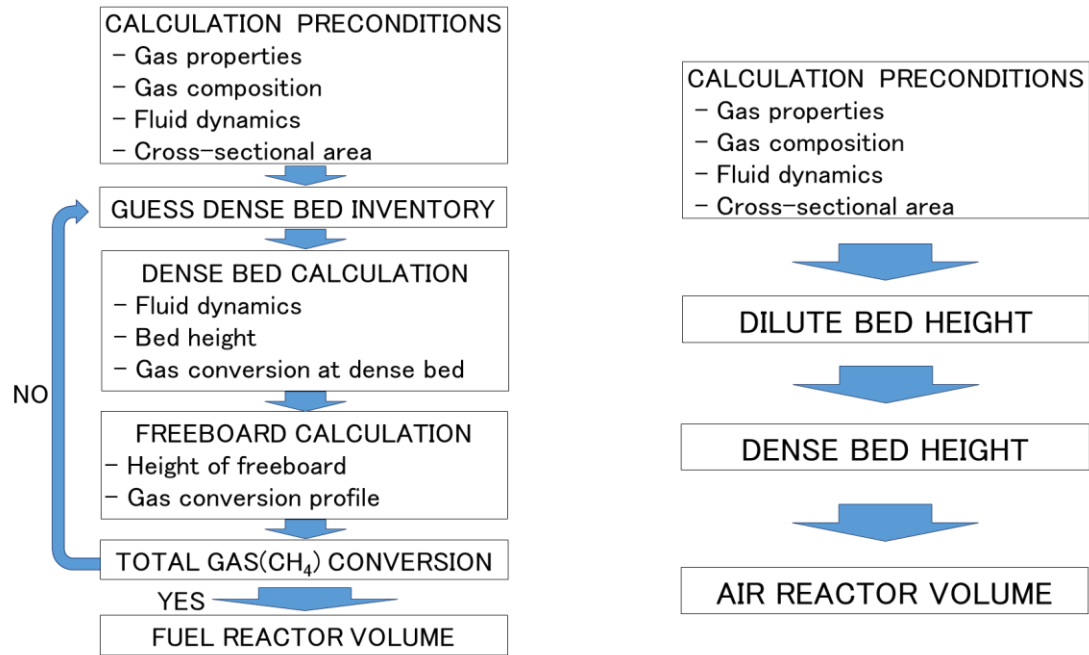


Fig.5-2 Calculation flow of AR and FR volume

Table.5-1 Precondition of AR calculation

Symbol	Value	Unit	Description
U_g	6	m/s	superficial gas velocity, value chosen is a common one for CFB combustors[173]
AFR	1.25	-	Air-to-fuel ratio, defined as the ratio of molar amount of air fed and the stoichiometric requirement for complete fuel combustion , 1.25 is a common value for CLC[173]
ϕ	15	-	oxygen-to-fuel ratio: ratio of lattice oxygen that could be transported by the lattice oxygen of the oxygen carrier utilizing its full oxygen carrying capacity and the oxygen demand in the fuel reactor for full oxidation of the fuel. A high value is chosen to ensure good conversion in fuel reactor
T_{AR}	1045	°C	A rather low temperature is chosen in order to avoid high temperatures in which alkali-rich biogenic fuel may cause aggravated corrosion and/or bed agglomeration
Particle properties (ilmenite)			
d_p	250	μm	particle diameter: rather large particle diameter representative of rock ilmenite (as opposed to sand ilmenite, which is usually less coarse)
ρ_p	3800	kg/m_3	particle density[173]
Φ_s	0.9	-	particle sphericity, high value assumed for aged fluidized bed to account for attrition[184]
R_{OC}	3.3	wt-%	oxygen carrying capacity of the oxygen carrier (OC): mass of oxygen that the OC can carry when fully reduced/oxidized

① 必要酸素キャリア粒子量

酸素キャリア粒子であるイルメナイトの酸化反応速度から必要となる粒子量 $SI_{OC,AR}(T_{AR})$ を(5-1)式により計算した。

$$SI_{OC,AR}(T_{AR}) = SI_{OC,AR}(T = 1045^{\circ}C) * \exp\left(\frac{E_A}{R}\left(\frac{1}{T = 1045^{\circ}C} - \frac{1}{T_{AR}}\right)\right)$$

with $E_A = 25.5 \text{ kJ/mol}$ for ilmenite oxidation (5-1)

(5-1)の計算結果に反応炉の熱負荷 P_{th} (150 kg/MW_{th})[179]を考慮して総粒子量を算出した。

$$m_{OC,AR} = SI_{OC,AR}(T_{AR}) * P_{th} \quad (5-2)$$

② AR の塔高

まず *Dimensionless dp**を粒子径および気相の特性から計算した。

$$d_p^* = d_p \left(\frac{\rho_g(\rho_p - \rho_g)g}{\mu_g^2}\right)^{1/3} \quad (5-3)$$

なお、 dp^* と粒子の球形度から、*Dimensionless u_t**を推定することができる[184]。

$$u_t^* = \left[\frac{18}{(d_p^*)^2} + \frac{2.335 - 1.744\Phi_S}{(d_p^*)^{1/2}} \right]^{-1} \quad (5-4)$$

次に、終末速度 u_t を u_t^* から計算した。

$$u_t = u_t^* \left[\frac{\rho_g^2}{\mu_g(\rho_p - \rho_g)g} \right]^{-1/3} \quad (5-5)$$

続いて粒子線速度 G_S (kg /s /m²)を空気の質量流量、 AFR 、 ϕ 、 R_{OC} 、反応器の断面積から計算した。

$$G_S = \frac{\dot{m}_{circ}}{A_{AR}} \quad \text{with} \quad \dot{m}_{circ} = \frac{\dot{m}_{air} 0.232 \phi}{R_{OC} A_F} \quad (5-6)$$

その後、反応器の出口で必要とされる固形物 ε_{se} を推定した。

$$\varepsilon_{se} = \frac{G_s}{\rho_p(U_g - u_t)} \quad (5-7)$$

反応炉の高さを決定するにあたっては、炉底部にある粒子の高密度層とその上にある粒子希薄層とに分けて計算を行った。高密度層では固体分布密度(Solid hold-up) ε_{sd} を 0.14[184]と仮定し、希薄層との境界まで崩壊定数(exponential decay law) a を 1 として(5-8)により H_d を算出した。

$$H_d = \frac{mt - \varepsilon_{av} \rho_p H_f A_{AR}}{\varepsilon_{sd} \rho_p A_{AR}} \quad (5-8)$$

希薄層の高さ H_f は、ガスの飽和輸送能力 $\varepsilon_{s^*} = 0.01$ ([184]から推定)として数式(5-9)により算出した。

$$H_f = -\frac{1}{a} \ln \left(\frac{\varepsilon_{se} - \varepsilon_{s^*}}{\varepsilon_{sd} - \varepsilon_{s^*}} \right) \quad (5-9)$$

AR の高さは、前述のとおり高密度層の高さと希薄層の高さの総和であり、(5-10)式のとおり算出した。

$$H_t = H_d + H_f \quad (5-10)$$

(2)還元炉 (FR) の設計

FR の体積決定にあたっては、まず燃焼ガスのガス組成を決定した上でガス流量を計算し、それと表面ガス速度(Superficial gas velocity)から FR の断面積を計算した。続いて高密度層における酸素キャリア粒子のインベントリと同層における酸素キャリア粒子の分布密度 (Solid hold-up) を計算し、高密度層と希薄層(フリーボード)でのメタンガスの転換率が 90% になるよう FR の高さを求めた(図 5-2)。なお、本計算をするにあたっての前提条件を表 5-2 に示す。また計算詳細を以下に記載する。

Table.5-2 Precondition of FR calculation

Symbol	Value	Unit	Description
U_g	1	m/s	superficial gas velocity, value chosen so that the FR is operated as a vigorously bubbling fluidized bed
x_{CH_4}	0.9	mol/mol	desired conversion of CH ₄ . Under the assumption that all other gases are also converted by 90%, this leads to a reasonable oxygen demand of 10%
S/C	1	mol/mol	Steam-to-carbon ratio that is used for fluidization of the FR
T_{FR}	860	°C	A rather low temperature is chosen in order to avoid high temperatures in which alkali-rich biogenic fuel may cause aggravated corrosion and/or bed agglomeration
Particle properties (ilmenite), see table for AR			

①高密度層の高さの決定

S/C 比及び木質バイオマス(燃料)供給量から、水蒸気の流量を計算した。続いて燃料は完全燃焼を仮定し、燃焼に伴って発生する二酸化炭素及び水の流量及び体積を算出した。この結果を用いてレイノルズ数、アルキメデス数、酸素キャリア粒子の粒子直径および終端速度を計算した。FR 底部に供給された燃料は、供給と同時に燃焼・ガス化すると仮定して、FR の断面積 A_{FR} をガス体積流量およびガス線速度 U_g から計算した。

FR 体積の計算フローは、図 5-2 に示したとおりであるが、まず FR 高密度層における酸素キャリア粒子のインベントリを推測し、この推測に基づいて FR 全体(高密度層と希薄層の両方)における酸素キャリア粒子の分布密度(Solid hold-up)を求め、FR 全体でのメタンガスの転換率が 90%になるよう FR の高さを求めた。

ここで酸素キャリア粒子の分布密度(Solid hold-up)とメタンガスの転換率に関する計算詳細を記載する。高密度層の酸素キャリア粒子インベントリと同層における粒子特性は、Johnsson らによって開発された二相流モデル(Two-phase flow model)[185]をもとによって計算した。酸素キャリア粒子の空隙率 ϵ_{mf} を 0.43 とし[184]、流動速度 u_{mf} を(5-11)式にて計算した[184]。

$$u_{mf} = \frac{d_p^2(\rho_p - \rho_g) g \epsilon_{mf}^3 \Phi_S^2}{150 \mu_g (1 - \epsilon_{mf})} \quad (5-11)$$

燃料の燃焼に伴って発生するガスは、FR 底部の多孔板を通じて、炉内に分布を広げていく。底部における多孔密度 A_0 は 4200 個/ m^2 [184]として f_2 [185]を算出した。

$$f_2 = [0.26 + 0.7 \exp(-3.3d_p)] [0.15 + (U_g - u_{mf})]^{-1/3} \quad (5-12)$$

この値を用いて(5-13)式にて気泡密度 δ_b を計算した。

$$\delta_b = \frac{1}{1 + \frac{1.3}{f_2} (U_g - u_{mf})^{-0.8}} \quad (5-13)$$

気泡密度 δ_b を算出することで次に高密度層の空隙率 ϵ を計算できる。

$$\epsilon = (1 - \delta_b) \epsilon_{mf} + \delta_b \quad (5-14)$$

高密度層の高さは(5-15)式にて計算できる。

$$H = \frac{\frac{m_{OC,FR,dense} \left(\frac{1}{1-\epsilon} \right)}{\rho_p}}{A_{FR}} \quad (5-15)$$

高密度層の高さは、高密度層におけるメタンガスの気泡の大きさが高さ方向に沿って膨張速度によって決定することができる。無次元の気泡速度 dimensionless visible bubble flow $\psi(z)$ は、(5-16)式のとおり計算される。

$$\psi(z) = f_2 (z + 4\sqrt{A_0})^{0.4} \quad (5-16)$$

次に可視気泡流 visible bubble flow u_{vis} 及び throughflow u_{tf} は、(5-17)式及び(5-18)式にて計算できる。

$$u_{vis}(z) = \psi(z) (U_g - u_{mf}) \quad (5-17)$$

$$u_{tf} = (1 - \psi(z)) (U_g - u_{mf}) \quad (5-18)$$

気泡の大きさは、(5-18)に示す Darton 式から推定できる。

$$d_b(z) = 0.54 (U_g - u_{mf})^{0.4} (z + 4\sqrt{A_0})^{0.8} g^{-0.2} \quad (5-19)$$

次に1つの気泡に着目し、その気泡の上昇速度 $u_{br}(z)$ は、(5-20)式にて計算できる。

$$u_{br}(z) = 0.71 \sqrt{g d_b(z)} \quad (5-20)$$

気泡とエマルジョン相との間の物質移動係数 $K_{be}(z)$ は、(5-21)式に示す Sit と Graces の相関から推定することができる。

$$K_{be}(z) = \frac{2u_{mf}}{d_b(z)} + 12 \left(\frac{D_{G,CH_4-H_2O} \epsilon_{mf} u_{br}(z)}{\pi d_b(z)^3} \right)^{0.5} \quad (5-21)$$

このようにして決定された高密度層およびエマルジョン相の気泡は、流体力学により、エマルジョン相におけるイルメナイトの一酸化炭素の酸化反応[186]の物質移動およびCH₄酸化反応速度との両方の相の種収支を記述し、解くことができる。両方の段階。

②希薄層の高さの決定

高密度層の上には、酸素キャリア粒子の分散が希薄な希薄層が存在する。高密度層と希薄

層の境界における固体分布密度(Solid hold-up) は同一と仮定し、崩壊定数(exponential decay law) a は $a * U_g = 1.5 \text{ 1/s}$ [184]から算出した。希薄層の高さは、崩壊定数(exponential decay law) a の逆数の 5 倍に固定するものと仮定した。固体分布密度(Solid hold-up) は、希薄層の高さから(5-22)式にて算出できる。

$$\varepsilon_s(z) = \varepsilon_s(z = 0) \exp(-a z) \quad (5-22)$$

5-2-2 技術シナリオ

最適な CLC のオペレーション条件を抽出するため、4 章において最も経済性が高いと試算された出力規模である 3000kW において、AR 及び FR における炉の温度や粒子の各性質(粒子径、make-up ratio、単価)が炉の体積や必要粒子量、炉及び粒子コストに与える影響について感度解析を行った。条件を表 5-3 に示す。この結果に基づき最適な CLC オペレーション条件を実現するための各要素技術の開発の方向性について検討を行った。

Table5-3 Sensitivity analysis conditions of each factor

Factor	Unit	Range		
Reactor temperature(AR)	°C	700	~	890
Reactor temperature(FR)	°C	820	~	870
Particle density	kg/m ³	3,000	~	4,000
Particle density	μm	200	~	550
Make-up ratio	%/d	0.1	~	12
Particle unit cost	¥/kg	21	~	3,000

5-3 結果と考察

5-3-1 炉温度と炉体積の関係

3,000kWにおけるAR及びFRの体積と各炉内の温度の関係を図5-3に示す。酸素キャリアの粒子密度は $3,800\text{ kg/m}^3$ 、粒子径は $250\mu\text{m}$ とした。ARでは、温度が上昇に比例して体積は漸増するが、FRは温度上昇と反比例して体積は減少することがわかった。

ARにおいて、温度上昇に伴って酸素キャリアの反応速度が上がり、必要となる粒子量は減少し、高密度層の高さが減少してその分、ARの体積は減少する。その一方で、温度を上げると希薄層の高さは、酸素粒子キャリアの炉内での摩擦が減少することによって増加し、これによってAR全体としての高さ一部相殺されるため、断面積に高さを乗じて算出される体積は漸増に留まったものと推測できる。

FRは、温度上昇に伴って酸素キャリア粒子の反応速度が上がり、また摩擦が減少するため、酸素キャリア粒子の必要量が減少する。そのため酸素キャリア粒子が循環するために必要となる炉の高さも減少するため炉体積も減少するものと推測される。

またCLCをオペレーションしていく上で温度条件としては、炉体積が小さいほどコストは減少するため、ARは 700°C とFRは 870°C が適していることが明らかになった。

(a)

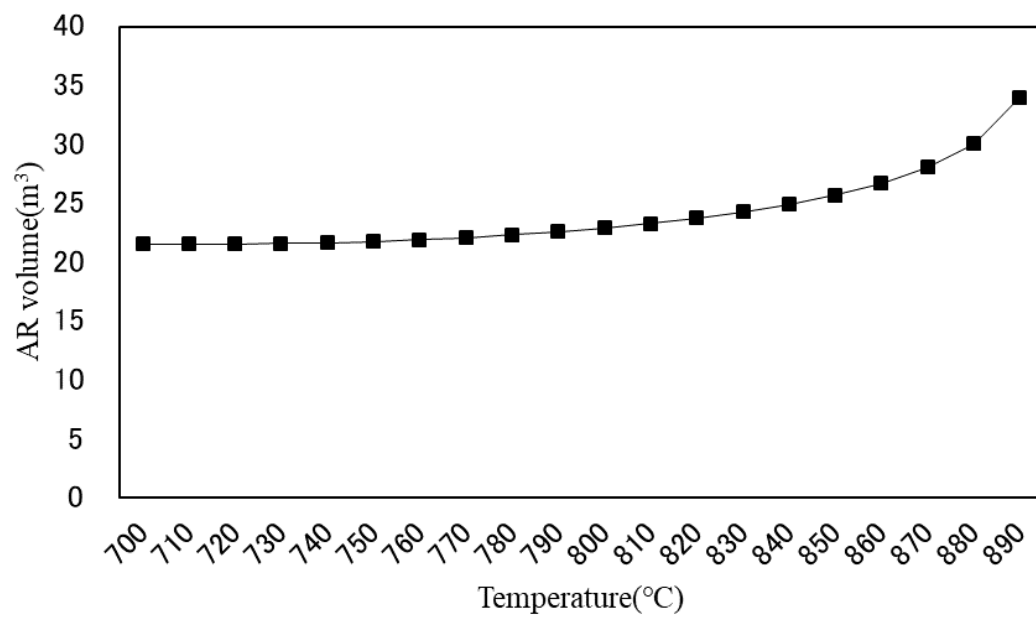


Fig.5-3 Temperature and reactor volume of (a) AR for 3000kW

(b)

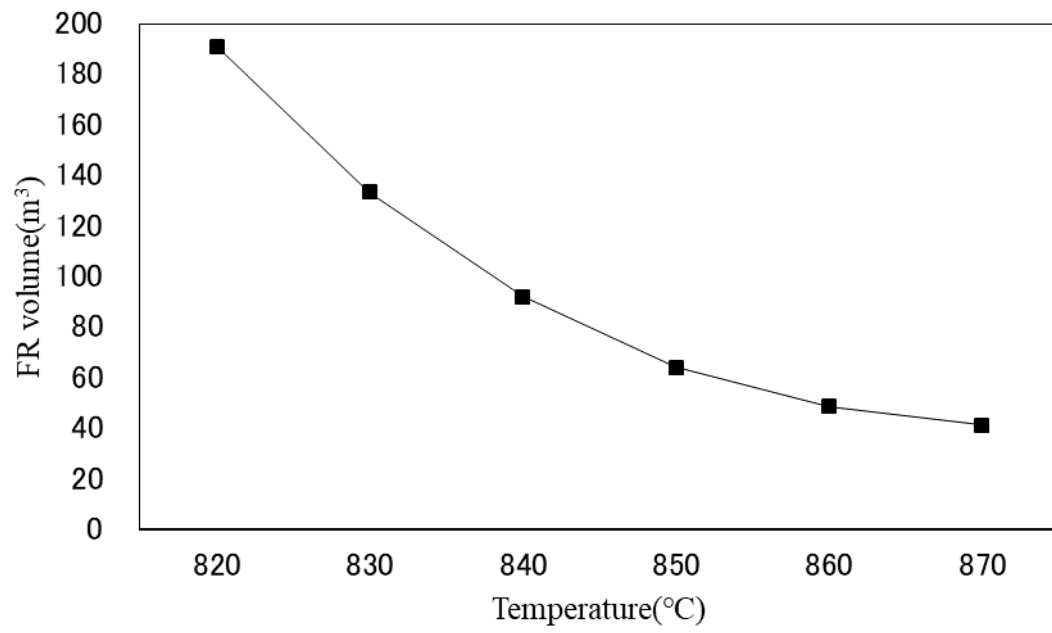


Fig.5-3 Temperature and reactor volume of (b) FR for 3000kW

5-3-2 炉温度と酸素キャリア粒子重量の関係

各炉内の温度と酸素キャリア粒子の粒子重量の関係を図 5-4 に示す。必要となる酸素キャリア粒子の重量は、温度上昇とともに AR で減少し、FR では増加することがわかった。5-3-1 で述べたとおり AR では温度上昇に伴って酸素キャリアの反応速度が上がり、必要となる粒子量が減少する一方で、高密度層がない FR では、温度上昇とともに炉の体積に比例して減少するものと推測される。

(a)

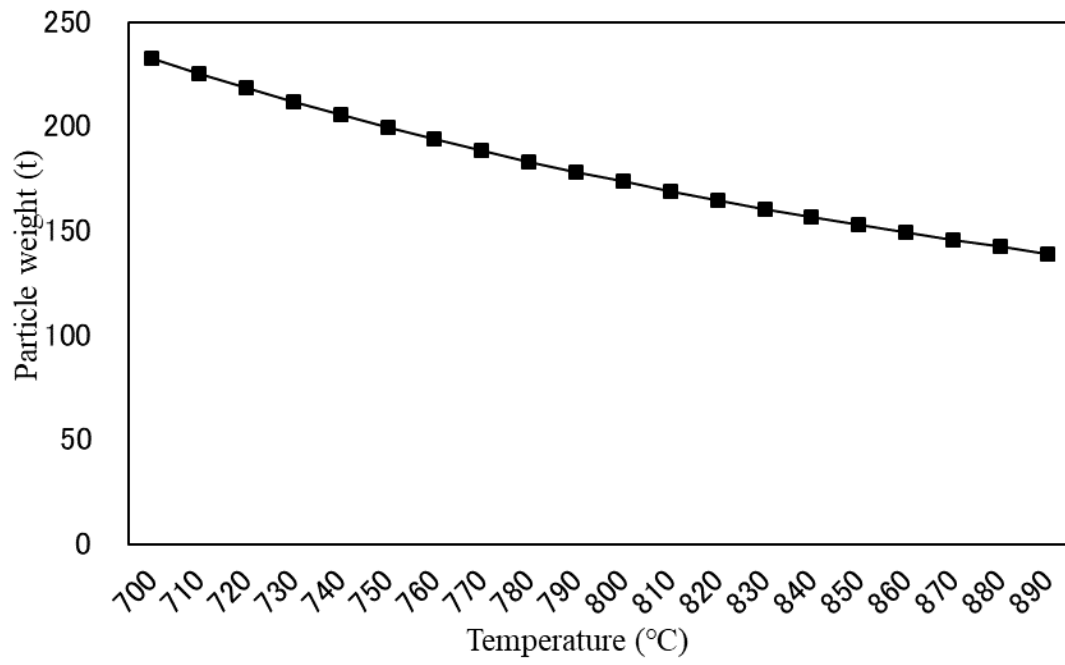


Fig.5-4 Temperature and particle weight of (a) AR for 3000kW

(b)

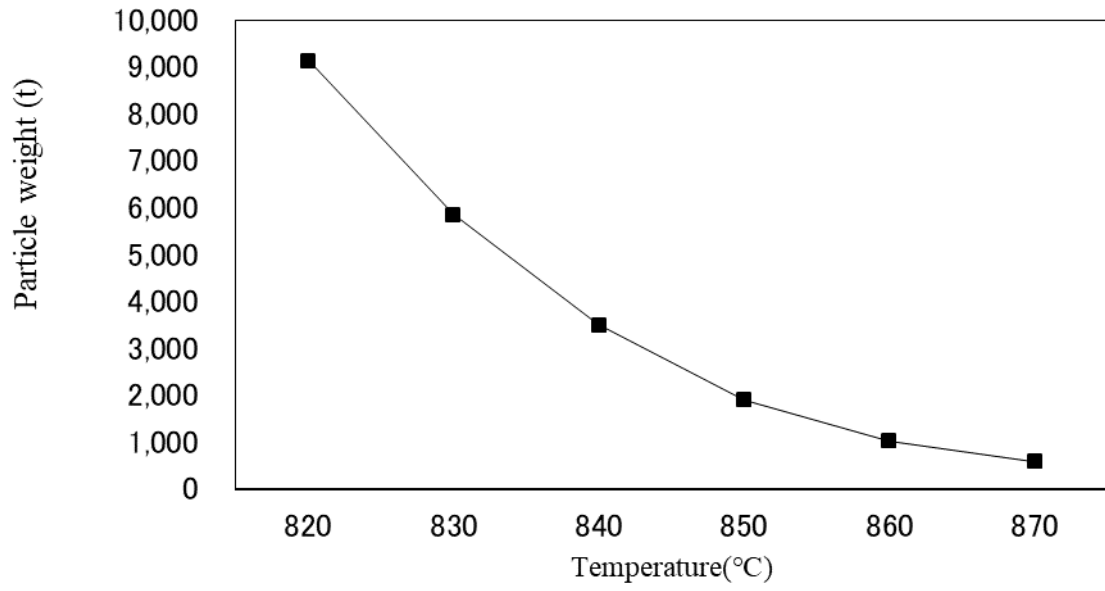


Fig.5-4 Temperature and particle weight of (b) FR for 3000kW

5-3-3 酸素キャリア粒子径と炉体積の関係

酸素キャリア粒子径と炉体積の関係を図 5-5 に示す。AR(700°C)では、概ね下に凸の放物線を描くことがわかった。一方、FR では、一定の値以上では炉体積に大きな影響を与えないことが分かった。但し、AR と FR においてその最適となる粒子径は異なることから、粒子径の設定にあたっては、FR の一定値以上かつ AR の変曲点に近くなる径を設定することがコスト低減要因となる。

(a)

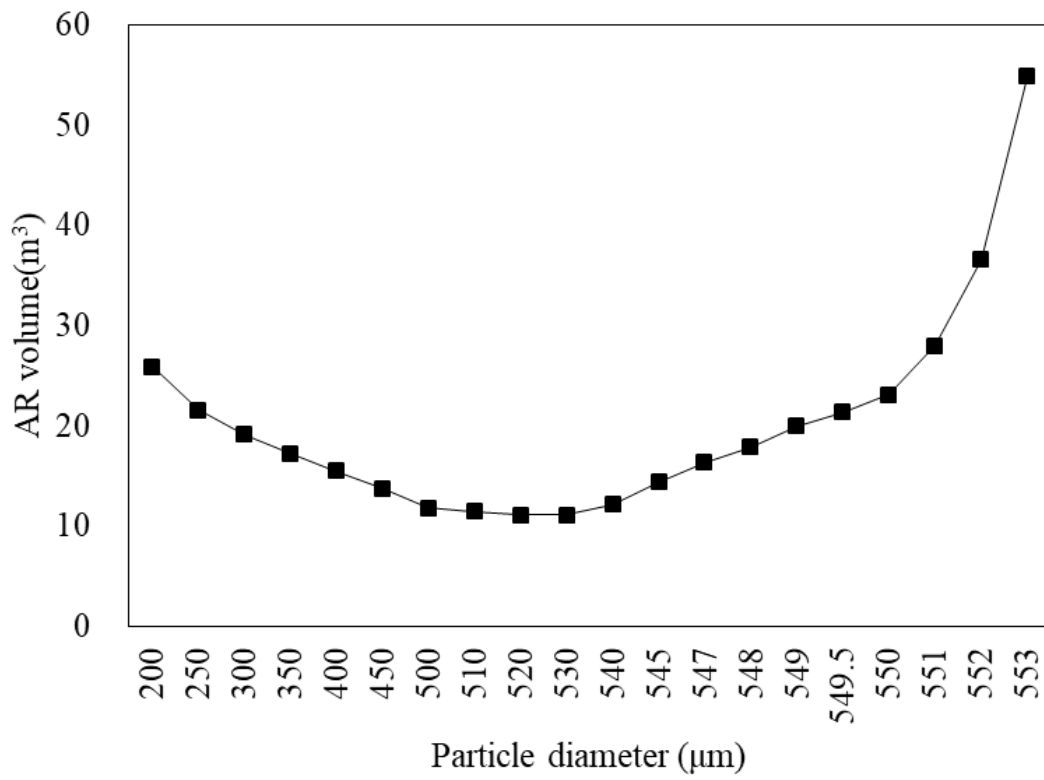


Fig.5-5 Particle diameter and reactor volume of (a) AR (700°C) for 3000kW

(b)

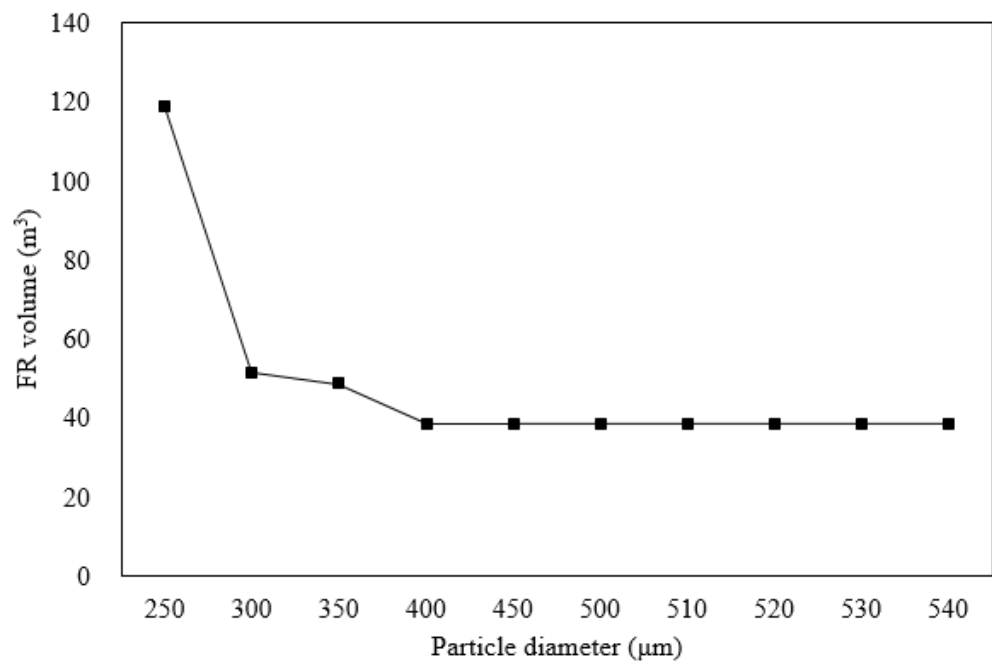


Fig.5-5 Particle diameter and reactor volume of (b) FR (870°C) for 3000kW

5-4 まとめ

現在、研究開発途上であり、次世代のバイオマス発電の有力な技術の1つとされる CLC について、詳細なプロセスモデルを設計し、本研究で開発したプロセスモデルを用いて、温度条件や粒子条件などの炉体積及び粒子量に影響を及ぼす要素について感度解析を行い、CLC の最適なオペレーション条件を抽出した。

温度条件としては、AR は低温に FR は高温になるほど炉体積が小さくなるため、許容される範囲の温度差を設定することによって炉体積が小さくなり、コスト削減要因となることがわかった。

粒子径に関しては、AR において炉体積と粒子径の関係において下に凸となる形で変曲点を有し、FR では一定の値以下では炉体積に大きな影響を与えないことが分かった。AR と FR においてその最適となる粒子径は異なることから、粒子径の設定にあたっては、FR の一定値以上かつ AR の変曲点に近くなる径を設定することがコスト低減要因となる。

CLC において、炉体積が最小かつ、酸素キャリア粒子重量が最小となる各炉の温度条件、粒子径を設定することで最適なオペレーション条件を抽出できた。

これによって CLC による発電をする場合にそのコストについてもさらに低減できる潜在力を有していることが分かった。

上記の結果は、本研究において構築したモデルが既存の技術だけでなく、研究開発途上である技術に対しても、様々な条件設定時における経済性評価だけでなく、プロセス設計時のリアクターサイズや粒子量などの最適条件についても試算できることを明らかにした。さらには当該モデルが次世代の技術に対して、それらの試算結果に基づいて課題や最適条件の抽出と、開発の方向性を予測できる機能を有していることを裏付けるものとなった。

6章 結言 -技術シナリオ-

6-1 森林資源の活用に向けて

火力発電などの系統電力を代替/補完でき、二酸化炭素などの温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの利用を拡大するという社会的要請が強い中で、天候などに左右されず、日本各地にエネルギー源として豊富に賦存している木質バイオマスを用いた発電に着目をした。現在、木質バイオマスの利用に関して、それを供給する林業の経済的自立が厳しい状況にあり、また木質バイオマスを用いた発電コストは系統電力と比較して非常に高い状況にある。

このような背景から本研究では、林業が経済的に自立し、木質バイオマスを燃料とする発電コストが系統電力と同等程度まで低減して、木質バイオマスの利用が拡大していくために、熱力学的観点や化学工学的観点を取り入れながらプロセスモデルの設計による技術評価及び経済性評価を通じて、(1) エネルギー利用も踏まえた新しい林業システムの設計、(2) 経済性/環境性の観点から利用拡大に向けた技術的課題を抽出、(3) 新技術プロセス設計と利用拡大に向けた技術シナリオの提示を行った。

本研究では、既往研究にて行われている現状分析や部分的な評価に留まらず、木質バイオマスの生産から利用までを見通した上で、①現状をプロセス毎に数値を積上げて経済性評価を行い、解決すべき技術的課題を抽出し、その解決策を提示した。また②木質バイオマスの利用拡大に向けて求められる経済的目標や機器仕様・プロセスの決定と、実現にむけた技術開発の方向性を予測・提示した。

さらに木質バイオマスの利用条件が多様であることを見通し、様々な条件による試算を行えるよう、プロセスを機器レベルまで詳細に分割した上で、プロセスを構成する機器やオペレーション条件などのデータベース化によって、機器や条件設定などの様々な組合せを柔軟にできるようにした。コストの構造化にあたっては、現地調査などに基づく実際の運用状況を把握しつつ、その比較によってモデルの妥当性を確保した。その上でプロセスモデルを用いて、コストを形成する各要素について感度解析を行い、各要素において最もコストに影響を及ぼしている要素と経済合理性が高くなる最適条件を抽出するとともに、系統電力と同等の経済性合理性を有するために必要となるコスト目標を設定し、それらを達成するために必要となるプロセス設計や条件抽出を行った。

本研究では、木質バイオマスを評価対象として、求められている要件を設定し、それに対して影響が大きい要素の抽出とその解決策を定量的に明らかにして、技術改善の方向性や技術開発予測などを技術シナリオとして提示する技術評価モデルを開発した。本モデルは、本研究においても既存技術である木質バイオマスの生産・供給、燃料製造、エネルギー利用だけでなく、研究開発途上にある化学ループ法においても、技術開発の方向性や最適な操作条件などを抽出することができた。これらの結果からも示されたとおり、本モデルは汎用性の高い技術評価モデルと言える。将来的には本モデルの他技術への適用によって、該当する技術課題の抽出や技術開発の方向性の予測などに汎用的に用いられることが望まれる。

本研究によって木質バイオマスの利用拡大に向けて明らかになった具体的内容及び技術

シナリオを次節以降にまとめる。

6-2 林業活性化と森林資源の有効利用に向けた課題と改善策

日本の地域別の木質バイオマスの生産コストをプロセスごとに積み上げて算出した結果、その低減に大きな影響を与える要因として、①材積が多いこと及び、②平均傾斜度が緩やかであることが明らかになった。木質バイオマスの更なる利用・拡大に向けて生産コストを低減していくためには、造林・伐採の工程において以下の検討が必要である。

(1)造林

緩斜面における造林コストは、栽植密度の疎化や下刈り回数の減少による労働量の削減により現状の約 4,400 円/m³ から約 1,400～約 2,600 円/m³ まで低減できる可能性が示された。さらにコンテナ苗や大苗の開発による植栽費用の低減や、機械化促進による労働生産性の向上に伴う地拵え費用が低減できる可能性があり、将来的にさらにコストを低減できる潜在的な可能性を有している。

(2)伐採

伐採の作業体系は傾斜毎に異なるが、施業機械体系の効率化や、施業する森林の集約化による稼働率の向上により伐採に要するコストは現在の約 6,600 円/m³ から、約 1,300～2,800 円/m³ まで低減できる可能性がある。

(3)生産コスト

地拵えから伐出まで一連のプロセスを対象としてプロセスごとに詳細な積み上げ法に基づいて木質バイオマス生産コストの評価を試みることにより、日本の現在の木質バイオマスの生産コストは全国平均で約 11,000 円/m³ と目標とするスウェーデンと比較して単位材積当たりで4倍以上高いことが明らかになった。それを踏まえ、造林コストの低減策として、低密度植林や下刈り回数の削減、伐採コストの低減策として、高性能林業機械の導入と欧州並みの運用体制を適用による稼働率の向上によって生産コスト現状の約3分の1の3000円/m³程度まで低減できることが明らかになった。

6-3 木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けた技術的課題と改善策

(1) 木質バイオマス生産コスト低減のための技術シナリオ

木質バイオマスの生産コストは、植栽密度の低減(2,500 本/ha → 1,500 本/ha)や、間伐回数や下刈回数の低減 (6 回→1 回)、間伐・主伐の機械化促進による労働生産性の向上により概ね 60%程度のコストを低減することができる。

(2) 発電コスト目標の達成のための技術シナリオ

発電コスト低減に向けて、燃料費を除くとボイラー蒸気のエネルギー効率であるランキンサイクル効率がシステム全体の効率に与える影響が大きいことがわかった。この時の蒸気条件として温度条件よりも圧力条件が発電コストに与える影響が大きく、圧力が高いほど効率が上がるため、より高圧で発電することが発電コスト低減には効果的である。木質バイオマスの大きな特徴であるカーボンニュートラルの観点及び CLC の特徴である発電時の二酸化炭素を新たな機器やエネルギーを用いずに分離・回収できる点や、近年、ドライアイス用途の高純度二酸化炭素が不足していることなどの背景から、分離・回収した二酸化炭素の売却による発電コストの低減に有効である。具体的には、CLC の発電に伴い発生する高純度の二酸化炭素を 60%程度[134]捕捉し、平均的な炭酸ガスの市場販売価格(約 20,000 円/t)[135]の 10 分の 1 程度で売却できれば、約 2-5 円/kWh の発電コスト低減要因となる。一例として、燃料コストを 3 分の 1 程度(2,900 円/t)まで低減した場合に 3,000 kW で 30.1 円/kWh(システム稼働率 90%,燃料含水率 25%,ランキンサイクルにおける温度 400°C及び圧力条件 4 MPa は変更せず)に、蒸気の圧力が 15 MPa の場合、温度は 370°C程度でも、また温度が 520°Cの場合、圧力は 8 MPa でも設定した発電コスト(27.3 円/kWh)目標を達成できる。さらに二酸化炭素の捕捉率が 90%[136]まで上昇した場合には、蒸気条件を 420°C, 8 MPa まで緩和しても、また同じ捕捉率で二酸化炭素の売却価格を 3,000 円/t まで引き上げることができた場合には蒸気条件を 420°C, 3 MPa まで緩和しても設定した発電コスト目標を達成でき、CLC による発電と二酸化炭素の分離・回収・売却が木質バイオマスのエネルギー利用の利用拡大に大きな可能性を有している。

また木質バイオマスの生産からエネルギー利用に至るまで、プロセス毎に現状の数値を積上げて経済性評価を行った。それらをまとめた最終結果としてコスト現状とそこから抽出された解決すべき技術的課題に対する解決策を講じた場合に実現できる発電コスト (技術シナリオ)を二酸化炭素の分離・回収の有/無の別にまとめた。発電コスト低減効果が確認された 3,000kW において、その結果を図 6-1(a)二酸化炭素の分離・回収なし、(b)二酸化炭素の分離・回収あり、に示す。

(a)

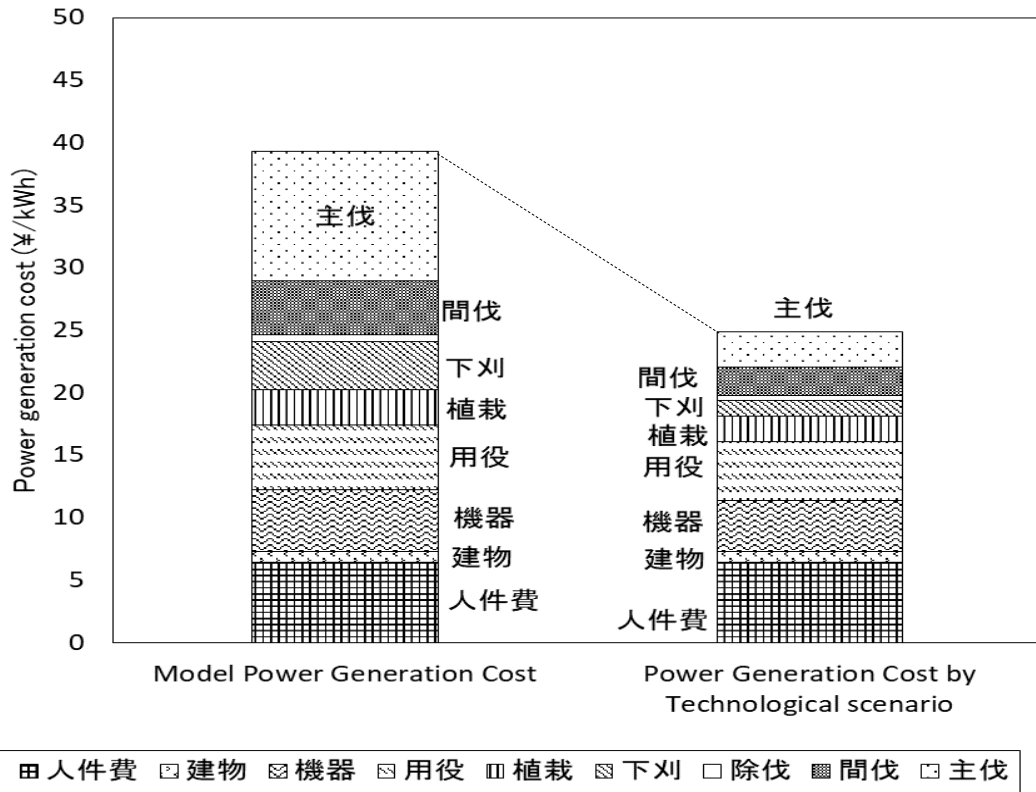


図 6-1 現状と技術シナリオに基づくコスト低減策

(a) 二酸化炭素分離・回収有 (DC : 3,000kW)

(b)

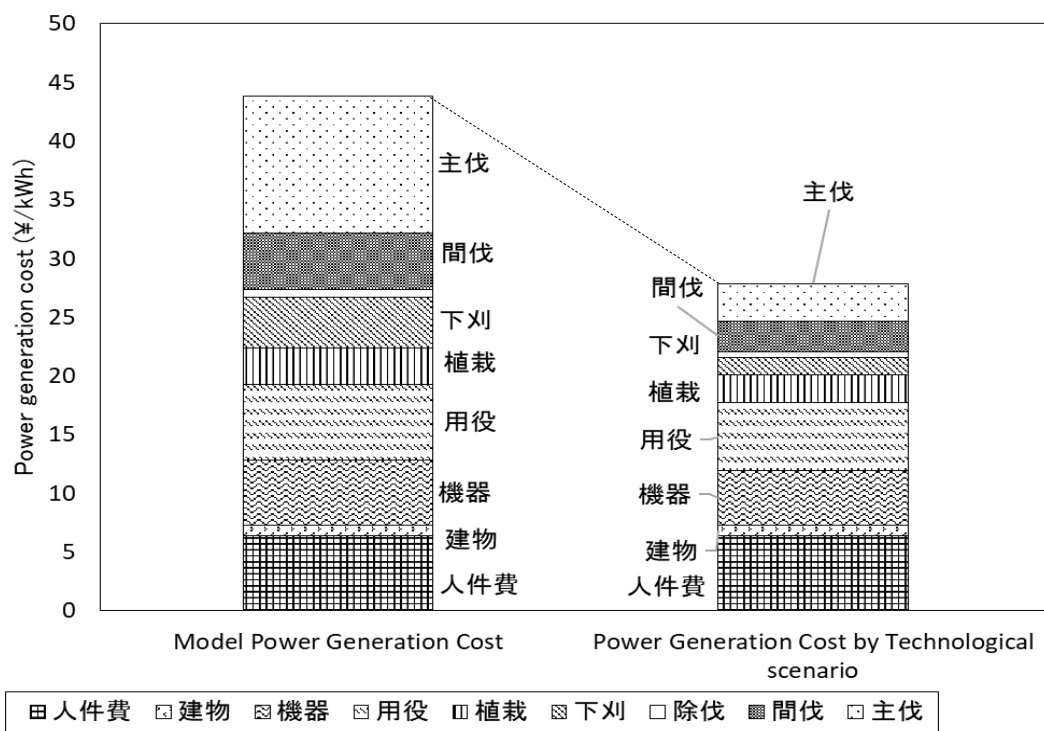


図 6-1 現状と技術シナリオに基づくコスト低減策

(b)二酸化炭素分離・回収無 (CLC:3,000 kW)

3,000kWにおいて、二酸化炭素の分離・回収を行わない場合に、DC発電においては、ランキンサイクルにおける蒸気条件を高温高圧化することによって、システム全体としての高効率に伴う必要な燃料（木質バイオマス）量の削減と併せて最大で14円/kWh程度低減できることが明らかになった。この結果、DC発電においては、設定した発電コスト目標と同程度まで低減できる条件があることがわかった。

同出力規模において、二酸化炭素の分離・回収を行う場合に、CLCでもDC発電と同様にランキンサイクルを用いるため蒸気条件によるコスト低減効果は概ね同じになる。但し、5章で詳細設計を行ったAR及びFRを最適温度に設定し、さらに酸素キャリア粒子を最適な粒径にした場合に、上記の蒸気条件に加えて炉のコストとして1円/kWh程度の低減が可能であることがわかった。なお、酸素キャリア粒子の低減効果は0.1円/kWh未満であった。

一方、CLCにおいては、出力規模のみでは設定した発電コスト目標と同程度まで低減できる条件は抽出することはできなかった。そこでCLCの特徴を活かし、分離・回収した二酸化炭素を売却することでCLCが経済合理性を有する可能性があることが明らかになった。具体的には、燃料の燃焼に伴う発生する二酸化炭素のうち60%程度を捕捉し、売却した場合に最大で5円/kWh程度のコスト削減効果があることがわかった。

6-4 まとめ

本研究では、木質バイオマスの生産・供給から燃料製造、エネルギー利用に至るまでのすべてのプロセスを一気通貫してプロセス毎の詳細な積上げ法により包括的に技術評価及び経済性評価を行った。

これにより本研究において木質バイオマスの技術・経済性評価プラットフォームを構築し、いずれのプロセスにおいてもプロセスや諸条件を柔軟に変更が可能かつ木質バイオマスの生産からエネルギー利用に至るまで条件に揃えた技術評価や経済性評価を行った。さらには各要素間の波及効果について簡易に試算した。

その結果、前述の既存技術だけでなく、5章で示したとおり、研究開発途上の技術についても技術・経済性評価が可能となり、それらの技術について技術改善や技術開発の方向性を提示するだけでなく、最適条件についても試算することが可能となった。

また各プロセスにおける各要素間の連続的な連関性だけでなく、各プロセスを跨ぐ非連続的な連関性についても明らかになった。前者について、木質バイオマスの生産コストが燃料製造やエネルギー利用に及ぼす影響をプロセス毎に各プロセスのコスト内訳を簡易に算出することができるようになり、各プロセスの連関性が明らかになった。一例として、出力規模と含水率などの諸条件を決定する原料の収集範囲や発電コストを簡易に算出した。後者の木質バイオマスの非連続的な連関性については、これまで既往研究では十分に解明されていなかったが、本研究によって一部について定量的に明らかになった。具体的には、本モデルにおいて、木質バイオマス元素構成及び含水率を変更できるようにパラメータ化している。同じ樹種でも気候によって元素構成は異なり、また樹種が異なると元素構成が異なる。また同じ樹種でもその保存状態によって含水率が異なり、樹種が異なると含水率は異なる場合が多い。本モデルを用いることで、植生及びその想定される保存状態から地域のエネルギー賦存量を算出することができ、エネルギー需要と連成することによって出力規模の決定とそれに伴う発電コストを決定することができるようになった。逆にエネルギー需要から逆算して必要となる出力規模を決定すると、地域に応じた植生に基づいてバイオマスの収集範囲やその際の発電コストを算出できると言える。

本研究の発展として、これらの連成を応用して木質バイオマスの賦存量に基づく地域性と、発電コストという経済性の連関をより詳細に明らかにすることで、発電所の立地選定やさらには植生の保存とエネルギー利用のバランスを考慮した共存などを定量的に明らかにすることが期待できる。

以上、本研究では、日本における木質バイオマスに関し、生産・供給から燃料製造、エネルギー利用に至るまでのライフサイクル全体を対象として、技術的及び経済的観点から包括的な評価を行い、木質バイオマスの利用拡大に向けた技術シナリオとして提示することを目的とし、現地調査とプロセス設計に基づき、実際の運用状況を把握し、その比較によってモデルの妥当性を検証しつつ、作業/機器レベルまで詳細に分割した上で様々な機器構成

や操作条件を踏まえ、各プロセスを再構築し、エネルギーフロー及びコストをプロセス毎に関数化した。その上で、各プロセスを構成する各要素について、技術評価/経済性評価プラットフォーム(プロセスモデル)を構築し、要素間の連成関係を明らかにするとともにプロセスそのものの改善を含めた技術開発の方向性や新技術プロセス設計により、木質バイオマスの利用拡大の可能性について定量的に明らかにした。

参考文献

- [1] 経済産業省資源エネルギー庁, 平成 28 年度エネルギーに関する年次報告, 2017 年.
- [2] 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 再生可能エネルギー白書, 2014.
- [3] 農林水産省, 平成 27 年度森林及び林業の動向 平成 28 年度森林及び林業施策, 2015.
- [4] 社団法人日本経済調査協議会, 「欧州における林業経営の実態把握」 報告書, 2011.
- [5] 農林水産省, 平成 25 年度森林及び林業の動向 平成 26 年度森林及び林業施策, 2013.
- [6] 林野庁, 森林林業統計要覧 2012, 2012.
- [7] バイオマス活用推進会議, 第 4 回バイオマス活用推進会議資料 資料 1, 2012.
- [8] 伊神裕司, 我が国の木質残廃材の発生と利用の現状, 日本エネルギー学会誌 87 (2008) 412-417.
- [9] 熊崎実, 木質ペレット市場の現状と展望 - ヨーロッパと日本, 日本エネルギー学会誌 87 (2008) 422-429.
- [10] 高野勉, 木材チップ需給の現状, 日本エネルギー学会誌 87(6) (2008) 418-421.
- [11] 新エネルギー・産業技術総合開発機構, バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第 4 版), 2017.
- [12] 経済産業省資源エネルギー庁, 平成 25 年度(2013 年度)における エネルギー需給実績(確報), 2015.
- [13] 経済産業省, 平成 21 年度エネルギーに関する年次報告, 2010.
- [14] 熊崎実, 木質バイオマス発電への期待, 全国林業改良普及協会 2000.
- [15] 梶山恵司, 欧州との比較による日本の林業機械と作業システムの課題, 2008.
- [16] 平田悟史, バイオマス発電の技術動向と事業性評価, シーエムシー出版 2014.
- [17] 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング, 持続可能なバイオマス発電のあり方に係る調査報告書, (2016).
- [18] 林野庁企画課, 平成 27 年木材需給表(林野庁)(平成 29 年 1 月), 2017.
- [19] Takuyuki Yoshioka, Satoshi Hirata, Yukihiko Matsumura, Kinya Sakanishi, Woody biomass resources and conversion in Japan: The current situation and projections to 2010 and 2050, Biomass and Bioenergy 29(5) (2005) 336-346.
- [20] 井内正直, バイオマス資源の収集・運搬および利用の現状と課題, 電力中央研究所報告, 電力中央研究所, 2005.
- [21] Takuyuki Yoshioka, Kazuhiro Aruga, Hideo Sakai, Hiroshi Kobayashi, Toshio Nitami, Cost, Energy and Carbon Dioxide (CO₂) Effectiveness of a Harvesting and Transporting System for Residual Forest Biomass, Journal of Forest Research 7 (2002) 157-163.
- [22] 森林総合研究所, ここまでやれる再生林の低コスト化, 森林総合研究所, 2016.
- [23] 黒瀬勝雄, 伐採収入及び生産コスト予測システムの開発, 岡山県林業試験場報告, 2007.

- [24] 仁多見俊夫, 飯澤宇雄, 阿部智, 森林木質バイオマスの収集システムとコストデザイン, 森林利用学会誌 23(4) (2009) 243-246.
- [25] 太田徹志, 高比良聡, 中間康介, 吉田茂次郎, 溝上展也, 伐採収益と植栽経費の観点からみた低密度植栽の有効性, 日本森林学会誌 95 (2013) 126-133.
- [26] 大川畑修, スギ, ヒノキの育林所要人工数, 育林費の算定例, 森林利用学会誌 18(3) (2003) 195-200.
- [27] 中澤昌彦, 吉田智佳史, 陣川雅樹, 山田容三, 土屋麻子, 岩岡正博, 用材搬出コストの試算と間伐作業システムの最適化, 森林利用学会誌 21(②) (2006) 133-140.
- [28] 八坂通泰, 山田健四, 大野泰之, 中川昌彦, カラマツ人工林の間伐コスト削減における強度間伐の有効性, 日林北支論 57 (2009) 89-91.
- [29] 福地晋輔, 吉田茂二郎, 溝上展也, 村上拓彦, 加治佐剛, 太田徹志, 長島啓子, 低コスト林業に向けた植栽密度の検討 オビスギ植栽密度試験地の結果から, 日本森林学会誌 93 (2011) 303-308.
- [30] 平林慧遠, 澤口勇雄, 高橋健保, 麻生臣太郎, 立川史郎, 佐々木一也, 菊地智久, 作業路の作設能率とコストに影響を与える要因, 岩手大学農学部演習林報告, 2009, pp. 161-171.
- [31] 北原文章, 渡辺直史, 光田靖, 山川博美, 酒井敦, 垂水亜紀, スギ植栽木の成長と下刈り対象木の競合状態との関係, 森林応用研究 22(1) (2013) 1-6.
- [32] 澤口勇雄, 佐々木貴博, 立川史郎, 高橋健保, 菊地智久, 佐々木一也, 超高密度路網を基盤とする車両系伐出システムによる間伐の労働生産性とコスト, 岩手大学農学部演習林報告, 2009, pp. 119-135.
- [33] 山田隆信, 山口県における森林バイオマス低コスト燃焼化システムの取り組み—人口残渣、竹材の低コスト搬出, 機械化林業 8 (2004) 5-10.
- [34] 西山嘉寛, 岡山県における木質バイオマス資源の有効利用に向けた低コスト作業システムの研究, 岡森研研報, 2011, pp. 99-118.
- [35] 海邊健二, 大友順一郎, 湯本道明, 山田興一, 木材チップの製造プロセス評価～製造コスト、エネルギー収支及び二酸化炭素排出量の評価～, 森林バイオマス利用学会誌 9(2) (2014) 49-56.
- [36] 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 低炭素社会づくりのための総合戦略とシナリオ, 2012.
- [37] 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 木質バイオマス燃料のコスト低減—林業素材生産コストの機械化推進による低減効果—, イノベーション政策立案のための提案書, 2016.
- [38] 辻井辰雄, 機械化のマネジメント, 全国林業普及協会 2012.
- [39] 林野庁, 平成 22 年度森林及び林業の動向—平成 23 年度森林及び林業施策, 2011.
- [40] 林野庁, 2012 年次素材生産費等調査報告書, 2012.
- [41] 岸修司, ドイツ林業と日本の森林, 2013.
- [42] U.スンドベリ, C.R.スヴァーサイズ, 森林生産のオペレーショナル・エフィシエンシー, 海青

社 1996.

[43] 日本林業調査会, 諸外国の森林・林業 持続的な森林管理に向けた世界の取り組み, 日本林業調査会 1999.

[44] 岩手県農林水産部森林整備課, 岩手県低コスト再造林事例集, 2014.

[45] 北海道水産林務部林務局森林整備課, 平成 28 年度造林事業標準単価(北海道), (2016).

[46] 高知大学農学部, 斜面傾斜分布. <<http://www.fe.fs.kochi-u.ac.jp/dem/slope/>>, (accessed March.15.2017).

[47] 梶山恵司, 21 世紀日本の森林林業をどう構築するか, 富士通総研経済研究所研究レポート 182 (2004).

[48] 森林総合監理士基本テキスト作成委員会, 森林総合監理士基本テキスト, 全国林業改良普及協会 2014.

[49] 林野庁, 平成 24 年度森林及び林業の動向 平成 25 年度森林及び林業施策, 2013.

[50] 岩崎誠、坂志朗、藤間剛、林隆久、松村順司、村田功二, 早生樹 産業植林とその利用, 海青社 2012.

[51] 産業技術総合研究所, 株式会社テクノリサーチ研究所, バイオマス資源の活用とバイオマスマテリアルの開発状況に関する実態調査報告書, 2010.

[52] 株式会社エックス都市研究所, バイオマス資源利用可能性調査(関東地域調査事業) 報告書 山武市ヤナギ利用可能性調査報告書, 2011.

[53] 株式会社エックス都市研究所, バイオマス資源利用可能性調査(関東地域調査事業) 報告書 上尾市ヤナギ利用可能性調査報告書, 2011.

[54] 鈴木保志, Ahmad Hidayat Setiawan, 後藤純一, 人工林の高齢級化に伴う伐出システムの観点からみた路網整備の方向性と課題, 日本森林学会誌 97 (2015) 191-202.

[55] Takuyuki Yoshioka, Masahiro Iwaoka, Hideo Sakai, Hiroshi Kobayashi, Feasibility of a harvesting system for logging residues as unutilized forest biomass, Journal of Forest Research 5 (2000) 59-65.

[56] 小池浩一郎, 木質バイオマスエネルギーによる地球環境と地域経済への貢献, 森林科学 33 (2001) 44-50.

[57] 農林水産省, バイオマス活用推進基本計画, 2010.

[58] 本多淳裕, バイオマスエネルギー 生物系資源・廃棄物の有効利用, 財団法人省エネルギーセンター1986.

[59] 井筒耕平, 高野雅夫, 高橋冬樹, 西村信哉, 山間地域における熱エネルギー自給のための木質ペレット燃料供給モデルの構築-豊根村を事例として, 森林利用学会誌 19(4) (2005) 275-278.

[60] 高梨啓和, 大林慶一, 佐瀨輝洋, 寺岡行雄, 甲斐敬美, 筒井俊雄, 中島常憲, 大木章, 木質ペレットの製造に関する原単位および推算式の検討, 環境科学会誌 22(4) (2009) 241-246.

[61] 山田敦, 北海道産木質バイオマスを原料としたペレット燃料の燃料特性, 林産試験場報 20(2) (2006) 24-28.

[62] 古俣寛隆, 折橋健, 石川佳生, 一重喬一郎, 服部順昭, 北海道産木質ペレットのライフサイ

- クルアセスメントによる環境影響評価, 木材学会誌 56(3) (2010) 139-148.
- [63] 土屋陽子, 唐沢邦彦, 佐藤寿樹, 辻宣行, 未利用材を利用した日本における木質ペレット製造のエネルギー収支分析, 木材学会誌 56(6) (2010) 427-436.
- [64] 高梨啓和, 大林慶一, 寺岡行雄, 甲斐敬美, 近藤弘章, 中島常憲, 大木章, 森林情報を用いた木質ペレット販売原価の試算, 環境科学会誌 24(3) (2011) 189-197.
- [65] 高梨啓和, 大林慶一, 寺岡行雄, 甲斐敬美, 近藤弘章, 中島常憲, 大木章, 森林情報を用いた木質ペレット販売原価算出方法の検討, 環境科学会誌 24(3) (2011) 180-188.
- [66] 本間隆之, 古市徹, 石井一英, 林地残材熱利用システムの事業規模の検討-足寄町を対象とした熱需要構造調査に基づく考察-, 土木学会論文集 G(環境) 67(6) (2011) 415-426.
- [67] 一重喬一郎, 服部順昭, 製材残材のエネルギー利用における温室効果ガス排出量の評価, 日本木材学会誌 57 (2) (2011) 63-71.
- [68] 酒井明香, 渡辺一郎, 林地残材のエネルギー利用に向けた収集・チップ化システムの検討 (2)-アカエゾマツ初回間伐の事例, 日本森林学会北海道支部論文集 57 (2009) 203-205.
- [69] 酒井明香, 渡辺一郎, 木幡靖夫, 林地残材のエネルギー利用に向けた収集・チップ化システムの検討-むかわ町穂別での事例, 日本森林学会北海道支部論文集 56 (2008) 125-127.
- [70] 森口敬太, 鈴木保志, 後藤純一, 稲月秀昭, 山口達也, 白石祐治, 小原忠, 林地残材を木質バイオマス燃料として利用する場合のチップ化と運搬コスト, 日本木材学会誌 86(2) (2004) 121-128.
- [71] 本藤祐樹, 西村一彦, 内山洋司, 産業連関分析による財・サービス生産時のエネルギー消費量と CO₂ 排出量, 電力中央研究所報告, 1996, pp. 1-55.
- [72] 環境省地球環境局, 地球温暖化対策地域推進計画策定ガイドライン(第3版) 参考資料, 2007.
- [73] 林業試験場, 木材工業便覧, 社団法人日本木材加工技術協会 1951.
- [74] 経済産業省資源エネルギー庁, 石油製品価格調査. <www.enecho.meti.go.jp/statistics/petroleum_and_lpgas/pl007/results.html#headline1>, 2014).
- [75] Göran Forsberg, Biomass energy transport - Analysis of bioenergy transport chains using life cycle inventory method, Biomass and Bioenergy 19(1) (2000) 17-30.
- [76] 全国木材チップ工業連合会, 月別木材チップ市況. <<http://zmchip.com/chippricemokuji.html>>, (accessed 1月10日.2018年).
- [77] 全国木材チップ工業連合会, 木材チップの含水率. <<http://zmchip.com/houkoku232.pdf>>, (accessed 1月10日.2018).
- [78] 青森県商工労働部新産業創造課, 木質バイオマス燃料ビジネスモデル形成事業木質ペレット委託調査報告書, 2009.
- [79] 株式会社森のエネルギー研究所, 平成22年度 林野庁補助事業 木質バイオマス利用加速化事業 木質ペレット等地域流通整備事業 成果報告, 2011.
- [80] 公益財団法人東京都農林水産振興財団, 木質バイオマスエネルギー事業化調査報告書, 2001.
- [81] 北海道経済部資源エネルギー課, バイオマス燃料等実用化検討会議 新燃料の現状と課題,

2005.

[82] 株式会社 NERC, 木質ペレット燃料の地産地消型広域連携大量流通ネットワークの構築, 2011.

[83] Anahita Moharamian, Saeed Soltani, Marc A. Rosen, S.M.S. Mahmoudi, Tatiana Morosuk, A comparative thermoeconomic evaluation of three biomass and biomass-natural gas fired combined cycles using organic Rankine cycles, *Journal of Cleaner Production* 161 (2017) 524-544.

[84] THOMAS F. McGOWAN, BIOMASS and ALTERNATE FUEL SYSTEMS, A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION2009.

[85] Chinnappan Baskar, Shikha Baskar, Ranjit S. Dhillon, *Biomass Conversion* Springer2012.

[86] Alberto Ansuategi, Juan Delgado, Ibon Galarraga, *Green Energy and Efficiency*, Springer2015.

[87] Veronika Dornburg, A.e.P.C. Faaij, Efficiency and economy of wood-fired biomass energy systems in relation to scale regarding heat and power generation using combustion and gasification technologies, *Biomass and Bioenergy* 21 (2001) 91-108.

[88] Hassan Athari, Saeed Soltani, Marc A. Rosen, Seyed Mohammad Seyed Mahmoudi, Tatiana Morosuk, Gas turbine steam injection and combined power cycles using fog inlet cooling and biomass fuel: A thermodynamic assessment, *Renewable Energy* 92 (2016) 95-103.

[89] Changchun Li, Craig Gillum, Kevin Toupin, Burl Donaldson, Biomass boiler energy conversion system analysis with the aid of exergy-based methods, *Energy Conversion and Management* 103 (2015) 665-673.

[90] Nobusuke Kobayashi, L.-S. Fan, Biomass direct chemical looping process: A perspective, *Biomass and Bioenergy* 35(3) (2011) 1252-1262.

[91] Fanxing Li, Liang Zeng, Liang-Shih Fan, Biomass direct chemical looping process: Process simulation, *Fuel* 89(12) (2010) 3773-3784.

[92] B. Hebenstreit, R. Schnetzinger, R. Ohnmacht, E. Höftberger, J. Lundgren, W. Haslinger, A. Toffolo, Techno-economic study of a heat pump enhanced flue gas heat recovery for biomass boilers, *Biomass and Bioenergy* 71 (2014) 12-22.

[93] A. Baral, Trees for carbon sequestration or fossil fuel substitution: the issue of cost vs. carbon benefit, *Biomass and Bioenergy* 27(1) (2004) 41-55.

[94] 新エネルギー・産業技術総合開発機構, エネルギー総合工学研究所, バイオマスエネルギー実証試験事業に関するフォローアップの検討, 2014.

[95] 日本機械工業連合会, 平成 19 年度バイオ由来エネルギーの動向に関する調査研究報告書, 2008.

[96] 木質バイオマス発電等検討会, 木質バイオマス発電等検討会報告書, 2014.

[97] Kevin R. Craig, Margaret K. Mann, Cost and Performance Analysis of Biomass-Based Integrated Gasification Combined-Cycle (BIGCC) Power Systems, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 1996.

- [98] Amin M. Elsafi, Exergy and exergoeconomic analysis of sustainable direct steam generation solar power plants, *Energy Conversion and Management* 103 (2015) 338-347.
- [99] A.C. Caputo, M. Palumbo, P.M. Pelagagge, F. Scacchia, Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables, *Biomass and Bioenergy* 28(1) (2005) 35-51.
- [100] Kana Kamimura, Hirofumi Kuboyama, Koichi Yamamoto, Wood biomass supply costs and potential for biomass energy plants in Japan, *Biomass and Bioenergy* 36 (2012) 107-115.
- [101] 石田康, 坂内正明, 宮崎隆彦, 中沢真一, 横山隆一, バイオマス利用エネルギー供給システムの経済性・環境性評価, *日本エネルギー学会誌* 90 (2011) 547-553.
- [102] 八木賢治郎, 中田俊彦, 資源分布と技術特性を考慮した森林バイオマス小規模ガス化システムの経済性評価, *日本エネルギー学会誌* 86 (2007) 109-118.
- [103] 伊藤吉紀, 中田俊彦, 規模の効果と需給均衡を考慮した木質系バイオマスエネルギーシステムの試設計, *日本エネルギー学会誌* 86 (2007) 718-729.
- [104] U.S.D.o.E. NETL, Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal, (2000).
- [105] Francesco Cherubini, Neil D. Bird, Annette Cowie, Gerfried Jungmeier, Bernhard Schlamadinger, Susanne Woess-Gallasch, Energy and greenhouse gas-based LCA of biofuel and bioenergy systems: Key issues, ranges and recommendations, *Resources, Conservation and Recycling* 53(8) (2009) 434-447.
- [106] Martin C. Heller, Gregory A. Keoleian, Margaret K. Mann, Timothy A. Volk, Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass, *Renewable Energy* 29(7) (2004) 1023-1042.
- [107] Francesco Fantozzi, Cinzia Buratti, Life cycle assessment of biomass chains: Wood pellet from short rotation coppice using data measured on a real plant, *Biomass and Bioenergy* 34(12) (2010) 1796-1804.
- [108] Tasneem Abbasi, S. A. Abbasi, Biomass energy and the environmental impacts associated with its production and utilization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(3) (2010) 919-937.
- [109] G. Skodras, P. Grammelis, E. Kakaras, G.P. Sakellariopoulos, Evaluation of the environmental impact of waste wood co-utilisation for energy production, *Energy* 29(12-15) (2004) 2181-2193.
- [110] 株式会社森のエネルギー研究所, 木質バイオマス LCA 評価事業報告書, 2012.
- [111] Yaning Zhang, Bingxi Li, Hongtao Li, Bo Zhang, Exergy analysis of biomass utilization via steam gasification and partial oxidation, *Thermochimica Acta* 538 (2012) 21-28.
- [112] Goran Vuckovic, Mica Vukic, Mirko Stojiljkovic, Dragan Vuckovic, Avoidable and unavoidable exergy destruction and exergoeconomic evaluation of the thermal processes in a real industrial plant, *Thermal Science* 16(suppl. 2) (2012) 433-446.
- [113] S. C. Kaushik, V. Siva Reddy, S. K. Tyagi, Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(4) (2011) 1857-1872.
- [114] Aysegul Abusoglu, Mehmet Kanoglu, Exergoeconomic analysis and optimization of combined heat and power production: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(9) (2009) 2295-2308.

- [115] Fahad A. Al-Sulaiman, Ibrahim Dincer, Feridun Hamdullahpur, Energy and exergy analyses of a biomass trigeneration system using an organic Rankine cycle, *Energy* 45(1) (2012) 975-985.
- [116] Rade Karamarkovic, Vladan Karamarkovic, Energy and exergy analysis of biomass gasification at different temperatures, *Energy* 35(2) (2010) 537-549.
- [117] Mehdi Hosseini, Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen, Steam and air fed biomass gasification: Comparisons based on energy and exergy, *International Journal of Hydrogen Energy* 37(21) (2012) 16446-16452.
- [118] A. Demirbas, Combustion characteristics of different biomass fuels, *Progress in Energy and Combustion Science* 30(2) (2004) 219-230.
- [119] Krzysztof J. Ptasinski, Mark J. Prins, Anke Pierik, Exergetic evaluation of biomass gasification, *Energy* 32(4) (2007) 568-574.
- [120] Mohammad Asadullah, Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014) 201-215.
- [121] Mohammad Asadullah, Biomass gasification gas cleaning for downstream applications: A comparative critical review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40 (2014) 118-132.
- [122] Jun Han, Heejoon Kim, The reduction and control technology of tar during biomass gasification/pyrolysis: An overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(2) (2008) 397-416.
- [123] Chunshan Li, Kenzi Suzuki, Tar property, analysis, reforming mechanism and model for biomass gasification—An overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(3) (2009) 594-604.
- [124] Mehmet Kanoglu, Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen, Understanding energy and exergy efficiencies for improved energy management in power plants, *Energy Policy* 35(7) (2007) 3967-3978.
- [125] Portugal-Pereira, K. Joana, S. Alexandre C., L. Rafael, André F. P., A. Szklo, R. Schaeffer, Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story, *Energy* 115(Part2,) (2016) 1424-1435.
- [126] Shu Zhang, Yao Song, Yun Cai Song, Qun Yi, Li Dong, Ting Ting Li, Lei Zhang, Jie Feng, Wen Ying Li, Chun-Zhu Li, An advanced biomass gasification technology with integrated catalytic hot gas cleaning. Part III: Effects of inorganic species in char on the reforming of tars from wood and agricultural wastes, *Fuel* 183 (2016) 177-184.
- [127] E. Balu, J. N. Chung, System characteristics and performance evaluation of a trailer-scale downdraft gasifier with different feedstock, *Bioresour Technol* 108 (2012) 264-73.
- [128] C. Bramsiepe, S. Sievers, T. Seifert, G. D. Stefanidis, D. G. Vlachos, H. Schnitzer, B. Muster, C. Brunner, J. P. M. Sanders, M. E. Bruins, G. Schembecker, Low-cost small scale processing technologies for production applications in various environments—Mass produced factories, *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification* 51 (2012) 32-52.
- [129] Jin Woo Kook, Hee Mang Choi, Bo Hwa Kim, Ho Won Ra, Sang Jun Yoon, Tae Young Muna, Jae Ho Kim, Yong Ku Kim, Jae Goo Lee, Myung Won Seo, Gasification and tar removal characteristics of rice

- husk in a bubbling fluidized bed reactor, *Fuel* 181 (2016) 942-950.
- [130] Clara Serrano, Henar Portero, Esperanza Monedero, Pine chips combustion in a 50kW domestic biomass boiler, *Fuel* 111 (2013) 564-573.
- [131] Debyani Ghosha, Ambuj D Sagara, V.V.N.Kishore, Scaling up biomass gasifier use- an application-specific approach, *Energy Policy* 34(13) (2006) 1566-1582.
- [132] Lopamudra Devi, Krzysztof J Ptasiński, Frans J.J.G.Janssen, A review of the primary measures for tar elimination in biomass gasification processes, *Biomass and Bioenergy* 24 (2003) 125-140.
- [133] S. Santhanam, C. Schilt, B. Turker, T. Woudstra, P. V. Aravind, Thermodynamic modeling and evaluation of high efficiency heat pipe integrated biomass Gasifier–Solid Oxide Fuel Cells–Gas Turbine systems, *Energy* 109 (2016) 751-764.
- [134] A. Saravanakumar, T. M. Haridasan, B. Thomas Reed, R. Kasturi Bai, Experimental investigation and modelling study of long stick wood gasification in a top lit updraft fixed bed gasifier, *Fuel* 86(17-18) (2007) 2846-2856.
- [135] Emanuela Peduzzi, Guillaume Boissonnet, François Maréchal, Biomass modelling: Estimating thermodynamic properties from the elemental composition, *Fuel* 181 (2016) 207-217.
- [136] 浅田龍造, 海邊健二, 大友順一郎, 山田興一, 木質バイオマスの生産コスト構造とその低減策, *日本森林学会誌* 99(5) (2017) 187-194.
- [137] Hongguang Jin, Masaru Ishida, A new type of coal gas fueled chemical-looping combustion, *Fuel* 83(17-18) (2004) 2411-2417.
- [138] 東北電力, 託送供給等約款 料金一覧他 . <https://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/setsuzoku/pdf/8-1_006.pdf>, 2016 (accessed Feb. 5.2018).
- [139] 経済産業省, 技術戦略マップ 2010, 2010.
- [140] エネルギー総合工学研究所, 新エネルギーの展望 バイオマスエネルギー, 2005.
- [141] Yue Cao, Jingqi Ren, Yiqian Sang, Yiping Dai, Thermodynamic analysis and optimization of a gas turbine and cascade CO₂ combined cycle, *Energy Conversion and Management* 144 (2017) 193-204.
- [142] S. Barsali, A. De Marco, R. Giglioli, G. Ludovici, A. Possenti, Dynamic modelling of biomass power plant using micro gas turbine, *Renewable Energy* 80 (2015) 806-818.
- [143] Mithilesh Kumar Sahu, Sanjay, Thermo-economic investigation of power utilities: Intercooled recuperated gas turbine cycle featuring cooled turbine blades, *Energy* 138 (2017) 490-499.
- [144] Usman Alia, Carolina Font-Palmab, Muhammad Akrama, Elvis O. Agbonghaec, Derek B. Inghama, Mohamed Pourkashaniana, Comparative potential of natural gas, coal and biomass fired power plant with post - combustion CO₂ capture and compression, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 63 (2017) 184-193.
- [145] Hassan Athari, Saeed Soltani, A. Bolükbası, Marc A. Rosen, Tatiana Morosuk, Comparative exergoeconomic analyses of the integration of biomass gasification and a gas turbine power plant with and without fogging inlet cooling, *Renewable Energy* 76 (2015) 394-400.

- [146] Sandro B. Ferreira, Pericles Pilidis, Comparison of Externally Fired and Internal Combustion Gas Turbines Using Biomass Fuel, *Journal of Energy Resources Technology* 123(4) (2001) 291.
- [147] Yan Cao, Yang Wang, John T. Riley, Wei-Ping Pan, A novel biomass air gasification process for producing tar-free higher heating value fuel gas, *Fuel Processing Technology* 87(4) (2006) 343-353.
- [148] Reinhard Leithner, *Mehrstufige Dampferberhitzung*, ECO ENERGY, 2008.
- [149] 森田匡俊, 鈴木克哉, 奥貫圭一, 日本の主要都市における直線距離と道路距離との比に関する実証的研究, *GIS—理論と応用* 22(1) (2014) 1-7.
- [150] 農林水産省, 小規模な木質バイオマス発電の推進について①, 調達価格等算定委員会, 2015.
- [151] 農林水産省, 小規模な木質バイオマス発電の推進について②, 調達価格等算定委員会, 2015.
- [152] 斎藤義己, *化学装置コストハンドブック*, 2000.
- [153] 柳田高志, 吉田貴紘, 久保山裕史, 陣川雅樹, 再生可能エネルギー固定価格買取制度を利用した木質バイオマス発電事業における原料調達価格と損益, *日本エネルギー学会誌* 94 (2015) 311-320.
- [154] 多喜真之, FIT 導入に伴う国内バイオマス発電設備の開発動向と石炭火力混焼発電への影響調査, *電力中央研究所報告*, 2014.
- [155] 日本工業標準調査会, JISB8265 圧力容器の構造.
- [156] 平田宏一, *わかりやすい力学と機械強度設計法*.
- [157] 農林水産省近畿農政局, 平成 27 年度 資材等価格表 (4 月期) (施設機械), (2015).
- [158] Alberto Abad, Pilar Gayán, Luis F. de Diego, Francisco García-Labiano, Juan Adánez, Fuel reactor modelling in chemical-looping combustion of coal: 1. model formulation, *Chemical Engineering Science* 87 (2013) 277-293.
- [159] 経済産業省大臣官房調査統計グループ, 平成 28 年経済産業省生産動態統計年報 化学工業統計編, 経済産業省 2016.
- [160] 日本エネルギー経済研究所, *エネルギー・経済データの読み方入門*, 2011.
- [161] WORLD BANK GROUP, *State and Trends of Carbon Pricing 2017*, 2016.
- [162] 環境省地球環境局, *諸外国における排出量取引の実施・検討状況* 2016.
- [163] Carl Linderholm, Anders Lyngfelt, Ana Cuadrat, Erik Jerndal, Chemical-looping combustion of solid fuels – Operation in a 10kW unit with two fuels, above-bed and in-bed fuel feed and two oxygen carriers, manganese ore and ilmenite, *Fuel* 102 (2012) 808-822.
- [164] 越智敏明, 老固潔一, 吉本隆光, *熱機関工学*, コロナ社 2009.
- [165] M. Rodrigues, Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale, *Energy* 28(12) (2003) 1229-1258.
- [166] O. Authier, Yann Le Moullec, Coal Chemical-Looping Combustion for Electricity Generation: Investigation for a 250 MWe Power Plant, *Energy Procedia* 37 (2013) 588-597.

- [167] Juan Adanez, Alberto Abad, Francisco Garcia-Labiano, Pilar Gayan, Luis F.de Diego, Progress in Chemicals-looping combustión and reforming technologies, Progress in Energy and Combustion Science 38(2) (2012) 215-282.
- [168] Jean-Xavier Morin, Corinne Béal, S. Suraniti, 455 MWe CLC boiler / plant feasibility report and recommendations for the next step, Morin et al. Public summary report of ENCAP.
- [169] N. R. McGlashan, Chemical-looping combustion — a thermodynamic study, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: Journal of Mechanical Engineering Science 222(6) (2008) 1005-1019.
- [170] J.P.E.Cleeton, C.D.Bohn, C.R.Müller, J.S.Dennis, S.A.Scott, Clean hydrogen production and electricity from coal via chemical looping, HYDROGEN ENERGY 34(1) (2009) 1-12.
- [171] Wenguo, Yingying, Hydrogen and Electricity from Coal with Carbon Dioxide Separation Using Chemical Looping Reactors, Energy Fuels 21(4) (2007) 2272–2277.
- [172] Fanxing Li, Liang-Shih Fan, Clean coal conversion processes – progress and challenges, Energy & Environmental Science 1(2) (2008) 248.
- [173] Anders Lyngfelt, Bo Leckner, A 1000MWth boiler for chemical-looping combustion of solid fuels – Discussion of design and costs, Applied Energy 157 (2015) 475-487.
- [174] Nicolas Berguerand, Anders Lyngfelt, The use of petroleum coke as fuel in a 10kWth chemical-looping combustor, International Journal of Greenhouse Gas Control 2(2) (2008) 169-179.
- [175] Nicolas Berguerand, Anders Lyngfelt, Design and operation of a 10kWth chemical-looping combustor for solid fuels – Testing with South African coal, Fuel 87(12) (2008) 2713-2726.
- [176] Huijun Ge, Wanjun Guo, Laihong Shen, Tao Song, Jun Xiao, Biomass gasification using chemical looping in a 25 kW th reactor with natural hematite as oxygen carrier, Chemical Engineering Journal 286 (2016) 174-183.
- [177] Laihong Shen, Jiahua Wu, Jun Xiao, Qilei Song, R. Xiao, Chemical-Looping Combustion of Biomass in a 10 kWth Reactor with Iron Oxide As an Oxygen Carrier, Energy Fuels 23(5) (2009) 2498–2505.
- [178] Pontus Markström, Carl Linderholm, Anders Lyngfelt, Chemical-looping combustion of solid fuels – Design and operation of a 100kW unit with bituminous coal, International Journal of Greenhouse Gas Control 15 (2013) 150-162.
- [179] Alberto Abad, Juan Adánez, Pilar Gayán, Luis F. de Diego, Francisco García-Labiano, Gerald Sprachmann, Conceptual design of a 100MWth CLC unit for solid fuel combustion, Applied Energy 157 (2015) 462-474.
- [180] A. Cuadrat, A. Abad, F. García-Labiano, P. Gayán, L.F. de Diego, J. Adánez, The use of ilmenite as oxygen-carrier in a 500Wth Chemical-Looping Coal Combustion unit, International Journal of Greenhouse Gas Control 5(6) (2011) 1630-1642.
- [181] Yan Cao, Bianca Casenas, W.-P. Pan, Investigation of chemical looping combustion by solid fuels. 2. Redox reaction kinetics and product characterization with coal, biomass, and solid waste as solid fuels and

CuO as an oxygen carrier, *Energy & Fuels* 20 (2006) 1845-1854.

[182] Liangshih Fan, Fanxing Li, Shwetha Ramkumar, Utilization of chemical looping strategy in coal gasification processes, *Particuology* 6(3) (2008) 131-142.

[183] N.V.Gnanapragasam, B.V.Reddy, M.A.Rosen, Hydrogen production from coal using coal direct chemical looping and syngas chemical looping combustion systems: Assessment of system operation and resource requirements, *HYDROGEN ENERGY* 34(6) (2009) 2606-2615.

[184] Daizo Kunii, O. Levenspiel, *Fluidization Engineering*, 1991.

[185] F. Johnsson, S. Andersson, B. Leckner, Expansion of a freely bubbling fluidized bed, *Powder Technology* 68(2) (1991) 117-123.

[186] Alberto Abad, JuanAdáñez, Ana Cuadrat, Francisco Garcí'a-Labiano, Pilar Gaya'n, Luis F. de Diego, Kinetics of redox reactions of ilmenite for chemical-looping combustion, *Chemical Engineering Science* 66(4) (2011) 689-702.

業績リスト

1. 学術論文(査読付)

- 海邊健二, 大友順一郎, 湯本道明, 山田興一, “木材チップの製造プロセス評価～製造コスト、エネルギー収支及び二酸化炭素排出量の評価～”, 森林バイオマス利用学会誌, 9(2), 49-56, 2014
- 浅田龍造, 海邊健二, 大友順一郎, 山田興一, “木質バイオマスの生産コスト構造とその低減策”, 日本森林学会誌, 99(5), 187-194, 2017
- 海邊健二, Martin Keller, 井上雅文, 山田興一, 大友順一郎, “木質バイオマスのエネルギー利用拡大に向けた技術評価～コストモデルの構築と技術シナリオの策定～”日本エネルギー学会誌 (in print)

2. 国際学会(ポスター発表)

- Kenji KAIBE, Junichiro OTOMO, Hiroyuki HATANO, “Technological, Economic, and Environmental Assessment of Chemical Looping System with Woody Biomass”, the 4th International Conference on Chemical Looping, 2016, Nanjing China

3. 国内学会(口頭発表)

- 海邊健二, 湯本道明, 大友順一郎, 山田興一, “木材チップ製造工程のコストおよび環境影響評価”, 日本木材学会北海道支部 平成 26 年度(第 46 回)研究発表会, O-7, 2014
- 海邊健二, 大友順一郎, 井上雅文, 山田興一, “木質バイオマスのエネルギー利用プロセスの構築と地産地消モデルの提案”, 第 66 回日本木材学会大会, Q29-07-1015, 2016
- 海邊 健二, 幡野 博之, 井上 雅文, 山田 興一, 大友 順一郎, “木質バイオマスを燃料とするバイオマス発電の技術革新及び経済性評価”, 化学工学会第 82 年会, D315, 2017

4. 受賞

- 森林バイオマス利用学会 2015 年度論文賞
海邊健二, 大友順一郎, 湯本道明, 山田興一, “木材チップの製造プロセス評価～製造コスト、エネルギー収支及び二酸化炭素排出量の評価～”, 森林バイオマス利用学会誌, 9(2), 49-56, 2014

5. その他

- 海邊 健二, 大友 順一郎, 低炭素社会の実現に向けた 技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく イノベーション政策立案のための提案書技術開発編, “林業の活性化

を通じた地域における 低炭素社会の実現 ―木材チップなどの製造コスト検討―, 国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター, LCS-FY2014-PP-09, 2015

- JST 平成 26 年度 LCS シンポジウム「低炭素技術をどう社会につなげてゆくか」ポスター発表 低炭素社会実現に向けた木質バイオマス利用システムの構築 (2) 木材チップの製造コスト及び環境影響評価

謝辞

本論文は、東京大学 大学院新領域創成科学研究科 環境システム学専攻 環境化学エネルギー工学分野 大友研究室において大友順一郎准教授のご指導のもとで行った研究をまとめたものです。本研究を行うにあたり、多くの方々にご助言、ご協力を頂きました。心より感謝致します。

主査である大友順一郎准教授には、博士研究の詳細なテーマ設定から論旨の立て方、学術論文の書き方など細部に至るまでご指導して頂きました。研究の遂行に当たっては、私の仕事の状況などを考慮して平日の夜遅くや土曜日などに、また場所も柏キャンパスだけでなく、本郷キャンパスや時には私の職場近くでディスカッションの時間を割いて下さるなど最大限の御配慮をして下さいました。私のこれまでのバックグラウンドとあまり関係が深くない研究テーマにも関わらず、ここまで纏めることができたのは大友順一郎准教授の熱心なご指導のお陰です。心より深く感謝いたします。

本専攻 環境リスク評価学分野の大島義人教授には、ゼミなどの機会を通じて、論理的説明が不明瞭な点や補足すべき内容を鋭く端的にご指摘頂きました。研究の論理構成や説明の仕方を見直す上で多くの気づきを何度も得ることができました。深く感謝致します。

本論文の審査にあたり、副査である本専攻 環境システム情報学分野の吉田好邦教授、環境社会システム学分野の井原智彦准教授には、中間審査や予備審査、本審査などの機会を通じて、本研究の不十分な点を的確にご指摘頂き、また本研究の特徴について多様な観点からご助言を頂きました。感謝申し上げます。

国立研究開発法人 科学技術振興機構 低炭素社会戦略センターの山田興一副センター長には、大学院入学前の進路相談に乗って頂き、また大学院入学試験対策の指導や、入学後も論文投稿などの折に触れて厳しく、また心暖かく親身にご指導を頂きました。山田興一副センター長のご指導のお陰で、本学本専攻に進学することができ、そして本研究テーマで研究する機会に巡り合うことができました。長期間に渡り、ご指導を頂き、本当にありがとうございました。心より厚く御礼申し上げます。

国立研究開発法人 科学技術振興機構 低炭素社会戦略センターの浅田龍造特任研究員には、本研究の大前提となる日本の木質バイオマス賦存量や林業の施業体系をはじめとした我が国の森林の状況について、林業の先進的な取り組みを行っている北欧の事例と比較をしながら、丁寧に教えて頂きました。浅田龍造特任研究員からご指導頂き、本研究が日本のエネルギーを取り巻く環境に与える影響を定量的に提示することができました。心より深く御礼申し上げます。

本学 アジア生物資源環境研究センターの井上雅文教授には、林業の現状や木質バイオマスの利用状況について初歩からご指導頂きました。また現地調査に実施するにあたりご同行やご紹介を頂きました。井上研究室にも温かく迎え入れて頂き、私の研究テーマと近い研究をされている研究員の方や学生さんと議論を交わす機会を何度も頂きました。井上雅

文教授から示唆に富むご助言を頂き、本研究においてバイオマスの特性をより詳細に組み入れた現実性のあるプロセスモデルを設計することができました。多大なる感謝を致します。

中央大学 理工学部の幡野博之教授には、流動層の基礎から応用までの設計論についてご指導を頂きました。また研究会への参加をお許し頂き、木質バイオマス発電所などへの実地調査の機会を頂きました。厚く御礼申し上げます。

東北大学 金属材料研究所の湯本道明特任教授には、私が文部科学省に出向し一緒に仕事をさせて頂いていた時から進学をはじめ公私に渡り、様々な相談にのって頂きました。また湯本道明特任教授が低炭素社会戦略センターに御在籍の際には、木質バイオマスに関するデータ取得方法やデータ処理などの実際の計算について丁寧にご指導を頂きました。心から御礼申し上げます。

国立研究開発法人 科学技術振興機構 低炭素社会戦略センターのフェロー・研究員の皆様には、計算方法や執筆論文について多様な観点からコメントや情報提供などを頂き、様々な場面でご支援を頂きました。ここに深く御礼申し上げます。

職場の皆様には、長期に渡り、業務と学業の両立を暖かく見守って下さいました。調査や論文作成などで会社を留守にする機会があり、大変ご迷惑をおかけしました。今後はそれを取り戻すべく業務に邁進したいと思います。

大友研究室の高坂文彦特任助教、Martin Keller 博士研究員には、研究の様々な段階で具体的な研究の進め方について相談にのって頂きました。計算方法の詳細についてご指導を頂き、時として私の計算結果の確認までして頂きました。間違いなどが分かりひやりとしたことが何度かありましたが、お陰様で研究の精度を上げることができました。最後の最後まで支えて頂き、本当にありがとうございました。

大友研究室・大島研究室の皆様には、研究室のゼミなどの機会を通じて、多くのコメントやアドバイスを下さいました。心より感謝いたします。振り返ってみると、大友研究室には入学前を含めて5年ほど在籍し、その時々と学生さんと一緒にご飯を食べに行ったり、飲みに行ったり、また柏の葉公園をジョギングしたり、時に遠出をしたりと非常に懇意にして下さいました。特に私が研究で行き詰まっていた時に皆さんから頂いたお心遣いに何度も救われました。また私の健康を気遣って、皆様から暖かい言葉をかけて下さったことも非常にうれしく思いました。本当にありがとうございました。社会人ドクターということで週末以外はなかなか研究室に行くことができず、皆様には研究で直接、貢献する機会は少なかったですが、それ以外の面で学生の皆さんに何かしらのことをお伝えすることができていれば幸いです。

現地調査を行うにあたり多くの方々にご協力を頂き、また快く調査を受け入れて下さいました。ここに御礼申し上げます。

その他、本研究を遂行するにあたり多くの方々を支えて頂き、ここまで来ることができました。心から感謝申し上げます。

最後に、本進学を迷っていた時に背中を押してくれ、週末のほとんどを研究に向かう姿を暖かく見守り、そして私の体を気遣いながら最後の最後まで親身に支えてくれた家族に心から感謝します。ありがとうございました。

本進学は、本務所属先である国立研究開発法人科学技術振興機構の国内長期留学制度により遂行させて頂きました。ご支援頂きましたことに厚く御礼申し上げます。感謝の気持ちを忘れずに今後は業務で恩返しをしていきたいと思えます。

2018年6月 海邊 健二