

論 文

## 福島県天栄村の風力発電事業における収支状況の調査と 風車のリプレースに関するシナリオ分析

福島大学共生システム理工学類 後藤 忍

### Survey on Income and Expenditure Status of Wind Power Generation and Scenario Analysis on Wind Turbine Replacement in the Case of Tenei Village, Fukushima Prefecture

GOTO Shinobu

#### 1. 背景と目的

##### 1-1 再生可能エネルギーの導入状況

近年、世界的に、再生可能エネルギーを導入する取り組みが行われている。「21世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク (REN21)」の報告書<sup>1</sup>によれば、2016年の再生可能エネルギーの新規導入量は161ギガワット (GW) で、これまでの新記録を達成し、世界全体の累積設備容量は2015年比で約9%増加した。2015年の世界の最終エネルギー消費量全体における再生可能エネルギー比率は19.3%であり、原子力の比率2.3%と比べても約8倍と多くなっている。

日本においても、2011年3月に起きた東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所（以下、福島第一原発）の事故以降、再生可能エネルギーの導入を進める取り組みが数多く行われている。2012年7月に施行された「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以下、FIT法）の影響もあり、2011年度で9%であった再生可能エネルギー電力の割合は、2016年度には15%にまで増加した<sup>2</sup>。特に、太陽光発電の設備が多く導入され、FIT法施行前の5年間（2007年～2011年度）に比べ、

FIT法施行後（2012年7月から2017年3月までの4年9カ月）の新規導入量は12.5倍となった<sup>3</sup>。一方、賦課金の負担増大や買取価格の低下に伴う導入量の鈍化などの課題も指摘されている。

日本の各地域における再生可能エネルギーの利用可能性（ポテンシャル）の推計も行われている。環境省は、2009年度と2010年度に、日本における太陽光発電（非住宅系）、風力発電、中小水力発電、地熱発電に関する賦存量および導入ポテンシャルを推計した。また、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の事業として、これまで自治体が策定してきた地域新エネルギービジョンや、福島第一原発事故後に自治体が策定した再生可能エネルギーの導入推進に関するビジョンや計画において、再生可能エネルギーの賦存量や供給ポテンシャル量の推計が行われている。再生可能エネルギーのポテンシャル量の推計方法に関する研究としては、地理情報システム（GIS）を用いて再生可能エネルギーのポテンシャル評価を行った分山・江原（2012）<sup>4</sup>、多面的な環境指標を用いて再生可能エネルギーミックスの地域別最適化や評価ツールの開発を行った堀・松井・町村（2014）<sup>5</sup>などがある。

福島第一原発事故が起きた福島県においても、再生可能エネルギーの導入は積極的に進められてい

る。福島県は、2012年に改定した「再生可能エネルギー推進ビジョン」において、2040年頃を目処に、福島県内のエネルギー需要量の100%以上に相当する量のエネルギーを再生可能エネルギーで生み出す県を目指すという目標を掲げた<sup>6</sup>。途中の年度である2020年度の目標は、同指標において40.2%となっている。2015年度の推計値は26.6%であり<sup>7</sup>、目標値との開きはあるものの、再生可能エネルギーの供給量は年々増加している。

日本の自治体における再生可能エネルギーの供給実態については、千葉大学倉阪研究室と認定NPO法人環境エネルギー政策研究所が「永続地帯」研究を行って、結果を公表している<sup>8</sup>。2016年度版の同報告書<sup>9</sup>によれば、自治体の域内の民生・農林水産用エネルギー需要を上回る量の再生可能エネルギーを生み出している市区町村（「100%エネルギー永続地帯」）は2016年3月段階で71市町村となっている。「永続地帯」の推計結果において、再生可能エネルギーによる電力自給率の内訳が得られた2015年度の福島県内の市町村の上位1位から10位までの自治体を表1に示す。福島県内では、電力自給率663%の柳津町を筆頭に、下郷町（485%）、川内村（175%）、檜葉町（135%）、田村市（112%）、浅川町（103%）の上位6市町村が100%を超えている。

このように、再生可能エネルギーの自給率やポテンシャルを推計する研究は数多く行われており、長期的なエネルギーの持続可能性を考える上で重要な知見を与えるものである。しかし、再生可能エネルギーを導入する場合の収支状況まで分析している研

究例は、福島県の会津坂下町を対象にバイオマス発電所を導入する場合について分析した特定非営利活動法人 超学際的研究機構（2014）の研究例<sup>10</sup>などがあるものの、まだ少ない状況である。

## 1-2 本研究の目的

本研究は、福島県内の市町村のなかで、再生可能エネルギーによる電力自給率の高い自治体における発電実績と収支状況を明らかにすることを目的とする。特に、自治体が再生可能エネルギーの発電施設を所有して、売電収入を自治体の予算に当てるなど先進的な取り組みを行ってきた、天栄村の風力発電事業を取り上げたい。天栄村の風力発電所は2000年12月から発電を開始しており、風車の耐用年数20年が近づいていることから、その実態を探ることは、他の新しい取り組み事例の将来を考える上でも有効であると考えられる。

本研究では、天栄村の風力発電事業について、①これまでの発電実績と収支状況の調査、②将来、風力発電機をリプレースした場合のシナリオにおける収支状況の分析、の二つを行って、特徴や課題を明らかにしたい。

## 2. 研究の対象

### 2-1 調査分析の対象とする自治体の選定

今回、研究対象とした天栄村は、次のような二つの条件を満たすものとして選定した。すなわち、①福島県内の市町村のうち、「永続地帯」研究におけ

表1 福島県における再生可能エネルギー（大規模水力を除く）による電力自給率の上位10位の自治体（2015年度）

（単位：％）

No.	自治体名	太陽光	風力	地熱	小水力	バイオマス	供給率 計
1	柳津町	2	0	647	14	0	663
2	下郷町	1	0	0	483	0	485
3	川内村	45	0	0	130	0	175
4	檜葉町	65	0	0	70	0	135
5	田村市	9	93	0	10	0	112
6	浅川町	103	0	0	0	0	103
7	古殿町	4	0	0	87	0	90
8	大玉村	80	0	0	0	0	80
9	矢吹町	62	0	0	0	0	62
10	天栄村	23	32	0	0	0	55

（※四捨五入のため、内訳合計が総計と合わない場合がある。）

（出典：永続地帯研究会 松原弘直氏ご提供のデータから筆者作成）

る再生可能エネルギーの電力自給率が上位10位以内である、②発電量が最多の再生可能エネルギーの種類に関する中核的な発電施設を自治体が所有している、の二つである。①の条件は、再生可能エネルギーの電力自給率から見て持続可能性の高い自治体を対象とするためのものであり、表1の自治体を候補とした。ただし、永続地帯の推計における留意点として、再生可能エネルギーによる発電のうち大規模水力は除外していること<sup>11</sup>、電力の需要量の推計では「民生部門」と「農林水産業部門」を対象としており、「製造業部門」等は含まれていないこと、などが挙げられる。再生可能エネルギーによる発電に大規模水力を含める場合や、需要側に製造業部門まで含める場合は、再生可能エネルギーの電力自給率ランキングの結果も変わってくる。

②の条件は、再生可能エネルギーの供給体制について、大企業によるものではなく、地域の自治体が主導する事業について分析する目的で設定した。地域分散型のエネルギーインフラ整備において、自治体は主導的な役割が期待されている<sup>12</sup>。②の条件に

ついて判断するため、表1の自治体について、発電量が最多の再生可能エネルギーの種類に関する主な施設を整理したのが表2である。個別の発電所の情報については、エレクトリカル・ジャパンのウェブサイト<sup>13</sup>および各社のウェブサイト等を参照して作成した。自給率1位の柳津町で発電量の98%を占める地熱発電は東北電力株式会社の柳津西山地熱発電所（最大出力65,000kW、運転開始1995年5月）によるものである。2位～10位のうち、4つの自治体では小水力が最多となっているが、それらのほとんどは東北電力株式会社が所有する施設で、1920年～1940年代に運転を開始したものである。5位の田村市は風力が最多であるが、その施設は、株式会社ユーラスエナジー・ジャパンのユーラス滝根小白井ウインドファーム（出力46,000kW、運転開始2010年12月）と電源開発株式会社の桧山高原発電所（出力28,000kW、運転開始2011年2月）であり、田村市が所有・運営している施設ではない。6位の浅川町、8位の大玉村、9位の矢吹町は太陽光が最多であるが、ほとんどは福島第一原発事故後に民間企業

表2 福島県における再生可能エネルギー（大規模水力を除く）による電力自給率の上位10位の自治体（2015年度）における主な発電施設

No.	自治体名	発電量が最多の再生可能エネルギーの種類	発電量が最多の再生可能エネルギーの種類が全体に占める割合	発電量が最多の再生可能エネルギーの種類に関する主な施設		
				施設の所有主体・施設名	出力(kW)	運転開始年月
1	柳津町	地熱	98%	東北電力株式会社・柳津西山地熱発電所	65,000	1995年5月
2	下郷町	小水力	100%	東北電力株式会社・鶴沼川発電所	7,100	1931年5月
				昭和電工株式会社・湯野上発電所	7,200	1937年12月
3	川内村	小水力	74%	東北電力株式会社・木戸川第一発電所	2,570	1924年12月
4	楡葉町	小水力	52%	東北電力株式会社・木戸川第二発電所	14,300	1936年11月
				東北電力株式会社・木戸川第三発電所	1,000	1939年6月
5	田村市	風力	83%	株式会社ユーラスエナジー・ジャパン・ユーラス滝根小白井ウインドファーム	46,000	2010年12月
				電源開発株式会社・桧山高原発電所	28,000	2011年2月
6	浅川町	太陽光	100%	テンワス株式会社・テンワスソーラー浅川発電所	2,035	2014年7月
				永和電力株式会社・福島太陽光発電所	16,800	2015年5月
7	古殿町	小水力	97%	東北電力株式会社・鮫川発電所	2,600	1940年12月
8	大玉村	太陽光	100%	オリックス株式会社・スーパーセンターPLANT-5大玉店	1,657	2014年1月
				株式会社ウエストエネルギーソリューション・太陽光発電所	1,316	2015年5月
9	矢吹町	太陽光	100%	レンゴー株式会社・福島矢吹工場太陽光発電設備	1,539	2010年5月
				福島矢吹環境発電株式会社・福島矢吹メガソーラー発電所	2,196	2014年3月
				エネワンソーラーパーク矢吹共同事業体・エネワンソーラーパーク矢吹	1,091	2015年2月
				株式会社ユーラス矢吹中島太陽光・ユーラス矢吹中島ソーラーパーク	12,183	2015年3月
				合同会社ADソーラー3号・矢吹太陽光発電所	13,242	2015年3月
				エルエムサンパワー株式会社・矢吹太陽光発電所	8,284	2016年6月
10	天栄村	風力	58%	天栄村・天栄風力発電所	3,000	2000年12月

（出典：永続地帯研究会のデータ、エレクトリカル・ジャパンおよび各社のウェブサイト等を参照して筆者作成）

によって設置された、いわゆるメガソーラーである。このように、福島県における再生可能エネルギーによる電力自給率の上位10位の自治体では、中心となる発電施設のほとんどが企業の所有・運営となっている。

表1の自治体のうち、自治体が所有する再生可能エネルギーの発電所によって自給率の5割以上が賄われているのは、10位の天栄村である。そこで今回は、天栄村の取り組みについて取り上げ、発電実績と収支状況を調査・分析する。

### 2-2 天栄村の風力発電事業の概要

天栄村の風力発電事業について、同村のパンフレット資料<sup>14</sup>や、筆者がこれまでに行ったヒアリング結果をもとに整理する。

#### (1) 天栄風力発電所の設立経緯

天栄村の風力発電事業に関する主な出来事について、表3に示す。天栄村では、1994年から整備を始めた村営のスキー場をグレードアップ化する目的で風力発電事業が構想され、1996年10月に「風力発電システム導入推進調査研究部会」が設立された。尾根筋付近の強い風を利用して風力発電を行い、その電気をスキー場で利用することで、電気供給とシンボル効果を狙った構想であった。風況精査や環境影響調査<sup>15</sup>、景観シミュレーション

などを経て、1999年に風車などの建設が始まった。風車のメーカーはオランダのLagerway社で、750kW級が4基設置された(図1参照)。総出力は3,000kWである。2000年12月に発電を開始した。

表3 天栄村の風力発電事業に関する主な出来事

年月	出来事
1996年10月	村営スキー場(スキーリゾート天栄)のグレードアップ化のために「風力発電システム導入推進調査研究部会」を設立
1996年11月	NEDOとの共同研究事業による「風況精査」開始(1997年10月まで)
1997年2月	「描こう天栄村の未来」むらおこしシンポジウム開催
1997年12月	NEDOとの共同研究事業「システム設計」に着手
1998年3月	新エネルギー導入計画「風の谷・光の谷のTen-ei構想」策定
1998年11月	導入機種選定検討委員会設立
1999年	環境影響調査、景観シミュレーション実施
2000年12月	発電開始
2001年9月	天栄村で第8回の全国風サミットを開催
2002年2月	「天栄村地域新エネルギービジョン」策定
2004年6月	「風の谷・こだまの森のTen-ei地域再生計画」を内閣府が認定
2008年	風車への落雷による発電量の低下が発生
2013年3月	売電単価を変更

(出典：天栄村企画情報「風使いの集う村 てんえい 天栄風力発電所」、小山(2006)<sup>16</sup>、福島民報の記事<sup>17</sup>などをもとに筆者作成)



図1 天栄風力発電所の概要

(出典：天栄村企画情報課「風使いの集う村 てんえい 天栄風力発電所」, p.14)

**(2) 風力発電の運営**

建設費用10億274万円のうち、約半分の5億3,349万円についてはNEDOの地域新エネルギー等導入促進対策費補助金を活用し、残り4億6,925万円を村で自己負担した。村では、建設に当たり新たな借金はしなかったため、後の年度の負担は生じなかった。

天栄風力発電所の建設前に行われたシステム設計に関する経済性評価の主な項目を表4に示す。750kW級の風車を1基設置する場合と4基設置する場合で費用の試算が行われた。750kW級風車4基の場合で、建設費用(kW単価)は30.7万円/kWと見積もられていた。また、事前の風況精査の結果をもとに、750kW級風車1基当たりの発生電力量は1,872MWh/yと見積もられており、設備利用率は28.6%と評価されていた。これらの数値は、本稿で後に、実際の発電量や将来リプレースする際のシナリオについて考察する際に参照する。

風力発電で発電した電気について、当初の目的であったスキー場への電力供給は、接続や費用の問題から見送りととなり、近くにあった東北電力の送電線に接続して、発電した電力の全量を東北電力に売電している。東北電力との契約では、売電単価は11.5円/kWhで、17年間固定とされた。風車が5基以上になると売電単価が下がる料金体系だったため、4基が選択された。みずほ総合研究所(2007)<sup>18</sup>および筆者の2007年当時のヒアリングによれば、平均で年間約6,000万円の売電収入があり、それらは村の風力発電事業特別会計に計上され、約半分が設備のメンテナンスに充当され、

残り約3,000万円が黒字となった。この約3,000万円のうち、約500万円を新エネルギー導入促進基金として積み立て、残り約2,500万円は一般会計に組み入れてきた。天栄村の財政状況について、2015年度の歳入総額は約68億6千万円、基本財政収入額は約7億2千万円であり、風力発電の売電金額は少なくない規模の額となっている。全国的に、風力発電の事業としては収支均衡程度のところが多い中で、天栄村の風力発電は、数少ない好収支の事例とされていた<sup>19</sup>。天栄村の担当者も、「メンテナンスをきちんとやって、できるだけ長く使っていきたい」旨を述べていた。

その後、2008年には、落雷によって風力発電設備が故障し、発電量が低下する問題が起きた。この問題は、後述するように、発電実績の上でも収支の上でも大きな影響を及ぼした。

近年では、経年劣化に伴って部品等の消耗が増加してきている他、稼働に必要となる電気主任技術者の人材確保の問題なども天栄村では認識されている<sup>20</sup>。また、2008年と同様の落雷による被害など、売電収入の急減につながる不意の機器故障を懸念する声もある<sup>21</sup>。

2013年3月からは、固定価格買取制度の開始を受けて売電単価を引き上げ、18.4円/kWhに設定した。これにより、売電金額が増加した。収支状況に関する詳細は、第3章で後述する。

**(3) 風力発電を活用した地域づくり**

天栄村は、風力発電所がある自治体が集まる風力発電推進市町村全国協議会に加盟しており(2017年現在、福島県内では天栄村と郡山市が加

表4 天栄風力発電所の建設前のシステム設計に関する経済性評価

(単位:千円)

風車台数 (750kW級風車)	4 基	1 基	(A)
事業費	921,000	428,000	(B)
発生電力量 (MWh/年)	7,488	1,872	(C)
平均年間経費	平均年間金利	14,628	6,798
	年平均減価償却費	40,606	14,506
	メンテナンス及び管理費	9,836	3,514
	固定資産税	7,535	2,692
合計	72,605	27,510	(D)
建設コスト (kW単価)	307千円/kW	571千円/kW	(B) ÷ 750kW ÷ (A)
発電コスト (kWh単価)	9.7円/kWh	14.7円/kWh	(D) ÷ (C)

元データ：風力開発フィールドテスト事業（システム設計）報告書より抜粋  
出典：天栄村企画情報課「風使いの集う村 てんえい 天栄風力発電所」

盟), 2001年には第8回となる全国風サミットが天栄村で開催された。

天栄村では、風車をテーマとする様々なイベントが開催されてきた。施設の見学会、風車をテーマにした創作童話コンテスト、水の力を暮らしに役立てていく人々の姿を描いた「新エネルギーミュージカル」の公演などである。また、学校教育でも活用するため、風車の風速データ・発電データを村の中学校にリアルタイムで送る仕組みも導入した。

### 3 天栄村の風力発電所の発電実績と収支状況に関する調査分析

#### 3-1 天栄村の風力発電所の発電実績

天栄風力発電所の発電実績について、同村の産業課から提供していただいたデータを元に作成した、発電量と設備利用率の推移のグラフを図2に示す。

年度の途中に稼働を始めた2000年度を除き、2001年度から2016年度までの発電量は平均で年間491万kWhで、設備利用率は18.7%であった。建設前の風況精査時の評価結果である28.6%と比べて、10ポイントほど下回る数値となっている。2001年度から2003年度までは、設備利用率は15%~19%程度と低かったが、2004年度~2007年度はやや向上している。筆者が2008年当時に行ったヒアリングによれば、2003年のLagerwey社の倒産後、日本JFEエンジニアリング株式会社が買収し、東芝、三菱製の部品を

使用するようになってから、設備利用率が向上したとのことであった。

2008年度に発電量が312万kWhと大きく落ち込んだのは、先述の通り、落雷による故障の影響である。

機器の修理後は発電量が回復しており、2010年度以降の設備利用率は18%~21%の間で推移していることが分かる。

#### 3-2 風力発電事業に関する費用および収支の状況

天栄村の風力発電事業に関する費用および収支の状況について、表5、表6に示す。

表5の固定費については、公表されている資料および筆者のこれまでのヒアリングを元に数値を掲載した。表6の変動費については、同村産業課から提供していただいたデータを元に、2000年度を除く2001年度~2016年度の合計値を掲載した。同データは天栄村の内部資料であるが、年度ごとの詳細な数値を伏せた合計値については掲載許可を得たため、計上して表に記載した。

表6の変動費について、2001年度~2016年度の合計では、「歳入」の12億7,659万円に対して、「歳出」は10億9,830万円で、歳入が歳出をやや上回っている。

「歳入」における「売電金額」について、2000年の売電開始から2013年2月までは11.5円/kWhの固定価格で東北電力に売電してきた。2001年度から2012年度までの売電金額の平均は年間約5,600万円であった。2013年3月から売電単価を18.4円/kWh

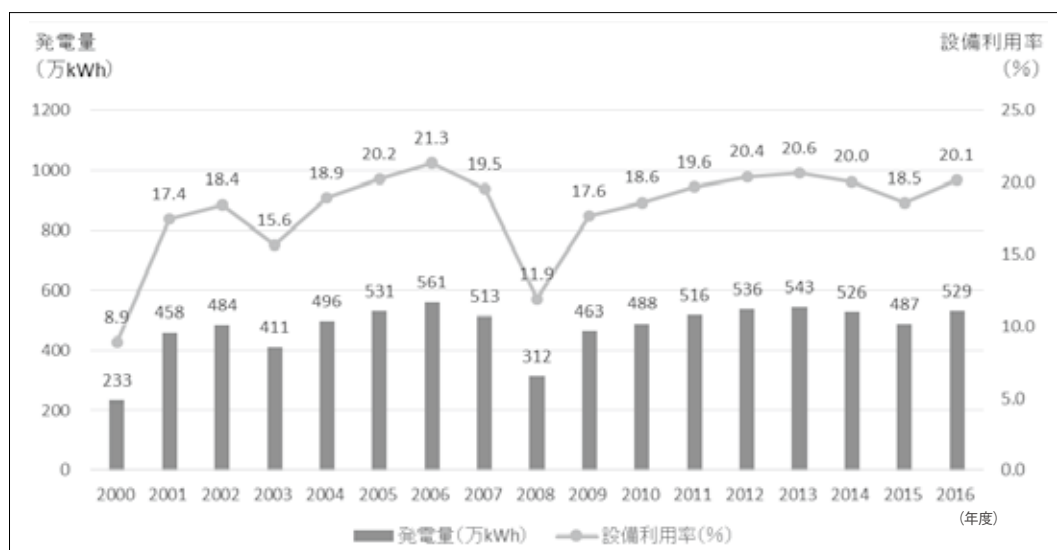


図2 天栄村の風力発電所の発電実績

(出典：天栄村産業課ご提供のデータを元に筆者作成)

表5 天栄村の風力発電事業の固定費

項 目		金額 (万円)
固定費	建設費	100,274
	うちNEDO補助金	53,349
	うち天栄村自己負担	46,935
	撤去する場合の費用 (推定)	20,000

(出典：天栄村へのヒアリングを元に筆者作成)

表6 天栄村の風力発電事業の変動費  
(2001年度～2016年度の合計)

項 目		金額 (万円)
変動費	歳入	127,659
	売電金額	104,732
	その他	22,927
	歳出	109,830
	繰出金 (一般会計)	13,440
	基金積立	23,512
	賃金 (電気主任技術者)	3,846
	報償費	117
	旅費	183
	需用費	9,445
	役務費	8,719
	委託費	36,109
	土地使用料及び賃借料	1,887
	工事請負金	9,976
	備品購入費	93
	負担金, 補助及び交付金	100
	補償補填及び賠償金	5
	公課費	2,396

(出典：天栄村産業課ご提供のデータを元に筆者作成)

に引き上げた結果、2013年度から2016年度までの売電金額の平均は約9,400万円となり、それまでの平均約5,600万円の約1.7倍に増加した。2001年度～2016年度の売電金額の合計は10億4,732万円であった。18.4円/kWhの単価は2021年7月までの契約となっているとのことであり、それまでの期間は同水準の売電金額が見込まれる。

「歳入」における「その他」には、前年度からの繰越金の他、2008年度の落雷による故障への対応のため村内から借り入れた繰入金や、支払われた損害保険金なども含まれる。

一方、「歳出」については、一般会計への「繰出金」は2007年度まで続けられ、2001年度～2007年度の総額は1億3,440万円だった。しかし、2008年度の落雷による故障への対応に伴う出費増を機に取りやめ

となった。その代わりに、「基金積立」のための予算が増額された。この基金は、当初は風車の将来の撤去費用を想定して2002年度から毎年約500万円の積み立てが開始され、2007年度まで継続した。2008年度に一般会計への「繰出金」が取りやめになり、故障への対応が一段落した2010年度以降は積立金が増額され、毎年740万円～4,100万円程度が積み立てられている。目的も、現在では撤去目的に限らず、他の用途にも使えるものとなっている。「基金積立」の総額は2億3,512万円となっており、当初、将来の撤去費用として想定していた2億円を上回っている。

その他、「歳出」においては、「委託費」や「工事請負金」、「需用費」、「役務費」などの額が大きくなっている。「工事請負金」には、2008年の落雷による故障の修理費用も含まれている。

「歳出」のうち、「繰出金」と「基金積立」に充当した額を黒字分とし、それ以外を運転維持費と考えれば、黒字分の合計は3億6,952万円で1年当たり約2,300万円、運転維持費分の合計は7億2,878万円で1年当たり約4,600万円となる。これらの数値は、2-2(2)で先述した、2007年ヒアリング当時の状況と比較して、黒字分がやや減少し、運転維持費が増えていることを意味する。一方、2013年3月から売電単価が上がったことで売電金額も増加しており、今後大きな故障が無ければ、2013年度～2016年度の基金積立の平均約3,700万円と同程度の黒字分が2017年度～2020年度にも期待される。その場合、2020年度までに1億4,800万円程度が追加で積み立てられる計算となる。2001年度～2016年度の実績としての黒字分と、2017年度～2020年度に期待される黒字分の合計は約5億2千万円となり、この額は、建設費10億274万円のうち天栄村の自己負担である4億6,935万円を上回ることが見込まれる。ただし、将来撤去する場合の費用として想定していた2億円を加えると、その合計額を上回る黒字にはならない可能性がある。

### 3-3 天栄村の風力発電所の発電実績と収支状況に関するまとめ

以上から、天栄村の風力発電所の発電実績と収支状況について主な特徴をまとめる。①設備利用率は2001年度～2016年度の平均で18.7%であり、建設前の風況精査時の数値28.6%を下回っているが、近年は18%～21%程度で推移している、②収支状況は概

ね黒字となっており、売電単価が上がった2013年度以降は黒字額が増えている、③2008年度に起きた落雷による故障は、発電実績の上でも収支の上でも大きな影響を及ぼした、などが挙げられる。

このように、天栄村の風力発電事業は、設備利用率は建設前の風況精査時の数値を下回っており、落雷による故障の影響が大きかったものの、機器の修理による対応や売電単価の上昇もあって概ね黒字が続いており、今後の運営によっては事業全体の期間でも黒字となる可能性がある事例と位置づけられる。

#### 4 天栄風力発電所のリプレースに関するシナリオ分析

##### 4-1 選択肢としての風力発電機のリプレース

2000年12月に発電を開始した天栄風力発電所は、2020年に耐用年数の20年を迎える。天栄風力発電所の耐用年数経過後の扱いについては、2017年12月に筆者が天栄村へヒアリングした段階では、風力発電の廃止あるいはリプレースについて、決まっている方針はないとのことであった。

風力発電を廃止して撤去する選択肢もあるが、再生可能エネルギーの推進という目的や、前章で整理したような発電実績を鑑みれば、風力発電を継続することも有効と考えられる。風力発電を継続する場合、耐用年数を超えて使用する場合や、風力発電機をリプレースする場合が考えられる。リプレースは、既存案件のインフラや環境を継承しつつ、最新の発電機器を導入することにより、新設時と比較した場合に低コスト・低リスクでの導入が可能である点が指摘されている<sup>22</sup>。同様の観点から、環境省(2015)「風力発電所のリプレースにおける環境影響評価手法の合理化に関する検討報告書」<sup>23</sup>では、円滑なリプレースを支援するため、リプレースに伴う環境影響評価に関する項目の削減や調査・予測手法の簡略化の基本的な考え方をまとめている。同報告書では、風力発電のリプレースのモデルケースとして、単基出力は既存設備より大きくなることを前提とした上で、「区域」は全て現状と同区域<sup>24</sup>、「基数」は現状と同数か減少、「配置」は現状と同配置<sup>25</sup>か同区域への配置、を想定している。

関連して、環境影響評価の観点からは、国の環境影響評価法の対象として、2012年に改正された政令において加えられた風力発電事業の規模は、第1種事業が出力10,000kW以上、第2種事業が出力

7,500kW以上10,000kW未満である。福島県環境影響評価条例では、第1区分事業のみ設定され、出力7,000kW以上となっている。国の環境影響評価法では、同じく2012年改正の政令において、風力発電所に係る軽微な修正・変更の要件として、出力は「発電所の出力が10%以上増加しないこと」とされている。

以上を参考として、ここでは、天栄村の風力発電機をリプレースした場合の費用と収支の推計を行いたい。

##### 4-2 風力発電機のリプレースに関する費用と収支の推計方法

風力発電機をリプレースした場合の費用と収支について、資本費、運転維持費、売電金額、撤去費用、積立金の5つを推計する。それぞれの計算式は、次の通りである。

###### 【資本費】

$$C = P \times U_1 \quad (1)$$

###### 【運転維持費】

$$M = P \times U_2 \times Y \quad (2)$$

###### 【売電金額】

$$B = P \times 8,760 \times \lambda \times U_3 \times Y \times 0.0001 \quad (3)$$

###### 【撤去費用】

$$R = C \times \mu \quad (4)$$

###### 【積立金】

$$D = S \times Y \quad (5)$$

ただし、(1)~(5)式における英数字は次の通りである。

C：資本費(万円)

M：運転維持費(万円)

B：売電金額(万円)

R：撤去費用(万円)

D：積立金(万円)

P：出力(kW)

$U_1$ ：資本費単価(万円/kW)

$U_2$ ：運転維持費単価(万円/kW/y)

Y：運転年数(y)

$\lambda$ ：設備利用率(-)

$U_3$ ：売電単価(円/kWh)

$\mu$ ：撤去費割合(-)

S：1年当たり積立金(万円/y)

8,760：単位換算(hour/year)

0.0001：単位換算(万円/円)



その他、費用としては、資本費を借金する場合の金利、減価償却費、固定資産税なども考えられるが、今回の推計では対象外としている。

#### 4-3 風力発電機のリプレースの条件

4-2で設定した変数や単価について、これまでの発電実績や各種資料をもとに、条件を設定する。

##### (1) 風力発電機の出力

現在の天栄村の風力発電機の出力は、1基当たり750kWであり、大きさは、ハブまでの高さ50m、ブレードの長さ25mである。風車は、世界的にも大型化、高出力化の方向へ技術が向上しており、現在では1,500kW～2,500kWがスタンダードとなっている<sup>26</sup>。2017年現在、同じメーカーのLagerwey社の出力2,000kWの風力発電機は、ハブまでの高さ66m、ブレードの長さ40mであり<sup>27</sup>、両者を比べると、出力は約2.7倍ながら、大きさは約1.6倍に収まっている。このことから、リプレースする場合、2,000kW級の風力発電機を選定しても、機材搬入は現実的に対応可能な範囲と考えられる。一方、出力の増加を、環境影響評価法における「軽微な修正・変更」の範囲内に収める考え方もある。この場合、出力の増加を10%以内にとどめることになる。

風車の基数については、タワーの設置場所を考慮すれば、既存と同じく4基か、それより少ない数が効率的と考えられる。

表1より、天栄村の風力発電は、民生部門と農林水産業部門の電力需要の約32%を供給している。太陽光が23%であり、その他の再生可能エネルギーは0%となっている。ここでは、風力発電機のリプレースによって、再生可能エネルギーによる電力自給率を現状程度かそれ以上に高める場合を想定する。具体的には、次の三つのケースを想定する。

I. 再生可能エネルギー電力自給率を現状程度に維持することを想定し、出力を軽微な修正・変更に収めるため、1基当たり800kWの風車4基（出力計3,200kW）にリプレースする。

II. 再生可能エネルギーの電力自給率を70%程度にすることを想定し、風力発電の割合を現状の32%から50%程度にまで向上させるため、1基

当たり1,500kWの風車3基（出力計4,500kW）にリプレースする。

III. 再生可能エネルギーの電力自給率を100%程度にすることを想定し、風力発電の割合を現状の32%から80%程度まで向上させるため、1基当たり2,000kWの風車4基（出力計8,000kW）にリプレースする。

現状の天栄風力発電所の出力3,000kWに対して、上記のケースは、Iの場合は3,200kWへ約1.1倍、IIの場合は4,500kWへ約1.5倍、IIIの場合は8,000kWへ約2.7倍となる。

##### (2) 資本費および運転維持費

経済産業省資源エネルギー庁（2016）の資料<sup>28</sup>によると、20kW以上の陸上風力発電の資本費の単価は、平均値34.2万円/kW、中央値31.2万円/kWとなっている。環境影響評価の対象となる7,500kW以上の陸上風力発電では、平均値29.5万円/kW、中央値28.2万円/kWとなっている。

同様に運転維持費の単価については、平均値1.5万円/kW/y、中央値1.1万円/kW/yとなっている。7,500kW以上の案件では平均値1.1万円/kW/y、中央値0.9万円/kW/yとなっている。

ここでは、先に仮定したI～IIIのそれぞれのケースに当てはまるものとして、次のように設定する。すなわち、IおよびIIのケースでは、20kW～7,500kWの陸上風力発電の単価における平均値または中央値を用いるものとし、資本費単価は34.2万円/kWまたは31.2万円/kW、運転維持費単価は1.5万円/kW/yまたは1.1万円/kW/yを設定する。IIIのケースでは、出力7,500kW以上の陸上風力発電の単価における平均値または中央値を用いるものとし、資本費単価は29.5万円/kWまたは28.2万円/kW、運転維持費単価は1.1万円/kW/yまたは0.9万円/kW/yを設定する。これらは、相対的に費用がかかる場合は高い値を、そうでない場合は低い値を設定する。

運転期間は、いずれも20年間とする。

##### (3) 設備利用率

経済産業省資源エネルギー庁（2016）の資料より、20kW以上の陸上風力発電の設備利用率は、平均値18.8%、直近の2011年以降の設備利用率は

平均24.2%、中央値24.8%となっている。また、今後運転を開始する案件における、見込みの設備利用率に関するアンケートの結果では、全体44件で平均値と中央値が24.9%、算定根拠を確認した上で設備利用率が異常に高い又は低い案件を除いた30件では平均値25.3%、中央値25.0%とされている。

天栄村の風力発電では、表4に示すように、建設前の風況精査の段階で設備利用率は28.6%と見積もられていたが、2001年度～2016年度の運転実績における設備利用率は、3-1で記述したように18.7%であった。

天栄村で風力発電機をリプレースする場合の設備利用率は、最新の発電機を用いることにより、これまでの実績よりも高くなるのが想定されるが、ここでは幅をもたせて、低い場合については過去の実績をもとに19%、高い場合については経済産業省の資料をもとに25%として設定する。

#### (4) 売電単価

天栄風力発電所の売電単価は、運転開始から2013年2月までは11.5円/kWhに、固定価格買取制度開始後の2013年3月以降は18.4円/kWhに設定されている。風力発電機をリプレースする場合、契約期限の2021年7月より前に契約を延長する形で同じ単価が引き継がれるケースも、可能性は低いと思われるが、想定され得る。

一方、固定価格買取制度では、20kW以上の陸上風力発電について、2017年度は21円/kWh、2018年度は20円/kWh、2019年度は19円/kWhと設定されている。リプレースする場合はそれぞれ3円安い単価で、2017年度は18円/kWh、2018年度は17円/kWh、2019年度は16円/kWhである。調達期間はいずれも20年間となっている。

固定価格買取制度は、将来、制度に頼らずとも自立的に事業を行えるようにする目的もあり、買取単価は徐々に引き下げられる傾向にある。上述したように、陸上風力発電の2017年度～2019年度の単価は、1年ごとに1円低くなるように設定されている。2020年度以降は現時点で未定である。

天栄村の風力発電機をリプレースする際、固定価格買取制度の単価が適用される場合に、リプレースの基準年として想定している2020年度も同様の傾向が続くものと仮定して、売電単価を15円/kWhと設定する。

以上から、売電単価は、低い場合は固定価格買取制度における単価と想定される15円/kWh、高い場合は現状と同じ18.4円/kWhを設定する。

#### (5) 撤去費用

撤去費用については、一般社団法人日本風力発電協会(2016)の調査<sup>29</sup>によれば、平均で資本費の約10%との結果となっている。

天栄風力発電所では、将来の撤去費用として2億円を想定していたが、まだ撤去は行われていないため、具体的な金額は不明である。

今回の推計では、一般社団法人日本風力発電協会の調査結果を踏まえて、資本費の10%が撤去費に相当するものとし、撤去費割合を10%に設定する。

#### (6) 積立金

3-2で記述したように、天栄村では、将来の撤去費用などに当てるため、2002年度～2007年度には毎年500万円程度、2008年度の落雷による故障が起きてからは一般会計への繰出金を取りやめ、その分を増額して毎年740万円～4,100万円程度積み立ててきた。これまでの基金積立の総額は2億3,512万円となっている。

前項で設定したように、将来の撤去費用が資本費の10%程度であれば、天栄風力発電所の場合も資本費約10億円の10%に当たる1億円となり、これまでの積立金の範囲でもまかなえることになる。

どの程度を積立金にまわすのかは自治体の考え方によるが、黒字分をすべてまわすよりは、当初、天栄村でも実際に行っていたように、将来の撤去費用分は確保しつつ、余剰分は一般会計に繰り入れて使える方が理想的と考えられる。

そこで、今回の推計では、撤去費用分を積み立てるものとし、撤去費用の20分の1を1年当たりの積立金の額として設定する。

#### 4-4 シナリオの設定

4-3(1)で設定したI～IIIのケースの出力について、運用状況がそれぞれ低位と高位の場合の二つのシナリオを考える。収支に与える影響から見て、低い条件の場合を低位シナリオ、高い条件の場合を高位シナリオとする。すなわち、低位シナリオは、相対的に資本費と運転維持費が高く、稼働率と売電単

表7 天栄風力発電所のリプレースに関して設定したシナリオ

シナリオ		総出力 (kW)	資本費単価 (万円/kW)	運転維持費単価 (万円/kW/y)	設備利用率 (%)	売電単価 (円/kWh)	運転年数 (y)	撤去費用割合 (%)	積立金額 (万円/y)
記号	名称								
I-a	3,200kW低位	3,200	34.2	1.5	19	15	20	資本費の10%	撤去費用の 20分の1
I-b	3,200kW高位		31.2	1.1	25	18.4			
II-a	4,500kW低位	4,500	34.2	1.5	19	15			
II-b	4,500kW高位		31.2	1.1	25	18.4			
III-a	8,000kW低位	8,000	29.5	1.1	19	15			
III-b	8,000kW高位		28.2	0.9	25	18.4			

表8 天栄風力発電所のリプレースに関するシナリオごとの費用等の推計結果

シナリオ		資本費 (万円)	運転維持費 (万円)		売電金額 (万円)		撤去費用 (万円)	積立金 (万円)	
記号	名称		1年当たり	20年間計	1年当たり	20年間計		1年当たり	20年間計
I-a	3,200kW低位	109,440	4,800	96,000	7,989	159,782	10,944	547	10,944
I-b	3,200kW高位	99,840	3,520	70,400	12,895	257,894	9,984	499	9,984
II-a	4,500kW低位	153,900	6,750	135,000	11,235	224,694	15,390	770	15,390
II-b	4,500kW高位	140,400	4,950	99,000	18,133	362,664	14,040	702	14,040
III-a	8,000kW低位	236,000	8,800	176,000	19,973	399,456	23,600	1,180	23,600
III-b	8,000kW高位	225,600	7,200	144,000	32,237	644,736	22,560	1,128	22,560

価が低い場合であり、逆に、高位シナリオは相対的に資本費・運転維持費が低く、稼働率・売電単価が高い場合である。実際には、低位と高位の幅の間での運用が見込まれる。

以上から、今回推計を行うシナリオをまとめると表7のようになる。

#### 4-5 風力発電機をリプレースする場合のシナリオ分析の結果

4-4で設定した各シナリオの条件において、費用と収支の推計を行った。結果を表8、表9に示す。以下、I～IIIのケースごとに主な特徴を整理する。

##### (1) 3,200kWにリプレースするケースI

3,200kWにリプレースするケースIでは、資本費は「3,200kW低位シナリオ」(I-a)の場合に10億9,440万円、「3,200kW高位シナリオ」(I-b)の場合に9億9,840万円であり、現在の風力発電所の建設時とほぼ同じ金額となった。1年当たりの運転維持費はI-aシナリオの場合に4,800万円、I-bシナリオの場合に3,520万円で、これも天栄風力発電所の2001年度～2016年度の実績値(平均)と同等レベルである。

売電金額について、I-aシナリオでは1年当たり7,989万円であり、2001年度～2012年度の実

表9 天栄風力発電所のリプレースに関するシナリオ分析の収支結果

シナリオ		支出 (万円)	収入 (万円)	収支 (万円)
記号	名称			
I-a	3,200kW低位	205,440	148,838	-56,602
I-b	3,200kW高位	170,240	247,910	77,670
II-a	4,500kW低位	288,900	209,304	-79,596
II-b	4,500kW高位	239,400	348,624	109,224
III-a	8,000kW低位	412,000	375,856	-36,144
III-b	8,000kW高位	369,600	622,176	252,576

※支出=資本費+20年間の運転維持費  
収入=20年間の売電金額-20年間の積立金

績値(平均)の約1.4倍、2013年度～2015年度の実績値(平均)の約0.8倍となった。I-bシナリオでは1年当たり1億2,895万円となり、2013年度～2015年度の実績値(平均)の約1.4倍、I-aシナリオに比べて約1.6倍の売電金額が見込まれる結果となった。

撤去費用とそれに基づく積立金について、I-aシナリオでは撤去費用が1億944万円で1年当たり積立金が547万円、I-bシナリオでは撤去費用が9,984万円で1年当たり積立金が499万円となった。これは、2002年度～2007年度の実際の積立金と同程度の金額である。

20年間運転した場合の収支について、資本費と20年間の運転維持費の合計額を支出とし、20年間の売電金額から積立金を除いた合計額を収入として比較する（仮定上、撤去費用と、積立金の総額は相殺される）。I-aシナリオでは、支出が20億5,440万円、収入が14億8,838万円であり、5億6,602万円の赤字となった。一方、I-bシナリオでは、支出が17億240万円、収入が24億7,910万円であり、7億7,670万円の黒字となる推計結果だった。

## (2) 4,500kWにリプレースするケースⅡ

4,500kWにリプレースするケースⅡでは、資本費は「4,500kW低位シナリオ」(Ⅱ-a)の場合に15億3,900万円、「4,500kW高位シナリオ」(Ⅱ-b)の場合に14億400万円であり、現在の風力発電所の建設時の約1.4倍～1.5倍となった。1年当たりの運転維持費は、Ⅱ-aシナリオの場合は6,750万円で、2001年度～2016年度の実績値(平均)の約1.5倍となった。Ⅱ-bシナリオの場合は4,950万円で、実績値と同等レベルだった。

売電金額について、Ⅱ-aシナリオでは1年当たり1億1,235万円であり、2013年度～2015年度の実績値(平均)の約1.2倍であった。Ⅱ-bシナリオでは、Ⅱ-aシナリオの約1.6倍に相当する、1年当たり1億8,133万円であった。

撤去費用とそれに基づく積立金について、Ⅱ-aシナリオでは撤去費用が1億5,390万円で1年当たり積立金が770万円、Ⅱ-bシナリオでは撤去費用が1億4,040万円で1年当たり積立金が702万円となった。これは、2002年度～2007年度の実際の積立金の約1.4倍～1.5倍である。

20年間運転した場合の収支について、ケースⅠと同様に比較する。Ⅱ-aシナリオでは、支出が28億8,900万円、収入が20億9,304万円であり、7億9,596万円の赤字となった。一方、Ⅱ-bシナリオでは、支出が23億9,400万円、収入が34億8,624万円であり、10億9,224万円の黒字となる推計結果だった。

## (3) 8,000kWにリプレースするケースⅢ

8,000kWにリプレースするケースⅢでは、資本費は「8,000kW低位シナリオ」(Ⅲ-a)の場合に23億6,000万円、「8,000kW高位シナリオ」(Ⅲ-b)の場合に22億5,600万円であり、現在の風

力発電所の建設時の約2.2倍～2.3倍となった。1年当たりの運転維持費は、Ⅲ-aシナリオの場合に8,800万円、Ⅲ-bシナリオの場合に7,200万円で、2001年度～2016年度の実績値(平均)の約1.6倍～1.9倍となった。

売電金額について、Ⅲ-aシナリオでは1年当たり1億9,973万円であり、2013年度～2015年度の平均の約2.1倍となった。Ⅲ-bシナリオでは、Ⅲ-aシナリオの約1.6倍に相当する、1年当たり3億2,237万円であった。

撤去費用とそれに基づく積立金について、Ⅲ-aシナリオでは撤去費用が2億3,600万円で1年当たり積立金が1,180万円、Ⅲ-bシナリオでは撤去費用が2億2,560万円で1年当たり積立金は1,128万円となった。これは、2002年度～2007年度の実際の積立金の約2.3倍～2.4倍である。

20年間運転した場合の収支について、ケースⅠ、Ⅱと同様に比較する。Ⅲ-aシナリオでは、支出が41億2,000万円、収入が37億5,856万円であり、3億6,144万円の赤字となった。Ⅲ-bシナリオでは、支出が36億9,600万円、収入が62億2,176万円であり、25億2,576万円の黒字となる推計結果だった。

## 5. 考 察

第3章および第4章での分析結果をもとに、天栄村の風力発電事業の収支状況と、将来のリプレースの可能性について、考察を行う。

### 5-1 天栄村の風力発電事業の収支状況について

第2章で整理したように、天栄風力発電所の2001年度～2016年度の発電実績は、平均の設備利用率が18.7%、売電金額の合計が10億4,732万円となっている。落雷による発電量の減少などもあり、平均の設備利用率は、建設前の評価結果である28.6%より10ポイントほど低くなっているものの、収支状況は概ね黒字となっている。建設費用の半額をNEDOから補助金を得て、村の自己負担は半額で済んだこともあるが、固定価格買取制度が導入される前の売電単価である11.5円/kWhでの発電が約12年間あった中での実績としては、他の自治体にも参考になるものと考えられる。固定価格買取制度の開始により売電単価が18.4円/kWh引き上げられた2013年度以降は、年間の平均の売電金額が約1.7倍になってい

る。このような実績を鑑みれば、耐用年数を迎えたあとも、リプレースなどにより風力発電事業を継続することには現実味があるのではないかと考えられる。

## 5-2 天栄風力発電所のリプレースについて

風力発電機をリプレースする場合について、出力を3,200kWにするケースⅠ、4,500kWにするケースⅡ、8,000kWにするケースⅢのいずれにおいても、低位シナリオでは収支が赤字に、高位シナリオでは黒字となった。赤字額は、8,000kWにするケースⅢが最も少なかった。

再生可能エネルギーによる電力自給率70%程度を目指すケースⅡでは、現状の風車のスタンダードとされる1,500kW～2,500kWの規模のうち1,500kWを設定し、基数を現状の4基から3基に減らすと仮定しており、最も現実的なシナリオと考えられる。Ⅱ-aの低位シナリオでは約7億9千万円ほどの赤字となるが、Ⅱ-bの高位シナリオでは約10億9千万円の黒字であり、判断が分かれるところである。ケースⅡの中間的なシナリオとして、資本費単価と運転維持費単価は高位シナリオと同じくそれぞれ31.2万円/kWと1.1万円/kW/yとし、売電単価は低位シナリオと同じく15円/kWhと仮定した上で、設備利用率を低位シナリオと高位シナリオの間(19～25%)で変化させると、21.5%以上であれば黒字になると見込まれた。よって、他の先行事例の中から実績のあるメーカーの風車を選定して予算内で導入できる見込みがあれば、有力な選択肢となり得ると考えられる。

再生可能エネルギーによる電力自給率100%を目指すケースⅢでは、資本費に約23億円を必要とするなど、初期投資の財政的なハードルは高いと言えるが、その分、売電金額も大きい。Ⅲ-aの低位シナリオの収支では約3億6千万円の赤字であるが、赤字額はケースⅠ、Ⅱよりも小さい。Ⅲ-bの高位シナリオでは25億2千万円を超える黒字と見込まれた。ケースⅢについても、中間的なシナリオとして、資本費単価と運転維持費単価は高位シナリオと同じくそれぞれ28.2万円/kWと0.9万円/kW/yとし、売電単価は低位シナリオと同じく15円/kWhと仮定した上で、設備利用率を低位シナリオと高位シナリオの間(19～25%)で変化させると、最も低い19%でも約7千万円の黒字になると見込まれた。リプレース後の収支で黒字化を目指すことを考えれば、挑戦

的ではあるが、ケースⅢのように出力を大幅に増やすことも有効と考えられる。

以上のシナリオ分析の結果を踏まえると、天栄風力発電所では、リプレースに挑戦してみる価値があるのではないかと考えられる。

ただし、風力発電機のリプレースにあたっては、他にも多くの課題が考えられる。自治体の風車のリプレースにおける課題について、出野・延命(2014)<sup>30</sup>は、①補助金返還の問題、②撤去費用の補助、③系統連系権の継承、④FIT価格に中小型風車枠を考慮、⑤FIT期間の延長を考慮、⑥保守点検義務化に伴う保守点検のあり方、の6つを指摘している。天栄風力発電所の場合で、例えば④と⑤については、リプレースのケースⅠである800kWは中小型風車に相当するため、影響が生じる可能性がある。⑥の保守点検については、2-2(2)で記述したように、天栄村では電気主任技術者の確保の課題を抱えており、同様に当てはまると考えられる。

## 6. おわりに

本稿では、福島県内の市町村のなかで、再生可能エネルギーの自給率の高い自治体における発電実績と収支状況を明らかにすることを目的とし、自治体が再生可能エネルギーの発電施設を所有・運営している天栄村の風力発電事業を取り上げて、①これまでの発電実績と収支状況の調査、②将来、風力発電機をリプレースした場合のシナリオにおける収支状況の分析、の二つを行った。また、分析結果をもとに、特徴や今後の方向性について考察を行った。

本研究による主な知見は、次のようにまとめられる。

- ① 天栄村の風力発電事業は、2001年度～2016年度の平均で発電量が491万kWh/y、設備利用率が18.7%であり、建設前の風況精査時における設備利用率の評価28.6%を下回ってはいるものの、収支状況は概ね黒字となっており、今後の運営によっては事業全体の期間でも黒字となる可能性がある事例と位置づけられる。
- ② 風力発電機をリプレースする場合、出力を3,200kWにするケースⅠ、4,500kWにするケースⅡ、8,000kWにするケースⅢのいずれにおいても、低位シナリオでは収支が赤字に、高位シナリオでは黒字となった。赤字額は、8,000kWにするケースⅢが最も少なかった。これらの結果を

踏まえると、出力を増やす方向でリプレースに挑戦してみる価値もあるのではないかと考えられる。

- ③ リプレースする場合の課題として、高額な資本費や撤去費用の確保に加えて、電気主任技術者の人材確保などが考えられるため、それらを含めて総合的に判断する必要がある。

本稿で行ったシナリオ分析では、様々な仮定を設けた上での限られた項目の推計のみであり、実際意思決定に際しては、評価の精緻化や他の様々な点を考慮することも求められる。

しかし、「再生可能エネルギーの先駆けの地」を標榜する福島県において、天栄村は自治体が主導して再生可能エネルギーを導入してきた先進的な事例である。天栄村の風力発電事業には多くの課題もあるが、今後も引き続き挑戦的な取り組みを期待したい。その検討にあたって、本研究の成果が少しでも貢献できる場所があれば幸甚である。

## 謝 辞

本研究の実施に当たり、データを提供していただいた天栄村産業課、および持続地帯研究会の松原弘直氏に感謝申し上げたい。

本研究は、文部科学省科学研究費補助金挑戦的萌芽研究「小規模生活圏における再生可能エネルギー電力事業の地域経済分析」(藤本典嗣研究代表, No.16K12657)の助成を受けて行った。ここに記して感謝したい。

## 注および参考文献

- 1 Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (REN21), *Renewables 2017 Global Status Report*, 2017年3月
- 2 自然エネルギー財団「固定価格買取制度5年の成果と今後の課題」, 2017年8月
- 3 自然エネルギー財団, 前掲書
- 4 分山達也・江原幸雄「GISを用いた再生可能エネルギーのポテンシャル評価とその九州地域への適用」, 日本エネルギー学会誌, Vol.91, No.5, 391-404
- 5 堀啓子・松井孝典・町村尚「多面的な環境指標による再生可能エネルギーミックスの地域別最適化及び評価ツールの開発」, 土木学会論文集G(環境),

Vol.70, No.6, II\_195-II\_206

- 6 福島県「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン」, 2012年3月
- 7 福島県「再生可能エネルギー先駆けの地アクションプラン(第2期)」, 2016年3月
- 8 持続地帯研究会ウェブサイト, <http://sustainable-zone.org/> (最終閲覧日:2018年1月15日)
- 9 千葉大学倉阪研究室 + 認定NPO 法人環境エネルギー政策研究所「持続地帯2016年度版報告書」, 2017年3月
- 10 特定非営利活動法人 超学際的研究機構「会津坂下町に係る地域課題調査研究～地域の社会・経済構造と再生可能エネルギー～調査報告書」, 2014年3月
- 11 持続地帯研究会による再生可能エネルギーの推計では、水力発電のうち、10,000kW以下の小水力発電を計上しており、大規模水力発電は除外されている。また、固定価格買取制度の対象が30,000kW未満まで拡張されたことを踏まえ、2013年度の報告書からは、それらを含む場合の試算も行っている。
- 12 例えば、総務省では、2014年に「自治体主導の地域エネルギーシステム整備研究会」を立ち上げ、地域分散型のエネルギーインフラ整備の標準的なプロジェクト導入モデルの構築について議論している。
- 13 エレクトリカル・ジャパンのウェブサイト<http://agora.ex.nii.ac.jp/earthquake/201103-eastjapan/energy/electrical-japan/> (最終閲覧日:2018年1月15日)
- 14 福島県天栄村企画情報課「風使いの集う村 てんえい 天栄風力発電所」
- 15 天栄村で実施した環境影響調査は、自主的な調査であり、1997年施行の環境影響評価法に基づく環境影響評価ではない。当時、環境影響評価法の対象には風力発電事業は含まれていなかった。また、全国で初めて、環境影響評価条例の対象事業に風力発電を加えたのは福島県であったが、2001年4月であり、天栄風力発電所の建設後である。風力発電所の規模としても、当時の福島県環境影響評価条例の対象となったのは、第1区分事業が出力10,000kW以上または風車が15台以上、第2区分事業が7,000kW以上10,000kW未満または風車が10台以上14台以下であり、天栄風力発電所はそれらに満たない規模であった。
- 16 小山志津夫(2006)「天の恵みで栄える村の挑戦——まわそう風のちからで、土のちからで」, 産業

- と環境, 27-30, 2006年6月
- 17 福島民報「【県の再生エネ構想】財源どう確保 必要額5000億円「財務省の壁」」, 2011年9月
  - 18 みずほ総合研究所「地域経済インサイト 福島県の地域活性化の取り組み」, 2007年8月
  - 19 みずほ総合研究所, 前掲書
  - 20 天栄村産業課「自然あふれる風力発電のむら 福島県天栄村」, 日本風力エネルギー学会誌, Vol.40, No.2, 193-195, 2016年
  - 21 大藤健太・杉山大志「福島県における今後のエネルギー政策～従来型発電技術と再生可能エネルギーの対比を中心に～」, 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー, 2011年12月  
<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/download/11038dp.pdf> (最終閲覧日: 2018年1月15日)
  - 22 経済産業省資源エネルギー庁「電源種別(太陽光・風力)のコスト動向等について」, 2016年11月
  - 23 環境省「風力発電所のリプレースにおける環境影響評価手法の合理化に関する検討報告書」, 2015年1月
  - 24 「同区域」とは, 既存の風力発電設備から300m以内であること, とされている。
  - 25 「同配置」とは, 既造成地であり, かつ既存の風力発電設備から100m以内に配置すること, とされている。
  - 26 クリーン・エナジー・ファクトリーウェブサイト, <http://cef.co.jp/windenergy/basis/index.html> (最終閲覧日: 2018年1月15日)
  - 27 Lagerwey社ウェブサイト <https://www.lagerwey.com/> (最終閲覧日: 2018年1月15日)
  - 28 経済産業省資源エネルギー庁, 前掲資料, 2016年11月
  - 29 一般社団法人日本風力発電協会「風力発電の今後の買取価格等について」, 2016年10月, [http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/024\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/024_02_00.pdf) (最終閲覧日: 2018年1月15日)
  - 30 出野勝・延命正太郎「風力発電のリプレースに関する考察(その4)」, 風力エネルギー利用シンポジウム, Vol.37, 403-406, 2015年11月