

## 第6章 プロジェクトコスト・マネジメント論

### 1. コストの概念区分

コスト、その概念は、再生可能エネルギープロジェクトの導入に向けた全工程において、各業務展開過程で発生するまとまりをもった金額をコストと呼んでいて、非常に幅広い概念であり、見方によってその意味は異なる。

大きく区分すると、概念設計やF S（事業化可能性調査）の過程で発生する事業費用はF Sの事業コスト、その中で計算されたエネルギーコストもF Sの結果のコストであり、プロポーザル段階でのプロポーザル実施費用はプロポーザルコスト、結果として算定した見積もり価額もコストである。さらにプロジェクト実施段階での事業費用はプロジェクトコストで、事業費を投入して生み出された生産物(電力)のコストもまたコストである。夫々その中に投入される経営資源（人、物、金）ごとにコストが発生する。

したがって、コストマネジメントといってもどの段階で、どのような関係者が、何の目的をもってマネジメントに臨むのかにより、マネジメントの性格は異なってくる。

もう一つ大切な点は、コストマネジメントには、財務会計的な取り組み方と、管理会計的な取り組み方の二通りがあるということである。財務会計は古典的かつ一般的な会計概念であり、現在の企業会計基準に示されたように、「いかに正確かつ合理的に費用を把握するか」に徹した計算方法であり、数値は発生から実現に向かって一方的流れ集計・集約される。このような考え方ではコストの掌握は事業展開の最後になる。

一方の管理会計は、事業展開の各段階において業務を金銭的な観点から管理し、合理的な事業展開を監視し管理する目的のもとで発展してきたもので、目標管理や、予算管理、予算対実績評価、さらに近年ではコストを目標に近づけるためのコスト企画といった概念にまで広がってきている。コストのP D C (Plan Do Check) & フィードバックが行われ、目的に達しないと繰り返しこれが行われる。いわゆるコスト・シミュレーションである。

ところが、「プロジェクトコスト・マネジメント」というと、一般的には石油化学プラントに代表される複雑な構造をもつ「プラントもの」を対象にした「エンジニアリングプロジェクトにおけるコスト管理」を意味し、プロジェクトが確定し、施主側との間で契約が成立したあと、受注した金額を計画的にW B S に沿って配分し管理し、受注する、あるいは受注したプロジェクトの事業収益を確保する手段として考えられている。

こうしたプロジェクトの場合、プロジェクトの構想が生まれてから概念設計、F S、受注契約をへて完成するまで、事業費というコストは激変する。当初の見積もり額と実績との差は30%を越すこともまれではない。この過程の中で事業費というコストをどう計画し管理していくかがエンジニアリングプロジェクトのコストマネジメントである。

そのイメージを以下の一般的な図で示す。右側の曲線はプロジェクトが完結した時の実績コストと完結する前の各段階での見積もりコストとの経験的な乖離を示すもので、プロジェクトが簡単な場合は乖離は小さく、複雑な場合は乖離は大きくなる。

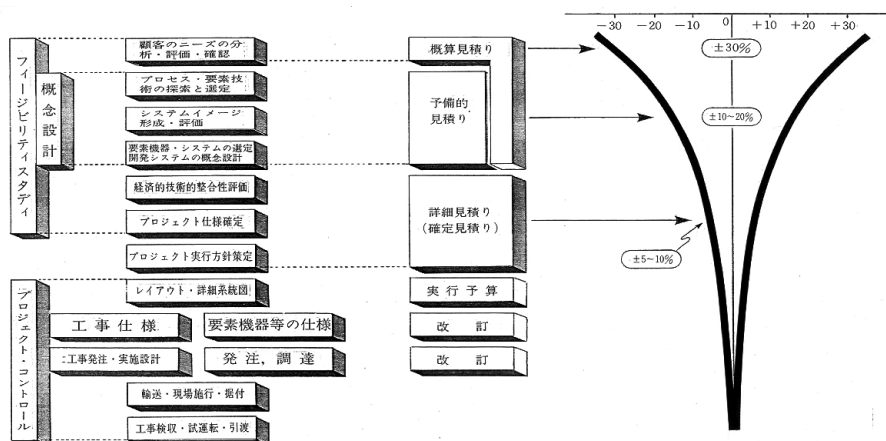


図1 プロジェクトコストの見積もりと誤差範囲  
出典：「エンジニアリング産業」（ダイヤモンド社）

しかし、「プラントもの」のエンジニアリングプロジェクトの考え方から再生可能エネルギーの分野のプロジェクトをみると、

- ・一部を除き規模は比較的小さい
- ・システムが「プラントもの」に比べてシンプルなものが多い
- ・工期が短い
- ・工程管理が比較的簡単である
- ・とくに後半の施工管理工程は比較的シンプルである

といった特徴があって、再生可能エネルギープロジェクトに、「プラントもの」のコストマネジメントの考え方を適用するにはやや無理がある、という意見も根強い。事実、概念設計やFSの段階では「プラントもの」でいうコストマネジメントという概念はほとんどない。

一方では、「プラントもの」よりも再生可能エネルギーの分野では前段の概念設計、FS段階でのエネルギーコスト（たとえば太陽光発電コスト）の企画・管理に重点があり、「プラントもの」では事業費（プラントコスト）の企画・管理が重視されるので、

重点の置き方を変えれば概念構成はそのまま利用できるという意見もある。

別の見方をすると、プラントものでは施工会社であるエンジニアリング企業等の立場に立ったコストマネジメントが重視されるのに対して、再生可能エネルギーでは、事業主、施主の立場に立ったコストマネジメントが重視されるということになる。

こうした背景を念頭に置いて、この教科では、コストを「再生可能エネルギーコスト」と同時に「再生可能エネルギープロジェクトコスト」の両面にとらえ、それらの考え方と手法を概観してみることにする。

## 2. 概念設計、F S段階における再生可能エネルギーコストの計算と評価

### 2.1 計算と評価のサイクル

コストマネジメントにおける主役であるコストはどのような段階を経て計算され評価に進むのであろうか。コストが生まれてくる段階を正しく理解し注視することがコストマネジメントの出発点であることは論を俟ない。

さて、概念設計・F S段階においてエネルギーコストが計算できるまでの過程には次の7段階がある。

この場合には、事業費というコストの計算は、エネルギーコスト計算のための一過程という位置づけになる。

#### 第一段階【システム構成の確認】

再生可能エネルギーの利用形態（たとえば電力）が資源から生み出されるまでの工学的プロセスを明らかにし、プロセスを構成する各種の機械・機器や装置が想定され、プロセスの全体が目に見える形で表現されるまでの段階。

例えば、太陽光発電でいえば、サイトの全天日射量の調査、パネルの調査選定、パワコン等周辺機器の調査選定、発電電力の利用目的などが設定され、ある程度のプロセスフロー図が出来上がった段階。

#### 第二段階【物質収支の計算】

第一段階のシステムが機能する場合の物質的流れを収支の形で表現した段階。

例えば、太陽光発電では該当しないが、バイオマス発電の場合、投入されるバイオマスのプロセス内での変遷を量的に表し、炉への投入量、他の物質（例えばガス）への変換量、残さ量などを収支の形で表現した段階。化学工場のプロセスの場合はこの物質収支が膨大になり、物質収支如何が製品のコストに大きな影響を与えるので、物質収支の企画検討に多大な関心を払う。物質収支の企画検討がコストマネジメントの核心との見方もある。

#### 第三段階【エネルギー収支の計算】

第一段階のプロセスフローをエネルギーの流れとして捉え、発生から消費までの工程でエネルギーがどのように伝わっていくかを表現した段階。電力収支の場合は kWh、熱収支の場合は メガジュール (MJ) で表現される。

例えば太陽光発電では、全天日射量がモジュールで電力に変換され、交流に変換されていく過程でロスが発生し、有効発電量になった段階からどのように消費され、送られていくか、また外部電源とのヤリトリはどうなっていくかを kW や kWh によって収支の形で表現した段階。

#### 第四段階【事業費の想定】

第一段階から第三段階まで、そして外部環境を前提として事業費の見積もり、想定計算を行う段階。

再生可能エネルギー分野では、大規模プロジェクトの場合を除き通常、このF Sの段階では詳細な積み上げ計算は行わない。類似の事例や「物価版」（建設物価などの公表資料）、企業の事例発表データ等、それに事業費積算経験を駆使して、概略の積算を行うことが多い。

例えば風力発電の場合は、資源エネルギー庁が公開している「発電電力・調達価格算定委員会配布資料」や事例データなどが利用できる。積算項目はせいぜい8～10項目程度である。

一般的な傾向として、新聞記事や業界誌を丁寧にフォローしていると、事業費の大まかな傾向値は把握でき、また積算単価（たとえば太陽電池パネルの価格）の入手が可能な場合が少なくない。

参考までに、事業用の100kW太陽光発電システムの事業費積算例を示す。2010年ころのデータであるので、今の段階でみるとkW当たりの事業費は高めに出ていることに留意したい。また事業費の積算に含めてもよい項目が空欄になっているが、ケースにより積算対象になる。たとえばサイトの事前調査などにコストが掛かる場合等である。

この例は想定段階の積算例としては詳細なケースであるが、太陽光発電の場合は、事業費積算に役立つ情報やデータがNet上はかなり豊富にあり、積算は比較的容易にできる。

ただ積算対象が積算をする側にとって未経験分野であると、プロジェクト実現に伴うマンパワーコストの積算がなかなか固まらず、この部分のコストが膨らむ可能性がある。

積算例では工数と表示されているが、エンジニアリング業界ではマンパワーに関する経費として「人件費+直接経費」を工数原価といい、積算によく用いられる。ここにいう直接経費とは給与、諸手当のほか法定福利費、福利厚生費など広義の人件費に入る諸経費のことである。

表 1 事業用 100kW 太陽光発電システム事業費積算例

区分	金額 (円)	内 訳 (円)	【 工 数 】	【 金額 (円) 】
I.	50,500,000	1. 土木・建築工事費		[ 11,200,000 ]
機械装置等費		(1) 基礎関係工事費		< 0 >
		・基礎工事費[梁台、キューピクル等]	0 m <sup>3</sup> 1 式=	0
		・屋根修復工事費	0 m <sup>2</sup> 1 式=	0
		(2) 装置据付等工事費		< 11,000,000 >
		○装置据付工事費		( 7,200,000 )
		・太陽電池据付工事費	100 人・日 1 式=	2,000,000
		・インバータ据付工事費	10 人・日 1 式=	200,000
		・梁台組立工事費	100 人・日 1 式=	2,000,000
		・キューピクル据付工事費	0 人・日 1 式=	0
		・システム保護装置等組立配線費	4 人・日 1 式=	80,000
		・データ計測装置据付工事費	4 人・日 1 式=	80,000
		・運搬費	1 式=	610,000
		・諸経費 他	1 式=	2,230,000
		○試験調整費		( 400,000 )
		・システム保護装置試験費	2 人・日 1 式=	100,000
		・インバータ試験費	2 人・日 1 式=	100,000
		・計測装置調整費	2 人・日 1 式=	100,000
		・システム調整試験費 (含む検査費)	2 人・日 1 式=	100,000
		○電気配線配管等工事費		( 3,400,000 )
		・電気配線配管等工事費	100 人・日 1 式=	2,000,000
		・配線配管材料費	1 式=	1,400,000
		(3) 表示装置関連工事費	1 式=	< 200,000 >
		2. 機械装置等製作・購入費		[ 39,300,000 ]
		(1) 太陽電池本体	280 千円/kW× 100 kW	< 28,000,000 >
		(2) インバータ (インバータ保護装置含)	50 千円/kW× 100 kW	< 5,000,000 >
	(3) 付帯設備		< 4,650,000 >	
	○太陽電池アレイ架台		( 4,300,000 )	
	・パネル用架台	350 千円/エント× 10 エント	3,500,000	
	・H鋼(ベースフレーム)	使用鋼材: 0 トン 1 式=	0	
	・接続箱	使用数量: 2 個 1 式=	800,000	
	○キューピクル	使用数量: 0 架 1 式=	( 0 )	
	○システム保護装置等		( 350,000 )	
	・逆系保護装置	1 式=	250,000	
	・直流電源装置	容量: 0 Ah 1 式=	0	
	・収納盤等 (含むアレイ等)	1 式=	100,000	
	○蓄電装置	容量: 0 Ah 1 式=	( 0 )	
	(4) データ計測装置等		< 750,000 >	
	・データ計測装置 (含、トランスミッタ等)	1 式=	700,000	
	・無停電電源装置	容量: 0 Ah 1 式=	50,000	
	(5) 表示装置	1 式=	< 900,000 >	
III.	0	2. 旅費	1 式=	[ 0 ]
その他 経費				
総経費	50,500,000			
消費税	2,525,000	上記の5%		
合 計	53,025,000			

なお、再生可能エネルギー分野も含めて、プラントもの全般に適用してよい方法に「スケールアップファクター法」がある。

プラントエンジニアリング業界の用語で、基準となるプラントコストを用いてスケールアップ (またはスケールダウン) されたプラントのコストを推計する際、べき法則を用いることがあるが、その際のべき数がスケールアップファクターである。

一般には 0.6 ~ 0.8 を用いる。例えば 100 の設備能力のコストが A であった場合、120 の設備能力のコストは、 $A \times 1.2^{0.7} = A \times 1.136$  倍になる・・・と推計する。

タワーやパイプといった丸みを帯びたプラントの場合は 0.6 ~ 0.7、ユニット型のプラントの場合は 0.8 ~ 0.9 を用いることが多い。経験値と言われている。

#### 第五段階【原材料・用益単価の想定】

基本的に金額コストは「数量」×「単価」で計算され、第二段階から第四段階までで「数量」の把握は完了するので、のこる「単価」の想定を行うのがこの段階。事業費積算の

場合は設計、調達、施工の工数単価であり、電力等の産出物コスト積算の場合は運転や保守要員の工数単価である。

#### **第六段階【工程別原価計算】**

目的とするエネルギーコストの算定まで、もう一段経由しなければならない段階がある。工程別原価計算の段階である。再生可能エネルギーすべてに当てはまるわけではなく、例えば風力発電の電力を利用して水素を生産し、燃料電池による発電コストを計算する場合が典型的な例である。

ワンステップで原価計算をする方法はなく、風力発電の発電原価計算、発電電力利用水素製造原価計算、水素郵送システム原価計算、燃料電池発電原価計算の4工程の原価計算を行い、それを一緒にした総合原価計算を行って初めてコスト計算は完了する。

再生可能エネルギー分野ではこのほか、バイオマス利用水素製造工程と水素を利用した燃料電池発電工程、排熱利用工程、これらが複合化されたバイオマス総合利用プロジェクトがこれに該当する。

#### **第七段階【事業収支～長期キャッシュフロー】**

事業収支には二つの面がある。ひとつは再生可能エネルギーを導入したことによるコスト削減効果を「事業収支」ととらえるケース。もう一つは再生可能エネルギーを販売することによる事業収支である。事業収支の多くのケースは、基準収支という考え方で、初年度ベース、あるいは数年間平均ベースという前提のもとに単年度の標準的収支を計算しその収益性を評価する。評価方法については項を改めて解説する。

コスト削減効果の場合には、既存のエネルギーコストとの比較計算をおこなうか、あるいは新設の場合は「従来の非再生可能エネルギー利用」と比べる一種の『仮想比較』である。この仮想比較はマネジメント上大きな問題を孕んでいるのでこれも項を改めて解説する。

長期キャッシュフロー分析は、再生可能エネルギー導入後、その事業が終了するか、あるいは導入設備の耐用年数（多くは法定耐用年数）にわたって年次別の事業収支を計算し、逐年の現金収入と現金支出から、逐年で回収できる金額を累計し、初期投資額が各年度末で何%回収されたか、また事業終了の時点で、投資額の何倍が回収されたかを分かりやすく表にまとめたものである。

この表を利用し、たとえば、事業期間10年間の長期キャッシュフロー計算で、10年後に初期投資額の2倍のキャッシュフロー累計額が見込める場合は、投資額は年率7.2%で運用されたことになる、といった利回り分析が行われる。

近年、投資利益率法が脚光を浴びているが、割引率と言う概念に馴染みがない人々には分かりにくい。しかしこのキャッシュフロー分析は極めて直感的であり分かりやすい点に特徴がある。

## 2.2 概念設計、FS段階での経済性評価の手法と問題点

コストマネジメントの最終段階は、再生可能エネルギー導入計画によって期待されるコストであり事業収支であるが、その経済性評価の方法や特徴を理解し、事業の性格に合った評価手法を選んで適切な評価に進むことも、重要なコストマネジメントである。マネジメントの言葉の中には、「よりよいレベルに向かって企画し改良していく」という考え方が含まれているからである。

そこで以下では、投資プロジェクト（金融事業を除く）の経済性評価に用いられるいくつかの手法について、その特徴と問題点を明らかにしてみたい。

### ①回収期間法

回収期間法は事業に対する投資額が、毎年の償却前利益によって何年で回収できるかを示したもので、

$$\text{回収期間} = \text{投資額} / (\text{利益} + \text{減価償却費})$$

で単純計算される。この際に投資に伴う借入金利子をどう扱うかには諸説がある。市中借入金で賄う場合は年々の利益で返済すると利子はどんどん減少する。これが投資の判断を不安定にさせることから、利益は支払い利息を控除する前の金額を使うべきとの意見である。加えて、投資の回収は借入金の回収度合いを示すので、もともと支払い利息の概念は持ち込めないとの意見もある。もっとも強い意見は、プロジェクトが有する固有の経済に、ファイナンス問題での変動要因を持ち込むべきでないという意見である。一方、市民プロジェクトのように私公募債を発行し、一種の確定利子付き投資信託のようなプロジェクトにした場合は、公募債の利息はコストとして利益は利息控除後の金額を用いるべきとの意見もある。プロジェクトの目的や性格を見定めて対処すべきものであろう。

大切なことは算定された回収期間がどのような前提条件で計算されたかを十分認識し、回収期間の数値を評価することである。

さて、回収期間法は書物や新聞報道等で最もよく用いられる手法であるが、割り算で使う利益をいつの時点での利益とするかが大問題になる。

市場競争が激しいケースで年々の予想利益が大きく変動する場合、年次の選び方で回収期間の数値は激変する。そうした場合、プロジェクトスタート後の数年間の平均値を採用するケースがあるが、数値に説得力が乏しく現実味に欠けるきらいがある。

それに代わる方法として、前掲の長期キャッシュフロー分析法があり、逐年のキャッシュフロー累計額をトラッキングして、ちょうど投資額と累計額とが一致する年次から回収期間を計算する方法で、かなり現実的実感がある方法であるし説得力がある。

ただ回収期間法には決定的な弱点があり、これが投資プロジェクトの真の評価を妨げてしまう要因になる。それは「回収期間経過後の事業性については全く評価されない」というものである。

例を挙げよう。

投資額はA, Bともに30,000千円

投資額	初年度	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目
A:30,000千円	15,000	10,000	5,000	3,000	1,000	-)500
B:30,000千円	5,000	10,000	15,000	15,000	12,000	10,000

投資額は共に30,000千円であるから、A案、B案共に3年目で投資額の回収ができるが、A案は年々急速に収益が落ちていく事業プランであるのに対してB案は3年目以降も高収益が続く見通しの例である。回収期間法ではA案、B案共に同一評価になり優劣は付かない形になる。実際には総合的に考えA案の劣勢が決まるのであるが、少なくともこのような単純な回収期間法は無効であることがわかる。

もう一つの弱点は投資の収益性についてはまったく考慮されていない点である。回収期間の数値には投資に対する収益性の要素は見当たらず、明らかに優れた投資案件とみなされるB案の評価が回収期間の数値にはまったく現われてこないのである。

しかし、回収期間法が重要視される側面もある。それは投資の安全性と流動性である。先々不透明だが今投資の意思決定をする必要がある場合は、できるだけ早く投資の回収をすることが望ましい。また企業は限られた事業資金を有効に回転させるには、早めに資金を回収して次の投資案件に回した方がよい。このような投資環境の下では、依然として回収期間法は有効である。

ただ、再生可能エネルギーの場合は複雑で、技術革新の進展如何では、「今年投資をすれば回収に8年かかるが、2年後に投資をすれば新プロセスの効果で7年で回収ができそうだ」と言う場合である。実務上は戦略的な、また総合的な判断が重視されるべきで、回収期間の僅かな差に拘泥するリスクは避けなければならないだろう。

## ②会計的利益率法

会計的利益とは、企業の財務会計において利益を算定する場合の会計規則、すなわち減価償却費を控除した会計上の利益を指す。したがって会計的利益率法は、減価償却や支払い利息を控除した利益の投資額に対する比率を計算し評価するのである。

この考え方は、財務分析における総資本利益率に一脈通じるところがあり、投資案件が企業の総資本利益率向上にどのくらい貢献するのかをみる点で有効であるが、規模の小さな案件では説得力に欠ける嫌いもある。

しかし再生可能エネルギー案件の場合は、財務分析的な考え方を取り入れる背景や根拠に乏しく、特に地方公共団体等で貸借対照表を作成していないところでは、この評価法には違和感があるだろう。現在ではほとんど使われてはいないと思われる。

## ③現在価値法

割引手形の思考法に類似する。「1年後に100万円手にできる案件だが、今年入金したい場合は95万円になる」という場合、「1年後の100万円の現在価値は95万円、割引率は5%」として表現される。



資金需要が旺盛で、資金そのものに増殖価値がうまれている資金環境の下では、投資によってもたらされる年々の収益の現在価値の合計と、今手元にある投資額と比較してどちらが大きいかによって、投資の案件が妥当であるかどうか判定される。

もし収益の現在価値の合計の方が小さい場合は、投資の案件は否定され、資金は他の案件に回ってしまうことになる。

現在価値法の利点は資金需要に対する投資案件の実力が評価される点にあるが、欠点は割引率が恣意的に利用され、本来の優れた案件が低評価される危険があることである。また資金需要が旺盛でなく、ゼロ金利政策が続く環境の下では、割引率も借入資金利子に近い値が採用されることから、現在価値法の適用価値はそれほど高くはないとも考えられる。

#### ④利益率法（内部投資利益率法 IRR）

現在価値法の考え方を発展させて、投資額と現在価値の合計とが等しくなるような割引率を計算したのが投資利益率、別名内部利益率、内部収益率である。IRR (Internal Rate of Return) として、再生可能エネルギー固定価格買取制度では大きくクローズアップされている。

計算式は次のとおりである。

$$\text{投資額 } I = V_1 + V_2/(1+r) + V_3/(1+r)^2 + V_4/(1+r)^3 \cdots + V_n/(1+r)^{n-1}$$

この式において、Vは年々の減価償却前の収益、rはIRR、nは事業継続期間、継続期間中の追加投資はないものとするが、5年目にある場合は右辺にマイナスで  $-I_5/(1+r)^4$  と加える。

IRR内部利益率は、各年の収益Vが一定ではないので、rを一義的に計算することはできず、高速近似計算法でパソコンを利用して計算している。ソフトがNet上に公開されており、容易に計算はできる。

ところで、IRRは固定価格での買取価格制度では、例えば風力発電の場合は内部収益率税前8%で買取り価格税前22円/kWh、20年間と設定されていて、計算は上記の式、意味は「年々の収益の現在価値合計が投資額と等しくなる割引率」というだけで一般の人にはわかりにくい。

しかし、終価法の考え方をベースに式を展開すると非常に分かりやすくなるので解説する。

[例題] 投資案件 投資額 I

事業期間 4年

収益 初年度：V<sub>1</sub> 次年度：V<sub>2</sub> 3年度：V<sub>3</sub> 4年度：V<sub>4</sub>

この投資環境は仮想・資金管理元が資金の供給や受け入れに対して、資産運用利益率 r %の利益を課している、清算はすべて事業終了後に行うことになっているとする。

いわゆる終価法である。

終価法は、投資額は借りたまま事業終了時点で利息込みで支払い、収益は資金管理元に年々預け、事業終了時点で利息込みで受け取る、というものである。

事業終了時点で両者が等しくなる利息がここでいう「資金に対する利益率」になるので、式を展開する。

$$\begin{aligned}
 & \text{投資額の4年後の元利合計} = I(1+r)^4 \\
 & \text{収益の4年間の元利合計} = V_1(1+r)^3 + V_2(1+r)^2 + V_3(1+r)^1 + V_4 \\
 & \text{この両辺を}(1+r)^3 \text{で割ると、} \\
 & I = V_1 + V_2/(1+r) + V_3/(1+r)^2 + V_4/(1+r)^3
 \end{aligned}$$

となって、IRRの計算式に一致する。

IRRは事業主体が要求する投資に対する利益率であることがこれで明確になるだろう。

参考までに再生エネ固定価格買取制度のIRRを示す。

表2 再生可能エネルギー固定価格買取制度のIRR

再生可能エネルギー全量買取制度 買取価格・買取期間 委員長案 2012/4/25 調達価格等算定委員会 記者配布資料より

電源		太陽光		風力		地熱		中小水力		
買取区分		10kW以上	10kW未満	20kW以上	20kW未満	1.5万kW以上	1.5万kW未満	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
費用	建設費 運転維持費 (1年あたり)	32.5万円/kW 10千円/kW	46.6万円/kW 4.7千円/kW	30万円/kW 6.0千円/kW	125万円/kW -	79万円/kW 33千円/kW	123万円/kW 48千円/kW	85万円/kW 9.5千円/kW	80万円/kW 69千円/kW	100万円/kW 75千円/kW
IRR		税前6%	税前3.2%	税前8%	税前1.8%	税前13%		税前7%		税前7%
買取価格 (1kWh当たり)	税込	42.00円	42.00円	23.10円	57.75円	27.30円	42.00円	25.20円	30.45円	35.70円
	税抜き	40円	42円	22円	55円	26円	40円	24円	29円	34円
	買取期間	20年	10年	20年	20年	15年	15年	24年	29年	34年

電源		ガス化		バイオマス				
買取区分		下水汚泥	家畜糞尿	未利用木材	一般木材	固形燃料燃焼 一般廃棄物	下水汚泥	リサイクル木材
費用	建設費 運転維持費 (1年あたり)	392万円/kW	184千円/kW	41万円/kW	41万円/kW	31万円/kW	22千円/kW	35万円/kW
IRR		税前1%	税前1%	税前8%	税前4%	税前4%	税前4%	税前4%
買取価格 (1kWh当たり)	区分	メタン発酵ガス化 バイオマス		未利用木材	一般木材 (パーム椰子殻舎)	廃棄物系バイオマス (木質以外)		リサイクル木材
	税込	40.95円		33.60円	25.20円	17.85円		13.65円
	税抜き	39円		32円	24円	17円		13円
	買取期間	20年		20年	20年	20年		20年

IRRが実際にどのように使われているかを、上記の表の太陽光発電のIRR適用の論議でみてみよう。この論議は、平成24年4月27日に政府系の委員会である調達価格等算定委員会で配布された「平成24年度調達価格および調達期間に関する意見(案)」に述べられているものである。配布資料には再生可能エネルギー各分野ごとに記述されているが、ここでは太陽光発電の箇所についての要点を掲載する。

- 10 kW 以上の太陽光発電については、ヒアリングにおいては、税引き前 6% と、他の分野に比べて低めの IRR が提示された。これは再生可能エネルギーの他の分野に比べた場合の太陽光発電のリスクの小ささを反映しているものと判断した。
- このため、最初の 3 年間の特別な配慮を加えた標準的な IRR を税引き前 7～8% として想定するのであれば、10 kW 以上の太陽光発電については、これより低い水準に設定することとし、ヒアリングどおり税引き前 6% とすることにした。
- 一方、10 kW 未満の太陽光発電については、IRR は 3.2% とした。これは一般的なソーラーローンの金利に相当する。補助金効果を考えなかった場合の価格に対応する IRR は、当然ながらこれより高いものになる。
- 住宅用太陽光発電（10kW 未満で、低圧契約を行っており、かつ居住として使用されている者であること）については、現在国の補助制度（3.5 万円 /kW）が存在しており、補助金の効果を勘案すると、現在の余剰電力買い取り制度のうち、10kW 未満で、かつ低圧契約を行っている場合に適用されている調達価格 42 円 /kWh は、48 円 /kWh 程度に相当する。一般の法律に基づく 10kW 未満の調達価格の設定にあたっては、このような補助制度が存在することについては念頭に置いて検討を行った。

### 2.3 概念設計，FS 段階におけるコストの企画・計画的管理法

コストマネジメントは、「コストを目的に叶うまで合理的に企画し設計し管理する手法」と考えると、計算手順に沿って一方通行の出口から出てきた数値がここに言う本来のコストではない。単なる一里塚である。

アクションの第一は「隠れコスト」のあぶり出し、第二は「エンジニアリングによるコスト削減」、第三は「ファイナンス面のコスト削減」、そして第四は「仮想評価に潜む危険な思想の回避」、最後の第五は「廃棄費用」である。

本来どのようなアクションが必要であろうか。太陽光発電と風力発電を例にとって考えてみよう。

#### ① 隠れコスト

一般に報道され流布している太陽光発電システムの発電コストには「隠れコスト」が考慮されていることはほとんどない。

まず第一はメーカーの言う「出力保証」である。出力保証の内容は様々であるが、共通している点は、パネルの発電出力が年々下がっていくことを前提にして、年率 1% の減少までは免責としている点である。それ以上の出力減少に対しては売電料金減少保証

やパネル交換などでメーカーが保証するというもの。

しかし、出力保証の適用には出力減少がパネルに起因して発生したことを証明する等、民法上の問題があり、多くのユーザーは申請せずにそのままという例もあるという。

第二はパワーコンディショナなどの制御機器の耐用年数経過に伴うメンテナンスコストの発生である。太陽光発電の導入メリット計算の多くが20年年間何事もなく利用できるような前提を置いている例が目立つが、全く事実誤認である。

第三は日常の定期点検や異常時の検査等の費用である。年々でみれば大きな金額にはならないが20年間の金額は決して無視することはできない。

これらを軽視しては発電コストを合理的に企画し管理したとは言えず、コストマネジメントは存在しなかったことになる。

## ②エンジニアリングによるコスト削減

エンジニアリングとは「物理、化学、変化、生命、移動、反応、均衡といった自然界における力の源泉を人類の便益を目的に利用するための技術活用概念」(※)と定義され、現代では問題解決のために諸科学を動員して取り組む行為そのものがエンジニアリングと解釈される。

※「エンジニアリング産業」(東京大学出版会)

例えて風力発電の場合でいえば：

- ・騒音公害を小さくし、環境対策費を削減するために、増速ギア方式ではなく、ギアレズ式を用いたシステムに変更する。(電気機械工学、電子システム工学、環境科学、法規制など)
- ・系統連系上のトラブルを未然に防ぎ、運転停止に伴う発電コストの上昇を抑えるために、突出出力吸収用にキャパシタを併設する。(電力工学、電子工学、計測工学、法規制など)
- ・風車の配置にあたって、風車相互の干渉による発電量の低下、年間発電コストの上昇を抑えるために、レイアウト・シミュレーションを行い、最適配置を求める。(流体工学、電気機械工学、電力工学、システム工学など)

このようなエンジニアリング活動は、本来であればシステムの基本設計段階で設計技術的観点から行われるものであるが、各種設計が済んで経済性が試算された段階で問題が浮上し、改めてコスト削減対策として登場することが多い。

## ③「仮想比較」に潜むコスト評価上の危険

(コストマネジメント上の注意事項)

この問題は、特に省エネ化プロジェクトの場合のエネルギー機器システムの新規投資か取替投資かによる評価の際に発生する。評価のあり方に問題があると、コストを合理的に把握したとはいえず、コストマネジメントそのものが問題だったことになるからである。

省エネルギー化投資の場合は、すでに稼動しているプラント(耐用年数未達)を省

エネ化する「途中取替投資」のケースなのか、それとも全く新しく全体設備を建設する〔新規投資〕のケースや耐用年数経過により更新する「更新投資」のケースなのかにより、初期投資の見方や、投下資金回収期間の計算方法が異なってくるのである。

(注) 途中取替投資と更新投資を明確に区分しているので留意する必要がある。

前者の場合をより厳密に言えば、既稼働のプラントの残存耐用年数があと何年あるかにより、資金回収期間の計算は異なる。

新規投資の場合や耐用年数経過により更新する更新投資の場合は、複数の省エネ化プランのランニングコスト・メリット比較を行い、同時に複数のプランの初期投資額の比較を行って、差額値を用いた経済計算によりプランの優位性を評価することがおこなわれている。

図解すると次図のようになり、一般的傾向として差額資金の回収期間は大幅に短くなる傾向がある。これが「仮想評価」である。仮想比較で計算された「差額」という金額は現実には存在せず、実態評価とは無関係なのである。

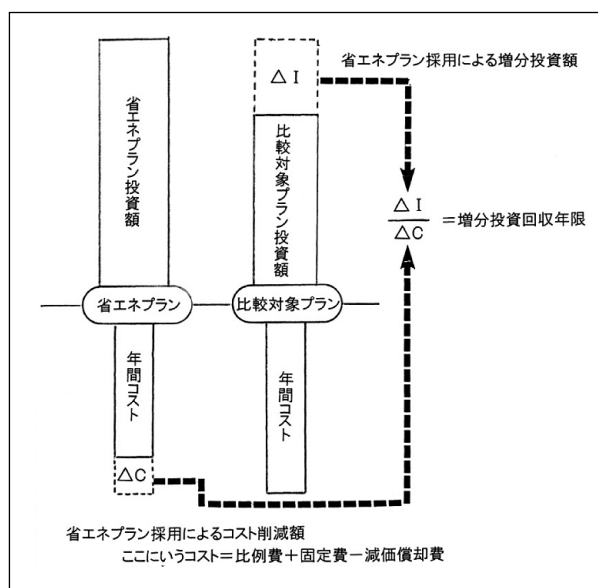


図2 増分投資回収年限のイメージ

[注] この場合の回収期間は、「投資額そのものの回収期間」と誤解されやすく、利用や説明には十分に留意する必要がある。パンフレットには往々にしてこのような数値が掲載されている。曰く「差額は2年で回収できます!」といったPR表現である。回収の意味を曲解しているのである。

一方、途中取替投資の場合は、省エネ化の投資効果の比較があくまで「現状との比較」であるので、省エネ化によるランニングメリットによって回収すべき投資額は、基本的には投資した全額になる。

ただし、既存の設備が数年先には物理的耐用年数も切れ、省エネ化を行うか否かには関係なく設備の更新を行わなければならないケースでは、回収すべき投資額は、

更新が必要になる年度で従来型の設備の更新投資分が差し引かれ、回収期間は早まることになる。

この関係を図示すると次のようになる。

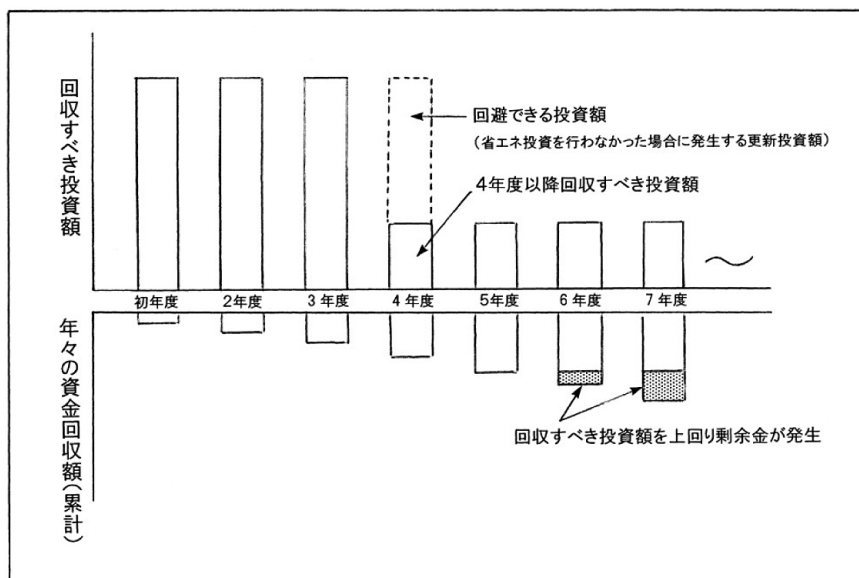


図3 更新投資回避による投資額回収年限短縮のイメージ

こうした事象が現実には起きているので、仮想比較による投資の評価は、政策担当者の価値判断を誤らせるばかりではなく、本来合理的に削減することができるコストを、高評価（極めて短い回収期間）の影に隠し、コストの合理的な形成を目指すコストマネジメントを誤った形にしてしまう恐れがある。

#### ⑤ システム廃棄費

再生可能エネルギーのコストを計算する場合、事業終了の場合に想定される設備費の廃棄費用（時には残存価値）を計算に入れることはほとんどない。しかし、今、太陽光発電では、20年と想定される耐用年数に対して家の解体、転売、建替え等の時期が20年前にやってくるのが想定され、その場合の移し替え、転売、廃棄に費用の扱いが議論の一つになっている。

特に既存の住宅に設置した場合が問題で、屋根の葺き替えの際に発生する移し替え費用は数十万円に上ることもある。

### 3. プロポーザル段階でのコストマネジメント

#### 3.1 プロポーザル段階におけるコストの概念

プロポーザル段階とは、概念設計やFSが済んで施主がプロジェクトを実施（建設）・発注する意思を固めた際に、発注者と受注候補者との間で見積もりや諸条件を話し合う段階を指す。

ここでのコストマネジメントの概念は、見積もり金額に絡めた受発注契約の形態を指す

ことが多く、「プラントもの」、特にプラント輸出に関連して論じられている。

契約形態の一般的な分類（プラント輸出を想定）を以下に示すが、詳しい解説は別のカリキュラム「プロジェクト契約管理論」で紹介されるので、ここでは「フィー」の考え方のみ紹介し他は省略する。

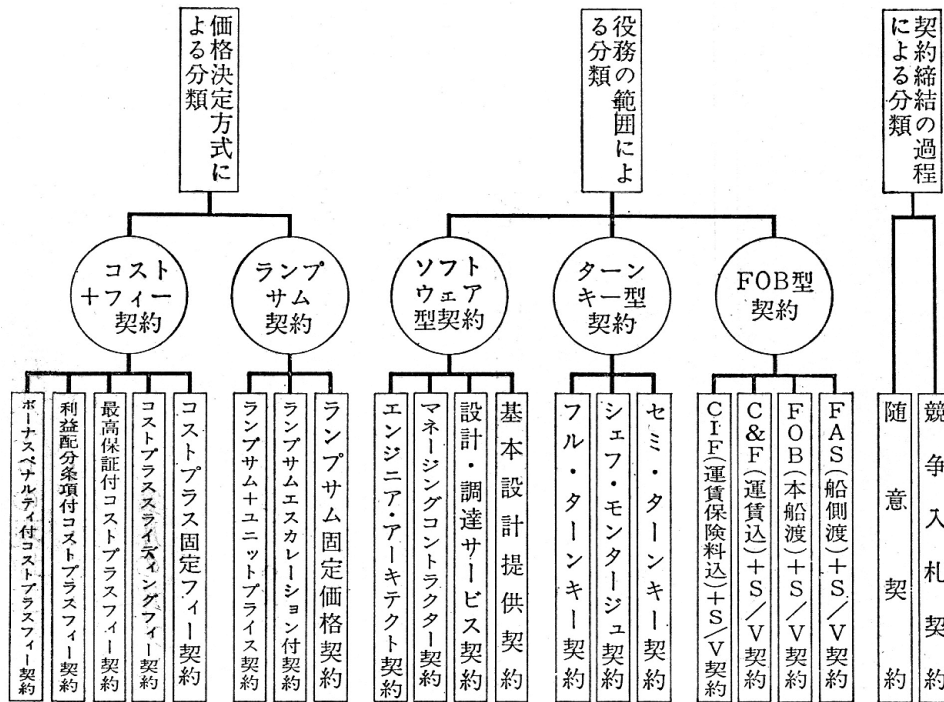


図4 契約形態の分類

出典：「エンジニアリング産業」（ダイヤモンド社）

### 3.2 契約金額の中の「フィー」の決め方

「プラントもの」の場合であるが、事業費の金額をプロポーザル段階で協議する際のポイントは、受注者側の利益である「エンジニアリング・フィー」を見積もり段階でどう見込むかという点である。これは「プラントもの」だけではなく、再生可能エネルギープロジェクト全般に亘る問題でもある。

プロジェクトの受注金額は、競争社会においては需給関係で左右され、利益込積算コストが契約金額になるケースはほとんどないが、再生可能エネルギーの場合はプロジェクト仕様の基本がマチマチなため、標準化されたプロジェクト（たとえば家庭用太陽電池システム）以外はプロジェクトコスト（いわゆる事業費、システム価格）に市場原理、競争原理が働きにくく、フィーの設定が現実味を持ってくる。

一般論ではあるがフィーのとらえ方を以下に図示する。

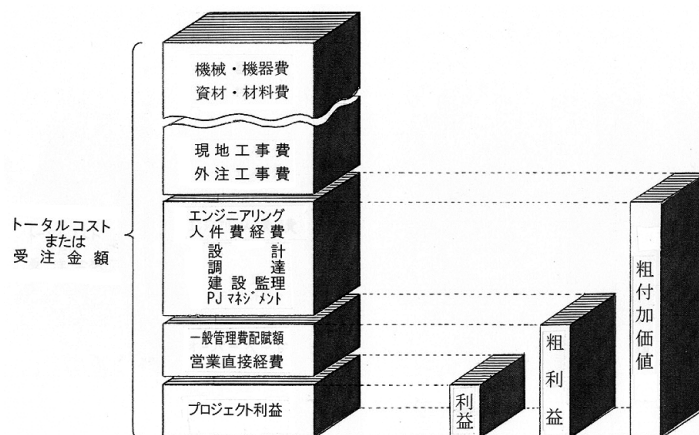


図5 事業費積算におけるフィーの捉え方

一般に普及している再生可能エネルギーの場合は、これまでの経験から、エンジニアリングに伴う人件費や経費の額がほぼ把握されるので、フィーは粗付加価値で設定することが多い。この場合のフィーは、事業費総額に対して20%前後である。

一方、プロジェクトの仕様が複雑で、交渉段階ではエンジニアリング費用の把握が困難な場合は、フィーの範囲をオーバーヘッド（一般管理費＋販売費）＋営業利益に設定することが多い。この場合のフィーは、事業規模の大きさにもよるが総事業費に対して5%前後である。

参考までに、米国エンジニアリング企業の場合のフィー（上の図で利益A）の%の一例を掲載する。総事業費に対する%は1～2%と低いですが、純売上高が総事業費の20%なので、利益率は5～10%になる。

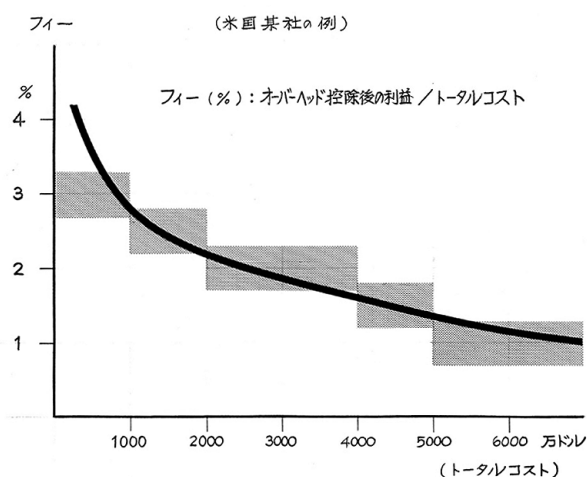


図6 エンジニアリング・フィーのレベル (米国某社の例)



以下の4.の内容は、主に受注が確定した大型の「プラントもの」で、設計から完成までに数年の期間が必要なケースを想定して描かれたコストマネジメントであり、再生可能エネルギー分野では、完成まで数年に及ぶ大型ウィンドファーム建設プロジェクトや運用開始まで10年ともいわれる地熱発電プロジェクト、さらにはプロセスが複雑な大型バイオマス発電システムなどを除くと、以下のマネジメント論は部分的な適合に止まる場合があることに留意したい。

## 4. プロジェクト実施段階におけるコストマネジメント

### 4.1 工数管理とコストマネジメント

プロジェクトが確定して実施段階に入った場合のプロジェクトコスト・マネジメントは、以下の図に示すように、設計、調達、工事の工程管理と工数管理に基づいてプロジェクトコスト管理の成果を最終的に表現するところまで行われる。各工程管理はスケジュール管理によって強固に結ばれていて、工程上の変更はスケジュールに反映され、他の工程管理に影響を与える。

そして、それぞれの工程で発生したコストが発生の都度コスト管理システムに入力され、コスト管理レポートが“絶え間なく”作成され、プロジェクト成果報告に反映されていく。(工数管理についてはカリキュラム「工程管理概論」を参照されたい)

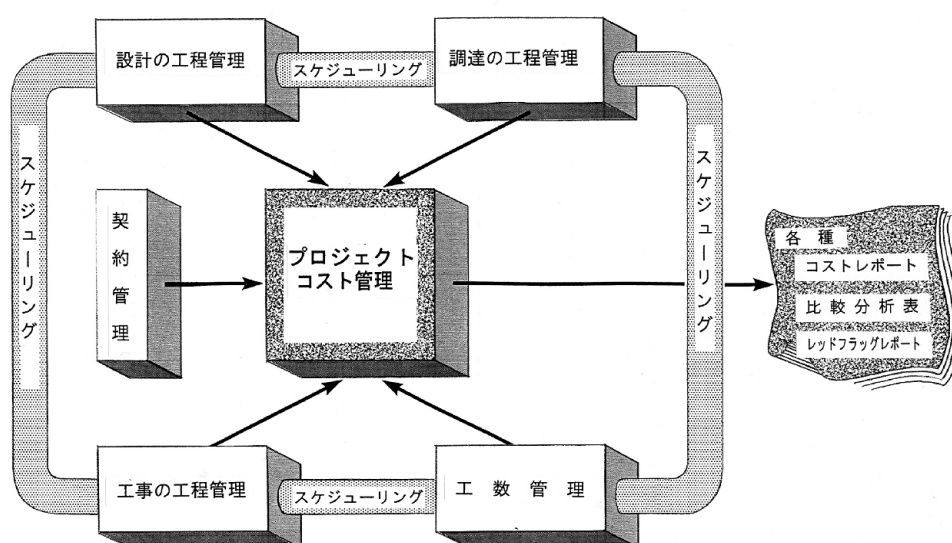


図7 コスト管理の背景にある工程管理

## 4.2 コスト管理の流れと成果報告

次に、コストがプロジェクト成果報告に反映されていく流れを見てみよう。

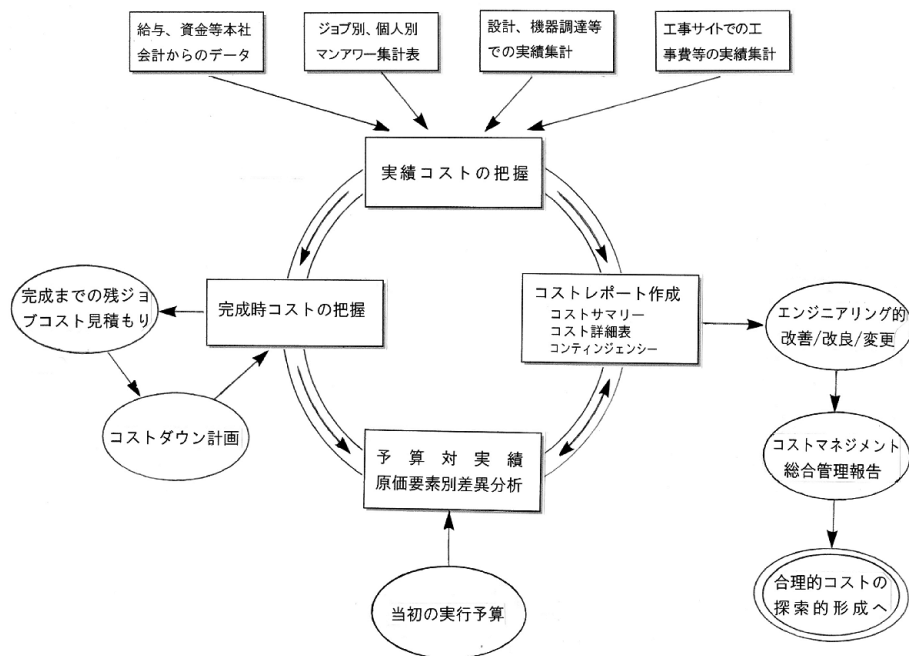


図8 コストマネジメント・フロー概念図

プロジェクトの実行予算が策定され、プロジェクトが実施段階に入っていくと、投入された人件費（通常は工数単価による工数原価）、機器装置の調達実績、外注工事費、現地諸経費などが次々に実績コスト把握システムに入力され、完成時の予想コスト、目標コストとの比較が行われて、発生した差異がどのような原因によるものなのかが明らかにされて、各種の管理レポートが作成される。

プロジェクトが「コスト+フィー契約」で行われた場合には、その管理レポートは発注者に対して提出され、分析が合理的と判断されると発注者に対するコスト求償の権利が確定する。「ランプサム契約」の場合は受注者の内部管理レポートに止まり、発注者には開示されない。

プロジェクトコスト・マネジメントには、コストを合理的なレベルで実現する企画・管理の機能が期待されているので、図の左端の「コストダウン計画」は非常に重要である。一般にはエンジニアリング的手法により、様々な観点から分析が行われ、プロセスの改良、削減、追加、更には機器発注方法の見直し、工事のあり方の改良などでコストダウン計画を立案し、完成時の目標コストに向けた実行予算の組み替えが行われる。現在はこれらの管理には情報システムが用いられ、現場の管理者の端末装置にはリアルタイムで管理情報が流れていく。

実際のコスト管理レポートの一例を挙げる。この例は総額 100 億円以上の大型化学プラ

ントの例であるが、工事期間が短い場合は別として、規模が小さくても管理表としてのスタイルは変わらないであろう。事実、業務用太陽光発電システム導入プロジェクトの場合で、工期が6カ月以上になる場合には、これに近い形の、あるいは改良された形のコスト管理表が利用される。別名、「プロジェクト工事予算管理表」とも呼ばれている。

表3 プロジェクトコスト管理表の一例

(1,000ドル)

コスト コード		実 績		オープン コミット メント (コスト) (コスト)	再 計	見 込 み		当初予算	差異
		今月	累計			完成まで	完成時 合計		
	直接コスト								( )..... オーバー
100-00-00	建設用地の開発・改良	193	7,674	792	8,466	606	9,072	9,228	156
200-00-00	機械・機器・装置	3,612	37,656	1,488	39,144	3,762	42,906	43,410	504
300-00-00	配管・電気・計装	1,374	10,386	10,206	20,592	5,028	25,620	26,160	540
400-00-00	建家・付帯設備	666	10,950	7,518	18,468	4,518	22,986	22,896	(90)
500-00-00	その他の直接配賦コスト	246	1,842	1,776	3,618	2,070	5,688	6,000	312
	直接コスト 計	6,091	68,508	21,780	90,288	15,984	106,272	107,694	1,422
	間接コスト								
600-00-00	現場人件費、経費	156	2,034	60	2,094	2,106	4,200	4,338	138
710-00-00	建設機械費用	66	384	18	402	66	468	468	0
720-00-00	建設機器費用	60	288	6	294	0	294	300	6
	間接コスト 計	282	2,706	84	2,790	2,172	4,962	5,106	144
	建設コスト合計	6,373	71,214	21,864	93,078	18,156	111,234	112,800	1,566
800-00-00	エンジニアリング人件 費、経費	1,102	15,694	0	15,694	1,606	17,300	18,000	700
900-00-00	コンティンジェンシー	0	0	0	0	4,692	4,692	10,400	5,708
	プロジェクトコスト合計	7,475	86,908	21,864	108,772	24,454	133,226	141,200	7,974

ここにいう「コンティンジェンシー」とは、予め予測困難な事態に遭遇した場合に支出を予定する一種の予備費であり、予備費の管理も重要な面を持つ。

また「レッドフラッグ・レポート」とは米国のエンジニアリング企業で使われる方法で、実績コスト累計の傾向値と予算コストの累計の傾向値を比較して、異常な乖離が生じた場合には、「立ち止まって考えよ」との指示を出す情報システムである。

例えば、基礎工事で使う生コンクリートの量が、工程上時期が早まっていないにもかかわらず当初予定量をオーバーして現場に投入されてきた場合には、注意信号を出し、その限度を超えた場合には危険信号で、異常を知らせるのである。

再生可能エネルギーの場合は、地熱利用や、地中熱HP利用等での試掘工程で適用されることもある。

レッド・フラッグ・レポートの一例を以下に示す。

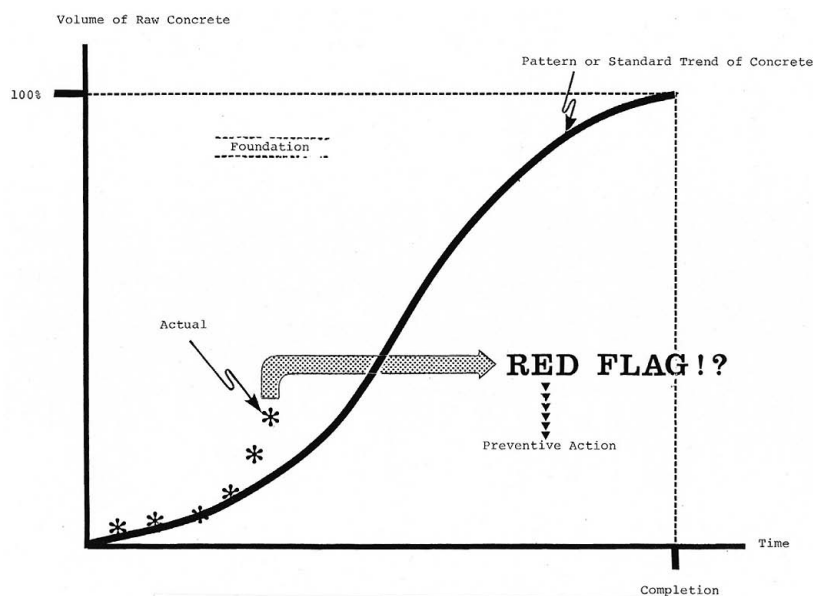


図9 コスト・トラッキングと危険信号の発見

#### 4.3 プロジェクトコスト管理の特徴

プロジェクトコスト管理においては一般の製造業には馴染みの薄い管理上の特徴が存在する。

- ◆コスト管理は企業の財務会計とは全く関係なく、当該プロジェクトがスタートしてから、それが完結するまでを管理期間として、その期間内に集中して行われる。
- ◆プロジェクトコストの把握は、徹底したプロジェクト別原価計算制度に基づいて行われることが原則で、製造業一般で普及している部門別原価計算制度は適用されない。
- ◆プロジェクトのコスト管理技法で最も特異な点は、徹底したプロジェクト別原価計算とそれに基づく予算実績分析にある。コストの合理的形成と実現の源もここにある。
- ◆プロジェクトコストは、それがコスト+フィーで契約されたものである場合には、そのコスト部分についてはすべて発注者に開示されなければならない。
- ◆発生し実現したプロジェクトコストは、管理報告が済むと、企業会計の面からは財務会計の仕組みの中に組み込まれ、表面に現れることはなくなる。その意味では一過性のデータになる。

#### 5. プロジェクト資金の調達に関わるマネジメント論

プロジェクトコスト・マネジメントがプロジェクトコストの合理的な実現とそのための手段の実施とするならば、プロジェクトの合理性を実現するためのファイナンス手法も軽視することはできない。

過去にはファイナンスの問題は、プロジェクト実現に必要な資金をどう調達するかといったいわば融資手続き上の問題として取り上げられ、企業や自治体においては資金部や

財務部などがその任に当たってきた。

しかし昨今はどうであろうか。プロジェクト・ファイナンス方式においては、資金提供者側からプロジェクトの成果（たとえば太陽光発電の売電収入）に対する厳しい査定が行われ、ファイナンス通じてプロジェクトコストを包括的に見直さざるを得ないことも起こり得る。ファイナンスという名の、プロセスの中で始まるコストマネジメントである。

一時ブームになったE S C O事業（Energy Service Company）では何が起きているだろうか。E S C O事業では新エネ・省エネ化によって得られた利益原資を資金提供者と施設オーナーとで分配するシステムであるが、事業契約の段階では、両者間で利益原資の確保策、見方を変えると事業費やコストのあり方について激しい議論がおこなわれ、利益増加のためのコストマネジメントが展開される。

公共事業において民間資金やノウハウを活用するP F I事業ではどうか。民間の事業費に対する厳しい目が公共事業費算定にそそがれ、無駄が排除されて合理的な事業費が形成されていく。ここでも創造的なコストマネジメントが行われる。

最近増加傾向にあるファイナンス・リース方式でも同じである。事業性を厳しく査定する機関が事業プランナーとして参画することにより、事業費やコストは徹底的に合理化されよう。新たなコストマネジメントの展開である。

今までコストマネジメントは当該プロジェクトの実施者の内部監査的な概念としてみてきたが、昨今のファイナンスの傾向から、事業費や製品コストの合理的形成に外部監査的要因が作用してきていることに注目したい。

昨今は、プロジェクト、特に海外資源開発プロジェクトに関するファイナンスの話題が絶えない。しかしこれはプラントビジネスに限ったことではなく、再生可能エネルギー分野でもファイナンスに関わる様々な適用例が登場しているので、最後にその実情をみておきたいが、ファイナンスについての詳細記述は、このカリキュラム構成の基本から外れるので割愛し、ここでは仕組みのアウトラインを俯瞰するにとどめたい。

## 5.1 プロジェクトファイナンス活用法

プロジェクトファイナンスとは、資源・エネルギー開発や大型の石油化学工場建設、交通開発、その他社会開発プロジェクトにおいて事業資金を調達するにあたり、プロジェクトの実施者が銀行等から事業資金を借り入れるのではなく、関係者でプロジェクトを遂行する「特別目的会社」（S P C = Special Purpose Company）を設立し、この会社を実施者として資金の調達を行う方式である。

開発と建設、そして運用が長期間に亘るプロジェクトそのものを事業主体と見做して融資を行うものである。

そのため、プロジェクトファイナンスでは、事業の採算性が重視されるため、これに関わる関係者は事業費の削減や成果物のコスト削減などが資金の融資者から厳しく求められ、厳格なコストマネジメントが行われる。

一般の借入れが実施者の財産等を担保にして行われるのに対して、プロジェクトファイナンスの場合は、そのプロジェクトの実施によって生まれる収益（キャッシュフロー）と事業資産が担保になり、SPC会社の出資者には債務が及ばない点に特徴がある。

この方式を「ノン・リコース・ファイナンス＝不遡及ファイナンス」と呼び、出資者である親会社に債務が及ぶ方式を「フル・リコース・ファイナンス」と呼んでいる。

また、フル・リコースの場合でも債務の返済保証が完全でない場合があるが、親会社が信用力を背景に100%債務保証を行う場合を特に「コーポレート・ファイナンス」と呼んでいる。

さて、プロジェクトファイナンスの場合、事業実施者は事業資金の借入れに対して債務を負わないわけであるから、SPC設立時から事業開始までは融資者にとっては担保は何もないことになる。そのため、融資者側では、事業費融資に当たって考えられるリスクをすべて洗い出しその対策に注力する。

リスクの主なものを挙げると、市場リスク、物価変動リスク、環境リスク、不可抗力リスク、契約解除リスク、災害被災リスク等、コストにあまり関係のないもののほか、工事完成リスク、運転管理リスク、コスト上昇リスク、収支悪化リスク等、コストに直接関係するものがある。

融資者が実施者に対してコストマネジメントの徹底を要請する根拠がここにあるわけであるが、それでも実際にはすべてのリスクを融資者が負えない場合は限定遡及の条件を設定しなければならないことになる。

ここで、再生可能エネルギーのプロジェクトファイナンスの事例を「環境ビジネス2012.3」のNet情報をもとに紹介する。事例は大規模太陽光発電メガソーラーである。

鹿児島市七ツ島で国内最大規模となる70メガワット（最大出力70,000kW）の太陽光発電事業がプロジェクトファイナンスの方式野の採用をベースに動き出した。

京セラ、IHI、みずほコーポレート銀行の3者がメガソーラー事業の事業性検討を始めることで基本合意した。

事業構想によると、事業主体は新たに設立する特別目的会社SPC、建設予定地はIHIの所有地である鹿児島市七ツ島の約127万㎡の土地、モジュールはすべて京セラ製の多結晶シリコン製、29万枚のモジュールを設置する。

この事業費は約250億円、これに必要な資金は、SPCの株主が出資をするエクイティ（株式払込金）と銀行が融資するプロジェクトファイナンス。

SPCの筆頭株主は京セラ、これにIHI、KDDI、九電工、鹿児島銀行、竹中工務店などが賛意を示す。（その後の事情変化には言及しない）

このSPCがシステムのエンジニアリングEPCを担うほか事業の運営を

行う。

プロジェクトファイナンスは、実際に事業を行うSPCが独立して資金の借り入れを行う仕組みで、出資会社の債務保証はない。

ローンの組成形態は複数の金融機関が融資するシンジケートローンになり、アレンジを行うみずほコーポレート銀行のプロジェクトファイナンスチームがシンジケートローン市場から参加金融機関を招聘してシンジケートを結成する。

## 5.2 ESCO事業活用法

ESCOとはEnergy Service Companyの略で、企業や公共団体等の消費するエネルギーコストをエンジニアリング手法を駆使して削減し、その報酬を受け取る事業である。削減するコストはエネルギー消費量の関わるコストとは限らない。どのような契約を交わすかによって内容は異なるが、エネルギー消費量は変わらなくてもより安価なエネルギー源が利用できるプロセスを採用した場合のエネルギーコスト削減額や、省エネ・新エネ技術を導入することによって直接削減できた費用、たとえばメンテナンス削減効果なども契約の対象になる。

ESCOはもともと「省エネ化」を支援することを基本にしている事業であるが、省エネ化＝エネルギーコスト削減であり、そのための手法が狭義の省エネプロセス技術採用に限定しているわけではなく、コスト削減に効果があると判断される場合は再生可能エネルギー技術に依存することもまた当然である。

そしてこのESCO事業契約交渉を通じてエネルギーを消費している事業者は第三者の目による厳しいコスト削減のための作業が始まり、エネルギー消費コストの合理的形成、すなわちコストマネジメントが展開されるわけである。

(社)ESCO推進協議会のHPによれば、ESCO事業は：

- エネルギー診断に基づく省エネルギー提案
- 提案実現のための省エネルギー設計および施工
- 導入設備の保守
- エネルギー供給に関するサービス
- 事業資金のアレンジ
- 省エネルギー効果の保証
- 省エネルギー効果の計測と徹底した検証
- 計測・検証に基づく改善提案

と謳われており、省エネルギー効果の保証を含む契約形態＝パフォーマンス契約を取ることににより、顧客の利益の最大化を図ることができるという特徴がある。

そこで以下、E S C O事業の一般的な仕組みのついて以下の図で詳しく見てみよう。

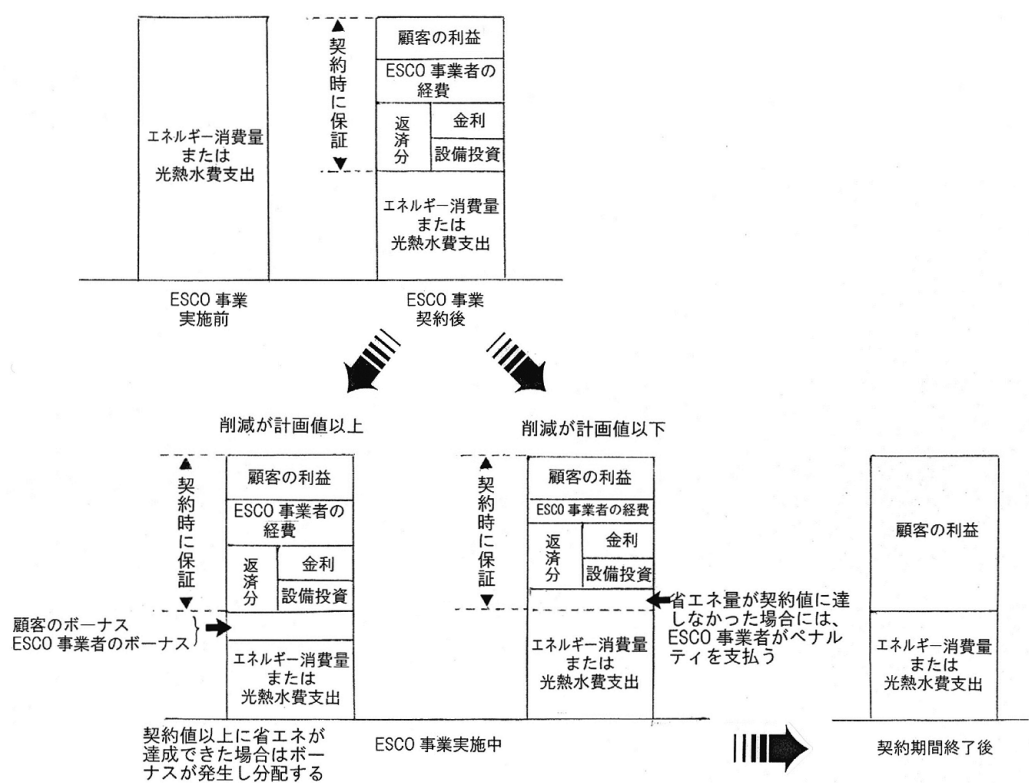


図 10 ESCO 事業の仕組み  
出展：(社) ESCO 推進協議会 HP

企業や公共団体等（ここでは顧客と仮称する）のコストマネジメント担当者は、既存の施設で消費するエネルギーコストを削減するために、E S C O事業者との協議に入る。E S C O事業者はエネルギー管理士や電気主任技術者等の専門家チームが協議に参加する。

E S C O事業者は顧客のエネルギーシステムを詳細に調査し、エネルギー消費量や光熱水費の削減の可能性について定量的に精査し、そのための事業費を積算する。

E S C O事業者は、その事業費を投入して顧客のエネルギーコストを削減し、削減額を顧客とE S C O事業者とでどう分配できるかを計算する。

E S C O事業者としては、E S C O事業契約期間（通常は5～7年）内に事業費が回収し、かつE S C O事業実施に伴う金利込諸経費（通常は利益込）をも回収しなければならない。その上で残余の部分を顧客に利益として分配するのである。

顧客はE S C O事業者から提案された省エネ効果の分配計画について合意すればE S C O事業契約は成立する。契約時にE S C O事業者が顧客に対して保証する部分は、エネルギーコスト等に関する現状と省エネ化後の差額、ならびに契約期間である。

顧客は、顧客側の分配割合が小さくても契約終了後にはE S C O事業者の分配も終了するので、それを見越して契約の判断を行う。



契約に基づく省エネ化の成果が、契約に謳われた削減額以上になった場合には、その余剰分はボーナスとして顧客とE S C O事業者の両者に分配されるが、もし削減額に満たない場合は、未達額はペナルティとしてE S C O事業者が顧客に支払うことになる。

そして契約が終了した以降は、E S C O事業者の取り分もなくなり、その分は顧客側の追加利益となってくる。

なお、顧客側からみた場合、このような、いわば他力本願的なコスト削減策がいつもとれるのかといえばそうではない。E S C O事業者側にとっては、この事業でどれだけの収益を上げられるかが経営上の課題であり、省エネ効果総額に比して投資額や事業運営コストが課題になる場合は契約が困難になりコスト削減はできない。

契約未成立のケースをみると、必要投資額の大きさにもよるが、概して年間の削減額が1,000万円程度になるとE S C O事業そのものの事業性が失われるとみられている。

これまで述べていったケースはE S C O事業の契約が「シェアード・セイビング方式」で事業費をE S C O事業者が負担するケースであったが、事業費を顧客側が負担し、E S C O事業者とは単なるパフォーマンス契約だけを交わす方式、すなわち「ギャランティード・セイビング方式」がある。

業界用語では、シェアード・セイビング方式を節減額分与契約、ギャランティード・セイビング方式を節減額保証契約と呼んでいる。詳細は割愛する。

### 5.3 その他の活用法

内部管理的なコストマネジメントではなく外部管理的なコストマネジメント方式には、上記の2法のほか、「プロジェクトファイナンス・リース方式」がある。

リース契約の一般的なパターンでは、4～5年間のリース料金で貸与した設備の初期費用を回収し、その後は設備を撤収するかあるいは借り手に売却するという仕組みであり、あくまで初期費用の負担が困難な設備ユーザーのためにリース契約で設備の調達を早期に実現させる手段と考えられている。

常識的に考えて、設備導入費用はリース契約の方が、リース会社の取り分があるので直接購入よりも高くなるであろう。にもかかわらずリース方式が採用されるのは、リース会社の購買力と設備保守のノウハウによって、自ら資金を調達して購入するよりは合理的な事業費と運用コストが期待できるのではないかと、その思惑がある。

ここにいう「ファイナンスリース」はこれとはやや趣きを異にする。ファイナンスリースは一般の賃貸借やレンタルのように、すでにリース会社やレンタル会社が保有している設備などを、ユーザーが選んで借りるのではなく、ユーザーが希望する設備などをリース会社が購入し、それをユーザーに貸与する方式である。

その特徴は、

- リース会社等はユーザーに代わって購入した設備などを長期間貸与する。
- ユーザーはその期間リース料を支払い、リース会社はその料金で設備等の購入代金

や金利、損害保険料、その他直接経費を賄い、実質的にコストをユーザーが負担する。

■原則としてリース期間中は、ユーザーは契約を解約することはできない。

■設備等の保守や修繕費用はユーザーが負担する。

■リース会社等は設備等の瑕疵担保責任は負わない。

などとなっている。

本来のコストマネジメントの観点からみると、こうしたリース方式がコストの合理的形成に役立つと考えるにはやや無理があるが、それでも再生可能エネルギーの分野で、リースファイナンスリースを活用しようという動きが出てきている。これがプロジェクトコストの合理的形成にどのような効果があるかは明らかではなく、今後の調査に期待したいところである。

その例を以下に掲載して、この教程を閉じることとする。詳細はまだ不明であるが、ややファイナンスリースに近い方式かと考えられる。

題名：シーベル・インターナショナルがリコーリースと提携して  
小水力発電機のリース事業を開始する (2012. 11)

新エネルギーベンチャーのシーベルインターナショナルはリコーリースと提携して小水力発電機のリース事業を開始する。月々の売電収入を見込んでユーザーが負担する初期費用をゼロにし、設備投資の資金力が潤沢ではない農業関係者でも導入しやすくした。

用水路等の小規模な水流での発電用を目指し、発電能力 10 kW の場合で 1,000 万円の小水力発電機「ストリーム」を契約期間 12 年のリースで提供する内容。本体価格や設置工事費をゼロにする代わりに、月々のリース料をユーザーから受け取る仕組みである。

再生可能エネルギー固定価格買取制度で水力発電は発電能力 200 kW 未満なら 1 kWh あたり 34 円（税抜き）で 20 年間売電できるようになった。一般的なリースよりも長期の契約となるが、売電収入が長期間安定的に見込めるほか、小水力は季節や昼夜を問わずに発電でき、リスクは少ないとみた。

農業用水の利用権を持つ土地改良区連合を中心に導入を働きかけていくという。

このほか、PFI (Private Finance Initiative) という公共事業民間委託方式もある。地方公共団体等が民間企業などと共同で公共サービス事業を行う場合 va、事業費積算や事業運営に実績やノウハウが乏しく、公共サービスを効率よく、効果的に提供するこ

とが困難な場合、地方公共団体などは、特定の業務に関して優れた技術や運営ノウハウを持つ民間企業などに業務を委託することが行われる。この事業化方式をPPP（Public Private Partnership）とよび、事業委託の方式をPFIといている。

公共事業で特に設備投資を伴う場合は、事業費の積算に問題がよく生ずるといわれる。その中でもエネルギー関連のプラント建設を伴う、たとえば公共施設の省エネ化工事などでは、プラントエンジニアリング・ノウハウの経験がないと事業費の合理的積算ができにくいという問題が生ずる。ここにコストマネジメントの手法が登場する。

PPPは公共と民間による共同事業の事業化手法であり、それには民間委託やPFIがあり、公共セクターが行っている業務内容の一部、あるいは全部を民間企業などに委託する。

設備投資関連でいえば、これまでは、施設整備に関わる設計業務や施工業務のそれぞれを外部に分割して発注する「設計・施工分離発注、分割発注」方式をとっていたものを、設計と施工を一括して発注するDB（Design Build）方式にすることで、設計施工の品質向上、設計施工の技術的整合性の向上、事業費の合理的な積算、コストダウンを狙うとともに、公共セクターでの事務の合理化、経費の削減をも狙うものである。

本教程の趣旨からは外れるのでPFI、PPPの詳細は省略するが、こうした一種の外部監査的な要因を利用して、事業費コスト、成果物コスト、サービスコストの合理的形成を進めるのがプロジェクトコスト・マネジメントの役割である。

参考までに、PPP事業化手法の一覧表を掲載する。出典は「PFI、PPP実践マニュアル」（ぎょうせい）であるので、詳細は本書を参照していただきたい。

