

INDEKS 354333

ISSN 1428-8117

nr 11 (146)

listopad 2011

cena 45,20 zł

(w tym 5% VAT)

# CONTROLLING I RACHUNKOWOŚĆ ZARZĄDCZA

NARZĘDZIA DLA CONTROLLERA I ANALITYKA

INFOR  
EKSPERT

[www.econtrolling.infor.pl](http://www.econtrolling.infor.pl)



**Wiekowanie należności i zobowiązań**

**Piszemy makra...  
Ostatni niepusty wiersz**

**Model 12 poziomów dojrzałości  
w kalkulacji kosztów – część V**

## Elementy Zrównoważonej Karty Wyników wyciągu narciarskiego

**porady:** ▶ koszty czasu pracy maszyny ▶ liczba aktualizacji budżetu



# Standaryzacja korporacyjna procesu przygotowania projektu inwestycyjnego

Andrzej Ebinger

właściciel firmy szkoleniowo-doradczej Ebinger Consulting

Pytania: [czytelnicy.controlling@infor.pl](mailto:czytelnicy.controlling@infor.pl)

Artykuł ten dotyczy przygotowania projektów inwestycyjnych w organizacjach mających strukturę korporacyjną w takich gałęziach gospodarki, jak: energetyka, przemysł chemiczny i paliwowy. Opisywane tu kluczowe problemy, wynikające z przygotowania modeli inwestycyjnych, ujawniły się w rozmowach przeprowadzonych z osobami odpowiedzialnymi za przygotowanie, analizę i ocenę projektów inwestycyjnych.

W dużych organizacjach proces przygotowania, analizy i oceny projektów inwestycyjnych nie jest wystandaryzowany. Teza ta wynika z dwóch zasadniczych przyczyn:

1. Nie ma odpowiednich wytycznych i procedur dla przygotowania modeli inwestycyjnych na etapie preinwestycyjnym. Przykładem ich braku są modele inwestycyjne przygotowywane przez różne spółki w ramach jednej grupy kapitałowej, mające wieloraką formułę, i co gorsza, niemające podobnie zdefiniowanych kryteriów decyzyjnych, zarówno dla projektów rozwojowych jak i projektów modernizacyjnych, które powinny wynikać z przyjętej strategii rozwoju dla całej grupy.
2. Brak spójności w przygotowaniu tzw. wsadu inwestycyjnego dla modelu i założeń dotyczących zarówno struktury finansowania projektów, jak i formuły wykonania finansowej oraz ekonomicznej analizy, zawierającej analizę efektywności (rentowności), analizę ryzyka kluczowych, badanych zmiennych projektu, które da się oszacować w pieniądzu (analiza wrażliwości), oraz pozostałych części analizy, np. analizy opcji, która powinna być wykonana na poziomie przygotowania studium przedinwestycyjnego, lub analizy scenariuszowej,

która powinna zawierać różne scenariusze, dotyczące np. proponowanych ścieżek cenowych (scenariusz pesymistyczny, optymistyczny i prawdopodobny).

Skutkiem wskazanych przyczyn jest wykonywanie modeli inwestycyjnych i analiz w różnej formie.

### Praktyczne problemy

Można przyjąć, że gdyby analitykom w firmie przekazać założenia do wykonania analizy finansowej, zawierającej analizę rentowności i ryzyka, to każdy z nich wykonałby to zadanie inaczej. Nie dość tego, odbiorcy gotowego raportu wyników analizy z dużym prawdopodobieństwem zadawali by sobie pytanie: „Co autor miał na myśli?”.

W praktyce spotyka się gotowe, wypełnione tzw. wnioski inwestycyjne wysyłane do „spółki matki”, nazywanej przez pracowników po dziś dzień „centralą” (pachnie to naleciałościami z epoki realnego socjalizmu). Formuła tych wniosków oraz informacje merytoryczne w nich zawarte mają się nijak do nowoczesnego podejścia do przygotowania dokumentacji projektowej i do procesu decyzyjnego dotyczącego inwestycji. Oczywiście, dotyczy to jedynie fazy przygotowania inwestycji i nie mam tu na myśli procesu zarządzania projektem jako takiego, który jest zazwyczaj realizowany w większości organizacji metodą PRINCE 2.

### ◀◀ UWAGA

Warto zaznaczyć, że analiza efektywności inwestycji, wykonana zazwyczaj przez różne spółki w ramach jednej grupy kapitałowej, zawiera zwykle podstawowe wskaźniki rentowności w postaci wartości bieżącej netto projektu NPV, wewnętrznej stopy zwrotu z projektu IRR i zdyskontowanej stopy zwrotu DPP. Praktycznie nie spotkałem się dotychczas, aby w końcowych analizach projektu wyliczone były wskaźniki, np. MIRR, DCVA i PI.

Jeżeli w wagach kryteriów decyzyjnych istotne znaczenie ma np. IRR, to jest to już problem, ponieważ nie da się wyliczyć wewnętrznej stopy zwrotu. Co w przypadku, kiedy np. duże nakłady odtworzeniowe (częste w energetyce – np. generalne remonty kotłów) spowodują, że w projekcji skumulowanych przepływów pieniężnych po wyjściu „na swoje”  $DCF > 0$ , znowu pojawią się ujemne przepływy pieniężne? Wtedy kryterium decy-

zyjne powinno być brane z poziomu zmodyfikowanej wewnętrznej stopy zwrotu MIRR, a zdyskontowany okres zwrotu DPP w ogóle przy decyzji inwestycyjnej nie powinien być brany pod uwagę jako kryterium decyzyjne. Wiemy tylko, że w pewnym okresie nasze skumulowane, zdyskontowane przepływy pieniężne osiągnęły wartość dodatnią (do tego momentu jest liczone DPP), a późniejszy spadek DCF poniżej zera (DCF przecina oś czasu więcej niż raz) IRR jest niewyliczalny.

Brak kryteriów decyzyjnych dla różnego typu projektów jest również powodem błędnego podejścia w definiowaniu decyzji inwestycyjnych, dotyczących ich realizacji. Przykładem tego może być stosowanie jednakowej, korporacyjnej stopy dyskonta (do tego nieodzownie wymaganej struktury finansowania inwestycji), np. dla projektów modernizacyjnych oraz rozwojowych w inwestycjach dotyczących produkcji energii elektrycznej i ciepłej metodami konwencjonalnymi i w obszarze OZE (Odnawialne Źródła Energii).

Ta praktyka jest stosowana niemal we wszystkich grupach kapitałowych, z którymi współpracowałem. Od razu nasuwają się pytania:

1. Czy tyle samo chcemy zarobić (minimalna oczekiwana stopa zwrotu z inwestycji) przy produkcji energii czarnej i zielonej?
2. Czy w przypadku projektów OZE, przy wsparciu finansowania projektu (dotacje, kolorowe świadectwa pochodzenia energii, preferencyjne kredyty), mamy oczekiwać zwrotu np. z dotacji?
3. Czy zwrot z kapitału własnego dla różnego typu projektów jest taki sam?

Sztywne stopy dyskonta powinniśmy stosować jedynie, przygotowując projekty współfinansowane z dotacji. W takich przypadkach, zgodnie z wytycznymi Ministerstwa Rozwoju Regionalnego i Komisji Europejskiej (w okresie programowania 2007–2013), będziemy przyjmować do naszych modeli stopę dyskonta w wysokości 5%, gdy projekcję wykonuje się w cenach stałych, lub 8%, gdy w cenach bieżących.

W dzisiejszych realiach makroekonomicznych, np. w energetyce, stopy dyskonta dla projektów dotyczących energetyki konwencjonalnej, uwzględniające strukturę finansowania projektu (a nie firmy), powinny kształtować się w granicach  $12\% \pm 1\%$ , a dla projektów z obszaru odnawialnych źródeł energii w granicach  $7,5\% \pm 1\%$ . Trudno oczekiwać takich samych zwrotów z inwestycji

przy produkcji energii zielonej i czarnej. To samo dotyczy różnych projektów (w szczególności rozwojowych) w innych branżach.

Dla osób wykonujących analizy w spółkach grupy kapitałowej powinna być istotna nie informacja, jaką stopę dyskonta przyjąć do dyskontowania wolnych przepływów pieniężnych projektu, lecz informacja, jaka jest minimalna stopa zwrotu z kapitału własnego dla danego rodzaju inwestycji, która jest stosowana w całej grupie i wynika ze strategii rozwojowej. Czyli tak naprawdę analityk musi wiedzieć, ile firma ma zarobić z zaangażowanego kapitału własnego i ewentualnie, jaki jest maksymalny, możliwy do zaakceptowania, koszt kapitału obcego – moim zdaniem powinien sam o tym decydować.

Działy controllingu w dużych korporacjach niesłusznie stosują tę samą metodykę podejścia np. przy zakupie aktywów typu spółka oraz inwestycji w aktywa trwałe w już istniejących organizacjach (lub w przypadku powołania spółek celowych dla realizacji projektu), których praca przynosi efekt w postaci gotowego produktu do sprzedaży, np. energii elektrycznej, energii cieplnej, gazu, paliw ciekłych lub nawozów sztucznych.

Warto jeszcze zwrócić szczególną uwagę na założenia dotyczące stopy dyskonta. Praktycznie we wszystkich dużych grupach kapitałowych, z którymi współpracowałem, w wykonaniu modelu projektu inwestycyjnego stosuje się tzw. korporacyjne stopy dyskonta, których wartość przyjmuje się zazwyczaj jako średnioważony koszt kapitału, odzwierciedlający finansowanie firmy, a nie projektu. Stopy te jednak zupełnie nie odzwierciedlają faktycznej struktury finansowania projektu. Dla projektów inwestycyjnych, w szczególności realizowanych w formule „Project Finance”, powinno się przyjąć dyskonto odzwierciedlające strukturę zaangażowanego kapitału własnego i obcego do finansowania konkretnej inwestycji.

### ◀◀◀ UWAGA

Reasumując, w założeniach do tzw. „wsadu inwestycyjnego” i danych bazowych menedżerowie powinni przekazać swoim analitykom informację o tym, ile spółka ma zarobić na projekcie (chodzi o minimalną, możliwą do zaakceptowania, stopę zwrotu z inwestycji), a nie jaką stopę dyskonta przyjąć, a także, jeśli to konieczne, informację na temat maksymalnego zaangażowania kapitału własnego w strukturze finansowania projektu.

Nieco inna jest sytuacja w projektach realizowanych w obszarze ochrony środowiska. W większości przypadków projekt musi być zrealizowany z tytułu wymogów prawnych, np. ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. W takim przypadku proponuję przyjmować stopy dyskonta zgodnie z wytycznymi MRR i KE (wartości podałem na początku artykułu). W skrajnym przypadku w jednej ze spółek grupy kapitałowej spotkałem się z projektem zakupu aktywów, których praca nie generowała w całym ekonomicznym okresie trwania życia projektu wartości skumulowanych, zdyskontowanych, wolnych przepływów pieniężnych większych od zera. Jedynym logicznym wytłumaczeniem byłoby osiągnięcie korzyści dla grupy, wynikające z zachowania odpowiedniej struktury produkcji energii czarnej i zielonej, co w konsekwencji mogłoby skutkować mniejszą ilością uprawnień emisyjnych.

Pytanie tylko, czy to jest w porządku. Czy kosztem generowanych strat w spółce można osiągać korzyści na poziomie grupy? Nie twierdzę, że nie, ale brak jest jakichkolwiek wytycznych dla wszystkich spółek w grupie, które skutkowałyby zdefiniowaniem kryteriów decyzyjnych dla określonych działań inwestycyjnych.

### Udział firm zewnętrznych

Bardzo często w spółkach zleca się firmom zewnętrznym przygotowanie studiów wykonalności konkretnych projektów. Jest oczywiste, że każda z tych firm ma swoją metodykę przygotowania analizy finansowo-ekonomicznej, będącej najistotniejszą częścią studium wykonalności, celowości lub przedinwestycyjnego (np. analiza opcji na poziomie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, angażujących określoną liczbę interesariuszy projektu). No i efekt wykonania tych zleceń bywa różny!

Jednak przy braku standaryzacji, a co za tym idzie – braku zdefiniowanych potrzeb i formuły wykonania takiej dokumentacji na potrzeby zleceniodawcy, jest jej wykonanie przez firmę zewnętrzną tak, jak jej „pasuje”, a nie zgodnie z potrzebami zleceniodawcy. Najlepszym tego przykładem były dwa projekty, które miałem przygotować na nowo, niezależnie od już istniejącej dokumentacji, przygotowanej dla zleceniodawcy przez spółkę zewnętrzną.

Zacząłem się od telefonu ze spółki z prośbą o przełożenie modelu inwestycyjnego „z polskiego na nasze”. Po dwóch dniach studiowania skoroszytu Excel stwierdziłem, podobnie jak mój



zleceniodawca, że nic z tego nie rozumiem, i poprosiłem o podstawowe dane bazowe oraz wsad do modelu (nakłady inwestycyjne, oszacowanie rocznych przychodów, kosztów zmiennych i stałych), w celu wykonania modelu i analizy od początku. Wniosek – gdyby zleceniodawca wiedział, jaką formułę ma przybrać analiza finansowa wraz z analizą efektywności i ryzyka inwestycyjnego, czyli dokładnie zdefiniowano by potrzeby na etapie zlecenia, to nie powstałaby sytuacja, że dokumentacja została przygotowana zupełnie dla niego niezrozumiale. Jestem zwolennikiem wykonywania modeli inwestycyjnych w sposób jasny, logiczny, nieskomplikowany, z odpowiednimi opisami, tak aby były one również czytelne dla osób niemających wykształcenia ekonomicznego.

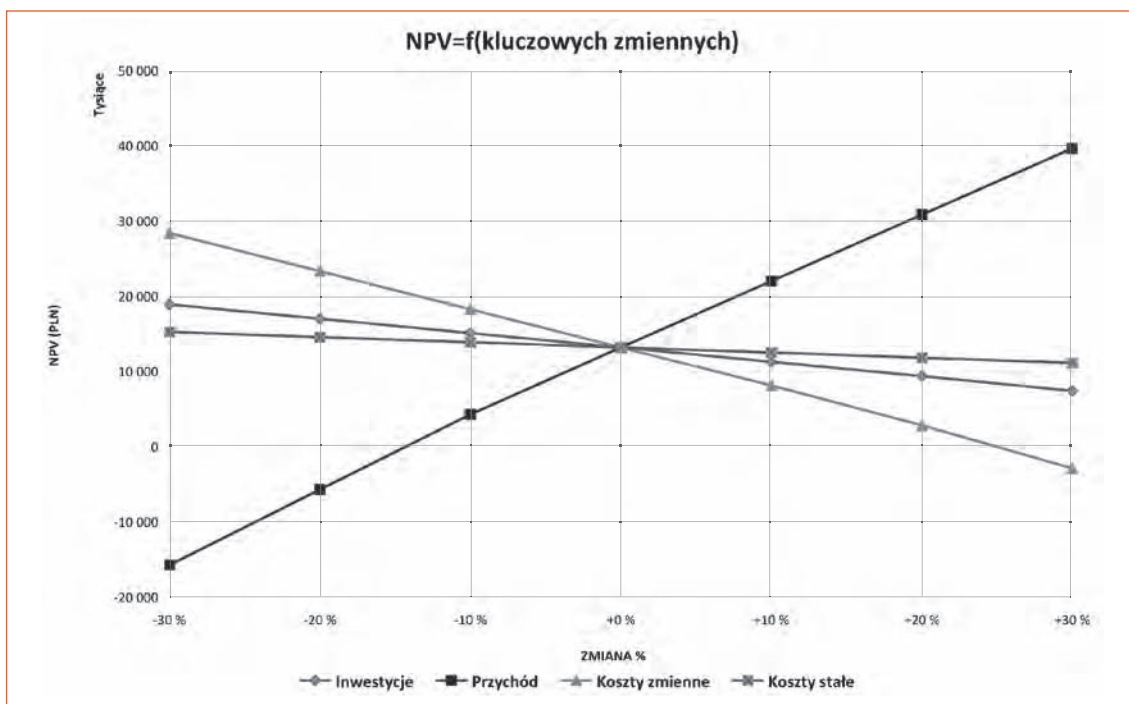
Z moich doświadczeń wynika, że dość dużym problemem jest współpraca osób wdrażających technologię z osobami odpowiedzialnymi za część finansową projektu. Bez odpowiednich procedur zwykle proces przygotowania dla obu stron jest żmudny i długi. Na tym tle dochodzi również do wielu konfliktów, szczególnie gdy istnieje duża presja czasowa. To technolog na przykład musi oszacować ilość energii elektrycznej i ciepłej

wytworzonej w kogeneracji przy założeniu określonego rodzaju i źródła zasilania układu, mając do dyspozycji również założenia technologiczne i dane techniczne dotyczące urządzeń układu. On także musi oszacować koszty eksploatacji, w szczególności koszty zmienne, np. ilość gazu, materiałów eksploatacyjnych niezbędną do wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w kogeneracji.

Mając odpowiednie wytyczne i procedury, dział ekonomiczny jest w stanie jasno i prosto zdefiniować wszystkie dane, niezbędne do wykonania modelu. Jest to o tyle ważne, że później można łatwo wykonać analizę ryzyka, oszacować progi rentowności zmiennych i marginesy bezpieczeństwa dla badanych zmiennych projektu. Przykładowo, po właściwym przygotowaniu wsadu inwestycyjnego bardzo łatwo jest później wykonać wykresy, np.  $NPV = f$  (kluczowych zmiennych projektu),  $IRR = f$  (cen sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej), lub określić progi rentowności i marginesy bezpieczeństwa, np. dla ilości wyprodukowanej energii elektrycznej, cen sprzedaży lub nakładów inwestycyjnych.

Dla przykładu przedstawiam wykresy analizy wrażliwości (**wykres 1** oraz **2**), wykonane w programie Invest for Excel.

Wykres 1. Wykres analizy wrażliwości (typu pajak)



Wykres 2. Wykres analizy wrażliwości typu (tornado)

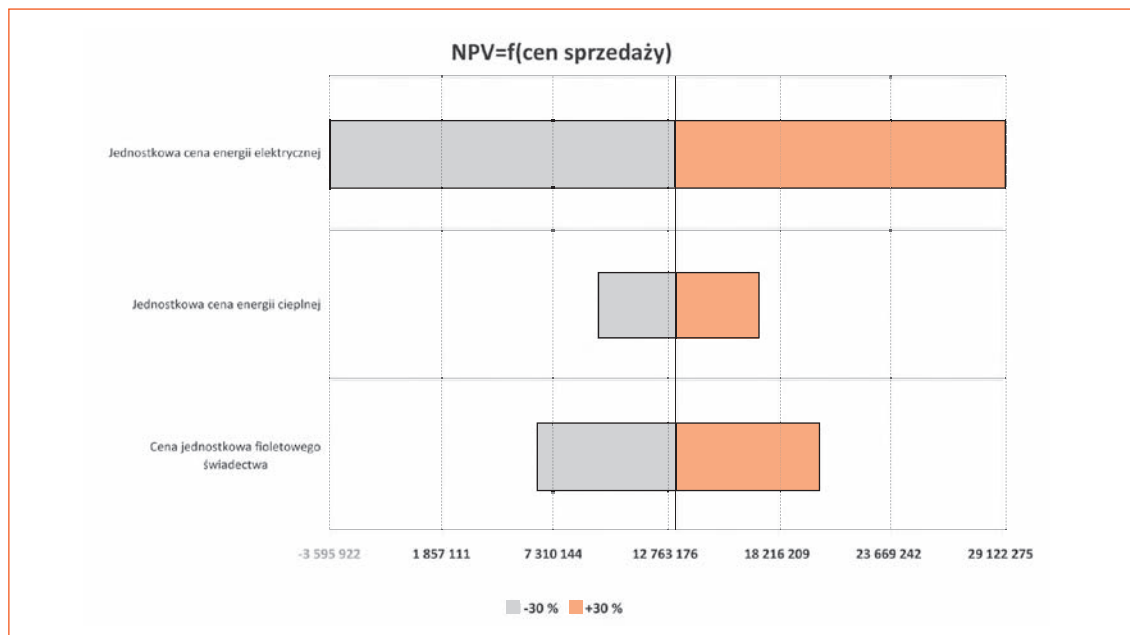


Tabela 1. Analiza rentowności dla projektu

ANALIZA RENTOWNOŚCI			
Opis projektu	Budowa węzła CHP - Opcja A bez dotacji		PLN
<b>Dla Firmy</b>			
Nominalna wartość inwestycji	22 005 000	Inwestycje zdyskont.	18 926 633
Oczekiwana stopa zwrotu	8,91 %		
Okres obliczeniowy	13,5	lat(a)	7/2011 - 12/2024
Moment obliczeniowy	7/2011	(na początku okresu)	
<u>Wartość bieżąca przepływów operacyjnych</u>		<u>Uwagi</u>	
± Wartość bieżąca przepływów pieniężnych z dział. operacyjnej	21 741 918		
+ Wartość bieżąca wartości rezydualnej	302 121		
<b>Wartość bieżąca przepływów pieniężnych</b>	<b>22 044 040</b>		
- Wartość bieżąca reinwestycji (utrzymania, itp.)	-1 240 172		
<b>Ogółem wartość bieżąca (PV)</b>	<b>20 803 868</b>		
<u>Propozycja inwestycji</u>	<u>Nominalna</u>	<u>Wartość bieżąca</u>	
- Propozycja inwestycji w aktywa	-19 605 000	-17 686 461	
+ Dotacje na inwestycje	0	0	
Propozycja inwestycji	-19 605 000	-17 686 461	
<b>Wartość bieżąca netto (NPV)</b>	<b>3 117 407</b>	>= 0	-> Oplacalny
NPV jako miesięczna płatność/annuita	32 529		
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)	12,01%	>= 8,91 %	-> Oplacalny
Zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu (MIRR)	10,23%	>= 8,91 %	-> Oplacalny
Indeks rentowności (PI)	1,18	>= 1	-> Oplacalny
Okres zwrotu (lata)	11,2	Ze zdyskontowanych FCF	
Zwrot z aktywów netto (RONA), %	25,5 %	Średnio 14 lat(a)	
Ekonomiczna wartość dodana (EVA)	651 160	Średnio 14 lat(a)	
<b>Zdyskontowana wartość dodana (DCVA)</b>	<b>3 687 921</b>		
<b>Wewnętrzna stopa zwrotu oparta o DCVA (IRRd)</b>	<b>12,39%</b>	>= 8,91 %	-> Oplacalny
Zmodyfikowana wewn. stopa zwrotu oparta o DCVA (MIRRd)	5,63%	< 8,91 %	-> Nieopłacalny
Okres zwrotu, lata, oparty o DCVA	5,3		
Skumulowana zdyskontowana wartość dodana 7/2011->12/2015	-221 336		
Skumulowana zdyskontowana wartość dodana 7/2011->12/2016	66 823		
Moment obliczeniowy dla okresu zwrotu	7/2011		

### Proponowane rozwiązania problemów

Rozwiązanie problemów opisywanych w artykule gwarantują:

- Opracowanie wytycznych dotyczących przygotowania projektów inwestycyjnych (w kontekście omówionych zagadnień, w szczególności

modeli inwestycyjnych, zawierających analizę rentowności i ryzyka inwestycyjnego) wraz z procedurami wykonania dokumentacji oraz opisem działań dotyczących pracy zespołu projektowego. Wytyczne nie muszą sztywno wyznaczać założeń do wykonania modelu, ale powinny wskazywać metodę i formułę przygo-

Tabela 2. Analiza rentowności dla kapitału własnego

Dla Właścicieli kapitału	
Koszt kapitału własnego	12,00 %
Zdyskontowane FCFE bez wartości rezydualnej	452 403
+ PV wartości rezydualnej dla dostawcy kapitału własnego	207 087
- Korekta o rezydualną część długu	14 764
<b>Wartość bieżąca dla dostawcy kapitału własnego (NPV)</b>	<b>674 254</b> $\geq 0$ $\rightarrow$ Oplacalny
NPV jako miesięczna annuita	8 166
Wewnętrzna stopa zwrotu dla dostawcy kapit. własn. (IRR <sub>e</sub> )	12,91% $\geq 12$ % $\rightarrow$ Oplacalny
Zmod. wewn. stopa zwrotu dla dostawcy kapit. własn. (MIRR <sub>e</sub> )	12,44% $\geq 12$ % $\rightarrow$ Oplacalny
Okres zwrotu dla dostawcy kapitału własnego, w latach	12,9 Ze zdyskontowanych FCFE

Tabela 3. Przykład tabeli wpływu zmiennej przychodu na rentowność

Wpływ zmiennej przychodu na rentowność					
Wybór przychodu	Cena jednostkowa energii elektrycznej				
Zmiana wartości (%)	-20,0 %	-10,0 %	0,0 %	+10,0 %	+20,0 %
Wartość zmiennej	12/2014				
Wartość bieżąca netto (NPV)	-1 279 309	-202 683	873 943	1 950 570	3 027 196
Zmiana (%)	-246,4 %	-123,2 %	0,0 %	+123,2 %	+246,4 %

Wartość bieżąca netto (NPV)						
Kluczowe dane	12/2014	-20,0 %	-10,0 %	0,0 %	+10,0 %	+20,0 %
EBIT; Zysk operacyjny, PLN		356 377	505 003	653 629	802 255	950 881
EBIT; Zysk operacyjny, %		7,9%	10,9%	13,6%	16,2%	18,7%
Zwrot z aktywów netto (RONA) (%)		3,0 %	4,2 %	5,5 %	6,7 %	8,0 %
1 Koszt wytworzenia 1 MWh energii elektr.		535,56	535,56	535,56	535,56	535,56
2 Koszt substratów do wytworzenia 1 MW		300,37	300,37	300,37	300,37	300,37
3 Zysk operacyjny EBITDA na 1 MWh ene		169,23	188,43	207,63	226,83	246,03

towania dokumentacji ze wskazaniem istotnych danych dla warunków bazowych i wsadu do analizy, które mogą być aktualizowane w zależności od sytuacji i strategii grupy.

- Stosowanie jednego narzędzia informatycznego (np. Invest for Excel), wspomagającego wykonanie modeli i wszelkiego typu analiz, a także przystosowanego również do pracy całego zespołu (jeśli istnieje taka potrzeba, to również w trybie online).

Wspomaganie procesu przygotowania inwestycji przez wyspecjalizowany program niweluje błędy w modelu i analizach, a także zdecydowanie skraca czas przygotowania całego projektu. Co bardzo istotne, budując różne opcje i scenariusze dotyczące projektu inwestycyjnego, natychmiast otrzymujemy końcowe wyniki analizy rentowności oraz wrażliwości. Standardowo w programie otrzymuje się je dla wszystkich kluczowych zmiennych projektu z bardzo szybką możliwością badania innych zmiennych zdefiniowanych przez nas. Metoda przygotowania modelu jest bardzo prosta i logiczna:

- przygotowujemy wsad do modelu (część związana np. z technologią),
- definiujemy dane bazowe,
- wykonujemy projekcję nakładów inwestycyjnych,
- szacujemy przychody oraz koszty operacyjne (stałe i zmienne), a także kapitał obrotowy,
- przygotowujemy (w osobnym pliku) projekcję finansowania inwestycji kapitałem obcym

(może to być kilka źródeł finansowania) i jednym naciśnięciem myszki wprowadzamy gotowe wyniki z pliku finansowania do pliku podstawowego.

Uzyskujemy gotową projekcję przepływów pieniężnych nominalnych i zdyskontowanych (przepływy z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowania) zarówno dla całego projektu, jak i z poziomu dostawcy kapitału własnego. W programie otrzymujemy gotowe raporty bilansu, analizy rentowności i wrażliwości. Przy czym, wskaźniki analizy rentowności są obliczone zarówno dla projektu, jak i dla dostawcy kapitału własnego. Ilustruje to przykład pokazany w **tabelach 1** oraz **2**.

Można również wykonać analizę wskaźnikową (np. wskaźników branżowych), które sami zdefiniujemy i które również są brane pod uwagę w gotowej już analizie wrażliwości. Wskaźniki możemy badać w całym zakresie wykonanej projekcji. Oto przykładowa analiza wrażliwości (**tabela 3**).

Bardzo korzystne jest stosowanie tych samych narzędzi IT wspomagających budowę modeli we wszystkich spółkach grupy, również tych zlokalizowanych za granicą.

Zagadnienia poruszone w tym artykule nie służą krytyce braku standardów w organizacjach korporacyjnych. Starałem się jedynie zainspirować menedżerów odpowiedzialnych za rozwój i strategię firmy do stosowania wskazanych przeze mnie rozwiązań. ■

Internetowy Serwis Controllingu

**www.isc.infor.pl**

Skorzystaj z bardzo bogatych zasobów portalu!