

1994 724.397.42.02.2 F

Publications RAVEL

**Minimisation et étude
économique des pertes
des transformateurs
des sous-stations
de transformation
65 kV/16 kV**

Pascal Morand



Domaine 42: Animation et diffusion

Office fédéral des questions conjoncturelles

Adresses:

Editeur: Office fédéral des questions conjoncturelles (OFQC)
Belpstrasse 53
3003 Berne
Tél.:031/322 21 39
Fax:031/372 82 89

Direction: RAVEL
c/o Amstein + Walthert AG
Leutschenbachstrasse 45
8050 Zürich
Tél.:01/305 91 11
Fax:01/305 92 14

Chef du domaine: Felix Walter
ECOPLAN
Seidenweg 63
3012 Berne
Tél.:031/302 54 32
Fax:031/302 54 93

Coordinateur du projet: Daniel Donati
Electricité de Laufenbourg SA
Rue de l'Industrie 43
Case Postale 335
1951 Sion
Tél.:027/22 44 30
Fax:037/23 43 36

Auteur: Pascal Morand Forces Motrices Valaisannes SA Terbinerstrasse 6 Case Postale 335 3930 Viège
Tél.:028/48 51 11
Fax:028/46 19 51

Cette étude appartient à l'ensemble des projets d'étude effectués par des diers dans le cadre du programme d'impulsion RAVEL. L'Office fédéral des questions conjoncturelles et la Direction du programme autorisent la publication de ce rapport, sous la responsabilité des auteurs et des chefs des domaines concernés.

Copyright Office fédéral des questions
conjoncturelles
3003 Berne, octobre 1994

Reproduction autorisée, avec mention de la source. Commande auprès de l'Office fédéral central des imprimés et du matériel, Bern (N° de com. 724.397.42.02.2 f)

Form. **724.397.42.02.2 f 10.94 500**

RAVEL - Publications RAVEL

Publications RAVEL

Minimisation et étude économique des pertes des transformateurs des sous-stations de transformation 65 kV/16 kV



Pascal Morand

RAVEL - Publications RAVEL

Office fédéral des questions conjoncturelles

TABLE DES MATIERES

RESUME / ZUSAMMENFASSUNG	1
1 INTRODUCTION	4
1.1 RAVEL	4
1.2 Projet	4
1.3 Objet de l'étude	4
1.4 But du projet	5
1.5 Démarche à suivre	5
2 PARTIE THEORIQUE	6
2.1 Pertes à vide	6
2.2 Pertes dues à la charge	6
2.3 Pertes totales d'un transformateur	6
2.4 Formules	7
2.4.1 Formules de base	7
2.4.2 Détermination du point de fonctionnement par rapport à une Marche en Parallèle	8
2.4.3 Détermination du point de fonctionnement entre transformateurs	9
2.4.4 Représentation graphique	10
3 COLLECTE DES DONNEES	11
3.1 Caractéristiques des transformateurs	11
3.1.1 Exemple de caractéristiques données par le constructeur	11
3.2 Charges Mensuelles des transformateurs	12
3.2.1 Puissance maximale	12
3.2.2 Puissance moyenne mensuelle	13
4 DETERMINATION DU MODE DE FONCTIONNEMENT	14
4.1 Démarche pas à pas	14
4.2 Tabelle de calcul	15
4.3 Résultats sur l'ensemble des sous-stations	17
4.4 Optimisation automatique	20
5.0 REMPLACEMENT ET ACHAT DE NOUVEAUX TRANSFORMATEURS	21
5.1 Critères de décision	21
5.2 Actualisation des pertes	21
5.2.1 Exemple 1	22
5.2.2 Exemple 2	22
5.2.3 Explications des résultats	23
5.2.4 Résultats sur l'ensemble des sous-stations	23
5.3 Programme d'aide à la décision	24
6 CONCLUSION	28
6.1 Transformateurs existants	28
6.2 Nouveaux transformateurs	28

TABLE DES MATIÈRES (suite)

ANNEXE 1

CALCULS ECONOMIQUES DANS L'ENTREPRISE

7.0	LE PROBLEME DE L'INVESTISSEMENT ET LA CONSTRUCTION DES ECHEANCIERS	30
7.1	LE PROBLEME DE L'INVESTISSEMENT	30
7.1.1	Lenaturedel'investissement	30
7.1.2	Le critère	30
7.1.3	Le problème de la quantification des flux de trésorerie	31
7.2	LA CONSTRUCTION D'UN ECHEANCIER DE FLUX DE TRESORERIE	32
7.2.1	Définition	32
7.2.2	L'estimation des coûts d'investissement	32
7.2.3	Coûts résiduels	33
7.2.4	L'estimation des dépenses d'exploitation	33
7.2.5	La prévision des recettes	34
7.2.6	Période d'étude et valeur résiduelle	35
7.2.7	Comptabilité et échéancier de flux de trésorerie	35
7.2.8	Prévisions et risques d'erreur	36
7.3	VARIANTE D'UN PROJET ET RELATIONS ENTRE PROJETS	36
7.3.1	La définition des variantes	36
8.0	LES CRITERES EMPIRIQUES	39
8.1	LE TAUX DE RENDEMENT COMPTABLE	39
8.1.1	Définition	40
8.1.2	Taux de rentabilité comptable et décision d'acceptation ou de rejet	40
8.1.3	Comparaison de différents projets	41
8.2	LE TEMPS DE RECUPERATION	42
8.2.1	Définition	42
9.0	LES FONDEMENTS DE L'ACTUALISATION	43
9.1	PREFERENCE POUR LE PRESENT ET COEFFICIENT D'ESCOMPTE PSYCHOLIGIQUE	43
9.1.1	Valeur actuelle et coefficient d'actualisation	43
9.1.2	Taux d'actualisation (taux d'escompte psychologique)	44
9.1.3	Revenu actualisé ou Valeur Actuelle Nette d'un projet d'investissement	45
9.2	EXEMPLE DE CALCUL, VALEUR ACTUELLE ET REVENU ACTUALISE	45
9.2.1	Hypothèses	45
9.2.2	Calcul du revenu actualisé	46
9.2.3	Prix maximum d'achat	46
9.2.4	Interprétation du revenu actualisé	46
9.2.5	Le cout du financement est défini au moyen d'un taux unique	46
9.2.6	Sources de financements multiples	47

TABLE DES MATIÈRES (suite)

ANNEXE 2	TABELLES POUR LES CALCULS ECONOMIQUES	48
ANNEXE 3	GLOSSAIRE	51
ANNEXE 4	MODE D'EMPLOI DU LOGICIEL	57

RESUME

La part des investissements consentis par les sociétés distributrices d'électricité pour l'acquisition ou le remplacement de leurs transformateurs est loin d'être négligeable. C'est la raison pour laquelle il est judicieux, lors d'extension de réseau ou de rénovation, d'apporter un soin particulier aux choix financiers qui s'offre à l'acheteur.

Le projet d'étude lancé avec la collaboration des Forces Motrices Valaisannes du Haut-Valais a pour objectif de fournir une base théorique afin de déterminer les meilleures options à retenir pour chaque cas pratique. Cette étude consiste dans la comptabilisation des pertes électriques (pertes de charge et pertes à vide) en fonction des différents taux de charges appliqués aux transformateurs.

Un transformateur est formé des éléments suivants:

- un circuit magnétique feuilleté (noyau ferromagnétique);
- deux ou plusieurs enroulements (bobines en cuivre ou en aluminium);
- divers éléments auxiliaires tels que cuve, réfrigérants, bornes, etc.

Concernant les pertes électriques des transformateurs, celles-ci se décomposent principalement en pertes à vide et en pertes de charge.

Les pertes à vide se produisent à l'intérieur du noyau ferromagnétique. Elles se caractérisent par le fait qu'elles sont constantes quel que soit le régime de charge du transformateur (pour une tension constante).

Les pertes de charge sont, quant à elles, dues à l'effet joule causé par le courant circulant dans les bobines augmentées des pertes additionnelles. Elles varient avec le carré du courant ou, puisque la tension est considérée comme constante, le carré de la puissance transmise. Il est à remarquer que techniquement il est possible de diminuer en partie les pertes fer et pertes cuivre, grâce à l'augmentation des quantités de ces matériaux. L'impact négatif vient alors d'un accroissement du coût du transformateur lui-même.

Lors de tout investissement comme celui de l'achat d'un transformateur par exemple, des coûts sont engendrés que l'on classe généralement en deux catégories:

- coûts d'achat;
- Coût d'exploitations.

Les coûts d'exploitations comprennent les coûts d'entretien, les coûts engendrés par les pertes fer et les pertes cuivre. Dans une première approximation, les coûts d'entretien peuvent être négligés étant donné qu'ils sont relativement faibles en regard de ceux provoqués par les pertes fer et cuivre. La grande difficulté pour l'acheteur réside dans le fait qu'il doit définir des capitalisations de pertes qui correspondent au total des coûts qu'elles engendrent durant toute la vie du transformateur. En d'autre terme, l'optimum financier sera atteint lorsque la capitalisation des coûts d'achat et des coûts d'exploitation sera minimale.

Deux extrêmes s'offrent ainsi à l'acheteur. Soit qu'il acquiert un équipement à un bas prix d'achat mais avec des pertes élevées, ou bien il désire de basses pertes mais cela implique un coût d'achat plus élevé. Pour dimensionner correctement le transformateur, il s'agit de trouver le meilleur compromis possible entre de faibles pertes électriques et un prix de fabrication judicieux sans oublier de tenir compte de l'effet de la durée du taux de charge appliqué au transformateur.

L'étude menée montre, entre autres, qu'un critère de décision important est celui du rapport entre perte à vide et perte de charge (P_{fe}/P_{cu}) en fonction de la charge moyenne annuelle appliquée au(x) transformateur(s). Il en ressort que pour une charge moyenne annuelle basse (inférieure à 30 il peut être avantageux de choisir un transformateur avec des pertes fer plus basses et des

pertes cuivre plus élevées que la moyenne. Un choix inverse est appliqué pour un transformateur avec une charge moyenne annuelle supérieure à 40 %.

ZUSAMMENFASSUNG

Der Investitionsanteil, der von Elektrizitätswerken zur Acquisition oder zum Ersatz von Transformatoren vorgesehen ist, stellt ein nicht unbedeutender Anteil dar. Aus diesem Grund sollte bei Netzerweiterungen oder -erneuerungen ein ganz besonderes Augenmerk auf die finanziellen Möglichkeiten des Erwerbers gerichtet werden.

Das in Zusammenarbeit mit den Oberwalliser Kraftwerken gestartete Studienprojekt befolgt das Ziel, eine theoretische Basis zu liefern, um für jeden praktischen Fall die bestmögliche Wahl treffen zu können. Die Studie befasst sich mit der Erfassung der Elektrizitätsverluste (Spannungsverluste und Eigenverluste) unter Berücksichtigung der verschiedenen, bei Transformatoren angewandten Ladestärken.

Ein Transformator setzt sich aus folgenden Elementen zusammen:

- ein Plattenmagnetkreis (Eisenmagnetkern);
- zwei oder mehrere Wicklungen (Kupfer- oder Aluminium-Spulen);
- diverse Hilfsteile wie Schüsseln, Kühler, Anschlussklemmen,
- usw.

Was die Elektrizitätsverluste der Transformatoren anbetrifft, setzen sich diese hauptsächlich aus Eigen- und Spannungsverlusten zusammen.

Die Eigenverluste entstehen innerhalb des Eisenmagnetkerns und besitzen die Eigenschaft, unabhängig des Ladungszustandes des Transformators (bei konstanter Spannung) immer gleichbleibend zu sein.

Die Spannungsverluste sind auf Stromwärme (Joulesche Wärme) zurückzuführen, die durch den in den Spulen zirkulierenden Strom bewirkt werden. Diese werden noch durch Zusatzverluste verstärkt. Sie variieren mit dem Quadrat der Stromkraft oder, da die Spannung als konstant betrachtet wird, mit dem Quadrat der Durchgangsleistung. Es gilt zu bemerken, dass es vom technischen Standpunkt aus durchaus möglich ist, die Eisen- und Kupferverluste durch Vergrößerung der Materialmengen teilweise zu verringern. Negativ wären in diesem Fall die sich daraus ergebende Erhöhung der Acquisitions-kosten für den Transformator selbst.

Bei Investitionen wie z.B. denen zum Kauf eines Transformators ergeben sich Kosten, die man üblicherweise in zwei Gruppen aufteilt:

- Acquisitions-kosten;
- Betriebskosten.

Die Betriebskosten setzen sich aus den Instandhaltungskosten und aus Kosten zusammen, die durch den Eisen- und Kupferverlust entstehen. Nach einer ersten Schätzung können die relativ niedrigen Instandhaltungskosten im Vergleich zu den Kosten, die durch den Eisen- und Kupferverlust entstehen, vernachlässigt werden.

Eine für den Käufer grosse Schwierigkeit besteht darin, die Kapitalisierung der Verluste festzulegen, die den, über die gesamte Lebensdauer des Transformators sich ergebenden Gesamtkosten entsprechen. Anders ausgedrückt: ein finanzielles Optimum würde dann erreicht werden, wenn die Kapitalisierung der Acquisitions- und Betriebskosten minimal würde. Zwei extreme Lösungen bieten sich damit dem Käufer: entweder erwirbt er eine preislich günstige Anlage und akzeptiert hohe Verluste oder aber er akzeptiert - falls er geringe Verluste wünscht einen höheren Kaufpreis. Zu einer korrekten Größenbestimmung eines Transformators gilt es, die bestmögliche Kompromisslösung zwischen geringen Elektrizitätsverlusten und einem vertretbaren Fabrikationspreis zu finden, ohne dabei zu vergessen, den Dauereffekt der für den Transformator angewandten Ladestärke zu berücksichtigen.

Die durchgeführte Studie zeigt u.a., dass ein wichtiger Entscheidungsfaktor das Verhältnis zwischen Eigen- und Spannungsverlusten (P_{fe}/P_{cu}) in Abhängigkeit von der jährlich für den(die) Transformator(en) angewandten mittleren Ladung ist. Es ergibt sich daraus, dass es bei einem niedrigen Mittel der jährlich angewandten Ladung (kleiner als 30%) vorteilhafter sein wird, einen Transformator mit niedrigeren Eisen-, aber mit höheren Kupferverlusten (im Vergleich zum Mittel) zu wählen. Genau die umgekehrten Bedingungen sollten für einen Transformator mit einem jährlichen Mittel von über 40% angewandt werden.

1. INTRODUCTION

1.1 RAVEL

Il faut tout d'abord situer le cadre de cette étude : RAVEL est un des trois programmes d'impulsions de l'Office fédéral des Questions Conjoncturelles (OfQC) et prône une utilisation rationnelle de l'électricité. Ce programme est actif en Valais et propose une série de mesures à étudier pour économiser l'énergie. Dans le cadre de ce programme d'impulsions, la société distributrice d'électricité Forces Motrices Valaisannes SA (FMV) a décidé d'apporter sa contribution à un projet allant dans le sens d'une utilisation plus rationnelle de l'électricité dans son réseau de distribution.

1.2 Projet : Transformateurs

L'achat d'un transformateur ou tout autre investissement engendre des coûts que l'on peut classer en deux catégories :

- coûts d'achat
- coûts d'exploitation

Ces derniers se subdivisent en coûts d'entretien, en coûts dus aux pertes fer, et en coûts engendrés par les pertes cuivre. Dans la suite de notre étude, nous ne tiendrons point compte des coûts d'entretien étant donné qu'ils sont relativement faibles par rapport à ceux provoqués par les pertes

Le projet initial était intitulé comme suit : Etude et minimisation des pertes de charges et de cuivre par le remplacement judicieux des transformateurs de basse tension en fonctionnement par de plus performants dans les stations de transformation des FMV.

La coordination du projet est assurée par M. Daniel Donati d'Electricité de Laufenbourg SA (EDL) à Sion, et un appui technique est apporté par M. G. Pozzi spécialiste des transformateurs d'EDL à Laufenbourg. Le bureau d'étude EGL Conseils S.A. au Mont/Lausanne apportant quant à lui son concours pour la mise au point du logiciel informatique d'aide à la décision.

1.3 Objet de l'étude

L'étude s'est portée finalement sur les 14 transformateurs 65/16kV de 6, 12, 12.5 et 25 MVA installés dans nos 9 sous-stations transformatrices haut-valaisannes. Les transformateurs basse tension 16kV 400V ne seront pas étudiés dans le cadre de cette étude.

1.4 But du projet

Etude économique et comptabilisation des pertes électriques des transformateurs et son introduction dans la décision de leurs remplacements ou de leurs dispositions judicieuses dans les sous-stations de transformation en fonction de leur taux moyen annuel de charge.

A cette fin on étudiera:

- Détermination pratique du point de fonctionnement économique des transformateurs des sous-stations.
- Minimisation des pertes dans ces transformateurs lors de Marche en Parallèle ou en Marche Simple.
- Savoir s'il est judicieux de remplacer ou de croiser ces transformateurs.
- Proposition d'une marche à suivre lors du remplacement de vieux transformateurs afin de choisir le meilleur compromis pour y minimiser leurs pertes en fonction du taux moyen annuel de charge appliqué à leurs bornes.

1.5 Démarche à suivre

Deux extrêmes s'offrent ainsi à l'acheteur. Soit il acquiert un équipement à bas prix d'achat mais avec des pertes élevées ou bien il désire de basses pertes, mais impliquant un coût d'achat élevé

Pour dimensionner et utiliser correctement les transformateurs, il s'agit de trouver le meilleur compromis possible entre les faibles pertes électriques et un prix de fabrication judicieux.

Pour atteindre les buts ci-dessus, l'étude s'est déroulée comme suit

- 1 Etude et développement mathématique du modèle;

- 2 Collecte des caractéristiques des transformateurs à étudier;

- 3 Collecte des courbes de charge de ces transformateurs pour l'année écoulée

- 4 Etude et connaissance approfondie de la configuration du réseau reliant les sousstations entre elles.

Calculs

1.6 Interprétation des résultats

Pour le remplacement d'un transformateur, la difficulté pour l'acheteur réside dans le fait qu'il doit définir des capitalisations de pertes qui correspondent au total des coûts qu'elles engendrent durant toute la vie du transformateur pris en considération. En d'autres termes, l'optimum financier sera atteint lorsque la capitalisation des coûts d'achat et des coûts d'exploitation sera minimale.

2 PARTIE THÉORIQUE: Les transformateurs

L'énergie consommée dans une région transite par des lignes à haute tension de 65 kV afin de minimiser les pertes par effet joule (Rl^2). Le niveau de tension est ensuite abaissé dans des sous-stations par l'intermédiaire de transformateurs à un niveau de 16 kV. Des lignes irriguent ensuite les quartiers et les villages entourant la sous-station. Finalement la tension est abaissée au niveau de 400/240 V et alimente les petites industries et les ménages.

On voit que les transformateurs sont des appareils très importants dans le réseau de distribution. Mais ceux-ci sont une source de pertes d'énergie due au courant de magnétisation des tôles et aux pertes par effet joule dues aux enroulements.

2.1 Pertes à vide

Les pertes à vide (ou pertes fer) sont localisées dans le circuit magnétique. Ces pertes se composent principalement des pertes par hystérésis et des pertes de Foucault. La tension appliquée au transformateur variant relativement peu, on peut admettre que les pertes à vide (W_{fe}) sont constantes quel que soit la charge.

2.2 Pertes dues à la charge

Les pertes dues à la charge (W_{cu}) varient sensiblement comme le carré de la puissance débitée. Ces pertes se composent des pertes par effet joule dans les résistances ohmiques (Rl^2) et des pertes supplémentaires occasionnées par les courants parasites dans les enroulements et pièces de construction. Elles sont localisées dans le cuivre des enroulements. La valeur de W_{cu} dans les formules ci-dessous correspond aux pertes effectives pour la puissance nominale du transformateur (S_n).

2.3 Pertes totales d'un transformateur

Les pertes totales d'un transformateur (voir figure 1) sont égales à la somme des pertes dues à la charge (W_{cu}) et des pertes à vide (W_{fe}). Sur le graphique de la page suivante sont représentées les pertes théoriques d'un transformateur d'une puissance nominale de

$$S_n = 12,5 \text{ MVA.}$$

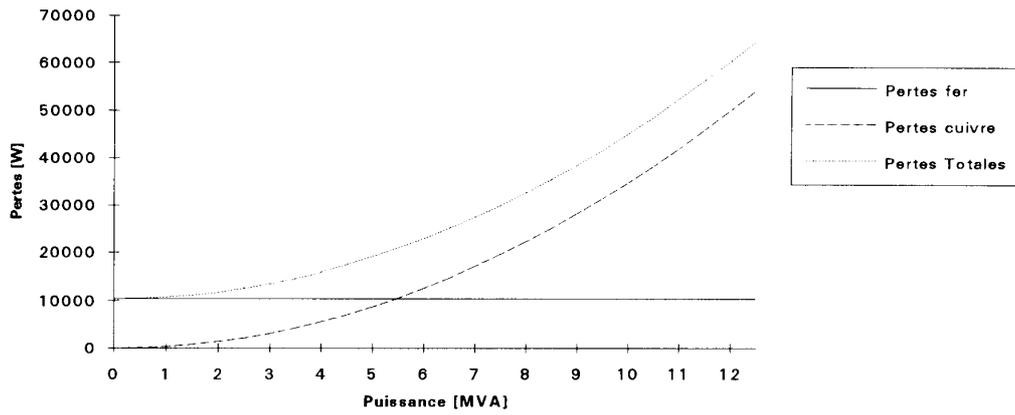


Fig. - 1 - Représentation graphique des pertes théoriques

2.4 Formules

Afin de pouvoir calculer les pertes, il faut tout d'abord connaître les quelques formules qui permettront de calculer les pertes théoriques des transformateurs en fonction de la charge débitée, ainsi que les points de fonctionnement lors de Marche en Parallèle.

2.4.1 Formules de base

W	Pertes	[W]
S	Charge appliquée aux bornes	[VA]
Sn	Puissance nominale du transformateur	[VA]
Wfe	Pertes fer	[W]
Wcu	Pertes cuivre à la charge nominale (Sn)	[W]
Wt	Pertes totales	[W]

Indices (1) pour le transformateur 1
 (2) pour le transformateur 2

Pertes pour un seul transformateur en service

$$\text{Transformateur 1 : } W_1 = W_{fe1} + W_{cu1} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{n1}} \right)^2 \quad \{1\}$$

$$\text{Transformateur 2 : } W_2 = W_{fe2} + W_{cu2} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{n2}} \right)^2 \quad \{2\}$$

Répartition de la charge pour deux transformateurs en parallèle :

$$\text{Transformateur 1 : } S_1 = \frac{S_{n1}}{(S_{n1} + S_{n2})} \cdot S \quad \{3\}$$

$$\text{Transformateur 2 : } S_2 = \frac{S_{n2}}{(S_{n1} + S_{n2})} \cdot S \quad \{4\}$$

Pertes pour deux transformateurs en par

$$W_t = W_1 + W_2 = W_{fe1} + W_{fe2} + (W_{cu1} + W_{cu2}) \cdot \left(\frac{S}{S_{n1} + S_{n2}} \right)^2 \quad \{5\}$$

2.4.2 Détermination du point de fonctionnement par rapport à une Marche en Parallèle

Lorsque deux transformateurs sont en service dans une sous-station, deux choix se présentent à l'exploitant :

soit fonctionner avec un seul transformateur,

soit avec deux transformateurs en parallèle. La commutation se fera au point de fonctionnement (S_g). Suivant la charge débitée par les transformateurs, il faudra opter pour la marche à un transformateur pour les charges inférieures à S_g et pour une Marche en Parallèle si la charge sera supérieure à S_g .

S_g : Point de fonctionnement où il devient avantageux de passer de la Marche Simple à un transformateur à la Marche en Parallèle à deux transformateurs
[MVA]

Cas 1 Cas où les pertes totales des transformateurs 1 et 2 en Marche en Parallèle sont inférieures aux pertes du transformateur 1 (W_t)

On pose alors $W_t = W_1$ pour déduire le point de fonctionnement économique S_{g1} pour la Marche en Parallèle. (Au-delà de S_{g1} , on a bien $W_t > W_1$, voir figure 2)

En posant $W_t = W_1$ dans les formules 1 et 5 on obtient:

$$S_{g1} = \sqrt{\frac{W_{fe2} \cdot S_{n1}^2 \cdot (S_{n1} + S_{n2})^2}{(S_{n1} + S_{n2})^2 \cdot W_{cu1} - S_{n1}^2 \cdot (W_{cu1} + W_{cu2})}} \quad \{6\}$$

Cas 2 Cas où les pertes totales des transformateurs 1 et 2 en Marche en Parallèle sont inférieures aux pertes du transformateur 2 (W_t)

On pose alors $W_t = W_2$ pour déduire le point de fonctionnement économique (S_{g2}) pour la Marche en Parallèle. (Au-delà de S_{g2} , on a bien $W_t > W_2$, voir figure 2)

En posant $W_t = W_2$ dans les formules { 2 } et { 5 } on obtient :

$$S_{g2} = \sqrt{\frac{W_{fe1} \cdot S_{n2}^2 \cdot (S_{n1} + S_{n2})^2}{(S_{n1} + S_{n2})^2 \cdot W_{cu2} - S_{n2}^2 \cdot (W_{cu1} + W_{cu2})}} \quad \{7\}$$

Cas 3 Cas où les pertes totales des transformateurs 1 et 2 en Marche en Parallèle sont inférieures aux pertes du transformateur 1 ou au transformateur 2 (W_t ou W_1) (transformateurs identiques : $S_{n1} = S_{n2}$, $W_{cu1} = W_{cu2}$ et $W_{fe1} = W_{fe2}$)

On pose alors $W_t = W_1$ pour déduire le point de fonctionnement économique S_{g3} pour la Marche en Parallèle. (Au-delà de S_{g3} , on a bien $W_t > W_1$ ou $W_t > W_2$ voir figure 2)

En posant $W_t = W_1$ dans les formules {1} et 15) $S_{n1} = S_{n2}$, $W_{cu1} = W_{cu2} = W_{cu}$ et $W_{fe1} = W_{fe2} = W_{fe}$ on obtient:

$$S_{g3} = S_n \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot W_{fe}}{W_{cu}}} \quad \{8\}$$

2.4.3 Détermination du point de fonctionnement entre transformateurs

Entre transformateurs ayant des pertes fer et des pertes cuivre différentes, il existe généralement un point de fonctionnement économique.

Cas 4 Cas où les pertes du transformateur 1 sont inférieures aux pertes du transformateur 2 au delà du point de fonctionnement S_{g4} (W_1)

On pose alors $W_1 = W_2$ pour déduire le point de fonctionnement économique S_{g4} . (Au-delà de S_{g4} , on a bien $W_1 > W_2$ voir figure 2)

En posant $W_1 = W_2$ dans les formules { 1 } et 12) on obtient :

$$S_{g4} = S_{n1} \cdot S_{n2} \cdot \sqrt{\frac{W_{fe2} - W_{fe1}}{W_{cu1} \cdot S_{n2}^2 - W_{cu2} \cdot S_{n1}^2}} \quad \{9\}$$

2.4.4 Représentation graphique

Les différentes courbes des pertes totales de deux transformateurs (1) et (2) sont représentées sur le graphique ci-dessous (figure 2). Afin de minimiser les pertes, il faudrait toujours fonctionner sur la courbe la plus basse. Les différents points de fonctionnements (Sg 1, Sg 1, Sg4) sont calculés d'après les formules données dans la partie théorique. Pour cet exemple, comme la différence pour une charge de 0 à (Sg4) est très faible, il faut enclencher le transformateur 2 jusqu'à (Sg2) et ensuite opter pour une Marche en Parallèle.

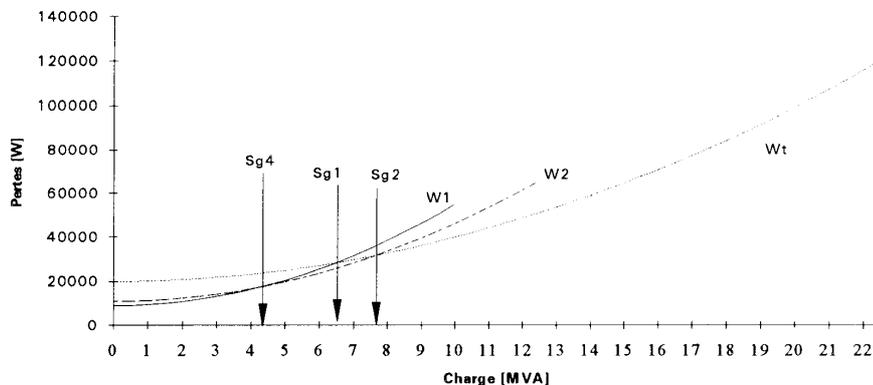


Fig. - 2 - Détermination graphique des points de fonctionnement

3 COLLECTE DES DONNÉES

3.1 Caractéristiques des transformateurs

Pour pouvoir calculer les pertes des transformateurs, il faut connaître au minimum les données suivantes (fournies par le constructeur):

- Puissance nominale S_n [VA]
- Pertes à vide W_{fe} [W]
- Pertes dues à la charge W_{cu} [W] (Pertes pour une puis. nominale S_n)

Le tableau ci-dessous montre les principales caractéristique de deux différents transformateurs d'une sous station du Haut-Valais. Ces données se trouvent en principe dans une feuille de caractéristiques ou dans le protocole d'essais livré par le fabricant. Pour cette étude les données en gras seront importantes.

Remarque:

Dans le protocole d'essais se trouvent différentes valeurs de pertes qui sont fonction de la position du changeur de gradians et de la température de service. Les valeurs de pertes sont celles pour une température de service de 75°C et pour la position donnant la tension nominale.

3.1.1 Exemple de caractéristiques données par le constructeur

		Transformateur 1	Transformateur 2
Année		1963	1984
Fabricant		BBC	BBC
Type		TRFKoaw	TPR12500
Haute tension	[kV]	78. - 23 * 0.833	65 +/- 9 * 0.79
Basse tension	[kV]	17.5	16.5
Courant HT	[A]	88.6 - 100.4 - 117.5	100 - 111 - 125
Courant BT	[A]	396	437
Groupe		Yy0	Yy0
$ü_1$:		3.942	3.936
U_k	[%]	8.43	8.34
S_n :	[MVA]	12	12.5
W_{cu}' :	[W]	52450	47630
W_{ad} :	[W]	7275	6140
$W_{cu} := W_{cu}' + W_{ad}.$(Charge)	[W]	59725	53770
W_{fe} : (à vide)	[W]	17830	10930
Perte Maximales ($W_{cu} + W_{fe}$)	[W]	77555	64700
Position (Changeur de prises) *		12	10
Température maximale *	[°C]	75	75

* pour W_{cu} , W_{ad} et pertes maximales

Tableau - 1 - Caractéristiques des transformateurs

Légende ü1 :Rapport de transformation (UHT/UBT)
 Uk :tension de court-circuit
 Wad :Pertes additionnelles dues à la construction et proportionnelles au carré de la charge.

3.2. Charges Mensuelles des transformateurs

Afin de pouvoir faire des calculs de pertes et d'optimisation il faut connaître la courbe de charge des transformateurs. Les valeurs à mesurer sont :

la puissance maximale mensuelle :Pmax [W]
 et l'énergie mensuelle :E [Wh]

transitant par le transformateur.

La puissance apparente maximale se calcule comme suit:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\phi} \quad [VA] \quad \{11\}$$

3.2.1. Puissance maximale

La courbe de puissance maximale permettra de déterminer quand il est indispensable d'enclencher le deuxième transformateur (critère de sécurité). Il est important qu'avec un transformateur d'une puissance nominale donnée, celle-ci ne soit pas dépassée de manière prolongée. Une surcharge prolongée d'un transformateur peut entraîner son déclenchement par les relais de protection. De plus les trop grandes surcharges occasionnent un vieillissement prématuré de l'isolation, de l'huile et diminuent sensiblement sa durée de vie.

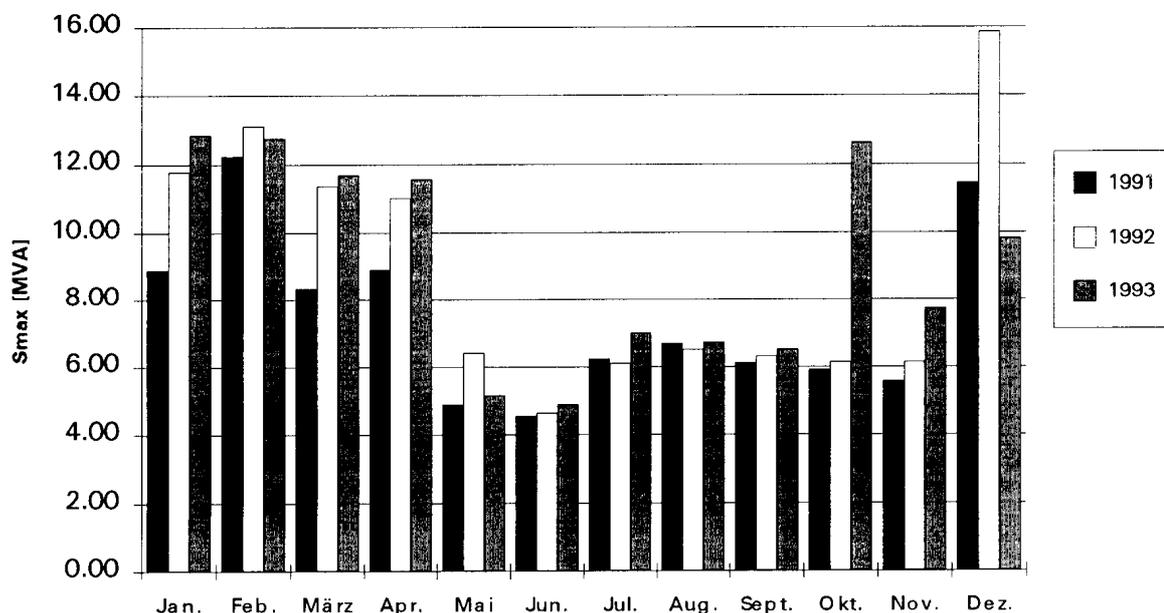


Fig. - 3 - Puissance maximale des transformateurs d'une sous-station

On remarque que durant les mois de janvier et février la pointe dépasse les 12 MVA. Il est donc important de mettre les deux transformateurs en service durant cette période (transformateurs en service de 12.5 et 12 MVA). Les pointes d'octobre et de décembre sont dues à des bouclages dans le réseau 16.5kV. Cette sous-station alimente une région de tourisme et la courbe annuelle montre clairement l'occupation des stations touristiques, fortes charges de janvier à avril, creux en mai et juin, plus grande charge en juillet et août, creux d'automne et reprise de la charge en décembre. A l'aide de cette courbe il est donc facile de prévoir la marche à adopter car les courbes sont semblables d'une année à l'autre.

3.2.2. Puissance moyenne mensuelle

La puissance moyenne mensuelle se calcule à l'aide de l'énergie (E) en la divisant par le (cos#p) et par le nombre d'heures (t) du mois en question. La courbe moyenne est aussi dessinée sur le graphique ci-dessous. Cette courbe permet de décider quand il est opportun de passer d'une marche à l'autre afin de minimiser les pertes (critère économique).

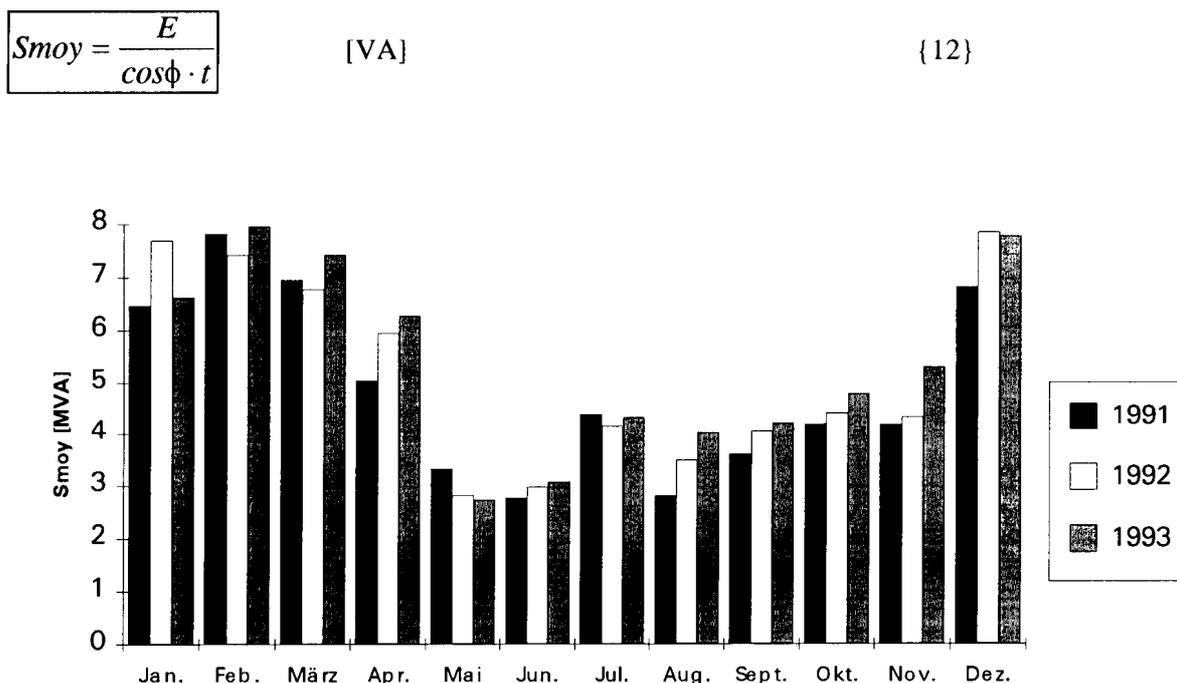


Fig. - 4 - Puissance moyenne des transformateurs d'une sous-station

On remarque que l'allure de la charge moyenne correspond à la courbe de charge maximale. Comme nous le verrons plus loin, il est possible de déterminer une marche à suivre.

4. DETERMINATION DU MODE DE FONCTIONNEMENT

4.1. Démarche pas à pas

Le calcul des pertes se fait à l'aide d'un tableur et permet de tracer les courbes pour les différentes marches, transformateur (1) ou transformateur (2) seuls ou les deux transformateurs en parallèle. A l'aide des données présentées au tableau 1 nous pouvons tracer les courbes (figure 5). Afin de minimiser les pertes dans cette sous-station, il faudrait fonctionner avec le transformateur (2) jusqu'au point de fonctionnement (Sg2) car (W_2) est inférieur à (W_1) et (W_t). Dès le dépassement de (Sg2), il faudra enclencher le deuxième transformateur (Marche en Parallèle) car (W_t) est inférieur à (W_2).

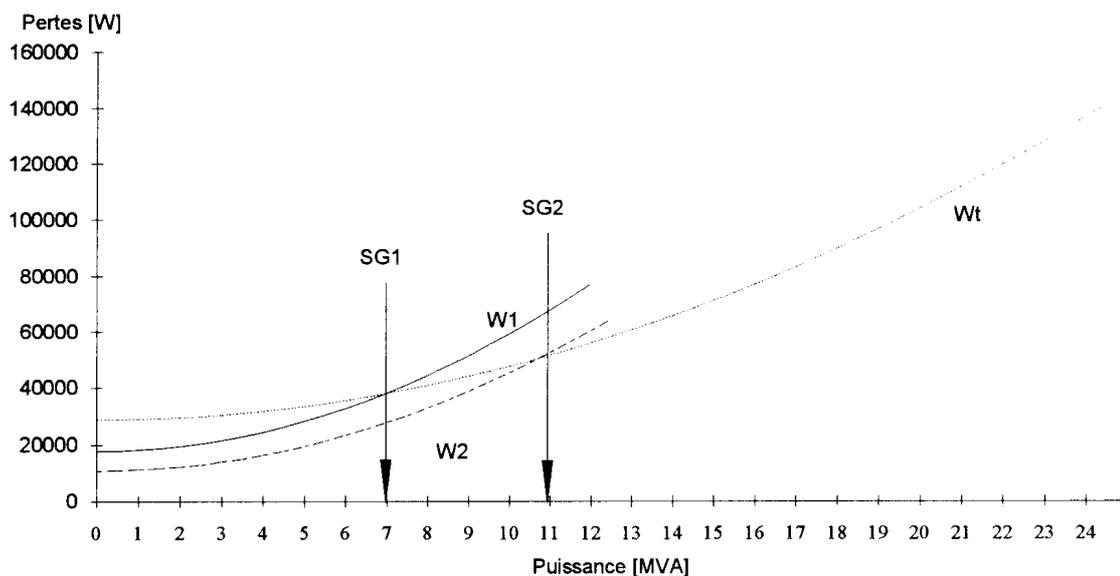


Fig. - 5 - Courbes de pertes des transformateurs

Cet exemple est fait pour un transformateur de 12.5 MVA et un autre de 12 MVA. On remarque que pour des charges, de 0 à ~ 10.8 MVA, il est préférable de ne mettre en service qu'un transformateur (le transformateur 2) et qu'à partir du point critique (Sg2), calculé à l'aide de la formule { 7 }, il est préférable d'enclencher le deuxième transformateur. En fonction des courbes de charges des années précédentes de la sous-station, il est possible de déterminer à quel moment de l'année devra se faire la commutation.

D'après les graphiques ci-dessus, figures 3,4, et 5, il est possible de déterminer quelle marche il faut opter. Du point de vue économique, il est préférable de ne toujours marcher avec qu'un seul transformateur de 12.5 MVA car ($S_{moy} Sg2 = 10.8$ MVA). Par contre du point de vue sécurité il faut mettre les deux transformateurs en service durant la période hivernale (décembre à avril) car la puissance maximale avoisine et dépasse la puissance nominale de 12.5 MVA ($S_{max} S_n = 12.5$ MVA), malgré un ($S_{moy} Sg2$).

Remarque

Dans un réseau de distribution la société électrique a pour but d'assurer une distribution d'énergie sans interruption (qualité du service). De plus, toute interruption cause des frais importants qui ne se justifient nullement même dans le but d'économiser quelques kilowattheures. Lors d'un déclenchement du transformateur par surcharge, la remise en ordre du réseau s'avère difficile et longue car une partie des charges dans le réseau sont enclenchées (chauffages, moteurs, ...). Ces quelques constatations démontrent que pour cet exemple il faut tenir compte du facteur sécurité et mettre en parallèle les deux transformateurs durant la période hivernale malgré le fait que nous fonctionnons hors critère économique

4.2 Tabelle de calcul.

A l'aide du programme Transfo.XLS joint au rapport, il est possible de rassembler toutes les valeurs noncées ci-dessus et d'optimiser la marche afin de minimiser les pertes.

Les données des transformateurs et de consommation en gras (en rouge dans le logiciel) doivent être introduite par le concepteur. Ensuite le programme calculera toutes les autres valeurs importantes pour l'analyse (en italique). Pour l'emploi de la tabelle il suffit de la remplir selon l'ordre des tableaux ci-dessous.

Station :		Tr. 1	Tr. 2
Puissance Sn en MVA		12.00	12.50
Année		1963	1984
Rapport de tensions		69/17.5	65/16.5
Primaire	Un (kV)	69.00	65.00
	Umax(kV)	<i>78.16</i>	<i>72.11</i>
	Umin (kV)	<i>59.84</i>	<i>57.89</i>
	Plage de réglage %	<i>13.28</i>	<i>10.94</i>
	Sauts de tension (kV)	0.83	0.79
	Nombres de gradins +-	11.00	9.00
Secondaire	Un (kV)	17.50	16.50

Tableau - 2 - Transfo.xls : caractéristiques générales des transformateurs

	Tr. 1	Tr. 2	Tr. 1+2
Wfe en kW	17.83	10.93	<i>28.76</i>
Wcu en kW	59.73	53.77	<i>113.50</i>
uk en % à Un	8.43	8.34	

Tableau - 3 - Transfo.xls : pertes des transformateurs

Puissance économique pour une marche en parallèle en MVA Sg1, Sg2	<i>9.27</i>	<i>7.97</i>
Pertes totales en kW (parallèle)	<i>45.02</i>	<i>40.77</i>
Pertes totales en kW (simple)	<i>53.49</i>	<i>42.11</i>

Tableau - 4 - Transfo.xls : calcul des points de fonctionnement (Sg)

Cos. phi.= 0.90		HT= 0.57		BT= 0.43				
		Energie en MWh (compteurs)			Puissance moyenne Pm. (kVA)			Pmax(kW)
1993	Heures	HT	BT	Total	HT	BT	Mois	(Mesure)
Janvier	744	-2913	-1933	-4846	-7'613	-6'736	7'250	10'600
Février	672	-2986	-1786	-4772	-8'640	-6'890	7'938	11'800
Mars	744	-2866	-1666	-4532	-7'490	-5'805	6'819	10'240
Avril	720	-2397	-1488	-3885	-6'473	-5'358	6'021	9'920
Mai	744	-1120	-780	-1900	-2'927	-2'718	2'839	5'760
Juin	720	-339	-706	-1045	-916	-2'542	1'802	4'160
Juillet	744	-1768	-817	-2585	-4'621	-2'847	3'959	5'480
Août	744	-1722	-787	-2509	-4'500	-2'742	3'847	5'840
Septembre	720	-1746	-844	-2590	-4'715	-3'039	4'082	5'680
Octobre	744	-1795	-1055	-2850	-4'691	-3'676	4'286	5'520
Novembre	720	-1690	-1257	-2947	-4'564	-4'526	4'548	5'520
Décembre	744	-2621	-1897	-4518	-6'850	-6'610	6'748	14'280

Tableau - 5 - Transfo.xls : Valeurs d'énergie et de puissances

Légende : HT : plage des heures en haut tarif (HT) BT : plage des heures en bas tarif (BT)

	Pmax (kVA)	Pm. en %	Pm. en %	Pertes en kWh			Coûts min.
		de Pmax	de Sn	Tr.(1+2)	Tr. 1	Tr. 2	
Janvier	11'778	61.56	29.59	28'792	29'487	21'590	21'590
Février	13'111	60.54	32.40	27'333	29'544	21'915	21'915
Mars	11'378	59.94	27.83	27'940	27'617	20'038	20'038
Avril	11'022	54.62	24.57	25'642	23'663	16'851	16'851
Mai	6'400	44.37	11.59	22'532	15'754	10'196	10'196
Juin	4'622	38.99	7.36	21'149	13'808	8'675	8'675
Juillet	6'089	65.02	16.16	23'602	18'103	12'145	12'145
Août	6'489	59.28	15.70	23'479	17'832	11'920	11'920
Septembre	6'311	64.68	16.66	22'976	17'814	11'998	11'998
Octobre	6'133	69.88	17.49	23'981	18'934	12'835	12'835
Novembre	6'133	74.15	18.56	23'523	19'015	12'994	12'994
Décembre	15'867	42.53	27.54	27'804	27'319	19'792	19'792
Eté	6'133		26.09	159'373	151'916	109'164	109'164
Hiver	4'622		16.19	139'381	106'973	71'785	71'785
Année (Moyenne annuelle)			21.70	298'754	258'890	180'950	180'950
a)		ct. / kWh	10.00	29'875	25'889	18'095	18'095
b)					-39'865	-117'804	-117'804
c)					-3'986	-11'780	-11'780

- a) Prix des pertes en Fr (ici nous avons pris un prix de référence de 10 cts/kWh).
- b) Réduction des pertes entre la marche en parallèle et la marche simple en kWh
- c) Prix de ces réduction en Fr.

Tableau - 6 - Transfo.xls : Calcul des pertes

Dans la colonne coûts min. sont inscrites les pertes minimums des trois colonnes précédentes. Il faudrait donc fonctionner avec le transformateur 2 pour une marche économique. Par contre dans la colonne Pmax des pointes de 13 MVA et 15 MVA sont enregistrées en février et décembre. Du point de vue sécurité il faudra donc enclencher le transformateur (1) durant la période hivernale. Le critère de sécurité primant sur le critère économique.

On remarque que les conclusions sont identiques à celles indiquées au paragraphe 4. 1. L'avantage de cette table est de rassembler toutes les données sur une seule feuille de calcul.

Cette table sera remplie pour toutes les stations où sont installés deux transformateurs. Il sera ainsi possible de déterminer la marche à opter afin de minimiser les pertes.

4.3 Résultats sur l'ensemble des sous-stations.

La méthode ci-dessus a été appliquée à cinq sous-stations qui possèdent chacune 2 transformateurs. Il a été possible de déterminer quel mode de fonctionnement permettait de minimiser les pertes

Afin de chiffrer l'effet de la minimisation des pertes, quatre cas de figure se présentent

- Cas 1 Marche en parallèle
- Cas 2 Optimisation théorique
- Cas 3 Optimisation réalisable
- Cas 4 Optimisation avant l'étude.

Cas 1 : Marche en parallèle

Dans ce cas, les transformateurs fonctionnent en parallèle tout au long de l'année; le critère de sécurité sera atteint quand au critère économique sera de loin pas atteint. Les pertes totales se chiffrent comme suit (pour le kWh à 10 centimes):

Wtot 1 1'437'923 kWh en francs 143'762 Fr.

Cas 2 : Optimisation théorique

La marche sera optimisée afin de minimiser les pertes. Un seul transformateur fonctionnera tout au long de l'année Le critère économique sera atteint par contre le critère de sécurité ne sera pas atteint dans un cas. Les pertes totales se chiffrent comme suit (pour le kWh à 10 centimes):

Wtot2 : 914'049 kWh
en francs : 9 1'405 Fr.

L'économie réalisable est de 523'874 kWh soit 52'387 francs ce qui n'est pas négligeable.

Cas 3 : Optimisation réalisable

Afin de satisfaire au critère de sécurité pas atteint ci dessus, il faut, dans une station, fonctionner en parallèle durant la période hivernale les pertes se chiffreront ainsi comme suit :

Wtot3 : 943'359 kWh
en francs : 94'336 Fr.

Par rapport au mode précédent les pertes seront plus grandes de 29'310 kWh respectivement de 2'931 francs.

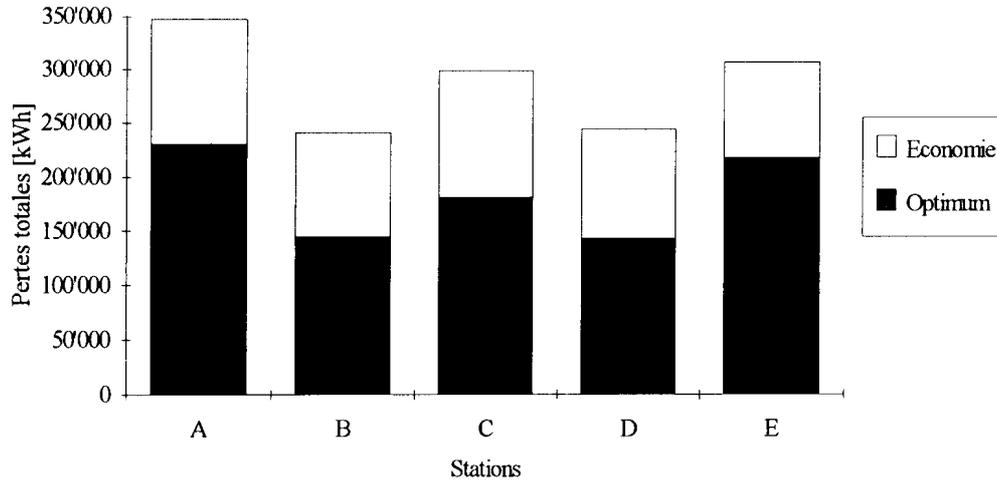


Fig. - 6 - Economie potentielle d'énergie des sous-stations A à E

Cas 4 : Optimisation avant l'étude

Avant cette étude, une approche avait été faite afin de minimiser les pertes. Ces dispositions prises de manière approximatives fessaient que de fausses décisions avaient été prises. Dans un cas les transformateurs pour le critère de sécurité fonctionnaient toute l'année en parallèle et l'étude a démontré qu'une marche simple assurait le critère de sécurité. Dans un autre cas le petit transformateur de 12.5 MVA fonctionnait en été et le transformateur de 25 MVA fonctionnait en hiver car on croyait que le transformateur de 12.5 MVA avait moins de pertes en été. L'étude a aussi démontré qu'il était préférable de fonctionner tout au long de l'année avec le transformateur de 25 MVA et en assurant le critère de sécurité et le critère économique. Il est à noter que seule une étude approfondie permet de tirer les justes conclusions.

Les pertes se chiffrèrent ainsi comme suit

Wtot4 1'099'904 kWh en francs 109'990 Fr.

Par rapport à l'optimisation réalisable, cela représente un gain de 156'545 kWh respectivement de 15'655 francs.

Selon la statistique de l'UCS sur la consommation d'électricité en suisse, l'énergie économisée cidessus pourrait satisfaire à alimenter 33 ménages durant toute une année. (un ménage consommant en moyenne 4750 kWh par an).

Avant cette étude, une approche avait été faite afin de minimiser les pertes. Ces dispositions prises de manière approximatives fessaient que de fausses décisions avaient été prises. Dans un cas les transformateurs pour le critère de sécurité fonctionnaient toute l'année en parallèle et l'étude a démontré qu'une marche simple assurait le critère de sécurité. Dans un autre cas le petit transformateur de 12.5 MVA fonctionnait en été et le transformateur de 25 MVA fonctionnait en hiver car on croyait que le transformateur de 12.5 MVA avait moins de pertes en été. L'étude a aussi démontré qu'il était préférable de fonctionner tout au long de l'année avec le transformateur d 25 MVA et en assurant le critère de sécurité et le critère économique. Il est à noter que seule une étude approfondie permet de tirer les justes conclusions.

Les pertes se chiffèrent ainsi comme suit :

Wtot4 1'099'904 kWh en francs 109'990 Fr.

Par rapport à l'optimisation réalisable, cela représente un gain de 156'545 kWh respectivement de 15'655 francs.

Selon la statistique de l'UCS de l'année 1993 sur la consommation d'électricité en suisse, l'énergie économisée ci-dessus pourrait satisfaire à alimenter 33 ménages durant toute une année. (un ménage consommant en moyenne 4750 kWh par an).

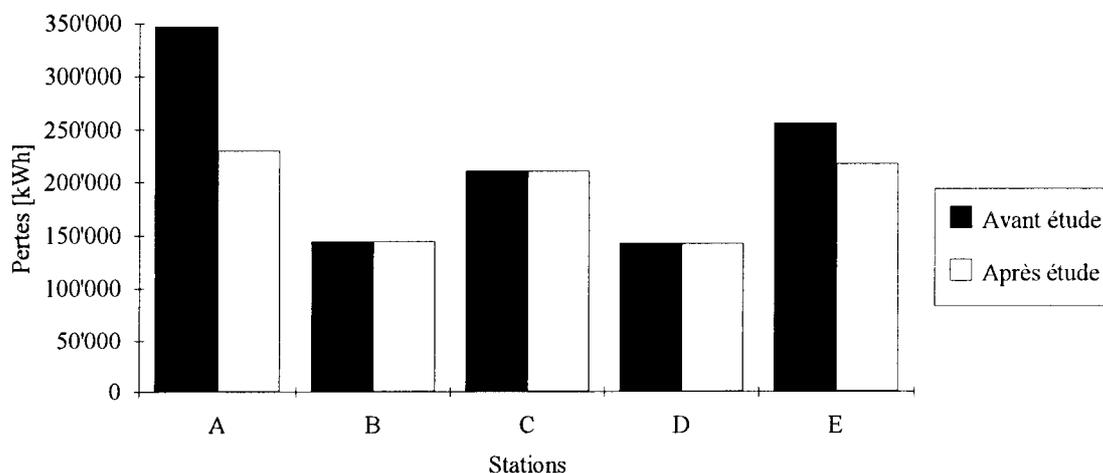


Fig. - 7 - Optimisation avant et après l'étude

4.4 Optimisation automatique

Il serait possible de mettre en place un système de commutation automatique qui permettrait de passer de la marche simple à la marche en parallèle dès le seuil de fonctionnement passé. L'automatisme pourrait être fait à l'aide d'un automate programmable. A ma connaissance un tel système prêt à l'emploi n'existerait pas encore. Par contre un système de commutation automatique pour assurer la sécurité d'approvisionnement existe en Allemagne et est fabriqué par la maison Hupertz & Schneider de Dortmund.

Il est à noter qu'un tel système engendrerait un nombre considérable de manoeuvres des disjoncteurs haute tension, ce qui pourrait entraîner une usure prématurée et occasionnerait des frais de maintenance importants. En effet la charge variant durant la journée il est possible que plusieurs pointes surviennent et que le système donne des ordres d'enclenchement et de déclenchement consécutifs.

De plus ce système ne serait applicable pour le moment que dans une sous-station. Le système décrit ci-dessus est dans notre cas largement suffisant pour minimiser les pertes.

5. REMPLACEMENT ET ACHAT DE NOUVEAUX TRANSFORMATEURS

5.1. Critères de décision.

Lors d'achat de nouveaux transformateurs, il est important de tenir compte d'un certain nombre de facteurs afin d'optimiser cet achat.

Hypothèses - diagramme de charge de la sous-station - évolution de la consommation

- durée de vie du transformateur
- Taux d'intérêt
- Capitalisation des pertes
- coût de l'énergie
- coût de l'entretien
- frais administratif
- frais de génie civil
- etc.

La capitalisation des pertes est un point très important à ne pas négliger lors de l'évaluations des différentes variantes car tout au long de la durée de vie, les pertes capitalisées représentent des montants très importants.

5.2. Actualisation des pertes.

Pour pouvoir comparer différentes variantes, il est indispensable de capitaliser les pertes à vide (pertes fer) et les pertes dues à la charge (pertes cuivre).

Le facteur de capitalisation se calcule pour 1 kWh de perte.

$$cpfe = t \cdot a \cdot k \quad \{13\}$$

$$cpcu = t \cdot a \cdot k \cdot q^2 \quad \{14\}$$

cpfe	: facteurs de capitalisation des pertes fer	[Fr/kW]
cpcu	: facteurs de capitalisation des pertes cuivre	[Fr/kW]
t	: heures de service	[h]
a	: prix du kWh	[Fr/kWh]
k	: facteur d'annuités	[f(N,z)] (voir Annexe 1)
N	: durée de vie	[années]
z	: taux d'intérêts	[%]
q	: charge appliquée	[%]

On remarque que le facteur $(t * a * k)$ se retrouve dans les deux formules, il sera attribué une valeur de 10 au facteur $cpfe$ le facteur $cpcu$ sera lui égal à 10. q2 ceci afin de pouvoir comparer les différentes solutions entre elles. En effectuant le rapport $cpfe/cpcu$, nous obtenons la formule ci-dessous qui nous ramène à des valeurs connues des transformateurs.

$$\frac{cpfe}{cpcu} = \left[\frac{Fr}{Wfe} \cdot \frac{Wcu}{Fr} \right] = \frac{Wcu}{Wfe} = \frac{10}{\left(\frac{10 * Wfe}{Wcu} \right)} \quad \{15\}$$

5.2.1 Exemple 1

Pour un transformateur chargé à 50% le facteur de capitalisation des pertes cuivre sera égal à $10 \times (0.5)^2 = 2.5$. Donc le rapport $Wcu/Wfe = 10/2.5$. Ce rapport comme nous le verrons plus bas servira lors de la demande d'offre de transformateurs de puissance.

5.2.2 Exemple 2

Si les valeurs Wfe et Wcu d'un transformateur sont connues, il est possible de déterminer pour quelle charge il serait préférable de fonctionner (du point de vue économique).

Transformateur 1:

$$\frac{Wcu1}{Wfe1} = \frac{59752}{17830} = \frac{10}{2.99}$$

$$q = \sqrt{\frac{cpfe}{10}} \cdot 100 \quad \{16\}$$

$$q = \frac{100 \cdot S_{moy}}{S_n} \quad \{17\}$$

Il est maintenant possible de faire la marche arrière et de retrouver la charge q optimale

q	: Charge débitée	[%]
S_n	: Puissance nominale du transformateur	[MVA]
S_{moy}	: Puissance moyenne débitée	[MVA]

donc pour ce cas $q = 54.6 \%$. Pour optimiser les pertes du point de vue financier, il faudrait fonctionner à 54.6 % de la charge nominale.

5.2.3 Explications

Dans l'exemple proposé au paragraphe 4.2, le tableau 6 nous donne une moyenne annuelle de charge de la sous-station de 21,7 % de la puissance nominale de transformation de la sousstation. Dans le cas où un transformateur de cette sous-station devrait être remplacé, il peut alors être avantageux de choisir un transformateur avec des pertes fer plus basses et des pertes cuivre plus élevées que la moyenne standard. Pour se conforter dans une telle décision, il est nécessaire d'estimer pendant la durée de vie économique du nouveau transformateur, que la charge annuelle moyenne qui lui sera appliquée sera comprise entre 20 et 40 %.

Pour diminuer les pertes de fonctionnement, il faut acheter un transformateur adapté à la charge appliquée. Si le transformateur est faiblement chargé, les pertes fer devront être le plus faible possible et les pertes cuivre pourront être plus importantes par exemple pour un transformateur chargé à 30% le rapport W_{cu}/W_{fe} devra être égal à 10/0.9 (selon { 14}). Par contre si le transformateur est très chargé, les pertes cuivre devront être plus faibles possible et les pertes fer peuvent être plus grande. Pour un transformateur chargé à 50% le rapport W_{cu}/W_{fe} sera égal à 10/2.5 (selon exemple 2 ci-dessus).

Il est donc important lors de tout achat de transformateurs de bien analyser la courbe de charge du réseau alimenté par le futur transformateur et lors de la demande d'offre aux constructeurs il faudra spécifier le rapport W_{cu}/W_{fe} désiré.

Les fabricants de transformateurs sont à même de construire les transformateurs selon les facteurs de capitalisation désiré. Pour diminuer les pertes fer, ils doivent améliorer le circuit magnétique et pour diminuer les pertes cuivre, ils doivent augmenter les sections des conducteurs. Toutefois chaque diminution des pertes fer se fait au détriment des pertes cuivre et vice versa ceci afin de ne pas construire des transformateurs démesurés et pour maintenir des prix acceptables..

5.2.4 Résultats sur l'ensemble des sous-stations

Les calculs ci dessus ont été faits pour tous les transformateurs et ils démontrent que les transformateurs installés devraient fonctionner pour des charges variant de 40 à 50%. L'étude des courbes de charges montre que les charges moyennes annuelles avoisinent les 30% ($q(T1)$). Dans ce cas les pertes cuivre sont trop importante par rapport aux pertes fer.

Station	W_{cu}/W_{fe}	$q(opt)$	$q(T1)$	$q(T1//T2)$
A	10/2.86	53.4	39.0	19.6
B	10/2.04	45.2	25.3	12.7
C	10/2.03	54.1	42.0	21.7
D	10/1.91	43.7	33.0	22.2
E	10/2.51	50.1	30.2	/
F	10/3.36	58.0	26.3	/
G	10/1.72	49.2	29.0	19.2
H	10/2.28	47.7	23.8	/
I	10/1.47	38.4	14.8	/
Moyenne	2.24	48.9	29.3	19.1

Tableau - 7 - Charges optimales et charges réelles

5.3 Programme d'aide à la décision

En collaboration avec M. Jaccard du bureau EGL Conseils un programme informatique d'aide à la décision a été élaboré. Ce programme est composé de parties blocs différents décrits ci dessous. Il à pour but d'aider l'exploitant à juger quand il est opportun de changer de transformateur.

Deux variantes sont simulées variante 1, achat immédiat d'un nouveau transformateur
variante 2, achat d'un nouveau transformateur retardé de quelques années

Partie 1 : calcul des pertes actuelles.

L'explication pour l'introduction se trouve au chapitre 4.2. Dans ce tableau seront introduites les données des transformateurs en service ainsi que les données d'énergies et de puissance de l'année précédente.

Partie 2 : calcul des pertes pour les variantes.

Dans ce tableau, identique au précédent, seront introduites les données du ou des nouveaux transformateurs à changer.

Partie 3 : Introduction des variables.

Les variables de calcul seront introduites d'après les estimations de l'exploitant. Elles permettrons de faire des simulations les plus réalistes possibles.

Données d'entrée	
Croissance annuelle de la charge	3.00%
Investissement initial variante 1 & 2	435'000
Date de l'investissement (variante 2)	5
Durée de vie économique	35
Coût du kwh	0.1
Taux de croissance du prix de l'énergie	2.00%
Durée de l'échéancier	20

Tableau. - 8 - Variables de calcul.

Partie 4: Principaux résultats

La valeur actualisée nette (VAN) correspond aux réductions de coûts capitalisés moins l'investissement. La valeur actualisée peut être positive ce qui indique que l'investissement sur sa durée de vie est rentable.

La valeur résiduelle correspond à la valeur du transformateur à la fin de l'échéancier, à la fin de la durée de vie du transformateur cette valeur est nulle.

Principaux résultats	
Taux d'actualisation	5.00%
Valeur actualisée nette (variante 1)	-195203
Valeur actualisée nette (variante 2)	-138791
Valeur résiduelle sur investissement (variante 1)	275'748
Valeur résiduelle sur investissement (variante 2)	331'073
Croissance sur la période considérée	1.00

Tableau - 9 - Principaux résultats

Partie 5: Bilan actualisé

La réduction de coût correspond à la différence entre la situation optimale actuelle et la situation avec un nouveau transformateur. Chaque montant est capitalisé et ainsi ramené à aujourd'hui.

Périodes	Variante 1		Variante 2	
	Investissement	Réduction de coût	Investissement	Réduction de coût
1	-435'000	8'615		0
2		8'787		0
3		8'963		0
4		9'142		0
5		9'325	-435'000	0
6		9'511		9'511
...	

Tableau - 10 - Bilan actualisé

Partie 6 Analyse de sensibilité

Afin de comparer entre les deux variantes et d'en choisir une, une analyse de sensibilité. pour des taux d'actualisation variant de 0 à 10 %, les valeurs actualisées nettes (VAN) des deux variantes sont calculées.

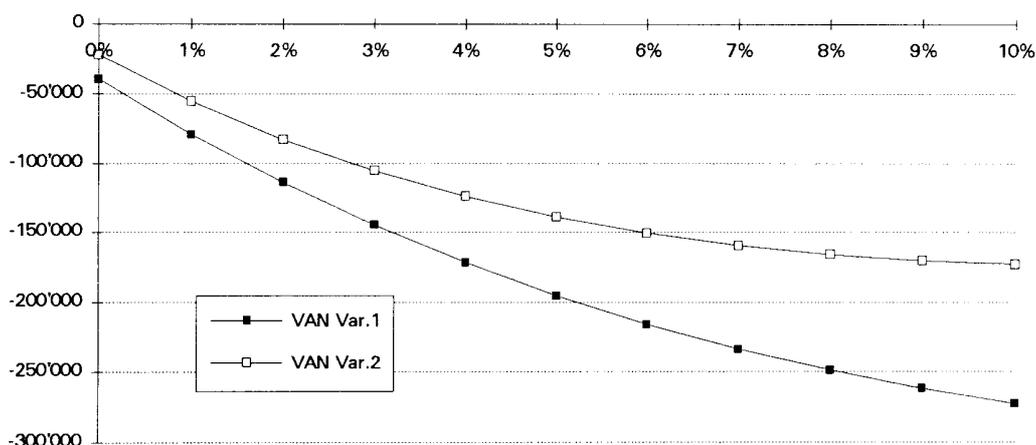


Fig. - 8 - Analyse de sensibilité (10 centimes/kW)

La meilleure solution dans ce cas serait la variante 2 car c'est avec celle-ci que l'on perd le moins. On remarque qu'avec les variables introduites ci-dessus, le projet n'est pas rentable.

Une simulation avec un prix plus élevé de l'énergie (par exemple 100 % d'augmentation) montre que l'investissement devient rentable.

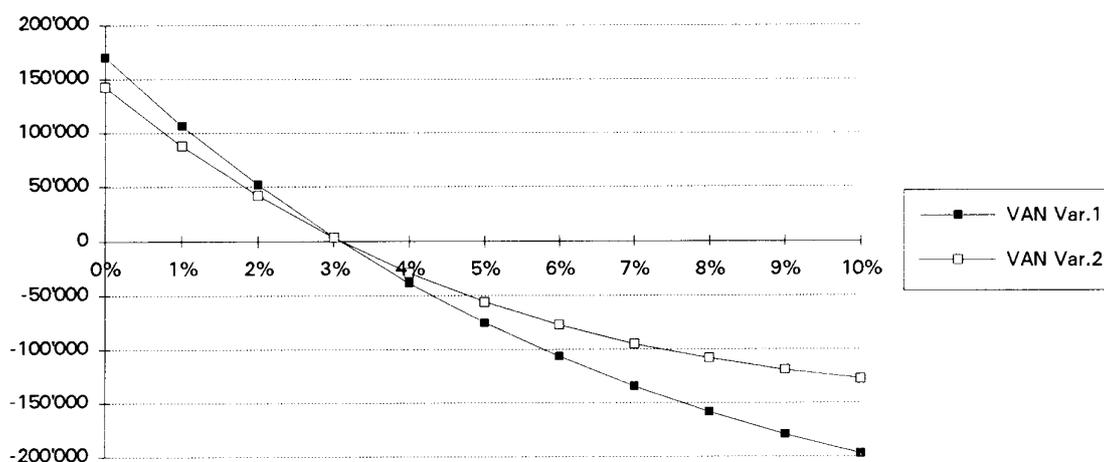


Fig. - 9 - Analyse de sensibilité avec 20 centimes par kWh

Dans ce cas la variante (1) est plus avantageuse jusqu'à un taux d'actualisation de 3 %. Au delà de cette limite la variante (2) est plus avantageuse car elle nous permet de moins perdre d'argent. Maintenant cela devient une décision financière. Si l'entreprise peut trouver de l'argent à un taux inférieur à 3 %, la variante (1) sera choisie. Dans le cas contraire la variante (2) sera choisie.

6. Conclusions

Le but premier de cette étude est de minimiser les pertes des transformateurs afin d'économiser de l'énergie électrique. Deux solutions sont possibles :

- 1° Minimisations des pertes de transformateurs existants pouvant fonctionner en parallèle
- 2° Achat de nouveaux transformateurs adaptés au type de charge.

6.1 Transformateurs existants

Dans ce cas une analyse de la charge moyenne ainsi que de la charge maximale s'impose. Car comme nous l'avons vu plus haut une analyse approximative s'avère fautive. A l'aide du programme Transfo.XLS il est facile de déterminer quand il est opportun de fonctionner en marche parallèle ou en marche simple. Un système de commutation automatique permettra de minimiser encore plus les pertes, mais l'investissement pour un tel système ne serait vraisemblablement pas rentable et le gain de pertes serait faible par rapport au système de commutation manuel.

6.2 Nouveaux transformateurs

Pour le remplacement d'un transformateur, il faut suivre la démarche suivante afin d'optimiser cet important investissement :

- 1- Analyse de la charge existante (énergie, puissance moyenne, puissance maximale)
- 2- Adapter le rapport du facteur de capitalisation des pertes fer et cuivre au taux de charge moyen du transformateur.
- 3- Demande d'offre en fonction du rapport ci-dessus
- 4- Simuler différents cas en fonction de l'estimation des variables présentées au chapitre 5.3 (évolution du prix de l'énergie et de l'augmentation de la consommation)
- 5- Choix d'une variante.

D'après les simulations effectuées ci-dessus, il en ressort que le prix du kWh serait trop faible pour que l'investissement soit rentable. Il est donc préférable de repousser l'achat d'un nouveau transformateur si l'état de celui-ci est satisfaisant et si la charge le permet.

ANNEXE I

CALCULS ECONOMIQUES DANS L'ENTREPRISE

(Daniel Donati, Ing. EPFL, ETS, SIA).

7.0 LE PROBLEME DE L'INVESTISSEMENT ET LA CONSTRUCTION DES ECHEANCIERS

Voici présentées, de manière sommaire, quelques caractéristiques générales sur l'étude des projets d'investissement, en replaçant celle-ci dans le cadre des études stratégiques. Nous aborderons ensuite les problèmes que pose la définition des échéanciers de flux de trésorerie en distinguant d'abord le cas d'un projet unique et supposé indépendant des autres puis en considérant différentes variantes et les relations possibles entre projets.

7.1 LE PROBLÈME DE L'INVESTISSEMENT

7.1.1 La nature de l'investissement

Investir, c'est consentir une dépense susceptible d'engendrer des revenus futurs. Pour une entreprise industrielle, le plus souvent, c'est acquérir des moyens de production ou de commercialisation. Ces moyens peuvent être de nature très variée.

Les investissements matériels correspondent à l'achat ou à la construction de biens d'équipement. Ils permettent de renouveler le matériel vétuste ou obsolète (investissement de remplacement) ou d'accroître le potentiel d'activité de l'entreprise, que ce soit dans les secteurs où elle opère traditionnellement (investissement d'expansion) ou dans de nouveaux secteurs (investissement de diversification).

Les investissements incorporels correspondent à l'acquisition de connaissances et d'actifs intellectuels: achats de brevets ou réalisation de travaux de recherche scientifique, action de formation du personnel, etc.

Dans tous les cas, la décision d'investissement est caractérisée par le fait que ses conséquences porteront sur une longue période.

L'étude des décisions d'investissement pose différents problèmes. Un premier problème, une fois défini un critère d'évaluation, est celui de l'évaluation quantitative des biens ou services employés ou produits par un équipement.

Un deuxième problème est lié à l'analyse des risques. Un investissement est un pari sur l'avenir, qui n'est jamais connu avec certitude. On définit l'investissement comme "l'échange d'une satisfaction immédiate et certaine à laquelle on renonce contre une espérance que l'on acquiert....."

Enfin, la réalisation d'un projet et l'exploitation d'un équipement s'étendent sur une longue période. Il se pose donc un problème d'arbitrage dans le temps, de façon à pouvoir comparer l'utilité des recettes et dépenses intervenant à des dates différentes. Cet arbitrage sera effectué au moyen de la technique de l'actualisation et des critères qui en sont dérivés.

7.1.2 Le critère

Pour juger de l'intérêt d'une politique d'investissement dans l'entreprise, les critères sont multiples. Les actionnaires et les dirigeants, qui très souvent ne sont pas propriétaires de l'entreprise, n'ont pas nécessairement les mêmes objectifs. L'actionnaire est surtout attaché à la valeur de l'action en bourse et au montant des dividendes qui lui

seront versés. Le dirigeant, outre la motivation liée à son revenu (lequel n'est d'ailleurs pas indépendant des résultats de l'entreprise) peut avoir des désirs de puissance, de sécurité, etc., qui peuvent se traduire par des objectifs d'expansion, d'accroissement de part de marché, d'augmentation du volume du chiffre d'affaires.

Parmi ceux-ci, l'objectif de rentabilité est naturellement fondamental. En effet, la poursuite des objectifs mentionnés ci-dessus est généralement conditionnée par la réalisation d'un profit qui ne peut descendre en dessous d'un certain seuil sans préjudice grave pour l'entreprise. Il est indispensable à la survie de l'entreprise.

C'est donc un critère de maximisation du profit. Ceci ne veut pas dire qu'il s'agit de l'unique critère à considérer. Mais il constitue toujours un élément important de décision. En effet, lorsque dans une approche multicritère la décision est prise en fonction d'autres considérations, il est souhaitable de connaître la perte de revenu ou le manque à gagner qu'entraînera le choix envisagé. Enfin, lorsqu'un objectif à atteindre est fixé, il faut rechercher, parmi les différentes solutions qui permettent de l'atteindre, celle qui correspond au moindre coût. Et la recherche d'un coût minimum pose un certain nombre de problèmes identiques à ceux que pose la maximisation d'un revenu: arbitrage dans le temps pour comparer l'utilité de biens et services utilisés ou produits à des dates différentes, prise en compte des incertitudes, etc.

7.1.3 Le problème de la quantification des flux de trésorerie

Dans cette optique, lors de l'étude de projets d'investissement, l'analyste est amené à

essayer de prévoir et quantifier les recettes et les dépenses qui seront nécessaires aux calculs de rentabilité. Il faut cependant être conscient des limites de cette approche. Un calcul économique peut constituer un élément déterminant pour le choix d'un mode de mise en production d'un gisement, pour une décision d'implantation ou de fermeture d'un dépôt de produits finis. Il n'est en général pas possible, par contre, de chiffrer de façon précise et complète les données nécessaires à un calcul de rentabilité lorsque l'on étudie différents axes de diversification d'une entreprise.

Ce problème de l'évaluation des conséquences d'une décision d'investissement (il faudrait les évaluer toutes) se pose même lorsque l'on considère des projets bien définis. Il est souvent difficile de tenir compte des interactions entre différents projets. Il est pratiquement impossible dans le cas général de mesurer l'impact d'un projet sur les opportunités futures de l'entreprise. Prenons un exemple et considérons deux projets de même rentabilité. Le premier permet d'éviter de perdre de l'argent sur une affaire dont la durée de vie est limitée par contrat. Le deuxième correspond à l'extension du réseau de distribution d'un produit dont le marché est en expansion. Il peut avoir des effets indirects (non comptabilisés en recettes) positifs grâce à une augmentation de la part de marché. Quelle valeur leur attribuer ?

Une autre facette du problème est relative à la comparabilité de projets appartenant à des secteurs différents. Comment choisir, par exemple, entre un investissement en exploration pétrolière et un projet de remodelage d'unité en pétrochimie ? Ces différentes questions sont liées à la définition des finalités de l'entreprise et de ses grandes options à long terme. Cette définition n'est pas du domaine des études de rentabilité, mais plutôt de l'analyse et de la réflexion stratégiques. C'est cette dernière qui doit permettre de préciser les objectifs de l'entreprise. L'analyse des projets

d'investissement aura pour but de déterminer les meilleurs moyens pour y parvenir et de fournir des évaluations chiffrées aux responsables de la stratégie.

Comment se définissent les grandes options stratégiques ? D'une entreprise à l'autre, les méthodes utilisées, ainsi que l'organisation correspondante, sont très variables. Dans de nombreuses petites ou moyennes entreprises (parfois dans les plus grandes) la stratégie est souvent définie à partir de la seule intuition des dirigeants de l'entreprise. Cette intuition s'appuie sur quelques principes simples: chérir le client, innover sans cesse, stimuler le personnel, simplifier, veiller à la qualité, etc.

7.2 LA CONSTRUCTION D'UN ECHEANCIER DE FLUX DE TRESORERIE

7.2.1 Définition

La production d'un investissement étant répartie sur une longue période, nous devons tout d'abord définir une unité de temps. La plupart des calculs pratiques sont effectués en considérant l'année comme période élémentaire.

Pour chaque année de la période d'étude, il faut donc prévoir le coût, la consommation de biens ou de services qui sera nécessaire pour réaliser un projet d'investissement donné, ainsi que la production future de l'équipement correspondant. Pour un calcul déterministe, un projet d'investissement sera donc caractérisé par la suite (l'échéancier) des recettes et des dépenses qu'entraîneront la réalisation du projet et l'exploitation de l'équipement. Nous emploierons le terme de flux de trésorerie (en anglais: cash flow) pour désigner la différence entre les recettes et les dépenses ou, de façon plus précise, la différence entre les encaissements (cash input) et les décaissements (cash output) d'une année donnée. On rencontre également comme synonymes les termes suivants: mouvement de trésorerie, flux de liquidités, flux net de liquidités, flux de fonds.

Il est à noter qu'un flux de trésorerie correspond en principe à un mouvement réel de fonds; sa définition ne fait donc appel à aucune convention comptable.

Par ailleurs, il s'agit de flux différentiels définis par rapport au cas où le projet ne serait pas réalisé.

Il est important de noter que seuls les flux futurs liés à la décision étudiée sont à considérer. Ainsi, si un projet conduit à l'utilisation d'un terrain dont l'entreprise est déjà propriétaire, les dépenses passées correspondant à l'achat du terrain ne doivent pas être prises en compte. Par contre, il faudra associer au projet la perte de recettes qu'aurait procurée une utilisation alternative du terrain (location ou vente par exemple, éventuellement évaluées à prix fictifs) en cas du rejet du projet d'investissement étudié.

7.2.2 L'estimation des coûts d'investissement

L'estimation du coût d'un investissement peut parfois être simple et rapide. C'est le cas lorsque l'entreprise effectue l'achat d'un matériel dont le prix est bien défini par le constructeur, par exemple s'il s'agit d'un équipement produit en série et pour lequel il existe un prix de catalogue.

Dans le cas contraire et suivant la précision recherchée (qui peut être elle-même fonction du stade d'avancement de l'étude), il existe des méthodes plus ou moins fines,

telles les méthodes globales d'estimation, les méthodes modulaires, les méthodes analytiques d'estimation, etc.

A) Us principales composantes d'un investissement industriel

Il est clair que la liste des postes de dépenses correspondant à un investissement peut être très variable d'un projet à un autre, cette liste étant plus ou moins longue en fonction de la complexité du projet. A titre d'exemple, nous présenterons les composantes d'un projet de construction d'une sous-station de transformation:

- Achat du terrain.
- Frais de préparation du site (génie civil).
- Coûts des équipements proprement dits.
- Frais d'étude et frais de siège (gestion, action commerciale avant démarrage).
- Frais d'ingénierie et de surveillance de chantier.
- Besoin en fonds de roulement, constitution des stocks initiaux de pièces de rechange nécessaires à la marche de l'équipement.
- Frais de formation du personnel.
- Frais de démarrage et d'essai qui comprennent, outre la rémunération du personnel effectuant le démarrage, des consommations de produits pendant la période d'essai.
- Assurances et taxes.

7.2.3 Coûts résiduels

Dans certains cas, il est nécessaire de prévoir, à l'issue de la période d'exploitation, des dépenses de remise en état: réaménagement du site, etc.

7.2.4 L'estimation des dépenses d'exploitation

Pour estimer les dépenses d'exploitation, il est évidemment nécessaire de pouvoir prévoir quelles seront les conditions d'utilisation de l'équipement, en particulier les quantités qui seront produites au cours de la période d'exploitation.

Ceci permettra de calculer les différentes consommations de biens et de services nécessaires à l'exploitation:

- Matières premières;
- Utilités (énergie, électricité, vapeur, eau, etc., fournitures diverses, lubrifiants), pièces de rechange, etc.;
- Personnel (exploitation et entretien);
- Redevances (lorsqu'elles sont fonction des quantités produites);
- Assurances, frais de siège, frais généraux, etc.

A) Evolution dans le temps des dépenses d'exploitation

Il faut souligner que pour la plupart des projets d'investissement, les frais d'exploitation ne sont généralement pas constants dans le temps.

Période de démarrage

Pour des équipements utilisant des techniques récentes, il y a souvent une période (période appelée maladie de jeunesse) pendant laquelle des essais et des mises au point doivent être effectués, ce qui entraîne des coûts plus élevés que ceux qui seront obtenus en régime de croisière.

Usure des équipements

Les frais d'entretien augmentent généralement avec l'âge et l'usure des matériels. Le renouvellement de certaines pièces ou de certaines machines peut être nécessaire et devra être pris en compte dans les échéanciers (ces frais de gros entretiens seront d'ailleurs, suivant les cas, considérés comme frais d'exploitation ou comme dépenses d'investissement).

Evolution des prix

Ayant déterminé les quantités de consommables (matières premières, utilités) qui seront utilisées au cours de l'exploitation, il faudra également déterminer leur coût et effectuer des hypothèses concernant l'évolution de ces coûts.

Enfin on remarquera que les frais de personnel et de certains services augmentent généralement plus vite que l'ensemble des prix; il faudra donc en tenir compte lors de la construction des échéanciers.

7.2.5 Us prévisions de recettes

Lorsque la production assurée par l'investissement fait effectivement l'objet d'une commercialisation, les prévisions de recettes seront données par les études de marché. Celles-ci s'appuient sur une analyse statistique (évolution dans le passé des consommations du produit considéré et des substituables, analyse des données et études de corrélation pour déterminer les liaisons entre consommations et autres variables économiques); elles s'appuient également sur des enquêtes, des sondages et des études de motivations effectuées auprès des consommateurs, ainsi que sur des hypothèses relatives à la croissance économique.

Elles devront permettre une estimation de la part de marché disponible pour l'entreprise et donc une estimation des quantités qui pourront être introduites ainsi qu'une prévision des prix de vente.

7.2.6 Période d'étude et valeur résiduelle

Lors de l'étude d'un projet d'investissement, il convient d'effectuer des prévisions de flux de trésorerie sur l'ensemble de la durée de vie de l'équipement, en remarquant que la durée de vie physique d'un matériel est souvent différente d'une durée d'amortissement comptable.

La durée d'utilisation peut être limitée pour des raisons techniques par suite de l'usure du matériel ou pour des raisons économiques, augmentation des frais d'entretien avec l'âge ou obsolescence. Dans ce dernier cas, la date de déclassement de l'équipement devra elle-même être déterminée par un calcul économique.

Nous remarquerons cependant que les praticiens limitent souvent la période d'étude à 10, 15 ou 20 ans, même lorsque la durée d'utilisation peut être plus longue, ceci pour tenir compte des incertitudes qui pèsent sur les années très éloignées.

7.2.7 Comptabilité et échéancier de flux de trésorerie

La comptabilité a pour objet d'enregistrer les produits et charges observés dans le passé. Insistons sur le fait que pour étudier une décision d'investissement, seuls les flux de trésorerie futurs (*) qu'entraînera la réalisation du projet sont à prendre en compte. Les données de la comptabilité ne sont donc pas utilisées en tant que flux de trésorerie; elles seront cependant utiles dans la mesure où elles facilitent les prévisions de recettes et de dépenses nécessaires à l'analyse d'un projet; en particulier, elles peuvent fournir des éléments pour déterminer de quelle façon certaines dépenses sont variables en fonction des paramètres définissant un projet (par exemple, de combien augmentent les frais de gestion et les frais généraux lorsque l'on construit une unité supplémentaire en raffinerie, en fonction de la taille de celle-ci et de sa complexité).

Il faut bien remarquer que la comptabilité utilise des conventions différentes de celles qui ont été retenues pour définir des flux de trésorerie. Un flux de trésorerie représente la différence entre les encaissements et les décaissements qui seront imputables au projet. Comme un décalage dans le temps est possible entre la comptabilisation des produits dans un compte de résultat et les mouvements de fonds correspondants, un échéancier de flux de trésorerie s'apparentera plus à un compte de trésorerie prévisionnel qu'à un compte de résultat prévisionnel.

En particulier, les flux de trésorerie ne doivent comporter aucun terme d'amortissement. L'amortissement, en effet, ne correspond pas à un mouvement de caisse: c'est un enregistrement comptable qui permet de présenter des résultats annuels (compte de résultat et bilan) en répartissant au moyen d'une convention les frais d'investissement

(*) Exemple: Considérons une entreprise possédant des bâtiments qui pourraient recevoir un équipement dont l'achat est envisagé. Pour étudier le projet d'investissement, il est nécessaire de connaître les autres usages possibles des bâtiments considérés dans le cas où le projet ne serait pas réalisé et les flux de trésorerie qu'entraîneraient ces autres usages. Supposons par exemple que la vente constitue la seule hypothèse possible. C'est alors le prix de vente possible des bâtiments qu'il faudra prendre en compte pour étudier le projet: peu importe quel prix l'entreprise a payé dans le passé pour les acquérir (et s'il n'y a pas de fiscalité, peu importe sa valeur comptable. Si, par contre, l'entreprise est soumise à l'impôt, la valeur comptable est nécessaire au calcul des impôts et taxes correspondant à la plus-value ou moins-value réalisée lors de la vente).

sur une certaine durée (durée d'amortissement). Dans la construction d'un échancier de flux de trésorerie, les dépenses d'investissement doivent apparaître à la date où elles donnent effectivement lieu à un décaissement; considérer l'amortissement comme une dépense reviendrait donc à compter deux fois l'investissement.

7.2.8 Prévisions et risques d'erreur

Les risques de sous-estimation des coûts d'investissement ou d'évaluation trop optimiste des revenus futurs sont bien connus. Il faut remarquer cependant qu'une attitude trop prudente présente également des dangers: ne pas investir en temps utile peut, par exemple, être la cause d'un retard technique difficile à rattraper par la suite, ou bien entraîner la perte de certains marchés au profit d'entreprises concurrentes plus dynamiques.

7.3 VARIANTES D'UN PROJET ET RELATIONS ENTRE PROJETS

Un projet d'investissement ne peut généralement pas être étudié sans tenir compte des autres projets existants ou possibles dans l'entreprise. D'une part, en effet, lorsqu'un problème d'investissement se présente, il est rare qu'il n'y ait qu'une seule façon de le résoudre: il faut alors effectuer l'étude de différentes variantes. Par ailleurs, il convient d'analyser l'influence du projet sur les autres projets de l'entreprise.

7.3.1 La définition des variantes

Lorsqu'un problème d'investissement apparaît dans l'entreprise, il ne peut généralement pas se résumer (du moins lors des premières phases de l'étude) par une alternative du type: réaliser ou non un projet unique et parfaitement déterminé. Lorsqu'on envisage, par exemple de lancer une fabrication ou d'augmenter une production, des questions vont se poser concernant les capacités de production à mettre en place, les procédés de fabrication à utiliser, etc.

Les réponses possibles à ces questions permettront de définir un ensemble de variantes qui constitueront autant de projets incompatibles - qui s'excluent mutuellement - entre lesquels il faudra effectuer un choix. Le premier souci des responsables de l'étude sera à ce niveau de n'oublier aucune solution possible.

Les différences caractérisant les variantes d'un projet peuvent être de natures diverses:

Les caractéristiques techniques peuvent être différentes d'une variante à l'autre. Par exemple, une usine plus ou moins automatisée.

La localisation géographique. Il s'agit naturellement d'un paramètre important dans les problèmes de distribution (la localisation d'un ou plusieurs dépôts peut souvent être choisie parmi plusieurs emplacements possibles).

La taille de l'équipement: capacité de production, capacité de stockage, de transport, etc. Il s'agit d'un paramètre qui peut varier de façon discrète ou continue.

La date de réalisation est également une caractéristique qui peut différencier certaines variantes.

La durée de réalisation de certains travaux (construction de l'équipement) peut également dans certains cas faire l'objet d'un choix, la diminution de cette durée entraînant une augmentation des coûts d'investissement, mais permettant un démarrage plus rapide de l'exploitation et donc des recettes.

La durée d'utilisation. Elle peut être plus ou moins longue et sa détermination doit faire l'objet d'un calcul économique.

Flux de trésorerie différentiels

A chaque variante, un échéancier de flux de trésorerie sera associé. Dans certains cas, l'une des variantes sera considérée comme un projet de référence (cas de base). Les autres variantes peuvent alors être définies au moyen de différences calculées par rapport au cas de base. Les flux de trésorerie ainsi définis sont appelés flux de trésorerie différentiels. Cette présentation peut être utile lorsque des études préliminaires ont montré qu'un investissement était nécessaire (la solution qui consiste à ne rien faire étant écartée) et que l'on recherche des améliorations possibles à partir d'une solution dont la rentabilité a déjà été prouvée.

Prenons un exemple et considérons un projet A de construction d'un atelier peu automatisé, projet qui constitue un cas de base et une variante possible B consistant à construire un atelier plus automatisé (tableaux 11 et 12).

	Années	0	1	2	3	...
Projet A	a) Investissement	200				
	b) Recettes		120	120	120	
	c) Frais d'exploitation		70	70	70	
	Flux de trésorerie (b-a-c)	-200	50	50	50	
Projet B	Investissement	250				
	Recettes		120	120	120	
	Frais d'exploitation		55	55	55	
	Flux de trésorerie	-250	65	65	65	

Tableau - 11 - Echancier des flux de trésorerie

Schématiquement, effectuer l'étude de l'échéancier des flux de trésorerie différentiels revient à présenter le problème de façon un peu différente en substituant à la question comparer les projets A et B la question doit-on réaliser le supplément d'investissement qui permet de passer du projet A au projet B ?

	(kF)				
Années	0	1	2	3	...
Investissement	50				
Recettes		0	0	0	
Frais d'exploitation		-15	-15	-15	
Flux de trésorerie	-50	15	15	15	

Tableau - 12 - Echéancier des flux de trésorerie différentiels

Ceci revient dans notre cas à poser le problème sous la forme effectuer ou non l'automatisation de l'atelier considéré (nous remarquerons toutefois qu'il ne s'agit pas d'étudier un projet d'automatisation d'un atelier existant, mais d'étudier une modification du projet initial, le cas de base, avant toute réalisation).

Soulignons encore une fois qu'un calcul s'appuyant sur un échéancier de flux de trésorerie différentiels ne peut être utilisé que dans la mesure où la rentabilité du cas de base a elle-même été préalablement établie.

La variante ne rien faire

Lorsque aucun projet n'a été choisi comme cas de base, le cas de référence est le statu quo. Cependant, les flux de trésorerie différentiels (même si c'est souvent fait dans la pratique de façon implicite), toutes les recettes et dépenses de chaque projet étant estimées par comparaison avec la variante ne rien faire. Ceci implique que cette variante a fait l'objet d'une étude suffisante permettant de répondre de façon assez précise à la question que se passera-t-il si aucun investissement n'est réalisé

8.0 LES CRITERES EMPIRIQUES

Au cours de ce chapitre et des chapitres suivants, nous supposerons parfaitement quantifiées les conséquences d'une décision d'investissement. Nous supposerons de plus qu'il n'y a pas d'érosion monétaire.

Ayant défini le (ou les) échéancier(s) des flux de trésorerie associés à un (ou des) projet(s) d'investissement, nous devons maintenant essayer d'en apprécier l'intérêt économique de façon à éclairer les décisions à prendre:

- Si l'on considère un projet unique, indépendant de tout autre projet de l'entreprise, la décision à étudier est de réaliser ou non le projet.

- Si plusieurs projets sont en concurrence, on éliminera tout d'abord ceux qui ne sont pas intéressants, c'est-à-dire ceux qui auraient entraîné une décision de rejet s'ils avaient été étudiés individuellement comme projets uniques et indépendants. Parmi les projets restants, il convient d'effectuer un choix.

Une première remarque de bon sens conduira en général à rejeter les projets qui ne permettraient pas de dégager des revenus supérieurs aux coûts générés par leur réalisation. Autrement dit, un premier "crible" consistera à effectuer pour chaque projet la somme algébrique des flux de trésorerie et à vérifier que celle-ci est positive, c'est-à-dire que les revenus attendus de l'exploitation permettront au moins de rembourser le montant de la mise de fonds initiale.

8.1 LE TAUX DE RENDEMENT COMPTABLE

Pour qu'un projet soit retenu, il faut non seulement qu'il permette de rembourser le capital, mais également qu'il assure une certaine rémunération de ce capital. Les taux de rendement, ou taux de rentabilité, ont pour objet de mesurer la rémunération du capital

permise par les revenus attendus du projet.

Le taux de rendement comptable fait l'objet de plusieurs définitions (on rencontre différentes appellations: taux de rentabilité comptable, taux moyen de rendement, taux de rentabilité simple; en anglais: conventional return on investment, book rate of return).

Il s'agit d'un ratio semblable à ceux qui sont utilisés par les spécialistes de gestion financière pour apprécier la rentabilité d'une entreprise. Un taux de rendement comptable peut être défini année après année, pour chacune des années de la période d'étude. Il s'agit alors du rapport du bénéfice comptable d'une année à la valeur nette comptable du capital

immobilisé.

Il peut également être défini sur l'ensemble de la durée de vie du projet, de façon à prendre une valeur unique. Le taux de rendement comptable est alors le rapport d'un revenu moyen annuel au coût de l'investissement.

8.1.1 Définition

Le taux de rendement comptable (de l'investissement initial) #1 est égal au rapport du revenu moyen annuel net au coût initial de l'investissement.

Le revenu moyen annuel net peut être calculé comme la moyenne arithmétique des bénéfices comptables nets (amortissements déduits, mais charges financières exclues) ou, ce qui revient au même, comme la somme algébrique des flux de trésorerie (cette somme représentant le revenu total net) divisé par le nombre d'année d'exploitation.

Exemple

Une entreprise envisage l'achat d'une machine, notée A, qui pourra être exploitée pendant 5 ans. L'achat et la mise en place, effectués à l'année 0, entraînent une dépense d'investissement de 10'000 FRS. Pour chacune des années 1 à 5, les flux de trésorerie prévisionnels (recettes moins dépenses d'exploitation) sont estimés à 3'000 FRS/an.

Le revenu net total est alors:

$$5 \times 3'000 - 10'000 = 5'000 \text{ FRS}$$

Le revenu moyen annuel est obtenu en rapportant le revenu total au nombre d'années d'exploitation:

$$\frac{5'000}{5} = 1'000 \text{ FRS/an}$$

Le taux de rendement comptable ϑ_1 obtenu en rapportant le revenu moyen annuel au montant de l'investissement est alors égal à:

$$\frac{1'000}{10'000} = 0.1$$

$$\vartheta_1 = 10 \%$$

8.1.2 Taux de rendement comptable et décision d'acceptation ou de rejet

Pour pouvoir prendre une décision de réaliser ou de rejeter un projet, il faut que l'entreprise définisse un taux de rémunération minimum de son capital ou un taux d'intérêt auquel elle pourrait emprunter le montant de l'investissement (il s'agira en fait d'un emprunt interne à l'entreprise effectué auprès des services financiers par les services techniques), les remboursements et les paiements d'intérêts étant effectués grâce aux revenus d'exploitation.

Le taux de rendement comptable a pour objet, comme un taux d'intérêt, de mesurer la rémunération du capital investi et, comme un taux d'intérêt, il peut s'exprimer en pourcentage. Il faut cependant bien remarquer qu'un taux de rendement comptable n'est pas en général directement comparable à un taux d'intérêt. En effet, il ne tient pas compte

des dates effectives auxquelles les flux de trésorerie interviennent (seule la moyenne arithmétique est utilisée) alors qu'il s'agit d'un élément nécessaire pour effectuer le calcul d'un taux d'intérêt (prix de la valeur du temps). Le taux de rendement comptable ne peut donc pas constituer un critère d'acceptation ou de rejet d'un projet d'investissement.

8.1.3 Comparaison de différents projets

Si le taux de rendement ne permet pas de prendre une décision de réaliser ou non un projet, on peut se demander s'il peut être utilisé comme un moyen de comparaison de différents projets. Pour montrer qu'il n'en est rien et que ce critère ne permet pas d'effectuer un classement entre projets incompatibles, reprenons et complétons l'exemple précédent. Considérons les hypothèses énoncées ci-dessus: possibilité d'achat à l'année 0 d'une machine A (coût: 10'00 FRS) dont l'exploitation entraînera des flux de trésorerie de 3'000 FRS/an pendant 5 ans. Supposons de plus que l'entreprise a le choix entre la machine A, une deuxième machine B ou une troisième C. Le prix d'achat de chacune des machines est le même: 10'000 FRS. Leurs durées de vies sont égales. Les prévisions de revenus sur les 5 années de l'exploitation sont données par le tableau 13. La machine B, de technologie plus nouvelle, entraîne des frais de démarrage importants tandis que la machine C donnant des bons résultats dans les premières années demande ensuite des frais de maintenance élevés.

Années	(kF)					
	0	1	2	3	4	5
Machine A	-10	3	3	3	3	3
Machine B	-10	1	2	3	4	5
Machine C	-10	5	4	3	2	1

Tableau - 13 - *Echéanciers des flux de trésorerie*

Le revenu net total dégagé par chaque projet est le même:

$$15'000 - 10'000 = 5'000 \text{ FRS}$$

La durée d'exploitation et le montant de l'investissement initial étant identiques, le taux de rendement comptable sera le même, soit:

$$\vartheta_A = \vartheta_B = \vartheta_C = 10 \%$$

Ce critère ne nous permet pas de choisir entre les trois projets. Il est clair cependant que la machine C sera préférée à la machine A qui sera elle-même préférée à la machine B; en effet, à tout instant, la machine C aura permis de "récupérer" une somme plus importante que celles qui seraient dégagées par les deux autres machines et cette somme pourra être utilisée pour rembourser des emprunts ou effectuer d'autres investissements.

Le critère du taux de rendement comptable est donc inutilisable pour comparer (du moins de façon précise) l'intérêt économique de différents projets. Dans cet exemple, la raison en est que la méthode de calcul conduit à attribuer la même valeur à 1'000 FRS reçus à une date rapprochée et à 1'000 FRS reçus à une date éloignée dans le futur, alors que pour tout investisseur, de façon générale, l'utilité d'une somme disponible rapidement est supérieure à celle d'une somme identique mais disponible plus tard.

8.2 LE TEMPS DE RECUPERATION

8.2.1 Définitions

Le temps de récupération d'un projet est égal à la durée d'exploitation de l'équipement nécessaire pour que les revenus dégagés permettent de récupérer le montant de l'investissement.

Ce critère est également appelé durée de remboursement (ou de recouvrement) du capital, ou temps de retour; en anglais: *pay-out* (ou *pay-back*) *time* (ou *period*).

L'année de récupération est l'année (τ) à partir de laquelle la somme algébrique des flux de trésorerie F_k (somme cumulée jusqu'à l'année τ) devient positive:

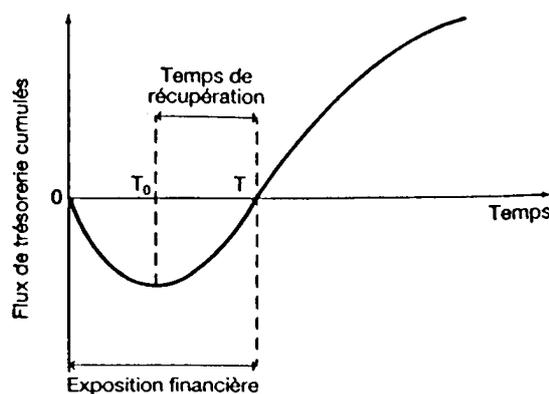
$$\sum_{k=0}^{\tau} F_k > 0$$

Lorsque les flux de trésorerie correspondants aux années d'exploitation peuvent être supposés constants (ou peu variables) au cours du temps, la durée de récupération est égale au rapport du montant de l'investissement (I) à la moyenne des flux de trésorerie (revenus bruts) des années d'exploitation:

$$\Delta = \frac{I}{F_m}$$

I = Montant de l'investissement, [FRS];

F_m = Flux de trésorerie d'une année d'exploitation "moyenne", [FRS].



T_0 : démarrage exploitation.

Figure - 10 - Temps de récupération

Remarque:

La détermination d'une durée nécessite la définition d'une origine des temps. L'origine considérée dans la définition ci-dessus correspond à la date de démarrage de l'exploitation. Cette convention n'est pas la seule à être employée; certaines entreprises calculent des temps de récupération définis à partir du début des travaux de construction ou de mise en place de l'équipement. Lorsqu'il s'agit d'une durée déterminée à partir de la date où sont effectués les premières dépenses, elle est parfois nommée durée d'exposition financière.

Lorsque l'on désire comparer différents projets incompatibles en utilisant un critère de temps de récupération, il semble assez naturel de retenir le projet qui présente le temps de récupération le plus court.

9.0 LES FONDEMENTS DE L'ACTUALISATION

9.1 PREFERENCE POUR LE PRESENT ET COEFFICIENT D'ESCOMPTE PSYCHOLOGIQUE

Le problème que nous posons est celui de la comparaison de somme d'argent reçues ou dépensées à des dates différentes.

Nous supposons le temps divisé en périodes élémentaires. A chaque période nous associerons un indice n (avec, le plus souvent, $n = 0, 1, 2, \dots$). Nous raisonnerons en prenant comme période unitaire l'année et, par convention, nous appellerons année 0 l'année présente.

De façon générale, tout agent économique préfère, pour une somme donnée, une disponibilité immédiate à une disponibilité future. Mais il préfère un franc aujourd'hui à un franc disponible l'année prochaine, peut-être préférera-t-il un franc disponible l'année prochaine à 0,5 franc disponible aujourd'hui. Entre 0,5 F et 1 F, il pourra alors définir une valeur (0,9 F par exemple) telle qu'il soit équivalent de disposer de cette valeur (0,9 F) aujourd'hui, ou de disposer de 1 F l'année prochaine.

9.1.1 Valeur actuelle et coefficient d'actualisation

De façon générale, supposons qu'un agent économique puisse définir un coefficient C , tel qu'il lui soit équivalent de disposer d'une somme F_1 l'année prochaine ou de disposer d'une somme CF , aujourd'hui.

On suppose que le coefficient C ainsi défini (égal à 0,9 dans notre exemple lorsque F_1 est égal à 1 F) est indépendant de F_1 . Ce coefficient est appelé coefficient d'actualisation ou coefficient d'escompte psychologique de l'année prochaine par rapport à l'année présente (la notation psychologique étant utilisée pour souligner le fait que, ainsi défini, ce coefficient est déterminé à partir de préférences individuelles de nature subjective).

La somme CF , sera appelée la valeur actuelle (ou valeur escomptée) de la somme F_1 disponible l'année prochaine.

Il sera alors équivalent de disposer de la somme F_n à l'année n ou bien de disposer à l'année 0 d'une somme:

$$A_0 = \underbrace{(C \cdot C \cdot \dots \cdot C)}_n \cdot F_n$$

A_0 est la valeur actuelle de F_n .

Le coefficient $\underbrace{(C \cdot C \cdot \dots \cdot C)}_n$ est le **coefficient d'actualisation de l'année n par rapport à l'année 0**, coefficient d'équivalence entre des sommes disponibles à l'année n et des sommes disponibles à l'année 0.

La préférence pour le présent conduit généralement à définir des coefficients d'actualisation C inférieur à 1. La valeur actuelle A_0 d'une somme F_n est alors d'autant plus petite que l'année n de disponibilité est éloignée (ce qui traduit bien le comportement général des individus qui attachent une importance plus grande aux événements des années proches, et moins grande aux événements des années futures plus éloignées).

9.1.2 Taux d'actualisation (taux d'escompte psychologique)

On écrit le plus souvent un coefficient d'actualisation sous la forme:

$$C = \frac{1}{(1 + a^*)}$$

où a^* est appelé le **taux d'actualisation** (ou taux d'escompte psychologique).

Le coefficient d'actualisation d'une année n par rapport à l'année 0 s'écrit alors:

$$C^n = \frac{1}{(1 + a^*)^n}$$

et la valeur actuelle de F_n :

$$A_0 = \frac{F_n}{(1 + a^*)^n}$$

Considérons une suite de recettes et de dépenses définies sur un ensemble de périodes d'indices 0, 1, 2, ..., n , ..., N (et correspondant ou non, à un projet d'investissement). Comme précédemment, nous appellerons **flux de trésorerie** la différence des recettes et des dépenses d'une période donnée et nous noterons F_n le flux de trésorerie de la période n .

Si l'on a pu définir le coefficient d'actualisation a^* , il est possible de déterminer la valeur actuelle de chacun des flux de trésorerie F_n . Ces valeurs actuelles étant directement

comparables à des sommes disponibles à l'année 0, il est possible non seulement de les comparer entre elles, mais d'en faire la somme algébrique.

La valeur actuelle de l'échéancier considéré est alors la somme des valeurs actuelles des flux de trésorerie:

$$R^* = F_0 + CF_1 + C^2F_2 + \dots + C^nF_n = \sum_{n=0}^N C^n F_n$$

$$R^* = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+a^*)^n}$$

Ce qui peut encore s'écrire:

9.1.3 Revenu actualisé ou Valeur Actuelle Nette d'un projet d'investissement

Lorsque l'échéancier considéré comprend l'ensemble des flux de trésorerie associé à un projet d'investissement, cette valeur actuelle est appelée Valeur Actuelle Nette (VAN), revenu actualisé, bénéfice actualisé ou encore goodwill.

Nous disposons ainsi d'un premier critère pour juger de l'intérêt économique d'un projet. Un flux de trésorerie étant la différence entre les recettes et les dépenses d'une année, dire qu'un projet présente un revenu actualisé positif, c'est dire que la valeur actuelle des recettes est supérieure à la valeur actuelle des dépenses.

9.2 EXEMPLE DE CALCUL, VALEUR ACTUELLE ET REVENU ACTUALISE

9.2.1 Hypothèses

Nous étudions un projet d'achat d'équipement dont les caractéristiques sont les suivantes:

- Réalisation de l'investissement à l'année 0. Coût: 30 kFRS.
- Durée d'utilisation: 4 ans (années 1 à 4 incluses).
- Revenu annuel d'exploitation: 10 kFRS/an.
- Revente en fin de quatrième année: 5 kFRS.
- Avenir certain.
- Taux d'intérêt égal à 5

Nous calculerons d'abord le revenu actualisé du projet (Valeur Actuelle Nette), puis dans l'hypothèse où le prix d'achat de l'équipement n'est pas fixé, le prix maximum que l'entreprise serait disposée à payer pour l'acheter.

9.2.2 Calcul du revenu actualisé

Le revenu actualisé du projet est égal à (en milliers de francs):

$$R^* = -30 + \frac{10}{1+i} + \frac{10}{(1+i)^2} + \frac{10}{(1+i)^3} + \frac{10+5}{(1+i)^4} = 9.6 \text{ kF}$$

9.2.3 Prix maximum d'achat

Nous supposons maintenant que le prix d'achat n'est pas fixé.

Nous recherchons le prix maximum que l'entreprise sera disposée à payer pour acheter l'équipement.

Le prix maximum P recherché est la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs (en milliers de francs):

$$P = \frac{10}{1+i} + \frac{10}{(1+i)^2} + \frac{10}{(1+i)^3} + \frac{10+5}{(1+i)^4} = 39.6 \text{ kF}$$

En effet, il est équivalent de disposer de la suite des revenus que procurera l'équipement, (10 kFRS à l'année 1, 10 kFRS à l'année 2, 10 kFRS à l'année 3, 15 kFRS à l'année 4) ou bien de disposer à l'année 0 de 39.6 kFRS, la valeur actuelle de ces revenus.

9.2.4 Interprétation du revenu actualisé

Nous venons de voir que l'entreprise peut emprunter à l'année 0 une somme de 39'600 FRS qui sera intégralement remboursée (intérêts compris) grâce aux revenus de l'exploitation de l'équipement. Si le prix d'achat est de 30'000 FRS, elle peut donc disposer à l'année 0 de 9'600 FRS (qui est la valeur du revenu actualisé).

Le revenu actualisé est la somme maximum R^* qui peut être empruntée à l'année 0, en sus des dépenses d'investissement et telle que les revenus du projet permettent de la rembourser, ainsi que les dépenses d'investissement et de rémunérer l'ensemble de ces sommes à un taux égal au taux d'actualisation.

9.2.5 Le coût du financement est défini au moyen d'un taux d'intérêt unique

Dans le cas général, une entreprise industrielle ne s'adresse pas au marché financier pour y effectuer des placements à long terme. Elle fait appel à différentes sources pour financer ses investissements. Nous supposons que l'entreprise peut obtenir des prêts à un taux unique i , ceci sans limites. Elle n'envisage pas d'effectuer des placements à long terme sur le marché financier, et reste endettée sur toute la période d'étude.

Sous ces hypothèses, la technique de l'actualisation peut être utilisée par l'entreprise, en utilisant comme taux d'actualisation le taux (i) correspondant au coût du financement.

De façon plus générale, si l'entreprise utilise un taux d'actualisation égal au coût de son financement, un projet qui présente un revenu actualisé positif est un projet qui permet au moins de rembourser le capital initial et de rémunérer ce capital à un taux égal au taux d'actualisation c'est-à-dire à un taux correspondant à son coût; en d'autres termes, il "rapporte" plus qu'il ne coûte, charges financières comprises.

9.2.6 Sources de financements multiples

Dans la réalité, une entreprise fait appel à différentes sources de financement (autofinancement, émissions d'actions, emprunts bancaires). Nous supposons que les coûts de ces différentes ressources seront stables dans le futur. On peut assez souvent supposer de plus que leurs parts respectives seront stables, et en particulier le ratio d'endettement de l'entreprise. Le coût marginal du capital est alors égal au coût moyen. C'est ce coût moyen du capital (pondéré par le poids respectif des différentes sources de financement) qu'il faut utiliser (dans une première approche de calcul) comme le taux d'actualisation.

ANNEXE2

TABELLES POUR LES CALCULS
ECONOMIQUES

- 48 -

Coefficient d'actualisation $\frac{1}{(1+i)^n}$

Année n	Taux d'actualisation i																								
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	22%	25%	30%	40%	50%
1	0,991	0,984	0,979	0,974	0,969	0,964	0,959	0,954	0,949	0,944	0,939	0,934	0,929	0,924	0,919	0,914	0,909	0,904	0,899	0,894	0,889	0,884	0,879	0,874	0,869
2	0,980	0,972	0,966	0,960	0,954	0,948	0,942	0,936	0,930	0,924	0,918	0,912	0,906	0,900	0,894	0,888	0,882	0,876	0,870	0,864	0,858	0,852	0,846	0,840	0,834
3	0,970	0,961	0,955	0,949	0,943	0,937	0,931	0,925	0,919	0,913	0,907	0,901	0,895	0,889	0,883	0,877	0,871	0,865	0,859	0,853	0,847	0,841	0,835	0,829	0,823
4	0,960	0,950	0,944	0,938	0,932	0,926	0,920	0,914	0,908	0,902	0,896	0,890	0,884	0,878	0,872	0,866	0,860	0,854	0,848	0,842	0,836	0,830	0,824	0,818	0,812
5	0,951	0,941	0,935	0,929	0,923	0,917	0,911	0,905	0,899	0,893	0,887	0,881	0,875	0,869	0,863	0,857	0,851	0,845	0,839	0,833	0,827	0,821	0,815	0,809	0,803
6	0,942	0,932	0,926	0,920	0,914	0,908	0,902	0,896	0,890	0,884	0,878	0,872	0,866	0,860	0,854	0,848	0,842	0,836	0,830	0,824	0,818	0,812	0,806	0,800	0,794
7	0,932	0,922	0,916	0,910	0,904	0,898	0,892	0,886	0,880	0,874	0,868	0,862	0,856	0,850	0,844	0,838	0,832	0,826	0,820	0,814	0,808	0,802	0,796	0,790	0,784
8	0,923	0,913	0,907	0,901	0,895	0,889	0,883	0,877	0,871	0,865	0,859	0,853	0,847	0,841	0,835	0,829	0,823	0,817	0,811	0,805	0,799	0,793	0,787	0,781	0,775
9	0,914	0,904	0,898	0,892	0,886	0,880	0,874	0,868	0,862	0,856	0,850	0,844	0,838	0,832	0,826	0,820	0,814	0,808	0,802	0,796	0,790	0,784	0,778	0,772	0,766
10	0,905	0,895	0,889	0,883	0,877	0,871	0,865	0,859	0,853	0,847	0,841	0,835	0,829	0,823	0,817	0,811	0,805	0,799	0,793	0,787	0,781	0,775	0,769	0,763	0,757
11	0,896	0,886	0,880	0,874	0,868	0,862	0,856	0,850	0,844	0,838	0,832	0,826	0,820	0,814	0,808	0,802	0,796	0,790	0,784	0,778	0,772	0,766	0,760	0,754	0,748
12	0,887	0,877	0,871	0,865	0,859	0,853	0,847	0,841	0,835	0,829	0,823	0,817	0,811	0,805	0,799	0,793	0,787	0,781	0,775	0,769	0,763	0,757	0,751	0,745	0,739
13	0,878	0,868	0,862	0,856	0,850	0,844	0,838	0,832	0,826	0,820	0,814	0,808	0,802	0,796	0,790	0,784	0,778	0,772	0,766	0,760	0,754	0,748	0,742	0,736	0,730
14	0,870	0,860	0,854	0,848	0,842	0,836	0,830	0,824	0,818	0,812	0,806	0,800	0,794	0,788	0,782	0,776	0,770	0,764	0,758	0,752	0,746	0,740	0,734	0,728	0,722
15	0,861	0,851	0,845	0,839	0,833	0,827	0,821	0,815	0,809	0,803	0,797	0,791	0,785	0,779	0,773	0,767	0,761	0,755	0,749	0,743	0,737	0,731	0,725	0,719	0,713
16	0,852	0,842	0,836	0,830	0,824	0,818	0,812	0,806	0,800	0,794	0,788	0,782	0,776	0,770	0,764	0,758	0,752	0,746	0,740	0,734	0,728	0,722	0,716	0,710	0,704
17	0,844	0,834	0,828	0,822	0,816	0,810	0,804	0,798	0,792	0,786	0,780	0,774	0,768	0,762	0,756	0,750	0,744	0,738	0,732	0,726	0,720	0,714	0,708	0,702	0,696
18	0,836	0,826	0,820	0,814	0,808	0,802	0,796	0,790	0,784	0,778	0,772	0,766	0,760	0,754	0,748	0,742	0,736	0,730	0,724	0,718	0,712	0,706	0,700	0,694	0,688
19	0,827	0,817	0,811	0,805	0,799	0,793	0,787	0,781	0,775	0,769	0,763	0,757	0,751	0,745	0,739	0,733	0,727	0,721	0,715	0,709	0,703	0,697	0,691	0,685	0,679
20	0,819	0,809	0,803	0,797	0,791	0,785	0,779	0,773	0,767	0,761	0,755	0,749	0,743	0,737	0,731	0,725	0,719	0,713	0,707	0,701	0,695	0,689	0,683	0,677	0,671
21	0,811	0,801	0,795	0,789	0,783	0,777	0,771	0,765	0,759	0,753	0,747	0,741	0,735	0,729	0,723	0,717	0,711	0,705	0,699	0,693	0,687	0,681	0,675	0,669	0,663
22	0,803	0,793	0,787	0,781	0,775	0,769	0,763	0,757	0,751	0,745	0,739	0,733	0,727	0,721	0,715	0,709	0,703	0,697	0,691	0,685	0,679	0,673	0,667	0,661	0,655
23	0,795	0,785	0,779	0,773	0,767	0,761	0,755	0,749	0,743	0,737	0,731	0,725	0,719	0,713	0,707	0,701	0,695	0,689	0,683	0,677	0,671	0,665	0,659	0,653	0,647
24	0,787	0,777	0,771	0,765	0,759	0,753	0,747	0,741	0,735	0,729	0,723	0,717	0,711	0,705	0,699	0,693	0,687	0,681	0,675	0,669	0,663	0,657	0,651	0,645	0,639
25	0,779	0,769	0,763	0,757	0,751	0,745	0,739	0,733	0,727	0,721	0,715	0,709	0,703	0,697	0,691	0,685	0,679	0,673	0,667	0,661	0,655	0,649	0,643	0,637	0,631
26	0,770	0,760	0,754	0,748	0,742	0,736	0,730	0,724	0,718	0,712	0,706	0,700	0,694	0,688	0,682	0,676	0,670	0,664	0,658	0,652	0,646	0,640	0,634	0,628	0,622
27	0,764	0,754	0,748	0,742	0,736	0,730	0,724	0,718	0,712	0,706	0,700	0,694	0,688	0,682	0,676	0,670	0,664	0,658	0,652	0,646	0,640	0,634	0,628	0,622	0,616
28	0,758	0,748	0,742	0,736	0,730	0,724	0,718	0,712	0,706	0,700	0,694	0,688	0,682	0,676	0,670	0,664	0,658	0,652	0,646	0,640	0,634	0,628	0,622	0,616	0,610
29	0,749	0,739	0,733	0,727	0,721	0,715	0,709	0,703	0,697	0,691	0,685	0,679	0,673	0,667	0,661	0,655	0,649	0,643	0,637	0,631	0,625	0,619	0,613	0,607	0,601
30	0,741	0,731	0,725	0,719	0,713	0,707	0,701	0,695	0,689	0,683	0,677	0,671	0,665	0,659	0,653	0,647	0,641	0,635	0,629	0,623	0,617	0,611	0,605	0,599	0,593
31	0,736	0,726	0,720	0,714	0,708	0,702	0,696	0,690	0,684	0,678	0,672	0,666	0,660	0,654	0,648	0,642	0,636	0,630	0,624	0,618	0,612	0,606	0,600	0,594	0,588
32	0,727	0,717	0,711	0,705	0,699	0,693	0,687	0,681	0,675	0,669	0,663	0,657	0,651	0,645	0,639	0,633	0,627	0,621	0,615	0,609	0,603	0,597	0,591	0,585	0,579
33	0,720	0,710	0,704	0,698	0,692	0,686	0,680	0,674	0,668	0,662	0,656	0,650	0,644	0,638	0,632	0,626	0,620	0,614	0,608	0,602	0,596	0,590	0,584	0,578	0,572
34	0,713	0,703	0,697	0,691	0,685	0,679	0,673	0,667	0,661	0,655	0,649	0,643	0,637	0,631	0,625	0,619	0,613	0,607	0,601	0,595	0,589	0,583	0,577	0,571	0,565
35	0,705	0,695	0,689	0,683	0,677	0,671	0,665	0,659	0,653	0,647	0,641	0,635	0,629	0,623	0,617	0,611	0,605	0,599	0,593	0,587	0,581	0,575	0,569	0,563	0,557
36	0,699	0,689	0,683	0,677	0,671	0,665	0,659	0,653	0,647	0,641	0,635	0,629	0,623	0,617	0,611	0,605	0,599	0,593	0,587	0,581	0,575	0,569	0,563	0,557	0,551
37	0,692	0,682	0,676	0,670	0,664	0,658	0,652	0,646	0,640	0,634	0,628	0,622	0,616	0,610	0,604	0,598	0,592	0,586	0,580	0,574	0,568	0,562	0,556	0,550	0,544
38	0,685	0,675	0,669	0,663	0,657	0,651	0,645	0,639	0,633	0,627	0,621	0,615	0,609	0,603	0,597	0,591	0,585	0,579	0,573	0,567	0,561	0,555	0,549	0,543	0,537
39	0,678	0,668	0,662	0,656	0,650	0,644	0,638	0,632	0,626	0,620	0,614	0,608	0,602	0,596	0,590	0,584	0,578	0,572	0,566	0,560	0,554	0,548	0,542	0,536	0,530
40	0,671	0,661	0,655	0,649	0,643	0,637	0,631	0,625	0,619	0,613	0,607	0,601	0,595	0,589	0,583	0,577	0,571	0,565	0,559	0,553	0,547	0,541	0,535	0,529	0,523
42	0,654	0,644	0,638	0,632	0,626	0,620	0,614	0,608	0,602	0,596	0,590	0,584	0,578	0,572	0,566	0,560	0,554	0,548	0,542	0,536	0,530	0,524	0,518	0,512	0,506
45	0,639	0,629	0,623	0,617	0,611	0,605	0,599	0,593	0,587	0,581	0,575	0,569	0,563	0,557	0,551	0,545	0,539	0,533	0,527	0,521	0,515	0,509	0,503	0,497	0,491
50	0,600	0,590	0,584	0,578	0,572	0,566	0,560	0,554	0,548	0,542	0,536	0,530	0,524	0,518	0,512	0,506	0,500	0,494	0,488	0,482	0,476	0,470	0,464	0,458	0,452

$$\text{Valeur actuelle d'un flux de IF par an pendant n années} \sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+i)^k} = \frac{1}{i} \left(1 - \frac{1}{(1+i)^n} \right)$$

n	Taux d'actualisation i																								
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	18%	20%	22%	25%	30%	40%	50%
1	0,990	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,848	0,841	0,833	0,820	0,800	0,769	0,714	0,667
2	1,970	1,942	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528	1,492	1,440	1,361	1,274	1,111
3	2,941	2,884	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322	2,283	2,246	2,210	2,174	2,140	2,106	2,042	1,952	1,816	1,589	1,407
4	3,902	3,808	3,717	3,630	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,974	2,914	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589	2,494	2,362	2,166	1,849	1,685
5	4,853	4,713	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433	3,352	3,274	3,199	3,127	3,058	2,991	2,864	2,689	2,436	2,035	1,737
6	5,795	5,601	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889	3,794	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326	3,167	2,951	2,643	2,168	1,824
7	6,728	6,472	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605	3,416	3,161	2,802	2,263	1,883
8	7,652	7,325	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837	3,619	3,329	2,925	2,331	1,922
9	8,566	8,162	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031	3,786	3,463	3,019	2,379	1,948
10	9,471	8,993	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,192	3,923	3,571	3,092	2,414	1,965
11	10,368	9,787	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453	5,234	5,029	4,836	4,656	4,486	4,327	4,035	3,656	3,147	2,438	1,972
12	11,255	10,575	9,954	9,365	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,194	5,918	5,660	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439	4,127	3,725	3,190	2,456	1,985
13	12,134	11,248	10,635	9,986	9,394	8,863	8,368	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842	5,583	5,342	5,118	4,910	4,715	4,533	4,203	3,780	3,223	2,469	1,990
14	13,008	12,106	11,296	10,563	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	6,002	5,724	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611	4,265	3,824	3,249	2,478	1,993
15	13,865	12,849	11,938	11,118	10,380	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142	5,847	5,575	5,324	5,092	4,876	4,675	4,315	3,859	3,268	2,484	1,995
16	14,718	13,578	12,561	11,652	10,838	10,106	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265	5,954	5,668	5,405	5,162	4,938	4,730	4,357	3,887	3,283	2,489	1,997
17	15,562	14,292	13,166	12,166	11,274	10,477	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373	6,047	5,749	5,475	5,222	4,990	4,775	4,391	3,910	3,295	2,492	1,998
18	16,398	14,992	13,754	12,659	11,690	10,828	10,059	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812	4,419	3,928	3,304	2,494	1,999
19	17,228	15,678	14,324	13,134	12,085	11,136	10,336	9,604	8,950	8,365	7,866	7,405	6,982	6,602	6,259	5,927	5,594	5,316	5,070	4,843	4,442	3,942	3,311	2,496	1,999
20	18,046	16,351	14,877	13,590	12,462	11,470	10,594	9,818	9,129	8,514	7,983	7,465	7,025	6,623	6,259	5,927	5,583	5,301	5,047	4,800	4,400	3,890	3,256	2,497	1,999
21	18,857	17,011	15,415	14,029	12,821	11,764	10,836	10,017	9,292	8,649	8,075	7,562	7,102	6,687	6,312	5,973	5,625	5,344	5,127	4,891	4,476	3,963	3,320	2,498	2,000
22	19,660	17,658	15,937	14,451	13,163	12,042	11,061	10,201	9,442	8,772	8,176	7,645	7,170	6,743	6,359	6,011	5,696	5,410	5,149	4,909	4,488	3,970	3,323	2,498	2,000
23	20,456	18,292	16,444	14,857	13,489	12,303	11,272	10,371	9,580	8,883	8,266	7,718	7,230	6,792	6,399	6,044	5,723	5,432	5,167	4,925	4,499	3,976	3,325	2,499	2,000
24	21,243	18,914	16,936	15,247	13,799	12,550	11,469	10,529	9,707	8,965	8,348	7,784	7,283	6,835	6,434	6,073	5,746	5,451	5,182	4,937	4,507	3,981	3,327	2,499	2,000
25	22,023	19,523	17,413	15,622	14,094	12,783	11,654	10,675	9,823	9,077	8,422	7,843	7,330	6,873	6,464	6,097	5,766	5,467	5,195	4,948	4,514	3,985	3,329	2,499	2,000
26	22,795	20,121	17,877	15,983	14,375	13,003	11,826	10,810	9,929	9,161	8,488	7,896	7,372	6,905	6,491	6,118	5,783	5,480	5,206	4,956	4,520	3,988	3,330	2,500	2,000
27	23,560	20,707	18,327	16,330	14,643	13,211	11,987	10,935	10,027	9,237	8,548	7,943	7,409	6,935	6,514	6,136	5,798	5,492	5,215	4,964	4,524	3,990	3,331	2,500	2,000
28	24,316	21,281	18,764	16,663	14,898	13,406	12,137	11,051	10,116	9,307	8,602	7,984	7,441	6,961	6,534	6,152	5,810	5,502	5,223	4,970	4,528	3,992	3,331	2,500	2,000
29	25,066	21,844	19,188	16,984	15,141	13,591	12,278	11,158	10,198	9,370	8,650	8,022	7,470	6,983	6,551	6,166	5,820	5,510	5,229	4,975	4,531	3,994	3,332	2,500	2,000
30	25,808	22,396	19,600	17,292	15,372	13,765	12,409	11,258	10,274	9,427	8,694	8,055	7,496	7,003	6,566	6,177	5,829	5,517	5,235	4,979	4,534	3,995	3,332	2,500	2,000
31	26,542	22,938	20,000	17,588	15,593	13,929	12,532	11,350	10,343	9,479	8,733	8,085	7,518	7,020	6,579	6,187	5,837	5,523	5,239	4,982	4,536	3,996	3,332	2,500	2,000
32	27,270	23,468	20,389	17,874	15,803	14,084	12,647	11,435	10,406	9,526	8,769	8,112	7,538	7,035	6,591	6,196	5,844	5,528	5,243	4,985	4,538	3,997	3,333	2,500	2,000
33	27,990	23,989	20,766	18,148	16,003	14,230	12,754	11,514	10,464	9,569	8,801	8,135	7,556	7,048	6,600	6,203	5,849	5,532	5,246	4,988	4,539	3,997	3,333	2,500	2,000
34	28,703	24,499	21,132	18,411	16,193	14,368	12,854	11,587	10,518	9,609	8,829	8,157	7,572	7,060	6,609	6,210	5,854	5,536	5,249	4,990	4,540	3,998	3,333	2,500	2,000
35	29,409	24,999	21,487	18,665	16,374	14,498	12,948	11,655	10,567	9,644	8,855	8,176	7,586	7,070	6,617	6,215	5,858	5,539	5,251	4,992	4,541	3,998	3,333	2,500	2,000
36	30,108	25,489	21,832	18,908	16,547	14,621	13,035	11,717	10,612	9,677	8,879	8,192	7,598	7,079	6,623	6,220	5,862	5,541	5,253	4,993	4,542	3,999	3,333	2,500	2,000
37	30,800	25,969	22,167	19,143	16,711	14,737	13,117	11,775	10,653	9,706	8,900	8,208	7,609	7,087	6,629	6,224	5,865	5,543	5,255	4,994	4,543	3,999	3,333	2,500	2,000
38	31,485	26,441	22,492	19,368	16,868	14,846	13,193	11,829	10,691	9,733	8,919	8,221	7,618	7,094	6,634	6,228	5,867	5,545	5,256	4,995	4,543	3,999	3,333	2,500	2,000
39	32,163	26,903	22,808	19,584	17,017	14,949	13,265	11,879	10,726	9,757	8,936	8,233	7,627	7,101	6,638	6,231	5,869	5,547	5,257	4,996	4,544	3,999	3,333	2,500	2,000
40	32,835	27,355	23,115	19,793	17,159	15,046	13,332	11,925	10,757	9,779	8,951	8,244	7,634	7,105	6,642	6,233	5,871	5,548	5,258	4,997	4,544	3,999	3,333	2,500	2,000
42	34,158	28,235	23,701	20,186	17,423	15,225	13,452	12,007	10,813	9,817	8,977	8,262	7,647	7,114	6,648	6,238	5,874	5,550	5,260	4,998	4,544	4,000	3,333	2,500	2,000
45	36,095	29,490	24,519	20,720	17,774	15,456	13,606	12,108	10,881	9,863	9,008	8,283	7,661	7,123	6,654	6,242	5,877	5,552	5,261	4,999	4,545	4,000	3,333	2,500	2,000
50	39,196	31,424	25,730	21,482	18,256	15,762	13,801	12,233	10,962	9,915	9,042	8,304	7,675	7,133	6,661	6,246	5,880	5,554	5,262	4,999	4,545	4,000	3,333	2,500	2,000

Ph

ANNEXE3 GLOSSAIRE

(Daniel Donati, Ing. EPFL, ETS, SIA).

Noyau Le noyau assure le transport du flux magnétique.

Enroulements Les enroulements permettent la naissance de forces magnétomotrices. On désigne par enroulement d'entrée l'enroulement qui absorbe une puissance électrique et par enroulement de sortie celui qui livre une puissance électrique. L'enroulement haute tension est l'enroulement pour la tension nominale la plus élevée. L'enroulement basse tension est l'enroulement pour la tension nominale la plus basse.

Prises et étendue de prises Les prises sont des sorties d'enroulements supplémentaires pour la modification de la transformation.

L'étendue de prise est la différence entre la tension nominale et la tension de prise la plus élevée ou la plus basse d'un enroulement. L'étendue de prise est exprimée en pourcentage positif et en pourcentage négatif de la tension nominale.

Tensions Tension nominale (UN) d'un enroulement.

Tension spécifiée pour être appliquée ou développée en fonctionnement à vide entre les bornes de ligne d'un enroulement d'un transformateur polyphasé ou entre les bornes de l'enroulement d'un transformateur monophasé.

Tension à vide.

Tension entre les bornes de ligne d'un transformateur excité qui est à circuit ouvert.

Tension à pleine charge.

Tension entre les bornes de ligne côté départ, le transformateur étant chargé en courant nominal. Elle dépend du facteur de puissance $\cos\phi$.

Courants Courant nominal (I_n).

Courant arrivant à une borne de ligne d'un enroulement; il est obtenu en divisant la puissance nominale de l'enroulement par sa tension nominale et le facteur de phase approprié.

Courant à vide (I_0).

Courant traversant la borne de ligne d'un enroulement quand la tension nominale à la fréquence nominale est appliquée à cet enroulement, l'autre ou les autres enroulements étant à circuit ouvert. Il est la moyenne arithmétique des courants à vide aux trois bornes et il est exprimé en pourcentage du courant nominal.

Régime nominal Le régime nominal est défini par un fonctionnement à tension nominale côté arrivée, à courant nominal côté départ et à la fréquence nominale.

Puissance nominale (SN) La puissance nominale est la valeur de la puissance apparente destinée à servir de base à la construction du transformateur et aux essais en déterminant une valeur bien définie du courant nominal admissible lorsque la tension nominale est appliquée.

Fréquence nominale (fN) La fréquence nominale est la fréquence à laquelle le transformateur est destiné à fonctionner.

Rapport de transformation nominal (ü1) Le rapport de transformation nominale est le rapport entre la tension nominale d'un enroulement et celle d'un autre enroulement caractérisé par une tension nominale inférieure ou égale.

Pertes à vide (Wfe).

Puissance réelle absorbée quand la tension nominale, à la fréquence nominale, est appliquée aux bornes d'un enroulement, l'autre ou les autres enroulements étant à circuit ouvert. Elles comprennent les pertes dans le noyau de fer et le diélectrique ainsi que les pertes occasionnées par le courant à vide dans les enroulements. Les pertes dans le diélectrique et dans les enroulements sont en général insignifiantes.

Les pertes dites dans le fer - donc la plus grande partie des pertes à vide - se composent des pertes par hystérésis et des pertes de Foucault.

Les pertes par hystérésis se produisent à la suite du basculement des micros-cristaux qui sont des éléments magnétiques. Ils offrent une résistance à chaque rotation et à chaque alignement. Le travail qui en résulte n'est pas récupérable, il se perd sous forme de chaleur.

Les pertes de Foucault qui se produisent dans le fer, indépendamment des pertes par hystérésis, sont dues au fait que le champ magnétique, qui varie en fonction du temps, induit des tensions dans le fer. Ces tensions donnent naissance à des courants qui circulent suivant des trajets tourbillonnaires. La formule R_{I2} des courants de Foucault et la résistance du fer influencent la valeur des pertes de Foucault en employant des tôles particulièrement fines et isolées les unes des autres, il est possible de maintenir les pertes de Foucault à un niveau peu élevé.

Pertes dues à la charge (Wu).

Puissance active absorbée à la fréquence nominale, quand le courant nominal traverse la borne de ligne d'un des enroulements, les bornes de l'autre enroulement étant court-circuitées. Les pertes dues à la charge se composent des pertes par effet joule dans les résistances ohmiques (R_{I2}) et des pertes supplémentaires occasionnées par les courants parasites dans les enroulements et pièces de construction.

Les valeurs de pertes dues à la charge sont rapportées à la température de référence. Cette température de référence est en général de 75 [O C].

Tensions à court-circuit à Tension à la fréquence nominale qu'il faut appliquer entre les courant nominal (U_{kn}) enroulement d'un transformateur polyphasé ou aux bornes d'un enroulement d'un transformateur monophasé, pour y faire circuler le courant nominal quand les bornes de l'autre enroulement sont court-circuitées. La tension de court-circuit à courant nominal est généralement exprimée en pourcentage de la tension nominale de l'enroulement auquel la tension est appliquée.

Tension de court-circuit La tension de court-circuit désigne une grandeur, qui est semblable à la tension de court-circuit à courant nominal, peut se référer à d'autres valeurs de courant et/ou d'autres prises que la prise principale. Dans le cas d'une charge qui diffère du régime nominal, la tension de court-circuit exprimée en pourcentage de la tension nominale est de:

$$u_k = u_{kN} \cdot \frac{\text{courant - de - charge}}{\text{courant - nominal}} [\%]$$

Courant de court-circuit Le courant de court-circuit permanent est la valeur effective permanente (I_{kd}) du courant dans la borne de ligne qui apparaît après affaiblissement de la composante apériodique lors d'un court-circuit aux bornes sur tous les pôles côtés départ, en présupposant une tension d'entrée rigide. En cas de fonctionnement du transformateur à la tension nominale, à la fréquence nominale et sur la prise principale, on

$$I_{kd} = \frac{I_N}{u_{kN}} \cdot 100.$$

peut le calculer à partir du courant nominal I_N et de la tension nominale de court-circuit U_{kN} comme suit:

Essais individuels Les essais individuels sont effectués sur chaque transformateur. Ils englobent les mesures et essais suivants:

Mesure de la résistance des enroulements.

Mesure du rapport de transformation et contrôle de la polarité ou du groupe de couplage.

Mesure de la tension de court-circuit.

Mesure des pertes dues à la charge.

Mesures des pertes et du courant à vide.

Vérification de l'isolement entre les spires (essai par tension induite).

Vérification de l'isolement entre les enroulements (essais par tension appliquée).

Essais de type Les essais de type sont effectués lors de la réalisation d'une nouvelle série de transformateurs. Ils comprennent:

Essais de choc.

Mesure du niveau de bruit.

Vérification de la tenue en court-circuit.

Echauffement Les transformateurs sont dimensionnés de telle sorte que les échauffements admissibles d'après les normes ne sont pas dépassés, lorsqu'il fonctionne en régime nominal. L'échauffement de l'enroulement et celui du fluide de refroidissement (dans le cas d'un transformateur à liquide) est défini comme différence entre la température du fluide ou de l'enroulement et la température de l'air ambiant. Les normes fixent pour l'air ambiant les températures journalières et annuelles moyennes et les températures maximales.

L'échauffement des enroulements est une valeur moyenne qui est déterminée par la variation de résistance en fonction de la température.

La température de l'huile à la partie supérieure est mesurée à l'aide d'un thermomètre placé dans un doigt de gant.

Capacité de surcharge On peut charger un transformateur en conformité avec les normes VDE, si la température du fluide de refroidissement est inférieure à la valeur limite et cette surcharge est permise jusqu'à ce que l'échauffement admissible soit atteint. Cette surcharge peut être calculée en appliquant la formule approximative suivante:

les transformateurs immergés dans l'huile peuvent admettre une surcharge de 1 % par degré K au-dessous de la température de l'air ambiant et les transformateurs GEAFOL (marque déposée) de 0.6 % par degré K.

Si la charge préliminaire en service continu est inférieure à la puissance nominale, ce qui implique alors que l'échauffement admissible des enroulements n'a pas encore été atteint, on peut surcharger le transformateur jusqu'à ce qu'on obtienne la valeur maximale admissible pour les enroulements. Il est possible aussi d'obtenir une surcharge, et soit, une augmentation de 25 % de la puissance nominale en réalisant une circulation forcée de l'air ambiant à l'aide de ventilateurs.

Marche en parallèle Une marche en parallèle s'entend pour le fonctionnement de transformateurs connectés au même système de réseau aussi bien du côté primaire que du côté secondaire. On distingue deux formes de marche en parallèle: l'une sur barres collectrices, l'autre sur réseau.

Conditions générales à réaliser pour une marche en parallèle:

Les couplages doivent être compatibles entre eux.

Les rapports de transformation et les étendues de prises doivent être presque égaux.

Les tensions de court-circuit doivent être égales dans les tolérances admises.

Economie de la marche Quand un groupe de plusieurs transformateurs couplés en parallèle fonctionne sous des conditions de charge différentes pendant une durée de temps déterminée, il est possible d'obtenir un minimum des pertes totales en branchant ou en débranchant une partie des transformateurs. Les pertes en court-circuit sont en quadrature avec le courant. Il en résulte que la somme des pertes dues à la charge et des pertes à vide d'un groupe en parallèle peut encore diminuer, si l'on couple encore plus de transformateurs en parallèle.

ANNEXE 4

Modèle de calcul pour la comptabilisation et l'étude de minimisation des pertes des transformateurs des sous-stations

Mode d'emploi

Octobre 1994

57

Table des matières

1.	OBJET DU RAPPORT	1
2.	LES ETAPES DE CALCUL	1
2. 1	CALCUL DES PERTES ANNUELLES	1
2.2	CALCUL DE RENTABILITE ECONOMIQUE D'UN RENOUVELLEMENT	3
2.1	Logique de calcul pour les transformateurs	3
2.2.2	Définition de quelques termes économiques	3
3.	LES DIFFERENTS COMPOSANTS DU MODELE	5
3.1	NIVEAUX DE DONNEES ET D'INFORMATIONS	6
3.2	DONNEES D'ENTREE	6
3.3	L'ECHEANCIER	6
3,4	TABLEAU DE RESULTAT	7
3.5	ANALYSES DE SENSIBILITE	8

1. Objet du rapport

Sur mandat de la Société d'électricité de Laufenbourg SA et dans le cadre du programme d'Impulsion RAVEL en Valais, un développement additionnel a été réalisé sur un logiciel existant qui avait pour but de déterminer l'opportunité financière de faire fonctionner 1 ou 2 transformateurs en parallèle face à des exigences de production mensuelles variables. L'objet de cette adjonction est de permettre d'apprécier la justification économique d'un renouvellement éventuel d'un transformateur et de déterminer la date optimale de cette opération. Le modèle résultant est opérationnel sur tableur Excel, version 5, accessible sur PC.

Le présent document fournit le mode d'emploi du calcul économique et rappelle brièvement la finalité et la démarche du calcul. Il présente à l'utilisateur potentiel la logique permettant de tester la fiabilité de son analyse. Ce modèle est par conséquent plus un outil d'aide à la décision qu'un moyen de sanctionner un choix de manière définitive parmi différentes solutions possibles.

2. Les phases de calcul

Le modèle constitué comprend 2 phases successives de calcul interdépendantes sur lesquelles différents scénarios peuvent être évalués, puis testés au moyen d'analyses de sensibilité. Il s'agit des étapes suivantes:

- le calcul des pertes annuelles en kWh et en francs,
- le calcul de rentabilité économique du remplacement d'un transformateur.

2.1 Calcul des pertes annuelles

Cette partie du calcul constitue la base sur laquelle le développement d'un modèle additionnel, destiné à mesurer la rentabilité économique du remplacement d'un transformateur, a été effectuée. En conséquence, seule la logique de calcul utilisée dans cette première étape sera brièvement énoncée ici. Pour des informations plus précises, l'utilisateur est prié de se référer directement au texte le concernant dans le présent rapport.

Le calcul repose sur les performances de 2 transformateurs et qui peuvent fonctionner séparément ou en parallèle. Les caractéristiques des transformateurs servant d'exemple sont spécifiées dans le modèle et apparaissent dans le tableau 1 qui suit.

A partir d'une demande d'énergie déterminée pour tous les mois d'une année de référence, la production effective, liée aux caractéristiques techniques des transformateurs, entraîne des surplus de production plus ou moins importants selon que les transformateurs fonctionnent séparément ou en parallèle. Les pertes résultantes sont mesurées en kWh, puis valorisées sur la base d'un coût unitaire. Cette dernière valeur servira alors d'élément de calcul pour la 2ème étape, à savoir l'évaluation de la rentabilité économique du renouvellement d'un transformateur.

Tableau I. : Tableau de données pour le calcul des pertes

Station : Glis		Tr. 1	Tr. 2	Tr. 1+2	Tr. 1	Tr. 2	Tr. 1+2
Puissance S _n en MVA		12.00	12.00	24.00	17.06	18.00	35.06
Année		1967	1968		59.72	59.93	119.65
Rapport de tensions		69/17.5	69/17.5		8.52	8.42	
Primaire U _n (kV)		69.00	69.00		Puissance économique pour une marche en parallèle en MVA		
U _{max} (kV)		78.16	78.16		9.07	9.30	
U _{min} (kV)		59.84	59.84		52.15	53.03	
Plage de réglage %		13.28	13.28		Pertes totales en kW (parallèle)		
Sauts tension (kV)		0.83	0.83		51.18	52.93	
Nombre gradins +-		11.00	11.00		Pertes totales en kW (simple)		
Secondaire U _n (kV)		17.50	17.50		Puissance économique pour une marche en parallèle en MVA		
Cos. phi = 0.90		HT= 0.57	BT= 0.43		Pertes totales en kW (simple)		
Energie en MWh (compteurs)		HT	BT	Tot	Pertes en kWh		
1993	Heures				Pm. en % de P _{max}	Pm. en % de S _n	Tr. 1
Janvier	744	-1973	-1880	-4002	42.75	24.15	Tr. 1+2
Février	672	-3255	-1766	-5215	65.75	35.01	Tr. 1
Mars	744	-2993	-1660	-4833	57.45	29.26	Tr. 2
Avril	720	-2462	-1110	-3710	45.53	23.61	Tr. 1
Mai	744	-386	632	256	20.97	6.80	Tr. 1+2
Juin	720	727	1515	2329	29.01	16.11	Tr. 1
Juillet	744	1327	1981	3436	49.50	21.77	Tr. 2
Août	744	1296	1561	2968	41.55	18.27	Tr. 1
Septembre	720	-267	659	407	15.76	6.86	Tr. 1+2
Octobre	744	-1443	59	-1438	20.71	11.89	Tr. 1
Novembre	720	769	533	1352	27.1343	15.1206	Tr. 2
Décembre	744	-533	-769	-1352	20.11	8.38	Tr. 1+2
Hiver	4'368				17.71	8.53	Tr. 1
Eté	4'392				13'778	21.95	Tr. 2
Année	8'760				13'333	16.92	Tr. 1+2
- Consommation 65/16(kV)				4'701	Coût minimum		
+ Livraison 16/65(kV)					19.59		
					ct. / kWh		
					8.00		
					18'380		
					19'061		
					18'380		
					109'203		
					104'969		
					109'093		
					-117'600		
					-117'600		
					-9'408		
					-8'727		
					-9'408		

2.2 Calcul de rentabilité économique d'un renouvellement

Partant d'un principe d'utilisation rationnelle de ressources rares, la démarche économique consiste à mesurer la rentabilité d'une opération, d'un investissement en général, pour la confronter ensuite au coût de son financement et apprécier ainsi l'opportunité de sa réalisation.

Cette procédure implique la constitution d'un tableau (échancier) portant sur une période d'analyse significative et intégrant tous les coûts et toutes les recettes liés à l'opération projetée. Les valeurs annuelles de chaque nature de coût et recette sont rapportées à une année de référence, en général la première année de l'échancier, par la technique de l'actualisation dont le principe sera expliqué plus loin.

2.2.1 Logique de calcul pour les transformateurs

Selon le principe décrit ci-dessus, l'analyse consiste à comparer 2 variantes pour juger:

- de l'opportunité de renouveler un transformateur,
- de la date optimale à retenir pour une telle opération.

Les variantes comparées sont-

- la variante 1 qui part de l'hypothèse du renouvellement immédiat d'un transformateur et comprend en conséquence les pertes associées à un système partiellement neuf possédant de nouvelles caractéristiques de production;
- la variante 2 qui permet de différer la date du renouvellement du transformateur et qui contient par conséquent des pertes annuelles différentes selon qu'elles sont mesurées avant ou après cette opération.

La phase de calcul des pertes comprend de ce fait 2 tableaux, l'un concernant l'évaluation des pertes pour des transformateurs anciens, et l'autre avec un transformateur neuf aux nouvelles caractéristiques techniques.

Des hypothèses, sur l'évolution du taux de croissance de la consommation énergétique, sont introduites dans le calcul et vont alors modifier l'importance des pertes mesurées année après année.

2.2.2 Définition de quelques termes économiques

Pour mieux faire comprendre la logique de calcul utilisée et permettre à l'analyste d'entreprendre différents tests, il a paru judicieux de définir ici les termes économiques les plus fréquemment utilisés dans ce calcul.

La notion d'actualisation

L'actualisation consiste à rapporter à une date fixe, par exemple l'année de l'investissement, l'ensemble des coûts ou recettes liées au projet concerné. Même en l'absence d'inflation, un même montant intervenant à des dates différentes n'a pas la même valeur en raison du principe économique de «préférence pour la liquidité». Ainsi la disponibilité d'un montant de Fr. 100. dans un an est équivalente à Fr. 95,24 actuellement si le taux d'intérêt du marché est de 5%. En effet, en plaçant immédiatement cette dernière somme en banque au taux de 5%, le montant en fin d'exercice sera constitué de la somme initiale plus les intérêts, soit Fr. 100.-

En conséquence l'actualisation d'un montant unique appelle la formule suivant:

$$VA = M * 1/(1+i)^n$$

où

VA	=	valeur actualisée,
M	=	montant à actualiser
i	=	taux d'actualisation
n	=	durée de l'actualisation

et l'actualisation d'une série de montants uniformes:

$$VA = M * \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i}$$

Le taux d'actualisation de référence

Le taux financier du marché est en principe constitué des éléments suivants:

- * un intérêt dit «pur», défini par le rapport actuel de l'offre et de la demande de capitaux,
- * une part qui est fonction de la durée du prêt ou du placement,
- * une prime de risque, et
- * une part d'inflation ou de glissement du pouvoir d'achat.

Il s'ensuit que le taux d'actualisation à prendre en compte dans l'actualisation est dépendant de la nature du projet, notamment de sa durée et des risques associés. En ce qui concerne l'inflation, celle-ci peut être intégrée ou non dans le calcul selon que les montants annuels sont exprimés en valeurs constantes ou nominales. Si les montants annuels tiennent compte de l'inflation (valeurs nominales), le taux d'actualisation doit être le taux nominal du marché. Si les montants annuels sont exprimés en francs constants (sans inflation), le taux d'actualisation doit être le taux d'intérêt réel (taux du marché moins l'inflation).

2.2.3 La durée de l'échéancier ou la période d'actualisation

La période d'analyse et d'actualisation (bilan actualisé), lorsque les montants annuels suivent une évolution régulière dans le temps comme c'est le cas ici, est le plus souvent dictée par la durée de vie économique du bien considéré. La durée de vie économique est définie par: * l'usure de l'équipement consécutive à son usage, * l'obsolescence ou le risque pour l'équipement d'être plus ou moins rapidement passé de mode,

l'horizon des prévisions ou l'impossibilité de définir ce que sera l'avenir au-delà d'une certaine date

Si la période d'analyse (échancier) est plus courte que la durée de vie de l'équipement, une valeur résiduelle devrait être estimée et portée en déduction de l'investissement initial.

La valeur actualisée nette (VAN)

Cette valeur correspond à la somme actualisée de tous les montants annuels (recettes et dépenses) contenus dans l'échancier et ceci pour un taux d'intérêt donné.

Le taux de rentabilité interne (TRI)

Cet indicateur est obtenu en faisant varier le taux d'actualisation jusqu'à ce que les flux de recettes et dépenses s'égalisent, donc lorsque la valeur actualisée nette est égale à zéro. Ce taux exprime ainsi la rentabilité économique du projet et s'il est supérieur au coût de financement du projet (taux d'intérêt financier du marché), l'opération est viable.

3. Les différents composants du modèle

Le modèle constitué repose, comme il l'a déjà été précisé, sur 2 tableaux de calcul des pertes annuelles liées aux caractéristiques techniques des transformateurs anciens et renouvelés.

Pour la partie touchant l'évaluation économique de la rentabilité du renouvellement d'un transformateur, les ensembles d'informations suivants sont accessibles:

- le tableau contenant les données d'entrée dont les paramètres peuvent être modifiés selon les besoins de l'analyse;
- l'échancier comprenant les investissements projetés et l'évolution des pertes mesurées pour chacune des variantes,
- le tableau de résultat qui donne quelques indicateurs de performances finaux ou intermédiaires.

Deux procédures de calcul peuvent être déclenchées en cliquant à l'aide de la souris sur les boutons correspondant aux libellés. Ainsi le bouton:

- "Bilan actualisé" permet l'établissement automatique du bilan actualisé à partir des hypothèses de calcul définies dans le tableau des données d'entrée,
- "VAN" entraîne le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) pour tous les taux d'actualisation compris entre 0 et 10% et restitue les résultats dans un tableau de synthèse.

Chacune de ces opérations est décrite plus en détail dans les paragraphes qui suivent.

3.1 Niveaux de données et d'informations

Les informations utilisées dans ce modèle peuvent être modifiées selon les exigences de l'analyse. D'une manière générale, il faut distinguer 3 niveaux d'informations:

- le niveau 1 qui définit la structure du modèle de calcul et qui ne devrait en principe pas être remise en cause,
- le niveau 2 qui contient les caractéristiques des transformateurs faisant l'objet de l'analyse et dont les données sont réintroduites pour chaque cas spécifique;
- le niveau 3 qui regroupe toutes les informations faisant l'objet de tests, de simulation et pour lesquelles des analyses de sensibilité sont nécessaires.

3.2 Données d'entrée

Ce tableau contient les différents paramètres de calcul susceptibles d'être modifiés lors d'analyses de sensibilité. Il permet de fixer le taux de croissance annuel de la consommation d'énergie qui viendra modifier le tableau de calcul des pertes, le montant de l'investissement pour le renouvellement du transformateur, la date de son intervention et sa durée de vie économique supposée, le coût du kWh et son taux de croissance annuel, de même que la période faisant l'objet de l'analyse: la durée de l'échéancier.

Tableau 2: Données d'entrée

Données d'entrée	
Croissance annuelle de la charge	0.20%
Investissement initial variante 1 & 2	435'000
Date de l'investissement (variante 2)	5
Durée de vie économique	35
Coût du kwh	0.08
Taux de croissance du prix de l'énergie	0.50%
Durée de l'échéancier	20

3.3 L'échéancier

Ce tableau est établi automatiquement à partir des informations introduites dans le tableau qui précède. Il prend en considération chacune des variantes en associant, aux valeurs d'investissement, leurs valeurs résiduelles, la durée de vie économique étant supérieure à la portée temporelle de l'échéancier. Les réductions de coût liées au choix de production, trans-

Pertes des transformateurs
 formateurs séparés ou en parallèle, sont reprises des tableaux de calcul des pertes pour chaque année, puis affichées dans l'échéancier.

Programme RAVEL

Tableau 3:

Echéancier

Périodes	Variante 1		Variante 2	
	Investis- sement	Réduction de coût	Investis- sement	Réduction de coût
1	-435'000	17'287		9'408
2		17'374		9'455
3		17'461		9'502
4		17'548		9'550
5		17'636	-435'000	9'598
6		17'724		17'724
7		17'812		17'812
8		17'902		17'902
9		17'991		17'991
10		18'081		18'081
11		18'171		18'171
12		18'262		18'262
13		18'354		18'354
14		18'445		18'445
15		18'538		18'538
16		18'630		18'630
17		18'723		18'723
18		18'817		18'817
19		18'911		18'911
20	343'072	19'006	384'004	19'006

3.4 Tableau de résultat

Ce tableau comprend le taux d'actualisation qui peut être introduit comme une donnée, mais qui peut correspondre aussi, en procédant par approches successives, au taux de rentabilité interne du projet (TIR), lorsque la valeur actualisée (VAN) devient nulle.

Tableau 4: Valeurs intermédiaires et résultats

Principaux résultats	
Taux d'actualisation	10.00%
Valeur actualisée nette (variante 1)	-211069
Valeur actualisée nette (variante 2)	-104854
Valeur résiduelle sur investisse- ment (variante 1)	343'072
Valeur résiduelle sur investisse- ment (variante 2)	384'004

Par conséquent, ce tableau permet de calculer également la valeur actualisée nette pour un taux d'actualisation donné. Les valeurs résiduelles des investissements qui dépendent du taux d'actualisation choisi constituent des valeurs intermédiaires intéressantes pour l'analyse.

3.5 Analyses de sensibilité

Le modèle de calcul comprend 2 macros qui permettent, d'une part, d'établir l'échéancier en fonction des paramètres d'entrée préalablement définis puis de calculer la rentabilité de chacune des variantes et, d'autre part, d'entreprendre des analyses de sensibilité.

Ces analyses de sensibilité portent en priorité sur le taux d'actualisation, celui-ci étant souvent le plus difficile à fixer. De plus, l'observation de l'évolution de la valeur actualisée nette (VAN), lorsque le taux d'actualisation varie, permet très vite d'apprécier l'ordre de grandeur du taux de rentabilité du projet, à savoir lorsque la valeur actualisée nette tend vers zéro.

La macro associée à cette fonction autorise, comme cela ressort du tableau qui suit, le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) pour des taux d'actualisation variant de 0 à 10%.

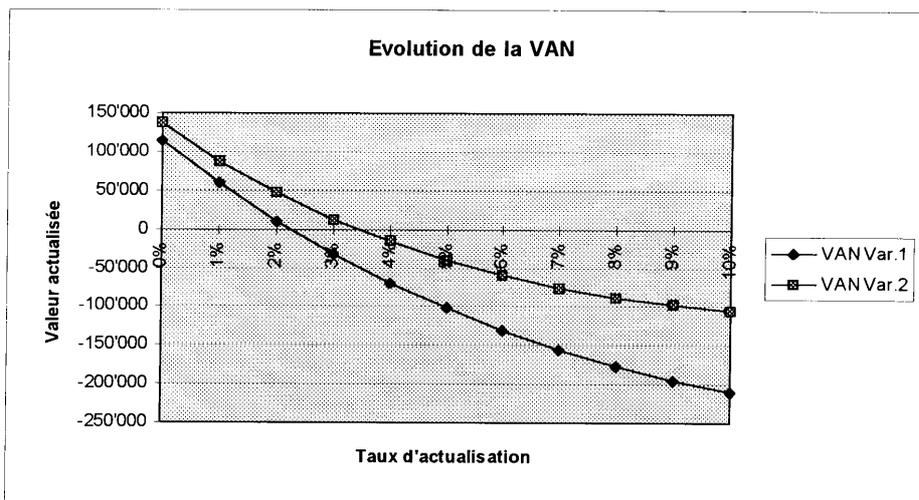
Tableau 5: Analyse de sensibilité sur le taux d'actualisation

Taux	VAN Var. 1	VAN Var. 2
0%	114'102	136'452
1%	59'025	88'133
2%	10'548	47'172
3%	-32'063	12'672
4%	-69'436	-16'154
5%	-102'120	-40'009
6%	-130'608	-59'525
7%	-155'351	-75'276
8%	-176'760	-87'779
9%	-195'217	-97'500
10%	-211'069	-104'854

Pour une appréciation plus aisée des résultats de cette analyse de sensibilité, une représentation graphique de ces valeurs peut également être réalisée. Cette fonction n'a pas été introduite directement dans le modèle, car son existence réduit sensiblement la vitesse de calcul lors des opérations successives de l'analyse de sensibilité. Cette représentation peut toutefois se faire facilement et rapidement en utilisant l'icône graphique du tableur.

Figure 6: Représentation graphique de l'évolution de la valeur actualisée nette

9



Bestellung von RAVEL-Dokumentationen:

Name, Vorname: _____

Firma: _____

Strasse: _____

PLZ, Ort: _____

Datum, Unterschrift: _____

Bundesamt für Konjunkturfragen
Impulsprogramm RAVEL
Belpstrasse 53
3003 Bern
Fax 031 / 371 82 89

Titel	Autor	Bestell-Nr.	Preis	Bestellung
Allgemeine Dokumentationen zu RAVEL				
Broschüre "Neue Handlungsspielräume mit weniger Strom"		724.301 d	gratis	
Broschüre "L'économie d'électricité crée de nouveaux champs d'action"		724.301 f	gratis	
Broschüre "Nuove libertà d'azione con meno energia elettrica"		724.301 i	gratis	
Broschüre "11 Praxislehrstücke, wie Ausgaben zur lohnenden Invest. werden"		724.387 d	gratis	
Untersuchungsergebnisse "47 heisse Spuren zu lohnenden Stromsparpotentialen"		724.301.3 d	gratis	
IMPULS - Zeitschrift für IP Bau, RAVEL und PACER			gratis	
RAVEL-Lehrmittel				
Strom rationell nutzen - RAVEL Handbuch		ISBN 3 7281 1830 3	76.--	Buchhandel
Manuel RAVEL - l'électricité à bon escient		ISBN 3 7281 1830 3	76.--	Buchhandel
RAVEL-Tagung 1991: Start zu einer neuen fachlichen Kompetenz		724.300.1 d/f	25.--	
RAVEL-Tagung 1992: Mehr Büro mit weniger Strom		724.300.2 d/f	30.--	
RAVEL-Tagung 1993: Energie-Fitness in der Industrie		724.300.3 d/f	25.--	
RAVEL-Tagung 1994: RAVEL zahlt sich aus		724.300.4 d/f	25.--	
RAVEL-Tagung 91-94: 4er Set		724.300.0 d/f	75.--	
RAVEL-Industrie-Handbuch	A. Huser	724.370 d	50.--	
Erfassung des Energieverbrauchs (2 Bücher und Bon für Diskette)	A. Huser	724.371.0 d	27.--	
Erfassung des Energieverbrauchs (Diskette und Band 1: Leitfaden für Ind. + Gewerbe)	A. Huser	724.371.1 d	12.--	
Erfassung des Energieverbrauchs (Band 2: Anleitung für den Beauftragten)	A. Huser	724.371.2 d	15.--	
Energie - ihre Bedeutung für die Wirtschaft	D. Spreng	724.316 d	14.--	
Analyse des Energieverbrauchs	F. Wolfart	724.318 d	24.--	
Organisation und Energiemanagement	R. Hasenböhler	724.374 d	23.--	
Küche und Strom	L. Perincioli	724.322 d/f	11.--	
Elektrische Antriebe: Auslegung und Betriebsoptimierung	K. Reichert	724.331 d	38.--	
Umwälzpumpen: Auslegung und Betriebsoptimierung	E. Füglistner	724.330 d	33.--	
Energie-effiziente Lüftungstechnische Anlagen in der Haustechnik	U. Steinemann	724.307 d	38.--	
Elektroantriebe	A. Neyer	724.332 d	9.--	
Beleuchtung - Gesamtpaket mit allen vier Bänden		724.329.0 d	80.--	
Beleuchtung - Grundlagen	Ch. Vogt	724.329.1 d	22.--	
Beleuchtung - Zeitgemässe Beleuchtung in Bürobauten	Ch. Vogt	724.329.2 d	25.--	
Beleuchtung - Mit besserem Licht zu glänzenden Produktions-Ergebnissen	Ch. Vogt	724.329.3 d	21.--	
Beleuchtung - Mit besserem Licht zu steigenden Verkaufszahlen	Ch. Vogt	724.329.4 d	21.--	
Haushaltgeräte - Leitfaden zur Gerätewahl	F. Wolfart	724.347 d	22.--	
Geräte zur Wassererwärmung	H. Hediger	724.349 d	36.--	
Elektroheizungen - Sanierung und Ersatz in Wohnbauten	H.P. Meyer	724.346 d	28.--	
Elektrizität im Wärmesektor (WKK, WP, WRG)	H.R. Gabathuler	724.354 d	8.--	
Electricité et chaleur	P. Renaud	724.354 f	8.--	
Standardschaltungen Heft 5		724.359 d		
Wärmerückgewinnung und Abwärmenutzung Heft 2	R. Brunner	724.355 d	15.--	
Wärmepumpen Heft 3	Th. Baumgartner	724.356 d	16.--	
Elektrizität und Wärme (Grundlagen) Heft 1	H.R. Gabathuler	724.357 d	16.--	
Wärme-Kraftkopplungsanlagen - Effizienter planen, bauen und betreiben Heft 4	Hp. Eicher	724.358 d	17.--	
Einsatz der integralen Gebäudeautomation - Optimierung und Betrieb	J. Willers	724.362 d	24.--	
Gebäudeautomation - Inbetriebsetzung und Abnahme	J. Willers	724.363 d	24.--	
Automation und RAVEL	G. Züblin	724.335 d	23.--	
Kompetent antworten auf Energiefragen (Kursordner und Taschenbuch)	M. Kugler	724.386.0 d	60.--	
Kompetent antworten auf Energiefragen (Kursordner)	M. Kugler	724.386.1 d	50.--	
Kompetent antworten auf Energiefragen (Taschenbuch)	M. Kugler	724.386 d	12.50	

Bestellung von RAVEL-Dokumentationen:

Name, Vorname: _____

Firma: _____

Strasse: _____

PLZ, Ort: _____

Datum, Unterschrift: _____

Bundesamt für Konjunkturfragen

Impulsprogramm RAVEL

Belpstrasse 53

3003 Bern

Fax 031 / 371 82 89

Titel	Autor	Bestell-Nr.	Preis	Bestellung
RAVEL-Materialien				
Renouvellement d'air: Extraction d'air des bains, WC, cuisines	G. Spoehrle	724.397.11.51 f	12.--	
Transport de l'air	P. Chuard	724.397.11.52 f	12.--	
Conditionnement des locaux: études de cas	C. Brunner	724.397.11.53 d/f	12.--	
Conditionnement des locaux: humidification, déshumidification	M. Borel	724.397.11.54 f	12.--	
Pompes de circulation - Diminuer la puissance installée et l'énergie cons.	L. Keller	724.397.11.55 f	12.--	
Fallstudie Betrieb und Unterhalt einer Lüftungsanlage	R. Naef	724.397.11.56 d	12.--	
Grundbegriffe der Energiewirtschaft (Glossar)	R. Leemann	724.397.12.51.1 d	12.--	
Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen	R. Leemann	724.397.12.51.2 d	12.--	
Kennwerte betrieblicher Prozessketten	F. Wolfart	724.397.12.54 d	12.--	
Valeurs caractéristiques de processus industriels	F. Wolfart	724.397.12.54 f	12.--	
Elektrische Produktionsverfahren	Hp. Meyer	724.397.12.55 d	12.--	
Energetischer Vergleich pneumatischer, hydraulischer und e.m. Antriebe	J.E. Albrecht	724.397.12.56 d	12.--	
Energieverbrauch in gewerblichen Küchen	J. Tercier	724.397.13 d	12.--	
Fallstudie Testküche	L. Perincioli	724.397.13.52 d	12.--	
Energieverbrauch von Rechner- und Kommunikationsanlagen im Detailhandel	R. Moser	724.397.13.53 d	12.--	
Zuverlässigkeit und Energieverbrauch von elektronischen Geräten	A. Birolini	724.397.13.56 d	12.--	
Elektrizitätsbedarf von Textildruckmaschinen	W. Hässig	724.397.21.51 d	12.--	
Kühlmöbel im Lebensmittelhandel	U. Kaufmann	724.397.21.52 d	12.--	
Wirkungsgradoptimierung der Druckluftherzeugung und Verteilung	F. Müntz	724.397.21.54 d	12.--	
Analyse du rendement énergétique de processus industr. de prod.	M. Bongard	724.397.21.55 f	12.--	
Analyse processus industriels sélectionnés: utilisation de force dans la chimique	G. Mamane	724.397.21.56 f	12.--	
Elektrizitätsbedarf der Zementindustrie	U. Fischli	724.397.21.61 d	12.--	
Elektrizitätsbedarf von Industrielüftungen	U. Fischli	724.397.21.62 d	12.--	
Lumière, Beleuchtung: Etudes de cas, Fallstudien	R. Miloni	724.397.22.51 d/f	12.--	
Stromverbrauchserhebung in Haushalten	A. Huser	724.397.23.51 d	12.--	
Wäschetrocknen im Mehrfamilienhaus	J. Nipkow	724.397.23.52 d	12.--	
Kühlschränke für Hotelzimmer und Studios	M. Beer	724.397.23.53 d	12.--	
Energieverbrauch von elektronischen Bürogeräten	A. Huser	724.397.23.54 d	12.--	
Energierelevante Aspekte von elektronischen Bürogeräten	R. Strauss	724.397.23.55 d	12.--	
Energieverluste bei Büro- und Unterhaltungselektronikgeräten	U. Graune	724.397.23.56/57 d	12.--	
Warmwasserbedarfszahlen und Verbrauchscharakteristik	M. Blatter	724.397.23.58 d	12.--	
Sanierung und Ersatz von Elektroheizungen: Zusatzheizungen	Hp. Meyer	724.397.23.59 d	12.--	
Dimensionierung, Sanierung und Betrieb von Elektroheizungen in Kirchen	E. Hungerbühler	724.397.23.60 d	12.--	
WRG / AWN-Checkliste	R. Brunner	724.397.31.52 d	12.--	
Abgeschlossene und laufende Projekte in den Bereichen WKK und WP	Th. Baumgartner	724.397.31.55 d	12.--	
Möglichkeiten der Wärmerückgewinnung	V. Kyburz	724.397.31.56 d	12.--	
Betriebsoptimierung/Erfolgskontrolle von WP- und WKK-Anlagen	R. Bühler	724.397.31.57 d	12.--	
Interne Wärmelasten von Betriebseinrichtungen	B. Nussbaumer	724.397.32.51 d	12.--	
Nachweis der Wirksamkeit der IGA und des Energiemanagements	M. Züst	724.397.32.53 d	12.--	
Einsatz der IGA für die Betriebsführung	S. Graf	724.397.32.54 d	12.--	
Fallstudie Tunnellüftung	H. Hatz	724.397.41 d	12.--	
Kühltemperaturen im Lebensmittelhandel	A. Kümin	724.397.41.52 d	12.--	
Bedeutung organisat. Fragen für Planung energ. Gebäude/Haustechniknl.	U. Steinemann	724.397.41.57 d	12.--	
Erhebung des Elektrizitätsverbrauchs bestehender Strassentunnel	J. Steinemann/Borel	724.397.41.58 d/f	12.--	
RAVEL zahlt sich aus - Prakt. Leitfaden für Wirtschaftlichkeitsberechn.	A. Müller	724.397.42.01 d	12.--	
RAVEL, une économie d'argent - Guide prat. pour les calculs de rentabilité	A. Müller	724.397.42.01 f	12.--	
Récupération d'énergie électrique et thermique	A. Besson	724.397.42.02 f	12.--	
Planific. des réseaux et optimisation écon. des sections d'âme de câbles électr. de puissance	D. Donati	724.397.42.02.1 f	12.--	
Minimisation et étude économique des pertes des transf. des sous-stations de transformation 65 kV/1	P. Morand	724.397.42.02.2 f	12.--	
Analyse de la consommation d'énergie électrique des bâtiments des SICs (Service Industriels de Sio	D. Donati	724.397.42.02.3 f	12.--	
Energiesparstrategie für Versorgungsunternehmen	F. Spring	724.397.42.51 d	12.--	
Benutzerverhalten im Bürobereich	E. Nussbaumer	724.397.42.55 d	12.--	
Sensorik	N. Havrilla	724.397.43.52 d	12.--	
Rationelle Stromnutzung - Einfl. neuer Technolog. auf künft. Weiterbildung	W. Baumgartner	724.397.46.51 d	12.--	
Rationelle Stromnutzung - Einfluss neuer Technologien: Kurzfassung	W. Baumgartner	724.397.46.52 d	12.--	

Que sont les « Programmes d'impulsions » de l'Office fédéral des questions conjoncturelles?

Le Parlement a approuvé un crédit de 57 millions de francs destiné au programme d'action « Construction et énergie ». D'une durée de 6 ans, ce programme de formation continue permettra de diffuser des connaissances nouvelles dans les 3 domaines importants suivants: l'entretien et la rénovation des constructions, l'utilisation rationnelle de l'électricité et le développement des énergies renouvelables. Toutes les actions entreprises dans ce cadre se font en étroite collaboration avec l'économie, les hautes écoles, les organisations professionnelles et la Confédération par l'intermédiaire de l'Office fédéral des questions conjoncturelles (OFQC).

Les 3 programmes d'impulsions 1990–1995:



PI BAT

PI BAT – Entretien et rénovation des constructions

Dans la branche de la construction, on observe une tendance de plus en plus marquée pour la rénovation. Dans les années à venir, cette orientation ne pourra que se renforcer; en effet, le maintien en état du patrimoine construit demandera des efforts de plus en plus importants. Dès lors, il est indispensable de réunir et de diffuser les connaissances nécessaires à ces futures activités. Ces connaissances font actuellement cruellement défaut. Le programme PI BAT vise donc aussi bien au maintien d'importants biens socio-économiques qu'à une stimulation réelle du secteur de la construction.



RAVEL

RAVEL – Utilisation rationnelle de l'électricité

L'électricité, énergie précieuse, devrait être utilisée à bon escient. Ceci signifie aussi bien une amélioration de l'efficacité des appareils et des procédés qu'une réduction des prestations inutiles. Des projets de recherche et des études de cas ont été mis en chantier pour acquérir de nouvelles connaissances en matière d'utilisation rationnelle de l'électricité dans les bâtiments, l'industrie, les services et les ménages. Les résultats obtenus et les expériences acquises sont à la base de journées d'information et de cours. Ceux-ci doivent, à l'avenir, contribuer à assurer une solide compétence professionnelle qui permettra de satisfaire les prestations demandées par les utilisateurs, tout en réduisant leur consommation d'électricité.



PACER

PACER – Programme d'action Énergies renouvelables

Tous les experts s'accordent à reconnaître que les énergies renouvelables peuvent contribuer de manière significative à notre approvisionnement énergétique. Pour cela, il convient toutefois de surmonter les barrières actuelles qui sont d'ordre économique, politique et psychologique. Dans ce but, le programme PACER s'efforcera de développer les techniques éprouvées qui se situent actuellement au seuil de la rentabilité économique; il s'agit en particulier de l'utilisation passive et active du solaire dans le bâtiment, de la valorisation de la biomasse et de la production d'électricité. Parallèlement une étude économique doit fournir les éléments nécessaires à l'évaluation des coûts externes, permettant ainsi d'effectuer des choix en tenant compte de l'ensemble des facteurs liés aux différentes chaînes énergétiques.