

1994 724.397.42.02.1 F

Publications RAVEL

**Planification des réseaux
et optimisation économique
des sections d'âme de câbles
électriques de puissance**

Daniel Donati



Domaine 42: Animation et diffusion

Office fédéral des questions conjoncturelles

Adresses:

Editeur: Office fédéral des questions
conjoncturelles (OFQC) Participants:
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 Daniel Donati
projet: 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: 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

Service Electrique
Intercommunal (SEIC)
M. René Murisier, Dir.
M. Philippe Délèze, Ing.
1904 Vernayaz Tél.: 026/63 14 11

Service Industriels
de Bagnes (SIB)
M. André Besson, Dir.
M. Walter Azzalini, Ing.
1934 Le Châble Tél.: 026/36 21 21

Service Industriels
de Sion (SICS)
M. Pierre-A. Délèze, Ing. Industrie 43
1951 Sion
Tél.: 027/24 01 1 1

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. 724.397.42.02.1 f)

Publications RAVEL

Planification des réseaux et optimisation économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance



Daniel Donati

RAVEL - Publications RAVEL,

Office fédéral des questions conjoncturelles

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE / ZUSAMMENFASSUNG	1
PREFACE	4
PREMIERE PARTIE GENERALITES	
1.0 LES FONCTIONS REMPLIES PAR LES RESEAUX ELECTRIQUES	6
1.1 AVANT PROPOS	6
1.1.1 De la nécessité des réseaux	6
1.1.2 Le temps et l'espace	7
1.2 LE TRANSPORT SYSTEMATIQUE	8
1.2.1 Transport de l'énergie hydroélectrique	9
1.2.2 Difficulté pour rapprocher les centrales de production thermique des points de consommation	10
1.3 LE TRANSPORT DE COMPENSATION	11
1.3.1 Compensation des indisponibilités des groupes	11
1.3.2 Gestion économique des moyens de production	12
DEUXIEME PARTIE GENERALITES	
2.0 GRANDEUR ET MISERES DE LA PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES	15
2.1 LA QUALITE DU SERVICE	15
2.2 LES DIFFERENTES COMPOSANTES DE LA DEPENSE	16
2.2.1 Les dépenses de matériels	16
2.2.2 Les pertes	17
2.2.3 Les dépenses de combustibles (dans le cas du réseau de transport)	17
2.3 CONNAITRE SUR LES 30 ANS A VENIR, L'ENSEMBLE DES SITUATIONS QUI RISQUENT DE SURVENIR	18
2.4 CONNAITRE LA CONDUITE DU RESEAU, ASSOCIE A CHAQUE SITUATION POUVANT SURVENIR	19

TABLE DES MATIÈRES (suite)

TROISIEME PARTIE

PROJET D'ETUDE

3.0	CHOIX DE LA SECTION DES CONDUCTEURS EN MOYENNE ET BASSE TENSION	22
3.1	GENERALITES	22
3.2	PRINCIPE GENERAL GUIDANT LE CHOIX D'UNE SECTION DE CONDUCTEURS POUR UNE LIGNE MOYENNE ET BASSE TENSION	23
3.2.1	Aspects généraux	23
3.2.2	Aspects économiques	24
3.2.3	Autres critères	24
3.3	CALCUL DES COÛTS TOTAUX	26
3.3.1	Le coût total	26
3.3.2	Valeur actualisée du coût des pertes par effet joule (CJ)	26
3.4	DETERMINATION DES SECTIONS ECONOMIQUES DE L'ÂME	30
3.4.1	Première méthode: fourchette d'intensité de courant économique pour chaque âme d'une série de section d'âmes	30
3.4.2	Deuxième méthode: section économique de l'âme pour une charge donnée	31
3.5	EXEMPLES DE CALCULS DE SECTIONS ECONOMIQUES	34
3.5.1	Généralités	34
3.5.2	Renseignements généraux	34
3.5.3	Méthode de la fourchette d'intensités de courant économique	38
3.5.4	Méthode de la section économique de l'âme	43
3.5.5	Calculs établis sur la base de l'utilisation d'une section normalisée pour tous les tronçons	44
3.5.6	Résumé des résultats	46
	QUATRIEME PARTIE CALCULS ECONOMIQUES DANS L'ENTREPRISE	
4.0	LE PROBLEME DE L'INVESTISSEMENT ET LA CONSTRUCTION DES ECHEANCIERS	49
4.1	LE PROBLEME DE L'INVESTISSEMENT	49
4.1.1	Nature de l'investissement	49
4.1.2	Le critère	49
4.1.3	Le problème de la quantification des flux de trésorerie	50

TABLE DES MATIÈRES (suite)

4.2	LA CONSTRUCTION D'UN ECHEANCIER DE FLUX DE TRESORERIE	51
4.2.1	Définition	51
4.2.2	L'estimation des coûts d'investissement	51
4.2.3	Coûts résiduels	52
4.2.4	L'estimation des dépenses d'exploitation	52
4.2.5	La prévision des recettes	53
4.2.6	Période d'étude et valeur résiduelle	54
4.2.7	Comptabilité et échéancier de flux de trésorerie	54
4.2.8	Prévisions et risques d'erreur	55
4.3	VARIANTE D'UN PROJET ET RELATIONS ENTRE PROJETS	55
4.3.1	La définition des variantes	55
5.0	LES CRITERES ECONOMIQUES	58
5.1	LE TAUX DE RENDEMENT COMPTABLE	58
5.1.1	Définition	59
5.1.2	Taux de rentabilité comptable et décision d'acceptation ou de rejet	59
5.1.3	Comparaison de différents projets	60
5.2	LE TEMPS DE RECUPERATION	61
5.2.1	Définition	61
6.0	LES FONDEMENTS DE L'ACTUALISATION	62
6.1	PREFERENCE POUR LE PRESENT ET COEFFICIENT D'ESCOMPTE PSYCHOLIGIQUE	62
6.1.1	Valeur actuelle et coefficient d'actualisation	62
6.1.2	Taux d'actualisation (taux d'escompte psychologique)	63
6.1.3	Revenu actualisé ou Valeur Actuelle Nette d'un projet d'investissement	64
6.2	EXEMPLE DE CALCUL, VALEUR ACTUELLE ET REVENU ACTUALISE	64
6.2.1	Hypothèses	64
6.2.2	Calcul du revenu actualisé	65
6.2.3	Prix maximum d'achat	65
6.2.4	Interprétation du revenu actualisé	65
6.2.5	Le coût du financement est défini au moyen d'un taux unique	66
6.2.6	Sources de financements multiples	66

TABLE DES MATIÈRES (suite)

ANNEXE 1	Symboles utilisés	67
ANNEXE 2	Facteur de charge (#u) et facteur de transport cyclique (M)	71
ANNEXE 3	Facteur de peau et facteurs de proximités	77
ANNEXE 4	Estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes	83
ANNEXE 5	Tabelles pour les calculs économiques	89

Liste des figures

Figure 1 -	Potentiel de production hydraulique dans le monde.	Page 9.
Figure 2 -	Empilement des centrales sur la monotone des consommations.	Page 17.
Figure 3 -	Boucle de retour d'un système de réglage.	Page 19.
Figure 4 -	Disposition de la liaison.	Page 35.
Figure 5 -	Fourchette de courant économique.	Page 40.
Figure 6 -	Temps de récupération.	Page 61.
Figure 7 -	Cycle de charge.	Page 75.
Figure 8 -	Charge cyclique divisée par la charge la plus élevée.	Page 75.
Figure 9 -	Cycle de charge des pertes.	Page 76.
Figure 10 -	Fonction échelon équivalente au cycle de charge des pertes.	Page 76.

Liste des tableaux

Tableau 1 -	Renseignements sur les câbles.	Page 36.
Tableau 2 -	Fourchette d'intensité de courant économique pour les sections d'âme de 25 [MM2] à 400 [MM2].	Page 39.
Tableau 3 -	Intensité de courant économique.	Page 41.
Tableau 4 -	Courants admissibles.	Page 42.
Tableau 5 -	Critère de capacité de transport.	Page 43.
Tableau 6 -	Intensité économique. Section d'âme normalisée de 150 [mm2] pour tous les tronçons.	Page 46.
Tableau 7 -	Intensité économique. Section d'âme normalisée de 185 [mm2] pour tous les tronçons.	Page 47.
Tableau 8 -	Intensité économique. Section d'âme normalisée de 240 [mm2] pour tous les tronçons.	Page 47.
Tableau 9 -	Intensité économique. Section d'âme normalisée de 300 [mm2] pour tous les tronçons.	Page 48.
Tableau 10 -	Intensité économique. Section d'âme normalisée de 240 [mm2] pour tous les tronçons.	Page 48.
Tableau 11 -	Echéancier des flux de trésorerie.	Page 56.
Tableau 12 -	Echéancier des flux de trésorerie différentiels.	Page 57.
Tableau 13 -	Echéancier des flux de trésorerie.	Page 60.
Tableau 14 -	Valeurs de $\#o$ et de $[1 - \#(6)]$ pour un câble enterré à 1 [ml de profondeur	Page 73.
Tableau 15 -	Tableau des valeurs (I/I_{max}) et (Y_i).	Page 74.
Tableau 16 -	Résistivités électriques et coefficients de variation de la résistivité avec la température des métaux utilisés.	Page 78.
Tableau 17 -	Valeurs expérimentales généralement admises pour les coefficients k_s et k_p pour des âmes en cuivre.	Page 79.
Tableau 18 -	Données sur les câbles.	Page 85.

SOMMAIRE

Les pertes électriques, dans les différents éléments du réseau, doivent non seulement être compensées par une production supplémentaire, par rapport à celle strictement nécessaire pour satisfaire la consommation proprement dite, mais également pouvoir être "acheminées" par le réseau depuis les centres de production jusqu'aux endroits où elles apparaissent. Le coût à attribuer aux pertes sur une période donnée, l'année par exemple, peut se décomposer en trois termes:

- 1) un coût d'anticipation des moyens de production, nécessaires pour compenser les pertes (en puissance) pendant les heures de pointe, ou, si l'on raisonne à parc de production fixé, un coût correspondant aux risques de défaillance, au niveau de la production, associés à cette demande de puissance supplémentaire;
- 2) le coût de la consommation de combustible correspondante;
- 3) un coût d'anticipation d'investissement de réseau .

Ce dernier terme, qui peut être estimé à partir d'une analyse des coûts de développement des réseaux (en fonction de l'accroissement de la consommation), n'intervenant en fait que pour une faible part dans le coût global des pertes, ce qui est normal compte tenu des coûts respectifs du réseau et des moyens de production.

Au trois termes énoncés plus haut pourrait s'ajouter une composante supplémentaire, mais difficilement quantifiable, concernant tous les problèmes liés à l'environnement et à l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques ("renewable allocation ressources").

Comme on peut aisément le constater, le problème du coût à attribuer à l'énergie perdue par pertes, donc non distribuée, est particulièrement complexe. Dans la première phase de cette étude effectuée avec la collaboration des Services Industriels de Sion, des Services Industriels de Bagnes et du Service Electrique Intercommunal de Vernayaz, nous considérerons le coût des pertes que comme étant la comptabilisation des pertes électriques intervenant pendant la durée de vie du câble considéré. Les questions telles que la maintenance, les pertes d'énergie dans les systèmes à refroidissement forcé et les coût d'énergie en fonction de l'heure du jour seront laissée de côté.

En pratique, la procédure de calcul généralement utilisée pour le choix d'une section d'âme de câble conduit à ne retenir que la section minimale admissible ce qui diminue également le coût d'investissement initial du câble. Elle ne tient pas compte du coût des pertes intervenant pendant la durée de vie de ce dernier.

Le coût croissant de l'énergie, venant s'ajouter aux pertes d'énergie importantes provoquées par les températures de fonctionnement élevées possibles avec les nouveaux matériaux isolants, incite, voire même impose d'affecter le choix des sections de câble en fonction de critères économiques. Plutôt que de se concentrer uniquement sur la réduction du coût initial, il serait judicieux d'étudier comment minimiser également le coût des pertes électriques sur la durée de vie économique du câble. Concernant cette dernière condition, le choix d'une section de câble plus élevée que celle déterminée pour obtenir un coût initial minimal conduit de plus à des pertes plus faibles pour le même courant.

En période finale de récession conjoncturelle et ne sachant pas trop à quelle vitesse démarrera l'économie, il est actuellement difficile de déterminer l'accroissement de la

charge du réseau et le coût de l'énergie pour ces prochaines années. L'évaluation de ces deux paramètres, charge et prix de l'énergie, est importante pour notre calcul économique, car le calcul des coûts futurs des pertes d'énergie pendant la durée de vie économique d'un câble dépend d'une évaluation adéquate de l'accroissement de la charge et du coût de l'énergie. La section d'âme la plus économique étant obtenue en minimisant la somme des coûts des pertes d'énergie et du coût initial d'achat et d'installation.

Lorsque l'on choisit une section d'âme de câble plus forte que celle déterminée par les contraintes thermiques, l'économie sur le coût global est due principalement à une réduction considérable du coût des pertes par effet Joule comparée à l'augmentation du coût d'achat. En utilisant des valeurs de paramètres financiers et électriques correspondant à la réalité, notre modèle de capitalisation nous indique que l'économie sur le coût d'achat et d'exploitation est d'environ 40 à 50%.

ZUSAMMENFASSUNG

Die elektrischen Verluste in den einzelnen Netzelementen müssen nicht nur durch eine erhöhte Produktion kompensiert werden (im Vergleich zu der, für den eigentlichen Verbrauch gerade notwendigen Energiemenge), sondern müssen auch über das Netz von den Produktionszentren bis zu den Stellen "weitergeleitet" werden können, wo sie auftreten.

Die durch diese Verluste über eine bestimmte Zeitspanne (z.B. ein Jahr) verursachten Kosten können in drei Begriffsgruppen unterteilt werden:

- 1) antizipierte Kosten für die, während der Spitzen-belastungszeiten zum Ausgleich der Leistungsverluste eingesetzten Produktionsmittel, oder - geht man von einer bestimmten Produktionsmenge aus - Kosten, die dem Ausfallrisiko auf Produktionsebene bei zusätzlicher Nachfrage nach Mehrleistung, entsprechen würden;
- 2) Kosten, die dem Verbrauch eines gleichwertigen Brennstoffes entsprechen würden;
- 3) antizipierte Kosten für Netzinvestitionen.

Diese letzte Gruppe betrifft Kosten, die über eine Kostenanalyse der Entwicklungskosten von Stromnetzen (in Abhängigkeit von Konsumerhöhungen) bewertet werden können und die nur einen kleinen Teil, der für die Verluste veranschlagten Gesamtkosten darstellen. Dies ist im Vergleich zu den jeweiligen Netzkosten und Kosten für die Produktionsmittel durchaus normal.

Den drei obenerwähnten Begriffsgruppen könnte eine zusätzliche Komponente angefügt werden, die jedoch aufgrund der zahlreichen Probleme, die im Zusammenhang mit der Umwelt und der zweckmässigen Nutzung von Energieressourcen auftreten ("renewable allocation resources"), quantitativ schwer zu erfassen ist.

Es ist also leicht zu ersehen, dass das Problem der Kostenbestimmung der nicht verteilten und damit verlorenen Energie sehr komplex ist. Im ersten Teil dieser Studie, die in Zusammenarbeit mit den "Service Industriels de Sion", den "Services Industriels de Bagnes" und dem "Service Electrique Intercommunal de Vernayaz" durchgeführt wurde, gehen wir davon aus, dass die Verlustkosten sämtliche Stromverluste betreffen, die während der Lebensdauer des entsprechenden Kabels erfasst werden. Fragen betreffend Wartung, Energieverluste durch Fremdkühlungssysteme und die, in Abhängigkeit von der Tageszeit schwankenden Energiekosten werden dabei nicht berücksichtigt.

In der Praxis führt der zur Bestimmung einer Kabelsektion üblicherweise angewandte Berechnungsprozess dazu, nur die zugelassene Minimalzone in Betracht zu ziehen, was ebenfalls zu einer Senkung der anfänglich für das Kabel geplanten Investitionskosten führt. Dabei werden die Kosten für Verluste, die während der Lebensdauer des Kabels auftreten, nicht berücksichtigt.

Steigende Energiekosten sowie Kosten für die beträchtlichen Energieverluste, die aufgrund des neuen Isoliermaterials und der damit verbundenen hohen Funktionstemperaturen entstehen, führen, ja zwingen sogar dazu, die Wahl von Kabelsektionen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu treffen. Anstatt sich nur auf die Senkung der Anfangskosten zu beschränken, wäre es sinnvoll zu prüfen, wie man ebenfalls die Kosten für den Stromverlust während der wirtschaftlichen Lebensdauer des Kabels verringern könnte. Was diese letzte Bedingung anbetrifft, würde zudem die Wahl einer höheren Kabelsektion als derjenigen, die für die Berechnung der anfänglichen Minimalkosten ausschlaggebend war, bei gleichbleibender Stromstärke zu kleineren Verlusten führen.

Am Ende einer Rezessionsperiode, wo ungewiss bleibt, wie schnell der Wirtschaftsaufschwung vorsichgehen wird, ist es sehr schwierig, die Zunahme der Netzbelastung und die Energiekosten für die nächsten Jahre zu bestimmen. Die Abschätzung der beiden Parameter - Belastung und Energiepreis - ist für unsere wirtschaftliche Berechnung sehr wichtig, denn die Kostenberechnung zukünftiger Energieverluste während der wirtschaftlichen Lebensdauer eines Kabels hängt von der angemessenen Einschätzung der Belastungszunahme und der Energiekosten ab. Die wirtschaftlich interessanteste Seelensektion erhält man durch Minimalhaltung der Gesamtkosten für Energieverluste und der anfänglichen Acquisitions- und Installierungskosten.

Wählt man eine stärkerere Kabelsektion als diejenige, die aufgrund der thermischen Gegebenheiten errechnet worden war, ist die Einsparung bei den Gesamtkosten im Vergleich zu den Acquisitionskosten vorallem auf eine starke Kostenreduzierung der Verluste durch Stromwärme (Joulesche Wärme) zurückzuführen. Bei Verwendung realistischer Werte finanzieller und elektrischer Parameter, zeigt uns unser Kapitalisationsmodell, dass sich die Einsparungen bei den Acquisitions- und Betriebskosten auf ungefähr 40 bis 50% belaufen würden.

PREFACE

Bien que le prix du kWh soit peu élevé, le développement du réseau de Transport et de Distribution de l'énergie électrique met en mouvement des masses financières très importantes. Il suffit pour s'en convaincre de réaliser qu'un kilomètre de ligne double aérienne à 400 kV coûte en 1993 entre 1.8 à 2.2 millions de francs, qu'un câble moyenne tension de 16 kV (par exemple: 240 mm² de section, 17 MVA de capacité de transport) coûte entre 350 à 400 milliers de francs au kilomètre et que beaucoup de pays en construisent des centaines de kilomètres par an, et bien d'avantage à des tensions inférieures.

De plus la présence du réseau électrique sur le territoire est de plus en plus ressentie comme une gêne. Autant de raisons qui font que l'on a vraiment intérêt à rechercher les méthodes d'étude de développement du réseau qui permettent d'assurer la meilleure qualité de l'alimentation électrique avec une extension du réseau la plus faible possible.

Pari impossible, mais compromis possibles. La planification et l'étude économique des réseaux consistent donc à rechercher les meilleurs compromis entre les avantages et les inconvénients du développement; de cette façon à proposer les meilleurs choix.

Cette étude se veut d'apporter une contribution utile à tous les planificateurs de réseaux électriques en moyenne et basse tension en les sensibilisant à des méthodes d'approche économiques des problèmes rencontrés et apportant des éléments importants à mettre en parallèle avec les solutions techniques trouvées; ceci pour leur donner un outil supplémentaire d'aide à la décision pour leurs planifications futures, sans perdre de vue que toutes ces méthodes ne remplaceront jamais l'être humain, seul maître de la dernière décision à prendre.

PREMIERE PARTIE

LES FONCTIONS REMPLIES PAR LES
RESEAUX ELECTRIQUES

- 5 -

1.0 LES FONCTIONS REMPLIES PAR LES RESEAUX ELECTRIQUES

1.1 AVANT-PROPOS

1.1.1 De la nécessité des réseaux

Le rôle des réseaux électriques est de transporter l'électricité. Mais ce transport est-il nécessaire ? Pourquoi, après tout, ne pas avoir chacun chez soi, dans son jardin ou dans sa cave, un alternateur familial ou, au pire, réservé à l'immeuble ou à l'usine ? C'est la question que se posent certaines personnes à la recherche d'une société plus conviviale. On pourrait répondre en interrogeant l'histoire. Elle nous dirait que c'est à peu près comme cela que les choses ont commencé. Et puis, des voisins ayant chacun leur alternateur se sont associés en tirant une ligne électrique entre eux de manière à se porter secours mutuellement, en cas de pannes des machines de production. Et puis ceux qui n'avaient pas d'alternateur ont demandé un raccordement et la possibilité d'acheter de l'énergie. Puis la taille des alternateurs a grossi ce qui a permis de baisser le prix du kilowattheure (kWh). Et le réseau s'est tissé peu à peu jusqu'à atteindre le développement que nous lui connaissons.

Y aurait-il des raisons pour que l'histoire, ainsi déroulée, se rembobine à l'envers et nous reconduise de là où nous sommes partis ?

Il n'est pas nécessaire de s'étendre beaucoup pour expliquer que le moteur diesel, accouplé à un alternateur, pour alimenter chaque usine et chaque foyer n'est plus dans le sens de l'histoire.

Par contre l'énergie solaire, le vent, la géothermie s'utiliseront mieux dans le futur, sous forme de source d'énergie de petite taille. Encore que la prolifération des éoliennes reposerait certainement le problème de l'encombrement du territoire et de la préservation des sites.

Mais ces moyens décentralisés de production d'énergie, électrique ou pas, resteront dans les années qui viennent et dans les pays tempérés comme la Suisse ou la France, une proportion de l'énergie totale telle qu'elle ne remettra pas en cause l'existence des réseaux.

Il ne faudrait pas croire d'ailleurs que la seule justification de ces derniers soit de transporter l'énergie des lieux de production vers les consommateurs. Il y a, dans l'existence des réseaux, un potentiel important d'économie d'investissement et d'énergie qui provient du rassemblement des productions et des consommations qu'ils permettent. Phénomène très général: le rassemblement des élèves dans les écoles économise des maîtres; le rassemblement des personnes dans un même véhicule économise l'énergie. C'est pourquoi d'ailleurs l'époque est aux "transports en communs" des personnes comme des kilowattheures.

Citons un seul chiffre: en Suisse, la somme des puissances électriques souscrites par les clients est 5 fois supérieure à la puissance totale appelée le jour de la pointe annuelle. On voit les bienfaits du "foisonnement". Chacun ne consommant pas son maximum au même moment. Si chaque maison avait son moyen de production autonome, il faudrait donc au moins 5 fois plus de puissance installée. Les économies d'investissement et d'énergie apportées par les réseaux sont donc loin d'être négligeables.

On distingue traditionnellement trois types de réseaux:

- Les réseaux de grand transport, liant les grands centres de production aux grands centres de consommation, et les grandes régions entre elles, voire les pays; les tensions de ces réseaux sont comprises entre 200 et 1'000 kV.
- Les réseaux de répartition qui, depuis les réseaux précédents, transportent l'énergie jusqu'aux abords des petites villes ou à l'intérieur des grandes, jusqu'à un groupe de villages ou chez les gros clients industriels; les tensions de ces réseaux sont comprises entre 200 et 65 kV.
- Les réseaux de distribution qui font le reste du travail, c'est-à-dire irriguent le terrain jusqu'à atteindre la clientèle domestique et les petits clients industriels; les tensions de ces réseaux sont comprises entre 65 kV et 400 V.

Alors que la fonction des deux derniers types de réseau est parfaitement claire, elle consiste à irriguer le territoire pour répartir l'énergie, la fonction des réseaux de grand transport est plus complète et plus compliquée. Dans cette étude, il ne sera étudié que les questions et les problèmes liés au dernier type de réseaux, c'est-à-dire aux réseaux de distribution.

1.1.2 Le temps et l'espace

L'énergie électrique est, parmi les biens de consommation, un des plus rapidement mis à la disposition des utilisateurs. Il suffit d'appuyer sur un interrupteur et l'énergie est là, instantanément, provenant d'une centrale de production située peut-être à plusieurs centaines de kilomètres. Ainsi, non seulement les délais de commande, mais également les délais de transport sont absolument nuls.

Cette propriété provient évidemment du fait que l'énergie électrique se communique sans transport simultané de matière, de sorte qu'au lieu de "transport" nous devrions plutôt parler de "transmission".

Pourtant, l'absence de matière à transporter est également à l'origine d'un handicap considérable: l'impossibilité de trouver des formes de stockage de cette énergie à des prix de revient raisonnables. A priori, ce handicap ne semble pas fait pour favoriser la mise à disposition rapide des variations de puissance demandées, puisque la constitution de stocks a justement pour rôle d'absorber dans le temps les variations de consommation que la production ne pourrait pas suivre. Il est donc paradoxal et à certains égards très remarquable que le bien de consommation le moins stockable soit également parmi les plus souples d'emploi.

Pour obtenir cette performance, deux moyens de remplacement sont utilisés, pour pallier l'impossibilité de stockage direct:

- le stockage indirect (sous forme d'énergie primaire),
- l'interconnexion générale du réseau.

Le premier moyen de remplacement, bien que très utilisé, ne va pas sans présenter quelques inconvénients puisque le stockage se produit en amont du système de transformation de l'énergie. Il en résulte que les variations rapides de la demande de

consommation ne peuvent être satisfaites pour autant que les variations de production correspondantes soient supportables par les centrales.

Aussi l'interconnexion générale du réseau vient-elle pallier les insuffisances du stockage indirect en utilisant la multitude des centres de production et de consommation pour organiser entre eux une certaine compensation de leurs aléas ou plus globalement de leurs variations et régulariser ainsi, aussi bien la consommation globale que les possibilités de production.

On remarquera que le stock, pour un bien ordinaire, est précisément de régulariser les variations inévitables de la production et de la consommation, de manière à avoir le maximum de chances de pouvoir satisfaire cette dernière. Mais le stock utilise pour cela le temps alors que l'interconnexion du réseau utilise l'espace; dans les deux cas, il s'agit d'adapter le rythme de la production au rythme de la consommation. Le stock permet de ne pas distribuer un bien au moment où on le produit, l'interconnexion permet de ne pas distribuer un kWh au lieu où on le produit. Il y a donc manifestement une conversion temps-espace à faire si l'on veut saisir entièrement le rôle d'un système de transmission d'énergie électrique. De même qu'un stock se gère pour utiliser le temps au mieux et que son volume représente un compromis entre la dévaluation dans le temps de la valeur du bien concerné et l'effet de régularisation recherché, de même les réseaux de transmission doivent être gérés pour utiliser l'espace au mieux: leur importance représente un compromis entre la dévaluation dans l'espace (coûts des pertes en ligne, coûts des lignes elles-mêmes) et l'effet de régularisation recherché. Il est donc naturel de distinguer deux types de transport d'énergie électrique:

- Les transports systématiques qui relient les zones de production aux zones de consommation.
- Les transports de compensation qui dépendent, en un instant donné, de l'état "spatial" de la consommation et de la production. Ce type de transport est assez spécifique de l'énergie électrique. Il se distingue du précédent en ce que le sens du transport peut s'inverser sur les lignes alors que les transports systématiques conservent toujours le même sens.

Cette distinction doit être faite, tout en considérant que sur le terrain les deux types de transport peuvent être superposés.

1.2 LE TRANSPORT SYSTEMATIQUE

D'après notre définition, il va des centres de production aux centres de consommation. Nous excluons dans notre description les transports liés aux problèmes de répartition de l'énergie, à l'intérieur d'une région donnée, et qui vont par exemple d'un grand poste à 400 kV vers les postes de distribution de l'énergie. Nous ne nous intéressons, dans ces paragraphes, qu'aux transports inter-régionaux, voire internationaux.

On ne transporte pas l'énergie électrique par plaisir. De tout temps, on a donc cherché à installer les centrales de production à proximité des zones de consommation. Toutefois, cela n'est pas toujours possible et deux raisons principales expliquent l'existence de transports systématiques d'électricité: on ne peut déplacer les sites de production d'énergie

Au Québec par exemple, le bassin de la Baie James constitue un potentiel de 18'000 MW dont la plus grande partie doit être exportée sur 1'200 km.

En Afrique du Sud, l'énergie produite par le site de Cabora-Bassa (1'700 MW) est transportée sur 1'350 km.

1.2.2 Difficultés pour rapprocher les centrales de production thermique des points de consommation

Il y a quelques années se posait le problème de la source froide; c'est-à-dire qu'il fallait implanter les centrales thermiques là où des masses d'eau en quantité suffisante étaient capables de refroidir la vapeur dans le condenseur. C'était l'époque où l'on équipait en France le Rhône, le Rhin, La Loire, la Seine, le bord de mer, de groupes thermiques: Aramon, Fessenheim, Chinon, Le Havre, Martigues, etc. Le surplus d'énergie, qui n'était pas consommé sur place, remontait vers les grands centres de consommation, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Aujourd'hui ce problème évolue; d'une part parce que les grands fleuves sont saturés en possibilité de refroidissement, d'autre part parce que la technique du refroidissement par air est actuellement au point, libérant le problème du choix du site de production de la nécessité contraignante de disposer de grandes masses d'eau (*).

On pourrait donc penser que plus rien n'empêche les centrales d'être implantées au plus près des consommateurs. Il est exact que l'on recherche en Suisse (et en bien d'autres pays), et autant que faire se peut, à équilibrer, région par région, les bilans production-consommation, de manière à minimiser les transports systématiques de puissance.

Certains problèmes d'aménagement du territoire entravent cependant la réalisation d'une politique d'implantations des centrales conduisant au moindre transport d'énergie électrique. Le problème de l'encombrement du territoire n'est d'ailleurs pas le seul en cause. Le contexte socio-politique général intervient également, sous l'angle de l'emploi, du développement à long terme de certaines régions, etc.

En résumé le fait que le transport de l'énergie électrique soit coûteux et peu discret dans les paysages a conduit à ne pas développer, dans les pays comme la Suisse, de grands transports systématiques et massifs d'énergie sur de grandes distances. Par contre, certaines raisons, qui ont évolué au cours du temps, et qui vont de l'exploitation des ressources hydroélectriques à l'aménagement du territoire, ont conduit et conduisent à organiser un minimum de transport systématiques. Les distances de transport sont donc relativement modérées, ne dépassant pas 300 km et étant plus proches, en valeur moyenne, de la centaine de kilomètres. Il n'y a pas de raison pour que ces chiffres évoluent notablement à l'avenir, si un certain équilibre régional entre production et consommation peut être conservé.

(*) On peut remarquer toutefois que le refroidissement par air nécessite une quantité d'eau beaucoup plus faible que le refroidissement par eau, mais non négligeable; ce qui explique que certains projets d'implantation de centrales soient encore à proximité immédiate de fleuves.

1.3 LE TRANSPORT DE COMPENSATION

L'intérêt des échanges de puissance de compensation provient de ce que les variations gênantes de la production ou de la consommation sont d'autant plus faibles, en valeur relative, que le réseau considéré est grand. Ce phénomène résulte d'une part d'une certaine compensation statistique des variations dues à la composante aléatoire de la consommation comme de la production (pannes de groupes), et d'autre part d'une certaine compensation déterministe due à la non-simultanéité des composantes certaines de la consommation (décalage des heures de pointe entre les différentes régions d'un même pays) comme de la production (compensation thermique-hydraulique). Ce phénomène est suffisamment général pour qu'il ne soit pas utile de s'étendre d'avantage; c'est lui qui rentabilise l'existence des stocks en général, et qui justifie dans les réseaux électriques, la réunion des consommations entre elles, et des productions entre elles, pour former une véritable mise en commun des ressources et des demandes dans laquelle chaque partie, c'est-à-dire chaque élément du réseau, trouve son avantage.

Le but de ce travail n'étant pas de développer toutes les composantes de cette compensation, nous n'évoquerons que les principales, c'est-à-dire celles qui sont liées à l'économie des moyens de production.

1.3.1 Compensation des indisponibilités des groupes

Supposons qu'un groupe thermique de puissance P alimente une ville A dont la consommation maximale soit aussi P . A une distance de 100 km, un groupe identique alimente une ville B de même consommation maximale. Comme une des propriétés d'un groupe thermique est de risquer de tomber en panne, chaque ville doit se couvrir contre ce risque en ayant un groupe supplémentaire en réserve. D'où l'idée d'avoir le même groupe en réserve pour les deux villes et de construire une ligne de A à B . Nous avons découvert le réseau électrique de compensation.

Plus généralement, les indisponibilités accidentelles de groupes obligent à suréquiper un réseau en moyens de production, c'est-à-dire à prévoir une puissance de production installée sensiblement supérieure à la consommation maximale prévisible. Or, ce suréquipement peut être d'autant plus faible, en valeur relative et à probabilité donnée de pouvoir servir la consommation de pointe, que le réseau considéré est grand, c'est-à-dire le nombre total de groupes important. Ceci provient d'un phénomène de compensation statistique des aléas d'indisponibilité des groupes qui fait que, plus leur nombre est élevé, plus le caractère aléatoire de la production globale est masqué par ces compensations.

Il est donc clair que l'interconnexion de deux réseaux auparavant isolés permet de diminuer le suréquipement que chacun d'eux doit s'imposer de conserver, pour assurer la couverture de la consommation de pointe avec une probabilité donnée. Evidemment une ligne d'interconnexion coûte elle-même quelque chose et il est important de s'assurer que son coût est inférieur à la valeur de la réduction d'équipement de production qu'elle permet. Le fait que la production de l'énergie corresponde au même coût en matériel installé que son transport à très haute tension sur environ 10'000 km montre l'intérêt de l'organisation de tels transports de compensation. On a calculé par exemple que l'ensemble des pays d'Europe parfaitement intégrés sur le plan électrique

conomisent, par rapport à la situation contraire où chaque pays serait isolé, 10 % de sa puissance de production installée. Même à l'intérieur d'un pays, les économies sont considérables.

Supposons seulement que la Suisse soit électriquement cloisonnée en 4 blocs étanches (selon les régions linguistiques par exemple), équilibrés chacun en moyenne sur le plan production-consommation, mais sans échanges possibles entre les blocs. Le calcul montre que, pour retrouver une sécurité d'alimentation équivalente à celle de l'ensemble des 4 blocs interconnectés, il faudrait accroître la puissance de production installée en 1992 (15'500 MW) de 15 % soit 2'325 MW. Ce qui nécessiterait la construction de deux centrales nucléaires et demie de la puissance de Leibstadt (990 MW).

En conclusion:

Le développement du réseau à très haute tension permet de réduire à son strict minimum la quantité de groupes de production à construire chaque année.

1.3.2 Gestion économique des moyens de production

Sur les 8'760 heures que couvre une année, les niveaux de la consommation d'électricité sont très variables, accusant des écarts d'environ 30 % au cours de la même journée d'hiver, et d'environ 80 % entre une heure de pointe de l'hiver et une heure creuse de l'été.

Pour chacune de ces heures, il importe de fournir l'énergie au moindre coût. Or, les différentes centrales ont des coûts marginata de production très différents, allant d'une quantité presque nulle pour les centrales hydrauliques au fil de l'eau jusqu'à une valeur d'environ 10 à 15 cts/kWh pour les turbines à gaz. Pour chaque heure de l'année, la gestion économique des moyens de production consiste donc à choisir la puissance à produire parmi les groupes de moindre coût marginal. Au fur et à mesure que la puissance de consommation monte, on démarre donc les groupes dans l'ordre de leurs coûts marginaux croissants et lorsque cette puissance redescend, on arrête les groupes dans l'ordre des coûts marginaux décroissants.

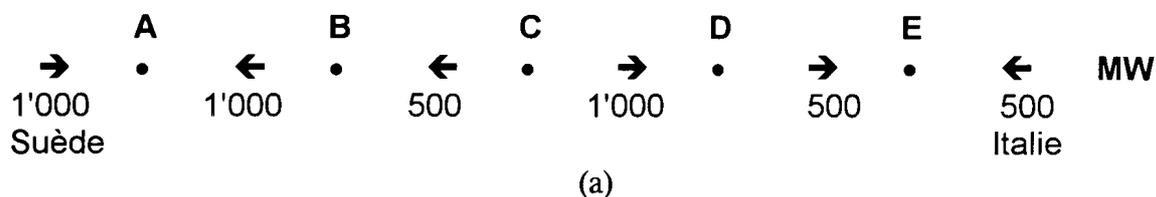
Dans ce contexte, le rôle du réseau est, pour chacune des situations possibles, de toujours pouvoir transporter l'énergie des centrales démarrées vers les zones de consommation. Supposons par exemple une centrale de production proche d'une ville; si cette centrale est de fonctionnement onéreux, elle ne fonctionnera que pendant les heures de pointe. En dehors de ces heures, c'est le réseau à Très Haute Tension (THT) qui alimentera la ville, à partir d'une autre centrale de meilleur coût marginal. On voit donc se dégager une fois de plus le rôle de plaque tournante du réseau électrique, chargé à chaque instant de collecter l'énergie là où elle est la moins chère, pour la porter là où elle est demandée.

Suivant les instants et suivant la localisation des pannes de groupe, la carte des transits pourra être fort variable et son évolution, au long du temps, rappelle une sorte de mouvement brownien de l'énergie.

Mieux que pour la compensation des pannes de groupe, l'intérêt de ce dernier type de compensation traverse les frontières et constitue peut-être la raison essentielle du développement des interconnexions internationales. De sorte que le mouvement brownien se produit en fait à l'échelle d'un continent.

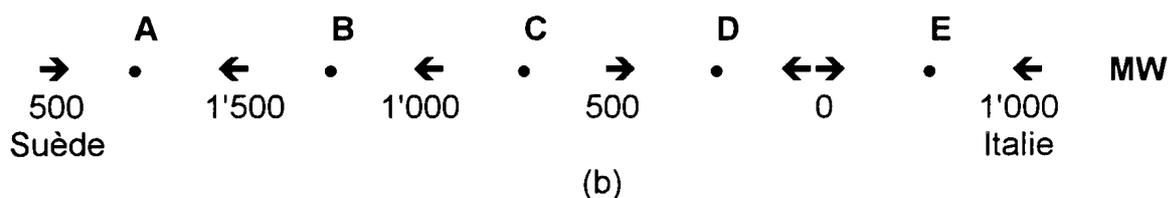
Il faut noter d'ailleurs que, chaque pays ayant intérêt à développer des échanges avec les pays voisins, le réseau électrique à THT se trouve interconnecté du Sud de l'Italie au Nord de la Suède et de l'Angleterre à l'Autriche. Actuellement il est discuté d'interconnecter aussi certains pays de l'ex-bloc Soviétique tels que la Pologne, la Tchéquie, la Slovaquie, la Hongrie et la Roumanie.

Mais on ne peut pas dire qu'une même énergie ait des chances raisonnables d'être transportée effectivement de l'Italie vers la Suède.



Supposons par exemple que les mouvements d'énergie, à un instant donné, entre l'Italie et la Suède soient tels qu'indiqués sur le schéma (a) ci-dessus. Un groupe de 500 MW tombe en panne en Suède et le groupe arrêté le moins cher se trouve en Italie.

On démarre ce groupe et les transits se modifient comme suit (aux pertes près):



On ne peut donc pas dire que 500 MW se déplacent effectivement de l'Italie vers la Suède, mais il y a plutôt modification générale des états d'équilibre, qui justifierait que l'on parle plus de transmission de l'énergie que de transport. L'étendue du réseau électrique international ne signifie donc pas que l'énergie de compensation ait besoin d'être transportée sur de très grandes distances.

DEUXIEME PARTIE

GRANDEUR ET MISERES DE LA
PLANIFICATION DES RESEAUX
ELECTRIQUES

- 14 -

2.0 GRANDEUR ET MISERES DE LA PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES

Le rôle de la planification des réseaux est d'élaborer des méthodes de pensée et de calcul qui permettent de conduire aux meilleurs développements des réseaux. Le développement est bon s'il permet de satisfaire l'accroissement de la consommation, tout en conservant une bonne qualité du service rendu, et s'il entraîne les dépenses minimales pour la collectivité avec si possible un encombrement minimal du territoire.

Ces objectifs principaux sont évidemment contradictoires. La planification devra donc bâtir des méthodes capables de dégager les meilleurs compromis, puis les utiliser. Ceci suppose que ces deux dimensions du problème soient parfaitement connues, ainsi que leurs relations entre elles.

La planification doit pouvoir répondre à des questions de plusieurs ordres:

- quels types de matériels utiliser ?
- quelles constructions d'ensemble faut-il rechercher avec ces éléments ?

Est donc posé le problème du choix des matériels et celui de l'articulation de ces matériels entre eux, dans l'espace (problème de structure) et dans le temps (problème de stratégie). Ces trois dimensions ont d'étroites corrélations entre elles, le choix d'un matériel influençant les structures et les stratégies réciproquement. Une difficulté essentielle sera donc de savoir poser le problème globalement, sans maintenir figée l'une de ces dimensions.

Voyons d'abord, d'une manière un peu générale, le contenu des deux objectifs contradictoires, la qualité du service et les dépenses.

2.1 LA QUALITE DU SERVICE

La clientèle ne demande pas seulement d'être raccordée au réseau. Le produit "électricité" doit avoir certaines qualités. Tout d'abord les "interruptions de courant" doivent être aussi rares que possibles. Il faut à tout prix éviter les coupures longues, ou portant sur un vaste territoire. On conçoit que, dans ce domaine comme dans les autres, la perfection ne puisse exister. On ne peut jamais avoir la garantie qu'une coupure ne se produira pas, car la conduite de l'alimentation électrique dépend globalement d'une part de la disponibilité de l'ensemble des éléments composant le système production-transport-distribution: centrales, transformateurs, lignes, disjoncteurs, protections etc.; et d'autre part, de la superposition plus ou moins aléatoire des consommations individuelles, influencées elles-mêmes par les facteurs climatiques, conjoncturels etc.

Nous sommes donc en plein univers de probabilités et un premier travail consistera à bien connaître les relations statistiques entre ces divers éléments et la continuité de l'alimentation, celle-ci ne pouvant s'exprimer de manière entièrement significative qu'en termes probabilistes.

Une défaillance, lorsqu'elle arrive ne résulte donc pas forcément d'une erreur; mais elle peut être la conséquence des choix antérieurs, dont on a consommé les bienfaits, puisqu'ils ont permis de ne pas trop investir, à un moment donné. On perçoit déjà la solidarité que nous impose le temps. Le décalage entre décision de construction et mise en

service d'un ouvrage est compris entre 5 ans et 10 ans. Les choix d'aujourd'hui auront des répercussions étalées sur la décennie à venir; ils doivent donc entrer dans une politique nationale qui consiste à arbitrer entre dépenses plus ou moins immédiates et risques de défaillance à plus long terme.

Une autre dimension de la qualité du service est la tenue de la tension "aux bornes" de la clientèle. Car le fonctionnement des appareils d'utilisation est, d'une manière générale, d'autant plus perturbé que la tension du réseau, au point de raccordement, s'écarte de sa valeur nominale. La tenue de la tension, comme critère de qualité du service rendu est surtout à prendre en compte dans la planification des réseaux de distribution et de répartition, car c'est là essentiellement que se trouve la clientèle. Au niveau du réseau de grand transport, la tenue de la tension intervient plutôt sous l'angle économique global en ayant une influence sur le niveau des pertes en lignes et sous l'angle de la souplesse de fonctionnement du réseau et du risque d'incident grave en ayant une influence sur la stabilité en tension de l'ensemble du système.

Notons enfin que la planification s'intéresse surtout aux variations lentes de tensions; les variations rapides (micro coupures, harmoniques, etc.) doivent plutôt faire l'objet de corrections localisées et n'ont pas d'influence directe sur le niveau général des investissements.

2.2 LES DIFFERENTES COMPOSANTES DE LA DEPENSE

2.2.1 Us dépenses de matériels

Les coûts des matériels (lignes, postes, transformateurs, compensateurs, etc.) sont en général bien connus, ou du moins beaucoup mieux connus que d'autres données utilisées couramment en planification. Ils ne posent donc aucun problème de fond. La seule précaution à prendre, dans l'utilisation des coûts de matériels, est de les corriger de toutes les influences conjoncturelles, pour ne conserver que ce qui est lié à la structure des matériels. On est ainsi souvent amené à utiliser des formules générales, fonctions des paramètres essentiels des ouvrages, qui ont la vertu de pouvoir être interpolées à des matériels qui n'existent pas encore et dont on se demande s'il ne serait pas opportun d'en recommander l'usage.

Par exemple, on sait que le coût des lignes à Haute Tension (HT) et à Très Haute Tension (THT) peut également se mettre sous la forme:

$$C = K(a + btU + cnts + d(n - l)nts + eg)$$

où:

- t est le nombre de ternes,
- U la tension de service maximale,
- n le nombre de conducteur par faisceau,
- s la section d'un conducteur élémentaire,
- g la section totale des câbles de garde.

Ces formules de "coût structurel" sont fondamentales. Ce sont elles qui permettent d'étudier, sur un réseau en développement, l'opportunité d'introduire des matériels de caractéristiques différentes de celles habituellement utilisées et plus généralement de

rechercher les "tailles optimales". D'autres formules comparables existent pour les autres matériels et les autres niveaux de tension.

2.2.2 Les pertes

Les dépenses relatives aux pertes interviennent à tous les niveaux de la planification. Rappelons que, pour un ouvrage donné, le coût actualisé des pertes, sur sa durée de vie, est de l'ordre de grandeur du coût de l'ouvrage. C'est donc un élément qui a un poids économique du même ordre de grandeur que celui des matériels et qui doit être traité avec soin. Il interviendra donc constamment, dans le choix des matériels, dans celui des structures et des stratégies de développement.

D'une manière générale, il faut aussi savoir qu'elle valeur attribuer à un kWh de pertes, en fonction de la forme de son utilisation, de l'endroit où il est perdu et de l'année.

2.2.3 Les dépenses de combustible (dans le cas du réseau de transport)

Indépendamment des pertes, le réseau rend possible des économies de combustible, par le fait qu'il permet plus ou moins bien, de réaliser la "gestion optimale" des moyens de production. Evidemment cette propriété n'est valable que pour le réseau de transport qui ne sera pas traité dans cette étude mais qui est donné comme information. Explicitons quelque peu cette idée fondamentale en utilisant l'image de "l'empilement" des centrales sur la monotone annuelle des consommations (voir figure 2).

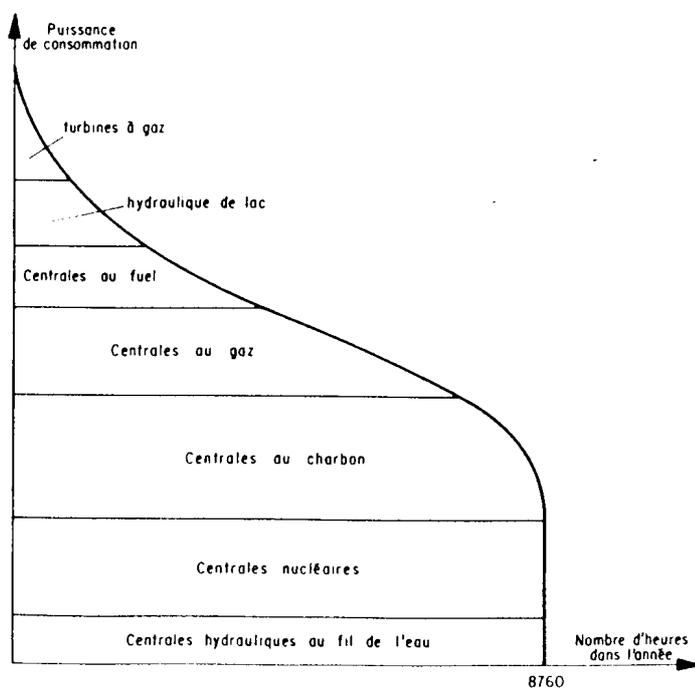


Figure - 2 - Empilement des centrales sur la monotone des consommations

Cette courbe est réalisée en donnant à chaque heure de l'année (en abscisses) la hauteur (en ordonnées) de la consommation d'un pays à cette heure, puis en rangeant toutes les heures sur les abscisses, par ordre de hauteur décroissante. On a ainsi à gauche les heures de pointe et à droite les heures creuses. Les aires sont des énergies, les ordonnées des puissances et les abscisses des temps.

L'empilement des centrales sur la monotone consiste à représenter schématiquement par quel type de centrale va être couverte chaque énergie élémentaire consommée en partant du principe que, à un instant donné, seules ne doivent produire que les centrales, en nombre juste suffisant, et de moindre coût proportionnel de production. On a ainsi par exemple l'empilement suivant, par ordre de coût croissant: centrales hydrauliques au fil de l'eau, centrales nucléaires, au charbon, au gaz, au fuel, centrales hydrauliques de lac, moyens de pointe (turbines à gaz).

Ce principe qui correspond à la gestion optimale de la production, ne peut être réalisé que si, à chaque instant, et quels que soient les groupes en présence, le réseau est capable d'acheminer l'énergie des centrales produisant au moindre coût vers les consommations. Ce n'est en général pas entièrement possible, pour la simple raison qu'il convient d'arrêter le développement du réseau au moment où la ligne supplémentaire, qu'on ne construit pas, possède un coût supérieur aux économies de combustible qu'elle permettrait si on la construisait.

Pour la planification du réseau de transport il faudra donc bien connaître la relation entre l'éventualité de telle ou telle ligne et les économies de combustible associés. Mais c'est toute la gestion de l'ensemble production-consommation qu'il est nécessaire de prédéterminer, sur plusieurs années !

2.3 CONNAÎTRE SUR LES 30 ANS A VENIR, L'ENSEMBLE DES SITUATIONS QUI RISQUENT DE SURVENIR

Pari impossible. L'avenir est incertain par nature. Distinguons différents types d'incertitudes:

- Les incertitudes de politique générale - niveau de croissance de la consommation, répartition par région, emplacement des sites de production, coûts respectifs des différents combustibles. On ne peut, dans ce domaine, que faire des hypothèses centrales et de les assortir éventuellement, sous forme de scénarios, de quelques variantes.

- Les incertitudes dues à la nature aléatoire:

- * de la disponibilité des ouvrages (groupes, lignes, transformateurs),
- * de la production hydraulique (liée aux apports d'eau),
- * de la consommation (liée à la température extérieure).

Actuellement, les phénomènes purement aléatoires sont ceux qu'on sait le mieux traiter, grâce aux ordinateurs qui reconstituent le hasard par la méthode de Monte Carlo et simulent un très grand nombre de situations possibles. Est seulement posé un problème de lourdeur de calcul.

- Les incertitudes dues à la politique de l'entretien. Celles-ci sont redoutables car les plans d'entretien ne peuvent être prévus sur plusieurs années à l'avance et cependant ils sont loin d'être aléatoires, bien que dépendant de certaines panes survenues, elles de façon aléatoire.

Si l'on se souvient qu'il y a 8'760 heures dans l'année, on imagine le très grand nombre de situation qu'il faudrait examiner si l'on voulait étudier rigoureusement le développement à long terme des réseaux. Et si l'on réalise que chacune de ces situations est elle-même la composante de milliers de sous-situations, dues à la nature spatiale du problème: des milliers de groupes de production répartis sur l'ensemble du territoire, des milliers de lignes et transformateurs, des milliers de points de consommation, on s'aperçoit vite que la planification devient d'abord la science des grands nombres et l'art de ne pas se laisser noyer par eux. Elle a besoin de l'informatique, mais il lui faut trouver des moyens de synthétiser les problèmes, de dégager l'essentiel et de séparer, dans cet univers de questions, celles qui sont principales et celles qui sont secondaires.

2.4 CONNAITRE LA CONDUITE DU RESEAU, ASSOCIEE A CHAQUE SITUATION POUVANT SURVENIR

On peut comparer la planification à une boucle de retour d'un système de réglage (voir figure 3), à ceci près qu'elle n'attend pas d'observer les grandeurs de sortie de la boucle principale pour réagir, mais au contraire cherche à prévoir les phénomènes plusieurs années à l'avance, ce qui revient à simuler préventivement le comportement de la boucle principale, donc à très bien le connaître.

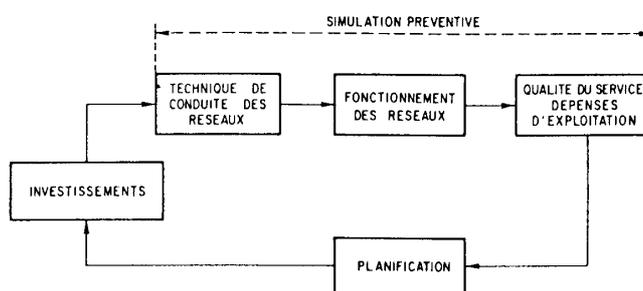


Figure - 3 - Boucle de retour d'un système de réglage

Et ceci d'autant plus nécessaire que la recherche de la plus grande qualité de service, à investissement et dépenses d'exploitation minimaux, conduit par nature à laisser aux "dispatchers" du réseau le moins de confort possible, puisque toute facilité qui donnerait une certaine souplesse à la conduite du réseau, se traduit obligatoirement par une majoration des dépenses. La recherche de la meilleure utilisation du réseau conduit nécessairement celui-ci à travailler à la limite de ses possibilités ce qui ôte forcément tout confort à la conduite.

Il en résulte que la planification doit parfaitement maîtriser les problèmes de conduite et de fonctionnement des réseaux. Mais là n'est pas le problème principal. Il est plutôt dans la complexité même de cette conduite qui comporte une part "humaine": la réaction du dispatcher, qui obéit néanmoins à certaines règles, et une part d'automatisme: les protections, les asservissements.

TROISIEME PARTIE

CHOIX DE LA SECTION DES
CONDUCTEURS EN MOYENNE
ET BASSE TENSION

3.0 CHOIX DE LA SECTION DES CONDUCTEURS EN MOYENNE ET BASSE TENSION

3.1 GENERALITES

Ce problème revêt plusieurs aspects qui, dans la réalité, s'enchevêtrent. Ce n'est que pour la clarté de l'exposé que nous les séparerons artificiellement.

Il y a d'abord le fameux compromis "coût de la ligne - coût des pertes en ligne" qui conduit à la règle bien connue de Kelvin et à la notion de densité de courant économique, en régime normal, généralement très inférieure aux densités maximales que peuvent supporter les ouvrages.

Il y a ensuite le comportement d'un ouvrage en "n-1", c'est-à-dire de l'éventuelle surcharge à laquelle il est soumis, du fait qu'un ouvrage voisin, plus ou moins en parallèle, est mis brutalement hors service, à la suite d'un incident. A ce moment là, ce n'est plus tellement le coût des pertes dû à la surcharge qui compte, car celle-ci se produit pendant une proportion du temps en moyenne très faible, mais la nécessité de ne pas dépasser la limite thermique de l'ouvrage. Si cette limite était dépassée, on serait conduit à ne pas distribuer la totalité de l'énergie appelée; ou, si cela est possible, à diminuer la puissance de certaines centrales de production, pour en augmenter d'autres, entraînant de la sorte une modification des transits en ligne, résorbant la surcharge, mais entraînant aussi certains surcoûts de combustibles.

De surcroît, il faut replacer le problème du choix de la section dans un contexte dynamique (*). Car généralement, s'agissant de transporter l'énergie d'un point A à un point B, le besoin de transport augmente, en fait chaque année. (Quelques exceptions peuvent être trouvées, comme les lignes d'évacuation de la puissance des groupes de production). La solution de moindre coût actualisé, c'est-à-dire qui étale le mieux les investissements, consisterait à construire des lignes de section assez faible et à rajouter une ligne supplémentaire assez souvent. On arriverait donc ainsi à couvrir le territoire d'une multitude de petites lignes; ce qui ne va évidemment pas dans le sens de l'histoire. Au contraire, la nécessité de développer toujours les transports d'énergie électrique, à l'intérieur de territoires de dimensions constantes qui se surchargent par ailleurs d'une quantité d'autres infrastructures, conduit actuellement à plutôt préférer, lorsqu'on construit une ligne, prévoir d'emblée une section assez forte, malgré l'anticipation d'investissement qui l'accompagne, de manière qu'elle repousse assez loin dans le temps la nécessité de construction de la ligne suivante. On voit donc que le problème du compromis entre les dépenses immédiates et un encombrement ultérieur réduit, influence le choix de la section et reflète une sorte de choix politique global; que préfère la Société: préserver les paysages ou étaler les dépenses ?

Disons quand même que cette incitation vers les fortes sections comporte certaines limites techniques puisque les chutes de tension en ligne augmentent avec les puissances transitées et dépendent peu des sections. De sorte que les lignes de forte section, transitant des fortes puissances, entraîneront des consommations de puissance réactive importante et des chutes de tension pouvant être excessives. Est alors posé le problème de la compensation de ces lignes. Ce problème concernant surtout les transports à Haute et Très Haute Tension, ne sera pas développé dans le cadre de cette étude.

Dynamique est entendu ici dans le sens: évolution au long des années.

En dernier lieu, rappelons la nécessité, dans un réseau maillé, de disposer de lignes dont les sections sont comparables, de telle manière que la répartition des transits entre les différentes lignes, qui se fait sensiblement au prorata des réactances, donc des longueurs, ne conduisent pas, en certains endroits à des distorsions excessives de répartition de puissance.

3.2 PRINCIPE GENERAL GUIDANT LE CHOIX D'UNE SECTION DE CONDUCTEURS POUR UNE LIGNE MOYENNE ET BASSE TENSION

La section optimale des conducteurs sur une ligne est celle qui réalise le meilleur compromis entre le coût de ces conducteurs et le coût des pertes qu'ils engendreront sur toute la durée de fonctionnement (c'est la loi de Kelvin qui a été exposée dans le paragraphe précédent).

Mais il y a aussi des contraintes à respecter qui sont liées:

- à l'intensité maximale admissible dans une section donnée et pour une technologie donnée,
- à la chute de tension maximale admissible sur le réseau,
- à la tenue mécanique (cas des lignes aériennes), qui impose une section minimale.

3.2.1 Aspects généraux

La procédure généralement utilisée pour le choix d'une section d'âme de câble conduit à retenir la section minimale admissible, ce qui diminue également le coût d'investissement initial du câble. Elle ne tient pas compte du coût des pertes intervenant pendant la durée de vie du câble.

Le coût croissant de l'énergie, venant s'ajouter aux pertes d'énergie importantes provoquées par les températures de fonctionnement élevées possible avec les nouveaux matériaux isolants, impose actuellement d'effectuer le choix des sections de câble en fonction de critères économiques plus larges. Plutôt que de réduire uniquement le coût initial, il convient de minimiser également le coût des pertes sur la durée de vie économique du câble. Concernant cette dernière condition, le choix d'une section de câble plus forte que celle déterminée pour obtenir un coût initial minimal conduit à des pertes plus faibles pour le même courant, ce qui est beaucoup moins coûteux, si l'on considère sa durée de vie économique. On peut calculer les coûts futurs des pertes d'énergie pendant la durée de vie économique d'un câble en évaluant de façon adéquate (ce qui n'est pas des plus évident) l'accroissement de la charge et le coût de l'énergie. La section d'âme la plus économique est obtenue en minimisant la somme des coûts futurs des pertes d'énergie et du coût initial d'achat et d'installation.

Lorsque l'on choisit une section d'âme de câble plus forte que celle déterminée par les contraintes thermiques, l'économie sur le coût global est due à une réduction considérable du coût des pertes par effet Joule comparée à l'augmentation du coût d'achat.

3.2.2 Aspects économiques

Pour ajouter les coûts d'achat et d'installation au coût des pertes d'énergie intervenant pendant la durée de vie économique du câble, il est nécessaire de les exprimer en termes de valeurs économiques comparables, c'est-à-dire des valeurs qui se rapportent à une même époque dans le temps. Il est pratique d'utiliser la date d'achat de l'installation comme point de référence et de s'y référer comme le "présent". Les coûts "futurs" des pertes d'énergie sont ensuite convertis en leurs "valeurs actuelles" équivalentes. On utilise pour cela le processus d'actualisation, le taux d'actualisation étant lié au coût des emprunts.

Dans la méthode de calcul qui va suivre, il a été fait abstraction de l'inflation car elle a une influence à la fois sur le coût des emprunts et sur le coût de l'énergie. Si ces paramètres sont considérés sur une même durée et que les effets de l'inflation sont approximativement les mêmes pour les deux, le choix d'une section d'âme économique peut être fait de façon satisfaisante sans y ajouter la complication de l'inflation.

Pour calculer la valeur actualisée des coûts des pertes, il est nécessaire de choisir des valeurs appropriées pour l'accroissement futur de la charge, les augmentations annuelles du prix du kWh et les taux annuels d'actualisation pendant la durée de vie économique du câble, qui peut être de 30 ans ou plus. Il n'est pas possible de donner des indications précises sur le choix de ces facteurs économiques qui incombent au concepteur de l'installation et à l'utilisateur.

Lors de l'application des formules proposées dans les pages suivantes, il convient de ne pas oublier qu'elles sont basées sur l'hypothèse d'une stabilité des paramètres financiers sur toute la durée de vie économique du câble. Les observations précédentes sur les effets de ces paramètres sont néanmoins également valables ici.

Deux façons d'aborder le calcul de la section économique des câbles de puissance ont été développées dans cette étude, qui s'appuient sur les mêmes concepts financiers:

Première méthode:

Fondée sur la considération d'une série de sections d'âme, consiste à calculer une fourchette de courants économiques pour chacune des sections envisagées pour des conditions d'installation particulières et, ensuite, à choisir la section dont la fourchette économique répond à la valeur requise de la charge.

Deuxième méthode:

Consiste à calculer la section optimale pour la charge requise et à choisir ensuite la section d'âme normalisée la plus proche.

3.2.3 Autres critères

On doit également considérer d'autres critères, tels les courants de court-circuit et leur durée, les chutes de tension et la gamme des sections d'âme normalisées.

Cependant un câble choisi du fait de sa section d'âme économique peut être également satisfaisant sur ces divers points, de sorte que, lors du dimensionnement d'un câble, il peut être utile de suivre la séquence suivante:

- a) Calculer la section d'âme économique;
- b) Vérifier que la section déterminée en a) est suffisante pour transporter la charge maximale prévue à la fin de la période économique, sans que la température de l'âme dépasse la valeur maximale admissible;
- c) Vérifier que la section de câble choisie peut supporter en toute sécurité les courants de court-circuit prévus et les courants de défaut à la terre pendant les durées correspondantes;
- d) Vérifier que la chute de tension à l'extrémité du câble reste dans les limites acceptables;
- e) Vérifier que la section de câble satisfait bien aux autres critères propres à l'installation.

Pour compléter le domaine du choix économique, il convient d'accorder une importance suffisante aux conséquences des interruptions d'alimentation. Il peut s'avérer nécessaire d'utiliser une section d'âme plus forte que ne l'exigent les conditions de charges normales et/ou le choix économique, ou d'adapter le réseau en conséquence.

Les conséquences économiques financières entraînées par des décisions erronées, pondérées par un facteur de probabilité, peuvent également entrer dans les composantes du coût. Cependant, cela conduit à pénétrer dans le domaine de la théorie de la décision, qui ne fait pas l'objet de cette étude.

Ainsi, le dimensionnement économique d'un câble ne représente qu'un des aspects économiques de la liaison dans son ensemble et peut céder le pas à d'autres facteurs économiques prépondérants.

Remarque:

Le présent chapitre traite uniquement du choix économique des sections d'âme de câble basé sur les pertes par effet Joule. Les pertes liées à la tension n'ont pas été prises en compte.

Les questions telles que la maintenance, les pertes d'énergie dans les systèmes à refroidissement forcé et les coûts d'énergie fonction de l'heure du jour ne sont pas traitées.

3.3 CALCUL DES COÛTS TOTAUX

3.3.1 Le coût total

Le coût total d'installation et d'exploitation (CT) d'un câble pendant sa durée de vie économique, exprimé en valeurs actualisées, se calcule comme exposé ci-après.

$$CT = CI + CJ \quad [\text{FRS}] \quad \{1\}$$

où:

- CT = Coût total d'une liaison, [FRS];
- CI = Coût après installation de la longueur du câble, [FRS];
- CJ = Valeur actualisée du coût des pertes par effet Joule pendant une durée de vie économique de N années, [FRS].

3.3.2 Valeur actualisée du coût des pertes par effet Joule (CJ)

Le coût total dû aux pertes se compose de deux parties:

- a) Les frais d'énergie,
- b) le coût associé à une puissance de pointe supplémentaire nécessaire pour couvrir les pertes.

a) Coût dû aux frais d'énergie

Les pertes d'énergie pendant la première année sont:

$$T \cdot (I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \quad [\text{Wh}] \quad \{2\}$$

où

- I_{\max} = Intensité du courant à la charge maximale au cours de la première année, c'est-à-dire valeur moyenne horaire la plus élevée, [A];
- L = Longueur du câble, [m];
- R = Résistance linéique apparente de l'âme du câble en courant alternatif, tenant compte des effets de peau et de proximité (y_p , y_s) et des pertes dans les écrans métalliques et l'armature (λ_1 , λ_2), [Ω/m];
- N_p = Nombre de conducteurs de phase par circuit, [-];
- N_c = Nombre de circuits transportant une charge de même type et de même valeur, [-];

T = Temps de fonctionnement à pertes maximales par effet Joule, [h/année];
 = Nombre d'heures par année de fonctionnement au courant maximal I_{\max} qu'il faudrait pour produire les mêmes pertes totales annuelles d'énergie que le courant de charge variable effectif;

$$T = \int_0^{8760} \frac{I(t)^2}{I_{\max}^2} dt$$

Si le facteur de charge des pertes μ est connu et peut être supposé constant pendant la durée de vie économique du câble, on a alors:

T = $\mu \cdot 8'760$, (voir annexe 2);

t = Temps, [h];

I(t) = Intensité du courant en fonction du temps, [A];

λ_1, λ_2 = Rapport des pertes totales dans les gaines métalliques et armures respectivement aux pertes totales des âmes (ou pertes dans une gaine ou armure aux pertes dans une âme), [-];

y_p = Facteur d'effet de proximité, [-], (voir annexe 3);

y_s = Facteur d'effet de peau, [-], (voir annexe 3).

Remarque:

La section économique de l'âme étant généralement supérieure à la section basée sur des considérations d'ordre thermique, sa température sera inférieure à la valeur maximale admissible. En l'absence d'informations plus précises, il est commode de supposer R constant, sa valeur correspondant à la température de $(\theta - \theta_a)/3 + \theta_a$. Ici θ est la température maximale assignée à l'âme pour le type de câble concerné et θ_a est la température ambiante moyenne. Le diviseur 3 est empirique, (voir annexe 4).

Le coût des pertes au cours de la première année est:

$$T \cdot (I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot P \quad \text{[FRS]} \quad \{3\}$$

où

P = Coût d'un kilowattheure au niveau de tension approprié, [FRS/Wh].

b) Coût dû à la capacité additionnelle de production

Le *coût de la capacité de production additionnelle* nécessaire pour compenser ces pertes est:

$$D \cdot (I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \quad [\text{FRS/an}] \quad \{4\}$$

où

D = Frais annuels de capacité de production annuelle pour couvrir les pertes électriques, [FRS/W.an].

Le *coût global* des pertes au cours de la première année est donc:

$$(T \cdot P + D) \cdot (I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \quad [\text{FRS}] \quad \{5\}$$

Si les coûts sont payés en fin d'année, leur valeur actualisée à la date d'achat de l'installation est:

$$\frac{(T \cdot P + D)(I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c)}{(1 + i / 100)} \quad [\text{FRS}] \quad \{6\}$$

où

i = Taux d'actualisation, en faisant abstraction de l'inflation, [%].

De la même façon, la valeur actuelle des coûts de l'énergie pendant N années de service, actualisée à la date de l'achat est:

$$CJ = (I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i / 100)} \quad [\text{FRS}] \quad \{7\}$$

où

Q = Coefficient prenant en compte l'accroissement de la charge, l'augmentation du coût de l'énergie pendant les N années et le taux d'actualisation, [-].

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad [-] \quad \{8\}$$

$$r = \frac{(1 + a / 100)^2 \cdot (1 + b / 100)}{(1 + i / 100)} \quad [-] \quad \{9\}$$

et

a = Accroissement annuel de la charge, [%];

b = Augmentation annuelle du coût de l'énergie, abstraction faite de l'inflation, [%].

Lorsque l'utilisation de différentes sections d'âme de câble nécessite plusieurs calculs, il est avantageux d'exprimer tous les paramètres, à l'exception du courant et de la résistance de l'âme, par un seul coefficient F, où:

$$F = N_p \cdot N_c \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i / 100)} \quad [\text{FRS/W}] \quad \{10\}$$

Le *coût total* est alors donné par:

$$CT = CI + I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot F \quad [\text{FRS}] \quad \{11\}$$

3.4 DETERMINATION DES SECTIONS ECONOMIQUES DE L'ÂME

3.4.1 Première méthode: fourchette d'intensité de courant économique pour chaque âme d'une série de section d'âmes

Toutes les sections d'âme ont une fourchette d'intensité de courant économique pour des conditions d'installation données. Les limites inférieures et supérieures de la fourchette économique sont données par:

$$\text{limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \cdot L \cdot (R_1 - R)}} \quad [A] \quad \{12\}$$

$$\text{limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \cdot L \cdot (R - R_2)}} \quad [A] \quad \{13\}$$

- CI = Coût après installation de la longueur du câble de section considérée, [FRS];
- R = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de la section considérée, [Ω/m];
- CI₁ = Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure, [FRS];
- CI₂ = Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure, [FRS];
- R₁ = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement inférieure, [Ω/m];
- R₂ = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement supérieure, [Ω/m].

Remarques:

Les limites supérieures et inférieures de l'intensité de courant économique de chaque section d'âme peuvent être calculées et utilisées pour choisir la section la plus économique pour une charge particulière.

La limite supérieure de l'intensité de courant économique pour une section d'âme est égale à la limite inférieure de l'intensité économique pour la section d'âme immédiatement supérieure.

3.4.2 Deuxième méthode: section économique de l'âme pour une charge donnée

a) Equation générale

La section économique de l'âme S_{ec} est la section qui minimise la fonction du coût total:

$$CT(S) = CI(S) + I_{\max}^2 \cdot R(S) \cdot L \cdot F \quad [FRS] \quad \{14\}$$

où

$CT(S)$ = Coût total d'une liaison en fonction de la section, [FRS];

S = Section de l'âme du câble, [mm^2];

S_{ec} = Section économique de l'âme, [mm^2];

$CI(S)$ = Coût après installation d'un câble en fonction de sa section, [mm^2];

$R(S)$ = Résistance linéique en courant alternatif d'une âme en fonction de sa section, [Ω / m].

L'équation donnant la relation entre $CI(S)$ et la section d'âme peut être obtenue à partir des coûts connus de câbles de sections normalisées. En général, s'il est possible d'adopter une relation approximativement linéaire aux coûts, éventuellement sur une gamme réduite de sections d'âme, il convient de l'utiliser. Cela peut conduire à des erreurs qui sont minimales dans les résultats, eût égard aux incertitudes éventuelles sur les paramètres financiers adoptés pour la période de vie économique choisie.

La résistance apparente de l'âme peut s'exprimer en fonction de la section par (voir annexe 3):

$$R(S) = \frac{\rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6 \quad [\Omega / \text{m}] \quad \{15\}$$

$$B = (1 + y_p + y_s) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad [-] \quad \{16\}$$

où

ρ_{20} = Résistivité de l'âme à 20 °C, [Ω / m];

y_p = Facteur d'effet de proximité, [-], (voir annexe 3);

y_s = Facteur d'effet de peau, [-], (voir annexe 3);

λ_1, λ_2 = Rapport des pertes totales dans les gaines métalliques et armures respectivement aux pertes totales des âmes (ou pertes dans une gaine ou armure aux pertes dans une âme), [-];

- α_{20} = Coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C, [1/K];
 θ_m = Température moyenne de service de l'âme du câble, [°C];
 S = Section de l'âme du câble, [mm²].

Remarque:

Il est peu probable que la section d'âme économique soit identique à une section normalisée; il est donc nécessaire de fournir une relation continue entre la résistance et la section. Pour cela, il faut émettre une hypothèse quand à la valeur de la résistivité pour chaque matériau de l'âme. Les valeurs recommandées ici pour ρ_{20} sont: $18.35 \cdot 10^{-9}$ [Ω / m] pour le cuivre et $30.3 \cdot 10^{-9}$ [Ω / m] pour l'aluminium. Ces valeurs ne sont pas les valeurs exactes prévues pour ces matériaux, mais il s'agit là de valeurs moyennes choisies de manière à calculer directement les résistances de l'âme à partir des sections nominales, plutôt qu'à partir des sections réelles effectives.

b) Fonction linéaire du coût pour les coûts de câbles

S'il est possible d'adapter un modèle linéaire au coût initial pour le type de câble et d'installation à l'étude, on a alors:

$$CI(S) = L \cdot (P_{av} \cdot S + C) \quad [FRS] \quad \{17\}$$

où

- $CI(S)$ = Coût après installation d'un câble en fonction de sa section, [mm²];
 P_{av} = Composante variable du coût liée à la section d'âme, [FRS/m. mm²];
 C = Composante constante du coût indépendant de la section d'âme du câble, [FRS/m];
 L = Longueur du câble, [m];
 S = Section de l'âme du câble, [mm²];

La section optimale S_{ec} [mm²] peut donc être obtenue en égalant à zéro la dérivée de l'équation {14} par rapport à S , ce qui donne:

$$S_{ec} = 1000 \cdot \sqrt{\frac{1}{P_{av}} I_{max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]} \quad [mm^2] \quad \{18\}$$

où

- S_{ec} = Section économique de l'âme, [mm²];
 I_{max} = Intensité du courant à la charge maximale au cours de la première année, c'est-à-dire valeur moyenne horaire la plus élevée, [A];
 P_{av} = Composante variable du coût liée à la section d'âme, [FRS/m. mm²];
 F = Grandeur auxiliaire définie par l'équation {10}, [FRS/W];
 ρ_{20} = Résistivité de l'âme à 20 °C, [Ω / m];
 B = Grandeur auxiliaire définie par l'équation {16}, [-];
 α_{20} = Coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C, [1/K];
 θ_m = Température moyenne de service de l'âme du câble, [°C].

S_{ec} n'étant probablement pas une section d'âme normalisée, il faut donc déterminer le coût pour les sections de l'âme immédiatement supérieure et immédiatement inférieure et choisir la section de l'âme la plus économique.

Remarques:

La section économique de l'âme n'étant pas connue, il faut émettre une hypothèse quant à la section de l'âme probable pour calculer des valeurs correctes de y_p, y_s, λ_1 et λ_2 , puis recommencer le calcul si la section économique s'avère trop différente.

La composante constante du coût, C , dans l'équation {17}, n'affecte pas l'évaluation de la section économique S_{ec} .

3.5 EXEMPLES DE CALCULS DE SECTIONS ECONOMIQUES DE L'ÂME

3.5.1 Généralités

Ces exemples de calcul sont donnés pour une liaison d'alimentation de dix charges réparties régulièrement sur son parcours, dans les cas suivants:

- a) Application de la première approche (voir 3.4. 1), méthode de la fourchette d'intensité de courant économique, pour dimensionner chaque câble entre les charges adjacentes.
- b) Application de la deuxième approche (voir 3.4.2), méthode de la section économique de l'âme, pour dimensionner chaque câble entre les charges adjacentes.

Les résultats sont résumés en 3.5.6 pour indiquer l'économie qui peut être obtenue en choisissant une section de l'âme économique qui diminue les coûts globaux, au lieu de minimiser le coût initial.

3.5.2 Renseignements généraux

- a) Données sur les charges et le tracé de la liaison

Un circuit de câbles 16 kV doit être dimensionné de manière à alimenter dix postes électriques 16 kV/0.4 kV, régulièrement espacés sur un tracé à partir d'un poste source 160 kV/16 kV (voir figure 5). Il n'y a qu'un circuit triphasé, donc $N_c = 1$ et $N_p = 3$.

La longueur de câble entre chaque poste est de $L = 500$ [m].

Les valeurs moyennes horaires les plus élevées de l'intensité du courant, I_{max} , sont pendant la première année pour chaque tronçon du trajet:

Tronçon	Courant [A]
1	160
2	144
3	128
4	112
5	96
6	80
7	64
8	48
9	32
10	16

Pertes à chaque poste: 16 [A];

Courant du tronçon 1: 16 [A] x 10 tronçons = 160 [A].

Le facteur de capacité de transport cyclique, M , pour toutes les charges est de 1. 16 (voir annexe 2). On suppose que ce facteur reste constant pendant la durée de vie économique du câble.

Pour chaque tronçon du parcours, la section d'âme du câble est choisie en fonction des critères suivants:

a) Minimisation de la somme du coût initial et de la valeur actualisée des pertes par effet Joule au cours de la vie économique du câble.

b) Capacité de transport de courant nécessaire pour alimenter la charge pendant la dernière année de la vie économique du câble. La capacité de transport requise pour cet exemple est de 0.86 fois l'intensité maximale, c'est-à-dire l'intensité maximale divisée par le facteur de capacité de transport cyclique de 1. 16.

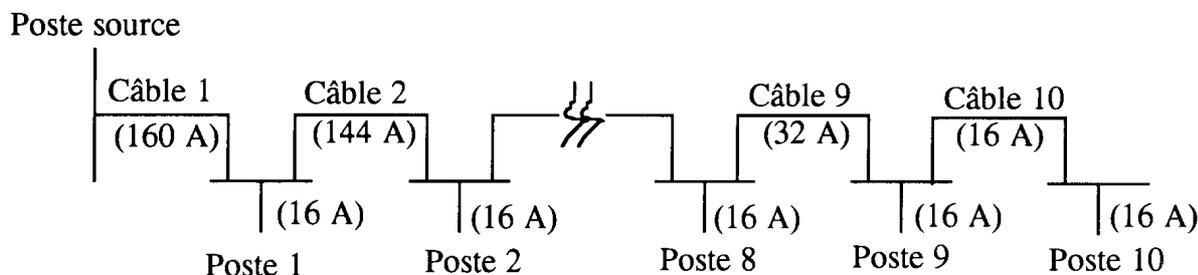


Figure - 4 - Disposition de la liaison

b) Données d'ordre financier

Vie économique	N	30	[année]
Temps de fonctionnement à pertes maximales	T	2'250	[h/an]
Coûts des pertes par effet Joule à la fin de la première année à 16 kV	P	$10 \cdot 10^{-5}$	[FRS/Wh]
Frais pour couvrir les pertes	D	$15 \cdot 10^{-3}$	[FRS/W.an]
Les coûts des câbles et les coûts d'installation par unité de longueur sont donnés au tableau 1			
Composante variable du coût liée à la section d'âme	P_{av}	0.2	[FRS/m. mm ²]
Accroissement annuel de la charge	a	0.5	[%]
Accroissement annuel du prix de l'énergie	b	2.0	[%]
Taux d'actualisation annuel	i	5.0	[%]

c) Données concernant les câbles

Pour cet exemple, on a retenu un câble triphasé fictif de 20/12 kV. Les résistances en courant alternatif des âmes à 40 [°C] et à 80 [°C] sont données dans les colonnes (2) et (3) du tableau 1 et les détails financiers dans les colonnes (4) à (6). Les capacités de transport

en régime permanent, pour une température maximale admissible à l'âme de 80 [°C], dans le cas d'une pose enterrée dans le sol à la température de 20 [°C], sont données en 3.5.3 paragraphe c).

Renseignements sur les câbles					
Section d'âme [mm ²]	Résistance par phase		Coût initial		
	40[°C] [ohm/km]	80[°C] [ohm/km]	Câble [FRS/m]	Pose [FRS/m]	Somme [FRS/m]
25	1.298	1.491	10.62	130.00	140.62
35	0.939	1.079	11.65	130.00	141.65
50	0.694	0.798	13.19	130.00	143.19
70	0.481	0.553	15.24	130.00	145.24
95	0.348	0.400	17.81	130.00	147.81
120	0.277	0.318	20.37	130.00	150.37
150	0.226	0.259	23.45	130.00	153.45
185	0.181	0.208	27.04	130.00	157.04
240	0.140	0.161	32.69	130.00	162.69
300	0.114	0.131	38.85	130.00	168.85
400	0.091	0.104	49.11	130.00	179.11

Tableau - 1 - Renseignements sur les câbles

Remarques:

Le coût de la pose est donné pour un travail de génie civil sur route et effectué par une machine.
Les sections en gras-italique sont les sections dites normalisées.

d) Calcul des grandeurs auxiliaires Q, r et F

Q = Coefficient prenant en compte l'accroissement de la charge, l'augmentation du coût de l'énergie pendant les N années et le taux d'actualisation, [-].

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad [-] \quad \{8\}$$

$$r = \frac{(1 + a / 100)^2 \cdot (1 + b / 100)}{(1 + i / 100)} \quad [\%] \quad \{9\}$$

où

a = Accroissement annuel de la charge, [%];

b = Augmentation annuelle du coût de l'énergie, abstraction faite de l'inflation, [%].

i = Taux d'actualisation, en faisant abstraction de l'inflation, [%].

F = Grandeur auxiliaire définie par l'équation {10}, [FRS/W].

$$F = N_p \cdot N_c \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i / 100)} \quad [\text{FRS/W}] \quad \{10\}$$

où

N_p = Nombre de conducteurs de phase par circuit, [-];

N_c = Nombre de circuits transportant une charge de même type et de même valeur, [-];

T = Temps de fonctionnement à pertes maximales par effet Joule, [h/année];
 = Nombre d'heures par année de fonctionnement au courant maximal I_{\max} qu'il faudrait pour produire les mêmes pertes totales annuelles d'énergie que le courant de charge variable effectif;

$$T = \int_0^{8760} \frac{I(t)^2}{I_{\max}^2} dt$$

Si le facteur de charge des pertes μ est connu et peut être supposé constant pendant la durée de vie économique du câble, on a alors:

T = $\mu \cdot 8'760$, (voir annexe 2);

P = Coût d'un kilowattheure au niveau de tension approprié, [FRS/Wh];

D = Frais annuels de capacité de production annuelle pour couvrir les pertes électriques, [FRS/W.an].

Application numérique:

$$r = \frac{(1 + 0.5 / 100)^2 \cdot (1 + 2 / 100)}{(1 + 5 / 100)} = 0.9812 \quad [-]$$

$$Q = \sum_{n=1}^{30} (0.9812^{n-1}) = \frac{1 - 0.9812^{30}}{1 - 0.9812} = 23.0812 \quad [-]$$

$$F = 3 \cdot 1 \cdot (2250 \cdot 10 \cdot 10^{-5} + 15 \cdot 10^{-3}) \cdot \frac{23.0812}{(1 + 5 / 100)} = 15.8271 \quad [\text{FRS/W}]$$

3.5.3 Méthode de la fourchette d'intensité économique (voir 3.4.1)

a) Calcul de la fourchette d'intensité de courant économique pour une section de l'âme

A titre d'exemple, on détermine la fourchette d'intensité de courants économiques pour une âme de 240 [mm²]. On utilise les équations {12} et {13}, les valeurs obtenues précédemment ainsi que celles du tableau 1.

$$\text{Limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \cdot L \cdot (R_1 - R)}} \quad [A] \quad \{12\}$$

$$\text{Limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \cdot L \cdot (R - R_2)}} \quad [A] \quad \{13\}$$

- CI = Coût après installation de la longueur du câble de section considérée, [FRS];
- R = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de la section considérée, [Ω/m];
- CI₁ = Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure, [FRS];
- CI₂ = Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure, [FRS];
- R₁ = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement inférieure, [Ω/m];
- R₂ = Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement supérieure, [Ω/m].

Application numérique:

$$\text{Limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \cdot (162.69 - 157.04) \cdot 10^3}{15.8271 \cdot 500 \cdot (0.181 - 0.140)}} = 93 \quad [A] \quad \{12\}$$

$$\text{Limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \cdot (168.85 - 162.69) \cdot 10^3}{15.8271 \cdot 500 \cdot (0.140 - 0.114)}} = 122 \quad [A] \quad \{13\}$$

Les limites supérieures de courant pour une série de section d'âme normalisées, lorsque les câbles sont installés dans les conditions retenues pour cet exemple, ont été déterminées de la même façon. Puisque la limite inférieure de courant pour une section d'âme donnée est aussi la limite supérieure pour l'âme de section immédiatement inférieure, les valeurs calculées peuvent être exprimées par des fourchettes d'intensités de courant comme indiqué au tableau suivant:

Section d'âme nominale [mm ²]	Fourchette d'intensité [A]	
25	-	13
35	13	20
50	20	25
70	25	35
95	35	48
120	48	62
150	62	71
185	71	93
240	93	122
300	122	168
400	168	-

Tableau - 2 -
Fourchette d'intensité de courant économique pour les sections d'âmes
de 25 [mm²] à 400 [mm²]

Les relations entre la charge maximale pendant la première année et le coût linéique total pour trois sections d'âmes de câble sont données sur la figure 6. On peut voir que chaque section d'âme fournit l'installation la plus économique pour une fourchette de courants.

La conséquence d'un changement de section d'âme sur les coûts totaux, lorsque le câble transporte une charge donnée, est indiquée sur la figure 6. La formule utilisée est la formule 114). On a retenu le câble et les paramètres financiers de l'exemple, avec un prix de pose du câble de FRS 130.— par mètre linéaire et constant pour toutes les sections d'âme de câble. On peut voir que, dans la zone de la section d'âme la plus économique, les coûts totaux ne sont pas forcément trop affectés par le choix de la section d'âme du câble. Cependant, la réduction des coûts est très significative, en comparaison avec ceux basés sur l'utilisation d'une section d'âme choisie à partir de considération d'ordre thermique. Si les coûts de pose du câble augmentent avec la section de ce dernier, on doit s'attendre à une remontée plus forte des coûts totaux pour des câbles de fortes sections.

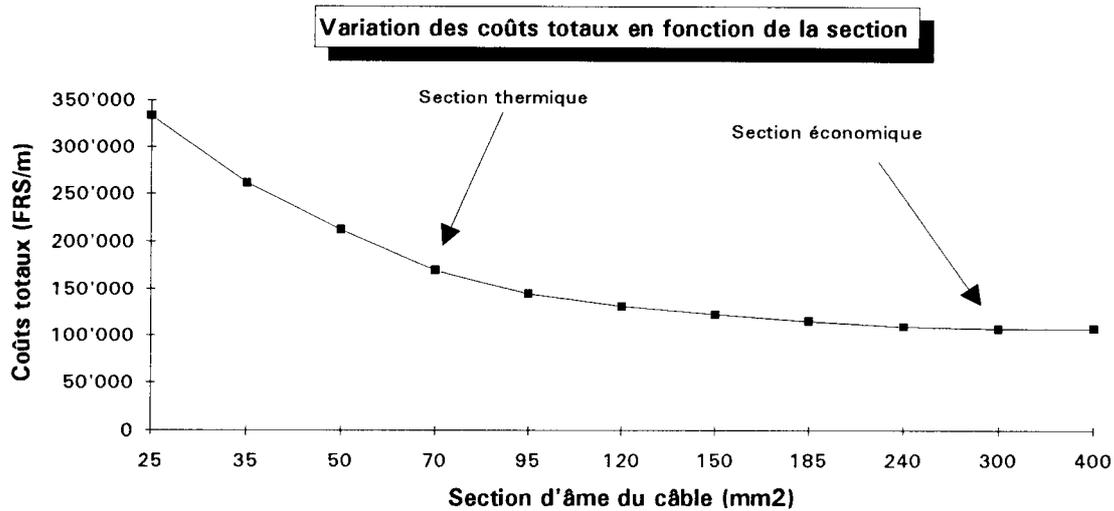


Figure - 5 - Variation des coûts totaux en fonction de la section d'âme

b) Sélection d'une section économique d'âme pour chaque tronçon

A partir des fourchettes d'intensités de courant économiques présentées au tableau 2, il est possible de choisir une section d'âme appropriée pour chaque tronçon de câble sur le parcours de la liaison, basée sur chaque valeur de I_{\max} pour la première année. Les sections d'âme ainsi choisies pour chaque tronçon sont données au tableau 3, de même que les coûts déterminés à partir de l'équation {11}.

$$CT = CI + I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot F \quad [\text{FRS}] \quad \{11\}$$

où:

- CI = Coût après installation de la longueur du câble, [FRS];
- I_{\max} = Intensité du courant à la charge maximale au cours de la première année, c'est-à-dire valeur moyenne horaire la plus élevée, [A];
- L = Longueur du câble, [m];
- R = Résistance linéique apparente de l'âme du câble en courant alternatif, tenant compte des effets de peau et de proximité (y_p, y_s) et des pertes dans les écrans métalliques et l'armature (λ_1, λ_2), [Ω/m];
- F = Grandeur auxiliaire définie par l'équation {10}, [FRS/W].

Un exemple type du calcul des coûts est donné ci-dessous.

Pour le tronçon 1, I_{\max} est de 160 [A].

$$\begin{aligned}
 CT &= (168.85 \cdot 500) + [160^2 \cdot (0.114 / 1000) \cdot 500 \cdot 15.8271] \\
 &= 84'425 + 23'095 \\
 &= 107'520 \quad \text{[FRS]}
 \end{aligned}$$

On peut voir d'après le tableau 3 que le coût total pour l'installation du câble sur 30 années, sur une base économique est de 897'874 FRS.

Numéro tronçon	Charge I _{max} (A)	Câble		Coût par tronçon et coût total				
		Section (mm ²)	Intensité (A)	Câble (FRS)	Pose (FRS)	CI	CJ	CT
1	160	300	125	19'425	65'000	84'425	23'095	107'520
2	144	300	125	19'425	65'000	84'425	18'707	103'132
3	128	300	125	19'425	65'000	84'425	14'781	99'206
4	112	240	147	16'345	65'000	81'345	13'897	95'242
5	96	240	147	16'345	65'000	81'345	10'210	91'555
6	80	185	181	13'520	65'000	78'520	9'167	87'687
7	64	150	221	11'725	65'000	76'725	7'326	84'051
8	48	120	255	10'185	65'000	75'185	5'051	80'236
9	32	70	328	7'620	65'000	72'620	3'898	76'518
10	16	35	429	5'825	65'000	70'825	1'902	72'727
				139'840	650'000	789'840	108'034	897'874

Tableau - 3 - Intensité de courant économique

c) Section d'âme basée sur l'intensité maximale de courant - choix basé sur les capacités de transport à la limite thermique

La section de l'âme du câble pour chaque tronçon est choisie de façon à pouvoir transporter l'intensité maximale de courant prévue pendant la dernière année de la vie économique et ne pas dépasser la température maximale admissible à l'âme.

Pour le tronçon 1:

$$I_{\max} \text{ (première année)} = 160 \text{ [A]}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Intensité maximale du courant} \\
 \text{au cours de la première année} &= 160 \cdot [1 + (0.5 / 100)]^{30-1} \\
 &= 160 \times 1.1556 \\
 &= 185 \text{ [A]}
 \end{aligned}$$

La capacité de transport requise (facteur de charge 100 %), I, pour la première année ne doit pas être inférieure à:

$$185 / 1.16 = 159 \text{ [A]}$$

La section économique d'âme choisie dans le tableau 2 est 300 [mm²], qui a une fourchette d'intensité de 122 à 168 [A].

où le nombre 1.16 est le facteur de capacité de transport cyclique fixé en 3.5.2.

D'après le tableau suivant (tableau 4) de courants admissibles (calculés selon les méthodes de la norme CEI 287, pour le type de câble considéré en pose enterrée) la section d'âme nécessaire pour la première année est de 70 [mm²].

Section d'âme [mm ²]	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Capacité de transport [A]	103	125	147	181	221	255	281	328	382	429	482

Tableau - 4 - Courants admissibles (selon les méthodes de la norme CEI 287)

Afin d'établir une comparaison équitable avec les pertes et les résultats financiers obtenus pour le choix économique d'une section d'âme, il est nécessaire de prendre une température d'âme appropriée à laquelle on calcule les pertes. Pour le choix économique, on a supposé que la température de l'âme était d'environ 40 [°C]. On propose ici que, pour la comparaison, la température des âmes dont la section est choisie sur la base des capacités de transport à la limite thermique soit la valeur maximale admissible de 80 [°C].

La résistance des âmes à une température de 80 [°C] est donnée dans le tableau 1.

Le coût total du tronçon 1 pendant la période de 30 années est obtenu à partir de l'équation il 1 }.

$$\begin{aligned}
 CT &= [145.24 \cdot 500] + [160^2 \cdot (0.553 / 1000) \cdot 500 \cdot 15.8271] \\
 &= 76'620 + 112'031 = 184'651 \text{ [FRS]}
 \end{aligned}$$

La comparaison avec le coût de ce tronçon obtenu en 3.5.3 b) en utilisant la section d'âme économique indique une économie de $(184'651 - 97'899) \times 100 / 184'651 = 47\%$.

Des calculs similaires utilisant des sections d'âme basées sur les capacités de transport maximales au plan thermique ont été faits pour tous les tronçons et sont donnés au tableau 5. L'économie totale pour les dix tronçons est de $(1'436'922 - 897'874) \times 100 / 1'436'922 = 38\%$.

Numéro de tronçon	Charge			Câble		Coût par tronçon et coût total				
	I _{max} (A)	Intensité (A) finale	Intensité (A) finale/1.1 6	Section (mm ²)	Intensité (A)	Câble (FRS)	Pose (FRS)	CI (FRS)	CJ (FRS)	CT (FRS)
1	160	185	159	70	181	7'620	65'000	72'620	112'031	184'651
2	144	166	143	50	147	6'595	65'000	71'595	130'948	202'543
3	128	148	127	50	147	6'595	65'000	71'595	103'465	175'060
4	112	129	111	35	125	5'825	65'000	70'825	107'110	177'935
5	96	110	95	25	103	5'310	65'000	70'310	108'741	179'051
6	80	92	79	25	103	5'310	65'000	70'310	75'514	145'824
7	64	73	63	25	103	5'310	65'000	70'310	48'329	118'639
8	48	55	47	25	103	5'310	65'000	70'310	27'185	97'495
9	32	36	31	25	103	5'310	65'000	70'310	12'082	82'392
10	16	18	15	25	103	5'310	65'000	70'310	3'021	73'331
						58'495	650'000	708'495	728'427	1'436'922

Tableau - 5 - Critère de capacité de transport

3.5.4 Calculs utilisant la méthode de section économique de l'âme (voir 3.4.2)

Le tronçon 1 est utilisé comme exemple.

$$\begin{aligned}
 I_{\max} &= 160 \text{ [A]} \\
 \rho_{20} &= 30.3 \cdot 10^{-9} \text{ [\Omega / m]} \\
 \alpha_{20} &= 0.00403 \text{ [1/K]} \\
 B &= 1.023 \text{ (en considérant initialement que la section d'âme de 185 [mm}^2\text{] peut constituer un optimum économique).} \\
 A &= 0.2 \text{ [FRS/m.mm}^2\text{]} \text{ (coefficient de la partie variable des coûts d'installation, voir 3.4.2 b)).} \\
 F &= 15.8271 \text{ [FRS/W]} \\
 \theta_m &= (80 - 20) / 3 + 20 = 40 \text{ [}^\circ\text{C]}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_{ec} &= 1000 \cdot \sqrt{\frac{1}{0.2} \cdot 160^2 \cdot 15.871 \cdot 30.3 \cdot 10^{-9} \cdot 1.023 [1 + 0.00403(40 - 20)]} \\
 &= 260 \text{ [mm}^2\text{]}
 \end{aligned}$$

On peut donc choisir une section d'âme de 240 [mm²] ou 300 [mm²].

En refaisant les calculs avec une valeur de B = 1.057, pour une âme de 300 [mm²], on obtient une valeur pour S_{ec} = 269 [mm²], qui demeure dans la gamme de 240 [mm²] à 300 [mm²].

Le coût total pour chaque section d'âme possible est calculé alors à l'aide de l'équation {11}.

$$\begin{aligned}CT_{240} &= [162.69 \cdot 500] + [160^2 \cdot (0.140 / 1000) \cdot 500 \cdot 15.871] \\ &= 81'345 + 28'362 = 109'707 \text{ [FRS]}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}CT_{300} &= [168.85 \cdot 500] + [160^2 \cdot (0.114 / 1000) \cdot 500 \cdot 15.871] \\ &= 84'425 + 23'095 = 107'520 \text{ [FRS]}\end{aligned}$$

Ainsi la section d'âme de 300 [mm²] est la plus économique.

Les sections d'âme et les coûts pour les autres tronçons ont été calculés de la même façon. Les valeurs sont identiques à celles obtenues par les précédentes méthodes exposées en 3.5.3 a) et 3.5.3 b) et le résumé donnant les sections d'âme et les coûts est identique à celui du tableau 3.

3.5.5 Calculs établis sur la base de l'utilisation d'une section d'âme normalisée pour tous les tronçons du trajet

a) Méthode de la fourchette de courants économiques

Il est tout d'abord nécessaire de retenir une section d'âme probable et de calculer le coût total à partir de l'équation {III} en utilisant cette section d'âme pour tous les tronçons. Les coûts supposant l'utilisation de sections d'âme immédiatement inférieure et immédiatement supérieure sont ensuite calculés afin de confirmer que la section choisie est bien la plus économique.

Les coûts, dans le cas où tous les tronçons sont équipés de câbles de même section d'âme de 150 [mm²], puis 185 [mm²] et de 240 [mm²] ont été calculés et sont donnés dans les tableaux 8, 9, 10, 11 et 12.

Le résumé des coûts totaux est:

150	[mm ²]	943'521 [FRS]
185	[mm ²]	926'373 [FRS]
240	[mm ²]	922'644 [FRS]
300	[mm ²]	933'165 [FRS]

Cela indique que, si à des fins de normalisation, une seule section d'âme peut être utilisée, 240 [mm²] est le choix le plus économique. Mais il est important de remarquer que pour ces calculs, un prix de pose identique pour les trois sections d'âme de câble de 130 [FRS/m] a été pris.

Si l'on tient compte du fait que le prix de pose du câble varie en fonction de sa section et que celui-ci est de 140 [FRS/m] pour les câbles de section 240 et 300 [MM²] au lieu de 130 [FRS/m], les résultats deviennent:

150	[MM ²]	943'521 [FRS]
185	[MM ²]	926'373 [FRS]
240	[MM ²]	972'644 [FRS]
300	[MM ²]	983'165 [FRS]

Cette fois-ci c'est la section de 185 [MM²] qui est la plus économique. Ceci montre l'importance de bien maîtriser les coûts de pose des différentes sections d'âme des câbles (génie civil et mise en place). Une bonne table de prix exact est un facteur important sur la détermination de la section d'âme la plus économique.

b) Méthode de la section économique d'âme

Bien qu'une seule section d'âme soit utilisée, le courant est différent pour chaque tronçon de câble, de sorte que les pertes moyennes doivent être calculées, (on suppose que tous les tronçons fonctionnent à la même température et donc que la résistance de l'âme est la même).

$$\frac{\text{Pertes moyennes}}{\text{Pertes maximales}} = \frac{500 \cdot 160^2 + 500 \cdot 144^2 + \dots + 500 \cdot 16^2}{10 \cdot 500 \cdot 160^2} = 0.385$$

A partir de l'équation {18}, en utilisant la valeur de B pour une âme de 185 [mm²]

$$S_{cc} = 1000 \cdot \left[\frac{160^2 \cdot 15.8271 \cdot 30.3 \cdot 10^9 \cdot 1.023 \{1 + 0.00403(40 - 20)\}}{0.2} \right]^{0.5} = 260 \text{ [mm}^2\text{]}$$

De ce fait, les âmes de section 240 [mm²] ou 300 [mm²] s'avèrent être les plus économiques.

Les coûts totaux pour chacune de ces sections d'âme sont:

$$\begin{aligned} CT_{240} &= [162.69 \cdot 500 \cdot 10] + [160^2 \cdot (0.140/1000) \cdot 500 \cdot 10 \cdot 15.871 \cdot 0.385] \\ &= 813'450 + 109'194 = 922'644 \text{ [FRS]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} CT_{300} &= [168.85 \cdot 500 \cdot 10] + [160^2 \cdot (0.114/1000) \cdot 500 \cdot 10 \cdot 15.871 \cdot 0.385] \\ &= 844'250 + 88'915 = 933'165 \text{ [FRS]} \end{aligned}$$

Ainsi, la section de 240 [MM²] est confirmée comme étant la section d'âme la plus économique, dans le cas où l'on utilise la même section sur tout le trajet et avec un prix de pose identique pour toutes les sections d'âme de câble.

Après comparaison avec les sections d'âme choisies au tableau 5, il apparaît que la section de 240 [MM²] est thermiquement adaptée pour le transport de la charge maximale à la fin de la période de 30 ans.

3.5.6 Résumé des résultats

Un résumé des résultats des calculs pour le câble et des conditions décrits en 3.5.2 est donné ci-dessous.

Base d'évaluation des coûts	ci [FRS]	ci [FRS]	TOTAL [FRS]	[%]
Capacité de transport maximale au plan thermique pour chaque tronçon	708'495	728'427	1'436'922	100
Section d'âme économique pour chaque tronçon	789'840	108'034	897'874	62
Section d'âme économique une seule section norm. de 240 [mm ²]	813'450	109'194	922'644	64

Numéro de tronçon	Charge I _{max} (A)	Section normalisée: 150 [mm ²]						
		Section (mm ²)	Intensité (A)	Câble (FRS/m)	Pose (FRS/m)	CI [FRS]	CJ [FRS]	CT [FRS]
1	160	150	281	23.45	130	76'725	45'785	122'510
2	144	150	281	23.45	130	76'725	37'086	113'811
3	128	150	281	23.45	130	76'725	29'302	106'027
4	112	150	281	23.45	130	76'725	22'434	99'159
5	96	150	281	23.45	130	76'725	16'482	93'207
6	80	150	281	23.45	130	76'725	11'446	88'171
7	64	150	281	23.45	130	76'725	7'326	84'051
8	48	150	281	23.45	130	76'725	4'121	80'846
9	32	150	281	23.45	130	76'725	1'831	78'556
10	16	150	281	23.45	130	76'725	458	77'183
						767'250	176'271	943'521

Tableau - 6 - Intensité économique. Section d'âme normalisée de 150 [mm²] pour tous les tronçons

Numéro de tronçon	Charge I _{max} (A)	Section normalisée 300 [mm ²]						
		Section (mm ²)	Intensité (A)	Câble (FRS/m)	Pose (FRS/m)	CI [FRS]	CJ [FRS]	CT [FRS]
1	160	300	429	38.85	130	84'425	23'095	107'520
2	144	300	429	38.85	130	84'425	18'707	103'132
3	128	300	429	38.85	130	84'425	14'781	99'206
4	112	300	429	38.85	130	84'425	11'317	95'742
5	96	300	429	38.85	130	84'425	8'314	92'739
6	80	300	429	38.85	130	84'425	5'774	90'199
7	64	300	429	38.85	130	84'425	3'695	88'120
8	48	300	429	38.85	130	84'425	2'079	86'504
9	32	300	429	38.85	130	84'425	924	85'349
10	16	300	429	38.85	130	84'425	231	84'656
				389	1'300	844'250	88'915	933'165

Tableau - 7 - Intensité économique. Section d'âme normalisée de 185 [mm²] pour tous les tronçons

Numéro de tronçon	Charge I _{max} (A)	Section normalisée: 240 [mm ²]						
		Section (mm ²)	Intensité (A)	Câble (FRS/m)	Pose (FRS/m)	CI [FRS]	CJ [FRS]	CT [FRS]
1	160	240	382	32.69	140	86'345	28'362	114'707
2	144	240	382	32.69	140	86'345	22'973	109'318
3	128	240	382	32.69	140	86'345	18'152	104'497
4	112	240	382	32.69	140	86'345	13'897	100'242
5	96	240	382	32.69	140	86'345	10'210	96'555
6	80	240	382	32.69	140	86'345	7'091	93'436
7	64	240	382	32.69	140	86'345	4'538	90'883
8	48	240	382	32.69	140	86'345	2'553	88'898
9	32	240	382	32.69	140	86'345	1'134	87'479
10	16	240	382	32.69	140	86'345	284	86'629
						863'450	109'194	972'644

Tableau - 8 - Intensité économique. Section d'âme normalisée de 240 [mm²] pour tous les tronçons

Numéro de tronçon	Charge lmax (A)	Section normalisée 300 [mm2]						
		Section (mm2)	Intensité (A)	Câble (FRS/m)	Pose (FRS/m)	CI [FRS]	CJ [FRS]	CT [FRS]
1	160	300	429	38.85	130	84'425	23'095	107'520
2	144	300	429	38.85	130	84'425	18'707	103'132
3	128	300	429	38.85	130	84'425	14'781	99'206
4	112	300	429	38.85	130	84'425	11'317	95'742
5	96	300	429	38.85	130	84'425	8'314	92'739
6	80	300	429	38.85	130	84'425	5'774	90'199
7	64	300	429	38.85	130	84'425	3'695	88'120
8	48	300	429	38.85	130	84'425	2'079	86'504
9	32	300	429	38.85	130	84'425	924	85'349
10	16	300	429	38.85	130	84'425	231	84'656
				389	1'300	844'250	88'915	933'165

Tableau - 9 - Intensité économique. Section d'âme normalisée de 300 [mm2] pour tous les tronçons

Numéro de tronçon	Charge lmax (A)	Section normalisée: 240 [mm2]						
		Section (mm2)	Intensité (A)	Câble (FRS/m)	Pose (FRS/m)	CI [FRS]	CJ [FRS]	CT [FRS]
1	160	240	382	32.69	140	86'345	28'362	114'707
2	144	240	382	32.69	140	86'345	22'973	109'318
3	128	240	382	32.69	140	86'345	18'152	104'497
4	112	240	382	32.69	140	86'345	13'897	100'242
5	96	240	382	32.69	140	86'345	10'210	96'555
6	80	240	382	32.69	140	86'345	7'091	93'436
7	64	240	382	32.69	140	86'345	4'538	90'883
8	48	240	382	32.69	140	86'345	2'553	88'898
9	32	240	382	32.69	140	86'345	1'134	87'479
10	16	240	382	32.69	140	86'345	284	86'629
						863'450	109'194	972'644

Tableau - 10 - Intensité économique. Section d'âme normalisée de 240 [mm2] pour tous les tronçons

4.0 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 celles-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.

4.1 LE PROBLÈME DE L'INVESTISSEMENT

4.1.1 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.

4.1.2 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.

4.1.3 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.

4.2 LA CONSTRUCTION D'UN ECHEANCIER DE FLUX DE TRESORERIE

4.2.1 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, nux 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.

4.2.2 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) Les 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, de consommations de produits pendant la période d'essai.
- Assurances et taxes.

4.2.3 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.

4.2.4 L'estimation des dépenses d'exploitation

Pour estimer les dépenses d'exploitations, 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.

4.2.5 Les 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.

4.2.6 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.

4.2.7 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 échéancier 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.

4.2.8 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.

4.3 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.

4.3.1 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 1 1 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 - 1 1 - 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

5.0 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) échéanciers) 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.

5.1 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.

5.1.1 Définition

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

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

$$\vartheta_1 = 10 \%$$

5.1.2 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.

5.1.3 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 17. 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 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.

5.2 LE TEMPS DE RECUPERATION

5.2.1 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 (-#) à partir de laquelle la somme algébrique des flux de trésorerie $F_{\#}$ (somme cumulée jusqu'à l'année #) devient positive:

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

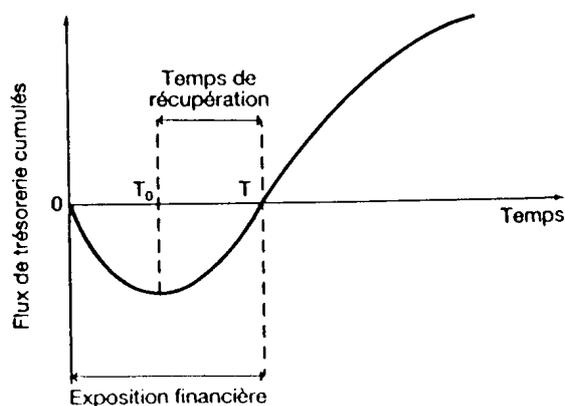
Lorsque les flux de trésorerie correspondants aux années d'exploitation peuvent être supposés constants (ou peu variables) au cours du temps, la durée de récupération est égale au rapport du montant de l'investissement (1) à la moyenne des flux de trésorerie (revenus bruts) des années d'exploitation:

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

où

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

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



T_0 : démarrage exploitation.

Figure - 6 - 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.

6.0 LES FONDEMENTS DE L'ACTUALISATION

6.1 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.

6.1.1 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).

6.1.2 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:

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

Ce qui peut encore s'écrire:

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

6.1.3 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.

6.2 EXEMPLE DE CALCUL, VALEUR ACTUELLE ET REVENU ACTUALISE

6.2.1 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.

6.2.2 Calcul du revenu actualisé

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

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

6.2.3 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.

6.2.4 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.

6.2.5 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.

6.2.6 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.

ANNEXE 1
SYMBOLES UTILISES

a	= Accroissement annuel de la charge	[%]
a*	= Coefficient d'actualisation	[%]
A ₀	= Valeur actuelle d'une somme à l'année n	[FRS]
b	= Augmentation annuelle du coût de l'énergie, abstraction faite de l'inflation	[%]
B	= Grandeur auxiliaire définie par l'équation {16}	[-]
C	= Coefficient d'actualisation ou coefficient d'escompte psychologique	[-]
C	= Composante constante linéique du coût liée aux conditions de pose, etc.	[FRS/m]
CI	= Coût après installation de la longueur du câble	[FRS]
CI(S)	= Coût après installation d'un câble en fonction de sa section	[mm ²]
CI ₁	= Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure	[FRS]
CI ₂	= Coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure	[FRS]
CJ	= Valeur actualisée du coût des pertes par effet Joule pendant une durée de vie économique de N années	[FRS]
CT	= Coût total d'une liaison,	[FRS]
CT(S)	= Coût total d'une liaison en fonction de la section	[FRS]
d _c	= d _x = diamètre d'une âme circulaire équivalente de même section	[mm]
D	= Frais annuels de capacité de production annuelle pour couvrir les pertes électriques	[FRS/W.an]
D _c	= Diamètre extérieur du câble ou du fourreau	[m]
e	= Epaisseur de l'isolant	[mm]
F	= Grandeur auxiliaire définie par l'équation {10}	[FRS/W]
F _k	= Flux de trésorerie	[FRS]
F _m	= Flux de trésorerie d'une année d'exploitation moyenne	[FRS]
g	= Grandeur auxiliaire définie par l'équation {b}, annexe 4	[-]
i	= Taux d'actualisation, en faisant abstraction de l'inflation	[%]
I	= Montant de l'investissement	[FRS]
I _{max}	= Intensité du courant à la charge maximale au cours de la première année, c'est-à-dire valeur moyenne horaire la plus élevée	[A]

I_z	= Capacité de transport pour un échauffement maximal admissible de $\theta - \theta_a$, en utilisant la norme CEI 287	[A]
$I(t)$	= Intensité du courant en fonction du temps	[A]
k	= Rapport de l'élévation de température au-dessus de l'ambiante de la surface extérieure d'un câble (ou d'un fourreau) à l'élévation de température de l'âme au-dessus de l'ambiante en régime permanent	[-]
L	= Longueur du câble	[m]
L^*	= Profondeur de pose	[m]
M	= Facteur de capacité de transport cyclique	[-]
N	= Période couverte par les calculs financiers, également dénommée "durée de vie économique"	[année]
N_p	= Nombre de conducteurs de phase par circuit	[-]
N_c	= Nombre de circuits transportant une charge de même type et de même valeur	[-]
P	= Coût d'un kilowattheure au niveau de tension approprié	[FRS/Wh]
P_{av}	= Composante variable du coût liée à la section d'âme	[FRS/m. mm ²]
Q	= Coefficient prenant en compte l'accroissement de la charge, l'augmentation du coût de l'énergie pendant les N années et le taux d'actualisation	[-]
R	= Résistance linéique apparente de l'âme du câble en courant alternatif tenant compte des effets de peau et de proximité (y_p, y_s) et des pertes dans les écrans métalliques et l'armature (λ_1, λ_2)	[Ω /m]
R^*	= Valeur actuelle de l'échéancier considéré	[FRS]
R'	= Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service	[Ω / m]
R_0	= Résistance de l'âme en courant continu à 20 °C	[Ω / m]
$R(S)$	= Résistance linéique en courant alternatif d'une âme en fonction de sa section	[Ω / m]
R_1	= Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement inférieure	[Ω /m]
R_2	= Résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement supérieure	[Ω /m]
S	= Section de l'âme du câble	[mm ²]
S_{ec}	= Section économique de l'âme	[mm ²]
t	= Temps	[h]

T	= Temps de fonctionnement à pertes maximales par effet Joule = Nombre d'heures par année de fonctionnement au courant maximal I_{max} qu'il faudrait pour produire les mêmes pertes totales annuelles d'énergie que le courant de charge variable effectif	[h/année]
T₄	= Résistance thermique extérieure d'un seul câble ou fourreau	[K.m/W]
W	= Pertes totales par effets Joule par câble à la température maximale de fonctionnement	[W/M]
x_s	= Argument de la fonction de Bessel, utilisé dans le calcul de l'effet de peau	[-]
x_p	= Argument de la fonction de Bessel, utilisé dans le calcul de l'effet de proximité	[-]
y_p	= Facteur d'effet de proximité	[-]
y_s	= Facteur d'effet de peau	[-]
Y_i	= Coefficient proportionnel aux pertes, fonction du courant dans un câble entre les heures (i) et (i+1) précédant l'instant où la température de l'âme est la plus élevée	[-]
α₂₀	= Coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C	[1/K]
β	= Inverse du coefficient de température de la résistance électrique du matériau de l'âme, pour l'aluminium β = 228, pour le cuivre β = 234.4	[K]
β(i)	= Facteur d'approche de la température de la surface extérieure du câble (ou du fourreau) au temps (i) en heures, β(∞) = 1	[-]
Φ_i	= Fonction définie dans l'annexe 2; valeurs numériques données au tableau 10	[-]
γ	= Grandeur auxiliaire définie par l'équation {b}, annexe 4	[-]
Δ	= Année de récupération du capital investi	[an]
θ	= Température maximale de service de l'âme du câble	[°C]
θ_a	= Température ambiante	[°C]
θ_f	= Température de l'âme pendant la dernière année	[°C]
θ_m	= Température moyenne de service de l'âme du câble	[°C]
θ_s	= Température de l'âme pendant la première année, [°C];	
θ(∞)	= Elévation de la température de l'âme au-dessus de l'ambiante en régime permanent	[K]
ϑ₁	= Taux de rendement comptable (de l'investissement initial)	[%]
λ₁, λ₂	= Rapport des pertes totales dans les gaines métalliques et armures respectivement aux pertes totales des âmes (ou pertes dans une gaine ou armure aux pertes dans une âme)	[-]

μ	= Facteur de charge des pertes	[-]
τ	= Année de récupération du capital investit	[an]
ρ_{20}	= Résistivité de l'âme à 20 °C	[Ω / m]
ρ_T	= Résistivité thermique du sol	[K.m/W]

ANNEXE 2

FACTEUR DE CHARGE (IL)

ET

FACTEUR DE TRANSPORT CYCLIQUE (M)

(Tiré de la norme CEI 853-1)

1) Cycle de charge quelconque de forme connue

Le cycle de charge journalier est tout d'abord exprimé en 24 heures horaires en graduant son échelle de manière que sa valeur maximale soit égale à l'unité (voir figure 7 et 8). L'amplitude de chaque valeur horaire est ensuite élevée au carré pour donner 24 valeurs représentant le cycle des pertes par effet Joule du câble (voir figure 9). Cette courbe est alors exprimée en une série de variations en échelons conduisant à une courbe discontinue en créneaux ayant approximativement la valeur moyenne de la courbe originale (voir figure 10). On désigne par $Y_0, Y_1, Y_2, \dots, Y_5$ les ordonnées de la courbe en créneaux pour les six périodes horaires précédant l'instant où la température atteint sa valeur maximale. On notera que la méthode particulière adoptée pour le tracé des courbes de charge et des pertes suppose que les valeurs mesurées données dans l'exemple s'appliquent à des durées s'étendant une demi-heure avant et après chaque période d'observation. La détermination de l'instant où la température atteint sa valeur maximale est faite par examen en se rappelant que ce maximum apparaît généralement à la fin de la période où le courant est le plus élevé, mais que cela n'est pas toujours le cas. La température dépend également du niveau général de courant précédant cette période. Ainsi, dans l'exemple donné ci-après et aux figures 7 à 10, la température la plus élevée se produit à 17 [h], bien que le courant soit passé par sa valeur maximale à 8 [h].

Le facteur de charge des pertes (μ) est donné par:

$$\mu = \frac{1}{24} \sum_{i=0}^{23} Y_i \quad [-] \quad \{1\}$$

Le facteur de capacité de transport cyclique (M) est donné par:

$$M = \frac{1}{\left((1-k)Y_0 + k\{B + \mu[1 - \beta(\theta)]\} \right)^{1/2}} \quad [-] \quad \{2\}$$

où

$$B = Y_0\Phi_0 + Y_1\Phi_1 + Y_2\Phi_2 + Y_3\Phi_3 + Y_4\Phi_4 + Y_5\Phi_5 \quad [-] \quad \{3\}$$

où

- Y_i = Coefficient proportionnel aux pertes, fonction du courant dans un câble entre les heures (i) et (i+1) précédant l'instant où la température de l'âme est la plus élevée, [-];
- Φ_i = Fonction définie dans l'annexe 2; valeurs numériques données au tableau 14, [-];
- k = Rapport de l'élévation de température au-dessus de l'ambiante de la surface extérieure d'un câble (ou d'un fourreau) à l'élévation de température de l'âme au-dessus de l'ambiante en régime permanent, [-];
- μ = Facteur de charge des pertes, [-];
- $\beta(i)$ = Facteur d'approche de la température de la surface extérieure du câble (ou du fourreau) au temps (i) en heures, $\beta(\infty) = 1$, [-].

Les valeurs de Φ_0 à Φ_5 et de $[1 - \beta(6)]$ pour un câble enterré à 1 [m] de profondeur et une diffusivité thermique du sol de $0.5 \cdot 10^{-6}$ [m² / s] sont données dans le tableau 14. Ces valeurs peuvent être utilisées pour des profondeurs de câble ou de fourreau dans la gamme de 0.75 [m] à 1.5 [m] avec une erreur sur le facteur M généralement inférieure à 1.5 %.

$$k = \frac{WT_4}{\theta(\infty)} \quad [-] \quad \{4\}$$

où

- W = Pertes totales par effet Joule par câble à la température maximale de fonctionnement, [W/M];
- T_4 = Résistance thermique extérieure d'un seul câble ou fourreau, [K.m/W];
- $\theta(\infty)$ = élévation de la température de l'âme au-dessus de l'ambiante en régime permanent, [K].

Si les pertes diélectriques ne sont pas négligeables, $\theta(\infty)$ est alors défini comme l'élévation de la température de l'âme en régime permanent, due uniquement aux pertes par effet Joule, c'est-à-dire aux pertes W par unité de longueur du câble, calculées comme indiqué dans la norme CEI 287.

La résistance thermique extérieure (T_4) est donnée par:

i) Pour un seul câble ou un seul fourreau

$$T_4 = \frac{\rho_T}{2\Pi} \ln\left(\frac{4L^*}{D_e}\right) \quad [\text{K.m/W}] \quad \{5\}$$

où

- ρ_T = Résistivité thermique du sol, [K.m/W];
- L^* = Profondeur de pose, [m];
- D_e = Diamètre extérieur du câble ou du fourreau, [m].

ii) Pour des circuits isolés comportant trois câbles ou fourreau jointifs, disposés en trèfle ou en nappe

Voir CEI 287

La valeur du diamètre du câble ou du fourreau à utiliser pour obtenir les valeurs Φ_0 à Φ_5 et $[1 - \beta(6)]$ est celle d'un câble seul. On suppose ainsi qu'un groupe de câbles jointifs se comporte thermiquement comme une unité.

	Diamètre du câble ou diamètre extérieur du fourreau (m)						
	0.040	0.050	0.060	0.070	0.080	0.090	0.100
Φ_0	0.257	0.223	0.193	0.168	0.145	0.126	0.100
Φ_1	0.072	0.074	0.076	0.076	0.076	0.074	0.073
Φ_2	0.043	0.045	0.046	0.047	0.047	0.048	0.048
Φ_3	0.031	0.032	0.033	0.034	0.035	0.035	0.035
Φ_4	0.024	0.025	0.026	0.026	0.027	0.027	0.028
Φ_5	0.020	0.020	0.021	0.022	0.022	0.023	0.023
$1-\beta(6)$	0.553	0.581	0.605	0.627	0.638	0.667	0.684

Tableau - 14 - Valeurs de Φ_i et de $[1 - \beta(6)]$ pour un câble enterré à 1 [m] de profondeur

Exemple numérique

Soit un câble multiconducteur d'un diamètre extérieur de 0.06 [m] posé directement à une profondeur de 1 [m] dans un sol ayant une diffusivité de $0.5 \cdot 10^{-6}$ [m^2 / s] et une résistivité de 1.2 [K.m/W]. La température maximale de l'âme est de 70 [$^{\circ}C$] et la température du sol de 15 [$^{\circ}C$]. On suppose que la puissance dissipée est de 48.13 [W/m].

Le cycle de charge est donné par les valeurs du courant figurant dans le tableau 15.

$$\mu = \frac{0.091 + 0.061 + 0.052 + \dots + 0.360}{24} = 0.504, \text{ en utilisant l'équation \{1\}}$$

Le cycle en créneaux équivalent a été tracé dans sa totalité uniquement pour illustrer l'exemple. Les ordonnées nécessaires au calcul du facteur de capacité de transport

cyclique sont en gras dans le tableau 15. L'instant précis où la température atteint sa valeur maximale est 17 [h].

En prenant Y_i dans le tableau 11 et Φ_i dans le tableau 14.

	Y_i	Φ_i	$(Y_i\Phi_i)$
Y_0	0.992	0.193	0.1915
Y_1	0.728	0.076	0.0553
Y_2	0.640	0.046	0.0294
Y_3	0.596	0.033	0.0197
Y_4	0.593	0.026	0.0154
Y_5	0.796	0.021	<u>0.0167</u>
	$B = \sum Y_i\Phi_i =$		0.3280

Temps (h)	Courant (A)	Charge cyclique divisée par la charge la plus élevée	Valeur de Y_i	Numéro Y_i
0	151	0.302	0.091	Y17
1	124	0.247	0.061	Y16
2	114	0.227	0.052	Y15
3	116	0.232	0.054	Y14
4	118	0.235	0.056	Y13
5	123	0.246	0.061	Y12
6	145	0.290	0.084	Y11
7	300	0.600	0.360	Y10
8	500	1.000	1.000	Y9
9	475	0.950	0.902	Y8
10	470	0.940	0.884	Y7
11	455	0.910	0.828	Y6
12	446	0.892	0.796	Y5
13	385	0.770	0.593	Y4
14	386	0.772	0.596	Y3
15	400	0.800	0.640	Y2
16	427	0.853	0.728	Y1
17	498	0.996	0.992	Y0
18	427	0.853	0.728	Y23
19	395	0.790	0.624	Y22
20	370	0.740	0.548	Y21
21	370	0.740	0.548	Y20
22	361	0.722	0.521	Y19
23	300	0.600	0.360	Y18

Tableau - 15 - Tableau des valeurs de (I/I_{max}) et de Y_i . Ces valeurs sont portées sur les figures 7 à 10.

- B = 0.328, en utilisant l'équation {3};
- T₄ = 0.8 [K.m/W], en utilisant l'équation {5};
- W = 48.13 [W/m];
- θ_R(∞) = 55 [K];
- k = 0.7, en utilisant l'équation {4};
- [1-β(6)] = 0.605, extrait du tableau 11.

Ainsi en utilisant l'équation {2}:

$$M = \frac{1}{((1-0.7) \cdot 0.992 \cdot +0.7 \cdot \{0.328 + 0.504 \cdot 0.605\})^{1/2}} = 1.16$$

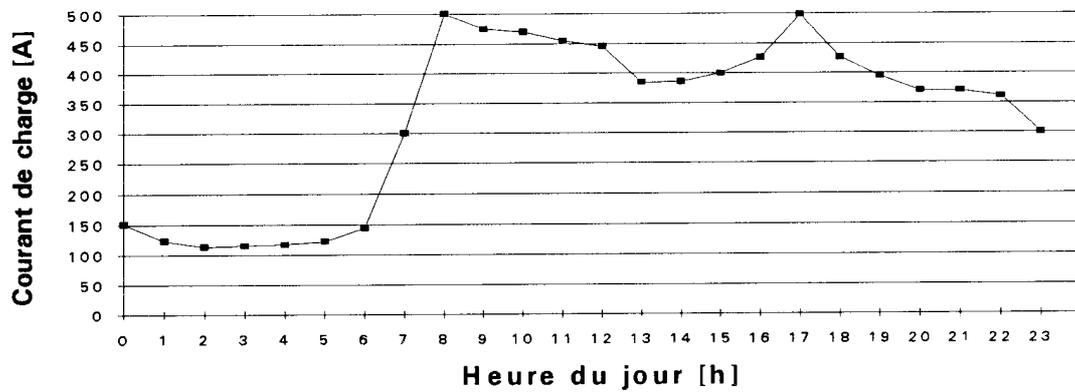


Figure - 7 - Cycle de charge

Figure - 8 - Charge cyclique divisée par la charge la plus élevée

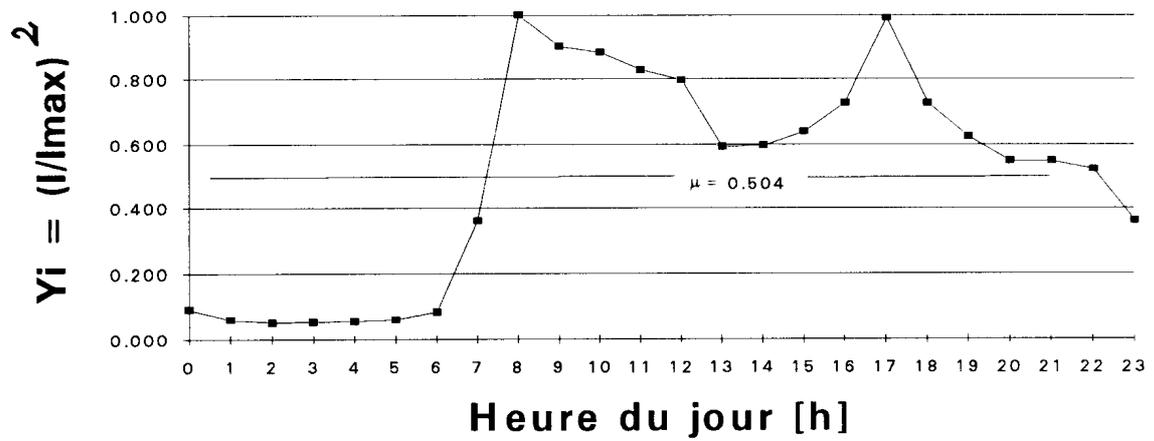


Figure - 9 - Cycle de charge des pertes

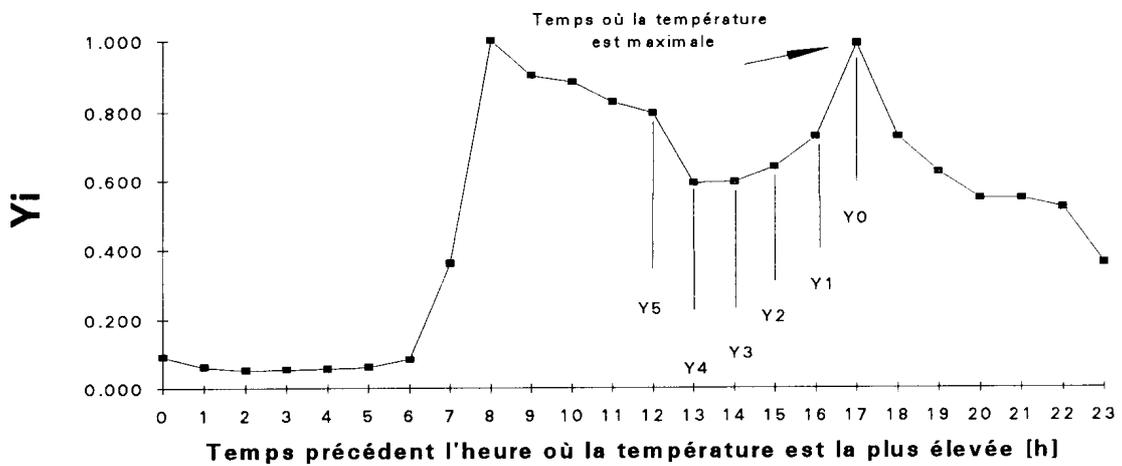


Figure - 10 - Fonction échelon équivalente au cycle de charge des pertes

ANNEXE 3

FACTEURS DE PEAU ET FACTEURS DE PROXIMITES

(Tiré de la norme CEI 287)

1) Résistance de l'âme en courant alternatif

La résistance linéique de l'âme en courant alternatif et à la température maximale de service est donnée par la formule suivante, sauf dans le cas des câbles en tuyau d'acier (voir paragraphe 3.5).

$$R = R' (1 + y_s + y_p) \quad [\Omega / m] \quad \{A\}$$

où:

- R = Résistance de l'âme en courant alternatif à la température maximale de service, [Ω / m];
- R' = Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service, [Ω / m];
- y_s = Facteur d'effet de peau, [-];
- y_p = Facteur d'effet de proximité, [-].

1.1) Résistance de l'âme en courant continu

La résistance linéique de l'âme, en courant continu et à la température maximale de service #, est donnée par:

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \quad [\Omega / m] \quad \{B\}$$

où:

- R_0 = Résistance de l'âme en courant continu à 20 [$^{\circ}\text{C}$], [Ω / m];
- α_{20} = Coefficient de variation à 20 [$^{\circ}\text{C}$] de la résistivité en fonction de la température (voir tableau 12 pour les valeurs de référence), [$1/\text{K}$];
- θ = Température maximale de service de l'âme du câble (celle-ci est déterminée d'après le type d'isolant utilisé), voir la spécification de la CEI appropriée ou les normes internationales, [$^{\circ}\text{C}$].

Remarque:

La valeur de R. doit être tirée directement de la norme CEI 228: "Ames des câbles isolés". Lorsque la dimension de l'âme n'est pas comprise dans la liste donnée dans la norme 228 de la CEI, la valeur de R. doit être choisie en accord avec le constructeur et acheteur. On doit calculer la résistance de l'âme en utilisant les valeurs des résistivités données dans le tableau 16.

Matériau	Résistivité (ρ) [ohm.m]	Coeff. de variation de la résist. électr. (α_{20}) [1/K]
<i>Ames</i>		
Cuivre	1.7241E-8	3.93E-3
Aluminium	2.8264E-8	4.03E-3
<i>Gaines et armures</i>		
Plomb et alliage	2.14E-8	4.00E-3
Acier	1.38E-7	4.50E-3
Bronze	3.50E-8	3.00E-3
Acier inoxydable	7.00E-7	Négligeable
Aluminium	2.84E-8	4.03E-3

Tableau - 16 - Résistivités électriques et coefficients de variation de la résistivité avec la température des métaux utilisés

Remarques:

La résistivité (ρ) est donnée pour une température de 20 [OC].

Le coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme (α_{20}) est donné pour une température de 20 [°C].

Les valeurs se rapportant au cuivre constituant les âmes sont prises dans la norme CEI 228: "Spécification internationale d'un cuivre type recuit."

Les valeurs se rapportant à l'aluminium constituant les âmes sont prises dans la norme

CEI 1 1 1: "Recommandation concernant la résistivité des fils en aluminium écroui dur industriel pour conducteurs électriques. "

1.2) Facteur d'effet de peau y_s

Le facteur d'effet de peau est donné par:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8 \cdot x_s^4} \quad [-] \quad \{C\}$$

où:

$$x_s^2 = \frac{8 \sqrt{f}}{R} \cdot 10^{-7} \cdot k_s \quad [-] \quad \{D\}$$

où:

- x_s = Argument de la fonction de Bessel, utilisé dans le calcul de l'effet de peau, [-];
- f = Fréquence du courant d'alimentation, [Hz];
- R' = Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service, [Ω / m];
- k_s = Facteur utilisé dans le calcul de x_s (effet de peau), [-].

Remarques:

Les valeurs de k_s sont données dans le tableau 17.

La formule ci-dessus est valable tant que x_s n'excède pas 2.8, ce qui est vrai dans la

majorité des cas.

En l'absence d'autres formules, il est recommandé d'utiliser les formules ci-dessus pour des âmes sectoriales ou ovales.

Tableau - 17 - Valeurs expérimentales généralement admises pour les coefficients k_8 et k_s , pour des âmes en cuivre

Remarque:

Bien qu'à présent aucun résultat expérimental s'appliquant tout particulièrement aux âmes câblées en aluminium n'ait été

approuvé, on recommande aux utilisateurs d'appliquer aux âmes en aluminium à couches concentriques les mêmes méthodes et les mêmes coefficients que ceux indiqués pour les âmes câblées en cuivre analogues. L'erreur sera du côté de la sécurité.

1.3) Facteur d'effet de proximité y_p , dans le cas de câbles bipolaires ou de deux câbles unipolaires

Le facteur d'effet de proximité est donné par:

$$y_p = \left(\frac{x_p^4}{192 + 0.8 * x_p^4} \right) * \left(\frac{d_c}{s} \right) * 2.9 \quad [-] \quad \{E\}$$

où:

$$x_p^2 = \frac{8 \Pi f}{R'} \cdot 10^{-7} \cdot k_p \quad [-] \quad \{F\}$$

où:

- x_p = Argument de la fonction de Bessel, utilisé dans le calcul de l'effet de proximité, [-];
- f = Fréquence du courant d'alimentation, [Hz];
- R' = Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service, [Ω / m];
- k_p = Facteur utilisé dans le calcul de x_p (effet de proximité), [-];
- s = Distance entre axes des âmes, [mm].

Remarques:

Les valeurs de k_p sont données dans le tableau 17.

La formule ci-dessus est valable tant que x_p n'excède pas 2.8, ce qui est vrai dans la majorité des cas.

1.4) Facteur d'effet de proximité y_p dans le cas de câbles tripolaires ou de trois câbles unipolaires

1.4.1) Câbles à âme circulaire

Le facteur d'effet de proximité est donné par:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0.8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s} \right) \cdot \left[0.312 \cdot \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^4}{192 + 0.8 \cdot x_p^4} + 0.27} \right] \quad [-] \quad \{G\}$$

où:

$$x_p^2 = \frac{8 \Pi f}{R'} \cdot 10^{-7} \cdot k_p \quad [-] \quad \{H\}$$

où:

- x_p = Argument de la fonction de Bessel, utilisé dans le calcul de l'effet de proximité, [-];
 f = Fréquence du courant d'alimentation, [Hz];
 R' = Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service, [Ω / m];
 k_p = Facteur utilisé dans le calcul de x_p (effet de proximité), [-];
 s = Distance entre axes des âmes, [mm].

Remarques:

Pour des câbles disposés en nappe, s est l'intervalle entre des phases adjacentes. Lorsque l'intervalle entre des phases adjacentes n'est pas égal, la distance utilisée sera $s = \sqrt{s_1 + s_2}$.

Les valeurs de k_p sont données dans le tableau 17.

La formule ci-dessus est valable tant que x_p n'excède pas 2.8, ce qui est vrai dans la majorité des cas.

1.4.2) Câbles à âmes sectoriales

Dans le cas de câbles à plusieurs conducteurs à âmes sectoriales, la valeur de y_p sera les deux tiers de la valeur calculée au paragraphe 3.4.1,

avec:

- d_c = d_x = Diamètre d'une âme circulaire équivalente de même section, [mm];
 s = $(d_x + e)$, [mm];
 e = Epaisseur de l'isolant, [mm].

Remarques:

Les valeurs de k_p sont données dans le tableau 17.

La formule ci-dessus est valable tant que x_p n'excède pas 2.8, ce qui est vrai dans la majorité des cas.

1.5) Effets de peau et de proximité dans le cas des câbles en tuyau d'acier

Pour des câbles en tuyau, les effets de peau et de proximité calculés aux paragraphes 1.2, 1.3 et 1.4 devront être multipliés par un facteur égal à 1.7. Pour ces câbles:

$$R = R' \cdot [1 + 1.7(y_s + y_p)] \quad [\Omega / m] \quad \{I\}$$

où:

- R = Résistance de l'âme en courant alternatif à la température maximale de service, [Ω / m];
- R' = Résistance de l'âme en courant continu à la température maximale de service, [Ω / m];
- y_s = Facteur d'effet de peau, [-];
- y_p = Facteur d'effet de proximité, [-].

ANNEXE 4

ESTIMATION DE LA TEMPERATURE MOYENNE ET DE LA RESISTANCE DES ÂMES

1) Méthodes destinées à l'estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes

Il est pratique et d'habitude assez précis, d'admettre que la résistance de l'âme reste constante pendant la durée de vie du câble. Une formule simple d'évaluation de la température de fonctionnement de l'âme et, en conséquence, de sa résistance, est donnée au paragraphe 1. Elle est basée sur des observations de résultats de calculs selon lesquels l'élévation de la température moyenne de fonctionnement d'une âme de section économique, pendant la durée de la vie économique du câble, est d'environ un tiers de son échauffement maximal admissible au plan thermique.

Pour l'exemple utilisé, les erreurs sur la section d'âme et les coûts totaux, par suite de l'utilisation de cette évaluation, ne sont pas supérieures à 2% environ. Cependant, des erreurs plus importantes peuvent se produire lorsque la combinaison des coûts après installation, des coûts de pertes et l'augmentation de la charge conduisent pendant les dernières années de la période économique à des températures d'âme avoisinant les valeurs maximales admissibles.

En général une valeur plus précise de la résistance des âmes influe sur le choix d'une section d'âme économique uniquement dans ces cas limites. Il y a peut être des situations où une meilleure précision pour le coût des pertes d'énergie est requise et un effort supplémentaire acceptable.

Si on désire une précision plus grande dans certains cas particuliers, des valeurs plus exactes pour la température et la résistance des âmes peuvent être déterminées en utilisant comme point de départ, la section d'âme ou la fourchette des intensités de courant économiques obtenues au moyen de l'estimation simple de la température proposée cidessous.

2) Formules pour la détermination de la température moyenne et de la résistance moyenne de l'âme

On peut obtenir la température de l'âme comme moyenne des valeurs pendant la première année et la dernière année d'une période économique, à partir de:

$$\theta_m = \frac{\theta_s + \theta_f}{2} = \frac{\beta + \theta_a}{2} \cdot \left[\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right] - \beta \quad [^{\circ}\text{C}] \quad \{a\}$$

où

- θ_s = Température de l'âme pendant la première année, [$^{\circ}\text{C}$];
 θ_f = Température de l'âme pendant la dernière année, [$^{\circ}\text{C}$];
 θ_a = Température ambiante, [$^{\circ}\text{C}$];
 β = Inverse du coefficient de température de la résistance électrique du matériau de l'âme, pour l'aluminium $\beta = 228$, pour le cuivre $\beta = 234.4$, [K].

$$\gamma = \left[\frac{I_{\max}}{I_z} \right]^2 \cdot \left[\frac{\theta - \theta_a}{\beta + \theta} \right] \quad [-] \quad \{b\}$$

où

- I_{\max} = Intensité du courant à la charge maximale pendant la première année, [A];
 I_z = Capacité de transport pour un échauffement maximal admissible de $\theta - \theta_a$, en utilisant la norme CEI 287, [A];
 θ = Température maximale admissible de l'âme, [$^{\circ}\text{C}$];
 g = $\left(1 + \frac{a}{100}\right)^{2(N-1)}$, [-];
 a = Accroissement annuel de I_{\max} , [%];
 N = Durée de la période économique, [année].

La résistance moyenne de l'âme, considérée comme une moyenne des valeurs pendant les premières et dernières années est:

$$R_m = \frac{R_{20}}{2} \cdot \left(\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - \gamma} + \frac{1}{1 - g\gamma} \right) \quad [\Omega / m] \quad \{c\}$$

La valeur de R_m peut être remplacée directement dans les équations {11}, {12} et {13}.

On peut utiliser de la même façon l'équation suivante pour obtenir une valeur de la résistivité moyenne ρ_m qui peut remplacer $\rho_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]$ dans les équations {15} et {18}:

$$\rho_m = \frac{\rho_{20}}{2} \cdot \left[\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right] \cdot \left[\frac{1}{1 - \gamma} + \frac{1}{1 - g\gamma} \right] \quad [\Omega.m] \quad \{d\}$$

3) Application à la détermination d'une fourchette d'intensité de courants économiques (voir 3.4. 1)

Cette application est basée sur l'exemple de 3.5.3.

On considère la fourchette d'intensité de courant déterminée pour une âme de 240 [MM²], et on suppose que 1(1) et 1(2) sont les limites inférieure et supérieure de cette fourchette, obtenues par la simple estimation de la température de l'âme. Dans l'exemple, 1(1) = 93 [A] et 1(2) = 122 [A].

Les données suivantes sont nécessaires pour les trois sections d'âmes concernées:

Section [mm ²]	R20 [ohm/km]	CI [FRS/m]	I _z (*) [A]	I _{max,z} = I _z x M (**) [A]
185	0.181	Fr. 27.04	328	380
240	0.140	Fr. 32.69	382	443
300	0.114	Fr. 38.85	429	498

Tableau - 18 - *Données sur les câbles*

(*) Voir paragraphe c) de 3.5.3.

(**) Le facteur de capacité de transport cyclique M = 1.16, (voir 3.5.2).

De 3.5.2 on tire:

$$F = 15.8271$$

Le procédé de réévaluation des températures de fonctionnement et de la résistance de l'âme pour la limite supérieure de la fourchette d'intensité de courant pour une âme de 240 [mm²] est le suivant.

On détermine la grandeur auxiliaire, à partir de:

$$\gamma(240) = \left(\frac{122}{382}\right)^2 \cdot \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0.01987 \quad [-] \quad (\text{équation } \{b\})$$

où la valeur de 122 [A] était tirée du calcul initial de 3.5.3 en utilisant l'évaluation simple pour θ_m .

L'augmentation de pertes de puissance due à l'accroissement de la charge est:

$$g = [1 + (a/100)]^{2(N-1)} = 3.1536$$

d'où $g\gamma(240) = 3.1536 \times 0.01987 = 0.06266$.

L'évaluation améliorée de la résistance de l'âme de 240 [mm²] est alors obtenue à partir de:

$$R_m(240) = \left(\frac{0.1296}{2}\right) \cdot \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \cdot \left(\frac{1}{1-0.01987} + \frac{1}{1-0.06266}\right) = 0.1354 [\Omega / \text{km}]$$

(équation {c})

Pareillement, pour l'âme de 300 [mm²]:

$$\gamma(300) = \left(\frac{122}{429}\right)^2 \cdot \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0.01575 \quad [-] \quad (\text{équation \{b\}})$$

et

$$g\gamma(300) = 3.1536 \cdot 0.01575 = 0.04968$$

alors,

$$R_m(300) = \left(\frac{0.1053}{2}\right) \cdot \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \cdot \left(\frac{1}{1-0.01575} + \frac{1}{1-0.04968}\right) = 0.1089 [\Omega / \text{km}]$$

(équation {c})

La limite supérieure révisée du courant est donc:

$$I(2) = \sqrt{\frac{500 \cdot (168.85 - 162.69) \cdot 1000}{15.8271 \cdot 500 \cdot (0.1354 - 0.1089)}} = 121 \quad [\text{A}] \quad (\text{équation \{12\}})$$

La différence avec la valeur initiale de 122 [A] est dans la limite des erreurs dues à l'arrondissement des nombres et parce que les températures des deux âmes ont été corrigées par environ la même quantité. Le choix d'une section d'âme de 300 [MM²] pour une charge maximale de 160 [A] pour le premier tronçon de la liaison n'est pas affecté.

Un calcul similaire peut être fait pour la limite inférieure.

Le coût total CT, obtenu par le calcul initial était 107'520 FRS (voir 3.5.3 paragraphe b); on peut maintenant obtenir un coût basé sur la valeur plus précise de la résistance de l'âme de 300 [MM²].

Pour la valeur du courant de charge maximal, $I_{\max} = 160$ [A], la grandeur auxiliaire est:

$$\gamma(300) = \left(\frac{160}{429}\right)^2 \cdot \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0.02710 \quad [-] \quad (\text{équation \{b\}})$$

$$g\gamma(300) = 3.1536 \cdot 0.02710 = 0.08545 \quad [-]$$

de sorte que:

$$R_m(300) = \left(\frac{0.1296}{2}\right) \cdot \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \cdot \left(\frac{1}{1-0.02710} + \frac{1}{1-0.08545}\right) = 0.1375 \text{ } [\Omega / \text{km}]$$

(équation {c})

$$CT = (168.85 \cdot 500) + \left\{ 160^2 \cdot \frac{0.1375}{1000} \cdot 15.8271 \cdot 500 \right\} = 84'425 + 27'855 = 112'280 \text{ } [\text{FRS}]$$

Lorsque l'on compare ce résultat au coût de 107'520 [FRS] obtenu pour cet exemple par un processus plus simple, on peut constater que la réduction est d'environ 4%.

4) Application à la détermination d'une section économique d'âme (voir 3.4.2)

Pour cette application, on a pris les valeurs numériques de l'exemple de 1.5.4.

L'exemple de 3.5.4, après les corrections pour le facteur de résistance en courant alternatif, B, indique que la section la plus économique est de 269 [MM2], qui est

légèrement plus proche de la section d'âme normalisée de 240 [mm2] que de celle de 300 [mm2].

On peut faire maintenant une réévaluation de cette section d'âme en corrigeant sa résistance. Les données se rapportant à une âme de 240 [MM2] sont déjà fournies dans cette annexe sous 2). Le courant à transporter est de 160 [A].

$$\gamma(240) = \left(\frac{160}{429}\right)^2 * \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0.02710 \quad [-] \quad (\text{équation \{b\}})$$

$$g\gamma(240) = 3.1536 * 0.0270 = 0.08545 \quad [-]$$

La nouvelle valeur de la résistivité, corrigée pour la température, est donnée par:

$$\rho_m = \frac{30.3 \cdot 10^{-9}}{2} \cdot \left[\frac{228+20}{228+20} \right] \cdot \left[\frac{1}{1-0.02710} + \frac{1}{1-0.08545} \right] = 32.13 \cdot 10^{-9} \text{ } [\Omega \cdot \text{m}]$$

(équation{d})

Et la section d'âme la plus économique est:

$$S_{ec} = 1000 \cdot \left[\frac{160^2 \cdot 15.8271 \cdot 32.13 \cdot 10^{-9} \cdot 1.057}{0.2} \right]^{0.5} = 262 \text{ } [\text{mm}^2]$$

(équation {18})

Ce léger changement rapproche un peu S_{ec} de la valeur normalisée de 240 [mm²].

Le coût total pour un câble de 240 [mm²] de section d'âme sera le même que celui déjà calculé dans cette annexe, paragraphe 2).

La température moyenne de l'âme de 240 [mm²] pendant la vie économique du câble est:

$$\theta_m = \frac{228+20}{2} \cdot \left[\frac{1}{1-0.02710} + \frac{1}{1-0.08545} \right] - 228 = 35.0 \text{ } [^{\circ}\text{C}] \text{ } (\text{équation}\{a\})$$

ANNEXE5

TABELLES POUR LES CALCULS ECONOMIQUES

- 89 -

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	0,990	0,980	0,970	0,961	0,952	0,943	0,934	0,925	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,869	0,862	0,854	0,847	0,840	0,833	0,819	0,800	0,769	0,714	0,667
2	0,980	0,961	0,942	0,924	0,907	0,890	0,873	0,857	0,841	0,826	0,811	0,797	0,783	0,769	0,756	0,743	0,730	0,718	0,706	0,694	0,679	0,640	0,591	0,510	0,444
3	0,970	0,942	0,915	0,889	0,863	0,839	0,816	0,793	0,772	0,753	0,731	0,711	0,693	0,675	0,657	0,640	0,624	0,608	0,594	0,579	0,557	0,510	0,455	0,364	0,296
4	0,960	0,923	0,885	0,858	0,822	0,792	0,763	0,735	0,708	0,680	0,653	0,627	0,603	0,581	0,561	0,542	0,524	0,507	0,491	0,475	0,451	0,406	0,350	0,260	0,197
5	0,951	0,905	0,862	0,821	0,783	0,743	0,713	0,680	0,649	0,620	0,593	0,567	0,543	0,521	0,500	0,480	0,462	0,445	0,429	0,413	0,370	0,327	0,269	0,185	0,137
6	0,942	0,880	0,837	0,793	0,746	0,705	0,666	0,630	0,596	0,564	0,534	0,506	0,480	0,455	0,433	0,414	0,398	0,382	0,366	0,350	0,307	0,262	0,207	0,138	0,087
7	0,932	0,870	0,813	0,759	0,710	0,661	0,622	0,583	0,547	0,513	0,481	0,453	0,425	0,398	0,375	0,353	0,337	0,321	0,305	0,289	0,246	0,199	0,154	0,094	0,065
8	0,923	0,855	0,794	0,730	0,676	0,627	0,580	0,540	0,501	0,465	0,433	0,403	0,376	0,356	0,336	0,319	0,303	0,287	0,271	0,255	0,212	0,165	0,120	0,078	0,050
9	0,914	0,836	0,766	0,702	0,646	0,591	0,543	0,502	0,464	0,424	0,390	0,360	0,332	0,307	0,284	0,263	0,246	0,230	0,214	0,200	0,156	0,109	0,074	0,044	0,026
10	0,905	0,820	0,741	0,675	0,619	0,563	0,516	0,475	0,436	0,400	0,368	0,340	0,314	0,290	0,268	0,248	0,231	0,215	0,200	0,185	0,141	0,094	0,060	0,036	0,017
11	0,896	0,803	0,724	0,658	0,592	0,536	0,489	0,448	0,410	0,374	0,342	0,316	0,290	0,268	0,247	0,229	0,213	0,197	0,182	0,167	0,123	0,076	0,042	0,018	0,009
12	0,887	0,785	0,704	0,638	0,572	0,516	0,469	0,428	0,390	0,354	0,322	0,296	0,270	0,248	0,228	0,211	0,195	0,180	0,165	0,150	0,106	0,060	0,026	0,014	0,007
13	0,878	0,773	0,681	0,606	0,530	0,464	0,417	0,376	0,338	0,302	0,270	0,244	0,218	0,196	0,178	0,162	0,146	0,131	0,116	0,101	0,057	0,022	0,009	0,005	0,001
14	0,870	0,759	0,661	0,575	0,500	0,434	0,387	0,346	0,308	0,272	0,240	0,214	0,188	0,166	0,148	0,132	0,116	0,101	0,086	0,071	0,027	0,014	0,008	0,004	0,002
15	0,861	0,743	0,641	0,555	0,480	0,414	0,367	0,326	0,288	0,252	0,220	0,194	0,168	0,146	0,128	0,112	0,096	0,081	0,066	0,051	0,007	0,014	0,008	0,004	0,002
16	0,852	0,728	0,623	0,537	0,462	0,396	0,349	0,308	0,270	0,234	0,202	0,176	0,150	0,128	0,110	0,094	0,079	0,064	0,049	0,034	0,003	0,010	0,004	0,001	0,000
17	0,844	0,714	0,605	0,519	0,444	0,378	0,331	0,290	0,252	0,216	0,184	0,158	0,132	0,110	0,094	0,078	0,063	0,048	0,033	0,018	0,001	0,007	0,001	0,000	0,000
18	0,836	0,702	0,587	0,496	0,421	0,355	0,308	0,267	0,229	0,193	0,161	0,135	0,109	0,087	0,071	0,055	0,040	0,025	0,010	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,827	0,684	0,567	0,476	0,399	0,333	0,286	0,245	0,207	0,171	0,139	0,113	0,087	0,065	0,049	0,034	0,019	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,819	0,670	0,553	0,462	0,385	0,319	0,272	0,231	0,194	0,158	0,126	0,100	0,074	0,052	0,036	0,021	0,006	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,811	0,659	0,542	0,451	0,374	0,308	0,261	0,220	0,183	0,147	0,115	0,089	0,063	0,041	0,025	0,010	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	0,803	0,646	0,529	0,438	0,361	0,295	0,248	0,207	0,170	0,134	0,102	0,076	0,050	0,028	0,012	0,007	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,795	0,634	0,507	0,416	0,339	0,273	0,226	0,185	0,148	0,112	0,080	0,054	0,028	0,012	0,007	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24	0,787	0,621	0,494	0,403	0,326	0,260	0,213	0,172	0,135	0,099	0,067	0,041	0,015	0,009	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25	0,779	0,605	0,478	0,387	0,310	0,244	0,197	0,156	0,119	0,083	0,051	0,025	0,009	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26	0,770	0,597	0,469	0,378	0,301	0,235	0,188	0,147	0,110	0,074	0,042	0,016	0,010	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	0,764	0,585	0,457	0,366	0,289	0,223	0,176	0,135	0,098	0,062	0,030	0,014	0,009	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,756	0,574	0,446	0,355	0,278	0,212	0,165	0,124	0,087	0,051	0,019	0,013	0,008	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,749	0,563	0,435	0,344	0,267	0,201	0,154	0,113	0,076	0,040	0,008	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	0,741	0,551	0,417	0,326	0,249	0,183	0,136	0,095	0,058	0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
31	0,736	0,542	0,400	0,309	0,232	0,166	0,119	0,078	0,041	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
32	0,727	0,530	0,388	0,287	0,210	0,144	0,097	0,056	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
33	0,720	0,520	0,370	0,270	0,193	0,127	0,080	0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
34	0,713	0,510	0,360	0,260	0,183	0,117	0,070	0,029	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
35	0,705	0,500	0,350	0,250	0,173	0,107	0,060	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
36	0,698	0,490	0,340	0,240	0,163	0,097	0,050	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
37	0,690	0,480	0,330	0,230	0,153	0,087	0,040	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
38	0,682	0,470	0,320	0,220	0,143	0,077	0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
39	0,674	0,460	0,310	0,210	0,133	0,067	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40	0,671	0,452	0,306	0,206	0,129	0,063	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
41	0,654	0,435	0,280	0,192	0,115	0,057	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
42	0,639	0,410	0,264	0,172	0,105	0,047	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
43	0,630	0,402	0,254	0,162	0,095	0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
44	0,620	0,394	0,244	0,152	0,085	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
45	0,610	0,386	0,236	0,144	0,077	0,023	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
46	0,600	0,378	0,228	0,136	0,069	0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

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

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	0,940	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,928	0,921	0,915	0,909	0,903	0,897	0,891	0,885	0,879	0,873	0,867	0,861	0,855	0,849	0,843	0,837	0,831	0,825	0,819
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	1,224	1,111	1,007
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	1,265
4	3,902	3,808	3,713	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	1,605	1,407
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	1,507
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	3,784	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326	3,167	2,951	2,643	2,168	1,824	1,555
7	6,728	6,472	6,230	6,002	5,786	5,580	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,810	3,706	3,605	3,416	3,161	2,802	2,263	1,883	1,582
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	1,582
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	1,582
10	9,471	8,983	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,888	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	1,582
11	10,368	9,757	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	1,977	1,582
12	11,255	10,575	9,954	9,385	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	1,582
13	12,134	11,348	10,635	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,422	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	1,582
14	13,004	12,106	11,296	10,563	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	5,999	5,724	5,474	5,248	5,036	4,836	4,647	4,316	3,824	3,249	2,478	1,993	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
19	17,226	15,678	14,324	13,134	12,085	11,158	10,336	9,604	8,950	8,365	7,839	7,366	6,938	6,550	6,198	5,877	5,584	5,316	5,070	4,843	4,442	3,942	3,311	2,496	1,999	1,582
20	18,046	16,351	14,877	13,590	12,462	11,470	10,594	9,818	9,129	8,514	7,963	7,469	7,025	6,623	6,259	5,929	5,628	5,353	5,101	4,870	4,460	3,954	3,316	2,497	1,999	1,582
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	5,665	5,384	5,127	4,891	4,476	3,963	3,320	2,498	2,000	1,582
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	6,739	6,351	6,011	5,723	5,461	5,149	4,909	4,488	3,970	3,323	2,498	2,000	1,582
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	5,752	5,482	5,167	4,925	4,509	3,976	3,325	2,499	2,000	1,582
24	21,243	18,914	16,936	15,247	13,799	12,550	11,469	10,529	9,707	9,085	8,348	7,784	7,283	6,835	6,434	6,073	5,746	5,451	5,132	4,937	4,509	3,981	3,327	2,499	2,000	1,582
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	5,145	4,948	4,514	3,985	3,329	2,499	2,000	1,582
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	6,906	6,491	6,118	5,783	5,480	5,206	4,956	4,520	3,988	3,330	2,500	2,000	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
33	27,990	23,989	20,766	18,148	16,003	14,230	12,754	11,514	10,464	9,589	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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	1,582
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	7,100	6,638	6,231	5,869	5,547	5,257	4,996	4,544	3,999	3,333	2,500	2,000	1,582
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	1,582
41	33,508	27,807	23,422	20,000	17,299	15,174	13,400	12,000	10,788	9,800	9,000	8,255	7,639	7,110	6,646	6,235	5,873	5,549	5,259	4,998	4,545	3,999	3,333	2,500	2,000	1,582
42	34,176	28,259	23,729	20,196	17,423	15,295	13,462	12,007	10,813	9,817	9,017	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	1,582
43	34,840	28,711	24,027	20,389	17,546	15,406	13,524	12,014	10,841	9,833	9,033	8,270	7,654	7,118	6,650	6,241	5,875	5,551	5,261	4,999	4,545	4,000	3,333	2,500	2,000	1,582
44	35,500	29,163	24,319	20,580	17,657	15,517	13,586	12,021																		

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 Drucklüfterzeugung und Verteilung	F. Münst	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.--	
Energierrelevante 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 Verbrauchsscharakteristik	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 WVP- 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/Haustechnik.	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 – 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 – 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 – 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.