



REVUE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

N°13

Edition Novembre 2005

LE MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ: POURQUOI? COMMENT?



La centrale de Tyna mise en service en juin 2004



La centrale de Feriana mise en service en juin 2005



La centrale de Goulette mise en service en juillet 2005

Les trois dernières-nées de la STEG

Pour renforcer son réseau de transport de production national, la STEG a mis en service, ces deux dernières années, trois centrales à turbine à gaz à Tyna (Gouvernorat de Sfax), à Feriana (Gouvernorat de Kasserine) et à Goulette II (Gouvernorat de Tunis) d'une puissance installée de 120 MW chacune et fonctionnant au gaz naturel et au fuel. Ces trois sœurs jumelles viennent s'ajouter à un parc de 20 centrales de production et de génération de l'électricité (cycles combinés, turbines à vapeur, turbine à gaz, hydraulique et éolien) fonctionnant à un niveau de performance optimal.

SOMMAIRE

N°13- EDITION NOVEMBRE 2005



ÉDITORIAL: LE MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ : POURQUOI ? COMMENT ?	2
SYNTHESE DE LA CONFERENCE: POUR UN MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ	4
POTENTIEL D'EFFICACITE ELECTRIQUE: STRATEGIE ET PERSPECTIVES	8
LES AGRESSIONS SUR LES RESEAUX STEG DANS LE GRAND TUNIS	14
LES LOGICIELS LIBRES	17
LE SECTEUR HÔTELIER LA SALUTAIRE CONVERSION AU GAZ NATUREL	23
LE NUCLÉAIRE: CONTRAINTES ET OPPORTUNITÉS POUR LA PRODUCTION SIMULTANÉE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'EAU POTABLE	28
METHODOLOGIES POUR L'OPTIMISATION DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES	35
RESOLUTION DU DISFONCTIONNEMENT DES INDICATEURS LUMINEUX DE DEFAUTS SUR LE RESEAU SOUTERRAIN 30 KV	40
BIEN MAITRISER LA PEDAGOGIE POUR REUSSIR LE METIER DE FORMATEUR ET DEVELOPPER LES COMPETENCES DES PROFESSIONNELS	47
PROJET ALPHA-HARMONISATION ET OUVERTURE DES APPLICATIONS DE LA GESTION DE LA CLIENTELE	52
POSITIONNEMENT TECHNOLOGIQUE INFORMATIQUE À LA STEG	58
NOUVEAUTÉS TECHNOLOGIQUES	64

EDITORIAL

LE MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ : POURQUOI ? COMMENT ?

Monsieur Othman BEN ARFA
PRESIDENT- DIRECTEUR GENERAL



La Tunisie a eu le plaisir d'accueillir les 25 et 26 avril 2005, une conférence organisée à l'initiative d'Eurelectric, Medelec et Comelec sur les objectifs et les perspectives du marché euro-maghrébin de l'électricité.

Ce débat se situe en particulier dans le cadre de la signature en décembre 2003 d'un Protocole d'Accord par les ministres en charge de l'énergie de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie et par la Commission Européenne, visant l'intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne, avec la possibilité pour la Libye qu'elle soit associée au processus. La conférence a réuni pour la première fois l'ensemble des acteurs concernés de la région euro-maghrébine: représentants des gouvernements, de la Commission Economique Européenne, des entreprises d'électricité, des opérateurs et des régulateurs.

Comme préalable à ce marché, les interconnexions sont déjà assez développées entre les pays du Maghreb. L'interconnexion avec la rive Nord se limite cependant pour le moment, à celle reliant l'Espagne au Maroc.

En terme de disponibilité d'énergie primaire pour la production d'électricité, le Maroc importe presque la totalité de ses besoins en énergie, l'Algérie est un producteur majeur de gaz naturel et un acteur important sur le marché euro-maghrébin du gaz et la Tunisie est un importateur net de gaz qui dispose toutefois de ressources contribuant à couvrir environ 60% de ses besoins.

Il ressort de ces différents points que le marché euro-maghrébin de l'électricité est confronté à un certain nombre de défis qui requièrent des adaptations et des changements.

Pour bien accomplir ces changements, il serait nécessaire d'identifier les besoins profonds motivant de tels changements. Nous citons à titre d'exemple les principales questions suivantes :

- Faire face à la croissance des besoins de financement des investissements

La période des années 90 a connu en particulier la promotion des IPP pour les investissements de production d'électricité. Les résultats mitigés de cette expérience au niveau international, ont fait que de moins en moins de projets font appel à cette formule pour promouvoir désormais l'ouverture sans garantie de marché.

- Bénéficier de l'ouverture des marchés :

L'ouverture du marché pour les investisseurs revient à permettre à tout investisseur indépendant, autre que l'opérateur historique, de s'installer dans un pays donné sans garantie

de marché. Nous nous posons la question de savoir dans quelle mesure la taille de chacun des marchés des pays du Maghreb, d'une part, et les engagements à long terme pris à l'heure actuelle dans le cadre des IPP d'autre part, s'accommodent-ils avec une telle formule ?

- Faire une meilleure utilisation du potentiel régional d'échange d'électricité

Les pays de la région du Maghreb se sont toujours échangés de l'électricité. Cependant, pour différentes raisons, ces échanges ont été en deçà des capacités effectives. Ils ont la plupart du temps visé des échanges à bilan nul et les contrats d'échange sur une base commerciale ont été limités.

En ce qui concerne les échanges euro-maghrébins, à ce jour, seule une interconnexion est en service entre le Maroc et l'Espagne. Cela a permis au Maroc, et dans une moindre mesure à l'Algérie, de faire des échanges avec le marché ibérique. Toutefois, la Tunisie est excentrée par rapport à cette liaison.

La réalisation d'interconnexions avec la rive Sud de l'Europe et particulièrement avec l'Italie demeure donc un préalable nécessaire pour tout échange substantiel avec l'Union Européenne

- Concilier entre ouverture des marchés, bénéfice des échanges régionaux et sécurité d'approvisionnement

Indéniablement, le potentiel des échanges régionaux est important. Ces échanges peuvent se développer dans le cadre de contrats entre opérateurs historiques ou à travers l'ouverture des marchés des clients importants appelés aussi clients éligibles.

Cependant, bien qu'échangée au sein d'un espace économique de plus en plus ouvert et de plus en plus vaste, l'électricité reste, de par sa spécificité, très vulnérable en matière de continuité de fourniture et de sécurité d'approvisionnement.

Cette sécurité doit-elle être assurée au niveau national ou à un niveau sous-régional et jusqu'à quelle limite un pays donné peut-il dépendre de ses voisins pour son approvisionnement ? La question mérite à notre avis d'être débattue.

Nous pensons que la stratégie à adopter ne peut pas se limiter à transposer au niveau du Maghreb une législation européenne conçue pour d'autres conditions et pour un autre contexte. Il serait plus opportun de concevoir des règles adaptées à la taille du marché et au stade de développement des pays maghrébins.

Notre souhait est de voir se développer dans la région non pas une ouverture formelle du marché, biaisée par l'absence de conditions réelles de concurrence, mais une ouverture active basée sur un partenariat régional, en particulier en matière d'investissement dans des projets conjoints et régionaux, aussi bien d'interconnexion que de production d'électricité.

Pour réussir, la réalisation de ces projets conjoints devrait être animée par la volonté de créer des situations de gagnant-gagnant pour chacun des partenaires de la région.

Cet édifice se doit d'être érigé sur des fondations solides émanant de besoins, et répondant à des aspirations et à des réalités régionales, et intégrant les contraintes des exigences d'un service public ainsi que le besoin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité pour chaque pays.

En conclusion, en participant à cette conférence, nous avons eu l'agréable surprise d'assister à un débat franc et constructif entre les différents intervenants, loin de la langue de bois et du discours protocolaire. Il y avait une volonté commune de renforcer la coopération régionale, mais il y avait aussi un souci réel de comprendre et d'apprendre de l'expérience relativement récente de l'ouverture du marché de l'électricité en Europe, et de tenir compte des contraintes techniques et des spécificités nationales et sous-régionales. Puisse cette manière sage de discuter de notre avenir commun perdurer dans le futur.

Synthèse des travaux de la conférence du 25 et 26 Avril 2005

POUR UN MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ

Ahmed OUNALLI,*Directeur, Groupe d'Etudes Stratégiques*

La conférence sur le «marché euro-maghrébin de l'électricité» a été organisée conjointement par l'Union Européenne des Sociétés d'Electricité (EURELECTRIC), l'Union des Sociétés Méditerranéennes d'Electricité (MEDELEC), le Comité Maghrébin de l'Electricité (COMELEC) et par la STEG en particulier en tant que présidente actuellement du COMELEC.

Mr Le ministre de l'Industrie, de l'Energie et des Petites et Moyennes Entreprises en a assuré l'ouverture.

Comme son titre l'indique, cette conférence a analysé les bénéfices d'échanges plus importants d'électricité entre l'Europe et les pays du Maghreb d'une part, et entre les pays maghrébins d'autre part.

Les différents volets de cette question ont été discutés en cinq sessions. Ils ont porté respectivement sur les thèmes suivants dont une première synthèse est présentée.

1. LES OBJECTIFS ET LES POLITIQUES DES REPRÉSENTANTS DES GOUVERNEMENTS POUR LA MISE PLACE D'UN TEL MARCHÉ.

Les intervenants ont essayé de répondre à la question de savoir pourquoi instituer un tel marché ?

La question des conditions de création d'un marché maghrébin de l'électricité a été déjà posée depuis longtemps au sein du COMELEC. L'idée s'est matérialisée au début des années 90 par les premiers échanges commerciaux entre opérateurs nationaux, mais à un niveau inférieur aux possibilités techniques.

La constitution du marché euro-maghrébin de l'électricité s'inscrit dans le processus de Barcelone concrétisé, pour l'électricité, par le Protocole d'Accord de Rome du 2 décembre 2003.

Ce protocole vise «l'intégration progressive des marchés

d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne», avec la possibilité pour la Libye de rejoindre le processus.

Les perspectives de développement des interconnexions électriques entre les pays du Maghreb et l'Europe mettent à l'ordre du jour, dans les pays maghrébins, la question de l'adaptation du cadre institutionnel de l'industrie électrique au contexte d'ouverture de marché.

L'Algérie a édicté une législation ouvrant le secteur de l'électricité et s'attelle à la mettre en œuvre notamment par le développement de projet de production sans garantie d'achat.

Au Maroc, avec des IPP représentant déjà 70% de la production d'électricité, la réforme engagée d'ouverture de marché est en cours d'approbation. La Tunisie, avec des IPP représentant 30% de la production d'électricité, travaille encore sur une réforme plus globale tenant compte de ses spécificités.

La Communauté Européenne a confirmé la mise à disposition d'un financement sur trois ans pour couvrir, notamment, la formation des acteurs, le renforcement des standards de sécurité des réseaux, le développement des activités de négoce et le rapprochement progressif des cadres réglementaires de celui du marché européen.

La question d'une justification de l'ouverture des marchés, propre au secteur de l'électricité a été soulevée par la discussion.

Certains pensent que l'ouverture des marchés nationaux est supposée entraîner une rationalisation des activités du secteur entraînant une baisse des coûts (et des tarifs) et une amélioration de la qualité de service. Elle permet aussi de faciliter le financement des investissements

D'autres, au contraire, insistent sur le fait qu'il peut

effectivement y avoir abaissement des coûts dans certaines situations mais que ces baisses peuvent n'être que provisoires et ne pas être toujours répercutées sur les prix de vente. Ils pensent aussi que la rationalisation des systèmes électriques peut être réalisée dans les pays du Maghreb sans ouverture du marché, et cela par élargissement des échanges commerciaux entre opérateurs historiques.

2. L'EXPÉRIENCE EUROPÉENNE EN MATIÈRE D'OUVERTURE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

Quels ont été les bénéfices de cette expérience ? Quels en ont été les défis et les obstacles ? La réflexion a porté en particulier sur les aspects suivants :

- Ouverture du marché et niveau des prix

L'ouverture du marché a permis d'importants gains de productivité mais la concurrence ne garantit pas de prix plus bas car les gains de productivité peuvent être compensés par d'autres surcoûts. Cette ouverture a permis en particulier aux gros consommateurs, d'obtenir une prestation mieux adaptée à leurs besoins et de mieux gérer leur consommation, mais cela implique le recours à des spécialistes.

Au niveau du marché de détail, la concurrence est coûteuse et complexe et ne se traduit pas nécessairement par des baisses de prix au consommateur final.

- Ouverture du marché et investissement

La concurrence est compatible avec l'investissement en régime normal mais pas toujours durant les périodes de transition. La volatilité des prix peut engendrer un risque de défaillance des investissements en fonction des prix, ce qui amène à la recherche de contrats de long terme avec des clauses « take or pay » et des prix garantis déconnectés des prix spot. Cela peut se traduire aussi par un risque de faible marge de réserve et donc par un impact négatif sur le développement des investissements en équipements de pointe.

- Concurrence, service public et régulation

Concurrence et service public sont compatibles mais au prix de la complexité réglementaire. Ces services doivent être remboursés ou inclus dans l'activité régulée. La libéralisation est une ré-régulation et elle implique un système plus compliqué de régulation. Les organes de régulation, pour pouvoir fonctionner convenablement, doivent avoir une certaine taille et être dotés de ressources financières indépendantes et de compétences dont certains profils sont assez pointus et disponibles en nombre limité.

- Concurrence et sécurité d'exploitation et de fourniture

La concurrence est compatible avec la sécurité d'exploitation mais rend cette dernière beaucoup plus complexe, tributaire d'une bonne coopération entre les opérateurs de systèmes et nécessitant la mise en œuvre de systèmes de gestion de la congestion et de procédures d'urgence. La sécurité de la fourniture impose un certain nombre de conditions dont (a) un niveau d'investissement adéquat et à temps, en particulier en marge de réserve et en équipements de pointe, (b) l'accès à l'énergie primaire, (c) un « mix » adéquat de technologies et de combustibles.

Il faut un seuil minimal d'interconnexion pour avoir un marché unique mais il existe sans doute un seuil maximal « acceptable socialement et politiquement ». Les aspects stratégiques de sécurité de fourniture restent cependant de la compétence de l'autorité publique.

- Ouverture, taille et structure du marché

La taille du marché peut être une condition de l'introduction de la concurrence et un équilibre est d'autre part à rechercher entre économie d'échelle et concurrence. Le marché européen de l'électricité est encore marqué par la présence importante des sociétés nationales ou opérateurs historiques. Cependant, dans ce nouvel environnement, les sociétés de production d'électricité sont plus soucieuses de valoriser et d'optimiser leurs actifs existants, de diversifier leurs investissements dans un souci de profit et de rentabilisation des capitaux. De même que l'on observe une tendance à l'accélération de la consolidation des activités d'électricité et de gaz.

Par ailleurs, il n'y a pas encore de marché unique de l'électricité. Les marchés d'électricité restent locaux et varient d'une région à une autre.

3. LES CONDITIONS POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UN MARCHÉ MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ.

Il s'agit de voir comment développer davantage le niveau actuel des échanges et ce que cela implique en terme d'investissements et de contrats commerciaux.

Les interconnexions entre les pays du Maghreb sont assez développées et les capacités d'interconnexions des réseaux telles que prévues sur la période 2005-2010 avec le renforcement des liaisons 400 kV, paraissent suffisantes pour l'amorce d'un marché régional de l'électricité entre les pays du Maghreb. Cependant le niveau des échanges est resté faible par rapport aux capacités (en moyenne 3% des capacités sur les 15 dernières années) et le potentiel de développement des échanges sur le marché maghrébin reste important.

Déjà à court terme, et avant toute considération d'ouverture du marché, des mesures peuvent être prises pour le

lancer et cela en développant les échanges transfrontaliers de type commercial et en mettant en place des tarifs de transit pour les échanges.

A plus long terme le renforcement des interconnexions maghrébines par doublement des lignes existantes et passage au 400 kV permettrait :

- de renoncer à l'autosuffisance électrique et substituer le transport d'électricité à l'importation d'énergie primaire,
- de coordonner les programmes d'équipement de production.

Toutefois, pour garantir un transfert adéquat de puissance, il est nécessaire de veiller à l'adoption de règles de fonctionnement (plans de défense) et de coordination rigoureuses et efficaces entre les gestionnaires des réseaux maghrébins.

Cependant, contrairement à la situation prévalant en Europe lors de l'ouverture des marchés électriques, le Maghreb ne connaît pas actuellement la condition de surcapacité de production qui favoriserait la création d'un marché basé sur la concurrence. Par ailleurs, le problème de l'accès inégal à l'énergie primaire pour la production d'électricité, fausse la concurrence entre les opérateurs.

Le débat a par ailleurs soulevé la question de la limite de la dépendance vis à vis des interconnexions (black out italien). Le seuil de 10% observé dans l'Union Européenne peut-il être considéré comme un indicateur ?

Le débat a aussi soulevé la question de l'arbitrage entre transport d'électricité et transport de gaz (coût et fiabilité).

4. LES CONDITIONS DE DÉVELOPPEMENT D'UN MARCHÉ EURO-MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ.

Elles nécessitent le développement de connexions électriques entre l'Europe et le Maghreb par des câbles sous-marins. Cette liaison existe déjà entre le Maroc et l'Espagne. Il s'agit de discuter des conditions techniques et économiques de développement de projets similaires de connexion entre l'Algérie et l'Espagne ; l'Algérie et la Sardaigne, la Tunisie et l'Italie et la Libye et l'Italie.

Conditions technico-économiques

Deux aspects ont en particulier été évoqués :

- partant du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros du pays européen cible de l'interconnexion, quelle serait la valeur « netback » de l'électricité dans le pays concerné du Maghreb et à quel niveau de prix d'énergie primaire serait-il plus intéressant d'exporter (ou d'importer) de l'électricité au lieu d'exporter (ou d'importer) du gaz naturel ?

- devant la multitude de projets d'interconnexions entre les pays du Maghreb et les pays européens, ne faudrait-il pas mener une étude stratégique évaluant l'avantage comparatif de chaque solution pour chacun des pays partenaires de l'interconnexion (pays européens et pays maghrébins) et proposer l'ordre de priorité à accorder à chacun de ces projets ?

Conditions techniques

Il ressort de cette analyse technique que les systèmes électriques des différents pays sont très interdépendants et qu'ils constituent en fait un vaste système électrique ignorant les frontières. Le moindre incident dans un système donné a un impact sur l'ensemble des autres systèmes. Il est donc nécessaire de mettre en place une panoplie de mesures pour gérer d'une manière sécurisante ce vaste système et asseoir une coopération et une solidarité entre les différents systèmes. Un vaste système de réseaux mais des marchés sous-régionaux d'électricité

Un programme ambitieux de développement des interconnexions d'ici 2013 (the Trans-European Electricity Networks) est en cours de mise en œuvre avec l'objectif de se préparer à l'établissement en 2010 d'une zone de libre échange énergétique Euro-Méditerranéenne (the EL9. projects).

Par rapport aux puissances installées dans chaque pays, les capacités des interconnexions entre les pays sont en général limitées, et le commerce international de l'électricité en Europe se fait plutôt au niveau de marchés sous-régionaux (le marché ibérique, la sous-région France/Belgique/Pays Bas/Allemagne ; la sous-région des pays nordiques ; etc.).

Une dizaine d'opérateurs de marchés sont déjà opérationnels dans ces sous-régions avec différents mécanismes de marché.

Le commerce de l'électricité sur le marché organisé se fait principalement à travers des contrats bilatéraux selon différents modèles (prix de production et de transport négociés ou affichés).

Cependant, la Commission Européenne constate que malgré les progrès enregistrés, des limitations persistent sur le marché de l'électricité : insuffisance de la transposition des nouvelles directives dans les Etats membres ; asymétrie de l'ouverture des marchés ; dès le démarrage du processus d'ouverture du marché, le degré de concentration de l'industrie est en croissance constante avec le risque que le public interprète la récente augmentation des prix comme un résultat de cette concentration ; le développement des infrastructures reste encore insuffisant malgré l'adoption d'un objectif politique d'avoir pour chaque Etat membre, une

capacité d'interconnexion d'au moins 10% de la capacité de production.

L'expérience de l'OMEL

Enfin, la présentation des caractéristiques du marché électronique de l'OMEL (Espagne) a permis d'illustrer les exigences d'un tel marché en terme de nombre de participants, de mode d'utilisation et de maintenance, de disponibilité et de sécurité. Tout cela nécessite le recours à des technologies électroniques avancées, minimisant les décisions subjectives et appliquant les innovations les plus récentes au marché de l'électricité.

5. TABLE RONDE SUR LE MODÈLE QUE POURRAIT PRENDRE LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION D'ICI 2010 ET AU DELÀ, ENTRE LES PAYS MAGHRÉBINS D'UNE PART ET ENTRE LE MAGHREB ET L'EUROPE D'AUTRE PART.

Pré-conditions d'un marché Euro-maghrébin de l'électricité

Il y a eu un consensus sur l'adoption de l'objectif d'ouverture du marché de l'électricité aussi bien au niveau du Maghreb qu'au niveau Euro-maghrébin. De même, l'ensemble des intervenants a souligné la nécessité d'harmoniser les normes techniques et la réglementation dans la région.

La discussion a surtout porté sur les pré-conditions et sur les étapes de mise en œuvre d'un marché de gros de l'électricité dans la région avec accès des tiers au réseau et ouverture du marché aux clients éligibles. Pour cela des pré-conditions techniques économiques et institutionnelles s'imposent

Pour ce qui est des pré-conditions techniques, un consensus existe, sur la nécessité de développer les interconnexions aussi bien au niveau des pays du Maghreb (renforcement du 400kV) qu'entre les pays du Maghreb et l'Europe (principalement avec l'Espagne et l'Italie). D'après les études déjà réalisées, ces interconnexions connaîtraient un début de réalisation à partir de 2010.

Pour ce qui est des conditions économiques et de l'ouverture du marché de la production, la région du Maghreb a connu déjà l'expérience des IPP au Maroc et en Tunisie avec des contrats d'achat de long terme. L'Algérie a essayé l'ouverture du marché aux investisseurs privés en production sans garantie de marché, mais cela n'a pas encore donné ses effets. La préférence de l'investisseur privé reste pour la conclusion de contrats garantissant les achats à terme. D'où le recours en première étape à la formule d'investissement en partenariat entre entreprises publiques (Sonatrach et Sonelgaz) tout en laissant la porte ouverte aux futurs investisseurs privés. Le point a été toutefois soulevé de savoir si l'association public-privé dans la production de l'électri-

cité ne créerait pas une situation où l'entreprise publique serait juge et partie.

Forme de marché d'ici 2010

Dans ce contexte et d'ici 2010, le marché maghrébin de l'électricité pourrait se développer sur la base de contrats commerciaux d'échange entre opérateurs historiques : contrats de court terme et contrats de moyen terme. L'ouverture du marché des clients éligibles est possible mais il dépendrait des avantages comparatifs à déterminer principalement en fonction du prix de l'énergie primaire pour la production d'électricité.

Le marché euro-maghrébin de l'électricité se ferait à travers l'interconnexion Espagne-Maroc et consisterait dans les échanges du Maroc et de l'Algérie avec le marché ibérique aux conditions de ce dernier.

Forme de marché au delà de 2010

Le développement du marché de gros de l'électricité au delà de 2010 dépendra de différents paramètres : la position des investisseurs privés vis à vis de la taille relativement réduite du marché, le prix de l'énergie primaire (plus particulièrement celui du gaz naturel), le besoin de couvrir le risque du marché par des contrats à terme, la stabilité de la réglementation, le compromis à trouver entre le développement des échanges entre pays et le souci de sécurité d'approvisionnement au niveau national (le seuil de 10%) et enfin, de la gestion effective de la congestion.

Quelques recommandations ou préalables pour un développement d'un marché régional de l'électricité:

- harmoniser les cadres institutionnels et réglementaires,
- faire prévaloir une tarification fondée sur les coûts, y compris les coûts externes (conditions d'une convergence des prix entre pays interconnectés),
- lutter contre les comportements « opportunistes » des opérateurs (éviter les manipulations) ce qui requiert une régulation concertée,
- prévoir des incitations pour les investissements de capacité (en cas de défaillance du marché),
- ne pas sacrifier la sécurité des réseaux aux préoccupations commerciales,
- conserver un taux minimum d'indépendance pour un produit sans substitut et à demande inélastique (à court terme du moins).

POTENTIEL D'EFFICACITE ÉLECTRIQUE: STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

M. Abdeljelil IBRAHIM,
Chef de service à DEP



I. INTRODUCTION

Durant la dernière décennie, la Tunisie a enregistré des taux de croissance annuels moyens de la demande d'énergie primaire de 2 %. La demande pour l'énergie électrique a participé activement à cette évolution puisqu'elle a connu elle-même un taux de croissance annuel moyen de 6% pour la même période. Cette demande est essentiellement basée sur les hydrocarbures (pétrole et gaz) qui constituent 98% de la demande d'énergie primaire.

Si par le passé les disponibilités de l'énergie ont favorisé la position du pays en tant qu'exportateur, la période actuelle est une période de transition où le bilan disponibilité demande est assez équilibré et il est probablement attendu à l'avenir de devenir importateur net d'énergie pour répondre aux besoins de la demande. L'utilisation de façon rationnelle et selon une stratégie d'efficacité énergétique n'est plus un choix mais une nécessité qui permet d'aller dans le sens du développement durable.

Une stratégie d'efficacité énergétique consiste à élaborer des politiques et à mettre en œuvre des mesures et des moyens permettant de modifier les conditions de la consommation d'énergie dans toutes les activités économiques et sociales par l'amélioration de l'efficacité des

méthodes et des équipements de consommation. L'objectif est d'obtenir une meilleure réponse aux besoins du développement avec une consommation de produits énergétiques bien inférieure à celle résultant des pratiques actuelles.

C'est dans ce cadre que la STEG a défini un programme d'efficacité énergétique comportant un certain nombre de mesures sur l'ensemble des secteurs d'activité économique et sociale: l'industrie, le tertiaire et le résidentiel.

Dans ce qui suit nous présentons le potentiel d'économie d'électricité en Tunisie par secteur d'activité et les perspectives à l'horizon 2011, ainsi que les impacts économique et environnemental à cet horizon.

II. BILAN ÉNERGETIQUE

Le bilan énergétique de la Tunisie de l'année 2003 montre la position d'équilibre entre disponibilité demande qui est assurée par une part importante d'exportation des produits pétroliers et une exportation d'une quantité moins importante du pétrole brut. La croissance rapide de la consommation et le manque de ressources en énergie va très probablement mettre le pays dans une situation d'importateur net de cette matière précieuse (Cf. tableau 1)

TABLEAU 1 : BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA TUNISIE 2003

ktep

DESIGNATION	COKE	GAZ NATUREL	PETROLE BRUT	PRODUITS PETROLIERS	ELECTRICITE	TOTAL
Production		1969	3230		17	5216
Importation	18	566	1166	2915		4665
Redevance		972				972
Exportation		-484	-2680	-666	-2	-3832
Variation stocks			-41	-79		-120
DISPONIBILITES	18	3023	1675	2170	15	6901
Raffinage pétrole			-1675	1742		67
Production gaz				91		91
Production électricité		-2355		-56	1022	-1389
Pertes		21			120	141
CONSOMMATION FINALE	18	688	0	3947	895	5548

III. POTENTIEL D'EFFICACITE ELECTRIQUE (EE') EN TUNISIE

La STEG a procédé, depuis 1996, à l'évaluation du potentiel d'efficacité électrique de la Tunisie. la dernière actualisation est celle de l'année 2001 dont les résultats sont présentés ci-après.

L'approche utilisée dans l'estimation du potentiel consiste à déterminer pour chaque activité (Industrie, tourisme, administration,...etc.) sa part dans la consommation du secteur correspondant, la part de la consommation de chaque type d'équipement et puis la part d'économie d'énergie pour chaque mesure d'efficacité électrique relative au type d'équipement.

Les quantités de produits énergétiques requises pour obtenir la satisfaction d'un besoin donné varient fortement en fonction de la méthode choisie pour satisfaire ce besoin, l'équipement ou l'appareil utilisé et la façon dont on s'en sert, et selon le produit énergétique consommé :

- Un bâtiment d'habitation, de commerce, de bureau, s'il est bien conçu et bien construit (orientation, apports solaires, ouvertures, isolation des parois), consomme pour les besoins de chauffage, de rafraîchissement et de ventilation, beaucoup moins d'énergie qu'un bâtiment ordinaire.
- Pour un même niveau d'éclairage, une ampoule fluo-compacte consomme jusqu'à cinq fois moins d'électricité qu'une ampoule à incandescence.

- Les appareils électroménagers efficaces déjà disponibles sur le marché permettraient d'économiser près de 40% de la consommation d'électricité par rapport à la situation actuelle.

- A niveau de production égal, des améliorations ou des changements de procédés industriels permettent des gains qui atteignent dans la plupart des filières 30 à 50% de l'énergie consommée.

III.1. POTENTIEL TECHNIQUE GLOBAL

Le potentiel d'EE' est de 1285 GWh en 2001 et pouvant atteindre 3150 GWh à l'horizon 2011 ce qui représente 17 % de la consommation d'électricité à cet horizon. Les puissances appelées évitées à la production sont respectivement, pour ces deux années, de l'ordre de 250 MW et 600 MW.

Ces données représentent un potentiel technique. Sa réalisation reste subordonnée à l'existence d'un cadre réglementaire et incitatif adéquat permettant l'implication effective des opérateurs intéressés par l'EE'. Aussi, ce potentiel technique ne tient pas compte des barrières de financement à la mise en œuvre des mesures d'EE' retenues.

Le tableau 2 ci-après donne le potentiel d'EE' par secteur durant la période 2001-2011. La contribution de chacun des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel est respectivement de 28 %, 30 % et 42 % du potentiel global.

TABEAU 2: POTENTIEL TECHNIQUE D'EFFICACITÉ ÉLECTRIQUE GLOBAL

Secteur		2001	2006	2011
Résidentiel	Consommation (GWh)	2 243	2 870	4 527
	Potentiel	(GWh)	365	1 015
		%	16	22
Tertiaire	Consommation (GWh)	2 151	3 044	4 970
	Potentiel EE'	(GWh)	382	977
		%	18	20
Industriel	Consommation (GWh)	4 299	5 266	9 304
	Potentiel EE'	(GWh)	539	1 158
		%	12	12
Total	Consommation (GWh)	8 693	11 180	18 801
	Potentiel EE'	(GWh)	1 285	3 150
		%	15	17

IV.2. POTENTIEL TECHNIQUE PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE

a- Dans le secteur résidentiel

Pour le secteur résidentiel, la lampe à incandescence couramment utilisée est de 75 W et elle procure une luminosité de 1200 lumens. Pour conserver cette luminosité, on peut utiliser une LBC de 20 W et obtenir ainsi une économie de 73%.

Les autres mesures pour l'éclairage sont la réduction de la puissance, la réduction des lumens pour les lustres, les minuteries, les détecteurs de présence et les mesures de comportements qui consistent à éteindre l'équipement non utilisé.

Dans le cas de la réfrigération, le parc actuel est composé principalement d'équipements de classe E et F, alors que la classe D, plus économe de 44% en électricité, est disponible.

Les mesures retenues pour les chauffe-eau électriques comportent des pommes de douche à débit réduit, des

aérateurs ajustés aux mélangeurs d'eau, des isolants thermiques sur les conduites et sur les réservoirs.

Dans le cas de la télévision, diverses mesures peuvent être envisagées dans les habitudes d'utilisation (éteindre quand non requis) et dans l'utilisation des accessoires de contrôle (minuteries, veilles).

Pour la climatisation, des mesures appliquées à la réduction d'infiltration d'air chaud sont recommandées et procurent des économies minimales de 18%. Il y a aussi les améliorations au niveau de l'enveloppe thermique et des standards sur les climatiseurs. Le passage de Coefficient de performance (COP) de 7 à 9 permet une économie de 23% sur la consommation du climatiseur.

Dans ce secteur l'éclairage et la réfrigération représentent une part importante dans le potentiel d'EE' (82 %). Avec une moindre importance, le chauffage de l'eau (12 %) et la télévision (4%) sont aussi des axes d'intervention importants. La climatisation n'apporte que très peu d'économie d'énergie mais elle représente un gisement très important d'économie de puissance (cf. tableau 3).

TABLEAU 3 : POTENTIEL TECHNIQUE D'EE' DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Utilisation	2001		2006		2011	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Réfrigération	122	33,4	287	36,5	554	55,6
Eclairage	160	43,8	206	33,3	265	26,1
Chauffage de l'eau	48	13,2	76	12,3	121	11,9
Télévision	27	7,4	34	5,5	44	4,3
Climatisation	8	2,2	15	2,4	31	3,1
CONSOMMATION GWh	2 243		2 870		4 527	
POTENTIEL TOTAL GWh	365		618		1015	
%	16,3		21,5		22,4	

b- Dans le secteur tertiaire

Dans le secteur tertiaire, les services et le tourisme sont des activités à forte consommation. Les mesures applicables à ce secteur concernent l'éclairage et les systèmes de Climatisation-Ventilation-Chauffage. Pour les CVC, des économies importantes peuvent être réalisées en optimisant et en ajustant les systèmes, en remplaçant les ventilateurs et les moteurs par d'autres plus efficaces. Ces mesures permettront des économies de l'ordre de 13%.

Les mesures s'adressant à l'éclairage comprennent principalement l'utilisation de ballasts électroniques pour tubes fluorescents, et les lampes basse consommation (LBC).

Pour l'éclairage public, les gains proviennent du passage d'ampoule de 125 W au mercure vers des ampoules de 70 W au sodium. Ceci donne un gain de 44% de la consommation de cet usage.

Dans le secteur tertiaire, le potentiel évoluerait de 382 GWh en 2001 à 977 GWh en 2011. L'éclairage est le plus important dans le potentiel avec une part relative de 55 %. Dans une moindre importance viennent l'éclairage public avec 14 % et les systèmes de Chauffage, Ventilation et Compression avec 13 % (cf. tableau 4). En plus de son potentiel important en puissance, le CVC offre un gain en énergie qui passe de 35 GWh en 2001 à 122 GWh en 2011 soit quatre fois en 10 ans.

**TABLEAU 4 : POTENTIEL TECHNIQUE D'EE'
DANS LE SECTEUR TERTIAIRE**

Année Usage	2001		2006		2011	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Eclairage	211	55,5	335	54,4	537	55,0
CVC	35	9,2	66	11,0	122	12,5
Climatisation individuelle	6	1,5	19	3,1	42	4,3
Eclairage Public	110	28,8	122	20,1	134	13,8
Autres	20	5,2	63	10,5	142	14,5
CONSOMMATION GWh	2 151		3 044		4 970	
POTENTIEL TOTAL GWh	382		605		977	
%	17,8		19,9		19,7	

c- Dans le secteur industriel

La consommation de la force motrice représente plus que 80% de la demande totale du secteur industriel. La première mesure consiste à remplacer les moteurs à la fin de leur vie utile par des moteurs à haut rendement. A ce niveau des économies de seulement 5% sont réalisables en moyenne et il est nécessaire de considérer la façon d'utilisée la force motrice pour en retirer davantage. Par exemple dans les cimenteries la force motrice est utilisée pour actionner de grands systèmes de ventilation où des ajustements peuvent y procurer des économie atteignant parfois 80% comme l'a démontré une étude

réalisée par Sodexpro québec dans le cadre de l'estimation du potentiel d'efficacité électrique en Tunisie. Pour le secteur industriel, l'économie évoluerait de 539 GWh en 2001 à 1158 GWh en 2011 soit 12% de la consommation de ce secteur.

Plus de 81 % de cette économie provient de l'utilisation de la force motrice par l'emploi de l'entraînement à fréquence variable ou par le remplacement des moteurs ,à la fin de leur durée de vie utile, par des moteurs de plus haut rendement (*cf. tableau 5*).

**TABLEAU 5 : POTENTIEL TECHNIQUE D'EE'
DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL**

Année Usage	2001		2006		2011	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Force motrice	435	80,8	635	81,0	941	81,3
Autre équipements de procédés	11	2,0	15	2,0	23	1,9
CVC	62	11,6	88	11,2	126	10,3
Eclairage	31	5,7	45	5,8	69	5,9
CONSOMMATION GWh	4 299		5 266		9 304	
POTENTIEL TOTAL GWh	539		784		1158	
%	12,5		14,9		12,4	

IV.3. RENTABILITÉ ÉCONOMIQUE

L'évaluation de la rentabilité économique des mesures d'efficacité électrique pour les trois secteurs d'activités économiques réunis, sur dix ans, dégage un bénéfice net important de l'ordre de 690 MDT pour le client et 712 MDT pour la nation. Pour cela, ces deux acteurs doivent consentir des investissements de l'ordre de 256 MDT pour le premier et de 207 MDT pour le second; les investissements sont fort rentables (TRI > 40 %) et sont récupérables dans deux années.

En ce qui concerne la STEG, elle consent une perte de revenu cumulée sur 10 ans de l'ordre de 813 MDT. Ce

manque à gagner sera compensé par les coûts évités en équipements évalués à 324 MDT et en combustible de l'ordre de 1200 MDT, soit 50 Millions Barils cumulé sur les 10 années de l'étude (Cf. Tableau 6 et 7).

IV.4. IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

La réalisation du Programme d'Efficacité Electrique (PEE') dans les trois secteurs, résidentiel, tertiaire et industriel, permet d'éviter à l'horizon 2011 des rejets de l'ordre de 1,6 millions de tonne de CO₂, 34 milles tonnes de SO₂ et 8 milles tonnes de NO_x. Ainsi la concrétisation du PEE' est en cohérence avec la stratégie nationale en matière de la préservation de l'environnement et de développement durable.

TABLEAU 6 : PRINCIPAUX RÉSULTATS D'ÉCONOMIE

	Unités		2001	2006	2011
Côté demande	Consommation	GWh	8 693	11 180	18 801
	Potentiel d'EE'	GWh	1 285	2 007	3 149
Côté offre	Potentiel d'EE'	GWh	1 447	2 261	3 546
		kTep	379	592	929
		10 ⁶ Barils	3	4	7
		MW	250	390	600
Coûts évités	En équipement	MDT01	137	213	335
	En combustible	MDT01	57	89	139
Rejets évités	En CO ₂	10 ³ tonnes/an	692	1 084	1 694
	En SO ₂	10 ³ tonnes/an	14	22	34
	En NO _x	10 ³ tonnes/an	3	5	8

TABLEAU 7 : RENTABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PEE' GLOBAL

Période 2001-2011	Rentabilité économique		Client	Nation	STEG (*)
	Bénéfice net	MDT01	690	712	140
	Investissement	MDT01	256	207	813
	TRI	%	66	87	-
	PRI	Ans	1,4	1,1	-

(*) : Pour la STEG, le bénéfice net est remplacé par la marge de manœuvre et l'investissement est remplacé par la perte de revenu.

V. CONCLUSION

L'évaluation du potentiel d'efficacité électrique, réalisée sur la base des statistiques de l'année 2001, a fait ressortir des gains possibles de l'ordre de 1300 GWh soit 15 % de la demande d'électricité de la même année en Tunisie.

La projection de ce potentiel à l'horizon 2011, donne une économie de plus de 3000 GWh (17 % de la demande) ce qui représente une puissance de l'ordre de 600 MW à un coût de quelque 330 MDT01 pouvant être évités dans le parc de production de la STEG. A ceci s'ajoutent des gains de combustibles pouvant atteindre 140 MDT/an à cet horizon.

En mettant en place un cadre institutionnel assurant la coordination et la cohérence dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, et des mesures incitatives volontaristes, la Tunisie fait figure de pionnier dans la région, et peut se targuer aujourd'hui de disposer d'une forte expérience, et de capitaliser des compétences très appréciables dans tous les domaines de la maîtrise de

l'énergie. Il existe aujourd'hui une réelle sensibilité par rapport à la maîtrise de l'énergie en Tunisie, à tous les niveaux de l'activité économique, et pourtant, un potentiel très important d'économie d'énergie dans tous les secteurs reste encore inexploité.

Les raisons qui ont empêché les investissements de maîtrise de l'énergie d'être mis en œuvre, sont de plusieurs natures, mais elles tournent essentiellement autour :

- De la faible motivation des opérateurs économiques à faire passer la maîtrise de l'énergie dans leurs premières priorités ;
- Du niveau des primes aux investissements d'URE;
- Des modalités d'accès aux aides ;
- De l'absence de mécanismes financiers adéquats pour compléter les schémas de financement;
- De l'échec de la création d'un corps solide d'experts-auditeurs ;
- De l'absence d'un cadre favorable à l'établissement d'ESE

LES AGRESSIONS SUR LES RESEAUX STEG DANS LE GRAND TUNIS

M. Tijani FRIHA

Ingénieur - Direction Régionale de Distribution de Tunis



Dans le but d'améliorer sans cesse la qualité de service rendu aux clients et réduire le nombre et la durée des interruptions de service, des efforts importants ne cessent d'être consentis par la STEG dans la mise à niveau des réseaux sur le plan technique, touchant les domaines de la planification, des études, de la maintenance et de la conduite des réseaux électriques. Ceci se traduit par la réalisation des projets d'équipement, d'assainissement et de modernisation de la conduite des réseaux.

Cependant, aussi bien la qualité de service que l'image de marque de notre entreprise subissent des préjudices importants à cause des interruptions de service dont elle n'est pas responsable, et qui lui sont injustement imputées.

Les causes de ces interruptions sont, en bonne partie, d'origine extérieure à la STEG, elles sont identifiées comme étant des agressions tiers sur le réseau.

Il s'agit d'un phénomène répétitif, qui prend de l'ampleur et qui se caractérise par des détériorations accidentelles d'un ou de plusieurs composants de notre réseau de distribution provoquant des interruptions de service.

Or l'amélioration de la qualité de service, pour satisfaire une clientèle de plus en plus exigeante, a été fixée comme une orientation stratégique dans les programmes d'activité de la STEG. Ne faut-il pas alors cerner ce phénomène qui va à l'encontre de toutes les actions engagées ?

Les auteurs de ces interruptions sont identifiés comme étant des entreprises agissant, en grande partie, pour le compte des concessionnaires des différents réseaux occupant la voie publique, y compris la STEG. Ces faits se produisent par méconnaissance des réseaux enfouis, par négligence ou inconscience.

Une agression est accompagnée systématiquement par une interruption d'alimentation provoquant ainsi une

gêne à un nombre important de clients alimentés par les postes coupés, voire des pertes économiques lourdes pour certains d'une part, et une pénalité pour la STEG représentant les frais de rétablissement et le coût des réparations des dégâts occasionnés au réseau d'autre part, sans compter l'énergie non distribuée pendant une demi-heure en moyenne par interruption.

La procédure de traitement d'une agression quand elle survient sur un câble comprend, par ordre chronologique un rétablissement provisoire du service, un travail de recherche, de localisation et de réparation de défaut et de remise en état du réseau. Cette série d'opérations spécialisées se traduit par un coût moyen de 30 000 Dinars, qui prend en compte le surcoût du vieillissement accéléré du réseau.

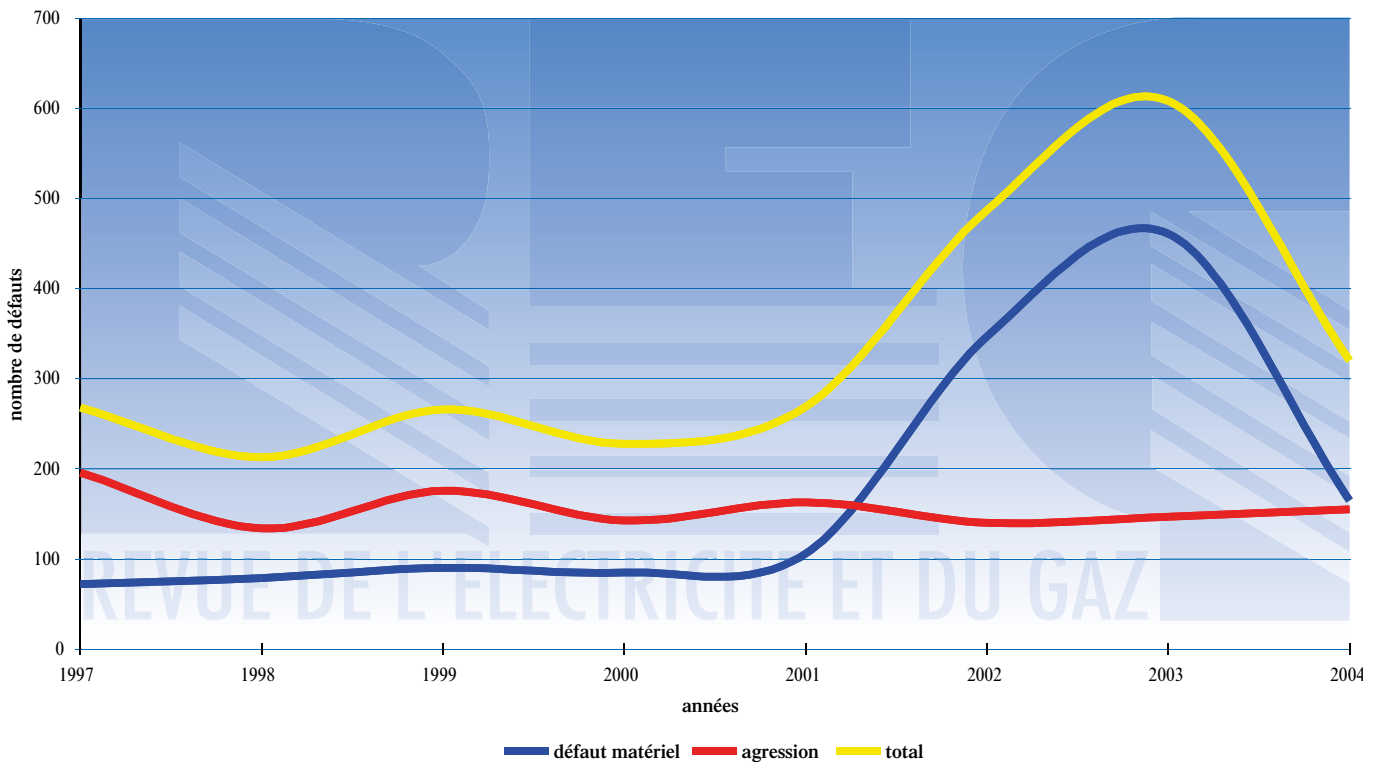
Il faudrait valoriser aussi le coût de «la gêne engendrée» à un nombre important de clients domestiques et industriels (environ 2500 clients BT et 12 clients MT), durant en moyenne une demi heure, représentant le temps nécessaire au rétablissement.

L'évolution annuelle du nombre des défauts dûs aux agressions, illustrée par les courbes de la figure n°1, suit un modèle croissant avec un taux d'accroissement donnant un doublement en cinq ans.

Le pourcentage enregistré de ce nombre, notamment occasionné par des chantiers, atteint la valeur de 70 % du nombre global annuel d'incidents sur le réseau souterrain.

Bien que gênant, ce phénomène traduit le dynamisme accru de l'activité du secteur d'aménagement et de construction dans le grand Tunis.

EVOLUTION DES DEFAUTS PAR CAUSE (1997-2004)



Le constat et l'analyse de ces faits a persuadé la STEG que le facteur technique, quels que soient les efforts consentis, ne peut à lui seul assurer l'objectif de la continuité de service souhaité, et qu'il est nécessaire de prendre des dispositions pour faire face à ce facteur externe, qui est à l'origine d'une situation préoccupante.

La concrétisation des actions ciblées a débuté dans la région de Tunis au mois de juillet 2002 intégrant les aspects juridique, administratif, technique et médiatique.

Sur le plan juridique et administratif, une nouvelle procédure dissuasive à engager à l'encontre des agresseurs à travers une facturation plus sévère des dégâts occasionnés, a été décidée.

Cette décision répond aux doléances des exploitants des réseaux qui jugent en majorité que les montants des dégâts facturés par la STEG aux assurances des agresseurs, sont faibles par rapport aux dégâts réellement subis.

L'adoption d'une protection mécanique plus efficace des câbles par des dalles en béton a été débattue largement et décidée dans la région de Tunis en estimant que cette solution technique participera favorablement à la réduction du nombre d'agressions.

A l'instar de ce qui est appliqué par certains concessionnaires de réseau, il a été demandé à chaque district de définir et d'appliquer une procédure de vigilance et de

surveillance de son réseau en fonction de sa particularité. Cette procédure a pour objectif de localiser à longueur de journée, les intervenants sur la voie publique pour leur apporter l'assistance nécessaire afin d'épargner notre réseau.

Enfin pour mieux informer les clients, l'utilisation de la voie de presse est incontournable. la parution le lendemain d'une agression, d'une annonce de presse expliquant le phénomène d'une façon générale et informant des causes d'interruption de service devrait continuer à être une pratique systématique.

Pour mesurer la fiabilité de ces actions entreprises, un suivi mensuel des incidents suite à des agressions, est effectué à tous les niveaux depuis le mois de juillet 2002. Le résultat enregistré chaque mois est comparé à la même période de l'année précédente.

En conclusion, le résultat enregistré à ce jour, ne semble pas correspondre aux objectifs attendus, malgré la conjugaison des efforts consentis.

Le refus catégorique des compagnies d'assurances de payer les nouveaux montants facturés jugés exorbitants nous oblige à repenser le problème de nouveau, voire à solliciter l'aide de la tutelle et des autres autorités concernées.

Effectivement, pour consolider ses efforts visant la réduction des agressions, la STEG a proposé à la tutelle le recours à la circulaire du premier ministre N° 31 du

7/08/2000 concernant la coordination entre les intervenants sur la voie publique tout en permettant aux intervenants de déposer leurs programmes d'interventions au gouvernorat concerné à tout moment sans la contrainte de délai de dépôt du programme annuel.

Pour la bonne application de cette circulaire, la STEG a proposé de désigner un représentant permanent de chaque intervenant qui sera en contact avec le gouvernorat et servira de coordinateur entre son organisme et les autres intervenants.

Il est évident que la solution radicale à ce problème réside dans la disponibilité des données de plans de réseaux fiables et à jour mis à la disposition des intervenants par le biais d'un système d'information géographique commun à tous les services publics et accessible aux concessionnaires des réseaux moyennant la mise en place d'une

organisation et d'une coordination efficaces pour bien gérer les interventions sur la voie publique.

C'était l'objectif du projet présidentiel GEONAT et de l'expérience pilote entamée dans le grand Tunis (Etablissement d'un fond de plan numérique qui devrait être complété par les différentes couches des réseaux des différents concessionnaires opérant sur la voie publique).

En parallèle, une sensibilisation à tous les niveaux est nécessaire pour se soumettre volontairement à une discipline dont l'intérêt collectif est évident. Il n'en demeure pas moins qu'il est indispensable d'accélérer la création d'un texte de loi qui réglemente les obligations et les droits des différentes parties (Concessionnaire, intervenants sur la voie publique, sociétés d'assurance...).

Fig 2: Evolution mensuelle des défauts 2002 - 2003 - 2004

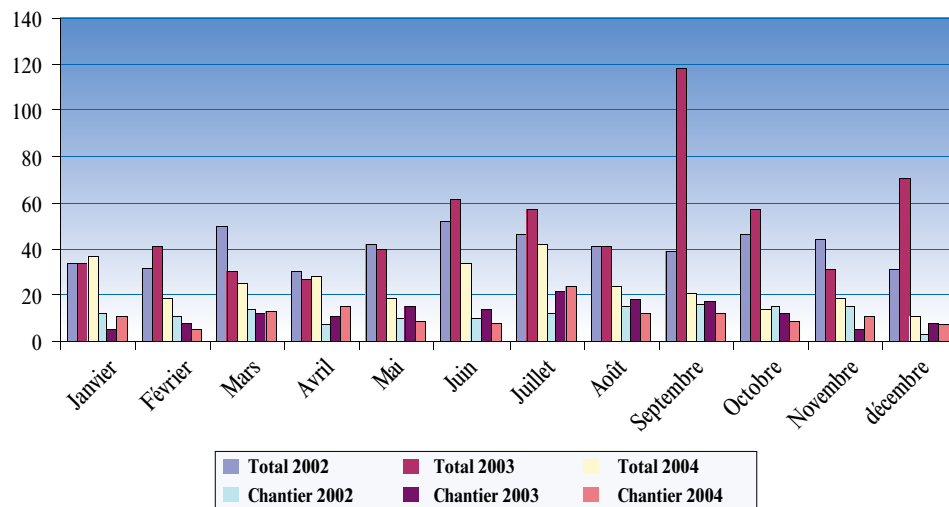
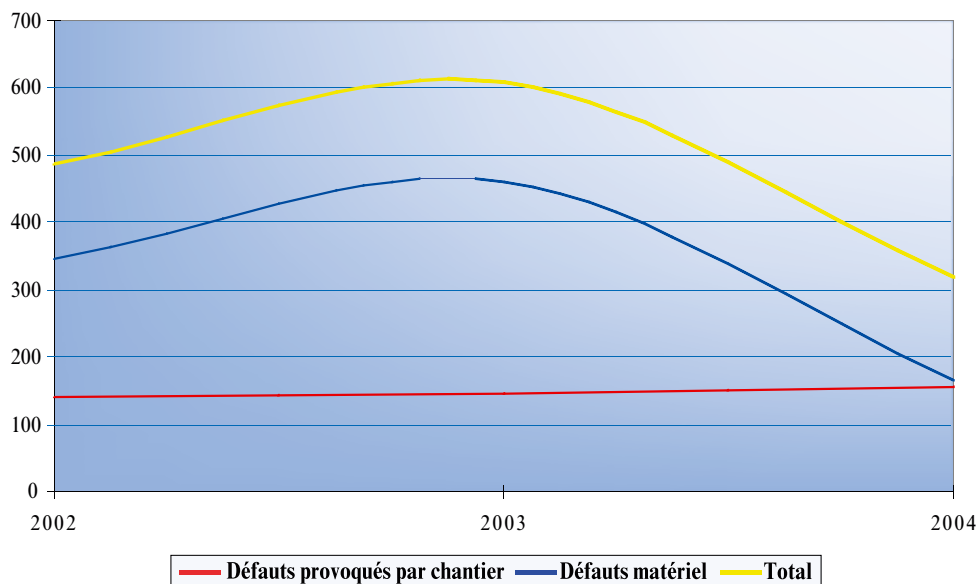


Fig 3: Evolution annuelle des défauts par type 2002 - 2003 - 2004



Nota: Les défauts provoqués par chantier étant les défauts ayant entraînés des déclenchements immédiats.

LES LOGICIELS LIBRES

M. Moncef Ammous

Directeur Sécurité Informatique



- Qu'est ce qu'un logiciel libre?

L'expression « Logiciel libre » est la traduction du terme anglais « free software ». Elle fait référence à la liberté pour tous (développeurs d'applications ou simples utilisateurs) de copier, d'exécuter, d'étudier, de modifier, d'améliorer et de distribuer le logiciel. Plus précisément, elle fait référence à quatre types de liberté pour l'utilisateur du logiciel, arrêtés par Richard M. Stallman, fondateur de l'association «Free Software Foundation» en 1983 :

- La liberté d'exécuter le programme, par tous les usagers (Liberté 0).
- La liberté d'étudier le fonctionnement du programme et de l'adapter à ses besoins (liberté 1). Pour cela, l'accès au code source (des lignes écrites en usant de langages de programmation maîtrisés par les informaticiens) est nécessaire.
- La liberté de redistribuer des copies, donc d'aider son voisin (liberté 2).
- La liberté d'améliorer le programme et de publier ses améliorations, pour en faire profiter toute la communauté (liberté 3). Pour cela, l'accès au code source est encore nécessaire.

Pour comprendre la notion de « liberté » évoquée, il faut penser à la « liberté d'expression » et non à « l'entrée libre ».

Ces libertés permettent aux utilisateurs de s'aider eux-mêmes, de s'aider les uns les autres et de participer ainsi à une communauté. Cette manière de procéder contraste avec celle du « logiciel propriétaire », plus répandu, mais qui maintient les utilisateurs impuissants et aliénés.

- Quelle différence y a-t-il entre «un logiciel libre» et «un logiciel propriétaire»?

La majorité des logiciels vendus dans le commerce par des éditeurs comme IBM, Microsoft et bien d'autres, sont distribués exclusivement en version «**exécutable**».

Par opposition, les logiciels libres sont fournis avec leur «**code source**» (considéré comme secret industriel par les éditeurs propriétaires).

En effet, pour avoir la liberté d'effectuer des modifications et de publier des versions améliorées d'un logiciel libre, il est nécessaire d'avoir accès au code source de ce programme.

Le passage du « code source » à une version « exécutable » d'un logiciel s'opère grâce à une « compilation » qui traduit le langage de programmation en langage machine compréhensible exclusivement par l'ordinateur.

Un point commun entre les deux types de logiciel reste l'usage commercial qu'on peut en faire.

En effet, si la vocation première d'un logiciel propriétaire est d'être vendu, un logiciel libre est aussi disponible pour un usage commercial. Ainsi, vous pouvez avoir à payer pour obtenir une copie d'un logiciel libre comme vous pouvez l'obtenir gratuitement.

- Un logiciel libre est-il gratuit ?

Un logiciel libre n'est pas forcément gratuit. L'ambiguïté provient de l'expression d'origine « free software », où le terme **free** peut signifier aussi bien «**libre**» que «**gratuit**».

Dans la pratique, nombre de logiciels libres se trouvent gratuitement sur certains sites web et peuvent être téléchargés sans contraintes. Des versions payantes, mais souvent très bon marché, sont commercialisées par des entreprises sous forme de CD-ROM, avec guide d'utilisation, assistance à la mise en place et formation des utilisateurs. Ainsi, ce qui n'est pas gratuit se sont les CD et les prestations fournies par les sociétés de service autour des logiciels libres ou des adaptations spécifiques proposées.

Les sociétés MandrakeSoft (France), RedHat (USA) ,

SuSE (Allemagne) ainsi que certaines sociétés de services Tunisiennes (Opennet) distribuent ainsi différentes versions de Linux (Système d'exploitation libre équivalent à Windows).

- Qui crée les logiciels libres ?

A l'origine, certaines associations comme la FSF (Free Software Foundation), l'AFUL (l'Association Francophone des Utilisateurs de Linux et des Logiciels Libres) et bien d'autres oeuvrent pour le développement et la promotion du logiciel libre. Depuis, tous les informaticiens de bonne volonté désireux de s'associer à cet effort collectif participent à cet élan de solidarité en apportant leur savoir faire au niveau développement et/ou amélioration du logiciel libre.

Ainsi les motivations premières des programmeurs de logiciels libres sont le plaisir et le désir de reconnaissance. Ces motivations expliquent en partie la qualité du code produit.

L'autre explication tient à la disponibilité du code source lui-même: n'importe qui y a accès. N'importe qui a ainsi la possibilité de le corriger, de l'améliorer ou même d'en proposer une alternative.

Cependant, cette liberté absolue d'utilisation de ces logiciels attire la convoitise des éditeurs de « logiciels propriétaires » pour s'en approprier les parties les plus innovantes. C'est pourquoi, il est nécessaire de protéger ce patrimoine.

- Comment protéger les logiciels libres ?

Trois grandes catégories de licences régissent actuellement les logiciels libres : les licences libres strictes, les licences de type domaine public et les licences semi-libres.

a-) - Les licences libres strictes

La plus célèbre des licences libres strictes est La Licence Publique Générale GNU (GPL) de Richards Stallman, créée dans le cadre de son projet GNU: chaîne complète de logiciels totalement libres.

Cette licence régit aujourd'hui la grande majorité des programmes à code source ouvert dont « Linux ».

Elle autorise un auteur à créer un programme et à le vendre, avec l'obligation de livrer le code source à ses clients.

Par contre, une entreprise n'a pas le droit de récupérer un programme protégé par la licence GNU (GPL) , de le modifier et de le revendre sous une licence restrictive.

Ainsi, et pour éviter leur appropriation par des tiers, les logiciels libres régis par cette licence n'appartiennent pas au domaine public mais sont protégés par une forme particulière de copyright : le **copyleft**. - Mais qu'est-ce que le copyleft ?

Les développeurs de logiciels propriétaires utilisent le «copyright» pour restreindre la liberté des utilisateurs. Par opposition, le «copyleft» a été instauré pour la garantir.

En effet, et pour protéger ses logiciels libres, la FSF a déposé sur tous ses logiciels du projet GNU un copyright ordinaire mais qui est assorti d'une licence d'exploitation particulière donnant à tout utilisateur des droits illimités de recopie, de distribution et d'accès au code source. Ces droits sont automatiquement transmis aux futurs utilisateurs et étendus aux versions ultérieurement modifiées qui utilisent tout ou partie d'un logiciel GNU.

Pour mettre un logiciel sous « copyleft », il faut le déclarer d'abord sous copyright ; ensuite, il faut ajouter les conditions de distribution spécifiques utilisées et contenues dans la Licence Publique Générale GNU (GPL).

b-) - Les licences de domaine public

Ce modèle de licence a été conçu à l'origine par l'Université de Berkly (Californie) pour Berkly Software Design (BSD) de la famille des UNIX libres.

Elle autorise la publication du code source de même que la copie gratuite tout en exigeant la mention des auteurs du logiciel libre, qu'il s'agisse d'une version d'origine ou modifiée.

Cependant la publication du code source des développements ultérieurs n'est pas obligatoire (à la différence des licences libres strictes).

La licence de domaine public n'interdit donc pas le développement d'un logiciel propriétaire à partir d'une base de composants libres.

c-) - Les licences semi-libres

C'est la société NETSCAPE qui est à l'origine de ces licences avec la Netscape Public Licence (NPL), qui couvre le code source du logiciel de navigation sur Internet Communicator, et la Mozilla Public Licence (MPL) conçue pour les développeurs souhaitant proposer de nouveaux modules au navigateur.

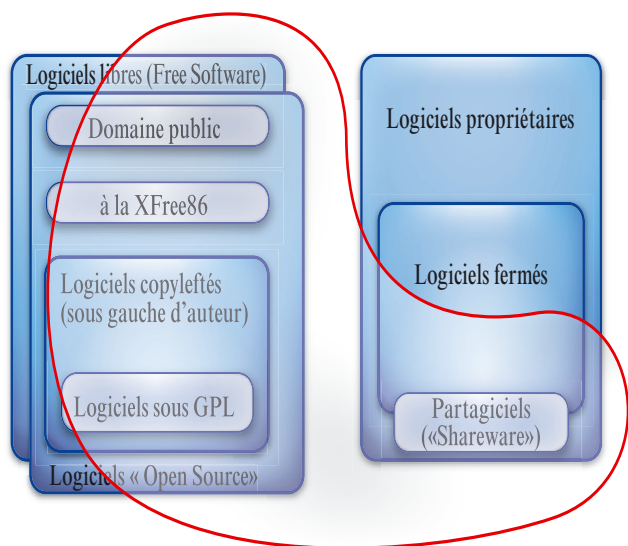


Diagramme de Hung Chao-Kuei.

Ces licences imposent la publication de toutes les modifications du code source mais n'empêchent pas d'intégrer des modules propriétaires livrés eux, sans leurs codes sources.

Le diagramme ci-dessus présente les différentes catégories de logiciels en indiquant ceux dont le téléchargement est gratuit.

- **Xfree86**: version libre, non copyleftée de Xwindows, destinée aux machines x86.
- **Open Source** : logiciel ouvert (permet plus de liberté que la GPL).
- **Partagiciel** : « Shareware » - Version légère de l'application originale, partagée avec la communauté pour en démontrer les fonctionnalités.

- Les logiciels libres sont-ils sécurisés ?

Côté virus, le nombre croissant des utilisateurs de logiciels libres (la part du « libre » dans le marché des logiciels augmenterait de 30 % par an selon le cabinet d'étude IDC) attire de plus en plus l'attention des pirates et les incite à créer des codes pour attaquer ces systèmes.

En effet, s'il est vrai que la plupart des virus ciblent les ordinateurs sous Windows, certains ont depuis peu commencé à attaquer les logiciels libres.

Côté vulnérabilité, les logiciels libres ne sont pas exempts de failles.

En effet, le gros défaut des logiciels libres provient de leur principale force : l'ouverture du code source.

En effet, connaissant les dernières brèches de sécurité, un pirate peut les tester sur votre réseau. Néanmoins, ces brèches sont rapidement détectées grâce à l'extrême réactivité de la communauté des utilisateurs et les solutions apparaissent beaucoup plus rapidement que dans les milieux commerciaux qui n'ont pas beaucoup d'intérêt à dévoiler les défauts de leurs logiciels.

- Domaines d'utilisation des logiciels libres

La plupart des domaines d'application sont couverts par les logiciels libres ; partant des systèmes d'exploitation jusqu'aux programmes de gestion en passant par la bureautique, la navigation Internet, la gestion électronique de documents, etc.

Toutefois, il y a lieu de préciser que les logiciels libres de gestion ne s'adaptent qu'à des petites entreprises ou à des groupes de travail restreints.

En effet, et pour un progiciel commercial de type ERP, par exemple le coût de la licence ne représente qu'une faible partie de la dépense que l'entreprise doit supporter pour l'implanter.

Le travail de paramétrage, réalisé par des consultants, ainsi que la « conduite du changement » - car il est souvent préférable de redéfinir les procédures de l'entreprise plutôt que d'adapter l'ERP - font que l'installation coûte au total 5 à 10 fois le prix de la licence, et parfois davantage encore.

De même, la mise en place d'un **CRM** (Customer Relationship Management, ou en français **GRC**, gestion de la relation client) dans une entreprise, ne consiste pas uniquement à installer un logiciel ad-hoc, mais à modifier l'organisation de l'entreprise tout entière, ce qui implique une nécessaire prise en compte d'un projet de conduite de changement. En effet la mise en place d'une stratégie de CRM impose des modifications structurelles, de compétences et de comportements.

Le tableau suivant présente quelques logiciels libres sous licences GNU (GPL) ou BSD répartis par domaine d'utilisation.

EXEMPLES DE LOGICIELS LIBRES

DOMAINE	LOGICIEL LIBRE	FONCTION
- Système d'exploitation (SE)	• Linux • Free BSD • Open BSD • Darwin	S.E de type UNIX. S.E dérivé de UNIX BSD. S.E dérivé de 4.4 BSD (+ sécurisé). S.E construit autour du noyau XNU (Apple).
- Suite bureautique	• Open Office • Gnome Office • K Office	Traitement de texte, tableur, interface SGBD, ... Traitement de texte, tableur, interface SGBD, ... Traitement de texte, tableur, outils graphiques, ...
- Logiciels Serveurs	• Apache • ProFTPD • Samba • Sendmail	Serveur HTTP (web) Serveur FTP. Serveur de fichiers et d'impression SMB. Serveur SMTP de transmission de courrier électronique.
- Internet	• Dillo • Links / Lynx • Mozilla Firefox	Navigateur Web sous plate-forme UNIX. Navigateur Web en mode texte UNIX. Ensemble de logiciels destinés à Internet.
- Courrier électronique	• Kmail • Mozilla Thunderbird • Evolution	Client de courrier électronique. Idem Courrier électronique, carnet d'adresses, agenda, ...
- Réseau et sécurité	• Ethereal • Snort • Nessus • Clam Win	Capture et analyse de paquets IP. Système de détection d'intrusion. Système de scannage du réseau. Antivirus pour système Windows.
- SGBD	• My SQL • Pg SQL • DB Designer 4 • PostgreSQL	Gestionnaire de base de données Idem Idem Idem
- Développement	• Eclipse • Doxygen • GNU / Flex et Bison	Environnement de développement intégré. Génère de la documentation à partir du code source. Outils de génération d'analyseurs lexicaux et syntaxiques.
- Langage	• PHP	Langage de script pour créer des pages Web dynamiques.
- ERP	• Compire	Logiciel ERP pour PME incluant un CRM. (Licence ML 1.1)
- GED	• OWe	Gestion électronique de documents pour des petites entreprises.
- Groupware	• Kolab • Lucane Groupware	Solution pour travail de groupe. Plate-forme collaborative libre.
- Gestion de projet	• MrProject • PhpCollab	Outils de gestion des projets (Gnome Office) Gestionnaire de projets.

- Les logiciels libres en Tunisie

Le 12 juillet 2002 s'est tenu un Conseil Ministériel Restreint consacré à l'Informatique en Tunisie. Il a adopté un programme pour la promotion de la culture du logiciel libre en Tunisie et des services associés et ce dans la perspective d'une plus grande présence tunisienne dans ce domaine.

Les orientations retenues dans le cadre de ce programme visent notamment à :

- inciter les entreprises tunisiennes à passer des logiciels propriétaires aux logiciels libres,
- aider les petites entreprises (start-up) opérant dans ce domaine,
- rationaliser la politique d'achat des logiciels libres par les opérateurs publics,
- former les formateurs en matière de logiciels libres,
- généraliser l'enseignement des logiciels libres dans les différents cycles scolaires et universitaires,
- diffuser une culture du logiciel libre : séminaires, ateliers de travail, associations, ...
- charger le S.E.I.I de veiller à la réussite de ces actions.

Depuis, d'importantes manifestations et ateliers (Journées Tunisiennes du Logiciel Libre, 1ère Linux install party en Tunisie, Ateliers logiciels libres) ont été organisées.

On notera aussi, la création de l'Association Tunisienne des Logiciels Libres (ATU2L) et du Club des nouvelles technologies de l'INSAT de Tunis (INSATech).

Enfin, et s'agissant de la STEG, il y a lieu de préciser que son site Web a été développé sous **PHP 4.3.7** (Préprocesseur Hypertexte) ; il utilise le serveur HTTP (HyperText Transfer Protocol) : **Apache 1.3.31**, le système de gestion de bases de données relationnel : **MySQL 4.0**, et le système d'exploitation **Linux (RedHat) 8.0**. Tous des logiciels libres.

De plus, le positionnement technologique informatique de la STEG s'oriente vers une utilisation de plus en plus poussée du « libre », comme en témoignent les choix arrêtés dans ce domaine :

- Serveur d'application : **JBoss** (C' est le serveur d'applications J2EE « open source » le plus mature;

c'est un concurrent sérieux de serveurs d'applications commerciaux tels que WebLogic, WebSphere, Oracle AS, etc.).

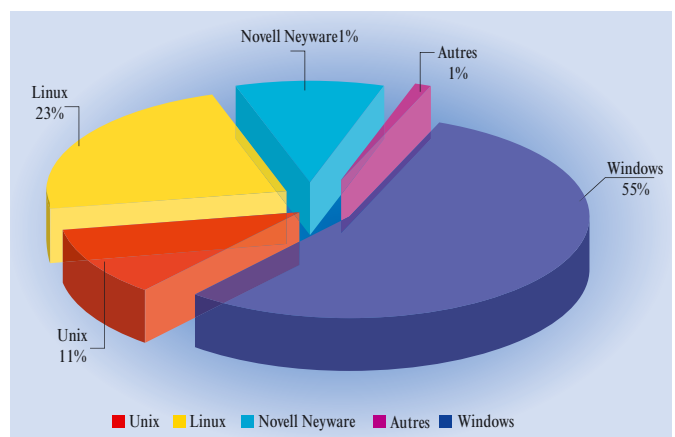
- Environnement de développement Intégré : **Eclipse** (produit commercial concurrent Jbuilder).
- Serveur WEB : **Apache** (une alternative à IIS de Microsoft)
- Système d'exploitation pour les serveurs locaux et les postes clients: **LINUX** (une alternative à Windows)
- Système d'exploitation pour les serveurs centraux : **LINUX / UNIX**
- Serveur de gestion de base de données locales : **PostgreSQL** (une alternative à SQL Server).
- Suite Bureautique : **Open Office** (une alternative au produit commercial Office)
- Serveur de noms : **BIND** (Une alternative au serveur DNS Microsoft)
- Navigateur Web : **Mozilla Firefox** (une alternative à Internet Explorer)

- Quel avenir pour les logiciels libres ?

Tous les cabinets d'étude le constatent : Linux, et plus généralement les logiciels libres, gagnent en légitimité auprès des entreprises. Cela se traduit entre autres par une progression continue de la part de marché des serveurs d'entreprise (Linux) et des serveurs Web (Apache) comme le montrent les deux graphiques ci-après.

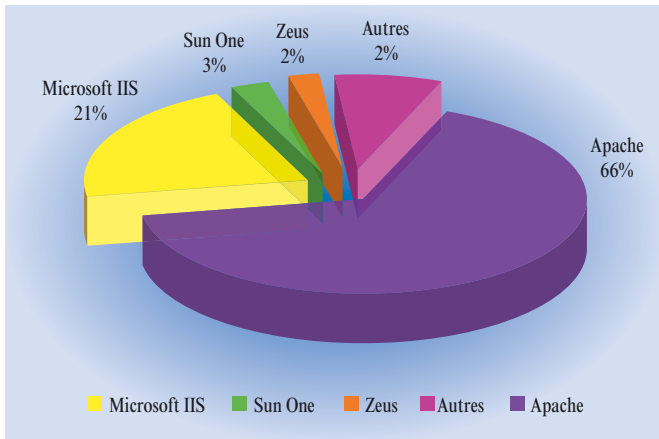
Les parts de marché

1. Le marché des serveurs d'entreprise reste dominé par Windows .Linux vient en 2ème position.



Source : GUIDE-INFORMATIQUE.com - juillet 2004

2. Le marché des serveurs Web est largement dominé par Apache.



Source : GUIDE-INFORMATIQUE.com - juillet 2004

Toutefois, cette ascension fulgurante du logiciel libre se trouve confrontée aujourd'hui au problème des « brevets logiciels » (selon une étude menée par le Public Patent Foundation, en Juillet 2004, plus de 280 brevets logiciels américains pèseraient sur le noyau Linux).

En effet, en février 2002, une directive européenne autorisant le brevetage illimité des logiciels a été proposée. Elle est actuellement en débat entre le Parlement Européen et le Conseil des ministres de l'Union Européenne (UE).

Un appel urgent aux gouvernements et parlements nationaux a été lancé par des associations et des personnalités politiques de l'UE, en juillet 2004, il demande notamment de retirer le vote, concernant cette directive, de l'agenda de la prochaine session du Conseil.

Une affaire à suivre de très près.

Ressources sur le Net :

- Introduction aux logiciels libres
- GNU operating system - FSF
- Guide -Informatique.com - Les dossiers
- Brevets Logiciels : Appel Urgent !
- CODI III Ateliers Logiciels Libres
- Logiciels Libres : Usages et Types d'applications
- Liste des licences avec commentaires - Projet GNU
- Site de l'AFUL : www.aful.org
(Liste des GUL francophones)
- Site de l'Open Source : www.SourceForge.net
- Site du logiciel gratuit : www.gratilog.net

LE SECTEUR HÔTELIER

LA SALUTAIRE CONVERSION AU GAZ NATUREL

**Mr. Mahfoudh DEY**

*Chef de Service Projection de la Demande
Direction Production et
Transport du GAZISTEG*

Mr. Mohamed GHORBEL

*Chef de Service Plans Directeurs Transport Gaz
Direction Production et
Transport du GAZISTEG*



Considéré comme énergie de premier choix en raison de sa disponibilité et de ses qualités environnementales, le gaz naturel est en train de conforter sa position dans la couverture de la demande nationale en énergie primaire.

En effet, la hausse des prix du pétrole et sa répercussion sur la balance commerciale de l'Etat ont incité les pouvoirs publics à prendre une série de mesures, lors des Conseils Inter Ministériels des 26 août et 2 septembre 2004, pour promouvoir le gaz naturel afin de conquérir de nouveaux segments de marché. Ces mesures seront accompagnées nécessairement par le renforcement et l'extension de l'infrastructure gazière actuelle pour intéresser l'ensemble des secteurs dont le secteur hôtelier.

En effet, la mutation au gaz naturel dans le secteur hôtelier est favorable à plus d'un titre : elle permet de remplacer les combustibles liquides, plus chers aussi bien au niveau national qu'au niveau du consommateur final, et contribue à la préservation de l'environnement.

Dans ce qui suit, nous présentons les phases et les perspectives de développement du gaz dans le secteur hôtelier en dégagant le potentiel de consommation additionnel existant dans les zones desservies et non desservies en gaz et les projets d'alimentation des nouvelles zones touristiques.

1. EVOLUTION DE LA CAPACITÉ HÔTELIÈRE

Depuis le début des années 70, la capacité hôtelière s'est développée à un rythme soutenu. Le nombre de lits a été multiplié par 6 en passant de 36000 à 222018 lits en 2003. En terme de nombre d'unités, celui-ci a été presque quadruplé en passant de 212 en 1970 à 790 en 2003. La capacité a continué à être fortement concentrée dans les trois principales zones touristiques, en l'occurrence Nabeul-Hammamet (26%), Jerba-Zarzis (22%), Sousse-Kairouan (21%), qui totalisent les deux tiers du parc hôtelier national.

A l'horizon 2020, la capacité hôtelière globale serait doublée pour atteindre 394000 lits dont 251000 (soit 64 %) seraient situés dans ces trois principales zones touristiques.

De nouveaux projets seront réalisés à Cap Gammarth, la station intégrée de Salloum, Bekalta, la station intégrée de Ghedhabna, la zone touristique de Gabès et Sidi Founkhel à Kerkennah.

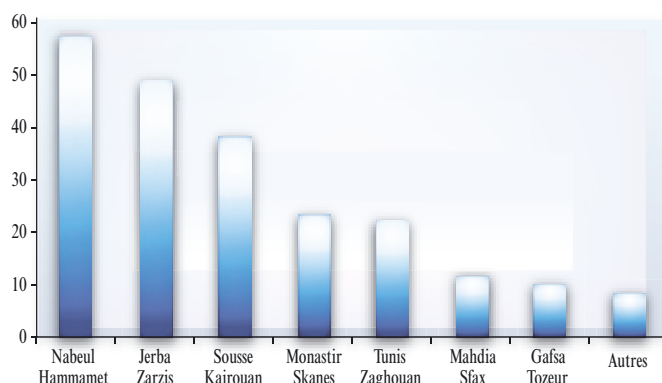
2. MARCHÉ ACTUEL DU GAZ NATUREL

2.1. DÉVELOPPEMENT DE LA PÉNÉTRATION DU GAZ NATUREL

Jusqu'en 1983, l'utilisation du gaz naturel dans le secteur hôtelier était limitée à quelques hôtels de la capitale et réservée uniquement à la cuisson.

Avec la réalisation du gazoduc transtunisien et la volonté de valoriser au mieux le gaz naturel, la STEG a engagé dans les régions de Tunis, du Cap Bon et du Sahel, l'opération de conversion au gaz naturel de 89 hôtels d'une capacité de 50000 lits environ, soit 54% de la capacité nationale.

RÉPARTITION DE LA CAPACITÉ HOTOLIÈRE EN MILLIERS DE LITS PAR RÉGION ANNÉE 2003



Depuis, la pénétration du gaz s'est développée d'une manière spectaculaire portant la part des hôtels alimentés en gaz en 2003 à 60% de la capacité nationale et à 92% de la capacité des hôtels situés dans les régions desservies en gaz.

La demande de gaz naturel a ainsi enregistré une évolution annuelle de 8,8% passant de 10ktep en 1985 à 46ktep en 2003.

Ainsi, la part du gaz naturel dans la satisfaction des besoins en hydrocarbures du secteur est passée de 2,5% en 1983 à 68% en 2003 ; le reste étant assuré en majorité par le GPL.

2.2. Développement régional

La plus grande concentration de la demande gaz se situe dans la région Nabeul-Hammamet avec une part de 39%, suivie de Sousse avec 29%, Tunis avec 15%, Monastir avec 12% et Mahdia avec 5%.

a-Cap Bon : dans cette région, la pénétration du gaz est évaluée à 98% et concerne les villes de Nabeul et Hammamet. Le nombre de lits alimentés est de 55500 soit 160 hôtels sur un total de 169.

b-Le Sahel : les zones touristiques de la région de Sousse, et de Monastir, alimentées en gaz depuis 1986, sont à des taux de pénétration respectives de 84% et 92%. La zone touristique de Mahdia récemment alimentée en gaz naturel affiche un taux de pénétration d'environ 85%. Le nombre de lits alimentés est évalué à 58 000 soit 151 hôtels sur un total de 174.

c-Grand Tunis : la pénétration du gaz dans les unités hôtelières du Grand Tunis est de 94% et concerne, en plus des hôtels de la ville de Tunis, ceux des zones touristiques des côtes Nord et Sud. Le nombre de lits alimentés avoisine 18400 soit 113 établissements sur un total de 139.

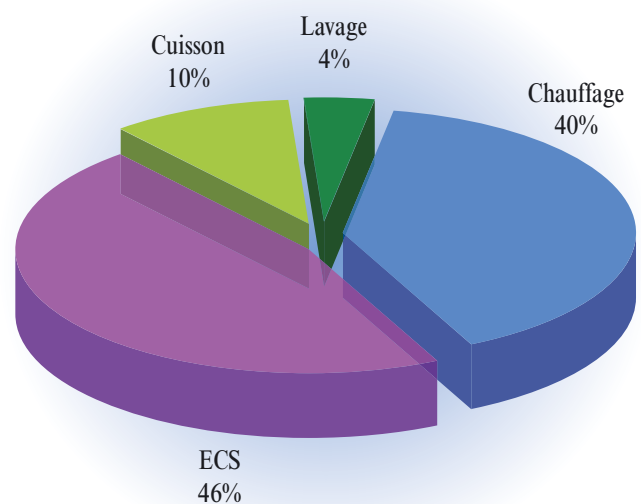
2.3. Consommation moyenne par lit

Selon une étude réalisée par la Direction de la Production et Transport du Gaz, la consommation moyenne par lit et par an varie d'une année à une autre en fonction de la température, du taux d'occupation et également de la catégorie de l'unité hôtelière et de la région. Elle a ainsi sensiblement progressé passant de 0,19 tep en 1985 à 0,36 tep en 2003, soit une augmentation de 3,6% par an sur cette période.

L'impact de la catégorie hôtelière et du niveau de confort se traduit par une consommation spécifique moyenne allant de 0,073 tep/lit-an pour la catégorie 1* et 0,471 tep/lit-an pour la catégorie 5*.

2.4. Structure de la consommation par usage

Les principales utilisations du gaz naturel, qui couvre plus de 95% de la capacité des unités alimentées, concernent l'eau chaude sanitaire (ECS), le chauffage des locaux, la cuisson et le lavage. L'enquête hôtelière de 1998 réalisée par l'ANME a mis en évidence les résultats suivants pour chaque usage



a- L'eau chaude sanitaire : le gaz naturel occupe une place importante dans l'usage E.C.S avec 94,7%. Les parts revenant au Gasoil, au G.P.L et à l'électricité sont minimes et sont respectivement de l'ordre de 3,5%, 1,5% et de 0,3%.

b- Le chauffage : l'énergie utilisée pour cet usage est le gaz naturel à concurrence de 95,6%, suivi du gasoil à raison de 4% alors que l'électricité ne concerne que 0,4% de la consommation.

c- L'usage cuisson : la cuisson est confirmée comme l'utilisation principale dans la consommation du gaz par les hôtels.

En effet, 96% de la capacité concernée par l'usage cuisson utilise le gaz comme énergie pour cet usage contre 4% utilisant le GPL.

d- Le Lavage : le gaz naturel est presque l'unique énergie utilisée dans les zones desservies avec 99% ; la part du GPL n'est que de 1%.

e- La climatisation : la totalité de la climatisation est assurée par l'énergie électrique.

3. POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DANS LE SECTEUR HÔTELIER

Le potentiel de consommation en gaz à l'horizon 2020 est évalué à 143ktep dont 97ktep en zones actuellement desservies en gaz ou en cours de desserte. Cette situation est basée sur une limitation de l'utilisation aux usages actuels et une répartition de la capacité par standing équivalente à l'existant.

3.1. Marché additionnel en gaz dans les zones desservies

Le potentiel de développement dans les zones desservies concernerait 61 unités hôtelières d'une capacité totale de 11400 lits dont 6000 situés dans la région de Sousse. Il est à signaler que ces hôtels sont à 52 % des unités non classées, donc présentant peu de confort et ayant par conséquent besoin de moins d'énergie. La consommation annuelle du gaz naturel correspondant à ce marché est évaluée à 4,5ktep.

Cependant, avec le nouvel arrêté des ministères du Commerce et du Tourisme, des Loisirs et de l'Artisanat du 4 février 2000, fixant les normes minimales de classement des hôtels de tourisme et les conditions d'octroi du label de qualité et de la spécialisation, un reclassement de ces établissements hôteliers est attendu et par conséquent une augmentation de leur besoin en énergie.

3.2. Marché additionnel dans les zones non desservies

Suite aux recommandations des cConseils inter ministériels des 26 août et 2 septembre 2004, un programme a été défini pour l'alimentation de nouvelles zones au gaz naturel. En effet, la capacité hôtelière des zones non desservies en gaz représente actuellement 35% de la capacité nationale soit 75200 lits (42 % en terme d'unités hôtelières) engendrant ainsi une consommation potentielle, estimée sur la base des consommations spécifiques des unités hôtelières de même catégorie, à 26 ktep.

La région Jerba et Zarzis constitue le pôle le plus important couvrant 63% de la capacité hôtelière non desservie en gaz.

3.3. Marché potentiel de la climatisation au gaz naturel

L'introduction de la climatisation au gaz naturel présente un potentiel important de développement de la consommation dans l'ensemble du secteur et un intérêt particulier pour la STEG dans la mesure où elle contribue à alléger la pointe électrique.

L'évaluation du potentiel technique réalisée sur la base d'une enquête sectorielle réalisée par la STEG en 1999, fait ressortir une puissance installée de la climatisation dans le secteur hôtelier de l'ordre de 176 MW correspondant à environ 40% de la consommation électrique de l'ensemble du secteur.

4. DÉVELOPPEMENT DE L'INFRASTRUCTURE GAZIÈRE

La hausse des prix internationaux des produits pétroliers et le maintien des prix intérieurs de l'énergie à un niveau relativement bas associés à une importation massive du GPL du fait de la régression de la production locale, ont amené les pouvoirs publics à chercher des solutions pour réduire la facture énergétique. La substitution des produits pétroliers par le gaz naturel dans tous les secteurs et en particulier le GPL dans le secteur hôtelier, est considérée comme une solution privilégiée.

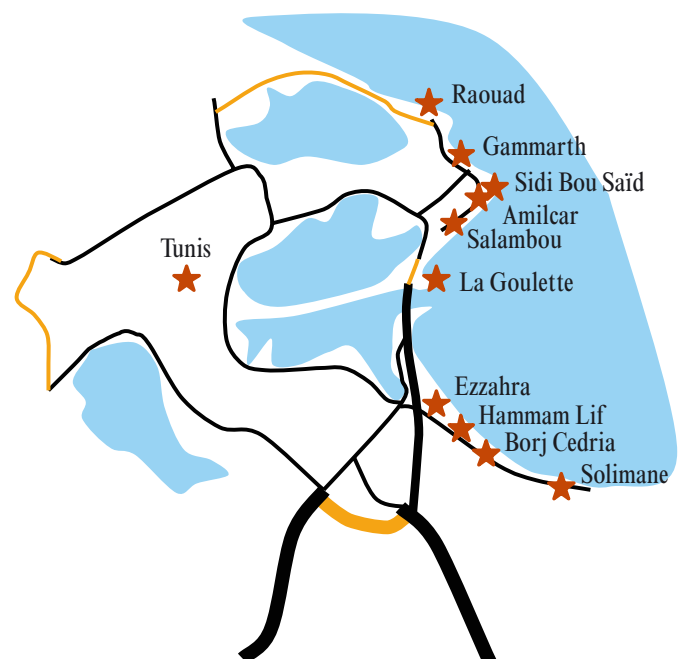
Cette opération nécessitera la mise en service de nouveaux réseaux gaziers pour d'une part, desservir les nouvelles zones hôtelières et d'autre part, sécuriser l'approvisionnement du marché existant.

4.1. Renforcement du réseau gaz

La sécurité d'alimentation en gaz du marché existant en général et hôtelier en particulier, va être confortée par la réalisation de plusieurs projets de maillage notamment dans le Grand Tunis et au Cap-Bon.

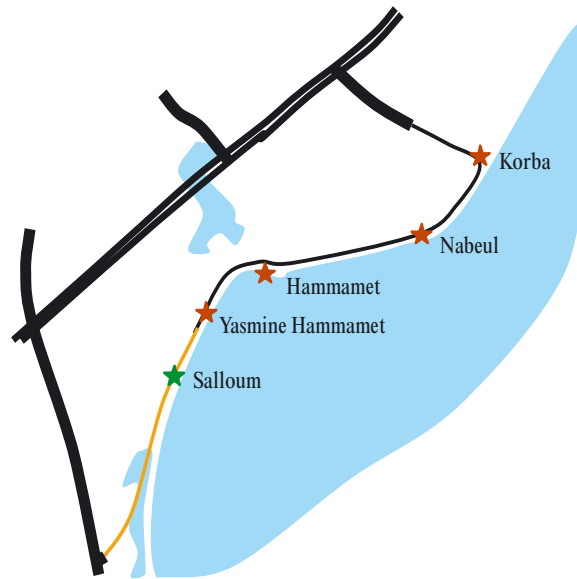
a- Grand Tunis : après la réalisation de la troisième et dernière phase de la boucle de Tunis ainsi que la liaison Mourouj-Mornag entre les deux principales artères de transport, deux autres projets ont été décidés pour renforcer davantage la continuité de fourniture de gaz de la région, à savoir:

- * Le bouclage de la Goulette-Kram avec une conduite de 8 pouces de diamètre et de 3 km de longueur.
- * Le bouclage de Gammarth-El Ghazala avec une conduite de diamètre 8 pouces et 22 km de longueur.



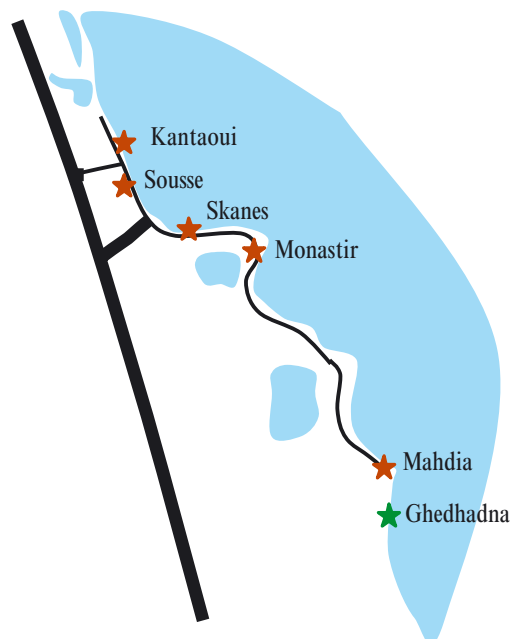
b-Cap-Bon : le réseau alimentant cette région, jusqu'à présent en antenne, va être renforcé par le projet de bouclage Enfidha - Hammamet Sud qui constituera une deuxième source d'alimentation de la région. La condui-

te à poser est de 8 pouces de diamètre et de 43km de longueur. Ce projet intéressera aussi la future station intégrée de Salloum, projetée en 2010 et dont la capacité totale est estimée à 25000 lits.



c-Le Sahel : le réseau du Sahel, bien que maillé au nord demeure en antenne dans sa partie sud sur une longueur de 50 km allant jusqu'à Mahdia. Il est prévisible que l'alimentation en gaz de la future zone touristique de

Ghedhabna permettra non seulement de desservir un nouveau marché du secteur hôtelier mais aussi de garantir la sécurité d'alimentation de la zone hôtelière de Monastir et Mahdia.



4.2. ALIMENTATION DE NOUVELLES ZONES

4.2.1. Projet d'alimentation de la région jerba-zarzis

Il s'agit du plus grand projet d'alimentation en gaz naturel proposé, actuellement, pour promouvoir le développement de l'utilisation de cette énergie dans les unités hôtelières en substitution du GPL.

Le marché de la région Jerba-Zarzis, représente 21% de la capacité hôtelière nationale soit 46000 lits répartis sur 133 unités nécessitant un besoin annuel en GPL de l'ordre de 18 ktep.

La réalisation de ce projet nécessite la pose, à partir de Gabès, d'une conduite de transport à haute pression de

longueur 135 km dont près de 5 km en mer et un réseau de répartition à moyenne pression de 76km dont les deux tiers seront dans l'île de Jerba. Toutes ces conduites seront de diamètre 8 pouces.

La mise en service de ce projet dont l'étude de tracé a déjà démarré, est prévue au cours du premier semestre de l'année 2009.

Le coût global du projet est estimé à 29 millions de DT.



4.2.2. Projet d'alimentation de la ville de gabès

Ce projet consiste à réaliser une conduite de 12 km de longueur en 8 pouces qui alimentera dans une première étape 6 établissements hôteliers d'une capacité d'environ 1000 lits. Il permettra ultérieurement de desservir la future zone touristique de Gabès. Ce projet est estimé à 2 millions de DT .

4.2.3. Projet d'alimentation de la zone touristique de l'île de kerkennah

Ce projet est lié à la mise en exploitation du gisement de gaz Chergui à l'île de Kerkennah en 2006.

Un point de livraison de gaz est prévu sur l'île et permettra d'alimenter les 3000 lits prévus dans le cadre du projet de zone touristique écologique de Sidi Founkhel- Kerkennah.

4.2.4. Projet d'alimentation de la future station intégrée de salloum

La future station intégrée de Salloum, projetée en 2010, dont la capacité totale est estimée à 25000 lits sera alimentée à partir de la boucle du Cap-Bon.

4.2.5. Projet d'alimentation de la région de tabarka

Ce projet, en phase d'étude, entre dans le cadre de la coopération inter-maghrébine et consiste à alimenter en gaz la région de Tabarka à partir de l'Algérie. L'introduction du gaz naturel dans cette région permettra d'alimenter les 32 unités hôtelières existantes d'une capacité de 5220 lits ainsi que les nouvelles unités prévues dans cette région.

5. CONCLUSION

Le développement du gaz dans le secteur hôtelier a été l'un des principaux objectifs poursuivis par la STEG depuis l'avènement du gaz algérien en 1983.

Les résultats obtenus traduisent le degré de réussite de cette opération puisque le gaz couvre aujourd'hui plus de 60% de la capacité hôtelière nationale.

La conjoncture actuelle des ressources nationales énergétiques et des prix de l'énergie milite en faveur de la poursuite de cette opération et du renforcement de la pénétration du gaz. C'est ce que la STEG compte matérialiser par la réalisation d'un ensemble de projets qui permettront de couvrir d'ici la fin de la décennie l'ensemble des zones hôtelières du pays et contribuer ainsi à optimiser la facture énergétique nationale

LE NUCLÉAIRE: CONTRAINTES ET OPPORTUNITÉS POUR LA PRODUCTION SIMULTANÉE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'EAU POTABLE

M.Jomaa Souissi

*Chef Département Demande Electrique
DEP*



1. HISTORIQUE

Malgré l'évolution des tendances économiques (en énergies renouvelables) et les effets médiatiques lors des accidents nucléaires ayant eu lieu aux USA (Three Miles Island) et en Ukraine (Tchernobyl), les acteurs dans le domaine énergétique continuent leurs investigations pour le développement et l'exploitation du nucléaire en tant qu'alternative pour la production de l'électricité à long terme.

La STEG a entrepris depuis 1983 l'étude d'opportunités d'introduction de la filière nucléaire dans son parc de production de l'électricité, et ce, avec l'assistance technique de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). Cette étude s'est achevée en 1996 par l'élaboration des chapitres relatifs aux sites d'implantation, les textes réglementaires relatifs aux activités nucléaires, par la participation de l'industrie tunisienne dans un programme nucléaire et l'évaluation économique pour l'introduction des paliers nucléaires dans le parc de production de l'électricité de la STEG.

Parallèlement, une étude régionale coordonnée par l'AIEA, a été menée sur le dessalement de l'eau. L'énergie nucléaire, sous forme de chaleur ou après transformation en électricité, constitue une alternative pour le fonctionnement d'une pareille installation (distillation à effets multiples ou osmose inverse dans ce cas).

Récemment, en 2002, une étude de faisabilité technico-économique de dessalement nucléaire de l'eau de mer sur le site de la Skhira en Tunisie a été menée, et ce, dans le cadre d'une convention entre le Centre National des Sciences et Techniques Nucléaires (CNSTN) et le Commissariat Français à l'Energie Atomique (CEA). La contribution de la STEG s'est limitée au pré-dimensionnement de réacteurs nucléaires et procédés de dessalement, au couplage de réacteurs nucléaires et optimisation du système couplé et à l'évaluation économique de systèmes intégrés de dessalement nucléaire.

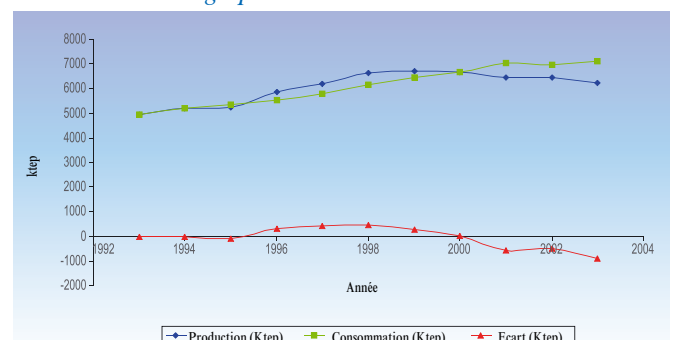
2. POURQUOI L'ÉLECTRONUCLÉAIRE EN TUNISIE?

La consommation d'énergie primaire en Tunisie a évolué durant la période 1993 - 2003 en moyenne de 3,7 % par an alors que la production d'énergie primaire a évolué pour la même période en moyenne de 2,3 % par an et depuis 2001, la Tunisie est devenue importatrice net d'énergie primaire (cf. graphique 1). A titre d'exemple, le bilan énergétique national, en énergie primaire a été déficitaire de 893 ktep en 2003. La part de l'électricité, dans la consommation d'énergie primaire pour la période de 1993-2003 a été en moyenne de 28 % (dont 98 % à base du gaz naturel) avec une évolution moyenne de 11 % par an. Selon cette tendance, la consommation serait de l'ordre de 18000 ktep en 2030

La mise en place d'une politique nationale de substitution de l'énergie fossile, nécessaire pour la production de l'électricité par l'énergie fission, diminuerait le volume des importations du pétrole régulièrement au fur et à mesure du remplacement des installations au fuel (ou gaz naturel) par des centrales nucléaires. Avec les prix du baril de pétrole qui a dépassé 55 \$, cette option baisserait considérablement la facture énergétique du pays.

Etant donné que les délais de réalisation d'une centrale nucléaire sont très longs (la durée de construction, à elle seule, est d'environ 8 ans ; toutes les études et procédures qui précèdent sa construction peuvent ramener le délai total à 15 ans ou plus) il est opportun de penser dès maintenant à mettre en place un programme nucléo-énergétique.

Graphique 1: Evolution de la production et de la consommation d'énergie primaire en Tunisie 1993-2003



Cette politique de substitution des hydrocarbures ou de l'allègement de leur part dans la production de l'électricité a été conduite par la quasi-totalité des pays développés lors du choc pétrolier de 1973. Elle a consisté à diversifier leurs sources d'énergie pour atténuer leur dépendance à l'égard des pays producteurs de pétrole. En dehors de quelques exceptions, tous les pays développés ont fait appel à l'énergie nucléaire quelle que soit leur situation énergétique initiale, et ce, pour pallier l'absence de ressources énergétiques nationales ou pour atténuer leur dépendance à l'égard du pétrole au moment du choc pétrolier.

A la fin de l'année 2000 le parc mondial était de 438

réacteurs en fonctionnement, soit 353GWe de puissance installée, l'électronucléaire compte aujourd'hui pour 6,6 % de la production mondiale d'énergie et 16 % de la production d'électricité. Mais cette situation est très contrastée. Alors que les pays de l'OCDE recourent pour 24 % au nucléaire pour leur production d'électricité, les pays de l'hémisphère sud ne l'utilisent pratiquement pas. Selon les prévisions, la puissance installée serait de 393 GWe en 2020 (Cf. tableau 1). La Chine par exemple, a lancé la construction de 8900 MWe nucléaire dont la mise en service est prévue entre 2004 -2006. Avec cette puissance additionnelle, le nucléaire représenterait 2,4 % de la puissance totale installée en Chine.

TABEAU 1 : PRÉVISIONS DE LA PUISSANCE ÉLECTRONUCLÉAIRE DANS LE MONDE (GWE)

	1990	1995	2000	2010	2020
UE	113,0	118,1	119,8	116,7	93,5
Etats-Unis	101,7	101,1	98,1	92,3	74,2
France	52,0	57,4	60,3	63,0	59,6
Japon	30,4	39,7	43,2	56,2	68,0
Allemagne	22,5	22,2	21,3	17,6	9,4
Russie	18,0	19,8	19,8	25,5	26,6
Canada	13,1	14,9	14,9	14,1	10,3
Royaume-Uni	13,1	12,9	12,5	11,0	6,7
Ukraine	13,0	12,1	11,2	13,1	12,5
Suède	10,0	10,0	9,4	8,0	5,1
Corée du sud	7,2	8,1	12,9	21,3	26,8
Espagne	7,1	7,1	7,5	7,4	6,9
Belgique	5,5	5,7	5,7	5,7	4,0
Taiwan	4,9	4,9	4,9	7,5	8,5
Suisse	2,9	3,1	3,2	3,2	2,1
Lituanie	2,8	2,8	2,8	1,0	1,0
Bulgarie	2,6	3,5	3,5	2,3	2,9
Finlande	2,3	2,3	2,6	3,6	1,8
Amérique du Sud	1,8	1,8	1,8	2,0	2,0
Hongrie	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
République tchèque	1,6	1,6	1,6	3,4	3,4
Slovaquie	1,6	1,6	2,4	2,0	1,6
Inde	1,4	1,9	2,7	6,8	7,9
Argentine	0,9	0,9	0,9	1,3	1,3
Mexique	0,7	1,3	1,3	1,3	1,3
Slovénie	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Brésil	0,6	0,6	1,9	2,9	2,9
Pays-Bas	0,5	0,5	0,5	-	-
Kazakhstan	0,1	0,1	-	1,0	2,4
Pakistan	0,1	0,1	0,4	0,7	0,6
Chine	-	2,1	2,1	10,6	25,6
Roumanie	-	-	0,7	1,3	1,3
Arménie	-	-	0,4	-	1,0
Iran	-	-	-	1,9	2,3
Corée du Nord	-	-	-	1,9	1,9
Turquie	-	-	-	-	1,9
Thaïlande	-	-	-	-	1,0
Biélorussie	-	-	-	-	1,0
Egypte	-	-	-	-	0,6
Bangladesh	-	-	-	-	0,3
Monde	320,7	342,8	351,9	393,0	392,8

3. QUELLES CONTRAINTES ?

Contrairement aux centrales classiques, la construction d'une centrale nucléaire comporte plusieurs contraintes techniques, économiques, environnementales, organisationnelles, de formations spécifiques et de sites d'implantation. En effet :

- les groupes nucléaires doivent satisfaire à la condition économique de compétitivité et à la contrainte technique de taille. Toutefois, l'introduction d'un équipement nucléaire est conditionné par l'existence de capacités financières considérables (environ 2500 DT le kW installé pour une centrale de taille 600 MW) et des structures scientifiques et industrielles qui permettent de faire face à la gestion du projet et à l'exploitation de la centrale,
- l'utilisation de substances radioactives et les conditions de sûreté et de sécurité qui lui sont associées, confèrent à ce domaine une importance particulière. Le développement nécessaire des activités qui lui sont liées implique la mise sur pied d'un cadre institutionnel et réglementaire adapté :
- la centrale nucléaire devrait être protégée contre tous types d'agressions d'origine interne ou externe et devrait satisfaire aux conditions de sûreté,
- l'exploitation et la gestion de centrales nucléaires devraient être assurées par des cadres qui maîtrisent bien ce domaine ; ainsi un programme de formation spécifique dans le domaine des activités nucléaires assurera ces fonctions,
- le site adéquat pour l'implantation de la centrale nucléaire devrait être préservé dès aujourd'hui du fait du nombre limité des sites présélectionnés.

3.1 Les contraintes techniques (palier)

La contrainte technique est imposée par le réseau électrique. Elle consiste à n'introduire dans le système électrique que des groupes dont la puissance unitaire est compatible avec la puissance maximale appelée. Le système électrique doit en effet pouvoir faire face instantanément à la défaillance du plus grand groupe. En tenant compte de l'interconnexion, on peut tolérer des paliers plus puissants. Or, la plus petite taille de groupe électro-nucléaire commercialement éprouvée est le 600 MW, palier pouvait être retenu pour le cas de la Tunisie à l'horizon 2015-2020. Selon les prévisions actuelles les niveaux de la demande sur le réseau tunisien seraient d'environ 4 000 MW vers 2013.

Il va de soi que l'inscription d'un projet de centrale nucléaire dans le contexte plus vaste d'une coopération bilatérale ou régionale, permettrait de réduire considérablement l'impact de la contrainte de taille notamment si on s'oriente vers les tailles supérieures.

Cette situation peut aussi être profondément modifiée par l'apparition, sur le marché, de centrale nucléaire de 300 à 400 MW, dite de petite et moyenne puissance

(Small and Medium Power Reactors). L'AIEA tente en effet depuis plusieurs années de faciliter le développement de cette gamme en rompant un cercle vicieux : les acheteurs ne se risquent pas à acquérir une centrale qui n'est pas industriellement et commercialement éprouvée, alors que les fabricants, de leur côté, en l'absence d'une demande clairement identifiée, hésitent à anticiper le marché.

3.2 Les contraintes économiques

La compétitivité économique d'un équipement est liée aux différents éléments de coût de l'électricité : l'investissement initial, le coût de combustible et les dépenses d'exploitation.

Les caractéristiques techniques des divers types d'équipement mis en concurrence dans la recherche de programme d'équipement optimal induisent pour ces équipements des comportements économiques et des modes d'utilisation spécifiques.

Les turbines à gaz ont des coûts d'investissement (coûts fixes) faibles et des coûts de combustibles (coûts variables) élevés. Elles sont sollicitées en pointes, c'est-à-dire avec un faible taux d'utilisation.

Les équipements utilisés en base sont ceux qui ont un coût d'investissement élevé et une consommation spécifique faible. Parmi les équipements de base, le nucléaire est celui qui a, et de loin, le coût d'investissement le plus fort. A l'opposé, son coût de combustible est de loin le plus faible. Son inertie de fonctionnement confirme son utilisation prioritaire en base. Cependant, son introduction dans le parc de production de la Tunisie demande des capacités financières très lourdes. Ici le soutien du pays fournisseur du réacteur est nécessaire d'une part pour promouvoir cette technologie et d'autre part pour assister le pays acheteur à maîtriser la technologie nucléaire. On peut mettre en place des conventions de coopérations spécifiques pour l'exploitation, la maintenance et les contrôles nécessaires.

Les conditions économiques actuelles (coût du baril supérieur à 50 \$) favorisent de loin la pénétration du nucléaire dans le système de production de l'électricité de la Tunisie. Dans les pays ayant un marché libéralisé de l'électricité, les investisseurs privés ne se hasardent pas pour investir dans le nucléaire, ce qui constitue une contrainte supplémentaire pour son développement malgré ses avantages économiques.

3.3 Les contraintes organisationnelles

Les activités nucléaires devraient être régies dans le cadre d'organes réglementaires destinés à répondre aux préoccupations fondamentales :

- organiser l'octroi d'autorisations permettant l'exercice de ces activités,
- organiser les contrôles réglementaires permettant de vérifier que ces activités sont menées selon les normes de sûreté et de sécurité en vigueur.

Parallèlement, ce cadre devrait désigner les divers organismes qui assureront respectivement la coordination de l'ensemble des activités à l'échelle nationale, l'octroi des autorisations, la réalisation des contrôles et, dans certains cas l'exercice des activités.

Les principaux domaines à organiser ou dont la réglementation mérite une révision sont :

- la construction et l'exploitation d'installations nucléaires, telles que les réacteurs de puissance ou les réacteurs de recherche,
- la gestion des déchets radioactifs, qu'ils proviennent des installations nucléaires désignées ci-dessus ou des équipements implantés dans les milieux hospitaliers, industriels, agricoles ou universitaires,
- le transport des matières radioactives,
- la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants (radioprotection),
- la protection physique des matières nucléaires, la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires.

Or, tous ou partie de ces organismes ne sont pas encore constitués malgré l'adoption par la chambre des députés de certaines lois relatives aux activités nucléaires. Seule la Commission Nationale de l'Energie Atomique (CNEA) a été créée en 1990 et ce, pour évaluer et proposer au gouvernement toute mesure visant à encourager et développer la recherche et les applications pratiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. Parallèlement, en 1993, il a été créé le Centre National des Sciences et Techniques Nucléaires (CNSTN) qui assure actuellement le secrétariat du (CNEA).

3.4 Les contraintes environnementales

L'insertion d'une centrale nucléaire dans son environnement naturel et humain doit correspondre aux exigences de sûreté. Ainsi, les bases de conception : structures, systèmes et composants doivent obéir aux exigences pour parvenir ou limiter les conséquences d'événements initiateurs raisonnablement crédibles et pouvant mettre en cause la sûreté de la centrale. Ces événements incluent différents facteurs liés :

- aux risques d'agressions externes d'origine naturelle (séismes, volcanisme, tornades, tsunamis, ...),
- aux risques d'agressions externes d'origine humaine qu'elles soient intentionnelles ou non (chute d'aéronef, rupture de barrage, explosion, ...),
- à l'exploitation de la centrale elle-même,

Jusqu'à présent, tous ces phénomènes ont été étudiés à un stade préliminaire relatif à l'étape selon l'appellation de l'AIEA « recherche classement de sites ». Reste donc à développer les stades relatifs à l'évaluation des sites et la confirmation du site retenue.

3.5 Les contraintes de sites

Les études menées par la STEG pour l'implantation de futures centrales électronucléaires ont montré la rareté des sites adéquats pour ce genre d'installation. A cet effet, la STEG a demandé à deux reprises au (CNEA) par l'intermédiaire de son représentant dans cette commission, de prendre les mesures nécessaires pour préserver les sites présélectionnés d'autant que les délais de réalisation sont très longs (environ 15 ans); mais aucune décision n'a été prise jusqu'à ce jour.

Les études ont montré que des activités multiples se développent actuellement dans les zones environnant les sites : agriculture, pêche, industries manufacturières, tourisme, carrières et constructions diverses. La vitesse de développement de ces activités laisse prévoir une occupation de l'espace des sites dans un court délai.

Or les critères de choix et de validité des sites pour centrales nucléaires ont un caractère évolutif. Ils dépendent non seulement des conditions naturelles (géologie, sismicité, océanographie) mais également des caractéristiques des activités humaines et industrielles environnantes.

3.6 Les contraintes liées à la formation

Les conditions minimales permettant la gestion de centrales nucléaires dans un pays, sont la constitution d'équipes de conduite et d'entretien d'un haut niveau. Pour cela, un programme de formation et d'assistance pour l'initiation et le développement du nucléaire est indispensable. Il doit se conformer aux règles et procédures, internationalement reconnues, garantissant, la qualité des opérateurs de conduite et du personnel de maintenance.

L'insertion d'une (première) centrale électronucléaire n'implique pas nécessairement la fourniture d'un réacteur de recherche. Celui-ci est davantage le reflet d'une certaine maturité de la communauté scientifique du pays. Si ce n'est pas une nécessité, c'est toutefois une contribution, notamment pour la formation à différents niveaux. Il serait souhaitable d'ailleurs, de coupler une telle installation avec un simulateur beaucoup moins coûteux et qui permettrait d'étudier sans danger les aspects opérationnels d'une centrale. Par contre, un réacteur de recherche s'avérerait irremplaçable dans ce que l'on pourrait appeler "la culture des rayonnements". Même à faible puissance un réacteur permet d'aborder des applications variées.

Le CNSTN a entrepris depuis quelques années la formation d'une quinzaine de thésards, dans le domaine des activités nucléaires, et ce, dans le cadre d'un accord de coopération avec le CEA. Mais ceux qui ont achevé leur thèse n'ont pas intégré le CNSTN.

4. LE NUCLÉAIRE: UNE OPPORTUNITÉ POUR LA PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET L'EAU POTABLE

La Tunisie dispose actuellement d'une moyenne de 4.5 millions de m³/an d'eau soit 450 m³/an et par habitant. Parmi ces ressources 40% sont des eaux souterraines, dont la salinité est comprise entre 0.5 et 3.5 grammes par litre. Globalement, la salinité de l'ensemble des ressources est relativement élevée avec seulement 54 % ayant une salinité inférieure à 1.5 g/l. Par ailleurs, 84% de ces ressources de « bonne qualité » pour l'eau potable, sont localisée dans le Nord du pays.

Cette quantité est considérée suffisante à court et moyen terme, mais au vu de la sécheresse, de l'accroissement naturel de la population, du développement croissant du secteur économique et une activité touristique à la hausse, ces ressources ne vont plus être en mesure de subvenir aux besoins de tous. Le problème d'approvisionnement en eau de bonne qualité se pose avec acuité dans les régions du sud de la Tunisie.

Plusieurs voies sont envisageables pour pallier ce problème telles que la mobilisation des ressources disponibles en eau, son transport du nord et d'autres solutions qui sont souvent provisoires et coûteuses. Le recours au dessalement de l'eau de mer paraît donc comme alternative incontournable dans l'avenir.

Les estimations montrent que, pour les seules régions de Sfax et de Gabès, les besoins en eau s'élèveront à environ 300 000 m³/jour en 2010 et plus de 370 000 m³/jour en 2020.

L'expérience de dessalement a commencé en Tunisie depuis les années 80 avec l'installation d'une station à Gabès qui produit quotidiennement 22 500 m³, réduisant ainsi la salinité des eaux saumâtres de 3.2 g/l à moins de 1 g/l. Par ailleurs, une deuxième expérience a eu lieu à Kerkennah avec la mise en place d'une station de dessalement des eaux de mer, devenue fonctionnelle depuis 1983. La production de cette station est limitée à 4000 m³/jour. Avec les nouvelles stations de Zarzis (1999) et de Jerba (2000), la capacité totale de l'eau dessalée se situe aux alentours de 58 800 m³/jour (Cf. tableau 2).

TABLEAU 2 : STATIONS DE DESSALEMENT D'EAUX SAUMÂTRES

NOM DE LA STATION	ANNÉE DE MISE EN SERVICE	DEBIT (M3/J)
Kerkennah	1984	3300
Gabès	1995	25500
Zarzis	1999	15000
Jerba	2000	15000

5. ETUDE TUNDESAL

Compte tenu de son intérêt simultané pour la production de l'électricité et le dessalement de l'eau, l'exploitation du nucléaire a été étudiée dans le cadre d'un contrat de coopération, financé par l'AIEA, entre le CNSTN et le CEA avec la participation active de la STEG et de la SONEDE.

L'étude, initiée en janvier 2002, a été réalisée en quatre étapes et achevée en 2005. Un séminaire de présentation des résultats de cette étude a été tenu le 15 mars 2005 à Tunis sous le patronage du ministère de la Recherche Scientifique et le Développement des Compétences.

Cette étude conclut que le recours à une centrale nucléaire de 600 MW pour la cogénération de l'électricité et de l'eau dessalée est économiquement rentable dès que le prix du baril de pétrole dépasse 30 \$, et ce, en comparaison avec un cycle combiné, moyen de production conventionnel reconnu jusqu'à présent comme étant le plus économique.

Un réacteur nucléaire peut fournir l'énergie nécessaire aux procédés de dessalement soit sous forme de chaleur (procédés MSF, MED) soit sous forme d'énergie électrique (RO). En dehors de l'énergie pour le dessalement, l'intégration de tout procédé nécessite de l'électricité pour le pompage et d'autres services. Lorsqu'un réacteur nucléaire est couplé à un système RO sur le même site, le couplage entre le réacteur et le procédé est très faible et ne nécessite pas d'optimisation particulière sinon l'adaptation du système intégré aux conditions locales. Ce couplage est plus fort et complexe dans les systèmes à co-génération utilisant les procédés thermiques tels que le MED.

Le schéma conventionnel de couplage REP-MED est celui de la figure 1. Dans la partie conventionnelle d'un réacteur à eau sous pression (REP 900), la vapeur issue de la turbine haute pression est asséchée puis surchauffée avant d'entamer une série de détentes dans la turbine basse pression.

Les procédés de dessalement à distillation nécessitent

une température inférieure ou égale à 110 °C. Selon le schéma de couplage élaboré par l'AIEA, la vapeur est prélevée sur le corps basse pression de la turbine. Après avoir cédé sa chaleur latente dans l'échangeur secondaire-procédé, ou deuxième condenseur, cette vapeur est rejetée au condenseur de la centrale électrique.

Le soutirage engendre une baisse de la puissance électrique fournie par l'alternateur et, par conséquent, une baisse du rendement du réacteur (cf. Tableau 2). Cette baisse est due au fait qu'une fraction de vapeur, celle qui a été soutirée vers le procédé, n'a pas travaillé dans le corps BP de la turbine. La perte de puissance électrique engendrée varie donc avec le débit de vapeur prélevé vers le procédé et les conditions de soutirage (température, pression, enthalpie). Elle dépend de la puissance thermique véhiculée vers l'installation de dessalement et, donc, de la capacité de production d'eau.

L'étude économique pour le calcul du coût moyen

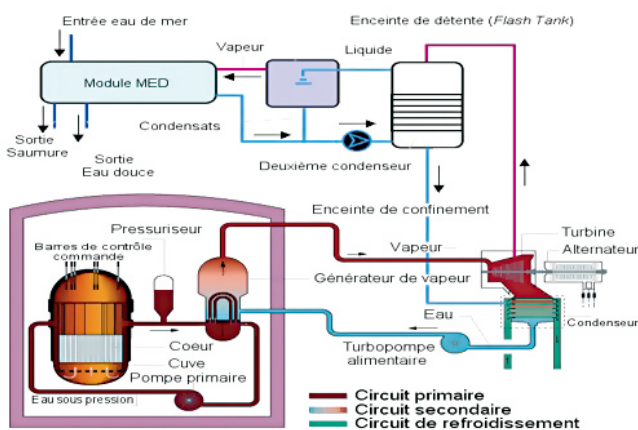


Fig.1: Schéma de couplage d'un réacteur nucléaire avec une usine de dessalement

actualisé du kWh par un cycle combiné, ou un thermique vapeur ou une centrale nucléaire et pour un prix du combustible de 25 \$/baril, montre que le cycle combiné est l'équipement le plus économique. En effet, il présente le plus faible PMA du kWh de l'ordre de 3,23 cents (1 cents = 0,01 \$), suivi par le nucléaire pour 3,64 cents et enfin le thermique vapeur pour 4,29 cents.

L'égalité entre les PMA des deux options cycle combiné et nucléaire est atteinte pour un prix de la tep combustible de 136,8 \$ soit un prix du baril de 29,76 \$. Une augmentation du prix du combustible au delà de cette valeur rendrait l'option nucléaire plus économique.

Si le prix du gaz augmente au delà de 150 \$/tep, trois options nucléaires deviennent économiquement très intéressantes :

- deux modules GT-MHR, produisant chacun 285 MWe. Ce réacteur est en cours de développement par un consortium international,
- trois modules du réacteur PBMR produisant chacun 178 MWe. Ce réacteur est prévu la construction en Afrique du Sud par la « PBMR Company »,

- éventuellement, si le réseau tunisien est interconnecté avec l'Europe, une unité du réacteur REP900 dont 34 tranches sont en exploitation en France,

Dans les mêmes conditions, le coût de dessalement par le système GT-MHR + MED est respectivement 46 et 60 % plus faible par rapport aux coûts de dessalement par les systèmes CC600+MED et TV600 + MED.

Les coûts de dessalement par les systèmes GT-MHR+MED et PBMR+ MED sont respectivement 25 et 23% moindres par rapport aux autres options nucléaires puisque ces systèmes utilisent la chaleur virtuellement gratuite.

CONCLUSION

La balance énergétique de la Tunisie est dans une situation déficitaire depuis 2001. Ce déficit augmentera au fil des années avec l'évolution de la demande de l'énergie. Son intensité énergétique est élevée comparée à d'autres pays similaires tels que le Maroc et le Liban (Cf. graphique 2). A cet effet, elle devrait non seulement tracer une politique énergétique pour avoir son indépendance vis-à-vis du pétrole, mais elle devrait aussi rationaliser la consommation d'énergie pour atteindre des valeurs d'intensité énergétique similaires à celles des pays de la rive nord du Bassin Méditerranéen.

L'énergie renouvelable, en particulier, le nucléaire pourrait être dans l'avenir une énergie de substitution de l'énergie fossile pour la production, en partie, de l'électricité. Il permet à la fois de limiter les émissions de gaz à effet de serre à un moment où toute contribution est recherchée et de réduire la dépendance du pays vis-à-vis de l'énergie fossile. L'intégration de ce type d'énergie devrait tout d'abord résoudre les contraintes actuelles liées à son développement.

L'efficacité énergétique devrait s'articuler sur les axes suivants :

- l'introduction de la cogénération pour la production simultanée de l'électricité et la production d'eau potable pour les besoins de la population à moyen et à long terme,
- la mise en place d'un fond récupérable pour la promotion des équipements efficaces en consommation d'énergie,
- la sensibilisation du consommateur final sur la nécessité de changement de comportement quand à l'utilisation des équipements énergétiques,
- la promotion des équipements ayant un impact positif sur la courbe de charge de la STEG au moment de la pointe, tels que les climatiseurs au gaz et les lampes basse consommation (LBC).

TABLEAU 3 : SOUTIRAGE CONVENTIONNEL DE LA VAPEUR À 90° DIMENSIONNEMENT DE LA BOUCLE INTERMÉDIAIRE

Procédé MED	Circuit Secondaire (SCOR 600 / REP 900)*				Caractéristiques de l'échangeur intermédiaire du côté procédé **	Boucle intermédiaire ***					
Capacité de production m³/jour	Puissance thermique MWth	Débit de vapeur soutiré de la turbine kg/s	Débit soutiré vers le MED kg/s	Baisse totale d'électricité causée par l'usine MWe	Surface d'échange m²	Nombre de tubes	Débit total de re-circulation	Débit de re-circulation par effet kg/s	Puissance totale de pompage kWe	Nombre de flash tank	Diamètre des conduites véhiculant le liquide (mm)
192 000	357	169	153,0	44	9 504	7 727	5 667	708	920	8	607
216 000	402	190	172,1	50	10 692	8 693	6 375	708	1 035	9	607
240 000	446	211	191,3	55	11 880	9 659	7 084	708	1 150	10	607
264 000	491	232	210,4	61	13 068	10 625	7 792	708	1 265	11	607
288 000	535	254	229,5	66	14 257	11 591	8 500	708	1 380	12	607
312 000	580	275	248,6	72	15 445	12 557	9 209	708	1 495	13	607
336 000	625	296	267,8	77	16 633	13 523	9 917	708	1 610	14	607
360 000	669	317	286,9	83	17 821	14 489	10 625	708	1 726	15	607
384 000	714	338	306,0	88	19 009	15 455	11 334	708	1 841	16	607
408 000	759	359	325,1	94	20 197	16 421	12 042	708	1 956	17	607
432 000	803	380	344,3	99	21 385	17 387	12 751	708	2 071	18	607
456 000	848	402	363,4	105	22 573	18 353	13 459	708	2 186	19	607
480 000	892	423	382,5	110	23 761	19 319	14 167	708	2 301	20	607
504 000	937	444	401,6	116	24 949	20 285	14 876	708	2 416	21	607

* Vapeur soutirée à 90 °C – 0,702 bar avec un taux de séchage de 92,5 % – La baisse totale d'électricité due au couplage inclut la puissance de recirculation du liquide dans la boucle intermédiaire.

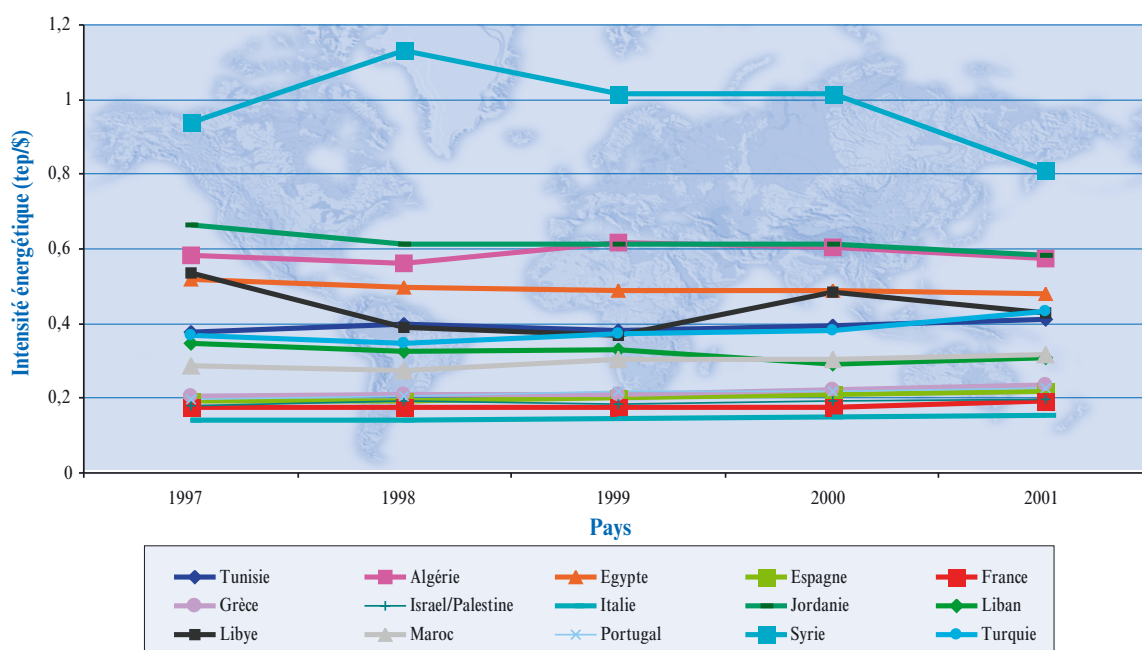
** Pincement du condenseur : 5°C – DTML (Différence de température moyenne logarithmique) = 10,82 °C – Coefficient correctif du DTML = 0,95.

Coefficient d'échange global = 3,561 kW/m² °C – Tubes de 15 m de longueur, 1» 18 BWG de diamètre en Bronze aluminium.

Vitesse d'écoulement du réfrigérant dans les tubes du condenseur = 1,5 m/s.

*** Fraction de vapeur dans le Flash Tank = 2,7 % – Rendement du pompage = 85 %.

Nombre de Flash Tank = Nombre d'unités MED (1 unité MED = une capacité installée de 24 000 m³/j).

GRAPHIQUE 2 : EVOLUTION DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DES PAYS DU BASSIN MÉDITERRANÉEN


METHODOLOGIES POUR L'OPTIMISATION DE L'INTÉGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES

M. Habib NASRI,
*Chef de Division Techniques Nouvelles
DEP*



1. INTRODUCTION

Fournir de l'électricité par des moyens autres que conventionnel n'est plus tout à fait une nouveauté. Voici un bon quart de siècle que les acteurs du développement préfigurent, mettent en oeuvre et conceptualisent la production de l'électricité à l'aide des Energies Renouvelables.

Actuellement de très nombreuses populations, notamment dans les pays en voie de développement n'ont pas accès à la part d'énergie nécessaire à leur subsistance et à leur développement. Elles aspirent légitimement à une sécurité énergétique tout comme elles aspirent à la sécurité alimentaire. Il est bien certain que les énergies renouvelables apportent aujourd'hui une série de réponses à l'électrification rurale (centralisée ou décentralisée), au pompage de l'eau, à la réfrigération ainsi qu'à la force motrice.

Aujourd'hui, des technologies performantes permettent la conversion du rayonnement solaire, du vent et autres ressources naturelles en électricité propre. C'est ainsi que des modules photovoltaïques, des aérogénérateurs, des turbines hydroélectriques et systèmes de cogénération sont aujourd'hui disponibles sur le marché et contribuent substantiellement à la production de l'électricité d'origine renouvelable.

Ayant atteint un degré de maturité avancé, les énergies renouvelables méritent d'être prises en considération dans le contexte énergétique tunisien. C'est ainsi que de nouvelles méthodologies de planification intégrant les filières photovoltaïque et éolienne ont été testées à la STEG; il s'agit des modèles SOLARGIS, LAPER et WAsP.

Ces trois modèles ont été utilisés dans le cadre de travaux avec les partenaires de la rive nord du bassin méditerranéen (EDF, ENEL, ENDESA, RISO, CIEMAT, ARMINES, etc....) dans le cadre des projets INTERSUDMED, IRESMED et MED 2010, financés par la Commission Européenne.

SOLARGIS et WAsP ont été acquis par la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) et ont servi dans des études relatives à l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique conventionnel.

2. PRESENTATION GENERALE DE L'APPROCHE UTILISEE

La plupart des méthodes utilisées pour planifier les moyens de production de l'énergie électrique, le transport et la distribution de l'électricité n'envisageaient pas les systèmes d'énergies renouvelables. De plus, elles n'intégraient pas d'une manière explicite la composante géographique et les aspects sociaux et/ou environnementaux.

Les trois méthodologies proposées reposent sur des travaux de recherche et développement qui ont tenu compte de certains facteurs ou critères non intégrés explicitement par les méthodes classiques de planification de l'électricité, à savoir :

- la composante géographique devient un élément essentiel grâce à l'utilisation de Systèmes d'Informations Géographiques (SIG),
- la prise en compte des critères socio-économiques et environnementaux,
- la prise en compte des différentes applications liées à l'utilisation de la forme d'énergie et les développements futurs.

L'utilisation de SOLARGIS, de LAPER et de WAsP nécessite la préparation de certaines informations dont l'importance s'avère cruciale, essentiellement les données météorologiques, les données démographiques et l'utilisation des cartes topographiques numérisées.

Brièvement on peut dire que les trois modèles sont basés sur l'optimisation économique de la planification de l'électricité rurale par systèmes photovoltaïques et la production de l'électricité par les turbines éoliennes. Le problème est de déterminer comment choisir la solution la plus économique par comparaison à la solution fournie par l'extension du réseau. Les trois méthodologies qui seront présentées dans la suite, doivent apporter les principaux éléments de réponse à ce problème.

Le logigramme de la méthode utilisant l'optimum local est donné ci-après ; la solution retenue sera calculée à partir d'un optimum global approché.

fig 1. Logigramme de la methode



3. METHODOLOGIES UTILISEES PAR CHAQUE MODELE

3.1 Logiciel d'aide à la planification de l'électrification rurale (laper)

Développé par Electricité de France (EDF), LAPER est un logiciel permettant à l'utilisateur d'optimiser la répartition entre les différents modes d'alimentation électrique centralisés ou décentralisés, d'évaluer les investissements et leur rentabilité et de préparer les programmes d'électrification rurale. Les aspects financiers, économiques et techniques sont pris en compte.

LAPER travaille en relation avec un Système d'Informations Géographiques qui apporte à l'utilisateur

un grand confort de visualisation des données. Un gestionnaire de scénarios permet de simuler facilement les différentes hypothèses sans multiplier les saisies. Cet outil comprend trois modules distincts mais interactifs :

- un module de calcul des charges qui permet d'estimer la pointe et la consommation annuelle de la zone à électrifier,
- un module qui permet d'établir la cible d'électrification à long terme et l'ordre chronologique d'électrification des régions,
- un module de dessin.

La structure générale du modèle LAPER est donnée par la figure 2 suivante :

Fig.2 Architecture du modele LAPER



Les outils utilisés dans SOLARGIS et spécifiques à l'électrification rurale permettent de faire une analyse de la ressource solaire et/ou éolienne, l'analyse du réseau électrique et l'analyse économique. La combinaison des informations collectées (structure du réseau électrique, population), de la composante géographique (cartes topographiques, photos aériennes) et les hypothèses de calcul permet de faire une planification rigoureuse du plan national d'électrification : éviter le chevauchement entre les solutions d'électrification et évaluer le potentiel des énergies renouvelables dans la région considérée.

La méthodologie SOLARGIS a été testée, en collaboration avec ARMINES (Ecole des Mines de Paris) sur des cas de projets en Tunisie dans les Districts de Gabès, El Kef et Zaghouan (cf. figure suivante).



Cette figure synthétise un exemple utilisant le modèle SOLARGIS pour les Districts étudiés et montre les résultats obtenus, à savoir :

- la limite administrative des délégations,
- le réseau MT (existant et planifié) numérisé avec l'emplacement des transformateurs,

- les logements à électrifier par extension du réseau MT,
- les logements à équiper par des kits photovoltaïques.

En outre, cette technique permet d'estimer le budget relatif à chaque projet et permet d'optimiser le tracé du réseau électrique, et ce, après la prise en considération des différentes contraintes notamment les obstacles (montagne, forêt, cours d'eau, etc....).

Cette approche présente l'avantage qu'elle prend en considération la projection dans le temps en intégrant les extensions de réseaux, l'accroissement du taux de raccordement des ménages à une source électrique ainsi que le taux d'accroissement des populations.

3.2 Méthodologie solargis

Ayant les mêmes objectifs que LAPER, le logiciel SOLARGIS comprend un ensemble d'outils d'aide à la décision dans l'élaboration des programmes d'électrification rurale. Il permet aussi de déterminer le potentiel régional et national des énergies renouvelables. Tout comme le logiciel LAPER, SOLARGIS utilise et échange des données avec un Système d'Informations Géographiques qui constitue une pile de couches d'informations compatibles entre elles.

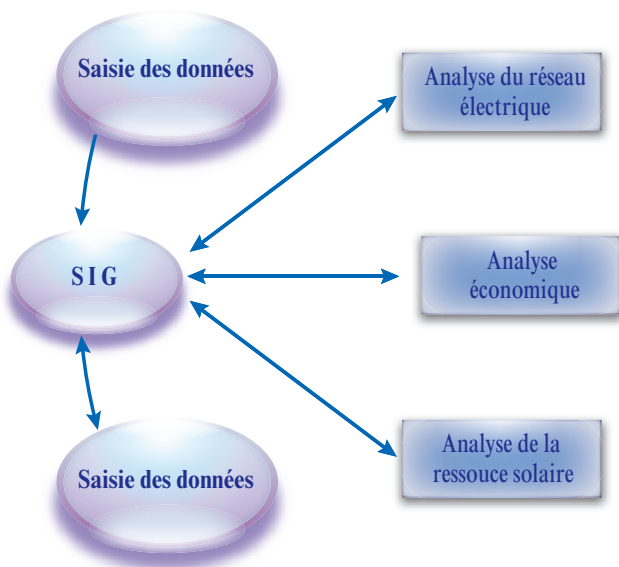
La combinaison des informations du SIG avec les données technico- économiques permet d'obtenir une information qualitative (cartes des cibles d'électrification) ainsi qu'une information quantitative (potentiel régional).

La méthodologie SOLARGIS utilise comme support le logiciel Arc-Info, logiciel de référence en matière de SIG. Le schéma de la figure 3 donnée ci-après montre l'implantation logicielle de la méthodologie utilisant le SIG ArcView 3.0.

Les outils utilisés dans SOLARGIS et spécifiques à l'électrification rurale permettent de faire une analyse de la ressource solaire et/ou éolienne, l'analyse du réseau électrique et l'analyse économique. La combinaison des informations collectées (structure du réseau électrique, population), de la composante géographique (cartes topographiques, photos aériennes) et les hypothèses de calcul permet de faire une planification rigoureuse du plan national d'électrification : éviter le chevauchement entre les solutions d'électrification et évaluer le potentiel des énergies renouvelables dans la région considérée.

La méthodologie SOLARGIS a été testée, en collaboration avec ARMINES (Ecole des Mines de Paris) sur des cas de projets en Tunisie dans les Districts de Gabès, El Kef et Zaghouan (cf. figure suivante).

Fig. 3 Architecture de Solargis



Cette figure synthétise un exemple utilisant le modèle SOLARGIS pour les Districts étudiés et montre les résultats obtenus, à savoir :

- la limite administrative des délégations,
- le réseau MT (existant et planifié) numérisé avec l'emplacement des transformateurs,
- les logements à électrifier par extension du réseau MT,
- les logements à équiper par des kits photovoltaïques.

En outre, cette technique permet d'estimer le budget relatif à chaque projet et permet d'optimiser le tracé du réseau électrique, et ce, après la prise en considération des différentes contraintes notamment les obstacles (montagne, forêt, cours d'eau, etc....).

3.3 Méthodologie utilisant WAsP

Développé par le Laboratoire Danois RISO, le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) est un modèle destiné à l'énergie éolienne. La structure des menus du logiciel WAsP est donnée par la figure 5 suivante :



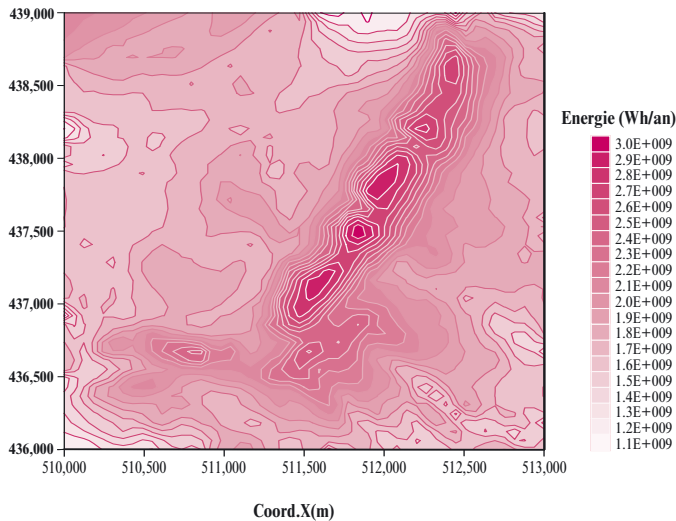
Fig. 5 Architecture de WAsP

WAsP est un logiciel permettant l'extrapolation verticale et horizontale des données du vent. Il contient plusieurs modules permettant de faire des calculs divers:

- l'analyse des données du vent à partir de séries de mesures faites sur les sites : cette option permet d'avoir des statistiques et des données précises des lieux de mesure,
- la génération d'un ATLAS éolien : les données du vent analysées seront converties en données d'Atlas éolien,
- l'estimation du productible en énergie : le productible en énergie est calculé par WAsP pour chaque type de turbine éolienne,
- le calcul de l'énergie produite par la centrale éolienne: compte tenu des données du site et de la configuration de la centrale éolienne, WAsP permet d'évaluer l'énergie annuelle produite et d'estimer les pertes d'énergie de chaque turbine dues aux éventuels phénomènes d'interaction.

Dans ce qui suit sont donnés des résultats relatifs à des travaux menés par l'Unité Techniques Nouvelles de DEP dans le cadre de ses activités sur l'énergie éolienne. Cet exemple résume les principaux résultats obtenus pour le site de Metline dans le Gouvernorat de Bizerte.

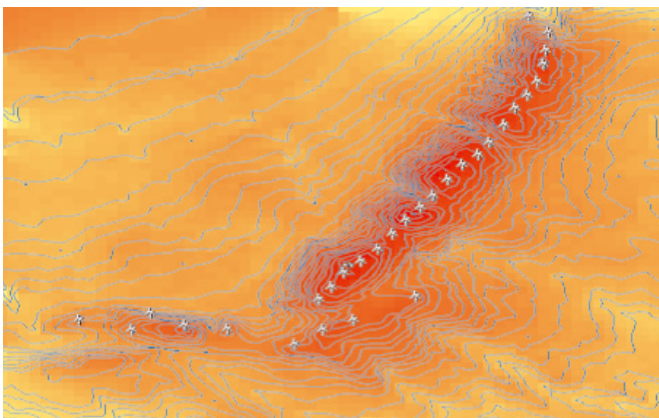
Fig. 5.1 Repartition du productible en energie



La figure 5.1, appelée carte de production annuelle, montre les quantités d'énergie pouvant être produites sur n'importe quel point du site. Ce résultat est obtenu par le modèle WAsP, et ce, après combinaison des données du vent mesurées sur le site, la rugosité du terrain et la courbe de puissance de la machine à installer.

On constate que le maximum d'énergie (3 GWh) est produit sur les points culminants du site sélectionné. Sur la base de ce résultat, on peut avoir une idée sur la disposition optimale des turbines éoliennes sur le site.

Fig. 5.2 Disposition des turbines



La figure 5.2 montre la disposition optimale des différentes turbines sur le site ; cette configuration permet d'obtenir la production énergétique maximale tout en minimisant les pertes dues à l'effet de cisaillement.

Cette conception du parc éolien prend en considération la distance entre les différentes turbines, les obstacles (arbres, habitation,...) et les zones protégées (protections environnementale et militaire).

4. CONCLUSION

Les énergies renouvelables sont devenues une alternative à une extension du réseau, elles doivent répondre aux besoins en service de l'électricité selon l'option de moindre coût d'investissement et d'exploitation afin de proposer ses services au plus grand nombre et de limiter les charges de fonctionnement.

Les moyens informatiques permettent aujourd'hui de définir la configuration technologique de moindre coût et la mieux adaptée au contexte local parmi une palette de solutions disponibles. Le Système d'Informations Géographiques (SIG) est un outil précieux pour cette définition.

L'utilisation du SIG est devenue essentielle pour tous les réseaux (électriques, télécommunication, eaux, etc...). En effet, son utilisation dans la planification des réseaux électriques permet de mettre en place une infrastructure d'informations géographiques de base numérique. Aussi, l'utilisation du SIG permet d'améliorer la qualité de précision des informations géospatiales et permet une meilleure concertation et coopération entre les différents intervenants (STEG, SONEDE, ONAS, TUNISIE TELECOM et autres) en vue de faire leurs planifications à court, moyen et long termes.

Il est à signaler que la finalité des trois modèles va de pair avec les objectifs du programme national en géomatique (GEONAT) qui vise à doter la Tunisie d'une infrastructure géographique numérique, à faire de la géomatique un important levier économique et à l'inscrire en tant qu'activité contribuant au développement durable.

RÉSOLUTION DU DISFONCTIONNEMENT DES INDICATEURS LUMINEUX DE DEFAUTS SUR LE RÉSEAU SOUTERRAIN 30 KV



Abderrazek ABADLIA
*Ingénieur principal Agrégé
Direction distribution*



Salem AKARI
*Ingénieur
DRDC*

INTRODUCTION

Cet article présente un travail qui a été réalisé par l'unité analyse des incidents et suivi du comportement du matériel de la direction technique de la distribution, afin de résoudre un problème d'exploitation constaté sur le réseau souterrain 30 kV de la STEG.

Il s'agit du disfonctionnement des indicateurs lumineux de défauts (ILD), installés sur les câbles souterrains 30 kV, entraînant une prolongation du temps de l'identification du tronçon de câble en défaut d'une part, et la multiplication des tentatives de rétablissements non réussis, sur le câble en défaut, d'autre part.

La première utilisation de ces ILD était destinée aux réseaux souterrains 10 et 15 kV dont les transformateurs HTA/BT sont couplés en triangle étoile. Ce type de couplage assure un écran à la composante homopolaire ; ainsi le courant résiduel de charge, pour ces réseaux, est limité au courant capacitif homopolaire qui est très faible pour des câbles de faible longueur. Compte tenu de cette spécificité des réseaux 10 et 15 kV, le seuil des ILD utilisés est réglable de 40 à 160A et le disfonctionnement des ILD n'a pas été soulevé pour ces réseaux.

L'utilisation de ces ILD a été étendue par la suite au réseau souterrain 30 kV, caractérisé par des transformateurs HTA/BT couplés en étoile-étoile. Ce type de couplage n'a aucun effet sur la circulation de la composante homopolaire du courant. Cette libre circulation de courant homopolaire impose, en conséquence, des seuils, de fonctionnement des ILD, qui doivent être plus importants que le courant de charge maximal susceptible d'être transité par le câble souterrain.

Le disfonctionnement constaté est dû au fonctionnement des ILD par le courant de déséquilibre de charge, prenant naissance sur le réseau souterrain 30 kV, suite à des défauts homopolaires. En effet ces ILD ne distinguent pas entre les courants homopolaires de défaut et de charge. Ce problème a été constaté sur les câbles souterrains 30 kV les plus chargés.

Après étude du disfonctionnement, deux solutions ont été proposées :

1- La première solution concerne les ILD, déjà installés sur le réseau 30 kV; elle consiste à les adapter à ce réseau en insérant une résistance au circuit électronique du module d'entrée de chacun de ces ILD, afin de relever leur seuil de fonctionnement jusqu'à 400A.

2- La seconde solution concerne les futures acquisitions et elle consiste à modifier les spécifications techniques de ces ILD pour prévoir un seuil réglable jusqu'à 400A.

La première solution a été concrétisée sur les ILD, déjà installés sur le réseau souterrain 30 kV de la région centre en 2002, par les techniciens de la région qui ont constaté d'après le suivi du fonctionnement des ILD modifiés que la solution proposée est efficace et qu'elle a résolu le problème de disfonctionnement des ILD.

Compte tenu des résultats obtenus à la région centre, les mêmes modifications ont été réalisées sur les ILD de la région de Tunis, durant l'été 2003.

I. GÉNÉRALITÉS

Un indicateur lumineux consiste en un relais, à maximum de courant, alimenté par un transformateur de courant torique ; il est doté d'une signalisation lumineuse qui est actionnée dès que le courant capté par le tore dépasse le seuil affiché. Son rôle est de permettre d'identifier le tronçon de câble avarié; pour cela chaque poste HTA/BT d'un départ souterrain doit être équipé par un ILD.

Tous les ILD situés entre le lieu de défaut et le poste source sont, lors d'un défaut sur le câble, excités et émettent une signalisation lumineuse annonçant la passage d'un courant de court circuit. Quant aux ILD, qui sont installés en aval du lieu de défaut, ils ne sont pas concernés par ce défaut et ils doivent demeurer désexcités.

L'équipe, chargée de l'identification du tronçon de câble avarié, considère que le défaut est situé entre les deux postes ou le premier changement d'état d'ILD a été constaté. A titre d'exemple, si l'ILD au poste « p » a émis une signalisation lumineuse et l'ILD au poste « p+1 » est éteint, alors le défaut est situé entre ces deux postes.

Le tore, qui alimente l'ILD en courant, mesure la somme de courants des trois phases ; c'est le courant résiduel qui n'est autre que trois fois le courant homopolaire.

II. PROBLÉMATIQUE

La région de SOUSSE a constaté que, lors des défauts sur le câble souterrain 30 kV, des ILD situés en aval du défaut sont actionnés. Ce dysfonctionnement se répercute par les conséquences suivantes :

2.1- Le segment de câble avarié est situé entre deux postes HTA/BT ou les ILD ont émis des signalisations lumineuses, ainsi son identification en se basant sur ces ILD n'est pas possible.

2.2- Le segment de câble, situé entre les deux postes consécutifs pour lesquels une variation d'état des ILD a eu lieu, est jugé avarié bien qu'il soit réellement sain.

2.3- En se basant sur ces ILD, le tronçon sain va être isolé du réseau et la tentative de rétablissement sur le départ, contenant déjà le tronçon de câble avarié, sera sans succès.

En conséquence, l'identification du tronçon de câble en défaut, sur les câbles souterrains 30 kV, n'est plus systématique et rapide en se basant sur les signalisations des ILD elle devient alors une tâche difficile pour l'exploitant et nécessite plus de temps et d'interventions.

III. ANALYSE DE LA PROBLÉMATIQUE

3.1 CONDITIONS À SATISFAIRE POUR LE BON FONCTIONNEMENT DES ILD

Considérons une ligne souterraine qui alimente en cascade « N » postes HTA/BT et supposons qu'un défaut ait lieu entre le poste « p » et le poste « p+1 » comme l'indiquent les figures 1 et 2. Le poste N° 1 est celui le plus proche du poste source et le poste N° « N » est celui situé en bout de ligne.

Les conditions à satisfaire par les ILD dépendent de la tâche à réaliser par ces ILD et ce en fonction de l'état du réseau, à savoir :

Condition N°1 : Le courant de déséquilibre mesuré par le tore situé au poste « k », en fonctionnement normal, doit être plus faible que le seuil affiché sur l'ILD ; l'équation qui en découle est :

pour $k=1,2,3,\dots,N$

$$I_{RK} = \text{module}[I_{1k} + I_{2k} + I_{3k}] < I_{SK}$$

Condition N°2 : Le courant de déséquilibre mesuré par le tore, en régime de court circuit sur le câble, doit être, pour n'importe quel poste situé en aval du défaut, plus faible que le seuil affiché sur l'ILD ; l'équation qui en découle est :

pour $k=p+1,p+2,\dots,N$

$$I_{RK} = \text{module}[I_{1k} + I_{2k} + I_{3k}] < I_{SK}$$

Condition N°3 : En régime de court circuit sur le câble, supposé sur la première phase, Le courant de déséquilibre mesuré par le tore doit être, pour les postes situés entre la source et le lieu du défaut, plus important que le seuil affiché sur l'ILD ; l'équation qui en découle est :

$$I_{RK} = \text{module}[I_{CCK} + I_{2K} + I_{3K}] > I_{SK}$$

pour $k=1,2,\dots,p$

Avec :

I_{Rk} : courant résiduel mesuré par le tore, installé au poste k.

I_{Sk} : seuil courant affiché sur l'ILD, installé au poste k, ramené à la moyenne tension.

I_{jk} : vecteur courant de la phase N° « j », mesuré au niveau du poste k.

I_{jk} : valeur du courant de la phase N° « j », mesuré au niveau du poste k.

I_{cck} : valeur du courant de court circuit, mesuré au niveau du poste k.

I_{cck} : vecteur courant de court circuit, mesuré au niveau du poste k.

On déduit d'après ce graphique que le courant minimal de court circuit monophasé, correspondant à un défaut résistant et éloigné de la source, est de 260 A. Cette valeur correspond à un défaut situé à 30 km du poste source HTB/HTA et à une résistance de défaut :

$$\ll Rf = 20\pi \gg.$$

L'inéquation conditionnant le bon fonctionnement d'un ILD sur le réseau 10 kV devient d'après ces résultats:

$$0 < I_{Sk} < 260 \text{ A}$$

On conclut alors que cette inéquation est aisément satisfaite ; il suffit donc de fixer le seuil à une valeur de courant plus faible que celui du court circuit le plus résistant susceptible d'apparaître au bout de la ligne. Compte tenu de ces résultats le problème soulevé ne se pose pas aux réseaux 10 et 15 kV où les bobines des transformateurs HTA/BT sont couplées en triangle.

Il est à signaler que ce seuil doit être plus important que le courant capacitif homopolaire généré par les câbles. Ce courant homopolaire est faible il est de l'ordre de 250 mA/km, et il est déterminé pour le réseau 10 kV par l'expression suivante :

$$|C_0| = 5.44 \cdot C_0 \cdot L \cdot K_0$$

Avec :

C₀: capacité homopolaire linéique du câble ($0.15\mu F < C_0 < 0.45\mu F$).

L : longueur du câble.

K_0 : taux de déséquilibre du système triphasé de tensions.

3.3 Etude du cas d'une ligne HTA où les bobines moyenne tension des transformateurs HTA/BT sont connectées en étoile.

La figure 3 illustre le cas d'une ligne équipée par des transformateurs MT/BT dont les bobines moyenne tension sont couplées en étoile.

En cours de fonctionnement normal, et compte tenu du couplage en étoile-étoile des bobines des transformateurs HTA/BT, le déséquilibre du réseau BT va se répercuter sur le réseau HTA par l'apparition de toutes les composantes symétriques du courant à savoir : la composante inverse, directe et homopolaire.

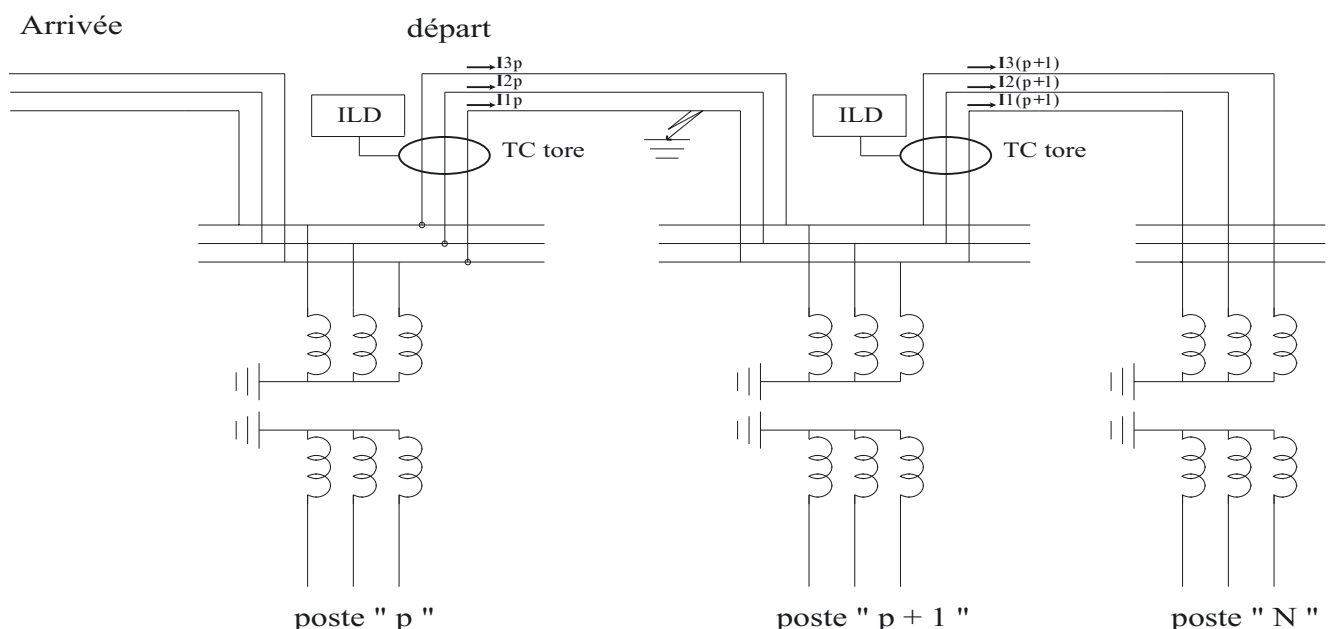
Le courant résiduel mesuré, au cours du fonctionnement normal du réseau, par le tore est alors aléatoire, en effet il dépend de la variation de la répartition de charge entre les trois phases.

La condition N°1 devient alors :

$$|S_k| \geq \text{module}(|I_1^k| + |I_2^k| + |I_3^k|) \text{ pour } k = 1, 2, 3, \dots, N$$

Le seuil courant des ILD doit être réglé à une valeur plus importante que celle du courant résiduel maximal, dû au déséquilibre de la charge, susceptible d'apparaître au point d'installation de l'ILD.

Fig 4. cas d'une ligne MT équipée de transformateurs MT/BT avec bobines primaires couplées en étoile.



Pour les deux autres conditions, considérons un défaut sur le câble et compte tenu de la spécificité des transformateurs HTA/BT 30 kV citée ci dessus, les courants mesurés aux postes « p » et « p+1 » sont représentés par les figures 4a et 4b :

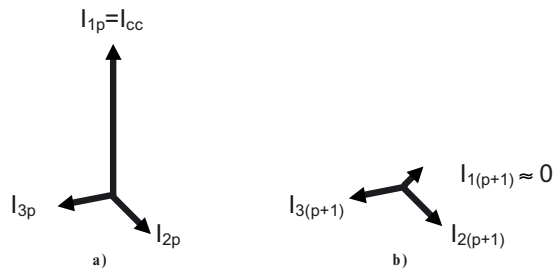


Fig 5. Systèmes triphasés de courants mesurés aux postes « p » et « p+1 »
a) Entre station source et lieu de défaut b) En aval du lieu de défaut

La condition N°2, relative aux postes situés en aval du défaut, devient alors d'après la figure 4b :

$$I_{Sk} > \text{module}(I_{2k} + I_{3k}) \text{ pour } k = p+1, p+2, p+3, \dots, N$$

La condition N°3, relative aux postes situés entre la source et le lieu du défaut, devient alors d'après la figure 4a :

$$I_{Sk} < \text{module}(I_{cck} + I_{2k} + I_{3k}) \text{ pour } k = 1, 2, 3, \dots, p$$

Les trois conditions peuvent être résumées par l'inéquation suivante :

$$\text{module}(I_{2k} + I_{3k}) < I_{Sk} < \text{module}(I_{cck} + I_{2k} + I_{3k})$$

Vu l'aspect aléatoire de cette inéquation d'une part et dans un souci de couvrir tous les cas de figure d'autre part, on procède à la majoration et la minoration respectivement des barres inférieure et supérieure de cette inéquation. L'écriture complexe suivante est alors obtenue :

$$\text{Max}[\text{module}(I_{2k} + I_{3k})] < I_{Sk} < \text{Min}[\text{module}(I_{cck} + I_{2k} + I_{3k})]$$

On montre que l'inéquation suivante couvre tous les cas possibles :

$$I_{\text{charge max}} < I_{Sk} < I_{cck} - I_{\text{charge max}}$$

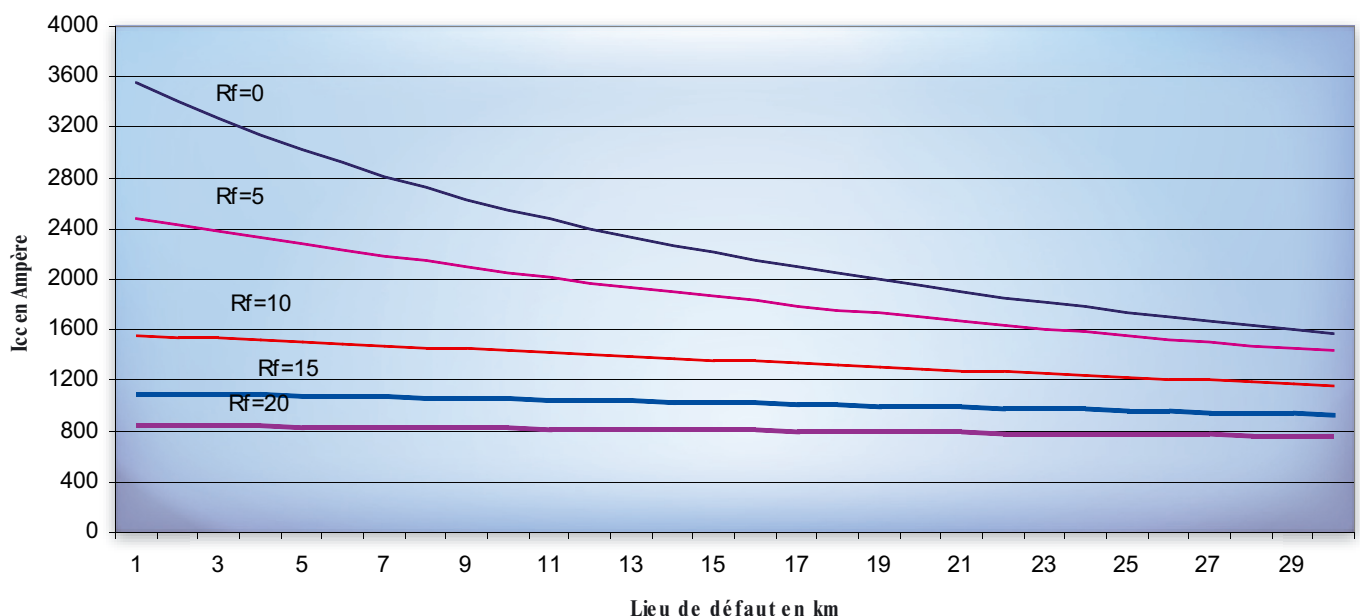
On tire, d'après l'inéquation ci dessus, les remarques suivantes :

- Un disfonctionnement des 'ILD' situés en val du défaut, sera enregistré si le courant de charge est plus important que le seuil d'ILD.
- Le seuil des ILD ne doit en aucun cas dépasser le courant résiduel développé lors des défauts résistants et éloignés du poste source pour pouvoir signaler le passage du courant de court circuit pour tous les défauts susceptibles d'apparaître sur le réseau.

Cette inéquation suppose aussi que: $I_{\text{charge max}} < 0.5 * I_{cck}$.

Compte tenu de ce qui précède, il s'avère indispensable de calculer le courant de court circuit. Pour cela un programme a été élaboré pour déterminer la variation du courant de court circuit monophasé en fonction du lieu et de la résistance de défaut sur un câble 30 kV; La figure 6 représente les résultats de calcul.

Fig 6. Courant de court circuit monophasé, sur un câble 30 kV, en fonction du lieu et de la résistance de défaut.



On déduit d'après ces résultats et l'inéquation ($I_{\text{charge max}} < 0.5 * I_{cck}$) que tous les ILD fonctionnent convenablement, en tout point du réseau et pour toute nature

de défaut, si et seulement si le courant de charge maximal ne dépasse pas 400 A.

IV. Etude de la performance des ILD utilisés sur le réseau HTA

4.1 CARACTÉRISTIQUES DES ILD.

Le Tableau 1 récapitule les caractéristiques des différents type d'ILD utilisés par la région de SOUSSE :

Type ILD	Seuil ILD en A	Temps de réponse ILD en ms
Kammoun	160	100 ms /150 ms
G.Alstom	40,80,160	Modèle 1 : 100 ms Modèle 2 : 150 ms
BARDIN	40,80,160	Modèle 1 : 100 ms Modèle 2 : 200 ms
ALSTOM	40,80,160	Modèle 1 : 100 ms Modèle 2 : 200 ms

4.2 Limites d'utilisation des ILD

Les ILD, récapitulés dans le tableau 1, ne peuvent être performants que s'ils sont installés dans des postes au niveau desquels le courant transité, dans le câble moyenne tension, ne dépasse pas 160 A ; ainsi ils ne pourront être fiables s'ils sont installés, dans les postes HTA/BT qui sont à proximité du poste source, là où le courant de charge transité par le câble HTA dépasse, lors de la pointe, 160 A.

Vu l'évolution de la charge et le changement de la configuration du réseau, lors du passage de fonctionnement mode normal en mode secours, la performance de ces ILD est absolument aléatoire.

Les relais ILD consignés dans le tableau 1 ne sont pas appropriés au réseau 30 kV de la STEG pour lequel le choix du couplage, en étoile avec neutre mis à la terre des bobines primaires des transformateurs HTA/BT a été adopté.

La figure 7 illustre à titre indicatif la modification réalisée sur un type d'ILD, par l'insertion d'une résistance de 33Ω dans son circuit de mesure.

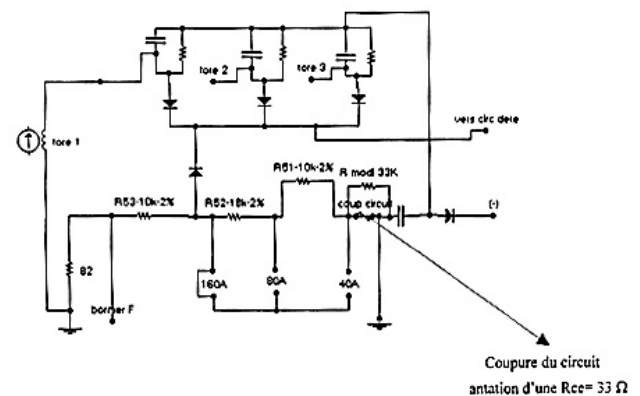


Fig7. Schéma de modification du module d'entrée courant d'un ILD

Le tableau 2 récapitule les nouvelles valeurs du seuil apportées par cette modification :

Tableau 2 : Modification des seuils

Seuil du relais ILD en « A »	
Avant modification	Après modification
40	190
80	240
160	360

V. ACTIONS ENTREPRISES

D'après les résultats de cette étude, deux actions ont été entreprises pour résoudre le problème de dysfonctionnement des ILD sur le réseau souterrain 30 kV, à savoir :

- modification du circuit électronique des ILD déjà installés, pour relever le seuil de fonctionnement jusqu'à 400A.
- modification des spécifications techniques pour les futures acquisitions, pour exiger un seuil réglable de 40A jusqu'à 400A.

5.1 Modification des ILD déjà installés sur le réseau souterrain 30 kV de Sousse

Les circuits électroniques de tous les ILD, déjà existants et installés sur le réseau 30 kV souterrain, ont été modifiés depuis l'année 2002, pour les adapter aux spécifications de ce réseau et éviter leur dysfonctionnement.

5.2 Modification des ILD déjà installés sur le réseau souterrain 30 kV de Tunis

Compte tenu des résultats relatifs aux modifications réalisées par la région de Sousse sur ses ILD, l'opération de modification a été reconduite en 2003 dans la région de Tunis sur les ILD consignés en tableau 3.

5.3 Révision des spécifications techniques

Les spécifications techniques des ILD ont été modifiées ; la nouvelle version prévoit une plage de réglage du seuil de 40 à 400 A au lieu de la plage de 40 à 160 A.

Tableau 3 : Emplacement des ILD modifiés.

Poste HT/MT	Départ MT	Nombre d'ILD modifiés	Date de la modification	Remarques
Tunis Nord	CFPA	8	Août 2003	RAS
	Cité Nasr	12	Juillet 2003	
	Choutrana	4	Août 2003	
Goulette	Lac + Foire	40	Août 2003	
	Rades	5	Juillet 2003	
	Hammam Lif	3	Juillet 2003	
	Dispatching	4	Juillet 2003	
Naassene	Nouvelle Médina	8	Juillet 2003	
Total région de TUNIS		84		

VI. CONCLUSIONS

Les réseaux 10 et 15 kV sont caractérisés par le couplage triangle qui est adopté aux enroulements primaires des transformateurs HTA/BT installés sur ces réseaux. Ainsi ces réseaux présentent l'avantage de fonctionner, en régime normal, sans aucune composante homopolaire même en cas de déséquilibre des phases. La composante homopolaire du courant demeure nulle, en aval du lieu de défaut, même en cas de défaut homopolaire sur le réseau. Cette spécificité permet le réglage des ILD à des seuils bas (de 40 à 160A).

Ces seuils bas, affichés sur les ILD des réseaux 10 et 15 kV, ne peuvent pas être utilisés sur le réseau 30 kV dont la composante homopolaire, en aval du lieu de défaut, peut atteindre le courant maximal de charge du départ. Pour cela les seuils des ILD pour le réseau 30 kV doivent tenir compte de la charge transitée et par conséquent ils sont plus importants que les seuils des ILD exploités sur les réseaux 10 et 15 kV.

Les ILD modifiés ainsi que ceux acquis par les nouvelles spécifications techniques ont donné satisfaction sur le réseau 30 kV. Aucune réclamation, concernant ces ILD, n'a été signalée depuis 2002.

Les résultats enregistrés, depuis l'année 2002, nous permettent alors de valider les approches utilisées pour l'élaboration de cette étude ainsi que les solutions préconisées.

Cette étude ne pouvait être réalisée sans les réclamations des exploitants qui ne cessent de signaler les défaillances constatées sur le réseau de la distribution; En effet l'amélioration de la qualité de service de l'alimentation électrique est la responsabilité de tous

Références

- Catalogues constructeurs
- Westinghouse Electric Corporation "Transmission and distribution référence book"
- Westinghouse Electric Corporation "Distribution systems"

BIEN MAÎTRISER LA PÉDAGOGIE POUR RÉUSSIR LE MÉTIER DE FORMATEUR ET DÉVELOPPER LES COMPÉTENCES DES PROFESSIONNELS



Mr. SAIDI Ahmed
DRHAJ/DAA/CFPK
(STEG)



Mme B.Y. CLAUDE
Bureau de formation
(QUALICOM)

I-INTRODUCTION

LA PEDAGOGIE constitue l'une des principales préoccupations des centres de formation intégrés dans les entreprises, des universités et des écoles ; pour cela nous proposons la présente communication afin de contribuer efficacement à l'amélioration de la qualité de la formation, élever les niveaux de compétences et de professionnalisme à la S.T.E.G. et permettre aux enseignants stagiaires vacataires et permanents, de mieux réussir le métier de formateur qui demeure une mission noble par excellence au service de l'entreprise et du pays.

II-LA COMPETENCE D'UN PROFESSIONNEL

« L'incertitude devient une compagne fidèle de notre économie et de nos entreprises. Le retour à un contexte de croissance constante et prévisible est peu probable » (1). Cette situation amène les chefs d'entreprise à comprendre que le différentiel de compétitivité ne dépend plus seulement de la bonne gestion du capital financier ou technologique de l'entreprise mais que le management du capital des ressources humaines prend actuellement une place prépondérante.

L'évolution du contexte de travail (les nouvelles technologies, les nouvelles organisations du travail, etc...) ainsi que les exigences de flexibilité, de réactivité et de complexité induisent une obligation d'élever le niveau de compétences et de professionnalisme des collaborateurs de l'entreprise.

L'émergence de la notion de compétences n'est donc pas le fait du hasard ou le produit d'un phénomène de mode.

Elle prend d'autant plus d'importance sous l'effet d'une convergence d'intérêts : les employeurs se rendent compte du facteur de compétitivité que peut représenter la compétence et les salariés prennent de plus en plus

conscience qu'ils ont intérêt à témoigner d'un portefeuille de compétences dans un contexte de mobilité et d'instabilité des métiers de plus en plus grand.

La remise en cause d'une conception de la formation en temps que dépense sociale et son remplacement par une approche en terme d'investissement, témoigne de cette prise de conscience généralisée.

La STEG n'échappe pas à cette nouvelle logique. Elle se doit :

- de renforcer les compétences professionnelles, d'entretenir les potentiels et de développer les aptitudes, les capacités et la motivation au travail de tous les collaborateurs de la STEG actuellement en activité.
- d'assurer la professionnalisation des agents à recruter ou nouvellement recrutés à la STEG. C'est la formation pré-embauche (formation initiale) dans les domaines de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz ainsi que dans le domaine de gestion,
- d'ouvrir le potentiel de formation aux organismes extérieurs en assurant des sessions de formation dites "à la carte" au profit des personnels techniques relevant d'organismes nationaux ou étrangers,
- de faire évoluer le professionnalisme des formateurs du CFPK.

Qu'est-ce qu'un professionnel ?

Le professionnel a atteint un certain niveau d'excellence dans l'exercice de son métier. Il est arrivé à une certaine maîtrise du métier.

On attend d'un professionnel qu'il se réfère non seulement à une morale (règles déontologiques) mais à une éthique.

Compter sur un professionnel c'est compter sur l'engagement de sa personnalité, c'est faire confiance non seulement à sa qualification mais aussi à sa personne.

Le professionnel se caractérise par une forte « employabilité ». Il sait « se maintenir en état » pour être prêt à changer d'emplois ou de secteurs d'activité.

Son potentiel le rend disponible pour évoluer, pour être ré-employable ailleurs.

Le professionnel doit :

- Savoir agir avec pertinence

le savoir agir c'est « le savoir quoi faire » c'est à dire savoir aller au delà du prescrit, savoir prendre des initiatives pour anticiper et résoudre les dysfonctionnements, savoir choisir, savoir interpréter. Par exemple à la STEG, un agent de service administratif doit bien souvent arbitrer entre les logiques réglementaires, les logiques de productivité (nombre de dossiers à traiter) et les logiques de qualité de service aux clients.

- Savoir agir c'est savoir enchaîner des opérations.

La compétence suppose un continuum qui donne un sens à la succession des actes.

- Savoir mobiliser son savoir et savoir faire en situation.

On peut connaître des techniques ou des règles de gestion comptable mais ne pas savoir les appliquer au moment opportun. La compétence est toujours compétence en situation. Cousinet disait : « Savoir ce n'est pas posséder, c'est utiliser ». De même qu'une collection de boules ne constitue pas une partie de pétanque, un ensemble de savoirs ou de savoirs faire ne forme pas une compétence. Le professionnalisme se déploie dans une pratique de travail.

- Savoir mobiliser les ressources d'un réseau

Le professionnel doit savoir mobiliser en temps opportun non seulement ses propres connaissances et savoir faire mais également ceux de ses réseaux professionnels. Le savoir et le savoir faire d'un professionnel sont reliés à tout un réseau de relations personnelles, de personnes-ressources, de banques de données, de livres.

- Savoir transposer

Cela suppose qu'il est en mesure de résoudre des classes de problèmes ou d'affronter des catégories de situations et non un problème ou une situation.

Il est demandé aux compétences d'être de plus en plus transposables. Elles ne sauraient rester inertes face à la variabilité des contextes. Le développement de la notion « d'emploi type » ou « métier » indique

bien une certaine transversabilité de la compétence. Des opérateurs qui à l'heure actuelle exécutent bien leur travail, mais seront incapables de changer de poste, pourraient-ils être qualifiés de compétents ?

- Savoir apprendre

Le professionnel sait tirer les leçons de l'expérience. Il fait de sa pratique professionnelle une opportunité de créations de savoir.

- Savoir s'engager

Toutes les caractéristiques précédentes supposent son engagement. Capable de prendre des initiatives, de faire des propositions, il ne saurait se retrancher sous le parapluie des consignes et des procédures.

Quelles ressources un professionnel doit savoir mobiliser ?

1- Des savoirs

- Savoirs théoriques: les concepts, les lois, les théories, les hypothèses explicatives.
- Savoirs procéduraux : les procédures, les méthodes, les modes opératoires.
- Savoirs d'environnement: les matériels, les produits, les organigrammes etc...

2- Des savoir-faire

- Savoir-faire formalisés: Il ne s'agit pas ici de « savoir décrire » une procédure mais d'en maîtriser la mise en œuvre.
- Savoir-faire empiriques: C'est le savoir-faire issue de l'action.
- Savoir-faire relationnels : C'est l'ensemble des capacités permettant de coopérer efficacement avec autrui.

3- Des aptitudes

Ce sont les ressources les plus difficiles à exprimer et à décrire. Elles ne doivent cependant pas être négligées. Parmi ces qualités on pourra trouver la rigueur, la force de conviction, la curiosité d'esprit, la réactivité.

La rigueur se décrira en terme de respect des procédures ou de contrôles des résultats, la curiosité en terme de recherche d'informations etc...

Il est légitime aujourd'hui de s'interroger sur la qualité des compétences produites et sur les conditions à réunir pour maximiser les chances d'obtenir des compétences de qualité. Le pilotage du développement et de la maintenance des compétences est aujourd'hui pour la STEG comme pour la totalité des entreprises, le défi majeur des prochaines années.

III- CONCEVOIR UNE ACTION DE FORMATION : C'EST S'INSCRIRE DANS LA DEMARCHE : CONNAISSANCE, COMPETENCE

En trente ans, la compétence est devenue un concept phare de la formation professionnelle et des ressources humaines. On est passé du concept de qualification qui fait référence à la notion de poste au concept de compétence qui fait référence à l'individu et à sa capacité à faire face à une situation. Il ne s'agit plus pour l'individu de savoir mais d'être capable de mettre en application ce savoir dans une situation de travail donnée.

Les compétences sont ainsi mises au cœur des organisations et des dispositifs de formation. L'ingénierie des compétences ne repose plus seulement sur une analyse des besoins internes, elle s'appuie aussi sur de nombreux facteurs externes : les entreprises souhaitent mettre leur pratique de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences au service de la compétitivité. Il s'agit alors de développer concrètement l'employabilité et la mobilité, la capacité à faire évoluer le « capital compétences » des collaborateurs en anticipant sur les besoins de l'entreprise et de son environnement.

L'ingénierie de formation s'appuie particulièrement sur trois types de référentiels :

- **le référentiel d'emploi** qui permet de caractériser l'emploi à tenir.
- **le référentiel de compétences.** Il est essentiellement centré sur les compétences techniques et les compétences transversales à maîtriser.
- **le référentiel de formation.** Il est essentiellement centré sur les objectifs pédagogiques à atteindre en vue de développer les compétences nécessaires pour l'emploi. Il sert à l'élaboration du plan de formation.

La formation aujourd'hui doit permettre à chaque apprenant d'être acteur de sa propre formation. Les actions de formation ne sont plus des cours magistraux donnés à des adultes passifs.

IV- MOTIVER UN ADULTE EN FORMATION

Il s'agit de mieux connaître un public d'adultes en situation d'apprentissage et de comprendre ses attentes.

1-L'utilité de la formation

Les adultes veulent acquérir des savoirs et savoir faire qu'ils pourront appliquer immédiatement ou très prochainement dans un domaine spécifique de leur travail. Le contenu de la formation doit donc être en liaison directe avec l'activité professionnelle.

2- L'expérience personnelle

Les adultes viennent en formation avec leurs propres expériences et leur vécu personnel.

L'adulte en formation éprouve le besoin de faire le lien entre ce qu'il sait déjà et ce qu'il est en train d'apprendre. Spontanément il cherche à raccrocher tout élément nouveau à son propre stock de connaissances.

Le danger du formateur est d'oublier que les personnes qu'il est en train de former ont aussi des connaissances. Rien de plus frustrant pour un adulte que d'être considéré comme un récipient vide qu'on s'efforce de remplir.

Attention à : «Ils ne savent rien, je dois tout leur expliquer».

Les adultes recherchent l'échange avec les autres, la possibilité de partager leurs propres expériences et de connaître celles des autres. C'est un moyen de se valoriser et de se rassurer.

3- Les projets professionnels

Les personnes qui aspirent à des responsabilités plus importantes savent qu'il est important de s'y préparer. Elles recherchent une cohérence entre la formation et leur projet professionnel.

Plus la vision de leur projet est forte, plus elles seront motivées.

4 - Des situations réelles

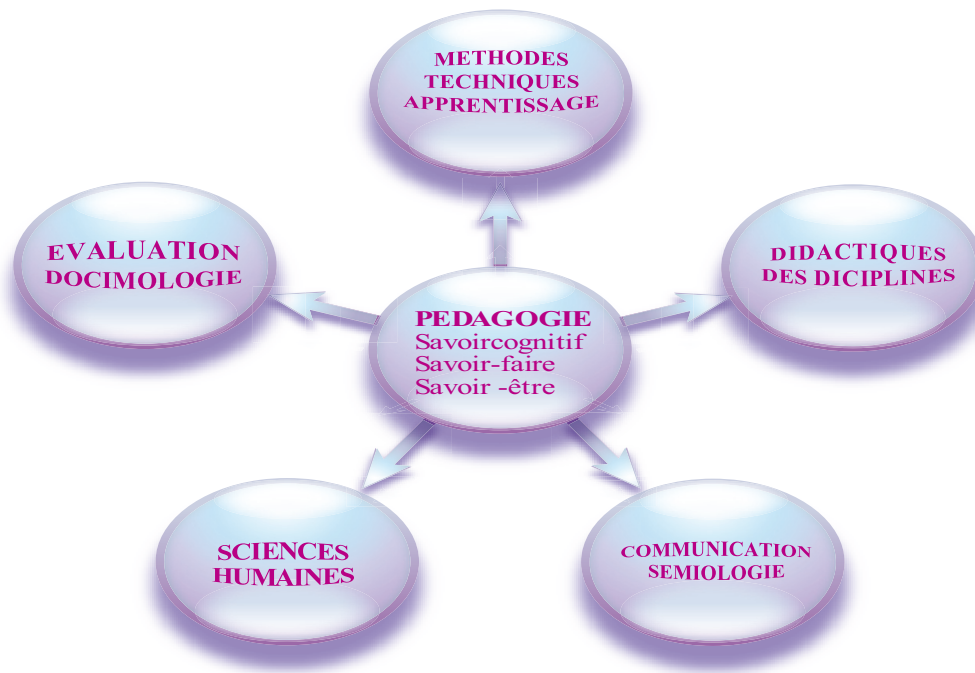
Les adultes ont besoin de sentir que le contenu ainsi que l'activité proposés pendant la formation correspondent à leur réalité et par conséquent leur seront utiles par la suite.

Un travail à partir de cas réels, des exercices concrets d'application et d'échanges sur leurs pratiques permettent de répondre à cette attente.

5 - L'apprentissage facile

Les adultes cherchent à apprendre sans difficultés, sans se rendre compte.

V- LES METHODES PEDAGOGIQUES : LES OUTILS ET LES BRANCHES MAÎTRESSES DE LA PEDAGOGIE



LES MÉTHODES PÉDAGOGIQUES CENTRÉES SUR LA PAROLE

1- L'exposé

La méthode la plus connue et la plus pratiquée.

Le principe de l'exposé est de susciter la réflexion

Lorsque l'exposé est utilisé comme un moyen de dire un maximum de choses dans un minimum de temps, il n'est pas en train de remplir un rôle pédagogique.

Le bourrage de crâne n'est pas le moyen le plus efficace pour apprendre. Il mène à la saturation et au découragement

L'exposé doit permettre aux stagiaires de réfléchir et de réagir activement à des idées nouvelles.

Le formateur est centré sur son groupe: il pose des questions, il est à l'écoute, il cherche des exemples. Il reformule différemment.

L'exposé doit être utilisé avec d'autres méthodes pédagogiques

Il est à utiliser en introduction ou comme transition ou en tant que synthèse d'un travail en sous groupes, avant ou après des exercices pratiques.

Comment réussir un exposé ?

Il faut impliquer le groupe, susciter des questions et être à l'écoute du public. Nous partons du principe que les stagiaires ont des connaissances et une capacité de réflexion qui devraient être exploitées et valorisées le plus souvent possible pendant la formation donc montrer au groupe que ce n'est pas le formateur seul qui détient le savoir mais que les avis des stagiaires sont

intéressants.

La succession d'exposés a tendance à pousser le formateur à remplir un programme plutôt qu'à permettre aux stagiaires d'atteindre des objectifs

2- La méthode question - réponse

Elle est beaucoup employée mais les formateurs l'utilisent souvent sans le savoir et sans tenir compte de toutes ses possibilités pédagogiques.

Elle permet de stimuler la réflexion et la participation de tous. Elle favorise les échanges entre stagiaires.

Comment réussir la méthode question-réponse

Faire participer avec des questions suffisamment ouvertes et progressives. Le formateur construit ses questions dans un objectif bien précis. Le principe pédagogique d'atteindre des objectifs doit être respecté.

Les méthodes pédagogiques centrées sur l'action

3- La découverte

La méthode de la découverte privilégie le « faire faire » en plus du « faire dire ».

Cette démarche s'appuie sur une étude de cas, un exercice, ou un jeu de rôle. Elle permet aux stagiaires d'être d'abord acteurs et ensuite de s'exprimer à partir d'une situation et d'un vécu commun.

L'acteur principal est le groupe à former. Il est donc nécessaire de travailler en sous-groupes car :

- rechercher des solutions à plusieurs permet d'être plus créatif et d'autre part, le travail en sous groupe facilite les relations et développe l'esprit coopératif,
- il est plus facile à plusieurs d'avouer qu'on n'a pas trouvé la

solution. Donc on se sent rassuré et on n'a plus peur d'échouer,
- c'est pour beaucoup de personnes, plus facile de participer au sein de petits groupes.

Comment réussir la méthode de découverte

Le rôle du formateur est de veiller au bon fonctionnement des sous-groupes. Il doit donner des consignes claires et précises. La méthode nécessite l'attention permanente du formateur.

4- La démonstration

Les stagiaires observent le formateur qui soit exécute l'activité devant eux, soit la présente et la commente à partir d'un film ou d'une vidéo.

Les stagiaires observent et écoutent sachant qu'ils auront par la suite cette même tâche à exécuter.

Comment réussir la démonstration ?

- Le formateur doit avoir une bonne technicité.
- La démonstration doit être utile.
- La démonstration doit avoir un lien avec l'activité professionnelle.

VI- LES TECHNIQUES D'ANIMATION

Les techniques suivantes ne seront une aide efficace pour le formateur qu'à condition qu'il soit passé au préalable par une phase de préparation de l'action de formation:

- le questionnement,
- la réponse aux questions,
- l'écoute et l'observation,
- la reformulation,
- la valorisation et l'encouragement,

Un changement de rythme s'impose toutes les 30mn environ avec une alternance entre écoute, parole, action, jeu, visualisation, grand groupe, petits groupes, travail individuel.

1- Le questionnement

Les questions du formateur ont comme objectif de la faire parler les stagiaires, de les faire participer, d'évaluer leur compréhension de la question traitée afin de mieux ajuster leurs explications. Les questions favorisent la réflexion active.

On peut distinguer les questions ouvertes, fermées et dirigées.

2- La réponse aux questions

Au moment où quelqu'un pose une question, il est utile de la reformuler pour plusieurs raisons:

- vérifier que vous avez compris la question
- permettre aux autres stagiaires de mieux l'entendre et de s'y intéresser,
- transformer une question individuelle en une question d'intérêt général.

La réponse à la question ne doit pas être apportée de façon systématique par le formateur car c'est un moyen

supplémentaire de faire réfléchir et participer l'ensemble du groupe et de favoriser la valorisation des stagiaires.

Lorsqu'une question risque de trop éloigner le groupe du sujet, le formateur intervient en tant que régulateur.

C'est à lui de couper court et d'expliquer pourquoi il le fait.

Une des grandes craintes du formateur est la question piège, c'est à dire la question dont il ne connaîtrait pas la réponse.

A partir du moment où le formateur peut accepter que tout en connaissant très bien son domaine, il ne peut pas tout savoir, il pourra dire sans gêne qu'il ne connaît pas la réponse, qu'il doit y réfléchir.

3- L'écoute et l'observation

L'écoute et l'observation permanentes du groupe demandent une concentration soutenue du formateur: les questions, les solutions proposées et les échanges nécessitent de la part du formateur un ajustement permanent à la situation.

Les principaux moments d'observation sont les suivants

- Pendant les travaux en petits groupes
- Lors de la mise en commun des travaux en petits groupes
- Lors d'un exposé
- Lorsque les stagiaires posent des questions

Le formateur observe son public et est à l'écoute de ses réactions. Cela lui permet de reformuler, d'utiliser un exemple, de poser des questions, de faire participer.

4- Reformuler les paroles des stagiaires

- Le fait de redire à voix haute ce qui a été dit par une seule personne est un moyen d'attirer l'attention de tous, de les faire réagir.

- Permet de vérifier si l'animateur a bien compris le message de l'autre.

L'animateur peut également reformuler ses propres paroles. C'est un moyen efficace pour renforcer la mémorisation et pour permettre d'exprimer différemment la même idée.

5- La valorisation et l'encouragement

Nous avons tendance à sous-estimer ce besoin chez l'adulte et donc à le négliger. Nous devons prendre en compte et traiter toutes les interventions, valoriser les contributions des stagiaires et éviter le favoritisme.

VII- REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Madame CLAUDE B.Y

Séminaire QUALICOM formation des formateurs à la S.T.E.G. 2005

ANNICK SAINT SAUVEUR et JEAN PASCAL LAPRA

La fonction formation dans l'entreprise.

DIDACTIQUE DES DISCIPLINES

Documents pédagogiques

PROJET ALPHA - HARMONISATION ET OUVERTURE DES APPLICATIONS DE LA GESTION DE LA CLIENTELE

Mme Turki Amel

*Chef Département Principal des Etudes
DI*

Dr. Néjib Farza
Consultant

PRESENTATION DU PROJET ALPHA

L'Idee du projet ALPHA

La gestion de la clientèle constitue un des éléments fondamentaux du système d'information de la STEG et les applications relatives à cette gestion représentent 60 à 70% de son activité .

Par ailleurs, l'évolution de l'environnement économique et la nécessité de répondre à temps et avec un niveau de qualité adapté aux exigences de la clientèle sur le plan de la fourniture de l'énergie (électricité et gaz) mais aussi sur le plan de la gestion des affaires et des services rendus aux clients, est aujourd'hui un impératif de 1er ordre pour la STEG.

L'amélioration de la relation avec la clientèle passe par la mise à niveau du système d'information et de son support obligé à savoir le système informatique . Celui-ci doit être performant fiable et réactif..

La STEG a été parmi les premières entreprises à investir dans l'informatisation des opérations de gestion des affaires de la clientèle. Cependant son système est resté quelque peu figé et ne semble plus répondre aux exigences du moment ni avoir la réactivité attendue pour faire face aux demandes.

Le Schéma Directeur Informatique (SDI) a été élaboré et finalisé en 2003. Les délais de réalisation des projets planifiés dans le cadre du SDI sont estimés entre quatre et cinq années. Entre temps la pression sur le système informatique s'accroît.

Par ailleurs et partant de l'évolution des technologies de l'information et des communications une étude a été commanditée auprès d'un consultant externe par la Direction informatique puis validée en collaboration avec la Direction Organisation et Systèmes d'Informations et la Direction Distribution pour identi-

fier des solutions intermédiaires qui permettraient de donner une plus grande souplesse au système informatique et d'en améliorer les performances et les possibilités.

Le résultat attendu de cette étude était un projet d'évolution à court terme (10-12 mois) permettant de faire réaliser un saut qualitatif aux systèmes informatiques existants et ce, en vue :

- **de la réduction des tâches manuelles**
- **d'une plus grande intégration entre les traitements réalisés** (ex : entre la BTJ la SBT et la GDA entre la MT et la SMT etc...),
- **de la réduction des risques de dysfonctionnement lors de l'exécution des tâches informatisées,**
- **d'une amélioration des contrôles lors de la saisie,**
- **d'une amélioration des consultations des données et de l'historique des clients,**
- **d'une offre de production d'états , de situations et d'indicateurs de gestion.**

A partir de l'étude de l'existant informatique (matériel et applications) et de l'identification des besoins des utilisateurs à court terme, une évaluation des limites et du degré de cohérence des applications actuelles a été faite. Des propositions d'orientations ont été formulées.

Les considérations majeures qui ont été prises en compte sont:

- la réutilisation au maximum de l'existant,
- l'intégration des nouvelles technologies,
- la minimisation des délais de réalisation et la réduction des risques,
- l'iso-fonctionnalité avec les systèmes existants.

Les objectifs du projet ALPHA

Suite à cette étude et aux alternatives proposées, la solution choisie par la STEG a été le scénario dit de «mutation technologique» qui consiste :

- à reprendre l'architecture applicative et à la recentrer vers un système de gestion unifié des abonnés tout en gardant les fonctions complexes de facturation en l'état. Celles-ci seront intégrées au système via des interfaces automatisées appropriées.
- **à faire bénéficier les guichets, les districts et les services centraux du Temps Réel Intégral pour la gestion des données et des opérations**
- **à mettre en place une base de données unifiée regroupant toutes les données des clients.**
- **à la reprise de l'édition des états relatifs à toutes les applications de la gestion de la clientèle à partir de la base de données commune moyennant un outil de reporting**

L'unification des données sera basée sur l'utilisation d'un référentiel unique pour toutes les applications .

Les opérations et les données relevant des aspects techniques seront gérées de façon spécifique pour chaque catégorie d'abonnés (BTJ, MT, AGM etc.).

La production des états qui constitue la très grande partie des applications informatiques sera basée sur un outil de reporting standard intégré aux applications et surtout dont l'utilisation par des utilisateurs avertis sera effective, ce qui dégagera les informaticiens des tâches improductives de production de listes et d'états à la demande.

La solution préconisée par la STEG s'est concrétisée par le projet ALPHA.

Le projet Alpha est un projet qui doit aboutir dans un délai réduit (1 année) .

Il a pour objectif de reprendre tout ou partie des systèmes de gestion clientèle, en vue d'une harmonisation et d'une ouverture.

De ce fait et pour réduire les risques , la solution qui a été choisie consiste en les 2 points suivants :

- morcellement du projet en sous-projets à réaliser sur une durée de 3 à 5 mois,
- réalisation des modules du projet sous la responsabilité des 3 pôles :
- le pilote du projet (Consultant expert externe),
- l'équipe projet Alpha de la STEG,
- la SSII choisie pour chaque module.

L'équipe STEG fournira sa compétence et ses connaissances en matière d'applications métiers de gestion de la clientèle. Elle conçoit le modèle de la base de données unifiée dénommée depuis BADIA, elle prépare les dossiers des traitements et valide les développements.

La SSII n'a pas pour rôle de fournir un système clé en main, mais et c'est une nouveauté, elle doit développer

des modules d'Alpha sur la nouvelle plateforme technique choisie.

De plus, en cas de problème de performance ou de nécessité de validation technique relatifs au fonctionnement des produits, la STEG se fera assister par une expertise externe.

Un plan d'action a été développé. Il présente de façon précise ce qu'il faut faire étape par étape et indique quels intervenants seront sollicités.

Afin de maîtriser le développement du projet et d'atteindre les objectifs en termes de délai et d'amélioration, il a été décidé de procéder à une reprise Iso-fonctionnelle des fonctionnalités assurées par les différentes applications à harmoniser; les améliorations s'il y a lieu, iront dans le sens d'une simplification , les améliorations de fond ou l'ajout de nouvelles fonctionnalités sont différés à une phase ultérieure et pourquoi pas au futur projet de refonte de la gestion de la clientèle, à savoir le projet SIGMA.

Enfin ce scénario contribuera à la formation du personnel de la STEG dans les nouvelles technologies et à la formation des utilisateurs dans la pratique des outils de reporting et de l'informatique décisionnelle.

Les attentes du projet ALPHA

« Recherche de solutions en vue d'améliorer la qualité du service rendu par les applications informatiques à court terme, d'intégrer les nouvelles technologies et d'améliorer les performances et la souplesse de l'outil informatique »

Les applications actuelles:

Les applications informatiques qui ont été concernées par le projet sont :

- la BTJ temps réel (BTJ = Basse Tension Journalière),
- la MT (Gestion des Abonnés Moyenne Tension),
- la BDA : base de données des Abonnés consultées au niveau des districts,
- l'AGM : gestion des abonnés gaz mensuel,
- la GDA : gestion des affaires, branchement nouveaux, changements,
- les applications de saisie des mouvements au niveau du district: la SBT et la SMT
- la prise en charge des opérations de caisse.

Les limites et contraintes du système actuel et les apports du projet ALPHA

Les limites et contraintes du système actuel

- Les applications sont développées dans des environnements différents et font référence à des données, normalement communes dans des tables différentes et gérées séparément ;

- Le cœur du système de gestion de la clientèle est la BTJ et la MT qui résident dans un environnement à part, et dont les données sont gérées dans des fichiers plats qui ne sont pas accessibles aisément ;
- Le transfert des données entre les applications centrales et les applications sur micro est lourd ;
- L'absence de prise en compte en temps réel des mouvements saisis ralentit le traitement des opérations et engendre dans certains cas un retard ou un supplément de travail inutile ;
- L'exploitation des données enregistrées et la production d'états et d'indicateurs sont difficiles en l'état actuel.
- Les difficultés que rencontrent les informaticiens pour faire évoluer les applications centrales entravent considérablement la satisfaction des besoins urgents, ce qui désenchante quelque peu les utilisateurs ;
- La multiplication des plate-formes matérielles et logicielles

Les apports de ALPHA

- **Un environnement unique pour toutes les applications :** facilitation de la maintenance corrective et évolutive
- **Une base de données relationnelle unique :** évolution plus aisée, contrôle unifié, production d'état et de rapports
- **Une intégration complète :** pas d'application satellite ,

contrôle direct, pas de rejet

- **Présentation globale pour l'utilisateur :** navigation aisée, intuitive
- **Intégration d'autres applications :** extensibilité à d'autres applications ou traitements (suivi technique etc....)

LES ORIENTATIONS PRECONISEES

Les orientations préconisées sont :

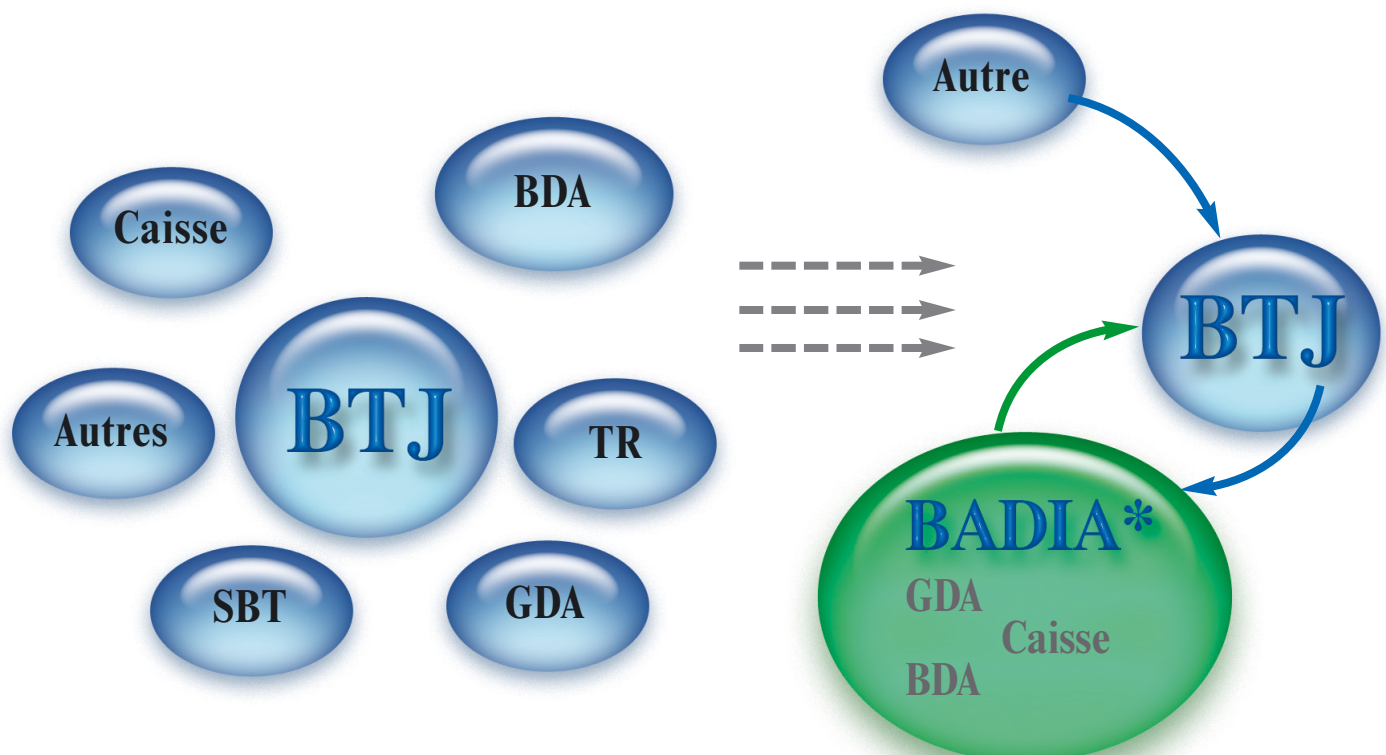
- l'unification des systèmes existants (v.schéma suivant : unification des systèmes existants),
- le respect des orientations préconisées par le SDI:
 1. la centralisation des applications et des données ,
 2. le découpage fonctionnel des applications en parties métier , reporting et analyse,
 3. l'utilisation d'une architecture moderne de type 3-tiers (v.schéma suivant : architecture applicative de ALPHA)
 4. l'utilisation des Systèmes de Bases de Données.

Le schéma suivant illustre la transition préconisée pour la BT et il en sera de même pour les autres applications (MT, AGM)

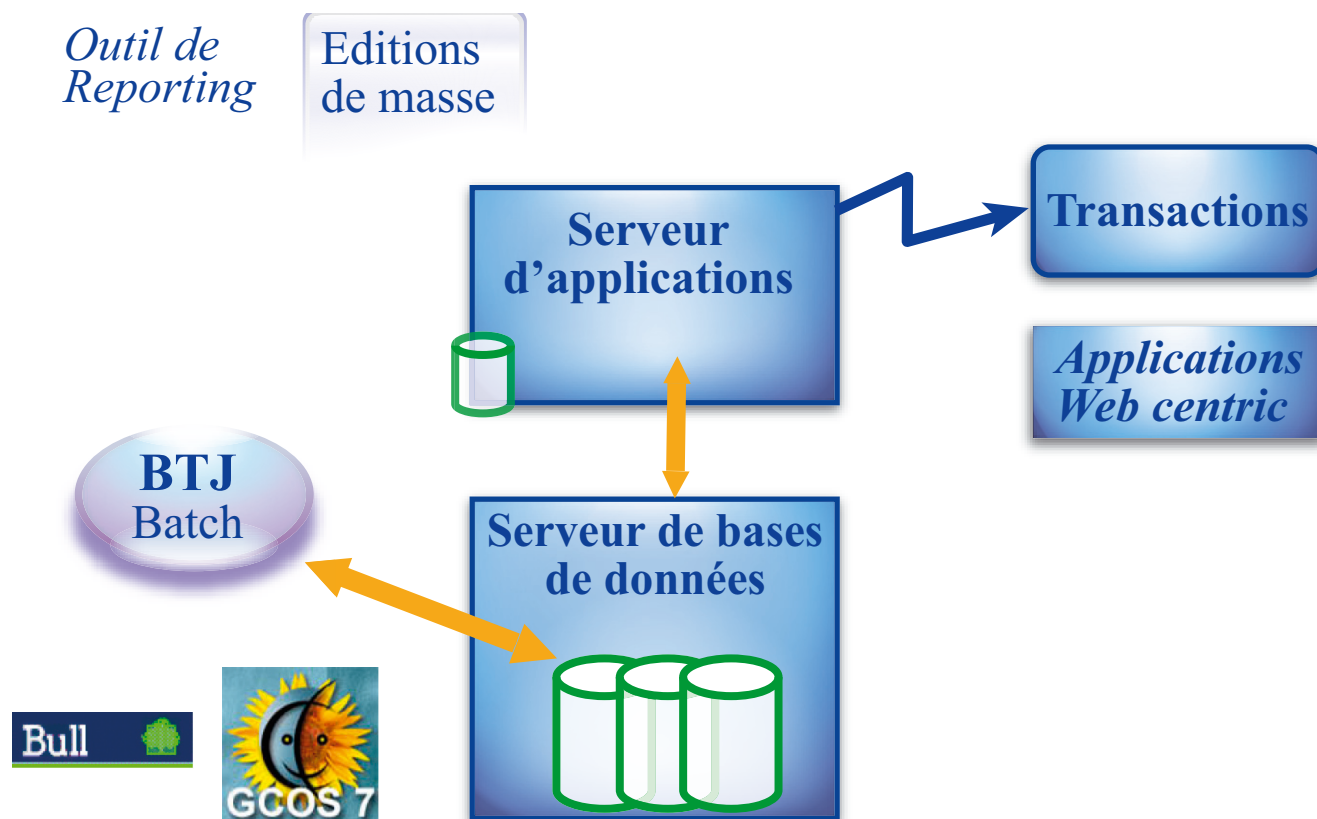
Unification des systèmes existants

Le schéma suivant illustre la transition préconisée pour la BT et il en sera de même pour les autres applications (MT , AGM).

* BADIA : Base de données des informations abonnés



L'ARCHITECTURE GÉNÉRALE DES APPLICATIONS DE GESTION DE LA CLIENTÈLE SERA COMME SUIT (ARCHITECTURE 3-TIERS):



L'architecture générale des applications de gestion de la clientèle sera comme suit (architecture 3-tiers):

LA CHARGE DE TRAVAIL DU PROJET ALPHA

La charge de travail pour la réalisation de cette transition concernera :

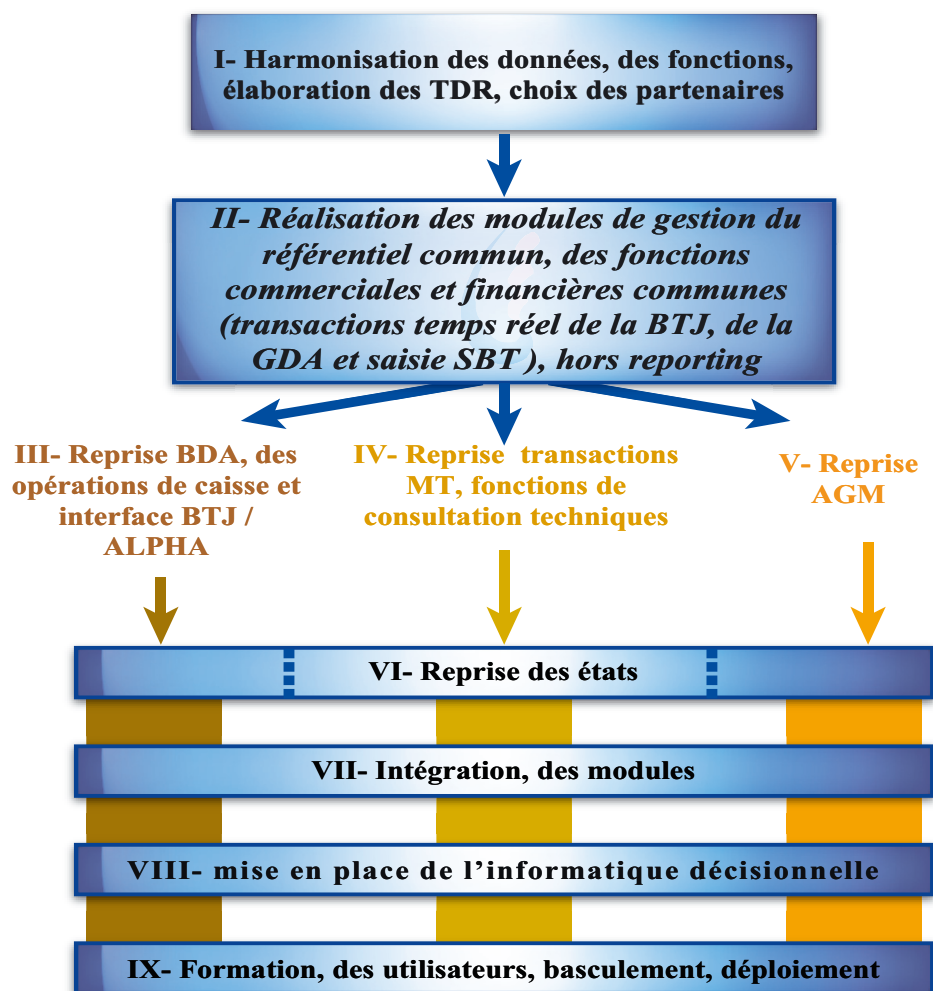
- l'élaboration du référentiel commun (sur la base des travaux qui ont été déjà faits au niveau de la BDA) ;
- le dégroupage et l'isolation des traitements qui demeureront au niveau de la BTJ ;
- la transcription des fonctions transactionnelles de la BDA, la GDA, la SBT, la SMT et de la gestion des opérations de la caisse ;
- l'identification des états et reporting de l'informatique décisionnelle destinés à la Direction Générale, à la DCOM, à la DDI à la DFI et aux autres services de suivi et de contrôle centraux.

LES ÉTAPES DE RÉALISATION

La réalisation du projet est concrétisée par la réalisation des six lots (v.schéma suivant) :

- **Le lot 1 qui correspond à une étape de conception** pour la réalisation des 4 autres lots et à l'établissement des TDR ou CC (cahiers des charges) pour les lot 2, 3, 4 et 5.
- **Le lot 2** concernant la constitution et le chargement du référentiel commun et la transcription des fonctions temps réel de la BTJ, constituera la première brique logicielle du projet.
- **Le lot 3 «les fonctions complémentaires de la BTJ»** permettra de rendre opérationnels les modules complémentaires concernant la BTJ : les fonctions de la BDA , le module gestion des opérations de caisse, le module de comptabilisation et l'interface BTJ/ALPHA.
- **Le lot 4 «Reprise de fonctions de la MT»** permettra de faire basculer les fonctions de la MT dans le nouveau système
- **Le lot 5 «Reprise de fonctions de l'AGM »** permettra de faire basculer les fonctions de l'AGM dans le nouveau système
- **Le lot 6 « acquisition de l'outil de reporting et assistance à la mise en oeuvre de la solution »** consistera au choix d'un outil de reporting, de sa mise en place, de la formation du personnel de la STEG pour la reprise des états selon le plan de mise en place des modules des sous- domaines concernés.

ARTICULATION DES LOTS DU PROJET ALPHA

**Les bénéfices escomptés :**

- Libération du potentiel de production du personnel informaticien de la STEG d'au moins 50% D'où une plus grande participation, à la réalisation du SDI
- Gain en productivité du personnel opérationnel estimé à une journée par mois soit, pour 300 personnes concernées un gain de **300 jours-homme par mois et 3600 jours-homme par année! Un RSI (Retour sur Investissement)... en une année**

Il est à remarquer par ailleurs que les investissements en matériels (acquisition de serveurs de matériel de communication) et en logiciels standards (les licences Oracle ou l'outil de reporting) qui seront faits en parallèle avec le projet ALPHA ainsi que les coûts des formations , font partie des investissements nécessités par les projets qui sont en voie d'être réalisés dans le cadre du Schéma Directeur Informatique et ne peuvent être imputés sur le projet ALPHA.

La gestion des risques

Afin de garantir la réussite du projet, une gestion prévisionnelle des risques a été intégrée. L'étude a permis

d'identifier les facteurs de risques et a déterminé comment les maîtriser.

Il s'agit d'un projet qui aura un impact direct sur l'organisation et le mode de gestion du système informatique de la gestion de la clientèle.

Un groupe de travail soudé a été constitué; ses membres sont impliqués au niveau de tous les aspects de gestion de l'informatique (études,maintenance, exploitation, réseau, correspondants informatiques, représentant des chefs de districts et des usagers au niveau des Districts, des Régions et des Directions Fonctionnelles).

Ce projet, dont la durée est arrêtée à 12 mois, s'appuie sur :

- * la détermination de la Direction Générale et des principaux responsables quant à son aboutissement à temps,
- * la mise en place d'un Comité de Pilotage constitué de responsables des différentes Directions concernées de la STEG : la DI, la DOSI, la DDI, la DCOM, la DFI et la DAG
- * l'assistance de l'équipe projet par un pilote consultant externe,
- * le choix de partenaires extérieurs,

- * une évaluation régulière de l'état d'avancement du projet et des ressources mises à disposition par tous les intervenants ;
- * un choix de technologie ouverte, mature et adaptée à l'environnement de la STEG. Ce choix doit, être en concordance totale avec les choix effectués au niveau du SDI. En effet il ne faut pas oublier que ce projet est une phase intermédiaire et préparatoire de la mise en place de la solution cible préconisée par le SDI,
- * la mise en place, comme convenu, des équipements destinés aux futurs CTI supra régionaux et à la sécurisation du réseau de communication.

L'architecture technique

Techniquement ce scénario se caractérise par une approche d'intégration et d'urbanisation.

En effet, la STEG, aura pendant quelques temps à faire cohabiter des technologies différentes et des systèmes différents pour faire fonctionner son système d'information général et bien entendu son système d'information pour la gestion de la clientèle.

Il est inconcevable de faire table rase de l'existant et de le remplacer illico presto par un nouveau système qui fonctionnera correctement du premier coup !

Ainsi les composants informatiques existants seront réutilisés chaque fois que c'est possible.

Les applications qui seront mises en place fonctionneront sur les deux pôles nord et sud :

Tunis et Sfax (v.Schéma d'un pôle ci-dessous)

Le réseau qui sera utilisé sera le réseau actuel moyennant une sécurisation bien plus importante pour la transmission sécurisée des données.

Une architecture technique moderne

• Architecture J2EE

- Serveur Web (Apache)
- Serveur d'application (Jboss)
- Container EJB (Jboss)
- Serveur de données (base de données Oracle)
- Poste client (Navigateur Internet)

• Sécurité d'accès

- Serveur d'authentification : annuaire utilisateurs LDAP
- Firewall

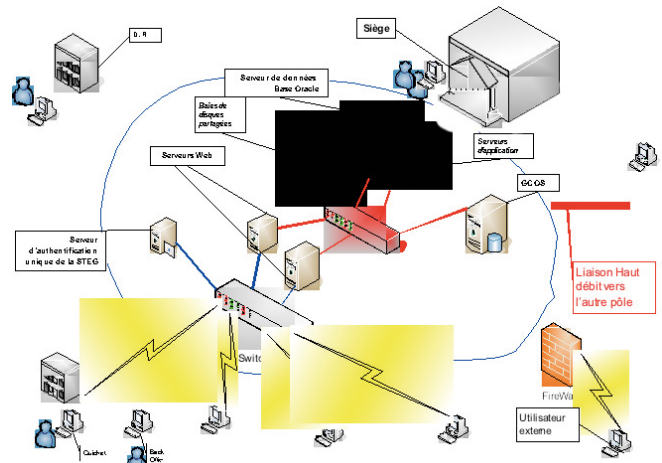
• Sécurité physique (continuité de fonctionnement)

- Serveurs distincts : Web, Application, données
- Sécurité physique des données : disques Raid, 100 Go par pôle
- Serveurs sécurisés : 2 Web, sécurité mutuelle entre S A & S Données

- Sécurité du réseau : FR, RNIS, Vsat avec basculement automatique

Les sociétés sous-traitantes dans le cadre du projet Alpha

Les SSII sous-traitantes sont principalement :



Architecture générale du réseau Alpha : un Pôle

- La société Teamware pour le développement des modules relatifs à l'application BT
- La société Smartsoft pour le développement des modules relatifs aux applications MT et AGM
- La société Netprogress pour l'élaboration des standards techniques et des missions d'expertise sur le fonctionnement des logiciels.
- La société Oradist pour des actions ponctuelles sur l'utilisation du SGBDR (Système de Gestion de Base de Données Relationnelle Oracle)
- Le consultant expert pilote du projet M.Nejib FARZA

Les principales dates du projet sont :

- Démarrage le 12 juillet 2004
- Finalisation du modèle conceptuel de la base de données octobre 2004
- Lancement de la consultation la réalisation du lot n° BTJ : novembre 2004
- Premier livrable reçu Janvier 2005 module gestion du référentiel commun et des utilisateurs
- Finalisation des modules Temps réel de la BTJ, et de la SBT Avril 2005-05-26 de la BTJ
- Finalisation du module GDA mi juin 2005
- Démarrage des tests en environnement réel (District de Tunis-ville) Juin 2005
- Démarrage de la région pilote (BTJ) (région de Tunis) à partir de Juillet 2005
- Généralisation du projet fin 2005.

LE POSITIONNEMENT TECHNOLOGIQUE INFORMATIQUE A LA STEG



M. Atef Lahouel
DOSI

M. Mohamed Grayaa
Chef département système d'information
DOSI



I. INTRODUCTION

Dans le cadre du Schéma Directeur Informatique 2004-2007, et dans un objectif d'harmoniser et de standardiser les plates-formes et les outils de développement, d'administration, d'exploitation et de bureautique, une étude a été élaborée pour arrêter des choix concernant les technologies de l'information utilisées au sein de la STEG. Ces choix constituent le Positionnement Technologique Informatique de l'entreprise.

Cette étude initiée par la DOSI, a été soumise pour avis à un expert externe en logiciels libres puis au Comité Positionnement Technologique Informatique pour validation, avant son approbation par le Comité Systèmes d'Information et de Communication, lors de sa réunion du 5 avril 2005.

II. PRÉSENTATION DES DOMAINES ÉTUDIÉS

Les domaines étudiés sont répartis comme suit:

1. ARCHITECTURE ET MÉTHODES

Ces domaines concernent l'architecture, les méthodes et les outils relatifs à la modélisation et au développement des applications informatiques

- L'architecture logicielle

En général, une application informatique peut être découpée selon trois niveaux d'abstraction, à savoir, une couche de présentation, une couche de traitement ou logique applicative et une couche de données.

Les premières applications ont été développées selon l'architecture un tiers. Dans ce type d'architecture, les couches sont intimement liées, elles s'exécutent sur le même ordinateur et les utilisateurs se connectent aux applications à l'aide de terminaux passifs.

Avec le développement des ordinateurs personnels

et des réseaux locaux, les systèmes d'information ont adopté l'architecture deux tiers ou client / serveur. Avec ce type d'architecture, le poste client possède les deux premières couches de présentation et de traitement et délègue la gestion des données à un serveur spécialisé. Toutefois, la maintenance, pour ce type d'architecture, s'est révélée très difficile.

Après l'avènement de l'Internet et dans le but de soulager le poste client qui abrite la logique applicative, l'architecture trois tiers est apparue. Suite à l'émergence de l'approche orientée objet qui constitue une évolution des approches procédurales et fonctionnelles, cette architecture a évolué vers des architectures à plusieurs niveaux ou N-tiers.

- Plate forme logicielle

Les deux plates formes existantes sont J2EE (Java 2 Enterprise Edition) et .Net.

J2EE est une norme proposée par la société SUN, portée par un consortium de sociétés internationales et visant à définir un standard de développement d'applications d'entreprises multi-niveaux (N-tiers) basées sur des composants.

En revanche, .Net est un logiciel édité par Microsoft et intégrant un ensemble de produits pour le développement des applications d'entreprise multi-niveaux.

- Langage et outil de modélisation

D'une façon générale, la modélisation englobe deux volets qui sont l'analyse (étude du problème) et la conception (mise au point d'une solution).

A cet effet, divers formalismes avec des notations et des diagrammes différents ont été introduits. Au début des années 90, trois méthodes principales de modélisation orientée objet se sont dégagées (BOOCH, OMT et OOSE). Par besoin d'unification et de standardisation, les principaux acteurs se sont

associés pour développer et diffuser une notation commune nommée UML (Unified Modeling Language) reprenant le meilleur des 3 méthodes précitées. En quelques années, UML est devenu incontournable.

Pour bénéficier d'une vraie prise en charge UML, il est nécessaire de disposer d'un outil de modélisation qui permet de produire les différents types de diagrammes fournis par le formalisme. Le marché des logiciels libres propose des outils tels que Argo UML. Gentleware et Omondo proposent des éditions «free» qui sont successivement Poseidon et EclipseUML.

- Méthodologie de développement des logiciels

UML reste un langage formel de modélisation basé sur un formalisme rigoureux qui ne préconise ni méthode, ni processus de développement avec une définition, des acteurs et une démarche. A cet effet, il s'avère nécessaire de choisir une méthodologie qui présente une réponse aux questions relatives au cycle de développement de logiciels.

Les anciennes méthodologies, avec un cycle de vie en cascade, telles que Merise, ont présenté plusieurs inconvénients (rigidité, manque d'adaptation, éloignement des besoins détaillés des utilisateurs, etc.). La plupart des méthodologies récentes préconisent un cycle de vie itératif ou semi itératif en se basant sur le prototypage. L'objectif est de produire un prototype aussitôt que possible et de le faire évoluer par la suite en plusieurs versions.

Une des premières méthodologies qui a présenté un cycle itératif a été la méthode RAD (Rapid Application Development). Depuis, plusieurs méthodologies lui ont succédé telles que : DSDM (Dynamic Software Development Method) qui s'appuie sur le RAD, UP (Unified Process) qui est une méthode générique de développement logiciel basée sur les principes d'UML et d'autres méthodologies dérivées d'UP : Catalisys, RUP, EUP et 2TUP.

- Environnement de développement

L'environnement de développement intégré, appelé communément IDE (Integrated Development Environment), constitue aujourd'hui l'outil de base de tout développeur. D'un point de vue fonctionnel, il prend en charge toutes les étapes de production de logiciel et couvre notamment les aspects liés au développement et au déploiement.

Le marché des outils de développement commerciaux offre plus d'une quinzaine de solutions dont les plus connues sont JBuilder X de Borland, WSAD (WebSphere Studio Application Developer) d'IBM,

Sun One Studio de Sun. Dans le monde du libre, Eclipse est sans doute la solution la plus en vue.

- Solution portail d'entreprise

La solution de portail d'entreprise inclut plusieurs composantes telles que : messagerie électronique, espace de travail collaboratif, Intranet, forums, annuaire d'entreprise, etc.

Contrairement aux sites Intranet, les portails intègrent plusieurs fonctionnalités telles que :

- la présentation des pages d'accueil composites et personnalisés par utilisateur,
- l'identification unique permettant aux utilisateurs de passer d'une application à une autre sans avoir à fournir à nouveau un identifiant et un mot de passe,
- l'administration des droits d'accès des utilisateurs à leurs applications spécifiques,
- un cadre d'intégration pour les applications; à ce titre, le portail contribue à promouvoir une architecture de développement unifiée dans l'entreprise.

Le marché de portails regorge aujourd'hui de solutions commerciales (BEA, IBM, Oracle, etc), en architecture J2EE. Face à cette offre, des solutions open source se sont développées : PhpNuke, Typo3, Jetspeed, Uportal et Exo platform. Ces solutions open source sont essentiellement issues du monde J2EE ou PHP. Les portails J2EE s'appuient sur les mêmes spécifications à savoir la JSR 168 (Java Specification Request). Cela implique une portabilité et une interopérabilité entre ces différentes solutions.

- Outil de modélisation des processus métier

Les principaux champs couverts par le domaine de gestion des processus métier se basent sur la modélisation des processus métier, la simulation et l'exécution de ces processus et le contrôle de leur performance. L'objectif est de permettre aux décideurs, analystes métier, équipes fonctionnelles et équipes techniques de collaborer pour la définition et le développement des processus métier via un seul outil agrégeant les différentes visions.

Pour permettre aux outils de marché de collaborer, la standardisation de BPM (Business Process Management) s'est faite à différents niveaux. Au niveau de la modélisation des processus, BPMN (Business Process Modeling Notation) présente une spécification implémentée par beaucoup d'éditeurs commerciaux tels que IBM, BEA, Intallio, Aris, Mega, etc. Actuellement, pour la modélisation des processus, les logiciels libres sont absents du marché.

- Outil de Reporting

Ces outils permettent l'édition et la production d'états, de tableaux de bord, etc. Les trois produits phares dans ce domaine sont : Crystal Report, Cognos et Oracle Discover. Il existe aussi des outils de Reporting open source fonctionnant sous l'environnement J2EE tel que Jasper Report.

2. PLATE-FORME CENTRALE

Ces domaines concernent l'environnement d'exploitation des serveurs centraux. Compte tenu des orientations stratégiques du Schéma Directeur Informatique 2004-2007 prévoyant la mise en place d'une solution centralisée, les serveurs centraux occupent une place importante dans le système d'information de l'entreprise. En effet, cette centralisation requiert la mise en place de plates-formes centrales au niveau du siège de l'entreprise comportant plusieurs serveurs spécifiques aux données, aux applications, à la présentation (Web), etc.

- Système d'exploitation

Les systèmes d'exploitation les plus utilisés au niveau des serveurs centraux sont : Windows 2003 Server, Unix ou Linux. Ce dernier, en tant que logiciel libre, est de plus en plus utilisé dans les entreprises. Actuellement, au niveau central, la STEG dispose de serveurs sous Unix et Linux.

- Système de Gestion de Bases de Données

Les produits phares dans ce domaine sont : Oracle, Sysbase, DB2, Informix et SQL Server. Au niveau central, la STEG utilise actuellement le SGBD Oracle.

- Serveur d'application

Le serveur d'application est l'un des éléments clé de l'architecture N-Tiers. Il représente l'environnement qui fournit les briques techniques nécessaires à l'exécution des applications transactionnelles en mode Web. Les serveurs commerciaux les plus répandus sont WebSphere d'IBM, Weblogic de BEA, SunOne App Server de Sun et Oracle 10G AS. BEA et IBM occupent à eux deux bien plus de la moitié du marché commercial des serveurs d'application. JBOSS constitue une solution open source de serveur d'application.

- Serveur Web

Le serveur Web permet de répondre aux requêtes des utilisateurs sous forme de pages HTML. Les deux serveurs Web les plus connus sont Apache et IIS de Microsoft. Apache est un logiciel libre qui est de loin le plus répandu dans le monde du Web. La STEG a opté pour Apache pour le développement de son site Web : www.steg.com.tn.

- Serveur DNS

Le serveur DNS (Domain Name Server) est un serveur de noms qui associe un nom usuel à l'adresse IP d'une machine. Ce service nécessite l'installation d'un logiciel qui assure la gestion d'une table de correspondance entre les noms des machines et des adresses IP. Actuellement, la STEG utilise le DNS de Windows comme serveur de noms. Un autre logiciel est mondialement utilisé et fournit l'architecture DNS de l'Internet. Il s'agit de BIND (Berkeley Internet Name Domain).

- Serveur FTP

Les serveurs FTP (File Transfer Protocol) permettent d'échanger des fichiers entre plusieurs machines distantes d'une manière efficace, rapide et sécurisée. Le marché de logiciels libres offre beaucoup de solutions telles que ProFTPd, Pure-FTPd, WU-FTPd.

3. PLATE-FORME LOCALE

Ces domaines concernent l'environnement d'exploitation des Serveurs locaux.

- Système d'exploitation

Actuellement la STEG utilise Windows NT comme Système d'exploitation des serveurs locaux.

- Serveur de Gestion de Bases de Données

Au niveau local, deux SGBD issus du domaine des logiciels libres peuvent être utilisés à savoir MySQL et PostgreSQL. La STEG utilise actuellement le logiciel commercial SQL Server de Microsoft pour la gestion des données locales.

4. POSTE CLIENT

Ces domaines ont trait à l'environnement d'exploitation et de bureautique des postes de travail :

- Système d'exploitation

Les principaux systèmes d'exploitation des postes de travail sont Linux et Windows. Au niveau de la STEG, les postes de travail sont actuellement équipés par différentes versions de Windows (95, 98, 2000 et XP).

- Suite bureautique

La suite bureautique offre notamment des outils de traitement de texte, de présentation et un tableur. La suite bureautique utilisée actuellement à la STEG est MS Office. Les alternatives à cette solution ne sont pas nombreuses et sont essentiellement open source : Open Office, StarOffice ou KOffice. Il s'agit d'outils matures et éprouvés.

- Navigateur Web

Avec l'avènement de l'architecture N-Tiers, le navigateur sera la porte d'accès au système d'information de

l'entreprise. Internet Explorer est actuellement utilisé de fait à la STEG (navigateur commercialisé avec Windows). D'autres alternatives Open Source telle que Mozilla FireFox sont offertes aujourd'hui.

5. AUTRES DOMAINES

Ces domaines concernent :

- CAO / DAO

La STEG a opté depuis longtemps pour Auto-Cad comme outil de développement et de conception assisté par ordinateur.

- Système d'Information Géographique (GIS)

La STEG dispose actuellement de deux stations GIS, équipées des logiciels PC ARC/INFO et PC ARC/VIEW.

- Protocole Réseau

Le Réseau de la STEG est géré suivant le protocole standard TCP/IP.

- Outil d'administration réseau et système

La STEG dispose actuellement d'une station pour l'administration du réseau et du système équipée du logiciel Open Master.

III. POSITIONNEMENT

1. HYPOTHÈSES

Dans le cadre de cette étude, on s'est assigné les hypothèses suivantes :

- veiller à retenir les outils qui ont fait leur preuve,
- n'arrêter un choix de produit commercial qu'en temps opportun en recourant à la concurrence,
- tenir compte des potentialités offertes par le marché tunisien en terme de logiciels, de formation et de services informatiques,
- s'aligner sur la politique nationale pour l'introduction et l'exploitation de logiciels libres,
- capitaliser sur l'existant technologique de la STEG, en matière de licences, formation, parc informatique, etc.

2. CHOIX RETENUS

- *Architecture logicielle : architecture N-tiers*

Cette architecture s'est imposée et devient par conséquent la mieux adaptée à l'informatique de l'entreprise. Elle présente plusieurs avantages : évolutivité, maintenabilité, ouverture et allègement des postes clients, etc.

- *Plate-forme logicielle : plate forme J2EE*

Les critères qui ont plaidé pour le choix de J2EE sont la portabilité et l'évolutivité. Certes, la plate-forme

Net présente moins de complexité que J2EE, néanmoins, elle est moins portable du fait de son caractère propriétaire (Microsoft).

- *Langage et outil de modélisation : UML et EclipseUML*

UML a été retenu comme langage de modélisation. En ce qui concerne l'outil de modélisation, l'édition de base « free » EclipseUML a été choisie. Cependant l'acquisition d'un outil commercial pourrait être envisagée en cas de nécessité. L'avantage de EclipseUML est qu'il s'intègre parfaitement avec l'environnement de développement Eclipse permettant ainsi de travailler dans un seul environnement.

- *Environnement de développement : Eclipse*

Dans le cas de développement interne, l'outil de développement open source Eclipse a été retenu. Suivant l'importance et les exigences de certains projets, le recours à un outil commercial pourra être envisagé.

- *Solution portail d'entreprise : Solution Open Source J2EE*

Compte tenu du choix retenu pour la plate forme applicative (J2EE) et des bénéfices escomptés de la normalisation (JSR 168), la solution retenue pour le portail est une solution J2EE basée sur un logiciel libre. Le choix final sera arrêté en fonction des besoins de l'entreprise et des offres du marché en terme de services.

- *Outil de modélisation des processus métier : outil commercial*

Vu l'absence de logiciels libres dans le domaine de modélisation des processus métiers, le choix d'un outil commercial sera fait en temps opportun en fonction des besoins de l'entreprise et de l'offre du marché.

- *Outil de Reporting*

Une consultation sera lancée pour le choix d'une solution de Reporting. Cet outil sera commun à toute les applications de l'entreprise.

- *Système d'exploitation des serveurs centraux : Linux et à défaut Unix*

Le système d'exploitation qui sera utilisé sur les serveurs centraux est le système libre Linux. Cependant, UNIX pourrait être envisagé en cas de nécessité. Ces deux systèmes d'exploitation représentent l'offre la plus mature du marché.

- *Système de Gestion de Bases de Données centrales: Oracle*

Le choix retenu s'est porté sur Oracle qui est déjà utilisé à la STEG et qui constitue sans doute le SGBD le plus robuste et le mieux indiqué.

- *Serveur d'application : JBOSS*

Le serveur JBOSS a été retenu. C'est un serveur d'application J2EE issu du monde du logiciel libre. Ce serveur ne cesse de gagner en stabilité et en fiabilité. On optera le cas échéant pour un serveur d'application commercial.

- *Serveur Web : Apache*

Le serveur Web libre Apache a été retenu. Ce dernier, est de loin la solution la plus répandue dans le monde du Web.

- *Serveur DNS : BIND*

L'utilisation du serveur de noms BIND paraît la solution la plus indiquée. BIND est un serveur de noms, libre, mondialement utilisé puisqu'il fournit l'architecture DNS de l'Internet.

- *Système d'exploitation des serveurs locaux : Linux*

A l'instar des serveurs centraux, le système d'exploitation des serveurs locaux choisi est Linux.

- *Serveur de Gestion de Bases de Données locales : PostgreSQL*

En matière de base de données locale, PostgreSQL a été retenu. Ce dernier est plus évolué fonctionnellement que son rival du marché du libre MySQL.

Son orientation objet, lui procure une ouverture fonctionnelle très développée.

- *Système d'exploitation des postes client : Linux*

Linux a été choisi comme système d'exploitation des postes de travail. Depuis 2003, toutes les distributions de Linux (Mandrake, Red Hat, etc.) possèdent des interfaces graphiques dont l'ergonomie est très proche de Windows.

- *Suite bureautique : Open Office*

La suite bureautique libre Open Office a été retenue. Elle offre des fonctionnalités très proches de celles des produits commerciaux tel que MS Office. La Suite Bureautique Open Office pourra fonctionner aussi bien sur Linux que sur Windows.

- *Navigateur Web : Mozilla FireFox*

Le navigateur Web Mozilla FireFox remplacera le navigateur actuel Internet Explorer et sera utilisé sous Linux ou sous Windows.

3. RÉCAPITULATIF DES DIFFÉRENTS CHOIX RETENUS

Le tableau suivant dresse un récapitulatif des choix retenus dans le cadre du Positionnement Technologique Informatique.

DOMAINE	9. POSITIONNEMENT DE LA STEG
Architecture	N-Tiers
Plate-forme	Java 2 Entreprise Edition (J2EE)
Langage de modélisation	UML
Outil de modélisation UML	EclipseUML
Méthodologie de développement de logiciels	UP (Unified Process)
Serveur d'application	JBOSS
Environnement de travail (IDE)	Eclipse
Serveur Web	Apache
OS serveurs centraux	Linux et à défaut Unix
OS serveurs locaux	Linux
OS client	Linux
SGBD centrale	Oracle
SGBD locale	PostgreSQL
Suite bureautique	Open Office
Serveur de noms DNS	BIND
Navigateur Web	Mozilla FireFox
Modélisation de processus métiers (BPM)	Outil Commercial
Portail d'entreprise	Solution Libre J2EE
Outils de Reporting	Consultation pour le choix d'un outil
Serveur FTP	Un serveur libre selon les tests

IV. TECHNIQUES INTRODUITES

Des actions ont été déjà engagées pour l'introduction des technologies arrêtées dans le cadre du Positionnement Technologique Informatique. Ces technologies ont été adoptées par le projet ALPHA (projet d'harmonisation des applications de gestion de la clientèle), elles le seront pour le projet Gestion de la Clientèle et ont été exigées pour les progiciels à acquérir dans le cadre des projets du Schéma Directeur Informatique 2004-2007 (Architecture N-tiers et Oracle).

Pour le projet Alpha, on peut citer la plate forme J2EE, Eclipse, JBOSS, Linux (distribution Red Hat), Apache et Oracle. Par ailleurs, Apache a été adopté pour le développement du site web de l'entreprise.

V. CONCLUSION

Le Positionnement Technologique Informatique est une nécessité pour l'entreprise. Ce positionnement permettra de réduire considérablement la disparité des technologies et des choix non contrôlés, de faciliter la portabilité des applications et l'échange de l'information, de standardiser les outils et enfin d'optimiser la formation sur les différentes technologies informatiques.

Par ailleurs, le positionnement est orienté vers le marché du libre. La concrétisation de certains choix basés sur le libre, nécessite une mise en œuvre progressive.

A cet effet, un groupe de travail a été constitué et chargé de l'élaboration d'une stratégie et d'un plan d'actions pour la mise en œuvre progressive des choix retenus. La réussite des opérations définies par le plan d'actions, nécessite l'implication de tous les utilisateurs. De plus, un Comité Positionnement Technologique Informatique a été aussi constitué et chargé du suivi de la mise en œuvre du plan d'actions. Ce comité engagera aussi des réflexions permanentes sur l'introduction et tests de nouvelles technologies de l'information et de la communication (client léger, wi-fi, voix sur IP, réseaux Gigabits, etc.).

GLOSSAIRE

- **Booch** : techniques de modélisation orientées objet mises en place par Grady Booch.
- **BPM** : Business Process Management : ensemble de techniques et de spécifications mises en place pour la modélisation, l'exécution et le contrôle des performance des processus.
- **BPMN** : Business Process Modeling Notation.
- **CAO/DAO** : Conception et Développement Assistés par Ordinateur.
- **DSDM** : Dynamic Software Development Method
- **EUP** : Entreprise Unified Process : méthodologie de développement de logiciel dérivée de UP.
- **FTP** : File Transfer Protocol : protocole de transfert de fichiers sur un réseau.
- **IDE** : (Integrated Development Environment) : environnement de développement intégré.
- **HTML** : Hyper Text Markup Language : langage permettant la lecture de documents Web grâce au protocole HTTP.
- **HTTP** : Hyper Text Transfer Protocol : Protocole de transmission de données dédié aux clients et aux serveurs du web.
- **J2EE** : (Java 2 Enterprise Edition) : ensemble de spécifications et de standards qui couvrent plus d'une dizaine de services techniques utilisés pour développer l'informatique de l'entreprise en plusieurs couches.
- **JSR** : Java Specification Request.
- **OMT** : Object Modeling Technique : techniques de modélisation orientée objet.
- **OOSE** : Object Oriented Software Engineering: techniques de modélisation orientée objet.
- **RAD** : Rapid Application Development: méthodologie de développement de logiciel.
- **RUP** : Rational Unified Process: méthodologie de développement dérivée de UP
- **SGBD** : système de gestion de base de données.
- **TCP / IP** : Transmission Control Protocol/Internet Protocol: ensembles de protocoles utilisés au niveau de l'Internet pour la transmission des données entre machines.
- **UML** (Unified Modeling Language) : langage de modélisation et de conception du système d'information de l'entreprise.
- **UP** : Unified Process : méthodologie générique de développement de logiciels.
- **XP** : eXtreme Programming : méthodologie de développement de logiciel.

Bibliographie

www.Zdnet.fr
www.01net.com
www.omg.org
www.bpmn.org
www.w3c.org
www.improve-technologies.com

NOUVEAUTÉS TECHNOLOGIQUES

M.Noureddine Douib

Directeur de la Maîtrise des technologies.

1/ LA NANOTECHNOLOGIE AU SERVICE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La société américaine LOWELL a annoncé la production en série de rubans photovoltaïques permettant ainsi son installation sur n'importe quel support face au soleil.

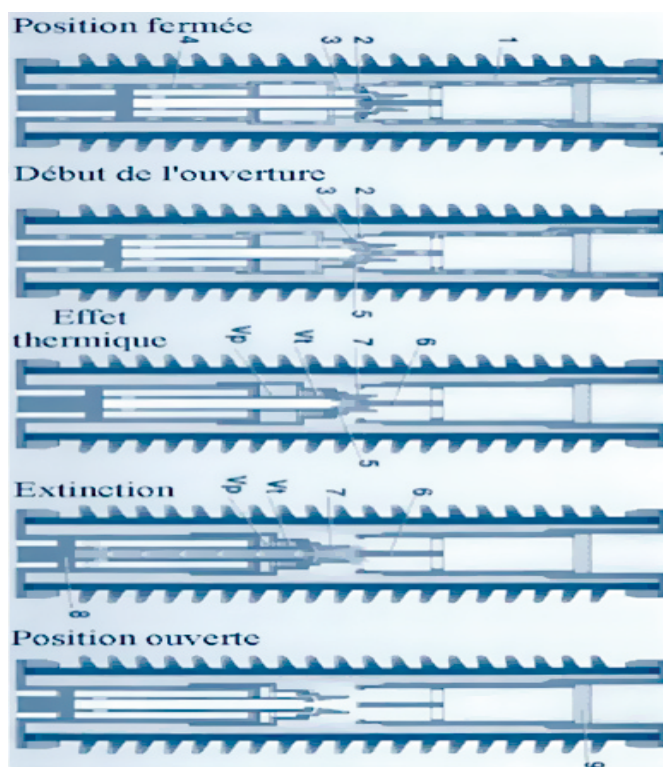
Outre l'aspect pratique de ce système, un autre avantage permettra encore son expansion en l'occurrence, l'énergie produite coûte 33% moins cher que celle des panneaux photo-voltaïques classiques.

Le rendement actuel de ce système est de 12%; ses concepteurs envisagent de le porter à 20%, ce qui dépasse celui des installations classiques actuelles qui est de 17%.

2/ LA SIMULATION NUMÉRIQUE DE LA COUPURE DANS LE SF6 DES DISJONCTEURS HAUTE TENSION

La société AREVA, constructeur de matériel électrique haute tension, développe des études de simulations numériques des techniques de coupure dans les disjoncteurs haute tension.

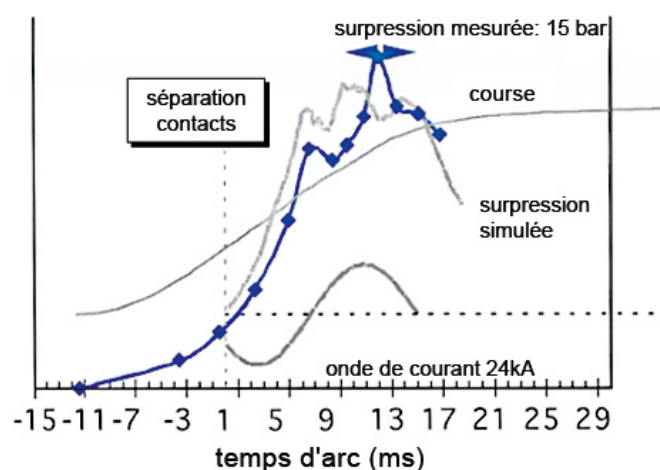
Fig. 5 Fonctionnement du disjoncteur.



Cette approche permet de réduire les coûts de développement; mais la question qui se pose est de savoir à quel point on peut s'y fier...

L'auteur de cet article explique que la modélisation du

Fig. 7 Evolutions des surpressions.



gaz SF6 chaud est très complexe et que les différentes solutions proposées divergent des essais en réel. Néanmoins, l'approche numérique reste intéressante en prenant les précautions nécessaires; cerner la tendance et relever les dysfonctionnements non liés au gaz SF6.

Fig. 5 Comparaisons essais/simulations.

Configurationin appareil	Coupure		
	Tarc	Résultat Essais	Résultat Simulation
Appareil 1 72kA essai 12	10.9	Coupure	Coupure
Appareil 1 72kA essai 13	22.6	réamorçage tardif à 7.6 ms	Non coupure
Appareil 1 72kA essai 16	22.5	réamorçage tardif 5.2 ms	réamorçage tardif à 7.5 ms
Appareil 1 80kA essai 2	15.4	réamorçage tardif à 30.4 ms	Coupure
Appareil 1 72kA essai 3	12.5	Coupure	Coupure
Appareil 1 72kA essai 9	24.3	Coupure	Risques

Références : REE Décembre 2004

Cet article a été écrit à partir du livre de Guy Le Boterf: « De la compétence à la navigation professionnelle »

Le fléau qui s'attaque à notre réseau électrique sous terrain

Le réseau national aérien et sous-terrain ainsi que celui du gaz, souffrent d'un phénomène qui prend des dimensions inquiétantes à savoir les interventions malencontreuses des entreprises de travaux opérant sur la voie publique.

Des dégâts inestimables sont presque quotidiennement enregistrés au détriment des biens publics, de la continuité d'alimentation en électricité et en gaz des clients et de la qualité de service.



**Société Tunisienne
de l'Electricité et du Gaz**



**الشركة التونسية
للتيار والكهرباء والغاز**