

Secteur du Gaz Naturel

Le secteur du gaz naturel a contribué en 2010 à la satisfaction de 53% de la demande énergétique nationale et a fourni 100% du combustible nécessaire à la production électrique. Les besoins du pays en gaz ont été couverts en 2010 à hauteur de 63% grâce à l'apport de la production nationale et à concurrence de 37% par l'approvisionnement en gaz Algérien par le biais du gazoduc traversant le territoire Tunisien.

La concession de Miskar, exploitée par British-Gas, constitue la plus importante des 11 concessions d'exploitation en activité en 2010 puisqu'elle fournit 48% des ressources nationales en gaz naturel.

Afin de s'assurer de la réalisation des objectifs nationaux assignés au secteur, la Cour des Comptes a effectué une mission de contrôle qui a couvert la période 2007-2010 et a procédé à l'évaluation de la performance des intervenants publics en matière de développement des ressources nationales en gaz naturel, de gestion des concessions relatives aux champs gaziers et de préservation des droits de l'Etat au titre de la gestion du gazoduc trans-tunisien. Ce contrôle s'est étendu à l'appréciation du degré de respect des règles de bonne gestion en matière d'approvisionnement en gaz naturel par la STEG.

I-Pilotage de l'organisation du secteur du gaz naturel

A- Les Etudes

Le contrôle a fait le constat de l'absence d'études permettant d'envisager les moyens d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande et de garantir la sécurité de l'approvisionnement et l'implantation régionale dans le domaine gazier et de mettre en place le cadre réglementaire approprié pour le pilotage et la gestion du secteur.

Il s'est avéré que les entreprises nationales du secteur de l'énergie telles que l'ETAP et la STEG ne transmettent pas à la Direction Générale de l'Energie (DGE) les études prospectives qu'elles élaborent.

Il a été constaté que l'ETAP n'a réalisé que 41% des études techniques programmées pour la période 2005-2010 en vue de diagnostiquer les possibilités et les nouvelles opportunités d'exploration.

B- Le Système d'information

Il a été relevé que la DGE n'exploite pas une application informatique englobant les différents aspects de son activité dont le domaine gazier qui a été développée en 2006 pour un coût de 129mD et a continué à recourir à des applications de bureautique.

L'ETAP s'est employée, depuis 1997, à mettre en place une base de données fournissant des réponses sur les mouvements sismiques et sur les forages pétroliers effectués au niveau national en vue de permettre aux intervenants une saisie instantanée des informations techniques nécessaires, sans parvenir à y intégrer tous les éléments indispensables et sans avancer dans la réalisation au-delà de 40%, quatorze ans après l'entame de la mise en place du système qui a généré des dépenses globales de l'ordre de 5MD.

C- Le Développement des ressources nationales en hydrocarbures

La production nationale en gaz naturel est passée de 1,8 t.e.p (tonne équivalent pétrole) en 2007 à 2,7 t.e.p en 2010. Le volume de gaz perdu sur les champs de production du fait de sa combustion est estimé à 11% des quantités produites en 2010 ce qui est susceptible de nuire à l'environnement et de causer la dispersion d'une partie du potentiel gazier national. Il s'est avéré que les concessionnaires ne suivent pas toujours les solutions techniques, préconisées au sein des commissions techniques mixtes, tendant à valoriser le gaz et à éviter sa combustion à travers sa réinjection dans les champs ou son utilisation pour la production de l'électricité.

L'ETAP qui s'est orientée vers la prospection directe au niveau national a engagé des dépenses d'exploration et de recherche estimées à 13MD à la fin de l'année 2010 sans atteindre des résultats positifs.

La part provisionnelle au titre des découvertes non développées est passée de 38% en 2007 à 46% en 2010, nécessitant une évaluation de la rentabilité sur la base des prix mondiaux des hydrocarbures qui ont connu, au cours des dernières années, des niveaux jamais atteints auparavant.

D- La coopération internationale

La Tunisie a conclu plusieurs accords internationaux se rapportant au gaz naturel. En l'absence d'un inventaire de ces conventions, la DGE n'a pas été en

mesure d'en assurer le suivi qui lui permet de procéder à l'évaluation et aux ajustements nécessaires.

De ce fait, divers projets, objets d'accords au sein des commissions mixtes de coopération Tuniso-Algérienne et Tuniso-Lybienne, sont restés sans concrétisation à l'instar de deux projets retenus en 2002 relatifs à l'approvisionnement de la ville de Tabarka et des zones frontalières en gaz naturel algérien et à la mise en place d'un gazoduc reliant la Lybie à la Tunisie.

La faiblesse de la coopération régionale est confirmée par le choix des tracés des nouveaux gazoducs qui empruntent la voie maritime pour relier directement la Lybie et l'Algérie à l'Europe sans traverser le territoire Tunisien.

L'activité de prospection directe menée par l'ETAP sur le plan international n'a débouché sur aucun permis d'exploration ou de recherche tout au long de la période 2007-2011.

E- La sécurité de l'approvisionnement

La situation actuelle de l'approvisionnement en gaz naturel est caractérisée par la dépendance à l'égard de deux sources principales qui ont fourni 67% du volume global des ressources en 2010. Ceci appelle à la prévoyance pour parer aux effets éventuels que pourrait subir l'approvisionnement en cas de cessation des activités des principaux champs gaziers et éviter une pression plus accentuée que celle générée par l'arrêt de l'activité du champ d'Hasdrubal en décembre 2009.

F- La maîtrise de la fiscalité pétrolière

L'exploitation des concessions gazières a procuré au trésor public environ 214MD en 2010 sous forme d'impôt sur les activités pétrolières et 60MD sous forme de redevances.

Il a été constaté que les contrats conclus avec les concessionnaires ne prévoient aucune formule permettant au Trésor de tirer profit de l'évolution des prix mondiaux des carburants puisqu'ils n'établissent pas un prix référentiel au-delà duquel il est automatiquement procédé à la répartition des gains additionnels. Ceci nécessite l'évaluation du cadre juridique applicable à la fiscalité pétrolière en vue d'accroître son rendement et limiter, en conséquence, le déficit financier du secteur gazier.

II- La gestion des permis et des concessions

A- Le contrôle des permis délivrés

51 permis étaient en vigueur à la fin du mois d'octobre 2011 répartis entre 10 permis d'exploration et 41 permis de recherche couvrant 68% de l'environnement pétrolier national. 31% de ces autorisations remontent à plus de 10 ans et même jusqu'à 27 ans en ce qui concerne le permis « Kairouan Nord ».

Certains des concessionnaires exploitant plus d'un permis ont enfreint le code des hydrocarbures en transférant une partie de leurs obligations contractuelles d'un permis à un autre ce qui leur permet de réaliser des travaux dépassant les engagements prévus par l'un des permis dont ils disposent tout en transférant la partie supplémentaire de ces engagements à un autre permis sans la réalisation effective des travaux prévus par la convention y afférente. Cette pratique permet notamment aux investisseurs concernés de s'exonérer du paiement de la pénalité de dédommagement prévue par les conventions en cas de non exécution des travaux nécessaires à la recherche des hydrocarbures stipulés par les permis suivants.

B- Le contrôle des dépenses des travaux au titre de la recherche et du développement

Les investissements réalisés durant la période 2007-2010 au titre de la recherche et de l'exploration se sont élevés à 1778 MD et ont permis le forage de 64 puits exploratoires et la réalisation de 22.747 Km² de topographie sismique. Les investissements de développement au niveau des concessions de production ont atteint au cours de la même période 7076 MD dont 29% ont été réalisés par l'ETAP.

Il a été relevé que l'ETAP ne procède pas à la validation préalable des dépenses des travaux d'exploration prenant le risque ainsi de supporter des charges excessivement estimées par son partenaire en cas de découverte avérée de pétrole économiquement exploitable. Le contrôle a posteriori permettrait difficilement à l'ETAP de vérifier efficacement l'acceptabilité et la régularité des dépenses effectuées.

Bien que le code des hydrocarbures ait fait obligation aux titulaires de permis de payer une pénalité égale au montant des travaux non exécutés conformément aux stipulations contractuelles ou au montant nécessaire à l'achèvement des travaux requis durant la période de validité du permis en cas de renonciation à son exploitation, ces dispositions n'ont pas été mises en application pour recouvrer une pénalité de dédommagement estimée à 5 MD au titre de la renonciation au permis de « Chaal » en Mai 2010.

La vérification des dépenses des concessions gazières qui se sont élevées à 1361 MD a connu un retard dont la moyenne a dépassé six ans, elle a atteint 14 ans dans les cas extrêmes. Il en est résulté une impossibilité d'obtenir des documents et des pièces justificatives relatifs à des périodes lointaines et des difficultés de procéder au contrôle des opérations de facturation comme en atteste les réserves émises par l'ETAP concernant un montant global de 241 MD soit 18% des dépenses vérifiées.

C- La concession du champ de « chargui »

La concession de « chargui » consécutive au permis de recherche « Kerkennah Ouest » approuvé le 18 juin 1980 a fait l'objet d'une offre de cession de la part, estimée à 49%, de l'associé Autrichien. Après avoir exercé son droit de préemption, l'ETAP a cédé, sur recommandation de l'autorité de tutelle, 45% de la concession à une société britannique en vertu d'un accord approuvé par son conseil d'administration malgré que l'étude de rentabilité ait prouvé que l'option d'achat des parts du cédant et le développement direct du champ était la plus indiquée sur le plan économique.

Il s'est avéré que l'ETAP n'a pas soumis le projet de cession à l'avis préalable de la commission consultative des hydrocarbures et qu'elle s'est affranchie des dispositions réglementant la privatisation et la restructuration des entreprises publiques qui lui font obligation de procéder à une évaluation préalable des actifs objet de la cession et de faire appel à la concurrence en vue de choisir l'acheteur présentant la meilleure offre.

En agissant de la sorte, L'ETAP n'a réalisé aucun bénéfice de cette double opération puisqu'elle a acquis 49% de la concession au prix approximatif de 30 millions de dollars (M\$) avant d'en céder 45% pour une valeur globale de 27 M\$ abandonnant ainsi une part d'une découverte certaine de gaz, sans risques d'exploration pour l'acheteur, qui aurait dû l'amener à négocier et fixer le prix en fonction de la rentabilité future du champ.

D- La concession du champ de « Hasdrubal »

La concession d'exploitation du champ de « Hasdrubal » découlant du permis de recherche « Amilcar » a été attribuée à la société « British-Gas » et à l'ETAP le 18 Janvier 2007. Le coût total des opérations d'exploration de ce champ s'est élevé à 100M\$ auquel s'ajoute la somme de 1311M\$ représentant les coûts de développement arrêtés à la fin de 2010 et qui ont concerné essentiellement le forage de 4 puits à hauteur de 480 M\$ et l'installation de matériel pour le traitement du gaz à concurrence de 398 M\$.

Le forage du quatrième puits a rencontré diverses difficultés techniques qui ont contribué à la hausse des coûts de réalisation de 50 M\$ à 250 M\$. Malgré la non observation de ses directives par l'exploitant, l'ETAP n'a pas cru devoir mettre en application l'article 26 du contrat de partenariat qui l'autorise expressément à recourir à un expert externe pour la résolution de tout contentieux technique.

Les contrôles a posteriori effectués par l'ETAP ont donné lieu à des réserves concernant un montant de 71 M\$ sur un total de 101 M\$ au titre des dépenses d'exploration et un montant de 180 M\$ sur un total de 973 M\$ de dépenses effectuées durant la période 2006-2008 au titre du développement. Les principales réserves se rapportent au défaut de production par « British-Gas » des pièces justificatives nécessaires et à la réalisation par cette société de travaux supplémentaires non approuvés par le comité opérationnel.

Le contrat de partenariat prévoit que « British-Gas » prenne en charge la mise en marche du champ de « Hasdrubal » pendant les trois mois qui suivent le démarrage de la production effective de gaz et qu'elle sera relayée par la suite par une entreprise mixte à créer par les deux partenaires. Or, l'ETAP a accepté d'octroyer à « British-Gas » une période supplémentaire de deux ans pour assurer, seule, l'activité du champ pour un coût global d'environ 90 M\$ en s'engageant à œuvrer à la création de la société mixte dans les meilleurs délais. Deux ans après l'entrée du champ en production en décembre 2009, ladite société n'a pas vu le jour.

En vertu d'un accord approuvé par l'autorité de tutelle le 15 septembre 2006, « British-Gas » s'est vue confier la mission de réalisation et de financement d'une unité de traitement du gaz liquide dans le cadre du projet « Hasdrubal » en se faisant octroyer l'avantage fiscal de réinvestir les provisions qu'elle a constituées dans le cadre de la concession de « Miskar ».

L'accord a prévu que l'ETAP prenne en charge le coût du traitement de sa quote-part en gaz liquide au niveau de la concession de « Hasdrubal » sans que ce coût ne dépasse le prix de vente du gaz liquide durant sept ans d'exploitation. Au cas où la société exploitante de l'unité ne serait pas en mesure de réaliser un taux de rentabilité égal à 10% au terme de la période indiquée, l'ETAP serait contractuellement tenue de combler le déficit de rentabilité enregistré et deviendrait associée au projet, copropriétaire des matériels et des ouvrages.

Estimant que la rentabilité attendue de cette unité était insuffisante, l'ETAP a renoncé à participer à sa réalisation. Cette appréciation est mise à mal

par les analyses financières qui font état du paiement par l'ETAP de commissions au profit de « British-Gas » s'élevant à 29 M\$ à la fin de novembre 2011. A ce rythme, le montant global des commissions à payer par l'ETAP s'élèverait à 252 M\$ au terme de la période de sept ans soit 73% de la valeur de l'investissement réalisé.

E- La concession d' « Utique »

La concession d'« Utique » a été attribuée à l'ETAP le 12 février 2001 en vue de produire du dioxyde de carbone. Pour la commercialisation de ce produit, un contrat de vente, conclu le 2 janvier 2004 avec la société industrielle du Gaz, a établi le prix de vente sur la base du paiement par l'acheteuse d'un montant fixe de 225 mD par an et d'une somme de 62D la tonne au cas où les quantités produites ne dépasseraient pas 16000 tonnes par an et a donné latitude aux cocontractants d'actualiser annuellement la tarification sur la base des indices des prix publiés par l'institut national des statistiques.

Contrairement aux clauses contractuelles, l'ETAP n'a pas veillé à l'actualisation du tarif référentiel initial fixé à 62 dinars la tonne et a continué à l'appliquer jusqu'au terme de l'année 2011 subissant, notamment de ce fait, des pertes d'exploitation estimées à 144 mD au cours de la seule année 2009. Cette situation nécessite un réexamen des conditions et des modalités de gestion de la production de cette concession eu égard surtout à la hausse du prix du dioxyde de carbone qui est passé à 465D la tonne en 2011 enregistrant ainsi une augmentation de 403D la tonne. Considérant que la production a atteint 12678 tonnes en 2010, la moins value des recettes de la vente de ce produit est estimée à 5MD.

F- Le développement des investissements dans les domaines du transport et de la distribution et la maintenance des installations

La plupart des projets programmés par la STEG au cours de la période 2009-2011 ont enregistré un retard de réalisation puisqu'au 31 mars 2011, huit projets d'un coût estimé à 256MD attendaient encore la conclusion des marchés y afférents et dix autres projets dont le coût initial était fixé à 291MD n'ont pas été achevés ; leur taux de réalisation variant entre 3% et 90%.

L'examen du marché de mise à niveau du système de mesure du gaz fait ressortir un important dépassement des délais d'exécution (plus de trois ans) et du cout prévisionnel (environ 40%). Il a été relevé que deux des quatre appareils de mesure installés dans le cadre de ce marché en 2010 se sont avariés au début de l'année suivante et n'ont pas été réparés.

III- la gestion du gazoduc trans-tunisien

A- La gestion des droits et obligations au titre du gazoduc trans-tunisien

Le gazoduc trans-tunisien est sur le plan technique une entité uniforme composée de deux parties parallèles et accolées qui sont exploitées par le biais des mêmes équipements, le gaz transporté passant parallèlement à travers les deux pipe-lines.

Il est apparu que le décompte des quantités transportées se fait sur la base de deux pipe-lines séparés ; le premier transportant le gaz acquis dans le cadre de la convention conclue avec le groupe italien « ENI » en 1977 et le second acheminant les quantités complémentaires prévues par la deuxième convention conclue avec le même partenaire en 1991. Cette méthode de calcul ne permet pas l'application du taux le plus élevé de la redevance contrairement à celle appliquée aux autres acheteurs étrangers du gaz Algérien et qui tient compte de la totalité du gaz transporté par le gazoduc.

La quantité de base soumise au taux minimum de la redevance appliquée au groupe « ENI » a été déterminée au niveau de la capacité de transport des deux pipe-lines ce qui signifie l'impossibilité d'appliquer un taux autre que le minimum. Il convient de souligner que les quantités convenues entre le groupe « ENI » et la « SONATRACH » dans le cadre du deuxième accord s'élèvent à 7Milliards de mètres cubes par an.

Sur la base des quantités transportées via le gazoduc depuis 1994, date du démarrage de sa première exploitation régulière, jusqu'à la fin de l'année 2010, le montant de la redevance supplémentaire aurait pu s'élever à 841,92 millions de mètres cubes de gaz s'il a été procédé au cumul des quantités acheminées.

B- Liquidation de la redevance

Compte non tenu des quantités acquises par l'ETAP, le volume de gaz transporté entre 1983 et 2010 a atteint environ 493 milliards de mètres cubes dégageant une redevance de 26 milliards de mètres cubes soit un taux de 5,27%.

Le montant de la redevance revenant à l'Etat Tunisien au titre du transport du gaz algérien à travers le territoire national s'est élevé à environ 444M\$ en 2010. Les quantités vendues aux acheteurs italiens pour le compte de l'Etat Tunisien représentent à peu près 42% de la globalité de la redevance atteignant environ 540 milles t.e.p d'une valeur de 176M\$ soit un prix de 325\$

la t.e.p alors qu'il a été procédé, dans le cadre des achats contractuels additionnels, à l'approvisionnement gaz algérien pour une quantité de 676 milles t.e.p d'une valeur de 245M\$ soit 362\$ la t.e.p. Cette situation incite à repenser la méthode de gestion et de vente du gaz provenant de cette redevance et à revoir la programmation des achats contractuels de gaz algérien de façon à aboutir aux meilleures formules de l'accroissement de la rentabilité financière de cet aspect de l'activité.

La rentabilité de la redevance recouvrée en 2010 a enregistré une moins-value de 1,426M\$ compte tenu des prix du gaz au cours de cette année du fait du changement de la méthode de liquidation de la redevance due par la société « Sonatrach-gaz-Italie » consistant à facturer la totalité de la redevance en numéraire au lieu d'y procéder par prélèvements en nature.

IV- L'approvisionnement en gaz naturel

A- Le prix d'achat

Le cout de l'acquisition des hydrocarbures représente le centre de charges le plus important de la STEG en 2010 avec un taux de 70%. La subvention de l'Etat qui couvre la différence entre le cout réel du gaz algérien et le tarif préférentiel effectivement appliqué lors des opérations d'achat a atteint 597MD en 2010.

Le contrat d'approvisionnement conclu entre l'ETAP et la SONATRACH stipule l'obligation d'acquérir une quantité contractuelle annuelle de 400 millions de mètres cubes et la possibilité d'acquérir des quantités supplémentaires dans la limite de la capacité des moyens de production et de transport disponibles.

La moyenne des quantités supplémentaires en gaz algérien acquises durant la période 2008-2010 a atteint le double des quantités contractuelles alors qu'elle n'en dépassait pas la moitié au cours de la période 2000-2007. En comparaison au meilleur prix proposé en janvier 2009 l'écart des prix a atteint 77% et la différence relative à l'ensemble des achats effectués par l'ETAP en 2010 s'est élevé à 70,621M\$ par rapport au meilleur prix.

Ceci nécessite la révision de la formule de tarification dans le cadre de négociations avec la Sonatrach à la lumière des fluctuations de la conjoncture économique et de l'état du marché de l'énergie d'une façon radicale par rapport à la situation prévalant lors de la conclusion du contrat d'approvisionnement.

B- Les contrats d'achat de gaz

Les approvisionnements en gaz relatifs aux champs de « Chargui », «Jebel grouz », « Chouchet essaïda », « Maamoura » et « Sitep » ont été effectués sans contrats pour des périodes allant de cinq mois à deux ans. Ils ont continué à l'être jusqu'à fin mai 2012 pour les champs de « El baraka » « Maamoura » et « Sitep ».

Cette situation ne permet pas de définir la responsabilité de chaque partie de façon précise et de déterminer avec exactitude la qualité et les quantités fournies par chaque champ. En effet la STEG s'est faite approvisionner en gaz naturel provenant des champs de « El baraka » et « Maamoura » non conforme aux exigences de la qualité au niveau de l'énergie thermique maximale. Au 31 juillet 2011, les parties concernées ne sont pas parvenues à un accord définitif sur la qualité du gaz du champ de « Sitep ».

Le contrat d'achat du gaz provenant du champ de « Oued ezzar » conclu en 2000 entre la STEG, l'ETAP et la société « ENI » pour une durée maximale de dix ans était toujours en vigueur au mois de mai 2011 sans qu'il ne soit procédé à son renouvellement ou à sa prolongation par avenant.

C- La Facturation

La STEG ne dispose pas de ses propres appareils de mesure des quantités dans plus de la moitié des champs de gaz où elle s'approvisionne. Certains des appareils installés ont subi des avaries aussi fréquentes que variées dont la durée totale a dépassé six ans comme c'était le cas du chromatographe du champ de Miskar.

Le non respect de la périodicité de l'étalonnage des appareils de mesure, prévue par tous les contrats d'approvisionnement sans exception, ne permet pas de s'assurer des quantités facturées.

La plupart des contrats d'achat de gaz prévoient qu'en cas d'enregistrement, lors des opérations d'étalonnage, d'un dépassement supérieur à 2% dans les quantités de gaz facturées, les deux parties sont tenues de procéder à un nouveau décompte de ces quantités en se fiant aux seuls appareils

de mesure de la STEG. Or, il est apparu que les équipes d'étalonnage de la STEG n'établissent point les incidences du dépassement des plafonds indiqués sur les quantités facturées.

Sachant que les propriétaires des appareils de mesure sont tenus, en vertu des contrats d'approvisionnement, de supporter les charges de l'étalonnage, la STEG aurait dû facturer les services qu'elle a effectués à ce titre pour le compte des fournisseurs. Le moins perçu, du fait de cette négligence, est estimé à 36 mD pour les deux années 2009 et 2010.

Le suivi de certains rapports quotidiens d'analyse du gaz provenant du champ de « Miskar » établis en 2009 et 2010 démontre que la STEG n'a pas déduit des quantités horaires malgré qu'elles aient dépassé le plafond du taux d'azote toléré et qui ont atteint 600 milles mètres cubes soit une valeur de 282mD.

Il a été relevé que la STEG a perçu durant la période 2009-2010, au titre de la fourniture insuffisante des quantités contractuelles, des indemnités financières de la part de « British-gas » qui se sont élevées à 19,760MD pour le champ de « Miskar » et 5,773MD pour le champ de « Hasdrubal » sans procéder à une étude susceptible de déterminer le niveau de couverture par ces indemnités du cout additionnel qu'elle a supporté suite au recours à d'autres sources d'approvisionnement.

La STEG n'est pas parvenue au terme du mois de juillet 2011 à arrêter les quantités qui ne lui ont pas été fournies au titre de la production de l'année 2010 des champs de « Miskar » et de « Hasdrubal » à cause du différend qui l'oppose à ses fournisseurs sur l'interprétation des clauses contractuelles afférentes au défaut de livraison. Elle estime devoir recevoir des indemnités de l'ordre de 9MD.

Le contrat conclu entre la STEG et les titulaires du permis d'exploitation du champ d' « Adam » prévoit qu'en cas de non livraison de 80% au moins de la quantité contractuelle d'un mois donné, les fournisseurs s'engagent à accorder une réduction de 20% sur les quantités facturées au titre des livraisons futures et ce jusqu'à la couverture des défaillances enregistrées. Les opérations d'approvisionnement des mois d'avril, juin, juillet et août 2010 ont connu un défaut de production non pris en compte qui a privé la STEG d'une recette estimée à 831mD.

D- Le contrôle qualitatif du gaz

Le département de la maîtrise de la qualité et de la technologie du gaz au sein de la STEG n'a procédé au cours de la période 2008-2010 à la programmation ou à l'élaboration d'aucune étude dans le domaine gazier et n'a pas contribué à l'établissement ou à l'actualisation des caractéristiques des équipements de transport, de traitement et de production du gaz. Elle n'a pas participé, non plus, à la réception technique du matériel acquis et n'a pas programmé des campagnes d'inspection de la qualité du gaz au niveau du réseau de son transport.

Malgré l'équipement des stations de « Mourouj » et « Mornag » depuis 2010 par des chromatographes en vue de déterminer le pouvoir calorifique du gaz consommé dans la région de Tunis, la STEG n'a pris en considération les résultats de cette expertise dans la facturation du gaz naturel à ses clients que plus d'une année plus tard. Le rapprochement de la capacité calorifique maximale enregistrée au niveau des stations de « Mourouj » et « Mornag » à celle prise en compte dans la facturation pour la zone de Tunis au cours des mois de mai et juin 2011 fait apparaître diverses discordances entamant la crédibilité des données figurant sur les factures de gaz adressées aux clients.

La facturation relative à la station gazière privée de Rades a été établie, pendant cinq ans, sur la base de la capacité calorifique maximale estimative en raison de l'avarie subie depuis 2005 par le chromatographe qui est resté sans réparation jusqu'au mois de mai 2010. La comparaison entre les indices de la capacité calorifique maximale réelle et de la capacité calorifique estimative au cours des mois de juin et juillet 2010 fait ressortir un écart important se traduisant par une perte d'environ 3MD depuis 2005.

Bien que les normes des constructeurs de certaines centrales électriques fixent un plafond au taux d'huile pouvant être toléré dans la composition du gaz fourni pour les besoins de la transformation et que cette proportion ait été fixée à 0,5% concernant la centrale de « Ghannouch », les contrats d'achat de gaz conclus par la STEG n'ont pas mentionné cette exigence. De plus, les rapports qualitatifs adressés par les fournisseurs n'ont rien signalé à propos de la quantité d'huile contenue dans le gaz réceptionné. Ne disposant pas d'appareils de mesure qualitative, La STEG est dans l'incapacité de déterminer le taux en question.

Cet ensemble d'éléments a conduit à l'approvisionnement de la centrale électrique de « Ghannouch » aux mois de mars et mai 2011 en un gaz à forte teneur en huile et a abouti à la cessation des activités de la centrale pendant 38 jours et le recours à d'autres unités de transformation plus consommatrices des hydrocarbures avec un coût supplémentaire estimé à 450 mD par jour. Ceci a occasionné à la STEG des charges additionnelles de 17 MD compte non tenu

des dépenses de l'ordre de 3MD nécessitées par les travaux de réparation des dégâts subis par la centrale de « Ghannouch ».

Il s'est avéré que la STEG n'est pas actuellement en mesure de fournir régulièrement des données précises sur la composition organique du gaz disponible sur son réseau en raison la multiplicité des sources d'approvisionnement, de la variété des taux d'un cas à un autre et de la non fixation de plafonds précis et uniformes par les contrats d'achat de gaz.

E- La vente de gaz à « British-gas »

La société « British-gas » utilise lors du redémarrage de ses stations un gaz que lui fournit la STEG à diverses périodes de l'année en l'absence de tout document contractuel précisant les modalités de livraison du gaz et le prix appliqué. Au cours des deux années 2009-2010, « British-gas » s'est vue facturer 10916 t.e.p de gaz destiné à l'exploitation du champ de « Hasdrubal » pour un montant de 7,863MD.

Les rapports quotidiens de réception du gaz font ressortir un défaut de facturation d'environ 624 t.e.p livrées à « British-gas » au cours des mois de janvier, février, avril et novembre 2010 pour une valeur de 299 mD. Il a été relevé un recours dans certains cas à la compensation entre les quantités livrées à « British-gas » et les quantités reçues du champ de « Miskar » générant une moins value de recettes de l'ordre de 158mD.

La cour des comptes appelle, à cet endroit, à la mise en place d'un cadre procédural et contractuel susceptible de permettre à la STEG de facturer ses ventes de gaz à « British-gas » au mieux de ses intérêts et avec davantage de transparence et de contrôle sur ses opérations.

*

*

*

Le secteur du gaz naturel fait face à des défis importants à moyen et long termes eu égard à l'évolution attendue de la demande et au volume limité de la production nationale qui ne couvre actuellement que 63% des besoins du pays.

La Cour des comptes recommande une évaluation globale des lois et règlements qui régissent les domaines de la recherche, de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en général et du gaz naturel en particulier afin

qu'ils accompagnent l'évolution de la conjoncture nationale et internationale et correspondent aux meilleures pratiques notamment dans les domaines de la fiscalité pétrolière et de la combustion du gaz naturel au niveau des champs de production.

En vue de développer davantage les ressources de l'Etat, la Cour des comptes insiste sur la nécessité de reconsidérer les contrats et les accords conclus pour l'exploitation du gazoduc trans-tunisien notamment en ce qui concerne le taux de la redevance appliquée et la méthode de sa liquidation.

L'ETAP est appelée à mettre en place un système d'information intégré qui permet de mieux faire connaître les réserves nationales et de drainer plus d'investissements aux niveaux de la recherche, de l'exploration et du développement. Elle est également invitée à développer le système de contrôle préalable du coût de la production du gaz et à revoir les procédures de contrôle et de vérification a posteriori des charges d'exploration et d'exploitation de la façon qui lui permette d'éviter l'engagement de dépenses injustifiées.

La Cour des comptes recommande à la STEG d'œuvrer à l'accélération du rythme de réalisation des projets programmés pour l'élargissement du réseau de transport et de distribution du gaz naturel, de réviser son système de contrôle interne des procédures de facturation aux fournisseurs et de mettre à niveau le système de mesure du gaz naturel en vue de parer aux anomalies relevées et de préserver les droits de l'entreprise.

Réponse du Ministère de l'Energie

Outre les éclaircissements et les explications insérés dans le corps du rapport et fournis par les parties concernées par les observations de la Cour des comptes, le Ministère de l'Energie a présenté une série d'informations complémentaires et a notamment souligné qu'il œuvre à arrêter les principales orientations stratégiques de la restructuration du secteur dans le sens de l'adéquation et de l'adaptation du cadre organisationnel et juridique aux nouvelles exigences de la conjoncture.