

III.1 Introduction :

La conduite du réseau comprend l'ensemble des actions réalisées afin de maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle-ci a été interrompue. De nos jours, les actions principales de conduite concernent :

- la réalimentation des consommateurs affectés par l'apparition d'un défaut (i.e. court circuit sur un ouvrage du réseau)
- le réglage de la tension. Différentes actions peuvent être conduites afin de délivrer aux clients la tension dans des limites contractuelles ; Ces actions de conduite sont réalisées à partir d'un poste de conduite qui communique, à travers un système de communication, avec des organes manœuvrables à distance (i.e. un interrupteur télécommandé sur le réseau) ou sur le terrain par des actions sur les organes manœuvrables manuellement. On constate aujourd'hui, et dans la plupart des réseaux, une convergence d'information dans un point central (le poste de conduite). Nous illustrons cette stratégie de conduite sur la Figure III-1. Le poste de conduite représente donc un point où convergent les informations nécessaires à la conduite. Il est muni d'un système informatique qui peut comprendre :
- une fonction de conduite temps réel intégrant le traitement des alarmes, des télécommandes et des télésignalisations et la gestion des alarmes;

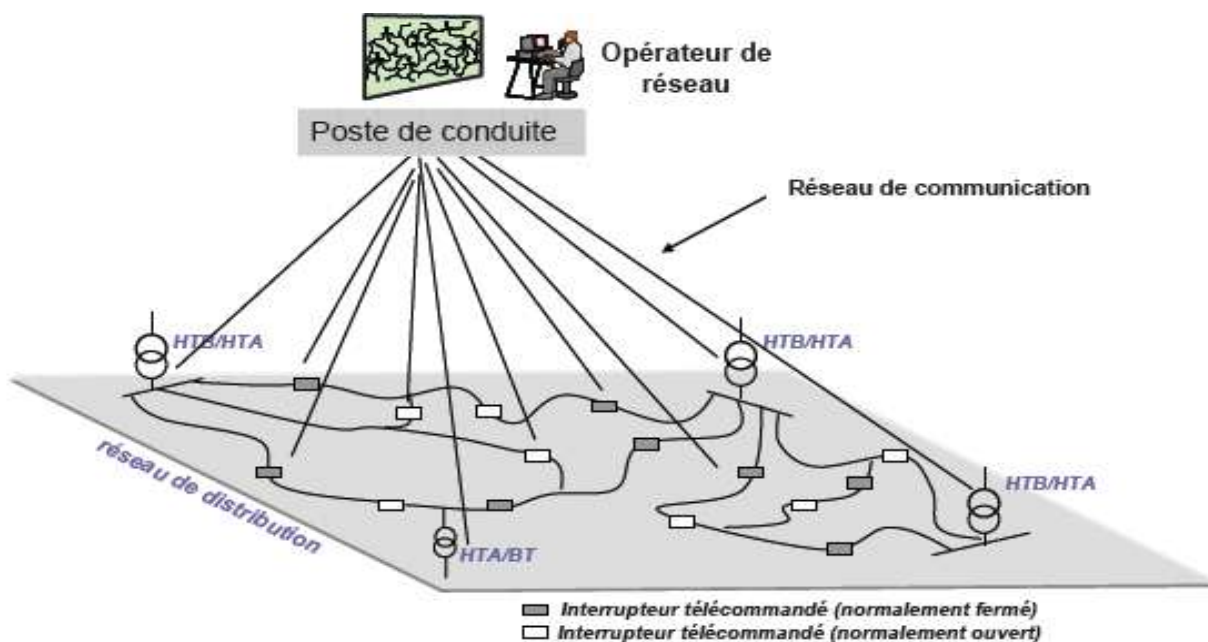


Figure III.1. Conduite Centralisée des Réseaux de Distribution

- Une fonction de représentation des ouvrages, avec une visualisation des alarmes des ouvrages du réseau (postes sources et réseau HTA) des fonctions de calcul (courant, court-circuit, chutes de tension,...) ;
- un système de communication pour mettre en relation le point central avec les postes asservis.

III.2 La Nouvelle Organisation du Secteur de L'électricité:

Depuis sa création en 1969 et de par son activité de service public, Sonelgaz a toujours vécu au rythme de son environnement, les mutations induites par l'économie mondiale ont imposé l'ouverture vers l'extérieur et l'ouverture vers l'économie de marché.

Sonelgaz est passée du statut EPIC en 1995, à celui de société par actions (Spa) en 2002 dès la promulgation de la loi du 5 février 2002.

La loi 02-01 du 5 février 2002 relative aux règles applicables aux activités liées à la production, au transport, à la distribution et à la commercialisation de l'électricité ainsi qu'au transport, à la distribution et à la commercialisation de gaz par canalisation, consacre :

L'ouverture de la production de l'électricité à la concurrence.

- L'accès des tiers au réseau.
- La création d'une autorité de régulation indépendante, la CREG installée en janvier 2005.
- La restructuration de l'opérateur historique, la Sonelgaz transformée en holding de sociétés par actions.

Ainsi, les principales activités ont été érigées, dès janvier 2004 en filiales:

- SPE, Sonelgaz production de l'électricité.
- GRTE, Sonelgaz transport de l'électricité.
- GRTG, Sonelgaz transport du gaz.
- 4 filiales de distribution installées en janvier 2006 : SDA, SDC, SDO et SDE.
- O.S, opérateur du système électrique installé en janvier 2006.

Les activités de production de l'électricité sont ouvertes à la concurrence. Les nouvelles installations de production de l'électricité sont réalisées et exploitées par toute personne morale ou physique de droit privé ou public titulaire d'une autorisation d'exploiter.

- Le GRTE est le propriétaire du réseau de transport. Il doit assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

De plus il est chargé de la mise en place de l'opérateur du marché.

- La commission de régulation est un organisme indépendant, il a pour mission de, veiller au fonctionnement concurrentielle et transparent du marché de l'électricité et du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs.

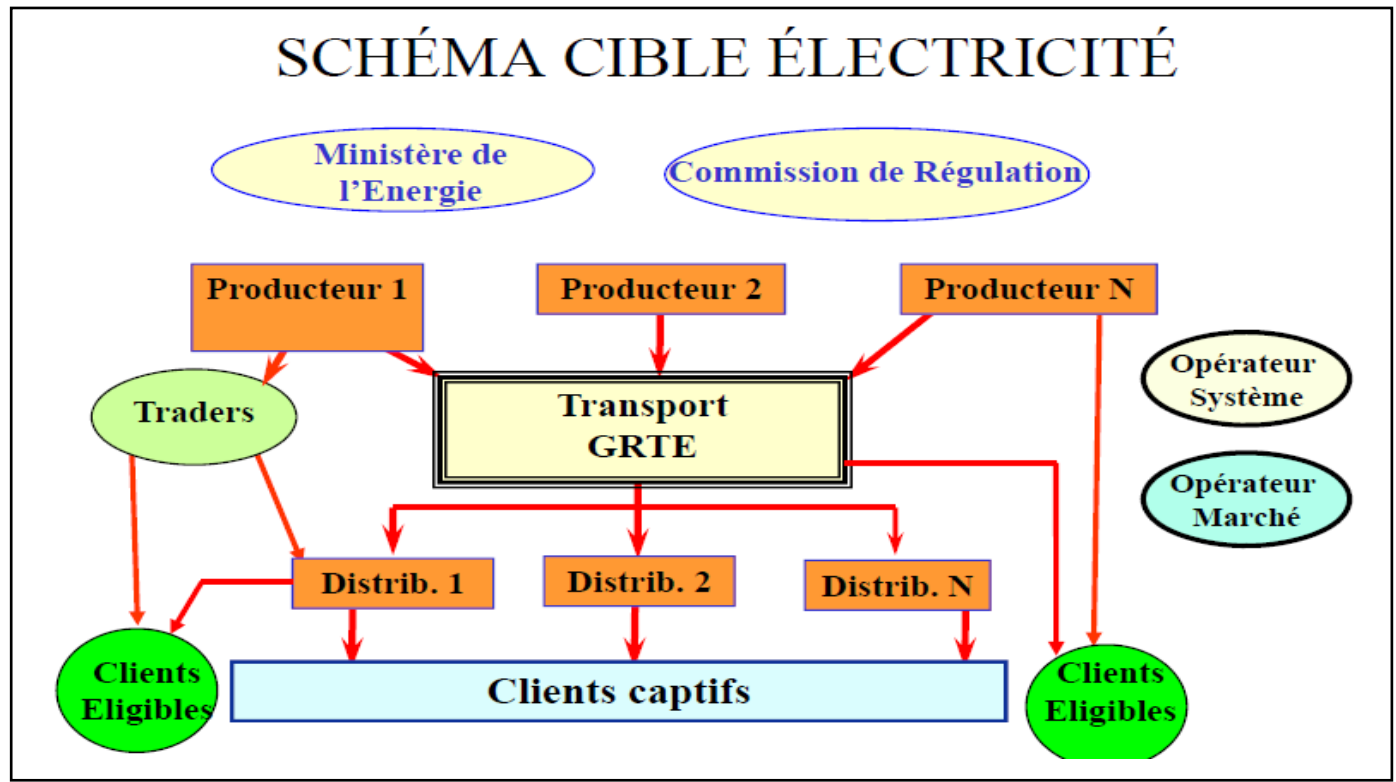


Figure III.2 Schéma Cible Electricité

- L'opérateur du marché est l'opérateur unique qui assure la gestion du marché de l'électricité, constitué en une entreprise commerciale dont la fonction est la gestion du système d'achat, de vente et d'offre d'énergie électrique.
- L'opérateur du système électrique assure la gestion du système production – transport, celui ci assure la coordination du système production – transport et veille en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et production, à la fiabilité, à la sécurité et à l'efficacité de l'alimentation électrique.

III.3 La constitution du réseau de Transport Algérien

III.3.1 Le réseau interconnecté :

Le réseau de transport est interconnecté aussi bien au niveau national (5 régions: Alger, Oran, Annaba, Sétif et Hassi Messaoud) avec des lignes 400Kv et 220Kv, qu'au niveau maghrébin Maroc (ONE) avec des lignes 400Kv et 220Kv, et au niveau du réseau Tunisien (STEG), a partir des lignes (220Kv ,150Kv et 90Kv), et de ce fait avec l'Europe via le Maroc.

III.3.2 Les réseaux isolés du sud :

Il s'agit de vingt cinq réseaux isolés, constitués de groupes diesel et turbines à gaz alimentant les villes du sud.

III.3.3 L'évolution du réseau électrique algérien

L'évolution rapide du réseau électrique algérien dans sa taille et sa complexité par la mise en service de plusieurs ouvrages.

Tableau III.1.L'évolution du réseau électrique algérien.

	2009	2010	2011
Nombre des Postes de transformations	221	229	243
Nombre des cabines mobiles	35	44	52
Nombre des Transformateurs	532	562	599
Langueur des lignes THT/HT(KM)	20584	21616	22370
Capacité de transformation (MVA)	34055	37065	40231

III.4 Fonctions de la conduite du système électrique

- Garantir la sécurité et la fiabilité du système
- Programmation et adaptation de la production
- Exploitation des ouvrages du réseau transport (transfert,...)
- Gestion des services complémentaires du système
- Contrôle des tensions
- Reconstitution du réseau suite incident

III.5 Problématique de la gestion d'un système production-transport :

- La production de l'énergie électrique s'effectue à tout instant, et en même moment que la demande
- Cette demande d'énergie électrique ne s'interrompt jamais (à l'exception de lors d'incidents), elle a un caractère continu et permanent ;
- Le réseau électrique doit répondre à tout instant à une demande fortement modulée au cours de la journée, ainsi qu'au rythme saisonniers.

Chaque modulation particulière, la consommation totale, est influencée directement par :

- Les horaires de travail, (creux de midi, pointe du matin)
- Conditions climatiques (Froid, chaleur, vents, état du ciel,..)

La demande en énergie électrique varie également d'une région à une autre

On peut évaluer quelques paramètres suivants :

- Deux pointes : matinales (entre 6 h et 8h) et soir (entre 17h30 et 19h30) et selon les saisons
- Vitesse de modulation : notamment pendant la montée de charge soir : $\Delta P / \Delta T$, ce paramètre est exprimé généralement en MW/Minutes : nécessitant des groupes de production très performants en matière de suivi et d'adaptation à cette variation de charge.
- Les oscillations plus rapides : dus aux types de charge de certains clients HT importants (ANB, Cimenteries..) et suite au démarrage en même temps de certains clients, les rapports entre les types de charge industrielle et domestiques

III.5.1 La production

En raison des difficultés économiques qu'a connues le pays durant toute la décennie 1990-2000, pour satisfaire cette dernière, la Sonelgaz s'est trouvé dans l'obligation d'exploiter les moyens de production aux limites de leur fonctionnement, ceci a eu pour conséquence la fragilisation et l'accélération de vieillissement du parc de production. Dans ce cas, l'opérateur du système électrique s'est retrouvé dans l'obligation de conduire le système avec une réserve presque nul. Alor le moindre incident mettait en danger tout le système électrique, le recours au délestage ainsi que l'importation de la puissance à partir des pays voisins (STEG, ONE) était alors parfois inévitable. Cette situation déjà difficile et aggravé par croissance incessante de la consommation, nécessitant l'installation en urgence des nouvelles centrales électriques pour combler le déficit et sécurisé le fonctionnement du SPTE.

Avec la promulgation de la loi 02-01 du 05 Février 2002 sur le réseau algérien, ayant comme première mesure l'ouverture du secteur de la production de l'électricité à la concurrence, de nouvelles sociétés IPP (les producteurs indépendants) se sont installés à partir de l'année 2005.

Tableau Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document..2. Les producteurs indépendants IPP.

Nom de la centrale	Symbole	Type	Puissance MW
Shariket Kahraba Wama	KAHRMA	TG	3 * 115
Shariket KahrabaBerrouaghia	SKB	TG	2 * 242
Shariket Kahraba Hadjret Ennous	SKH	TG	3 * 409
Shariket Kahraba Skikda	SKS	CC	2 * 412.5
Shariket Kahraba	SPP1	TG/SOLAR	
Shariket KahrabaTerga	SKT	TG	3*400
Cevital	CEVITAL	TG	2*24

La figure ci-dessous illustre l'évolution du parc de production Algérien des années 2010 et 2011 et sa répartition par société de production.

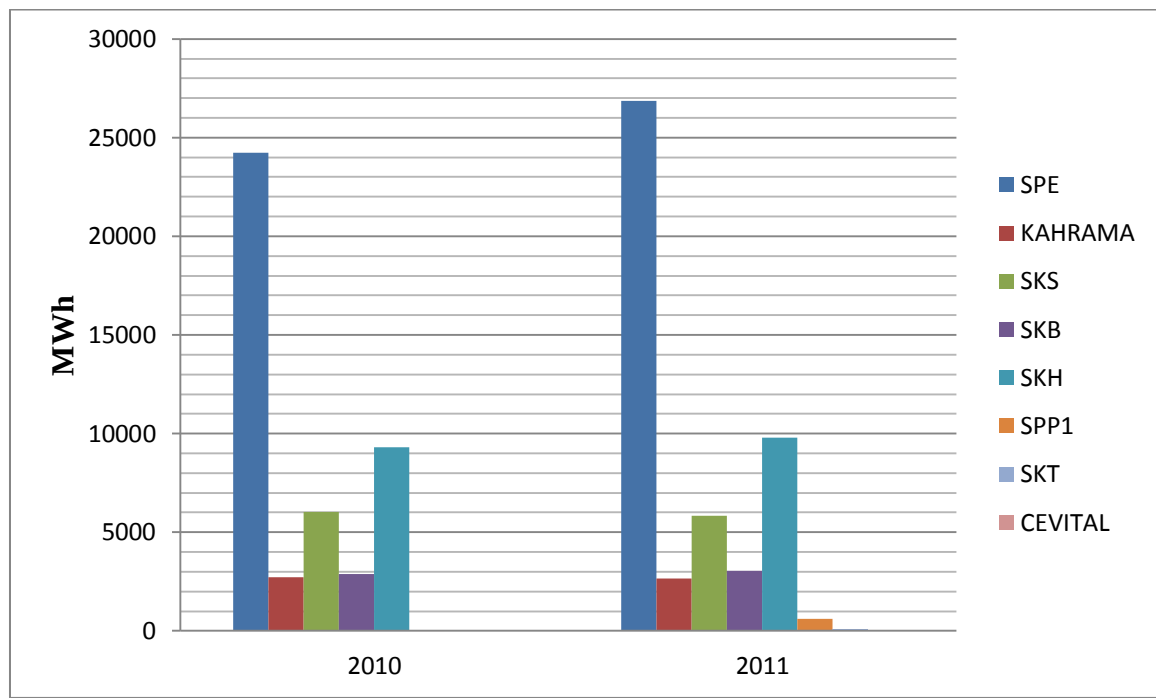


Figure III.4 L'évolution du parc de production Algérien par producteur.

L'augmentation de la fréquence des incidents (déclenchements d'unité en particulier) et a conduit l'opérateur système électrique à conduire le SPTE dans des conditions proches de son état critique.

Parmi les nombreux incidents majeurs, il y a lieu de rappeler :

- Incident du février 2003 suite au déclenchement de deux groupes du Hamma (2* 220 MW) engendrant un black out (manque général de tension).
- Incident du 16 juillet 2005 où il y a un manque général de l'alimentation en énergie électrique de la région ouest (black out régional).

Malgré la mise en service des nouvelles centrales, la forte demande et le changement de comportement du citoyen ont réduit les possibilités d'entretien des moyens de production.

III.5.2 La consommation

La consommation d'électricité en Algérie a cru très rapidement de 20 TWh en 1996 à 50 TWh en 2011. Les analyses élaborées sur l'évolution de la demande font ressortir que celle-ci connaît, ces dernières années, un accroissement en profondeur avec un taux annuel moyen de 6% représentant une puissance moyenne additionnelle de 350 MW due aux effets conjoncturels du développement économique.

III.5.3 Evolution de la Puissance maximale appelée (PMA)

En 2011, la puissance maximale appelée PMA sur le réseau interconnecté durant la période estivale avec un niveau de 8606 MW le 08 Aout 2011 à 20h45 soit une augmentation de 11,5 % par rapport à l'année 2010 a atteint de 7718 MW le 24 Août 2010 à 20h30, soit une puissance additionnelle de l'ordre de 888 MW, et une augmentation de 6% de l'année 2010 par rapport à l'année 2009 (7280 réalisée le 27 juillet 2009 à 21h04), soit une puissance additionnelle de l'ordre de 438 MW.

Tableau III.3 Evolution de la Puissance maximale appelée

	Année 2009	Année 2010	Année 2011	Année 2012 Prévu
PMA (MW)	7280	7718	8606	9900

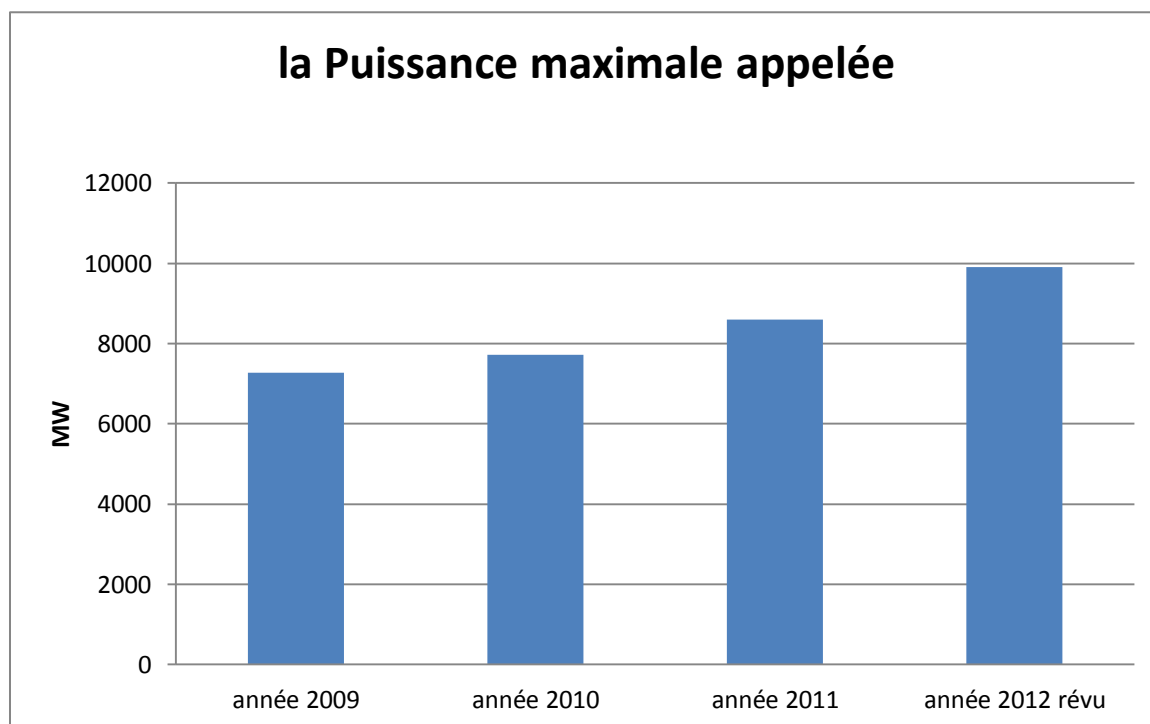


Figure III.6 Evolution de la Puissance maximale appelée.

III.5.4 La corrélation demande – température

Les appels de puissance importants peuvent se produire, comme le montrent les graphes de la **figure III.7** suite aux variations des températures durant les périodes de froid (Décembre, Janvier et Février) ou de chaleur (Juin, Juillet et Août).

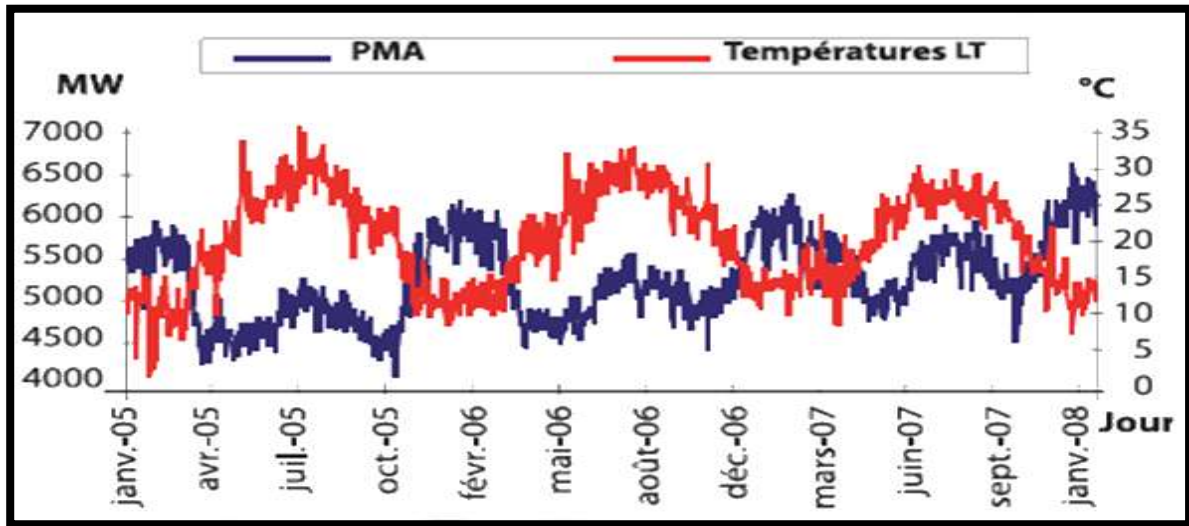


Figure III.7 Evolution de la PMA et des températures littorales.

La Figure III.7 montre bien qu'il y a une corrélation demande – température. En effet, la demande augmente lorsque la température baisse en période hivernale (Décembre, Janvier et Février) sur le littoral et les hauts plateaux, Elle augmente, également lorsqu'il y a une élévation de la température par rapport aux normales saisonnières sur le littoral et les hauts plateaux durant la période estivale (Juin, Juillet et Août).

III.6 Particularité de la courbe de charge en Algérie

La consommation spécifique moyenne par client basse tension a connu une hausse par rapport à 2008 pour atteindre 2 623kWh en 2009. Si la consommation moyenne des foyers algériens a augmenté en moyenne, il est intéressant de noter que cette hausse est tirée essentiellement par la consommation des clients du sud qui ne représentent pourtant qu'à peine 10% du nombre total des abonnés basse tension.

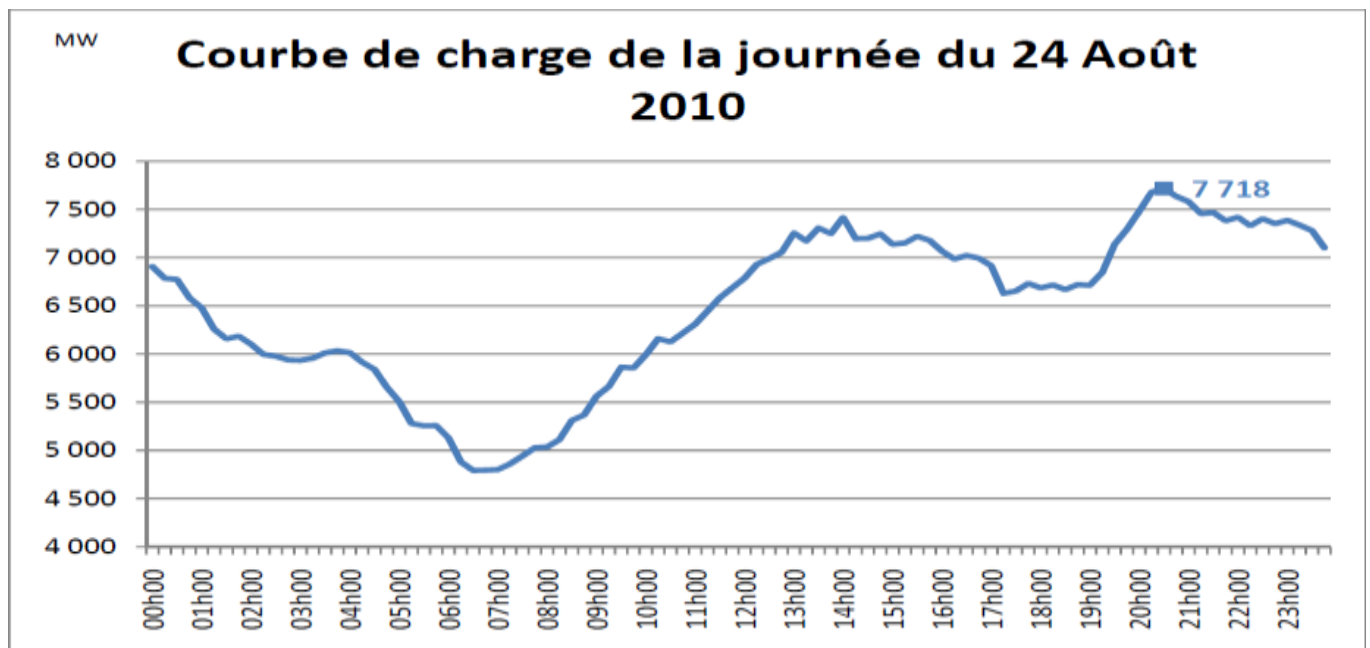


Figure III.8 Montre la courbe de charge du 24 août 2010

Effectivement, si la consommation moyenne d'un client situé dans le grand Alger est de 2 851kWh, un abonné basse tension situé dans le sud a consommé en 2009 une moyenne de 3 800kWh, en hausse de 5,2% par rapport à 2008. Cette particularité s'explique par l'utilisation massive de la climatisation, vu la spécificité climatique des régions sud caractérisée par des températures élevées durant plusieurs mois de l'année. La consommation moyenne des clients de la région nord s'explique par la densité de la population. Plus de 52% de la clientèle basse tension est située au nord du pays.

Outre l'important taux d'évolution de la PMA, il y a lieu de retenir deux phénomènes significatifs :

➤ **1ère remarque : La pointe soir été est plus importante que la pointe soir hiver**

Dans la figure suivante, il est montré comment la pointe été, toujours inférieure par rapport à la pointe hiver même si elle s'y rapprochait chaque année davantage, a dépassé en 2009 la pointe hiver de près de 5,1%. A ce jour, la PMA été dépasse une nouvelle fois la PMA hiver en 2009/2010 de plus de 7,7% (PMA hiver 7 163 MW enregistrée le 10 janvier 2010).

Ce changement structurel (PMA été supérieure à la PMA hiver) est une donnée fondamentale dont il faut tenir compte. Désormais, la PMA été conditionnera le dimensionnement du parc de production et la définition de la réserve du fait même que les conditions climatiques en été ont une influence conséquente sur les capacités des centrales électriques de type turbines à gaz qui constituent une part importante du parc national.

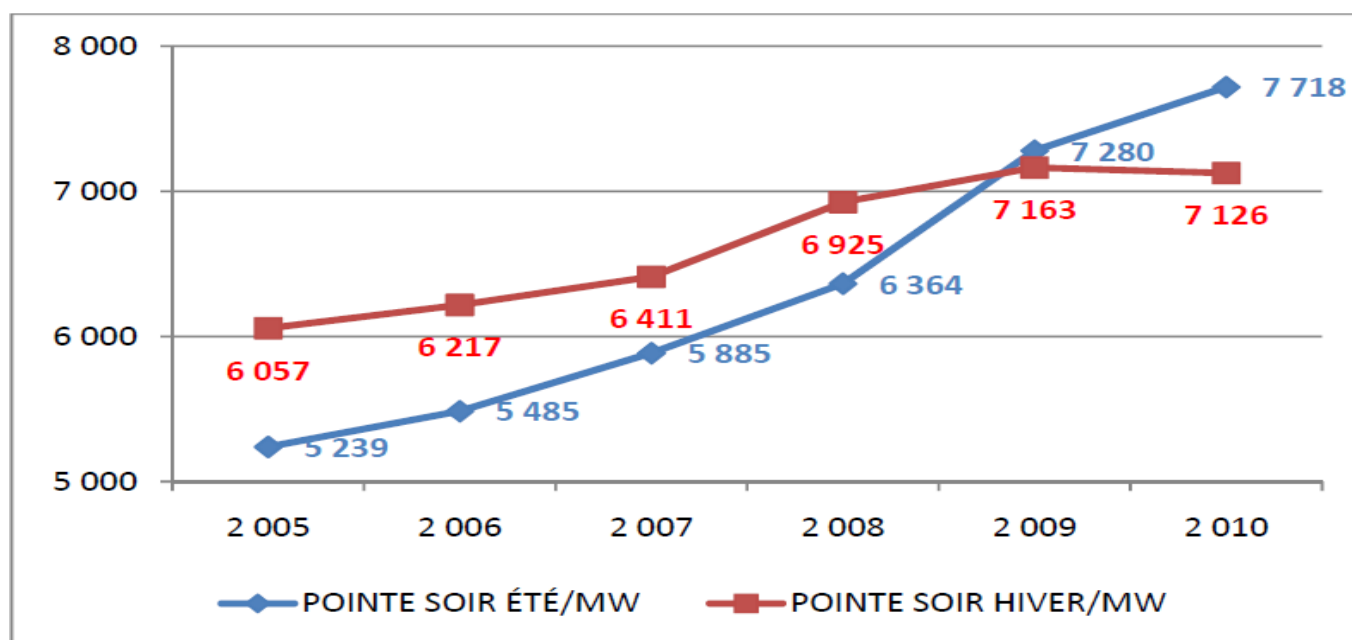


Figure III.9 Montre l'évolution de la PMA hiver et été sur la période 2005-2010

➤ **2ème Remarque : Evolution importante de la pointe matin en été**

Autre fait significatif, l'évolution exceptionnelle de la pointe matin. Les deux figures suivantes montrent que la pointe matin est beaucoup plus importante en été qu'elle ne l'est en hiver.

Elles montrent également que la pointe matin se rapproche davantage de la pointe soir durant la saison estivale. Ceci s'explique naturellement par la hausse de la demande en électricité le matin en période estivale à cause de la climatisation et qui fait que la demande en plein jour se rapproche de la demande soir dite « lumière » ; phénomène qu'on ne constate pas en hiver.

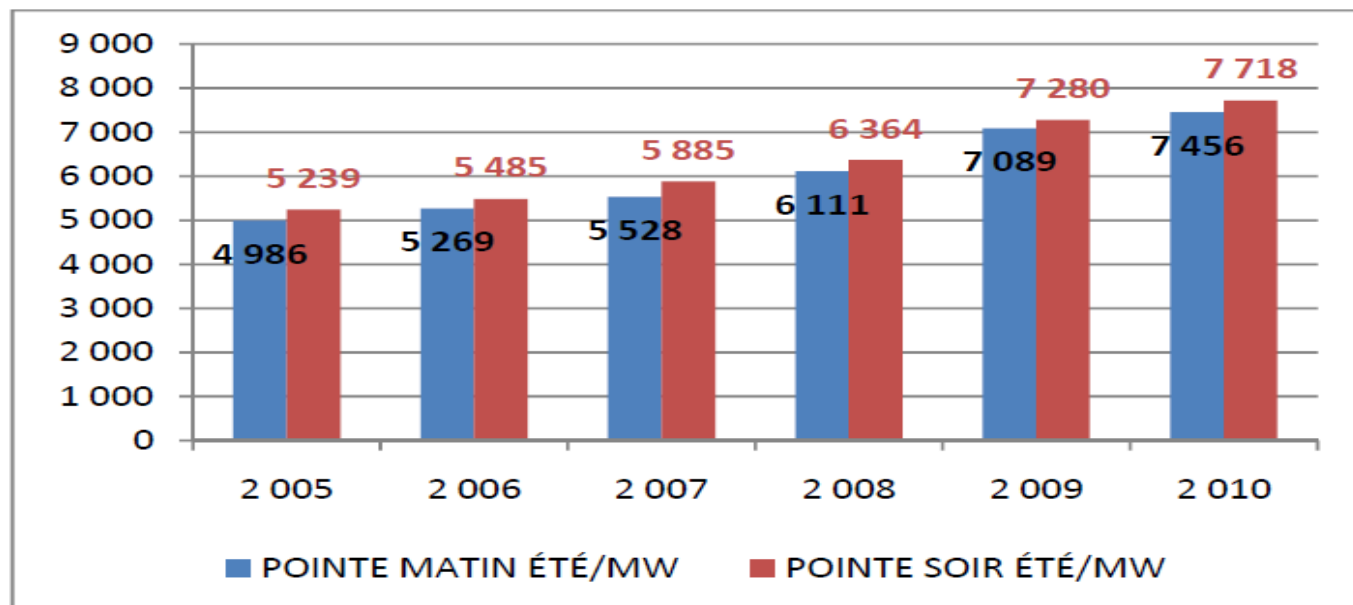


Figure III.10 Montre l'évolution de la pointe matin en été par rapport à la pointe soir

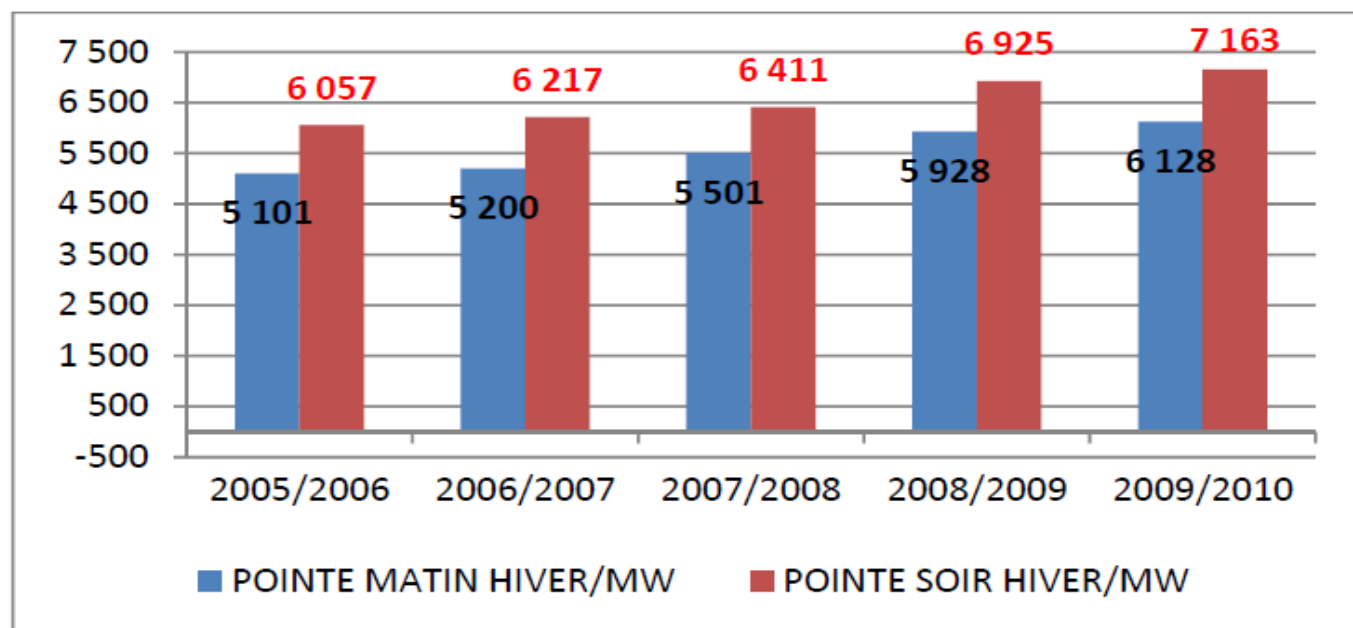


Figure III.11 Montre l'évolution de la pointe matin en hiver par rapport à la pointe soir

En effet, la première contrainte climatique qui a un impact systématique et immédiat sur la demande de l'électricité et sur la gestion du réseau électrique est la température. Les climatiseurs étant fortement répandus dans la majorité des foyers algériens, leur utilisation a induit des pics de consommation exceptionnels (pointe matin atteignant 7 456 MW le 02 août 2010).

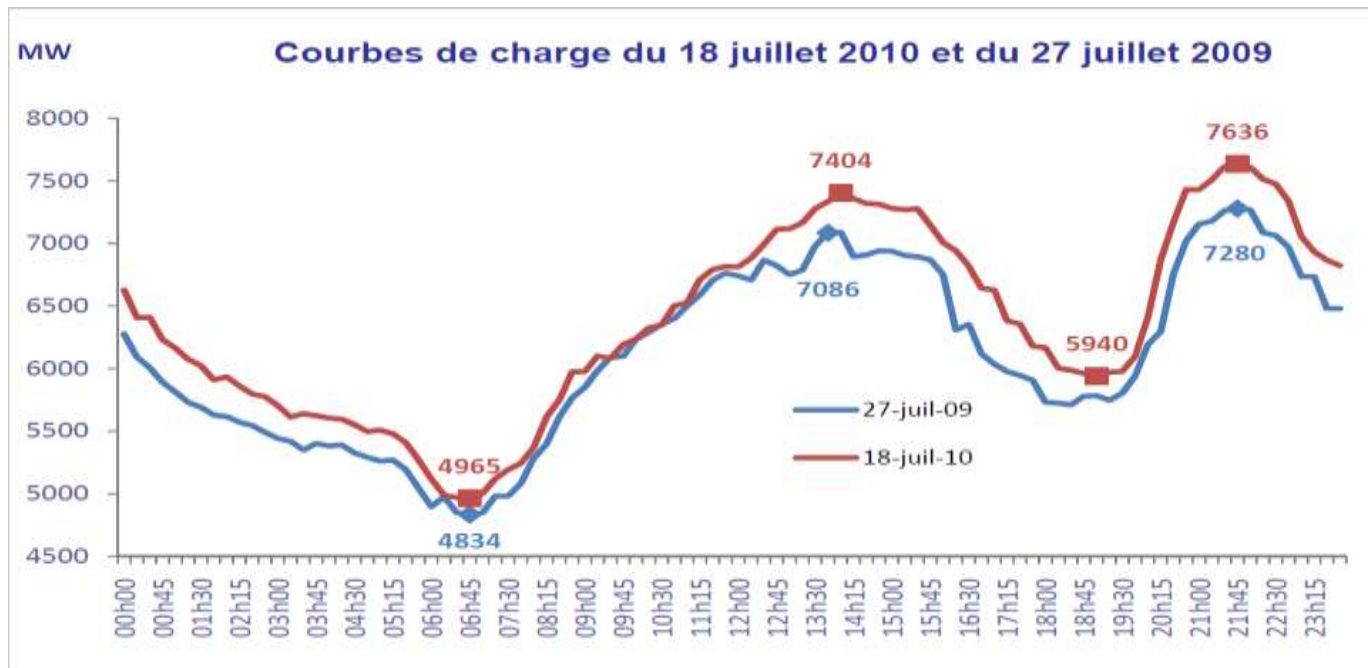


Figure III.12 Montre un comparatif entre les courbes de charges des jours où ont été enregistrées les PMA des mois de juillet 2009 et 2010.

Après avoir examiné ces courbes, il y a lieu de tirer un certain nombre d'enseignements :

La courbe de charge a un aspect atypique vu les écarts constatés entre les valeurs enregistrés en creux de nuit et celles enregistrées en pointe matin et pointe soir.

Pour le cas précis de la journée du 18 juillet 2010, il y a bien 2 671 MW d'écart entre le creux de nuit enregistré à 6h45mn (4 965 MW) et la pointe soir (7 636 MW). C'est l'équivalent de la puissance maximale produite par 2 méga-centrales de 1 200 MW chacune comme celle de SKH.

Mais ce qui est encore plus significatif, ce sont les variations de consommation entre le creux de nuit et la pointe soir et auxquelles le système doit faire face. Pour répondre à une telle demande, le gestionnaire du système électrique doit mobiliser assez rapidement (environ 5 à 7 heures) beaucoup de moyens de production (plus de 2 400 MW) pour assurer la pointe matin (7 404 MW à 14h00mn), soit une évolution de près de 49%. La demande par la suite entame une descente (en baisse) et le gestionnaire doit alors réduire la production (l'offre) de près de 1 460 MW et atteindre 5 940 MW à 19h00mn (soit une baisse de près de 25% en seulement 4 à 5 heures) pour ensuite remobiliser de la puissance en faisant à nouveau appel aux centrales en un temps record : il s'agit bien de mobiliser près de 1 700 MW (une hausse de 30%) en seulement 2 heures trente pour assurer la couverture de la pointe soir (7 636 MW à 21h45mn).

La courbe entame ensuite une chute de près de 53%, soit près de 2 600 MW en 10 heures de temps. En d'autres termes, les dispatcheurs doivent baisser la production de près de 260 MW par heure ce qui est équivalent à peu près à la puissance d'une centrale moyenne comme celle de F'kirina.

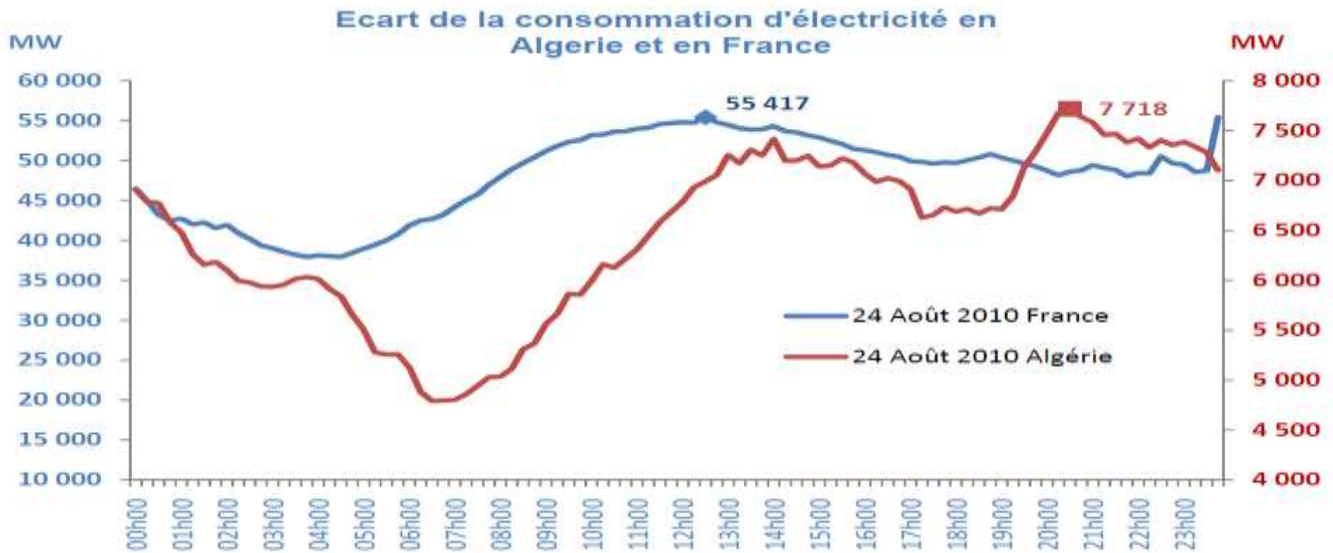


Figure III.13 montre les écarts de demande en Algérie et en France durant la journée du 24 août 2010

Les dispatcheurs (opérateurs de réseau) veillent donc, en période de pointe, à suivre le rythme de la montée en production pour répondre à l'augmentation de la demande en mettant sur le réseau, en moyenne, 15 MW par minute (la puissance d'une petite turbine à gaz), soit la puissance nécessaire à l'alimentation d'une ville comme Birkhadem (Alger). Ainsi, si des centrales sont en fonctionnement continu pour couvrir la demande dite de « base », d'autres centrales sont sollicitées exclusivement pour fonctionner en « pointe ». Aussi, pour assurer la sécurité du réseau, il y a nécessité de disposer d'une réserve mobilisable instantanément ou en léger différé qui sera sollicitée au besoin pour faire face à des aléas conjoncturels tels que la perte de production ou une augmentation inattendue de la demande. Cette réserve doit représenter environ 20% à 25% de la demande de « pointe ». C'est à dire aussi que les ouvrages et les équipements (centrales, lignes haute, moyenne et basse tensions, câbles électriques, postes de transformation et de répartition...etc.) sont soumis à rude épreuve la journée durant.

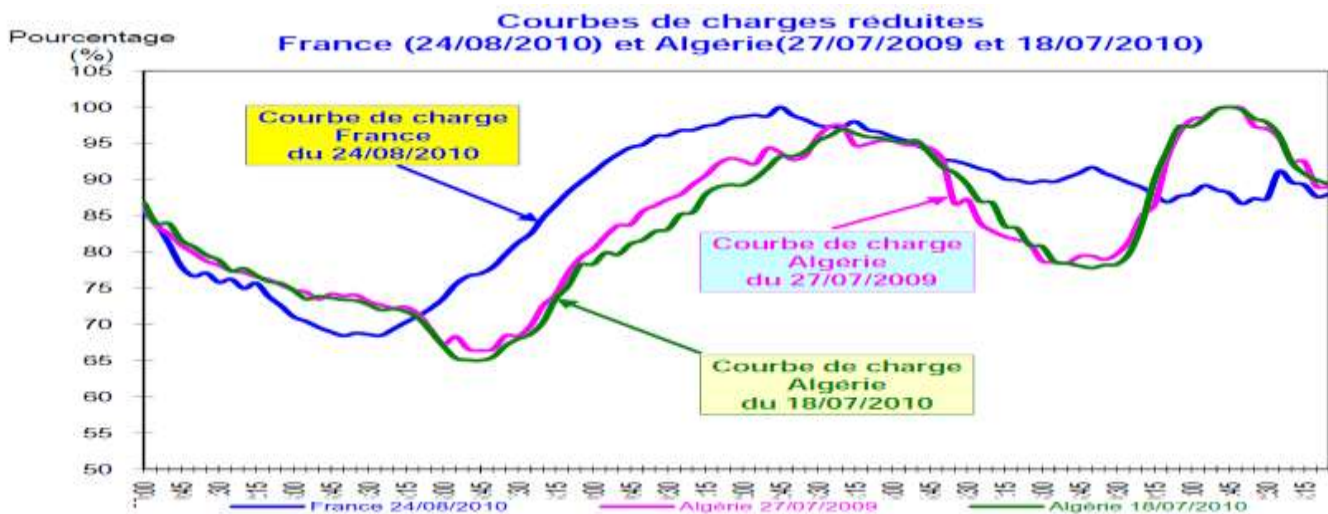


Figure III.14 montre les courbes de charges réduites des journées du 27/07/2009 et du 18/07/2010 Algérie et du 24/08/2010 France

Comme il est montré dans la figure ci-dessus, la courbe de charge dans un pays fortement industrialisé ne connaît pas de grands écarts de consommation. Cette courbe explique par ailleurs le choix de SPE d'opter pour la réalisation de petites centrales de type turbine à gaz à démarrage rapide (souvent inférieur à 30 minutes) qui permettent de répondre à la modulation de la demande journalière en donnant la possibilité aux dispatcheurs de les mettre rapidement sur le réseau à chaque fois que c'est nécessaire. Ce type de centrales permet aussi de secourir vite le système en cas de défaillance des grosses centrales de type cycle combiné ou turbine vapeur dont le redémarrage nécessite une durée moyenne de 6 à 16 heures.

Le renforcement du parc de production national par le plan 2000 MW de type turbine à gaz de la Société algérienne de Production de l'Electricité (SPE, filiale de Sonelgaz), vient donc à point nommé pour répondre à la problématique des aléas possibles sur les centrales installées en base (autrement dit, celles qui sont constamment connectées au réseau pour répondre à une demande permanente).

III.7 La gestion du parc de production

Mis à part les groupes diesels (175 MW) pour l'alimentation des localités isolées du sud, le parc de production électrique national est un parc exclusivement mono-combustible (utilisation du gaz naturel comme combustible de base). La production d'énergie électrique est assurée principalement par des centrales thermiques vapeurs localisées le long du littoral et représentant près de 45% de la puissance installée (à fin 2002). La puissance de la plus grande unité (Jijel) est de 3*196 (588 MW). Les installations hydroélectriques ne représentent qu'une partie marginale de la puissance installée (4,5% à fin 2002). Contrairement à l'hydraulique qui a connu une stagnation, un important renforcement du parc turbines à gaz a été réalisé depuis 1962.

Principalement localisées à l'intérieur et au sud du pays, elles représentent près de 47 % de la puissance installée à fin 2002. La taille de la plus grande unité est de (SKH Hadjret Ennous) est de 3*409 (1227 MW)

Le taux de la couverture de la demande par les producteurs est en augmentation de 9% par rapport à la même période de l'année 2008. La contribution de SPE dans la couverture de la demande d'énergie électrique reste la plus importante de 64%.

III.7.1 Informations générales sur les hypothèses de production thermique

- a. Le parc de production thermique (vapeur et gaz) comprend des groupes qui diffèrent par leur coûts :
 - d'investissement (complexité de construction)
 - d'exploitation (coût unitaire par kWh, nature du combustible gaz, fuel, charbon nucléaire etc...)

Il y a des groupes de **BASE**, devant fonctionner souvent environ 6000 heures /an, et des groupes de **pointe (des TG)** devant fonctionner 3 à 4heures par jour /par an

- b. l'effet de la taille unitaire U maximale des groupes : les groupes les plus puissants sont plus économiques
- c. une étude de réseau doit avoir des hypothèses thermiques tenant compte :

- De l'entretien systématique des groupes,
- Des indisponibilités fortuites,
- De la réserve tournante
- Du plan de démarrage

En l'absence des contraintes du réseau les groupes thermiques disponibles seraient utilisés par ordre **des coûts d'exploitation croissante**

Donc sur la monotonie de consommation pour une durée où les démarrages et les disponibilités ne varient pas, on a l'empilement des moyens thermiques indiqués on y lit pour le groupe de puissance maximale P_i , l'énergie E_i et les heures H_i de fonctionnement,

d. le réseau n'étant pas en général "transparent", les contraintes modifient cet ordre d'appel aux groupes thermiques

Le coût d'exploitation s'en trouve accru de 2 à 3 %

Ces coûts d'exploitation comportent :

- des charges fixes (conduite, entretien, impôts etc.);
- des charges proportionnelles à l'énergie produite;

ce sont ces dernières qui sont les plus déterminantes par le coût du combustible (DA/MWH),

- Ces limitations en nombre de démarrage

L'optimisation de la production thermique consiste surtout à faire tourner des groupes à puissance constante le plus longtemps possible. Le groupe peut s'écarter de ces 5 point ou 6 points de fonctionnement pour cause de réglage et de réserve tournante ce qui permet de faire face aux divers aléas. Par exemple un groupe de 250MW fonctionnant à 150MW peut fournir 50MW supplémentaire presque instantanément puis monter à la cadence de 4 à 5 MW/min (TV);

La réserve tournante (à l'arrêt) comprend divers moyens de pointes:

- des TG pouvant intervenir en 15min après la demande
- des TH hydrauliques à l'arrêt intervenant en 10min

III.7.2 Plan de démarrage des groupes de productions

La sécurité du système doit demeurer certainement l'objectif principal dans la conduite du système électrique, cependant cet objectif peut être réalisé par des moyens financiers très différents, cela veut dire que le choix de ces groupes doit être fait au moindre Tout choix, dans la mise en service, de n'importe quel groupe de production, doit être effectué, en principe, en vue de satisfaire, les critères essentiels suivants :

a) Sur les aspects techniques

- Assurer l'équilibre et couvrir la courbe de charge journalière : $P = C$;
- Assurer la sécurité de l'ensemble du système et disposer d'une marge de réserve suffisante pour faire face à une défaillance d'un groupe le plus puissant.

- Respecter les programmes d'échange avec les pays voisins, donc disposer d'une marge suffisante de réglage secondaire automatique, Ces aspects sont confiés à l'Opérateur du Système électrique (OS).

b) Sur les aspects économiques

- La sécurité du système doit demeurer certainement l'objectif principal dans la conduite du système électrique, cependant cet objectif peut être réalisé par des moyens financiers très différents, cela veut dire que le choix de ces groupes doit être fait aux moindres coûts, et par conséquent la programmation des groupes doit être faite par ordre des coûts d'exploitation croissants (et notamment en fonction de la consommation spécifique).

III.7.3 Elaboration du programme de marche de groupes de production :

Sur la base des éléments suivants la structure de la programmation au niveau de la direction Conduite Système de la filiale Opérateur Système, à défaut d'inexistence de l'Opérateur Marché, élabore un programme de marche des groupes de production journalier prévisionnel le jour « J » pour le jour « J+1 »:

- Disponibilité des groupes : en marche ou à l'arrêt en réserve; les limitations possibles
- Indisponibilités programmés : pour entretien en visite générale, en visite partielle, ou un arrêt pendant une durée de quelques heures ;
- Indisponibilités fortuite sur incident.

Les opérations sont les suivantes :

- Programmation en service des groupes TV, et TG, et en Cycle Combiné **en base** :

Centrales de SPE : A pleine puissance : telles que Marsat, Ravin Blanc, Alger Port, Ras Djinet, Hamma, Jijel, Skikda, Annaba, (pour des considérations techniques).

Centrales des producteurs indépendants : Kahrama, SKS, et SKB. : (Pour des considérations contractuelles – IPP).

Centrales TG dans le sud : Hassi-Méssaoud, Tilghemt : (Considérations techniques).

- Déterminer la réserve de réglage dans les centrales de réglages suivantes : Ras Djinet, Hamma, et SKB, afin d'assurer une marge de réglage suffisante.

La somme des puissances de ces groupes doit, en principe satisfaire au moins, l'adéquation Production – Consommation et couvrir la puissance minimale du creux du matin

- Au fur et à mesure de la montée de charge matinale, à partir de **5h00 et 6h00**, selon les saisons, il faut commencer à monter par palier, les groupes TV et TG qui pourraient disposer encore des réserves et qui peuvent ne pas être à leur charge maximales,
- En vue de maintenir la marge de réserve secondaire et la réserve tournante, il faut procéder à démarrer progressivement d'autres groupes TG, en respectant leur ordre de priorité économique, dans la mesure du possible, et la répartition géographique, afin d'éviter de surcharger certaines lignes de transport interrégionales

- Cette production totale doit pouvoir couvrir la pointe du matin située entre **7h30 et 9h30** en hiver et entre **10h00 et 14h30** en été.
- Dans cette période de la journée et selon les saisons hiver ou été : il y a lieu de contrôler notamment durant la saison d'été, les niveaux de tension dans chaque région et chaque poste, et si c'est nécessaire, l'Opérateur de production, peut intervenir, sur avis de l'opérateur réseau du CNC, à démarrer des groupes supplémentaires pour maintenir la tension à des seuils acceptables et réduire ainsi les transits importants du réactif sur le réseau et réduire les chutes de tension et les pertes actives sur le réseau (après avoir vérifier les mises en service de toutes les batteries de condensateurs dans les postes).
- En outre, d'autres contraintes peuvent surgir et amener à modifier plus au moins ce plan de production en temps réel, et les critères économiques peuvent être non respectés. Les coûts d'exploitation vont alors croître proportionnellement au nombre de groupes à démarrer, lors de transfert d'un ouvrage de production ou de transport) imprévu en temps réel ;
- Une légère baisse de la charge selon les conditions climatiques de la journée, est observée entre **15h et 17h00**, et en ce moment, il est utile de procéder aux arrêts de quelques TG, dont la consommation spécifique est très élevée, à condition que les prochains démarrages de ces mêmes TG ne doivent pas être inférieurs à 4 heures au minimum.
- Dès que l'amorçage de la pointe soir commence à se manifester, aux environs de **17h30** en hiver et **19h30** en été, et la montée de charge reprend son allure, il y a lieu de procéder au démarrage d'autres groupes TG, et hydrauliques, selon le pic de charge prévu, et les disponibilités de groupes, afin de couvrir la pointe soir et assurer une réserve suffisante de réglage secondaire et respecter les programmes d'échange avec les pays voisins (selon le programme prévisionnel).

Tableaux III.4 Plan de démarrage en exploitation (journée J)

Heure (H)	0	1	2	...	6	7	..	11	12	..	18	19	20	..	24
TG1Tic	-	-	-		80	100		100	100	..	100	100	100		100
TV1RDJ	140	130	120	..	140	150		150	150	..	140	150	150		140
...															
TGKAHR	300	300	300		300	300		300	300		300	300	300		300
CC SKS	750	750	750		800	800		800	800		800	800	800		750
....	.	...	..												
Production totale	4800	4750	4500	.	4600	4700									
Charge prévue	4200														
Réserve totale	600														

Dans le plan de production on indique pour chaque groupe, à quelle heure il démarre, quand il s'agit des TG ou des groupes hydrauliques, et à quelle puissance de production est programmé

Le démarrage complique ce problème par :

- Ces délais (une heure à 6heure)
- Son coût de démarrage

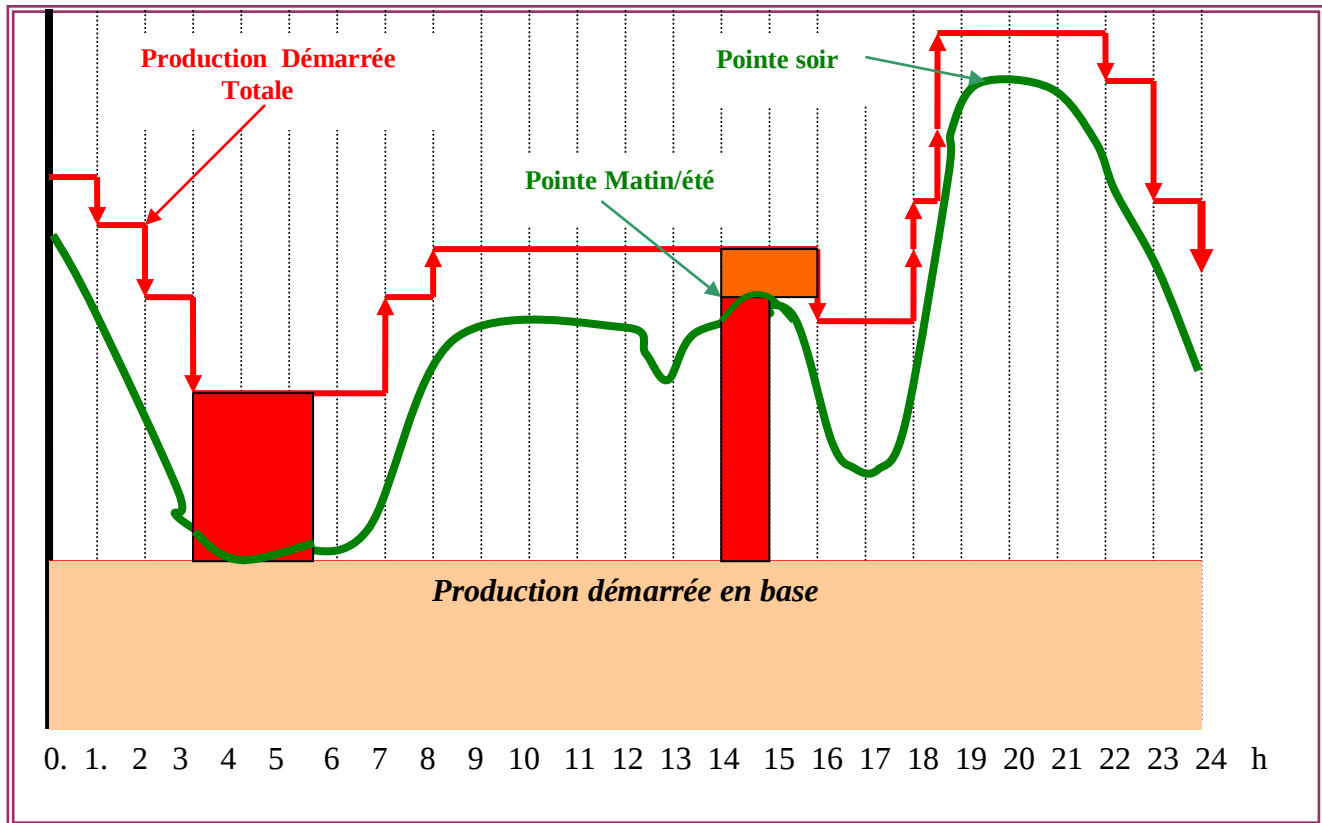


Figure III.15 : Plan De Démarrage En Exploitation (journée j)

III.8 Procédures de sauvegarde du système électrique

L'Opérateur du Système veille en temps réel au maintien des paramètres de fonctionnement du système production – transport dans les limites suivantes :

- Fréquence du système production– transport à la valeur nominale de

$$F= 50 \text{ Hz } \pm 0,2 \text{ Hz}$$

- Plan de tension du système dans les limites :

Dans les conditions normales de fonctionnement du Système électrique, les tensions doivent être maintenues dans les limites de fonctionnement suivantes :

Tableaux III.5 Limites des tensions dans les conditions normales

Tension nominale (kV)	Limites de tension en situation normale (kV)	
	Max	Min
400	420	372
220	235	205
150	159	141
90	95	84
60	64	56

Dans les situations d'indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, le plan de tension du réseau de transport de l'électricité doit être maintenu dans les limites de fonctionnement suivantes :

Tableaux III.6 Limites des tensions Dans les situations d'indisponibilité d'ouvrages

Tension nominale (kV)	Limites de tension en situation d'indisponibilité d'ouvrage (kV) (Urgente)	
	Max	Min
400	440	340
220	245	187
150	162	138
90	97	83
60	65	55

III.8.1 Limites des Transits de puissance sur les lignes et transformateurs

Dans les conditions normales de fonctionnement du système électrique, les transits sur les lignes de transport de l'électricité et les transformateurs ne doivent pas être supérieurs à 80% de la capacité nominale des lignes et des transformateurs.

En situation de fonctionnement dégradée et/ou de crise, des surcharges de lignes de transport de l'électricité et/ou de transformateurs ne dépassant pas les limites suivantes peuvent être tolérées :

✓ Pour les lignes :

En Hiver: au maximum 20 % de la capacité nominale

En été 0 % ;

✓ Pour les transformateurs : surcharges au maximum à :

- Pour le réseau nord :

20 % en Hiver

10 % en été

15 % pour les périodes restantes.

- Pour le réseau sud :

20 % en Hiver

0 % en été

5 % pour les périodes restantes.

Pour les interconnexions avec les réseaux étrangers, maintien d'un écart maximal de puissance de 20 MW en situation d'exploitation normale. L'écart maximal d'énergie horaire ne devant pas dépasser 10 MWh/heure.

III.8.2 Procédures de sauvegarde en situations d'urgence

Ces procédures précisent les actions que pourra adopter l'Opérateur du Système électrique et que doivent exécuter les opérateurs raccordés au Réseau de Transport de l'Electricité en vue de sauvegarder le système Production – Transport de l'Electricité en situation dégradée et ou de crise.

Les situations dégradées peuvent résulter notamment :

- D'un manque de capacité de production pour faire face à la demande d'énergie électrique ;
- De l'indisponibilité de moyens de production d'électricité ;
- De la forte augmentation de la demande pouvant naître de conditions météorologiques exceptionnelles ;
- De l'indisponibilité d'ouvrages du Réseau de Transport de l'Electricité ;
- Des perturbations électriques dans le système.

Le fonctionnement dégradé ou de crise est défini par l'atteinte ou par une grande probabilité d'atteinte **des limites des critères de sécurité** suivants :

- La tenue de la fréquence ;
- La tension dans les nœuds du Réseau de Transport de l'Electricité ;
- Le niveau de surcharge des ouvrages du Réseau de Transport de l'Electricité ;
- Le manque de capacité de Production induisant des problèmes possibles de couverture de la demande avec les niveaux de sécurité voulus.

Pour la fréquence: Elle doit rester dans l'intervalle 49,8 Hz - 50,2 Hz

La tension 400 kV doit rester supérieure à 380 kV et inférieure à 420 kV

La tension 220 kV doit rester supérieure à 200 kV et inférieure à 245 kV

La tension 60kV doit rester supérieure à 56 kV et inférieure à 65 kV

La surcharge sur les lignes et les transformateurs doivent restées dans les limites fixées au chapitre précédent.

a) Les variables de contrôle en situation de crise et d'urgence :

- Les tensions 400 kV et 220kV dans les nœuds du Réseau de Transport de l'Electricité ;
- La disponibilité de la réserve en moyens de production d'électricité ;
- Les surcharges dans les ouvrages du transport de l'électricité, et notamment les niveaux des échanges sur les lignes d'interconnexion internationales ;

Selon la situation, il appartient à l'Opérateur du Système de:

- Déterminer les mesures les plus appropriées pour y faire face.
- Informer les opérateurs concernés au moins deux heures à l'avance si cela est possible
- D'informer le Ministère chargé de l'énergie et la Commission de Régulation.

b) Les mesures à prendre :

Afin de garantir la sécurité d'ensemble du système Production – Transport de l'Electricité, l'Opérateur du Système peut prendre les mesures suivantes :

1. Réaliser des schémas spéciaux permettant de mieux assurer l'alimentation de la clientèle ;
2. Mobiliser le personnel d'exploitation concerné durant des périodes précisées ;
3. Interrompre le programme d'exportation ;
4. Mettre les moyens de production en régime spécial de fonctionnement ;
5. Importer à partir des réseaux voisins ;
6. Procéder à des limitations pour les grands utilisateurs raccordés au Réseau de Transport de l'Electricité.
7. Faire bloquer les régulateurs automatiques de tension des transformateurs HTB/HTA;
8. Procéder à des délestages des Consommateurs.

c) Le délestage préventif de charge

Dans le cas où un délestage préventif est nécessaire, l'Opérateur du Système informe au moins deux heures à l'avance

- Le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité,
- Les Distributeurs et les Utilisateurs raccordés au Réseau de Transport de l'Electricité.
- Il donne les instructions nécessaires qu'ils doivent mettre en exécution en temps opportun.

De façon à garantir l'efficacité de l'opération de délestage, les Distributeurs doivent constituer des quantités de charges préalablement fixées en collaboration avec l'Opérateur du Système.

L'Opérateur du Système émettra les ordres de délestage si :

1. La tension dans les nœuds du Réseau de Transport de l'Electricité devient inférieure à une valeur donnée U_{min} ;
2. Le gradient de chute de tension devient important et que la tension ne se stabilise pas ;
3. Les transits sur les lignes atteignent des valeurs proches ou supérieures à la limite thermique admissible.
4. L'appel de puissance augmente sur les interconnexions internationales, sans que le secours ne soit octroyé au préalable par le ou les gestionnaires des réseaux voisins.

Pour chaque région de Transport de l'Electricité, l'Opérateur du Système indiquera :

- * les postes concernés par le délestage ;
- * la quantité de charge à délester ;
- * l'heure de début du délestage ;
- * la durée estimée de l'opération de délestage.

Les services de santé, de sécurité devront être préservés dans tous les cas.