

L'euro qui monte , l'Euro qui baisse.

Les difficultés budgétaires avouées de la Grèce, et bientôt d'autres membres de l'Union Européenne, ont été un terrain de jeux bénis pour les intervenants de marché qui ont « shorté » la devise européenne. 15% de baisse en deux mois et une prévision, une de plus, un cours de change contre le dollar américain à 1.25 reflétant la parité de pouvoir d'achat entre les deux puissances.

Ce repli de l'Euro pour certains est un bon signe, il va permettre d'être plus agressif à l'export, les avionneurs européens vont pouvoir lutter à armes égales. Ah ces vieux démons de la dévaluation, on les chasse, ils reviennent au galop !

Ne vous réjouissez pas trop vite, bientôt dans le même ordre d'idée, les « une » des journaux vont titrer : Un pétrole trop cher, une énergie en hausse, la faute au ..dollar !

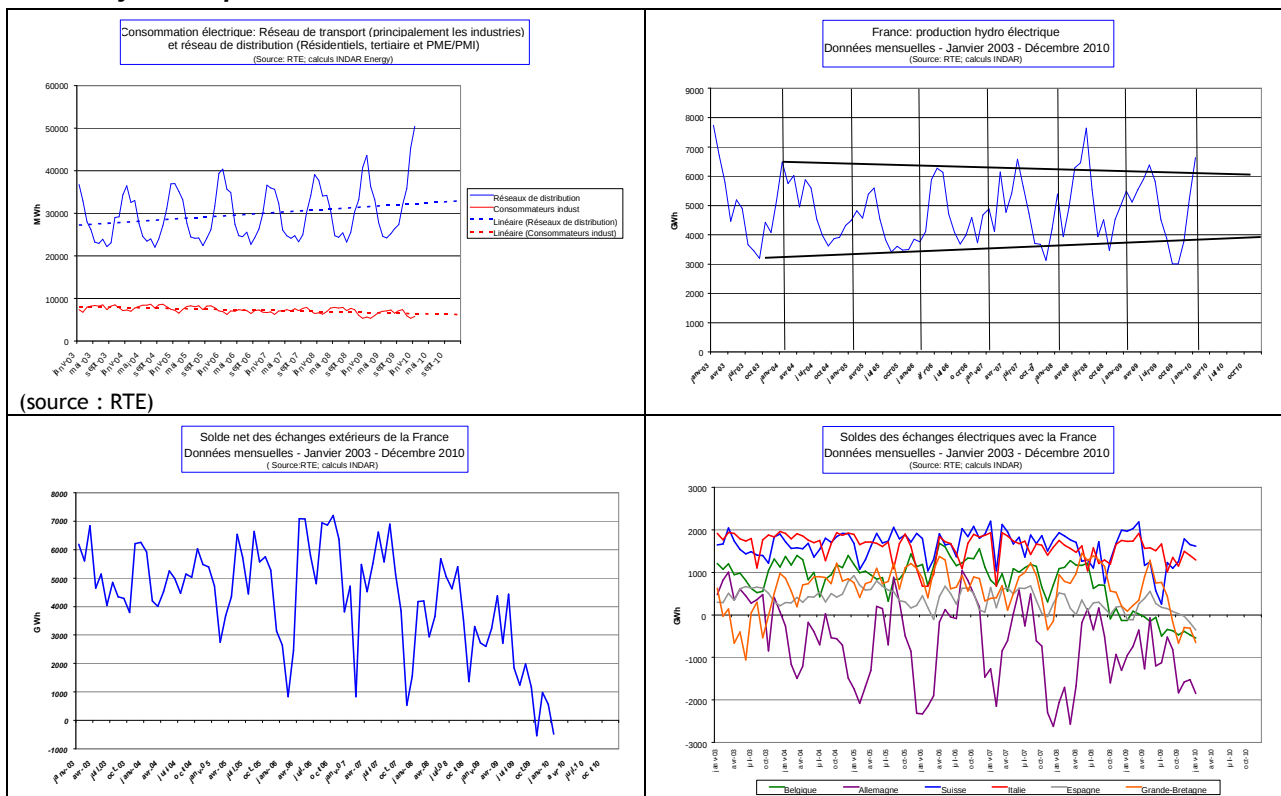
En vérité, le climat économique n'est pas formidable, nous ne sommes pas encore sortis de la crise et au lieu de subir cette bataille sur le front des changes, nos dirigeants devraient commencer à mettre de l'ordre dans leurs maisons.

Rétablir les comptes budgétaires, réduire les dépenses inutiles, contrôler les charges. Et enfin comprendre qu'une monnaie forte n'empêche pas d'être compétitif ; l'exemple de notre voisin Allemand est là pour en témoigner.

Fini de rédiger le 4 mars 2010

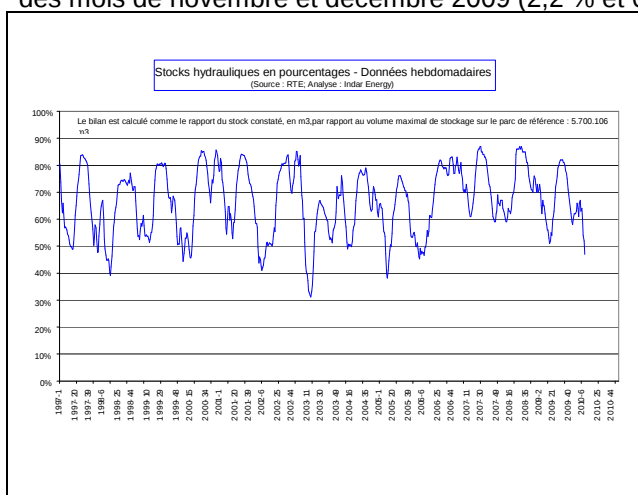
1 - Marché de l'électricité

1.1- Moyens de production et consommation



Le mois de janvier a connu des températures nettement inférieures aux moyennes de saison (-3,1°C/normale) qui ont induit une consommation supplémentaire d'électricité de 4,6 TWh (+9%) pour des besoins de chauffage.

En janvier 2010 par rapport à janvier 2009, avec une température moyenne inférieure de 0,7°C, mais un effet calendaire plutôt défavorable, la consommation brute est en hausse de 2,8 %. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, la consommation mensuelle est en hausse de 1,7%, dans la continuité des mois de novembre et décembre 2009 (2,2 % et 0,9 %).



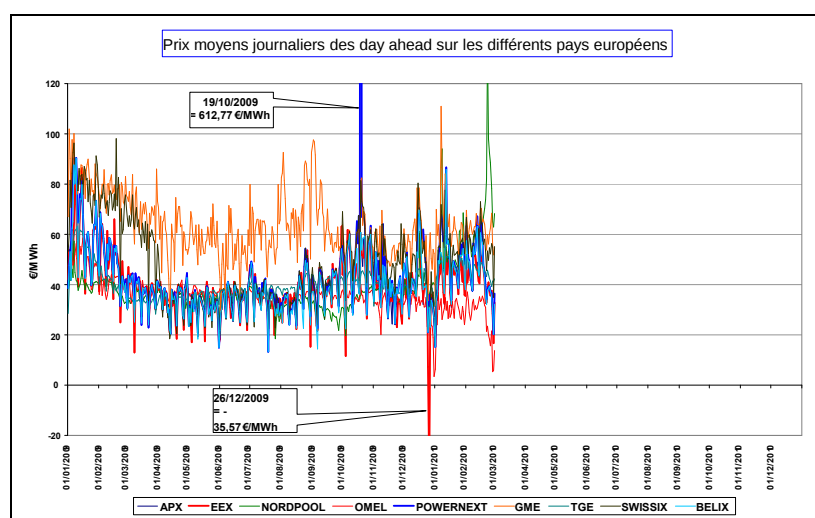
Du fait de conditions climatiques contrastées entre l'hiver 2008/2009 et l'hiver 2009/2010, le taux d'évolution de la consommation brute en données cumulées sur 12 mois glissants est en baisse par rapport au mois précédent ; il passe de -1,6 % fin décembre 2009 à -2,3 % fin janvier 2010.

En revanche, la décroissance de la consommation corrigée s'atténue depuis la fin de l'année 2009 ; en données cumulées sur 12 mois le taux d'évolution passe de -2,3 % fin octobre à -2,0 % fin novembre, -1,8 % fin décembre 2009 et -1,3 % à fin janvier 2010. (Source : RTE)

1.2 - Marché du jour pour le lendemain (Day-Ahead)¹

Moyenne mensuelle des day ahead (base) européens décembre 2009 et janvier et février 2010									
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	EPEX	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
Décembre	38,03	35,69	39,60	30,43	44,20	57,38	39,59	48,22	39,98
Janvier	43,50	42,21	53,38	29,06	51,75	63,46	47,34	54,12	46,86
Février	42,65	41,73	68,92	27,68	47,40	62,55	45,46	56,50	45,30
Variation Février/ Janvier (%)	14,39	-1,13	29,11	-4,73	-8,42	-1,42	-3,97	4,39	-3,34

La moyenne mensuelle s'établit à 47.40€/MWh sur EPEX, en baisse de 4.35€/MWh par rapport au mois de janvier 2009, soit une baisse de 8.42%. Les prix des day ahead du mois de février sont caractérisés par une grande volatilité due principalement aux éléments climatiques. Ainsi, la vague de froid qui a couvert l'Europe en début de mois a été diversement répercutée dans les prix day ahead, mais par la suite, avec un climat plus clément, du vent dans les éoliennes, de l'eau dans les barrages et une bonne disponibilité nucléaire, les niveaux moyens des prix ont évolué à la baisse dans tous les pays à l'exception de la Scandinavie. Celle-ci subit des températures basses avec une baisse sensible de ses réservoirs d'eau, d'où la nécessité de faire appel au parc de CCGT et donc des prix beaucoup plus élevés.



Moyenne des day ahead européens Février									
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	EPEX	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
2009	37,49	37,18	38,46	34,17	41,86	60,94	39,16	44,72	37,98
2010	42,65	41,73	68,92	27,68	47,40	62,55	45,46	56,50	45,30
Var en €	5,15	4,55	30,47	-6,48	5,54	1,61	6,30	11,78	7,32
Var en %	13,75	12,23	79,23	-18,97	13,23	2,64	16,10	26,33	19,27

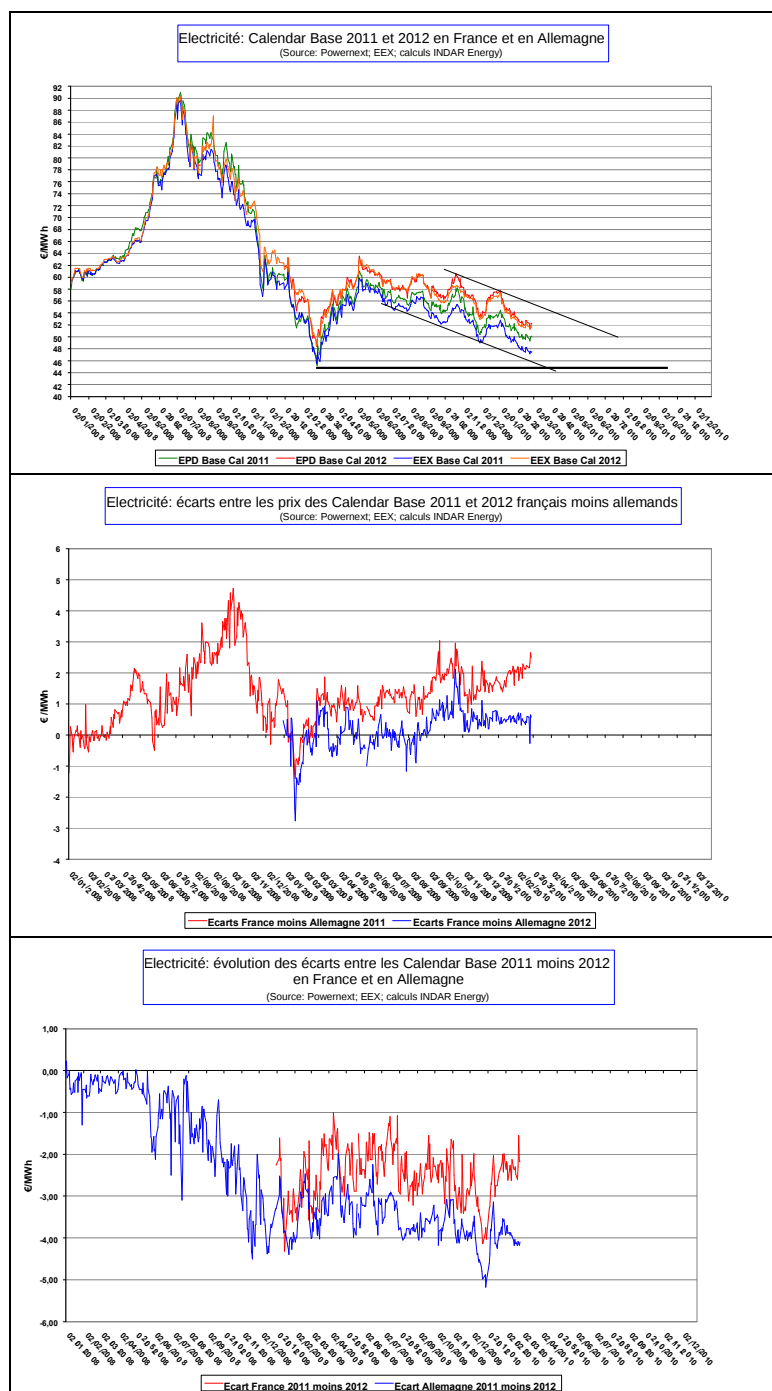
Mis à part OMEL qui a bénéficié des conditions climatiques les plus favorables et d'une consommation qui peine à se redresser, l'ensemble des pays européens a connu un mois de février plus cher en 2010 qu'en 2009.

Sur la moyenne depuis le début d'année, seules la Scandinavie, l'Italie et la Suisse affichent des prix supérieurs à ceux de la France.

Moyenne Day-Ahead 2010 et écart par rapport à EPEX									
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	EPEX	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
Moyenne 2010	42,91	41,83	60,88	28,16	49,47	62,88	46,38	55,25	45,89
Moyenne-EPEX	-6,56	-7,64	11,42	-21,30	0,00	13,42	-3,09	5,78	-3,58

¹ EPEX : European Power Exchange (France); APX : Amsterdam Power Exchange (Pays Bas); EEX : European Electricity Exchange (Allemagne); OMEL : Operador del Mercado Iberico de Energia (Espagne); NP : Nordpool (Scandinavie); GME : Gestore Mercato Elettrico (Italie) ; TGE : Towarowa Gielda Energi (Pologne) ; Swissix : EEX pour la Suisse ; Belix : Belgique.

1.3 - Marché à Terme



La tendance générale des prix de l'électricité est toujours baissière.

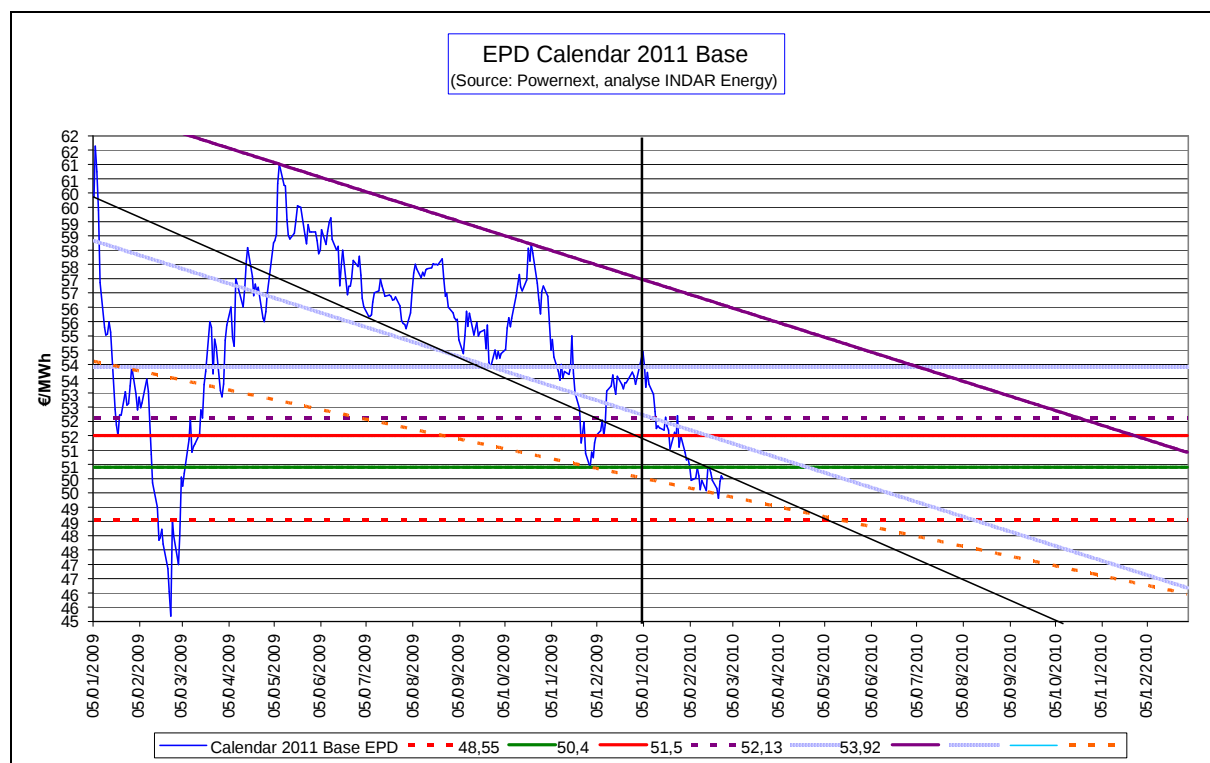
En France, la question est de savoir si les prix de l'électricité en base peuvent atteindre le niveau supposé appliqué par la Loi NOME. Si celle-ci était retardée à 2012, c'est-à-dire que le TRTAM pourrait être prorogé jusqu'à fin 2011, les prix du Calendar 2012 pourraient subir une forte pression baissière. Il n'y a donc pas lieu de se précipiter même si la teneur du texte actuellement en discussion laisse penser que l'application de l'allocation de base se fera en amont (le fournisseur) et non en aval (le consommateur).

Les écarts entre les Calendar France moins Allemagne montrent que l'année 2011 s'écarte et a franchi le seuil de 2€/MWh, alors que l'année 2012 reste stable autour de 0.60€/MWh.

La tendance actuelle de l'année 2011 est considérée par nombre d'opérateurs comme pouvant monter vers 3€/MWh.

Les écarts de la structure de prix Calendar 2012 moins 2011 ont peu évolué au cours du mois de février. Les spread n'ont pas été inférieurs à 2€/MWh pour la France, et n'ont pas dépassé 4€/MWh pour l'Allemagne.

Nous avons présenté le graphique ci-dessous le mois dernier. Nous n'avons rien changé d'un mois sur l'autre, et nous constatons que notre conclusion d'une oscillation dans le triangle compris entre la ligne Noire et le pointillé Orange se confirme. L'objectif d'un niveau de prix de 49€/MWh pour le Calendar 2011 à la mi-avril reste valable.



Rappelons simplement que le point bas d'analyse graphique est 48.55€/MWh.

La bataille fera rage autour de ce seuil pour deux raisons majeures :

- le prix des Calendar 2011 ne peuvent être inférieurs au prix proposé par EDF pour valoriser le nucléaire « ancien » ;
- le prix du nucléaire ne doit pas être supérieur au prix de la production au gaz naturel ;

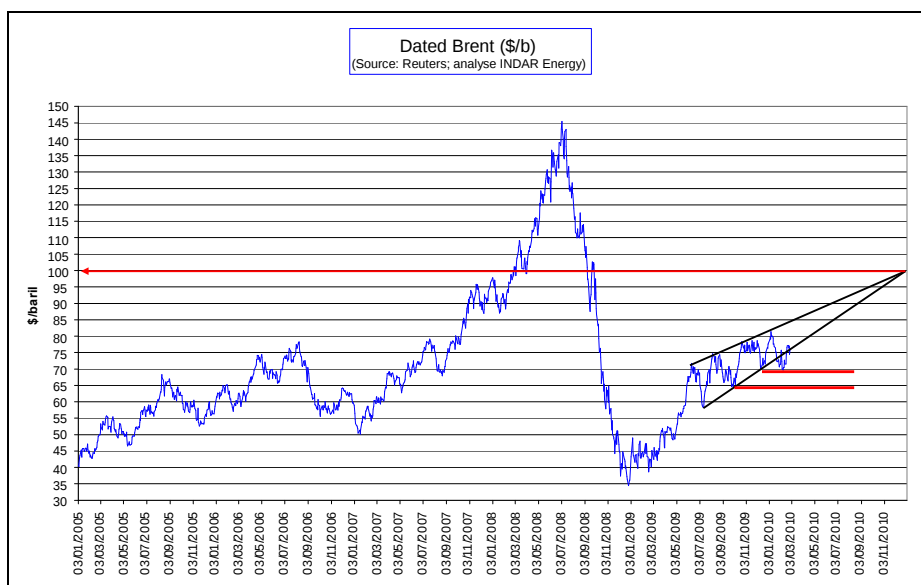
Alors que faire ?

EDF montre qu'elle gagne de l'argent dans les pays libéraux où les marchés sont ouverts, et ne dégage que peu de profits en France. Les investissements engagés par cette société au Royaume-Uni, en Allemagne et ailleurs, vont mobiliser des moyens financiers qu'elle ne peut plus financer seule. De fait, la demande de GDF - Suez d'être seul maître à bord d'une centrale en France choque la CGT mais est appréciée par l'ensemble des autres grandes « utilities ».

On ne peut pas s'attendre à un grand mouvement de hausse des prix de l'électricité actuellement car la reprise économique peine à apparaître et ce ne sont pas, hélas, les entreprises françaises qui tirent le chariot.

2 - Charbon, pétrole et produits pétroliers

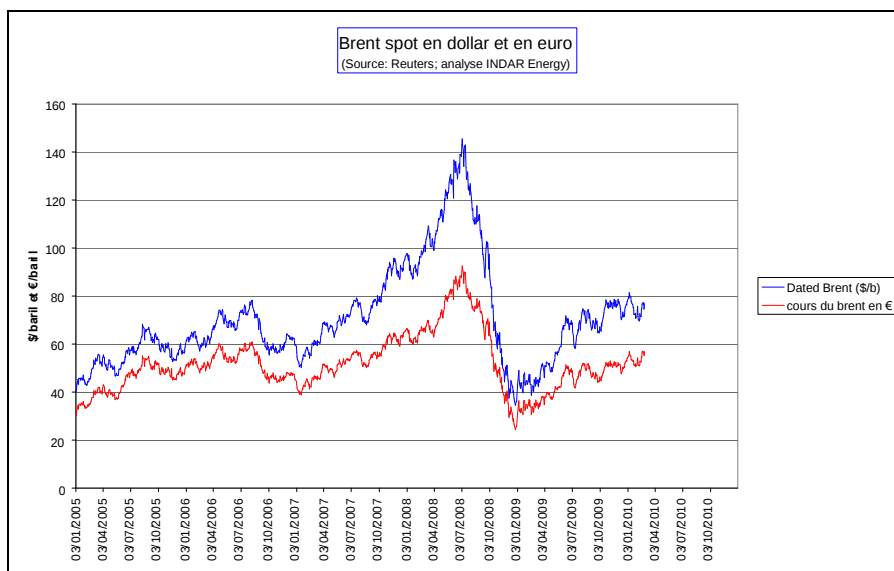
2.1 – Pétrole et produits pétroliers

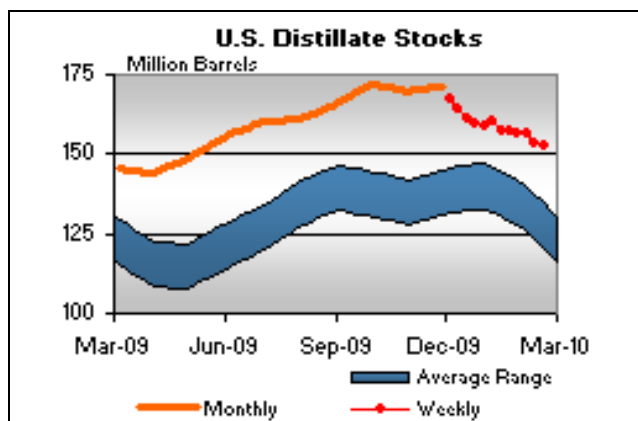
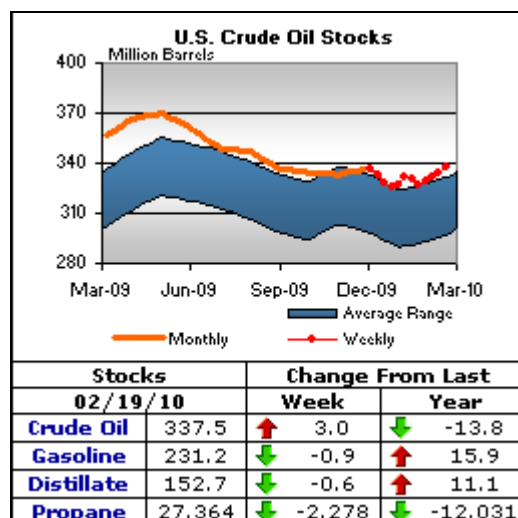
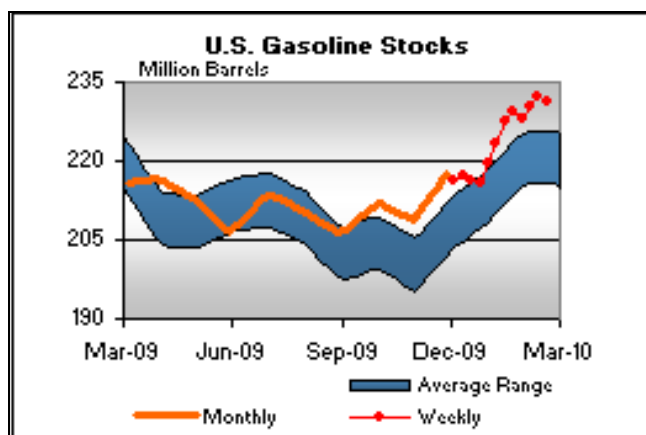


Nous avons envisagé le mois dernier la possibilité d'une baisse des prix du Brent Spot vers 70\$/baril. Ce niveau ayant été atteint, le marché est reparti pour remettre le pétrole dans le droit chemin de la pointe vers 100\$/baril en décembre.

Un point est cependant troublant : la dégradation de l'euro face au dollar ne s'est pas accompagnée d'un repli des prix du pétrole. La crise de la dette grecque en est une des raisons principales. On constate donc que les prix du pétrole en dollar plafonnent pendant que les prix en euro montent.

Attention donc aux mauvaises surprises d'une inflation sans création de valeur nationale et générant une dégradation de la balance des paiements.



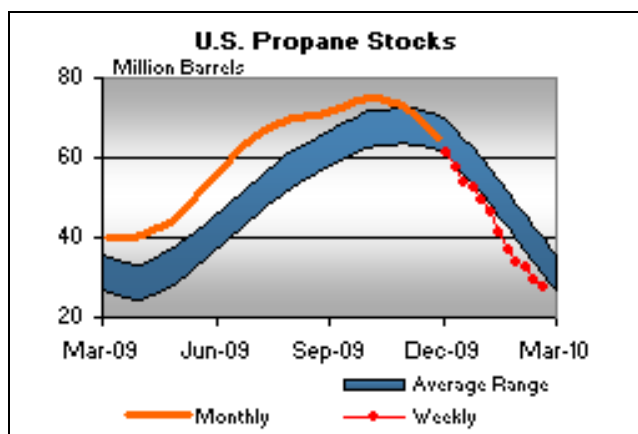


Données américaines publiées le 24/2/2010
(Source : EIA)

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés restent sensiblement supérieurs aux maxima historiques.

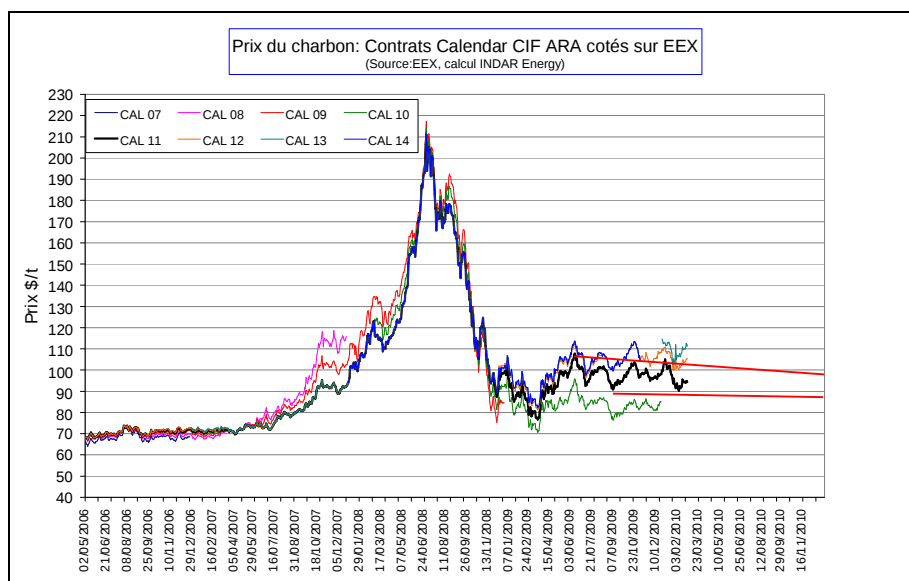
Cela induit deux comportements :

- les opérateurs de marché ne voient plus le WTI comme un pur élément de spéculation car un retour de flamme (baisse violente des prix) n'est plus exclu ;
- l'image renvoyée par ces niveaux de stocks renvoie à celle d'une économie moins consommatrice de pétrole, donc moins émetteur de CO₂.



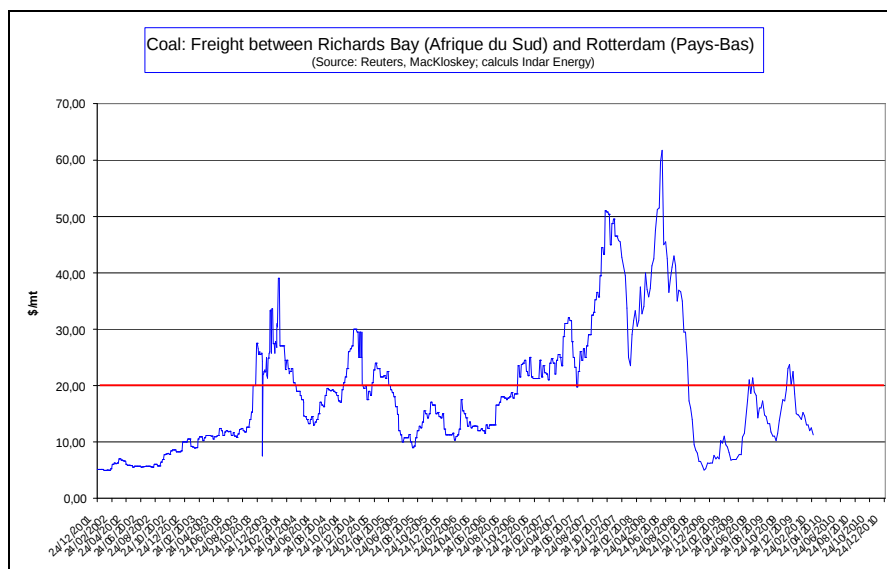
En définitive, on devrait plutôt penser à la question suivante : les Etats-Unis repartent ? oui mais, avec une modification des habitudes de consommation des ménages qui vivent au quotidien le chômage et la crise. Ils optimisent l'utilisation de leur véhicule et apprennent que 19°C peuvent suffire pour chauffer une maison.

2.2 – Le marché du charbon².



Les prix du charbon ont été en bas de cycle ce mois-ci. Pour autant, la tendance actuelle reste la même : une convergence des prix Calendar vers une fourchette 90 - 100\$/mt dans la fin d'année.

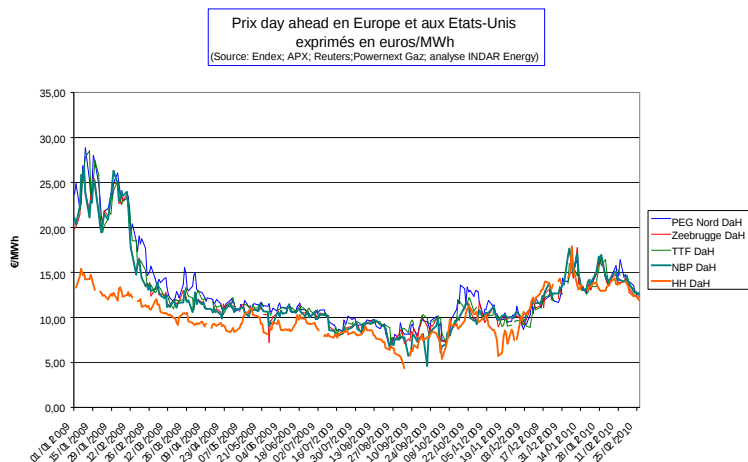
Les prix de transport sont repartis à la baisse après avoir retrouvé brièvement le niveau de 20\$/tm. Les analyses actuelles montrent que le marché est en Asie, et en particulier en Chine, et nettement moins sur l'Europe. Un maintien vers 10\$/tm est envisagé par plusieurs opérateurs, surtout que nous sortons de l'hiver et que les besoins en charbon devraient diminuer.



² ARA : Amsterdam Rotterdam Antwerp
CIF : Cost Insurance Freight
FOB : Free On Board
RB : Richards Bay

3 - Marché du gaz naturel

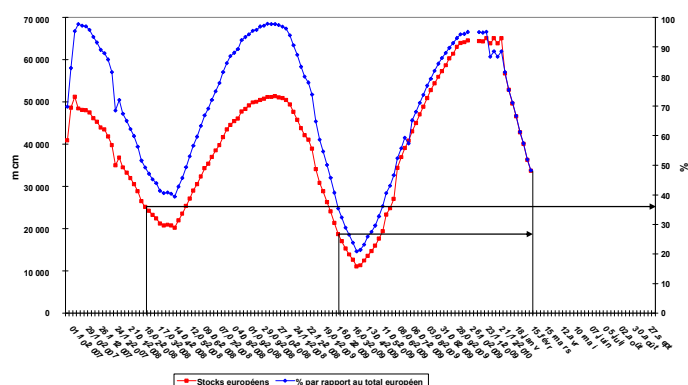
3.1 – Le marché spot



Moyennes mensuelles des day ahead

€/MWh	PEG Nord DaH	Zeebrugge DaH	TTF DaH	NBP DaH	HH DaH
janv-09	24,17	22,87	23,59	22,85	13,48
févr-09	19,97	18,12	18,87	18,14	12,03
mars-09	13,50	12,15	12,34	12,00	10,35
avr-09	12,07	11,22	11,58	11,07	9,03
mai-09	11,21	10,49	11,11	10,55	9,59
juin-09	10,94	10,66	10,86	10,55	9,26
juil-09	9,67	9,17	9,51	9,11	8,20
août-09	8,75	8,71	8,85	8,65	7,52
sept-09	9,05	8,65	9,31	7,68	6,98
oct-09	11,10	9,61	10,26	9,43	9,22
nov-09	10,42	10,04	9,82	10,26	8,38
déc-09	11,46	11,52	11,11	11,98	12,57
janv-10	14,65	14,88	14,38	15,20	13,95
févr-10	14,19	13,59	14,19	13,89	13,26

Gaz naturel: niveau des stocks européens
et pourcentage par rapport aux capacités totales de stockage
(Source: GSE; calculs INDAR Energy)



L'épisode de vagues de froid intense sur l'Europe et les Etats-Unis, a entraîné une baisse des day ahead moyens mensuels en février.

La demande s'est équilibrée assez facilement en Europe, et surtout au Royaume-Uni, où les grands pipelines et les méthaniers ont fourni plus de gaz que le pays ne pouvait en absorber.

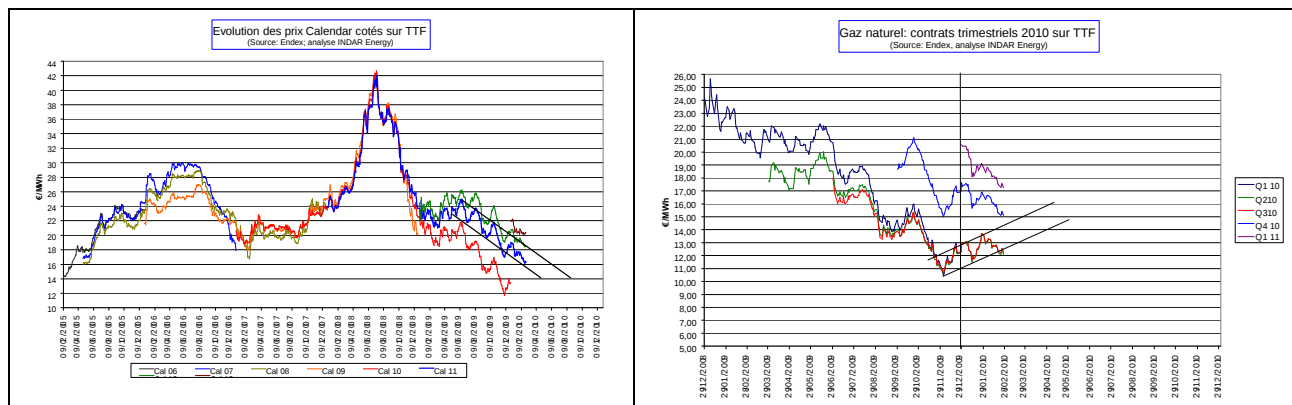
On a donc assisté à des exportations par l'Interconnector vers le Continent.

Les stocks européens de gaz publiés par GSE montrent que nous conservons un niveau très élevé tant en pourcentage qu'en volumes.

En 2009, nous vivions à cette époque de l'année les différents entre l'Ukraine et la Russie. Cette année, rien ne s'est produit de tel et les températures très basses n'ont pas entraîné une trop forte dégradation des stocks.

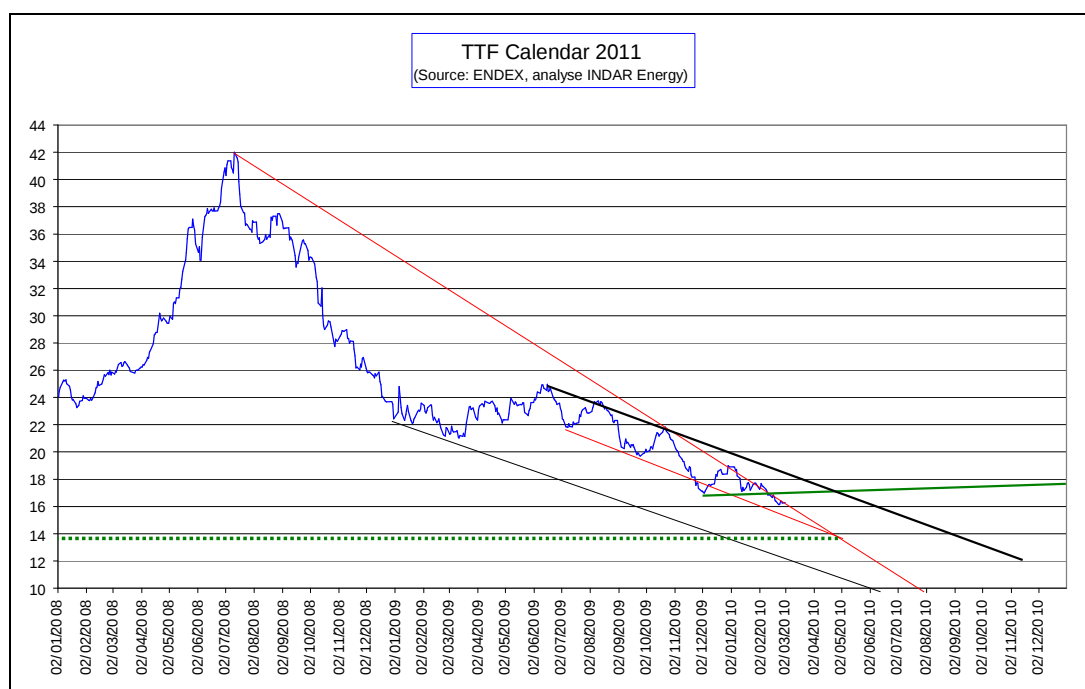
La plupart des opérateurs, considèrent que nous n'avons aucun risque réel de rupture d'approvisionnement des clients finaux avant la fin de l'hiver. De plus, si le niveau des stocks reste élevé, les stocks à reconstituer seront plus faibles et la demande des mois à venir sera plus faible, entraînant une moindre pression sur les prix.

3.2 - Le marché à terme



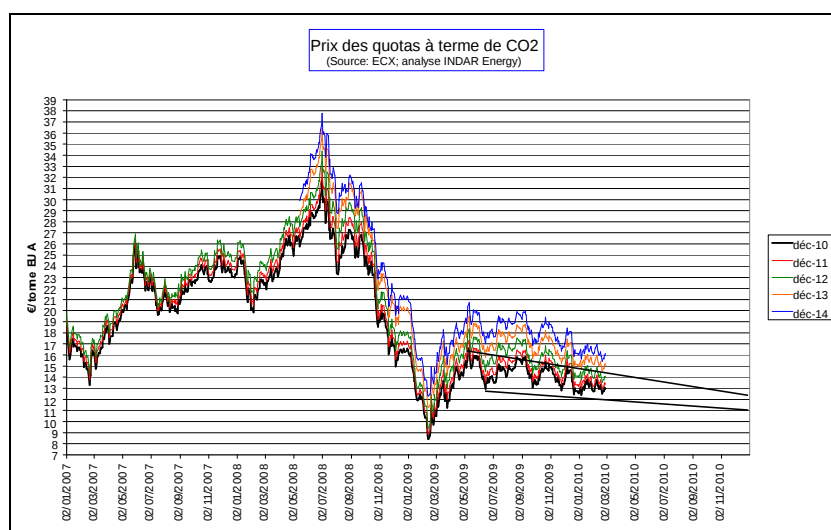
La tendance générale des prix des contrats à long terme de gaz a continué sa baisse tendancielle au mois de février. On peut cependant observer que les contrats trimestriels d'été (Q2 et Q3 2010) montrent un mouvement haussier alors que ceux d'hiver sont baissiers.

L'analyse graphique permet de dégager une tendance de baisse inscrite dans un triangle qui tend vers 14€/MWh pour le début du mois de mai 2010. Si ce niveau de prix est atteint, et on peut le supposer, les prix du gaz n'auront pas été aussi bas depuis décembre 2009.



Les vendeurs à découvert vont probablement « jouer le coup », et l'ouverture du marché TTF sur la bourse de Londres ICE ne va pas les décourager.

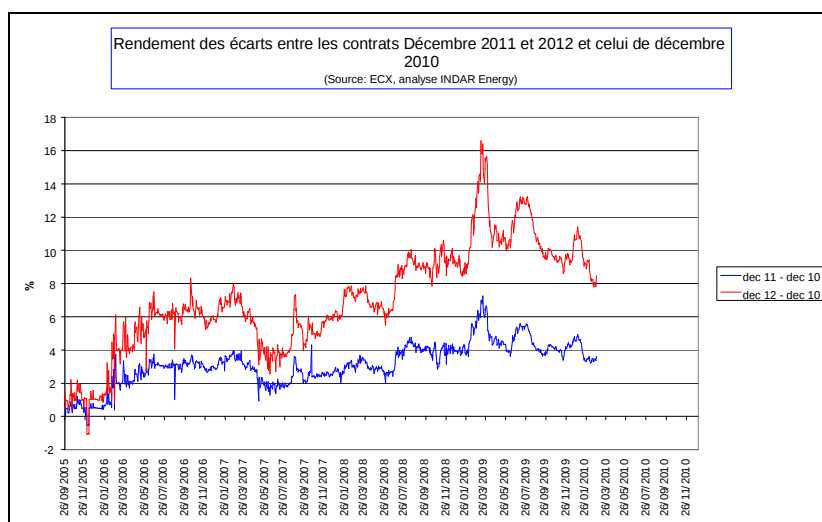
4 - Quotas de CO2 phase II (2008-2012)



Les prix des quotas de CO2 ont continué leur lente baisse au moment où les pays commençaient la livraison des quotas 2010. Les banques, qui avaient anticipé une vente importante de quotas du fait d'excédents notoires des industriels, ont été amenées à couvrir leurs positions vendeuses à découvert. En effet, à ce niveau bas de prix, entre 12.50 et 13.50€/tonne EUA, les entreprises préfèrent conserver leurs quotas pour la Phase III ou attendent de les vendre à des niveaux de prix plus rémunérateurs.

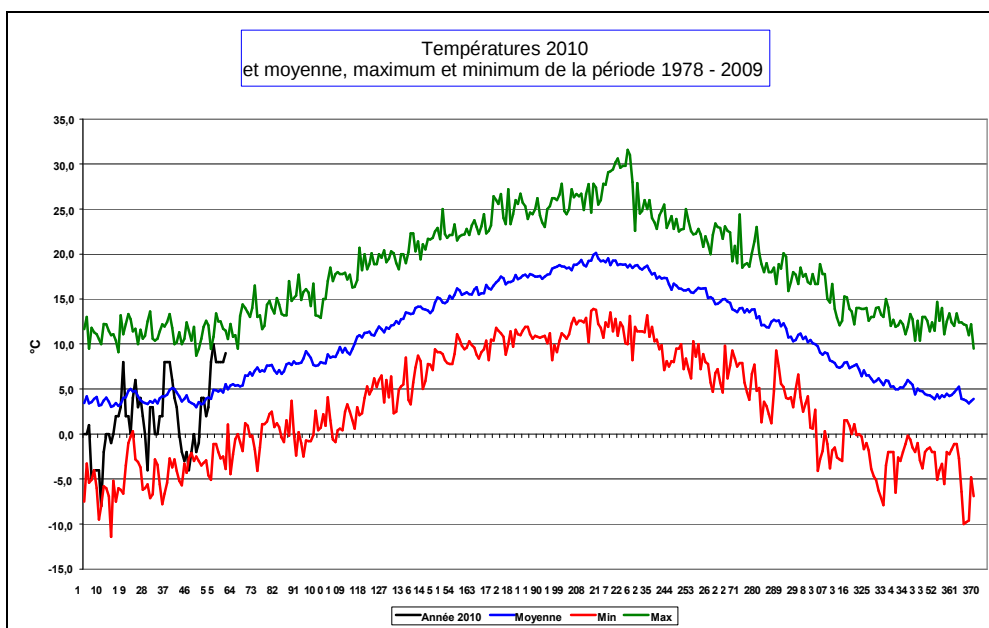
De plus, il existe un arbitrage, dont nous avons déjà parlé, qui attire les banques et les hedge funds : l'achat de contrats décembre 2010 et la vente simultanée de contrats décembre 2012. Le rendement d'un tel placement est sensiblement supérieur à un arbitrage sur emprunt sans risque et les gestionnaires de fonds aiment bien ce type d'approche.

Le graphique ci-dessous montre que nous sommes passé d'un rendement sur 2 ans de 11.5% à environ 8%, c'est-à-dire des rendements annuels supérieurs de 2 à 3% à ceux obtenus par des arbitrages sur papiers d'Etat, et presque aussi bien que de la dette grecque, sans les risques.



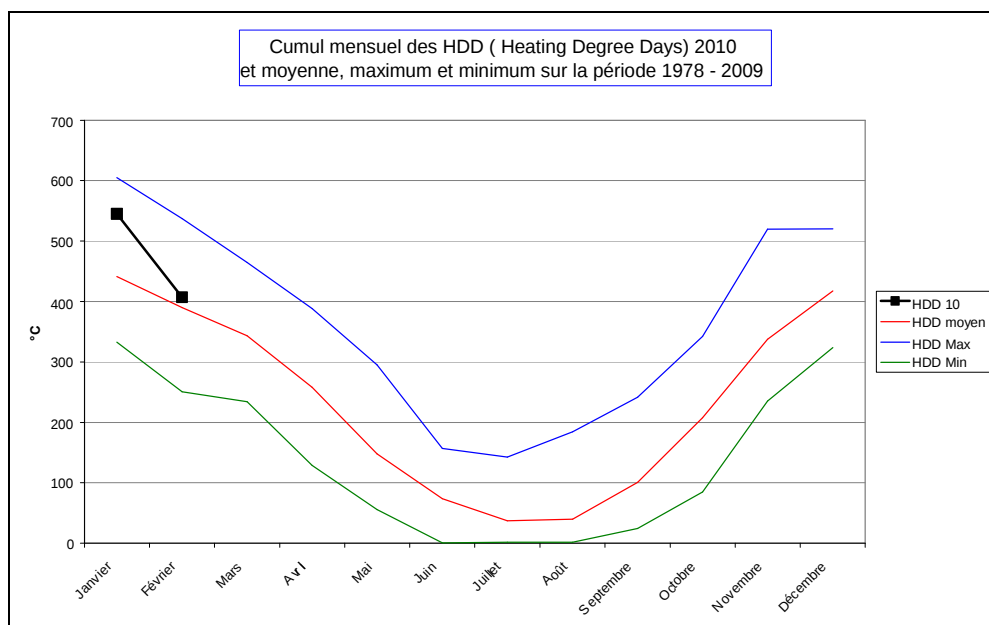
5 - Climat

5.1 - Le point sur la France.

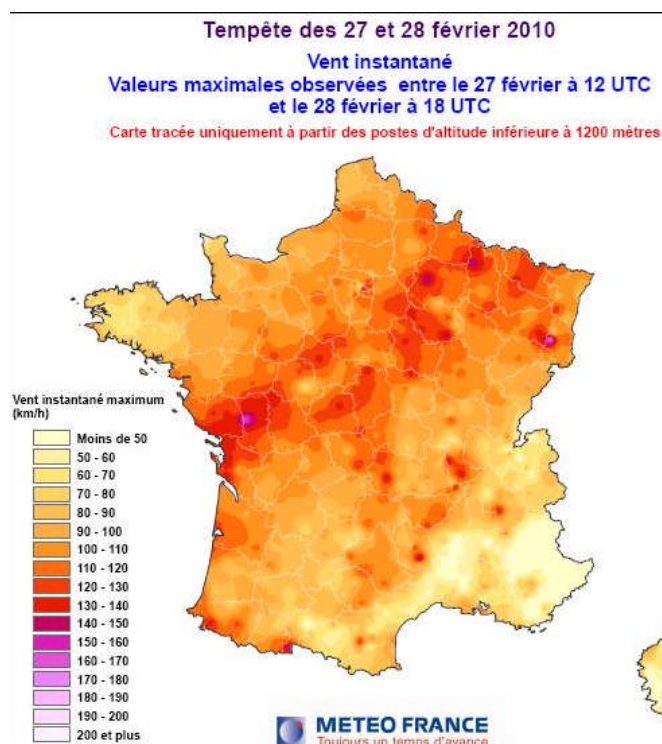
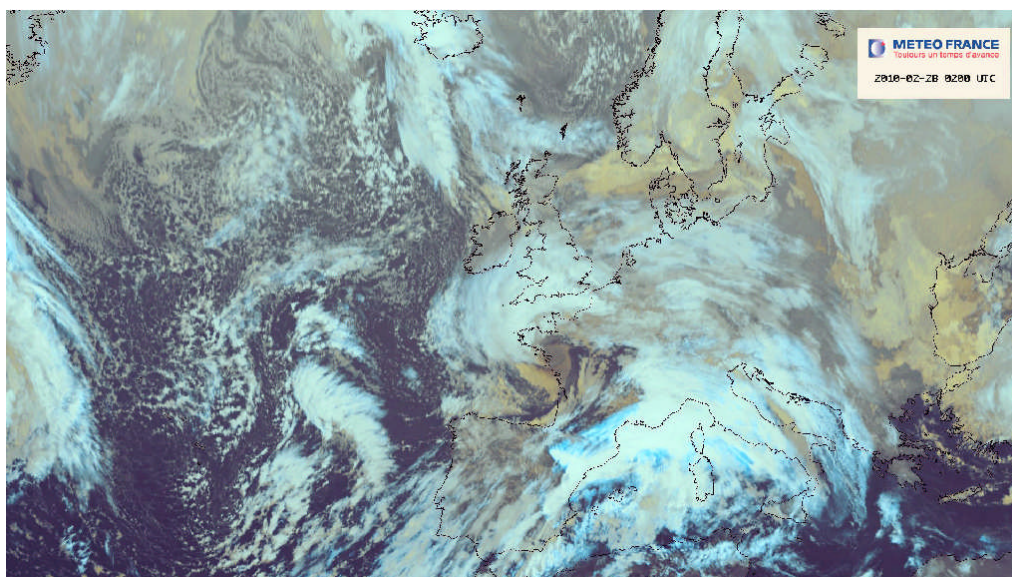


Pour Météo-France, pour la période février à avril 2010, en métropole, on s'attend pour le trimestre à venir à des précipitations plus élevées que les normales saisonnières, mais aucun scénario ne se dégage pour les températures.

On a tout de même constaté que les températures ont été plus basses en février que les normales saisonnières, entraînant des réactions sur les différents marchés énergétiques.



Tempête du 27 - 28 février 2010

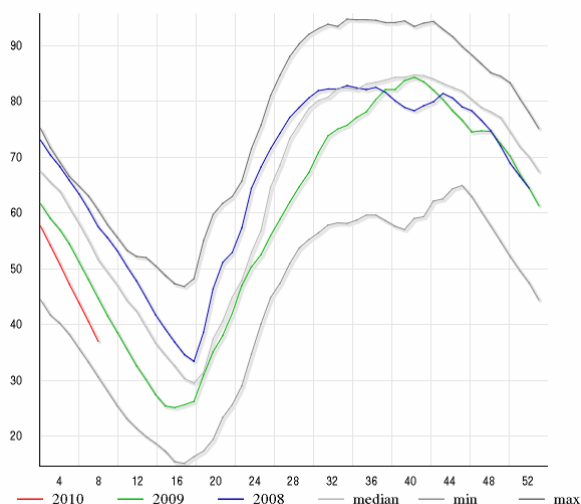


Après avoir frappé le Portugal et l'Espagne, une violente tempête, baptisée Xynthia, a traversé la France le 28 février entre 0h et 17h, selon un axe orienté sud-ouest/ nord-est. Les rafales de vent les plus fortes ont touché une large bande allant de la Charente-Maritime aux Ardennes. La Vendée, la Charente-Maritime, les Deux-Sèvres et la Vienne ont été placées en vigilance rouge vents violents. Par ailleurs, 70 départements ont été placés en vigilance orange, soit 74 sur 90 départements.

Cette profonde dépression était d'une taille et d'une intensité peu commune en cette fin d'hiver, sans atteindre pour autant le caractère exceptionnel des tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999, et Klaus de janvier 2009. La tempête a produit des fortes vagues, mais également des élévations importantes du niveau de la mer, qui, se trouvant en phase avec le pic de marée, ont eu un impact important sur les côtes.

Les rafales maximales relevées en plaine, de 160km/h sur le littoral et 120km/h dans l'intérieur des terres, avec localement 130km/h, sont inférieures à celles enregistrées lors des événements de 1999 et 2009, où l'on relevait près de 200km/h sur le littoral et 150 à 160km/h à l'intérieur des terres. (Source : Météo-France)

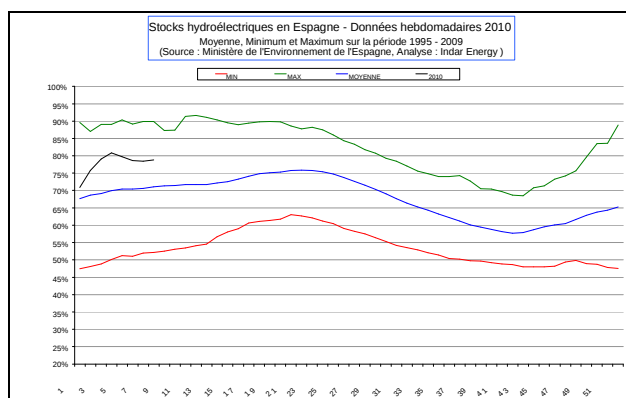
5.2 - Le point sur les réserves d'hydroélectricité



Pourcentage des disponibilités dans les barrages scandinaves

Source : Nordpool
100% = 12/4/2004 : 121 176 GWh.
Valeurs minimales, maximales et moyennes sur la période 1990 - 2006.

Le manque de stocks hydrauliques en Scandinavie pèse lourdement depuis de nombreuses semaines sur les prix day ahead. La tendance actuelle liée à des températures locales qui restent en dessous de zéro sans précipitation laisse mal augurer du printemps et de la fonte des neiges.

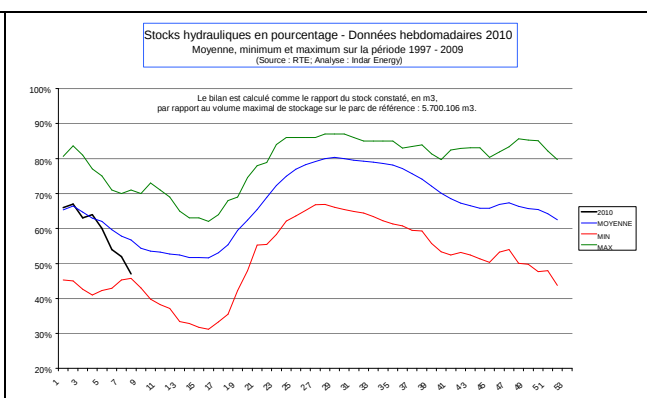


Niveau des barrages espagnols

Source : Ministère de l'Environnement de l'Espagne
100% = 17 391 GWh
Valeurs minimales, maximales et moyennes sur la période 1995 - 2008.

Les précipitations de février ont permis aux réservoirs ibériques de conserver leur niveau de janvier.

On peut donc s'attendre à des niveaux de prix de l'électricité encore bas au mois de mars si le vent reste présent.



Niveau des barrages français

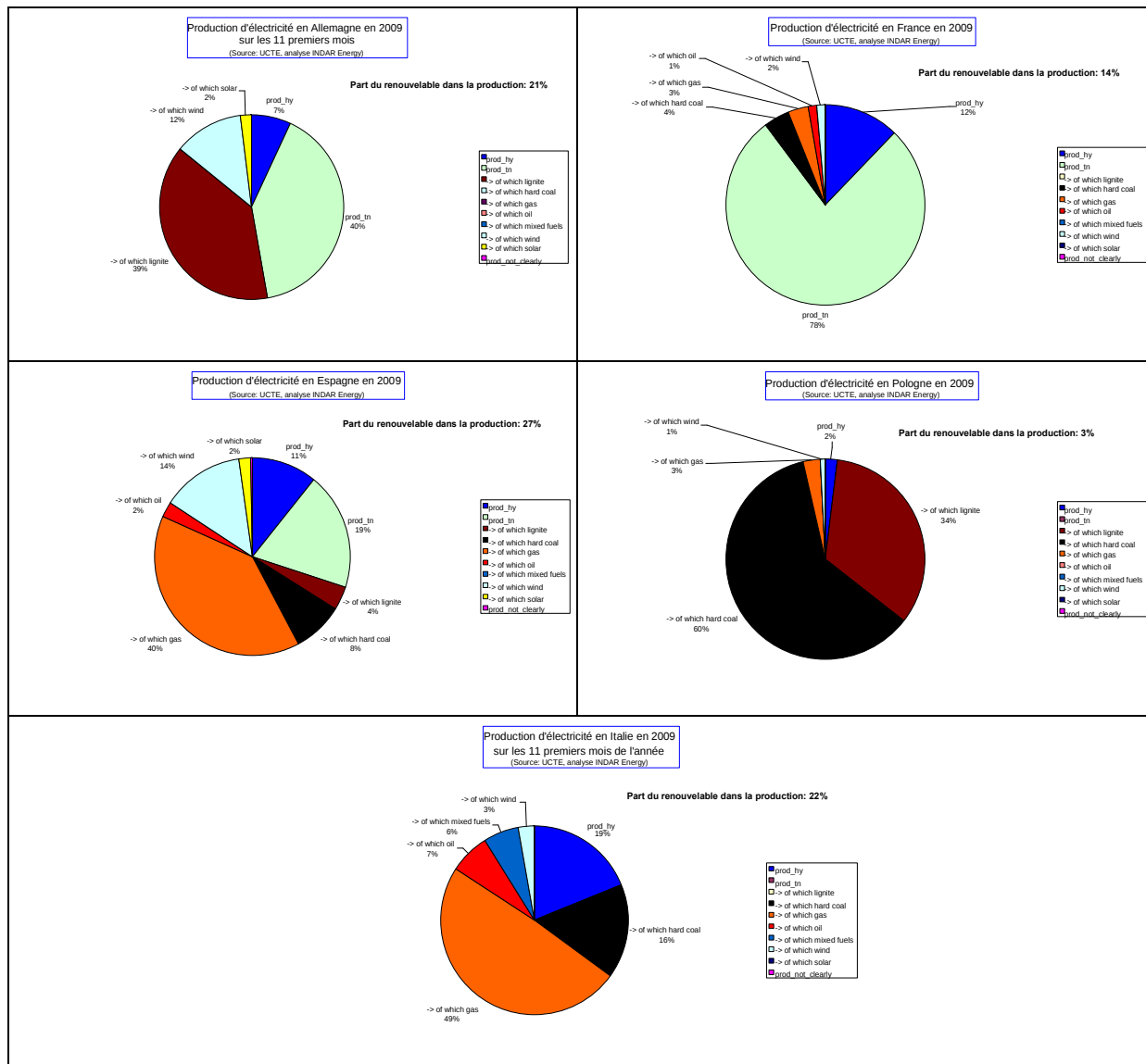
Source : RTE - Le bilan est calculé comme le rapport du stock constaté, en m3, par rapport au volume maximal de stockage sur le parc de référence : 5.700.106 m3.

L'utilisation intensive de la production hydraulique des barrages au mois de février va potentiellement mettre le marché français en difficulté dans les semaines à venir.

Nous pouvons envisager une hausse des day ahead dès le mois de mars si les centrales nucléaires commencent leurs cycles de rechargement et d'arrêt de tranche, et que les précipitations ne sont pas fortes.

5 - Energies renouvelables

En 2009, la production d'électricité à partir des renouvelables a été importante pour l'Allemagne (21%), l'Espagne (27%) et l'Italie (22%); faible en France avec 14% et inexistante en Pologne (3%). Comment atteindre les objectifs européens de 20% en 2020, et plus particulièrement en France les 23% demandés ?



On remarquera que les pays où les day ahead sont les plus bas actuellement sont l'Allemagne et l'Espagne. L'Italie, malgré ses 22% de production renouvelable, subit le poids d'un prix du gaz naturel 1.5 fois supérieur à celui de Zeebrugge.

En France, la croissance de l'électricité renouvelable va passer par le développement de l'éolien, dont la filière se plain d'un manque de support, par un déploiement accru du solaire avec des prix de rachat en baisse, et surtout par la construction de nombreuses cogénérations biomasse. Mais la France sera-t-elle au rendez-vous en 2020 ?



6 - Actualités

CO2

Le Canada a déposé aux Nations Unies ses objectifs de réduction de gaz à effets de serres qui sont calqués sur ceux des Etats Unis : réduction de 17% en 2020 sur la base du niveau des émissions produites en 2005 ;

GDF Suez a acheté 900 000T de CER pour 12.5M€ au producteur d'hydroélectricité brésilien CERAN

ELECTRICITE

Edison : les résultats nets de l'exercice 2009 à €240M pour un chiffre d'affaires de plus de 8.8MM€ sont en baisse de 30% par rapport à l'année passée. Une baisse de la consommation : 8.10% en gaz et 6.7% en électricité, combinée à un prix moyen du K W en baisse lui aussi (jour le jour) de 30% ont contribué à détériorer les profits de la société.

France : la demande d'énergie en France en 2009 a baissé de 4% à 248,3MT équivalent pétrole. La production d'électricité nucléaire a baissé de 6.8% à 399TW. Il en est de même pour « l'électricité renouvelable » : en baisse de 6% à 69.3TW dont Hydro -9,2% à 61.2TW et Eolien en hausse de 33% à 7.6TW.

EDF les résultats nets pour l'exercice 2009 sont en hausse de 12.1% à 3.9MM€, malgré une baisse de la rentabilité en France mais grâce à une meilleure profitabilité à l'étranger (UK) l'EBITDA a progressé de 22.2% à 17.4MM€ et les dettes financières s'élevaient à 42.5MM€.

J P Morgan, la banque américaine va acheter la division matières premières : métaux et produits pétroliers de RBS SEMPRA pour 1.7MM€. Cette division négoce emploie 1150 personnes réparties dans 14 pays. La JV Royal Bank of Scotland et Sempra Energy conserve ses actifs électriques et gaziers aux Etats-Unis.

Poweo : dont le nombre de clients a atteint 414000 en 2009 a clôturé son exercice par une perte de 85M€ pour un chiffre d'affaires en baisse de 2% à 564M€.

GAZ

Les majors gaziers et pétroliers ont publié leurs résultats pour le quatrième trimestre de l'exercice 2009. BP +33% à 3.4MM€, Shell -2% à 3.3MM €, Total 2.1MM€, enfin pour Gazprom le troisième trimestre de l'exercice en cours se clôture par un profit de 5.7MM€.

Tarifs français : des rumeurs font état d'une hausse de 7% des tarifs du gaz en France à partir d'Avril 2010 (source : Les Echos)

The information and opinions contained in this report have been obtained from public sources believed to be reliable, but no representation or warranty, express or implied, is made that such information is accurate or complete and it should not be relied upon as such. This report does not constitute a prospectus or other offering document or an offer or solicitation to buy any securities or other investment. Information and opinions contained in the report are published for the assistance of recipients, but are not to be relied upon as authoritative or taken in substitution for the exercise of judgement by any recipient, they are subject to change without notice and not intended to provide the sole basis of any evaluation of the instruments discussed herein.

This report is for the use of intended recipients and may not be reproduced (in whole or in part) or delivered or transmitted to any other person without the prior written consent of INDAR Energy.