

Study of the impact of shale gas in Europe by 2030 using the GaMMES model.

I. Abada, V. Briat, S. A. Gabriel, O. Massol

November 11 2011

Presented by

Ibrahim ABADA

ibrahim.abada@ifp.fr

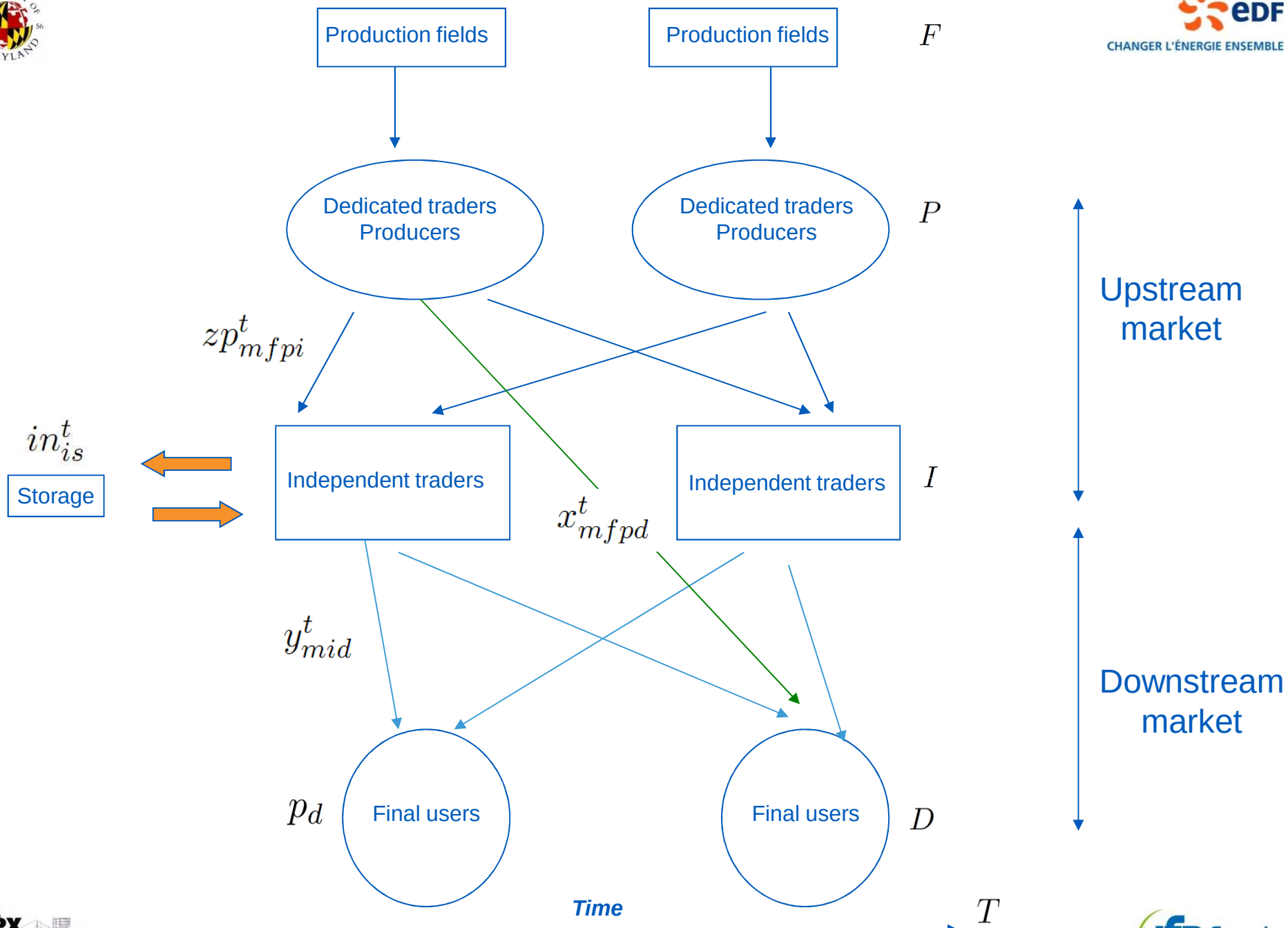
Goal of the study

- Certain countries in Europe have a potential to develop shale gas within the coming years: Poland, Germany, France and the U.K.
- Model the European natural gas trade in Europe with an oligopolistic approach.
- Forecast the evolution of the consumption, prices, production etc. without shale gas.
- Compare it with a scenario where shale gas is exploited in Europe in order to forecast its production and its impacts on the markets' outcome.



The GaMMES model





The model: the production cost

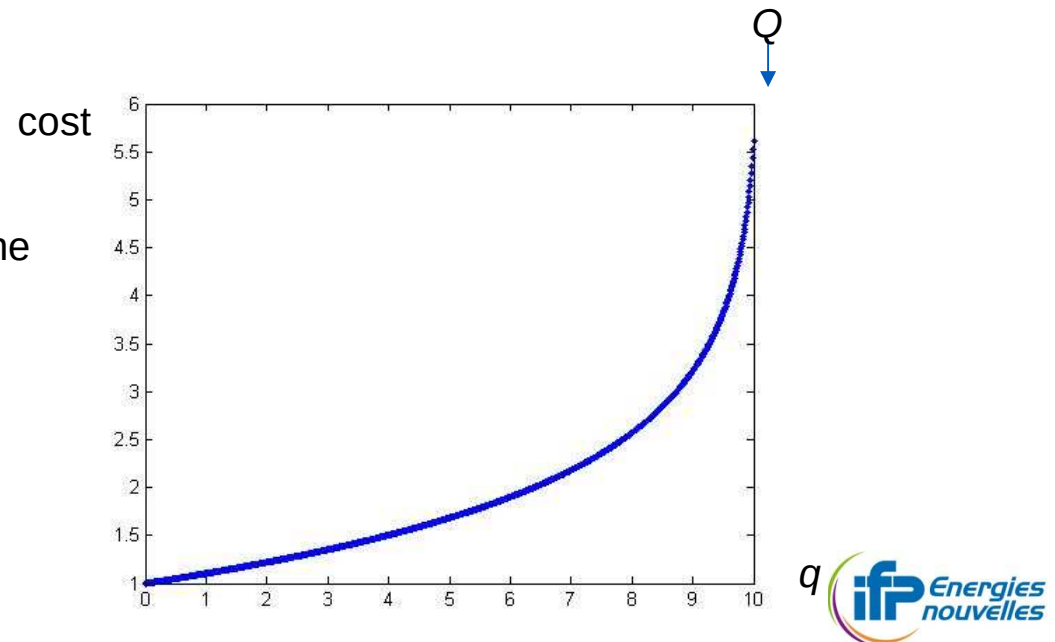
- We have used a Golombek production cost function for each production field.
- It allows to take into account the epuisability of the resource.
- If the volume produced at year t is q , the marginal production cost is calculated thanks to this function:

$$\frac{dC}{dq}(q, t) = a(t).q + b(t).\ln\left(\frac{Q-q}{Q}\right)$$

- parameters a and b are time-dependent and must be calibrated.
- Q is the (finite) reserve of natural gas in the considered field.

Advantages:

- Taking into account the epuisability of the resource in the field while it is exploited.
- Convexity of the cost function.



The model: the demand function

- The demand calibration usually uses:

→ Econometrics (statistics)

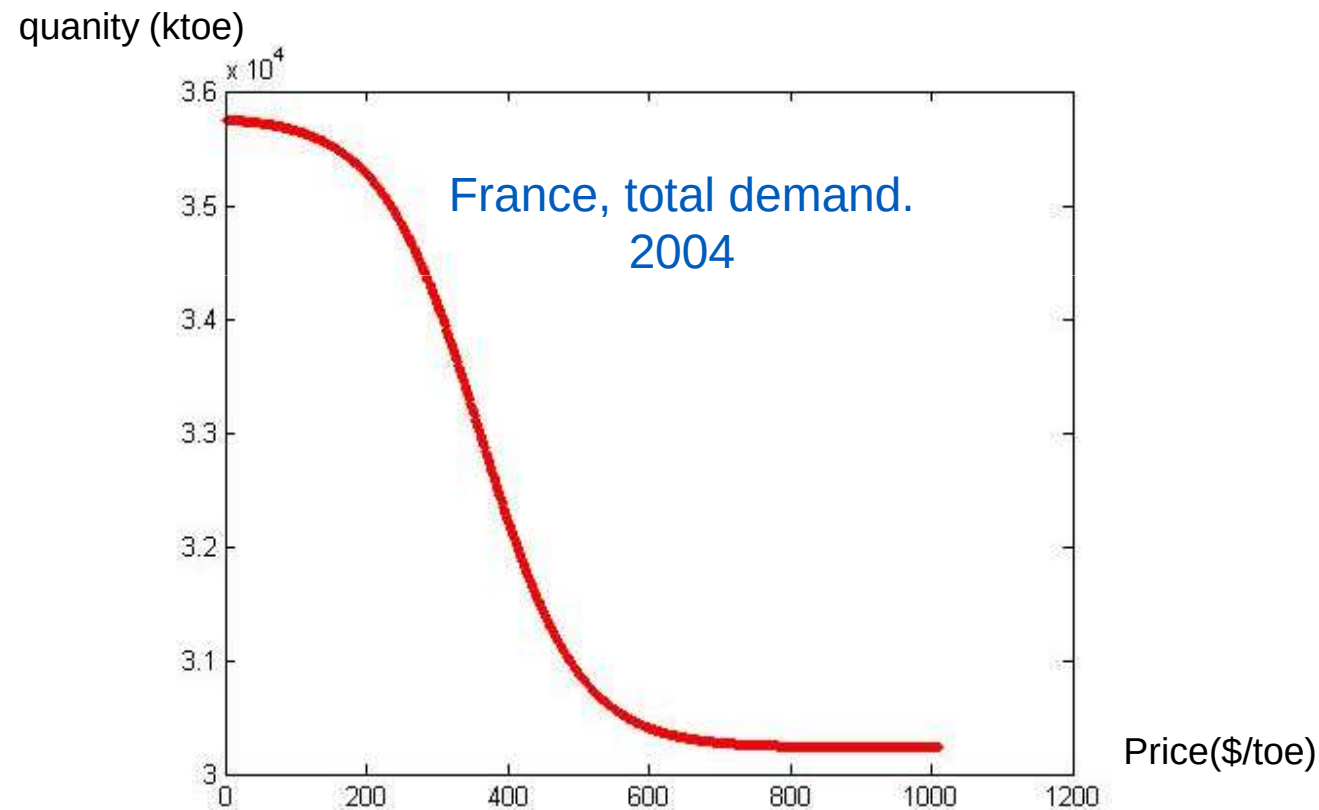
→ System Dynamics

Advantage: The model captures the possible fuel substitution that can be made in the primary fossil energy consumption between the consumption of oil, coal, and natural gas in a given sector.

Idea: Considering the historical evolution of the total primary fossil energy demand and the different fuel prices, the model estimates the possible fuel substitution that can be made between coal, oil and, natural gas via a representation of the burners' investment and depreciation.

Results: functional form

The demand function in natural gas:



$$q = \beta + \alpha(1 - \tanh(\gamma(p - p_c)))$$



Shale gas in Europe



Data

- Reserves and existing production and transport infrastructure.
source: MAGELAN, Koln university.
Capacity expansion's depreciation: MAGELAN/ Söderbergh (2010). (Energy Policy)
- Production and transport costs: CAPEX from MAGELAN (we take into account the inflation index UCCI of CERA).
- The demand calibration: the industrial price is used as a proxy for the market price. Source: OECD. (IEA, Energy statistics).

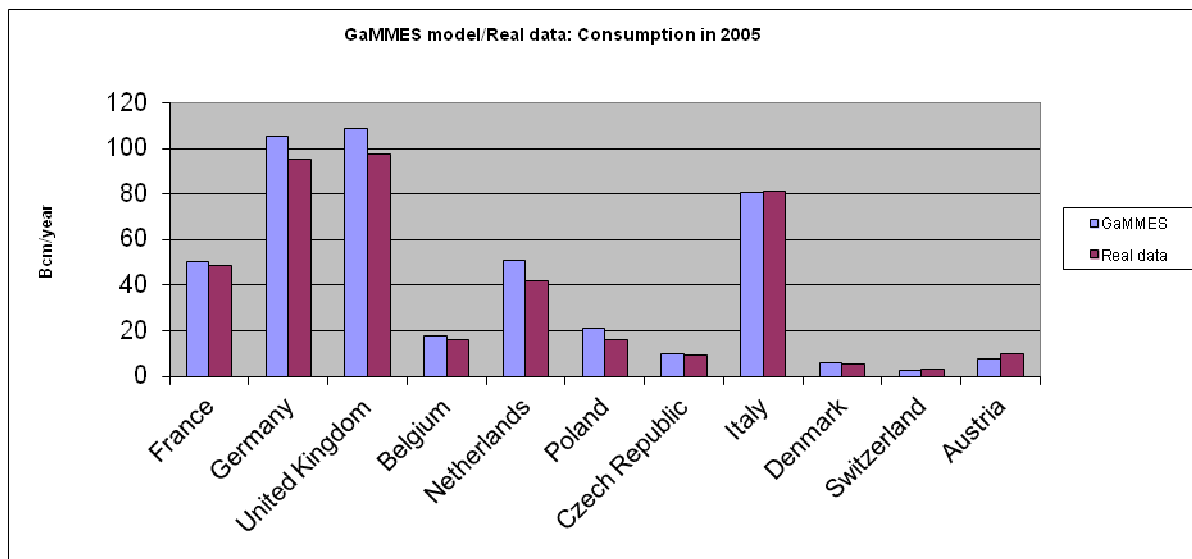
Shale gas: « Breaking with convention », CERA, october 2010.

- Long-term marginal production cost curves, reserves and scenarios of the production capacity expansion. Differentiation by country.

Perimeter

Consumers	Producers	Time	Seasons
France	Russie	2000-2045	Winter
Germany	Algeria		Summer
UK	Netherlands		
Belgium	Norway		
Netherlands	United Kingdom		
Poland	Poland		
CZ Republic	Germany		
Italy	France		
Denmark	Caspian area		
Switzerland	Qatar		
Austria	Rest of the world		

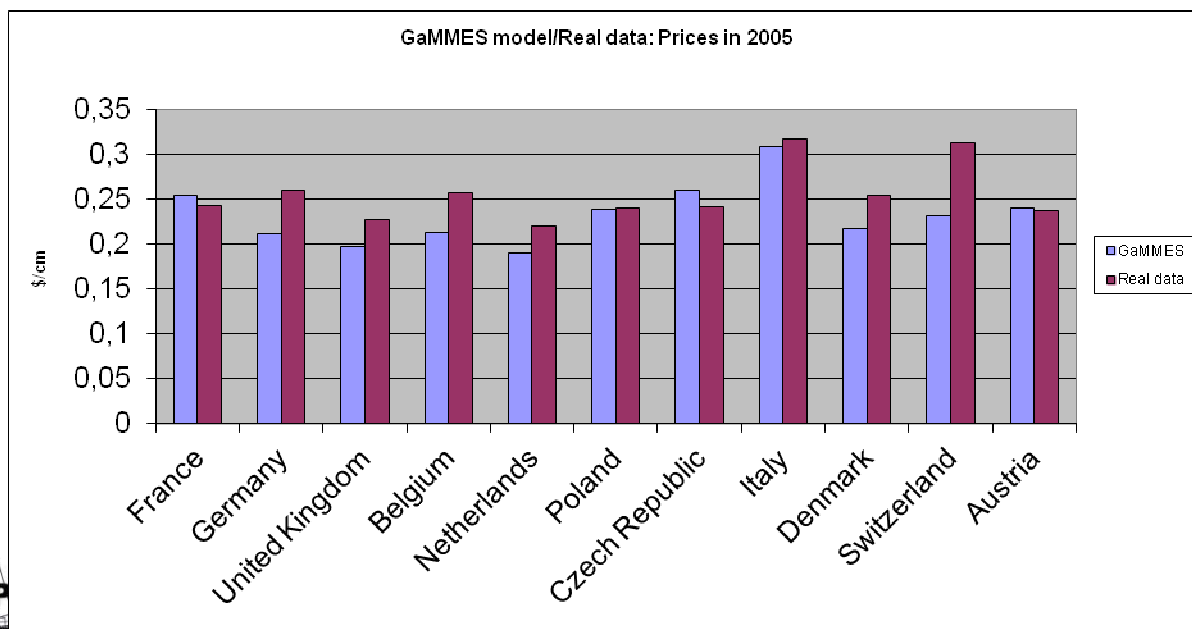
Tests of the model : 2005-2010



Consumption

Error

10%



Price

Error

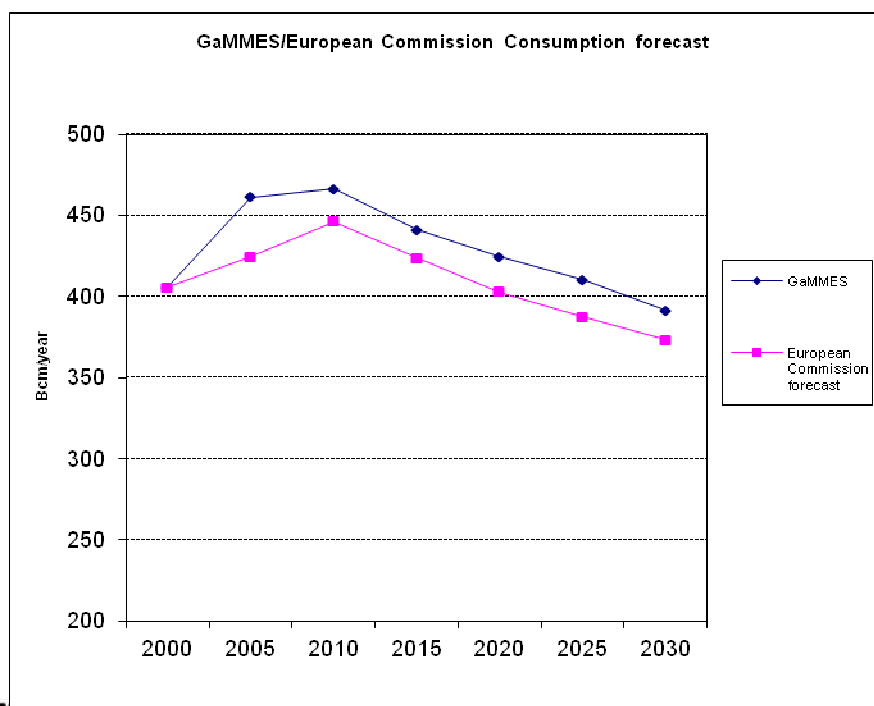
9%

Comparison between models

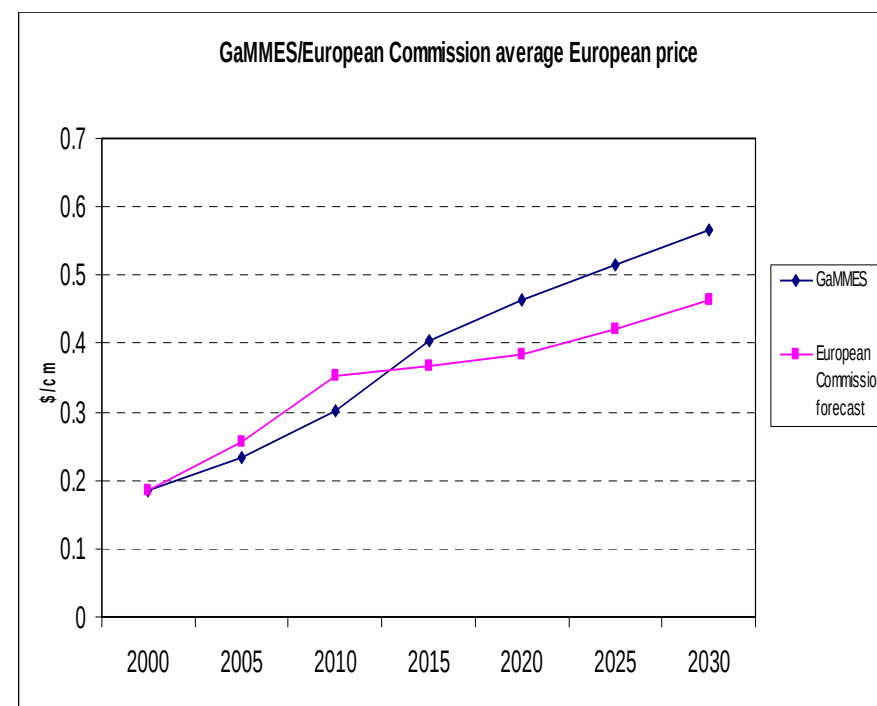
2 forecasts:

- The European commission update 2009 (consumption) and 2007 (prices).
- The GaMMES model.

Consumption

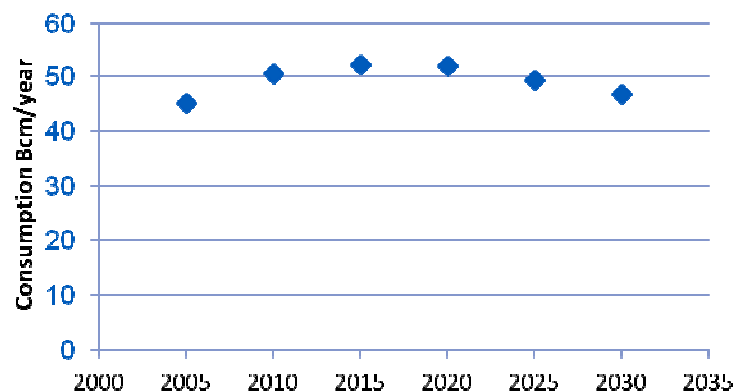


Price

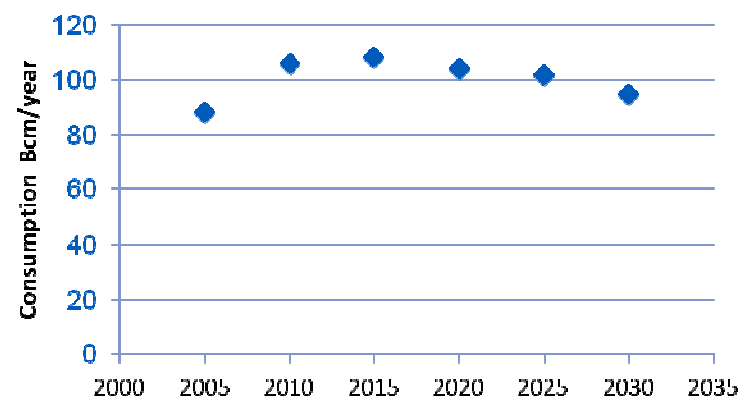


Consumption forecast

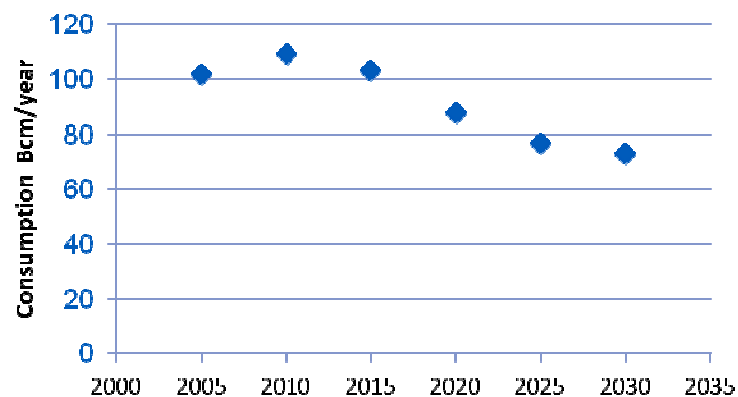
France



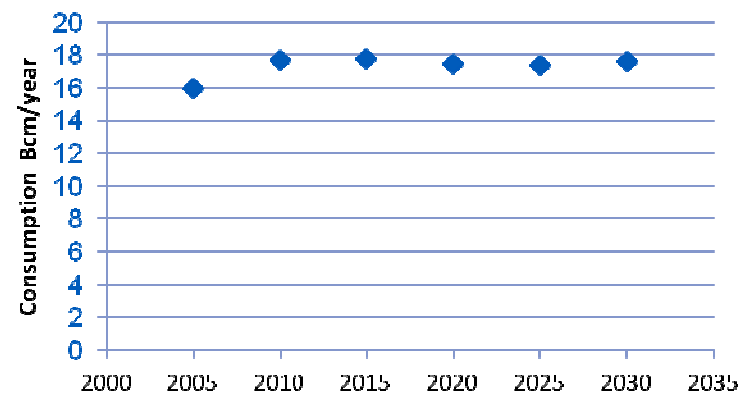
Germany



UK

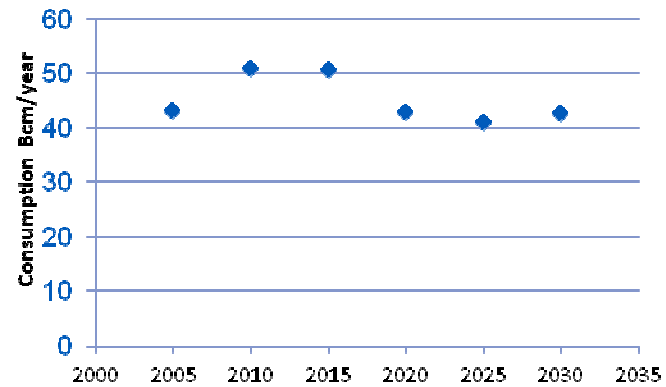


Belgium

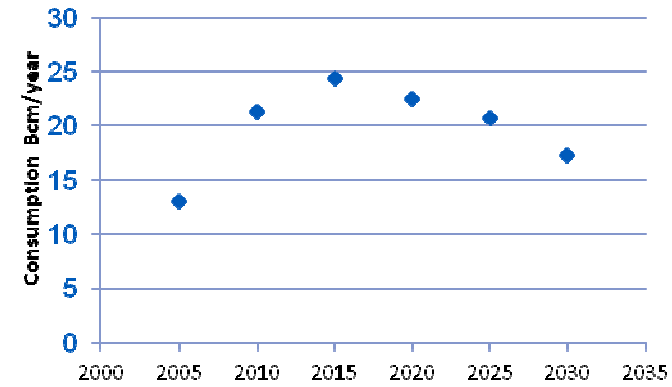


Consumption forecast

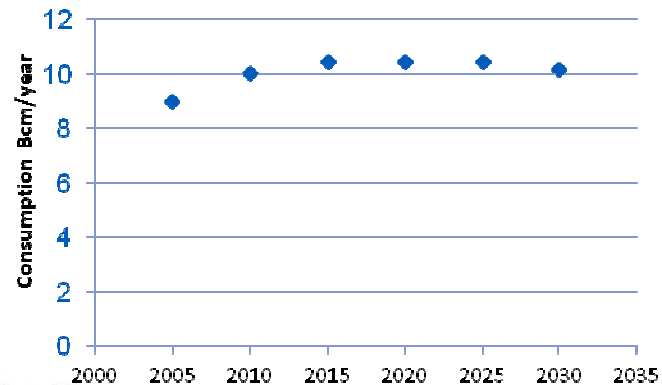
Netherlands



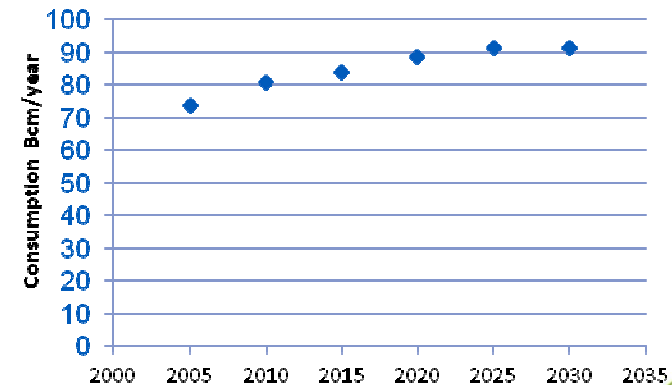
Poland



CZ Republic

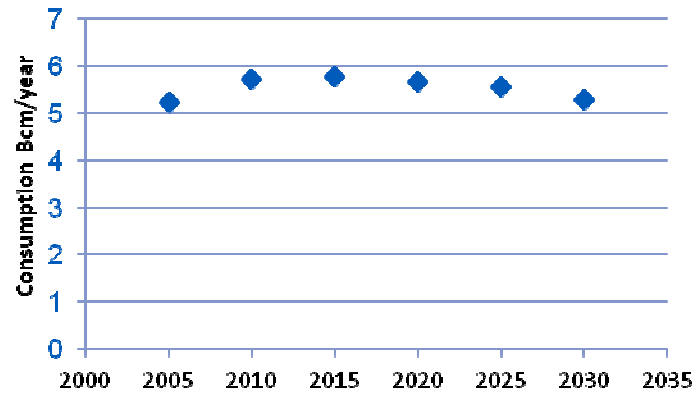


Italy

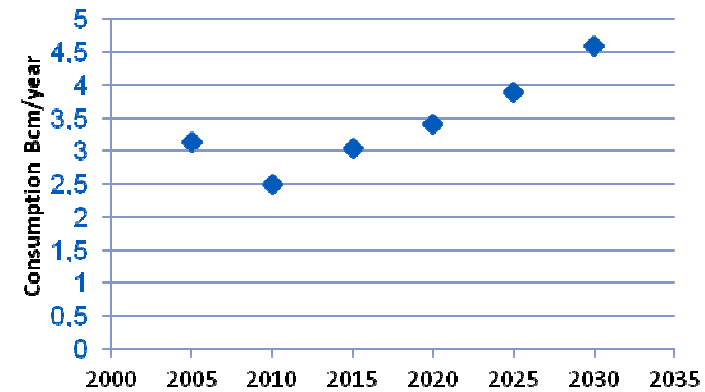


Consumption forecast

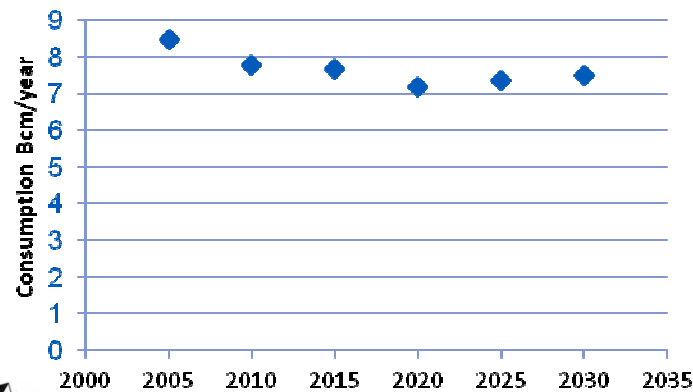
Denmark



Switzerland

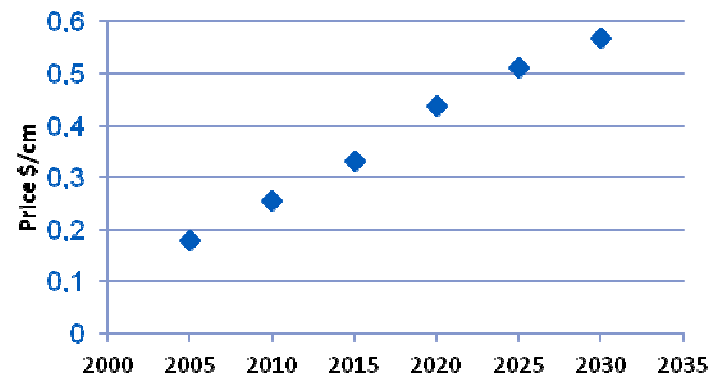


Austria

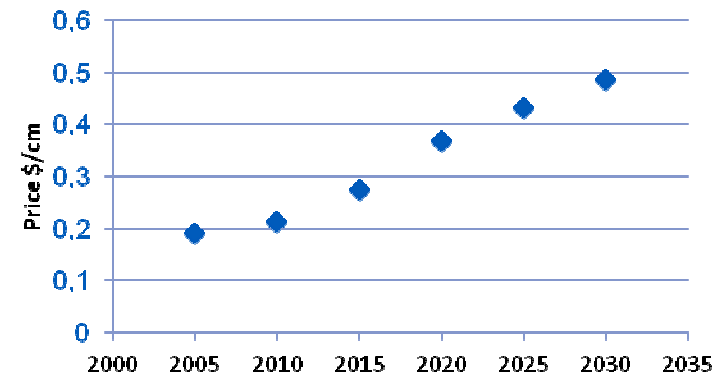


Price forecast

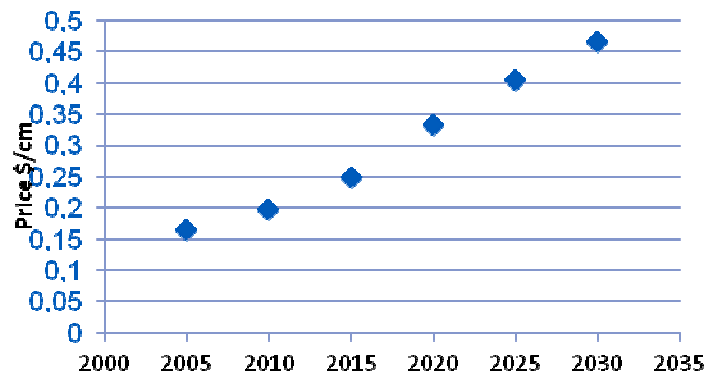
France



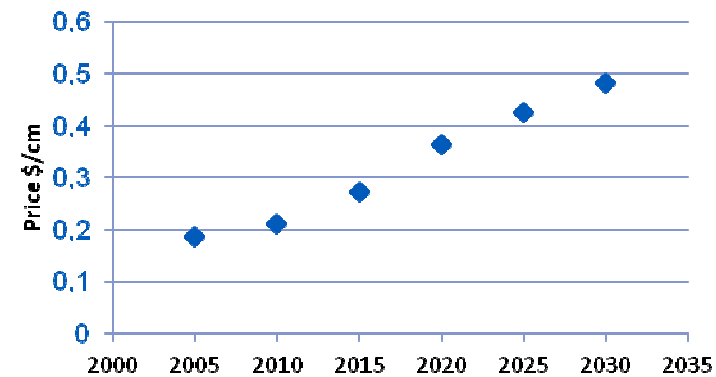
Germany



UK

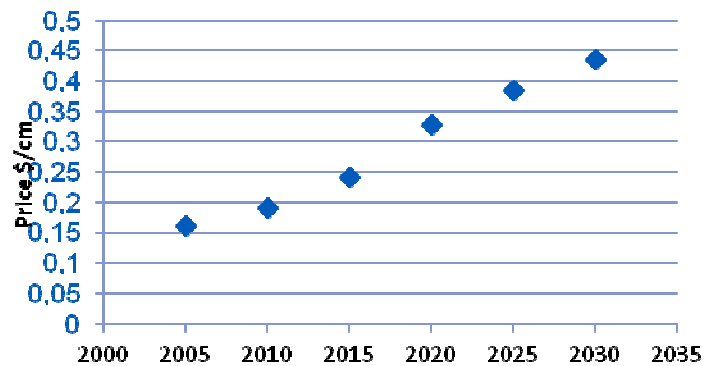


Belgium

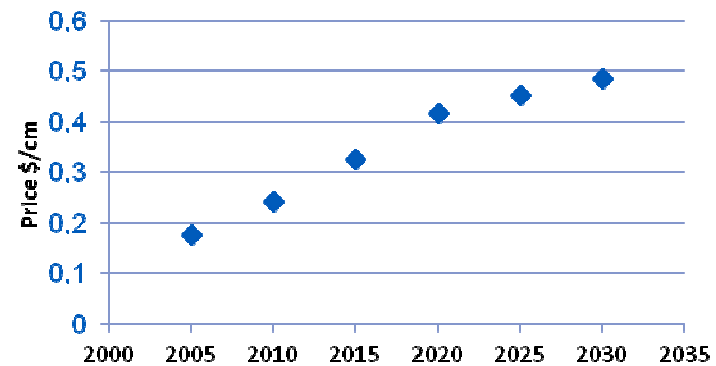


Price forecast

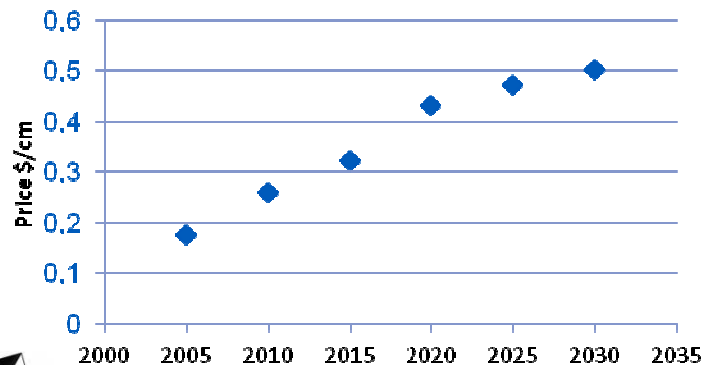
Netherlands



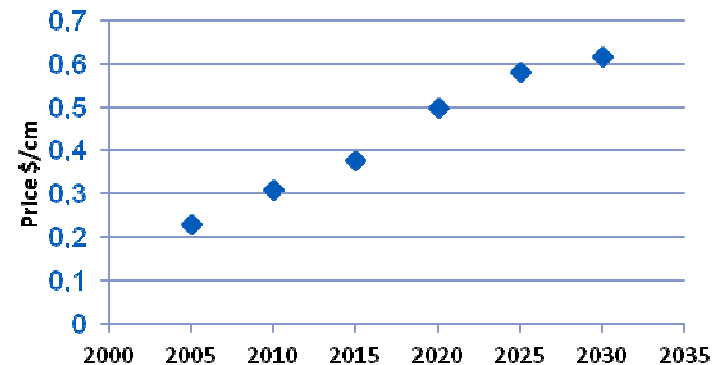
Poland



CZ Republic

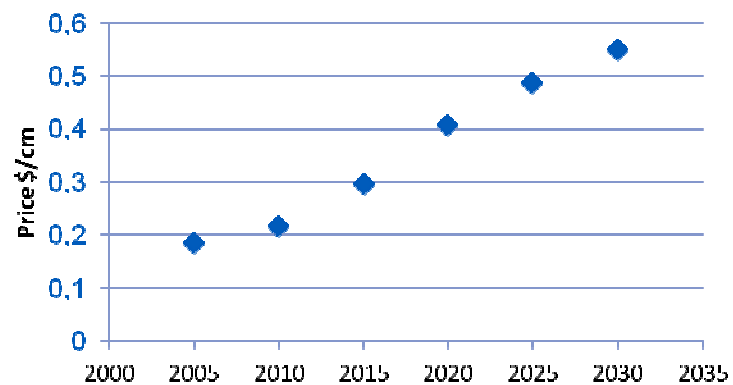


Italy

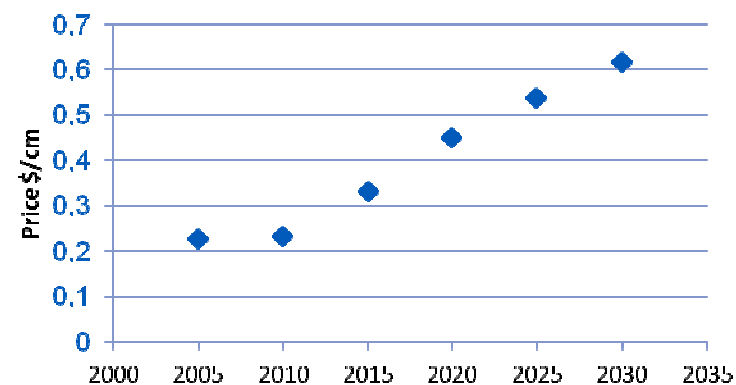


Price forecast

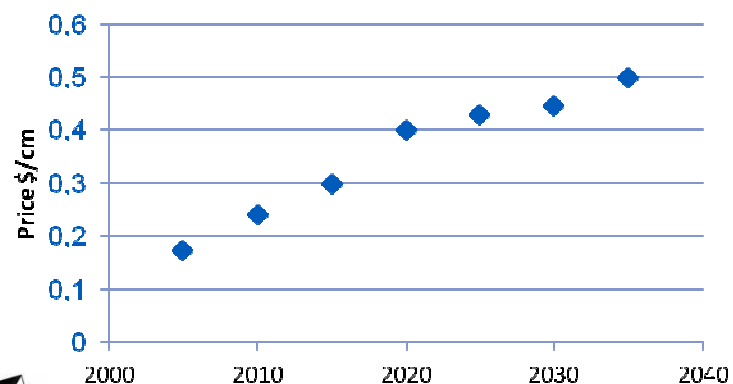
Denmark



Switzerland



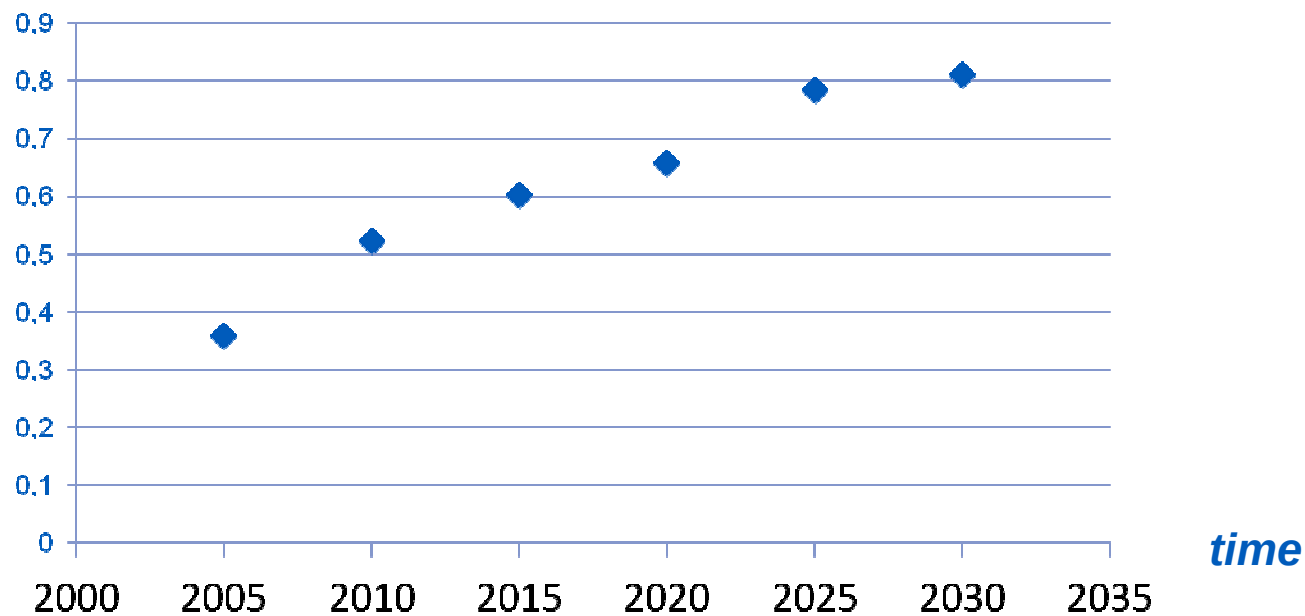
Austria



Natural gas dependence

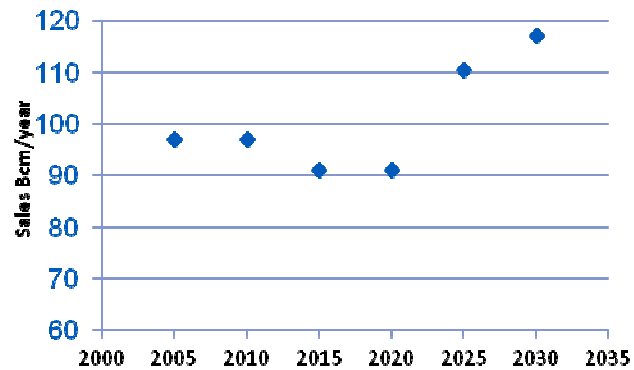
$$\text{dependence} = \frac{\text{foreign exports}^*}{\text{total consumption}}$$

Natural gas dependence

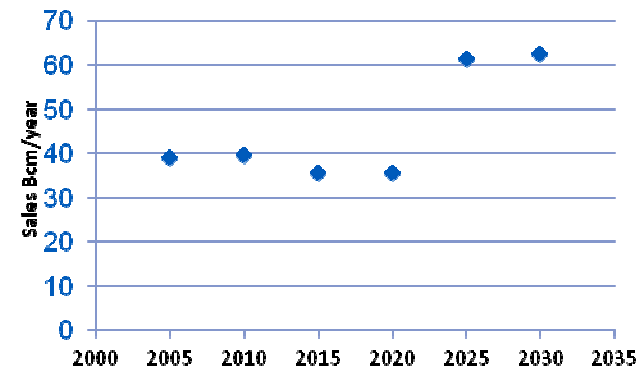


Sales forecast

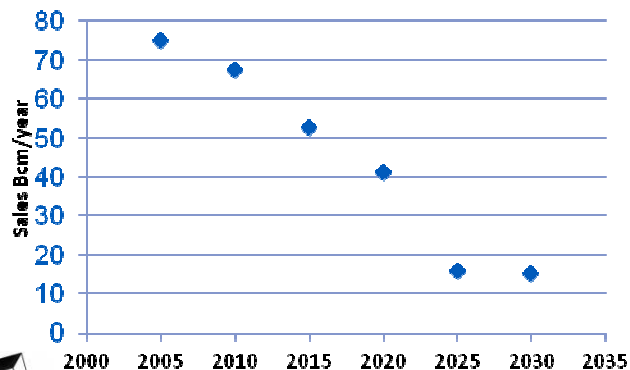
Russia



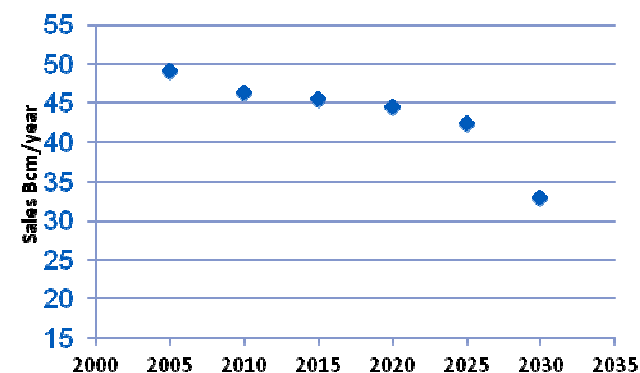
Algeria



Netherlands

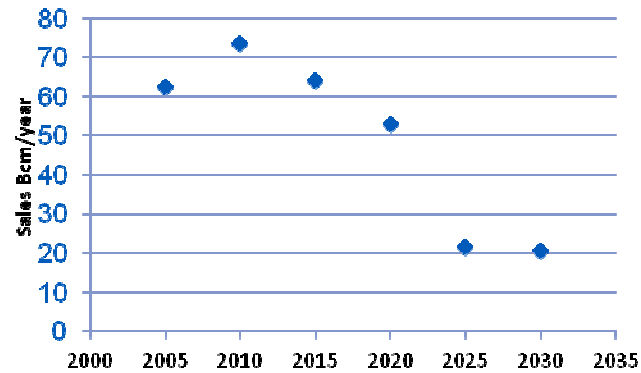


Norway

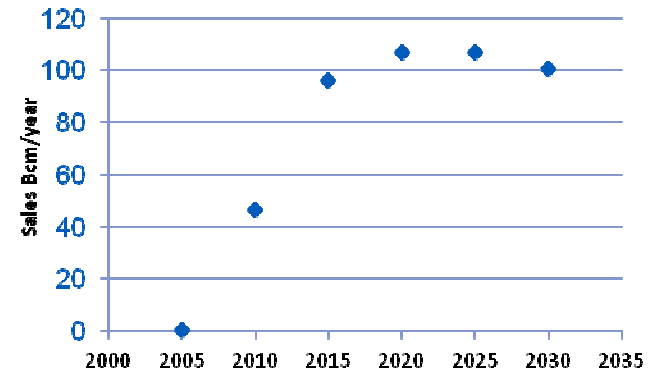


Sales forecast

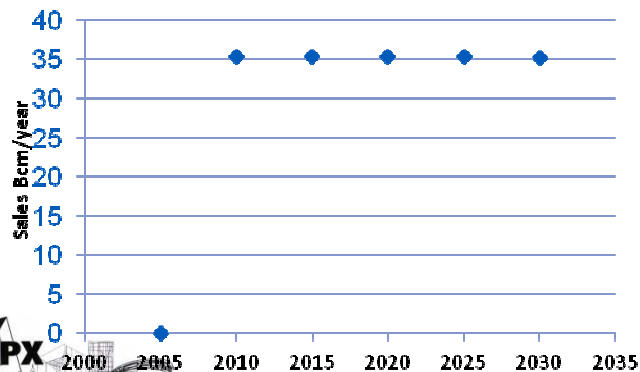
UK



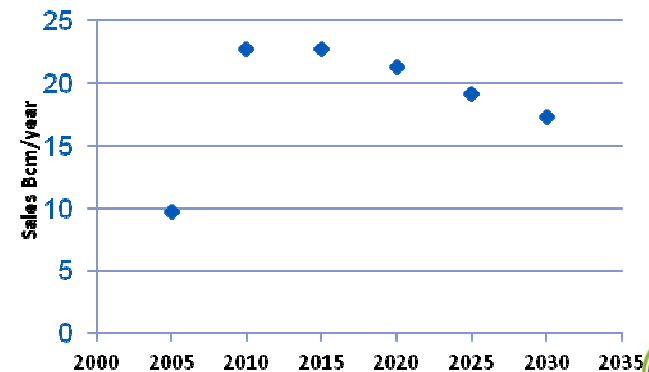
Caspian Area



Qatar (LNG)



Rest of the world (LNG)



Shale gas impact

Comparison between:

- Reference scenario without shale gas.
- Scenario with shale gas production.

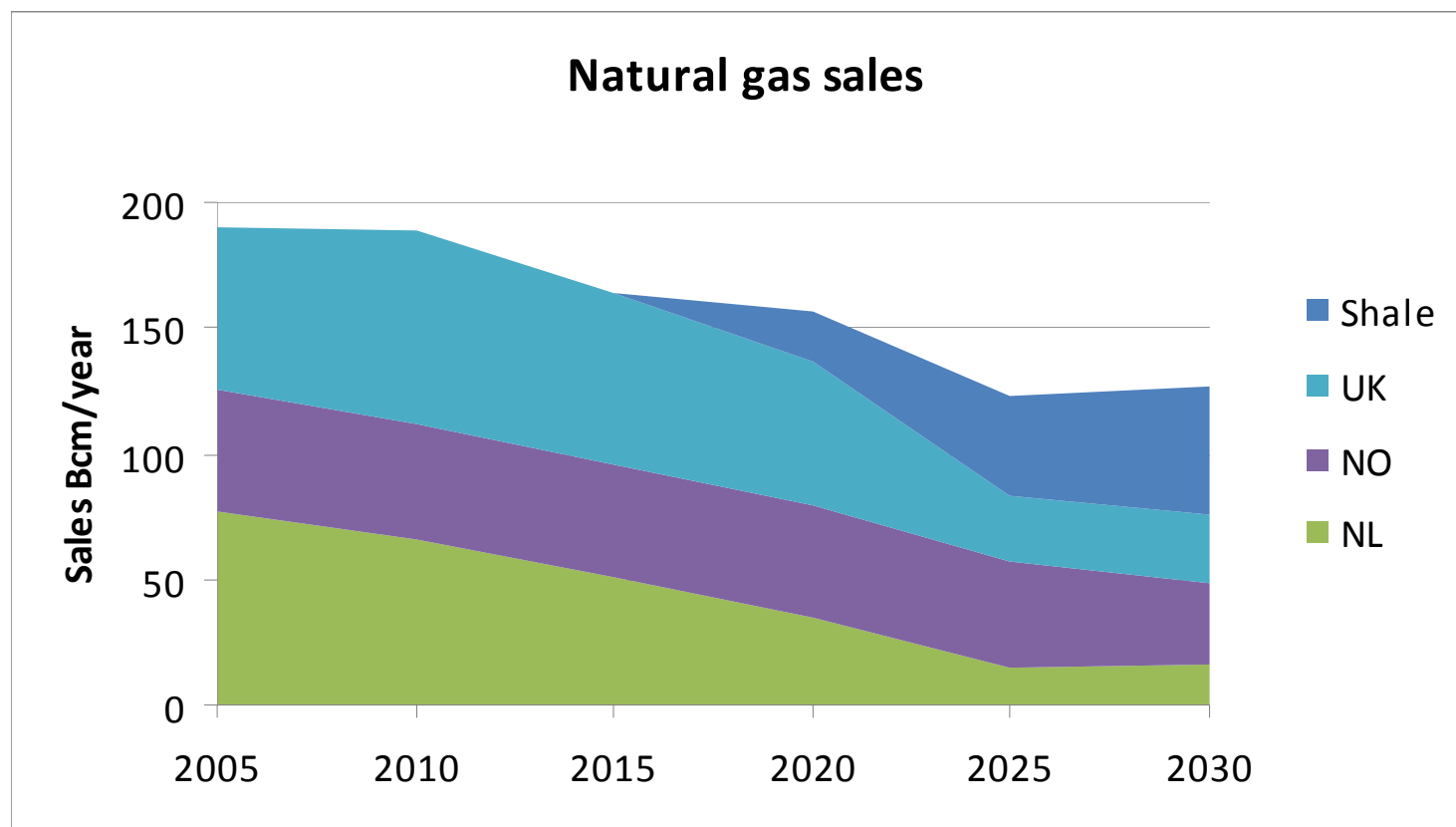
3 cases for the shale gas study:

- *CERA's data (case 0).*
- *Sensibility study regarding the shale gas production costs (*2) (case 1).*
- *Shale gas production delay (+ 5 years) (case 2).*

Shale gas in Europe

Case 0

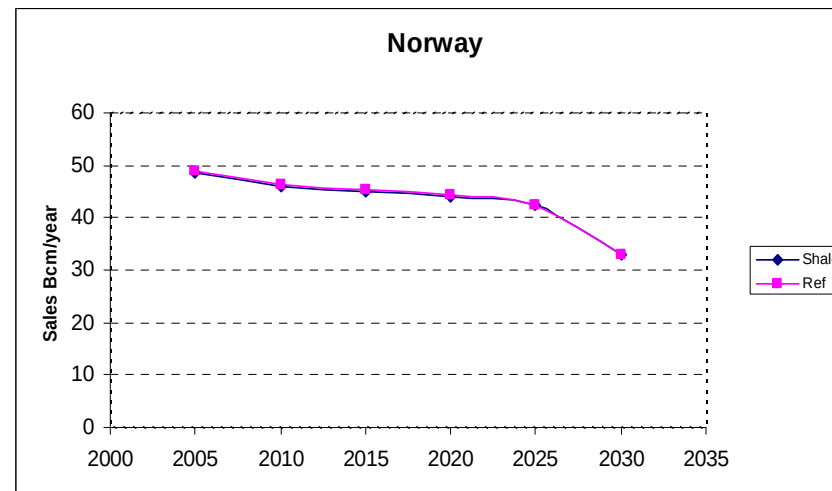
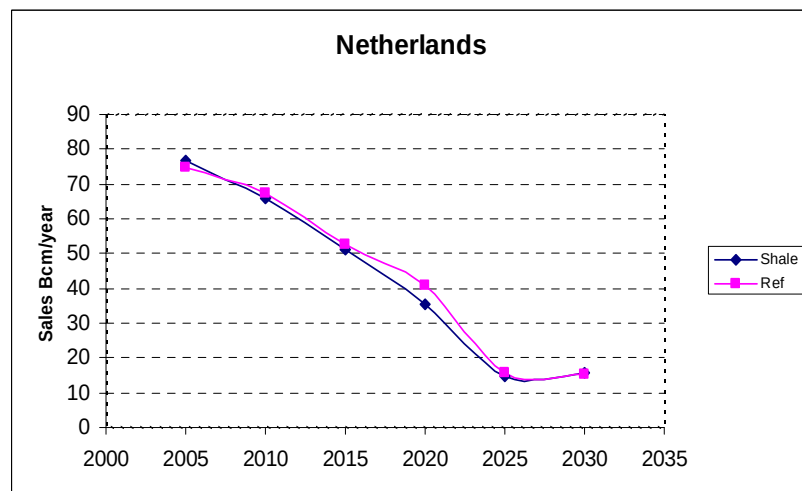
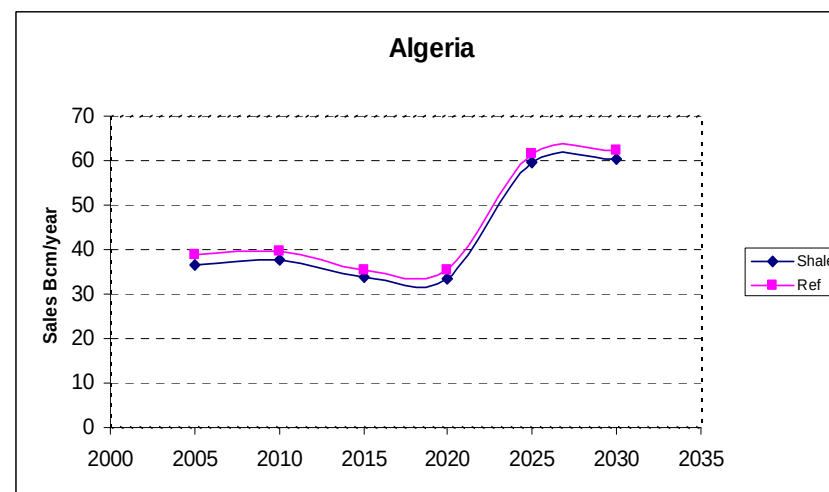
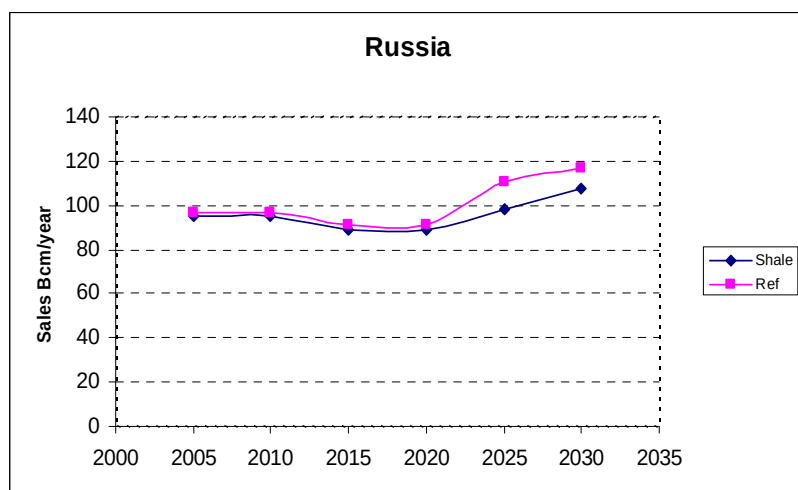
Impact on the European production



Shale gas in Europe

Case 0

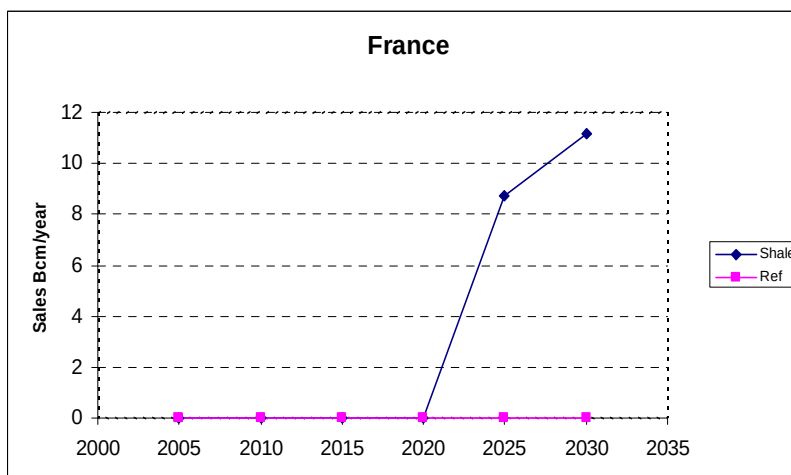
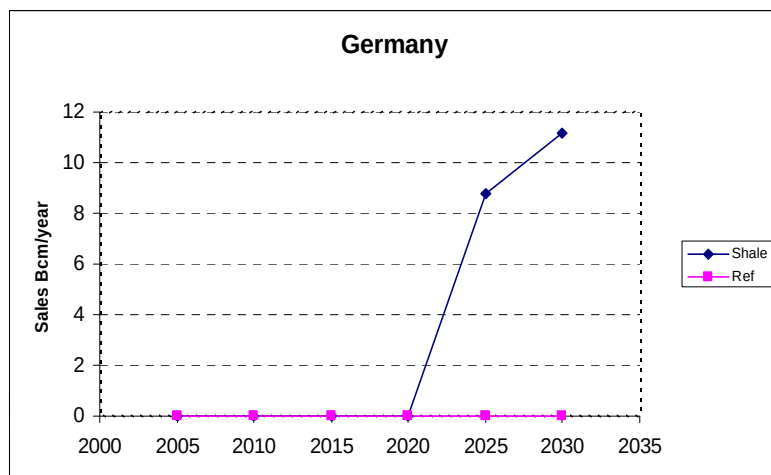
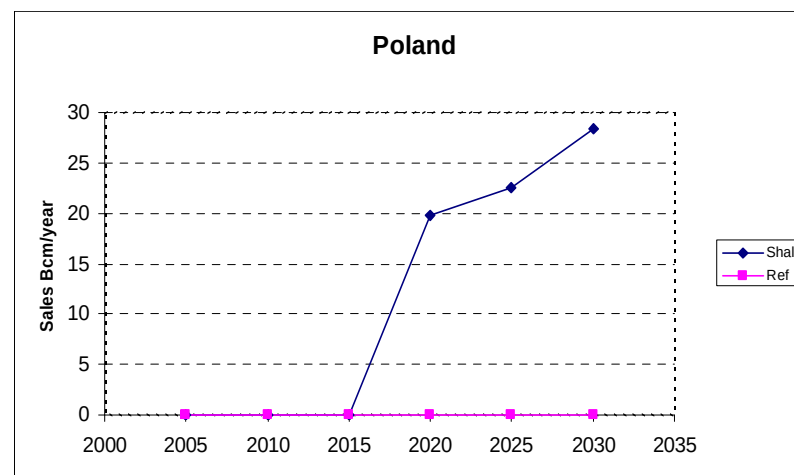
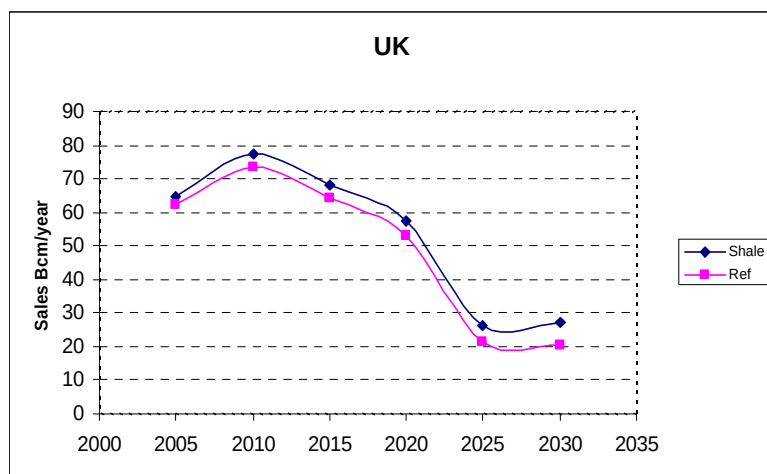
Impact on the production



Shale gas in Europe

Case 0

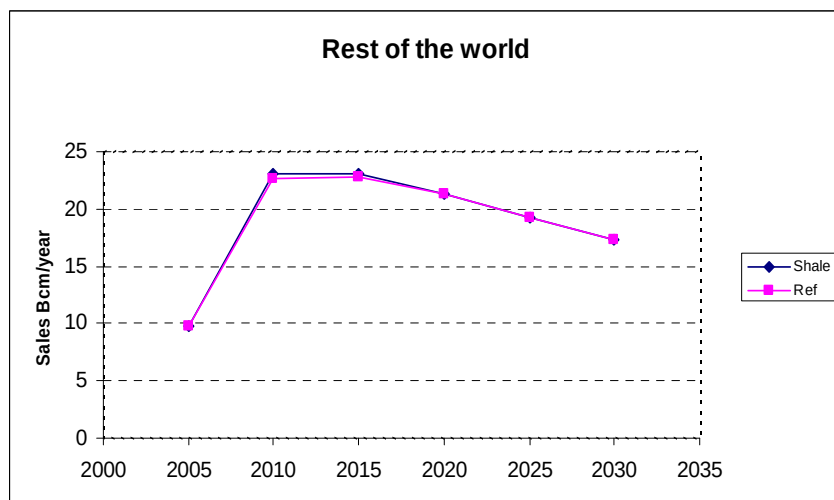
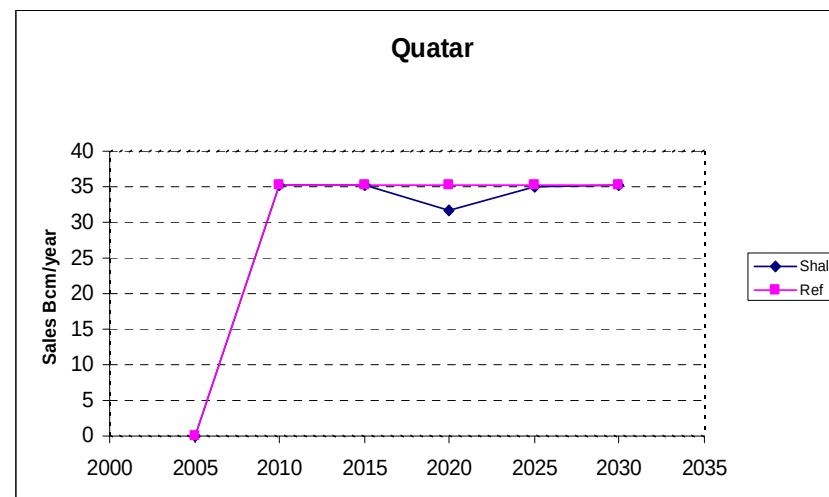
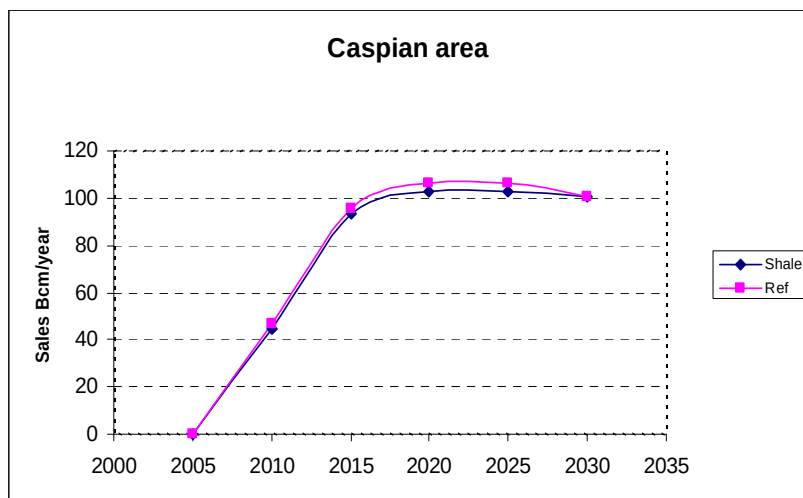
Impact on the production



Shale gas in Europe

Case 0

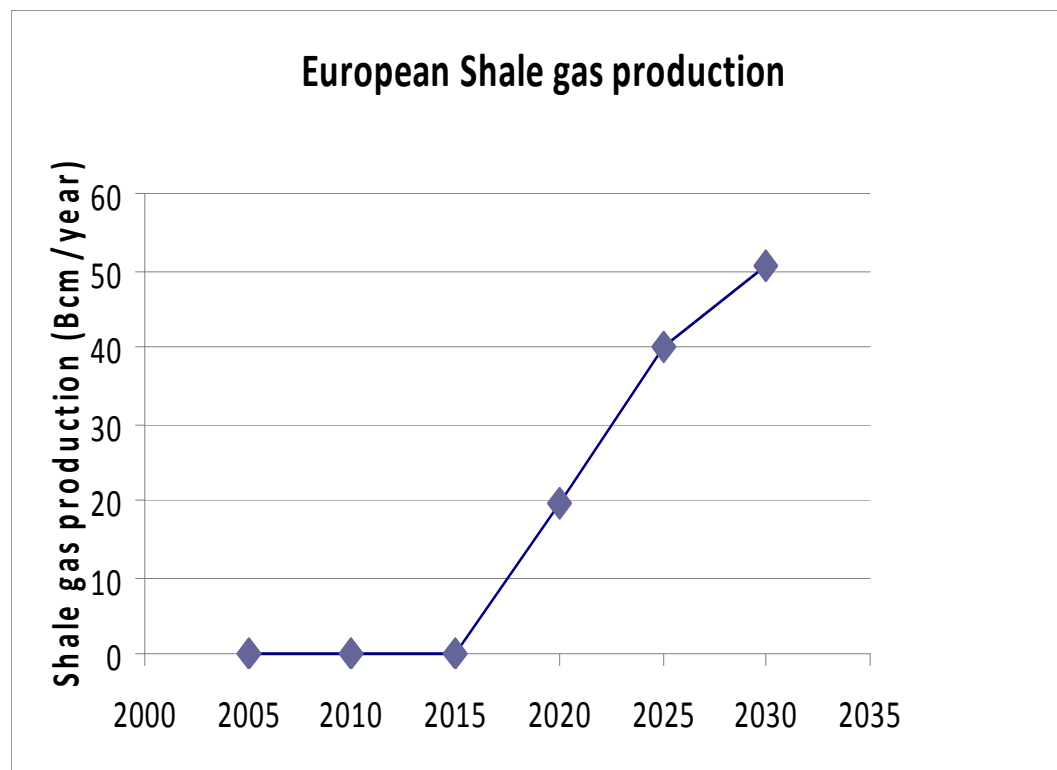
Impact on the production



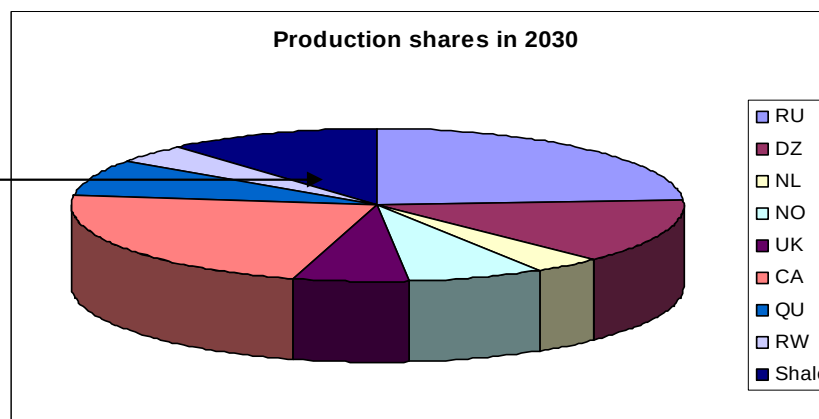
Shale gas in Europe

Case 0

Impact on the production



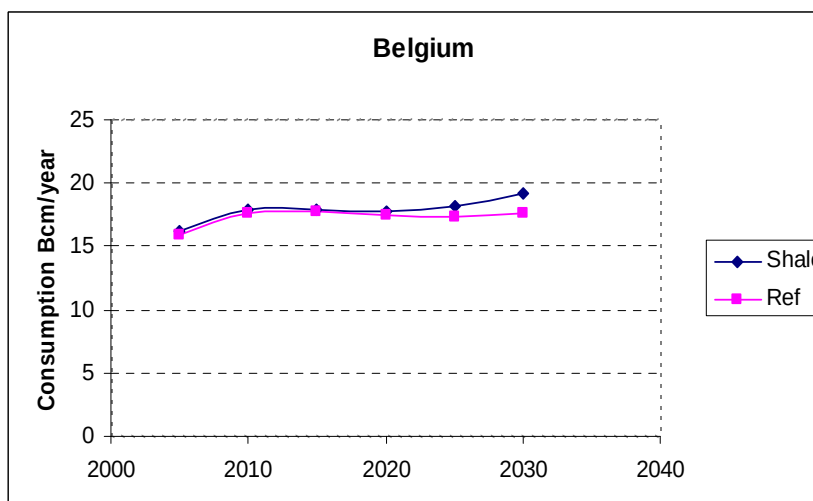
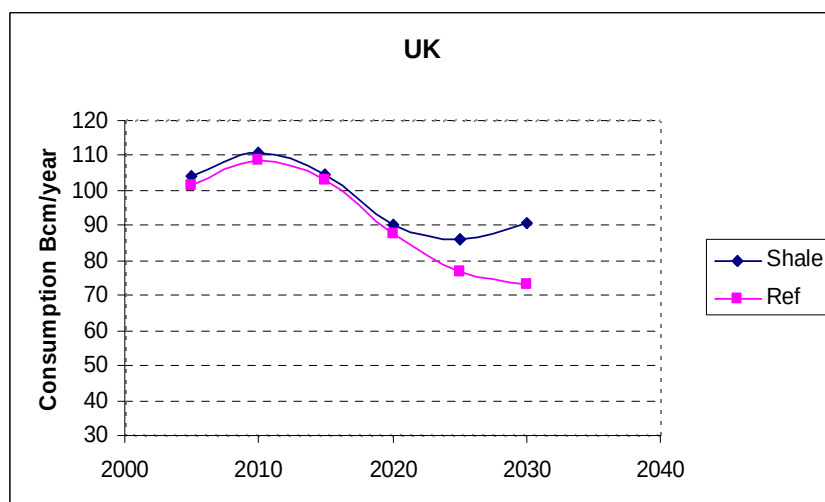
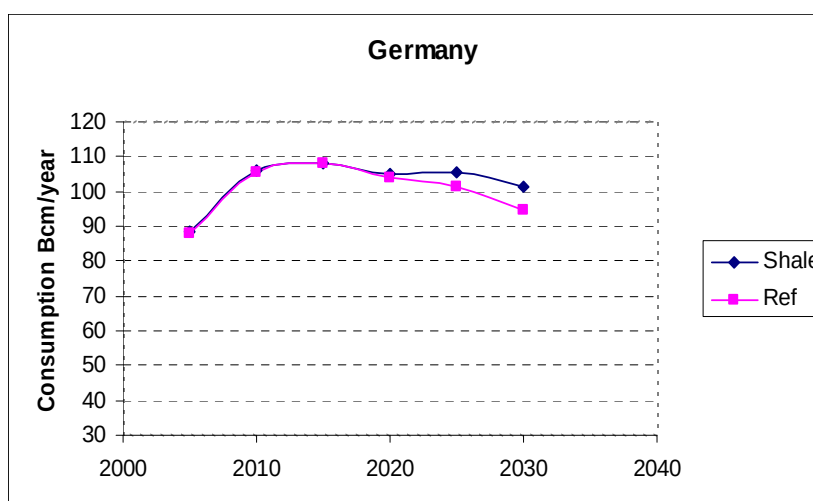
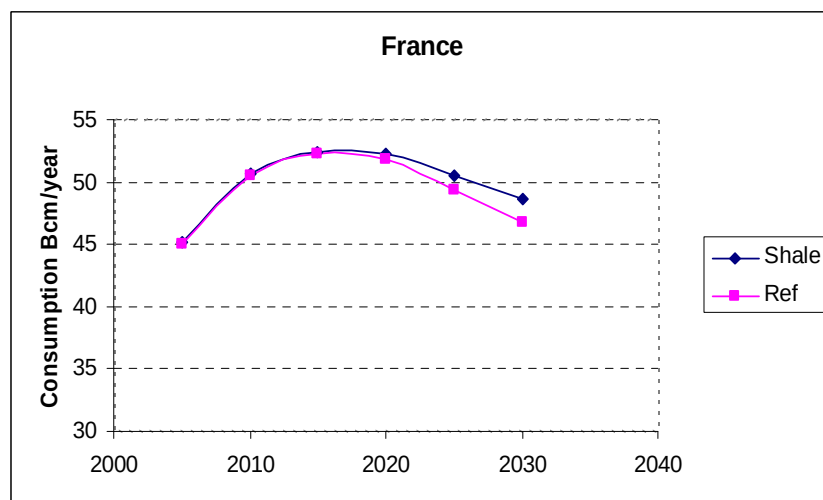
11% of shale gas
in the production
in 2030



Shale gas in Europe

Case 0

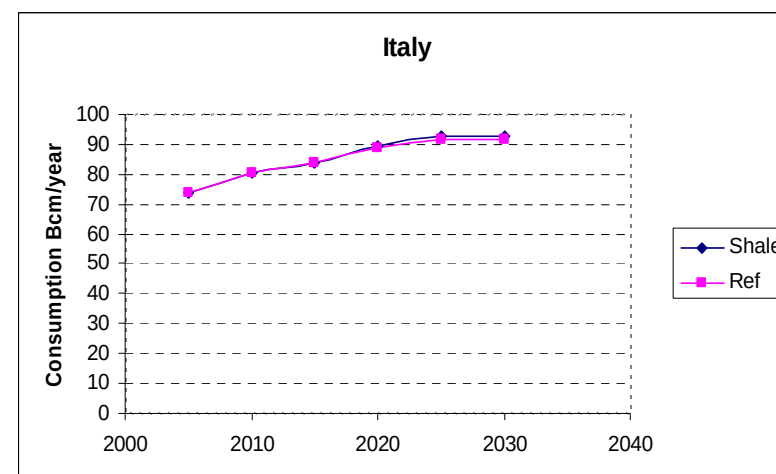
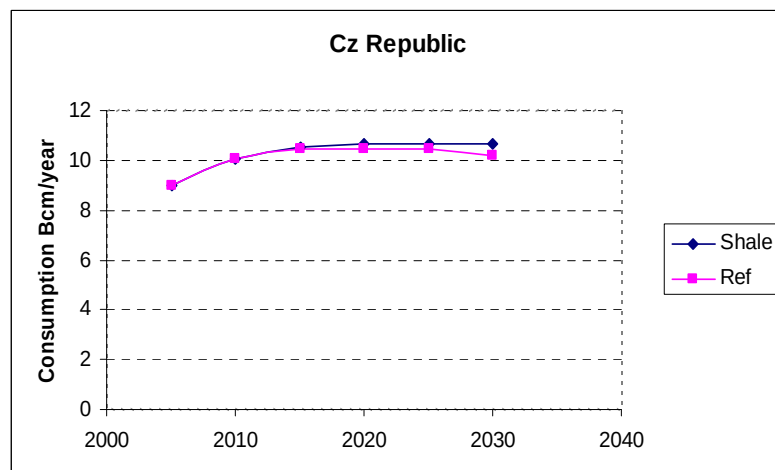
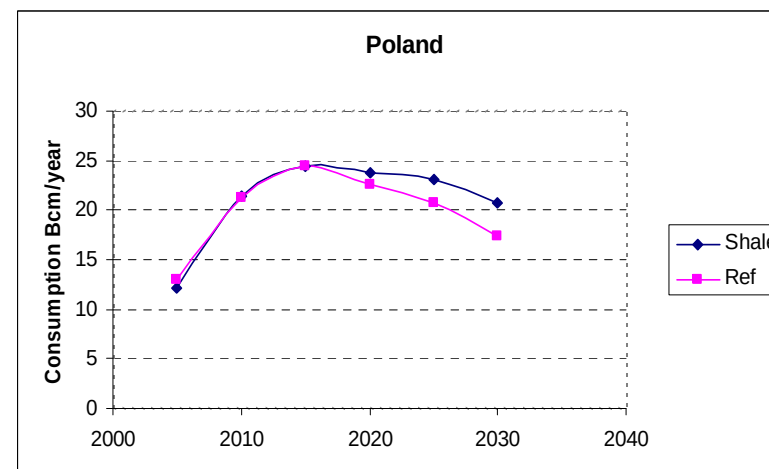
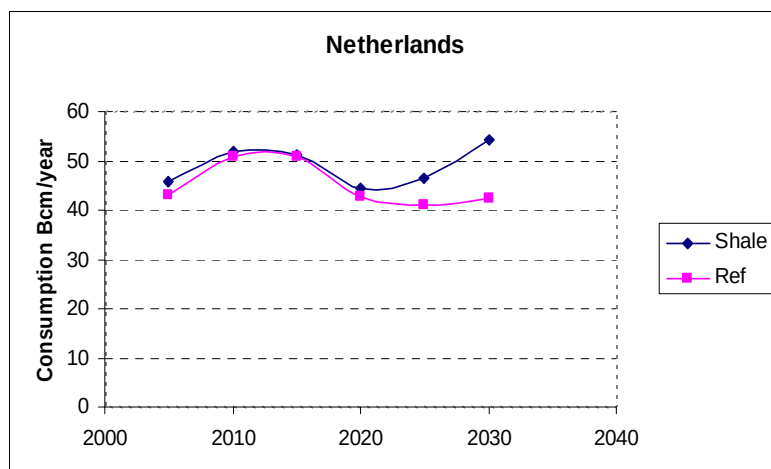
Impact on the consumption



Shale gas in Europe

Case 0

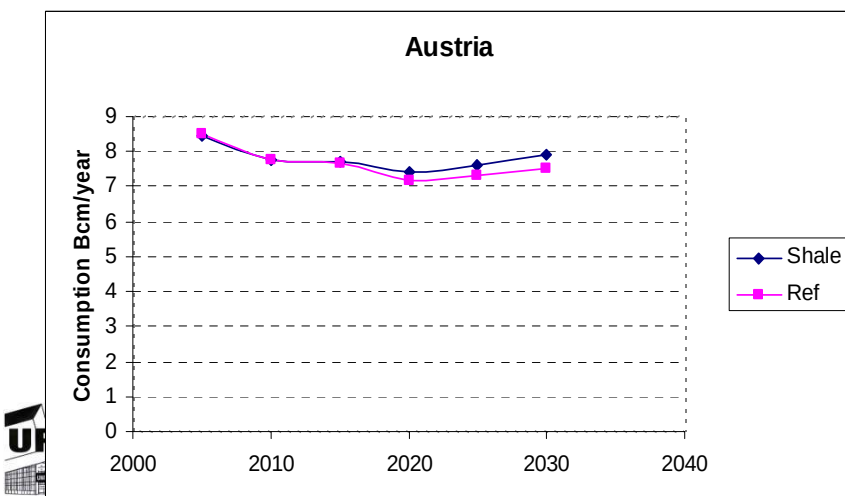
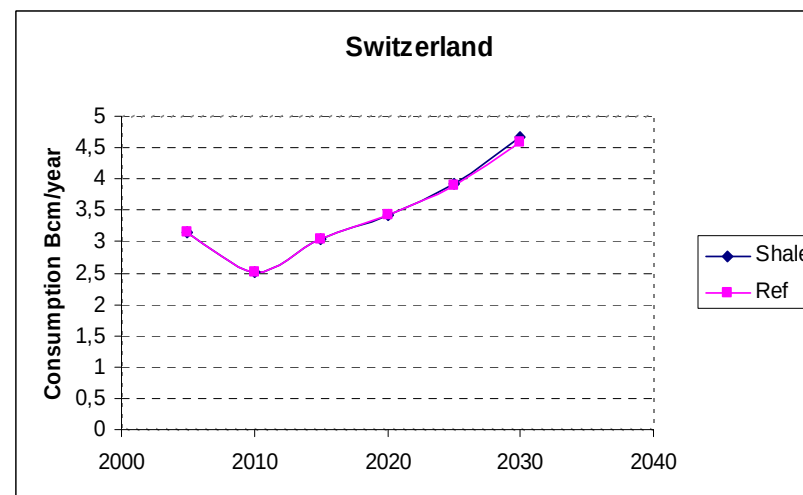
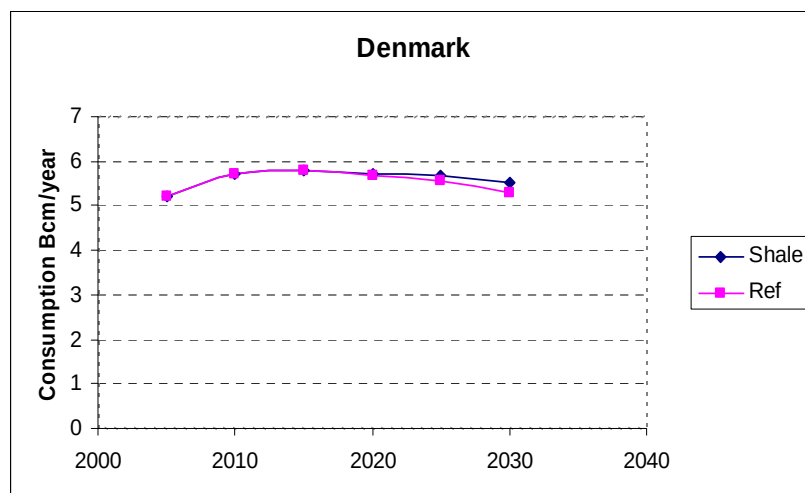
Impact on the consumption



Shale gas in Europe

Case 0

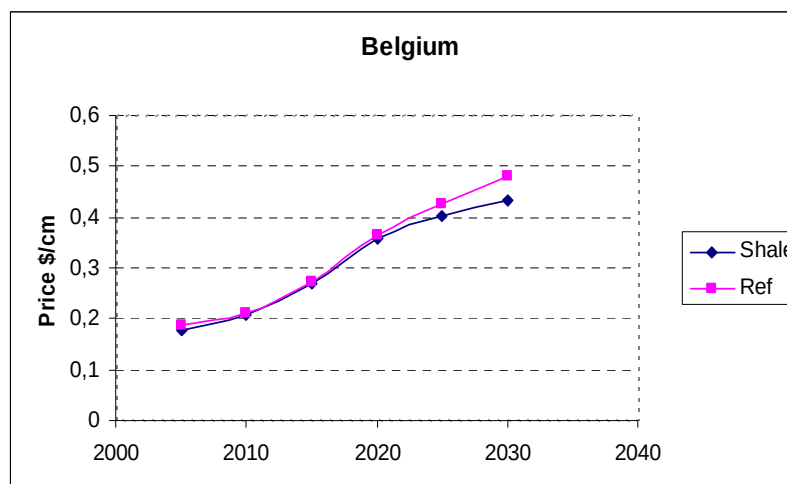
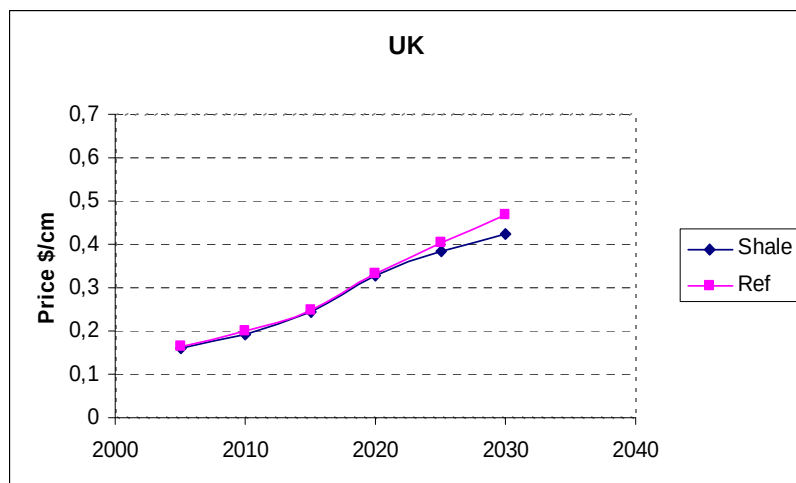
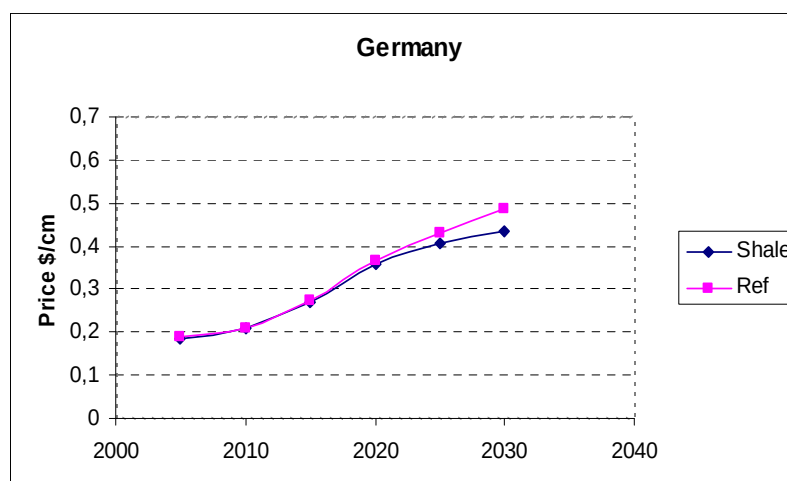
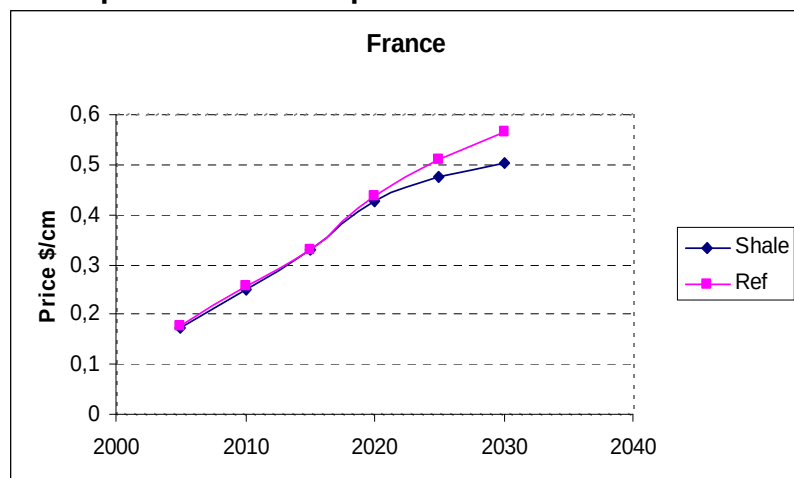
Impact on the consumption



Shale gas in Europe

Case 0

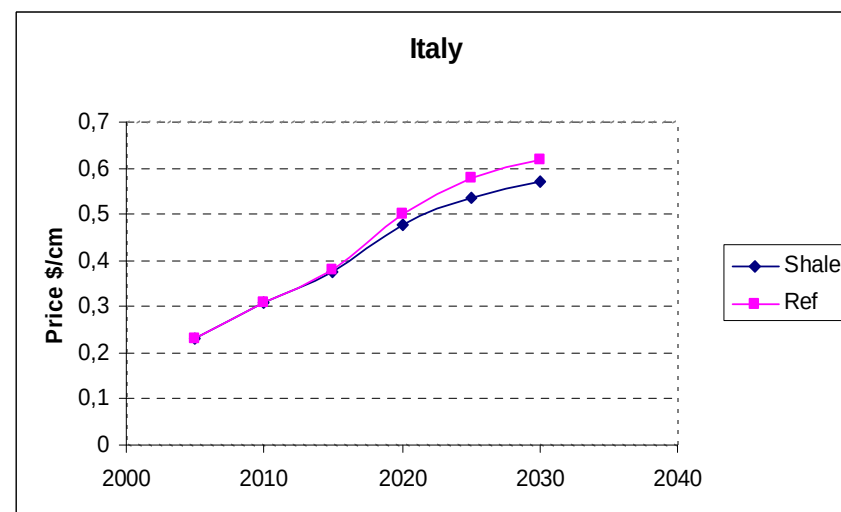
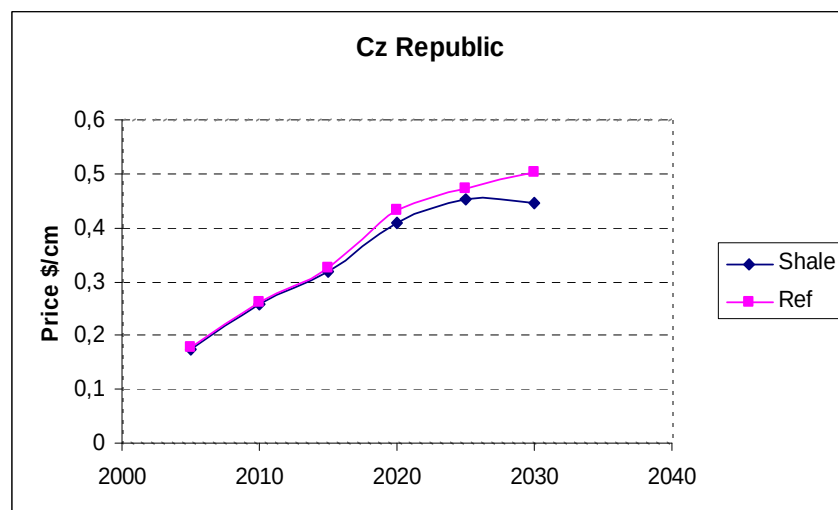
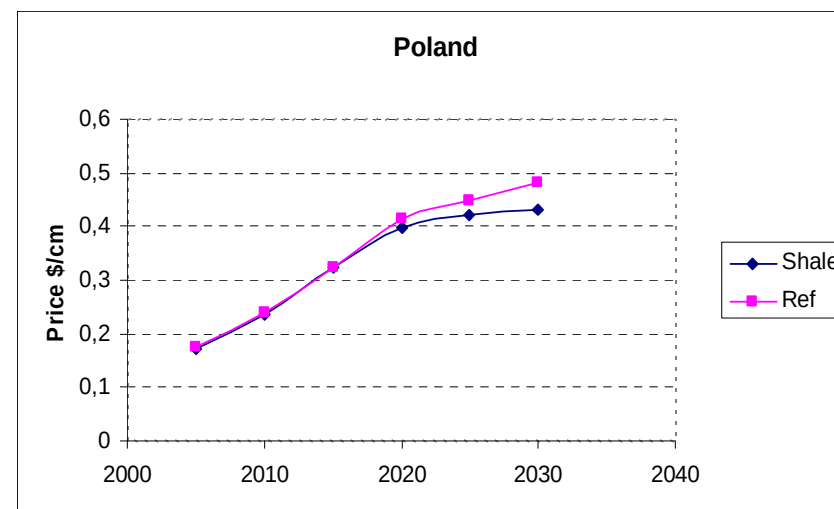
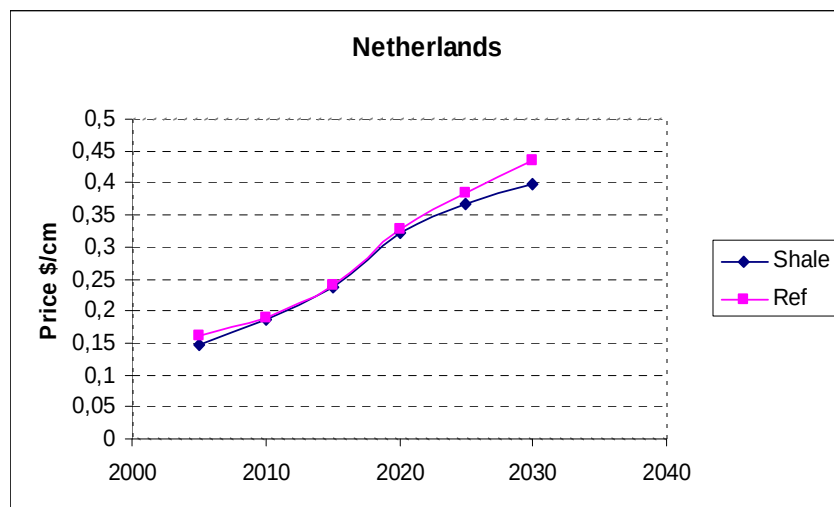
Impact on the prices



Shale gas in Europe

Case 0

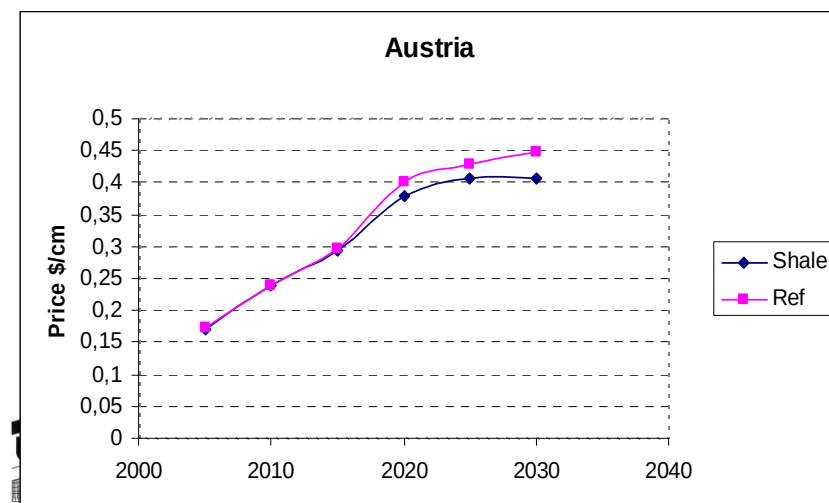
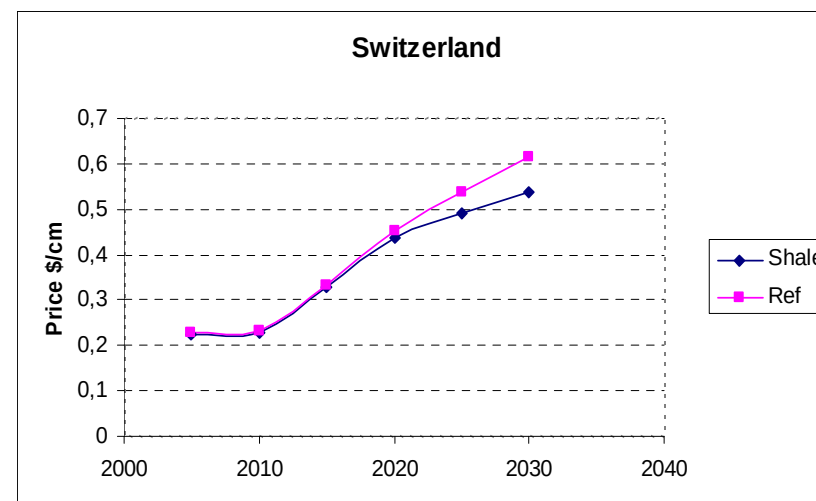
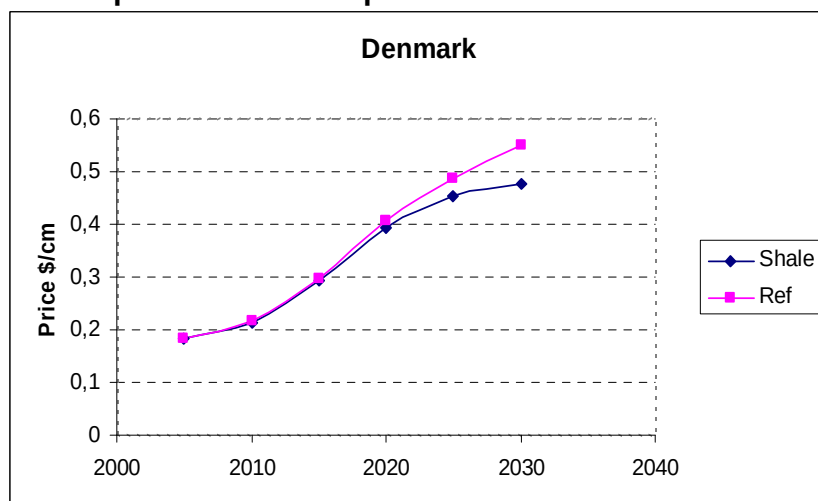
Impact on the prices



Shale gas in Europe

Case 0

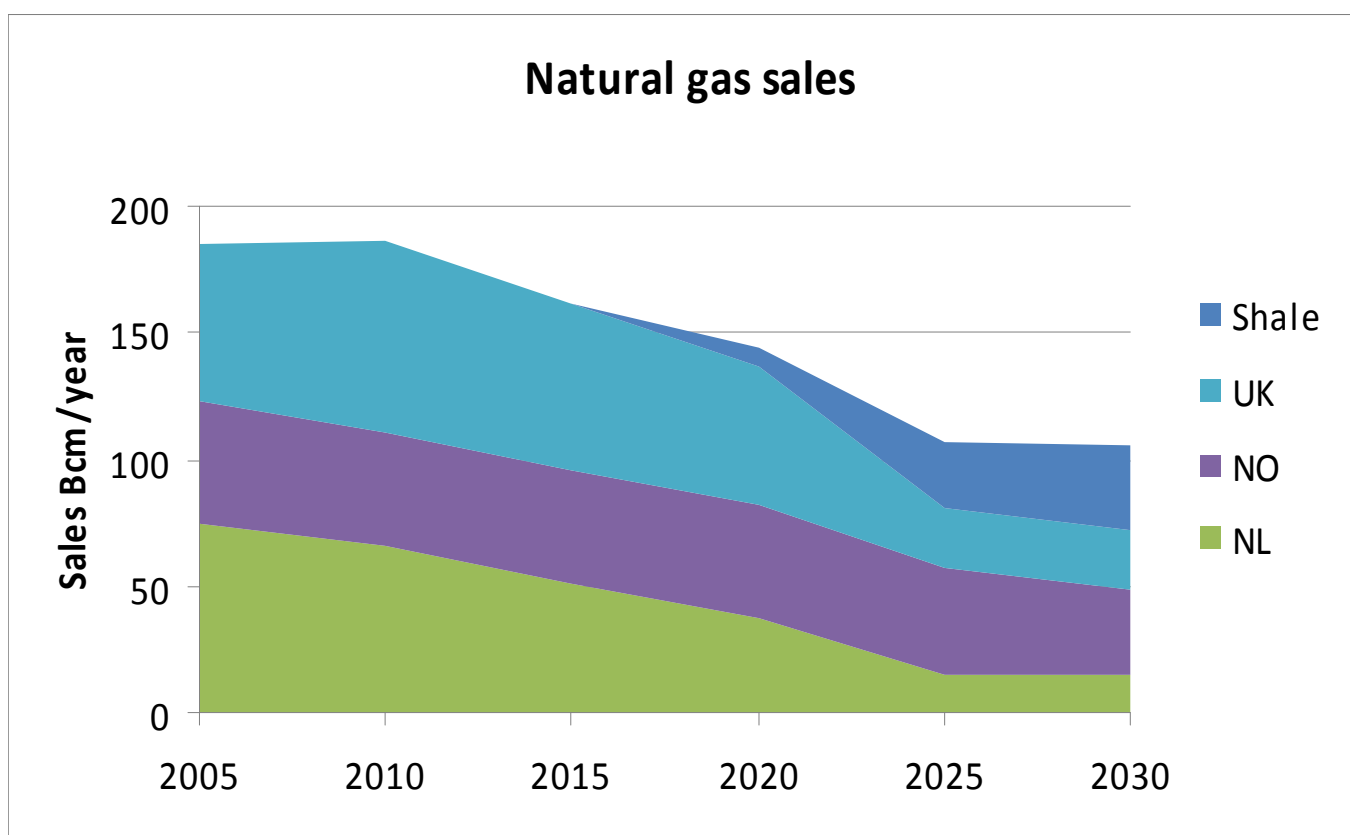
Impact on the prices



Shale gas in Europe

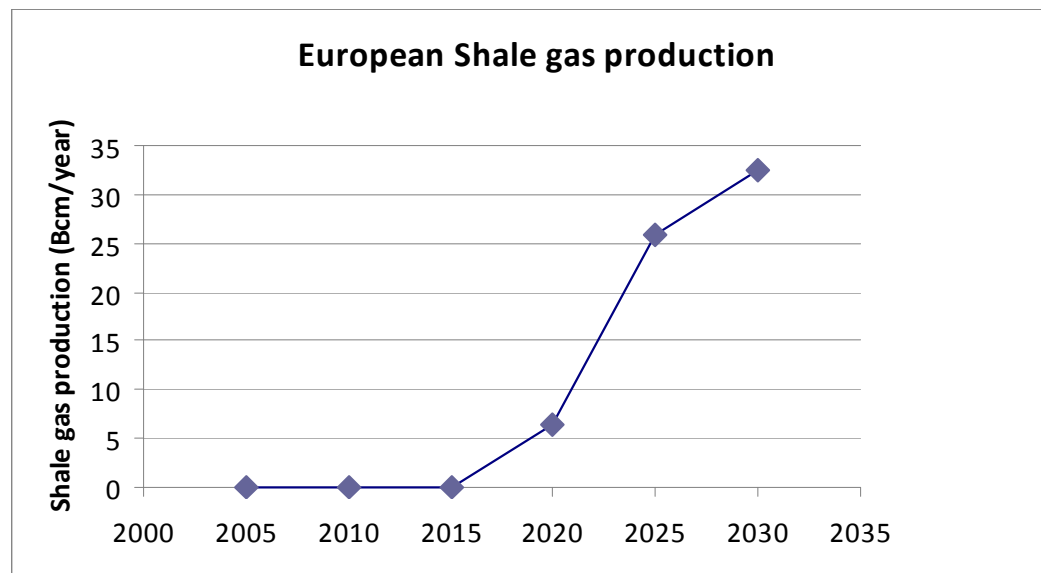
Case 1: we double the production costs.

Impact on the European production

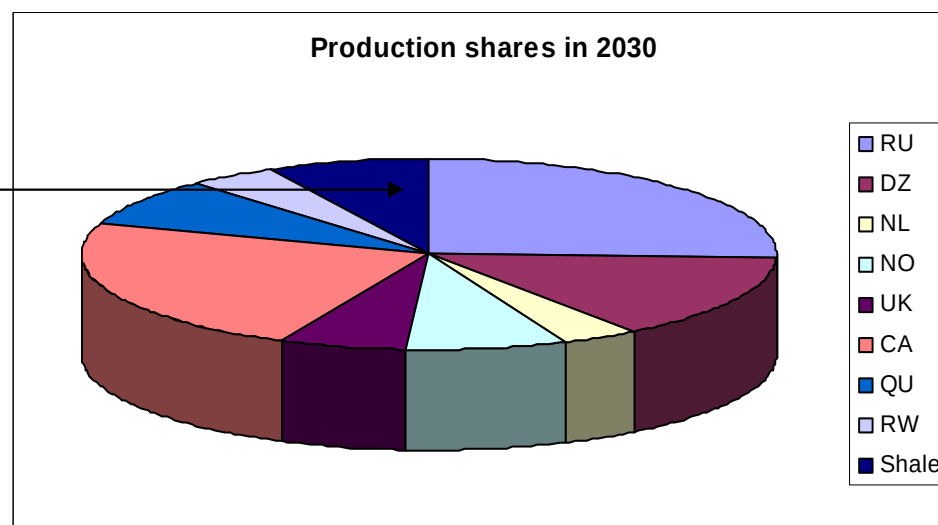


Shale gas in Europe

Case 1



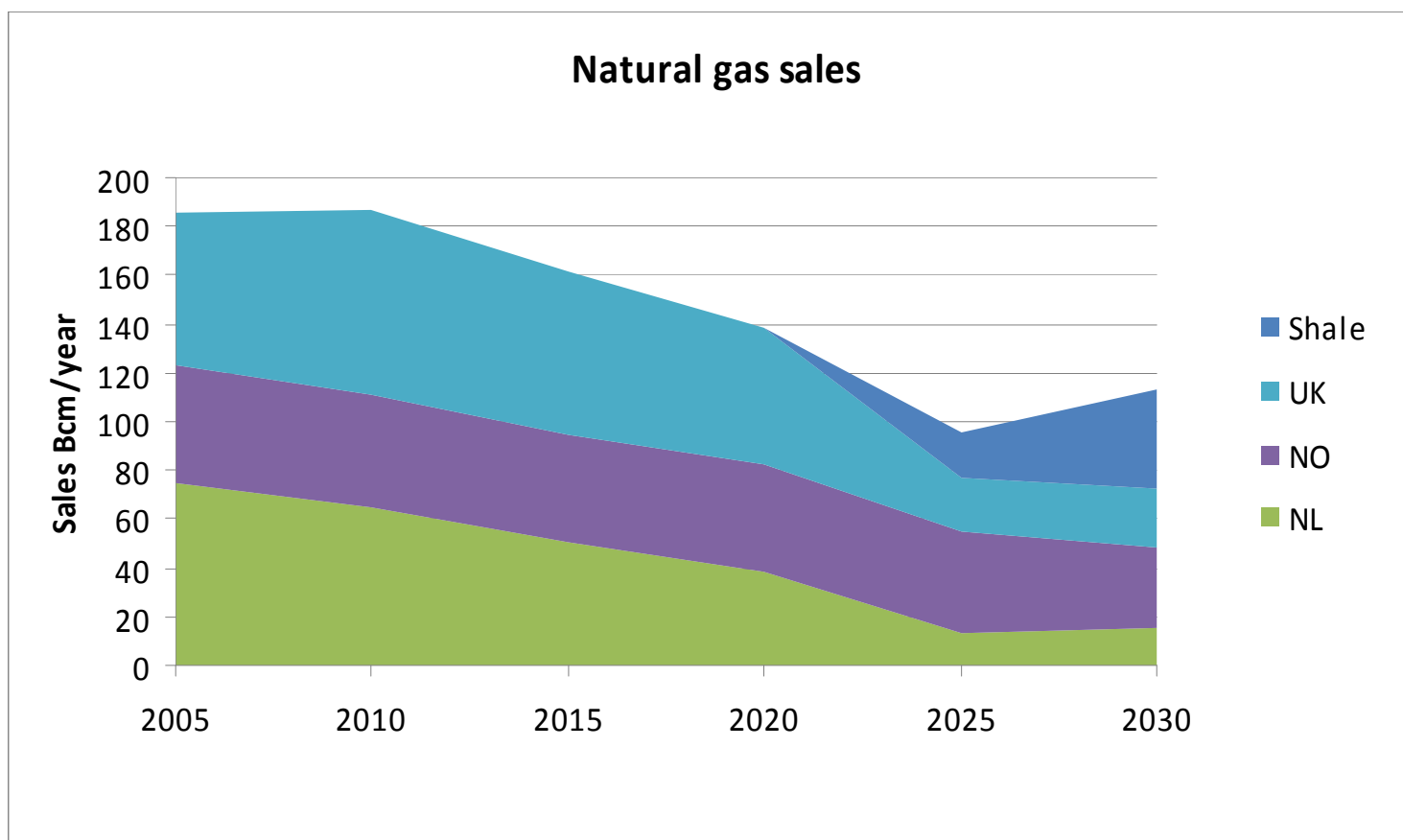
7% of shale gas in
the production of
2030



Shale gas in Europe

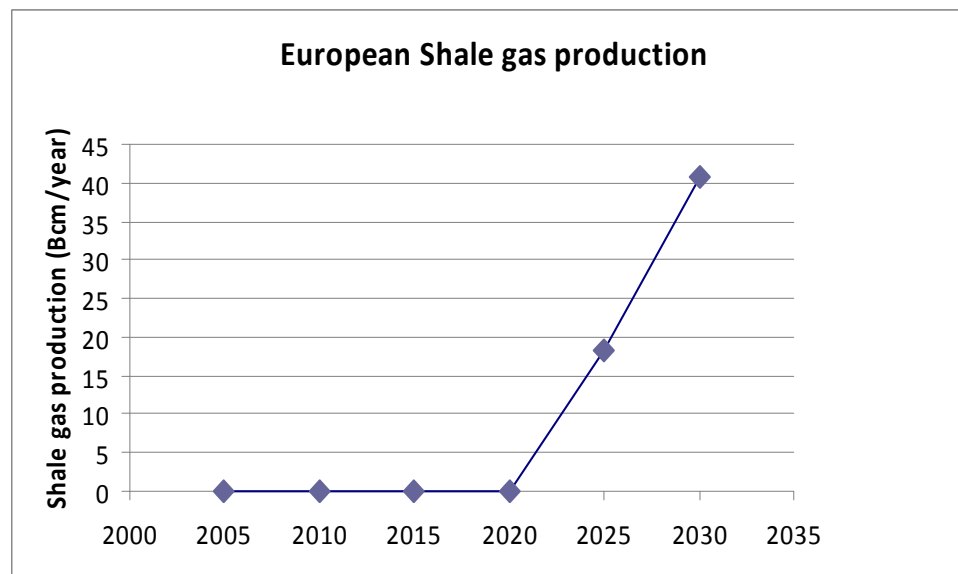
Case 2: Delay in the exploitation of shale gas (5 years).

Impact on the European production.

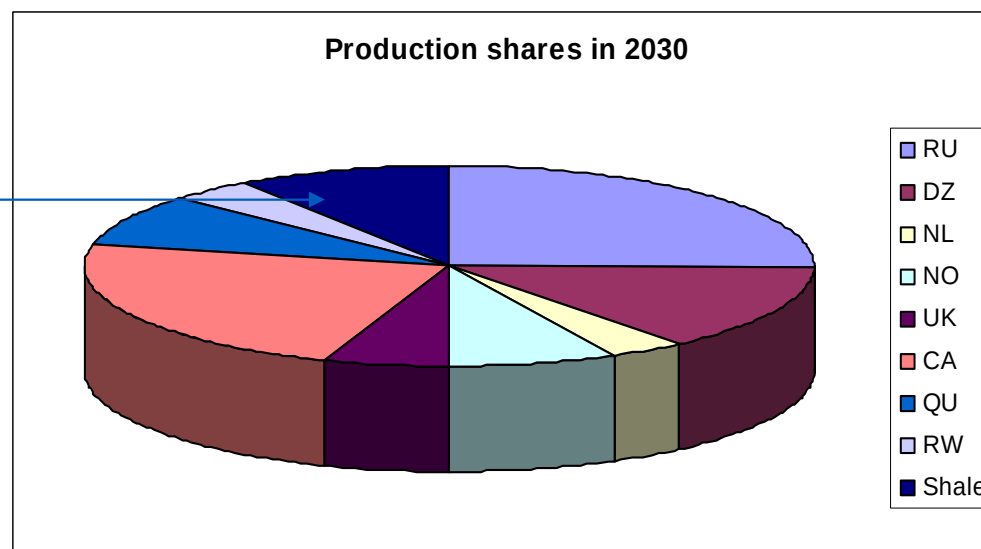


Shale gas in Europe

Case 2



9% of shale gas in
the production of
2030



Conclusions

- We have developed a dynamic Generalized Nash-Cournot model to describe the natural gas markets.
- We have applied our model to the European gas trade in order to study the impact of shale gas, if it is produced.
- The reference scenario suggests that the shale gas production will reach 11% of the total production in Europe in 2030.
- The shale gas will reduce the prices by 11% and increase the consumption by 12% on average in Europe by 2030.
- The shale gas will reduce the Russian market share by 9%, principally because of Poland.



Thank you.



Objectifs

Dans le cadre des travaux sur l'évolution du marché Européen, donner des éléments quantitatifs sur l'évolution du pouvoir de marché des pays producteurs.

Etude de l'impact direct d'une éventuelle pénétration du Shale Gas en Europe.

Comment y répondre ? Les approches existantes :

- Approches à dire d'expert :
 - Évolutions selon le contexte.
 - Quantification difficile.
 - Pas de cadre théorique.
- Modélisation et dire d'expert (ex: CERA) :
 - Taille de équipes pour maintenir le modèle.
 - Difficulté d'accéder aux hypothèses de base et de scénarisation simple.
- **La modélisation en concurrence oligopolistique:** un cadre théorique de représentation des interactions stratégiques.

Modélisation en concurrence oligopolistique

- Développée dans le cadre de l'électricité depuis les années 2000.

Pour le gaz naturel, des modèles externes existent, principalement développés entre 2007-2011.

- Modèles existants: limitations

EUGAS- MAGELAN

The Baker Institute World Trade Gas Model

NATGAS

GASTALE

GASMOD

Modélisation en concurrence parfaite

Représentation en concurrence oligopolistique. Simplicité de la fonction de demande et de la description des différents acteurs. **Non prise en compte des investissements.**

Des caractéristiques techniques à représenter :

- Prise en compte endogène des contrats long-terme.
- Prise en compte de l'aspect stochastique de la demande et de la saisonnalité
- Meilleure représentation de la demande (effets de substitution entre énergies), influence inter-temporelle

Plan de la présentation

1. Présentation globale de la thèse et de ses objectifs.
2. Le modèle GaMMES, prise en compte des jeux stratégiques d'acteurs.
 - Description des marchés.
 - Description des acteurs et de leurs variables de décision.
 - L'interaction Nash-Cournot sur les marchés spot.
 - Stockage, investissements en production et infrastructures.
3. Calibration de la fonction de demande en gaz naturel.
 - Théorie des Systèmes Dynamiques.
4. Marché européen et Shale gas.

Plan de la présentation

1. Présentation globale de la thèse et de ses objectifs.

2. Le modèle GaMMES, prise en compte des jeux stratégiques d'acteurs.

- ➡ Description des marchés.
- ➡ Description des acteurs et de leurs variables de décision.
- ➡ L'interaction Nash-Cournot sur les marchés spot.
- ➡ Stockage, investissements en production et infrastructures.

3. Calibration de la fonction de demande en gaz naturel.

- ➡ Théorie des Systèmes Dynamiques.

4. Marché européen et Shale gas.

Les marchés et acteurs

- Les marchés sont séparés en deux segments:
 - Le segment amont: Producteurs et traders dédiés. E.g. Gazprom.
 - Le segment aval: Traders indépendants vendant du gaz naturel aux usagers finaux. E.g: EDF, GDF etc.
- Un producteur peut établir des contrats long-terme de vente de gaz avec les traders indépendants ou vendre son gaz directement sur les marchés spot.
- Les contrats long-terme relient chaque producteur à tous les traders indépendants. Les prix unitaires de vente et les quantités sont déterminés de manière endogène par le modèle.
- La vente aux usagers au niveau du segment aval peut être répartie selon les secteurs considérés (industrie électrique, particuliers, transports).

Le modèle : généralités et amont.

- Les différents traders dédiés/indépendants se font concurrence sur le segment aval à la **Nash-Cournot**: exercice des pouvoirs de marchés et **interactions stratégiques**.
- Modèle dynamique à horizon 40 ans.
- Deux saisons par an, selon le niveau de la demande.

- ⇒ Production été/hiver
- ⇒ Établissement d'un prix été/hiver

Upstream :

- Chaque producteur dispose d'un ensemble de bassins de production dont les coûts sont différenciés.
- Chaque producteur peut investir, dans chaque bassin pour augmenter ses capacités de production.
- La flexibilité des bassins (différentiel maximal possible entre productions été/hiver) est prise en compte.

Le modèle : transport et stockage

Transport :

- On modélise un opérateur de réseau au niveau global dont le but est de minimiser les coûts de transport / congestion au sein de l'infrastructure.
- L'opérateur de réseau doit gérer les flux en respectant les contraintes contractuelles.
- Les capacités d'infrastructures peuvent être augmentées dynamiquement par des investissements de l'opérateur de transport.

Stockage :

- On représente un ensemble de sites de stockages régulés par un opérateur global de stockage.
- Chaque trader indépendant a la possibilité d'injecter/soutirer son gaz pour satisfaire les demandes en hiver, en supportant un coût de transport+réservation+stockage+soutirage.
- La capacité de stockage totale de chaque trader peut être modifiée grâce aux investissements.

Le modèle: variables de décision

- Le modèle détaille tous les programmes d'optimisation associés à tous les acteurs.

Les producteurs et traders dédiés gèrent:

- Les quantités produites de chaque bassin, à chaque saison de chaque année (réserves des bassins).
- Les quantités vendues aux traders indépendants contrats long-terme.
- Les quantités vendues sur les marchés spot.
- Les investissements en capacités de production.

Les traders indépendants gèrent:

- Les quantités vendues aux usagers finaux sur les marchés spot à chaque saison de chaque année.
- Les volumes saisonniers injectés (soutirés) chaque an l'été (hiver).

L'opérateur de transport gère:

- Les flux à travers les arcs de la topologie présente.
- Les investissements afin d'augmenter la capacité d'infrastructure.

L'opérateur de stockage gère:

- Les réserves stockées dans chaque site.
- Les investissements afin d'augmenter la capacité de stockage dans chaque site.



Plan de la présentation

1. Présentation globale de la thèse et de ses objectifs.

2. Le modèle GaMMES, prise en compte des jeux stratégiques d'acteurs.

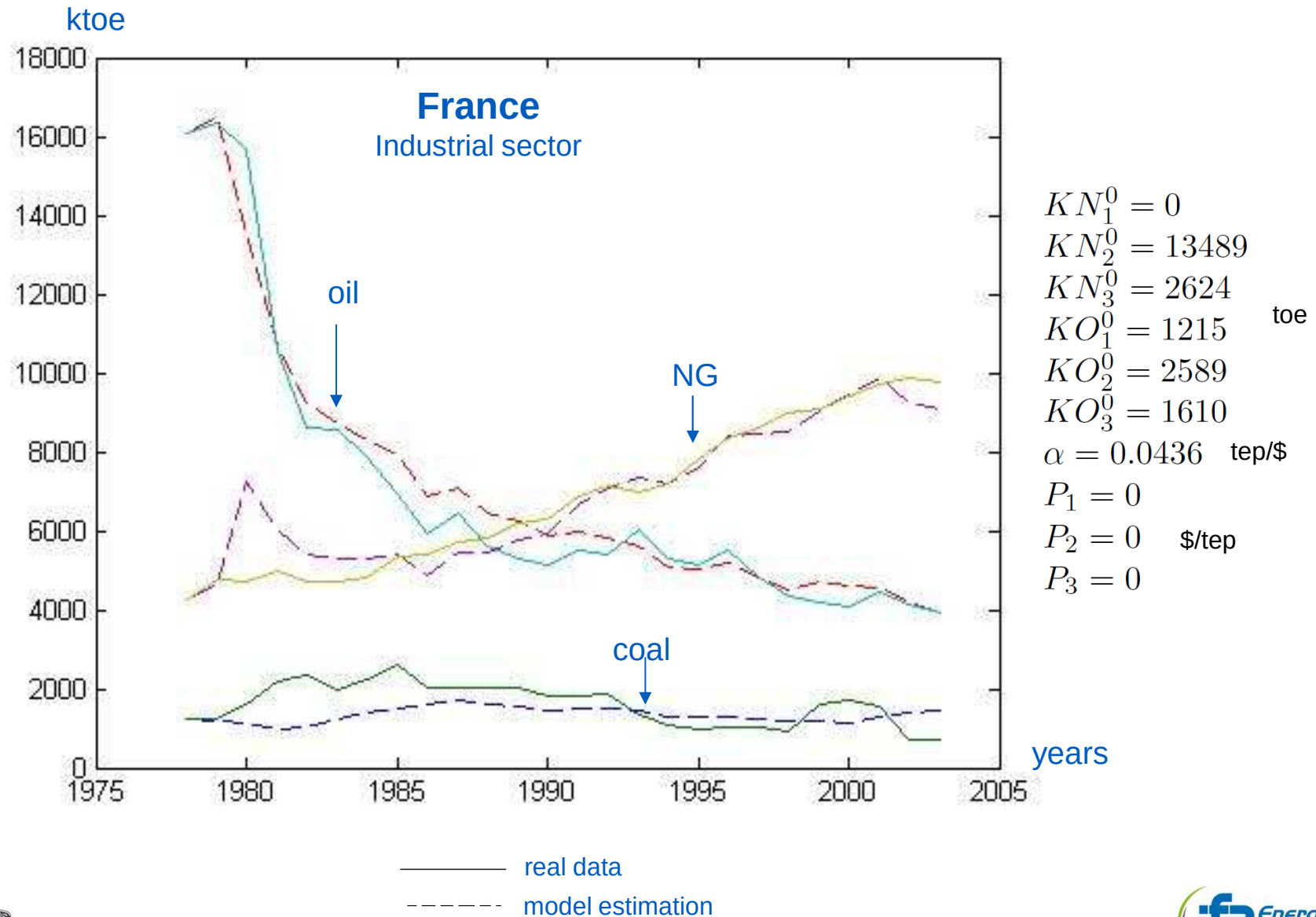
- Description des marchés.
- Description des acteurs et de leurs variables de décision.
- L'interaction Nash-Cournot sur les marchés spot.
- Stockage, investissements en production et infrastructures.

3. Calibration de la fonction de demande en gaz naturel.

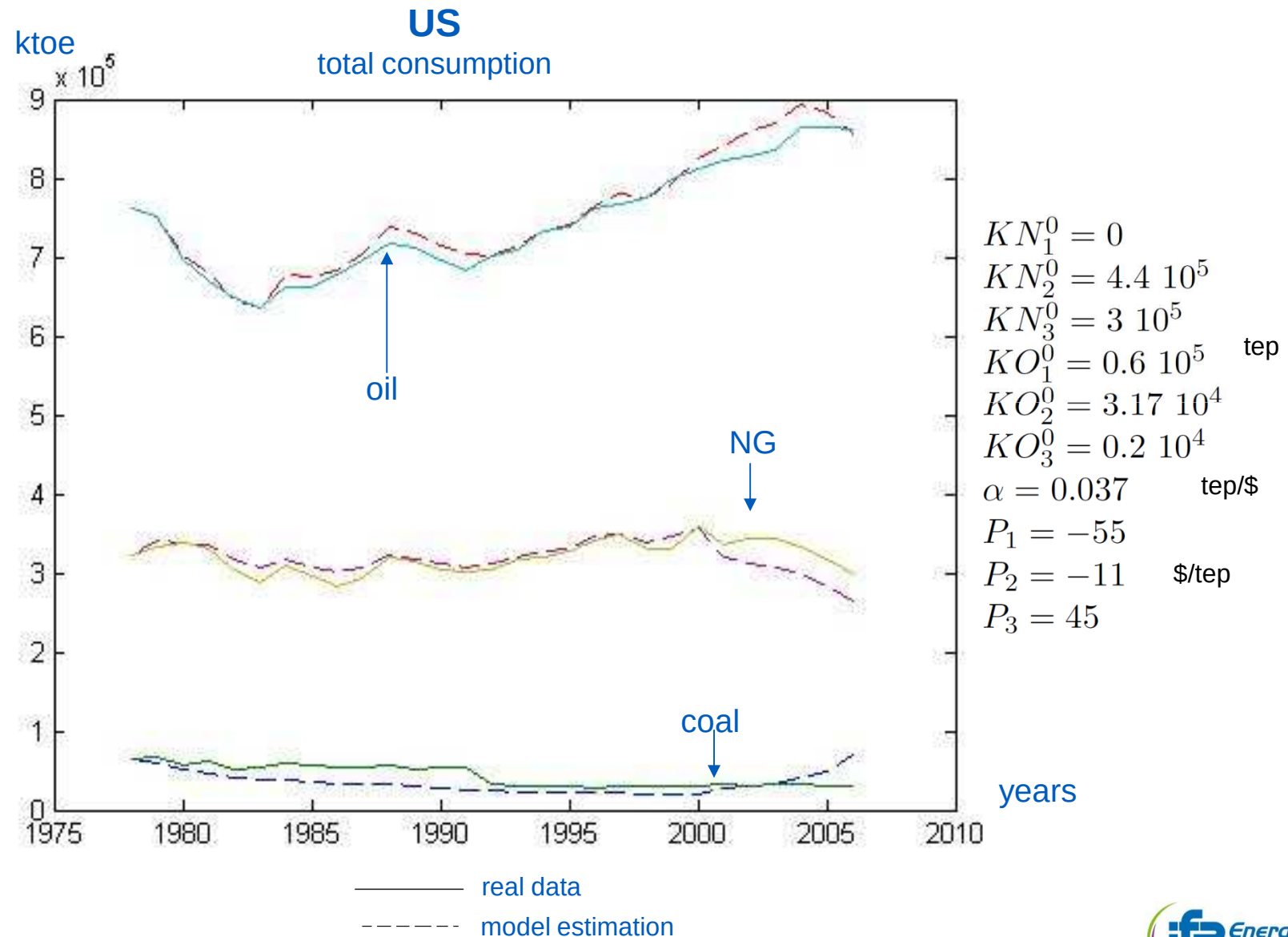
- Théorie des Systèmes Dynamiques.

4. Marché européen.

Résultats: secteur industriel



Résultats: consommation globale



Résultats: forme fonctionnelle mathématique

- Fit numérique (pseudo-data) $q = \beta + \alpha(1 - \tanh(\gamma(p - p_c)))$
- Interprétations:

p_c estimation d'une valeur netback: prix agrégé des énergies concurrentes.

β valeur minimale de la demande. Non nulle à cause des investissements effectués dans le gaz. **Addiction** inhérente au modèle.

γ Taux d'abandon des brûleurs de gaz naturel par unité de prix.
Estimation de l'élasticité

Avantages:

- Prise en compte de la substitution énergétique.
- Prise en compte de l'inter-temporalité.
- Forme fonctionnelle riche.

Le modèle: catégorie

- La résolution du modèle passe par l'écriture des conditions de premier ordre.
- Écriture des conditions nécessaires et suffisantes de résolution K.K.T.
- Démonstration (numérique parfois) que les fonctions de profit sont concaves pour assurer l'existence et l'unicité de l'équilibre de Nash.
- Obtention d'un problème de type **Mixed Complementary Problem** (M.C.P.).
- Difficulté: ensemble de faisabilité des producteurs dépend des variables de décisions des traders (et inversement).

➡ Nash-Cournot généralisé

- Un problème de type N.C.G. possède en général une infinité de solutions .
- Il est nécessaire de réaliser une étude mathématique et théorique afin de définir des critères de sélection de la solution et de tester différentes méthodes numériques de résolution.
- Résolution sous GAMS.

Plan de la présentation

1. Présentation globale de la thèse et de ses objectifs.

2. Le modèle GaMMES, prise en compte des jeux stratégiques d'acteurs.

- Description des marchés.
- Description des acteurs et de leurs variables de décision.
- L'interaction Nash-Cournot sur les marchés spot.
- Stockage, investissements en production et infrastructures.

3. Calibration de la fonction de demande en gaz naturel.

- Théorie des Systèmes Dynamiques.

4. Marché européen et Shale gas.

Hypothèses Métier

- Réserves et infrastructures existantes de production

source : MAGELAN

Déclin des capacités existantes : MAGELAN/ Söderbergh (2010). (Energy Policy)

- Coûts de production et de transport : CAPEX issus de MAGELAN (inflatés avec l'UCCI CERA et comparé à des projets récents).

- La demande : les prix industriels sont utilisés comme proxy des prix de marché.
Source : OCDE. (IEA, Energy statistics).

- Les conditions aux limites : évolution des exports hors modèle, consommation des producteurs et productions domestiques ont été pris en compte de manière exogène par le modèle afin que les exportations ne "subventionnent" pas la consommation domestique.

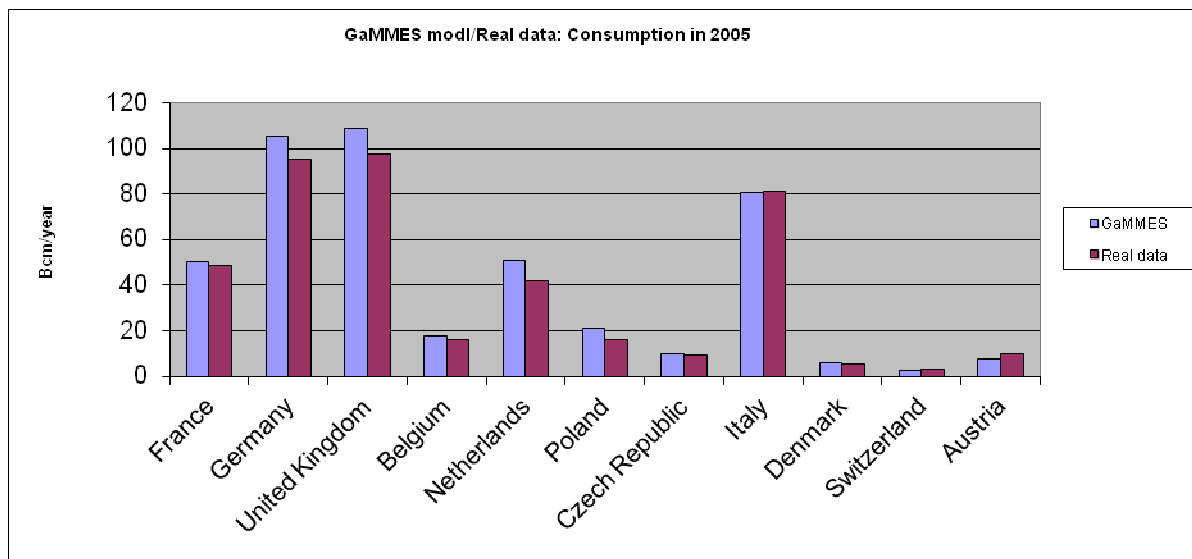
Représentation du Shale gas :

Une étude de Référence : « Breaking with convention », CERA, octobre 2010.

- Courbes de coûts marginaux de production de long-terme, réserves par pays, et scénarios de développement des capacités de production par pays.

Consumers	Producers	Time	Seasons
France	Russie	2000-2045	Winter
Germany	Algeria		Summer
UK	Netherlands		
Belgium	Norway		
Netherlands	United Kingdom		
Poland	Poland		
CZ Republic	Germany		
Italy	France		
Denmark	Caspian area		
Switzerland	Qatar		
Austria	Rest of the world		

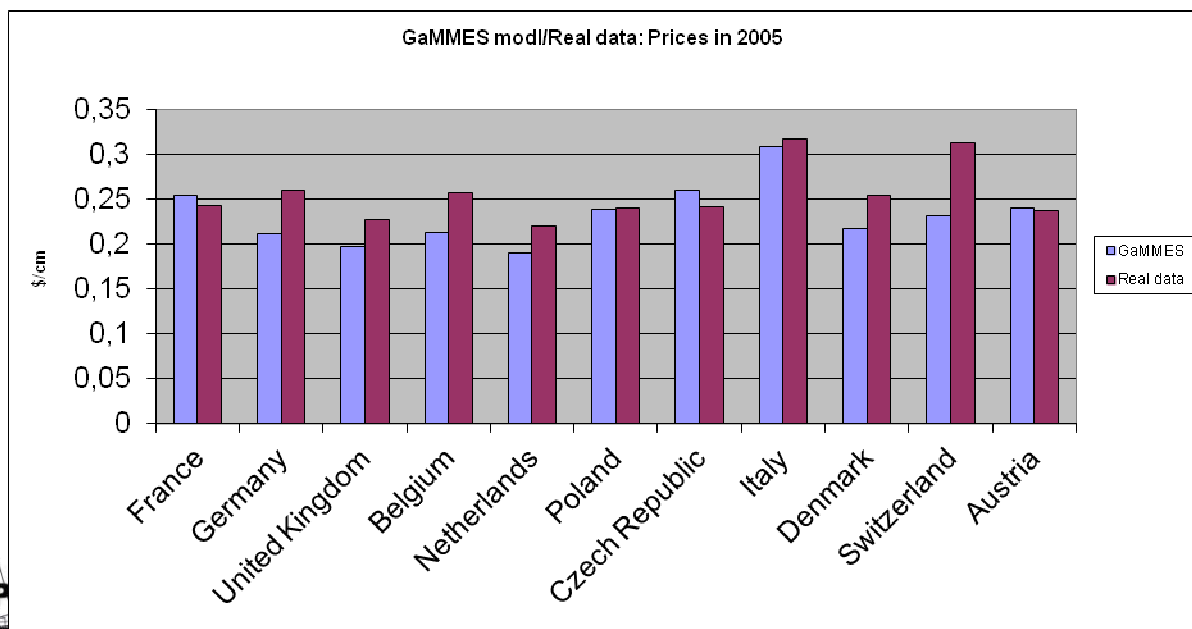
Tests du modèle : 2005-2010



Consommation

Erreur

10%



Prix

Erreur

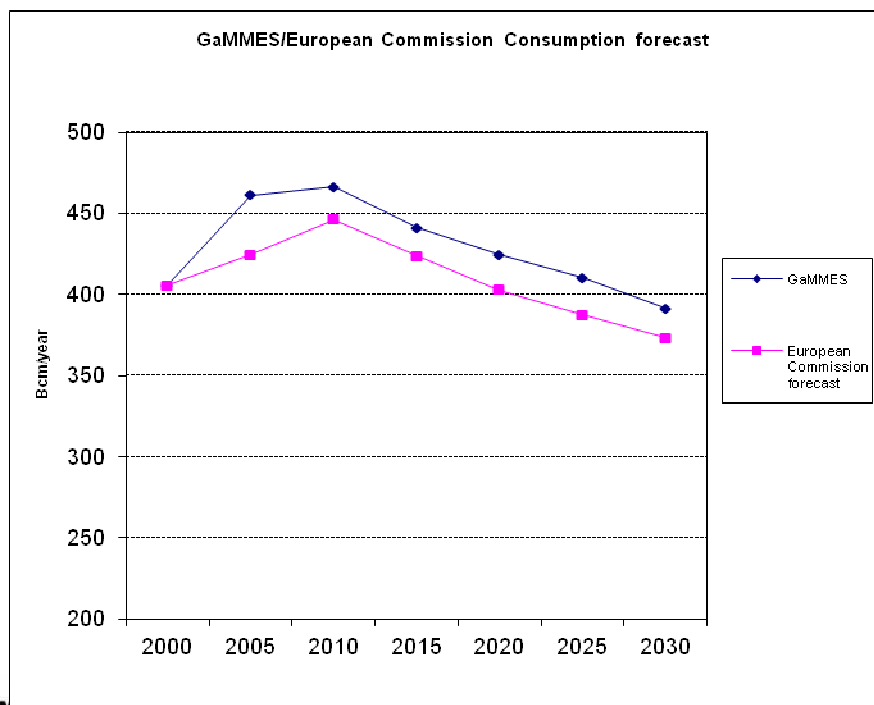
9%

Comparaison entre modèles

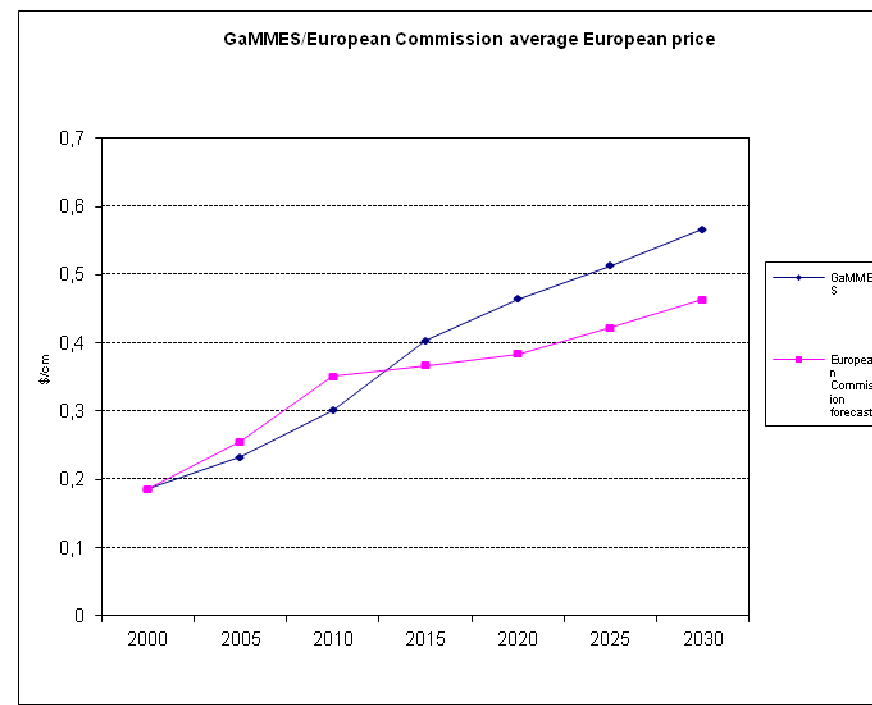
2 prévisions :

- La commission Européenne (référence) update 2009 (consumption) and 2007 (prices).
- Le modèle GaMMES.

Consumption

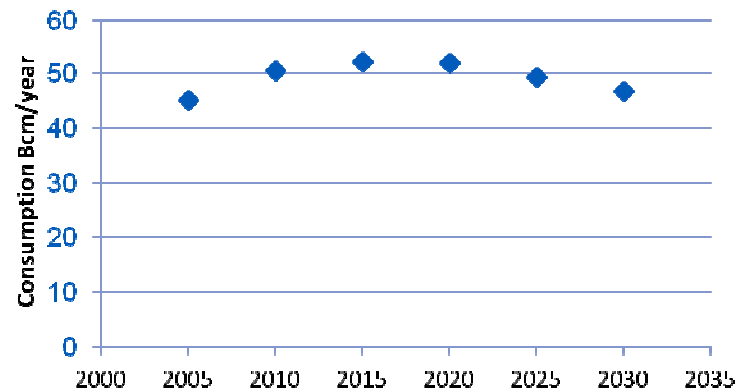


Price

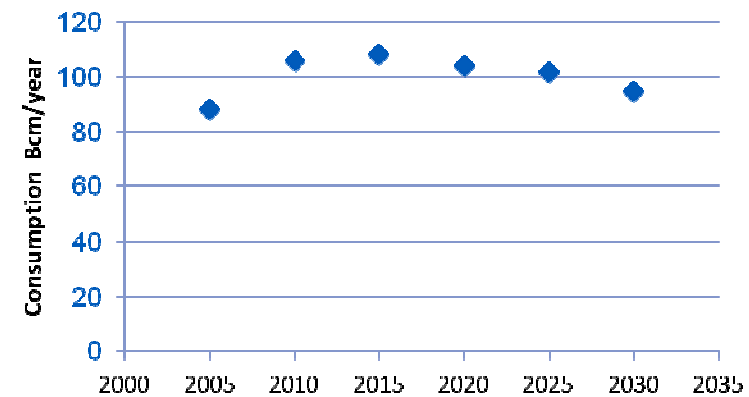


Prévisions de consommations

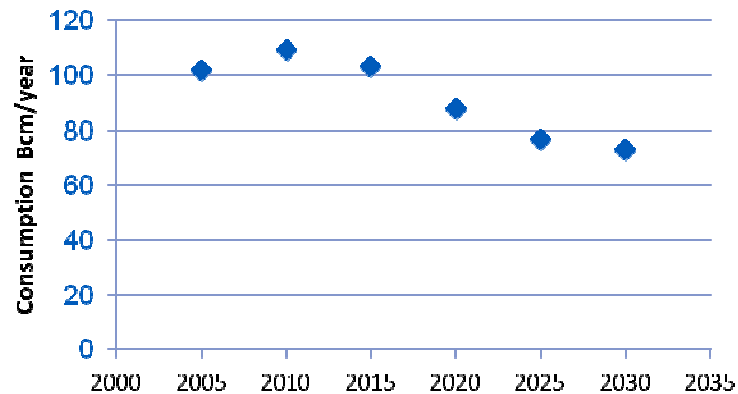
France



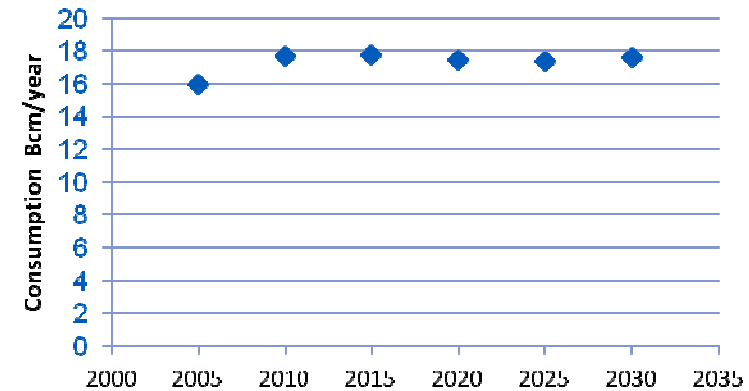
Germany



UK

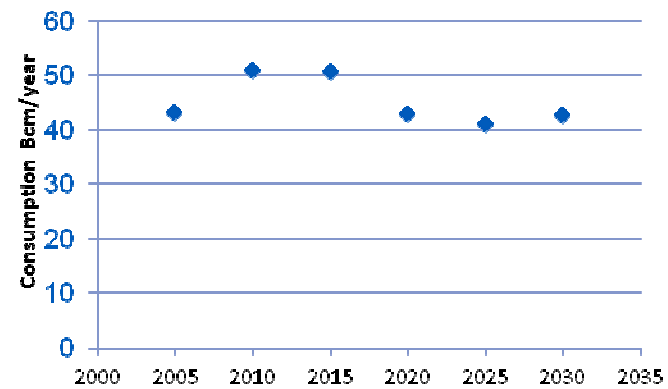


Belgium

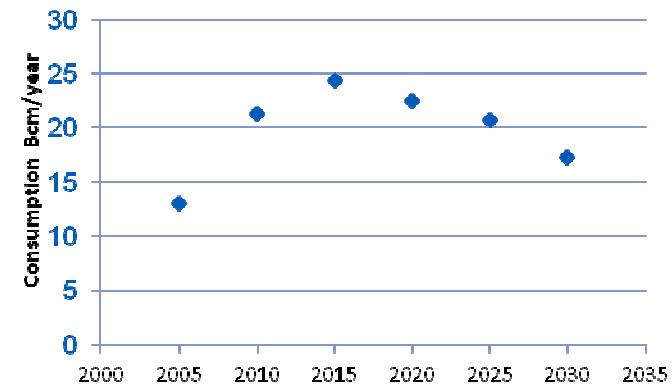


Prévisions de consommations

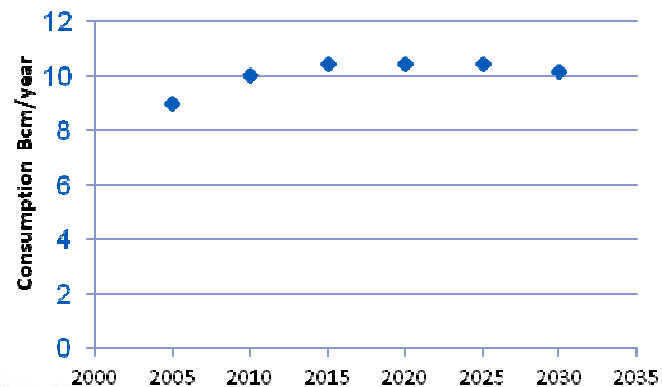
Netherlands



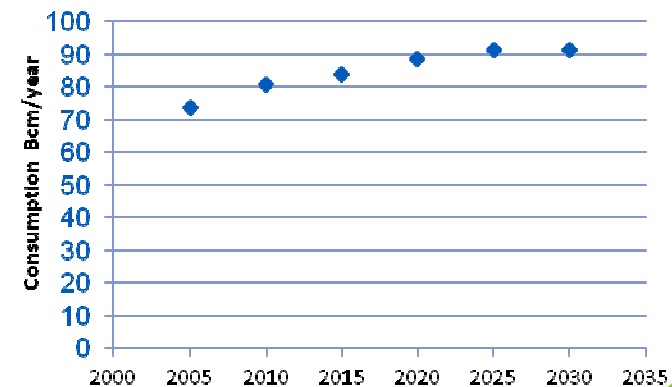
Poland



CZ Republic

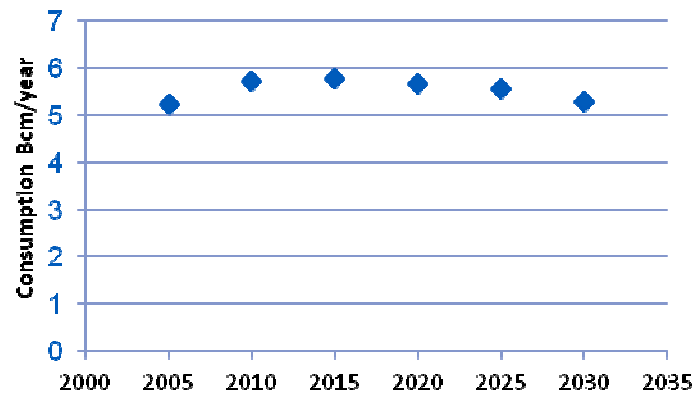


Italy

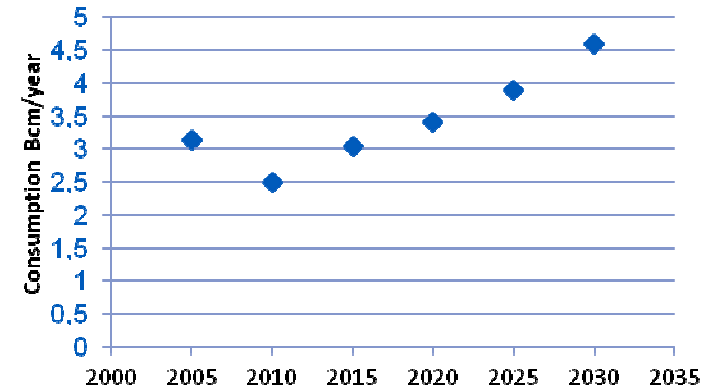


Prévisions de consommations

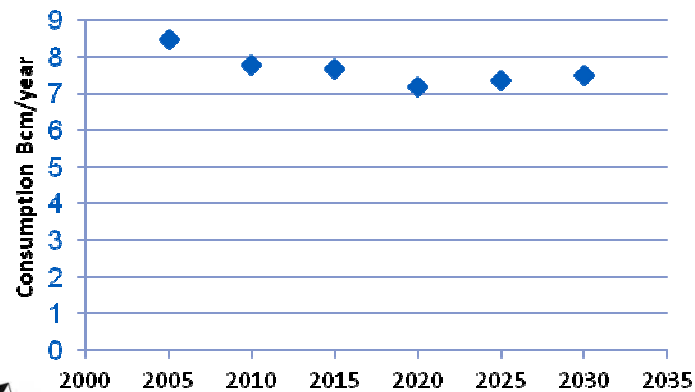
Denmark



Switzerland

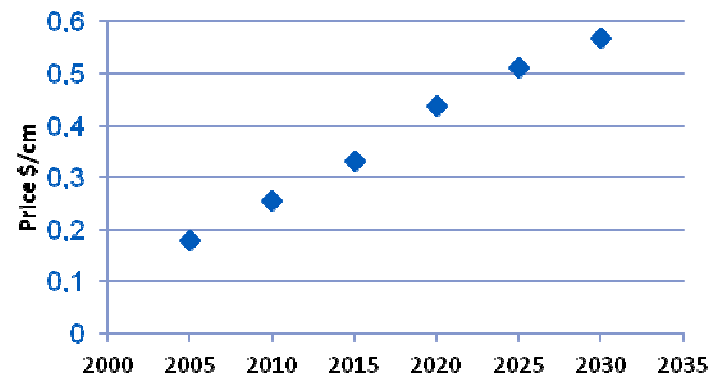


Austria

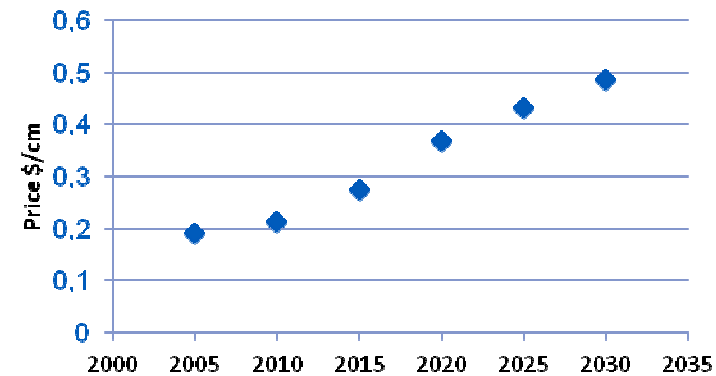


Prévisions de prix

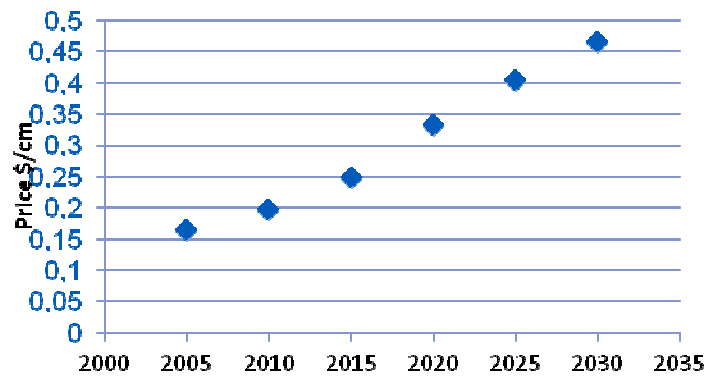
France



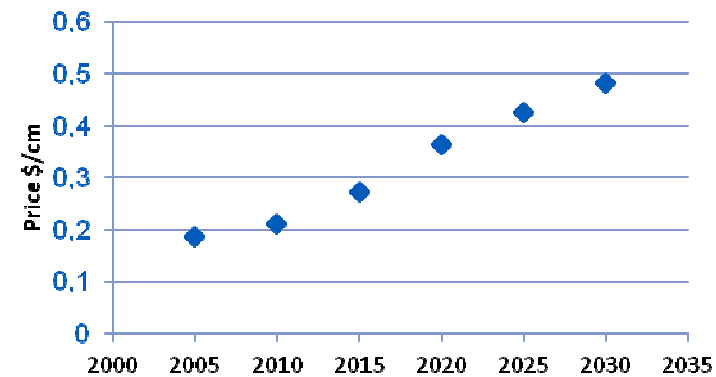
Germany



UK

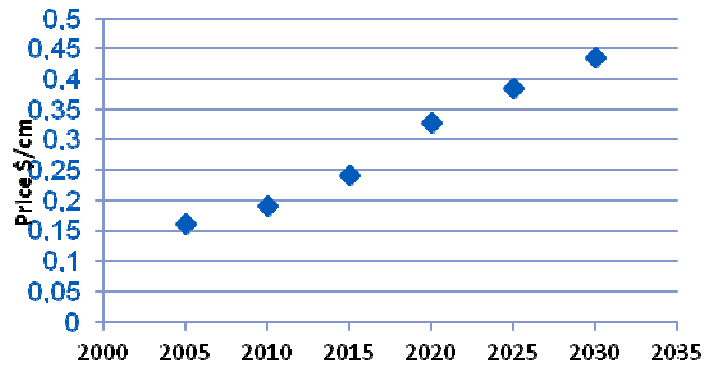


Belgium

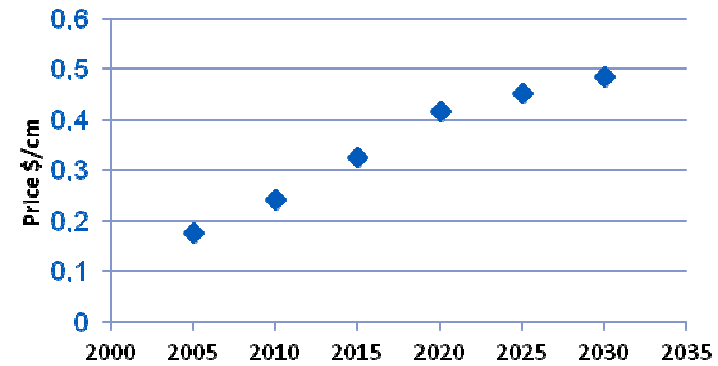


Prévisions de prix

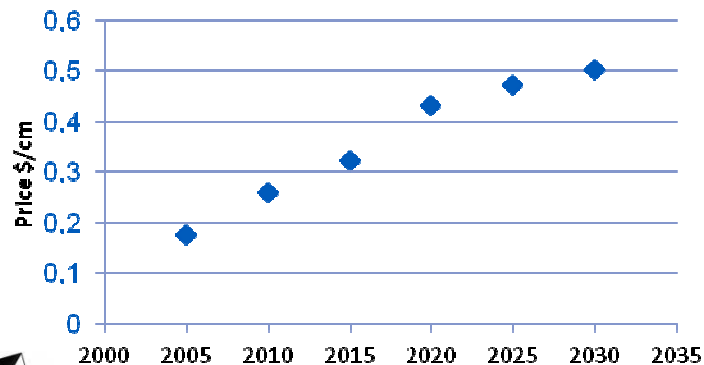
Netherlands



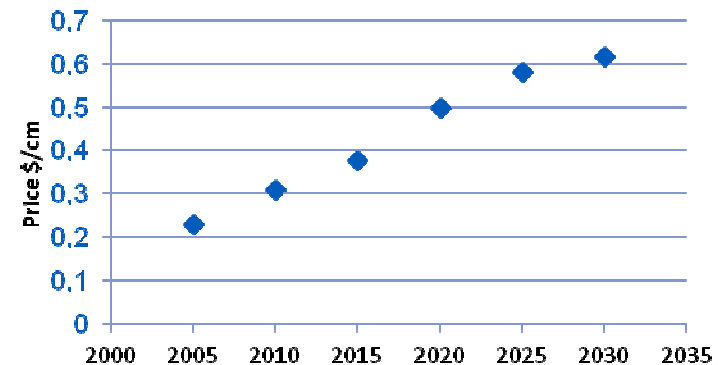
Poland



CZ Republic

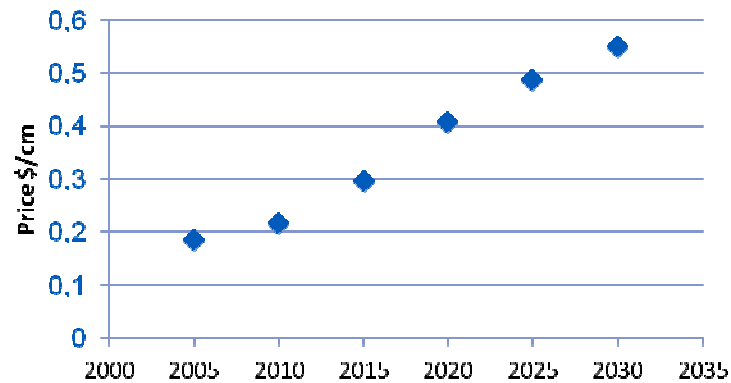


Italy

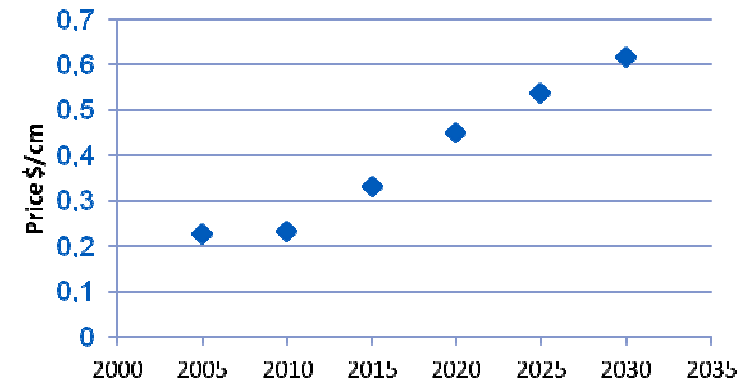


Prévisions de prix

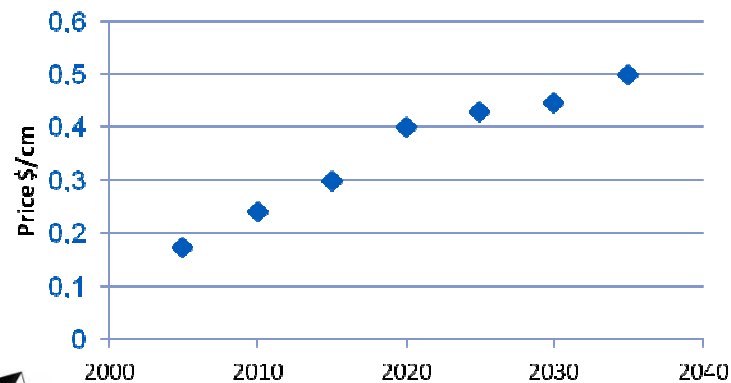
Denmark



Switzerland



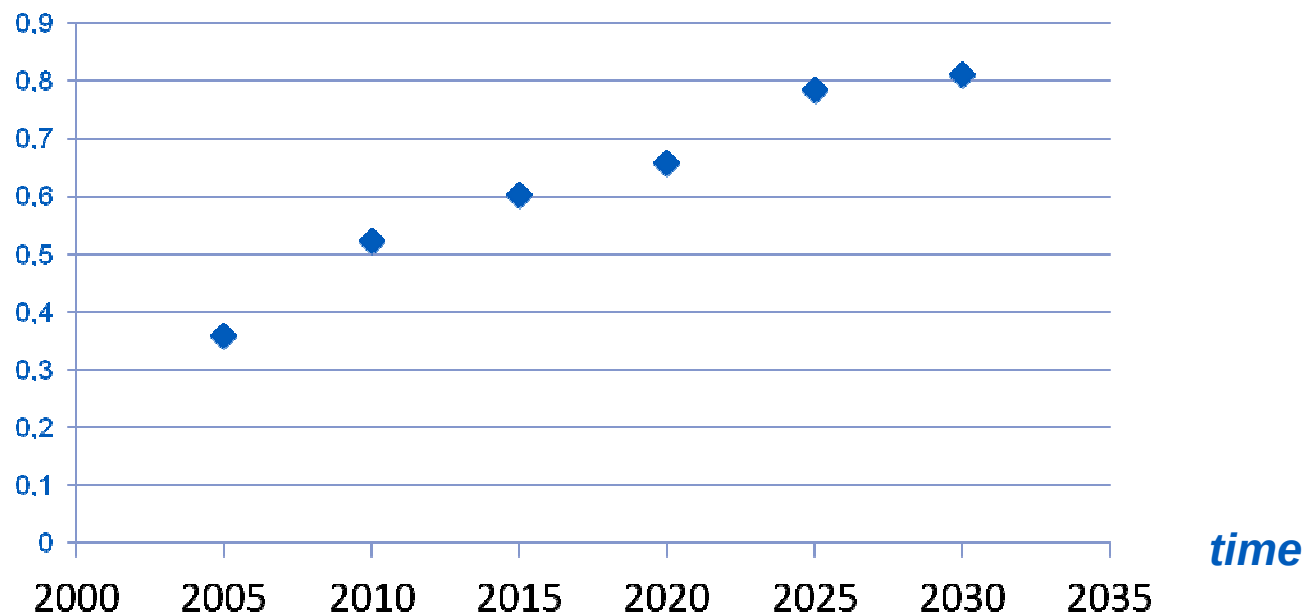
Austria



Dépendance énergétique

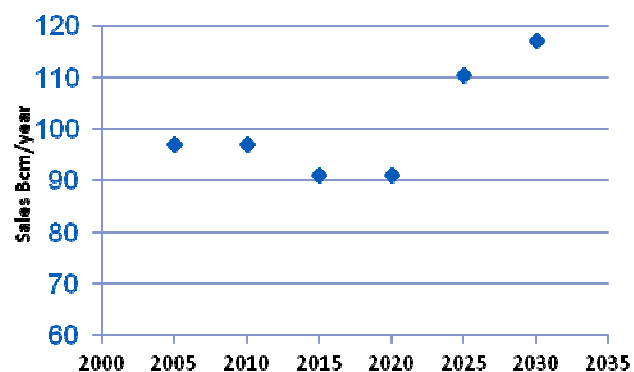
$$\text{dependancy} = \frac{\text{foreign exports}^*}{\text{total consumption}}$$

Natural gas dependence

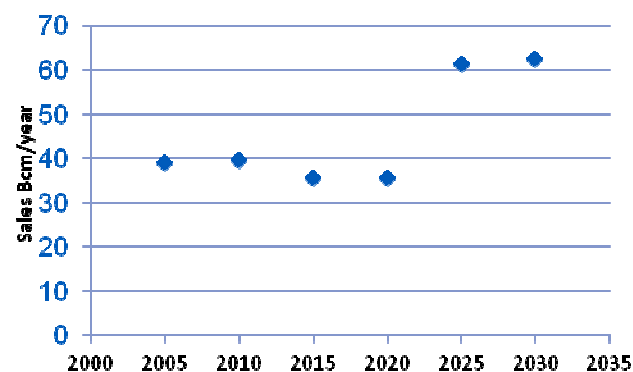


Prévisions de production

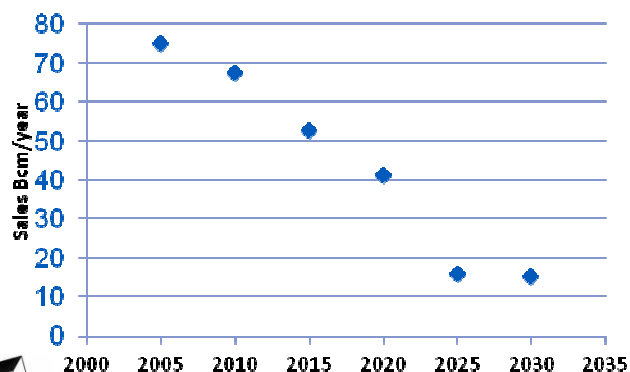
Russia



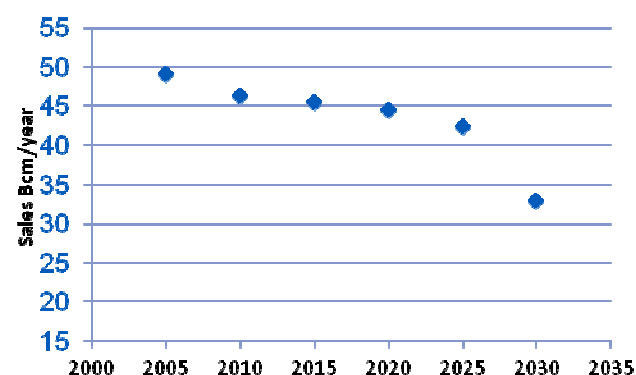
Algeria



Netherlands

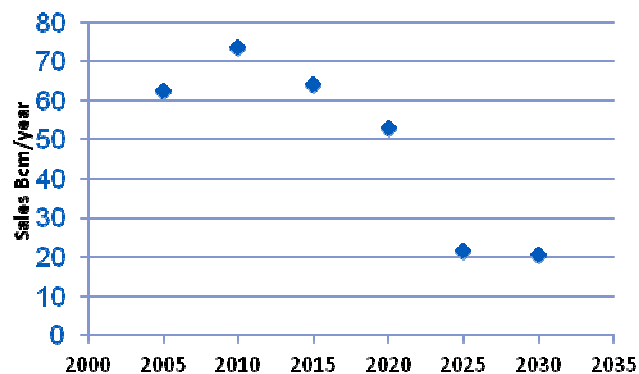


Norway

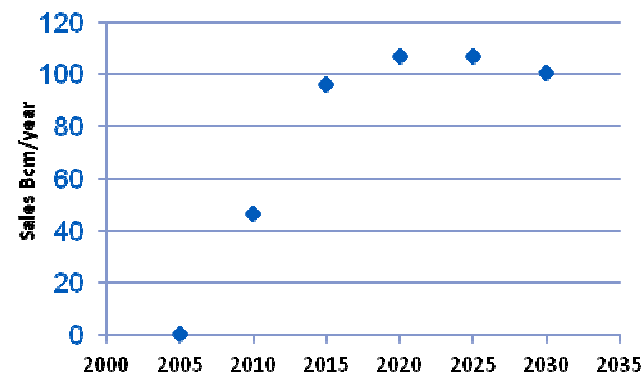


Prévisions de production

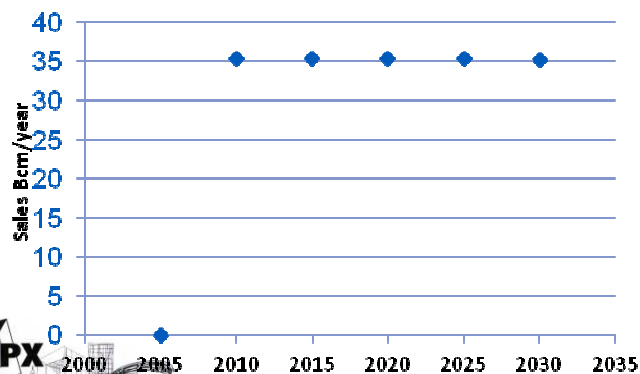
UK



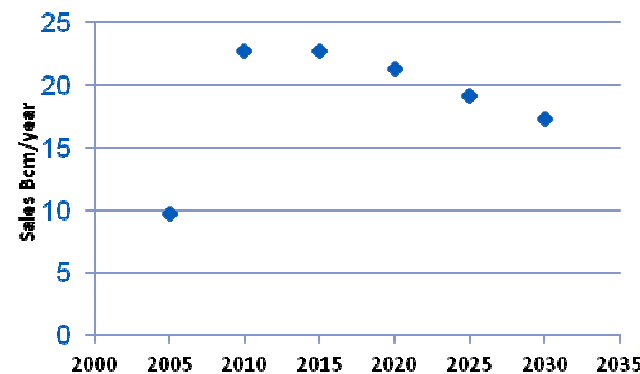
Caspian Area



Qatar (LNG)



Rest of the world (LNG)



Pénétration du Shale Gas

Comparaison entre :

- Scénario de référence sans Shale Gas.
- Scénario avec pénétraion du Shale Gas.

3 cas pour le Shale gas :

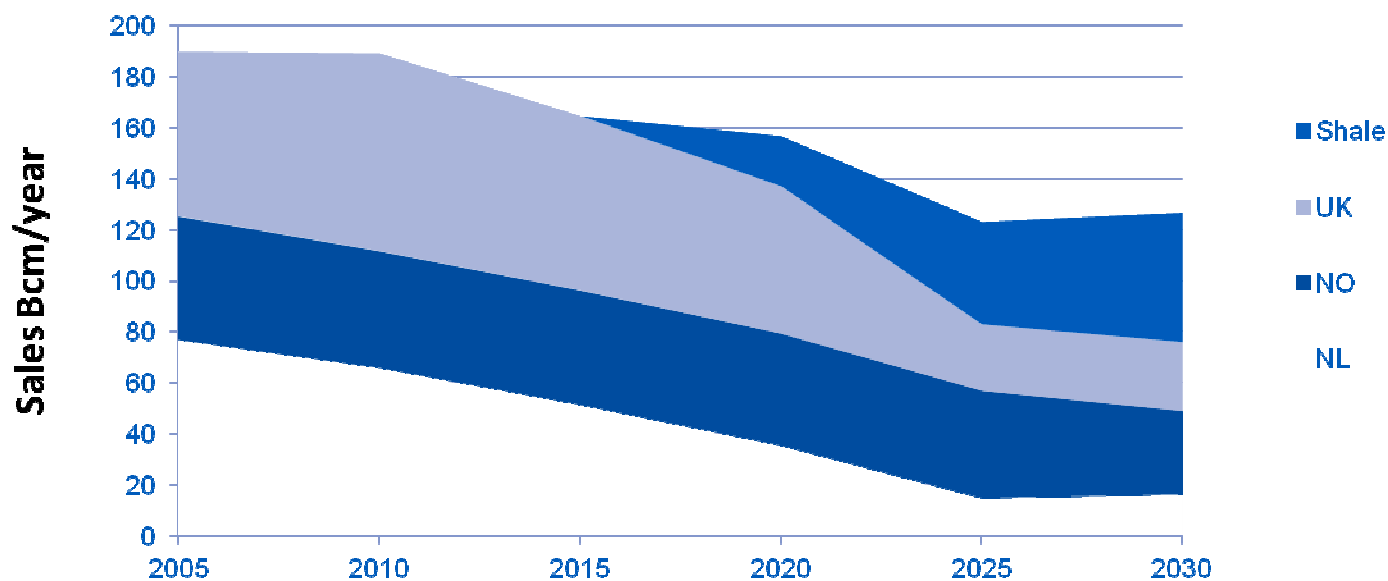
- *Prévisions CERA (cas 0).*
- *Incertitude sur les coûts de production du Shale gas (*2) (cas 1).*
- *Retard sur le début de production du Shale gas (+ 5 ans) (cas 2).*

Pénétration du Shale Gas

Cas 0

Impact sur la production en Europe

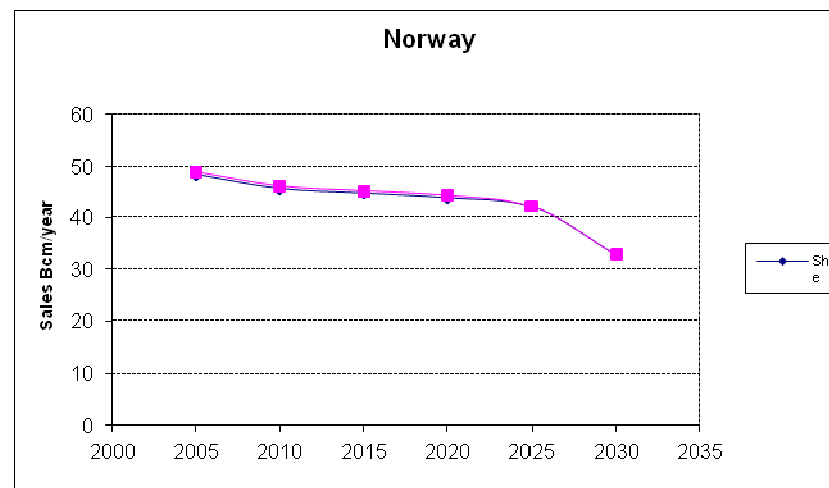
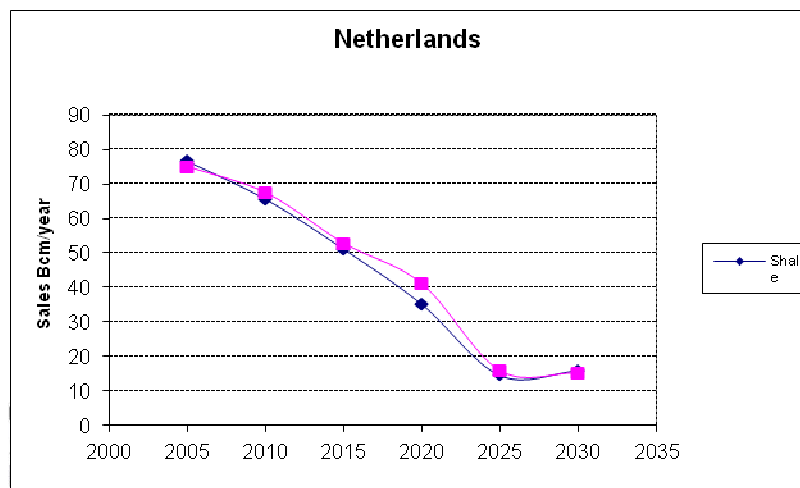
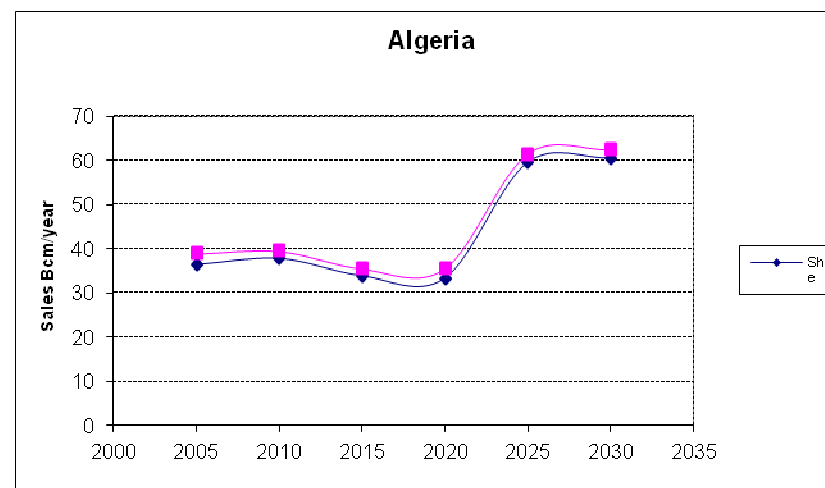
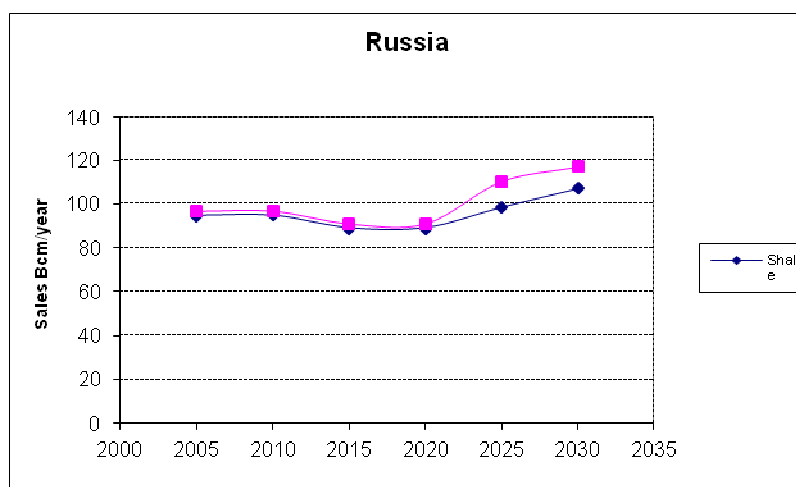
Natural gas sales



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

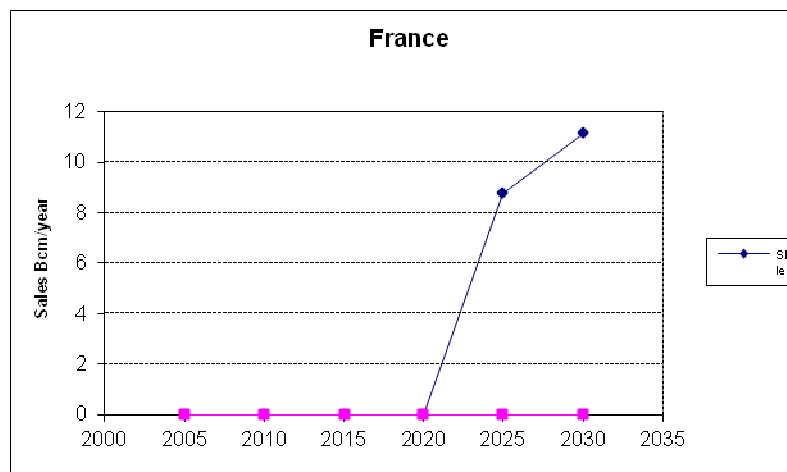
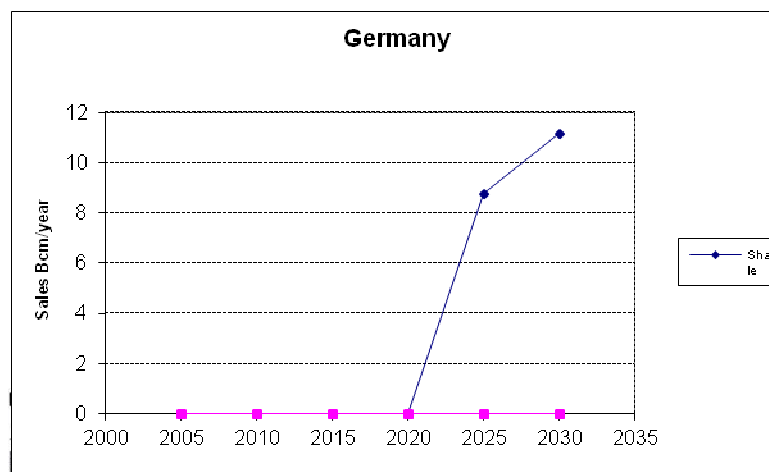
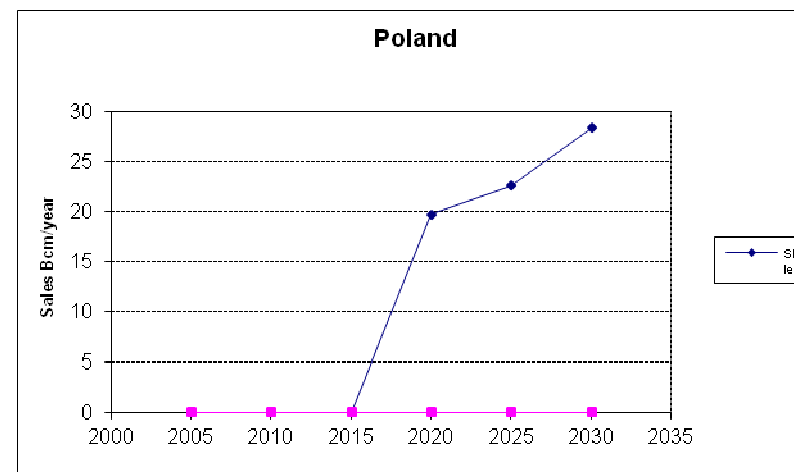
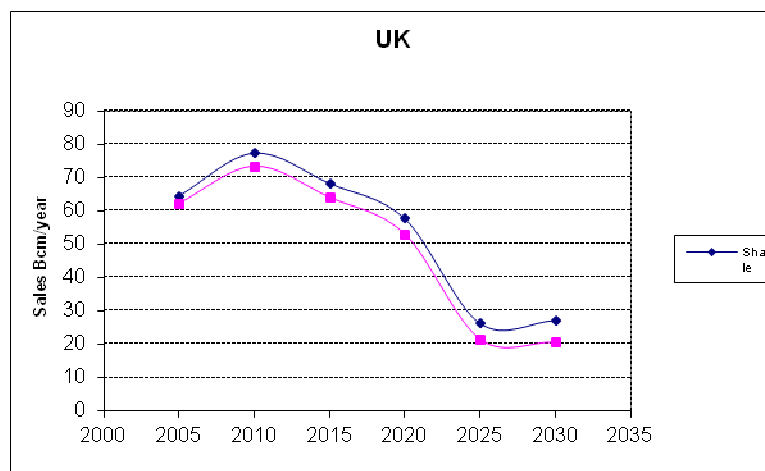
Impact sur la production



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

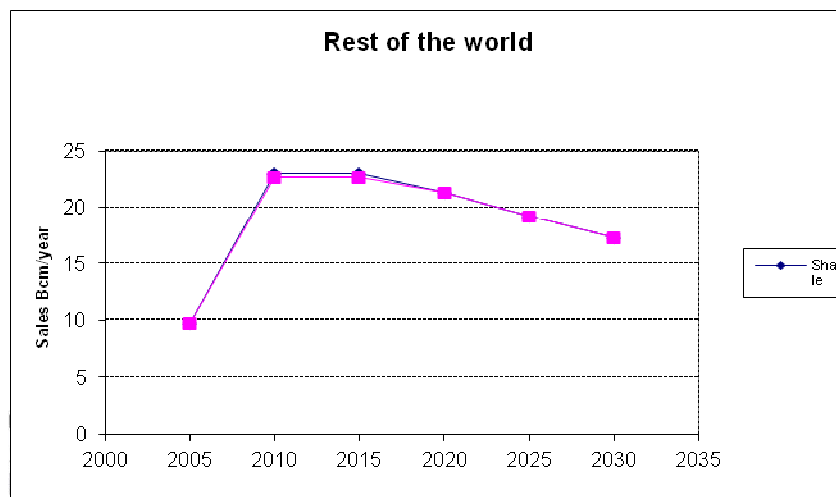
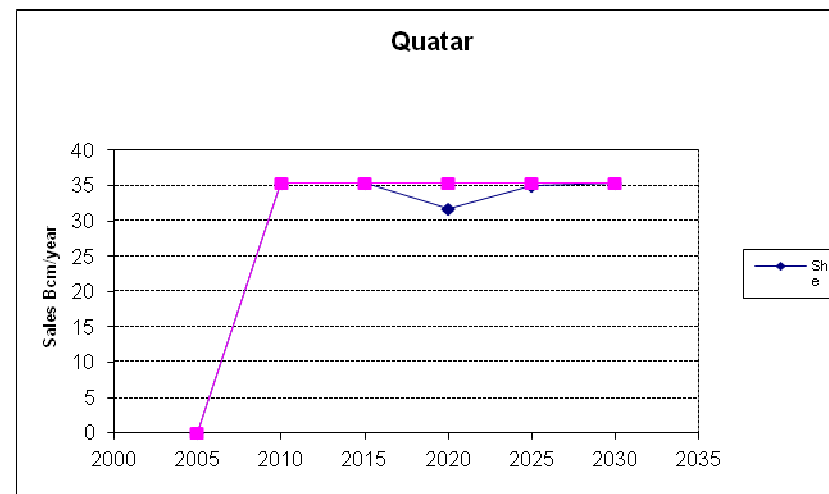
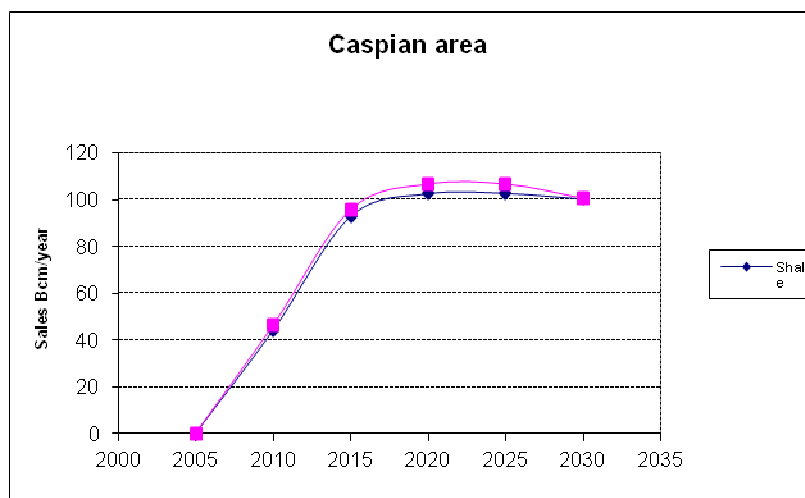
Impact sur la production



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

Impact sur la production

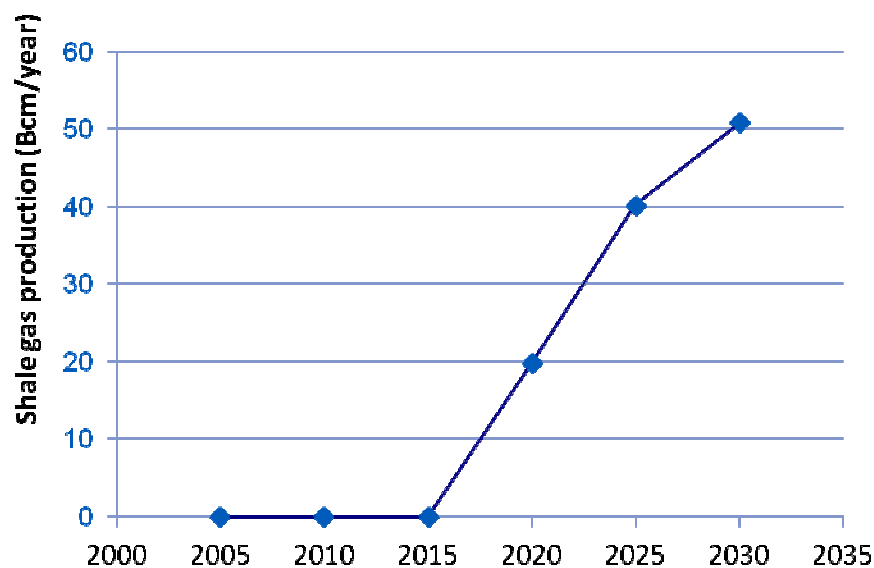


Pénétration du Shale Gas

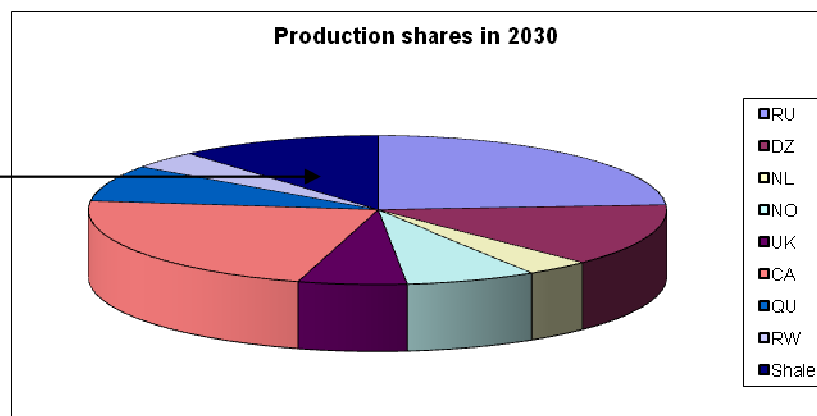
Cas 0

Impact sur la production

European Shale gas production



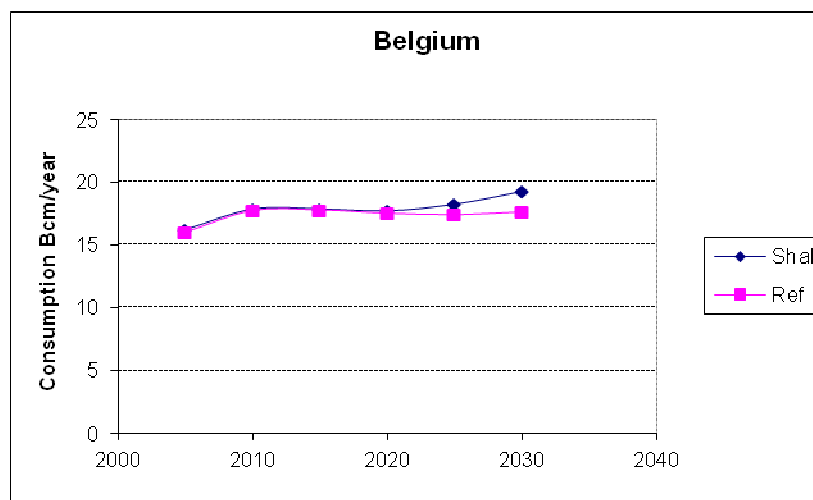
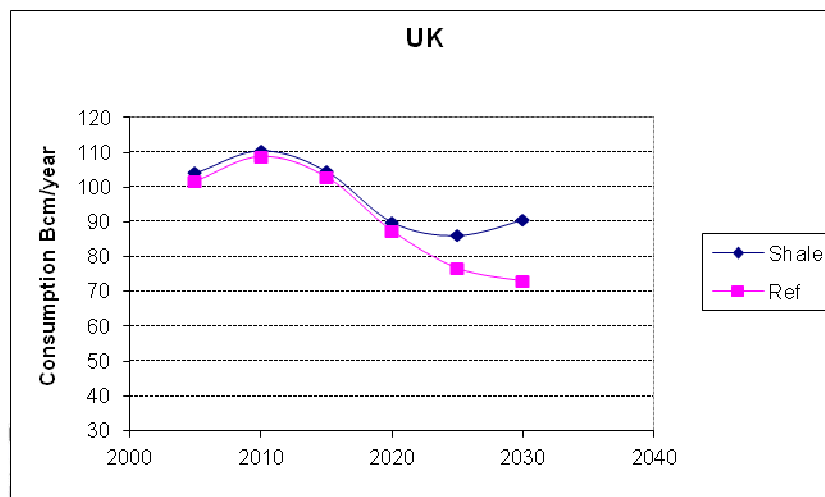
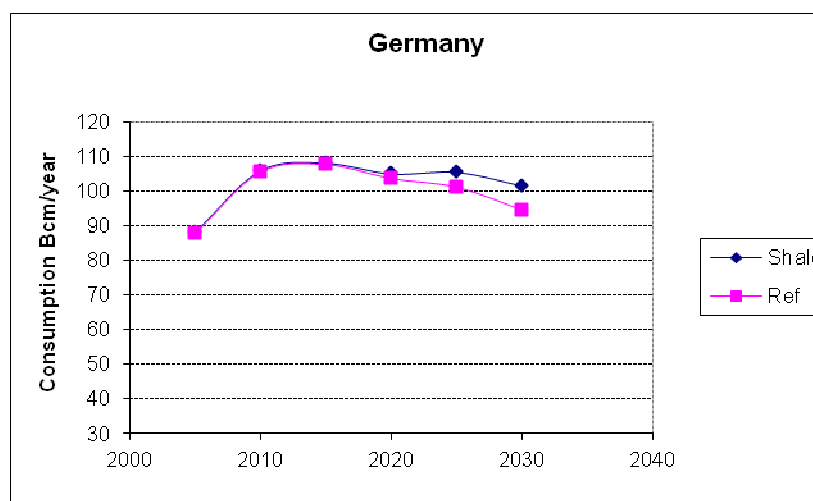
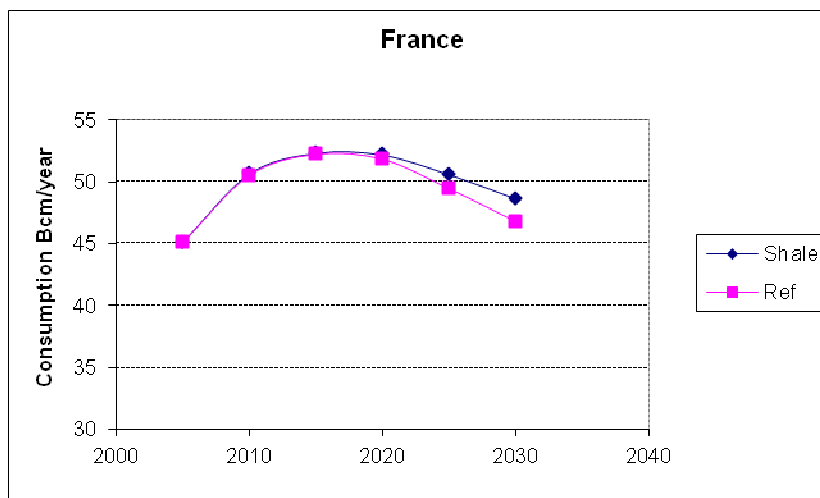
11% de shale gas
dans la production
en 2030



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

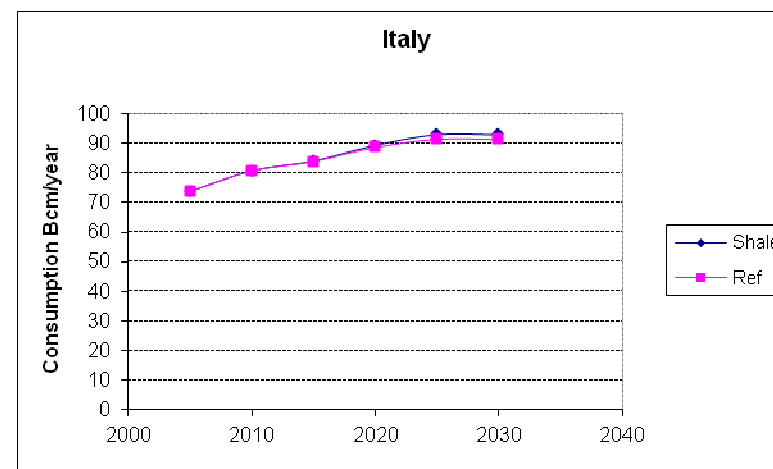
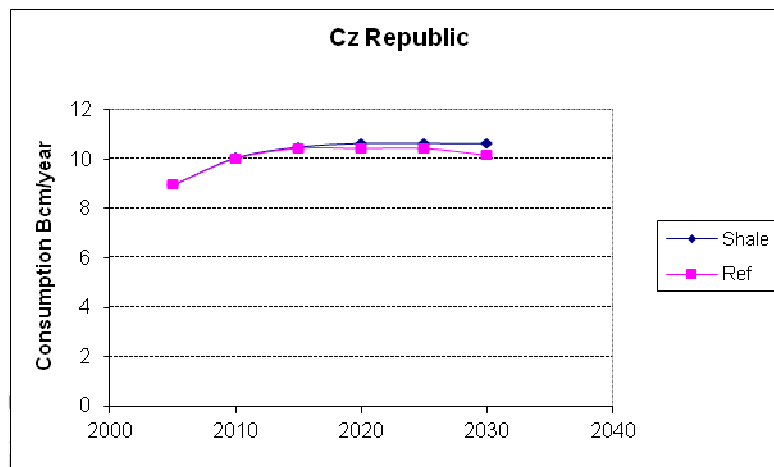
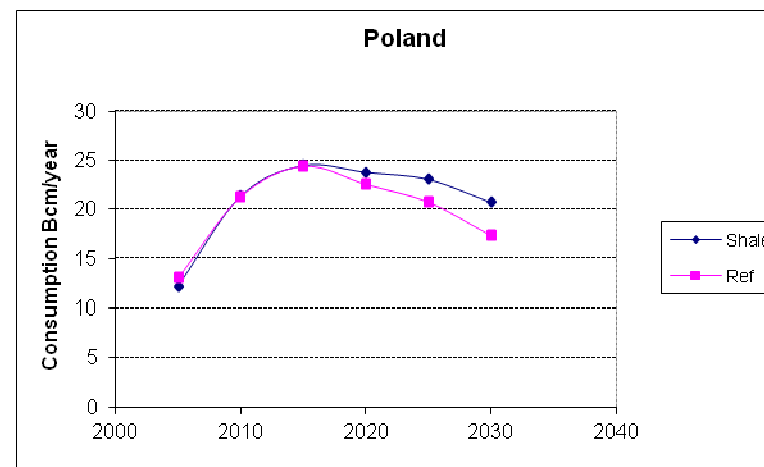
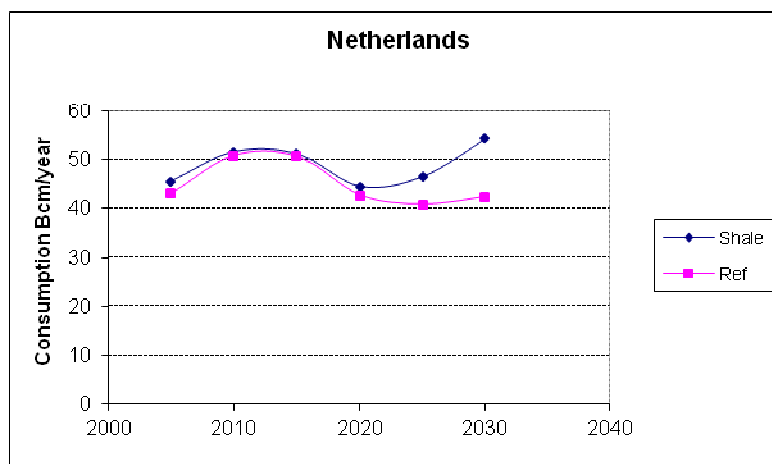
Impact sur la consommation



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

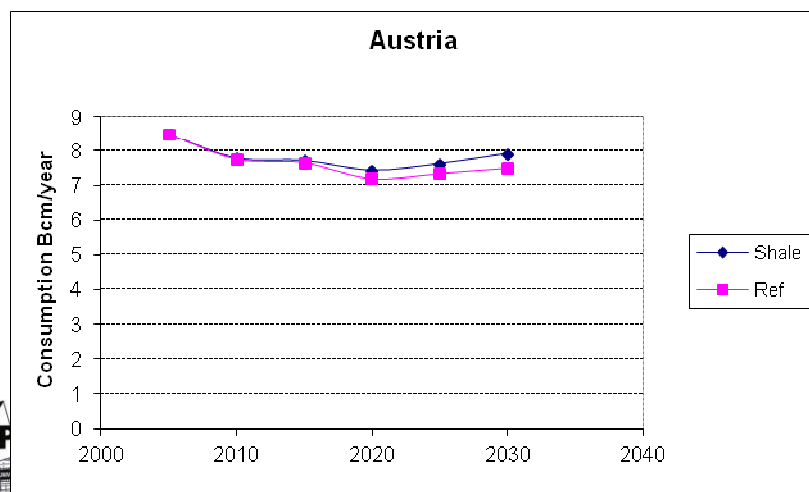
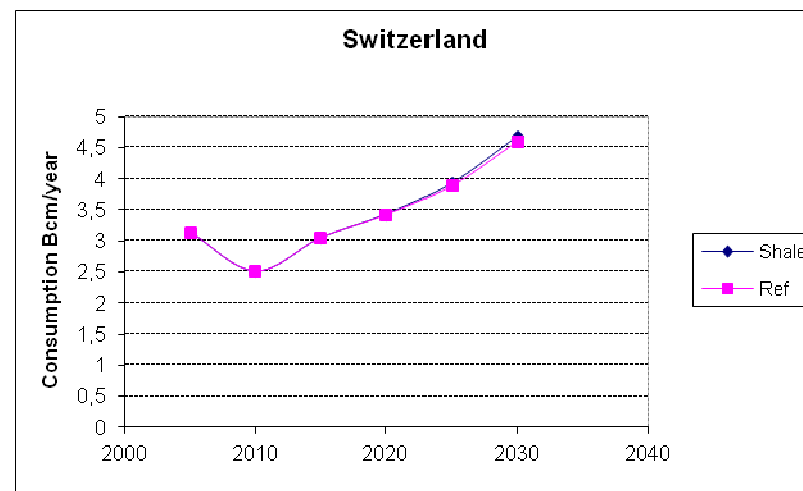
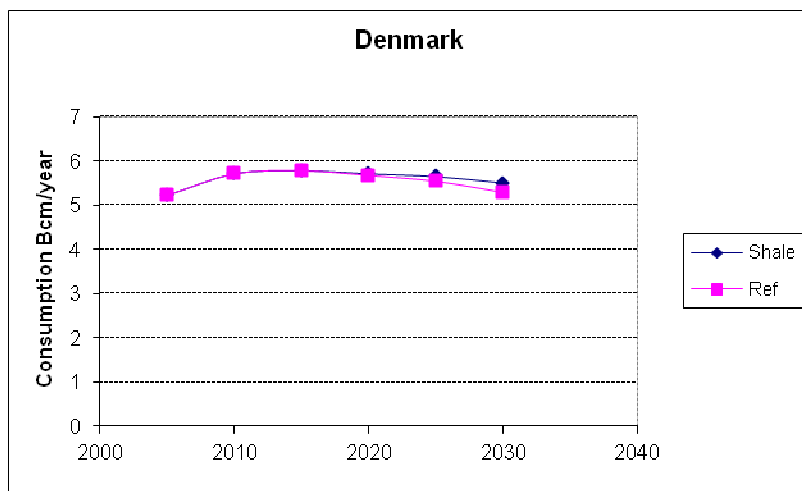
Impact sur la consommation



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

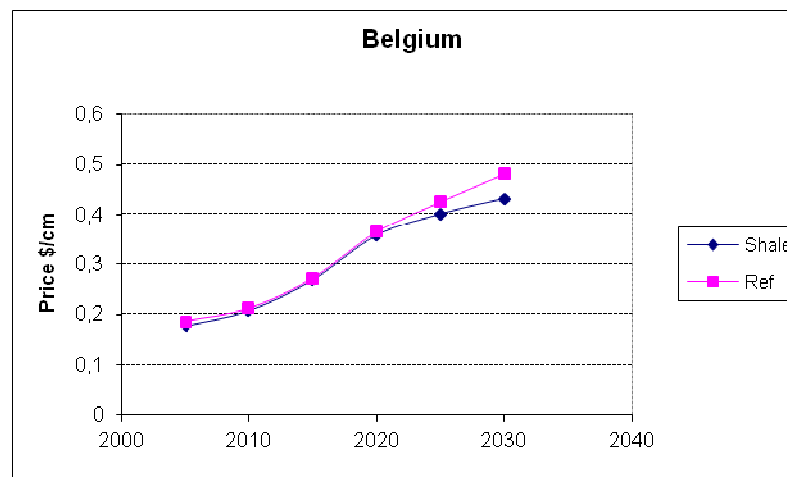
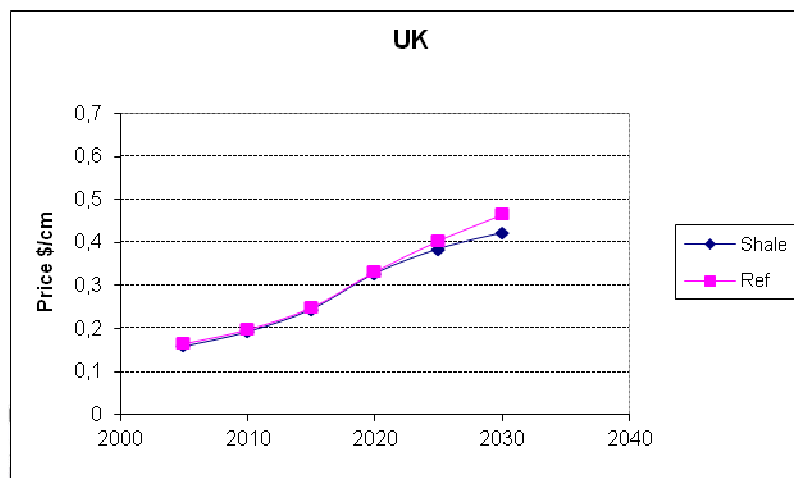
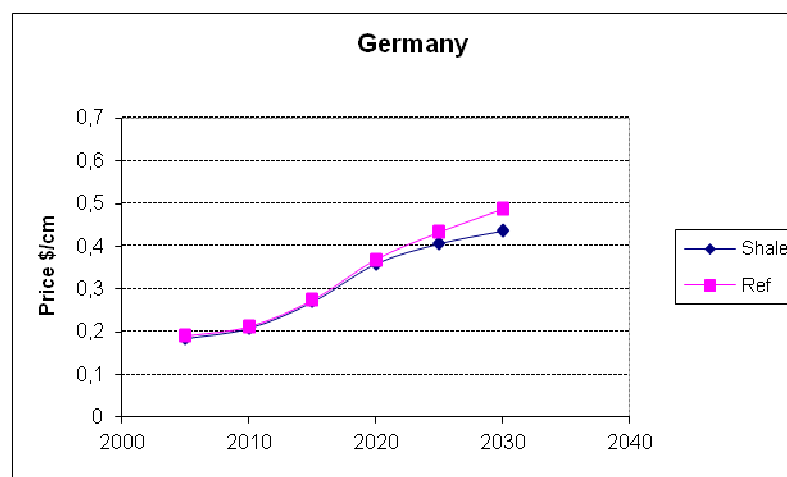
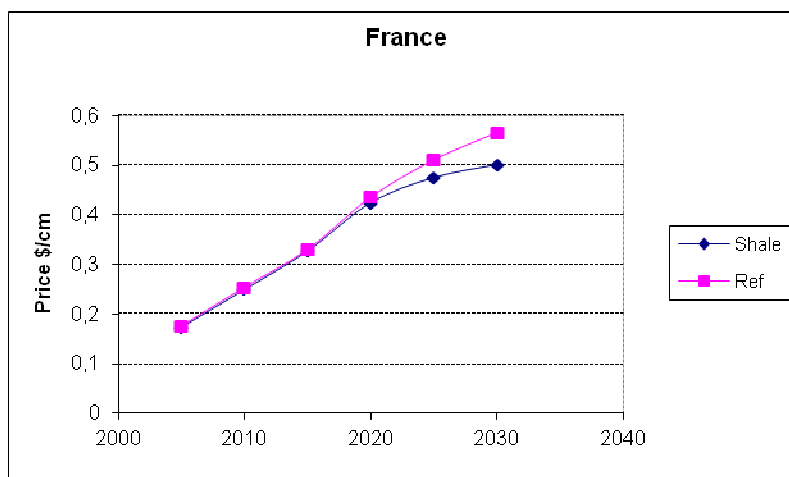
Impact sur la consommation



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

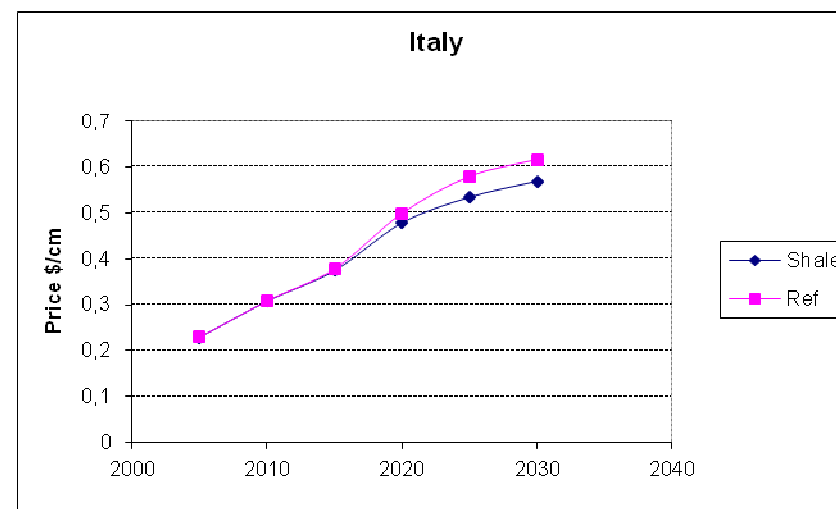
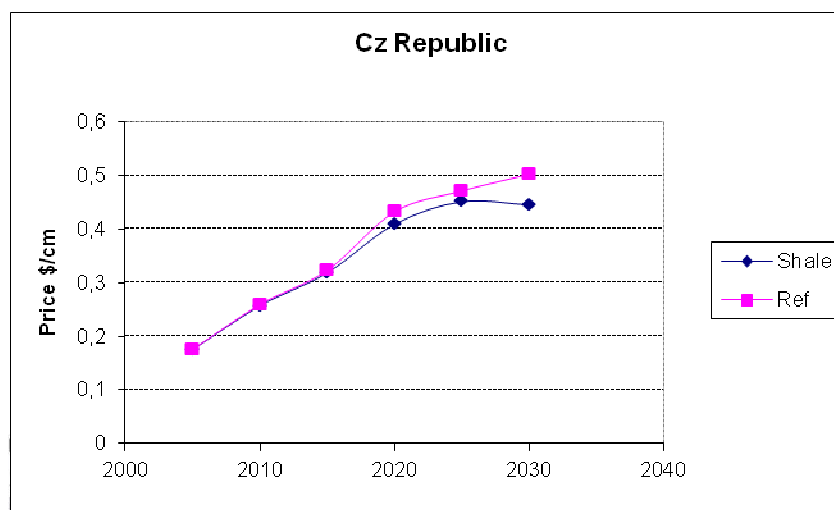
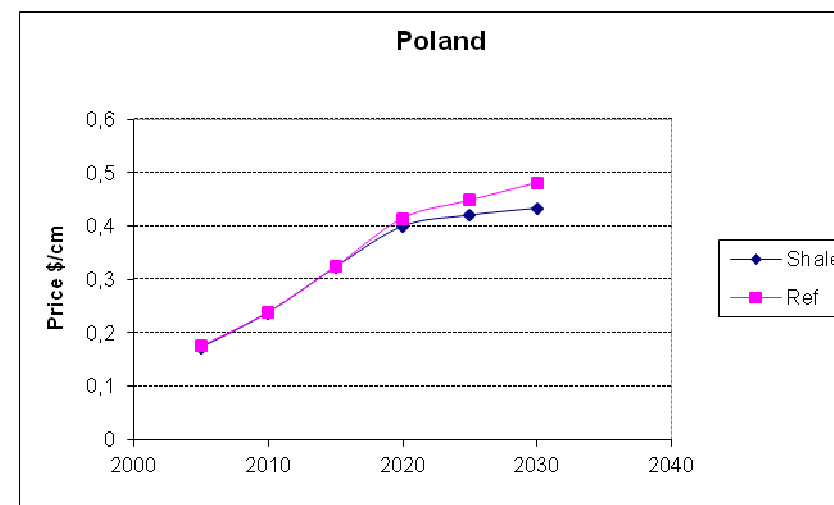
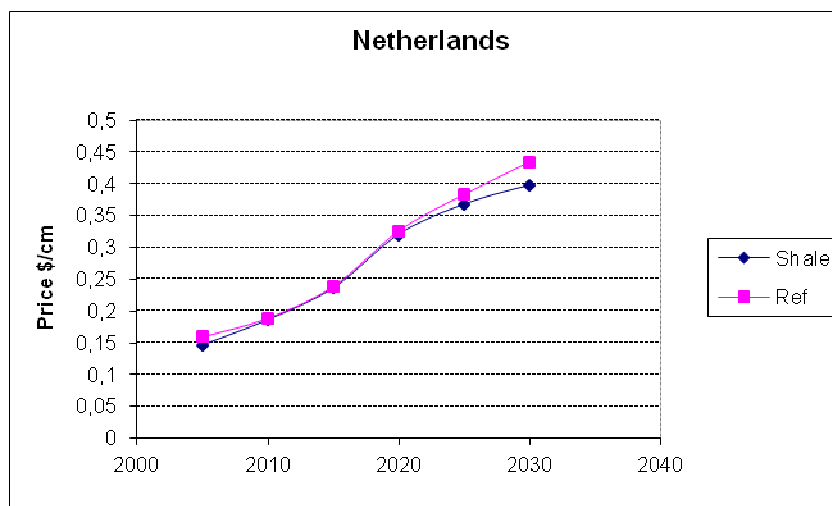
Impact sur les prix



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

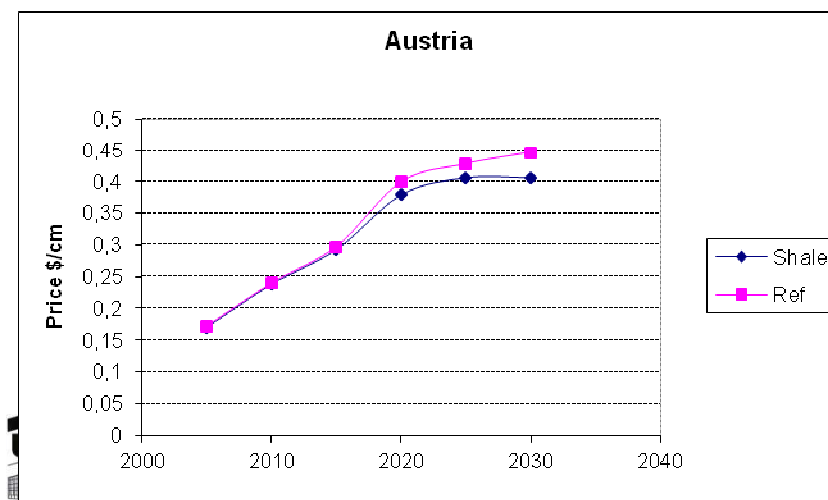
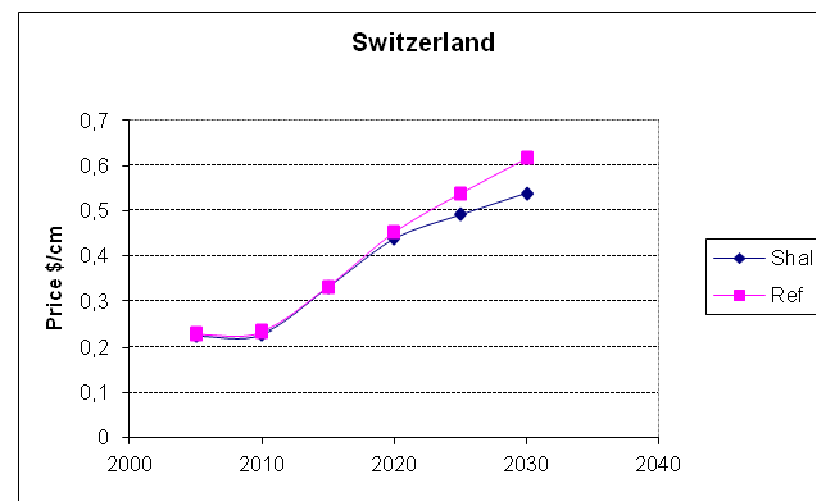
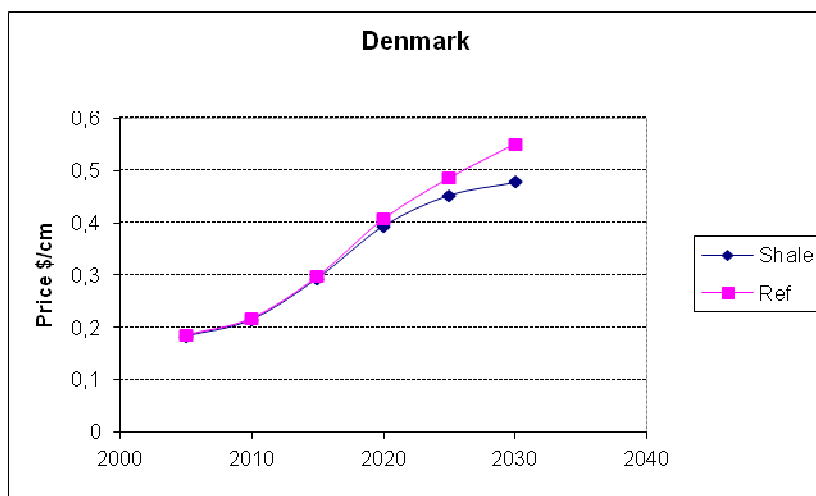
Impact sur les prix



Pénétration du Shale Gas

Cas 0

Impact sur les prix

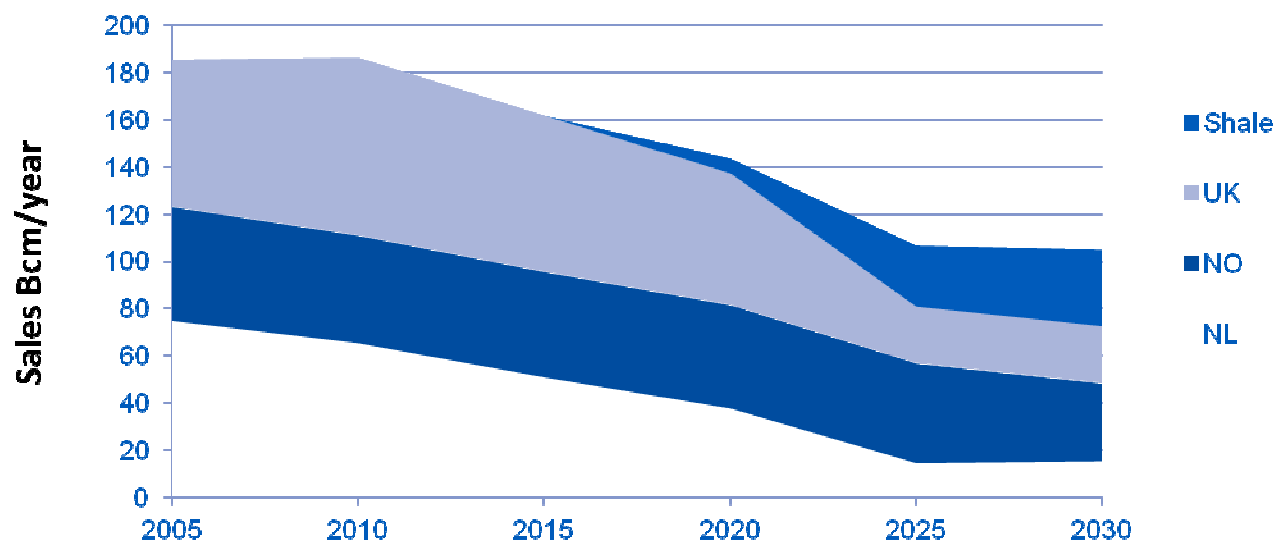


Pénétration du Shale Gas

Cas 1 : Les coûts de production doublent

Impact sur la production en Europe

Natural gas sales

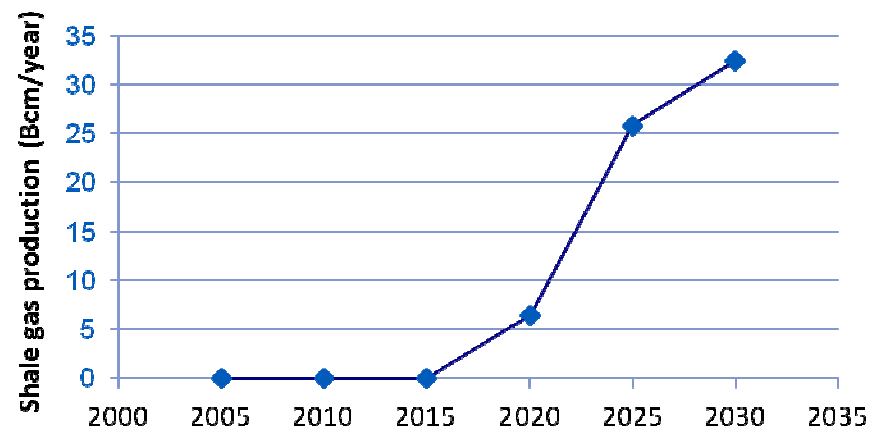


Pénétration du Shale Gas

Cas 1

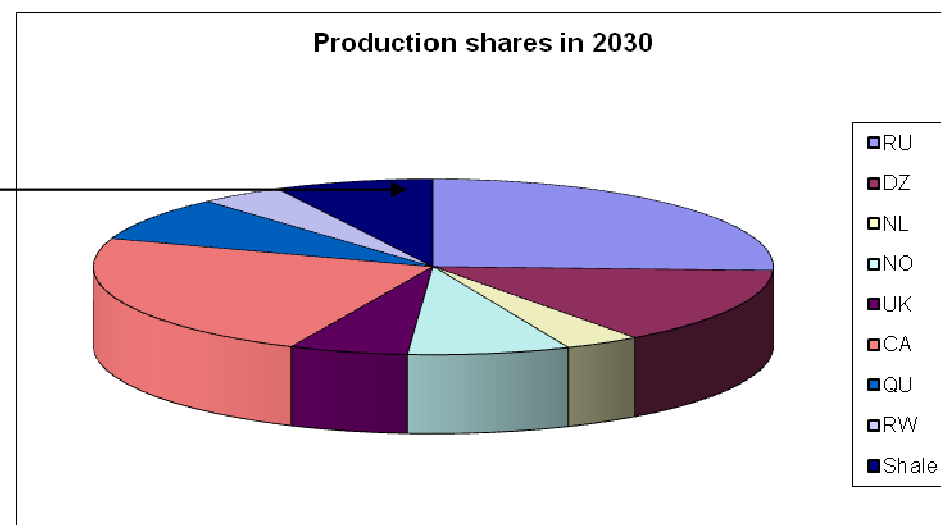
Les coûts de production doublent

European Shale gas production



7% de shale gas
dans la production
en 2030

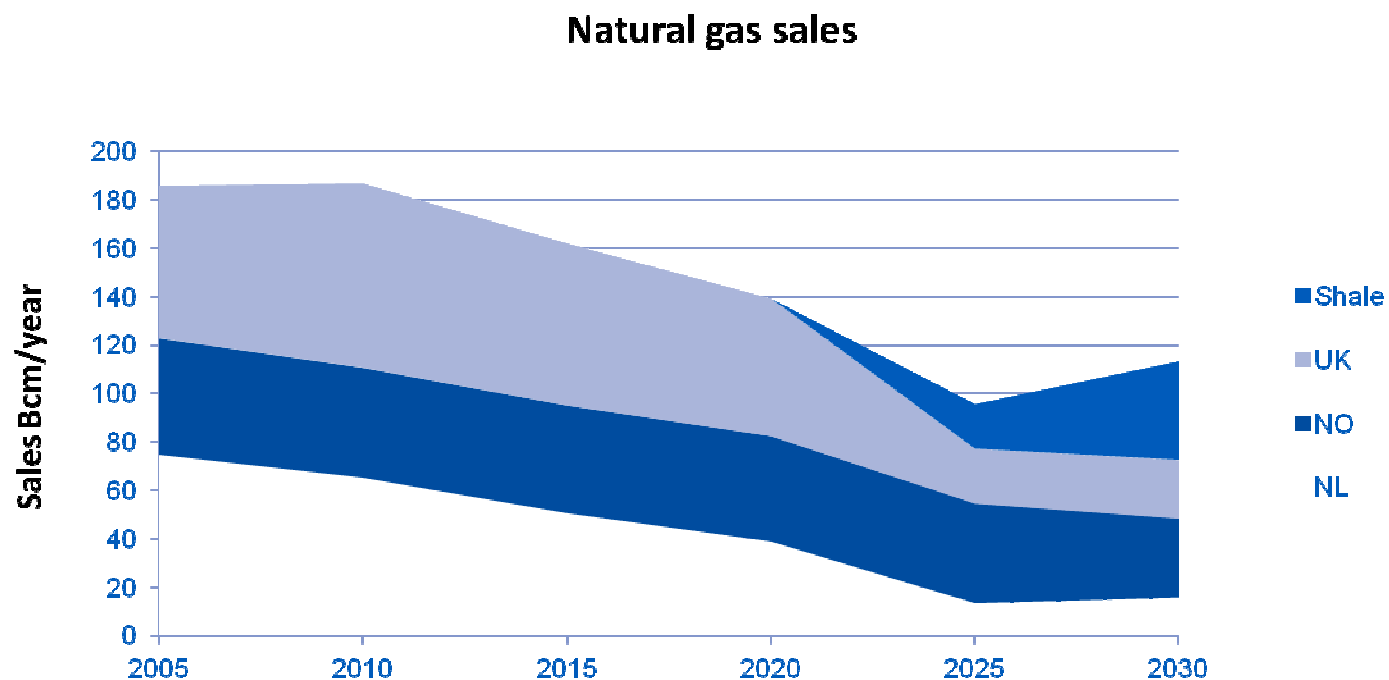
Production shares in 2030



Pénétration du Shale Gas

Cas 2 : L'exploitation du Shale gas est retardée de 5 ans

Impact sur la production en Europe

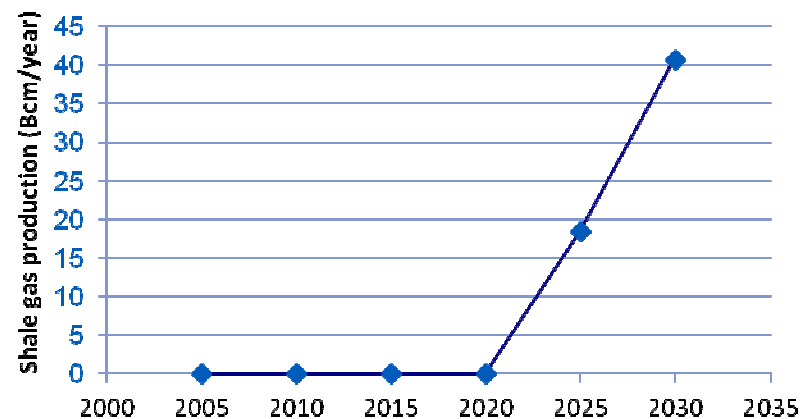


Pénétration du Shale Gas

Cas 2

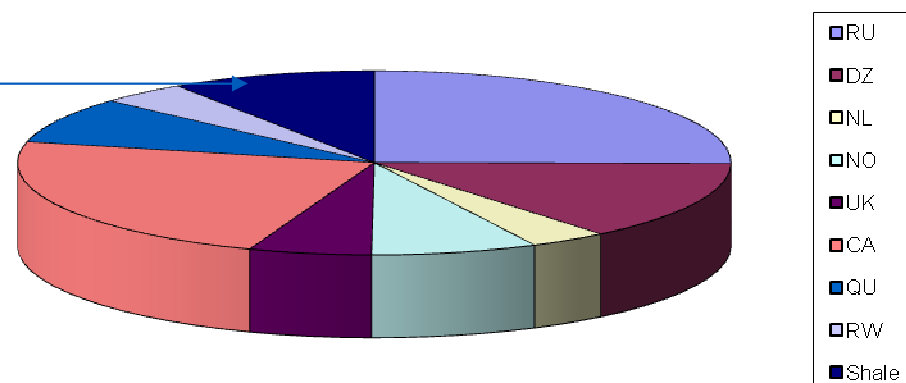
Retard de production

European Shale gas production



9% de shale gas
dans la production
en 2030

Production shares in 2030



Ouvertures 2012

En cours pour les travaux de thèse 2011 :

- Introduction du caractère stochastique dans le prix du Brent. Le modèle SGaMMES.
- Calibration de la production (NO, UK) : différenciation des taux d'actualisation, limitation de la production maximale de CA.

Programme R&D 2012, études proposées:

- Raffinement possible du modèle sur les sujets suivants :
 - Étude économétrique pour représentation de la demande.
 - Extension du modèle Europe ou version mondiale simplifiée par zones.
 - Comparaison du modèle stochastique et déterministe.
- Thématiques d'études :
 - Autres scénarios de pénétration du Shale (plus de réserves).
 - Étude stochastique sur les scénarios shale gas.
 - Étude des portefeuilles d'approvisionnement.



Merci pour votre attention...



Formulation du modèle

Exogenous factors

P	set of producers-dedicated traders
I	set of independent traders
D	set of gas consuming countries in the downstream market (no distinction between the sectors) $D \subset N$
T	time $T = \{0, 1, 2, \dots, Num\}$
M	set of seasons. Off-peak (low-consumption) and peak (high-consumption) regimes
F	set of all the gas production fields. $F \subset N$
N	set of the nodes
S	set of the storage sites $S \subset N$
A	set of the arcs (topology)

Endogenous variables

x_{mfpd}^t	quantity of gas produced by p from field f for the end-use market d , year t , season m in Bcm
z_{mfp}^t	quantity of gas produced by p from field f dedicated to the long-term contract with trader i , year t , season m in Bcm
z_{mpi}^t	quantity of gas bought by trader i from producer p with a long-term contract year t , season m in Bcm
u_{pi}	quantity of gas sold by producer p to trader i with a long-term contract, each year in Bcm
u_{ip}	quantity of gas bought by trader i from producer p on the long-term contract, each year in Bcm
y_{mid}^t	quantity of gas sold by i to the market d , year t , season m in Bcm
ip_{fp}^t	producer p 's increase of field f 's production capacity, due to investments in production, year t in Bcm/time unit
q_{mfp}^t	production of producer p from field f , year t , season m in Bcm
p_{md}^t	market d 's gas price, result of the Cournot competition between all the traders, year t , season m in \$/cm

η_{pi}	long-term contract price contracted between producer p and trader i in \$/cm
r_{is}^t	amount of storage capacity reserved by trader i at site s , year t in Bcm
in_{is}^t	volume injected by trader i at site s , year t in Bcm
is_s^t	increase of storage capacity at site s , year t due to the storage operator investments in Bcm/time unit
ik_a^t	increase of the pipeline capacity through arc a , year t , due to the TSO investments in Bcm/time unit
fp_{mpa}^t	gas quantity that flows through arc a from producer p year t , season m in Bcm
fi_{mia}^t	gas quantity that flows through arc a from trader i year t , season m in Bcm
τ_{ma}^t	the dual variable associated with arc a capacity constraint year t , season m in \$/cm. It represents the congestion transportation cost over arc a

Producers' maximization program and feasibility set

Max

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t,m,f,i} \delta^t \eta_{pi} (z p_{mfp_i}^t) \longrightarrow \text{LTC sales} \\
 & + \sum_{t,m,f,d} \delta^t \left(p_{md}^t (x_{mfpd}^t + \overline{x_{mfpd}^t}) \right) x_{mfpd}^t \longrightarrow \text{Spot markets sales (market power)} \\
 & - \sum_{t,f} \delta^t P c_f \left(\sum_{t' \leq t} \sum_m q_{mfp}^{t'}, R f_f \right) \\
 & + \sum_{t,f} \delta^t P c_f \left(\sum_{t' < t} \sum_m q_{mfp}^{t'}, R f_f \right) \left. \vphantom{\sum_{t,f}} \right\} \longrightarrow \text{Production costs} \\
 & - \sum_{t,f} \delta^t I p_{fip}^t \longrightarrow \text{Production investments costs} \\
 & - \sum_{t,m,p,a} \delta^t ((T c_a + \tau_{ma}^t) f p_{mpa}^t) \longrightarrow \text{Transportation costs}
 \end{aligned}$$

$$\forall t, f, \sum_p \sum_{t' \leq t} \sum_m q_{mfp}^{t'} - Rf_f \leq 0 \longrightarrow \text{Resource constraint}$$

$$\begin{aligned} \forall t, f, m, \sum_p q_{mfp}^t - Kf_f(1 - dep_f)^t \\ - \sum_p \sum_{t' \leq t - delay_p} ip_{fp}^{t'}(1 - dep_f)^{t-t'} \leq 0 \longrightarrow \text{Production capacity constraint} \\ \text{(including investments)} \end{aligned}$$

$$\forall t, m, f, -q_{mfp}^t + \left(\sum_i zp_{mfp_i}^t + \sum_d x_{mfp_d}^t \right) \leq 0 \longrightarrow \text{Production} > \text{sales}$$

$$\begin{aligned} \forall t, f, \sum_m \sum_p ((-1)^m q_{mfp}^t) - fl_f \leq 0 \\ \forall t, f, -\sum_m \sum_p ((-1)^m q_{mfp}^t) - fl_f \leq 0 \end{aligned} \left. \vphantom{\sum_m \sum_p} \right\} \longrightarrow \text{Flexibility constraints}$$

$$\forall t, f, d, m, x_{mfp_d}^t - O_{fp}H \leq 0$$

$$\forall t, f, i, m, zp_{mfp_i}^t - O_{fp}H \leq 0$$

$$\forall t, f, m, q_{mfp}^t - O_{fp}H \leq 0$$

$$\forall t, f, ip_{fp}^t - O_{fp}H \leq 0$$

$$\forall t, m, n, \sum_a M6_{anf} p_{mpa}^t (1 - loss_a) - \sum_a M5_{anf} p_{mpa}^t$$

$$+ \sum_f M1_{fn} q_{mpf}^t - \sum_d \sum_f M3_{dn} x_{mfp_d}^t$$

$$- \sum_i \sum_f M2_{in} zp_{mfp_i}^t = 0 \longrightarrow \text{Gestion du transport}$$

$$\forall t, i, up_{pi} - \sum_{f,m} zp_{mfp_i}^t = 0$$

$$\forall i, ui_{pi} - up_{pi} = 0 \longrightarrow sales_{p \rightarrow i}^{t,m} = purchases_{i \rightarrow p}^{t,m}$$

$$\forall t, m, d, i, f, zp_{mfp_i}^t, x_{mfp_d}^t, ip_{fp}^t, q_{mfp}^t, up_{pi} \geq 0$$

Formulation du modèle

Sales from p to i = purchases of i from p

$$\forall p, i, u_{i_{pi}} = u_{p_{pi}} \text{ ----- } (\eta_{pi})$$

Dual variable

Dual variable = shadow long-term contract price between p and i

Min

$$\left. \begin{aligned} & \sum_{t,m,a} \delta^t (Tc_a + \tau_{ma}^t) \sum_p f p_{mpa}^t \\ & + \sum_{t,m,a} \delta^t (Tc_a + \tau_{ma}^t) \sum_i f i_{mia}^t \\ & + \sum_{t,a} \delta^t I k_a i k_a^t \end{aligned} \right\}$$

Transport and congestion costs

Infrastructure investment costs

such that:

$$\forall t, m, a, \quad \sum_p f p_{mpa}^t + \sum_i f i_{mia}^t - \left(T k_a + \sum_{t' \leq t - \text{delay}_i} i k_a^{t'} \right) \leq 0 \quad (\tau_{ma}^t)$$

Capacity constraint
(including
investments)

$$\begin{aligned} \forall t, m, p, n, \quad & \sum_a M6_{an} f p_{mpa}^t (1 - \text{loss}_a) - \sum_a M5_{an} f p_{mpa}^t \\ & + \sum_f M1_{fn} q_{mpf}^t - \sum_d \sum_f M3_{dn} x_{mfpd}^t \\ & - \sum_i \sum_f M2_{in} z_{mpfi}^t = 0 \quad (\alpha_{mpn}^t) \end{aligned}$$

Flows balance through the
network due to producers
decisions

$$\begin{aligned} \forall t, m, i, n, \quad & \sum_a M6_{an} f i_{mia}^t (1 - \text{loss}_a) - \sum_a M5_{an} f i_{mia}^t \\ & - \sum_d M3_{dn} y_{mid}^t + \sum_p M2_{in} z_{mpi}^t \\ & - (-1)^m \sum_s M4_{sn} i n_{is}^t = 0 \quad (\alpha_{min}^t) \end{aligned}$$

Flows balance through
the network due to
independant traders
decisions

$$\forall t, m, a, p, i, \quad f p_{mpa}^t, f i_{mia}^t, i k_a^t \geq 0$$

The storage operator optimization program and feasibility set

Min

$$\sum_{t,s} \delta^t I s_s i s_s^t$$



Storage investment costs

such that:

$$\forall t, s, \quad \sum_i r_{is}^t - K s_s - \sum_{t' \leq t - \text{delay}_s} i s_s^{t'} \leq 0$$

≤ 0



Storage capacity constraint
(including investments)

$$\forall t, s, \quad i s_s^t \geq 0$$

≥ 0

Contrats long-terme

Qltc(Bcm/y ear)	FR_trade_fra	DE_trade_ger	UK_trade_gbr	BE_trade_bel	NL_trade_nl	PL_trade_pl	CZ_trade_cz	IT_trade_it
RU	2,629121887	13,31949171				22,3228514	10,03261699	
DZ	2,058974612			4,809468499				6,294354845
NL				4,781261115	4,720410199			
NO		1,962342274	3,199340088	6,065132162				
UK			12,56021652	0,536771932				
CA		1,901536146	0,000794497	0,000271871	0,00039594		7,885145178	
QU	5,08640248							
RW	0,200535309							

Pltc(\$/cm)	FR_trade_fra	DE_trade_ger	UK_trade_gbr	BE_trade_bel	NL_trade_nl	PL_trade_pl	CZ_trade_cz	IT_trade_it
RU	0,175978183	0,225314895				0,223672445	0,172083859	
DZ	0,175978184			0,226073631				0,157668839
NL				0,226073631	0,225203239			
NO		0,225314886	0,226078795	0,22607363				
UK			0,226078794	0,226073631				
CA		0,225314877	0,226078794	0,226073631	0,225203239		0,172083876	
QU	0,175978183							
RW	0,175978183							

Etude du pipeline Nord Stream

- La majorité du gaz Russe (120 Bcm/an) à destination de l'Europe transite actuellement par l'Ukraine selon des modalités complexes (cumulant notamment un tarif de transit et une décote sur le gaz à destination de l'Ukraine).
- Ruptures d'approvisionnement en janvier 2006 et 2009.
- Consortium (Gazprom 51% / E.On / BASF, puis Gasunie et GDF Suez) pour la construction d'un nouveau pipeline reliant la Russie à l'Allemagne par la mer Baltique.
- Construction en deux étapes pour une capacité totale de 55 Bcm/an.
(27,5 Bcm/a opérationnels fin 2011 et 27,5 Bcm/a pour fin 2012)



Etude du pipeline Nord Stream

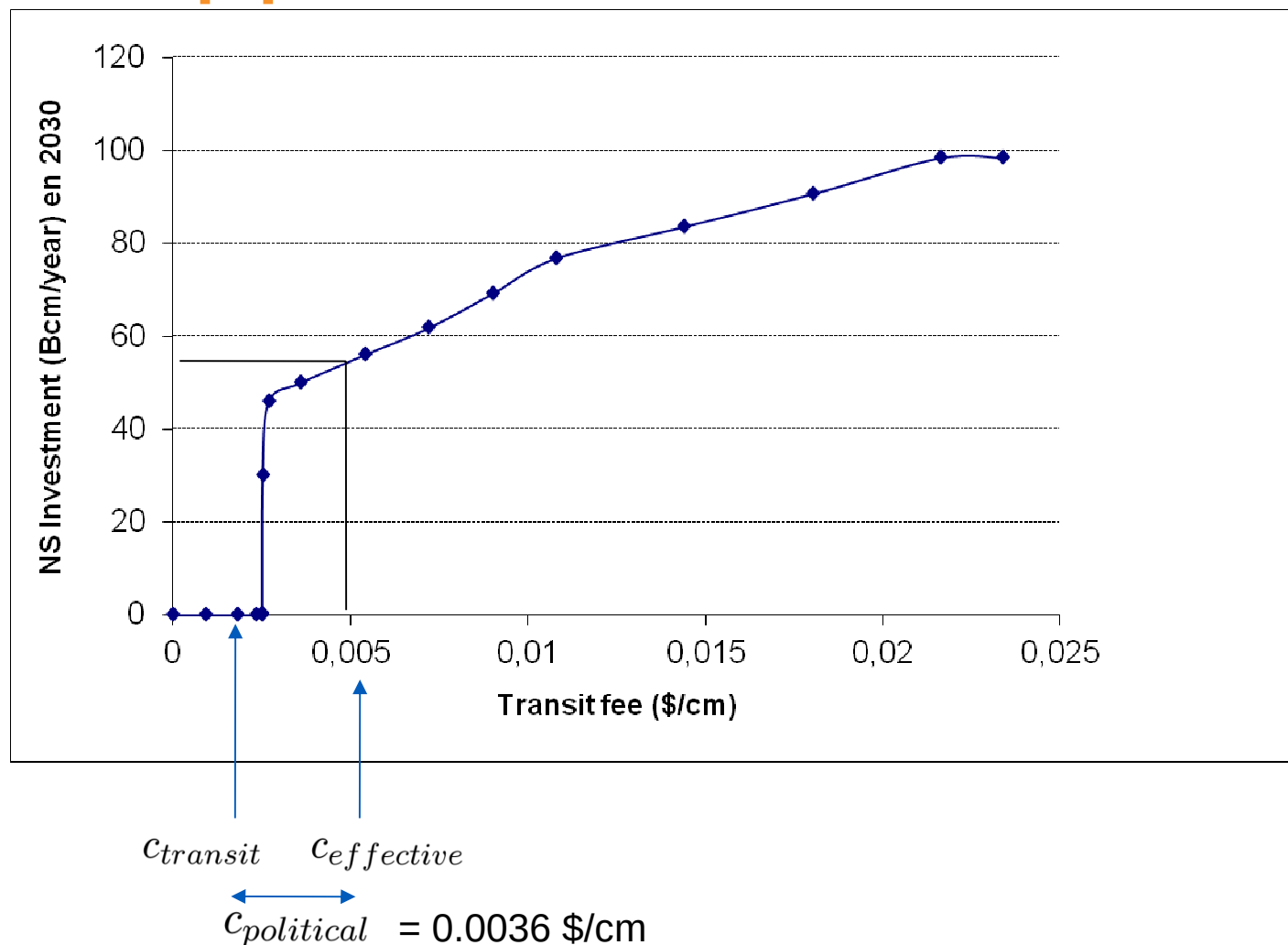
- Le modèle GaMMES permet de calculer l'investissement optimal dans le Nord Stream en considérant:

- Le coût de transit par l'Ukraine (physique + géopolitique).
- Le coût d'investissement.
- L'évolution de la demande gazière en Europe.

- Sources données pour les coûts de transit et d'investissement :

MAGELAN, Université de Cologne (tarif de transit ukrainien).

Etude du pipeline Nord Stream



En cours (et reste à faire...)

- Introduction du caractère stochastique dans la demande.
- Introduction du caractère stochastique dans le prix de l'énergie concurrente.
- Etude théorique des techniques de résolution des MCP stochastiques (réduction des scénarios, décomposition, etc.).
- Extension du modèle pour étudier l'impact des gaz non-conventionnels sur l'évolution du marché gazier en Europe (productions, investissements, prix etc.).

Prévisions de prix

Taux annuel de croissance

	2000-10	2010-20	2020-30
France	6,46%	4,44%	1,94%
Germany	3,75%	4,70%	2,20%
UK	4,20%	4,98%	2,73%
Belgium	3,86%	4,55%	2,30%
Netherlands	4,14%	4,81%	2,43%
Poland	6,35%	3,32%	1,10%
CZ Republic	6,29%	3,83%	2,03%
Italy	5,12%	4,35%	1,42%
Denmark	4,85%	5,05%	2,32%
Switzerland	3,84%	4,96%	2,34%
Austria	5,65%	3,71%	1,54%

Prévisions de consommations

Taux annuel de croissance

	2000-10	2010-20	2020-30
France	1,49%	-0,55%	-1,13%
Germany	2,08%	-0,63%	-1,71%
UK	0,13%	-2,90%	-0,80%
Belgium	1,06%	-0,21%	0,00%
Netherlands	1,64%	-2,12%	0,74%
Poland	6,48%	-1,61%	-4,03%
CZ Republic	1,54%	0,00%	-0,89%
Italy	1,32%	0,86%	-0,23%
Denmark	1,03%	-0,43%	-0,95%
Switzerland	-0,29%	2,46%	2,95%
Austria	-1,02%	-0,42%	-0,17%