

**Analyse coûts/bénéfices des investissements dans  
les réseaux de transport permettant la mise en  
œuvre d'un PEG France à l'horizon 2018**

Rapport final

*14 novembre 2013*

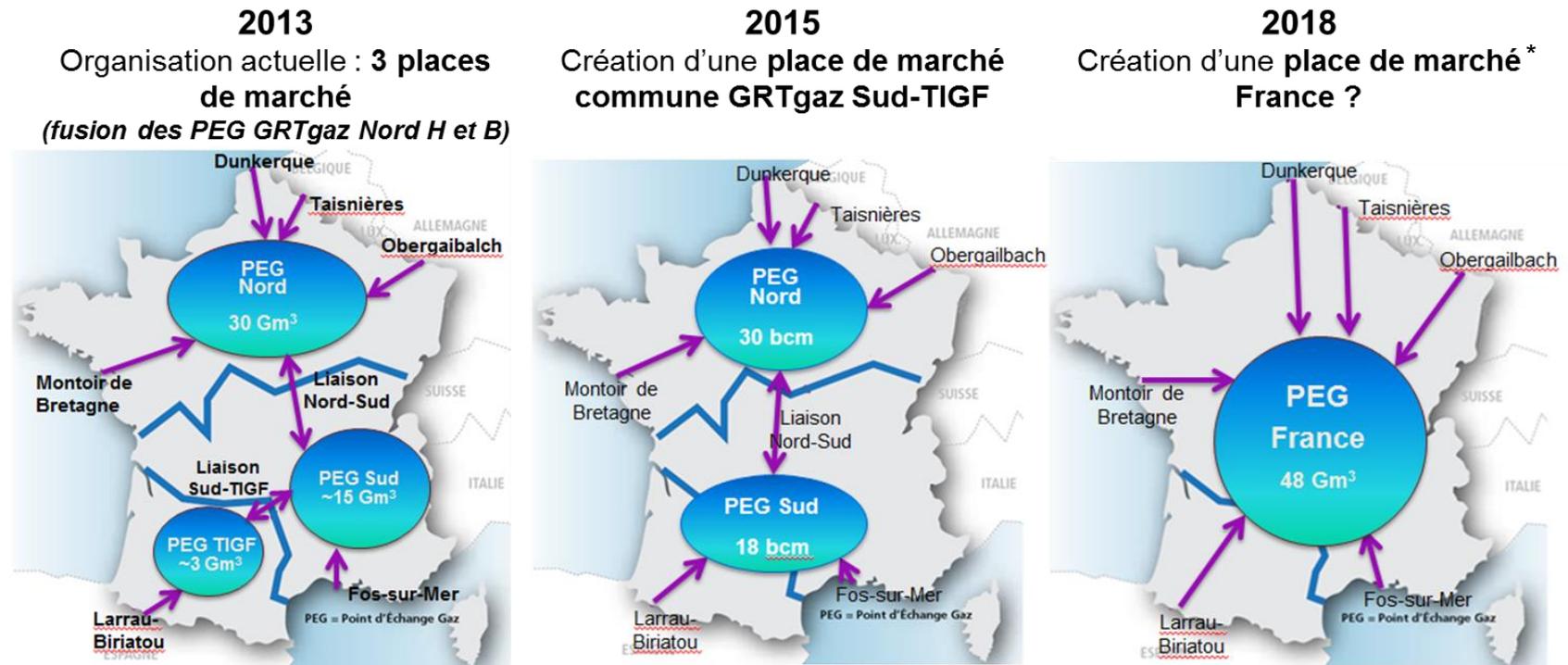
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes

# Contexte de l'étude – Vers une place de marché unique France ?

Après une consultation approfondie des acteurs de marché, la CRE s'est prononcée sur l'évolution de la structure contractuelle du marché dans sa délibération du 19 juillet 2012



\* La place de marché France consiste en une fusion des zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz et un PEG unique pour les zones GRTgaz et TIGF

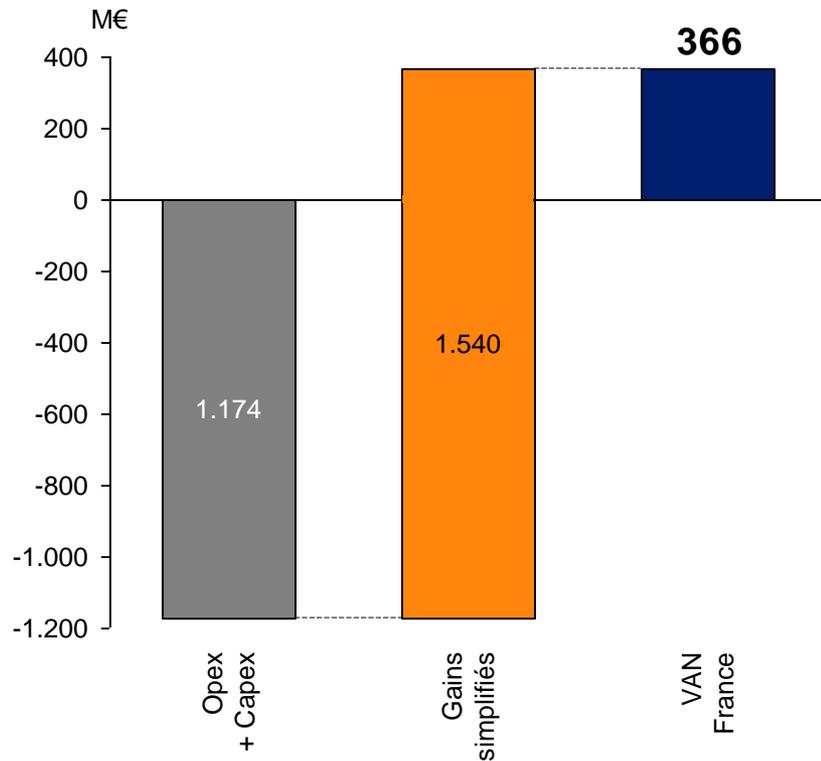
## Contexte de l'étude – Quels gains potentiels ?

Si l'on tient compte des prix récents Nord et Sud, la création d'un PEG unique semble se justifier économiquement avec des hypothèses simplifiées

### Hypothèses simplificatrices

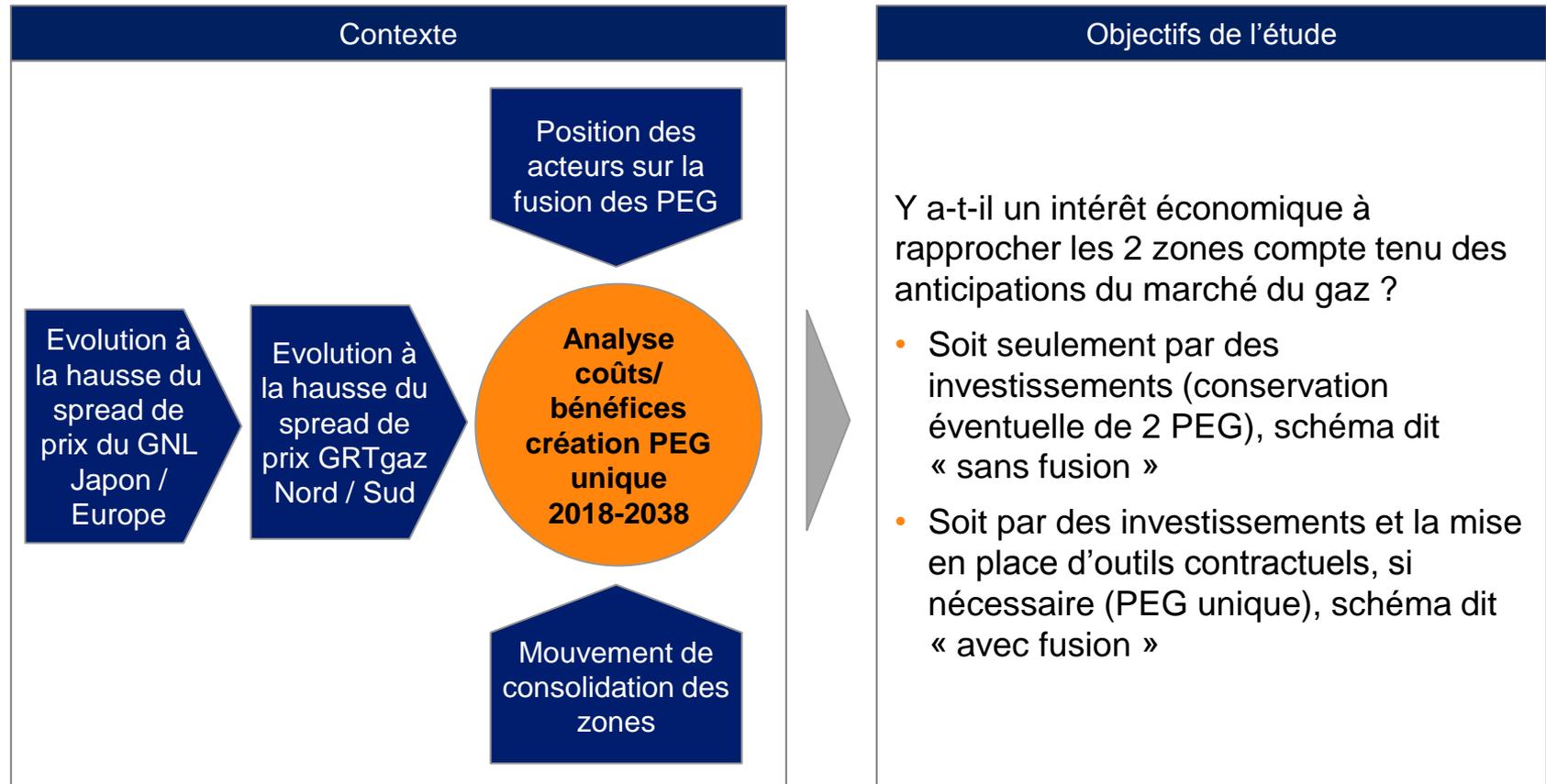
- Sans investissement, les prix Nord et Sud sur l'année gazière 2012-2013 sont reproduits sur la période de l'étude de 20 ans
- Avec investissement, le gaz déplacé du Nord vers le Sud est valorisé à ce spread
- L'effacement du spread se traduit par un gain net (pas d'impact sur le prix Nord)
- Actualisation à 3%

### Résultats



## Objectif de l'étude

L'étude doit déterminer les coûts et bénéfices attendus de la fusion des PEG entre 2018 et 2038, selon plusieurs scénarios de marché



---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes

# Approche – 3 scénarios de marché

L'analyse des bénéfices des différents scénarios d'investissement a été réalisée dans la perspective de 3 futurs gaziers possibles

## Hypothèses générales

- 3 scénarios linéairement déroulés sur 20 ans
- Une VAN sur 20 ans (2019-2038) par scénario (pas de mélange)
- Des scénarios encadrant la réalité

## Tomorrow as today

### Arbitrage du GNL en faveur de l'Asie

- Le scénario "Tomorrow as today" suit les tendances historiques récentes : la consommation de gaz en Europe stagne ou décline et le GNL satisfait la demande asiatique en pleine croissance

## Middle of the road

### Arbitrage du GNL équilibré entre l'Asie et l'Europe

- La demande de gaz en Europe se maintient et l'équilibre offre/ demande se stabilise en Asie, conduisant à un arbitrage GNL équilibré entre l'Europe et l'Asie

## EU golden age of gas

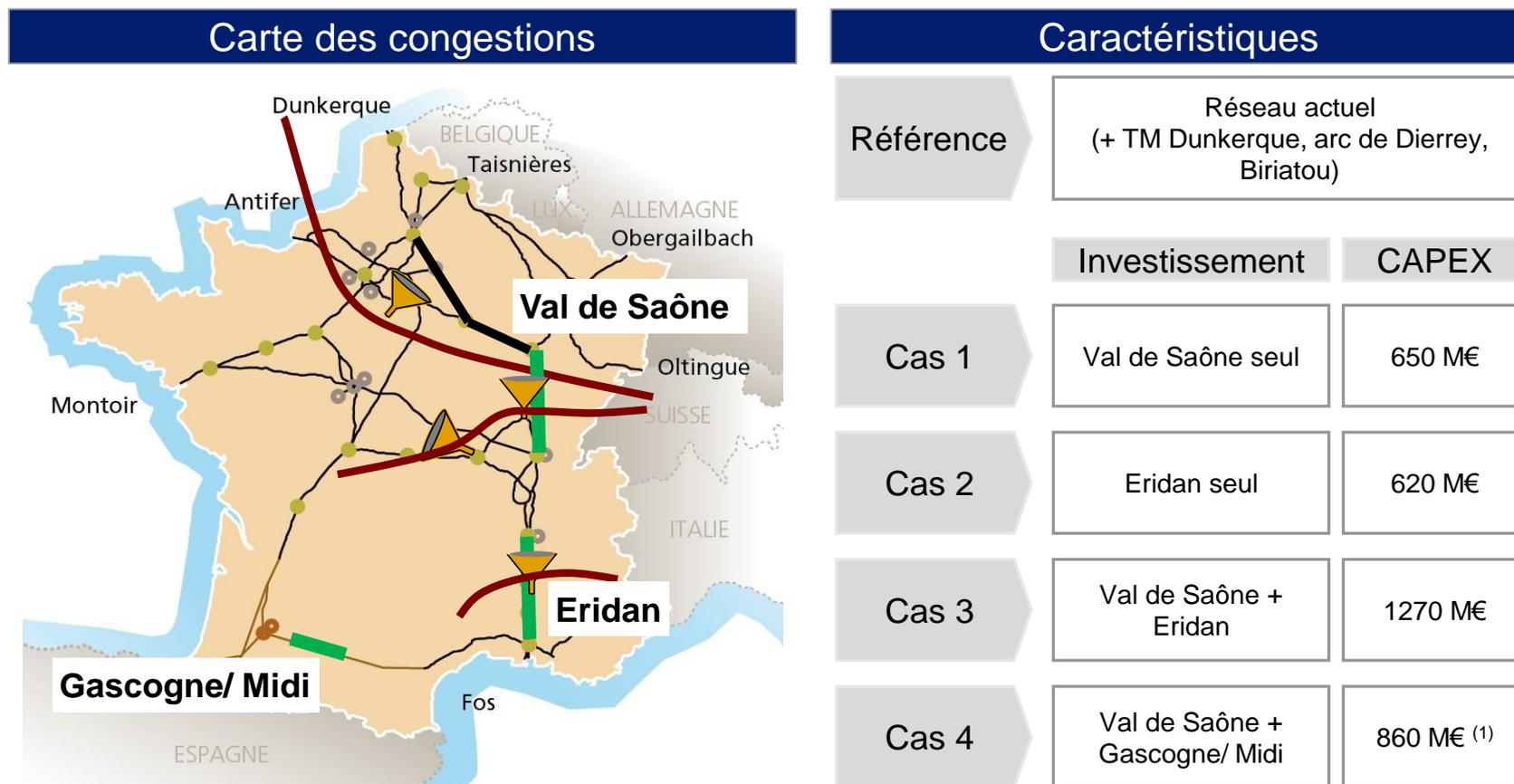
### Arbitrage du GNL en faveur de l'Europe

- En rupture totale avec la situation actuelle, la demande en Europe est en croissance, la demande GNL asiatique est moins soutenue que prévu, conduisant à un retour important du GNL en Europe

Ces scénarios ont été définis après concertation avec les acteurs de marché

## Approche – 4 cas d’investissement (1/2)

4 cas d’investissement additionnel à un réseau de référence (le cas 4 a émergé grâce à l’étude) ont été étudiés en collaboration avec GRTgaz et TIGF

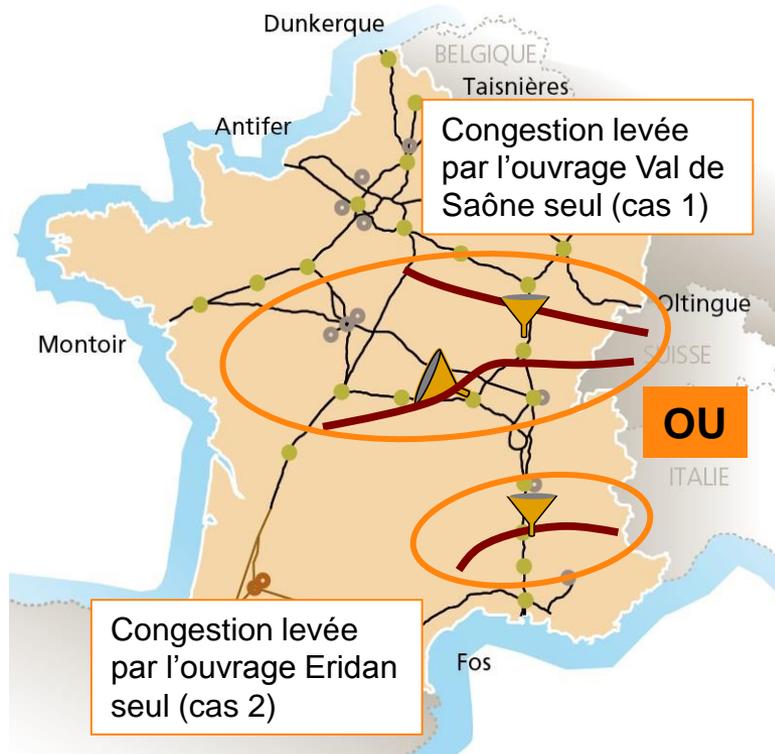


(1) Val de Saône : 650 M€ ; Gascogne/ Midi : 100 M€ ; Station de compression de La Bégude : 80 M€ ; Station de compression de Saint-Martin de Crau : 30 M€

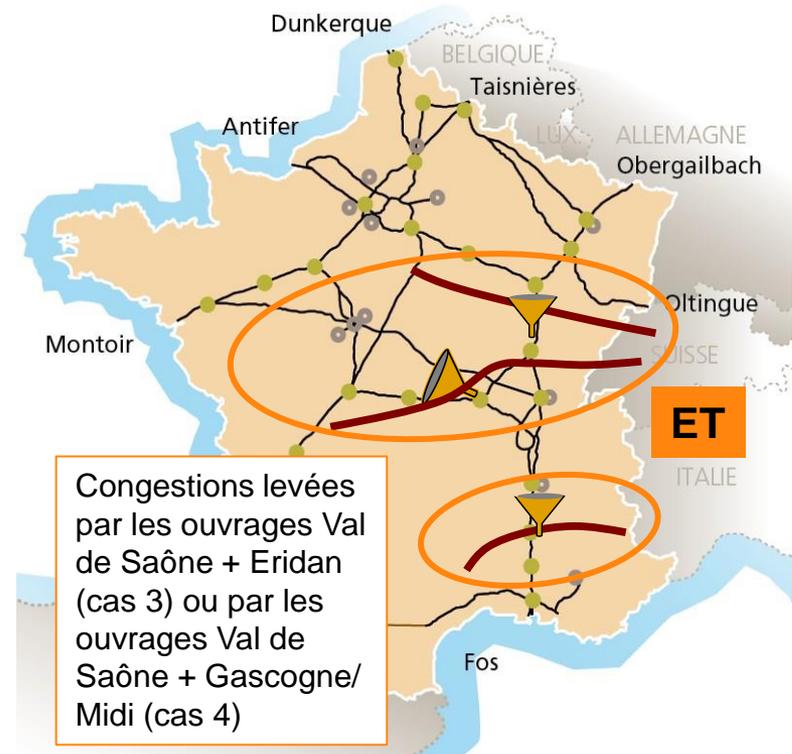
## Approche – 4 cas d'investissement (2/2)

Les cas 1 et 2 permettent de lever un seul des deux fronts de congestion, les cas 3 et 4 lèvent les deux fronts de congestion

1 front de congestion levé : Cas 1 (Val de Saône) et cas 2 (Eridan)



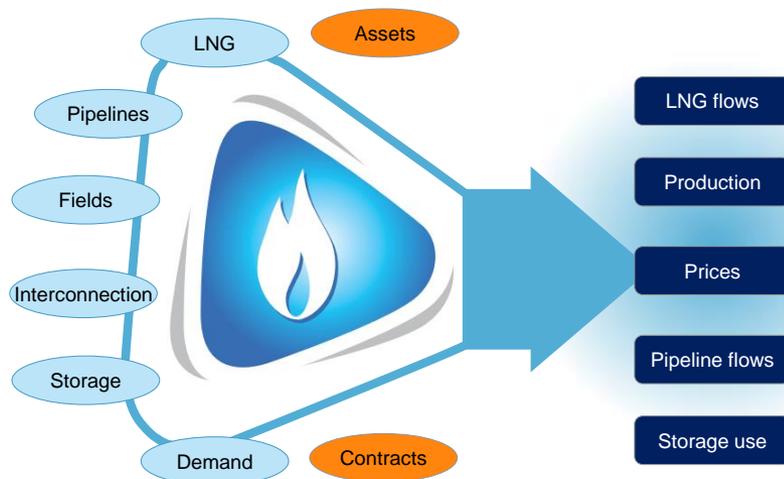
2 fronts de congestion levés : Cas 3 (Val de Saône + Eridan) et cas 4 (Val de Saône + Gascogne/ Midi)



# Approche – 1 modèle

Pour quantifier les impacts des investissements sur le système gazier, un modèle économique éprouvé a été utilisé

## Entrées / sorties du modèle

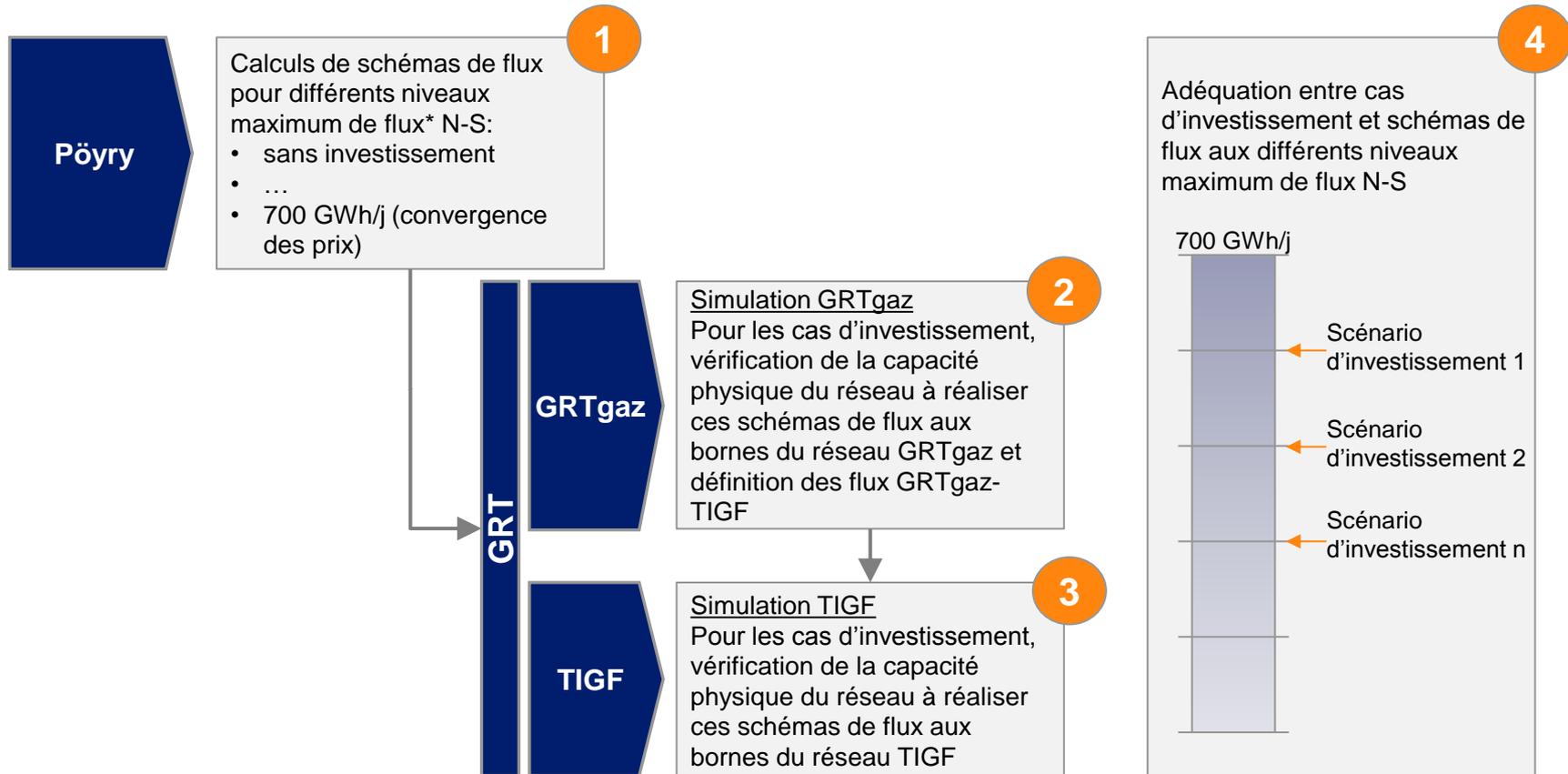


## Caractéristiques

- Optimisation du prix sous contraintes d'offres et de demandes
- Fonctionnement du modèle à un pas de temps mensuel (12 x 20 mois par scénario)
- Climat moyen (profil de consommation appliqué)
- Stockage :
  - Utilisation saisonnière des stockages en injection/ soutirage
  - Prise en compte des tarifs des opérateurs de stockage
  - Contrainte de remplissage minimum (OSP)
- Offres :
  - Indexation (oil/ marché) GNL, pipe
  - ToP à 90% pipe
  - Flexibilité usines de liquéfaction à 10%

# Approche – 1 processus de travail avec les GRT

Pöyry et les GRT se sont coordonnés afin de déterminer quels flux maximum N-S peuvent être apportés par les cas d'investissement



\* Ces valeurs ne constituent en aucun cas des capacités commercialisables, qui nécessitent, pour être calculées, une étude réseau approfondie

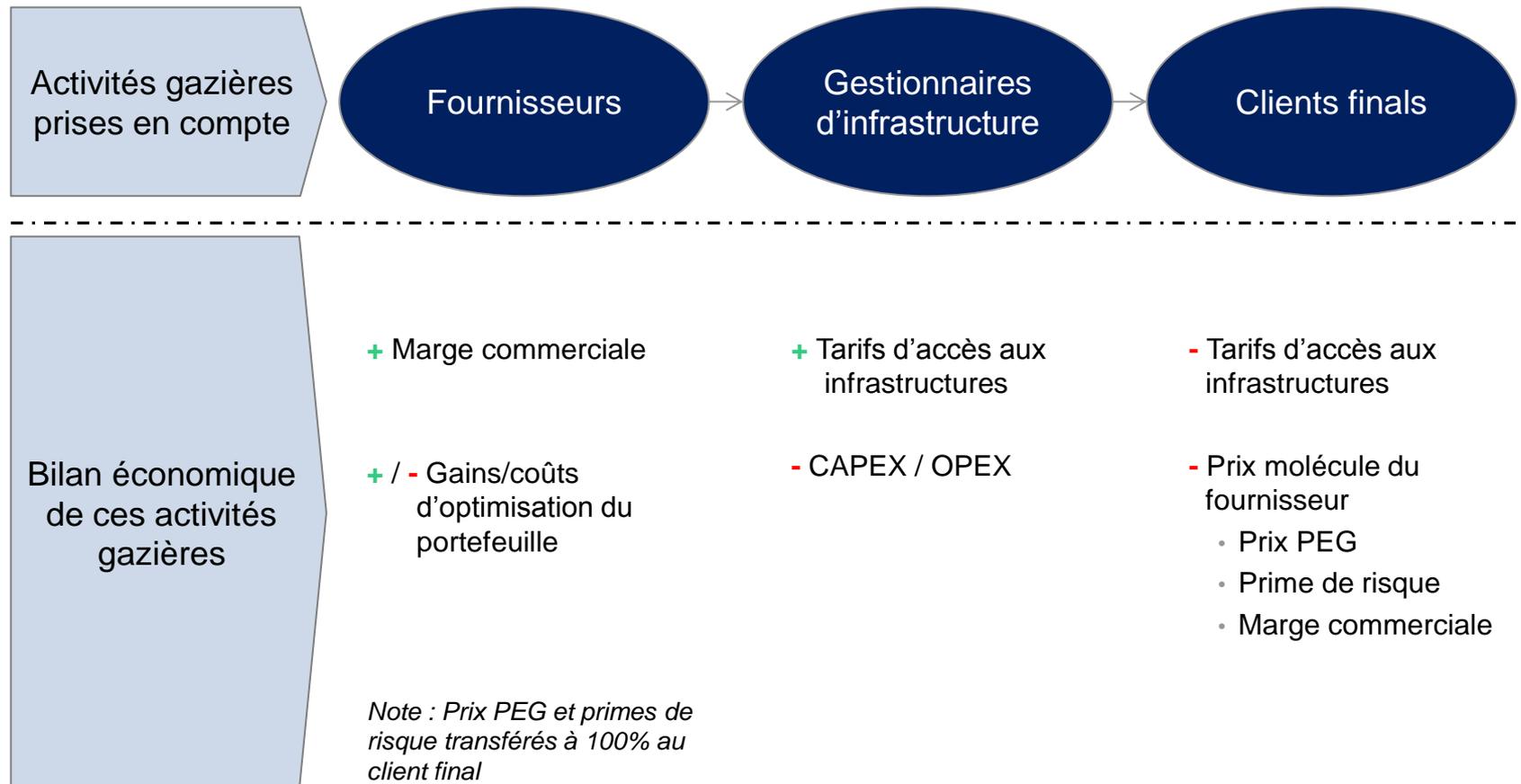
## Approche – Des échanges avec les acteurs

L'ensemble de la méthode a été partagé et enrichi par les acteurs tout au long du processus de travail

Entretiens bilatéraux préliminaires	Juin 2013	<ul style="list-style-type: none"><li>• Elaboration des hypothèses des scénarios de marché</li><li>• Discussion sur les gains qualitatifs</li></ul>
Concertation gaz	4 juillet 2013	<ul style="list-style-type: none"><li>• Validation des scénarios de marché</li><li>• Validation de la méthode de calcul des gains</li></ul>
Concertation gaz	17 septembre 2013	<ul style="list-style-type: none"><li>• Validation des cas d'investissements (y compris le cas ayant émergé au cours de l'été)</li><li>• Premiers résultats du scénario Tomorrow as Today</li></ul>
Concertation gaz	4 novembre 2013	<ul style="list-style-type: none"><li>• Présentation des résultats préliminaires</li><li>• Discussion sur les conclusions préliminaires</li></ul>
Entretiens bilatéraux	Tout au long de l'étude	<ul style="list-style-type: none"><li>• Discussions bilatérales</li></ul>

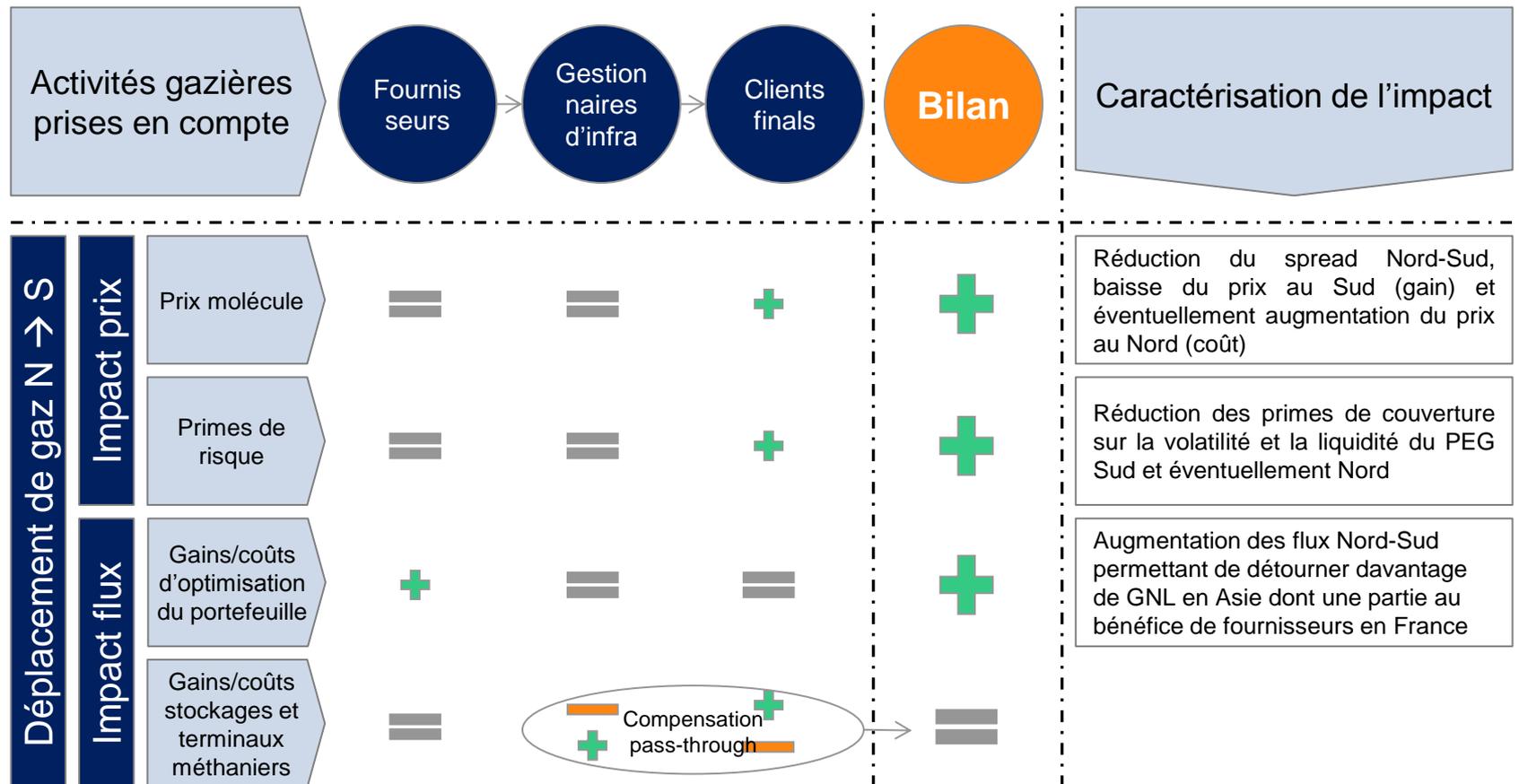
# Approche – Périmètre des gains et des coûts (1/5)

Les impacts économiques sont comptabilisés sur la chaîne gazière, des fournisseurs aux clients finals



# Approche – Périmètre des gains et des coûts (2/5)

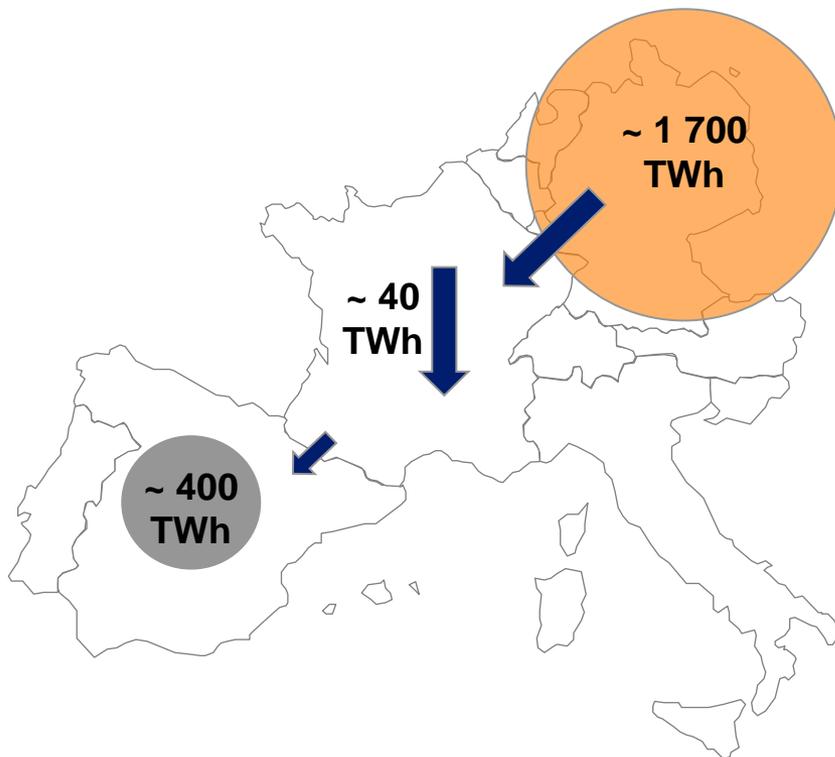
Le déplacement additionnel de gaz du Nord vers le Sud devrait avoir trois impacts positifs sur le bilan des activités gazières considérées



## Approche – Périmètre des gains et des coûts (3/5)

En sus des gains pour la France, les impacts sur le marché gazier européen ont été estimés : ils se concentrent sur l'Espagne

### Consommations européennes



### Commentaires

- Le flux Nord Sud additionnel associé à l'investissement est de l'ordre de 40 TWh par an, en moyenne
- Compte tenu des consommations de la zone NWE<sup>(1)</sup> : 1 700 TWh par an, ainsi que de la liquidité du hub directeur TTF, cet investissement n'aura pas d'impact sur cette zone
- En revanche, en Espagne, dont la consommation gazière est de l'ordre de 500 TWh, et la liquidité du marché faible, l'impact de l'investissement ne sera pas négligeable

(1) Belgique, Allemagne, Pays-Bas

# Approche – Périmètre des gains et des coûts (4/5)

Pour les gains France, qui constituent l'élément majeur de décision, deux méthodes ont été retenues pour analyser l'impact sur les prix molécule

Impact sur...	Variables de calcul de la VAN France		Variables de calcul de la VAN Europe		
	Unité de volume	Unité de prix	Unité de volume	Unité de prix	
Prix molécule	Méthode 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conso Nord</li> <li>Conso Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PEG Nord</li> <li>PEG Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conso Espagne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix Hub espagnol (AOC)</li> </ul>
	Méthode 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gaz additionnel déplacé du Nord au Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spread Nord-Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- (1)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- (1)</li> </ul>
Primes de risque	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conso Sud</li> <li>Conso Sud (Nord)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volatilité du spread</li> <li>Liquidité du marché</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- (2)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- (2)</li> </ul>	
Arbitrages GNL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volumes Fos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix Asie</li> <li>PEG Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flux additionnel FR-Espagne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix Asie</li> <li>Prix Hub espagnol (AOC)</li> </ul>	

Méthode 1 *méthode globale, présupposant un marché profond et liquide, qui s'impose comme référence unique des contrats de fourniture*

Méthode 2 *méthode simplifiée, présupposant un marché encore immature, pour lequel le prix de marché ne s'applique qu'à une partie des volumes*

(1) Seule la méthode 1 a été appliquée en Europe ; (2) L'impact sur la liquidité des autres marchés n'a pas été quantifié.

## Approche – Périmètre des gains et des coûts (5/5)

Les coûts pris en compte : CAPEX et OPEX des investissements, et les coûts des mécanismes contractuels potentiels en cas de PEG unique

		Description	Variables de calcul de la VAN	
			Unité de volume	Unité de prix
Coûts liés aux investissements	CAPEX	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts associés aux investissements (en €<sub>2019</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts fournis par les GRT</li> </ul>	
	OPEX	<ul style="list-style-type: none"> <li>OPEX annuels normatifs <sup>(1)</sup> (voir en annexe, en €<sub>2019</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts fournis par les GRT (% annuel des CAPEX ; actualisés à 3%)</li> </ul>	
Coûts liés aux éventuels mécanismes contractuels	Mécanismes de marché	<ul style="list-style-type: none"> <li>2 types de mécanismes de marché possibles : Flow commitments aux terminaux GNL ou rachat de capacités rebours France-Espagne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déficit de gaz au Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix Asie</li> </ul>
	Mécanismes administrés	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transformation de capacités fermes en capacités conditionnelles (France vers Espagne) et interruption de la capacité selon occurrence</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déficit de gaz au Sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prix Espagne</li> </ul>

(1) L'impact sur les coûts réels de compression et le line pack n'a pas été quantifié dans cette étude

---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
  - Choix du cas d'investissement le plus pertinent
  - Coûts / bénéfices France
  - Coûts / bénéfices Europe
- Conclusions
- Annexes

## Résultats - Choix du cas d'investissement le plus pertinent (1/2)

Seuls les cas d'investissement Eridan seul et Val de Saône + Gascogne/ Midi sont d'intérêt pour une étude approfondie

	Description	CAPEX <sup>(1)</sup> (M€ <sub>2018</sub> )	Convergence <sup>(2)</sup> prix (% mois)	Flux max Nord-Sud <sup>(3)</sup>	Fusion?	Commentaire sur le choix
Cas 0	Réseau actuel (+ TM Dunkerque, arc de Dierrey, Biriadou)	0	~ 30%	330 GWh/j	TaT ✗ MotR ✗ EUGaG ✓	
Cas 1	Val de Saône	650	~ 30%	330 GWh/j	TaT ✗ MotR ✗ EUGaG ✓	Cas moins efficace et plus cher que le cas 2
Cas 2	Eridan	620	~ 44%	400 GWh/j	TaT ✗ MotR ✗ EUGaG ✓	Cas levant une des deux congestions, moins cher et plus efficace que le cas 1
Cas 3	Val de Saône + Eridan	1270	~ 100% <sup>(4)</sup>	700 GWh/j	TaT ✓ MotR ✓ EUGaG ✓	Cas aussi efficace mais plus cher que le cas 4
Cas 4	Val de Saône + Gascogne/ Midi	860	~ 100% <sup>(4)</sup>	700 GWh/j	TaT ✓ MotR ✓ EUGaG ✓	Cas levant les deux congestions, moins cher et aussi efficace que le cas 3

TaT : Tomorrow as Today, MotR : Middle of the Road, EUGaG : EU Golden Age of Gas ; (1) Hors subvention européenne ; (2) Convergence dans le pire cas : spread < 0,001€/MWh ; (3) Ces valeurs ne constituent en aucun cas des capacités commercialisables, qui nécessitent, pour être calculées, une étude réseau approfondie ; (4) Avec d'éventuels mécanismes contractuels ponctuels (3 mois sur 3 ans en fin de période, pour un scénario de marché)

## Résultats - Choix du cas d'investissement le plus pertinent (2/2)

« Val de Saône + Gascogne/ Midi » génère une valeur positive pour le système gazier français, contrairement au cas Eridan seul, et sera donc le seul cas étudié par la suite

		VAN <sup>(1)</sup> France			
		Cas 2 : Eridan seul <sup>(2)</sup>		Cas 4 : Val de S.+ Gasc.	
		Sans fusion	Avec fusion <sup>(3)</sup>	Sans fusion	Avec fusion
Tomorrow as today		- 395 M€ à - 172 M€	- 2 580 M€ à - 2 360 M€	440 M€ à 1 065 M€	960 M€ à 1 585 M€
Middle of the road		- 575 M€ à - 448 M€	- 890 M€ à - 765 M€	- 607 M€ à - 442 M€	- 160 M€ à 15 M€
EU golden age of gas		- 850 M€	- 560 M€	- 1 175 M€	- 885 M€

(1) VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL à 7,25%, hors subvention européenne ; (2) La pertinence d'Eridan pour faire face à d'autres scénarios d'investissement (nouveau terminal au Sud, Midcat) n'a pas été examinée par cette étude ; (3) Pour la solution Eridan, les pertes supplémentaires avec la fusion correspondent aux coûts importants des mécanismes contractuels structurels à mettre en place

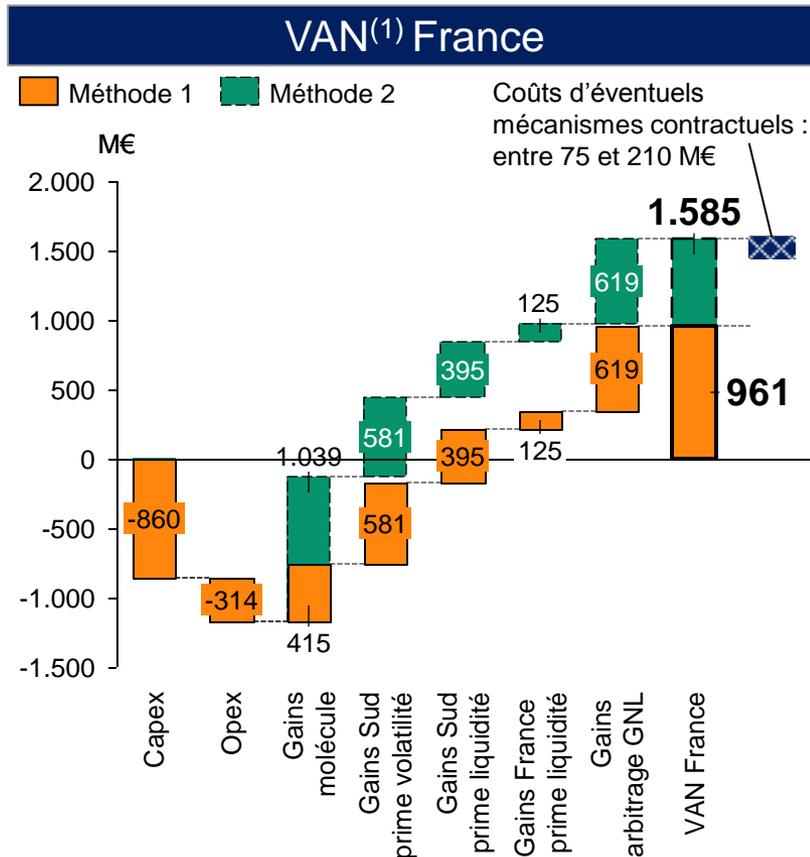
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
  - Choix du cas d'investissement le plus pertinent
  - Coûts / bénéfices France
  - Coûts / bénéfices Europe
- Conclusions
- Annexes

# Résultats – VAN France – Tomorrow as today

Dans un scénario comparable à aujourd'hui, l'investissement crée une valeur très significative pour le système gazier français, tout en permettant la création d'un PEG unique dans la grande majorité des cas



## Commentaires

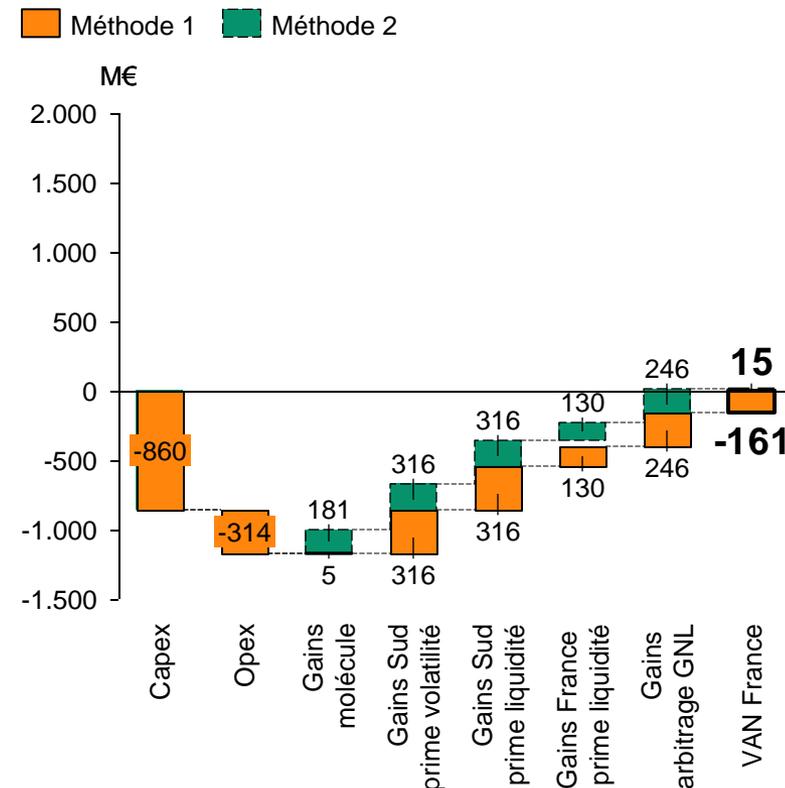
- Les investissements permettent de dégager une VAN de plus d'un milliard d'euros au périmètre de la France, tout en annulant le spread N-S sans un recours structurel aux mécanismes contractuels
- L'investissement fait baisser significativement la facture énergétique des clients finaux en France grâce à la réduction du prix de la molécule au Sud et à la baisse des primes de risque (la volatilité du spread N-S disparaît avec la convergence totale des prix Nord et Sud)
- Enfin, des gains d'arbitrage sont générés par la baisse de livraisons de GNL en France, en particulier à Fos

(1) VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25%

## Résultats – VAN France – Middle of the road

Dans un scénario où le GNL s'équilibre entre Asie et Europe, le bilan économique est plus mitigé, mais l'investissement permet un PEG unique sans recours à des mécanismes contractuels

### VAN<sup>(1)</sup> France



### Commentaires

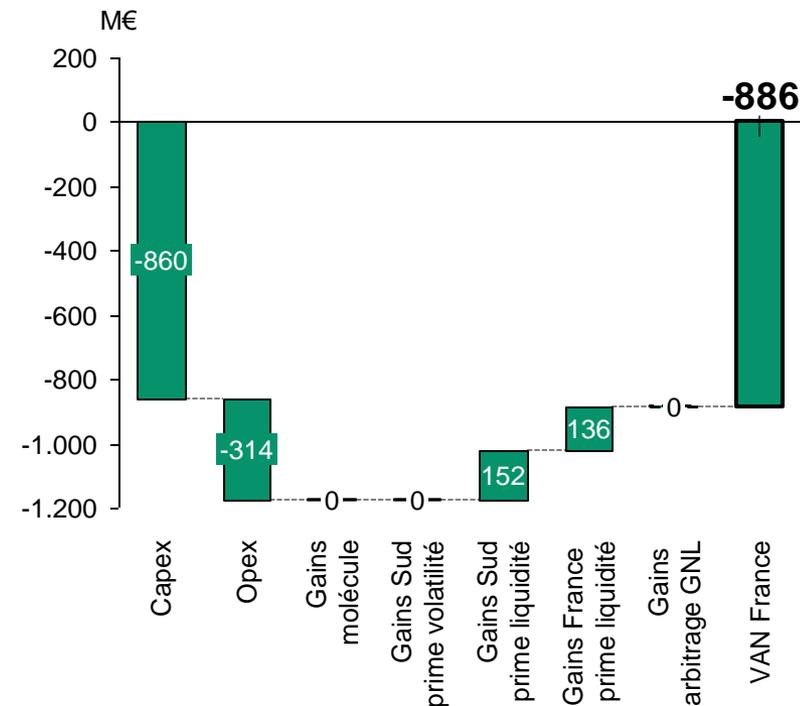
- Une certaine incertitude d'environ 175 M€ demeure sur la rentabilité de l'investissement, tout en annulant le spread N-S, sans aucun besoin de mécanismes contractuels
- L'impact sur la facture du consommateur est plus mitigé : la réduction du prix de la molécule au Sud est moindre et les primes de risque sont structurellement moins élevées avant investissement du fait d'un accès plus facile à la ressource gaz
- Enfin, des gains d'arbitrage sont générés par la baisse de livraisons de GNL en France, en particulier à Fos, dans une moindre mesure que le scénario précédent

(1) VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25%

## Résultats – VAN France – EU golden age of gas

Dans un scénario dans lequel le GNL revient massivement en Europe, l'investissement n'apporte aucune valeur pour le système gazier, néanmoins une décision de PEG unique apporte des gains de liquidité

### VAN<sup>(1)</sup> France



### Commentaires

- Les investissements effectués ne génèrent pas de gains dans le scénario EU Golden Age of Gas
- En revanche, une décision de création d'un PEG unique (rendue possible de facto par les conditions de marché : GNL marginal au Nord et au Sud) apporte des gains

(1) VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25%

## Résultats – Gains qualitatifs France

**Cette solution apporte de nombreux gains qualitatifs en France, notamment des gains sociaux-économiques pour les industriels du Sud de la France**

**Gains qualitatifs  
au périmètre  
France**

- La baisse du prix au Sud va permettre des gains socio-économiques pour toutes les consommations exposées au prix de marché, soit à l'horizon 2018-2038 :
  - La totalité des industriels
  - La totalité des PME/PMI
  - Une large proportion des particuliers
- Particulièrement pour les industriels fortement consommateurs de gaz naturel, cet investissement permettra une meilleure compétitivité, et donc la pérennité de leur activité en France et des emplois directs et indirects qu'ils génèrent
- Par ailleurs, les impacts de la fusion sur le marché gazier français (simplification du schéma contractuel d'accès au marché, impact sur la liquidité du marché de gros, baisse de la volatilité) rendront le marché gazier français beaucoup plus attractif
- Cet investissement permettra une meilleure ouverture à la concurrence sur le marché de détail, en facilitant l'accès pour les fournisseurs aux clients situés dans le Sud de la France

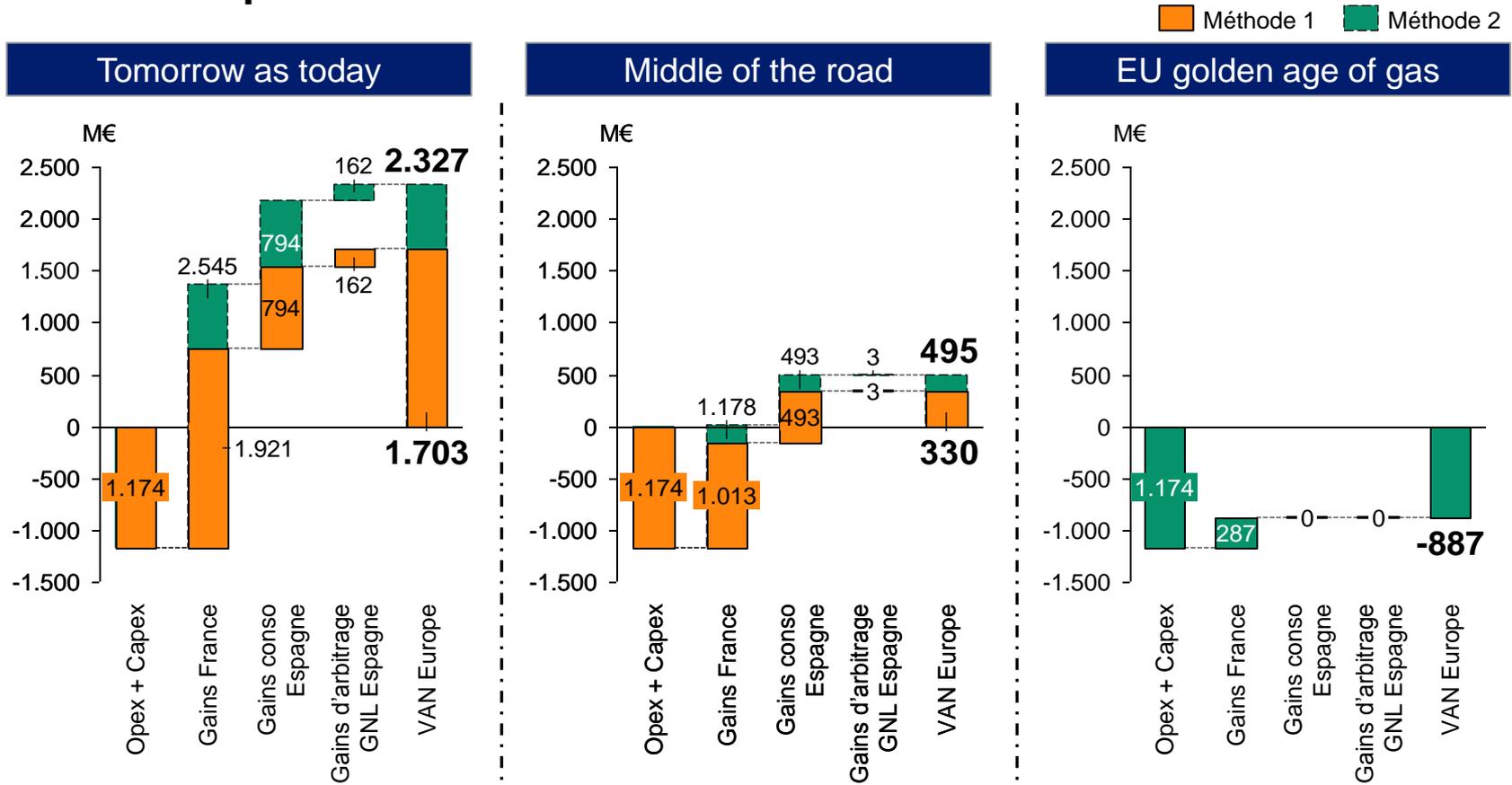
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
  - Choix du cas d'investissement le plus pertinent
  - Coûts / bénéfices France
  - Coûts / bénéfices Europe
- Conclusions
- Annexes

# Résultats – VAN Europe (1)

L'investissement crée également de la valeur pour le système gazier européen, et notamment en Espagne grâce à la propagation de la baisse des prix



VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25% ; l'impact de l'investissement sur les pays NWE est négligeable devant l'impact positif sur le marché espagnol

## Résultats – Gains qualitatifs Europe

Qualitativement, cette solution participe à une meilleure intégration du marché gazier européen ainsi qu'à l'émergence d'un index européen

Gains qualitatifs  
au périmètre  
Europe

- Cette solution permet une meilleure fluidification des sources d'approvisionnement en Europe entre
  - Des flux de gaz gazeux, provenant du Nord de l'Europe à destination notamment de l'Espagne
  - Des flux de GNL, provenant de France et d'Espagne
- Elle place la France comme place d'arbitrage GNL/gaz gazeux, en fonction du différentiel de prix entre ces deux sources d'approvisionnement
- Elle permet une meilleure mise en concurrence des différents moyens de flexibilité (notamment les stockages), sur un périmètre géographique plus large, pour alimenter des zones de consommations plus lointaines qu'aujourd'hui
- Elle participe à l'intégration du marché européen : au-delà du PEG Unique, cette solution permet une meilleure convergence des prix en Europe, rapprochant ainsi le PEG Sud et l'Espagne du TTF, tout en améliorant la liquidité du marché espagnol. Ceci participe donc à l'établissement d'un index unique européen de référence, comparable au Henry Hub

---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes

## Conclusions (1/3)

**« Val de Saône + Gascogne/ Midi » dégage un bilan économique positif dans 2 scénarios gaziers sur 3 pour les systèmes gaziers français et européen, et rend possible la création d'un PEG France unique**

Un scénario d'investissement légitime dès lors que l'arbitrage GNL n'est pas en faveur de l'Europe

Des bénéfices additionnels significatifs au niveau européen

- Dans un objectif de création de capacité Nord-Sud, « Val de Saône + Gascogne/ Midi » génère une valeur positive pour le système gazier français (baisse des prix au Sud, baisse des primes de risques, augmentation des gains d'arbitrage GNL). Cette solution:
  - Se justifie dans un marché d'arbitrage vers l'Asie ou d'arbitrage équilibré Asie/ Europe. En revanche, il s'avère être un investissement superflu pour la problématique Nord-Sud dans un futur où le GNL revient massivement en Europe
  - Permet la création d'un PEG unique dans la majorité des scénarios de flux étudiés, ce qui crée une valeur additionnelle dans tous les scénarios de marché

Note: des mécanismes contractuels ponctuels (étés en fin de période : consommations significativement faibles, dans le scénario d'arbitrage vers l'Asie) pourraient être nécessaires si les contraintes « ToP » sur les livraisons pipes perduraient (90%), mais ils ne mettraient pas à mal l'économie globale de la solution. Si ces contraintes se relâchent marginalement (80%), le besoin de mécanismes contractuels disparaît

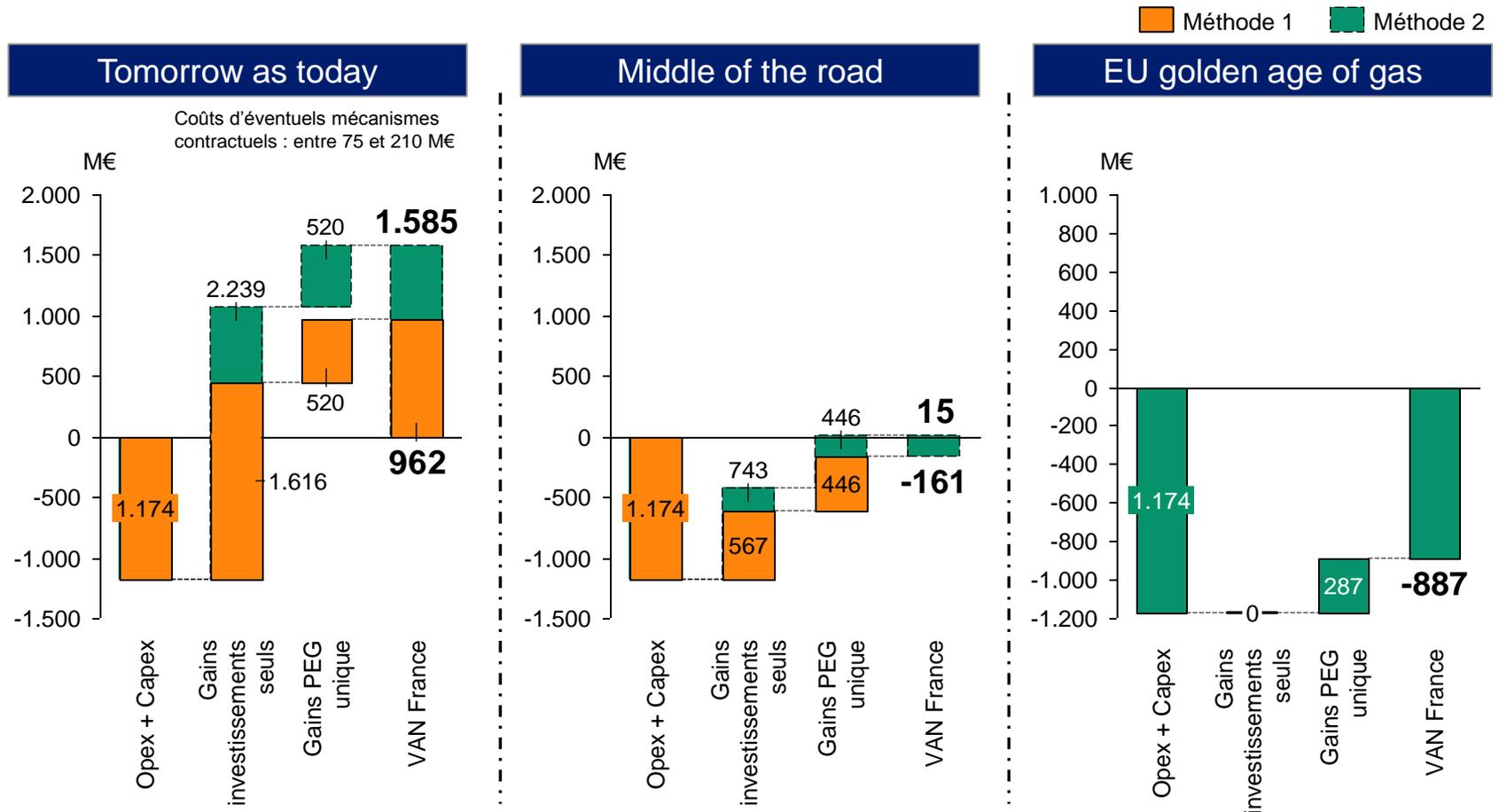
- Apporte de nombreux gains qualitatifs en France, notamment des gains sociaux-économiques pour les industriels du Sud de la France

- L'investissement crée également de la valeur pour le système gazier européen, notamment en Espagne en permettant d'y livrer du gaz moins cher et d'en augmenter les gains d'arbitrage GNL
- Qualitativement, cette solution participe à une meilleure intégration du marché gazier européen ainsi qu'à l'émergence d'un index européen

*Une analyse complémentaire menée conjointement par les deux GRT d'ici fin 2013 permettra de confirmer la pertinence des ouvrages envisagés et d'en préciser les coûts*

## Conclusions (2/3)

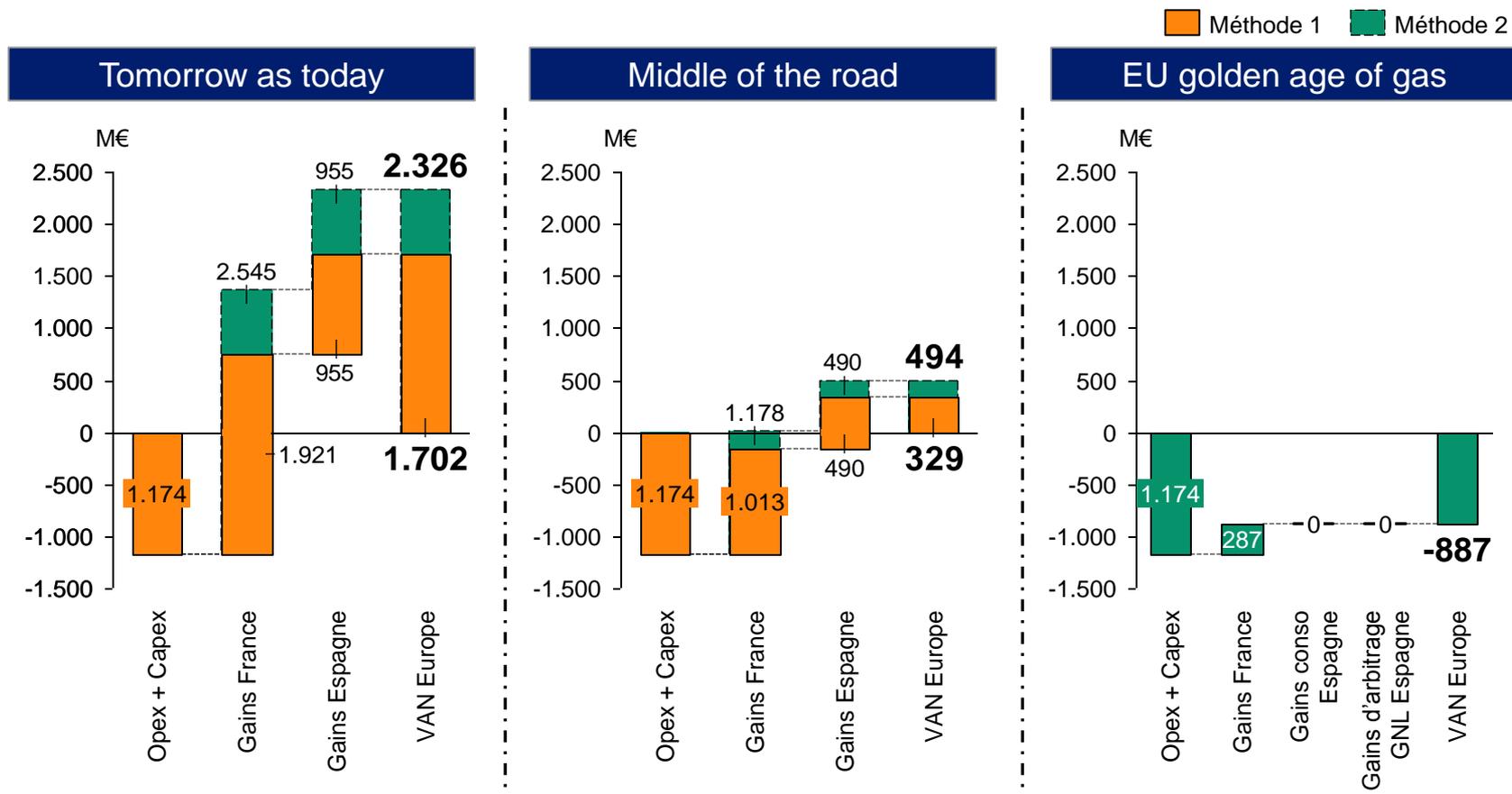
L'investissement « Val de Saône + Gascogne/ Midi » se justifie dans deux scénarios d'investissement sur trois



VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25%

## Conclusions (3/3)

Des gains significatifs sont également attendus à un niveau européen, notamment pour le système gazier espagnol



VAN calculée sur 2019-2038, taux d'actualisation de 3% sauf arbitrage GNL 7,25%

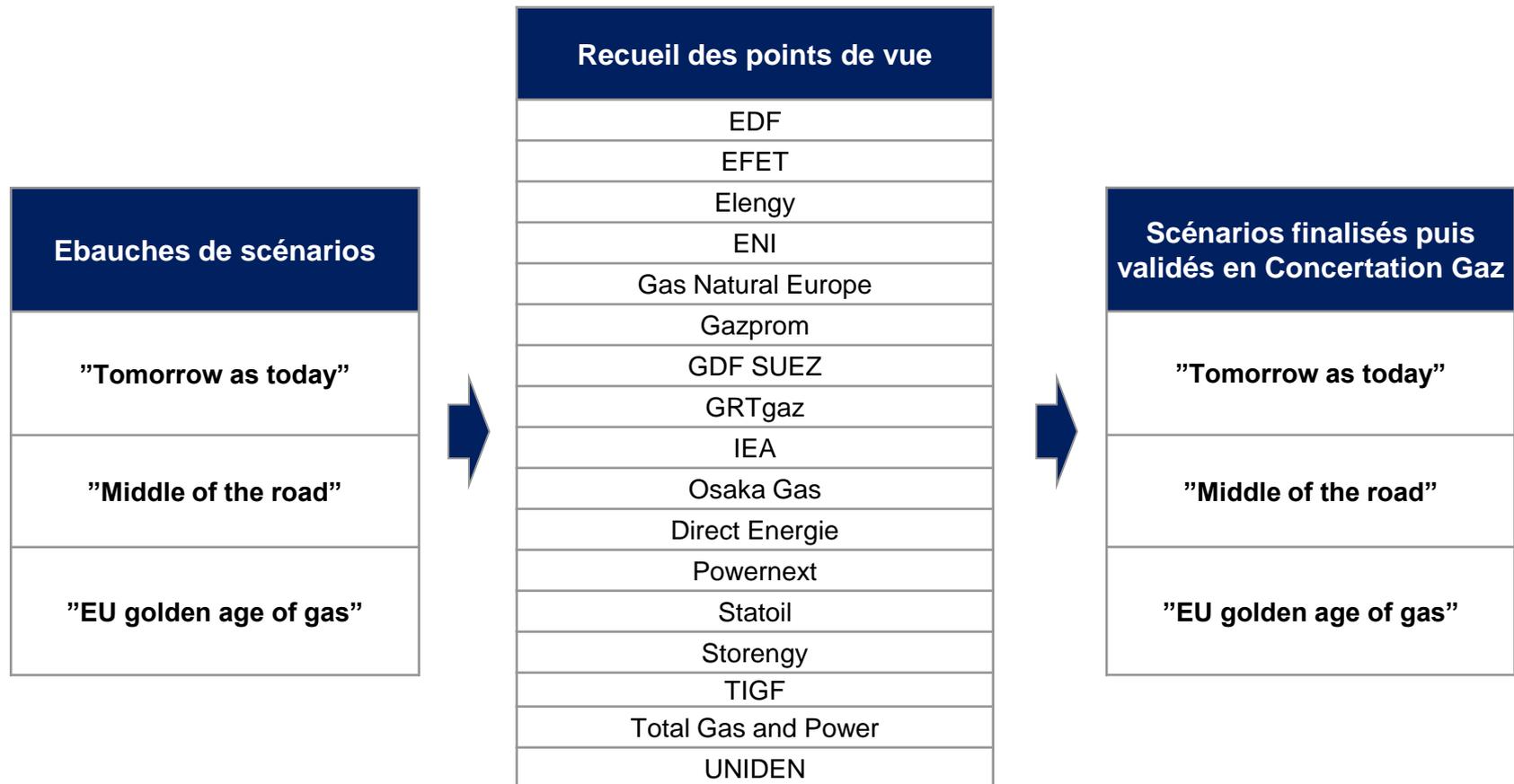
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

# Acteurs rencontrés et interrogés sur la création des scénarios

Les scénarios de marché ont été conçus à travers des entretiens bilatéraux avec 17 acteurs du gaz en France et dans le monde, puis validés en Concertation Gaz



# Hypothèses structurantes

Les scénarios se basent principalement sur l'arbitrage du GNL entre l'Europe et l'Asie

Principaux facteurs ayant un impact	Balance européenne	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mix électrique</li><li>• Croissance économique</li><li>• Production domestique (conventionnelle et non-conventionnelle)</li></ul>
	Demande nette de GNL en Asie	<ul style="list-style-type: none"><li>• Développement économique</li><li>• Ressource en gaz de schiste</li><li>• Redémarrage du nucléaire au Japon</li><li>• Arbitrage gaz vs. autres énergies</li></ul>
Éléments de marché sans impact	Balance US	<ul style="list-style-type: none"><li>• US auto-suffisants grâce à l'essor du gaz de schiste</li><li>• Exportations potentielles de GNL pris en compte dans les exports</li></ul>
	Balance Sud-américaine	<ul style="list-style-type: none"><li>• Brésil et Argentine autosuffisants d'ici à 2018-2025 en raison de réserves anté-salifères et schistes, respectivement</li></ul>

## Scénario “Tomorrow as today”: arbitrage GNL favorable à l'Asie

Le scénario “Tomorrow as today” suit les tendances historiques récentes : la consommation de gaz en Europe décline et le GNL satisfait la demande asiatique en pleine croissance

Caractéristiques et hypothèses			Bcm 2012	CAGR '12-'18	CAGR '18-'38	Bcm 2038
Balance européenne	Demande électrique	Stable, due à une politique européenne défavorable sur le renouvellement des centrales gaz/ charbon	121	0%	0%	121
	Reste de la demande	Diminue en raison de la faible croissance économique et des mesures d'efficacité énergétique	354	-1,5%	-1,5%	239
	Production domestique	Baisse de la production européenne Pas de production de gaz de schiste	165	-5,2%	-4,0%	53
Marché du GNL	Exports GNL	Exportations de GNL en plein essor	343	3,9%	1,3%	563
Demande nette de GNL en Asie	Chine	Elevée, due à la croissance économique et la forte demande pour tous les types d'énergies, peu de découverte de gaz de schiste	219	5,1%	2,6%	496
	Japan	Nucléaire définitivement abandonné, importations massives de GNL sur le long terme				
	Autres	Les importations de GNL toujours en croissance, suivant les tendances historiques				

Prix du gaz livré Europe < Prix du gaz livré Asie, marché du carbone atone

## Scénario “Middle of the road”: arbitrage équilibré du GNL

La demande de gaz en Europe se maintient et la demande asiatique connaît une croissance plus faible, conduisant à un arbitrage GNL équilibré entre l'Europe et l'Asie

Caractéristiques et hypothèses			Bcm 2012	CAGR '12-'18	CAGR '18-'38	Bcm 2038
Balance européenne	Demande électrique	Croissance, en raison d'une politique privilégiant le gaz face au charbon	121	0%	1,5%	163
	Reste de la demande	Les mesures d'économie d'énergie ont plus d'impact que la croissance économique sur la demande	354	-0,7%	-0,7%	295
	Production domestique	Baisse de la production européenne Production modérée de gaz de schiste et de biogaz	165	-4,1%	-2,0%	85
Marché du GNL	Exports GNL	Exportations de GNL en croissance	343	4,7%	1,1%	539
Demande nette de GNL en Asie	Chine	Demande moyenne de gaz, quelques découvertes de gaz de schiste qui entraînent une demande moyenne de GNL	219	4,7%	2,0%	432
	Japan	Redémarrage partiel du nucléaire au Japon				
	Autres	Les importations de GNL toujours en croissance, suivant les tendances historiques				

Prix du gaz livré Europe ~ Prix du gaz livré Asie, marché du carbone relancé

# Scénario “EU golden age of gas”: arbitrage GNL favorable à l’UE

En rupture totale avec la situation actuelle, la demande en Europe est en croissance, la demande GNL asiatique est moins soutenue que prévu, conduisant à un retour important du GNL en Europe\*

\* Ce scénario peut être envisagé sur une période de temps limitée

Caractéristiques et hypothèses			Bcm 2012	CAGR '12-'18	CAGR '18-'38	Bcm 2038
Balance européenne	Demande électrique	Croissance, en raison d'une politique privilégiant le gaz face au charbon	121	1%	2,0%	191
	Reste de la demande	Impact de la croissance économique compensée par des mesures d'économie d'énergie	354	0%	0%	354
	Production domestique	Baisse de la production européenne Production modérée de gaz de schiste et de biogaz	165	-3,5%	-1,7%	95
Marché du GNL	Exports GNL	Croissance lente, certains projets étant arrêtés en raison de la faible demande asiatique	343	4,0%	0,6%	488
Demande nette de GNL en Asie	Chine	Plus faible que prévue, en raison de gaz de schiste exploités, et de la concurrence avec les autres énergies (charbon/ pétrole)				
	Japan	Redémarrage du nucléaire, niveaux de demande de GNL pré-Fukushima	219	3,3%	1,4%	353
	Autres	Plus faible, en raison de la croissance économique plus faible que prévu				

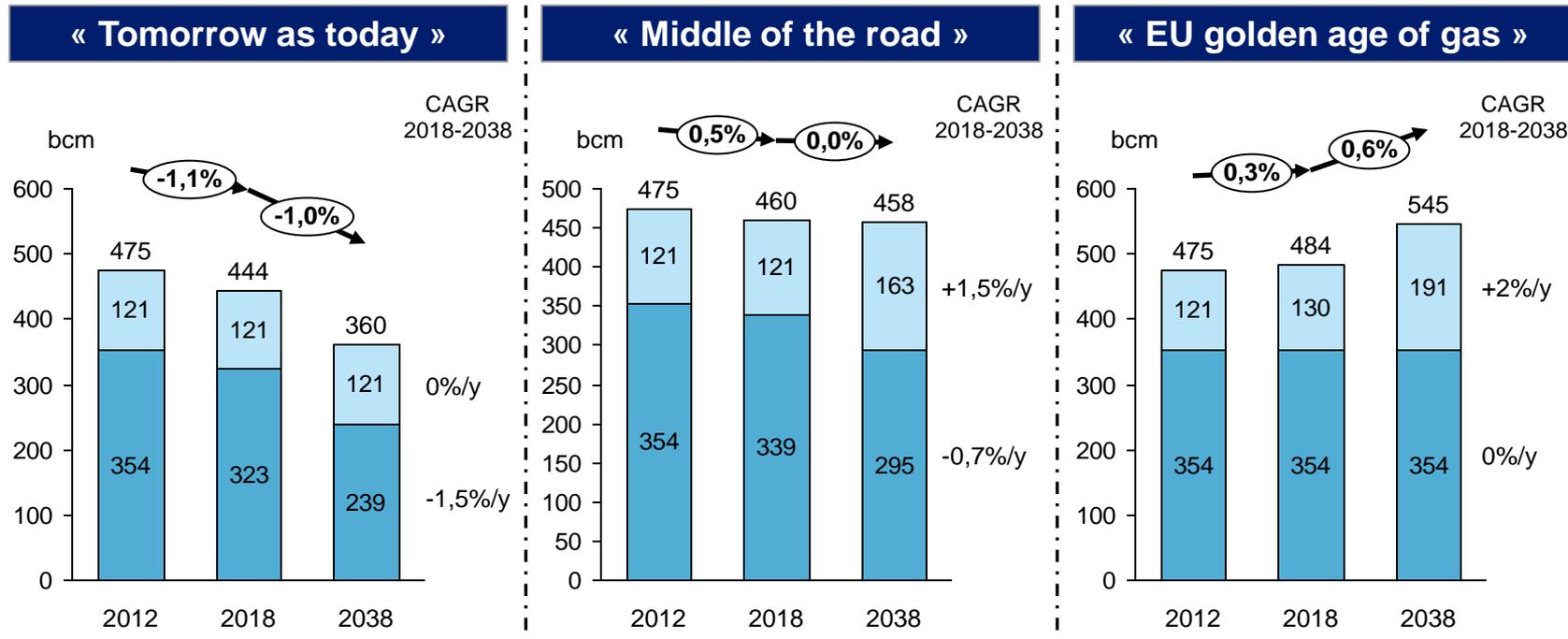
Prix du gaz livré Europe > Prix du gaz livré Asie, marché du carbone relancé



## Demande de gaz en Europe

La croissance du gaz en Europe est principalement tirée par la production électrique, le reste de la demande (industrie et résidentiel) baisse ou stagne, en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de la croissance économique

□ Demande électrique □ Reste de la demande

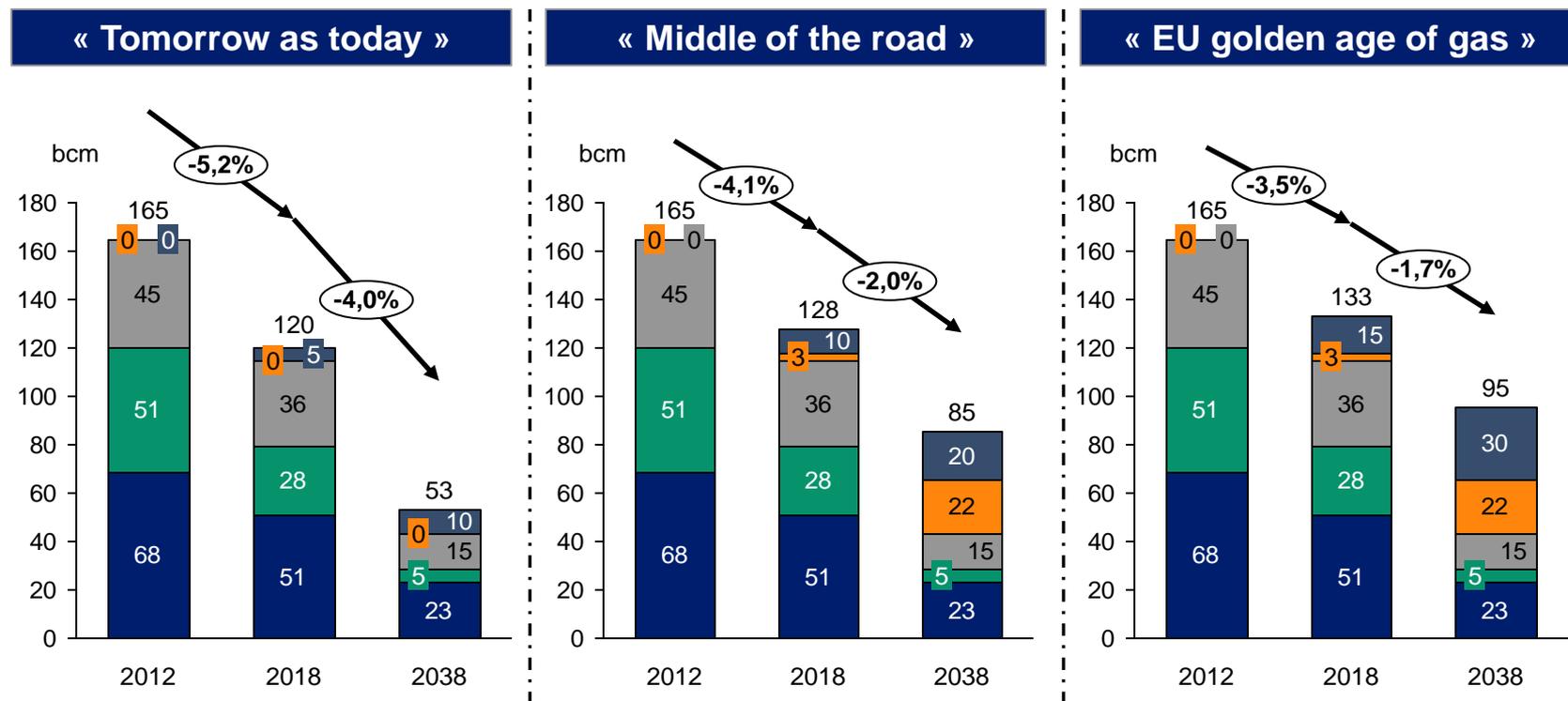




# Production européenne

La production européenne est en déclin et ne pourrait être que partiellement compensée par les nouvelles sources de production

■ Biomethane ■ Gaz de schiste ■ Autres pays ■ UK ■ Pays-Bas

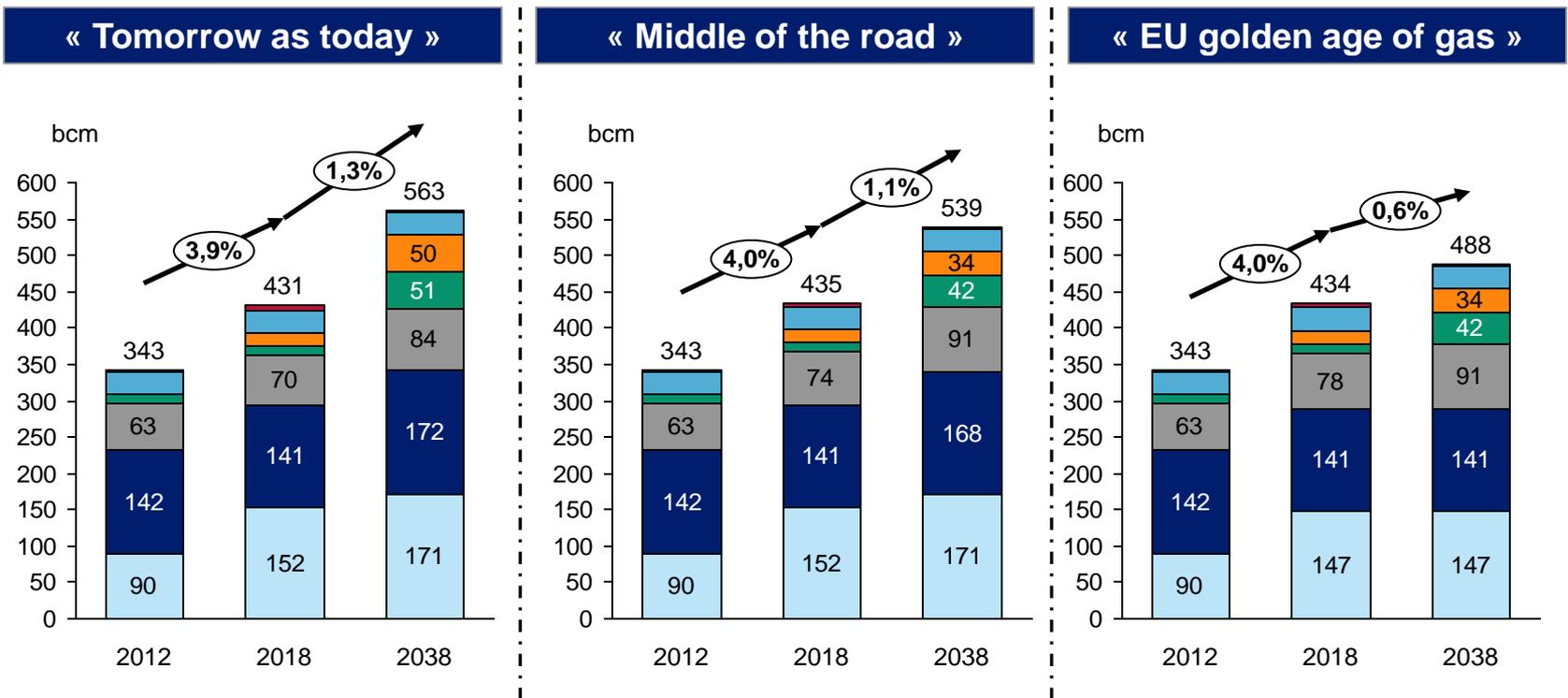




# Exports GNL mondiaux

## Les exportations de GNL sont dictées par les demandes européennes et asiatiques

■ Norvège ■ Amérique du Sud ■ US + Canada ■ Russie ■ Afrique ■ Moyen-Orient ■ Asie/ Pacifique

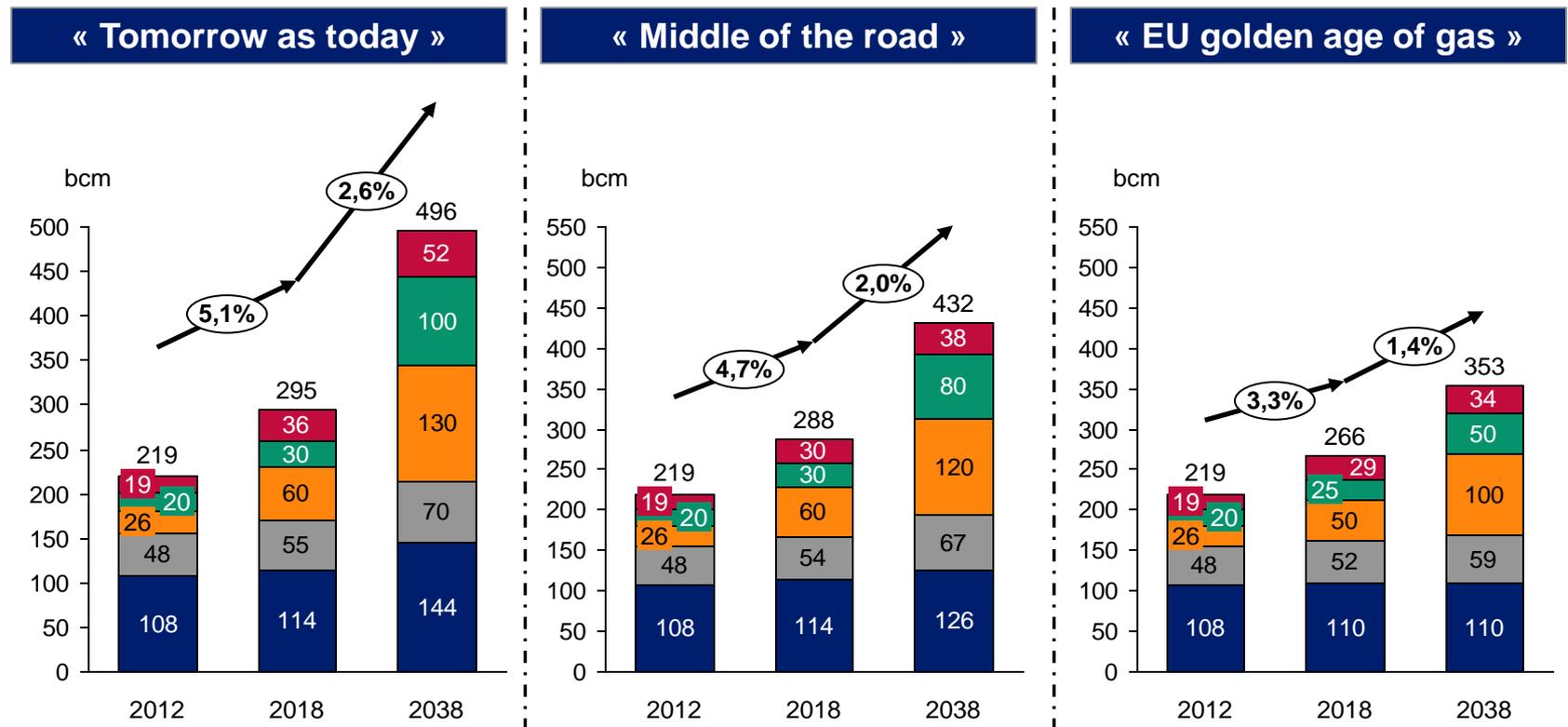




# Imports GNL asiatiques

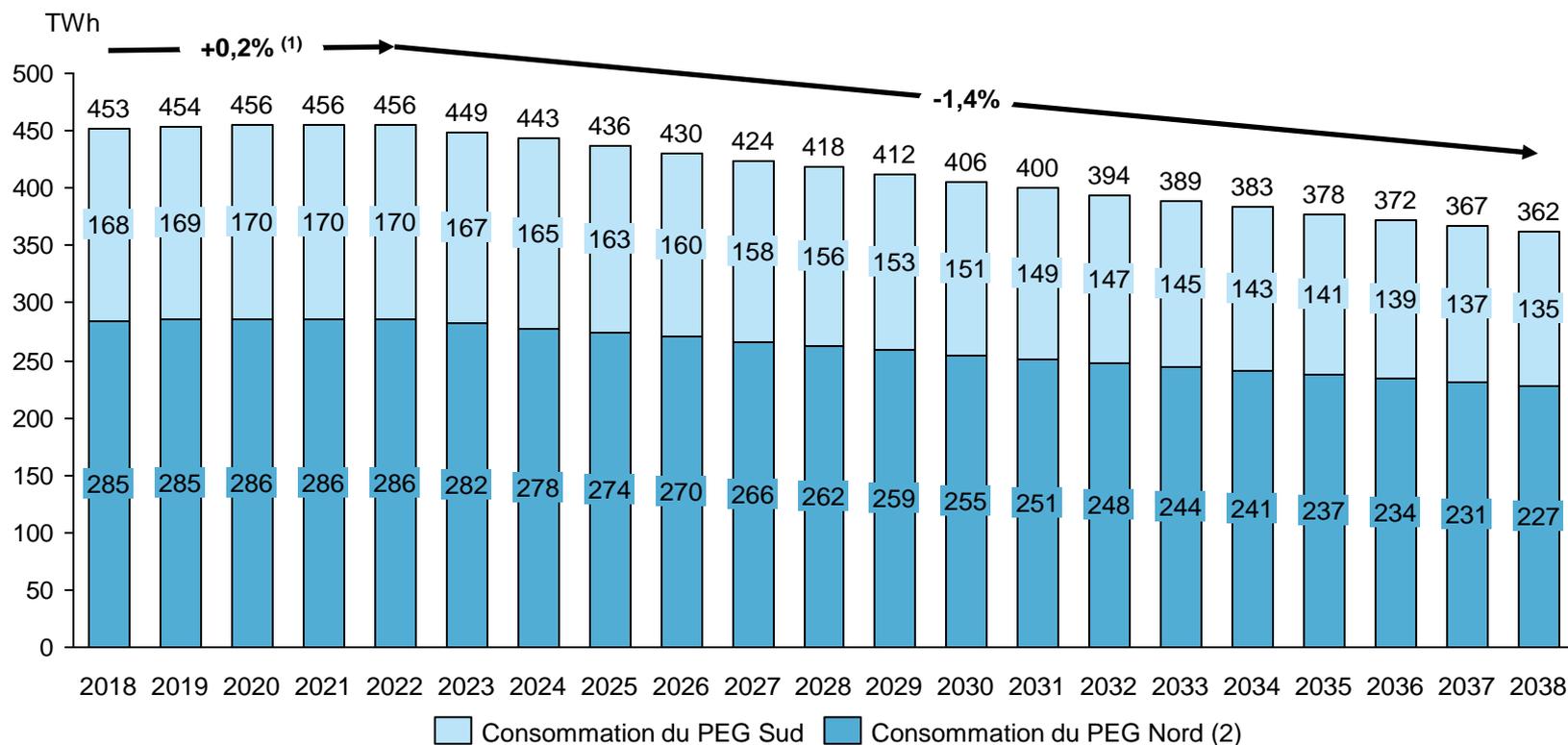
La demande en GNL asiatique est principalement liée à l'essor de la Chine et de l'Inde ainsi que la décision de redémarrage du nucléaire japonais

■ Autres ■ Inde ■ Chine ■ Corée ■ Japon



# Consommation française – Tomorrow as today

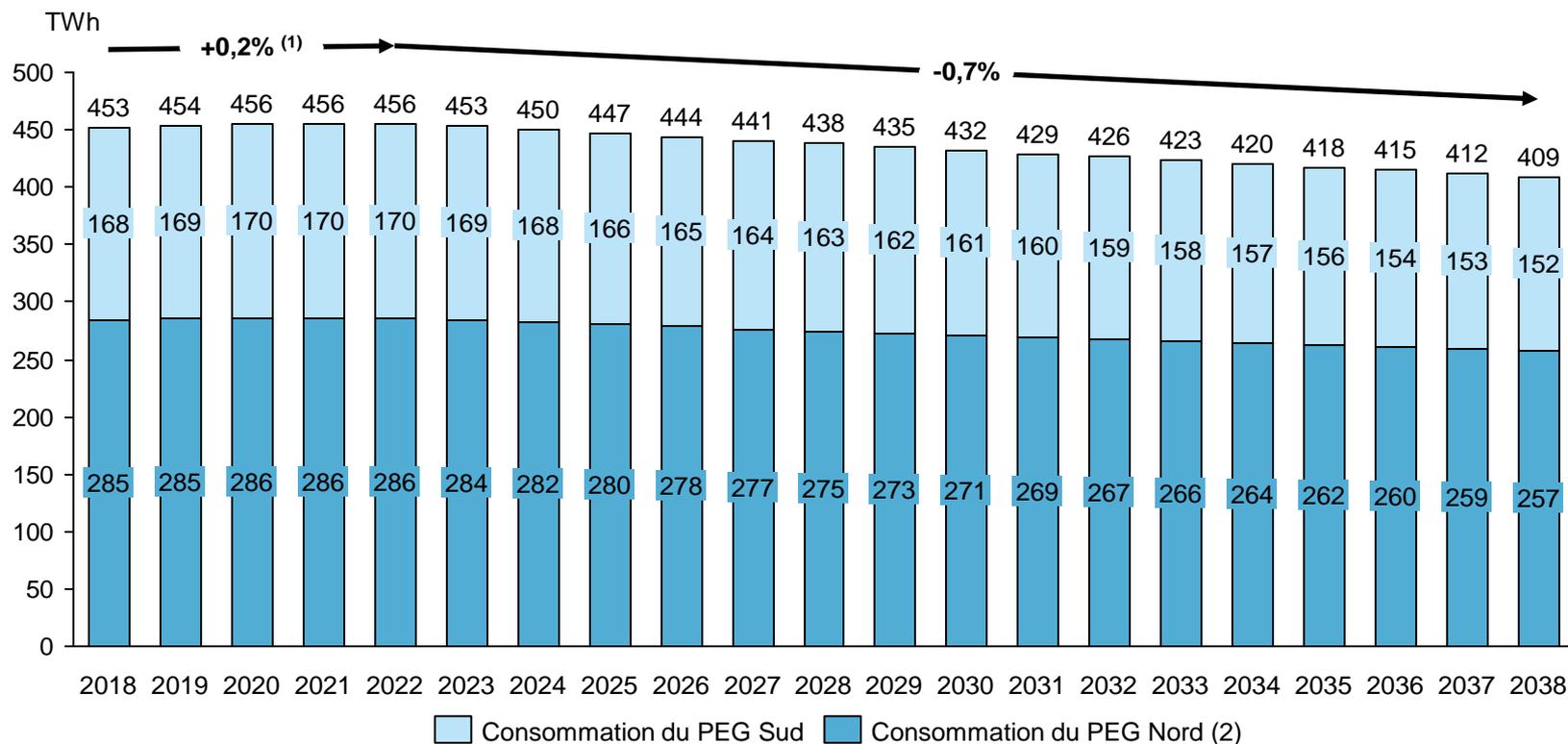
## Hypothèses de consommation française dans le scénario Tomorrow as today



(1) Basé sur les Plan Décennaux des GRT ; (2) Afin de simplifier la modélisation du réseau GRTgaz, la consommation de la zone gaz B n'a pas été prise en compte dans la consommation du PEG Nord

# Consommation française – Middle of the road

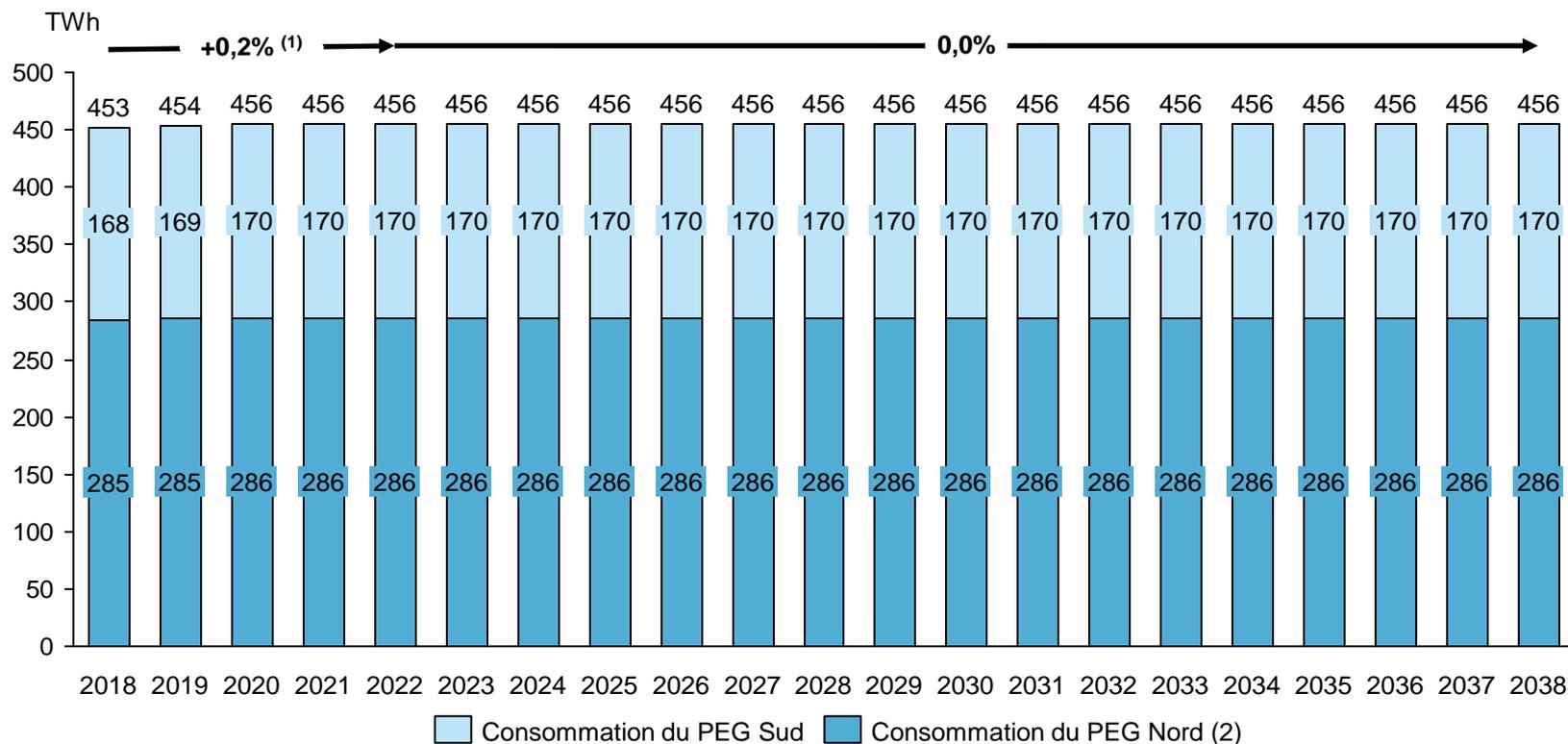
## Hypothèses de consommation française dans le scénario Middle of the road



(1) Basé sur les Plan Décennaux des GRT ; (2) Afin de simplifier la modélisation du réseau GRTgaz, la consommation de la zone gaz B n'a pas été prise en compte dans la consommation du PEG Nord

# Consommation française – EU golden age of gas

## Hypothèses de consommation française dans le scénario EU golden age of gas



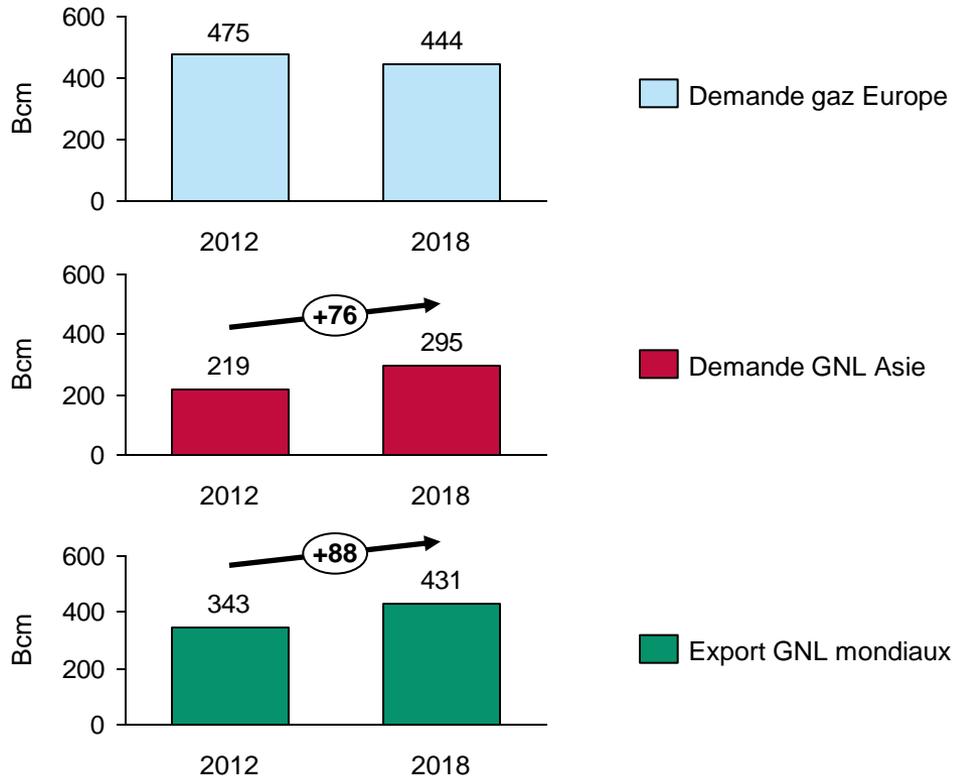
(1) Basé sur les Plan Décennaux des GRT ; (2) Afin de simplifier la modélisation du réseau GRTgaz, la consommation de la zone gaz B n'a pas été prise en compte dans la consommation du PEG Nord

# Marché du GNL – Changements d’ici 2018

Les hypothèses du scénario Tomorrow as today induisent une augmentation des capacités de liquéfaction supérieures à l’accroissement de demande GNL en Asie entre 2012 et 2018

## Hypothèses Tomorrow as Today

## Commentaires



- Dans le scénario Tomorrow as today, les capacités de production de GNL augmentent entre 2012 et 2018 à un rythme plus important que la demande de GNL asiatique
- De nombreux nouveaux trains de GNL vont être opérationnels dans les prochaines années (voir slide suivante)
- L’augmentation de la demande asiatique en GNL (+76bcm) n’est pas aussi forte que l’augmentation des exports GNL (+88)

## Marché du GNL – Changements d’ici 2018

Ces changements sont par ailleurs en ligne avec les trains de GNL prévus pour démarrer leur production d’ici 2018

### Augmentation des capacités de liquéfaction

### Commentaires

	Capacités GNL additionnelles (Bcm)
Algérie	10,5
Angola	6,8
Australie	56,6
Indonésie	-15,4
Malaisie	6,8
Nigéria	9,9
Norvège	1,4
Papoua New Guinea	8,9
USA	10,9
<b>TOTAL</b>	<b>75,4</b>

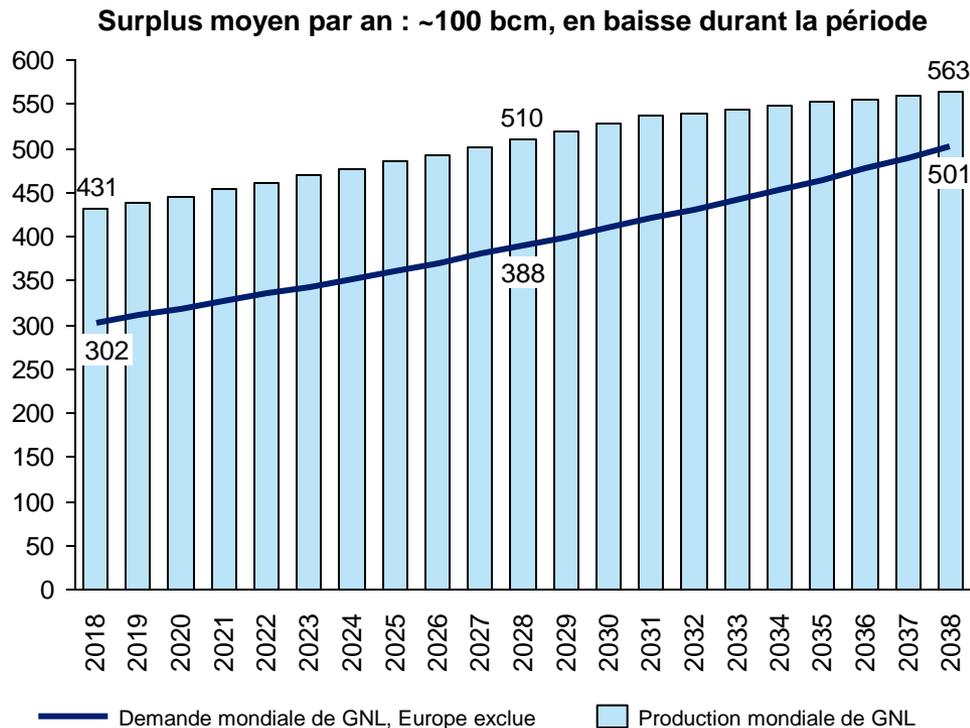
- De nombreux trains de liquéfaction sont prévus et en construction entre 2013 et 2018 et vont alimenter le marché mondial de GNL
- Certaines sources seront directement à destination de l’Asie (Australie/Asie du Sud Est) , et libéreront des sources plus « arbitrables », notamment vers l’Europe, telles que le GNL provenant du Moyen-Orient (Qatar, ...)
- D’autres pourraient directement trouver un intérêt à venir en Europe (USA, Algérie)

# Marché du GNL – Changements d’ici 2018

Une partie de ces capacités additionnelles pourra occasionnellement trouver des débouchés en Europe, même dans un contexte de demande asiatique forte

## Production de GNL vs demande de GNL hors EU

## Commentaires



- Les trains de GNL vont viser un fonctionnement à pleine capacité, compte tenu:
  - De la production fortement rémunératrice des condensats associés,
  - De l'importance des CAPEX à couvrir
- De ce fait, si les quantités de GNL produites saturent le marché asiatique, dont la demande maintient un prix asiatique élevé, il y a un effet de « spillover » sur l'Europe de volumes supplémentaires à un prix compétitif
- Les volumes de GNL vont donc satisfaire en priorité et pleinement la demande en Asie au prix asiatique, ensuite, les producteurs préfèrent vendre en Europe un surplus de production au prix Europe, plutôt que de baisser leur volume de production et ne pas en tirer de revenu

---

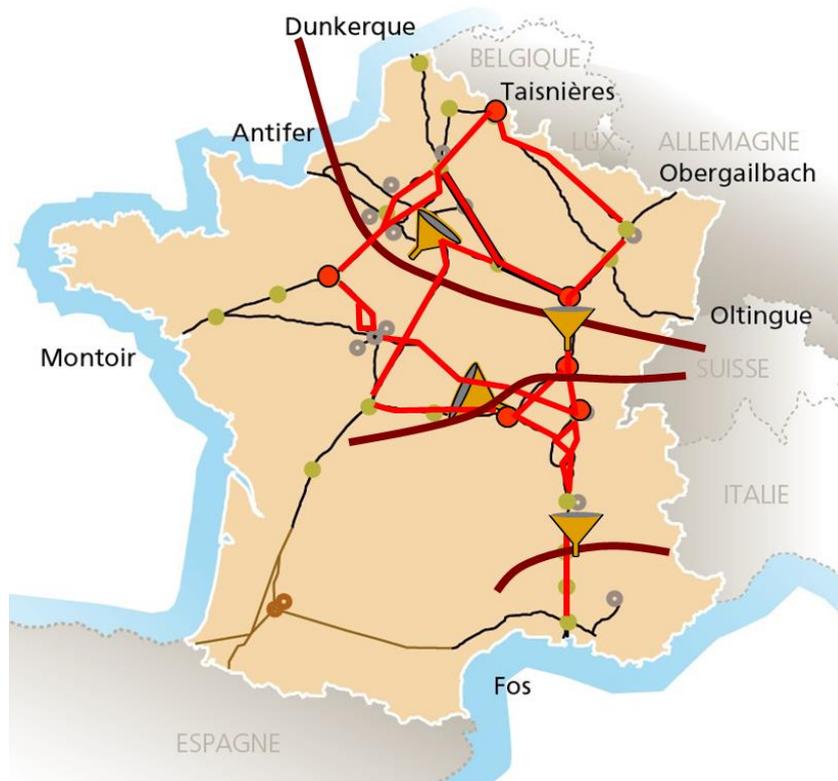
# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

## Cas d'investissement et coûts – Situation de référence

Sans investissement, la liaison Nord-Sud peut supporter un flux de gaz limité, à cause de 2 fronts de congestion N-S successifs et d'un S-E additionnel

### Carte des congestions



### Caractéristiques

L'étude définit comme situation de référence, avant investissement, le réseau actuel uniquement complété de l'Arc de Dierrey

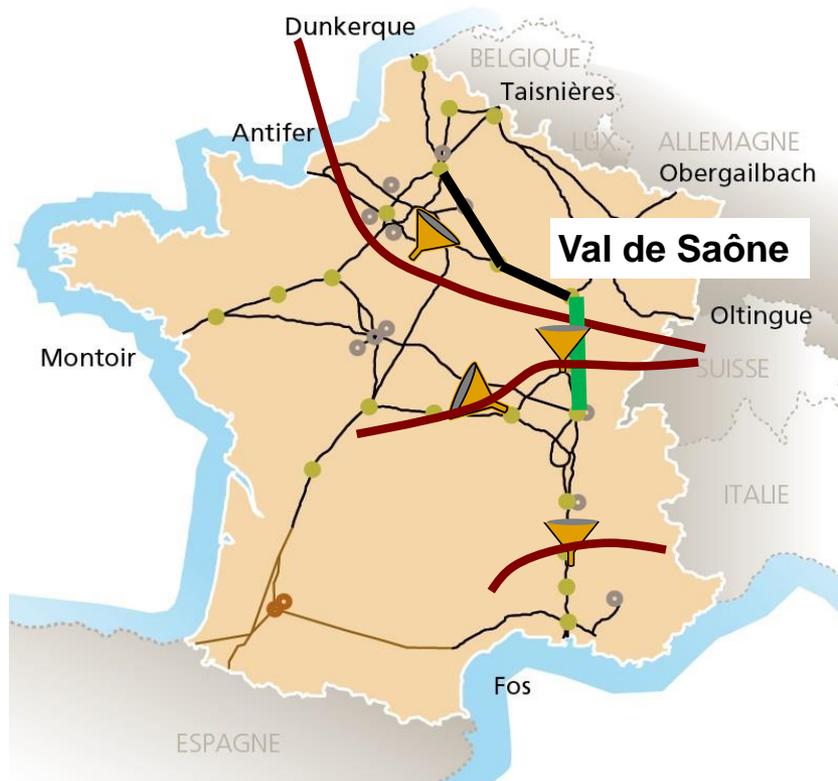
Liste des fronts de congestion :

- 2 fronts de congestion sensibles Nord-Sud successifs
- 1 front de congestion additionnel Sud-Est

## Cas d'investissement et coûts – Val de Saône seul

Val de Saône est un projet de doublement d'artère ayant pour objectif d'apporter plus de gaz en région lyonnaise, enlevant la congestion la plus au Nord

Carte des congestions



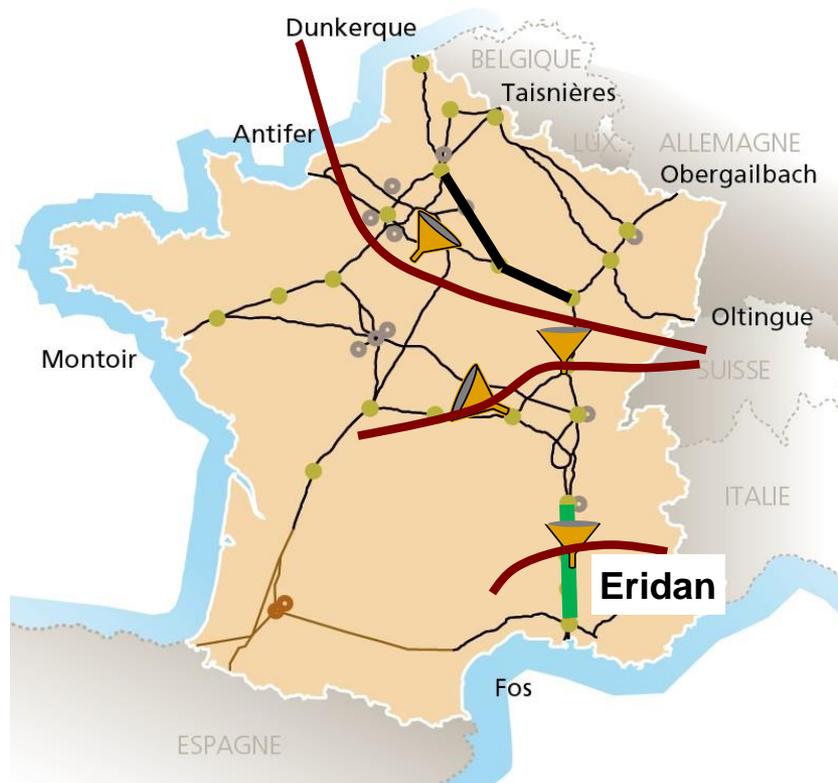
Caractéristiques

Coûts	Capex	650 M€
	Opex	20,1 M€/an
Réseau	GRTgaz	Val de Saône : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Env 200 km de canalisation en DN 1200</li> <li>• 3 interconnexions et une nouvelle compression</li> </ul>
	TIGF	-
Maturité		-

## Cas d'investissement et coûts – Eridan seul

Eridan est également un projet de doublement d'artère permettant d'alimenter la région de Marseille, et de lever la congestion la plus au Sud

Carte des congestions



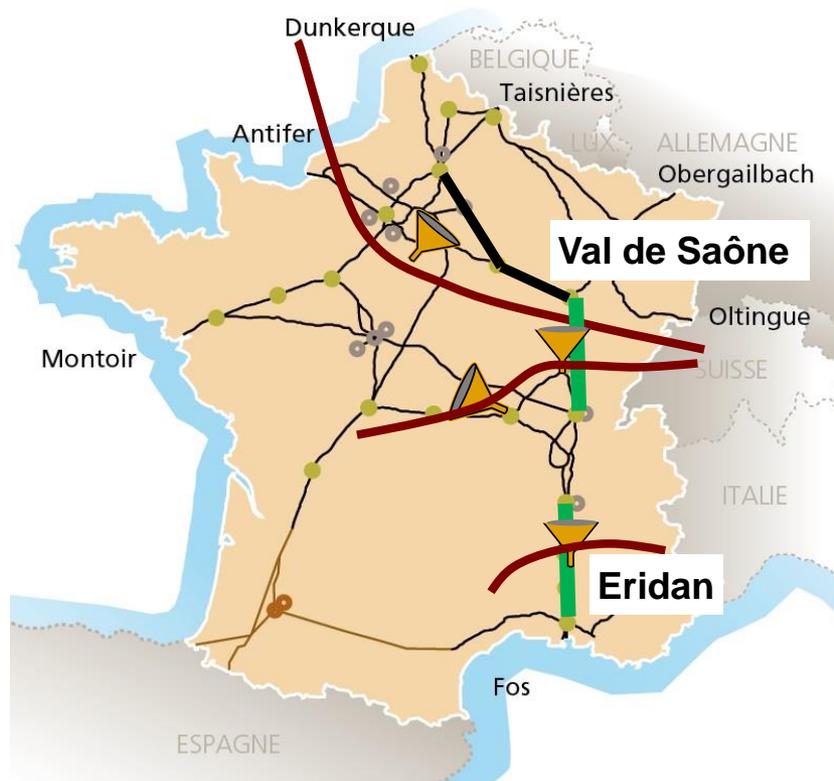
Caractéristiques

Coûts	Capex	620 M€
	Opex	15,4 M€/an
Réseau	GRTgaz	Eridan : • 220 km de canalisation en DN 1200 en zone contrainte • 2 interconnexions
	TIGF	-
Maturité		Etude réseau effectuée

# Cas d'investissement et coûts – Val de Saône + Eridan

Un scénario avec Val de Saône combiné avec Eridan a été envisagé, permettant de lever les 2 fronts de congestion

Carte des congestions



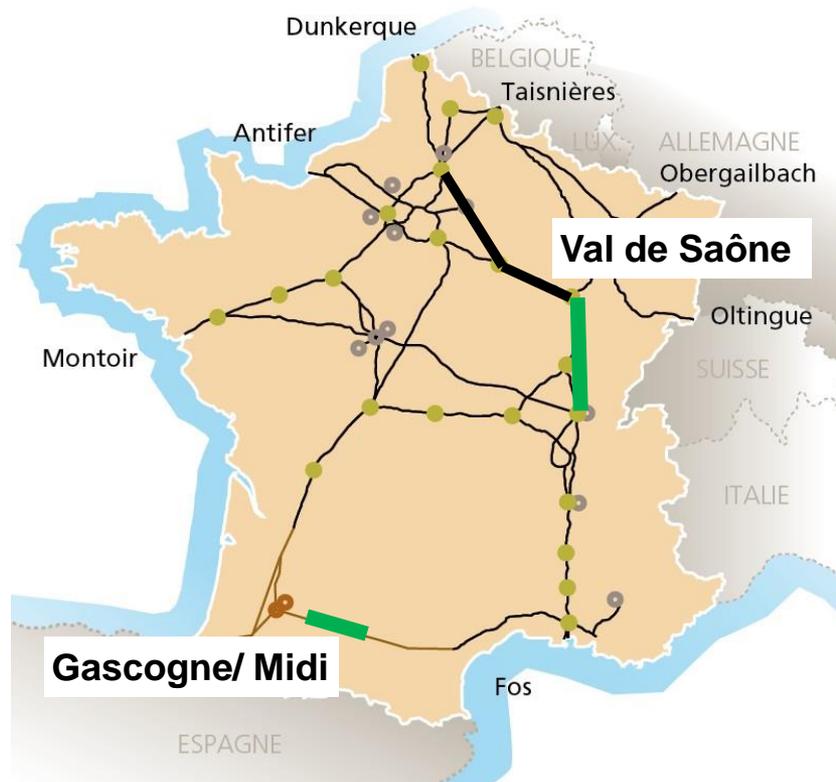
Caractéristiques

Coûts	Capex	1270 M€
	Opex	35,5 M€/an
Réseau	GRTgaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Env 200 km de canalisation en DN 1200</li> <li>• 3 interconnexions et une nouvelle compression</li> <li>• 220 km de canalisation en DN 1200</li> <li>• 2 interconnexions</li> </ul>
	TIGF	
Maturité		Etude réseau effectuée

# Cas d'investissement et coûts – Val de Saône + Gascogne/ Midi

Un travail commun mené entre TIGF et GRTgaz a permis d'identifier une alternative pour acheminer des flux Nord-Sud additionnels en passant par le couloir Ouest, levant également les 2 congestions

## Carte des congestions



## Caractéristiques

Coûts	Capex	860 M€
	Opex	21,1 M€/an
Réseau	GRTgaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>Val de Saône</li> <li>Rénovation de la station de la Bégude</li> <li>Adaptation de la station de Saint-Martin de Crau</li> </ul>
	TIGF	<p><u>2 options :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Soit 60 km de DN 800 à 85 bars</li> <li>Soit 28 km de DN 800 à 85 bars + une compression additionnelle à Lias (10 MW)</li> </ul>
Maturité		Etude complémentaire en cours

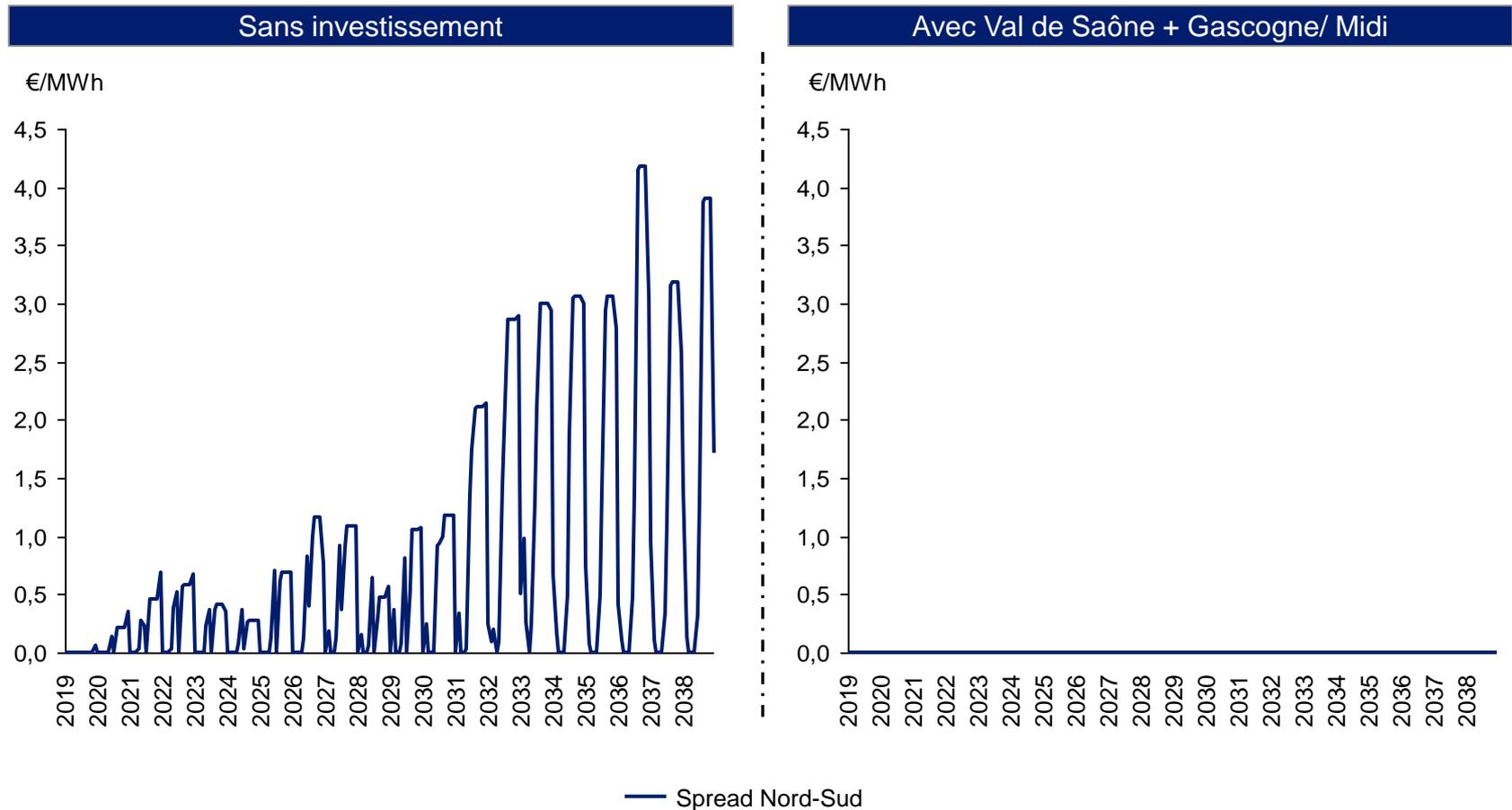
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
    - Tomorrow as today
    - Middle of the road
    - EU golden age of gas
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

## Tomorrow as today – Spread Nord-Sud

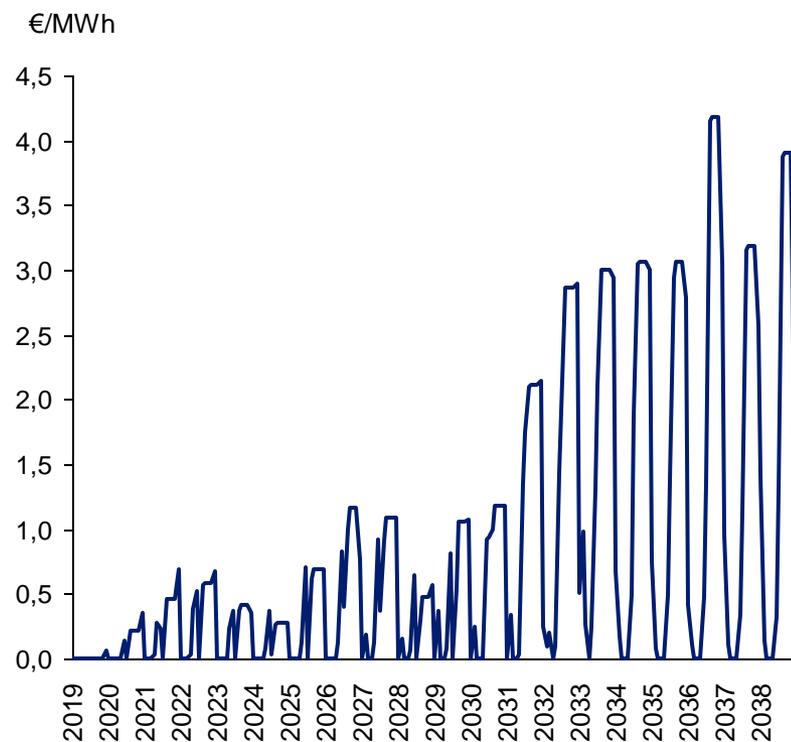
Dans le scénarios Tomorrow as Today, les spreads vont croissant sans investissement, et sont annulés par le cas d'investissement Val de Saône + Gascogne/ Midi



# Tomorrow as today – Impact des investissements

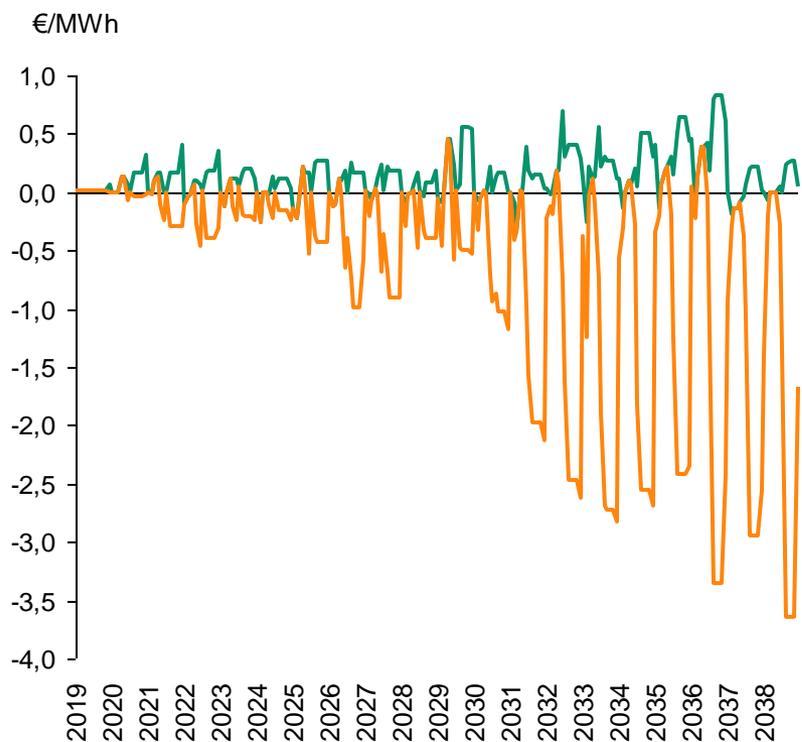
Les investissements ont un impact légèrement à la hausse sur le PEG Nord et à la baisse sur le PEG Sud

Sans investissement



— Spread Nord-Sud

Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi

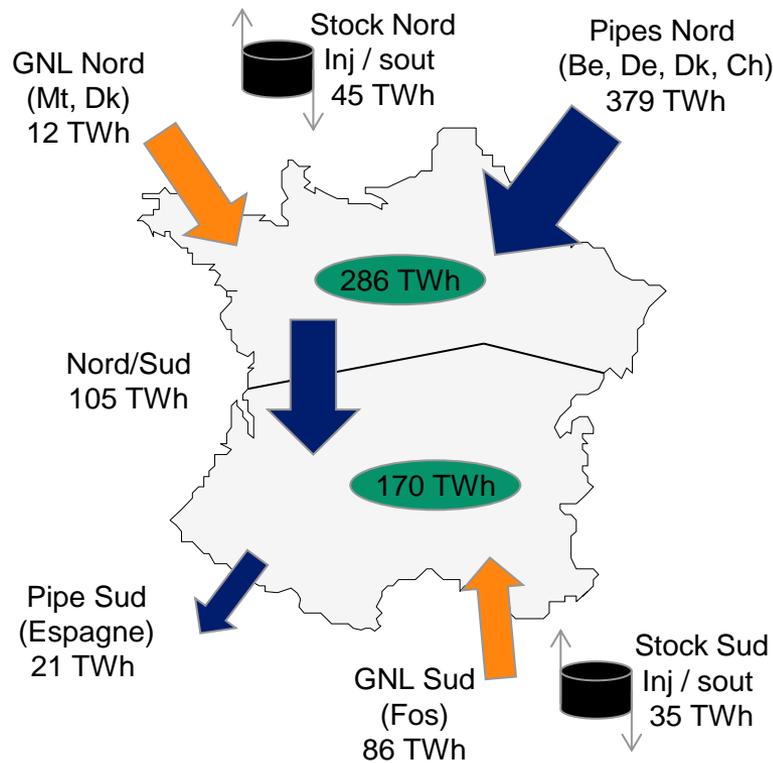


— Impact des investissements sur le PEG Nord  
— Impact des investissements sur le PEG Sud

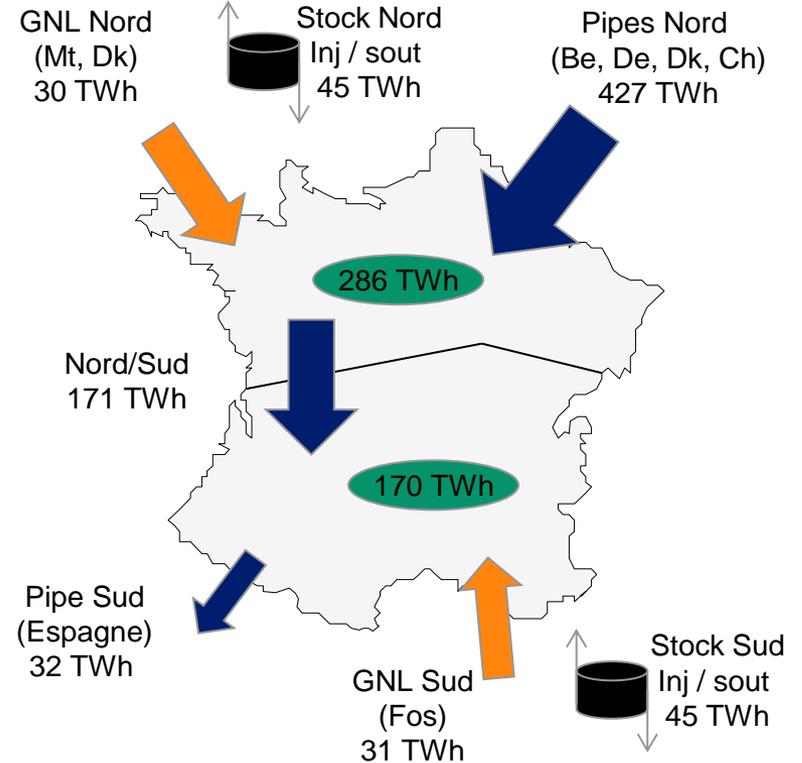
# Tomorrow as today – Flux annuels 2022

En 2022, Val de Saône + Gascogne/ Midi permet d'acheminer 65 TWh supplémentaires du Nord vers le Sud, pour remplacer principalement des livraisons à Fos

## Sans investissement



## Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi

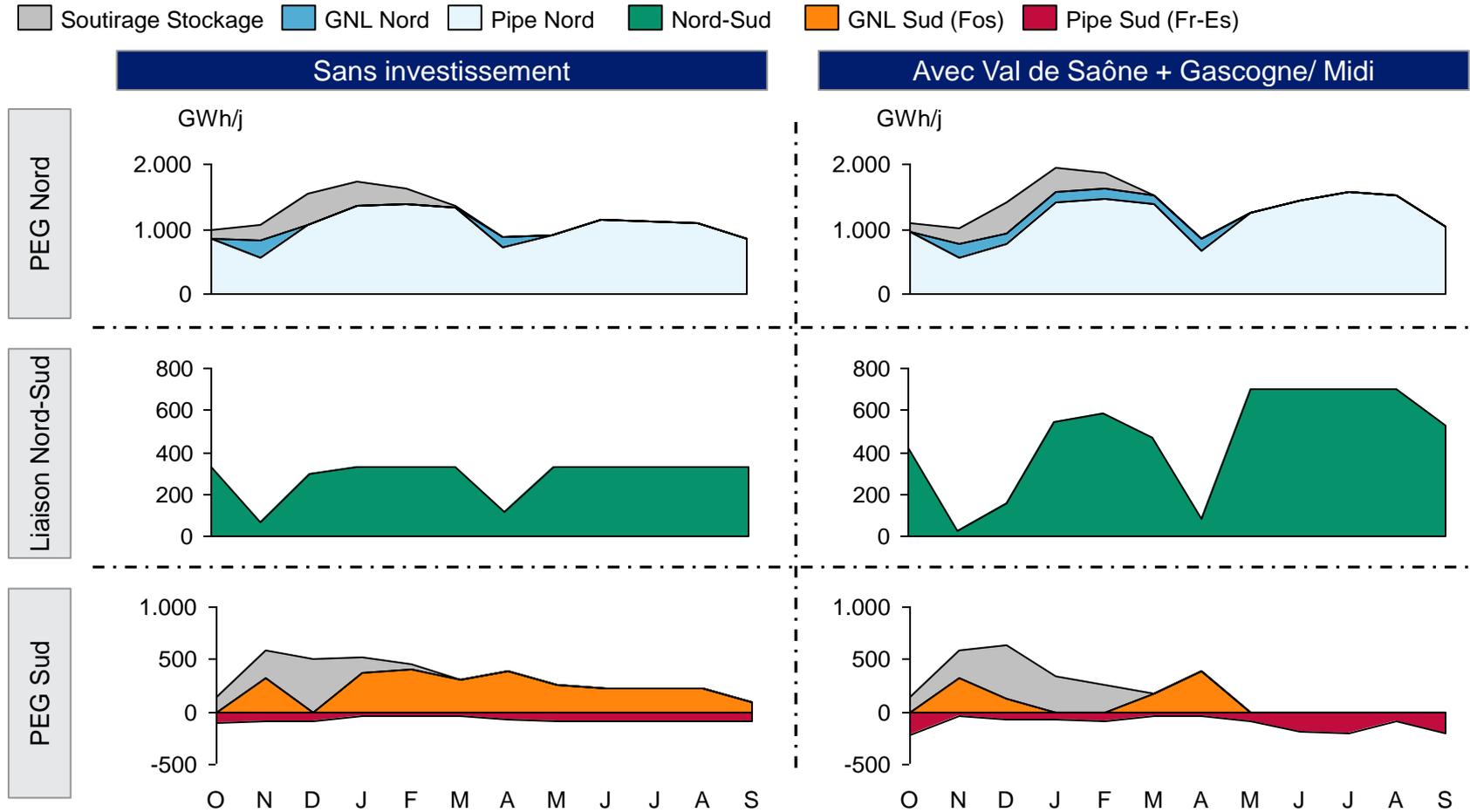


XX TWh Consommation

# Tomorrow as today – Flux mensuels 2022

Le principal impact de cet investissement sur les flux est visible en été

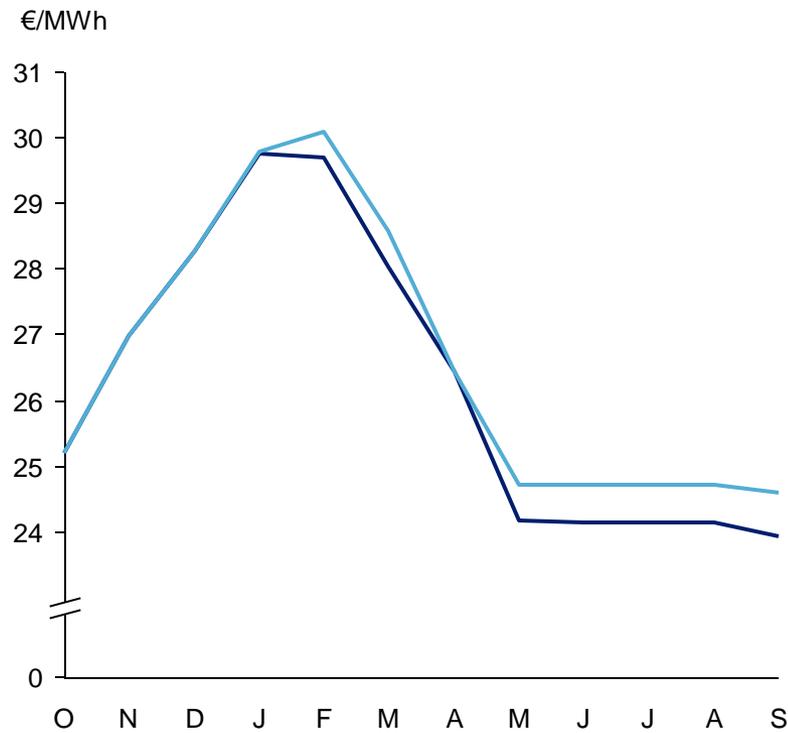
...



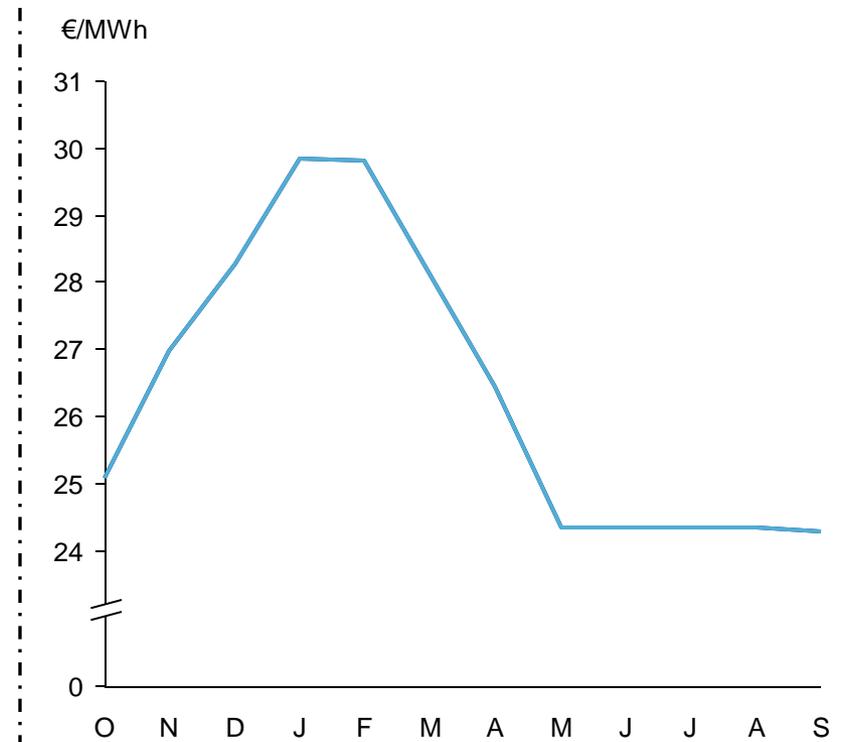
# Tomorrow as today – Prix mensuels 2022

... comme son impact sur les prix

Sans investissement



Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi

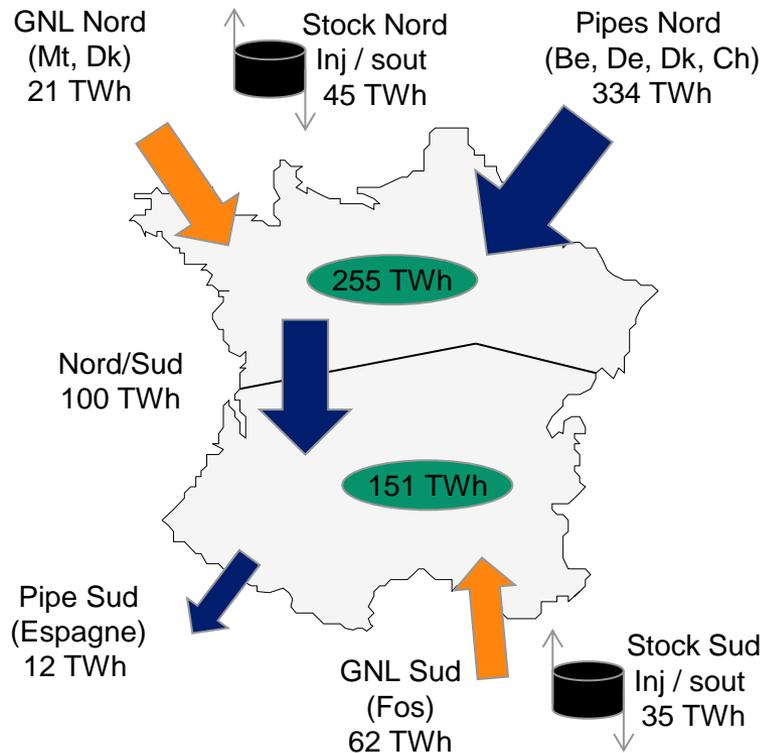


— PEG Nord — PEG Sud

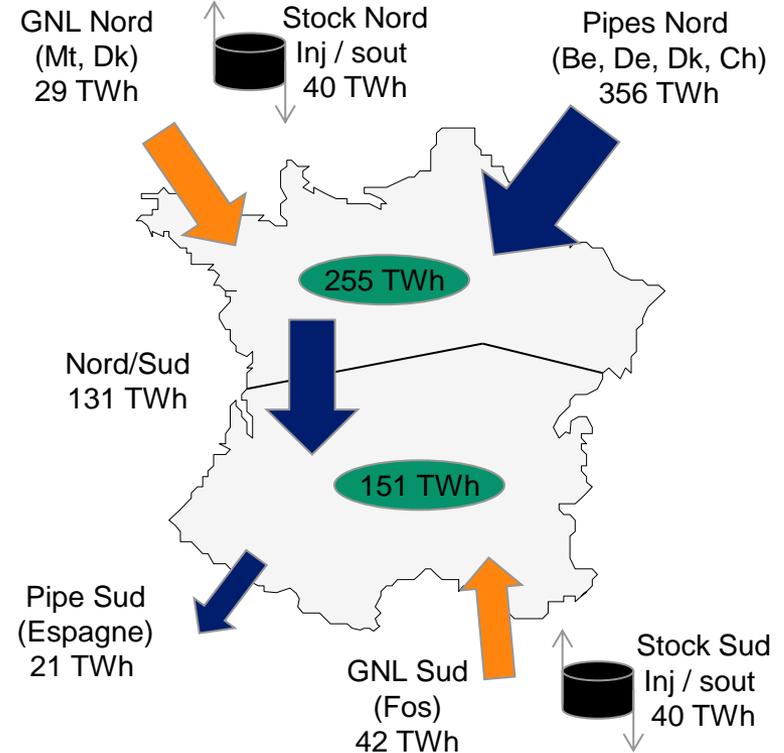
# Tomorrow as today – Flux annuels 2030

En 2030, Val de Saône + Gascogne/ Midi permet d'acheminer 30 TWh supplémentaires du Nord vers le Sud, pour remplacer principalement des livraisons à Fos

## Sans investissement



## Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



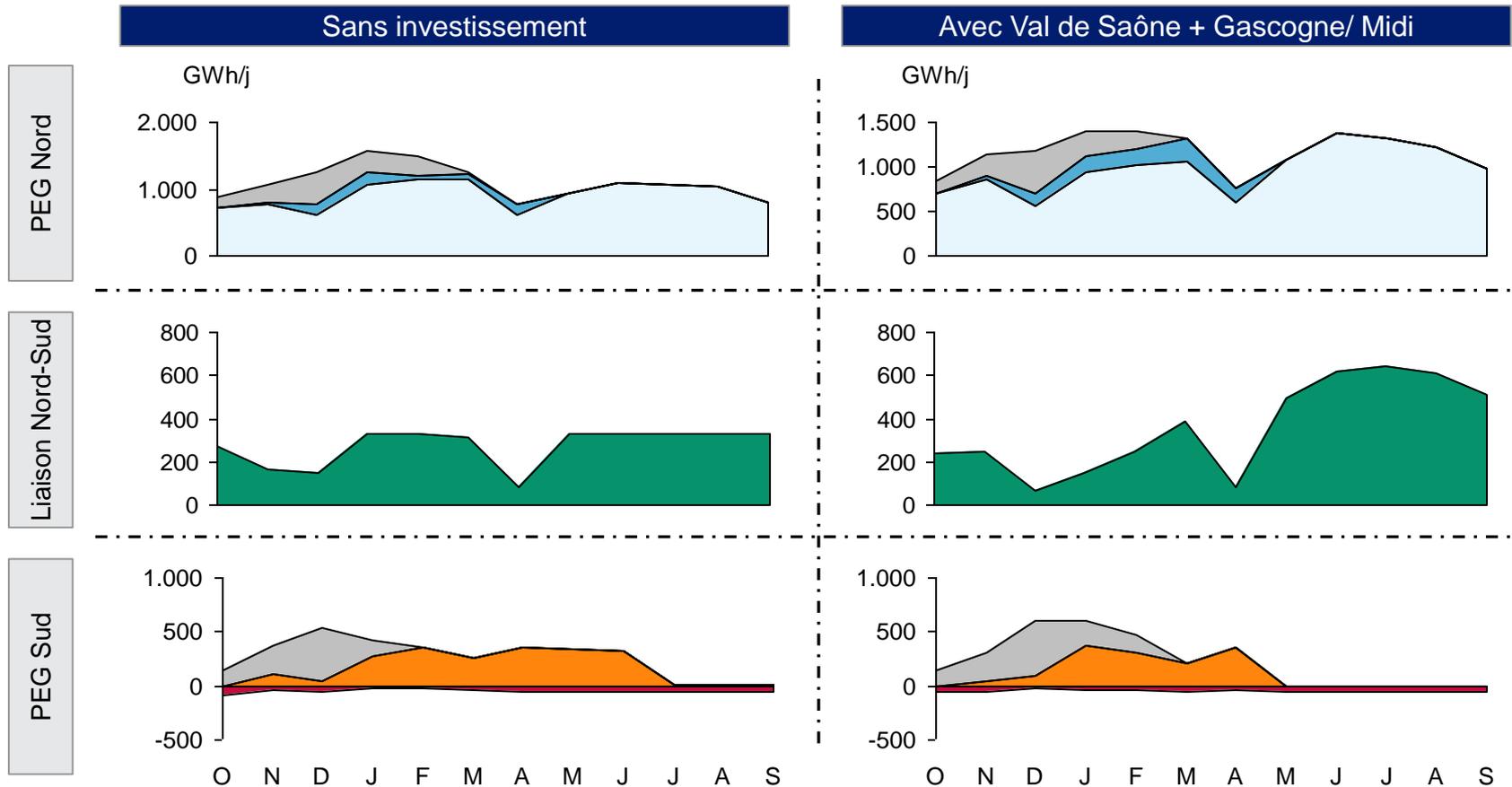
XX TWh Consommation

# Tomorrow as today – Flux mensuels 2030

Le principal impact de cet investissement sur les flux est visible en été

...

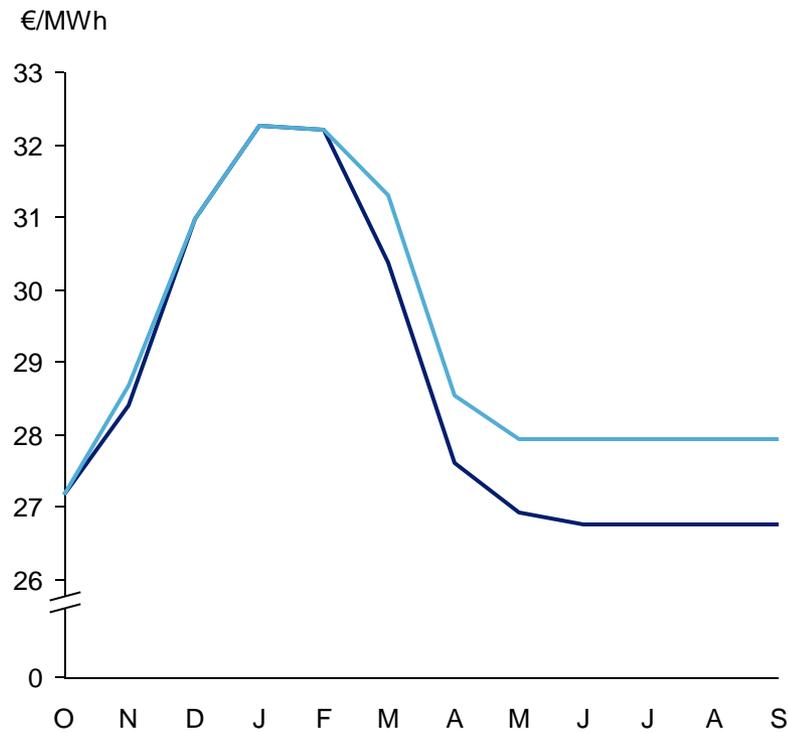
Soutirage stockage
  GNL Nord
  Pipe Nord
  Nord-Sud
  GNL Sud (Fos)
  Pipe Sud (Fr-Es)



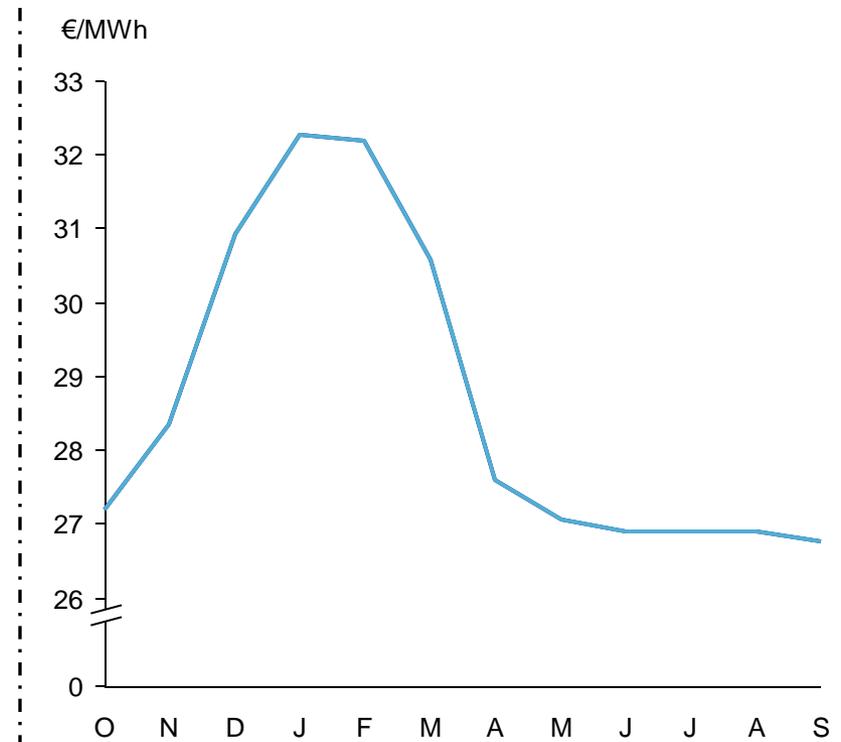
# Tomorrow as today – Prix mensuels 2030

... comme son impact sur les prix

Sans investissement



Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



— PEG Nord — PEG Sud

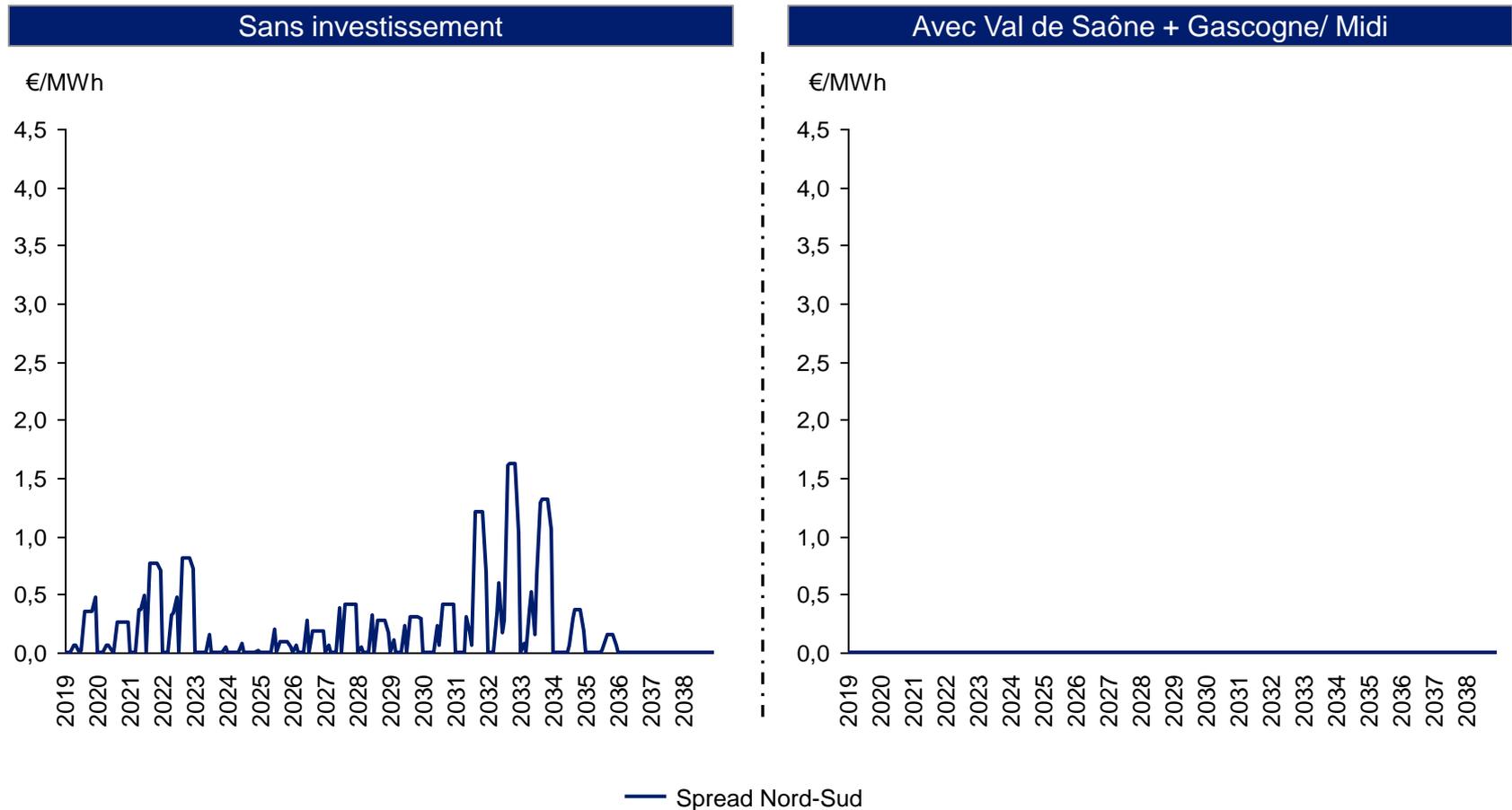
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
    - Tomorrow as today
    - Middle of the road
    - EU golden age of gas
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

## Middle of the road – Spread Nord-Sud

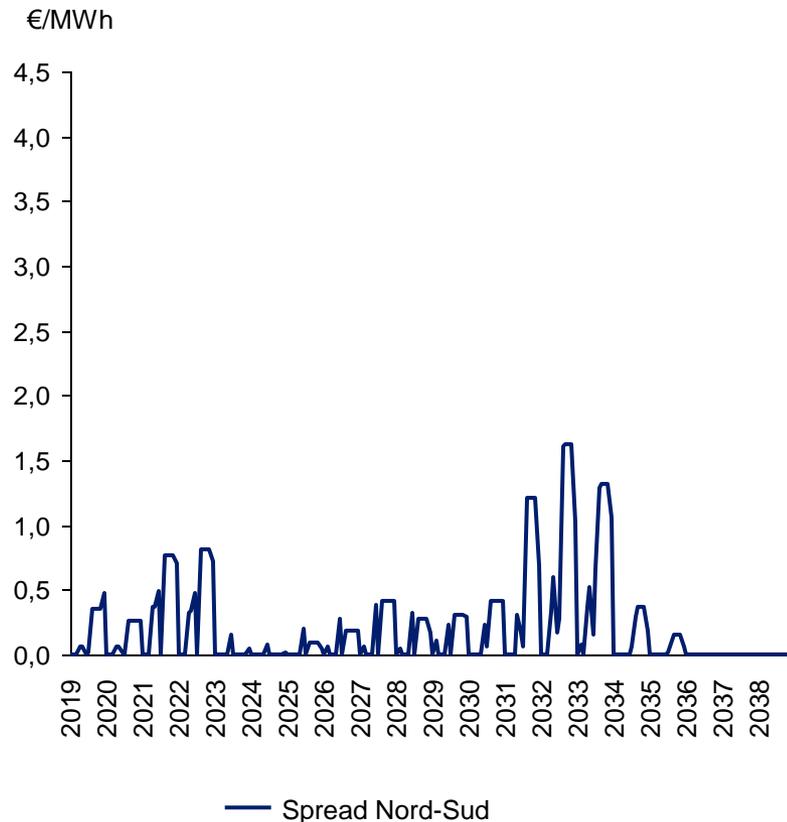
Dans le scénarios Middle of the road, les spreads sont plus faibles que dans le scénario précédent, et sont également annulés par le cas d'investissement Val de Saône + Gascogne/ Midi



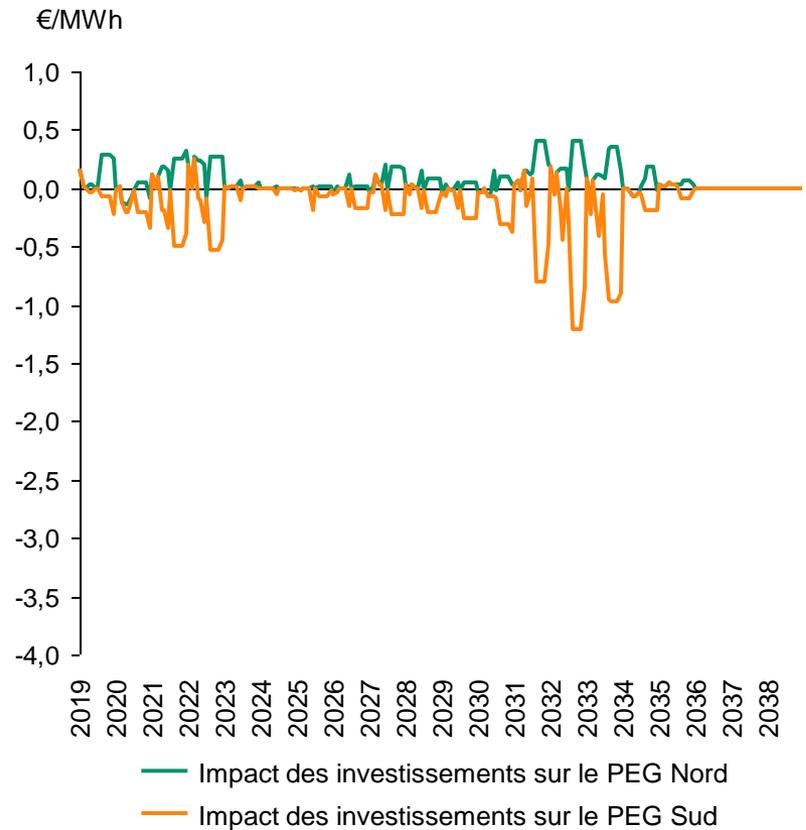
# Middle of the road – Impact des investissements

Les investissements ont un impact légèrement à la hausse sur le PEG Nord et à la baisse sur le PEG Sud

Sans investissement



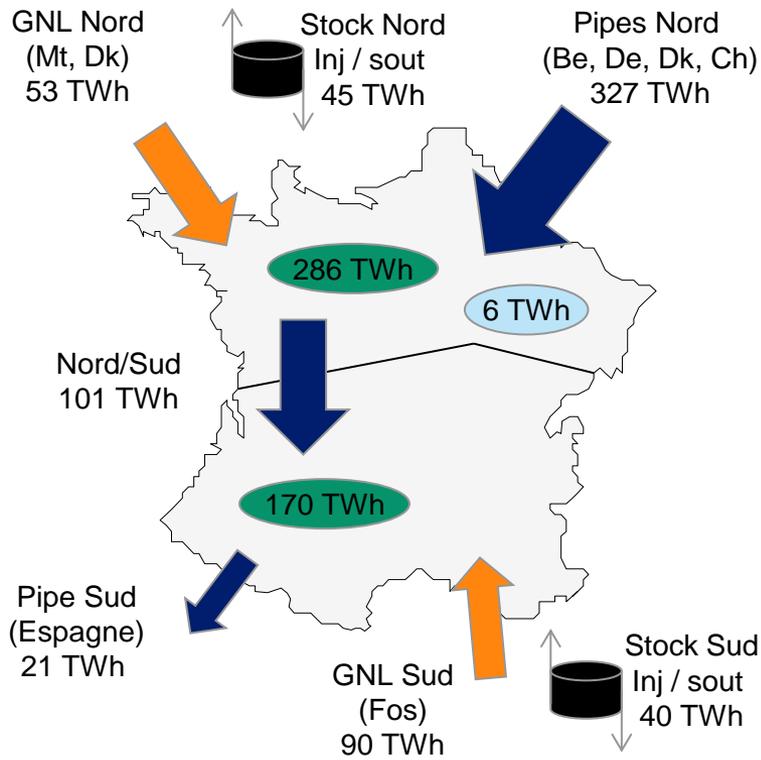
Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



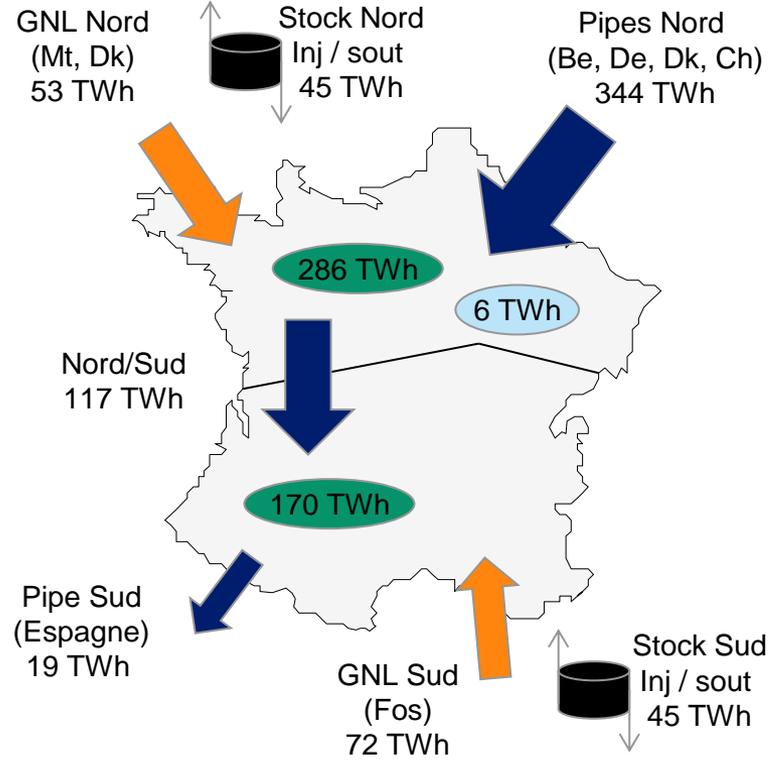
# Middle of the road – Flux annuels 2022

En 2022, Val de Saône + Gascogne/ Midi permet d'acheminer 15 TWh supplémentaires du Nord vers le Sud, pour remplacer principalement des livraisons à Fos

## Sans investissement



## Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



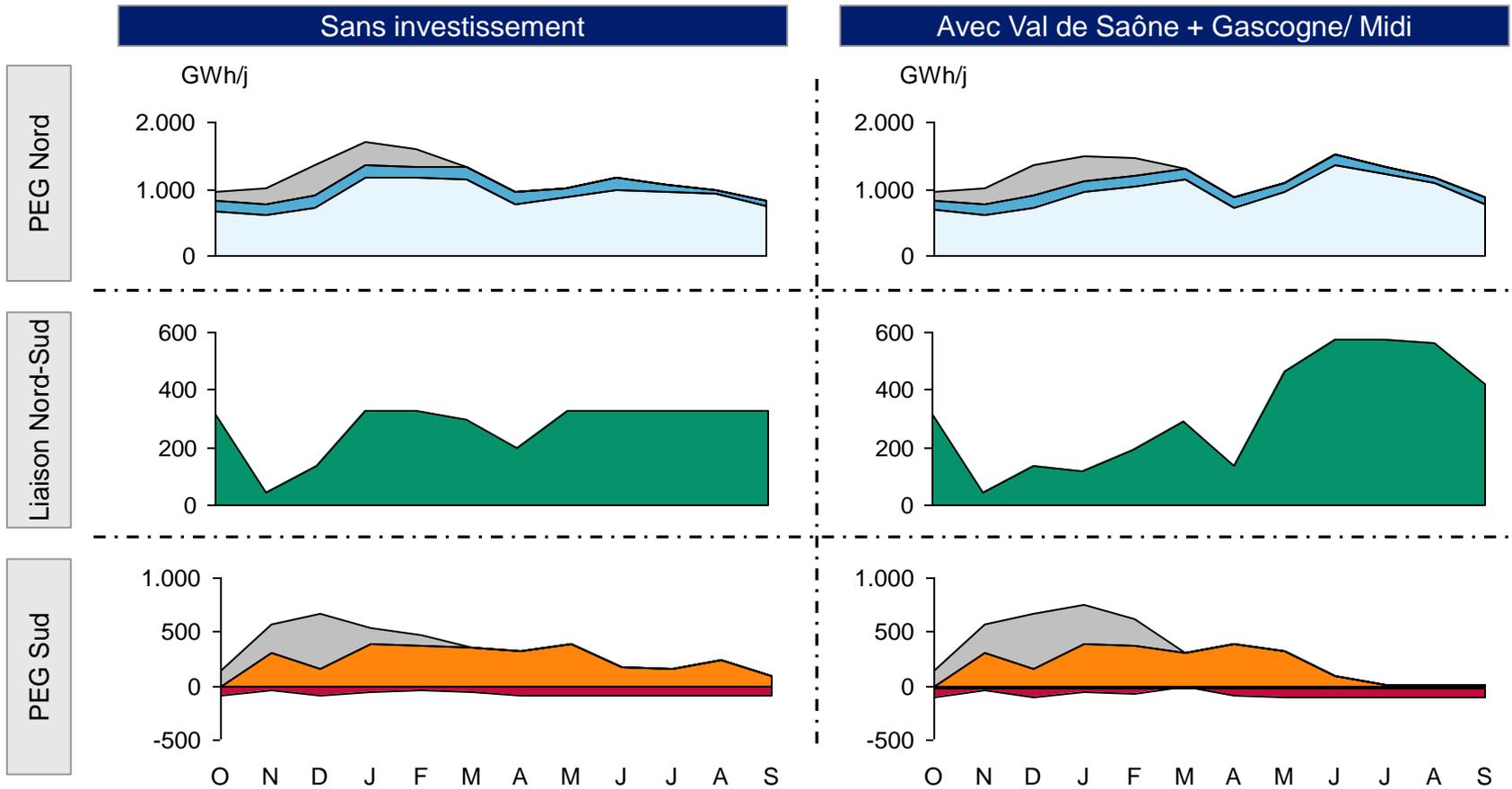
XX TWh Consommation      XX TWh Production de gaz non-conventionnel

# Middle of the road – Flux mensuels 2022

Le principal impact de cet investissement sur les flux est visible en été

...

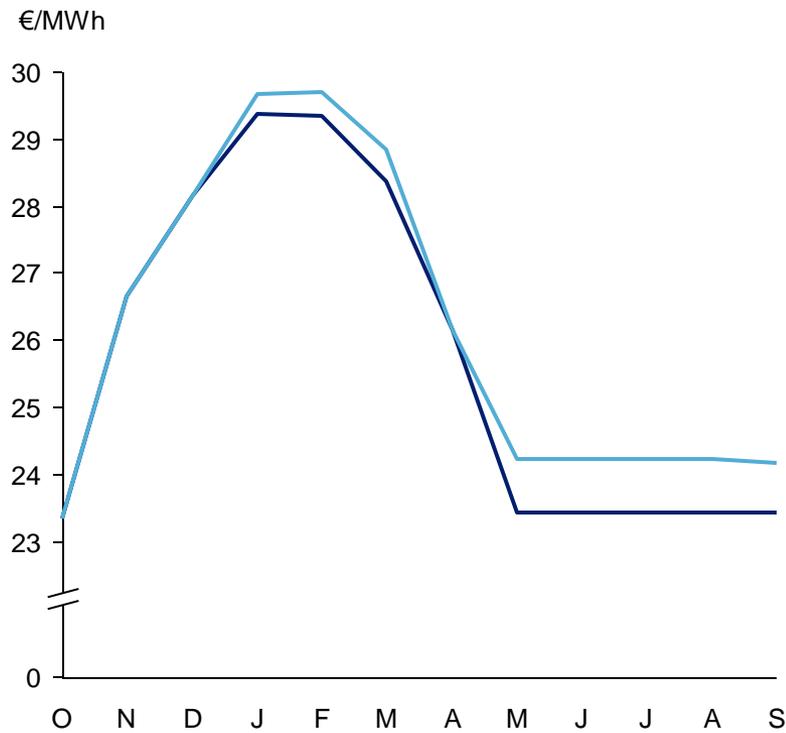
Soutirage stockage
  GNL Nord
  Pipe Nord
  Nord-Sud
  GNL Sud (Fos)
  Pipe Sud (Fr-Es)



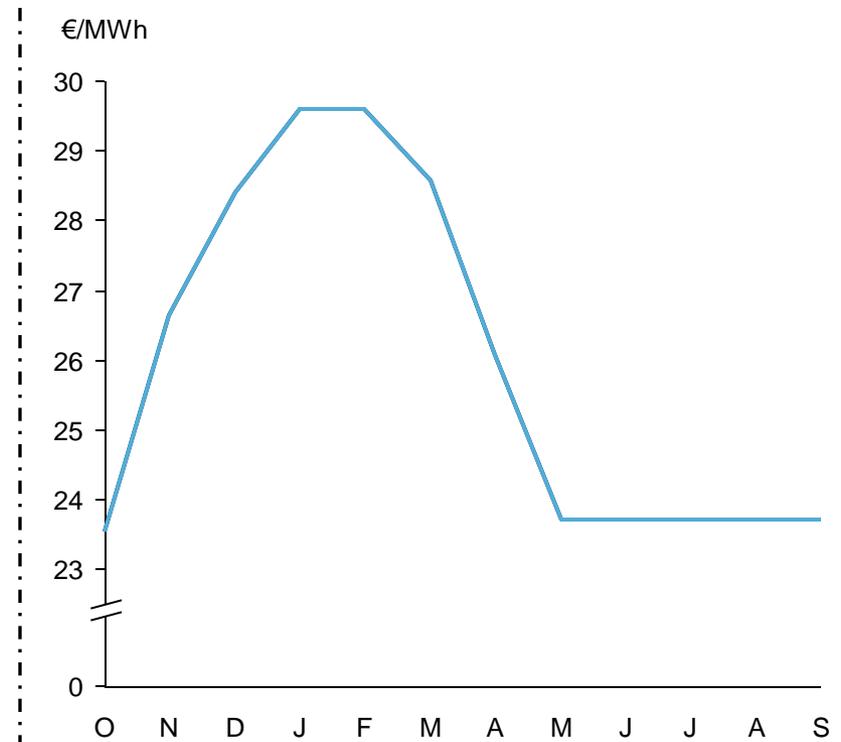
# Middle of the road – Prix mensuels 2022

... comme son impact sur les prix

Sans investissement



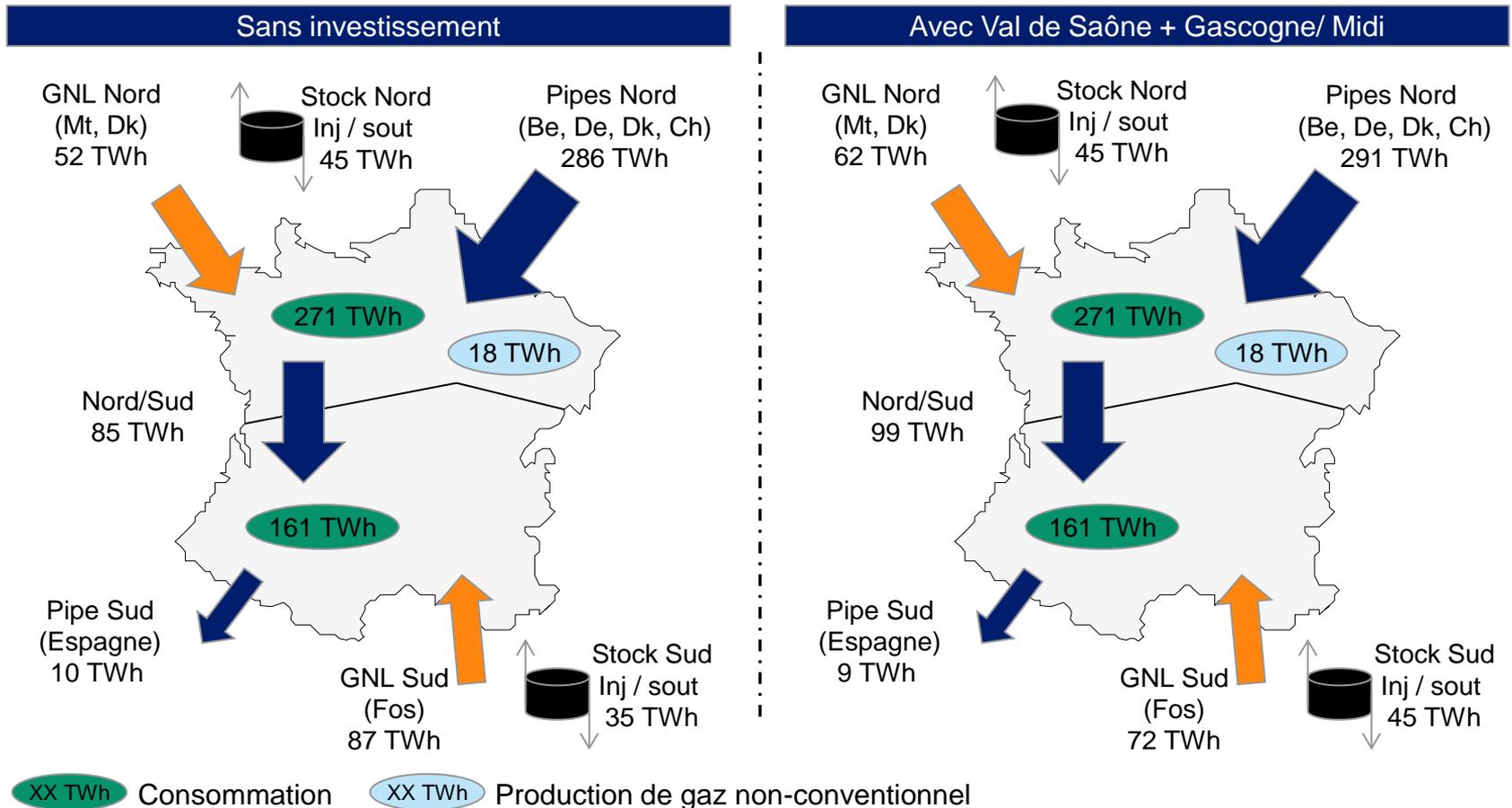
Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



— PEG Nord — PEG Sud

# Middle of the road – Flux annuels 2030

En 2030, Val de Saône + Gascogne/ Midi permet d'acheminer 15 TWh supplémentaires du Nord vers le Sud, pour remplacer principalement des livraisons à Fos

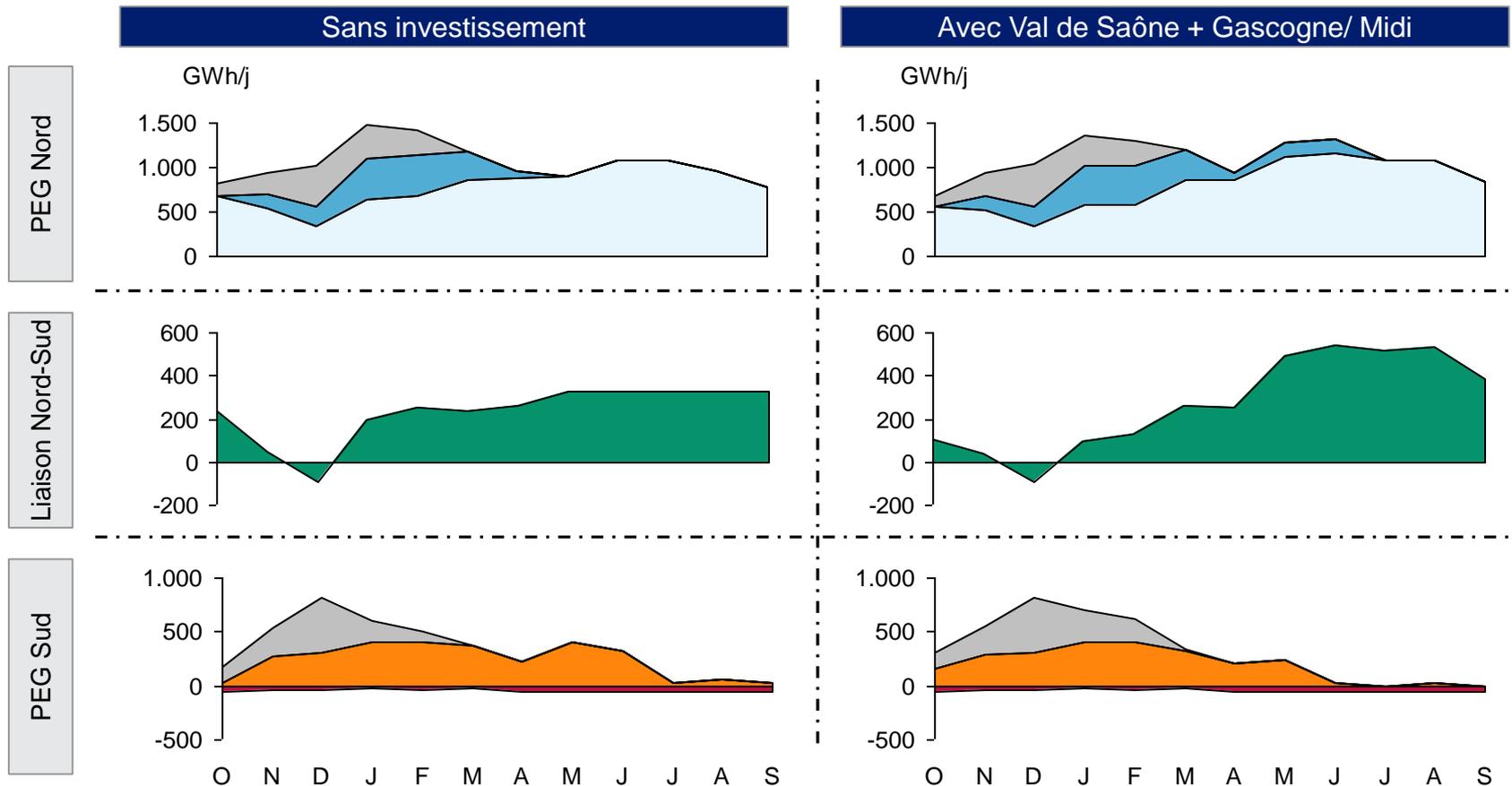


# Middle of the road – Flux mensuels 2030

Le principal impact de cet investissement sur les flux est visible en été

...

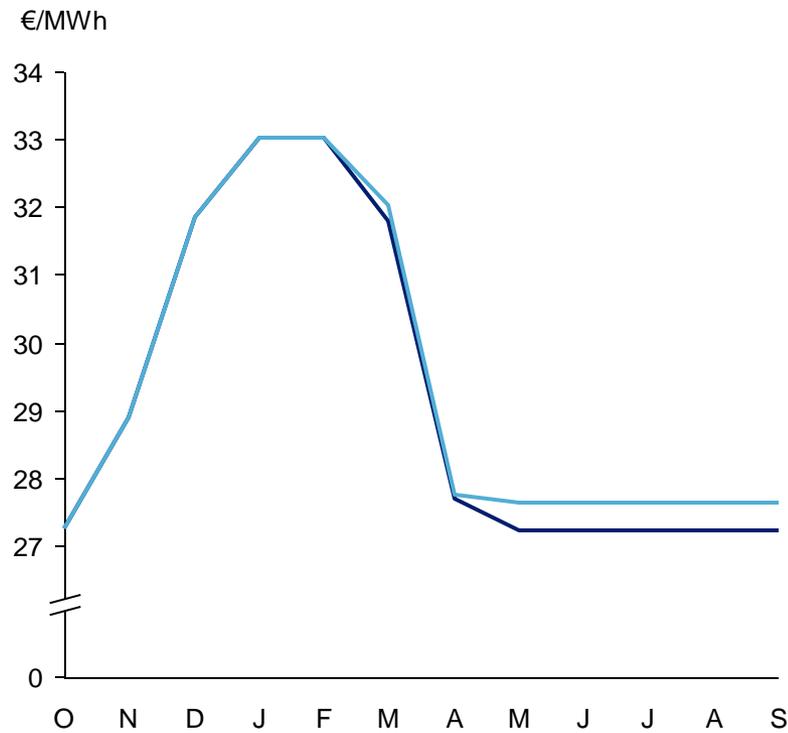
Soutirage stockage
  GNL Nord
  Pipe Nord
  Nord-Sud
  GNL Sud (Fos)
  Pipe Sud (Fr-Es)



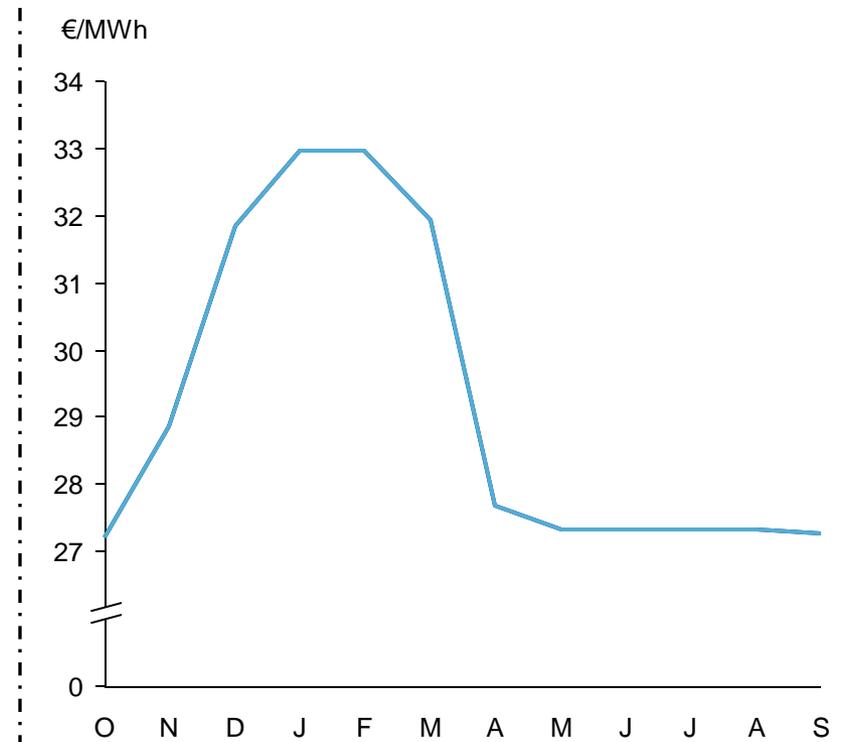
# Middle of the road – Prix mensuels 2030

... comme son impact sur les prix

Sans investissement



Avec Val de Saône + Gascogne/ Midi



— PEG Nord — PEG Sud

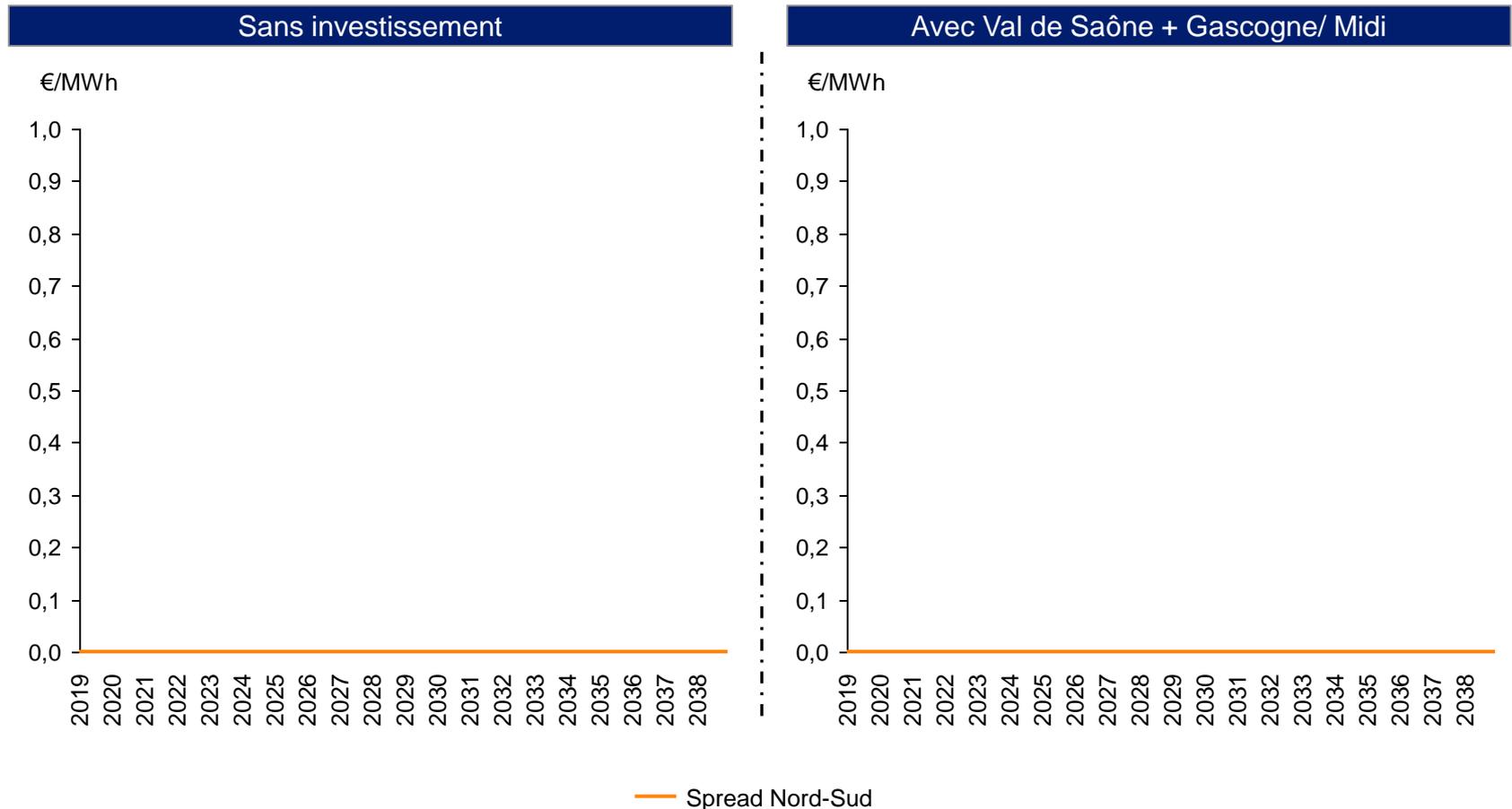
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
    - Tomorrow as today
    - Middle of the road
    - EU golden age of gas
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

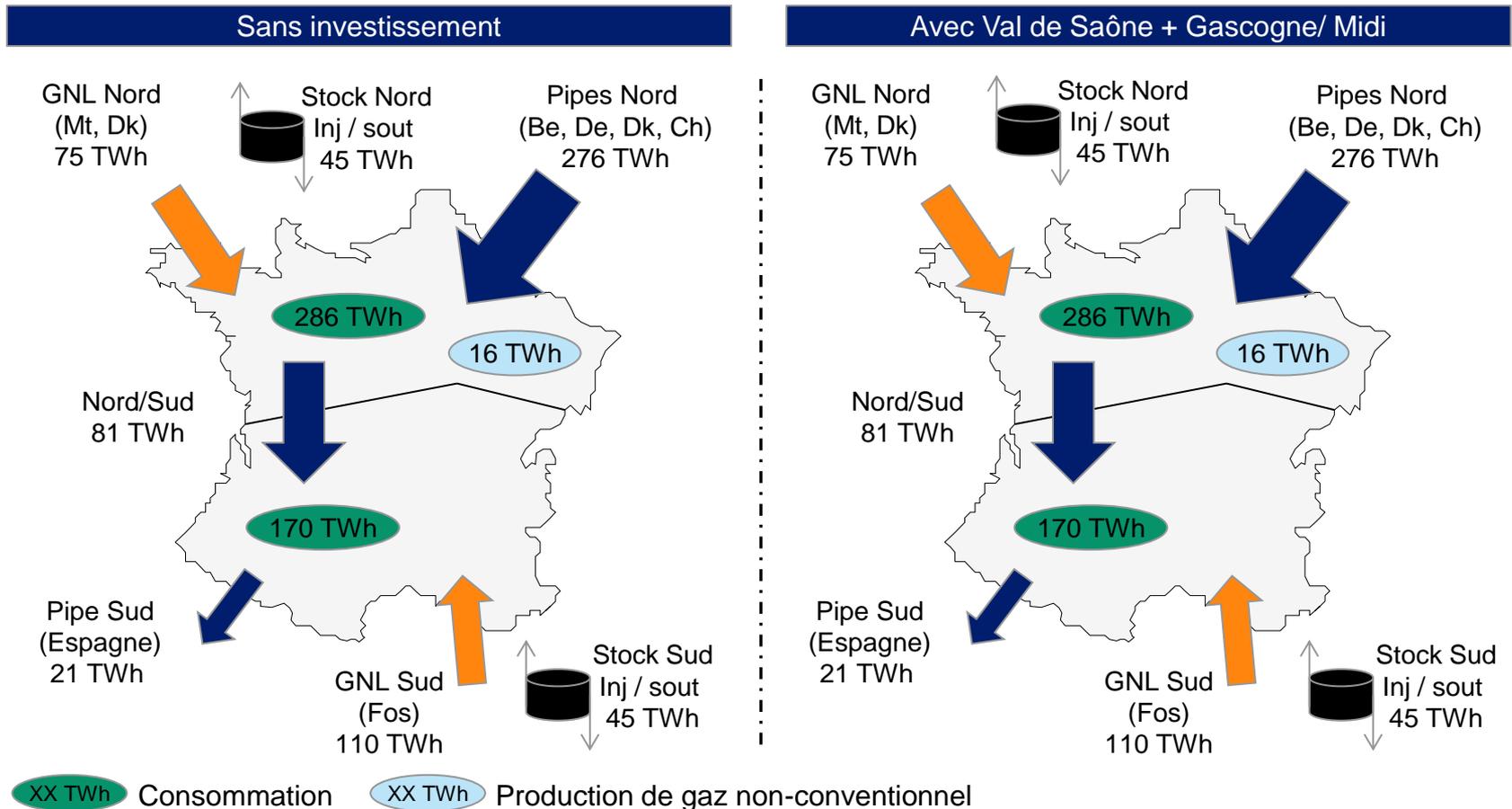
# EU golden age of gas – Spread Nord-Sud

Dans le scénario Eu golden age of gas, les spreads Nord-Sud sont nuls avec ou sans investissement



# EU golden age of gas – Flux annuels 2022

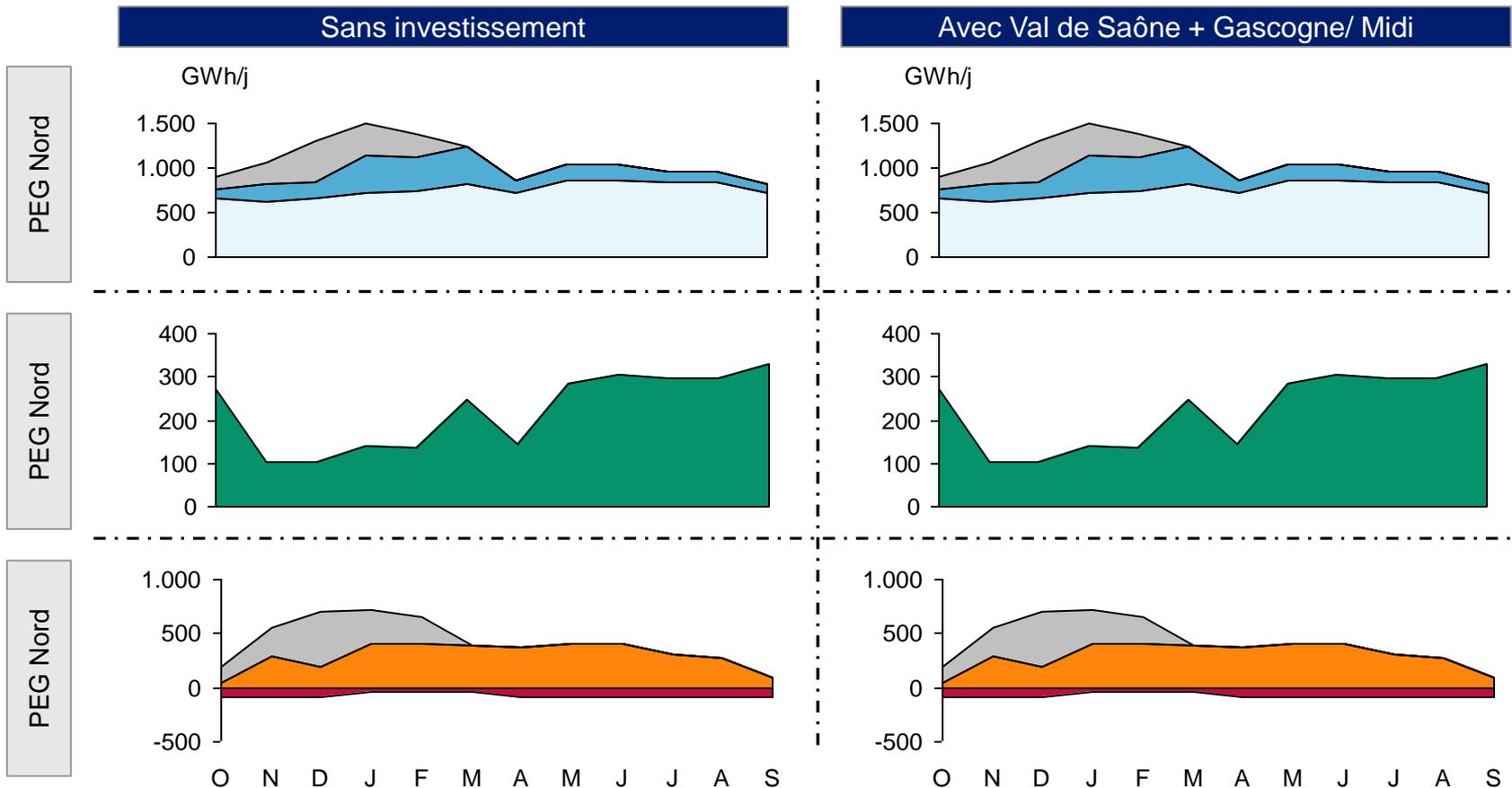
Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les flux, puisque les prix des zones Nord et Sud ont déjà convergé de facto



# EU golden age of gas – Flux mensuels 2022

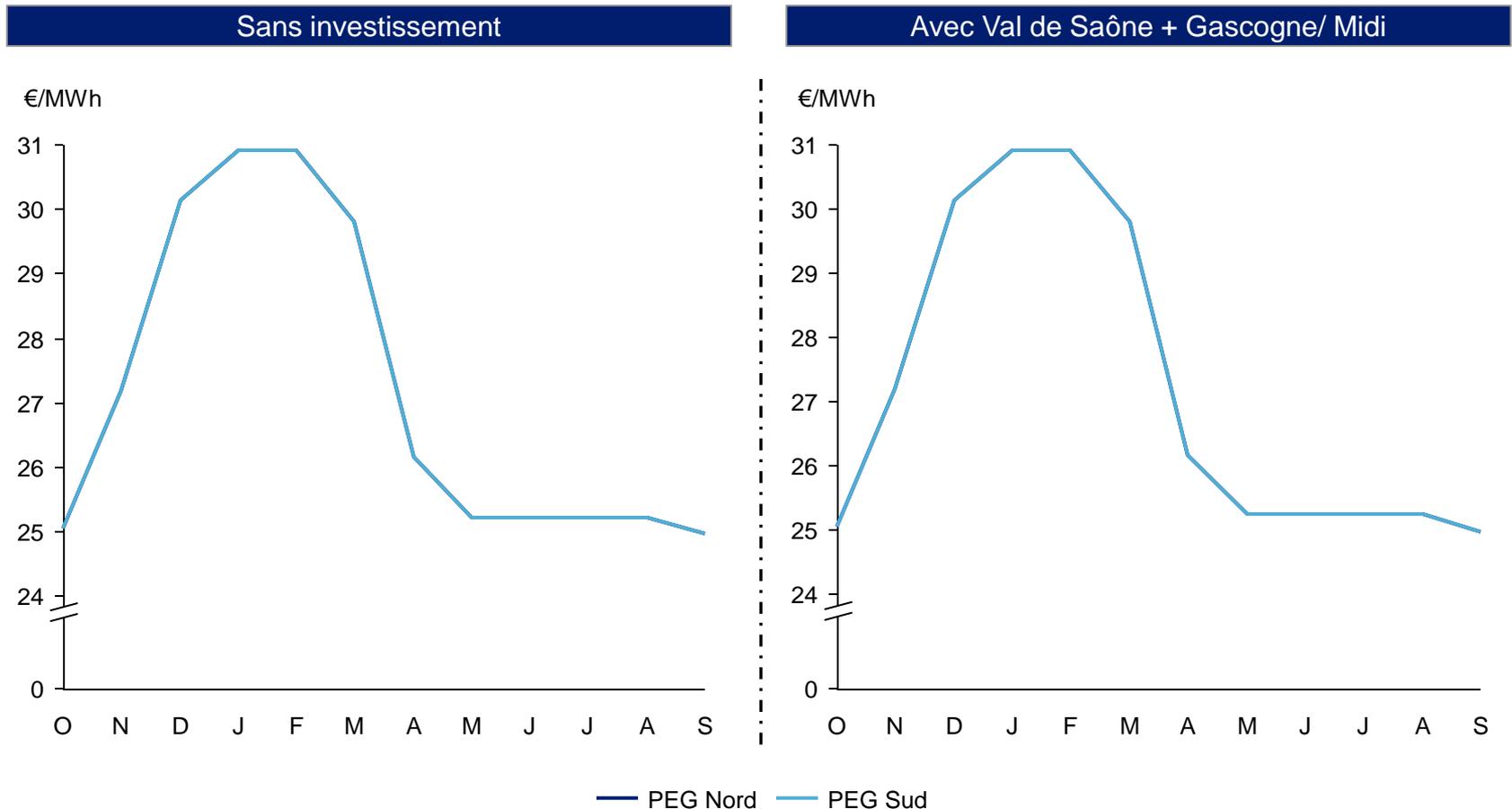
Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les flux, puisque les prix des zones Nord et Sud ont déjà convergé de facto

Soutirage stockage
  GNL Nord
  Pipe Nord
  Nord-Sud
  GNL Sud (Fos)
  Pipe Sud (Fr-Es)



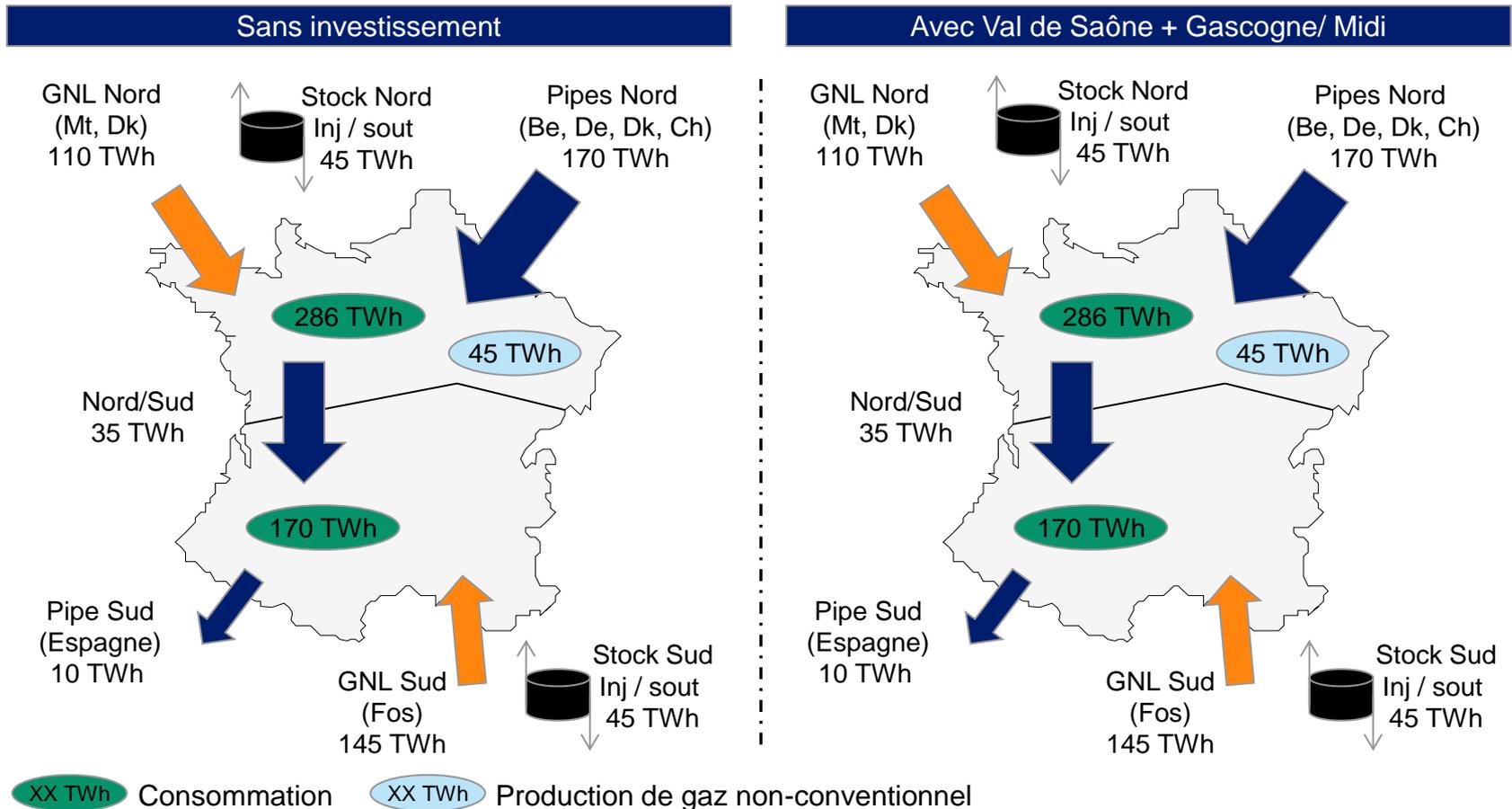
## EU golden age of gas – Prix mensuels 2022

Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les prix des zones Nord et Sud : ils ont déjà convergé de facto



# EU golden age of gas – Flux annuels 2030

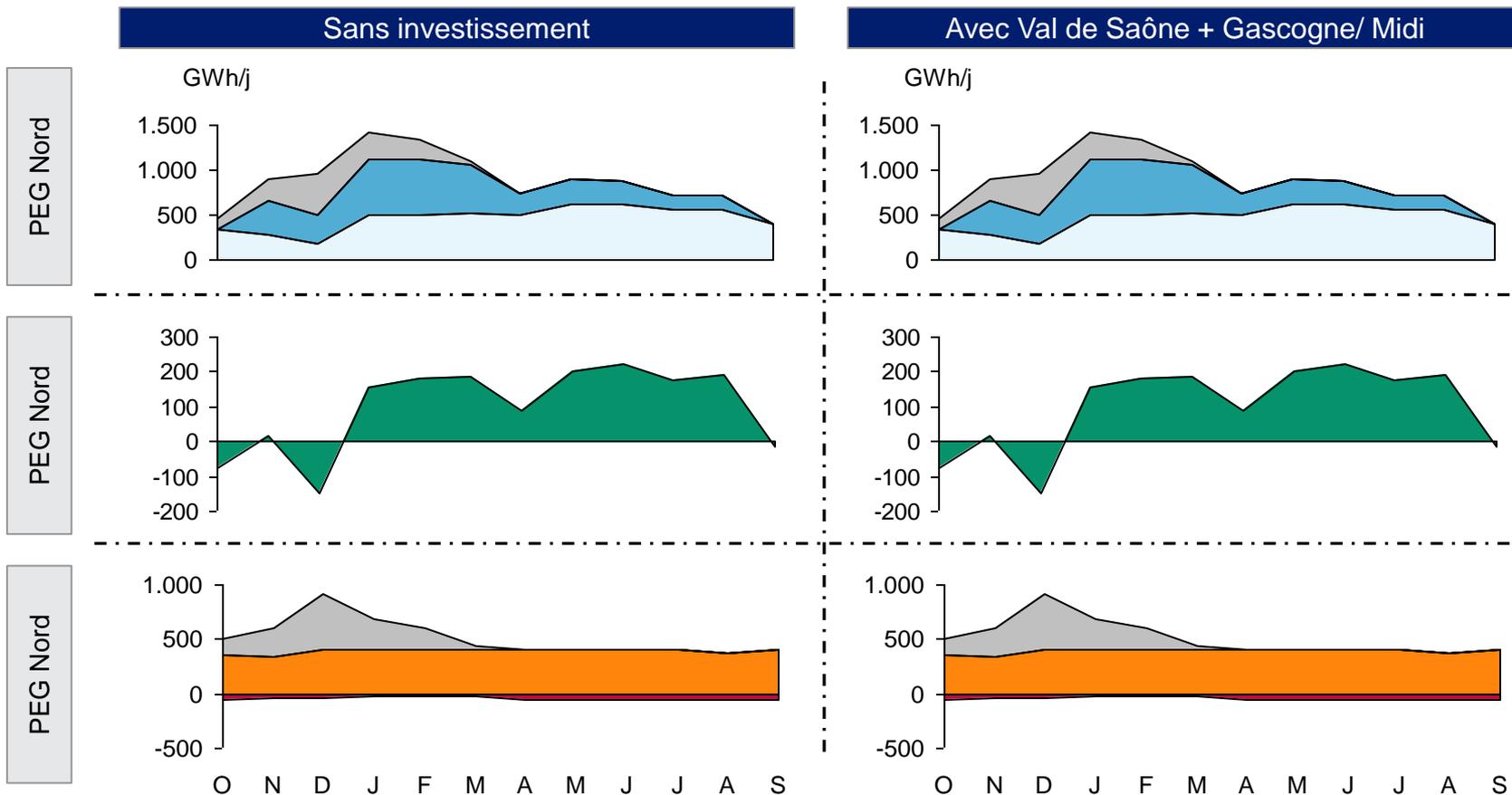
Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les flux, puisque les prix des zones Nord et Sud ont déjà convergé de facto



# EU golden age of gas – Flux mensuels 2030

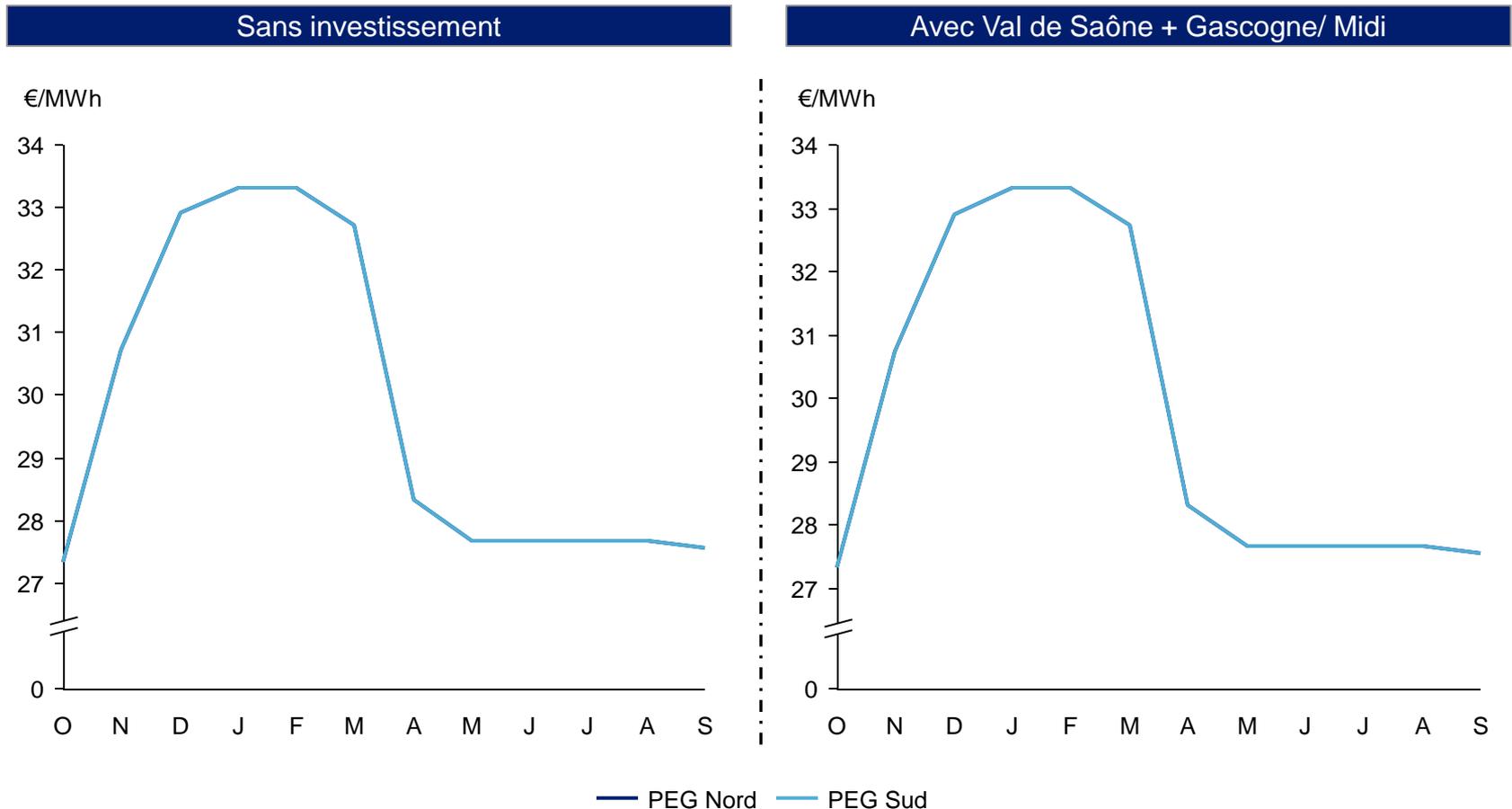
Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les flux, puisque les prix des zones Nord et Sud ont déjà convergé de facto

Soutirage stockage
  GNL Nord
  Pipe Nord
  Nord-Sud
  GNL Sud (Fos)
  Pipe Sud (Fr-Es)



## EU golden age of gas – Prix mensuels 2030

Dans ce scénario, l'investissement ne change pas les prix des zones Nord et Sud : ils ont déjà convergé de facto



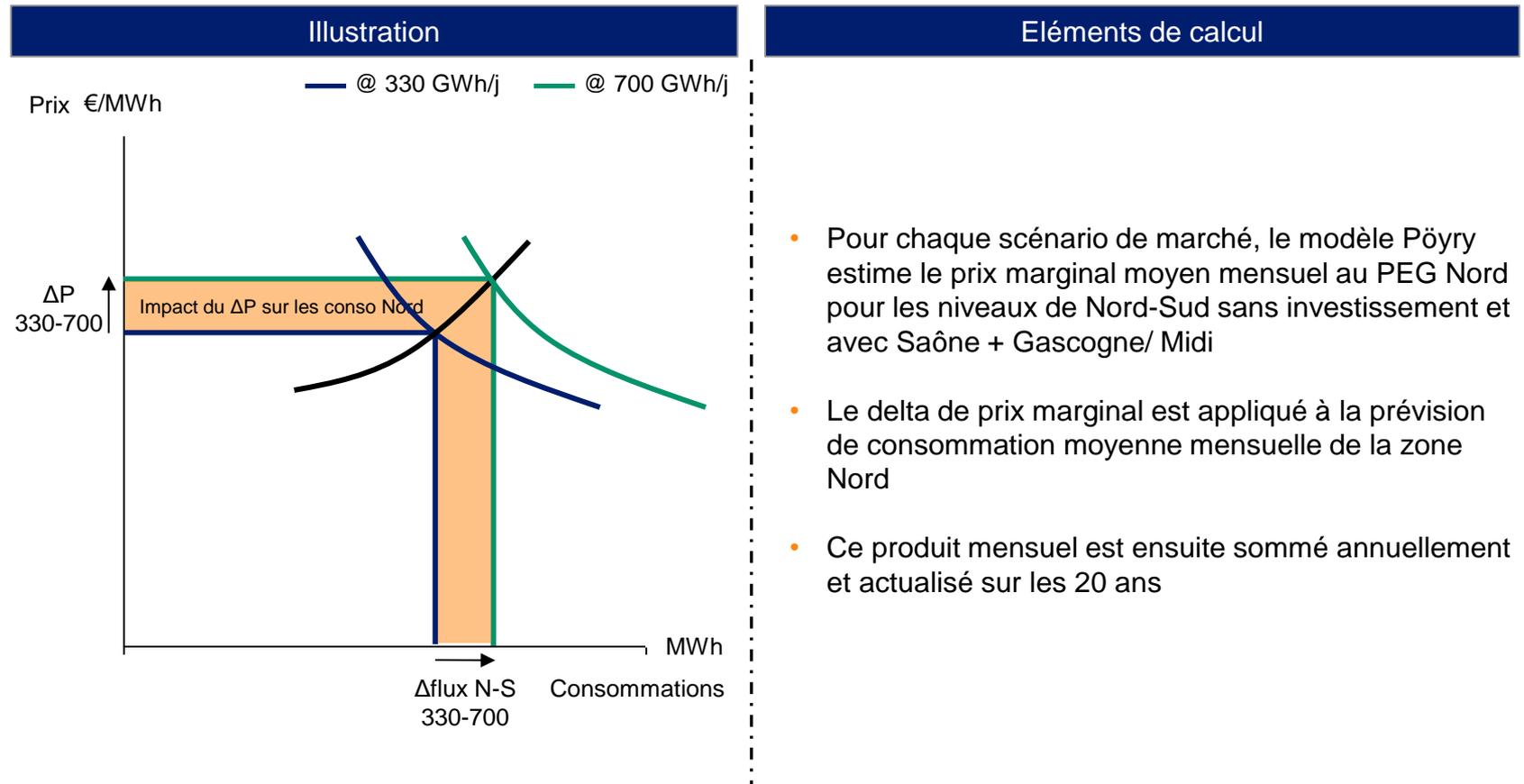
---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

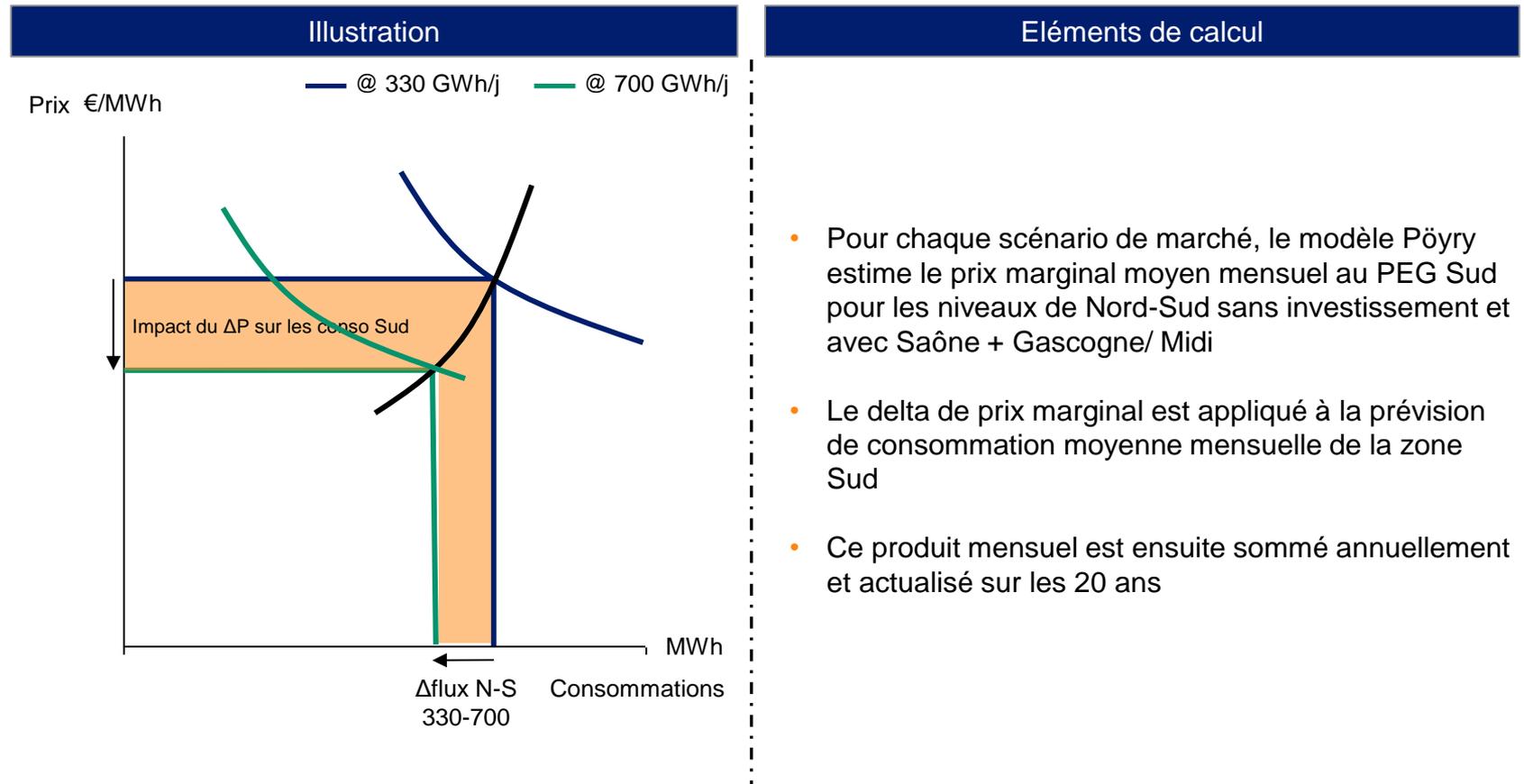
# Impact sur les prix de gros en France – Méthode 1 PEG Nord

L'augmentation du flux Nord-Sud induit une augmentation du prix marginal au Nord qui est appliqué aux consommations Nord



# Impact sur les prix de gros en France – Méthode 1 PEG Sud

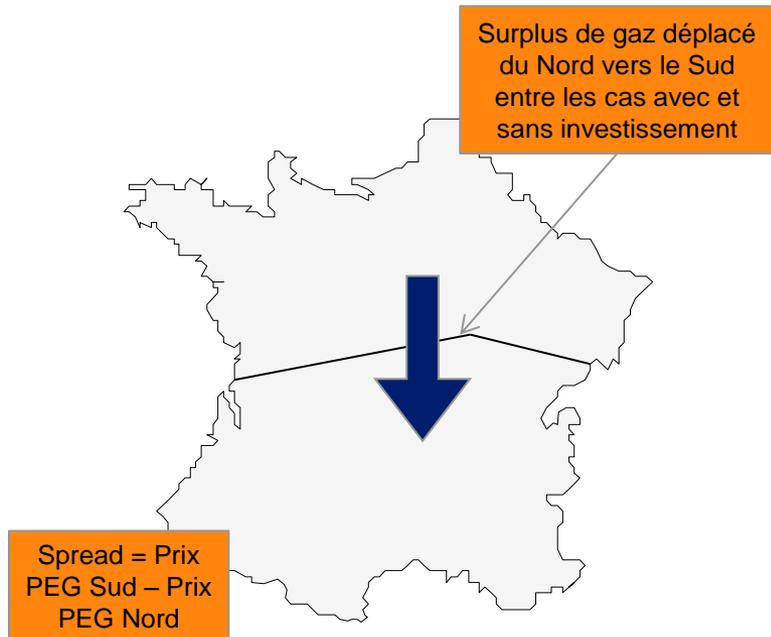
L'augmentation du flux Nord-Sud induit une baisse du prix marginal au Sud qui est appliqué aux consommations Sud



## Impact sur les prix de gros en France – Méthode 2

L'augmentation du flux Nord-Sud induit le remplacement de gaz cher au Sud par du gaz moins cher au Nord : le flux est donc valorisé au spread Nord-Sud

### Illustration



### Éléments de calcul

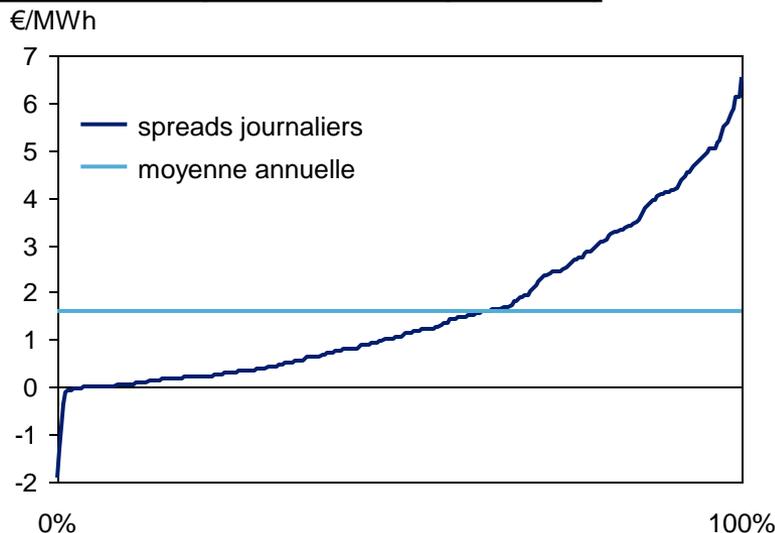
- Pour chaque scénario de marché, le modèle Pöyry estime le spread Nord-Sud sans investissement, ainsi que les quantités additionnelles de gaz déplacées entre Nord et Sud
- Un produit mensuel de ces deux valeurs est ensuite sommé annuellement et actualisé sur les 20 ans

# Impact sur les primes de risques PEG Sud – Volatilité du spread

L'augmentation du flux Nord-Sud induit une diminution des primes de risques liées à la volatilité du spread Nord-Sud

## Illustration

### Monotone du spread Nord-Sud (2012-2013)



### Baisse de la volatilité du spread Nord-Sud

€/MWh	Scénario Tomorrow as Today	Scénario EU Golden age of gas	Scénario Middle of the Road
Gains Sud	0,25	0	0,13

## Éléments de calcul

- **Pour le scénario Tomorrow as Today**, on se base sur l'année gazière 2012-2013, illustrant une situation post-Fukushima. La variabilité du spread Nord-Sud observée est importante autour de sa valeur moyenne (1,61 €/MWh), la prime nécessaire pour couvrir ce risque est estimée à environ 0,25 €/MWh
- **Pour le scénario EU Golden age of gas**, les prix convergent de facto, la prime est donc de 0 €/MWh
- **Pour le scénario Middle Of the Road**, on fait l'hypothèse que le gain se situe entre les 2 valeurs calculées précédemment, soit 0,13 €/MWh
- La disparition du spread due à la solution retenue donne lieu à la disparition du mark-up associé, qui est appliqué à la prévision de consommation moyenne mensuelle de la zone Sud
- Ce produit mensuel est ensuite sommé annuellement et actualisé sur les 20 ans

Source : Powernext EOD ; analyse Pöyry Management Consulting

# Impact sur les primes de risques PEG Sud/Nord – Liquidité

L'augmentation du flux Nord-Sud induit une diminution des primes de risques liées à la liquidité du Sud et du Nord

## Illustration

### Spread bid-ask sans investissement

€/MWh	Day-Ahead 2010-2011 <sup>(1)</sup>	Day-Ahead 2012-2013 <sup>(1)</sup>	Nov 13 <sup>(2)</sup>	Cal 14 <sup>(2)</sup>
PEG Nord	0,12	0,17	0,13	0,35
PEG Sud	0,18	0,34	0,9	~ 2

### Alignement du spread PEG Unique sur l'actuel PEG Nord

€/MWh	Scénario EU Golden age of gas	Scénario Tomorrow as Today	Scénario Middle of the Road
PEG Unique	0,12	0,17	
Gains Sud	0,06	0,17	0,13

### Amélioration du spread PEG Unique < PEG Nord actuel

€/MWh	Tous les scénarios
Gains FR	0,02

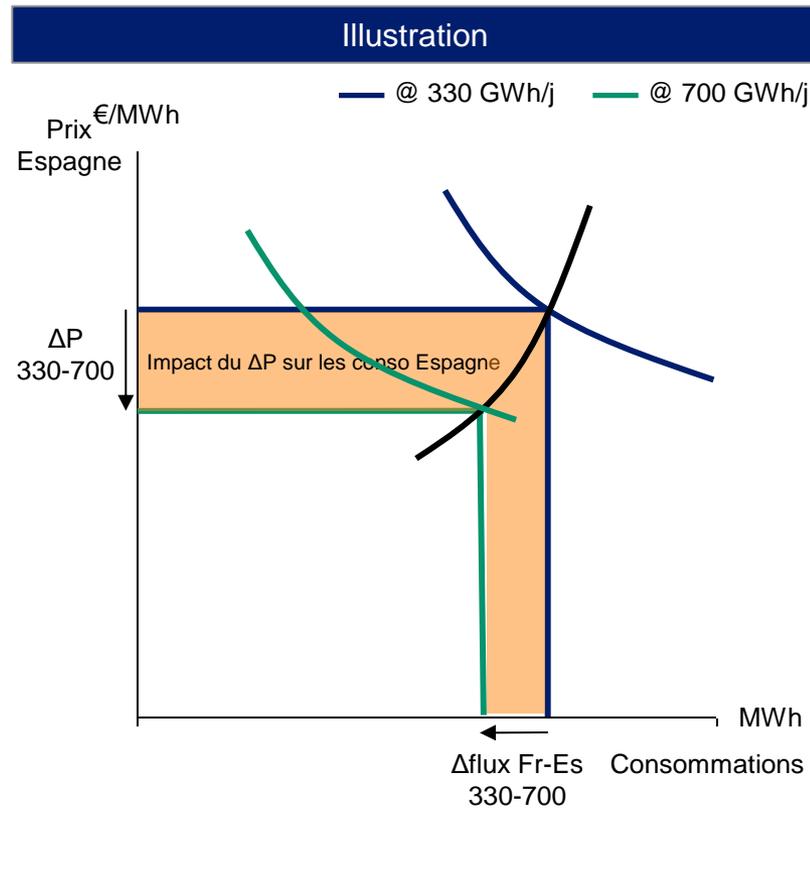
## Éléments de calcul

- **Pour le scénario Tomorrow as Today**, on se base sur l'année gazière 2012-2013, illustrant une situation post-Fukushima. Le spread bid-ask day-ahead est de 0,17 €/MWh au Nord, et du double au Sud. L'alignement du spread PEG Unique sur le niveau actuel du PEG Nord apporte un gain minimum de 0,17 €/MWh.
- **Pour le scénario EU Golden age of gas**, on se base sur l'année gazière 2010-2011, illustrant une situation pré-Fukushima, avec du GNL massif en Europe. Le spread bid-ask day-ahead était de 0,12 €/MWh au Nord et de 0,18 €/MWh au Sud. Le gain est estimé pour ces scénarios à 0,06 €/MWh.
- **Pour le scénario Middle Of the Road**, on fait l'hypothèse que le gain se situe entre les 2 valeurs calculées précédemment, soit 0,13 €/MWh
- Ces gains sont appliqués à la consommation de la zone Sud
- Une hypothèse conservatrice d'un PEG unique apportant un gain de 0,02 €/MWh par rapport au PEG Nord actuel est prise et appliquée à la prévision de consommation moyenne mensuelle de la France
- Ces produits mensuels sont ensuite sommés annuellement et actualisés sur les 20 ans

Source : (1) Heren, moyenne sur les années gazières respectives ; (2) Acteurs de marché au 29 octobre 2013 ; Analyse Pöyry Management Consulting

# Impact sur le marché espagnol – Consommations

L'augmentation du flux Nord-Sud induit une baisse du prix marginal en Espagne qui est appliqué aux consommations espagnoles

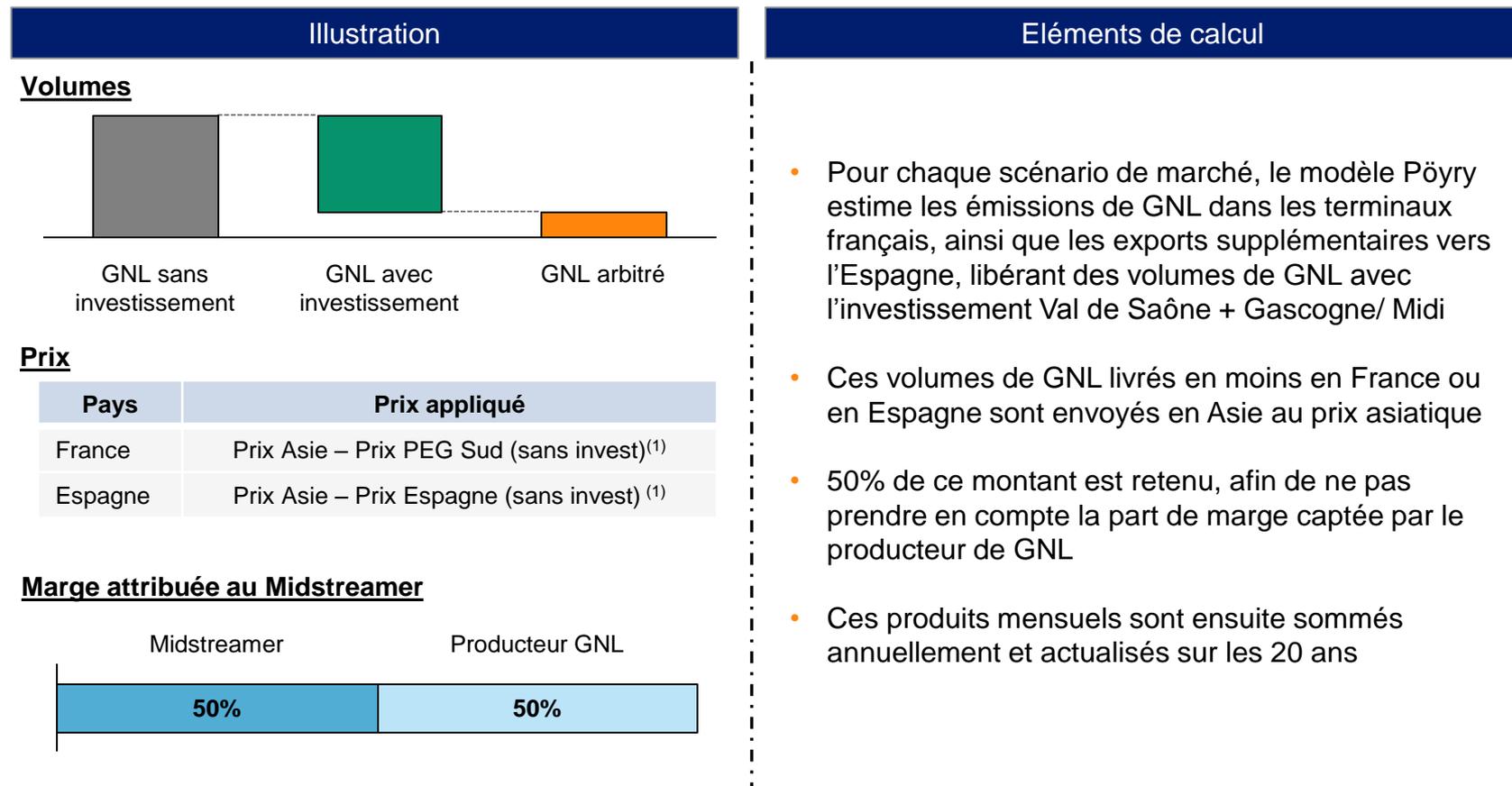


## Éléments de calcul

- Pour chaque scénario de marché, le modèle Pöyry estime le prix marginal moyen mensuel en Espagne pour les niveaux de Nord-Sud sans investissement et avec Saône + Gascogne/ Midi
- Le delta de prix marginal est appliqué à la prévision de consommation moyenne mensuelle en Espagne, à 100%
- Ce produit mensuel est ensuite sommé annuellement et actualisé sur les 20 ans

# Impact sur le marché français/ espagnol – Arbitrages GNL

L'augmentation du flux Nord-Sud induit une augmentation des revenus d'arbitrage du GNL en France et en Espagne



(1) Afin d'éviter une double comptabilisation des gains

## Actualisation utilisée

Deux taux d'actualisation ont été pris en compte : 3% pour l'ensemble des gains sauf pour les gains d'arbitrage GNL, actualisés à 7,25%

Taux d'actualisation	
Coûts Opex	Taux sans risque, appliqué à des gains pour la collectivité : 3,00%
Gains Nord	
Gains Sud	
Pertes mécanismes contractuels	
Gains Conso Es	
Gains Volatilité	
Gains Liquidité	
Gains d'arbitrage GNL France	Taux acceptable pour un opérateur privé, rémunérant le risque de ce type d'activité : 7,25%
Gains d'arbitrage GNL Espagne	

---

# Agenda

- Contexte et question
- Approche
- Résultats
- Conclusions
- Annexes
  - Scénarios de marché
  - Cas d'investissement et coûts
  - Résultats détaillés du modèle
  - Méthodes de calculs des gains
  - Méthodes de calculs des mécanismes contractuels

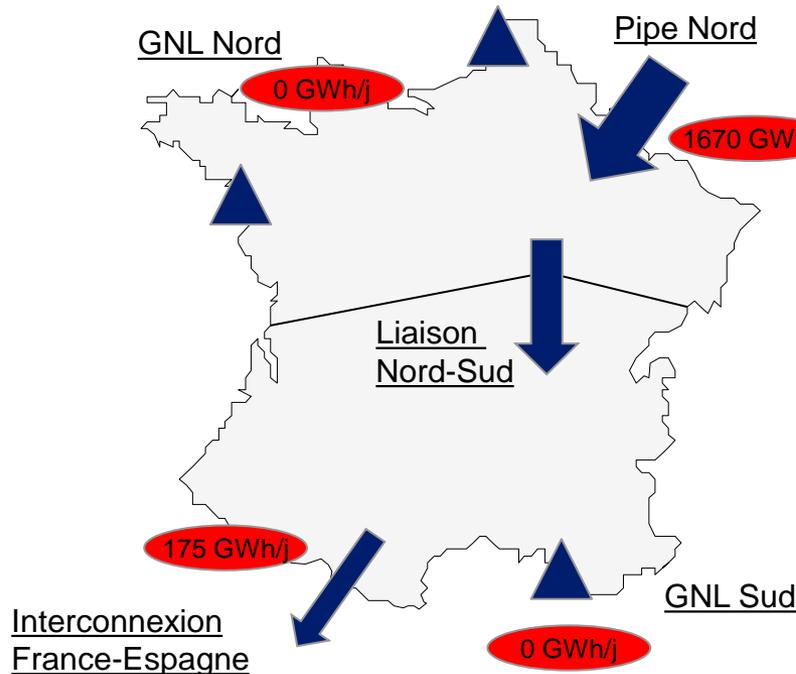
# Zoom sur les mécanismes contractuels dans le scénario TaT (1/4)

En fin de Tomorrow as today seulement, un ToP sur le gaz pipe maintenu à 90% et une faible consommation de gaz nécessiteraient des mécanismes contractuels pour assurer la création d'un PEG unique

## Configuration de flux nécessitant des mécanismes contractuels <sup>(1)</sup>

## Commentaires

Fin de période



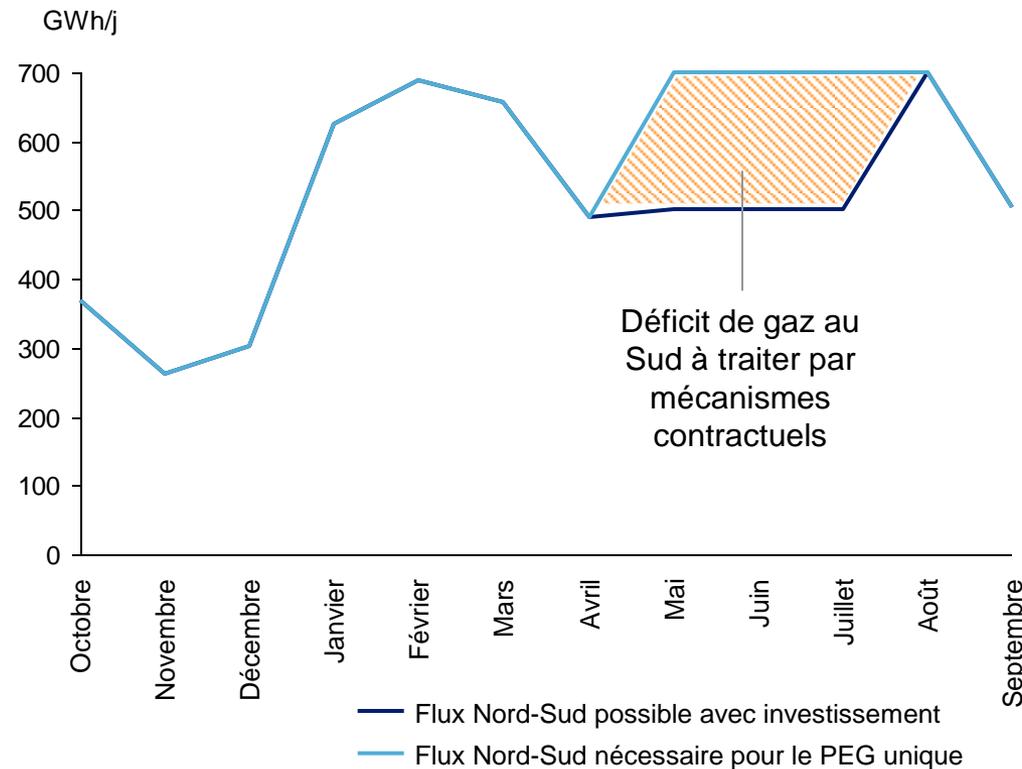
- Ces conditions particulières ont été détectées pendant les mois estivaux de 3 années sur 20, en fin de période
- Consommation basse (-15% par rapport à 2018)
- Contrainte de ToP à 90% amenant beaucoup de gaz pipe en France (toute l'année)
- Emission de GNL dans aucun des terminaux (toute l'année)
- De forts flux France vers Espagne

(1) Exemple du mois de juin 2032

## Zoom sur les mécanismes contractuels dans le scénario TaT (2/4)

Afin d'assurer le maintien d'un PEG unique, le déficit de gaz dans le Sud s'élèverait à 18 TWh/an environ, concentré sur 3 mois estivaux

Flux nécessaire et possible pour les années 2031 à 2033



Commentaires

- Les flux Nord vers Sud estivaux (mai, juin, juillet) seraient limités à 500 GWh/j au lieu des 700 nécessaires pour annuler le spread Nord-Sud du fait de l'atteinte d'une congestion au Nord du réseau
- Le déficit de gaz au Sud résultant serait d'environ 18 TWh/an

# Zoom sur les mécanismes contractuels dans le scénario TaT (3/4)

Les mécanismes peuvent être de deux types, et coûteraient entre 50 et 70 M€/an actualisés en 2019

Mécanismes de marché		Mécanismes administrés			
<b>Description</b>	2 options sont possibles : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flow commitments dans un des 3 terminaux méthaniers</li> <li>• Achat de gaz ou de capacité rebours à la frontière France-Espagne</li> </ul>	<b>Description</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformation de capacités fermes en capacités conditionnelles (France vers Espagne) et interruption de la capacité selon occurrence <sup>(1)</sup></li> </ul>		
<b>Occurrence</b>	3 années sur 20 ans, certains mois	<b>Occurrence</b>	3 années sur 20 ans, certains mois		
<b>Coûts</b>	Volumes : Déficit de gaz au Sud	18 TWh/an	Volumes : Déficit de gaz au Sud	16 TWh/an	
	Prix unitaire : Prix Asie	+ 6 €/MWh par rapport au prix France	Prix unitaire : Delta de prix Espagne-France	+ 1,5 €/MWh par rapport au prix France	
	Coût annuel	~ 110 M€ <sub>2032</sub> /an ~ <b>70 M€<sub>2019</sub>/an</b>	Coût annuel <sup>(2)</sup>	~ 38 M€ <sub>2032</sub> /an ~ <b>25 M€<sub>2019</sub>/an</b>	
<b>Impact consommateur français</b>	Fort (- -)		<b>Impact consommateur français</b>	Neutre (0)	
<b>Impact consommateur espagnol</b>	Neutre (0)		<b>Impact consommateur espagnol</b>	Neutre (0)	

(1) Limité à 175 GWh/j; (2) Coût moyen pondéré de 175 GWh/j en administré + volumes potentiels supplémentaires en marché

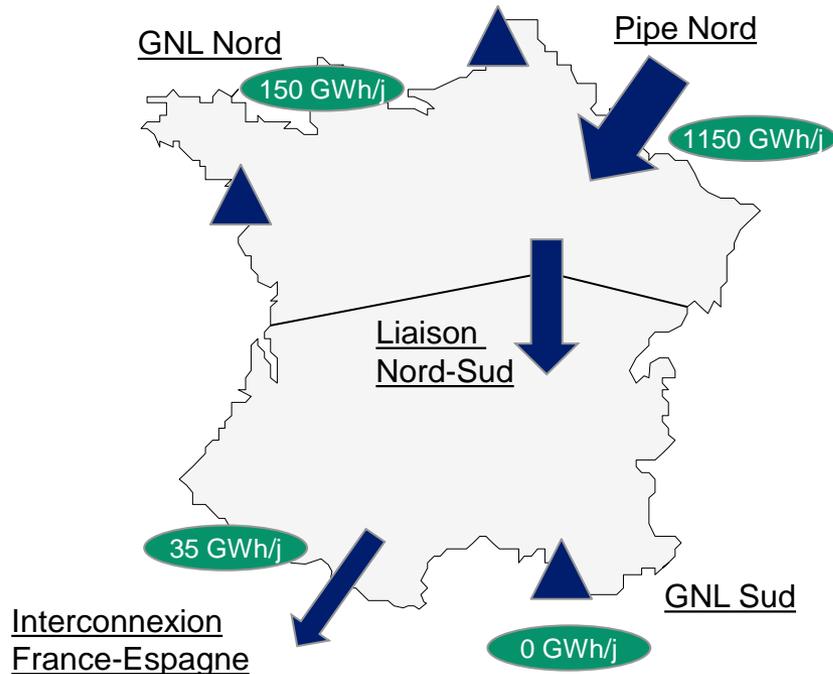
# Zoom sur les mécanismes contractuels dans le scénario TaT (4/4)

Un ToP pipe à 80% au lieu de 90%, toutes choses égales par ailleurs, rend inutile le recours à des mécanismes contractuels

Configuration de flux ne nécessitant pas de mécanismes contractuels <sup>(1)</sup>

Commentaires

Fin de période



- La configuration nécessitant des mécanismes contractuels n'apparaît pas si l'une des deux contraintes est levée:
  - ToP sur le gaz pipe relaxé faiblement de 90% à 80%
  - Consommation légèrement supérieure, appelant des quantités de gaz supplémentaires et donc du GNL

(1) Exemple du mois de juin 2032



PÖYRY

