

Colloque HYDRO 21


LA PLACE DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DANS LA GESTION DE L'INTERMITTENCE

21 Novembre 2014

L'HYDROÉLECTRICITÉ AU FIL DE L'EAU, FACILITATEUR DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ?

L'énergie au cœur des territoires





...MULTIPLES AVANTAGES DE L'HYDROÉLECTRICITÉ... : SES AMÉNAGEMENTS SERVENT FRÉQUEMMENT À LA RÉGULATION DES COURS D'EAU AU PROFIT DE L'IRRIGATION, DE LA NAVIGATION OU DE LA RÉCRÉATION ; SES CAPACITÉS DE STOCKAGE, AVEC OU SANS POMPAGE, SONT EXTRÊMEMENT PRÉCIEUSES POUR COMPENSER L'IRRÉGULARITÉ ET L'INTERMITTENCE DES AUTRES SOURCES RENOUVELABLES

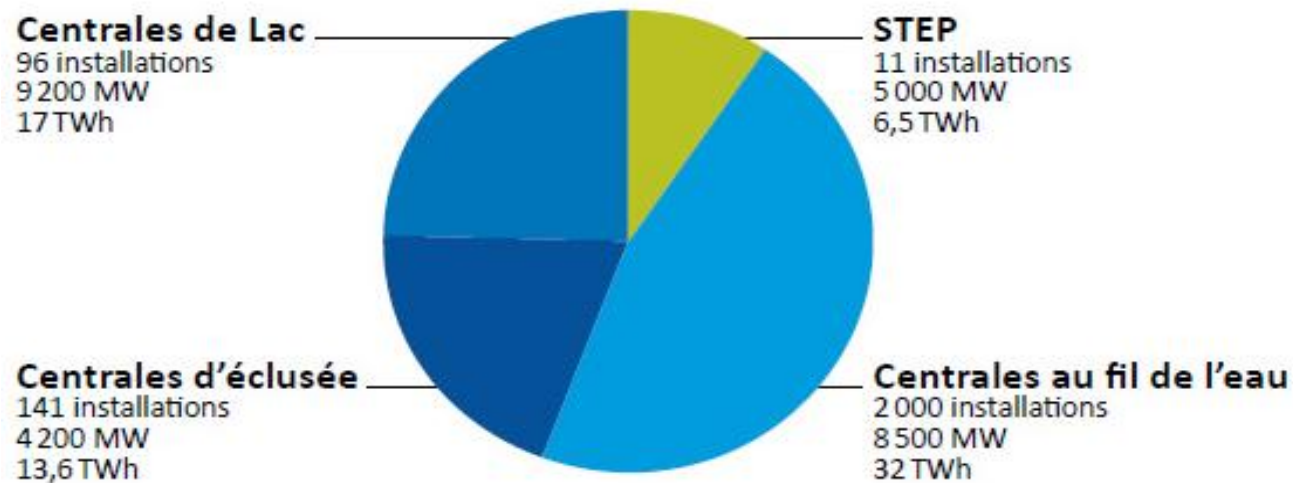
→ VRAI AUSSI POUR L'HYDROÉLECTRICITÉ AU FIL DE L'EAU

L'énergie au cœur des territoires



L'HYDROÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Répartition production hydroélectrique France



Source: SER

- Lac : très flexibles, valeur de l'eau élevée. Participation au mécanisme d'ajustement
- Eclusées: réserve sur période courte (< 400 h)
- Stations de transfert par pompage: valeur de l'eau la plus élevée
- Fil de l'eau : énergie de base, non modulable et non stockable

CNR : 1^{ER} PRODUCTEUR FRANÇAIS D'ÉLECTRICITÉ 100 % RENOUELABLE

- 2^{ème} producteur français d'électricité
- Pôle hydraulique du groupe GDF SUEZ
- Puissance installée : 3 422 MW
- Puissance gérée : 4 271 MW (SHEM 774 MW, Photovoltaïque 40 MW, Petite Hydro 35 MW)
- Production hydroélectrique : 15 TWh / an (Rhône)

Expertise en gestion d'énergie

- Système innovant de gestion de l'aléa des énergies renouvelables
- Responsable d'Equilibre du groupe GDF SUEZ en France
- Gestion de la production totalement informatisée
- Développement interne du système d'information



HYDROMET – SIH®
PHARE® OPALE®
MAPI® GIC®
GAIPAR®
DEMETER® OSCAR®
INTRANET TELECONTROL®
OSIRIS® INARI®
APOGEE®
...

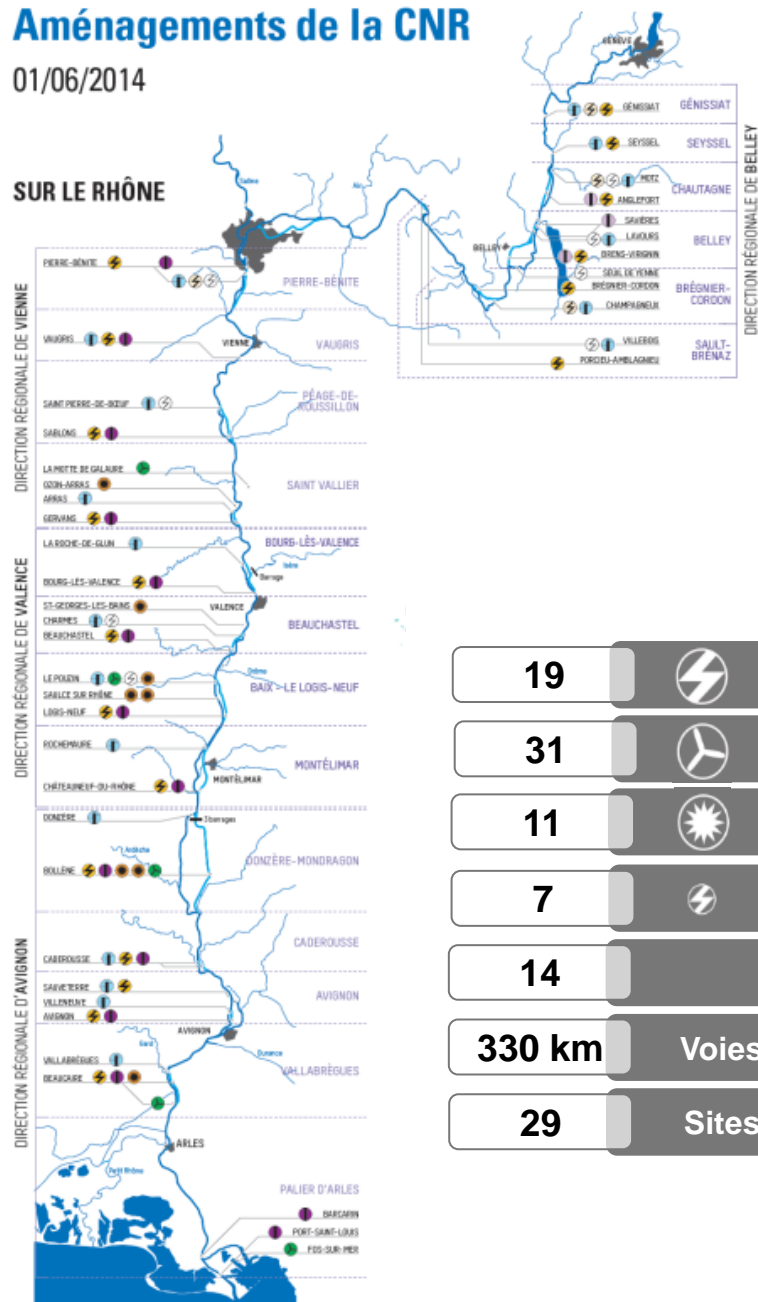


PARCS ET PROJETS NOVEMBRE 2013

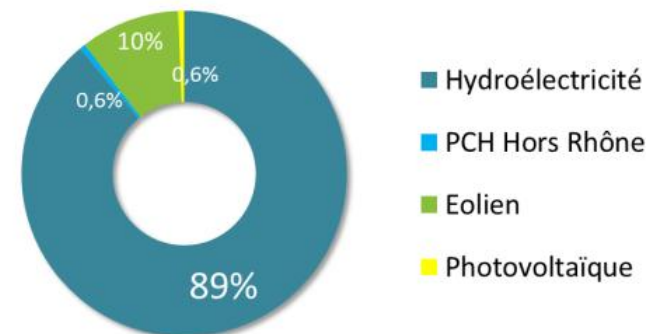
Aménagements de la CNR

01/06/2014

SUR LE RHÔNE



19		Usines hydroélectriques	3009 MW
31		Parcs éoliens	355 MW
11		Parcs photovoltaïques	38 MWc
7		PCH hors Rhône	20 MW
14		Ecluses grand gabarit	
330 km		Voies navigables grand gabarit	
29		Sites industriels et portuaires	



Energie certifiée 100 % renouvelable

ACTEUR DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

Missions

La CNR a reçu de l'Etat en 1934 la concession du Rhône pour l'aménager et l'exploiter selon trois missions solidaires: production, navigation, irrigation et autres usages agricoles

Métiers

Concepteur, Aménageur, Exploitant, Producteur d'électricité, Gestionnaire du Rhône et d'actifs éoliens, photovoltaïques & hydroélectriques

Autour du Modèle CNR

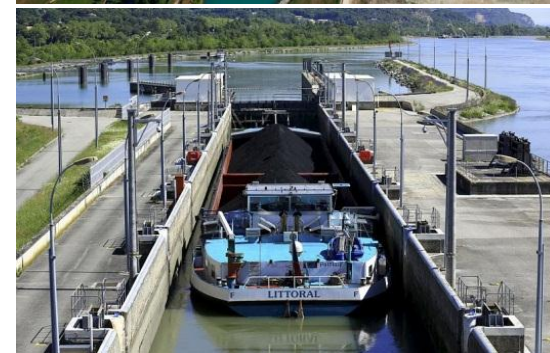
Actions

Réalisations de sites industriels et portuaires, écluses, ports de plaisance, haltes nautiques, zones de loisirs...

Production d'électricité 100% renouvelable
Engagements forts pour l'environnement et le développement des ENR

Méthodologie

Programme ambitieux de Missions d'Intérêt Général



Le modèle CNR : un modèle issu des contraintes des ENR intermittentes

DU MODÈLE RHÔNE AU MODÈLE CNR : GESTION DES ENR DANS LE MARCHÉ

Evolution



Tiers:

Optimisation de la
SHEM

2009

Prévisions PV GP-
Joule 40 MW

2012

1933

2000

2005

2008

2013

> 2014

Concessionnaire
du Rhône

Ouverture du
marché de
l'électricité

Optimisation Rhône

Diversification
Eolien - PV

Développement
Eolien - PV

Développement
Eolien - PV

Aménagement du
Rhône:

- Electricité
- Navigation
- Irrigation

Gestion de la
production au fil de
l'eau

→ Prévion

→ Ventés

Optimisation de la
production Rhône

→ Téléconduite des
19 usines

→ Optimisation
prévion

→ Optimisation
valorisation

Exploitation flexibilité
via téléconduite

Eclusées
énergétiques

Prévion éolien et
photovoltaïque

Optimisation
flexibilité Rhône:

- Marché SPOT

Optimisation
portefeuille ENR
dans le marché:

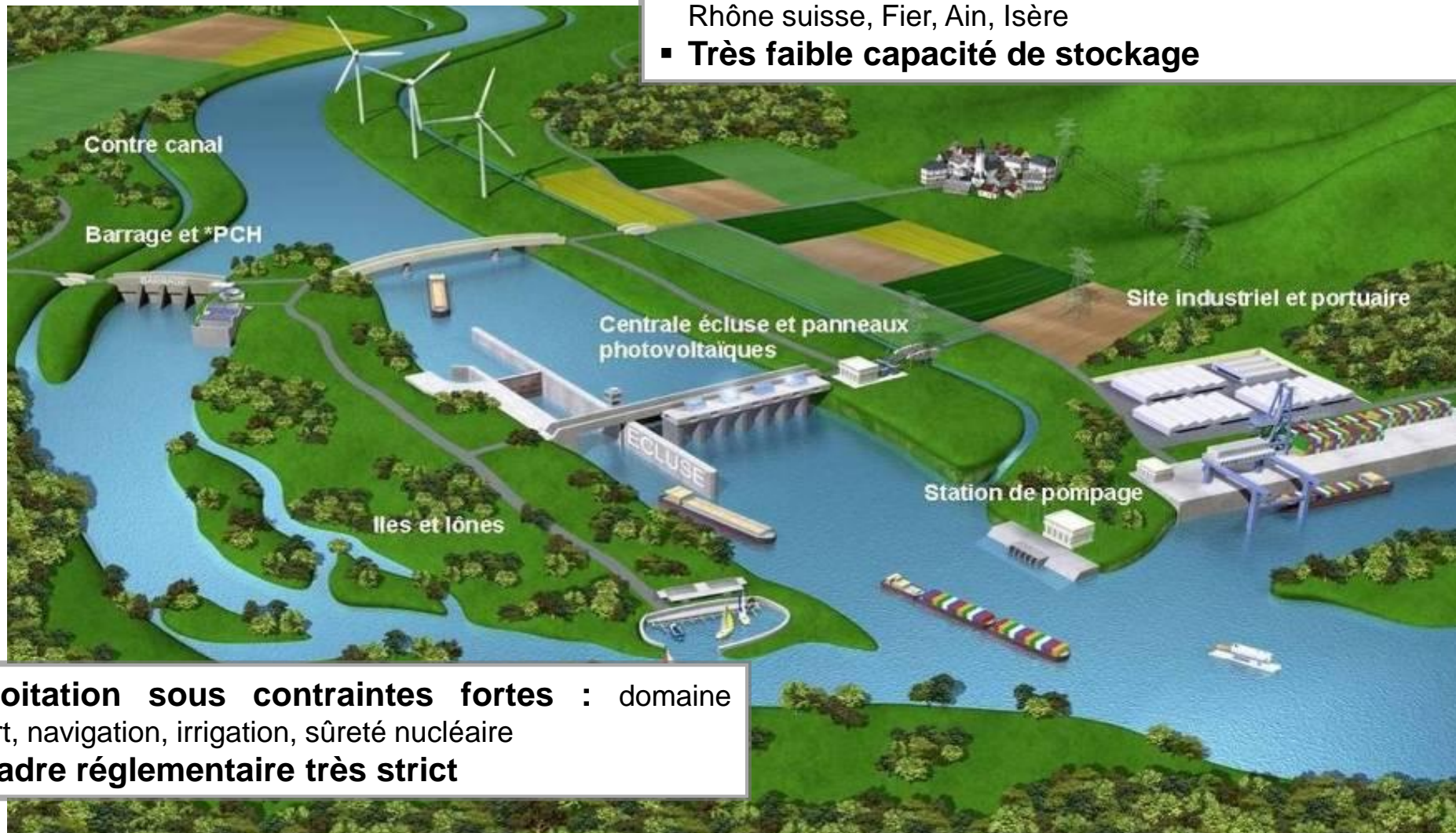
- Marché SPOT
- Services
Systèmes
- Équilibrage
périmètre



AMÉNAGEMENT TYPE

Hydraulique de type éclusées

- Aléas : hydrométéorologie, aménagements à l'amont : Rhône suisse, Fier, Ain, Isère
- Très faible capacité de stockage



Exploitation sous contraintes fortes : domaine ouvert, navigation, irrigation, sûreté nucléaire
→ **Cadre réglementaire très strict**

RISQUE DE VOLUME STRUCTUREL

RECOURS AU MARCHÉ DE GROS

Contraintes

Risque de volume structurel :

- Production annuelle Rhône entre 10 et 19 TWh/an (moyenne à 14.6 TWh, 2011 à 10.5 TWh, 2013 à 18 TWh ?)

→ La gestion annuelle de l'énergie des ENR doit être optimisée de manière spécifique

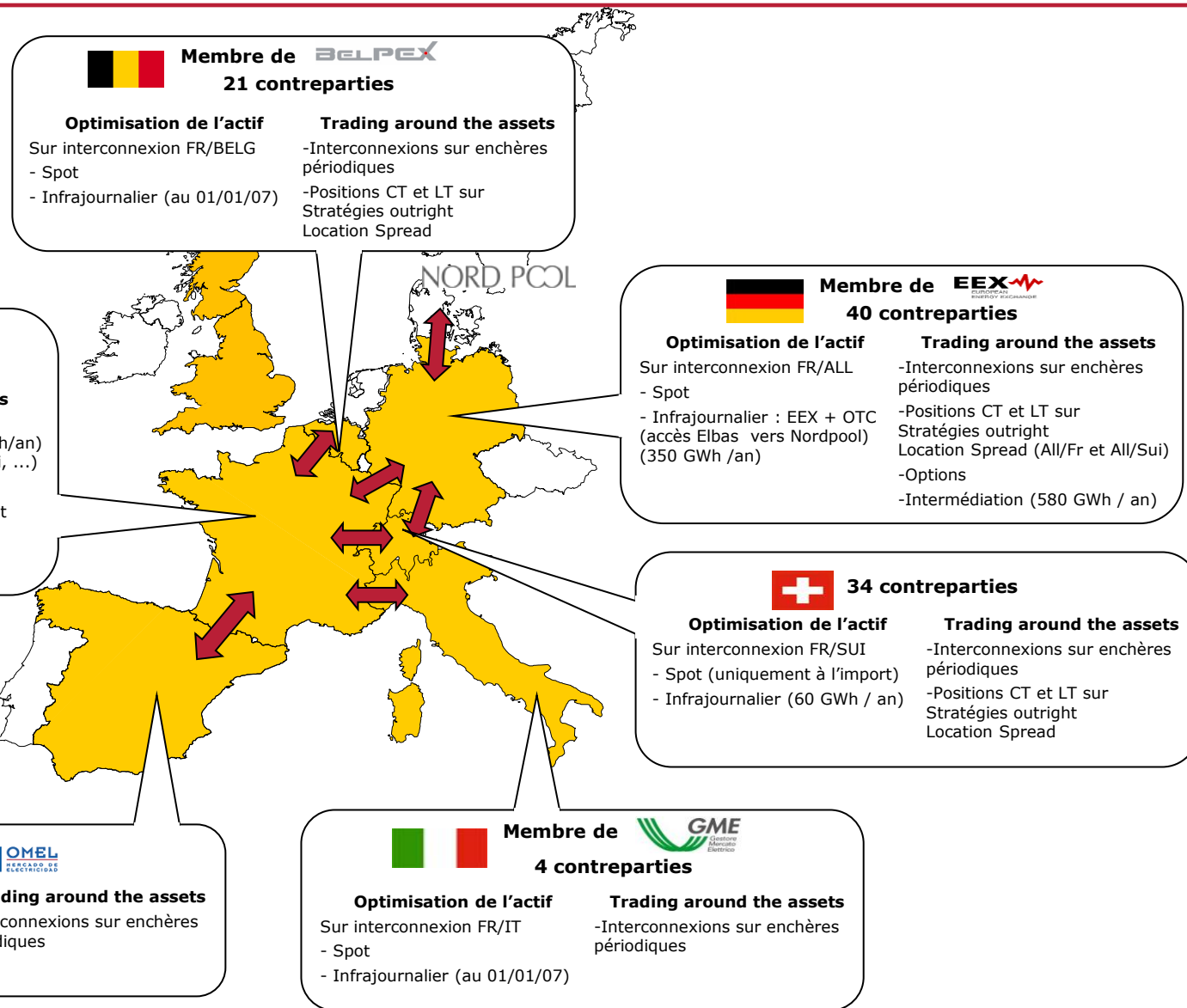
Solutions

- Recours au marché de gros → vendre efficacement la production des ENR. Liquidité, profondeur et typologie de produits (horaire à annuel) bien adaptées aux ENR. Existence indispensable pour éviter de perdre une partie de l'énergie des ENR dont le coût marginal est proche de 0 (optimum sociétal)
- Fourniture de l'énergie aux acteurs de marchés ou utilities → liquidité et profondeurs suffisantes
- Segmentation actuelle du marché de l'électricité (certificats de garantie d'origine) : ne nécessite pas de force commerciale importante



RISQUE DE VOLUME STRUCTUREL

RECOURS AU MARCHÉ DE GROS



↔ CNR acteur sur l'interconnexion



RISQUE DE VOLUME STRUCTUREL

POLITIQUE DE RISQUES ADAPTÉE

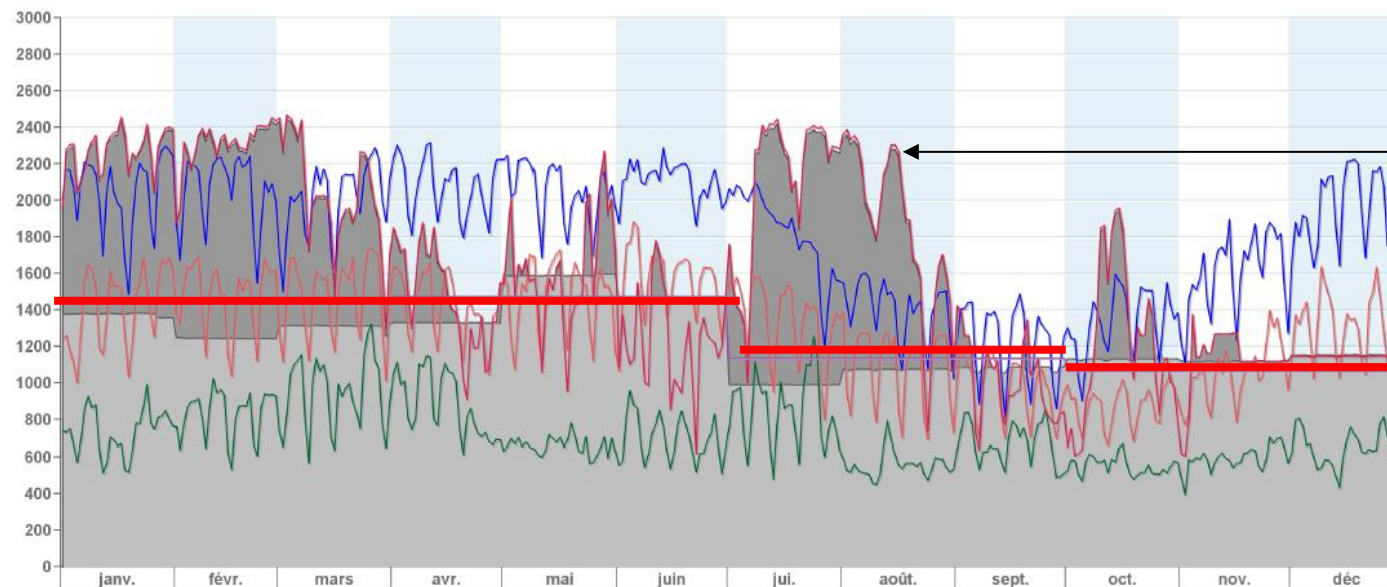
Contraintes

- L'engagement de la production à terme doit être limité (risque asymétrique)

Solutions

- Vision précise de la météo et de son impact sur la production des ENR pour le bouclage de la position résiduelle ouverte à court terme
- Développement d'une politique de risque adaptée

Puissance totale MW



Production 2014

Ventes court terme dans
l'horizon météorologique (J-4
à J-1) → OTC, bourses

← Quantile 50% de production

**Limite d'engagement
(politique de risques)**

Ventes long terme
(Année N-3 à fin N-1)
→ Clients (2%), marché
de gros



VARIABILITÉ À COURT TERME

ANTICIPATION DES PRIX – ACCÈS AU MARCHÉ DÉDIÉ

Contraintes

- Variabilité du volume des ENR également dans le court terme (intra-journalier)
- Très faible capacité de stockage sur le Rhône (régime de fil de l'eau)
- Stockage de l'éolien et du photovoltaïque pas encore dans le marché

Solutions

- Utilisation de la flexibilité du Rhône :
 - Pour déplacer de l'énergie pour la vendre face à la demande, donc sur les meilleurs prix (éclusées énergétiques)
 - Pour équilibrer le périmètre d'équilibre ENR vis-à-vis de RTE
- Anticipation des prix de marché via l'accès au marché CNR



VARIABILITÉ À COURT TERME

ANTICIPATION DES PRIX – COURT TERME

Prix Forward court terme – Marché Français

Option d'affichage

Jour début : J

Jour fin : J+6

Prix J+1 :

PowerNext

Forward

Rafraichir Vérification

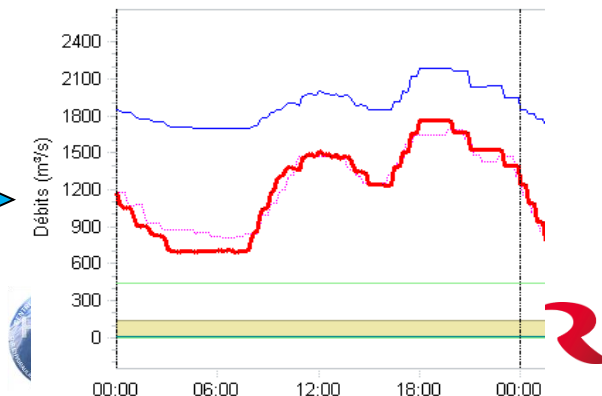
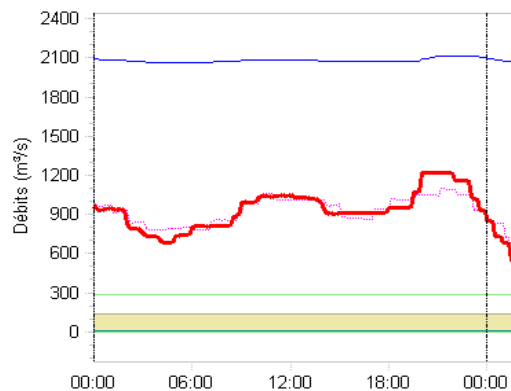
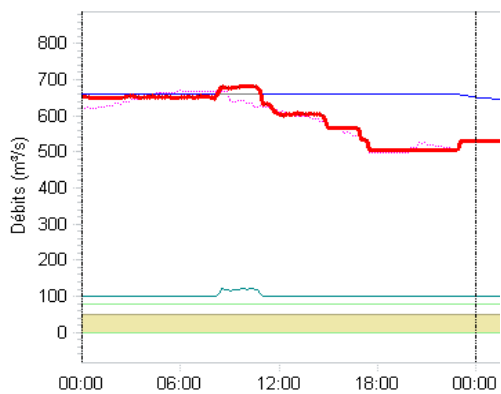
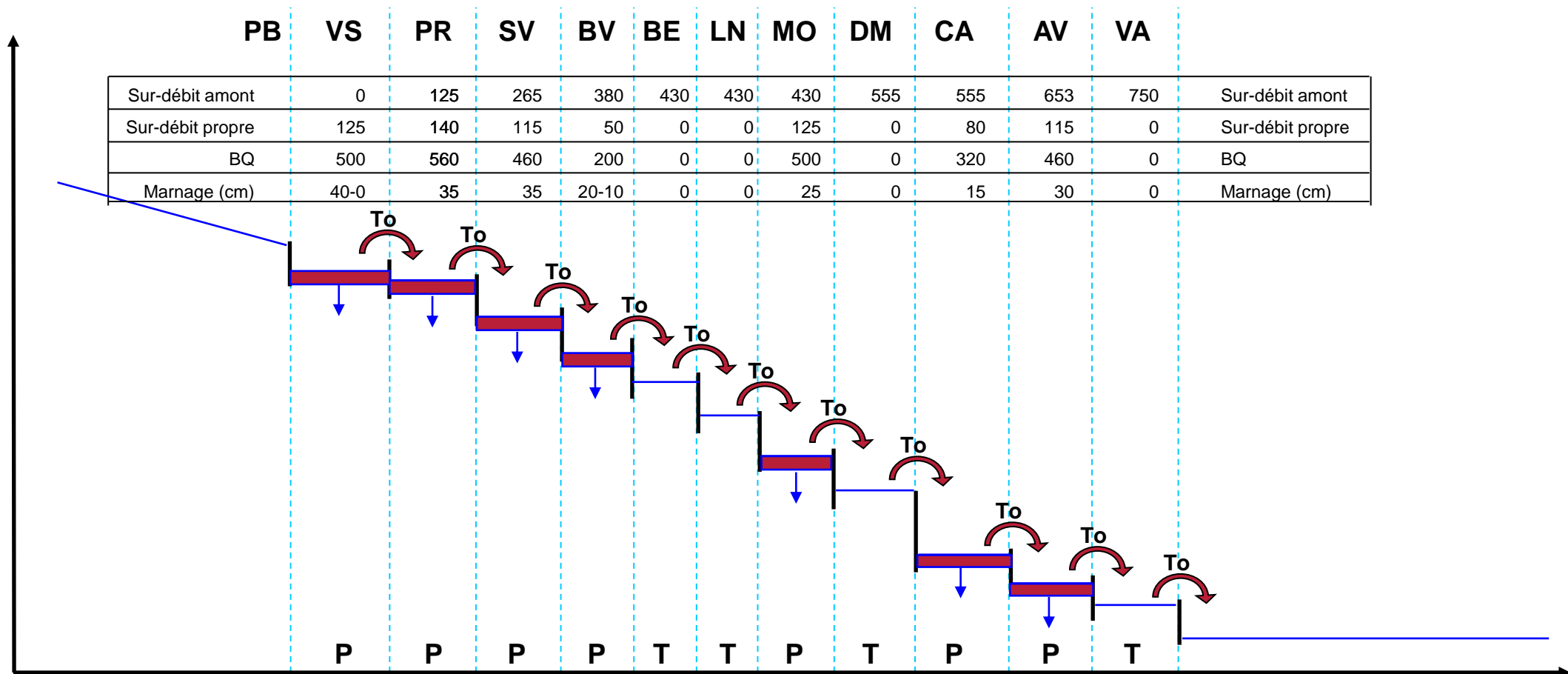
	J	J+1	J+2	J+3	J+4	J+5	J+6	
	vendredi	samedi	dimanche	lundi	mardi	mercredi	jeudi	
Heure	21/11/2014	22/11/2014	23/11/2014	24/11/2014	25/11/2014	26/11/2014	27/11/2014	Heure
1	39.34	36.57	20.68	21.02	38.51	39.58	34.51	1
2	32.5	30.02	16.68	20.29	30.9	31.76	31.56	2
3	30.82	28.29	14.34	18.44	23.73	24.39	29.04	3
4	30.3	24.02	12	16.84	20.56	21.13	27.55	4
5	30.63	22.89	12.77	16.84	22.54	23.17	27.63	5
6	32.05	24.37	12.57	21.9	28.1	28.88	30.59	6
7	43.97	26.7	10.67	32.85	39.44	40.53	40.82	7
8	52.41	31.29	11.05	43.79	53.85	55.34	53.33	8
9	55.32	35.12	14.19	47.85	49.84	50.8	53.33	9
10	55.17	39.33	20.67	47.85	52.5	53.5	56.82	10
11	54.38	38.26	26.48	47.85	54.38	55.43	53.73	11
12	53.3	36.44	29.53	46.93	55.11	56.17	52.93	12
13	53.94	38.75	30.77	50.61	50.56	51.53	51.44	13
14	51.49	35.9	24.77	46.01	49.9	50.86	50.05	14
15	48.99	34.14	22.19	48.77	49.83	50.79	48.76	15
16	50.38	31.77	17.43	49.69	46.47	47.36	44.87	16
17	52.05	35.38	25.34	49.69	47.99	48.91	46.77	17
18	54.87	43.39	33.72	54.3	55.66	56.73	55.52	18
19	55.37	47.08	42.58	59.82	63.68	64.9	64.87	19
20	52.85	44.19	41.15	50.61	48.1	49.02	56.91	20
21	48.03	40.47	35.53	42.11	43.93	45.15	45.73	21
22	39.44	35.63	31.43	31.16	38.84	39.92	40.8	22
23	38.79	37.66	30.58	42.11	47.29	48.6	43.08	23
24	37.23	30.46	26.79	28.64	44.32	45.55	39.34	24
Prix BSL	45.57	34.5	23.5	39	44	45	45	Prix BSL
Prix PKL	53.18	38.31	27.4	50	52	53	53	Prix PKL
Classement	1	6	7	5	4	2	2	Classement

Prix PowerNext pour J, puis Courbe Forward du 21/11/2014 (modifiée le 21/11/2014 09:23:00)



VARIABILITÉ À COURT TERME

VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ



VARIABILITÉ À COURT TERME

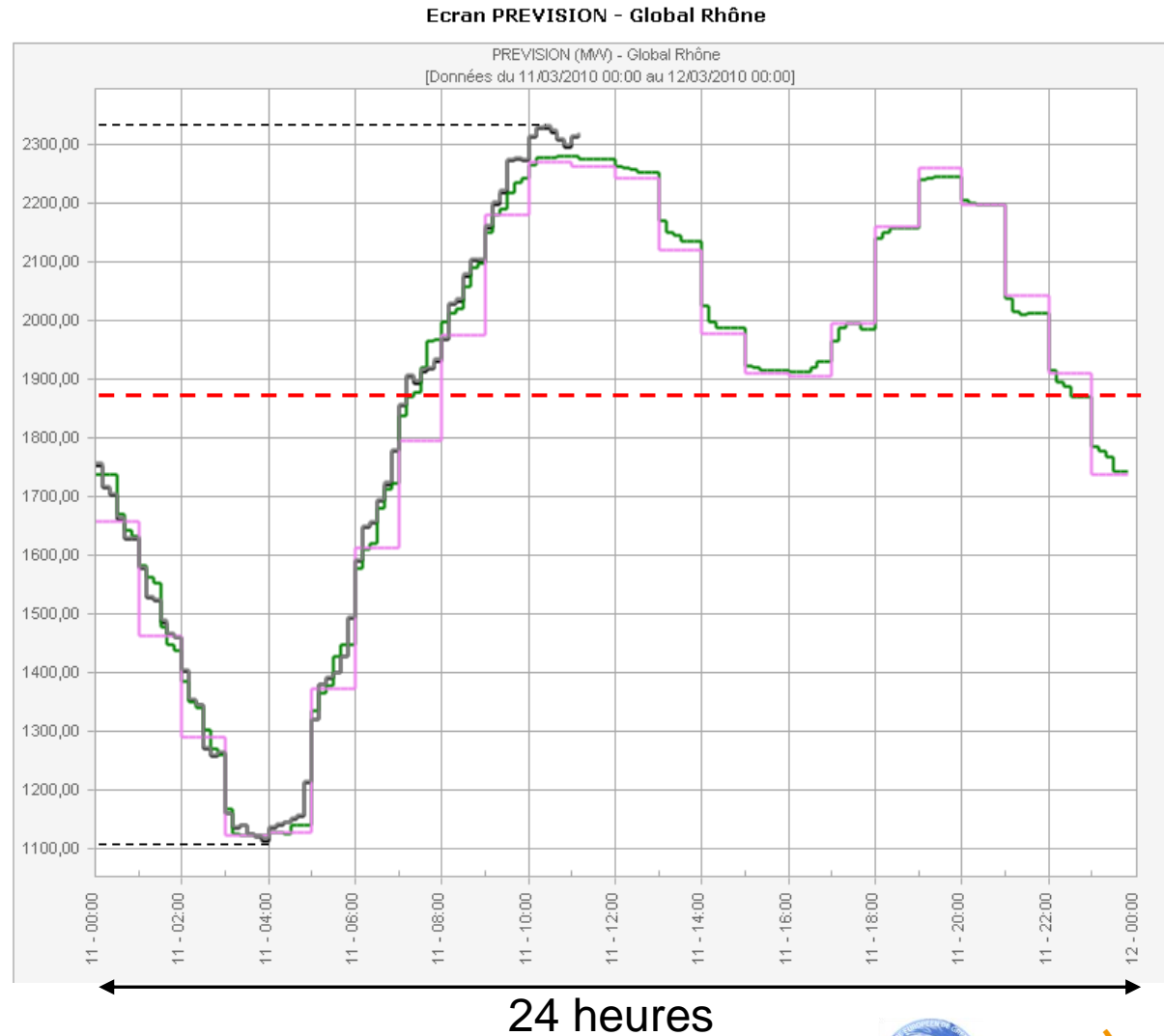
VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ

Traduction en terme de production d'énergie :

2300 MW

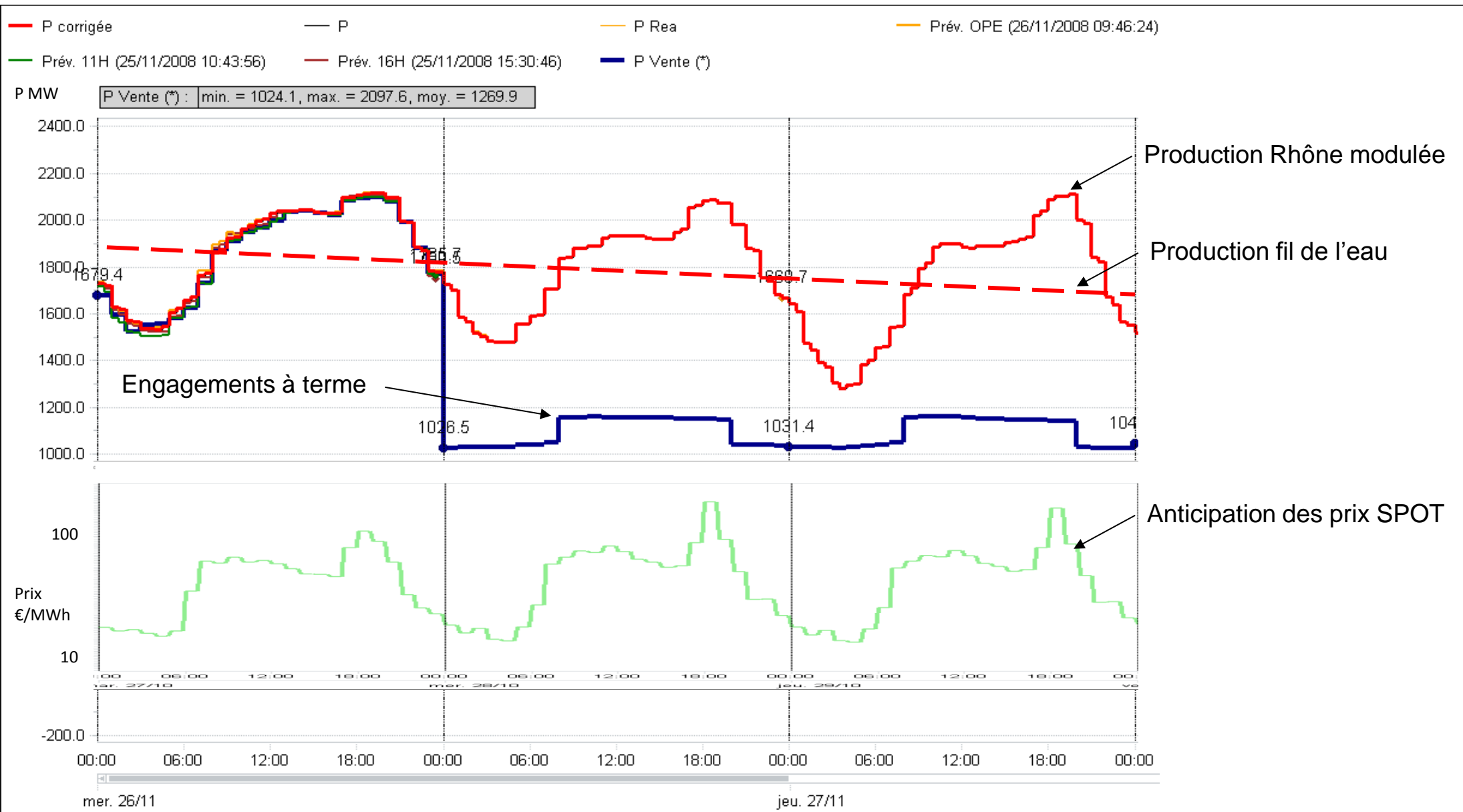
Puissance moyenne 1875 MW

1100 MW



VARIABILITÉ À COURT TERME

VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ

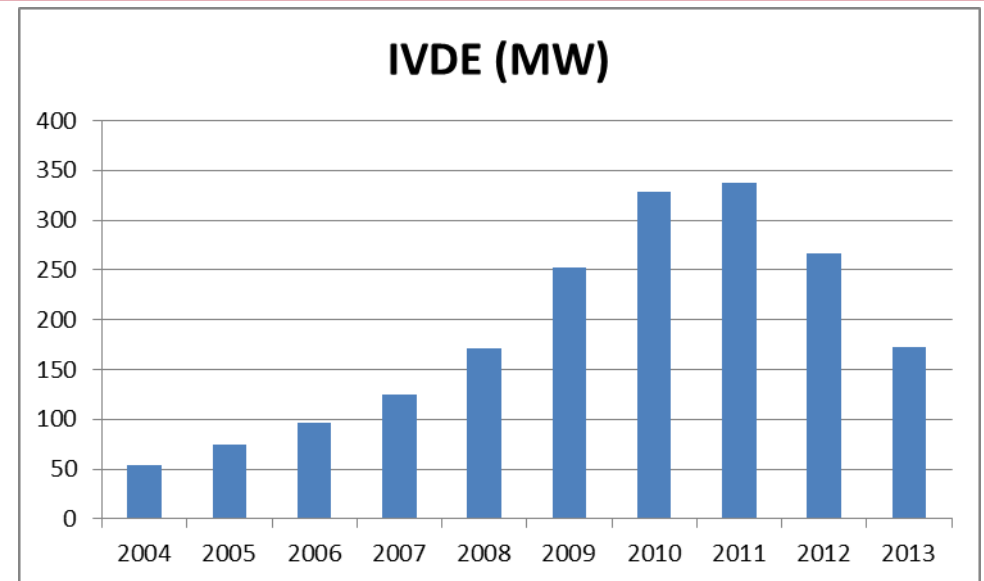


VARIABILITÉ À COURT TERME

VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ

Indicateurs :

- Puissance moyenne : 1620 MW
- P50 (Pmax-Pmin) = 1000 MW
- P10 (Pmax-Pmin) = 1300 MW
- Ecart moyen journalier < 3%
- Déplacement d'énergie Off Peak – Peak : 420 MW



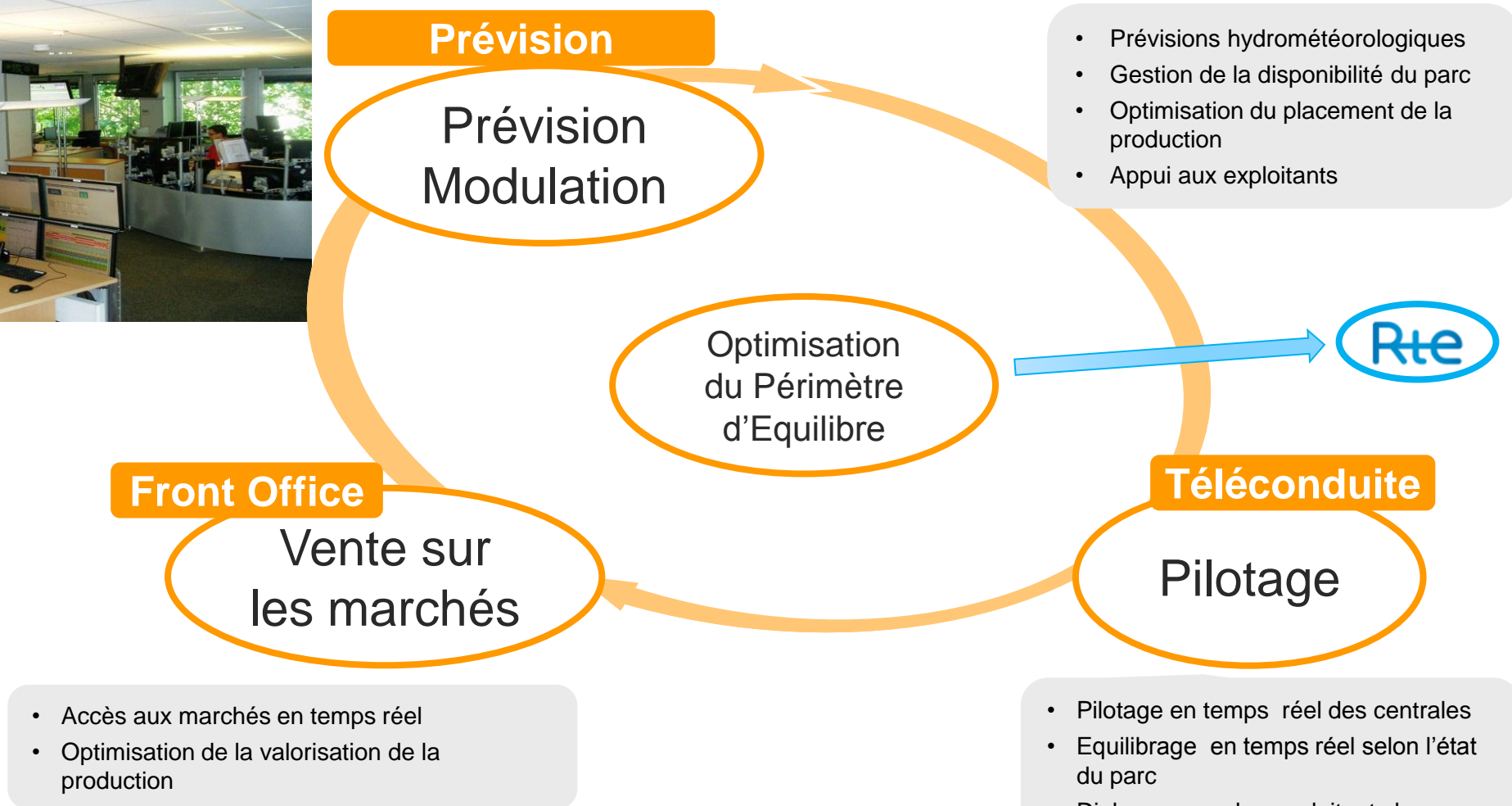
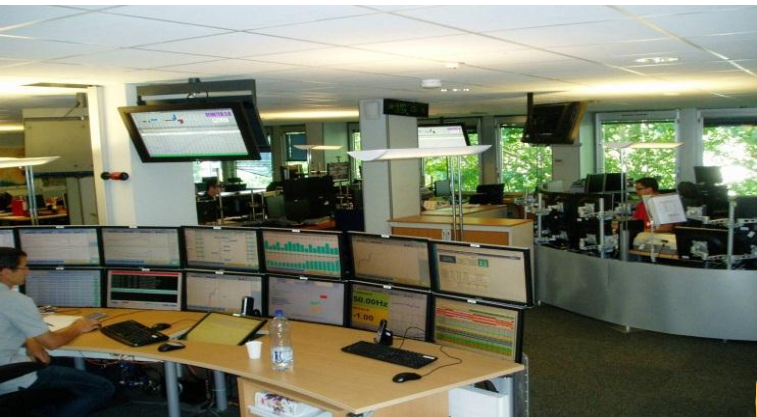
	2004	2006	2008	2010	2012
Ecart de prévision (J-1 12)	5 %	3.5 %	2.5 %	3.0 %	2.8 %
Déplacement d'énergie (MW)	70	140	200	400	330
Moins value des écarts %	- 1.8	- 0.8	- 0.5	- 0.5	- 0.3
Taux de réduction des écarts %			46 %	62 %	60 %

VARIABILITÉ À COURT TERME

ORGANISATION SPÉCIFIQUE

Organisation opérationnelle

→ Organisation: Gestion de l'énergie intégrée, de la prévision à la commercialisation

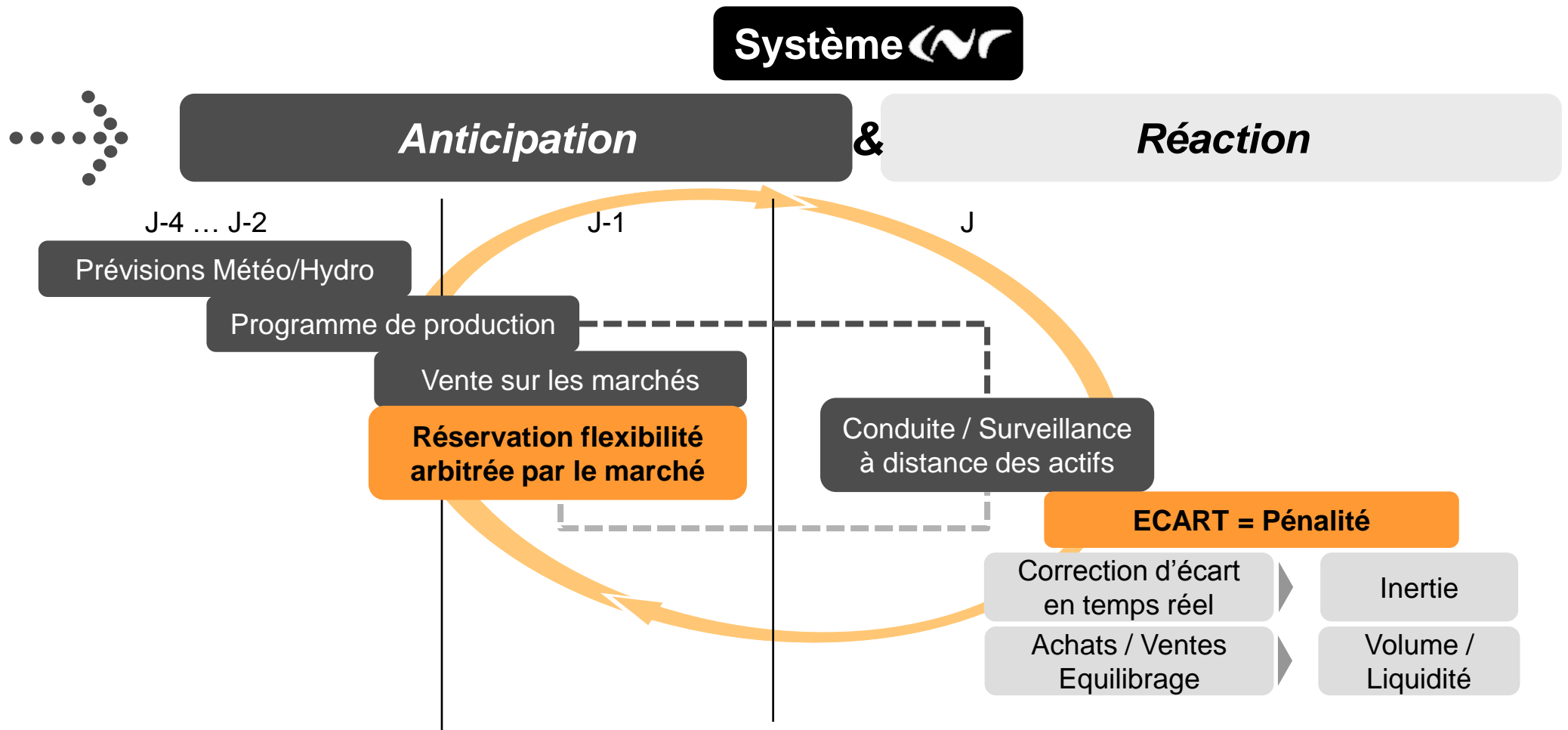


VARIABILITÉ À COURT TERME

ORGANISATION SPÉCIFIQUE

Organisation opérationnelle

→ Organisation: Gestion de l'énergie intégrée, de la prévision à la commercialisation



VARIABILITÉ À COURT TERME

PRÉVISION MÉTÉO DÉDIÉE POUR RÉDUIRE LES ÉCARTS

Contraintes

- Les moyens de stockage sont encore trop chers

Solutions

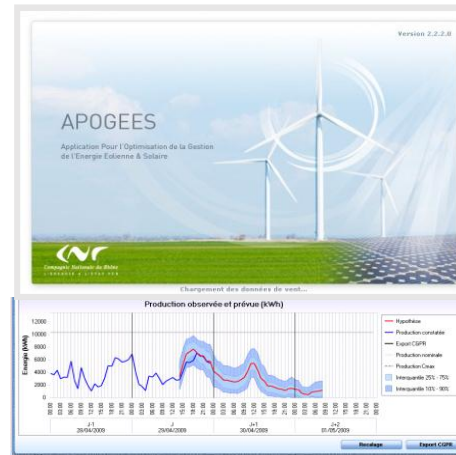
- Gestion spécifique des ENR pour les rendre efficace économiquement, notamment éviter les pertes de vente de la production
- Prévision météo, méthodes innovantes dédiées à la prévision des ENR intermittentes → Plateforme de prévision APOGEES
- Modèle Rhône, déploiement sur l'éolien et le PV → MODELE CNR
- 4 prévisionnistes météorologues réalisant les prévisions de production du Rhône ainsi que des parcs éoliens et photovoltaïques – Expertise des modèles pour réduire les écarts de prévision



VARIABILITÉ À COURT TERME

PRÉVISION MÉTÉO DÉDIÉE POUR RÉDUIRE LES ÉCARTS

Energie vendue = Energie prévue + Ecart



- Objectifs :**
- **Réduction des Ecart** → impact sur dimensionnement des moyens de correction de l'intermittence
 - **Prévision ordre de grandeur des Ecart** → impact sur optimisation
 - **Réduction des Ecart en « Intraday »** → stratégie de correction

VARIABILITÉ À COURT TERME

GAINS DE FOISONNEMENT STATISTIQUE DES ÉCARTS

Contrainte : réduire les écarts dus à l'intermittence élevée de l'éolien et du PV

Solutions

-> **Gérer dans un même portefeuille les 3 types de production pour bénéficier au maximum des effets de foisonnement statistique des écarts.**

● **Ex : foisonnement des écarts sur 3 pars éoliens**

- Pour une ferme éolienne, erreur relative moyenne (MAE échéance SPOT) ~ 45%
- Pour 3 fermes bénéficiant de régimes de vents différents, MAE réduite à 30%

● **Ex : foisonnement des écarts d'un portefeuille constitué de 430 MW d'éolien, 100 MW de PV et du Rhône (3000 MW)**

- Sans foisonnement, la moins-value des écarts atteindrait 6.6 M€ / an (Le Rhône représente à lui seul 3 M€/an de moins-value d'écarts)
- Avec l'effet de foisonnement maximal, la moins-value des écarts baisse à 3.8 M€ / an, soit une réduction de 42%

-> **Au-delà du foisonnement statistique des écarts, une réduction dynamique des écarts de RE peut être réalisée via la flexibilité du Rhône, à coût marginal faible**

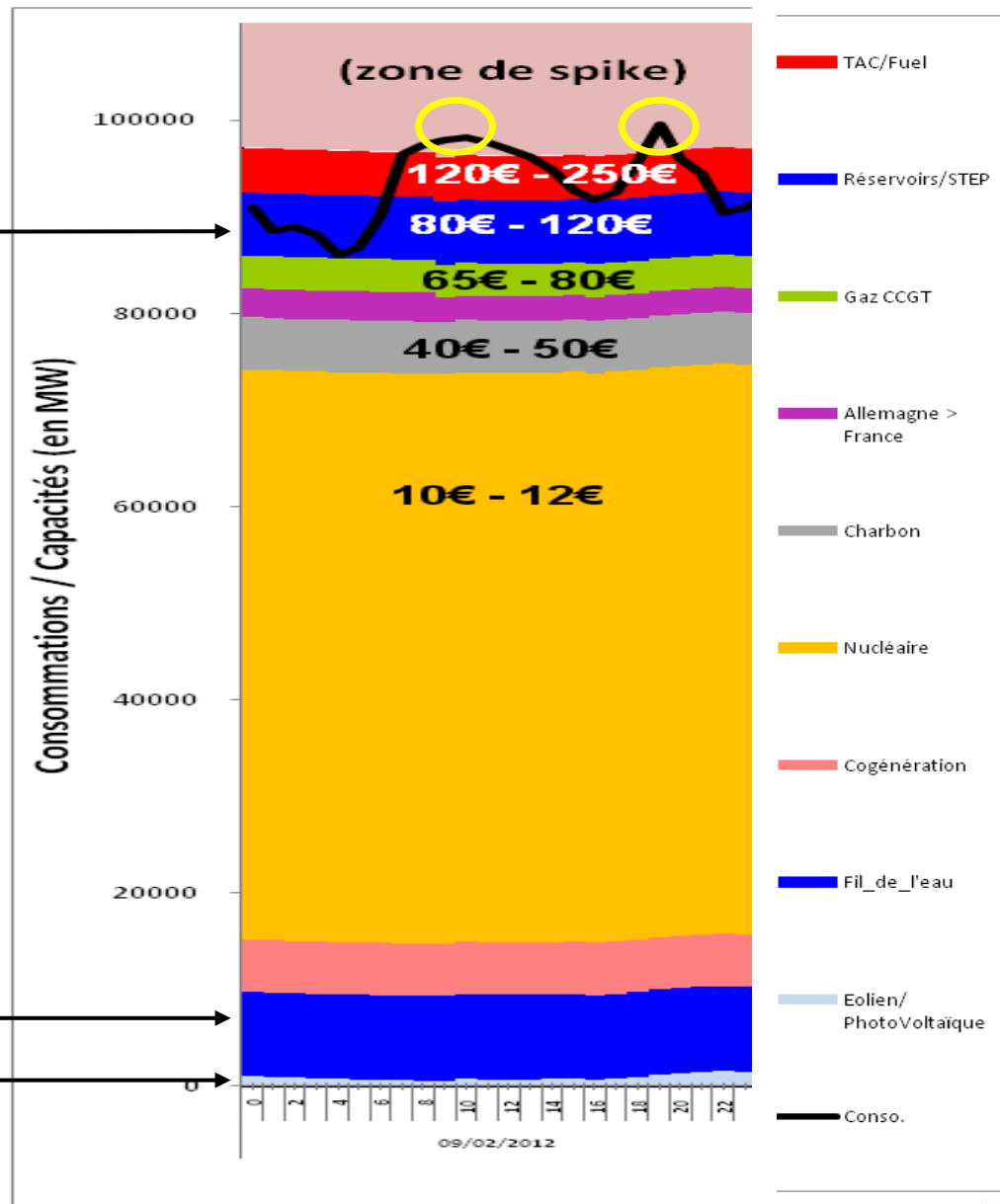


MODÈLE DE MARCHÉ – COÛTS MARGINAUX

09/02/2012

Réservoir, STEP

Fil de l'eau
Eolien, PV



Coût marginal approx.
1 MWh en € /MWh

Eolien = 0 €, PV=0 €

Nucléaire = 11 €

Gaz= 50 €

Charbon = 45 €

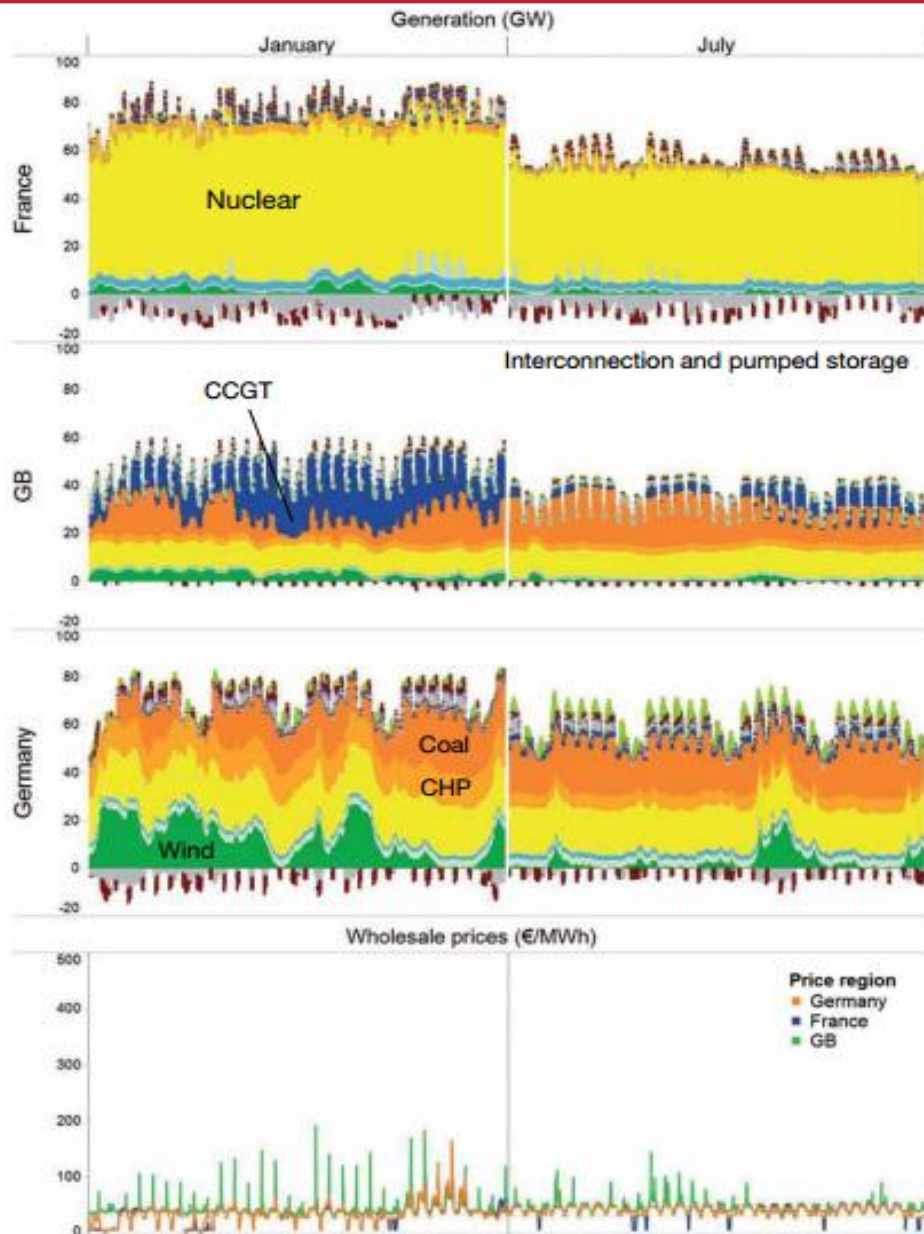
Fuel = 120 €

Hydro fil de l'eau = 0 €

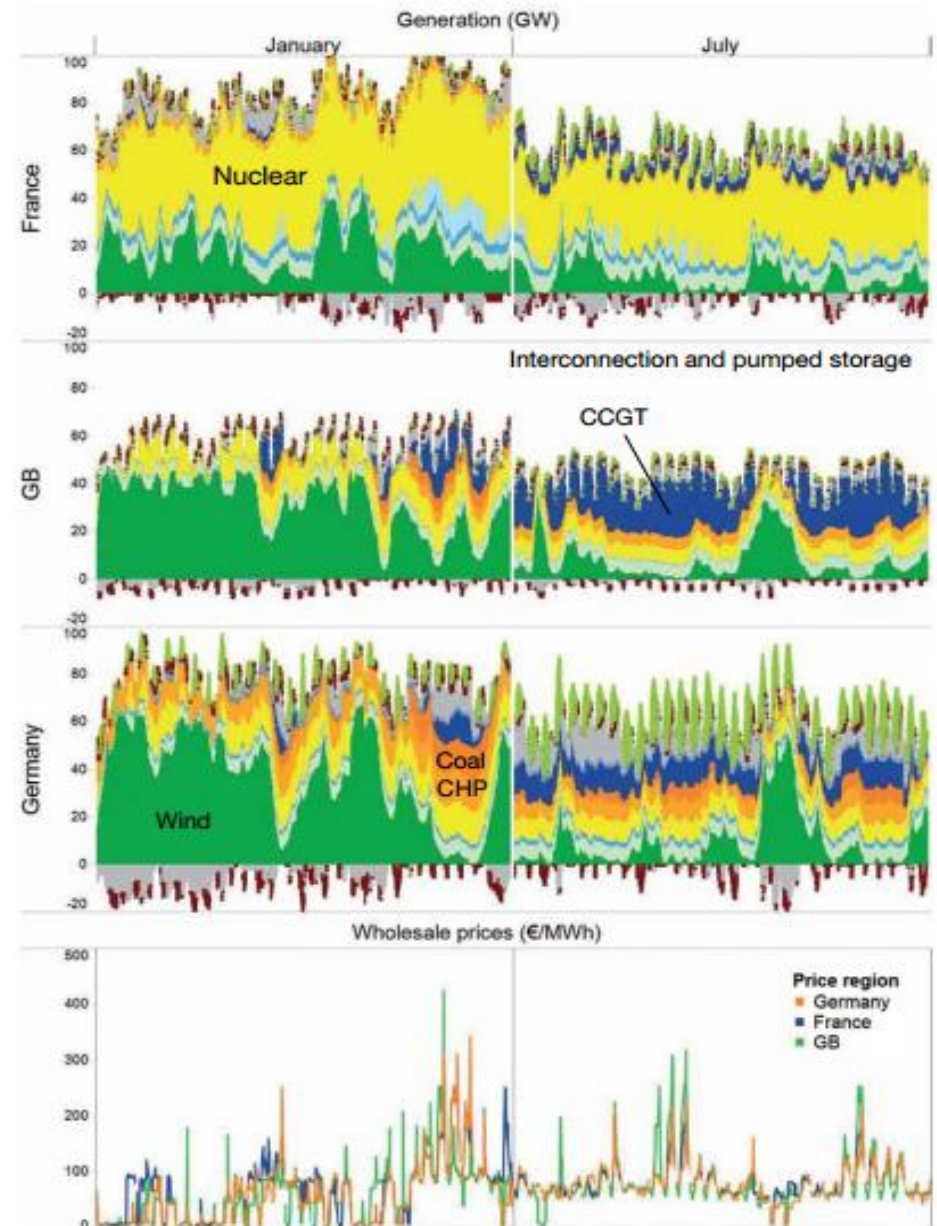
Hydro réservoir = coût
d'opportunité

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET INTERMITTENCE

2010



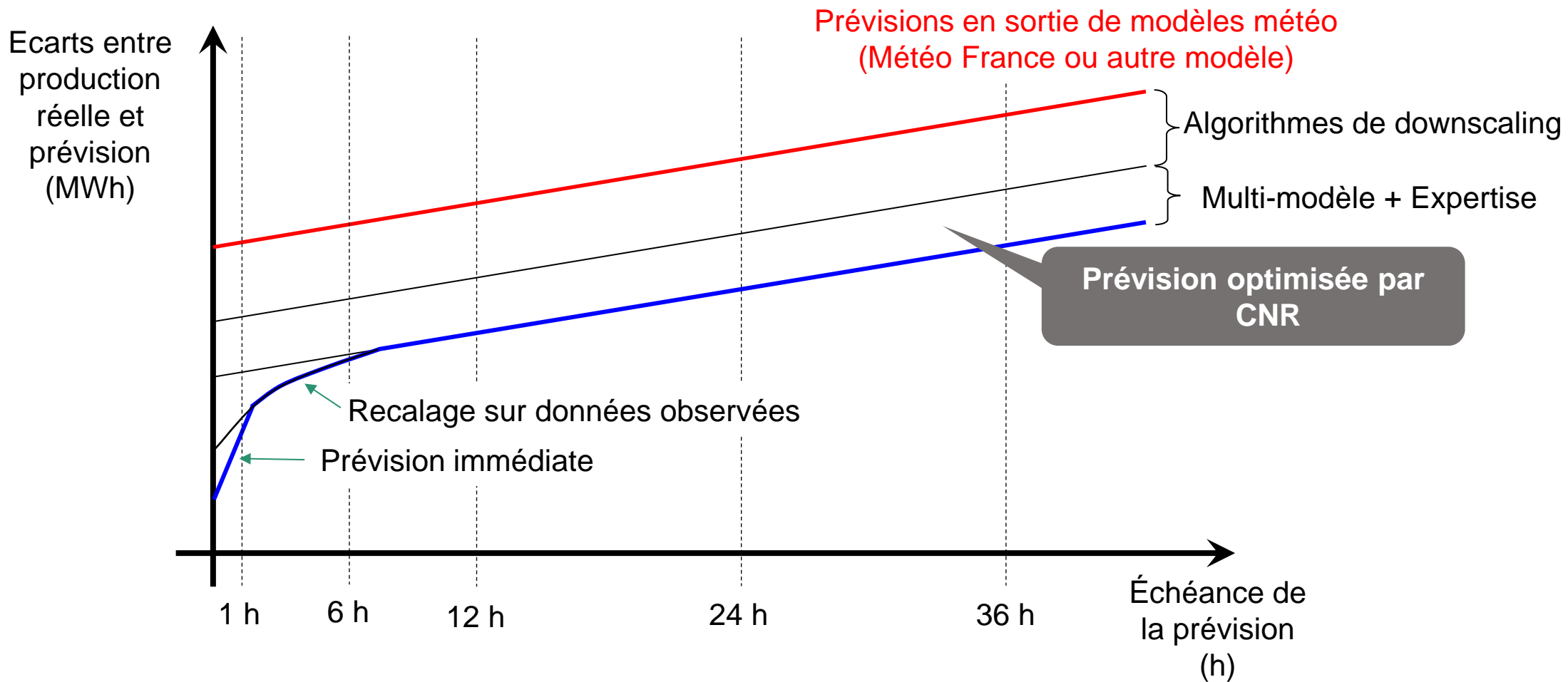
2030



VARIABILITÉ À COURT TERME

RÉDUCTION DYNAMIQUE DES ÉCARTS

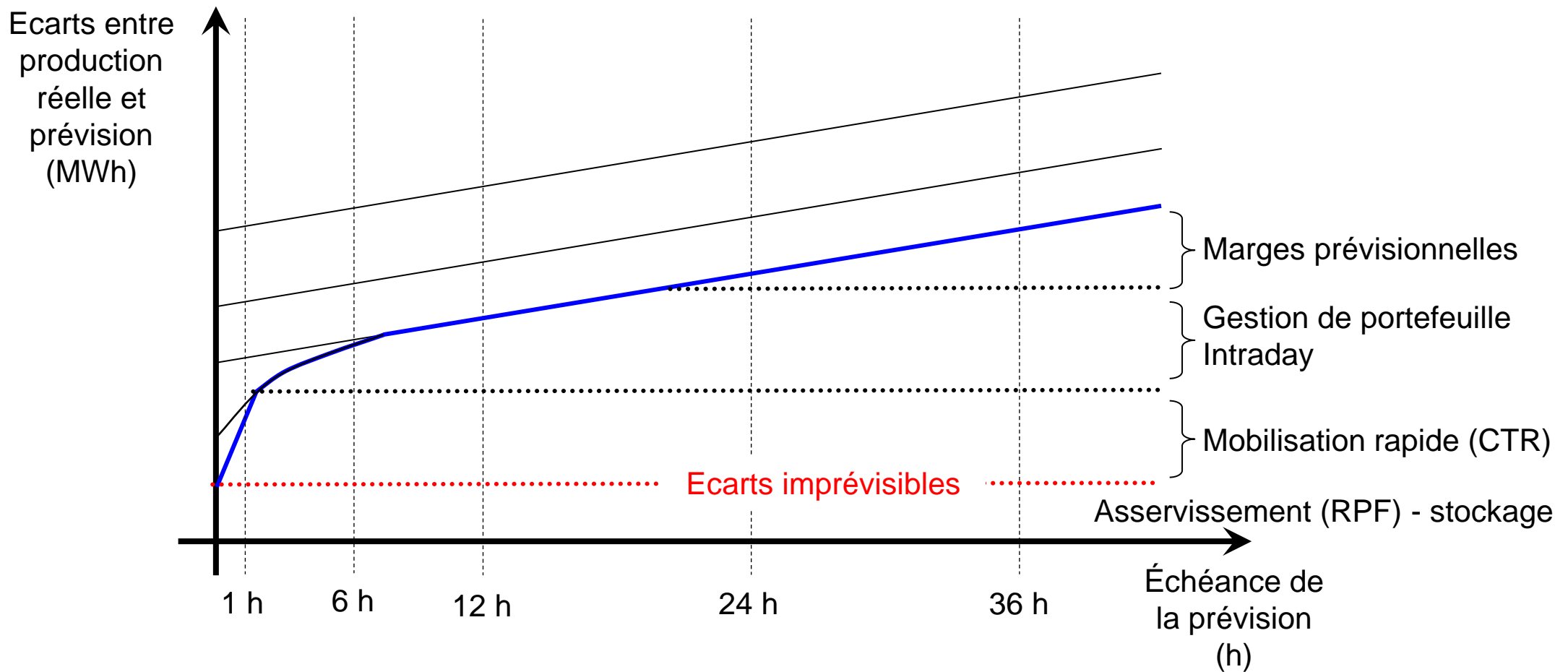
Modèles permettant la réduction des écarts de prévision



VARIABILITÉ À COURT TERME

RÉDUCTION DYNAMIQUE DES ÉCARTS

Différents moyens de gestion opérationnelle des écarts résiduels

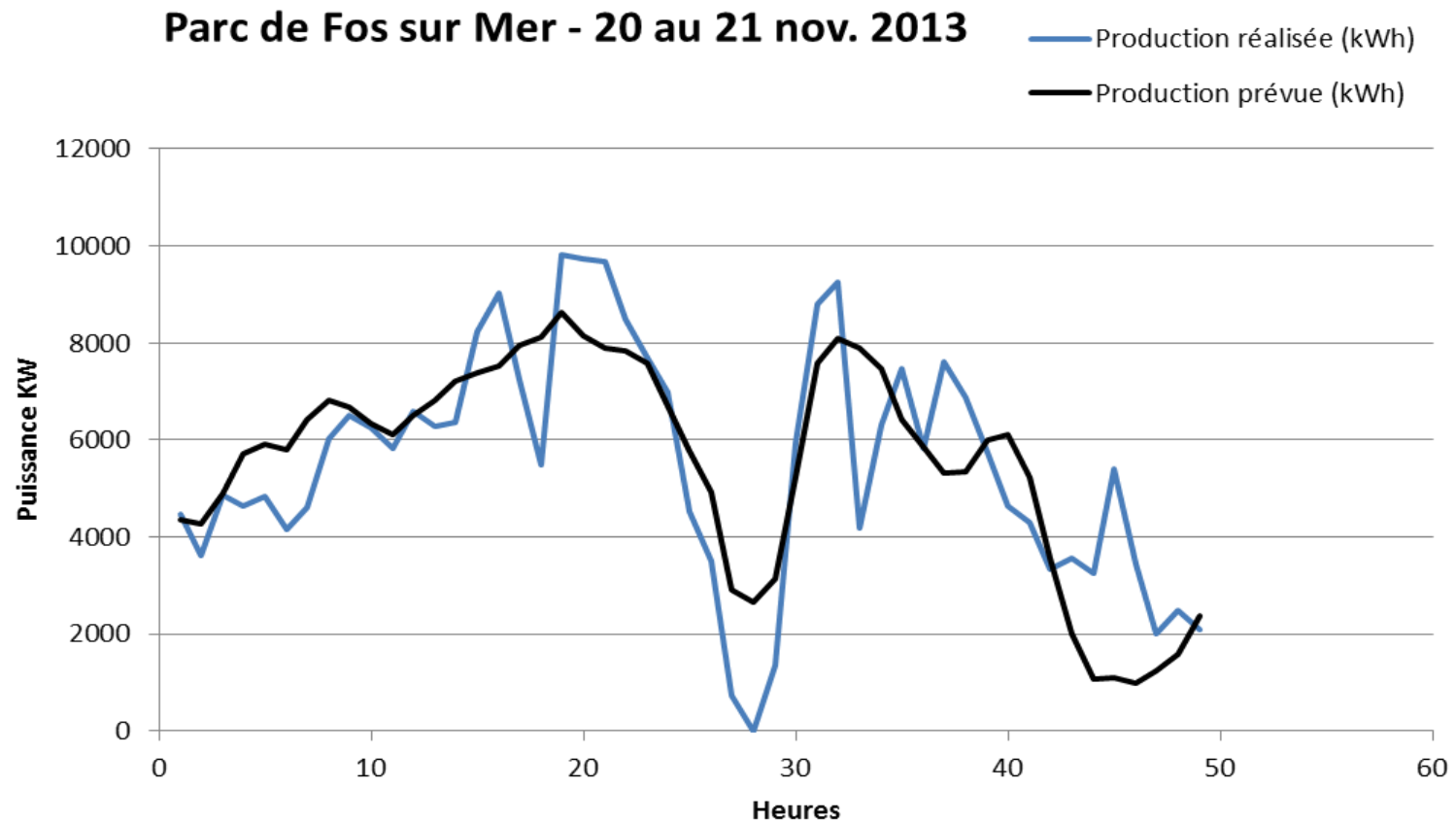


VARIABILITÉ À COURT TERME

RÉDUCTION DYNAMIQUE DES ÉCARTS

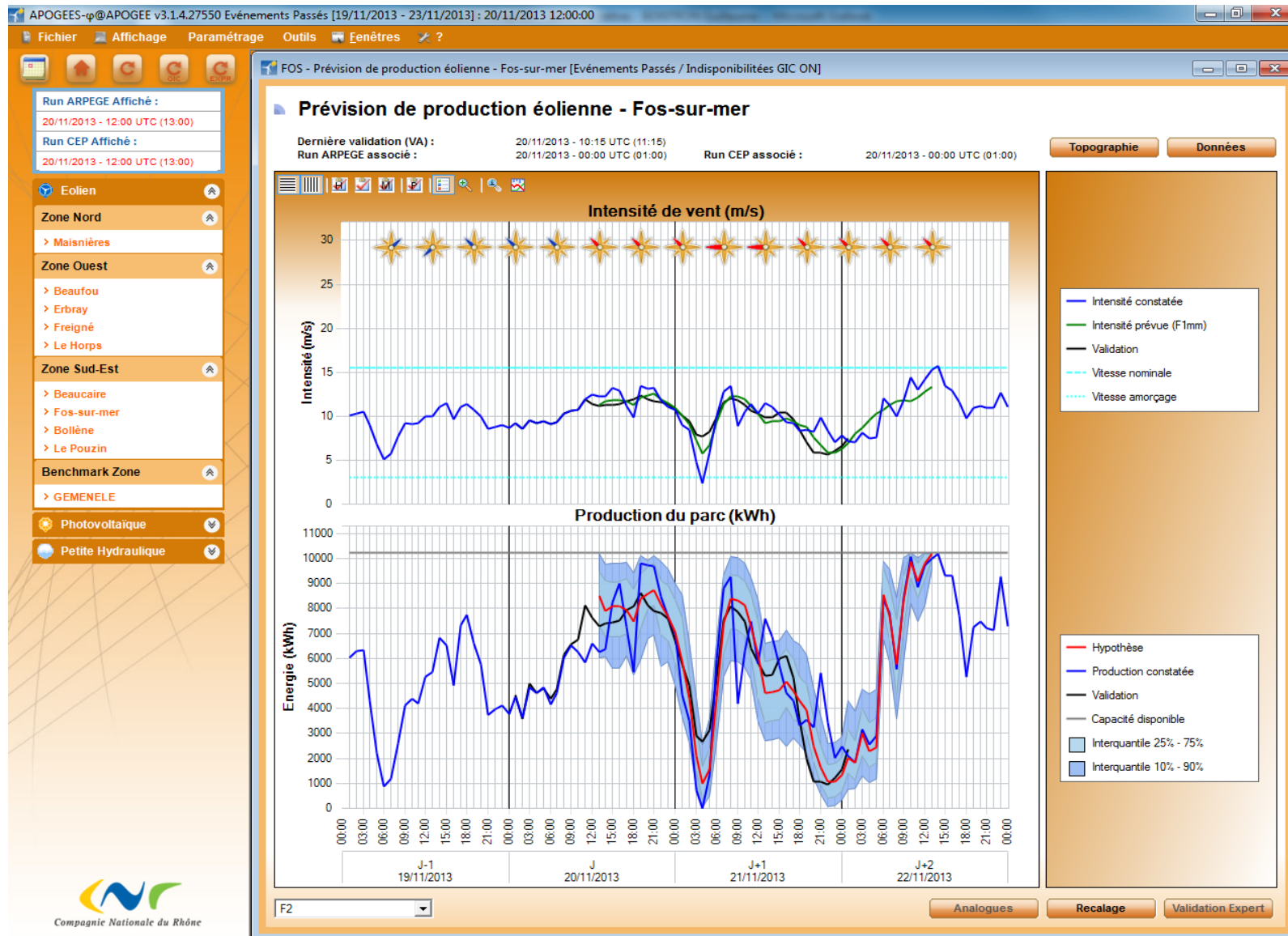
Gestion opérationnelle des écarts

Ecart en énergie nul sur la journée -> compensation hydraulique idéale



VARIABILITÉ À COURT TERME RÉDUCTION DYNAMIQUE DES ÉCARTS

Gestion opérationnelle des écarts



VARIABILITÉ À COURT TERME

RÉDUCTION DYNAMIQUE DES ÉCARTS, AUTRES MOYENS

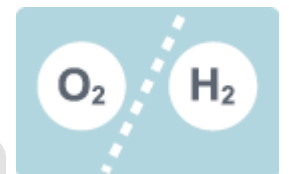
Production Renouvelable



Prevision, production programmes, ventes



Pilotage recharge Véhicules



Outils CNR de
gestion d'énergie

Stockage

Equilibre

CONCLUSION

L'intermittence des ENR va nécessiter beaucoup de flexibilité

- Marché de gros, vers le temps réel
- Gestion de la demande (smarts grids)
- Stockage (hydraulique, batteries, power to gas, H2, etc...)
- Réseaux de distribution et transport, interconnexions
- Actifs flexibles dont hydraulique, y compris fil de l'eau

Rhône au fil de l'eau :

- 90 MW de réserve primaire (RPF) – 80 échangeables
- Flexibilité de +/- 400 MW sur 12 h



L'énergie au cœur des territoires

cnr.tm.fr





Merci de votre attention

