

SUNHYDRO: L'OPTIMISATION STOCHASTIQUE AU CŒUR D'UN PROJET COLLABORATIF



Francis SOURD – Ariel Waserhole
17 novembre 2014

Copyright SunHydro – 17/11/2014

✓ Politiquement

- ✓ La production EnR « doit » croître dans le mix énergétique
- ✓ L'objectif de l'UE pour 2020 : **3 x 20**
 - 20% D'efficacité énergétique
 - 20% D'énergie renouvelable dans le mix énergétique
 - 20% De réduction des gaz à effet de serre
- ✓ Objectif 2030: 32% d'EnR en France, 27% en Europe
- ✓ L'objectif Français pour 2050 : « **Facteur 4** »
 - Diviser les émissions de gaz à effet de serre par 4 en France



Oui, mais après...

✓ Techniquement

- ✓ Le système électrique peut devenir instable avec l'augmentation de la production EnR
 - Où trouver la flexibilité ?

✓ Économiquement

- ✓ Les tarifs d'achats garantis pour les EnR vont s'arrêter



Quelles solutions techniques & règles de marchés
pour aller vers un avenir durable

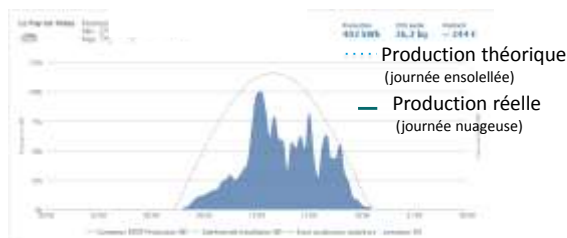
Copyright SunHydro – 17/11/2014

Contexte

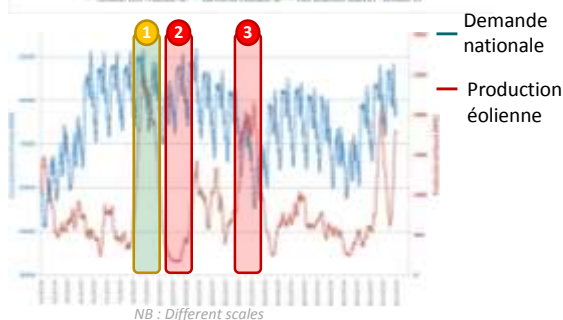
 >>> La maîtrise de l'intermittence :
Catalyseur nécessaire pour le développement des EnRs

Production solaire PV

- ✓ Disponible uniquement en journée
- ✓ Production réduite en cas de météo défavorable
- ✓ Variations brusques à l'échelon local (passage d'un nuage)


Production éolienne

- ✓ Pas toujours corrélée à la demande :
 1. 😊 production forte, demande forte
 2. ☹️ production faible, demande forte
 3. ☹️ production forte, demande faible
- ✓ Variations brusques à l'échelon locale (rafales) et chute brutale si la vitesse du vent est trop importante



NB : Different scales

Copyright SunHydro – 17/11/2014

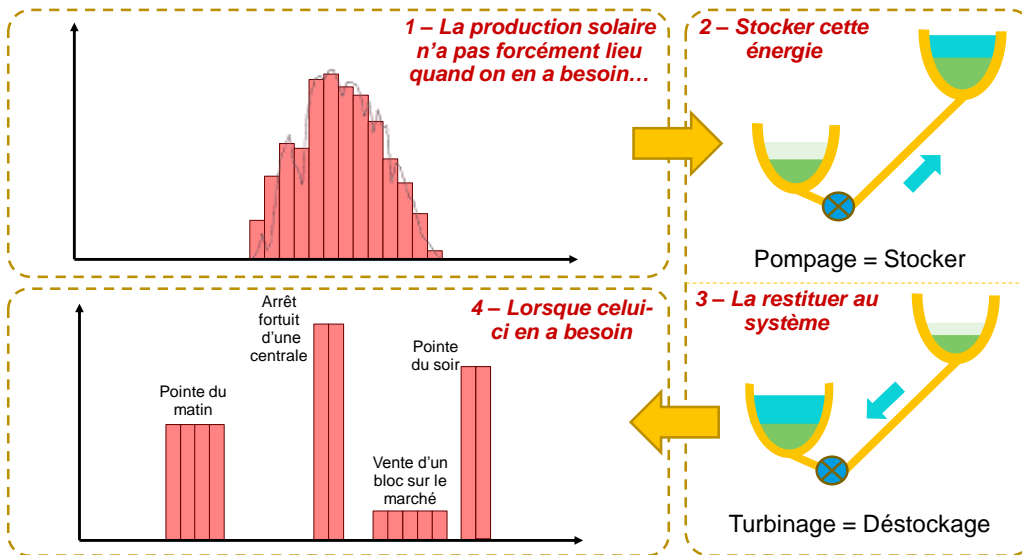
Contexte

 >>> Le stockage d'énergie, certainement la meilleure solution
pour contrôler l'intermittence des EnR

- ✓ La gestion de l'intermittence des EnRs requiert de la flexibilité
 - 4 solutions techniques
 - ✓ **Générateur Flexible** – La solution courante
 - ☹️ Pour chaque MW d'EnR, construire 1MW de central à cycle combiné à gaz (CCCG)
 - ✓ **Gestion de la demande** - Très efficace contre les pics
 - 😊 Gère les pics de demande et de consommation
 - ☹️ Très « local », pas de report de production
 - ✓ **Renforcement des réseaux** – Flexibilité par l'interconnexion
 - ☹️ Il y a une limite à l'interconnexion
 - ✓ **Stockage** – La solution
 - 😊 Report de production / lissage de l'offre et la demande / participation aux réserves...
- ✓ Le stockage de l'électricité n'est pas rentable actuellement
 - ✓ Besoin de nouvelles technologies / innovations
 - ✓ Besoin de nouveaux systèmes de coûts / de règles marchés (tactique)
 - ✓ Besoin d' optimiser la gestion opérationnelle

Copyright SunHydro – 17/11/2014

Contexte >>> Utilisation d'une STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) Pour valoriser / intégrer de l'EnR



Copyright SunHydro – 17/11/2014

Contexte >>> SunHydro – Agrégation d'énergie sans CO₂ – Un projet d'innovation collaboratif

Agrégation EnR + Stockage



«Sun» : - Agrégation des productions PV décentralisées en **temps réel**
Amélioration de leur **prédictibilité** à court terme (J+1)
en valorisant le **foisonnement**, et à **très court terme** (H+6 voire H+1)



«Hydr» : Développement d'une **petite STEP** et son **système de contrôle commande** comme solution de stockage décentralisée adaptée aux contraintes de l'intermittence (PV, éolien) et aux besoins de flexibilité des réseaux



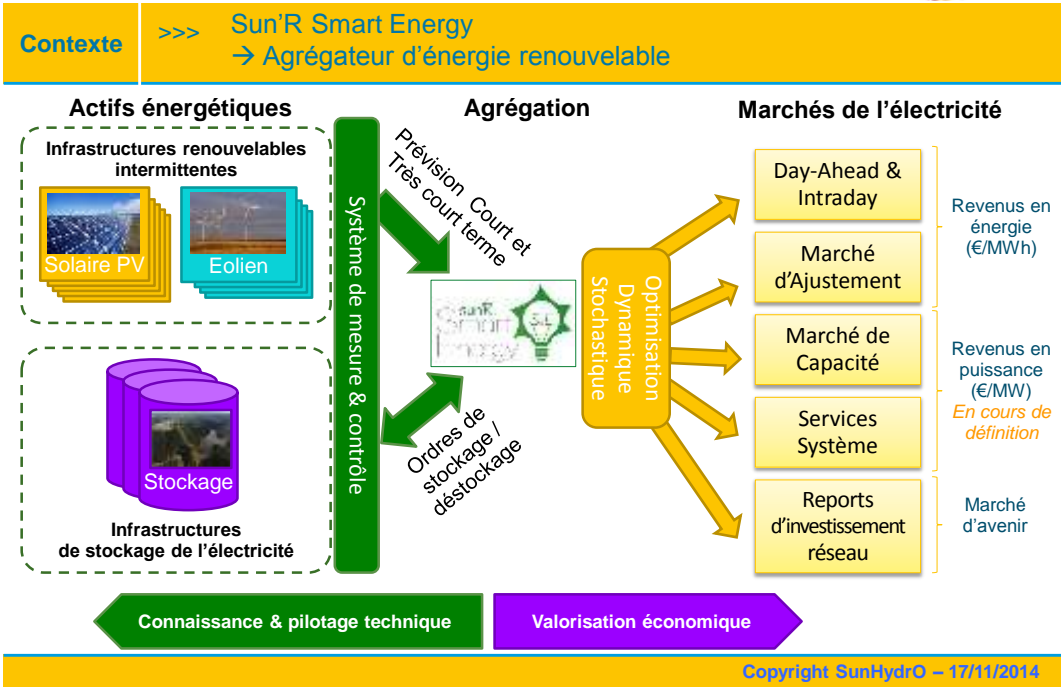
«O» : Conception et implémentation **d'algorithmes** à base d'**optimisation dynamique stochastique**, permettant de valoriser une centrale virtuelle sur

- ✓ les marchés de l'électricité SPOT (dayahead, intraday)
- ✓ Les services système et mécanismes d'ajustement (appels RTE)
- ✓ les marchés de capacité (stockage)

Financé par le **FUI-16**
Et supporté par 3 clusters de compétitivité



Copyright SunHydro – 17/11/2014



>>> **SunHydro**
Agrégation d'énergies sans CO₂

INTÉGRATION D'ENR SUR LES MARCHÉS DE GROS

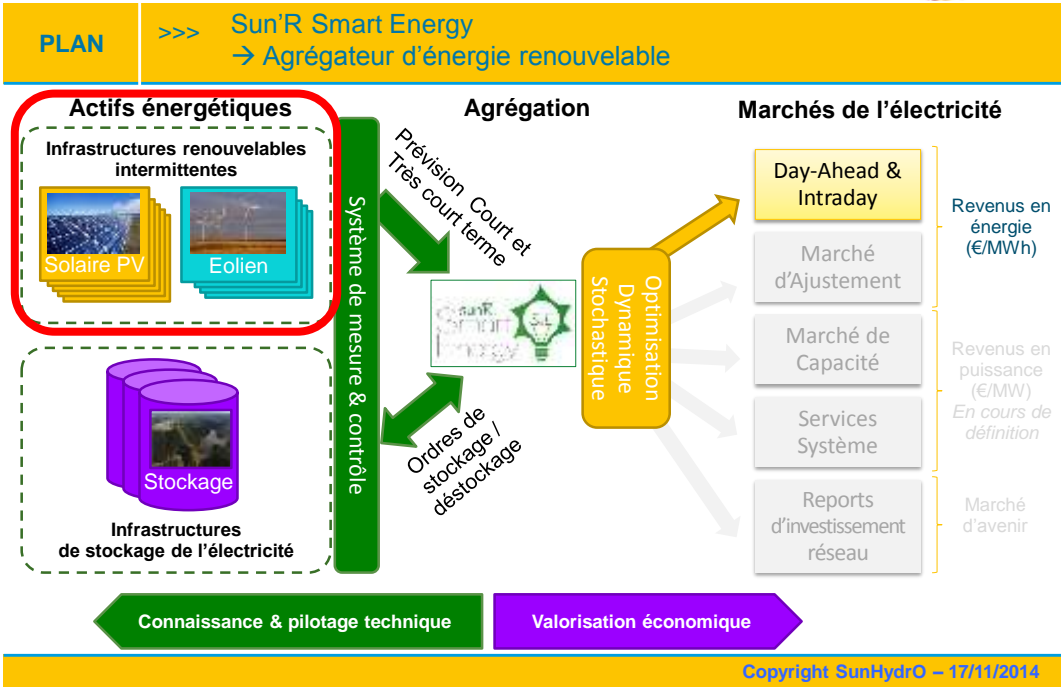
OPTIMISATION D'UNE VPP AVEC UN ACTIF DE STOCKAGE

- ✓ PRODUCTION ENR AGRÉGÉE
- ✓ UN ACTIF DE STOCKAGE
- ✓ MARCHÉ DAY-AHEAD
- ✓ MARCHÉ INTRADAY



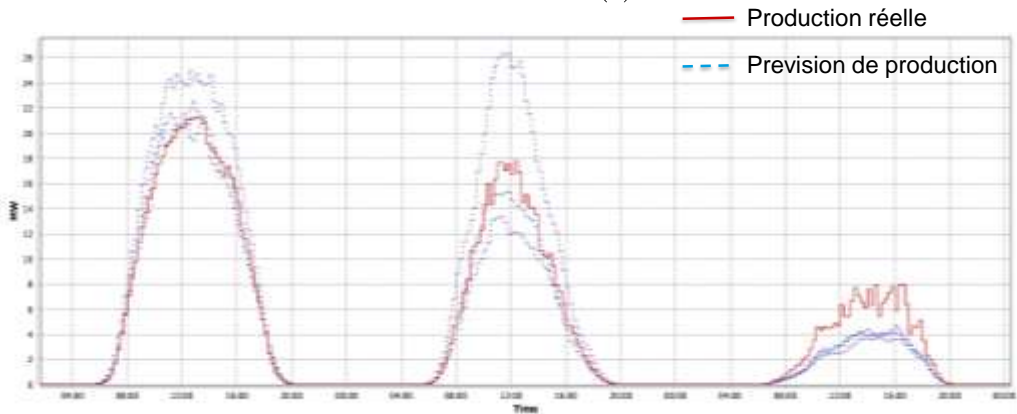
Concept de centrale virtuelle (VPP : Virtual Power Plant)

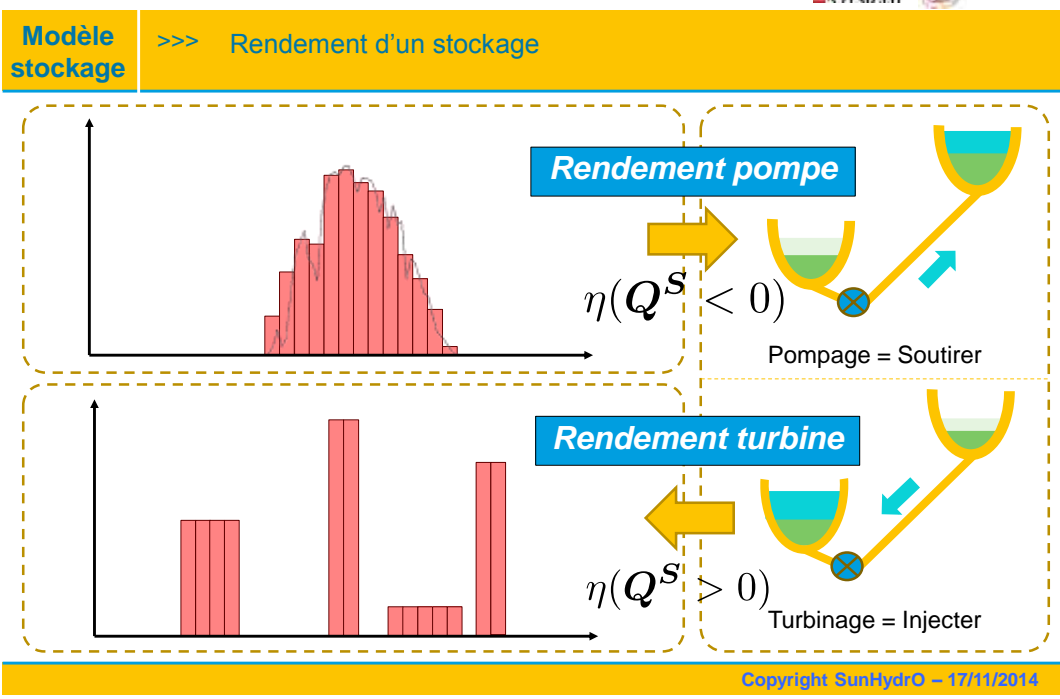
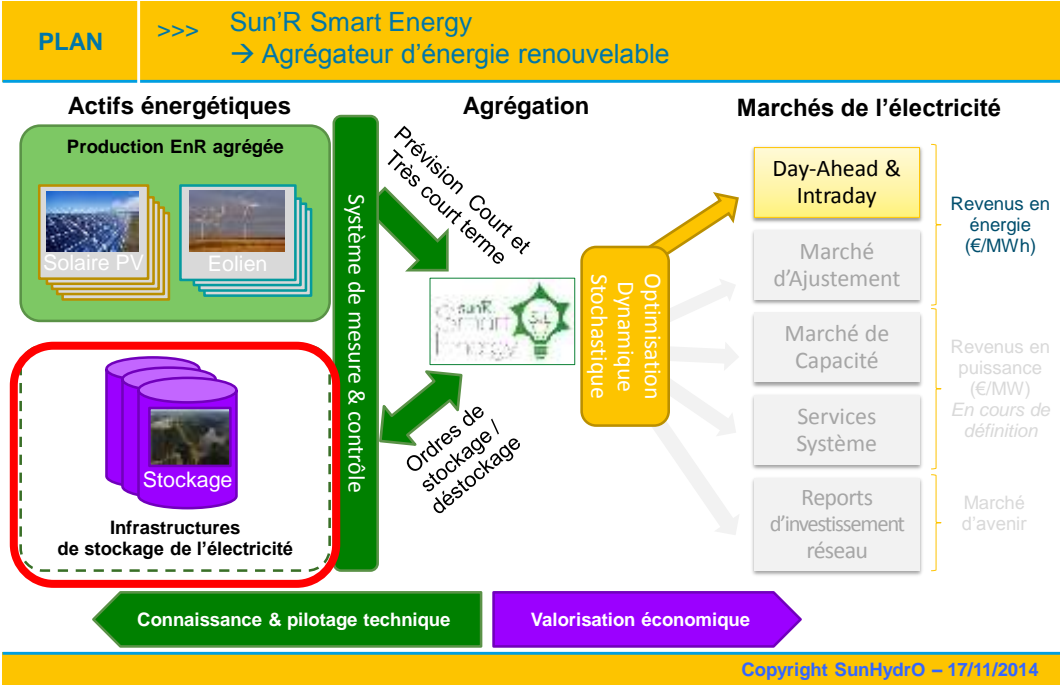
Marché de gros



Modèle EnR >>> Une unique production EnR agrégée

Différente sources de production EnR
→ Une variable aléatoire $W(t)$





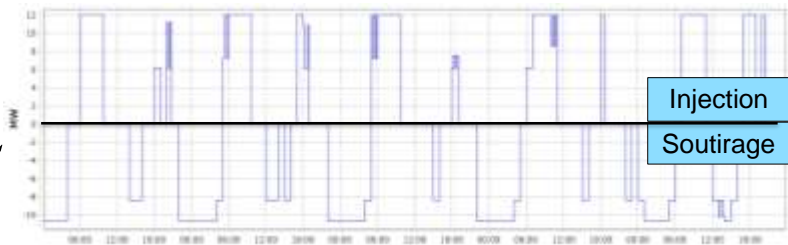
Modèle stockage >>> Gestion de stock

Dynamique du stock $\dot{S}(t) = -\eta(Q^S(t))$

Energie stockée
 $S(t) \in [0, \bar{s}]$



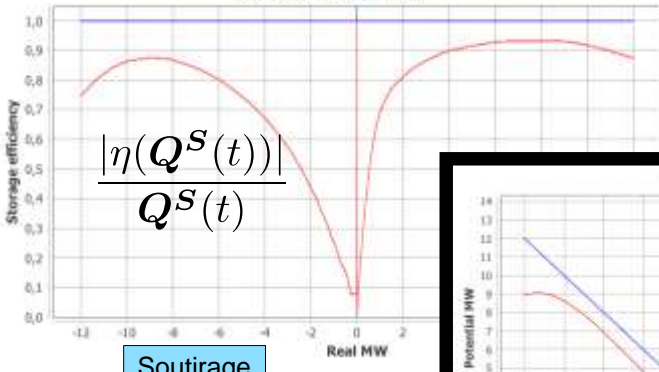
Puissance produite
 $Q^S(t) \in Q^S$



Injection
 Soutirage

Modèle stockage >>> Rendement type pour 1 machine

Storage efficiency

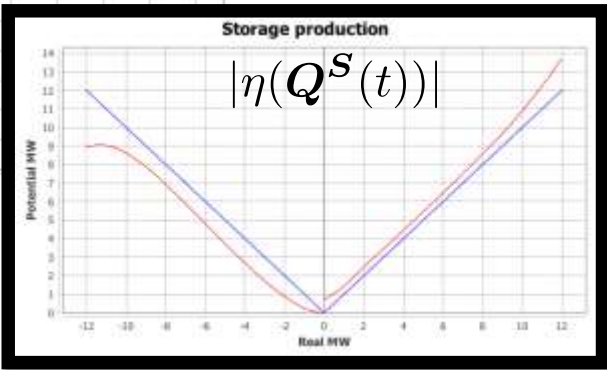


$$\frac{|\eta(Q^S(t))|}{Q^S(t)}$$

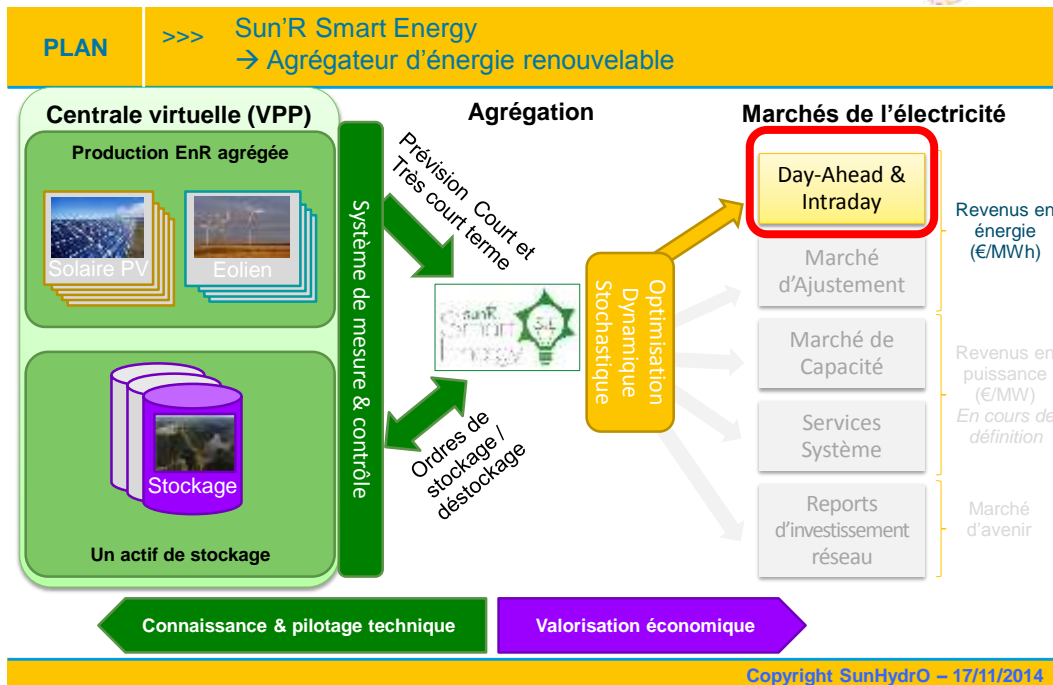
Soutirage

- Rendement constant 100%
- Rendement type (une machine)

Storage production

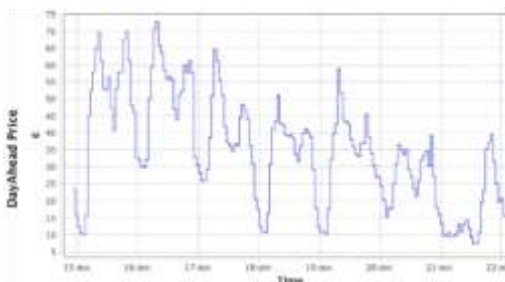


$$|\eta(Q^S(t))|$$

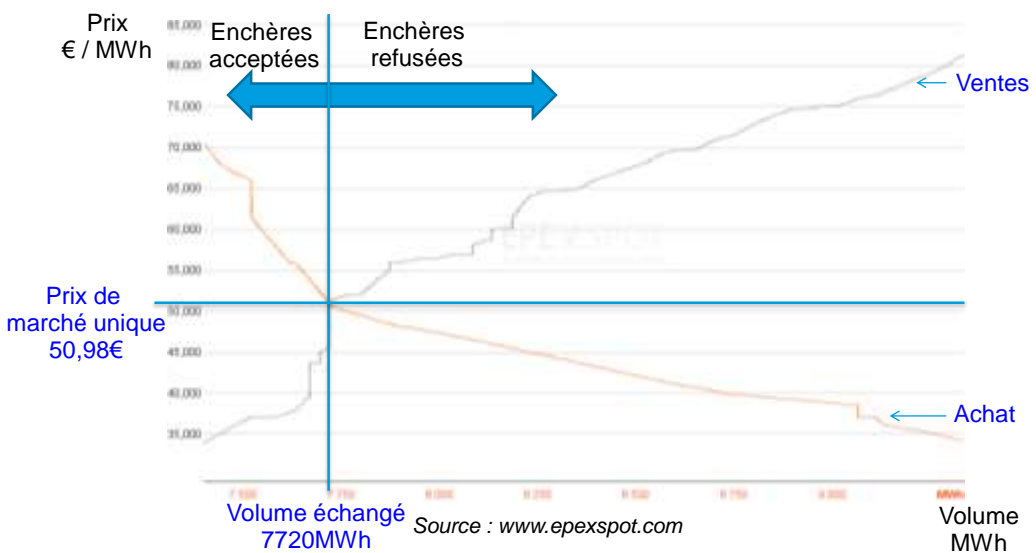


Modèle marchés >>> Marché Day-Ahead

- ✓ Un prix de l'électricité pour chaque tranche horaire quotidienne
- ✓ Ordres d'achats et de ventes passés à midi en J-1
 - ✓ Heure
 - ✓ Achat / Vente
 - ✓ Volume
 - ✓ Prix maximal / minimal



Modèle marchés >>> **Marché Day-Ahead**
 Prix de marché Day-Ahead du 3 octobre de 0h00 à 1h00



Modèle marchés >>> **Modélisation du marché Day-Ahead**

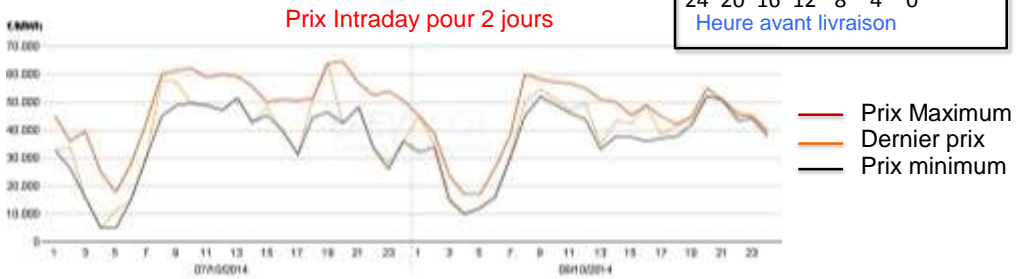
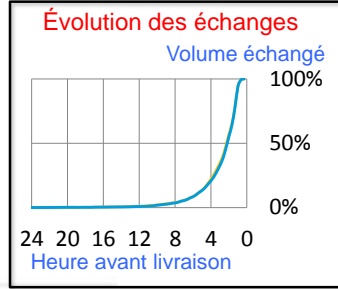
- ✓ Proposition d'une quantité q_h^{DA} par heure (déterministe)
- ➡ Acheté / vendue au prix du marché P_h^{DA} (stochastique)
- ✓ En pratique une enchère non limitée par heure
 - ➔ Achat à un prix infini
 - ➔ Vente à un prix moins l'infini



$$\begin{pmatrix} q_1^{DA} \\ \dots \\ q_{24}^{DA} \end{pmatrix} \xRightarrow[12h00]{J-1} \boxed{\text{DA - NoLim}} \xRightarrow[12h40]{J-1} \begin{pmatrix} (q_1^{DA}, p_1^{DA}) \\ \dots \\ (q_{24}^{DA}, p_{24}^{DA}) \end{pmatrix}$$

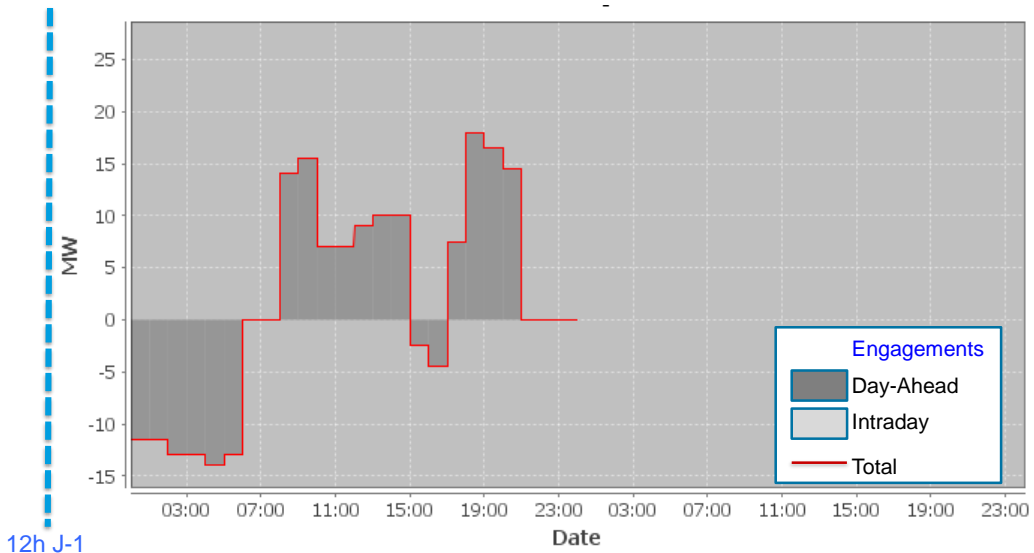
Modèle marchés >>> **Marché Intraday**

- ✓ Marché de gré à gré
 - ✓ Ouvert de J-1 15h à 45 min avant livraison
 - ✓ Enchères en temps continu



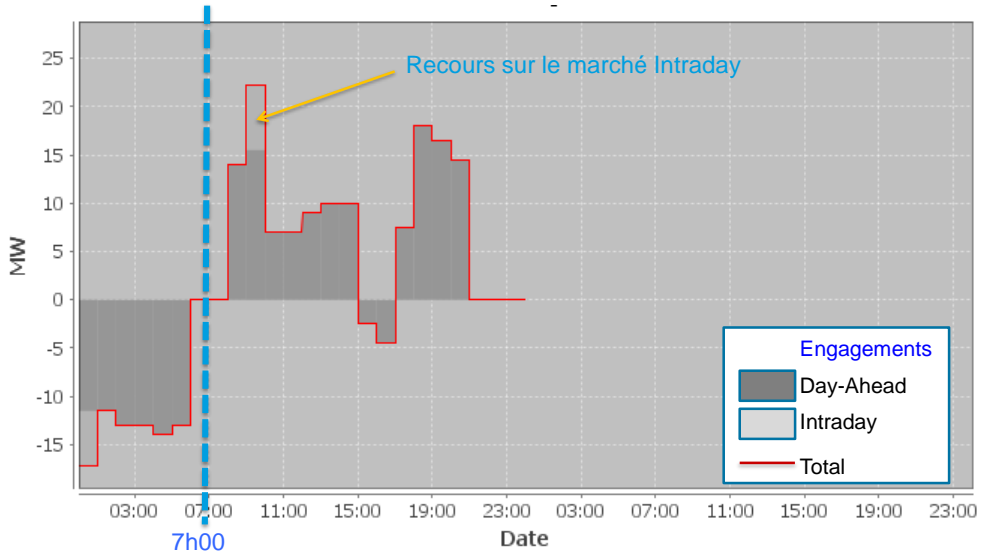
Source : www.epexspot.com

Modèle marchés >>> **Évolution d'un plan d'engagement marché : Day-Ahead + Intraday**



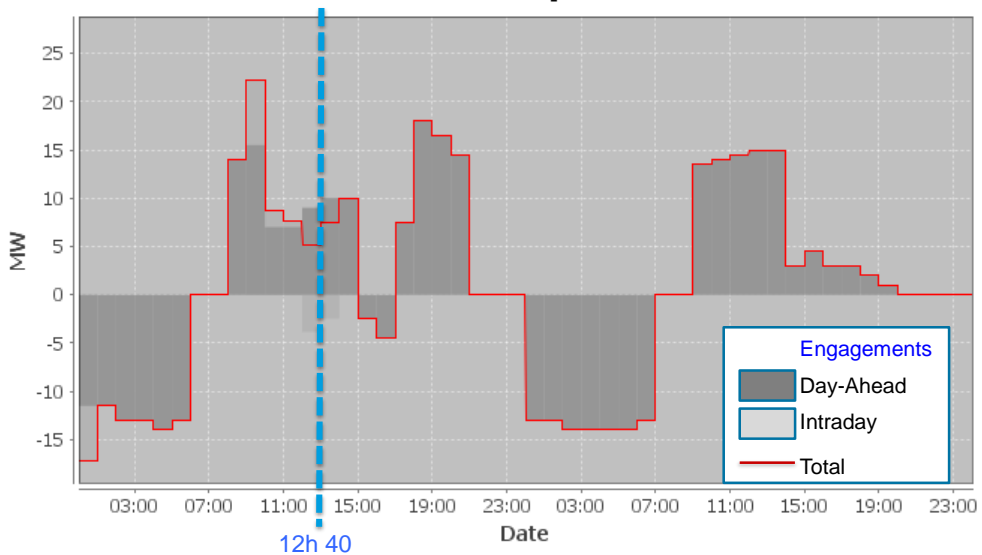
Modèle marchés

>>> Évolution d'un plan d'engagement marché : Day-Ahead + Intraday



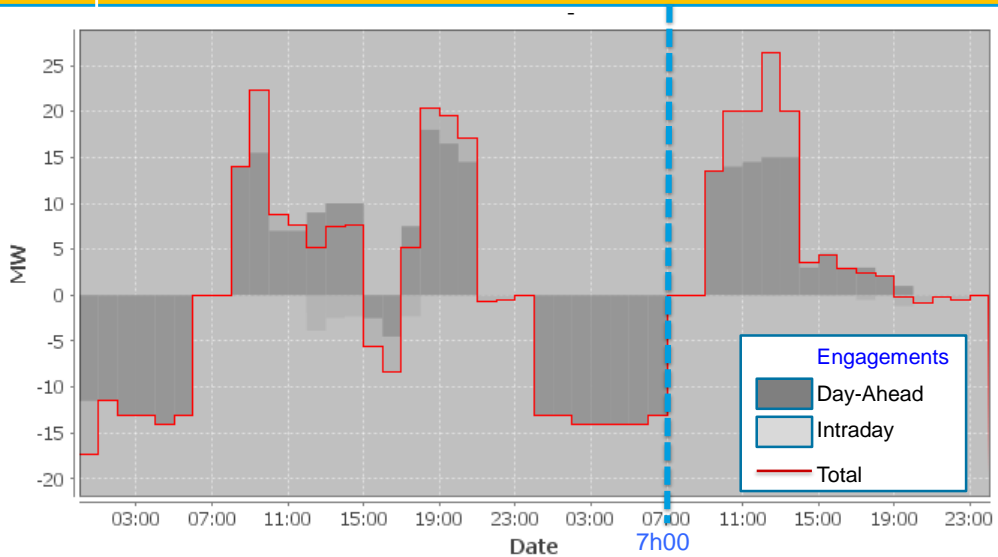
Modèle marchés

>>> Évolution d'un plan d'engagement marché : Day-Ahead + Intraday



Modèle marchés

>>> Évolution d'un plan d'engagement marché : Day-Ahead + Intraday



Copyright SunHydro – 17/11/2014

Modèle marchés

>>> Modélisation du marché Intraday

- ✓ Achat/vente accepté à un **prix espéré**
 - ✓ À l'instant t , proposition d'une enchère $q_{t,h}^{ID}$ pour l'heure h
 - ✓ Enchère acceptée totalement au prix $P_{t,h}^{ID}$
- ✓ Restriction du nombre de prises de décision
 - ✓ Une seule enchère par heure pour les M prochaines heures
 - $M = 4$ paraît suffisant

$$\begin{array}{ccc}
 (q_{h-m,h}^{ID})_{m \in \{1, \dots, |M|\}} & \Rightarrow & \boxed{\text{ID : Heure } h} \\
 & & \begin{array}{c} h-45min \\ \downarrow \end{array} \\
 & & q_h^{ID} = \sum_m q_{h-m,h}^{ID}
 \end{array}
 \quad \Rightarrow_{h-m} \quad (q_{h-m,h}^{ID}, P_{h-m,h}^{ID})$$

Copyright SunHydro – 17/11/2014

Modèle marchés >>> Modélisation d'un marché Intraday peu liquide

- ✓ Marché Intraday modélisé comme un recours
 - ✓ À l'instant $t < h - m$
 - $Q_{h-m,h}^{ID}$ est une quantité stochastique
 - À proposer à l'instant $h-m$ pour l'heure h

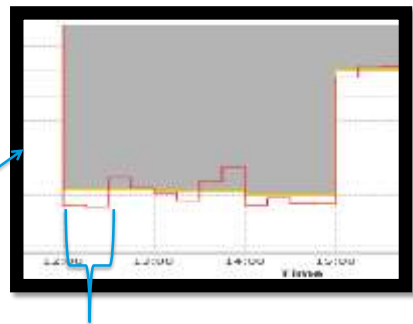
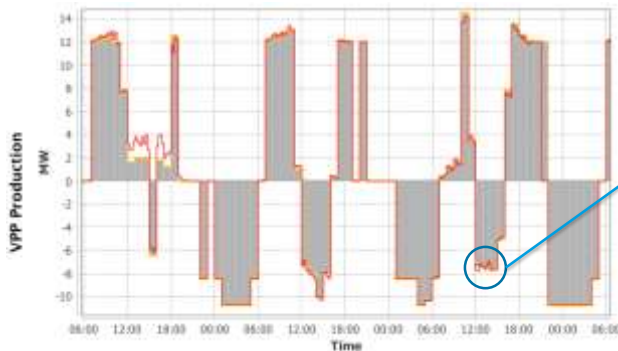
✦ **Problème : Modélisation d'un Intraday liquide**

- On est sûr de vendre/acheter $Q_{h-m,h}^{ID}$
- ✓ Alors qu'actuellement le marché Intraday n'est pas liquide

➡ **Nécessité de limiter les échanges**

- Utilisation de prévision de prix dégradés
 - Vend moins cher qu'espéré
 - Achète plus cher qu'espéré

Modèle marchés >>> Modélisation des marchés
Règlement des écarts à la demi-heure



- Engagement marchés
- Production VPP (Stock + EnR)

$$\Delta_{h,d} = \int_{(h,d)} (Q^S(t) + W(t)) dt - \frac{1}{2} \left(q_h^{DA} + \sum_m q_{h-m,h}^{ID} \right)$$

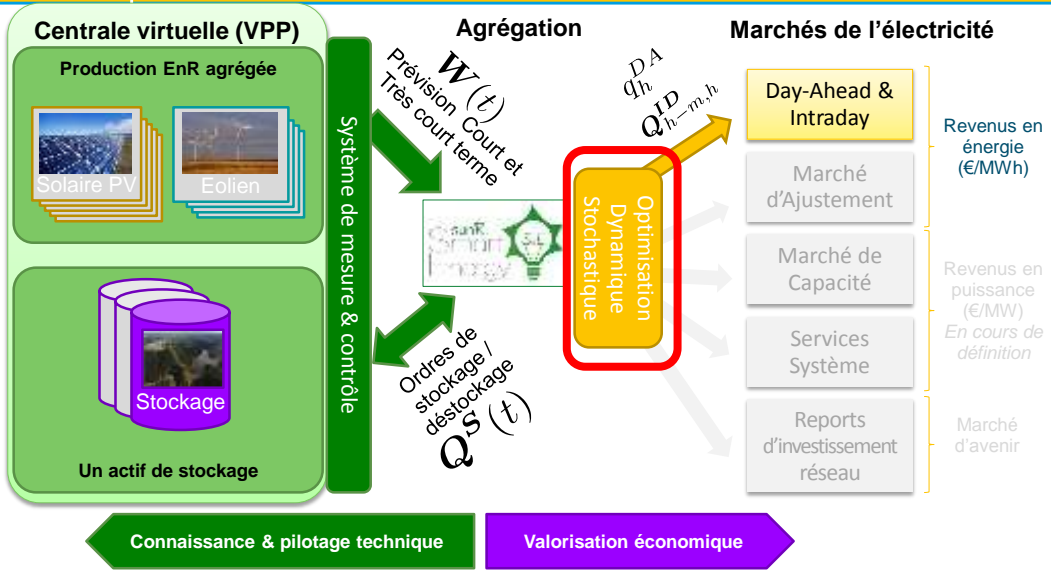
Modèle marchés >>> **Modélisation des marchés**
Règlement des écarts

$$\text{Gain} = \underbrace{\sum_h q_h^{DA} P_h^{DA}}_{\text{Gain des enchères}} + \underbrace{\sum_m Q_{h-m,h}^{ID} P_{h-m,h}^{ID}}_{\text{Coût du règlement des écarts}} + \sum_d C(\Delta_{h,d}, M_{h,d}, \dots)$$

$$\text{s.t. } \Delta_{h,d} = \underbrace{(Q_{h,d}^S + W_{h,d})}_{\text{Production VPP (Stock + EnR)}} - \frac{1}{2} \left(\underbrace{q_h^{DA} + \sum_m Q_{h-m,h}^{ID}}_{\text{Engagement marché}} \right) \quad \forall h, d$$

- $\Delta_{h,d}$: Écart de production sur la demi-heure (h, d)
- $M_{h,d}$: Tendance de Marché (hausse / baisse / équilibre)

PLAN >>> **Sun'R Smart Energy**
→ Agrégateur d'énergie renouvelable





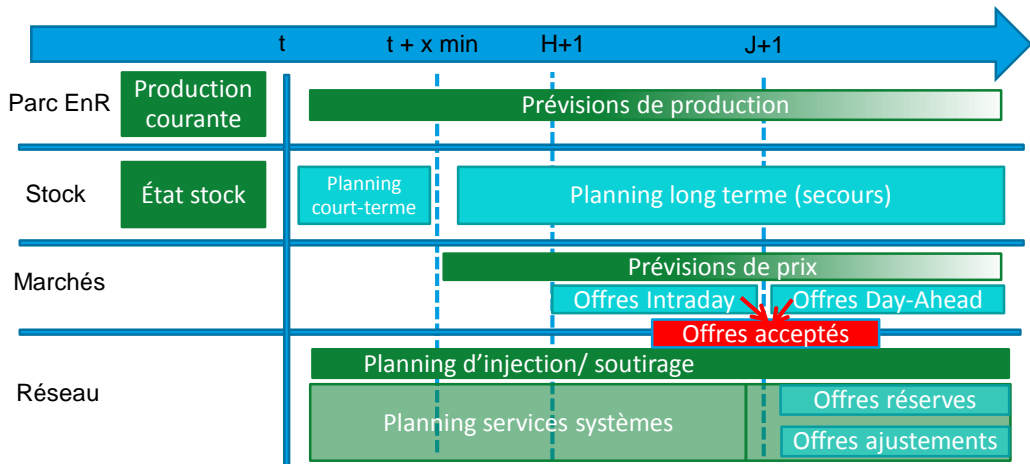
>>> **SunHydro**
Agrégation d'énergies sans CO₂

LE PROBLÈME D'OPTIMISATION

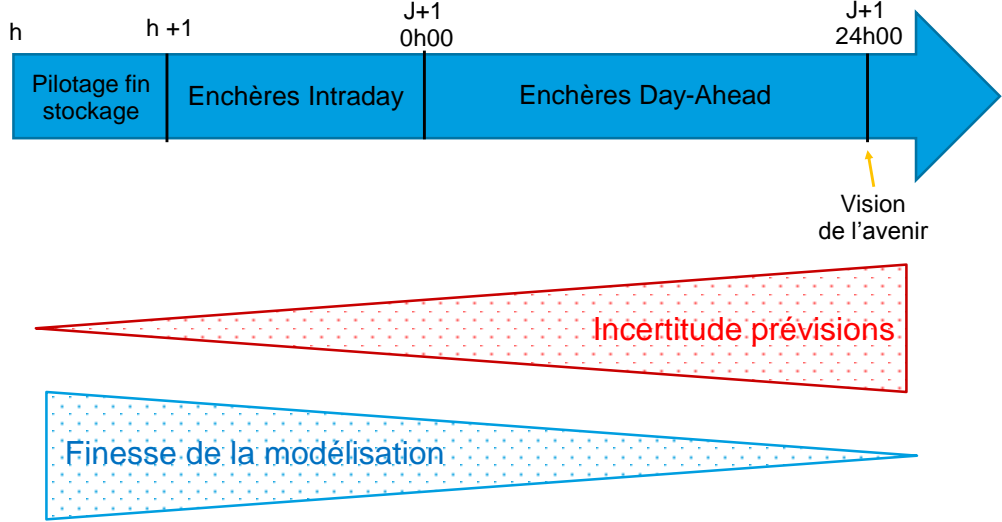
- ✓ PROGRAMME STOCHASTIQUE MULTI-NIVEAUX
- ✓ MÉTHODE DE RÉOLUTION
- ✓ RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES



Optim' >>> Entrée → Optimisation → Sortie

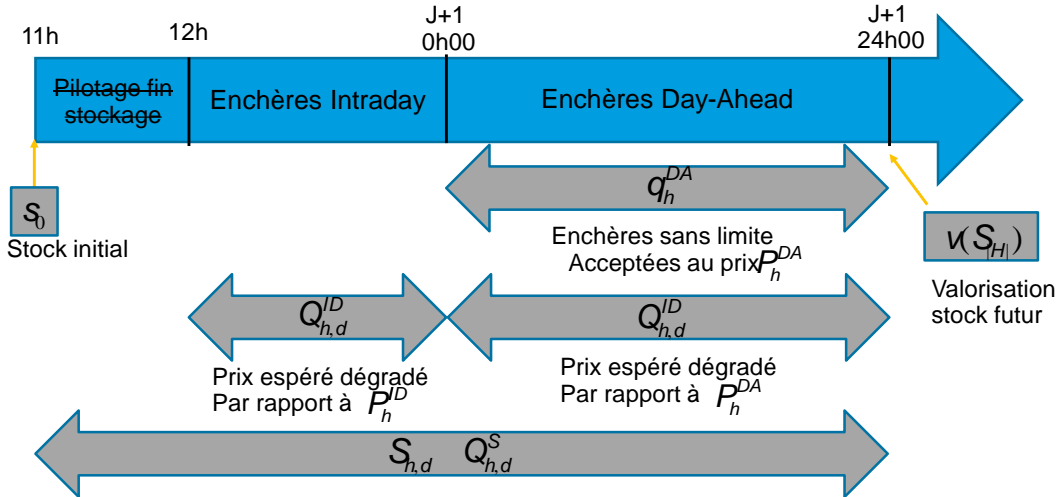


Optim' >>> Découpe temporelle des problèmes



Copyright SunHydro – 17/11/2014

Optim' >>> Résolution lors du Day-Ahead



Copyright SunHydro – 17/11/2014

Optim'

>>> Programme Stochastique Multi-Niveaux

$$\max_{q_h^{DA}} \max_{Q_{h-m,h}^{ID}} \max_{Q^S(t)}$$

$$\mathbb{E} \left[\underbrace{\sum_h \left(q_h^{DA} P_h^{DA} + \sum_{m=1}^4 Q_{h-m,h}^{ID} P_{h-m,h}^{ID} \right)}_{\text{(Gain enchères marchés)}} + \underbrace{\sum_d \left(C(\Delta_{h,d}, M_{h,d}, \dots) \right)}_{\text{(Règlement des écarts)}} + \underbrace{v(S(|\mathcal{H}|))}_{\text{(Valorisation stock fin)}} \right]$$

$$\text{s.t. } \dot{S}(t) = -\eta(Q^S(t))$$

$$Q^S(t) \in \mathcal{Q}^S(S(t)) \quad \text{(Dynamique du stockage)}$$

$$0 \leq S(t) \leq \bar{s}$$

$$\Delta_{h,d} = (Q_{h,d}^S + W_{h,d}) - \frac{1}{2} \left(q_h^{DA} + \sum_m Q_{h-m,h}^{ID} \right) \quad \text{(Règlement des écarts)}$$

$$q_h^{DA} \in \mathbb{R}, Q_{h-m,h}^{ID} \preceq \mathcal{F}_{h-m}, Q^S(t) \preceq \mathcal{F}_t \quad \text{(Variables décisions)}$$

Copyright SunHydro – 17/11/2014

Optim'

>>> Programme Stochastique Multi-Niveaux

$$\max_{q_h^{DA}} \max_{Q_{h-m,h}^{ID}} \max_{Q^S(t)}$$

$$\mathbb{E} \left[\underbrace{\sum_h \left(q_h^{DA} P_h^{DA} + \sum_{m=1}^4 Q_{h-m,h}^{ID} P_{h-m,h}^{ID} \right)}_{\text{(Gain enchères marchés)}} + \underbrace{\sum_d \left(C(\Delta_{h,d}, M_{h,d}, \dots) \right)}_{\text{(Règlement des écarts)}} + \underbrace{v(S(|\mathcal{H}|))}_{\text{(Valorisation stock fin)}} \right]$$

s.t.

Contraintes de non-anticipativité

$$Q_{h-m,h}^{ID} \preceq \mathcal{F}_{h-m} \Rightarrow Q_{h-m,h}^{ID} = \pi(\mathcal{F}_{h-m}) \quad \text{(Dynamique du stockage)}$$

$$\text{Avec } \mathcal{F}_t \text{ l'information disponible à l'instant } t \quad \text{(Règlement des écarts)}$$

$$q_h^{DA} \in \mathbb{R}, Q_{h-m,h}^{ID} \preceq \mathcal{F}_{h-m}, Q^S(t) \preceq \mathcal{F}_t \quad \text{(Variables décisions)}$$

Copyright SunHydro – 17/11/2014

Optim' >>> Vers une résolution

- ✓ Variables corrélées dans le temps
 - ✓ Production EnR $W_{h,d}$
 - ✓ Tendance de marché $M_{h,d}$
- ✓ Décisions Day-Ahead
 - ✓ 24 quantités déterministes à 12h $(q_1^{DA}, \dots, q_{24}^{DA})$
- ✓ Décisions Intraday
 - ✓ 4 quantités par heure $(q_{h,h+1}^{ID}, \dots, q_{h,h+4}^{ID})$

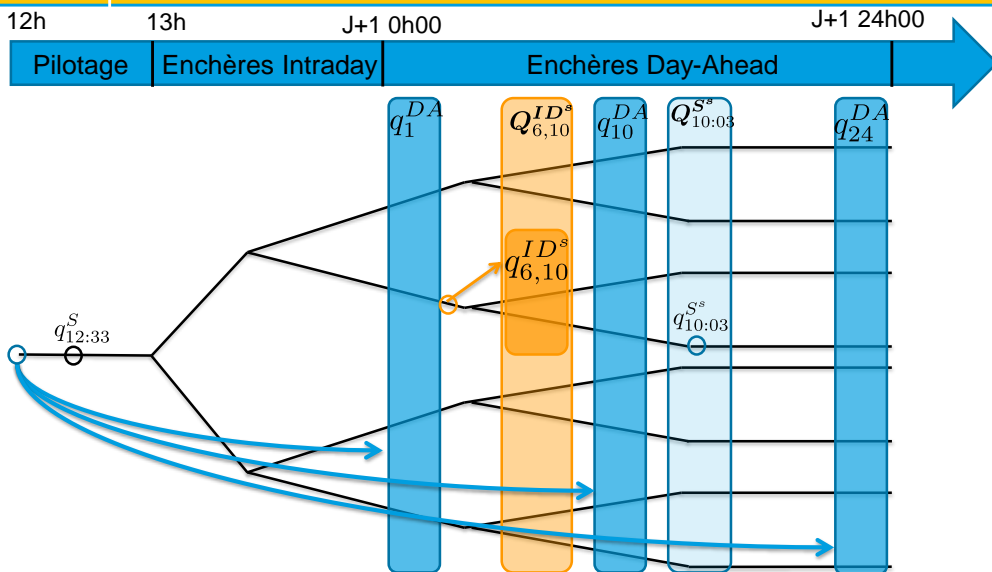


Programmation Dynamique Stochastique ?

- ✓ Programmation dynamique naturelle pour la variante déterministe
- ✓ Utile pour les études initiales
- ✓ Difficile à mettre en œuvre pour le problème stochastique
 - États de trop grande dimension (>4)
 - Pas de décomposition apparente



Optim' >>> Programmation Stochastique
Arbre de scénarios



- ✓ Traiter un problème en temps continu ?
 - ✓ Résolution en discrétisant le pas de temps de pilotage

- ✓ Gestion des aléas ?
 - ✓ Passage à l'échelle avec un arbre de scénario suffisamment représentatif
 - Comment créer cette arbre ?

- ✓ Utilisation d'un solveur ?
 - ✓ Problème de non-linéarité des rendements pour la programmation linéaire
 - Nombres entiers

CONCLUSION

- ✓ ÉTUDES PRÉLIMINAIRES
- ✓ INTERACTIONS AVEC LES PARTENAIRES

Conclusion

 >>> Études préliminaires de dimensionnement
 Interaction avec les partenaires

- ✓ La simulation permet de rendre plus concret le fonctionnement de la VPP.
 - ✓ Chroniques de fonctionnement de la STEP
- ✓ Les modèles simplifiés (peu de variables stochastiques) permettent de prendre les premiers choix de dimensionnement du système.
- ✓ Programmation dynamique et PLNE
- ✓ Modèle à étendre (réserve, ajustements, capacité)
- ✓ Algorithmes stochastiques à améliorer

