



NovaJoule

Conférence Cogénération ATEE

09/04/2019

Agrégation et optimisation de cogénérations sous Contrats CR16

Franck Rabut, fr@novajoule.com, +33 6 12 56 98 31

Sommaire



- **Présentation NovaJoule**
- **Avantages et inconvénients du cadre « CR16 »**
- **Objectifs du Producteur**
- **Rôles de l'Opérateur de Marché**
- **Différences Agrégateur « ENR » et Opérateur « Cogénération à gaz »**
- **Principales offres**
- **Questions Fréquentes**
- **Conclusion**

NovaJoule opère des cogénérations à gaz sur les marchés et conseille les opérateurs concernés



■ NovaJoule aujourd'hui

- Dirigée par F. Rabut (Président) et B. Ciais (Directeur Technique et Exploitation)
- Rachat et exploitation de cogénérations à gaz gérées sur le marché
 - Centrale de 43 MW de Champblain depuis 11/2018
- Agrégation et optimisation pour producteurs tiers de cogénérations sous contrats CR16 ou sur le marché
 - Premier Contrat d'optimisation sous CR16 de 1 MW conclu avec un Serriste en Janvier 2019 pour MSI en Octobre 2019
- Prestations de conseils pour producteurs, fournisseurs et consommateurs d'énergies
- CA 2018 (1^{er} exercice) > 2 500 k€ ; et RN > 0

■ NovaJoule est spécialisé dans l'optimisation de cogénérations sur les marchés

- Responsable d'Equilibre, de Programmation et de Capacité et Acteur d'Ajustement (RE, RP, RPC et AA) auprès de RTE
- Accès aux marchés de gros du gaz et de l'électricité : OTC, Epex Spot, MA et Powernext
- Gestion et optimisation de centrales sur le marché :
 - Expérience de NovaWatt de 2007 à 2017 : de 4 à 330 MW sous gestion

NovaJoule gère la centrale de Champblain en fonction des besoins de vapeur de SAICA EL et des conditions de marché



=> TAG Siemens SGT800 (ex-ABB GTX100) de 43 MW et 100 t/h de vapeur (avec PC)

Avantages du Contrat CR16 pour le producteur



- **Prime « CR » versée pour les 3624 premières heures de l'Hiver de 7 mois (5088 heures)**
 - Fonctionnement en continu du 1/11 au 31/03, comme sous C13/C01/97...
 - Mais aussi toutes les autres possibilités imaginables !
- **Possibilité de fonctionner et vendre électricité toute l'année**
 - Les 3624 premières heures de l'Hiver avec une prime « CR » en plus
 - De 1 à 1464 heures d'hiver en plus, sans prime CR
 - De 1 à 3672 heures d'été en plus, sans prime CR
- **Prime « CR » entièrement « à l'énergie produite »**
 - Possibilité de moduler ou d'arrêter / démarrer en fonction des besoins thermiques et des prix de marché du gaz et de l'électricité
 - Pas de pénalité pour défaillance (pas de Puissance Garantie)
- **Les moteurs modernes n'ont pas de GR à prévoir avant 60 000 ou 80 000 h**
 - Potentiel résiduel important par rapport aux 3624 h/an x 15 ans = 54 360 h du Contrat CR16

Inconvénients du Contrat CR16 pour le producteur



■ Complexité générale du mécanisme

- Nécessité de vendre sur le marché et de valoriser les garanties de capacité : comment ? à qui ?
- « Nouveaux » intervenants et nouvelles règles : agrégateurs, règles marchés énergie et capacité...

■ Pas encore de « track record » des « bonnes pratiques »

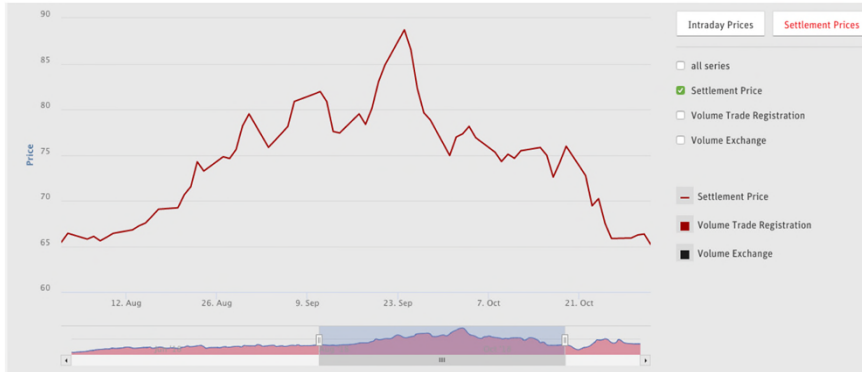
- Types de contrats
- Choix des périodes de fonctionnement
- Evaluation des rentabilités
- Appréciation des risques de marché et de crédit

■ Définition complexe du paramètre M0, somme de...

- 20% x moyenne [prix EPEX Spot sur les 7 mois de 10/N à 04/N+1]
- 15% x moyenne [prix EEX Nov N, du 01/08 au 31/10/N]
- 15% x moyenne [prix EEX Dec N, du 01/09 au 30/11/N]
- 50% x moyenne [prix EEX Q1 N+1, du 01/01 au 31/12/N]

Evolutions des paramètres de marché déterminant le M0

Evolutions du Contrat Nov 18 d'Août à Octobre 2018

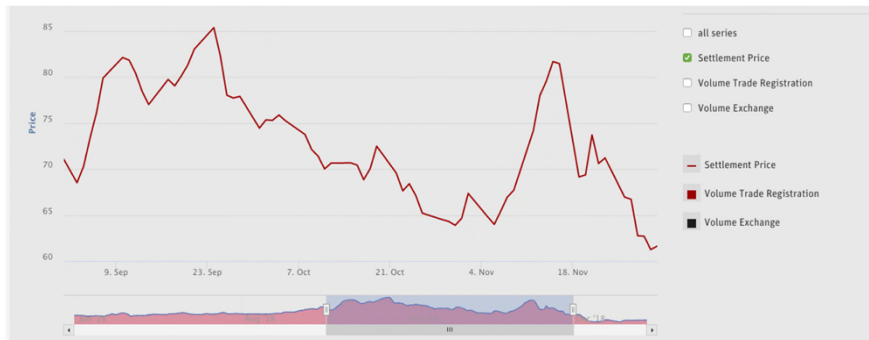


Difficile de prévoir et hedger les prix des contrats Futures de référence, surtout sur des petits volumes !

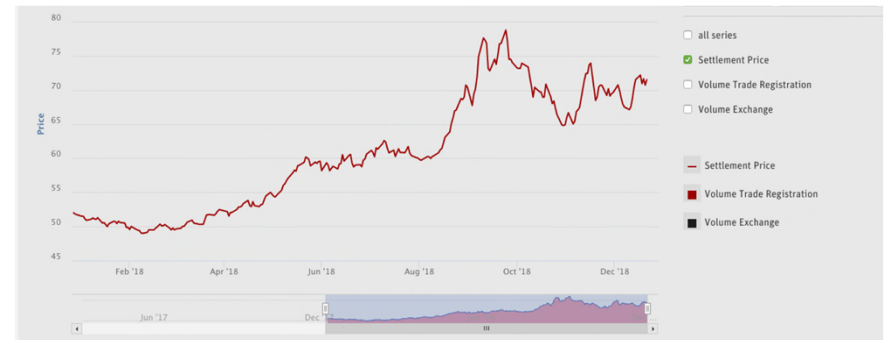
Et les prix EPEX Spot ont varié de -11 à +175 €/MWh !

⇒ NovaJoule a conclu un accord cadre avec un électricien européen pour sécuriser M0

Evolutions du Contrat Dec 18 de Septembre à Novembre 2018



Evolutions du Contrat Q1 19 de Janvier à Décembre 2018



Objectifs du Cogénérateur sous contrat CR16



■ En phase de développement du Projet

- Evaluer la rentabilité prévisionnelle du Projet et les paramètres qui l'impactent
- Evaluer les risques de crédit et de performance
- Assurer la « bancabilité » du projet : « se placer du point de vue du banquier / financeur »

■ En phase d'exploitation de la centrale

- Répondre aux besoins thermiques et réagir aux aléas opérationnels
- Respecter les exigences du contrat (Ep) et du banquier (si besoin)
- Gérer la complexité du contrat CR16 (facturations mensuelles et régularisation annuelle)
- Décider des périodes de fonctionnement et des modes de ventes de l'électricité pour optimiser la rentabilité d'exploitation
- Simplifier l'exploitation

Rôles de l'« Agrégateur » opérateur de marché



■ En phase de développement du Projet

- Collaborer avec le Développeur / Motoriste / Client pour...
 - Optimiser le dimensionnement (en général, le plus gros le mieux !)
 - Identifier les possibilités d'optimisation et d'extension des périodes de fonctionnement
 - Evaluer les perspectives de gains supplémentaires / cas de base « 3624h du 1/11 au 31/03 »
- S'engager à payer l'électricité à Prix = $M0 \pm X$ pendant au moins 3624 h pour...
 - Sécuriser la rentabilité du projet dans son « cas de base » et en assurer la « bancabilité »

■ En phase d'exploitation de la centrale

- Assumer les rôles de RE, RP et AA, et RPC
- Faire fonctionner la centrale...
 - au moins 3624 h/hiver pour maximiser le CR
 - Et aussi pendant les heures additionnelles où les Spreads [Elec – Gaz / REE] sont les meilleurs, sachant que le REE varie de 40% (pas de récupération thermique) à plus de 80% (très bonne récupération)
- Vendre et acheter les énergies et effectuer les nominations aux opérateurs de réseaux nécessaires

Différences entre Agrégation d'ENR et Optimisation de Cogénérations à gaz



■ Agrégation d'ENR :

- Production fatale : nécessité de foisonner des parcs nombreux et divers
- MO fondé sur prix Spot seulement
- Nécessité de disposer de modèles météo performants
- Effet d'échelle important : « big is beautiful »

■ Optimisation de Cogénérations

- Production dispatchable : peu de valeur de foisonnement
- MO fondé sur prix « forward » plus que spot
- Fourniture de chaleur prioritaire : nécessité de modélisation « thermique » performante
- Décisions de fonctionnement et de vente importantes : « smart is beautiful »

Principales offres possibles



■ Contrat « accès au marché » simple

- Le producteur décide quand fonctionner sur base des prix indicatifs fournis par l'agrégateur ou de prix des bourses
- Il vend à l'agrégateur aux prix spot et/ou à terme déterminés à chaque date de décision / transaction
- L'agrégateur est (se contente d'être) RE et intermédiaire de marché ; il effectue les nominations
- Il rétrocède les prix de marchés, moins une « petite » marge au producteur
- Le producteur assume les plus et les moins de ses décisions

■ Contrat « gestion globale »

- Le producteur définit ses objectifs et contraintes d'exploitation (notamment en fonction de ses besoins thermiques)
- L'agrégateur décide quand fonctionner en fonction des prix et des objectifs et contraintes d'exploitation
- Le producteur et l'agrégateur partagent plus ou moins les risques et upsides du projet
- L'agrégateur peut (doit) sécuriser a minima le BP prévisionnel

Questions Fréquentes



■ Quels sont les principaux agrégateurs sur le marché Français ?

- Pour les ENR, tous les électriciens proposent le service, ainsi que des « petits » opérateurs spécialisés
- Pour les Cogénérations : moins d'acteurs à cause de la petite taille unitaire des projets, de l'incertitude réglementaire sur le futur du marché et de la complication de l'optimisation thermique et de marché

■ Quand faut-il conclure le contrat avec l'agrégateur ?

- Au moins 1 mois avant MSI pour les désignations de RE, RP/AA et RPC et installer le système de commande
- Bien plus tôt si la Banque conditionne son accord de financement à la signature du contrat

■ Quelle durée de contrat ?

- Entre 1 et 15 ans, mais il semble raisonnable de signer pour 3 à 6 ans, renouvelable

■ Qui gère la certification et la vente des garanties de capacité ?

- L'agrégateur. Il peut acheter les GC au Producteur à prix OTC ou à prix EPEX moins frais

■ Quelles sont les conditions de paiement de l'électricité ?

- Normalement, avant la fin de M+1 pour M

Conclusion

- Le CR16 est moins risqué que l'était le C13
- Il est moins rentable pour les sites dont les besoins sont seulement l'hiver
- Il peut l'être davantage pour les sites avec besoins thermiques toute l'année
- La rentabilité des projets dépend de l'optimisation « fine » des conditions de fonctionnement de la centrale et de vente d'électricité sur les marchés