



## Etude [Flex RPD]

### **La flexibilité des petites centrales hydrauliques**

#### NOTICE DE MISE EN ŒUVRE

La mise en œuvre de la flexibilité en puissance active des petites centrales hydroélectriques embrasse diverses échelles de temps. **Elle est le résultat d'une modulation de la puissance par rapport au fil de l'eau des basses chutes comme des hautes chutes.**

**A la baisse** (en puissance), elle est toujours possible si on accepte des déversements, ce qui est rarement profitable.

**A la hausse**, elle n'est possible que par marnage sur la retenue dont il faut ensuite reconstituer la réserve par baisse de puissance pour être prêt pour le cycle de modulation suivant.

Dans tous les cas, il reste à vérifier la sécurité des personnes en aval du fait des variations de débit en rivière. Par ailleurs, il faut adapter les équipements hydrauliques annexes (échelle à poissons, prise d'eau potable...) à ces variations de niveau. Préalablement, la question administrative doit également être examinée avant toute modification du régime fonctionnel de la centrale hydroélectrique.

Des seuils de puissance sont exigés par le marché et par RTE pour les services systèmes, ce qui conduit à faire appel à des agrégateurs. Ceux-ci se chargent en outre de l'optimisation des placements d'énergie.

Les diverses échelles de temps sont les suivantes, du journalier au temps réel :

- 1. Marché spot infra-journalier (intraday)**, offres au pas demi-horaire par modulation du fil de l'eau suite à marnage, pour placement optimal de l'énergie selon les prix en heures chères (peak) et moins chères (off peak).
  - a. Débit entrant supérieur au débit d'équipement : aucun intérêt à la modulation, déversement.
  - b. Débit entrant inférieur au débit d'équipement. Dans les limites de marnage et de variation (gradient) de débit aval :
    - i. Peak : surpuissance par sur-débit donc creusement de la retenue pour profiter des prix élevés ;
    - ii. Off-peak : sous-puissance par sous-débit pour reconstitution de la réserve lors des prix faibles.
  - c. Pertes de production : sans perte d'eau, mais perte de hauteur de chute et variation du rendement de la turbine selon la hauteur de chute
  - d. Chaîne de centrales : synchronisation de la modulation le long de la chaîne, voire optimisation des marnages de chaque centrale pour un placement optimum de l'énergie de la chaîne et/ou démodulation du débit restitué à la rivière par la dernière centrale aval. Ce qui suppose une entente sur le critère d'optimisation et la répartition du gain.

- e. Gestion : optimisation du croisement entre les prévisions hydro-météo de débit en rivière ou les annonces de débits des centrales amont si centrale sous influencement, d'une part, et les prévisions de marché (trading), d'autre part.
  - f. Attention : les engagements de marché ne sont pas cumulables avec les engagements en services système décrits ci-après.
- 2. Marché d'ajustement** : service système activé à la demande de RTE ; offre en J-1 à RTE au pas ¼ heure en €/MWh pour une puissance max (et min) pouvant être activée, possibilité d'une offre asymétrique (baisse / hausse) ; pay as bid (prix fixé au prix de l'offre)
- a. A la baisse, réduction du débit turbiné, déversement si pas de marnage
  - b. A la hausse, sur-débit donc creusement de la retenue ou sur prix négatif par poursuite du turbinage malgré l'obligation d'arrêt.
- 3. Téléajustement R2 (aFRR)** : service système activé automatiquement par un signal RTE compris entre +/- 1 au pas 4s, offre au pas horaire à RTE d'une plage de réglage en puissance en €/MWh, possibilité d'être asymétrique (baisse / hausse).
- a. A la baisse, réduction du débit turbiné, déversement si pas de marnage
  - b. A la hausse, par sur-débit donc creusement de la retenue
  - c. En principe, signal équilibré à 0 sur courte période (quelques heures) donc neutre pour le niveau de retenue
  - d. Vérifier les dynamiques hydrauliques car début de réponse exigé en moins de 2s (creusement chambre d'eau, ondes de Fabre dans le canal, transitoires en conduite forcée...)
- 4. Réglage primaire R1 (aFCR)** : service système piloté par un régulateur de fréquence - vitesse<sup>1</sup> du groupe turbine – générateur ; offre en €/MW, symétrique hausse et baisse, au pas de 1 MW, par périodes de 4 heures ; pay as clear (prix fixé selon l'enchère la plus élevée retenue par RTE)
- a. Suppose un marnage compatible avec l'offre sinon déversement à la baisse
  - b. Le signal est équilibré à 0 sur très courte période donc neutre pour le niveau de retenue
  - c. La dynamique rapide exigée du réglage primaire doit être compatible avec la dynamique hydraulique (creusement chambre d'eau, transitoires en conduite forcée...). D'où les solutions hybrides avec batteries pour combiner leur dynamique rapide avec la profondeur d'action de l'hydraulique.

---

<sup>1</sup> La fréquence du réseau est déterminée par le synchronisme de la vitesse de rotation des alternateurs couplés au réseau. Une baisse de fréquence due à une charge supplémentaire sur le réseau ou à une perte de production (déclenchement d'un groupe) ou à une baisse de production (éolien, PV), entraîne une baisse de la vitesse. Réciproquement à la hausse. L'équilibre production – consommation est rompu. Il faut compenser cet écart pour maintenir strictement la fréquence dans une marge étroite autour de 50 Hz sous peine d'écroulement du réseau en rétablissant l'équilibre production – consommation. Ceci à toutes les échelles de temps.

Le régulateur de fréquence - vitesse élabore un signal pour rétablir la fréquence à 50 Hz. Ouverture du vannage ou des pointeaux pour accélérer le groupe, réciproquement fermeture pour le ralentir. Mais pour prévenir toute instabilité générée par le couplage de nombreux groupes sur le réseau qui pourraient agir à contre-sens les uns des autres, le régulateur comprend un « statisme » qui de ce fait n'annule pas totalement l'écart de fréquence tout en le réduisant rapidement. C'est le rôle du réglage secondaire R2 d'annuler cet écart immédiatement après, en donnant un signal coordonné à tous les groupes couplés qui y participent. Le rôle du réglage tertiaire R3 est de rétablir les marges de manœuvre du réglage secondaire en rééquilibrant la production avec la consommation.

Les générateurs asynchrones ont une vitesse de rotation en « glissement » par rapport au champ tournant de leur stator induit par la fréquence du réseau. A la différence des alternateurs, vitesse de rotation et fréquence ne sont pas strictement liées. Néanmoins, ils peuvent moduler leur puissance sur réception d'un signal pour contribuer à l'équilibre production – consommation.

Par définition, la vitesse de rotation des générateurs avec convertisseur de fréquence n'est pas liée à la fréquence du réseau. Ils peuvent eux aussi moduler leur puissance sur réception d'un signal pour contribuer à l'équilibre production – consommation.

5. **Inertie** : en temps réel, l'inertie des alternateurs synchrones couplés au réseau est un facteur de stabilité de la vitesse de rotation du groupe donc de la fréquence du réseau.

Autrefois les groupes de petite hydraulique comportaient des volants d'inertie à fin d'accroître leur inertie. Ils étaient capables de maintenir la fréquence sur réseau isolé. La part prédominante des productions sous convertisseur de fréquence (éolien, PV) et la mise hors service des centrales classiques (thermique) équipées de grosses machines tournantes, va diminuer considérablement l'inertie du système électrique, inertie sans laquelle la régulation de sa fréquence devient critique. Un besoin en nouvelles sources d'inertie (stockage d'énergie cinétique) va apparaître.

L'inertie n'est pour le moment pas rémunérée, conduisant à l'absence de signal à l'investissement.