



**François GIGER (CM75)**  
Chargé de la stratégie et de la valorisation des parcs thermique et hydraulique EDF

# Stations de Transfert d'Énergie par Pompage

## Introduction : des besoins de flexibilité sur le réseau électrique

Puisque l'énergie électrique ne se stocke pas en grandes quantités en tant que telle, le stockage de cette énergie relève de technologies qui ont des coûts encore élevés de mise en œuvre par rapport à ceux de la production. Ceci en limite l'usage à des applications spécifiques, bien que variées, comme l'illustrent d'autres articles de ce dossier ; toutefois les producteurs d'énergie en réseau ont à faire face à des besoins permanents d'adaptation de leur fourniture d'énergie à la consommation instantanée. L'ouverture des marchés de l'électricité ne change pas significativement la donne ; effectivement, des mécanismes de marché et de règlement des écarts mis en place en Europe ces dernières années permettent à un acteur d'effectuer des achats et des ventes pour combler l'écart entre la demande de ses clients, l'offre de ses fournisseurs et sa production propre. Toutefois, la somme des productions des acteurs connectés sur un système de transport doit compenser exactement la demande cumulée de tous leurs clients, y compris les pertes constatées dans les réseaux de transport. Non seulement cet équilibre dynamique doit être obtenu sur l'ensemble de la zone électrique interconnectée mais il doit l'être également sur des portions dites zones de réglage afin d'éviter des flux excessifs d'énergie qui pourraient mettre en danger la stabilité du système. Les producteurs doivent donc, dans leur ensemble, disposer de moyens suffisamment flexibles pour suivre la demande. Responsables en dernier ressort de la conduite du système en temps réel, les gestionnaires du réseau, mobilisent une part de la flexibilité, soit dans le cadre de conventions, soit au travers d'un mécanisme de marché spécifique appelé marché d'ajustement.

## La première STEP : un moyen supplémentaire de flexibilité

Les moyens les plus flexibles pour injecter de l'énergie en grandes quantités sur un réseau électrique sont les centrales hydrauliques de haute chute associées à des barrages. Typiquement, elles sont sus-

ceptibles de passer de l'état de repos à celui de pleine puissance en moins de cinq minutes, pour autant que le permettent les contraintes réglementaires imposées sur les variations de débit à l'aval des ouvrages pour des raisons de sécurité ou de préservation de l'environnement. Toutefois, la quantité d'énergie ainsi disponible est tributaire des apports hydrauliques dans le bassin versant en amont de chaque barrage ; pluie et chute puis fonte de la neige.

De cette constatation est née l'envie de remplir d'eau la réserve du barrage quand de l'énergie abondante est disponible afin de pouvoir l'utiliser ultérieurement. La première réalisation remonte à 1933 et est située dans un site du massif vosgien à une quarantaine de kilomètres de Colmar ; l'aménagement comprend la centrale du Lac Noir et les deux lacs naturels du Lac Blanc à 1057 m d'altitude et du Lac noir à 950 m, de capacité égale et reliés par une conduite forcée. L'ensemble constitue un système de stockage d'énergie doté d'une Station de Transfert d'Énergie par Pompage-turbine (STEP) capable de pomper de l'eau du lac inférieur vers le lac supérieur en prélevant de l'énergie électrique sur le réseau pendant la nuit et de lui fournir en retour de l'énergie en turbinant l'eau sur le trajet inverse pendant les pointes diurnes de consommation. La centrale, dont la puissance installée atteint 80 MW, est contemporaine du premier barrage hydroélectrique français construit sur le Rhin, à Kembs, à proximité de Bâle. Elle avait alors pour vocation de valoriser la production fatale au fil de l'eau de Kembs, pendant les heures creuses de nuit, en remplissant d'eau le lac supérieur. La réserve d'énergie primaire ainsi constituée était utilisée pour couvrir les pointes de



