

Contrôle optimal d'un système de production géothermique

Yacine Gaoua¹, Nicolas Vasset¹, Matthieu Simon², Andrew Parry², Prasanna A. Varadarajan²

¹ Univ. Grenoble Alpes, CEA, Liten, Campus INES, 73375 Le Bourget du Lac, France
{yacine.gaoua,nicolas.vasset}@cea.fr

² Celsius Energy, Groupe Schlumberger, 1 Rue Henri Becquerel, 92140 Clamart, France
simonmat@celsiusenergy.com, {parry1,pvaradarajan}@slb.com

Mots-clés : *Système de production géothermique, pompe à chaleur, contrôle hiérarchique.*

1 Introduction

L'utilisation de pompes à chaleur sur champ de sondes géothermique pour la production de chaleur et de froid est une solution à fort potentiel pour la décarbonation dans le secteur du bâtiment. Le pilotage en fonctionnement de tels systèmes fait apparaître une complexité inhérente aux temps dynamiques en jeu et à la gestion des configurations. Une approche de contrôle optimal hiérarchique pour ces systèmes de production est ici proposée, impliquant plusieurs niveaux d'optimisation pour un outil de supervision en MPC (model predictive control). Les développements et résultats ne sont pas détaillés pour des raisons de confidentialité.

2 Description du système et mise en œuvre du contrôle optimal

L'architecture énergétique du système de production étudié [1] est composée d'un champ de sondes géothermiques, d'une bouteille hydraulique de découplage, d'une pompe à chaleur (eau-eau), de deux auxiliaires de production en tout ou rien (auxiliaire chaud : chaudière à gaz, auxiliaire froid : groupe froid), des pompes hydrauliques et de deux volumes de stockage thermique en chaud et en froid au niveau du circuit de production. Le rôle principal des auxiliaires de production est de garantir que la température de fluide dans le champ géothermique ne dépasse pas les limites de température réglementaires imposées en France afin de limiter le vieillissement du sol.

L'opération optimale de ce système est réalisée via différents leviers de contrôle (position des vannes à trois voies, débits des pompes hydrauliques, allumage des auxiliaires de production) lui permettant de changer de configuration en connectant le champ géothermique du côté évaporateur ou condenseur de la pompe à chaleur. Ainsi, les demandes en chaud et froid du bâtiment peuvent être satisfaites en suivant certaines consignes de températures, tout en minimisant les coûts d'opération (consommation électrique/gaz) et possiblement les émissions CO₂. Pour cela, la mise en place d'un contrôleur optimal adaptatif et prédictif sur un horizon de planification est nécessaire. Il est alors possible d'anticiper le fonctionnement des différentes sources énergétiques en fonction des prévisions sur les prix d'énergie et de la demande énergétique en chaud et en froid. Cependant, le déploiement réel de ce contrôle s'avère problématique: en effet, le problème d'optimisation à résoudre est de type MINLP, et sa complexité est telle que les méthodes de résolution actuelles ne

garantissent pas l'obtention d'une solution en un temps raisonnable. Cette non-linéarité combinatoire est liée: au comportement non-linéaire des sources énergétiques, à la gestion des vannes à trois voies et des mélanges possibles des fluides résultants, et à la planification des démarrages des auxiliaires de production qui rend le nombre de combinaisons exponentiel sur l'horizon de planification.

Pour contourner cette difficulté, deux stratégies de contrôle dégradées, non-optimales et basées sur les modèles sont souvent utilisées:

- Un contrôleur prédictif-adaptatif avec des hypothèses simplificatrices [2], en considérant un comportement approximatif des sources énergétiques (modèle linéaire) qui reflète en partie le fonctionnement réel du système, un fonctionnement imposé de l'hydraulique ou des auxiliaires de production
- Un contrôleur à base de règles expertes qui nécessite souvent des mises à jour de ces dernières à chaque situation limite non identifiée, et des marges opérationnelles conduisant à une opération du système énergétique bien plus coûteuse.

Pour opérer un tel système de façon optimale, fine, et en temps réel, un contrôle adaptatif-prédictif et hiérarchique est mise en place permettant ainsi de résoudre efficacement le problème d'optimisation MINLP via une stratégie de décomposition bi-niveau.

La validation de ce contrôleur est réalisée à travers une plateforme de co-simulation interagissant avec un simulateur fin, représentatif du comportement du système réel. Grâce à un mode opératoire à horizon roulant, le contrôleur est appelé à chaque pas de temps de re-planification lui permettant ainsi de corriger au fur et à mesure les consignes optimales à transmettre au système. L'optimisation opère donc sur la base du retour du simulateur sur l'état du sol et des prévisions futures sur les demandes et les prix énergétiques. Les gains substantiels obtenus par rapport à un contrôleur à base de règles expertes prouvent la pertinence de l'approche de supervision par le contrôleur hiérarchique pour un système dont les caractéristiques d'opération sont similaires.

3 Conclusions et perspectives

L'utilisation d'une stratégie de contrôle hiérarchique pour l'optimisation hydraulique et la mobilisation des auxiliaires de production en mode 'tout ou rien' a permis de garantir un fonctionnement pérenne du système de production géothermique dans les limites légales d'opération, et à cout optimal. De plus, il est possible d'utiliser ce type de contrôleur plus en amont dans les phases de conception d'architecture de production pour évaluer et optimiser la taille relative des systèmes de production.

Références

- [1] Sylvain Thierry, Matthieu Simon, Cindy Demichel, Ehab El Ezza, Marco Alioto, Joe Rouhanna, Olivier Lecoq, Andrew Parry, Prasanna Amur Varadarajan, Guillaume Tamboise, Élodie Daynac, Giovanni Sosio, *The "Celsius Energy System": A Low Surface Footprint Ground Source Heat Pump System for Collective Buildings in Urban Environments* (Geothermal Rising Congress 2021, San Diego, October 2021). GRC Transactions, vol. 45, p. 1097-1121
- [2] Ma, Z., & Xia, L. (2017). Model-based optimization of ground source heat pump systems. *Energy Procedia*, 111, 12-20.