

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR**

1. Référence : Pièce [C-RNCREQ-0025](#), p. 5.

Préambule :

« 3. BEST PRACTICES IN UTILITY PROCUREMENT OF DEMAND-SIDE SERVICES

The provision of demand-side resources in general and demand response specifically are intrinsically competitive services in that they do not constitute a natural monopoly. Consumers benefit when multiple firms compete in the marketplace to deliver high-quality demand-side resources to grid operators and utilities. The competition offers the potential to provide more robust and tailored demand response solutions to consumers. It also provides the utility with a more diverse portfolio of resources to reduce peak demand when needed. Price discovery made possible through firms competing to deliver demand response services provides important information regarding demand response as a cost-effective alternative to traditional capacity resources. »

Demands :

1.1 Selon Synapse, est-il fréquent pour un distributeur d'électricité nord-américain d'octroyer à un seul agrégateur l'ensemble des services, moyens et du choix des technologies permettant l'effacement des charges résidentielles, comme le propose le Distributeur pour les charges de chauffage de l'espace, du chauffage de l'eau, des secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire, par opposition à l'octroi de contrats de services pour des programmes de gestion de la demande plus ciblés.

Réponse :

To the best of my knowledge, it is not common for distribution utilities in North American to contract with a single aggregator to provide the range of technology solutions described in the HQD and Hilo contract. The delivery of demand response (DR) programs for space and water heating is different than for electric mobility, intelligent storage, or solar self-generation. In my research, I did not come across a single example of a utility that contracts with a single aggregator to provide solutions for all of these technologies.

These latter systems are typically installed by contractors that specialize in a limited set of solutions such as solar or solar plus storage. Software solution providers increasingly offer tools referred to as distributed energy resource management solutions (DERMS) that allow a utility to manage DR assets to reduce costs and increase reliability. Thus, utility management of diverse demand-side resources can be a centralized function. However, it is to the advantage of consumers to have a robust market for the

deployment of individual DR technologies that help manage energy use and reduce costs.

1.1.1. Veuillez fournir des exemples, s'il y a lieu.

Réponse :

As noted above, through my research for the report I did not find an example of a single utility that contracts with just one aggregator to provide the range of DR solutions described in the contract between HDQ and Hilo.

A competitive solicitation requires the utility to specify in detail what services they are seeking so that companies can develop bids to provide the services. By contracting all potential residential DR services to Hilo, without specifying them, HQD has also outsourced its DR strategic planning, to an extent far greater than I have observed elsewhere.

While the contract between HQD and Hilo specifies peak demand reduction targets for 2019 – 2028, it does not specify the portfolio of programs or technologies to meet these targets, or their relative scope or timing. The initial focus will be on space and hot water heating with no indication of the role of electric mobility, intelligent storage, and solar self-generation in meeting the peak shaving targets. The setting of priorities, goals and milestones is a function normally carried out by the contracting party, not by the contractor. Furthermore, committing HQD to work with Hilo on these technologies over a 10-year period may stunt innovation and the entry of new companies offering potentially superior solutions at lower cost.

1.1.2. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle approche.

Réponse :

The advantages of contracting with a single provider to provide the range of DR solutions described in the contract between HQD and Hilo are minimal. However, the disadvantages are significant. There could be some administrative efficiencies by having one entity administer all the DR programs. It is my judgement that the disadvantages described above would outweigh any administrative efficiencies. The long-term contract and scope of services within the contract could hinder HQD and its customers from benefiting from innovative new solutions providers offering superior services at lower costs.

1.2 Veuillez préciser et commenter si, selon Synapse, le fait d'octroyer à un agrégateur un contrat de service pour l'ensemble des moyens et technologies permettant l'effacement de charges

auprès de la clientèle résidentielle pour une période de 10 ans fait partie des meilleures pratiques et permet d'acquérir le service d'effacement de puissance au moindre coût.

Réponse :

Based on the research I conducted to prepare the report titled *Utility Procurement of Third-Party Demand-Side Services: Utility best practices in acquiring demand response resources at least cost* dated July 10, 2020, the contract between HQD and its unregulated subsidiary Hilo Energy is unlike any other of which I am aware in the North American electric utility industry, and does not represent best practices. Hilo was not selected through a competitive procurement process, and the scope of the contract includes high-level planning which is normally carried out by the contracting utility.

As discussed in the report, it is common practice for utilities to use a competitive procurement process to acquire third-party services, including the design and implementation of energy efficiency and demand response (DR) programs. Competitive procurements allow the utility to compare the services and costs from multiple providers to determine the best value for customers. Examples of competitive procurements were provided in the report for both Canadian and U.S. utilities.

The requirement for utilities to use a competitive procurement process is often stipulated through either regulation or legislation. The California Public Utilities Commission's (CPUC's) 2018 decision D.18-01-004 establishes requirements for third-party solicitations for energy efficiency program design and delivery by the three investor-owned utilities that serve the bulk of California's electricity consumers. In Illinois, the requirement for competitive procurement of energy services by the Illinois Power Authority is codified in Illinois Public Utilities Act Section 16-111.5.

The need for a competitive procurement is even greater when regulated entities engage in business with an unregulated affiliated entity. As discussed in the report, there is the potential for self-dealing, whereby the unregulated affiliate (and hence the shareholders) may benefit at the expense of consumers. This concern has been recognized in some jurisdictions and regulations established to protect consumers from the potentially negative consequences of affiliate transactions.

Long contract durations are common regarding energy supply contracts but are not typical for demand-side services. The 10-year agreement between HQD and Hilo to deliver DR services could unduly limit the utility from taking advantage of new service providers bringing superior DR solutions to the market. Contracts between utilities and third-party service providers of demand-side services are rarely longer than 5 years. The May 2020 *Demand Response and All-Source* request for proposals issued by Puget Sound Energy described in the report was for the five-years between 2021 – 2026. Similarly, the example provided in the report of a competitive procurement by the Public Service Company of New Mexico for a direct load control program targeting

residential and small commercial customers was for a five-year contract with an option to extend.

Competitive procurements provide price discovery allowing the utility to acquire demand-side resources in fulfillment of its supply plan at the lowest cost. The inherent risk of self-dealing between affiliated entities is a widely recognized concern that can lead to harm to consumers. Excessively long contracts may result in a utility limiting its opportunities to take advantage of new innovative DR service providers offering superior services at a lower cost to consumers.

2. Référence : Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 6.

Préambule :

« Le RNCREQ recommande donc que, conformément au cadre d'analyse établi par l'article 5 LRÉ, la Régie applique le principe de développement durable d'internalisation des coûts dans son analyse comparative des différents moyens d'approvisionnement à la disposition du Distributeur. »

Demande :

2.1 Veuillez préciser votre recommandation et d'indiquer de façon plus précise comment la Régie devrait procéder pour tenir compte du principe de développement durable d'internalisation des coûts lorsqu'elle compare différents moyens d'approvisionnement ?

Réponse :

D'entrée de jeu, il est utile de rappeler le contexte de la recommandation citée en préambule. Celle-ci suivait un commentaire du RNCREQ à l'égard de la question 6.1 de la DDR #2 de la Régie, qui demandait si le Distributeur était d'accord avec l'affirmation suivante :

À coût égal, un avantage des contrats de long terme de l'A/O-2015-01 par rapport à un programme de GDP serait que les premiers offrent une quantité précise de puissance (500 MW) qui est garantie pour 20 ans par contrat (...) plutôt que des quantités d'effacement estimées découlant de l'adhésion volontaire à un programme de GDP, à renouveler à chaque année (...)

Le Distributeur se dit d'accord avec l'affirmation, tout en indiquant qu'il « doit se doter d'un portefeuille de moyens diversifiés et complémentaires visant à assurer la fiabilité des approvisionnements ». Ni la Régie ni le Distributeur ne mentionne les externalités environnementales et sociales qui accompagnent inévitablement n'importe quelle ressource de production d'électricité.

Ces externalités font rarement l'objet de débats devant la Régie étant donné que la production est exclue de sa compétence (sauf en réseau autonome). Toutefois, ces externalités existent et la Régie est tenue d'en tenir compte, lorsqu'approprié, en application de l'art. 5 LRÉ.

De manière plus précise, la recommandation du RNCREQ est à l'effet que, dans le choix d'une stratégie d'approvisionnement, la Régie devrait favoriser, à coûts économiques égaux, les options d'approvisionnement présentant le moins d'externalités environnementales et sociales — soit, en l'absence de preuves contraires, des ressources de gestion de la demande. Le RNCREQ reconnaît par ailleurs l'importance de « se doter d'un portefeuille de moyens diversifiés et complémentaires visant à assurer la fiabilité des approvisionnements ».

Quant à la façon de tenir compte du principe d'internalisation des coûts, il existe une littérature abondante sur l'internalisation d'externalités environnementales et sociales, incluant sans s'y limiter les émissions de gaz à effet de serre. L'approche la plus commune est probablement l'utilisation de « adders », où des points sont ajoutés ou retirés de chaque soumission en fonction des coûts externes qu'elle créerait, selon les différentes technologies de production d'électricité et les particularités de l'installation proposée. Ceci dit, le RNCREQ n'est pas convaincu qu'il soit nécessaire, dans le cadre du présent dossier, d'adopter une méthode quantitative permettant de peser précisément la valeur à accorder à ces externalités. Il demeure toutefois important selon lui que la Régie reconnaisse explicitement le principe d'internalisation des coûts.

Par ailleurs, sous réserve des mises à jour qui seront effectuées en phase 2, les bilans prévisionnels indiquent le besoin pour un nouvel appel d'offre à relativement courte échéance. La question des externalités se pose également à l'égard des différentes ressources de production d'électricité qui pourraient faire partie des soumissions à l'égard d'un éventuel appel d'offres pour la puissance. Cette question épineuse devrait, selon le RNCREQ, être abordée avant l'émission d'un tel appel d'offres. Le RNCREQ recommande donc que la Régie d'inscrive « le choix d'une méthode permettant de tenir compte des externalités environnementales et sociales dans le cadre d'un futur appel d'offres » parmi les sujets de la phase 2 du présent dossier.

Pour qu'un tel débat soit utile et bien structuré, il devrait commencer avec une proposition de départ. La Régie pourrait la faire faire elle-même, comme elle l'a fait dans le cadre du dossier sur le MRI (R-3897-2014) ; demander au Distributeur de le faire ; ou demander aux intervenants de soumettre des propositions d'expertise, tel qu'elle l'a également fait dans le cadre de R-3897-2014. Si la Régie le veut, le RNCREQ serait heureux de préparer une analyse des différentes approches à l'internalisation des externalités environnementales et sociales, et de recommander une méthode pour leur mise en œuvre dans un futur appel d'offres.