

Séminaire de la Chaire European Electricity Markets

Comment penser la Demand Response en Economie?

-

***Une approche technologique pour appréhender son coût marginal
et quantifier sa valeur économique***

Antoine VERRIER

Docteur en Economie de l'Université Paris-Dauphine

Paris – 11 Juin 2018

- I Représentation de la Demand Response comme technologie de production
- II Le coût marginal
- III Une estimation du potentiel économique en France
- IV Conclusion

- Dans la littérature académique, les deux principales approches pour représenter la **Demand Response (DR)** sont:
 - Fonction de demande (avec élasticités non-nulles)
 - Technologie de production (hypothèse: réduire la demande d'un MW est équivalent à augmenter la production d'un MW)

- Dans la littérature académique, les deux principales approches pour représenter la **Demand Response (DR)** sont:
 - Fonction de demande (avec élasticités non-nulles)
 - Technologie de production (hypothèse: réduire la demande d'un MW est équivalent à augmenter la production d'un MW)

- L'intérêt de la **représentation comme technologie de production** est de pouvoir explicitement rendre compte de contraintes liées à l'activation de la DR:
 - Capacité (MW)
 - Durée de l'évènement (h)
 - Coût d'activation (€/MWh)
 - Fréquence (x par période longue; en général x par an)
 - Répétitivité (x par courte période; en général x par semaine)
 - Délai de préavis (h)
 - Délai de recouvrement (h)

- Dans la littérature académique, les deux principales approches pour représenter la **Demand Response (DR)** sont:
 - Fonction de demande (avec élasticités non-nulles)
 - Technologie de production (hypothèse: réduire la demande d'un MW est équivalent à augmenter la production d'un MW)

- L'intérêt de la **représentation comme technologie de production** est de pouvoir explicitement rendre compte de contraintes liées à l'activation de la DR:
 - Capacité (MW)
 - Durée de l'évènement (h)
 - Coût d'activation (€/MWh)
 - Fréquence (x par période longue; **en général x par an**) → DR comme un stockage
 - Répétitivité (x par courte période; en général x par semaine)
 - Délai de préavis (h)
 - Délai de recouvrement (h)

- La fréquence définit une **quantité d'énergie maximale** de DR disponible pour le système au cours d'une année; de ce point de vue, **la DR peut être considérée comme un stockage dont il convient d'optimiser l'usage.**

- I Représentation de la Demand Response comme technologie de production
- II Le coût marginal
- III Une estimation du potentiel économique en France
- IV Conclusion

- Illustration - un fournisseur de DR (par exemple un agrégateur) possède une technologie de DR avec les caractéristiques suivantes:
 - Capacité: 10 MW
 - Durée de l'évènement: 6 h
 - Coût d'activation: 200 €/MWh
 - Fréquence: **20** évènements par an

- Supposons que l'agrégateur puisse activer la DR sur un marché de l'énergie.
- L'agrégateur maximise son profit: il cherche donc les **20 périodes** durant lesquelles le prix de marché sera le plus élevé.

- Illustration - un fournisseur de DR (par exemple un agrégateur) possède une technologie de DR avec les caractéristiques suivantes:
 - Capacité: 10 MW
 - Durée de l'évènement: 6 h
 - Coût d'activation: 200 €/MWh
 - Fréquence: 20 évènements par an

- Supposons que l'agrégateur puisse activer la DR sur un marché de l'énergie.
- L'agrégateur maximise son profit: il cherche donc les **20 périodes** durant lesquelles le prix de marché sera le plus élevé.
 - ↳ Coût d'opportunité dans la décision d'activer la DR, étant donnée la contrainte de Fréquence:
Même si le prix de marché est supérieur à 200 €/MWh, l'agrégateur peut espérer un prix plus haut dans une prochaine période.

- Illustration - un fournisseur de DR (par exemple un agrégateur) possède une technologie de DR avec les caractéristiques suivantes:
 - Capacité: 10 MW
 - Durée de l'évènement: 6 h
 - Coût d'activation: 200 €/MWh
 - Fréquence: 20 évènements par an

- Supposons que l'agrégateur puisse activer la DR sur un marché de l'énergie.
- L'agrégateur maximise son profit: il cherche donc les **20 périodes** durant lesquelles le prix de marché sera le plus élevé.
 - ↳ Coût d'opportunité dans la décision d'activer la DR, étant donnée la contrainte de Fréquence:
Même si le prix de marché est supérieur à 200 €/MWh, l'agrégateur peut espérer un prix plus haut dans une prochaine période.

- Le coût marginal est composé du coût d'activation et du coût d'opportunité, ce dernier provenant de l'arbitrage entre activer un évènement de DR maintenant et attendre une période future où les prix seront plus hauts.

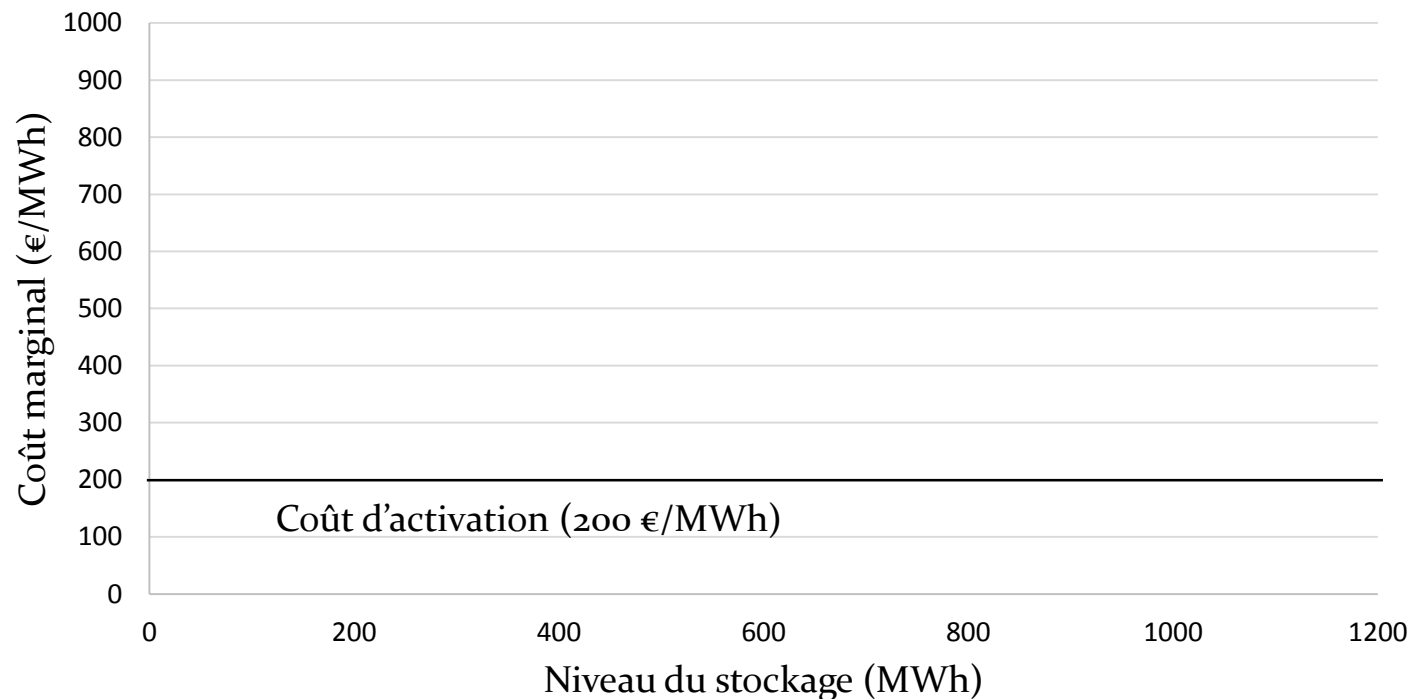
$$\text{Coût marginal}_t = \text{Coût d'activation} + \text{Coût d'opportunité}_t$$

➤ Illustration - un fournisseur de DR (par exemple un agrégateur) possède une technologie de DR avec les caractéristiques suivantes:

- Capacité: 10 MW
- Durée de l'évènement: 6 h
- Coût d'activation: 200 €/MWh
- Fréquence: 20 évènements par an

Taille du stockage = $10 \text{ MW} * 6 \text{ h} * 20 = 1200 \text{ MWh}$

Fonction de coût marginal de la DR

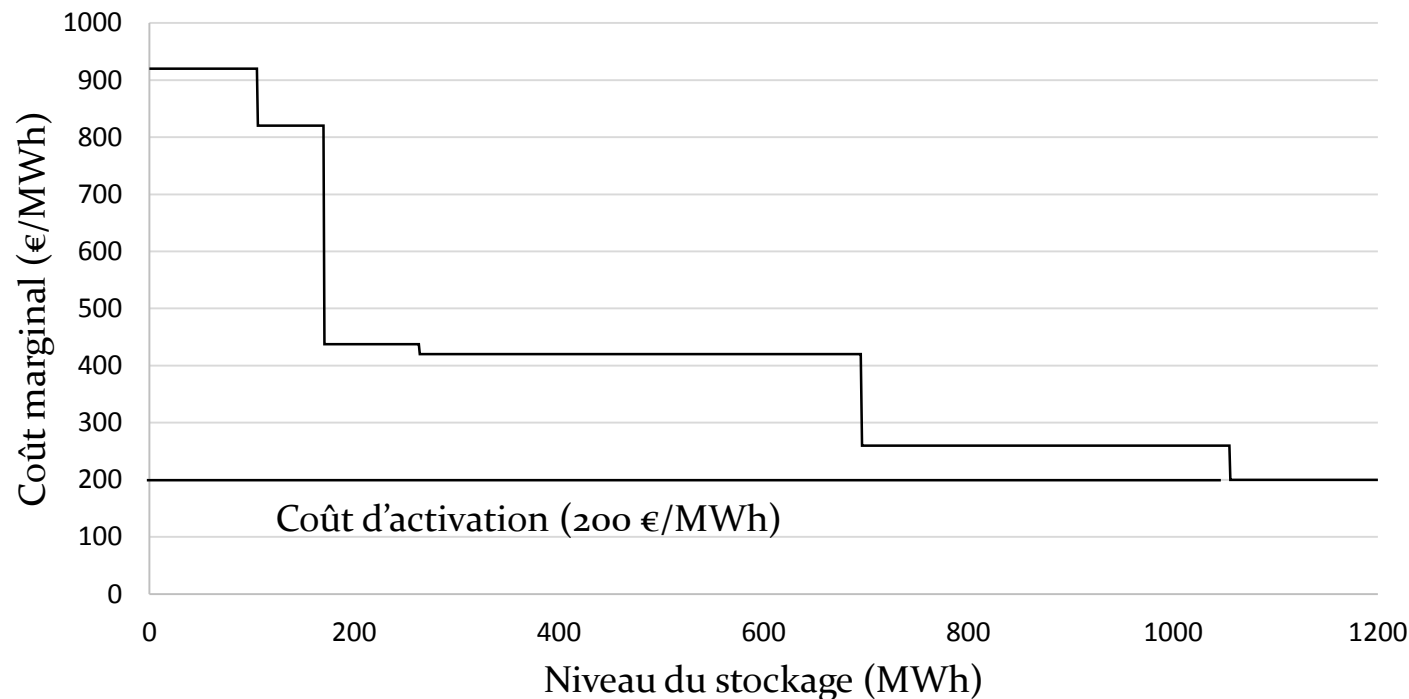


➤ Illustration - un fournisseur de DR (par exemple un agrégateur) possède une technologie de DR avec les caractéristiques suivantes:

- Capacité: 10 MW
- Durée de l'évènement: 6 h
- Coût d'activation: 200 €/MWh
- Fréquence: 20 évènements par an

Taille du stockage = $10 \text{ MW} * 6 \text{ h} * 20 = 1200 \text{ MWh}$

Fonction de coût marginal de la DR



➤ **Le coût marginal est une fonction décroissante du niveau du stockage.**

➤ **Le coût d'opportunité peut représenter une part non négligeable du coût marginal.**

- I Représentation de la Demand Response comme technologie de production
- II Le coût marginal
- III Une estimation du potentiel économique en France
- IV Conclusion

- Estimation basée sur des résultats quantitatifs dérivés d'un modèle de marché energy-only** calibré sur le système électrique français.
- Les technologies de DR sont introduites dans le modèle de façon exogène.
- Ici, le potentiel économique est calculé par le profit de marché que ferait un agrégateur de DR.

| Catégories des technologies de DR*** | Raw market benefits of the agregator (€/MW/year) | | |
|--------------------------------------|--|--------------|-------------|
| | Capacity value | Energy value | Total value |
| Steel | 17,337 | 0 | 17,337 |
| Aluminium | 4,805 | 485 | 5,290 |
| Chemicals | 189 | 1,608 | 1,797 |
| Industrial cooling | 1,814 | 735 | 2,549 |
| Cement | 1,464 | 955 | 2,419 |
| Paper and pulp | 2,878 | 1,469 | 4,347 |
| Cross-tech ventilation | 930 | 439 | 1,369 |
| Tertiary air conditioning | 3 | 34 | 37 |
| Tertiary heating | 934 | 368 | 1,302 |
| Residential heating | 7 | 116 | 123 |

* Cas d'étude réalisé pour une représentation du système électrique français en 2016 (niveau de demande, mix de production, et production d'EnR)

Données mix de production: RTE bilan prévisionnel 2015

Données demande d'électricité: http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_stats_conso_inst.jsp

Données production EnR: <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>

** Marché dont le price cap est établi à 3000 €/MWh

*** Valeurs pour les capacités de DR: (Gils 2014)

- Estimation basée sur des résultats quantitatifs dérivés d'un modèle de marché energy-only** calibré sur le système électrique français.
- Les technologies de DR sont introduites dans le modèle de façon exogène.
- Ici, le potentiel économique est calculé par le profit de marché que ferait un agrégateur de DR.

| | | Raw market benefits of the agregator (€/MW/year) | | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|--|--------------|-------------|--------------------------|
| | | Capacity value | Energy value | Total value | |
| Catégories des technologies de DR*** | Steel | 17,337 | 0 | 17,337 | Industrie |
| | Aluminium | 4,805 | 485 | 5,290 | |
| | Chemicals | 189 | 1,608 | 1,797 | |
| | Industrial cooling | 1,814 | 735 | 2,549 | |
| | Cement | 1,464 | 955 | 2,419 | |
| | Paper and pulp | 2,878 | 1,469 | 4,347 | |
| | Cross-tech ventilation | 930 | 439 | 1,369 | |
| | Tertiary air conditioning | 3 | 34 | 37 | Tertiaire Résidentiel |
| | Tertiary heating | 934 | 368 | 1,302 | |
| | Residential heating | 7 | 116 | 123 | |

- La DR industrielle capture sensiblement plus de valeur économique que la DR issue des secteurs résidentiel et tertiaire.

- Estimation basée sur des résultats quantitatifs dérivés d'un modèle de marché energy-only** calibré sur le système électrique français.
- Les technologies de DR sont introduites dans le modèle de façon exogène.
- Ici, le potentiel économique est calculé par le profit de marché que ferait un agrégateur de DR.

| | Raw market benefits of the agregator (€/MW/year) | | |
|---------------------------|--|--------------|-------------|
| | Capacity value | Energy value | Total value |
| Steel | 17,337 | 0 | 17,337 |
| Aluminium | 4,805 | 485 | 5,290 |
| Chemicals | 189 | 1,608 | 1,797 |
| Industrial cooling | 1,814 | 735 | 2,549 |
| Cement | 1,464 | 955 | 2,419 |
| Paper and pulp | 2,878 | 1,469 | 4,347 |
| Cross-tech ventilation | 930 | 439 | 1,369 |
| Tertiary air conditioning | 3 | 34 | 37 |
| Tertiary heating | 934 | 368 | 1,302 |
| Residential heating | 7 | 116 | 123 |

Catégories des technologies de DR***

- Pour la plupart des technologies, la valeur capacitaire représente une part significative de la valeur totale de la DR.
- Globalement, la valeur énergie de la DR est relativement faible par rapport à la valeur de capacité.

- I Représentation de la Demand Response comme technologie de production
- II Le coût marginal
- III Une estimation du potentiel économique en France
- IV Conclusion

- Représenter la DR comme une technologie de production, similaire à un stockage, permet de prendre en compte la formation d'un coût d'opportunité.
- Quand le niveau de stock d'énergie de DR disponible pour le système diminue, le coût d'opportunité devient une composante dominante (par rapport au coût d'activation) du coût marginal.
- Dans le cadre d'une estimation du potentiel économique de la DR, une telle approche permet donc d'intégrer le retour sur les prix de marché de gros d'une intégration de la DR dans le système électrique.
- Notre analyse montre qu'en France, si la DR venait à être introduite à grande échelle, la valeur capacitaire aurait un poids prépondérant dans la valeur économique de la DR.
- La valeur énergie demeurerait relativement faible.
- La DR issue des consommateurs industriels présente un potentiel économique plus prometteur que les ménages et les consommateurs tertiaires.

Merci pour votre écoute



verrier.antoine@gmail.com

Les détails des travaux dont sont issus les messages de cette présentation peuvent être trouvés dans le

[Manuscrit et résumé de thèse disponibles via ce lien](#)

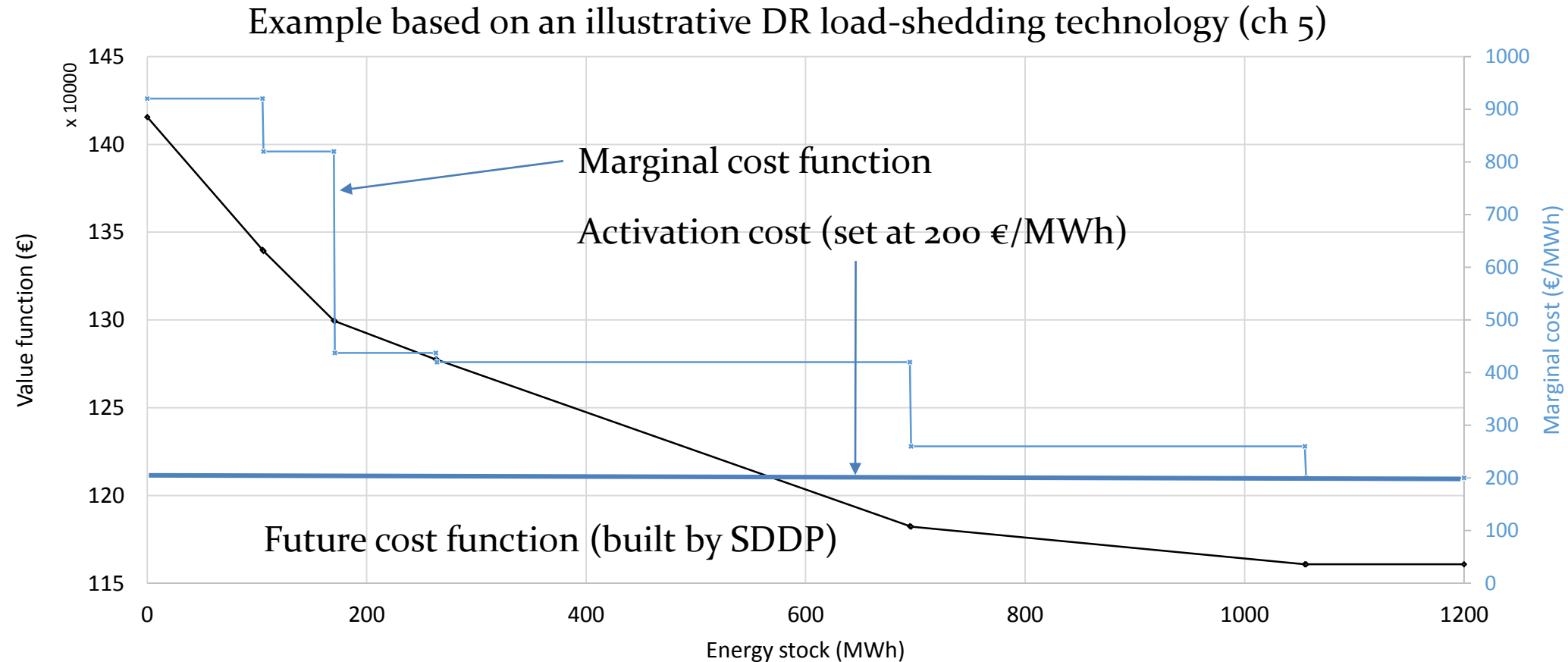


ANNEXES

Table 6.2 – Case study generation mix representative of the French power system in 2016

| Generating unit name | | Installed capacity (MW) | Variable/Activation cost (€/MWh) | |
|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|-----|
| Thermal power plants | Nuclear | 63,100 | 23 | |
| | Coal | 2,400 | 35 | |
| | Gas CCGT | 5,200 | 75 | |
| | Decentralised peaking units | 4,700 | 100 | |
| | Gas turbine | 5,100 | 150 | |
| | Fuel oil | 2,000 | 250 | |
| Hydro power plants | Conventional dam | 9,600 | 7.53 | |
| | Pumped-storage | 4,200 | 9.54 | |
| Demand Response | Industrial load-shedding | Steel | 409 | 411 |
| | | Aluminium | 135 | 164 |
| | | Chemicals | 198 | 96 |
| | Industrial load-shifting | Industrial cooling | 336 | 16 |
| | | Cement | 342 | 10 |
| | | Paper and pulp | 1,257 | 10 |
| | Tertiary load-shifting | Cross-tech ventilation ³³ | 104 | 16 |
| | | Air conditioning | 1,950 | 11 |
| | Residential load-shifting | Tertiary heating | 4,260 | 11 |
| Residential heating | | 5,840 | 11 | |
| Mandatory curtailment | Slack ³⁴ | ∞ | Price cap: 3,000 | |

- DR marginal cost is a decreasing function of the DR energy stock (ch 5).



Results – The business case of DR aggregator in France

| Categories of DR technologies | Raw market benefits of the aggregator | | | vs | Cost of the smart meter and control technologies | Business opportunity |
|-------------------------------|---------------------------------------|--------------|-------------|---|--|----------------------|
| | Average market benefits (€/MW/year) | | | Annual fixed costs of the enabling infrastructure (€/MW/year) | | |
| | Capacity value | Energy value | Total value | | | |
| Steel | 17,337 | 0 | 17,337 | [25 ; 997] | Yes | |
| Aluminium | 4,805 | 485 | 5,290 | [25 ; 997] | Yes | |
| Chemicals | 189 | 1,608 | 1,797 | [25 ; 997] | Yes | |
| Industrial cooling | 1,814 | 735 | 2,549 | 92,851 | No | |
| Cement | 1,464 | 955 | 2,419 | 1,246 | Yes | |
| Paper and pulp | 2,878 | 1,469 | 4,347 | 1,246 | Yes | |
| Cross-tech ventilation | 930 | 439 | 1,369 | 189,068 | No | |
| Tertiary air conditioning | 3 | 34 | 37 | [24,927 ; 112,169] | No | |
| Tertiary heating | 934 | 368 | 1,302 | [24,927 ; 112,169] | No | |
| Residential heating | 7 | 116 | 123 | 15,579; 6,250; [5,840 ; 7,700] | No | |

Model outputs
Found in the literature

Scope of the study: France, 2016
 Results extracted from chapter 6
 Market price cap: 3,000 €/MWh

- All DR technologies benefit from an additional capacity remuneration, which is simulated by increasing the price cap (PC) of the energy-only market (ch 7).

| | Average annual benefits (€/MW/year) | | |
|---------------------------|-------------------------------------|-----------|-----------|
| | PC=3,000 | PC=10,000 | PC=20,000 |
| Steel | 17,337 | 60,332 | 123,456 |
| Aluminium | 5,290 | 16,976 | 32,219 |
| Chemicals | 1,797 | 4,975 | 8,909 |
| Industrial cooling | 2,549 | 8,071 | 15,495 |
| Cement | 2,419 | 6,136 | 11,216 |
| Paper and pulp | 4,347 | 12,299 | 24,434 |
| Industrial ventilation | 1,369 | 4,407 | 8,511 |
| Tertiary air conditioning | 37 | 50 | 63 |
| Tertiary heating | 1,302 | 3,438 | 6,202 |
| Residential heating | 123 | 143 | 161 |

Model outputs

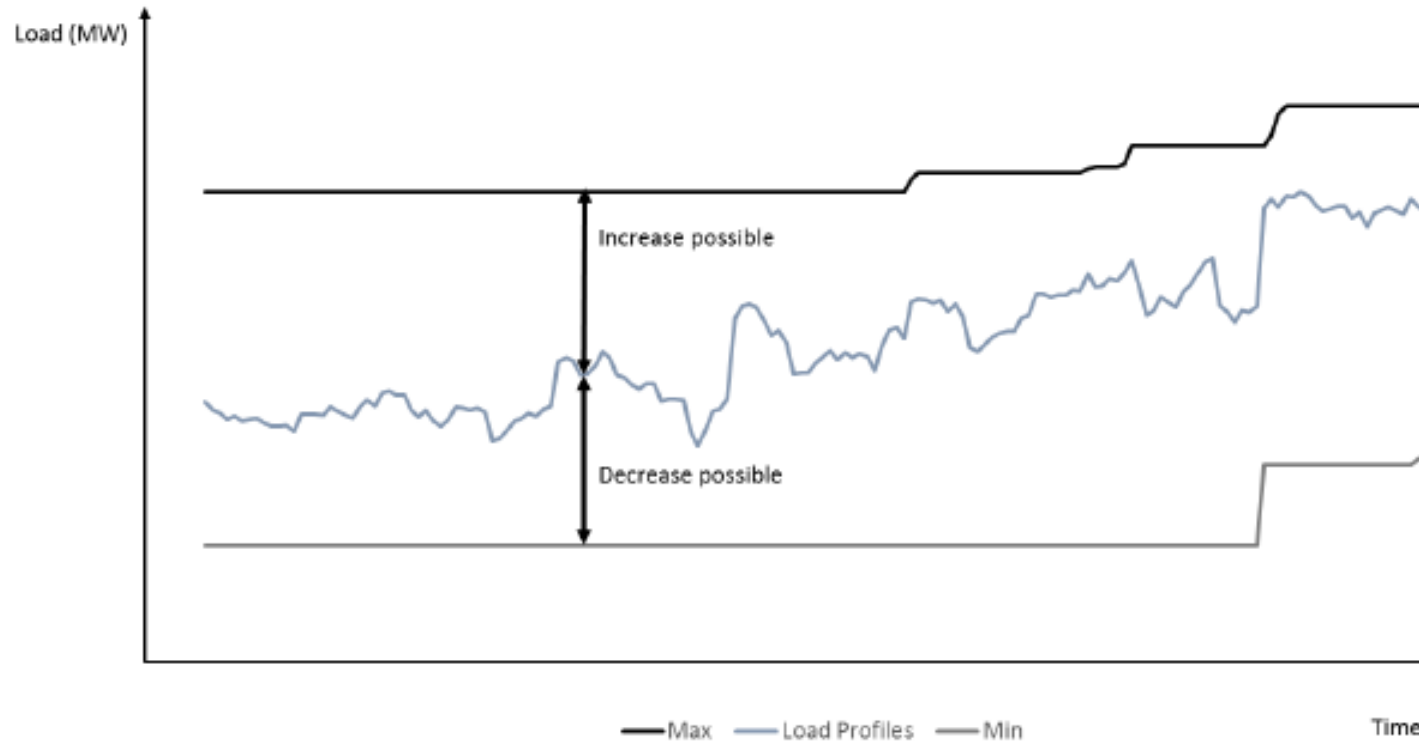


Figure 4.2 – Load profile example

The multi-stage stochastic problem is formulated as follow:

$$\mathbb{E}_{\omega_0} \left\{ \min_{x_0} c_0 x_0 + \mathbb{E}_{\omega_1} \left\{ \min_{x_1} c_1 x_1 + \mathbb{E}_{\omega_2} \left\{ \min_{x_2} c_2 x_2 \right\} + \mathbb{E}_{\omega_3} \left\{ \min_{x_3} c_3 x_3 \right\} \right\} \right\}$$

s.t. $K \geq x_t \geq 0$; $x_t \geq d_t^{\omega t}$; $R_t = R_{t-1} + x_{t-1} * h$ for each time step t



t=0 (winter) $\mathbb{E}_{\omega_0} \left\{ \min_{x_0} c_0 x_0 + \mathbb{E}_{\omega_1} \left\{ \min_{x_1} c_1 x_1 + \mathbb{E}_{\omega_2} \left\{ \min_{x_2} c_2 x_2 \right\} + \mathbb{E}_{\omega_3} \left\{ \min_{x_3} c_3 x_3 \right\} \right\} \right\}$

Future-cost Function V1(R1,w1)

t=1 (spring)

$$\left\{ \min_{x_1} c_1 x_1 + \mathbb{E}_{\omega_2} \left\{ \min_{x_2} c_2 x_2 \right\} + \mathbb{E}_{\omega_3} \left\{ \min_{x_3} c_3 x_3 \right\} \right\}$$

Future-cost Function V2(R2,w2)

t=2 (summer)

$$\left\{ \mathbb{E}_{\omega_2} \left\{ \min_{x_2} c_2 x_2 \right\} + \mathbb{E}_{\omega_3} \left\{ \min_{x_3} c_3 x_3 \right\} \right\}$$

Future-cost Function V3(R3,w3)

t=3 (fall)

$$\left\{ \mathbb{E}_{\omega_3} \left\{ \min_{x_3} c_3 x_3 \right\} \right\}$$