

# Commande prédictive (MPC) pour la gestion énergétique d'un micro-réseau résidentiel

Mohamed IGADARNE — Master 2 EEA (UPVD)

## Contexte & objectif

- Intégration croissante des ENR (PV) → intermittence, incertitudes et variabilité locale.
- Besoin d'un pilotage anticipatif en respectant les contraintes techniques (abonnement, limites de stockage) et minimiser les coûts.
- Objectif : piloter un **micro-réseau résidentiel** (PV–batterie–réseau) par **MPC** afin de minimiser le coût de l'énergie échangée (HP/HC), sous contraintes.

## Système & modèles (résumé)

### Bilan de puissance :

$$P_b(t) = P_r(t) + P_p(t) - P_c(t)$$

### Dynamique batterie :

$$E_b(k+1) = E_b(k) + P_b(k) \frac{T_e}{60}$$

### PV (à partir du GHI) :

$$P_p(t) = S r GHI(t) (1 - C_p)$$

## Commande prédictive (MPC)

- Horizon : **24 h**, pas  $T_e = 10 \text{ min}$ , simulation **7 jours**.
- Variable de décision :  $\mathbf{P}_r = [P_r(1) \cdots P_r(H_p)]^\top$ .
- Critère (coût réseau + pénalisation contraintes molles) :
 
$$f_{obj} = \sum_{k=1}^{H_p} \left( T_{EDF}(k) P_{rr}(k) \frac{T_e}{60} \right) + \sum_{k=1}^{H_p} C_m(k)$$
- Résolution : **SQP** (`fmincon`) et **PSO** (`particleswarm`).

## Contraintes du système (réseau & batterie)

### la puissance échangée avec le réseau $P_r$ :

$$P_{r,\min} \leq P_r(k) \leq P_{r,\max}$$

### état de charge de la batterie ( $E_b$ ) :

$$E_{b,\min} = 0.1 C_b \leq E_b(k) \leq E_{b,\max} = C_b$$

## Résultats clés (chiffrés)

### Cas de base (prédictions parfaites) :

$$C_{r,tot} = -20.31 \text{ EUR sur 7 jours}$$

### Robustesse aux erreurs de prédition (coûts sur 7 jours) :

Scénario	$C_{r,tot}$ (EUR)
Cas 1 : $P_c$ réel, $P_{p,pred}$	-20.86
Cas 2 : $P_{c,pred}$ , $P_p$ réel	-19.99
Cas 3 : $P_{c,pred}$ , $P_{p,pred}$	-20.69

### Qualité des prédictions (fit) :

Signal	Fit (%)
$GHI_{real}$ vs $GHI_{cs}$	70.1
$P_p$ vs $P_{p,pred}$	70.1
$P_c$ vs $P_{c,pred}$	9.4

### Optimisation ( $P_{c,pred}$ , $P_{p,pred}$ ) :

Méthode	$C_{r,tot}$	Temps (s)
SQP	-20.69	222.575
PSO (Swarm=100)	-28	574.846

## Étude batterie : synthèse

- Sans batterie :  $C_{r,tot}(0) = -6.78 \text{ EUR}$  (7 jours).
- Batterie max :  $C_{r,tot}(100) = -28 \text{ EUR}$  (7 jours).
- **Capacité utile** :  $C_{b,utile} \approx 70 \text{ kWh}$ .
- Gain brut :  $G_{7j} = 21.22 \text{ EUR} \Rightarrow G_{10an} = 11034 \text{ EUR}$ .

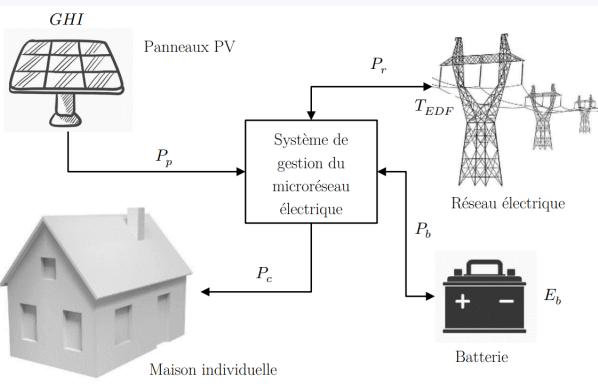
### Rentabilité nette (prix batterie inclus) :

- 2019 (200 EUR/kWh) : optimum net  $\approx 20 \text{ kWh}$ ,  $G_{10an}^{\text{net}} \approx 2260 \text{ EUR}$ .
- 2030 (100 EUR/kWh) : optimum net  $\approx 60 \text{ kWh}$ ,  $G_{10an}^{\text{net}} \approx 4714 \text{ EUR}$ .

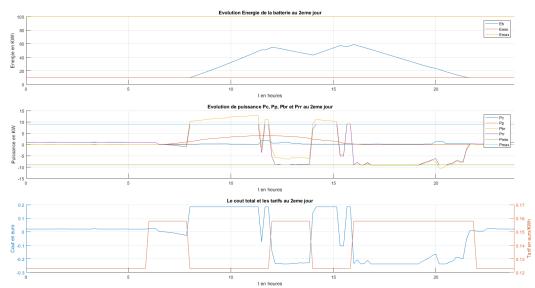
## Compétences mises en évidence

- Modélisation énergétique (PV, stockage, échanges réseau) et gestion sous contraintes.
- Formulation d'un MPC non linéaire avec pénalisation de contraintes (relaxation).
- Optimisation numérique : SQP (local) vs PSO (global) et compromis performance/temps réel.
- Analyse techno-économique : capacité utile, extrapolation 10 ans, recommandations d'investissement.

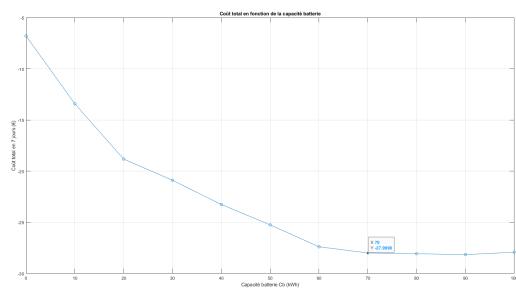
## Schéma du micro-réseau



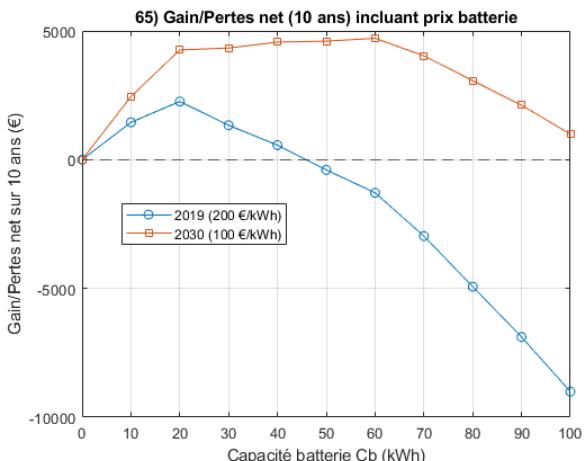
## Cas de base (extrait 1 journée)



## Impact capacité batterie



## Gain net sur 10 ans (2019 vs 2030)



## Perspectives

- Tarification achat/vente différenciée (cadre plus réaliste).
- Rendement charge/décharge, puissance max batterie, coût d'usure (vieillissement).
- Prévisions avancées (ML/probabiliste) + incertitudes (intervalles).
- MPC robuste / stochastique pour réduire la sensibilité aux erreurs.
- Accélération solveur (warm-start, formulation QP, horizon adaptatif).
- Extension micro-réseau : VE, PAC, charges pilotes, multi-énergies.