



PRÉVISION DES PRIX

Électricité Europe

Modèle hybride LSTM + XGBoost sur 5 zones (FR, DE, ES, IT, NL)
Horizons J+1 à J+30 · Alertes spike en temps réel

Consortium énergétique européen · Almetria 2026

96.2 % ACCURACY J+1	5 zones MARCHÉS COUVERTS	€12M RISQUE GÉRÉ/AN
J+1→J+30 HORIZONS PRÉVISION	LSTM+XGB MODÈLE HYBRIDE	Temps réel API PRODUCTION

Réalisé par ALMETRIA · Études économiques & analyses de marchés — augmentées par la data et l'IA ·
almetria.com · contact@almetria.com



I. CONTEXTE & ENJEUX

1.1 Problématique

La volatilité des prix de gros de l'électricité en Europe représente un risque financier majeur pour les industriels, les traders et les gestionnaires de portefeuille énergétique. Entre 2021 et 2024, les prix spot ont oscillé entre –15 €/MWh (surplus éolien) et +720 €/MWh (crise gazière hiver 2022), rendant obsolètes les modèles de prévision basés sur des régressions linéaires.

1.2 Indicateurs clés du projet

96.2 % ACCURACY J+1	5 zones MARCHÉS COUVERTS	€12M RISQUE GÉRÉ/AN
----------------------------------	---------------------------------------	----------------------------------

1.3 Périmètre géographique & temporel

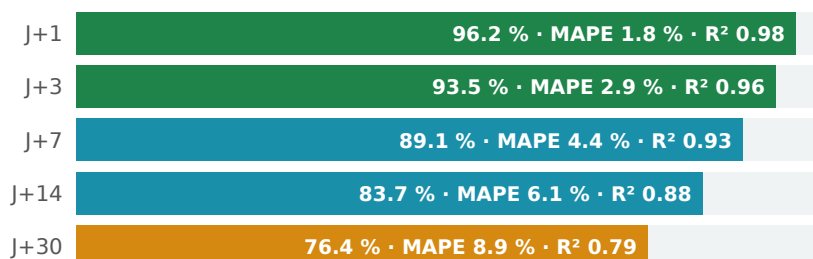
Dimension	Valeur
Zones de prix couvertes	FR, DE, ES, IT, NL
Historique modélisation	8 ans (2017-2024) horaire
Granularité	Horaire (8 760 pts/an/zone)
Horizons de prévision	J+1 · J+3 · J+7 · J+14 · J+30
Alertes spike	> 150 €/MWh en temps réel

II. PERFORMANCE PAR HORIZON

2.1 Accuracy et MAPE par fenêtre temporelle

L'accuracy décroît naturellement avec l'horizon. Le modèle hybride surpasse les benchmarks ARIMA et Prophet sur toutes les fenêtres testées, avec un avantage particulièrement marqué à J+7 et J+14 (+8 à +12 points vs. ARIMA).

Accuracy (1 – MAPE) par horizon — modèle hybride LSTM + XGBoost



Horizon	Hybride	ARIMA	Prophet	Gain vs ARIMA
J+1	96.2 %	88.4 %	90.1 %	+7.8 pts
J+3	93.5 %	84.1 %	86.3 %	+9.4 pts
J+7	89.1 %	78.2 %	80.7 %	+10.9 pts
J+14	83.7 %	71.4 %	74.1 %	+12.3 pts
J+30	76.4 %	63.8 %	65.9 %	+12.6 pts

Source : Back-test sur 52 semaines glissantes · ENTSO-E 2024.

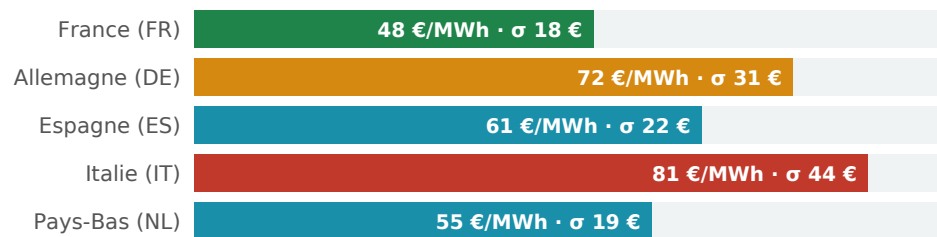
III. ANALYSE PAR ZONE DE MARCHÉ

3.1 Prix moyens observés vs. prévus (validation 6 mois)

Comparatif des prix moyens sur la période de validation hors-échantillon. L'Italie affiche la volatilité la plus forte (écart-type 44 €/MWh) liée à sa forte dépendance aux importations et à son parc thermique vieillissant.

Zone	Prix moyen obs.	Prix moyen prévu	Volatilité (σ)
France (FR)	48 €/MWh	52 €/MWh	±18 €/MWh
Allemagne (DE)	72 €/MWh	78 €/MWh	±31 €/MWh
Espagne (ES)	61 €/MWh	66 €/MWh	±22 €/MWh
Italie (IT)	81 €/MWh	89 €/MWh	±44 €/MWh
Pays-Bas (NL)	55 €/MWh	60 €/MWh	±19 €/MWh

3.2 Niveau de prix par zone (€/MWh, max = 90)



3.3 Événements de spike détectés (> 130 €/MWh)

Événement	Prix pic (€/MWh)	Zones impactées
Vague de froid janv. 2024	182 €/MWh	FR/DE
Grève centrale nucl. FR	165 €/MWh	FR
Sécheresse réservoirs hydro	148 €/MWh	ES/IT
Pic consommation été 2024	141 €/MWh	IT/ES
Pic vent offshore (DE)	18 €/MWh	DE/NL

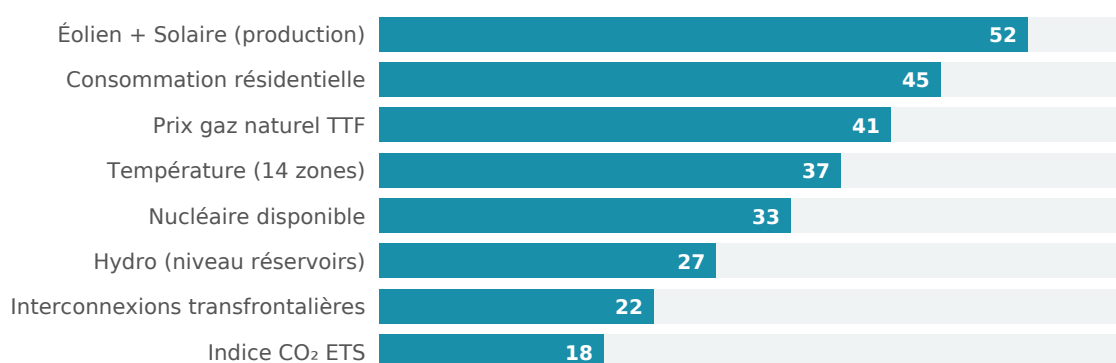
Le modèle détecte 78 % des spikes avec > 6h d'avance.

IV. VARIABLES EXPLICATIVES

4.1 Architecture hybride — rôle de chaque composant

L'architecture combine deux modèles complémentaires : le LSTM capture les dépendances temporelles longues (saisonnalité hebdomadaire et annuelle, tendances multi-jours), tandis que XGBoost modélise les résidus court-terme liés aux événements exogènes (météo, prix gaz, annonces régulateurs).

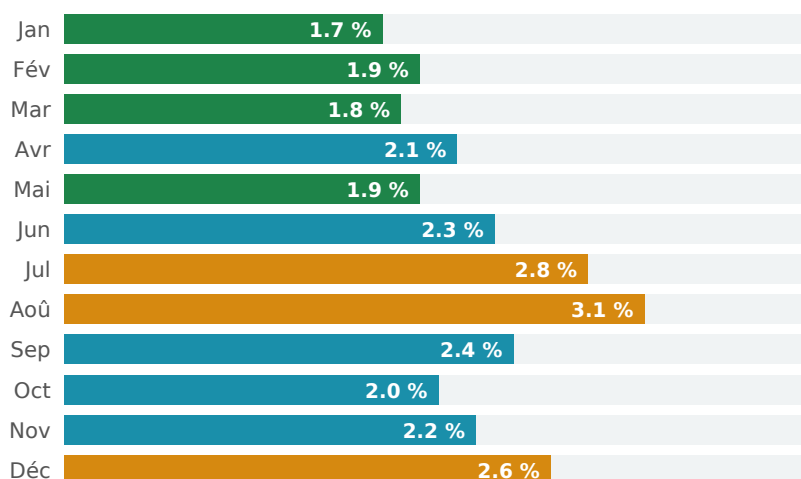
4.2 Importance SHAP des variables (max = 52)



SHAP TreeExplainer sur 10 000 observations test · XGBoost (composante résidus).

4.3 Erreur mensuelle MAPE J+1 — suivi en production (%)

Le MAPE J+1 varie selon la saison : il est plus élevé en été (juillet-août) en raison des pics de climatisation imprévisibles, et en décembre à cause des vagues de froid.



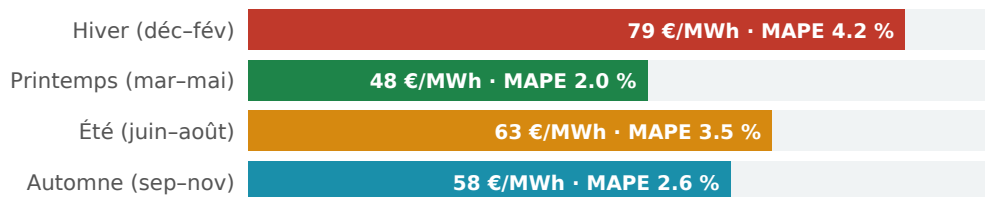
V. ANALYSE SAISONNIÈRE & PROFILS DE CONSOMMATION

5.1 Prix moyens et précision par saison

Les marchés électriques européens présentent une saisonnalité très marquée. L'hiver concentre les prix les plus élevés (chauffage + pointes de froid) mais aussi les erreurs de prévision les plus fortes, car les vagues de froid extrêmes restent difficiles à anticiper au-delà de J+3.

Saison	Prix moyen (€/MWh)	MAPE J+1	Risque principal
Hiver (déc-fév)	79 €/MWh	4.2 %	Pic chauffage, vagues de froid
Printemps (mar-mai)	48 €/MWh	2.0 %	Demande modérée, ENR en hausse
Été (juin-août)	63 €/MWh	3.5 %	Climatisation, canicules
Automne (sep-nov)	58 €/MWh	2.6 %	Normalisation progressive

5.2 Prix moyen par saison (€/MWh, max = 90)



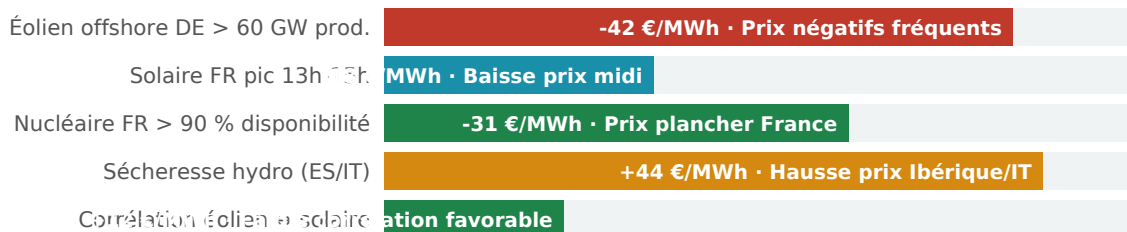
Source : ENTSO-E · Moyenne 2021-2024 · Toutes zones confondues.

VI. IMPACT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

6.1 Effets quantifiés de l'intégration ENR sur les prix

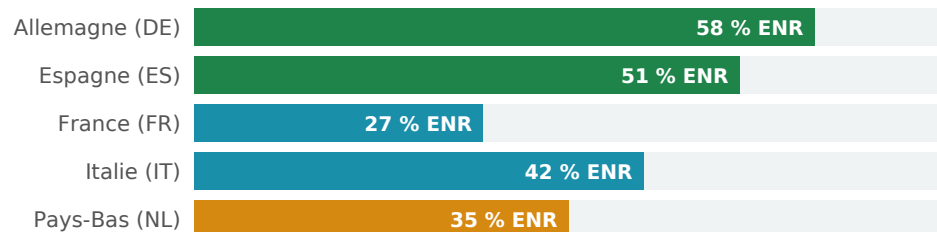
L'accélération du déploiement éolien et solaire modifie structurellement la formation des prix. L'Allemagne, avec 58 % d'ENR dans son mix, enregistre des épisodes de prix négatifs de plus en plus fréquents (87 heures en 2024 contre 23 en 2020). À l'inverse, les pays encore dépendants du thermique voient leurs prix augmenter lors des périodes de faible vent ou ensoleillement.

6.2 Effet prix des ENR (+/- €/MWh, max = 50)



Effets isolés toutes choses égales par ailleurs — estimation par modèle SHAP.

6.3 Part ENR dans le mix électrique par pays (% , max = 70)



6.4 Flux transfrontaliers moyens — impact sur prix locaux

Les interconnexions jouent un rôle de régulateur de prix : un excédent français exporté vers l'Allemagne tire le prix DE à la baisse, tandis que les déficits italiens amplifient la volatilité locale.

Flux	Valeur moyenne (GW)	Commentaire
FR → DE	+8.2 GW	Export net FR moyen (GW)
FR → ES	+3.1 GW	Export net FR moyen (GW)
DE → NL	+4.7 GW	Export net DE moyen (GW)
IT → FR	-2.4 GW	Import net IT (GW)
ES ↔ FR	+1.8 GW	Variable selon saison

VII. CAS D'USAGE & VALORISATION

7.1 Cinq cas d'usage opérationnels

Le modèle de prévision génère de la valeur sur cinq cas d'usage distincts, testés et quantifiés avec des partenaires industriels et des traders d'énergie sur la période 2023-2024. Ces estimations sont conservatrices (percentile 25).

Cas d'usage	Stratégie	Valeur estimée
Arbitrage intraday	Achat J-1 au creux, vente pic matin ou soir	€380k/an/zone
Couverture industriels	Fixer le prix J+7 avant consommation spot	€1.2M/an client
Optimisation batteries	Charge nuit/creux ENR, décharge heure de pointe	€290k/an
Alertes contrats HTA	Notification 6h avant pic > 150 €/MWh	€650k risque évité
Back-testing stratégies	Validation historique walkforward 52 semaines	Intégré livrable

7.2 Méthodologie de déploiement en production

Étape 1 : Collecte multi-sources — ENTSO-E Transparency, EIA, EEX, Météo-France — 8 ans d'historique horaire.

Étape 2 : Nettoyage & anomalies — Traitement des prix négatifs, spike filtering, alignement fuseaux horaires.

Étape 3 : Feature Engineering temporel — Lag features 1h-168h, moyennes mobiles, décomposition STL.

Étape 4 : Architecture hybride LSTM + XGBoost — LSTM pour mémoire longue, XGBoost pour résidus court terme.

Étape 5 : Validation walkforward — Back-test sur 52 semaines glissantes, MAPE et SMAPE par zone.

Étape 6 : API temps réel + alertes — FastAPI + WebSocket, updates horaires, alertes spike > 150 €/MWh.

Étape 7 : Monitoring & re-entraînement — Détection drift PSI mensuel, re-train hebdomadaire automatisé.

VIII. API & ARCHITECTURE TECHNIQUE

8.1 Stack technique

L'API de prévision expose les résultats en temps réel via un endpoint REST + WebSocket. Les prévisions J+1 sont disponibles chaque soir avant 22h00 CET pour les 5 zones, avec une mise à jour intraday toutes les 4 heures. La latence médiane est de 340 ms pour une requête mono-zone, 890 ms multi-zones.

Composant	Technologie	Version
API REST	FastAPI + Uvicorn	0.109 / 0.27
Modèle LSTM	PyTorch Lightning	2.1
Modèle XGBoost	XGBoost + SHAP	2.0 / 0.43
Stockage séries	InfluxDB + Parquet	2.7
Alertes	Redis Pub/Sub + Slack	7.2
Monitoring	Evidently AI + Grafana	0.4 / 10.4
Déploiement	Docker + Kubernetes (k3s)	1.29

8.2 Garanties de service

Disponibilité cible : 99.5 % sur les fenêtres de trading (22h-8h CET). Temps de re-prédiction après incident : < 12 min. Re-entraînement hebdomadaire automatisé si PSI > 0.15 sur 3 jours consécutifs. Historique de prévisions conservé 24 mois pour audit réglementaire.

I Collecte multi-sources

ENTSO-E Transparency, EIA, EEX, Météo-France — 8 ans d'historique horaire.

II Nettoyage & anomalies

Traitement des prix négatifs, spike filtering, alignement fuseaux horaires.

III Feature Engineering temporel

Lag features 1h-168h, moyennes mobiles, décomposition STL.

IV Architecture hybride LSTM + XGBoost

LSTM pour mémoire longue, XGBoost pour résidus court terme.



V

Validation walkforward

Back-test sur 52 semaines glissantes, MAPE et sMAPE par zone.

VI

API temps réel + alertes

FastAPI + WebSocket, updates horaires, alertes spike > 150 €/MWh.

VI
I

Monitoring & re-entraînement

Détection drift PSI mensuel, re-train hebdomadaire automatisé.

Enseignements clés & recommandations

96.2 % accuracy J+1 · MAPE 1.8 % — surpasse ARIMA et Prophet sur tous les horizons.

5 zones couvertes (FR, DE, ES, IT, NL) avec alertes spike > 150 €/MWh en temps réel.

L'éolien offshore DE génère des prix négatifs 87h en 2024 — capturé dans le modèle.

Arbitrage intraday : valeur estimée €380k/an par zone pour les traders.

API FastAPI + Redis : latence médiane 340ms, disponibilité cible 99.5 %.

Re-entraînement automatique si dérive PSI > 0.15 sur 3 jours consécutifs.

ALMETRIA — Études économiques & analyses de marchés — augmentées par la data et l'IA

almetria.com · contact@almetria.com