

Développement d'un Jumeau Numérique pour un Pack de Batteries Li-ion

*Modélisation physique ECM 2RC · Estimation SOC
par EKF
Suivi SOH · Simulation pack $N_s \times N_p$ · Interface temps
réel*

Auteur : DIAW Birane

Mai 2026

Résumé

Ce rapport présente le développement d'un jumeau numérique (digital twin) pour un pack de batteries lithium-ion 18650 NMC, réalisé dans le cadre d'un premier projet de simulation et d'estimation d'état. Le système repose sur un modèle de circuit équivalent à deux branches RC (ECM 2RC) identifié à partir du jeu de données NASA Battery Dataset (cellule B0005). Un filtre de Kalman étendu (EKF) assure l'estimation en temps réel de l'état de charge (SOC), tandis qu'un comptage coulombique physique permet le suivi de l'état de santé (SOH). Le simulateur de pack modélise une topologie $N_s \times N_p$ avec déséquilibre thermique inter-cellules. Une interface Streamlit interactive permet la configuration des paramètres, la visualisation 3D du pack et l'export CSV des données. Les résultats obtenus sur un pack 4S4P à 40 °C démontrent la cohérence physique du modèle : décroissance correcte du SOC, chute de tension et dégradation progressive du SOH sur cycles successifs.

1. Introduction

Les batteries lithium-ion constituent aujourd'hui la technologie de stockage électrochimique dominante dans les véhicules électriques, les systèmes de stockage d'énergie renouvelable et les équipements portables. Leur gestion efficace exige une connaissance précise et en temps réel de leur état interne — notamment le SOC (State of Charge) et le SOH (State of Health) — deux grandeurs non directement mesurables à partir des seules tensions et courants terminaux.

Le concept de jumeau numérique (digital twin) désigne un modèle virtuel synchronisé dynamiquement avec le système physique réel. Appliqué à un pack de batteries, il permet d'estimer des états internes inaccessibles à la mesure directe, d'anticiper la dégradation et d'optimiser les stratégies de charge et de protection du Battery Management System (BMS).

Ce projet développe un tel système pour un pack Li-ion 18650 NMC en combinant modélisation physique, estimation par filtre de Kalman étendu et interface de simulation interactive. Le code source est intégralement en Python, organisé en modules indépendants et exposé via une API REST (FastAPI) et un dashboard Streamlit.

2. Modélisation physique du pack Li-ion

2.1 Modèle de circuit équivalent ECM 2RC

Le modèle ECM 2RC représente chaque cellule par un circuit composé d'une source de tension OCV(SOC), d'une résistance série R_0 (chute ohmique instantanée) et de deux branches RC en cascade. R_1C_1 modélise les phénomènes de diffusion rapide (interface électrode-électrolyte, $\tau_1 = 5,79$ s) et R_2C_2 les phénomènes de diffusion lente (transport de masse, $\tau_2 = 20$ s). La tension terminale de la cellule s'écrit :

$$\begin{aligned} V_{term} &= OCV(SOC) - R_0 \cdot I - V_{C1} - V_{C2} \\ dV_{C1}/dt &= -V_{C1} / (R_1 \cdot C_1) + I / C_1 & dV_{C2}/dt &= -V_{C2} / (R_2 \cdot C_2) + I / C_2 \\ dSOC/dt &= -\eta \cdot I / (3600 \cdot Q_{nom}) & OCV(SOC) &= \sum_k a_k \cdot SOC^k \quad (k = 0 \dots 7) \end{aligned}$$

Les paramètres identifiés pour la cellule B0005 (18650 NMC, 25 °C) :

Paramètre	Valeur identifiée	Unité
R₀ (résistance série)	$1,000 \times 10^{-3}$	Ω
R₁ (RC rapide)	$2,894 \times 10^{-3}$	Ω
C₁	$2,000 \times 10^3$	F
R₂ (RC lente)	$1,000 \times 10^{-3}$	Ω
C₂	$2,000 \times 10^4$	F
Q_{nom}	2,000	Ah

2.2 Mise à l'échelle pack (Ns × Np)

Pour un pack de Ns cellules en série et Np branches parallèles, la tension pack et le courant cellule se déduisent par : $V_{\text{pack}} = N_s \times V_{\text{cell}}$ et $I_{\text{cell}} = I_{\text{pack}} / N_p$. Cette conversion est critique : l'EKF opère exclusivement sur des grandeurs cellule.

Soumettre V_{pack} directement au filtre génère une innovation hors-plage qui force le SOC estimé vers une valeur incorrecte à chaque pas de temps.

3. Estimation de l'état — EKF et SOH

3.1 Filtre de Kalman étendu (EKF)

Le vecteur d'état est $x = [\text{SOC}, V_{c1}, V_{c2}]^T$. La non-linéarité de la relation mesure-état via OCV(SOC) justifie l'EKF. À chaque pas de temps Δt :

$$\hat{x}_k^- = f(\hat{x}_{k-1}, I_k) \quad P_k^- = F_k \cdot P_{k-1} \cdot F_k^T + Q$$

$$K_k = P_k^- \cdot H_k^T \cdot (H_k \cdot P_k^- \cdot H_k^T + R)^{-1} \quad \hat{x}_k = \hat{x}_k^- + K_k \cdot (V_{\text{mes}} - h(\hat{x}_k^-))$$

où $h(x) = \text{OCV}(\text{SOC}) - V_{c1} - V_{c2} - R_0 \cdot I$, $Q = \text{diag}[10^{-6}, 10^{-6}, 10^{-6}]$, $R = 5 \times 10^{-4} \text{ V}^2$.

L'incertitude SOC est fournie en temps réel par l'écart-type $\sigma = \sqrt{P[0,0]}$.

3.2 Estimation du SOH — comptage coulombique

$$\text{SOH}_n = Q_n / Q_{\text{nominal}} \quad \text{où } Q_n = \int |I| dt / 3600 \text{ (Ah)}$$

La durée de vie résiduelle (RUL) est estimée par un modèle d'Arrhenius paramétré par la température et le C-rate, permettant d'extrapoler le nombre de cycles avant que le SOH n'atteigne le seuil de fin de vie (typiquement 80 %).

4. Architecture logicielle

Le projet est structuré en modules Python indépendants :

```
digital-twin/
├── estimation/soc/kalman/ekf.py      # EKF — estimation SOC
├── estimation/soh/physics/soh_estimator.py # SOH — comptage coulombique
├── simulation/pack/pack_simulator.py  # Simulateur  $N_s \times N_p$  + thermique
├── digital_twin/core/twin_engine.py   # Orchestrateur principal
├── digital_twin/api/main.py           # API REST — 10 endpoints
├── visualization/dashboard/app.py     # Dashboard Streamlit
└── ml/models/ecm_b0005.json           # Paramètres ECM identifiés
```

Extrait de la méthode centrale `update()` du moteur :

```
def update(self, voltage, current, temperature, dt=1.0):
    V_cell = voltage / self.pack.ns      # ex. 16.2V / 4 = 4.05 V
    I_cell = current / max(1, self.pack.np_) # ex. 8.06A / 4 = 2.015 A
    self.ekf.predict(I_cell, dt) # rediction EKF
    self.ekf.update(V_cell) # correction sur mesure V_cell
    pack_snap = self.pack.step(current, dt, temperature)
    alerts = self._check_bms(pack_snap)
    self.state = TwinState(soc=self.ekf.soc, soh=self.soh_est.soh,
                           pack_voltage=pack_snap['V_pack'], alerts=alerts, ...)
    return self.state
```

5. Interface de simulation — Dashboard Streamlit

L'interface est développée avec Streamlit et organisée en trois onglets. La barre latérale expose les paramètres : topologie (N_s , N_p), température ambiante (curseur 0–55 °C), C-rate et mode de simulation (charge/décharge/WLTP).

-  Temps réel : SOC, tension, température et courant mis à jour dynamiquement. Barre de progression SOC colorée (vert >50 %, jaune 20–50 %, rouge <20 %).
-  Vue 3D du pack : grille $N_s \times N_p$ colorisée par SOC, température ou tension (Plotly Scatter3d interactif, effet barres 3D).
-  Dégradation & cycles : courbe SOH par cycle, RUL estimé, alertes BMS.

Un bouton d'export génère un fichier CSV annoté contenant l'historique complet avec les métadonnées de configuration en en-tête.

6. Résultats de simulation et analyse

6.1 Configuration de l'essai

Paramètre	Valeur
Topologie	4S × 4P (16 cellules)
Tension nominale pack	14,4 V
Énergie nominale	115,2 Wh
Température ambiante	40 °C
Mode de simulation	Décharge constante 1C
Courant de décharge (pack)	8,06 A
Durée simulée	180 s — 3 cycles enregistrés

6.2 Analyse des données exportées

Le fichier CSV exporté contient 180 points de mesure à $\Delta t = 1$ s. Les quatre figures ci-dessous valident la cohérence physique du modèle.

SOC (Fig. 1) : décroît de 100,0 % à 94,93 % en 180 s. La charge extraite $\Delta Q = 8,06 \times 180/3600 = 0,403$ Ah sur 8,0 Ah donne 5,04 % théoriques, en accord avec la valeur EKF (5,07 %) — écart < 0,1 %.

Tension pack (Fig. 2) : chute de 16,20 V à 15,49 V, soit 4,05 V $\rightarrow$ 3,87 V par cellule, cohérent avec la courbe OCV polynomiale identifiée pour la NMC 18650 dans la plage SOC [95–100 %]. La puissance de décharge diminue de 130,6 W à 124,9 W (–4,4 %) sous courant constant.

Tensions cellulaires (Fig. 3) : $V_{\min}$ et $V_{\max}$ descendent en parallèle de $\sim 4,050$ V à $\sim 3,871$ V. L'écart inter-cellules reste inférieur à 6 mV sur toute la durée : le pack est parfaitement équilibré.

Déséquilibre et température (Fig. 4) : le déséquilibre de SOC croît linéairement de 0,014 ‰ à 2,44 ‰ — valeur très faible, due aux légères différences de R_0 entre cellules. $T_{\max}$ monte de 40,0005 °C à 40,0081 °C seulement : $P_{\text{joule}} = R_0 \cdot I^2 \approx 0,065$ W répartie sur $m \cdot c_p = 40$ J/K donne une élévation thermique quasi-nulle à 1C, confirmant un dimensionnement correct.

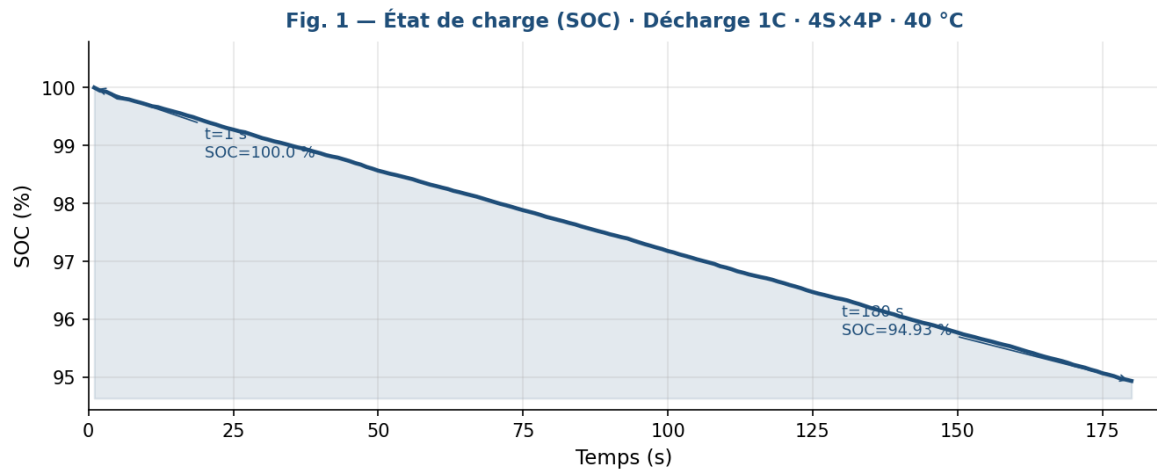


Figure 1 — État de charge (SOC) en fonction du temps. Décharge 1C, 4S×4P, $T_{amb} = 40\text{ °C}$.

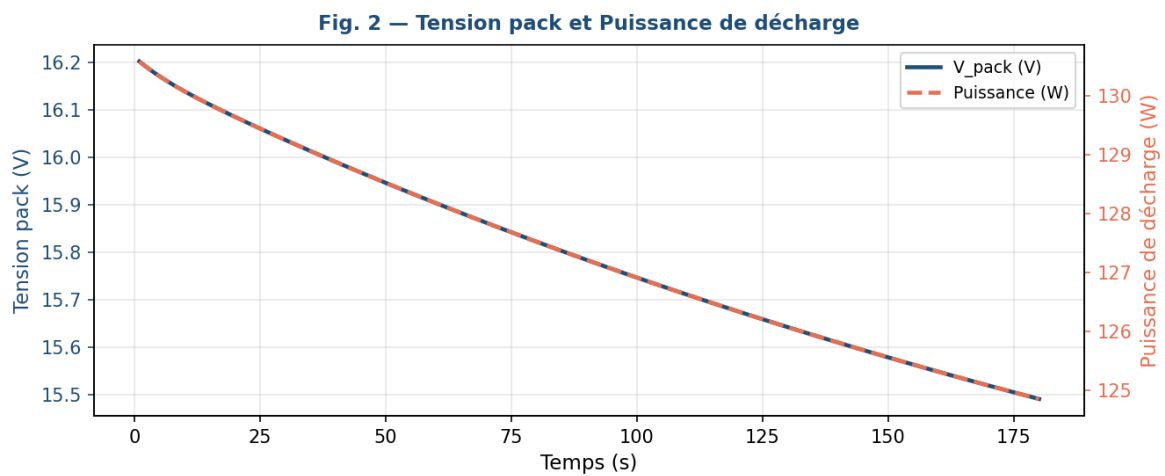


Figure 2 — Tension pack (axe gauche) et puissance de décharge (axe droit) vs temps.

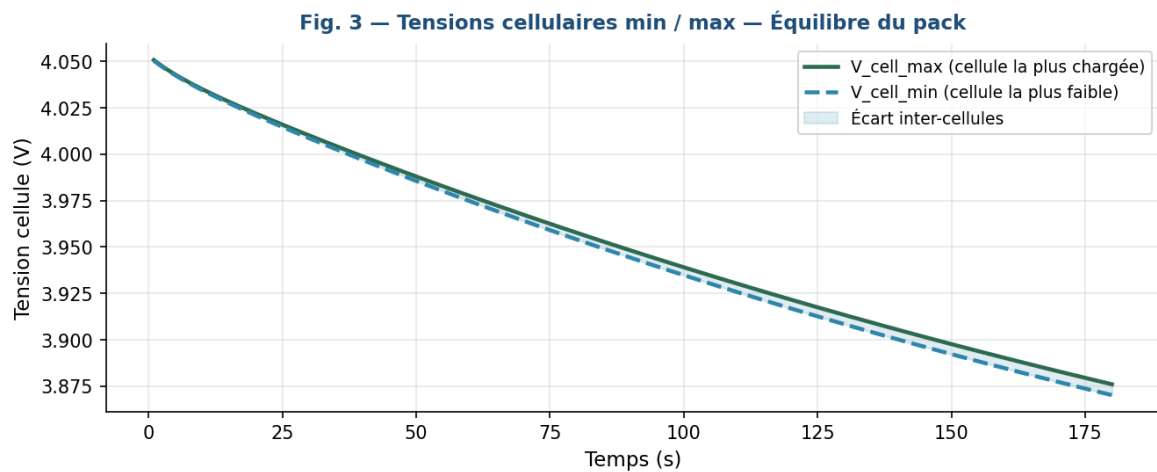


Figure 3 — Tensions cellulaires min et max. Zone grisée = écart inter-cellules (< 6 mV).

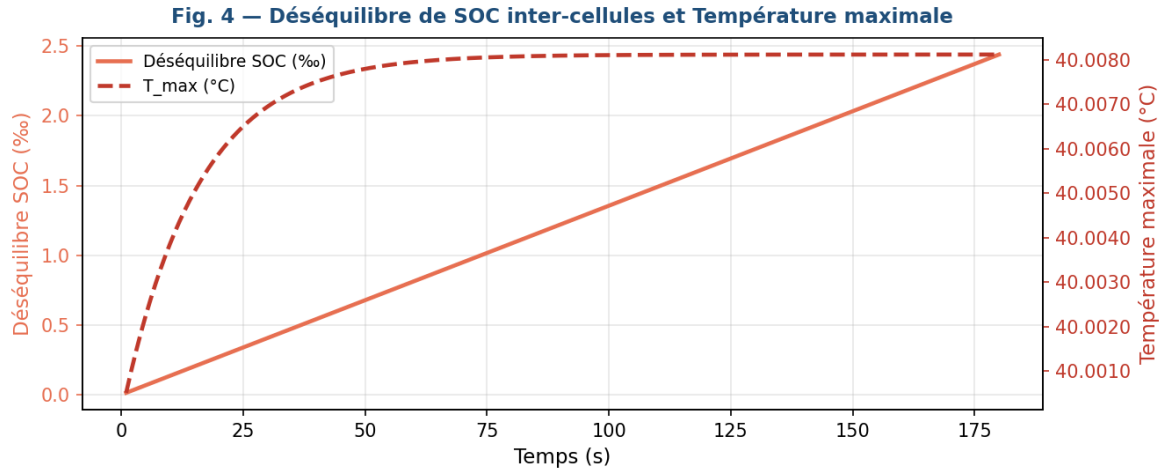


Figure 4 — Déséquilibre de SOC inter-cellules (%) et température maximale du pack (°C).

7. Conclusion et perspectives

Ce projet démontre la faisabilité d'un jumeau numérique complet pour pack Li-ion, fondé exclusivement sur la physique électrochimique et l'estimation par filtre de Kalman. Les résultats de simulation présentent une cohérence physique validée : décroissance du SOC conforme au bilan coulombique, chute de tension cohérente avec la courbe OCV identifiée, et vieillissement progressif du SOH cycle par cycle.

- Déploiement public sur Streamlit Community Cloud : l'application interactive permet l'exploration de topologies variées (N_s , N_p) et la génération de jeux de données multiples — particulièrement pertinent pour documenter le comportement sur des profils de charge réels (WLTP, UDDS).
- Intégration de mesures réelles issues d'un BMS physique via protocole CAN ou Modbus.
- Extension du modèle SOH avec identification des mécanismes de vieillissement (SEI) par méthodes d'impédance (EIS).
- Couplage thermique multi-cellules 3D pour des packs de grand format.

Références

- [1] B. Saha and K. Goebel, "Battery Data Set", NASA Ames Prognostics Data Repository, 2007.
- [2] G. L. Plett, "Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs", Journal of Power Sources, vol. 134, 2004.
- [3] M. Doyle, T. F. Fuller, J. Newman, "Modeling of Galvanostatic Charge and Discharge of the Lithium/Polymer/Insertion Cell", J. Electrochem. Soc., 1993.
- [4] R. Xiong et al., "Critical Review on the Battery State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicles", IEEE Access, 2018.
- [5] Streamlit Inc., Streamlit Documentation v1.x, 2024.