



**MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Inspection générale de l'environnement
et du développement durable
Bureau d'enquêtes et d'analyses
sur les risques industriels



Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein
du site exploité par la société
Akuo Corse Energy Solar situé
à Aghione (2B) le 6 avril 2023

Bordereau documentaire

Organisme auteur : Bureau d'enquêtes et d'analyses sur les risques industriels (BEA-RI)

Titre du document : Rapport d'enquête technique sur l'incendie survenu au sein du site exploité par Akuo Corse Energy Solar à AGHIONE (2B) le jeudi 6 avril 2023

N° : MTE-BEARI-2026-05

Date du rapport : 06/08/2026

Proposition de mots-clés : incendie, batterie, lithium, panneaux photovoltaïques, container.

Avertissement

L'enquête technique faisant l'objet du présent rapport est réalisée dans le cadre des articles L. 501-1 à L. 501-19 du Code de l'Environnement.

Cette enquête a pour seul objet de prévenir de futurs accidents. Sans préjudice, le cas échéant, de l'enquête judiciaire qui peut être ouverte, elle consiste à collecter et analyser les informations utiles, à déterminer les circonstances et les causes certaines ou possibles de l'évènement, de l'accident ou de l'incident et, s'il y a lieu, à établir des recommandations de sécurité. Elle ne vise pas à déterminer des responsabilités.

En conséquence, l'utilisation de ce rapport à d'autres fins que la prévention pourrait conduire à des interprétations erronées.

Au titre de ce rapport on entend par :

- Cause de l'accident : toute action ou événement de nature technique ou organisationnelle, volontaire ou involontaire, active ou passive, ayant conduit à la survenance de l'accident. Elle peut être établie par les éléments collectés lors de l'enquête, ou supposée de manière indirecte. Dans ce cas le rapport d'enquête le précise explicitement.
- Facteur contributif : élément qui, sans être déterminant, a pu jouer un rôle dans la survenance ou dans l'aggravation de l'accident.
- Enseignement de sécurité : élément de retour d'expérience tiré de l'analyse de l'évènement. Il peut s'agir de pratiques à développer car de nature à éviter ou limiter les conséquences d'un accident, ou à éviter car pouvant favoriser la survenance de l'accident ou aggraver ses conséquences.
- Recommandation de sécurité : proposition d'amélioration de la sécurité formulée par le BEA-RI, sur la base des informations rassemblées dans le cadre de l'enquête de sécurité, en vue de prévenir des accidents ou des incidents. Cette recommandation est adressée, au moment de la parution du rapport définitif, à une personne physique ou morale qui dispose de deux mois à réception, pour faire part au BEA des suites qu'elle entend y donner. La réponse est publiée sur le site du BEARI.

Synthèse

Le jeudi 6 avril, l'équipe d'astreinte de la société Akuo Corse Maintenance chargée de l'exploitation de la ferme photovoltaïque OLMO1, reçoit une alarme incendie vers 15h30.

Quelques minutes plus tard, après avoir confirmé la suspicion de départ d'incendie, la société contacte le SIS¹ de la Haute-Corse vers 15h45. À leur arrivée, les pompiers observent une fumée blanche dans un conteneur positionné au centre du bâtiment qui abrite trois conteneurs. Akuo Corse Maintenance recommande de maintenir le conteneur fermé. Vers 19h, face à une température montée à 140 °C, la décision est prise d'intervenir dans le conteneur. Un binôme tente une reconnaissance, mais une explosion survient, blessant légèrement les intervenants. Sur le conseil de la CASU², la stratégie bascule alors vers une extinction massive à l'eau. L'intervention va durer 12 jours et se déroulera en trois phases (arrosage intensif, refroidissement contrôlé, puis surveillance ciblée).

La récupération des données d'exploitation des conteneurs et les observations réalisées dans le conteneur ont permis d'établir la défaillance initiale s'était déroulée de manière séquencée et était circonscrite à un nombre limité de cellules en dépit des sécurités électriques en place. Au regard de ces éléments et des conclusions du rapport de l'Ineris³, le BEA-RI privilégie l'hypothèse d'une défaillance interne d'une cellule d'un module de rack.

Le BEA-RI tire de cet événement plusieurs enseignements de sécurité en matière de risque d'explosions, d'efficacité et du rôle des systèmes d'extinction par inertage, sur les stratégies d'intervention et sur la question de la réutilisation des équipements épargnés par l'incendie.

Le BEA-RI émet également les recommandations suivantes :

À destination de l'exploitant Akuo Corse Energy Solar et du concepteur du conteneur Nidec :

- Équiper le container d'un système de détection d'incendie et d'un système d'extinction par inertage pour assurer l'extinction d'un feu autre que l'emballage thermique et pour limiter le risque d'inflammation d'ATEX
- Recourir à des modules dont l'indice IP permet de réduire notablement les risques liés à la présence d'eau dans le conteneur ;
- Concernant l'emballage thermique, privilégier des systèmes d'extinction qui permettent à la fois d'éteindre le feu et de refroidir les batteries. À ce stade des connaissances, et sauf cas d'incompatibilité à l'eau (présence de sodium par exemple), la mise sous eau rapide des équipements impliqués dans l'incendie est la solution dont l'efficacité semble la plus

¹ Le Service d'Incendie et de Secours.

² Cellule d'appui aux situations d'urgence de l'Ineris.

³ L'hypothèse d'une défaillance interne d'une cellule semble donc être la cause la plus probable du départ de l'incendie.

L'hypothèse de courants non maîtrisés circulant au sein du module 10 à cause d'une pollution (humidité, eau liquide issue des condensats ou d'une fuite du circuit de refroidissement, ou présence de poussières conductrices), bien que ne pouvant pas être formellement écartée, semble moins probable.

communément partagée. Cette efficacité sera d'autant accrue si l'aspersion d'eau est opérée au plus près du composant entré en emballement ;

- L'efficacité du système d'extinction, dès lors qu'il a vocation à lutter contre la propagation de l'emballement thermique, doit être démontrée à travers la réalisation d'essais grandeur nature ;
- Mieux appréhender le risque d'emballement thermique dès la phase de conception du système de stockage d'énergie. L'adoption de référentiels ou de normes internationales existants⁴ peut servir à attester de la mise en œuvre de cette démarche ;
- Concevoir l'installation pour supprimer le risque de propagation de l'incendie entre conteneurs. La mise en place d'une distance d'isolement entre les conteneurs de 8 m (ou au-delà de la limite du flux de 8 kw/m²) permet théoriquement de supprimer le risque de propagation et rend possible l'installation d'une lance queue de paon. Mais d'autres solutions peuvent être envisagées en cohérence avec la stratégie incendie retenue et les ressources en eau disponibles sur le site ;
- Disposer de moyens en eau de sorte à garantir son accessibilité et son usage en cas d'incendie du conteneur (cette dernière doit être implantée en dehors des flux thermiques et des projections éventuelles). Son dimensionnement doit tenir compte de la stratégie de lutte contre l'incendie retenue à la conception du site (extinction dans le conteneur ou simple maîtrise de la propagation aux biens ou à la végétation) ;
- Conduire une réflexion sur le positionnement des CPI⁵ pour qu'ils assurent une meilleure surveillance des racks, et permettent de mieux anticiper les problèmes liés à des défauts d'isolement et prévenant la connexion de racks mal isolés ;
- Recourir autant que possible à du compartimentage des containers contenant les racks de batteries,
- Intégrer le sujet de l'évacuation des fumées ;
- Élaborer un protocole de démantèlement du conteneur et identifier un réseau d'entreprises spécialisées dans le transport et l'élimination des déchets pour accélérer la phase de mise en sécurité du site après accident ;

⁴ Les investigations menées lors de l'enquête nous ont permis d'identifier les référentiels suivants :

- La norme IEC62933-5-2 (éd. 1) définit les exigences de sécurité pour les systèmes EES (Electrical energy storage).
- La norme UL 9540 « standard for energy storage systems and equipments » (édition 2 – 2020) fixe les exigences pour les systèmes de stockage d'énergie. En ce qui concerne les systèmes de stockage d'énergie électrochimique (batteries et supercondensateurs), elle s'appuie sur les recommandations fixées par la norme UL 1973.
- La norme UL 9540A « standard for test method for evaluating thermal runaway fire propagation » (édition 4 - 2019) concerne la méthode de tests à l'échelle cellule, module, pack et système pour l'évaluation de la propagation d'un feu par emballement thermique pour des systèmes de stockage d'énergie de type batteries.
- La norme UL1973 « Battery for use in Light Electric Rail (LER) – applications and stationary applications » (édition 2 – 2018) donne également des recommandations de construction pour les packs batteries stationnaires. Le domaine d'application concerne les technologies de batteries Ni-MH, Ni-Cd, Redox Flow, Zebra, batteries Li-ion, Supercondensateurs, ...

⁵ Contrôleur Permanent d'Isolement

- Prendre l'attache du SIS dès la phase d'élaboration du projet pour évoquer les informations nécessaires en cas de sinistre : localisation du système d'extinction et nature, information sur le type de batterie, consigne d'intervention en cas de sinistre (doctrine sur l'usage de l'eau), localisation des dispositifs d'isolement et procédure d'alerte ;
- Définir une stratégie de gestion des eaux d'incendie : confinement ou décapage des terres polluées et traitement des eaux (souterraines et superficielles) en cas de contamination ;
- Indiquer le type de technologie des batteries sur les faces externes du container, de façon à indiquer aux services de secours si l'utilisation d'eau est proscrite ou pas.

À destination du fabricant des batteries LG CHEM :

- Informer les clients possédant le même type de module de leur sensibilité à l'humidité et des risques liés aux appareils de climatisation ;
- Adapter la documentation et mentionner clairement les risques potentiels engendrés par la présence d'humidité due notamment aux systèmes de climatisation ;
- À partir des données statistiques et des retours d'accidents tels que celui d'Aghione, procéder à un examen des modules de la série JH3 pour identifier d'éventuels défauts internes de fabrication et procéder, s'il y a lieu, à leur rappel ;
- Renforcer le conseil technique et les messages de prévention auprès des clients en matière de condition de stockage des batteries, de choix techniques des solutions de climatisation et des moyens d'extinction mis en œuvre par l'assembleur du container, au vu des connaissances et du retour d'expérience acquis en qualité de fabricant.

Sommaire

I.	Rappel sur l'enquête de sécurité.....	10
II.	Constats immédiats et engagement de l'enquête	10
II.1	Les circonstances de l'accident	10
II.2	Le bilan de l'accident	10
II.3	Les mesures prises après l'accident.....	11
II.4	L'engagement et l'organisation de l'enquête	11
III.	Contextualisation	12
III.1	La situation des zones non-interconnectées (ZNI)	12
III.2	L'entreprise	13
III.3	Le site d'Aghione : OLMO1	13
III.4	L'équipement impliqué.....	16
III.4.1	Description	16
III.4.2	L'architecture électrique et le pilotage du conteneur 1.....	17
III.4.3	La régulation de la température et de l'humidité	20
III.4.4	La protection contre le risque incendie	21
III.4.1	Nombre d'installations et accidentologie.....	22
III.5	Batterie lithium et emballage thermique.....	23
III.5.1	Rappel sur la "batterie lithium"	23
III.5.2	Le phénomène d'emballage thermique	24
IV.	Déroulement de l'évènement.....	26
IV.1	Déclenchement de l'évènement.....	26
IV.2	L'intervention des secours publics.....	26
V.	Compte-rendu des investigations menées.....	29
V.1	Reconnaissance de terrain	29
V.1.1	Les données enregistrées.....	29
V.1.2	Les constats extérieurs et les impacts sur le bâti	29
V.1.3	Les constats à l'intérieur du conteneur	30
V.2	Les expertises conduites dans le cadre des procédures d'assurances	32
V.2.1	Les essais produits par LG Chem	32
V.2.2	L'analyse technique produite par LG	35
V.2.3	L'expertise produite par le laboratoire TolosaLab.....	36
V.3	L'expertise de l'INERIS (Rapport INERIS - 224374 - 2822303 – v2.0).....	38
V.3.1	Sur les mois et les semaines qui précèdent l'évènement.....	39
V.3.2	Le jour de l'évènement.....	42
V.3.3	Démarrage de l'incendie.....	44
VI.	Conclusions sur le scénario de l'évènement.....	48
VI.1	Scénario	48
VI.2	Facteurs contributifs.....	49

VI.2.1	<i>L'absence de système d'extinction efficace contre l'emballement thermique</i>	49
VI.2.2	<i>Le mode d'implantation et de construction</i>	49
VI.2.3	<i>Les protections électriques</i>	50
VI.2.4	<i>La présence d'un technicien</i>	50
VI.2.5	<i>L'intervention des services de secours</i>	50
VI.2.6	<i>Une réserve importante d'eau</i>	50
VII.	Enseignements de sécurité	51
VII.1	L'inefficacité des protections électriques	51
VII.2	Des explosions successives liées à une reformation d'ATEX	51
VII.3	L'efficacité des systèmes d'extinction par inertage face à l'emballement thermique	51
VII.4	Le rôle de l'inertage face au risque d'explosion	52
VII.5	Le comportement des modules lors de l'extinction massive à l'eau	52
VII.6	L'extinction, une opération longue et très consommatrice d'eau	52
VII.7	L'impossible démantèlement des batteries en phase incendie	52
VII.8	Une situation complexe de sortie de crise	53
VII.9	Un retour d'expérience utile à l'établissement d'une doctrine d'intervention	53
VIII.	Recommandations de sécurité	54
VIII.1	À destination de l'exploitant Akuo Energie et du concepteur du conteneur Nidec	54
VIII.2	À destination du fabricant des batteries LG CHEM	56
IX.	Annexes	57
Annexe 1	Liste des données exploitées	58
Annexe 2	Schéma des mécanismes de dégradation en présence d'eau	59
Annexe 3	Rapport Ineris - 224374 - 2822303 – v2.0 Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 06 avril 2023 au niveau du conteneur de stockage d'énergie du site d'Olmo	60

Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein du site exploité par la société Akuo Corse Energy Solar situé à Aghione (2B) le 6 avril 2023

I. Rappel sur l'enquête de sécurité

L'enquête technique faisant l'objet du présent rapport est réalisée dans le cadre des articles L. 501-1 à L. 501-19 du Code de l'Environnement. Cette enquête a pour seul objet de prévenir de futurs accidents. Sans préjudice, le cas échéant, de l'enquête judiciaire qui peut être ouverte, elle consiste à collecter et analyser les informations utiles, à déterminer les circonstances et les causes certaines ou possibles de l'évènement, de l'accident ou de l'incident et, s'il y a lieu, à établir des recommandations de sécurité. Elle ne vise pas à déterminer des responsabilités. La gestion post accidentelle des conséquences de l'accident ne relevant pas à proprement parler de l'enquête technique du BEA-RI, ce sujet ne sera pas développé dans le présent rapport.

L'utilisation de ce rapport à d'autres fins que la prévention pourrait conduire à des interprétations erronées.

II. Constats immédiats et engagement de l'enquête

II.1 Les circonstances de l'accident

Le jeudi 6 avril 2023, le parc de panneaux photovoltaïques situé sur la commune de Aghione (2B) est en fonctionnement normal.

Vers 15h30, un incendie est détecté au sein des installations et plus précisément au niveau de la station de stockage d'énergie située à l'entrée.

Lorsque l'incendie survient, aucun personnel ne se trouve sur le site. Le personnel d'astreinte de la société AKUO situé à Bastia contacte les services d'incendie et de secours vers 15h45.

II.2 Le bilan de l'accident

Le parc étant isolé des zones habitées (plus d'un kilomètre de distance le sépare des premières zones), l'incendie n'a pas eu d'impact sur la population.

Durant l'intervention, deux sapeurs-pompiers ont été blessés et ont nécessité une prise en charge.

La stratégie d'intervention (arrosage massif à l'eau) a permis de circonscrire l'incendie au conteneur dans lequel l'incendie a démarré et d'éviter la propagation de l'incendie au reste de l'installation.

Elle a en revanche contraint les services d'incendie et secours à utiliser une quantité très importante d'eau qui, en l'absence de dispositif de rétention des eaux d'incendie, s'est infiltrée dans les sols. L'exploitant a fait creuser un fossé périphérique autour du site pour contenir le maximum d'eau et limiter leur écoulement. Ce point a fait l'objet d'investigations complémentaires dans le cadre de la gestion post accidentelle de l'évènement.

II.3 Les mesures prises après l'accident

À l'issue de l'incendie, l'installation a été arrêtée et des opérations de mise en sécurité ont été menées pour permettre le bon déroulement des expertises diligentées dans le cadre des différentes procédures administratives et judiciaires.

II.4 L'engagement et l'organisation de l'enquête

Après les accidents de Perles-et-Castelet (2020) et de Poggio-di-Nazza (2022)⁶, l'accident d'Aghione est le troisième accident instruit par le BEA-RI impliquant des stations de stockage d'énergie, dans un contexte de fort développement de ce type d'équipement.

Au vu des circonstances, du contexte de l'accident et compte tenu de l'intérêt de renforcer le retour d'expérience sur ce type d'évènement, le directeur du bureau d'enquêtes et d'analyses sur les risques industriels (BEA-RI) a décidé l'ouverture d'une enquête technique le 11 avril 2023.

Les enquêteurs du BEA-RI se sont rendus sur place le jeudi 25 mai 2023 accompagnés de deux experts de l'INERIS. Ils ont rencontré les représentants de la société AKUO Corse Energy Solar. En parallèle de la visite sur site, ils ont échangé avec les services d'incendie et de secours et de l'inspection des installations classées.

Ils ont recueilli les témoignages ou déclarations écrites des acteurs impliqués dans l'évènement et dans sa gestion. Ils ont eu, consécutivement à ces entretiens et aux réunions techniques organisées par la suite, communication des pièces et documents nécessaires à leur enquête. Le BEA-RI et l'INERIS ont également suivi les expertises techniques réalisées dans le cadre de la procédure assurantielle.

6 Ces accidents ont donné lieu à deux rapports d'enquête publiés en 2021 et en 2025 :

- Rapport n°2021-004 sur l'incendie d'un container de batteries lithium le 3 juin 2022 au sein de la société SUN'R POWER, ICPE soumise à déclaration, située à Poggio-di-Nazza (2B), et suivi d'un rapport additionnel (n°2022-11),
- Rapport n°2025-002 sur l'incendie d'une installation expérimentale de stockage d'électricité par batteries le 1^{er} décembre 2020 sur un poste électrique RTE, ICPE soumise à déclaration, située à Perles-et-Castelet (09),

III. Contextualisation

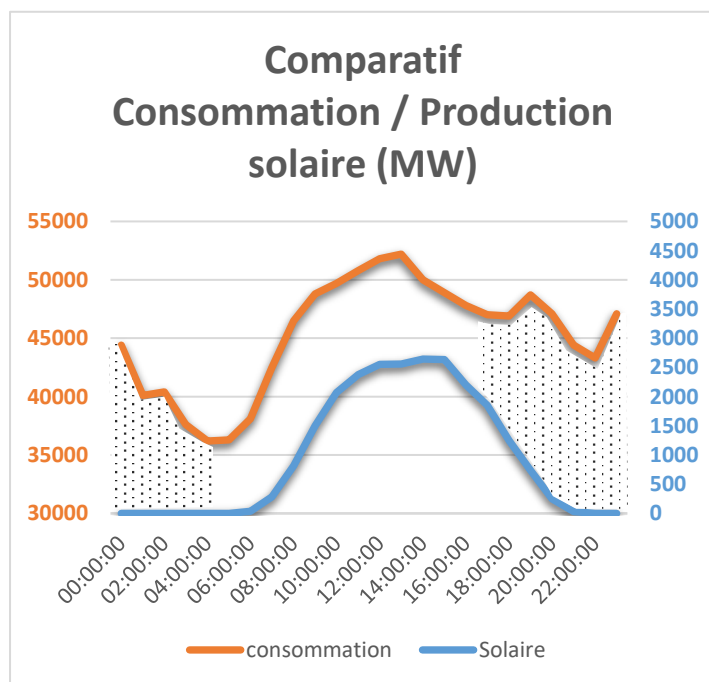
III.1 La situation des zones non-interconnectées (ZNI)

Certains territoires ne sont qu'en partie ou pas connectés au réseau de transport et de distribution électrique continental ce qui contraint leur approvisionnement électrique. Ils sont désignés comme des zones non-interconnectées (ZNI). Ces zones regroupent notamment :

- La Corse ;
- Les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion, Mayotte) ;
- Les collectivités territoriales (Martinique, Guyane, Saint-Martin, Saint-Barthélemy) ;
- Certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna notamment) ;
- Les îles du Ponant (les îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey).

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a mis en place des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) propres à chaque ZNI. Approuvée par décret⁷, la PPE de la Corse⁸ fixe une trajectoire pour le mix énergétique, ainsi que *"les priorités d'action pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire insulaire sur les années 2019 à 2023 et sur les années 2024 à 2028"*.

Elle fixe également des objectifs spécifiques en matière de stockages d'énergie associés à des sources d'énergies renouvelables (telles que le solaire ou l'éolien) dans le but d'atténuer le déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité à certaines périodes de la journée.



Graphique 1 : Illustration de l'absence de corrélation entre la production d'énergie photovoltaïque et la consommation. Dans les zones grisées, la production d'électricité (courbe bleue) ne suit pas la consommation (courbe orange).

⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGIARTI000031649522/2015-12-21/#LEGIARTI000031649522>

⁸ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20Corse%20-%20Rapport.pdf>

III.2 L'entreprise

Créé en 2007, Akuo Energy est une société de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables présente sur trois sources d'énergie, qui sont l'éolien, le solaire et l'hydraulique. Elle est implantée sur tous les continents.

Ses activités couvrent tout le cycle de vie de l'installation qui va de la conception à la vente d'électricité en passant par le financement des projets ainsi que la maintenance et l'exploitation des sites de production.

Les métiers se divisent en 5 domaines : le développement (développement des projets), le financement, la structuration et exécution (préparation et suivi des chantiers), l'asset management (gestion d'actifs en charge notamment de la maintenance), et la vente d'électricité.

La société revendique une production totale de 2 GW en exploitation et construction et une capacité de stockage de 220 MWh⁹.

Sur la zone Europe de l'Ouest et Outre-mer, Akuo Energy compte sept filiales : France, Corse, Portugal, la Réunion, Antilles, Nouvelle-Calédonie et Mayotte. Akuo Corse Energy Solar a été créée en 2008. Ses implantations sur l'île sont dédiées exclusivement à l'exploitation de l'énergie solaire avec ou sans stockage. Elle exploite 7 centrales pour une puissance de 35 MWc.

Une caractéristique d'Akuo Energy réside dans le fait qu'elle dispose, à travers sa filiale Akuo Corse maintenance, des capacités techniques propres pour assurer la maintenance courante de ses propres installations sur l'île.

III.3 Le site d'Aghione : OLMO1

Le projet OLMO 1 a été lauréat à l'appel d'offre de la CRE¹⁰ du 15 mars 2012 relatif à la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc. Il a été mis en service en 2015.

Ce projet se compose d'un parc photovoltaïque et d'une installation de stockage d'énergie permettant d'alimenter le réseau en dehors des heures de production du parc.

Le parc photovoltaïque s'étend sur une superficie de 6,5 hectares environ. Il a une capacité de production de 4 MWc.

À ce parc, sont associés :

- Un bâtiment de stockage d'énergie qui abrite deux BESS¹¹ qui se présentent sous la forme de deux containers de stockage d'électricité de 40 pieds, représentant une capacité de stockage

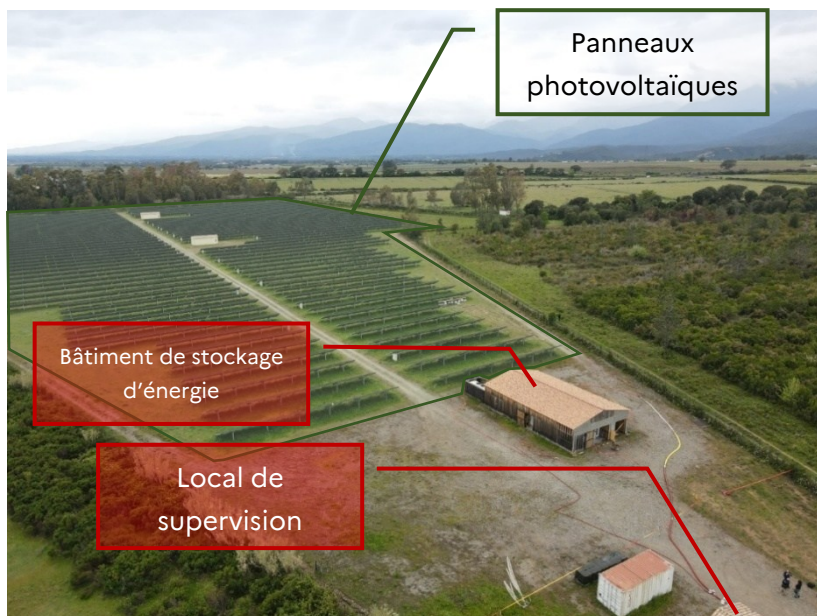
⁹ Chiffres issus du site internet actualisé en mai 2025.

¹⁰ Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

¹¹ Batteries Energy Storage System : système de stockage d'énergie par batteries

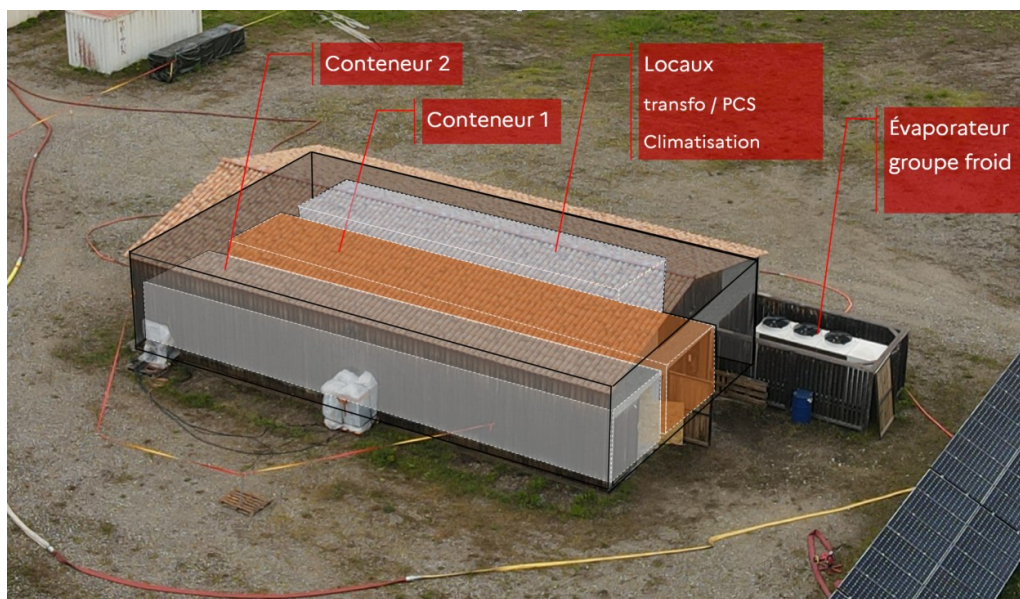
totale de 6,2 MWh. Ces containers seront dénommés dans le cadre du rapport containers 1 et 2 comme indiqué sur le plan ci-après. Le bâtiment comprend également un local qui abrite une partie de l'installation de climatisation, les fonctions conversion et transformation où l'on retrouve les onduleurs et le transformateur.

- Situé à une dizaine de mètres du bâtiment, le local de supervision qui abrite les serveurs.



Photographie 1 : Photographie aérienne de la centrale photovoltaïque Olmo1

Dans un souci de meilleure intégration paysagère de son projet, l'exploitant a choisi de placer les conteneurs de stockage d'énergie, les installations de conversion et de transformation de puissance et de climatisation dans un bâtiment de type agricole présentant une toiture à deux pans en tuile et des façades en bardage bois.



Photographie 2 : Vue du bâtiment énergie contenant les deux conteneurs de stockage de batteries.

Pour réaliser son installation de stockage, de conversion et de transformation d'énergie, la société Akuo a fait appel à l'entreprise Nidec qui a été chargée de la conception et de la construction des conteneurs et des installations annexes. Pour ce faire, la société Nidec fait appel à des fabricants de matériels électriques, électroniques, de protection incendie et de climatisation.

Une fois construite et mise en service, Akuo Energy a repris en gestion propre l'exploitation et la maintenance de l'installation.

À la mise en service du parc, les deux containers de stockage d'énergie étaient strictement identiques. Ils étaient équipés de batteries LG CHEM JH2. En 2019, le conteneur 1 a été concerné par un départ d'incendie impliquant deux modules. Cet événement a donné lieu à déclenchement du système de détection et d'extinction automatique. L'origine et la cause de l'incendie, si elles ont été établies, n'ont pas été portées à la connaissance des enquêteurs du BEA-RI.

Bien que l'incendie soit resté limité à ces deux modules, l'exploitant, le fabricant des batteries et le fabricant du conteneur Nidec ont convenu qu'il était préférable de remplacer la totalité des batteries qui avaient été exposées aux fumées d'incendie. Ce remplacement s'est fait à puissance globale équivalente (pas d'augmentation de la capacité de stockage totale du container) mais au moyen de batteries LG CHEM JH3 de conception plus récentes et qui présentent des capacités de stockage accrues. Le nombre de batteries a ainsi été diminué libérant en conséquence des racks de stockage.

En 2021, l'exploitant a fait procéder à la pose de batteries supplémentaires dans les racks disponibles ce qui lui permet d'utiliser la totalité du volume du conteneur 1.

Ce faisant, la situation des conteneurs au moment de l'incendie était la suivante :

	Conteneur 1	Conteneur 2
Capacité de stockage	4,2MWh	2MWh
Nombre de modules	646	646
Type de batteries	JH3	JH2
Chimie	NMC	NMC
Extinction	Gaz inertant	Gaz inertant

La production d'électricité à partir de l'énergie solaire n'est pas visée par la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement. En revanche, les stations de stockage d'énergie, sont visées par la rubrique 2925 (activité de charge d'accumulateurs électriques) de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

Dans son rapport 2021-004 du 27 juillet 2021 relatif à l'incendie d'un conteneur de stockage d'énergie¹², le BEA-RI a déjà eu l'occasion d'examiner la réglementation applicable à ce type d'installation et d'identifier des points sur lesquels celle-ci devait être adaptée¹³. En réponse à la recommandation qui lui

¹² https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapportperlesvdif_cle286783.pdf

¹³ Le BEA-RI avait mis en évidence que les prescriptions portées par la réglementation n'étaient pas adaptées ni à ce mode de configuration (conception sous forme de conteneur) ni à cette conception de batteries (batterie ne produisant pas d'hydrogène en cas de charge mais présentant d'autres types de risques).

avait été adressée, la direction générale de la prévention des risques du ministère de l'écologie a engagé un travail de réécriture de la réglementation pour mieux réglementer ces nouveaux équipements. Ce travail étant engagé mais non finalisé à la date de publication de ce rapport, les observations formulées en 2021 restent d'actualité.

III.4 L'équipement impliqué

III.4.1 Description

L'équipement impliqué dans l'incendie se présente sous la forme d'un container de 40 pieds (12m x 2,44m x 2,59m) qui contient 38 racks comprenant chacun 17 modules. Le container est équipé à chacune de ses extrémités d'une porte d'accès dont l'état d'ouverture est surveillé au moyen d'un contacteur.

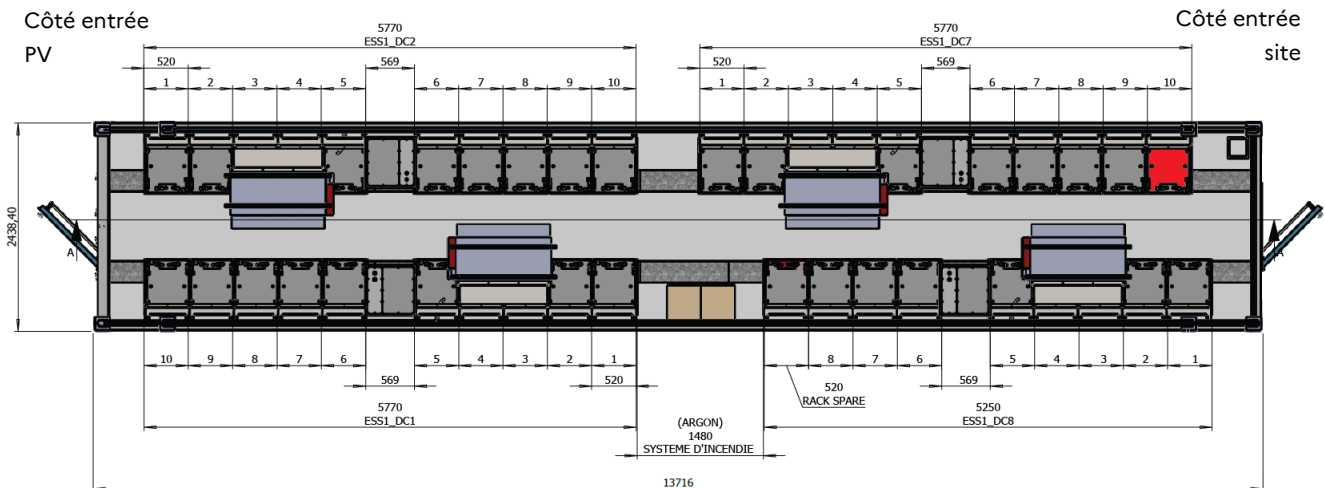
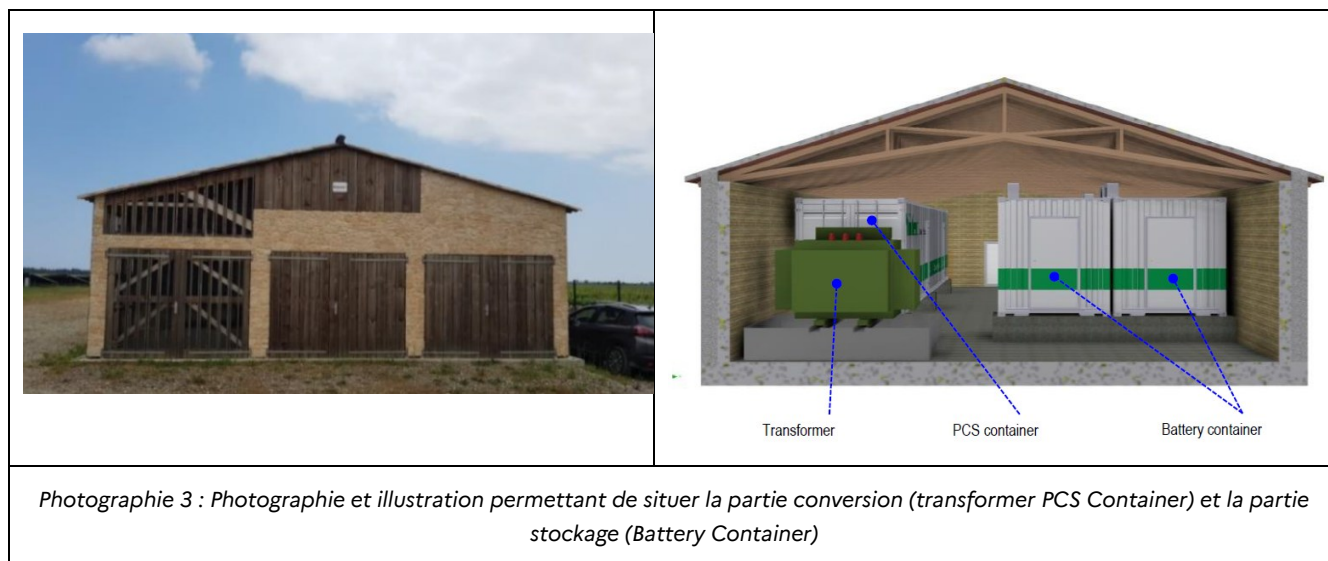


Figure 1 : implantation des racks dans le container : 38 racks reliés électriquement. Le rack représenté en rouge est un rack contenant des modules de secours (appelé aussi rack spare).

La fonction conversion et transformation du courant (PCS¹⁴) est assurée par des équipements situés le long du container n°1 sous le même bâtiment qui abrite les deux containers. Les systèmes de détection et d'extinction sont implantés dans chaque container (centrale incendie et bouteille de gaz).

¹⁴ Power Conversion System : système de conversion de puissance



Photographie 3 : Photographie et illustration permettant de situer la partie conversion (transformer PCS Container) et la partie stockage (Battery Container)

III.4.2 L'architecture électrique et le pilotage du conteneur 1

Tous les racks sont de conception identique. Chaque rack comprend 17 modules de type JH3 de la marque LG fonctionnant sur la base d'une technologie Li-ion NMC¹⁵. Les spécifications techniques des modules sont les suivants :

- Courant de décharge qui ne doit pas excéder 37,8 A continu, et 155,4 A en pic,
- Courant de charge qui ne doit pas excéder 37,8 A continu,
- Puissance de charge et de décharge qui ne doit pas dépasser 6 524 W en pic,
- Température d'utilisation comprise entre 0 et 40°C, avec une recommandation de maintenir les modules à 23 +/-4 °C.

Le module est certifié CE et dispose d'un indice de protection IP20¹⁶ ce qui signifie que le boîtier du module n'est pas conçu pour assurer une protection vis-à-vis du risque d'intrusion d'eau. Les modules (au même titre que le reste de l'installation) ne sont pas certifiés UL 9540¹⁷.

¹⁵ Dans une batterie NMC, la cathode est constituée de nickel, de manganèse et de cobalt, désignant ainsi la catégorie à laquelle la batterie appartient. Chaque module contient 28 cellules montées sur deux chaînes en parallèle de 14 cellules en série.

¹⁶ L'indice de protection d'enveloppe (Code IP) représente un niveau de protection fourni par l'enveloppe d'un appareil électrique selon la norme internationale de la Commission électrotechnique internationale EN60529.

¹⁷ La norme UL 9540 est une norme de sécurité publiée par Underwriters Laboratories (UL) qui encadre les systèmes de stockage d'énergie (ESS) pour évaluer leur sécurité, notamment en matière de risques d'incendie, d'électrocution et de défaillances thermiques. Elle couvre les exigences de conception, de construction, d'installation et de fonctionnement des batteries stationnaires et des équipements associés, afin de garantir leur utilisation sûre dans les applications résidentielles, commerciales et industrielles.

Chacun de ces modules contient 28 cellules de 63 Ah, organisées en configuration dite "2P14S" (mise en série de quatorze groupes de deux cellules montées en parallèle). La plage de tension de fonctionnement définie pour ces cellules par LG est de 3 V à 4,2 V.

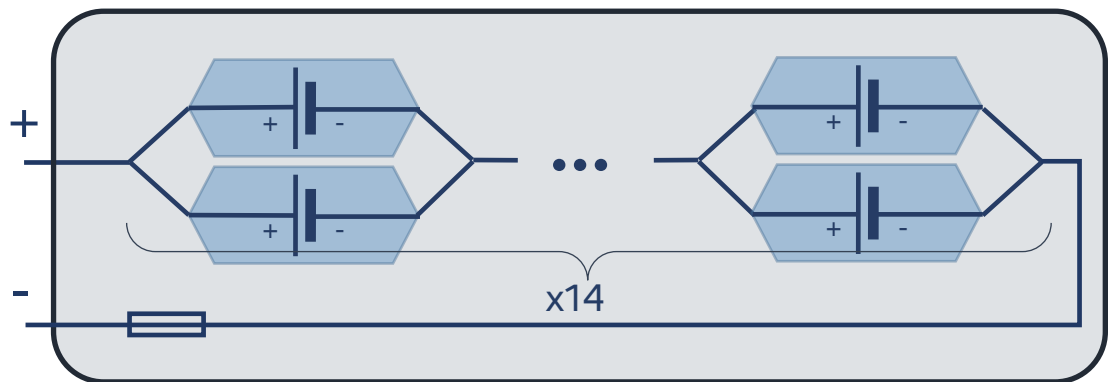


Figure 2 : schéma représentant le mode de montage des cellules dans le module

Un fusible 300 A est également intégré à chaque module sur sa polarité négative.

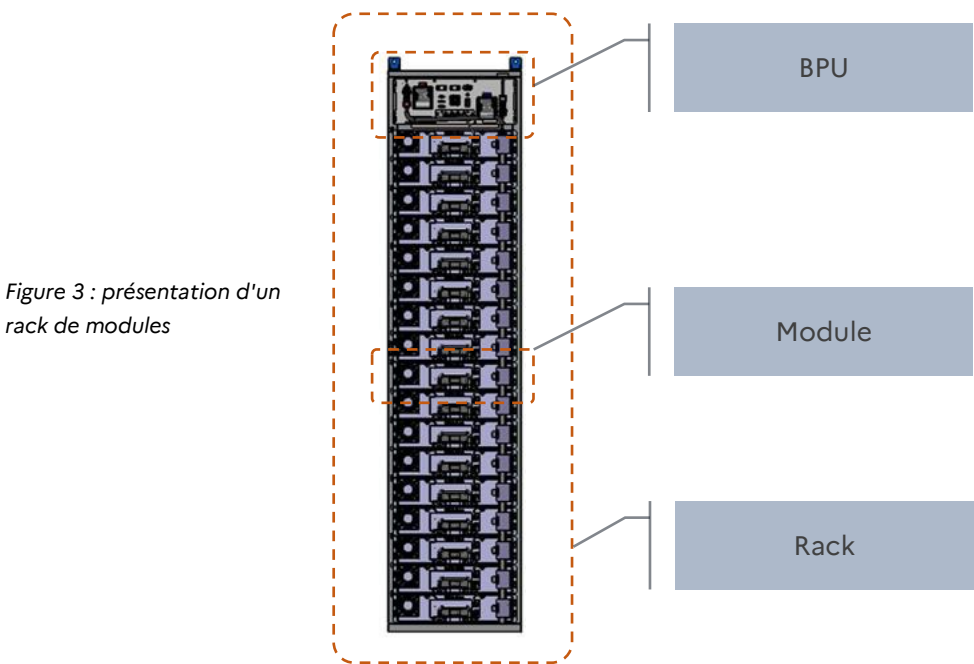


Figure 3 : présentation d'un rack de modules

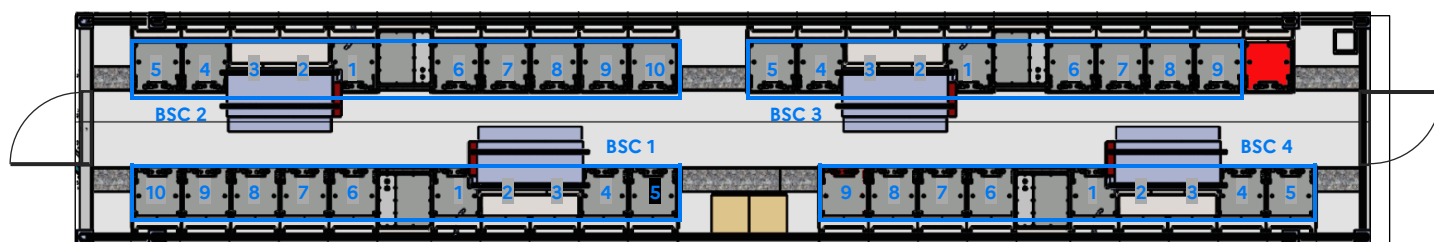


Figure 4 : plan du conteneur permettant de visualiser les BSC et rack et les systèmes de climatisation

Chaque rack est équipé en tête d'une BPU¹⁸. Cette BPU contient, entre autres, deux contacteurs de puissance (un par pôle), des fusibles (un fusible de 200 A sur chaque polarité) et de l'électronique de gestion des modules (RBMS¹⁹, rack battery management system). La tension nominale de chaque rack varie entre 714 V et 999 V en fonction de leur état de charge, avec une énergie nominale de 110,9 kWh par rack.

Les racks sont électriquement regroupés en parallèle pour former quatre BSC²⁰. Chaque BSC se compose de 9 ou 10 racks, numérotés de 1 à 9 (ou 10).

L'automate de pilotage du conteneur pilote le stockage et la production d'électricité en fonction des paramètres qui lui sont adressés en local ou à distance par un opérateur. Il récupère les paramètres de fonctionnement de la centrale ainsi que les données des BMS²¹ et RBMS. Parmi la masse d'informations ainsi collectées, il transmet celles jugées importantes pour la sécurité et pour l'exploitation au serveur local qui alimente l'application Web utilisée par l'opérateur délocalisé pour assurer le contrôle. Pour finir, l'automate assure le pilotage des équipements via des relais (BPU, disjoncteur, disconnecteur) à partir des consignes transmises par l'opérateur et également à partir des informations collectées localement.

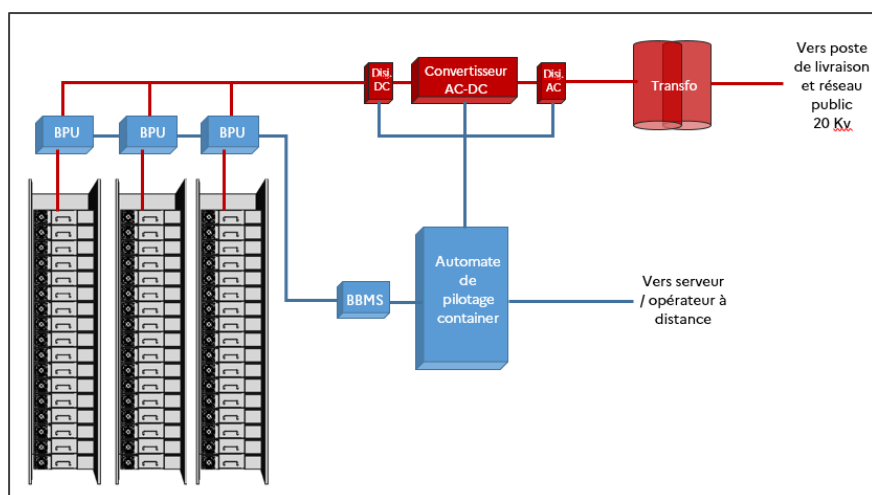


Figure 5 : Schéma simplifié du fonctionnement du conteneur

¹⁸ Battery protection unit

¹⁹ Rack Battery Management system : Système de Gestion de Batterie en Rack

²⁰ Battery System Controller

²¹ Battery management system

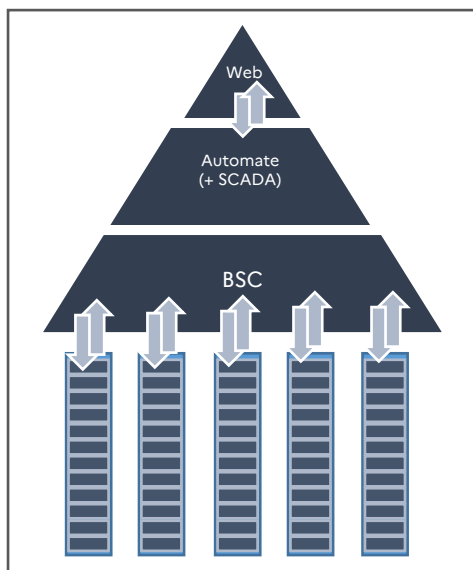


Figure 6 : les automatismes gèrent une grande quantité de données (plusieurs centaines de Mo de données par jour). L'application Web n'en offre qu'un aperçu.

Dans ce mode de pilotage décentralisé, chaque niveau est conçu pour gérer en propre certains paramètres de manière automatique (comme par exemple le rééquilibrage des cellules au sein d'un module ou de modules au sein d'un rack). Pour la sauvegarde, sont conservées en local sur un serveur les données sur une semaine du système de contrôle et d'acquisition des données en temps réel (SCADA²²). Une partie seulement de ces données est remontée via le serveur dans l'application Web à une fréquence prédéterminée (une remontée toutes les 10 minutes), à l'exception de certaines alarmes qui déclenchent un appel automatique à l'opérateur délocalisé. Dans ce cas, à réception de l'appel, l'opérateur délocalisé a la possibilité de prendre la main à distance sur le serveur et d'accéder en direct à l'ensemble des informations tant que la liaison avec le conteneur est opérationnelle.

Cette architecture répond à un objectif de réactivité du système qui doit adapter son fonctionnement dans des délais courts en tenant compte de l'environnement, de la consigne de production, de l'état de santé des modules et des éventuelles alertes remontées.

Cette architecture est aussi cohérente avec le mode de fabrication des conteneurs qui sont le fruit de l'assemblage de plusieurs équipements conçus par des entreprises distinctes :

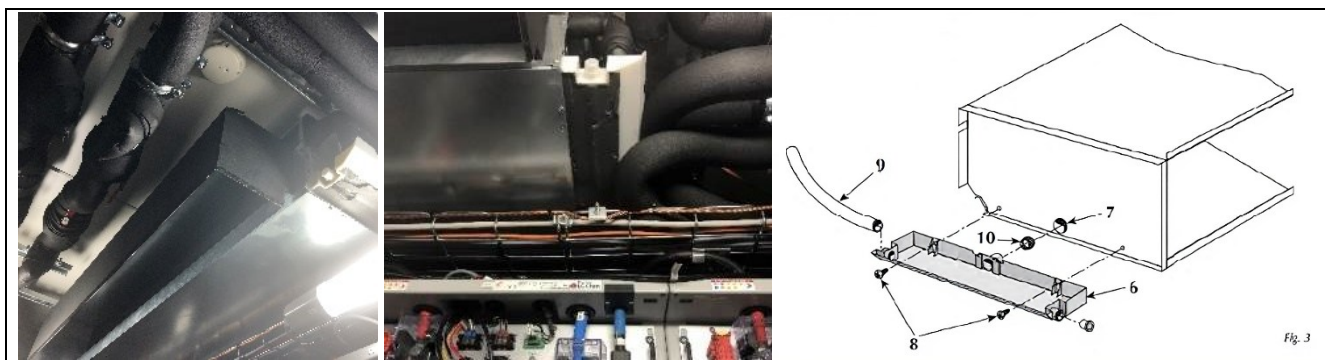
- Le fabricant des ensembles batteries/racks qui met au point le réseau de communication du module au BBMS ;
- Le fabricant du système de détection d'incendie et d'extinction automatique qui met au point la communication des détecteurs jusqu'à la centrale de mise en sécurité incendie ;
- Le fabricant du conteneur qui conçoit le reste du conteneur dont notamment les automatismes de puissance et la chaîne de conversion et de transformation, ainsi que l'interface qui permettra de superviser et de piloter l'ensemble.

III.4.3 La régulation de la température et de l'humidité

L'atmosphère intérieure du conteneur est surveillée par des capteurs d'ambiance (2 capteurs de température et 2 capteurs d'humidité). Elle est régulée par 4 ventilo-convecteurs raccordés à un groupe de production d'eau glacée situé dans le bâtiment. Les échangeurs sont situés quant à eux à l'arrière du

²² Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) est un système de télégestion permettant de traiter en temps réel un grand nombre de télémesures et de contrôler à distance des installations techniques. Ces données sont également conservées sur des serveurs Historian distants sans limite de temps

bâtiment. Cet ensemble d'équipements est conçu pour maintenir la température et le taux d'humidité dans les plages fixées par le constructeur des batteries, indiquées plus avant. Le respect de ces plages permet de garantir la fiabilité et la performance des batteries dans le temps. Il contribue également à la sécurité de l'installation en évitant la montée en température des modules ou la présence d'humidité. Les ventilo-convecteurs sont situés au-dessus des racks batteries de part et d'autre du couloir central. Les canalisations d'alimentation en eau glacée circulent en plafond du container le long de l'allée centrale. Chaque ventilo-convecteur est équipé d'un bac de récupération des condensats situé sur le côté du caisson. Ce bac collecte les condensats qui se forment et les oriente vers un tuyau qui permet leur évacuation à l'extérieur du container en descendant le long du rack à l'aplomb duquel il se situe. Le caisson de la sortie d'air froid est isolé sur sa face extérieure au moyen d'un isolant synthétique pour limiter le risque de condensation par contact de l'air ambiant sur la paroi refroidie par l'air sorti de climatisation.



Photographie 4 : à gauche, photographie du caisson de sortie d'air du ventilo convecteur placé au-dessus des racks ; au milieu, photographie du bac de collecte des condensats, à droite schéma de montage du bac sur le bloc ventilo-convecteur. (le bac ⑥ est fixé au ventilo convecteur au moyen des vis ⑧ l'évacuation des condensats se fait par l'orifice ⑦ et le raccord ⑨ puis par le tuyau flexible ⑩). (Source : plan Nidec)



Figure 7 : Implantation des quatre ventilo-convecteurs au sein du container (en violet), les racks sont représentés (en gris) le rack de secours (rack spare) en rouge. (Source : plan Nidec)

III.4.4 La protection contre le risque incendie

Pour la surveillance du local batteries, la détection automatique d'incendie est assurée par 6 détecteurs sur deux boucles indépendantes.

À la confirmation d'alarme (sur double détection), une temporisation de 30 secondes permet l'évacuation du personnel éventuellement présent dans le container. Pendant cette temporisation, les affiches lumineuses "évacuation immédiate" et "entrée interdite" clignotent, le signal sonore retentit. À la fin de la temporisation, l'ouverture de la vanne est commandée par la centrale incendie et un gaz inertant composé de 50% d'Azote (N) et 50% d'Argon (Ar), se diffuse dans le local. L'installation est conçue selon le référentiel R13 de l'APSAD édition janvier 2015. Le risque pris en compte est le risque de feu d'origine électrique, le taux d'oxygène visé à l'intérieur du local batteries est inférieur à 12.5% pour une durée de libération du gaz inertant de 120 s.

Les 2 bouteilles de gaz et la centrale incendie sont situées en partie centrale du conteneur. La centrale incendie est reliée à l'automate de pilotage du container de sorte qu'elle puisse relayer les déclenchements d'alarme incendie, ce qui provoque l'ouverture des contacteurs situés dans les BPU. Le dimensionnement du dispositif incendie a été réalisé par une entreprise spécialisée.



Photographie 4 : Photographie de la centrale de détection et extinction incendie et les deux bouteilles de gaz inertant

III.4.1 Nombre d'installations et accidentologie

Selon les informations communiquées par LG Chem dans le cadre de l'enquête relative à l'incendie d'une station de stockage d'énergie sur la commune de Poggio-di-Nazza (2B)²³, les modules JH3 équipaient 65 stations de stockage d'énergie de plus de 2 MWh associées à des centrales photovoltaïques. LG Chem

²³ Rapport 2025-02 sur l'incendie le 3 juin 2022 d'une station de stockage d'énergie survenu au sein du site SUN'R situé à Poggio-di-Nazza (2B) : https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_sunr_poggio_vdif_cle5bb821.pdf

déclarait qu'aucun accident n'avait été porté à sa connaissance à l'exception de trois incendies de BESS conçus et fabriqués par Nidec²⁴.

Pour sa part, Nidec a déclaré avoir conçus et mis en service 21 stations de stockage d'énergie de plus de 2 MWh recourant à ce type de module. Nidec a déclaré également que la plupart des installations ont fait l'objet d'une campagne volontaire de rappel de modules de la part de LG Chem hormis les trois sites précédemment cités.

Le BEA-RI a retrouvé mention de cette campagne qui avait été initiée à la suite des investigations post-accidentelles menées par la Corée du Sud suite à des accidents rencontrés sur des stockages stationnaires en 2019²⁵. Dans le cadre de l'enquête, LG Chem a expliqué que cette campagne a été décidée à la suite de la découverte d'un défaut de fabrication au niveau des électrodes des cellules électrochimiques de modules fabriqués sur une période précise²⁶. Toutefois, à l'issue des expertises menées en interne (non communiquées), LG déclare ne pas avoir établi d'impact de ce défaut en termes de sécurité du module. À titre de précaution, une note technique aux utilisateurs des modules demandait la limitation de la charge maximale dans l'attente du remplacement de ces derniers. LG en outre réfute la présence de défauts dans les modules impliqués dans les incidents de Corée et précise que *"this replacement program is being done out of an overabundance of caution and is voluntarily replacing batteries due to its commitment to continuous improvement for customers and industry stakeholders. LG does not acknowledge there is a defect in their modules that contributed to the Korea events"*²⁷. Le BEA-RI n'a pas contre-expertisé ce point.

III.5 Batterie lithium et emballage thermique

III.5.1 Rappel sur la "batterie lithium"

Si le principe de la batterie fondée sur l'échange réversible d'ions lithium est connu depuis les années 70, sa conception a connu des évolutions rapides au cours des 20 dernières années pour répondre à la demande d'électrification et de portabilité des usages.

Derrière le terme de batterie lithium se cache en réalité plusieurs types de batteries qui se différencient par les matériaux qui composent ses différents éléments (cathode, anode, électrolyte, ...). Ce sont ces matériaux qui détermineront les caractéristiques de la batterie en termes de coûts de fabrication, de densité de puissance, de capacité de stockage, d'autonomie, de cyclabilité et naturellement de sécurité.

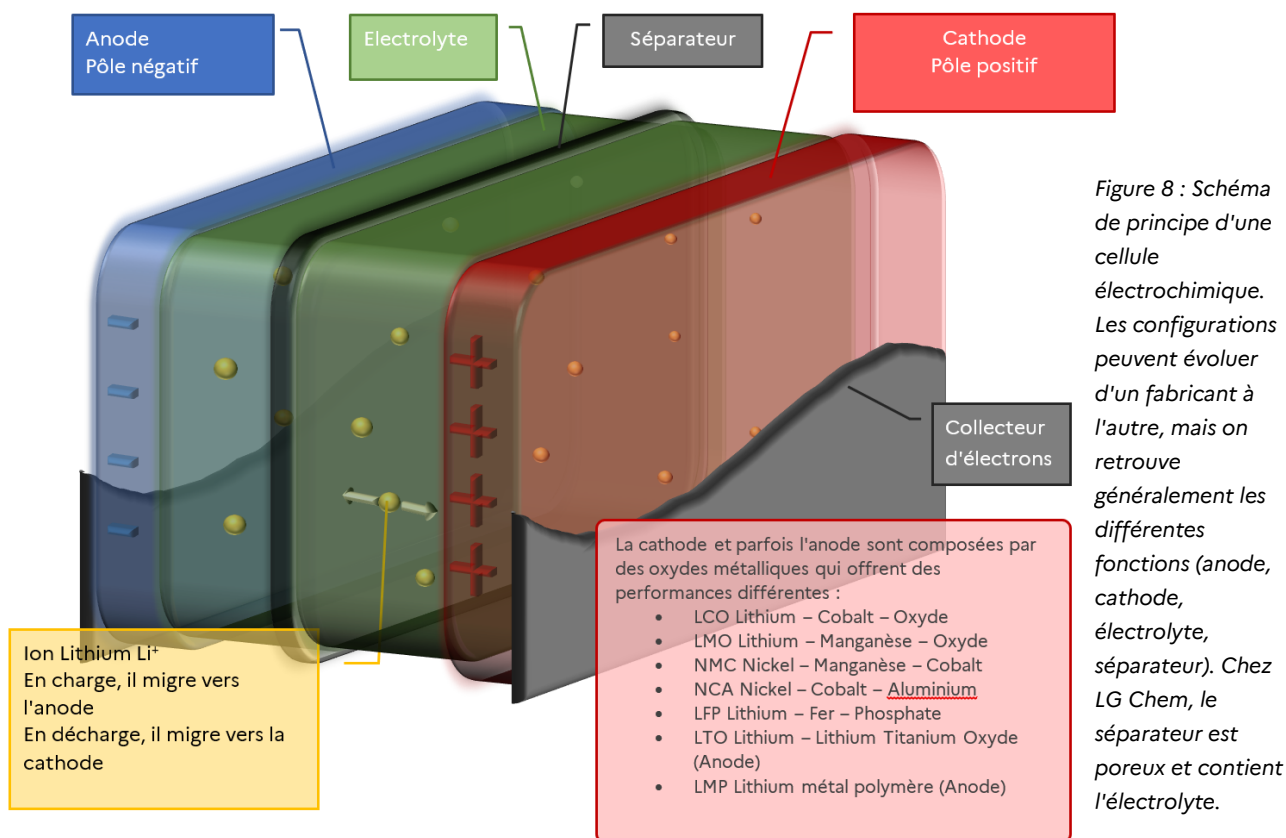
Cette diversité d'offres vise avant tout à répondre à différents usages et au meilleur rapport coûts / bénéfices.

²⁴ Le BEA-RI en dénombre quatre, trois d'entre eux font l'objet d'une enquête du bureau.

²⁵ " Fire Investigation Report 132-20 ", Merseyside Fire & Rescue, 202295

²⁶ Le modèle JH3 a fait l'objet d'une campagne de rappel pour des modèles qui avaient été produits entre avril 2017 et septembre 2018 en raison d'un défaut d'épaisseur d'anode et de cathode. Le lot qui équipait le conteneur impliqué dans l'incendie a été produit à partir de novembre 2018.

²⁷ Ce programme de remplacement a été réalisé par excès de prudence et a procédé volontairement au remplacement des batteries en raison de son engagement envers l'amélioration continue pour ses clients et les parties prenantes de l'industrie. LG ne reconnaît pas l'existence d'un défaut dans leurs modules ayant contribué aux incidents en Corée.



III.5.2 Le phénomène d'emballement thermique

L'emballement thermique (ou "thermal runaway") d'une batterie est un phénomène dangereux au cours duquel une chaîne de réactions exothermiques augmente rapidement la température des cellules de la batterie. Généralement, et compte tenu des protections électriques, thermiques ou mécaniques prévues au niveau des racks et de chaque module, l'énergie initiale nécessaire au démarrage du processus est souvent apportée par un dysfonctionnement tel qu'un court-circuit. Ce dysfonctionnement peut être lié à un défaut de fabrication (mauvais positionnement des isolants, par exemple), à une usure anormale (formation de dendrite²⁸), à la présence d'eau ou d'humidité, à un fonctionnement de la batterie en dehors des spécifications, ou à une agression thermique ou mécanique. Il peut donc avoir une cause interne ou externe au module.

Ces différentes réactions ont pour effet de produire de la chaleur qui, à son tour, augmente la température de la cellule et initie de nouvelles réactions qui accélèrent le phénomène de dégradation thermique. En l'absence de mesure physique permettant de casser cette dynamique, l'enchaînement réactionnel qui se produit au sein des cellules d'un même module se transmet en provoquant l'emballement thermique des cellules du module voisin.

²⁸ Croissance d'un fin dépôt de lithium métallique amenant à la formation de formes arborescentes au sein de l'électrolyte. Ces formes peuvent croître jusqu'à amener à la mise en contact des électrodes avec possibilité de court-circuit interne (permis par le passage de courant via les filaments de lithium métallique conducteur).

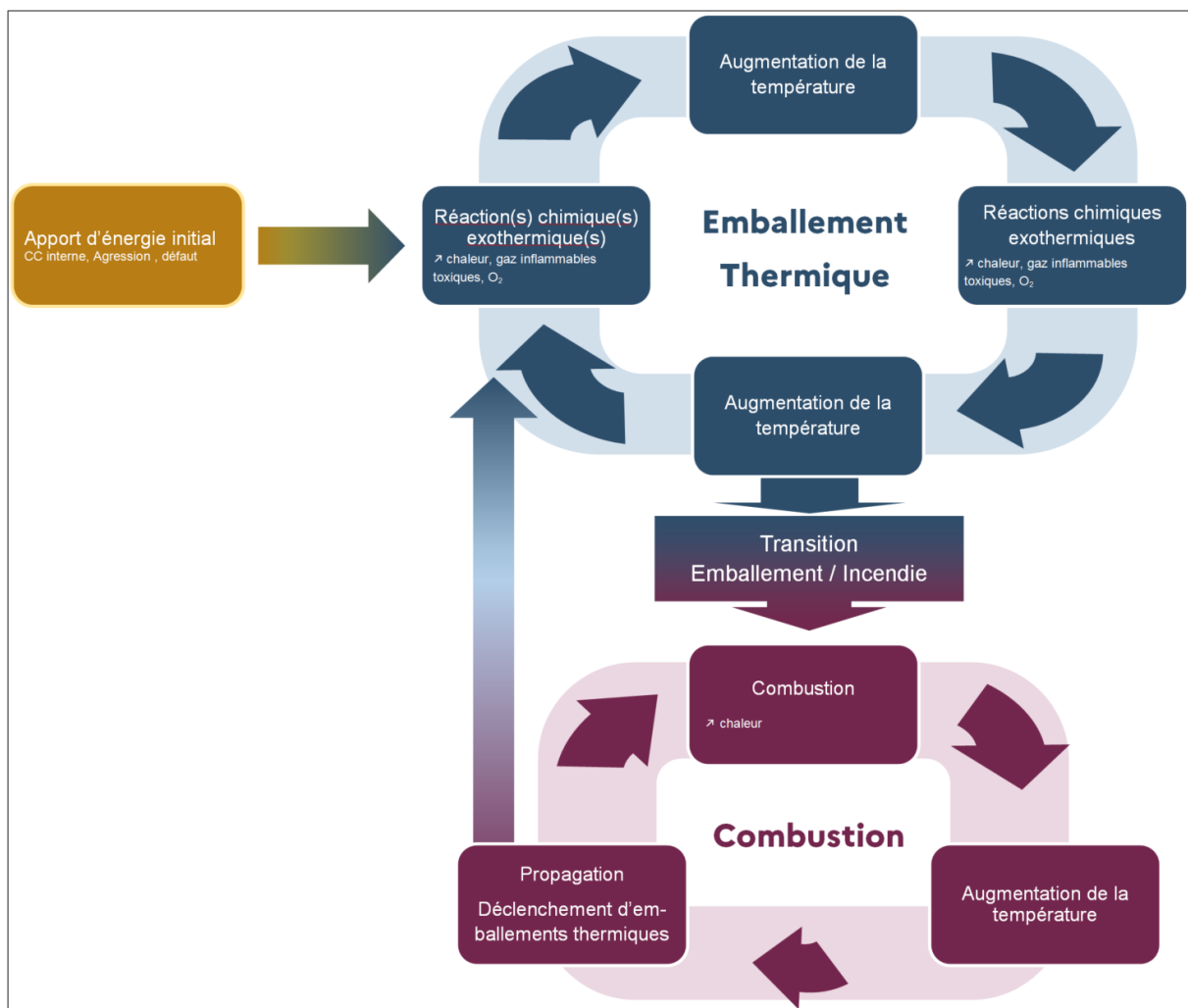


Figure 9 : Synoptique de développement de l'emballement thermique

On note à ce stade que l'emballement peut se produire sous le seul effet de l'augmentation de la température et en l'absence de flammes.

Si les conditions de la combustion sont réunies (présence des trois éléments du triangle du feu), l'emballement pourra alors évoluer sous la forme d'un incendie par embrasement des matériaux présents (matériaux combustibles comme les plastiques ou produits inflammables comme l'électrolyte liquide) ou des gaz produits par les réactions chimiques (oxygène, gaz inflammables). L'incendie pourra se propager aux autres modules ou initier, par simple élévation de la température, des emballements thermiques sur d'autres modules.

Il faut enfin conserver à l'esprit que le phénomène d'emballement dépend intimement de la nature des produits qui composent la cellule (électrodes, électrolyte, séparateur, ...) et des conditions dans lesquelles elles se produisent. Ainsi, deux batteries lithium de chimies différentes ou deux batteries identiques agressées différemment ne produiront pas forcément les mêmes effets. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'il est difficile de déduire du premier incendie de 2019 que le système d'extinction avait été efficace face à un phénomène d'emballement thermique.

IV. Déroulement de l'évènement

IV.1 Déclenchement de l'évènement

Le jeudi 6 avril, l'équipe d'astreinte de la société Akuo Corse Maintenance, chargée de l'exploitation de la ferme photovoltaïque OLMO 1, reçoit une alarme incendie vers 15h30 (détection feu, déclenchement du système d'extinction et déconnexion du convertisseur batterie).

Quelques minutes plus tard, après avoir confirmé la suspicion de départ d'incendie, la société contacte le SIS de la Haute-Corse vers 15h45. Elle fait part, par téléphone, des premiers éléments disponibles : de la localisation au sein du bâtiment de l'incendie, de l'état de charge des batteries, du nombre de modules et de racks présents dans le container impliqué, de la température mesurée, de l'activation du système d'extinction automatique.

IV.2 L'intervention des secours publics

Les premiers intervenants arrivent sur le site vers 16h10.

À leur arrivée, les sapeurs-pompiers constatent la présence d'une fumée blanche qui sort du conteneur situé en partie centrale du bâtiment et l'absence de risque de propagation au voisinage. Ils constatent que les portes du bardage extérieur sont endommagées, que les portes du conteneur sont fermées mais que la porte arrière porte de légères traces de déformation.

Lors des premiers échanges, la société Akuo Corse Energy Solar confirme l'isolement électrique du conteneur du reste du réseau et recommande de laisser le conteneur fermé sous atmosphère inerte dans l'attente de l'arrivée sur le site des techniciens.

Les premiers relevés à la caméra thermique donnent des températures au niveau des portes du conteneur de 40 °C à 50°C mais, dans la mesure où le conteneur concerné par l'incendie est en partie centrale, ces premières mesures sont indicatives et peu représentatives de l'activité à l'intérieur.

Vers 17h24, le SIS sollicite la CASU²⁹ de l'INERIS pour être conseillé sur les modalités d'interventions et dépêche également sur site un sapeur-pompier spécialiste des incendies de feux de batteries.

L'avis CASU communiqué en réponse précise en synthèse que :

- *L'eau peut réagir avec le lithium métal et générer de l'hydrogène (ATEX³⁰) mais que dans les batteries Li-ion, le lithium est sous forme ionique et sous forme d'oxyde de métal lithié et est donc considéré comme moins réactif que sous sa forme métal ;*
- *Concernant les moyens d'extinction, dans le cas où l'inertage ne serait pas efficace, la CASU propose dans un premier temps d'arroser abondamment les batteries à l'eau ;*
- *Un moyen alternatif qui pourrait être envisagé pour l'extinction est d'utiliser du sable sec ;*

²⁹ Cellule d'appui aux situations d'urgence (CASU) composée d'ingénieurs de l'INERIS d'astreinte 24h/24.

³⁰ Atmosphère explosive – Le domaine d'explosivité de l'hydrogène est compris entre 4 et 76%.

- *Et en dernière alternative, il convient de laisser brûler tout en limitant le risque de propagation.*

Vers 18h30, en l'absence de signe de décroissance du foyer (le dernier relevé de température donne 140 °C), et compte tenu de la configuration de l'équipement³¹, la décision est prise d'envoyer un groupe de reconnaissance équipé d'extincteurs CO₂ fournis par l'exploitant dans le but d'intervenir au plus près de l'incendie. À l'ouverture du conteneur par la porte située du côté de l'entrée du site (entrée sud), les intervenants constatent la présence d'un plafond de fumée dense. Alors que le binôme commence à pénétrer dans le conteneur, le premier pompier remarque que le plafond de fumées commence à former des rouleaux³². Il ordonne l'évacuation mais une "explosion" se produit projetant les intervenants au sol. Ces derniers seront pris en charge et placés en observation à la suite de syndromes respiratoires, les équipements de protection individuels les ayant efficacement protégés contre les effets thermiques de l'explosion.

Dès lors, la stratégie d'intervention évolue. L'existence d'un foyer actif, d'un potentiel calorifique significatif au sein du conteneur (646 modules) et la proximité d'autres enjeux matériels (présence d'un second conteneur sous le même bâtiment, et des installations annexes constituées des onduleurs du transformateur et de la climatisation) conduisent les services de secours à examiner la solution d'extinction massive à l'eau, celle-ci ayant été préconisée par la CASU et l'expert SDIS Batterie Lithium.

Vers 20h, il est procédé à la pose de lances monitor au sol aux entrées Nord et Sud du conteneur. L'arrosage mis en place a un débit de 1500 L/min. Il sera maintenu pendant toute la nuit pour assurer un arrosage des modules soit en continu soit par phase de 15 min en fonction de l'évolution de la température mesurée à la caméra thermique.

³¹ Le conteneur est situé dans un bâtiment de type bâtiment agricole et jouxte d'autres équipements industriels non touchés par le sinistre.

³² Lors d'un incendie dans un espace confiné, la chaleur et les gaz chauds s'accumulent sous le plafond, formant une couche de fumée épaisse. Si cette couche devient suffisamment chaude et instable, elle peut commencer à s'enrouler sur elle-même, créant des mouvements tourbillonnants ou des "rouleaux" de fumée et de gaz chauds. Ces rouleaux sont souvent un signe avant-coureur d'un flash-over (embrasement généralisé éclair), où toute la pièce peut s'embraser soudainement. C'est une situation extrêmement dangereuse pour les pompiers.



Photographie 5 : Images de l'intervention des pompiers et du dispositif mis en place pour procéder à l'extinction du sinistre

En parallèle, des premières réflexions sont conduites pour commencer à extraire les modules afin de les neutraliser un à un. La procédure un temps envisagée consiste à démonter le module et à l'immerger dans de la saumure pendant 24 heures. L'idée de manœuvre de neutralisation sera finalement abandonnée en raison des difficultés opérationnelles qu'elle présente.

S'en suivra une intervention de très longue durée (près de 12 jours) fondée sur une stratégie de surveillance permanente et d'intervention au plus tôt sur la formation des points chauds. Elle peut se résumer en trois phases :

Période	Actions
6 avril - 8 avril 2023 Phase d'arrosage intensif	Début de l'arrosage massif : dès la fin d'après-midi du 6/04, avec des lances monitor et des canons à eau pour refroidir les batteries et éviter l'emballement thermique. Débit d'eau : Jusqu'à 1500 L/min pour éviter la propagation et les bouffées de fumée toxique.
8 au 9 avril 2023 Contrôles et refroidissement prolongé	Phase de transition entre l'arrosage massif et l'arrosage continu, avec des relevés de température réguliers pour surveiller le risque d'emballement des batteries.
À partir du 9 avril 2023 : Fin de l'arrosage intensif	L'arrosage massif est arrêté, mais des contrôles ponctuels et des interventions ciblées (extincteurs, etc.) sont maintenus en fonction des relevés de température.
17 avril 2023	Fin de l'intervention

Tableau 1 : Phases d'intervention des services de secours publics

V. Compte-rendu des investigations menées

V.1 Reconnaissance de terrain

Les inspecteurs du BEA-RI se sont déplacés sur site une première fois le jeudi 25 mai 2023. Ils ont procédé aux premiers constats en présence des personnels de la société Akuo Corse Energy Solar et de la DREAL. Par la suite, le bureau a participé aux expertises conduites par les experts des assurances dans le cadre de la procédure assurantielle.

Sans reprendre dans le détail l'ensemble des constatations dressées, les enquêteurs retiennent les éléments marquants suivants.

V.1.1 Les données enregistrées

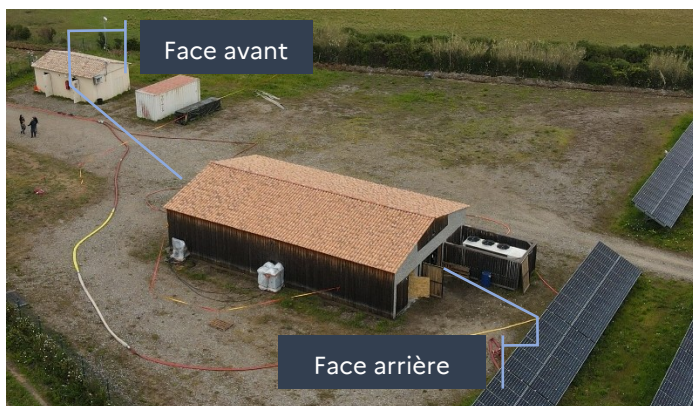
Le serveur sur lequel sont enregistrées toutes les informations relatives au fonctionnement et à l'exploitation du conteneur était situé dans un local distinct du conteneur impliqué dans l'incendie. Les enquêteurs ont ainsi pu récupérer des données provenant de plusieurs sources : PC supervision batteries, PC supervision Akuo, serveur Historian Nidec, PC de développement Akuo. Ces informations comprennent les données d'ambiance du conteneur (température et humidité, les alarmes remontées par les BBMS, les données de températures, de tensions et d'intensité au niveau des cellules, des modules et des racks, les positions des commutateurs depuis le 4/05/2022 jusqu'à interruption de la communication à la suite de l'incendie. Ces données ont été confiées en expertise à l'INERIS. Leur interprétation est donnée au paragraphe V.3.

V.1.2 Les constats extérieurs et les impacts sur le bâti

Les reconnaissances effectuées le jour de la visite ont confirmé que l'intervention du SDIS avait permis de circonscrire l'incendie au conteneur 1. Le bâti ne semble pas avoir subi de dégâts importants. Quelques traces d'incendie sont visibles au niveau des deux ouvrants.

La porte d'accès arrière au conteneur 1 présente une légère déformation (cintrage visible sur la photo bas droite), mais pas de traces d'effraction. Cette déformation semble être la résultante du choc à l'ouverture de la porte contre un bidon situé à proximité.

L'examen visuel de la couverture ne fait apparaître aucune trace liée à l'incendie.





Photographie 6 : Photographies du bâtiment qui abrite les BESS (en haut à gauche : vue aérienne du bâtiment, en haut droite vue ¾ arrière du bâtiment ; en bas à gauche, vue ¾ avant du bâtiment, en bas à droite vue de la porte arrière légèrement cintrée)

V.1.3 Les constats à l'intérieur du conteneur

À l'exception du conteneur 1, le reste du bâtiment ne présente pas de trace d'agression de l'incendie, la surveillance thermique mise en place tout au long de l'évènement n'aura pas montré d'élévation de température anormale ni sur le bâti ni sur les équipements voisins (BESS n°2, transformateur, système de conversion de puissance, ...).

L'examen de l'intérieur du conteneur 1 permet de constater la présence d'un dépôt de suie sur l'ensemble des équipements. En apparence, la plupart des modules ont conservé leur intégrité physique. Les mesures effectuées ultérieurement en préparation de l'opération de démantèlement permettront de constater qu'une partie des modules, en dépit de l'arrosage massif opéré, étaient toujours chargés.

Quelques zones présentent des traces d'incendie plus marquées que d'autres ce qui permet d'identifier les zones d'accumulation des fumées et les équipements au sein desquels l'incendie s'est développé.

On note :

- Le rack n°1 du BSC3 contient les modules qui présentent les traces de combustion les plus importantes. Les boîtiers ont néanmoins conservé leur intégrité ce qui a permis leur extraction et leur expertise (cf. partie V.2.3) ;
- Le rack n°2 du BSC3 comporte également des dégradations dans sa partie supérieure du fait de la propagation de l'incendie du rack n°1 ;
- Les racks 2 et 3 du BSC 2 sont également endommagés sur la partie supérieure ;
- L'examen de la face avant des modules du rack n°1 de la BSC3 permet de constater des dégradations inégales des gaines de câbles électriques et de localiser une intensité plus forte de l'incendie au niveau du module 10 ;

- Hormis les zones d'incendie, les traces les plus importantes sont relevées sur les équipements situés en partie haute du conteneur (fusion des parties en matière plastique et carbonisation des gaines isolantes des fils électriques et du circuit de climatisation) ;
- Le sol du conteneur a conservé son intégrité et ne porte pas de trace d'incendie. La présence d'affiches encore lisibles dont le film de protection a fondu témoigne d'une température élevée mais insuffisante pour provoquer l'embrasement généralisé avant l'intervention des services de secours.



Photographie 7 : la photo de gauche donne un aperçu de l'état général des modules et du plancher du conteneur, la photo du milieu permet de visualiser les traces d'incendie, la photo de droite permet de visualiser les dégradations constatées sur les racks 2 et 3 du BSC 2.

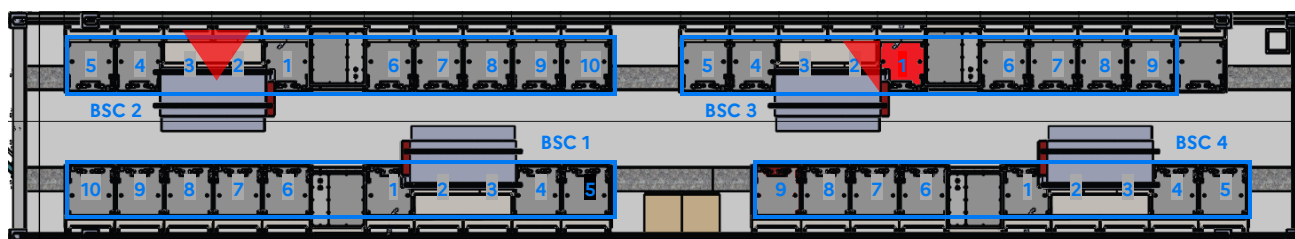
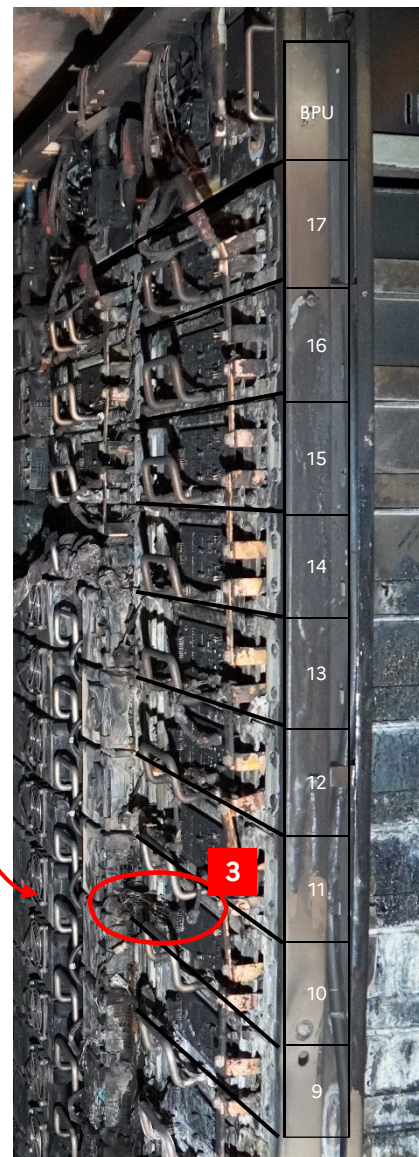
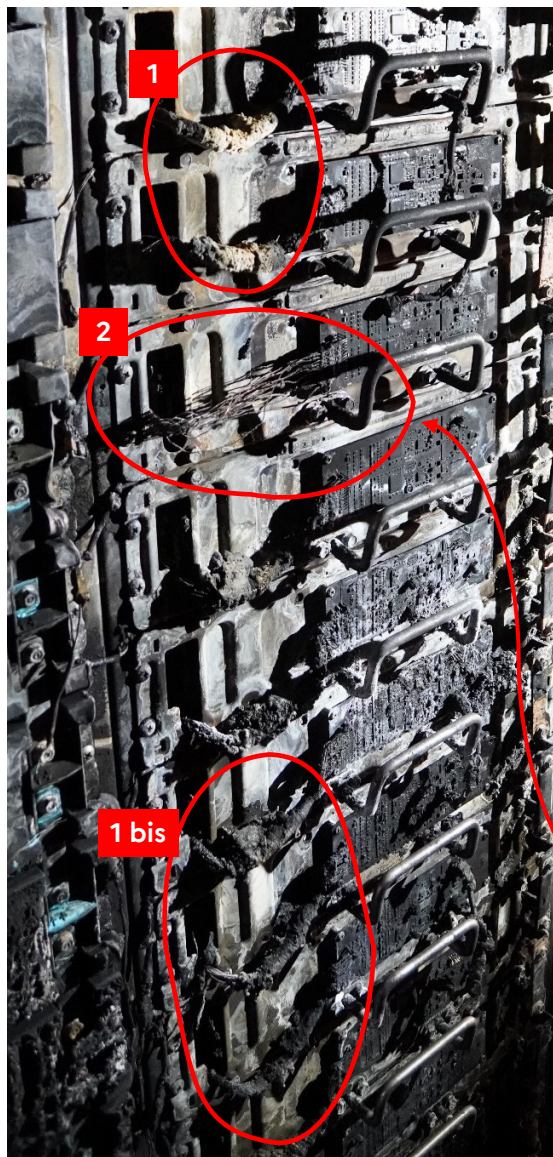


Figure 10 : Plan du conteneur et localisation des zones les plus endommagées (rack 1 / BSC 3) (indiqué en rouge)



Photographie 8 : Vue générale du rack 1 du BSC3. On constate une combustion progressive des gaines isolantes des connexions électriques en façade des modules. La gaine isolante du module 10 a totalement brûlé (repère 2). On voit en revanche que l'isolant est moins dégradé au fur et à mesure que l'on s'éloigne de ce module (repères 1 et 1 bis). Ce gradient de dégradations montre que l'incendie n'a pas affecté le rack de manière égale sur toute la hauteur, l'intensité étant plus forte au niveau du module 10 (repères 2 et 3).



V.2 Les expertises conduites dans le cadre des procédures d'assurances

V.2.1 Les essais produits par LG Chem

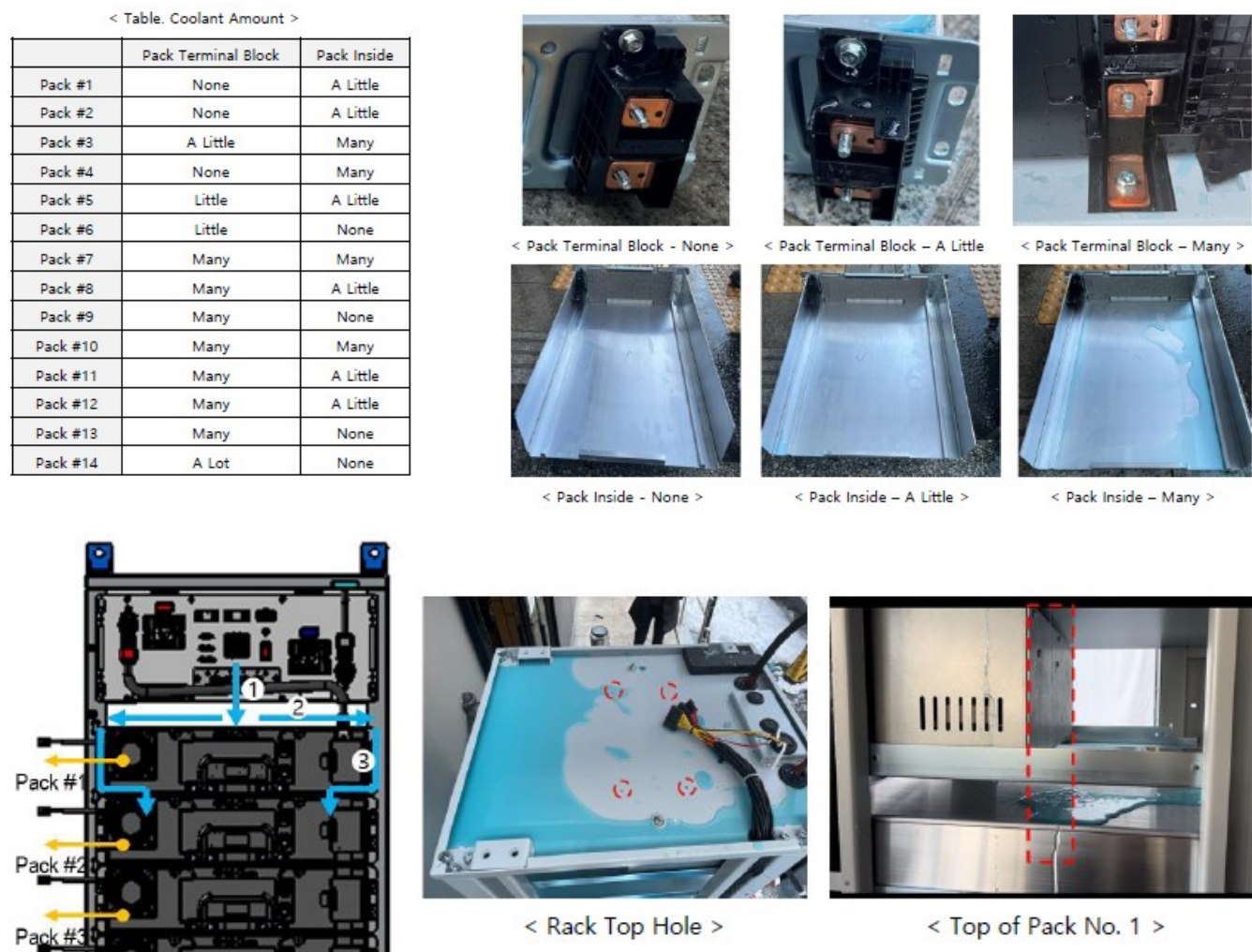
LG Chem (fournisseur des batteries) a, de sa propre initiative, réalisé des essais pour évaluer les conséquences d'un écoulement de liquide sur un rack. Les résultats de ces essais ont également été versés au débat technique au cours de l'enquête de Poggio-di-Nazza.

Fort de son propre retour d'expérience, LG Chem, qui conçoit et exploite des stations de stockage d'énergie, sait à ce titre que l'humidité produite par les systèmes de climatisation est un facteur de risque important. Il est à noter que ces essais n'ont pas fait l'objet d'une procédure contradictoire préalable et que les conditions de réalisation n'ont pas été communiquées en totalité (quantité et nature des liquides

mis en jeu, mesure des tensions paramètres électriques, température, ...). Toutefois, le BEA-RI retient en particulier les résultats de deux essais :

Le test d'écoulement de liquide

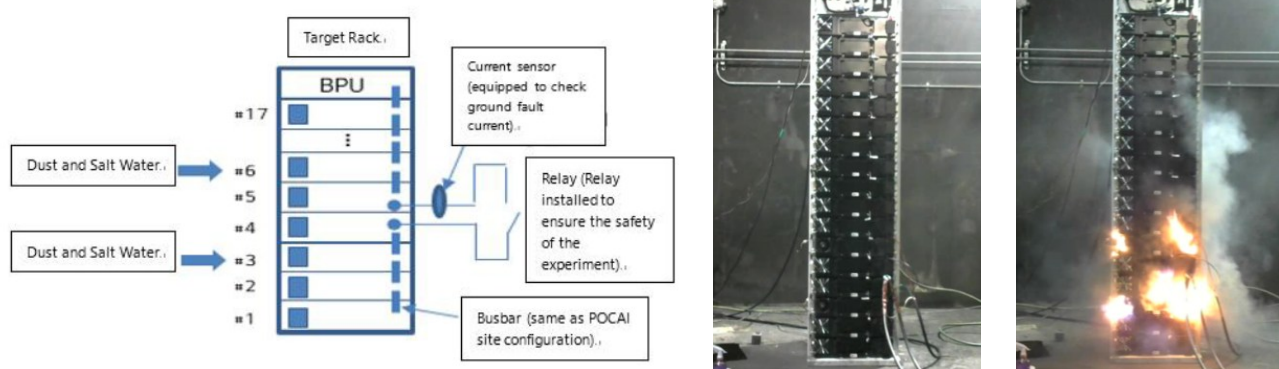
Le premier test vise à observer l'écoulement d'un liquide (en l'occurrence un liquide de refroidissement) sur un rack de batteries depuis la partie supérieure du rack. Ce test démontre qu'une fois répandu sur le boîtier supérieur, le liquide s'écoule gravitairement le long des montants de rack et se répand de façon aléatoire et inégale sur l'ensemble des modules du rack. L'intérieur des modules, tout comme le terminal de connexion, peuvent être affectés à des degrés divers en fonction de la position du module dans le rack.



Photographie 9 : Photos issues de la présentation de l'essai (Source LG)

Sensibilité des racks en fonctionnement aux écoulements d'eau et aux poussières

Par cet essai, LG a cherché à déterminer le comportement d'un rack de modules chargés exposé à des poussières et des écoulements d'eau saline. Le test a consisté à simuler une entrée d'eau et de poussières dans deux modules d'un rack en fonctionnement (les modules 3 et 6). L'eau utilisée était de l'eau salée et la poussière du graphite. Il s'agit de conditions d'essais particulières, que LG justifie pour tenir compte du fait que l'eau de condensat, initialement pure et donc peu conductrice, va au fil du temps et des écoulements successifs former des zones d'accumulation d'impuretés et de corrosion qui vont avoir pour effet de charger ioniquement l'eau de condensat et augmenter sa conductivité. La conductivité de l'eau et les quantités de sel et de poussières n'ont pas été précisées par LG.



Photographie 10 : Schéma de montage de l'essai et photographies extraites de la vidéo de l'essai (Source : LG)

Il ressort de cet essai que la présence d'eau dans un des deux modules (module 3) a provoqué des courts-circuits qui, bien qu'externes aux cellules, ont conduit ces dernières à entrer en emballement thermique. Cet emballement thermique conduit à l'incendie généralisé du rack.

Dans l'autre module (module 6), la présence de courts-circuits est attestée par l'apparition d'étincelles et d'arcs électriques. En revanche, ces signes de courts-circuits ne conduisent pas à un emballement thermique des cellules du module. Ils cessent même au bout de quelques minutes (vers 1 min 34s) avant que l'incendie initié par le module 3 ne gagne le module 6.

Il ressort également de ces essais que plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire :

- Des courts-circuits qui impliqueraient un seul module (courts-circuits entre les cellules et l'enceinte du module) ;
- Des courts-circuits entre plusieurs modules du fait d'arcs électriques entre les parties conductrices des modules et le châssis. Ce mode de défaillance est plus préjudiciable dans la mesure où il est de nature à produire des surintensités plus importantes.

Pour cet essai, il n'a pas été possible de vérifier si les sécurités électriques usuellement installées sur les racks (au niveau de la BPU mais également assurées par le contrôle du BBMS) étaient entièrement opérationnelles.

V.2.2 L'analyse technique produite par LG

Les notes produites par LG rappellent que l'emballement thermique d'un module est la résultante d'une élévation de température qui peut avoir plusieurs causes :

- Des causes externes : un feu à proximité du module, des points chauds produits par effet Joule par un contact électrique défectueux, un court-circuit externe, un arc électrique (par court-circuit du rack ou au niveau de connectiques de puissance pendant le fonctionnement du rack), contamination par des particules métalliques ou d'eau qui peuvent réduire la rigidité diélectrique³³ de l'air, etc.).
- Des causes internes et liées à une défaillance des cellules engendrant un court-circuit interne : défauts internes tels que des mauvais alignements des électrodes/séparateurs, des mauvaises tolérances de marge (électrode négative et séparateur mal dimensionnés, etc.), formation de dendrites de lithium perforantes ou bien encore fonctionnement en dehors de plage de fonctionnement (surintensité ou surtension) consécutif à un défaut de supervision du BMS.

Sur la base de cet inventaire qui nous paraît complet, les notes techniques produites identifient et expliquent les mécanismes qui peuvent, individuellement ou concomitamment (hypothèse la plus probable), conduire à un court-circuit externe de la cellule électrochimique qui va, par la chaleur produite, initier l'emballement thermique. Ces mécanismes, illustrés en annexe 2, sont :

- **L'électrolyse de l'eau aux points d'interface** entre une partie active du module et le rack produit de l'oxygène, de l'hydrogène et des contaminants ioniques qui augmentent la conductivité de l'eau ainsi et permettent un courant de fuite qui transite par le cadre ;
- *"L'électrolyse répétée et la haute tension peuvent induire des **phénomènes de tracé des polymères isolants**, conduisant à leur carbonisation en surface, les rendant conducteurs, ce qui favorise l'électrolyse électrique, entraînant un court-circuit des cellules du rack entre les deux zones d'électrolyse" ;*
- *"La **corrosion anodique des métaux** dans les zones où se produit l'électrolyse peut conduire à des défauts de contact [...]. Sous fonctionnement à fort courant et/ou lors de phases de commutation, ces défauts entraînent un échauffement par effet Joule sévère et des arcs électriques (sans court-circuit du rack)" ;*
- Le **phénomène de double arc électrique** simultané est rendu possible par une diminution de la rigidité diélectrique de l'air. En l'absence d'humidité, l'espace laissé par construction entre les parties actives du module et son châssis assure un isolement suffisant pour permettre le fonctionnement sûr du module. En présence d'eau, cet isolement peut s'avérer insuffisant et un

³³ La rigidité diélectrique de l'air est la limite de tension que l'air peut supporter sans se transformer en conducteur. Quand cette limite est dépassée, un phénomène comme un arc électrique ou une étincelle se produit, car les molécules de l'air sont ionisées. Cette valeur est d'environ 30 kV/cm dans des conditions standards (pression atmosphérique et température normales), mais elle peut changer en fonction de l'humidité, de la pression et de la température.

phénomène d'arc peut se produire. Cet arc est d'autant plus plausible que les tensions sont élevées.

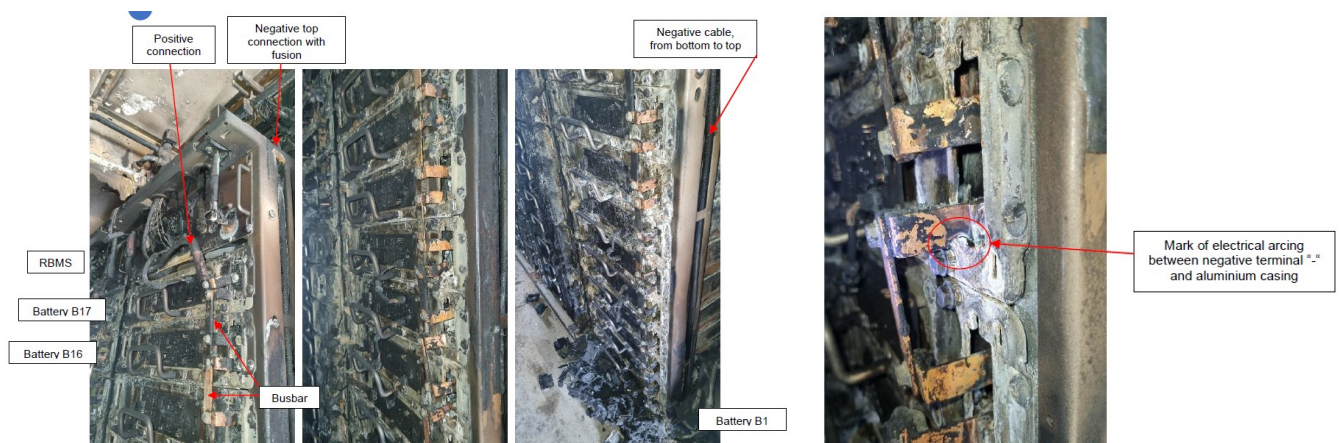
Le phénomène de double arc électrique demeure l'hypothèse privilégiée par LG pour expliquer notamment certains stigmates constatés par TolosaLab dans le cadre de son expertise. En particulier, les traces d'arc (au niveau du module 11 et du terminal du rack) peuvent constituer des stigmates d'un double arc électrique causant un court-circuit entre ces deux points du circuit, via le châssis métallique du rack (cf. V.2.3).

V.2.3 L'expertise produite par le laboratoire TolosaLab

Le laboratoire TolosaLab a été mandaté par l'expert judiciaire³⁴ pour réaliser un examen "post mortem" des modules numérotés 8 à 12 et le module 1 du rack 1 du BSC3. Ce rack a été choisi pour deux raisons : il présente les stigmates d'incendie les plus importants et il est concerné par les premières alarmes.

Une première série d'examens sur place ont permis de confirmer que l'origine de l'incendie était située au niveau du rack 1. Son examen met en évidence deux zones où des traces d'arc électriques sont relevées :

- au niveau du module 11 entre la borne négative et le boîtier en aluminium (module 11)
- au niveau du terminal négatif du rack n°1 dans sa partie supérieure.



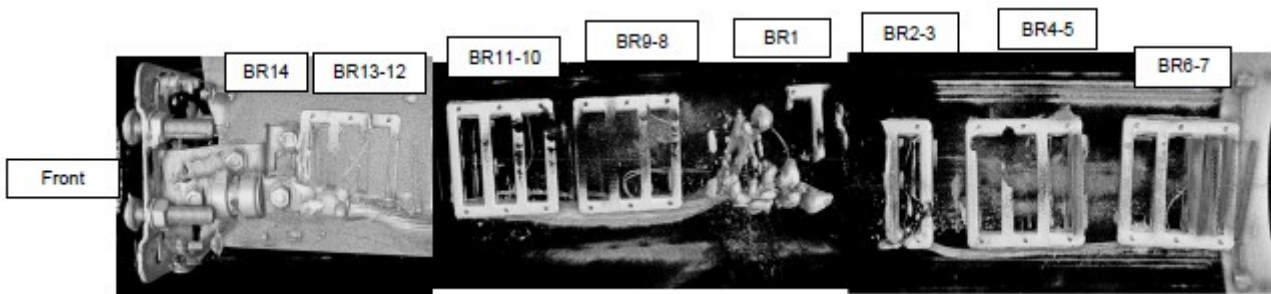
Photographie 11 : extrait de la note technique 1 de TolosaLab montrant les zones où ont été identifiées des traces d'arc. (réf. File N° R23083-ENG Note 1)

Les modules ont subi les examens suivants :

- Examens visuels généraux puis démontage ;

³⁴ Mandaté par le tribunal de commerce de Paris

- Inspection par radiographie aux rayons X des cartes électroniques et des cellules considérées comme étant d'intérêt ;
- Identification des zones singulières (zones de surchauffe localisées, zones altérées par l'allumage électrique et comparaison des différents niveaux de dégradation) et examen au microscope numérique 3D ;
- Examen au microscope électronique à balayage (SEM) équipé d'une sonde dispersive en énergie (EDX - Spectrométrie de dispersion d'énergie des rayons X).

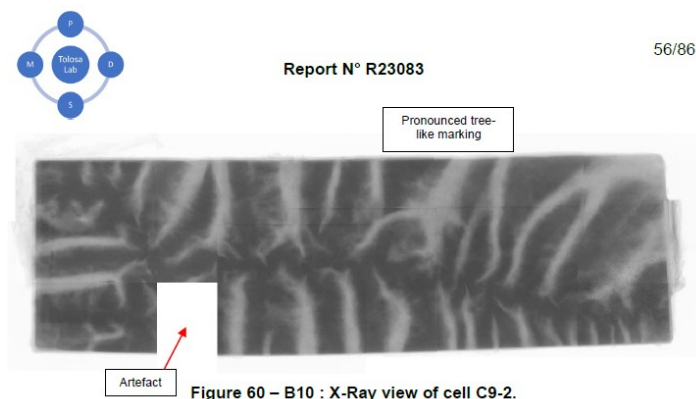


Photographie 12 : Image au rayon X de la face droite du module 10 (Photo extraite du rapport TolosaLab)

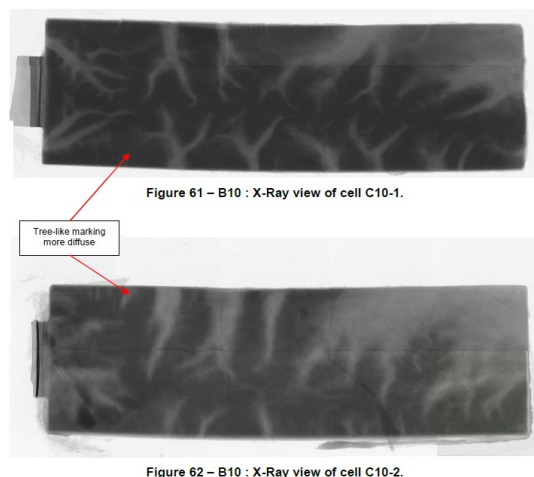
Le BEA-RI retient de ces éléments (extrait du rapport « Report N° R23083-ENG du 24 janvier 2024 ») les points suivants :

- *"Aucun des fusibles 300 A montés sur les bornes négatives des modules n'a claqué et le contrôle des serrages des connexions n'a révélé aucune anomalie." ;*
- *"Le module 10 présente les plus importantes dégradations, l'examen des cellules électrochimiques conduit à constater des marques de dégradations (marques en forme d'arbre attribuées aux phénomènes de dégazage des cellules) plus singulières au niveau de la cellule 9-2." ;*
- *"Au-dessus du module 10, la fusion du cuivre observée sur le câble d'alimentation droit, associée à des pertes d'isolation, suggère un impact thermique provenant du bas par gravité entre les éléments conducteurs et le panneau inférieur. En dessous du module 10, les câbles d'alimentation gauche et droit sont intacts, mais présentent des pertes d'isolation entre les cellules et le panneau supérieur, liées à un impact thermique provenant du haut." ;*
- *"L'interprétation des traces de fusion au niveau de la liaison entre la borne négative du module 11 et la borne positive du module 10, et l'absence de claquage du fusible du module 11 laisse à penser que l'incendie a pour origine l'emballement thermique du module 10. " ;*
- *"L'examen radiographique des cellules électrochimiques du module 10 mettent en évidence des traces d'arborescences plus marquées sur la cellule 9-2. " ;*
- *"L'ensemble de nos observations et les informations recueillies indiquent un emballement thermique dans la cellule 9-2 de la batterie B10."*

- "La disparition quasi-complète de la connectique vissée au niveau du busbar³⁵ BR1 (directement connecté au pôle négatif) au niveau de la batterie B10 n'est pas expliqué avec certitude à ce niveau de l'expertise : il pourrait résulter d'un arc électrique entre BR1 et le panneau supérieur à cause d'un affaissement."



Photographie 13 : radiographie de la cellule 9-2. Traces d'arborescences attribuées par l'expert à des phénomènes de dégazages, moins visibles sur d'autres cellules 10-1 et 10-2 (figure 61 et 62) (extrait rapport TolosaLab N°R23083)



V.3 L'expertise de l'INERIS (Rapport INERIS - 224374 - 2822303 – v2.0)

Le BEA-RI a eu recours à l'INERIS pour :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu ;
- Examiner le rôle joué par les sécurités électriques présentes dans l'installation ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

L'intégralité du rapport³⁶ de l'INERIS est présentée en annexe 3.

Les données télémétriques exploitées durant l'enquête provenaient de plusieurs sources :

- Les données d'exploitation de chaque rack, échantillonnées toutes les secondes, sur une période de 8 heures ;

³⁵ Conducteur électrique rigide, généralement en cuivre ou en aluminium, qui centralise et distribue le courant entre les différents composants du système (modules, onduleurs, convertisseurs, etc.)

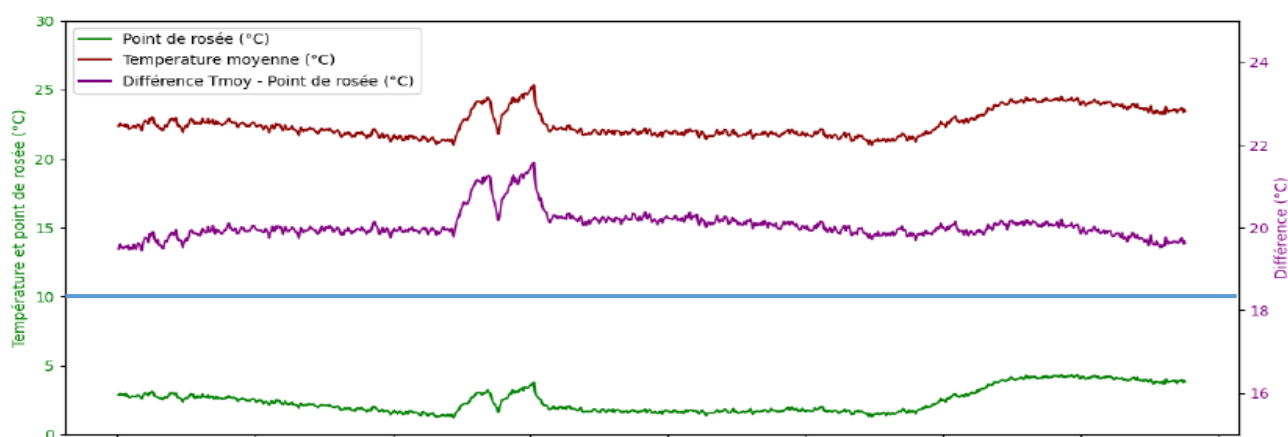
³⁶ Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 06 avril 2023 au niveau du conteneur de stockage d'énergie du site d'Olmo Ineris - 224374 - 2822303 - v1.0

- Les données de supervision pour chaque rack (tensions de chaque bi-cellule, températures de chaque sonde), avec une période d'échantillonnage plus longue et variable de l'ordre de 40 s ;
- Les mesures de température et d'hygrométrie disponibles sur une période d'environ un mois avant l'incendie (du 1er mars au 6 avril 2023). Elles contiennent les valeurs enregistrées toutes les minutes transmises par les sondes de température et d'hygrométrie ;
- Les mesures des résistances d'isolement les jours précédents l'incendie : les mesures de résistance d'isolement sont effectuées par deux contrôleurs principaux d'isolement (CPI). Les données fournies concernent la veille et le jour de l'incendie, et ont été échantillonnées à une fréquence de 1 Hz.

L'exploitation des données (dont le descriptif est donné en annexe I) permettent de dresser des constats à trois niveaux d'échelle de temps.

V.3.1 Sur les mois et les semaines qui précèdent l'évènement

Concernant l'ambiance de fonctionnement qui règne dans le conteneur, l'exploitation des données établies sur la base des sondes présentes, permet de constater que les conditions de température et d'hygrométrie relevées au cours des mois qui ont précédé l'évènement ne sont pas favorables au phénomène de condensation³⁷. La présence d'humidité par condensation sans être totalement exclue semble peu probable sur l'ensemble des surfaces libres dans le conteneur. Un phénomène de condensation est en revanche davantage possible au sein des ventilo-convecteurs qui sont équipés de bacs de récupération de condensats pour pallier cette présence d'humidité.

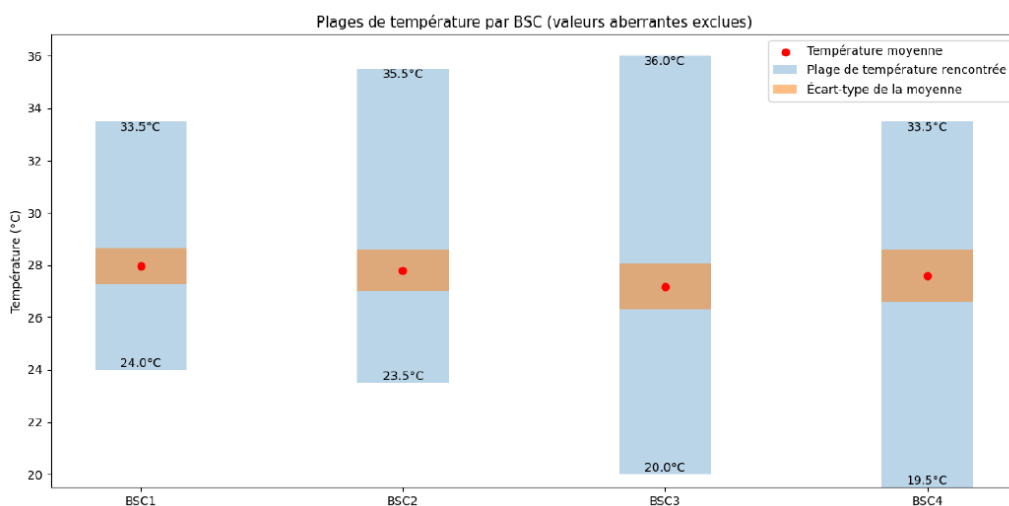


Graphique 2 : Comparaison de la température au sein du conteneur et de la température du point de rosée le jour de l'incendie. la droite bleue représente la température du circuit de refroidissement. La courbe de point de rosée est située en dessous de cette limite au cours des heures qui ont précédé le départ de l'incendie. (Source : rapport Ineris en annexe).

³⁷ Plusieurs phénomènes de condensation ont été examinés : condensation de l'air intérieur sur les montants des racks, sur les parois froides du système de climatisation, sur les parois intérieures du conteneur potentiellement refroidies par des températures extérieures basses.

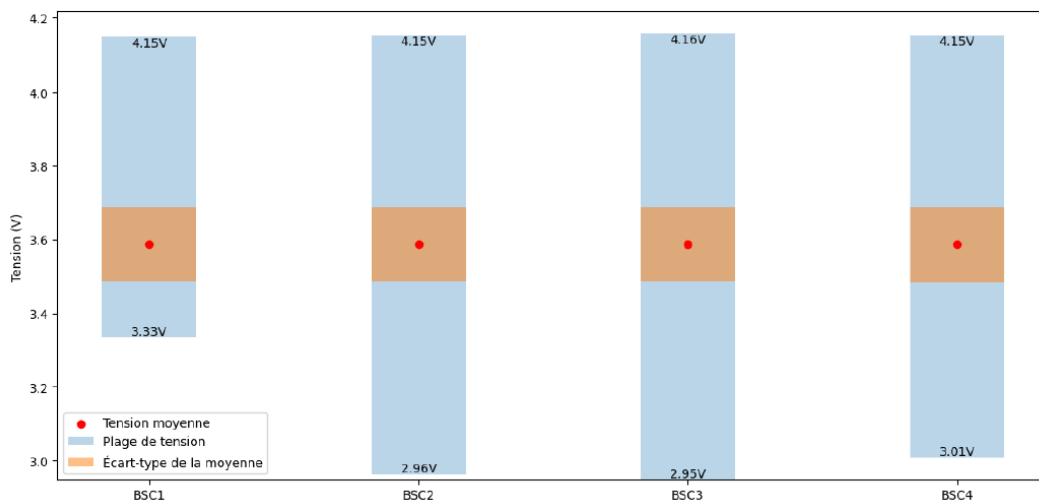
Concernant les plages de fonctionnement des cellules, des modules et des racks au cours des mois qui ont précédé l'événement, l'analyse des conditions de fonctionnement permettent de voir que :

- "les **plages de températures** sont restées conformes aux pratiques répandues dans le domaine et recommandées par le fabricant des cellules : ce facteur n'est donc pas identifié comme une cause probable de l'apparition de l'incendie".



Graphique 3 : Plage de températures de fonctionnement pour chaque BSC (source : rapport Ineris en annexe)

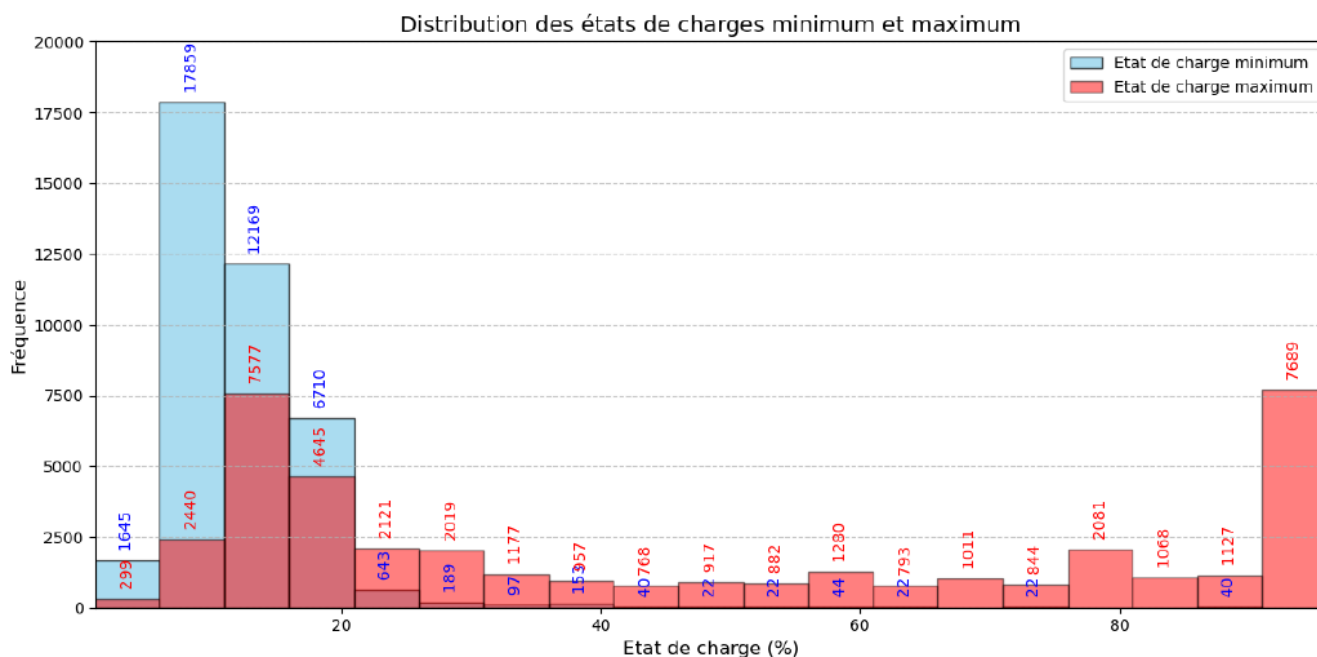
- Les plages de charge et de décharge **en tension** ont été respectées avec des disparités sur le respect du seuil bas de tension. Le rapport relève que ces dépassements restent limités en nombre et en ampleur et ne sont donc pas identifiés comme cause probable de l'apparition de l'incendie.



Graphique 4 : Plage de tensions de fonctionnement pour chaque BSC (source : rapport Ineris en annexe)

- Les plages **de courant** d'utilisation des racks sont restées conformes aux préconisations du fabricant des cellules à l'exception de quelques événements qui ont été analysés par l'INERIS et qui ont permis de constater le rôle de régulation assuré par le RBMS (de conception LG).

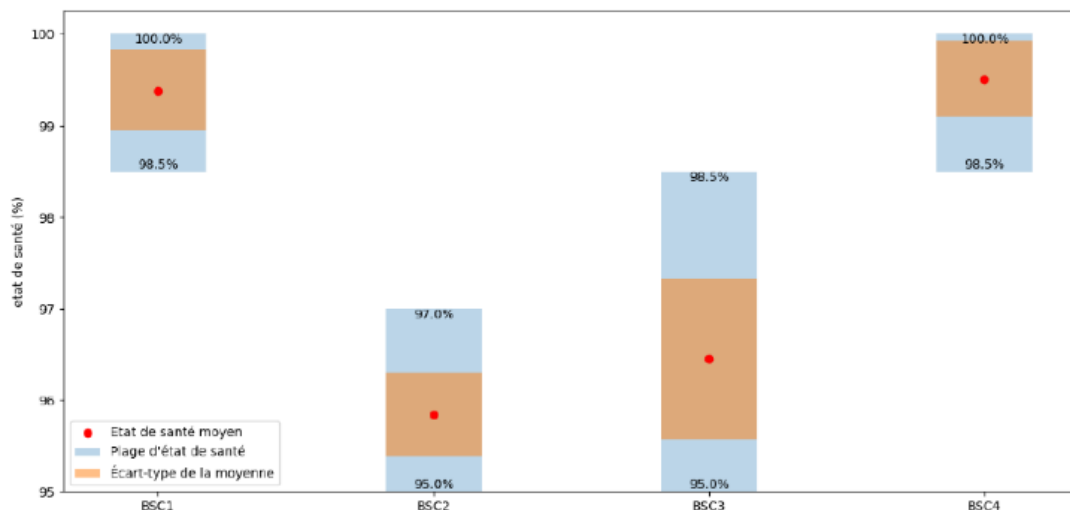
- Les **puissances** de charge ou de décharge des racks du fait de la corrélation puissance intensité tension respectent les conditions d'exploitation et conduisent au même constat.
- Les **états de charge** oscillent entre 0% et 100% avec une distribution qui met en évidence que les racks sont la plupart du temps à un état de charge qui se situe entre 5% et 20%. Ces données ne permettent pas d'identifier de cause d'incendie dans un éventuel non-respect des états de charge ou une cyclicité excessive.



Graphique 5 : Etats de charge minimum et maximum mesurés sur chacun des racks par période de 8 heures (source : rapport Ineris en annexe)

- L'**état de santé**³⁸ est conforme aux attendus et cohérent avec la date de mise en service des équipements (2020 pour BSC2 et BSC3 ; 2022 pour BSC1 et BSC4)

³⁸ L'état de santé ou State of Health (SoH) est généralement exprimé en pourcentage (%) et représente la capacité résiduelle de la batterie par rapport à sa capacité initiale.



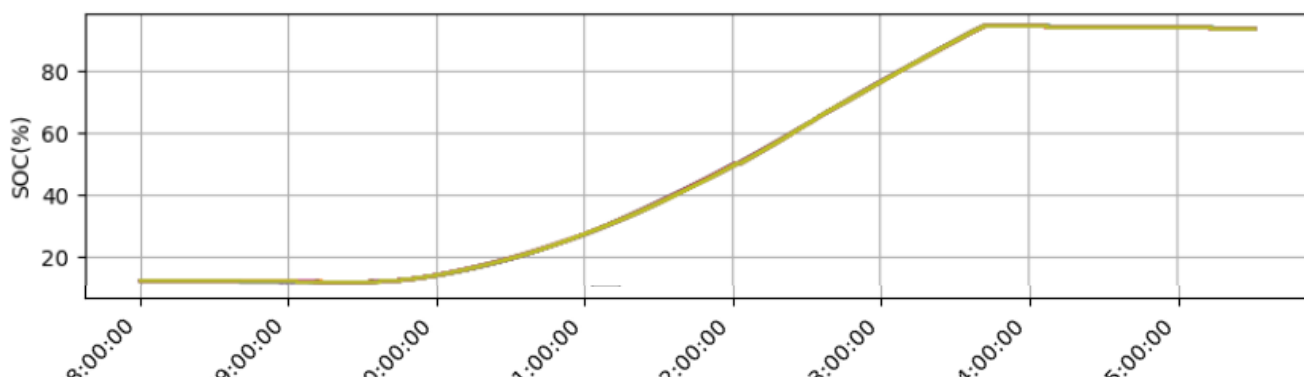
Graphique 6 : Etat de santé de chaque BSC (source : rapport Ineris en annexe)

- Les informations remontées par les RBMS³⁹ au superviseur sur la période qui précède l'accident ont été jugées, après expertise, sans lien avec l'accident étudié. Le détail de ces informations est développé dans le rapport.

Il ne ressort donc, de l'analyse des données collectées au cours des mois qui ont précédé le jour de l'incendie, aucun élément de causalité avec l'accident.

V.3.2 Le jour de l'évènement

Le jour de l'évènement, le fonctionnement de la station de stockage d'énergie est normal jusqu'à 15h32. La charge des modules a débuté à 9h30, leur état de charge était d'environ 10 %. A 13h40, il atteint 95 %. À 15h32, il est à 93,5 %.



Graphique 7 : Etat de charge du BSC3 (source : rapport Ineris en annexe)

³⁹ Trois niveaux d'information :

- Les alertes, indiquant l'occurrence d'un évènement anormal considéré mineur,
- Les alarmes, indiquant l'occurrence d'un évènement anormal mais non critique, à corriger,
- Les défauts, signalant l'apparition d'un évènement anormal important pour la bonne gestion opérationnelle du conteneur.

La température interne du conteneur se situe entre 19°C et 26°C pour une hygrométrie de 29 %. **Les conditions d'ambiance sont conformes** aux conditions d'exploitation et aux spécifications des batteries.

L'INERIS a par ailleurs exploité les mesures de résistance d'isolement effectuées par deux contrôleurs permanent d'isolement (CPI)⁴⁰ placés en amont des convertisseurs de puissance PCS et de la supervision des AFE (Analog Front End), juste en tête des deux secondaires du transformateur. Ces CPI permettent ainsi de disposer d'une mesure de l'isolement du circuit et d'identifier la présence éventuelle de courant de fuite par mise en contact accidentel d'une partie active de l'installation avec un boîtier de module ou un support. Si cette information est particulièrement intéressante en termes de sécurité et de source d'information, elle souffre toutefois de deux limites mises en avant par l'INERIS :

- Les CPI ne mesurent l'isolement que lorsque les racks sont connectés. Les résistances d'isolement n'étant pas contrôlées avant connexion au réseau, le système peut donc faire fonctionner un rack mal isolé ;
- La mesure d'isolement est effectuée très en amont des racks de batteries. Il n'est donc pas possible de disposer d'une mesure de la résistance d'isolement par rack et la mesure peut être influencée par des parties de circuit qui ne sont pas dans le conteneur (la partie PCS est située dans un conteneur distinct du conteneur de stockage de batterie).

Les mesures réalisées font état d'une résistance qui oscille entre 300 et 500 Ohm/V ce qui est jugé comme convenable.

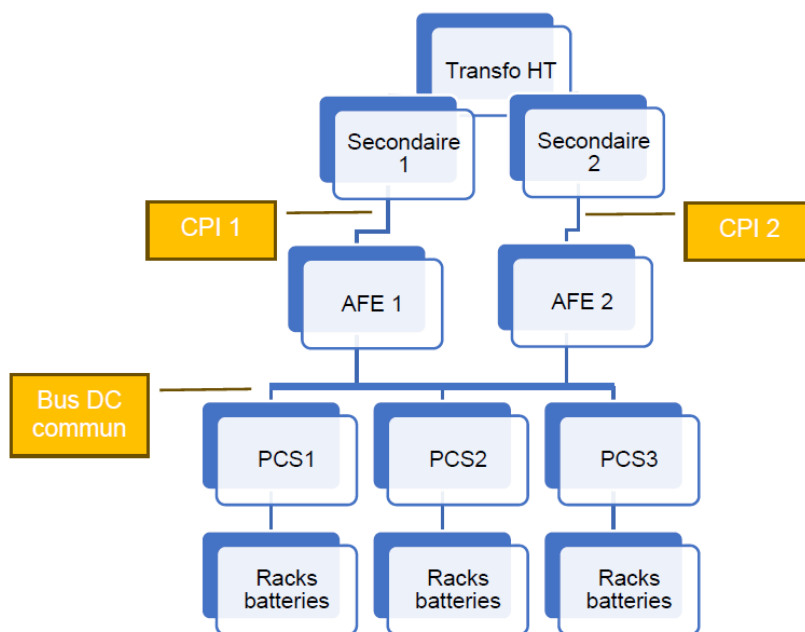
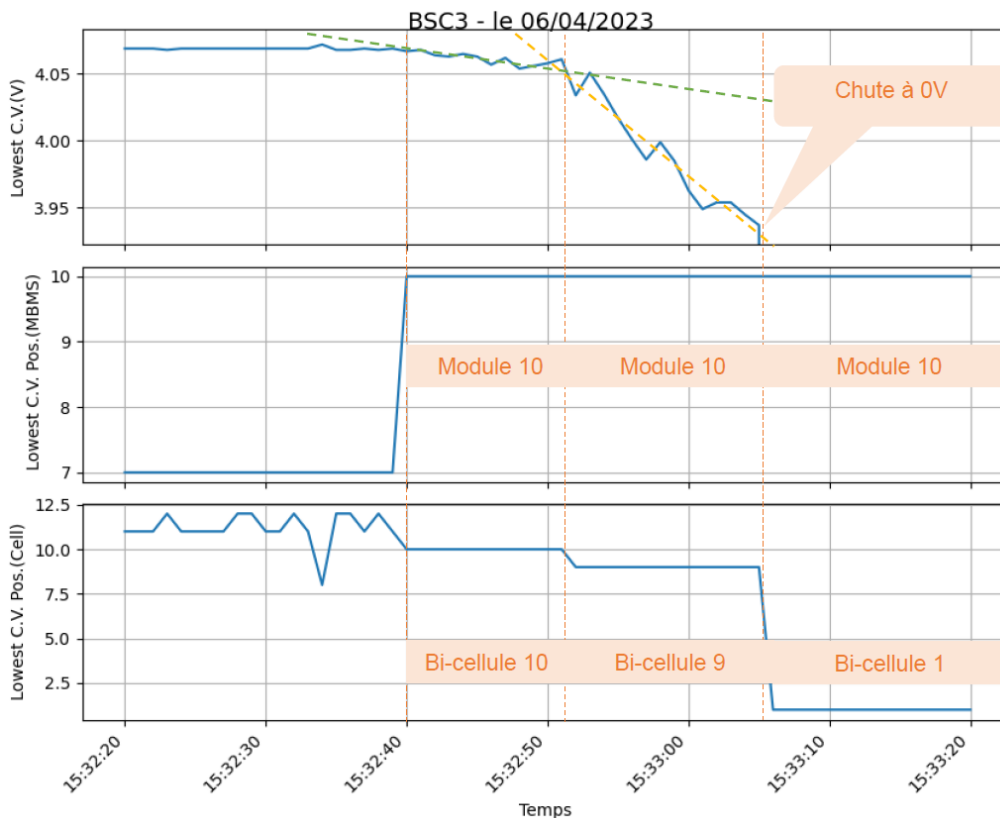


Figure 11 : Synoptique simplifié de l'installation électrique faisant apparaître le positionnement des CPI (Source : rapport Ineris)

⁴⁰ Un CPI est un dispositif de contrôle de l'isolement électrique utilisé pour mesurer à une fréquence donnée l'isolement entre une source d'alimentation et un circuit ou un équipement, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations.

V.3.3 Démarrage de l'incendie

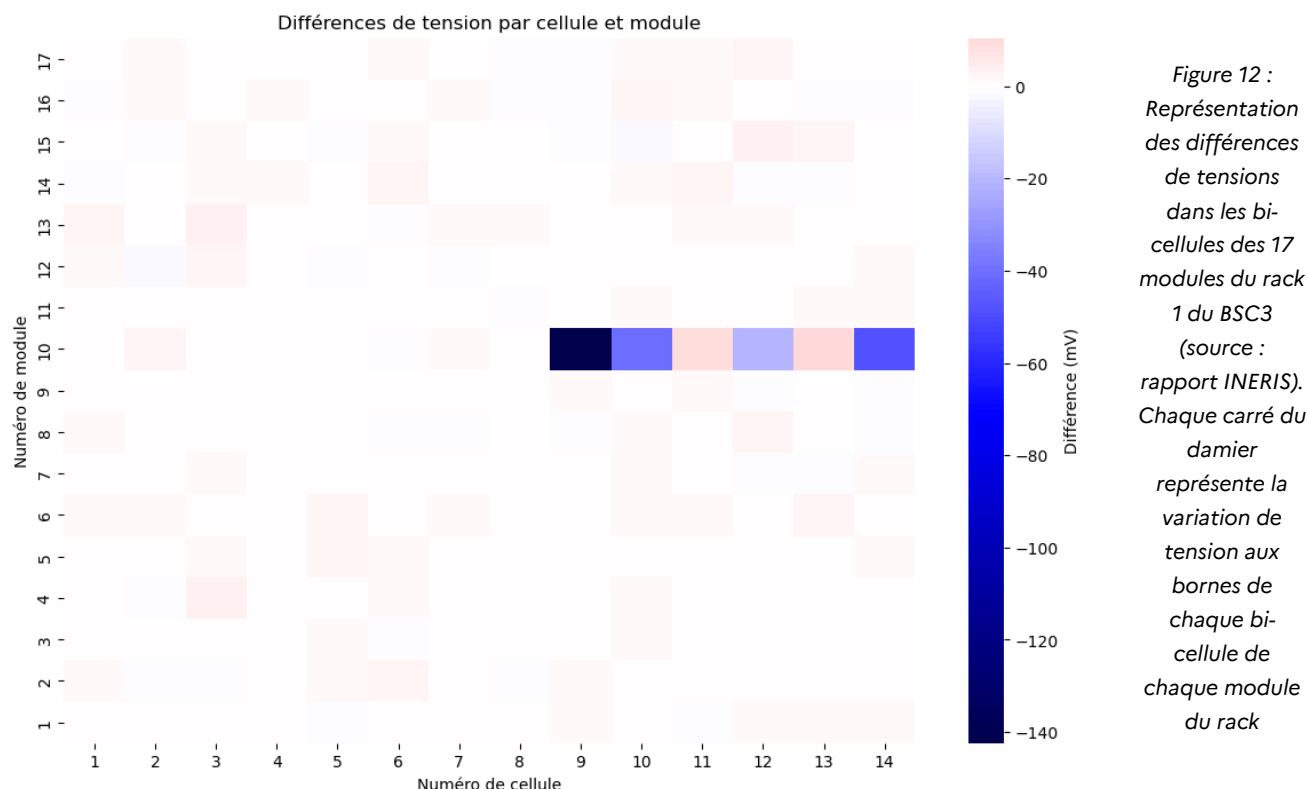
Le premier signe de comportement anormal repéré dans les données est constaté sur le rack 1 du BSC3 par une baisse de tension d'une paire de cellules dans le module 10 à partir de 15h32mn24s. La baisse concerne en particulier la bi-cellule 10 suivi de la 9 qui affichent successivement les tensions les plus basses, puis 26 secondes plus tard la bi-cellule 1 dont la tension est mesurée à zéro. À ce stade, les autres racks ne sont pas affectés.



Graphique 8 :
localisation de la bi-cellule concernée par une baisse anormale de tension

- **Graphique du haut :** plus petite tension mesurée aux bornes d'une bi-cellule, dans le rack 1
- **Graphique du milieu :** numérotation du module contenant la bi-cellule dont la tension est la plus basse
- **Graphique du bas :** numérotation de la bi-cellule présentant la tension la plus basse

À cet instant, un faible courant de charge circule dans le rack 1 variant entre 1 A et 3 A. En effet, du fait de la légère baisse de tension sur les bi-cellules 9 et 10, les autres racks du BSC placés en parallèles se déchargent dans le rack 1 ce qui expliquent les légères augmentations de tension de toutes les bi-cellules sauf les cellules 9, 10 puis 12 et 14.



Les premiers signes de défaillance de la chaîne de mesure au sein du module 10 sont suspectés au bout de 26 s (chute soudaine de la tension sur la bi-cellule 1). Les premiers signes d'élévation de température sont constatés au bout d'une minute et ne dépasse pas +3°C avant défaillance de la chaîne de mesure. La hausse de température enregistrée, bien inférieure à celle attendue en cas d'emballement thermique ou d'arc électrique, s'explique par l'insuffisance du nombre de capteurs et leur localisation, qui ne couvre pas le point d'origine du phénomène.

L'Ineris s'est intéressé à une diminution de la résistance d'isolement mesurée par l'un des deux CPI dans une temporalité proche des premiers signes de défaillance. Du fait de l'absence de synchronisation des bases de données et, en théorie, du temps de réponse du CPI⁴¹, l'Ineris n'a pas été en mesure de positionner avec précision l'instant durant lequel cette diminution est apparue (avant ou après les premiers signes mesurés de défaillance).

Après étude de cet événement, l'institut conclut que "la résistance d'isolement reste relativement élevée⁴² même après sa diminution brutale : un tel défaut d'isolement entre le circuit électrique de puissance et le châssis métallique à la terre ne permettrait pas à lui seul d'expliquer l'apparition de l'incendie".

Enfin, l'examen approfondi des données relatives aux tensions et aux courants permettent de voir que :

⁴¹ Le temps de réaction de ce système (délai entre la détection et la transmission de la mesure) est de l'ordre de quelques centaines de millisecondes. Il est négligé par rapport à la fréquence de mesure de 1Hz

⁴² La valeur minimale de la résistance d'isolement reste supérieure à 200 kΩ (200 Ω/V)

- La diminution des tensions concerne d'abord la cellule 10 puis la cellule 9 et de manière plus rapide ;
- Ces deux cellules sont adjacentes dans le module ;
- Le comportement de la bi-cellule 1, dont la tension chute brutalement à 0 V à t + 26 s semble être davantage lié à une perte de l'instrumentation ;
- Le courant circulant dans la bi-cellule 9 puis dans la bi-cellule 10 est toujours supérieur à 10 A. L'Ineris précise qu'une "telle valeur de courant circulant à travers plusieurs modules et revenant au module 10 via le châssis métallique du rack (hypothèse d'un défaut d'isolement avec le châssis) aurait engendré une chute plus importante de la résistance d'isolement. Ceci renforce l'hypothèse qu'à partir des premiers signes de défaillance mesurés, la circulation des courants non maîtrisés serait uniquement localisée à l'intérieur de ce module 10." ;
- À t + 24 s, les courants circulant dans les bi-cellules 9 à 14 du module 10 sont de l'ordre de -20 A à +300 A. À ce même instant, les variations de tension de toutes les autres bi-cellules de tous les autres modules du rack 1 sont minimales, légèrement positives, ce qui confirme une circulation de courants à l'intérieur du module 10 ;
- Les alarmes et défauts BMS générés au cours de la journée ont concerné le rack 1 du BSC3. Leur examen n'apporte aucune information supplémentaire à celles tirées de l'exploitation des autres données.

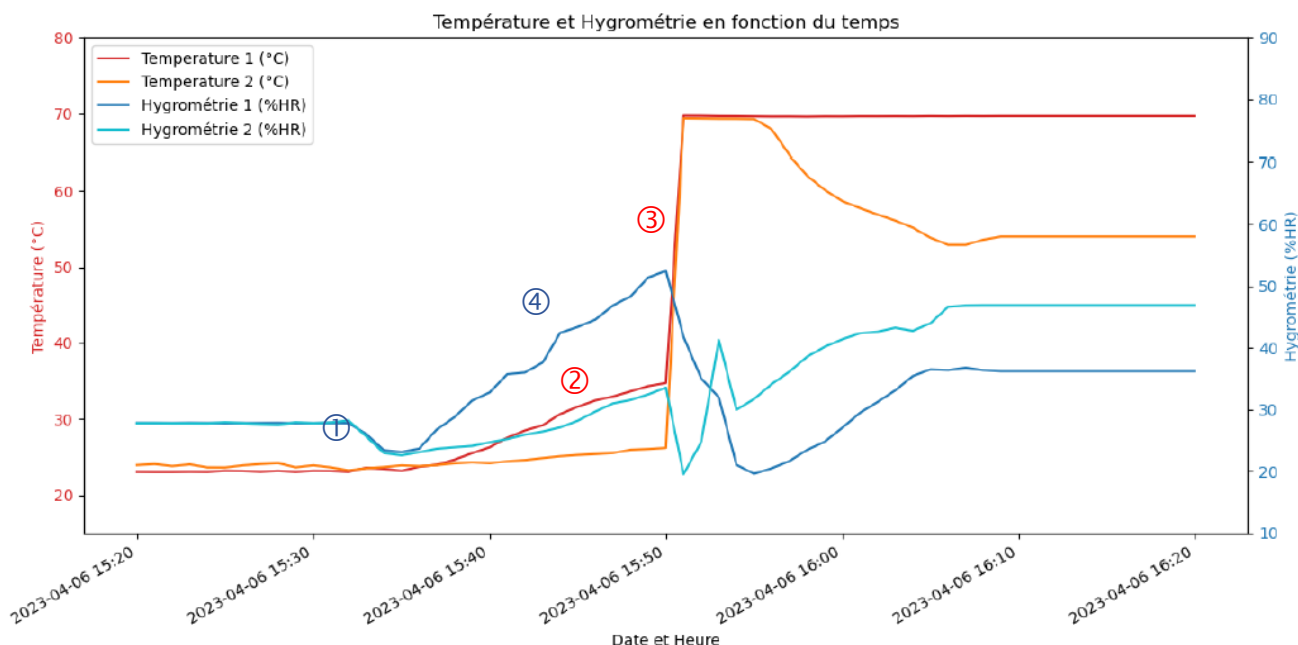
Une autre source de données (supervision Akuo) permet d'avoir un aperçu des défauts et des alarmes enregistrées par le serveur. Cet historique fait état d'une détection "feu" vers 15h31mn48s et deux défauts "intrusion"⁴³ (le premier à 15h32 d'une durée de près de 2 mn, le second à 15h50 d'une durée de quelques secondes). Il convient de noter que cette base n'étant pas synchronisée avec les bases précédemment exploitées, les horaires doivent être pris à titre indicatif.

2023-04-06 15:31:48.107	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_CentIncend_Feu.Default	[OLMO1] ESS1: Centrale incendie détection feu	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:32:15.833	UNACK_ALMOLMO_B3R1.B_Fault	[OLMO] B3R1 - -	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:32:15.833	UNACK_ALMOLMO_B3R1.B_Warning	[OLMO] B3R1 - Alerte SOC bas	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:32:20.473	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:34:24.943	UNACK_RTN_OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:34:27.873	ACK_RTN_OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	ACK : [OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:24.107	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:50:27.130	UNACK_RTN_OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:29.880	ACK_RTN_OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	ACK : [OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:42.310	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:50:43.867	UNACK_ALMOLMO_BSC3_JH3.B_Fault	[OLMO] BSC3 - Tous les racks en défaut	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:51:25.817	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065TT1_AlaHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Alerte haute mesure temperature ambiante 1 (065TT1)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:52:43.727	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065TT1_DefHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut haut mesure temperature ambiante 1 (065TT1)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 16:00:27.127	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065TT2_AlaHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Alerte haute mesure temperature ambiante 2 (065TT2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 16:00:27.127	UNACK_ALMOLMO_ESS1_OBI_065TT2_DefHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut haut mesure temperature ambiante 2 (065TT2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true

Tableau 2 : Tableau des alarmes et des alertes système au cours de l'évènement (source : Akuo & Rapport Ineris en annexe)

⁴³ Le défaut "intrusion" est généré par la détection de l'ouverture de la porte du conteneur.

L'exploitation des enregistrements de température et d'hygrométrie le jour de l'incendie permet de constater une augmentation progressive de la température à partir de 15h35 (repéré ②), puis une augmentation soudaine et une saturation des capteurs à 15h50 (repéré ③). Dans le même temps, on note une diminution de l'hygrométrie à partir de 15h32 (repéré ①) pendant quelques minutes puis une augmentation progressive jusqu'à 15h50 (repéré ④).



Graphique 9 : Courbe des températures et de l'hygrométrie mesurées le jour de l'événement (période d'échantillonnage 1 min).

Ces données permettent d'abord de confirmer l'absence d'intrusion avant l'événement détection feu et d'éventuels actes de malveillance. La baisse d'hygrométrie (repéré ①) concorde avec le déclenchement du système d'extinction automatique qui a pour effet de chasser l'air ambiant et l'humidité qui s'y trouve. La diffusion du gaz inerte dans le conteneur exerce une pression suffisante sur la porte pour pousser l'ouvrant et déclencher le détecteur d'ouverture. L'atmosphère inerte qui règne au sein du conteneur ne permet pas de stopper l'emballement thermique en cours comme le prouve l'augmentation progressive de la température (repéré ②). Vers 15h50, une soudaine augmentation de température est mesurée dans le conteneur (repéré ③) correspondant probablement à une inflammation des fumées produites par l'emballement thermique. Elle coïncide avec une détection d'ouverture de porte d'une durée de quelques secondes, celle-ci s'ouvrant au moment de l'inflammation et se refermant rapidement après⁴⁴.

⁴⁴ La fermeture de la porte a été facilitée par le rebond de l'ouvrant contre un fût métallique situé à proximité.

VI. Conclusions sur le scénario de l'événement

VI.1 Scénario

Le 6 avril 2023, les modules de la station de stockage d'énergie du site OLMO 1 sont chargés à environ 90 % depuis 13h40 lorsque, à 15h32, le module 10 du rack 1 du BSC3 entre en emballement thermique. Toutes les expertises conduites dans le cadre de l'enquête (expertise des modules détruits, relevés de traces d'incendie, exploitations des données enregistrées) concordent sur ce point.

Assez rapidement après les premiers signes de dysfonctionnement, le système de défense incendie détecte l'anomalie et libère le gaz inertant. Celui-ci est sans effet sur l'emballement thermique en cours. La production de gaz inflammables et la montée en température se poursuivent et une première explosion se produit vers 15h50. La porte arrière du conteneur s'ouvre et se referme. Les modules du rack 1 entrent en emballement thermique les uns après les autres libérant à leur tour des gaz inflammables qui s'accumulent dans le conteneur. Au bout de plusieurs heures (2h30 environ), faute de signe d'évolution favorable, les services de secours arrivés plus tôt dans l'après-midi prennent la décision d'ouvrir le conteneur pour procéder à l'extinction. À l'ouverture du conteneur, une deuxième explosion se produit sans générer de conséquences humaines.

S'en suit alors une intervention longue qui a nécessité une grande quantité d'eau pour éteindre le foyer initial et les foyers secondaires provoqués par la propagation de l'incendie et les possibles courts-circuits générés par la projection des eaux d'extinction sur les modules chargés à plus de 90 %. Ainsi, les autres racks qui ont brûlé ne sont que la conséquence directe ou indirecte du départ d'emballement thermique initial au sein du rack 1 du BSC 3.

Concernant la cause du dysfonctionnement, l'analyse des paramètres de fonctionnement du conteneur permet d'exclure l'hypothèse d'une intervention de tiers et ne permet pas d'identifier de conditions d'exploitation hors spécifications du fabricant de batteries. Les données enregistrées par les organes de surveillance et de coupure (supervision de la résistance d'isolement, surveillance des tensions cellule, module, rack, du courant du rack, positionnement des contacteurs, et, état des fusibles constaté lors de l'examen post mortem des modules) permettent d'écarter une cause électrique externe au rack. Ce faisant, l'hypothèse d'un court-circuit au niveau du rack 1 est privilégiée.

En théorie, un tel phénomène peut être provoqué de différentes manières :

- Défaut interne à un module au niveau d'une cellule électrochimique (défaut de fabrication) ;
- Fonctionnement d'un module en dehors des plages de fonctionnement recommandées par le fabricant (surcharge ou sur-décharge consécutives à un défaut de BMS / BBMS par exemple) ;
- Présence ponctuelle ou répétée d'humidité ou de poussière (due notamment au mauvais fonctionnement de la climatisation).

Dans le cas de la présente enquête, l'ensemble des données BMS ont été exploitées et n'ont pas permis d'identifier de fonctionnement inadapté des modules au cours des derniers mois.

Les inspections du conteneur sinistré n'ont pas permis de confirmer ou d'infirmer les présences éventuelles en amont de l'incendie :

- de fuites d'eau de condensation ou de fluide réfrigérant des ventilo-convecteurs situés au-dessus des racks sinistrés,
- d'humidité ou de poussières conductrices au sein des racks.

Le risque de présence de présences d'humidité ou d'air salin a pu être examinées et objectivées à partir des paramètres d'ambiance au sein du conteneur et des données météorologiques. Au regard de ces données, le risque est jugé faible.

Les constats réalisés sur site et l'expertise post mortem des modules ont confirmé l'origine de la défaillance au niveau du module 10. Le mode de défaillance de ce dernier a été reconstitué à partir des données disponibles. Il se caractérise par une défaillance initiale séquencée et circonscrite à un nombre limité de cellules ainsi qu'une absence de déclenchement des sécurités électriques (contacteurs, fusibles, contrôleur permanent d'isolement). Au terme de son expertise, l'Ineris⁴⁵ conclut que *"l'hypothèse d'une défaillance interne d'une cellule semble donc être la cause la plus probable du départ de l'incendie. L'hypothèse de courants non maîtrisés circulant au sein du module 10 à cause d'une pollution (humidité, eau liquide issue des condensats ou d'une fuite du circuit de refroidissement, ou présence de poussières conductrices), bien que ne pouvant pas être formellement écartée, semble moins probable"*. Ce faisant, le BEA-RI privilégie l'hypothèse d'une défaillance interne d'une cellule du module 10.

VI.2 Facteurs contributifs

VI.2.1 L'absence de système d'extinction efficace contre l'emballement thermique

Le système d'extinction automatique installé dans le conteneur n'a pas permis d'éteindre le départ de feu provoqué par l'emballement thermique. Plus adapté à des feux électriques classiques, le système d'extinction au gaz a possiblement permis de ralentir la propagation de l'incendie. Il reste néanmoins qu'en l'absence d'action de refroidissement, son effet reste limité. Ce constat a déjà été fait dans deux autres enquêtes⁴⁶.

VI.2.2 Le mode d'implantation et de construction

En choisissant de disposer ses conteneurs à l'intérieur d'un bâtiment de type agricole en bardage bois et toit en tuiles, le propriétaire de l'installation a souhaité minimiser l'impact de son projet sur le paysage. Toutefois, cette configuration conduisant à une forte proximité des équipements au sein d'un bâtiment en bardage en bois a produit plusieurs effets défavorables :

- Une absence de visibilité à l'intérieur de la structure bois pour reconnaître les risques,
- Une impossibilité de mise en protection des conteneurs situés à proximité,
- Une suppression de l'effet de dissipation des fumées et des flux thermiques.

⁴⁶ Enquêtes Perles et Castelets et Poggio-di-Nazza

Ce parti pris pour une meilleure intégration paysagère a constitué un élément défavorable dans la séquence accidentelle qui a eu pour effet de fermer l'option du laisser brûler et de nécessiter une intervention d'extinction plus complexe.

VI.2.3 Les protections électriques

L'analyse du système électrique a montré que certains dispositifs de sécurité ne protègent pas correctement contre certaines pannes. Ils peuvent aussi être contournés par des courants de fuite. Pour les CPI, leur efficacité dépend à la fois de leurs caractéristiques électriques et de l'endroit où ils sont installés dans le système.

Les autres protections (contacteurs de puissance des BPU des racks (200 A) et fusibles des modules (300 A)) fonctionnent correctement pour isoler un rack ou un module lorsqu'un court-circuit provoque un courant supérieur à 300 A à l'intérieur d'un rack.

En revanche, si le court-circuit se produit à l'intérieur d'un module, un courant de boucle peut quand même apparaître, car il n'existe pas de fusible ni de contacteur au niveau des bi-cellules individuelles.

VI.2.4 La présence d'un technicien

La présence d'un opérateur technique d'astreinte a permis assez rapidement de pouvoir mettre en contact les services de secours avec un représentant local de l'exploitant qui dispose de la connaissance technique suffisante pour répondre aux questions des services de secours.

VI.2.5 L'intervention des services de secours

L'intervention des services de secours a permis de préserver le bâtiment, les équipements de conversion et de transformation ainsi que le conteneur de batteries voisin.

VI.2.6 Une réserve importante d'eau

Grâce à la présence d'un réseau d'irrigation agricole alimenté par le réservoir d'Alzitone (bassin artificiel située sur la commune d'Alzitone), le SIS disposait d'une réserve d'eau importante qui a permis de fournir les quantités d'eau nécessaires à l'intervention.

VII. Enseignements de sécurité

VII.1 L'inefficacité des protections électriques

Conformément à la réglementation et aux normes en vigueur, l'installation électrique est dotée des dispositifs de protection et de sécurité pour protéger l'installation et les personnes qui interviennent dans le conteneur. Ces dispositifs (contrôleur permanent d'isolement, disjoncteur, fusible, contacteur actionné sur alarme) sont placés à plusieurs niveaux de l'installation (partie AC, partie DC, en tête de rack, au niveau de chaque module, ...). En dépit des nombreuses sécurités présentes, il subsiste encore des modes de défaillance qui peuvent conduire à une destruction de l'équipement.

VII.2 Des explosions successives liées à une reformation d'ATEX

L'analyse des données et des témoignages permet de dénombrer, lors de cet événement, deux explosions espacées de quelques heures (2h30 environ). La fermeture de la porte après la première explosion et l'ininteruption des emballlements thermiques ont permis de remplir à nouveau le conteneur de gaz inflammables et de reconstituer une atmosphère explosive. L'ouverture d'un conteneur constitue une opération délicate, susceptible de s'accompagner d'un phénomène de flash over, même lorsque celui-ci est équipé d'un système d'inertage.

VII.3 L'efficacité des systèmes d'extinction par inertage face à l'emballlement thermique

Il existe sur le marché différents systèmes d'extinction qui agissent différemment sur l'incendie (étouffement, inhibition, refroidissement, ...) en vue de l'éteindre. Le BEA-RI a déjà eu l'occasion de constater⁴⁷ que dans le cas d'un emballlement thermique de batterie électrique, les systèmes d'inertage au gaz (que ce soit par réaction chimique ou sels de potassium notamment) ont une efficacité réduite.

Plusieurs raisons peuvent être avancées pour l'expliquer :

- L'encombrement du lieu d'éclosion qui complique l'expulsion de l'air présent ;
- L'emballlement thermique est une réaction chimique qui peut se produire y compris en atmosphère appauvrie en oxygène, produisant de l'hydrogène et de l'oxygène auto-alimentant l'incendie ;
- La chaleur est le principal moteur de la réaction d'emballlement thermique des cellules voisines. L'absence de refroidissement n'empêche pas la montée en température et donc l'emballlement thermique des cellules adjacentes.

⁴⁷ Rapport n°2025-02 sur l'incendie d'un container de batteries lithium le 3 juin 2022 au sein de la société SUN'R POWER, ICPE soumise à déclaration, située à Poggio-di-Nazza (2B), Rapport 2021-04 sur l'incendie le 1^{er} décembre 2020 d'une installation expérimentale de stockage d'électricité par batteries sur un poste électrique RTE à Perles-et-Castelet (09),

VII.4 Le rôle de l'inertage face au risque d'explosion

L'accident d'Aghione apporte un nouvel éclairage sur le rôle des systèmes d'extinction par inertage face au risque de formation d'atmosphère explosive (ATEX). Les réactions exothermiques à l'origine des emballements thermiques produisent entre autres des gaz inflammables chauds qui s'accumulent en partie supérieure du conteneur. Le déclenchement de l'inertage a pour effet de chasser ces gaz et de supprimer temporairement le risque d'ATEX. Cet effet est toutefois limité en nombre (un seul actionnement de l'inertage est possible) et dans le temps (en l'absence d'effet de refroidissement, les réactions exothermiques continuent de produire des gaz). C'est précisément pour cette raison que deux explosions se sont produites par la suite au cours de l'événement d'Aghione.

VII.5 Le comportement des modules lors de l'extinction massive à l'eau

L'accident d'Aghione offre un retour d'expérience riche pour évaluer l'efficacité et les risques associés à la technique d'arrosage massif mise en œuvre. L'action de refroidissement de l'eau sur les modules s'avère efficace en dépit de l'encombrement et de la difficulté d'accéder au cœur des modules pour réduire le risque de propagation. En revanche, il est possible que la projection d'eau, mêlée aux poussières et aux fumées de combustion, ait pu contribuer à provoquer marginalement des courts-circuits internes et des départs secondaires qui ont pu être traités dans le cadre de la phase de surveillance et d'interventions ciblées qui a suivi la phase d'arrosage massif.

VII.6 L'extinction, une opération longue et très consommatrice d'eau

L'arrosage massif est une opération qui a nécessité une grande quantité d'eau et la mobilisation pendant plusieurs jours de personnels pour surveiller la formation de points chauds et pour intervenir au plus tôt. Près de 12 000 m³ d'eau d'extinction ont été consommés pour cette intervention. Même si après analyse, des optimisations peuvent être envisagées (réduction des durées des phases d'arrosage par exemple), l'extinction par arrosage massif reste une opération particulièrement consommatrice d'eau et du fait de cette caractéristique pas applicable en toute intervention. De tels volumes posent également la question de la gestion des eaux d'extinction et de leurs éventuels impacts qui devront être examinés en phase post accidentelle.

VII.7 L'impossible démantèlement des batteries en phase incendie

La difficulté d'atteindre avec les moyens d'extinction les foyers d'incendie dans un conteneur conduit naturellement à envisager l'idée de procéder au retrait progressif des modules intacts pour faire la part du feu et avancer vers le cœur du foyer comme cela pourrait se pratiquer dans le cas d'un incendie de massif de déchets. La stratégie se heurte néanmoins à plusieurs difficultés :

- L'habilitation et la protection des personnels qui doivent procéder à des opérations présentant un risque électrique significatif dans un environnement exigü (le couloir central n'excède pas 80 cm) et dangereux en raison de l'incendie ;
- La difficulté opérationnelle de procéder à des manipulations relativement minutieuses avec des équipements de protection feu, de manipuler des équipements pesant plusieurs dizaines de kilogrammes dans une situation de dangers à proximité ;
- La nécessaire neutralisation des modules extraits qui, en fonction des préconisations constructeurs, peut nécessiter des moyens conséquents (immersion dans de la saumure pendant un délai de 24 h dans le cas d'Aghione) ;
- Le risque d'un emballement thermique durant le travail de retrait pouvant menacer le personnel intervenant.

Tous ces écueils rendent l'opération dissuasive.

VII.8 Une situation complexe de sortie de crise

À l'issue de la phase d'intervention des services de secours, le conteneur de batteries incendié contient des modules plus ou moins chargés, plus ou moins souillés par les suies, les fumées et les eaux d'incendies et plus ou moins détruits par le feu. Trop dangereuse pour un électricien industriel en raison des déchets toxiques présents, trop dangereuse pour une entreprise de gestion des déchets industriels en raison du risque électrique, l'opération de démantèlement et d'élimination des équipements électriques a nécessité une phase préparatoire longue en l'absence d'un véritable savoir-faire sur le marché. Une fois extraits du conteneur, les modules susceptibles d'être encore chargés en électricité ont dû faire l'objet d'une opération de neutralisation pour éliminer tout risque d'emballement lors de la phase de transport vers le site d'élimination situé sur le continent.

VII.9 Un retour d'expérience utile à l'établissement d'une doctrine d'intervention

Établies dans un premier temps sur la théorie puis sur des essais à petite échelle, les recommandations en matière d'intervention s'enrichissent progressivement des retours d'expérience tirés de l'étude des premiers accidents. À ce titre, l'expérience acquise lors de cette intervention, complétée par le retour d'expérience de l'incendie Sun'R Power à Poggio-di-Nazza en 2022⁴⁸, permet d'objectiver le débat sur la méthodologie qui doit être mise en œuvre par les services de secours en fonction des risques et des enjeux.

⁴⁸ Rapport n°2021-004 sur l'incendie d'un container de batteries lithium le 3 juin 2022 au sein de la société SUN'R POWER, ICPE soumise à déclaration, située à Poggio-di-Nazza (2B),

Ainsi, à ce stade, il convient de retenir qu'une opération d'extinction sur un conteneur peut nécessiter des consommations très importantes d'eau dans des périodes et des localisations où celle-ci peut être rare. L'extinction massive à l'eau du conteneur entraîne également a posteriori des problématiques sur le traitement et l'évacuation des déchets, lorsque le conteneur n'a pas totalement brûlé, et présente encore des modules sous tension.

À contrario, l'accident de Poggio-di-Nazza permet de voir qu'un container qui serait laissé en brûlage contrôlé peut se consumer sur plusieurs jours et générer durant cette période des fumées potentiellement toxiques dont il faut évaluer et gérer les impacts potentiels.

VIII. Recommandations de sécurité

Dans le cadre du rapport d'enquête de l'accident de Poggio-di-Nazza survenu en 2022 (rapport d'enquête 2025-02), des recommandations avaient adressées à la société Nidec (concepteur du conteneur) et la société LG CHEM (fabricant des modules et des racks). L'accident d'Aghione étant antérieur aux conclusions du rapport du premier accident, et les deux installations présentant de fortes similitudes, certaines recommandations listées ci-dessous ont déjà été adressées à ces deux sociétés et ont fait l'objet d'une réponse de leur part. Elles sont néanmoins reprises pour assurer la complétude du présent rapport.

VIII.1 À destination de l'exploitant Akuo Energie et du concepteur du conteneur Nidec

- Équiper le container d'un système de détection d'incendie et d'un système d'extinction par inertage pour assurer l'extinction d'un feu autre que l'emballlement thermique et pour limiter le risque d'inflammation d'ATEX
- Recourir à des modules dont l'indice IP permet de réduire notablement les risques liés à la présence d'eau dans le conteneur ;
- Concernant l'emballlement thermique, privilégier des systèmes d'extinction qui permettent à la fois d'éteindre le feu et de refroidir les batteries. À ce stade des connaissances, et sauf cas d'incompatibilité à l'eau (présence de sodium par exemple), la mise sous eau rapide des équipements impliqués dans l'incendie est la solution dont l'efficacité semble la plus communément partagée. Cette efficacité sera d'autant accrue si l'aspersion d'eau est opérée au plus près du composant entré en emballlement ;
- L'efficacité du système d'extinction, dès lors qu'il a vocation à lutter contre la propagation de l'emballlement thermique, doit être démontrée à travers la réalisation d'essais grandeur nature ;

- Mieux appréhender le risque d'emballlement thermique dès la phase de conception du système de stockage d'énergie. L'adoption de référentiels ou de normes internationales existants⁴⁹ peut servir à attester de la mise en œuvre de cette démarche ;
- Concevoir l'installation pour supprimer le risque de propagation de l'incendie entre conteneurs. La mise en place d'une distance d'isolement entre les conteneurs de 8 m (ou au-delà de la limite du flux de 8 kw/m²) permet de supprimer le risque de propagation et rend possible l'installation d'une lance queue de paon. Mais d'autres solutions peuvent être envisagées en cohérence avec la stratégie incendie retenue et les ressources en eau disponibles sur le site ;
- Disposer de moyens en eau de sorte à garantir son accessibilité et son usage en cas d'incendie du conteneur (cette dernière doit être implantée en dehors des flux thermiques et des projections éventuelles). Son dimensionnement doit tenir compte de la stratégie de lutte contre l'incendie retenue à la conception du site (extinction dans le conteneur ou simple maîtrise de la propagation aux biens ou à la végétation) ;
- Conduire une réflexion sur le positionnement des CPI⁵⁰ pour qu'ils assurent une meilleure surveillance des racks, et permettent de mieux anticiper les problèmes liés à des défauts d'isolement et prévenant la connexion de racks mal isolés ;
- Recourir autant que possible à du compartimentage des containers contenant les racks de batteries,
- Intégrer le sujet de l'évacuation des fumées ;
- Élaborer un protocole de démantèlement du conteneur et identifier un réseau d'entreprises spécialisées dans le transport et l'élimination des déchets pour accélérer la phase de mise en sécurité du site après accident ;
- Prendre l'attache du SDIS (ou SIS)⁵¹ local dès la phase d'élaboration du projet pour évoquer les informations nécessaires en cas de sinistre : localisation du système d'extinction et nature, information sur le type de batterie, consigne d'intervention en cas de sinistre (doctrine sur l'usage de l'eau), localisation des dispositifs d'isolement et procédure d'alerte ;

⁴⁹ Les investigations menées lors de l'enquête nous ont permis d'identifier les référentiels suivants :

- La norme IEC62933-5-2 (éd. 1) définit les exigences de sécurité pour les systèmes EES (Electrical energy storage).
- La norme UL 9540 « standard for energy storage systems and equipments » (édition 2 – 2020) fixe les exigences pour les systèmes de stockage d'énergie. En ce qui concerne les systèmes de stockage d'énergie électrochimique (batteries et supercondensateurs), elle s'appuie sur les recommandations fixées par la norme UL 1973.
- La norme UL 9540A « standard for test method for evaluating thermal runaway fire propagation » (édition 4 - 2019) concerne la méthode de tests à l'échelle cellule, module, pack et système pour l'évaluation de la propagation d'un feu par emballlement thermique pour des systèmes de stockage d'énergie de type batteries.
- La norme UL1973 « Battery for use in Light Electric Rail (LER) – applications and stationary applications » (édition 2 – 2018) donne également des recommandations de construction pour les packs batteries stationnaires. Le domaine d'application concerne les technologies de batteries Ni-MH, Ni-Cd, Redox Flow, Zebra, batteries Li-ion, Supercondensateurs, ...

⁵⁰ Contrôleur Permanent d'Isolement

⁵¹ Service départementale d'incendie et de secours, Service d'incendie et de secours

- Définir une stratégie de gestion des eaux d'incendie : confinement ou décapage des terres polluées et traitement des eaux (souterraines et superficielles) en cas de contamination ;
- Indiquer le type de technologie des batteries sur les faces externes du container, de façon à indiquer aux services de secours si l'utilisation d'eau est proscrite ou pas.

VIII.2 À destination du fabricant des batteries LG CHEM

- Informer les clients possédant le même type de module de leur sensibilité à l'humidité et des risques liés aux appareils de climatisation ;
- Adapter la documentation et mentionner clairement les risques potentiels engendrés par la présence d'humidité due notamment aux systèmes de climatisation ;
- À partir des données statistiques et des retours d'accidents tels que celui d'Aghione, procéder à un examen des modules de la série JH3 pour identifier d'éventuels défauts internes de fabrication et procéder, s'il y a lieu, à leur rappel ;
- Renforcer le conseil technique et les messages de prévention auprès des clients en matière de condition de stockage des batteries, de choix techniques des solutions de climatisation et des moyens d'extinction mis en œuvre par l'assembleur du container, au vu des connaissances et du retour d'expérience acquis en qualité de fabricant.

IX. Annexes

Annexe 1	Liste des données exploitées	58
Annexe 2	Schéma des mécanismes de dégradation en présence d'eau	59
Annexe 3	Rapport Ineris - 224374 - 2822303 – v2.0 Appui à l’expertise de l’incendie survenu le 06 avril 2023 au niveau du conteneur de stockage d'énergie du site d'Olmo	60

Annexe 1 Liste des données exploitées

L'ensemble de ces données sont supervisées et utilisés par les automatismes pour faire fonctionner l'installation. Les fréquences d'échantillonnage varient en fonction des niveaux de supervision : de 1 mesure par seconde à une mesure toutes les 5 s.

Pour chaque Rack

- Charge,
- Status,
- SOC(%),
- SOH(%),
- DC Current(A),
- DC Chg. Current Limit(A),
- DC Dchg. Current Limit(A),
- DC Power(kW),
- DC Chg. Power(kW)
- DC Dchg. Power Limit(kW)
- Sum. C.V.(V)
- Average C.V.(V)
- Highest C.V.(V)
- Lowest C.V.(V)
- Highest C.V. Pos.(MBMS)
- Highest C.V. Pos.(Cell)
- Lowest C.V. Pos.(MBMS)
- Lowest C.V. Pos.(Cell)
- Average M.T.(oC)
- Highest M.T.(oC)
- Lowest M.T.(oC)
- Highest M.T. Pos.(MBMS)
- Highest M.T. Pos.(Sensor)
- Lowest M.T. Pos.(MBMS)
- Lowest M.T. Pos.(Sensor)
- Dev. of M.T-Even
- Dev. of M.T-Odd
- Max Diff. M.T
- Warning
- Fault
- MBMS On
- Cell Balancing
- PC
- MC+
- MC-
- MC+ Feedback
- MC- Feedback
- Fan
- Mdl. Fan Feedback
- BPU Fan Feedback
- FBA Index
- Module No.(Max Diff. Cell V)
- Alarm Codes
- Warning Codes
- Fault Codes

Au niveau du BSC, pour tous les modules de chaque rack

- Rack No
- Highest Cell(V)
- Lowest Cell(V)
- Temp#01(oC)
- Temp#02(oC)
- Tension de chaque cellule
- Module SOC(%)
- Module SOH(%)

Au niveau du BSC

- Charge
- Status
- Warning
- Fault
- Offline racks(ea)
- Warning racks(ea)
- Fault racks(ea)
- Cell balancing racks(ea)
- Average SOC(%)
- Highest SOC(%)
- Lowest SOC(%)
- Highest SOC Pos.(R)
- Lowest SOC Pos.(R)
- Average SOH(%)
- Average C.V. Sum(V)
- DC Current(A)
- Highest DC Current(A)
- Lowest DC Current(A)
- Highest DC Current Pos.(R)
- Lowest DC Current Pos.(R)
- DC Chg. Current Limit(A)
- DC Dchg. Current Limit(A)
- DC Power(kW)
- DC Chg. Power Limit(kW)
- DC Dchg. Power Limit(kW)
- SPC Derating (Charge)
- SPC Derating (Discharge)
- TPC Derating
- VPC Current Step Count (Charge)
- VPC Current Step Count (Discharge)
- DC Chg. Energy(kWh)
- DC Dchg. Energy(kWh)
- Average C.V.(V)
- Highest C.V.(V)

- Lowest C.V.(V)
- Highest C.V. Pos.(R-M)
- Lowest C.V. Pos.(R-M)
- Average M.T.(oC)
- Highest M.T.(oC)
- Lowest M.T.(oC)
- Highest M.T. Pos.(R-M)
- Lowest M.T. Pos.(R-M)
- Average SOC(%)
- Highest SOC(%)
- Lowest SOC(%)
- Highest SOC Pos.(R)
- Lowest SOC Pos.(R)
- Average SOH(%)
- Average C.V. Sum(V)
- Average C.V.(V)
- Highest C.V.(V)
- Lowest C.V.(V)
- Highest C.V. Pos.(R-M)
- Lowest C.V. Pos.(R-M)
- Average M.T.(oC)
- Highest M.T.(oC)
- Lowest M.T.(oC)
- Highest M.T. Pos.(R-M)
- Lowest M.T. Pos.(R-M)
- All MBMS On
- Rack Balancing
- Alarm Codes
- Warning Codes
- Fault Codes

Annexe 2 Schéma des mécanismes de dégradation en présence d'eau

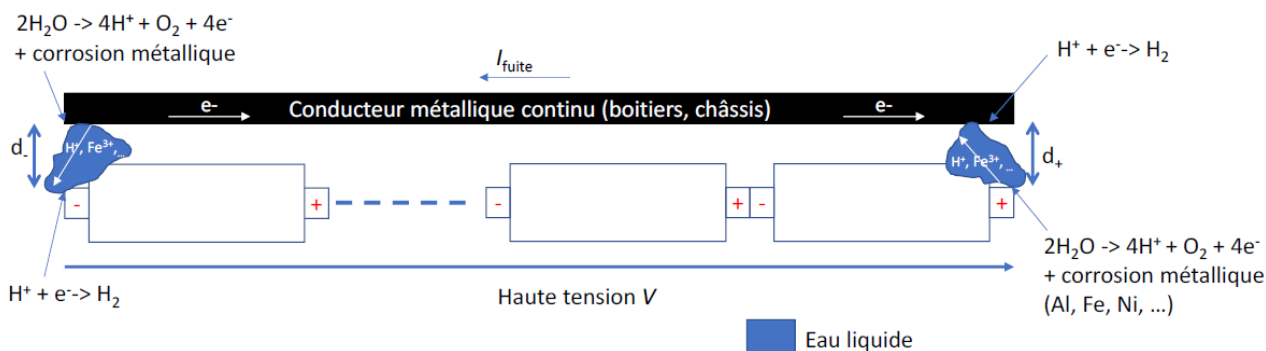


Figure 13 : Phénomène d'électrolyse de l'eau en deux points du rack du fait de la présence d'eau. Plus les points d'interface sont distants, plus le potentiel mis en jeu est élevé, plus le phénomène d'électrolyse est marqué. (source : Charles Delacourt, CNRS)

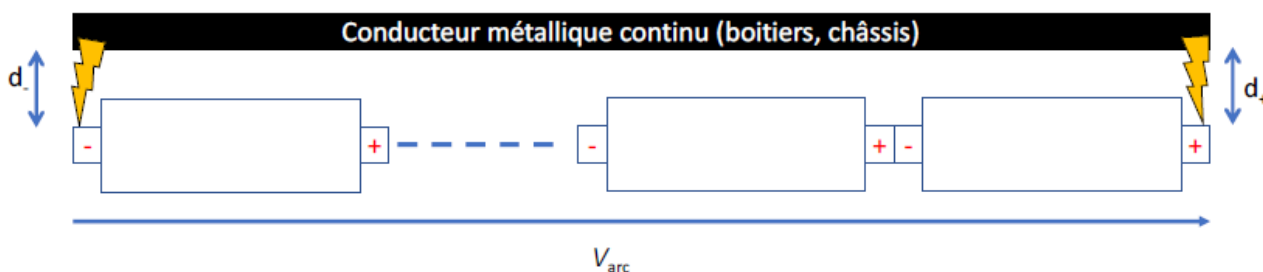


Figure 14 : Phénomène de double arc électrique formé aux endroits où le rapport V_{arc}/d est supérieur à la rigidité diélectrique du milieu qui sépare la partie active du châssis

Arc électrique (court-circuit)

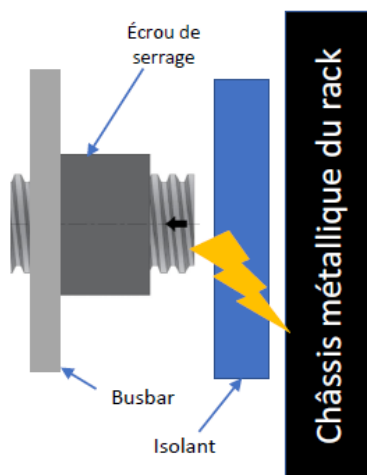


Figure 15 : Illustration du phénomène de tracé des polymères isolants (source : Charles Delacourt, CNRS)

Arc électrique/effet Joule en charge/décharge

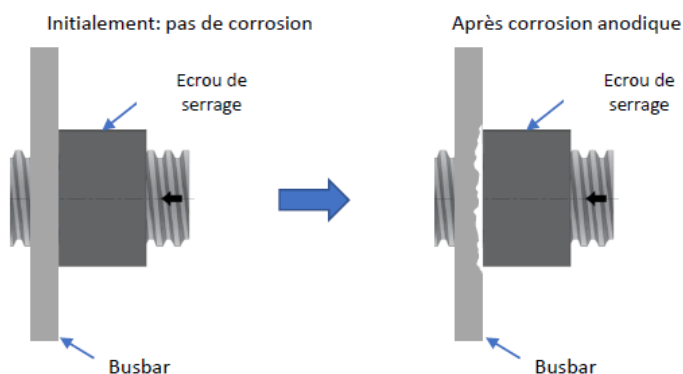
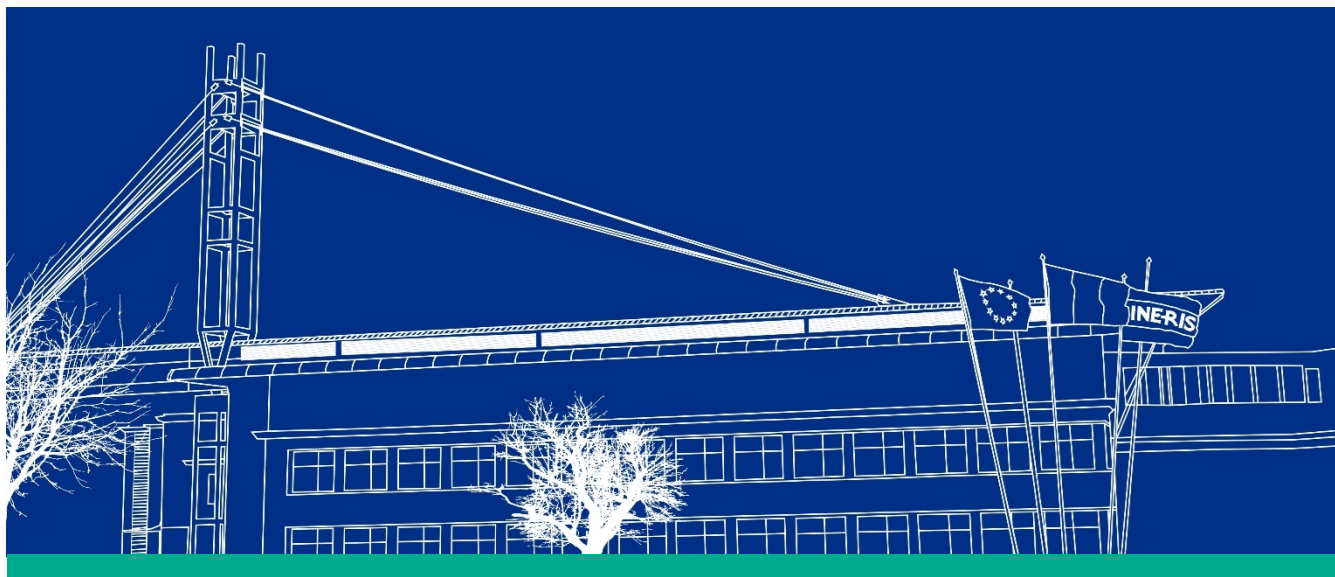


Figure 16 : phénomène de corrosion anodique qui produit des points chauds (source : Charles Delacourt, CNRS)

Annexe 3 Rapport Ineris - 224374 - 2822303 – v2.0 Appui à l’expertise de
l’incendie survenu le 06 avril 2023 au niveau du conteneur de stockage
d'énergie du site d’Olmo



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 224374 - 2822303 - v2.0

**Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 06
avril 2023 au niveau du conteneur de stockage
d'énergie du site d'Olmo**

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : Direction Incendie Dispersion Explosion DIRECTION GENERALE

Rédaction : JEROME LESAGE

Vérification : GAYA CAROLINE; DELBAERE THIERRY; CHAUMETTE SYLVAIN; BORDES ARNAUD

Approbation : BOUET REMY - le 02/02/2026

Table des matières

Glossaire	5
1 Introduction.....	6
1.1 Déontologie.....	6
1.2 Contexte	6
1.3 Visites et réunions d'échanges	6
2 Description de l'installation concernée et informations sur l'événement	7
2.1 Description générale du site	7
2.2 Description de l'installation	8
2.2.1 Généralités sur les conteneurs	9
2.2.2 Stockage d'énergie électrochimique et supervision.....	10
2.2.3 Détection extinction d'incendie et événement	13
2.2.4 Système de régulation de température.....	14
2.2.5 Conversion de puissance (PCS).....	14
2.2.6 Partie transformateur Haute-Tension (HT)	14
2.3 Description de l'accident.....	15
2.4 Relevés de dégâts	16
2.4.1 Observations extérieures.....	16
2.4.2 Observations intérieures.....	16
3 Réponses aux questions posées par le BEA-RI.....	21
3.1 Exploitation des données enregistrées.....	21
3.1.1 Présentations des données disponibles	21
3.1.2 Conditions d'utilisation durant les mois précédant l'incendie.....	22
3.1.3 Conditions d'utilisation le jour de l'incendie	35
3.1.4 Démarrage de l'incendie.....	40
3.1.5 Bilan de l'analyse des données	54
3.2 Avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s)	56
3.2.1 Discussion sur l'évènement initiateur	56
3.2.2 Discussion sur le déroulement de l'incendie.....	60
3.3 Rôle des protections électriques intégrés.....	63
3.3.1 Protections électriques au sein des racks	63
3.3.2 Mesure de la résistance d'isolement	64
4 Conclusion.....	65
5 Annexes.....	66
Annexe 1 : Lettre de saisine	67

Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, **Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 06 avril 2023 au niveau du conteneur de stockage d'énergie du site d'Olmo**, Verneuil-en-Halatte :
Ineris - 224374 - 2822303 - v2.0 du 02/02/2026.

Glossaire

AFE : Analog Front End – convertisseur de puissance AC/DC située juste en aval du transformateur Haute Tension.

BPU : boîtier interconnectant un rack avec le reste de l'installation électrique, par le biais d'un contacteur et d'un fusible de 200 A en série sur chacune des polarités du rack.

BSC : Battery System Controller – terme utilisé pour désigner un ensemble de racks géré ensemble par une même électronique et formant un sous-système.

Busbar : barre métallique (le plus souvent en cuivre) de section relativement importante utilisée pour interconnecter électriquement des équipements électriques de forte puissance.

Casu : Cellule d'Appui aux Situations d'Urgence, assurée par l'Ineris.

CPI : Contrôleur Permanent d'Isolément – dispositif vérifiant l'isolement entre le circuit électrique et la terre de l'installation

DC : Direct Current – courant continu.

ESS : Energy Storage System – système de stockage d'énergie.

MBMS : Module Battery Management System – carte électronique intégrée au sein de chaque module assurant la mesure des tensions bi-cellules, de deux températures modules, et renvoyant ces informations au RBMS.

MWc : Mégawatt crête – unité mesurant la puissance maximale qui peut être délivrée un dispositif électrique (ici, les panneaux solaires) dans des conditions d'utilisation prédéfinies.

MWh : Mégawatt heure – unité de mesure d'une quantité d'énergie, correspondant à la puissance qui peut être délivrée par un dispositif pendant une heure.

PDL : Poste De Livraison, dans lequel le système de production d'électricité photovoltaïque se raccorde au réseau électrique EDF.

SCADA : Supervision Control and Data Acquisition - architecture permettant aux organisations industrielles de gérer, surveiller et contrôler les processus, les machines et les usines.

SDIS : Service Départemental d'Incendie et de Secours

SOC : State Of Charge – état de charge de la batterie, exprimé en pourcent.

SOH : State Of Health – état de santé de la batterie, exprimé en pourcent.

RBMS : Rack Battery Management System – carte électronique intégrée au sein de chaque BPU en tête de rack, assurant la collecte des données provenant des MBMS (tensions bi-cellules et des températures des modules du rack), mesurant la courant traversant le rack, et commandant les contacteurs permettant de connecter le rack au reste du système.

1 Introduction

1.1 Déontologie

L'Ineris n'a jamais réalisé d'étude pour le compte de LG Chem.

L'Ineris a déjà réalisé des études pour le compte de NIDEC ASI et d'AKUO Energy, ainsi que des études portant sur des cellules ou modules développés par LG Chem pour le compte de clients tiers. Toutefois, l'Ineris n'est en aucun cas intervenu lors de la conception et la fabrication des conteneurs de stockage stationnaire installé sur le site d'Olmo à Aghione en Corse.

1.2 Contexte

Le 6 avril 2023, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire du site de l'Olmo à Aghione en Corse. Cet incendie a nécessité l'intervention des équipes de secours pendant plusieurs jours.

Le conteneur incendié, appelé ESS1 dans la suite du document, a été mis en service en 2014 et a été rénové en 2020 suite à un premier incident.

Le BEA-RI a ouvert une enquête et a sollicité l'appui de l'Ineris sur les points formulés dans la lettre de mission figurant en Annexe 1 :

- Accompanyer les enquêteurs du BEA-RI dans les relevés de terrain qui seront réalisés ;
- Apporter un appui technique au cours de l'enquête en procédant à une analyse critique des pièces techniques communiquées par les parties ;
- Participer et critiquer les expertises conduites dans le cadre de la procédure civile et les compléter par des expertises complémentaires si nécessaire.

En vue de :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu ;
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont joué lors de l'évènement ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

Les réponses aux demandes du BEA-RI sont développées dans le §3 de ce rapport.

1.3 Visites et réunions d'échanges

Pour l'analyse de l'incendie d'Aghione, l'Ineris a effectué une visite des installations le 18 avril 2023, soit 12 jours après l'accident, en présence des enquêteurs du BEA-RI, des représentants de la société AKUO et des pompiers. Cette visite a permis de prendre connaissance de la chronologie de l'accident et d'effectuer les premières constatations, ainsi que de réaliser des mesures de tension et de résistance interne de certains modules, et de prendre des photos du conteneur incendié.

L'Ineris a également participé à plusieurs réunions avec AKUO et NIDEC ASI, notamment dans le but d'interpréter correctement les données collectées par le système de supervision des deux conteneurs de stockage d'énergie.

2 Description de l'installation concernée et informations sur l'événement

2.1 Description générale du site

L'installation de stockage d'énergie électrochimique se situe sur la commune d'Aghione, en Corse. Sur ce site est installée une centrale de production électrique par panneaux photovoltaïques d'une puissance de 4 MW crête, couplée à un système de stockage stationnaire d'énergie, permettant d'injecter jusqu'à 1,7 MW sur le réseau électrique. Le site est exploité par AKUO Corse, filiale d'AKUO Energy, depuis 2014. La maintenance de l'installation est également assurée par une équipe d'AKUO Corse, basée sur l'île et composée de 7 personnes.



Figure 1: plan de situation de la centrale photovoltaïque d'Olmo et de ses deux conteneurs de stockage d'énergie électrochimique

2.2 Description de l'installation

L'installation de stockage est entièrement recouverte par un abri en bois, construit pour une meilleure intégration visuelle dans le paysage. Cet abri accueille les deux conteneurs de batteries, ESS1 et ESS2, ainsi qu'un conteneur électrique contenant le PCS (Power Conversion System), le disjoncteur et d'autres équipements électriques. Les trois conteneurs sont collés les uns aux autres et séparés par des murs coupe-feu d'une résistance de 120 minutes. Le transformateur Haute-Tension est également situé sous cet abri, mais à l'extérieur des conteneurs.

Le Point de Livraison (PDL) se trouve à distance des conteneurs. Il accueille également les serveurs informatiques gérant l'archivage et la transmission des données de l'exploitation. Le PDL n'ayant pas été affecté par l'incendie, ces données sont donc disponibles et seront analysés dans la suite de ce document.



Figure 2: vues du bâtiment abritant les conteneurs de stockage d'énergie

Les conteneurs ESS1 et ESS2 traversent entièrement le bâtiment, et possèdent tous les deux une porte de chaque côté.



Figure 3 : Vue traversant du conteneur incendié (gauche) et espace entre conteneur et bardage bois côté ouest (droite)

2.2.1 Généralités sur les conteneurs

Le système de stockage est réparti en deux conteneurs ESS1 et ESS2 de 13,7 x 2,4 m chacun, et d'une capacité totale de 6,2 MWh (2 MWh pour ESS2 et 4,2 MWh pour ESS1). Les conteneurs sont construits avec une structure en acier, et sont installés sur une dalle béton. Ils sont conçus pour être étanches, dans le but de protéger les équipements internes des intempéries et des infiltrations d'eau et d'air humide.

Nota : ces conteneurs n'ont pas été testés vis-à-vis de la norme UL 9540A¹.

Mis en service en décembre 2014, les deux conteneurs étaient initialement identiques, équipés de modules Li-ion LG JH2. En 2019, deux modules du conteneur ESS1 sont partis en emballage thermique. Le système d'extinction (argonite) suivie d'une intervention manuelle à l'extincteur CO₂ avaient permis de circonscrire la propagation de l'incendie à d'autres modules. Malgré cela, à cause de la pollution engendrée par ce début d'incendie, le conteneur a été complètement vidé, nettoyé puis réassemblé en 2020 avec des modules Li-ion de nouvelle génération, plus dense en énergie (modules LG JH3), puis complété en 2022 avec d'autres modules LG JH3, doublant ainsi l'énergie totale pouvant être stocké dans ce conteneur. Le conteneur ESS2 est quant à lui resté inchangé depuis sa mise en service.

¹ UL 9540A : « Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems », Underwriters Laboratories.

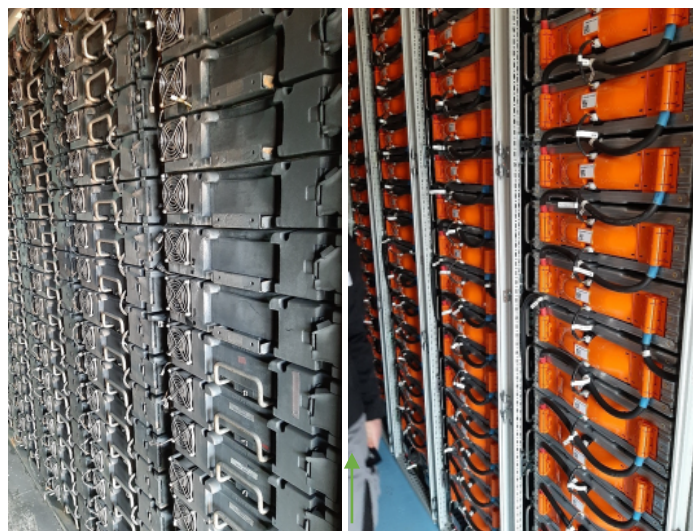


Figure 4: Modules LG JH3 du conteneur ESS1 (gauche) et modules LG JH2 du conteneur ESS2 (droite)

La suite du rapport se concentre uniquement sur le conteneur incendié ESS1, équipé de modules LG JH3.

2.2.2 Stockage d'énergie électrochimique et supervision

Le conteneur de stockage d'énergie électrochimique ESS1 comprend 38 racks, répartis sur 4 sous-groupes de 9 à 10 racks, nommés "BSC" (Battery System Controller). Le rack « spare » est un rack non utilisé contenant des modules Li-ion de remplacement pouvant être utilisé lors des opérations de maintenance.

Nota : dans la suite du rapport, la dénomination BxRy sera utilisé pour désigner le rack y du BSC x.

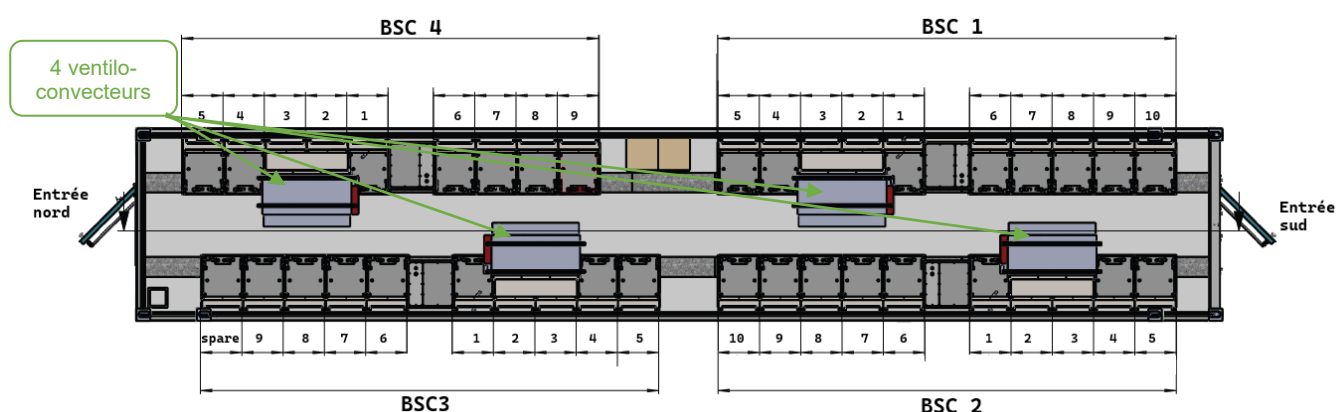


Figure 5 : Répartition des 38 racks au sein du conteneur ESS1

La tension nominale de chaque rack varie entre 714 V et 999 V en fonction de leur état de charge, avec une énergie nominale de 110,9 kWh par rack.

Chacun rack est composé de 17 modules connectés en série. Ces modules sont IP20, ils ne présentent donc pas de protection particulière contre la pénétration de poussière ou d'eau.

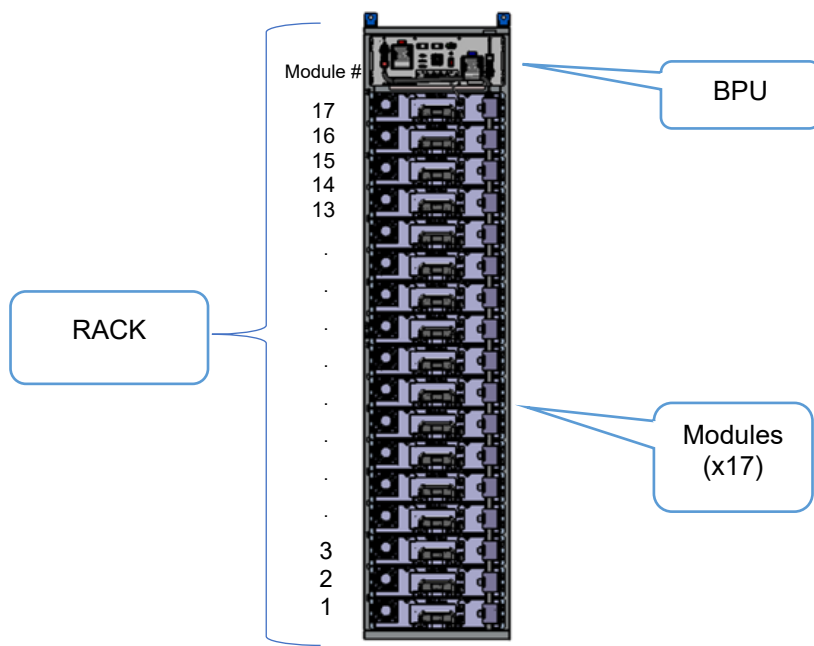


Figure 6 : Illustration d'un rack de 17 modules et de son BPU

Les modules sont refroidis par ventilation forcée à l'aide d'un ventilateur en façade. La température de chaque module est mesurée par deux thermocouples, l'un dans le flux d'air entrant et l'autre dans le flux d'air sortant (voir Figure 7).

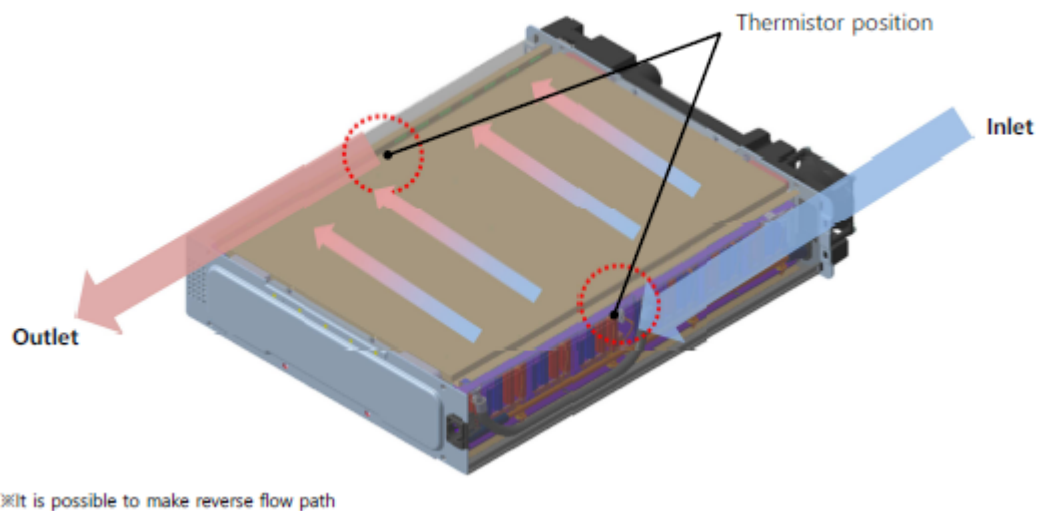


Figure 7 : Ventilation et positionnement des deux thermocouples au sein d'un module

La spécification des modules précise la plage d'utilisation fonctionnelle suivante :

- le courant de décharge ne doit pas excéder 37,8 A continu, et 155,4 A en pic,
- le courant de charge ne doit pas excéder 37,8 A continu,
- la puissance de charge et de décharge ne doit pas dépasser 6 524 W en pic,
- la température d'utilisation est de 0 à 40°C, avec une recommandation de maintenir les modules à 23 +/-4 °C.

Chacun de ces modules contient 28 cellules LG JH3 de 63 Ah au format pouch (sachet souple)², organisées en configuration 2P14S (mise en série de quatorze groupes de deux cellules montées en parallèle). La plage de tension de fonctionnement définie pour ces cellules par LG est de 3 V à 4,2 V.

Nota : les cellules étant en parallèle deux à deux, une seule mesure de tension par paire de cellules est physiquement réalisable. La suite de ce document utilisera le terme de bi-cellules pour désigner une paire de cellules montées en parallèle.

Un fusible 300 A est également intégré à chaque module sur sa polarité négative.

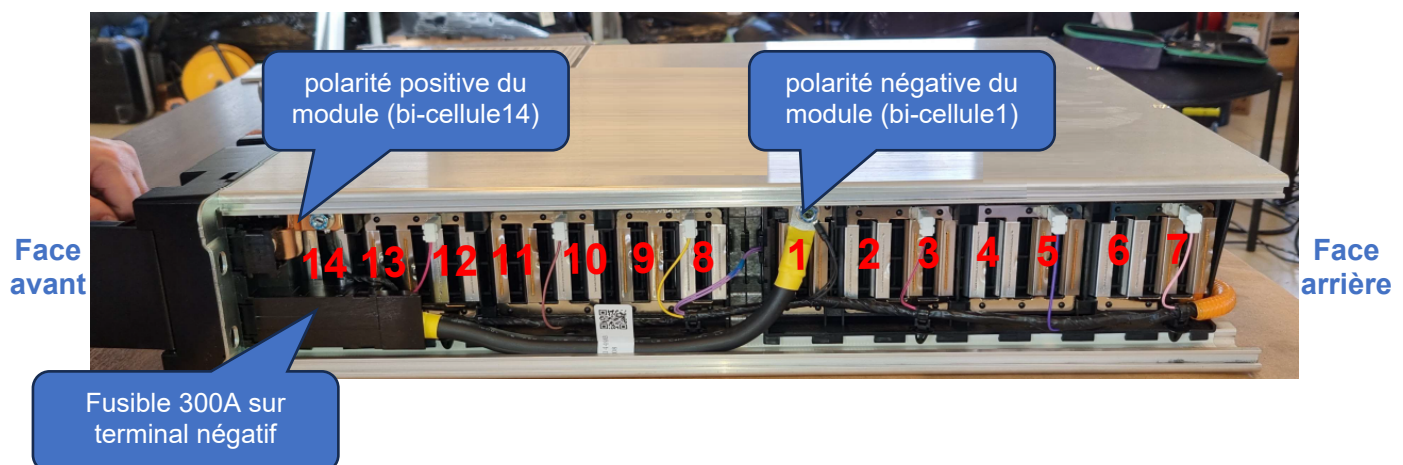


Figure 8 : Numérotation des cellules Li-ion au sein du module

Chaque rack contient un Battery Power Unit (BPU), boîtier assurant l'interconnexion de ce rack avec le circuit de puissance amont (bus DC reliant les racks d'un BSC en parallèle jusqu'au convertisseur DC/DC) par le biais d'un contacteur et d'un fusible de 200 A en série sur chacune de ses polarités.

² Un format "pouch" désigne une cellule Li-ion enfermée dans une enveloppe souple en aluminium-plastique, de forme plate et rectangulaire, ressemblant à un sachet.

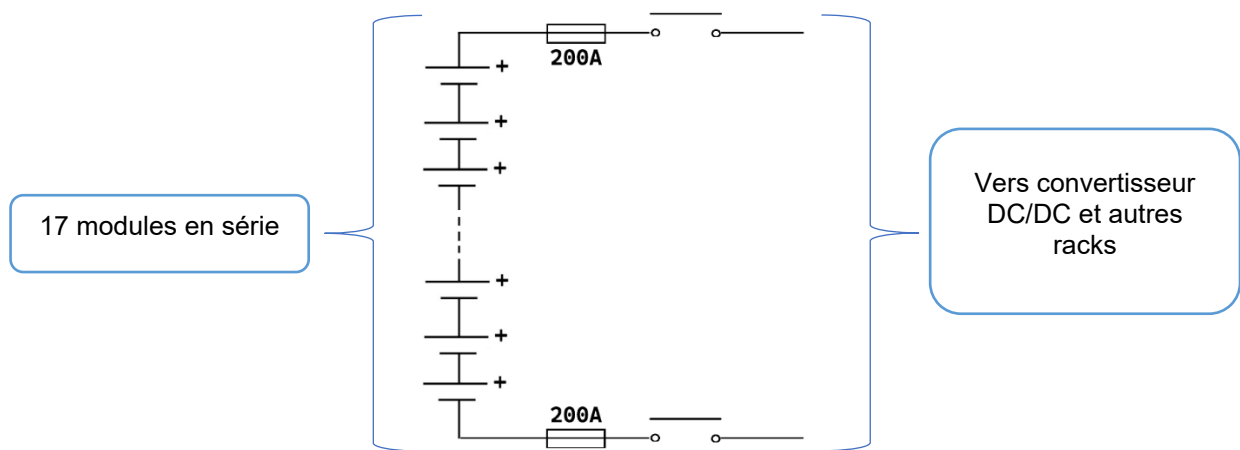


Figure 9 : Schéma électrique simplifié du circuit de puissance électrique d'un rack

Le BPU contient également le Rack Battery Management System (RBMS), carte électronique assurant la commande des deux contacteurs de puissance, mesurant le courant circulant dans le rack, et collectant toutes les informations de chaque module du rack (tension de toutes les paires de cellules et températures module en deux points, mesurées par les MBMS (Module Battery Management System » présents dans chaque module)).

Chaque RBMS envoie les informations principales de son fonctionnement au BBMS (Battery Bank Management System), étage de supervision de niveau le plus élevé fourni par LG Chem. Ce BBMS communique entre autres à l'automate de gestion du conteneur les conditions d'utilisation maximale à respecter (puissance et courant en charge et décharge), les conditions de fonctionnement en cours, et les éventuels défauts de fonctionnement rencontrés. Ces données sont archivées dans le serveur SCADA, localisé dans le PDL.

Toute alerte générée par le système est envoyée à toute l'équipe de maintenance AKUO Corse. Un superviseur d'astreinte doit traiter ces alertes. Si l'alerte nécessite une intervention, le superviseur prépare les informations nécessaires et les envoie au binôme de techniciens d'astreintes.

2.2.3 Détection extinction d'incendie et évènement

Les conteneurs sont équipés de systèmes de détection et d'extinction d'incendie pour assurer la sécurité des installations.

Le conteneur ESS1 est équipé de six détecteurs incendie (dont deux ajoutés après le doublement de l'énergie stocké dans le conteneur en 2021). Une double détection (pré-alarme puis confirmation d'alarme) est requise pour l'activation automatique de l'extinction.

Le système d'extinction de ce conteneur est basé sur l'injection de gaz inertant pour étouffer les flammes en réduisant la concentration d'oxygène. En cas de détection incendie, le système active une temporisation de 30 secondes pour laisser le temps à d'éventuels opérateurs d'évacuer, puis libère le gaz inertant contenu dans la bouteille dans le compartiment des batteries (deux bouteilles de 80 L, 300 bars, situées dans la salle de conversion de puissance (voir 2.2.5)). Le conteneur est également équipé d'un évènement de surpression, permettant d'éviter la montée en pression lors de l'injection du gaz inertant. Cet évènement n'est pas dimensionné pour canaliser les effets de surpression consécutifs à l'inflammation d'une atmosphère explosive à l'intérieur du conteneur pouvant être formée par le dégazage de cellules Li-ion.

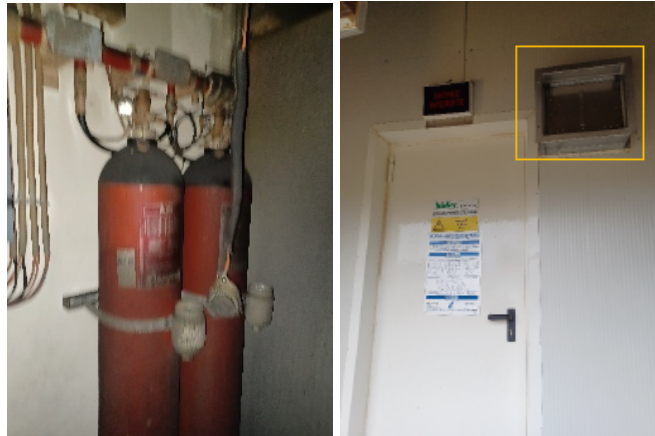


Figure 10 : Bouteilles de gaz inertant (2 x 80 L, gauche) et événement de surpression (droite)

Une réserve d'eau d'extinction d'une capacité de 30 m³ est également disponible sur le site. Cependant, elle est située à l'opposé des conteneurs par rapport à l'accès des secours et n'a pas été utilisée lors de l'incendie, son volume étant jugé insuffisant et son accès difficile.

2.2.4 Système de régulation de température

La régulation en température de l'intérieur du conteneur est assurée par quatre ventilo-convecteurs situés au-dessus des racks, de chaque côté du couloir central (voir leur positionnement sur la Figure 5).

Ces ventilo-convecteurs sont raccordés à un groupe de production d'eau glacée se trouvant à l'extérieur de l'abri (voir Figure 2). Chaque ventilo-convecteur est équipé d'un bac de collecte des eaux de condensat, permettant leur écoulement jusqu'à l'extérieur du conteneur par un tuyau d'évacuation descendant verticalement le long du rack, se trouvant au droit du bac de collecte.

2.2.5 Conversion de puissance (PCS)

Le conteneur « conversion de puissance » des conteneurs, également dénommé PCS (Power Conversion System), est fourni par NIDEC ASI. Situé à côté du conteneur ESS1 sous l'abri bois (voir Figure 2), il contient les convertisseurs DC/DC et AC/DC nécessaires pour transformer l'énergie stockée dans les batteries en énergie utilisable pour l'injection dans le réseau électrique.

Le système de conversion de puissance est supervisé par un automate de gestion, qui centralise les données des différents capteurs et équipements. Il est responsable de la coordination des opérations de conversion et de la communication avec les systèmes de gestion de batteries (BBMS).

2.2.6 Partie transformateur Haute-Tension (HT)

Le compartiment transformateur Haute-Tension (HT) ne contient que ce transformateur. Celui-ci assure l'adaptation de la tension entre le réseau électrique et l'étage de conversion de puissance (PCS) décrite dans la section précédente.

Le transformateur contient 800 kg d'huile minérale utilisée pour l'isolation et le refroidissement des enroulements du transformateur.

2.3 Description de l'accident

Le 6 avril 2023 à 15h31, une alarme incendie se déclenche dans le conteneur de stockage d'énergie électrochimique ESS1 du site de production électrique par panneaux photovoltaïques d'Aghione, en Corse. Le superviseur d'astreinte est alerté, il effectue la levée de doute à l'aide des données de télésurveillance puis appelle le SDIS à 15h46.

A 16h04, le premier camion de pompiers arrive sur le site. De la fumée blanche s'échappe du conteneur. Les pompiers reçoivent l'instruction de déconnecter l'installation du réseau électrique. Ils contactent également l'exploitant pour prendre des informations sur le contenu du conteneur (nombre et type de batteries, échanges sur la stratégie d'intervention, ...).

À 16h26, les pompiers utilisent une caméra thermique et effectuent une reconnaissance de la face sud du conteneur. Côté nord, ils constatent que la porte de l'abri bois est dégondée, et la porte du conteneur est légèrement voilée. Une trace de choc sur un saut à proximité de la porte laisse penser que la porte du conteneur s'est ouverte brutalement sous l'effet d'une surpression interne, a heurté le seau et s'est refermée. AKUO confirme qu'aucune intrusion n'a été détectée sur le site. De la fumée blanche continue de s'échapper du conteneur.

A 17h24, les pompiers appellent la Casu pour avoir un avis sur la méthode d'extinction. Deux solutions leur seront proposées à 18h35 : un arrosage massif à l'eau, ou en alternative un inertage au sable sec. En cas de difficultés à éteindre, une stratégie plus conservatrice du laisser-brûler est également évoquée.

Entre temps, vers 18h, et après concertation avec AKUO, les pompiers décident d'entrer avec des extincteurs CO₂. Ils positionnent une lance à eau de protection en préventif devant la porte, puis l'ouvre : une fumée épaisse et opaque remplit l'intérieur. Le chef de colonne entre d'environ un mètre et s'accroupit. Le ciel gazeux est à environ 1,5 m du sol. Le sol, bien que non encore arrosé, est décrit comme glissant.

Le ciel gazeux commence à former des rouleaux, et le pompier à l'intérieur ordonne l'évacuation. Alors qu'il se trouve encore dans le conteneur avec deux collègues à l'entrée, le ciel gazeux s'embrace, créant une boule de feu, décrite comme un "effet chalumeau" plutôt qu'une explosion. La chaleur intense cloque le casque d'un des pompiers à l'entrée et sectionne la ficelle de la caméra thermique.

Vers 19h, la température de la porte nord atteint 140 °C en partie haute selon les mesures réalisées par caméra thermique, et quelques flammes sont visibles de l'extérieur. Le bardage en bois empêche l'arrosage direct du conteneur par l'extérieur. La décision est prise d'une attaque massive à l'eau directement dans le conteneur, par les deux portes, une nord et une sud.

Cet arrosage a débuté vers 20h30 et sera maintenu jusqu'à disparition d'effets visibles vers 23 h. Pendant l'arrosage, des arcs électriques ont pu être observés.

L'arrosage par salves successives se poursuit les jours suivants, avec des reprises d'arrosage lorsque des points chauds sont détectés (mesures de température interne du conteneur réalisées par drone).

Le 9 avril 2023, 3 jours après le début de l'incendie, des points chauds pouvant atteindre 170 °C sont encore mesurés. Une extinction manuelle localisée a été tentée (extincteur CO₂), sans succès. D'autres stratégies d'extinction sont envisagées, comme le noyage du conteneur ou la décharge des modules non sinistrés, mais elles sont abandonnées en raison des risques encourus. La surveillance par les pompiers se poursuit jusqu'à l'extinction complète de l'incendie.

Le 17 avril 2023, soit 11 jours après le début de l'incendie, seuls quelques points chauds persistent au niveau des busbars. L'incendie est considéré terminé.

Nota : deux pompiers présents à l'entrée au moment de l'inflammation ont par la suite présenté des maux de tête et une fatigue importante. Ils ont été mis sous oxygène et évacués à l'hôpital vers minuit. Un troisième pompier, qui n'était pas entré dans le conteneur, est également évacué. L'origine de leur malaise est incertaine : respiration des fumées, choc psychologique ou inhalation lors du retrait du masque ont été évoqués.

2.4 Relevés de dégâts

2.4.1 Observations extérieures

Comme en attestent les photos de la Figure 2 prises après l'incendie, le bardage bois n'ayant pas été endommagé pendant l'incendie, les dégâts visibles de l'extérieur sont très légers. Seules des traces déposées par les fumées sont visibles au-dessus des portes du conteneur.

Nota : l'observation du dessus du conteneur incendié et de ses deux grandes parois latérales n'a pas été possible.



Figure 11: Stigmates extérieurs laissés par l'incendie au-dessus de la porte d'entrée de la façade nord

2.4.2 Observations intérieures

2.4.2.1 Conteneur ESS1

L'analyse du conteneur incendié révèle que les dommages causés par le feu ne sont pas uniformes. La figure suivante permet de les localiser en fonction de leur état de dégradation :

- Ceux ayant tous leurs modules partis en emballage thermique sont en rouge ;
- Ceux n'ayant qu'une partie de leurs modules partis en emballage thermique sont en orange ;
- Les autres sont en vert.

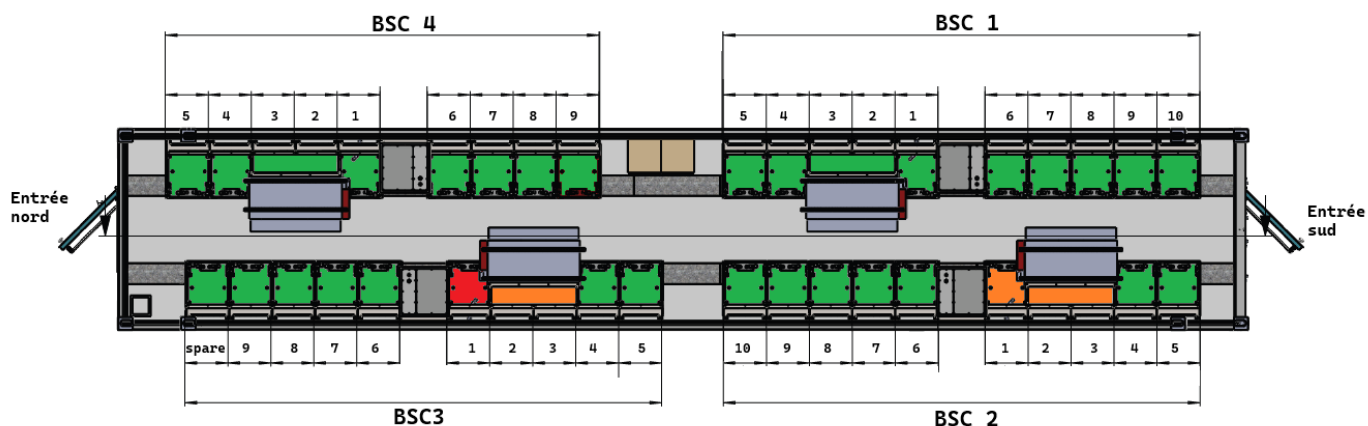


Figure 12: Localisation des racks selon leur état de dégradation

La zone la plus dégradée se trouve dans le BSC3, et en particulier au niveau du rack 1. Les modules de ce rack présentent un état de dégradation plus important, avec une combustion des capots de protection en plastique et des déformations des busbars en cuivre.



Figure 13 : Rack B3R1, le plus détérioré

Au sein de ce BSC3, le rack adjacent (B3R2) présente également des traces de combustion prononcées, mais inférieures à celles du rack 1 voisin. L'agression thermique des modules de ce rack est principalement visible sur leur partie droite (du côté du rack B3R1), à l'exception des trois modules du haut (modules 15 à 17), sur lesquels toutes les pièces plastiques ont brûlé.

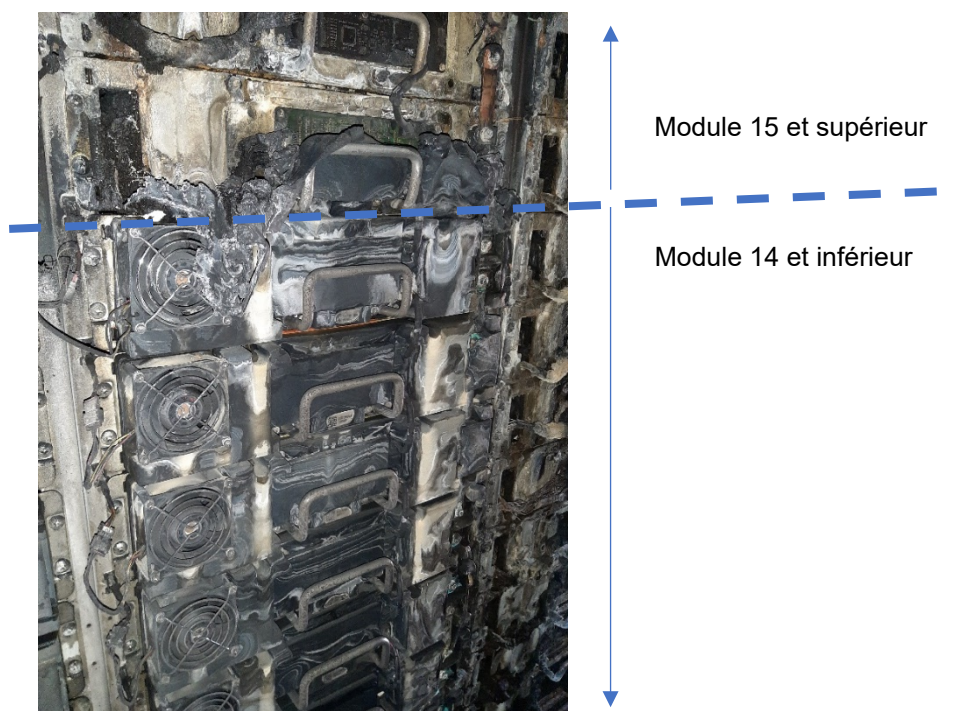


Figure 14 : Rack B3R2, mois détérioré que le rack B3R1

Une deuxième zone, située dans le BSC2, présente un degré de dégradation significatif. Les modules les plus hauts des racks 1 à 3 de cette zone montrent des signes de fusion des plastiques et des isolants, bien que moins importants que ceux observés sur le rack B3R1. L'impact thermique ayant une forme en V, on peut supposer que le lieu de départ de ce deuxième foyer serait le module 16 du rack B2R2.

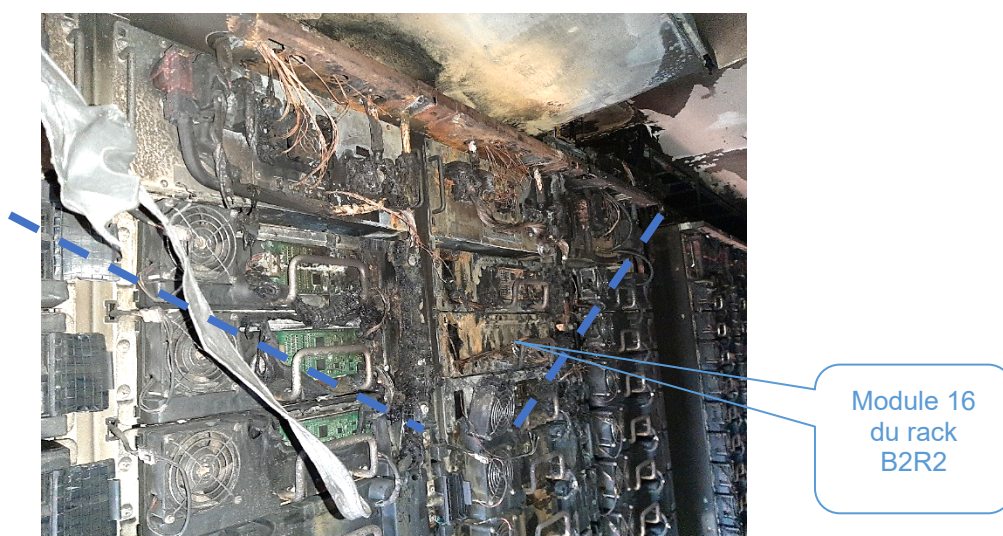


Figure 15 : Zone détériorée des racks B2R1 à B2R3

Le reste du conteneur est relativement peu dégradé. Les racks proches des zones impactées sont couverts de suies. On observe ponctuellement une fonte partielle des plastiques en partie supérieure des racks, mais les brasures des cartes électroniques semblent intactes : la température n'a donc pas dû dépasser durablement 250 °C dans ces zones.



Figure 16 : Racks B3R6 à B3R9 et rack de réserve très peu impacté (gauche), racks B3R4 et B3R5 couverts de suie (milieu), rack du BSC 1 (droite)

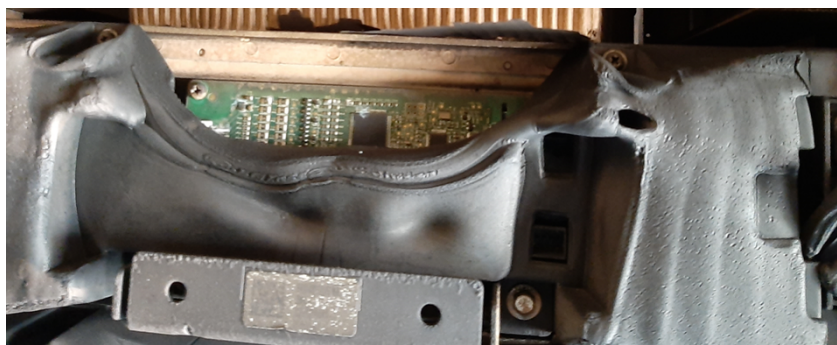


Figure 17 : Plastique fondu et carte électronique sur le module le plus haut du rack de réserve du BSC3

Il est important de noter que les dommages causés par l'arrosage massif à l'eau ont pu contribuer à la dégradation de certaines zones du conteneur.

2.4.2.2 Autres conteneurs

Ni le deuxième conteneur de stockage d'énergie stationnaire ESS2, ni le conteneur de conversion de puissance ne présente de dégradations internes suite à l'incendie du conteneur ESS1.



Figure 18 : Intérieur du conteneur ESS2 (gauche), et du conteneur de conversion de puissance (droite)

3 Réponses aux questions posées par le BEA-RI

Dans sa lettre de mission adressée à l'Ineris (annexe 1), le BEA-RI demande à l'Ineris de :

- Exploiter les données télémétriques afin d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées ;
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont jouées lors de l'évènement.

Ces trois points sont développés respectivement dans les parties 3.1, 3.2 et 3.3 ce document.

3.1 Exploitation des données enregistrées

3.1.1 Présentations des données disponibles

Les données d'exploitation du conteneur incendié ESS1 depuis le 04/05/2022 et jusqu'au jour de l'incendie ont été rendues disponibles par AKUO. Elles permettent d'analyser les conditions dans lesquelles les cellules Li-ion ont été utilisées pendant leur vie. L'enregistrement des données s'étant arrêté quelques minutes après l'alarme incendie, elles informent également sur l'évolution des grandeurs surveillées juste avant et pendant les premiers signes de l'incendie.

Quatre sources de données différentes sont disponibles.

Un premier lot de fichiers recense les données d'exploitation de chaque rack, échantillonné toutes les secondes, par une période de 8 heures. Ces données d'exploitation incluent en particulier :

- Le courant « DC Current (A) » et la puissance de charge et de décharge « DC Power (kW) » du rack,
- La tension la plus faible de toutes les bi-cellules « Lowest C.V.(V) » et sa position dans le rack,
- La tension la plus élevée de toutes les bi-cellules « Highest C.V.(V) » et sa position dans le rack,
- La tension moyenne des bi-cellules du rack « Average C.V.(V) »,
- La tension du rack « Sum. C.V.(V) » (somme des tensions de toutes les bi-cellules),
- La température la plus faible parmi tous les modules « Lowest M.T.(oC) » et la position de ce capteur dans le rack,
- La température la plus élevée parmi tous les modules « Highest M.T.(oC) » et la position de ce capteur dans le rack,
- La température moyenne « Average M.T.(oC) », toutes sondes de températures du rack confondues,
- L'état de charge « SOC(%) » et l'état de santé « SOH(%) » du rack,
- La présence d'alarme ou de défaut, et le code de ces éventuels alarmes et/ou défauts.

Un second type de fichier recense pour chaque rack des données plus précises (tensions de chaque bi-cellule, températures de chaque sonde), mais avec une période d'échantillonnage plus longue et variable de l'ordre de 40 s. Ces fichiers ne donnent pas d'information supplémentaire pour l'observation sur le long terme, et n'ont donc pas été exploités pour analyser les conditions dans lesquelles les cellules Li-ion ont été utilisées pendant leur vie.

En revanche, ces informations apportent un éclairage supplémentaire sur l'apparition de l'accident, en donnant une photo de la tension de chaque bi-cellule et température de chaque module pendant les premiers signes de défaillance visible et avant la propagation du phénomène et la perte de l'enregistrement des données.

Les troisième et quatrième sources de données contiennent respectivement les mesures de températures et d'hygrométrie à l'intérieur du conteneur, et la mesure des résistances d'isolement les jours précédents l'incendie :

- Les mesures de températures sont disponibles sur une période d'environ un mois avant l'incendie (du 1^{er} mars au 6 avril 2023). Elles contiennent les valeurs mesurées par les deux sondes de températures et d'hygrométrie présentes dans le conteneur ESS1, enregistrées toutes les minutes ;
- Les mesures de résistances d'isolement sont effectuées par deux contrôleurs principaux d'isolement (CPI) placés sur chacun des deux circuits secondaires du transformateur Haute-Tension. Les données fournies concernent la veille et le jour de l'incendie, et ont été échantillonnées à une fréquence de 1 Hz.

Il est important de noter que les données de fonctionnement des racks (source 1 et 2 ci-dessus) ne sont pas issues du même système de supervision que les données de température et d'hygrométrie, elles-mêmes issues d'un système différent des données relatives aux résistances d'isolement : les horodatages de ces trois systèmes ne sont pas synchronisés (décalage pouvant atteindre quelques minutes). Les heures des événements enregistrés par ces trois systèmes ne peuvent donc pas être comparé directement.

L'analyse de ces données a été découpée en trois périodes de temps :

- Période 1 : analyse des conditions de fonctionnement du conteneur durant les mois ayant précédé l'accident (§3.1.2). L'objectif est ici de voir si les conditions d'utilisation auraient pu engendrer une dégradation rapide du conteneur et/ou de ses cellules Li-ion, susceptible d'augmenter la probabilité d'un départ de feu.
- Période 2 : focus sur les conditions de fonctionnement du conteneur le jour de l'incendie (§3.1.3). L'objectif visé est d'essayer d'identifier un événement ou dysfonctionnement majeur qui aurait pu engendrer un emballement thermique dans les heures suivantes.
- Période 3 : analyse approfondie du démarrage de l'incendie (§3.1.4), pour mettre en évidence les premiers signes mesurés du départ de feu et essayer d'en comprendre les causes.

3.1.2 Conditions d'utilisation durant les mois précédant l'incendie

L'utilisation de cellules Li-ion en dehors de leur plage de fonctionnement définie par le fabricant peut engendrer leur dégradation interne et favoriser l'apparition d'un emballement thermique. Il convient donc de vérifier que ces conditions ont été respectées pendant la vie des cellules Li-ion du conteneur ESS1.

Nota : sur certaines périodes limitées (du 3 au 5 mai 2022, le 16 janvier 2023, ainsi que le 2, 7 et 8 mars 2023), les données de tension bi-cellule et de température présentent des évolutions brutales vers 0, qui ne peuvent être rattachées à un phénomène physique. AKUO a pu expliquer les événements à l'origine de ces mesures aberrantes³, ou les valeurs aberrantes sont circonscrites à un BSC qui n'est pas celui considéré être le lieu de départ de l'incendie⁴ (voir plus loin dans le rapport).

³ Les données de la période du 3 au 5 mai 2022, le 16 janvier 2023, et le 2 mars 2023 ont été respectivement impactées par les tests de réception du conteneur ESS1, la perte de la fibre optique entre le conteneur ESS1 et le serveur dans le PDL, et la déconnexion programmée du réseau EDF coupant l'alimentation du système de supervision du conteneur.

⁴ AKUO n'a pas pu justifier les valeurs aberrantes relevées les 7 et 8 mars 2023. Toutefois, ces mesures ne concernent que le BCS4 et ne concernent donc pas le rack supposé être le lieu de départ de l'incendie.

Ces valeurs ponctuelles ne sont donc pas retenues dans l'analyse présentée dans cette section. Les données du jour de l'incendie sont également exclues de cette analyse et seront analysés spécifiquement au § 3.1.3.

3.1.2.1 Températures des modules

Comme évoqué au §2.2.2, la température d'utilisation recommandée par LG est 23 +/- 4 °C, mais avec une plage de température d'utilisation acceptable définie de 0 à 40°C.

Le graphique de la Figure 19 indique la distribution des températures minimales et maximales rencontrées au sein de chaque rack par période de 8 heures par le module le plus froid (en bleu) et le module le plus chaud (en rouge) parmi l'ensemble des racks du conteneur ESS1. Par exemple, il est arrivé 15 652 fois qu'un rack présente sur une période de 8 heures une température minimale de module comprise entre 26 et 27 °C

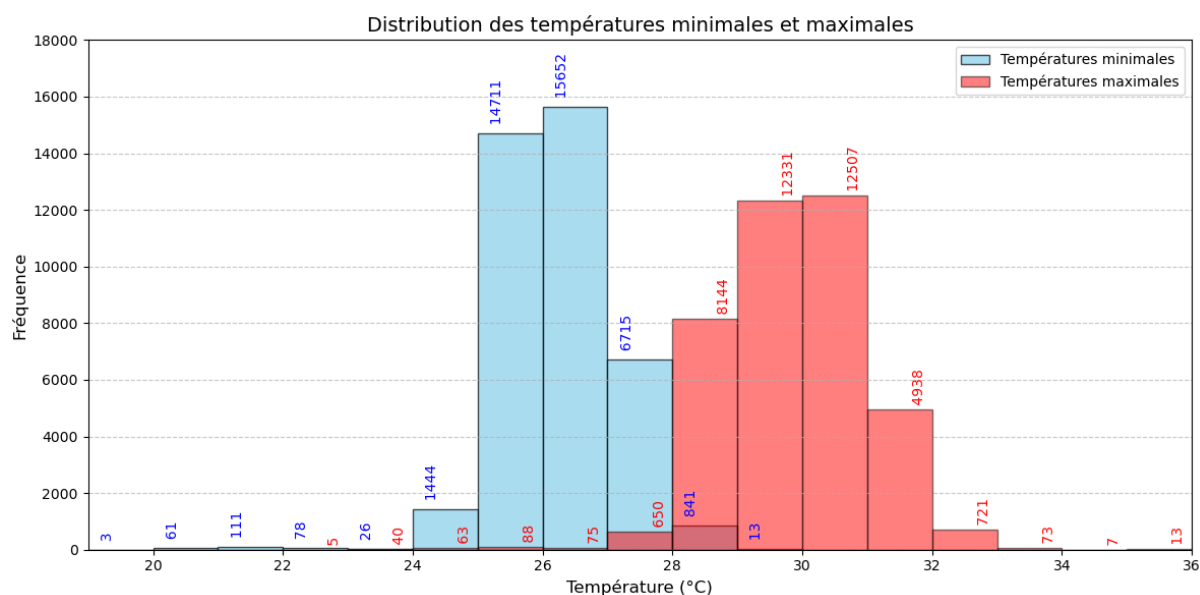


Figure 19 : Distribution des températures minimales (bleu) et maximales (rouge) rencontrées par période de 8h par le module le plus froid et le plus chaud des racks du conteneur ESS1

La Figure 20 présente les plages de température rencontrées, température moyenne et écart-type de la température des modules du conteneur ESS1, BSC par BSC.

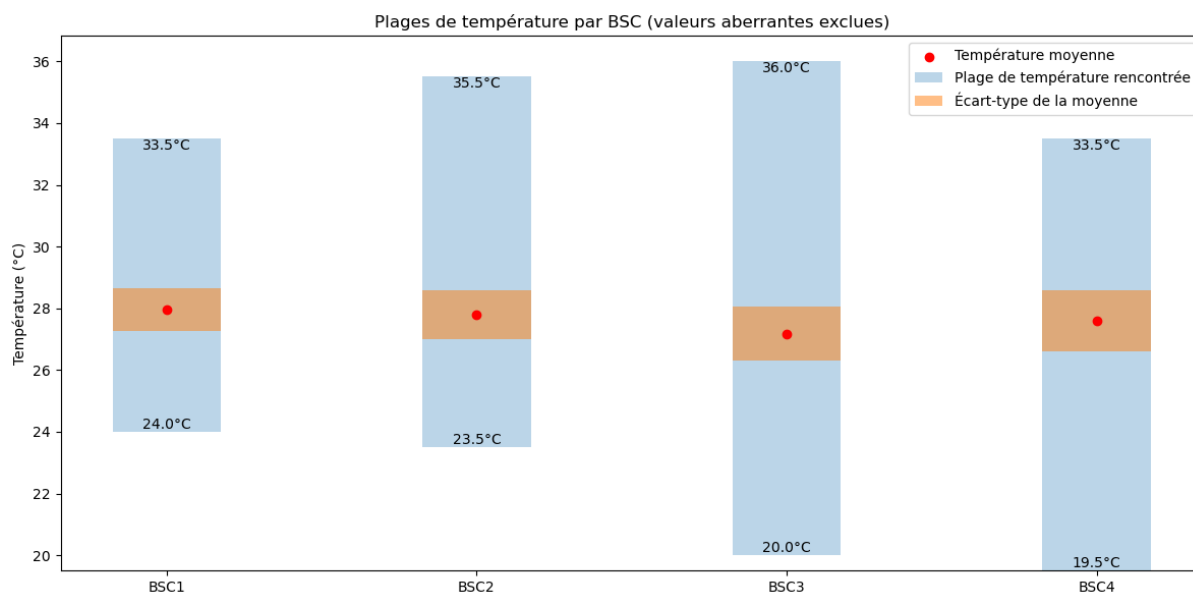


Figure 20 : Plages de température rencontrées, température moyenne et écart-type de la température des modules du conteneur ESS1, BSC par BSC

A noter, une certaine disparité des températures minimales et maximales est observée entre les BSC, toutefois tous les seuils atteints demeurent dans la plage requise par le fabricant cellules.

Comme on peut le voir sur ces deux graphiques, l'ensemble des températures minimum rencontrées par les modules se trouve au-dessus de 19 °C, valeur minimale recommandée par LG Chem. Les températures maximales relevées lors de ces onze mois d'exploitation du conteneur ESS1 dépasse couramment la recommandation de température maximale de 27 °C préconisée par LG Chem, mais n'ont jamais dépassé 36 °C : elles sont donc restées sous la limite maximale d'utilisation de 40 °C définie par LG Chem. Une telle exposition à des températures entre 27 et 36 °C pourrait entraîner des dégradations de performances mais n'est pas considérée susceptible de provoquer la dégradation des paramètres de sécurité et la défaillance d'une cellule Li-ion.

Les plages de températures sont donc restées conformes aux pratiques répandues dans le domaine et recommandées par le fabricant de cellules : ce facteur n'est donc pas identifié comme une cause probable de l'apparition de l'incendie.

3.1.2.2 Tension des bi-cellules

Comme précisé au §2.2.2, la plage de tension de fonctionnement des cellules est définie par LG Chem de 3 V à 4,2 V.

Le graphique de la Figure 21 indique la distribution des tensions minimales et maximales rencontrées au sein de chacun des racks par période de 8 heures par la bi-cellule ayant la tension la plus faible (bleu) et celle ayant la tension la plus élevée (rouge) parmi l'ensemble des racks du conteneur ESS1. Par exemple, il est arrivé 7105 fois qu'un rack présente sur une période de 8 heures une tension maximale de bi-cellule entre 4,1 et 4,2V.

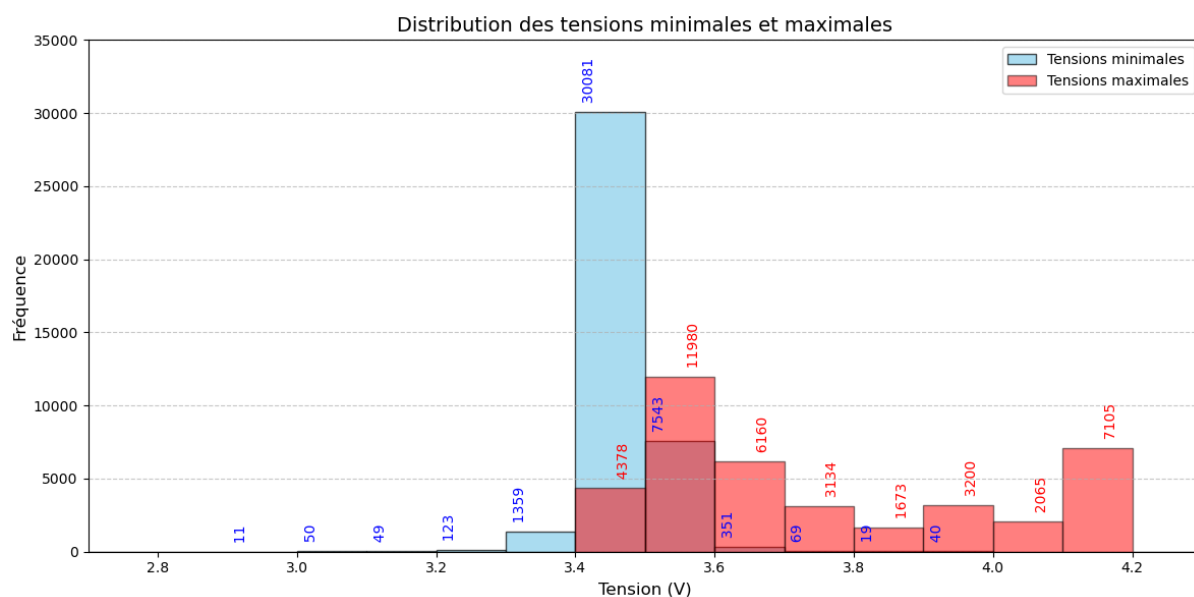


Figure 21 : Distribution des tensions minimales (bleu) et maximales (rouge) rencontrées sur une période de 8h par les bi-cellules ayant la tension minimale et maximale au sein du conteneur ESS1

La Figure 22 présente les plages de de tension rencontrées, tension moyenne et son écart-type pour les bi-cellules du conteneur ESS1, BSC par BSC.

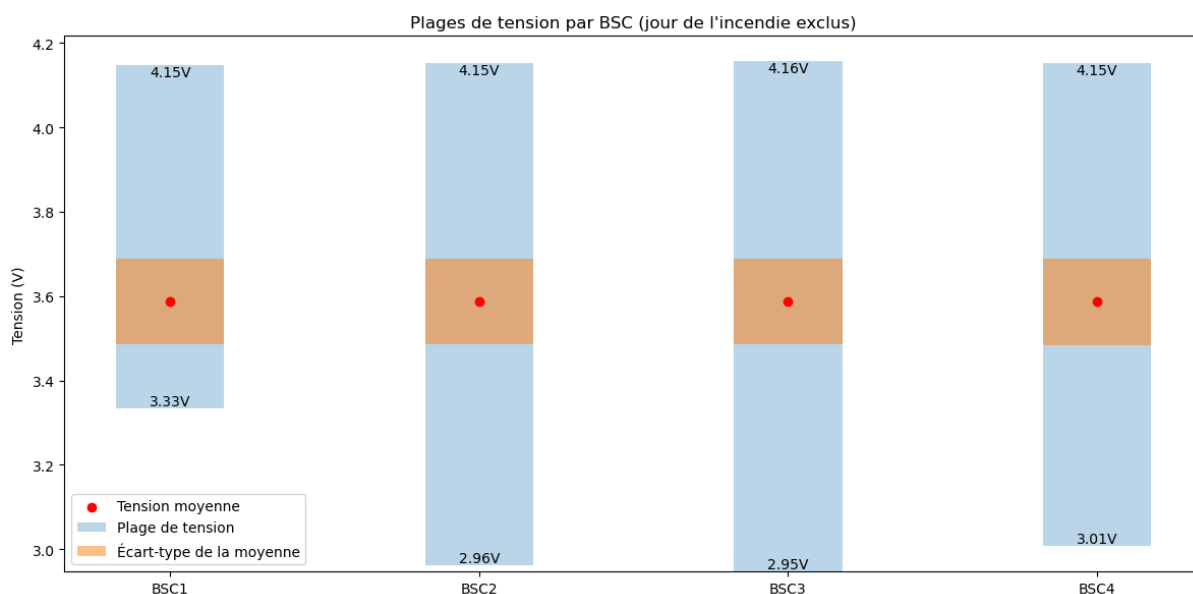


Figure 22 : Plages de tension rencontrées, tension moyenne et son écart-type pour les bi-cellules du conteneur ESS1, BSC par BSC

Tous les seuils de tension maximales sont homogènes entre les BSC, en revanche une plus grande disparité est observée pour les seuils de basse tension. Comme observé sur la Figure 21, la tension minimale des bi-cellules est passé 11 fois sous la limite de 3 V, dépassements survenus sur 4 jours uniquement (les 9 et 10 juillet 2022, 9 août 2022, et 23 mars 2023). Le dépassement le plus important rencontré sur chacune de ces journées est illustré sur la Figure 23.

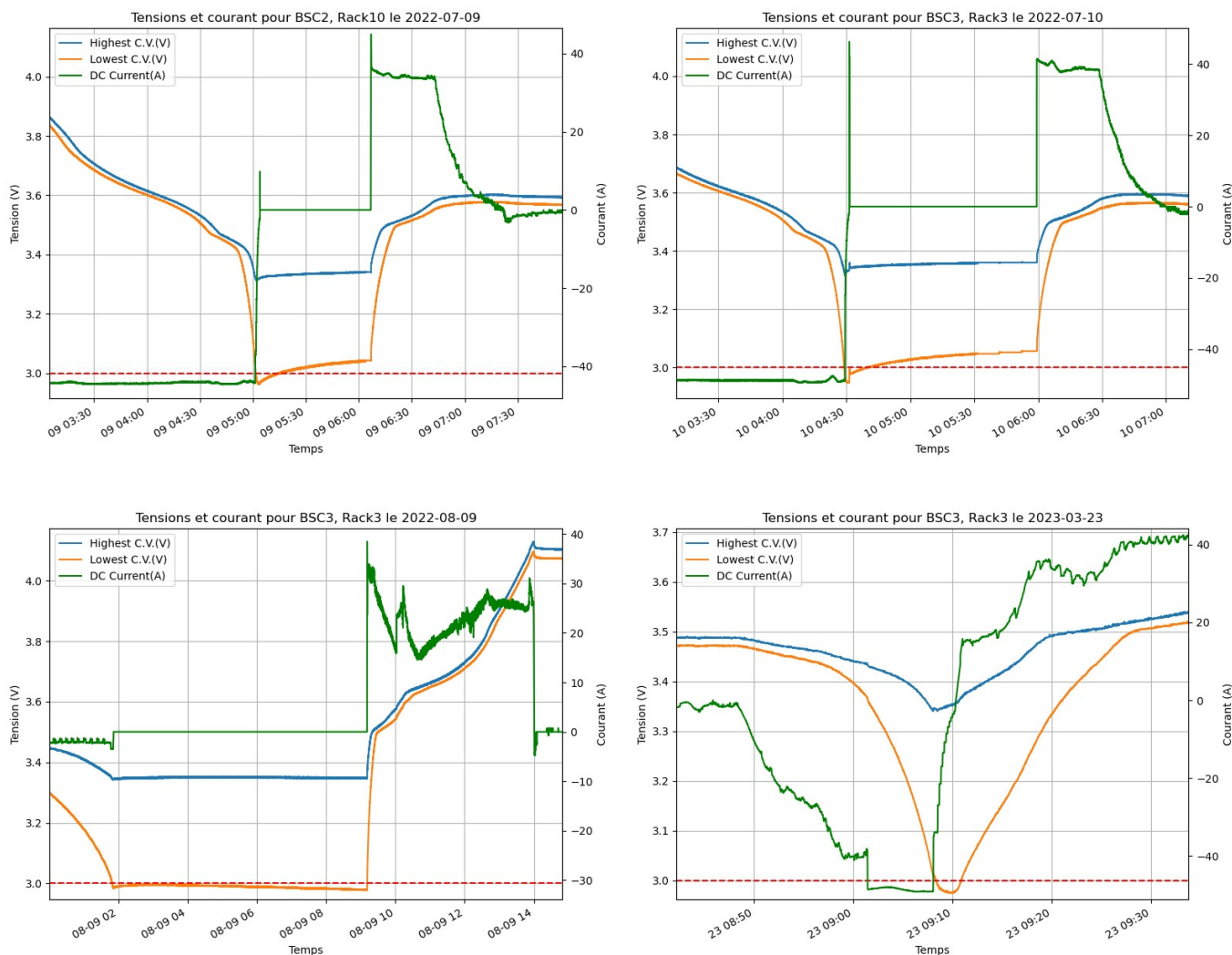


Figure 23 : Focus sur les principaux dépassements de la limite basse de la tension cellule

Comme on peut le constater sur la Figure 23, chaque dépassement du seuil de tension basse a entraîné l'arrêt du courant de décharge des cellules, ce qui évite sa surdécharge.

Dans la très grande majorité des cas, la relaxation⁵ des cellules a permis de revenir au-dessus du seuil limite de 3 V en quelques minutes, sans devoir les charger.

Une seule fois, le 9 août 2022, la tension est restée sous 3 V pendant environ 8 h (exemple du rack 3 du BSC3 en bas à gauche de la Figure 23). Compte tenu du faible courant de décharge au moment du franchissement du seuil (le RBMS procédait a priori à l'équilibrage des cellules), la remontée de tension pendant la relaxation de la cellule a été relativement faible. Ce phénomène ayant eu lieu la nuit, la centrale photovoltaïque ne produit pas d'électricité : la tension de la bi-cellule est doucement descendue, possiblement par la présence d'un faible courant résiduel délivré par le rack (alimentation des MBMS et RBMS, possibles racks connectés en parallèle avec une tension légèrement plus faible, etc).

La tension minimale n'est jamais descendue sous 2,95 V, ce qui reste un dépassement très limité. Par ailleurs, les tensions des bi-cellules n'ont jamais excédé la limite supérieure acceptée de 4,2 V.

⁵ La relaxation est une période de "repos" (sans courant de charge ni de décharge) pendant laquelle la batterie Li-ion retrouve progressivement un état d'équilibre électrochimique après avoir été sollicitée. Après une phase de décharge, elle se traduit par une remontée progressive de la tension cellule.

Compte tenu de la rareté et de la brièveté des dépassements du seuil de tension minimum, leur impact sur le niveau de sécurité des batteries peut être considéré minime : ce facteur n'est donc pas identifié comme une cause probable de l'apparition de l'incendie.

Nota : les tensions plus faibles mesurées dans les BSC2 et BSC3 peuvent potentiellement être corrélés à leur date de production et de mise en service. En effet, l'exploitation de ces deux BSC a démarré en 2020, alors que les BSC1 et BSC4 ont été mis en service en 2022 (voir §2.2.1). Leur capacité résiduelle étant réduite, elle se décharge plus rapidement que les cellules des autres BSC et atteignent donc plus rapidement des tensions basses pendant la décharge

3.1.2.3 Courant des racks

Comme précisé au §2.2.2, la plage de courant acceptée pour les cellules est définie par LG Chem comme suit :

- le courant de décharge ne doit pas excéder 37,8 A continu, et 155,4 A en pic,
- le courant de charge ne doit pas excéder 37,8 A continu.

Le graphique de la Figure 24 présente la distribution des courants minimum (bleu) et maximum (rouge) rencontrés par chacun des racks par période de 8 heures. Par exemple, il est arrivé 853 fois qu'un rack reçoivent un courant de charge compris entre 38 et 40 A sur une période de 8 heures.

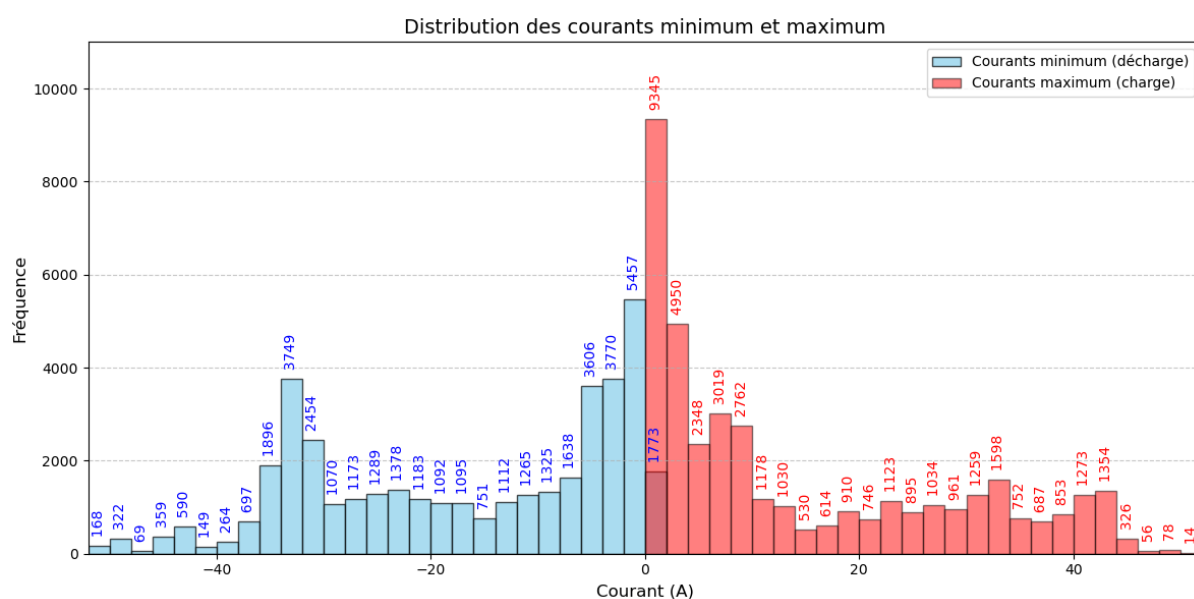


Figure 24 : Distribution des courants minimum (bleu) et maximum (rouge) rencontrés sur une période de 8 h par les racks du conteneur ESS1

On voit sur cette Figure 24 que les seuils de courant continu en charge et en décharge définis par LG Chem dans la spécification du module sont régulièrement dépassés, sans pour autant dépasser la valeur maximale autorisée en pic. Malheureusement, la durée maximum de ces « pics autorisés » n'est pas précisée dans la documentation de LG Chem. Il n'est donc pas possible de conclure sur la base de ces informations.

En plus de ces seuils fixes prédéterminés dans la spécification des modules, le RBMS (fourni par LG Chem) calcule le courant maximum en charge et en décharge accepté au fur et à mesure du temps, en fonction de l'évolution des conditions d'exploitation.

Contractuellement, cette valeur de courant maximum renvoyée par le RBMS (et donc définie par LG Chem) ne doit pas être dépassée par le système de régulation de tension (PCS – Power Conversion System, développé par Nidec Asi et maintenu par AKUO) pour permettre de préserver la garantie des modules Li-ion de l'installation : nous considérerons donc que ces valeurs de courant recalculé dynamiquement en fonction des conditions d'exploitation prévalent sur celles indiquées dans la spécification du module.

Ces seuils de courant dynamiques ont été dépassés à quelques reprises, sur 4 jours uniquement (les 9 et 10 juillet 2022, 9 août 2022, et 23 mars 2023). A l'exception du 2nd dépassement rencontré le 23 mars 2023 vers 14h30 (sur lequel nous reviendrons ci-après), tous ces dépassements sont synchrones des dépassements du seuil minimum de tension cellule présentées au §3.1.2.2.

La Figure 25 illustre cette synchronicité : la diminution de la tension cellule sous le seuil de sécurité entraîne une diminution du courant maximal de décharge accepté. Le temps que le système réagisse, le courant des racks dépasse provisoirement le seuil limite puis le courant diminue et revient rapidement sous le seuil.

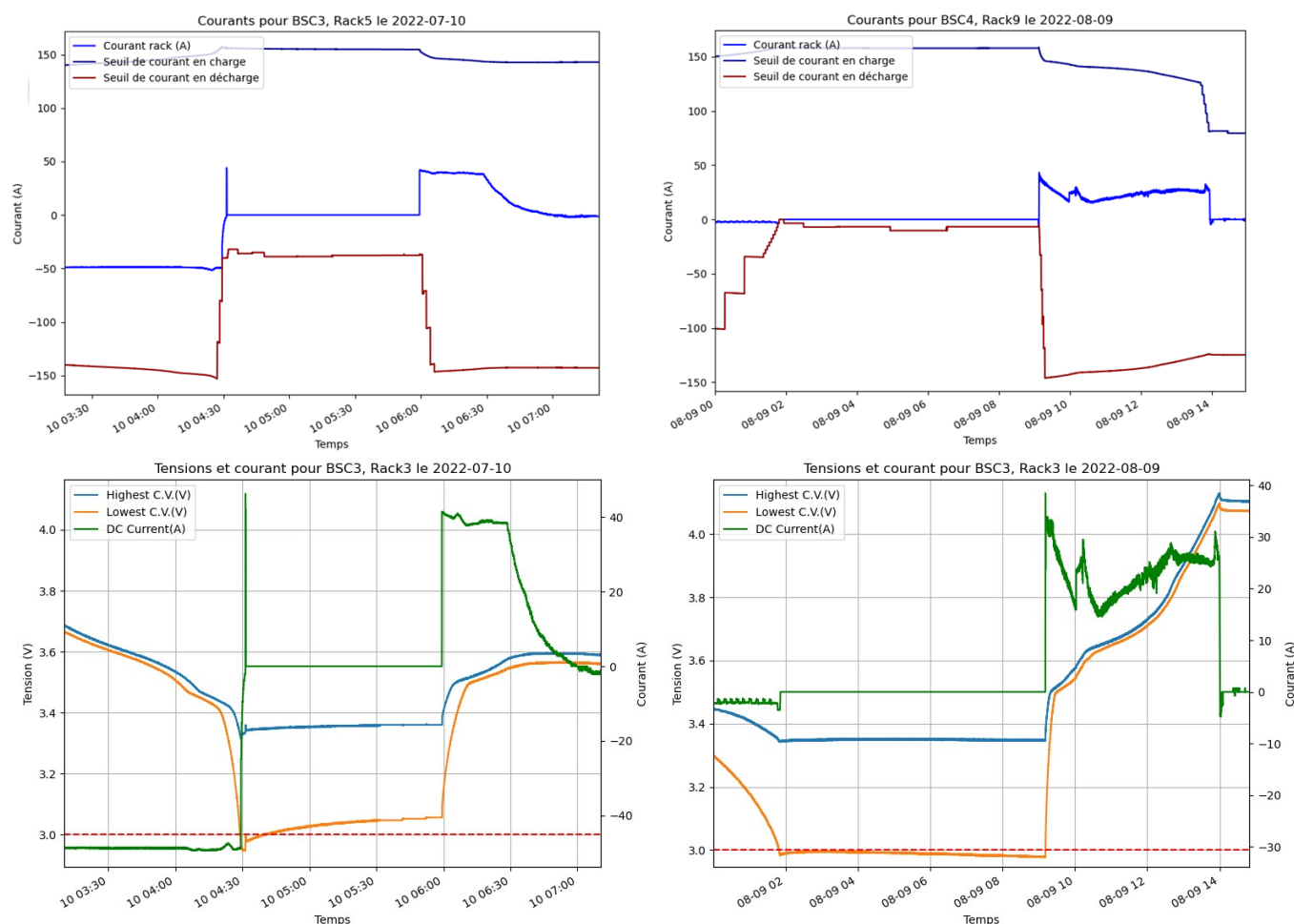


Figure 25 : illustration de la synchronicité des dépassements de seuils de tension cellule minimum, des limites de courant de décharge, et des dépassements de seuil de courant, le 10/07/2022 (gauche) et le 09/08/2023 (droite)

Ces seuils de courant de décharge maximum ont été dépassés non pas parce que le courant de décharge a été anormalement élevé, mais parce que le seuil de courant de décharge a chuté soudainement. La diminution de la tension cellule jusqu'au seuil minimum est très probablement l'origine de la diminution du seuil de courant de décharge maximum : une telle sécurité aurait pour but d'éviter une surdécharge des cellules. Et cela a fonctionné : le courant de décharge diminue très rapidement pour revenir sous le seuil autorisé. Les cellules n'ont donc pas été dégradées significativement par ces événements.

La Figure 26 permet d'observer les deux dépassements du seuil de décharge observé lors de la journée du 23 mars 2023 :

- Premier dépassement vers 9h : il s'agit du même cas que précédemment détaillé (diminution du seuil de courant de décharge consécutive à une tension cellule s'approchant du seuil minimum) ;
- Vers 15h30, les deux seuils de courant (de charge et de décharge) ont été tous les deux dépassés simultanément sans que la tension cellule minimale ne soit faible. AKUO nous a informé qu'ils ont procédé ce jour à une maintenance préventive, et qu'une mesure d'isolement avait été réalisé lors de cette intervention. Une telle mesure d'isolement avec un appareil externe perturbe provisoirement l'isolement du système : il est probable que la diminution brutale des seuils de courant de charge et de décharge corresponde à une mise en sécurité du système à cause de cette mesure d'isolement.

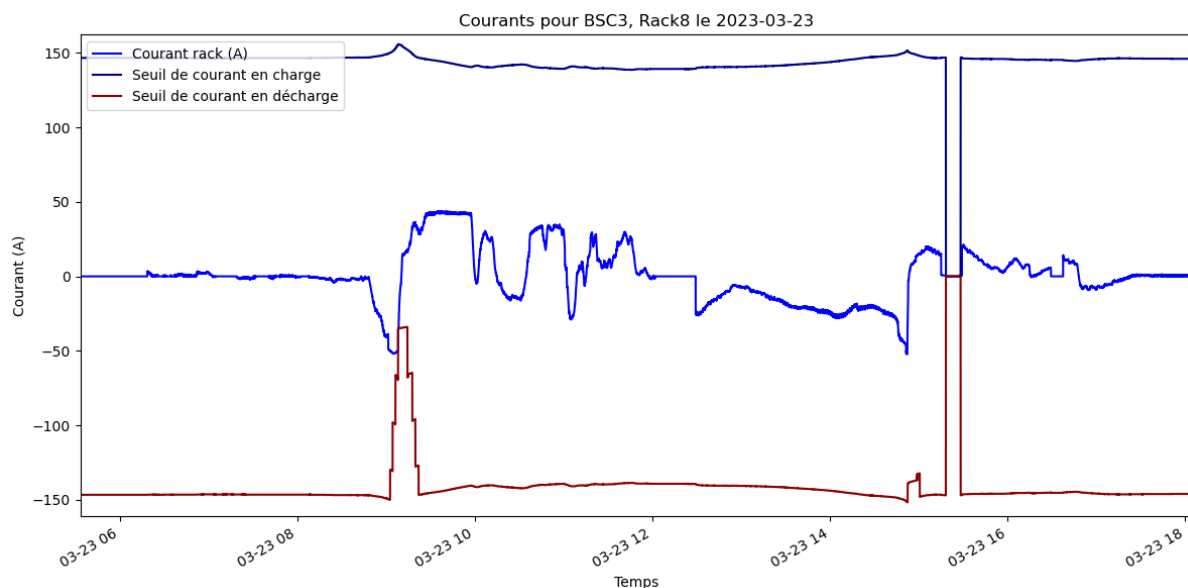


Figure 26 : Courant du rack B3R8, et seuils en charge et en décharge calculé dynamiquement

Les plages de courant d'utilisation sont donc restées conformes à celles recommandées par le fabricant de cellules, à l'exception de rares événements très limités en nombre et en intensité : ce facteur n'est donc pas identifié comme une cause probable de l'apparition de l'incendie.

3.1.2.4 Puissance des racks

La puissance de charge ou de décharge d'un rack est corrélée avec son courant de charge et de décharge. L'analyse de la puissance du rack et des dépassements des seuils de charge et de décharge apporte les mêmes informations que celles tirées de l'analyse du courant (§3.1.2.3) : les limites de puissances en charge et en décharge calculées dynamiquement par le RBMS sont dépassées aux mêmes moments et pour les mêmes raisons que les limites de courant.

Ces dépassements ponctuels et brefs sont explicables et montrent le fonctionnement correct de la fonction de sécurité permettant d'éviter la surdécharge des cellules. Aussi, la gestion de la puissance de charge et de décharge des racks n'est pas considérée comme ayant pu avoir un impact sur l'apparition de l'incendie.

3.1.2.5 Etat de charge

La Figure 27 présente les états de charge minimum et maximum mesurés sur chacun des racks par période de 8 heures.

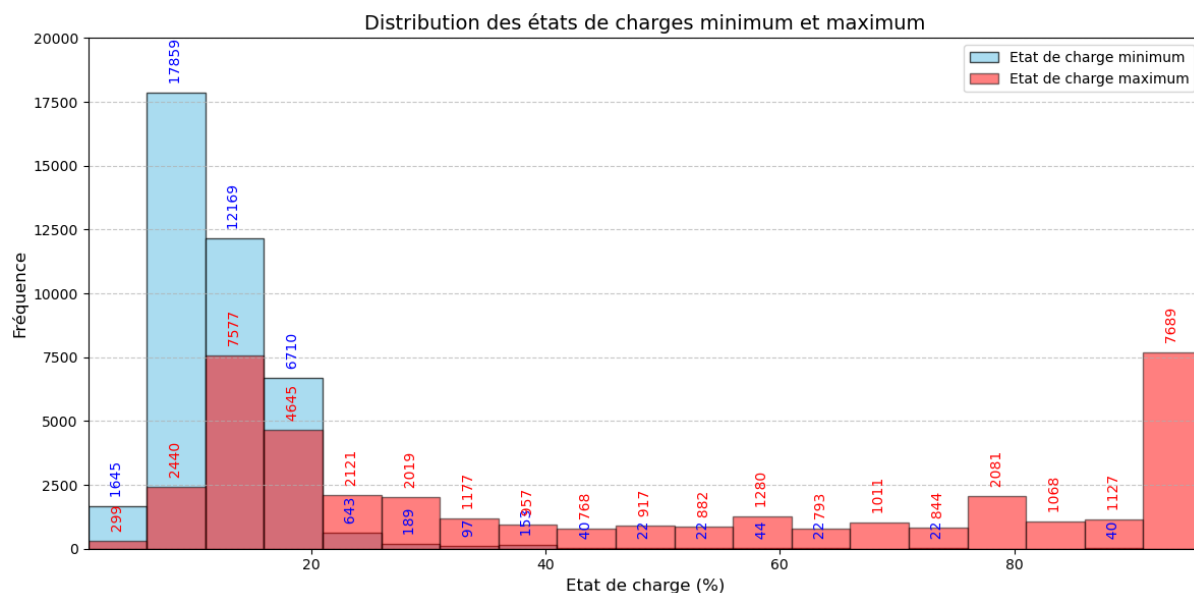


Figure 27 : Distribution des états de charge minimum (bleu) et maximum (rouge) rencontrés sur une période de 8h par les racks du conteneur ESS1

Comme illustré sur la Figure 27, l'état de charge des racks n'est jamais passé sous 0 % ni au-delà de 100%. On peut également noter que cette distribution des états de charge montre que les racks sont le plus souvent chargés entre 5 % et 20 %. Ceci est cohérent avec le rôle du stockage stationnaire prévu pour accumuler l'énergie photovoltaïque la journée et la restituer sur le réseau électrique en début de soirée, restant donc déchargé durant la nuit. Le nombre de cycle, et donc le vieillissement induit par cyclage, s'en trouvent donc limités.

La gestion de l'état de charge des batteries a donc été réalisée conformément aux pratiques répandues dans le domaine et recommandées par le fabricant de cellules et n'est donc pas identifiée comme une cause probable de l'apparition de l'incendie.

3.1.2.6 Etat de santé

La Figure 28 présente les états de santé moyen, minimum et maximum estimés par les RBMS sur chacun des racks.

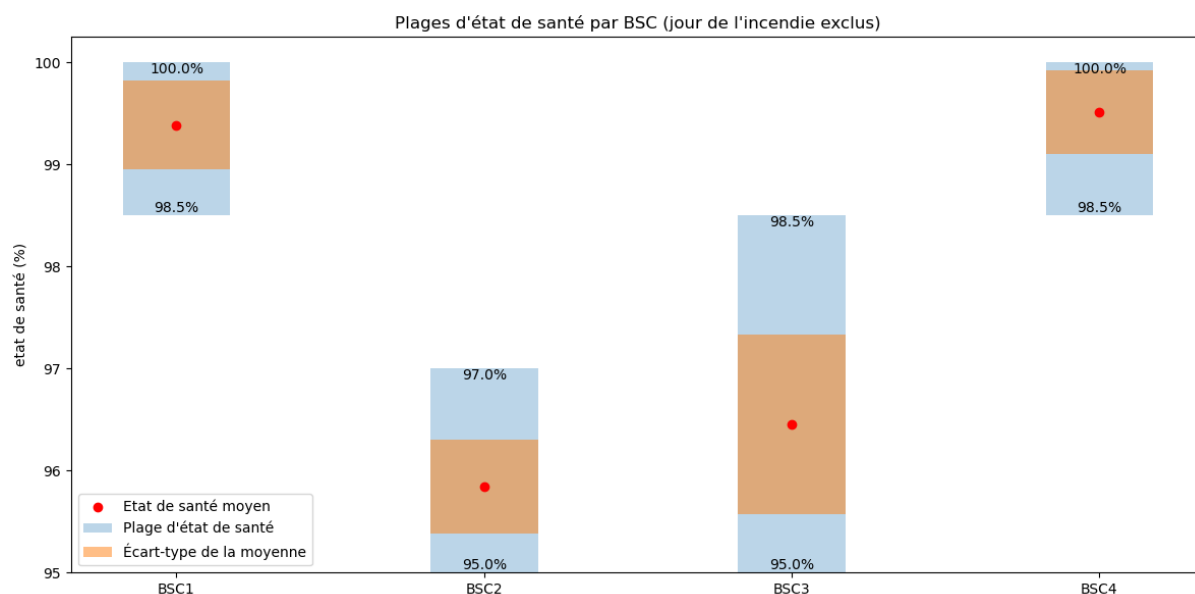


Figure 28 : Plages des états de santé rencontrés, état de santé moyen et écart-type des racks du conteneur ESS1, BSC par BSC

Les BSC2 et BSC3 ont un état de santé inférieur au BSC1 et BSC4, ce qui s'explique par leur mise en exploitation deux années avant. Malgré cela, les états de santé sont élevés et ne présentent pas d'anomalies particulières.

3.1.2.7 Alertes, alarmes et défauts

Trois niveaux d'information sont remontés par les RBMS vers le superviseur :

- Les alertes, indiquant qu'un des paramètres mesurés a franchi le seuil d'alerte et s'approche du seuil d'alarme, ou l'occurrence d'un événement anormal considéré mineur,
- les alarmes, indiquant qu'un des paramètres mesurés a franchi un seuil jugé anormal mais non critique (seuil d'alarme), ou l'occurrence d'un événement anormal à corriger,
- les défauts, signalant le franchissement d'un seuil critique à ne pas dépasser (seuil de défaut), ou l'apparition d'un événement anormal important pour la bonne gestion opérationnelle du conteneur.

Les alertes sont donc d'une moindre importance que les alarmes, elles-mêmes moins critiques que les défauts.

Durant les jours analysés, les alertes suivantes ont été remontées :

- Le 10 juin 2022, tous les racks de tous les BMS ont remonté chacun plusieurs centaines d'alertes « BPU Fan Alarm ». AKUO explique ces alertes par une coupure du réseau EDF qui a interrompu l'alimentation des auxiliaires de la centrale. Ces alertes n'ont pas eu d'impact sur les cellules électrochimiques et l'intégrité des racks.
- Le 9 août 2022, chaque rack du BSC 4 a remonté des alertes de type « Under SOC » indiquant une surdécharge. Ceci est cohérent avec le graphique en bas à gauche de la Figure 23 : les cellules Li-ion des différents racks étaient à ce moment à une tension très faible, passant sous le seuil des 3 V. La surdécharge engendrée a toutefois été extrêmement limitée (voir 3.1.2.2). De plus, il s'agit ici d'alertes et non pas d'alarmes ni de défauts, le seuil critique fixé par LG Chem n'a donc pas été dépassé. Ces alertes ne sont donc pas jugées critiques pour la sécurité des cellules Li-ion du conteneur ESS1.
- Le 24 janvier 2023, le rack 5 du BSC4 a généré une alerte « BPU Fan Alarm » pendant 11 s. Cette alerte n'a pas été expliquée, mais ne constitue pas un événement pouvant remettre en cause l'intégrité des racks du conteneur ESS1.

Aucune alarme n'a été relevée pendant les jours analysés.

Enfin, les défauts suivants ont été remontés par les RBMS :

- Le 16 novembre 2022, deux racks du BSC1 ont renvoyé quelques occurrences du défaut « RS_LOC », traduisant une perte de communication entre les racks et le serveur se trouvant dans le PDL. Ce défaut bref, ponctuel et localisé ne nous semble pas majeur pour la sécurité du conteneur ESS1.
- Le 15 janvier 2023, l'ensemble des racks du conteneur a renvoyé plusieurs milliers de défauts de type « RS_LOC » indiquant une perte de communication entre les racks et le serveur se trouvant dans le PDL. AKUO nous a informés de la perte de la fibre optique reliant le conteneur ESS1 au PDL, ce qui explique les erreurs remontées. Le conteneur est resté inutilisé sur cette période.⁶

3.1.2.8 Température et hygrométrie dans le conteneur le mois précédent l'incendie

Les mesures de températures et d'hygrométrie à l'intérieur du conteneur ESS1, relevées du 1^{er} mars 2023 au jour de l'incendie sont présentées dans la Figure 29, accompagnées des moyennes de ces deux types de grandeur.

Cette figure contient également le point de rosée⁷ et la quantité d'eau contenue par unité de volume d'air, données calculées à partir des moyennes des températures et hygrométries. Ces valeurs doivent toutefois être considérées comme des ordres de grandeur, car elles sont estimées à partir de seulement deux points de mesure ponctuels au sein d'un local ayant un volume libre d'une quarantaine de mètres cube.

Les températures au sein du conteneur sont comprises entre 18 et 28 °C, montrant une régulation thermique convenable du conteneur. L'hygrométrie relative, comprise entre 25 et 42 %HR, reste limitée.

⁶ La réparation de ce lien de communication s'est étalée sur 3 jours, les BSC ayant été reconnectés progressivement au serveur. Ceci justifie d'ailleurs les mesures aberrantes relevées sur les tensions bi-cellules le lendemain de la panne (le 16 janvier 2023), jour déjà exclu de cette analyse (voir §3.1.2) et durant lequel des erreurs de type « RS_LOC » ont également été remontées.

⁷ Le point de rosée est la température en dessous de laquelle la vapeur contenue dans l'air se condense.

La quantité d'eau par unité de volume d'air à l'intérieur du conteneur évolue entre 5 et 8 g/m³, avec des variations quotidiennes de l'ordre de 1 à 2 g/m³. Trois singularités ressortent malgré tout, les 21/03/23 à 16h30, et le 23/03/23 à 12h et 14h15 : ces pics atteignent respectivement 9,2, 8,7 et 8,8 g/m³. La dérivée temporelle de cette quantité d'eau (lissée par une moyenne glissante de 30 min), met également en lumière ces trois pics durant lesquels la quantité d'eau au sein du conteneur a légèrement augmenté. AKUO a indiqué qu'une opération de maintenance préventive s'étant déroulée du 20 au 24 mars 2025 : ces pics pourraient donc s'expliquer par les ouvertures de portes du conteneur nécessaires à cette intervention.

Nota : AKUO a également rapporté que des visites techniques ont été réalisées les 13/03/25 et 05/04/25. Ces opérations plus légères ont dû entraîner des ouvertures de porte plus brèves, car non visibles sur les courbes analysées.

Le point de rosée oscille autour de 5 °C +/- 3°C. Sur le mois analysé, ce point de rosée a dépassé 8 °C pendant une durée cumulée d'environ 6 h et a atteint un pic local à 10,5 °C (dépassement des 10 °C pendant moins de 10 min). Ce point de rosée reste toujours bien en-dessous de la température ambiante : la différence entre point de rosée et température ambiante est de l'ordre de 18 °C, avec un minimum local à 14 °C. La température de l'air étant supérieure au point de rosée, l'humidité de l'air ne peut donc pas condenser sur les surfaces internes du conteneur non refroidies par le système de régulation de température ou par l'environnement extérieur :

- Concernant les surfaces refroidies par le système de climatisation : la température minimale des différentes pièces des ventilo-convecteurs ne peut pas être inférieure à la température du circuit primaire de refroidissement. Selon AKUO, la température de consigne du groupe froid refroidissant le fluide caloporteur de ce circuit primaire est de 10 °C (grandeur non monitorée). Le point de rosée n'a dépassé 10 °C que durant la période de maintenance préventive (le 21/03/2025) pendant moins de 10 min.
- Concernant les parois du conteneur exposé à la température extérieure : la température extérieure enregistrée par la station Météo France la plus proche est celle de Bastia, se trouvant à 80 km. Cette température est descendue sous 10 °C pendant plus de 200 heures durant le mois de mars 2023, et sous 8 °C pendant environ 100 heures. Toutefois, les parois du conteneur étaient isolées thermiquement : une condensation sur les parois internes semble peu probable. Elle ne peut toutefois pas être exclue.

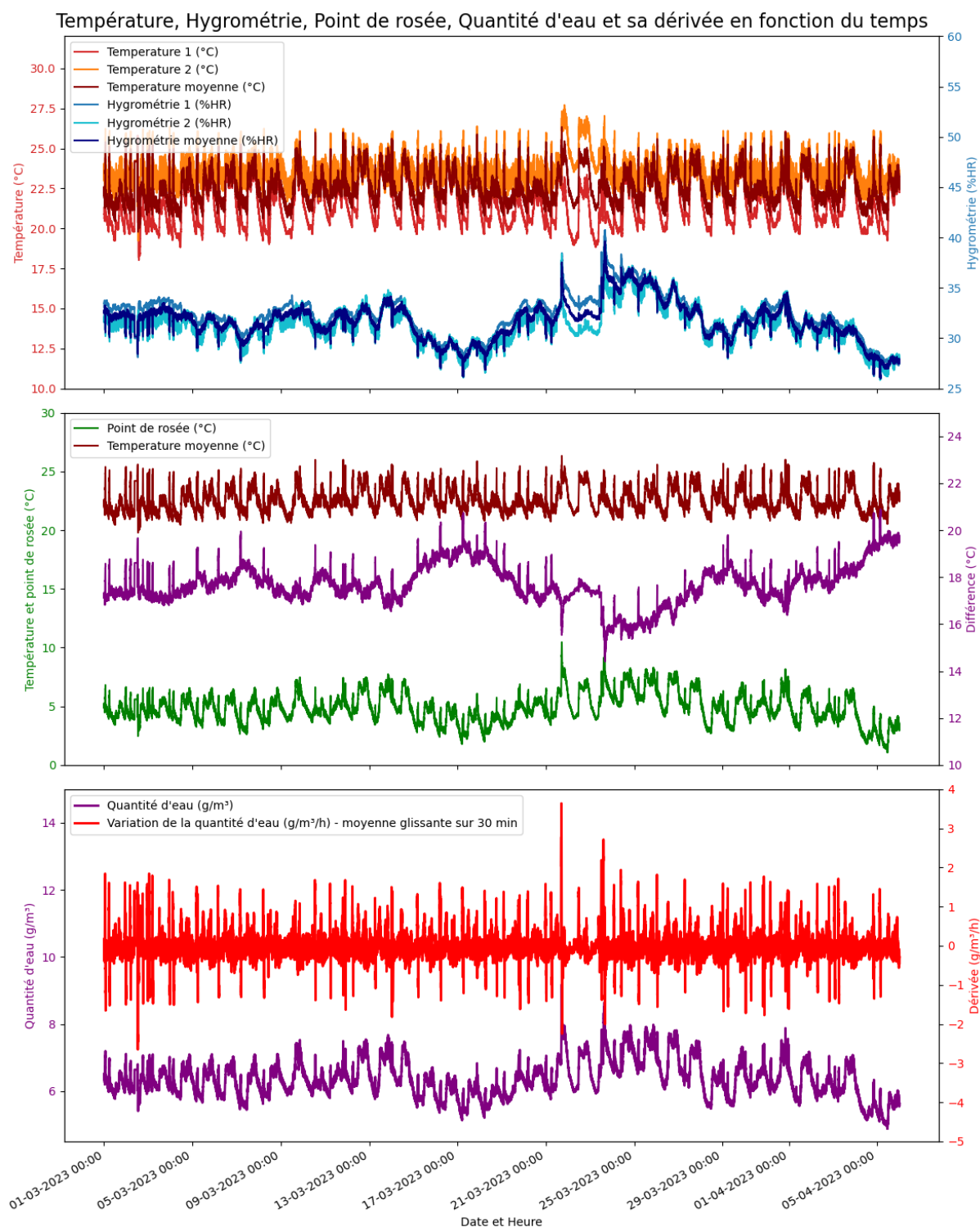


Figure 29 : Evolution des températures et hygrométrie de l'air à l'intérieur du conteneur ESS1, et calcul du point de rosée et de la quantité d'eau par unité de volume associés à ces grandeurs

L'analyse d'ordre de grandeur présentée, ci-dessus, laisse penser que les conditions d'utilisation durant le mois ayant précédé l'incendie permettent d'éviter la condensation à l'intérieur du conteneur. Il convient cependant de conserver une certaine prudence vis-à-vis de cette affirmation, car elle se base sur l'hypothèse que l'air au niveau des sondes de mesures de température et d'hygrométrie est identique à celui au contact des surfaces les plus froides du conteneur. La condensation sur les parois internes du conteneur, bien que peu probable du fait de leur isolation thermique, ne peut pas être exclue.

3.1.2.9 Résistance d'isolement

Les résistances d'isolement ne sont disponibles que la veille et le jour de l'incendie : elles sont donc analysées dans le §3.1.3.3.

3.1.3 Conditions d'utilisation le jour de l'incendie

3.1.3.1 Données d'exploitation des racks batteries

Le 6 avril 2022 (jour de l'incendie), le conteneur ESS1 a fonctionné normalement jusqu'à 15h32. Pour illustration, la Figure 30 présente l'évolution des courants, tensions cellules, températures modules et état de charge des racks du BSC3 le jour de l'incendie. Les conditions d'utilisation des 3 autres BSC ont été très similaires.

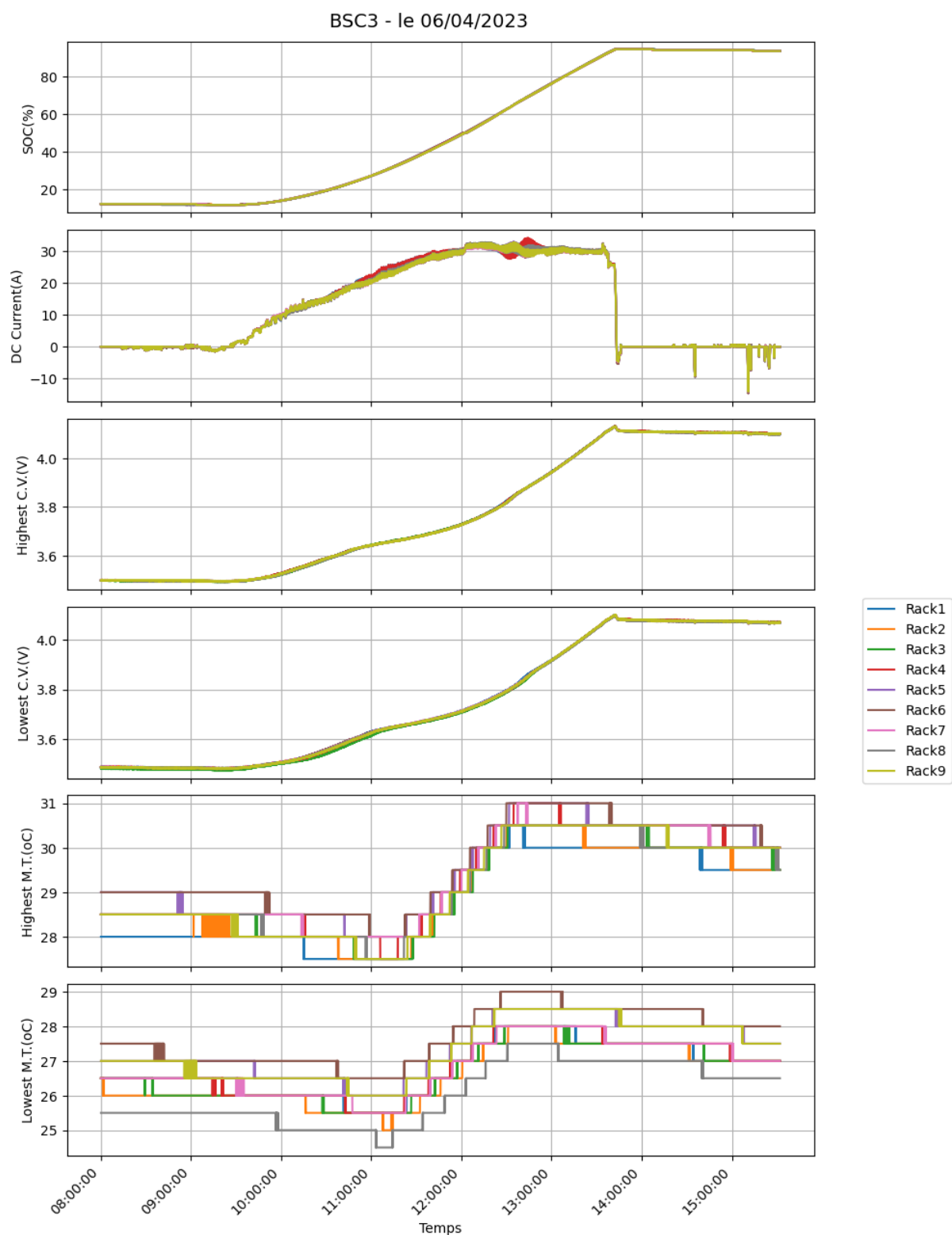


Figure 30 : Evolution des courants, tensions cellules, températures modules et état de charge des racks du BSC3 le jour de l'incendie

Le jour de l'incendie, les racks des différents BSC ont emmagasiné l'énergie produite par les panneaux solaires à partir de 9h30, leur état de charge étant alors d'environ 10 % et a atteint 95 % à 13h40. Les racks ont ensuite été très peu sollicités : leur état de charge était tous de 93,5 % à 15h32, heure à laquelle les premiers signes de défaillance sont apparus (voir §3.1.4).

Le conteneur ESS1 et ses racks n'ont donc pas été exposés à des conditions d'utilisation sortant de l'ordinaire, le jour de l'incendie avant l'apparition des premiers signes de défaillance et le démarrage de l'incendie.

3.1.3.2 Données de températures et hygrométrie au sein du conteneur

Les mesures de la température et de l'hygrométrie de l'air interne du conteneur, et les calculs qui en dérivent (point de rosée, quantité d'eau par volume d'air et sa variation temporelle) sont présentées sur la Figure 31.

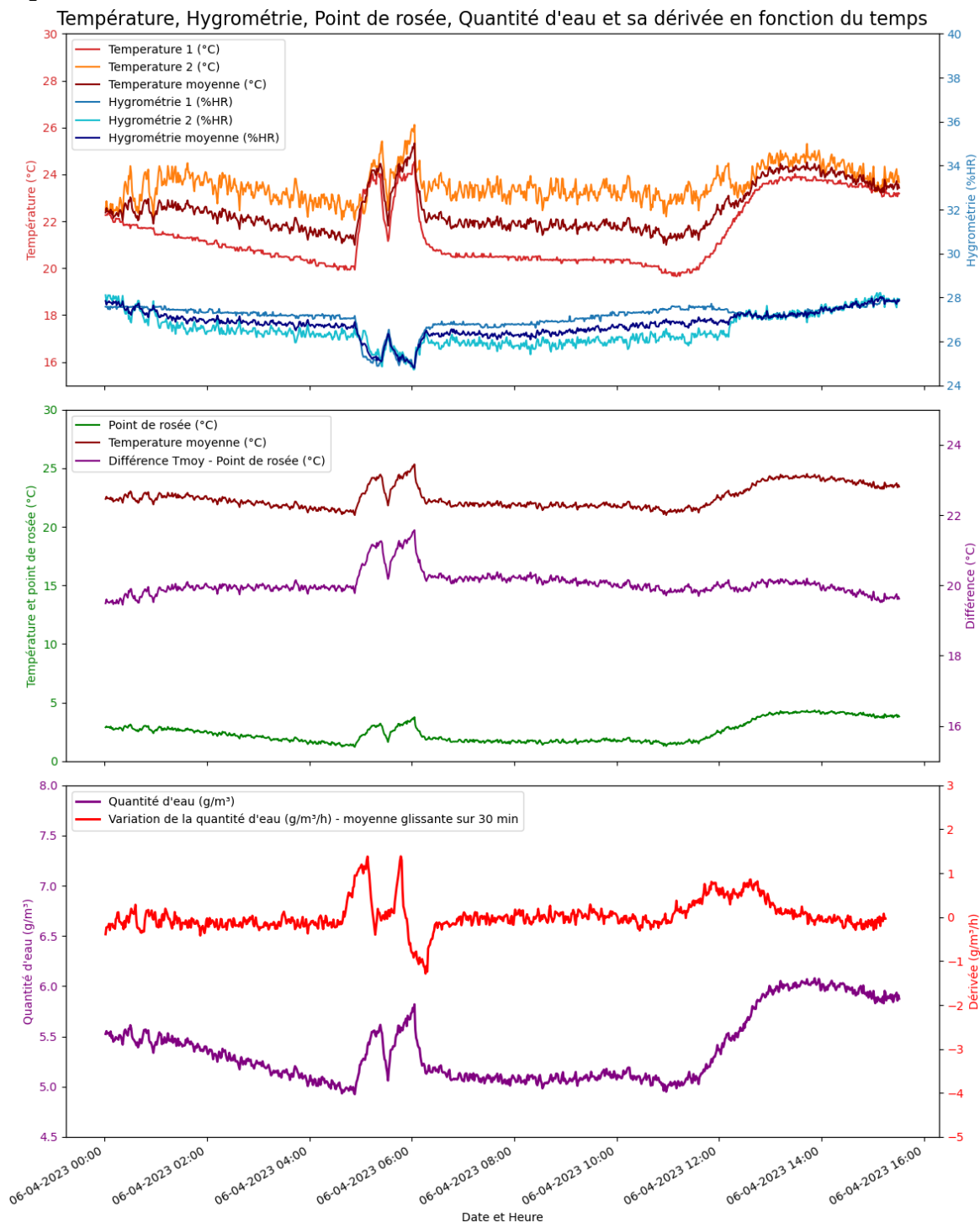


Figure 31 : Evolution des températures et hygrométrie de l'air à l'intérieur du conteneur ESS1, et calcul du point de rosée et de la quantité d'eau par unité de volume associé à ces grandeurs le jour de l'incendie

La température interne du conteneur est restée entre 19 et 26 °C, avec une hygrométrie n'ayant pas dépassée 29 %HR : la régulation en température et humidité a donc bien fonctionné le jour de l'incendie. La différence entre le point de rosée et la température été même légèrement supérieure à sa moyenne du mois précédent, s'approchant des 20 °C : le risque de condensation sur des surfaces froides n'était donc pas supérieur à celui du mois écoulé.

Le conteneur ESS1 et ses racks n'ont donc pas été exposés à des conditions environnementales anormales avant l'apparition des premiers signes de défaillance et le démarrage de l'incendie.

3.1.3.3 Résistances d'isolement

Les mesures de résistance d'isolement sont effectuées par deux CPI (contrôleur principal d'isolement) placés sur chacun des deux secondaires du transformateur Haute-Tension, donc en amont des deux convertisseurs de puissance nommés AFE (Analog Front End). Les sorties de ces convertisseurs de puissance AFE sont connectées à un bus DC commun. Aussi, une fois les contacteurs reliant les deux AFE à ce bus DC commun fermés, les deux CPI supervisent le même circuit électrique.

Sur cette architecture, on peut noter que :

- la résistance d'isolement des racks n'est surveillée par ces CPI que lorsqu'ils sont eux-mêmes connectés à ce bus DC commun. Pour cela, il faut que les contacteurs des BPU de ce rack soient fermés, et que les contacteurs en sortie des convertisseurs DC/DC (dénommés PCS pour Power Conversion System) soient également fermés.
- il n'est pas possible de connaître la résistance d'isolement d'un rack seul. Il n'est donc pas possible de confirmer que la résistance d'isolement est suffisante avant de connecter le rack au reste de l'installation électrique.

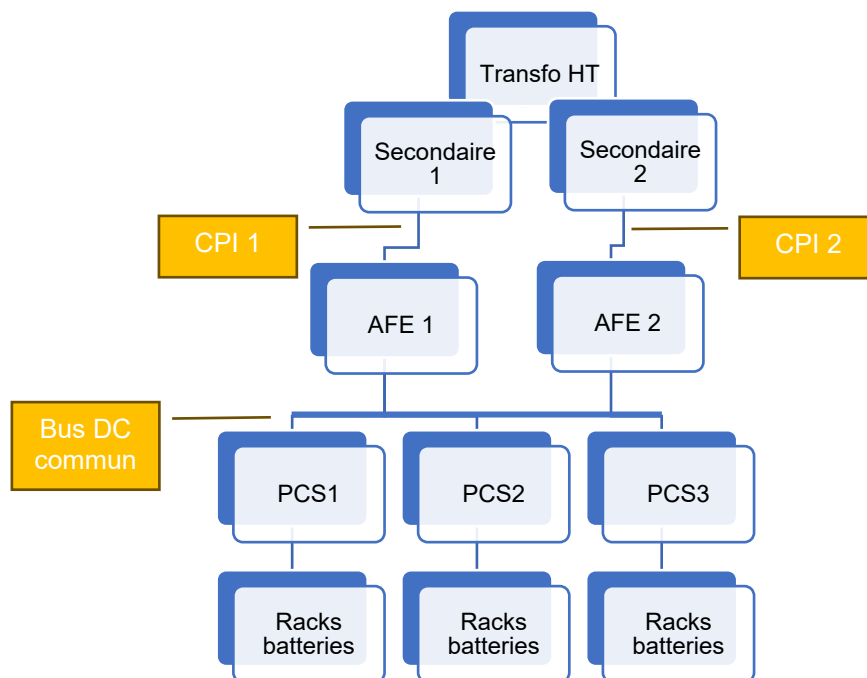


Figure 32 : Synoptique simplifié de l'installation électrique du site et localisation des CPI

La Figure 33 présente les mesures d'isolement réalisées la veille et le jour de l'incendie.

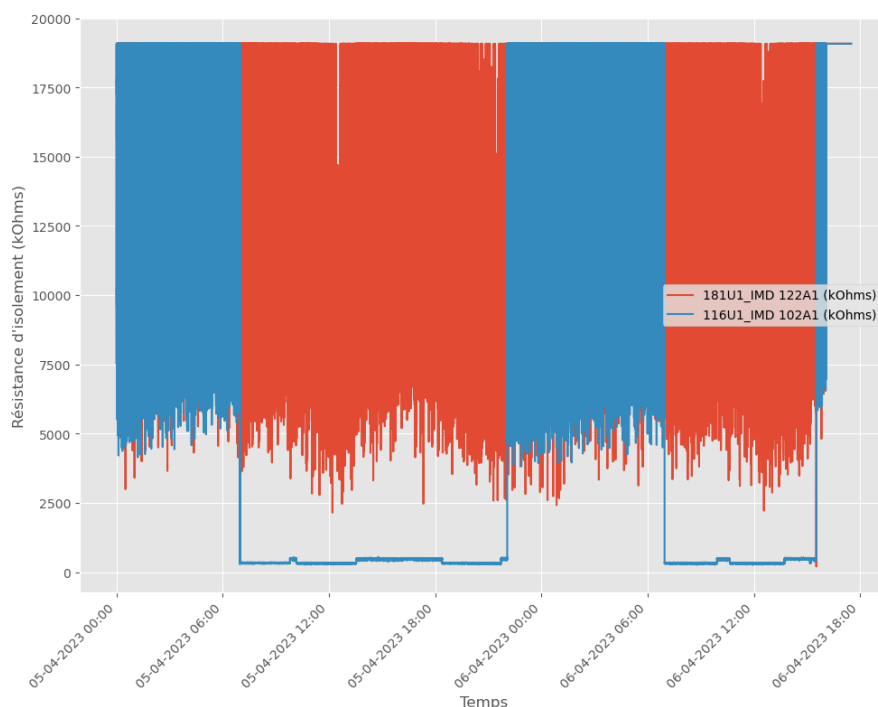


Figure 33 : Evolution des résistances d'isolement la veille et le jour de l'incendie

Les deux mesures de résistance d'isolement reportent des valeurs plus élevées la nuit : elles sont supérieures à 2,5 MΩ de 7h à 22h. Le stockage stationnaire n'étant pas utilisé la nuit, on peut supposer que les contacteurs en sortie des PCS et/ou des AFE sont ouverts durant cette période, et que les deux CPI peuvent donc mesurer deux circuits électriques isolés galvaniquement entre eux. La majeure partie du circuit électrique – dont les racks – est alors déconnectée, ce qui explique une augmentation de la résistance d'isolement.

Nota : la résistance d'isolement des racks n'est donc pas surveillée la nuit.

Durant la journée, deux CPI ne peuvent théoriquement pas superviser en même temps un même circuit électrique sans se perturber l'un l'autre. Ces deux CPI peuvent dialoguer via un bus de communication dédié, pour déterminer le maître (mesure active) et l'esclave (mesure inhibée).

On peut supposer que le CPI « 181U1_IMD 122A1 » (courbe rouge) est inhibé. En effet, les valeurs qu'il mesure ne changent pas lorsque les racks sont connectés (elles restent au-dessus de 2,5 MΩ). Les mesures du second CPI (« 116U1_IMD 102A1 », courbe bleue) descendent quant à elle nettement à 7h du matin, et oscillent entre 300 et 500 kΩ (minimum local à 264 kΩ).⁸ L'isolement serait donc de l'ordre de 300 à 500 Ω/V, ce qui semble convenable pour ce type d'application.

Jusqu'au 06 avril 2023 à 15h30, heure approximative du début d'incendie, aucun évènement particulier n'est à relever sur ces courbes.

⁸ Les échanges avec le fabricant des CPI utilisés et NIDEC ASI n'ont pas permis de confirmer que le CPI « 181U1_IMD 122A1 » (courbe rouge) est bien celui inhibé. De plus, la chute de la mesure de ce CPI au moment du début de l'incendie (voir §3.1.4.2) n'est pas cohérente avec cette hypothétique inhibition. Nous considérerons dans la suite de l'analyse comme possible le fait que cette chute de résistance d'isolement au moment du début d'incendie puisse être un indicateur dans la recherche du scénario accidentel.

3.1.3.4 *Alertes, alarmes et défauts*

Aucune alerte, alarme ou défaut n'a été remonté par les RBMS du conteneur ESS1 le 6 avril 2023 avant 15h32, heure d'apparition des premiers signes de défaillance.

3.1.4 Démarrage de l'incendie

3.1.4.1 *Données d'exploitation des racks batteries*

Le tout premier signe de comportement anormal a été rencontré dans le rack 1 du BSC3, comme le montre la Figure 34.

Nota :

- Toutes les courbes sont superposées sous la courbe du rack 9 (jaune), à l'exception de celles du rack 1 qui présentent une tendance notablement différente des autres ;
- Les mesures de 15h33mn24s à 15h33mn52s, et après 15h34mn47s sont figées, et ne sont donc pas à considérer dans cette analyse (voir §3.1.4.3). Ces périodes temporelles sont grisées sur ce graphique ;
- La convention adoptée pour le sens du courant est la suivante : un courant positif charge les cellules Li-ion des racks.

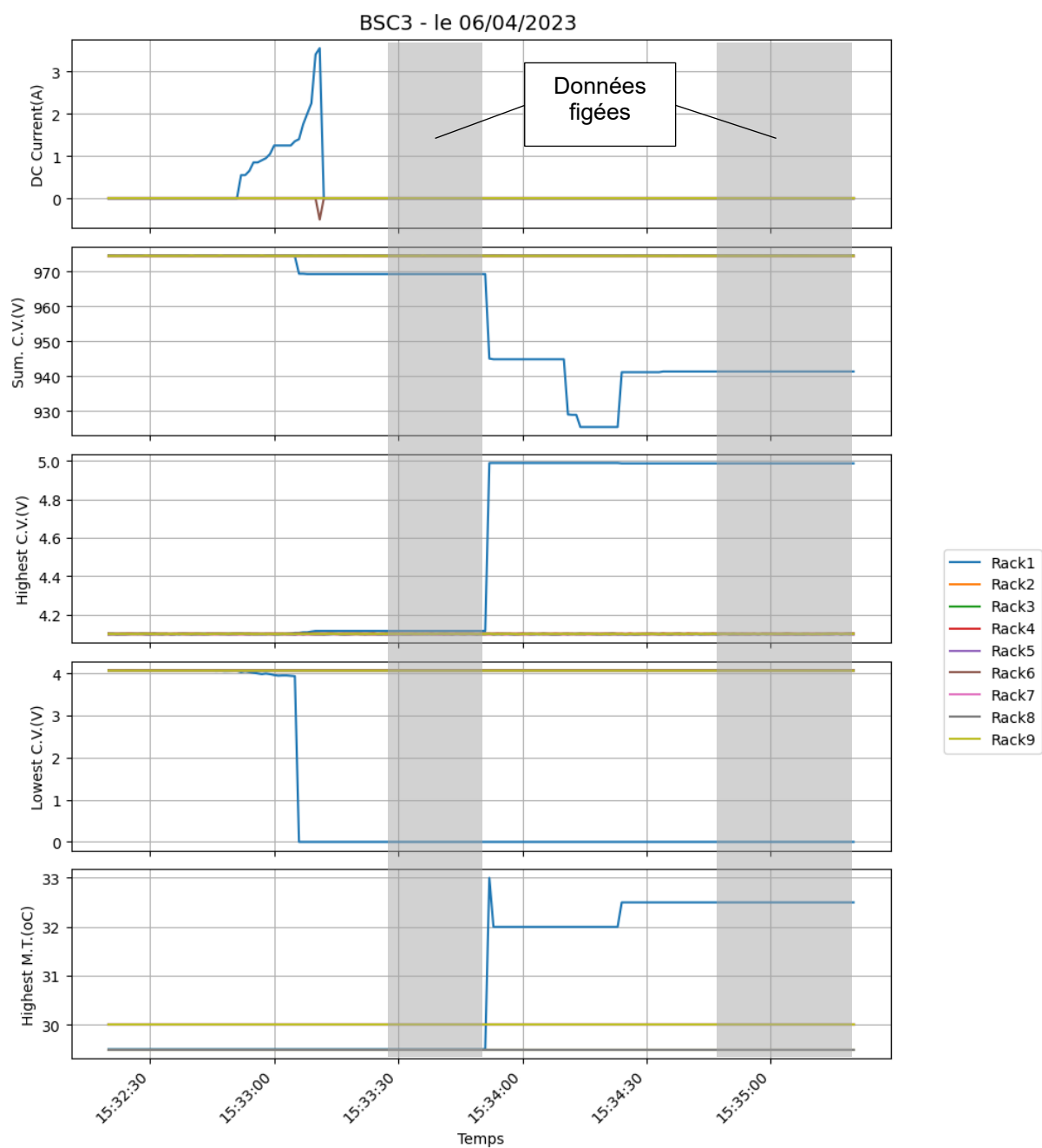


Figure 34 : Evolution des courants, tensions cellules, températures modules des racks du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

3.1.4.1.1 Tension minimale des bi-cellules

La tension minimale des bi-cellules dans le rack 1 du BSC3 a diminué de manière anormale et rapide à partir de 15h32mn40s, puis a chuté brutalement à 15h33mn06s de 3,94 V à 0V.

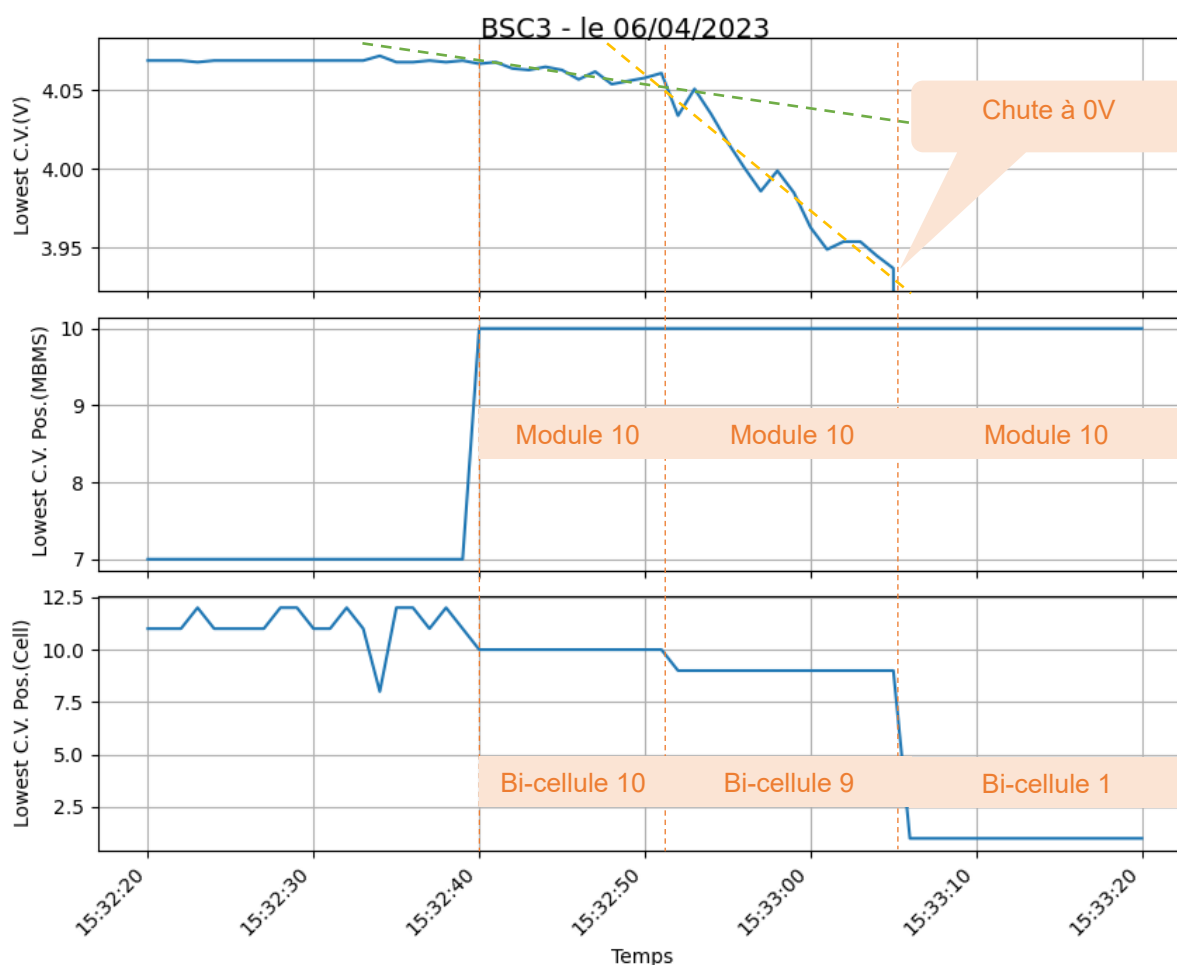


Figure 35 : Evolution de la tension bi-cellules minimales et position de cette bi-cellule au sein des modules du rack1 du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

La Figure 35 permet de connaître la localisation de la bi-cellule ayant la tension la plus faible au sein du rack 1 du BSC3. A partir du début de la décroissance observée jusqu'à la fin des mesures, la bi-cellule ayant la tension la plus basse se situe dans le module 10. Au sein de ce module 10, la première bi-cellule à présenter une baisse de tension est la bi-cellule 10, suivie de la bi-cellule 9 à partir de 15h32mn52s, puis de la bi-cellule 1 qui passe à 0 V à 15h33mn06s. On relève également sur le graphique de cette Figure 35 un changement de pente assez marqué entre la diminution de tension de la bi-cellule 10 (pointillés verts) et celle de la bi-cellule 9 (pointillés oranges). Ce point sera repris un peu plus loin dans cette section.

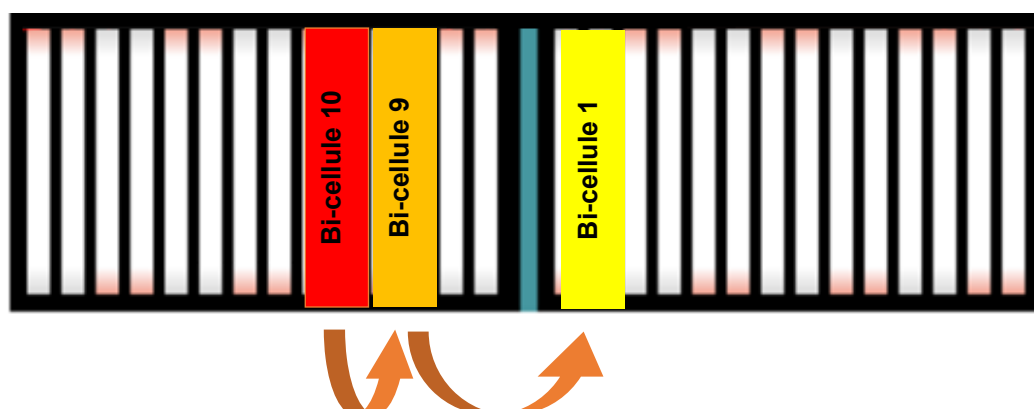


Figure 36: Positions successives des bi-cellules ayant la tension minimale au sein du module 10 du B3R1.

Les bi-cellules présentant une diminution anormale de leur tension sont physiquement très proches les unes des autres, vers le centre du module.

3.1.4.1.2 Température maximale des modules :

La température maximale des modules du rack B3R1 reste stable jusqu'à 15h33mn51s, puis augmente soudainement d'environ 3 °C. Les mesures étant figées entre 15h33mn24s et 15h33mn52s, il est très probable que la température ait évolué progressivement durant ce laps de temps. Il n'y a, cependant, pas eu de variation de la température maximale perçue par les thermocouples des modules pendant 44s après le début de la diminution de tension de la bi-cellule 10 du module 10.

Nota : la température est mesurée uniquement en deux points au sein de chaque module, le premier exposé au flux d'air entrant et le second au flux d'air sortant du module. Une différence de température peut donc exister entre ces points de mesure et la température réelle des cellules.

3.1.4.1.3 Tension du rack

La tension rack « Sum. C.V.(V) » est la somme de toutes les tensions des bi-cellules du rack. Aussi, la chute de la tension cellule minimale à 0 V observée à 15h33mn06s se retrouve logiquement sur la tension rack « Sum. C.V.(V) ». Cette chute de tension rack est supérieure d'environ 1 V à celle observée sur la tension bi-cellule la plus faible, ce qui montre que plusieurs bi-cellules connaissent à cet instant une diminution de leur tension.

La chute de la tension rack se renforce ensuite, atteignant -30 V à 15h33mn49s, puis -50 V, avant de remonter de 15 V pour se stabiliser à 942 V.

3.1.4.1.4 Courant

Un courant de charge semble circuler uniquement dans le rack 1. Sans défaillance, ceci n'est théoriquement pas possible puisque l'ensemble des racks d'un BSC sont tous connectés en parallèle et initialement à la même tension. Ce phénomène peut s'expliquer ici par la baisse de tension observée sur ce rack 1 du BSC3 : les autres racks du BSC 3 se déchargent alors dans le rack 1.

Le courant circulant dans le rack 1 du BSC 3 varie entre 1 et 3,5 A, avant de redevenir nul. La sonde de courant réalisant la mesure en sortie de rack (sonde dans le BPU), ce courant de charge provient donc de l'extérieur du rack. Les 8 autres racks en parallèle du BSC3 délivreraient donc chacun un courant d'environ 1/8 du courant reçu par le rack 1, soit entre 0,1 et 0,45 A. Ces valeurs faibles semblent être à la limite des capacités de mesure de la sonde de courant des racks (les logs enregistrés par le BMS ne présentent aucune valeur comprise entre 0 et 0,5 A, ce qui laisse supposer qu'un courant entre ces deux valeurs n'est pas mesurable).

Malgré cette limitation liée à la résolution de la sonde de mesure, un pic de courant de décharge de l'ordre de -0,5 A est observé sur plusieurs racks, en même temps que le pic du courant de charge de 3,5 A dans le rack 1 : les 0,45 A théoriques calculés précédemment étant très proches de la résolution de mesure des sondes de 0,5 A, certaines sondes de courant auraient réussi à mesurer ce courant. Ceci vient appuyer cette hypothèse de décharge des racks 2 à 9 dans le rack 1 du BSC 3.

3.1.4.1.5 Tension maximale des bi-cellules

De 15h32mn40s à 15h33mn05s, la tension maximale des bi-cellules du B3R1 ne présente aucune particularité. Ce n'est qu'à partir de 15h33mn05s (chute de la tension minimale bi-cellule à 0 V) que la tension maximale bi-cellule augmente de 15 mV.

La Figure 37 permet de connaître la localisation de la bi-cellule ayant la tension la plus élevée au sein du rack 1 du BSC3.

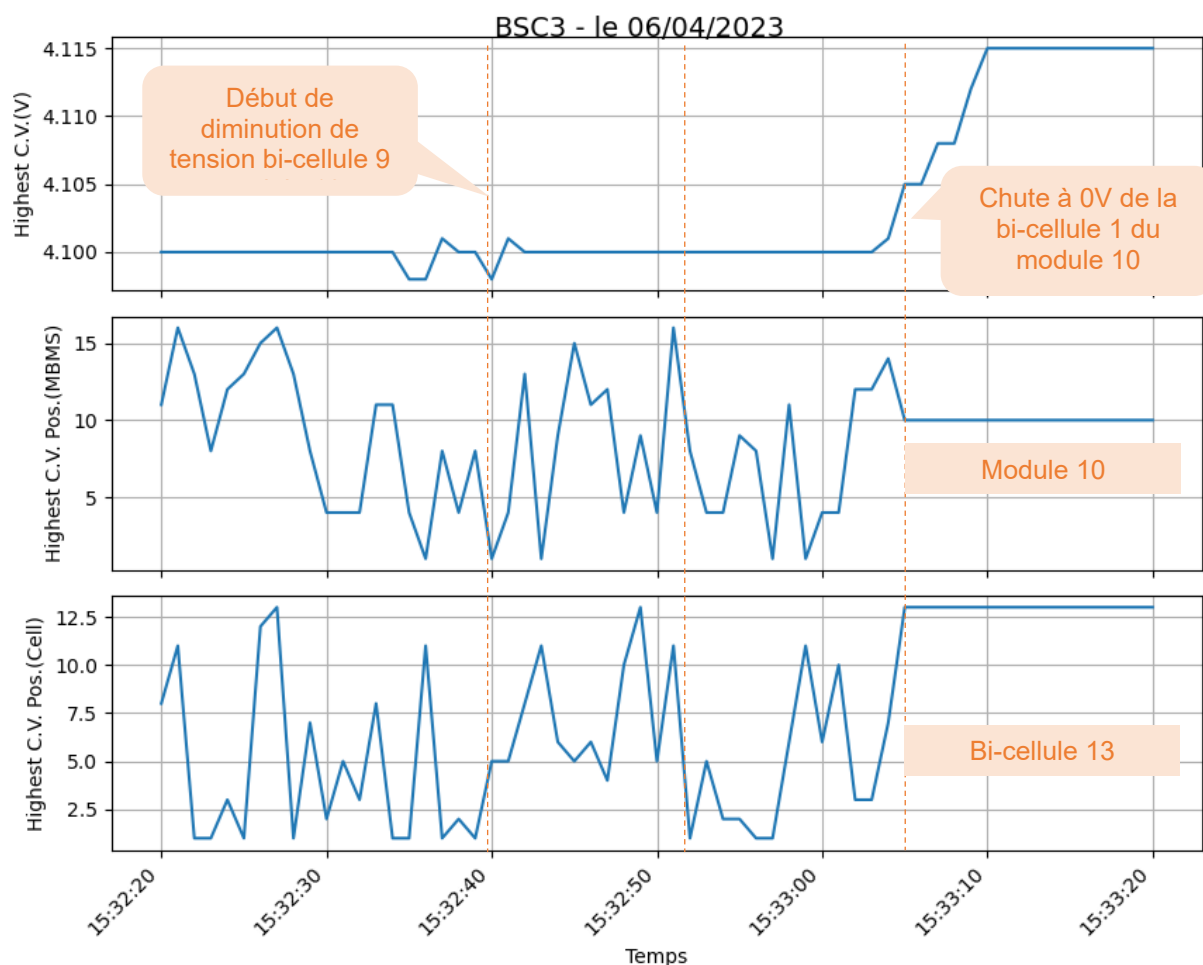


Figure 37 : Evolution de la tension bi-cellules maximale et position de cette bi-cellule au sein des modules du rack1 du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

A partir du début de la croissance observée et jusqu'à la fin des mesures considérées valides, la bi-cellule ayant la tension la plus élevée est la bi-cellule 13 du module 10.

3.1.4.1.6 Focus sur les tensions bi-cellules du rack B3R1

La seconde source de données évoquée au §3.1.1 donne accès à la tension de chaque bi-cellule de chaque rack, mais ces valeurs sont échantillonnées rack par rack à des périodes variables de l'ordre de 40 s.

Par chance, un des échantillonnages des tensions des bi-cellules du rack B3R1 a été effectué à 15h33mn04s, soit 24 s après le début du premier signe de défaillance observé (diminution de la tension de la bi-cellule 10 du module 10), et 2 s avant la chute à 0 V de la bi-cellule 1 du module 10.

D'autre part, le rack B3R1 est resté au repos depuis 15h29mn19s, et les tensions des bi-cellules y sont toutes stables : les échantillons enregistrés durant la période s'étalant de 15h29mn19s à 15h32mn40s peuvent être considérés comme donnant une valeur « de référence » de la tension de chaque bi-cellule avant apparition des premiers signes de défaillance.

La Figure 38 représente pour chaque bi-cellule de chaque module la différence entre sa tension de référence et la tension 24 s après le début du premier signe de défaillance observé.

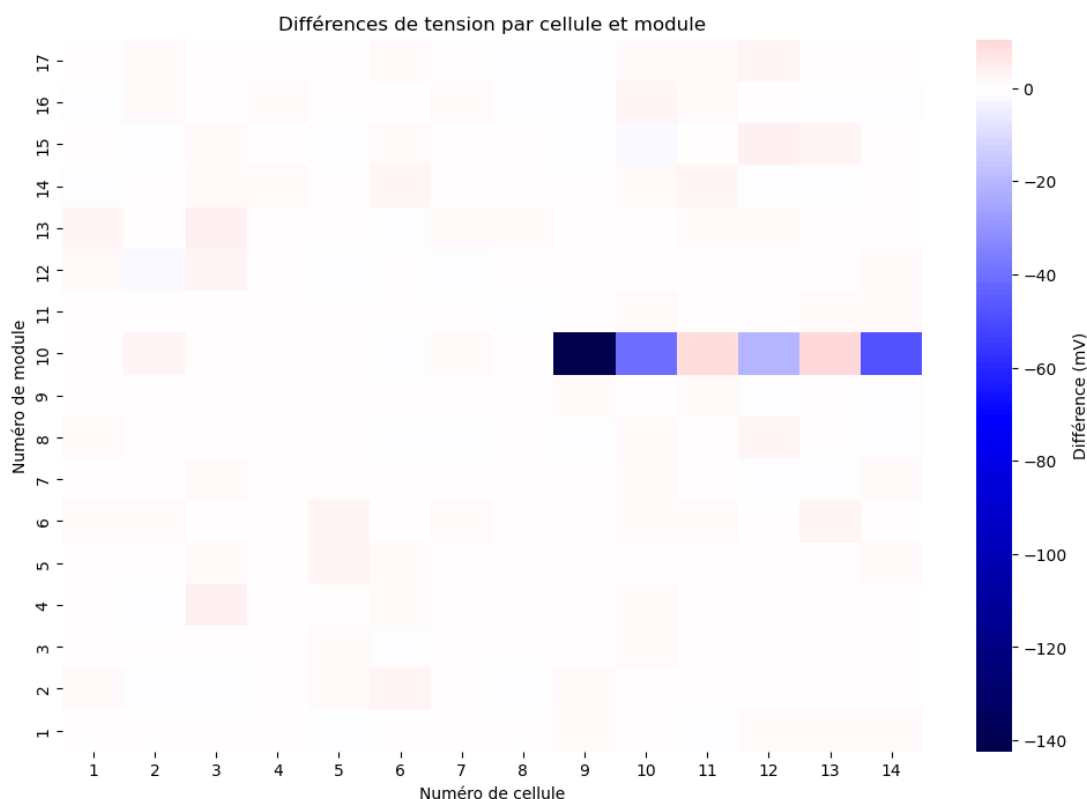


Figure 38 : Estimation de la variation de tension de chaque bi-cellule du rack B3R1 24 secondes après le début du premier signe de défaillance observé

Les tensions des bi-cellules hors module 10 sont relativement stables, avec une très légère tendance à l'augmentation, pouvant a priori être expliquée par le courant provenant des autres racks du BSC3 (voir §3.1.4.1.4). Il en est de même de la 1^{re} partie des cellules du module 10 (bi-cellules 1 à 8), qui connaissent la même tendance que les autres modules.

En revanche, les bi-cellules 9 à 14 du module 10 présentent une évolution notablement différente de toutes les autres cellules du B3R1. L'évolution des tensions bi-cellule du module 10 est détaillée dans le tableau suivant, dans l'ordre dans lequel elles sont physiquement montées dans le module :

Bi-cellules	Variation de tension (mV)
#14	-48.4
#13	10.4
#12	-20.8
#11	9.8
#10	-41
#09	-142.4
#08	0.4
#01	0
#02	2.4
#03	0.2
#04	0.8
#05	0.2
#06	-0.4
#07	2

Tableau 1: évolution des tensions des bi-cellules du module 10, BSC3R1

Certaines tensions bi-cellules ont diminué sensiblement (bi-cellules 9, 14, 10, 12 par ordre d'importance), alors que d'autres ont augmenté (bi-cellules 13 et 11).

On peut également noter que, de façon surprenante, la tension de la bi-cellule 1 n'a pas varié du tout pendant cette période de 24 s, alors qu'elle chute à exactement 0 V deux secondes après, et restera à 0 V jusqu'à la fin des enregistrements. Une telle chute ne peut être due à un court-circuit externe que si la résistance de ce court-circuit est inférieure à $1,3 \mu\Omega$ ⁹, ce qui est extrêmement faible et donc peu probable. La possibilité d'une défaillance de la chaîne de mesure est à envisager.

Si nous prenons l'hypothèse que ces cellules sont intègres (pas de défaillance interne), alors une augmentation de tension est provoquée par un courant de charge et a contrario une diminution de tension par un courant de décharge¹⁰. Le positionnement physique de ces cellules au sein du module et le sens du courant qui les traverse 24 s après les premiers signes de défaillance sont représentés sur le schéma de la Figure 39.

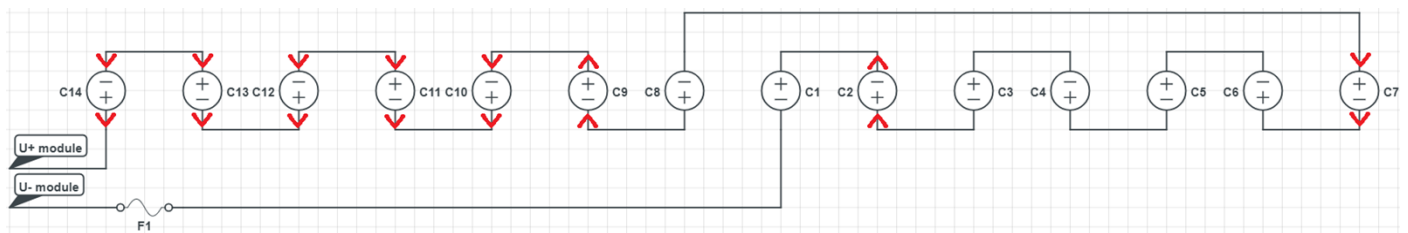


Figure 39 : Schéma des connexions électriques entre les cellules du module 10 du rack B3R1, et sens de circulation des courants dans ces cellules

Des cellules mitoyennes, pourtant connectées en série, se voient traversées par des courants de sens opposés. Une telle situation n'est pas possible sans de multiples défauts d'isolement, directement entre les cellules elles-mêmes, et entre cellules et le châssis métallique du module (ou tout autre pièce conductrice ne faisant pas partie du circuit électrique de puissance).

Nota : les courants présentés ici sont estimés à un moment donné, 24s après le premier signe de défaillance relevé. Il ne peut être établi que le sens de ces courants est resté identique durant ces 24 s.

3.1.4.1.7 Evolution des tensions des bi-cellules 9 et 10 durant les premiers signes de défaillance

Le graphique de la Figure 40 affiche simultanément les mesures de tensions des bi-cellules 9 et 10 issues de la source 1 (tension bi-cellule minimale échantillonnée toutes les secondes) et de la source 2 (tensions de toutes les bi-cellules échantillonnées environ toutes les 45 s), afin d'en observer les tendances globales. Les conventions suivantes y sont adoptées :

- Les informations concernant la bi-cellule 9 sont en rouge, et celles de la bi-cellule 10 en bleu.
- Les informations de la source 1 sont foncées, celles de la source 2 plus claires.
- Les points de mesure de la source 1 sont reliés entre eux, car ils sont échantillonnés relativement rapidement (1 Hz).
- Les points de mesure de la source 2 ne sont pas reliés entre eux, car ils sont espacés dans le temps : ceci évite d'afficher une tendance linéaire entre ces points qui pourrait être fausse.

⁹ La précision de la mesure de tension cellule est de 10 mV : une mesure égale à 0 V signifie donc que la tension cellule est inférieure à 10 mV. En modélisant la cellule par une source de tension de 4 V en série avec sa résistance interne de $0,515 \text{ m}\Omega$ (spécification LG), la résistance de court-circuit peut être estimée à $1,3 \mu\Omega$.

¹⁰ Si une cellule présente une défaillance interne, sa tension peut être amenée à diminuer sans être traversée par un courant de décharge. Toutefois, la défaillance interne d'une cellule reste relativement rare : celle de plusieurs cellules simultanément est donc extrêmement peu probable. L'hypothèse formulée semble donc globalement vraie.

A ces informations sont ajoutées trois courbes de tendances :

- En pointillés vert, la valeur moyenne des tensions des bi-cellules 9 et 10 lorsqu'elles étaient stables, mesurées de 15h29mn19s à 15h32mn29s (moyenne de 4,089V avec un écart-type de seulement 2,2 mV) ;
- En pointillés bleu clair, l'approximation linéaire de la tension bi-cellule 10 utilisant uniquement les données de la source 1 ;
- En pointillés rouge clair, l'approximation linéaire de la tension bi-cellule 9 utilisant uniquement les données de la source 1.

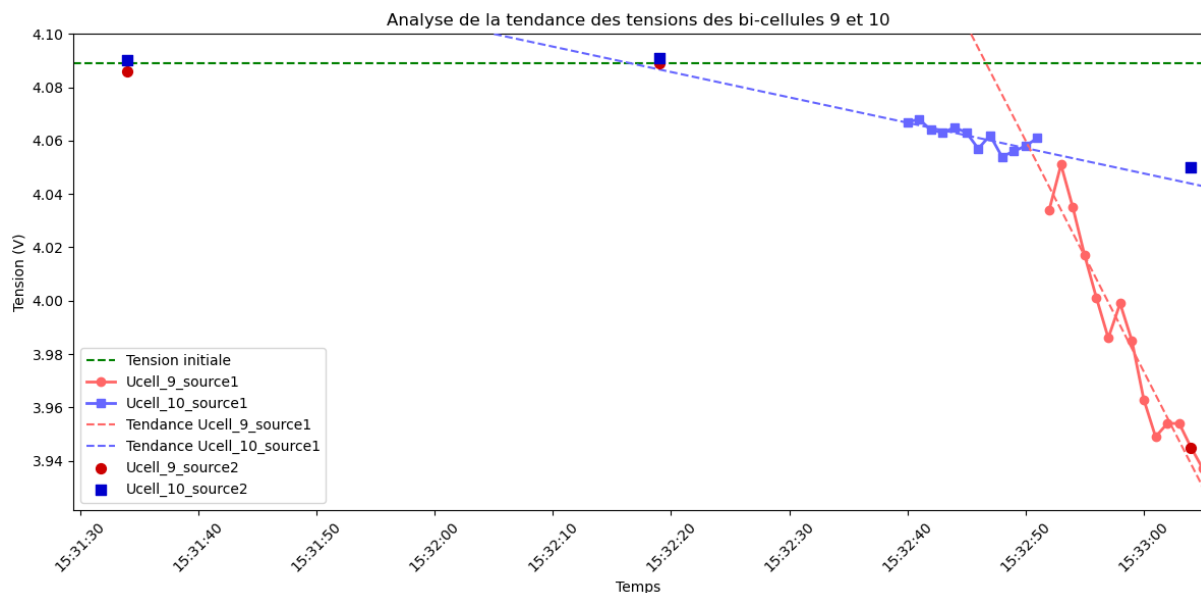


Figure 40 : Analyse de la tendance des tensions des bi-cellules 9 et 10

Analyse de tendance de la tension bi-cellule 10 :

L'approximation linéaire de la tension de la bi-cellule 10 sur la période 15h32mn40s / 15h32mn51s (pointillés bleus) passe quasiment par les deux valeurs de tension issues de la source 2 (carrés bleus), l'une 21 s avant cet intervalle, et l'autre 13 s après : l'évolution de la tension de la bi-cellule 10 semble donc globalement linéaire pendant ces 45 secondes durant lesquels apparaissent les premiers signes de défaillance. On peut ainsi supposer que la diminution de la tension de la bi-cellule 10 a démarré à 15h32mn19s.

Nota : il est normal qu'une telle diminution n'apparaisse pas dans les données disponibles, car :

- d'autres bi-cellules du rack 1 ont initialement des tensions plus faibles que celle de la bi-cellule 10 (exemple : tension de la bi-cellule 12 du module 7 = 4,068 V). Aussi, tant que la tension de la bi-cellule 10 ne descend pas sous cette valeur, alors sa valeur n'est pas enregistrée dans la source 1 ;
- Aucune valeur de tension n'a été enregistrée par la source 2 sur cet intervalle de temps à cause de sa fréquence d'échantillonnage très faible.

Analyse de tendance de la tension bi-cellule 9 :

De la même façon, la diminution de la tension de la bi-cellule 9 de 15h32mn52s à 15h33mn06s est globalement linéaire (pointillés rouges, coefficient de détermination R^2 de 0.93). On relève une pente bien plus marquée ici que celle observée pour la bi-cellule 10 (8,7 mV/s ici, contre moins de 1 mV/s pour la bi-cellule 10) : la diminution de la tension de la bi-cellule 9 semble donc avoir été bien plus rapide que celle de la bi-cellule 10.

En supposant que, tout comme la bi-cellule 10, cette diminution de tension est linéaire depuis le début, alors la diminution de tension de la bi-cellule 9 aurait commencé à 15h32mn46s, c'est-à-dire 27 s après celle de la bi-cellule 10.

Nota : les valeurs estimées dans cette section sont issues d'extrapolation de données, et ne peuvent donc pas être considérées comme précises. Malgré cela, elles mettent en évidence des tendances claires, indiquant qu'il est très probable que :

- La diminution de la tension de la bi-cellule 10 ait commencé significativement avant 15h32mn40s, et possiblement jusqu'à 21 s avant ;
- La diminution de la tension de la bi-cellule 10 ait commencé significativement avant celle de la bi-cellule 9, et possiblement 27 s avant.

3.1.4.1.8 Estimation des courants circulant dans les bi-cellules du module 10 du rack B3R1

Un ordre de grandeur du courant circulant dans chaque bi-cellule peut être déterminé à partir de la valeur de leur tension et de leur résistance interne. Pour ce faire, la cellule Li-ion est modélisée par un simple générateur de tension associé à une résistance série :

- La tension du générateur de tension est égale à la tension de la cellule en circuit ouvert : la tension « référence » des bi-cellules, relevées avant les premiers signes de défaillance (voir § précédent), sera retenue ici.
- La résistance série est égale à la résistance interne de la cellule Li-ion, spécifiée à 1,03 mΩ par LG Chem dans la documentation technique de la cellule JH3, soit 0,515 mΩ par bi-cellule.

Nota :

- Le principe exposé ici prend un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, comme l'absence de variation de la tension et de la résistance interne en fonction de l'état de charge, ou de la température de la cellule. Les valeurs obtenues sont donc uniquement à considérer comme des ordres de grandeurs.
- Le courant estimé peut être aussi bien un courant externe à la cellule, qu'un courant interne à celle-ci, lors de sa défaillance interne. Dans ce second cas, le raisonnement suivi est considéré trop imprécis pour fournir des informations significatives. On note toutefois que l'apparition de défaillance interne simultanément dans plusieurs cellules est extrêmement peu probable : seule la défaillance interne d'une seule cellule est considérée envisageable. Les calculs suivants apportent donc des ordres de grandeur de courant à minima sur 6 cellules parmi les 7.

L'ordre de grandeur du courant circulant dans chaque bi-cellule à 15h33mn04s (c'est-à-dire 24 s après les premiers signes mesurés de défaillance) est présenté dans le Tableau 2. La convention retenue ici donne un courant positif lorsqu'il décharge la bi-cellule, et négatif lorsqu'il la charge.

Bi-cellules	Ordre de grandeur du courant traversant la bi-cellule à 15h33mn04s (A)
#08	-1
#09	277
#10	80
#11	-19
#12	40
#13	-20
#14	94

Tableau 2: ordre de grandeur du courant des bi-cellules du module 10, BSC3R1

Pour les bi-cellules 9 et 10, ce même raisonnement peut être appliqué sur chacun des points de mesure de leur tension lorsqu'elles sont les bi-cellules ayant la tension la plus faible, ce qui permet d'observer l'évolution temporelle de ce courant durant ces périodes de temps. La Figure 41 permet de visualiser l'évolution du courant les traversant dans les premiers instants des défaillances observées.

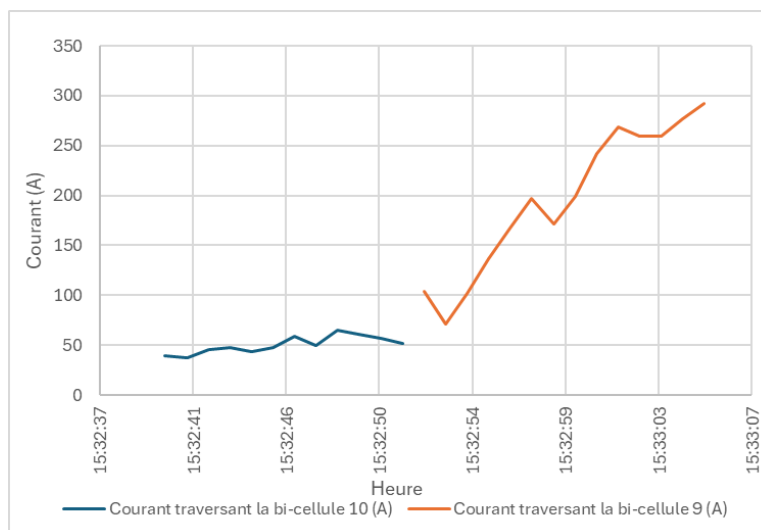


Figure 41 : Evolution du courant traversant les bi-cellules 9 et 10 du module 10 du BSC3R1 dans les premiers instants des défaillances observées

Les courants en œuvre sont significatifs, de quelques dizaines d'ampères pour les cellules 10 à 14 à quelques centaines pour la cellule 9. La défaillance interne de plusieurs cellules étant extrêmement peu probable, la plus grande partie de ces courants circule à l'extérieur des cellules. Ceci sous-entend des connexions électriques « parasites » entre cellules et/ou avec le châssis métallique très peu résistives, inférieurs à la centaine d'ohms dans l'hypothèse d'un courant circulant dans tout le rack ($1\text{kV} / 20\text{A} = 50\ \Omega$) et même plus probablement inférieurs à l'ohms si les courants non maîtrisés ne circulent que dans le module ou au niveau d'une cellule ($30\text{V} / 20\text{A} = 1,5\ \Omega$, et $4\text{V} / 300\text{A} = 13\text{ m}\Omega$).

Nota : si ces courants circulent via le châssis métallique du rack, alors ils impliquent donc une résistance d'isolement inférieure à $50\ \Omega$, qui serait détectée par un contrôleur permanent d'isolement (ce qui n'a pas été le cas, voir 3.1.2.9).

Les différences de tensions des bi-cellules de l'ensemble du rack, calculées entre leur état stable (avant tout signe de défaillance) et 24 s après le début des premiers signes mesurés de défaillance (voir Figure 38), ne permet pas d'envisager la possibilité d'un courant de quelques dizaines voire centaines d'ampères traversant les modules 1 à 9 ni les modules 11 à 17 : la variation de leur tension aurait été au moins égale à celle de la cellule 11 ou 13, soit 10 mV (cf Tableau 1). Ainsi, 24 s après le début des premiers signes mesurés de défaillance, la circulation des courants non maîtrisés est donc uniquement locale, à l'intérieur de ce module 10.

Par ailleurs, la linéarité observée sur les tensions des bi-cellules 9 et 10 précédemment discutées se retrouve logiquement sur l'estimation des courants de court-circuit de ces deux bi-cellules. Cette linéarité suggère qu'il n'y aurait pas eu de changement abrupt de la variation de courant durant cette période. Or, un changement de mode de défaillance, passant d'un courant circulant dans plusieurs modules suite à un double défaut d'isolement entre circuit électrique et châssis métallique du rack, à une multitude de courants non maîtrisés circulant localement au sein du module 10, aurait probablement engendré une rupture de tendance sur l'évolution du courant traversant les bi-cellules 9 et 10. Ceci laisse penser que les courants non maîtrisés n'auraient circulé qu'au sein du module 10 depuis le début des premiers signes mesurés de défaillance.

3.1.4.2 Résistance d'isolement

La Figure 42 présente l'évolution des mesures de résistances d'isolement lors des premiers signes de défaillance. Avant toute chose, il est important de rappeler que l'horodatage de ces données n'est pas synchronisé avec celui des données précédemment présentées dans cette section 3.1.4.

Sur cette figure, deux évènements notables peuvent être relevés :

- La chute à 15h31mn51s de la mesure effectuée par le CPI « 181U1_IMD 122A1 » à 203,5 kΩ pendant 4 secondes, avant de revenir à plusieurs mégohms. Cette chute sur le CPI qui, selon notre compréhension¹¹, ne supervise pas les racks batterie reste malheureusement inexpliquée (voir §3.1.3.3). Face à l'absence d'information, cette valeur présentant la résistance d'isolement la plus défavorable des deux mesures au moment du début de l'incident, elle sera retenue dans la suite de la recherche de cause.
- La remontée de la mesure effectuée par le CPI « 116U1_IMD 102A1 » à des valeurs supérieures à 5 MΩ à partir de 15h32mn03s. Il est probable que cet instant corresponde à l'instant d'ouverture des contacteurs des AFE et/ou des PCS et/ou des BPU.

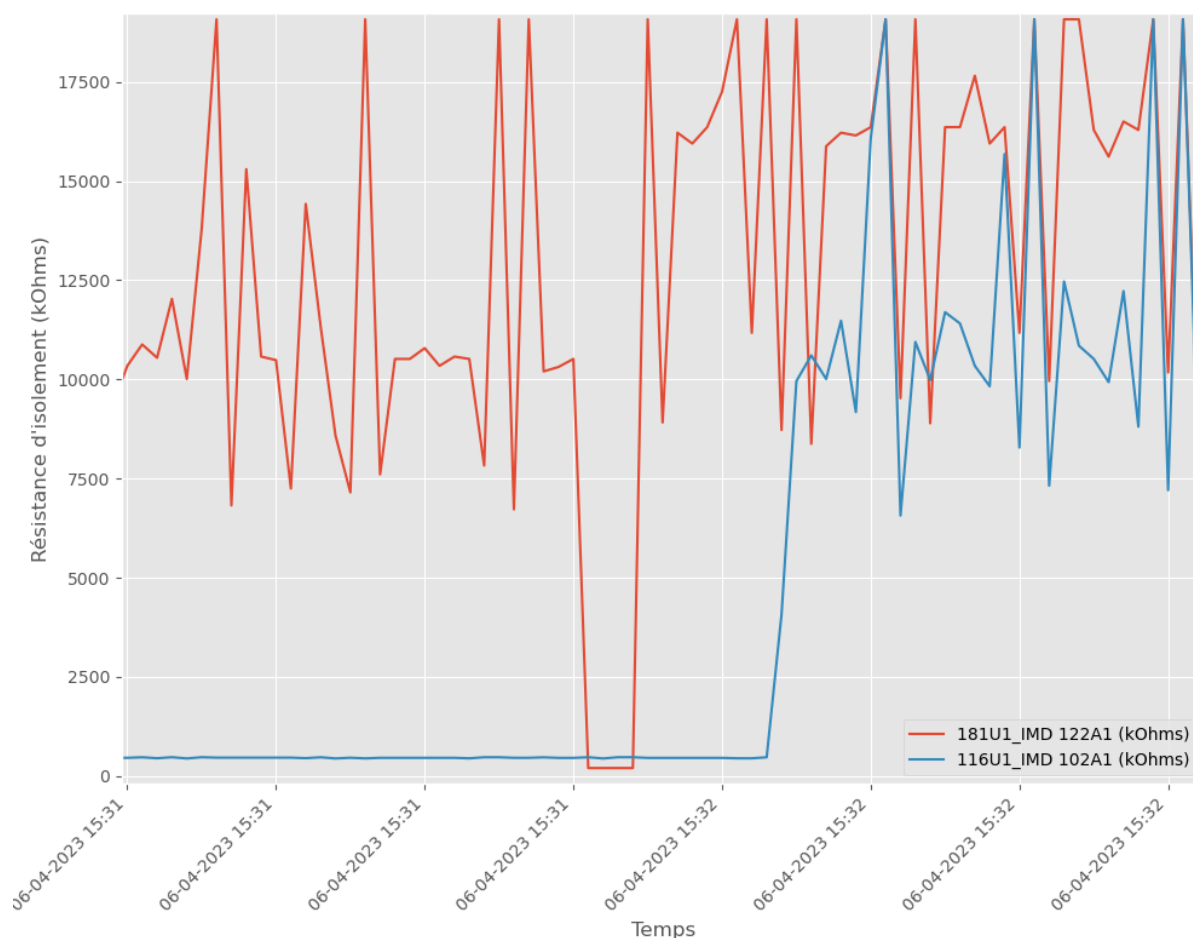


Figure 42 : Evolution des mesures de résistance d'isolement lors des premiers signes de défaillance

L'ensemble des sources de données sont exploitables avec un horodatage commun au sein de l'ordinateur dénommé « PC de développement » se trouvant dans le PDL sur le site d'Aghione. La capture d'écran, ci-dessous, issue du logiciel IBA Analyzer exploitant les données du PC de développement, permet d'estimer le délai entre la chute de la résistance d'isolement mesurée par le CPI « 181U1_IMD 122A1 » et la chute de la tension cellule minimale du rack B3R1 à 0V :

¹¹ Les informations communiquées par Nidec ASI, concepteur de cette installation, ne suffisent pas à déterminer le principe de fonctionnement de ces deux CPI connectés au même circuit électrique, et donc de savoir quel CPI mesure réellement la valeur de la résistance d'isolement du circuit.

- la différence de temps entre ces deux évènements est mesurée à 21 s ;
- la chute de la résistance d'isolement apparaît à 15h31mn40s sur cette base de temps.

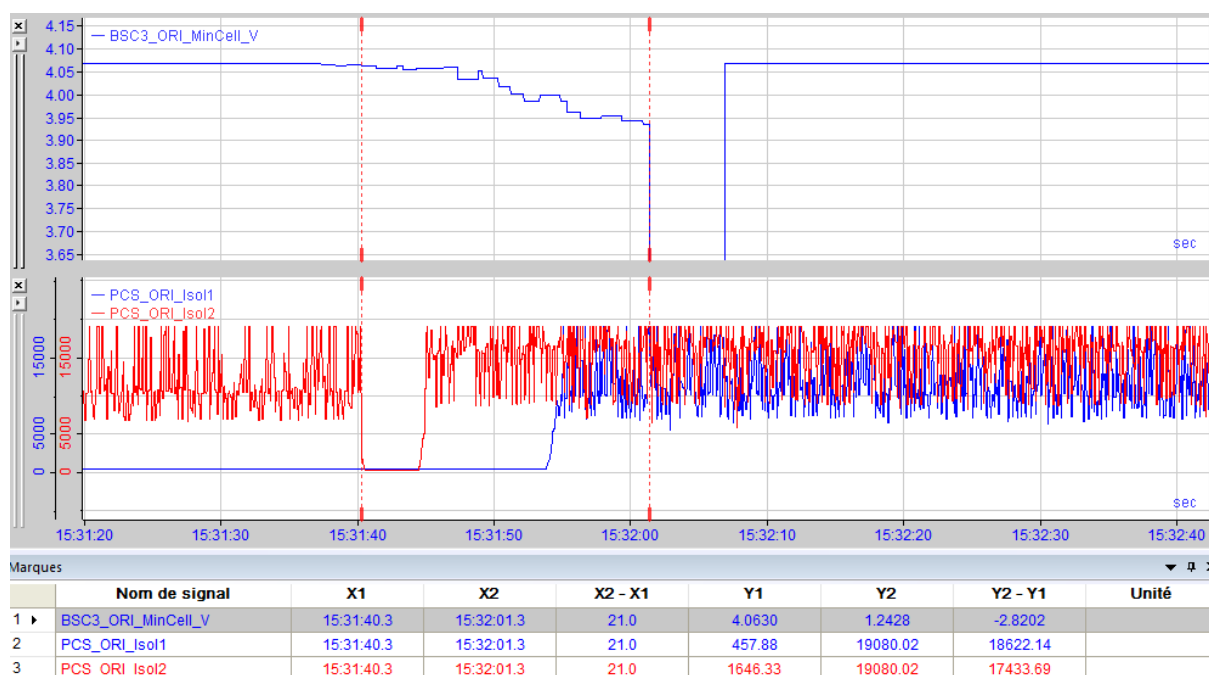
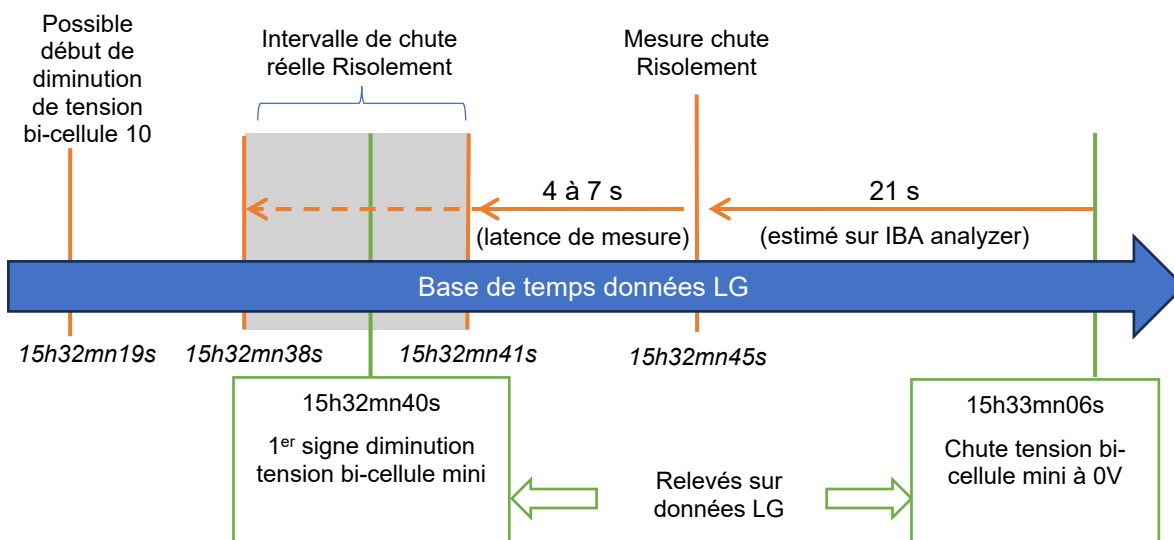


Figure 43 : Estimation du décalage temporel de la base de temps des mesures de résistance d'isolement avec celles des mesures des conditions d'exploitation

Sur la base de temps des données d'exploitation LG, la chute de la tension bi-cellule minimum apparaît à 15h33mn06s. La chute de la résistance d'isolement apparaît environ 21 s avant cet évènement (Figure 43), soit à 15h32mn45s.

Pour rappel, la tension minimale des bi-cellules dans le rack 1 du BSC3 a diminué progressivement à partir de 15h32mn40s, c'est-à-dire 5 secondes avant la diminution de la mesure de la résistance d'isolement. Or, les CPI réalisant la mesure d'isolement présentent une latence de mesure, qui a été testé expérimentalement par AKUO selon un protocole fourni par LG : entre l'introduction d'un défaut d'isolement volontaire et la mesure de ce défaut sur le PC de développement, un délai de 4 s pour le premier CPI et 7 s pour le second a été nécessaire (test réalisé une seule fois).



On peut donc en déduire que la diminution de la résistance d'isolement s'est produite approximativement au moment des premiers signes mesurés de diminution de tension bi-cellule, sans pouvoir déterminer si cette diminution apparaît juste avant ou juste après.

Toutefois, comme discutée au §3.1.4.1.7, la diminution de tension de la cellule 10 a très probablement commencé avant 15h35mn40s (instant estimé par extrapolation linéaire à 15h32mn19s). Le début de la défaillance de la bi-cellule 10 serait donc sensiblement antérieure à 15h32mn40s, et donc la diminution de la résistance d'isolement apparaîtrait après le début de la défaillance de la bi-cellule 10.

Il peut être également relever que, même si la mesure d'isolement présente une chute importante, sa valeur minimale reste supérieure à 200 kΩ, soit 200 Ω/V. Cette valeur reste correcte (le seuil d'alarme étant de l'ordre de 50kΩ). De plus, le courant circulant dans le châssis métallique avec une telle résistance d'isolement ne pourrait être supérieur à $1000 \text{ V} / 200 \text{ k}\Omega = 5 \text{ mA}$, alors que les courants circulant dans les cellules sont de quelques dizaines à quelques centaines d'ampères. La chute de la résistance d'isolement ne peut donc pas à elle-seule expliquer l'apparition de l'incendie.

3.1.4.3 Alertes, alarmes et défauts

Le jour de l'incendie, entre 15h30 et 15h50, seul le rack B3R1 a généré des alarmes et défauts, résumés dans le Tableau 3. Tous ces alarmes et défauts sont restés activés pendant toute la période analysée, à l'exception de la perte de communication Module/rack apparue à 15h33mn24s pendant 28 s.

Nota : un décalage de 4 s est observé entre l'occurrence des évènements sur les mesures, et la remontée des alarmes ou défauts associés à ces évènements.

Heure	Alarme ou défaut apparu	Signification	Interprétation
15:33:10	Alarme <u>et</u> défaut de type « Cell Under Voltage »	La tension d'au moins une cellule du rack B3R1 est passée sous le seuil d'alarme et sous le seuil de défaut	Fait suite à la chute de la tension minimum cellule à 0V survenue 4 s avant.
15:33:24	Défaut « Module-Rack Loss Of Communication »	Perte de communication entre le MBMS d'un module du rack B3R1 et le RBMS de ce rack. Nota : défaut disparaissant après 28 s.	Les données des enregistrements sont figées durant cette période, car elles ne sont plus rafraichies : ces données ne sont donc pas à prendre en compte dans notre analyse. Ceci explique entre autres l'absence de nouveaux défauts jusqu'à 15:33:52

Heure	Alarme ou défaut apparu	Signification	Interprétation
15:33:52	Défaut « Module BMS »	Défaut non précisé au sein d'un des modules du rack B3R1	
Heure	Alarme ou défaut apparu	Signification	Interprétation
15:33:53	Alarme « Module Deviation Voltage »	Dépassement du seuil d'alarme sur la variation de tension d'un module du rack B3R1	Les charges/décharges des cellules présentées au §3.1.4.1 accentuent les différences de tension mesurées.
15:33:54	Alarme « Rack Deviation Voltage »	Dépassement du seuil d'alarme sur la variation de tension du rack B3R1	
15:33:56	Alarme <u>et</u> défaut « Cell Over Voltage » et « Cell Over Voltage 2 nd »	La tension d'au moins deux cellules du rack B3R1 est passée au-dessus du seuil d'alarme et au-dessus du seuil de défaut.	Fait suite à l'augmentation de la tension maximum cellule à 4,989 V survenue 4 s avant, (reprise du rafraichissement des données par le MBMS).
	Défaut « Module Deviation Voltage »	Dépassement du seuil de défaut sur la variation de tension d'un module du rack B3R1	La tension cellule minimum étant déjà à 0V au sein du même module 10, l'écart est anormalement grand, ce qui explique le défaut « Module Deviation Voltage »
	Défaut « Temperature Sensor Out of Limit »	Dépassement d'au moins une mesure de température de la gamme de mesure	Fait suite à la chute à -24°C de la température minimum cellule survenue 4 s avant grandeur n'a donc plus de sens physique à partir de cet instant, et explique les deux défauts simultanés « Difference Temperature Rack » et « Rack Under Temperature ».
	Alarme <u>et</u> défaut « Difference Temperature Rack »	Dépassement du seuil d'alarme et du seuil de défaut sur la différence de température au sein du rack B3R1	
15:34:14	Alarme <u>et</u> défaut « Rack Under Temperature »	Au moins une température du rack B3R1 est passée au-delà de la plage de mesure possible du capteur	
	Défaut « Module Deviation Voltage »	Dépassement du seuil de défaut sur la variation de tension d'un module du rack B3R1	Les charges/décharges des cellules présentées au §3.1.4.1 continuent d'accentuer les différences de tension observées, faisant passer ces différences en-dessous du seuil de défaut.

Heure	Alarme ou défaut apparu	Signification	Interprétation
15:34:15	Défaut « Rack Deviation Voltage »	Dépassement du seuil d'alarme sur la variation de tension du rack B3R1	
15:34:47	Défaut « Module-Rack Loss Of Communication »	Perte de communication entre le MBMS d'un module du rack B3R1 et le RBMS de ce rack. La communication ne reprendra plus	Les mesures du rack B3R1 ne sont plus actualisées.

Tableau 3: alarmes et défauts apparus entre 15h30 et 15h50 le jour de l'incendie, tous dans le rack 1 du BSC3

Ces alarmes et défauts sont cohérents avec les tendances observées sur les données d'exploitation présentées au §3.1.4.1. La première alarme étant consécutive (et donc postérieure) à la diminution de tension de la cellule 10 du module 10 du rack B3R1, elle ne donne pas d'éclairage supplémentaire sur ce qui a pu provoquer cette diminution de tension progressive.

3.1.5 Bilan de l'analyse des données

Les principaux faits relevés sur les données analysées dans les sections précédentes sont résumés ci-dessous. Les hypothèses tirées de ces faits sont présentées en italique.

Conditions d'utilisation du conteneur sur les 11 mois précédant l'incendie

Les données mises à disposition ne montrent pas sur ces 11 mois d'utilisation des cellules Li-ion dans des conditions pouvant provoquer leur vieillissement accéléré, ni d'alarme, d'alerte ou de défauts susceptibles d'engendrer à long terme un départ de feu.

Nota : la période analysée comprend 11 mois, alors que le rack supposé être le lieu de départ de l'incendie est utilisé depuis environ 3 ans : les conditions d'utilisation des deux premières années n'ont donc pas pu être validées.

Conditions d'utilisation du conteneur le jour de l'incendie

Ces mêmes conditions d'utilisation, et les remontées d'alarme/alerte/défaut ne présentent aucun signe particulier le jour de l'incendie : aucun évènement majeur pouvant expliquer un départ de feu n'a été relevé dans les heures précédant l'incendie.

Lors des premiers signes mesurés de défaillance :

L'analyse approfondie des données au moment des tous premiers signes de défaillance a permis de relever des faits (indiqués en police standard ci-après) et d'en extraire les hypothèses (indiquées en italique ci-après) présentées ci-dessous :

- Le tout premier signe de comportement anormal enregistré dans les données a été mesuré dans le rack 1 du BSC3 : la tension bi-cellule minimale, mesurée au sein du module 10, diminue anormalement, puis chute à 0 V. Trois bi-cellules présentent successivement la valeur de tension la plus faible :
 - Cette baisse est d'abord visible sur la cellule 10 : sa tension diminue de 6 mV en 12 s.
 - La bi-cellule 9 devient ensuite la bi-cellule ayant la tension la plus faible, connaissant alors une baisse plus rapide de 97 mV en 13 s.
 - 26 secondes après les 1^{ers} signes observés, la bi-cellule 1 voit sa tension chuter brutalement à 0 V, et ceci jusqu'à la fin des enregistrements.

- 24 secondes après les premiers signes mesurés de défaillance, plusieurs tensions bi-cellules ont diminué au sein du module 10, alors que d'autres ont légèrement augmenté. Les autres modules du rack 1 ne sont pas touchés par ce phénomène.
- Au sein du module 10, seule la 2^e moitié du module (bi-cellules 8 à 14) est concernée par ces variations de tension anormales.
 - ⇒ *La 2^e moitié du module 10 du rack 1 du BSC 3 est donc considéré comme étant le lieu de départ des dysfonctionnements ayant engendré l'incendie.*
- La tension de la bi-cellule 1 est passée brutalement de sa valeur nominale à très exactement 0 V à 15h33mn06s.
 - ⇒ *Un tel comportement est atypique et suggère une possible défaillance de la chaîne d'acquisition de cette mesure de tension.*
- Les mesures de 15h33mn24s à 15h33mn52s, et après 15h34mn47s sont figées.
 - ⇒ *Les conséquences de la défaillance initiale sont déjà suffisantes à 15h33mn24s (c'est-à-dire 44 s après les premiers signes mesurés de défaillance) pour affecter le bon fonctionnement du MBMS intégré au sein du module 10.*
- Les températures mesurées au sein du module n'ont pas évolué pendant au moins 44 s après le début de la diminution mesurée de tension de la bi-cellule 10 du module 10. L'élévation de température maximale est relevée au bout d'environ 1 min, et ne dépasse pas +3 °C avant la défaillance de la chaîne de mesure.
 - ⇒ *Quel que soit la cause de la défaillance, ce constat de basse température semble surprenant. Le nombre réduit, la localisation des sondes de température, la présence d'un flux d'air forcé, et leur possible contact direct avec une surface conductrice de chaleur qui agirait comme un dissipateur, pourrait contribuer à la mesure de températures étonnamment basses.*
- Des bi-cellules pourtant connectées en série voient leur tension évoluer en sens opposé, et sont donc traversées par un courant de sens contraire.
 - ⇒ *Ceci peut être engendré par de multiples défauts d'isolement simultanés au sein du module 10, entre les cellules et le châssis métallique, et/ou entre les cellules elles-mêmes.*
- Durant ces événements, un faible courant de charge circule uniquement dans le rack 1, les autres racks du BSC1 connectés en parallèle se déchargeant dans celui-ci à cause de sa diminution de tension.
 - ⇒ *Le comportement attendu des bi-cellules du rack 1 est donc une très légère augmentation de leur tension due à ce courant de charge.*
- Les courants circulant dans les bi-cellules 9 à 14 du module 10, vingt-quatre secondes après le début des premiers signes mesurés de défaillance, sont de l'ordre de -20 A à +300 A. A ce même instant, les variations de tension de toutes les autres bi-cellules de tous les autres modules du rack 1 sont minimales, légèrement positives.
 - ⇒ *24 secondes après le début des premiers signes mesurés de défaillance, la circulation des courants non maîtrisés semble donc être uniquement locale, à l'intérieur de ce module 10.*
- Les courants circulant dans la bi-cellule 10, puis dans la bi-cellule 9, connaissent une variation globalement linéaire.
 - ⇒ *Un changement de type de défaillance, passant de courants circulant dans tout le rack à des courants circulant uniquement au sein du module 10, aurait très probablement engendré une rupture de tendance des courants circulant dans ces bi-cellules. La circulation des courants non maîtrisés serait donc uniquement locale, à l'intérieur de ce module 10, ceci depuis les premiers signes de défaillance enregistrés.*
- Lors des premiers signes de défaillance, la tension minimale est d'abord relevée sur la bi-cellule 10, puis sur la bi-cellule 9. La diminution de tension de la bi-cellule 9 est bien plus rapide que celle de la bi-cellule 10.

- ⇒ *Les données disponibles laissant supposer une tendance linéaire sur ces diminutions de tension, la diminution de tension de la bi-cellule 9 a donc probablement commencé sensiblement après celle de la bi-cellule 10 avant (jusqu'à 27 secondes après selon l'extrapolation linéaire réalisée). La bi-cellule 10 serait donc le lieu de départ des dysfonctionnements ayant engendré l'incendie.*
- Une diminution de la résistance d'isolement a été relevée sur l'un des deux CPI. Il n'est pas possible de déterminer avec précision l'instant durant lequel cette diminution est apparue (entre quelques secondes avant les premiers signes mesurés de défaillance ou juste après ceci). La valeur minimale de la résistance d'isolement reste supérieure à 200 kΩ.
 - ⇒ *La résistance d'isolement reste relativement élevée même après sa diminution brutale : un tel défaut d'isolement entre le circuit électrique de puissance et le châssis métallique à la terre ne permettrait pas à lui-seul d'expliquer l'apparition de l'incendie.*
 - ⇒ *Une telle valeur de résistance d'isolement n'est pas compatible avec la circulation d'un courant de plusieurs dizaines d'ampères via le châssis métallique du rack 1 : ceci renforce la circulation des courants non maîtrisés qui serait localisée au sein du module 10 non seulement depuis les premiers signes mesurés de défaillance, mais également depuis l'apparition de la défaillance elle-même.*
 - ⇒ *La diminution de tension bi-cellule 10 commençant a priori sensiblement avant qu'elle ne soit mesurée, le début de la défaillance de la bi-cellule 10 serait antérieure à la diminution de la résistance d'isolement.*

Nota : les CPI ne peuvent détecter que des défauts d'isolement entre le circuit électrique de puissance et la terre de l'installation : les hypothèses formulées ici n'excluent donc pas les défauts d'isolement entre deux parties conductrices se trouvant dans le circuit électrique de puissance lui-même.
- Le courant circulant dans la bi-cellule 9 puis dans la bi-cellule 10 est toujours supérieur à 10 A dès les premiers signes mesurés de défaillance.
 - ⇒ *Une telle valeur de courant circulant à travers plusieurs modules et revenant au module 10 via le châssis métallique du rack aurait engendré une chute plus importante de la résistance d'isolement. Ceci renforce l'hypothèse qu'à partir des premiers signes de défaillance mesurés, la circulation des courants non maîtrisés serait uniquement localisée à l'intérieur de ce module 10.*

3.2 Avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s)

Cette section rapporte l'avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s), en se basant sur l'ensemble des informations collectées dans le cadre de cet appui à l'enquête du BEA-RI.

3.2.1 Discussion sur l'évènement initiateur

Les variations de plusieurs tensions bi-cellules simultanément au sein d'un même module, certaines augmentant et d'autres diminuant (variations qui ne concernent aucun autre module du rack), laissent supposer une circulation de courant non maîtrisée au sein même de ce module 10.

La diversité des sens de circulation de courant présentés en Figure 39 permet d'écarter l'hypothèse d'une unique pièce électriquement conductrice qui créerait un court-circuit, ou de la simple déconnexion d'une connexion, phénomènes qui auraient provoqué des effets plus localisés et plus facilement interprétables.

Pour permettre une telle situation, l'hypothèse la plus probable serait l'apparition simultanée de multiples défauts d'isolement au sein du module 10, entre différentes parties du circuit électrique, et/ou entre le circuit électrique et le châssis métallique du module relié à la terre. Ces multiples défauts d'isolement simultanés pourraient avoir deux origines :

- la présence de pollution (poussières conductrices, air salin, eau liquide issue de phénomènes de condensation ou eau glycolée issue du système de refroidissement) qui dégraderait les isolements internes,
- le dégazage d'une cellule Li-ion, libérant gaz chauds et particules métalliques conductrices au sein du module 10.

3.2.1.1 Hypothèse d'une pollution interne

Cette section approfondit la possibilité d'un départ de feu trouvant son origine dans la présence d'une pollution interne au module 10 (poussières conductrices, air salin, eau liquide issue de phénomènes de condensation ou eau glycolée issue du système de refroidissement)

Concernant la présence de poussières conductrices :

L'état intérieur du conteneur avant l'incendie est inconnu. Toutefois, on peut relever que :

- le conteneur est étanche, ce qui limite grandement l'entrée de poussières,
- ce conteneur a fait l'objet de visite périodique de maintenance par AKUO,
- l'état intérieur du conteneur ESS2, non impacté par l'incendie, ne présentait pas de poussières de façon notable.

De plus, la poussière devrait être suffisamment conductrice pour entraîner des défauts d'isolement.

L'ensemble de ces éléments ne permet pas d'exclure formellement cette cause, mais en diminue la probabilité.

Concernant l'impact de l'air salin :

L'air proche de la mer est chargé en aérosol de sels marins, principalement du chlorure de sodium. En se redéposant, ces aérosols peuvent d'une part réduire l'isolement en se déposant sur les surfaces, et d'autre part provoquer l'oxydation des métaux exposés à cet air salin.

L'accidentologie identifie cet air salin comme l'une des causes possibles d'incendie de stockages stationnaires, notamment en Corée du Sud.

Comme évoqué ci-dessus, le conteneur est étanche, ce qui limite grandement l'entrée d'air salin et donc le risque de dépôt de ces aérosols et la réduction de la résistance d'isolement associée à ces dépôts. Par ailleurs, le conteneur incendié se trouve à environ 10 km de la mer. Or, comme présenté en Figure 44¹², la concentration en aérosol chute très rapidement avec la distance à la côte, suivant une loi de décroissance bilogarithmique :

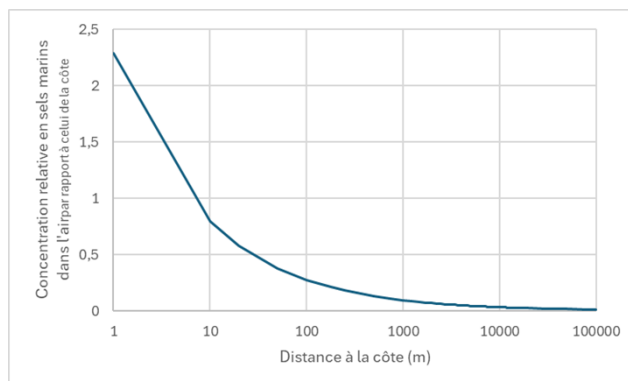


Figure 44 : concentration relative en sels marins en fonction de la distance à la côte – échelle horizontale logarithmique

L'influence de la proximité de la côte sur l'apparition de l'incendie peut donc être considérée comme très faible.

¹² Données tracées à partir d'un modèle établi dans l'étude « Effect of distance from sea on chloride aggressiveness in concrete structures in brazilian coastal site », Meira *et al.*, Mater construcc. Vol.53 n°271-272, 2003. Tendence confirmée dans l'article « Inland transport of marine aerosols in southern Sweden, Atmospheric Environment », Gustafsson *et al.*, Vol.34, Issue 2, 2000.

Concernant la présence d'eau de condensat :

La régulation en température et en hygrométrie de l'air à l'intérieur du conteneur a été fonctionnelle et efficace pendant les 11 mois analysés. Les mesures de température et d'hygrométrie de l'air interne du conteneur ne laisse pas apparaître d'indice laissant penser à une possible condensation de l'humidité sur les surfaces froides. Toutefois, l'approximation qui consiste à considérer les deux mesures ponctuelles réalisées par les sondes comme représentatives de l'ensemble de l'air intérieur du conteneur, bien que donnant des résultats avec une marge confortable, ne permet pas d'exclure ce phénomène de condensation de manière formelle.

Concernant la présence d'eau glycolée issue du système de refroidissement :

Selon les échanges avec AKUO, l'eau glycolée a été initialement formée en mélangeant du glycol et de l'eau déminéralisée. Sa conductivité électrique initiale était donc très faible. Ce fluide a ensuite transité pendant toute la période de fonctionnement du conteneur dans le système d'échange de chaleur, au moins en partie composée de pièces métalliques. Il a donc pu se charger en particules : sa conductivité électrique est donc difficile à déterminer.

Quel que soit l'origine de la pollution induisant les multiples défauts d'isolement :

La résistance d'isolement, bien que diminuant fortement juste avant ou au tout début des premiers signes de diminution de la tension de la bi-cellule 10 du module 10, reste à une valeur relativement élevée : elle ne permet pas l'établissement de courants suffisamment importants pour créer des échauffements des cellules Li-ion, des conducteurs ou des connexions susceptibles d'engendrer un départ de feu.

L'hypothèse d'un courant important circulant directement entre les polarités d'une ou plusieurs bi-cellules, (donc n'impactant pas la mesure d'isolement), et amenant une des cellules impactées à dégazer et à son emballement thermique, qui se propage ensuite aux bi-cellules voisines de ce module reste à ce stade envisageable.

Cependant, en supposant qu'une ou plusieurs bi-cellules soient mises en court-circuit de façon suffisamment franche pour induire son emballement thermique, sa tension aurait fortement diminuée, ce qui n'est pas le cas ici (diminution observée très progressive, de seulement de 6 mV en 12 s pour la bi-cellule 10).

Quel que soit l'origine du fluide :

L'hypothèse précédente d'un courant important circulant directement entre les polarités d'une même cellule suppose également le cheminement du fluide (eau de condensat ou eau glycolée) jusqu'aux cellules Li-ion au milieu du module 10, lui-même approximativement au milieu du rack 1 du BSC, ce qui semble peu probable.

A cela s'ajoute, dans l'hypothèse d'un phénomène lié à la condensation, la pureté de l'eau de condensat, qui n'est donc pas conductrice électriquement après sa condensation, et qui devrait se charger suffisamment en impuretés sur son cheminement afin d'être suffisamment conductrice pour mettre en défaillance la bi-cellule jusqu'à laquelle elle chemine.

Synthèse :

A la lumière de ces éléments, l'hypothèse d'une défaillance trouvant son origine dans la présence d'eau (eau de condensat ou eau glycolée) ou de poussières ne peut être complètement exclue, mais peut être considérée comme peu probable.

3.2.1.2 Hypothèse de la défaillance interne d'une cellule Li-ion

Une défaillance interne d'une cellule Li-ion peut parfois se produire, et mener à son dégazage puis à son emballement thermique. Une telle défaillance interne peut avoir deux principales origines :

- des conditions d'utilisation inadaptées en courant, tension ou température,
- un défaut de fabrication (particule indésirable présente dans l'empilement des matériaux, mauvais alignement des empilements, ...).

Les conditions d'utilisation définies par le fabricant de la cellule LG Chem semblent avoir été respectées ici, ce qui rend peu probable cette cause de défaillance interne.

L'éventualité d'un défaut de fabrication reste quant à elle possible à ce stade, et peut être mise en perspective de la campagne de rappel de grande ampleur menée par LG sur leurs modules JH3¹³ : près de 14 000 modules ont été concernés par cette campagne de rappel et remplacés sur le seul parc de stockages stationnaires de NIDEC ASI. Toutefois, cette information est à nuancer, car les modules du conteneur incendié n'étaient pas visés par cette campagne de rappel.

Cette hypothèse de défaillance interne d'une cellule permet d'établir un scénario de départ de feu cohérent avec la majorité des faits relevés :

- Une défaillance interne peut engendrer une diminution progressive à l'échelle de quelques dizaines de secondes de la tension de la cellule impactée, compatible avec les mesures relevées lors des premiers signes de défaillance.
- Une des deux cellules de la bi-cellule 10 aurait connu une défaillance interne, se traduisant par la diminution très progressive de sa tension, puis plusieurs secondes plus tard son dégazage.
 - o A noter : seule l'une des deux cellules de la bi-cellule 10 connaîtrait un défaut interne. La seconde cellule contribuerait à limiter la vitesse de la diminution de tension de la bi-cellule 10, tout en renforçant l'échauffement de la cellule en défaut en se déchargeant dans celle-ci.
- Le dégazage de la cellule défaillante projette dans son environnement immédiat des gaz chauds et des particules conductrices, permettant l'établissement de multiples circulations de courants non maîtrisés, et engendrant la baisse de la résistance d'isolement. La cellule défaillante poursuit ensuite progressivement sa réaction jusqu'à son emballement thermique.
- Les multiples circulations de courant engendrées par le dégazage de la cellule défaillante entraînent, entre autres, la décharge de la bi-cellule 9 à un rythme plus rapide que les autres, qui devient alors la bi-cellule ayant la tension minimale. Cette bi-cellule est de plus soumise à l'échauffement de sa voisine déjà défaillante, la bi-cellule 10 : les conditions seraient alors réunies pour permettre le départ en emballement thermique de la bi-cellule 9 puis la propagation de l'emballement thermique aux autres cellules du module 10.
- Le phénomène de charge/décharge des cellules de manière apparemment aléatoire 24 s après les premiers signes mesurés de défaillance pourrait être expliqué par ces multiples chemins de courant non maîtrisés.

D'autres faits peuvent sembler de prime abord contradictoires avec l'hypothèse d'une défaillance interne, et sont analysés plus en profondeur ci-dessous.

Chute de tension brutale à 0 V de la bi-cellule 1

La chute de tension brutale à exactement 0 V de la bi-cellule 1 peut sembler surprenante.

Comme évoqué au §3.1.4.1.6, cette chute de tension pourrait être due à une défaillance de la chaîne de mesure. En effet, avant cette chute brutale, la tension de la bi-cellule 1 n'avait présenté aucune variation. Et un passage brutal à exactement 0 V sous-entend une tension inférieure à 1 mV (précision de cette mesure), donc une valeur de résistance de court-circuit extrêmement faible (de l'ordre du micro-ohm), physiquement peu probable. A partir de cette chute brutale, la tension de la bi-cellule 1 est restée à 0 V continuellement jusqu'à la fin des acquisitions.

Par ailleurs, la perte de communication du MBMS du module 10, environ 20 s plus tard, montre que les effets sont déjà suffisants pour impacter cette carte électronique qui est pourtant située en face avant du module, c'est-à-dire bien plus éloignée du lieu supposé de départ de feu que les conducteurs mesurant la tension de cette bi-cellule 1.

¹³ Cette campagne a été initiée à la suite des investigations post-accidentelles menées par la Corée du Sud suite aux nombreux accidents rencontrés sur des stockages stationnaires sur leur territoire en 2019. « Fire Investigation Report 132-20 », Merseyside Fire & Rescue, 202295/

Augmentation très faible des températures du module 10 :

La température mesurée dans le module 10 n'évolue que très peu : elle est restée inchangée pendant au moins 44 s après le début de la diminution mesurée des tensions des bi-cellules. Elle n'augmente ensuite que de 3 °C dans la minute et demie qui a suivi (puis les mesures ne sont plus rafraichies). Ces mesures sont contrintuitives au regard d'un emballement thermique en cours de propagation au sein du module 10.

La perte de communication du MBMS du module 10, seulement 44 s après les 1ers signes mesurés de défaillance, montre une nouvelle fois que les effets sont déjà suffisants pour impacter cette carte électronique qui est pourtant située en face avant du module. Or, à cet instant l'élévation de température mesurée est nulle.

Un certain nombre d'éléments pourrait contribuer à la mesure de températures étonnamment basses :

- il n'y a que deux sondes par module, qui ne sont pas directement sur les batteries elles-mêmes,
- une ventilation forcée est activée, qui peut évacuer les gaz chauds,
- la possibilité que les sondes de températures soient en contact direct avec une surface conductrice de chaleur qui agirait comme un dissipateur pourrait également contribuer à diminuer la valeur des température mesurées.

De plus, ce constat de température anormalement basse est identique quel que soit l'origine de l'accident : il est très surprenant de ne mesurer qu'une élévation de 3 °C avant que les chaînes de mesure des tensions et températures perdent définitivement leur fonctionnalité, laissant sous-entendre un emballement thermique déjà bien amorcé.

Au regard de ces explications complémentaires, les deux faits étudiés ici ne semblent donc pas suffisants pour remettre en cause l'hypothèse d'un départ de feu dû à la défaillance interne d'une cellule.

3.2.1.3 Synthèse

Au regard de l'ensemble des éléments discutés dans cette section, l'hypothèse d'une défaillance interne d'une cellule nous semble donc être la cause la plus probable du départ de l'incendie.

L'hypothèse de courants non maîtrisés circulant au sein du module 10 à cause d'une pollution (humidité, eau liquide issue des condensats ou d'une fuite du circuit de refroidissement, ou présence de poussières conductrices), bien que ne pouvant pas être formellement écartée, semble moins probable.

3.2.2 Discussion sur le déroulement de l'incendie

Une fois l'emballement thermique d'une ou plusieurs cellules Li-ion initiées, sa propagation au sein du module puis à tout ou partie du rack est tout à fait possible.

L'acquisition des données est restée fonctionnelle pour les BSC1, 2 et 4 jusqu'à 16h15 (heure supposée de la déconnexion du conteneur du réseau électrique par les pompiers, mettant fin à l'enregistrement des données) : ces données, et en particulier, la température maximale de chaque rack de ces BSC, permettent de tracer la propagation de la chaleur au fur et à mesure des événements.

- La température est tout d'abord montée dans le rack 1 du BSC1 de 3 °C vers 15h34. Les autres racks ne présentaient alors aucun échauffement. La perte de communication du BSC1 ne permet pas de connaître l'évolution des températures de ce BSC1 après 15h34mn47s.
- Environ 1 mn plus tard, un échauffement modéré a été mesuré au sein du BSC4. Cet échauffement est légèrement plus marqué sur les racks 2, 6, et 7, atteignant 37 à 38 °C. Ces températures redescendent ensuite progressivement jusqu'à 16h15.
- La variation de température suivante démarre 18 mn plus tard (15h53) au sein du BSC1. Les racks 3, 4 et 5 s'échauffent plus que les autres, atteignant environ 36 °C vers 16h10. Ces températures redescendent ensuite jusqu'à 16h15 (fin des données disponibles).
- La dernière variation de température observée concerne le BSC2. Elle démarre environ 9 mn après, vers 16h02. Les températures augmentent lentement jusqu'à la perte des données à 16h15, les racks 6 à 10 atteignant alors des températures entre 34 et 35 °C.

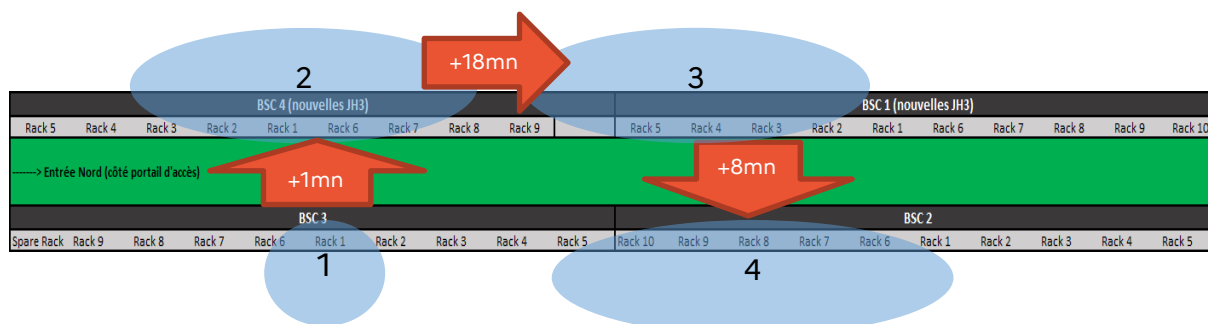


Figure 45 : propagation des élévations de températures durant les 45 premières minutes de l'incident

Ces élévations de température mesurées au sein des racks des autres BSC sont donc relativement faibles. Ceci est toutefois à mettre en perspective avec l'élévation de 3 °C au sein du rack B3R1 alors que les réactions étaient déjà suffisamment avancées pour que les effets empêchent le fonctionnement du MBMS (voir §3.1.4.1.2 et §3.2.1.2).

Une autre source de données permet d'évaluer la propagation de la chaleur au sein du conteneur : les deux capteurs de température et d'hygrométrie. Ces deux capteurs sont placés en partie haute du conteneur, diagonalement opposé (proches de chacune des portes du conteneur).

A noter : la base de temps de cette source de données n'est pas synchronisée avec celle des données d'exploitation BMS. Les données y sont de plus échantillonnées toutes les minutes.

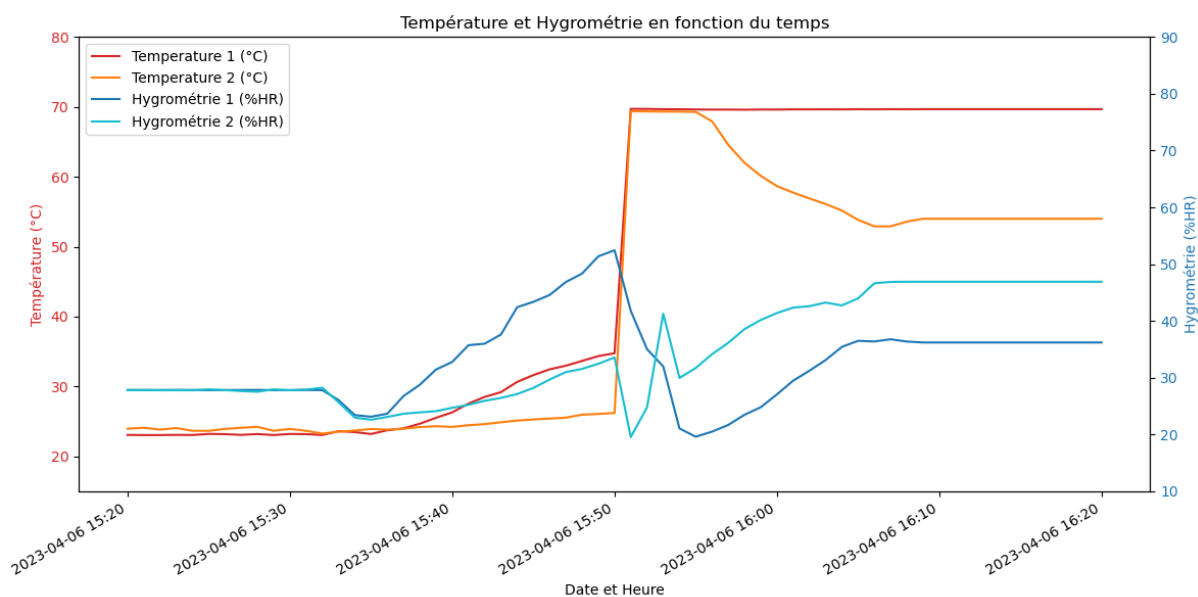


Figure 46 : évolution des températures ambiantes et hygrométrie durant les premières minutes de l'incident

Ce graphique montre tout d'abord une diminution de l'hygrométrie à partir de 15h32 et pendant deux minutes. Cette diminution peut avoir été induite par l'injection du gaz inertant par le système de détection et d'extinction d'incendie. Cette hypothèse est soutenue par l'instant de détection incendie, présente dans les alarmes après incendie enregistrées par le serveur distant de NIDEC (voir Figure 47), dont l'horodatage serait vraisemblablement identique à celui des sondes de températures et hygrométrie de la Figure 46.

2023-04-06 15:31:48.107	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_CentIncend_Feu.Default	[OLMO1] ESS1: Centrale incendie détection feu	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:32:15.833	UNACK_ALM OLMO_B3R1.B_Fault	[OLMO] B3R1 -	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:32:15.833	UNACK_ALM OLMO_B3R1.B_Warning	[OLMO] B3R1 - Alarme SOC bas	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:32:20.473	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:34:24.943	UNACK_RTN OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:34:27.873	ACK_RTN OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	ACK : [OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:24.107	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:50:27.130	UNACK_RTN OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:29.880	ACK_RTN OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	ACK : [OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	false	true
2023-04-06 15:50:42.310	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065ZS1_2_Def.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut intrusion container (065ZS1_2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:50:43.867	UNACK_ALM OLMO_BSC3_JH3.B_Fault	[OLMO] BSC3 - Tous les racks en défaut	OLMO_Area_AMS_PCS DSC	true	true
2023-04-06 15:51:25.817	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065TT1_AlaHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Alarme haute mesure temperature ambiante 1 (065TT1)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 15:52:43.727	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065TT1_DefHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut haut mesure temperature ambiante 1 (065TT1)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 16:00:27.127	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065TT2_AlaHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Alarme haute mesure temperature ambiante 2 (065TT2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true
2023-04-06 16:00:27.127	UNACK_ALM OLMO_ESS1_OBI_065TT2_DefHaut.Default	[OLMO1] ESS1: Defaut haut mesure temperature ambiante 2 (065TT2)	OLMO_Area_AMS_PT1 DSC	true	true

Figure 47 : défauts et alarmes relevés par le serveur distant de NIDEC après le début de l'incident

Sur la Figure 47, le défaut « détection incendie » apparaît à 15h31mn48s. La diminution de l'hygrométrie apparaît donc quelques dizaines de secondes après la détection incendie, ce qui est un mode de fonctionnement normal d'une centrale incendie (délai permettant aux personnes présentes d'évacuer les lieux avant l'inertage). On peut également supposer que l'injection du gaz inertant a engendré une légère suppression au sein du conteneur, ce qui expliquerait l'apparition d'un défaut d'intrusion à 15h32mn20s, et sa disparition un peu plus de deux minutes plus tard à 15h34mn27s (instant concordant avec la diminution de l'hygrométrie dans le conteneur). La porte a pu être légèrement poussée par cette surpression, ce qui peut suffire à être considéré comme une porte ouverte par un capteur d'intrusion sensible¹⁴.

Le graphique de la Figure 46 montre ensuite une croissance lente des températures ambiantes à partir de 15h36 et pendant 14 mn : l'inertage n'a donc pas été suffisant pour stopper les réactions exothermiques. L'emballement thermique d'une cellule Li-ion n'est en effet pas exclusivement engendré par des réactions de combustion, et peut donc se poursuivre sans dioxygène. De plus, l'emballement thermique d'une cellule Li-ion libère lui-même du dioxygène, qui rend possible tout ou partie des réactions de combustion même après inertage. Ceci, allié au faible pouvoir refroidissant du gaz injecté, explique la relative inefficacité des systèmes d'inertage à l'azote sur ce type d'incendie.

La Figure 46 met enfin en évidence une montée abrupte des températures ambiantes vers 15h50 pour atteindre puis plafonner à 70 °C (valeur supposée être la valeur de saturation des sondes de températures). Au même instant (15h50mn24s), le capteur d'intrusion génère une alarme « Ouverture de porte » pour une durée de 5 s. Cette montée brutale des températures associée à une détection d'intrusion ont pu être engendrées par l'inflammation d'une poche de gaz inflammable au sein du conteneur. Contrairement à la phase d'injection de gaz inertant, la porte se serait même possiblement réellement ouverte puis refermée durant cet événement. En effet, selon les premières observations faites par les pompiers à leur arrivée sur place, du côté nord du conteneur, la porte en bois masquant le conteneur était dégonflée, et la porte du conteneur était un peu voilée. Une trace d'impact relevée sur un seau à proximité de la porte leur a suggéré que la porte aurait frappé brutalement sur ce seau. Ces constatations renforcent l'hypothèse de l'inflammation d'une atmosphère explosive à l'intérieur du conteneur. Une telle inflammation peut surprendre suite à l'inertage du conteneur. Toutefois, comme évoqué précédemment, l'emballement thermique d'une cellule Li-ion libère lui-même du dioxygène. Ajouté au dioxygène restant dans le conteneur après inertage, le mélange de gaz obtenu a pu former une atmosphère explosive dans une partie du volume libre du conteneur, qui s'est enflammée et a engendré ces effets thermiques et de surpression.

L'arrosage de l'extérieur du conteneur étant rendu impossible par la présence du bardage en bois, l'extinction de l'incendie par les pompiers a consisté à arroser directement l'intérieur du conteneur. Leur volonté première d'entrer dans le conteneur environ 2h30 après le début de l'incendie pour arroser localement les modules en emballage thermique a heureusement été stoppée à temps : l'ouverture de la porte du conteneur a provoqué l'entrée de dioxygène, qui, associée au gaz inflammable libéré par les batteries et présents dans le ciel gazeux à l'intérieur du conteneur, ont formé une atmosphère explosive qui s'est enflammée.

¹⁴ Lors d'une visite sur site, il a été constaté sur le conteneur non incendié que l'appui par l'intérieur du conteneur sur la porte fermée suffisait à activer le capteur d'intrusion.

La première phase d'arrosage de l'intérieur du conteneur a débuté environ 5h après le début de l'incendie et a duré approximativement 2h30. Durant les jours suivants, l'arrosage a été remis en place à plusieurs reprises, lorsque des points chauds sont détectés (mesures de température interne du conteneur réalisées par drone).

La quantité d'eau totale utilisée par les pompiers sur cet incendie est de l'ordre de 10 000 à 15 000 m³. Les conteneurs voisins (stockage stationnaire ESS2, local de transformation électrique), le transformateur Haute-Tension et le bardage au-dessus du conteneur n'ont pas été visuellement impactés par l'incendie.

3.3 Rôle des protections électriques intégrés

3.3.1 Protections électriques au sein des racks

Comme exposé au §2.2.2, les protections électriques suivantes sont implémentées au sein de chaque rack :

- Un fusible de 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présent dans le BPU de ce rack (Figure 9),
- Un contacteur 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présent dans le BPU de ce rack (Figure 9). Ces contacteurs sont commandés par le RBMS, qui peut les ouvrir en cas de dépassement de seuils de défaut prédéterminés (seuils basés sur les mesures des tensions cellules, courant rack, températures modules, résistance d'isolement rack),
- Un fusible de 300 A / 150 Vdc sur la polarité négative de chacun des 17 modules (Figure 48).

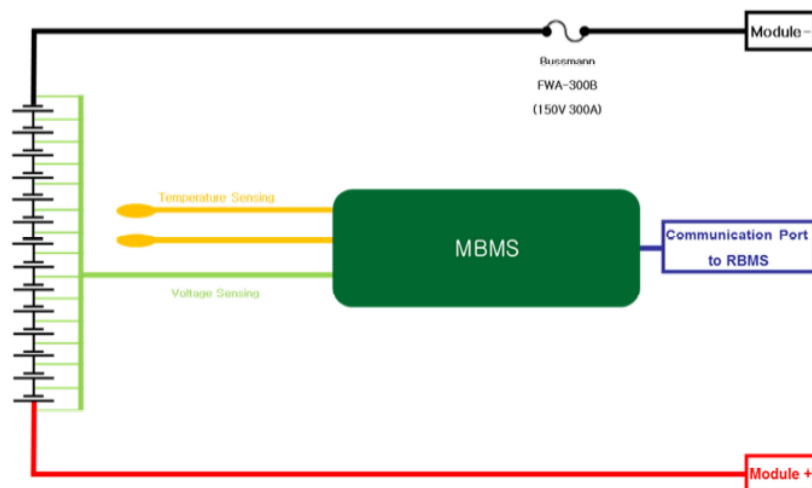


Figure 48: Protections électriques au niveau module (source LG)

Les protections intégrées au BPU (deux fusibles et deux contacteurs) ont pour objectif de protéger les cellules du rack contre les agressions électriques ayant une cause externe au rack (surcharge, surdécharge ou surintensité imposée par le convertisseur de puissance, court-circuit externe au rack, ou double défaut d'isolement dont au moins un serait externe au rack). Ces éléments n'apportent cependant aucune protection vis-à-vis d'un défaut au sein même du rack.

Le fusible présent dans chaque module semble quant à lui avoir été dimensionné uniquement pour protéger le module contre un court-circuit à ses bornes. En effet :

- son calibre est de 300 A, supérieur à celui des fusibles du BPU (200 A) : le fusible des BPU s'ouvrira donc pour une surintensité plus faible. Le rôle des fusibles au sein de chaque module n'est donc pas de protéger contre les surintensités au niveau rack.

- son pouvoir de coupure est spécifié jusqu'à une tension de 150 Vdc,, ce qui signifie qu'il n'est pas garanti que ce fusible soit capable d'interrompre un courant issu d'une source de tension supérieure à 150 Vdc. Or, la tension d'un module peut atteindre 58,8 V : en cas de courant non désiré qui s'établirait entre trois modules en série (ou plus), les 150 Vdc seraient dépassés, et donc le fusible serait potentiellement inefficace.

Les protections électriques du rack ne sont donc pas efficaces pour protéger les cellules Li-ion contre les deux événements ci-après :

- La défaillance interne d'une cellule peut dans le meilleur des cas être détectée par le BMS avant que l'emballement thermique de la cellule ne démarre (baisse de tension de la cellule défaillante). Mais aucune des protections électriques mises en œuvre n'est capable de stopper le mécanisme de cette défaillance et donc d'éviter l'emballement thermique de cette cellule,
- La circulation d'un courant non maîtrisé (défaut d'isolement ou arc électrique), si elle met en jeu plus de trois modules, ne serait possiblement pas stoppée par le fusible d'un module. De plus, si le courant circule entre cellules d'un même module comme cela semble être le cas ici, alors il ne circule pas par le fusible de ce module, qui est donc incapable de stopper ce courant.

3.3.2 Mesure de la résistance d'isolement

Le synoptique simplifié de l'installation électrique du site et la localisation des CPI sont illustrés sur la Figure 32.

La configuration retenue pour la surveillance de l'isolement de cette installation a plusieurs impacts :

- Tant que les contacteurs en sortie des convertisseurs de tension AC/DC (AFE) et DC/DC (PCS) sont ouverts — ce qui est généralement le cas la nuit — la résistance d'isolement des racks n'est pas surveillée,
- Même lorsque ces contacteurs en sortie des convertisseurs AFE et PCS sont fermés, la résistance d'isolement de chaque rack individuel n'est pas mesurable, tant que le contacteur du BPU de ce rack spécifique reste ouvert. Par conséquent, tout rack présentant un défaut d'isolement devra nécessairement être connecté à l'installation avant que ce défaut ne puisse être détecté.

L'implémentation d'un contrôleur d'isolement rack par rack, par exemple, au sein de chaque BPU, pourrait être envisagée pour améliorer la couverture de la surveillance des défauts d'isolement.

4 Conclusion

Le 6 avril 2023, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire sur la commune d'Aghione, en Corse.

Suite à cet accident, l'Ineris a été sollicité par le BEA-RI afin de les appuyer dans les missions suivantes :

- Analyser les données télémétriques disponibles et identifier les causes accidentelles compatibles avec ces données,
- Emettre un avis sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s), en se basant sur l'ensemble des informations collectées dans le cadre de cet appui à l'enquête du BEA-RI,
- Evaluer le rôle des protections électriques présentes dans le stockage d'énergie électrochimique face à ces causes possibles.

L'analyse approfondie des données disponibles a permis de mettre en évidence la circulation de multiples courants non maîtrisés au sein du module 10 du rack 1 du BSC 3, dont deux causes probables ont été identifiées :

- Défaillance interne d'une des deux cellules de la bi-cellule 10 au sein de ce module 10, entraînant son dégazage puis son emballement thermique, projetant gaz chauds et particules conductrices au sein du module, qui vont entraîner les défauts d'isolement nécessaires à la circulation de ces courants non maîtrisés,
- ou
- Pollution interne (poussières conductrices, d'eau liquide issue de phénomènes de condensation ou d'eau glycolée issue du système de refroidissement) entraînant une diminution de l'isolement électrique entre parties actives nues, jusqu'à la création de défauts d'isolement.

Un certain nombre d'éléments additionnels, dont les mesures de résistance d'isolement du système, laisse apparaître l'hypothèse d'une pollution interne comme moins probable, sans toutefois pouvoir l'exclure formellement. La défaillance interne de la cellule Li-Ion est donc l'hypothèse privilégiée pour expliquer le départ de cet incendie.

Les protections électriques présentes dans les racks de ce conteneur ne sont pas efficaces pour protéger les cellules Li-ion contre la perte d'isolement au sein d'un module, ou la défaillance interne d'une cellule. Ces protections protègent essentiellement le rack contre les dysfonctionnements électriques externes uniquement, ce qui n'est pas le cas sur cet accident. Seul le fusible intégré dans chaque module pourrait protéger ce module en cas de court-circuit direct à ses bornes extérieures, mais il ne peut en aucun cas agir sur une défaillance interne à ce module, comme c'est le cas dans les deux hypothèses formulées.

Une fois l'emballement thermique initié, les principaux enseignements tirés de la gestion de ce sinistre sont :

- L'incapacité du système d'inertage à stopper la propagation de l'emballement thermique,
- La lenteur du développement de l'incendie,
- L'impossibilité d'arroser le conteneur par l'extérieur à cause du bardage en bois, présent pour une meilleure intégration visuelle du conteneur dans son environnement,
- La possibilité d'inflammation localisée d'atmosphère explosive, même après inertage et sans apport d'oxygène. Ce risque est accru si la porte du conteneur est ouverte, et peut présenter un vrai danger pour les équipes d'intervention,
- La durée de l'extinction, s'étalant sur plusieurs jours, et la très grande quantité d'eau requise pour la mener à son terme.

5 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : lettre de saisine – 1 page.

Annexe 1 : Lettre de saisine



Inspection générale de l'environnement
et du développement durable
Bureau d'enquêtes et d'analyses
sur les risques industriels



Mission conjointe BEA-RI Ineris

Le BEA-RI a décidé le 11/04/2023 d'ouvrir une enquête sur l'évènement survenu le 08/04/2021 au sein de la ferme photovoltaïque exploitée par Akuo Energie, site soumis à déclaration située à Aghione (2B).

Deux enquêteurs du BEA-RI se sont rendus sur site accompagnés d'agents de votre institut. Selon les premiers éléments de l'enquête, cet accident semble avoir été produit par l'emballement thermique d'un ou plusieurs modules au sein d'un rack.

Dans la continuité des constats conjoints dressés lors de cette visite, nous souhaiterions mobiliser l'expertise de l'Ineris, dans le cadre de sa coopération avec le BEA-RI, pour :

- Exploiter les données télémétriques issues du serveur et saisie sur site en vue d'identifier la ou les causes possibles du départ de feu.
- Participer aux expertises conduites dans le cadre de la procédure civile et les compléter par des expertises complémentaires si nécessaire ;
- Donner un avis sur le rôle des protections électriques en place
- Emettre des hypothèses sur le ou les scénarios de défaillance probables

Nous souhaiterions pouvoir disposer de vos conclusions au travers d'un rapport (au format pdf) selon un calendrier qui sera défini entre vos équipes et les enquêteurs en charge de l'affaire.

Fait à la Défense, le 14/11/2024

Pour le directeur empêché
Le directeur Adjoint du BEA-RI

Laurent Olivé

Mét : bea-ri@developpement-durable.gouv.fr
Tour Sequoia
1, place Carpeaux, La Défense 6
92055 LA DÉFENSE CEDEX
<http://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/bea-ri-r549.html>



**Bureau d'enquêtes et d'Analyses
sur les Risques Industriels**

MTE / IGEDD / BEA-RI
Tour Séquoïa
92055 La Défense Cedex

+33 1 40 81 21 22
bea-ri@developpement-durable.gouv.fr

<http://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/bea-ri-r549.html>