

Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein
du site SUN'R situé à POGGIO-
DI-NAZZA (2B) le vendredi 3
juin 2022

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 SUN'R à POGGIO-DI-NAZZA (2B) le vendredi 3 juin 2022

N° : MTE-BEARI-2025-002

Date du rapport : 21/03/2025

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

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 BEA-RI.

Synthèse

Le site de production d'énergie renouvelable exploité par la société Sun'R sur la commune de Poggio-di-Nazza est un parc photovoltaïque de 4,8 MWc équipé de deux stations de stockage d'énergie de capacité unitaire de 2 MWh. Ces stations ont été conçues et assemblées par la société Nidec ASI et équipées de batteries lithium fabriquées par LG Chem.

Le vendredi 3 juin 2022, alors que l'état de charge des modules avoisine les 87%, un incendie se produit vers 18h55 dans le conteneur n°1 qui abrite également le serveur et les installations de conversion de puissance. Le personnel d'astreinte reçoit une alarme et après vérification de la situation, appelle les services de secours locaux qui se présentent sur site vers 20h08.

Dans un premier temps, l'incendie demeure cantonné au local des batteries puis gagne en intensité le samedi 4 juin au matin. L'intervention consistera à empêcher la propagation de l'incendie à la végétation et à protéger le local transformateur. Les moyens de secours resteront présents jusqu'au lundi 6 juin midi.

Le BEA-RI attribue l'origine de l'incendie à la défaillance du rack n°15 et plus particulièrement du module 11. Consécutivement à un problème technique, ce module est entré en emballement thermique, ce qui a eu pour effet de créer un incendie qui s'est ensuite propagé au rack puis au conteneur. Le déclenchement du système d'extinction automatique n'a pas permis de faire cesser le phénomène d'emballement. Concernant le problème technique initial, l'hypothèse d'une défaillance interne au module est privilégiée. Dans le cas de la présente enquête, il est difficile d'être affirmatif sur l'origine de cette défaillance (défaut de fabrication ou court-circuit provoqué par la présence ponctuelle ou répétée d'eau).

Ce faisant, le BEA-RI tire un certain nombre d'enseignements de sécurité en matière de durée d'incendie de ce type d'équipement, de choix de matériaux pour la conception des conteneurs, de systèmes d'extinction, des risques inhérents aux systèmes de climatisation, de dispositifs de protection électrique vis-à-vis de certains phénomènes, et sur la question de la sauvegarde des données.

Le BEA-RI adresse également plusieurs recommandations dans les domaines suivants :

À destination de l'exploitant et du concepteur du conteneur :

- Règles de conception et d'implantation de l'installation ;
- Choix de la stratégie de défense incendie et du système d'extinction automatique ;
- Echanges locaux avec les services de secours ;
- Entretien de l'installation et de ses abords ;
- Prévention des risques liés à la présence d'humidité.

À destination du fabricant de batteries :

- Mise en place d'un retour d'expérience approfondi sur les incidents impliquant ce type de module ;
- Renforcement de l'information des clients sur le risque inhérent à la présence d'humidité ;
- Renforcement du conseil technique auprès des fabricants de conteneur.

À destination du fabricant du système de sécurité incendie :

- Information des clients sur les limites des systèmes d'extinction par inertage en cas d'incendie provoqué par un emballement thermique.

Sommaire

I.	Rappel sur l'enquête de sécurité.....	8
II.	Constats immédiats et engagement de l'enquête	8
	II.1 Les circonstances de l'accident.....	8
	II.2 Le bilan de l'accident	9
	II.3 Les mesures prises après l'accident.....	9
	II.4 L'engagement et l'organisation de l'enquête	10
III.	Contextualisation.....	10
	III.1 La situation des zones non-interconnectées (ZNI)	10
	III.2 L'entreprise	12
	III.3 Le site de POGGIO-DI-NAZZA.....	13
	III.4 L'équipement impliqué.....	15
	III.4.1 Description	15
	III.4.2 Les équipements électriques et leur pilotage.....	16
	III.4.3 La régulation de la température et de l'humidité	19
	III.4.4 La protection contre le risque incendie	21
	III.4.5 Nombre d'installations et accidentologie.....	22
	III.5 Batterie lithium et emballage thermique.....	23
	III.5.1 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.....	27
V.	Compte-rendu des investigations menées.....	29
	V.1 Reconnaissances de terrain.....	29
	V.1.1 Les données enregistrées.....	29
	V.1.2 Les constats extérieurs et les impacts sur le conteneur.....	32
	V.1.3 Les constats à l'intérieur du conteneur	34
	V.1.4 Le développement de l'incendie	34
	V.1.5 Les moyens de lutte contre l'incendie.....	35
	V.1.6 L'entretien du site et des équipements.....	36
	V.1.7 L'existence d'un phénomène de condensation.....	37
	V.2 Analyse de l'inspection des installations classées.....	38
	V.3 Les expertises conduites dans le cadre des procédures d'assurance.....	39
	V.3.1 Les expertises du SERMA	39
	V.3.2 Les essais produits par LG Chem	40
	V.3.3 L'analyse technique produite par LG.....	43
	V.4 L'analyse de l'INERIS	45
VI.	Conclusions sur le scénario de l'évènement.....	50

VI.1 Scénario	50
VI.2 Facteurs contributifs.....	53
VI.2.1 <i>L'absence de système d'extinction efficace pour l'emballage thermique</i>	53
VI.2.2 <i>La perte du cloisonnement</i>	53
VI.2.3 <i>Mise en contact avec un technicien</i>	53
VI.2.4 <i>L'intervention des services de secours</i>	53
VII. Enseignements de sécurité.....	53
VII.1 Une durée d'incendie de plusieurs jours	53
VII.2 Le plancher, point faible du degré coupe-feu du conteneur.....	54
VII.3 L'efficacité des systèmes d'extinction à inertage	54
VII.4 La présence d'eau due à la climatisation.....	54
VII.5 L'inefficacité des protections électriques	55
VII.6 Le stockage des données.....	55
VIII. Recommandations de sécurité.....	55
VIII.1 À destination de l'exploitant et du concepteur du conteneur.....	55
VIII.2 À destination du fabricant de batteries	57
VIII.3 À destination du fabricant du système de sécurité incendie.....	57
IX. Annexes.....	58
Annexe 1 Données conservées.....	59
Annexe 2 Courbe des températures de façades du 04/06 au 07/06.....	61
Annexe 3 Préconisations du constructeur des batteries en matière de visite d'inspection (extrait). 62	
Annexe 4 Détail des essais réalisés par Serma.....	63
Annexe 5 LG's Internal Reproduction Test.....	65
Annexe 6 Rapport Ineris n°212448 - 2803373 - v1.0.....	68

Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein du site exploité par SUN'R POWER et situé à POGGIO-DI-NAZZA (2B) le 3 juin 2022

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. En conséquence, 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 vendredi 3 juin 2022, vers 18h55, un incendie se produit au sein d'un parc de panneaux photovoltaïques situé sur la commune de Poggio-di-Nazza (2B) et plus précisément au niveau de la station de stockage d'énergie située à l'entrée du parc.

Cette station de stockage d'énergie est constituée de deux conteneurs de 60m³ contenant chacun 340 modules de batteries lithium-ion. L'incendie concerne le conteneur n°1 qui abrite également un transformateur contenant 800 kg d'huile minérale.

Lorsque l'incendie survient, aucun personnel ne se trouve sur le site. Le site est placé sous la télésurveillance de la société qui assure la maintenance de l'installation pour le compte de l'exploitant. Le personnel d'astreinte est alors alerté par la transmission d'une alarme automatique. Après vérification de la situation, il appelle les services de secours locaux qui se présentent sur site vers 20h08. Il prévient également l'antenne locale qui dépêche un technicien, arrivé sur site vers 20h30.

II.2 Le bilan de l'accident

Sur le plan humain, l'incendie n'a fait aucun blessé.

La fumée produite par l'incendie, dégageant une odeur âcre, sera ressentie par la population, dont les premières habitations sont situées à plus de 400 mètres du site.

Sur le plan bâtementaire, le conteneur sera détruit aux deux tiers, seul le compartiment où se situe le transformateur sera protégé de l'incendie grâce à l'action des services de secours.

Les rejets dans l'atmosphère provoqués par l'incendie ont donné lieu à des mesures par les sapeurs-pompier à proximité du site. Les moyens mobilisés n'ont pas relevé de toxicité particulière.

La société SPES de Corse a été contrainte de cesser complètement l'exploitation de la centrale entre le 3 juin 2022 et le 31 juillet 2022. Seule une reprise partielle et dégradée de l'exploitation a été possible uniquement sur la partie photovoltaïque, hors stockage, à compter du 1^{er} août 2022.

II.3 Les mesures prises après l'accident

À l'issue de l'incendie qui a duré plus de 3 jours, l'installation photovoltaïque a été mise à l'arrêt et n'a plus produit d'électricité. La société qui a conçu le conteneur et qui est chargée de sa maintenance et de son exploitation a consigné et mis hors tension tous les départs du point de livraison (PDL) vers les transformateurs (2 vers les transformateurs des conteneurs batteries et 2 vers les transformateurs des onduleurs des panneaux).

Seule l'alimentation des auxiliaires a été maintenue afin que le système de refroidissement et les dispositifs automatiques d'extinction incendie du conteneur de stockage de batteries n°2 restent opérationnels.

La supervision du site n'était plus fonctionnelle également, les serveurs de cette dernière, localisés dans le conteneur n°1, ayant brûlé dans l'incendie.

L'enceinte du site a été clôturée et le seul portail d'accès a été fermé à clé. Par ailleurs, un arrêté municipal d'interdiction de circuler sur la route qui mène à la centrale a été émis par la maire le 4 juin 2022.

Sur demande du préfet par arrêté de mesures d'urgences du 10 juin 2022, un abri léger a été installé afin de protéger le conteneur n°1 des intempéries et de limiter le ruissellement et l'infiltration de l'eau au droit du lieu du sinistre. Des mesures seront effectuées pour évaluer l'impact de l'incendie et des eaux d'extinction dans l'environnement. Elles ne mettront pas en évidence d'impact environnemental hormis la zone située au droit du conteneur où se sont accumulés l'essentiel des résidus d'incendie.

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

Le BEA-RI a déjà eu l'occasion d'ouvrir une enquête sur l'incendie d'un conteneur de stockage d'énergie¹. Un premier rapport publié en 2021² avait donné lieu à la publication de recommandations à l'attention de l'exploitant et à l'administration notamment en matière de réglementation applicable à la charge des batteries.

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

Les enquêteurs techniques du BEA-RI se sont rendus sur place le mercredi 23 juin 2022. Ils ont rencontré les représentants de la société SUN'R. 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, ainsi qu'avec la société NIDEC, société qui a conçu et assemblé le conteneur. Elle est également chargée de son suivi en exploitation et de sa maintenance.

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.

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 connus sous le nom de 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

¹ 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),

² Rapport n°2021-004 du 27 juillet 2021 accident RTE à Perles-et-Castelet

décret³, la PPE de la Corse⁴ 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 stockage d'énergie associé 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.

C'est dans ce contexte que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) est conduite dans le cadre de ses appels d'offres à soutenir le développement de projets de production d'énergies renouvelables comportant des stockages. Les lauréats doivent alors être en capacité de répondre à un cahier des charges précis sur les courbes de puissances délivrées en période de production des parcs mais également lors des pics de consommation. Le site de Poggio-di-Nazza s'insère dans ce dispositif.

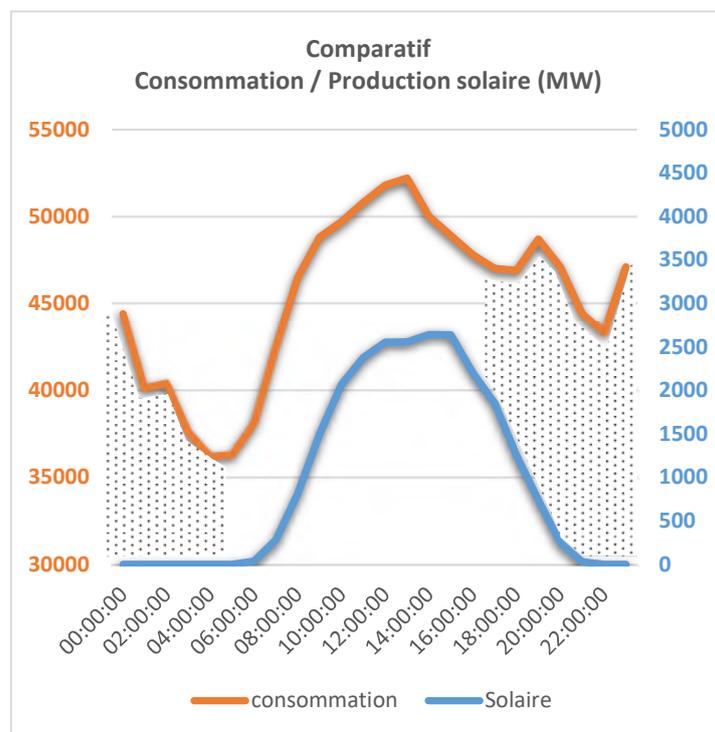


Figure 1 : Journée de production du parc photovoltaïque en comparaison avec une journée de consommation. Le diagramme illustre le décrochage de la production d'énergie photovoltaïque en début et en fin de journée alors que la demande reste forte. Les stations de stockage d'énergie visent à atténuer les effets de ce décrochage.

³ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGIARTI000031649522/2015-12-21/#LEGIARTI000031649522>

⁴ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20Corse%20-%20Rapport.pdf>

III.2 L'entreprise

Le groupe Sun'R a été créé en 2007 et possède 3 filiales : Sun'R Power, Sun' Agri et Volterres.

La société Sun'R accompagne la transition énergétique des territoires, en réalisant des centrales de production d'énergie d'origine photovoltaïque au sol, en toiture et en ombrières de parking depuis plus de 14 ans.

Sun'R exploite plus de 95 centrales pour 100 MWc exploités. L'entreprise détient également un portefeuille de projets de plus 350 MWc à différents stades d'avancement sur tout le territoire national. Plus de 130 projets ont été construits par l'entreprise.

Selon un montage juridique et financier largement répandu dans ce secteur d'activité, Sun'R Power développe les projets pour le compte de filiales dont il est actionnaire principal. Les filiales sont titulaires des autorisations administratives nécessaires à la mise en service du projet (ICPE, permis de construire, autorisation environnementale, ...). Elles sont également signataires de l'ensemble des actes contractuels nécessaires à son fonctionnement (contrat de tarif de rachat, bail d'occupation des terrains, exploitation et maintenance des équipements, entretien du site, surveillance, ...).

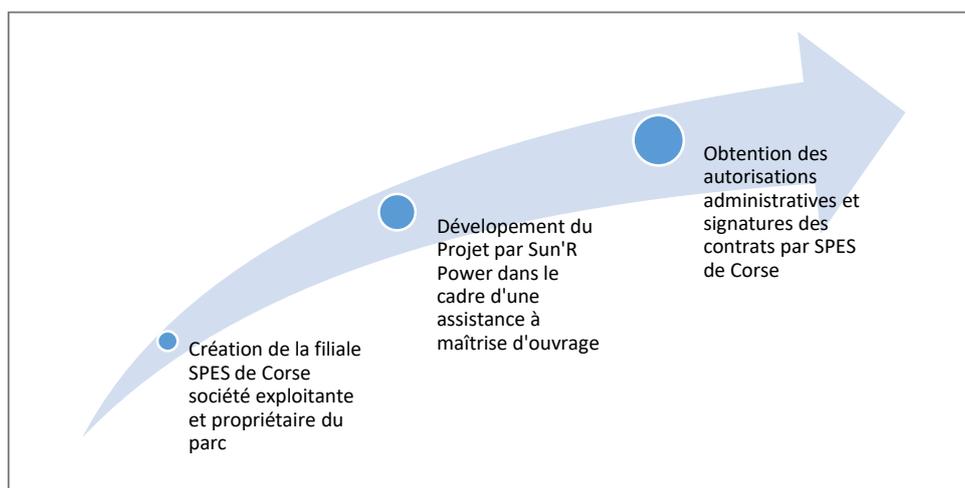


Figure 2 : Le développement du projet porté par Sun'R

Le parc de Poggio-di-Nazza a été désigné lauréat de l'appel d'offre de la CRE⁵ de décembre 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100kWc et situées dans les zones non interconnectées. Le projet comporte donc un volet production d'énergie renouvelable à-travers l'implantation d'un parc photovoltaïque et un volet stockage d'énergie permettant d'alimenter le réseau en dehors des heures de production du parc.

La société SPES de Corse, propriétaire et exploitante du futur parc, a, le 6 juin 2019, conclu avec le groupement momentané d'entreprises, composé des sociétés Nidec ASI (assembleur du conteneur et conception de la partie conversion de puissance) et Bouygues Energies & Services (gros-œuvre et réseau)

⁵ Commission de Régulation de l'Energie

un contrat de construction "clé en main" pour la conception et la construction de cette centrale photovoltaïque.

La société SPES de Corse a également conclu avec la société Nidec ASI, un contrat de maintenance pour la centrale.

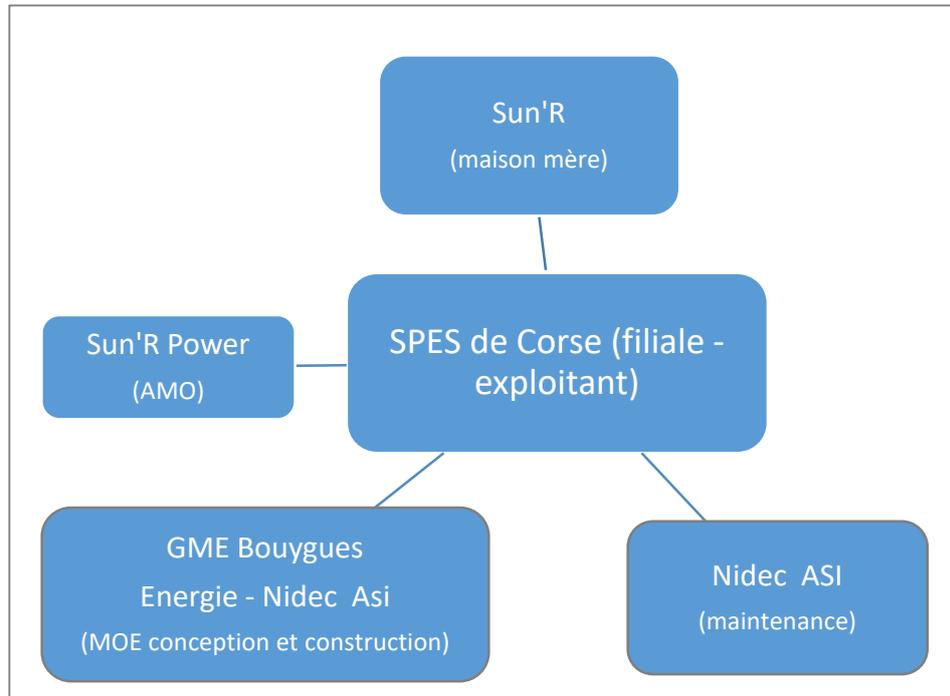
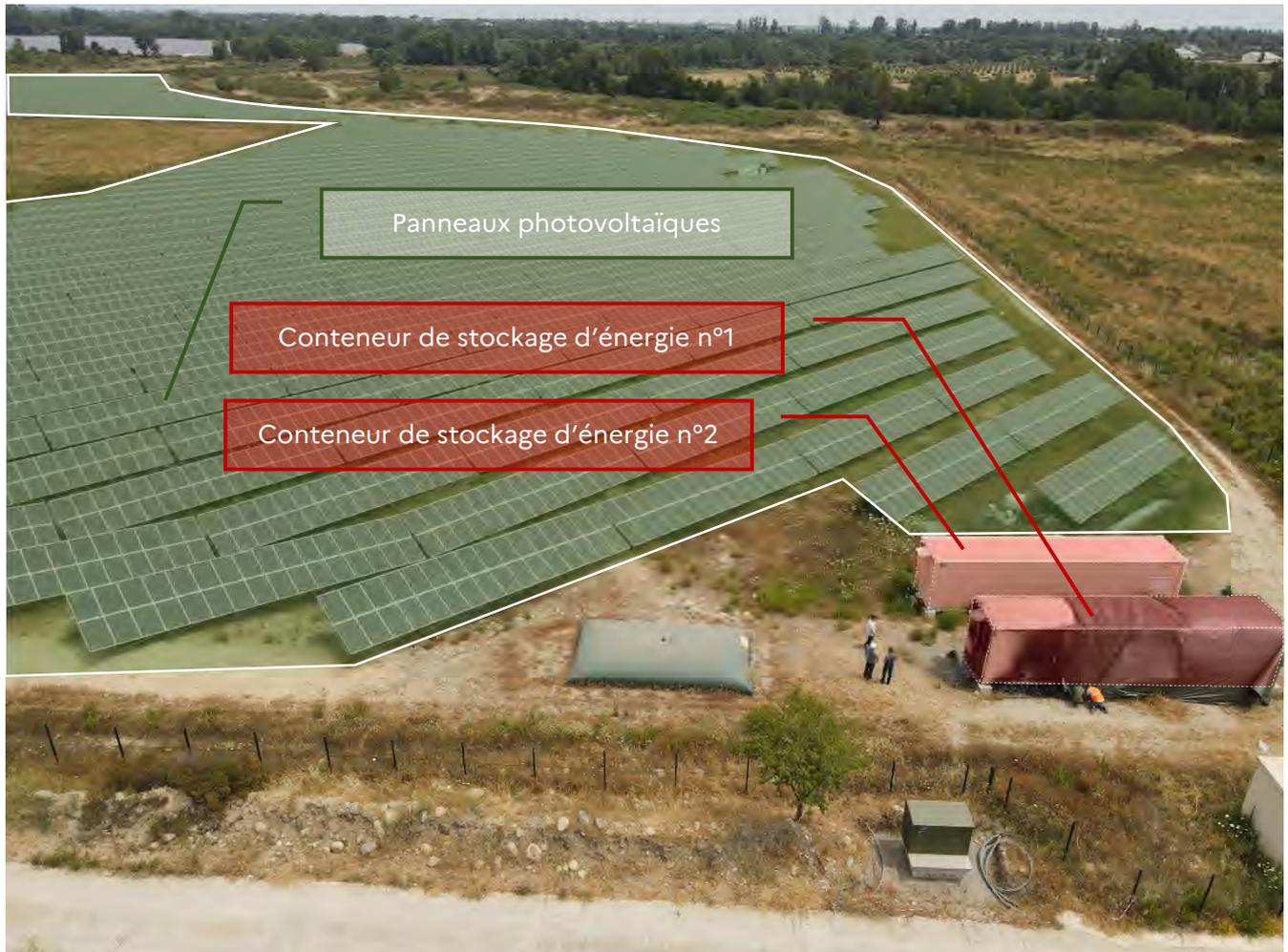


Figure 3 : Sociétés intervenantes dans le cadre du projet de Poggio di Nazza

III.3 Le site de POGGIO-DI-NAZZA

Le parc photovoltaïque s'étend sur une superficie de 7,5 hectares environ. Il est en grande partie occupé par les panneaux servant à la production d'électricité. Le parc a une capacité de production de 4,8 MWc. A ce parc, sont associés deux conteneurs de stockage d'électricité dénommés conteneur 1 et 2, d'une capacité de stockage de 2 MW et d'une capacité de production de 2 MWh chacun.

Les conteneurs sont identiques en ce qui concerne leur capacité de stockage et la conversion de puissance. Le conteneur 1, concerné par l'incendie, abritait en plus les équipements de supervision et de communication qui permettaient la conservation des données d'exploitation et le pilotage à distance de l'installation.



Photographie 1 : Vue d'ensemble des installations de stockage et du parc photovoltaïque

La société Nidec ASI a conçu l'installation, et fabriqué en propre la partie conversion et électronique de puissance. Elle s'est fournie auprès d'autres sociétés pour la climatisation, pour le dispositif de protection contre l'incendie (Siemens), et s'approvisionne auprès de la société LG CHEM Ltd pour la partie stockage d'énergie (batteries). L'installation a été mise en service le 1^{er} septembre 2020.

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 qui permettent d'alimenter le réseau en dehors des périodes de production du parc, 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'énergie⁶, le BEA-RI a déjà eu l'occasion d'examiner la réglementation applicable à ce type d'installation et

⁶ https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapportperlesvdif_cle286783.pdf

d'identifier des points sur lesquels celle-ci devait être adaptée⁷. En réponse à la recommandation qui lui a 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 n'ayant pas abouti à la date de publication de ce rapport, les observations formulées en 2021 restent pertinentes.

III.4 L'équipement impliqué

III.4.1 Description

L'équipement impliqué dans l'incendie est un système de stockage d'énergie constitué d'un conteneur de 40 pieds (12m x 2,44m x 2,59m) abritant :

- Un compartiment à batteries lithium comprenant 20 racks de 17 modules ;
- Un compartiment atelier/conversion comportant les onduleurs, l'essentiel du système de détection incendie et d'extinction automatique (centrale incendie et bouteille de gaz) ;
- Un compartiment abritant un transformateur électrique.

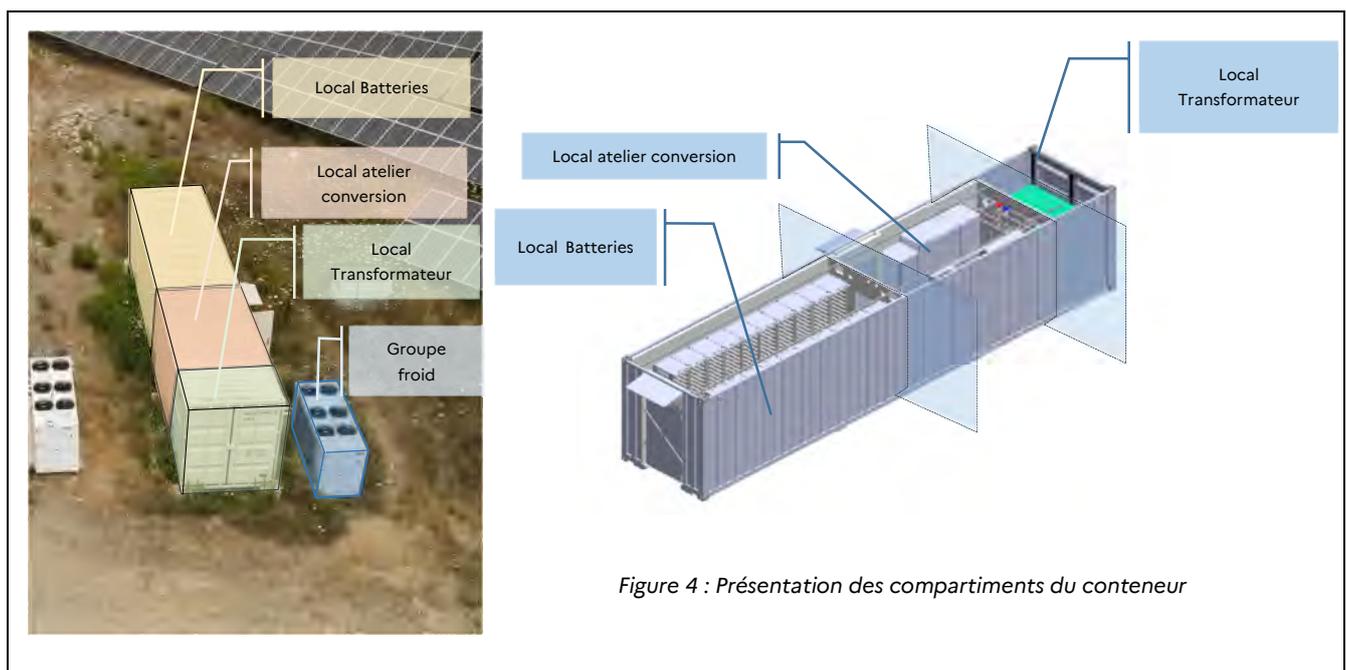


Figure 4 : Présentation des compartiments du conteneur

⁷ 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).

III.4.2 Les équipements électriques et leur pilotage

Le local batteries contient 20 racks montés en parallèle. Chaque rack comprend 17 modules montés en série. Les modules utilisés sont des modules Li-ion de type JH3 de la marque LG fonctionnant sur la base d'une technologie NMC⁸. Le module fournit une énergie de 6,5 kWh et est en mesure de délivrer une intensité de 126 A pendant une heure à une tension de 52 V environ. Le module est certifié CE et dispose d'un indice de protection IP20⁹ 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.

Figure 5 : Présentation du BPU du module et du rack

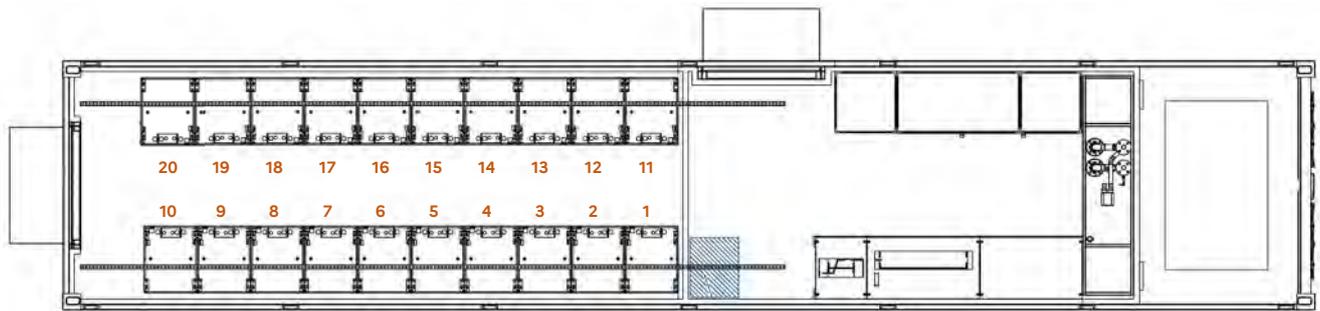
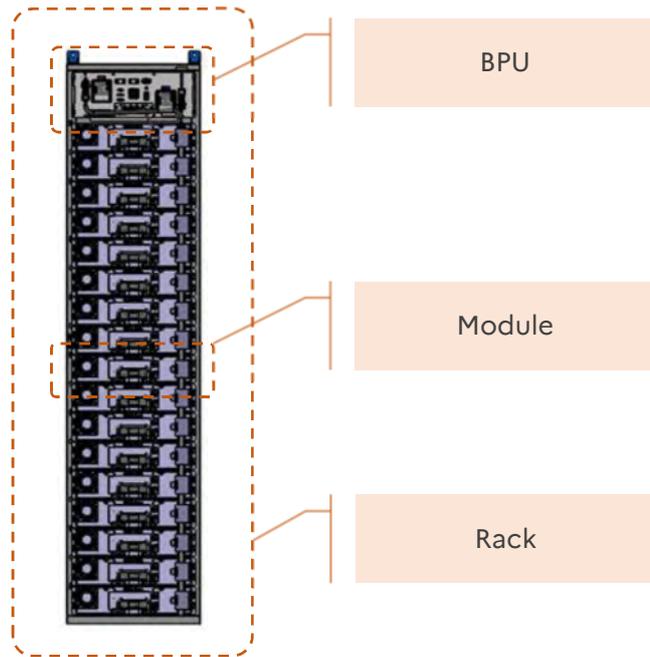


Figure 6 : plan du conteneur et position des racks numérotés dans le local batteries

⁸ 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 en parallèles deux à deux, les paires ainsi constituées sont montées en série.

⁹ 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.

Chaque rack est raccordé au convertisseur AC/DC par l'intermédiaire d'une BPU (Battery power unit) montée en tête du rack. Cette BPU contient, entre autres, deux contacteurs de puissance (un par pôle), des fusibles et de l'électronique de gestion des modules (RBMS, rack battery management system). Le convertisseur transforme le courant continu en courant alternatif. Il est protégé par un disjoncteur DC et un disjoncteur AC. Il est raccordé au transformateur qui permet de relever la tension en vue de l'injection du courant produit dans le réseau.

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 paramètres de fonctionnement du BBMS (Battery bank management system). 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.

Dans cette architecture, le BBMS collecte les données issues des modules (températures, tensions) et des BPU (communication avec le RBMS des informations de supervision des modules et de la position des contacteurs et de l'état des courants) et transmet les plus importantes à l'automate. Il assure le relayage des BPU par lesquelles s'opère la connexion des racks sur la barre de courant continu en fonction de la situation des modules de chaque rack.

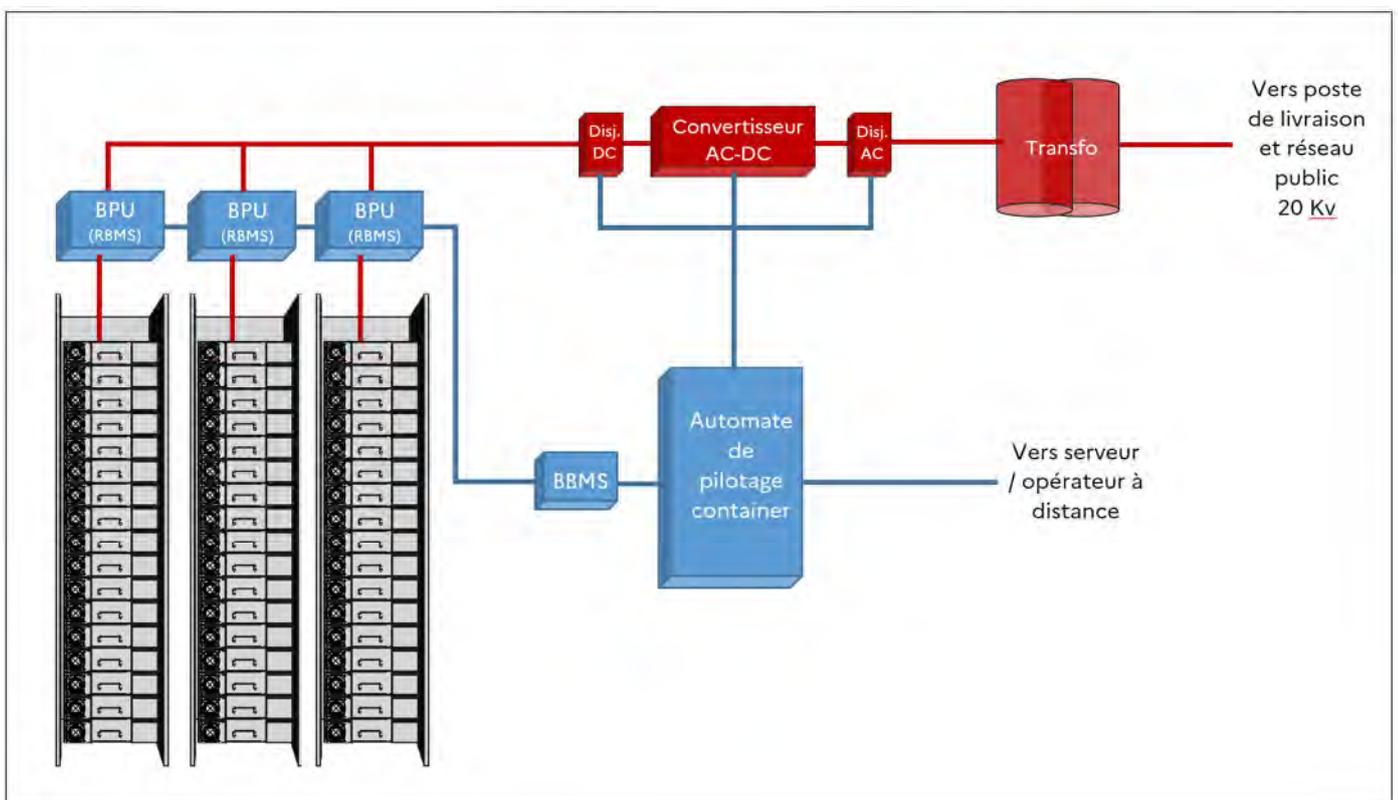


Figure 7 : Schéma simplifié du fonctionnement du conteneur.

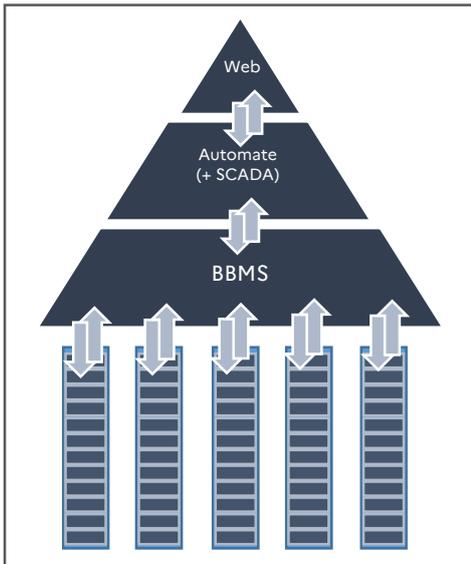


Figure 8 : les automatismes gèrent une grande quantité de données (plusieurs centaines de Mo de données par jour). L'application Web n'en offre qu'un aperçu.

Dans ce mode de pilotage décentralisé, le BBMS ne remonte pas à l'automate toutes les données qu'il reçoit des modules via les RBMS. A son tour, l'automate ne remonte pas toutes les données à l'interface WEB, 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 des données, ne sont conservées en local sur un serveur NAS¹⁰ que les données gérées au niveau de l'automate auquel est associé le système de contrôle et d'acquisition des données en temps réel (SCADA¹¹). 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. En lien avec la présente enquête, on peut citer :

- Le fabricant des batteries 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.

¹⁰ Le NAS, ou Network Attached Storage, est un appareil de stockage autonome accessible par Internet.

¹¹ 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

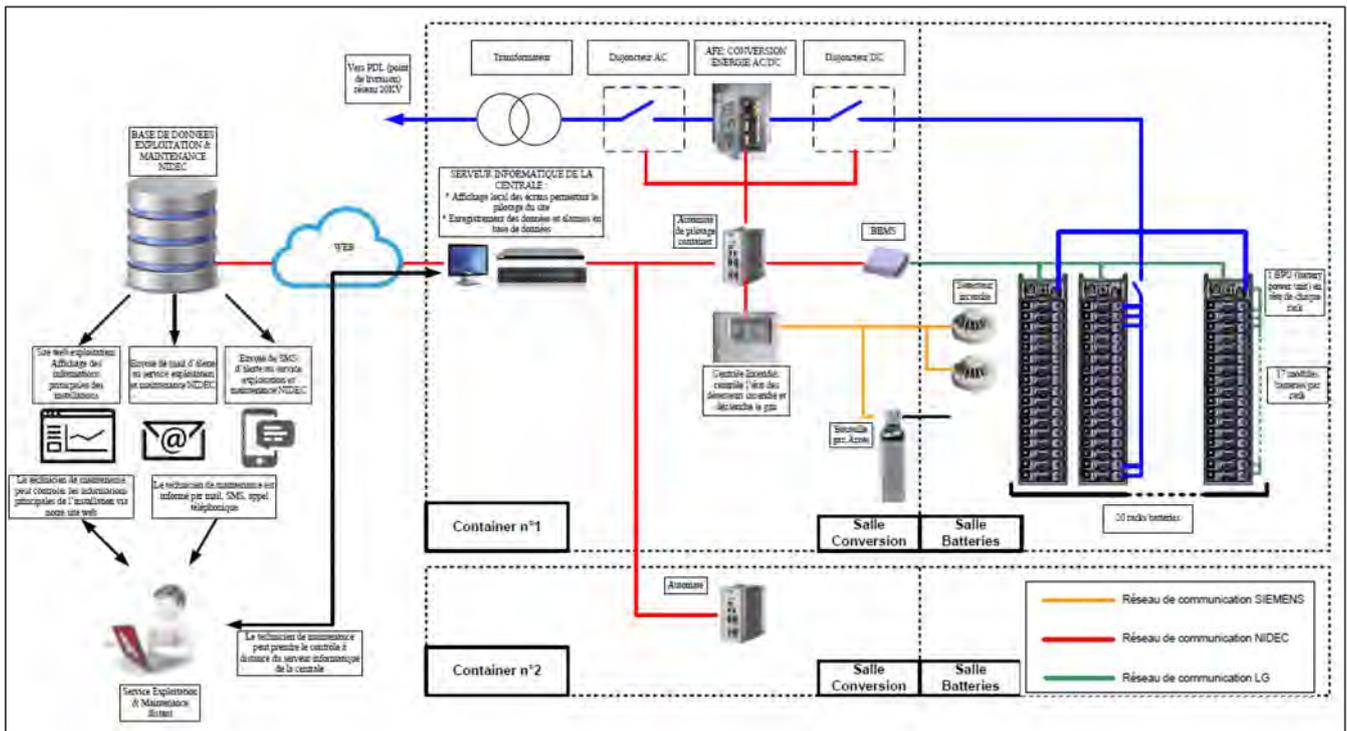


Figure 9 : Synoptique de l'architecture simplifiée des automatismes et limite de responsabilité des réseaux de communication des différents équipements (Rouge : réseau NIDEC – Orange : réseau Siemens – Vert : Réseau LG) (source : NIDEC)

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

L'atmosphère intérieure des zones "local batteries" et "local atelier conversion" est régulée par 5 ventilo-convecteurs (4 + 1) raccordés à un groupe de production d'eau glacée situé à l'extérieur du conteneur. Cet ensemble d'équipements maintient la température et le taux d'humidité dans des plages fixées par le constructeur de batteries. Le respect de ces plages permet d'assurer un fonctionnement optimum des batteries et la sécurité de l'installation en évitant que les batteries ne montent en température. La régulation vise en premier lieu à garantir dans le temps la fiabilité et les performances des modules et de limiter le vieillissement des batteries.

Dans le local batteries, les ventilo-convecteurs sont situés au-dessus des racks batteries de part et d'autre du couloir central. L'air chaud est aspiré à l'arrière des racks et l'air froid est restitué dans le couloir central. Les canalisations d'alimentation en eau glacée circulent au plafond du conteneur 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 conteneur 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.

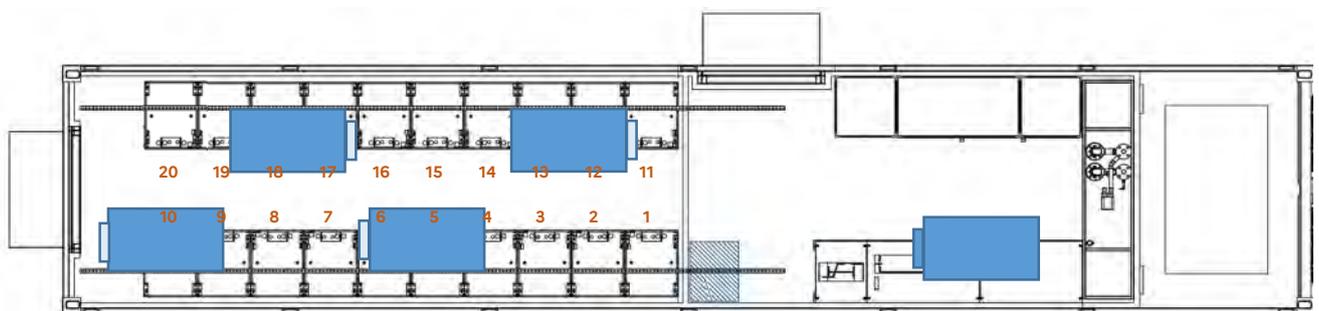
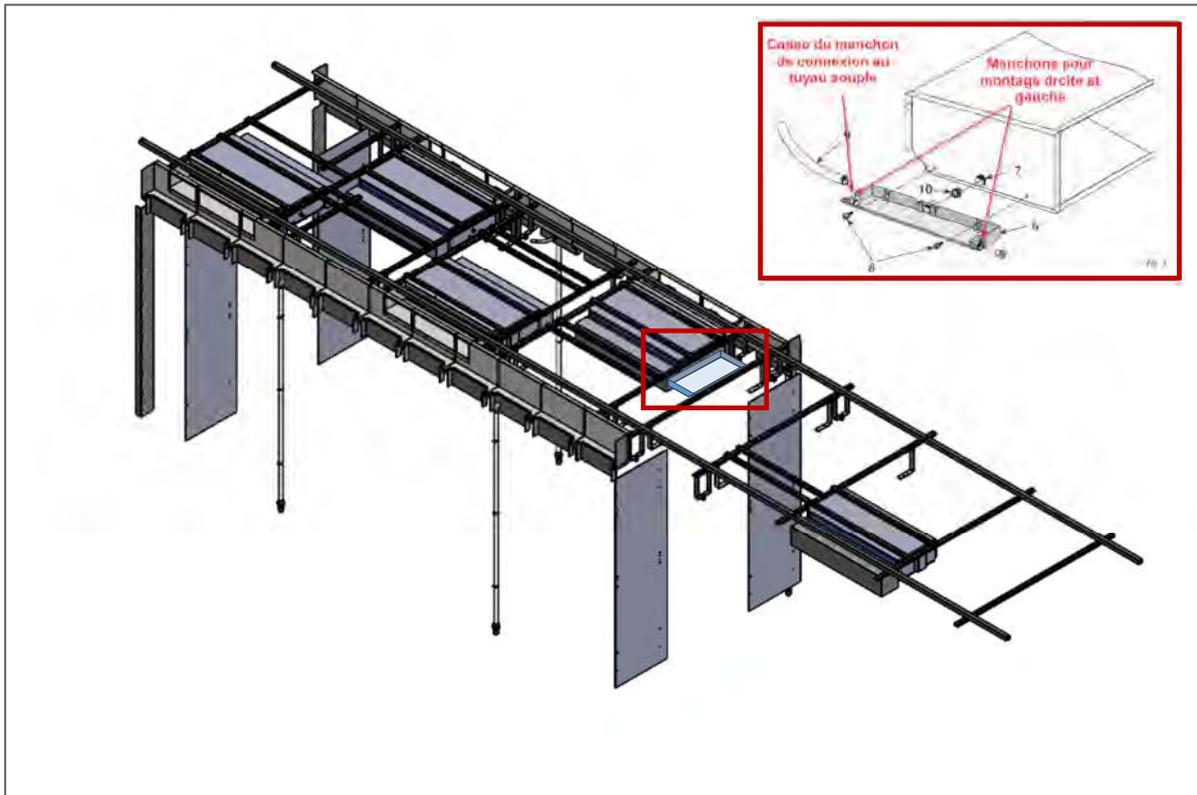


Figure 10 : Implantation des cinq ventilo-convecteurs au sein du conteneur et zoom sur le bac de condensats en blanc sur la photo de gauche. Les caissons de climatisation sont placés au-dessus des racks. Notons que certains racks (1, 2, 3, 7, 8, 14, 15, 16 et 20) ne comportent aucun élément de climatisation à leur verticale. Sur la photo de droite on peut voir le caisson de sortie d'air froid du ventilo-convecteur isolé en face extérieure (protection noire). (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 2 détecteurs (1 détecteur en ambiance pour effectuer la pré-alarme et 1 détecteur en ambiance pour réaliser la confirmation d'alarme) sur deux boucles différentes de la centrale. Ces détecteurs possèdent un certificat d'aptitude non feu leur permettant d'être utilisés en pré-alarme et en confirmation d'alarme dans le cadre d'un système d'extinction. Ils sont paramétrés en détecteur multi-capteurs (optique de fumée + thermique) à des sensibilités différentes (réponse rapide et sensible pour l'un, réponse robuste pour l'autre).

A la confirmation d'alarme, une temporisation de 30 secondes est appliquée pour permettre l'évacuation du personnel s'il est présent. Pendant cette temporisation, les affiches lumineuses "évacuation immédiate" et "entrée interdite" clignotent, le signal sonore retentit.

A la fin de la temporisation, l'ouverture de la vanne est commandée par la centrale incendie et l'azote se diffuse rapidement dans le local équipé d'un évent pour faciliter l'évacuation de l'air. 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 décharge de 120 s.

La bouteille d'azote et la centrale incendie sont situées dans le compartiment conversion. La centrale incendie est reliée à l'automate de pilotage du conteneur de sorte qu'il puisse relayer les déclenchements d'alarme incendie.

Le dimensionnement du dispositif incendie a été réalisé par une entreprise spécialisée et a été validé par le fabricant des batteries.

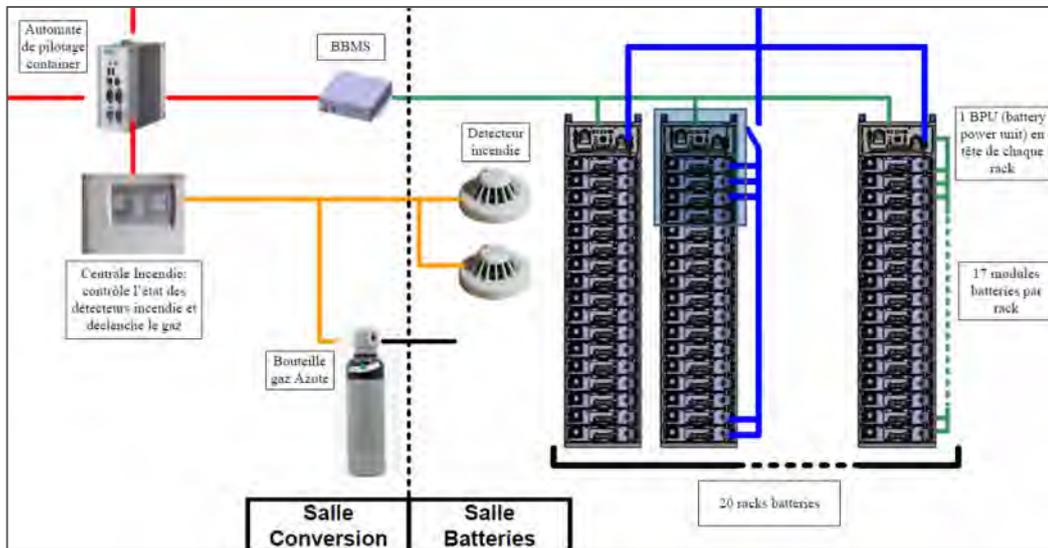
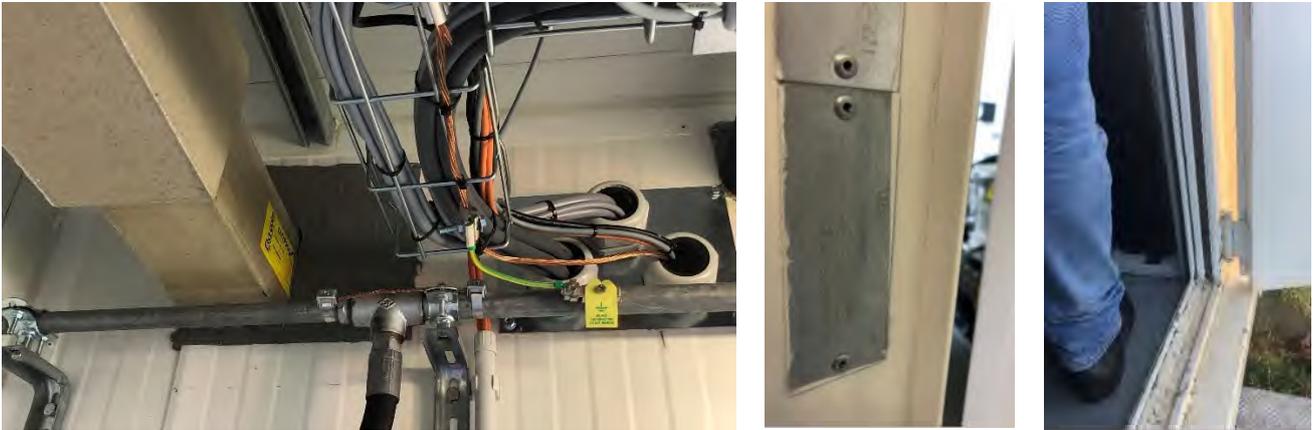


Figure 11 : Schéma de l'installation de détection d'incendie et d'extinction automatique (source Nidec)

Les compartiments sont séparés entre eux par des cloisons présentant un caractère coupe-feu au mieux estimé à 30 min (porte coupe-feu homologuée équipée d'un joint intumescent, isolation des passages

de cloison¹²). Les busbars principaux sont placés dans des coffrets isolants en résine époxy, ils sont imperméables à l'eau, résistants au feu et auto-extinguibles.



Photographie 2 : Isolation des busbars (coffret beige) et des passages de câbles (droite), référence de la porte coupe-feu (milieu), joint de porte intumescent (droite)

III.4.5 Nombre d'installations et accidentologie

Selon les informations communiquées par LG Chem, les modules JH3 équipent 65 stations de stockage d'énergie de plus de 2 MW associées à des centrales photovoltaïques. LG Chem déclare qu'aucun accident n'a été porté à sa connaissance par les sociétés exploitantes des sites à l'exception de trois d'entre eux conçus et fabriqués par Nidec¹³.

Pour sa part, Nidec déclare avoir conçus et mis en service 21 stations de stockage d'énergie de plus de 2 MW recourant à ce type de module. Nidec déclare 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.

On retrouve mention de cette campagne qui a 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 2019¹⁴. 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 précise¹⁵. LG n'a pas établi d'impact de ce défaut en termes de

¹² Compte tenu du développement de l'incendie et de sa durée, le BEA-RI n'a pas expertisé la conformité des éléments aux normes incendies en vigueur

¹³ Le BEA-RI en dénombre quatre, trois d'entre eux font l'objet d'une enquête du bureau.

¹⁴ " Fire Investigation Report 132-20 ", Merseyside Fire & Rescue, 202295

¹⁵ 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.

sécurité du module. A 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 considère donc *"que ce programme de remplacement est réalisé par excès de prudence et procède 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 Corée¹⁶".* Le BEA-RI n'a pas contre-expertisé ce point.

III.5 Batterie lithium et emballage thermique

III.5.1 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 batterie 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.

¹⁶ LG states 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. A list of recalled modules for each site is attached

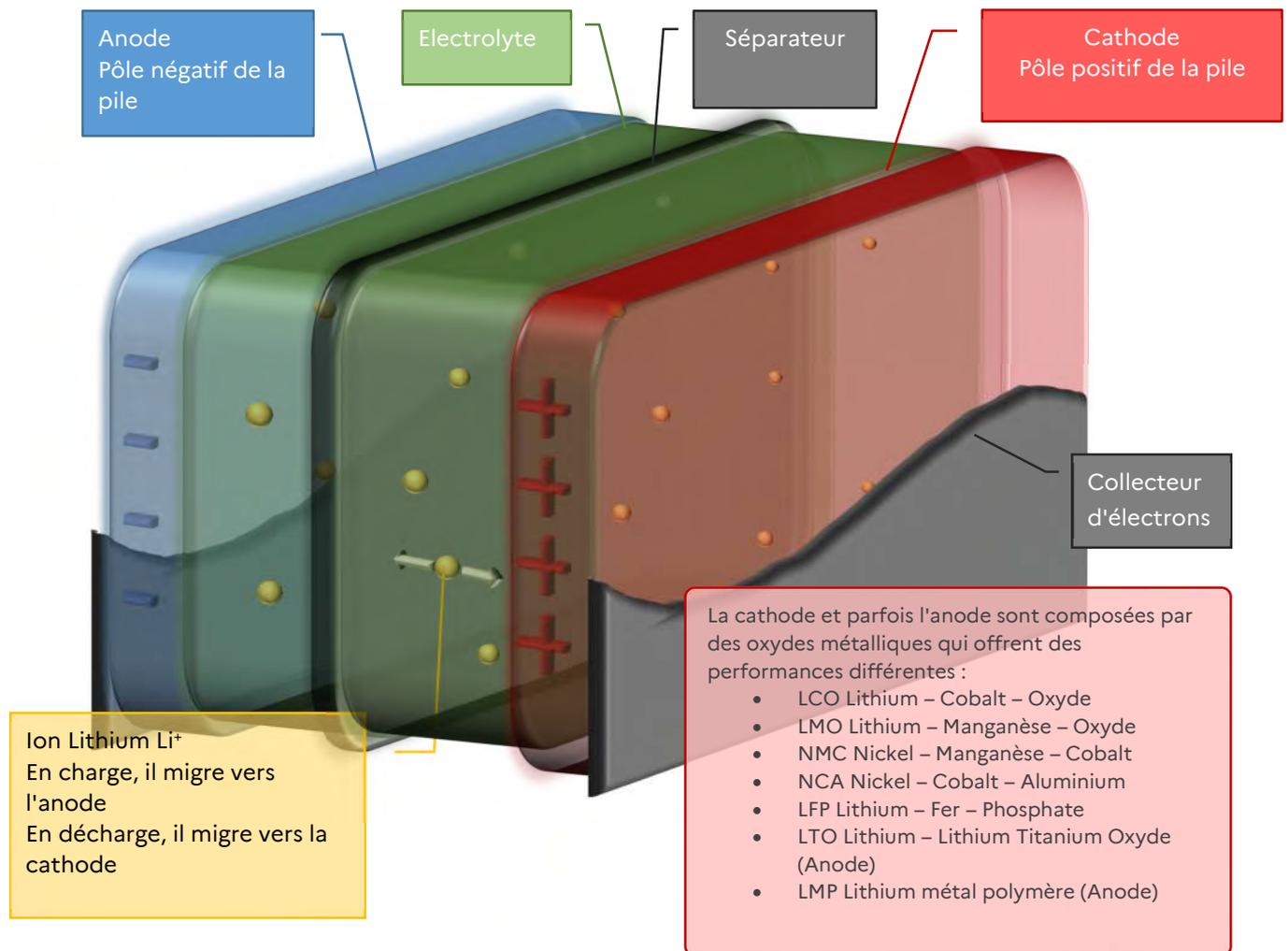


Figure 12 : Schéma de principe d'une cellule électrochimique. Les configurations peuvent évoluer d'un fabricant à l'autre, mais on retrouve généralement les différentes fonctions (anode, cathode, électrolyte, séparateur). Chez LG Chem, le séparateur est poreux et contient l'électrolyte

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 interne 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 dendrite¹⁷), 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.

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'emballage thermique des cellules du module voisin.

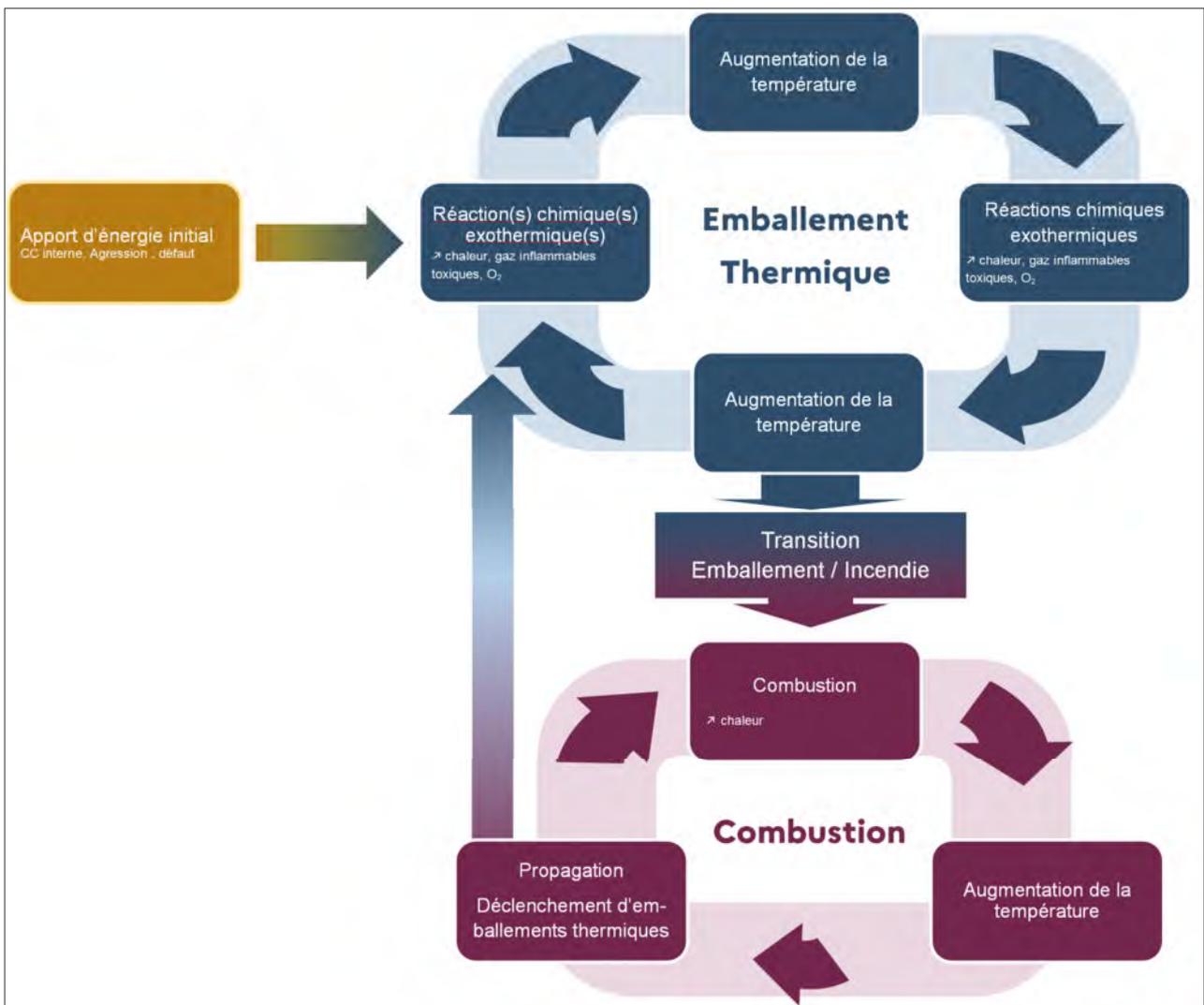


Figure 13 : Synoptique de développement de l'emballage thermique

17 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)

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.

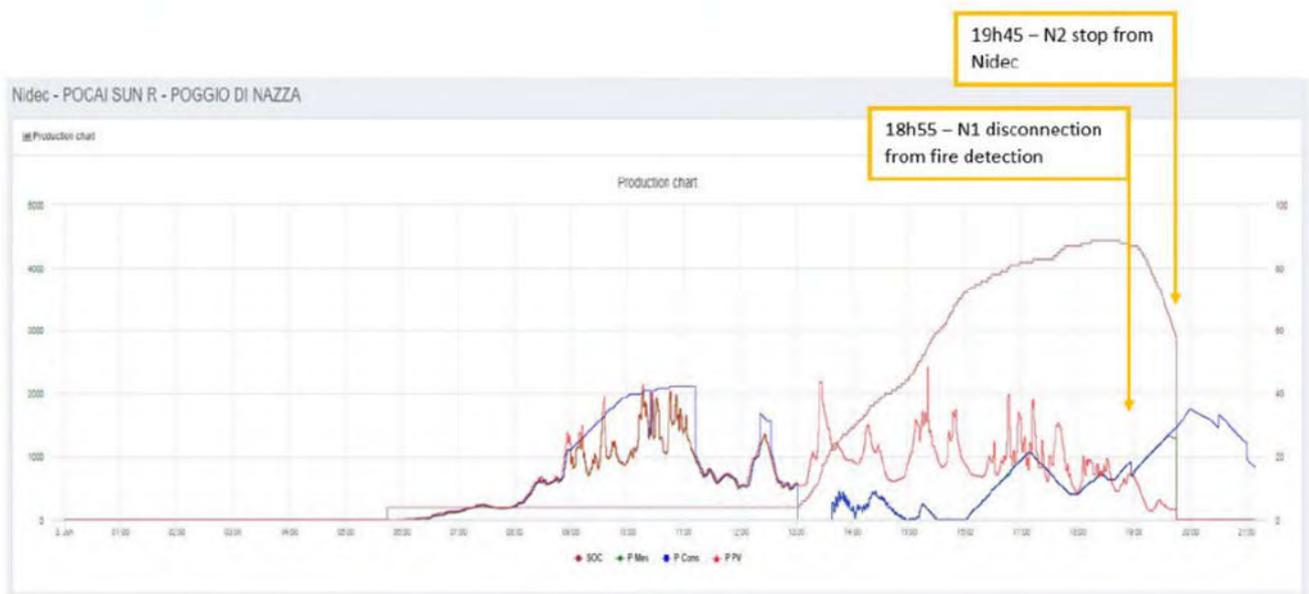
Si les conditions de la combustion sont réunies (présence des trois éléments du triangle du feu), l'emballement pourra alors évoluer sous la forme d'un incendie par embrasement des matériaux présents (matériaux combustibles comme les plastiques ou produits inflammables comme l'électrolyte liquide) ou 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.

IV. Déroulement de l'évènement

IV.1 Déclenchement de l'évènement

Le vendredi 3 juin est une journée de fonctionnement normal. Un incident technique survenu dans la matinée nécessite une intervention du technicien sur la partie haute tension de l'installation aux alentours de midi. Côté stockage d'énergie, les batteries commencent leur charge à partir de 13h00 et atteignent un maximum de charge de 87 % vers 18h15. Vers 18h30, les batteries commencent à injecter du courant sur le réseau.



Graphique 1 : Copie d'écran depuis le site web de la vue du profil de production sur la journée du 03/06/2022

Vers 18h55, le système de détection détecte un incendie dans le conteneur 1 ce qui provoque la déconnexion de ce dernier. On aperçoit sur la courbe de consigne de puissance (courbe bleu PCons) actualisée en temps réel un décrochage de 200 kW qui correspond à la puissance perdue consécutivement à la déconnexion du conteneur. Au moment de la détection, le conteneur N1 délivre une puissance de 200 kW soit environ 20% de sa puissance nominale.

L'opérateur d'astreinte du service Exploitation & Maintenance de la société NIDEC, gestionnaire en charge de la maintenance du site, reçoit une alarme incendie via l'application WEB de supervision qui, elle-même, est alertée par le système SCADA vers 19h05 (déclenchement du système d'extinction par inertage à l'azote et déconnexion du convertisseur batterie).

Vers 19h20, le service Exploitation & Maintenance prévient son technicien local qui se rend sur site. Il rejoint les pompiers en cours d'intervention vers 20h30.

A la demande du SIS de la Haute-Corse¹⁸, la société NIDEC a consigné et mis hors tension tous les départs du point de livraison (PDL) vers les transformateurs (2 vers les transformateurs des conteneurs batteries et 2 vers les transformateurs des onduleurs des panneaux photovoltaïques).

De la fumée blanche s'échappe du conteneur côté salle batteries sans que d'autres signes d'incendie soient décelés.

Dans les premières heures, une surveillance est mise en place à la caméra thermique pour surveiller l'évolution du sinistre qui reste mesuré et circonscrit au conteneur. Ce n'est que le lendemain matin que l'incendie est monté en intensité.



Photographie 3 : Vue du conteneur le 4 juin 2022 à 9h00

IV.2 L'intervention des secours publics

Les sapeurs-pompiers ont été prévenus à 19h51 (soit presque une heure après les premières alarmes), et le premier moyen s'est présenté sur site à 20h08.

¹⁸ Service d'incendie et de secours

Les sapeurs-pompiers ont constaté rapidement que le conteneur n'était pas sur rétention et se sont interrogés sur l'utilisation d'eau pour maîtriser le sinistre. Ils ont alors fait le point par téléphone avec un responsable de la société NIDEC localisé sur le continent. Ce dernier leur a indiqué qu'il ne fallait pas arroser à l'eau les batteries en feu ainsi que le local transformateur du conteneur.

Le technicien NIDEC attaché au site s'est présenté vers 20h30. Il a procédé à la déconnection du conteneur du réseau d'électricité.

Les pompiers et le technicien de la société NIDEC sont restés la première nuit jusqu'à 1h20 environ pour surveiller le conteneur et prévenir toute propagation du feu. Une ronde de surveillance a été mise en place par les pompiers pour le restant de la nuit.

L'incendie gagne en intensité le 4 juin au matin. Cela se traduit par une production de fumées plus importante. L'intervention sur le conteneur a consisté à mettre en place une lance pour refroidir la paroi entre le local conversion et le local transformateur, permettant ainsi sa protection durant toute la durée de l'évènement.

Pour ce faire, identifiant une intervention potentiellement longue, les services de secours choisissent d'alimenter leur dispositif hydraulique au moyen d'un pompage dans une rivière située à environ 200 m du sinistre.

Une réserve incendie de 30 m³ était présente sur site, à moins de 10m du conteneur. Cependant, le BEARI considère que la proximité avec le conteneur en feu et le manque d'espace autour de la réserve auraient posé des difficultés aux services de secours pour l'utiliser en cas de nécessité.

Le 4/06 aux alentours de 13h30, compte-tenu du regain en intensité des fumées, le CODIS¹⁹ décide de faire appel à la CASU²⁰ de l'INERIS pour avoir un avis sur des moyens d'extinction alternatifs. Cette dernière avance alors les propositions suivantes :

- Arrosage massif à l'eau mais sans pouvoir indiquer de quantité ;
- Inertage au sable sec tout en signalant des difficultés de mise en œuvre compte-tenu de la configuration en conteneur fermé ;
- En cas d'incapacité à éteindre, laisser brûler.

Au vu de la localisation du site dans une zone éloignée des habitations et de potentiels éléments combustibles, le choix est fait de laisser brûler le conteneur tout en assurant une surveillance et en maintenant une lance queue de paon²¹ à l'intérieur du conteneur côté transformateur, afin de sauver ce compartiment. Des lances queue de paon ont également été installées autour du conteneur pour canaliser les fumées (faibles), réduire au maximum les risques de propagation et éviter l'exposition des personnels.

¹⁹ Centre opérationnel départemental d'incendie et de secours

²⁰ Cellule d'appui aux situations d'urgence (CASU) composée d'ingénieurs de l'INERIS d'astreinte 24h/24.

²¹ Une lance queue de paon permet de produire un rideau d'eau ayant pour objectif d'empêcher la propagation de l'incendie d'une zone à une autre.

La CMIC²², basée à Ajaccio, intervient en fin d'après-midi du 4 juin. Elle réalise des mesures des polluants atmosphériques et notamment des acides, et les compare aux valeurs "limites" (pour déclencher un confinement et/ou évacuation des personnes), que la CASU avait communiquées plus tôt. Les mesures pratiquées par la CMIC ont révélé des valeurs très faibles au regard des valeurs limites indiquées par la CASU.

24 heures après le début de l'incendie, le conteneur présente une température externe de 300°C.

La situation était considérée comme stabilisée le samedi 4 juin au soir. Le dimanche 5 juin à 9h00, le feu est encore actif (la température de la cloison du local transformateur s'élève à 150°C en cas d'arrêt de la lance et la température mesurée à l'évent situé au-dessus de la porte du compartiment batteries dépasse les 300°C). A la mi-journée, la décision est prise d'ouvrir la porte du conteneur pour arroser l'intérieur de ce dernier à la lance et pour accélérer la décrue des températures. Cela correspond au regain d'incendie mesuré par les courbes de températures figurant en annexe 2 du présent rapport.

Les moyens des sapeurs-pompiers sont restés sur les lieux jusqu'au lundi 6 juin vers midi, notamment pour surveiller la baisse progressive de la température du caisson, qui était de 40°C environ au départ des secours.

V. Compte-rendu des investigations menées

V.1 Reconnaissances de terrain

Les enquêteurs du BEA-RI se sont déplacés sur site une première fois le mercredi 23 juin 2022. Ils ont procédé aux premiers constats en présence des personnels des sociétés Sun'R et Nidec ainsi que de la DREAL. Par la suite, le bureau a participé à deux reprises (12 octobre 2022 et 25 mai 2023) à des expertises complémentaires en lien avec l'expert judiciaire désigné par le tribunal dans le cadre de la procédure civile engagée par les assureurs en lien avec des procédures d'indemnisation. L'Ineris sollicité en appui dans le cadre de cette enquête a également participé aux expertises réalisées par le laboratoire SERMA.

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

V.1.1 Les données enregistrées

Le conteneur impliqué dans l'incendie abritait le serveur local sur lequel était stocké l'ensemble des paramètres d'exploitation des modules. Sont particulièrement enregistrées : les alarmes remontées par les BBMS, les données de températures, les tensions et intensités au niveau des cellules, des modules et des racks, les positions des commutateurs durant les dernières heures de fonctionnement et au cours des jours qui ont précédé l'incendie. En l'absence de système de sauvegarde protégé, l'ensemble de ces données a été perdu dans l'incendie. Une partie de ces données a néanmoins pu être conservée via le système de supervision à distance. Ont ainsi pu être exploités l'historique des alarmes et des

²² Cellule mobile d'intervention chimique des sapeurs-pompiers

données télétransmises dans les heures qui ont précédé l'incendie et les données récupérées dans l'urgence par l'opérateur délocalisé entre le moment où il a pris la main sur le serveur (à réception de l'appel automatique d'urgence) et le moment où la communication a été interrompue.

Ces données sommaires sont rassemblées en annexe 1 du rapport. Elles nous permettent de voir :

- Que le jour de l'accident, une intervention a été effectuée par le technicien NIDEC ASI. Les alarmes de portes confirment que l'intervention n'a concerné que le compartiment "Conversion de puissance" du conteneur n°1 ;
- A 18h54m34s, une première alarme "[Seq01_OBI_CICPFIt] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01)" indique qu'une des conditions nécessaires au bon fonctionnement du conteneur n'est pas présente. Selon Nidec Asi, concepteur du système, l'erreur "[Seq01_CICPFIt] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01)" ne peut pas être liée à un défaut d'isolement, car un tel défaut d'isolement aurait également impliqué la remontée d'une erreur dédiée. Cette erreur serait donc la conséquence d'un autre événement, qui pourrait être l'alarme générale " BBMS1_GenWarning " remontée 15 s après, elle-même générée par les alarmes " déviation de température " et/ou " SOC élevé " remontées dans les 3 s suivantes (et décrites au §3.1.2). L'interprétation de cette alarme est contestée par LG qui attribue ce message à un défaut d'isolement sans toutefois apporter d'autres justification ;
- Une alarme générique "BBMS1_GenWarning" est enregistrée à 18h54m49s sans autre détail, elle ne précise pas l'objet de l'alerte mais elle signifie "*qu'au moins une alarme a été relevée par le BBMS du conteneur*"²³ ;
- Deux secondes plus tard, à 18h54m51s, une alarme déviation de température qui signifie que le BBMS a relevé un écart de température entre 2 modules du rack de plus de 8°C ;
- Une seconde plus tard à 18h54m52s, une nouvelle alarme est remontée sur le rack 15 concernant l'état de charge (SOC : state of charge) du module ;
- A 18h55m04s, le BBMS est en défaut ce qui, selon Nidec, provoque l'ouverture de l'ensemble des disjoncteurs des BPU de chaque rack. L'automate de pilotage du conteneur coupe la conversion d'énergie et ouvre les disjoncteurs AC et DC. Plus aucun transfert d'énergie vers/depus les batteries au niveau du conteneur 1 ;
- A 18h55m11s, une première détection "feu" est remontée ;
- A 18h56m16s, seconde détection "feu" qui entraîne le déclenchement du système d'extinction (inertage à l'azote) ;
- A 18h57m06s, un défaut BBMS associé de nouveau au rack 15 est remonté "Erreur disjoncteur batterie". Au même instant, un second défaut BBMS signale une perte de communication entre le rack et l'un de ses modules.

²³ Rapport Ineris 212448 - 2803373 - v1.0 page 21/49

La capture d'écran de l'affichage du BBMS (Tableau 2 annexe 1) permet d'avoir une vue d'ensemble du niveau de charge des modules au moment de l'événement :

- 1) Les tensions des racks sont toutes de 955,4 V ou 955,5 V, à l'exception du rack 15 ayant une tension légèrement inférieure de 955,1 V ;
- 2) L'état de charge de tous les racks est de 87 %, à l'exception du rack 15 ayant un état de charge de 86,5 % ;

La même vue permet également d'avoir une vue d'ensemble des mesures de température des équipements connectés. On dispose pour chaque rack, de trois mesures de température :

- 1) La moyenne de température des 17 modules du rack, chaque module étant équipé de deux sondes de température interne soit 34 sondes ;
- 2) La mesure de température maximum parmi les 34 sondes du rack et la localisation de cette sonde (numéro entre 1 et 34) ;
- 3) La mesure de température minimum parmi les 34 sondes du rack et la localisation de cette sonde (numéro entre 1 et 34).

On peut voir que la mesure de température maxi du rack 15 est de 33°C (environ 8°C de plus que les autres) et que la sonde en question est la 21^{ème}. Cette sonde est la première sonde du module n°11 (chaque module est équipé de deux sondes de température : une sonde est dans le flux d'air sortant du module, l'autre étant dans le flux d'air entrant). Pour rappel, un rack comprend 17 modules avec le module 1 en bas et le module 17 en haut sous la BPU. Le module 11 est donc environ au milieu du rack.

Sur ce même rack, la température mini et la température moyenne sont équivalentes aux autres racks. Cela indique qu'une sonde de température sur le rack 15 mesure une déviation anormale et localisée de température.

On note également la situation particulière du rack 20 dont les températures se situent à des niveaux plus élevés que les autres températures enregistrées (+1,5°C sur la température moyenne, + 1,5°C sur la température minimale, + 2°C sur la température maximale). Ce rack est globalement plus chaud que les autres sans être en dehors des plages normales de fonctionnement. Aucune alarme reçue ne sera attribuée à ce rack. Nous notons que le rack 20 est situé en extrémité de conteneur dans un endroit peu balayé par la climatisation (absence de caisson de climatisation au-dessus) ce qui peut expliquer cette singularité.

L'Ineris précise en outre que l'exploitation de l'historique des températures permet d'apporter un élément supplémentaire sur la cinétique du phénomène. *"La température maximale des modules du conteneur n°1 a été stable pendant les deux heures ayant précédées l'incendie, puis elle a augmenté brutalement pour atteindre les 33 °C (température atteinte dans le module 11 du rack 15 selon la figure 21)."*²⁴

²⁴ Partie 3.1.2 "Captures d'écran relevées juste après détection incendie" interprétation de la figure 22 rapport INERIS - 212448 - 2803373 - v1.0

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

L'examen extérieur du conteneur montre que les parois extérieures et la toiture ont conservé leur intégrité physique. Les parois latérales portent des stigmates de l'incendie sur des zones très localisées permettant de déduire des zones plus agressées. Ces zones ont été expertisées plus en détail par l'extérieur après découpe des parois du conteneur. On recense ainsi :

- Des traces en " V " provoquées par l'ouverture latérale du local de conversion. Il s'agit, en façade, de la zone la plus marquée par l'incendie ce qui confirme que lorsque la porte a été ouverte, l'incendie était encore actif ;
- Des traces provoquées par l'incendie qui s'est formé sous le conteneur lorsque le plancher a perdu son intégrité et que le métal en fusion a commencé à se répandre. La végétation qui était présente s'est alors enflammée ce qui a conduit aux traces d'incendie constituées en partie basse de peinture brûlée et en partie haute de dépôt de suie ;
- Des traces en partie supérieure des faces latérales dues à l'accumulation de chaleur en partie haute du conteneur et à la conduction de la chaleur jusqu'au revêtement extérieur.

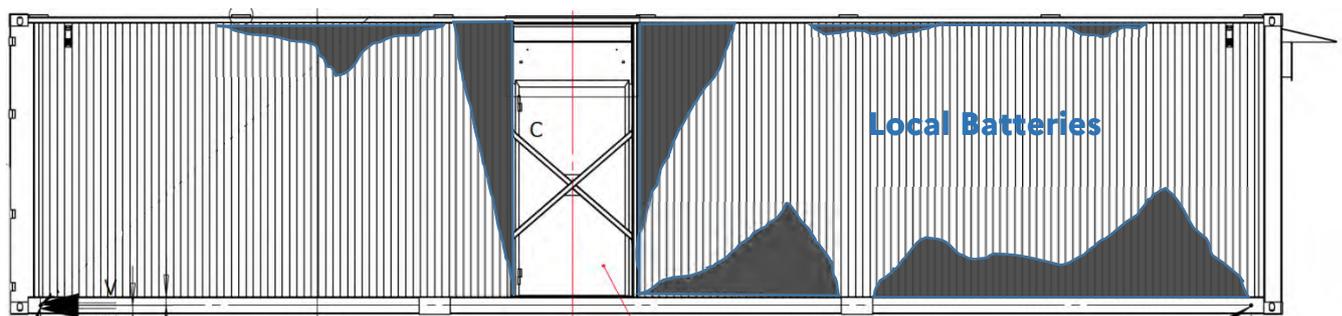


Figure 15 : Vue latérale Nord (en noir les stigmates de l'incendie)

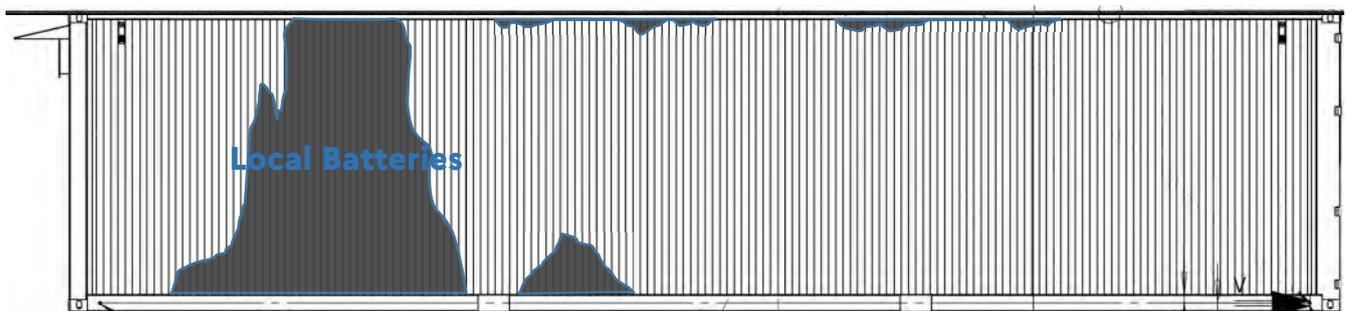


Figure 16 : vue latérale Sud du conteneur (en noir les stigmates de l'incendie)



Photographie 4 : Vue des faces du conteneur

Le toit du conteneur ne présente pas de stigmates notables.

En revanche, le plancher a été fortement endommagé. Les documents communiqués par le concepteur du conteneur mentionnent que le sol du conteneur est constitué d'un plancher bois M1 (non-inflammable) d'épaisseur 9 mm posé sur le plancher du conteneur d'épaisseur 25 mm, le tout étant recouvert d'un revêtement antistatique. Les constats réalisés lors des expertises laissent à penser que le plancher est constitué de deux planchers bois d'épaisseur 25 mm avec revêtement antistatique. En outre, sous l'effet de la chaleur produite lors de l'incendie et de l'écoulement des métaux en fusion, le plancher s'est consumé sur une partie du local batterie et sur une partie du local technique. Les parties préservées sont situées sous les racks et sur une partie du couloir central qui bénéficie d'un renforcement structurel en tôle acier (cette zone est renforcée afin de permettre la manutention du conteneur à l'aide d'un outil appelé "col de cygne"). Le plancher a mieux résisté lorsqu'il était protégé sur l'une de ces faces.



Figure 17 : Vue du dessous du conteneur, la zone noire correspond à la partie du plancher qui s'est consumée. La zone renforcée pour le dispositif "col de cygne" et les parties situées sous les racks ont bien résisté à l'incendie. A gauche, une photo du sol du compartiment conversion.

V.1.3 Les constats à l'intérieur du conteneur

Hormis le local transformateur qui a été préservé grâce à l'action des sapeurs-pompiers, la totalité des équipements présents dans le local batterie et le local atelier conversion ont entièrement brûlé ce qui rend les investigations sur les causes de l'incendie particulièrement complexes. Les modules ont perdu leur tenue mécanique et se sont tassés sous l'effet de leur poids. Quelques éléments ont été prélevés pour expertise, les principales conclusions de ces expertises sont rapportées infra.

On constate en outre que les éléments en aluminium ont fondu alors que ce n'est pas le cas pour les éléments en cuivre présents à l'intérieur du conteneur. Ce constat nous permet de conclure que l'incendie généré a atteint des températures supérieures à 660°C et inférieures à 1085°C.



Photographie 5 : face arrière des modules de batteries accessibles, après découpe du conteneur.



Photographie 6 : état d'une cellule électrochimique d'un module

V.1.4 Le développement de l'incendie

Le conteneur n'ayant pas été ouvert suite aux échanges entre les sapeurs-pompiers et la société chargée de l'exploitation du conteneur, et le système d'extinction automatique ayant été activé, le feu a couvé pendant plusieurs heures du fait de la présence limitée d'oxygène. La réaction d'emballement thermique des cellules électrochimiques présente la particularité de pouvoir se produire même sans apport d'oxygène extérieur puisque les cathodes (surtout NMC et NCA) ont tendance à se décomposer en libérant de l'oxygène.

Dans ces conditions, l'incendie s'est propagé à l'intérieur du local batteries ce qui a eu pour effet d'augmenter la température intérieure du local.

Porté à plus de 660 °C, l'aluminium s'est écoulé par les interstices du plancher puis par les trouées qui se sont formées sous l'effet de l'incendie, ce qui a contribué à alimenter l'incendie par un apport d'oxygène extérieur.

Sous le conteneur, on note la présence d'une nappe solidifiée ainsi que des stalagmites et des stalactites d'aluminium provoquées par la fusion du métal. Les différentes formes de dépôts (stalagmites ou nappes) sont la conséquence de dépôts d'aluminium à des débits et des températures différentes.

Malgré la durée de l'incendie et les températures atteintes, l'action des sapeurs-pompiers a permis, d'une part, d'empêcher la propagation du feu à la végétation avoisinante et d'autre part de limiter les atteintes à l'enveloppe externe du conteneur. L'éloignement entre les conteneurs et la mise en place de lances à incendie ont permis d'éviter la propagation de l'incendie par rayonnement.



Photographie 7 : stalagmite d'aluminium



Photographie 8 : coulée d'aluminium solidifiée posée sur des matériaux meubles (cendres, sables, ...) qui ont été emportés par les écoulements d'eau.

V.1.5 Les moyens de lutte contre l'incendie

Les investigations menées ont permis d'établir que le conteneur était bien équipé du dispositif anti incendie décrit par le fabricant. Par ailleurs, le dispositif était régulièrement entretenu et contrôlé. Les derniers rapports d'intervention ne font état d'aucun problème particulier. Ils rappellent l'obligation de procéder à la vérification de l'étanchéité du conteneur par un essai à l'infiltromètre. Cet essai n'a pas été réalisé avant l'incendie. Un essai a toutefois été réalisé quelques jours après l'incendie sur le conteneur n°2 qui est de fabrication et de technologie identiques au conteneur qui a brûlé. Cet essai a démontré que le conteneur répondait aux exigences d'étanchéité auxquelles doit répondre le local équipé d'un système de protection contre l'incendie à base de gaz inertant.

La télémétrie communiquée par l'exploitant confirme que les alarmes incendie et extinction ont bien été reportées à l'opérateur d'exploitation délocalisé à 18h56. Aucun élément ne permet de mettre en doute le fonctionnement effectif du système d'extinction automatique. On notera toutefois lors de l'examen du conteneur n°2 (conteneur intact), la présence de l'afficheur d'alarme obstruant en partie l'événement de surpression situé au-dessus de la porte. Pour rappel, en cas de déclenchement du système

d'extinction, cet évènement sert à l'évacuation de l'air présent dans le conteneur qui est expulsé par le gaz inertant. Cette présence a possiblement eu pour effet de réduire l'efficacité du dispositif.

Par la suite, en l'absence de toute tentative d'ouverture du conteneur au cours des premiers jours d'intervention, on peut donc considérer que rien n'est venu gêner l'action du système d'extinction.

Enfin, les enquêteurs ont bien constaté la présence d'une réserve d'eau d'un volume de 30 m³ ainsi que sa proximité avec le conteneur sinistré.



Photographie 9 :
Haut gauche : réserve incendie
Bas gauche : centrale de sécurité incendie
Bas : évènement de surpression partiellement masqué par l'affichage
Droite : bouteille de gaz du système d'extinction automatique



V.1.6 L'entretien du site et des équipements

Les équipements détenus par Sun'R faisaient l'objet d'un contrat d'exploitation et de maintenance auprès de la société Nidec qui avait conçu et installé l'équipement. Les modalités d'entretien semblaient reprendre les recommandations émises par le constructeur des batteries en matière d'inspection et rappelé en annexe 3 du présent rapport.

Ces inspections visent notamment à s'assurer, à partir des données d'exploitation, du respect des préconisations en ce qui concerne l'environnement et le mode d'utilisation des batteries :

- Humidité (qui doit être inférieure à 85%) ;
- Température (comprise entre 19°C et 27°C avec un écart maxi de 8°C entre deux zones) ;
- Tension (écart maximum de tension entre les cellules d'un même rack inférieur à 40 mV) ;
- Les connections et la résistance interne des modules doivent également être contrôlées à périodicité donnée.

L'entretien des abords extérieurs était à la charge de l'exploitant. Il consistait en une fauche régulière pour éviter le développement de la végétation. Les enquêteurs ont toutefois constaté lors des premières visites la présence de végétation haute susceptible de favoriser la propagation de l'incendie.

V.1.7 L'existence d'un phénomène de condensation

Les conteneurs 1 et 2 présents sur le site étaient de conception similaire en ce qui concerne la partie stockage d'énergie. Il a donc été possible de se faire une idée de l'état du conteneur n°1 avant son incendie, le conteneur n°2 ayant été mis en service en même temps et ayant été entretenu dans les mêmes conditions que le conteneur n°1. En outre, pour des raisons de sécurité, de nécessité de surveillance et de maintien en état des équipements, le système de climatisation du conteneur n°2 a été maintenu en service après l'incendie du conteneur n°1.

Lors des visites qui ont eu lieu, les enquêteurs ont relevé l'existence d'un phénomène de condensation de l'air chaud du conteneur marqué sur les parties froides du système de climatisation et dans le système de collecte de condensats : les circuits froids internes au caisson et les tuyauteries froides alimentant le système de climatisation. De l'eau en quantité notable a été constatée sur le boîtier du BPU du rack situé à l'aplomb d'un caisson de climatisation. Ce phénomène est la conséquence de deux circonstances exceptionnelles :

- La déconnexion du flexible d'évacuation des condensats consécutivement à un défaut d'exécution de la maintenance réalisée la veille de notre visite (opération réalisée par la société Nidec) ;
- Un phénomène de condensation inhabituel le jour de la visite, lié aux allées et venues des nombreuses personnes présentes qui, en ouvrant le conteneur à de multiples reprises, ont provoqué un fonctionnement intensif de la climatisation. Une règle élémentaire en matière de local climatisé consiste normalement à laisser les portes du local fermées afin d'assurer une bonne régulation de la température et de l'humidité.

Pour autant, ce concours de circonstances a permis de mettre en évidence que le dispositif d'évacuation des condensats peut être sujet à défaillance et que cette défaillance peut conduire à des écoulements d'eau en quantité notable sur les équipements électriques. Le BEA retient aussi la possibilité de formation de gouttes de condensation sur les pièces métalliques qui ne peuvent être protégées (telles que les vis et les raccords des vannes du circuit par exemple). En temps normal, dès lors que le local reste fermé, ce phénomène de condensation est limité dans le temps puisque le taux d'humidité du local diminue rapidement en dessous du point de rosée du fait de la condensation et de l'évacuation des condensats. Les quantités produites restent donc limitées. L'absence de trace d'humidité au sol dans le conteneur n°2 (de même conception) et dans les modules prélevés dans ce même conteneur tendent à confirmer ce point.



Photographie 10 : Image extraite d'un film réalisé dans le conteneur n°2, climatisation en fonctionnement. De l'eau est présente sur la face supérieure de la BPU placée en partie sommitale d'un rack situé à l'aplomb de l'évacuation des condensats (Source Conseil LG). Image prise en partie sommitale du rack 11.

Pellicule d'eau



Photographie 11 : vue de l'intérieur du conteneur le jour où la présence de condensation a été observée. De nombreuses personnes étaient présentes. On aperçoit en partie haute les caissons de climatisation et les tuyaux d'eau refroidie entrant et sortant des caissons et isolés thermiquement par un manchon isolant noir.

V.2 Analyse de l'inspection des installations classées

L'inspection des installations classées nous a fait savoir que ce projet de parc a été initialement porté par la société IRISOLARIS qui avait déposé un dossier de déclaration le 24 février 2016, pour cette installation. Le 7 janvier 2019, un changement d'exploitant est intervenu, au profit de la société SPES de Corse.

L'installation n'ayant pas été mise en service dans le délai de trois ans à compter de la première déclaration, la société SPES de Corse a déposé un nouveau dossier de déclaration, conformément aux

dispositions de l'article R. 512-74 du code de l'environnement. La preuve de dépôt N°A-9-091S857NO a alors été remise à l'exploitant le 06 mars 2019.

V.3 Les expertises conduites dans le cadre des procédures d'assurance

V.3.1 Les expertises du SERMA

Le laboratoire SERMA a été mandaté dans le cadre de l'expertise judiciaire pour aider à comprendre et identifier les causes de l'incendie. Après avoir participé à l'ouverture du conteneur et aux prélèvements, il lui a été demandé de :

- Expertise 1 : Analyser des débris prélevés sur site ;
- Expertise 2 : Expertiser 6 BPU's prélevées dans le conteneur pour y rechercher des indices ou des singularités par un examen visuel et rayon X ;
- Expertise 3 : Expertiser trois modules cyclés prélevés sur le conteneur n°2 pour les expertiser et identifier d'éventuelles anomalies ;
- Expertise 4 : Essais d'agression d'un module pour évaluer l'impact sur un module en fonctionnement de la présence d'eau par goutte à goutte puis, si nécessaire, par immersion.

Il ressort pour ces quatre expertises les synthèses suivantes :

Expertise 1

Les analyses réalisées sur les coulées de métaux présentes sous le conteneur confirment la présence de métaux constitutifs des équipements électroniques et des batteries présents dans le conteneur. La présence principale d'aluminium et minoritaire d'autres métaux tels que le cobalt, le nickel et le cuivre permettent de situer la température maximale d'incendie au-delà des 660°C mais en deçà des 1000°C.

Expertise 2

L'examen des 6 BPU's prélevées sur les racks 14, 15, 16 et 4, 5, et 6 conduit à constater que "*certaines fusibles présentent des traces de fusion plus ou moins importantes dues à un passage de courant supérieur au calibre du fusible (200A)*". Toutefois, "*il n'y a aucun BPU avec les 2 fusibles (+) et (-) ouverts, on peut donc supposer qu'il n'y a pas eu de court-circuit externe entre les sorties Top(+) et BCM(-) sur tous les BPU*". Cette observation permet de conclure que l'évènement n'a pas produit ou n'a pas été causé par un courant de surintensité excessive et ne remet pas en cause l'hypothèse d'une défaillance interne à un rack.

Expertise 3

L'expertise conduite sur les 3 modules cyclés issus du conteneur ne fait état d'aucune trace de liquide ou de trace d'oxydation montrant une stagnation de liquide dans les modules. Aucune corrosion anormale n'a été détectée sur les différentes pièces du module. Aucun défaut électrique n'a été relevé (résistance d'isolement, les tensions et les résistances internes normales).

Les ouvertures des cellules n'ont pas permis de détecter clairement la présence de Li plating²⁵. Cependant, le rapport exprime un doute à-travers le constat d'une couche épaisse très localisée issue de la décomposition de l'électrolyte sur certaines électrodes négatives qui traduit un phénomène d'usure tout en précisant que *"l'hypothèse [de formation de dendrite] est difficilement vérifiable dans le cas présent"*. Enfin, le rapport précise que les cellules présentent des signes de dégradation en accord avec la dégradation standard de cellules Li-ion (gonflements des cellules, usure du séparateur, traces de délamination²⁶, présence d'une couche épaisse résultant de décomposition de l'électrolyte pouvant être le signe de la présence de Li plating).

Expertise 4

Afin d'évaluer l'impact de la présence d'eau sur les modules, le laboratoire SERMA a procédé à deux types d'essai : un goutte-à-goutte à l'eau déminéralisée sur un module seul en fonctionnement et une immersion partielle de ce même module seul dans un volume d'eau du robinet. L'essai est réalisé sur un module chargé sous tension mais sans reproduction des conditions de tensions plus fortes que l'on peut retrouver dans un rack complet du fait de la mise en série des modules. Aucun de ces deux essais n'a conduit à l'emballement thermique du module.

V.3.2 Les essais produits par LG Chem

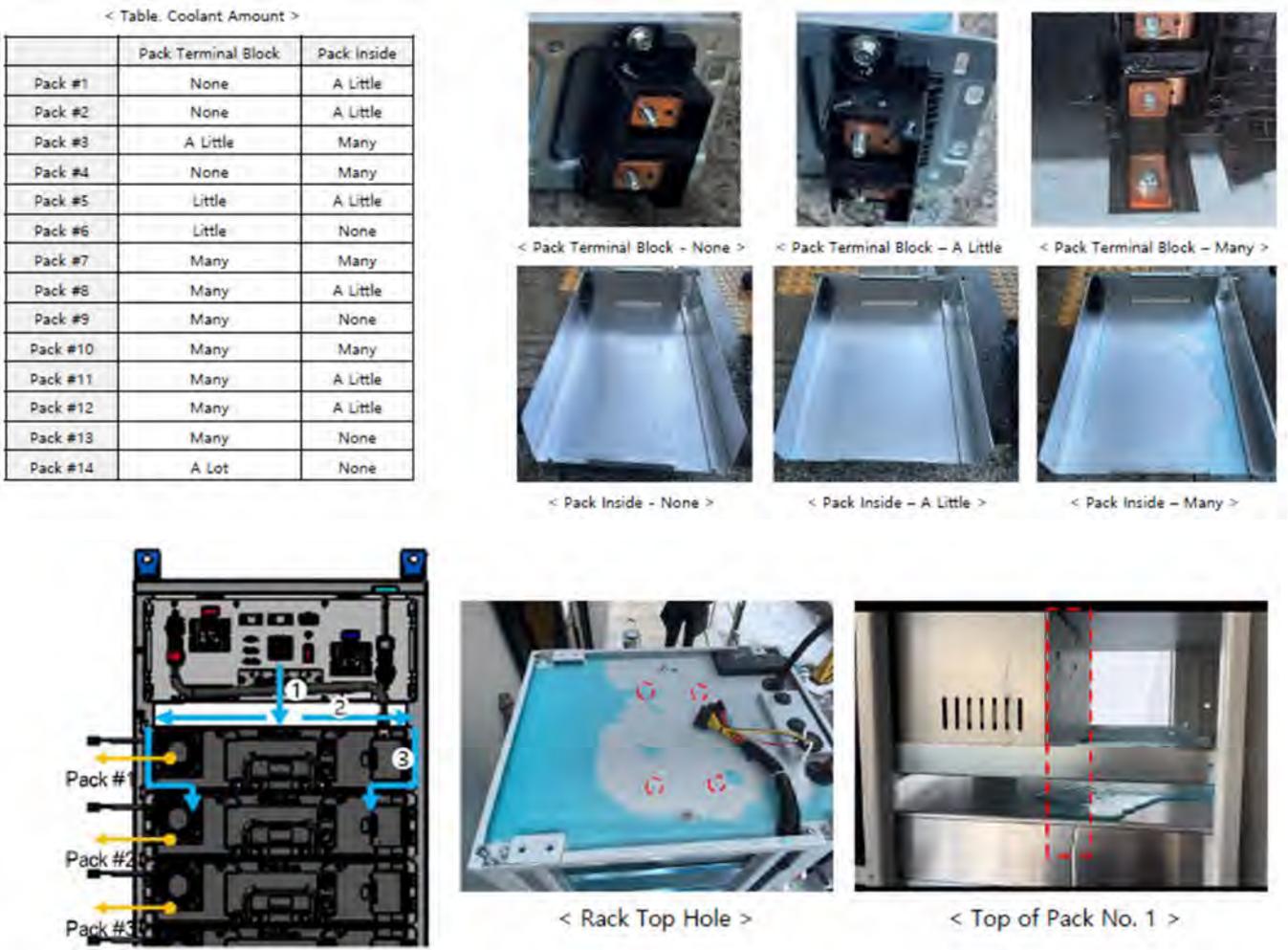
LG Chem (fournisseur des batteries) a, de sa propre initiative, réalisé des essais pour évaluer les conséquences d'un écoulement de liquide sur un rack. Fort de son propre retour d'expérience, LG Chem qui non seulement fabrique des batteries mais conçoit et exploite des stations de stockage d'énergie, sait depuis quelques années 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 BEARI retient en particulier deux essais :

²⁵ Le **lithium-plating** (ou dépôt de lithium métallique) est un phénomène qui peut se produire dans les batteries lithium-ion, en particulier lors de la charge. Il désigne le dépôt de lithium métallique sous forme de couche à la surface de l'anode, au lieu d'être inséré de manière uniforme dans les particules actives le composant. Ce phénomène est indésirable lorsqu'il évolue en dendrite car il peut amener à un court-circuit interne .

²⁶ Détachement d'une partie de l'électrode du collecteur de courant sur le séparateur

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.

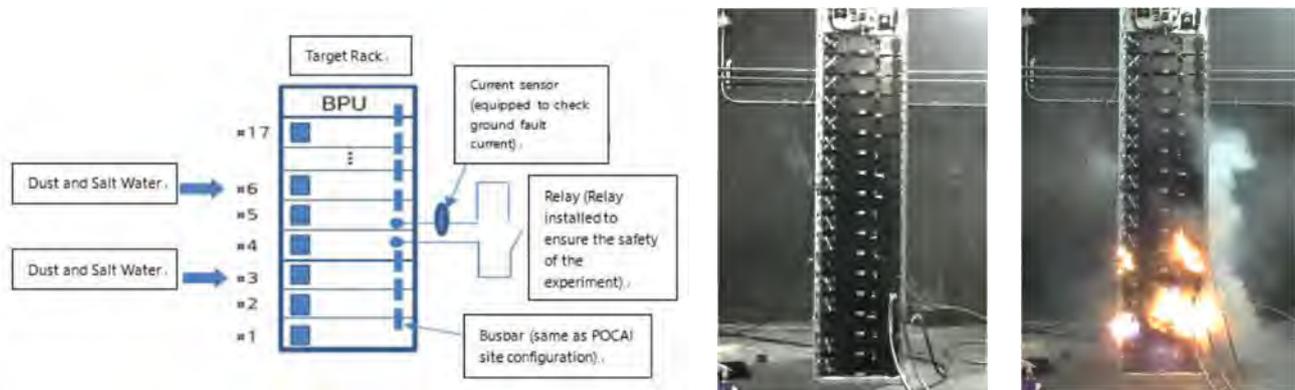


Photographie 12 : Photos issues de la présentation de l'essai (Source LG)

Sensibilité des racks en fonctionnement aux écoulements d'eau

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. 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 plus agressives que la réalité, 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 13 : 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 internes qui ont conduit les cellules du module 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 mn 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 assuré par le contrôle du BBMS) étaient entièrement opérationnelles dans le cadre de l'essai. Cette information aurait été intéressante pour confirmer si les protections électriques internes aux modules et les protections situées au niveau du BPU²⁷ permettent d'éviter les surintensités qui conduisent aux phénomènes d'emballement thermique.

²⁷ Un module est équipé d'un fusible assurant la protection électrique du module. Ce fusible protège le module de court-circuit extérieur. Une BPU est équipée d'un contacteur de puissance assurant le couplage du rack piloté par le BBMS et d'un fusible assurant la protection électrique du rack.

V.3.3 L'analyse technique produite par LG

Les notes produites par LG rappellent que l'emballage 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)
- 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, contamination par des particules métalliques ou de l'eau qui peuvent réduire la rigidité diélectrique²⁸ de l'air, etc.), formation de dendrites de lithium perforantes ou bien encore fonctionnement en dehors de plage ce fonctionnement (surintensité ou surtension) consécutif à un défaut de supervision du BMS.

Sur la base de cet inventaire exhaustif, les notes techniques produites identifient et expliquent les mécanismes qui peuvent, individuellement ou concomitamment (hypothèse la plus probable), conduire à un court-circuit externe à la cellule électrochimique qui va, par la chaleur produite, initier l'emballage thermique. Ces mécanismes 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 phénomène d'arc peut se produire. Cet arc est d'autant plus plausible que les tensions sont élevées.

²⁸ 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.

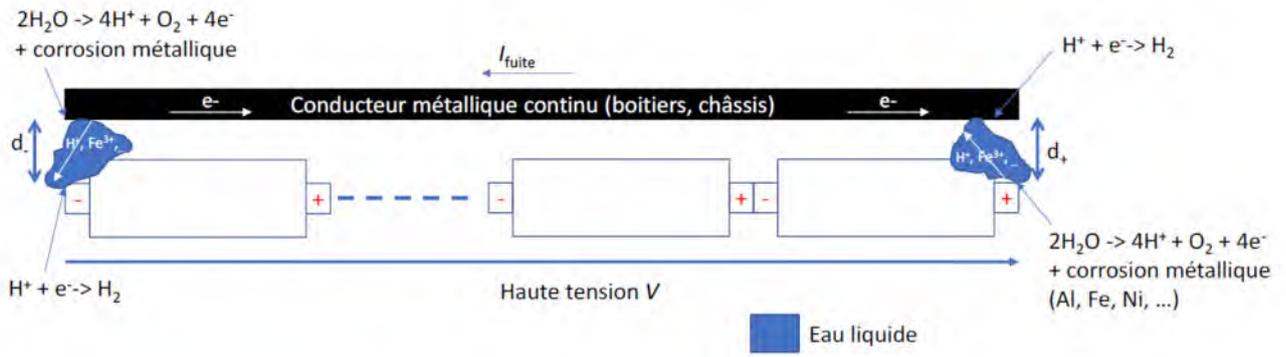


Figure 18 : Phénomène d'électrolyse de l'eau en deux points du rack du fait de la présence d'eau. Plus les points d'interface sont distants, plus le potentiel mis en jeu est élevé, plus le phénomène d'électrolyse est marqué. (source : Charles Delacourt, CNRS)

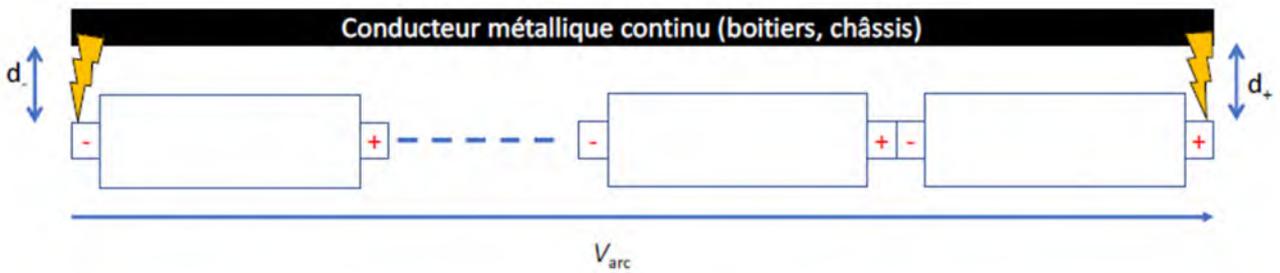


Figure 19 : Phénomène de double arc électrique formé aux endroits où le rapport V_{arc}/d est supérieur à la rigidité diélectrique du milieu qui sépare la partie active du châssis

Arc électrique (court-circuit)

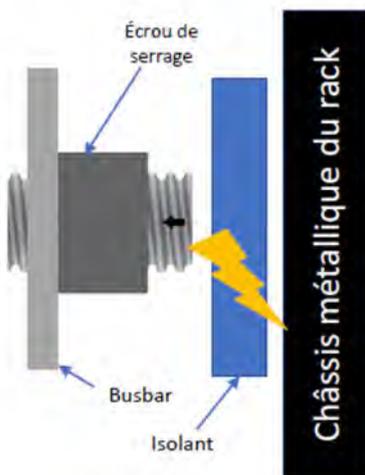


Figure 20 : Illustration du phénomène de tracé des polymères isolants (source : Charles Delacourt, CNRS)

Arc électrique/effet Joule en charge/décharge

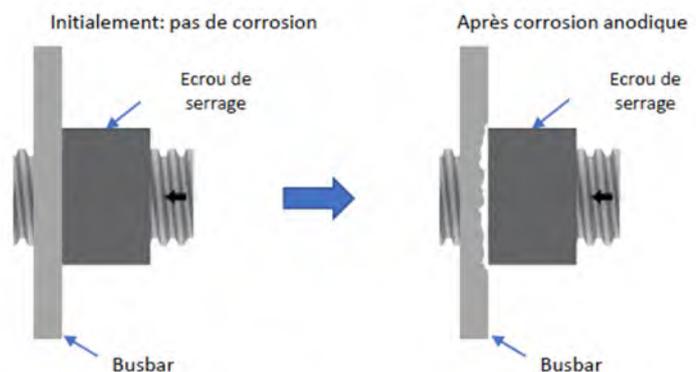


Figure 21 : phénomène de corrosion anodique qui produit des points chauds (source : Charles Delacourt, CNRS)

V.4 L'analyse de l'INERIS

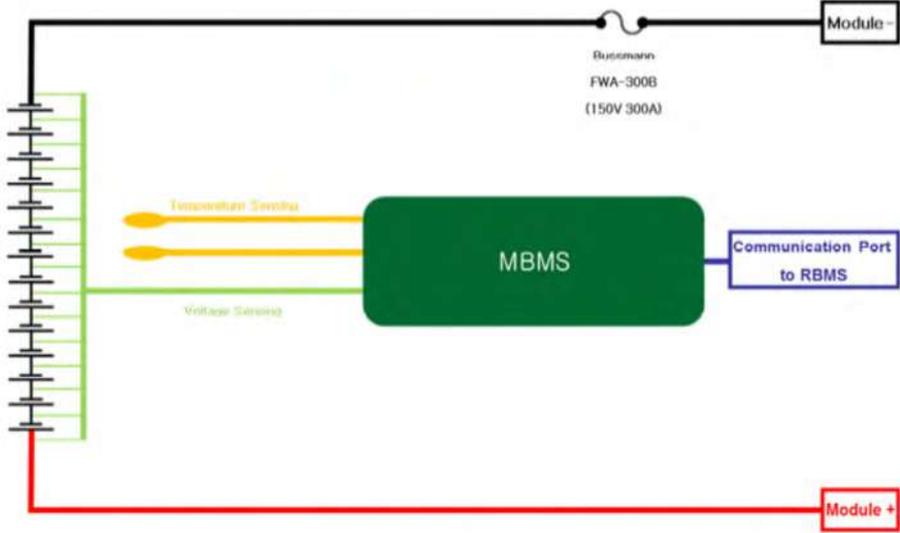
Le BEA-RI a eu recours à l'INERIS pour apporter un appui technique au cours de l'enquête en procédant à une analyse critique des pièces techniques communiquées par les parties et participer aux expertises conduites dans le cadre de la procédure civile en vue de :

- 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 ;
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

L'intégralité du rapport de l'INERIS est consultable en annexe 6 du présent document.

Le BEA-RI retient de ce rapport les réponses suivantes :

Questions	Synthèse des réponses
<p>Les enseignements issus de l'exploitation des données télémétriques (Partie 3.1 Rapport Ineris)</p>	<p>Les enregistrements ne mentionnent aucun dysfonctionnement avant la survenue soudaine de l'évènement initiateur.</p> <p>Les causes exclues :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le rack 20 est écarté. • Les signes de défaillance sur le rack 15 ne semblent pas avoir pour origine une défaillance électrique externe de type surcharge ou surdécharge. • La défaillance ne semble pas avoir pour origine une circulation de courant non maîtrisé entre différents racks via les masses métalliques. • La défaillance ne semble pas avoir pour origine un court-circuit franc et maintenu entre parties actives au sein du rack 15 (diminution de la tension du rack 15 de seulement 300 mV alors que la température du module 11 a déjà augmenté de 9 °C). <p>Deux causes possibles sont retenues, sans que les données permettent de privilégier une des deux hypothèses :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La défaillance interne d'une cellule au sein du module 11 du rack 15 • L'apparition d'une circulation de courant non maîtrisé due à un défaut d'isolement entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack <p>L'Ineris précise que compte tenu des modalités de mesure de la température, l'augmentation de température observée dans le module 11 peut n'avoir été mesurée qu'une fois le dégazage voire l'emballement thermique soutenu de cellule(s) déjà initié.</p>

	<p>L'Ineris précise enfin qu'aucun défaut d'isolement n'a été détecté avant la séquence ce qui peut s'expliquer soit par une absence de courant non-maîtrisé soit par une absence de détection de ce courant, cette absence de détection s'expliquant par un intervalle de temps entre deux mesures supérieur à la survenance de l'évènement, ou par des courants formés entre deux parties actives du module sans mise en cause du châssis.</p>
<p>Rôle des protections électriques intégrées (Partie 3.2 Rapport Ineris)</p>	<p>L'Ineris a recensé les protections électriques suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un fusible de 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4), • Un contacteur 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4). 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 24). <p>Ces protections ne sont pas efficaces pour protéger les cellules contre les deux défaillances possibles envisagées.</p>  <p>Figure 22 : Schéma des protections électriques (source LG)</p> <p>Concernant le fusible de module, l'Ineris souligne que "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</p>

	<p><i>plus), les 150 Vdc seraient dépassés, et donc le fusible serait potentiellement inefficace."</i></p>
<p>Examen critique des essais réalisés lors des investigations post-accidentels (Partie 3.3 rapport Ineris)</p>	<p>L'Ineris apporte une analyse critique des essais qui ont été réalisés par les parties.</p> <p>Essai LG simulant une fuite de liquide sur le dessus d'un rack (Partie 3.3.1 Rapport Ineris)</p> <p><i>"Cet essai montre qu'un chemin d'écoulement d'un liquide présent sur le dessus du rack vers l'intérieur des modules et vers les bornes de puissance existe. Compte-tenu des trous sur le dessus du rack et de la non-étanchéité des modules, ce résultat pouvait être pressenti et est ici démontré expérimentalement. Cet essai rappelle qu'il est donc important d'éviter la présence de liquide sur le dessus du rack en quantité suffisante pour qu'il se diffuse par gravité au sein du rack.</i></p> <p><i>Cet essai ne permet toutefois pas de savoir si un cheminement existe pour que l'eau de condensation passe des parties froides de la climatisation jusqu'au rack 15, ni quelle serait la quantité d'eau de condensation suffisante pour qu'elle chemine jusqu'au 7ème module sous le BPU (module présentant l'échauffement anormal juste avant la détection incendie), ni si la quantité et le débit d'eau nécessaire aurait pu être généré par le phénomène de condensation malgré la relative étanchéité du conteneur.</i></p> <p><i>De plus, une fois de l'eau présente dans ce module, l'essai ne permet pas d'affirmer que celle-ci pourrait engendrer un emballement thermique d'une cellule Li-ion."</i></p> <p>Essai LG d'injection d'eau et de poussières au sein de modules d'un rack (Partie 3.3.2 Rapport Ineris)</p> <p>Les résultats sont en accord avec les prédictions théoriques. Les injections répétées d'eau salée et de poussières de carbone emportent potentiellement plusieurs conséquences : phénomènes d'électrolyse de l'eau et production de dihydrogène et dioxygène, corrosion des parties métalliques et échauffements localisés, diminution de la rigidité diélectrique de l'air interne du module ce qui favorise l'apparition d'arcs électriques. Ces phénomènes sont directement impactés par la différence de potentiel entre les parties conductrices impliquées.</p>

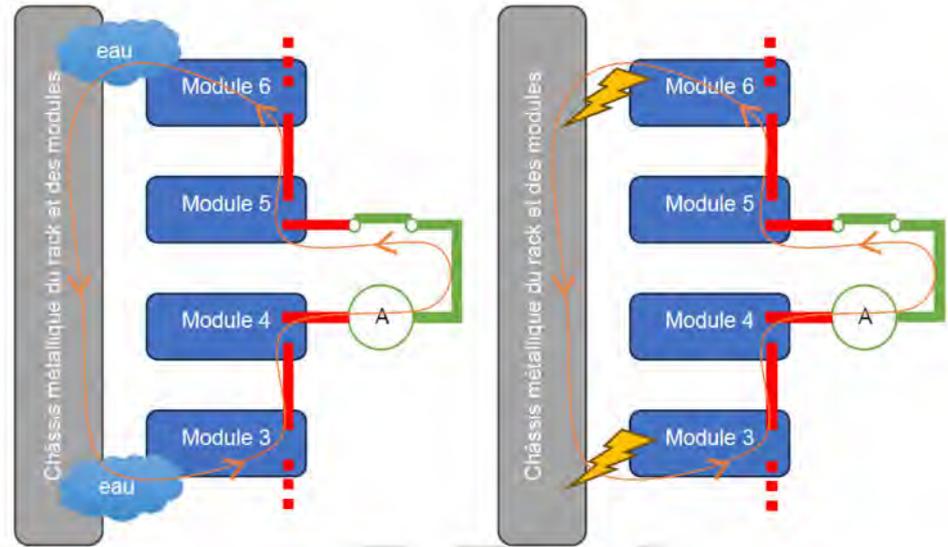


Figure 23 : Cheminement du courant lors de l'essai et illustration de la différence de potentiel (source rapport Ineris)

Cet essai démontre la possibilité d'un emballement thermique lors de l'agression de modules par injection d'eau salée et graphite, conditions plus sévères que celles rencontrées dans le conteneur (état de charge des modules, recours à de la poussière de graphite plus conductrice que les poussières usuellement rencontrées, recours à de l'eau salée plus conductrice que l'eau de condensation potentiellement souillée). Ces résultats ne semblent donc pas directement transposables dans la recherche de la cause de l'incendie du contenu.

Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion (Partie 3.3.3 Rapport Ineris)

L'Ineris liste les facteurs influant sur l'issue de l'essai :

- Durée d'exposition contrainte par les conditions d'essais
- La nature de l'eau utilisée plus pure que l'eau réellement présente dans le bac de collecte des condensats
- La différence de potentiel mise en jeu, les conditions sur site étant jugées plus sévères

"Toutes les différences évoquées ci-dessus (durée d'exposition raccourcie, conductivité de l'eau et différence maximale de potentiel) influent dans le même sens, et tendent à considérer l'essai de goutte à goutte réalisé par SERMA comme étant moins sévère que les conditions rencontrées dans le conteneur incendié."

	<p>L'essai de semi-immersion permet de voir l'influence d'une quantité importante d'eau du robinet sur un module chargé. "L'absence d'emballlement thermique lors de cet essai n'exclut pas pour autant que la cause de l'incident puisse être liée à la présence d'eau dans un module. En effet, un emballlement thermique se produit lorsqu'une cellule Li-ion génère plus de chaleur qu'elle n'est capable d'en dissiper dans son environnement. Or, la présence d'eau favorise la dissipation de chaleur de la cellule-Lion, ce qui rend l'initiation d'un emballlement thermique plus difficile à provoquer."</p> <p>L'absence d'emballlement thermique lors de ces deux essais réalisés par SERMA ne permet donc pas pour autant d'exclure la possibilité d'un départ de feu à cause de l'humidité ou du ruissellement d'eau de condensats.</p>
<p>Un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées (Partie 3.4 Rapport Ineris)</p>	<p>Sur l'événement initiateur</p> <p>Les deux causes possibles d'accident présentées ci-dessus restent probables :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La défaillance interne d'une cellule Li-ion se trouvant au sein du module 11 du rack 15, • L'apparition d'une circulation de courant non maîtrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack. <p>Toutefois, même si ces éléments apportent un faisceau d'indication en faveur de la défaillance interne d'une cellule, ils ne nous semblent pas suffisamment robustes pour pouvoir privilégier de façon factuelle une hypothèse plutôt qu'une autre.</p> <p>Sur le déroulement de l'incendie</p> <p>Une fois l'emballlement thermique d'une ou plusieurs cellules Li-ion initié, sa propagation au sein du module puis au reste du rack est tout à fait possible, et a d'ailleurs été démontrée expérimentalement lors de l'essai d'injection d'eau et de poussières mené par LG.</p> <p>Le système d'extinction (inertage à l'azote) s'est déclenché rapidement, moins de 20s après la première alarme remontée par le BMS (18h55). Malheureusement, l'inertage n'a pas été capable de contenir la propagation de l'emballlement thermique de cellule en cellule.</p> <p>Il est très probable que l'inertage initial à l'azote puis l'arrosage de l'extérieur du conteneur par les pompiers aient sensiblement ralenti cette propagation de cellules en cellules, l'incendie ne gagnant en intensité que le lendemain matin.</p> <p>La propagation de l'incendie au compartiment de conversion de puissance a été possible malgré la présence d'une porte coupe-feu équipée de joints intumescents entre ces locaux. Cette porte n'a possiblement pas résisté à une</p>

	<p><i>exposition prolongée au flux thermique auquel elle a été exposée pendant plusieurs heures. L'incendie a pu également se propager par le plancher en bois, dont l'état de combustion très prononcé a été constaté de part et d'autre de la porte séparant ces deux locaux. Une fois l'incendie ayant gagné le compartiment de conversion de puissance, il s'est propagé aisément à l'ensemble des matériaux combustibles présents dans ce local.</i></p> <p><i>La protection du transformateur Haute Tension, mise en œuvre par les pompiers à l'aide de lance à eau appliqué directement sur la paroi entre le local de conversion de puissance et celui du transformateur, a réussi à éviter la combustion de la grande quantité d'huile présente dans ce transformateur.</i></p>
--	--

VI. Conclusions sur le scénario de l'événement

VI.1 Scénario

Au terme des investigations conduites sur le site et en laboratoire, après exploitation des enregistrements disponibles et prise en compte de l'analyse critique produite par l'INERIS, le BEA-RI conclut que l'incendie a bien démarré au sein du compartiment stockage d'énergie où se trouvent les modules. Il s'est ensuite propagé au compartiment conversion et a été empêché dans sa progression vers le local transformation par l'action conjointe de la cloison et du refroidissement mis en place par les sapeurs-pompiers. Ni la nature du plancher ni le degré coupe-feu de la cloison entre les compartiments stockage et conversion n'ont permis de contenir l'incendie au niveau de la partie stockage d'énergie.

Par ailleurs, le BEA-RI attribue l'origine de l'incendie à la défaillance du rack n°15. Pour expliquer son origine, le bureau écarte en premier lieu l'hypothèse d'une défaillance électrique externe au rack (les courants mesurés aux bornes des racks dans les derniers instants étaient nuls et si les fusibles de certains BPU présentent des traces de fusion, elles sont consécutives à l'incendie).

Au sein du rack 15, tous les éléments disponibles désignent le module 11 comme étant l'équipement d'où l'incendie est parti. Consécutivement à un problème technique, ce module est entré en emballement thermique ce qui a eu pour effet de créer un incendie qui s'est ensuite propagé au rack puis au conteneur. Le déclenchement du système d'extinction automatique n'a pas permis de faire cesser le phénomène d'emballement. On peut toutefois supposer qu'il ait ralenti sa propagation.

En ce qui concerne le problème technique initial, compte-tenu de l'absence de déclenchement des protections électriques (qui permet d'écarter une cause électrique externe), l'hypothèse d'une défaillance interne au module est privilégiée. En théorie, un tel phénomène peut être provoqué de différentes manières :

- Défaut interne à une cellule électrochimique (défaut de fabrication) ;
- Fonctionnement de la cellule en dehors des plages de fonctionnement recommandées par le fabricant (surcharge ou sur-décharge consécutives à un défaut de BMS / BBMS par exemple) ;

- Circulation d'un courant non maîtrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) provoqué par la présence ponctuelle ou répétée d'humidité, d'eau ou de poussières (due notamment au mauvais fonctionnement de la climatisation).

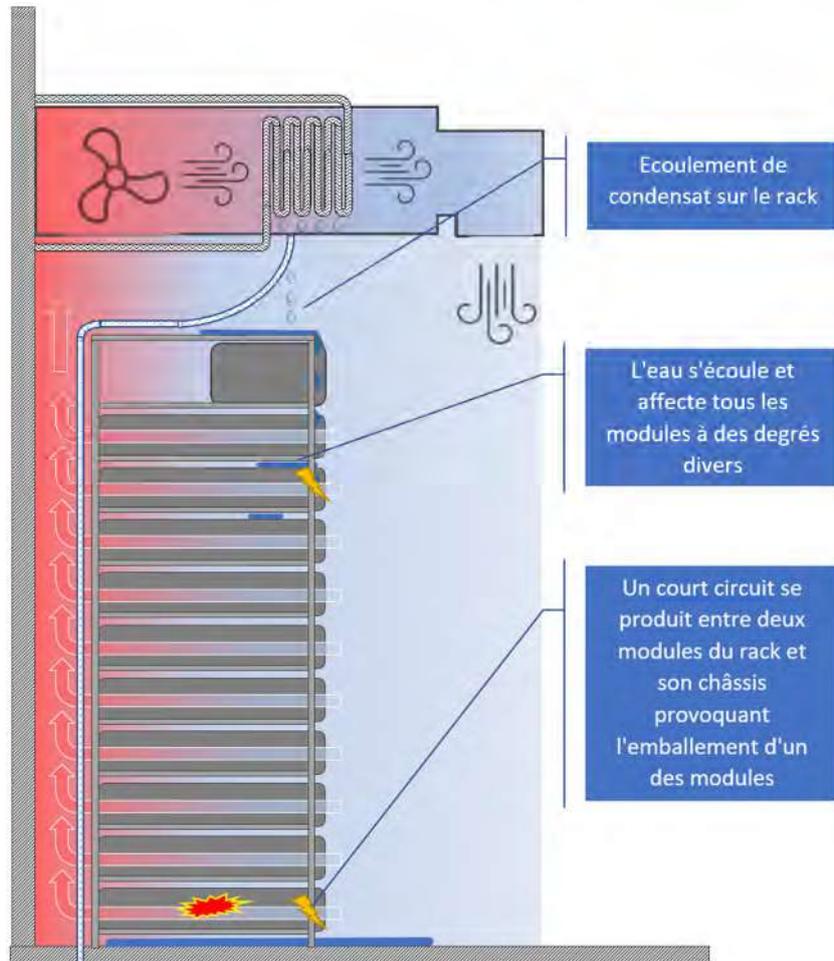


Figure 24 : Illustration de la thèse du court-circuit provoqué par la climatisation. Ce schéma ne correspond pas à la configuration présente dans le conteneur n°1 puisque le rack 15 n'était surmonté d'aucun système de climatisation.

Dans le cas de la présente enquête, si les données récupérées permettent d'écarter le défaut de BMS/RBMS²⁹, il est difficile d'être affirmatif sur l'origine de la défaillance en privilégiant le défaut de fabrication ou la présence d'eau.

Les essais réalisés dans le cadre de l'expertise ordonnée par le tribunal de commerce, s'ils permettent d'apporter des éléments intéressants, conduisent à des conclusions différentes³⁰ quant au rôle qu'aurait

²⁹ Aucun signe de défaillance n'est remonté au niveau des données. La remontée des alertes est jugée normale et le rack a bien été isolé après l'émission des alarmes critiques.

³⁰ Les essais menés par le laboratoire SERMA n'ont pas conduit à l'emballement thermique du module alors que l'essai conduit par LG dans des conditions différentes a conduit à la destruction du rack.

pu jouer l'eau issue de la climatisation. Il est en outre difficile de privilégier l'une ou l'autre des séries de tests dans la mesure où les essais présentent des biais expérimentaux qui sont de nature à moduler leur représentativité (conditions majorantes pour les tests LG en raison du recours à une eau très conductrice et à l'injection de poussières combustibles, conditions minorantes pour l'expertise SERMA en raison du recours à une eau déminéralisée pour test de gouttes à gouttes et des tensions de fonctionnement qui ne tiennent pas compte de la configuration en rack).

L'expertise conduite par l'Ineris en appui de notre enquête relève que les éléments réunis *ne semblent pas suffisamment robustes pour pouvoir privilégier de façon factuelle une hypothèse plutôt qu'une autre.*

On notera en synthèse que :

- Le fabricant des modules a eu à procéder par le passé à une campagne de rappel de modules du même type en raison d'un défaut de fabrication. Le fabricant a indiqué que le défaut avait été sans effet sur la sécurité des modules et que les modules impliqués dans l'accident n'étaient pas concernés par la campagne de rappel³¹ (car non affectés par le défaut);
- Des modules présents dans le conteneur n°2 ont été expertisés. La présence de signes normaux de vieillissement a été notée lors de l'expertise de modules cyclés sans que cela puisse constituer une cause de l'emballement thermique ;
- Des éléments factuels fragilisent l'hypothèse d'une implication des condensats de la climatisation :
 - ✓ L'absence de système de climatisation au droit du rack concerné ;
 - ✓ La position centrale au sein du rack du premier module défaillant (alors que les modules placés en tête ou en pied de rack sont censés être plus exposés aux risques liés à l'écoulement d'eau et que les mécanismes de dégradation auraient plutôt tendance à impliquer les modules les plus éloignés ceux en tête et en pied) ;
 - ✓ Aucun élément ne vient remettre en cause le respect des plages de température et d'humidité dans le conteneur ;
 - ✓ La faible quantité d'eau produite par le système de climatisation en fonctionnement normal et l'absence de traces d'humidité anciennes sur le sol et sur les racks dans le conteneur non incendié ;
 - ✓ L'absence de mise en sécurité du rack par déclenchement des contrôleurs d'isolement ;
 - ✓ L'absence de traces de corrosion ou d'humidité dans les modules cyclés prélevés dans le conteneur n°2.

³¹ Cf. partie III.4.5

VI.2 Facteurs contributifs

Les facteurs contributifs sont des éléments qui, sans être déterminants, ont pu jouer un rôle dans la survenance, l'atténuation ou l'aggravation de l'événement.

VI.2.1 L'absence de système d'extinction efficace pour 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 au gaz est de l'aveu même de son fabricant inopérant en extinction sur les mécanismes d'emballement thermique. Il a possiblement permis de ralentir la propagation de l'incendie.

VI.2.2 La perte du cloisonnement

Les degrés coupe-feu des sectionnements internes et du plancher du conteneur ont été insuffisants pour contenir l'incendie sur toute sa durée et n'ont pas empêché sa propagation du compartiment énergie au compartiment conversion. Seule la pose d'une lance en protection a permis de faire la part du feu et empêcher l'incendie du compartiment transformateur.

VI.2.3 Mise en contact avec un technicien

L'organisation autour d'un opérateur délocalisé 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.2.4 L'intervention des services de secours

L'intervention des services de secours a permis de préserver le local transformateur et d'empêcher la propagation de l'incendie notamment à la végétation et, au-delà, aux autres équipements. La rivière située à 200 m a permis de subvenir aux besoins en eau pendant toute la durée de l'intervention.

VII. Enseignements de sécurité

VII.1 Une durée d'incendie de plusieurs jours

Compte tenu de l'absence d'enjeu de sécurité aux abords du conteneur, et sur recommandation technique de l'exploitant et de la CASU, les sapeurs-pompiers ont opté pour une stratégie de cantonnement consistant à laisser brûler le conteneur tout en maintenant un dispositif pour prévenir le risque de ruine de ce dernier et de propagation. L'incendie dans la partie local batteries a nécessité un maintien du dispositif durant 3 jours. Des dégagements de fumées ont été observés jusqu'à la fin de l'intervention. On estime à 600 m³ le volume d'eau consommé lors de cette intervention, une partie de cette eau ayant servi à intervenir dans la partie transformation et dans la partie conversion.

Nous noterons que le conteneur ne contenait des batteries que sur une moitié de son volume et qu'une quantité plus importante de batteries aurait probablement conduit à augmenter cette durée d'intervention.

Les prélèvements réalisés dans l'environnement a posteriori ont conduit à constater l'absence d'impact significatif de l'incendie en dehors du périmètre proche du conteneur incendié.

VII.2 Le plancher, point faible du degré coupe-feu du conteneur

L'examen du conteneur incendié montre que lorsque le conteneur est posé sur plots, le plancher est un point de fragilité qui, en se consumant, permet l'écoulement du métal en fusion, facilite la propagation de l'incendie au reste du conteneur et à la végétation proche, et contribue à la pollution des sols.

VII.3 L'efficacité des systèmes d'extinction à inertage

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 constater que dans le cas d'un emballage thermique de batterie, les systèmes d'inertage au gaz 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 ;
- Les mécanismes réactionnels de combustion qui peuvent se produire y compris en atmosphère appauvrie en oxygène (car l'emballage des cellules peut produire de l'oxygène) ;
- L'absence de fonction de refroidissement qui ne permet pas de ralentir la montée en température et donc l'emballage thermique des cellules adjacentes.

L'étude de l'accident ne remet pas en cause leur pertinence sur d'autres natures d'incendies (feux électriques ou feux de produits combustibles ou inflammables). Les enquêtes en cours sur les incendies de conteneurs sur les communes d'Aghione et de Saint-Esprit devraient permettre d'enrichir le retour d'expérience sur le rôle du système d'extinction.

VII.4 La présence d'eau due à la climatisation

Les systèmes de climatisation présentent des surfaces froides sur lesquelles l'humidité de l'air ambiant se condense. Ce phénomène est particulièrement marqué lorsque les échanges d'air avec l'extérieur sont importants (par exemple lors d'opérations de maintenance ou d'allées et venues fréquentes de personnels dans le conteneur). Cette eau est en principe collectée et évacuée, mais en cas de défaillance du système, il ne peut être exclu le risque de court-circuit qui peut initier à son tour une réaction d'emballage thermique, notamment lorsque les modules de batterie ne possèdent pas une protection suffisante à l'humidité et aux poussières.

VII.5 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 dans une station de stockage d'énergie, il subsiste encore des modes de défaillance qui peuvent générer des courts-circuits suffisants pour conduire à une destruction de l'équipement.

VII.6 Le stockage des données

Les historiques des paramètres d'exploitation et des alarmes sont stockés au niveau d'un serveur informatique local. Ces informations sont essentielles à la compréhension des événements qui peuvent affecter le fonctionnement de l'installation ou à la mise en place d'actions préventives sur des équipements présentant des signes précurseurs de dysfonctionnement. Lorsque ce serveur n'est pas isolé et protégé du reste de l'installation vis-à-vis du risque incendie, il est peut être détruit et priver l'exploitant d'une information précieuse dans la compréhension de l'événement.

VIII. Recommandations de sécurité

VIII.1 À destination de l'exploitant et du concepteur du conteneur³²

- Équiper le conteneur d'un système de détection d'incendie et d'un système d'extinction automatique ayant démontré son efficacité à travers la réalisation d'essais grandeur nature ;
- 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 emballage ;
- Mieux appréhender le risque d'emballage thermique dès la phase de conception du système de stockage d'énergie. L'adoption de référentiels ou de normes internationales existants³³ peut servir à attester de la mise en œuvre de cette démarche ;

³² Les recommandations relatives à la conception des conteneurs et au choix des modules ou des systèmes d'extinction automatique ne sont pas à prendre dans leur intégralité mais sont des critères de sélection qui doivent permettre d'opter pour des systèmes plus sûrs.

³³ Les investigations menées lors de l'enquête nous ont permis d'identifier les référentiels suivants :

- Le positionnement de la climatisation, de ses canalisations et équipements ne doit pas pouvoir impacter les batteries, et être à l'origine d'un court-circuit :
 - Isolation des parties froides ;
 - Protection physique des modules ;
 - Recourir à des indices de protection des modules plus élevés (IP).
- Renforcer les procédures d'entretien et de contrôle des installations de climatisation ;
- Recourir autant que possible à du compartimentage des conteneurs à batteries ;
- 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 8kW/m^2) 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 ;
- Implanter une réserve incendie 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, usage de lance queue de paon ou simple maîtrise de la propagation à la végétation) ;
- Entretenir les abords et privilégier des aménagements qui permettent de diminuer le risque de transmission du feu à la végétation tel que des surfaces gravillonnées ;
- Veiller à disposer d'un accès pour les véhicules de lutte contre l'incendie ;
- Indiquer le type de technologie de batteries sur les faces externes du conteneur, de façon à indiquer aux services de secours si l'utilisation d'eau est proscrite ou pas ;
- Prendre l'attache du service d'incendie et de secours dès la phase d'élaboration du projet pour évoquer les informations nécessaires en cas de sinistre : information sur le système d'extinction, implantation de la réserve d'eau, 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 notamment ;

-
- La norme IEC62933-5-2 (éd. 1) et IEC 62619 définissent les exigences de sécurité pour les systèmes EES et les batteries
 - 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 stockages 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, ...

- Améliorer la conservation des données au moment de la prise d'information par l'astreinte en automatisant l'enregistrement des paramètres en cas d'incident de sorte à libérer l'opérateur de cette tâche et qu'il puisse se consacrer à la gestion de la situation de crise ;
- Dans un objectif de confinement de l'incendie, le plancher du conteneur doit être renforcé si le conteneur est posé sur plots et non sur radier et doit être constitué de matériaux incombustibles ;
- 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 ;
- 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 ;
- Dans le cadre des opérations de maintenance des installations, mettre l'accent sur la recherche des traces d'eau ou d'humidité et de ses effets, identifier les causes et les traiter ;
- Veiller à conserver la totalité de la surface de l'évent du système d'extinction libre et équiper le conteneur d'évents de surpression dimensionnés pour prévenir le risque d'explosion ;
- Veiller à ce que dans la conception des automatismes, le BBMS et le système de sécurité incendie communiquent pour déclencher au plus tôt la séquence de mise en sécurité (déconnexion des modules des racks et du conteneur, déclenchement de l'évacuation et de l'extinction).

VIII.2 À destination du fabricant de batteries

- Adapter la documentation et mentionner clairement le risque de présence d'eau ou d'humidité due notamment aux systèmes de climatisation ;
- À partir des données statistiques et des retours d'accidents tels que celui de Poggio, 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 conteneur, au vu des connaissances et du retour d'expérience acquis en qualité de fabricant.

VIII.3 À destination du fabricant du système de sécurité incendie

- Améliorer l'information des clients sur les limites des systèmes d'extinction par inertage en cas d'incendie provoqué par un emballement thermique de batterie Li-ion.

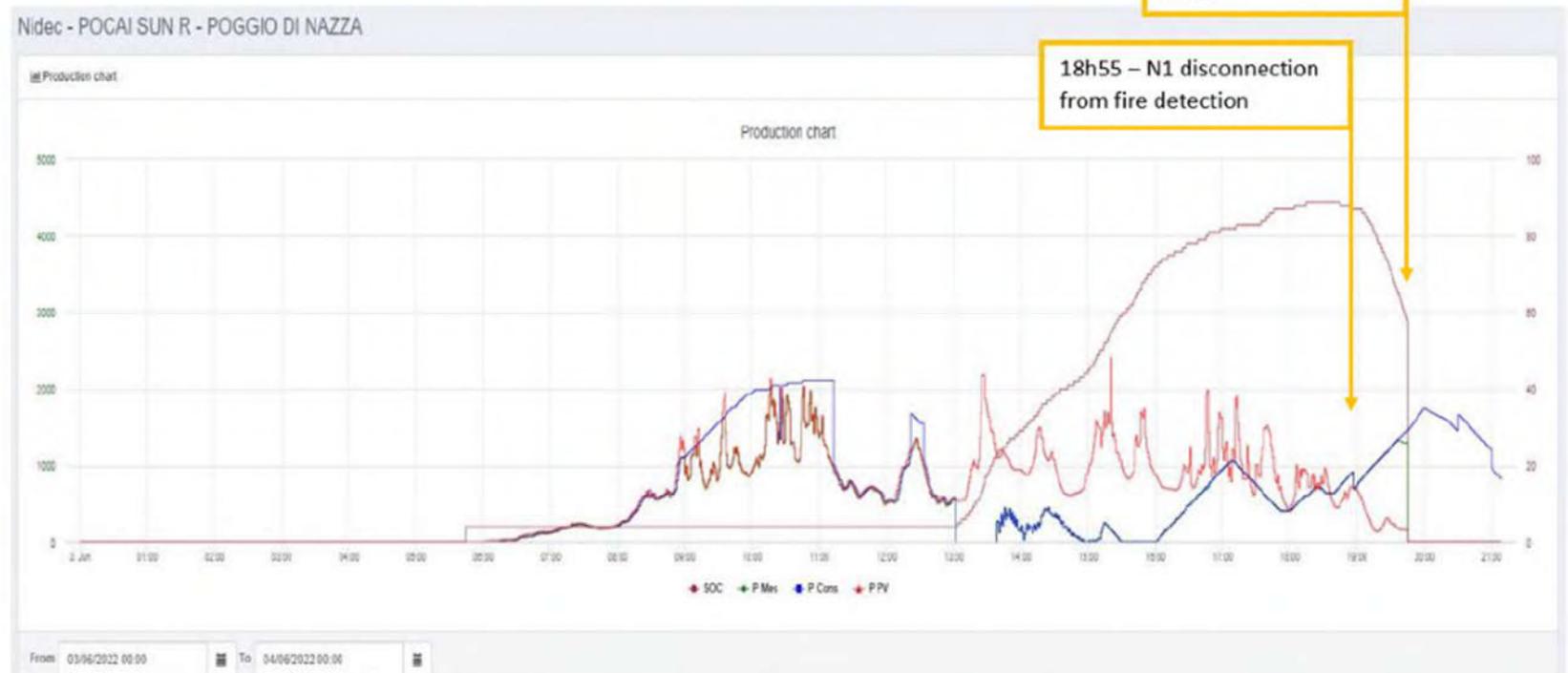
IX. Annexes

Annexe 1	Données conservées.....	59
Annexe 2	Courbe des températures de façades du 04/06 au 07/06	61
Annexe 3	Préconisations du constructeur des batteries en matière de visite d'inspection (extrait).62	
Annexe 4	Détail des essais réalisés par Serma.....	63
Annexe 5	LG's Internal Reproduction Test.....	65
Annexe 6	Rapport Ineris n°212448 - 2803373 - v1.0.....	68

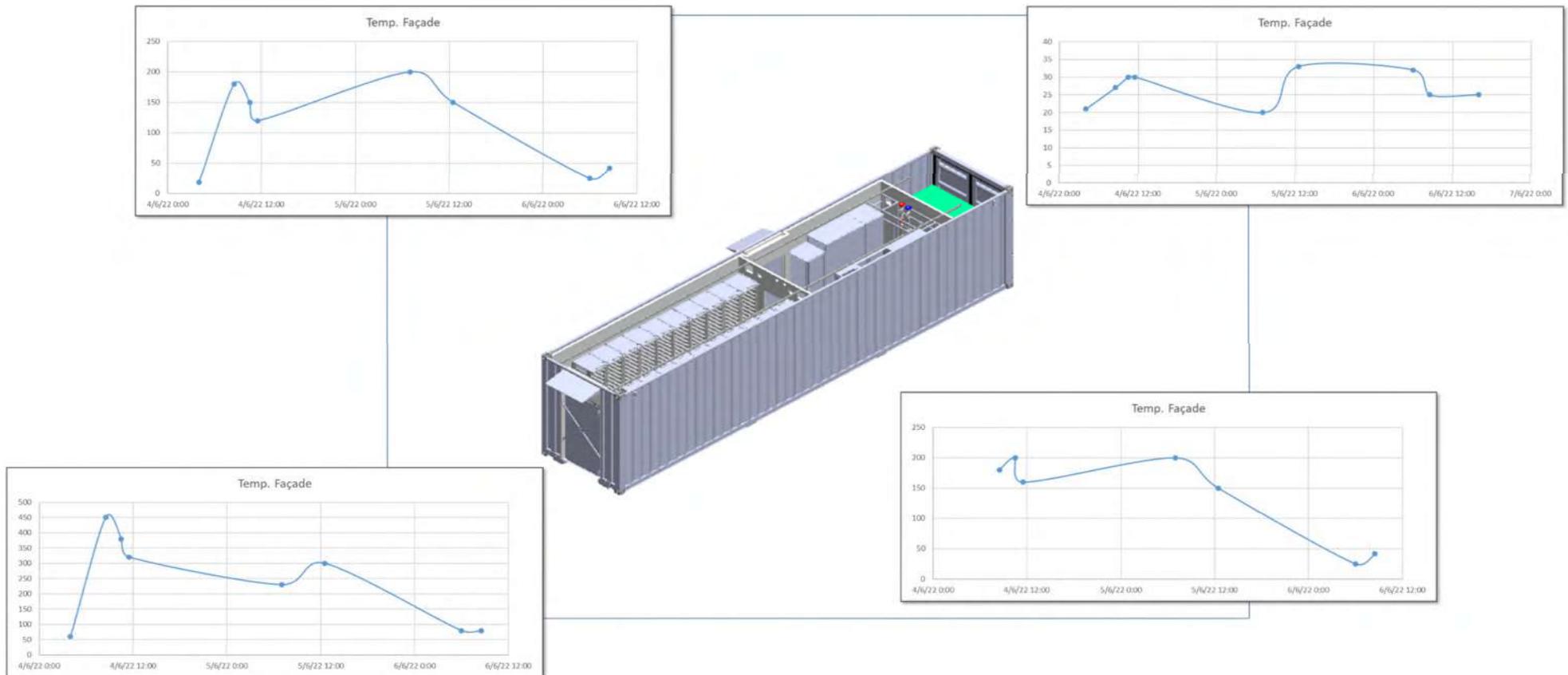
Date	kks	Description	F state
03/06/2022 05:43:36	N0STP1_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP1_OBI_DisjOND1_Flt] STP1 - Disjoncteur AC ouvert	1
03/06/2022 05:43:36	N0STP2_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP2_OBI_DisjOND1_Flt] STP2 - Disjoncteur AC ouvert	1
03/06/2022 05:43:45	N0STP1_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP1_OBI_DisjOND1_Flt] STP1 - Disjoncteur AC ouvert	0
03/06/2022 05:48:07	N0STP2_OBI_DisjOND1_Flt.Flt	[STP2_OBI_DisjOND1_Flt] STP2 - Disjoncteur AC ouvert	0
03/06/2022 11:53:05	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 11:57:21	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 11:58:11	N1EC1_OBI_450S1_Flt.Flt	[EC1_OBI_450S1_Flt] EC1 - Porte extérieure salle PCS ouverte (450S1)	1
03/06/2022 12:05:48	N1EC1_OBI_450S1_Flt.Flt	[EC1_OBI_450S1_Flt] EC1 - Porte extérieure salle PCS ouverte (450S1)	0
03/06/2022 12:06:33	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:20:48	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 12:20:49	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:21:42	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 12:22:50	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	1
03/06/2022 12:22:56	N0PDL_OBI_LocalHTA_Flt.Flt	[PDL_OBI_LocalHTA_Flt] PDL - Présence détectée Local HTA	0
03/06/2022 18:54:34	N1Seq01_OBI_CICPFIt.Flt	[Seq01_OBI_CICPFIt] Condition de marche manquante - Séquence de mise sous tension (S01)	1
03/06/2022 18:54:49	N1BBMS1_OBI_GenWarning.Flt	[BBMS1_OBI_GenWarning] BBMS N°1 - En alarme	1
03/06/2022 18:55:04	N1BBMS1_OBI_GenFault.Flt	[BBMS1_OBI_GenFault] BBMS N°1 - En défaut	1
03/06/2022 18:55:11	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Gen.Flt	[Estop_OBI_DetectFeu_Gen] Automate de sécurité - Détection feu général	1
03/06/2022 18:56:16	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Extinc.Flt	[Estop_OBI_DetectFeu_Extinc] Automate de sécurité - Détection feu salle batteries	1
03/06/2022 19:06:17	N0gen_OBI_EmergencyCall.Flt	[Gen_OBI_EmergencyCall] Défaut Appel Urgence	1
03/06/2022 19:16:17	N0gen_OBI_EmergencyCall.Flt	[Gen_OBI_EmergencyCall] Défaut Appel Urgence	0
03/06/2022 19:21:16	N1_OBI_498TT1_TempB.Flt	[NX_OBI_498TT1_TempB] Mesure température container N°2 salle batteries Niveau bas (18°C > 2m)	1
03/06/2022 19:21:23	N1_OBI_498TT1_TempB.Flt	[NX_OBI_498TT1_TempB] Mesure température container N°2 salle batteries Niveau bas (18°C > 2m)	0

Tableau 4 : Historique des alarmes de l'installation

Graphique 2 : Copie d'écran de la vue profil de production du site web sur la journée du 03/06/2022



Annexe 2 Courbe des températures de façades du 04/06 au 07/06



Annexe 3 Préconisations du constructeur des batteries en matière de visite d'inspection (extrait)

Chapter 4 Inspection																																																									
<p>4.1 Precautions before Inspection</p> <ul style="list-style-type: none"> • Carry the maintenance manual with you during the inspection. • Prepare necessary inspection devices. • Study and understand the functions and usages of inspection devices before starting any inspection. • Wear protective equipment during the inspection. • It is recommended to perform the weekly inspection when no charge or discharge is in progress. • The annual inspection must include environmental inspection, functional inspection, and comprehensive inspection. • Perform the functional inspection with the DC power blocked and the AC power supplied. • Perform the comprehensive inspection with both the DC and AC powers supplied. <p>4.2 Daily Inspection</p> <p>It is recommended to check the battery everyday through the EMS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Battery status history - Deviation in the maximum and minimum cell voltages of each bank - Deviation in the maximum and minimum temperatures of each bank - Number of Online/Offline Racks (All racks should be Online state) 	<p>4.3 Weekly Inspection</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Checkpoint</th> <th>Inspection Details</th> <th>Standard</th> <th>Action</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Indoor temperature</td> <td>Measure the indoor temperature with a proper instrument.</td> <td>19 to 27 °C (Recommended) Deviation should be less than 6 °C</td> <td>When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.</td> </tr> <tr> <td>Measure the indoor humidity with a proper instrument.</td> <td>Below 85%</td> <td>When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Battery rack</td> <td>Check if the door is closed.</td> <td>Door closed.</td> <td>When the door is open, it can interrupt workers' movement and let foreign substances flow into the battery rack. Close the door.</td> </tr> <tr> <td>Check for any deformation in the battery rack.</td> <td></td> <td>Replace for the Deformation</td> </tr> <tr> <td>BPU</td> <td>Check the LED</td> <td>LED green ON</td> <td>Check if there is fault/warning from battery system through the EMS</td> </tr> </tbody> </table>	Checkpoint	Inspection Details	Standard	Action	Indoor temperature	Measure the indoor temperature with a proper instrument.	19 to 27 °C (Recommended) Deviation should be less than 6 °C	When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.	Measure the indoor humidity with a proper instrument.	Below 85%	When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.	Battery rack	Check if the door is closed.	Door closed.	When the door is open, it can interrupt workers' movement and let foreign substances flow into the battery rack. Close the door.	Check for any deformation in the battery rack.		Replace for the Deformation	BPU	Check the LED	LED green ON	Check if there is fault/warning from battery system through the EMS	<p>4.4 Yearly Inspection</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Checkpoint</th> <th>Remarks</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Environmental inspection</td> <td>Indoor temperature</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Indoor humidity</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Functional inspection</td> <td>Battery history check</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cell voltage</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Module temperature BPU function test</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Comprehensive inspection</td> <td>Visual inspection of battery racks</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Voltage test</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Insulation resistance test</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Environmental inspection</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Checkpoint</th> <th>Inspection Details</th> <th>Standard</th> <th>Action</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Indoor temperature</td> <td>Measure the indoor temperature with a proper instrument.</td> <td>19 to 27 °C (Recommended)</td> <td>When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.</td> </tr> <tr> <td>Measure the indoor humidity with a proper instrument.</td> <td>Below 85%</td> <td>When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.</td> </tr> </tbody> </table>		Checkpoint	Remarks	Environmental inspection	Indoor temperature		Indoor humidity		Functional inspection	Battery history check		Cell voltage		Module temperature BPU function test		Comprehensive inspection	Visual inspection of battery racks		Voltage test		Insulation resistance test		Checkpoint	Inspection Details	Standard	Action	Indoor temperature	Measure the indoor temperature with a proper instrument.	19 to 27 °C (Recommended)	When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.	Measure the indoor humidity with a proper instrument.	Below 85%	When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.
Checkpoint	Inspection Details	Standard	Action																																																						
Indoor temperature	Measure the indoor temperature with a proper instrument.	19 to 27 °C (Recommended) Deviation should be less than 6 °C	When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.																																																						
	Measure the indoor humidity with a proper instrument.	Below 85%	When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.																																																						
Battery rack	Check if the door is closed.	Door closed.	When the door is open, it can interrupt workers' movement and let foreign substances flow into the battery rack. Close the door.																																																						
	Check for any deformation in the battery rack.		Replace for the Deformation																																																						
BPU	Check the LED	LED green ON	Check if there is fault/warning from battery system through the EMS																																																						
	Checkpoint	Remarks																																																							
Environmental inspection	Indoor temperature																																																								
	Indoor humidity																																																								
Functional inspection	Battery history check																																																								
	Cell voltage																																																								
	Module temperature BPU function test																																																								
Comprehensive inspection	Visual inspection of battery racks																																																								
	Voltage test																																																								
	Insulation resistance test																																																								
Checkpoint	Inspection Details	Standard	Action																																																						
Indoor temperature	Measure the indoor temperature with a proper instrument.	19 to 27 °C (Recommended)	When the measured temperature is out of the standard, adjust the indoor temperature with the air conditioning system.																																																						
	Measure the indoor humidity with a proper instrument.	Below 85%	When the measured humidity is out of the standard, take a proper measure.																																																						

Annexe 4 Détail des essais réalisés par Serma

Analyse des débris prélevés sur site

Le lot consiste à analyser par la technique de ICP-AES (spectrométrie d'émission atomique – plasma à couplage inductif) les 4 échantillons prélevés sur site. Cette analyse permettra de connaître la nature des éléments chimiques et de potentiellement confirmer les hypothèses de propagation de matière du conteneur vers l'extérieur.

Recherche d'indices/singularités sur 6 BPU's

Méthode utilisée pour chacun des boîtiers (avec la présence de INERIS)

- Inspection visuelle externe (photos)
- Démontage boîtier
- Inspection visuelle interne (photos)
- Démontage des éléments suivants en fonction de leur état (nécessitera peut-être de couper des câbles ou découper le boîtier) : 2 Contacteurs / 2 Fusibles / Précharge relay / Precharge resistor
- RX des éléments

Analyse de 3 modules cyclés/vieillis

- Aide à la décision sur le ou les modules à sélectionner
- Décharge à 0%SOC des modules si non déchargés par le client
- Ouverture du module : Inspection, qualité de l'assemblage et des soudures, recherche de défauts, mesures des tensions OCV (open circuit voltage ou circuit ouvert)/Ri (résistance interne) cellules pour identification de potentielles faiblesses
- Sélection d'une cellule par module et analyse de celle-ci :
 - Démontage et inspection d'une cellule
 - Analyse chimique complémentaire par microscopie électronique à balayage couplée à la spectroscopie de rayons X à dispersion d'énergie des électrodes présentant des traces suspectes.

Essais de reproduction

L'objectif est d'évaluer l'impact de la présence d'eau sur la réactivité d'un module. L'essai nécessitera un module ne présentant pas d'anomalie particulière et se déroulera en deux étapes :

- Etape 1 : Goutte à goutte sur un module

Le module sera placé dans son espace de test et un système de goutte à goutte permettra de venir déposer de l'eau sur le dessus du module. L'essai durera 4h. La tension module et la température (6 thermocouples) seront suivies alors que deux caméras permettront de visualiser le test.

Si aucun évènement ne se passe, l'étape 2 pourra débuter.

- Etape 2 : Essai immersion sur ce même module

Le module sera plongé dans une cuve remplie d'eau. La tension module et la température (6 thermocouples) seront suivies alors que deux caméras permettront de visualiser le test.

Analyse des données des capteurs et BMS remontées lors de l'incendie à Aghione

Les relevés et les données BMS remontées des batteries lors de l'incendie à Aghione devront être fournis par Monsieur l'Expert et seront étudiés. Un potentiel parallèle avec les évènements de Nouvelle-Calédonie et de Corse sera discuté.

Annexe 5 LG's Internal Reproduction Test

a. Conditions

- Subject: 1 rack with 17 modules (JH3 2P pack) and 1 BPU, which are the same models and structure as the Poggio-di-Nazza site
- Modules are connected with busbars, except between packs #4 and #5, which are connected with a relay and wire to switch off during the injection of water and dust in case of fire
- Installation of one sensor to figure out if fire was caused by a short circuit. (initial insulation resistance: 2.2 g/ohm)
- SOC range: 95%
- Dust injected: graphite (which accounts for a large part of the actual dust)
- Water sprayed: salt water. Assuming that (i) the batteries in the Poggio-di-Nazza site were likely exposed to water leakage for a long period of time and that (ii) Poggio-di-Nazza is in a coastal area, spraying salt water is the most feasible way to create the test environment that is similar to the environment to which the batteries were exposed at the Poggio-di-Nazza site.

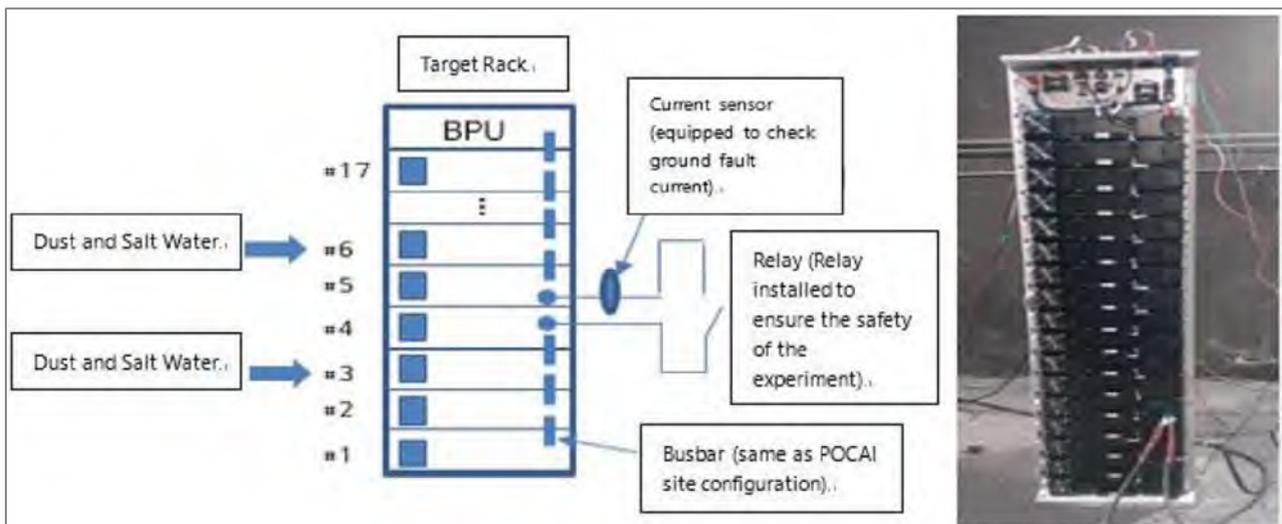


Figure 2

b. Test Sequence

- inject dust toward the fans of modules #3 and #6; (ii) turn the fan on for 10 minutes and then off; (iii) spray salt water; (iv) turn the fan on for 10 minutes and then off again; and (v) turn the relay on for 10~30 mins.
- Repeat from (i) to (v) eight times, and repeat from (iii) to (v) twice.

c. Result

- Sparks were identified in modules #3 and #6, and they shortly started burning, which completely destroyed the entire rack3.

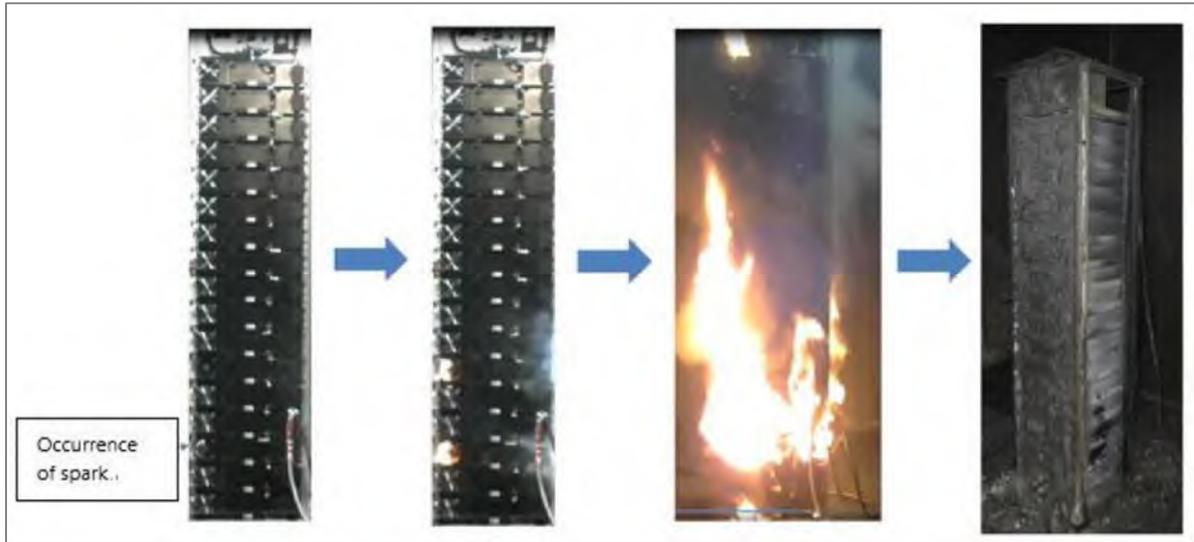


Figure 3

- LG considered 2 possible cases of short circuits within a rack, as illustrated below. If dust and moisture are introduced into the module for such a long period of time, it cannot be excluded that insulation breakdown or degradation may occur between the cell and the enclosure of the module at unspecified positions (a), (b), and (c) in the figure below.
- In case 1, if the insulation breakdown or insulation degradation occurs simultaneously or sequentially at the positions of (a) and (b), a closed circuit is formed between the cell and the enclosure of the module, as shown in the figure below.
- In case 2, when insulation breakdown or insulation degradation occurs simultaneously or sequentially at positions (a) and (b) or (a) and (c), a closed circuit is formed between the cell, module enclosure, and rack enclosure, as shown in the figure below. Accordingly, a fault current or an arc may occur intermittently or continuously. LG assumes that it is difficult to exclude the possibility of generating a fire due to this phenomenon.
- The difference between case 1 and case 2 is the difference in voltage, and case 2, which has a relatively higher voltage difference, has a higher probability of fire because the magnitude of the fault current is increased due to insulation degradation.

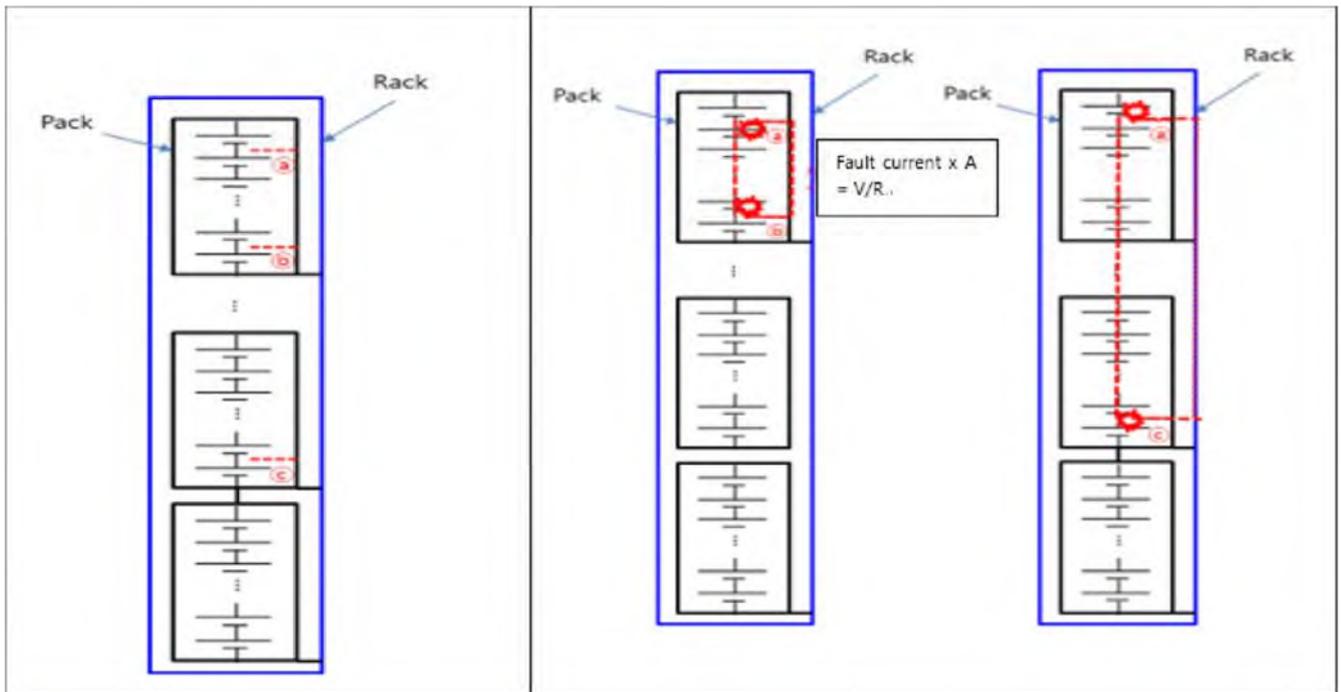


Figure 4

Annexe 6 Rapport Ineris n°212448 - 2803373 - v1.0

Appui à l'expertise de l'incendie survenu le 03 juin 2022 au niveau d'un conteneur de stockage d'énergie du site de Poggio di Nazza



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 212448 - 2803373 - v1.0

15/11/2024

**Appui à l'expertise de l'incendie survenu le
03 juin 2022 au niveau d'un conteneur de
stockage d'énergie du site de Poggio di Nazza**

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 équivalents 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 GENERALE

Rédaction : LESAGE Jerome

Vérification : DELBAERE THIERRY; GAYA CAROLINE; CHAUMETTE SYLVAIN; LECOCQ AMANDINE

Approbation : BOUET REMY - le 15/11/2024

Table des matières

Glossaire	5
1 Introduction.....	5
1.1 Déontologie.....	5
1.2 Contexte	5
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	8
2.2.2 Stockage d'énergie électrochimique et supervision.....	8
2.2.3 Détection et extinction d'incendie	10
2.2.4 Système de régulation de température.....	11
2.2.5 Conversion de puissance	11
2.2.6 Partie transformateur Haute-Tension (HT)	12
2.3 Description de l'accident.....	12
2.4 Relevés de dégâts	13
2.4.1 Observations extérieures.....	13
2.4.2 Compartiment "Batteries"	15
2.4.3 Compartiment "Conversion de puissance"	16
2.4.4 Compartiment "Transformateur Haute Tension".....	17
3 Réponses aux questions posées par le BEA-RI.....	18
3.1 Exploitation des données enregistrées.....	18
3.1.1 Données de fonctionnement global	18
3.1.2 Captures d'écran relevées juste après détection incendie	20
3.1.3 Historique des alarmes et défauts du système.....	22
3.1.4 Discussion sur l'apport de ces données dans la recherche de la cause de l'incendie ..	23
3.2 Rôle des protections électriques intégrés.....	25
3.3 Examen critique des essais réalisés lors des investigations post-accidentels	26
3.3.1 Essai LG simulant une fuite de liquide sur le dessus d'un rack.....	27
3.3.2 Essai LG d'injection d'eau et de poussière au sein de modules d'un rack	30
3.3.3 Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion	35
3.4 Avis de l'Ineris sur le(s) scénario(s) accidentel(s) probable(s)	41
3.4.1 Discussion sur l'évènement initiateur	41
3.4.2 Discussion sur le déroulement de l'incendie.....	44
4 Conclusion.....	46
5 Annexes.....	47

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 03 juin 2022 au niveau d'un conteneur de stockage d'énergie du site de Poggio di Nazza, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 212448 - 2803373 - v1.015/11/2024.

Glossaire

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.

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

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.

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

1 Introduction

1.1 Déontologie

L'Ineris n'a jamais réalisé d'étude pour le compte de Sun'R Power, SPES de Corse, et LG Chem.

L'Ineris a déjà réalisé des études pour le compte de NIDEC ASI, ainsi que des études portant sur des cellules ou modules développées par LG Chem pour le compte de clients tiers. Toutefois, l'Ineris n'est en aucun cas intervenu lors de la conception et la réalisation des conteneurs de stockage stationnaire installé sur le site de Poggio di Nazza en Corse.

1.2 Contexte

Le 3 juin 2022, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire du site de Poggio di Nazza en Corse (2B). Ces conteneurs ont été mis en service le 1^{er} septembre 2020. Cet incendie a nécessité l'intervention des équipes de secours pendant plusieurs jours.

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 :

- Accompagner 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 ;
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

Le déroulement de l'enquête a amené le BEA-RI à affiner ses attentes vis-à-vis de l'Ineris sur les essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et à analyser dans le présent rapport. Les essais suivants ont été retenus par le BEA-RI :

- "Examining Coolant Penetration Path By Leakage", essai mené par LG Chem visant à analyser l'écoulement d'un liquide présent sur le dessus d'un rack dans les différents modules de ce rack ;
- "Water and dust injection in a rack", essai également mené par LG Chem, visant à analyser si l'injection d'eau et de poussière peut mener à un emballement thermique généralisé d'un rack ;
- Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion, réalisés par le laboratoire SERMA dans le cadre de l'expertise judiciaire, visant à simuler expérimentalement une potentielle fuite sur le dessus des racks.

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

1.3 Visites et réunions d'échanges

Pour cette analyse, l'Ineris a réalisé trois visites des installations concernées par l'incendie :

- Une visite le 23 juin 2022, soit vingt jours après l'accident, accompagnés des enquêteurs du BEA-RI, et en présence des représentants de la société SUN'R POWER, de la société NIDEC ASI, et des services de d'interventions et de secours. Cette visite a permis de prendre connaissance de la chronologie de l'accident et d'établir un premier relevé de dégâts ;
- Une visite le 13 octobre 2022, pour assister aux échanges organisés par l'expert judiciaire en charge de l'affaire avec les experts des différentes parties.
- Une visite le 26 mai 2023, en présence des enquêteurs du BEA-RI, pour assister au démontage et à l'extraction des modules de batteries du conteneur organisées par l'expertise judiciaire en cours.

L'Ineris s'est également rendu à SERMA (site de Pessac) afin d'assister aux investigations menées par ce laboratoire sur six boîtiers BPU prélevés dans le conteneur incendié.

Une visite a également été réalisée sur le site de la société NIDEC ASI à Roche-la-Molière pour approfondir la compréhension de la supervision à distance de leur parc de stockage stationnaire, et échanger sur les évolutions techniques en cours dans le domaine des stockages stationnaires (stockage électrochimique, moyen de détection et de mitigation des conséquences d'un incendie).

Enfin, l'Ineris a pris connaissance des échanges techniques des différentes parties dans le cadre de l'enquête judiciaire consécutive à cet accident.

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 le site de Poggio di Nazza, en Corse. Sur ce site de 7 hectares est installée une centrale photovoltaïque équipée d'un système de stockage par batteries.



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

La centrale a une capacité de production de 4,88 MWc. Elle est associée à un système de stockage d'énergie électrochimique de 4,2 MWh, réparti en deux conteneurs de 2,1 MWh chacun.

Le site est exploité par Sun'R Power via sa filiale SPES de Corse. La maintenance de l'installation est assurée par NIDEC ASI, société ayant initialement conçu et fabriqué les systèmes de stockage d'énergie de ce site.

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.

Chacun de ces modules contient 28 cellules, organisées en configuration 2P14S (mise en série de quatorze groupes de deux cellules montées en parallèle). Un fusible 300 A est également intégré à chaque module sur sa polarité négative.

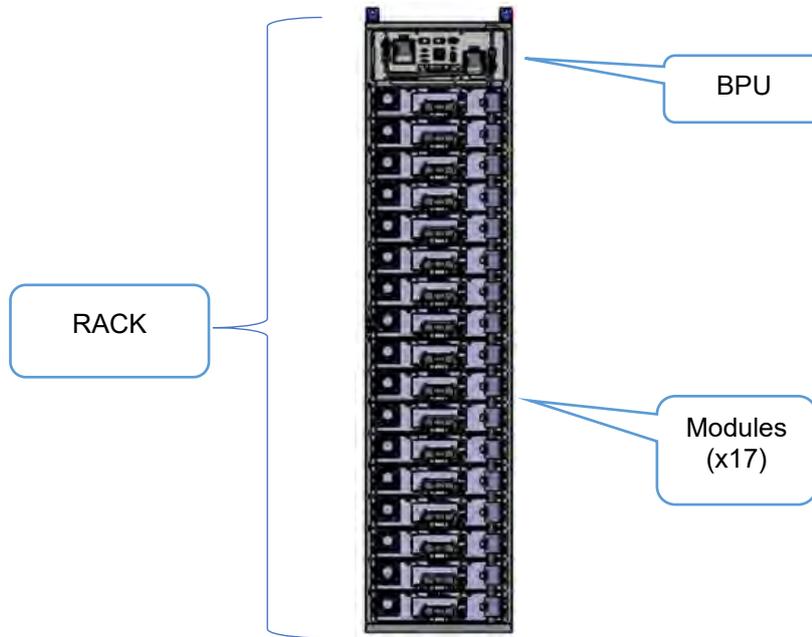


Figure 3: illustration d'un rack de 17 modules et de son BPU

Chaque rack contient un Battery Power Unit (BPU), boîtier assurant l'interconnexion de ce rack avec le convertisseur AC/DC par le biais d'un contacteur et d'un fusible de 200 A en série sur chacune de ses polarités.

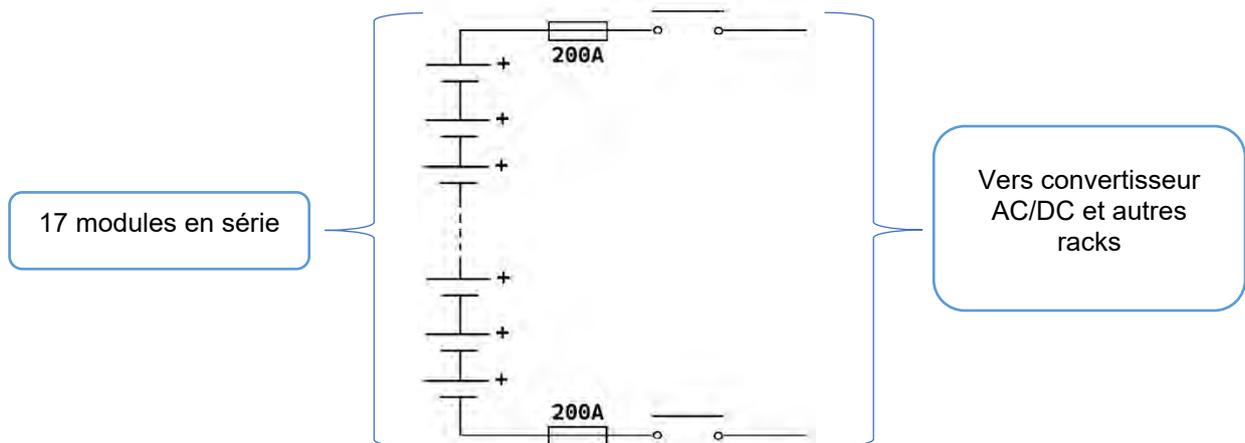


Figure 4: schéma électrique simplifié du circuit de puissance électrique d'un rack

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 RBMS communique entre autres à l'automate de gestion du conteneur les conditions d'utilisation maximale à respecter (puissance et courant en charge et décharge), et les éventuels défauts de fonctionnement rencontrés.

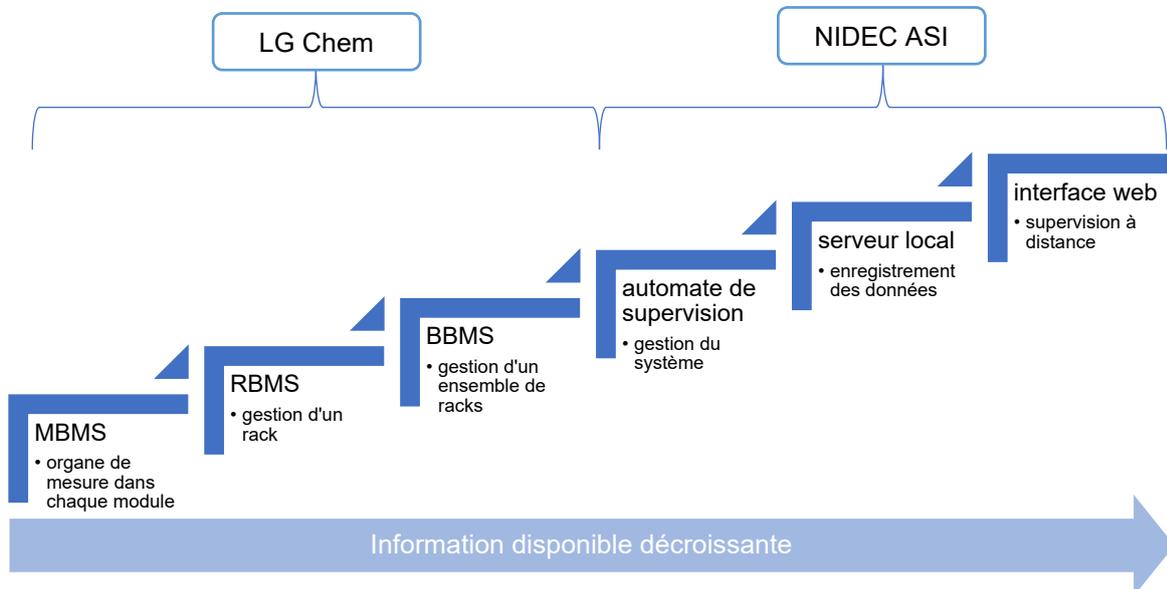


Figure 5: hiérarchie des organes de gestion/supervision du système stockage d'énergie

Les données de l'installation renvoyées par le BBMS sont collectées et archivées via un serveur local situé dans le conteneur n°1. Les informations remontées jusqu'au serveur local incluent les températures des modules, les tensions des cellules, l'état de charge, ainsi que les valeurs de courant et de résistance d'isolement. Un site web de supervision permet de consulter l'état des principaux éléments de la centrale, la liste des alarmes et défauts, ainsi que les courbes de production. Ce site permet la supervision à distance du conteneur par un opérateur NIDEC ASI basé à Roche-la-Molière (Loire). En cas de nécessité, cet opérateur peut prendre le contrôle à distance sur le serveur informatique de la centrale pour obtenir des informations plus détaillées. En cas de besoin d'informations plus précises, ou si une opération physique est requise sur la centrale, un technicien NIDEC ASI basé en Corse peut intervenir directement sur l'installation.

Nota :

- L'interface Web ne présente pas l'intégralité des données collectées par le BBMS et l'automate. Seules les données jugées importantes pour la sécurité et l'exploitation sont transmises du BBMS au serveur local, et une partie seulement des données du serveur local est remontée jusqu'à l'application Web.
- Dans un souci de réactivité, les alarmes critiques génèrent automatiquement un appel téléphonique vers le téléopérateur.

2.2.3 Détection et extinction d'incendie

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

Le compartiment « stockage d'énergie » est équipé de deux détecteurs d'incendie multi-capteurs (optique pour la détection de fumée et thermique pour la surveillance de la température). Une double détection (pré-alarme puis confirmation d'alarme) est requise pour activer l'extinction.

Le système d'extinction est basé sur l'injection d'azote 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 l'azote contenu dans la bouteille dans le compartiment des batteries (bouteille 80 L, 300 bars, localisée dans le compartiment conversion de puissance).

Le conteneur est également équipé d'un événement de surpression, permettant d'éviter la montée en pression lors de l'injection de l'azote. Cet événement 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.

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 du compartiment batterie est assurée par quatre ventilo-convecteurs placés au-dessus des racks, de chaque côté du couloir central (*Figure 6*). Un cinquième ventilo-convecteur régule la température du local de conversion de puissance.

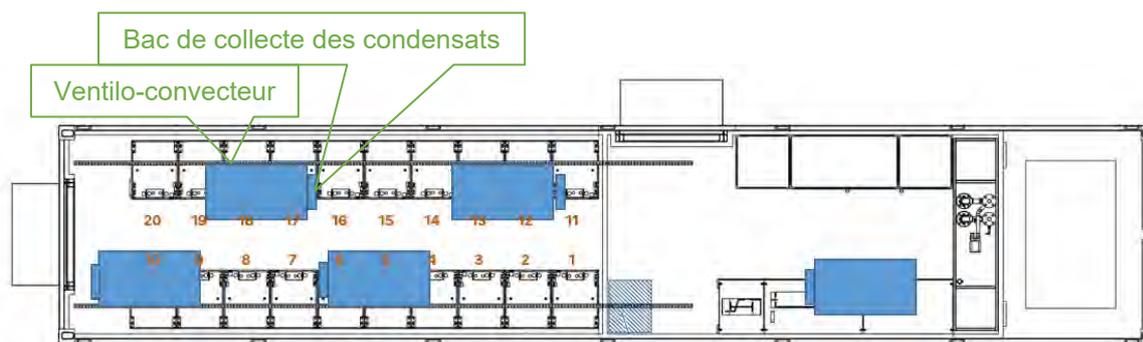


Figure 6: positionnement des ventilo-convecteurs assurant la régulation en température du conteneur

Ces ventilo-convecteurs sont raccordés à un groupe de production d'eau glacée se trouvant à l'extérieur du conteneur. Chaque ventilo-convecteur est équipé d'un bac de collecte des eaux de condensats, 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

Le compartiment « conversion de puissance » des conteneurs est fourni par NIDEC ASI. Il contient les convertisseurs AC/DC nécessaires pour transformer l'énergie stockée dans les batteries en énergie utilisable pour l'injection dans le réseau électrique.

Le conteneur n°1, qui a subi l'incendie, abrite également dans ce compartiment le serveur local de sauvegarde des données d'exploitation. Ce serveur collecte et archive les informations sur l'état des batteries, les conditions de fonctionnement et les événements de l'installation, permettant une analyse détaillée en cas d'incident. Il a malheureusement complètement brûlé pendant l'incendie : les données détaillées ne sont donc pas exploitables pour la recherche de cause.

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 et la conversion de puissance 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 3 juin 2022, vers 18h55, un incendie se déclare dans le conteneur n°1 de la station de stockage d'énergie du parc de panneaux photovoltaïques de Poggio-di-Nazza.

Le jour de l'incident, le site fonctionne normalement, sans présence de personnel. La charge des batteries, débutée à midi, atteint un maximum de 87% vers 18h30.

À 18h55, le système de détection incendie du conteneur n°1 se déclenche, provoquant la déconnexion du conteneur n°1 du réseau électrique. L'opérateur d'astreinte de la société NIDEC, en charge de la supervision du site, reçoit une alarme incendie via l'appel téléphonique automatique. Après vérification via l'application web de supervision, il contacte les services de secours locaux (à 19h51) et dépêche un technicien sur place.

Les pompiers arrivent sur les lieux à 20h08 et constatent un dégagement de fumée blanche du côté du compartiment batteries. Le technicien de NIDEC arrive sur place et procède à la déconnexion totale du conteneur du réseau électrique, à la demande du SIS de Haute-Corse.

Dans un premier temps, l'incendie reste contenu et sous surveillance grâce à une caméra thermique. Cependant, l'incendie gagne en intensité le lendemain matin, 4 juin, produisant d'importantes fumées. Les pompiers refroidissent la paroi séparant le compartiment "conversion de puissance" du compartiment "transformateur" à l'aide d'une lance, protégeant ainsi ce dernier durant toute la durée de l'événement.



Figure 7: conteneur pendant l'incendie du conteneur, le 4 juin 2022 à 9h

Face à l'intensification des fumées, les pompiers consultent la Casu (cellule d'appui aux situations d'urgence) de l'Ineris. Deux solutions sont proposées : un arrosage massif à l'eau, ou un inertage au sable sec. Compte tenu de l'éloignement du site des habitations et de la faible quantité de combustibles à proximité, la décision est prise de laisser brûler le conteneur sous surveillance, tout en maintenant le refroidissement du compartiment "transformateur". Des lances de type queue de paon sont également installées autour du conteneur pour canaliser les fumées et éviter toute propagation.

La CMIC (cellule mobile d'intervention chimique des sapeurs-pompiers) d'Ajaccio intervient en fin de journée le 4 juin pour mesurer la toxicité des polluants atmosphériques. Les analyses révèlent des valeurs en deçà des valeurs limites communiquées par la Casu, ne nécessitant ni confinement ni évacuation de la population.



Figure 8: aperçu de la dispersion des fumées pendant l'incendie du conteneur, le 4 juin 2022 à 9h

Le 5 juin, l'incendie est toujours actif. La température extérieure du conteneur atteint 300 °C et des températures élevées persistent à l'intérieur. Afin d'accélérer la diminution des températures, les pompiers ouvrent le conteneur et arrosent l'intérieur à la lance.

Les pompiers restent sur place jusqu'au lundi 6 juin, date à laquelle la température du conteneur est redescendue à 40 °C.

L'incendie aura duré plus de 3 jours, nécessitant la mobilisation constante des pompiers.

2.4 Relevés de dégâts

2.4.1 Observations extérieures

L'examen extérieur du conteneur montre que les parois et la toiture sont intactes, avec des marques d'incendie concentrées sur certaines zones. Ces zones endommagées ont été examinées après découpe des parois. Les principales observations incluent des traces en « V » au-dessus de la porte d'accès au local de conversion de puissance, des marques sous le conteneur dues à la fusion du plancher, ainsi que des traces sur la partie supérieure des parois latérales causées par l'accumulation et la conduction de la chaleur. On peut noter sous le conteneur la formation de stalactites, de stalagmites et d'une « flaque » de métaux (comprenant notamment de l'aluminium, du cuivre, du cobalt et du nickel) étant entrés en fusion, puis resolidifiés.



Figure 9 : Vues latérales du conteneur, montrant les traces de suie et les zones de dommages thermiques



Figure 10 : Vue de la toiture du conteneur, et de ces quelques zones de dommages thermiques

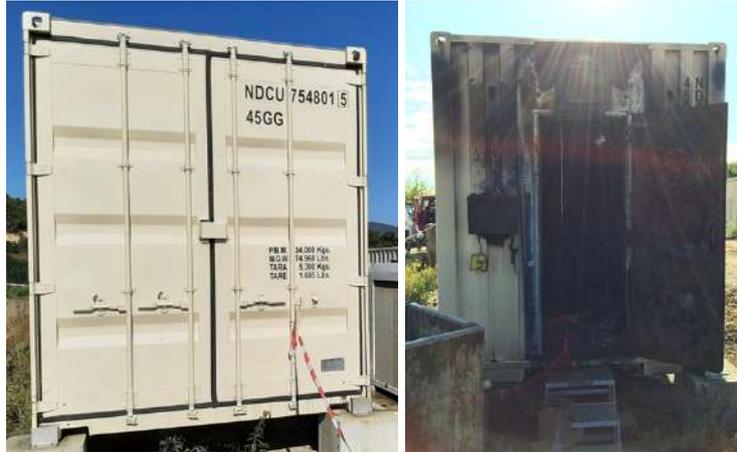


Figure 11 : Gauche : porte d'accès au transformateur HT, intacte. Droite : face avec porte d'accès au compartiment batterie, très dégradée



Figure 12 : Vue sous le conteneur côté batterie, montrant les stalactites et stalagmites de métaux étant entrés en fusion, ainsi qu'une « flaque de métal »



Figure 13 : Vue sous le conteneur côté batterie, montrant les stalagmites et stalactites de métaux étant entrés en fusion, le plancher du conteneur perforé, et les poutres métalliques déformées par la chaleur de l'incendie.

2.4.2 Compartiment "Batteries"

L'intérieur du compartiment batterie après l'incendie est très dégradé. Les modules ont perdu leur tenue mécanique et se sont affaissés sous l'effet de leur poids. L'incendie a généré des températures supérieures à 660 °C car les éléments en aluminium ont fondu. L'enveloppe en aluminium des modules a fondu et s'est écoulee par les interstices du plancher, alimentant ainsi l'incendie. Aucun module expertisé n'a conservé son état initial et aucune partie plastique d'enveloppe de module n'a été retrouvée. La structure métallique des racks et des boîtiers BPU a cependant résisté.



Figure 14: Vue globale intérieure du compartiment batterie, montrant l'état des modules et la perforation du plancher (gauche) comparativement au conteneur non incendié (droite)



Figure 15: Vue du plafond du compartiment batterie et des systèmes de régulation de température

2.4.3 Compartiment "Conversion de puissance"

Le compartiment « conversion de puissance » présente des dommages importants dus à la chaleur et aux fumées. L'enveloppe extérieure de ce compartiment est préservée à l'exception de son plancher, très largement brûlé. L'ensemble des équipements présents dans ce compartiment a brûlé, dont le serveur local contenant les données d'exploitation, rendant les investigations sur les causes de l'incendie complexes.



Figure 16: Vue intérieur du compartiment "Conversion de puissance" après l'incendie (gauche) et du conteneur non incendié (droite)



Figure 17: Vue du plancher du compartiment "Conversion de puissance" après l'incendie

2.4.4 Compartiment "Transformateur Haute Tension"

L'intérieur de ce compartiment a été préservé de l'incendie grâce à l'action des pompiers et à la cloison coupe-feu.

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 ;
- Déterminer les sécurités électriques présentes et le rôle qu'elles ont joué lors de l'évènement ;
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels ;
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées.

Ces quatre points sont développés respectivement dans les parties 3.1, 3.2, 3.3 et 3.4 de ce document.

3.1 Exploitation des données enregistrées

La très grande majorité des données collectées par le système de supervision du système de stockage d'énergie a été détruite par l'incendie – le serveur local se trouvant dans le compartiment « Conversion de puissance », dont le contenu a été complètement brûlé.

Les seules sources de données disponibles sont les suivantes :

- Le serveur local envoie périodiquement des informations vers l'application web de supervision à distance. Ces informations permettent de quantifier de façon globale les transferts d'énergie entre centrale photovoltaïque, stockage stationnaire et réseau électrique (voir §3.1.1). Les différentes alarmes et défauts rencontrés par le système sont également remontés à l'application web (voir § 3.1.3)
- Dès que l'équipe de supervision à distance de NIDEC ASI a été alerté de l'incident, elle s'est connectée au serveur local (encore fonctionnel) et a pris des captures d'écran des principales grandeurs mesurées dans les différents modules, des alarmes remontées, et de l'évolution de température des modules (§3.1.2).

3.1.1 Données de fonctionnement global

Le système de stockage a pour objectif de gérer l'irrégularité de la production photovoltaïque pendant la journée et de libérer de l'énergie durant le pic de consommation chaque soir entre 19h et 22h. La Figure 18 permet de visualiser le fonctionnement lors d'une journée normale (la veille de l'accident) :

- Du lever du soleil jusqu'en début d'après-midi, la quasi-totalité de la puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques est injectée dans le réseau. L'état de charge des batteries reste sous 10%.
- En milieu d'après-midi (15h sur l'exemple ci-dessous), une partie de la production électrique photovoltaïque est utilisée pour charger les batteries, pendant qu'une autre continue d'être injectée dans le réseau électrique. La phase de charge des batteries s'arrête vers 18h, avant le pic de consommation quotidien.
- A 18h30, la production électrique photovoltaïque passe sous la consigne de puissance à injecter sur le réseau : les batteries commencent alors à se décharger et à injecter leur puissance électrique vers le réseau.
- Cette décharge se prolonge jusqu'à 22h, puis la batterie reste au repos durant toute la nuit à un état de charge très faible.

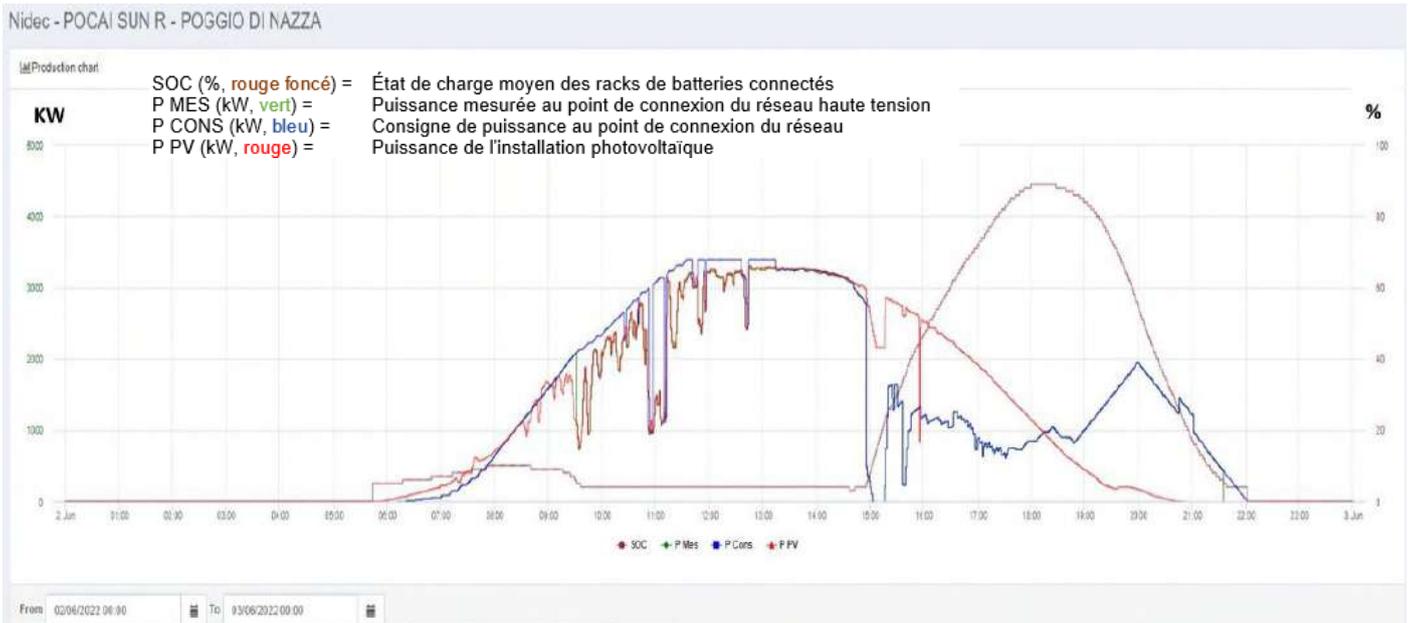


Figure 18: Transfert d'énergie et état de charge du conteneur incendié la veille de l'incendie

Le jour de l'incendie, la production électrique photovoltaïque était plus faible (Figure 19), ce qui peut s'expliquer par une nébulosité plus élevée. Compte tenu de cette production électrique plus faible, et afin de pouvoir jouer son rôle de réserve d'énergie entre 19h et 22h, la batterie a commencé à se charger un peu plus tôt que la veille, vers 13h. Elle a atteint son état de charge le plus haut de la journée (87%) vers 18h15. La décharge de la batterie vers le réseau électrique a ensuite commencé vers 18h30 pour contribuer à l'injection de puissance électrique sur le réseau pendant le pic de consommation de fin de journée. Jusqu'à cette étape, les courbes présentées ci-dessous ne permettent pas d'identifier une quelconque anomalie de fonctionnement.

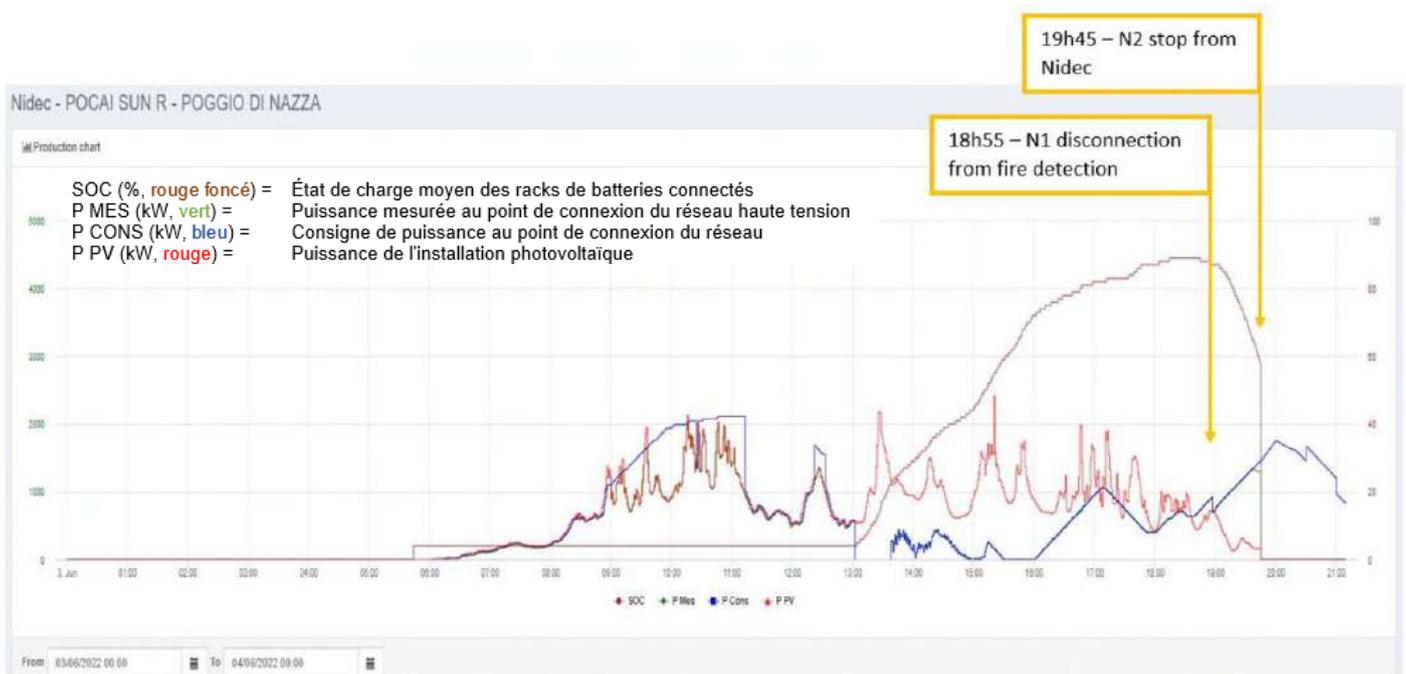


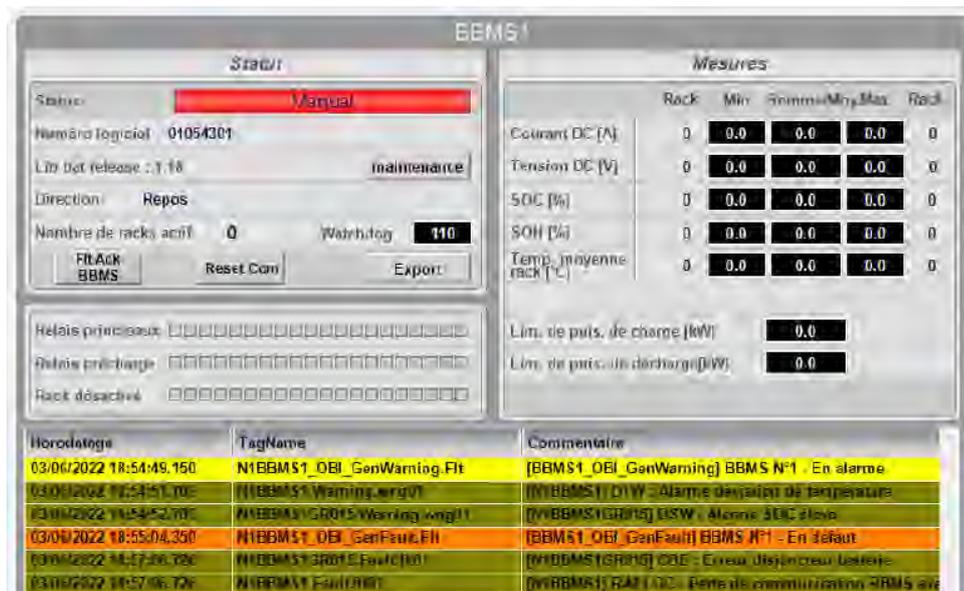
Figure 19: Transfert d'énergie et état de charge du conteneur incendié le jour de l'incendie

Entre 19h et 20h, on peut observer que l'état de charge des batteries diminue plus rapidement que la veille pour une sollicitation très similaire². Cette différence est expliquée par la déconnexion du conteneur n°1 à partir de 18h55, instant de la détection incendie : la puissance fournie par les batteries n'est alors délivrée que par un seul conteneur au lieu de deux, qui se décharge donc deux fois plus rapidement.

Vers 19h45, le conteneur n°2 est également déconnecté. La puissance électrique injectée dans le réseau tombe alors instantanément à zéro.

3.1.2 Captures d'écran relevées juste après détection incendie

Les captures d'écran effectuées à distance par l'équipe de télé-supervision NIDEC ASI juste après la détection incendie sont présentées dans les Figure 20, Figure 21, et Figure 22.



Horodatage	Priorité	Nom	Etat	Commentaire
03/06/2022 18:56:17.150	160	N1CU1_OBI_081A1_CICPFit.Fit	UNACK	[CU1_OBI_081A1_CICPFit] Condition de marche manquante - Groupe froid AERMEC (081A1)
03/06/2022 18:56:16.150	150	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Extinc.Fit	UNACK	[Estop_OBI_DetectFeu_Extinc] Automate de sécurité - Détection feu salle batteries
03/06/2022 18:55:11.150	150	N1ESTOP_OBI_DetectFeu_Gen.Fit	UNACK	[Estop_OBI_DetectFeu_Gen] Automate de sécurité - Détection feu général
03/06/2022 18:55:04.350	150	N1BBMS1_OBI_GenFault.Fit	UNACK	[BBMS1_OBI_GenFault] BBMS N°1 - En défaut
03/06/2022 18:54:49.150	160	N1BBMS1_OBI_GenWarning.Fit	UNACK	[BBMS1_OBI_GenWarning] BBMS N°1 - En alarme

Figure 20: Captures d'écran des défauts et alarmes collectées par le BBMS

La Figure 20 affiche l'état global du BBMS (Battery Bank Management System) auquel l'ensemble des racks du conteneur n°1 appartient. Cette figure permet en particulier d'observer les alarmes et défauts relevés par ce BBMS³.

- La 1^{ère} alarme est enregistrée à 18h54mn49s : il s'agit d'une alarme générale indiquant qu'au moins une alarme a été relevée par le BBMS du conteneur 1;
- 2 secondes plus tard, l'alarme « déviation de température » indique qu'une trop grande différence de température entre deux modules du conteneur n°1 a été détectée ;

² La puissance délivrée par les batteries est égale à la puissance mesurée au point de connexion du réseau (courbe verte) moins la puissance de l'installation photovoltaïque (courbe rouge).

³ Alarme et défaut sont des messages générés par le BBMS lorsqu'une anomalie est constatée. Contrairement à un défaut, une alarme n'entraîne pas une déconnexion d'un ou plusieurs racks batteries.

- Une seconde plus tard, l'alarme « SOC élevé » indique la détection d'un état de charge trop élevé dans au moins un des modules du rack 15 du conteneur n°1 ;
- A 18h55mn 04s, soit 12 s après, la 1^e erreur est remontée : il s'agit d'une erreur générale correspondant selon Nidec ASI au début de l'incendie ;
- La détection incendie est confirmée par l'automate de sécurité via les deux erreurs envoyées dans les 12 s suivantes ;
- Environ 2 min plus tard, à 18h57mn06s, deux nouvelles erreurs sont remontées :
 - o « Perte de communication RBMS » indique qu'au moins un des modules ne communique plus avec le RBMS d'un rack.
 - o « Erreur disjoncteur batterie » indique que la déconnexion du rack 15 du conteneur n°1 (déconnexion a priori demandée par le système de supervision des batteries suite à la détection incendie) n'est pas considérée comme effective. Ceci pourrait être la conséquence d'une perte de communication entre le BBMS et le RBMS du rack 15.

	BBMS 1 Rack 1	BBMS 1 Rack 2	BBMS 1 Rack 3	BBMS 1 Rack 4	BBMS 1 Rack 5	BBMS 1 Rack 6	BBMS 1 Rack 7	BBMS 1 Rack 8	BBMS 1 Rack 9	BBMS 1 Rack 10	BBMS 1 Rack 11	BBMS 1 Rack 12	BBMS 1 Rack 13	BBMS 1 Rack 14	BBMS 1 Rack 15	BBMS 1 Rack 16	BBMS 1 Rack 17	BBMS 1 Rack 18	BBMS 1 Rack 19	BBMS 1 Rack 20
Etat	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual									
Relais précharge																				
Switch																				
Vent. BPU/Mod.																				
Vant. ON																				
Cell Balancing																				
Courant DC [A]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tension DC [V]	955.4	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5	955.4	955.5	955.4	955.5	955.5	955.5	955.5	955.1	955.5	955.5	955.5	955.5	955.5
SOC [%]	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	86.5	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0
SOH [%]	97.0	97.0	96.5	96.5	96.5	97.0	97.0	96.5	97.0	96.5	97.0	96.5	96.5	97.0	96.5	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
H. P charge [kW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Int. P déch. [kW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mod. Temp. avg. [°C]	25.0	24.5	24.5	25.0	24.5	24.5	24.0	24.5	24.5	25.0	25.0	25.0	25.0	24.0	24.5	24.5	24.5	24.5	24.5	27.5
Temp. min. [°C]	24.5	24.0	24.0	24.5	24.5	24.0	24.0	24.0	24.0	24.5	24.5	24.5	25.0	23.5	24.0	24.0	23.0	24.0	23.5	26.5
Temp. max. [°C]	25.0	25.0	25.0	25.5	25.5	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	33.0	26.0	25.0	25.0	25.0	28.0
Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells	Rack Cells
Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export	Export

Figure 21: Capture d'écran des principales grandeurs mesurées dans les différents racks du conteneur n°1

La Figure 21 permet de visualiser les informations principales de l'état de fonctionnement de chaque rack du conteneur n°1, au moment de la détection incendie. Les principales informations issues de cette figure sont :

- Les tensions des racks sont toutes de 955,4 V ou 955,5 V, à l'exception du rack 15 ayant une tension légèrement inférieure de 955,1 V ;
- L'état de charge de tous les racks est de 87 %, à l'exception du rack 15 ayant un état de charge de 86,5 % ;
- La température moyenne des 17 modules de chaque rack est comprise entre 24,5 et 25 °C, à l'exception du rack 20 qui présente une température de 27,5 °C ;
- La température du module la plus élevée par rack est comprise entre 25 et 26 °C, à l'exception du rack 20 (28 °C) et du rack 15 (33 °C) :
 - o La température des modules du rack 20 est relativement uniforme (entre 26,5 °C et 28 °C), ce rack est globalement plus chaud que les autres d'environ 3°C ;
 - o L'élévation de température au sein du rack 15 est quant à elle plus locale et plus élevée : le module n°11 présente une température d'environ 9 °C supérieure à celle des autres modules de ce rack⁴.
- Aucun courant n'est mesuré par le RBMS de chacun des racks.

⁴ Pour qu'un module parmi dix-sept atteigne 33°C alors que la température du module le plus froid est de 24 °C et que la température moyenne de ces dix-sept modules est de 24,5 °C, il faut que l'ensemble des seize autres modules ait chacun une température de 24 °C.

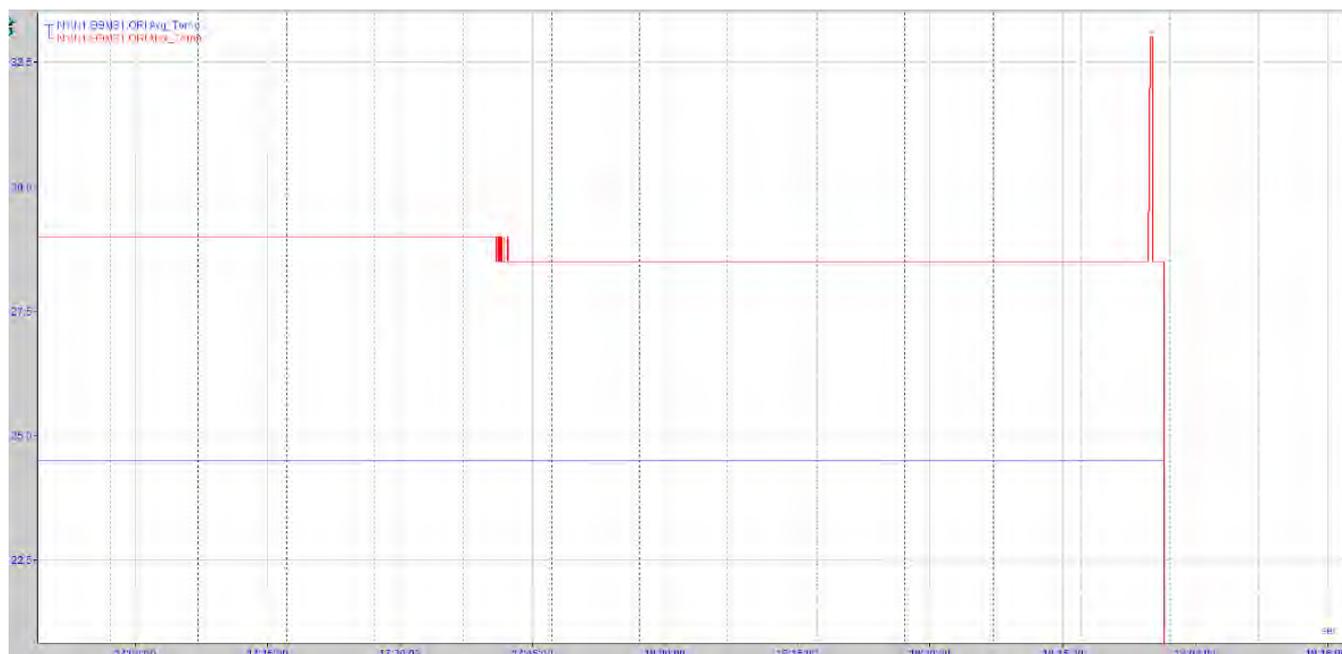


Figure 22: Evolution de la température moyenne (bleu) et maximale (rouge) des modules du conteneur n°1 au moment de l'incident

La Figure 22 vient enrichir les informations sur les températures des modules en y apportant une dimension temporelle : la température maximale des modules du conteneur n°1 a été stable pendant les deux heures ayant précédées l'incendie, puis elle a augmenté brutalement pour atteindre les 33 °C (température atteinte dans le module 11 du rack 15 selon la Figure 21).

Les mesures suivantes semblent ensuite erronées, laissant penser à une défaillance de la chaîne de mesure de températures. Cette hypothèse est appuyée par l'information de NIDEC ASI, affirmant qu'au moment où est capturé cette copie d'écran, la communication est coupée et les valeurs figées.

3.1.3 Historique des alarmes et défauts du système

Les alarmes et défauts rencontrés par l'installation sont collectées par l'application web de supervision à distance, et sont donc exploitables malgré la destruction du serveur local.

La Figure 23 présente les alarmes et défauts rencontrés le 03 juin 2022, jusqu'aux premiers instants de l'incendie⁵.

⁵ Certaines alarmes présentes le jour de l'incendie, considérées sans lien avec l'incendie, ont été retirées de ce tableau pour une meilleure visibilité.

Date	Kils	Description	Valeur
03/09/2022 05:48:36	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH(FH)	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH) STP2 - Disjoncteur A0 ouvert	1
03/09/2022 05:48:38	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH(FH)	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH) STP2 - Disjoncteur A0 ouvert	1
03/09/2022 05:48:45	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH(FH)	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH) STP2 - Disjoncteur A0 ouvert	0
03/09/2022 05:48:57	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH(FH)	(STP2_OBI_D15)DNVU_FH) STP2 - Disjoncteur A0 ouvert	1
03/09/2022 11:53:05	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	1
03/09/2022 11:57:21	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	0
03/09/2022 11:58:11	(ECL_OBI_4506L_FH)ECL(FH)	(ECL_OBI_4506L_FH) ECL - Tension extérieure salle F05 ouverte (4506L)	1
03/09/2022 12:05:48	(ECL_OBI_4506L_FH)ECL(FH)	(ECL_OBI_4506L_FH) ECL - Tension extérieure salle F05 ouverte (4506L)	0
03/09/2022 12:06:33	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	1
03/09/2022 12:20:48	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	0
03/09/2022 12:20:49	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	1
03/09/2022 12:21:42	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	0
03/09/2022 12:22:50	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	1
03/09/2022 12:22:58	(PDL_OBI_LocalHTA_FH)FV(FH)	(PDL_OBI_LocalHTA_FH) PDL - Presence détectée Local HTA	0
03/09/2022 18:54:24	(Seq01_OBI_CICPFH)FV(FH)	(Seq01_OBI_CICPFH) Condition de marche manquante - Séquence de mise sous tension (S01)	1
03/09/2022 18:54:49	(BBMS1_OBI_GenWarning)FV(FH)	(BBMS1_OBI_GenWarning) BBMS n°1 - En alarme	1
03/09/2022 18:55:04	(BBMS1_OBI_GenFault)FV(FH)	(BBMS1_OBI_GenFault) BBMS n°1 - En défaut	1
03/09/2022 18:59:11	(Seq01_OBI_CICPFH)FV(FH)	(Seq01_OBI_CICPFH) Condition de marche manquante - Séquence de mise sous tension (S01)	1
03/09/2022 18:59:16	(Seq01_OBI_CICPFH)FV(FH)	(Seq01_OBI_CICPFH) Condition de marche manquante - Séquence de mise sous tension (S01)	1
03/09/2022 19:06:17	(Gen_OBI_EmergencyCall)FV(FH)	(Gen_OBI_EmergencyCall) Défaut Appel Urgente	1
03/09/2022 19:16:17	(Gen_OBI_EmergencyCall)FV(FH)	(Gen_OBI_EmergencyCall) Défaut Appel Urgente	0
03/09/2022 19:21:16	(TK_OBI_480TT1_Temp0)FV(FH)	(TK_OBI_480TT1_Temp0) Mesure température container N°3 salle batteries (valeur max 100°C)	1
03/09/2022 19:21:23	(TK_OBI_480TT1_Temp0)FV(FH)	(TK_OBI_480TT1_Temp0) Mesure température container N°2 salle batteries (valeur max 100°C)	0

Figure 23: Alarmes et défauts de l'installation le jour de l'incendie

Cet historique vient confirmer les alarmes précédemment décrites au § 3.1.2.

On peut tout de même noter que, le jour de l'incendie, une intervention a été effectuée sur le site par le technicien NIDEC ASI. Suite à une coupure Haute Tension, le technicien a réenclenché les cellules dans le local Haute Tension. Il a également ouvert la porte du compartiment « Conversion de puissance » du conteneur n°1, mais n'est a priori pas entré dans le compartiment « Batteries » de ce conteneur.

L'erreur « [Seq01_CICPFH] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01) » indique qu'une des conditions nécessaires au bon fonctionnement du conteneur n'est pas présente. Cette erreur est donc la conséquence d'un autre événement, qui pourrait être l'alarme générale « BBMS1_GenWarning » remontée 15 s après, elle-même générée par les alarmes « déviation de température » et/ou « SOC élevé » remontées dans les 3 s suivantes (et décrites au §3.1.2).

Nota : selon Nidec Asi, l'erreur « [Seq01_CICPFH] Condition de marche manquante – Séquence de mise sous tension (S01) » ne peut pas être liée à un défaut d'isolement, car un tel défaut d'isolement aurait également impliqué la remontée d'une erreur dédiée.

3.1.4 Discussion sur l'apport de ces données dans la recherche de la cause de l'incendie

Les données présentées ci-dessus sont très partielles. La connaissance de l'évolution temporelle des tensions de chaque cellule, des courants de chaque rack, des températures de chaque module, de la résistance d'isolement du système, aurait permis de pousser l'investigation plus loin. Malheureusement ces données ont été perdues pendant l'incendie, lorsque le serveur local, présent dans le conteneur n°1, a été détruit.

Les données disponibles permettent malgré tout de formuler quelques hypothèses, présentées ci-dessous.

- L'évènement initiateur semble avoir été très soudain (pas de dysfonctionnement observé dans la journée, pas d'élévation de température anormale mesurée avant le pic menant à l'incendie, 1^{ère} alarme du système remontée seulement 20 s avant la détection incendie),
- Le rack 15 semble être le rack dans lequel l'évènement initiateur s'est produit (SOC et tension rack légèrement plus faible que dans les autres racks, température module la plus élevée tout module confondu),
- Au sein de ce rack 15, les 1^{ers} effets de la défaillance sont mesurés au sein du module 11 (élévation de sa température de +8,5 °C par rapport à la moyenne des températures des autres modules de ce rack),

- Même si le rack 20 présente également une température moyenne plus élevée que les autres racks (environ +3 °C), sa température globale est homogène. Sa tension et son état de charge étant similaire à ceux des autres racks (rack 15 exclu), et sa température n'étant pas excessive, le fait qu'il puisse être le lieu de départ de l'incendie est considérée comme moins probable.
- Les signes de défaillance observés dans le rack 15 ne semble pas avoir pour origine une défaillance électrique externe à ce rack (aucun rack en surcharge ni surdécharge, tension et état de charge de l'ensemble des racks hors rack 15 similaires, pas de courant circulant via les BPU au moment de la capture d'écran),
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une circulation de courant non maîtrisé entre différents racks via les masses métalliques (tensions et état de charge des racks toutes égales hormis la tension du rack 15, pas d'échauffement localisé dans un module d'un autre rack pouvant être induit par un arc électrique, pas de défaut d'isolement remonté).
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine un court-circuit franc et maintenu entre parties actives au sein du rack 15 (diminution de la tension du rack 15 de seulement 300 mV alors que la température du module 11 a déjà augmenté de 9 °C)

Sur la base de ces hypothèses, les deux causes suivantes ont été identifiées comme probables :

- La défaillance interne d'une cellule au sein du module 11 du rack 15.

Ce type de défaillance peut avoir pour origine un défaut de fabrication de la cellule, ou un usage répété en dehors des plages d'utilisation recommandée (exemple : charge à température basse induisant du Lithium plating).

Une telle défaillance engendre généralement une diminution de tension de la cellule en défaut avant son emballement thermique franc, ce qui peut expliquer la légère baisse de tension rack observée. Cette défaillance peut conduire à l'emballement thermique de cette cellule, emballement susceptible de se propager aux autres cellules du module puis du rack.

- L'apparition d'une circulation de courant non maîtrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack (courant ne circulant pas par le boîtier BPU du rack 15 ni via d'autres racks).

Ce type de défaut peut être la conséquence d'une diminution de l'isolation électrique entre parties conductrices, par exemple à cause de la présence de poussière, d'eau liquide et/ou d'air humide. La chaleur générée par la circulation de ce courant non maîtrisé et celle dégagée par l'éventuel arc électrique est suffisante pour entraîner l'emballement thermique des cellules impactées, qui peut ensuite se propager au sein du rack et du conteneur.

Ces deux causes se différencient théoriquement par une dynamique initiale différente : dans le cas de la défaillance interne d'une cellule, une seule cellule réagit, l'emballement thermique se propage donc plus lentement au reste du module puis au rack. Dans le cas de la circulation d'un courant non maîtrisé, plusieurs cellules voire plusieurs modules pourraient partir en emballement thermique quasi instantanément, ce qui amènerait une réaction plus rapidement intense. Malheureusement, la perte des données quelques secondes après les premiers signes d'échauffement ne permet pas d'avoir d'information sur la dynamique de la propagation de l'emballement thermique dans les premiers instants de l'incident.

Pour chacune de ces deux causes possibles, la présence de l'alarme « SOC élevé » juste après l'alarme « déviation de température » peut paraître surprenante, car dans ces deux scénarios aucune des cellules Li-ion ne devraient être traversées par un courant de charge⁶.

Une explication possible serait que l'alarme « SOC élevé » soit une conséquence de la dégradation de la chaîne de mesure de tension cellule qui déclencherait abusivement cette alarme « SOC élevé ».

⁶ Hormis l'éventuelle cellule présentant une défaillance interne, car, sa tension diminuant, la cellule montée en parallèle peut se décharger en elle. Toutefois cette situation ne peut en aucun cas provoquer la surcharge de ces cellules, et donc expliquer l'alarme.

Pour le scénario considérant une circulation de courant non maîtrisé au sein du rack 1, il engendre une décharge des cellules situés entre les deux points de défaillance du circuit électrique.

En effet, compte tenu du positionnement des sondes de températures dans le module, l'augmentation de température observée dans le module 11 peut n'avoir été mesurée qu'une fois le dégazage voire l'emballage thermique soutenu de cellule(s) déjà initié. Ces événements se traduisent notamment par la libération de gaz chauds accompagnés et de particules incandescentes et conductrices : ceci pourrait engendrer la défaillance de la mesure de certaines tensions cellules, et donc la génération abusive d'une alarme « SOC élevé ».

On peut également noter qu'aucun défaut d'isolement n'a été relevé. Un tel défaut serait pourtant attendu lors de l'apparition d'un courant non maîtrisé circulant au sein d'un rack via son châssis métallique. Toutefois :

- le contrôleur d'isolement se trouve en amont des contacteurs des racks (côté conversion de puissance) : une fois un rack déconnecté, ce contrôleur n'est plus capable d'en vérifier la résistance d'isolement.
- la fréquence de mesure des contrôleurs d'isolement est typiquement de l'ordre de 10 à 20 s. Etant donné la rapidité de l'évènement initiateur, il est envisageable que le contrôleur d'isolement n'ait pas eu le temps de relever cette éventuelle perte d'isolement avant la déconnexion du rack 15,
- le courant non maîtrisé a également pu circuler directement entre deux parties actives, sans passer par le châssis métallique du module ou du rack. Ce cas n'engendre pas de défaut d'isolement.

3.2 Rôle des protections électriques intégrés

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, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4),
- Un contacteur 200 A / 1000 Vdc sur chacune des polarités du rack, présents dans le BPU de ce rack (Figure 4). 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 24).

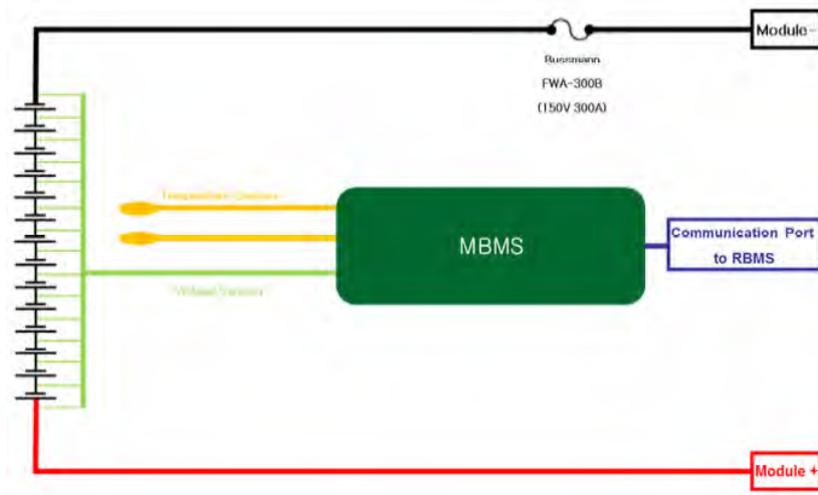


Figure 24: Protections électriques au niveau module (source LG)

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 ou défaut d'isolement externes 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 causes possibles identifiées :

- La défaillance interne d'une cellule peut dans le meilleur des cas être détectée par le BMS avant que l'emballage thermique de la cellule ne démarre (baisse de tension de la cellule défaillante). Mais aucune des protections électriques mise en œuvre n'est capable de stopper le mécanisme de cette défaillance et donc d'éviter l'emballage 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 stoppé par le fusible d'un module. De plus, bien qu'il soit difficile d'estimer l'intensité du courant circulant dans un arc électrique, il est probable qu'elle ne dépasse pas le calibre du fusible (300 A), et donc que le fusible ne s'ouvre pas.

3.3 Examen critique des essais réalisés lors des investigations post-accidentels

Dans le cadre de l'expertise judiciaire, menée en parallèle de l'enquête du BEA-RI, la société LG Chem et le laboratoire SERMA (missionné par l'expert judiciaire) ont procédé à différents essais pour apporter des éléments techniques pouvant aider à déterminer la cause probable du sinistre.

Le BEA-RI souhaite recueillir l'analyse critique de l'Ineris sur les essais suivants, en termes de représentativité de la séquence accidentelle :

- "Examining Coolant Penetration Path By Leakage", essai mené par LG Chem visant à analyser le cheminement d'un liquide versé sur le dessus d'un rack dans les différents modules de ce rack (§3.3.1)
- "Water and dust injection in a rack", essai mené également par LG Chem, dans le but de déterminer si l'injection d'eau et de poussière peut mener à un emballement thermique généralisé d'un rack (§3.3.2);
- Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion, réalisés par le laboratoire SERMA dans le cadre de l'expertise judiciaire, visant à simuler expérimentalement une potentielle fuite sur le dessus des racks (§3.3.3).

Ces différents essais ont été réalisés afin d'approfondir une hypothèse formulée au cours de l'enquête judiciaire, selon laquelle la condensation et/ou une fuite du circuit d'évacuation des condensats générés par le système de climatisation aurait pu être à l'origine du démarrage de l'incendie.

Nota : cette hypothèse n'est pas la seule hypothèse à avoir été formulée et investiguée dans le cadre de l'enquête judiciaire. L'analyse de ces essais dans le présent rapport n'a pas pour volonté d'appuyer ni d'infirmer cette hypothèse.

3.3.1 Essai LG simulant une fuite de liquide sur le dessus d'un rack

Durant cet essai, LG Chem a versé un liquide de refroidissement (bleuté) sur le dessus d'un rack représentatif de ceux présents dans le conteneur incendié. Ce rack contient un BPU et 14 modules factices (sans cellules Li-ion). Les modules sont ici numérotés de haut en bas.

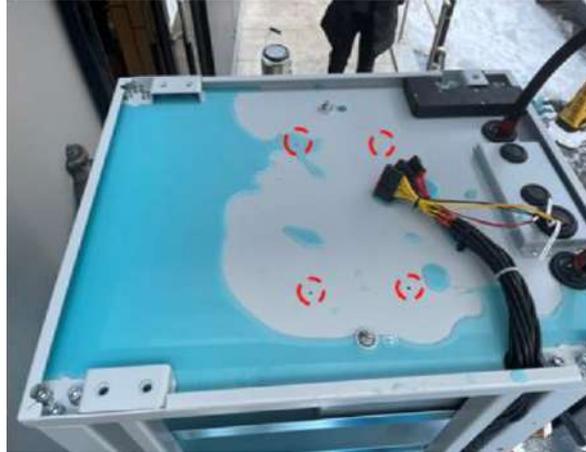


Figure 25: Liquide versé sur le dessus du rack

Un fois versé sur le dessus du rack, le liquide s'est propagé par gravité. La tôle acier supérieure du rack est percée de 4 trous (entourés en rouge sur la Figure 25). La Figure 26 illustre l'écoulement du liquide du dessus du rack vers le module 1.

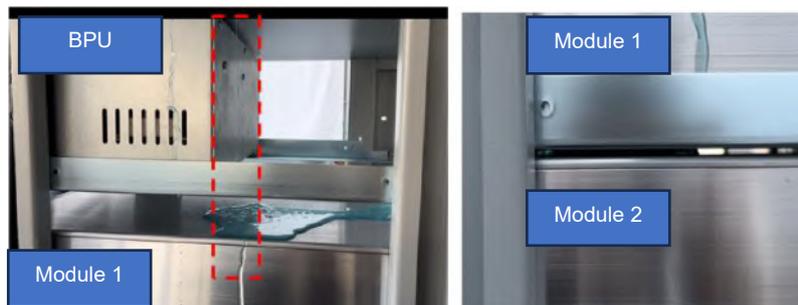


Figure 26: Propagation du liquide sur le dessus du module le plus haut (gauche) et sur le flanc de ce module (droite)

Des traces de ce liquide ont été retrouvées sur les parois des modules, et sur les bornes de puissance et au sein même de certains modules. Afin de faire un bilan global des résultats, les Figure 27 et Figure 28 illustrent trois niveaux différents de présence de liquide, respectivement sur les bornes de puissances des modules, et à l'intérieur des modules. La Figure 29 présente ensuite de façon synthétique les observations faites par LG sur chacun des modules.

Nota : sur ces trois figures, le terme « pack » est à traduire par « module ».



< Pack Terminal Block - None >



< Pack Terminal Block - A Little >



< Pack Terminal Block - Many >

Figure 27: Classification des observations faites sur les connexions de puissance des modules



Figure 28: Classification des observations faites à l'intérieur des modules

	Pack Terminal Block	Pack Inside
Pack #1	None	A Little
Pack #2	None	A Little
Pack #3	A Little	Many
Pack #4	None	Many
Pack #5	Little	A Little
Pack #6	Little	None
Pack #7	Many	Many
Pack #8	Many	A Little
Pack #9	Many	None
Pack #10	Many	Many
Pack #11	Many	A Little
Pack #12	Many	A Little
Pack #13	Many	None
Pack #14	A Lot	None

Figure 29: Quantités d'eau observées sur les connexions de puissance et à l'intérieur des différents modules

Le liquide de refroidissement est donc présent sur la majorité des connexions de puissance des modules (et surtout sur celles des modules positionnés dans la moitié basse du rack), ainsi qu'à l'intérieur de plusieurs modules, en quantité variable.

Les modules n'étant pas étanches (indice de protection IP20), cet essai montre donc expérimentalement que le liquide de refroidissement versé sur le dessus du rack peut s'immiscer sur les parois verticales et à l'intérieur de nombreux modules.

Toutefois, le protocole, les résultats d'essai et les photos communiquées par LG Chem ont été fournies de façon très synthétique. Certaines informations sont manquantes pour pouvoir tirer des conclusions sur la représentativité de cet essai par rapport aux conditions réelles rencontrées par les racks du conteneur incendié.

En particulier, la quantité de liquide versée n'est pas précisée. Les photographies laissent suggérer que la quantité de liquide versée sur le dessus du rack serait relativement importante. L'essai semble donc se concentrer sur une quantité significative de liquide, typique d'une fuite. Cependant, la condensation produit généralement de petites quantités d'eau sur une longue période.

Ce contraste dans la quantité de liquide peut surestimer le risque de cheminement du liquide à travers les différents modules si la cause est une condensation progressive plutôt qu'une fuite soudaine.

Le débit de versement de liquide est également inconnu lors de cet essai. Le phénomène de condensation rencontré dans le conteneur peut raisonnablement être supposé intermittent : la condensation ne se produit que si l'air est humide, et lorsque la climatisation est active (la condensation ne se formant que sur les surfaces froides). Une fois condensée, l'eau est théoriquement évacuée sous le conteneur par les tuyaux prévus à cet effet. Le conteneur étant conçu pour être étanche, le phénomène de condensation ne peut donc se reproduire que s'il y a un nouvel apport d'air humide, par exemple par ouverture de sa porte ^{7 8} (nombre et durée des interventions du technicien de maintenance inconnue). Bien que difficilement estimable, le débit réel d'eau pouvant arriver sur le dessus d'un rack est probablement bien plus réduit que lors de cet essai, et est a priori intermittent. Un débit très faible et des périodes de pause prolongées peuvent permettre à tout ou partie de l'eau de s'évaporer au lieu de cheminer de module en module.

La quantité d'eau et le débit réel observé dans le conteneur incendié peuvent également être discutée au regard de la position des climatisations dans le conteneur : il n'y a pas de système de climatisation installé au droit du rack 15 (voir Figure 6). L'eau doit donc y arriver par un cheminement indirect, ce qui peut réduire la quantité et le débit d'eau arrivant jusqu'au rack 15.

La nature du liquide de refroidissement n'est pas non plus précisée. Sa pression de vapeur saturante, sa viscosité ou sa masse volumique pouvant avoir un impact sur la représentativité de l'essai. Les liquides de refroidissement sont souvent composés d'éthylène glycol à 50% en solution aqueuse, le mélange ainsi obtenu a :

- une pression de vapeur saturante plus faible, ce qui limite sa vitesse d'évaporation. A débit équivalent, une faible quantité d'eau de condensation se trouvant sur le dessus du rack va donc s'évaporer plus rapidement que le même volume de liquide de refroidissement. En cas de faible débit, ceci limite la possibilité du cheminement de l'eau de module en module à travers l'ensemble du rack ;
- une viscosité et une masse volumique supérieure à celle de l'eau issue de la condensation, ce qui peut influencer sa diffusion au sein du rack.

En conclusion, cet essai montre qu'un chemin d'écoulement d'un liquide présent sur le dessus du rack vers l'intérieur des modules et vers les bornes de puissance existe. Compte tenu des trous sur le dessus du rack et de la non-étanchéité des modules, ce résultat pouvait être pressenti et est ici démontré expérimentalement. Cet essai rappelle donc qu'il est important d'éviter la présence de liquide sur le dessus du rack en quantité suffisante pour qu'il se diffuse par gravité au sein du rack.

Cet essai ne permet toutefois pas de savoir si un cheminement existe pour que l'eau de condensation passe des parties froides de la climatisation jusqu'au rack 15, ni quelle serait la quantité d'eau de condensation suffisante pour qu'elle chemine jusqu'au 7^{ème} module sous le BPU (module présentant l'échauffement anormal juste avant la détection incendie), ni si la quantité et le débit d'eau nécessaire aurait pu être généré par le phénomène de condensation malgré la relative étanchéité du conteneur.

De plus, une fois de l'eau présente dans ce module, l'essai ne permet pas d'affirmer que celle-ci pourrait engendrer un emballement thermique d'une cellule Li-ion. Ce point est discuté dans le §3.3.2.

⁷ Le manque d'étanchéité de la porte extérieure du compartiment « batterie », ainsi que la fuite du système d'évacuation des condensats sont toutefois discutés dans le cadre de l'expertise judiciaire en cours.

⁸ Nombre et durée des interventions du technicien de maintenance inconnue.

3.3.2 Essai LG d'injection d'eau et de poussière au sein de modules d'un rack

LG Chem a réalisé un essai d'injection d'eau et de poussière afin d'approfondir l'hypothèse selon laquelle l'incendie aurait pu être provoqué par l'écoulement des eaux de condensats du système de climatisation se trouvant au-dessus des racks.

Cet essai a été mené sur un rack complet équipé de 17 modules de batteries connectés en série et d'une unité BPU, identiques à ceux du site de Poggio-di-Nazza. Ce rack présente un état de charge de 95 % au moment de l'essai.



Figure 30: rack utilisé lors de cet essai d'injection d'eau et de poussière

Durant cet essai, l'injection de poussières et d'eau est réalisée dans deux modules du rack (les modules 3 et 6, numéroté en partant du bas). La poussière injectée dans ces modules est du graphite (taille et quantité de particules non précisée), et l'eau injectée est de l'eau salée (concentration en sel non précisée).

Sur la connexion électrique reliant les modules 4 et 5, un contacteur a été ajouté : celui-ci permet de déconnecter électriquement les modules 1 à 4 des modules 5 à 17 durant les injections d'eau et de poussières afin de limiter la possibilité d'un emballement thermique durant ces phases.

Cette connexion entre les modules 4 et 5 est également équipée d'un ampèremètre afin de mesurer un éventuel courant qui circulerait entre ces deux modules lorsque le contacteur est fermé. Une telle circulation de courant entre la partie inférieure du rack (modules 1 à 4) et la partie supérieure (modules 5 à 17) montrerait l'apparition d'une défaillance entre chacun des modules agrégés et le châssis métallique (arc électrique, défaut d'isolement, ou court-circuit).

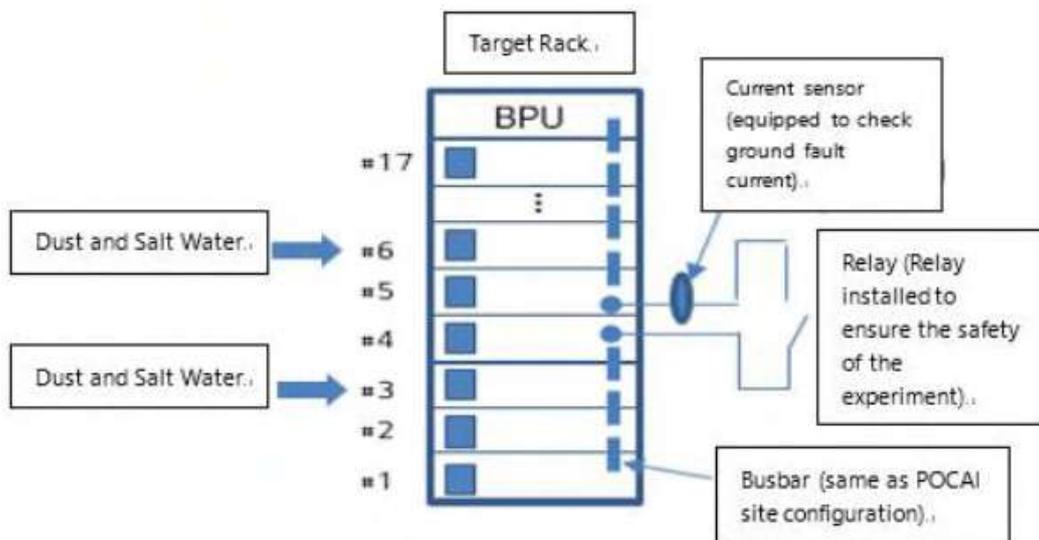


Figure 31: schéma de la configuration de test

Les injections de poussière et d'eau sont réalisées selon le protocole suivant :

- (i) Injecter de la poussière dans les ventilateurs des modules n°3 et n°6
Ces ventilateurs se trouvent en face avant des modules, ils sont représentés par le carré bleu sur la partie gauche de chaque module de la Figure 31);
- (ii) Allumer le ventilateur pendant 10 minutes, puis l'éteindre ;
Cette phase a pour objectif de répandre la poussière au sein des modules 3 et 6
- (iii) Pulvériser de l'eau salée dans les ventilateurs des modules n°3 et n°6 (a priori 20 mL) ;
- (iv) Allumer le ventilateur pendant 10 minutes, puis l'éteindre à nouveau ;
Cette phase a pour objectif de diffuser l'eau au sein des modules n°3 et n°6
- (v) Activer le contacteur pendant 10 à 30 minutes.
Ceci provoque la mise en série de l'ensemble des modules du rack : en cas de défaut d'isolement dans les modules 3 et 6, un courant électrique pourrait alors circuler entre ces modules via le châssis métallique du rack.

Les injections de poussière et d'eau (étapes (i) à (v)) ont été répétées huit fois, puis l'injection d'eau (étapes (iii) à (v)) deux fois supplémentaires.

Après mise en application de ce protocole sur le rack testé, des flashes lumineux sont visibles à travers le ventilateur du module 3 puis de la fumée sort de ce rack. Le même phénomène (flash puis fumée) est ensuite visible au niveau du module 6 (Figure 32). Puis de nombreux crépitements sont audibles, accompagnés de flashes lumineux. La 1^{ère} flamme apparaît environ 1 min après les 1^{ers} effets visibles, au niveau du module 3.

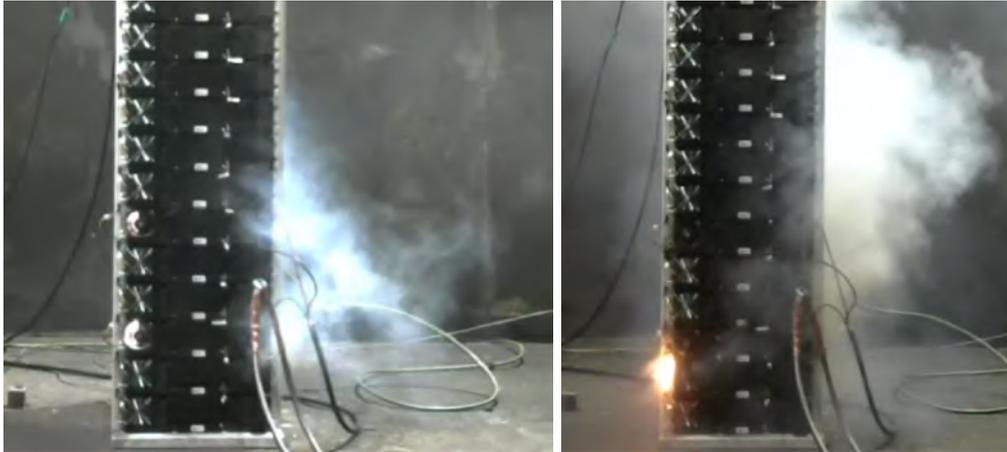


Figure 32: rack batterie testé, gauche : 13 secondes après les 1^{ers} effets visibles, droite 1 min après

Contrairement au module 6, tout ou partie des cellules Li-ion de ce module 3 sont entrées en emballement thermique, emballement qui s'est ensuite propagé progressivement au sein du module puis aux autres modules durant le reste de l'essai.

Le feu au niveau du module 3 gagne en intensité environ une minute plus tard, suivi 30 s après de flamme sortant du module le plus haut (Figure 33 gauche).

Des flammes sont ensuite apparues au niveau de tous les modules environ 30 secondes après (Figure 33 droite).

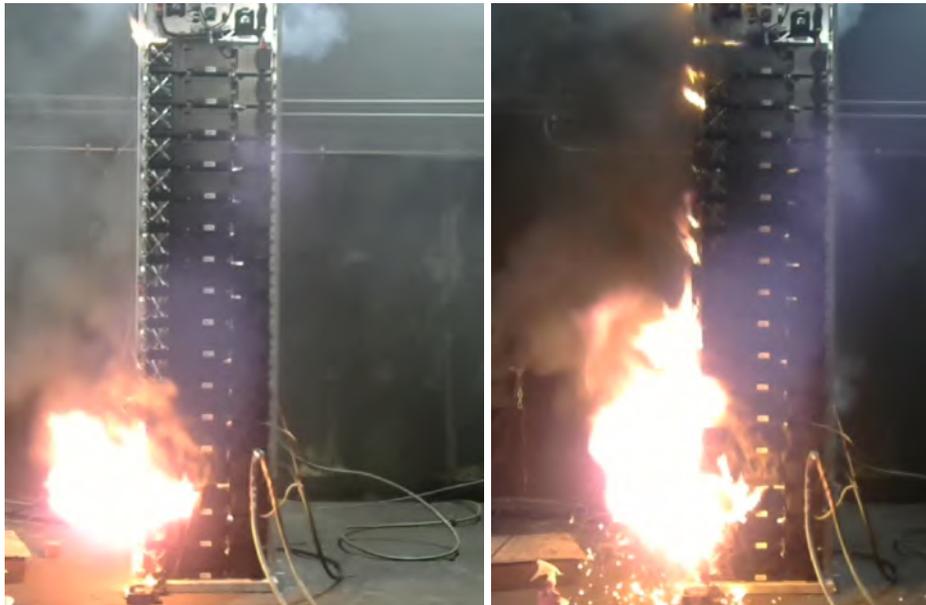


Figure 33: rack batterie testé, gauche : 2 min 30 s après les 1^{ers} effets visibles, droite : 3 min après

La propagation de l'incendie à l'ensemble du contenu des modules se fait progressivement, pour atteindre un feu global environ 9 min après les 1^{ers} effets visibles constatés (Figure 34).



Figure 34: rack batterie testé, 9 min après les 1^{ers} effets visibles

Cet essai démontre qu'un emballement thermique de l'ensemble du rack peut être engendré par la pollution de ce dernier à la poussière et à l'eau salée.

Les conditions d'essai transmises par LG Chem ne sont que partiellement décrites : les caractéristiques de l'eau salée (concentration en sel, conductivité électrique, rigidité diélectrique, ...), les caractéristiques de la poussière de graphite (conductivité électrique, granulométrie, ...), ainsi que la quantité de poussière et le mode d'injection de l'eau et de la poussière dans le ventilateur à chaque étape n'ont pas été communiqués. Les résultats d'essai fournis sont également partiels puisque seule une vidéo démarrant au moment des premiers effets visibles a été fournie (pas de mesure de tension cellule, de températures modules, de courant entre les modules 4 et 5, ni de résistance d'isolement communiquées)

Les résultats de cet essai sont en accord avec les prédictions théoriques : les injections répétées d'eau salée (donc électriquement conductrice) dans le ventilateur du module, suivies après chaque injection de l'activation de la ventilation, va diffuser l'eau au sein du module, d'une part sous forme de gouttelettes d'eau liquide, et d'autre part en y augmentant l'hygrométrie relative. Ceci a pour effet de :

- Permettre, si une quantité d'eau suffisante est injectée, la circulation d'un courant de fuite entre les modules 3 et 6 (via l'eau liquide et le châssis métallique du rack, voir Figure 35 partie gauche), pouvant amener à un échauffement des cellules Li-ion. De plus, un tel courant de fuite peut entraîner l'électrolyse de l'eau. Cette électrolyse libère du dihydrogène et du dioxygène, pouvant former une atmosphère explosive s'ils s'accumulent en quantité suffisante (l'activation régulière de la ventilation rendant ce scénario peu probable ici). Elle engendre également la corrosion des métaux en contact :
 - o l'eau devient plus conductrice par l'apport de ces impuretés, ce qui renforce le phénomène d'électrolyse,
 - o si l'électrolyse apparaît au niveau d'une connexion électrique de puissance, la corrosion peut en augmenter sa résistance, et engendrer un échauffement localisé en cas d'un passage de courant important (l'absence de courant de charge ou de décharge pendant l'essai rendant ce scénario improbable ici).
- Diminuer la rigidité diélectrique de l'air interne du module, favorisant l'apparition d'arc électrique (voir Figure 35 partie droite). Ces arcs électriques libèrent localement une grande quantité de chaleur. Ils peuvent de plus être à l'origine de la combustion du dihydrogène libéré par les réactions d'électrolyse décrites ci-dessus, augmentant encore la chaleur libérée.

Nota : la vitesse de la réaction d'électrolyse et la formation d'arc sont directement impactées par la différence de potentiel existante entre les deux parties conductrices en jeu. Dans le cas de cet essai, la tension entre les modules 3 et 6 est de l'ordre de 100 à 200 V (entre deux et quatre modules en série).

Dans le cas d'un rack, la tension peut atteindre 1000 V, ce qui augmente la probabilité d'apparition d'arc électrique et la vitesse de la réaction d'électrolyse.⁹

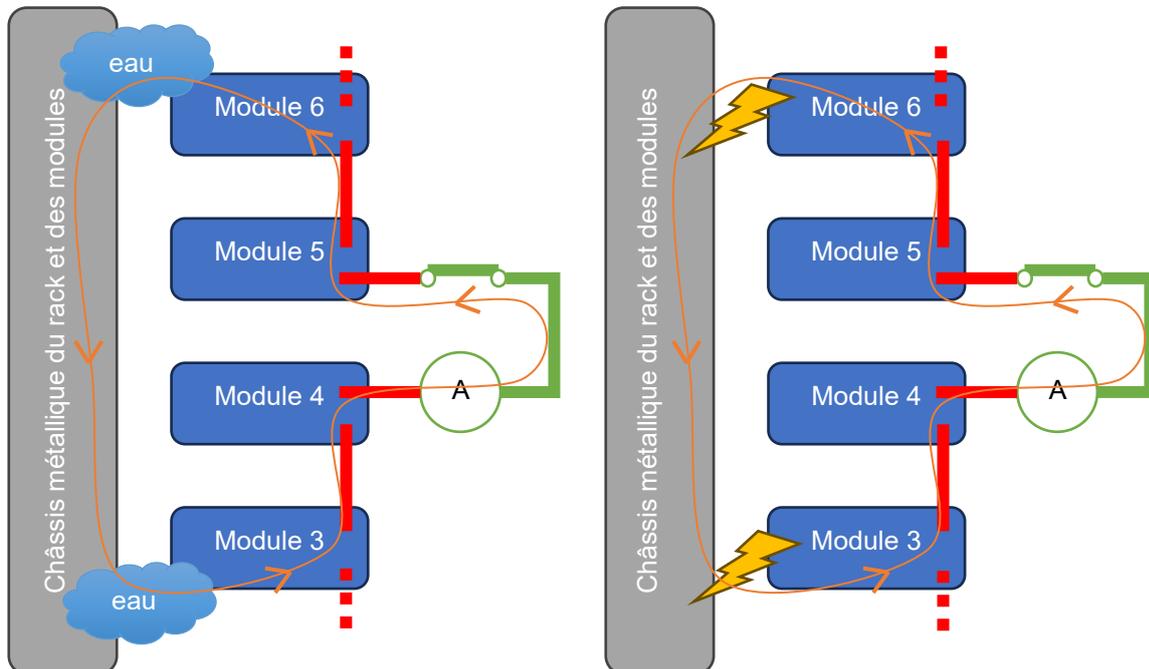


Figure 35: modes de défaillances pouvant être engendrée par la présence d'eau (gauche électrolyse de l'eau, droite : arcs électriques)

En plus de l'injection d'eau salée, l'ajout de poussière graphite (électriquement conductrice) directement dans le ventilateur, puis brassée par la ventilation à l'intérieur du module va :

- Augmenter la conductivité électrique de l'eau, favorisant ainsi son électrolyse,
- Réduire les distances entre parties conductrices, favorisant la formation d'arc électrique,
- En cas d'accumulation importante, créer un contact direct entre le circuit électrique et le châssis métallique, par lequel un courant électrique pourrait circuler.

Les phénomènes décrits ci-dessus pour l'injection d'eau et de poussière sont susceptibles de se cumuler, et peuvent engendrer un échauffement suffisant pour provoquer l'emballement thermique d'une ou plusieurs cellules Li-ion.

La représentativité de cet essai par rapport aux conditions réelles rencontrées par les racks du conteneur incendié peut être discutée :

- La possibilité du cheminement de l'eau de condensation depuis les parties froides de la climatisation jusqu'aux différents modules du rack 15 a été discutée dans le §3.3.1 : même si cette possibilité n'est pas exclue, elle reste à démontrer.
- Les caractéristiques de l'eau utilisée pour cet essai, tout comme celles de l'eau de condensation du conteneur, sont inconnues. L'eau de condensation est initialement pure, donc non conductrice. Mais elle peut se charger d'impuretés lors de son cheminement sur les parois du rack. La nature de ces impuretés peut la rendre légèrement conductrice et initier les réactions d'électrolyse décrites précédemment.

⁹ Cette différence de potentiel plus élevée aggravant le phénomène n'est a priori pas valable dans l'hypothèse d'un défaut d'isolement ou arc électrique directement entre parties actives (donc sans circulation de courant via le châssis métallique). En effet, l'apparition d'un tel défaut entre parties actives de modules différents semble très peu probable.

Le conteneur étant proche de la mer, la présence de sel parmi les impuretés est probable, mais la concentration obtenue après cheminement reste inconnue.

Nota : un prélèvement et une analyse de l'eau de condensation après cheminement sur une partie du rack dans le conteneur non incendié pourrait donner des éléments de réponse sur les points évoqués ici.

- Même si la nature des poussières présentes dans le conteneur est également inconnue, il est probable que les caractéristiques de la poussière utilisée (graphite) majorent la possibilité d'engendrer un emballement thermique par rapport aux conditions réelles. La poussière dans un conteneur peut provenir de multiples sources (sol, végétation, érosion de matériaux, etc.) et est donc souvent composée d'un mélange hétérogène de matières organiques et inorganiques, qui peut inclure du sable, des fibres, et d'autres particules non conductrices. Le graphite est très probablement un meilleur conducteur électrique que la poussière présente dans le conteneur.
- Même si le protocole exact n'est pas connu et que la nature de l'eau de condensation et des poussières présentes dans le conteneur n'a pas été déterminée, ces conditions d'essai favorisent très probablement l'occurrence d'un emballement thermique. Le choix de l'ajout de sel dans l'eau ou l'utilisation de poussière conductrice peuvent s'expliquer par la volonté de LG Chem d'accélérer les effets et d'engendrer un emballement thermique dans une durée d'essai raisonnable. Ces agressions « accélérées » ne permettent pas par contre de conclure sur la possibilité d'un emballement thermique dans les conditions moins sévères mais prolongées auxquelles les racks ont pu être exposés.
- L'état de charge du rack est de 95%, au lieu de 87% pour le rack incendié. Cette différence induit un niveau de tension plus élevé pour le rack testé (ce qui augmente la possibilité d'arc électrique et la vitesse de réaction de l'électrolyse), et augmente la quantité d'énergie libérée par les cellules Li-ion en emballement thermique : la propagation de cellule en cellule, puis de module en module est donc plus probable.

En conclusion, cet essai démontre la possibilité d'un emballement thermique lors de l'agression de modules par injection d'eau salée et graphite, conditions plus sévères que celles rencontrées dans le conteneur. Ces résultats ne semblent donc pas directement transposables dans la recherche de la cause de l'incendie du conteneur.

3.3.3 Essai de goutte à goutte et essai de semi-immersion

L'essai mené par SERMA a été décomposé en deux parties :

- Essais de goutte à goutte, visant à reproduire une possible exposition des modules à un goutte à goutte issu des eaux de condensat,
- Essai de semi-immersion, cherchant à simuler les conditions rencontrées par les modules lors de l'utilisation d'une lance à eau à l'intérieur du conteneur par les pompiers.

Ces deux essais ont été réalisés consécutivement, sur un seul module de batterie placé sur une grille à mi-hauteur dans un bac de rétention. Le module n'a pas été déplacé entre les essais. Son état de charge avant essai était de 85 %, très proche de celui juste avant le démarrage de l'incendie (87 %). La tension aux bornes de ce module avant essai est de 55,9 V.

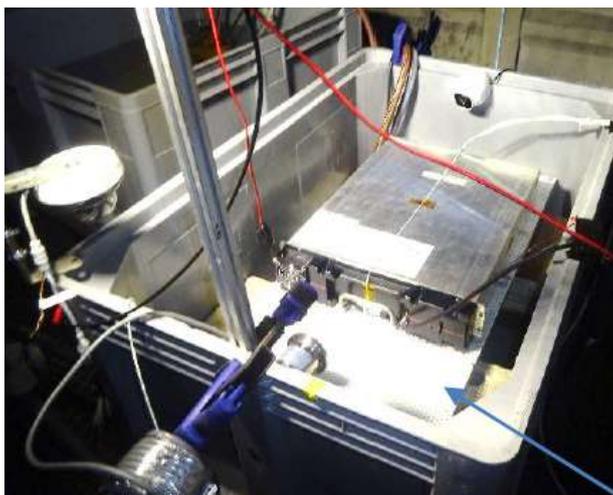


Figure 36: installation expérimentale des essais de goutte à goutte et de semi-immersion

Durant ces essais, les mesures suivantes ont été effectuées :

- Tension du module,
- Température au centre de chaque face extérieure du module,
- Relevées par le bus de communication du module des 14 tensions cellules et des 2 températures internes mesurées par l'électronique du module (MBMS), uniquement pendant l'essai de goutte à goutte.

3.3.3.1 Essai de goutte à goutte

Pendant 4 heures, un goutte-à-goutte est réalisé sur la face supérieure du module, très proche du ventilateur, à un rythme régulier de 3 à 5 gouttes par secondes. L'eau utilisée lors de ce test est une eau distillée, donc non conductrice (inférieure à $10 \mu\text{S/cm}$, limite de précision du mesureur utilisé). La quantité totale d'eau a été estimée par SERMA à environ 2 L.

Le ventilateur du module a été continuellement alimenté pendant cet essai.



Figure 37: emplacement du goutte à goutte

Aucun effet n'a été visuellement observé durant cet essai.

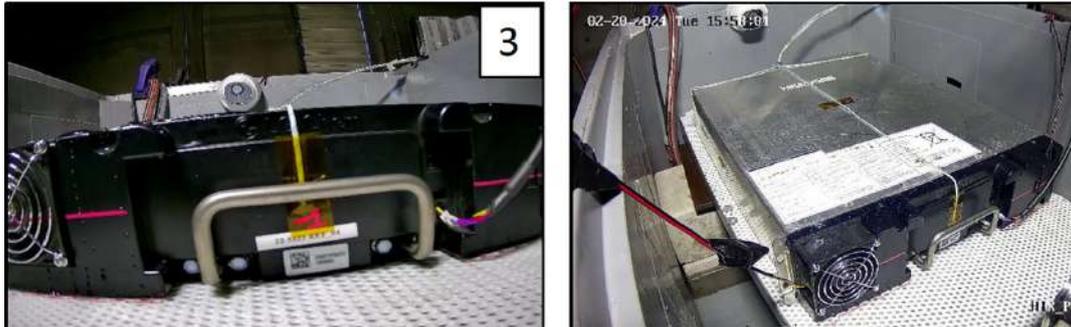


Figure 38: module à la fin de l'essai de goutte à goutte

3.3.3.2 Essai de semi-immersion

De l'eau a ensuite été ajoutée dans le bac jusqu'à ce qu'elle atteigne la moitié de la hauteur du module (avec ajout ponctuel d'eau a posteriori pour maintenir le niveau à la mi-hauteur du module). L'eau utilisée ici était cette fois de l'eau du robinet, conductrice (450 μ S/cm), dans le but de se rapprocher de l'eau utilisée par les pompiers lors de l'extinction à la lance. La semi-immersion a été maintenue pendant une heure, puis le bac a été vidé.

Le ventilateur du module n'a pas été alimenté pendant cet essai.



Figure 39: module semi-immergé (début d'essai)

Au bout de 7 min de semi-immersion, de petites bulles ont commencé à sortir du module par le ventilateur. Ce bullage s'est maintenu jusqu'à la fin de la semi-immersion.



Figure 40: module semi-immergé (fin d'essai) : bulles sortant du ventilateur

3.3.3.3 Analyse des mesures effectuées pendant les essais

Les résultats des mesures communiqués par SERMA sont présentés dans les trois figures ci-dessous.

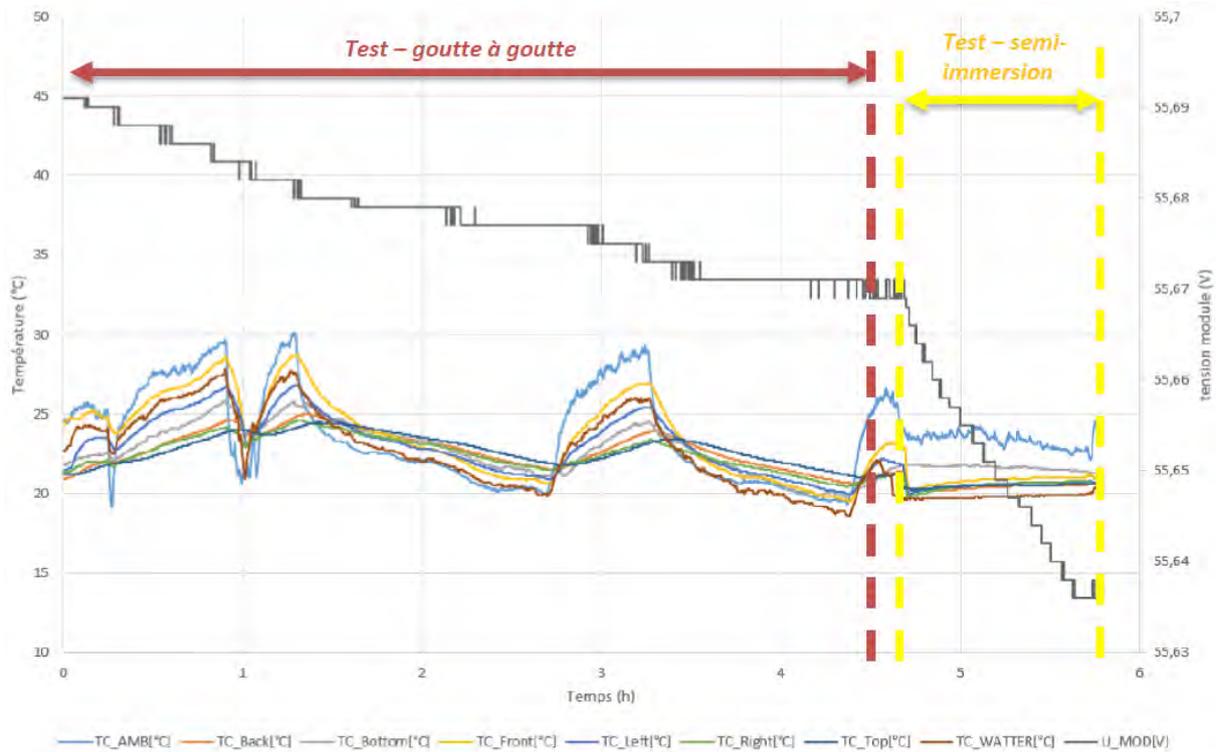


Figure 41: Evolution des températures et de la tension du module

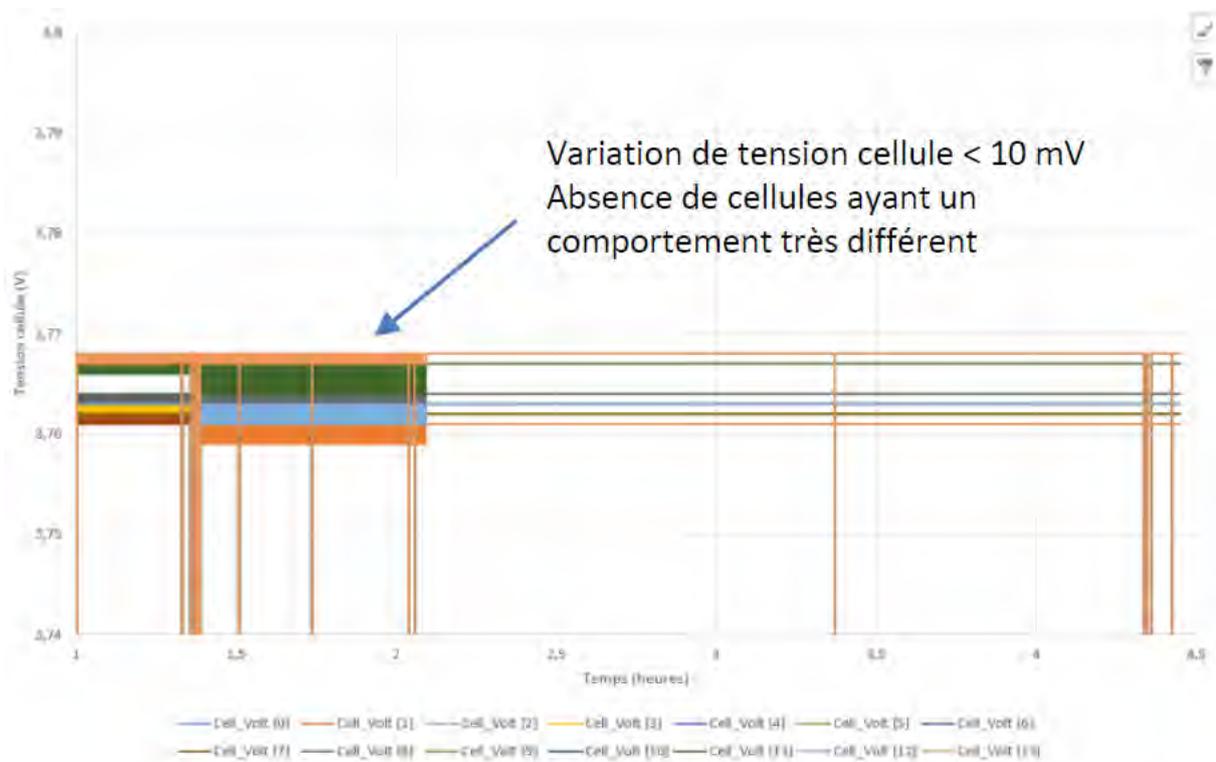


Figure 42: Evolution des tensions cellules pendant l'essai de goutte à goutte

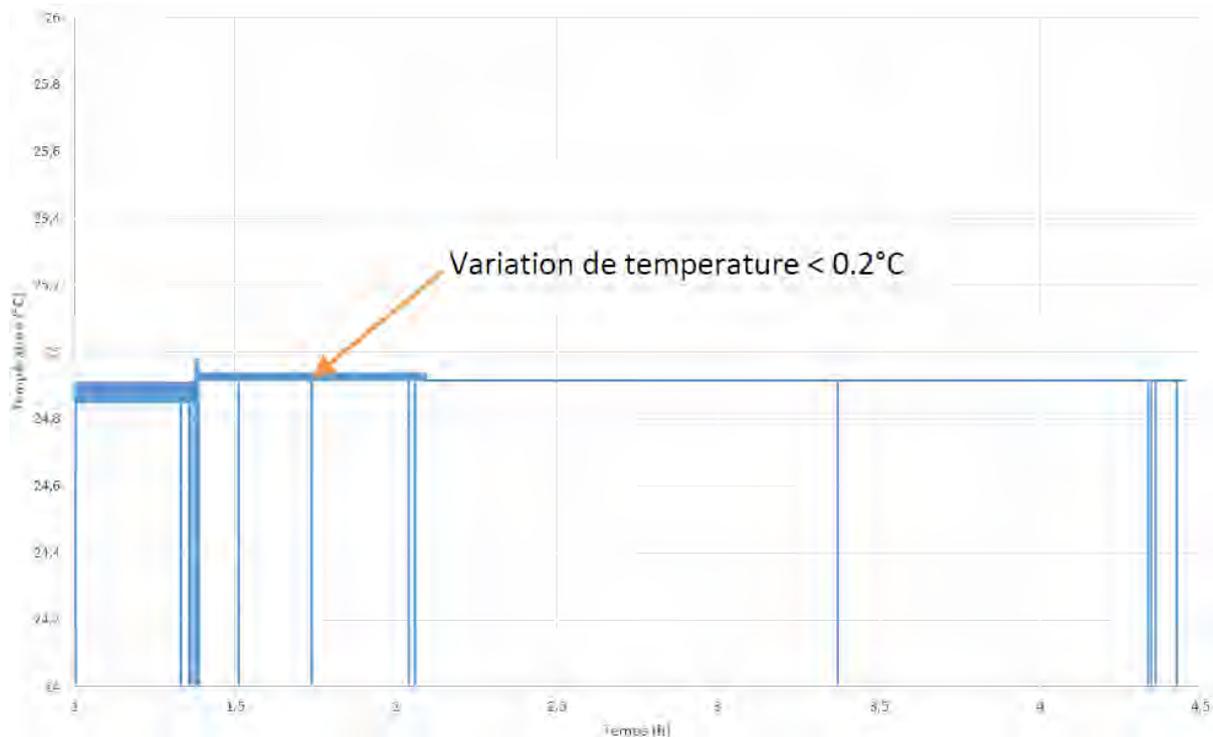


Figure 43: Evolution des températures internes du module pendant l'essai de goutte à goutte

Pendant l'essai de goutte à goutte :

Les tensions des cellules (Figure 42) et les deux températures internes du module (Figure 43) sont très stables (les pics observés correspondant à des artefacts de mesure ayant nécessité une réactualisation de ces mesures faites par la carte électronique du module et récupérées via son bus de communication).

Les températures mesurées sur chacune des faces externes du module oscillent d'environ +/- 5 °C. Selon SERMA, ces variations peuvent être expliquées par la régulation en température de la chambre d'essai, hypothèse cohérente avec l'évolution relative des températures (l'air ambiant évoluant plus rapidement et avec une amplitude supérieure) et avec la synchronicité des descentes rapides de températures avec l'intervention d'un technicien dans l'enceinte¹⁰.

La tension du module connaît une décroissance progressive lente (Figure 41, partie gauche : 20 mV au cours des 4 heures d'essai). En début d'essai, la tension était de 55,69 V. Cette même tension a été au préalable mesurée à 55,9 V lors des contrôles avant essai : une décroissance existait donc déjà avant le démarrage du goutte à goutte. La chronologie des différentes étapes (charge à 85 %, mesure de tension avant essai, début d'essai) n'a pas été précisée par SERMA, mais il est envisageable que cette décroissance de tension soit simplement due au phénomène de relaxation des cellules Li-ion, phénomène normal se produisant à la fin de chaque phase de recharge d'une cellule Li-ion (diminution des gradients de concentration de lithium intercalés engendrant une diminution progressive de sa tension). L'essai de goutte à goutte ne serait donc possiblement pas à l'origine de cette diminution de tension module. L'évolution des tensions cellules précédemment discutée renforce cette hypothèse : aucune cellule n'a un comportement significativement différent des autres, la répartition de la perte de tension module semble donc être uniformément réparti entre toutes les cellules, ce qui serait peu probable avec une intrusion localisée d'eau.

L'essai de goutte à goutte réalisé ici n'a donc pas eu de conséquence perceptible sur le module.

¹⁰ Deux problèmes techniques ont interrompu le goutte à goutte durant la 1^e heure, pendant 5 min puis 21 min. La durée totale de 4 h de goutte à goutte a bien été respectée.

Pendant l'essai de semi-immersion :

Pendant cet essai, les températures externes des parois du module restent relativement stables (Figure 41, partie droite). Une légère croissance de l'ordre de 1 à 2 °C peut être relevée sur la totalité de la durée de l'essai. Une augmentation de ce type ne constitue pas un signe de départ en emballement thermique. Les températures internes et tensions cellules n'ont pas été mesurées durant cet essai.

Concernant la tension module, sa diminution, bien que modérée, est significativement plus rapide que pendant l'essai de goutte à goutte : on relève une perte de 30 mV en une heure. Elle ne peut donc pas être expliquée par le phénomène de relaxation précédemment évoqué.

Le module n'étant pas étanche, les cellules Li-ion sont elles-mêmes semi-immergées dans l'eau du robinet : un courant peut donc circuler entre les différentes pièces nues sous tension immergées (tabs, busbar, ...). Ceci explique la décharge lente des cellules et donc la diminution de la tension module.

La légère augmentation de la température de l'eau peut possiblement être une conséquence de cette circulation de courant, et du léger échauffement des cellules qui s'en suit.

Cette circulation de courant via l'eau a également pu engendrer le phénomène d'électrolyse (évoquée au §3.3.2) : les bulles observées au cours de cet essai seraient donc très probablement du dioxygène et du dihydrogène.

Malgré ces phénomènes, l'essai de semi-immersion n'a pas provoqué de conséquences sur le module suffisante pour engendrer son emballement thermique.

3.3.3.4 Discussion sur la représentativité de ces essais

La représentativité de l'essai de goutte à goutte par rapport aux conditions réelles rencontrées par les modules dans le conteneur incendié peut être étudiée.

En premier lieu, comme discuté précédemment (§3.3.1), la possibilité d'un cheminement des eaux de condensats jusqu'au rack 15 puis au module 11 de ce rack reste à confirmer. Le débit de ces eaux de condensats et sa variabilité temporelle sont eux-aussi inconnus et peuvent influencer sur le résultat de cet essai.

Le débit d'eau utilisé (~2 L en 4 heures) est a priori supérieur à celui auquel est réellement exposé un rack. Ce débit a été majoré pour raccourcir la durée de l'essai (il aurait été très difficile et coûteux de simuler une exposition prolongée de plusieurs mois à un goutte à goutte). Mais cette diminution du temps d'exposition à un goutte à goutte, allié à l'application du goutte à goutte en un seul point du module, est susceptible de diminuer la quantité d'eau pouvant pénétrer dans le module, que ce soit par ruissellement dans les interstices entre les différentes parties de l'enveloppe externe du module, ou via le ventilateur projetant possiblement quelques microgouttelettes et diffusant un air humide susceptible de condenser à l'intérieur du module.

Un autre facteur déterminant réside dans la conductivité de l'eau : pour simuler les eaux de condensat, de l'eau déminéralisée (donc avec une conductivité quasiment nulle) est utilisée ici. Même si cette eau atteint des pièces nues sous tension, le courant susceptible de circuler sera excessivement faible et ne permettra pas aux phénomènes d'électrolyse d'être significatif (surtout sur une durée de 4 heures). Les eaux de condensats, si elles ont atteint les modules, ont dû ruisseler sur différentes parois (tuyauterie, rack, module) et ont pu se charger en impuretés de différentes natures, susceptibles d'augmenter leur conductivité électrique.

Nota : l'utilisation d'eau du robinet (ou pire d'eau salée) aurait pu souffrir de la critique inverse, majorant fort probablement la conductivité de eaux de condensats non conductrice avant ruissellement¹¹. Des prélèvements et analyses de eaux de condensats après ruissellement dans le conteneur non incendié pourrait éclairer ce point.

¹¹ La conductivité de l'eau du robinet a été mesurée par SERMA à 450 µS/cm dans l'essai de semi-immersion. La conductivité de l'eau de mer est de l'ordre de 50 000 µS/cm.

Par ailleurs, les essais SERMA ont été menés sur un seul module. Or, comme évoqué au §3.3.2, les phénomènes d'électrolyse ou de formation d'arc électrique sont directement impactés par la différence de potentiel existant entre les parties conductrices en jeu. Dans ces essais, la différence maximale de potentielle est inférieure à 60 V. Dans le conteneur incendié, elle pouvait être 17 fois supérieure, atteignant près de 1000 V. Dans l'hypothèse d'une défaillance au sein du module 11, cette différence de potentielle pouvait être d'environ 650 V¹². Les conditions sur site sont donc plus sévères¹³.

Toutes les différences évoquées ci-dessus (durée d'exposition raccourcie, conductivité de l'eau et différence maximale de potentiel) influent dans le même sens, et tendent à considérer l'essai de goutte à goutte réalisés par SERMA comme étant moins sévères que les conditions rencontrées dans le conteneur incendié.

L'essai de semi-immersion n'a pas pour objectif d'identifier la cause de l'incendie, mais plutôt de simuler l'exposition des modules sains à l'extinction par lance à eau réalisée par les pompiers. L'absence d'emballement thermique lors de cet essai n'exclut pas pour autant que la cause de l'incident puisse être liée à la présence d'eau dans un module. En effet, un emballement thermique se produit lorsqu'une cellule Li-ion génère plus de chaleur qu'elle n'est capable d'en dissiper dans son environnement. Or, la présence d'eau favorise la dissipation de chaleur de la cellule-Lion, ce qui rend l'initiation d'un emballement thermique plus difficile à provoquer.

L'absence d'emballement thermique lors de ces deux essais réalisés par SERMA ne permet donc pas pour autant d'exclure la possibilité d'un départ de feu à cause de l'humidité ou du ruissellement d'eau de condensats.

3.4 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.

3.4.1 Discussion sur l'évènement initiateur

L'analyse des données disponibles, exposées au §3.1, a permis de formuler un certain nombre d'hypothèses sur le déroulement des événements ayant menés à l'accident, détaillées au §3.1.4 et synthétisées ici :

- L'évènement initiateur semble avoir été très soudain,
- Le rack 15 semble être le rack dans lequel l'évènement initiateur s'est produit,
- Au sein de ce rack 15, les 1^{ers} effets de la défaillance sont mesurés au sein du module 11,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une défaillance électrique externe à ce rack,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine une circulation de courant non maîtrisé entre différents racks via les masses métalliques,
- La défaillance ne semble pas avoir pour origine un court-circuit franc et maintenu entre parties actives au sein du rack 15.

¹² La différence de potentiel entre la polarité négative du rack est la polarité positive du module 11 est de 11 fois la tension module, soit $4,2V \times 14 \text{ cellules} \times 11 \text{ modules} = 646 \text{ V}$ à un état de charge de 100%.

¹³ Cette différence de potentiel plus élevée aggravant le phénomène n'est a priori pas valable dans l'hypothèse d'un défaut d'isolement ou arc électrique directement entre parties actives (donc sans circulation de courant via le châssis métallique). En effet, l'apparition d'un tel défaut entre parties actives de modules différents semble très peu probable.

Les informations complémentaires obtenues dans le cadre de l'enquête du BEA-RI ne viennent pas remettre en cause ces hypothèses :

- Compte tenu de l'état de combustion très avancé du conteneur incendié, les investigations menées sur site n'ont pas permis de mettre en évidence de façon plus précise le lieu de départ de feu,
- Lors de l'analyse de six BPU prélevés dans le conteneur incendié¹⁴ menée par SERMA en présence de l'Ineris :
 - o Aucun signe (trace d'arc électrique, défaut de sertissage, ...) n'a permis d'identifier l'un de ces BPU comme étant un lieu possible du départ de feu,
 - o Parmi les six BPU, ceux des racks 4, 14, 15 et 16 ont un fusible présentant des traces de fusion par surintensité¹⁵. Ces traces de fusion peuvent toutefois être une conséquence de l'incendie (déformation des structures métalliques et combustion des isolants pouvant engendrer des courts-circuits). Cette hypothèse est renforcée par les principales grandeurs mesurées dans les différents racks (Figure 21) : juste après l'alarme incendie, aucun courant ne circulait dans les BPU, et la tension de ces racks est au même niveau que celle de l'ensemble des autres racks (hors rack 15).

A la lumière de ces informations, les deux causes possibles d'accident présentées au §3.1.4 restent donc probables :

- La défaillance interne d'une cellule Li-ion se trouvant au sein du module 11 du rack 15,
- L'apparition d'une circulation de courant non maîtrisé (défaut d'isolement ou arc électrique) entre deux parties actives du rack 15, directement ou via les masses métalliques du châssis de ce rack.

La probabilité de ces deux causes accidentelles possibles peut être discutée à la lumière des informations complémentaires apportées au cours de l'enquête, et exposées ci-dessous.

Les investigations sur site menées le 13 octobre 2022 ont permis d'identifier la formation de condensation dans le conteneur non incendié, remis provisoirement en fonctionnement lors dans le cadre de l'expertise judiciaire. Les eaux de condensats s'écoulaient vers le bac de collecte prévu à cet effet. Le tuyau de vidange de ce bac était dégradé, engendrant un goutte-à-goutte directement sur le dessus du rack 11 (Figure 44).



Figure 44: présence d'eau sur le dessus du rack 11 constatée dans le conteneur non incendié

¹⁴ Les BPU prélevés sont ceux du rack 15, des deux rack voisins 14 et 16, et des racks 4 à 6 leur faisant directement face dans le conteneur, voir Figure 6.

¹⁵ Chaque BPU possède deux fusibles, un par polarité (voir Figure 4). Pour chacun de ces quatre BPU, un seul des deux fusibles présente des traces de fusion par surintensité (traces plus ou moins marquées, constatées lors de l'inspection optique par rayon X).

Ce constat peut être mitigé au regard des informations suivantes :

- NIDEC ASI a déclaré que la dégradation du tuyau était consécutive à leur intervention la veille de l'investigation pour préparer la remise en route de ce conteneur,
- Durant les investigations des différents experts sur site, la porte du conteneur est restée ouverte pendant de longues périodes, permettant à l'air chaud et humide de rentrer, et donc maximisant le phénomène de condensation (climatisation tournant continuellement à cause de l'arrivée d'air chaud engendrant des surfaces continuellement froides, allié à l'apport continu de vapeur d'eau contenue dans l'air extérieur),
- Les tuyaux de vidange des eaux de condensats ne circulent pas au droit du rack 15, lieu pourtant le plus probable du départ de feu (Figure 6),
- La climatisation du conteneur non incendié est restée en fonctionnement depuis l'incendie pour maintenir les modules dans des conditions climatiques adaptées. Le fonctionnement de la climatisation porte fermée pendant plus d'un an n'a pas engendré dans ce conteneur un écoulement d'eau de condensat provoquant un emballement thermique.

A la lumière de ces éléments, la présence d'eau de condensats et la fuite constatée dans les conditions particulières engendrées par l'expertise ne peuvent pas être considérées comme des éléments validant l'hypothèse de l'apparition d'une circulation de courant non maîtrisée comme la plus probable.

Les essais analysés au §3.3 de ce rapport avaient également pour vocation d'approfondir la possibilité d'une circulation de courant non maîtrisée entre parties actives du rack 15, conséquence possible d'un cheminement des eaux de condensats sur les batteries. Toutefois :

- L'essai de fuite de liquide sur le dessus d'un rack, réalisé par LG Chem, ne permet pas à notre sens d'affirmer que les eaux de condensats ont pu cheminer des parties froides du système de climatisation jusqu'au module 11 du rack 15 (voir § 3.3.1).
- L'essai d'injection d'eau et de poussières, également réalisé par LG Chem, et ayant provoqué l'emballement thermique du rack complet, a été réalisé dans des conditions a priori plus sévères que celles rencontrées dans le conteneur avant l'incendie, et ne donne donc pas d'indication sur la possibilité d'un emballement thermique dans les conditions réelles auxquelles les cellules du conteneur incendié ont été exposées (voir §3.3.2).
- L'essai de goutte à goutte réalisé par SERMA, bien que n'ayant entraîné aucune conséquence sur le module testé, semble avoir été réalisé dans des conditions moins sévères que celles rencontrées par les cellules du conteneur (voir §3.3.3).
- L'essai de semi-immersion réalisé par SERMA n'avait pas pour objet d'approfondir la cause du départ de feu. Compte tenu de la dissipation thermique apportée par l'eau, l'absence d'emballement thermique du module lors de cet essai ne peut pas apporter d'information sur la possibilité d'un départ de feu par l'écoulement des eaux de condensat (voir §3.3.3).

Ces quatre essais ne permettent donc pas de renforcer ou d'infirmer l'hypothèse de l'apparition d'une circulation de courant non maîtrisée due à la présence d'humidité, de poussière ou d'eau liquide.

Dans le cadre de l'enquête judiciaire, SERMA a également mené des investigations sur 3 modules vieilliss, prélevés dans le conteneur non incendié. Ces modules peuvent être considérés comme ayant été exposés au même vieillissement cyclique et calendaire, ainsi qu'aux mêmes conditions climatiques et d'exposition à l'humidité/au ruissellement des eaux de condensats que ceux du conteneur incendié (hors éventuel défaut local au sein du conteneur incendié, comme une fuite du système d'évacuation des condensats). Ces investigations ont permis d'établir les faits suivants :

- Aucune trace de liquide n'a été identifiée,
- Aucune trace significative de corrosion n'a été identifiée sur et au sein des modules,
- Certaines cellules présentent un gonflement au niveau de leurs terminaux, décrits comme pouvant être aussi bien présents sur les cellules dès leur production qu'ayant été provoqués par le vieillissement des cellules,

- Dans chaque module, la cellule ayant la tension la plus faible a fait l'objet d'une analyse post-mortem : aucune singularité notable n'a été trouvée parmi ces 3 cellules ouvertes.¹⁶

Ces constats donnent des informations sur chacune des deux causes envisagées :

- Concernant la possibilité d'une circulation de courant non maîtrisée induite par la présence d'humidité, d'eau liquide et/ou de poussières :

Les modules analysés, prélevés dans le conteneur non incendié, n'ont visiblement pas été exposés à un cheminement des eaux de condensat. Toutefois, il ne peut être exclu que les eaux de condensats aient pu cheminer à cause d'une fuite du système d'évacuation due à une défaillance de ce système. Cette cause ne peut donc pas être écartée.

- Concernant la possibilité d'une défaillance interne d'une cellule amenant à son emballement thermique :

Les cellules analysées ne présentent pas de traces de dégradation interne incohérentes avec leur état de vieillissement. Toutefois, une telle défaillance interne peut être causée par un défaut de fabrication pouvant avoir une occurrence très faible (exemple : poussière métallique se déposant pendant l'enroulement du bobino et se retrouvant coincée entre les couches de matière active, positionnement des couches légèrement en dehors des tolérances acceptables, ...). L'analyse de trois cellules ne permet donc pas de conclure sur la possibilité d'un défaut au sein d'une des près de 10 000 cellules Li-ion présentes dans le conteneur.

Ces deux causes restent donc possibles. Pour rappel, l'hypothèse d'une circulation de courant non maîtrisée induite par la présence d'humidité, d'eau liquide et/ou de poussières souffre d'éléments qui en limite la possibilité :

- Absence de système de climatisation au droit du rack 15,
- Pas de justification théorique ni expérimentale d'un cheminement possible des eaux de condensats du système de climatisation vers le rack 15,
- Départ de feu localisé à mi-hauteur du rack 15 alors que les modules du haut (les plus directement exposés) ou du bas (les plus exposés en cas d'accumulation d'eau) auraient été pressentis,
- Aucun défaut d'isolement relevé dans les alertes avant les premiers signes de défaillance.

L'hypothèse d'un défaut interne à la cellule peut quant à elle être mise en perspective de la campagne de rappel de grande ampleur menée par LG sur leurs modules JH3¹⁷ : 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. Les modules du conteneur incendié n'étaient cependant pas visés par cette campagne de rappel.

Toutefois, même si ces éléments apportent un faisceau d'indication en faveur de la défaillance interne d'une cellule, ils ne nous semblent pas suffisamment robustes pour pouvoir privilégier de façon factuelle une hypothèse plutôt qu'une autre.

3.4.2 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 au reste du rack est tout à fait possible, et a d'ailleurs été démontré expérimentalement lors de l'essai d'injection d'eau et de poussière mené par LG (voir §3.3.2).

¹⁶ Le rapport de SERMA mentionne « des signes de dégradation qui semblent être en accord avec la dégradation standard de cellules Li-ion ». Il précise toutefois qu'un doute subsiste sur un éventuel dépôt de lithium métallique sur l'anode (« lithium plating »), sans pouvoir vérifier cette hypothèse.

¹⁷ 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

Le système d'extinction (inertage à l'azote) s'est déclenché rapidement, moins de 20 s après la première alarme remontée par le BMS (18h55). Malheureusement, l'inertage n'a pas été capable de contenir la propagation de l'emballement thermique de cellule en cellule.

Les réactions exothermiques en œuvre lors de l'emballement thermique de cellules Li-ion ne sont en effet pas uniquement composées de réactions de combustion : elles n'ont donc pas besoin d'oxygène pour se poursuivre. Par ailleurs ces réactions de dégradation tendent à former de l'oxygène pouvant alimenter la réaction. 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.

Les pompiers sont arrivés sur les lieux à 20h08, soit environ 1h10 après le déclenchement de l'alarme incendie. Ce délai se décompose en deux parties : alerte et levée de doute de l'équipe de télésurveillance NIDEC ASI (55 min), puis appel et arrivée sur les lieux des services d'incendie et de secours (15 min)¹⁸. La mise en œuvre de la télésurveillance a donc permis le signalement de l'incendie dans un délai raisonnable pour ce conteneur se trouvant relativement isolé.

Lors de l'arrivée des pompiers, l'incendie était confiné dans le local batterie, avec une fumée blanche peu dense sortant du conteneur. L'inertage à l'azote a appauvri l'air intérieur en oxygène. Toutefois, les réactions exothermiques des batteries ne nécessitant pas nécessairement d'oxygène pour être entretenue, l'échauffement des batteries en emballement thermique s'est poursuivi, provoquant progressivement l'échauffement puis l'emballement des cellules Li-ion voisines. Il est très probable que l'inertage initial à l'azote puis l'arrosage de l'extérieur du conteneur par les pompiers aient sensiblement ralenti cette propagation de cellules en cellules, l'incendie ne gagnant en intensité que le lendemain matin.

Les coulées resolidifiées de métaux indiquent que la température intérieure du compartiment batterie a dépassé les 660 °C, point de fusion de l'aluminium. Ceci a pu provoquer la destruction d'une partie du plancher, apportant de l'oxygène dans le compartiment et renforçant donc les réactions de combustion et donc la puissance thermique libérée par l'incendie.

La propagation de l'incendie au compartiment de conversion de puissance a été possible malgré la présence d'une porte coupe-feu équipé de joints intumescents entre ces locaux. Cette porte n'a possiblement pas résisté à une exposition prolongée au flux thermique auquel elle a été exposée pendant plusieurs heures. L'incendie a pu également se propager par le plancher en bois, dont l'état de combustion très prononcé a été constaté de part et d'autre de la porte séparant ces deux locaux. Une fois l'incendie ayant gagné le compartiment de conversion de puissance, il s'est propagé aisément à l'ensemble des matériaux combustibles présents dans ce local.

La protection du transformateur Haute Tension, mise en œuvre par les pompiers à l'aide de lance à eau appliqué directement sur la paroi entre le local de conversion de puissance et celui du transformateur, a réussi à éviter la combustion de la grande quantité d'huile présente dans ce transformateur.

¹⁸ Selon la main courante traçant l'intervention des pompiers, l'appel a été reçu par le SIS à 19h51

4 Conclusion

Le 3 juin 2022, un incendie s'est déclaré dans l'un des deux conteneurs de stockage d'énergie stationnaire du site de Poggio di Nazza 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,
- Evaluer le rôle des protections électriques présentes dans le stockage d'énergie électrochimique face à ces causes possibles,
- Analyser la représentativité des essais effectués dans le cadre de l'enquête judiciaire menée en parallèle de celle du BEA-RI,
- 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.

Bien que limitées à cause de la destruction du serveur se trouvant dans le conteneur incendié, les données télémétriques disponibles ont permis d'identifier deux causes probables :

- Défaillance interne d'une cellule dans le module 11 du rack 15,
- Circulation d'un courant non maîtrisé au sein du rack 15 suite à l'apparition d'un (double) arc électrique ou d'un (de) défaut(s) d'isolement.

Les protections électriques présentes dans les racks de ce conteneur ne sont pas efficaces contre ces défaillances possibles.

Les essais réalisés par LG Chem, ainsi que ceux réalisés sur demande de l'expert judiciaire par le laboratoire SERMA, ne semblent pas apporter d'éléments probants confirmant ni infirmant l'hypothèse d'une circulation de courant non maîtrisé au sein du rack 15 suite à l'apparition d'un (double) arc électrique ou d'un (de) défaut(s) d'isolement.

L'ensemble des éléments techniques apportés dans cette enquête (investigations sur site, analyse de modules vieillissés et de BPU incendiés), bien qu'apportant un certain nombre d'indications en faveur de la défaillance interne d'une cellule, ne nous semble pas suffisamment robuste pour déterminer de façon factuelle la cause la plus probable du départ de feu.

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, couvant pendant plus de 10 h sans flammes visibles dans le compartiment batterie,
- La propagation de l'incendie du compartiment batterie vers le compartiment conversion de puissance, possiblement via la porte coupe-feu subissant une agression thermique prolongée et/ou via le plancher bois commun à ces deux compartiments.

5 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : Lettre de mission – 1 page.



Mission conjointe BEA-RI - Ineris

Le BEA-RI a décidé le 15/06/2022 d'ouvrir une enquête sur l'évènement survenu le 03/06/2022 au sein de l'entreprise Spes de Corse, filiale de la société Sun'R PoWer, exploitant un site soumis à déclaration au titre de la réglementation ICPE et situé à Poggio-di-Nazza (2B).

Selon les premiers éléments de l'enquête, cet accident semble être la conséquence d'un emballement thermique d'un ou de plusieurs modules de batteries provoqué par des circonstances qui restent à déterminer.

Dans la continuité de ces premiers éléments, nous souhaiterions mobiliser l'expertise de l'Ineris, dans le cadre de sa coopération avec le BEA-RI, pour :

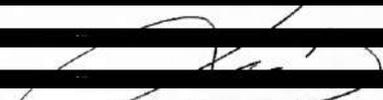
- Accompagner les enquêteurs du BEA-RI dans les relevés de terrain qui seront réalisés ;
- Apporter un appui technique au cours de l'enquête en procédant à une analyse critique des pièces techniques communiquées par les parties ;
- Participer et critiquer les expertises conduites dans le cadre de la 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
- Analyser tout ou partie des éventuels essais réalisés dans le cadre de la procédure civile et leur représentativité vis-à-vis des scénarios accidentels
- Donner un avis sur les scénarios accidentels probables, sur la base des informations collectées

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 14/08/2023


Laurent Olive



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>