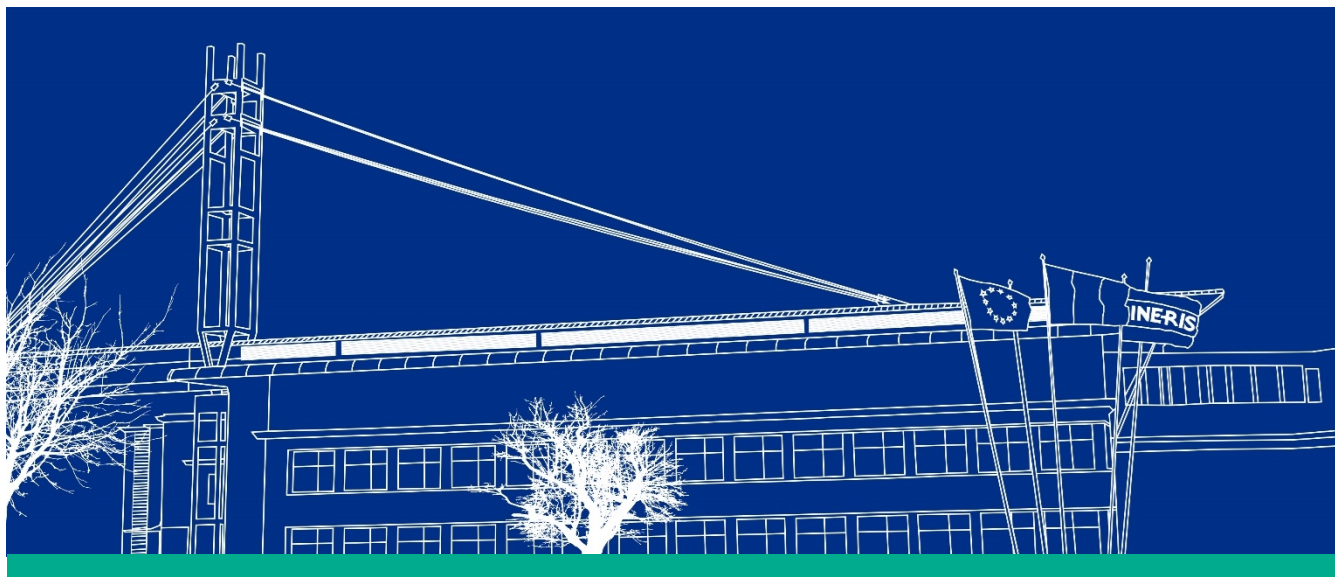




(ID Modèle = 454913)

Ineris - 224374 - 2822303 - v2.0

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

PRÉAMBULE

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

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

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

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

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

Rédaction : JEROME LESAGE

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

Approbation : BOUET REMY - le 02/02/2026

Table des matières

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

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

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

Glossaire

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

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

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

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

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

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

DC : Direct Current – courant continu.

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

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

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

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

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

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

SDIS : Service Départemental d'Incendie et de Secours

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

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

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

1 Introduction

1.1 Déontologie

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

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

1.2 Contexte

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

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

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

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

En vue de :

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

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

1.3 Visites et réunions d'échanges

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

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

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

2.1 Description générale du site

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

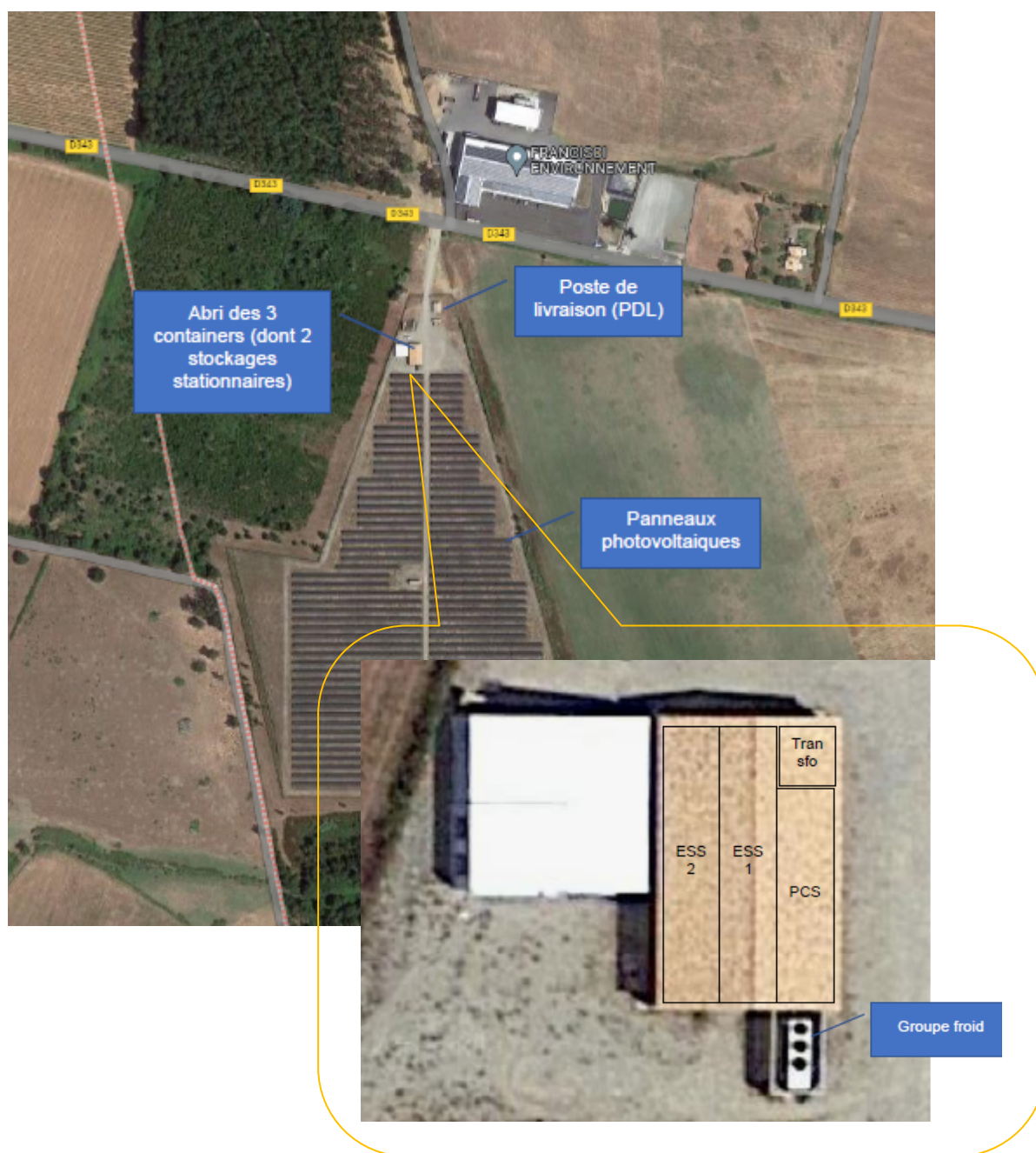


Figure 1: plan de situation de la centrale photovoltaïque d'Olmo et de ses deux conteneurs de stockage d'énergie électrochimique

2.2 Description de l'installation

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

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



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

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



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

2.2.1 Généralités sur les conteneurs

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

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

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

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

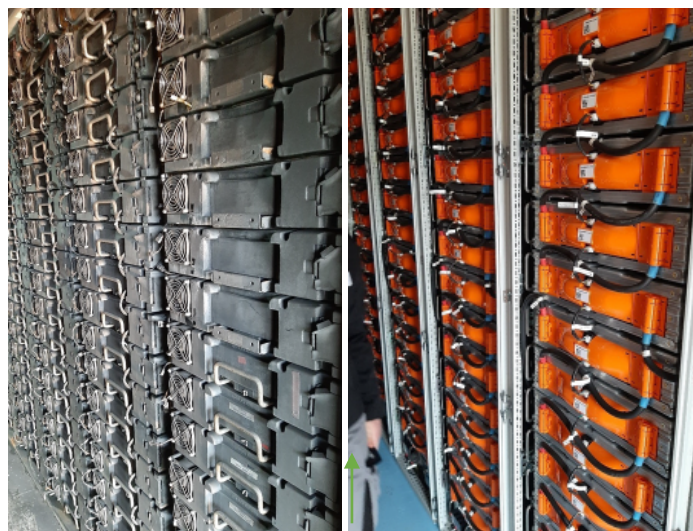


Figure 4: Modules LG JH3 du conteneur ESS1 (gauche) et modules LG JH2 du conteneur ESS2 (droite)

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

2.2.2 Stockage d'énergie électrochimique et supervision

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

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

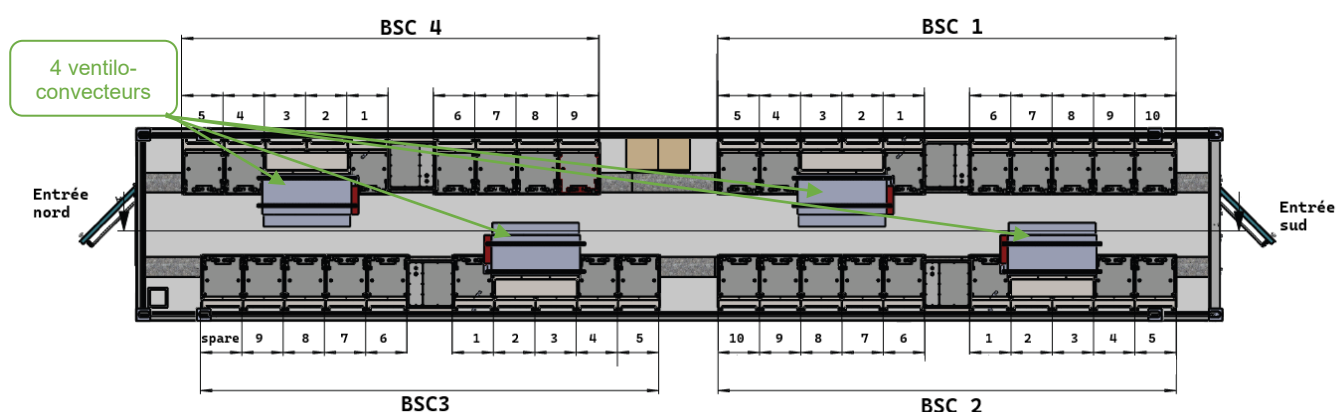


Figure 5 : Répartition des 38 racks au sein du conteneur ESS1

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

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

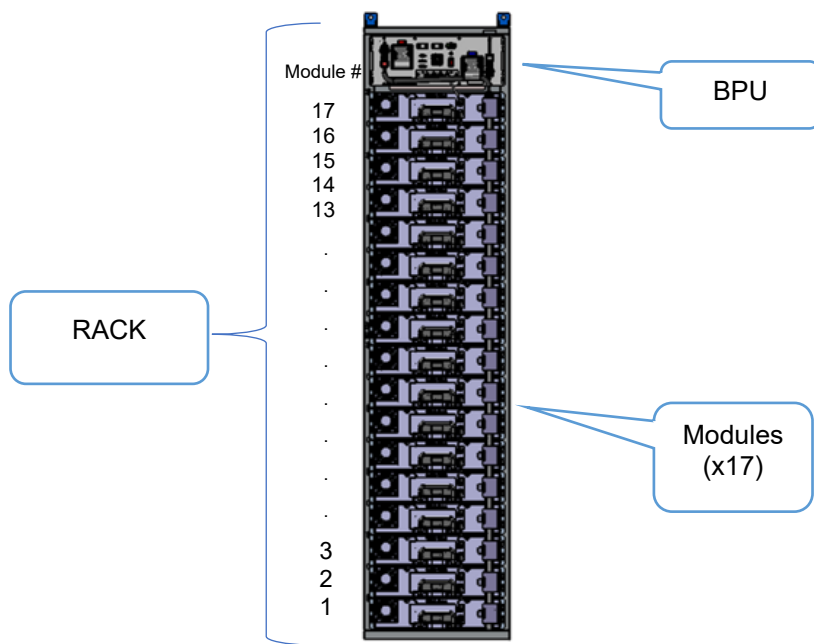


Figure 6 : Illustration d'un rack de 17 modules et de son BPU

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

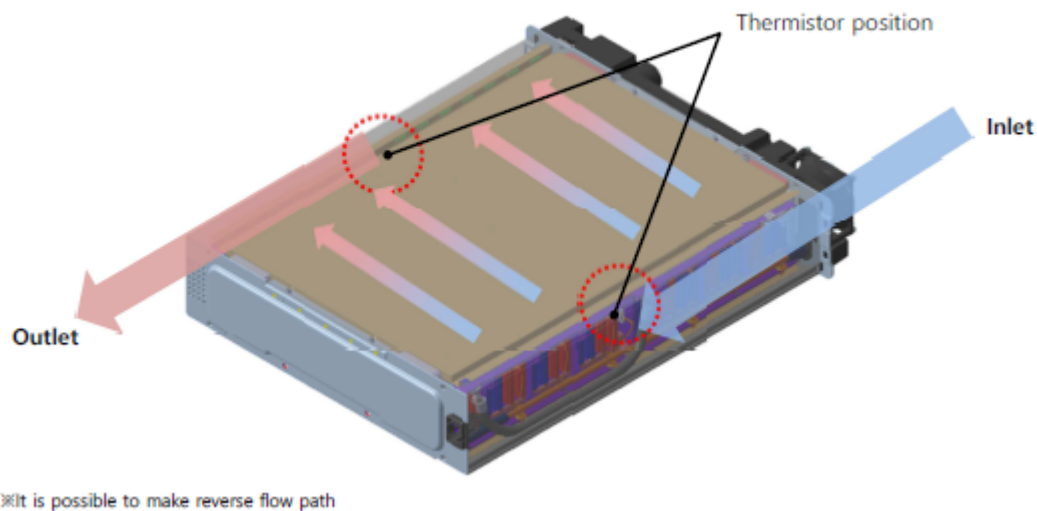


Figure 7 : Ventilation et positionnement des deux thermocouples au sein d'un module

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

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

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

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

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

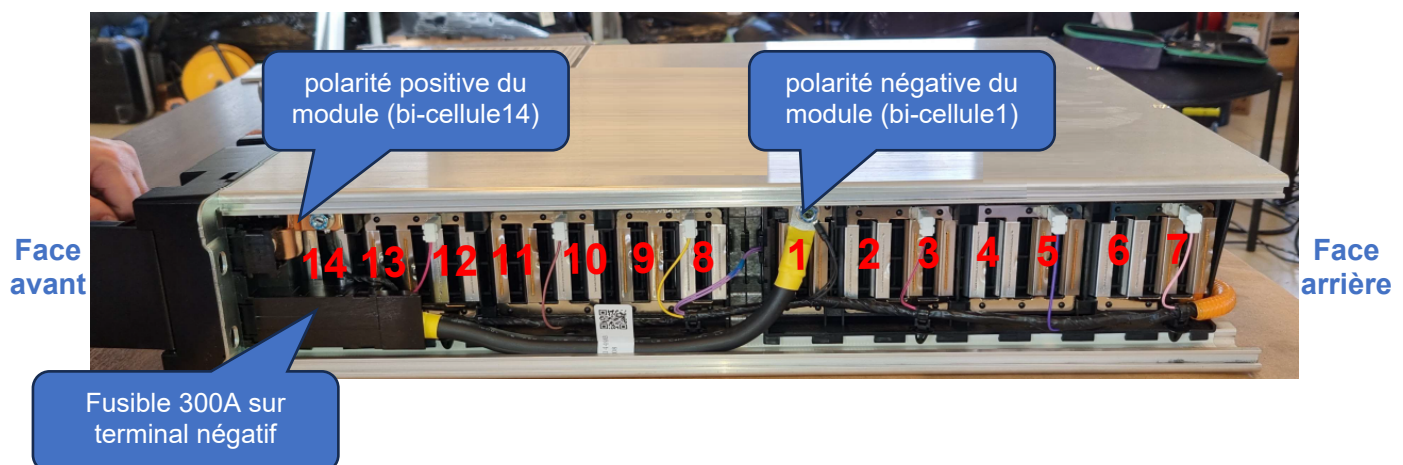


Figure 8 : Numérotation des cellules Li-ion au sein du module

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

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

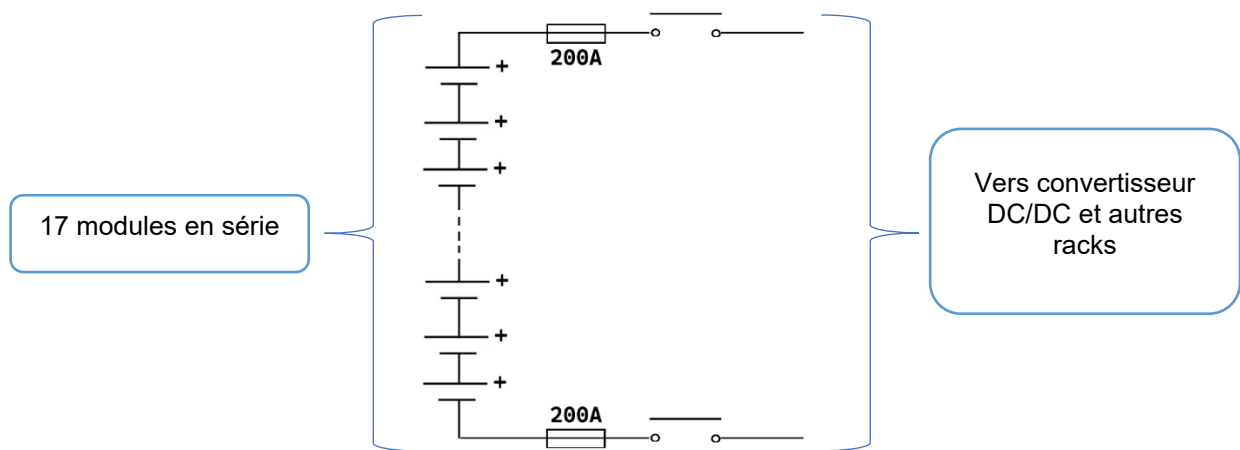


Figure 9 : Schéma électrique simplifié du circuit de puissance électrique d'un rack

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

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

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

2.2.3 Détection extinction d'incendie et évènement

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

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

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

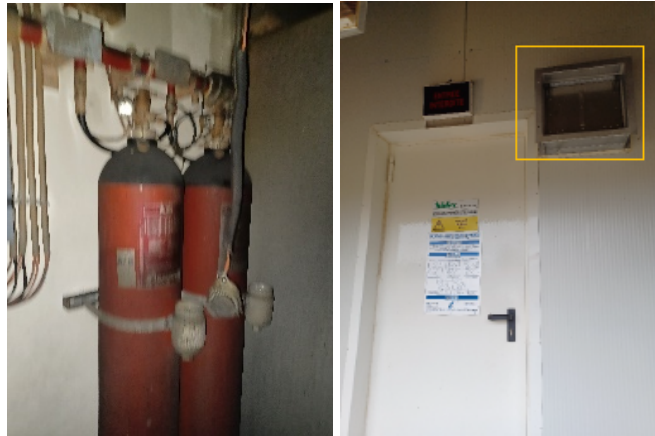


Figure 10 : Bouteilles de gaz inertant (2 x 80 L, gauche) et évent de surpression (droite)

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

2.2.4 Système de régulation de température

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

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

2.2.5 Conversion de puissance (PCS)

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

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

2.2.6 Partie transformateur Haute-Tension (HT)

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

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

2.3 Description de l'accident

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.4 Relevés de dégâts

2.4.1 Observations extérieures

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

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



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

2.4.2 Observations intérieures

2.4.2.1 Conteneur ESS1

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

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

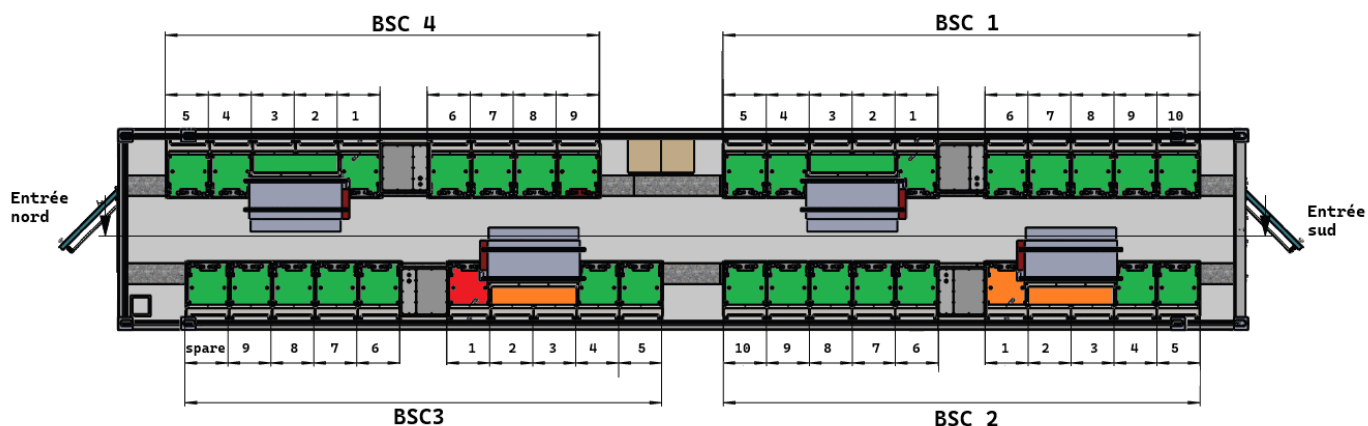


Figure 12: Localisation des racks selon leur état de dégradation

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



Figure 13 : Rack B3R1, le plus détérioré

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

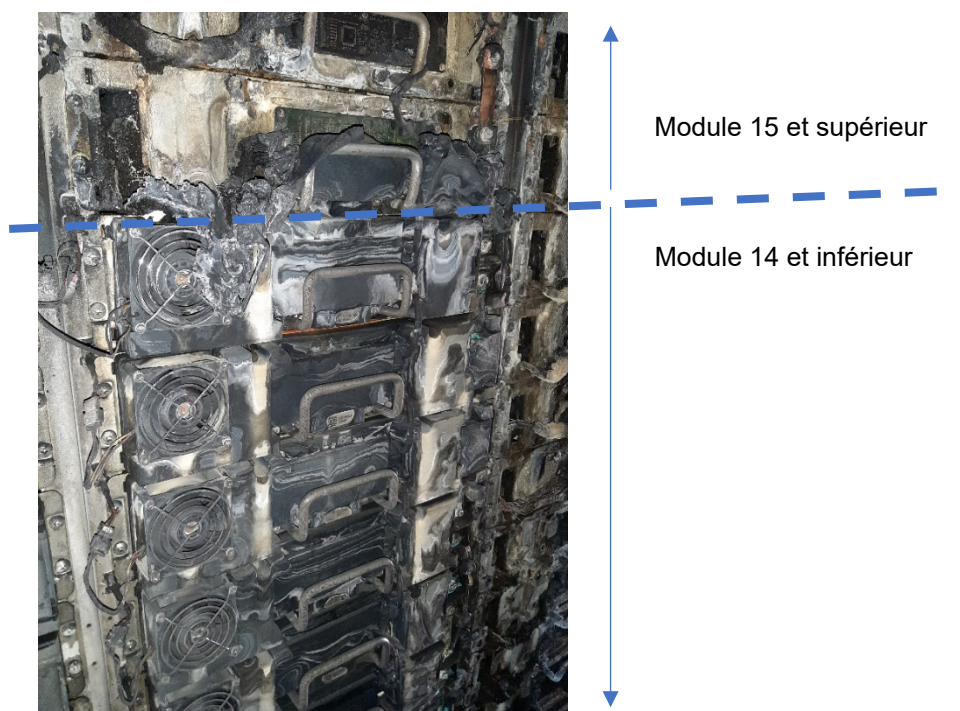


Figure 14 : Rack B3R2, mois détérioré que le rack B3R1

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

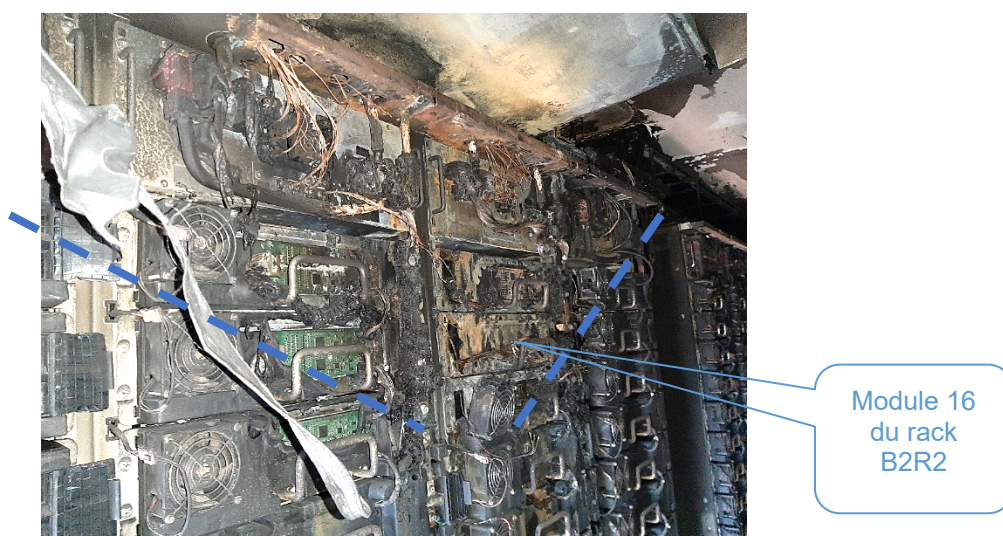


Figure 15 : Zone détériorée des racks B2R1 à B2R3

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



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

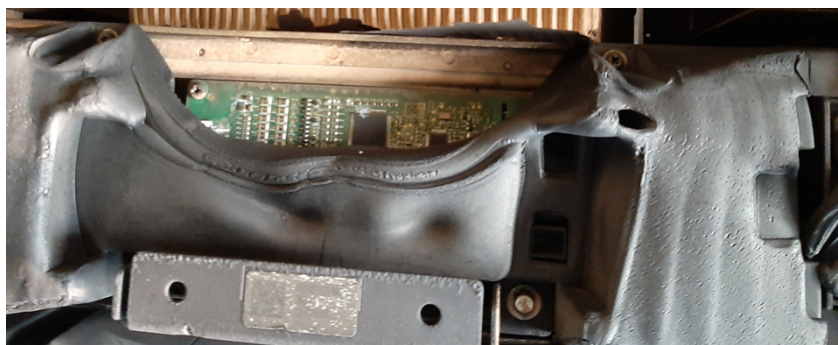


Figure 17 : Plastique fondu et carte électronique sur le module le plus haut du rack de réserve du BSC3

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

2.4.2.2 Autres conteneurs

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



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

3 Réponses aux questions posées par le BEA-RI

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

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

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

3.1 Exploitation des données enregistrées

3.1.1 Présentations des données disponibles

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

Quatre sources de données différentes sont disponibles.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.2.1 Températures des modules

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

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

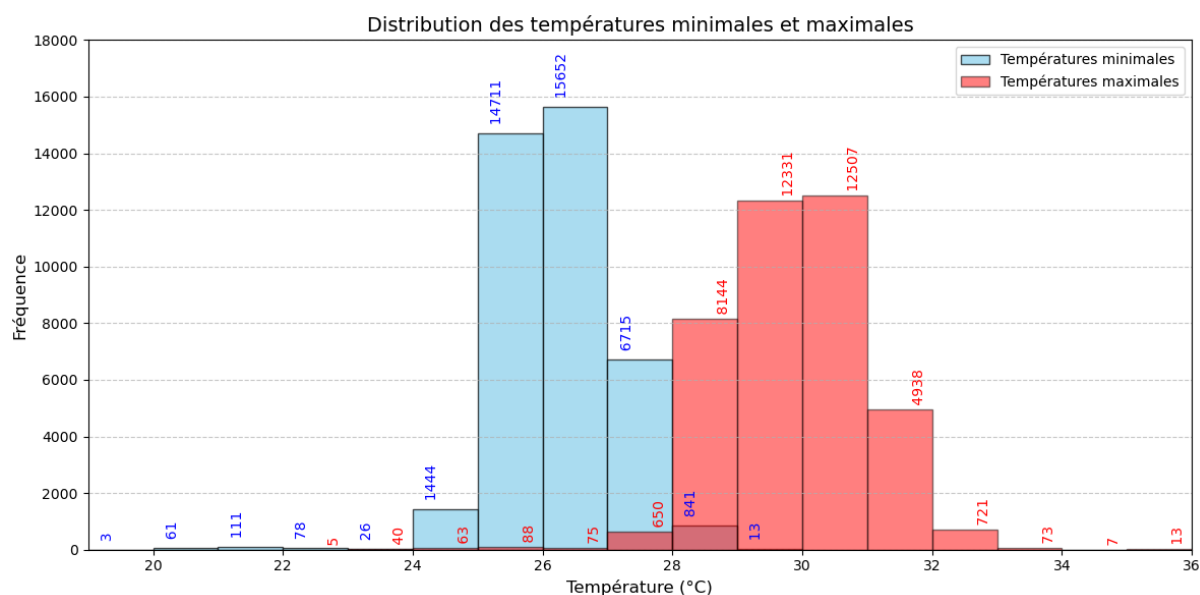


Figure 19 : Distribution des températures minimales (bleu) et maximales (rouge) rencontrées par période de 8h par le module le plus froid et le plus chaud des racks du conteneur ESS1

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

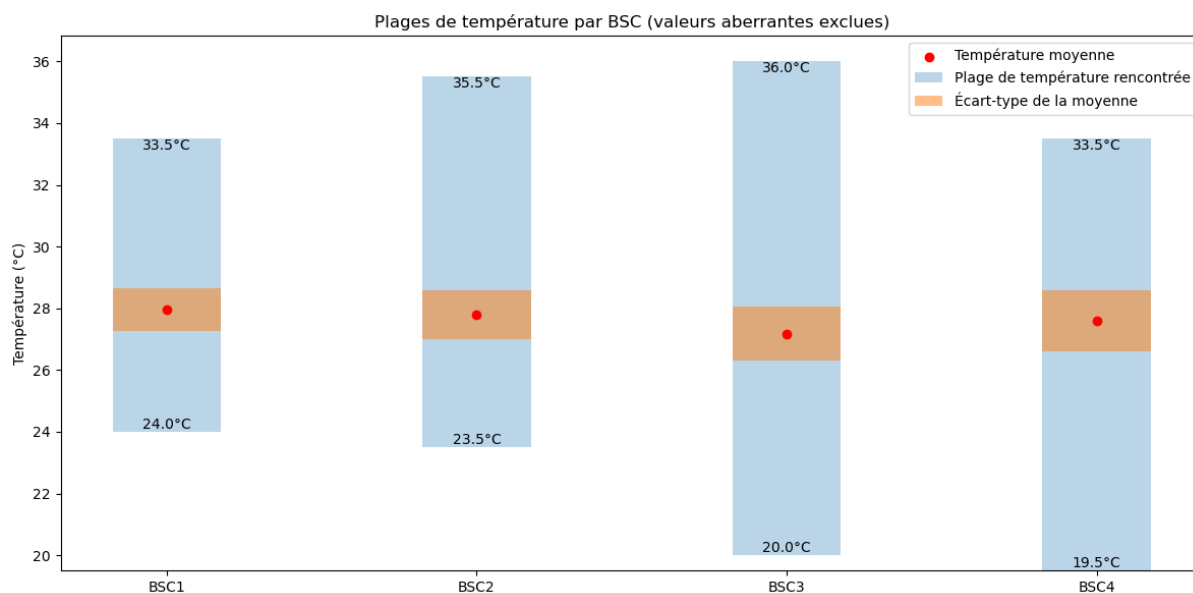


Figure 20 : Plages de température rencontrées, température moyenne et écart-type de la température des modules du conteneur ESS1, BSC par BSC

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

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

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

3.1.2.2 Tension des bi-cellules

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

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

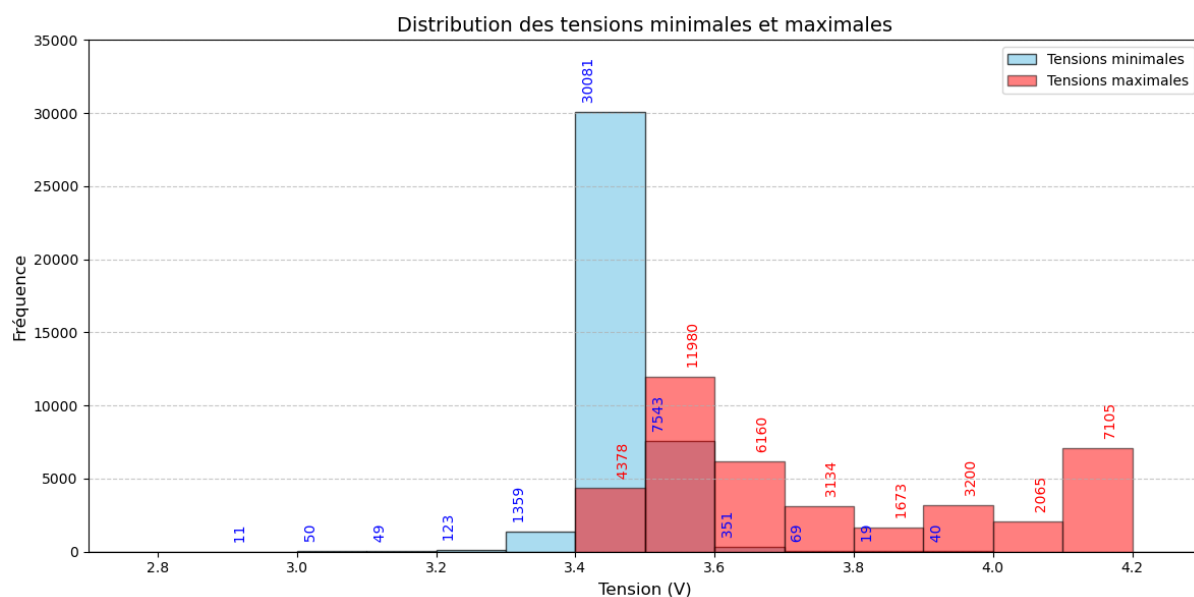


Figure 21 : Distribution des tensions minimales (bleu) et maximales (rouge) rencontrées sur une période de 8h par les bi-cellules ayant la tension minimale et maximale au sein du conteneur ESS1

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

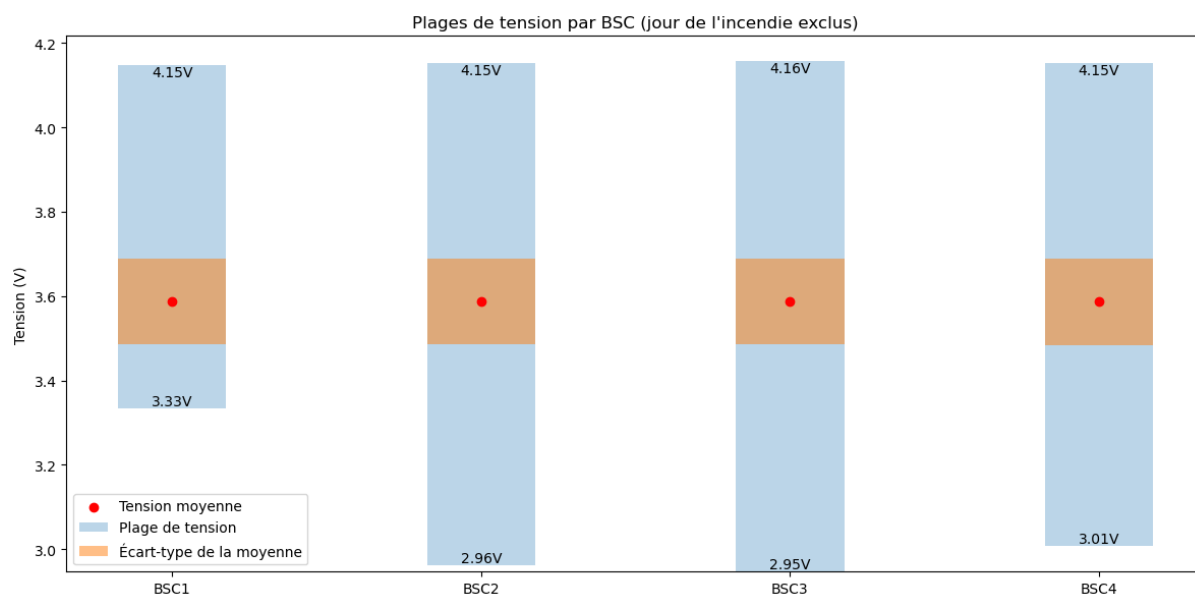


Figure 22 : Plages de tension rencontrées, tension moyenne et son écart-type pour les bi-cellules du conteneur ESS1, BSC par BSC

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

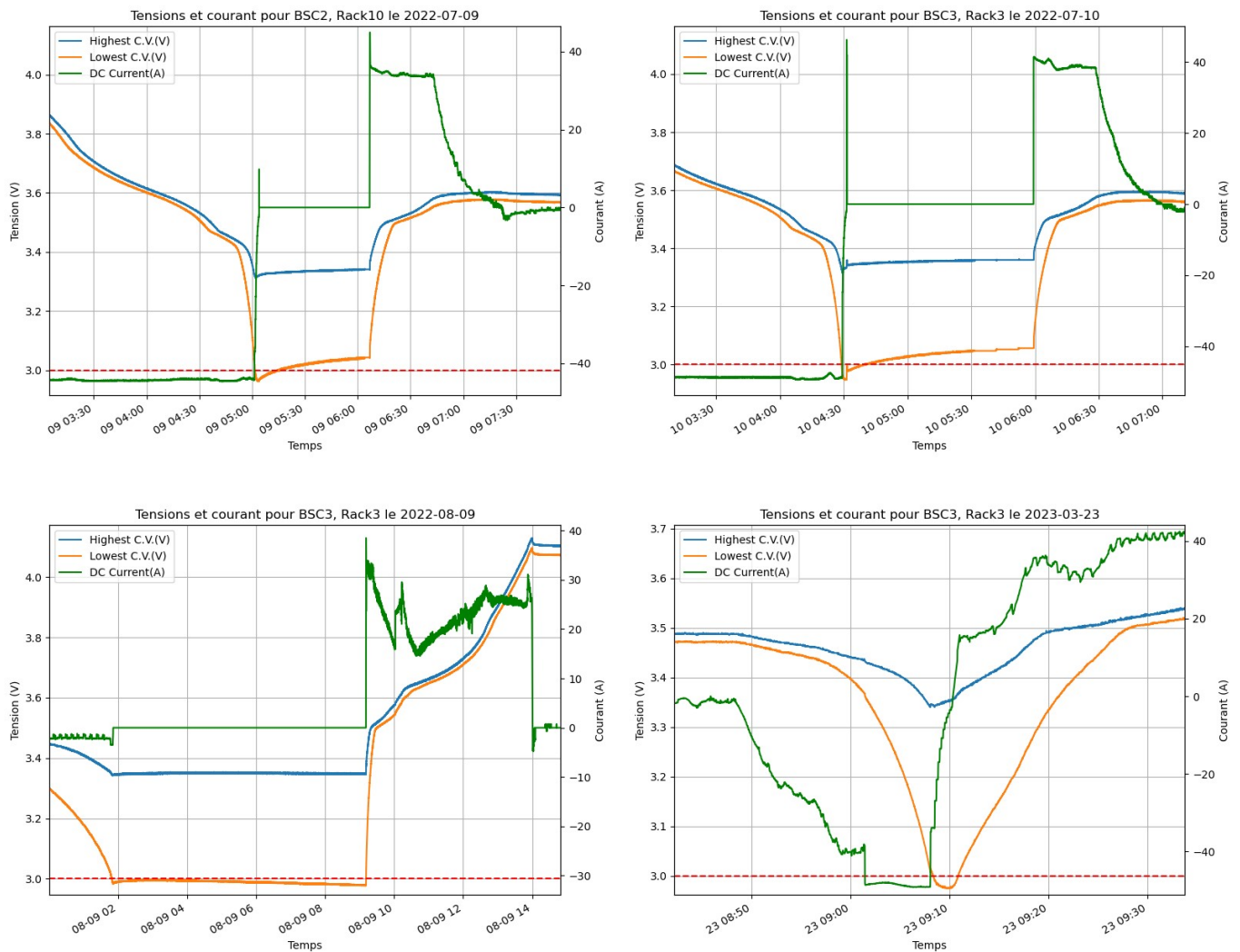


Figure 23 : Focus sur les principaux dépassements de la limite basse de la tension cellule

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

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

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

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

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

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

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

3.1.2.3 Courant des racks

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

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

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

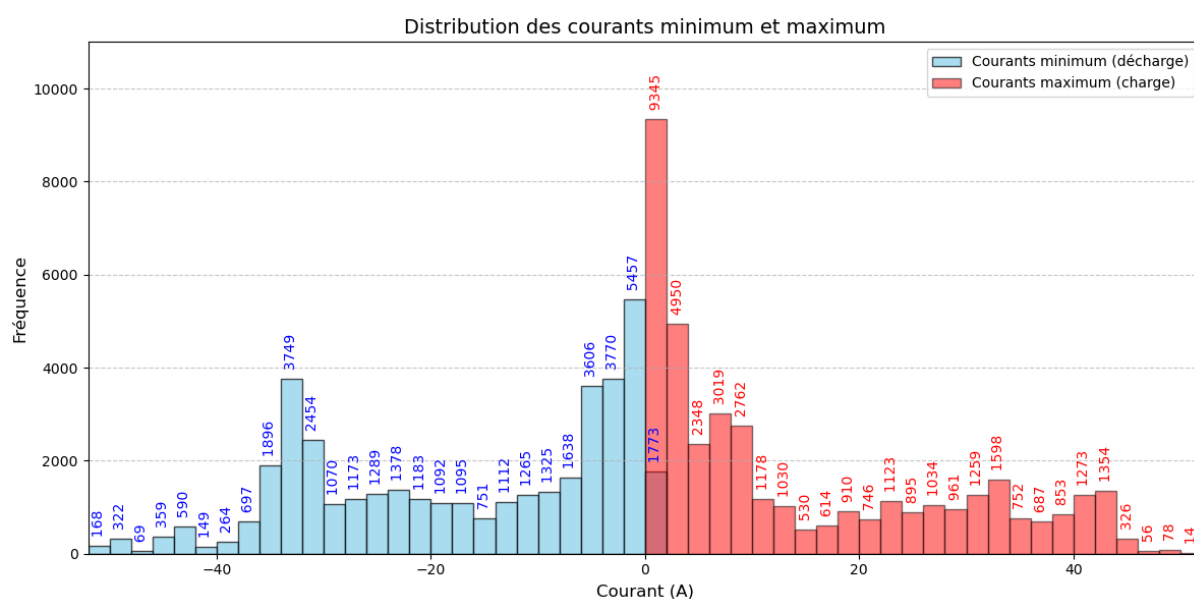


Figure 24 : Distribution des courants minimum (bleu) et maximum (rouge) rencontrés sur une période de 8 h par les racks du conteneur ESS1

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

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

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

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

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

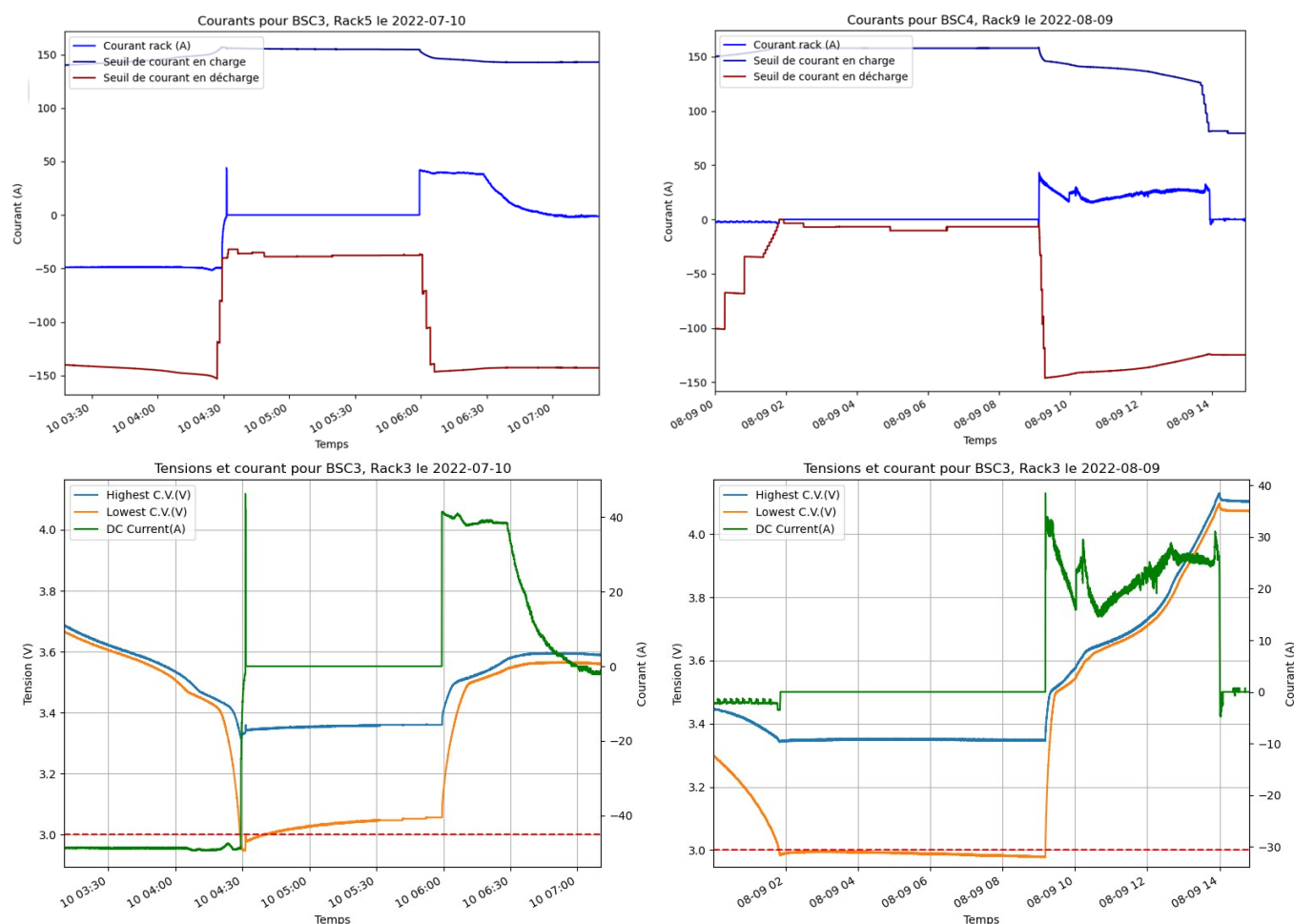


Figure 25 : illustration de la synchronicité des dépassements de seuils de tension cellule minimum, des limites de courant de décharge, et des dépassements de seuil de courant, le 10/07/2022 (gauche) et le 09/08/2023 (droite)

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

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

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

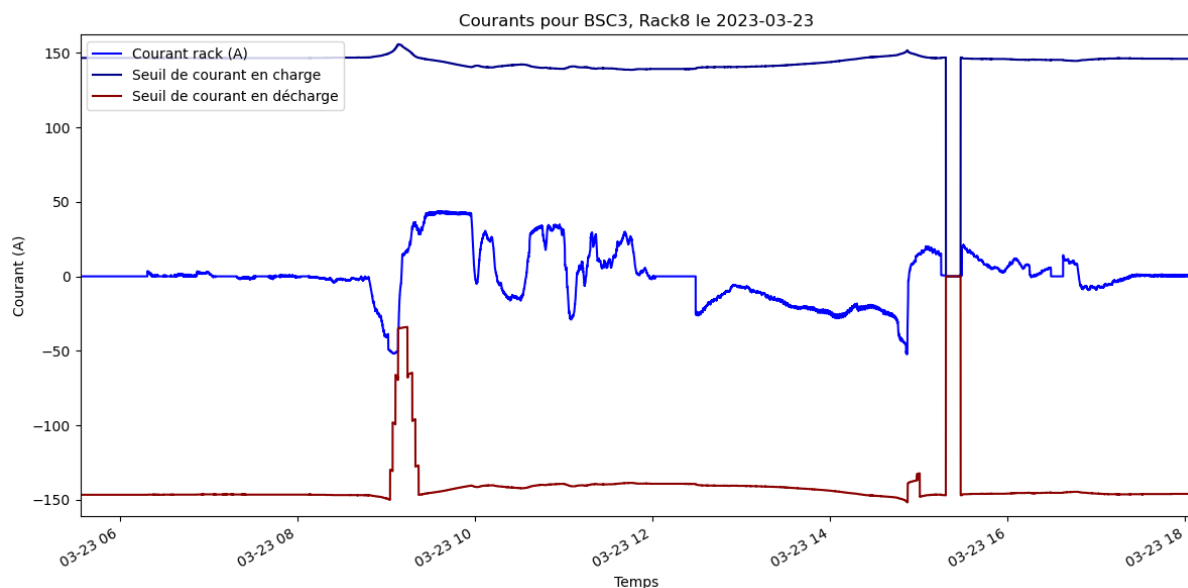


Figure 26 : Courant du rack B3R8, et seuils en charge et en décharge calculé dynamiquement

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

3.1.2.4 Puissance des racks

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

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

3.1.2.5 Etat de charge

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

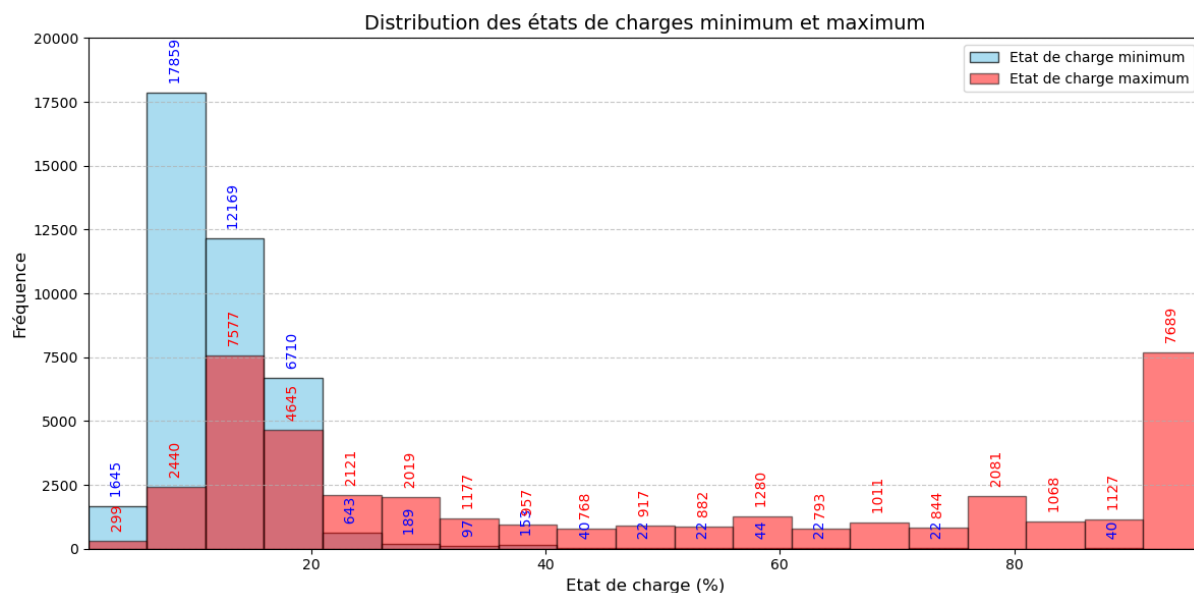


Figure 27 : Distribution des états de charge minimum (bleu) et maximum (rouge) rencontrés sur une période de 8h par les racks du conteneur ESS1

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

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

3.1.2.6 Etat de santé

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

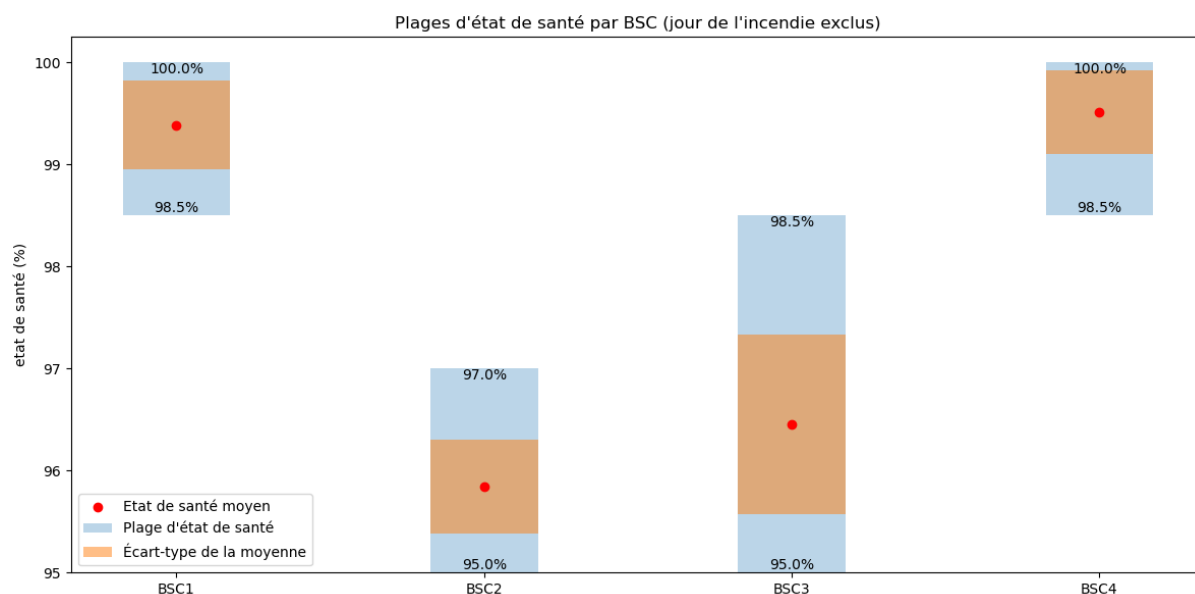


Figure 28 : Plages des états de santé rencontrés, état de santé moyen et écart-type des racks du conteneur ESS1, BSC par BSC

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

3.1.2.7 Alertes, alarmes et défauts

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

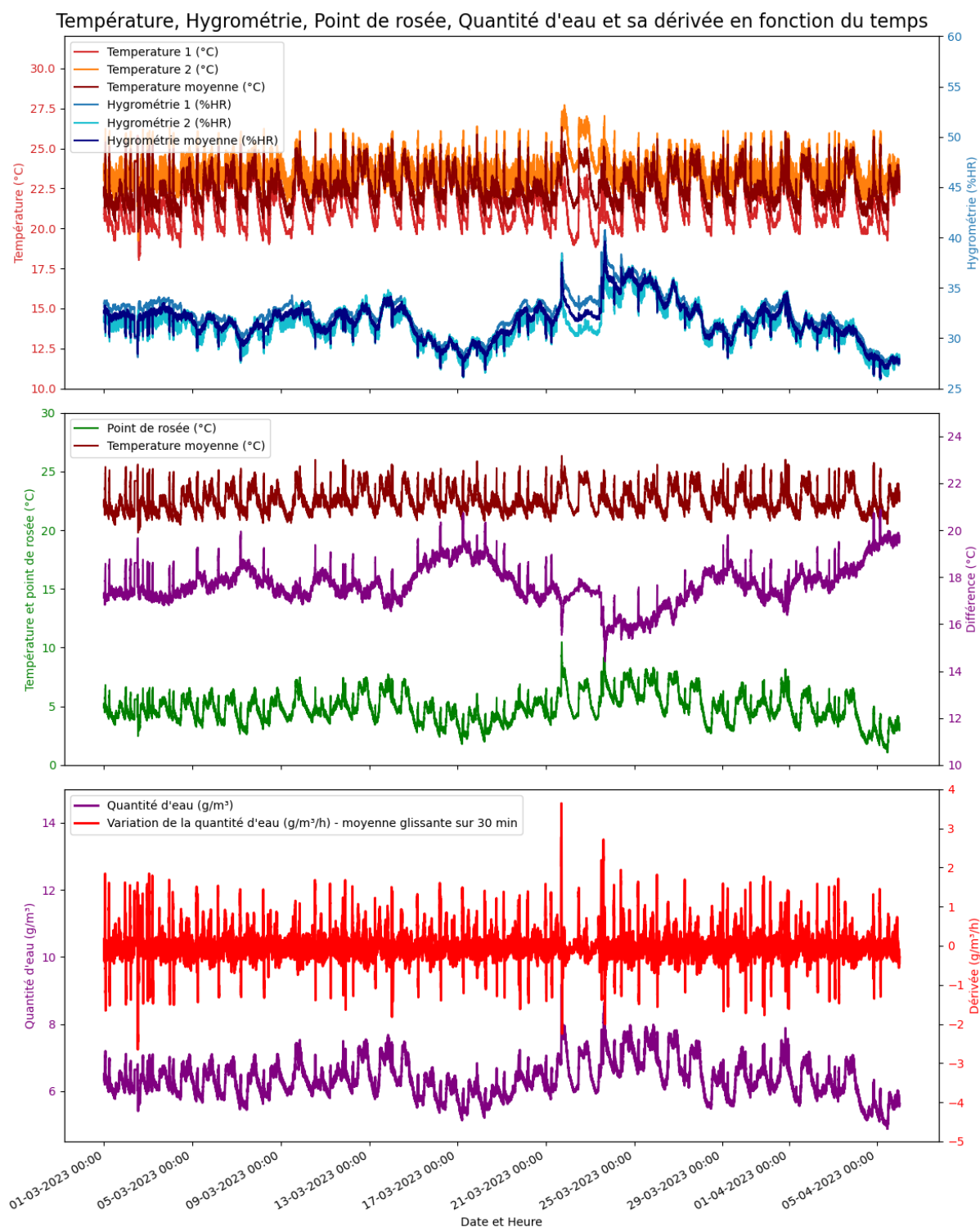


Figure 29 : Evolution des températures et hygrométrie de l'air à l'intérieur du conteneur ESS1, et calcul du point de rosée et de la quantité d'eau par unité de volume associés à ces grandeurs

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

3.1.2.9 Résistance d'isolement

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

3.1.3 Conditions d'utilisation le jour de l'incendie

3.1.3.1 Données d'exploitation des racks batteries

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

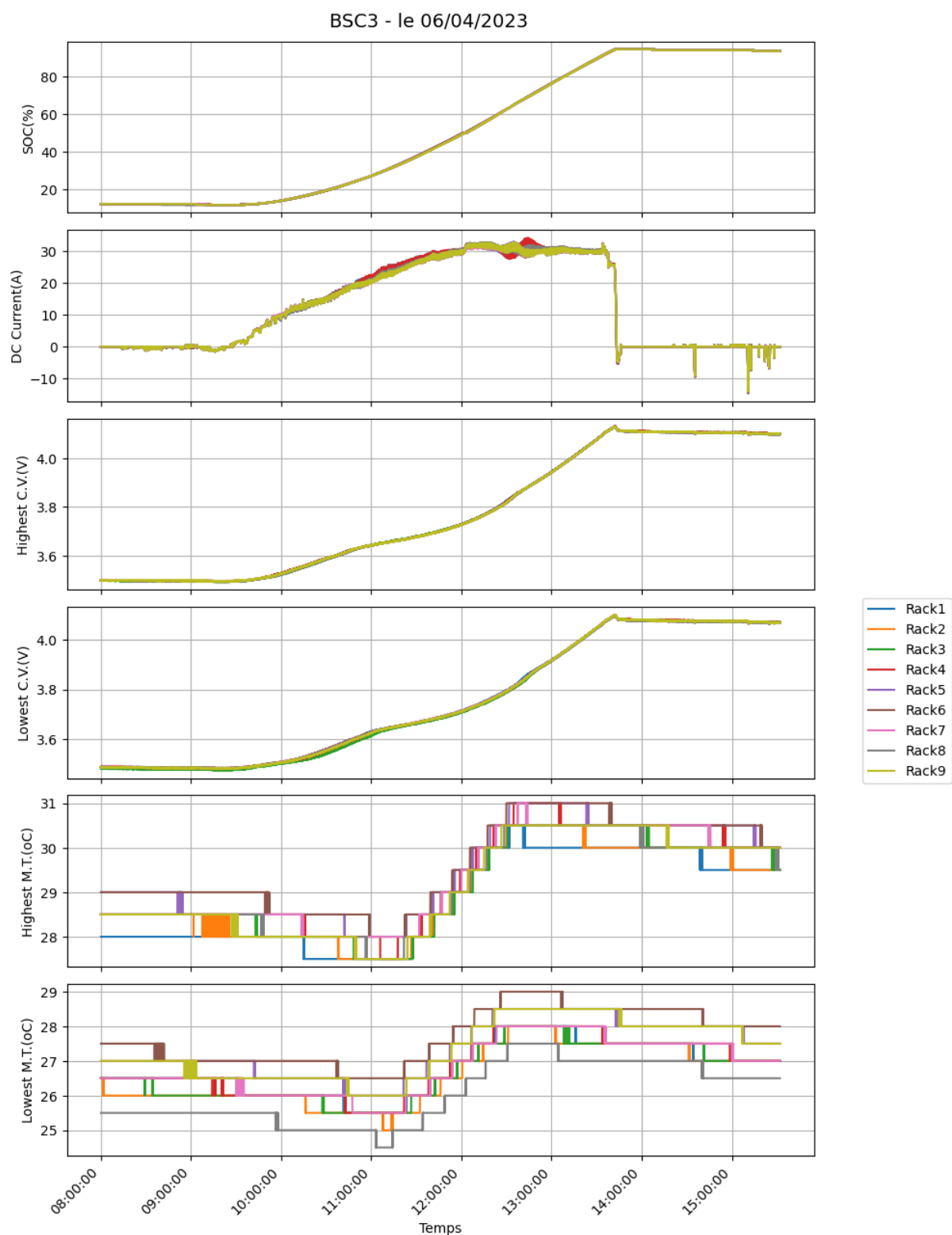


Figure 30 : Evolution des courants, tensions cellules, températures modules et état de charge des racks du BSC3 le jour de l'incendie

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

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

3.1.3.2 Données de températures et hygrométrie au sein du conteneur

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

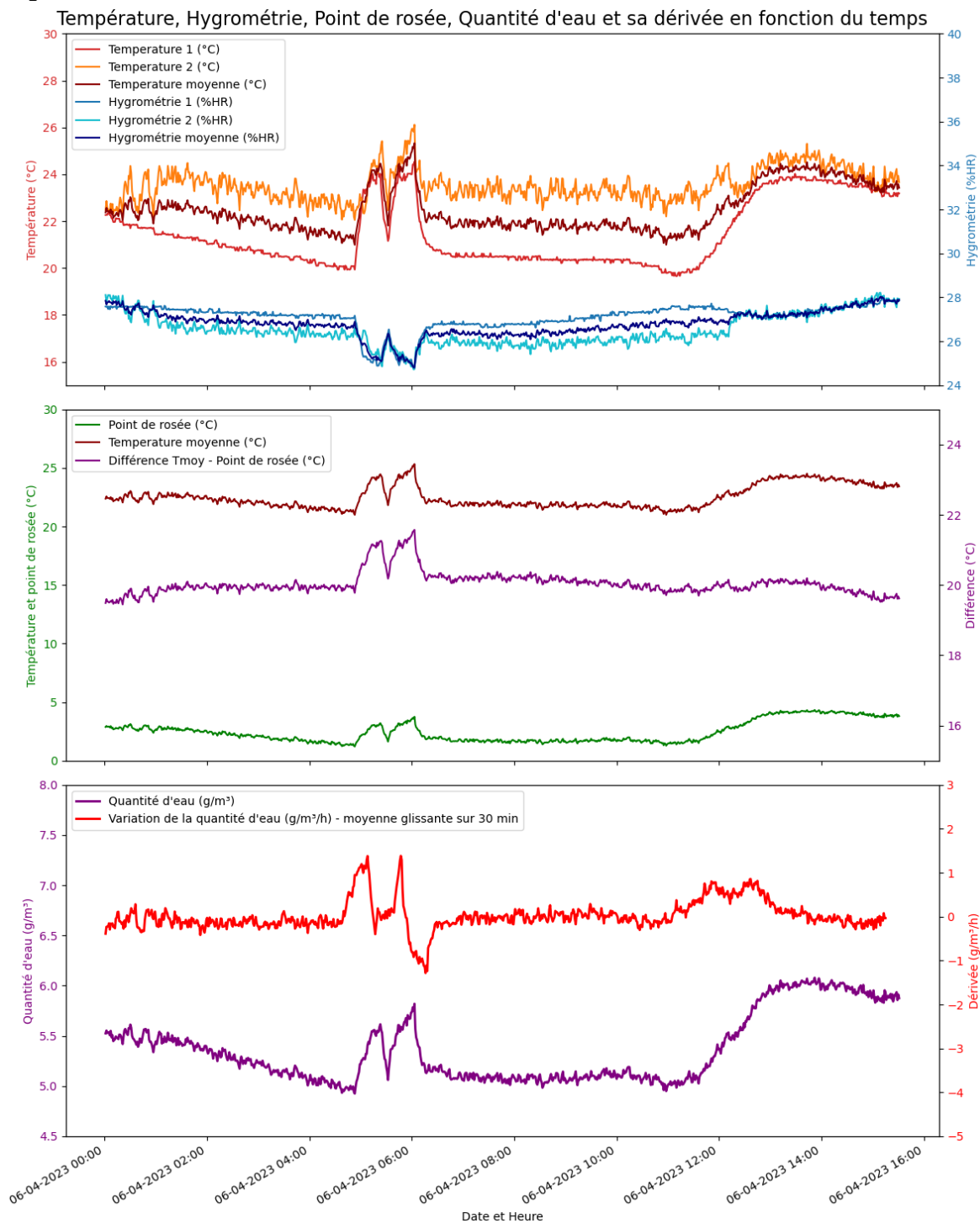


Figure 31 : Evolution des températures et hygrométrie de l'air à l'intérieur du conteneur ESS1, et calcul du point de rosée et de la quantité d'eau par unité de volume associé à ces grandeurs le jour de l'incendie

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

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

3.1.3.3 Résistances d'isolement

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

Sur cette architecture, on peut noter que :

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

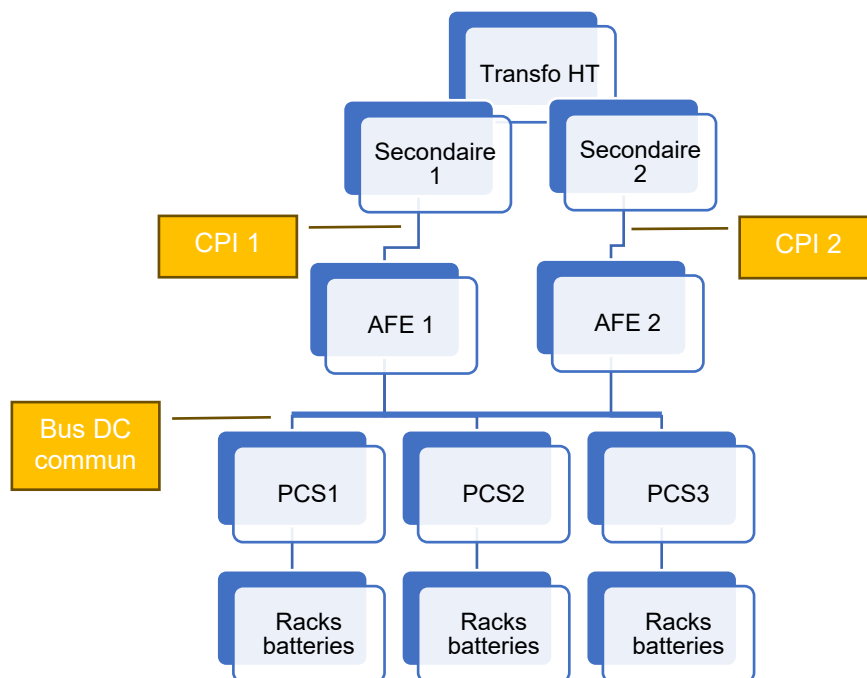


Figure 32 : Synoptique simplifié de l'installation électrique du site et localisation des CPI

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

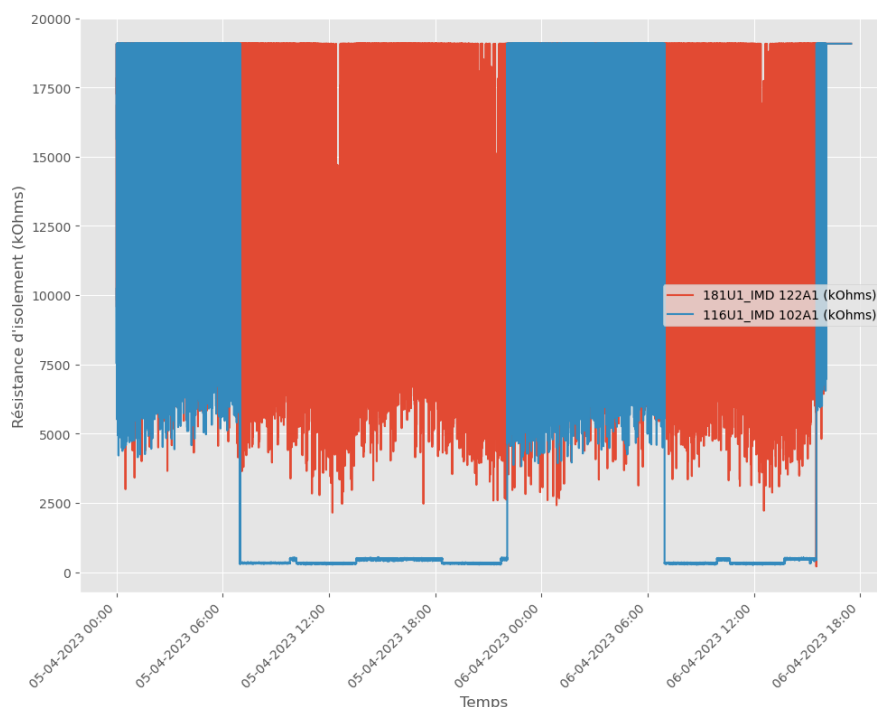


Figure 33 : Evolution des résistances d'isolement la veille et le jour de l'incendie

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

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

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

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

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

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

3.1.3.4 *Alertes, alarmes et défauts*

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

3.1.4 Démarrage de l'incendie

3.1.4.1 *Données d'exploitation des racks batteries*

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

Nota :

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

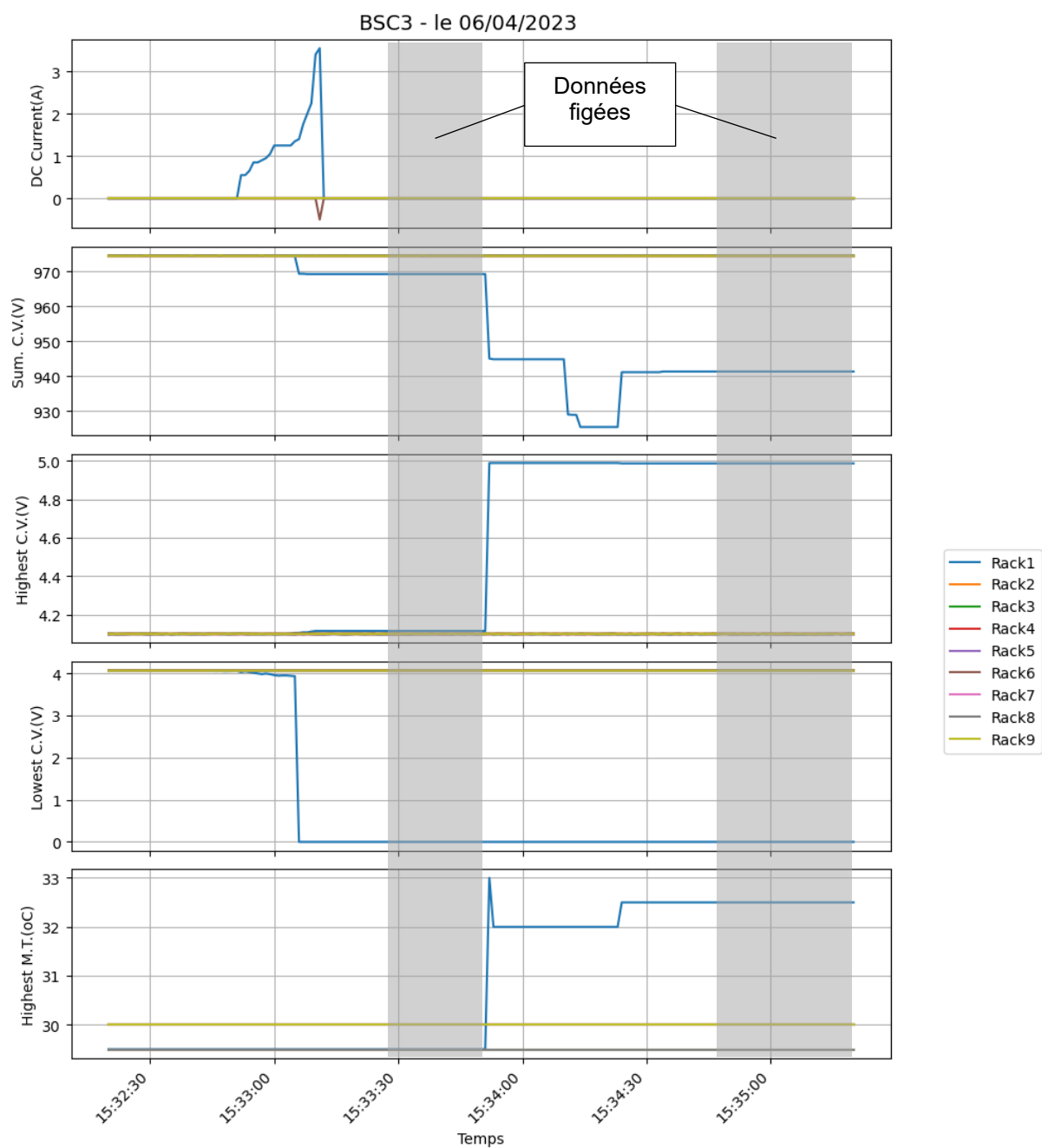


Figure 34 : Evolution des courants, tensions cellules, températures modules des racks du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

3.1.4.1.1 Tension minimale des bi-cellules

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

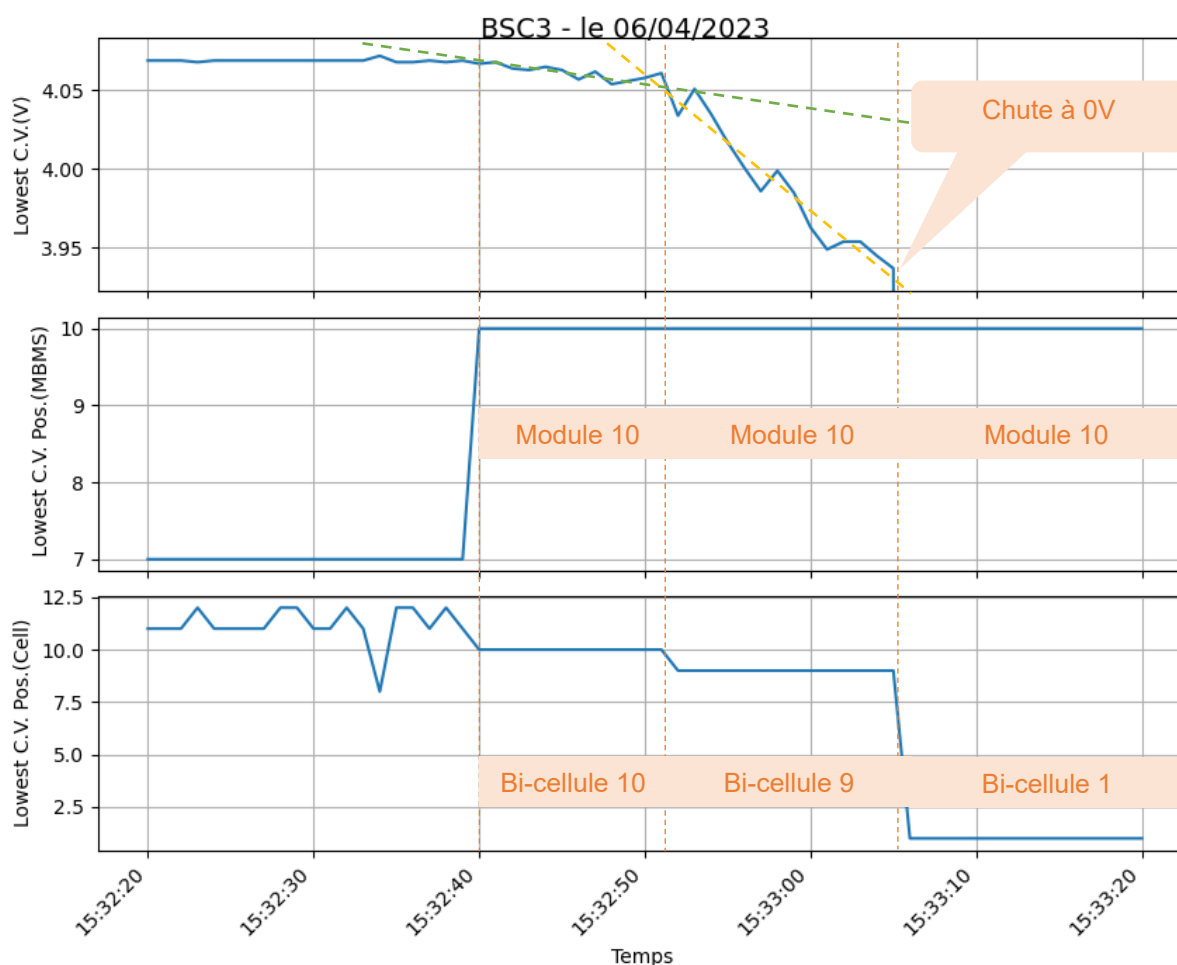


Figure 35 : Evolution de la tension bi-cellules minimales et position de cette bi-cellule au sein des modules du rack1 du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

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

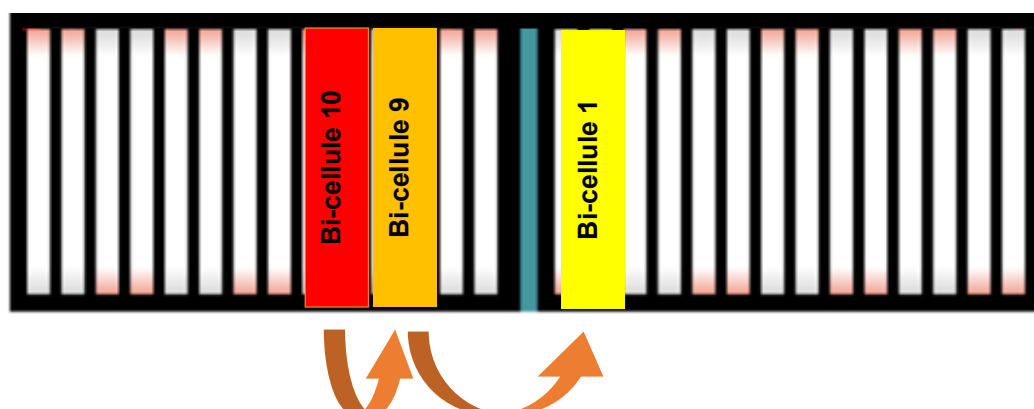


Figure 36: Positions successives des bi-cellules ayant la tension minimale au sein du module 10 du B3R1.

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

3.1.4.1.2 Température maximale des modules :

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

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

3.1.4.1.3 Tension du rack

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

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

3.1.4.1.4 Courant

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

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

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

3.1.4.1.5 Tension maximale des bi-cellules

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

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

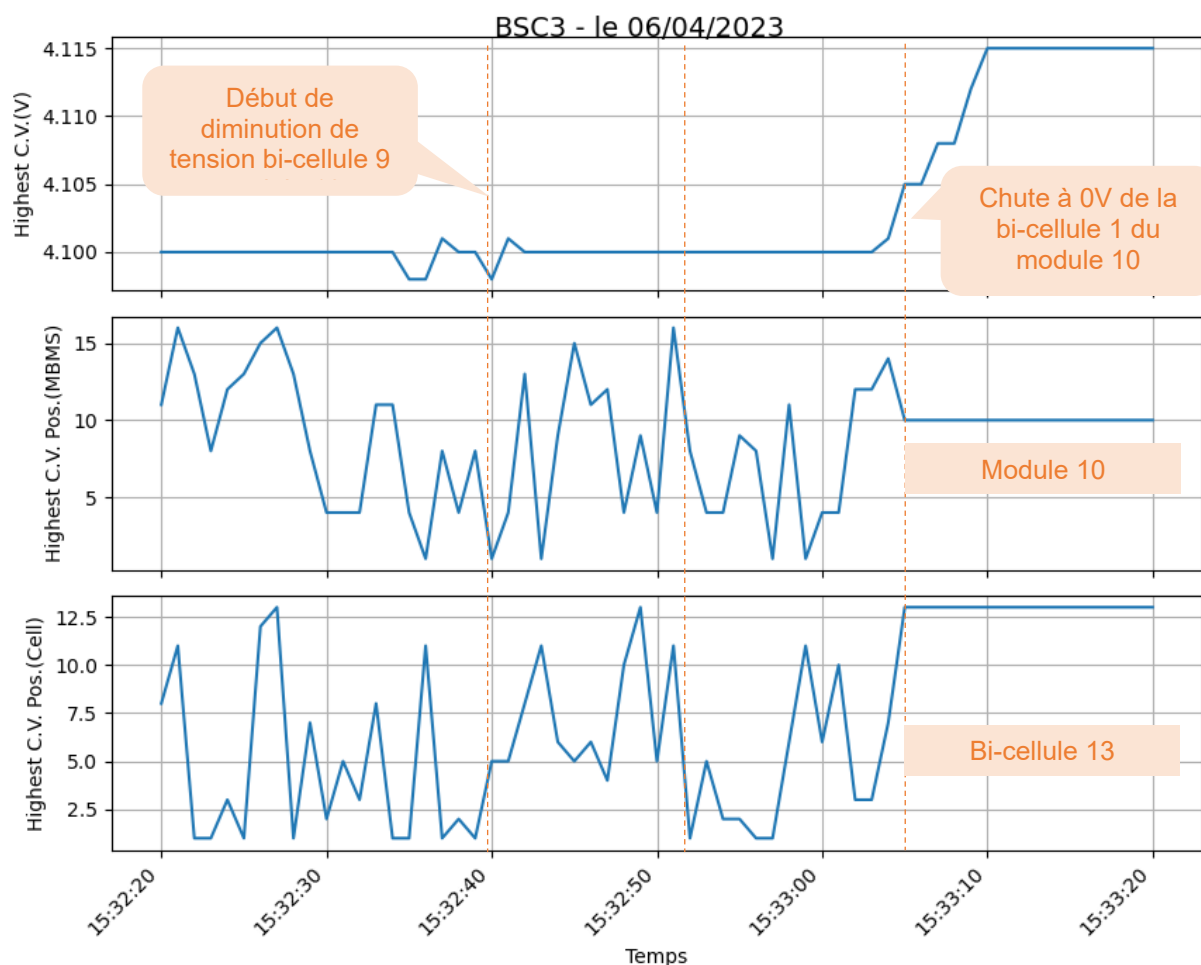


Figure 37 : Evolution de la tension bi-cellules maximale et position de cette bi-cellule au sein des modules du rack1 du BSC3 au moment des premiers signes de défaillance

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

3.1.4.1.6 Focus sur les tensions bi-cellules du rack B3R1

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

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

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

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

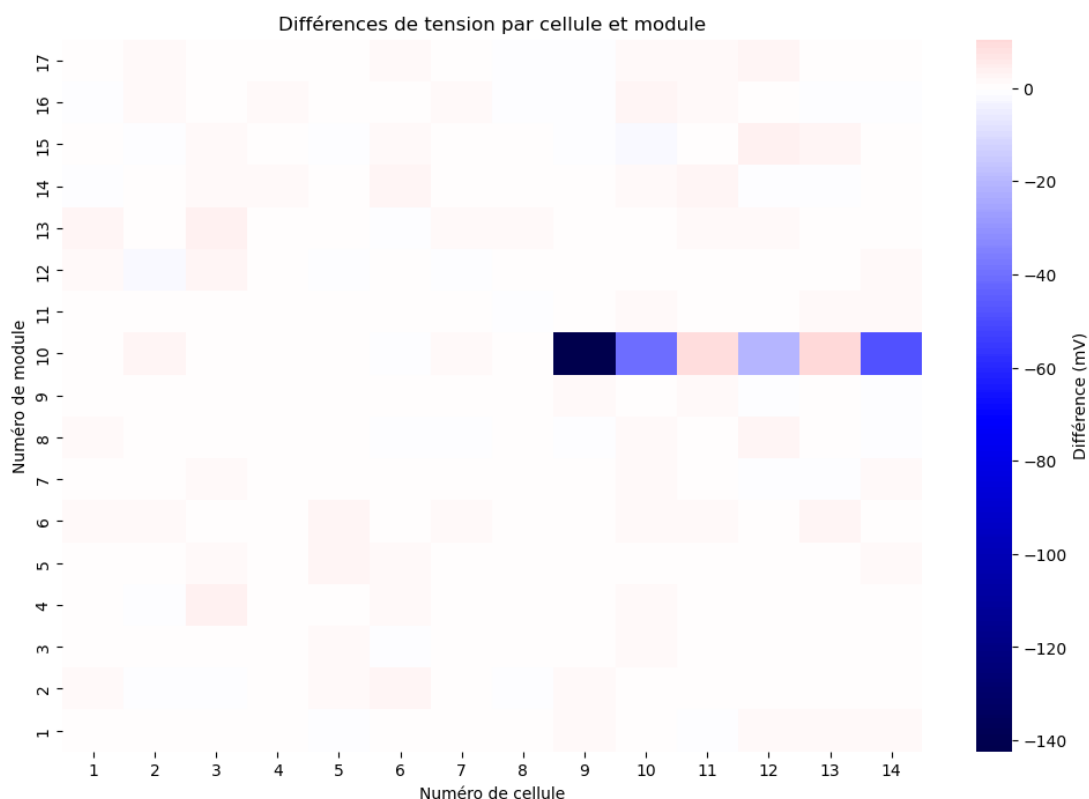


Figure 38 : Estimation de la variation de tension de chaque bi-cellule du rack B3R1 24 secondes après le début du premier signe de défaillance observé

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

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

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

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

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

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

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

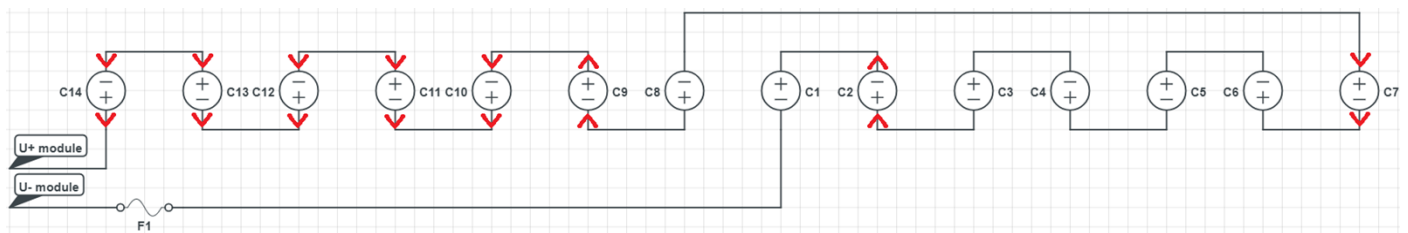


Figure 39 : Schéma des connexions électriques entre les cellules du module 10 du rack B3R1, et sens de circulation des courants dans ces cellules

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

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

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

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

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

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

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

A ces informations sont ajoutées trois courbes de tendances :

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

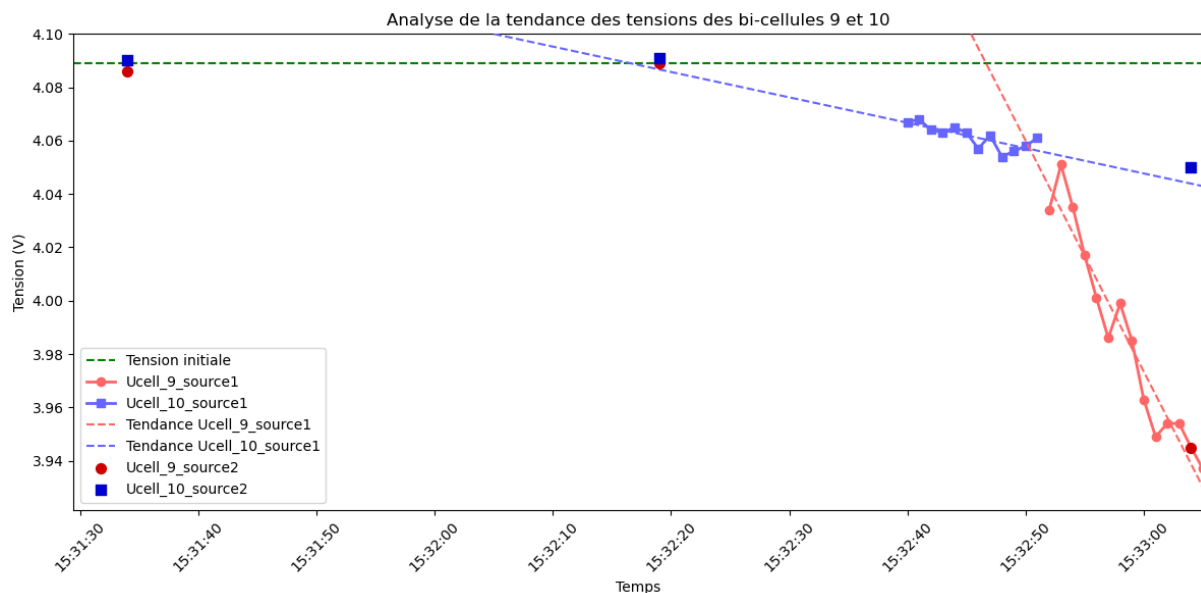


Figure 40 : Analyse de la tendance des tensions des bi-cellules 9 et 10

Analyse de tendance de la tension bi-cellule 10 :

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

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

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

Analyse de tendance de la tension bi-cellule 9 :

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

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

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

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

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

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

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

Nota :

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

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

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

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

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

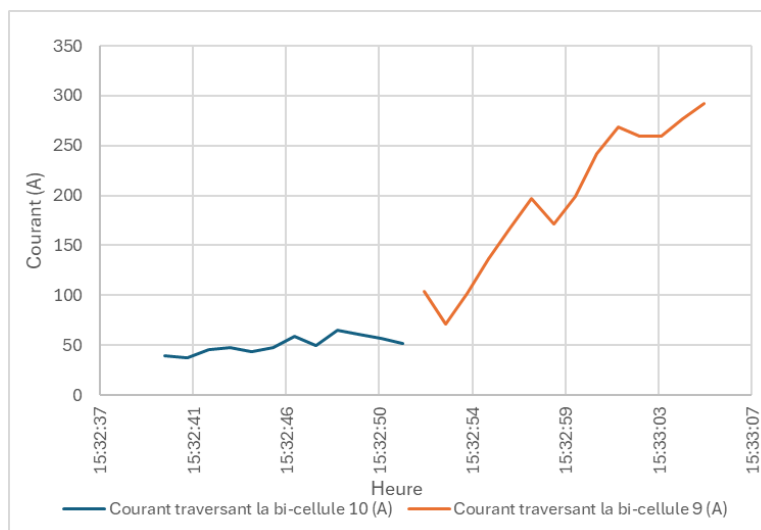


Figure 41 : Evolution du courant traversant les bi-cellules 9 et 10 du module 10 du BSC3R1 dans les premiers instants des défaillances observées

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

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

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

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

3.1.4.2 Résistance d'isolement

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

Sur cette figure, deux évènements notables peuvent être relevés :

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

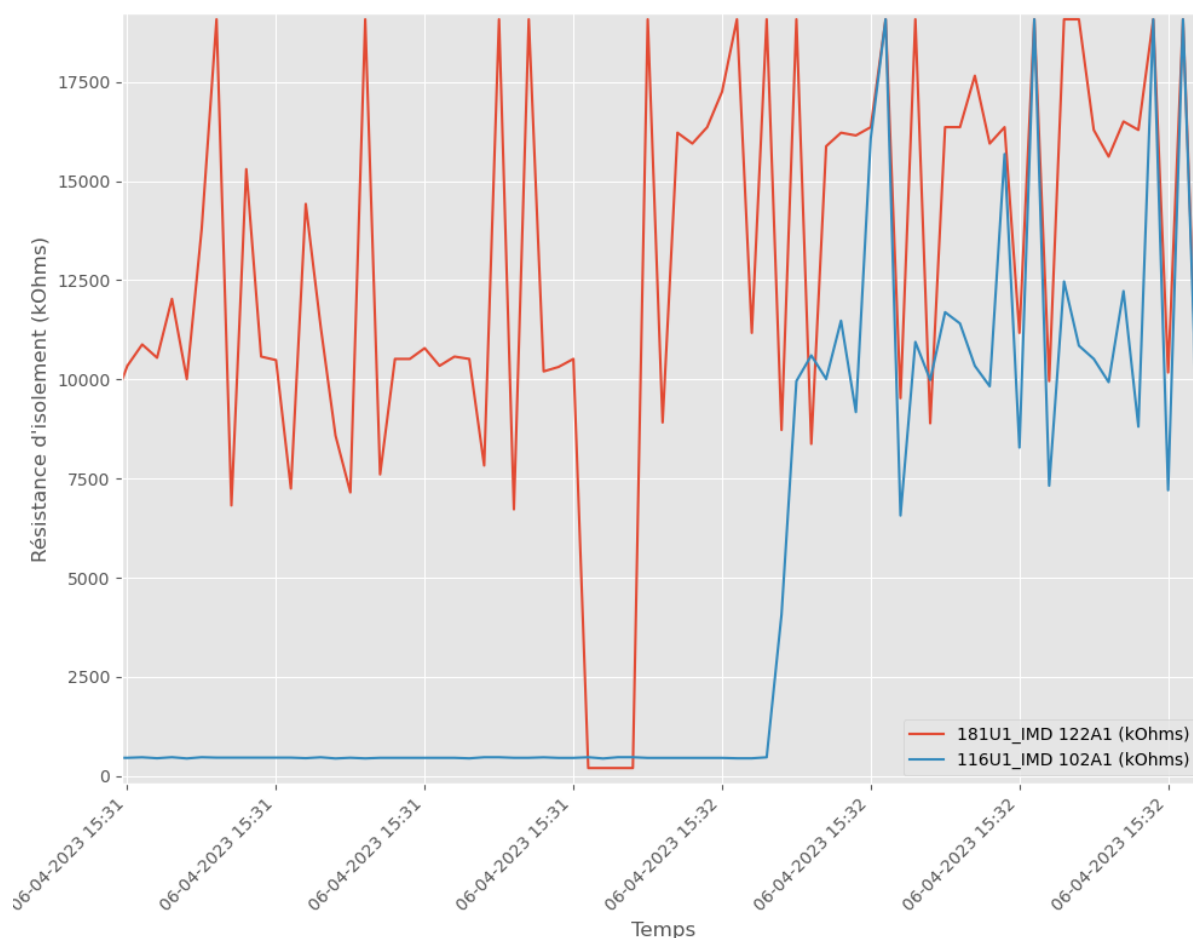


Figure 42 : Evolution des mesures de résistance d'isolement lors des premiers signes de défaillance

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

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

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

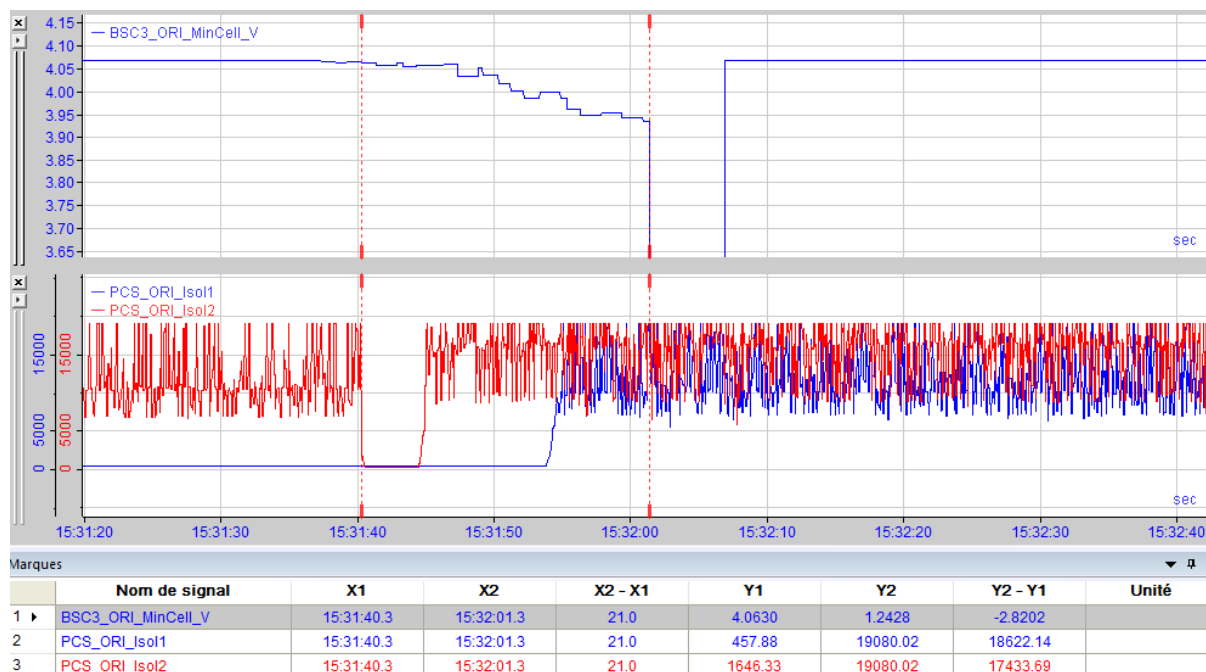
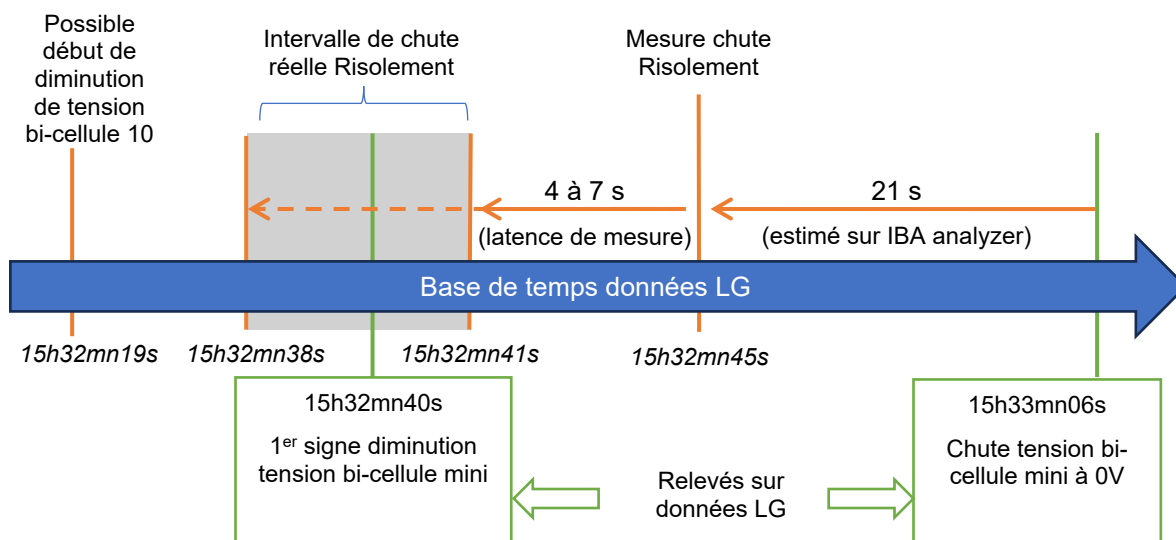


Figure 43 : Estimation du décalage temporel de la base de temps des mesures de résistance d'isolement avec celles des mesures des conditions d'exploitation

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

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



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

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

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

3.1.4.3 Alertes, alarmes et défauts

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

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

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

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

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

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

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

3.1.5 Bilan de l'analyse des données

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

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

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

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

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

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

Lors des premiers signes mesurés de défaillance :

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

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

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

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

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

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

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

3.2.1 Discussion sur l'évènement initiateur

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

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

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

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

3.2.1.1 Hypothèse d'une pollution interne

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

Concernant la présence de poussières conductrices :

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

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

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

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

Concernant l'impact de l'air salin :

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

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

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

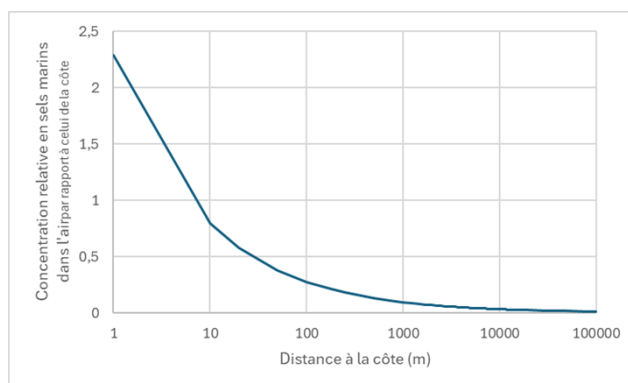


Figure 44 : concentration relative en sels marins en fonction de la distance à la côte – échelle horizontale logarithmique

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

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

Concernant la présence d'eau de condensat :

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

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

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

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

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

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

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

Quel que soit l'origine du fluide :

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

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

Synthèse :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Augmentation très faible des températures du module 10 :

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

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

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

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

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

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

3.2.1.3 Synthèse

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

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

3.2.2 Discussion sur le déroulement de l'incendie

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

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

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

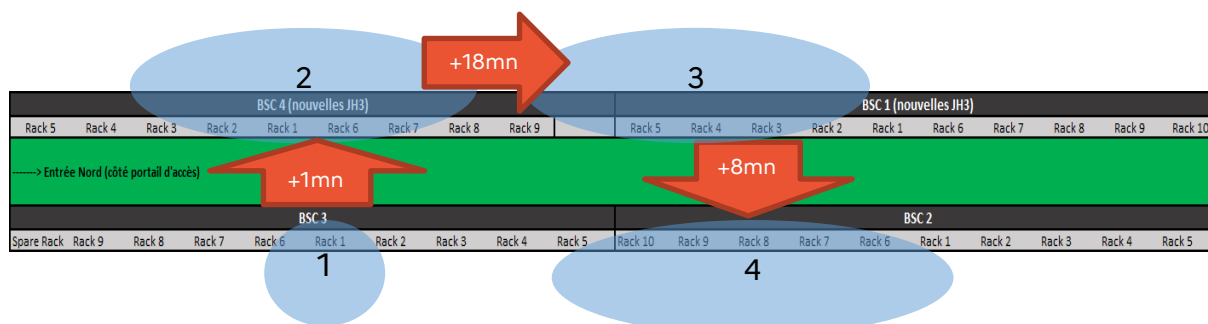


Figure 45 : propagation des élévations de températures durant les 45 premières minutes de l'incident

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

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

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

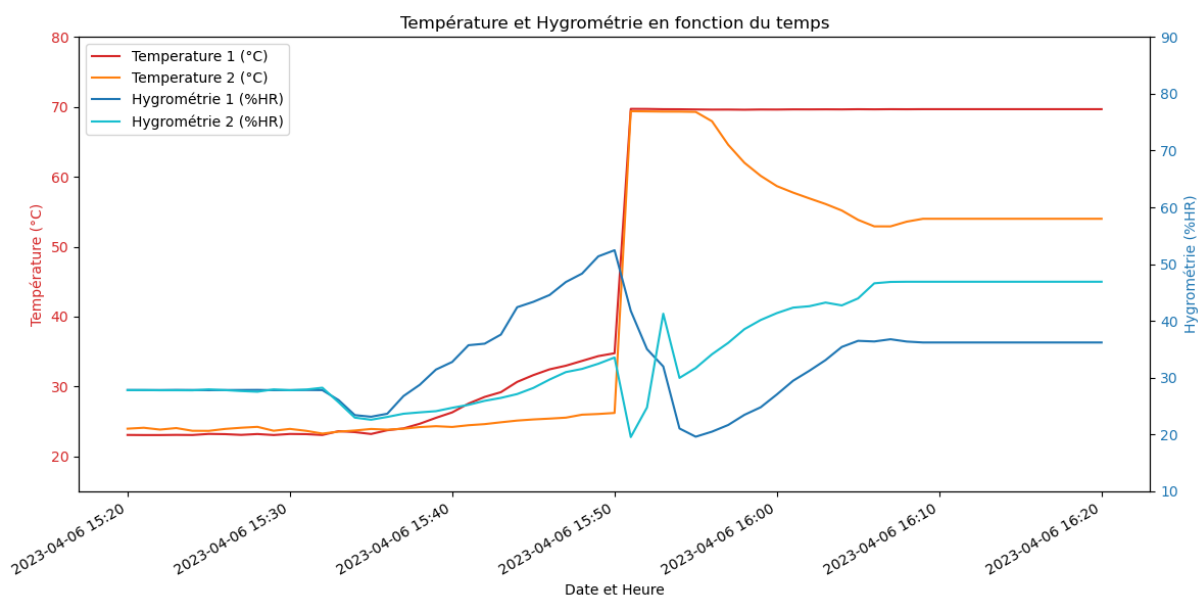


Figure 46 : évolution des températures ambiantes et hygrométrie durant les premières minutes de l'incident

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3 Rôle des protections électriques intégrés

3.3.1 Protections électriques au sein des racks

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

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

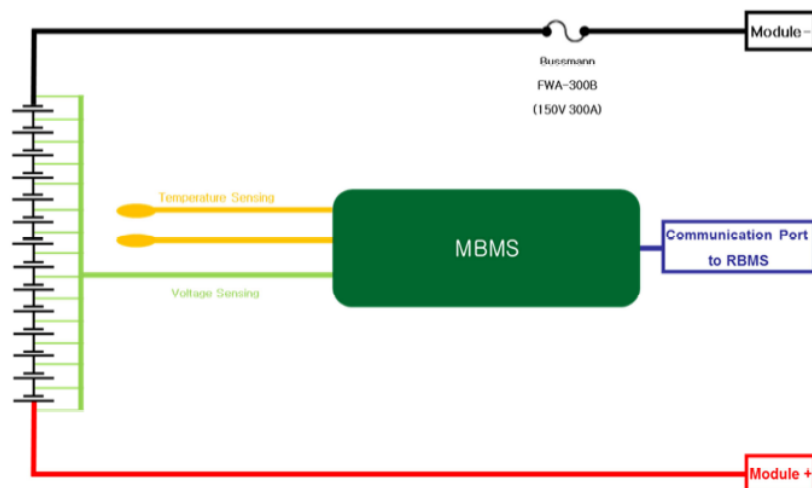


Figure 48: Protections électriques au niveau module (source LG)

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

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

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

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

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

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

3.3.2 Mesure de la résistance d'isolement

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

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

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

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

4 Conclusion

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe 1 : lettre de saisine – 1 page.

Annexe 1 : Lettre de saisine



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



Mission conjointe BEA-RI Ineris

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

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

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

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

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

Fait à la Défense, le 14/11/2024

Pour le directeur empêché
Le directeur Adjoint du BEA-RI

Laurent Olivé

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

