

Rapport d'étude approfondie sur le marché chilien du stockage d'énergie par batteries commercial et industriel (C&I BESS)

—Guide destiné aux distributeurs locaux, aux entreprises EPC et aux bureaux d'ingénierie chiliens pour s'associer à des intégrateurs chinois de systèmes de stockage clé en main

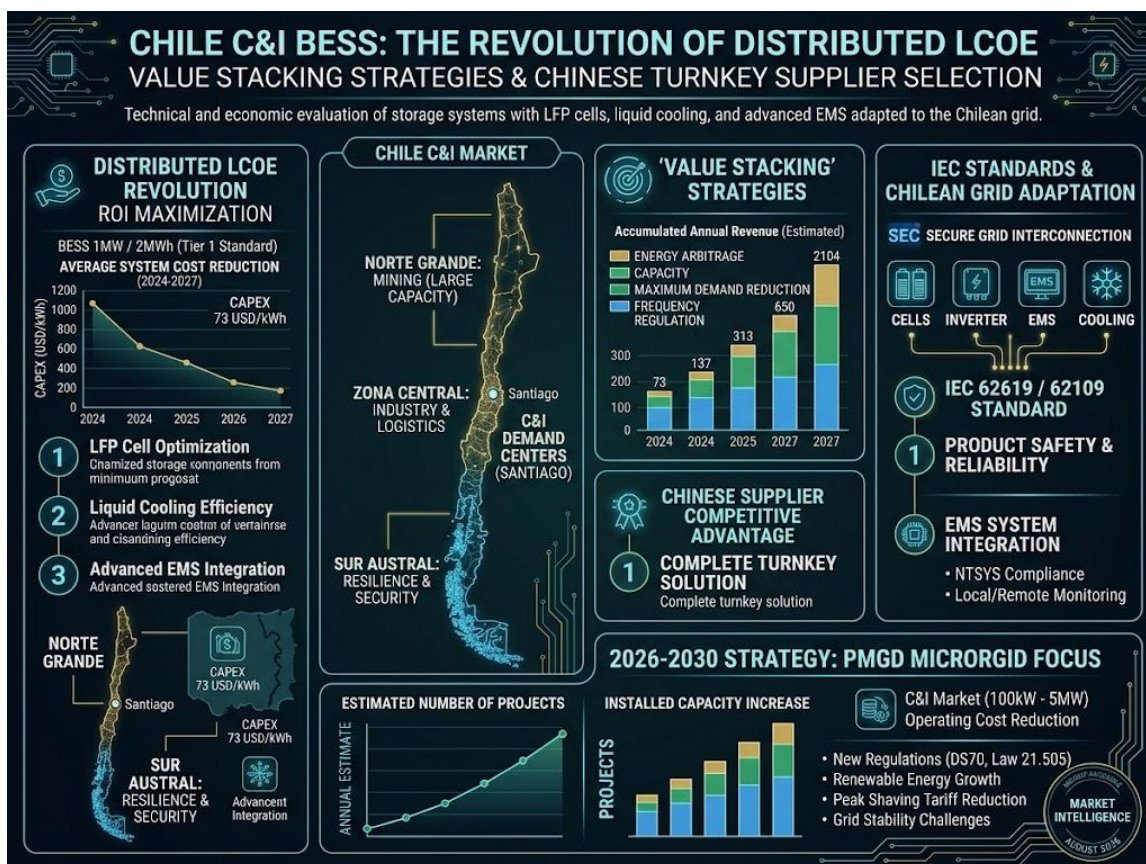


Table des matières

- Résumé exécutif
- Chapitre 1. Panorama du marché chilien du stockage C&I
- Chapitre 2. Cadre politique et réglementaire
- Chapitre 3. Modèles d'affaires et analyse des revenus
- Chapitre 4. Paysage concurrentiel
- Chapitre 5. Guide de coopération avec les usines chinoises (chapitre central)
- Chapitre 6. Feuille de route pour les distributeurs et les bureaux d'ingénierie
- Chapitre 7. Avertissements sur les risques
- Annexe : tableau de bord des données clés et carte mentale

Résumé exécutif

Le Chili est en train de devenir l'un des marchés du stockage d'énergie à la croissance la plus rapide au monde. Selon l'Association chilienne des énergies renouvelables et du stockage (ACERA), à décembre 2025, la capacité de stockage par batteries en exploitation au Chili atteignait **1,5 GW / 6,2 GWh**, en hausse de 87,5 % sur un an ; les projets en construction au cours de l'année totalisaient **6,8 GW / 25,3 GWh**, soit plus de 8 milliards USD d'investissements. L'ACERA estime qu'au rythme actuel, la capacité de stockage en exploitation atteindra **9 GW d'ici 2027**. Toutefois, cet essor a été porté presque exclusivement par des projets à l'échelle des services publics (utility-scale) : le stockage distribué commercial et industriel (C&I) représente **moins de 5 %** de la capacité totale installée, alors qu'il s'agit du segment à la croissance la plus rapide et le moins disputé.

Trois forces tirent la demande de stockage C&I. Premièrement, le marché spot du nord du Chili connaît de longues périodes de prix nuls, voire négatifs : en 2024, la production éolienne et solaire écrêtée a atteint **5 642 GWh** (19 % de la production éolienne et solaire), ouvrant d'énormes opportunités d'arbitrage. Deuxièmement, les tarifs industriels de l'électricité au Chili ont augmenté d'environ 60 % entre 2024 et 2025, et la « charge de puissance » (carga por demanda máxima) peut représenter **30 % à 70 %** de la facture d'électricité d'un site industriel, rendant les économies d'écrêtement des pointes directement visibles. Troisièmement, la loi 21.505, le mécanisme de paiement de capacité du décret DS 70/2023 et l'appel d'offres d'approvisionnement 2026/01 (**2 835 GWh, contrats de 15 ans, stockage accepté comme garantie de conformité**) constituent ensemble le cadre politique de stockage le plus complet d'Amérique latine.

Côté offre, les systèmes de stockage fabriqués en Chine redessinent la courbe mondiale des coûts : les données de BloombergNEF montrent qu'en 2025, le prix moyen des packs de batteries pour le stockage stationnaire est tombé à **70 USD/kWh** (-45 % sur un an), et le prix moyen d'un système chinois clé en main de 4 heures n'est que de **73 USD/kWh**, contre 177 USD/kWh en Europe et 219 USD/kWh aux États-Unis. CATL, BYD, Sungrow, Trina Storage et d'autres marques chinoises dominent déjà le marché chilien des projets utility-scale, mais le segment C&I distribué présente un vide manifeste — c'est précisément la fenêtre historique pour que les distributeurs locaux, les bureaux d'ingénierie et les entreprises EPC chiliens s'associent à des intégrateurs chinois de stockage dotés d'une **capacité d'ingénierie clé en main**.

La conclusion centrale de ce rapport est la suivante : **le partenaire local apporte les clients et les canaux ; l'usine chinoise fournit une capacité de bout en bout en conception, produits, intégration, logistique et supervision de l'installation. Cette combinaison permet aux deux parties de se mesurer**

sur l'océan bleu du C&I avec « un tiers du coût des marques occidentales et la moitié du délai de livraison ». Les chapitres 5 et 6 proposent un cadre de sélection entre quatre modèles de coopération, une checklist d'évaluation des usines, les points clés de négociation et une feuille de route d'action sur 18 mois, prêts à être exécutés par les acteurs locaux.

Avertissement : ce rapport est fourni à titre d'information générale uniquement et ne constitue pas un conseil en investissement, juridique ou fiscal. Les chiffres indiqués comme « indicatifs » sont des estimations de modèle fondées sur des informations publiques ; l'économie de chaque projet réel doit être vérifiée au cas par cas.

Chapitre 1. Panorama du marché chilien du stockage C&I

1.1 Taille du marché et trajectoire de croissance

La vitesse d'expansion du marché chilien du stockage est inégalée en Amérique latine. Selon l'ACERA, fin 2024, la capacité totale de stockage du Chili (en exploitation, en essais et en construction) s'établissait à environ 3 GW ; fin 2025, elle avait triplé pour atteindre **9 GW**, avec 27 GW supplémentaires en évaluation environnementale. Sur ce total, 1,5 GW / 6,2 GWh sont en exploitation, 737 MW sont en essais de raccordement au réseau et 6,8 GW / 25,3 GWh sont en construction. Le ministre de l'Énergie, Diego Pardow, a déclaré publiquement en septembre 2025 que l'objectif de 2 GW de stockage initialement fixé pour 2030 serait atteint dès **janvier 2026, soit quatre ans en avance**, tandis que l'objectif de 6 GW pour 2050 est déjà couvert à 81 % par le pipeline de projets actuel. À l'échelle mondiale, la pénétration du stockage au Chili reste à un stade précoce. Ember souligne que le ratio entre le BESS en exploitation et la capacité

éolienne et solaire installée au Chili n'est que d'environ **5 %**, comparable à la Chine et à l'Australie, mais bien inférieur aux 11 % de l'Irlande et aux plus de 50 % de la Californie — et étant donné que la congestion du réseau chilien est bien pire que sur ces marchés, le Chili a en réalité besoin d'un ratio de stockage plus élevé. Le Coordinateur électrique national (CEN) estime que 2 GW de stockage par batteries supplémentaires pourraient réduire l'écrêtement des renouvelables jusqu'à 40 %, faisant économiser au système environ 500 millions USD par an de coûts d'exploitation. Moody's prévoit que pour atteindre la neutralité carbone, le secteur électrique chilien nécessitera 46 à 50 milliards USD d'investissements d'ici 2035, le stockage et les réseaux figurant en tête des priorités après la production renouvelable elle-même.

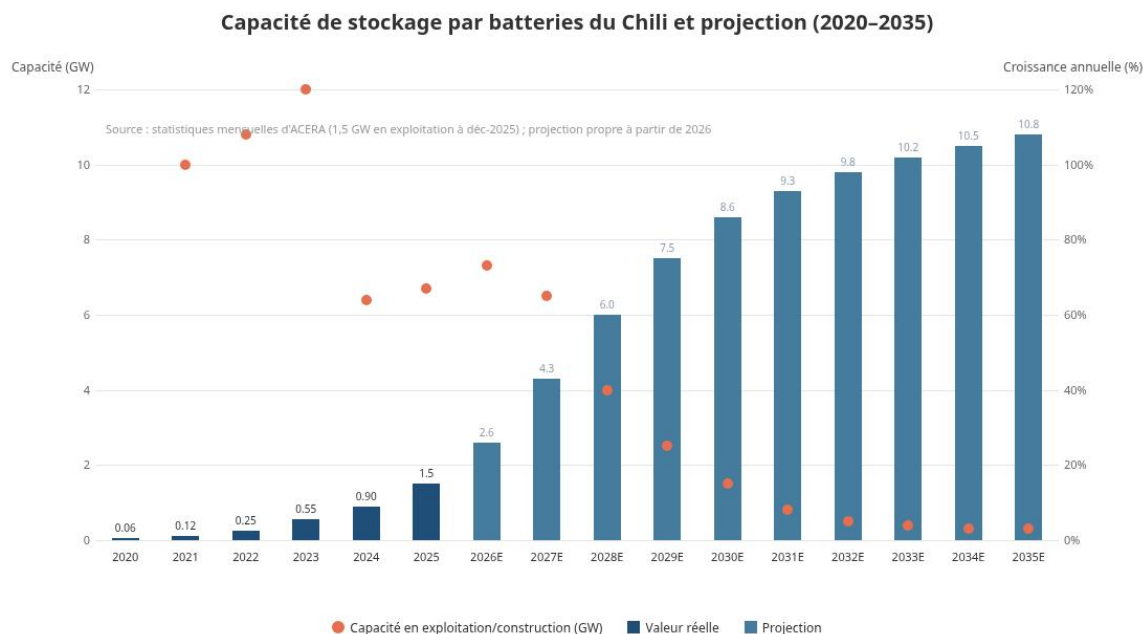


Figure 1 : Capacité installée de stockage par batteries au Chili et projection

La structure du marché mérite une attention particulière : **plus de 95 % de la capacité de stockage actuellement installée relève de l'utility-scale** (stockage autonome ou projets hybrides adossés à de grandes centrales solaires/éoliennes), tandis que le stockage distribué C&I représente moins de

5 %. Cette structure est fortement désalignée du potentiel côté demande — le Chili abrite l'industrie minière la plus dense d'Amérique latine, une agriculture d'irrigation en électrification rapide et un tissu commercial et industriel sensible aux tarifs dans la zone centrale. Avec l'amendement du décret DS 88 autorisant l'hybridation des projets PMGD (ajout de batteries) et l'ouverture du marché libre aux clients de plus de 300 kW depuis 2025, le segment C&I entre dans sa phase de décollage. Plusieurs institutions du secteur identifient le C&I et l'auto-alimentation minier comme les applications de stockage à la croissance la plus rapide au Chili pour 2026–2030, avec une demande typique allant de 100 kW (irrigation agricole) à 200 MW (mines).

1.2 Répartition régionale et points chauds de la demande

La géographie du Chili (plus de 4 000 km du nord au sud) dessine trois régions de demande de stockage totalement distinctes.

Le Norte Grande (Arica, Antofagasta, Atacama) est l'une des meilleures régions de ressource solaire au monde, avec des facteurs de charge photovoltaïque supérieurs à 30 % — le double de la moyenne mondiale. La région concentre la majeure partie des actifs solaires et de stockage du Chili : selon Ember, le Norte Grande accueille 6 301 MW de capacité éolienne et solaire et 913 MW de BESS, en tête du pays sur les deux plans. La demande C&I s'y organise autour des **micro-réseaux miniers** : les mines, les usines de concentration et les installations de dessalement exigent une alimentation stable 24 heures sur 24, tandis que le réseau du nord souffre d'une congestion sévère aux heures de pointe solaire (les tronçons Crucero–Cardones et Pan de Azúcar–Quillota figurent parmi les plus congestionnés du pays), de sorte que les compagnies minières préfèrent de plus en plus construire du « solaire + stockage » derrière le compteur. Le cas emblématique est l'accord signé en juin 2026 entre BHP et Sungrow : **195 MW de photovoltaïque + 960 MWh de stockage**

pour les mines de cuivre d'Escondida et de Spence — deux des plus grandes au monde — raccordés directement aux systèmes électriques des mines.

La zone centrale (Santiago–Valparaíso) concentre l'essentiel de la population et de la charge commerciale et industrielle du pays, mais ne dispose que de 4 189 MW de capacité de production et 282 MW de BESS. L'opportunité C&I y réside dans **l'écêtement des pointes et la gestion de la charge de puissance** : les usines, les entrepôts logistiques, les centres commerciaux et les data centers ont des courbes de charge qui se superposent aux heures de prix de pointe, et les économies réalisées par la batterie apparaissent directement sur la facture mensuelle. Dans le cadre du mécanisme Net Billing (≤ 300 kW), le Chili compte déjà plus de 33 000 projets distribués totalisant 383 MW installés, dont près de 30 % dans la Région métropolitaine ; selon la Surintendance de l'électricité et des combustibles (SEC), la capacité Net Billing dépasse 420 MW, dont environ 40 % provenant du secteur agricole.

Le sud (à partir de Biobío) concentre l'hydroélectricité, mais le réseau y est faible et la fiabilité hivernale médiocre : seulement 64 MW de BESS installés, et pratiquement zéro dans la zone australe. La demande C&I de cette région est centrée sur **l'alimentation de secours et la qualité de l'énergie** : les usines de pâte à papier, la salmoniculture et la logistique du froid sont extrêmement sensibles aux coupures, et le micro-réseau hybride « solaire + stockage + secours diesel » constitue la solution typique. Pour les distributeurs, le marché du sud est de petite taille mais réunit des clients à forte propension à payer et peu de concurrents — idéal pour entrer avec des projets clé en main à marge élevée.

1.3 Scénarios d'application clés (perspective C&I)

L'arbitrage sur le marché spot (Energy Arbitrage) est la première source de revenus des projets du nord. Le découplage géographique entre offre et demande au Chili fait que les prix spot tombent fréquemment à zéro, voire en territoire négatif, entre 12 h et 15 h aux heures de pointe de production solaire, tandis qu'ils flambent lors de la pointe du soir (18 h–23 h). Les blueprints techniques du secteur montrent que les écarts moyens pointe-creux aux nœuds du nord (l'ancienne région du SING) atteignent **85–105 USD/MWh**, ce qui se traduit par un revenu d'arbitrage de 95 000–125 000 USD/MW·an pour un système de stockage de 5 heures. Les 5 642 GWh écrêtés en 2024 équivalent à la consommation annuelle de toute la région d'Antofagasta ; les pertes cumulées d'écrêtement depuis 2022 totalisent 562 millions USD — chaque kWh d'électricité propre écrêté est du carburant pour la stratégie « acheter bas, vendre haut » du stockage.

La gestion de la charge de puissance (Peak Shaving) est la logique centrale des projets commerciaux et industriels de la zone centrale. La plupart des tarifs industriels chiliens (AT4.3, BT4 et autres tarifs horaires) comprennent une charge de puissance calculée sur la demande maximale par intervalles de 15 minutes ; selon les données du NREL, les charges de puissance peuvent représenter **30 % à 70 %** de la facture totale d'un utilisateur industriel chilien. Pour une usine disposant de 500 kW de puissance souscrite, écrêter 200 kW de pointe permet d'économiser 2 à 4 millions de pesos chiliens par mois sur la seule charge de puissance, avant même de compter les économies d'énergie. La hausse des tarifs d'environ 60 % en 2024–2025 a rapidement élargi ce gisement de revenus.

L'alimentation de secours (Backup / UPS) est le troisième scénario de demande rigide. Le réseau du sud du Chili est relativement instable, et pour des

industries comme la salmoniculture, la pâte à papier et la logistique du froid, une seule coupure peut coûter de plusieurs dizaines de milliers à plus d'un million de dollars. La solution traditionnelle est le groupe électrogène diesel, mais il souffre de trois problèmes : le délai de démarrage (incapable de protéger les charges sensibles), le coût élevé du carburant et une maintenance lourde. L'architecture hybride « stockage + diesel » devient la nouvelle norme : la batterie assure un transfert sans coupure à la milliseconde et le soutien de courte durée, et le diesel ne démarre que pour les coupures prolongées, réduisant la consommation de carburant de plus de 60 %. Pour les distributeurs, la logique de vente des projets de secours est la plus simple — inutile d'expliquer l'arbitrage tarifaire au client, il suffit de comparer « le coût d'une grande panne » avec « le prix du système »

La co-localisation solaire + stockage est le scénario bénéficiant de la plus forte impulsion politique. Dans le cadre du mécanisme PMGD (production distribuée ≤ 9 MW), à partir de 2026, les nouveaux projets seront rémunérés à un **prix stabilisé horaire en six blocs** : le plus bas aux heures solaires de midi et le plus élevé à la pointe du soir. Cela comprime les revenus des projets photovoltaïques purs, tandis que l'ajout de batteries pour « décaler » l'énergie vers les heures à prix élevé devient un choix incontournable. Environ 3,5–3,9 GW de PMGD sont en exploitation, et chaque centrale est un candidat potentiel au retrofit de stockage. Sur l'architecture de couplage, le couplage DC (batterie côté DC de l'onduleur solaire) convient aux constructions neuves avec une perte de rendement minimale, tandis que le couplage AC (batterie avec son propre onduleur) est idéal pour le retrofit des centrales PMGD en exploitation sans toucher à la structure électrique existante — les usines chinoises proposent généralement les deux, et le distributeur doit choisir selon que le client dispose d'une centrale en exploitation ou d'un projet neuf.

1.4 Profils de clients

Les acheteurs de stockage C&I au Chili se répartissent clairement en quatre groupes. **Les compagnies minières** sont les clients à la plus forte capacité de paiement et à la plus grande échelle unitaire : Codelco, BHP, SQM et d'autres font face non seulement à la pression ESG et de décarbonation, mais à de réels besoins de fiabilité électrique — le projet hybride Estepa d'Atlas Renewable Energy (215 MW de solaire + doubles systèmes de stockage, 510 millions USD de financement) repose précisément sur des PPA de long terme avec Codelco et Colbún. L'accord BHP–Sungrow de 960 MWh marque le passage du « stockage auto-construit par les mineurs » du concept à l'approvisionnement à grande échelle.

L'industrie manufacturière et la logistique/entreposage forment l'épine dorsale du marché central : agroalimentaire, papier, métallurgie — des entreprises aux charges stables et à forte consommation qui acceptent volontiers les durées de retour typiques du stockage d'écêtement (4–6 ans). **Les centres commerciaux et l'immobilier commercial** concentrent leur charge aux heures d'ouverture du soir, naturellement décalées par rapport à la production photovoltaïque — un scénario idéal pour l'intégration solaire + stockage. **Les PME et les utilisateurs agricoles** sont individuellement petits mais extrêmement nombreux ; leurs points de douleur sont l'absence de capacité d'évaluation technique et l'accès au financement — exactement l'espace où les distributeurs peuvent entrer avec un modèle « produit standardisé + contrat de services énergétiques (ESA) » : le client paie sur ses économies de facture, sans investissement initial.

Pour les distributeurs et les bureaux d'ingénierie, le profil du client détermine la **sélection du produit** : les clients miniers ont besoin d'une protection anticorrosion IP65/C5, d'une tolérance aux hautes températures et de systèmes de longue durée de 5 heures et plus ; les clients d'écêtement de la zone

centrale privilégient les cabinets haute puissance de 2 heures et les algorithmes de prédiction de la demande dans l'EMS ; les clients de secours du sud ont besoin de capacités de transfert en îlot et de redémarrage en noir (black start). La capacité à proposer des solutions sur mesure pour ces demandes différenciées est précisément ce qui distingue une « usine clé en main » d'un simple vendeur d'équipements.

Chapitre 2. Cadre politique et réglementaire

2.1 Réforme du marché de l'électricité et positionnement du stockage

Le Chili a bâti en trois ans le cadre politique de stockage le plus complet d'Amérique latine. **La loi 21.505 (novembre 2022)** en est la pierre angulaire : elle a introduit dans la Loi générale des services électriques les définitions juridiques des systèmes de stockage d'énergie (SAE) et des centrales renouvelables avec capacité de stockage (CRCA), permettant au stockage de participer en tant qu'acteur indépendant au marché de l'énergie et au marché de capacité avec sa propre rémunération, et permettant aux projets de stockage autonomes de solliciter des concessions sur les terres publiques.

Le décret DS 70/2023, en vigueur depuis 2024, a modifié les règles de paiement de capacité (DS 62) et a fourni pour la première fois une méthodologie explicite de reconnaissance de capacité pour le stockage autonome : des coefficients de reconnaissance étagés selon la durée de décharge soutenable — un système de 4 heures obtient environ 95 % de reconnaissance de capacité, et un système de 5 heures ou plus obtient 100 %. Le tableau s'applique pendant 10 ans à compter de sa publication et couvre les projets existants comme les nouveaux. Ce mécanisme a directement changé l'économie de conception des projets : les estimations du secteur montrent qu'un système de 5 heures peut générer un revenu de capacité de 45 000–55 000 USD/MW·an ; combiné à l'arbitrage, le

TRI du projet atteint 14–18 % (sur la base d'un PPA de 15 ans), ce qui concorde avec les recherches indépendantes d'institutions telles qu'EDF Power Solutions (~16 %).

L'appel d'offres d'approvisionnement 2026/01 est le signal le plus récent de l'ouverture complète de la politique au stockage. Les bases approuvées par la CNE en juin 2026 établissent : un total de **2 835 GWh/an** (en deux blocs de contrats de 15 ans, avec début de fourniture en 2029 et 2030 respectivement), l'exclusion explicite du charbon, du coke de pétrole et du diesel comme combustibles de soutien, et la **reconnaissance explicite des systèmes de stockage (en exploitation ou en construction) comme actifs de garantie de conformité valides**. L'appel d'offres introduit également trois blocs horaires (A : nuit, B : journée 08 h 00–17 h 59, C : pointe du soir 18 h 00–22 h 59), avec environ 700 GWh dans le bloc C — une structure taillée sur mesure pour le « solaire + stockage ». Le dépôt des offres clôt en décembre 2026 et l'adjudication est prévue pour janvier 2027.

2.2 Dividendes politiques pour le stockage distribué C&I

Au niveau distribué, l'évolution réglementaire est tout aussi intense.

L'amendement du décret DS 88 (mécanisme PMGD) est l'élément le plus critique : il permet aux centrales photovoltaïques PMGD en exploitation d'ajouter des batteries et de se convertir en centrales hybrides, et permet au stockage de se charger en utilisant la « marge de capacité du réseau ». L'Association des producteurs indépendants (GIE) a déclaré publiquement que l'hybridation des PMGD « peut être l'un des moyens les plus efficaces d'accroître la flexibilité du système », en décalant la production vers les heures de forte valeur sans investissement majeur dans le réseau ; si les conditions sont réunies, la contribution systémique des PMGD + stockage jusqu'en 2034 pourrait dépasser 4 milliards USD. Il convient de noter que la réforme introduit simultanément le

prix horaire en six blocs, et que la protection de parité des projets existants ne court que jusqu'en juillet 2034 — **le retrofit peut déclencher une refonte tarifaire, et chaque projet doit être évalué individuellement.**

L'amendement du décret DS 125 se concentre sur la modernisation de la répartition économique : règles de dispatch coordonné pour le stockage, compensation des écarts fondée sur le coût d'opportunité, et voies de participation du stockage aux services de stabilité du réseau. Les deux projets de décrets ont été soumis au Contrôleur général (Contraloría) fin 2025 et retirés pour révision par le nouveau gouvernement en mars 2026 ; le secteur s'attend généralement à une approbation au second semestre 2026. L'implication pour les acteurs du C&I est très directe : **l'identité réglementaire du stockage distribué est sur le point d'être pleinement établie, et les premiers entrants capteront la première vague d'avantages à l'entrée en vigueur des règles.** Côté utilisateurs, le Chili a abaissé le seuil de « client libre » (clients pouvant contourner le distributeur et négocier directement leurs achats d'électricité) de 500 kW à **300 kW**, et le secteur pousse pour l'abaisser encore à 200 kW, voire 100 kW. Chaque abaissement de seuil fait entrer une nouvelle cohorte de clients commerciaux et industriels directement exposés au marché de l'électricité — exactement les acheteurs naturels du stockage C&I.

2.3 Brève note sur les références techniques

Ce rapport ne détaille pas les processus de certification, mais signale deux références techniques : au niveau des cellules et des systèmes de batteries, **IEC 62619** (sécurité des batteries lithium industrielles) et **IEC 62109** (sécurité des convertisseurs photovoltaïques/stockage) constituent les références normatives internationalement reconnues sur le marché chilien ; les déclarations SEC au niveau projet et les exigences techniques de raccordement doivent être vérifiées au cas par cas avec des conseils locaux spécialisés. Pour le partenaire local,

l'essentiel est de définir **la propriété de la responsabilité de certification** dans l'accord de coopération : l'usine chinoise fournit l'ensemble complet des rapports d'essais de type et de la documentation technique, tandis que le partenaire local gère les déclarations au Chili — cette répartition doit être fixée par écrit lors des négociations.

Chapitre 3. Modèles d'affaires et analyse des revenus

3.1 Le modèle de revenus du stockage C&I

Les revenus du stockage C&I au Chili s'empilent en une structure à quatre couches. **Première couche : l'arbitrage spot.** Des écarts moyens pointe-creux de 85–105 USD/MWh aux nœuds du nord signifient qu'un système de 1 MWh réalisant un cycle quotidien complet capture environ 85–105 USD de marge brute (avant pertes de rendement et dégradation de la batterie). À noter qu'avec la croissance rapide de la capacité de stockage, les écarts tendent à converger à long terme — Ember estime que 1 GW/4h de stockage supplémentaire réduit l'écêtement d'environ 1 300 GWh — la modélisation des projets doit donc utiliser prudemment une courbe d'écarts décroissante.

Deuxième couche : la réduction de la charge de puissance. C'est le revenu d'ancrage des projets raccordés au réseau en zone centrale : contrairement à la nature volatile de l'arbitrage spot, chaque dollar de réduction de la charge de puissance apparaît directement sur la facture mensuelle du client — vérifiable, contractuel et finançable. Comme indiqué, les charges de puissance représentent 30 % à 70 % des factures industrielles chiliennes, et écrêter 200 kW de pointe correspond à une économie certaine de 2 à 4 millions de pesos par mois. Les algorithmes de prédiction de la demande et de limitation de puissance en temps réel de l'EMS de stockage sont la clé technique de ce revenu — lors

de l'évaluation des usines chinoises, la présence dans leur EMS d'une bibliothèque de stratégies de gestion de la demande adaptée au régime tarifaire chilien doit être un critère impératif.

Troisième couche : les paiements de capacité. Dans le cadre du DS 70, un système de 4 heures obtient environ 95 % et un système de 5 heures 100 % de reconnaissance de capacité. Un projet C&I participant au marché de capacité par agrégation ou par enregistrement direct peut générer un revenu stable de 45 000–55 000 USD/MW·an. Le mécanisme sert actuellement principalement le stockage utility-scale, et les voies de participation des petits projets C&I sont encore en construction, mais cette « valeur d'option » doit être conservée dans les modèles de projet.

Quatrième couche : les services auxiliaires et la réponse à la demande. Le marché chilien des services auxiliaires (réglage de fréquence, réserves) en est encore au stade de pilotes de petite taille, et un marché formel de réponse à la demande est en cours de conception institutionnelle. Mais la direction est claire : Ember recommande que le Chili crée un marché formel de réponse à la demande dans un délai de 2 à 4 ans et le déploie à grande échelle dans les 5 ans. Dans les quartiers commerciaux de Santiago, des plateformes de centrales électriques virtuelles (VPP) agrègent déjà des ressources distribuées pour négocier aux heures de pointe, avec des primes de prix de pointe allant jusqu'à 22 %. Pour les distributeurs, choisir des équipements chinois dotés de protocoles compatibles VPP (Modbus TCP, IEC 61850, API ouverte) revient à réserver au client sa passerelle vers les revenus futurs.

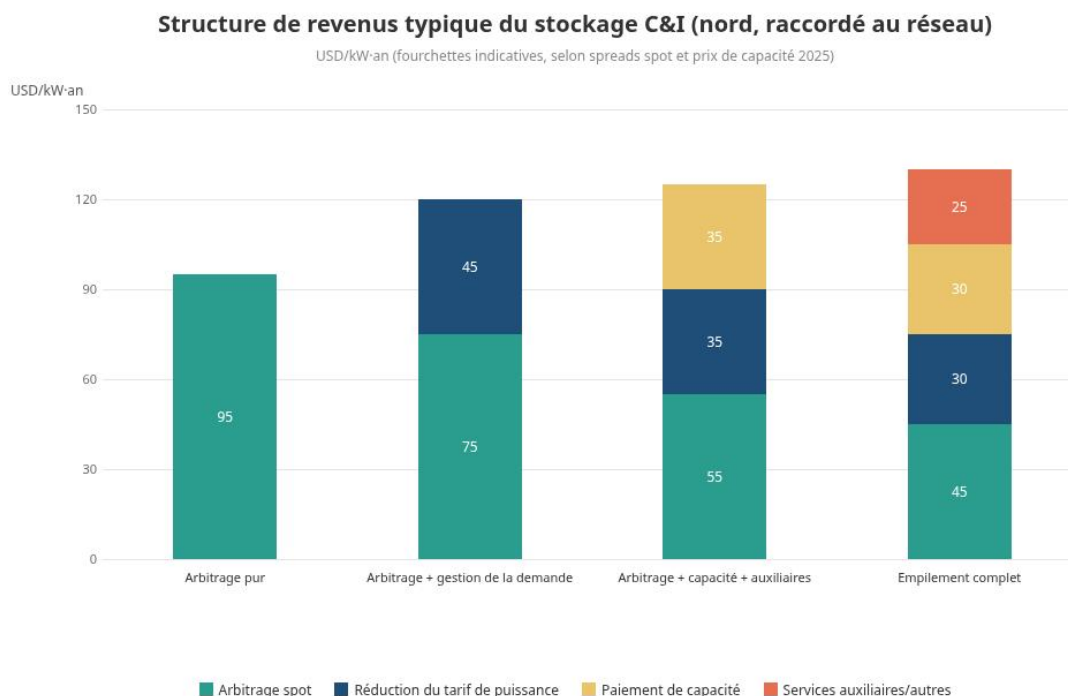


Figure 2 : Structure de revenus typique du stockage C&I

3.2 Économie des projets

Le changement historique côté coûts est le moteur fondamental de ce décollage du C&I. L'enquête 2025 de BloombergNEF sur les prix des batteries lithium-ion montre : le prix moyen mondial des packs de batteries est tombé à **108 USD/kWh** (-8 % sur un an), tandis que les packs pour stockage stationnaire ont plongé de 45 % à **70 USD/kWh**, devenant pour la première fois la catégorie la moins chère toutes applications confondues ; la moyenne chinoise n'est que de 84 USD/kWh, soit 44 % de moins que l'Amérique du Nord et 56 % de moins que l'Europe. Au niveau système, l'enquête de BNEF sur les coûts des systèmes de stockage (596 échantillons) montre que le système chinois clé en main de 4 heures revient en moyenne à **73 USD/kWh**, contre 177 USD/kWh en Europe et 219 USD/kWh aux États-Unis — **à spécification égale, la solution chinoise coûte environ un tiers des marques occidentales**. L'estimation indépendante d'Ember (hors marchés américain et chinois) situe le CAPEX tout compris des

projets de 4 heures et plus à environ 125 USD/kWh : environ 75 USD/kWh d'équipement de base expédié depuis la Chine (cabinets + PCS + EMS) et environ 50 USD/kWh d'installation locale et de raccordement.

Sur le terrain au Chili, les données du secteur situent le coût local de livraison intégrée du stockage C&I à **160–185 USD/kWh** (équipement, logistique, installation, mise en service et marges raisonnables compris), nettement au-dessus du prix usine chinois — cet écart est précisément l'espace de profit de chaque maillon de la chaîne de valeur, et la monnaie de négociation du partenaire local avec l'usine chinoise. Côté revenus, en prenant l'exemple d'un BESS minier de 5 heures dans le nord : arbitrage 95 000–125 000 USD + capacité 45 000–55 000 USD + substitution du diesel 20 000–35 000 USD, soit un revenu annuel total de 160 000–215 000 USD/MW, correspondant à un TRI de 14–18 % ; l'ajout de crédits carbone (mécanisme de l'article 6.2) peut le porter à 16–22 %. Les projets d'écêtement de la zone centrale (systèmes de 2 heures) se remboursent typiquement en 4–6 ans, et la durée continue de se raccourcir avec les hausses tarifaires.

Pour rendre le calcul plus concret, voici des estimations simplifiées pour deux scénarios typiques (modèles indicatifs, utiles pour les premières conversations avec les clients) :

Scénario	Écêtement industriel en zone centrale	Micro-réseau minier du nord
Taille du système	500 kW / 1 MWh (2h)	2 MW / 10 MWh (5h)
Coût de livraison local	~170 000–185 000 USD (160–185 USD/kWh)	~1,6–1,85 million USD

Scénario	Écrêtement industriel en zone centrale	Micro-réseau minier du nord
Revenu principal	Réduction de la charge de puissance + écart pointe-creux	Arbitrage spot + paiement de capacité + substitution diesel
Revenu annuel (indicatif)	35 000–50 000 USD	320 000–430 000 USD
Retour simple	~4–5 ans	~4,5–6 ans
TRI sur le cycle de vie	10–15 %	14–18 % (16–22 % avec crédits carbone)

Sur le financement, le marché chilien a consolidé trois voies principales : **l'achat direct d'équipement** (autofinancement du client ou prêt bancaire, adapté aux grands clients comme les mines) ; **le crédit-bail financier** (les banques locales et les bailleurs multinationaux ont ouvert des lignes pour équipements verts) ; **les contrats de services énergétiques (ESA)** (un tiers investit et détient l'actif, le client paie sur ses économies de facture sans investissement initial — la meilleure adéquation pour les PME et le modèle qui lie le distributeur à des revenus de long terme). Les usines chinoises clé en main peuvent généralement co-concevoir le schéma ESA avec le partenaire local, en échangeant l'avantage prix des équipements contre des contrats de service plus longs. Une mise en garde : le modèle ESA exige du distributeur une plus grande occupation de capital et une capacité de gestion du crédit ; il est conseillé de ne le déployer à l'échelle qu'après avoir réalisé 2–3 projets de vente directe et bâti une crédibilité de service local.

3.3 Répartition des profits le long de la chaîne de valeur

En prenant l'exemple d'un système C&I de 1 MWh livré à un client final au Chili, la chaîne de valeur typique se présente comme suit (modèle indicatif, variable selon l'échelle, les conditions et la négociation) : prix usine chinoise ~95 000 USD ; fret maritime et assurance ~17 000 USD (manutention de marchandises dangereuses comprise) ; marge de l'importateur chilien ~28 000 USD ; installation EPC locale et raccordement ~40 000 USD ; taxes et autres ~22 000 USD — prix final livré ~202 000 USD (soit environ 200 USD/kWh).

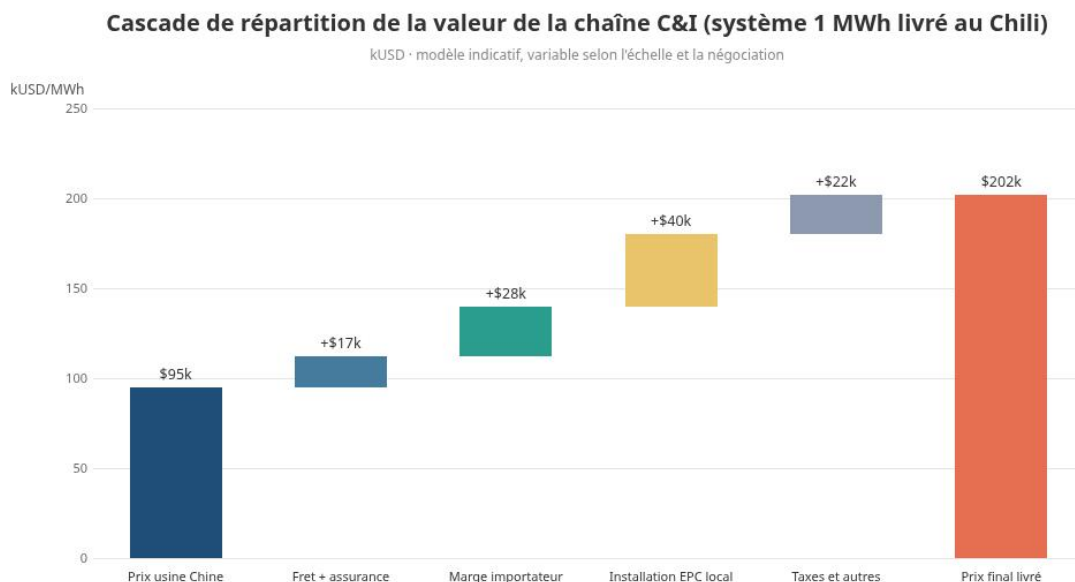


Figure 4 : Cascade de répartition de la valeur de la chaîne d'approvisionnement

Cette structure révèle deux faits clés. Premièrement, **l'équipement lui-même représente moins de la moitié du prix final** ; le reste de la valeur se répartit entre la logistique, le commerce, l'ingénierie et les services — exactement l'espace de vie des partenaires locaux, et la raison pour laquelle le modèle de coopération « vendre juste des batteries » ne va pas loin. Deuxièmement, **dans**

le modèle clé en main, plus l'usine chinoise couvre de maillons, plus le partenaire local cède de marge — mais moins il porte de risques (techniques, de livraison, d'exécution de la garantie). Pour un distributeur nouveau sur le marché, laisser l'usine gérer la conception, l'intégration, la logistique et la mise en service tout en se concentrant sur les clients et les encaissements est un arbitrage rationnel entre marge et certitude ; à mesure que l'équipe mûrit, elle peut migrer vers le modèle « fourniture d'équipements + installation propre » et récupérer la marge d'ingénierie. Ce chemin d'évolution est développé en détail au chapitre 5.

Chapitre 4. Paysage concurrentiel

4.1 Les acteurs internationaux au Chili

Le marché chilien du stockage utility-scale a rassemblé un groupe de géants internationaux, mais leur champ de bataille ne recoupe pratiquement pas le C&I. **Engie Chile** est l'acteur le plus offensif : au premier semestre 2026, il a mis sous tension simultanément 1,1 GW de projets renouvelables + stockage, dont le BESS autonome de 116 MW/660 MWh de Tocopilla (reconversion d'un ancien site de centrale à charbon, avec 240 conteneurs de batteries et 30 unités PCS) et une série de projets BESS tels que Los Loros (46 MW), Arica (30 MW), Kallpa (57 MW, adossé à l'éolien) et Lile (140 MW). **Atlas Renewable Energy** a mis en service en avril 2025 ce qu'elle a présenté comme le premier projet de stockage autonome de grande taille d'Amérique latine, BESS del Desierto (200 MW/800 MWh, 4 heures, avec un PPA de 15 ans avec COPEC-EMOAC), et son projet hybride Estepa a obtenu 510 millions USD de financement. **Wärtsilä** s'est associé à Colbún dès 2023 sur les premiers projets solaire + stockage du Chili, réputé pour sa plateforme de gestion de l'énergie GEMS. **Zelesra**,

ContourGlobal, Grenergy et d'autres IPP font également avancer des projets de grande taille.

La signification de ces cas pour les acteurs du C&I est **à titre de référence uniquement, rien de plus** : les routes technologiques des géants internationaux (4–6 heures, grid-forming, reconversion de sites charbon) définissent le filigrane technologique du marché chilien, mais leur structure de coûts et leur modèle d'affaires leur rendent impossible de descendre sur le marché commercial et industriel de 100 kW à 5 MW. Le client C&I a besoin de produits cabinets standardisés, de livraison rapide et de service de proximité — ce n'est pas le métier des Engie de ce monde.

4.2 État actuel de l'offre d'équipements chinois

Les marques chinoises dominent en fait déjà l'approvisionnement en équipements de stockage du Chili : Trina Storage a fourni les systèmes Elementa 2 de 320 MW/932 MWh (grid-forming, optimisés pour l'environnement extrême d'Atacama) du projet Copiapó d'Atlas, expédiant 1,2 GWh en Amérique latine en 2025 et signant plus de 2,5 GWh en 2026 ; Sungrow a remporté la commande minière de 960 MWh de BHP ; les cellules et systèmes CATL et BYD apparaissent largement dans les projets de grande taille. Sur le classement de bancabilité de BNEF, Tesla et Sungrow partagent les deux premières places parmi les fournisseurs mondiaux de technologies de stockage.

Mais il faut le voir clairement : **ces marques se concentrent presque entièrement sur les projets utility-scale au Chili**. Leurs équipes de vente directe servent de grands clients comme Engie, Atlas et BHP ; elles n'ont ni canaux ni intérêt pour les commandes C&I de 500 kWh à 5 MWh. Cela crée un vide structurel — les clients C&I veulent acheter des équipements chinois au bon rapport qualité-prix, mais ne trouvent pas de fournisseur offrant en un seul

package la conception de solution, l'intégration et la mise en service, le fret maritime et la supervision de l'installation. **Ce vide est précisément l'espace de coopération entre les distributeurs locaux et les intégrateurs chinois de second rang (mais tout aussi capables de clé en main)** : le marché de longue traîne que les marques leaders ne peuvent pas servir est récolté par la combinaison « canal local + usine chinoise ».

4.3 L'écosystème local des EPC et distributeurs au Chili

L'écosystème chilien local de l'ingénierie renouvelable s'articule autour des EPC photovoltaïques : des centaines d'installateurs petits et moyens ont accumulé des capacités de déclaration de raccordement, de construction électrique et de développement de clients sur les marchés Net Billing et PMGD, mais **manquent généralement de gammes de produits de stockage et de technologie d'intégration système**. Leurs points de douleur d'approvisionnement sont très convergents : les marques occidentales (Tesla Powerpack/Megapack, Fluence, Wärtsilä) sont chères (prix système moyens de 177–219 USD/kWh), avec de longs délais, des quantités minimales de commande élevées et pratiquement aucune personnalisation ; tandis que l'achat direct auprès d'usines chinoises se heurte à trois obstacles — l'absence de capacité de conception, la complexité de la logistique des marchandises dangereuses et un service après-vente non garanti.

Autrement dit, l'écosystème local ne manque ni de clients ni de capacité de construction ; il lui manque **un pont** — capable de livrer les produits et la capacité technique de l'usine chinoise sur le terrain chilien sous une forme acceptable pour les clients locaux. Celui qui construira ce pont le premier occupera les hauteurs dominantes du canal dans l'océan bleu du C&I. Le chapitre 5 fournit le plan de construction complet de ce pont.

Chapitre 5. Guide de coopération avec les usines chinoises (chapitre central)

5.1 Portrait de l'usine chinoise : qu'est-ce qu'une véritable « capacité d'ingénierie clé en main »

Des centaines d'entreprises chinoises sur le marché chilien se qualifient de « fournisseurs de stockage », mais les usines dotées d'une véritable capacité clé en main ont des frontières de compétences claires. Les partenaires locaux doivent redéfinir le fournisseur selon les cinq dimensions suivantes :

Capacité de conception de solutions. Une véritable usine clé en main peut personnaliser les conceptions à partir des conditions d'entrée chiliennes : conditions de réseau (niveaux de tension des nœuds du SEN, puissance de court-circuit, normes techniques de raccordement), environnement climatique (températures diurnes de 40 °C et plus dans le désert d'Atacama avec de fortes amplitudes journalières, corrosion par brouillard salin sur le littoral, humidité et pluies élevées dans le sud) et courbes de charge des clients (simulation de stratégie d'écrêtement fondée sur les données de charge au pas de 15 minutes). La méthode de test est directe : envoyez à l'usine les données de charge d'un client cible réel et voyez si elle renvoie en une semaine une proposition conceptuelle complète avec **schéma unifilaire, configuration du système, simulation de stratégie de charge/décharge et estimation de revenus**. Celle qui ne renvoie qu'un catalogue de produits n'est pas une usine clé en main.

Capacité de fourniture de produits. La configuration standard doit couvrir : racks de batteries LFP (grandes cellules de 300 Ah et plus — selon BNEF, les systèmes côté DC avec des cellules de plus de 300 Ah coûtent 50 % de moins que ceux à petites cellules), système de gestion de batterie (BMS), système de

conversion de puissance (PCS), système de gestion de l'énergie (EMS) et intégration en conteneur ou en cabinet. La forme de produit dominante est le cabinet standard de 20 pieds de 3 MWh/5 MWh (selon BNEF, les cabinets DC de plus de 4 MWh sont 39 % moins chers que les configurations de 2–4 MWh), avec une capacité de personnalisation non standard : systèmes longue durée de 5–6 heures pour les micro-réseaux miniers, adaptation à des tensions/fréquences spéciales (certains réseaux miniers chiliens fonctionnent à 50 Hz ou à des niveaux de moyenne tension particuliers) et protection anticorrosion C5 avec indice IP65.

Capacité d'intégration et de mise en service. La différence essentielle entre le clé en main et la « vente de cabinets » réside dans l'état à la sortie d'usine : une usine qualifiée doit achever avant expédition **l'intégration complète du système, les essais complets de charge/décharge et la mise en service de la communication tripartite BMS-PCS-EMS**, et fournir un support de mise en service à distance ou sur site après l'arrivée. Cela détermine le calendrier de raccordement du projet au Chili — un système bien intégré se met en service sur site en 1 à 2 semaines ; sinon, cela peut s'éterniser pendant des mois.

Capacité de livraison par fret maritime. Les batteries lithium sont des marchandises dangereuses de classe 9 : le fret maritime exige le résumé d'essai UN38.3, la fiche de données de sécurité (MSDS), la déclaration de marchandises dangereuses et un emballage spécialisé. Les usines expérimentées en Amérique latine connaissent les opérations des routes depuis les grands ports chinois (Shanghai/Shenzhen/Ningbo) vers San Antonio/Valparaíso, avec un transit maritime d'environ 30 à 35 jours, et peuvent proposer des conditions FOB/CIF/DAP flexibles ; certaines peuvent assister sur la documentation douanière chilienne.

Support d'installation locale. Les usines clé en main leaders peuvent fournir des manuels d'installation et une supervision vidéo à distance, et pour les projets majeurs dépêcher des ingénieurs de terrain (généralement avec les frais de déplacement à la charge du client) ; certaines ont déjà bâti des réseaux d'équipes d'installation partenaires en Amérique latine. Les négociations doivent clarifier : la première commande doit garantir la présence d'ingénieurs de l'usine sur site, et les projets suivants transitent vers « équipe locale en tête + support de l'usine à distance ».

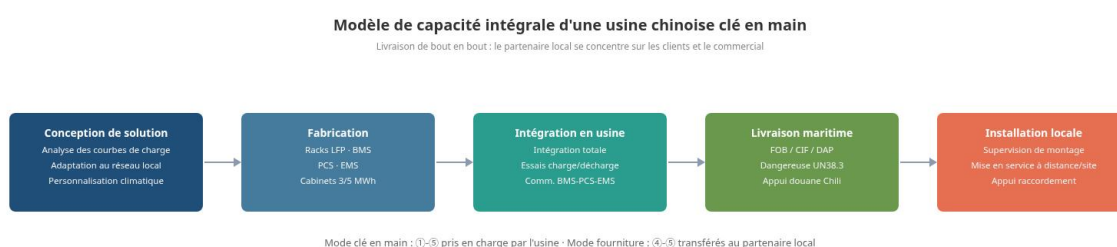


Figure 6 : Modèle de capacité intégrale d'une usine chinoise clé en main

5.2 Pourquoi s'associer à une usine chinoise clé en main

L'avantage de coût est la première raison, et elle est quantifiable : les données de BNEF montrent que les systèmes chinois clé en main reviennent en moyenne à 73 USD/kWh, contre 177 en Europe et 219 aux États-Unis. Même après ajout du fret, des droits de douane (le traitement tarifaire des systèmes de stockage dans le cadre de l'ALE Chine-Chili doit être confirmé ligne par ligne par code SH) et de l'installation locale, le coût livré de la solution chinoise est typiquement **30 % à 45 %** inférieur à celui des marques occidentales. Pour des clients C&I sensibles aux prix, cela détermine directement la viabilité du projet — la différence entre un projet à TRI de 8 % et un autre à 15 % tient souvent simplement à l'origine de l'équipement.

La vitesse de réponse est la deuxième raison. La surcapacité de l'industrie chinoise du stockage (en 2025, la Chine a produit environ 557 GWh de cellules

de stockage, soit plus du double des installations mondiales) signifie un marché d'acheteurs : de la confirmation de la solution à la sortie d'usine d'un cabinet standard, il faut généralement **6 à 8 semaines**, et avec le fret maritime, l'équipement arrive en 3 mois ; les marques occidentales livrent des commandes équivalentes en **16 à 24 semaines**. Pour les projets C&I qui doivent saisir des fenêtres de politique tarifaire (comme le basculement du prix horaire PMGD) ou des calendriers de production des clients, un écart de délai de 10 semaines fait la différence entre gagner et perdre l'affaire.

La capacité de personnalisation est la troisième raison. Adaptation aux environnements extrêmes pour les micro-réseaux miniers, configurations électriques spéciales, contrôle hybride avec le diesel/photovoltaïque existant — face à de telles demandes non standard, les produits occidentaux standardisés déclinent ou affichent des prix prohibitifs, tandis que les intégrateurs chinois de second rang acceptent généralement une personnalisation profonde pour remporter la commande. Dans un contexte de surcapacité, les usines chinoises traitent chaque commande C&I à l'export comme un client stratégique.

Le service intégral est la quatrième raison, et la valeur la plus pratique pour les partenaires locaux : le distributeur n'a qu'à se concentrer sur **les relations clients, le travail commercial local, les encaissements et le service après-vente de base** ; la conception, les produits, l'intégration, la logistique et la mise en service incombent à l'usine. Une équipe de distributeur de 5 personnes, adossée au back-end d'une usine clé en main, peut livrer des projets qui exigeaient auparavant une équipe technique de 20 personnes.

5.3 Choisir le modèle de coopération

Quatre modèles de coopération dominants couvrent les acteurs locaux dotés de dotations en ressources différentes :

Modèle	Idéal pour	Responsabilité de l'usine chinoise	Responsabilité du partenaire local	Profits et risques
EPC clé en main	Distributeur ayant des clients mais sans capacité technique	Solution + produits + intégration + fret + supervision de l'installation	Relations clients + travail commercial local + encaissements	L'usine prend la part du lion (marge brute du partenaire ~8–15 %), faible risque pour le partenaire
Fourniture d'équipements + support à distance	EPC disposant d'une capacité d'installation	Produits + intégration en usine + mise en service à distance	Transport local + installation + raccordement + après-vente	Marge du partenaire 20–35 %, mais porte le risque d'installation et de raccordement
OEM / marque blanche	Distributeur souhaitant sa propre marque	Fabrication sous contrat + emballage neutre + documentation technique	Marque + certification + marketing + après-vente	La prime de marque revient au partenaire (marge 25–40 %), l'usine gagne la marge de fabrication
Soumission conjointe	Bureau d'ingénierie disposant de ressources	Solution technique + équipements + devis clé en main	Relations locales + appel d'offres + garanties d'exécution	Partage des profits selon accord, risques partagés

Modèle	Idéal pour	Responsabilité de	Responsabilité du	Profits et
	clients	l'usine chinoise	partenaire local	risques

Le point de départ logique du choix de modèle est une **évaluation honnête de votre ressource clé** : ceux qui n'ont que des relations clients entrent par l'EPC clé en main et construisent leur capacité à risque minimal ; les EPC disposant déjà d'une expérience d'installation électrique et de raccordement vont directement à la fourniture d'équipements et conservent la marge d'ingénierie ; ceux qui ont des canaux, du capital et une ambition de marque peuvent bâtir un actif de marque régionale avec l'OEM en 2–3 ans ; les bureaux d'ingénierie détenant des comptes miniers ou grands commerciaux peuvent utiliser la soumission conjointe pour faire levier sur les références et la capacité de l'usine vers des projets bien au-delà de leur propre échelle.

En pratique, la plupart des parcours réussis sont une **évolution combinée** : première année EPC clé en main (apprendre), deuxième année fourniture d'équipements (gagner), troisième année ajout de l'OEM (bâtir la marque). Lors de la négociation avec l'usine chinoise, le chemin de montée en gamme du modèle doit être inscrit dans l'accord-cadre — par exemple, convenir qu'atteindre un certain volume d'achat annuel débloque automatiquement de meilleures conditions OEM.

Arbre de décision : comment choisir le modèle de coopération



Figure 5 : Arbre de décision des modèles de coopération

5.4 Checklist pratique pour sélectionner et évaluer les usines chinoises

La diligence raisonnable sur les usines candidates doit couvrir six dimensions, chacune avec des preuves documentaires :

Capacité technique : exiger le schéma unifilaire (SLD) de la solution cible, la nomenclature (BOM), le rapport de simulation thermique et les courbes de rendement de charge/décharge. Une usine capable de livrer ces documents dispose d'un système de R&D globalement complet ; celle qui ne peut offrir qu'une brochure est éliminée d'emblée.

Expérience de projets : exiger des cas de projets C&I à l'étranger (de préférence en Amérique latine ou sur des marchés aux conditions de réseau équivalentes) — photos de projets, rapports de mise en service et contacts clients (pour vérification indépendante). Méfiez-vous des fournisseurs qui déguisent de grands projets utility-scale en expérience C&I : la logique d'ingénierie des deux est totalement différente.

Conditions de garantie : la garantie des cellules/du système de batteries doit être **≥5 ans** (les usines leaders peuvent déjà offrir 10 ans), la garantie du système global de 2 à 5 ans, avec un engagement écrit sur la durée de fourniture des pièces de rechange (pièces clés disponibles pendant 10 ans). La garantie doit préciser l'engagement de rétention de capacité (par ex. ≥80 % de SOH en fin d'année 5) et la courbe de dégradation.

Protocoles de communication : le BMS doit prendre en charge **Modbus TCP/RTU et CAN**, et au niveau EMS **IEC 61850** et une API ouverte — ce sont les passeports pour le raccordement au réseau chilien, l'intégration SCADA tierce et l'agrégation VPP future. Un système aux protocoles fermés soude la passerelle du client vers les revenus futurs.

Adaptabilité environnementale : pour le scénario Atacama, exiger **l'indice de protection IP65, le classement anticorrosion C5 et une plage de température de fonctionnement de -20 °C à +50 °C**, avec une préférence pour les systèmes à refroidissement liquide (le refroidissement par air contrôle mal l'écart de température des cellules en environnement très chaud et accélère la dégradation) ; pour le sud humide, confirmer la conception de déshumidification du cabinet et de chauffage anti-condensation.

Conditions commerciales : la MOQ de la première commande doit être maintenue à **1–2 cabinets (500 kWh–1 MWh)** à titre d'essai — une usine qui refuse les petites commandes d'essai ne vaut pas un partenariat de long terme ; privilégier les conditions de paiement T/T (30 % d'acompte + 70 % avant expédition) ou L/C à vue, les conditions de crédit ne se négociant qu'après 2–3 commandes d'essai ; exiger que l'usine dispose d'une capacité d'assurance-crédit à l'export (Sinosure) pour réduire le risque d'acompte.

5.5 Points clés de négociation

La structure de prix doit être décomposée terme par terme : EXW (départ usine) est le prix le plus bas mais l'acheteur porte tout le risque logistique ; FOB (port d'embarquement) est le choix dominant, l'usine gérant le transport intérieur et la douane d'export ; CIF San Antonio/Valparaíso inclut le fret et l'assurance ; DAP (rendu lieu de destination) fait porter le plus à l'usine mais intègre une prime de risque dans le devis. Pour un système de 1 MWh, l'écart entre EXW et DAP Santiago est typiquement de **15 % à 25 %** ; le partenaire local doit choisir selon sa capacité logistique — ceux qui ont des transitaires établis choisissent FOB, les nouveaux venus choisissent CIF/DAP.

Logistique et livraison : le transit maritime est d'environ 30 à 35 jours (grand port chinois — San Antonio) ; les batteries lithium sont déclarées comme marchandises dangereuses de classe 9, exigeant le résumé UN38.3, la MSDS et le certificat d'emballage de marchandises dangereuses ; le dédouanement chilien exige la facture, la liste de colisage, le certificat d'origine (pour le tarif préférentiel de l'ALE Chine-Chili) et les documents techniques liés à la SEC. En négociation, définir **les clauses de pénalité de retard** (par ex. 1 % de la valeur du contrat par semaine de retard) et la répartition des responsabilités pour les dommages en transit.

Installation et mise en service : clarifier si l'usine envoie des ingénieurs sur site, la durée du séjour et qui porte les coûts (généralement le voyage plus une indemnité journalière à la charge du client). Il est conseillé d'exiger un support sur site pour la première commande et de faire de « l'achèvement de la mise en service et du raccordement » un jalon de paiement dans le contrat — liant l'intérêt de l'usine au succès du projet.

Répartition de l'après-vente : trancher clairement entre responsabilité à distance et sur site — le diagnostic à distance, les mises à jour logicielles et l'optimisation des stratégies relèvent de l'usine (exiger une réponse 7j/7 et 24h/24 et une solution sous 48 heures) ; l'inspection sur site et le remplacement de matériel relèvent du partenaire local (avec formation et pièces de rechange de l'usine). Sur le stock de pièces de rechange, le partenaire local doit stocker les pièces critiques à Santiago : **modules de puissance PCS, cartes de contrôle BMS, fusibles et contacteurs** — un module PCS en panne sans pièce de rechange signifie 30 jours d'arrêt en attendant le fret maritime.

Mécanisme de sortie : le traitement des stocks en cas d'échec de la coopération (l'usine rachète-t-elle les stocks invendus ?), la récupération de l'autorisation de marque et la continuité des obligations de garantie sur les projets en cours doivent tous être convenus à l'avance dans l'accord-cadre. Le meilleur moment pour négocier le mécanisme de sortie est la lune de miel du partenariat.

5.6 Pièges courants et comment les éviter

Piège 1 : ne regarder que le prix, pas la garantie ni la réactivité de l'après-vente. Une usine qui cote 10 % moins cher mais n'offre que 3 ans de garantie cellules et une réponse après-vente en « semaines » finit par coûter plus cher sur le cycle de vie. Remède : comparer sur le LCOS (coût actualisé du stockage) plutôt que sur le prix d'achat initial — BNEF et Ember proposent tous deux des méthodologies publiques ; le LCOS des systèmes de 4 heures se situe déjà dans une fourchette de 65–78 USD/MWh.

Piège 2 : ignorer la compatibilité des protocoles de communication. Le marché comporte des « cabinets assemblés » dont le BMS et le PCS proviennent de fournisseurs différents sans intégration profonde en usine, qui

échouent à la mise en service à l'arrivée pendant que les parties se renvoient la faute. Remède : exiger le rapport d'essai d'intégration en usine (avec la liste des points de communication) et faire de la « réussite de l'essai de mise en service de la communication » une condition d'acceptation en usine.

Piège 3 : ne pas convenir des durées de fourniture des pièces de rechange.

Attendre 3 mois une pièce après une panne signifie des pertes de production pour le client C&I et une faillite réputationnelle pour le distributeur. Remède : inscrire dans le contrat la liste des pièces de rechange critiques locales, le délai de réapprovisionnement (recommandé ≤ 45 jours) et les pénalités en cas de manquement.

Piège 4 : croire les promesses de « clé en main » sans supervision

effective sur site. Certaines usines promettent un support complet pendant la vente et substituent la vidéo à distance après la signature, provoquant des retards de raccordement et des réclamations des clients. Remède : lier fermement les jours de présence des ingénieurs sur site, les jalons de mise en service et les jalons de paiement, et vérifier la performance réelle de l'usine sur la première commande avant de monter en échelle le partenariat.

Chapitre 6. Feuille de route pour les distributeurs et les bureaux d'ingénierie

6.1 Phase 1 (0–3 mois) : validation et exploration

L'objectif de cette phase est de **sélectionner une usine partenaire qualifiée au moindre coût**. Actions concrètes : via SNEC (le salon du stockage de Shanghai), Intersolar Europe, la Foire de Canton ou un contact direct via LinkedIn/sites officiels, présélectionner 5 à 8 usines chinoises dotées d'une capacité clé en

main ; appliquer la checklist de la section 5.4 dans un premier filtrage (demander le SLD, la BOM, les cas à l'étranger) pour réduire à 2–3 candidats ; puis prendre les données de charge d'un **client cible réel** (un fournisseur minier, un centre commercial, une usine agroalimentaire) et demander à chaque candidat une proposition conceptuelle — cette étape ne coûte presque rien et teste simultanément le professionnalisme de la conception, la vitesse de réponse et la compétitivité du devis. La qualité de la proposition reçue (la stratégie de charge/décharge est-elle conçue autour de la courbe de charge, l'estimation de revenus est-elle conservatrice et raisonnable, le devis est-il clairement détaillé) prédit l'avenir du partenariat bien mieux que le prix lui-même.

6.2 Phase 2 (3–6 mois) : commande pilote et rodage

Une fois l'usine principale sélectionnée (en en gardant une en réserve), signer la première commande : **1–2 cabinets standards, 500 kWh–1 MWh**, idéalement adossée à un projet client réel. Suivre de près chaque maillon — conception de la solution → production → essais en usine → fret maritime → dédouanement → installation → mise en service → raccordement — en vérifiant si les clauses négociées à la section 5.5 sont honorées : la livraison était-elle à l'heure, l'intégration en usine était-elle suffisante, le support sur site est-il arrivé, l'après-vente répond-il au standard ? Le partenaire local doit affecter 1 à 2 ingénieurs pour participer à l'ensemble du processus d'installation et de mise en service, sédimentant l'expérience de première main dans sa propre capacité technique. Sur la première commande, mieux vaut sacrifier de la marge que de risquer la livraison — c'est le projet de référence et le titre de confiance pour tous les clients suivants.

6.3 Phase 3 (6–18 mois) : construire une coopération de long terme

Une fois la commande pilote validée, la coopération entre en phase d'institutionnalisation : signer un **accord-cadre annuel** avec l'usine (tarification

étagée, volumes d'achat annuels, clauses d'exclusivité régionale — selon la performance de la commande pilote, décider de négocier ou non l'agence exclusive pour le Chili) ; établir un **entrepôt local de pièces de rechange à Santiago** (modules PCS, cartes BMS, consommables) pour comprimer la réponse après-vente de « mois » à « jours » ; former systématiquement l'équipe d'installation locale, en remplaçant progressivement les fonctions de terrain des ingénieurs chinois par des ingénieurs locaux et en gardant en interne la marge d'installation et les revenus d'après-vente. Au mois 18, un partenaire local mature doit disposer de : une capacité de conception de solutions indépendante (l'usine ne fait que réviser), une capacité autonome de livraison d'installations, et un système stable d'approvisionnement et de prix verrouillé par l'accord-cadre — à ce stade, il peut monter en gamme selon le chemin de la section 5.3 vers la fourniture d'équipements ou l'OEM.

Deux choses facilement négligées mais extrêmement précieuses appartiennent à cette phase. La première est **la capitalisation du projet de référence** : emballer le premier projet en un cas complet (manuel de projet en espagnol, rapports mensuels de données d'exploitation, vidéo de témoignage client) — c'est la passe-partout la plus puissante pour les portes des comptes miniers et grands commerciaux ; la culture d'affaires chilienne repose fortement sur les recommandations de confiance et les visites de sites, et un projet en exploitation visitable vaut mieux que cent pages de brochures. La seconde est **la productivisation des revenus de service** : emballer la supervision à distance, la maintenance annuelle et l'évaluation de l'état de santé des batteries en contrats de service annuels (typiquement 3 % à 5 % de la valeur du système par an) — ce revenu porte une marge brute bien plus élevée que la vente d'équipements et constitue le stabilisateur de profit dans un cycle de baisse des prix des équipements.

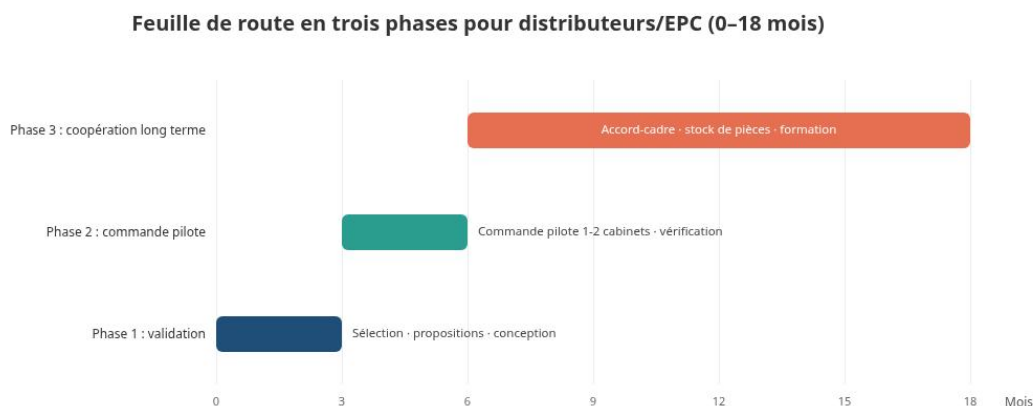


Figure 7 : Feuille de route d'action

6.4 Liste des ressources clés

Associations sectorielles : ACERA (Association chilienne des énergies renouvelables et du stockage) — la passerelle centrale vers les données de marché, la dynamique politique et les réseaux ; GIE (Association des producteurs indépendants) — la première ligne du plaidoyer politique sur les PMGD ; ACEN (association des négociants en énergie) — la dynamique des clients du marché libre. **Salons clés** : Expo Solar Chile (Santiago), Intersolar South America (São Paulo, 25–27 août 2026), la série de conférences StorageLATAM (sommet du stockage de Santiago, 27 octobre 2026). **Sources d'information gouvernementales** : CNE (Commission nationale de l'énergie — appels d'offres et décrets tarifaires), SEC (Surintendance de l'électricité et des combustibles — statistiques Net Billing et normes techniques), SEIA (Système d'évaluation environnementale — indicateur avancé du pipeline de projets).

Canaux pour atteindre les usines chinoises : le salon du stockage SNEC de Shanghai (chaque mois de juin, le plus grand salon mondial du stockage), Intersolar Europe (Munich), la Foire de Canton, et la prise de contact directe via LinkedIn et les sites des usines — pour les usines qualifiées à l'export, un e-mail

de demande en espagnol/anglais avec des informations de projet réelles obtient typiquement une réponse sous 48 heures.

Chapitre 7. Avertissements sur les risques

Risque de changement de politique : les amendements DS 88/DS 125 ont été retirés pour révision par le nouveau gouvernement en mars 2026 ; bien que le consensus du secteur tienne que l'orientation favorable au stockage ne changera pas, le calendrier comporte une incertitude ; la réforme du prix horaire PMGD peut modifier la structure de revenus des projets existants, et les règles de refonte tarifaire déclenchées par le retrofit exigent une évaluation au cas par cas.

Risque de change : la volatilité du peso chilien face au dollar américain dépasse durablement la moyenne latino-américaine ; les projets C&I gagnent en pesos et achètent les équipements en dollars — une couverture via des contrats libellés en dollars ou des instruments de couverture financière est recommandée.

Risque de fret et de dommages aux marchandises : la volatilité de l'espace de fret pour marchandises dangereuses, la congestion portuaire et les dommages en transit (les batteries lithium sont sensibles aux vibrations et à la température) doivent être couverts par l'assurance et les clauses contractuelles.

Risque d'exécution des usines chinoises : dans un contexte de surcapacité, certaines petites et moyennes usines raflent des commandes à bas prix puis livrent moins que promis, voire sortent du marché — la surcapacité est un dividende pour l'acheteur mais accélère aussi le renouvellement des fournisseurs ; choisir des usines ayant plus de 5 ans d'historique d'exploitation et des références de livraison à l'étranger est la ligne de défense de base. **Risque d'évolution des normes de raccordement** : les normes techniques de raccordement chiliennes (NTSyCS et autres) sont continuellement mises à jour, et les réglages de protection et exigences de communication des projets C&I peuvent se durcir ; la sélection des équipements doit préserver une marge de

mise à niveau logicielle. Enfin, une réitération : ce rapport ne constitue pas un conseil en investissement ; toutes les décisions de projet doivent reposer sur une diligence raisonnable indépendante et des conseils professionnels.

Annexe : tableau de bord des données clés et carte mentale

Tableau de bord des données clés du marché du stockage C&I au Chili

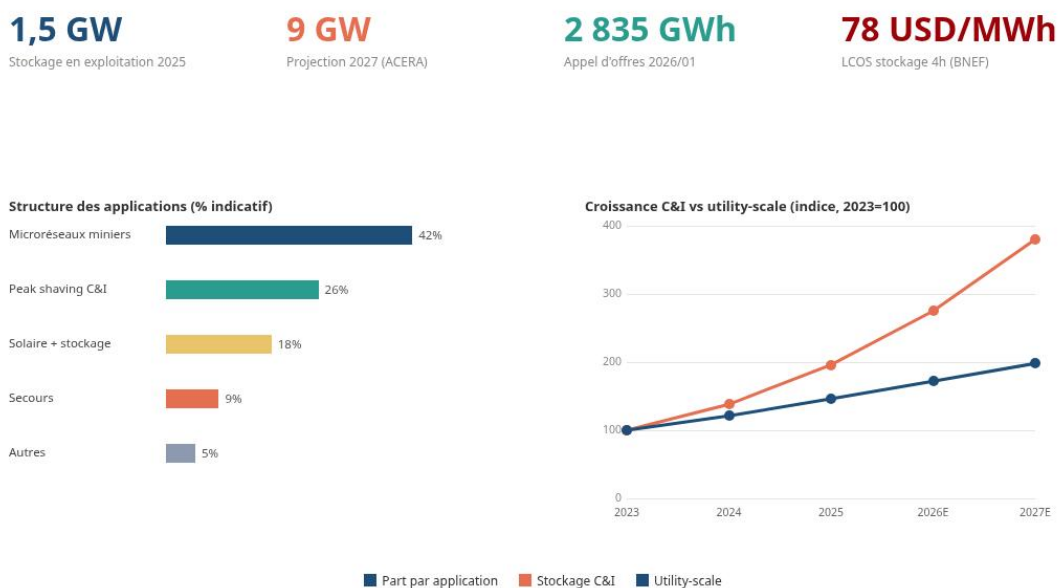


Figure 9 : Tableau de bord des données clés du marché chilien du stockage C&I

Carte thermique des spreads pointe-creux du marché spot par région (indicatif)

USD/MWh · Le nord à forte irradiation présente des spreads nettement plus larges que le centre-sud

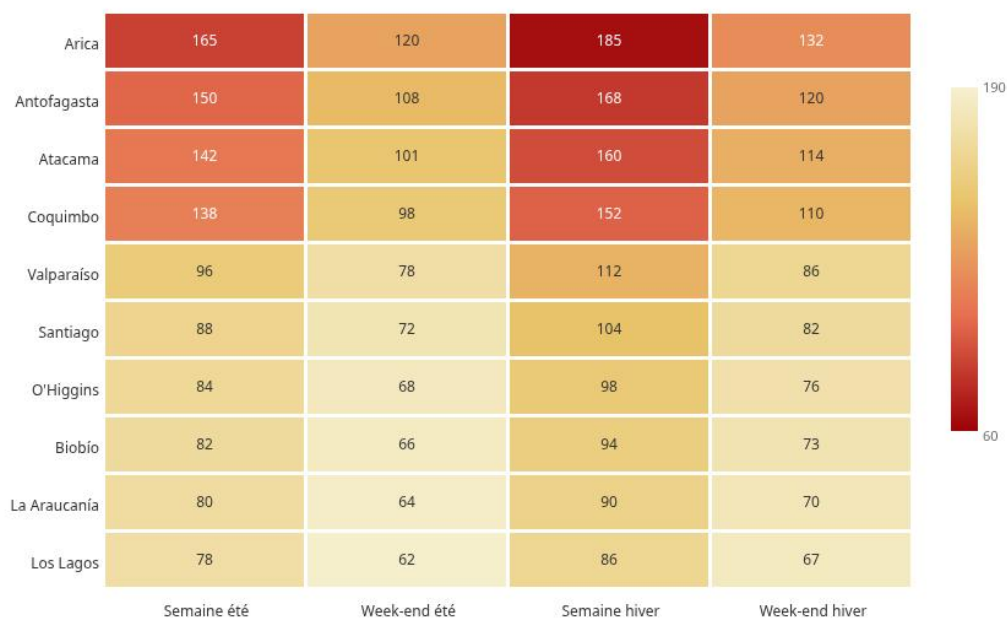


Figure 3 : Carte thermique des écarts pointe-creux régionaux au Chili



Figure 8 : Carte mentale du rapport