



UN PARTENARIAT AU SERVICE DES
COLLECTIVITÉS

GUIDE PRATIQUE — ÉDITION 2026

Acheter de l'électricité en **autoconsommation collective**

Ce que les communes et les EPCI doivent savoir avant de se lancer.

Les quatre cas d'usage à connaître, les pièges à éviter, les opportunités à saisir.

L'expertise croisée d'AEC, bureau d'études indépendant pour la transition énergétique, et de Brun Cessac, cabinet d'avocats spécialisé en droit public et droit de l'énergie.

4

cas d'usage
cartographiés

10'

de lecture
pour décideurs

2026

à jour des dernières
évolutions

Pourquoi ce sujet bouge en 2026

Avant de lancer un projet d'autoconsommation collective, une collectivité doit trancher quatre questions juridiques structurantes. Le bon enchaînement sécurise l'opération pour 15 à 20 ans. La moindre erreur de cadrage se traduit par un risque contentieux, une renégociation contractuelle, ou une opération qui ne sort jamais de terre. Ce guide identifie les quatre configurations et leurs pièges.

10 MW

Seuil dérogatoire de puissance pour les opérations portées en périmètre EPCI (arrêté du 21 février 2025).

0 €/MWh

Tarif d'accise applicable à l'électricité ACC d'origine renouvelable de moins de 1 MWc, confirmé par le Conseil d'État le 30 mars 2026.

~25 %

Économie potentielle sur la part énergie + accise pour une opération éligible. Le gain réel dépend de la configuration tarifaire et du dimensionnement.

Le calendrier réglementaire récent

14 février 2025

Loi de finances pour 2025 — article 75

Extension du tarif nul d'accise sur l'électricité aux opérations d'ACC alimentées par des installations renouvelables ≤ 1 MWc, à compter du 1er mars 2025.

21 février 2025

Arrêté modifiant le cadre technique ACC

Seuil de puissance porté à 5 MW (droit commun), avec dérogation à 10 MW pour les opérations dites "ACC-EPCI", sous conditions.

30 mars 2026

Conseil d'État — décision n°506355

Annulation du rescrit fiscal qui restreignait l'exonération d'accise aux seules opérations à connexion physique directe. L'exonération bénéficie à toutes les opérations d'ACC, y compris étendues, sous 1 MWc.

1er avril 2026

Nouveaux seuils de commande publique

Seuil de dispense de procédure relevé à 60 000 € HT pour les marchés de fournitures et services (décret du 29 décembre 2025).

1er juillet 2026

Obligations APER renforcées

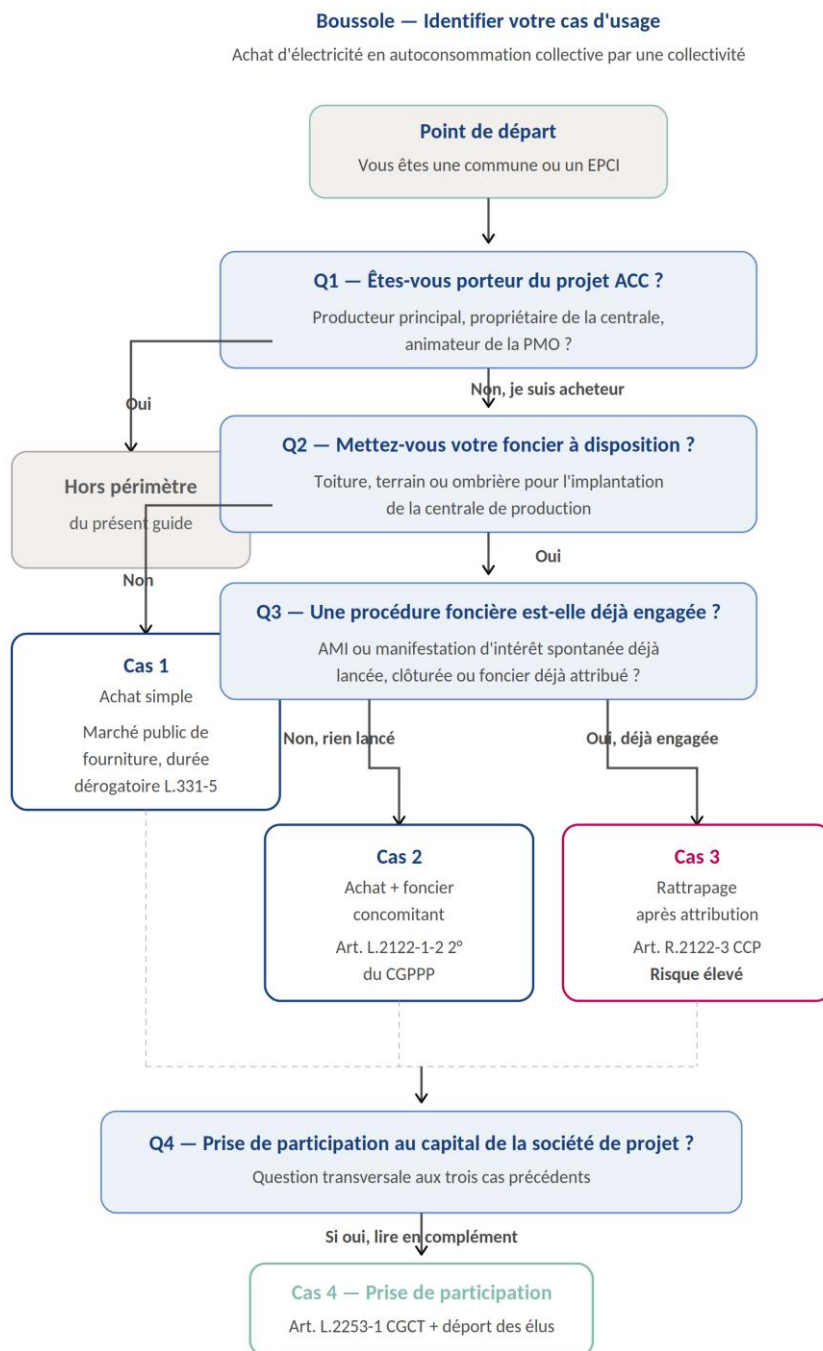
Nouvelles obligations de solarisation pesant sur les propriétaires de bâtiments tertiaires et de parkings extérieurs. Elles portent sur le patrimoine bâti, pas sur les contrats d'achat d'énergie.

À RETENIR

L'ACC est désormais un outil mature. À ne pas confondre avec la conformité APER : les obligations de solarisation pèsent sur le patrimoine bâti, pas sur les achats d'énergie. Les deux démarches peuvent se rejoindre dans le Cas 2 du guide.

Quatre cas d'usage, une seule grille de lecture

Toute collectivité qui envisage d'acheter de l'électricité via une opération d'ACC se trouve nécessairement dans l'un des quatre cas d'usage suivants. Le critère discriminant principal est sa position vis-à-vis du foncier d'implantation de la centrale.



Le bon cas d'usage se détermine en quatre questions. Chaque cas mobilise un mécanisme juridique différent et présente un niveau de risque distinct.

1

CAS D'USAGE 1

L'achat simple, sans foncier mis à disposition

MÉCANISME

Marché public de fourniture

RÉFÉRENCE

Art. L.331-5 Code de l'énergie

NIVEAU DE RISQUE

FAIBLE

De quoi parle-t-on ?

La collectivité n'est pas porteuse du projet d'ACC. Une société tierce (coopérative citoyenne, développeur, agriculteur) a monté une opération sur son territoire, et la collectivité souhaite en acheter une partie de l'électricité produite, pour ses bâtiments publics situés dans le périmètre.

Le point clé à connaître

Le contrat de fourniture en ACC bénéficie d'une **dérogation à la durée maximale** habituellement retenue pour les marchés d'électricité. Là où un marché classique court sur 2 à 3 ans, un marché ACC peut être conclu pour une durée alignée sur l'amortissement des installations — soit jusqu'à 15-20 ans pour une centrale photovoltaïque.

Cette dérogation, fondée sur l'article L.331-5 du Code de l'énergie, est essentielle pour la bancabilité du projet côté producteur. Elle suppose toutefois une justification précise dans la délibération et les pièces du marché : sourcing préalable, démonstration de l'adéquation entre la durée retenue et l'amortissement effectif des installations envisagées.

Les points de vigilance pour la collectivité

- La convention de groupement d'achat d'énergie (si la commune adhère à un groupement piloté par un syndicat d'énergie), vérifier qu'elle n'est pas liée à son coordonnateur.
- Le droit d'exclusivité du fournisseur principal : un avenant au marché principal peut être nécessaire.
- La définition précise du besoin : sans courbe de charge fiable, le dimensionnement du volume contractualisé en ACC est aléatoire.

VOUS ÊTES DANS CE CAS ?

Les questions à trancher avant de lancer la consultation

- Quelle durée précise retenir, justifiable au regard de votre projet ?
- Comment articuler le marché ACC avec votre marché de fourniture principal sans risque indemnitaire ?
- Quel volume contractualiser en ACC pour ne pas vous retrouver en surconsommation ou en sous-consommation ?
- Quelles clauses prévoir pour gérer les aléas de production sur 15 ans ?
- Est-il possible de restreindre la concurrence ?

Ces sujets méritent un cadrage personnalisé : le bon réglage à l'amont évite les renégociations coûteuses pendant l'exécution.

L'achat avec mise à disposition concomitante du foncier

MÉCANISME

Marché + titre foncier concomitant

RÉFÉRENCE

Art. L.2122-1-2 2° CGPPP

NIVEAU DE RISQUE

MODÉRÉ

De quoi parle-t-on ?

La collectivité veut acheter l'électricité et met à disposition une toiture, une parcelle ou une ombrière pour l'implantation de la centrale. C'est typiquement le cas de la commune qui propose le toit de son école ou de son gymnase pour accueillir une centrale photovoltaïque dont elle sera également cliente.

Le mécanisme à connaître

Le réflexe classique consiste à organiser **en amont** un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour sélectionner l'opérateur, puis un marché de fourniture distinct. C'est lourd, coûteux et juridiquement périlleux : on enchaîne deux procédures pour un seul projet.

Le Code général de la propriété des personnes publiques offre une alternative. Son article L.2122-1-2 2° prévoit qu'une autorité publique peut attribuer un titre d'occupation domaniale **concomitamment** à l'attribution d'un contrat de la commande publique, sans procédure de sélection préalable distincte.

Concrètement : la collectivité lance un seul marché de fourniture ACC en précisant qu'un titre foncier sera accordé au titulaire. L'attribution du marché emporte attribution du foncier.

L'AVANTAGE DU MONTAGE

Une seule procédure, une seule décision politique, un seul calendrier. La collectivité se concentre sur son besoin réel : **l'achat d'électricité**. Le foncier devient l'accessoire du marché, pas son préalable.

Les points de vigilance

- Le candidat doit se positionner sur un tarif sans avoir réalisé les études techniques détaillées : la rédaction du DCE doit anticiper ce déséquilibre informationnel.
- Le titre foncier (BEA, AOT, COT) doit être pré-rédigé et joint au DCE, pour informer les candidats sur les conditions précises de mise à disposition.
- L'articulation entre la durée du marché et la durée du titre foncier doit être pensée en amont (autonomie ou couplage ?).
- Le besoin du marché doit rester la fourniture d'électricité : la collectivité ne doit pas encadrer les caractéristiques techniques de la centrale, sous peine de requalification en marché de travaux déguisé.

Le nouveau périmètre à l'échelle des limites administratives de l'EPCI

Arrêté du 21 novembre 2019 modifié par l'arrêté du 21 février 2025

ARTICLE 1 BIS — DÉROGATION EPCI

« Une dérogation peut également être accordée à tout projet d'autoconsommation collective étendue situé sur le territoire métropolitain continental, qui répond aux critères cumulatifs suivants :

- L'un des producteurs ou des consommateurs participants est une commune ou un EPCI à fiscalité propre ;
- L'ensemble des producteurs et des consommateurs participants sont des organismes publics ou privés exerçant une mission de service public ou des sociétés d'économie mixtes locales mentionnées à l'article L. 1522-1 du CGCT et leurs filiales ;
- Les points de soutirage et d'injection sont situés exclusivement dans le ressort géographique de l'établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre participant au projet ou auquel adhèrent la ou les communes participant au projet. »

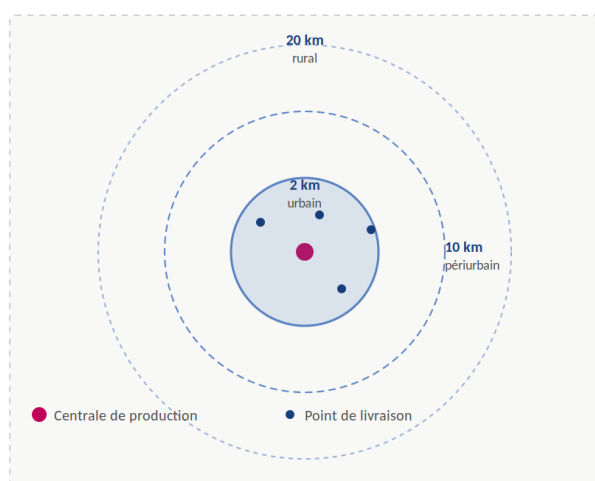
Par dérogation, la puissance cumulée des installations de production est inférieure à 10 MW.

L'extension du périmètre par la dérogation EPCI

Arrêté du 21 novembre 2019 modifié par l'arrêté du 21 février 2025

DROIT COMMUN

Critère de proximité géographique fixe

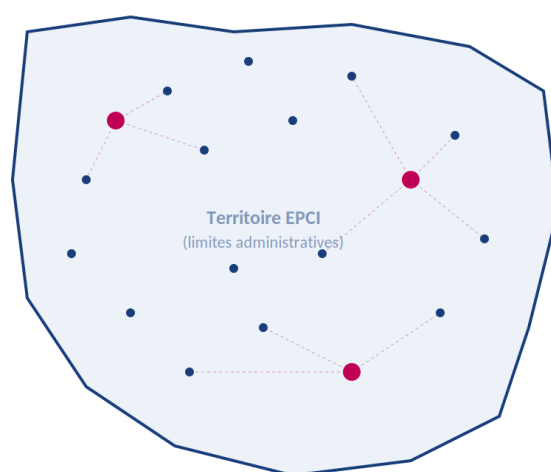


Limites

- Périmètre restreint autour d'un point
- Choix limité de consommateurs éligibles
- Boucles d'autoconso souvent sous-optimisées

DÉROGATION EPCI

Article 1 bis — Critères cumulatifs



Bénéfices

- Périmètre à l'échelle des limites administratives
- Puissance cumulée jusqu'à 10 MW
- Boucles d'autoconso optimisées par diversité des profils

CE QUI CHANGE CONCRÈTEMENT

Le périmètre n'est plus défini par une distance maximale (2 km en droit commun, 10 ou 20 km par dérogation) mais par les limites administratives de l'EPCI. Tout point de livraison situé dans le ressort territorial de l'EPCI peut être intégré à l'opération, sous réserve du respect des conditions cumulatives sur la nature des participants.

Tirer parti de la dérogation EPCI pour un projet à grande échelle

Au-delà de l'élargissement du périmètre, l'enjeu pour la collectivité est d'exploiter ce cadre pour optimiser économiquement le projet. Un périmètre plus large permet de bâtir des boucles d'autoconsommation au taux d'autoconsommation le plus élevé possible, en croisant des profils de consommation diversifiés.

POURQUOI CE CADRE CHANGE LA DONNE

Un périmètre étendu à l'échelle de l'EPCI démultiplie le nombre de points de livraison mobilisables et la diversité des profils de consommation (équipements communaux, bâtiments intercommunaux, écoles, gymnases, bailleurs sociaux, SEM, etc.). **Le projet gagne en cohérence économique : moins de surplus injecté au réseau, plus d'électricité valorisée localement, et un taux d'autoconsommation optimisé sur la durée.**

VOUS ÊTES EPCI ?

Les questions à anticiper pour sécuriser et optimiser le projet

- Comment garantir le respect des conditions de la dérogation par la voie de la commande publique, sans restreindre indûment la concurrence dans la définition des candidats éligibles ?
- Comment sélectionner les points de livraison (PdL) les plus intéressants sur le territoire, en croisant les profils de consommation des différentes communes et personnes publiques participantes ?
- Comment articuler ce périmètre élargi avec les schémas existants (PCAET, ZAE nR, schéma directeur des énergies) sans créer de redondance ou de conflit d'usage ?
- Comment construire une opération équilibrée entre producteurs et consommateurs sur l'ensemble du territoire, avec des règles d'entrée et de sortie claires sur la durée de vie de l'opération ?

La dérogation EPCI ouvre un potentiel d'optimisation considérable, mais elle se prépare en amont : la définition du périmètre, le choix des PdL et l'articulation avec la commande publique conditionnent directement le taux d'autoconsommation atteint à terme.

Le foncier a déjà été attribué — rattrapage après coup

MÉCANISME

Marché sans publicité ni mise en concurrence

RÉFÉRENCE

Art. R.2122-3 et -8 CCP

NIVEAU DE RISQUE

ÉLEVÉ

De quoi parle-t-on ?

La collectivité a lancé un AMI il y a quelques années pour valoriser un terrain ou une toiture. Un opérateur a été retenu, la centrale est en construction ou déjà en service. Et c'est *maintenant* qu'elle souhaite souscrire au marché de fourniture en ACC. Peut-elle le faire sans relancer une procédure complète ?

Pourquoi c'est risqué

La voie existe : l'article R.2122-3 du Code de la commande publique autorise une attribution sans publicité ni mise en concurrence lorsque, pour des raisons techniques, un seul opérateur économique est en mesure de fournir la prestation. C'est précisément le cas si la centrale est déjà construite, dans un périmètre donné, par un opérateur unique.

Mais cette voie suppose **une démonstration rigoureuse** de l'absence de concurrence effective sur le périmètre. Elle expose la collectivité à un risque contentieux non négligeable, notamment de la part d'élus minoritaires opposés au projet ou de tiers ayant un intérêt à agir (propriétaire sur le périmètre éligible).

LE DÉLAI-PIÈGE

En l'absence de publicité régulière d'attribution, le délai de recours en contestation de la validité du contrat n'est pas de deux mois mais d'**un an** (Conseil d'État, 9 décembre 2022, SEATEAM, n°460100, appliquant la jurisprudence Czabaj aux contrats publics). Pendant tout ce temps, le marché — et le projet d'ACC — restent vulnérables.

Avant d'opter pour ce cas

Si l'AMI initial est encore en cours, mieux vaut l'arrêter et relancer une procédure conforme au Cas 2. Si l'AMI est clôturé et le foncier attribué, le Cas 3 est envisageable à condition de pouvoir motiver en droit et en fait le recours à R.2122-3 ou -8 du CCP

VOUS ÊTES DANS CE CAS ?

Avant de prendre une décision, posez-vous ces questions

- L'état d'avancement de votre AMI permet-il encore un retour en arrière ?
- Le périmètre géographique et la configuration technique justifient-ils réellement l'unicité de l'opérateur ?
- Êtes-vous en mesure de produire une délibération motivée qui résistera à un recours sur 12 mois ?

Le Cas 3 n'est pas une voie à explorer seul. Si vous y êtes, parlons-nous.

4

CAS D'USAGE 4 — TRANSVERSAL

La prise de participation au capital de la société de projet

MÉCANISME

Participation dérogatoire

RÉFÉRENCE

Art. L.2253-1 CGCT

NIVEAU DE RISQUE

VARIABLE

De quoi parle-t-on ?

Cas transversal qui peut se cumuler avec n'importe lequel des trois précédents. La collectivité entre au capital de la société qui produit l'électricité, souvent une coopérative citoyenne ou une société de projet locale. Le geste est politiquement fort. Juridiquement, il est strictement encadré.

Le cadre

L'article L.2253-1 du Code général des collectivités territoriales déroge à l'interdiction générale faite aux collectivités de prendre des participations dans des sociétés commerciales. Il l'autorise spécifiquement pour les sociétés de production d'énergies renouvelables.

Mais cette participation ne dispense pas la collectivité de respecter intégralement les règles de la commande publique pour l'attribution du marché de fourniture. Et elle pose une question pratique délicate : **comment éviter le conflit d'intérêts** entre la position d'actionnaire et celle d'acheteur public ?

VOUS ENVISAGEZ CETTE
OPTION ?

Les questions structurantes

- Quelle structuration retenir entre achat, prise de participation et mise à disposition du foncier ?
- Quelles règles de déport des élus prévoir, et comment les formaliser dans la délibération ?
- Comment construire la gouvernance entre les multiples participants d'une opération étendue ?

Plus le projet est ambitieux, plus le coût d'une erreur structurelle est élevé. Un cadrage en amont évite les impasses techniques et juridiques.

Six questions à se poser avant de lancer un projet

Avant même de choisir le cas d'usage, voici les questions de fond qui conditionnent la réussite d'un projet ACC pour une collectivité. Si vous n'avez pas une réponse claire à chacune, c'est qu'un cadrage en amont est nécessaire.

? Vos courbes de charge sont-elles disponibles ?

Sans données de consommation horaires sur les bâtiments cibles, le dimensionnement du contrat ACC reste théorique.

? Votre groupement d'achat vous laisse-t-il sortir ?

Beaucoup de conventions de syndicat d'énergie excluent l'achat hors périmètre. À vérifier en premier.

? Quelle est votre tolérance au risque juridique ?

Certains montages sont sécurisés, d'autres peuvent exposer à recours.

? Avez-vous un porteur en interne ?

Un projet ACC se monte sur 12 à 24 mois et mobilise souvent un demi-ETP.

? Quel modèle économique cible ?

Achat pur, achat + participation, achat + foncier valorisé : chaque montage a son équilibre financier propre.

? Quel calendrier ?

Une opération ACC dépasse souvent un mandat. La pérennité suppose une délibération solidement motivée.

NOTRE CONVICTION

Une opération ACC réussie n'est pas un projet juridique *ou* un projet technique : c'est l'intégration des deux dimensions dès la phase de cadrage. C'est précisément ce que permet l'accompagnement conjoint d'AEC et de Brun Cessac.

Une expertise croisée, du cadrage au contrat

AEC et Brun Cessac accompagnent depuis plusieurs années des communes et des EPCI sur leurs projets d'autoconsommation collective. Notre approche intégrée combine ingénierie technique, financière et juridique, du diagnostic d'opportunité jusqu'à la mise en service de l'opération.

AEC — Énergie et Climat

BUREAU D'ÉTUDES INDÉPENDANT

Nous accompagnons les acteurs publics depuis plus de 30 ans pour la définition de politiques énergétiques, leur déclinaison en projets et contrats, le suivi et l'évaluation de leurs actions.

30+

années
d'expérience

200+

missions
par an

400+

collectivités
accompagnées

Brun Cessac

CABINET D'AVOCATS ASSOCIÉS

Accompagner les porteurs de projets EnR sur la structuration corporate, la sécurisation juridique et les audits de financement.

50+

projets PV
accompagné par an

80

MWc
accompagnés

150+

SPV
accompagnées

Notre périmètre d'intervention sur les projets ACC

1

Études préalables et faisabilité

Diagnostic du potentiel d'autoconsommation, détermination du périmètre, optimisation du plan d'affaires et du tarif, identification des montages.

2

Structuration juridique et financière

Sécurisation du choix du schéma contractuel, rédaction des conventions et contrats, assistance dans la mise en place des garanties.

3

Mise en œuvre opérationnelle

Assistance à la passation des contrats et aux négociations, appui à la structuration de la PMO, rédaction du titre foncier.

4

Valeurs ajoutées

Approche intégrée technique-financière-juridique, expérience du secteur public, déontologie et indépendance vis-à-vis des producteurs.

Échangeons sur votre projet

Si l'une des configurations présentées dans ce guide ressemble à votre situation, ou si vous hésitez sur le bon cas d'usage à retenir, le mieux est encore d'en parler. Une première discussion d'une vingtaine de minutes suffit généralement à identifier les sujets prioritaires et à calibrer un accompagnement adapté.

Prenez contact avec nos experts

Cécile CESSAC

Avocat associée — Brun Cessac

cecile.cessac@nbcaa.com

01 45 48 52 68

Mehdi HADDOU

Juriste senior — Brun Cessac

mehdi.haddou@nbcaa.com

07 69 98 49 69

Edmond COUSIN

Expert en achat d'énergies — AEC

e.cousin@aecenergie.fr

06 08 91 31 59

Tiphaine DEGRAND

Consultante — AEC

t.degrand@aecenergie.fr

06 99 24 31 24

aecenergie.fr

bruncessac.com

Ce guide est destiné à donner une vision d'ensemble du cadre applicable aux opérations d'achat d'électricité en autoconsommation collective par les collectivités, à l'état du droit en mai 2026. Il ne se substitue pas à un conseil personnalisé. Les références juridiques citées sont vérifiées à la date de publication, mais le cadre réglementaire de l'ACC reste en évolution rapide : une veille active est recommandée. Le contenu de ce guide ne peut être reproduit, en tout ou partie, sans l'accord préalable d'AEC et de Brun Cessac.