

Livre blanc

Renouvellement de concessions de force hydraulique :

opportunités et défis

The Power of Energy





Avant-propos

Chère lectrice, cher lecteur,

La force hydraulique est un bien essentiel pour la Suisse, tant pour la société que pour l'économie. Près de 60 % de la production d'électricité en Suisse provient de cette principale énergie renouvelable. En outre, la force hydraulique bénéficie d'une longue tradition. Les premières centrales hydroélectriques suisses ont vu le jour au début du siècle dernier. L'hydroélectricité a connu un véritable essor dans les années 1950 et 1960, au cours desquelles de nombreuses centrales à accumulation et centrales au fil de l'eau ont été construites. Les entreprises énergétiques avaient besoin d'une concession du canton concerné et/ou des communes pour exploiter et utiliser l'eau. Dans la plupart des cas, ces concessions ont été octroyées pour une durée de 80 ans.

La force hydraulique est donc maintenant confrontée à d'importants changements. Les concessions de nombreuses centrales prendront fin au cours des prochaines années et décennies. Les concédants auront alors en principe deux possibilités. Ils peuvent reprendre les centrales, c'est-à-dire exercer leur droit de retour. Ils peuvent aussi octroyer une nouvelle concession aux mêmes sociétés ou à des nouvelles sociétés.

Les deux variantes présentent des avantages et des inconvénients, des opportunités et des risques. Il n'existe pas de

solution idéale. Les centrales se distinguent par leur emplacement, leur puissance, leur exploitation, leur propriétaire, leur concédant, et autres. L'expiration des concessions soulève donc de nombreuses questions complexes. Les défis liés à la production d'électricité à partir de la force hydraulique sont ardues et requièrent des interactions efficaces, efficientes et innovantes entre la gestion opérationnelle et la gestion des affaires, l'ingénierie, la gestion des actifs, la commercialisation de l'électricité ainsi que les aspects environnementaux et sociaux. D'autres facteurs tels que le changement climatique, les phénomènes météorologiques extrêmes ou les fluctuations des prix de l'électricité posent des défis supplémentaires aux propriétaires de centrales.

Exercice du droit de retour ou pas ? Ce n'est effectivement pas une question facile. Le présent livre blanc a pour objectif de permettre une évaluation des opportunités et des risques, fondée sur des données factuelles solides. Il fournit des connaissances spécialisées sur les aspects économiques, techniques, juridiques et autres, liés à l'expiration d'une concession. Finalement, il ne s'agit effectivement pas seulement de clarifier les rapports de propriété futurs. L'enjeu central n'est ni plus ni moins la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse sur la base des énergies renouvelables.

Version condensée

La présente version condensée du livre blanc a pour but de donner une vue d'ensemble systématique des **principales opportunités et des principaux défis en matière de renouvellement des concessions de force hydraulique** en Suisse. Elle s'adresse aux décideurs dans les communes et les cantons, au public intéressé de manière générale ainsi qu'aux entreprises énergétiques dont les concessions de force hydraulique sont sur le point d'être renouvelées.

L'**approche** adoptée est délibérément **globale** : cette version condensée, qui ne prétend pas être exhaustive, donne un aperçu des principaux liens, mécanismes et facteurs de décision sous forme de compendium. Pour de plus amples informations, nous renvoyons à la version longue du livre blanc. Tant la version condensée que la version longue n'approfondissent pas certaines questions de détail juridiques, techniques ou économiques, mais servent à replacer ces questions dans le contexte général. L'objectif est de parvenir à comprendre les principaux aspects et de fournir une base objective pour des analyses plus poussées et des processus de décision politique.

Les **options qui s'offrent à la communauté quant à l'exercice ou non du droit de retour** sont expliquées ci-après. Les **opportunités et les risques liés à l'augmentation des participations dans des centrales** sont ensuite analysés. Dans une troisième étape, la participation aux bénéfices sous forme d'**indemnité de retour est présentée comme un compromis possible**. Enfin, des **points de repère** sont formulés à l'intention de la communauté.

Retour ou renonciation au retour ? – les options qui s’offrent à la communauté

Aperçu

Dans les trois prochaines décennies, de nombreuses concessions de centrales hydroélectriques devront être renouvelées en Suisse. Deux voies s’offrent aux cantons et en partie aux communes, en leur qualité de concédant (« **concédant** ») ou de communauté titulaire du droit de retour (« **communauté** ») : **retour** ou **renonciation au retour**. En cas d’exercice du droit de retour à l’échéance du droit d’utilisation, les parties hydrauliques de l’installation sont généralement transférées sans indemnisation à la communauté ; les parties électromécaniques de l’installation donnent lieu au versement d’une indemnité « équitable ». Les concédants octroient ensuite à nouveau le droit d’utilisation de la force hydraulique. En cas de renonciation au retour, une nouvelle concession est octroyée à une société hydroélectrique après l’extinction du droit d’utilisation ; en contrepartie, les actionnaires restants versent généralement à la communauté une indemnité de retour. Dans les deux variantes, la communauté peut détenir une participation plus élevée, constante ou moindre et faire appel à des tiers, comme des entreprises énergétiques qui ne font pas directement partie de la communauté. Jusqu’à présent, la communauté était le plus souvent actionnaire minoritaire des sociétés hydroélectriques et percevait de ces dernières des recettes stables, indépendantes du succès sur le marché et donc peu risquées pour la communauté, comme la redevance hydraulique.

Par le biais d’une concession, la communauté concédante compétente octroie, en tant que concédant, à une société hydroélectrique (« **concessionnaire** ») le droit exclusif et limité dans le temps d’utiliser un cours d’eau public ou une force hydraulique potentielle pour produire de l’électricité. En Suisse, la durée de la concession est limitée à 80 ans au maximum. Le droit d’utilisation s’éteint à l’expiration de la durée de la concession. Si le contrat de concession initial ou la loi cantonale sur les forces hydrauliques prévoit un droit de retour, ce qui est usuel, et si le droit de retour est effectivement exercé, les constructions et installations liées au droit d’utilisation passent à la communauté titulaire du droit de retour (en règle générale le canton et, le cas échéant, les communes concernées).

Étant donné que la communauté concédante (« concédant ») est en règle générale également le titulaire du droit de retour (cf. glossaire), les termes « concédant » et « communauté » seront utilisés ci-après comme synonymes.

Dans le cadre de concessions arrivant à échéance, la communauté dispose en principe de **quatre options**, comme le montre l'illustration suivante.

Deux options conditionnent l'exercice du droit de retour et deux prévoient une renonciation au retour :

1. Retour avec la participation de tiers :

exercice du droit de retour et octroi d'une nouvelle concession à une société hydroélectrique, qui est généralement une centrale partenaire et dans laquelle des tiers et, le cas échéant, la communauté participent. D'anciens actionnaires peuvent être représentés parmi les actionnaires. La participation de la communauté dans la société peut être plus élevée, constante ou moindre qu'auparavant.

2. Retour sans la participation de tiers : exercer le droit de retour et transférer l'ouvrage à la communauté par le biais d'une nouvelle concession, soit par le biais d'une reprise de biens par un établissement de droit public (p. ex. AET, EKZ) ou un service d'une administration publique (p. ex. ewz), soit par le biais d'une société anonyme (SA) détenue à 100 % par la communauté (p. ex. AEW, EKT). Une exploitation propre sans concession (utilisation propre) est en principe possible sur le plan juridique, mais ne paraît pas opportune dans de nombreux cas pour des motifs de responsabilité et de financement.

3. Renonciation au retour : renouvellement d'une concession à un concessionnaire, généralement une centrale partenaire, sans exercice du droit de retour. La participation des concédants dans la société hydroélectrique peut être plus élevée,

Expiration de la concession existante

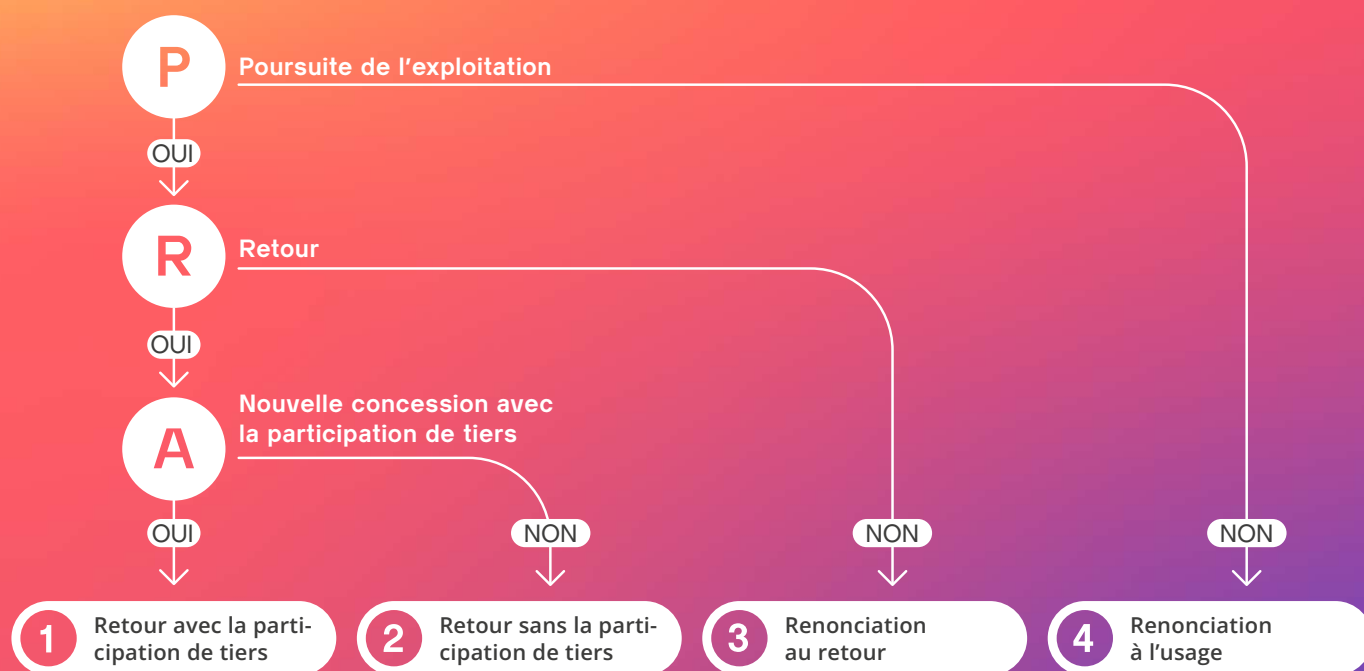


Illustration 1: Options de renouvellement d'une concession arrivant à échéance.

constante ou moindre qu'auparavant. En contrepartie de la renonciation, les actionnaires initiaux restants de la centrale partenaire versent généralement aux concédants une indemnité de retour.

- 4. Renonciation à l'utilisation :** absence de nouvelle concession et abandon de l'utilisation de la force hydraulique. Cette option ne sera probablement que rarement utilisée et serait contraire aux stratégies hydroélectriques cantonales.

En cas de retour, il existe une marge de négociation concernant l'indemnisation de certaines parties de l'installation : sauf disposition contraire de la concession, les parties hydrauliques de l'installation (aussi appelées communément, mais de manière imprécise, parties « mouillées »), telles que les barrages, les cours d'eau et les turbines, reviennent en règle générale gratuitement aux concédants. Pour les parties électromécaniques de l'installation (appelées communément parties « sèches »), surtout les équipements électromécaniques tels que les générateurs, les transformateurs et les systèmes de commande, le concédant doit en revanche verser au concessionnaire une indemnité « équitable » (cf. glossaire).

Conclusion

Plusieurs cantons, dont le Valais, les Grisons, Berne et Uri, ont pour mandat politique de faire en sorte que les centrales hydroélectriques passent, dans la mesure du possible, sous leur contrôle majoritaire à l'occasion du renouvellement des concessions ou de l'octroi de nouvelles concessions (cf. glossaire sur les différences entre les formes de concession). Au Tessin uniquement, les installations reviennent dans un premier temps, après l'expiration de la concession, au canton de par la loi, puis sont transférées à la société d'électricité cantonale AET (option 2, retour sans la participation de tiers). L'option 1 (retour avec la participation de tiers) ou l'option 3 (renonciation au retour) est généralement choisie dans tous les autres cantons. Ainsi, un partenaire expérimenté, généralement une entreprise énergétique, demeure impliqué en tant qu'actionnaire et souvent en tant qu'exploitant. Cela peut être avantageux pour la communauté, comme expliqué ci-après.

Opportunités et risques liés à l'augmentation de la participation dans des centrales hydro-électriques pour la communauté

Aperçu

L'expiration des concessions existantes offre à la communauté la possibilité d'augmenter de manière significative sa participation dans des centrales hydroélectriques ou dans des sociétés associées, jusqu'à leur reprise intégrale dans le cadre d'un retour. Cela ouvre l'**opportunité** d'une **participation directe plus élevée** aux bénéfices potentiels et d'un **droit de participation plus important** aux prises de décision en matière d'investissements, d'exploitation et de maintenance. Si la communauté augmente sa participation jusqu'à devenir actionnaire majoritaire, comme le prévoient les cantons du Valais, des Grisons, du Tessin, de Berne ou d'Uri, elle supportera à l'avenir une part plus importante, voire la majeure partie, des risques liés à la production d'électricité. Il s'agit notamment des risques **financiers, liés au marché, opérationnels, techniques et réglementaires**, ainsi que des risques liés à la **gouvernance**, à la **responsabilité** et à la **réputation**. Pour évaluer l'intérêt économique d'une augmentation de la participation, il est donc essentiel d'adopter une **approche tenant compte des risques**.

En principe, une communauté peut prendre une participation dans une centrale hydroélectrique de trois manières différentes : (1) indirectement dans le cadre d'un retour avec ou sans la participation de tiers, par l'intermédiaire d'une société anonyme détenue en tout ou en partie par la communauté ; (2) en cas de retour sans la participation de tiers, par l'apport des installations à titre d'apport en nature dans un établissement de droit public ou un service officiel, ou (3) par le biais d'une exploitation directe sans concession (exploitation propre). Cette dernière solution est juridiquement possible, mais rarement opportune en pratique en raison des risques de responsabilité et des risques financiers. Par souci de simplification, l'expression **« participation dans la centrale »** englobe par la suite toutes ces variantes.

L'augmentation de la participation dans les centrales offre des **opportunités** à la communauté : elle participe davantage, à hauteur de l'augmentation de sa participation, et plus directement aux revenus potentiels de la production d'électricité, en particulier lorsque les conditions du marché de l'électricité sont favorables. Dans le même temps, l'influence sur la gouvernance de l'entreprise s'accroît : les communes et les cantons peuvent participer plus activement aux décisions importantes, par exemple en matière d'investissements, de maintenance ou d'organisation de l'exploitation.

Un autre avantage potentiel réside dans la valeur ajoutée au niveau régional. Pour des raisons d'efficacité et de synergie, les grandes entreprises énergétiques regroupent certaines fonctions (p. ex. l'ingénierie ou les services spécialisés) sur des sites qui peuvent se trouver en dehors du territoire du

canton ou de la commune concernée. Une participation majoritaire permet à la communauté d'influer davantage sur l'ancrage de tâches, de compétences et de décisions supplémentaires dans la région, ce qui tend à accroître la valeur ajoutée au niveau local. Aujourd'hui déjà, alors que la communauté détient souvent des participations minoritaires, l'exploitation et la maintenance sont généralement assurées par du personnel local, et les centrales partenaires ont leur siège fiscal dans la zone de la concession. Dans l'ensemble, une participation plus élevée permet aux communes et aux cantons titulaires du droit de retour de passer davantage du rôle de partenaire minoritaire et de bénéficiaire de redevances à celui de coentrepreneur actif qui, en cas d'exploitation rentable, peut participer plus directement à la valeur ajoutée.

En outre, la communauté bénéficie de possibilités plus directes de pilotage et d'influence politiques. Dans le cas de participations majoritaires en particulier, elle peut, dans les limites du droit des marchés publics, contribuer davantage à ce que l'exploitation et le développement concordent avec les objectifs énergétiques régionaux, par exemple grâce à un développement systématique des centrales hydroélectriques. Une plus grande marge de manœuvre lui permet d'orienter les décisions non seulement en fonction de critères économiques, mais aussi en fonction de critères sociaux locaux, par exemple en vue d'assurer une fixation des prix aussi stable que possible. Dans le contexte de la transition énergétique suisse, certains cantons et certaines communes souhaitent saisir ces opportunités pour assumer eux aussi leurs responsabilités et contribuer à la sécurité de l'approvisionnement du pays. Enfin, la communauté peut définir l'importance accordée

aux pré-occupations environnementales locales et à une orientation écologique au-delà des exigences légales, mais elle doit, en tant que copropriétaire, en supporter les coûts et les éventuelles pertes de rendement.

Les opportunités de l'augmentation de la participation de la communauté dans des centrales hydroélectriques s'accompagnent cependant de risques. Ces risques ne concernent pas seulement la communauté, mais en principe tous les propriétaires de centrales hydroélectriques, donc également les grandes entreprises énergétiques. Les moyens financiers ainsi que l'expérience et le savoir-faire des propriétaires sont toutefois déterminants pour savoir comment ces risques peuvent être pris en charge et maîtrisés. Ces facteurs ont constitué dès 1900 l'une des principales raisons de l'introduction du modèle de centrales partenaires : à l'époque, les communes n'avaient pas le capital considérable et les connaissances techniques nécessaires pour construire et exploiter de grandes centrales, tandis que les grandes entreprises énergétiques actives au-delà des frontières cantonales, voire à l'échelle nationale, pouvaient diversifier davantage leurs risques, tant sur le plan géographique que technologique, en couvrant différents types de centrales, et mettre en commun leur expertise.

Risques financiers et risques liés à l'économie de marché : avec une participation accrue, la communauté prend en charge une part plus importante des coûts annuels, y compris les redevances hydrauliques qui font partie de ces coûts. D'un point de vue budgétaire, cela signifie que la communauté se verse en réalité, au prorata, des redevances hydrauliques et d'autres redevances de concession

et impôts (cf. glossaire) à elle-même. En effet, les redevances hydrauliques doivent être fixées conformément au droit cantonal, dans les limites du droit fédéral, selon des critères objectifs, et appliquées de manière égale à tous les concessionnaires, indépendamment du fait que l'installation appartienne majoritairement aux concédants ou non. En période de conjoncture économique favorable, ces paiements peuvent être couverts par les revenus issus de la commercialisation des quantités d'électricité achetées. En revanche, en période de pertes, c'est-à-dire lorsque les revenus provenant de la commercialisation de l'électricité sont inférieurs aux coûts annuels à supporter (y compris, entre autres, les redevances hydrauliques en tant que composante des coûts fixes), les déficits doivent être financés soit par des fonds propres, soit par un financement externe (crédit, prêt, emprunt). De ce fait, les recettes provenant des redevances hydrauliques, des autres redevances de concession et des impôts sur les centrales hydrauliques ne présentent plus le même degré de risque pour la communauté qu'auparavant : jusqu'à présent, les concédants détiennent généralement une faible participation directe dans les centrales hydroélectriques et perçoivent donc des recettes stables et facilement calculables, qui ne dépendent pas des résultats économiques des sociétés hydroélectriques et qu'ils n'ont pas à générer eux-mêmes sur le marché.

Les actionnaires partenaires participent proportionnellement à tous les coûts annuels, notamment à l'exploitation et à la maintenance (OPEX), aux amortissements planifiés et non planifiés (D&A) ainsi qu'aux investissements décidés conformément au plan d'investissement (CAPEX). La force hydraulique étant fortement tributaire des coûts fixes, ceux-ci continuent d'être supportés même en cas d'interruptions de production prolongées, par exemple à la suite de dommages dus à des intempéries. De plus, si les revenus issus de la commercialisation

de l'électricité viennent à manquer en raison de la faiblesse des prix du marché, de mises hors service ou d'exigences réglementaires plus strictes (notamment en matière de débits résiduels, cf. « Risques techniques et réglementaires » ci-après) ou si les dépenses courantes augmentent en raison de coûts de maintenance, d'investissements ou de dépréciations exceptionnelles (impairments) liées au marché, plus élevés que prévus, des problèmes de liquidités et des déficits comptables risquent de survenir. Le risque augmente avec la taille de la centrale et l'étendue de la participation, et peut devenir un risque de concentration pour le budget public. Les projets de modernisation et d'agrandissement requièrent des investissements importants, qui atteignent rapidement des centaines de millions pour les grandes installations. Les actionnaires ont donc besoin d'une capacité financière suffisante, que ce soit sous la forme de fonds propres ou à l'aide d'un accès fiable au marché des capitaux. Lorsque la communauté ne dispose que de réserves limitées et que les dépenses extraordinaires doivent être financées en majeure partie par les impôts, des besoins accrus en liquidités peuvent également entraîner des hausses d'impôts.

Risques opérationnels : l'exploitation sûre et réussie d'une centrale hydroélectrique nécessite des connaissances spécialisées et du personnel expérimenté. L'exploitation de la centrale est complexe et l'énergie produite doit être commercialisée de manière professionnelle sur le marché. De nombreux concédants ne disposent pas de ce savoir-faire et de ce personnel spécialisé. S'ils souhaitent augmenter leur participation dans des centrales hydroélectriques, ils doivent acquérir rapidement les compétences nécessaires et être en mesure de recruter du personnel qualifié sur place ou de nouer des partenariats afin de pouvoir assurer l'exploitation (gestion opérationnelle et des affaires, ingénierie) et la commercialisation de l'électricité produite. Sans

partenaires expérimentés à leurs côtés, certains concédants s'exposent à un risque accru d'inefficacité opérationnelle ou d'erreurs susceptibles de compromettre la sécurité et la rentabilité. Si aucun des partenaires ne dispose d'une structure d'exploitation et de commercialisation expérimentée ou n'est en mesure d'en mettre une en place assez rapidement, il peut être judicieux de confier ces tâches à des tiers, par exemple à l'ancien exploitant qui endossera alors un nouveau rôle en tant que prestataire externe. Cela permet de garantir dès le début une exploitation professionnelle et une commercialisation fiable. Cela crée en même temps une interface supplémentaire dans la fourniture des prestations, sans que le prestataire ne soit « impliqué » par le biais d'une participation directe.

En outre, des synergies se perdent : les grandes entreprises énergétiques gèrent souvent un portefeuille de centrales diversifié sur les plans géographique et technologique et peuvent regrouper efficacement le personnel, la maintenance et la commercialisation. Une centrale communale isolée ne bénéficie pas de ces économies d'échelle, ce qui entraîne une augmentation des coûts par unité d'électricité. Les fluctuations liées aux conditions météorologiques peuvent également être mieux compensées au sein d'un même réseau : si une centrale tombe en panne à cause d'une pénurie d'eau ou d'un dommage, d'autres prennent le relais. Une centrale isolée ou un groupe de centrales locales n'offre pas cette capacité de compensation, ce qui peut notamment entraîner directement des pertes de revenu en cas de conditions météorologiques locales extrêmes, par exemple à la suite de coulées torrentielles. Compte tenu du changement climatique (sécheresses plus fréquentes, inondations), ces risques liés au climat augmentent et une couverture d'assurance adéquate peut s'avérer plus complexe et plus coûteuse. Les propriétaires de centrales présentant une faible diversification géo-

graphique ou technologique (centrales au fil de l'eau par opposition aux centrales à accumulation ou aux centrales à pompage-turbinage) sont particulièrement exposés.

Risques techniques et réglementaires : les investissements dans les forces hydrauliques sont coûteux et s'inscrivent dans le long terme, étant donné que les turbines et les transformateurs tiennent des décennies, les barrages durant un siècle, voire plus. On ignore toutefois quelles technologies seront les plus compétitives d'ici quelques décennies ; si les forces hydrauliques diminuent, les actifs devenus économiquement inutilisables risquent d'entraîner des conséquences financières pour leurs propriétaires. À cela s'ajoute le risque d'exigences réglementaires toujours plus strictes, en particulier après l'expiration d'une concession, lorsque les garanties antérieures (« droits acquis ») disparaissent. Ainsi, une nouvelle concession permet de fixer des exigences environnementales plus strictes, telles que des dispositions plus strictes en matière de débits résiduels et d'éclusées, sans que les propriétaires des centrales hydroélectriques puissent prétendre à une indemnisation. De tels durcissements peuvent réduire considérablement le rendement et la flexibilité opérationnelle sur le plan structurel et peser davantage sur la rentabilité à long terme des participations dans des centrales.

Risques de gouvernance, de responsabilité et de réputation : des conflits d'intérêts peuvent survenir si la communauté est en même temps régulateur, autorité concédante et propriétaire majoritaire d'une centrale dans sa propre zone de concession. Dans ce cas, la communauté exerce elle-même la surveillance de fait de la société qu'elle contrôle. Des considérations politiques pourraient ainsi influencer sur les décisions techniques ou économiques, et inversement, ce qui pourrait nuire à l'efficacité opérationnelle et à l'indépendance de la surveil-

lance. Le propriétaire majoritaire assume également la majeure partie de la responsabilité : par exemple, en cas de mauvaises décisions, de dommages causés à l'environnement ou à des tiers à la suite d'accidents, de non-respect de la mise à l'enquête publique, d'obligations d'assainissement, voire de démantèlement, c'est l'actionnaire majoritaire qui en assume la responsabilité principale, tant sur le plan financier que politique. Si la majorité des participations est répartie entre plusieurs communes et

le canton, les risques peuvent être mieux répartis ; dans le même temps, il faut coordonner les intérêts locaux potentiellement divergents et les traduire en décisions communes. En l'absence de majorité claire d'un actionnaire (c.-à-d. un actionnaire détenant plus de 50 % des droits de vote), des objectifs divergents peuvent compliquer les votes et la prise de décision au sein des organes opérationnels et stratégiques, et nuire ainsi à l'efficacité de l'exploitation de la centrale.

Conclusion

Une participation accrue dans les centrales offre des opportunités à la communauté, notamment une participation plus directe à la valeur ajoutée potentielle et une plus grande participation aux prises de décision en matière d'investissements, d'exploitation et de maintenance. Dans le même temps, elle requiert une évaluation réaliste des moyens financiers et des capacités. La communauté doit être prête et en mesure d'assumer les risques accrus et de les gérer activement, par exemple en développant de manière ciblée son expertise et en constituant des réserves financières. Une solution pragmatique permettant à la communauté de ne pas mettre en danger sa propre stabilité financière consiste à s'associer à une entreprise énergétique expérimentée. Celle-ci dispose du savoir-faire nécessaire, des synergies issues de la gestion d'un portefeuille de centrales, de ressources financières et d'un accès au marché des capitaux, ainsi que des infrastructures tout au long de la chaîne de valeur ajoutée

de la force hydraulique : de la gestion opérationnelle et des affaires à l'utilisation et à l'optimisation des centrales ainsi qu'à la commercialisation de l'électricité, en passant par l'ingénierie. Axpo, par exemple, est active dans ces domaines depuis plus de cent ans, en tant que plus grand exploitant hydroélectrique de Suisse. Les modèles de partenariat permettent aux concédants de profiter du savoir-faire et des synergies d'exploitants expérimentés et de les utiliser. Parallèlement, les redevances hydrauliques, les autres redevances de concession et les impôts, qui ont fait leurs preuves, continuent de constituer pour les concédants une source de revenus annuels à faible risque, dans la mesure où des entreprises qui ne leur appartiennent pas directement y participent. Si la communauté décide de renoncer au retour, l'exploitation peut être poursuivie sans interruption. En outre, la communauté reçoit une compensation financière pour cette renonciation, comme cela est exposé ci-après.



Indemnité de retour et points de repère pour la communauté

Aperçu

L'**indemnité de retour** est une **compensation financière** versée à la communauté lorsqu'elle **renonce** au **retour** dans le cadre du renouvellement d'une concession. Concrètement, la communauté renouvelle la concession avec la société hydroélectrique existante et reçoit pour cela une indemnisation, par exemple sous forme de participation aux bénéfices, de la part des partenaires, à l'exception de la communauté elle-même si elle détient une participation. Ce modèle est pertinent, car il offre aux concédants un **compromis pragmatique** : ils peuvent augmenter leur participation dans les centrales électriques s'ils le souhaitent sans s'exposer pleinement au risque entrepreneurial. Parallèlement, ils peuvent participer à la réussite économique tout en continuant à bénéficier de l'expertise acquise au fil des décennies par les autres partenaires.

Un partenariat à long terme entre les concédants et des entreprises énergétiques expérimentées, sous la forme d'une participation commune dans une centrale électrique avec apport de capitaux propres et prise de risques, place les deux parties dans le « même bateau » et aligne clairement leurs intérêts, ce qui présente des **avantages pour les deux parties** : la communauté continue de participer aux rendements des forces hydrauliques sans devoir supporter seule les risques qui en découlent. L'entreprise énergétique apporte des décennies d'expérience et d'expertise à la procédure de renouvellement de la concession, à l'exploitation et à l'optimisation de l'utilisation des centrales hydroélectriques et, dans la mesure où cela a été convenu avec la communauté, à la commercialisation de l'énergie produite qui revient à la communauté au

prorata. Cela permet de garantir une utilisation efficace de la ressource, dans l'intérêt des parties prenantes directement concernées et de la société. Ainsi, la continuité de l'exploitation, les économies d'échelle et les synergies de portefeuille sont préservées ; elles sont des moteurs essentiels pour l'efficacité, la stabilité et la sécurité de l'approvisionnement.

Principe de base de l'indemnité de retour :

L'indemnité de retour constitue une option pour régler financièrement un partenariat avec une entreprise énergétique, la communauté titulaire du droit de retour (concédant) renouvelant la concession avec la société hydroélectrique existante (concessionnaire), le cas échéant en adaptant sa quote-part d'actions, par exemple au moyen d'une augmentation. La communauté reçoit une indemnité de retour pour les parts que conservent les autres actionnaires partenaires. L'indemnité de retour est structurée comme suit :

- **Bénéficiaires de l'indemnité de retour** : exclusivement le concédant.
- **Payeurs de l'indemnité de retour** : les actionnaires partenaires de la société hydroélectrique, existants aux côtés du concédant, comme les entreprises énergétiques, c.-à-d. pas le concédant lui-même.
- **Base de calcul de l'indemnité de retour** : les actionnaires partenaires qui n'appartiennent pas au concédant s'acquittent de l'indemnité de retour proportionnellement à leur part respective. Aucune indemnité n'est due pour les parts reprises par le concédant, de sorte que le bénéficiaire de l'indemnité de retour ne se verse aucun paiement à lui-même. Les modèles d'indemnité de retour basés sur le marché (voir ci-après pour les détails) sont considérés comme les plus équilibrés à long terme, car ils reflètent

de manière dynamique l'évolution réelle de la valeur de l'électricité produite (voir ci-après pour les détails).

Montant et modèles de l'indemnité de retour :

il existe différentes possibilités de structurer l'indemnité de retour :

- **Modèles non flexibles** : un montant fixe est convenu, par exemple un versement unique au début de la nouvelle concession ou des montants fixes/acomptes annuels, qui sont versés à la communauté titulaire du droit de retour, indépendamment des résultats de la centrale. En règle générale, ce montant est calculé sur la base de la valeur actuelle des flux financiers futurs attendus, résultant de la poursuite de l'exploitation de la centrale, demeurée inchangée, pendant la nouvelle période de concession (recettes prévisionnelles de l'électricité, déduction faite des coûts d'exploitation, d'investissement et de capital, actualisés à leur valeur actuelle).
- **Modèles flexibles basés sur le marché** : l'indemnité de retour est conçue comme une participation aux bénéfices et varie chaque année en fonction du résultat de l'entreprise ou des prix du marché. Par exemple, la communauté peut recevoir une part fixe de la valeur marchande de l'électricité produite. Lors des bonnes années, les paiements au titre de l'indemnité de retour sont plus élevés et, lors des mauvaises années, ils sont plus faibles, voire nuls. En principe, ils ne deviennent jamais négatifs : les pertes enregistrées certaines années (recettes moins les charges) sont comptabilisées sur un compte de report de pertes et ne sont compensées que par les résultats positifs des années suivantes ; l'indemnité de retour n'est versée à la communauté qu'après résorption des pertes reportées.

- **Modèles combinés** : des formules mixtes sont possibles, par exemple un montant de base annuel assorti d'une composante variable ou un paiement partiel au début de la concession suivi d'acomptes ultérieurs liés aux résultats.

Structure équilibrée de l'indemnité de retour :

l'expérience montre qu'un modèle prévoyant un paiement unique ou fixe n'est pas optimal. Il est difficile de fixer la valeur pour des décennies à l'avance de manière équitable pour les deux parties. Les modèles d'indemnité de retour basés sur le marché sont plus équilibrés à long terme, car ils s'adaptent, en tant que participation aux bénéfices, de manière dynamique à l'évolution réelle : les deux parties, à savoir les communautés et les actionnaires initiaux restants, se partagent les opportunités et les risques liés à l'évolution du marché. En cas d'évolution positive du marché, la communauté profite du résultat de l'exploitation des actionnaires initiaux restants sans être tenue de payer en cas de conditions de marché défavorables. Les modèles combinés hybrides peuvent offrir des compromis : par exemple, une contribution minimale fixe offre à la communauté de la sécurité dans la planification, tandis qu'une composante variable garantit en plus des chances de gain supplémentaires. Les contrats peuvent également contenir des clauses visant à adapter les conditions de paiement de l'indemnité de retour en cas de changements extrêmes imprévus sur le marché ou de la réglementation.

Avantages de l'indemnité de retour pour la communauté :

l'indemnité de retour constitue pour la communauté titulaire du droit de retour une contrepartie transparente et tangible en échange de la renonciation au retour. La communauté peut augmenter, au besoin, sa participation dans le cadre du renouvellement de la concession, mais elle peut également, grâce à l'indemnité de retour, participer davantage à la valeur ajoutée générée par les parts

conservées par les actionnaires existants. En tant que participation aux bénéfices liée au marché, l'indemnité de retour lui permet de profiter de prix de l'électricité élevés, même si elle n'augmente pas ses parts. Les compétences en matière d'exploitation et, si la communauté le souhaite, en matière de commercialisation continuent d'être assurées par des partenaires expérimentés, sans que la communauté n'ait à développer son propre savoir-faire. Tout cela permet à la communauté de limiter son risque entrepreneurial. Les redevances hydrauliques et autres redevances et impôts continuent d'être perçus, mais l'avantage du faible risque qu'ils présentent se limite à la participation résiduelle des actionnaires partenaires indépendants de la communauté ; concernant sa propre part, la communauté se verse ces redevances à elle-même, d'un point de vue budgétaire. Dans l'ensemble, l'indemnité de retour est une solution pragmatique et moins risquée, en particulier pour les communautés disposant d'une marge de manœuvre financière restreinte ou dépourvues de personnel spécialisé. Des décennies d'expérience et d'expertise, des processus bien rodés et des synergies de portefeuille sont préservés ; le renouvellement de la concession s'effectue de la manière la plus fluide possible, avec des coûts de transaction et de planification relativement faibles. Si un accord est conclu suffisamment tôt sur la renonciation au retour, il est en outre possible de réaliser en commun et en temps utiles d'importants investissements à long terme, par exemple dans l'agrandissement de l'installation, au lieu de les reporter jusqu'à la fin de la concession ou de les garantir par une convention sur la valeur résiduelle. Tout cela améliore l'efficacité et la stabilité.

Points de repère pour la communauté

La communauté devrait aborder l'expiration des concessions à venir avec anticipation et de manière stratégique. Les points suivants peuvent servir de repère pour une démarche réussie :

- **Planifier suffisamment tôt et impliquer l'ancien concessionnaire** : préparer suffisamment tôt le processus de renouvellement, idéalement entre 10 et 15 ans à l'avance, et impliquer l'ancien exploitant et les concessionnaires. De plus, si la communauté décide de renoncer suffisamment tôt au retour, par exemple dans le cadre d'une indemnité de retour, il ne sera pas nécessaire de différer les décisions relatives à d'importants investissements à long terme jusqu'à ce qu'un accord soit trouvé sur la valeur résiduelle ou que la situation en matière de propriété soit clarifiée après le retour.

Les communes et les cantons doivent en outre examiner la répartition des compétences entre le pouvoir exécutif et le pouvoir législatif et s'assurer que le droit de participation du peuple, en particulier en matière financière, est garanti. Pour chaque dépense liée à un projet de participation qui grève les finances publiques en conséquence, il convient de vérifier s'il existe une base légale suffisante. Si ce n'est pas le cas, il faut prévoir suffisamment de temps pour créer une telle base juridique dans le processus politique. Si la nouvelle base légale à créer doit être soumise à la votation du peuple, il faut également tenir compte du fait que, d'après l'expérience, de tels processus prennent beaucoup de temps et peuvent entraîner des retards dans la procédure d'octroi d'une concession. Si des tiers sont impliqués en tant que partenaires dans le projet de participation, une concertation et une coordination entre tous les participants doivent être assurées.

- **Évaluer les compétences de manière réaliste :** avant d'augmenter sa participation, en particulier avant d'acquérir une participation majoritaire, examiner de manière critique si le savoir-faire, le personnel et les moyens financiers nécessaires sont disponibles. Lorsque cela s'avère judicieux, prévoir un soutien externe, par exemple en faisant appel à des partenaires pour le partage des risques et l'externalisation de l'exploitation et/ou de la commercialisation de l'électricité.
- **Prévoir l'aspect financier et répartir les risques :** en cas d'augmentation de la participation, préparer les budgets publics à des rendements plus volatils et constituer des réserves en temps utiles. Le niveau de participation doit toujours être en adéquation avec la capacité financière globale ; il convient d'éviter toute dépendance excessive et toute concentration trop importante des risques.
- **Utiliser les modèles de partenariat :** participer à la réussite économique potentielle d'une centrale par le biais de modèles de coopération (p. ex. indemnité de retour basée sur le marché), sans assumer seul l'ensemble des risques et tout en préservant des structures éprouvées, le savoir-faire et des économies d'échelle.
- **Garantir une gouvernance transparente :** définir dès le début de manière transparente les compétences, la répartition des coûts et les processus décisionnels. Les rôles de régulateur, d'autorité concédante et de copropriétaires doivent être séparés sur le plan organisationnel afin de réduire les conflits d'intérêts.



Conclusion

Grâce à une préparation anticipative, une autoévaluation objective et des partenaires fiables, il est possible d'organiser une plus grande participation locale de telle sorte que la communauté puisse accroître sa participation directe à la valeur ajoutée potentielle de la force hydraulique sans compromettre sa stabilité financière. Les décideurs politiques sur le terrain sont appelés à choisir la bonne voie, sachant que les projets hydroélectriques sont des projets de générations, soumis aux mouvements du marché et donc à des risques pendant des décennies. Axpo entretient depuis toujours des liens étroits et importants avec les cantons hydroélectriques et leurs régions, et donc avec les intérêts de la population, de l'économie et de l'environnement. Partenaire solide de la communauté, Axpo s'engage pour une utilisation partagée, efficace et durable des ressources en eau.









« Une centrale produit de l'électricité ; un partenariat solide permet d'assurer la pérennité et la viabilité financière en fonction des risques. »

Version longue

La présente version longue du livre blanc a pour but de donner une vue d'ensemble systématique des principales **opportunités et des principaux défis du renouvellement des concessions de force hydraulique** en Suisse. Elle s'adresse aux décideurs dans les communes et les cantons, au public intéressé de manière générale ainsi qu'aux entreprises énergétiques dont les concessions de force hydraulique sont sur le point d'être renouvelées.

Une **perspective fondamentale** est sciemment adoptée : le livre présente une vue d'ensemble des principaux liens, mécanismes et facteurs décisionnels, sans toutefois prétendre à l'exhaustivité. Certains détails juridiques, techniques ou économiques ne sont pas approfondis, mais servent à replacer le thème dans son contexte général. L'objectif est de parvenir à une compréhension commune des principaux aspects et de fournir une base objective pour des analyses plus poussées et des processus décisionnels politiques.

Table des matières

1. La force hydraulique : épine dorsale de l’approvisionnement en électricité par le modèle de la centrale partenaire	25
2. Renouvellement de concessions de force hydraulique : retour ou renonciation au retour	29
2.1 Options en cas d’expiration d’une concession	30
2.2 Contexte politique, scénarios de participation et cadre financier	31
3. Opportunités et risques pour la communauté en cas d’augmentation de la participation dans des centrales	35
3.1 Opportunités pour la communauté	35
3.2 Risques pour la communauté	36
3.2.1 Risques financiers et risques liés au marché	36
3.2.2 Risques opérationnels	38
3.2.3 Risques techniques et réglementaires	40
3.2.4 Risques de gouvernance, de responsabilité et de réputation	41
3.2.5 Conclusion sur les risques	42
4. Indemnité de retour : une approche pragmatique pour la communauté	45
4.1 Cadre légal, logique d’évaluation et montant de l’indemnité	45
4.2 Opportunités offertes par l’indemnité de retour à la communauté et aux partenaires existants	48
5. Points de repère pour la communauté	51
6. Conclusion	55
7. Glossaire des termes clés et des abréviations	57



01

La force hydraulique : épine dorsale de l'approvisionnement en électricité par le modèle de la centrale partenaire

La force hydraulique : épine dorsale de l'approvisionnement en électricité par le modèle de la centrale partenaire

La force hydraulique est l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité de la Suisse depuis des décennies. Environ 60 % de la production suisse d'électricité provient de centrales hydroélectriques, soit plus que toute autre source d'énergie. Dans les régions alpines en particulier, la force hydraulique contribue de manière significative au développement régional, crée des emplois et renforce l'économie locale. Avec le développement de l'énergie solaire et éolienne ainsi que l'augmentation des besoins en électricité, l'importance d'une exploitation efficace et flexible de la force hydraulique ne cesse de croître : les centrales au fil de l'eau fournissent de l'énergie en ruban à faible émission de CO₂. Les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage fonctionnent comme des batteries naturelles : elles peuvent convertir la réserve d'eau stockée dans les barrages en courant réglable rapidement selon les besoins. Ainsi, la force hydraulique contribue non seulement à l'intégration d'énergies renouvelables fluctuantes, mais réduit également la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie fossile et rend l'approvisionnement en électricité de la Suisse plus indépendant et plus résistant aux crises.

En Suisse, la souveraineté en matière d'utilisation de la force hydraulique appartient aux cantons et, selon les cantons, parfois aussi aux communes et, dans de rares cas, à des corporations, districts ou riverains, qui forment ensemble la « **communauté** » concédante, ci-après également « **concedants** ». Jusqu'à présent, ils ont octroyé des droits d'utilisation de l'eau dans le cadre de concessions limitées dans le temps, généralement pour une durée de 60 à 80 ans au maximum, principalement à des sociétés hydroélectriques (« **concession-**

naires ») organisées en « **centrales partenaires** ». En Suisse, les centrales partenaires sont principalement organisées sous forme de sociétés anonymes (SA) non cotées en bourse, dont le capital-actions est souvent détenu non seulement par des entreprises énergétiques, mais aussi par des cantons d'implantation et des communes concédantes (ci-après dénommés « cantons » et « communes ») en tant qu'actionnaires minoritaires. Le principe de fonctionnement fondamental d'une centrale partenaire repose sur le fait que tous les actionnaires partenaires supportent l'ensemble des coûts (coûts annuels), y compris les redevances hydrauliques, les autres redevances et impôts, les dividendes obligatoires et les provisions dans la réserve, strictement au prorata de leur quote-part, et qu'en contrepartie, ils peuvent prélever de l'électricité produite dans exactement les mêmes proportions. Étant donné que les centrales partenaires tirent leurs revenus exclusivement de ces remboursements de coûts, elles n'assument elles-mêmes aucun risque de marché ou risque économique lié à la vente ; ces risques sont entièrement supportés par les actionnaires partenaires qui vendent de l'électricité. De leur côté, les actionnaires partenaires valorisent ou vendent individuellement l'électricité produite afin de couvrir leurs parts des coûts annuels. Le nombre d'actionnaires d'une centrale partenaire est souvent restreint et stable, et reste généralement inchangé pendant toute la durée de la concession. L'exploitation, c'est-à-dire la gestion de l'exploitation et des affaires ainsi que l'ingénierie, est souvent déléguée à un seul actionnaire partenaire, généralement une entreprise énergétique ; les centrales partenaires ne possèdent leur propre personnel que dans des cas isolés. Jusqu'à présent, les concedants, en tant qu'actionnaires partenaires, détenaient habituelle-

ment une participation minoritaire dans une centrale partenaire, alors que les entreprises énergétiques dans lesquelles les concédants eux-mêmes ou des cantons ou communes tiers détiennent également des participations, détiennent la majorité. Par exemple, Axpo est la propriété exclusive des cantons de la Suisse du Nord-Est et de leurs centrales électriques cantonales.

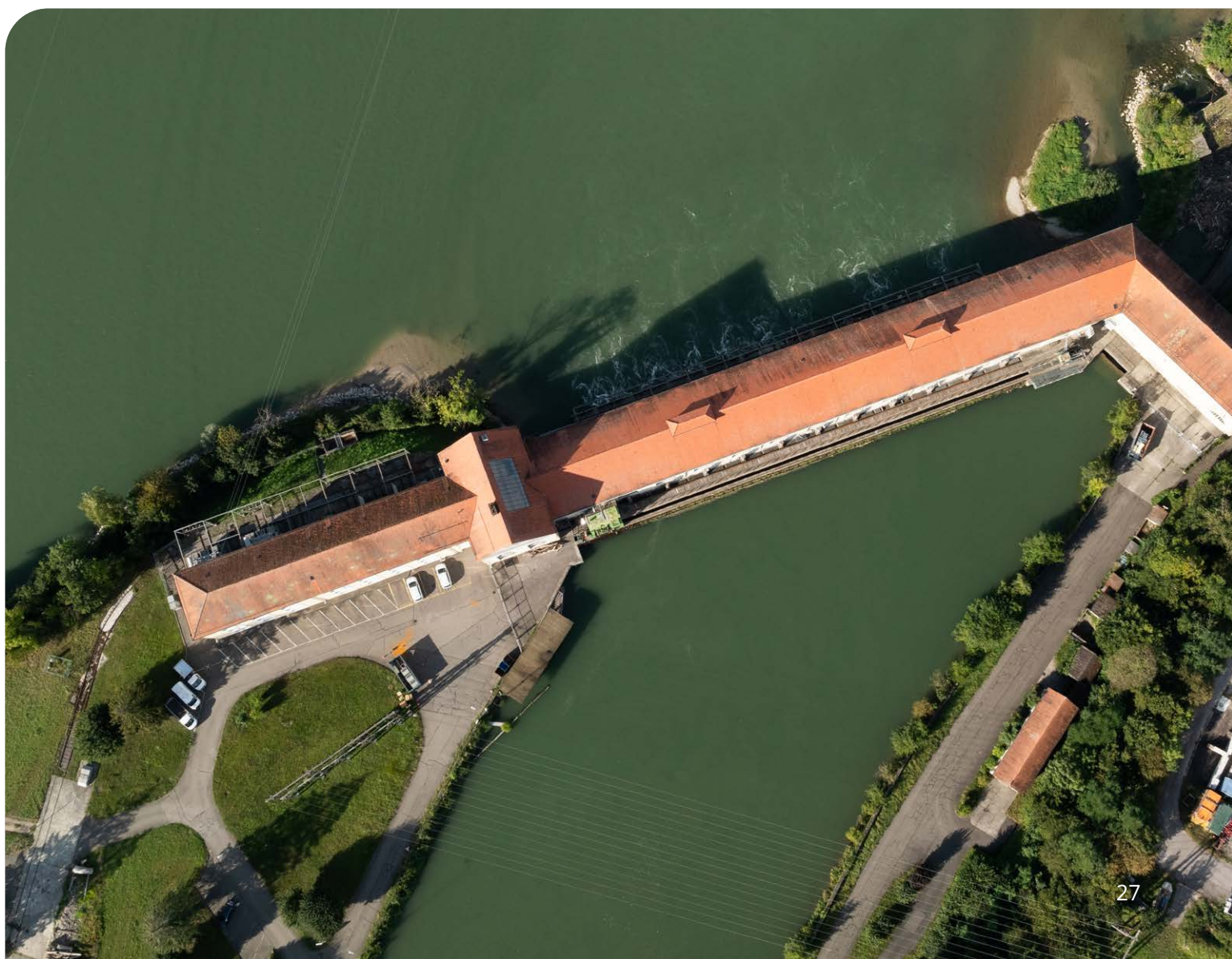
La communauté joue un rôle actif de régulateur vis-à-vis de la société hydroélectrique : dans le cadre de la concession de force hydraulique octroyée, elle intervient en tant qu'autorité concédante, représentante des intérêts et autorité de surveillance. En contrepartie du droit d'utilisation de l'eau octroyé, limité dans le temps, la société hydroélectrique verse en règle générale, lors de l'octroi de la concession, une redevance de concession unique, puis verse annuellement des redevances hydrauliques et, le cas échéant, d'autres redevances de concession et impôts (p. ex. livraisons d'électricité à titre gratuit, contingents d'approvisionnement à prix réduit sous forme d'énergie gratuite ou préférentielle ou impôts sur les centrales hydrauliques). Une description détaillée de ces redevances et impôts figure dans le glossaire à la fin du document.

Les redevances hydrauliques, généralement les redevances les plus élevées à long terme, sont largement indépendantes des prix du marché. Selon la législation actuelle, elles sont calculées d'après la puissance théorique moyenne de la centrale (cf. glossaire) et restent donc relativement constantes dans le temps. Elles constituent ainsi pour les concédants (en général les cantons et parfois les communes) une source de revenus fiable, récurrente chaque année et sans risque lié aux prix du marché. Elles sont particulièrement importantes dans les cantons de montagne et les communes peu favorisées. Les recettes sont versées aux finances publiques et peuvent être affectées à des tâches

locales telles que la formation, la construction de routes ou d'autres projets d'infrastructure. Outre ces recettes directes, la communauté profite aussi indirectement de l'utilisation de la force hydraulique. La construction, l'exploitation et la maintenance des centrales génèrent des commandes pour des entreprises régionales et garantissent des emplois : des prestations d'ingénierie et des services techniques à l'hôtellerie-restauration locale, en passant par les travaux de construction et de maintenance. La communauté tire par exemple profit de l'accueil de spécialistes externes dans le cadre de l'exploitation de la centrale et du tourisme autour des lacs de retenue. Tout cela renforce l'économie régionale et améliore la qualité de vie dans des régions souvent peu favorisées.

Au niveau national également, l'importance de la force hydraulique se manifeste dans un contexte économique plus large : elle contribue directement à la valeur ajoutée grâce aux investissements dans des projets hydroélectriques et dans l'exploitation des installations, et grâce à la garantie qu'elle apporte à la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. En tant que source d'énergie propre et renouvelable, la force hydraulique contribue en outre à la réalisation des objectifs climatiques et au développement durable. Au fil des décennies, la Suisse a acquis un énorme savoir-faire dans le secteur de l'hydroélectricité : les grandes entreprises énergétiques exploitent des installations très diverses, allant de petites centrales hydroélectriques à de grandes installations à accumulation et à pompage-turbinage, et optimisent en permanence leur exploitation, l'utilisation des centrales et la commercialisation de l'énergie. Par exemple, en tant qu'exploitant le plus important, Axpo est leader en matière de planification et d'optimisation des opérations. Elle est active dans ce domaine depuis plus de cent ans et assure environ un quart de la production hydroélectrique en Suisse. Grâce à une

modernisation constante, comme l'agrandissement de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern qui est devenue l'une des plus grandes « batteries » d'Europe, et à des innovations, notamment dans les domaines de la numérisation, de l'automatisation et de la cybersécurité, ces entreprises contribuent à rendre la force hydraulique plus efficace, plus sûre et plus durable. Ce savoir-faire constitue un facteur important si les communes et les cantons souhaitent à l'avenir assumer davantage leurs propres responsabilités dans le domaine de la force hydraulique.



A wide-angle photograph of a massive concrete dam situated in a deep mountain valley. The dam is a curved, grey structure with visible vertical joints. Behind it, a large reservoir of turquoise-colored water fills the valley. The surrounding mountains are steep and rocky, with patches of green grass and shrubs. A dirt road winds through the lower right side of the valley.

02

Renouvellement de concessions de force hydraulique : retour ou renonciation au retour

Renouvellement de concessions de force hydraulique : retour ou renonciation au retour

Au moyen d'une « **concession** », la communauté compétente, en tant que concédant, octroie à un concessionnaire un droit exclusif et limité dans le temps d'utiliser un cours d'eau public ou une force hydraulique potentielle pour produire de l'électricité, pour une durée limitée à 80 ans au maximum en Suisse. Le droit d'utilisation s'éteint à l'expiration de la durée de la concession. Si le contrat de concession initial ou la loi cantonale sur les forces hydrauliques prévoit un droit de retour, ce qui est usuel, et si le retour est effectivement exercé, les constructions et installations liées au droit d'utilisation passent à la communauté titulaire du droit de retour (« **communauté** », en règle générale le

canton et éventuellement les communes concernées). Les concédants peuvent ensuite choisir parmi plusieurs options concernant leur futur régime de propriété.

Étant donné que la communauté concédante (« concédant ») est en règle générale également le titulaire du droit de retour (cf. glossaire), les termes « concédant » et « communauté » seront utilisés ci-après comme synonymes.

Expiration de la concession existante

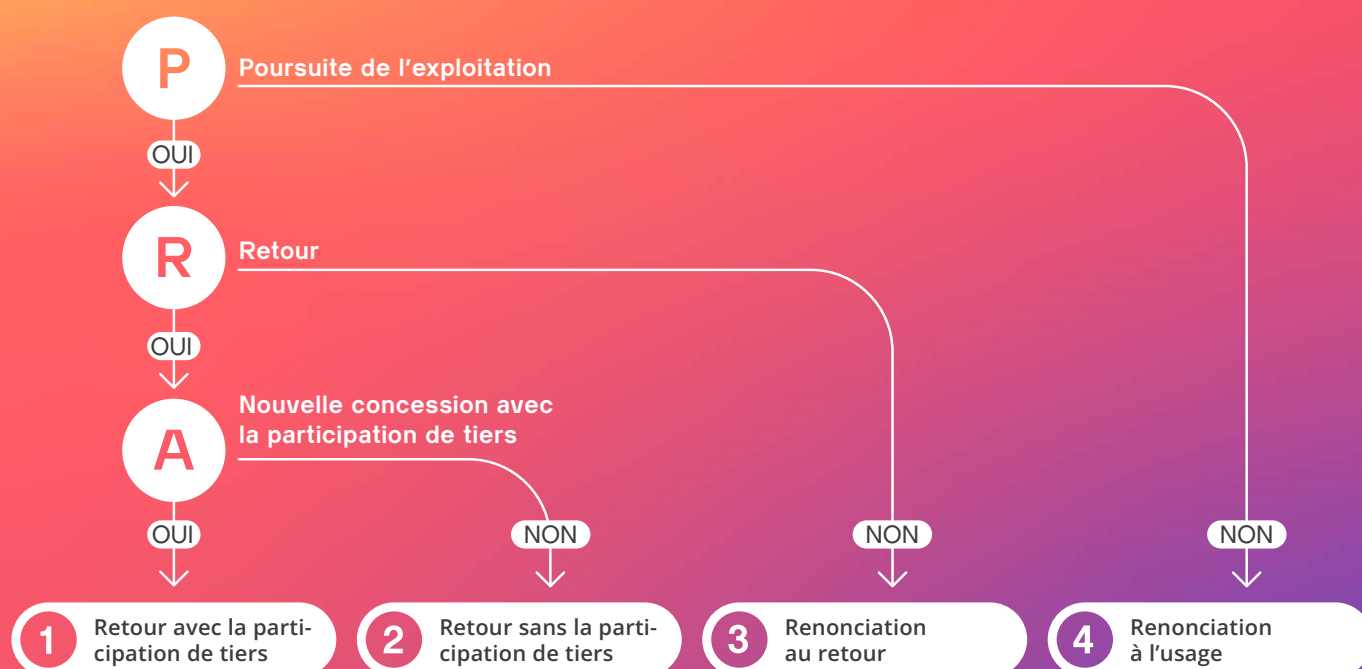


Illustration 1: Options de renouvellement d'une concession arrivant à échéance.

2.1 Options en cas d'expiration d'une concession

Lors du renouvellement d'une concession, la communauté dispose en principe de **quatre options**, dont deux prévoyant l'exercice du droit de retour et deux sans retour.

Les deux options prévoyant un retour sont les suivantes :

- 1. Retour avec octroi de la concession à une nouvelle société hydroélectrique avec la participation de tiers :** exercice du droit de retour, suivi d'une nouvelle concession de la centrale par l'octroi du droit d'utilisation de l'eau à une société hydroélectrique nouvellement créée, qui est généralement une centrale partenaire. Des tiers participent à cette société en tant qu'actionnaires ; les anciens actionnaires ainsi que, le cas échéant, la communauté peuvent également y être représentés. La participation de la communauté peut être plus élevée, constante ou moindre qu'auparavant.
- 2. Retour sans participation de tiers :** exercice du droit de retour et apport de la centrale au moyen d'une nouvelle concession à une société anonyme détenue à 100 % par les concédants (p. ex. AEW, EKT), à un établissement de droit public (p. ex. AET, EKZ) ou à un service d'une administration publique (p. ex. ewz) d'une autre communauté. En revanche, si le concédant décide d'exploiter lui-même l'eau par l'intermédiaire d'un service officiel de la même communauté, aucune concession n'est nécessaire. Dans ce cas, une autorisation d'exploitation de la centrale suffit, puisque le concédant n'est pas tenu de s'octroyer une concession à lui-même ; il est déjà réputé concessionnaire en vertu de la loi. Le modèle de l'« exploitation directe sans concession » ne devrait toutefois être que rarement appliqué

dans la pratique future, notamment en raison de la complexité des questions de responsabilité et de financement qu'impliquerait une exploitation directe par l'administration.

Dans le cadre d'un retour, il existe une marge de négociation concernant le montant de l'indemnisation pour certaines parties de l'installation : sauf disposition contraire de la concession, les parties hydrauliques de l'installation (aussi appelées communément, mais de manière imprécise, parties « mouillées »), telles que les barrages, les cours d'eau et les turbines, reviennent en règle générale gratuitement aux concédants. Pour les parties électromécaniques de l'installation (aussi appelées parties « sèches »), en particulier les équipements électromécaniques tels que les générateurs, les transformateurs et les systèmes de commande, le concédant doit en revanche verser au concessionnaire une indemnité « équitable » (cf. glossaire). À l'expiration de la concession et après le transfert des installations ayant fait l'objet d'un retour, la personne morale de l'ancienne société hydroélectrique cesse son exploitation dès lors qu'elle ne dispose d'aucun autre bien ni d'aucune autre tâche.

Il existe en outre deux possibilités sans exercice du droit de retour, qui diffèrent selon que l'exploitation de la centrale doit être poursuivie ou non :

- 3. Renonciation au retour :** renouvellement d'une concession à un concessionnaire, généralement une centrale partenaire, sans exercice du droit de retour. Le concessionnaire peut être l'ancienne ou une nouvelle société hydroélectrique. La participation des concédants dans la société hydroélectrique peut être plus élevée, constante ou moindre qu'auparavant. Les actionnaires existants de la centrale partenaire, à l'exception des concédants eux-mêmes, versent en règle générale aux concédants une indemnité de retour.

4. Renonciation à l'utilisation : ne plus octroyer de nouvelles concessions et renoncer à l'utilisation des cours d'eau. Sauf disposition contraire de la concession, le concessionnaire dont les installations cessent d'être utilisées après l'expiration ou la caducité de la concession est tenu d'exécuter les travaux de sécurité nécessaires. En l'état actuel des choses, on peut partir du principe que cette option ne sera que très rarement choisie, car elle irait à l'encontre des stratégies hydroélectriques cantonales.

En principe, la communauté peut donc prendre une participation dans une centrale hydroélectrique de trois manières : (1) indirectement dans le cadre d'un retour avec ou sans la participation de tiers, par l'intermédiaire d'une société anonyme détenue en tout ou en partie par la communauté ; (2) en cas de retour sans la participation de tiers, par l'apport des installations à titre d'apport en nature dans un établissement de droit public ou un service officiel, ou (3) par le biais d'une exploitation directe sans concession (exploitation propre). Cette dernière solution est juridiquement possible, mais rarement opportune en pratique en raison des risques de responsabilité et des risques financiers. Par souci de simplification, l'expression « **participation dans la centrale** » englobe par la suite toutes ces variantes.

2.2 Contexte politique, scénarios de participation et cadre financier

Au cours des trois prochaines décennies, une grande partie des concessions de force hydraulique existantes arrivera à échéance en Suisse, en particulier dans la région alpine, là où, historiquement, l'essentiel des travaux d'aménagement a eu lieu. Plusieurs cantons, dont le Valais, les Grisons, le Tessin, Berne et Uri, ont le mandat politique de « rapatrier » ces centrales hydroélectriques, c'est-à-dire de les placer, si possible, sous leur contrôle majoritaire dans le

cadre de nouvelles concessions. Ces mesures reposent sur des décisions prises par les parlements ou les gouvernements cantonaux. Les communautés citent notamment comme objectifs de politique énergétique la garantie des droits de participation au niveau local et le renforcement de la valeur ajoutée au niveau régional. La question centrale est la suivante : **Quelle sera l'étendue de la participation publique dans les centrales hydroélectriques à l'avenir ?** Les cantons (le cas échéant, en collaboration avec les communes) ont développé à cet égard différents modèles qui peuvent être classés, pour l'essentiel, en trois scénarios :

- **Quasi statu quo, souvent avec une participation minoritaire :** la communauté renonce au retour et procède au renouvellement de la concession avec une société hydroélectrique (en général une centrale partenaire) ou attribue à nouveau le droit d'utilisation de la force hydraulique dans le cadre d'un retour (nouvelles concessions). Elle ne cherche alors pas à modifier de manière significative le niveau de sa participation (qui reste souvent minoritaire), généralement dans le but de prélever directement la quantité modérée d'électricité produite qui lui revient en fonction de cette faible participation. Plutôt que d'étendre son statut de propriétaire, l'accent est mis sur des sources de revenus à faible risque : redevance hydraulique, autres redevances de concession et impôts ; en cas de renonciation au retour, une indemnité de retour s'ajoute (voir ci-après). Ce modèle réduit les risques financiers d'une participation accrue dans les centrales pour la communauté, mais implique que la majeure partie du risque financier et de la valeur ajoutée, après déduction de l'indemnité de retour, des redevances hydrauliques, des autres redevances de concession (p. ex. énergie gratuite ou préférentielle) et des impôts, reste à la charge des autres partenaires. Ce modèle est actuellement

appliqué par la plupart des cantons et des communes ; les grands cantons hydroélectriques comme le Valais, les Grisons, le Tessin, Berne et Uri font exception (voir ci-après).

- **Participation publique majoritaire** : les grands cantons de montagne hydroélectriques comme le Valais, les Grisons et Berne suivent une voie médiane. Dans le cadre du renouvellement d'une concession (option 3 de l'illustration 1) ou d'une nouvelle concession avec retour (option 1 de l'illustration 1), les communes et le canton intègrent directement ou indirectement une participation majoritaire dans la centrale dans leurs budgets financiers, dans le but de prélever directement une plus grande quantité d'électricité produite, tout en conservant un partenaire expérimenté en tant qu'actionnaire minoritaire et exploitant. Il s'agit de maximiser la participation locale et les parts dans les centrales tout en continuant à utiliser les connaissances spécialisées du partenaire industriel. Le Valais et les Grisons, par exemple, visent une participation publique supérieure à 50 %, tout en continuant à permettre aux entreprises énergétiques comme Axpo de participer en tant qu'actionnaires minoritaires.
- **Reprise complète de la centrale par le concédant** : dans des cas extrêmes, le concédant fait usage de son droit de retour et reprend l'intégralité de la centrale, soit par la reprise des biens, soit en tant qu'actionnaire unique, dans le but de prélever directement la totalité de l'électricité produite. En règle générale, cela se fait par l'octroi d'une nouvelle concession à un établissement de droit public ou à une société anonyme détenue exclusivement par la communauté, plus rarement par l'intégration dans un service de la communauté ; dans ce dernier cas, aucune concession n'est en principe nécessaire. Les ac-

tionnaires existants se retirent. Jusqu'à présent, seul le canton du Tessin applique ce modèle. Dans ce cas, les installations dont la concession a expiré reviennent d'abord au canton en vertu de la loi (ici aussi, celui-ci, en tant que communauté titulaire du droit de retour, doit exercer activement son droit de retour, c.-à-d. qu'il n'y a pas de retour automatique) ; le transfert ultérieur à la société d'électricité cantonale AET se fait sur la base d'une décision politique ou stratégique séparée. Ainsi, l'ensemble des recettes reviendra certes aux pouvoirs publics, mais ceux-ci supporteront également tous les risques entrepreneuriaux.

La variante choisie dépend des **objectifs politiques**, de la situation financière et du **savoir-faire** des concédants. Le choix du modèle approprié requiert une pesée minutieuse des opportunités et des risques. Dans le même temps, il convient de respecter les prescriptions légales. La plupart des cantons disposent à cet égard d'une certaine marge d'appréciation. Le canton du Tessin fait exception, puisque la totalité des parts doit toujours être reprise par les pouvoirs publics. La loi valaisanne prescrit, quant à elle, qu'au moins 60 % des actions doivent être détenus par les pouvoirs publics. Le canton des Grisons se montre encore plus flexible : la loi ne fixe pas de quota, mais le canton et les communes s'efforcent en pratique, dans le cas de projets attrayants, d'obtenir une participation majoritaire allant de 60 à 80 % au capital-actions des sociétés de centrales partenaires.

La **prise en compte** d'une participation de la communauté dans le **bilan** dépend principalement de sa finalité dans le budget public : si la participation sert (directement ou indirectement) à l'accomplissement d'une tâche publique qui lui est confiée par la loi, elle est affectée au patrimoine administratif (PA) ; sinon, elle fait partie du patrimoine finan-

cier (PF). Contrairement au cas du patrimoine administratif, les participations inscrites au patrimoine financier ne sont pas affectées à un usage défini, ne servent pas directement à l'accomplissement de tâches publiques et sont en principe librement cessibles du point de vue du droit financier (avec une contrevalet réalisable). Dans le canton des Grisons, par exemple, les participations dans le domaine de la force hydraulique sont actuellement attribuées au patrimoine financier.

Indépendamment de son affectation au patrimoine administratif ou au patrimoine financier, l'impact d'une participation sur les finances publiques est en principe quantifié lorsqu'elle influe sur le compte de résultat et/ou le compte des investissements de la communauté et non pas uniquement sur le bilan. Tel est le cas dans une situation fréquente où la communauté détient non seulement une participation financière dans une société hydroélectrique organisée en centrale partenaire, mais où elle supporte directement les coûts annuels à hauteur de sa quote-part et prélève de l'électricité proportion-

nnellement à celle-ci. Dans ce cas, la participation impacte aussi bien le bilan que le compte de résultat et/ou le compte des investissements. Il existe toutefois un cas rare de participation purement financière : la communauté ne supporte aucune part des coûts annuels et n'est pas non plus tenue de prélever de l'électricité. Dans ce cas, la participation est inscrite uniquement au bilan. Un tel modèle ne devrait toutefois que peu séduire la communauté, car il confère certes des droits de participation équivalents aux parts détenues, mais ne permet pas de participer directement à la valeur ajoutée découlant de la production d'électricité.

Le principe est le suivant : lorsque la commune ou le canton acquiert des participations plus importantes, son rôle change considérablement. Son ancien rôle de régulateur, d'autorité concédante et de principal percepteur des redevances évolue vers un rôle de copropriétaire, voire de propriétaire majoritaire, le cas échéant, avec des responsabilités en matière d'exploitation. Cela s'accompagne néanmoins de responsabilités et de risques supplémentaires.





03

**Opportunités et risques pour
la communauté en cas
d'augmentation de la partici-
pation dans des centrales**

Opportunités et risques pour la communauté en cas d'augmentation de la participation dans des centrales

Si les communes ou les cantons augmentent leur participation dans une centrale hydroélectrique jusqu'à atteindre une participation majoritaire, d'autres opportunités s'offrent à eux, comme une participation directe plus importante aux éventuels bénéfices et un droit de participation plus important en matière d'investissements, d'exploitation et de maintenance. Parallèlement, la communauté assume des risques supplémentaires. Sont résumés ci-après les principales **opportunités** ainsi que les principaux **risques financiers, opérationnels et techniques, réglementaires, de gouvernance et juridiques** qui peuvent survenir lorsque la communauté passe du statut principal de concédant du droit d'utilisation de l'eau et de régulateur à celui d'actionnaire majoritaire d'une centrale.

3.1 Opportunités pour la communauté

Une participation plus élevée dans une centrale hydroélectrique permet à la communauté de participer davantage et plus directement aux revenus de la production d'électricité, positifs lorsque les conditions du marché de l'électricité sont favorables, dans la mesure de l'augmentation de sa participation. Dans le même temps, elle gagne en influence et peut participer plus activement aux décisions clés de l'entreprise, telles qu'en matière d'investissements, de maintenance ou de gestion de l'exploitation.

Un autre avantage potentiel réside dans le renforcement de la valeur ajoutée régionale. Pour des raisons d'efficacité et de synergie, les grandes entreprises énergétiques regroupent certaines fonctions (p. ex. services d'ingénierie ou services spéciaux) sur des sites qui peuvent se trouver en dehors du terri-

toire cantonal ou communal concerné. Une participation majoritaire permet à la communauté, dans les limites du droit des marchés publics, d'influer davantage sur l'ancrage de tâches, de compétences et de décisions supplémentaires dans la région, ce qui tend à accroître la valeur ajoutée au niveau local. Aujourd'hui déjà, alors que la communauté détient souvent des participations minoritaires, l'exploitation et la maintenance sont généralement assurées par du personnel local, et les centrales partenaires ont leur siège fiscal dans la zone de la concession. Dans l'ensemble, une participation plus élevée permet aux communes et aux cantons titulaires du droit de retour de passer d'un rôle de partenaire minoritaire et de perceuteur des redevances à un rôle de co-entrepreneur actif et de participer ainsi plus directement à la valeur ajoutée.

Une participation accrue offre en outre à la communauté des possibilités plus directes de pilotage et d'influence politiques. En particulier lorsqu'une commune ou un canton détient une participation majoritaire dans des centrales hydroélectriques, la communauté concernée peut exercer une influence plus forte pour que l'exploitation et le développement des installations soient conformes aux objectifs énergétiques régionaux, par exemple en menant à bien les projets d'agrandissement. En même temps, la communauté dispose d'une plus grande marge de manœuvre pour prendre des décisions selon son appréciation, non seulement en fonction de critères économiques, mais aussi en fonction de critères sociaux locaux, par exemple en vue d'assurer la stabilité des prix dans la région. Dans le contexte de la transition énergétique en Suisse, certains cantons et certaines communes d'implantation souhaitent profiter de ces structures possibles pour assumer

eux aussi leurs responsabilités et contribuer à la sécurité de l'approvisionnement du pays. De même, en cas de participation majoritaire, la communauté peut définir l'importance qu'il convient d'accorder aux pré-occupations environnementales locales et à une gestion de la centrale électrique respectueuse de l'environnement, au-delà des exigences légales.

En résumé, l'augmentation des participations et en particulier l'acquisition de participations majoritaires permettent aux cantons et aux communes de renforcer leur implication économique et leur participation aux décisions, d'encourager la valeur ajoutée au niveau régional, d'organiser de manière autonome leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement et de mieux adapter l'orientation écologique de la force hydraulique aux préoccupations locales. Cela s'accompagne également de risques, notamment des risques financiers et liés au marché, des risques opérationnels, techniques et réglementaires, ainsi que des risques en matière de gouvernance, de responsabilité et de réputation. Ces aspects sont examinés plus en détail ci-après.

3.2 Risques pour la communauté

Les risques présentés ci-après ne concernent pas seulement la communauté, mais en principe tous les propriétaires de centrales, y compris les grandes entreprises énergétiques. Toutefois, la manière dont ces risques peuvent être pris en charge et maîtrisés dépend des ressources financières ainsi que de l'expérience et du savoir-faire des propriétaires. Dès 1900, ces risques ont contribué à la naissance du modèle des centrales partenaires : de nombreuses communes ne disposaient ni du capital ni du savoir-faire nécessaires pour planifier, financer et exploiter de grandes installations hydroélectriques. En revanche, de grandes entreprises énergétiques opérant à l'échelle intercantonale, voire nationale, ont pu diversifier leurs risques d'inves-

tissement et d'exploitation grâce à un portefeuille d'installations plus large et mettre en commun leur expertise et leurs ressources de manière efficace.

3.2.1 Risques financiers et risques liés au marché

- **Perte potentielle de revenus garantis et dépendance croissante vis-à-vis des prix du marché :** jusqu'à présent, les concédants percevaient une redevance de concession unique lors de l'octroi de la concession, puis chaque année de manière fiable les redevances hydrauliques, les autres redevances de concession et les impôts, sans devoir supporter de risques financiers ou entrepreneuriaux importants. L'augmentation de la participation dans des centrales hydroélectriques va changer cela : la communauté assume une part plus importante des coûts annuels, qui comprennent notamment les redevances hydrauliques. En réalité, du point de vue de son budget, elle se verse ainsi elle-même les redevances hydrauliques, les autres redevances de concession et les impôts au prorata. Lorsque le marché est favorable, ces paiements peuvent être couverts par les revenus issus de la commercialisation de l'électricité. En période de pertes, c'est-à-dire lorsque les revenus de la commercialisation sont inférieurs aux coûts annuels à supporter (y compris, entre autres, les redevances hydrauliques en tant que composante fixe), les découverts doivent être couverts par les fonds propres à disposition ou par un financement externe (crédits, prêts, emprunts). Alors que ces redevances étaient jusqu'à présent principalement à la charge des actionnaires partenaires indépendants de la communauté et représentaient donc peu de risques pour celle-ci, cette sécurité diminue à mesure que la participation augmente.

Étant donné que les recettes des concédants provenant des redevances de concession telles que les redevances hydrauliques ne dépendent en principe pas du prix du marché de l'électricité et sont généralement relativement stables dans le temps, elles représentent pour les finances publiques un poste de recettes fiable et aisément planifiable. De même, les redevances hydrauliques doivent être fixées conformément au droit cantonal, dans les limites fixées par le droit fédéral, selon des critères objectifs (cf. glossaire), et appliquées de manière égale à tous les concessionnaires, indépendamment du fait que l'installation appartienne majoritairement aux concédants ou non. Par conséquent, les concédants devraient conserver cette forme de redevance à l'avenir, même en cas de propriété exclusive, c'est-à-dire même s'ils se versent eux-mêmes l'intégralité des redevances du point de vue de leur budget. De nombreuses communes de montagne sont de fait tributaires des redevances hydrauliques ; dans certaines localités, elles dépassent même de plusieurs fois les recettes fiscales. Les redevances hydrauliques contribuent de manière significative au développement régional ; une réduction importante, voire leur suppression, mettrait en péril la capacité financière de nombreuses communes.

Si les concédants augmentent leur participation dans des centrales et donc leur obligation de prélever de l'énergie, ils doivent commercialiser eux-mêmes ou faire commercialiser de plus grandes quantités d'énergie. Cela accroît la dépendance des finances publiques vis-à-vis de la volatilité des prix sur le marché de l'électricité et rend nécessaire un recours accru aux instruments de financement et de gestion des risques.

- **Besoin élevé en capitaux, concentration des risques et réserves financières limitées :** une participation dans des sociétés hydroélectriques entraîne des engagements financiers. Les actionnaires partenaires supportent leur part de tous les coûts annuels, notamment l'exploitation et la maintenance (OPEX), les amortissements planifiés et non planifiés (D & A) ainsi que les investissements décidés selon le plan d'investissements (CAPEX). La force hydraulique étant fortement tributaire des coûts fixes, ceux-ci continuent d'être supportés même en cas d'interruptions de production prolongées, par exemple à la suite de dommages dus à des intempéries. Cela pourrait mobiliser des ressources supplémentaires de plusieurs millions. De plus, si les revenus issus de la commercialisation de l'électricité viennent à manquer en raison de la faiblesse des prix du marché, de mises hors service ou d'exigences réglementaires plus strictes (notamment en matière de débits résiduels, cf. « Risques techniques et réglementaires » ci-après) ou si les dépenses courantes augmentent en raison de coûts de maintenance, d'investissements ou de dépréciations exceptionnelles (impairments) liées au marché, plus élevés que prévu, entraînant des besoins de capitaux supplémentaires, des problèmes de liquidités et des déficits comptables risquent de survenir. Le risque augmente avec la taille de la centrale et l'étendue de la participation : si la communauté supporte désormais la majeure partie, voire la totalité, des coûts annuels, sa responsabilité financière peut se multiplier au détriment des finances publiques. Lorsqu'une communauté détient une part importante d'une grande centrale électrique ou qu'elle consacre une part importante de ses ressources à un seul projet de participation, le risque de concentration financière augmente en outre. Lorsque la communauté ne dispose que de réserves limitées et que les dépenses extraor-

dinaires doivent être financées en majeure partie par les impôts, des besoins accrus en liquidités peuvent également entraîner des hausses d'impôts.

La force hydraulique requiert beaucoup de capital ; les projets de modernisation et d'agrandissement, en particulier, requièrent des investissements importants, qui atteignent rapidement des centaines de millions pour les grandes installations. Les actionnaires ont donc besoin d'une capacité financière suffisante, que ce soit sous la forme de fonds propres ou d'un accès fiable au marché des capitaux. En cas de retour, la communauté doit, selon les circonstances, supporter d'importants frais d'étude de projet, d'expertise et de conseil et prendre en charge les parties électromécaniques de l'installation (générateurs, système de commande, etc.) moyennant une indemnisation équitable. À cela s'ajoute le financement de la participation dans la nouvelle société hydroélectrique à créer dans le cadre d'un retour ou de l'augmentation de la participation en cas de renonciation au retour. Les petites communes, en particulier, courent ainsi le risque de se surendetter en prenant des participations majoritaires dans de grandes centrales.

3.2.2 Risques opérationnels

- **Manque de savoir-faire et dépendance vis-à-vis de prestataires externes :** une centrale hydroélectrique requiert des connaissances techniques et opérationnelles hautement spécialisées. De la gestion de l'eau au système de commande en passant par la technologie des turbines : l'exploitation est complexe et critique pour la sécurité. À cela s'ajoutent des connaissances, par exemple en planification de l'utilisation des centrales, en maintenance, en gestion des incidents, en exigences environnementales, en cybersécurité et en gestion des risques. Les

petits concédants ne disposent pas de ce personnel et de ce savoir-faire. L'absence de partenaires expérimentés peut engendrer un risque d'exploitation inefficace, notamment en raison d'erreurs d'utilisation ou de retards de maintenance, ce qui peut nuire à la sécurité et à la rentabilité de l'installation.

Il ne suffit pas de produire de l'électricité ; elle doit aussi être vendue de manière rentable. Les centrales hydroélectriques produisent souvent beaucoup plus d'électricité que ce qui peut être consommé localement, et le profil de production ne correspond généralement pas au profil de charge local. Ainsi, par exemple, l'électricité stockée onéreuse ne devrait pas être utilisée pour l'approvisionnement local lors d'un midi ensoleillé alors que de l'électricité bon marché est disponible sur le marché. Par conséquent, une grande partie de la production est commercialisée sur le marché de gros. Il est toutefois rare que les communautés disposent de leurs propres services ou plateformes de négoce de l'électricité, qui surveillent en permanence les prix du marché et commercialisent l'électricité au mieux. Sans un trading professionnel, on risque de passer à côté d'opportunités ou de prendre de mauvaises décisions. Cela se répercute directement sur les revenus. La commercialisation comporte donc un risque économique considérable si aucun acteur expérimenté ne la prend en charge.

Si aucun des partenaires ne dispose d'une structure d'exploitation et de commercialisation expérimentée ou n'est en mesure d'en mettre une en place assez rapidement, il peut être judicieux de confier ces tâches à des tiers, par exemple à l'ancien exploitant qui endossera alors un nouveau rôle en tant que prestataire externe. Cela permet de garantir dès le début une exploitation

professionnelle et une commercialisation fiable. Cela crée en même temps une interface supplémentaire dans la fourniture des prestations, sans que le prestataire ne soit « impliqué » par le biais d'une participation directe.

- **Perte de synergies et changement climatique :**

les grandes entreprises énergétiques opérant au niveau intercantonal, voire au niveau national, exploitent généralement un portefeuille de centrales et peuvent ainsi regrouper le personnel, les équipes de maintenance et la commercialisation. Les communautés qui exploitent une centrale électrique de manière isolée ne peuvent pas profiter de ces économies d'échelle. Il en résulte des coûts plus élevés par unité d'électricité. En outre, les fluctuations météorologiques peuvent être mieux compensées au sein d'un réseau de centrales plus vaste et géographiquement diversifié : si, par exemple, des dommages et des pannes surviennent dans une région à la suite d'intempéries, des centrales situées dans d'autres régions de Suisse peuvent compenser la production. Une centrale communale isolée n'est pas aussi diversifiée géographiquement et ne dispose donc pas de cette flexibilité. Cela augmente le risque que des conditions météorologiques locales extrêmes par exemple (comme des crues ou coulées torrentielles) entraînent directement des pertes de rendement. Un exemple récent est la région de Moesa dans la vallée de Misox dans les Grisons : à la suite d'une tempête survenue en juin 2024, les installations hydroélectriques d'Axpo ont dû être mises hors service pendant une longue période ; des conduites d'alimentation endommagées et les débris charriés ont entraîné une interruption de production de près d'un an et d'importantes réparations.

Le changement climatique ne fera qu'exacerber à l'avenir ces incertitudes liées aux conditions météorologiques. Les périodes de sécheresse peuvent être plus fréquentes et entraîner des niveaux plus bas avec des baisses de production correspondantes. Ainsi, en 2018, la production suisse d'énergie hydraulique a été inférieure d'environ 7 % à celle de l'année précédente en raison d'un été caniculaire. Le changement climatique peut modifier la saisonnalité des apports d'eau (p. ex. davantage de pluie en hiver au lieu de neige, diminution des débits estivaux). À l'avenir et en comparaison avec la situation actuelle, les installations de stockage plus petites, moins conçues pour les transferts saisonniers, pourraient présenter un léger avantage économique par rapport aux installations à forte composante saisonnière, en particulier par rapport aux installations de stockage dont le volume stocké n'est renouvelé qu'une seule fois par an, voire moins fréquemment. Dans le même temps, la probabilité de fortes précipitations et d'inondations augmente. Celles-ci peuvent, d'une part, entraîner des débordements de lacs de retenue, ce qui signifie que l'eau excédentaire doit être évacuée sans être utilisée ; d'autre part, l'apport accru de sédiments peut réduire le volume de stockage utilisable et, par conséquent, la quantité d'énergie produite de manière flexible par les installations de stockage. Les débris charriés et coulées torrentielles (boues, cailloux, bois) causés par des phénomènes météorologiques locaux peuvent endommager les installations et en particulier les conduites d'eau, et entraîner des interruptions prolongées de la production ainsi qu'une augmentation des travaux de maintenance. Pour de tels risques, il peut être plus difficile et plus coûteux d'obtenir une couverture d'assurance appropriée. Tout cela représenterait une charge financière pour les actionnaires.

3.2.3 Risques techniques et réglementaires

- **Vieillesse des installations et compatibilité avec les nouvelles réglementations :** avec l'âge, les frais de maintenance et les risques de pannes augmentent. De plus, des charges plus strictes en matière d'environnement et de sécurité, comme la sécurité sismique ou les charges prescrites par la loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux ; RS 814.20) concernant les débits résiduels, les éclusées ou la migration des poissons, peuvent nécessiter des travaux de mise en conformité coûteux ou entraîner des restrictions d'exploitation.

Depuis l'introduction de la LEaux en 1992, le **débit résiduel** correspond au débit minimal prescrit par la loi en aval d'un captage. Dans le cas des centrales avec réservoir ou zone de retenue, un tel débit minimal implique souvent que l'eau ne peut pas être turbinée, ce qui diminue directement les recettes. Pour les concessions existantes, une augmentation des débits résiduels constituerait en principe une atteinte aux droits acquis qui sont protégés en vertu de l'art. 43 de la loi fédérale sur les forces hydrauliques (LFH ; RS 721.80). Une telle atteinte n'est admissible que pour cause d'utilité publique et moyennant indemnité. L'art. 80 LEaux prévoit en conséquence des seuils d'indemnisation : les mesures d'assainissement ne doivent être ordonnées que si elles ne portent pas atteinte aux droits d'utilisation existants d'une manière qui justifierait un dédommagement. À l'expiration de la concession, le droit acquis cesse d'exister ; les nouvelles charges relatives aux débits résiduels sont fixées en vertu des art. 31 à 33 LEaux, en tant que nouvelle utilisation, sans qu'elles ne donnent lieu à une indemnité en raison de prescriptions plus strictes. Selon le cours d'eau et l'interprétation des dispositions, de telles charges peuvent entraîner des pertes de produc-

tion durables de l'ordre de plusieurs dizaines de pour cent. Des centrales de dotation ou d'autres mesures d'accompagnement sont souvent nécessaires pour atteindre des objectifs techniques, mais elles ne compensent qu'en partie la quantité d'énergie perdue. Pour les concessionnaires, cela signifie une production moindre, des CAPEX plus élevés en cas de travaux de construction et des flux financiers plus incertains tant que l'interprétation concrète des règles est encore en cours. En effet, les nouvelles concessions offrent une marge de manœuvre (pesée au cas par cas, dotation saisonnière, mesures d'accompagnement/de compensation). L'autorité compétente fixe les charges ; les organisations de protection de l'environnement sont impliquées et disposent du droit de recours des associations. Les charges relatives aux débits résiduels et les mesures d'accompagnement applicables à une société hydroélectrique sont généralement déterminées dans le cadre de négociations et de conventions spécifiques au projet. Une plus grande participation publique peut modifier les cadres décisionnels par rapport à une entreprise privée au regard des objectifs définis politiquement. Selon les priorités fixées, différentes solutions peuvent voir le jour, avec des répercussions économiques qui varient en conséquence.

- Les **éclusées** désignent des variations subites et artificielles du débit d'un cours d'eau en aval des centrales à accumulation résultant d'une exploitation en charge de pointe. En vertu de l'art. 39a LEaux, l'assainissement est régi par le principe « la construction prime l'exploitation » : la priorité est donnée à des travaux de construction efficaces et proportionnés (tels que des bassins inférieurs, des bassins de compensation, des dérivations) ; des mesures d'exploitation (p. ex. limitations des rampes, durées de vie minimales, passages de journée en régime réduit) sont

mises en œuvre lorsque des travaux de construction ne sont pas réalisables ou inappropriés. Sur le plan économique, cela ne se traduit pas par une baisse de l'énergie annuelle, mais principalement par une perte de flexibilité et donc, par exemple, par une diminution des recettes résultant des heures à prix élevé, une réduction des possibilités d'arbitrage ou une limitation des services-système. Une partie des coûts d'assainissement peut être indemnisée ; les pertes de recettes liées à des restrictions en matière de flexibilité restent toutefois, dans une large mesure, un risque entrepreneurial. Dans l'ensemble, la structure des revenus évolue, en passant d'une production de pointe, ponctuelle et source de plus grands profits, à des profils d'injection plus réguliers, mais avec des marges plus faibles.

Quiconque reprend une centrale vieille de plusieurs décennies supporte, outre les risques de vieillissement technique, le risque à long terme résultant d'exigences réglementaires, telles que l'augmentation des débits résiduels, ou d'exigences en matière d'éclusées, ce qui a des répercussions directes sur la rentabilité.

- **Disruptions technologiques :** les investissements dans les installations hydroélectriques s'inscrivent dans une perspective à très long terme. Les turbines et les transformateurs, par exemple, durent des décennies, et les barrages peuvent même durer un siècle, voire plus. Cependant, personne ne sait avec certitude quelles technologies seront les plus compétitives d'ici quelques décennies. Il se peut que la force hydraulique n'en fasse pas partie. Si de futures innovations, notamment dans le domaine des technologies de stockage ou de production, devaient affaiblir davantage la compétitivité de la force hydraulique, les installations hydroélectriques risqueraient de devenir des actifs non

rentables, avec les conséquences financières que cela implique pour leurs propriétaires. Les premiers signes en sont déjà visibles : par exemple, le photovoltaïque a fortement réduit la rentabilité des centrales au fil de l'eau, en particulier en été, tandis que le stockage par batterie pèse de plus en plus sur la rentabilité des centrales hydroélectriques flexibles, telles que les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage.

3.2.4 Risques de gouvernance, de responsabilité et de réputation

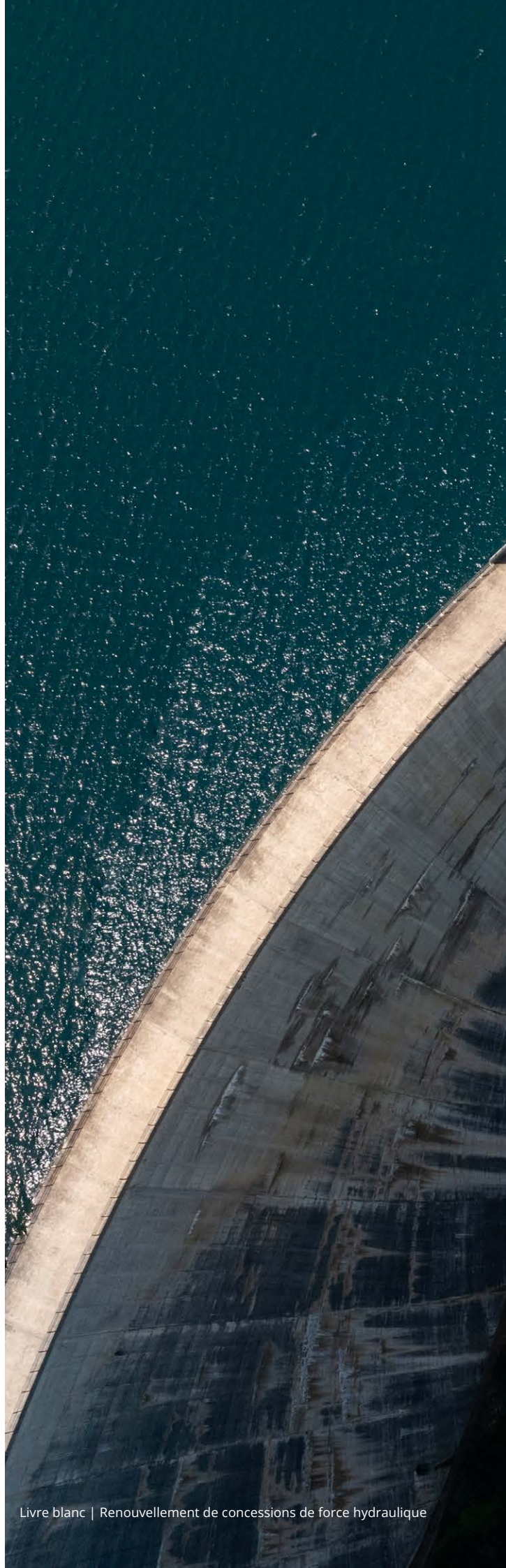
- **Conflits d'intérêts, risques de responsabilité et de réputation :** lorsqu'une communauté est à la fois régulateur, autorité concédante et propriétaire majoritaire d'une centrale dans sa propre zone de concession, des conflits peuvent survenir entre les différents rôles. La communauté se surveille de fait elle-même. Des considérations politiques peuvent prendre le pas sur des décisions techniques ou opérationnelles, ce qui peut entraver l'efficacité de l'exploitation et l'indépendance de la surveillance. Le propriétaire majoritaire assume également la majeure partie de la responsabilité : par exemple, en cas de mauvaises décisions, de dommages causés à l'environnement ou à des tiers à la suite d'accidents, de non-respect de la mise à l'enquête publique, d'obligations d'assainissement, voire de démantèlement, c'est l'actionnaire majoritaire qui en assume la responsabilité principale, tant sur le plan financier que politique.
- **Charge liée à la coordination et conflits en présence de nombreuses parties prenantes :** si la majorité des participations est répartie entre plusieurs communes et le canton, les risques peuvent être mieux répartis ; dans le même temps, il faut coordonner les intérêts locaux potentiellement divergents et les traduire en décisions communes. En l'absence de majorité claire

d'un actionnaire (c.-à-d. un actionnaire détenant plus de 50 % des droits de vote), des objectifs divergents peuvent compliquer les votes et la prise de décision au sein des organes opérationnels et stratégiques, et nuire ainsi à l'efficacité de l'exploitation de la centrale.

3.2.5 Conclusion sur les risques

Ces risques ont constitué dès 1900 l'une des principales raisons de l'introduction du modèle de centrales partenaires : les cantons et les communes d'implantation ne disposaient pas du capital considérable et du savoir-faire spécialisé nécessaire pour construire, exploiter et commercialiser de grandes centrales hydroélectriques, tandis que les grandes entreprises énergétiques pouvaient davantage diversifier leurs risques, tant sur le plan géographique que technologique, en prenant des participations dans différentes installations, comme des centrales au fil de l'eau sur le Plateau et des centrales à accumulation et à pompage-turbinage dans les Alpes.

Du point de vue de la communauté, une **évaluation ajustée au risque** est essentielle pour apprécier correctement l'intérêt économique d'une augmentation de la participation.





An aerial photograph of a large, turquoise-colored lake nestled in a deep mountain valley. The lake is surrounded by steep, rocky slopes with patches of green vegetation. In the foreground, a large, grey, stepped dam structure is visible, with a road running alongside it. The background shows more rugged mountain peaks, some with snow or ice, under a cloudy sky.

04

**Indemnité de retour :
une approche pragmatique
pour la communauté**

Indemnité de retour : une approche pragmatique pour la communauté

Si les participations majoritaires détenues par la communauté titulaire du droit de retour sont attrayantes sur le plan politique, en particulier pour les communes et les cantons de montagne, la propension au risque, le capital ou le savoir-faire opérationnel nécessaires pour reprendre intégralement une installation et l'exploiter elle-même peuvent faire défaut. Dans ce contexte, une **indemnité de retour** est indiquée pour partager le risque avec les actionnaires existants et participer aux bénéfices tout en profitant de leur expérience opérationnelle et de leur expertise. Le mécanisme de base est simple : la communauté déclare ne pas exercer son droit de retour mais renouveler la concession avec la société hydroélectrique existante. La communauté est libre à cet égard de prendre une participation plus élevée qu'auparavant dans la centrale, soit directement, soit par l'intermédiaire d'une société qu'elle contrôle. La communauté reçoit alors une indemnité pour les parts qui restent en mains des actionnaires, l'indemnité de retour. Les risques financiers et opérationnels seront ainsi partagés avec les actionnaires déjà expérimentés, qui connaissent la centrale en détail, l'exploitation pouvant donc se poursuivre sans interruption dans le cadre de la nouvelle concession.

4.1 Cadre légal, logique d'évaluation et montant de l'indemnité

La renonciation au retour est autorisée par le droit fédéral pour autant qu'elle soit consignée dans le renouvellement de la concession et que l'indemnisation soit fixée de manière appropriée. De nombreux cantons ont intégré des clauses correspondantes dans leurs lois sur les eaux. Les deux points suivants sont importants pour comprendre l'indemnité de retour :

Qui profite de l'indemnité de retour et dans quelle mesure ? – Le bénéficiaire de l'indemnité de retour est toujours la communauté titulaire du droit de retour (concedant). Elle ne sera toutefois versée que sur les parts restantes que les actionnaires actuels (à l'exclusion du concedant) détiennent encore dans la société hydroélectrique en vertu de la nouvelle concession ; les parts reprises par le concedant ne donnent pas lieu au versement de l'indemnité de retour. Les redevances hydrauliques, les autres redevances de concession et les impôts restent en vigueur, mais ne doivent être considérés comme présentant un risque faible pour les concedants que proportionnellement à la participation résiduelle des actionnaires qui ne leur appartiennent pas (cf. section 3.2.1).

Qui paie l'indemnité de retour ? – D'un point de vue dogmatique, l'indemnité de retour doit être comprise comme une indemnisation versée au concedant du fait que les parties de l'installation qui lui reviennent sur la base du retour ne lui soient pas remises, mais continuent d'être utilisées par la société hydroélectrique pour produire de l'électricité. Par conséquent, seuls les actionnaires partenaires qui ne sont pas également concedants doivent prendre en charge l'indemnité de retour proportionnellement à leur participation respective. Si un concedant devient actionnaire ou augmente sa participation, l'indemnité de retour ne s'applique pas pour la part en question. Les actionnaires sortants ne sont en principe pas non plus redevables de l'indemnité de retour pour les parts qu'ils ne détiennent plus en vertu de la nouvelle concession. En revanche, si une participation est octroyée à un nouvel actionnaire partenaire qui n'appartient pas au concedant, la prise en charge économique de l'indemnité de retour sera déterminée individuellement dans le cadre de la transaction concernée.

Une participation peut donc aussi être transférée en même temps que la charge de l'indemnité de retour correspondante.

L'indemnité de retour peut prendre différentes formes. À cet égard, il est possible distinguer les modèles non flexibles, c.-à-d. les modèles qui ne dépendent pas de la situation spécifique du marché, des modèles flexibles :

Modèles d'indemnité de retour non flexibles :

1. Versement unique : indemnisation unique au début de la concession ou des travaux. Ce versement, généralement important, garantit au concédant des recettes immédiates et prévisibles, réduisant ainsi le risque financier. Une indemnisation unique purement financière implique toutefois de renoncer à des recettes à long terme, potentiellement récurrentes chaque année, provenant de la participation à une centrale partenaire.

2. Modèles avec un montant fixe ou des acomptes : un montant annuel fixe est convenu, indépendamment de l'évolution économique.

Le montant de l'indemnité de retour non flexible est donc principalement calculé sur la base de la valeur actuelle présumée des flux de trésorerie futurs résultant de la poursuite de l'exploitation de la centrale, demeurée inchangée, pendant la nouvelle période de concession. Sont évaluées les recettes prévisionnelles de l'électricité, déduction faite des coûts d'exploitation, d'investissement et de capital, actualisés à leur valeur actuelle, avec un taux d'intérêt adapté au risque. Afin de garantir la transparence et l'acceptation, la communauté et les partenaires existants peuvent mandater conjointement des expertises externes sur le choix du taux d'actualisation, les hypothèses relatives aux prix futurs du marché, les prévisions en matière d'investissements et le cadre réglementaire futur (p. ex. charges relatives aux débits résiduels).

Modèles d'indemnité de retour flexibles :

3. Modèles basés sur le marché : paiement annuel basé sur les résultats d'exploitation, par exemple en évaluant la valeur marchande de l'électricité produite sur la base des prix du marché. En cas d'évolution favorable du marché, une telle participation aux bénéfices peut entraîner des recettes plus élevées pour la communauté, mais aussi comporter un risque de fluctuation des recettes, ce qui peut compliquer l'établissement du budget annuel. En cas de conditions de marché défavorables, les recettes devraient, selon la configuration du modèle, être relativement faibles ou disparaître complètement. En principe, elles ne deviennent jamais négatives : les pertes enregistrées certaines années (recettes moins frais) sont comptabilisées sur un compte de report de pertes et ne sont compensées que par les résultats positifs des années suivantes ; la communauté ne perçoit à nouveau des paiements qu'après résorption des pertes reportées.

Modèles combinés : en principe, ces modèles peuvent être combinés, par exemple sous la forme d'un paiement anticipé (versement unique, non flexible) suivi de paiements échelonnés (non flexibles) ou sous la forme d'une contribution de base (non flexible) et d'une composante basée sur le marché (flexible).

L'illustration 2 compare les modèles d'indemnité de retour décrits à l'aide de données fictives pour les vingt premières années. Lorsque le prix de l'électricité passe en dessous du seuil de rentabilité et qu'il en résulte une perte, le modèle basé sur le marché ne donne lieu à aucun versement.

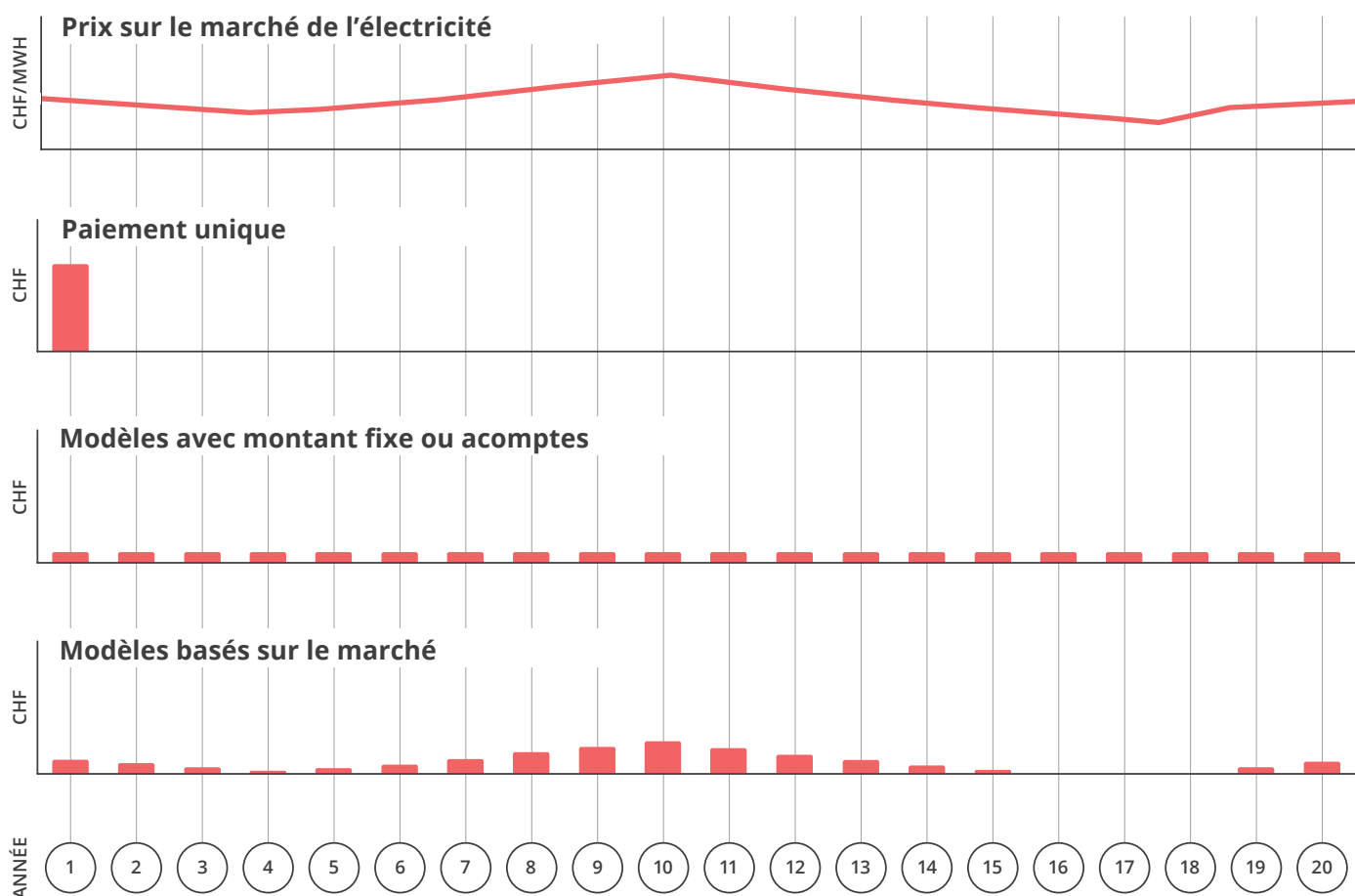


Illustration 2: Comparaison des possibilités d'aménager l'indemnité de retour. Dans le modèle basé sur le marché, les recettes varient en fonction du prix de l'électricité. Si le prix est inférieur aux coûts de production, comme dans les années 16 à 18, ou en présence d'un report des pertes, aucune indemnité de retour n'est versée.

Dans le contexte actuel du marché, un paiement unique n'est pas une solution appropriée : soit le concessionnaire paie trop, soit le concédant octroie la concession à un prix trop avantageux. **Axpo privilégie les modèles basés sur le marché**, vu qu'elle les estime comme étant les plus équilibrés et qu'ils permettent à la communauté de bénéficier directement des évolutions positives du marché. Axpo n'exclut toutefois pas les modèles combinés hybrides. On pourrait par exemple envisager un modèle avec une contribution de base fixe, qui viendrait cependant réduire d'autant la part potentielle des bénéfices. Il est également possible de convenir de clauses de renégociation autorisant des adaptations en cas de changements fondamentaux affectant le marché ou la réglementation.

Une indemnité de retour moderne ne se limite que rarement à la seule composante purement financière. Les compléments apportés dans le cadre du renouvellement d'une concession comportent par exemple des programmes d'investissement contraignants ou des revalorisations écologiques (mesures de remplacement et de compensation).

4.2 Opportunités offertes par l'indemnité de retour à la communauté et aux partenaires existants

Pour les communes et les cantons, l'indemnité de retour offre de la sécurité dans la planification, sans les exposer pleinement au risque entrepreneurial. Ils obtiennent une contreprestation transparente et tangible et peuvent, dans un modèle basé sur le marché, profiter de la hausse des prix de l'électricité, même pour les parts qui restent détenues par d'autres partenaires. Parallèlement, les concédants perçoivent, comme recettes à faible risque, les redevances hydrauliques annuelles récurrentes ainsi que les autres redevances de concession et impôts, dans la mesure où les partenaires actuels

conservent une participation dans la société hydro-électrique.

Pour les concédants, les recettes supplémentaires découlant de l'indemnité de retour basée sur le marché constituent en quelque sorte une « compensation naturelle » en période de prix élevés de l'électricité, ceux-ci pouvant par exemple transférer ces fonds sur un compte de compensation : si les prix de l'électricité augmentent fortement, ce compte permet, par exemple, de soutenir les EAE régionales et d'amortir la hausse de leurs coûts d'approvisionnement en électricité. Ainsi, l'approvisionnement de la population locale en électricité reste assuré à des tarifs modérés. En revanche, si les prix du marché baissent, aucune intervention n'est nécessaire, l'électricité achetée à bon marché étant redistribuée aux clients finaux à des prix plus bas. Ce mécanisme n'est pas nécessaire lorsque les concédants ont déjà assuré l'approvisionnement en énergie préférentielle aux coûts de production ; dans ce cas, les fonds peuvent être utilisés à d'autres fins.

Pour les concédants qui ne disposent pas d'une grande marge de manœuvre financière ni de personnel spécialisé, une participation aux bénéfices sous forme d'indemnité de retour basée sur le marché peut constituer un moyen pragmatique de participer plus directement à la valeur ajoutée des autres partenaires. La communauté et les partenaires existants profitent en outre indirectement d'une continuité ininterrompue de l'exploitation et peuvent continuer à exploiter les synergies du portefeuille. Les coûts de planification et de transaction à l'approche de la fin de la concession sont réduits au minimum et les décisions d'investissement importantes à long terme, comme pour l'agrandissement d'une installation, n'ont pas besoin d'être reportées jusqu'à la fin de la concession ni garanties par une convention sur la valeur résiduelle, à condition qu'un accord soit conclu suffisamment tôt. Un

autre avantage réside dans le fait que l'exploitant actuel peut mener la procédure de renouvellement de la concession. C'est dans l'intérêt de tous les partenaires, car cela permet d'exploiter efficacement le savoir-faire acquis au fil des années en matière d'installations ainsi que les données exhaustives relatives à l'exploitation et à l'environnement.

Une indemnité de retour calculée de manière équilibrée envoie ainsi un signal de gagnant-gagnant : la communauté reçoit une contrepartie tangible et les partenaires actuels peuvent continuer à mettre à profit les connaissances acquises au fil des décennies pour créer de la valeur ajoutée tout en s'assurant un accès à long terme à une source de production fiable et exempte de CO₂. Une indemnité de retour bien équilibrée peut donc s'avérer plus avantageuse à long terme pour l'ensemble de l'économie qu'un retour, car les partenaires actuels, tels qu'Axpo, peuvent continuer à apporter leur expérience et leur expertise, ainsi que des économies d'échelle et des synergies de portefeuille, tandis que la communauté reçoit des liquidités sans avoir à supporter l'ensemble des risques.

Néanmoins, le modèle d'indemnité de retour peut aussi présenter des inconvénients, en particulier si l'on opte pour un modèle d'indemnité de retour non flexible, tel qu'un paiement unique, et que les concédants et les actionnaires actuels ne parviennent pas à s'entendre sur l'évolution future des prix du marché de l'électricité. De même, des modifications réglementaires, telles que des charges plus strictes en matière d'environnement ou des réformes du marché, peuvent modifier a posteriori les hypothèses et les calculs formulés au départ. Pour tous les modèles d'indemnité de retour, il est essentiel de procéder de manière transparente, fondée sur le partenariat et s'appuyant sur des données factuelles : des consultations, des expertises indépendantes et une divulgation complète des méthodes de calcul sont recommandées pour une large acceptation du public. La combinaison de ces éléments permet d'aboutir à un modèle robuste et politiquement viable, qui profite à la fois aux communes, aux cantons et aux partenaires existants.





05

Points de repère pour la communauté

Points de repère pour la communauté

Les sections précédentes ont clairement montré qu'une augmentation de la participation de la communauté dans les centrales devrait être préparée de manière mûrement réfléchie. Pour la communauté, il est possible d'en déduire les points de repère suivants afin d'atténuer les risques et d'exploiter au mieux les opportunités offertes par la force hydraulique :

1. Planification anticipée et implication de l'ancien concessionnaire :

les communes et les cantons devraient lancer le processus bien avant l'expiration de la concession, qu'il s'agisse d'un renouvellement (p. ex. en combinaison avec une indemnité de retour) ou d'une nouvelle concession suite à un retour, idéalement entre 10 et 15 ans à l'avance. Les partenaires de l'actuel concessionnaire disposent d'une connaissance détaillée de l'installation. Le fait de les impliquer dans la planification permet d'éviter des lacunes dans les connaissances et facilite une transition en douceur. L'expérience montre qu'une préparation collaborative permet d'aboutir à de nouveaux contrats de concession plus équilibrés et réduit le risque d'erreurs ou de retards coûteux.

Les communes et les cantons doivent en outre examiner la répartition des compétences entre le pouvoir exécutif et le pouvoir législatif et s'assurer que le droit de participation du peuple, en particulier en matière financière, est garanti. Pour chaque dépense liée à un projet de participation qui grève les finances publiques en conséquence, il convient de vérifier s'il existe une base légale suffisante. Si ce n'est pas le cas, il faut prévoir suffisamment de temps pour créer une telle base juridique dans le processus politique. Si la nouvelle base légale à créer doit être soumise à la votation du peuple, il faut également tenir compte du fait que, d'après l'expérience, de tels processus prennent beaucoup de temps

et peuvent entraîner des retards dans la procédure d'octroi d'une concession. Si des tiers sont impliqués en tant que partenaires dans le projet de participation, une concertation et une coordination entre tous les participants doivent être assurées.

2. Autoévaluation réaliste des compétences :

avant d'augmenter sa part dans une centrale hydroélectrique de manière significative, une communauté devrait examiner d'un œil critique si elle dispose du savoir-faire et des ressources financières et humaines nécessaires pour agir en tant que propriétaire majoritaire, voire exploitant. À défaut, il convient de recruter et de former du personnel ou d'organiser une assistance en temps utile. Il peut être judicieux d'externaliser l'exploitation et la commercialisation de l'électricité auprès d'un partenaire expérimenté, même si l'on devient propriétaire majoritaire.

3. Prévoyance financière et répartition des risques :

si la communauté renforce sa participation dans les centrales électriques, elle devrait adapter son budget à des recettes dépendantes du marché et donc plus volatiles. Afin d'amortir les effets des années moins fastes sur le plan financier, il est judicieux, dans le cadre des planifications budgétaire et financière, de constituer des réserves sur des comptes de compensation. En outre, l'engagement dans la force hydraulique devrait toujours être proportionnel à la capacité financière globale ; il s'agit d'éviter des dépendances trop importantes et une concentration des risques.

4. Utilisation de modèles de partenariat :

des modèles contractuels innovants, tels que **l'indemnité de retour basée sur le marché**, permettent à la communauté de participer au succès éventuel des autres partenaires sans

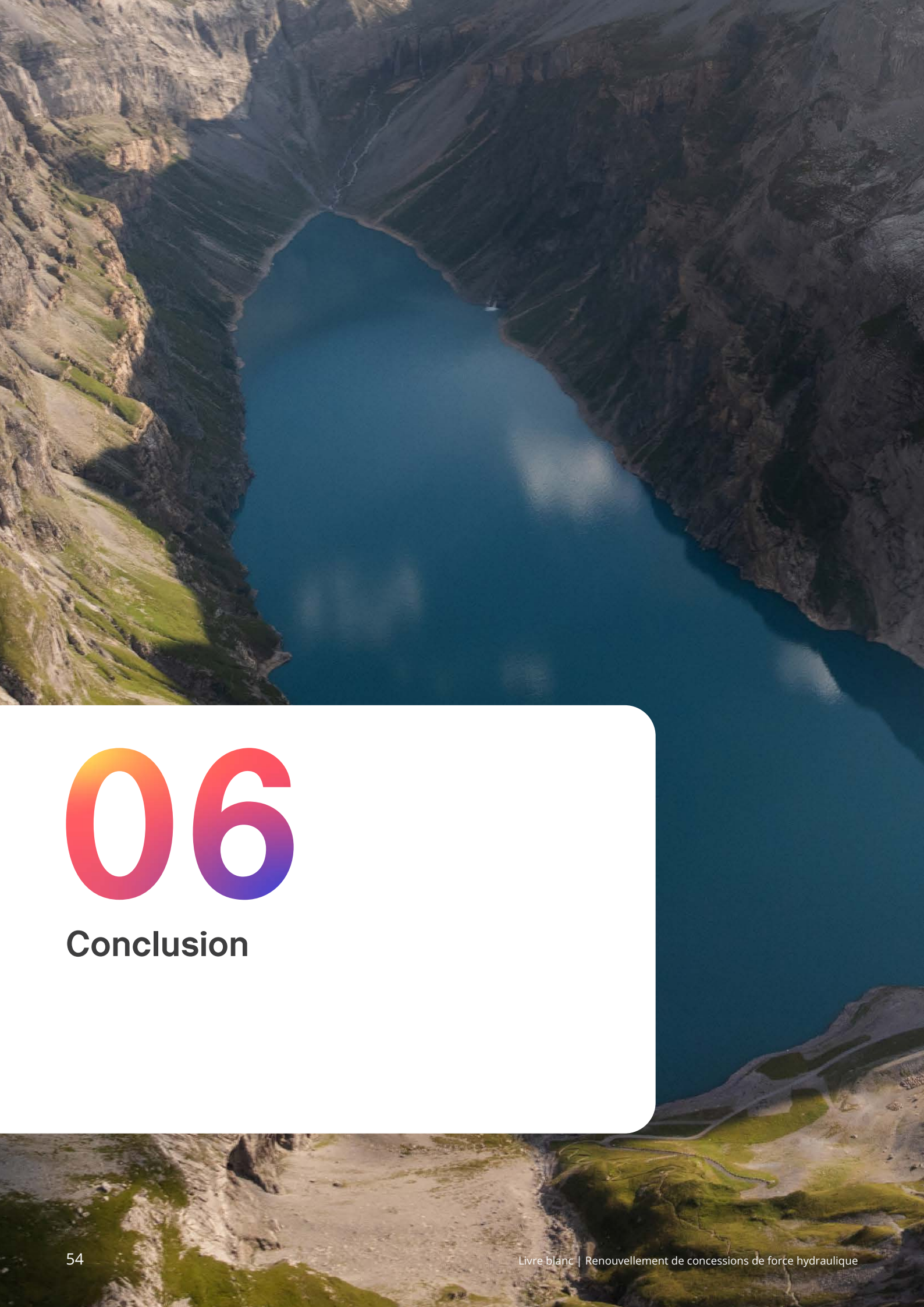
pour autant assumer pleinement le risque entrepreneurial. La communauté peut continuer à compter sur les recettes provenant des redevances hydrauliques et des autres redevances de concession et impôts, même si celles-ci ne doivent être considérées comme présentant un risque faible pour la communauté qu'à hauteur de la participation résiduelle des actionnaires partenaires indépendants de la communauté. Pour sa part propre, la communauté doit couvrir ces paiements avec les recettes provenant de sa part d'énergie prélevée ; cela n'est possible sans pertes que si les prix couvrent les coûts. Le partenaire jusqu'à présent chargé de l'exploitation continue d'apporter l'expérience acquises au fil des décennies ainsi que les économies d'échelle. Cela renforce la stabilité et augmente l'efficacité et la valeur ajoutée, non seulement dans le cadre de l'exploitation, mais aussi lors de la procédure de renouvellement de la concession.

En bref : les communes et les cantons devraient planifier suffisamment tôt, de manière stratégique, les expirations de concessions à venir, que ce soit par le biais du renouvellement d'une concession, accompagné d'une indemnité de retour, ou par le biais d'un retour suivi d'une nouvelle concession. Grâce à une préparation anticipative, à un sens des réalités et des partenaires de confiance, il est possible d'organiser une plus grande participation locale de manière à augmenter au mieux la valeur ajoutée de la force hydraulique pour l'ensemble de l'économie.

5. Transparence de la gouvernance et clarté de la répartition claire des rôles : les communes et les cantons qui prennent des participations dans des centrales devraient veiller dès le début à mettre en place des structures de gouvernance transparentes et solides. Il s'agit notamment d'accords clairs entre les communes et le canton sur la prise en charge des coûts et des risques ainsi que sur les compétences et les droits de décision. Il est en outre essentiel de séparer le plus clairement possible, au niveau institutionnel, les tâches de régulation (p. ex. autorisations, surveillance, contrôle environnemental) du rôle de (co-)propriétaire, afin de réduire les conflits d'intérêts.



« L'énergie hydraulique nous rappelle qu'une énergie durable passe par une responsabilité intergénérationnelle. »

An aerial photograph of a deep blue lake nestled in a mountain valley. The lake is surrounded by steep, rocky slopes with patches of green grass. The water is calm, reflecting the sky. The overall scene is a dramatic natural landscape.

06

Conclusion

Conclusion

La force hydraulique est et restera, dans un avenir proche, un pilier central de l'approvisionnement énergétique de la Suisse. L'expiration de concessions à venir place la communauté face à des décisions cruciales : sa participation dans la centrale peut être plus élevée, constante ou moindre qu'auparavant. C'est notamment dans les grands cantons hydroélectriques du Valais, des Grisons, du Tessin, de Berne et d'Uri qu'il existe une volonté politique d'augmenter à l'avenir la participation directe de la communauté dans les centrales hydroélectriques et d'y acquérir la majorité. Cette étape comporte donc, pour la communauté, des opportunités et des risques d'ordre entrepreneurial, ce qui requiert un examen minutieux.

Les communautés qui choisissent de prendre une participation plus importante, voire majoritaire, doivent s'assurer qu'elles disposent des ressources financières, de l'expertise et des structures de gestion suffisantes pour faire face à la complexité de la tâche et aux risques inhérents à la détention d'une participation majoritaire dans une centrale, voire à l'exploitation et à la commercialisation de l'électricité. Une solution fondée sur un partenariat avec des entreprises énergétiques expérimentées peut aboutir à une situation clairement avantageuse pour les deux parties, même si la communauté acquiert la majorité des parts d'une centrale : la communauté met à profit les connaissances tech-

niques acquises au cours de décennies, ce qui lui garantit une exploitation professionnelle et efficace et, si elle le souhaite, une commercialisation optimale de l'électricité. Les redevances hydrauliques et les autres redevances de concession et impôts restent, jusqu'à nouvel ordre, des recettes fiables, même si l'avantage du faible risque qu'elles présentent diminue en raison de l'augmentation de la participation de la communauté. En même temps, la communauté bénéficie des éventuels revenus supplémentaires provenant de la commercialisation de l'énergie qui lui revient en fonction de sa participation.

Il appartient aux décideurs politiques sur le terrain de trouver la voie qui leur convient, en gardant à l'esprit que les projets hydroélectriques sont des projets de générations, soumis aux mouvements du marché et donc à des risques pendant des décennies. Depuis toujours, Axpo entretient des liens étroits et importants avec les cantons hydroélectriques et leurs régions, et donc avec les intérêts de la population, de l'économie et de l'environnement. En tant que partenaire solide des pouvoirs publics, Axpo s'engage en faveur d'une utilisation commune, efficace et durable des ressources en eau.



07

Glossaire des termes clés et des abréviations

Glossaire des termes clés et des abréviations

- **Société anonyme (SA)** : la SA est une forme juridique très répandue pour les entreprises en Suisse. Leur capital est divisé en actions et les actionnaires ne répondent qu'à concurrence de leur apport. De nombreuses entreprises énergétiques et centrales partenaires sont organisées en SA, ce qui leur permet de disposer de plusieurs associés et de structures de financement stables pour les projets d'infrastructure à forte intensité de capital.
- **Axpo** : Axpo Holding AG est la plus grande entreprise énergétique de Suisse, fondée en 2001 pour succéder à Nordostschweizerische Kraftwerke, elle-même fondée en 1914. Les propriétaires d'Axpo sont exclusivement les cantons (Zurich 18,3 %, Argovie 14,0 %, Schaffhouse 7,9 %, Glaris 1,7 %, Zoug 0,9 %) et leurs entreprises d'électricité (Zurich via EKZ 18,4 %, Argovie via AEW 14,0 %, Saint-Gall, Appenzell Rhodes-Extérieures et Intérieures via SAK 12,5 %, Thurgovie via EKT 12,3 %). Axpo exploite un vaste portefeuille d'installations hydroélectriques, nucléaires et d'énergie renouvelable et intervient dans le négoce d'énergie et dans des projets d'énergie solaire et éolienne dans une grande partie de l'Europe.
- **AET** : l'Azienda Elettrica Ticinese (AET) est un établissement de droit public détenu exclusivement par le canton du Tessin.
- **AEW** : Aargauische Elektrizitätswerke AG (AEW) appartient entièrement au canton d'Argovie.
- **Indemnité « équitable »** : la valeur réelle des parties électromécaniques de l'installation (appelées communément, mais de manière imprécise, parties « sèches ») d'une centrale hydroélectrique, telles que les générateurs, les transformateurs ou le système de commande, à la fin de la durée de la concession. Alors que les parties hydrauliques de l'installation (appelées communément, mais de manière imprécise, parties « mouillées ») telles que les barrages et les cours d'eau reviennent à la communauté (commune/canton) après l'expiration de la concession, généralement sans indemnisation, sauf disposition contraire de la concession, les parties sèches de l'installation donnent lieu, conformément à l'art. 67, al. 1, let. a et b de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (loi sur les forces hydrauliques, LFH ; RS 721.80), au versement d'une indemnité « équitable », c'est-à-dire appropriée, à l'ancien concessionnaire.
- **EKZ** : Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) est un établissement de droit public cantonal.
- **EKT** : Elektrizitätswerke des Kantons Thurgau AG (EKT) est une société anonyme appartenant à 100 % au canton.
- **ewz** : Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) est un service de la ville et appartient donc entièrement au secteur public.
- **Entreprises énergétiques** : terme générique désignant les entreprises qui produisent, achètent/négocient de l'électricité, la distribuent via des réseaux et la livrent à la clientèle. En Suisse, on compte aussi bien de grandes entreprises énergétiques comme Axpo, BKW ou Alpiq que de nombreuses entreprises régionales et communales. Bon nombre de ces entreprises exploitent des centrales électriques et, au niveau de la distribution, des réseaux ; le réseau de transport est exploité par la société nationale Swissgrid. Les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) au sens strict sont les entreprises qui approvisionnent les consommateurs finaux dans une zone de desserte (avec souvent l'exploita-

tion du réseau de distribution). La Suisse compte environ 600 EAE. Toutes ne disposent pas de leurs propres installations de production ; en particulier les petites EAE achètent une partie ou la totalité de l'énergie sur le marché.

- **Retour** : transfert de la propriété d'une centrale à la communauté à l'expiration de la concession et après l'exercice actif du droit de retour. La condition est que la concession prévoie une réglementation en la matière. Cet élément est essentiel car la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (art. 54 LFH) ne prévoit pas automatiquement le retour, mais ne le rend possible que s'il a été convenu expressément. Dans la pratique, presque tous les contrats de concession contiennent une telle clause de retour, mais d'un point de vue strictement juridique, la communauté ne dispose de ce droit que s'il est stipulé dans le contrat. Toutefois, les lois cantonales sur les forces hydrauliques peuvent aussi imposer un retour, même si le contrat de concession ne contient pas de disposition à ce sujet. Le canton du Tessin en est un exemple : toutes les installations faisant retour reviennent légalement au canton et doivent donc être transférées à l'AET. En principe, l'exercice du droit de retour requiert toujours une déclaration explicite de la communauté titulaire du droit de retour ; il n'y a pas d'automatisme.
- **Communauté titulaire du droit de retour vs. communauté concédante** : la communauté concédante est le détenteur de la souveraineté sur l'eau (généralement le canton, parfois les communes concédantes). Elle décide si l'utilisation des forces hydrauliques est autorisée et à quelles conditions, puis octroie une concession. La communauté titulaire du droit de retour est celle à qui revient le droit d'exercer ce droit à l'expiration de la concession, et qui peut ainsi obtenir les installations, à titre gratuit ou onéreux. Conformément au principe général prévu par la loi, il s'agit de la communauté concédante, à moins que la concession n'en dispose autrement (art. 67 LFH ; RS 721.80). Dans de nombreux cantons, les deux rôles coïncident, mais les concessions peuvent régler différemment le droit de retour (p. ex. répartition entre le canton et les communes ou concession intercantonale ou internationale). La concession concrète fait donc toujours foi.
- **Indemnité de retour** : convention selon laquelle les concédants ou les communautés titulaires du droit de retour renoncent au retour et reçoivent en contrepartie une indemnisation de la part des actionnaires partenaires de l'ancienne société hydroélectrique (concessionnaire), à l'exclusion des concédants s'ils détenaient déjà une participation. Ainsi, la communauté pourra continuer à bénéficier financièrement de la centrale sans augmenter elle-même de manière significative sa participation dans celle-ci.
- **Centrale partenaire** : modèle de société hydroélectrique avec plusieurs partenaires qui sont des coactionnaires (p. ex. une commune et une entreprise énergétique). Chaque actionnaire partenaire supporte par année fiscale l'ensemble des coûts, notamment l'exploitation et la maintenance (OPEX), les amortissements planifiés et non planifiés (D&A) ainsi que les investissements décidés conformément au plan d'investissement (CAPEX), en proportion de sa quote-part et reçoit en contrepartie la part correspondante de la production d'électricité et du service. En règle générale, l'entreprise énergétique est responsable de l'exploitation opérationnelle, tandis que la communauté participe aux décisions stratégiques.

- **Concédant** : la communauté concédante (en général une commune et un canton) qui détient la souveraineté sur l'eau, c.-à-d. qui dispose de la force d'un cours d'eau public.
- **Concession** : droit temporaire d'utilisation du bien public qu'est l'eau pour la production d'électricité. La communauté (commune/canton) octroie ce droit à un concessionnaire, généralement une centrale partenaire, contre paiement d'une redevance de concession (pour de nombreuses concessions historiques, une redevance unique lors de l'octroi), d'une redevance hydraulique et de toute autre redevance périodique (p. ex. énergie gratuite ou préférentielle) et fixe la durée, les charges ainsi que les droits et obligations réciproques.
- **Concessionnaire** : le preneur de concession (en règle générale une centrale partenaire comprenant des entreprises énergétiques comme actionnaires majoritaires et éventuellement des concédants comme actionnaires minoritaires), qui obtient le droit d'utiliser l'eau pour une durée limitée (max. 80 ans) et d'exploiter la centrale.
- **Renouvellement d'une concession vs. nouvelle concession** : le « renouvellement d'une concession » signifie que le concédant renonce au retour et octroie à nouveau la concession à l'ancien concessionnaire. En revanche, il y a une « nouvelle concession » après l'exercice du droit de retour : une nouvelle concession est octroyée, en règle générale à une (nouvelle) société, donc sans renonciation au retour.
- **Convention sur la valeur résiduelle** : convention entre le concessionnaire et le concédant qui fixe à l'avance comment calculer la valeur résiduelle à la fin de la concession et comment l'indemniser. Elle apporte de la sécurité en matière

de planification, en particulier pour les investissements de modernisation et d'agrandissement au sens de l'art. 67, al. 4, LFH) lorsque l'amortissement dépasse la durée de la concession. De telles conventions précisent la reconnaissance et la logique d'évaluation et fixent des règles d'indemnisation transparentes et compréhensibles pour les investissements qui ne peuvent pas être entièrement amortis avant la fin de la concession. En l'absence d'une telle convention, les concessionnaires hésitent souvent à procéder à d'importants investissements à long terme dans les années précédant la fin de la concession, en raison de l'incertitude quant à leur indemnisation à l'expiration de celle-ci.

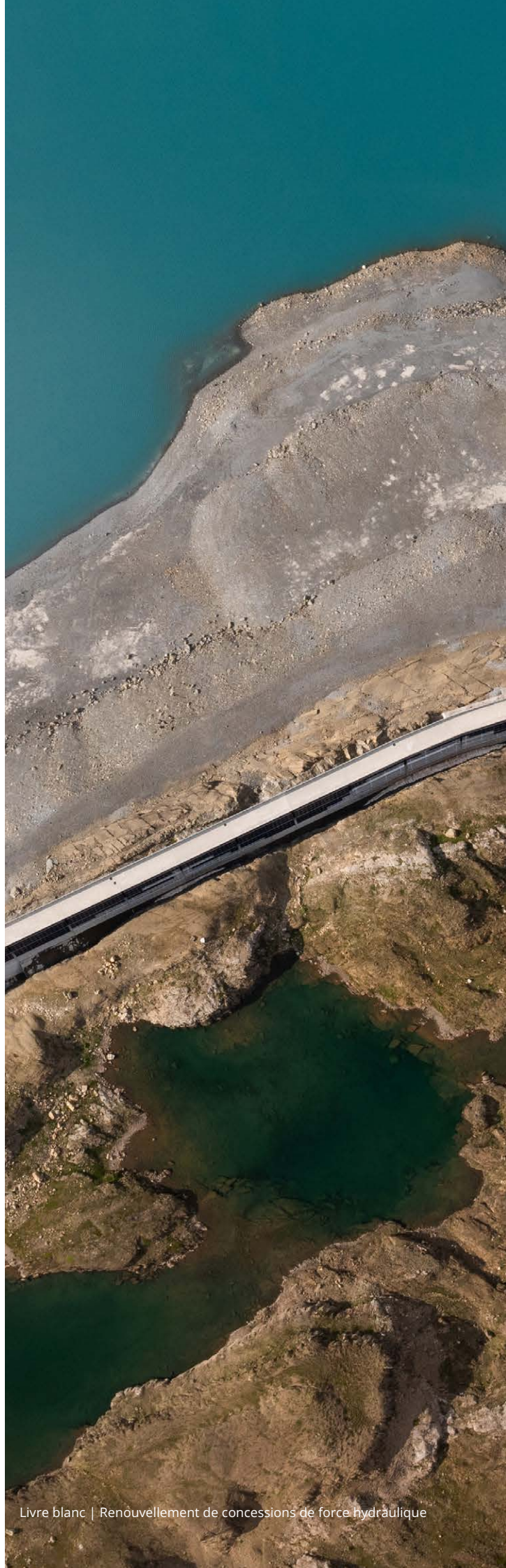
- **SAK** : St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK) est détenue majoritairement par le canton de Saint-Gall, avec des participations minoritaires des cantons d'Appenzell AR/AI.
- **Redevance hydraulique, autres redevances de concession et impôts sur les centrales hydrauliques** : la redevance hydraulique est une redevance fixée dans la concession qu'une société hydroélectrique verse au canton ou aux communes par kilowatt de puissance théorique installée (kW) pour l'utilisation de la ressource publique qu'est la force hydraulique. La redevance hydraulique est définie dans la LFH ainsi que dans les dispositions d'exécution y relatives, notamment le règlement fédéral concernant le calcul des redevances en matière de droits d'eau (RDE ; RS 721.831). Le taux maximal prévu par le droit fédéral s'élève actuellement à 110 francs par kW de puissance théorique moyenne. La puissance théorique moyenne, qui correspond à la moyenne annuelle de la puissance théorique hydraulique, est calculée d'après les débits utilisables et les hauteurs de chute utilisables ; elle n'est donc pas assimilable à la puissance

électrique installée ou à la production annuelle moyenne. La redevance hydraulique est donc largement indépendante des prix du marché.

Les **autres redevances de concession** sont des prestations supplémentaires pouvant être définies dans le contrat de concession, comme des contributions fixes, des parts sur le chiffre d'affaires ou sur bénéfice ainsi que des prestations réelles sous forme de fourniture d'électricité à titre gratuit ou de contingents d'achat à prix réduit au titre de l'énergie gratuite ou de l'énergie préférentielle, aux coûts de production. Elles constituent des rémunérations supplémentaires versées aux concédants pour l'octroi du droit d'utilisation.

Il convient également de mentionner les **taxes spéciales prévues par le droit cantonal**, relatives à l'utilisation des forces hydrauliques et aux installations hydroélectriques. Les impôts sur les centrales hydrauliques dans le canton des Grisons, par exemple, sont prélevés dans le cadre de la redevance hydraulique prévue par le droit fédéral et s'ajoutent aux impôts généraux sur le bénéfice et le capital. La redevance hydraulique et les taxes spéciales cantonales ne doivent pas, ensemble, dépasser le plafond de la redevance hydraulique autorisé par le droit fédéral.

Tous ces impôts et taxes compensent la communauté pour l'utilisation limitée dans le temps d'une force hydraulique potentielle par le concessionnaire et garantissent que la population locale tire un bénéfice économique de l'utilisation des ressources.







Impressum

Première publication : 22 juin 2026

Équipe éditoriale

Auteurs principaux : Thomas Geissmann, Viktor Lir.

Autres contributeurs : Amos Pesenti, Thomas Erzinger, Rolf Baumgartner, Thomas Porchet, Martin Stucki, Martin Stutz.

Proposition de citation : Geissmann, Thomas & Lir, Viktor. 2026. *Renouvellement de concessions de force hydraulique : opportunités et défis*. Baden : Axpo Power AG, Division Hydroénergie & Biomasse.



Limitation de responsabilité

La présente publication offre un aperçu des opportunités et des défis liés à l'expiration de concessions en Suisse et n'est fournie qu'à titre d'information. Les opinions exprimées reflètent les réflexions et les intentions d'Axpo au moment de la publication. Axpo n'assume aucune responsabilité, expresse ou implicite, quant à l'exactitude, l'exhaustivité ou l'actualité des informations qu'elle contient. Le document peut contenir des déclarations prospectives qui, de par leur nature, sont entachés d'incertitudes et reflètent uniquement l'évaluation de la situation à un moment donné. Toute action entreprise sur la base du présent document relève de la responsabilité de chacun. Toute responsabilité pour les dommages pouvant résulter directement ou indirectement de l'utilisation de ce document est exclue.



Axpo Power AG
Division Hydroénergie et Biomasse
Baden

