

SYNTHÈSE DU WEBINAIRE DU 17 JANVIER CONSACRÉ AU COÛT ET AU FINANCEMENT DU PROGRAMME EPR2 ET DU PROJET PENLY

En introduction, Antoine Ménager, Directeur du débat public D'EPR 2, a rappelé que :

- Le coût total de la réalisation de la série d'EPR 2 est de 51,7 milliards d'euros, en base euros octobre 2020.
- Un coût jugé robuste par des cabinets d'audit externes, avec l'enjeu de retrouver une maîtrise industrielle qui sécurise les plannings et donc les coûts.
- La question du financement reste ouverte et est centrale, puisque le coût de production du MWh dépend beaucoup plus du coût d'investissement que des coûts d'exploitation, avec un retour sur investissement long donc un coût de financement élevé.
- Les scénarios avec nucléaire y compris avec des hypothèses de coût se rapprochant de celles de Flamanville – sont moins coûteux de l'ordre de 10 milliards d'euros par an que les scénarios sans nucléaire (Chiffres RTE).

Patrick Criqui, Directeur de recherche émérite au CNRS, Laboratoire d'économie appliquée de Grenoble, est lui revenu sur la place du nucléaire dans les scénarios de transition énergétique...
...et notamment ce qui avait été exploré en 2013 à l'occasion du débat national sur la transition énergétique.

Avec 2 dimensions principales :

- Quelle réduction d'énergie totale en 2050 ?
- Quel mix énergétique, et quelle part pour le nucléaire et les énergies renouvelables ?

La combinaison de ces 2 facteurs amenant à 4 scénarios types :

- **Scénario Sobriété :**
Qui inclut des changements de comportements significatifs avec une sortie du nucléaire et un tout « énergies renouvelables ».
- **Scénario Efficacité :**
Ici la réduction de la demande doit beaucoup à l'efficacité technologique, le nucléaire est faiblement présent dans le mix.
- **Scénario Diversité (ou équilibre) :**
Avec une moindre réduction de la demande, et donc de la consommation. Les ressources énergétiques sont mobilisées. Elles doivent être décarbonées, ce qui entraîne la nécessité de conserver 50 % de nucléaire avec les énergies renouvelables.
- **Scénario Décarbonation :** peu de réduction de consommation, un appel aux énergies renouvelables limité et recours au nucléaire pour décarboner l'énergie.

Les travaux de prospective de RTE indiquent eux une consommation d'énergie totale réduite d'un tiers et une consommation d'électricité en hausse de 20%. RTE propose 6 scénarios de mix électriques, 3 avec peu de nucléaire, 3 avec une part de nucléaire de 26% à 50%.

2 limites à ces évaluations :

- Les outils et modèles peuvent être incomplets et/ou contestables, malgré les progrès réalisés.
- Le choix est dépendant des préférences des différentes parties prenantes.

En conclusion, le débat aujourd'hui porte sur 2 directions :

Une sobriété forte sans nucléaire, avec des incertitudes sur la réduction de la consommation et sur la stabilité et le coût d'un système électrique reposant sur les énergies renouvelables, ainsi que sur la capacité à développer les énergies renouvelables à un rythme suffisamment rapide.

Une sobriété modérée avec nucléaire, avec des incertitudes sur le coût de relance du nucléaire, les risques et les déchets.

Ce que **Patrick Criqui** appelle une stratégie en avenir incertain, contexte dans lequel il convient de maintenir toutes les options décarbonées.

De son côté, **Claire Tutenuit, Déléguée générale des Entreprises pour l'Environnement (EpE)** a indiqué que la question de l'objectif d'une France sans carbone ne se résume pas à une comparaison strictement économique des moyens de production décarbonés, il faut aussi prendre en compte la capacité des consommateurs à faire des économies, l'analyse des risques, l'intégration de la biodiversité et de l'évolution des territoires.

Un objectif tenable de son point de vue si les changements des consommateurs sont forts.

Voilà pour un rappel des éléments de contexte.

Plusieurs points qui font consensus :

- Un programme de construction de centrale nucléaire est très gourmand en capitaux ;
- C'est du temps long, soumis à des aléas... continuité politique, aléas de marché... ;
- EDF ne peut en assurer seul le financement ;
- Les frais financiers comptent pour une part très importante de ces projets, puisqu'il faut financer ce capital auprès d'investisseurs avec un temps de construction long et donc un retour sur investissement tardif – d'où aussi l'importance de maîtriser les délais de construction ;
- Il est donc difficile d'attirer les investisseurs sans mécanisme de régulation pour assurer une part du risque, ce serait le rôle de « dérisquage » de l'État.

SYNTHÈSE DES 2 WEBINAIRES « ÉCONOMIE »

Des questions sur le coût du programme nucléaire versus celui des énergies renouvelables :

Bertrand Château de Global Chance fait remarquer que le nucléaire a un effet d'entraînement sur la consommation électrique. Si on prend un mix tout énergie renouvelable associé à une sobriété énergétique, on se rapproche beaucoup du coût d'un scénario avec nucléaire et une consommation plus forte. D'autre part le coût annoncé lui paraît sous-estimé au regard notamment des premiers retours d'expérience sur les six EPR construits ou en construction.

Pour **Michel Berthelemy, économiste à l'Agence de l'énergie nucléaire à l'OCDE**, il existe pourtant une perspective de réduction des coûts due à une plus grande maturité des designs et au REX des têtes de série.

Aujourd'hui, on est capable de construire des réacteurs nucléaires dans le respect de délai et de coûts, il y a des exemples – Barakah aux Émirats arabes unis, en Russie (avec des leviers parmi lesquels on retrouve maturité du design, construction par paire, etc.).

Des questions sur le facteur de charge du nucléaire :

Pour **Bertrand Château de Global Chance**, le taux de charge pourrait être de 50 à 60% au lieu des 70% retenus par RTE, tiré à la baisse par le fort développement des énergies renouvelables, ce qui aurait des conséquences là encore sur la rentabilité du nouveau nucléaire et sa pertinence économique (car on appelle en priorité l'énergie la moins chère en coût marginal donc l'énergie renouvelable, c'est la notion du coût système dont la définition s'affiche à l'écran).

Des questions sur le financement du capital nécessaire, sur le coût de l'argent :

Et nouvelle remarque de **Bertrand Château de Global Chance** :

- Le coût du capital du nouveau nucléaire ne peut être le même que pour les énergies renouvelables, c'est à dire 4%.

Avec une prise en compte des risques ce taux ne peut être inférieur à 7% (ce qui renvoie à la notion de pertinence économique, puisque là aussi l'écart se réduit entre le scénario de sobriété tout énergie renouvelable et ceux avec nouveau nucléaire).

- Un taux de financement à 7% pour le nucléaire fait effectivement fondre l'avantage de coût de 10 milliards cité par EDF, confirme **Valérie Faudon, Déléguée Générale de la Société française d'énergie nucléaire (SFEN)**.

D'où l'importance de tout faire pour avoir des modes de financement qui partagent les risques et permettent d'abaisser le coût de l'argent vers les 4%, on y reviendra.

- **Guillaume Blavette, de France Nature environnement (FNE)** évoque un taux sur le projet Dukovany en République Tchèque d'au moins 9%.
- Pour **Michel Berthelemy, de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)**, le coût du capital reflète effectivement les décisions d'allocation et d'atténuation des risques / les risques de marché et les risques de construction sont les points centraux, autant pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables.

Sur les modes de financement :

Pour **Valérie Faudon, de la SFEN**, il existe des solutions pour répondre aux attentes de retour sur investissements et faire baisser le coût du capital, comme ...

- En Finlande pour Olkiluoto 3, avec une coopérative d'industriels électro intensifs et de collectivités s'engageant à long terme ;
- La Hongrie pour l'extension de Paks a obtenu l'aval de l'Union européenne pour un modèle de financement par prêt de l'État à faible taux, modèle que souhaite aussi mettre en œuvre la République Tchèque ;
- Les Britanniques pour le projet Sizewell C ont un modèle de financement qui offre, par le biais d'une régulation, une garantie de revenus pour l'investisseur pendant la période de construction. C'est le RAB, Regulated Asset Base, qui permet donc de réduire le risque de coût de construction, associé à une prise de participation de l'Etat Britannique ;
- D'autres modèles intègrent des CfD, contract for difference, qui établissent un achat de l'électricité à un prix garanti... et en diminuant le risque de marché permettent d'abaisser le coût du capital ;

=> Pour **Valérie Faudon**, la cible de coût moyen pondéré du capital (réel) est dans ces différentes options de 4 à 5 %.

Une perspective que **Florence de Bonnafos, Chargée de campagne finance chez Greenpeace** met en doute en précisant que cela relève encore de l'intention.

Ces modes de financements posent aussi la question de la régulation et des aides d'État :

Vincent Le Biez, adjoint au délégué interministériel au nouveau nucléaire, a rappelé que la régulation facilite les conditions de réalisation d'un investissement en garantissant un partage équilibré de la valeur de cet investissement entre le porteur du projet et la collectivité, tandis que le financement lui mobilise les ressources financières nécessaires en dette ou en fonds propres.

La nécessité de la régulation fait consensus, car le nouveau nucléaire présente des risques. Durée d'investissement longue, incertitude sur le prix de l'électricité produite en 2035 quand le marché ne voit qu'à 3 ans, durée d'exploitation très longue, 60 ans. Donc sans régulation pas d'investisseurs ou à des taux tellement élevés qu'ils vont remettre en cause la pertinence économique du modèle.

Vincent Le Biez a indiqué que le modèle de financement restait à construire pour le nouveau nucléaire en Règlement, il va faire l'objet de discussion entre EDF et l'État, mais il faudra ensuite que ces aides soient jugées compatibles avec la réglementation européenne.

Sur ce point il y a consensus pour noter que si les règles sont claires pour les énergies renouvelables, ce n'est pas le cas pour le nucléaire, même si la Commission européenne a déjà validé de tels mécanismes de régulation.

SYNTHÈSE DES 2 WEBINAIRES « ÉCONOMIE »

Alexandre Grillat, secrétaire national de la CFE CGC demande ainsi une égalité de traitement de tous les moyens de production d'électricité bas carbone, qu'ils soient pilotables ou non pilotables : c'est ce qui va donner des signaux économiques de long terme au marché pour les investissements bas carbone.

La SFEN souhaiterait de son côté que des schémas comme le RAB puissent avoir un accord générique de la Commission européenne.

Pour Greenpeace, avec le RAB les consommateurs rémunèrent les investisseurs à travers une « taxe nucléaire » prélevée sur leur facture d'électricité durant la durée des travaux, jusqu'à la mise en service du réacteur. Mais s'il y a un dérapage coût et/ou délai, la facture pour le consommateur augmente ... et à ce stade, il n'existe aucune garantie sur le coût des EPR2, qui peuvent être considérés, **selon Florence de Bonnafos**, comme des têtes de série ; alors que les énergies renouvelables, technologies maîtrisées et de plus en plus efficaces se développent avec des taux de financement entre 3 et 5%.

SYNTHÈSE DU WEBINAIRE DU 24 JANVIER CONSACRÉ À L'IMPACT DU PROGRAMME EPR2 ET DU PROJET PENLY SUR LE COÛT ET LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

INTRODUCTION

Pour commencer **Isabelle Vincent, de la Cour des Comptes** a rappelé les mécanismes à l'œuvre et les précautions méthodologiques pour aborder les coûts de production du système électrique, et les mécanismes de régulation des prix.

La nécessité d'une régulation fait consensus

Mais elle représente un potentiel transfert de charges entre consommateurs et contribuables, et ce transfert n'est justifiable que si l'électricité produite par les nouveaux réacteurs nucléaires est compétitive vis-à-vis des autres modes de production d'électricité.

Il faut évaluer un périmètre large

Les moyens de production et de stockage, mais aussi les moyens de flexibilisation ou de maîtrise de la demande, les moyens d'échanges transfrontaliers (interconnexions) et le réseau de transport et de distribution.

La production nucléaire engendre des charges de long terme, dont l'évaluation est incertaine

- de démantèlement, de gestion des matières et déchets, etc.
- devront aussi être pris en compte dans les coûts, l'éventuel renouvellement d'installations de retraitement des combustibles et/ou un nouveau projet d'enfouissement des déchets.

La méthode de calcul retient plusieurs éléments

- Le coût de production est majoritairement lié au montant de l'investissement ;
- Le coût de l'investissement est très sensible aux hypothèses de taux de financement retenues, en raison du temps long de retour sur investissement.

Estimation des coûts du nucléaire cités par la Cour des Comptes

- On ne peut pas parler de coût du nucléaire sans prendre en compte le mix dans lequel il s'intègre ;
- Le coût de la prolongation du parc en exploitation se situe dans une fourchette de 40 à 45 €/MWh ;
- Nouveau nucléaire : entre 85 et 100 €/MWh - hypothèse de RTE - avec une durée de vie de 60 ans, un facteur de charge de 85% et un taux de financement identique à celui du nucléaire historique.

Et enfin, sur le marché de l'électricité, on peut remarquer que les prix sont déconnectés des coûts de production

- Qui correspondent à seulement un tiers de la facture d'électricité des ménages. (qui comporte aussi l'acheminement, la commercialisation et les taxes).

- La loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a créé ou modifié un certain nombre de dispositifs d'intervention publique,
 - sur le marché de détail, les tarifs règlementés de vente (TRV) ;
 - et sur le marché de gros l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les TRV.

Voilà pour ces éléments apportés par **la Cour des Comptes**.

Ensuite les débats ont fait émerger un lot d'incertitudes, et notamment,

UN 1^{ER} DÉBAT A PORTÉ SUR LE NIVEAU DE CONSOMMATION PROJETÉ

Alain Grandjean, président de la Fondation pour la Nature et l'Homme (FNH)

LA FNH a testé plusieurs variantes de consommation de l'électricité, celles sur la base d'une moindre consommation donnent les marges de manœuvre importantes (Pannes, technologies peu matures, moins de risques en cas de pénurie d'électricité) ;

Il faut donc s'interroger sur l'évolution des besoins énergétiques avant de décider d'une relance du nucléaire.

Bertrand Charmaison, Directeur de l'institut I-TESE du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

Le débat ne s'arrête pas au nucléaire et aux énergies renouvelables, il faut également réduire très fortement la demande d'énergie pour pouvoir arriver le plus rapidement possible à la neutralité carbone, en agissant dès maintenant.

Et se poser la question de certains usages, comme celui exponentiel du numérique.
Ex : Bitcoin.

Bertrand Château, Global Chance

Il y a un effet d'entraînement du nucléaire sur la consommation d'électricité (Cf France vs Allemagne).

Dans les années 70, il y a eu une anticipation exagérée des besoins d'électricité en l'an 2000, qui étaient estimés à 1 000 TWh. En réalité, cela a été deux fois moins.

Augmenter la consommation d'électricité (électrification des usages) n'est pas le seul moyen de décarboner. Il existe aussi des réseaux électriques intelligents, des réseaux de chaleur et de froid, l'utilisation de la biomasse, des batteries...

Point de vue différent pour Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, de la SFEN

C'est l'électricité qui va se substituer aux énergies carbonées. La sobriété c'est très bien, mais la production et la consommation d'électricité vont augmenter pour pouvoir décarboner.

Un membre du Céremé, Monsieur Ladsous est intervenu sur deux points :

Si on veut réindustrialiser et réussir le projet hydrogène, alors il faut porter la consommation électrique plus haut.

Virginie Neumayer, Déléguée syndicale de la FNME-CGT (FNME - Fédération nationale des mines et de l'énergie)

- Il faudra plus d'électricité pour réindustrialiser.
- Des études faites pour la CGT prévoient une production électrique annuelle autour de 850 TWh pour couvrir les besoins en 2050.

LES ÉCHANGES ONT ENSUITE PRINCIPALEMENT PORTÉ SUR LES COÛTS ET LEURS INCERTITUDES

Alain Grandjean, de la FNH

La FNH a testé des variantes avec, entre autres, des coûts de construction majorés de 15 ou 30 % et des taux de financement différenciés (entre les moyens de production).

Ces variantes donnent toutes (avec un écart de 3 à 23 %) un mix nucléaire/énergies renouvelables plus cher qu'un réseau 100 % renouvelable.

Pour Alain Grandjean, des écarts de 5 à 10 % entre deux modes de calcul ne permettent pas de conclure quelque chose de significatif sur la pertinence du programme EPR 2.

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, de la SFEN

Le coût de production d'un réseau mixte (nucléaire + énergies renouvelables) passe par un minimum pour un mix composé pour moitié environ de nucléaire et d'énergies renouvelables.

Oui les énergies renouvelables font baisser le facteur de charge du nucléaire, c'est ce qu'il faut, mais en conservant du nucléaire.

Une question du public a porté sur la possibilité de prévoir et de comparer les taux de charge du nucléaire et des énergies renouvelables dans un réseau mixte et sur une longue période.

Bertrand Château, Global Chance

- RTE a retenu un coût d'investissement de 4 500/5 000 €/MW, mais le REX des EPR construits amène à un coût d'investissement de 8 000 €/MW ou plus ;
- Pour le 1^{er} programme nucléaire, il y a eu 50 % de différence avec les prévisions sur le coût au MW ;
- Avec 7 % de coût du capital (au lieu des 4% retenus par RTE), le coût de production monte à 130 €/MWh ;

SYNTHÈSE DES 2 WEBINAIRES « ÉCONOMIE »

- Et avec un facteur de charge de 60 % (au lieu des 85% retenus par RTE), le coût de production passe à 150 €/MWh.

Virginie Neumayer, de la FNME-CGT

- 100 €/MWh à horizon 2030 coût réseau compris et coût de financement à 4% ;
- La CGT a par ailleurs affirmé son opposition à la libéralisation du secteur.

Bertrand Charmaison Directeur de l'institut I-TESE du CEA

- Des coûts en forte baisse sur l'éolien et le photovoltaïque ;
- Le coût du nucléaire peut être plus élevé dans certaines hypothèses, mais c'est bien le coût du système qu'il faut considérer : dans la plupart des scénarios, les coûts du mix avec nucléaire sont les plus attractifs.

Xavier Moreno, Président du Céréme

- EDF bientôt détenue à 100% par l'État, dans un contexte de prise en compte des externalités type souveraineté, indépendance énergétique, impact climatique
- L'électricité est un bien public, il faut retenir un coût du financement de 2 %

Philippe Quirion, Directeur de recherche CNRS / CIRED (Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement)

- Les coûts d'investissements de Flamanville ne sont pas une exception (pour mémoire 8,1 €/W), à comparer avec l'estimation RTE pour la 3ème paire d'EPR : 4,7€/W. Une telle baisse n'a jamais été constatée par le passé ;
- Par ailleurs, pour l'EPR d'Hinkley Point C, le coût de l'électricité produite est garanti par un tarif d'achat de 120 €/MWh ;
- Pour les renouvelables, les coûts de production cités sont dans une fourchette de 50 à 80 €/MWh ;
- Le risque d'accident grave n'est pas évalué monétairement dans les études de l'ADEME et de RTE, alors que l'IRSN cite des évaluations à plusieurs centaines de milliards d'euros ;

A l'occasion d'une question du public, la prise en compte du coût des impacts sur l'environnement – en fonctionnement normal – notamment, sur la biodiversité, a été évoquée : ce coût n'est pas pris en compte dans les estimations citées plus haut.

DES INCERTITUDES TECHNIQUES SONT ÉGALEMENT APPARUES

Bertrand Charmaison de l'institut I Tese du CEA

Pour composer avec l'intermittence des énergies renouvelables, il existe différentes solutions, mais toutes sont, soit insuffisantes, soit trop chères et/ou non matures d'un point de vue technique.

Un exemple avec la production d'hydrogène produite par électrolyse à l'aide d'énergies renouvelables et l'utilisation de hydrogène pour produire à nouveau de l'électricité.

Philippe Quirion du CNRS / CIRED

Estime pour sa part que le surcoût du stockage et des solutions pilotables est surévalué.

ANNEXE - DÉFINITIONS

- Coût système de la production d'électricité, pour un réseau électrique alimenté par de l'énergie nucléaire d'une part, et renouvelable d'autre part :

Sur une période donnée, le coût unitaire moyen de la production d'électricité produite par une source d'énergie unique, nucléaire ou ENR, peut être calculé simplement : c'est le coût d'investissement complet actualisé et amorti de cette source, augmenté de son coût de fonctionnement sur la période en cause, et rapporté à la quantité d'électricité produite pendant cette période ; celle-ci dépend du "facteur de charge", c'est à dire la partie du temps pendant laquelle la source d'énergie considérée produit effectivement de l'électricité. Ce facteur de charge est physiquement plafonné à environ 80% pour le nucléaire (les 20% restants correspondant à des indisponibilités pour opérations de maintenance), et beaucoup plus bas pour les ENR (25 à 30% pour le solaire et l'éolien terrestre, environ 40% pour l'éolien marin) pour des raisons d'ensoleillement ou de vent.

Pour un réseau alimenté simultanément ou au choix par des sources différentes, nucléaire et ENR, le coût moyen de production est la moyenne des coûts pondérée par les quantités d'électricité produites par chaque source d'énergie, lesquelles dépendent du temps de raccordement au réseau donc du facteur de charge de cette source : c'est ce qu'on appelle le "coût système" du réseau alimenté par un système de plusieurs sources d'énergie.

Il importe de noter que le facteur de charge de chaque source raccordée à un réseau dépend de la priorité donnée à une source par rapport à une autre pour faire face aux pointes de besoin : la nature du mix électrique (part de chaque source) et la gestion du réseau viennent donc modifier le coût unitaire moyen de chaque source, qui n'est pas une constante calculable a priori.

Par ailleurs, un réseau comportant beaucoup de sources renouvelables nécessite des modifications de réseau de transport par rapport à un réseau alimenté essentiellement par des sources nucléaires, beaucoup plus concentrées géographiquement

- Régulation

Le terme, employé indifféremment avec celui de réglementation des prix qui serait plus adapté, couvre l'ensemble des règles fixées par la puissance publique (État, ou instance ad hoc telle que la Commission de régulation de l'énergie, CRE, en France) pour fixer les prix de l'électricité payée par les consommateurs (particuliers ou industriels). Ces prix devraient être fixés dans l'absolu ou à partir des coûts de production auxquels sont affectés différents correctifs destinés à privilégier ou pénaliser certains types de consommation, ou à atténuer les effets sociaux de certains mouvements d'évolution des coûts de production.

L'existence de prix régulés conduit à répartir entre le producteur, le consommateur et le contribuable, selon des règles variables dans le temps, la charge du coût de l'énergie.

- Taux d'intérêt

Rémunération (mesurée en %) due par le débiteur au titre de l'emprunt ou du délai de paiement dont il bénéficie.

Le taux d'intérêt est toujours calculé sur une base annuelle, même si la durée de l'emprunt (ou le délai de paiement) est inférieure à l'année. Le taux d'intérêt est dit réel, si l'on déduit du taux d'intérêt indiqué (ou nominal) le taux de hausse des prix attendue ou mesurée. Il est dit effectif si l'on y rajoute les autres frais financiers liés à l'emprunt (frais de dossier...). Il est dit actuariel si l'on ajoute à l'intérêt proprement dit les éventuels autres avantages consentis aux prêteurs (en fonction de la probabilité de les percevoir s'il s'agit par exemple de lots tirés au sort). Le taux d'intérêt mesure le prix du temps. Plus ce prix est élevé, plus cela favorise les décisions à effet rapproché, au détriment des décisions à effet plus long. Le taux d'intérêt est donc une des variables clés pour réduire ou augmenter la préférence pour le présent, c'est-à-dire l'arbitrage que doit effectuer toute société entre les ressources qu'elle consacre à sa consommation d'aujourd'hui et celles qu'elle affecte à la préparation de l'avenir.

Le taux d'intérêt d'un prêt ou d'un emprunt fixe la rémunération du capital prêté (exprimée en pourcentage du montant prêté) versée par l'emprunteur au prêteur. Le taux et les modalités de versement de cette rémunération sont fixés lors de la conclusion du contrat de prêt. Ce pourcentage tient compte de la durée du prêt, de la nature des risques encourus et des garanties offertes par le prêteur.

Les taux d'intérêt sont utilisés dans de multiples domaines, des instruments financiers jusqu'aux produits d'épargne (compte d'épargne), en passant par les obligations. Il est l'un des principaux canaux de transmission de la politique monétaire.

- Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est utilisé pour escompter un flux futur et calculer sa valeur actuelle équivalente. Paramètre clé de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie disponibles, il permet de calculer la valeur actuelle d'un actif en reflétant le niveau de risque des flux futurs qu'il génère.

Il consiste à convertir une somme d'argent « future » en une somme d'argent « actuelle », selon la règle : 1 € dans un an est équivalent à $1 / (1+t)$ € aujourd'hui. De manière symétrique, 1 € aujourd'hui est équivalent à $(1+t)$ € dans un an.