

Hydropower Solutions

**HYPOSO**

Technologies de la petite hydroélectricité –  
Innovations européennes de pointe



[www.hyposo.eu](http://www.hyposo.eu)



Technologies de la petite hydroélectricité –  
Innovations européennes de pointe

## À PROPOS D'HYPOSO

HYPOSO ([www.hyposo.eu](http://www.hyposo.eu)) est un projet à approches multiples visant plusieurs objectifs ; l'identification et la cartographie de l'industrie hydroélectrique européenne, des acteurs de l'hydroélectricité dans les pays cibles d'HYPOSO, la formation de nouveaux experts de l'hydroélectricité à travers des activités de renforcement des capacités et le rapprochement des acteurs concernés du secteur hydroélectrique de l'UE avec les acteurs des pays cibles. L'interaction avec les parties prenantes fait donc partie intégrante des activités, car des ateliers, des activités de renforcement des capacités et des entretiens avec des parties prenantes nationales/locales sont envisagés dans tous les pays cibles qui sont en dehors de l'Union européenne, à savoir des ateliers en Bolivie, en Colombie et en Équateur en Amérique latine, et au Cameroun et en Ouganda en Afrique. En outre, des cours de renforcement des capacités seront organisés en Bolivie et en Équateur, ainsi qu'au Cameroun et en Ouganda.

## À PROPOS DE CE DOCUMENT

Editeurs:	Ingo Ball, Dirk Hendricks, Tasniem Siegfried Jawaid, Dominik Rutz, Janusz Steller
Auteurs:	Ingo Ball, Lea Berg, Marc J. Buiting, Dominique Courret, Laurent David, Manon Dewitte, Adam Henke, Waldemar Janicki, Tasniem Siegfried Jawaid, Cécile Münch-Alligné, Luigi Lorenzo Papetti, Bernhard Pelikan, Sylvain Richard, Peter Rutschmann, Pierre Sagnes, Janusz Steller
Traducteurs:	Joseph Kenfack, Nadine Mafeugang, James Valery Nkue, George Yengong Ringnyu Nuibim
ISBN:	978-3-936338-77-5
Traductions:	La langue originale de ce document est l'anglais. Ce manuel est aussi disponible en espagnol.
Publié:	© 2020 par WIP Renewable Energies, Munich, Allemagne
Edition:	1 <sup>ère</sup> édition
Contact:	WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 Munich, Allemagne <a href="mailto:Ingo.Ball@wip-munich.de">Ingo.Ball@wip-munich.de</a> , Tel.: +49 89 720 12 718 <a href="http://www.wip-munich.de">www.wip-munich.de</a>
Site Web:	<a href="https://www.hyposo.eu/">https://www.hyposo.eu/</a>
Copyright:	Tous les droits sont réservés. Aucune partie de ce livre ne peut être reproduite sous quelque forme ou par quelque moyen que ce soit, dans le but d'être utilisée à des fins commerciales, sans l'autorisation écrite de l'éditeur. Les auteurs ne garantissent pas l'exactitude et/ou l'exhaustivité des informations et des données incluses ou décrites dans ce manuel.
Page de couverture:	Image fournie par Studio Frosio

## RECONNAISSANCE ET AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ



Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union Européenne dans le cadre de la convention de subvention n° 857851. Ni la Commission Européenne ni aucune personne agissant au nom de la Commission n'est responsable de la manière dont les informations suivantes sont utilisées. Les opinions exprimées dans ce manuel sont de la seule responsabilité des auteurs et ne reflètent pas nécessairement les vues de la Commission Européenne.

La reproduction et la traduction à des fins non commerciales sont autorisées, à condition que la source soit mentionnée et que l'éditeur en soit informé au préalable et en reçoive une copie.

## CONSORTIUM DU PROJET ET CONTACT DES POINTS NATIONAUX:



WIP Renewable Energies, coordonnateur du projet, Allemagne  
Ingo Ball [ingo.ball@wip-munich.de]  
www.wip-munich.de



1<sup>to</sup>3 Capital B.V., Les Pays-Bas  
Marc J.M. Buiting [buiting@1to3capital.com]  
www.1to3capital.eu



CELAPEH, Colombie  
Carlos Velasquez [direccion@celapeh.org]  
www.celapeh.org



Escuela Politécnica Nacional, Equateur  
Verónica Minaya [veronica.minaya@epn.edu.ec]  
www.epn.edu.ec/



European Renewable Energies Federation, Belgique  
Dirk Hendricks [dirk.hendricks@eref-europe.org]  
www.eref-europe.org



Hydropower Association of Uganda Ltd. (HPAU), Ouganda  
Dan Marlone Nabutsabi [dmarlone@yahoo.com]  
www.hpau.org



IHE Delft Institute for Water Education, Les Pays-Bas  
Miroslav Marenc [m.marenc@un-ihe.org]  
www.un-ihe.org/



Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol.Ac.Sci., Pologne  
Janusz Steller [steller@imp.gda.pl]  
www.imp.gda.pl



SOLARHYDROWATT, Cameroun  
Joseph Kenfack [joskenfack@yahoo.fr]  
www.solarhydrowatt.com



Frosio Next S.r.l., Italie  
Luigi Lorenzo Papetti [luigi.papetti@frosionext.com]  
www.frosionext.com/



TRMEW sp. z o.o., Pologne  
Ewa Malicka [ewa.malicka@trmew.pl]  
www.trmew.pl



Universidad Mayor de San Simón, Bolivie  
Andres Gonzales Amaya [andresgonzales.a@fcyt.umss.edu.bo]  
www.umss.edu.bo



Vytautas Magnus University, Lithuanie  
Petras Punys [petras.punys@vdu.lt]  
www.vdu.lt/en/

## Préface

Cher lecteur,

le manuel que vous avez sous les yeux est un produit du projet "HYPOSO" et en même temps un véritable produit de l'expertise européenne et de la coopération collégiale.

Outre des informations sur l'histoire et sur les domaines d'application de la petite hydroélectricité, ce manuel présente et décrit diverses solutions techniques pour le secteur de la petite hydroélectricité. Des informations précieuses sur les modèles de planification et de financement complètent ce livre.

Un grand merci à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce manuel. Le contenu a été développé et rédigé par des experts renommés du consortium HYPOSO. Afin de décrire les derniers développements dans le secteur de la petite hydroélectricité, qui servent également à exploiter les potentiels inutilisés et à accroître la convivialité pour les poissons, des contacts et échanges ont été mis en place avec diverses initiatives de l'UE et des projets en cours d'exécution. Merci également au projet Horizon 2020 «Hydropower Europe» d'avoir facilité le contact avec l'expert Prof. Cécile Münch-Alligné, qui représente également le projet Horizon 2020 «XFLEX Hydro». Le projet Horizon 2020 «FITHydro», représenté par Lea Berg et le professeur Peter Rutschmann, a apporté une contribution précieuse sur les concepts de protection des poissons. Les informations sur les dernières opportunités cachées dans le domaine de l'hydroélectricité ainsi que sur la technologie des turbines ont été vérifiées par Vincent Denis, un évaluateur de projets européens. Vous trouverez ci-dessous de plus amples informations sur les auteurs externes qui ont contribué au projet.

Dans l'espoir que vous apprécierez ce manuel, j'espère également que ce livre contribuera à approfondir l'intérêt pour la petite hydroélectricité et apportera un petit soutien au secteur.

Munich, Décembre 2020

Ingo Ball  
WIP Renewable Energies  
(Coordinateur du projet HYPOSO)

**Prof. Cécile Münch-Alligné**

Organisation: Groupe de recherche sur l'hydroélectricité, HES SO Valais-Wallis

Chapitre édité: 3.1.2 Turbines à haute chute, 3.1.4 Unités hydrocinétiques

Cécile Münch-Alligné a obtenu un diplôme d'ingénieur de l'INPG, Grenoble, France, département de modélisation numérique et de modélisation des fluides et des solides, en 2002. Elle a ensuite obtenu une bourse du CNRS et du CNES pour commencer une thèse de doctorat sur les grandes simulations de tourbillons de débits turbulents compressibles. Elle a soutenu sa thèse de doctorat en 2005 à l'INPG. De 2006 à 2010, elle a travaillé en tant qu'associée de recherche au Laboratoire de machines hydrauliques de l'EPFL sur les simulations numériques de débits dans les turbines hydrauliques. Depuis 2010, elle est professeur à la HES-SO Valais-Wallis, École d'ingénieurs de Sion, en Suisse.

Elle dirige le groupe de recherche sur l'hydroélectricité qui effectue des recherches appliquées dans le domaine de la petite et de la grande hydroélectricité en combinant des approches expérimentales et numériques. Elle se focalise sur le développement de nouvelles technologies pour les infrastructures existantes telles que les turbines cinétiques, les turbines pour le réseau d'eau potable et les petites centrales de pompage-turbinage utilisant les réservoirs existants ainsi que sur la flexibilité des petites et grandes centrales hydroélectriques.

<https://www.hevs.ch/hydro>

<https://xflexhydro.net/>

**Prof. Dr. Peter Rutschmann**

Organisation: l'Université technique de Munich

Département de génie civil, géologique et environnemental

Chaire de génie hydrauliques et ressources en eau

Chapitre édité: 3.6 Technologies de passage des poissons

Peter Rutschmann est professeur titulaire à l'université technique de Munich. Il a 40 ans d'expérience en dans le domaine de génie hydraulique et une expertise en modélisation physique, numérique et hybride. Il a géré une cinquantaine de projets sur l'hydroélectricité, 35 projets sur la gestion des sédiments et des inondations, ainsi que quelques projets sur l'éco-hydrauliques. Il est l'un des inventeurs de la centrale hydroélectrique innovante hydroshaft de TUM et possède 8 brevets. Peter Rutschmann est un membre de l'AIRH et coordinateur du projet FITHydro (Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower).

**Lea Berg**

Organisation: l'Université technique de Munich

Département de génie civil, géologique et environnemental

Chaire de génie hydrauliques et ressources en eau

Chapitre édité: 1.2.3 Technologies de passage des poissons

Lea Berg travaille à la chaire de génie hydraulique et ressources en eau de l'Université technique de Munich. Elle est responsable de la communication, de la diffusion et de l'exploitation du projet européen Horizon2020 FIThydro et des scénarios de tests régionaux en Allemagne et en Autriche. Elle a une formation en gestion des ressources naturelles, en développement durable et en éducation, avec une maîtrise scientifique en gestion durable des ressources de l'Université technique de Munich et une licence de l'Université de Maastricht.

*L'Université technique de Munich - Chaire de génie hydraulique et ressources en eau*

La chaire de génie hydraulique et ressources en eau compte deux laboratoires affiliés, le laboratoire Dieter-Thoma à Munich et le laboratoire de recherche Oskar von Miller, un institut de recherche en génie hydraulique à Obernach, en Bavière, en Allemagne. Le groupe de recherche du professeur Rutschmann et des laboratoires affiliés se concentre principalement sur l'enseignement et la recherche dans le domaine des technologies actuelles et émergentes en ingénierie hydraulique et la gestion de l'eau. Les recherches sont menées à l'aide de modèles hydrauliques ainsi que de programmes de débits tridimensionnels complexes couplés. La modélisation hybride utilisant les deux approches simultanément est également utilisée.

*FIThydro – Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower (Technologies innovantes non-nuisibles aux poissons pour l'hydroélectricité)*

FIThydro est un projet de recherche et d'innovation Horizon2020 implémenté sur 4 ans, incluant 26 partenaires (13 chercheurs, 13 industries) de 10 pays européens, impliquant plusieurs principales entreprises du secteur des énergies renouvelables et de l'hydroélectricité en Europe. L'objectif du projet est de tester et de développer des solutions, des stratégies et des mesures environnementales rentables pour assurer l'autonomie durable des populations de poissons et accroître la compatibilité écologique des schémas hydroélectriques existants et nouveaux. Pour cela, des technologies, des méthodes, des outils et des dispositifs sont utilisés et améliorés sur des sites d'essai dans toute l'Europe. Les résultats de la recherche sont compilés dans différents outils accessibles en ligne qui aident les praticiens à évaluer, planifier et trouver des solutions pour une hydroélectricité non-nuisibles aux poissons.

<https://www.fithydro.eu/>



**Vincent Denis**

Organisation: MhyLab, 1354 Montcherand, Suisse

Directeur général

Chapitre édité: 1.3.2, 3.1.2, 3.1.3, revue de 3.1.

Vincent Denis est titulaire d'un master en génie mécanique de l'EPFL (École polytechnique fédérale de Lausanne) spécialisé en machines hydrauliques et en dynamique des fluides. Il a reçu un prix pour sa contribution à l'environnement. Après avoir commencé à travailler pour une société d'ingénierie suisse internationale, il a obtenu un deuxième master en systèmes énergétiques à l'EPFL et dans d'autres universités européennes (Écoles polytechniques fédérales suisses - Zurich, École nationale supérieure du pétrole et des moteurs - Paris, Imperial College of Medicine & Technology - Londres, Universidad Politécnica - Madrid, Technische Hochschule - Aachen).

Il a rejoint MhyLab en 1996 en tant qu'ingénieur R&D responsable du laboratoire des turbines hydrauliques, et a développé les services d'ingénierie et de conseil de cette société nouvellement fondée. Depuis lors, il est devenu directeur général, tout en restant fortement impliqué dans les projets hydroélectriques en tant qu'expert en équipements hydroélectriques et électromécaniques, notamment pour les projets d'outre-mer en Afrique, au Moyen-Orient et en Océanie.

Depuis plus de 15 ans, Vincent est également impliqué dans des activités d'enseignement et de formation dans les universités (EPFL, HES-SO, etc.) et dans de nombreux projets impliquant une phase de

---

renforcement des capacités. Il est régulièrement désigné comme évaluateur pour les programmes de support de la Commission européenne comme Horizon 2020.

Entièrement dédié à la petite hydraulique, Mhylab a été fondé en 1993 en Suisse et fournit des services dans le domaine des équipements de petite hydraulique incluant les services de consultation, d'ingénierie et d'expertise, la conception des machines hydrauliques et à turbine ainsi que leur développement et tests selon la norme IEC 60193 dans son propre laboratoire situé à Montcherand (Suisse). Depuis plus de 20 ans, Mhylab est impliquée dans des projets de récupération d'énergie au sein d'infrastructures existantes comme par exemple les réseaux d'eau potable et d'irrigation, les stations d'épuration des eaux usées, les débits réservés et les échelles à poissons, etc.

Depuis 2000, Mhylab a des activités d'ingénierie dans le monde entier, notamment en Europe (France, Italie, Roumanie, Suisse, etc.), en Afrique (Burundi, République démocratique du Congo, Kenya, Madagascar, Rwanda, Tanzanie, etc.), en Océanie et dans les îles du Pacifique (Australie, Vanuatu) et en Asie (Japon, Jordanie), tant pour la production d'électricité connectée que pour la production d'électricité hors réseau.

<http://www.mhylab.com/home.php>

---

## Table des matières

<b>Préface</b> .....	<b>3</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>9</b>
<b>Liste des Tableaux</b> .....	<b>13</b>
<b>Abréviations, symbols &amp; unités</b> .....	<b>14</b>
<b>1 Introduction</b> .....	<b>18</b>
1.1 Remarques introductives .....	18
1.2 La petite hydroélectricité, un élément vital pour l'électrification nationale .....	18
1.3 L'innovante industrie européenne de la petite hydroélectricité fournit des solutions durables.....	22
<b>2 Petits systèmes hydroélectriques</b> .....	<b>32</b>
2.1 Basse chute ou haute chute .....	32
2.2 Aménagements avec et sans dérivation d'eau.....	34
2.3 Au fil de l'eau ou avec stockage .....	38
<b>3 Vue d'ensemble du système hydroélectrique</b> .....	<b>41</b>
3.1 Turbines hydrauliques et machines hydroélectriques gravitationnelles .....	41
3.2 Boîtes de vitesses .....	70
3.3 Générateurs .....	76
3.4 Systèmes de conversion de l'électronique de puissance .....	79
3.5 Autres équipements électriques et systèmes de commande .....	79
3.6 Ouvrages hydromécaniques en acier .....	83
3.7 Mesures des passes à poisson.....	94
<b>4 Processus de développement d'une PCH</b> .....	<b>110</b>
4.1 Processus de planification et de conception .....	110
4.2 Processus d'octroi de permis et licence .....	113
4.3 Bouclage financier.....	114
4.4 Construction et mise en service .....	114
4.5 Exploitation & Maintenance (E&M) .....	115
<b>5 Financement pour les projets internationaux de petite hydroélectricité</b> .....	<b>117</b>
5.1 Le modèle de tarification des immobilisations.....	117
5.2 Financement de projet et financement d'entreprise .....	118
5.3 Sources de financement.....	120
5.4 Financement du secteur public et la EXIM BANK .....	122
5.5 Instituts de financement du développement et fonds de développement.....	124
5.6 Banques commerciales ayant recours à l'assurance export.....	124
5.7 Marchés obligataires.....	125

5.8	Fonds de pension .....	126
5.9	Autres possibilités de financement .....	126
5.10	Résumé .....	128
<b>6</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>128</b>
	<b>Liste des références.....</b>	<b>131</b>

## Liste des figures

Figure 1:	Schéma d'un réseau d'eau potable et positions possibles des turbines (Choulot, Denis et Punys, 2012) .....	26
Figure 2:	Domaine d'application de divers types de turbines hydrauliques proposé par Escher Wyss, aujourd'hui Andritz Hydro (Raabe, 1985) .....	33
Figure 3:	Schéma d'un petit aménagement hydroélectrique avec dérivation d'eau (Gatte et Kadhim, 2012) .....	35
Figure 4:	Aménagement hydroélectrique au fil de l'eau avec un court canal de dérivation (EN 61116, 1992) .....	36
Figure 5:	PCH de Malczyce (9 MW) – Rivière Oder, Pologne (Wody Polskie, 2020) .....	36
Figure 6:	PCH sans dérivation d'eau au fil de l'eau située sur la rive gauche de la rivière (EN 61116, 1992) .....	37
Figure 7:	Façonnage du canal d'entrée de la PCH de Januszkowice (1.5 MW) -Rivière Oder, Pologne (source:archives IMP PAN) .....	38
Figure 8:	Schéma d'une cascade de rivière compacte capable de fonctionner en houle sans variations importantes du niveau d'eau aux stades intermédiaires (Michałowski et Plutecki, 1975) .....	39
Figure 9:	Schéma d'une unité à trois machines fonctionnant dans un système de court-circuit hydraulique à Geesthacht PSPP (Allemagne). Le même système peut être reproduit à plus petite échelle (Bellmann, Sebestyen et Wührer, 1999) .....	40
Figure 10:	Diagrammes de colline de rendement normalisé dans le plan (nHD/nHD opt, QHD) pour une turbine Pelton (a), une turbine Francis à vitesse spécifique faible et élevée (b et c, respectivement) et une turbine Kaplan (d). (Raabe, 1989).....	42
Figure 11:	Types de turbines classiques en fonction du paramètre de vitesse spécifique (Raabe, 1989, d'après Voith) .....	44
Figure 12:	Paramètres typiques des rotors éoliens (Saini et Saini, 2019 après Menet, 2004, et Wilson et Lissaman, 1974).....	45
Figure 13:	Dommmages importants dus à la cavitation du côté aspiration d'une petite roue de turbine Francis (Années 1970, source: archives de l'IMP PAN) .....	47
Figure 14:	Positionnement des niveaux de référence de la turbine réactive. Orientation arbitraire de l'axe de l'arbre (CEI 60193, 2018) .....	48
Figure 15:	Courbes de limites de cavitation vs coefficient de vitesse spécifique (d'après Arndt, 1981).....	49
Figure 16:	La turbine Pelton de 7 MW de la centrale hydroélectrique de Gletsch Oberwald (CH) (source: FMV SA) .....	50
Figure 17:	Schéma d'une unité Turgo à jet unique (Mala voda, 2020) .....	50
Figure 18:	Un modèle de turbine Turgo simplifié (Hartvigsen Hydro, 2020) .....	50
Figure 19:	Une configuration de turbine Francis basse chute à l'ancienne (d'après Hoffmann (ed.), 1992) .....	52
Figure 20:	Une turbine Francis moderne dans une centrale hydroélectrique polonaise rénovée (source: archives IMP PAN) .....	52
Figure 21:	Courbes de rendement typiques des turbines hydrauliques (Raabe, 1989).....	53

Figure 22: Turbine Kaplan classique en configuration siphon. Marktbreit SHP (H = 2,5 m, P = 1100 kW) - Main, Allemagne (source: Raabe, 1985, d'après Voith).....	54
Figure 23: Coupe verticale schématique d'une PCH basse chute avec une turbine tubulaire de type S (D'après CEI 61116, 1992).....	55
Figure 24: Une turbine propeller inversée ou une turbine semi Kaplan en configuration siphon à double coude (ESHA, 2004).....	55
Figure 25: Turbine semi-Kaplan dans une configuration siphon à un seul coude (ESHA, 2004).....	55
Figure 26: Turbine Kaplan en configuration SAXO (Gale et al., 2010).....	56
Figure 27: Comparaison entre les travaux d'excavation nécessaires pour les turbines Kaplan classiques (2 unités) et 4 turbines tubulaires MAS (4 unités) de même capacité totale (Czerwinski, Canas et Marin, 2012).....	56
Figure 28: Turbine tubulaire Kaplan en puit (ESHA, 2004).....	56
Figure 29: Une unité semi-Kaplan compacte avec multiplicateur de vitesse à engrenages coniques (ESHA, 2004).....	56
Figure 30: Une unité compacte typique avec un multiplicateur de vitesse à engrenages coniques. Oborniki SHP, Pologne (source: archives IMP PAN).....	57
Figure 31: Unités à flux axial Hydromatrix® proposées par Andritz pour l'installation dans des écluses ou au niveau des vannes de déversoir (Cui, Binder et Schlemmer, 2007)*.....	57
Figure 32: Une unité très basse chute à la sortie du canal Milleau (Leclerc, 2008).....	58
Figure 33: La turbine diagonale Mhylab (Denis, Cottin et Choulot, 2016).....	59
Figure 34: La turbine diagonale Mhylab (Bullani et Denis, 2019).....	59
Figure 35: Turbine à flux transversal selon le concept Ossberger (Ossberger, 2018).....	60
Figure 36: Pompes pour le fonctionnement en turbines proposées par KSB AG (KSB, 2012).....	61
Figure 37: Turbine Duo Turbo développée à HES SO Valais (HES SO Valais, 2020).....	62
Figure 38: Un modèle d'unité de roue à eau par une société bavaroise de Walter Schumann lors de la RENEXPO annuelle Salon Interhydro à Salzbourg, Autriche (source: J.Steller).....	63
Figure 39: Turbines sans conduit avec axe horizontal et adaptatif de débit (Khan, 2009).....	64
Figure 40: Turbine cinétique à axe vertical (Khan, 2009).....	64
Figure 41: Unité Strom Boje 3 (source: Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH).....	67
Figure 42: Canal de fuite de la centrale hydroélectrique de Lavey avec la plate-forme en plein air pour tester le prototype de turbine cinétique (Munch et al., Water 2018).....	67
Figure 43: Technologie Hydroquest testée en France (HydroQuest, 2020).....	68
Figure 44: Vue schématique d'un rotor à vis d'Archimède montrant le positionnement instantané de l'eau dans des « godets » formés par les filets de la vis (Rohmer et al., 2016).....	69
Figure 45: Un jeu de vis d'Archimède parallèle par Rehart Power (à gauche) et une vue 3D de l'unité de vis coaxiale Hydroconnect (à droite) au RENEXPO Interhydro Fair en 2017 (source: J.Steller).....	70
Figure 46: Moteur hydroélectrique SteffturbineTM (Baselt, Malcherek et Maerker, 2013).....	70
Figure 47: Turbine à puit tubulaire avec multiplicateur de vitesse à engrenages coniques (Voith, 1990s).....	71
Figure 48: Unité Kaplan verticale avec un multiplicateur de vitesse à arbre parallèle (Eisenbeiss, 2016).....	71

Figure 49: Engrenages cylindriques dédiés aux turbines Kaplan verticales (à gauche) et aux turbines tubulaires à puits (à droite) (Eisenbeiss,2016).....	72
Figure 50: Engrenages coniques entraînant un générateur horizontal (gauche) et vertical (droit) (Eisenbeiss, 2016).....	72
Figure 51: Un engrenage planétaire double comme proposé par Rohloff AG (2020) .....	73
Figure 52: Domaine d'application de 3 types de courroies de transmission comme proposé par Hutchinson (2020) .....	74
Figure 53: Transmissions à courroie plate dans les micro-installations hydroélectriques (Burger Wasserkraftanlagen, 2020).....	74
Figure 54: Une unité mini straflo avec transmission de puissance combinée à partir de la jante du patin au moyen d'une courroie plate et d'un multiplicateur de vitesse à engrenages (ESHA, 2004).....	75
Figure 55: Générateurs asynchrones (Little, 2016).....	77
Figure 56: Schéma d'une unité électronique de puissance avec un thyristor ou un redresseur IGBT actif et un onduleur IGBT (Sobczyk et al., 2010).....	79
Figure 57: Schéma du système électrique d'un bloc d'alimentation de PCH dans le sud de la Pologne. Une capture d'écran prise à l'arrêt depuis le système de supervision et de contrôle de la centrale (avec l'aimable autorisation de PGE EO SA) .....	82
Figure 58: Schéma du système de commande hydraulique de l'unité 1 de la PCH de la figure 57. Une capture d'écran prise immédiatement après l'arrêt du système de surveillance et de contrôle de la centrale (avec l'aimable autorisation de PGE EO SA) .....	82
Figure 59: Dégrilleur articulé de la PCH de Januszkowice - Rivière Oder, Pologne (source: J. Steller).....	84
Figure 60: Écran Coanda Aquashear (Dulas Ltd, 2020).....	84
Figure 61: Prise d'eau de la PCH de Rutki – Cascade Radunia, Pologne (source: archives IMP PAN).....	85
Figure 62: Une petite centrale hydroélectrique avec deux Flygt submersibles et des vannes d'admission cylindriques (Flygt, 2020).....	86
Figure 63: Vanne à segment (Tainter) (USACE, n.d.) .....	87
Figure 64: Vanne clapet articulée à la crête du seuil à la PCH Rzeczyca - Rivière Wierzyca, Pologne (source: J.Steller) .....	87
Figure 65: Vanne à clapet à ventre de poisson articulée sur un bord de la vanne Tainter. CH Perach - Rivière Inn, Allemagne (Raabe, 1985).....	87
Figure 66: Principe de fonctionnement du déversoir gonflé (Daniel & Paulus, 2019) .....	88
Figure 67: Barrage gonflable en hiver et en été, Kliczkow SHP - rivière Kwisa, Pologne (Polniak, 2015).....	88
Figure 68: Vanne fusible Hydroplus Classic. Principe de fonctionnement (Hydroplus, 2020) .....	89
Figure 69: Principe de fonctionnement du barrage à ressort et installation existante à Hausach - Kinzig, Allemagne (Wiegand, 2020) .....	89
Figure 70: Distribution de l'effort de traction (MN/m <sup>2</sup> ) au nœud de branchement de la conduite forcée (Adamkowski et al, 2019) .....	90
Figure 71: Plages d'applications typiques pour les conduites de petite hydroélectricité en acier et en fonte ductile (Steller, 2020 après anon).....	91

Figure 72: Joints typiques de la conduite forcée en acier et en fonte ductile: a) joints soudés ; b) les articulations des glandes ; c) joints de bride ; d) joints à bout uni ; e) joints à bout fileté (Giesecke & Mosonyi, 1998).....	92
Figure 73: Structure de tuyau Flowtite (à gauche) et remplacement d'un segment de conduite forcée en bois par un pipeline Hobas PRV (à droite). Jackman Hydro Station, Hills-borough, New Hampshire, États-Unis (Amiblu, 2020) .....	92
Figure 74: Vannes papillon proposées par la société TB Hydro (TB Hydro, 2020).....	94
Figure 75: Vannes rotative et à soupape proposées par la société TB Hydro (TB Hydro, 2020).....	94
Figure 76: Passe à poissons de type piscine (à gauche) et à déflecteur raide (Denil) (à droite) (source: J. Geist, P. Rutschmann) .....	97
Figure 77: Combinaison de différents types de rampes, avec des éléments en béton au premier plan et une rampe raide et rugueuse en arrière-plan (source: P. Rutschmann).....	97
Figure 78: La nature comme passe migratoire à la CH de Freudenu, Autriche (source: W.Reckendorfer).....	98
Figure 79: Rampe à anguille recouverte d'un substrat de type brosse (à gauche) et (à droite) d'un substrat de cônes en béton (source: AFB).....	98
Figure 80: Ascenseur à poissons de Runserau, Autriche (source: M. Schletterer).....	99
Figure 81: Écluse de poisson à la CH Jeging 2, Autriche (source: M. Schletterer) .....	100
Figure 82: Vue des turbines respectueuses des poissons: vis (en haut à gauche), très basse chute (en haut à droite) (source: technologies MJ2), Pentair fairbanks (en bas à gauche) et turbine Alden (en bas à droite) .....	102
Figure 83: Pilote IDA sur la centrale test de 35 kW, entrée de turbine Kaplan avec les deux électrodes en cuivre en forme d'anneau (à gauche) et taux de dommages observés pour le passage des poissons sans (bleu) et avec dispositif pilote IDA (rouge) pour différentes longueurs de poissons (longueur totale TL) .....	103
Figure 84: Masque de surface à la centrale électrique de Bellows Falls (Odeh, et al., 1998).....	104
Figure 85: Plan conceptuel de l'emplacement des bypass avals aux prises des centrales hydroélectriques (D'après Larinier, et al., 2002) .....	105
Figure 86: Vue longitudinale d'une grille à barres inclinées (source: Courret, et al., 2008) .....	106
Figure 87: Grilles à barres inclinées avec ouvertures pour le système de canaux bypass (source: P. Rutschmann) .....	106
Figure 88: La grille à barres horizontales de débit résiduel de la centrale de Schiffmühle, Suisse, lors de la vidange du réservoir en juillet 2018 (source: J.Meister, VAW).....	107
Figure 89: Vue géométrique détaillée de la persienne, de la grille inclinée à barres et de la grille de barres inclinée modifiée (MBR) (d'après Boes, et al., 2017).....	107
Figure 90: a) Grille inclinée à barres « classique » et b) Grille inclinée à barres avec barres dans le sens du courant (d'après Raynal, et al., 2014).....	108
Figure 91: Illustration de la prise d'eau de Coanda et exemple de prise d'eau de Coanda d'Escouloubre (977 m d'altitude) sur l'Aude, France (source: AFB) .....	108
Figure 92: Visualisation du concept Hydro Shaft (ligne du haut) et 450 kW à Grossweil, Allemagne (ligne du bas) (source: ligne du haut: TUM et ligne du bas: A. Sepp) .....	109
Figure 93: Marchés parfaits et imparfaits (1to3 Capital).....	121

## Liste des Tableaux

Tableau 1: Exemples d'opérateurs de mini-réseau (EREF, 2020) .....	21
Tableau 2: Facteurs de paramètres de performance adimensionnels et dimensionnels (IEC 60193, 2018).....	41
Tableau 3: La hauteur de chute, la densité de flux de puissance et la sortie maximale équivalentes à espérer des turbines à hélices hydrocinétiques non canalisées hautement efficaces pour divers diamètres de pointe .....	65

## Abréviations, symboles & unités

Abréviations	
ACE	Agence de crédit à l'exportation
AERE	European Energy Research Alliance ou Alliance européenne de la recherche énergétique
AESE	Association européenne pour le stockage de l'énergie
AFD	Agence française de développement
APD	Aide publique au développement
ARI	Agenda pour la recherche et l'innovation
CA	Courant alternatif
BAD	Banque Africaine de Développement
BDS	Barotrauma Detection System
BEI	Banque européenne d'investissement
BioPa	Evaluation des Performances Biologiques
BPS	Points de base
BIRD	Banque internationale pour la reconstruction et le développement
CAPM	Modèle d'évaluation des actifs financiers
CASIMiR	Modèle de simulation assistée par ordinateur pour le débit entrant et les zones
CC	Courant Continu
CH	Centrale Hydroélectrique
CIGB	Commission internationale des grands barrages
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
DCE	Directive-cadre sur l'eau
DFN	Dynamique des fluides numérique
EER	Espace européen de la recherche
E&M	Exploitation et maintenance
EN-ISO	European Standard-International Organization for Standardization
ER	Energies renouvelables
EREF	European Renewable Energies Federation - Fédération européenne des énergies
etc.	Et cetera – et ainsi de suite
EUR	EURO
FAO	Fabrication assistée par ordinateur
FCC	Fonds commun de créances
GBM	Groupe Banque mondiale
GPS	Global Positioning System-Système de positionnement global
H2020	Horizon 2020 (un programme de financement de l'UE)
HVOF	High-velocity oxygen-fuel spraying-Pulvérisation d'oxygène - carburant à grande vitesse
IAO	Ingénierie assistée par ordinateur
i.e.	Latin: „id est“ – significant “c'est-à-dire)

IDA	Induced drift application - application de dérive induite en français
IDA	International Development Association - Association internationale de développement
IFD	Institutions de Financement de Développement
IFM	Institutions financières multilatérales
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor - Transistor bipolaire à grille isolée
IHA	Association internationale de l'hydroélectricité
IPP	Independent power producer scheme - Régime des producteurs indépendants
IRENA	International Renewable Energy Agency-Agence internationale pour les énergies
LCOE	Levelised cost of electricity - Coût actualisé de l'électricité
MAS	Machine axiale en forme de S (turbine) avec un coude en amont
MBR	Modified angled bar rack
MEF	Méthode des éléments finis
MGR	Minimum Gap Runner
MIGA	Agence multilatérale de garantie des investissements
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONG	Organisation non gouvernementale
PAT	Pump as turbine – Pompe en tant que turbine
PCH	Petite Centrale Hydroélectrique
PE	Polyéthylène
PEHD	Polyéthylène haute densité
PLC	Programmable logic controller - Automate programmable Industriel
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA	Power purchase agreement - Contrat d'achat d'électricité
PRFC	Polymère Renforcé de Fibres de Carbone
PRFV	Polymère renforcé en fibres de verre
PRV	Polymère renforcé de verre
PSW	Private sector window - Guichet secteur privé
PURPA	Public Utility Legislation Policies Act - Loi sur les politiques de réglementation des services publics
PVC	Polychlorure de vinyle
Ratio D:F	Ratio dettes/fonds propres
R&D	Recherche & Développement
SER	Sources d'énergies renouvelables
SAD	Système d'Aide à la Décision
SAXO	"SAXOphone"-turbine de forme turbulaire
SFI	Société financière Internationale
SIR	Strategic industry roadmap-Feuille de route stratégique de l'industrie
SSA	Administration de la sécurité sociale
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage
Straflo	Straight flow (turbine) ; turbine à flux axial
TCD	Taux de Couverture de la Dette

<b>TUM</b>	Technische Universität München - Université technique de Munich
<b>UE</b>	Union Européenne
<b>USACE</b>	United States Army Corps of Engineers - Corps des ingénieurs de l'armée des Etats-
<b>USD</b>	US dollar
<b>TTBC</b>	Turbine très basse chute

<i>Symboles</i>	
<b>A</b>	Aire
<b>B</b>	Largeur
<b><math>\beta</math></b>	Angle
<b>c</b>	Célérité du son
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>D</b>	Temps/durée, heures
<b>D</b>	Diamètre
<b>E</b>	Energie spécifique, J/kg
<b><math>\varepsilon</math></b>	Densité de puissance brute
<b>f</b>	Facteur de puissance
<b>f</b>	Fréquence
<b>g</b>	Accélération de la pesanteur
<b><math>\bar{g}</math></b>	Accélération moyenne de la pesanteur
<b>H</b>	Hauteur de chute nette
<b>H<sub>s</sub></b>	Hauteur d'aspiration
<b>I</b>	Courant (électrique)
<b>n</b>	Vitesse de rotation
<b>n<sub>Q</sub>, n<sub>sQ</sub>, n<sub>sP</sub></b>	Vitesse de rotation (Diverses définitions)
<b>NPSH</b>	Hauteur aspiration positive nette
<b>P</b>	Puissance (mécanique ou active électrique)
<b>p</b>	Nombre de pôles du générateur
<b>p<sub>abs</sub></b>	Pression absolue
<b>p<sub>va</sub></b>	Pression de vapeur saturée
<b>Q</b>	Puissance électrique réactive
<b>Q</b>	Débit/écoulement volumétrique
<b>cos <math>\varphi</math></b>	Facteur de puissance
<b><math>\sigma_{Th}</math></b>	Nombre de cavitation de Thoma
<b>S</b>	Puissance électrique apparente
<b>T</b>	Couple
<b>TSR</b>	Rapport de vitesse de pointe
<b>U</b>	Tension
<b>v, V</b>	Vitesse d'écoulement
<b><math>\omega</math></b>	Vitesse angulaire, rad/s
<b>z</b>	Élévation

$\eta$	Rendement
$\rho$	Masse volumique
<b>Unités</b>	
°	Degré
%	Pourcentage
a	Année
A	Ampère
CV	Cheval Vapeur
GPa	Gigapascal
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
h	Heure
kGm	Kilogramme-mètre (unité de moment mécanique obsolète)
km	Kilomètre
kW	Kilowatt
l	Litre
m	Mètre
m <sup>3</sup>	Mètre cube
mm	Millimètre
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
Nm	Newton mètre
Tr/min	Tours/minute
s	Seconde
V	Volt
VAR	Voltampère (réactive)
W	Watt

# 1 Introduction

## 1.1 Remarques introductives

L'hydroélectricité, en particulier la petite hydroélectricité (PCH), a déjà montré par le passé qu'elle pouvait jouer un rôle décisif dans l'électrification des régions. Ce n'était cependant pas la première source parmi celles qui ont permis les premiers réseaux d'électrification et d'électricité en Europe à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle. Les principales étapes (Walcher, 2020) comprenaient la première installation hydroélectrique dans le Northumberland (Angleterre) en 1880, et la première transmission de courant triphasé longue distance depuis une centrale hydroélectrique, de Lauffen/Neckar à Francfort/Main (Allemagne) en 1891 à des fins de démonstration lors de l'Exposition universelle de Francfort (Wessel (ed), 1991). Et quelques années plus tard, avec la mise en service de la centrale hydroélectrique de Wynau (Suisse) en 1896, la centrale hydroélectrique Paderno d'Adda (Italie) et la centrale hydroélectrique de Rheinfelden (coopération suisse/allemande) en 1898, l'histoire des réseaux électriques européens modernes a été lancée (VDE, 2015). La technologie a été développée selon des normes très élevées en termes d'efficacité, de sécurité et de fiabilité et est aujourd'hui utilisée dans le monde entier.

Ces dernières années, l'hydroélectricité a été identifiée comme un élément indispensable de la transformation du système énergétique mondial (IRENA, 2019) et s'est développée dans le monde entier. Aujourd'hui, la petite hydroélectricité est normalement utilisée dans des conditions où la grande hydroélectricité ne peut pas être déployée, exploitant également le potentiel durable qui autrement ne pourrait pas être utilisé. Bien qu'étant une source d'énergie propre, l'hydroélectricité et en particulier la petite hydroélectricité ont fait l'objet d'un examen minutieux et d'une opposition dans de nombreux cas lorsque des centrales hydroélectriques ont été construites sans tenir compte des dernières technologies et ne procurant donc pas tous les avantages possibles.

L'industrie hydroélectrique européenne offre une gamme complète de solutions et de services pour exploiter le potentiel de l'hydroélectricité de manière durable, en fait dans presque toutes les conditions. Plus important encore, les équipements européens se distinguent par un rendement très élevé et peuvent se conformer aux lois et réglementations environnementales les plus strictes. Dans les chapitres suivants, en plus des informations techniques et historiques générales, des informations sont données sur ces solutions pour montrer comment l'industrie hydroélectrique européenne peut contribuer à la fourniture d'énergie durable.

Ce manuel ne vise pas à recommander l'achat d'équipement uniquement auprès des entreprises mentionnées. En fait, les fournisseurs de solutions hydroélectriques durables sont situés dans toute l'Europe et les contacts commerciaux doivent être établis individuellement. Le projet HYPOSO fournit donc une liste de contacts publics disponibles de l'industrie hydroélectrique européenne:

<https://www.hyposo.eu/en/sector-information/sector-sector-information-europe/> .

En outre, les parties prenantes intéressées d'Europe et des pays cibles d'HYPOSO, la Bolivie, la Colombie et l'Équateur en Amérique latine, et le Cameroun et l'Ouganda en Afrique, sont invitées à participer à la plateforme dite HYPOSO qui fournit plus d'informations et vise à favoriser contacts commerciaux dans le secteur:

<https://www.hyposo.eu/en/hyposo-platform/> .

## 1.2 La petite hydroélectricité, un élément vital pour l'électrification nationale

### 1.2.1 Connectée au réseau

Bien que souvent considérée comme la solution parfaite pour électrifier les régions éloignées, dans de nombreux cas, la petite hydroélectricité (PCH) est également un contributeur précieux à la stabilité du réseau dans les réseaux existants, que ce soit sous la forme de production/alimentation de la charge de base constante à partir des centrales au fil de l'eau, ou comme stabilisateur de réseau sous forme de centrales hydroélectriques en

cascades en fonctionnement en régime de houle, les installations de stockage et même les centrales de pompage-turbinage. En particulier, lorsque les pays ont besoin ou veulent développer des réseaux localement équilibrés, intégrant des sources d'énergie renouvelables intermittentes comme des installations éoliennes ou solaires, les avantages de la petite hydroélectricité deviennent visibles.

La PCH est une source d'énergie renouvelable à faible volatilité et présente un impact bénéfique sur les réseaux électriques, car elle peut alimenter une production continue pendant une période de temps prévisible. La durée d'utilisation de l'énergie installée (en heures de pleine charge/an) dépend du type d'installation et de l'alimentation en eau pour la production hydroélectrique. D'une manière générale, les usines utilisées à des fins de régulation et celles au fil de l'eau dans les régions montagneuses ou sub-montagneuses présentent une faible valeur de ce paramètre par rapport à celles au fil de l'eau situées sur des cours d'eau à forte stabilité de débit. Le projet Stream Map (ESHA, 2012) a publié pour une PCH un nombre moyen de 3252 heures à pleine charge pour l'UE-27 (puis avec le Royaume-Uni mais sans la Croatie), ce qui est plus élevé que d'autres sources renouvelables comme le vent (2 000 heures à pleine charge) et solaires (914 heures à pleine charge). Récemment, des études ont été menées en France (France Hydro Electricité, 2020) et en Allemagne (Zdrallek, 2018) pour étudier en détail les impacts de la petite hydroélectricité sur les réseaux électriques.

Selon les calculs de Zdrallek (2018), en Allemagne (7 000 PCH considérées, chacune d'une capacité < 1 MW), 750 millions d'euros de coûts supplémentaires nécessaires pour l'extension du réseau dans le réseau moyenne et basse tension devraient être investis, si au contraire la PCH, les sources d'énergie renouvelables volatiles comme l'énergie éolienne ou PV devraient fournir la même capacité. En outre, l'extension des réseaux de distribution peut être considérablement réduite tout comme la construction de milliers de kilomètres de lignes électriques peut être évitée. Si les PCH sont construites à proximité des consommateurs d'électricité, les pertes de réseau sont également réduites de manière significative. Grâce à la bonne contrôlabilité, la PCH peut activement soutenir le maintien de la fréquence et la stabilisation du système global (fournissant le pouvoir dit de régulation). Ce fait joue un rôle particulièrement important lorsque d'autres sources d'énergie conventionnelles (fossiles) doivent être remplacées. En raison de la bonne contrôlabilité (puissance active et réactive), la PCH peut en outre contribuer à une alimentation importante et à la qualité de la tension dans les réseaux de distribution.

Si elle est modifiée, la PCH peut également jouer le rôle de générateurs contrôlables et décentralisés et peut alimenter des mini-réseaux locaux (par exemple des infrastructures critiques comme les secteurs des services d'urgence) également en cas de pannes de courant importantes. Non seulement les centrales de stockage, même les centrales au fil de l'eau pourraient être utilisées (sans perte d'efficacité) comme magasins d'énergie décentralisés, lorsque la capacité de stockage des bassins fluviaux est gérée de manière dynamique. En plus des avantages pour le réseau, les PCH et autres centrales hydroélectriques ont un autre avantage majeur. En raison de la construction relativement simple et robuste, les coûts de maintenance sont faibles et une longue durée de fonctionnement (> 50 ans) est possible, ce qui conduit à des coûts de production d'électricité très faibles.

Bien entendu, les chiffres absolus indiqués ici ne valent que pour l'Allemagne, et il faut préciser que les conditions d'exploitation de la PCH en Allemagne sont les meilleures d'Europe. Ainsi, des avantages peuvent très probablement être obtenus, mais pas dans les mêmes proportions que celles présentées ici.

Selon l'étude française (France Hydro Electricité, 2020), qui s'est concentrée sur le rôle de la France dans le système électrique européen, l'hydroélectricité joue un rôle primordial pour la flexibilité, fournissant un tampon à la variation structurelle de la demande résiduelle, en couvrant les erreurs de prévision de la demande résiduelle et en fournissant des contingences rapidement dynamiques. Sans l'hydroélectricité, le système ne pourrait pas être maintenu. Dans une certaine mesure, dans un scénario intégré de l'avenir du réseau européen (pour 2050), les PCH peuvent jouer un rôle similaire aux batteries en ce qui concerne leur potentiel de modulation. La PCH peut en outre avoir un avenir commercial si elle est utilisée comme produit de montée en puissance ou de nouvelle réserve de fréquence, ou comme plateforme de flexibilité locale. Des services auxiliaires à long terme

et des capacités flexibles pourraient être proposés et des prix de rareté devraient également être envisagés. Ce qu'il faut encore penser, c'est une rémunération juste et spécifique des services fournis par l'hydroélectricité, qui sera encore plus nécessaire à l'avenir.

### 1.2.2 Alimentation captive

Le concept de centrales captives est d'une importance croissante au niveau international, en particulier dans les régions où l'approvisionnement du réseau n'est pas fiable (coupures de courant, baisses de charge, délestage, etc.), des tarifs de réseau élevés/des évolutions tarifaires incertaines ou des scénarios hors réseau. Dans certaines régions, les centrales captives sont également connues sous le nom de production intégrée, ce qui pourrait, dans certains pays, être mal interprété pour les centrales électriques intégrées dans les réseaux de distribution.

Les entreprises agricoles, commerciales ou industrielles dépendent fortement d'un approvisionnement fiable en énergie suffisante pour maintenir une exploitation rentable et compétitive. Par conséquent, au lieu de se fier uniquement à l'alimentation du réseau, elles recherchent de plus en plus des centrales électriques dédiées dans ou à proximité de leurs localités pour couvrir leurs besoins énergétiques. Les centrales captives ont généralement une capacité de production plus petite car elles se concentrent uniquement sur la demande de charge de la société cible spécifique. Que ces centrales soient :

- connectées au réseau ou fonctionnant hors réseau ;
- détenues et entretenues par l'entreprise (prosommateur) ou fournissant de l'énergie à l'entreprise en tant qu'acheteur ;

dépend de la situation individuelle du projet et/ou du cadre réglementaire national.

Alors que ces centrales électriques utilisaient dans le passé des générateurs à combustibles fossiles (groupes électrogènes diesel), elles sont continuellement renouvelées et sont maintenant initialement équipées de sources d'énergie renouvelables pour :

- réduire la dépendance aux combustibles fossiles, qui doivent être livrés à la centrale en continu ;
- réduire les coûts à mesure que les prix du diesel augmentent ;
- améliorer l'empreinte écologique du consommateur entreprise.

Le choix de la source d'énergie renouvelable dépend de l'emplacement de l'usine. Alors que certaines zones sont parfaites pour les centrales photovoltaïques ou éoliennes, la PCH est une excellente option là où les rivières adjacentes offrent un bon potentiel énergétique. L'industrie agricole, par exemple, opère souvent près des rivières qui pourraient être utilisées pour la production d'énergie.

Par exemple, la Kenya Tea Development Agency (KTDA), le plus grand producteur de thé au monde, dépend de plus en plus de la petite hydroélectricité pour ses usines de thé. Par l'intermédiaire de leur filiale à part entière, la KTDA Power Corporation (KTPC), ils ont investi et géré dans la première phase la centrale de Gura de 5,8 MW, la centrale de North Mathiyoia de 5,6 MW et la centrale de Chania de 0,9 MW. D'autres sites ont été identifiés, qui auraient un bon potentiel de PCH dans la phase suivante.

La PCH de 5,8 MW de GURA est située en hauteur dans la vallée de Gura, dans le comté de Nyeri/centre du Kenya. Elle a été construite en 2016 et fournit un total de 18 GWh d'électricité sur une base annuelle. L'énergie produite couvre la demande en énergie des 4 usines de thé d'Iriaini, Chinga, Gathuthi et Gitugi. L'énergie excédentaire est injectée dans le réseau de l'entreprise publique KPLC dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité (PPA). Par conséquent, il garantit des revenus supplémentaires à KTDA et améliore la stabilité du réseau public dans les zones environnantes.

Avant l'installation de la PCH de Gura, les usines comptaient sur le réseau public instable et les groupes électrogènes diesel, qui étaient utilisés pendant les pannes de réseau constantes (Liu et al., 2019).

Une autre approche technique à cet égard est de générer de l'énergie basée sur la récupération de l'énergie perdue dans divers processus technologiques. Ce type d'options techniques est discuté plus en détail dans la section 1.3.2 (l'hydroélectricité caché) et dans d'autres parties de ce manuel.

### 1.2.3 Mini-réseaux

L'approche de développement du réseau national se concentre généralement sur la réalisation d'un seul réseau national interconnecté avec d'énormes centrales électriques alimentant le réseau de transport national pour fournir de l'énergie aux réseaux de distribution. Des économies d'échelle et une électrification nationale complète peuvent être facilement réalisées, ainsi que le coût d'investissement recouvert en cas de forte densité de population et de charges de consommation économiquement attractives.

Cependant, une telle approche, peut être un défi pour les pays à faible densité de population, en particulier dans les zones rurales et avec des consommateurs n'ayant que de petites charges: une faible densité de population entraîne un coût de connexion au réseau spécifique élevé pour les ménages individuels. En combinaison avec un petit revenu mensuel, les gestionnaires de réseau peuvent mettre longtemps à récupérer le coût d'investissement associé (dans certains cas plus de 20 ans).

De longues lignes de transmission pour relier des zones non peuplées et/ou des terrains géographiques difficiles pour desservir les petites communautés au-delà pourraient ne pas être économiquement viables.

Cependant, l'électrification étant le moteur du développement économique, c'est un facteur déterminant important pour élever le niveau de prospérité. Les pays émergents et en développement, en particulier, sont confrontés à des difficultés économiques pour connecter les établissements éloignés via un réseau centralisé, ce qui se traduit par des régions non connectées et sous-développées. Par exemple, dans la région subsaharienne, environ 57 % de la population, soit 612 millions de personnes, n'avaient pas accès à l'électricité à la fin de 2018.

C'est là que le concept de mini-réseau peut être appliqué, basé sur un réseau indépendant desservant les consommateurs d'électricité dans des limites définies. Les mini-réseaux sont généralement isolés loin du réseau central dans les régions éloignées, mais pourraient également être connectés au réseau dans les régions où l'alimentation électrique est insuffisante et instable. Les mini-réseaux connectés au réseau passent en mode îlot une fois que le réseau central tombe en panne.

Il existe différents modèles commerciaux pour l'exploitation de mini-réseaux (tableau 1) possibles qui peuvent être résumés comme suit:

**Tableau 1: Exemples d'opérateurs de mini-réseau (EREF, 2020)**

<b>Investisseurs du secteur privé</b>	Les investissements peuvent être réalisés par l'intermédiaire de sociétés à finalité spécifique (SFS) ayant divers actionnaires, sur la base d'une licence/concession obtenue auprès des autorités locales.
<b>Communautés d'énergie</b>	Concept émergent qui pourrait être inclus dans le cadre réglementaire ; engagement ferme de la part de la communauté bénéficiaire.
<b>Services publics</b>	Pourrait agir conformément à une obligation de service universel ; l'énergie électrique pour le mini-réseau pourrait être achetée auprès d'un producteur d'électricité indépendant (IPP).

Les communautés d'énergie, en particulier, peuvent être une force motrice pour les mini-réseaux, car elles sont lentement prises en compte dans les réglementations énergétiques nationales.

Alors que les mini-réseaux sont apparus au départ dans une zone d'ombre juridique, les pays les prennent lentement en compte dans leur cadre réglementaire et dans le cadre de leur stratégie nationale d'électrification pour stimuler l'électrification rurale.

La production d'électricité est le cœur du mini-réseau, qui peut être constitué d'une seule unité ou de plusieurs centrales électriques. Il n'y a pas de gamme de capacité clairement définie pour les mini-réseaux, les différentes sources utilisant des gammes différentes. Cependant, l'une des définitions de gamme de capacité couramment utilisée est de 10 kW à 10 MW (MGP, 2020).

Les générateurs diesel constituaient autrefois un système de production de base dans les mini-réseaux. Cependant, comme ils augmentent la charge de CO<sub>2</sub> et nécessitent un approvisionnement constant en carburant expansif, les sources d'énergie renouvelables prennent lentement le dessus. Lorsque les conditions hydrologiques sont favorables, le segment des petites centrales hydroélectriques (PCH) est une alternative parfaite pour fournir un approvisionnement fiable en énergie renouvelable. Les turbines cinétiques émergentes pourraient offrir encore plus de flexibilité pour accroître l'applicabilité de la PCH dans les scénarios de mini-réseau (voir le chapitre 3.1.4 de ce manuel pour plus de détails).

La mise en œuvre de systèmes de production hybride pour parvenir à une alimentation électrique renouvelable stable augmente à mesure que les systèmes de contrôle et de gestion de l'énergie requis atteignent la maturité technique. La PCH peut fonctionner de manière autonome ou dans un système hybride, par exemple, avec le solaire photovoltaïque pour répondre aux fluctuations saisonnières et aux pics de demande.

Un exemple est le mini-réseau du district de Ludewa en Tanzanie (ACRA, 2020) qui fournit de l'énergie hydroélectrique à 20 villages ruraux isolés et relie 4 000 ménages d'environ 51 000 personnes ainsi que 340 PME, des écoles et un hôpital plus des services de santé. La PCH mise en œuvre a une capacité de 1,7 MW pour une capacité de production annuelle totale de 9 000 MWh et a remplacé divers groupes électrogènes diesel individuels très polluants dans les villages. Le projet est géré par une Entité des utilisateurs d'énergie (EUE).

Il convient de noter que même dans les pays où les réseaux nationaux couvrent la totalité ou la quasi-totalité du territoire, le concept de mini-réseau suscite un intérêt croissant, car le développement rapide des sources d'électricité intermittentes distribuées augmente la demande d'équilibrage local des paramètres du réseau. La réponse consiste à créer des groupes d'énergie qui alimentent les réseaux dits intelligents. Les concepts de réseaux intelligents supposent généralement certaines capacités de stockage d'énergie fournies par des batteries et des centrales de stockage ou même de pompage. L'avantage est non seulement une inertie accrue de la partie du réseau national et une diminution des pertes d'énergie dues à la transmission à longue distance de la puissance de régulation, mais aussi une sécurité accrue de l'approvisionnement en électricité, car le concept suppose généralement un fonctionnement en îlot en cas de panne de courant à grande échelle.

## **1.3 L'innovante industrie européenne de la petite hydroélectricité fournit des solutions durables**

### **1.3.1 Les forces d'innovation de l'industrie européenne de la petite hydroélectricité**

L'hydroélectricité est une composante importante de l'identité industrielle européenne depuis l'Antiquité. Un lien direct entre l'hydroélectricité et le monde plus ou moins institutionnel de la science peut être compté au moins depuis l'époque de Leonhard Euler, génie suisse du 18<sup>ème</sup> siècle et père de la théorie des turbines hydrauliques. Alors que le 19<sup>ème</sup> siècle a vu le développement parallèle de l'industrie hydroélectrique des deux côtés de l'océan Atlantique avec deux types de turbines importantes (Francis et Pelton) inventés aux États-Unis,

le premier transport d'électricité à longue distance a eu lieu en Europe et le troisième type turbine important (Kaplan) a été développé plus tard et trois sociétés de fabrication géantes ont émergé. Le développement technologique systématique qui a eu lieu au cours du siècle précédent a couvert tous les aspects de l'industrie hydroélectrique, y compris le génie civil, l'hydraulique, les génies mécanique et électrique. En raison de l'importance élevée du secteur et du haut niveau de compétence requis, des cours techniques pertinents ont été introduits dans la plupart des universités techniques européennes et de nombreux collèges techniques. Les universités ont également pris en charge une grande partie des recherches nécessaires et en partie aussi des efforts de recherche et de développement avec Lausanne, Zurich, Grenoble, Munich, Stuttgart, Trondheim et quelques autres endroits au premier plan. L'industrie hydroélectrique se concentre principalement dans les pays alpins (en particulier la France, l'Allemagne, la Suisse et l'Autriche), mais aussi en Scandinavie (Norvège et Suède) et dans l'ex-Union soviétique (aujourd'hui: Fédération de Russie et Ukraine). Des fabricants de différentes tailles et de nombreux bureaux de conseil et d'ingénierie sont également actifs aujourd'hui en République tchèque, en Slovaquie, en Italie, en Pologne et dans d'autres pays.

La liste non exhaustive des principaux progrès technologiques intervenus au cours des dernières décennies comprend:

1. l'élargissement de la plage de fonctionnement et les capacités des équipements de régulation aussi bien que l'augmentation de la vitesse spécifique et le rendement des unités hydrauliques - à la fois en optimisant la géométrie du système d'écoulement et en introduisant la technologie à vitesse variable ;
2. amélioration des propriétés de cavitation des turbines hydrauliques et amélioration de leur résistance aux environnements érosifs (par diverses techniques, y compris une mise en forme adéquate du système d'écoulement, en introduisant des aménagements supplémentaires tels que des bandes anti-cavitation sur les bords des pales des roues et des ailettes de désintégration partielle des cordes tourbillonnaires dans la zone d'aspiration de la turbine, par des systèmes d'injection d'air et enfin - en appliquant des matériaux résistants à l'érosion et des revêtements de protection étalés par des techniques innovantes);
3. nouvelle conception et augmentation des paramètres techniques de certains nœuds de groupes hydrauliques structurels cruciaux tels que les roulements, les joints, les actionneurs de mécanisme de régulation et les protections pertinentes ;
4. de nouvelles technologies des équipements électriques, y compris les générateurs avec des possibilités de fonctionnement à vitesse variable ainsi que le tableau électrique et l'équipement de protection;
5. l'introduction de la toute nouvelle technologie de système de régulation et de contrôle, permettant un fonctionnement sans pilote avec supervision à distance des unités hydrauliques et de l'ensemble des installations hydroélectriques ou même des cascades fluviales;
6. de nouveaux équipements et technologies auxiliaires, y compris des déversoirs gonflables, des vannes et batardeaux, dégrilleurs, des passes à poissons tels que des échelles à poissons passives et actives, des barrières de guidage de poissons, etc.

Le principal stimulus pour améliorer les performances et les propriétés de cavitation des turbines hydrauliques en optimisant la géométrie du système d'écoulement a été les progrès de la dynamique des fluides numériques (DFN) et d'autres techniques d'analyse de flux et de conception informatisées connexes, y compris la résolution du problème inverse en mécanique des fluides comme une approche de la conception du système d'écoulement. Les réalisations dans d'autres directions sont apparues possibles dans le cadre du progrès général des sciences techniques et en particulier comme une mise en œuvre de nouvelles idées dans des branches technologiques telles que la science des matériaux et la technologie de fabrication de machines (y compris la fabrication assistée par ordinateur - FAO et plus généralement - les techniques d'ingénierie assistée par ordinateur - IAO), les technologies de contrôle des fluides (y compris les systèmes hydrauliques haute pression) et le génie électrique,

y compris l'électronique de puissance. Le développement dynamique de l'informatique et des technologies numériques associées a eu un impact profond sur tous les aspects de l'ingénierie hydroélectrique.

Outre les exigences techniques croissantes résultant principalement de raisons économiques et d'une forte concurrence sur le marché européen, une impulsion significative de progrès dans de nombreuses directions est venue d'exigences environnementales de plus en plus strictes. Celles-ci ont notamment conduit au remplacement des huiles traditionnelles des systèmes lubrifiés par des huiles biodégradables et à l'élimination complète de l'huile de nombreux systèmes de paliers d'arbres et des aubes directrices.

Les contraintes environnementales ont considérablement limité les nouveaux grands projets hydroélectriques en Europe, orientant l'essentiel de la production d'équipements vers d'autres continents. En pratique, seuls les projets représentant une partie de grands projets orientés sur la réduction substantielle des charges environnementales par d'autres secteurs (par exemple en reprenant une partie du transport routier terrestre par la navigation intérieure) ou sur l'atténuation des effets du changement climatique (par exemple par la protection contre les inondations comme ainsi que le stockage de l'eau et de l'énergie) ont une chance réaliste d'être soutenus.

La situation est différente avec le secteur de la petite hydroélectricité (jusqu'à 10 MW de capacité selon les statistiques et la législation de l'UE) où les contraintes environnementales toujours croissantes ont laissé de la place à l'innovation ou même stimulé des conceptions complètement nouvelles. En particulier, le soutien des moyens publics a permis de développer un certain nombre d'unités basse chute et hydrocinétiques innovantes, certaines particulièrement attractives pour les marchés non européens avec une application possible sur des sites sans accès au réseau national.

L'importance de l'hydroélectricité à la fois en tant que contributeur au mix électrique vert et, plus important encore, en tant qu'outil de régulation entre les mains des gestionnaires de réseau est de plus en plus reconnue dans l'UE et dans d'autres pays liés à l'UE par divers schémas de collaboration plus ou moins étroitement liés. L'importance attribuée au secteur par la Commission européenne est clairement démontrée par un contact direct avec des associations mondiales et européennes liées à l'hydroélectricité telles que IRENA, Eurelectric, et le chapitre EREF sur la petite hydroélectricité. L'hydroélectricité est bien visible dans diverses initiatives entreprises au sein de l'Espace Européen de la Recherche (EER) qui, en plus des États membres de l'UE, comprend également des acteurs poids lourds de l'hydroélectricité tels que la Norvège, la Suisse et la Turquie.

L'une des initiatives récentes au sein de l'EER consiste à établir le projet Conjoint « Hydroélectricité » au sein de l'Alliance Européenne pour la Recherche Énergétique (AERE), qui chapote les centres de recherche et les universités européens ayant pour mission de catalyser la recherche énergétique pour une société climatiquement neutre. Le principal objectif du « Projet conjoint hydroélectrique » est de faciliter la collaboration et de coordonner les activités de recherche afin d'améliorer leur efficacité. Une initiative actuelle d'une importance stratégique encore plus élevée pour l'ensemble du secteur est le projet « Hydropower Europe » parrainé dans le cadre du programme-cadre de recherche Horizon 2020. L'objectif principal est de développer le programme de recherche et d'innovation (ARI) lié à l'hydroélectricité et la feuille de route stratégique pour l'industrie (SIR) pour la prochaine perspective de financement.

En plus des projets visant à fournir à la Commission européenne les analyses nécessaires à une stratégie rationnelle vers le secteur, de nombreux projets de R&D et démonstratifs sont en cours, pour ne citer que HydroFlex (Augmenter la valeur de l'hydroélectricité par une flexibilité accrue), AFC4Hydro (Système de contrôle de l'écoulement pour améliorer les performances des turbines Hydrauliques lors d'un fonctionnement hors de la plage de conception), ALPHEUS (Augmenter la stabilité du réseau grâce à l'utilisation et au stockage de l'énergie hydraulique pompée à faible charge), XFLEX HYDRO (Flexibilité du système d'alimentation extensible de l'hydroélectricité), FIThydro (Technologies innovantes respectueuses des poissons pour l'hydroélectricité) , SHYDRO-ALP, DAFNE, KEEP-FISH, Hykinetics ainsi que les projets promotionnels et démonstratifs HYPOSO et RES-

34-2020 (Schleker, 2020). Comme on peut le voir, l'augmentation des capacités techniques de l'hydroélectricité pour contribuer à la flexibilité du réseau est considérée comme une priorité élevée pour les grandes et les petites centrales hydroélectriques. Un autre objectif clé de la recherche et du développement est d'accroître la durabilité de l'hydroélectricité en minimisant les impacts environnementaux indésirables sur la biodiversité et la continuité biologique. Parmi les autres tendances de développement fortement soutenues, il convient de mentionner également la mise en œuvre de la technologie de la petite hydroélectricité pour la récupération de l'énergie perdue par étranglement dans les systèmes hydrauliques industriels et municipaux. Celles-ci et de nombreuses tendances de recherche et développement plus détaillées ajoutent à la haute qualité de l'offre industrielle européenne liée à la petite hydroélectricité. Les principaux domaines de cette offre seront brièvement caractérisés dans les deux prochains chapitres.

### 1.3.2 A l'exploration de l'hydroélectricité cachée

Le terme « hydroélectricité cachée » concerne souvent cette partie du potentiel hydroélectrique qui est soit basée sur les données non incluses dans les enquêtes nationales sur le potentiel hydroélectrique, soit utilisée de manière plus rationnelle qu'aujourd'hui.

#### 1.3.2.1 Récupération et collecte de l'énergie

Le premier groupe se réfère notamment à :

1. la récupération d'énergie dans les systèmes hydrauliques industriels et municipaux ;
2. la récupération d'énergie dans les stations de dessalement et d'autres systèmes industriels ;
3. les sorties d'écoulement résiduel aux barrages et déversoirs existants ;
4. récupération d'énergie dans les systèmes de contournement des poissons ;
5. collecte d'énergie dans les conduits de dérivation des vannes d'écluses de navigation

Un aperçu détaillé de ces possibilités et d'autres possibilités d'extraire l'énergie des écoulements dans les infrastructures hydrauliques existantes ont été donné par Choulot, Denis et Punys (2012), et lorsque Choulot, Denis et al. ont donné un aperçu des meilleures pratiques et un ensemble de 24 études de cas en Europe (2010).

#### Systemes municipaux de traitement des boissons et des eaux usées

La récupération d'énergie de l'énergie hydraulique perdue dans les systèmes hydrauliques municipaux est le type le plus apparent d'hydro cachée. L'intérêt pour de tels systèmes peut être daté au moins des années 1900 (Centrale hydroélectrique de Sonzier, Suisse) et était initialement limité aux pays montagneux, principalement alpins, où les conditions étaient particulièrement favorables en raison de différences d'altitude importantes des sites de récupération d'énergie possibles (Figure 1). La pression à l'entrée des stations de traitement d'eau potable ou des réservoirs de stockage apparaît souvent trop élevée et doit être diminuée à l'aide de détendeurs ou de réservoirs à pression qui peuvent être remplacés par les unités de récupération d'énergie hydraulique. L'exemple le plus notable d'une telle installation est la centrale électrique de Mühlau d'une capacité de 5 750 kW et d'une hauteur de 450 m environ. L'usine appartient aux travaux municipaux d'Innsbruck (Autriche) et a été mise en service dès 1951.

La nécessité de réduire la pression peut également survenir sur certains autres sites des réseaux d'eau municipaux, y compris l'entrée du réseau d'alimentation en eau ou une partie de celui-ci. Enfin, il convient de mentionner les sorties des eaux usées des stations d'épuration, qui peuvent également offrir un potentiel important (Bousquet et al., 2017). Généralement, les turbines Francis sont le plus souvent utilisées en cas d'énergie brute importante disponible alors que les pompes inversées fonctionnant comme turbine (voir section 3.1.3) sont recommandées pour les sites avec un potentiel proche de 100 kW et moins. La valorisation énergétique hydraulique des réseaux municipaux suscite un intérêt toujours plus grand en Europe et est

soutenue par de nombreux projets européens, tels que HYDRO-BPT, LifeHyGENET ou Life NEXUS. Il est intéressant de noter que, d'après les données de la fin de la décennie précédente rien qu'en Suisse, la production annuelle d'électricité à partir de la récupération d'énergie dans le réseau d'eau municipal était proche de 85 GWh avec un potentiel restant de 224 GWh.

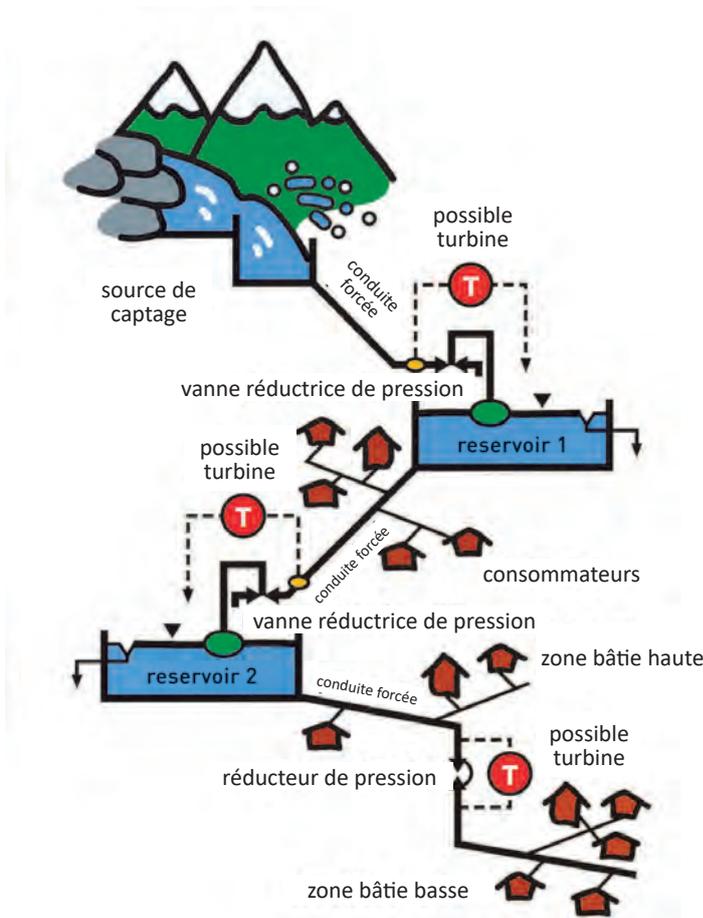


Figure 1: Schéma d'un réseau d'eau potable et positions possibles des turbines (Choulot, Denis et Punys, 2012)

La nécessité de réduire la pression peut également survenir sur certains autres sites des réseaux d'eau municipaux, y compris l'entrée du réseau d'alimentation en eau ou une partie de celui-ci.

Les sorties des eaux usées des stations d'épuration, sont également au centre des préoccupations, car elles offrent également un potentiel important (Bousquet et al., 2017). Le turbinage des eaux usées avant traitement est également possible, comme c'est le cas au Châble en Suisse, où les eaux usées collectées dans la station de ski de Verbier sont turbinées avant d'entrer dans la station d'épuration située dans la vallée. Avec une hauteur de 450 m, la puissance installée est de 380 kW pour une production d'environ 0,85 GWh/an. Un autre exemple pertinent est le site d'As Samra en Jordanie, où deux turbines sont installées avant l'entrée de la station d'épuration (2 x 830 kW, 104 m) et trois à la sortie (2 x 750 kW et 1 x 490 kW, 42 m). Au total, les cinq turbines produisent environ 19 GWh/an (Denis, 2019).

Généralement, les turbines Pelton sont préférées tant que le débit et la hauteur de chute conviennent à ce type de turbines, l'avantage étant leur capacité à suivre les changements de débit tout au long de la journée. Les turbines Francis sont également souvent utilisées en cas de chutes et d'écoulement moyens. Les pompes inversées fonctionnant en mode turbine (voir section 3.1.3) peuvent être utilisées pour des sites avec un potentiel jusqu'à 100 kW et à débit fixe, compte tenu de l'absence de possibilité de régulation de débit et d'un faible rendement. Comme pour tout projet hydroélectrique, le choix du type de turbine approprié sera toujours le résultat d'une analyse technicoéconomique.

La valorisation hydraulique des réseaux municipaux suscite un intérêt toujours plus grand en Europe et est soutenue par de nombreux projets européens, tels que HYDRO-BPT, LifeHyGENET ou Life NEXUS. Il est intéressant de noter que d'après les données de la fin de la décennie précédente rien qu'en Suisse, la production annuelle d'électricité à partir de la valorisation énergétique du réseau d'eau communal était proche de 85 GWh avec un potentiel restant de 224 GWh.

### **Systèmes d'irrigation**

Les adductions d'eau d'irrigation peuvent également être utilisées pour produire de l'électricité comme c'est le cas avec la centrale hydroélectrique d'Armary en Suisse (105 m, 68 kW). Des applications à basse chute, utilisant des turbines Kaplan ou bulbe, sont également possibles dans les canaux d'irrigation, comme à Petiva en Italie (6 m, 875 kW).

Une étude de cas complète sur la prise en compte d'une centrale hydroélectrique associée à un système d'irrigation existant dans le bassin inférieur de l'Awash en Éthiopie a été préparée dans le cadre d'un mémoire de maîtrise à l'Institut IHE d'éducation sur l'eau de Delft (Tesgera, 2018). Dans ce cas, l'énergie électrique peut être extraite d'un système existant sans entraver sa fonction principale liée à la production alimentaire, représentant une valeur ajoutée pour le propriétaire, pour la population locale et pour l'environnement. Bien qu'il n'ait pas encore été mis en œuvre, il s'agit d'un très bon exemple car diverses solutions possibles pour exploiter l'opportunité cachée de l'hydroélectricité y sont présentées.

### **Stations de dessalement et autres systèmes industriels**

La tradition de récupération d'énergie hydraulique dans les installations industrielles européennes remonte également au moins au milieu du 20<sup>ème</sup> siècle et est principalement liée aux industries thermiques et chimiques. Les centrales thermiques - tant conventionnelles (par exemple au charbon ou au gaz) que nucléaires - nécessitent généralement de grandes quantités d'eau à des fins de refroidissement. Après avoir quitté le système de refroidissement, l'eau de refroidissement est évacuée vers le réservoir ou la rivière à proximité, ce qui est une bonne occasion de récupérer une partie de l'énergie utilisée pour pomper l'eau douce dans le système. Un exemple typique de récupération d'énergie dans l'industrie chimique est l'utilisation de turbines hydrauliques pour extraire l'énergie du processus d'épuration des gaz. Des unités dédiées sont proposées depuis des années par Sulzer (Franzke, 1970 et Sulzer, 2020). L'épuration du biogaz offre de nouvelles opportunités en plus des applications traditionnelles dans les usines d'engrais (Bansal et Marshall, 2010).

Les usines de dessalement offrent une autre opportunité aux pays qui ont besoin d'utiliser cette technologie en raison des déficits d'eau douce de plus en plus larges. Le processus technologique nécessite toujours d'énormes quantités d'énergie. Dans le cas où elle serait basée sur le phénomène d'osmose, la dépressurisation du concentré de sel résiduel offre une opportunité évidente pour la récupération d'énergie hydraulique (Choulot, Denis et Punys, 2012 et Huang et al., 2020). Bien entendu, l'agressivité très corrosive du milieu est l'un des inconvénients technologiques, qui est cependant résolu par un choix approprié du matériau (aciers duplex).

Il est important de mentionner que les turbines installées dans les systèmes de refroidissement ou dans les usines de dessalement ne récupèrent que de l'énergie, car l'eau a été pompée avant d'être turbinée. Il n'y a pas de production d'électricité, mais une réduction de la consommation électrique des pompes. Dans le cas du turbinage des eaux potables, d'irrigation et des eaux usées, il y a une réelle production d'électricité, car la pression est donnée par la différence d'élévation entre l'entrée et la sortie comme c'est le cas dans tout système hydroélectrique classique.

### **Débits résiduels dans les barrages et déversoirs existants**

L'utilisation de sorties d'écoulement résiduel aux barrages et déversoirs existants est une opportunité plutôt ancienne, mais toujours intéressante, de récupérer l'énergie autrement dissipée au moyen de la technologie traditionnelle de la petite hydroélectricité. Lorsque le débit libéré est presque constant, les pompes inversées fonctionnant en mode turbine peuvent être un choix raisonnable. Cependant, la régulation environnementale

demande de plus en plus un débit résiduel variable, en fonction, entre autres, de la saison. Dans ce cas, des turbines Pelton, Francis ou Kaplan sont nécessaires.

Il est possible de minimiser la perte de potentiel hydroélectrique dans les systèmes de passage des poissons en régulant le débit en fonction des saisons de migration des poissons, tandis que la récupération partielle de l'énergie utilisée pour l'entraînement des échelles à poissons dites actives (ascenseurs) est effectuée dans les systèmes à double vis d'Archimède. (voir section 3.1.5).

### **Conduites de dérivation des vannes d'écluses de navigation**

La récupération de l'énergie hydraulique perdue lors de l'élévation ou de l'abaissement du niveau d'eau dans les sas d'écluse de navigation est une opportunité de plus en plus réaliste au vu de l'avènement de la technologie à vitesse variable permettant de faire fonctionner des unités hydrauliques avec un rendement raisonnable à une hauteur très variable (Zhang et al., 2018). L'opportunité peut être considérée comme particulièrement intéressante dans le cas de nouvelles infrastructures liées au développement de nouvelles routes de navigation intérieure ou à la restauration d'anciennes routes.

#### **1.3.2.2 Mise à niveau des PCH inefficaces/abandonnées**

Le deuxième groupe d'hydro cachée comprend des sites déjà exploités où l'énergie hydraulique se perd en raison de

1. caractéristiques de performance insatisfaisantes des unités hydrauliques installées, y compris les rejets déversés dans les installations existantes en raison d'une technologie/conception obsolète ou d'autres raisons techniques ;
2. fonctionnement non optimisé d'unités (notamment à double régulation), de centrales hydroélectriques à plusieurs unités ou de groupes de centrales électriques (en particulier les cascades fluviales).

La réhabilitation et la modernisation, y compris le remplacement de composants de turbine ou d'unités entières, est toujours une option à considérer dans le premier cas et l'industrie européenne peut offrir l'expertise et les solutions techniques nécessaires pour résoudre les problèmes techniques.

Bien que l'optimisation des courbes de came de turbine à double régulation puisse être considérée comme une activité de routine, le fonctionnement optimisé d'une centrale électrique à plusieurs unités et d'un groupe de centrales n'est de loin pas une tâche simple, généralement résolue à l'aide d'un logiciel contemporain. L'automatisation de l'hydroélectricité est assez avancée dans de nombreuses entreprises européennes et le logiciel approprié peut être adopté pour les utilisateurs du monde entier.

### **1.3.3 Technologies innovantes respectueuses des poissons pour l'hydroélectricité**

Avec son rendement, ses coûts relativement bas, sa maturité technique et sa faible empreinte CO<sub>2</sub> ainsi que sa fiabilité et sa prévisibilité, l'hydroélectricité maintient une position de premier plan parmi les énergies renouvelables dans l'Union européenne. Le potentiel de développement hydroélectrique dans l'UE est considérable, d'autant plus que de nombreuses centrales hydroélectriques existantes devront être rénovées et modernisées dans les années à venir pour se conformer aux objectifs environnementaux des législations de l'UE, telles que la directive-cadre de l'UE sur l'eau.

FIThydro, Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower, est une action de recherche et d'innovation de 4 ans dans l'UE Horizon2020 avec 26 partenaires (13 centres de recherches, 13 industriels) de 10 pays européens, impliquant plusieurs des entreprises leaders dans le secteur des énergies renouvelables et hydroélectriques en Europe. L'objectif du projet est de tester et de développer des solutions, stratégies et mesures environnementales rentables pour garantir des populations de poissons autonomes et accroître la compatibilité écologique des projets hydroélectriques existants et nouveaux.

Un accent particulier est mis sur l'application et l'amélioration des technologies, méthodes, outils et dispositifs dans 17 cas de test à travers l'Europe. Ces cas de test ont été choisis pour représenter certains des principaux défis auxquels est confronté le développement des centrales hydroélectriques dans quatre régions d'Europe, à savoir la Scandinavie, la région alpine, la France et la Belgique pour l'Europe du Nord-Ouest et la péninsule ibérique. La modélisation de scénarios dans différentes régions de cas de test géographiques, climatiques et topographiques permettra de quantifier les effets et les coûts qui en résultent pour différentes options d'atténuation en Europe.

Les principaux résultats du projet sont doubles: 1) Un ensemble d'outils novateurs d'évaluation des risques et de prise de décision pour aider les praticiens à évaluer, planifier et trouver des solutions pour une énergie hydroélectrique respectueuse des poissons, et 2) un certain nombre de méthodes et d'outils innovants et améliorés et des dispositifs pour relever les principaux défis liés à l'évaluation des populations de poissons autonomes et à la production hydroélectrique respectueuse des poissons.

Les recherches de solutions nouvelles et améliorées s'articulent autour de quatre domaines d'impact pertinents: la migration en amont, la migration en aval, les habitats et les écoulements, et les sédiments. Dans un premier temps, un examen approfondi des méthodes, outils et dispositifs existants et de leur gamme d'applications a été réalisé (voir Dewitte, 2018). Une sélection d'outils adaptés a ensuite été appliquée, testée, améliorée et développée dans des cas de test et dans des laboratoires à travers l'Europe (voir Dewitte et Laurent, 2019). Ceux-ci incluent des dispositifs pour améliorer l'évaluation du comportement des poissons dans les centrales hydroélectriques, des systèmes de guidage et de protection des poissons, des méthodes d'évaluation des installations de migration en amont et en aval ainsi que des outils pour l'évaluation des impacts des crues hydroélectriques.

### **Méthodes, outils et dispositifs innovants et améliorés**

Les barrières telles que les barrages et les déversoirs constituent un obstacle majeur aux poissons migrateurs. Les passes à poissons sont le moyen le plus courant de contourner la barrière et de permettre la migration (en amont) des poissons et beaucoup ont été installés dans des centrales hydroélectriques en Europe. Cependant, leur efficacité réelle est souvent inconnue. Pour résoudre ce problème, l'aptitude à trouver l'entrée de la passe migratoire et le comportement de nage des poissons pendant la migration en amont sont étudiés sur plusieurs sites de test FITHydro. Un « flux d'attraction » suffisant de la passe à poissons est considéré comme l'un des stimuli importants pour que les poissons trouvent l'entrée de la passe à poissons. Pour une évaluation plus précise de la façon dont les poissons perçoivent ce flux et, par conséquent, augmentent son efficacité, la sonde de ligne latérale iRon a été développée. Il imite le système sensoriel de la ligne latérale utilisé par les poissons dans la nature et est le premier instrument au monde prêt pour le laboratoire et le terrain à capturer le « flux du point de vue d'un poisson ».

L'habitat de migration en aval, qui peut influencer le comportement de nage des poissons, est un autre aspect important d'une migration amont efficace. Le logiciel CASiMiR-Migration a été développé plus avant avec les résultats des cas de test pour modéliser la trajectoire de nage des poissons pendant la migration en amont en imitant le comportement des poissons. En outre, le logiciel est utilisé pour modéliser les couloirs de migration pour différents débits, permettant une évaluation et une amélioration potentielle des habitats disponibles pour la migration en amont. Ces nouveaux outils peuvent soutenir la planification de nouvelles solutions et l'évaluation des solutions existantes pour la migration en amont, telles que la construction de passes à poissons.

Alors que les solutions pour la migration en amont ont été largement étudiées au cours des dernières décennies, il y a un manque de solutions et de normes de conception pour la migration en aval. FITHydro aborde ce problème de plusieurs manières. Des structures de guidage et de protection des poissons sont souvent installées dans les eaux d'amont pour réduire les blessures et la mortalité des poissons, mais des paramètres de protection des poissons efficaces peuvent également entraîner des pertes de charge accrues et des débits d'admission plus turbulents dans les turbines. Les nouvelles grilles à barres incurvées sont des structures de protection et de

guidage comportementales mécaniques des poissons qui offrent à la fois une protection élevée des poissons et une efficacité de guidage ainsi qu'une performance hydraulique considérablement améliorée. Les grilles à barres incurvés conviennent aux centrales hydroélectriques moyennes à grandes avec des débits d'équipement élevés ( $Q > 100 \text{ m}^3/\text{s}$ ) et des vitesses d'approche élevées et pourraient être une alternative aux grilles à barres horizontales à tamis fin pour les petites centrales hydroélectriques (Beck, 2019).

Dans de nombreux cas, le seul moyen de migration vers l'aval des poissons est de traverser les turbines. L'application de dérive induite est un système de protection qui est installé directement en face de la turbine et augmente la probabilité de survie des poissons lors du passage de la turbine par un facteur de deux. Cela se fait en guidant et en immobilisant les poissons avant le passage dans les roues de la turbine. Il constitue un moyen efficace et rentable d'améliorer le taux de survie des poissons pendant le passage dans la turbine et est particulièrement applicable pour la modernisation des grandes centrales hydroélectriques au fil de l'eau existantes.

Pour quantifier les conditions hydrauliques pendant le passage à travers la turbine, qui peuvent entraîner une mortalité induite par la pression, et pour obtenir des mesures précises, le système de détection de barotrauma (SDB) a été développé et appliqué sur plusieurs sites d'essai. Le SDB traverse la turbine de la même manière que les poissons et recueille des informations sur les changements de pression et d'inertie que subissent les poissons. Les données enregistrées permettent d'évaluer les impacts du passage par la turbine et peuvent être utilisées pour identifier les endroits où le passage par la turbine est acceptable. En outre, le modèle de passage des poissons BioPA développé aux États-Unis a été adapté aux conditions européennes, ce qui a abouti à des lignes directrices de bonnes pratiques pour l'application de la modélisation de la mortalité des poissons à turbine à l'aide de BioPA (voir Stoltz et Geiger, 2019). La modélisation des risques liés aux turbines permet une adaptation spécifique au cas des modes de fonctionnement des turbines pendant les périodes de migration des poissons.

Outre les impacts et les mesures d'atténuation de la migration des poissons, la disponibilité et l'utilisation des habitats sont étudiées sur plusieurs sites d'essai. Cela va de la création d'habitats de frai et d'élevage supplémentaires dans les passes à poissons à l'étude des impacts des pics hydrauliques sur le comportement des poissons et la disponibilité de l'habitat. Le logiciel CASiMiR-Hydropeaking est utilisé pour simuler les impacts des pics hydrauliques sur la disponibilité de l'habitat en aval, permettant une adaptation du fonctionnement de l'hydroélectricité et le développement de mesures d'atténuation. En outre, l'outil d'évaluation de l'impact des pics hydrauliques, étendu aux cyprinidés ibériques, permet d'évaluer les effets directs du pic hydraulique ainsi que la vulnérabilité des espèces de poissons aux pics hydrauliques. En évaluant les pics hydrauliques existants ou prévus, les risques possibles et les mesures d'atténuation peuvent être identifiés.

### **Nouveaux outils d'évaluation des risques et de prise de décision**

Pour soutenir l'évaluation des risques et le processus décisionnel des opérateurs, ingénieurs et autorités, FIThydro a également développé un certain nombre d'outils d'évaluation des risques et de prise de décision. L'indice de danger pour la population de poissons est le premier outil d'orientation et d'évaluation à l'échelle européenne des dangers liés aux poissons dans les environnements hydroélectriques (Wolter, 2019). Il s'agit d'un outil d'évaluation de l'impact environnemental des centrales hydroélectriques existantes et planifiées qui accompagne la mise en œuvre pour soutenir et améliorer les populations de poissons locales. Pour évaluer les impacts de plusieurs centrales hydroélectriques et barrages consécutifs dans un même bassin hydrographique et évaluer la réponse de la population aux différentes mesures d'atténuation appliquées, FIThydro a également développé l'outil d'évaluation de l'impact cumulatif (Cowx, 2020).

Le système d'aide à la décision (SAD) plus complet permet une évaluation des risques pour les populations de poissons dans les rivières touchées par l'hydroélectricité et aide l'utilisateur à sélectionner les mesures d'atténuation appropriées. Le SAD prend en compte les caractéristiques spécifiques des centrales hydroélectriques, les évaluations de l'état environnemental national ainsi que les politiques environnementales

et de conservation et les exigences d'atténuation. Des informations sur les mesures d'atténuation possibles ainsi qu'une description des méthodes, outils et dispositifs sont disponibles sur le wiki FITHydro.

Les produits de FITHydro soutiennent les gestionnaires, les ingénieurs, les écologistes et les exploitants hydroélectriques dans l'évaluation, la planification, la mise en service et l'exploitation de projets hydroélectriques écologiques et respectueux des poissons. Ils sont pertinents pour la planification des mesures d'atténuation pour des centrales hydroélectriques spécifiques ainsi que pour des processus plus larges tels que la planification de la gestion des bassins hydrographiques dans le cadre de la DCE. Les résultats et les outils sont accessibles via le site Web FITHydro où plus d'informations sur le projet peuvent également être trouvées.

### **Reconnaissance**

Le travail et les idées décrits ici sont le produit des contributions de nombreuses personnes des 26 partenaires de FITHydro. Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne dans le cadre de la convention de subvention no. 727830.

## 2 Petits systèmes hydroélectriques

### 2.1 Basse chute ou haute chute

La hauteur de chute et le débit de la centrale hydroélectrique sont des paramètres clés de toute installation hydroélectrique existante ou prévue. La hauteur de chute de l'installation est la différence de l'énergie mécanique du liquide par unité de poids mesurée à l'entrée et à la sortie de l'usine. À des fins de classification, il suffit généralement de l'identifier avec sa valeur brute définie par la différence des niveaux d'eau amont et aval. Cette approche simplifiée peut paraître insuffisante lorsqu'une précision élevée est requise ou qu'une installation de récupération d'énergie hydraulique sans surface liquide libre disponible de chaque côté est envisagée. Dans de tels cas, la hauteur de chute de l'aménagement doit être calculée à partir de la formule  $H = E/\bar{g}$  avec

$$E = \frac{p_{abs1} - p_{abs2}}{\bar{\rho}} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} + \bar{g}(z_1 - z_2)$$

représentant l'énergie hydraulique spécifique liée à l'unité de masse de liquide, et  $p_{abs}$ ,  $v$  et  $z$  représentant la pression absolue, la vitesse d'écoulement moyenne et l'élévation prises respectivement aux sections de référence de l'installation d'entrée et de sortie 1 et 2 (CEI 60041, 1991). Dans le cas d'installations à haute chute, des différences entre la densité du liquide et l'accélération de la pesanteur,  $\rho$  et  $g$  peuvent se produire et il faut donc utiliser des valeurs moyennes.

La division entre les installations de haute, moyenne et basse chute est une question de stipulation. Traditionnellement, les installations hydroélectriques avec une hauteur de chute supérieure à 70 m étaient considérées comme des centrales à haute chute et celles avec une hauteur inférieure à 30 m - des installations à basse chute. Des règles de classification plus modernes utilisent respectivement les seuils de 50 et 15 m. De plus, dans le cas de petites installations hydroélectriques, les termes de très faible chute (<5 m) ou ultra basse (<2,5 m) sont parfois utilisés.

Il existe plusieurs raisons à une telle catégorisation. Celles liées aux aspects du génie mécanique découlent des différences dans le type de turbines hydrauliques et d'autres équipements hydroélectriques appliqués dans les intervalles consécutifs d'hauteur de chute. La Figure 2 illustre une telle division pour une large gamme de turbines proposée par la société Escher Wyss (aujourd'hui Andritz Hydro). Les limites typiques de la plage d'application pour les petites turbines hydrauliques sont indiquées par des lignes pointillées. Le diagramme ne doit être considéré qu'à titre indicatif. Surtout dans la petite zone hydroélectrique où les limites dépendent beaucoup plus du fabricant (par exemple, pour la petite hydroélectricité, il est courant d'avoir des turbines Pelton pour des chutes inférieures à 100 m). La charge nette utilisée pour caractériser les turbines hydrauliques est inférieure à la charge brute utilisée pour caractériser l'installation hydroélectrique. La raison réside dans la situation des sections et des niveaux de référence qui doivent être pris à l'entrée et à la sortie de la turbine dans le premier cas. En particulier, la section de référence inférieure des turbines réactives est prise à la sortie du tube de tirage tandis que l'axe de la roue de turbine ou son élévation de bord le plus bas est utilisé dans le cas de turbines à impulsions. Dans le cas d'installations basse chute, la différence peut être davantage liée à la perte d'énergie cinétique à la sortie du tube de tirage, tandis que les pertes hydrauliques dans la conduite forcée peuvent être d'une importance capitale dans le cas des unités à haute chute. L'énergie hydraulique est toujours liée au niveau de référence inférieur et, par conséquent, le mot « différence d'énergie » est généralement omis dans les considérations pertinentes.

L'utilisation de l'énergie hydraulique spécifique et d'autres termes connexes est souvent préférée par les normes modernes car elles traitent directement de la nature physique du processus de conversion d'énergie. En outre, elles permettent également de se libérer de l'impact de l'accélération de la gravité sur les paramètres de

performance de la turbine lors du report des résultats des tests de performance qui incluent généralement la détermination du rendement de la turbine ou de l'unité à partir d'un rapport plutôt évident.

$$\eta = \frac{P}{\rho Q E}$$

avec  $Q$  et  $P$  désignant respectivement le débit et la puissance utilisables définis en fonction des besoins et/ou des stipulations. En raison de la tradition et des raisons pratiques évidentes, le paramètre hauteur de chute est beaucoup plus utilisé que l'énergie hydraulique spécifique, en particulier dans le cas de la petite hydroélectricité, pour laquelle les exigences de garantie sont formulées d'une manière beaucoup plus douce que celles liées aux grands équipements hydroélectriques.

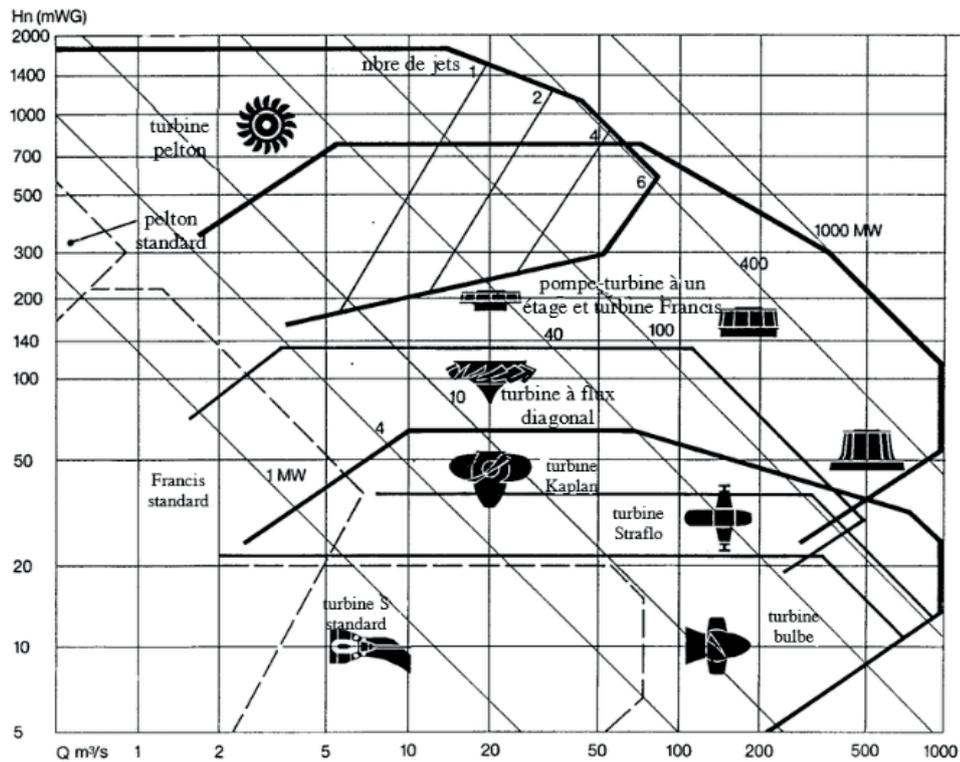


Figure 2: Domaine d'application de divers types de turbines hydrauliques proposé par Escher Wyss, aujourd'hui Andritz Hydro (Raabe, 1985)

La situation des turbines hydro cinétiques est différente et ressemble à celle des éoliennes. Le paramètre d'énergie spécifique doit être remplacé par celui de la densité de puissance brute  $\varepsilon$  [ $W/m^2$ ] ou du flux de puissance  $P$  [W] passant par la surface balayée du rotor de turbine (roue) et calculé comme

$$\varepsilon = 0,5\rho V_{\infty}^3 \text{ and } P = \varepsilon A$$

Avec  $\rho$  désignant la densité de l'eau  $V_{\infty}$  – sa vitesse d'écoulement laminaire. Le paramètre d'efficacité hydraulique est remplacé par celui du coefficient de puissance qui représente le rapport de la puissance utilisable extraite d'un flux de fluide passant par la zone balayée  $A$  du rotor de turbine (roue) au flux d'énergie cinétique brut  $P = \varepsilon A$  de ce flux. Suivant la loi de Betz, le coefficient de puissance de la turbine est limité à la valeur théorique de  $16/27 \approx 59,3\%$ . La limitation découle principalement de la loi de continuité du fluide. Dans le cas où aucune mesure supplémentaire – telle que la localisation de la roue par les injecteurs ou les buses – n'est entreprise pour augmenter la vitesse d'écoulement locale, la valeur réelle du coefficient de puissance est toujours inférieure à celle issue de la loi de Betz. Une réduction supplémentaire peut découler de la section transversale limitée du canal d'écoulement ou du fonctionnement parallèle de plusieurs unités hydro cinétiques. L'extraction d'une grande partie de l'énergie cinétique - en particulier dans les canaux artificiels - se traduit par un effet de barrage

et en changeant les conditions de l'installation en aval selon les principes hydrauliques de l'écoulement à surface libre.

Toutes les machines gravitationnelles sont des unités à basse chute. La pression d'eau reste la même à l'entrée et à la sortie de la machine. L'énergie potentielle de gravité entre l'entrée et la sortie de la machine est convertie en travail utilisable. Dans certains cas seulement (roue de Zuppinger), l'énergie cinétique peut également contribuer au processus.

En général, l'élargissement de la gamme des applications hydroélectriques à la fois en termes de puissance et de hauteur de chute, et en particulier la diminution décisive de la limite de la basse chute - y compris la commercialisation de la technologie hydro cinétique - est assez apparent au fil des décennies. Cependant, les progrès n'affectent pas seulement les machines hydrauliques utilisées dans les installations hydroélectriques. Un impact encore plus significatif est exercé sur les travaux de génie civil. Dans le cas des installations haute et basse chute, les entreprises européennes peuvent proposer des technologies améliorées de construction et d'entretien des barrages, y compris des matériaux de structure de haute qualité et de nouveaux matériaux utilisés spécialement à des fins d'étanchéité (par exemple, des géotextiles appliqués du côté amont du barrage) ainsi que les systèmes de surveillance de la sécurité des barrages. La mise en œuvre réussie de la technologie des hausses fusibles (Chevalier, Culshaw et Fauquez, 1996) pour assurer la sécurité des barrages et l'élargissement de l'utilisation de déversoirs gonflables pour les installations basse chute doit également être mentionnée dans ce contexte.

## 2.2 Aménagements avec et sans dérivation d'eau

La classification des centrales hydroélectriques peut suivre différents critères (Raabe, 1985 et Giesecke et Mosonyi, 1998). L'un d'eux est l'emplacement de la centrale électrique par rapport au barrage. Dans le cas de nombreuses installations, des ouvrages de dérivation qui acheminent l'eau vers la (les) turbine (s) via une conduite de dérivation sous pression (conduite forcée et/ou tunnel avec revêtement en béton) est nécessaire afin d'utiliser toute la hauteur brute disponible.

D'une manière générale, les aménagements avec dérivation d'eau permettent de convertir l'énergie hydraulique en électricité loin du site de captage d'eau. Le grand avantage est la possibilité d'utiliser un déversoir relativement bas et obtenir une hauteur de chute brute élevée ou très élevée. Dans le cas de certaines petites installations haute chute, la construction de tout déversoir majeur peut être évitée car la prise d'eau est située directement sur le lit de la rivière ou en dessous du déversoir (prises par en dessous).

Dans les aménagements avec dérivation d'eau, l'ancien lit de rivière peut généralement être utilisé comme un passage à poissons bidirectionnel naturel, bien que l'on doive considérer un débit résiduel très élevé nécessaire dans les régions montagneuses. Cependant, les aménagements avec dérivation d'eau sont également appliqués à des hauteurs de chute relativement faibles, permettant d'utiliser le potentiel hydroélectrique en cas de pentes modérées du lit de la rivière tout en évitant les inondations et les coûts d'infrastructures importants. Un aménagement avec dérivation d'eau typique commence par un déversoir divisant le débit entre l'ancien lit de la rivière et le conduit de dérivation qui - en fonction de la topographie locale - reste souvent sans pression dans sa partie supérieure (canal d'alimentation en eau) et se termine à l'entrée dans la conduite forcée. La taille et la longueur des ouvrages de dérivation non pressurisés et pressurisés découlent d'une optimisation visant à atteindre une hauteur de chute élevée avec de faibles pertes hydrauliques et des coûts de construction raisonnables. Les conduites sous pression sont souvent équipées de chambres d'équilibres afin d'éviter les coups de bélier excessifs accompagnant les états transitoires de fonctionnement (voir section 3.6.3). Un exemple typique d'un tel système hydroélectrique est montré schématiquement à la Figure 3.

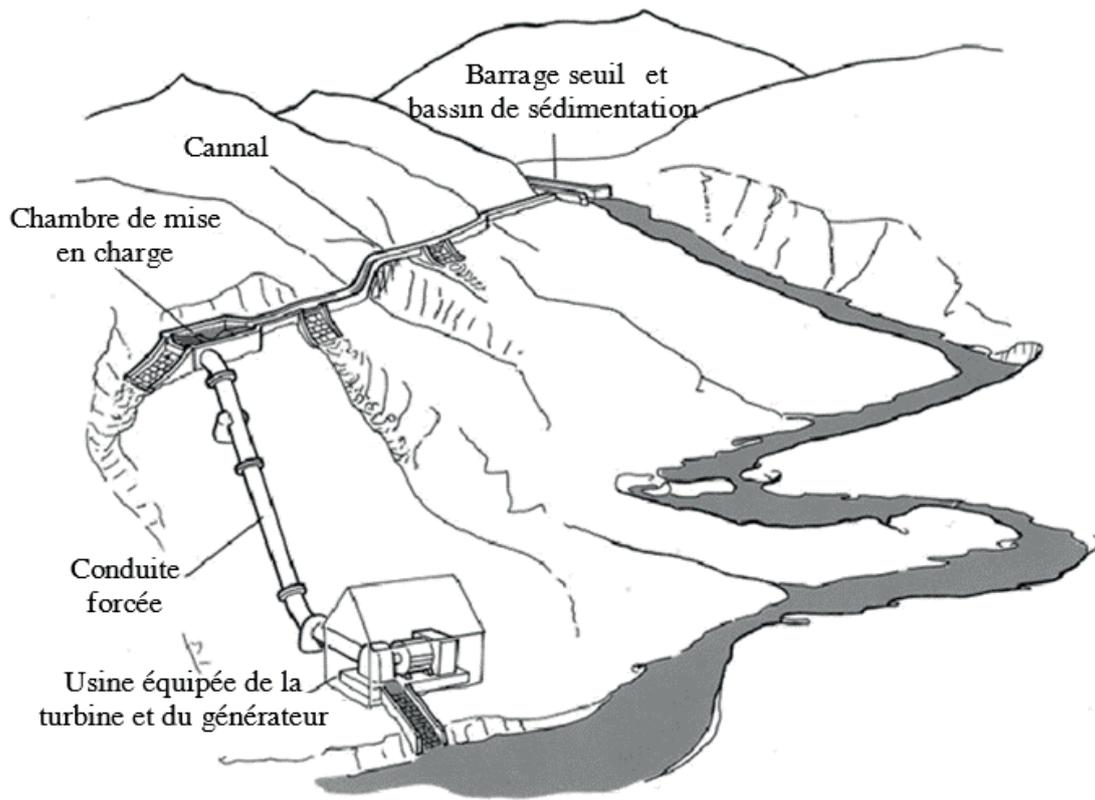


Figure 3: Schéma d'un petit aménagement hydroélectrique avec dérivation d'eau (Gatte et Kadhim, 2012)

Dans le cas de certaines installations à faible hauteur de chute, de courts canaux de dérivation non pressurisés sont utilisés pour dévier l'eau du cours d'eau principal et alimenter la prise d'eau située à proximité directe du barrage ou du déversoir existant (Figure 4 and Figure 5). La construction d'une centrale électrique sur un terrain à l'origine sec a ses avantages évidents, en particulier si un barrage-seuil déjà existant doit être utilisé. En cas de dérivation très courte, la configuration est très proche de celle d'une installation hydroélectrique de la baie fluviale (Giesecke et Mosonyi, 1998).

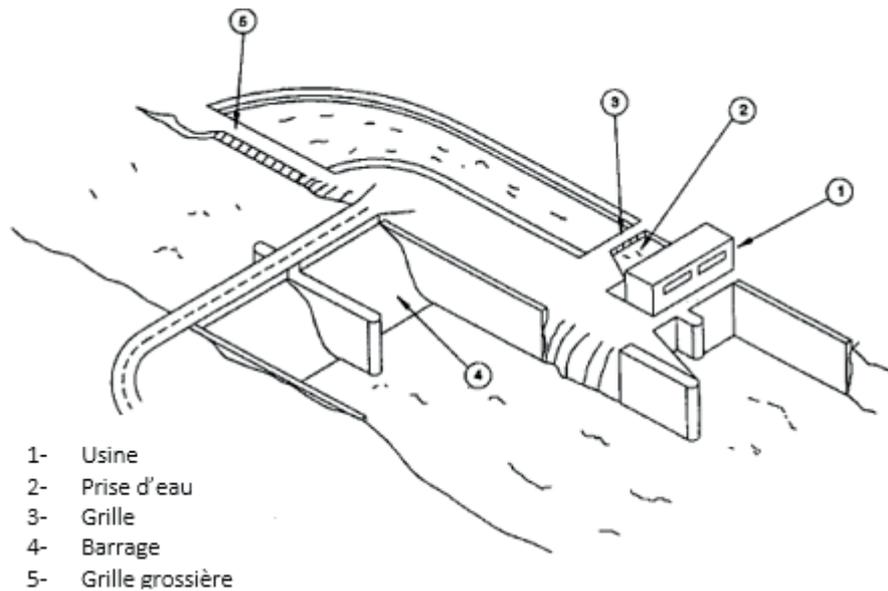


Figure 4: Aménagement hydroélectrique au fil de l'eau avec un court canal de dérivation (EN 61116, 1992)



Figure 5: PCH de Malczyce (9 MW) – Rivière Oder, Pologne (Wody Polskie, 2020)

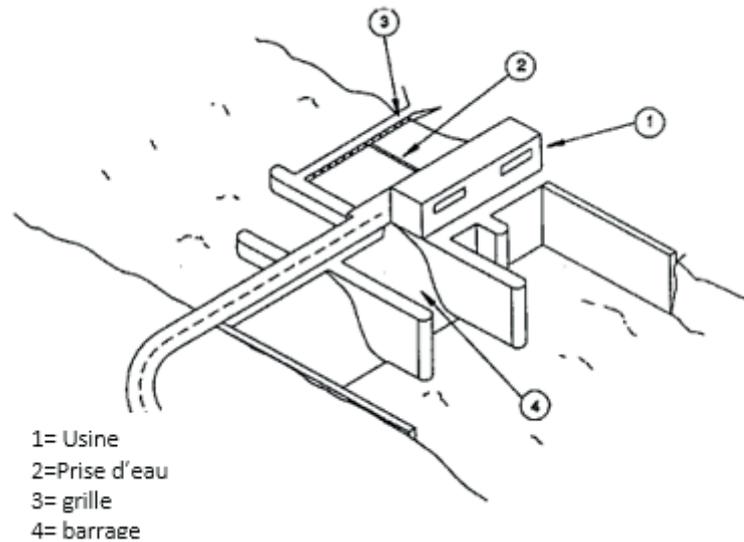
Les centrales hydroélectriques sans dérivation d'eau peuvent être incorporées dans la structure du barrage (Figure 5) ou situées à la base du barrage sur son côté aval. La configuration typique des centrales hydroélectriques en cours d'eau peut être classée en plusieurs catégories selon la situation de la centrale, respectivement le barrage ou le déversoir (Giesecke & Mosonyi, 1998):

1. configuration en bloc avec la centrale en bloc sur une rive;
2. configuration jumelle avec des centrales électriques des deux côtés de la rivière;
3. configuration distribuée avec des unités hydrauliques situées dans des segments du barrage entre les piliers.

Dans le cas où l'utilisation d'une partie du barrage à des fins de centrale électrique pourrait créer des problèmes pour la conduite des eaux de crue ou la navigation fluviale, certaines configurations spéciales peuvent être adoptées telles que:

4. la configuration en baie avec l'usine située dans une baie fluviale creusée sur une rive ;

5. une centrale électrique à débordement (submergée) située sous le déversoir de trop-plein ou même sous le bassin de stabilisation du déversoir.



**Figure 6: PCH sans dérivation d'eau au fil de l'eau située sur la rive gauche de la rivière (EN 61116, 1992)**

Dans la plupart des cas de centrales basses chute sur cours d'eau ou à court ouvrages de dérivation non pressurisés, il est essentiel de s'assurer d'un schéma d'écoulement adéquat à l'entrée de la centrale. Un schéma d'écoulement incorrect peut entraîner une augmentation des pertes hydrauliques dans la chambre de mise en charge, une baisse de la capacité et de la production d'électricité. Une capacité différente des unités voisines fonctionnant à la même hauteur brute est un résultat typique. L'optimisation la plus fiable est généralement effectuée sur la base de tests de modèle de laboratoire soutenus par le calcul DFN. La Figure 7 montre la mise en forme résultante de la section transversale du canal d'entrée dans une centrale hydroélectrique basse chute sur la rivière Oder en Pologne. Le but est d'atteindre un débit égal à travers deux unités de turbine de fosses voisines.



**Figure 7: Façonnage du canal d'entrée de la PCH de Januszkowice (1.5 MW) -Rivière Oder, Pologne (source : archives IMP PAN)**

Il y a un progrès continu observé dans la planification et la technologie utilisée pour ériger des centrales avec et sans dérivation. Les capacités performantes disponibles pour le forage de tunnels et les nouvelles technologies de revêtement doivent être mentionnées en cas d'installation moyenne et haute chute. Une grande expérience dans l'étude de nouveaux sites potentiels de PCH et le développement de centrales électriques basse chute en barrant l'eau au moyen des déversoirs déjà existants sont également des aspects importants du progrès.

### 2.3 Au fil de l'eau ou avec stockage

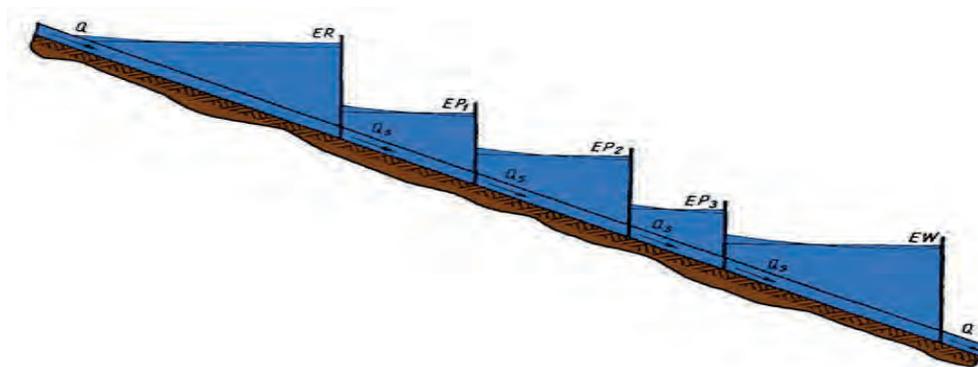
Les termes utilisés dans le titre de cette sous-section peuvent sembler explicites. Cependant, la capacité de stockage étant toujours plus ou moins limitée, il convient de rappeler la classification proposée dans les années 1990 par Unipede-Eurelectric (Punys, Dumbrasukas, Kasiulis, Vyčienė, Šilinis, 2015). La classification utilise le temps D, l'écoulement annuel moyen doit augmenter le niveau d'eau dans la chambre de mise en charge par rapport au niveau désigné pour la production d'électricité. Suivant cette approche, les centrales dont le paramètre D est inférieur à deux heures sont généralement considérées comme celles au fil de l'eau.

Les projets au fil de l'eau sont fournis sans réservoir ou seulement avec un petit réservoir. Sinon en cascade, ils ne peuvent remplir aucune fonction de régulation. Dans de nombreux pays, les installations au fil de l'eau dominent dans le secteur de la petite hydroélectricité. Il est toujours important qu'elles puissent fonctionner avec des débits très variables. Si elles se trouvent dans une cascade compacte, elles peuvent être constituées d'un système de régulation prenant en charge à la fois la gestion de l'eau et les besoins du réseau électrique.

Les aménagements hydroélectriques caractérisés par un paramètre D plus élevé sont souvent fusionnés dans le même groupe avec des réservoirs classés comme ceux ayant une durée de nivellement quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière. Il faut souligner à cet endroit que le stockage dans le cas d'une installation hydroélectrique implique toujours le stockage à la fois de l'eau et de l'énergie mécanique qui peut être convertie en électricité à tout moment approprié. Cet avis est important car dans de nombreux cas, les centrales hydroélectriques de stockage ne sont que des composants de grands projets polyvalents et leur coût de construction peut ne représenter qu'une petite partie de celui du réservoir d'eau supérieur, construit principalement à des fins de rétention d'eau, d'irrigation et/ou protection contre les inondations. Compte tenu du changement climatique en cours, ces programmes d'investissement public ou public/privé revêtent une

importance croissante. Les centrales hydroélectriques situées dans des réservoirs construits principalement à des fins de rétention d'eau et d'irrigation sont souvent de petites installations, capables de jouer un rôle de régulation dans un réseau local, par ex. isolé et/ou intelligent.

La construction de grandes usines de stockage nécessite généralement un réservoir d'eau de fuite, généralement équipé d'une autre centrale hydroélectrique responsable de l'alimentation du cours d'eau en aval. Des capacités de régulation supplémentaires sont également possibles en érigeant une cascade. Dans le cas où la cascade doit être exploitée en régime dit de houle, seul le dernier étage doit être pourvu d'un réservoir de capacité permettant un écoulement régulier indépendamment du débit aux étages supérieurs. Les étages intermédiaires doivent montrer un débit et un stockage dont la capacité permet uniquement d'éviter les fluctuations indésirables du niveau d'eau au cours de du fonctionnement en houle. Si la cascade est suffisamment compacte, de grandes variations de capacité sont possibles avec un impact limité sur le niveau d'eau aux étapes intermédiaires.



**Figure 8: Schéma d'une cascade de rivière compacte capable de fonctionner en houle sans variations importantes du niveau d'eau aux stades intermédiaires (Michałowski et Plutecki, 1975)**

L'aménagement incorporant des réservoirs supérieur et inférieur peut également être utilisé à des fins de stockage par pompage. L'utilisation toujours croissante de sources d'électricité intermittentes se traduit par une demande croissante de services de régulation couvrant non seulement l'exploitation de pointe, mais également la compensation des fluctuations de l'approvisionnement en électricité, y compris l'absorption du surplus d'énergie dans le réseau et son stockage. La demande de tels services concerne non seulement le réseau national qui nécessite de grands projets, mais également des projets locaux. Dans le cas de petits réseaux isolés, la combinaison de sources d'électricité solaire et/ou éolienne avec des systèmes hydroélectriques de petit stockage ou de stockage par pompage peut être la solution la plus appropriée. Ils peuvent également être considérés comme un composant d'une centrale électrique hybride avec un point de connexion au réseau pour diverses sources d'électricité.

Les coûts d'investissement des petites installations de pompage-turbinage peuvent parfois être abaissés en utilisant deux machines hydrauliques (pompe et turbine) au lieu d'une pompe-turbine dédiée. Différentes configurations sont possibles, y compris celles d'un court-circuit hydraulique avec une unité machine triple (Figure 9). Le stockage par pompage de petite capacité a suscité un intérêt considérable en Europe depuis le début de ce siècle et il existe donc déjà un savoir-faire substantiel à cet égard.

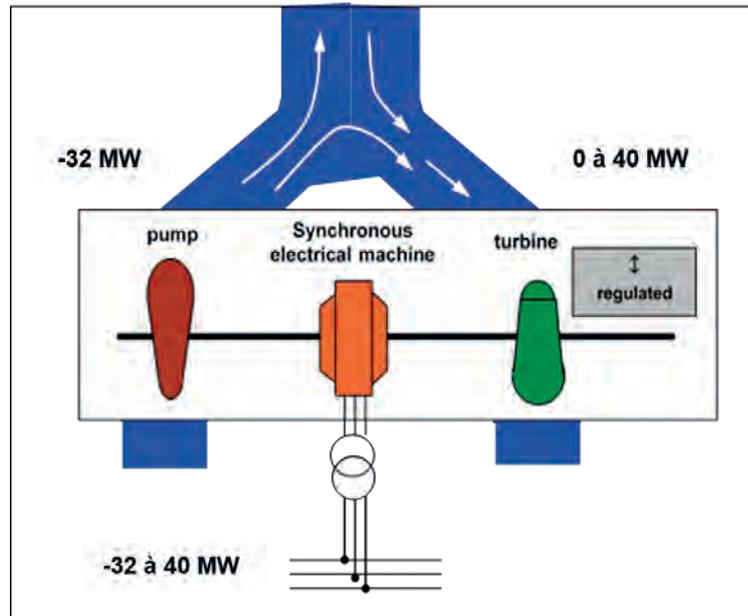


Figure 9: Schéma d'une unité à trois machines fonctionnant dans un système de court-circuit hydraulique à Geesthacht PSPP (Allemagne). Le même système peut être reproduit à plus petite échelle (Bellmann, Sebestyen et Wührer, 1999)

### 3 Vue d'ensemble du système hydroélectrique

#### 3.1 Turbines hydrauliques et machines hydroélectriques gravitationnelles

##### 3.1.1 Note introductive

Les turbines sont généralement divisées en turbines à impulsion et à réaction avec un degré de réactivité défini comme le rapport entre la hauteur de différence de pression d'entrée/sortie de la roue et la hauteur de chute nette. Des exemples typiques de turbines à impulsion sont les turbines Pelton et Turgo caractérisées par une pression statique égale à l'entrée et à la sortie des roues de turbine. L'énergie cinétique du ou des jet (s) d'eau sortant de la ou des buses de turbine est ici convertie en énergie cinétique utile de l'ensemble rotatif de l'unité hydraulique. Dans le cas des turbines réactives classiques (Francis, Deriaz, Kaplan et autres turbines à flux axial), la hauteur de différence de pression est généralement comparable à la hauteur de chute. Le degré de réactivité peut être augmenté en appliquant des tubes de tirage qui augmentent le débit de la turbine et le rendement comme indiqué à hauteur de chute brute en abaissant la pression statique en aval de la roue de turbine. Ceci est particulièrement important dans le cas des turbines classiques à basse pression.

Le principe de fonctionnement de la turbine hydraulique est basé sur l'échange du moment cinétique entre l'eau qui coule et la roue, qui est exprimé quantitativement par l'équation de base des turbines, également appelée équation d'Euler. Les machines à eau gravitationnelles, telles que les unités hydrauliques à vis d'Archimède ou Steffturbine TM, sont parfois également appelées turbines à eau bien qu'il s'agisse de machines hydrostatiques, mises en mouvement par le poids de l'eau qui remplit les augets. La grande importance des unités hydroélectriques à vis d'Archimède dans les petites applications hydroélectriques découle de diverses raisons qui seront discutées dans la sous-section 3.1.5.

##### Facteurs de performance et caractéristiques

La sélection de la taille de la turbine et de la vitesse de rotation pour une application spécifique est généralement basée sur des lois de similitude découlant de l'hypothèse d'une similitude géométrique et cinématique complète des systèmes d'écoulement. Les facteurs de similitude qui en résultent ont été écrits en suivant la nomenclature et la désignation des symboles de la norme du modèle d'essai CEI 60193 (2018) (Tableau 2). Des définitions de facteurs légèrement modifiées doivent être utilisées dans le cas des turbines à flux transversal dont le débit est proportionnel à la largeur de la roue B par le produit du diamètre D et non à la valeur D<sup>2</sup>.

Tableau 2: Facteurs de paramètres de performance adimensionnels et dimensionnels (IEC 60193, 2018)

Facteur de similitude	Adimensionnels	Dimensionnels
Facteur de vitesse de rotation	$n_{ED} = nD/E^{0,5}$	$n_{HD} = nD/H^{0,5}$
Facteur de débit	$Q_{ED} = Q/D^2E^{0,5}$	$Q_{HD} = Q/D^2H^{0,5}$
Facteur de couple	$T_{ED} = T/\rho D^3E$	$T_{HD} = T/D^3H$
Facteur de puissance	$P_{ED} = P/\rho D^2E^{1,5}$	$P_{HD} = P/D^2H^{1,5}$

Les facteurs de similitude mentionnés représentent les valeurs que les quantités respectives prendraient dans un système d'écoulement similaire avec un diamètre de référence unitaire D [m], fonctionnant à l'unité d'énergie spécifique E [J/kg] ou de hauteur de refoulement nette H [m], respectivement. Pour cette raison, les 11 indices sont utilisés à la place de HD dans certaines nomenclatures nationales traditionnelles pour décrire les facteurs dimensionnels. Il convient de mentionner qu'un système cohérent d'unités avec la vitesse de rotation n, le débit Q, le couple T et la puissance P exprimés en 1/s, m<sup>3</sup>/s, Nm et W, respectivement, est utilisé pour dériver les facteurs non dimensionnels. Le facteur de vitesse angulaire est également parfois utilisé à la place du facteur de

vitesse de rotation. Les facteurs dimensionnels sont généralement calculés en utilisant les mêmes quantités exprimées en unités tr/min, m<sup>3</sup>/s, kgm et kW. En pratique, le diamètre de référence et la hauteur de chute sont souvent introduits dans les formules sans unité lors du calcul des facteurs dimensionnels. Eventuellement, tous les facteurs dimensionnels sont exprimés dans les unités physiques d'origine.

Malgré certaines inexactitudes - principalement dues aux effets d'échelle liés à la viscosité, assez apparents loin du meilleur point de rendement de fonctionnement (mpe) - les lois de similitude sont d'une importance primordiale lors de la réalisation d'essais sur modèle et de l'utilisation de leurs résultats pour la planification de nouvelles centrales hydroélectriques. En fait, les caractéristiques de performance de base, y compris le graphique de colline de rendement (Figure 10) aussi bien que les caractéristiques de débit et de couple à quatre quadrants, sont généralement tracées dans les systèmes de coordonnées définis par les facteurs dimensionnels ou adimensionnels susmentionnés.

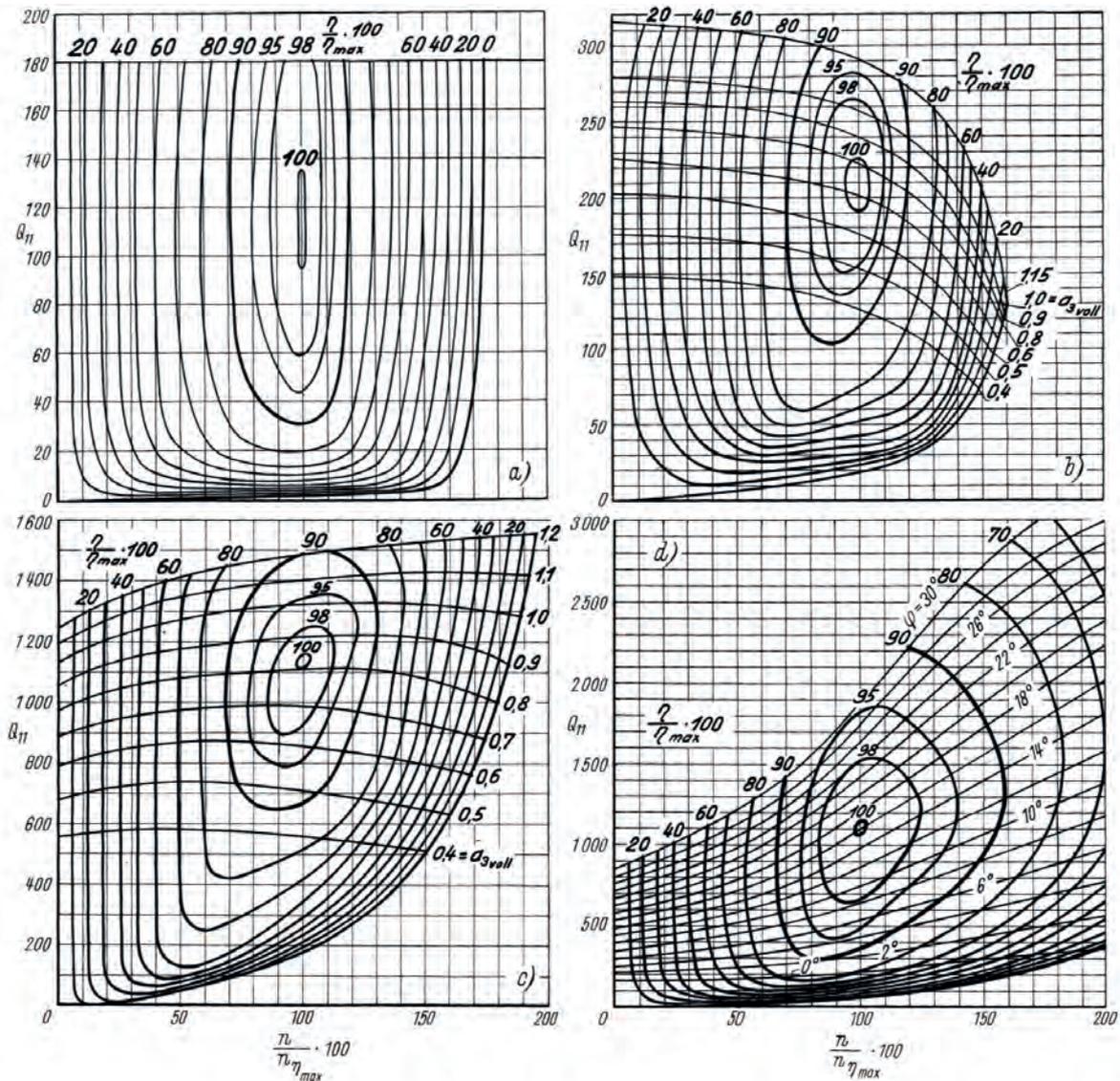


Figure 10: Diagrammes de colline de rendement normalisé dans le plan  $(n_{HD}/n_{HD-opt}, Q_{HD})$  pour une turbine Pelton (a), une turbine Francis à vitesse spécifique faible et élevée (b et c, respectivement) et une turbine Kaplan (d). (Raabe, 1989)

La normalisation concerne la vitesse de rotation et le rendement. Le facteur de débit est exprimé en l/s. Les ouvertures des aubes de la turbine Francis sont représentées sous forme de fractions de la valeur d'ouverture totale.

### Rapport de vitesse spécifique et de vitesse de pointe

Des considérations de similarité hydraulique ont également conduit à introduire le terme de vitesse spécifique cinématique qui est définie comme la vitesse de rotation d'une turbine hydraulique de diamètre de référence unitaire fonctionnant sous l'unité de hauteur de chute ou d'énergie spécifique avec le débit unitaire et montrant la similitude géométrique et cinématique complète de son système d'écoulement à celui de la turbine considérée. Les formules adimensionnelles et dimensionnelles respectives sont les suivantes

$$n_Q = n Q^{0,5} / E^{0,75} = n_{ED} Q_{ED}^{0,5} \quad \text{et} \quad n_{sQ} = n Q^{0,5} / H^{0,75} = n_{HD} Q_{HD}^{0,5}$$

Il existe une certaine ambiguïté dans ces définitions car les paramètres de performance utilisés peuvent se référer soit au meilleur rendement, soit au point de fonctionnement nominal. Cela peut être important dans le cas des turbines Kaplan, pour lesquelles le débit au meilleur point de rendement ne constitue souvent que 3/5 de la valeur nominale. Une définition « scientifique » de la vitesse spécifique basée sur la vitesse angulaire est largement utilisée dans la littérature française sur l'ingénierie hydroélectrique.

Dans le passé, ce qu'on appelle la vitesse spécifique dynamique représentant la vitesse de rotation d'une turbine hydraulique de diamètre de référence unitaire fonctionnant sous l'unité de hauteur de chute et fournissant une puissance de sortie unitaire était souvent utilisée. La formule de définition pertinente est:

$$n_{sP} = n P^{0,5} / H^{1,25}$$

Avec la valeur de puissance de sortie  $P$  exprimée généralement en unités CV (cheval-vapeur). Une certaine ambiguïté dans la relation entre les paramètres  $n_{sP}$  et  $n_{sQ}$  découle de la nécessité de supposer la valeur d'efficacité de la turbine. La relation pratique approximative est  $n_{sP} = 3,65 n_{sQ}$ .

La vitesse spécifique est également appelée forme de roue ou numéro de type de turbine car elle est directement liée au type de turbine et à la géométrie de la roue optimaux (Figure 11). Les conceptions à vitesse spécifique élevée sont à la fois économiquement et techniquement avantageuses car elles permettent d'atteindre une capacité de débit et une puissance de sortie élevées par des unités de taille relativement petite. Ceci est particulièrement important dans le cas d'unités à faible hauteur de chute fonctionnant dans des eaux peu profondes et nécessitant des facteurs de débit élevés afin d'éviter des diamètres de roues trop importants et des coûts d'installation excessifs.

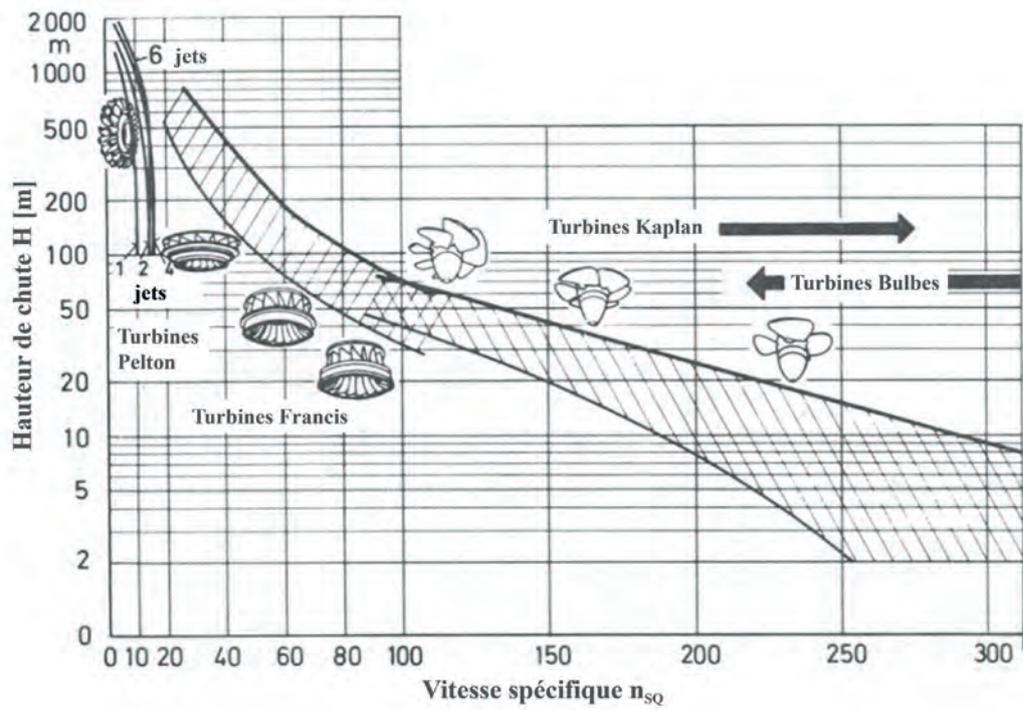


Figure 11: Types de turbines classiques en fonction du paramètre de vitesse spécifique (Raabe, 1989, d'après Voith)

L'interprétation physique de la définition du facteur de débit  $Q_{HD}$  est directement liée à la célèbre formule de Torricelli et montre la proportionnalité entre la vitesse axiale moyenne  $V_{ax}$  et la racine de la hauteur de chute  $H^{0.5}$  qui peut être écrite comme  $V_{ax} \propto Q_{HD} H^{0.5}$ . Cette observation permet de remarquer que le coefficient de vitesse spécifique  $n_{sQ}$  est directement proportionnel à l'expression

$$\frac{\omega D}{2V_{ax}} Q_{HD}^{1.5}$$

avec  $\omega$  [rad/s] désignant la vitesse angulaire du rotor. Dans le cas des turbines hydrocinétiques, le coefficient

$$TSR = 0,5 \omega D / V_{ax}$$

avec  $V_{ax} = V_{\infty}$  représentant la vitesse de l'écoulement non perturbé, est appelé le rapport de vitesse de pointe car il représente le rapport entre la vitesse périphérique du rotor et celle de l'écoulement non perturbé. Le paramètre  $TSR$  ne peut pas être appelé un numéro de forme. Néanmoins, la Figure 12 montre qu'il est possible de corréliser la valeur  $TSR$  avec le type de turbine hydrocinétique recommandé et son coefficient de puissance. Le diagramme est basé sur la littérature sur les éoliennes (Menet, 2004, et Wilson et Lissaman, 1974) et montre les coefficients de puissance de divers types de rotors d'éoliennes, y compris ceux des moulins à vent historiques néerlandais et américains traditionnels, des hélices à 2 et 3 pales, et ceux à écoulement transversal, signifiés ici comme ceux caractérisés par le flux de fluide entrant et sortant de l'espace rotorique dans le sens perpendiculaire à l'axe de l'arbre. Comme les machines aérodynamiques et leurs composants ont souvent été utilisés pour étudier les performances des machines hydrodynamiques, le diagramme de Wilson et Lissaman modifié est encore largement utilisé pour expliquer les différences de performances de divers types de turbines hydrodynamiques.

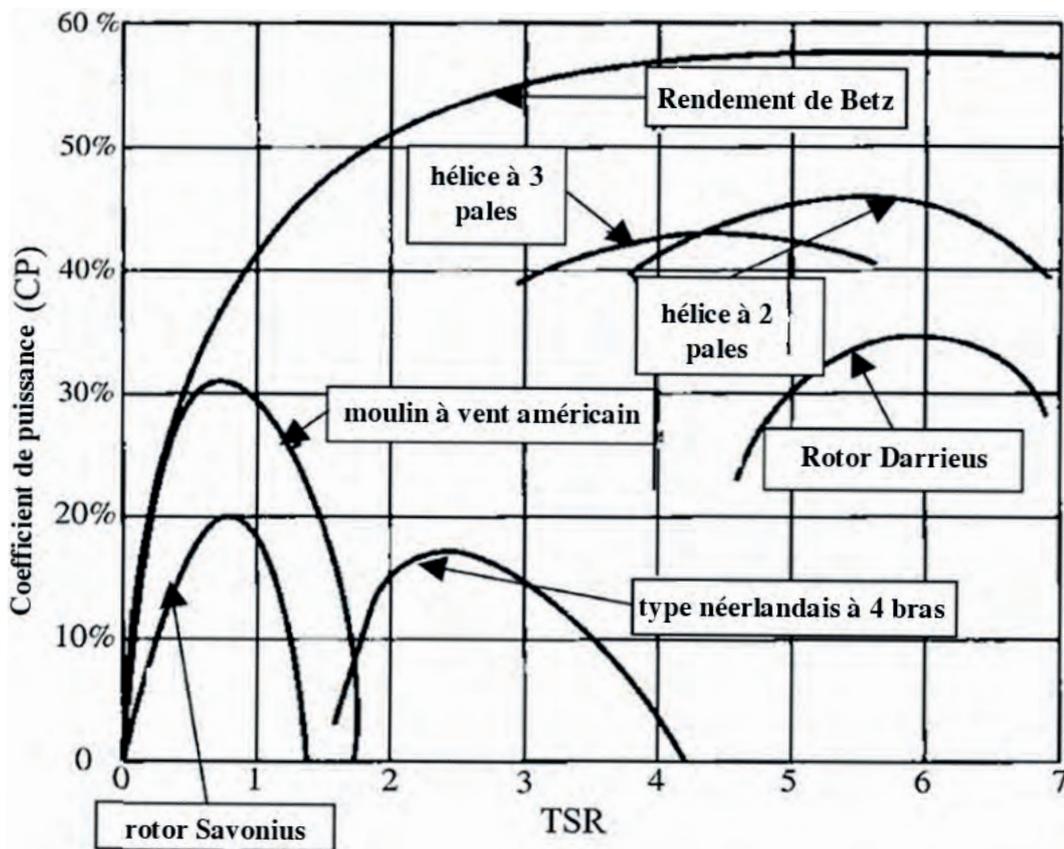


Figure 12: Paramètres typiques des rotors éoliens (Saini et Saini, 2019 après Menet, 2004, et Wilson et Lissaman, 1974)

### Cavitation et érosion par les particules

Une augmentation de la valeur de vitesse spécifique au-dessus de celle représentée sur la Figure 11 est généralement limitée par des phénomènes de cavitation qui sont inévitables en cas de vitesses locales élevées, également celles dues à la présence de structures tourbillonnaires instables, responsables de l'apparition de zones de dépression profonde et de cavitation. La cavitation est le résultat de l'abaissement de la pression statique du liquide en dessous d'une certaine valeur critique (proche de la pression de vapeur saturée) qui conduit à une croissance explosive de bulles microscopiques de vapeur/gaz (noyaux de cavitation) et au fur et à mesure de la rupture de l'équilibre quasi-statique entre la pression du liquide ambiant et la tension superficielle des bulles d'un côté et la pression du mélange vapeur/gaz à l'intérieur des bulles de l'autre côté. Le même résultat obtenu en augmentant la pression de vapeur due au transfert de chaleur est généralement connu sous le nom d'ébullition. Bien entendu, les deux sont différents de la croissance régulière des bulles qui précède généralement le phénomène et peuvent être partiellement dus à la diffusion des gaz dissous à travers la surface de la bulle.

Dans les systèmes à écoulement de fluide, les zones de dépression de liquide sont limitées et il est possible que des bulles fusionnent avant de les quitter, formant des structures de cavitation fluctuantes majeures, souvent fixées à la surface solide. L'augmentation de la teneur en vapeur dans le milieu de travail et le développement des principales structures de cavitation peuvent affecter considérablement le champ d'écoulement et les performances de la turbine. Cependant, du point de vue de l'intégrité structurelle des machines hydrauliques, les phénomènes qui se produisent lorsque la baisse des performances est encore à peine perceptible sont encore plus importants.

L'effondrement des bulles de cavitation et d'autres structures de cavitation en raison de leur transfert dans les zones de pression accrue ou de fluctuations de pression montre un caractère implosif et entraîne un certain nombre d'effets dynamiques néfastes, notamment le bruit, les vibrations de la structure de la turbine et de l'arbre, les dommages érosifs aux surfaces de confinement d'écoulement. Une forte agressivité du phénomène résulte d'une décélération soudaine du liquide entourant les bulles qui s'effondrent qui donne lieu à des ondes de pression de forte amplitude. Si l'effondrement est affecté par la présence d'une paroi solide, l'émergence d'un microjet cumulatif peut également être attendue. Finalement, la surface solide est frappée par des impulsions de pression d'amplitude atteignant localement des valeurs aussi élevées que plusieurs GPa, entièrement capables d'exercer des dommages érosifs substantiels (Figure 13).



**Figure 13:** Dommages importants dus à la cavitation du côté aspiration d'une petite roue de turbine Francis (Années 1970, source : archives de l'IMP PAN)

La cavitation affecte non seulement les machines et équipements hydrauliques, mais également des structures de génie civil telles que les prises d'eau hydroélectriques. Le vortex de cavitation se développant dans de grandes structures hydrauliques de géométrie non optimisée peut montrer des effets vraiment spectaculaires, y compris des trous d'endommagement par cavitation avec une profondeur mesurée en mètres.

Dans ce contexte, il est à noter que la cavitation n'est pas le seul mécanisme d'usure mettant en danger la machinerie hydroélectrique. L'érosion par les particules due au gravier, au sable et au limon transportés avec de l'eau courante présente une menace sérieuse pour l'intégrité structurelle de nombreuses machines et équipements hydroélectriques, en particulier ceux exploités dans les ruisseaux et les rivières prenant leur origine dans les zones montagneuses et/ou caractérisés par de fréquentes crues. Des exemples typiques de composants de machines vulnérables sont les aiguilles de buse de turbine Pelton et les augets de roue. La situation peut s'aggraver au cas où l'eau limoneuse commencerait à caviter car les effets synergiques dus à l'impact accéléré de particules solides sur la surface profilée sont tout à fait probables. En revanche, des effets synergiques avec la corrosion électrochimique sont probables dans certains systèmes industriels de récupération d'énergie. Il faut garder à l'esprit que l'électrochimie affecte la plupart des processus d'érosion par cavitation bien que sa contribution puisse être dominée par des facteurs mécaniques.

La méthode clé pour atténuer les dommages dus à la cavitation des machines et équipements hydrauliques est une conception appropriée du système d'écoulement, généralement soutenue par des simulations DFN fiables et des essais sur modèle. L'utilisation de telles mesures de construction comme des bandes anti-cavitation dans les turbines Kaplan est également à mentionner dans ce contexte. Parfois, la simulation DFN peut également être utile pour réduire le risque d'érosion par les particules. Cependant, la mesure clé pour atténuer l'érosion par les particules est une conception appropriée de la prise d'eau et de tous les arrangements qui l'accompagnent afin de minimiser le transport de particules solides dans le système d'écoulement de la turbine.

Chaque fois que les charges de cavitation et/ou d'érosion par les particules sont inévitables, le choix d'un matériau structurel hautement résistant est d'une importance primordiale. Comme les propriétés de résistance technologique et mécanique requises peuvent sembler incompatibles avec des exigences de résistance à l'érosion accrues, des revêtements protecteurs doivent être utilisés. En plus de certaines techniques traditionnelles et gênantes, les entreprises européennes ont développé au cours des dernières décennies un certain nombre de technologies innovantes telles que l'épandage de revêtements en carbure - par ex. au moyen

de la technique HVOF - ou « peindre » les surfaces profilées avec des composites élastiques. Des progrès substantiels concernent également la technologie de réparation après sinistre.

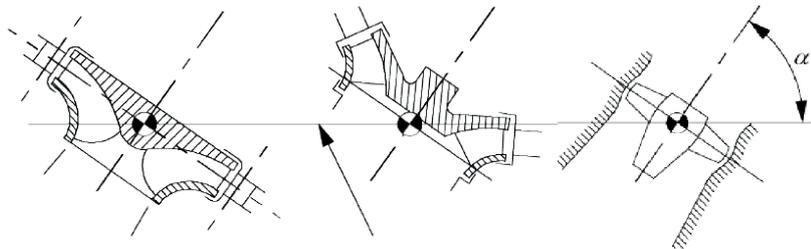
Les effets de cavitation vibro-acoustiques peuvent se produire indépendamment de l'érosion par cavitation et sont particulièrement intenses dans les turbines réactives fonctionnant dans les conditions de charge partielle. Les effets hautement indésirables de l'effondrement des cordes du vortex cavitant sont particulièrement spectaculaires. Dans certains cas, ils peuvent entraîner de puissants coups de bélier dans le tube de tirage et le conduit de sortie sous pression le cas échéant. La situation peut paraître assez dramatique en cas de résonance hydraulique entre le câble du vortex et le canal de fuite pressurisé.

Un phénomène ressemblant à la cavitation et se produisant en cas de pression à l'intérieur d'une conduite forcée tombant en dessous du niveau de pression de vapeur saturée est la séparation de la colonne de liquide. En fait, une sous-pression importante à l'intérieur de la conduite forcée est liée à un risque élevé d'effondrement de la conduite forcée. D'autre part, la phase finale de séparation de la colonne de liquide peut entraîner l'éclatement de la conduite forcée en raison de l'arrêt soudain des masses liquides fermant la cavité des deux côtés.

La quantité clé décrivant la menace de cavitation pour une machine hydraulique réactive est ce qu'on appelle hauteur d'aspiration positive nette (NPSH) définie par

$$NPSH = \frac{p_{abs} - p_{va}}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} - H_s$$

avec  $p_{abs}$  et  $p_{va}$  désignant les valeurs de pression de vapeur ambiante et saturée,  $v_2$  - vitesse moyenne du liquide à la sortie du tube de sortie de la turbine (tirage) et  $H_s$  - hauteur d'aspiration définie comme la différence entre le niveau de référence de la turbine et le niveau de l'eau de fuite en surface libre (Figure 14). Si nécessaire, la valeur de la hauteur d'aspiration doit être augmentée de la hauteur des pertes hydrauliques à l'intérieur du conduit de sortie. En raison de son interprétation physique, le paramètre *NPSH* est également appelé excédent de hauteur d'aspiration anticavitation dans certaines nomenclatures nationales. Une modification supplémentaire de la définition, y compris une référence directe au concept d'énergie spécifique, est nécessaire dans le cas où la turbine est installée dans un conduit fermé, par ex. dans un système de récupération d'énergie hydraulique, sans réservoir d'eau de fuite ouvert.



**Figure 14: Positionnement des niveaux de référence de la turbine réactive. Orientation arbitraire de l'axe de l'arbre (CEI 60193, 2018)**

L'établissement du NPSH admissible ou de la valeur de la hauteur d'aspiration en se basant sur les résultats du test du modèle de laboratoire est possible en utilisant le numéro de cavitation Thoma

$$\sigma_{Th} = NPSH / H$$

qui représente le paramètre clé de similarité de cavitation de turbine hydraulique. La détermination du nombre de cavitation admissible dans des conditions de laboratoire est basée sur la surveillance de la montée des signaux de diagnostic de base, tels que les fluctuations de pression, les vibrations et les émissions acoustiques soutenues par l'observation visuelle tout en abaissant la valeur du nombre Thoma et en maintenant le facteur de vitesse de rotation à un niveau constant. Le nombre de cavitation admissible est souvent plus de deux fois supérieur au nombre critique, ce qui correspond à la chute brutale du rendement de la turbine.

Malgré certaines ambiguïtés dans la technique de détermination du nombre de cavitation admissible dans des conditions de laboratoire, il existe une dépendance statistiquement et théoriquement confirmée (Figure 15) sur la valeur de vitesse spécifique, souvent approchée par la formule

$$\sigma_{Th\ admissible} = (n_{sQ}/S_Q)^{4/3}$$

avec  $S_Q = n Q^{0,5}/NPSH_{admissible}^{0,75}$  désignant la vitesse spécifique d'aspiration et variant généralement entre 0,85 et 1,0 pour les turbines Francis et entre 0,65 et 0,8 pour celles de Kaplan (avec des valeurs inférieures correspondant à une vitesse spécifique plus élevée) (Pfleiderer et Petermann, 1986).

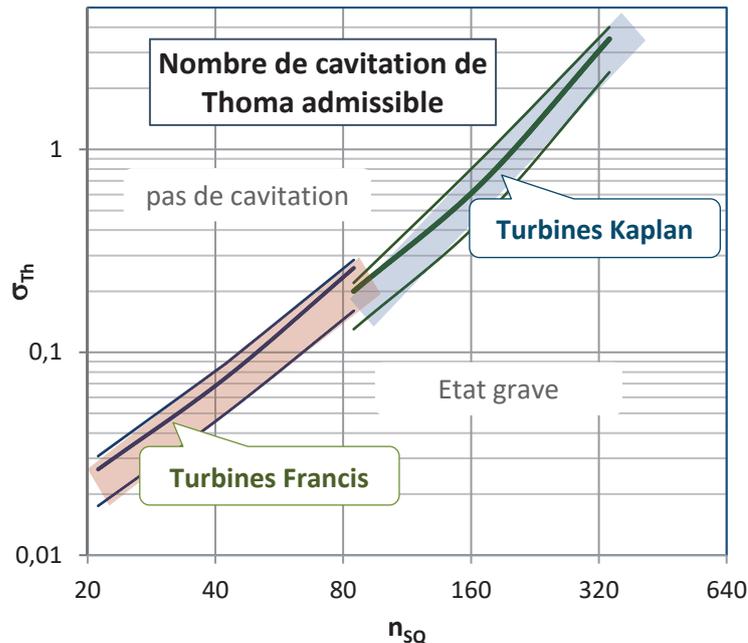


Figure 15: Courbes de limites de cavitation vs coefficient de vitesse spécifique (d'après Arndt, 1981)

### 3.1.2 Turbines haute chute

#### Turbine Pelton

Parmi les différentes turbines hydrauliques, la turbine Pelton (Figure 16) est la machine la plus adaptée pour les hautes chutes, généralement supérieure à 200 m pour la grande hydro et 80 m pour les petites centrales. Inventée aux États-Unis dans la seconde moitié du 19ème siècle, la turbine Pelton est largement utilisée en Europe, notamment dans les pays alpins, et fabriquée par de nombreux producteurs européens, y compris à la fois les plus grands et ceux orientés exclusivement sur le secteur de la petite hydroélectricité.

Le record du monde de la turbine Pelton la plus puissante est de 423 MW. La turbine tourne à près de 1 870 m de hauteur de chute dans la centrale hydroélectrique de stockage de Bieudron en Suisse. Les plus petites unités fournissent moins de 100 kW sur les réseaux d'eau potable pour une hauteur minimale de 60 m. Cette turbine, qui peut être d'axe horizontal ou vertical, est constituée d'un collecteur distribuant le débit à un ou plusieurs injecteurs, d'un rotor constitué d'augets profilés avec alvéole. Ce type de turbine est une machine à impulsion ("action") puisque la puissance hydraulique est transférée au rotor sous forme cinétique à travers les jets, le rotor tournant dans l'air. Il n'y a donc pas de différence de pression statique à l'entrée et à la sortie du rotor. Le nombre d'injecteurs est limité à deux pour une turbine à axe horizontal, alors qu'il peut y avoir jusqu'à six injecteurs pour une turbine Pelton à axe vertical. La puissance de la turbine est réglée par une vanne à pointe, située à l'intérieur de l'injecteur, dont la variation de la course modifiera la section du jet et conséquemment l'écoulement. Le déflecteur de jet monté à l'extrémité de la buse assure une coupure presque immédiate de la

propulsion du rotor sans coup de bélier dangereux qui serait inévitable lors de l'utilisation de la vanne à pointeau à cet effet. Le jet étant dévié, il est alors possible de fermer lentement la buse.



Figure 16: La turbine Pelton de 7 MW de la centrale hydroélectrique de Gletsch Oberwald (CH)  
(source : FMV SA)

Le rotor convertit la puissance hydraulique en puissance mécanique. Cette puissance mécanique transférée à l'arbre de turbine est ensuite convertie en puissance électrique par le générateur. Pour la petite hydroélectricité, ce type de turbine est souvent installée sur les réseaux d'eau potable ou dans les petites centrales au fil de l'eau de type dérivation avec les contraintes d'une pression atmosphérique à la sortie. En cas de besoin de pression relative résiduelle à la sortie, la turbine Pelton à contre-pression peut assurer de telles conditions (un petit compresseur est utilisé pour pressuriser le carter et maintenir le niveau en aval suffisamment en dessous du canal). Grâce à ses injecteurs, cette machine peut conserver un bon rendement (90 % et plus) sur une grande variation de débit. Néanmoins, la variation de hauteur de chute des unités multi-jets est limitée en raison de l'effet Falaise consistant en l'interaction d'un jet impactant avec de l'eau n'ayant pas complètement quitté l'auget après l'impact précédent (Perrig, 2007).

En petite hydroélectricité, les turbines Pelton sont largement utilisées dans les systèmes de turbinage de l'eau potable et sur les sites au fil de l'eau à haute chute et à fortes variations de débit.

### Turbine Turgo

Le premier prototype de turbine Turgo a été conçu par un ingénieur britannique Eric Crewdson et fabriqué par Gilbert Gilkes & Co Ltd (aujourd'hui Gilbert Gilkes & Gordon Ltd) dès 1919. Depuis lors, la société reste le principal fournisseur de Turgo avec une liste de référence de plus 1000 unités.

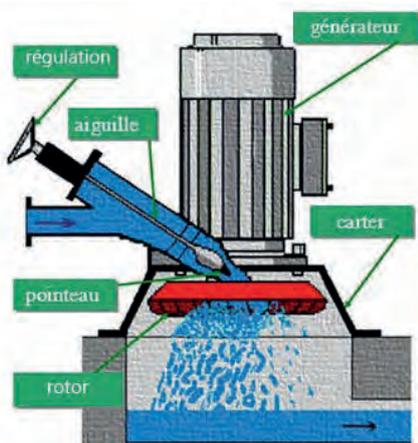


Figure 17: Schéma d'une unité Turgo à jet unique (Mala voda, 2020)



Figure 18: Un modèle de turbine Turgo simplifié (Hartvigsen Hydro, 2020)

Bien que développé comme une modification en cours de la conception en L. de la turbine Pelton, le concept de turbine Turgo, (Figure 17 et Figure 18) ressemble directement à celui d'un moulin traditionnel à roue à augets des Balkans dans lequel le conduit en bois non pressurisé a été remplacé par une tuyauterie sous pression avec une buse à aiguille et la roue à augets en bois - par une glissière en acier optimisée. Une copie d'un prédécesseur Turgo du 19<sup>ème</sup> siècle est exposée au Musée allemand des sciences et de la technologie à Munich.

Les turbines Turgo contemporaines sont des unités hautement optimisées proposées par Gilkes en 16 versions à arbre vertical et horizontal pour les petites installations hydroélectriques dans une plage de hauteur de chute comprise entre 100 et 300 m et jusqu'à 10 MW de puissance. Certaines autres sociétés proposent également des Turgos pour des hauteurs de chute inférieures. Selon Gilkes (2019), les principaux avantages des turbines Turgo sont la simplicité de construction, la fiabilité (en particulier lors de la manipulation d'eau limoneuse ou abrasive) et un bon rendement pour une large gamme de débits. En fait, le rendement de la turbine n'est que légèrement inférieur à 90 %. La turbine Turgo présente également une vitesse spécifique plus élevée qu'une Pelton de même capacité, ce qui implique une puissance plus élevée à la même taille.

### 3.1.3 Unités de basses et moyennes chutes

Ce groupe de machines hydroélectriques est particulièrement riche car en plus des turbines traditionnelles à roues mixtes (Francis), diagonales (Deriaz), axiales (hélice et Kaplan), il couvre également les turbines à flux transversal, les pompes comme turbines et des conceptions innovantes telles que TTBC (Turbines très basses chutes).

#### Turbine Francis

Avec ses racines atteignant le brevet américain de S. Howd de 1836, et la contribution supplémentaire de concepteurs tels que J.B. Francis, C.L. Fink, A.M. Swain, A. Pfarr et autres, la turbine à écoulement radial-axial du nom de son « ré-inventeur » et promoteur, a atteint une maturité substantielle dès la fin du 19<sup>e</sup> siècle. Peu de temps après, les turbines Francis représentaient déjà le type de turbine à eau le plus largement utilisé, avec une hauteur de chute bien inférieure à 10 mètres jusqu'à plusieurs dizaines et quelque temps plus tard - plusieurs centaines de mètres (jusqu'à 700 m). Aujourd'hui, les turbines Francis d'une capacité bien supérieure à 800 MW (centrales de Xianjiaba, Chine) sont les turbines hydrauliques les plus puissantes utilisées dans le monde. Bien que leur importance dans le domaine de l'hydroélectricité à faible chute diminue progressivement avec le déploiement de plus en plus large de l'invention de V.Kaplan du système d'ajustement des pales à flux axial, toujours au début des années 1980, les turbines Francis à basse pression ont pu conserver leur position de prédominance parmi les micro et mini installations hydroélectriques. La plupart des applications à faible hauteur de chute concernaient des turbines installées dans une chambre de turbine ouverte - parfois formée en demi-spirale - avec un mécanisme de réglage des aubes externes (aube de guidage). Les configurations horizontales (turbine simple et double) avec un arbre traversant la paroi de la chambre de turbine étaient très fréquentes (Figure 19). Le changement essentiel est venu avec l'avènement des unités compactes à flux axial à double régulation (tubulaires) avec un certain nombre d'avantages techniques et un niveau de prix raisonnable

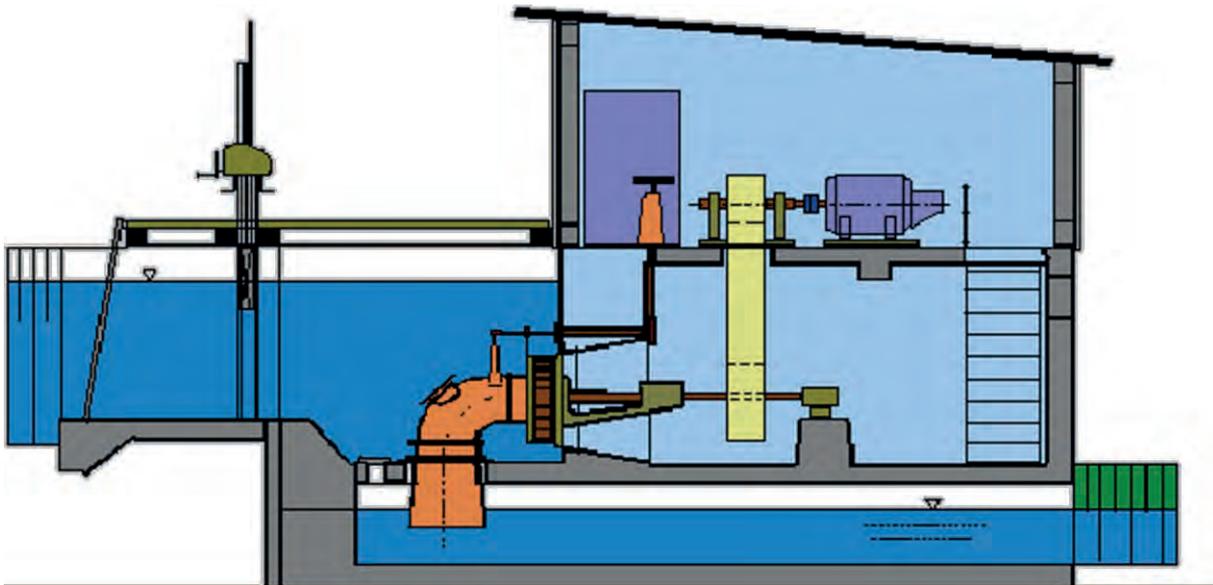


Figure 19: Une configuration de turbine Francis basse chute à l'ancienne (d'après Hoffmann (ed.), 1992)

Aujourd'hui, les turbines Francis restent la solution optimale pour de nombreuses petites installations hydroélectriques d'une hauteur supérieure à 10 m. Leur avantage est dû non seulement au prix raisonnable, mais également à la haute qualité du système d'écoulement, qui se manifeste par un rendement élevé et des propriétés de cavitation satisfaisantes. La dernière caractéristique permet une installation avec une hauteur d'aspiration positive et des coûts de travaux de génie civil réduits. Les petites turbines Francis modernes (Figure 20) sont généralement équipées d'un boîtier en spirale en acier et de mécanismes de sécurité d'aubes modernes, par ex. avec des sources gazeuses. Des matériaux composites avancés sont utilisés pour les joints et paliers de guidage à glissière lubrifiés à l'eau appliqués dans des configurations verticales



Figure 20: Une turbine Francis moderne dans une centrale hydroélectrique polonaise rénovée (source : archives IMP PAN)

Les turbines Francis d'une capacité supérieure à 100 kW sont souvent utilisées dans les systèmes de récupération d'énergie, dans lesquels on ne peut pas garantir des conditions de débit constant (par exemple, les systèmes d'alimentation en eau urbains). L'inconvénient de ce type de turbines est le rendement plutôt élevé par rapport aux caractéristiques de débits (Figure 21). Dans le cas de grandes turbines, une grande prudence doit être

accordée au fonctionnement à charge partielle qui, dans le passé, n'était souvent autorisé que jusqu'à 60 ou 65 % de la pleine charge. Les effets dynamiques de charge partielle sont généralement beaucoup moins préjudiciables dans les petites unités. Néanmoins, dans ce cas également, on prend généralement soin de prendre en compte le fonctionnement à charge partielle dès la phase de conception de la turbine.

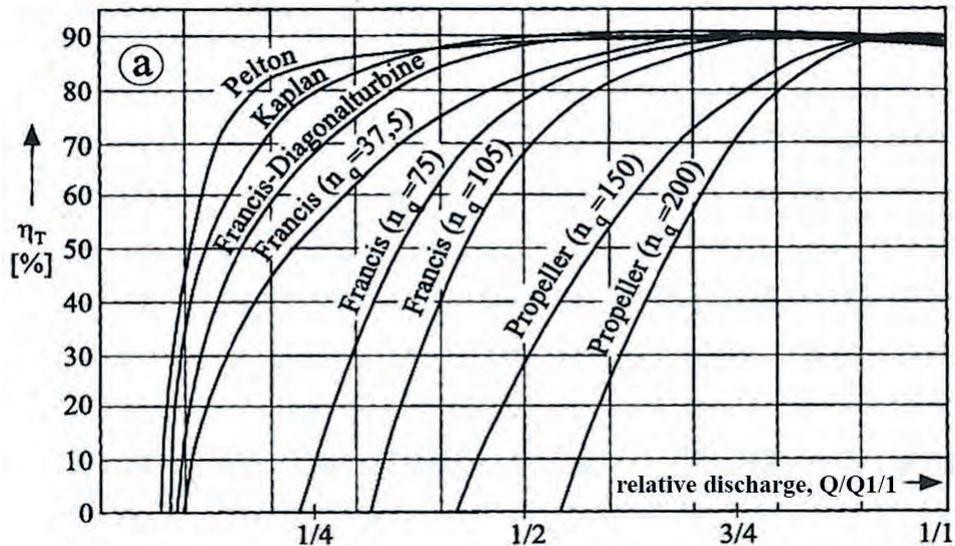
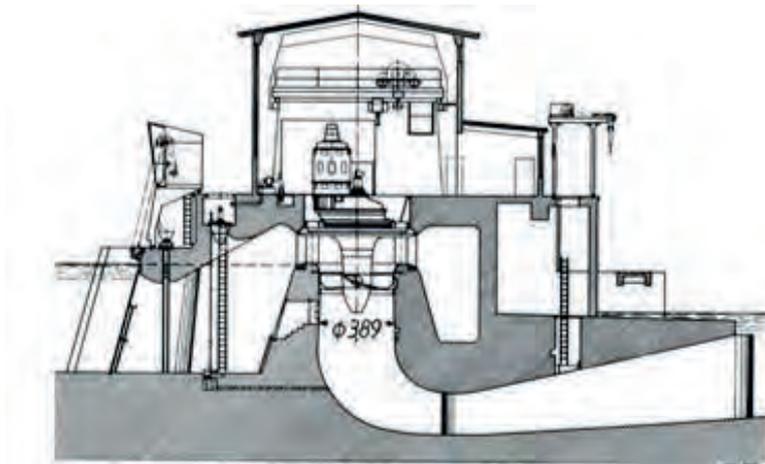


Figure 21: Courbes de rendement typiques des turbines hydrauliques (Raabe, 1989)

#### Turbines à flux axial

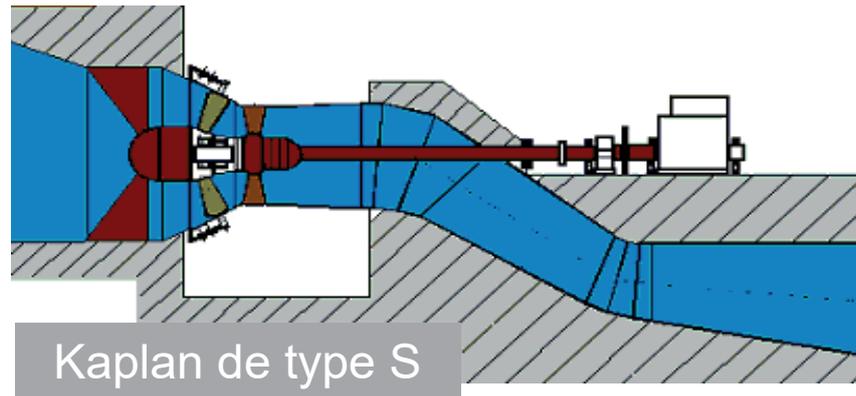
Les turbines à flux axial avec aubes directrices réglables (turbines à hélices) étaient déjà connues avant la Première Guerre mondiale, mais c'est le brevet V.Kaplan sur les aubes réglées des roues qui a apporté une avancée majeure à la fin de la guerre. La double régulation avait permis de faire fonctionner les turbines avec un bon rendement sur une large plage de débit, ce qui était d'une importance fondamentale pour l'exploitation dans des conditions hydrologiques et/ou de réseau variables. Pour cette raison, au cours des prochaines décennies, les turbines Kaplan ont couvert l'ensemble de la zone d'application des turbines de basse et moyenne chute (Figure 2). De plus, les caractéristiques de rendement des turbines mono-régulées à pales réglées (dites semi-Kaplan) sont apparues beaucoup moins raides et donc plus avantageuses que celles des turbines à hélices. Cette observation a eu un impact profond sur le développement des turbines à basse chute pour le secteur de la petite hydroélectricité. Les turbines Kaplan classiques sont équipées de répartiteurs radiaux comprenant des boîtiers spiralés ou semi-spiraux, ainsi que des aubes de séjour et de guidage positionnées radialement (Figure 22). Dans certaines petites installations, une configuration de siphon est utilisée.



**Figure 22: Turbine Kaplan classique en configuration siphon. Marktbreit SHP (H = 2,5 m, P = 1100 kW) - Main, Allemagne (source : Raabe, 1985, d'après Voith)**

Une innovation de grande importance pour les applications à basse chute a été l'introduction d'unités tubulaires - initialement proposées comme straflo (straight flow en anglais ou flux droit en français) par L. S. Harza, puis mises en œuvre par Escher Wyss à la fois en versions bulbe et straflo dans un certain nombre d'installations allemandes plutôt petites. Dans les années 1960 et 1970, les deux concepts ont finalement évolué vers des unités montées principalement dans de grandes centrales hydroélectriques. Le trait caractéristique de ces conceptions était le montage du générateur avec la boîte de vitesses à l'intérieur l'unité bulbe ou l'utilisation de la roue de turbine comme rotor de générateur (avec des enroulements de stator situés au bord de la chambre de la jante du rotor). L'avantage évident de la conception tubulaire par rapport à la conception classique (avec distributeur radial) est l'augmentation du rendement en évitant la flexion à 90° de la direction de l'écoulement et la diminution substantielle du nombre de travaux de génie civil requis. Les inconvénients comprennent une taille de bulbe relativement grande, des coûts élevés d'installation, de maintenance et de révision de l'unité. Ces aspects et certains problèmes techniques - principalement d'étanchéité - avaient empêché leur utilisation à grande échelle pendant plus longtemps - en particulier dans les petites applications hydroélectriques. En fait, les unités straflo classiques très « élégantes » ne sont pas largement utilisées aujourd'hui, même si elles peuvent sembler très réussies dans certaines applications spéciales (par exemple StrafloMatrix® d'Andritz). Dans le temps, le terme « turbine straflo » a également été étendu aux petites turbines tubulaires munies d'anneaux externes de roue utilisés comme poulie d'un variateur de vitesse à courroie transmettant la puissance mécanique sur l'arbre du générateur (voir section 3.3.2).

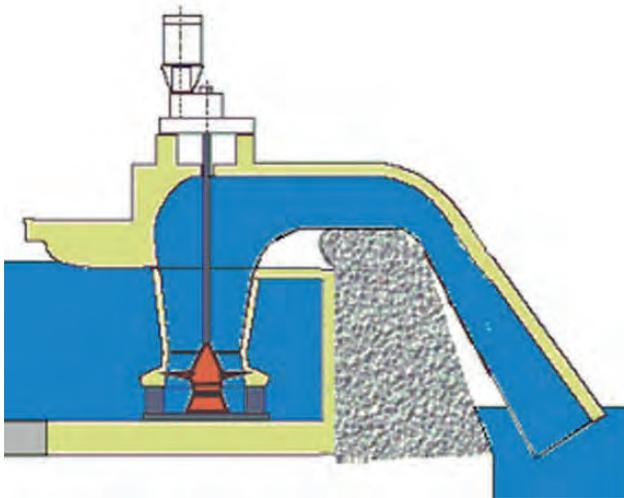
Indépendamment des unités Escher Wyss mentionnées, fabriquées jusqu'en 1951, les premières turbines tubulaires de petite capacité ont été montées en configuration avec un arbre de turbine passant soit par la tuyauterie de refoulement, soit par le (s) tube (s) de tirage. Dans chaque cas, les coudes doivent être conçus avec le plus grand soin afin d'éviter un éventuel blocage du flux. Certains de ces modèles sont apparus avec beaucoup de succès et sont encore appliqués aujourd'hui. La configuration la mieux établie est probablement celle d'une turbine horizontale à tube de tirage doublement coudé, généralement appelée turbine S (Figure 23). En cas d'élévation du rotor suffisamment importante, le deuxième coude peut être omis. Cette option est recommandée en particulier dans les petites installations de siphon, auquel cas l'utilisation d'un long tube de tirage lourd pourrait être très problématique.



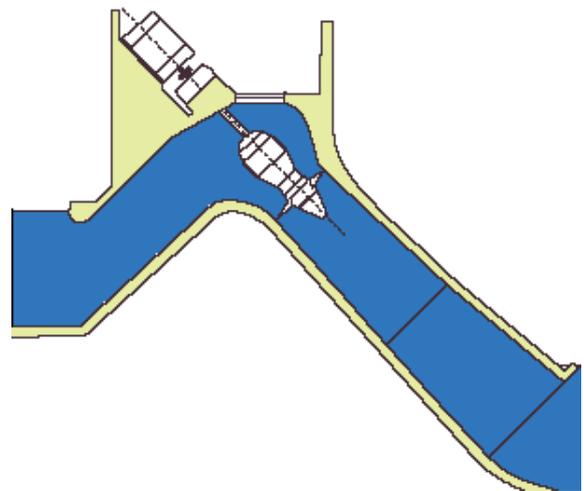
**Figure 23:** Coupe verticale schématique d'une PCH basse chute avec une turbine tubulaire de type S (D'après CEI 61116, 1992)

Un exemple de turbine à siphon semi-Kaplan à arbre vertical avec l'arbre traversant le tube de sortie à double coude est illustré à la Figure 24. Cette configuration est utilisée dans des installations assez petites. Son avantage est une grande simplicité et une installation facile. Malheureusement, des pertes hydrauliques importantes peuvent être attendues dans le siphon et le tube de tirage.

Du point de vue des pertes hydrauliques, laisser l'arbre de turbine sortir du système d'écoulement par le coude d'entrée est généralement considéré comme plus avantageux. La Figure 25 montre un exemple de configuration de turbine semi-Kaplan à un seul coude souvent considérée comme la mieux adaptée aux applications de siphon.



**Figure 24:** Une turbine propeller inversée ou une turbine semi Kaplan en configuration siphon à double coude (ESHA, 2004)



**Figure 25:** Turbine semi-Kaplan dans une configuration siphon à un seul coude (ESHA, 2004)

L'une des configurations de turbine tubulaire les mieux établies avec arbre passant par le coude côté entrée est SAXO (Figure 26). Son principal avantage par rapport à l'unité Kaplan verticale classique est le gain de place nécessaire pour ériger le boîtier en spirale. Cependant, comme on peut le voir sur la Figure 27 des économies encore plus importantes dans les travaux de génie civil (en particulier l'excavation), peuvent être réalisées en mettant en œuvre des configurations horizontales avec un coude d'entrée lisse passant devant l'arbre (configuration MAS selon l'ancienne nomenclature Alstom (Czerwinski, Canas et Marin, 2012)) Un inconvénient est bien sûr le positionnement du rotor immédiatement après le coude, ce qui se traduit par des conditions d'écoulement inhomogènes.

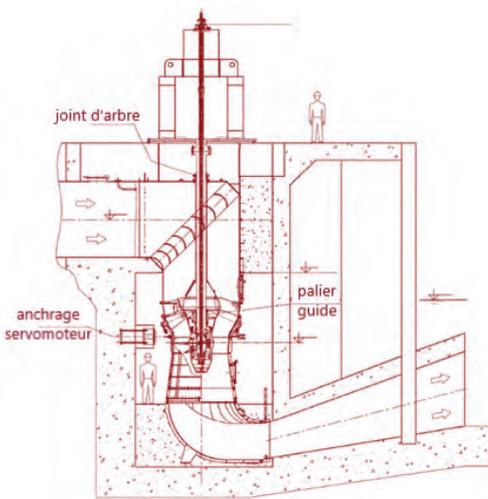


Figure 26: Turbine Kaplan en configuration SAXO (Gale et al., 2010)

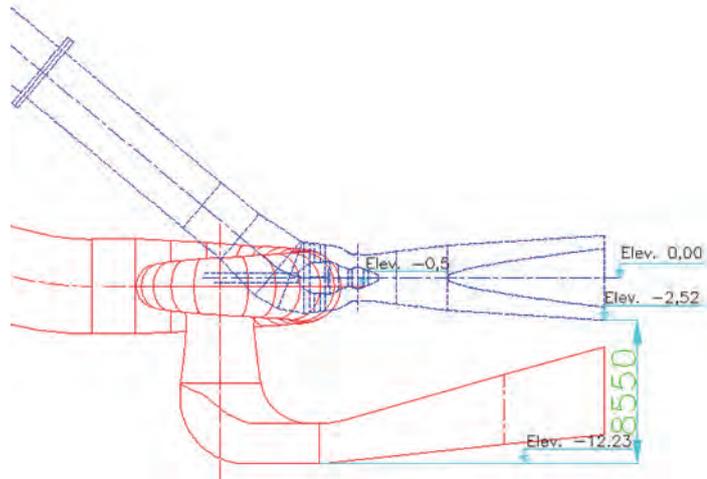


Figure 27: Comparaison entre les travaux d'excavation nécessaires pour les turbines Kaplan classiques (2 unités) et 4 turbines tubulaires MAS (4 unités) de même capacité totale (Czerwinski, Canas et Marin, 2012)

Les efforts déployés pour tirer pleinement parti des caractéristiques du système de flux de turbine tubulaire et abandonner complètement les coudes d'entrée et de sortie ont déjà abouti dans les années 1970 à ce que l'on appelle l'arrangement en puit (Figure 28) avec générateur et boîte de vitesses situés dans un puit en béton autour des côtés. La configuration en puit est assez fréquente dans le cas des installations hydroélectriques d'une capacité supérieure à 500 kW. Des progrès substantiels dans les techniques de FAO et la technologie de raffinement de la qualité des matériaux appliqués à la fabrication des engrenages dentés ont permis quelque temps plus tard de diffuser avec succès une autre configuration. De nos jours, les groupes compacts avec multiplicateur de vitesse à engrenages coniques et moteur électrique à induction utilisés comme générateur (Figure 29 et Figure 30) sont probablement les groupes électrogènes basse chute les plus fréquemment installés dans une large plage de puissances - à la fois en version à régulation double et simple.

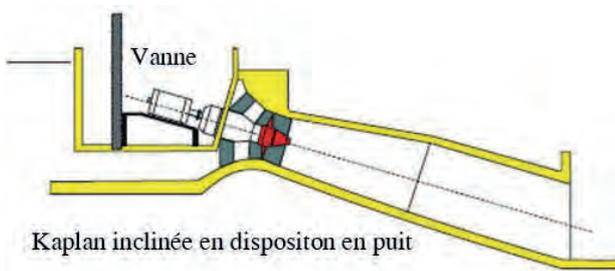


Figure 28: Turbine tubulaire Kaplan en puit (ESHA, 2004)

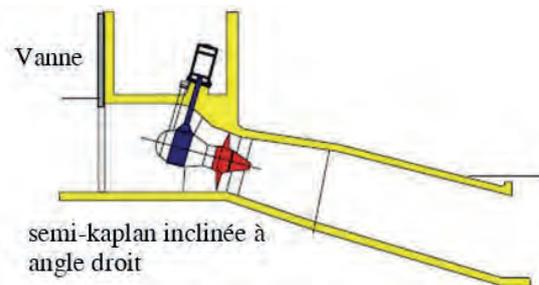


Figure 29: Une unité semi-Kaplan compacte avec multiplicateur de vitesse à engrenages coniques (ESHA, 2004)

Les progrès mentionnés ci-dessus dans la technologie du génie mécanique ont également montré un impact sur la mise en œuvre des boîtes de vitesses planétaire dans les pompes axiales submersibles compactes. Rapport multiplication élevé permettant l'utilisation d'un générateur de petite taille dans une capsule de petit diamètre pouvant accueillir les deux appareils (bulbe). La même conception a été appliquée à la fin du siècle précédent dans les turbines submersibles à flux axial proposées par certaines entreprises européennes. Plus tard, avec

l'avènement des générateurs à aimants permanents et la diffusion de la technologie de conversion de fréquence électrique, cette conception s'est retirée du premier plan. Le progrès technologique ayant eu lieu a permis d'omettre la boîte de vitesses, d'appliquer des générateurs synchrones à induction à vitesse variable ou à aimant permanent et de confier la tâche de sécuriser la fréquence requise au point de connexion au réseau local ou national à l'onduleur de fréquence et à d'autres équipements d'électroniques de puissance. En outre, la solution ci-dessus a fourni un outil supplémentaire de régulation d'unité hydroélectrique.



Figure 30: Une unité compacte typique avec un multiplicateur de vitesse à engrenages coniques. Oborniki SHP, Pologne (source : archives IMP PAN)

Les générateurs à induction et à aimants permanents sont utilisés entre autres dans les unités Hydromatrix et StreamDiver fournies par Andritz Hydro (Figure 31) et Voith, respectivement Cui et al. (2007), Keuneke (éd.) (2014) et Voith (2020). Les deux sont recommandés pour les installations mono et multi-unités avec peu de place et possibilité de réaliser des travaux de génie civil, par ex. aux barrages de navigation et d'irrigation ainsi qu'aux écluses de navires abandonnées.

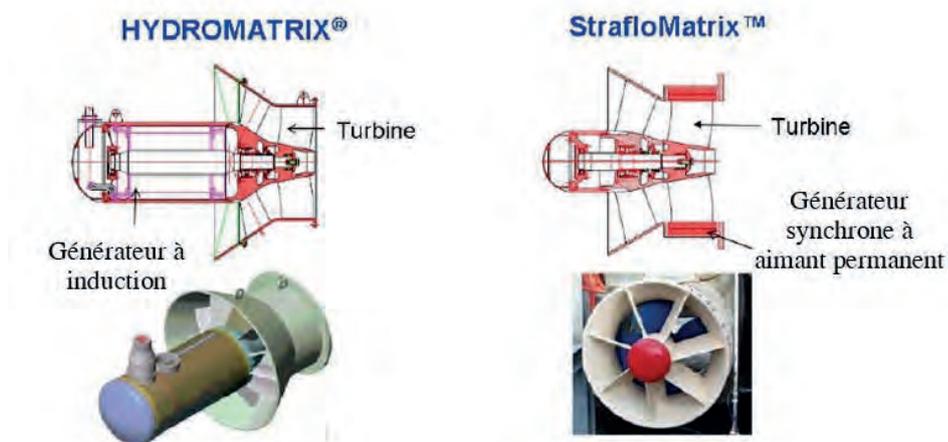


Figure 31: Unités à flux axial Hydromatrix® proposées par Andritz pour l'installation dans des écluses ou au niveau des vannes de déversoir (Cui, Binder et Schlemmer, 2007)

Une autre application du générateur à aimant permanent est celle de l'unité de turbine à très basse chute (TTBC) telle que développée par les ingénieurs français de MJ2 dans la première décennie de ce siècle (Leclerc, 2008).

Leur objectif principal est d'exploiter le faible potentiel de chute créé par les petits déversoirs équipés de vannes de régulation. Le concept était de remplacer la vanne existante par une vanne à volet comprenant une unité hydraulique à écoulement axial de grand diamètre avec des lames de glissière réglables et un générateur à aimant permanent à vitesse variable. Aucune intervention de génie civil hormis le remplacement de la vanne n'est nécessaire. De plus, la faible vitesse de la roue permet de conserver un rendement élevé sans tube de tirage et d'éviter de blesser les poissons passant à travers la turbine (voir section 3.9). L'unité est recommandée pour un fonctionnement avec des hauteurs de chute comprises entre 1,4 et 3,4 m (Figure 32).



Figure 32: Une unité très basse chute à la sortie du canal Milleau (Leclerc, 2008)

### Turbines diagonales

Le concept de rotor diagonal de P. Deriaz a permis à l'inventeur d'introduire une double régulation dans la plage de fonctionnement moyenne chute. Ceci est considéré comme particulièrement utile en cas de fortes variations de hauteur de chute, caractéristiques pour les installations de pompage turbinage de moyenne chute. Le réglage des ailettes directrices du rotor a permis d'améliorer les performances de l'unité également dans le mode de fonctionnement de pompage. Le système d'aubes directrices est appliqué alternativement - en configuration radiale ou diagonale. Comme mentionné, la conception est appliquée principalement dans les installations de pompage turbinage de moyenne chute, bien qu'elle soit appropriée dans les installations de PCH au fil de l'eau avec des variations de débit plus élevées.

Néanmoins, ce n'est que dans la décennie précédente qu'une seule turbine régulée avec roue Deriaz a été développée par la société Mhylab (Montcherand, Suisse) dans le but de fournir une flexibilité plus élevée dans la plage de moyenne chute que celle offerte par les turbines Francis traditionnelles. Le distributeur de type axial avec aubes directrices rigides ressemble à celui utilisé dans certaines turbines tubulaires semi-Kaplan (Figure 33). La turbine est généralement installée en configuration verticale de type Z (SAXO). La plage d'application supposée est jusqu'à 1 MW avec une hauteur de chute comprise entre 20 et 80 m (Denis, Cottin et Choulot, 2016).

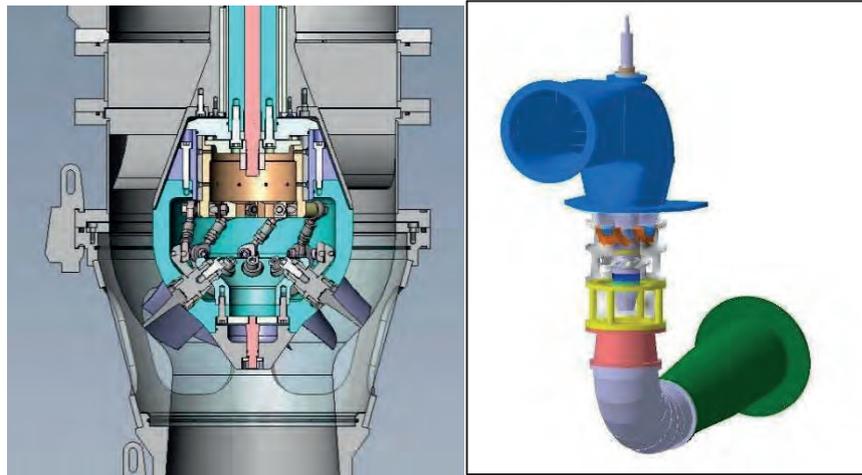


Figure 33: La turbine diagonale Mhylab (Denis, Cottin et Choulot, 2016)

Une turbine diagonale à double régulation a ensuite été développée par Mhylab pour la même plage d'hauteur de chute avec des configurations à 8, 10 et 12 pales de roue.

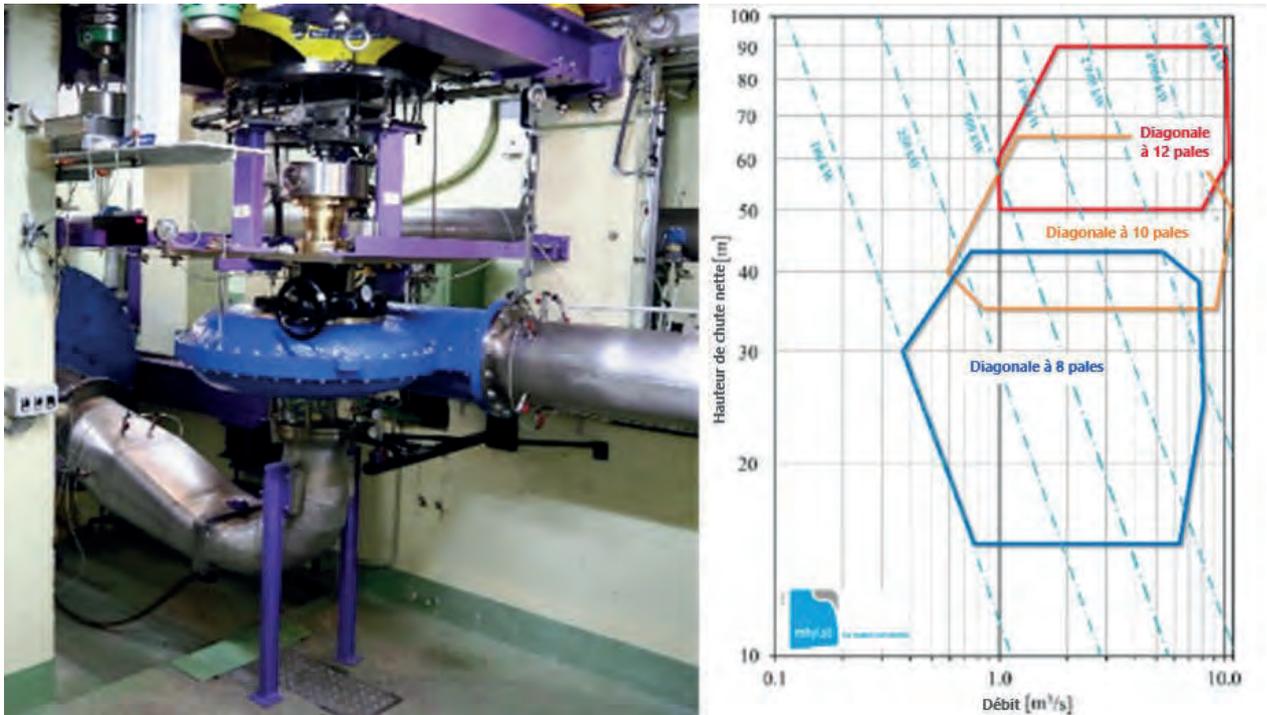
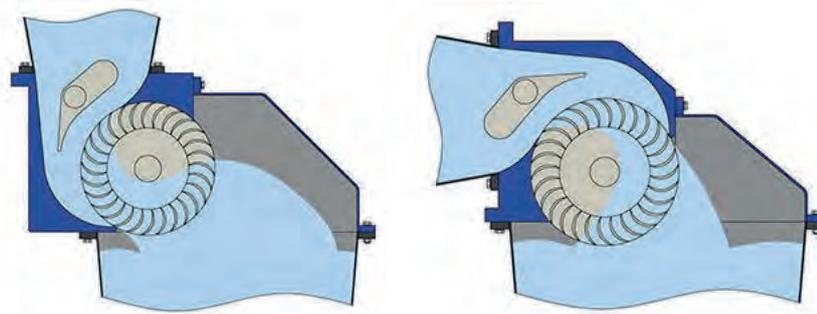


Figure 34: La turbine diagonale Mhylab (Bullani et Denis, 2019)

### Turbines cross-flow

La dernière turbine moyenne chute à être mentionnée dans cette enquête est une turbine à flux transversal, également appelée Banki-Michell, d'après les noms de ses inventeurs indépendants - Donat Banki, professeur à l'Université de Budapest de technologie et l'ingénieur australien, UN M Michell. Bien que les fabricants soient situés dans le monde entier, le plus connu est la société bavaroise Ossberger. La société a introduit des améliorations importantes. Pour cette raison, la turbine est également appelée turbine Ossberger (Figure 35).



**Figure 35: Turbine à flux transversal selon le concept Ossberger (Ossberger, 2018)**

La turbine Banki-Michell est essentiellement une machine à impulsions avec une buse commandée par une seule aube de guidage ou une vanne cylindrique bloquant une plus petite ou une grande partie de la périphérie de la roue. Le liquide sortant de la buse heurte les aubes situées à la périphérie du rotor cylindrique, passe dans l'espace interne du rotor et traverse à nouveau l'anneau d'aubes en quittant le rotor. Par conséquent, elle est parfois considérée comme une machine à deux étages avec le niveau du bord inférieur de la roue utilisé comme référence lors du calcul de la hauteur de chute nette. La turbine présente un certain degré de réactivité qui peut être contrôlé par une vanne d'air ou un tube de tirage optionnel. En raison de la perte d'énergie entre le bord inférieur de la roue et l'eau de fuite, la turbine n'est généralement pas recommandée pour les plus basses chutes. Cette limitation a été supprimée par un ingénieur tchèque, M. Cink, qui a mis au point une version réactive de la turbine (avec un tube de tirage) connue sous son nom (Pucher, 1996). Cependant, en raison du risque élevé de cavitation, la plage d'application recommandée des turbines réactives à flux transversal a dû être réduite de 1 à 3 m avec un impact certain sur le rendement. La cavitation dans une turbine à flux transversal peut entraîner des effets vibro-acoustiques et érosifs importants. Des précautions pour éviter la pénétration d'eau dans les roulements sont nécessaires si l'on veut éviter les piqûres sur les roulements (CINK Hydro - Energy, 2020). Étant donné que des vibrations peuvent également se produire dans les turbines sans cavitation, des renforts de raidissement sont souvent appliqués entre les aubes des roues. Cette mesure n'améliore pas seulement les propriétés de résistance du rotor, mais déplace également sa fréquence de résonance vers le haut - peut-être au-dessus de celle des stimulations vibratoires générées hydrauliquement. L'inconvénient est de réduire le rendement en raison des pertes de friction accrues et du risque accru de colmatage au cas où les grilles n'empêcheraient pas l'afflux de feuilles et de mauvaises herbes.

Le rendement de la turbine Banki-Michell - avec une hauteur de chute mesurée jusqu'au bord inférieur de la roue - est souvent inférieur à 80 % et toujours inférieur à 85 %. La raison réside principalement dans la conception ne permettant pas de respecter l'angle d'entrée de l'écoulement sur toute la circonférence de la roue traversée par le flux de liquide, la nature très turbulente de l'écoulement à l'intérieur du rotor et certains autres effets conduisant à une dissipation d'énergie. Néanmoins, la turbine est toujours considérée comme une option robuste et rentable dans de nombreuses petites applications hydroélectriques.

Les avantages comprennent une conception et une maintenance assez simples et facilement reproductibles. La technologie de fabrication peut être considérée comme peu compliquée à condition qu'une attention particulière soit accordée à certains aspects sensibles ayant un impact sur la sensibilité aux vibrations et la durée de vie. La caractéristique opérationnelle intéressante est la possibilité d'aplatir la courbe de rendement en divisant la palette de guidage et le système d'écoulement de la roue en plusieurs segments (généralement 2 à 4) exécutés en tant que modules séparés. Un grand intérêt pour les turbines Banki-Michell se manifeste par un grand nombre d'études techniques et scientifiques rapportées dans les pays non européens.

## Pompes en tant que turbines et autres turbines de récupération d'énergie

Dans le cas des installations les plus petites présentant des conditions de fonctionnement plutôt constantes, on peut utiliser des pompes inversées fonctionnant en mode de turbine. Le rendement au point de fonctionnement optimal est généralement compris entre 65 et 75 %, dépassant parfois 80 % (Fontanella et al., 2020). C'est de 10 à 20 % de moins que dans le cas des turbines classiques (comme Francis et Kaplan). En outre, en raison des caractéristiques de rendement élevées, il est essentiel de faire correspondre correctement le meilleur point de rendement aux conditions de fonctionnement. Cependant, en raison de leur fabrication en série et de leur prix relativement bas, les pompes en tant que turbines (ou en anglais Pump as turbine-PAT) apparaissent souvent comme un choix économiquement justifié à la fois pour les installations de récupération d'énergie dans les réseaux d'eau municipaux ou les systèmes hydrauliques industriels et pour certaines applications classiques de micro-hydroélectricité. La régulation est généralement possible par réglage de la vitesse de rotation ou des techniques d'abaissement de la hauteur de chute.

Les pompes centrifuges à un étage sont généralement déployées dans une plage de fonctionnement comprise entre 10 m et près de 200 m. Certains grands fabricants de pompes européens, comme KSB, ont reconnu l'importance d'une telle mise en œuvre de leur produit et testé leurs pompes en mode de fonctionnement turbinage (Figure 36).

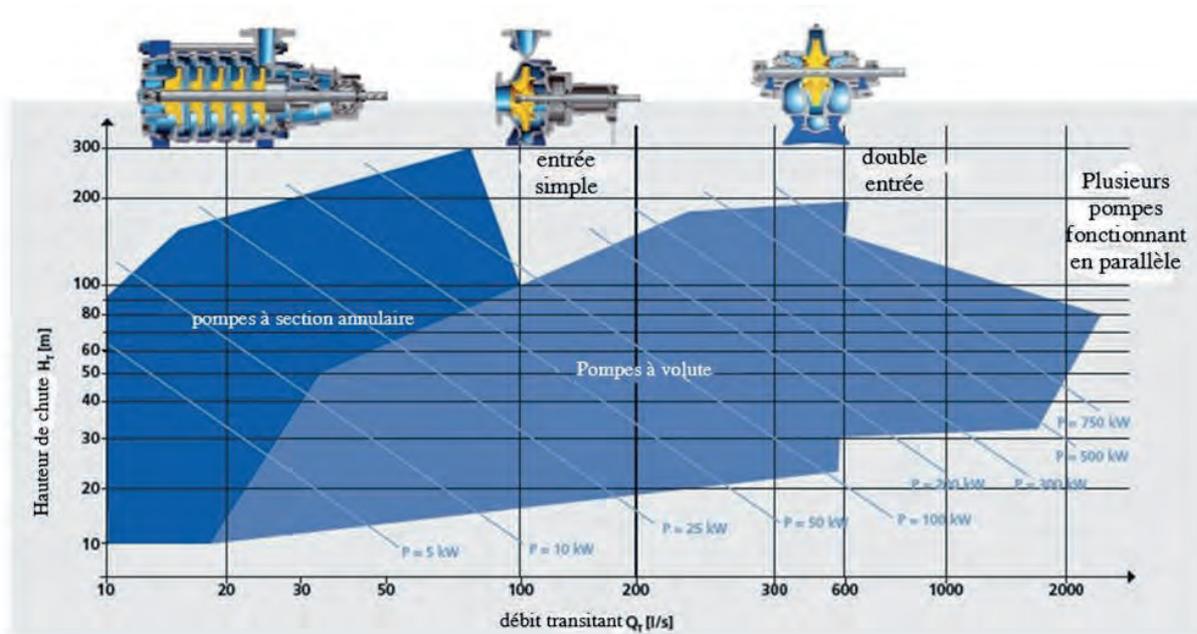


Figure 36: Pompes pour le fonctionnement en turbines proposées par KSB AG (KSB, 2012)

Afin de compléter le portefeuille des technologies existantes pour la petite hydroélectricité, notons que de nouvelles turbines sont en cours de développement. Chez HES SO Valais, une nouvelle turbine appelée Duo Turbo (Figure 37) a été développée en collaboration avec l'EPFL et des partenaires industriels pour récolter l'énergie des réseaux d'eau potable. Un étage de la micro turbine Duo Turbo se compose de deux roues axiales contre rotatives, chacune équipée d'un générateur à aimant permanent humide avec régulation de vitesse indépendante. Cette conception compacte permet à une installation en série de couvrir une large plage de puissance hydraulique. Deux prototypes d'un Duo Turbo monoétages ont été installés en 2018 et 2019 sur des sites pilotes d'une puissance installée de 6 kW avec une hauteur de chute entre 20 m et 80 m et un débit entre 5 l/s et 20 l/s. La vitesse de rotation relative des deux rotors permet un bon rendement pour une grande variation de la hauteur de chute et du débit par rapport à la technologie pompe fonctionnant en mode turbine.

Une version urbaine du Duo Turbo sera installée en 2021 dans les réseaux de distribution d'eau potable des grandes villes pour apporter des solutions au développement de villes intelligentes supportant de fortes variations de pression.

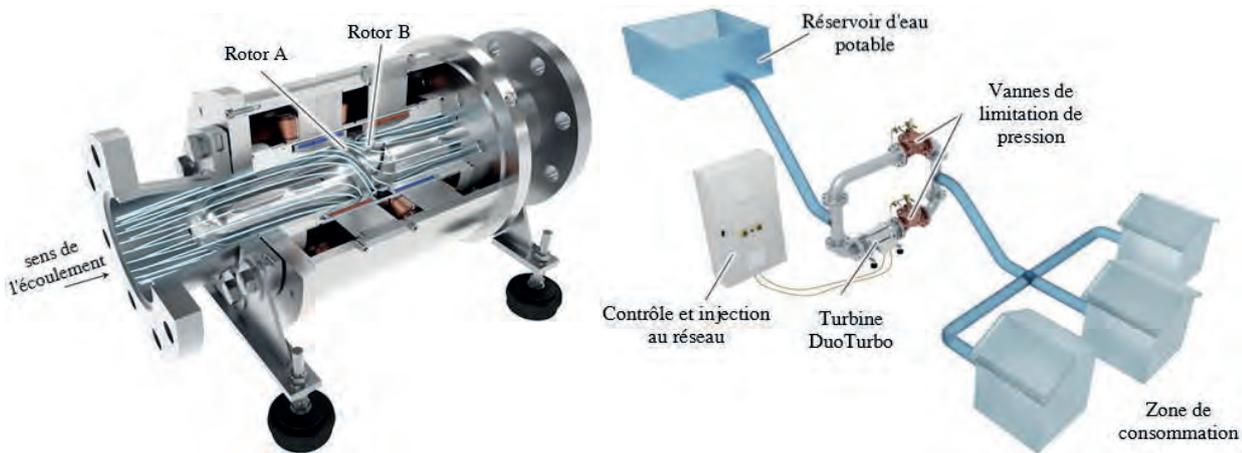


Figure 37: Turbine Duo Turbo développée à HES SO Valais (HES SO Valais, 2020)

### 3.1.4 Unités hydro cinétiques

Le concept d'exploitation de l'énergie cinétique des eaux qui coule est assez ancien car l'utilisation documentée des roues inférieures est datée du 3ème siècle avant J.C. En fait, les roues par dessous ne sont pas des moteurs cinétiques purs car elles sont installées à de petits déversoirs et l'eau frappe les palettes de roue à une certaine hauteur au-dessus du niveau de l'eau de fuite. L'énergie cinétique spécifique de l'eau circulant dans la trajectoire du moulin est donc bien supérieure à celle de l'écoulement libre en amont du déversoir et l'énergie gravitationnelle est partiellement utilisée pour l'entraînement de la roue. La contribution de l'énergie gravitationnelle est encore plus élevée dans le cas des roues dites mammaires ou Zuppinger. La situation est différente avec les roues hydrauliques installées dans le passé dans les moulins flottants. Dans ce cas, seule l'énergie cinétique du flux d'eau libre est disponible pour propulser la roue et le moulin.

En raison d'un rendement ne dépassant pas 50-60 % et d'autres inconvénients (faible vitesse et exigences dimensionnelles élevées) typiques de toutes les roues à eau, les roues par dessous ou même les roues de poitrine ont dû quitter l'avant-plan au milieu du 19ème siècle. Néanmoins, il existe aujourd'hui des fournisseurs très expérimentés et prospères d'unités hydroélectriques entraînées par roue à eau (Figure 38). Leur champ d'application est assez étroit, orienté souvent sur la restauration de sites considérés comme le patrimoine industriel du passé. D'autre part, la technologie électronique de puissance moderne est utile pour éviter des pertes excessives dans la chaîne de transmission de puissance.



**Figure 38:** Un modèle d'unité de roue à eau par une société bavaroise de Walter Schumann lors de la RENEXPO annuelle Salon Interhydro à Salzbourg, Autriche (source : J. Steller)

Le concept d'exploitation de l'énergie cinétique des eaux vives a de nouveau suscité un intérêt plus large dans la seconde moitié du siècle précédent. Premièrement, les unités compactes avancées avec de petites turbines à hélices se sont révélées une source d'électricité raisonnable pour certains sites éloignés sans accès au réseau, à très faible demande et situés à proximité de cours d'eau avec au moins localement un débit d'eau rapide. La deuxième raison était le soutien politiquement motivé des gouvernements européens et des ONGs. Un autre aspect a été le développement de turbines cinétiques pour l'océan lié à un fort potentiel de production d'électricité offshore sur les côtes de l'Europe. Des technologies similaires peuvent être utilisées pour les applications fluviales.

Bien qu'ayant un rendement inférieur à celui des turbines hydrauliques, il pourrait encore y avoir un avantage financier pour les turbines hydrocinétiques. Le LCOE (Levelized Cost of Energy ou coût actualisé de l'énergie) est déterminé en divisant le coût global d'une centrale électrique au cours de sa durée de vie (investissement et coût opérationnel) par l'énergie globale produite. C'est un critère d'investissement important et pourrait être en faveur des turbines cinétiques car elles pourraient nécessiter des coûts d'investissement inférieurs en matière de travaux de génie civil, etc.

Le « rendement » de la turbine cinétique est calculé comme un coefficient de puissance défini comme :

$$C_p = \frac{T \cdot \omega}{0.5 \rho \pi R^2 V_\infty^3}$$

Ce coefficient de puissance est fonction du rapport de vitesse de pointe défini comme :

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_\infty}$$

Pour une roue en écoulement libre, ce coefficient de puissance est limité par la limite de Betz bien connue de 59,3 %. Selon le type de turbine cinétique, le coefficient de puissance est maximal pour une plage spécifique du rapport de vitesse de pointe.

Selon la plage de rapport de vitesse de pointe ciblée et le coefficient de puissance, différentes technologies peuvent être sélectionnées (voir la Figure 12 ci-dessus). Une caractéristique est l'orientation de l'axe : turbines à flux transversal ou turbines à axe horizontal, une autre est l'utilisation d'un tube de venturi pour dépasser la limite de Betz ou laisser la roue en écoulement libre (Figure 39 et Figure 40)

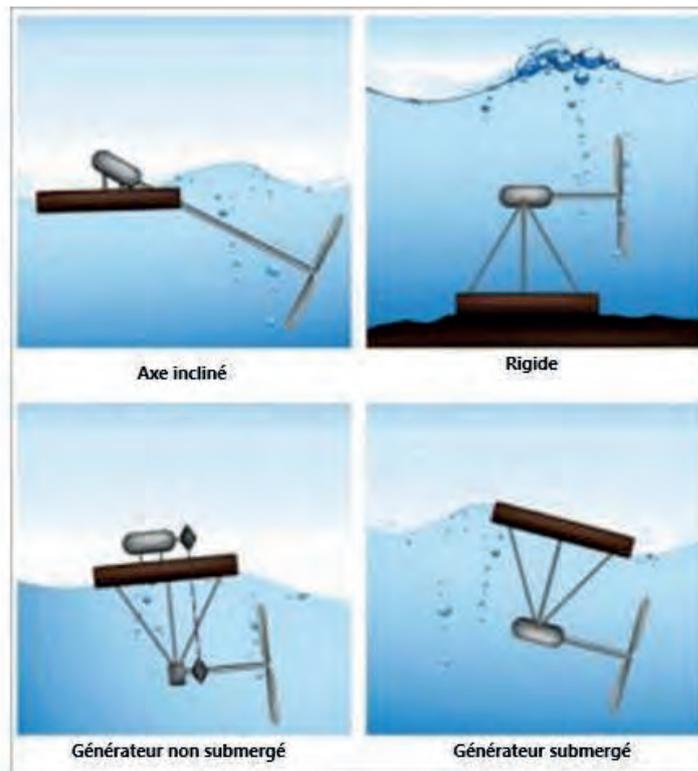


Figure 39: Turbines sans conduit avec axe horizontal et adaptatif de débit (Khan, 2009)

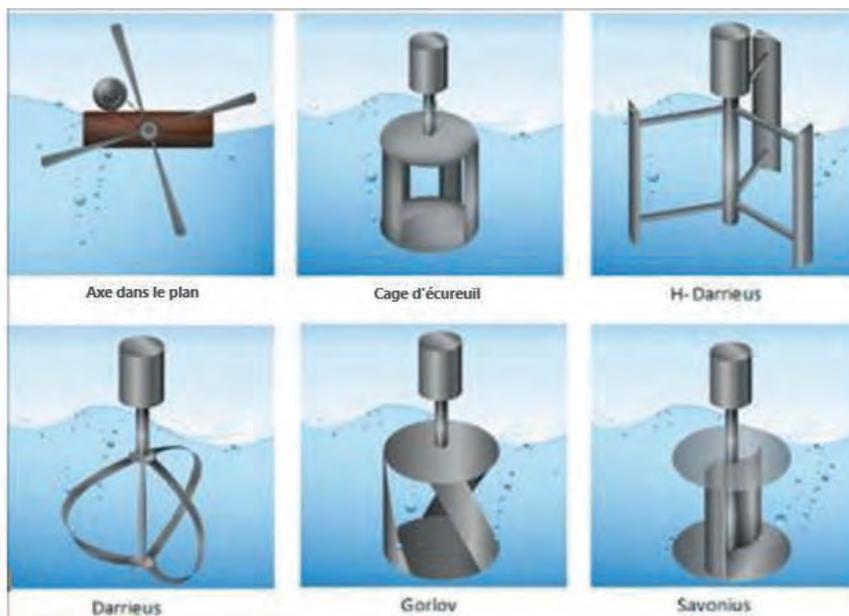


Figure 40: Turbine cinétique à axe vertical (Khan, 2009)

En cas de nonaccès à des rivières larges et profondes avec un courant d'eau rapide, l'utilisation de turbines à hélices hydrocinétiques dans les eaux intérieures se limite généralement à couvrir la demande d'électricité la plus essentielle et la plus localisée. Les principaux avantages de ce type d'installation sont une bonne mobilité et une bonne robustesse grâce à l'utilisation fréquente d'unités flottantes à hélices gainées. Parmi les autres modèles européens à succès, il convient de mentionner ceux des sociétés KSB, Smarthydro et REhydro (Keuneke (ed.), 2014).

Une conception souvent recommandée pour la récupération d'énergie hydrocinétique à partir de canaux artificiels et naturels consiste à utiliser des unités d'axe perpendiculaire à la direction de l'écoulement. Dans ce

contexte, il convient de mentionner une tentative d'utilisation à cette fin de la roue Banki-Michell entreprise il y a dix ans par la société Deep River basée en Norvège. En raison d'un coefficient de puissance plutôt faible, aucun progrès supplémentaire dans cette direction n'a été signalé par la suite.

La conception de la plupart des turbines hydrocinétiques à flux transversal est basée sur les concepts des ingénieurs finlandais et français, Sigurd Savonius et Georges Darrieus, qui ont breveté leurs inventions dès 1925 et 1931, respectivement. Dans les deux cas, les applications de l'énergie éolienne ont été tentées par les inventeurs. En raison de leur coefficient de puissance relativement élevé (voir Figure 12), seules les turbines Darrieus et leurs descendants sont traités dans le texte ci-dessous. A la différence de la roue Banki-Michell, seules quelques pales sont utilisées dans le cas des turbines à flux transversal basées sur le concept de G. Darrieus. Bien entendu, il y a échange de moment cinétique entre l'ensemble tournant et le liquide. Le couple au niveau de l'arbre résulte d'un équilibre positif des moments des pales individuelles. La lame avec son bord d'attaque dirigé vers le liquide qui s'écoule exerce le moment le plus élevé. En même temps, un moment angulaire négatif est transmis au liquide. De nombreux travaux de recherche et développement sur l'optimisation de la géométrie et de la configuration des pales ont abouti à un certain nombre de conceptions descendantes telles que les turbines H-Darrieus, Achard, Gorlov et Lucid (Figure 40). Bien que les deux derniers soient d'origine non européenne, ils sont en même temps suffisamment importants pour être mentionnés dans cette enquête par souci d'exhaustivité. Les turbines Darrieus classiques et de type H ainsi que les turbines Achard sont principalement utilisées en configuration verticale, ce qui est un avantage substantiel permettant de maintenir le générateur au-dessus de la surface de l'eau libre. Un autre avantage d'une configuration verticale est l'opportunité d'une installation facile dans un canal ouvert qui peut augmenter leur coefficient de puissance, généralement considérablement inférieur à celui des hélices.

En ce qui concerne la puissance qui peut être collectée dans le courant de la rivière, quelle que soit la technologie, la vitesse de l'eau en amont de la turbine,  $V_\infty$ , est d'une importance capitale, car le flux de puissance brute croît proportionnellement avec  $V_\infty^3$  (voir définition de  $C_p$ ).

Le tableau 3 montre l'influence non perturbée de la vitesse d'écoulement sur la densité de flux de puissance brute et la capacité d'un exemple de turbine à hélice hydrocinétique de diamètre balayé  $D = 500$  mm et coefficient de puissance élevé de 46 %. Comme on peut le voir, certains besoins les plus élémentaires - allègement essentiel, chargement des batteries, etc. dans un seul foyer ne peuvent être satisfaits qu'en cas de vitesse locale proche de 3 m/s, ce qui est une valeur plutôt extrême - disponible uniquement localement, éventuellement créant des problèmes d'installation et de maintenance. Obtenir le même résultat avec une vitesse encore élevée de 2 m/s nécessite une surface déjà balayée de près de 1 m de diamètre, ce qui n'est possible que dans le cas de rivières rapides et relativement larges. Des installations flottantes bien ancrées sont généralement utilisées à cette fin (Saini et Saini, 2019, Keuneke (éd.), 2014, et Khan et al. 2009).

**Tableau 3: La hauteur de chute, la densité de flux de puissance et la sortie maximale équivalentes à espérer des turbines à hélices hydrocinétiques non canalisées hautement efficaces pour divers diamètres de pointe**

$V_\infty$	$H$	$\epsilon$	$P_{D500}$	$P_{D1000}$	$P_{D2500}$	$P_{D20000}$
m/s	cm	kW/m <sup>2</sup>	kW	kW	kW	kW
1,0	5,1	0,5	0,05	0,18	1,13	72,3
1,5	11,5	1,7	0,15	0,61	3,81	243,9
2,0	20,4	4,0	0,36	1,45	9,03	578,1
3,0	45,9	13,5	1,22	4,88	30,48	1950,9
4,0	81,5	32,0	2,89	11,56	72,26	

La vitesse axiale à la section transversale du rotor peut être sensiblement augmentée en installant l'hélice au niveau d'une entrée de diffuseur ou dans un tube de type venturi. Comme indiqué dans Khan et al. (2009),

atteindre un coefficient de puissance aussi élevé que 1,69 devrait être possible. Bien entendu, cela augmente également la taille de l'installation. L'optimisation de la géométrie des conduites a fait l'objet de nombreuses études de recherche et développement ces dernières années. L'autre méthode - réalisable uniquement dans certains canaux artificiels - consiste à réduire la largeur du canal ou à soulever le lit du canal sur le site d'installation. Cela peut contredire les hypothèses de conception du canal en affectant la capacité d'écoulement du canal et peut-être certaines autres caractéristiques fonctionnelles.

L'un des projets hydrocinétiques les plus réussis est celui de Strom-Boje (Bouy actuellement). L'unité est équipée d'un rotor d'hélice à deux pales et d'un générateur synchrone à aimant permanent. Le segment d'entrée est une grande ailette prenant soin de l'orientation de l'unité le long de la direction d'écoulement principale. Les câbles en acier tendus des deux côtés de l'ailette d'entrée agissent comme une grille autonettoyante. Le diffuseur côté sortie réduit la pression en aval du canal et augmente la vitesse d'écoulement à travers l'unité (Figure 41).

Strom-Boje a été conçu d'après le concept breveté d'un ingénieur autrichien, Fritz Mondl, et est maintenant fabriqué par les sociétés Aqua Libre GmbH et Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH. Des prototypes consécutifs ont été développés sous le soutien de divers projets de recherche et développement depuis 2006. Depuis 2017, une unité commerciale d'une capacité nominale de 70 kW fonctionne avec succès dans le Danube près de la localité de Kienstock. Avec une roue de 2,5 m de diamètre, un diffuseur de diamètre de sortie de 5,3 m et un poids de 7 tonnes, l'unité génère 250 MWh par an ce qui implique une puissance moyenne de 30 kW à une vitesse d'écoulement moyenne de 2 m/s. La puissance obtenue montre que la vitesse au niveau de la section des rotors a été augmentée de près de 50 %. L'exemple montre également qu'une unité hydrocinétique à flux axial peut être une source d'une quantité raisonnable d'électricité lorsqu'elle est installée dans une grande rivière rapide sans perspective de barrage. Cependant, il faut garder à l'esprit que seule une petite partie de l'énergie cinétique disponible au niveau de la section (typiquement 2 à 4 %) est récupérée. Une grande centrale hydroélectrique - lorsqu'elle est érigée sur le même site sur le Danube - afficherait probablement une capacité de quatre ordres de grandeur plus élevée. Pour atteindre une capacité compatible avec une mini centrale hydroélectrique typique (plusieurs centaines de kW), il faut ériger une ferme entière de grandes unités hydrocinétiques dans des conditions d'écoulement favorables. En fait, cela est prévu sur le Rhin, dans le soi-disant Rhin moyen, entre les villes de Bingen et Bonn (Strom-Boje, 2020).



Figure 41: Unité Strom Boje 3 (source : Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH)

En Suisse, un prototype de turbine cinétique canalisée a été installé dans le canal de fuite d'une grande centrale au fil de l'eau sur le Rhône pour étudier l'influence du taux de blocage local, de la profondeur de la turbine et de l'inclinaison de l'axe de la turbine. (Figure 42). Un coefficient de puissance de 93 % a été atteint pour des conditions spécifiques. Des mesures sur site à long terme sont prévues pour étudier la robustesse de la turbine et l'impact sur l'environnement. Différents sites pour une ferme de turbines cinétiques sont à l'étude.

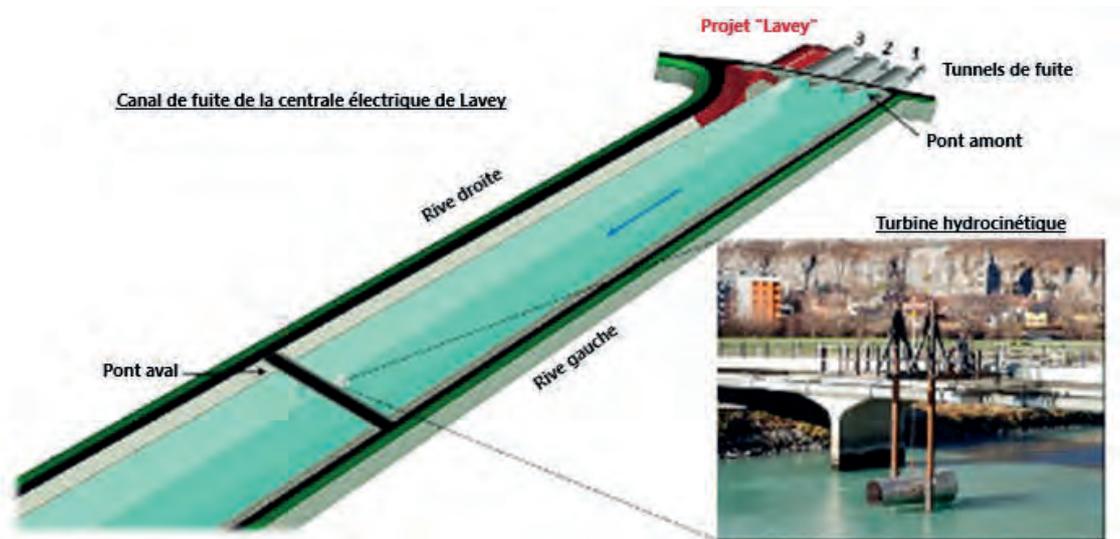


Figure 42: Canal de fuite de la centrale hydroélectrique de Lavey avec la plate-forme en plein air pour tester le prototype de turbine cinétique (Munch et al., Water 2018)

En France, l'une des turbines cinétiques les plus matures est la technologie Hydroquest (Figure 43) qui a été installée sur plusieurs sites pilotes à Orléans et à Lyon.



**Figure 43: Technologie Hydroquest testée en France (HydroQuest, 2020)**

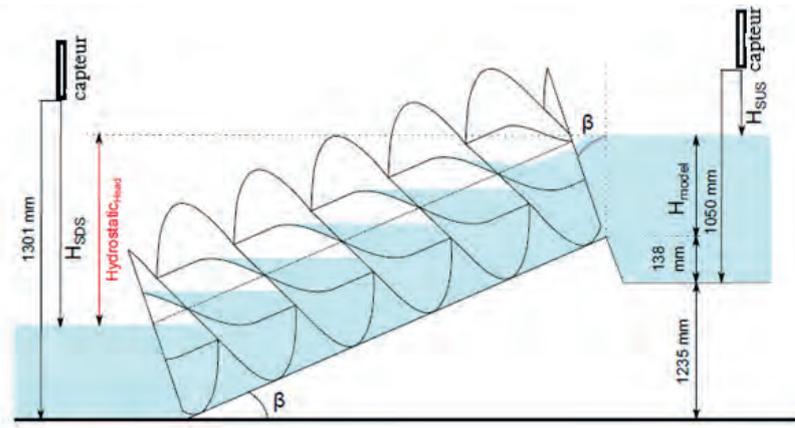
Le plus grand parc de turbines cinétiques d'Europe devait être mis en service en 2019 sur le Rhône en France avec cette technologie, à proximité de la centrale hydroélectrique de Genissiat avec 2 MW de puissance installée, mais le projet pilote a dû être abandonné pour des raisons économiques et techniques (Energies de la Mer, 2019).

### 3.1.5 Unités hydroélectriques gravitationnelles

L'apparence historiquement documentée des unités hydroélectriques gravitationnelles est datée du 5ème siècle après JC, soit 800 ans après celle de la roue par dessous et même de certains ancêtres des turbines Turgo contemporaines. Le grand avantage d'une roue hydraulique par-dessus est son rendement élevé, dépassant généralement le seuil de 70 et parfois même 80 %. Les principaux inconvénients sont de très grandes dimensions avec un diamètre de roue compatible avec la hauteur brute et une très faible vitesse de rotation entraînant des pertes d'énergie excessives dans la chaîne de transmission de puissance mécanique. La vitesse spécifique  $n_{sQ}$ , telle que calculée avec la formule utilisée pour les turbines, est proche voire plus petite que celle des turbines à impulsion haute chute. Toute tentative d'augmentation du débit entraîne généralement des éclaboussures excessives d'eau hors des godets et des pertes d'énergie accrues. Pour ces raisons, la roue hydraulique par dessus a dû perdre la concurrence avec les turbines hydrauliques au 19ème siècle et se retirer de la scène dans la première moitié du 20ème siècle - même si quelque 50 ans plus tard, la faible vitesse d'une unité hydraulique pouvait avoir été considérée comme un avantage pour des raisons écologiques.

La réponse à la demande d'une unité à faible vitesse et faible hauteur de chute capable de produire de l'électricité dans une quantité typique à d'autres technologies de petite hydroélectricité tout en maintenant la taille de l'installation dans des limites raisonnables est venue à la fin du siècle précédent. En 1992, un ingénieur allemand, le Dr Karl August Radlik, a breveté le concept d'application de la vis d'Archimède, utilisée jusqu'alors dans les applications de pompage, dans le sens inverse - comme moteur hydraulique gravitationnel (Figure 44). Quelque temps plus tard, il a soutenu le professeur Karel Brada, de l'Université technique de Prague, dans ses recherches sur l'optimisation des paramètres des vis d'Archimède. Le concept n'était pas nouveau puisqu'il avait été initialement proposé au début du 19ème siècle par le célèbre ingénieur français C.L. Navier et 100 ans plus tard ont même été enregistrés par W. Moerscher au US Patent Office. Cependant, cela était principalement dû aux efforts du Dr K.A. Radlik et le professeur K. Brada que la première installation hydroélectrique pilote aurait pu démarrer son exploitation à Aufhausen, Bavière en 1997. Les premières installations commerciales ont suivi en 2001 (Lashofer et al., 2013).

La vis d'Archimède, connue en Allemagne sous le nom de ver hydroélectrique (Wasserkraftschnecke), est un moteur gravitationnel typique. Le couple d'entraînement de l'arbre est dû au poids de l'eau se déplaçant vers le bas dans les godets formés par le filet de la vis. Malgré ce principe de fonctionnement assez simple, le dispositif a fait l'objet de nombreuses recherches visant à optimiser des paramètres tels que le nombre de surfaces de vis (filets), le pas, rapport diamètre arbre/pointe, l'angle d'inclinaison de l'axe de l'arbre. De nouveaux progrès découlent de l'expérience technologique, en particulier avec des unités de grandes puissances soumises à des charges statiques importantes. L'expérience pratique avec des conditions hydrauliques variables a également conduit à des innovations telles que l'angle d'inclinaison variable.



**Figure 44: Vue schématique d'un rotor à vis d'Archimède montrant le positionnement instantané de l'eau dans des « godets » formés par les filets de la vis (Rohmer et al., 2016)**

Aujourd'hui, la vis d'Archimède peut certainement être considérée comme l'une des innovations de petite hydroélectricité les plus réussies introduites au cours des deux dernières décennies. Les unités hydrauliques à vis d'Archimède sont fabriquées dans le monde entier par des entreprises assez petites, mais aussi renommées. Dans de nombreux cas, ils sont considérés comme une alternative peu coûteuse et acceptable sur le plan environnemental pour une turbine à flux axial classique.

Du point de vue technique, le principal avantage réside dans des caractéristiques de rendement relativement élevées et plates, se maintenant généralement dans la plage de 80 à 90 % pour les débits supérieurs à 25 % de la valeur nominale. Comme le montrent Lashofer et al (2013), le rendement typique de l'ensemble de l'unité hydroélectrique est compris entre 70 et 80 %. Les inconvénients des capacités de régulation plutôt limitées et du rapport de démultiplication élevé auraient pu être considérablement atténués par l'utilisation de convertisseurs de fréquence qui permettent également de contrôler la vitesse de rotation.

Le grand avantage environnemental - généralement reconnu par les autorités environnementales - est le respect du poisson. Les vis d'Archimède sont non seulement inoffensives pour les poissons qui migrent en aval, mais elles peuvent également être utilisées comme échelle à poissons active ou ascenseur à poissons lorsqu'elles fonctionnent en mode de pompage. Fondamentalement, deux approches sont utilisées dans la pratique. La première consiste à utiliser deux unités fonctionnant en parallèle: l'une en tant que générateur d'électricité entraîné par une vis d'Archimède en mode moteur hydraulique, l'autre en tant que pompe à vis sans fin entraînée par une partie de l'électricité produite dans la première unité (Figure 45, à gauche).

L'approche développée par la société Hydroconnect est plus sophistiquée. La vis de pompage est montée à l'intérieur de l'arbre tubulaire de la première unité. Ainsi, les deux unités sont intégrées. La vis de pompage est entraînée par l'eau se déplaçant vers le bas à travers la vis externe de la machine gravitationnelle (Figure 45), à droite). Dans chaque cas, l'eau qui s'écoule de la machine hydraulique encourage les poissons à passer par l'entrée de l'ascenseur à poisson. Malgré une compacité élevée, la conception présente également certains inconvénients, notamment des problèmes d'attraction des poissons vers l'eau de fuite très turbulente et une technologie plutôt imparfaite de transfert de puissance mécanique via deux courroies de transmission. L'inconvénient d'un effet de paysage substantiel ne peut être considéré comme valable que dans le cas où une comparaison est faite avec les meilleures PCH classiques intégrées au paysage.



Figure 45: Un jeu de vis d'Archimède parallèle par Rehart Power (à gauche) et une vue 3D de l'unité de vis coaxiale Hydroconnect (à droite) au RENEXPO Interhydro Fair en 2017 (source : J. Steller)

La dernière unité hydraulique mentionnée dans cette sous-section est la Steffturbine™. Malgré sa marque déposée, la Steffturbine n'est pas du tout une turbine hydraulique, mais un moteur gravitationnel typique, développé avec succès par Walter Reist Holding AG, spécialiste de la technologie des convoyeurs à bande. La force motrice est le poids de l'eau s'écoulant dans des godets consécutifs formés par des palettes non corrosives réparties sur la courroie (Figure 46). Le principe de fonctionnement est donc exactement le même que celui d'une roue à eau à contre-courant. Les tests de performance menés à l'Université de Munich des forces armées allemandes ont montré une efficacité étonnamment élevée entre 85 et 90 % dans des conditions de fonctionnement favorables (Baselt, Malcherek et Maerker, 2013)

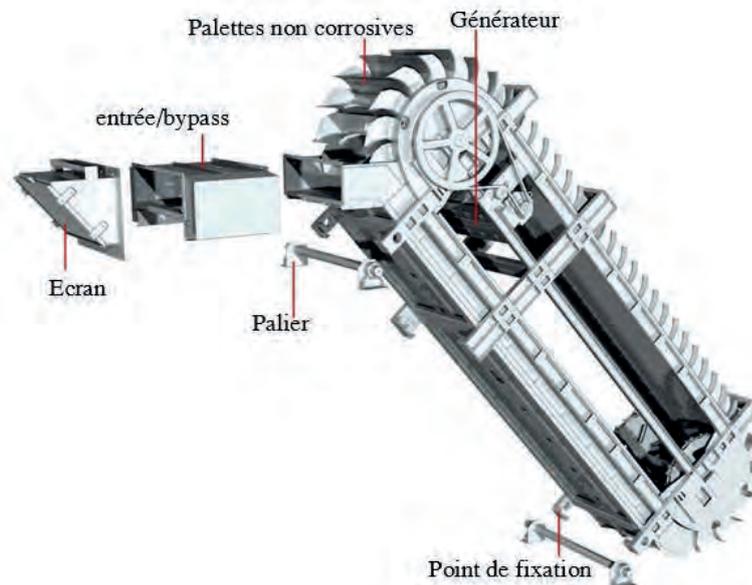


Figure 46: Moteur hydroélectrique Steffturbine™ (Baselt, Malcherek et Maerker, 2013)

### 3.2 Boîtes de vitesses

Dans le cas où le couplage direct des arbres de turbine et d'alternateur n'est pas possible - par ex. en raison d'une vitesse de turbine trop faible, il est généralement nécessaire d'utiliser un multiplicateur de vitesse.

Fondamentalement, il existe deux types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans l'hydroélectricité: a) engrenages dentés et b) entraînements par courroie.

### 3.2.1 Engrenages dentés

Les engrenages dentés peuvent être appliqués dans une gamme complète de petites unités hydroélectriques. Ils peuvent être montés à l'intérieur et à l'extérieur de la turbine. La première solution est typique pour les turbines à bulbe ou submersibles verticales. Dans certains cas, le bulbe de la turbine (capsule) comprend également le générateur. Dans certains autres - seulement un engrenage conique connecté à l'arbre d'un générateur externe (Figure 47). Une boîte de vitesses externe est typique pour les unités verticales et les turbines tubulaires à puit (Figure 48).

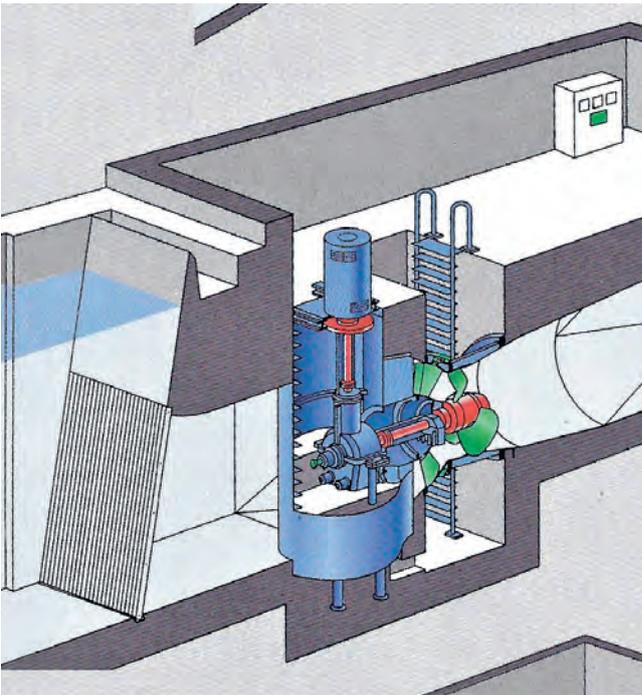


Figure 47: Turbine à puit tubulaire avec multiplicateur de vitesse à engrenages coniques (Voith, 1990s)



Figure 48: Unité Kaplan verticale avec un multiplicateur de vitesse à arbre parallèle (Eisenbeiss, 2016)

L'engrenage denté peut être relié directement ou indirectement à l'arbre de la turbine. Afin d'éviter tout risque de défaillance dû à un désalignement et/ou à des vibrations, des accouplements sont souvent appliqués. Au moins un des accouplements reliant la boîte de vitesses aux arbres de turbine et d'alternateur doit être flexible.

En cas de puissances inférieures, les engrenages à denture droite sont utilisés. Pour les plus hautes - des engrenages à denture hélicoïdale, double hélicoïdale (chevrons) et courbe (par exemple, engrenages coniques en spirale ou hypoïdes) peuvent être appliqués. Le type et la taille des engrenages sont choisis en fonction du type et de la configuration de la turbine (arbre horizontal, vertical ou incliné) ainsi que de la situation du générateur.

Les types de base de multiplicateurs de vitesse à utiliser dans les unités hydroélectriques sont les suivants:

- engrenages droits (engrenages droits à roues cylindriques, Figure 49);
- engrenages coniques (avec roues coniques, Figure 50);
- engrenages planétaires (épicycloïdaux) (Figure 51).

Garantir la durée de vie attendue et un fonctionnement silencieux nécessite une haute qualité de fabrication. Des aciers appropriés doivent être utilisés. Les surfaces dentaires doivent être durcies et rectifiées. La haute qualité de l'alignement et des roulements utilisés ainsi que la sélection appropriée des lubrifiants sont essentielles. Les engrenages dentés utilisés dans les unités hydrauliques sont généralement conçus comme des multiplicateurs de vitesse et produits par des fabricants expérimentés. Dans certains cas, des réducteurs de vitesse sont également déployés. Lors de la sélection d'un réducteur de vitesse à utiliser comme multiplicateur de vitesse, le surplus de puissance doit être nécessairement être validé par le fournisseur. Dans le cas d'un réducteur de vitesse de dérivation typique, le rapport de surplus de puissance est  $f=1,5$ .

Les principaux avantages d'un engrenage à dents comprennent une structure compacte et un rendement élevé (généralement proche de 98 %, selon le type de nombre d'étages et le rapport de transmission). Parmi les inconvénients, on compte les coûts de fabrication élevés et les émissions sonores possibles.

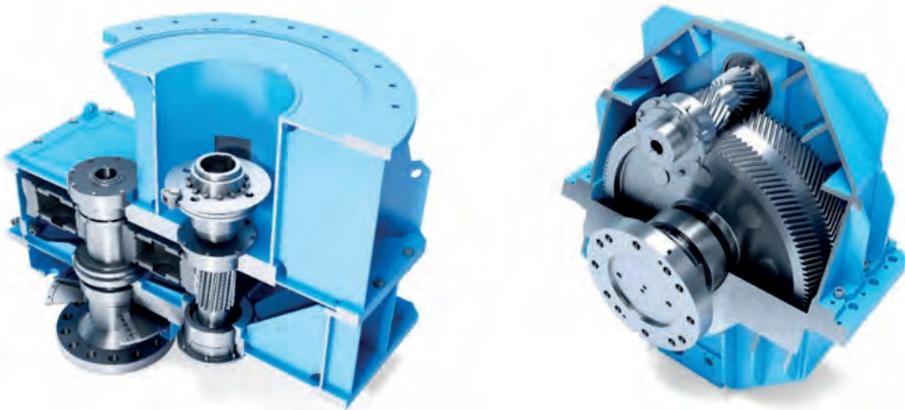


Figure 49: Engrenages cylindriques dédiés aux turbines Kaplan verticales (à gauche) et aux turbines tubulaires à puits (à droite) (Eisenbeiss,2016)

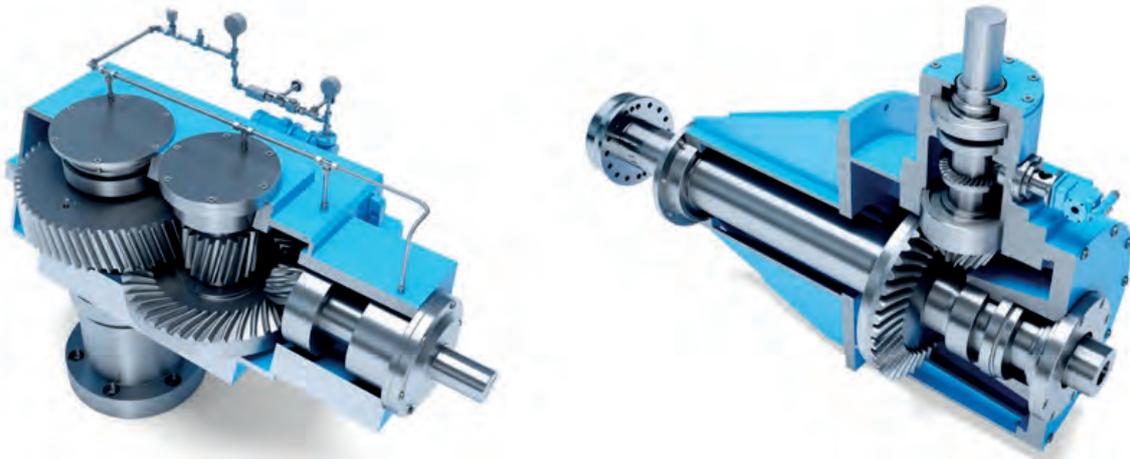
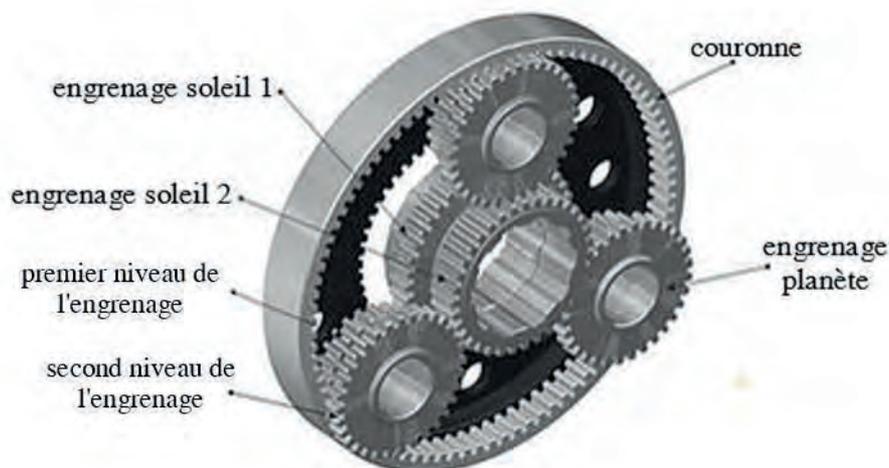


Figure 50: Engrenages coniques entraînant un générateur horizontal (gauche) et vertical (droit) (Eisenbeiss, 2016)



**Figure 51:** Un engrenage planétaire double comme proposé par Rohloff AG (2020)

Les progrès de la science des matériaux et de la technologie FAO au cours des dernières décennies ont montré un impact profond sur la qualité de la fabrication des engrenages. La capacité à reprendre des forces très importantes et à transférer des couples considérables sans risque accru de défaillance des engrenages ou de réduction de la durée de vie moyenne a clairement favorisé le développement d'unités tubulaires compactes à engrenages coniques. D'autre part, l'amélioration de la qualité des engrenages planétaires ainsi que la technologie à vitesse variable basée sur des générateurs à aimants permanents et des convertisseurs de courant ont permis une nouvelle diminution de la taille de la capsule de la turbine tubulaire - à un certain stade, contribuant sûrement à la propagation des unités submersibles.

### 3.2.2 Transmission par courroie

Les transmissions par courroie sont généralement utilisées dans les unités hydrauliques d'une capacité allant jusqu'à 500 kW. Les courroies de transmission peuvent être divisées en fonction de leurs profils en coupe transversale en tant que profil plat et profilé en V (Figure 52). De plus, les courroies peuvent être crantées. Les courroies crantées sont également appelées courroies dentées, horaires et synchrones.

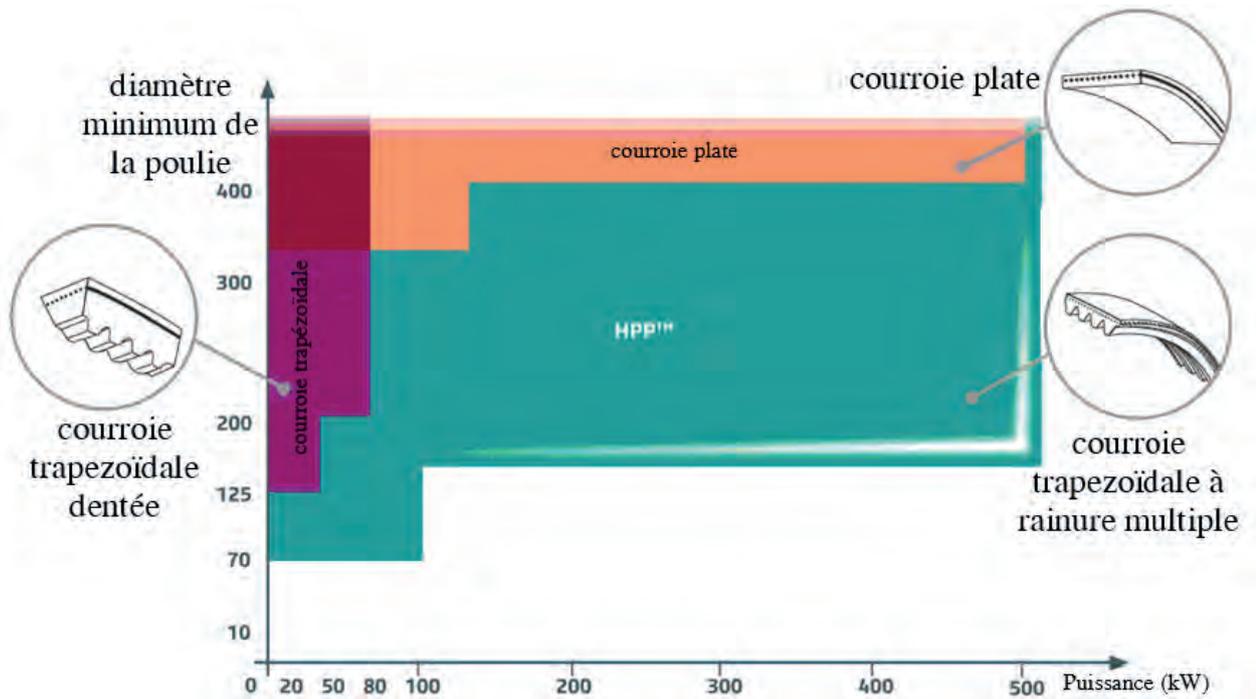


Figure 52: Domaine d'application de 3 types de courroies de transmission comme proposé par Hutchinson (2020)

Les courroies de transmissions classiques (Figure 53) transmettent le couple de l'arbre de la turbine à celui du générateur par frottement entre les poulies et la courroie en contact avec elles. Les poulies à courroie plate présentent un profil légèrement convexe empêchant la courroie de glisser vers le bas de la poulie. Les poulies de la courroie trapézoïdale sont rainurées.

L'obtention de la force de friction requise dans les entraînements à courroie plate nécessite une tension importante de la courroie. Il est donc recommandé d'éviter de régler la poulie de turbine directement sur l'arbre de turbine. L'utilisation d'un arbre séparé, relié à la poulie au moyen d'un accouplement flexible, présente un effet avantageux sur le système de palier de turbine. L'angle de contact requis entre les poulies et la courroie plate augmente la distance entre les poulies et entraîne une taille d'entraînement beaucoup plus élevée que dans le cas d'un entraînement par courroie trapézoïdale.



Figure 53: Transmissions à courroie plate dans les micro-installations hydroélectriques (Burger Wasserkraftanlagen, 2020)

Les transmissions par courroie trapézoïdale transmettent le couple avec un coefficient de frottement apparemment accru, ce qui entraîne une diminution du rendement du multiplicateur de vitesse. Une tension plus faible est requise que dans le cas des courroies plates. Les courroies liées sont généralement recommandées

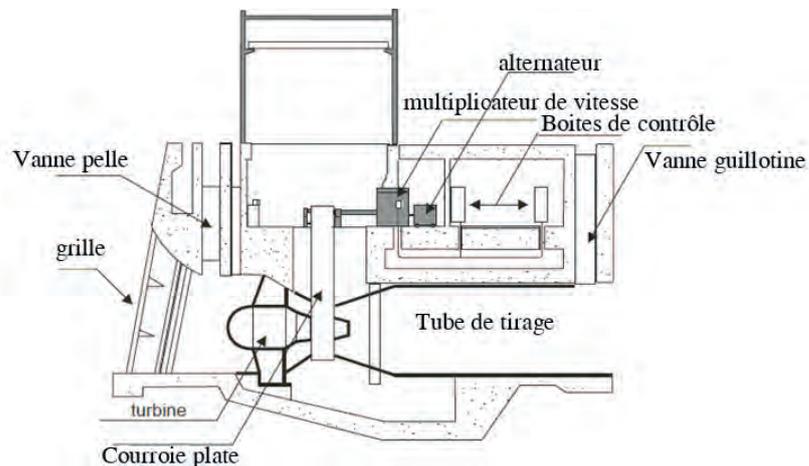
dans les transmissions par courroie trapézoïdale. Cette solution garantit une charge uniforme de toutes les courroies dans un package et augmente la durée de vie du système de transmission.

Les avantages de la transmission par courroie comprennent un fonctionnement silencieux et un rendement élevé. Les entraînements à courroie plate affichent un rendement d'environ 99 %, tandis que le rendement des entraînements à courroie trapézoïdale est d'environ 98 % et plus. Leur avantage par rapport aux engrenages dentés réside également dans des coûts de fabrication bien inférieurs. L'inconvénient général est une taille beaucoup plus élevée par rapport aux engrenages dentés et la nécessité d'ajuster la distance entre les poulies.

Dans le passé, les transmissions à courroie plate étaient largement utilisées dans les petites centrales hydroélectriques, également pour la transmission de couple dans les régulateurs de vitesse mécaniques. En raison de leur faible prix, ils sont toujours considérés comme une option raisonnable dans certaines micro-installations érigées à la place d'anciens moulins et équipées de turbines Francis verticales. Les transmissions par courroie trapézoïdale sont plus fréquemment utilisées dans les unités horizontales.

Au cours des dernières décennies, les courroies dentées sont de plus en plus utilisées. La transmission de puissance à l'aide des courroies dentées est une option de conception très compacte. Le couple n'étant pas transmis par frottement, les courroies nécessitent une tension minimale afin d'éviter que les dents de la courroie sautent de celles de la jante de la poulie. Cette caractéristique augmente sensiblement la durée de vie des paliers de turbine et permet de situer la poulie motrice directement sur l'arbre de turbine. Dans le même temps, il faut remarquer que les transmissions par courroie crantée sont plus bruyantes que celles avec courroies plates et profilées en V.

La Figure 54 montre un exemple intéressant de combinaison de l'entraînement par courroie plate avec un multiplicateur de vitesse basé sur un engrenage à dents afin de transmettre le couple mécanique de turbine à bulbe depuis le bord de roue de turbine sur l'arbre du générateur. À la fin du siècle précédent, cette configuration straflo était considérée comme une alternative aux petits engrenages coniques. Des versions simplifiées, avec poulie de turbine située dans la bulbe, ont également été fabriquées.



**Figure 54: Une unité mini straflo avec transmission de puissance combinée à partir de la jante du patin au moyen d'une courroie plate et d'un multiplicateur de vitesse à engrenages (ESHA, 2004)**

De nos jours, les boîtes de vitesses prévalent généralement dans le cas des petites unités hydrauliques modernes de taille moyenne avec une vitesse de rotation de la turbine inférieure à celle d'un générateur à 8 pôles (375 tr/min). La majeure partie des progrès liés aux systèmes de transmission de puissance mécanique est liée à la technologie de fabrication permettant de produire des engrenages et des courroies de plus en plus durables. Dans le même temps, des générateurs à aimants permanents avec des systèmes de conversion d'énergie électrique prennent pleinement en charge la fonction d'engrenages mécaniques dans les micros et mini centrales

hydroélectriques européennes. Des systèmes à vitesse variable basés sur des générateurs asynchrones plus sophistiqués, mais toujours très coûteux, sont également connus de la grande hydroélectricité.

### 3.3 Générateurs

L'énergie mécanique de l'ensemble rotatif de l'unité hydroélectrique est convertie en électricité au moyen de générateurs. En pratique, on rencontre trois types de générateurs triphasés à courant alternatif: synchrones, asynchrones et synchrones à aimants permanents. Les différences sont essentielles car elles concernent à la fois la construction et le principe de fonctionnement.

#### 3.3.1 Paramètres de base

Les caractéristiques les plus essentielles du générateur sont décrites par les paramètres nominaux suivants: tension  $U$ , la puissance  $S$ , le facteur de charge  $\cos \varphi$ , la fréquence  $f$ , la vitesse de rotation  $n$ , la tension d'excitation  $U_{exc}$  et le courant d'excitation  $I_{exc}$  (dans le cas de générateurs synchrones).

La vitesse de rotation synchrone [tr/min] dépend de la fréquence du réseau et du nombre de pôles  $p$  selon la relation suivante:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}$$

La tension et le courant assignés, exprimés en volts [V] et ampères [A], sont définis dans leurs valeurs efficaces. De plus, le terme de tension nominale fait référence à la tension interphase. La relation entre la tension interphase (ligne/ligne) et la tension de phase (ligne/neutre), respectivement  $U_{L-L}$  et  $U_{L-N}$ , est décrite par la dépendance:

$$U_{L-L} = \sqrt{3} \cdot U_{L-N}$$

La puissance du générateur est exprimée au moyen de la puissance apparente  $S$  exprimée en volt-ampères [VA] et égale la somme des puissances dans toutes les phases:

$$S = 3 \cdot U_{L-N} \cdot I = \sqrt{3} \cdot U_{L-L} \cdot I$$

La puissance apparente est une somme géométrique des puissances active (utilisable) et réactive, respectivement  $P$  et  $Q$ :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

La puissance active générée par le générateur et exprimée en watts [W] est définie par la formule

$$P = S \cdot \cos(\varphi)$$

avec  $\varphi$  désignant le déphasage entre courant et tension.

La puissance réactive, exprimée en VAR, découle de la formule

$$Q = S \cdot \sin(\varphi)$$

La puissance réactive peut être le caractère inductif (avec la tension précédant le courant) ou capacitif (avec le courant précédant la tension).

Un paramètre important est également le rendement  $\eta$  définissant la fraction d'énergie mécanique délivrée à l'arbre du générateur qui peut être convertie en énergie électrique, utile pour le consommateur.

### 3.3.2 Générateurs synchrones

Les générateurs synchrones sont généralement utilisés dans des unités hydrauliques dont la capacité n'est pas inférieure à plusieurs centaines de kW. Le stator de la machine synchrone représente un enroulement CA triphasé tandis que l'enroulement CC (excitation) est compris dans le rotor. L'enroulement d'excitation peut être alimenté par un générateur représentant une partie du groupe hydraulique (excitation rotative) ou par un redresseur alimenté par une source externe d'électricité (excitation statique). En fonctionnement, le rotor et le champ magnétique du stator conservent un positionnement relatif constant (rotation synchrone), ce qui équivaut à maintenir une vitesse constante lors du fonctionnement en parallèle à un réseau rigide. Dans le cas d'une unité synchrone fonctionnant dans un système d'alimentation électrique, la commutation du générateur sur le réseau est appelée synchronisation. Les conditions suivantes doivent être remplies:

- même ordre de phase entre le générateur et le réseau;
- concordance des fréquences du générateur et du réseau;
- concordance des tensions au niveau du générateur et du réseau
- concordance des déphasages.

Les générateurs synchrones remplissent un rôle essentiel dans le réseau électrique en permettant une capacité de fonctionnement autonome (fonctionnement du réseau isolé) et de reconstruction du système électrique (démarrage depuis l'arrêt) ainsi que la régulation de la tension et de la puissance réactive. Les inconvénients comprennent des coûts de déploiement plus élevés des unités synchrones et des systèmes auxiliaires.

### 3.3.3 Générateurs asynchrones

Les générateurs asynchrones (Figure 55) sont généralement utilisés dans les centrales électriques de puissance relativement faible (jusqu'à 1 MW). Les moteurs à induction typiques sont généralement déployés à cette fin. Le stator de ce type de machine se présente sous la forme d'un enroulement triphasé alternatif alors que le rotor représente une cage compacte. En fonctionnement, le rotor change de positionnement par rapport au stator (les flux magnétiques rotor et stator se déplacent de manière asynchrone l'un par rapport à l'autre). La machine asynchrone fonctionnera comme un générateur si sa vitesse de rotor est supérieure à celle de générateur synchrone. Fondamentalement, les générateurs asynchrones vont générer de l'électricité lorsqu'ils travaillent en parallèle au réseau électrique fournissant la puissance réactive nécessaire à la magnétisation (courant magnétisant). Le fonctionnement autonome d'un générateur asynchrone est possible, mais nécessite l'application de systèmes supplémentaires permettant d'exciter la machine et de stabiliser la tension et la fréquence.

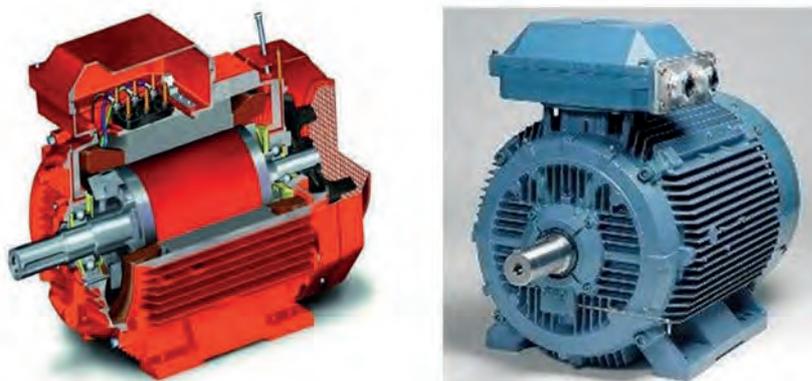


Figure 55: Générateurs asynchrones (Little, 2016)

Parmi les avantages du générateur asynchrone, il faut compter sa conception simple et son faible coût. Les inconvénients comprennent l'incapacité de fonctionner de manière autonome (l'exploitation en réseau isolé

nécessite l'emploi de systèmes auxiliaires spécialisés) et la nécessité d'une compensation de puissance réactive. L'inconvénient supplémentaire est la nécessité d'utiliser un multiplicateur de vitesse permettant le transfert de puissance mécanique de l'arbre de la turbine hydraulique à celui du générateur.

### **3.3.4 Générateurs à aimants permanents synchrones**

Le stator des générateurs synchrones à aimants permanents est généralement fabriqué sous la forme d'un enroulement triphasé tandis que l'enroulement d'excitation est remplacé par des aimants permanents. Dans ce type de machines, les valeurs de tension et de fréquence générées dépendent de la vitesse de rotation.

Un rendement élevé dans une large gamme de vitesses de rotation doit être considérée comme un avantage significatif. Les inconvénients comprennent un coût relativement élevé et la nécessité d'utiliser des systèmes de conversion de puissance électroniques permettant un fonctionnement en parallèle avec le réseau.

### 3.4 Systèmes de conversion de l'électronique de puissance

Les systèmes électroniques de puissance revêtent une importance de plus en plus grande dans l'ingénierie de l'énergie électrique. Initialement, l'application des systèmes de conversion de puissance se limitait à l'utilisation de redresseurs non contrôlés dans les systèmes d'alimentation des appareils à courant continu ou à la charge d'accumulateurs représentant une réserve d'alimentation électrique. L'étape suivante consistait à utiliser des redresseurs contrôlés dans les systèmes d'excitation. Le développement de l'électronique de puissance et des systèmes de contrôle électronique a finalement abouti au remplacement progressif des systèmes d'excitation traditionnels basés sur des machines tournantes par des systèmes statiques.

Aujourd'hui, l'utilisation de systèmes de conversion d'électronique de puissance pour contrôler la vitesse de rotation du groupe hydraulique est une pratique de plus en plus fréquente. La régulation de vitesse au moyen de systèmes de conversion de puissance est basée sur une commande appropriée de la charge unitaire. À cette fin, on utilise les convertisseurs CA/CA avec une tension et une fréquence côté générateur adaptées aux paramètres du réseau électrique. En même temps, les convertisseurs assurent le contrôle de la charge du générateur de manière à assurer le fonctionnement optimal de l'unité. Les transistors IGBT sont le plus souvent utilisés comme composants de puissance à semi-conducteurs dans les systèmes de conversion haute puissance (Figure 56).

L'utilisation de systèmes de conversion de puissance permet d'une part d'éliminer l'engrenage mécanique et d'autre part - permet un fonctionnement à vitesse variable de la machine hydraulique qui se traduit par une meilleure utilisation des ressources hydroélectriques (fonctionnement à vitesse optimale qui est d'une importance particulière pour les turbines à simple régulation). De plus, les systèmes de conversion de puissance sont des équipements nécessaires pour des unités avec des générateurs synchrones à aimants permanents dont la tension et la fréquence dépendent de la vitesse de rotation. Les deux doivent être adaptés aux paramètres du réseau électrique au point de connexion au réseau.

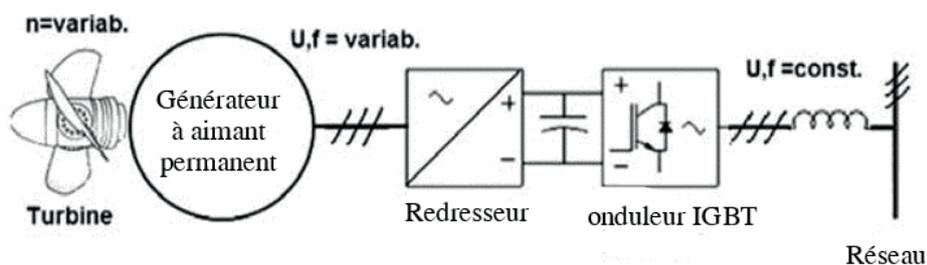


Figure 56: Schéma d'une unité électronique de puissance avec un thyristor ou un redresseur IGBT actif et un onduleur IGBT (Sobczyk et al., 2010)

### 3.5 Autres équipements électriques et systèmes de commande

L'exploitation d'une centrale hydroélectrique nécessite des équipements électriques appropriés, depuis les générateurs jusqu'aux équipements auxiliaires et aux lignes de transmission. Les générateurs convertissent l'énergie mécanique en énergie électrique qui est ensuite transmise aux récepteurs via des lignes de transmission électriques. Les lignes de transport sont développées en tant que lignes aériennes et souterraines. Les soi-disants lignes sous-suspendues - avec un câble de transmission suspendu aux poteaux électriques. Afin de réduire les pertes de transmission, des lignes de transmission sont érigées pour des tensions supérieures à celle du générateur. Dans de tels cas, des transformateurs permettant d'adapter la tension générée par l'unité à celle du réseau électrique sont nécessaires. De plus, la transmission d'énergie électrique nécessite des équipements auxiliaires et des appareillages de commutation. Les équipements auxiliaires comprennent les appareils nécessaires au fonctionnement de la centrale électrique, mais qui ne participent pas au processus de production d'électricité - par ex. moteurs de pompe à huile ou de déshydratation. Les appareils de commutation permettent

une bonne distribution de l'électricité sur les circuits individuels et le fonctionnement du système électrique (activités de connexion). Les équipements électriques comprennent également des instruments de mesure ainsi que des dispositifs de protection et de contrôle.

La production d'électricité nécessite un contrôle approprié de tous les appareils participant à ce processus. Actuellement, le personnel est soutenu par des systèmes de contrôle facilitant l'exploitation de la centrale électrique. Le système de contrôle largement conçu comprend des instruments de mesure ainsi que des dispositifs de protection et de contrôle. L'interaction avec le personnel/l'utilisateur est également possible. Enfin, les systèmes de contrôle développés de manière appropriée permettent le fonctionnement de la centrale électrique sans personnel et/ou le contrôle à distance. L'intégration de toutes les tâches susmentionnées contribue à faciliter le travail du personnel, à augmenter la sécurité de l'approvisionnement en électricité et à réduire les coûts d'exploitation - par ex. en introduisant les composants de maintenance prédictive et de diagnostic évitant les pannes majeures.

Les systèmes de contrôle contemporains sont généralement caractérisés par une structure à plusieurs niveaux - c'est-à-dire que les dispositifs individuels sont équipés de systèmes de contrôle dédiés (par exemple, le régulateur de turbine) qui sont incorporés dans le système de contrôle des équipements des groupes (par exemple le contrôleur de bloc) puis dans le système de contrôle et de supervision de la centrale électrique.

Les automates programmables ont une importance considérable dans les systèmes de contrôle. Ces contrôleurs sont fournis avec un ensemble d'entrées et de sorties analogiques et numériques sélectionnées de manière appropriée et permettent la transmission de données entre les appareils. De plus en plus fréquemment, les systèmes de contrôle des appareils individuels sont également équipés de panneaux de commande permettant de surveiller ou de modifier leurs paramètres de fonctionnement.

La visualisation et le contrôle du fonctionnement de la centrale électrique sont généralement effectués à partir du niveau du poste opérateur connecté au système de contrôle et de supervision. Généralement, le système permet de surveiller l'état des équipements et leurs paramètres techniques tels qu'affichés dans les schémas technologiques (Figure 57). Les tâches du système comprennent également le signalement des événements actuels, tels que le dépassement des valeurs d'alarme ou de déclenchement, l'enregistrement des événements et des paramètres, l'analyse des enregistrements archivés. Des exemples typiques sont présentés sous forme de captures d'écran prises à partir d'un système de contrôle et de supervision dans l'une des centrales hydroélectriques polonaises équipées de 2 turbines Kaplan et 1 Francis. Les panneaux violet, vert et jaune de la Figure 57 indiquent respectivement le démarrage, l'arrêt et l'arrêt d'urgence. Le panneau de démarrage du fonctionnement en isolé peut être vu en plus dans le cas de l'unité 2. Une pression incorrecte dans le boîtier en spirale immédiatement après l'arrêt est indiquée en rouge sur la Figure 58.

La tendance générale est d'effectuer la plupart des activités en mode automatique, après l'apparition et la satisfaction de certaines exigences spécifiques. Par exemple, le processus de démarrage doit être précédé par l'atteinte de l'état de préparation au démarrage (sans excitation de sauvegarde). Ensuite, l'opérateur émet la commande de démarrage. Après cette étape ponctuelle, les étapes consécutives de la procédure de démarrage sont exécutées, chaque étape suivante ne commençant qu'après que les conditions nécessaires soient remplies (par exemple, la vitesse requise est atteinte avant le début du processus de synchronisation). Toute perturbation dans le fonctionnement de l'unité ou le déroulement de la séquence est signalé à l'opérateur (avec la source du problème indiquée) et le système entreprend l'activité adéquate à la situation survenue.

Les composants essentiels du système de commande généralement conçu sont des dispositifs de protection dont la tâche est de veiller au fonctionnement sûr de l'équipement, de minimiser la probabilité d'une panne et de minimiser leurs conséquences. Contrairement à la situation précédente dans l'automatisation de la protection de l'alimentation électrique avec des fonctions de protection individuelles attribuées à des appareils séparés, le marché contemporain est dominé par des appareils numériques remplissant un certain nombre de fonctions de

protection qui permettent à l'utilisateur de configurer ses paramètres au moyen du logiciel approprié. Par exemple, la liste respective des mesures de protection des générateurs comprend entre autres la protection contre les surintensités, les défauts à la terre, les sous et sur fréquences, les surtensions et les sous-tensions, la protection contre les inversions de puissance. Outre les protections complexes, ils assurent également la communication avec les systèmes de surveillance et de contrôle et fournissent les données de mesure. Dans le cas d'une partie hydromécanique, la fonction de protection (par exemple contre la température, le niveau d'huile trop élevé ou trop bas) est remplie par des contrôleurs d'appareils séparés ou par le système de surveillance.

Afin d'augmenter la fiabilité de la production d'électricité, de réduire les coûts d'exploitation et d'améliorer le confort de travail du personnel, les systèmes de contrôle font l'objet d'un développement continu. Leur stade d'avancement et de complexité est démontré par le nombre de variables de processus dans un système de commande d'unité hydraulique, souvent aussi élevé que plusieurs centaines. Bien entendu, le personnel non assisté ne serait pas en mesure de surveiller un tel nombre de paramètres. Les systèmes de surveillance informatisés facilitent le fonctionnement irréprochable de la centrale électrique empêchant l'opérateur des actions non autorisées dans une situation donnée. L'importance des systèmes de contrôle automatique pour la sécurité des centrales électriques et le fonctionnement sans faille de la centrale peut être facilement démontrée par un exemple de processus de synchronisation qui peut entraîner de graves conséquences s'il est mal conduit. La bonne synchronisation « manuelle » a toujours exigé une expertise substantielle. Aujourd'hui, même la première synchronisation (lors de la mise en service de l'unité) est souvent réalisée au moyen d'un synchroniseur automatique, car cette technique est considérée comme une solution plus sûre. Les systèmes de contrôle permettent une régulation automatique des paramètres de fonctionnement de l'unité hydraulique/de la centrale électrique/du réseau électrique tels que le niveau d'eau, la puissance et la tension. Les systèmes de contrôle contemporains permettent également d'augmenter l'utilisation du potentiel hydroélectrique et de diminuer les coûts d'exploitation de la production d'électricité en introduisant des algorithmes de contrôle assurant le fonctionnement optimal des appareils.

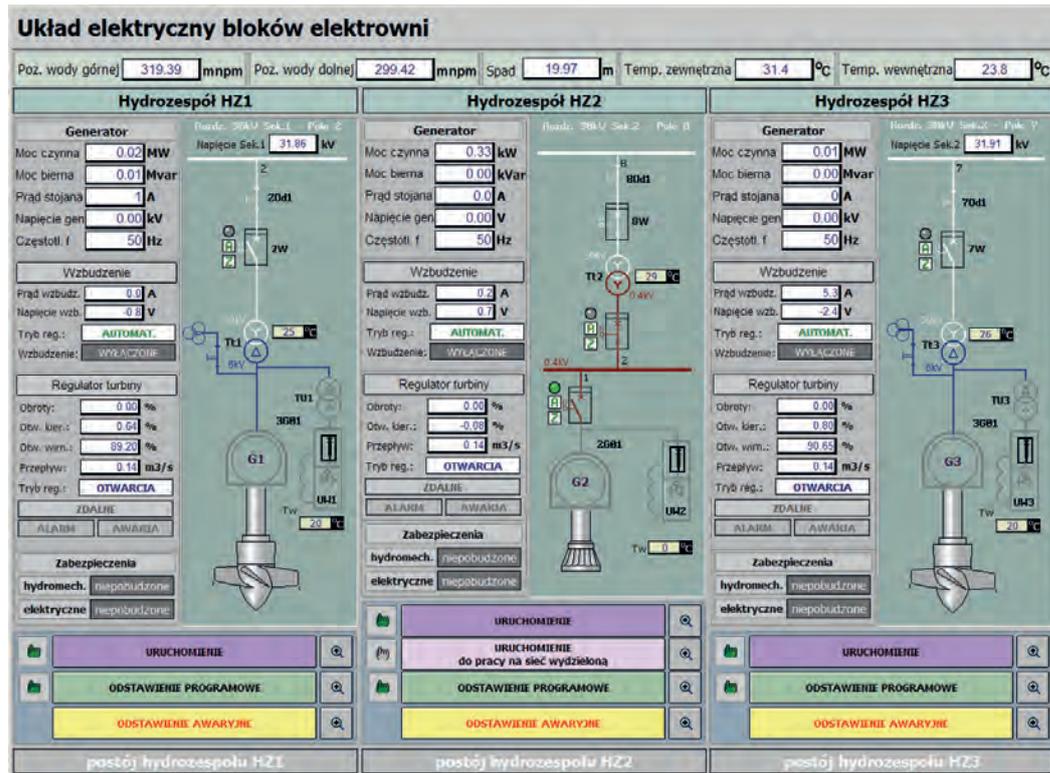


Figure 57: Schéma du système électrique d'un bloc d'alimentation de PCH dans le sud de la Pologne. Une capture d'écran prise à l'arrêt depuis le système de supervision et de contrôle de la centrale (avec l'aimable autorisation de PGE EO SA)

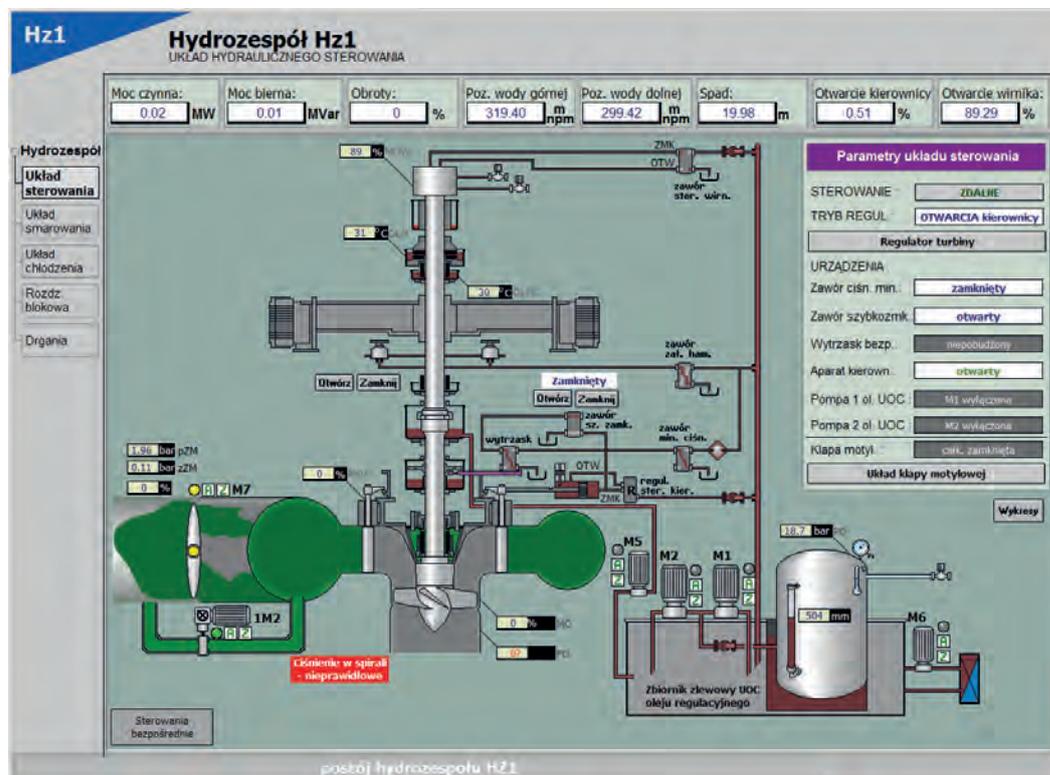


Figure 58: Schéma du système de commande hydraulique de l'unité 1 de la PCH de la figure 57. Une capture d'écran prise immédiatement après l'arrêt du système de surveillance et de contrôle de la centrale (avec l'aimable autorisation de PGE EO SA)

## 3.6 Ouvrages hydromécaniques en acier

Le processus de conversion d'énergie mécanique en électricité dans une centrale hydroélectrique classique (non hydrocinétique) commence à la prise d'eau et se termine dans le canal de fuite. Indépendamment des infrastructures de génie civil. Le progrès significatif qui a eu lieu dans la technologie hydroélectrique au cours des dernières décennies concerne non seulement les unités hydrauliques, mais aussi:

- les grilles et dégrilleurs;
- les vannes de prises et d'évacuateurs de crues ;
- les conduites forcées;
- les vannes d'entrée de turbine hydraulique.

De plus, divers agencements décourageant le poisson d'entrer en contact avec les grilles et d'entrer dans la prise d'eau sont utilisés au niveau du canal d'aménagé. Dans la mesure du possible, leur tâche consiste à guider les poissons vers les installations de migration en aval.

### 3.6.1 Barrages flottants et grilles

L'entrée des centrales hydroélectriques modernes est souvent protégée par 2 ou 3 ouvrages mécaniques:

1. Les barrages flottants qui peuvent arrêter les débris flottants et guider les gros corps flottants, tels que les troncs d'arbres, loin de la chambre de mise en charge de la centrale électrique ;
2. Les grilles primaires et secondaires empêchant des débris de différentes tailles de pénétrer dans la turbine

Les barrages flottants contemporains sont de plus en plus souvent fabriqués à partir de plastiques ou de matériaux composites liant faible poids à une résistance mécanique élevée et une absence de risque de corrosion. En général, ils sont ancrés à un lit de rivage ou à un pont dédié. Parfois, un piège à débris est inclus dans leur configuration. Le marché est largement dominé par des produits brevetés aux États-Unis et au Canada, tels que Tuffboom de Worthington et Elastec. Cependant, la technologie est également largement utilisée en Europe. Certaines entreprises européennes proposent également des produits alternatifs pour les installations à petite échelle, comme les barrages gonflables (Bolina Booms, 2020).

Les grilles (tamis d'entrée) sont généralement fabriquées en acier inoxydable et parfois également en barres en plastique. La structure typique se compose d'une série de barres de section transversale presque rectangulaire reliées par des bielles. En règle générale, le plan de la grille est dévié de moins de 30 ° du plan vertical. L'espacement des barres des grilles fines varie d'une largeur libre de 12 mm pour les petites turbines Pelton haute chute à un maximum de 150 mm pour les grandes turbines hélice (ESHA, 2004). Un espacement allant jusqu'à 100 mm ou même plus est rencontré dans le cas des grilles primaires. L'espacement fin des grilles est souvent le résultat d'un compromis entre les exigences environnementales (voir section 3.7) et la volonté de l'exploitant de l'usine d'éviter des pertes hydrauliques excessives. Les pertes hydrauliques des grilles propres peuvent être estimées à l'aide des formules disponibles dans la plupart des manuels pertinents. Dans de nombreuses installations contemporaines, une augmentation des pertes charge des grilles qui est mesurée par la différence de niveau d'eau active les dégrilleurs automatiques.

Généralement, les grilles sont montées en segments permettant un démontage facile pour la réparation ou le remplacement. Des précautions doivent être prises pour éviter les vibrations provoquées par exemple par les tourbillons de Von Karman ou les fluctuations de pression dans le système de débit de la turbine.

Dans la plupart des mini centrales hydroélectriques, les grilles sont équipées de dégrilleurs qui peuvent représenter divers principes de conception et de fonctionnement. Fondamentalement, des appareils mobiles et fixes sont utilisés, en fonction du nombre d'unités. Les dispositifs de câble métallique et de chaîne à entraînement électrique sont toujours rencontrés dans les grandes et assez petites usines, respectivement. Les dispositifs à

câble métallique sont souvent équipés de râteaux à main permettant de décoller les débris même du voisinage direct de la grille. Les dégrilleurs télescopiques et articulés à entraînement hydraulique sont plus typiques de la plupart des mini et petites installations hydroélectriques modernes (Figure 59). L'offre des fabricants européens est assez abondante et présente de nombreuses solutions de conception innovantes

Dans le cas de certaines petites installations hydroélectriques, les prises par en dessous (par exemple la prise tyrolienne) avec des grilles horizontales ou presque horizontales autonettoyantes sont également utilisées. Un exemple intéressant est le tamis Coanda constitué d'une série de fils à section cunéiforme (Figure 60) et utilisant l'effet de l'adhérence du courant d'eau à la surface solide. L'avantage d'une telle conception est le transport facile en aval de tout débris ou gravier et d'éviter tout dommage aux poissons qui glissent simplement sur la surface incurvée de l'écran Coanda vers le lit du cours d'eau alimenté par un écoulement résiduel. En raison des pertes hydrauliques substantielles, les entrées de type tyrolienne et Coanda sont principalement utilisées dans les systèmes à haute chute dans les pays alpins.

Plus d'informations sur les grilles sont fournies dans le sous-chapitre 3.7.3.



Figure 59: Dégrilleur articulé de la PCH de Januskowice - Rivière Oder, Pologne (source : J. Steller)

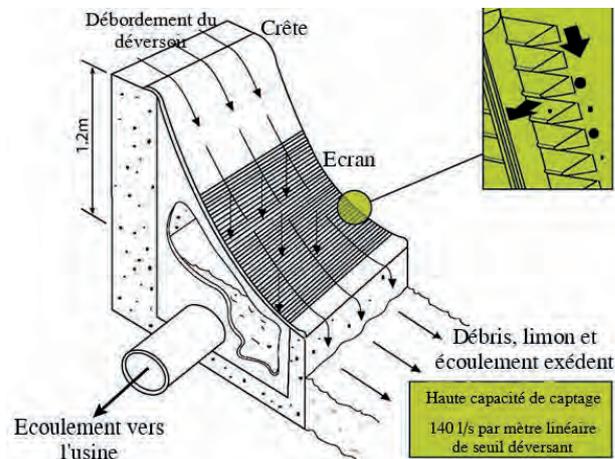


Figure 60: Écran Coanda Aquashear (Dulas Ltd, 2020)

### 3.6.2 Vannes de prises et d'évacuateurs de crues

Les vannes guillotines ou les vannes wagon, généralement en fonte, en acier ou en panneaux de bois sont les dispositifs d'arrêt les plus courants aux prises d'eau de nombreux systèmes d'écoulement de centrales hydroélectriques (ESHA, 2004). Leurs principales tâches peuvent être résumées comme suit:

1. Pour arrêter l'écoulement de l'eau dans les situations d'urgence ;
2. Pour permettre l'assèchement du système d'écoulement de la centrale ;
3. Pour permettre une mise en eau contrôlée du système d'écoulement de la centrale.

Parfois, les vannes guillotines sont également situées aux sorties du tube de tirage. Dans les petites centrales hydroélectriques modernes, les vannes pelles sont souvent entraînées hydrauliquement et contrôlées par le système de contrôle de la centrale électrique. Les vannes guillotines et wagon à entraînement électrique sont rencontrés dans certaines petites et grandes installations. L'utilisation de ceux à entraînement manuel est aujourd'hui très limitée et concerne principalement les déversoirs. Dans les installations basse chute, la fonction d'un dispositif d'arrêt d'urgence peut être assurée par une soupape d'admission ou même par les aubes de la turbine seuls. Les batardeaux (Figure 61) sont principalement utilisés à des fins d'assèchement et peuvent jouer

la fonction de stoplogs de maintenance. Cependant, dans l'installation d'une puissance et/ou d'une hauteur de chute plus élevées, la mise en eau commence toujours et est effectué plus longtemps en utilisant les conduits de dérivation dans la structure de prise d'eau

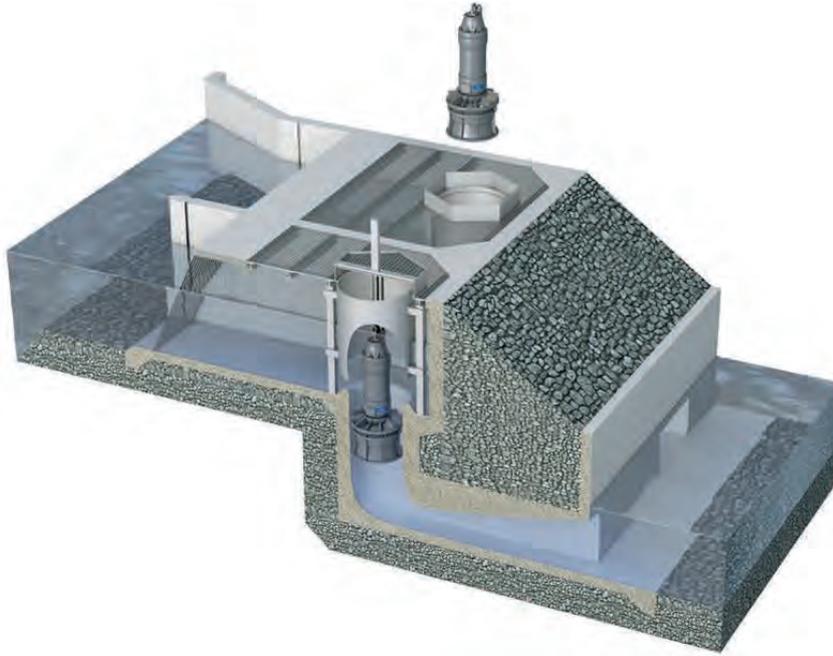
D'autre part, dans les installations à moyenne et haute chute avec de longues conduites pressurisées, les vannes de prise à fermeture rapide (d'urgence) sont souvent une mesure d'une importance clé dans la chaîne de diverses protections de la centrale. Cependant, exactement dans ce cas, il est également essentiel que tous les dispositifs de fermeture - vanne de prise, vanne d'entrée de la turbine et aubes ou buses à aiguilles - soient utilisés dans le bon ordre et à la vitesse prescrite afin de minimiser les conséquences dangereuses du rejet de charge et des transitoires hydrauliques résultants.

La pression de l'eau du canal d'amenée est généralement capable d'améliorer l'étanchéité de la vanne de prise. Néanmoins, cette mesure peut être considérée comme insuffisante pour éviter des fuites importantes et effectuer des travaux de révision majeurs à l'intérieur du système d'écoulement de l'installation. Une double fermeture sans possibilité d'ouverture accidentelle peut être considérée comme essentielle pour des raisons de sécurité. Par conséquent, les vannes de prise sont généralement équipées d'ouvertures de révision situées dans les parois latérales de prise directement en amont des vannes murales s'il y en a. Les poutres ou planches en bois sont généralement utilisées comme batardeaux dans les petites installations.



**Figure 61: Prise d'eau de la PCH de Rutki – Cascade Radunia, Pologne (source : archives IMP PAN)**

En plus des vannes guillotines ou des vannes wagon, des vannes radiales et cylindriques ainsi que des vannes papillon sont également utilisées aux prises d'eau des centrales hydroélectriques (Daniel et Paulus, 2019). La Figure 62 montre une application de vanne cylindrique à l'entrée de petites turbines à écoulement axial submersibles. Cependant, une disposition similaire est également utilisée aux prises d'eau verticales de certaines grandes centrales hydroélectriques avec stockage.



**Figure 62: Une petite centrale hydroélectrique avec deux Flygt submersibles et des vannes d'admission cylindriques (Flygt, 2020)**

La plupart des barrages hydroélectriques sont équipés de déversoirs régulés ou non régulés. Alors que les premiers peuvent être utilisés à diverses fins liées au contrôle des rejets et/ou du niveau d'eau, la tâche principale des déversoirs immobiles est de protéger le barrage et les autres structures ou équipements connexes contre les dommages dus à un débordement d'eau incontrôlé à travers la crête du barrage. Également dans le cas où la vanne d'évacuateur de crue montre une capacité trop faible ou n'est plus contrôlable. Par conséquent, les déversoirs non régulés sont généralement érigés comme des déversoirs (chute) avec un lit de voie navigable à une partie spécialement formée par la pente du barrage et/ou un canal de dérivation. Les déversoirs à axes verticaux dits « Morning Glory » avec des tunnels fournissant de l'eau en aval du barrage sont également utilisés.

Les vannes de déversoir régulés sont utilisées en différentes versions: outre les vannes pelles (coulissante, ou des vannes wagon) qui peuvent être utilisées aussi bien dans les petites que les grandes installations, des vannes à clapet, à volet, au toit et surtout radiales sont utilisées (Daniel et Paulus, 2019). Les vannes radiales peuvent être articulées à des piliers (support de type goupille) entre les segments de déversoir ou au seuil du déversoir (support linéaire). Les vannes radiales articulées aux piliers sont souvent nommées vannes à segments ou Tainter d'après le nom de leur inventeur, tandis que les vannes à secteurs sont généralement articulées au seuil du déversoir. Les vannes de secteur peuvent généralement être cachées dans le lit du seuil lorsque la vanne est ouverte. Le schéma d'une vanne Tainter typique située au-dessus d'un déversoir de trop-plein très souvent appelé le déversoir ogee est illustré à Figure 63.

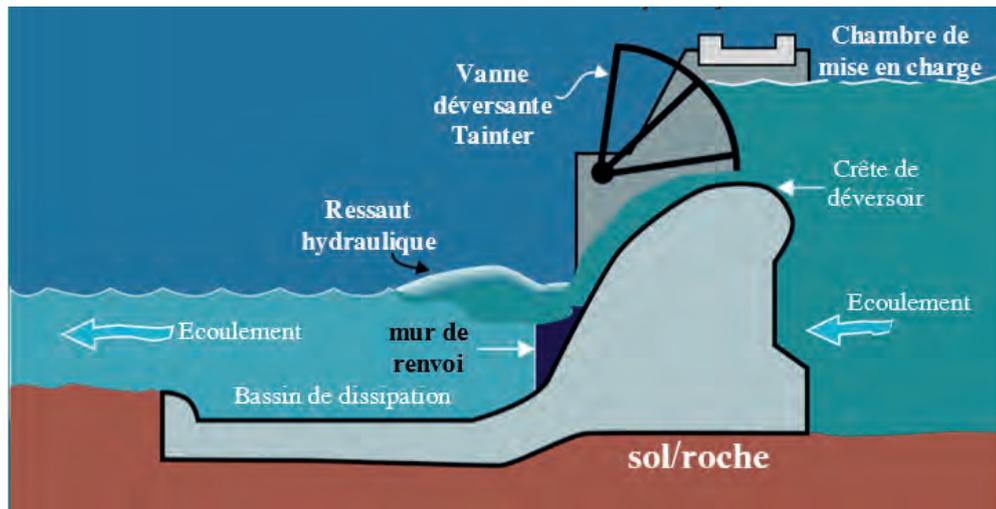


Figure 63: Vanne à segment (Tainter) (USACE, n.d.)

Les vannes à clapet sont traditionnellement largement utilisées dans de nombreuses applications à faible chute. La Figure 64 montre une version à crête articulée typique. Cependant, certaines autres configurations, y compris des volets articulés à la butée et à un bord de plaque du corps de la vanne Tainter sont également largement utilisées. (Figure 65).



Figure 64: Vanne clapet articulée à la crête du seuil à la PCH Rzczyca - Rivière Wierzycza, Pologne (source : J. Steller)

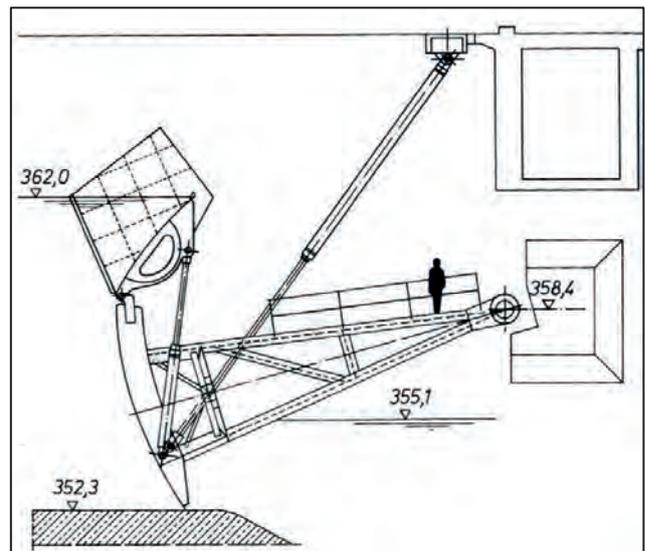


Figure 65: Vanne à clapet à ventre de poisson articulée sur un bord de la vanne Tainter. CH Perach - Rivière Inn, Allemagne (Raabe, 1985)

Les déversoirs gonflables sont des vannes flexibles sous la forme d'une vessie en feuille de caoutchouc renforcée gonflée à l'air ou à l'eau, ancrée à une fondation en béton par des boulons d'ancrage intégrés dans la fondation. Comme toute autre vanne, le déversoir gonflable a besoin d'un mécanisme par lequel il est ouvert et fermé. Le déversoir est relevé lorsqu'il est rempli d'eau ou d'air sous pression. Un compresseur d'air ou une pompe à eau est connecté, via un tuyau, à la vessie en caoutchouc. Lorsque la vessie est remplie, la vanne est soulevée ; lorsqu'elle est dégonflée, le déversoir repose à plat sur sa fondation, en position complètement ouverte (Figure 66, à gauche). Le système devient compétitif par rapport aux vannes à clapet traditionnelles lorsque la largeur du déversoir est grande par rapport à la hauteur (ESHA, 2004).

Bien qu'ils aient été développés et brevetés à l'origine aux États-Unis par les sociétés Flexidam – Imbertson, Firestone et Bridgestone dès les années 1950 aux années 1960, les déversoirs gonflables ne se sont généralisés

en Europe que dans les années 1980. À ce stade, une version alternative - avec une vessie gonflée ou un ensemble de vessies supportant une rangée de flashboards en tôle d'acier (Figure 66 à droite) – a été brevetée par la société américaine Obermeyer Inc. qui reste un fournisseur leader de ce type d'équipement. Aujourd'hui, les déversoirs gonflables sont fabriqués dans le monde entier avec Dyrhoff Ltd et Rubena (Trelleborg Bohemia) gardant le rôle de leader en Europe. Alors que la hauteur de barrage typique ne dépasse pas 3 à 4 m, des déversoirs d'une hauteur supérieure à 8 m sont également rencontrés dans les voies de navigation intérieure.

Les vessies de déversoir gonflables sont généralement fabriquées à partir d'un composite multicouche constitué de caoutchouc avec un matériau polyamide et polyester. Le matériau polyamide est généralement responsable de la résistance à la traction nécessaire, tandis que le caoutchouc externe augmente la résistance aux rayons UV ainsi que la résistance à l'érosion par les particules et aux possibles plaques gelées de floe en hiver (Figure 67).

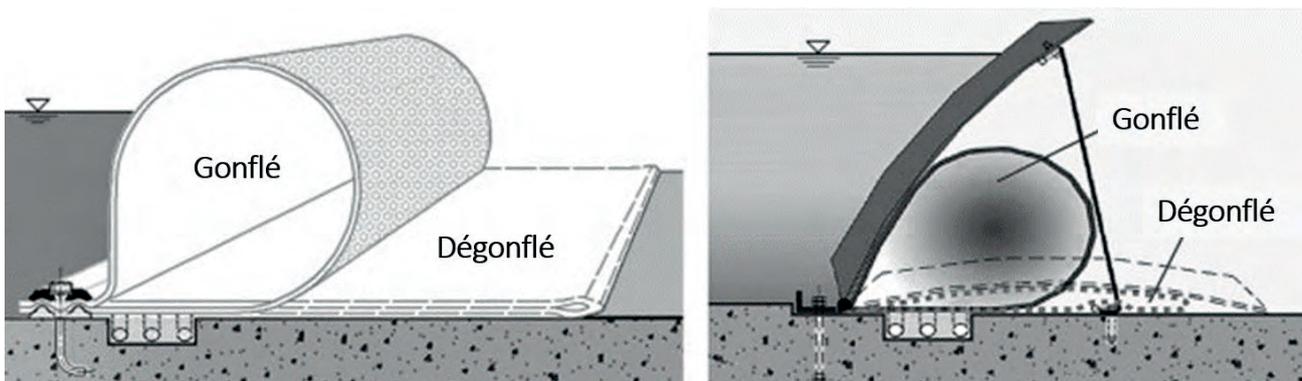


Figure 66: Principe de fonctionnement du déversoir gonflé (Daniel & Paulus, 2019)



Figure 67: Barrage gonflable en hiver et en été, Kliczkow SHP - rivière Kwisa, Pologne (Polniak, 2015)

Comme déjà mentionné, éviter les conséquences d'un débordement incontrôlé d'eau à travers la crête du barrage nécessite une augmentation rapide du débit de déversement en réponse à la crue, même si les vannes régulées sont déjà complètement ouvertes ou ne sont plus contrôlables. A cet effet, les déversoirs de trop-plein sont souvent équipés de dispositions spéciales permettant un déversement beaucoup plus élevé que celui d'un déversoir immobile typique. Généralement, l'objectif est atteint en allongeant la crête du déversoir ou en abaissant son élévation. La première mesure est effectuée en façonnant la crête sous une forme de labyrinthe. L'abaissement de l'élévation de la crête est obtenu en utilisant des vannes de piège à ours, des siphons, des hausses fusibles et des déversoirs à ressort. Leur grand avantage est un déversement élevé immédiatement après

le dépassement du niveau d'eau critique (ESHA, 2004). En outre, dans le cas de certaines techniques, un phénomène d'hystérésis se produit, car le déversement ne se termine qu'après que l'eau soit tombée bien en dessous du niveau auquel elle a commencé.

La Figure 68 montre le schéma d'une hausse fusible traditionnelle conçue par une société française Hydroplus. Il n'y a pas de déversement tant que le niveau de barrage maximal autorisé n'est pas atteint. Une fois que cela se produit, la boîte à hausses fusibles s'éloigne de sa position d'origine et un déversement intense commence. Un certain nombre d'autres modèles basés sur des principes similaires sont également disponibles dans le commerce.

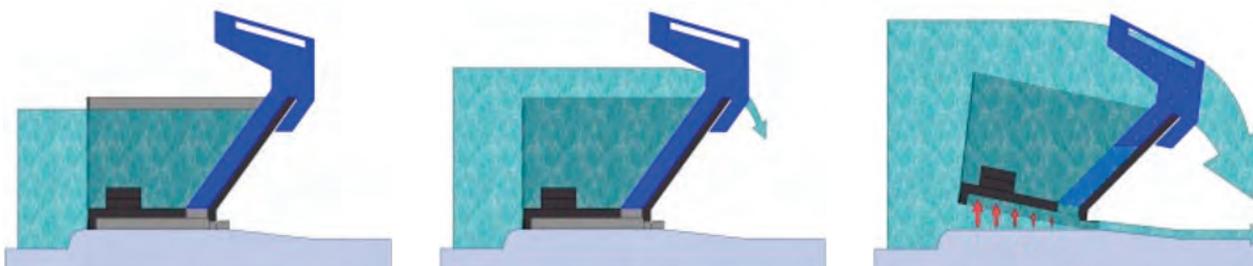


Figure 68: Vanne fusible Hydroplus Classic. Principe de fonctionnement (Hydroplus, 2020)

Un design encore plus simple et très élégant est représenté par le soi-disant déversoir à ressort proposé par Wiegand. Le composant principal de l'agencement est une plaque élastique montée à la crête du déversoir existant et déviant sous le poids de l'eau endiguée (Figure 69). Le problème clé est la qualité du matériau qui doit montrer à la fois une élasticité élevée, une limite d'élasticité très élevée et une résilience élevée aux conditions environnementales difficiles. Selon Wiegand, il est possible d'augmenter le niveau de barrage autorisé de 70 cm au-dessus de celui du déversoir d'origine. Cependant, seules les applications à faible et très faible chute sont connues à ce jour.

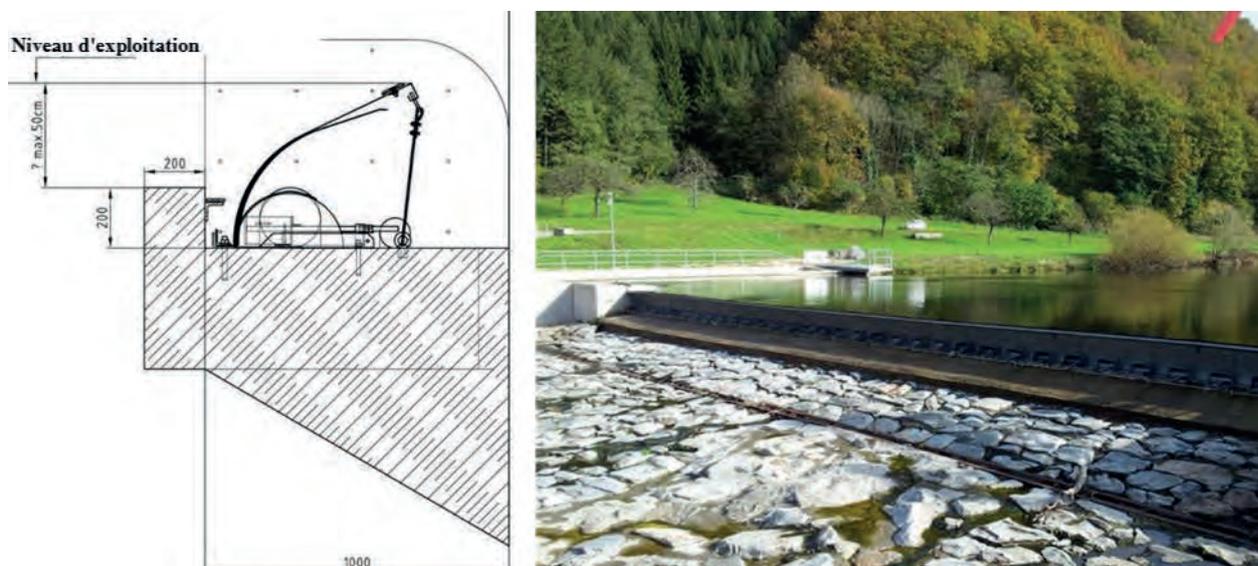


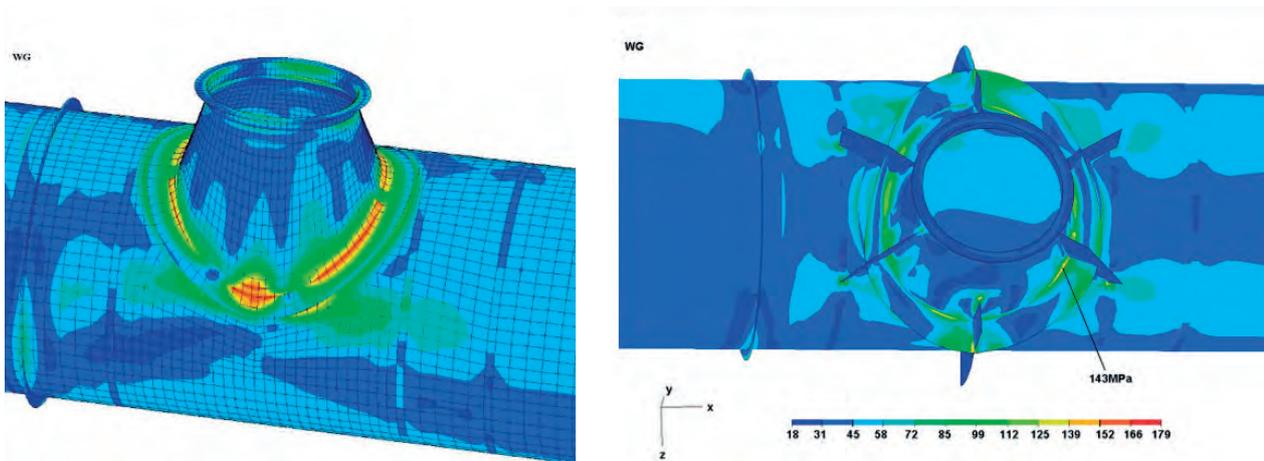
Figure 69: Principe de fonctionnement du barrage à ressort et installation existante à Hausach - Kinzig, Allemagne (Wiegand, 2020)

### 3.6.3 Conduites forcées

Les conduites forcées sont des conduits sous pression fournissant de l'eau à la turbine. Le matériau et la technologie de la conduite forcée peuvent être assez diversifiés, en fonction de la chute, du débit et des ressources disponibles localement. En général, des tubes en acier soudés fabriqués sur place sont utilisés pour

les débits et les diamètres plus importants. Une sélection appropriée du matériau et de la procédure de soudage ainsi que des soudeurs expérimentés sont nécessaires afin de minimiser les imperfections du joint soudé entraînant une augmentation des contraintes et des déformations locales, survenant en particulier pendant les transitoires hydrauliques accompagnant les démarrages et les arrêts des unités hydrauliques et les rejets de charge. Bien que certaines inflexions mineures puissent s'éteindre avec le temps en raison de la déformation plastique, une attention particulière doit être accordée à tous ces sites. En raison de leur bas prix et de la répétabilité élevée du processus de soudage, les tubes en acier soudés à la machine en spirale peuvent être considérés comme une option raisonnable s'ils sont disponibles dans les tailles requises. La procédure de soudage contemporaine comprend généralement un test de diagnostic approfondi de la qualité de la soudure. Dans le cas de conduites forcées de grande taille et certaines plus anciennes, les évaluations de la durée de vie résiduelle, basées également sur les mesures d'épaisseur de paroi et de contrainte, sont répétées au cours de l'exploitation. Les aspects de fatigue liés au nombre de phénomènes transitoires sont toujours inclus dans l'analyse.

Lors de l'évaluation de la qualité du système de conduite forcée soudée, une attention particulière doit être accordée aux éventuelles bifurcations et autres nœuds structuraux de branchement qui peuvent nécessiter des dispositions supplémentaires de réduction des contraintes. Le logiciel d'analyse de structure solide basé sur la méthode des éléments finis (MEF) est utilisé de nos jours avec celui de l'analyse des transitoires hydrauliques pour évaluer la contrainte attendue et sélectionner les mesures de soulagement des contraintes les plus appropriées (Figure 70). Dans le cas de segments de conduite droite, ceux-ci peuvent également inclure une introduction de précontrainte au moyen de bandages en stylo. Les outils de calcul mentionnés sont utilisés directement et indirectement par pratiquement tous les bureaux d'études concernés en Europe.



**Figure 70:** Distribution de l'effort de traction ( $\text{MN/m}^2$ ) au nœud de branchement de la conduite forcée (Adamkowski et al, 2019)

Pour des diamètres plus petits, on peut choisir entre des tubes en acier manufacturé ou en fonte ductile, des tubes en plastique toujours plus compétitifs et ceux en béton armé. Dans certains pays en développement, les douves en bois créosoté sous pression, les tubes à bande d'acier sont considérés comme une alternative.

Dans le cas des tuyaux en acier et en fonte ductile, le rapport  $H/Q^{1/3}$  est parfois utilisé comme paramètre de sélection du matériau (Figure 71). Les tuyaux en acier fabriqués sont fournis avec des joints à emboîtement et à douille et des joints en caoutchouc « O », ce qui élimine le soudage sur site, ou avec des brides soudées, boulonnées sur site. Les joints de conduite les plus typiques sont illustrés à la Figure 72. Les joints de presse-étoupe, de bride ou de douille à emboîtement introduisent une sorte de dilatation nécessaire pour survivre en toute sécurité aux charges mécaniques et thermiques variables. Les joints de bride sont généralement utilisés chaque fois qu'un appareil nécessitant un démontage éventuel - par ex. soupape d'entrée de turbine - doit être

connectée alors que les joints de dilatation sont utilisés aux connexions avec des éléments d'installation rigides, tels que des blocs d'ancrage et un distributeur de turbine.

Au cours des dernières décennies, une offre compétitive de conduites forcées et de revêtements de conduite forcée a également augmenté, en matériaux tels que les Polymères Renforcés de Verre (PRV), les polymères renforcés de fibres de verre et de carbone (respectivement PRFV et PRFC) et le polyéthylène haute densité (PEHD). Le remplacement de certains plastiques précédemment proposés, tels que le PVC (polychlorure de vinyle) ou le PE (polyéthylène), est lié à des propriétés fonctionnelles plus élevées illustrées par les matériaux nouvellement introduits. Les avantages les plus importants sont les faibles pertes hydrauliques, les faibles coûts de maintenance en raison de l'absence de risque de corrosion et la basse célérité des vagues de pression conduisant à des coups de bélier mineurs. Les fournisseurs revendiquent également des paramètres de résistance mécanique élevés et une résistance à l'érosion abrasive ainsi qu'à d'autres impacts environnementaux, tel que le rayonnement UV. Le diamètre maximum disponible est de 4000 mm.

Le principal fournisseur mondial de conduites en PRV est la holding Amiblu dont le siège est à Klagenfurt, en Autriche, et des installations de production en Allemagne, en Espagne, en Pologne et en Roumanie. Amiblu combine Amiantit Europe et sa technologie Flowtite, et Hobas Europe, qui fait partie de WIG Wietersdorfer Holding. Les tuyaux Flowtite sont construits comme un sandwich structurel, en utilisant une technologie d'enroulement filamentaire continu. Les fibres de verre continues à haute résistance résistent aux cercles de contraintes de la pression interne, tandis que les fibres coupées offrent une excellente résistance aux contraintes axiales, aux chocs et aux charges de manutention. La structure stratifiée se compose de couches fortement renforcées, séparées par un noyau compact et renforcé rempli de silice pour offrir une rigidité à la flexion optimale (Figure 73). Une autre technologie de coulée centrifuge est utilisée par Hobas. Le bras de la machine de fabrication alimente toutes les matières premières - fibres de verre hachées, plastiques thermosensibles (résines polyester insaturé ou vinylester) et agents de renforcement - dans un moule à rotation rapide. Couche par couche, dans un processus prédéfini, la paroi du tuyau est construite de l'extérieur vers l'intérieur (Amiblu, 2020)

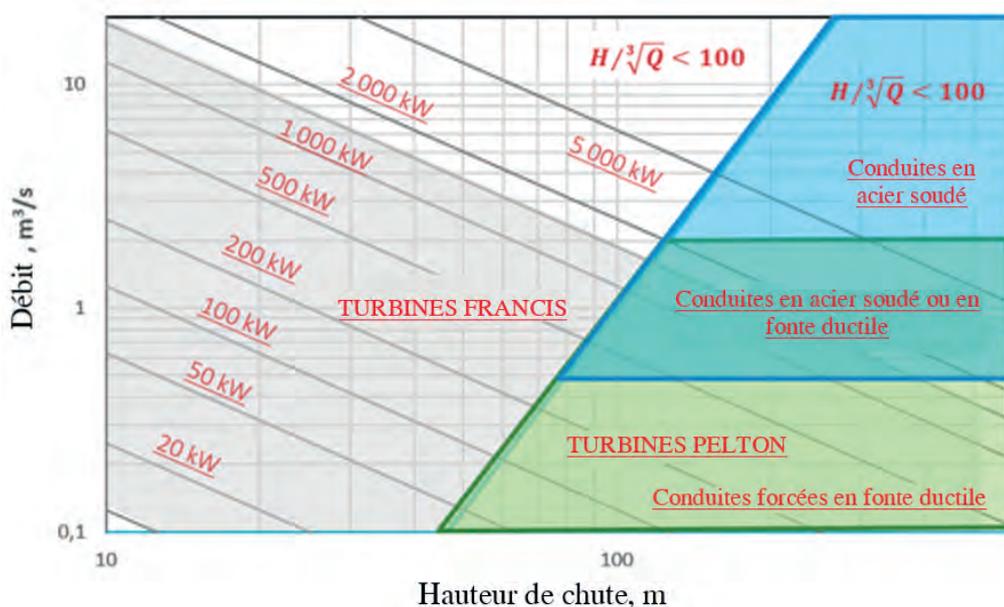


Figure 71: Plages d'applications typiques pour les conduites de petite hydroélectricité en acier et en fonte ductile (Steller, 2020 après anon)

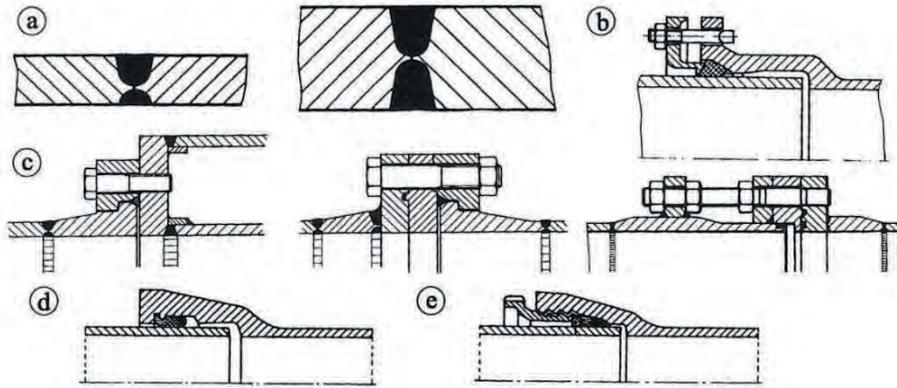


Figure 72: Joints typiques de la conduite forcée en acier et en fonte ductile: a) joints soudés ; b) les articulations des glandes ; c) joints de bride ; d) joints à bout uni ; e) joints à bout fileté (Giesecke & Mosonyi, 1998)

Les conduites forcées en PRV sont de plus en plus utilisées aussi bien dans les nouvelles installations que dans celles réhabilitées. Parfois en remplacement suite à la défaillance précédente de la conduite forcée (Figure 73). Parmi les conduites hydrauliques PRV les plus importantes, on peut compter celles de la centrale hydroélectrique de Schwarzach (hauteur de chute de 264 m, longueur de la conduite forcée 4,3 km, augmentation prévue à 16,9 MW, Autriche) et la centrale de pompage turbinage de Feldsee (Hauteur de chute de 524 m, 70 MW, Autriche). Dans le dernier cas, la tuyauterie Flowtite est utilisée comme revêtement dans le tunnel rocheux.

La fabrication en sandwich offre un résistance et une stabilité

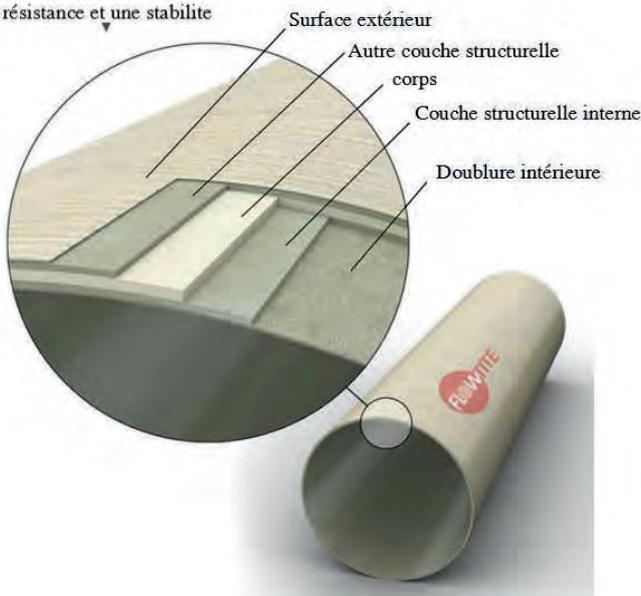


Figure 73: Structure de tuyau Flowtite (à gauche) et remplacement d'un segment de conduite forcée en bois par un pipeline Hobas PRV (à droite). Jackman Hydro Station, Hills-borough, New Hampshire, États-Unis (Amiblu, 2020)

À l'exception des plus grands diamètres et en cas de conditions géotechniques suffisamment stables, des conduites forcées enfouies sont souvent recommandées, à condition qu'il n'y ait qu'un minimum d'excavation de roche nécessaire. Les joints de dilatation et les ancrages en béton peuvent ainsi être éliminés car le remblai de sable-gravier fournit une isolation naturelle. La peinture d'entretien et l'emballage anticorrosion ne sont pas nécessaires, bien que les mesures de protection soient d'une importance essentielle au stade de l'installation

(Gordon et Murray, 1985). Dans le cas où l'option de la conduite forcée de surface a été sélectionnée, une conception appropriée et une fondation fiable des blocs d'ancrage et des supports de la conduite forcée sont d'une importance cruciale pour la sécurité de la conduite forcée. Leur rôle fondamental dans la dissipation de l'énergie de fluctuation de pression lors des transitoires hydrauliques est difficile à surestimer. En fait, quels que soient les facteurs tels que la défaillance du support ou le déplacement dû à des glissements de terrain ou à des tremblements de terre, la menace fondamentale pour la sécurité de la conduite forcée provient du phénomène répété des coups de bélier accompagnant les démarrages et les arrêts, et en particulier les arrêts d'urgence et les rejets de charge. L'augmentation ou la diminution de la pression d'inertie résultant de la décélération ou de l'accélération de la colonne de liquide peut être évaluée à partir du deuxième principe de la dynamique comme

$$\Delta p = -\frac{\rho}{A} \frac{dQ}{dt}$$

avec  $\rho$ ,  $A$  et  $Q$  représentant la densité du liquide, la section transversale de la conduite forcée et le débit. En fait, l'équation est la base pour dériver la méthode de mesure de débit pression-temps (Gibson). Le modèle purement inertiel suppose une incompressibilité du liquide (vitesse du son infinie) et conduit à une montée en pression infinie en cas d'arrêt soudain de la colonne de liquide. Arriver à une valeur physiquement justifiée nécessite d'inclure la compressibilité de l'eau dans les considérations, ce qui était déjà fait à la fin du 19e siècle.

Selon la formule de N. Joukovsky, l'augmentation de pression maximale due à un arrêt soudain de la colonne de liquide est:

$$\Delta p_{\max} = -\rho c \Delta Q / A$$

avec  $c$  pour la célérité du son. La formule est considérée comme valide dans le cas où la durée du processus de fermeture est plus courte que le temps de réflexion de l'onde de pression. Sinon, les effets d'interférence d'inertie et d'onde de pression doivent être pris en compte. Ces aspects de transitoires hydrauliques et d'autres - y compris la séparation de la colonne d'eau - sont dûment inclus dans la plupart des logiciels modernes utilisés de nos jours par les bureaux d'études et de conseil concernés ainsi que par les instituts de recherche et développement collaboratifs. Dans le cas des centrales hydroélectriques avec des turbines réactives, inclure les caractéristiques des turbines dites à 4 quadrants et la loi de fermeture des aubes comme l'une des conditions aux limites, est d'une importance clé pour la prédiction fiable des transitoires hydrauliques dans la conduite forcée et de la montée de la vitesse de rotation de l'unité hydraulique après la coupure du raccordement au réseau. L'application de la loi optimisée de fermeture des aubes est une mesure opérationnelle clé utilisée pour atténuer les conséquences indésirables des processus d'arrêt rapide (méthode dite de course de vanne).

Des mesures visant à atténuer les effets des transitoires hydrauliques sont également entreprises par le concepteur du schéma de d'aménagement qui, en plus de la conduite forcée, peut également inclure un canal de dérivation à surface libre et/ou un tunnel sous pression avec revêtement en acier ou en béton. Le principal dispositif de génie civil atténuant les transitoires hydrauliques est une chambre d'équilibre utilisée pour atténuer l'augmentation de l'onde de pression et dissiper son énergie.

### 3.6.4 Vannes d'entrée de la turbine hydraulique

Les vannes peuvent être rencontrées sur diverses positions d'un système d'écoulement d'une installation hydroélectrique, y compris la prise d'eau, l'entrée de la turbine, l'entrée des conduites de purge. Des vannes d'aération sont parfois incluses dans un équipement de turbine hydraulique - utilisées pendant le fonctionnement normal (par exemple, turbines à flux transversal classiques), à la fin de l'arrêt de la turbine ou simplement pour arrêter une turbine en configuration siphon.

De nombreuses turbines à basse chute, en particulier les Kaplan - aussi bien celles à carter semi-spiral que celles en configuration tubulaire - utilisent des vannes guillotines comme seuls dispositifs de coupure, souvent exclues des procédures d'arrêt d'urgence. Dans le cas où l'eau est fournie par une conduite forcée, les vannes d'entrée

sont montées à l'entrée du distributeur permettant ainsi l'isolement du système d'écoulement de la turbine de l'installation d'entrée.

Bien que les obturateurs cunéiformes soient encore utilisés dans certaines installations, les vannes papillon, rotatives et à soupape (Figure 74 et Figure 75) sont généralement utilisées aux entrées des distributeurs de turbine. Les actionneurs hydrauliques sont généralement utilisés dans les installations modernes et plus grandes. En cas de hautes chutes (> 200 m), il est recommandé d'utiliser de l'eau sous pression (chute) au lieu de l'huile. Des contrepoids sont utilisés afin de diminuer l'effort nécessaire à la fermeture et de permettre la fermeture automatique en cas d'urgence.

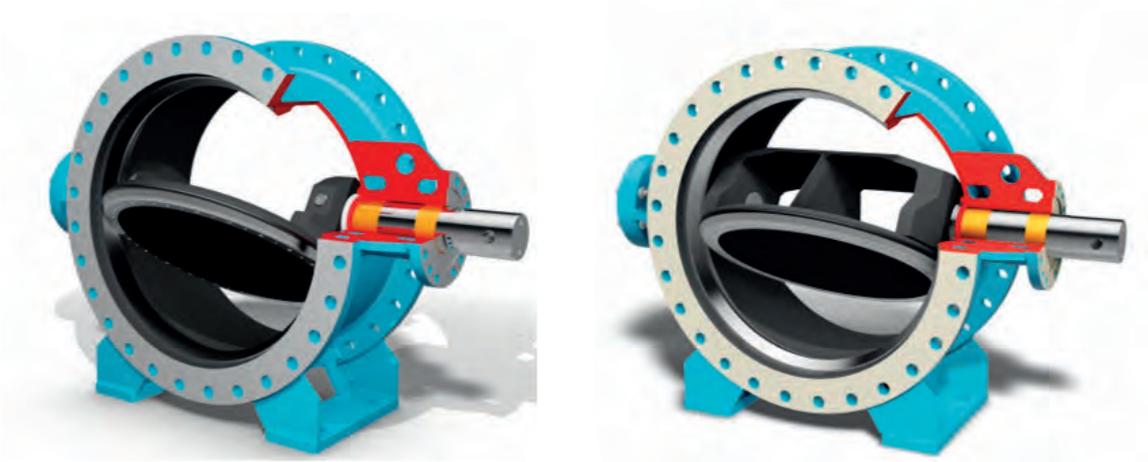


Figure 74: Vannes papillon proposées par la société TB Hydro (TB Hydro, 2020)

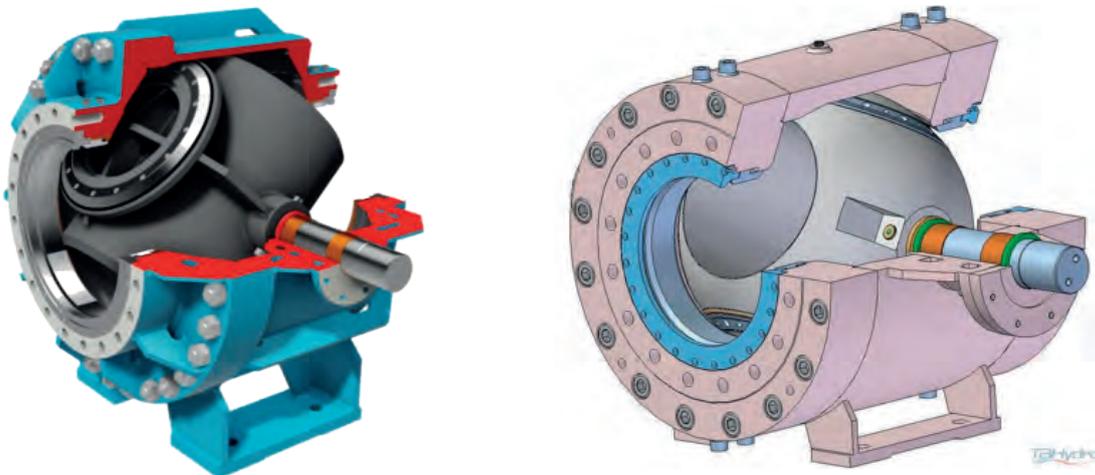


Figure 75: Vannes rotative et à soupape proposées par la société TB Hydro (TB Hydro, 2020)

### 3.7 Mesures des passes à poisson

Le sous-chapitre 3.7 est une contribution du consortium FITHydro (coordinateur du projet: Peter Rutschmann). Ce texte utilise le contenu original du Livrable FITHydro 2.1, rédigé par: Laurent David, Manon Dewitte, Dominique Courret, Sylvain Richard, Pierre Sagnes. Les modifications du contenu original du D2.1 ont été effectuées par Peter Rutschmann.

#### Préface

Cette contribution provient du livrable 2.1 du projet FITHydro. Il est structuré de la même manière que l'original et le contenu est souvent reproduit sans changement. Le travail et les idées décrits dans D2.1 sont le produit des

contributions de nombreuses personnes des 26 partenaires de FITHydro. Dans de nombreuses parties, le texte de D2.1 est raccourci et les directives de conception ne sont pas incluses. Les lecteurs intéressés par des informations détaillées devraient donc étudier le livrable original à l'adresse <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/>.

### 3.7.1 Introduction à la migration des poissons en amont et en aval

De nombreux poissons migrent sur des centaines de kilomètres entre leur habitat et leurs frayères. Des exemples typiques de ces migrations sont le saumon ou l'anguille, qui doivent migrer entre la mer et la rivière. Si leur migration est entravée ou rendue impossible, la reproduction n'est pas possible. D'autres poissons ont également besoin de telles migrations, mais dans une zone plus petite, par exemple le touladi vit dans le lac et se reproduit dans la rivière. Pour d'autres espèces, les migrations peuvent ne pas être nécessairement vitales, mais sont souhaitables pour leur cycle de vie du poisson juvénile au poisson adulte et pour les échanges de gènes ou d'autres raisons.

La migration des poissons dans les systèmes fluviaux est entravée par les structures de construction. De nombreuses structures transversales ont été érigées par l'homme pour stopper l'érosion en profondeur des rivières, des déversoirs ont été construits pour détourner l'eau ou des centrales hydroélectriques bloquent la trajectoire des poissons en migration. Ces obstacles font que la migration des poissons est complètement empêchée ou du moins sévèrement ralentie, les poissons dans les turbines, les écluses ou les déversoirs sont blessés ou meurent, les poissons sont victimes de poissons prédateurs ou d'oiseaux piscivores dans leur quête pour surmonter les obstacles, ou meurent à la suite d'un changement de la qualité de l'eau.

La Directive-Cadre Européenne sur l'eau (DCE) exige d'assurer la meilleure approximation du continuum écologique, y compris la migration en amont et en aval de toutes les espèces, comme l'un des éléments hydro-morphologiques qui soutiennent le bon état écologique des rivières. En outre, le règlement du Conseil européen no. 1100/2007 a établi des mesures pour la reconstitution des stocks d'anguilles européens. Il inclut l'exigence que tous les États membres réduisent les facteurs de mortalité anthropique et notamment les blessures infligées aux anguilles argentées migrant vers l'aval et traversant des turbines.

Pour les installations hydroélectriques, de nouvelles installations de passage de poissons et des connexions aux plans d'eau adjacents doivent être érigées, et les structures existantes doivent être revues et peuvent devoir être adaptées si elles ne fonctionnent pas correctement conformément à la DCE et au règlement no. 1100/2007.

Alors que la migration en amont semble être résolue par des passages à poissons et des passes à poissons artificiels ou naturels, la migration en aval pose toujours un défi majeur. Les poissons peuvent dériver en aval avec le courant principal et atteindre les systèmes de grilles aux prises des turbines. Suivant le courant principal, ils sont incapables de trouver une passe à poissons ou il n'y a pas d'autre moyen de contourner la turbine, de sorte qu'ils finissent souvent par être transportés en aval par la turbine et subissent donc souvent des blessures mortelles.

### 3.7.2 Solutions pour la migration amont

Trois types de solutions peuvent être mis en place pour restaurer, au moins partiellement, les migrations amont au niveau des obstacles:

- Enlèvement ou nivellement des structures transversales, c'est-à-dire des obstacles. La suppression de ces structures telles que les seuils, les déversoirs, les barrages et les centrales hydroélectriques est une solution définitive pour restaurer une continuité écologique complète, mais elle n'est pas compatible avec la production hydroélectrique et d'autres utilisations de l'eau.

- Construction de passes à poissons. C'est la solution classique, compatible avec la production hydroélectrique, car une petite partie du débit capté est utilisée pour alimenter le dispositif de passage des poissons.
- Opérations d'exploitation. Ce type de solutions comprend l'ouverture ciblée d'unités mobiles (rare dans les contextes de production hydroélectrique) ou l'utilisation d'écluses de navigation attachées aux centrales (à ce jour en France un exemple sur le Rhône).

La méthode « Trap and Truck » peut constituer une quatrième solution mais elle est rarement utilisée car elle nécessite une grande réactivité de la part du personnel et diverses manipulations de poissons qui peuvent causer des blessures aux poissons. Il peut néanmoins être justifié pour contourner un nombre important d'aménagements successifs et en l'absence d'habitats intéressants entre ces arrangements pour les espèces cibles.

### 3.7.2.1 Enlèvement ou nivellement des structures transversales, c'est-à-dire des obstacles

Cette option n'est pas envisagée ici car elle n'est pas en phase avec la production d'énergie hydroélectrique. Des informations sur le sujet sont disponibles dans le projet EU-H2020 AMBER (<https://amber.international/>).

### 3.7.2.2 Passes à poissons

Une passe migratoire peut être naturelle ou complètement artificielle. Il existe plusieurs types de passes à poissons: les passes à poissons de type piscine, les passes à poissons de type nature ou à fond rugueux et les passes à poissons à déflecteur. Le principe de ces passes à poissons est le même: le poisson doit être capable de surmonter la différence de hauteur sur une courte distance, mais l'énergie dans la passe à poissons doit être convertie efficacement afin que les vitesses ne soient pas trop élevées et que la puissance de nage du poisson soit suffisante pour se déplacer dans la passe migratoire. Pour rendre cela possible, la passe migratoire doit également comporter des zones calmes dans lesquelles les poissons peuvent se reposer. Ceci peut être réalisé avec différentes conceptions de passe migratoire.

Alors que dans le passé, l'accent était principalement mis sur l'ascension des poissons de l'aval vers l'amont, la passe à poissons d'aujourd'hui devrait également répondre à d'autres exigences si possibles. Par conséquent, la fonction d'une passe migratoire en tant qu'habitat devient de plus en plus importante. Alors qu'une passe à poissons artificielle et une passe à poissons donnée peuvent être utilisées uniquement pour la migration, la passe à poissons de type nature présente des avantages décisifs en tant qu'habitat de remplacement pour les poissons et autres espèces aquatiques (Figure 76 à Figure 78).



Figure 76: Passe à poissons de type piscine (à gauche) et à déflecteur raide (Denil) (à droite)  
(source : J. Geist, P. Rutschmann)



Figure 77: Combinaison de différents types de rampes, avec des éléments en béton au premier plan et une rampe raide et rugueuse en arrière-plan (source : P. Rutschmann)



Figure 78: La nature comme passe migratoire à la CH de Freudenu , Autriche (source : W. Reckendorfer)

### 3.7.2.3 Passe à poissons pour les anguilles

Les anguilles peuvent également migrer dans les passes à poissons ordinaires. Cependant, il est plus efficace d'utiliser des chemins de migration spécialement planifiés. Les anguilles ont des traits caractéristiques qu'une conception spécifique peut mieux prendre en compte. Ils ont un corps très long et des mouvements de nage très individuels, qui peuvent être accommodés avec le substrat approprié (Figure 79).

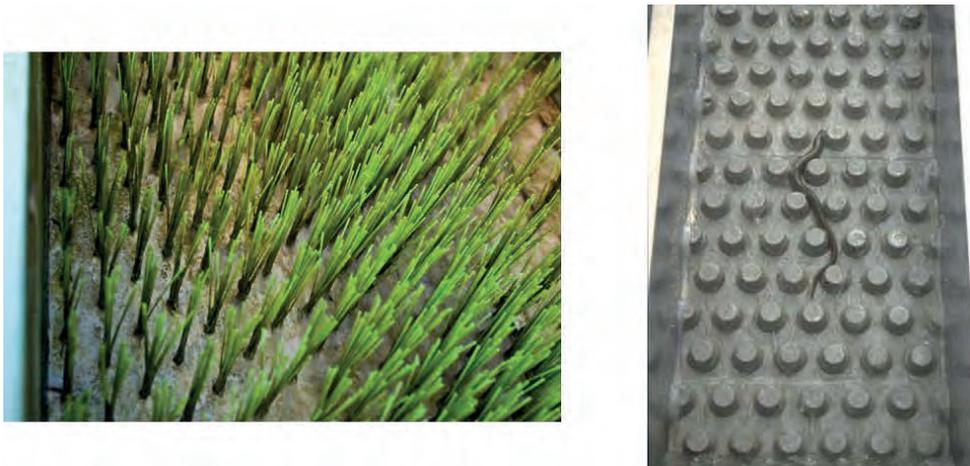


Figure 79: Rampe à anguille recouverte d'un substrat de type brosse (à gauche) et (à droite) d'un substrat de cônes en béton (source : AFB)

### 3.7.2.4 Ascenseurs à poissons

Les ascenseurs à poissons sont utilisés lorsque la différence entre l'amont et l'aval est trop élevée pour être surmontée avec des passes à poissons conventionnelles (Figure 80). Ils fonctionnent de telle sorte que les poissons nagent dans un bassin qui fait office de piège, ils ne peuvent alors sortir et sont soulevés en amont par

un système mécanique. Afin de motiver le poisson à nager dans le piège, il doit y avoir un courant suffisant. Lorsque les poissons ont atteint le sommet, ils sont versés à l'extérieur ou le réservoir est ouvert et les poissons peuvent nager dans l'eau d'amont. Les ascenseurs à poissons sont utilisés là où les systèmes conventionnels échouent. Le principe de l'ascenseur à poissons a été utilisé pour la première fois aux États-Unis sur la rivière Connecticut.



**Figure 80:** Ascenseur à poissons de Runserau, Autriche (source : M. Schletterer)

#### 3.7.2.5 Ecluses à poissons

Les écluses à poisson fonctionnent de manière très similaire aux écluses de navire (Figure 81). Les poissons nagent dans une chambre qui peut être fermée en amont et en aval au moyen de vannes. Lorsque la vanne aval se ferme, l'eau de l'amont s'écoule dans l'écluse et le niveau d'eau monte. Lorsque les niveaux d'eau dans l'écluse et le réservoir amont se sont égalisés, la porte amont est à nouveau ouverte et les poissons peuvent nager. Les écluses à poisson ont été utilisées pour la première fois sur le fleuve Columbia aux États-Unis. Cependant, leur efficacité s'est avérée très modeste et la plupart des écluses ont depuis été remplacées par des passes à poissons conventionnelles



Figure 81: Écluse de poisson à la CH Jeging 2, Autriche (source : M. Schletterer)

### 3.7.2.6 Solutions spécifiques des opérations d'exploitation

Outre les solutions classiques présentées ci-dessus, il existe également des approches très spéciales pour soutenir la migration en amont des poissons. Il s'agit notamment du fonctionnement adapté des écluses des navires, de la perméabilité partielle des centrales hydroélectriques à des moments de migration importants, du transport de poisson par camions ou similaires. Récemment, d'intéressantes installations de migration en amont ont également été présentées, qui doivent être développées et étudiées plus en profondeur. Par exemple, le système innovant d'élévateur à vis de REHART/Strasser, dans lequel les poissons sont élevés à un niveau supérieur par une vis d'Archimède contrarotative (voir [www.rehart-power.de](http://www.rehart-power.de)), ou le Whoosh («le canon à saumon») qui peut transporter le poisson dans un tuyau sur de grandes longueurs et hauteurs (voir [www.whoosh.com](http://www.whoosh.com)).

## 3.7.3 Solutions pour la migration vers l'aval

### 3.7.3.1 Introduction

Selon l'UE-DCE, les poissons et autres espèces aquatiques doivent pouvoir migrer dans les rivières dans les deux sens. Bien qu'il y ait beaucoup de connaissances sur la migration amont des poissons, les possibilités de migration des poissons vers l'aval sont beaucoup moins étudiées et des solutions spéciales pour la descente des poissons n'existent qu'exceptionnellement dans les installations existantes. Il existe plusieurs options de passage des poissons pour l'aval à travers les barrages, comme les contournements de migration en aval, les passes à poissons, les déversoirs et les turbines. Habituellement, les poissons suivent l'écoulement principal lorsqu'ils migrent vers l'aval et sont donc souvent attirés par les entrées de turbine et loupent les options de migration en aval telles que les passes à poissons. Néanmoins, pendant les inondations, de nombreux poissons utilisent des déversoirs ouverts pour migrer au-dessus des barrières.

Pour la migration des poissons en aval, le projet FIThydro a principalement étudié les options de contournement vers lesquelles les poissons sont guidés par des supports ou des persiennes. Il existe des options de dérivation fonctionnelles pour les centrales hydroélectriques de petite ou moyenne taille. Les poissons sont guidés avec des grilles peu espacées, inclinées horizontalement ou verticalement, vers un bypass. Cependant, pour les centrales électriques des grandes rivières, les solutions précédentes présentent des inconvénients évidents. Les grilles utilisées pour le guidage sont longues et coûteuses, le nettoyage des grilles est difficile et des pertes hydrauliques importantes se produisent surtout lorsque les grilles sont obstruées par des débris. De plus, dans le cadre du projet FIThydro, les mortalités dans les turbines ont été étudiées et, à partir de ces enquêtes, des connaissances sur comment et où se produisent les mortalités a été relevé.

### 3.7.3.2 Solutions pour éviter/limiter la mortalité

Les technologies de protection des poissons dans les centrales hydroélectriques pour éviter ou au moins limiter la mortalité des poissons se déplaçant vers l'aval sont conceptuellement classées en deux catégories, à savoir (I) Criblage/Blindage et Orientation et (II) Transport. La sélection d'une ou de plusieurs des mesures dépend des espèces de poissons ainsi que des conditions d'écoulement et du site de la centrale hydroélectrique. Les mesures suivantes sont expliquées plus en détail:

- Fonctionnement de la turbine respectueux des poissons (arrêts ciblés de la turbine) ;
- Turbines respectueuses des poissons ;
- Barrières sensorielles et comportementales associées aux systèmes bypass ;
- Barrières matérielles, générant un blocage comportemental et/ou physique, y compris les murs d'écrémage, les persiennes, les grilles inclinées, les grilles à barres inclinées (avec barres verticales) et les grilles à barres horizontales associés aux systèmes bypass.
- Grilles horizontales et conceptions innovantes de centrales hydroélectriques

### 3.7.3.3 Fonctionnement de la turbine respectueux des poissons

Sans modification de la prise d'eau, l'arrêt des turbines conventionnelles est la seule solution pour éviter le passage à travers les turbines et les taux de mortalité des poissons correspondants. Cette solution peut en principe être efficace mais peut devenir très coûteuse pour l'exploitant hydroélectrique si les arrêts ne sont pas ciblés. L'enjeu n'est pas seulement de cibler, mais aussi d'anticiper les événements de la migration vers l'aval. Un arrêt ciblé est fréquemment utilisé pendant la migration des anguilles en conjonction avec un biomoniteur, tel que le Migromat, qui indique le début et la fin de la période de migration des anguilles. La solution pourrait également être utilisée lors de la migration des smolts, mais la période de migration des jeunes saumons est longue et les pertes de production dues à l'arrêt sont élevées. Une approche combinant des paramètres environnementaux tels que le débit, la température, la turbidité, etc. avec les données de mouvement des poissons issues d'études de radio télémétrie peut aider à mieux prédire les périodes de migration des espèces de poissons (voir Bruijs, et al., 2003). Le fonctionnement de la turbine respectueux inclut également d'éviter le fonctionnement à charge partielle. Pour les turbines Kaplan, la mortalité augmente avec la diminution du débit, notamment en raison de la réduction de l'espace entre les pales (Berg, 1986 et Bruijs, et al., 2003). L'effet d'un tel « fonctionnement de la turbine ajustée aux poissons » a été simulé pour les anguilles de la rivière Moselle: en combinaison avec une mesure « catch and carry », il ne produit qu'un gain de 2 % sur le taux de survie (Kroll, 2015).

### 3.7.3.4 Turbines respectueuses des poissons

Une solution pour éviter ou au moins limiter la mortalité est de modifier la conception de la turbine pour éliminer chaque source de dommages sur les poissons (collision, pincement-broyage dans les interstices, changement de pression et cavitation, cisaillement et turbulence). Plusieurs turbines ont été développées pour les centrales hydroélectriques à basse chute comme les vis d'Archimède ou hydrodynamiques, les turbines très basse chute, les innovations de turbine Pentair Fairbanks Nijhuis/FishFlow, la turbine Alden ou le Minimum Gap Runner (MGR) comme le montre la Figure 82. Pour plus de détails sur ces développements, veuillez-vous référer à la littérature correspondante.

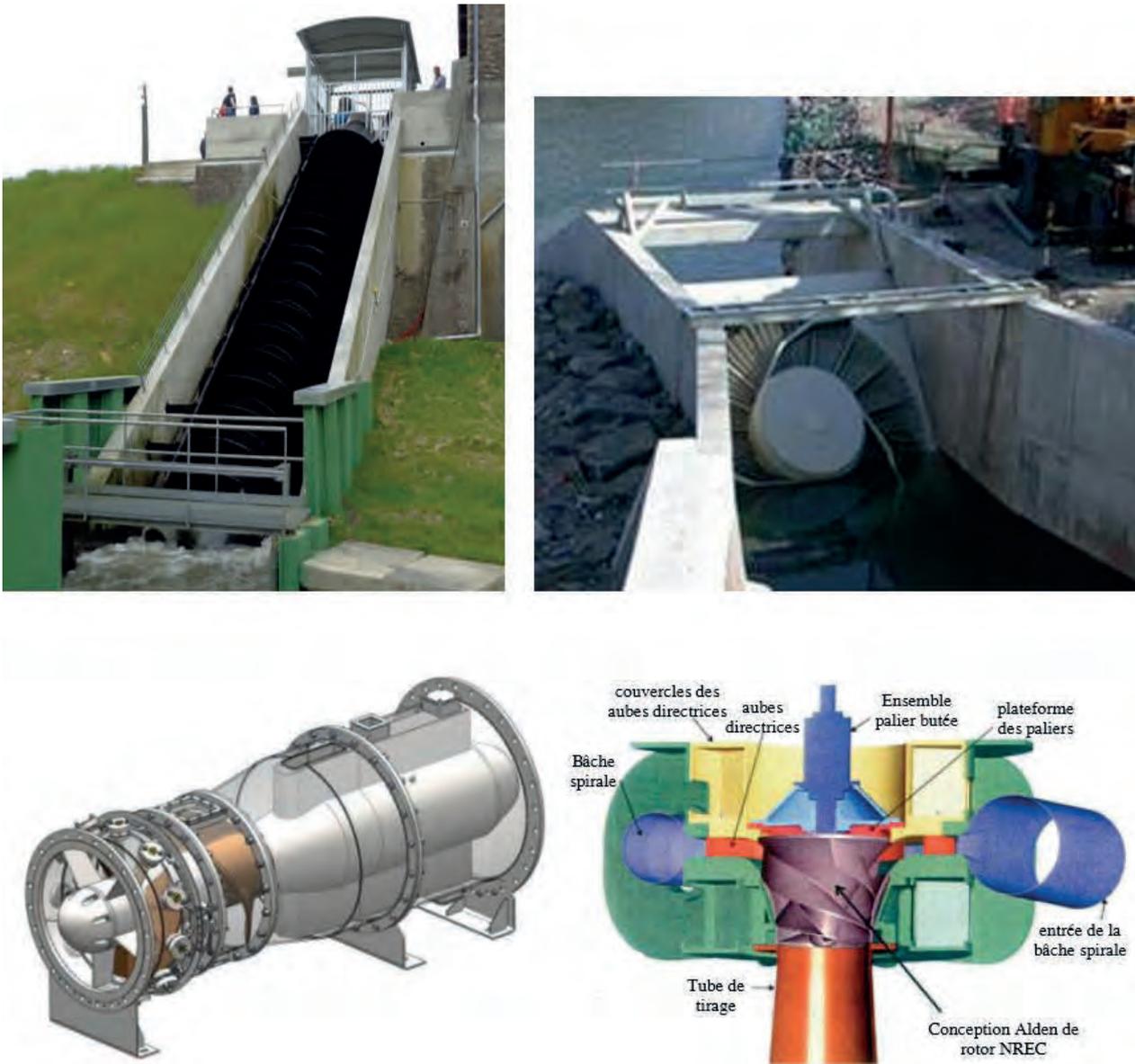
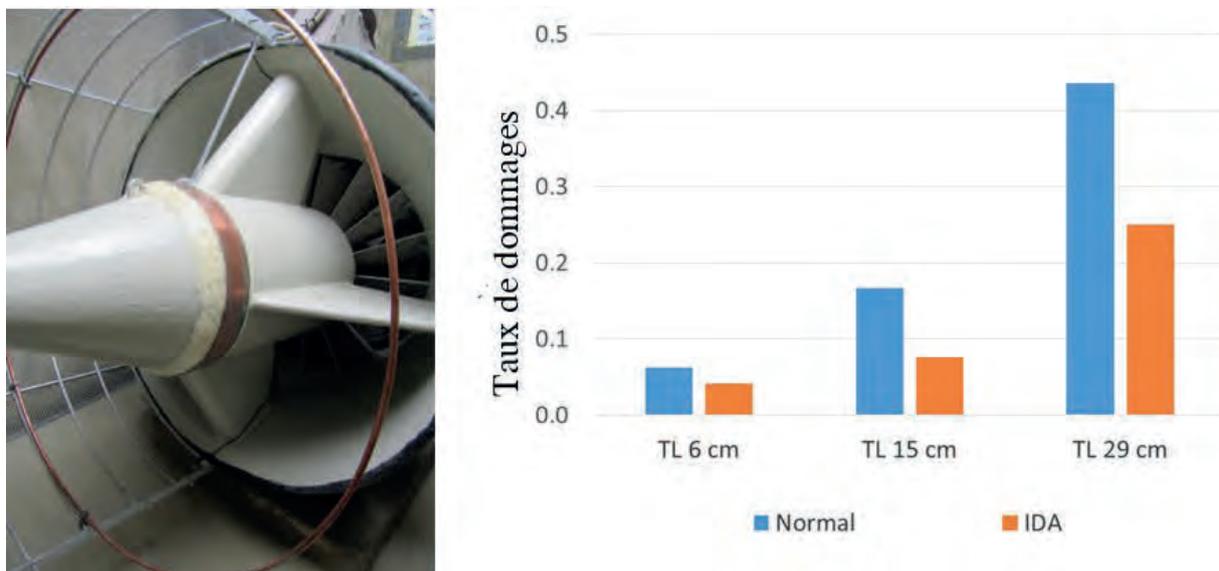


Figure 82: Vue des turbines respectueuses des poissons: vis (en haut à gauche), très basse chute (en haut à droite) (source : technologies MJ2), Pentair Fairbanks (en bas à gauche) et turbine Alden (en bas à droite)

Comme alternative à une nouvelle turbine respectueuse des poissons, le système de protection des poissons IDA (induced drift application ou application de dérive induite en français) a été étudié au cours du projet FiTHydro. Le dispositif IDA a été inventé et développé à l'Université technique de Munich (TUM) qui détient un brevet européen (EP3029203) sur le dispositif. L'IDA a l'intention d'augmenter les taux de survie par une manipulation ciblée du comportement des poissons lors du passage à travers les turbines. L'emplacement du passage, l'orientation des poissons et le comportement de nage sont influencés de manière à optimiser la survie des poissons lors du passage risqué par la turbine. IDA est une application très simple avec laquelle les turbines peuvent être modernisées avec peu d'effort.

En principe, les champs électriques, la lumière ou les ultrasons peuvent être utilisés pour influencer le comportement des poissons. Les champs électriques sont particulièrement efficaces et les poissons montrent un effet direct sur eux (Figure 83). À de faibles intensités de champ, les poissons sont dissuadés, à des intensités de champ plus élevées, les poissons sont attirés par l'anode. Si les intensités de champ sont suffisamment élevées et que l'influence est suffisamment longue, les poissons peuvent également être anesthésiés, ce que l'on appelle

l'électronarcose. Une intensité de champ appropriée peut donc conduire les poissons à un point d'entrée dans la turbine avec une forte probabilité de survie et les poissons narcotisés ne peuvent pas effectuer de mouvements de nage dangereux pendant le passage par la turbine. Les premiers résultats ont montré que la mortalité avec l'IDA est réduite à environ de moitié et que de nouvelles améliorations semblent possibles



**Figure 83:** Pilote IDA sur la centrale test de 35 kW, entrée de turbine Kaplan avec les deux électrodes en cuivre en forme d'anneau (à gauche) et taux de dommages observés pour le passage des poissons sans (bleu) et avec dispositif pilote IDA (rouge) pour différentes longueurs de poissons (longueur totale TL)

### 3.7.3.5 Barrières sensorielles ou comportementales

Les barrières comportementales sensorielles modifient l'environnement des poissons en tirant parti de leur réponse naturelle à divers stimuli (son, lumière, écran électrique, rideaux à bulles d'air, écrans à chaînes, etc.) pour guider les poissons vers un itinéraire sûr (entrée de contournement, déversoir ou autres types de passages). De telles barrières conviennent aussi bien aux concepteurs qu'aux utilisateurs car, contrairement aux barrières physiques, elles ne nécessitent qu'un minimum d'entretien et d'efforts de nettoyage contre le blocage.

Des résultats prometteurs ont été obtenus avec différents écrans comportementaux expérimentaux en laboratoire ou sur des sites d'essai. Cependant, peu d'installations prototypes ont été évaluées. De plus, la technologie n'a pas répondu aux attentes et les résultats obtenus dans les applications de terrain ont été beaucoup moins fiables que ceux obtenus dans des conditions contrôlées. De plus, leur champ d'application est limité aux faibles vitesses d'écoulement (< 0,3 m/s). ((EPRI, 1986) (Kynard, et al., 1990), (EPRI, 1994), (Gosset, et al., 1999), (Therrien, et al., 1998) (Travade, et al., 1999), (Larinier, et al., 2002), (Bau, et al., 2008)).

### 3.7.3.6 Barrières physiques

#### 3.7.3.6.1 Masques de surface

Des masques de surface peuvent être utilisés pour dévier les espèces qui migrent vers la surface, comme les smolts salmonidés. Ce dispositif est inefficace pour les espèces orientées vers le fond, comme les anguilles. Une paroi de guidage doit couvrir une certaine profondeur pour générer un effet répulsif suffisant et doit être installée à un angle par rapport à la prise du canal pour guider le poisson vers un bypass situé à son extrémité aval (Figure 84).

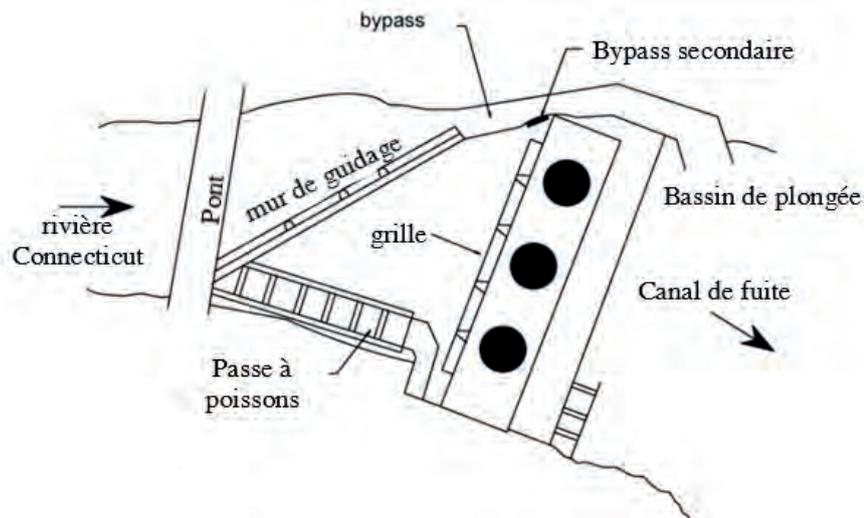


Figure 84: Masque de surface à la centrale électrique de Bellows Falls (Odeh, et al., 1998)

### 3.7.3.6.2 Bypass combinés aux grilles conventionnelles existantes

Des années 1980 au début des années 2000, des recherches ont été menées, principalement aux États-Unis, au Canada et en France, pour évaluer l'efficacité des bypass de surface combinés aux grilles à barres conventionnelles existantes dans les centrales hydroélectriques pour la protection des turbines (solution pas trop coûteuse et encombrante). La plupart des études portaient sur les salmonidés. Les expériences ont montré que l'efficacité de ces systèmes dépend fortement de l'effet répulsif des barres des grilles sur les poissons, du modèle de vitesse à l'entrée du canal de prise et de la conception de l'entrée du bypass (Larinier, et al., 2002).

En bref, pour les smolts de saumon atlantique, le rendement du guidage des bypass de surface combinés aux grilles à barres existantes varie entre 10-20 % et 80-90 %. Pour un espacement des barres supérieur à 50 mm, le rendement est faible, pour un espacement des barres de 30 à 50 mm, le rendement est moyen et pour un espacement des barres de 25 mm, le rendement est élevé (Larinier, et al., 2002).

Les études menées sur les anguilles ont révélé que le rendement des bypass de surface ou de fond combinés aux grilles à barres existantes était beaucoup plus faible que pour les smolts, car les anguilles ne montrent pas une forte répulsion comportementale et sont donc susceptibles de passer à travers les grilles (Figure 85).

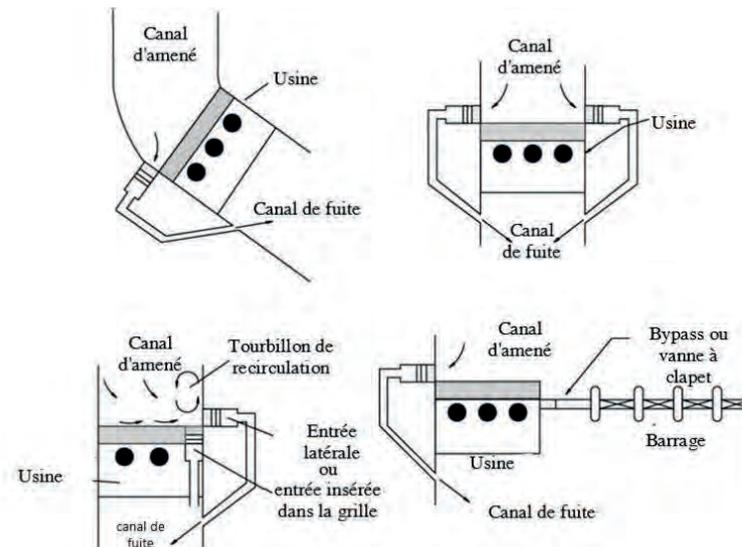


Figure 85: Plan conceptuel de l'emplacement des bypass aval aux prises des centrales hydroélectriques (D'après Larinier, et al., 2002)

### 3.7.3.7 Structures de guidage des poissons

La conception des grilles ou des persiennes en tant que structures de guidage des poissons doit respecter les critères suivants: (I) protection et guidage efficaces des poissons, (II) pertes de charge réduites, (III) robustesse au colmatage du bois flottant et des sédiments et (IV) économie (Albayrak et al., 2017).

Le défi consiste à collecter et guider un grand nombre de poissons migrateurs en aval avec une faible proportion de débit (quelques pour cent du débit maximal de la turbine). Pour atteindre un rendement élevé, les structures de guidage des poissons doivent empêcher les poissons d'entrer dans les turbines ; les guider vers des contournements sans délai important et les transférer en aval sans aucun dommage.

Les structures de guidage des poissons sont classées en deux catégories principales: (I) les supports à barres inclinées et (II) les grilles inclinées à barres et les persiennes.

#### Grilles à barres inclinées

Les grilles à barres inclinées (Figure 86 et Figure 87) sont installées perpendiculairement à la direction d'écoulement et à un angle  $\beta$  par rapport au radier afin de guider les poissons vers un ou plusieurs bypass de surface situés au sommet des grilles.

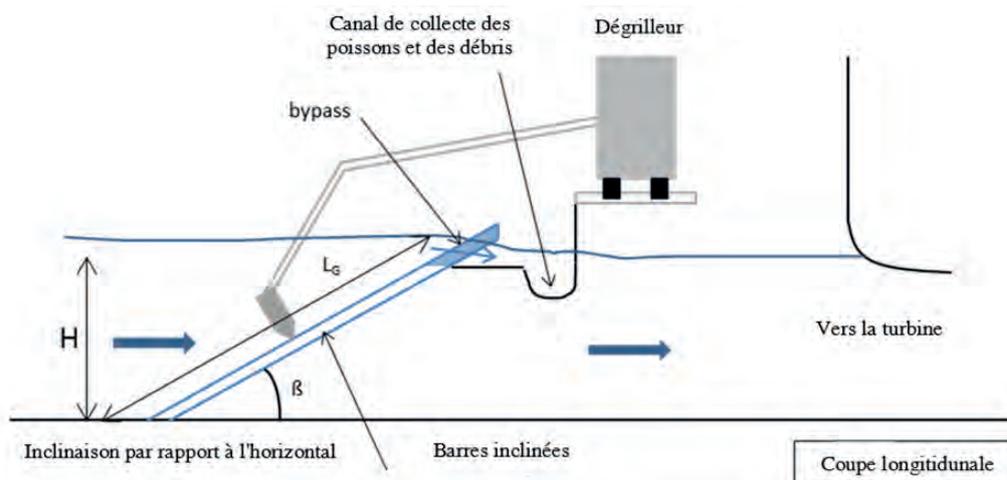


Figure 86: Vue longitudinale d'une grille à barres inclinées (source : Courret, et al., 2008)



Figure 87: Grilles à barres inclinées avec ouvertures pour le système de canaux bypass (source : P. Rutschmann)

### Grilles inclinées à barres et persiennes

Des grilles inclinées à barres et des persiennes sont installées à un angle  $\alpha$  par rapport à la direction d'écoulement en vue en plan pour guider les poissons vers une dérivation située à l'extrémité aval de la grille. Quatre types de grilles inclinées à barres verticales peuvent être distinguées: grille inclinée « classique » (Figure 88), grilles modifiées inclinées à barres (Modified angled bar rack - MBR) (Figure 89), grilles inclinées avec barres orientées dans le sens du courant et persiennes avec barres perpendiculairement à l'écoulement (Figure 90).

Ces structures de grilles peuvent agir comme une barrière physique ou comportementale. Cela dépend de l'espacement des barres et de la taille des poissons. La grille constitue une barrière physique lorsque l'espacement des barres est inférieur à 1/10 de la longueur du corps de la plupart des espèces, y compris les salmonidés, et à l'exception des anguilles qui nécessitent un espacement des barres inférieur à 3 % de leur longueur (Ebel, 2013). Les grilles inclinées à barres avec barres horizontales constituent un cinquième type (Figure 88). L'espacement typique des barres varie de 10 à 30 mm. Ainsi, les grilles à barres horizontales agissent

comme des barrières physiques pour la majorité des poissons. Pour les persiennes, les poissons perçoivent les zones fortement turbulentes autour des barres, réagissent par évitement (barrière comportementale) et sont guidés vers la dérivation. Un tel « effet de persienne » existe également pour la grille inclinée à barres et la grille modifiée, inclinée à barres.



Figure 88: La grille à barres horizontales de débit résiduel de la centrale de Schiffmühle, Suisse, lors de la vidange du réservoir en juillet 2018 (source : J. Meister, VAW)

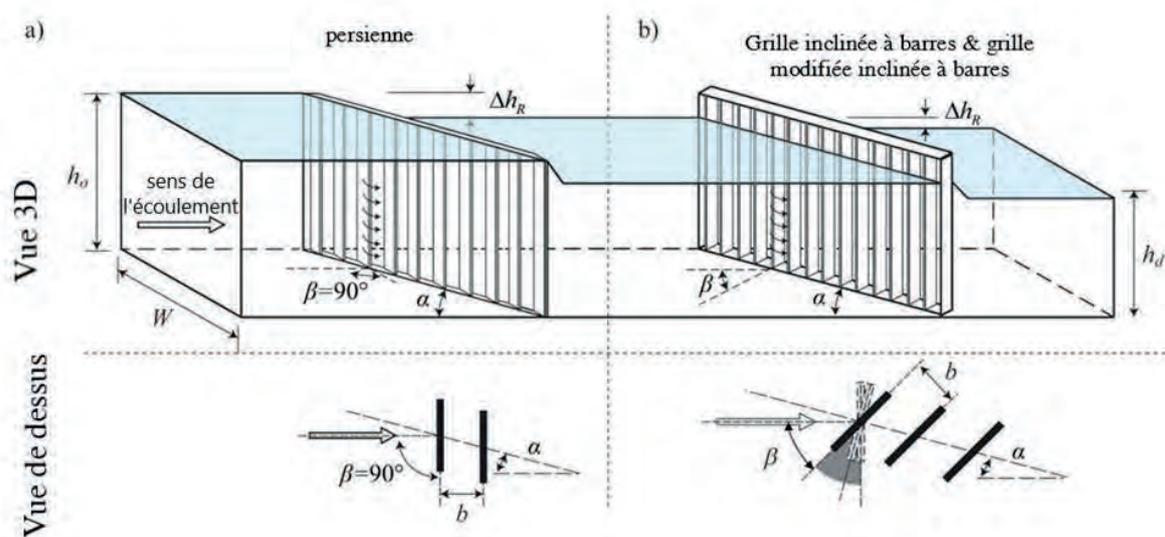


Figure 89: Vue géométrique détaillée de la persienne, de la grille inclinée à barres et de la grille de barres inclinée modifiée (MBR) (d'après Boes, et al., 2017)

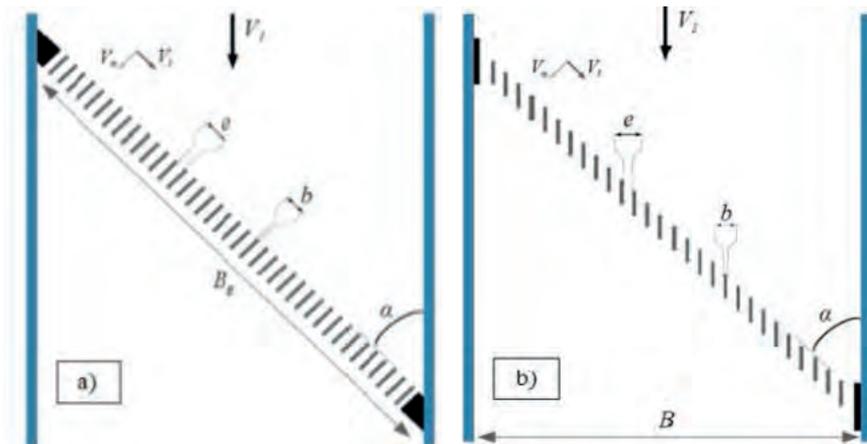


Figure 90: a) Grille inclinée à barres « classique » et b) Grille inclinée à barres avec barres dans le sens du courant (d'après Raynal, et al., 2014)

### 3.7.3.8 Grilles horizontales et conceptions innovantes des centrales hydroélectriques

#### 3.7.3.8.1 Grilles horizontales

Dans les régions montagneuses, certaines prises d'eau sont de type par en dessous, également appelées prises tyroliennes, en particulier sur les ruisseaux à fort transport de sédiments et les sites à accès complexe. Il existe de nombreux exemples de ces prises d'eau, principalement à des altitudes plus élevées de 1 000 à 1 500 m d'altitude, avec une population naturelle de truites en amont. La grille ou la plaque perforée est incluse dans la face aval du déversoir, plus ou moins inclinée vers l'aval de sorte que les déchets et les sédiments sont repoussés par le courant d'eau (prise autonettoyante). Trois types de prises de ce type existent: la prise d'eau par en dessous classique à barres longitudinales, la prise d'eau Lépine à plaque perforée et la prise d'eau Coanda à barreaux transversaux utilisant l'effet Coanda (Figure 91). Aux prises par en dessous, la migration en aval des poissons peut être gérée au niveau de la prise elle-même ou en aval dans des bassins de sédimentation avec des grilles à barres « classiques » adaptées aux poissons combinées à des bypass.



Figure 91: Illustration de la prise d'eau de Coanda et exemple de prise d'eau de Coanda d'Escouloubre (977 m d'altitude) sur l'Aude, France (source : AFB)

#### 3.7.3.8.2 Conception innovante de centrales hydroélectriques

Un écran horizontal, une turbine Kaplan conventionnelle mais immergée avec générateur à aimant permanent, une vanne pelle en aval qui peut être relevée ou abaissée pour le nettoyage des grilles lors d'inondations et avec des ouvertures en surface et/ou en bas de la vanne pour la migration des poissons en aval sont des caractéristiques du concept d'hydroshaft de TUM (Rutschmann, et al., 2011, Figure 92). La faible ouverture des barres ( $\leq 20$  mm), les vitesses normales basses (valeur maximale de  $0,3$  à  $\leq 0,5$  m/s) et les ouvertures près du bas et près de la surface dans la vanne guillotine immédiatement à l'entrée de la turbine et des barrières comportementales naturelles à travers la grille parallèle horizontale et inférieure sont destinées à fournir des

conditions favorables à la protection des poissons et au passage en aval des poissons. Des expériences sur un prototype à petite échelle avec des truites, des ombres, des barbillons, des barbottes et des menés ont montré un rendement élevé pour les espèces potamodromes. Le rendement observé est de 100 % pour les poissons plus de dix fois plus grands que l'ouverture des barres (sauf l'anguille) en raison de la barrière physique des grilles. Pour les poissons plus petits que dix fois l'ouverture des barres, de grandes partitions de poissons en migration vers l'aval passent par la dérivation (par exemple, 65 % de vairon (*Phoxinus phoxinus*) avec une longueur moyenne de 59 mm et 60 à 80 % de barbotte (*Cottus gobio*) avec un corps de 81 mm (Geiger, et al., 2016) en fonction de la longueur du poisson, de la vitesse d'écoulement et de l'ouverture des barreaux. Les relations trouvées offrent en principe un potentiel supplémentaire d'améliorations écologiques. Une première installation commerciale de 450 kW est opérationnelle depuis début 2020 et des enquêtes de passage en aval sont actuellement menées.



Figure 92: Visualisation du concept Hydro Shaft (ligne du haut) et 450 kW à Grossweil, Allemagne (ligne du bas) (source : ligne du haut: TUM et ligne du bas : A. Sepp)

### Reconnaissance

Le travail et les idées décrits ici sont le produit des contributions de nombreuses personnes des 26 partenaires de FITHydro. Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne dans le cadre de la convention de subvention no. 727830.

## 4 Processus de développement d'une PCH

Le développement d'une PCH est un processus très complexe, qui implique de nombreuses compétences spécialisées, nécessaires pour faire face à la variété des problèmes qui caractérisent habituellement la conception d'un système hydroélectrique.

En détail, les éléments techniques comprennent les domaines d'expertise suivants:

- hydrologie ;
- géologie et géotechnique ;
- hydraulique ;
- écologie ;
- génie civil ;
- ingénierie mécanique ;
- ingénierie électrique ;
- ingénierie électronique.

Par ailleurs, une expertise spécifique est demandée pour la gestion des appels d'offres, les procédures d'autorisation et la clôture financière de l'investissement.

Il est donc très important qu'un projet de centrale hydroélectrique soit traité par une équipe capable de travailler en étroite collaboration.

Pour la PCH, cette approche peut être trop onéreuse et donc beaucoup de compétences sont confiées à une petite équipe voire à un seul concepteur, qui doit intégrer le faible niveau de spécialisation dans certains domaines avec une longue expérience spécifique dans le domaine hydroélectrique.

### 4.1 Processus de planification et de conception

Un problème typique du processus de conception n'est pas seulement technique, mais concerne également la manière de le financer.

En effet, l'élaboration d'un plan détaillé court le risque de dépenser de l'argent sans être sûr qu'alors l'usine sera construite ou, en tout cas, sans savoir d'abord quelle sera sa rentabilité éventuelle.

Pour cette raison, il convient de procéder aux étapes intermédiaires à moindre coût, avant d'engager les coûts importants d'une véritable étude de faisabilité.

Les étapes du processus de conception peuvent être les suivantes.

1. Sélection du site
2. Étude de faisabilité
3. Étude détaillée
4. Etude d'exécution

Chaque étape correspond à une part du coût final de la conception et cela permet d'éviter des coûts élevés au début et aussi de les calibrer en fonction des fonds disponibles: par exemple, l'étude détaillée ne peut être développée qu'après avoir vérifié, à travers une étude de faisabilité, que l'installation a de bonnes chances d'être réalisable d'un point de vue technique, environnemental, juridique et, enfin, financier.

### 4.1.1 Sélection du site

Le processus de sélection du site commence généralement par une analyse théorique effectuée au bureau et s'accompagne de visites sur place.

La première sélection, effectuée sur une base cartographique (papier ou cartes numériques de terrain), vise à identifier les sections du cours d'eau où le gradient d'énergie, c'est-à-dire le potentiel gravitationnel par unité de longueur (kW/km), a les plus grandes valeurs. Cela se produit normalement dans les sections entre une confluence de rivières (maximisation des débits disponibles) et des chutes d'eau (maximisation de la hauteur de chute). Pour certains pays, des études générales sont disponibles sur des sites appropriés pour l'exploitation hydroélectrique et elles constituent un bon point de départ pour une sélection préliminaire des sites.

Une fois qu'un tronçon intéressant de rivière a été identifié, il est obligatoire d'effectuer une ou plusieurs visites de sites, qui constituent essentiellement la première évaluation de faisabilité.

En effet, ces visites sur site sont un moyen de vérifier s'il existe des contraintes de non exploitation du site, c'est-à-dire des situations qui déconseillent sans aucun doute la construction de l'usine, évitant ainsi les coûts des phases d'études ultérieures. L'enjeu de cette visite ne sera pas numérique, mais seulement OUI, il vaut la peine de poursuivre une étude plus approfondie, ou NON, mieux vaut s'arrêter immédiatement pour éviter de gaspiller de l'argent.

Les contraintes qui peuvent tuer le projet peuvent être de différentes natures ; les plus courantes sont:

- L'instabilité des pentes, en raison de leur nature géologique, de la zone où l'installation des principaux ouvrages de la centrale est prévue: nous soulignons que, d'expérience commune, les imprévus géologiques sont la cause principale de l'augmentation des coûts de construction des centrales hydroélectriques allant parfois même jusqu'à les faire abandonner en phase exécutive ;
- La mauvaise qualité géotechnique du sol sur lequel les fondations des ouvrages principaux (tels que la prise d'eau, les bassins, les blocs d'ancrage de la conduite forcée et l'usine) doivent être construits, ou la présence d'eaux souterraines très proches de la surface du sol ; les travaux géotechniques temporaires représentent souvent une part très importante des coûts de génie civil, en particulier pour les centrales à basse chute, de plus ils sont une activité qui prend du temps ;
- les niveaux de crue de la rivière qui nécessitent des travaux de protection importants et coûteux ;
- l'identification des utilisations existantes ou prévues de l'eau disponible à des fins potables, agricoles ou industrielles, qui peuvent être priorisées par la loi ou par des droits déjà énoncés par rapport à l'hydroélectricité envisagée ;
- les problématiques de facilités d'accès aux parties clés de l'usine et en particulier aux travaux des ouvrages de prise: techniquement, toute difficulté peut être surmontée, mais les coûts peuvent devenir insoutenables, en référence à la rentabilité de l'usine, en particulier dans le cas des petites centrales ;
- la haute sensibilité environnementale des zones concernées par le projet: dans ce cas également, des solutions techniques adaptées peuvent être trouvées, ce qui peut cependant avoir des impacts significatifs sur la rentabilité de l'investissement ;
- l'existence de problèmes critiques pour l'acquisition des superficies nécessaires pour abriter les ouvrages de l'usine, par exemple pour une valeur économique élevée du terrain ; un chiffrage élevé des biens ; l'opposition attendue des propriétaires à la vente des zones ; la présence des lieux sacrés pour des raisons religieuses ou liées à des traditions spécifiques.

Une remarque très importante: cette première phase, et en particulier l'enquête sur site, doit être réalisée par un ingénieur très expérimenté dans les centrales hydroélectriques, car une grande capacité est requise pour

identifier les contraintes les plus importantes, à approfondir, basée uniquement sur ce qu'il voit ou à l'aide de mesures très simples.

Nous sommes habitués à comparer cette phase au premier examen lors des premiers secours, où l'expérience du médecin qui l'exécute est essentielle pour évaluer rapidement la gravité des symptômes et décider intuitivement les instruments à utiliser.

#### 4.1.2 Etude de faisabilité

L'étude de faisabilité a pour objectif de décider de poursuivre ou non le projet et, dans l'affirmative, de constituer l'équipe qui le suivra et recherchera les ressources économiques pour le financer.

Dans cette phase du processus de conception, le schéma d'aménagement est choisi parmi tous les schémas possibles et cela permet de vérifier avec une bonne approximation la faisabilité du projet d'un point de vue technique, environnemental, juridique et financier.

Au final, le principal enjeu d'une étude de faisabilité est une évaluation économique de l'investissement, intégrée à une description technique de l'aménagement avec un niveau de détail apte à identifier, avec une fiabilité suffisante, les coûts (de construction et d'exploitation), la production attendue, la destination de l'énergie produite et sa valeur, les impacts environnementaux et leur atténuation, le processus d'autorisation et le calendrier de construction. Une autre question importante est le chapitre Recommandations, où les problèmes critiques sont cités afin d'être traités et supprimés dans les phases de conception suivantes. Par exemple, ces questions critiques peuvent être liées à la géologie, aux contrats de vente avec des particuliers ou des services publics, des permis de divers types ou des aspects techniques particuliers du système.

Les dessins accompagnant l'étude de faisabilité ont le niveau minimum nécessaire pour illustrer pleinement les choix d'aménagement et pour calculer les coûts de manière paramétrique, c'est-à-dire à partir d'une base de données de schémas similaires.

D'un point de vue technique, les quatre piliers sur lesquels repose l'étude de faisabilité sont les suivants.

- La topographie: elle permet de définir les principaux enjeux qui affectent les coûts de la centrale et ses performances, tels que la hauteur de chute brute et la longueur des ouvrages hydrauliques. La meilleure option pour les aménagements basse chute est le levé sur site au moyen d'une station totale. Sinon, une évaluation appropriée, au niveau de la faisabilité, peut être acquise sur des cartes papiers ou numériques, si disponibles. Les valeurs des appareils GPS simples doivent être soigneusement vérifiées avant de les utiliser dans les calculs.
- L'hydrologie: elle permet de définir les débits significatifs des cours d'eau et des centrales, à savoir: débit d'étiage, crue maximale avec différentes périodes de retour (10; 50; 100 ans) ; débit réservé à des fins écologiques, débit maximal capté par la centrale ; débit moyen de la centrale sur une base pluriannuelle (5 ans minimum ; 15 meilleurs ; 30 meilleurs). Si des mesures directes ne sont pas disponibles, au niveau de la faisabilité, les intrants pour l'analyse hydrologique peuvent provenir des bassins versants similaires ou de données de la littérature concernant les débits et la distribution des précipitations.
- L'analyse environnementale: une analyse préliminaire des contraintes environnementales est fortement nécessaire pour évaluer leurs résultats, affectant le débit réel exploitable et les coûts du projet, en raison des mesures d'atténuation pendant les phases de construction et d'exploitation.
- Les procédures d'autorisation: les procédures de permis/licences peuvent avoir des conséquences dramatiques sur les coûts de conception et de construction, ainsi que sur le temps de mise en œuvre du projet.

En plus des thèmes mentionnés ci-dessus, l'étude de faisabilité doit être étayée par une analyse de marché pour identifier les acheteurs de l'électricité produite, les prix préliminaires et la durée du contrat d'achat d'électricité.

### 4.1.3 Etude détaillée

L'étude détaillée permet de définir le projet de centrale dans tous les détails, en supprimant les problèmes critiques signalés dans l'étude de faisabilité. Les plans de l'étude de faisabilité sont basés sur des relevés topographiques détaillés, les coûts des travaux de génie civil sont calculés de manière analytique, et ceux des travaux électromécaniques sont basés sur les offres de fournisseurs potentiels.

Fondamentalement, l'étude de détaillée a la même structure que l'étude de faisabilité, mais elle est basée sur des apports plus spécifiques au site et des analyses plus détaillées. En particulier:

- La topographie: quelle que soit la manière dont elle est réalisée, elle doit avoir un niveau de détail au moins équivalent à un levé réalisé par une station totale
- L'hydrologie: éventuellement basée sur des ensembles de données provenant de mesures prises directement à la section de prise. Une bonne approche consiste à installer une station de jaugeage à la section d'entrée immédiatement après la première évaluation positive du site, afin d'avoir des mesures directes au moins pendant le temps entre la sélection du site et l'étude de détaillée.
- L'évaluation environnementale: si des sites particulièrement sensibles sont concernés, elle doit être approfondie par des mesures directes sur site des paramètres les plus critiques pour la biologie du cours d'eau.
- Géologie et géotechnique: si des situations critiques sont supposées être présentes, il est recommandé de prélever et d'analyser des échantillons de sondage ou de forage du sous-sol en laboratoire ; ceci est généralement obligatoire pour les aménagements basse chute.

L'analyse de marché doit également être approfondie de manière plus réaliste que celle rapportée dans l'étude de faisabilité.

## 4.2 Processus d'octroi de permis et licence

La mise en œuvre d'une PCH implique de nombreuses règles très différentes, quelques-unes au niveau national, d'autres au niveau régional, provincial ou même municipal, et cela signifie des délais et des coûts importants pour obtenir tout le nécessaire pour démarrer la construction de l'aménagement et la production d'énergie.

Au moins les licences/permis suivants sont généralement nécessaires.

- Droit d'eau ;
- Production d'énergie ;
- Impact sur la qualité de l'eau, la flore et la faune du fleuve, et tous les aspects environnementaux ;
- Droit du bâtiment et exigences en matière de construction ;
- Connexion au réseau ;
- Propriétés foncières.

Habituellement, les procédures les plus critiques sont liées au permis d'utilisation de l'eau, car elles impliquent des aspects techniques et environnementaux du projet et, de plus, peuvent être mises en concurrence avec d'autres proposants intéressés par la même exploitation de l'eau.

D'une manière générale, une approche assez efficace consiste à partager le projet avec les communautés locales, après l'acquisition du droit à l'eau, afin d'éliminer, ou au moins d'atténuer, les principales causes d'opposition.

Cette approche facilite également les procédures d'autorisation au niveau national ou régional, et peut éviter des problèmes pendant la phase de construction, toujours critique.

### 4.3 Bouclage financier

Dans l'étude de faisabilité, une enquête financière peut être proposée, sur la base des apports financiers habituels, mais au niveau de l'étude détaillée, l'analyse financière et la conception finale du schéma de financement devraient mieux être effectuées par le directeur financier du proposant ou par un consultant externe.

En effet, l'évaluation financière finale est très sophistiquée et nécessite des éléments qui dépendent strictement de la situation spécifique du proposant, comme par exemple: des économies possibles sur la fiscalité des bénéfices du proposant suite à l'investissement; des facilités d'amortissement spécifiques par la loi; le partage équitable de l'investissement; des facilités d'accès aux prêts bancaires pour le proposant; incitations nationales ou internationales pour la production d'énergie de sources renouvelables (SER) ou, en général, sur de nouveaux investissements, etc.

Les coûts de gestion de la centrale peuvent également être affectés par des situations particulières du proposant, telles que, par exemple, des équipes déjà existantes gérant d'autres centrales hydroélectriques ou des équipements installés dans les entreprises appartenant au proposant ; des cabinets externes spécialisés dans la gestion de l'usine disponibles non loin du site de l'usine, des assurances spécifiques pour le proposant, etc.

Par conséquent, le concepteur technique doit traiter les problèmes suivants avec une grande précision:

- Les coûts de construction ;
- Le calendrier de réalisation, y compris les flux de trésorerie associés ;
- La production annuelle d'énergie (le montant net qui peut être vendu !) Et la date de démarrage prévue de la production (début d'entrée des revenus) ;
- Les coûts d'exploitation et de maintenance (main-d'œuvre, pièces de rechange et amortissements techniques) ;
- Durée de vie technique des principaux composants de la centrale: travaux de génie civil (différentes valeurs peuvent être fixées pour les prises d'eau, les barrages, les cours d'eau, la centrale et les installations annexes); équipement électromécanique (valeurs différentes pour les machines tournantes ; composants électriques ; appareils électroniques, lignes électriques, etc.)
- Une analyse des risques, à prendre comme base des contrats d'assurance.

### 4.4 Construction et mise en service

Avant de commencer les activités de construction, une étude d'exécution doit être mise en œuvre.

Fondamentalement, elle contient tous les détails de construction, tels que les barres d'acier pour le béton armé ; les schémas détaillés sur site des ouvrages de l'aménagement ; les spécifications techniques pour les matériaux de construction, la documentation contractuelle pour les fournisseurs, etc. De plus, elle comprend les spécifications techniques des équipements électromécaniques, qui sont principalement les groupes électrogènes, les groupes turbo alternateurs et les panneaux de contrôle de l'usine, les cellules électriques, les transformateurs, les télécommandes, les grues, les lignes électriques.

Étant donné que les procédures d'autorisation entraînent souvent des modifications du projet initial, l'étude d'exécution ne doit être mise en œuvre qu'après l'obtention de tous les permis et licences.

L'étude d'exécution doit être conforme aux normes nationales, mais si les normes nationales ne couvrent pas tous les aspects de l'hydroélectricité, elle peut être conforme aux normes internationales, telles que les réglementations EN-ISO ou les directives de l'USACE.

L'étude d'exécution est également une bonne documentation pour gérer les principales acquisitions, car elle décrit en détail les travaux, les fournitures et les contraintes spécifiques au site qui pourraient affecter l'obligation contractuelle et les prix.

En ce qui concerne les activités de construction, il est courant que la construction de la centrale hydroélectrique soit un long processus, car elle est très souvent située dans des zones reculées caractérisées par des installations d'accès assez difficiles. De plus, les conditions météorologiques peuvent interférer avec les activités sur place, voire les arrêter pendant les saisons pluvieuses ou froides. D'autres contraintes de temps proviennent de la fourniture des équipements, qui nécessite des mois importants pour être livrés et mis en service ; les transports outre-mer et les procédures douanières connexes, parfois complexes et chronophages ; la route d'accès et les autres infrastructures à construire auparavant, puis à réhabiliter après chaque saison des pluies. Compte tenu de tous ces éléments, la construction d'une PCH prend généralement 12 à 24 mois.

Lorsque la centrale est enfin terminée, la conception entre dans une autre phase difficile: la mise en service.

Une procédure de mise en service typique suit les étapes suivantes.

- Une inspection globale des ouvrages et équipements, pour vérifier qu'ils sont conformes aux spécifications contractuelles ;
- Vérifier que la documentation concernant les certifications de qualité et les tests en usine ou sur site est disponible et cohérente ;
- Test à sec, pour vérifier le fonctionnement de base, principalement ceux liés aux situations d'urgence (Vannes de sécurité, par exemple) ;
- Activation de la chaîne de démarrage de l'usine et test de fonctionnement jusqu'à la puissance maximale, y compris la mise en parallèle automatique avec le réseau national sur demande ;
- Essais de performance pour évaluer le rendement de l'unité (globalement ou séparément pour turbine et alternateur, selon les énoncés contractuels) ;
- Essai de fonctionnement, c'est-à-dire surveiller l'unité en fonctionnement sans aucune panne pendant une durée déterminée (généralement 10 à 15 jours pour les PCH) ;
- Formation spécifique et approfondie des exploitants de l'usine.

Ce n'est qu'après que l'aménagement ait passé tous les tests mentionnés ci-dessus que la période de garantie des équipements peut commencer.

Pour finaliser la mise en service, il est fortement recommandé de fournir les plans de recollement, qui sont des éléments clés pour mener à bien les activités d'exploitation et de maintenance de l'usine de manière sûre et efficace.

## 4.5 Exploitation & Maintenance (E&M)

Les performances de l'usine, ainsi que sa durée de vie, dépendent considérablement de la qualité d'exploitation et de maintenance.

Pour parvenir à de bons résultats, le meilleur moyen est d'introduire dans les contrats avec les principaux fournisseurs une obligation claire de réaliser une formation approfondie des opérateurs, basée sur des manuels clairs et complets et des exercices pratiques.

A l'issue des activités de formation, les opérateurs sont invités à les évaluer, en déclarant avoir reçu une formation satisfaisante pour exploiter en toute sécurité l'usine dans toutes les situations de travail.

Une amélioration très significative devrait être d'impliquer les futurs directeurs d'usine dans les activités de montage, afin qu'ils acquièrent une connaissance approfondie en travaillant directement sur les équipements qu'ils doivent entretenir par la suite.

Il est important de souligner que les manuels des fournisseurs ne sont qu'une partie du manuel d'exploitation et de maintenance de l'usine, qui doit inclure les instructions pour faire fonctionner et entretenir les ouvrages civils et hydrauliques, qui peuvent généralement provoquer les pannes les plus dramatiques et les plus dangereuses de la centrale hydroélectrique.

Un manuel type de l'exploitation et la maintenance comprend au moins les chapitres suivants.

- Description de l'aménagement et de limites d'exploitation ;
- Documentation administrative (permis, licences, contrats, rapports de suivi et de mise en service...)
- Documentation technique (sous forme de plans construits, spécifications techniques, manuels d'équipement, ...)
- Instructions pour activer la dérivation d'eau (description détaillée des opérations sur les vannes ; paramètres à surveiller pendant le fonctionnement, ...)
- Instructions pour démarrer et arrêter les groupes électrogènes et les gérer dans toutes les conditions de fonctionnement ;
- E&M: activités quotidiennes, hebdomadaires, mensuelles et annuelles, répertoriées également dans des listes de contrôle appropriées ;
- Modèle de registre où chaque activité E&M est enregistrée.

## 5 Financement pour les projets internationaux de petite hydroélectricité

Les principaux concepts sous-jacents aux termes et conditions de financement sont 1) les déterminants du risque théoriques du modèle de tarification des immobilisations et 2) la méthode de financement, c'est-à-dire le financement des entreprises et/ou des projets. Pour faciliter la compréhension du paysage financier du financement de l'accès à l'énergie dans les marchés émergents, certains concepts de financement sont d'abord expliqués. Ce sont 1) le modèle de tarification des immobilisations (CAPM) et 2) le financement de projet par rapport au financement d'entreprise.

### 5.1 Le modèle de tarification des immobilisations

En finance, le CAPM est un modèle utilisé pour déterminer un "taux de rentabilité requis" théoriquement approprié d'un actif qui permet de prendre des décisions concernant l'ajout d'actifs à un portefeuille diversifié (Chong, Jin et Philips, 2013 et Chen, 2019). Le CAPM est un modèle de tarification d'un titre ou d'un portefeuille individuel, dérivé du monde académique des années 70 du siècle dernier. Les détails du CAPM peuvent être trouvés dans n'importe quel manuel de finance. La relation sous-jacente entre le risque perçu en combinaison avec la valeur temps de l'argent et la récompense requise est centrale dans le modèle (plus le risque perçu est élevé, plus la rentabilité requise est élevée).

Le **CAPM (international)** est accompagné d'une formule (Kenton, 2020) qui est présentée ici car il sera fait référence à certains composants plus loin dans ce chapitre.

Le **taux de rentabilité sans risque** tient compte de la valeur temps de l'argent et correspond généralement à un investissement dans des obligations d'État ayant une cote de crédit élevée (AAA par exemple), un investissement à « risque zéro ».

$$ER_i = R_f + \beta_i(ER_m - R_f)$$

Où:

$ER_i$  = retour sur investissement attendu

$R_f$  = Taux de rentabilité sans risque

$\beta_i$  = bêta d'un investissement

$(ER_m - R_f)$  = prime de risque du marché

Le **bêta d'un investissement** est « une mesure du risque que l'investissement ajoutera à un portefeuille qui ressemble au marché (un bêta supérieur à 1 augmente le risque d'un portefeuille, inférieur à 1 réduit ce risque) ». La **prime de risque du marché** est la rentabilité attendue par les investisseurs ou les prêteurs en plus du taux de rentabilité sans risques.

Le risque perçu et sa traduction en récompense requise au niveau de la proposition individuelle sont appelés « **coût du capital** ». En tant qu'outil d'investissement, il impose d'investir dans des initiatives et des projets qui produiront des rentabilités supérieures au coût de leur capital. Le coût du capital comprend à la fois le coût des capitaux propres et de la dette d'une manière pondérée conformément à une structure de capital privilégiée ou existante d'un projet ou d'une entreprise. Calculé de cette manière, il est appelé « coût moyen pondéré du capital » (CMPC).

Le coût de la dette est le taux d'intérêt facturé à l'entreprise ou au projet, mais exempt d'impôts sur les sociétés, car les intérêts sont dans la plupart des cas déductibles d'impôts. Cela peut également

$$\text{Coût de la dette} = \frac{\text{Frais d'intérêts}}{\text{Dette totale}} \times (1 - T)$$

où:

Frais d'intérêts = int. payé sur la dette courante de l'entreprise

T = taux d'intérêt marginal de la société

être capturé dans une formule comme dans la case à droite (voir source CAPM).

Le coût des fonds propres est en général plus compliqué à calculer car le taux de rentabilité exigé par les investisseurs n'est pas aussi clairement défini par rapport au coût de la dette, en particulier la composante " bêta " qui est souvent abordée comme un bêta moyen d'un groupe de sociétés similaires (cotées en bourse). Pour le coût des capitaux propres, le même calcul est effectué que dans le CAPM et illustré à droite.

$$CAPM(\text{Equité des coûts}) = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

où:

$R_f$  = taux de rentabilité sans risque

$R_m$  = Taux de rentabilité du marché

Le fonctionnement du CMPC dans les propositions d'énergies renouvelables a été étudié dans le projet H2020 appelé Aures II (2020). Il est intéressant d'apprendre des différences qu'Aures a trouvées dans le coût des fonds propres (fourchette 6,0-20,0 %), le coût de la dette (fourchette 1,7-11,0 %) et le coût global du capital (fourchette 3,0-13,7 %) pour les 28 pays européens à l'époque (2014-2016). Les différences ont été attribuées à

1. les risques spécifiques du pays (indépendamment des risques liés aux énergies renouvelables),
2. prime de risque spécifique aux énergies renouvelables pour le pays respectif, et
3. la concurrence entre les investisseurs et les banques. En outre, les effets du coût du capital sur le coût actualisé de l'électricité (LCOE) se sont avérés très importants

Le « risque » est un concept relatif et en finance, il est souvent décomposé en composantes. Un bon exemple est le « risque pays » qui est dans l'étude d'Aures ci-dessus l'une des principales causes des différences de CMPC, à part pour les marchés émergents. Cette catégorie de risque est largement couverte par, entre autres, les « agences de crédit ». Une notation inférieure à BBB est considérée comme une notation de non-investissement ou "spéculative". Les projets ou les entreprises en général ne peuvent pas être mieux notés que le pays dans lequel ils sont établis/opèrent. Les banques internationales (commerciales) doivent satisfaire aux exigences de Bâle en matière de solvabilité (les exigences réglementaires internationales pour les institutions financières) qui sont trop élevées pour les activités dans les pays avec des notations spéculatives - La tarification d'un prêt pour compenser cela conduirait simplement à des investissements non rentables par rapport à ce que, par exemple, les Institutions de Financement de Développement ("IFD") peuvent offrir.

Le « risque pays » est l'une des nombreuses catégories de risque qui entrent en jeu dans l'évaluation des risques d'une classe de risque d'actifs d'énergies renouvelables. Il est probablement le plus important car il détermine dans une très large mesure les possibilités de financement. Il faut savoir que les agences de crédit effectuent des tâches de notation par une analyse rigoureuse où tous les risques évalués sont pondérés les uns par rapport aux autres. Les propositions d'énergies renouvelables sur les marchés émergents n'ont souvent pas de notation de crédit associée.

## 5.2 Financement de projet et financement d'entreprise

Un autre concept important pour comprendre le financement de l'accès à l'énergie dans les marchés émergents est la compréhension de deux manières distinctes de financer un actif. Un « actif » dans ce chapitre est utilisé comme référence à une proposition d'énergie renouvelable sous la forme d'un projet ou d'une entreprise rémunératrice. Un investissement dans les actions du projet ou dans une entreprise est appelé un actif pour le fournisseur de capitaux propres et un prêt au projet ou à l'entreprise est une position définie pour un prêteur.

La finance concerne **l'analyse des risques, l'atténuation des risques et la répartition des risques**. De très haut niveau, il se décline en deux formes: 1) financement d'entreprise (ou de société) et 2) financement de projet.

**Le financement de projet** est né de l'allocation de fonds à une (nouvelle) société externalisée parce que le financement d'entreprise créerait un risque trop important pour un seul actif dans le bilan de la société ; l'industrie pétrolière a donc utilisé cette structure parce qu'une seule entreprise d'exploration pouvait avoir un impact énorme sur le bilan.

En raison des crises énergétiques de 1973 et 1979, les États-Unis ont adopté une législation par le Public Utility Legislation Policies Act ("PURPA") en 1978 visant en premier lieu l'efficacité énergétique, mais utilisée dans les années 1980 pour introduire la production d'électricité par le secteur privé sous le régime du **producteur indépendant d'électricité** ("IPP") avec des paramètres prédéfinis tels que 40 % des capitaux propres et un certain seuil minimum de rentabilité des capitaux propres (American History, 2020). La PURPA a permis une grande partie des paiements « garantis » pour la capacité ajoutée au réseau (« frais de capacité ») et certains frais pour compenser entièrement les coûts de fonctionnement (« frais d'énergie »). Ce programme « IPP » a été exporté vers les marchés émergents via des sociétés comme Enron, AES, mais aussi dans d'autres secteurs d'infrastructure comme l'eau. Le principe sous-jacent est le CAPM qui stipule pour le propriétaire d'actifs qu'un risque (perçu) plus élevé nécessite plus d'intérêts attendus des actions, comme indiqué précédemment. Par conséquent, sur une participation de 40 % dans un projet, les exigences de rentabilité en Afrique ont souvent > 20 % (Harper, 2015) par an (en monnaie forte) en plus de mesures rigoureuses d'atténuation des risques telles que des clauses d'indemnisation de résiliation complète, etc. garanties par les gouvernement respectifs ou même déjà réservés.

Le financement de projets est un prêt à Fonds commun de créances ("FCC"). Le financement de projet est basé sur l'analyse des flux de trésorerie futurs tels que présentés dans un plan d'affaires et reflétés dans un modèle financier. La principale clause de "suivi" est le taux minimum de couverture de la dette ("TCD") qui reflète le montant de la trésorerie nette nécessaire à l'avenir en relation avec l'obligation de service de la dette, c'est-à-dire que si 100 représente le service de la dette (intérêts + remboursement du principal) au cours d'une année donnée, le TCD doit calculer comment la trésorerie nette s'y rapporte (si la trésorerie nette est de 150 au cours de cette année, le TCD est de  $150:100 = 1,50 \times$ )

**Le financement des sociétés** consiste à prêter à une personne morale, qu'il s'agisse d'une start-up ou d'une société établie. Dans le financement des entreprises, la capacité d'endettement est déterminée par les antécédents de l'entreprise et la solidité du bilan, entre autres les capitaux propres disponibles ou la possibilité de faire appel à des fonds propres si et quand cela est jugé nécessaire (pour des dépassements de coûts par exemple)

La **capacité de service de ligne de crédit** est souvent considérée comme maximisée par rapport à une position en fonds propres (y compris la dette subordonnée) d'environ 40 % du bilan, soit 60 % d'emprunt, mais évidemment justifiée par le business plan sous-jacent sur les futures possibilités de service de crédit. Les principales clauses de « suivi » sont le ratio dette/fonds propres (ratio D:F) et le ratio de liquidité. Le ratio de liquidité exprime la capacité de l'entreprise à honorer ses obligations à court terme telles que le ratio actuel qui détermine les liquidités à court terme divisé par les obligations à court terme (dette) et qui indique une situation saine si ce ratio est supérieur ou égal à 1,5 x.

Le financement d'entreprise peut être envisagé par un prêteur ou un investisseur à tout moment, le financement de projet fonctionne généralement vers un moment (« clôture financière »). Les portefeuilles de « projets » plus petits (comme l'énergie solaire sur les toits) peuvent avoir les deux éléments de calendrier simultanément (un prêt à l'entreprise mais dont le décaissement est autorisé lorsque les jalons sont atteints à chaque niveau du projet), mais le plus souvent, le financement séquentiel est le cas. Il est également bon de mentionner que le

financement des entreprises doit beaucoup plus tenir compte des intérêts acquis, par exemple, des prêteurs existants (nouvel emprunt soumis à l'approbation des prêteurs existants) par rapport au financement de projets.

Le CAPM et les systèmes IPP ont tous deux été développés au siècle dernier et ont eu une forte influence l'un sur l'autre. La législation accompagnant les programmes IPP pour permettre un environnement propice à la mobilisation des bailleurs de fonds du secteur privé a servi de norme pour de nombreux autres pays. Dans les banques, le processus d'allocation des risques dans les IPP et le soutien gouvernemental sont devenus les paramètres du financement des IPP détaillés dans les « documents de politique interne ». Ces politiques permettent au « front-office » de structurer les transactions de manière à ce que les analystes de crédit puissent les évaluer par rapport aux politiques internes d'investissement ou de prêt. En outre, pour la vente de prêts à d'autres bailleurs de fonds, les politiques sont dans une certaine mesure acceptées par la plupart des institutions financières qui se concentrent sur le secteur de l'énergie.

L'énergie renouvelable en tant que « classe d'actifs » financière peut très bien être financée par le secteur privé et se prête à une normalisation très poussée et donc à la titrisation. Comprendre le financement des énergies renouvelables par le secteur privé sur des marchés financiers « parfaits » montre clairement où le financement est différent sur les marchés financiers « imparfaits », qui incluent les marchés sur lesquels HYPOSO se concentre. Cette compréhension permet de déterminer les meilleures interventions, le cas échéant, mais elle permet également de cartographier de manière réaliste les sources de financement puisqu'elles ne sont pas aussi répandues sur les marchés imparfaits.

Les solutions entièrement basées sur le marché sont moins bancables sur les marchés émergents et les transactions négociées ou « non sollicitées » sont difficiles à adopter par les gouvernements (« demain, une meilleure offre peut être faite »), donc dans la pratique, le régime de rachat a prouvé sa valeur pendant de nombreuses années dans beaucoup de pays. De nos jours, de plus en plus de pays adoptent un « système d'enchères », que ce soit dans le cadre d'un régime de rachat (prévoit un prix d'enchère maximal supérieur) ou non.

L'Union européenne a pris conscience de l'importance des enchères il y a de nombreuses années et a soutenu un grand consortium dans le cadre du programme H2020 pour définir l'environnement propice aux enchères. Le projet H2020 s'appelle Aures - Promouvoir des enchères efficaces d'énergies renouvelables (projet AURES, 2017). Les modèles de livraison sont également applicables aux projets hydroélectriques bien que les caractéristiques des projets hydroélectriques ne permettent pas facilement les appels d'offres/enchères puisque la plupart des projets sont très spécifiques au site. Les dépenses engagées pour le développement de tels sites sont souvent un obstacle en cas de demande d'appel d'offres final (projet AURES II, 2020).

### 5.3 Sources de financement

En raison de la réglementation de Bâle, les banques commerciales internationales ne sont pas très actives, voire pas du tout, dans le financement direct des énergies renouvelables dans les marchés émergents, abandonnant les actifs de la petite hydroélectricité. Si elles sont actives sur les marchés émergents elles le sont dans le financement d'actifs par exemple qui nécessitent des durées beaucoup plus courtes que dans les énergies renouvelables, de 3 à 5 ans (dans les transactions télécoms par exemple) contre 10 à 18 ans.

Sans les banques internationales, le secteur privé du point de vue du financement est largement absent et, par conséquent, les « relais » vers les investisseurs institutionnels, les fonds de pension, les compagnies d'assurance, les prêteurs de détail, etc. Les graphiques suivants illustrent le « déficit » de disponibilité des sources de financement des énergies renouvelables dans les pays émergents avec des notations non-investissement:

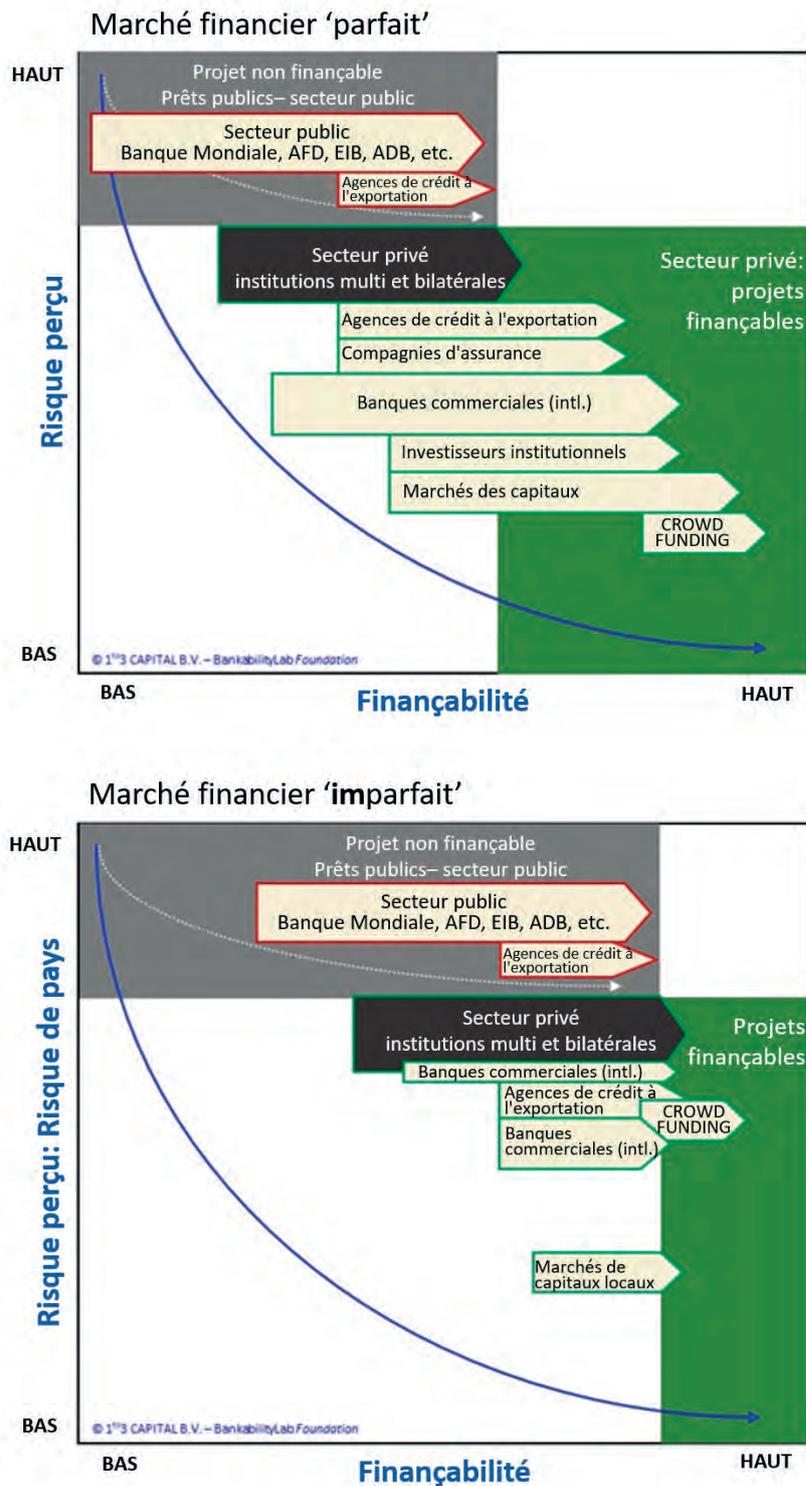


Figure 93: Marchés parfaits et imparfaits (1to3 Capital)

Ces graphiques (trop simplifiés) visent à montrer le manque de certaines sources de financement pour les énergies renouvelables, comme les investisseurs institutionnels, les banques commerciales, etc. dans les marchés émergents, du moins absentes à une certaine échelle souhaitée. En raison du manque de certains blocs de financement majeurs, le nombre de projets finançables est également en deçà des attentes et des objectifs internationaux à l'horizon 2030 concernant les objectifs de changement climatique. Les projets développés devront être adoptés par des institutions de moindre importance et un nombre relativement plus important de ces institutions sont des agents de développement qui, en principe, "ne peuvent pas" donner de conseils car ils

doivent également fournir l'argent (ce sont les "prêteurs en dernier ressort") et ils sont "égaux", par conséquent, à l'exception de la SFI, aucun d'entre eux ne se démarque comme chef de file avec la "souscription" au nom des autres, ce qui est une approche courante aux banques commerciales. « Il n'existe pas de projets bancables » est souvent mentionné pour l'Afrique et les pays d'Asie du Sud-Est. D'autres régions comme l'Amérique latine font face à un manque de financement pour certains types de projets comme la petite hydroélectricité, la e-mobilité, etc. En outre, parce que les institutions de développement ne peuvent pas fausser le marché, le CAPM est très bien vivant dans les décisions de financement dans les pays émergents, peu importe si l'on est en faveur du schéma CAPM théorique. Attention, le "prêteur de dernier recours" indique également souvent qu'il y a un manque de fonds propres sur le marché, qui est une catégorie également offerte par les institutions de développement. Par conséquent, souvent dans la même transaction, des capitaux propres et de la dette sont fournis, ce qui doit être d'autant plus conforme au marché, c'est-à-dire à l'épreuve du CAPM. Néanmoins, le financement est disponible pour et dans les marchés émergents par le biais de programmes qui fonctionnent intelligemment avec ou autour de ces règles de conformité au marché. Ces règles sont détaillées dans les paragraphes suivants, plus ou moins dans l'ordre décroissant, des partis financiers qui peuvent assumer le plus de risques politiques aux partis qui assument ces risques à un stade ultérieur du processus de financement ou à des niveaux de risque moins élevés

## 5.4 Financement du secteur public et la EXIM BANK

Les parties financières qui prennent en compte d'importantes sommes de financement pour l'hydroélectricité dans les marchés émergents sont la Banque mondiale, la EXIM Bank et les agences de crédit à l'exportation (ACE) qui concernent le financement public du secteur public (entités) dans les marchés émergents, comme le montre le diagramme à droite, mais avec quelques « caractéristiques du secteur privé ». L'intérêt de financement pour la Banque mondiale est basé sur son mandat de soutien dans des pays spécifiques de l'Association internationale de développement (IDA). Pour Exim Bank, le soutien de sa propre industrie qui exporte et/ou réalise des travaux dans les marchés émergents est le principal moteur du soutien.

### La banque mondiale

Le Groupe de la Banque mondiale (GBM) joue un rôle très important dans le segment de la finance. La Banque mondiale peut être active uniquement dans le secteur public et/ou dans le secteur privé également (IDA, 2020).

#### Banque mondiale et secteur public

Une intervention du secteur public est par exemple une subvention mise à disposition pour un projet hydroélectrique. En 2014, par exemple, la Banque mondiale a débloqué 100 millions USD sous forme de subvention sur un coût de projet de 270 millions USD pour les projets hydroélectriques « Jiji et Mulembwe » en République du Burundi (Banque mondiale, 2014). Par sa position, la Banque mondiale a mobilisé une « coalition de donateurs qui comprend la Banque africaine de développement (BAD), la Banque européenne d'investissement (BEI), l'Union européenne (UE), le gouvernement du Burundi et la société de services publics Regideso.

La Banque mondiale offre également des "financements concessionnels", c'est-à-dire des financements à des conditions favorables qui s'écartent des prix du marché qui seraient dérivés du "CAPM" mais qui sont justifiés par des accords internationaux pour soutenir les pays de l'IDA, un groupe de 74 pays à l'heure actuelle: «l'IDA propose une gamme de produits de financement - des subventions aux prêts aux conditions de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (BIRD) - qui prend en compte les variations du développement économique et social des pays de l'IDA. «

### Banque mondiale et secteur privé des pays de l'IDA

Lorsque les facilités de l'IDA ont été reconstituées pour la 18ème fois (IDA-18), la Banque mondiale a créé un guichet secteur privé (PSW) de 2,5 milliards de dollars, en collaboration avec ses filiales, la Société financière internationale (SFI) et l'Agence multilatérale de garantie des investissements (MIGA), dans le but de catalyser les investissements du secteur privé dans les pays bénéficiant uniquement de l'IDA. L'IDA-19 est actuellement proposé au même niveau de financement de 2,5 milliards USD. Le PSW de l'IDA est considéré comme une option quand il n'existe pas de solution commerciale et que les autres outils et approches de la Banque mondiale sont insuffisants. Le PSW de l'IDA s'appuie sur l'appui de la Banque mondiale à l'investissement du secteur privé dans les pays IDA de plus de 100 milliards de dollars au cours de la dernière décennie: « Le PSW de l'IDA est déployé à travers quatre possibilités:

1. facilité en monnaie locale, qui vise à fournir des investissements à long terme de la SFI en monnaie locale dans les pays de l'IDA où les marchés des capitaux ne sont pas développés et où les solutions de marché ne sont pas suffisamment disponibles.
2. Mécanisme de financement mixte pour associer le soutien au PSW avec des investissements pionniers de la SFI dans des secteurs ayant un fort impact sur le développement, notamment les petites et moyennes entreprises (PME), l'agroalimentaire, la santé, l'éducation, le logement abordable, les infrastructures, l'atténuation du changement climatique et l'adaptation à celui-ci, entre autres.
3. Mécanisme d'atténuation des risques pour fournir des garanties basées sur les projets sans indemnité souveraine aux investissements privés dans les grands projets d'infrastructures.
4. Mécanisme de garantie de la MIGA pour étendre la couverture grâce à une participation partagée des premiers sinistres et aux risques via la réassurance de la MIGA.

Le PSW de l'IDA facilite les investissements mais ne finance pas les investissements privés à lui seul. Par le biais de différents mécanismes, il soutient ou combine les investissements de la SFI ou les garanties de la MIGA pour soutenir les investissements du secteur privé".

Un exemple du fonctionnement du schéma IDA-PSW est décrit ci-dessous.

Aux Iles Salomon, une centrale hydroélectrique de 15 MW de 240,8 millions USD est financée principalement par des prêts concessionnels et des subventions IFD. L'usine et le barrage de 72 mètres de haut en béton armé sont situés sur la rivière Tina, à environ 30 kilomètres au sud-est de Honiara, la capitale des îles Salomon. Il s'agit du premier projet hydroélectrique à grande échelle à être développé dans les îles Salomon.

Dans ce projet, la MIGA a émis des garanties pour 90 % des investissements en actions (14,1 millions USD) pour couvrir les investissements et les bénéfices futurs du projet pendant 20 ans. Les garanties offrent une protection contre l'expropriation, la rupture de contrat et la guerre et les troubles civils. Le projet vend de l'électricité une fois opérationnel dans le cadre d'un accord d'achat d'électricité de 30 ans (MIGA, 2020).

Dans l'ensemble, le GBM semble proposer des solutions de financement sous de nombreux angles à des positions très importantes. Les financements mis à disposition et mobilisés auprès d'autres semblent vraiment inégalés. Le soutien de pays à pays dans un secteur et un type spécifique de production d'électricité a souvent de nombreuses retombées qui profitent également aux petits producteurs d'électricité. Pour de nombreux pays, il

est déjà assez difficile d'obtenir un financement pour des travaux d'infrastructure à plus long terme, par conséquent, s'il est disponible à des conditions concessionnelles au niveau du secteur public, cet itinéraire est préféré par beaucoup.

## 5.5 Instituts de financement du développement et fonds de développement

Les parties qui peuvent être classées comme instituts de financement du développement sont disponibles à de nombreux niveaux dans toutes les économies du monde entier, allant des agents de développement municipaux, des agents de développement provinciaux et industriels, des institutions de développement régionales et nationales ainsi que des entités supranationales, les institutions financières multilatérales. Un grand nombre de ces institutions se concentre sur les marchés émergents ou ont été créées dans le but de n'être actives que sur les marchés émergents.

De manière générale, `` deux '' groupes de banques de développement peuvent être identifiés: 1) les institutions multilatérales où plus d'un gouvernement est actionnaire/participant aux institutions (IMF), et 2) les institutions bilatérales dont un gouvernement est actionnaire (majoritaire) et l'institut fonctionne comme un instrument du programme de développement du pays (IFD). Les deux types d'institutions ont l'obligation de catalyser d'autres financements (les banques commerciales internationales par exemple) et de s'ajouter aux acteurs du marché.

### Institutions financières multilatérales

Les IMF ont le mandat d'agir tant dans le secteur public que dans le secteur privé. La plupart des IMF se concentrent sur les deux en interne et désignent différemment parfois l'orientation du secteur privé comme « IFC » pour la Banque mondiale en tant que groupe. Les IMF ont de vastes programmes de syndication vers d'autres types de bailleurs de fonds tels que les fonds de pension, les banques commerciales, etc. Les IMF peuvent agir seules, c'est-à-dire fournir des solutions de financement complètes offrant un financement mixte, des fonds propres, des dettes subordonnées et des dettes prioritaires, et sont en mesure de remplir leur "devoir de diligence" (les secteurs de la banque et de l'assurance subissent depuis 1990 une exigence de plus en plus grande en matière de devoir de diligence pour les produits et services fournis (y compris les « conseils »)), associés à la vente de produits financiers et à la fourniture de services associés. En raison de l'obligation de catalyser d'autres financements et de s'ajouter au marché, il est essentiel pour les IMF (et les IFD) d'opérer dans le cadre de la définition du marché de type CAPM.

### Institutions bilatérales de développement

Les institutions bilatérales de développement fonctionnent comme des banques commerciales, mais avec un mandat spécifique sur les marchés émergents. Étant donné que la plupart des pays ont une banque de développement bilatérale, ils ont tendance à coopérer et opèrent donc dans le cadre de ce que l'on appelle des « clubs deals ». À la différence des IMF, les institutions bilatérales ne récupèrent pas l'intégralité du financement mais réduisent les risques en prenant jusqu'à 25 ou 30 % du coût total du projet ou de la facilité. Du point de vue du risque, ils ont donc besoin de 2 autres banques pour offrir un financement complet. Travailler dans des clubs deals est probablement plus rapide mais présente l'inconvénient que la transparence est moindre par rapport à une transaction syndiquée sur le marché.

## 5.6 Banques commerciales ayant recours à l'assurance export

HYPOSO concerne la promotion de solutions hydroélectriques européennes avec 5 pays spécifiques pour le pilotage. Ces 5 pays peuvent être classés comme marchés émergents. La plupart des acteurs de l'industrie hydroélectrique « exportent » leurs équipements et ont développé des méthodes de financement de leurs exportations. Les gouvernements encouragent l'exportation de biens et de services et créent également des méthodes de financement. Ces méthodes peuvent être du secteur public-public (comme le fait souvent la Chine) ou du secteur public (soutien) -privé.

### Banques commerciales internationales

Afin de créer des conditions équitables en matière de soutien aux exportations, il a été convenu au niveau international dans quelle mesure « l'aide publique au développement » (APD) ou « aide liée » peut être utilisée en termes et conditions de financement des exportations ou de garanties d'exportation. La manière dont cela est organisée en détail peut être trouvée dans les publications de l'OCDE (2013). L'utilisation de l'APD est liée par un ensemble rigoureux de mesures de notification. Le point soulevé ici est que les financements (ou garanties) à l'exportation basés sur l'APD sur papier fournissent des solutions économiques privilégiées, ils rendent les exportations plus attractives. Un acteur industriel qui exporte vers un acheteur résidant dans un pays éligible pour recevoir une aide liée peut demander à sa relation bancaire commerciale locale de connaître la meilleure possibilité et/ou garantie de financement à l'exportation. Attention, dans ces programmes d'aide publique, certains risques restants doivent être supportés par les banques commerciales, comme par exemple 5 % du prêt « non couvert » (c'est-à-dire que le prêt est couvert à 95 % par l'ACE).

La couverture ACE recherchée peut être limitée à (certains) risques politiques (expropriation, convertibilité de la monnaie et risques de transférabilité) ou peut également inclure des risques commerciaux, c'est-à-dire une « couverture complète ». Les ACE sont impliquées si des banques commerciales qui sont en liaison avec l'acteur de l'industrie en tant que « banque-maison » ou banque de relations souhaitent soutenir un projet ou un développeur dans ses exportations ou son développement de projet. En cas d'éligibilité de l'aide liée, cette voie de financement est plus avantageuse que d'autres, bien que comparée aux solutions dans le cadre du CAPM.

### Banques commerciales nationales

Les banques nationales ne jouent pas un rôle important dans les projets de production d'électricité. La plupart des financements proviennent de l'étranger en devises fortes (USD et/ou EUR) à des conditions (de 15 à 18 ans de dette par exemple) qui ne peuvent être prises en compte par les banques locales.

Sans « financement concessionnel » aux banques commerciales locales, le prix d'un prêt compensera entièrement l'inflation, de sorte que les niveaux nominaux sont souvent de 25 à 30 % par an. Les ténors sont limités à 3 à 5 ans. Avec un financement concessionnel des IFD, les banques nationales peuvent être impliquées dans des projets et des entreprises d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le programme Sunref (Sunref, 2020) de l'AFD en France réussit très bien à fournir ces « lignes vertes » et cette capacité technique aux banques commerciales locales qui rétrocèdent des prêts aux énergies renouvelables (ER) dans leurs pays.

Les banques nationales sont perçues comme jouant un rôle beaucoup plus important à l'avenir, car il est bien préférable que les ER soient financées en monnaie locale qu'en monnaie forte pendant 25 ans. La crise de Covid-19 a également montré avec quelle facilité et rapidité plus de 50 milliards USD ont été retirés d'Afrique, par exemple, juste au cours de la première semaine de la crise. Les écarts sur les obligations des pays en développement ont fortement augmenté au cours de la même période pour s'établir à 400-500 BPS (les points de base -BPS font référence à une unité de mesure commune pour les taux d'intérêt et les autres pourcentages de la finance. Un point de base équivaut à 1/100e de 1 %, ou 0,01 %, ou 0,0001, et est utilisé pour désigner le pourcentage de changement d'âge dans un instrument financier), tandis que la valeur des devises par rapport au dollar a considérablement baissé depuis le début de cette année (Chen, 2020). Par conséquent, les pays en développement auraient besoin de plus de monnaie locale pour compenser leurs obligations en USD et emprunter davantage deviendra (et est déjà) beaucoup plus cher.

## 5.7 Marchés obligataires

Selon le FMI, les marchés obligataires africains ont connu une croissance constante ces dernières années, en particulier en Afrique de l'Est (Business Daily, 2020), mais restent néanmoins sous-développés. Les pays africains bénéficieraient d'un meilleur accès au financement et de marchés financiers plus profonds. Le financement en monnaie locale est essentiel pour le financement futur de l'accès à l'électricité et les marchés obligataires sont

le pas vers plus d'émissions en monnaie locale. À ce stade, il n'est cependant pas perçu comme une bonne source de financement pour la petite hydroélectricité, bien que les portefeuilles de la petite hydroélectricité pourraient être un bon candidat pour la titrisation, par exemple.

## 5.8 Fonds de pension

Les fonds de pension ont des engagements à long terme qu'ils font idéalement correspondre aux flux de revenus à long terme, également du point de vue des investissements. L'hydroélectricité, la PCH également, fournit de tels flux de revenus. Les prêts directs par les fonds de pension ne sont pas toujours possibles, mais il n'est pas rare qu'ils soient accordés indirectement, par exemple par l'intermédiaire de fonds. Par exemple, un gestionnaire d'actifs du nom d'"Aquila Capital" a lancé relativement récemment (en 2015) un fonds en Europe qui se consacre à l'investissement dans 33 PCHs ciblant spécifiquement les fonds de pension (« le premier fonds de ce type pour les investisseurs institutionnels »). Le fonds vise à obtenir une rentabilité de son portefeuille de 7 à 9 % et a une durée de vie de 20 ans (Chestney, 2015). Le fonds comble les lacunes de certains fonds de pension et d'autres investisseurs institutionnels pour renforcer les capacités internes pour ces investissements dans les infrastructures. Pour les marchés émergents, une telle capacité constituerait un obstacle plus important et une raison de plus pour des types de fonds similaires axés sur la PCH dans les marchés émergents.

## 5.9 Autres possibilités de financement

Il n'est pas passé inaperçu pour beaucoup que les restrictions du CAPM et les marchés financiers imparfaits sont présents dans de nombreux secteurs, mais les possibilités de les contourner sont nombreuses.

### 5.9.1 Institutions de développement

Premièrement, de nombreuses institutions de développement ne sont pas les « banques » et, en tant que telles, suivent des réglementations qui peuvent être différentes des banques. Au lieu de cela, ils sont nommés « Société financière internationale », « Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft », etc. Deuxièmement, certaines institutions elles-mêmes sont nommées « fonds » (« Swedfund », « Norfund », etc.) et la plupart des structures de fonds pour mettre en place des activités nouvelles et associées qui doivent respecter des objectifs de fonds, mais ces objectifs peuvent s'écarter des exigences du CAPM. Pour cette raison, les fonds répondent à un marché prêt, mais uniquement pour une atténuation des risques spécifiques, un élément central (égalité des sexes par exemple) ou un produit (capital de travail pour les entreprises de systèmes solaires domestiques par exemple) car la création du fonds ne pourrait pas être justifiée autrement (souvent mis en place avec de l'argent du secteur public par le biais de banques de développement, de ministères, etc.).

### 5.9.2 Fonds d'impact

Les fonds d'impact sont apparus au cours des 15 dernières années et traitent du financement d'actifs de marché qui n'avaient pratiquement pas accès au financement et utilisent intelligemment le mécanisme du CAPM, c'est-à-dire qu'ils se conforment dans une certaine mesure à ses conditions de tarification pour rester dans la communauté des banques de développement, mais s'écarter suffisamment du système pour avoir l'impact qu'ils visent. Bien que les investisseurs d'impact semblent travailler de manière propriétaire dans l'espace énergétique, ils coopèrent entre eux à des fins d'échelle et de réduction des coûts (due diligence - DD).

### 5.9.3 Crowdfunding

Le crowdfunding international distribué n'a pas besoin de suivre le système de tarification CAPM puisque les prêteurs de financement alternatifs n'ont pas de frais de mobilisation de capitaux et ne sont pas liés par les accords de Bâle.

De nos jours, le crowdfunding est (encore) un exercice exclusif, chaque plateforme travaillant principalement pour sa propre base d'investisseurs avec ses propres spécificités en matière de diligence raisonnable et de tarification. Par conséquent, une plateforme de crowdfunding distribuée (la proposition HYPOSO fait partie de cette suggestion) - donnant accès aux opportunités de financement à toutes les plateformes éligibles en Europe (ou dans le monde) - aurait l'avantage d'avoir accès aux prêteurs du secteur privé final, augmenterait une classe d'actifs à risque standardisée et pourrait réduire le coût de la diligence raisonnable de manière considérable.

Le gouvernement britannique a été l'un des premiers bailleurs de fonds à comprendre le pouvoir du crowdfunding pour l'Afrique. Il a expérimenté une plateforme de "dette de change alliée", qui n'a pas encore été publiée, pour le financement syndiqué de projets africains. Il comprend également que le risque lié aux prêts en Afrique ne peut pas être entièrement transféré aux prêteurs en Europe et fournit donc, entre autres, des positions de première perte dans des projets solaires en Afrique avec des plateformes de crowdfunding en Europe. Le crowdfunding est de plus en plus perçu comme une solution de financement courante: "Des innovations telles que le crowdfunding et l'agrégation ouvrent les marchés des PPA à un plus grand nombre de participants. (REN 21, Rapport de situation globale, Renewables 2020).

### 5.9.4 Blockchain

La révolution numérique associée à la finance alternative, peut-être en complément des sources de financement existantes, offre la perspective de redéfinir complètement le financement des (plus petits) projets d'énergies renouvelables. Compte tenu de l'absence actuelle de financement à long terme du secteur privé en Afrique subsaharienne, cela permet d'identifier une nouvelle source de financement privé à long terme pour les investissements dans les infrastructures - le financement privé distribué. Elle offre également la possibilité, si elle n'est pas faite correctement, d'effrayer le secteur privé. La redéfinition du paysage financier repose sur les éléments de base suivants:

- La technologie blockchain permet de conclure des contrats d'approvisionnement avec chaque utilisateur final. Cette intégration, combinée à des modèles de net-metering et de paiement à l'utilisation, permet de financer des projets directement sur la base d'un pool d'utilisateurs finaux via un contrat blockchain. En principe, il n'y aurait pas de frontières géographiques. Par exemple, 10 000 utilisateurs finaux de 3 mini-réseaux au Bénin, à Madagascar et au Burundi pourraient être regroupés de cette manière. Plus de risque d'utilité, plus de garanties gouvernementales, d'indemnités de départ, de programmes de garantie de risque partiel, etc.
- Un contrat blockchain est probablement le moyen le plus sûr d'éviter la corruption, rendant ainsi les projets plus bancables.

Les problèmes de crypto-monnaie concernent tous les investisseurs dans le monde, mais les crypto-monnaies sont volatiles.

### 5.9.5 Organisations communautaires

En Europe, l'organisation et le financement communautaires sont populaires en ce qui concerne la production d'énergie renouvelable et parfois plus qu'encouragés dans, par exemple, les appels d'offres organisés par les municipalités (encourageant à ouvrir la possibilité de prêt ou de propriété à la communauté locale).

En particulier, les travaux du C40 concernent ce domaine où les villes sont prises comme point de départ pour la production d'énergie renouvelable et les mesures d'efficacité énergétique. L'initiative C40 est déjà une initiative « communautaire » à travers laquelle 96 villes sont connectées, ce qui ne représente pas moins de 700 millions de citoyens et un quart de l'économie mondiale. Les solutions hydroélectriques font partie des solutions. C40 intègre des solutions financières dans son initiative (C40 Cities, 2020).

## 5.10 Résumé

La PCH fournit une énergie fiable, a un fort impact sur le développement économique local, est verte et résiliente. Des contraintes environnementales et sociales de plus en plus complexes et des coûts croissants (à la fois absolus et par rapport aux autres énergies renouvelables) augmentent tous les défis du développement de l'hydroélectricité, mais peut-être moins pour la production hydroélectrique à petite échelle.

La capacité de financement de la PCH est difficile en raison de la taille des projets et souvent les développeurs sont impliqués sans un capital propre suffisant. Si les projets sont regroupés, la taille peut être surmontée comme un problème. La propriété ne peut pas être facilement combinée si l'on souhaite soutenir l'entrepreneuriat local, mais le financement par emprunt peut être regroupé. Par conséquent, une ligne verte vers une banque locale qui finance un portefeuille de PCH fournit une voie de financement viable. Ces banques peuvent être sélectionnées dans les pays qui disposent d'un environnement favorable grâce à des programmes de rachat d'électricité dont les tarifs sont connus. Les prêts levés pour financer la banque locale peuvent provenir d'institutions de financement du développement, mais également d'un groupe de sites européens de financement collectif coopérant, comme le propose HYPOSO.

Les fonds dédiés et les investisseurs d'impact ont montré que le financement du portefeuille de PCH est possible. Certaines banques de développement ont montré que le financement de la petite hydroélectricité individuelle est également faisable. Il convient de noter que l'institut de développement norvégien Norfund a mis en œuvre une action ciblée sur le financement des PCH en Afrique. Il existe des institutions capables de proposer des solutions de portefeuille (cela est fait avec succès par exemple par l'institut de développement IFC, membre du Groupe de la Banque mondiale) et la mise à l'échelle vers le secteur privé semble tout à fait possible. Il est reconnu que la préparation est essentielle pour une nouvelle mise à l'échelle de la PCH. HYPOSO souscrit à cela, mais un nombre croissant de parties se concentrent également sur la préparation des demandes de crédit et les étapes de développement antérieures. L'Association internationale de l'hydroélectricité, par exemple, offre une facilité de développement pour les PCH.

## 6 Conclusion

Ce manuel est le résultat de l'effort conjoint d'un groupe d'experts européens impliqués dans le projet HYPOSO financé par l'UE avec le nom complet « HYdroPOwer SOLutions for developing and emerging countries ». Le but du projet est d'aider à partager le savoir-faire européen des petites centrales hydroélectriques dans ces pays afin d'atteindre d'importants objectifs sociaux, économiques et environnementaux, tels que l'approvisionnement fiable en électricité dans certaines régions éloignées, en développant des composants de base de mini-réseaux électriques, stimulant la croissance économique locale et/ou augmentant sa durabilité en remplaçant l'approvisionnement en électricité déjà disponible basé sur les moteurs diesel par celui basé sur le potentiel d'énergie renouvelable disponible localement et la technologie sans émissions. Certains autres avantages découlant du développement de petits systèmes hydroélectriques ont été décrits dans les deux premiers chapitres de ce manuel.

Au moment de la rédaction de ce texte (en 2020), les activités du projet sont menées dans 5 pays cibles: la Bolivie, la Colombie et l'Équateur en Amérique latine, et le Cameroun et l'Ouganda en Afrique. Tous sont représentés

dans le consortium du projet par des institutions d'enseignement et de recherche pertinentes ou des associations nationales d'hydroélectricité. Il faut garder à l'esprit que l'hydroélectricité est déjà non seulement présente dans les pays cibles, mais agit également en tant que fournisseur national d'électricité important, voire leader (Bolivie - 26,9 %; Colombie - 77,6 %; Équateur - 76,3 %; Cameroun - 73 %; Ouganda - 91 %;) (Hydropower & Dams, 2020). En revanche, la production totale est souvent insuffisante pour répondre aux besoins des économies émergentes et l'accès de la population à l'électricité est assez diversifié (Bolivie - 90 % avec 72 % en milieu rural; Colombie - 100 %; Équateur - près de 100 %; Cameroun - 60 % dont 21 % en zone rurale; Ouganda - 15 % dont 7 % en zone rurale) (Liu et al., WSHPDR, 2019). En outre, l'accès existant à l'électricité est souvent accablé par des capacités insuffisantes et la nécessité de construire des lignes de transport longues et coûteuses ou des centrales électriques locales à moteur diesel. Dans toutes ces circonstances, l'utilisation du petit potentiel hydroélectrique disponible localement peut révéler toutes ses caractéristiques bénéfiques.

Les petites installations hydroélectriques ne sont pas seulement des copies miniaturisées des grandes, car maintenir l'investissement spécifique et les coûts d'exploitation et de maintenance à un niveau acceptable nécessite souvent une technologie simple, mais ingénieuse et éprouvée. Les principales priorités sont souvent déplacées d'un rendement maximal élevé à une flexibilité et une fiabilité élevées - caractéristiques essentielles dans le cas de mini-réseaux auto-équilibrés et permettant de réduire les coûts d'exploitation et de maintenance par télécommande. La réduction de l'impact environnemental indésirable est facilitée en raison de l'échelle du projet et de l'utilisation possible de certaines techniques difficilement applicables en cas de grande hydroélectricité.

L'industrie européenne a une longue tradition dans le développement de technologies dédiées exclusivement aux petites applications hydroélectriques en plus de celles typiques du secteur de la grande hydroélectricité. Il suffit probablement de mentionner les turbines à flux transversal et Turgo, toutes deux développées il y a plus d'un siècle. Le développement de la technologie de la petite hydroélectricité s'est accéléré à la fin des années 1970, principalement dans le cadre de la réaction mondiale à la crise pétrolière mondiale. La tendance était particulièrement visible dans les applications à faible charge, car les unités Kaplan et semi-Kaplan ont été introduites dans diverses configurations dans les programmes de production des plus grands fabricants de turbines. La relance suivante est intervenue au tournant des années 80 et 90 - cette fois dans le cadre d'une tendance générale à augmenter la contribution des énergies renouvelables au mix énergétique tout en veillant à l'impact environnemental local. L'introduction des unités à vis d'Archimède est apparue comme un succès commercial majeur, mais beaucoup d'efforts de recherche ont été consacrés au développement d'autres conceptions respectueuses des poissons, y compris les unités très basses chutes et hydrocinétiques. La satisfaction des exigences environnementales sans cesse croissantes, notamment la préservation de la continuité biologique des cours d'eau et des capacités de transport des sédiments, a récemment stimulé de nombreux progrès significatifs dans la conception non seulement des unités hydrauliques, mais aussi des ouvrages de génie civil et de divers aménagements auxiliaires. Au stade actuel de développement, l'industrie européenne de la petite hydroélectricité dispose de toutes les solutions techniques nécessaires pour exploiter durablement le potentiel hydroélectrique dans le monde. Même pour ce que l'on appelle l'hydro-caché, de nombreux concepts existent de nos jours. Un aperçu incomplet de la technologie disponible a été donné au chapitre 3 de cette publication.

Il convient de souligner qu'une grande partie des progrès récents n'aurait jamais eu lieu si ce n'était la politique pluriannuelle de recherche et développement des gouvernements européens et de la Commission européenne. Cet effort étant fait, le moment est venu de partager encore plus intensément les résultats disponibles avec des partenaires en Afrique et en Amérique latine dans l'intérêt conjoint des fournisseurs de technologie, des développeurs nationaux de petite hydroélectricité, du bien-être des communautés locales et de la croissance économique durable des pays cibles. Les auteurs sont fermement convaincus que lier le transfert de technologie aux activités de renforcement des capacités et à une coopération fiable et durable avec des partenaires

européens constituera une bonne opportunité pour le développement de l'industrie de la petite hydroélectricité dans les pays cibles et la diffusion de l'expertise qui en résultera dans les régions voisines.

À cette fin, la méthodologie adoptée dans le cadre du projet HYPOSO suppose de rassembler les acteurs concernés du secteur hydroélectrique de l'UE avec les parties prenantes des pays sélectionnés ainsi que la formation de nouveaux experts en hydroélectricité grâce à des activités de renforcement des capacités. Les principales composantes de l'approche sont des études basées sur le SIG du potentiel de la petite hydroélectricité ainsi que des contraintes administratives et économiques locales, et la préparation d'études de faisabilité pour la construction de petites installations hydroélectriques à l'aide de la technologie européenne. Les parties prenantes locales devraient lancer les projets en tant que projets pilotes. Les parties prenantes locales ainsi que les développeurs et investisseurs actifs et potentiels de la petite hydroélectricité font également partie des principaux destinataires de ce livre, et en particulier des chapitres 4 et 5 dans lesquels les étapes les plus importantes du processus de développement de la petite hydroélectricité ainsi que les plans de financement internationaux disponibles ont été décrits respectivement. Les auteurs s'attendent à ce que cette publication semble utile dans leurs activités.

À l'exception des lignes directrices générales sur le calendrier de développement des centrales hydroélectriques, telles qu'elles sont présentées au chapitre 4, les auteurs n'ont, à aucun moment de leur travail, tenté de faire concurrence aux manuels d'ingénierie classiques sur le développement des installations hydroélectriques et la conception, la construction ou l'exploitation de l'un de leurs composants. Le but de cette publication était plutôt de présenter le savoir-faire en matière de petite hydroélectricité offert par l'industrie européenne ainsi que par de nombreux bureaux et institutions de conception et de conseil. Une attention particulière a été accordée aux avancées récentes qui peuvent être la raison d'un certain déséquilibre dans la discussion des différentes technologies liées aux PCH. D'autre part, des technologies telles que le contrôle numérique des centrales hydroélectriques, y compris les systèmes de diagnostic et les algorithmes d'optimisation, ont peut-être reçu moins d'attention qu'elles ne le méritaient en raison des progrès particulièrement rapides réalisés au cours des dernières décennies.

Comme le livre s'adresse à un très large cercle de lecteurs, dont certains n'ont pas de formation d'ingénieur, les informations techniques sur les unités hydrauliques et leurs caractéristiques ont été précédées par l'explication de certains concepts fondamentaux et permettent ainsi de bien comprendre les sections suivantes. En suivant cette approche, les auteurs espèrent contribuer également à accroître l'intérêt pour les technologies hydroélectriques chez les lecteurs qui ne sont pas directement liés au secteur. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus ou qui ont des questions sont invités à prendre contact avec l'équipe du projet HYPOSO. Les remarques critiques utiles à la préparation d'éventuelles mises à jour de cette publication sont également les bienvenues.

De plus amples informations sur le projet HYPOSO sont disponibles sur le site [www.hyposo.eu](http://www.hyposo.eu) .

L'équipe HYPOSO  
Munich, Décembre 2020

## Liste des références

- ACRA (2020): Energy program - second phase. (Online) Available: [http://www.acra.it/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1020&Itemid=1478&lang=en](http://www.acra.it/index.php?option=com_content&view=article&id=1020&Itemid=1478&lang=en) (29.11.2020).
- Adamkowski, A., Kwapisz, L., Lewandowski, M. (2019): Stress state in steel hydropower pipelines - selected problems, HYDROFORUM 2019 Polish Hydropower Conference, Polanczyk/Solina, October 2019. (Online) Available: [https://drive.google.com/file/d/1kyCF-rpd\\_B\\_gopU9P1kK1LWJsn4YXz8U/view](https://drive.google.com/file/d/1kyCF-rpd_B_gopU9P1kK1LWJsn4YXz8U/view) (29.10.2020)
- Albayrak, I., et al. (2017): An experimental investigation on louvres and angled bar racks. *Journal of Hydraulic Research*. 2017.
- American History (2020): The Public Utility Regulatory Policies Act. (Online) Available: <https://americanhistory.si.edu/powering/past/history4.htm> (22.10.2020).
- Amiblu (2020): Amiblu GRP pipe projects around the world. (Online) Available: <https://www.amiblu.com/technologies/> (29.10.2020).
- Andritz Hydro (2012): ANDRITZ HYDRO Hammerfest. Renewable energy from tidal currents. (Online) Available: <https://www.andritz.com/resource/blob/61614/cf15d27bc23fd59db125229506ec87c7/hy-hammerfest--1--data.pdf> (21.10.2020).
- Arndt, R.E.A. (1981): Cavitation in fluid machinery and hydraulic structures. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1981, Vol.13, pp.273-328.
- AURES II project (2020a): D5.1 Report on design elements affecting financing. (Online) Available: <http://aures2project.eu/deliverables/> (22.10.2020).
- AURES II project (2020b): AURES II. (Online) Available: <http://aures2project.eu/> (22.10.2020).
- AURES project (2017): AURES. (Online) Available: <https://auresproject.eu/> (22.10.2020).
- Bansal, P., Marshall, N. (2010): Feasibility of hydraulic power recovery from waste energy in bio-gas scrubbing processes, *Applied Energy* 87 (2010) 1048–1053.
- Baselt, I., Malcherek, A., and Maerker, C. (2013): Steffturbine. A micro hydro turbine based on conveyor belt technology. AFRICA 2013- Water Storage and Hydropower Development for Africa, Int. Journal of Hydropower & Dams Conf., Addis Ababa.
- Bau, F., et al. (2008): Suivis par radiopistage de la dévalaison de l'anguille argentée sur le Gave de Pau au niveau des ouvrages hydroélectriques d'Artix, Biron, Castetarbe, Baigts et Puyoo (2007-2008). s.l.: Rapport GHAPE RA.08.06, 2008.
- Beck, C., et al. (2019): Hydraulic performance of fish guidance structures with curved bars: Part 1: Head loss assessment. *Journal of Hydraulic Research*, <https://doi.org/10.1080/00221686.2019.1671515> (22.10.2020).
- Beck, C., et al. (2019): Hydraulic performance of fish guidance structures with curved bars: Part 2: Flow fields. *Journal of Hydraulic Research*, <https://doi.org/10.1080/00221686.2019.1671516> (22.10.2020).
- Bellmann, R., Sebestyen, A., Wührer, W. (1999): Rebuilding storage pumps for Geesthacht. *Upgrading and Refurbishing of Hydro Power Plants*, Berlin, May 1999.
- Berg, R. (1986): Fish passage through Kaplan turbines at a power plant on the river Neckar and subsequent Eel injuries. *Vie milieu*. 1986, 36 (4), 307-310.
- Boes, R.M. and Albayrak, I. (2017): Fish guidance structures: new headloss formula and fish guidance efficiency. s.l.: Proceeding of the 37th IAHR World Congress, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- Boes, R.M. et Albayrak, I. 2017. Fish guidance structures: new headloss formula and fish guidance efficiency. s.l.: Proceeding of the 37th IAHR World Congress, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- Bousquet, C., Samora, I., Manso, P., Rossi, L., Heller, Ph., and Schleiss, A.J. (2017): Assessment of hydropower potential in wastewater systems and application to Switzerland, *Renewable Energy* 113 (2017) 64e73.

- Brujls, MCM, et al. (2003): Management of silver. s.l.: EU-Report Contract Q5RS-2000-31141, 2003.
- Burger Wasserkraftanlagen GmbH (2020): Getriebe und Lager. (Online) Available: <https://www.wasserkraft.biz/produkte/getriebe-lager.php> (29.10.2020).
- Business Daily (2020): Kenya raises \$2bn in fresh Eurobond issue. (Online) Available: <https://www.businessdailyafrica.com/markets/capital/Kenya-says-fresh--2bn-Eurobond-oversubscribed-seven-times/4259442-4315350-format-xhtml-e2n1jaz/index.html> (22.10.2020).
- C40 Cities (2020): The Power of C40 Cities. (Online) Available: <https://www.c40.org/cities> (22.10.2020).
- Chen, J. (2019): International Capital Asset Pricing Model (CAPM). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/i/international-capm.asp> (22.10.2020).
- Chen J. (2020): Basis Points (BPS). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/b/basispoint.asp> (22.10.2020).
- Chevalier, S., Culshaw, S.T., and Fauquez, J.P. (1996), The Hydroplus Fusegate system – four years on , in: « The reservoir as an asset », A conference organised by the British Dam Society, Thomas Telford Publishing, London, 1996.
- Chong, J., Jin Y., Philips, G.M. (2013): The Entrepreneur’s Cost of Capital: Incorporating Downside Risk in the Buildup Method. (Online) Available: <http://www.macrorisk.com/wp-content/uploads/2013/04/MRA-WP-2013-e.pdf> (22.10.2020).
- Choulot, A., Denis, V., and Punys, P. (2012): Integration of small hydro turbines into existing water infrastructures, [in:] H. Samadi-Boroujeni (Ed.): “Hydropower - Practice and Application”, InTech 2012, pp.239-276.
- Chestney, N. (2015): UPDATE 1-Aquila Capital launches European hydropower fund. (Online) Available: <https://www.reuters.com/article/fund-renewables/update-1-aquila-capital-launches-european-hydropower-fund-idUSL5N0XY40Z20150507> (22.10.2020).
- CINK Hydro – Energy (2020): 2-cell Crossflow Turbine. (Online) Available: <https://www.cink-hydro-energy.com/en/2-cell-crossflow-turbine/> (21.10.2020).
- Courret, D. and Larinier, M. (2008): Guide pour la conception de prises d'eau "ichtyocompatibles" pour les petites centrales hydroélectriques. 2008.
- Cowx, I. G., et al. (2020): D1.4 Cumulative Impact Assessment. (Online) Available: <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Cui, X., Binder, A., Schlemmer, E. (2007): Straight-Flow Permanent Magnet Synchronous Generator Design for Small Hydro Power Plants, International Conference on Clean Electrical Power, 2007, DOI: 10.1109/IC-CEP.2007.384231.
- Czerwinski, F., Canas, J.-J.R., Marin, P. (2012): SAM turbine: a low head alternative for small hydro projects, Hidroenergia 2012, Wroclaw (Poland) May 24th-25th 2012, Paper 4B01.
- Daniel, R., Paulus, T. (2019): Lock Gates and Other Closures in Hydraulic Projects, Butterworth/Heinemann, 2019, 993 p., (Online) Available: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-05399-0> (21.10.2020).
- Denis, V., Cottin, C., Choulot, A. (2016): Design of small Pelton, Kaplan and diagonal turbines, from laboratory tests until manufacturing drawings, or an innovative development to guarantee a high long-term production. Hydrovision 2016, Minneapolis (Minnesota, US), 25-29 July 2016.
- Dewitte, M. (2018): D2.1 A List of solutions, models, tools and devices, their application range on a regional and overall level, the identified knowledge gaps and the recommendations to fill these, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Dewitte, M. and David, L. (2019): D2.2 Working basis of solutions, models, tools and devices and identification of their application range on a regional overall level to attain self-sustained fish populations, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).

Ebel, G. (2013): *Fischschutz und Fischabstieg an Wasserkraftanlagen - Handbuch Rechen- und Bypasssysteme*. s.l.: Ingenieurbiologische Grundlagen, Modellierung und Prognose, Bemessung und Gestaltung. Mitteilungen aus dem Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie Dr Ebel, Band4, 483 S. Halle (Saale). ISBN: 978-3-00-039686-1., 2013.

Eisenbeiss (2016): *Hydropower - Fit and Forget*. (Online) Available: <https://www.eisenbeiss.com/industries/energy-technology/hydropower/> (21.10.2020).

EPRI (1986): *Assessment of downstream migrant fish protection technology of hydroelectric application*. Boston, Massachusetts: Stone and Webster Eng. Corp., 1986. p. 420.

ESHA (2004): *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. Brussels, 2004.

Flygt (2020): *Flygt hydro turbines*. (Online) Available: <https://pdf.directindustry.com/pdf/xylem-france/flygt-hydro-turbines/157420-912786.html> (29.10.2020).

Fontanella, S., Fecarotta, O., Molino, B., Cozzolino, L. and Della Morte, R. (2020): A performance prediction model for Pumps as Turbines (PATs), *Water* 2020, 12, 1175; doi:10.3390/w12041175.

Franzke, A. (1970): *Benefits of energy recovery turbines*. Chemical Engineering, February 23, 1970.

Gatte, M.T. and Kadhim, R.A. (2012): *Hydropower* [in:]: A.A. Ahmed (ed.) "Energy Conservation", InTech, 2012, pp.95-124, <http://dx.doi.org/10.5772/52269> (22.10.2020).

Gale J., Höfler E., Bergant A. (2010): *Compact vertical axial turbine „Saxo“*, 16th International Seminar on Hydropower Plants – TU Wien 2010.

Geiger, F., Sepp, A. et Rutschmann, P. (2016): *Korrespondenz Wasser Wirtschaft*. s.l.: Vol. 9, Nr. 10, S. 627-632, 2016.

Giesecke, J., Mosonyi, E. (1998): *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb*. Zweite Auflage, Springer 1998, 730 S.

Gilkes (2019): *100 Years of the Turgo Impulse Turbine*. (Online) Available: <https://www.gilkes.com/media/1809/100-yrs-of-the-turgo-impulse-rev-4.pdf> (21.10.2020).

Gosset, C. and Travade, F. (1999): *Etude de dispositifs d'aide à la migration de dévalaison des salmonidae: barrières comportementales*. 1999.

Harper, P. (2015): *Public-private partnerships and the financial cost to governments: Case study on the power sector in Uganda*. (Online) Available: [https://jubileedebt.org.uk/wp-content/uploads/2015/08/Uganda-case-study\\_08.15.pdf](https://jubileedebt.org.uk/wp-content/uploads/2015/08/Uganda-case-study_08.15.pdf) (23.10.2020).

Hartvigsen Hydro (2020): *Pelton Wheel*. (Online) Available: [https://h-hydro.com/New\\_Site/pelton-wheel/](https://h-hydro.com/New_Site/pelton-wheel/) (21.10.2020).

Hoffmann M. (ed.) (1992): *Small hydropower plants. Handbook*. 2nd Edition. Nabba Sp. Z O.O., Warsaw 1992 (in Polish).

Huang, B., Pu, K., Wu, P., Wu, D., and Leng, J. (2020): *Design, Selection and Application of Energy Recovery Device in Seawater Desalination: A Review*. *Energies* 2020, 13, 4150; doi:10.3390/en13164150.

Hutchinson (2020): *HPP Belt*. (Online) Available: <https://www.hutchinsontransmission.com/products-solutions/products/hpp-belt> (21.10.2020).

Hydroplus (2020): *Classic Fusegate*. (Online) Available: [http://www.hydroplus.com/hydroplus/hydroplus.nsf/web/hausse\\_classique.htm&lng=L2](http://www.hydroplus.com/hydroplus/hydroplus.nsf/web/hausse_classique.htm&lng=L2) (28.10.2020).

IDA (2020): *Private Sector Window Papers*. (Online) Available: <https://ida.worldbank.org/financing/ida18-private-sector-window/psw-papers> (22.10.2020).

IEC 60041 (1991): *Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines*.

IEC 60193 (2018): *Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – model acceptance tests*.

- IEC 61116 (1992): Electromechanical equipment guide for small hydroelectric installations.
- International Journal on Hydropower & Dams (2020): World Atlas & Industry Guide 2020.
- IRENA (2019): Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Online) Available: [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA\\_Global\\_Energy\\_Transformation\\_2019.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf) (19.10.2020).
- Kenton, W. (2020): Capital Asset Pricing Model (CAPM). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp> (22.10.2020).
- Keuneke, R. (ed.) (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IId Stromerzeugung aus Wasserkraft. Zwischenbericht. Ingenieurbüro Floecksmühle, 2014, 257 S. (Online) Available: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-5-wasserkraft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-5-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (21.10.2020).
- Khan, M.J., Bhuyan, G., Iqbal, M.T., and Quaicoe, J.E. (2009): Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy* 86 (2009) 1823–1835.
- Kroll, L. (2015): Eel protection Initiative (EPI) Rhineland-palatinate/ RWE Power AG on the Moselle river with special reference to "catch & carry" methods. s.l.: International Conference on Engineering and Ecohydrology for Fish Passage 2015, 2015.
- KSB (2012): Pumps Used as Turbines. (Online) Available: <https://www.ksb.com/blob/52840/e415e5c5191fe2be2aa5a2f83a243a44/pumpen-als-turbinen-en-data.pdf> (21.10.2020).
- Kumar, A., Saini, R.P. (2016): Performance parameters of Savonius type hydrokinetic turbine – A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (2016), pp. 289–310, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.005> (22.10.2020).
- Larinier, M., Travade, F., and Porcher, J. P. (2002): Fishways: biological basis, design criteria and monitoring. 2002, p. 208.
- Lashofer, A., Hawle, W., Kaltenberger, F., and Pelikan, B. (2013): Die Wasserkraftschnecke – Praxis, Prüfstand und Potential. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, Oktober 2013, DOI: 10.1007/s00506-013-0106-2.
- Leclerc, M. (2008): The Very Low Head Turbogenerator set concept. Evaluation of 1st year operation. *Hydroenergia 2008*, Bled (Slovenia) June 12th-13th 2008, Session 5A "SHP Innovation", 8 p.
- Little, N. (2016): Induction generator for wind power generation. (Online) Available: <https://slideplayer.com/slide/10953057/> (29.10.2020).
- Liu, D., Liu, H., Wang, X., and Kremere, E., eds. (2019): World Small Hydropower Development Report 2019: Case Studies. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power. p. 12. (Online) Available: [https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/UNIDO%20Case%20Studies\\_for%20web.pdf](https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/UNIDO%20Case%20Studies_for%20web.pdf) (28.10.2020).
- Mala voda (2020): Turbína Turgo. (Online) Available: <http://mve.energetika.cz/primotlaketurbiny/turgo.htm> (21.10.2020).
- Michałowski S., Plutecki J.: *Hydropower*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 1975 (in Polish).
- MIGA (2020): Tina Hydropower Limited. (Online) Available: <https://www.miga.org/project/tina-hydropower-limited> (22.10.2020).
- OECD (2013): Arrangement on Officially Supported Export Credits. (Online) Available: [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=tad/pg\(2013\)1](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=tad/pg(2013)1) (22.10.2020).
- Ossberger (2018): OSSBERGER® Crossflow Turbine. (Online) Available: <https://ossberger.de/en/hydropower-technology/ossbergerr-crossflow-turbine/> (21.10.2020).

- Perrig, A. (2007): Hydrodynamics of the free surface flow in Pelton turbine buckets. Thèse NO 3715 (2007), Lausanne, EPFL, 242 p.
- Pfleiderer, C., Petermann, H. (1986): Strömungsmaschinen. Springer-Verlag.
- Pucher, E. (1996): Entwicklung und Einsatzbereich der Banki-Turbine 1916 bis 1996. Wasserwirtschaft, 86 (1996) 12, S. 640-644.
- Punys, P., Dumbrasukas, A., Kasiulis, E., Vyčienė, G., Šilinis, L. (2015): Flow regime changes: from impounding a temperate lowland river to small hydropower operations. *Energies* 2015, 8, 7478-7501; doi:10.3390/en8077478.
- Raabe, J. (1985): Hydro Power. The design, use, and function of hydromechanical, hydraulic, and electrical equipment. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1985, 684 S.
- Raabe, J. (1989): Hydraulische Maschinen und Anlagen, 2.Auflage, VDI Verlag, Düsseldorf.
- Raynal, S., et al. (2014): Streamwise bars in fish-friendly angled trashracks. s.l.: Journal of Hydraulic Research Vol. 52, No. 3 (2014), pp. 426–431, 2014.
- Rohloff (2020): Planetary Gear System. (Online) Available: <https://www.rohloff.de/en/experience/technology-in-detail/planetary-gear-system> (21.10.2020).
- Rohmer, J., Knittel, D., Sturtzer, G., Flieller, D., and Renaud, J. (2016): Modeling and experimental results of an Archimedes screw turbine. *Renewable Energy* 94 (2016) 136-146, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.044> (22.10.2020).
- Rutschmann, P., et al. (2011): International Water Power & Dam Construction. 2011.
- Saini, G., Saini, R.P. (2019): A review on technology, configurations, and performance of cross-flow. hydrokinetic turbines. *Int. J. Energy Res.* 2019; 43:6639–6679, <https://doi.org/10.1002/er.4625> (22.10.2020).
- Schleker, T. (2020): Hydropower Research & Innovation: The European viewpoint. Hydropower Europe Workshop, 12-13 October 2020 (online workshop).
- Siemens (2020): Kleinwasserkraftwerke. (Online) Available: <https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/stromerzeugung/kraftwerke/kleinwasserkraftwerke.html> (19.10.2020).
- Sobczyk, T., Węgiel, T., Grahl-Madsen, M., and Styrylski, M. (2010): Integrated turbine with PM generator for small hydropower plants. *Technical Transactions. Series Electrical Engineering*, 1-E/2010, Issue 17, pp. 99-111. (Online) Available: [https://repozytorium.biblos.pk.edu.pl/redo/resources/33254/file/suwFiles/SobczykT\\_IntegratedTurbine.pdf](https://repozytorium.biblos.pk.edu.pl/redo/resources/33254/file/suwFiles/SobczykT_IntegratedTurbine.pdf) (21.10.2020).
- Stoltz, U. and Geiger, F. (2019): D3.1 Guidelines for mortality modelling. (Online) Available: <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Strom-Boje (2020): Der Mittelrhein. (Online) Available: [http://strom-boje.de/?page\\_id=11](http://strom-boje.de/?page_id=11) (23.10.2020).
- Sulzer, 2020: Hydraulic power recovery turbine. (Online) Available: <https://www.sulzer.com/en/shared/applications/hydraulic-power-recovery-turbine> (21.10.2020).
- Sunref (2020): Towards a greener future. (Online) Available: <https://www.sunref.org/en/> (22.10.2020).
- TB Hydro (2020): High performance valves installed on all continents. (Online) Available: <https://tbhydro.com.pl/en> (21.10.2020).
- The World Bank (2014): World Bank to Finance New Hydropower Development in Burundi. (Online) Available: <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2014/04/22/world-bank-to-finance-new-hydropower-development-in-burundi> (22.10.2020).
- Therrien, J. and Verreault, G. (1998): Évaluation d'un dispositif de dévalaison et des populations d'anguilles en migration dans la rivière Rimouski. 1998.

Travade, F., Gouyou, G. and De Faveri, N. (1999): Efficacité d'un exutoire de dévalaison et d'une barrière acoustique pour les smolts de saumons atlantiques (*Salmo salar* L.) à l'aménagement hydroélectrique de St Cricq sur le gave d'Ossau. 1999.

USACE, n.d: Cutaway cross-section of the spillway at Bonneville Dam with tainter gates and flip lip. (Online) Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/File:Bonneville\\_Dam\\_spillway\\_cross-section.png](https://en.wikipedia.org/wiki/File:Bonneville_Dam_spillway_cross-section.png) (22.10.2020).

Voith (2018): StreamDiver®. Utilizing New Hydropower Potential. (Online) Available: <http://voith.com/uk-en/hydropower-components/streamdiver.html> (21.10.2020).

Walcher (2020): Historie der Wasserkraft. (Online) Available: <http://wasserkraft-walcher.de/historie-der-wasserkraft/> (19.10.2020).

Wiegand (2020): Federwehr. (Online) Available: <https://www.wiegandslide.com/federwehr-stauwehr.html> (29.10.2020).

Wolter, C., et al. (2019): D1.3 Fish Population Hazard Index, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).

XFLEX HYDRO (2020): Building a resilient, renewable power system with innovative hydropower technology. (Online) Available: <https://xflexhydro.net/news/building-a-resilient-renewable-power-system-with-innovative-hydropower-technology> (22.10.2020).

Zdrallek, M. (2018): Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in Deutschland. (Online) Available: [https://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/Gutachten\\_Netztechnischer\\_Beitrag\\_Kleinwasserkraftwerke.pdf](https://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/Gutachten_Netztechnischer_Beitrag_Kleinwasserkraftwerke.pdf) (29.10.2020).

Zhangh, J., Leontidis, V., Dazin, A., Tounzi, A., Delarue, Ph., et al. (2018): Canal lock variable speed hydropower turbine design and control. IET Renewable Power Generation, 2018, 12 (14), pp.1698-1707. hal-02138305.



Technologies de la petite hydroélectricité –  
Innovations européennes de pointe

