



QUEL AVENIR POUR LES STEP_s ?

François LEMPÉRIÈRE (HYDROCOOP)

Symposium du CFBR du 26 janvier 2017 à Chambéry



SOMMAIRE

L'ELECTRICITE MONDIALE EN 2050 : plus de 50.000 TWh ?

- L'énergie solaire et éolienne sans stockage d'énergie : 25.000 TWh
- L'intérêt des STEPs de 150 GW actuellement à 3.000 GW
- La part fossile réduite à 15%
- Les STEPs fluviales « TWIN DAMS »
- Les STEPs marines « EMERAULD LAKES »

L'ELECTRICITE FRANCAISE EN 2050 : 500 TWh ?

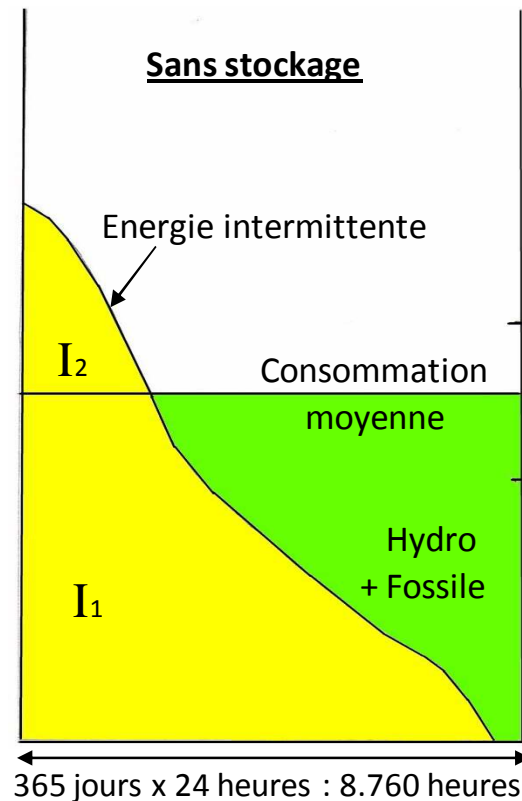
- Option sans nucléaire ni stockage d'énergie
- L'intérêt du stockage jusqu'à 20 ou 25 GW
- L'énergie fossile réduite à 15% (comme actuellement)
- Les STEPs marines

ELECTRICITE MONDIALE EN 2050

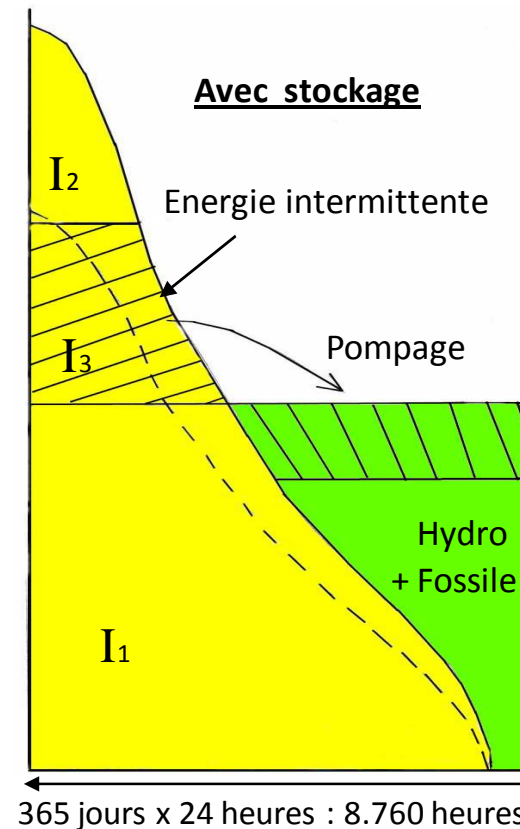
- La consommation annuelle, actuellement proche de 25.000 TWh, sera très probablement supérieure à 50.000 TWh ; le nucléaire et la biomasse ne fourniront que quelques milliers de TWh.
- Les évaluations ci-après sont donc faites pour 50.000 TWh dont l'hydroélectricité plafonnée à 7.000 TWh et plus de 40.000 TWh d'énergie éolienne ou solaire ou d'énergie fossile.
- La répartition entre fossile et renouvelable peut être évaluée avec et sans stockage d'énergie pour les pays très ventés (OCDE et Chine) ou très ensoleillés (Afrique, Asie hors Chine, Amérique Latine).

MIX ENERGETIQUE EN 2050 : OCDE et CHINE

- On a représenté la répartition sur 365 jours d'une énergie 80% éolienne et 20% solaire avec et sans stockage.



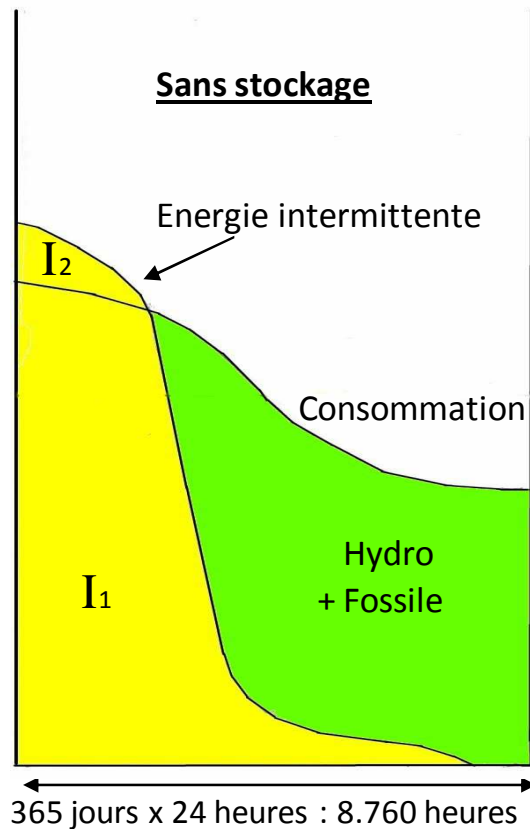
Intermittent :	Direct I ₁	55	8%
	Inutilisé I ₂		
Hydro + Fossile :		<u>45</u>	
		100	



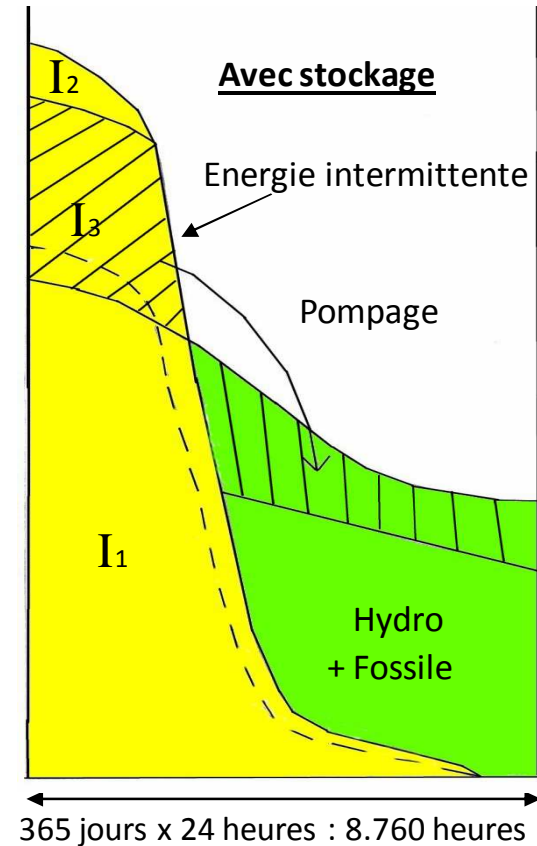
Intermittent :	Direct I ₁	60	10%
	Inutilisé I ₂		
	Pompage I ₃	12	
Hydro + Fossile :		<u>28</u>	
		100	

MIX ENERGETIQUE EN 2050 EN AFRIQUE ET EN ASIE (HORS CHINE)

- L'énergie représentée est 80% solaire et 20% éolienne.



Intermittent :	Direct I ₁	45	5%
	Inutilisé I ₂		
Hydro + Fossile :		55	
		<u>100</u>	



Intermittent :	Direct I ₁	50	5%
	Inutilisé I ₂		
	Pompage I ₃	15	
Hydro + Fossile :		35	
		<u>100</u>	

ENERGIE INTERMITTENTE SANS STOCKAGE D'ENERGIE

- Les graphiques ci-dessus montrent que, sans stockage d'énergie il est déjà possible de transférer 50% de l'électricité mondiale de l'énergie fossile à l'énergie intermittente avec les impacts suivants :
 - L'énergie intermittente est excédentaire 30% du temps, d'où une perte à prendre en compte dans le coût de cette énergie.
 - On ne réduit pas la capacité de centrales thermiques mais on réduit leur coût d'exploitation.
 - La différence de coût essentielle est la différence entre le coût direct au MWh de l'énergie intermittente (30 à 70 €/MWh en 2050) et le coût du combustible fossile économisé (20 à 50 €/MWh en 2050 ?).
 - Le surcoût moyen pour transférer 25.000 TWh du fossile au renouvelable sera donc en 2050 assez variable, généralement de 0 à 20 €/MWh, de l'ordre de 10 €/MWh en moyenne. C'est une façon très économique d'éviter l'équivalent de moitié des émissions actuelles de CO₂.

INTERET DES STEPS MONDIALES EN 2050

- La consommation moyenne étant de 6.000 GW, la capacité totale d'usines (hors production intermittente solaire ou éolienne) doit être environ 50% supérieure pour tenir compte des variations de consommation, donc voisine de 9.000 GW. La capacité disponible de centrales de production hydraulique sera proche de 2.000 GW. Il faut donc 7.000 GW de centrales thermiques ou de STEPs, 1 GW de STEP remplaçant 1 GW de centrale thermique.
- D'après les tableaux ci-dessus, ajouter une capacité de STEPs égale à la moitié de la consommation moyenne, soit $\frac{1}{2} \times \frac{50.000 \text{ TWh}}{8.760 \text{ heures}} \approx 3.000 \text{ GW}$
permet de transférer 9.000 TWh de l'énergie fossile à l'énergie renouvelable. Elle permet de réduire de 3.000 GW la capacité de centrales thermiques.

INTERET DES STEPS MONDIALES EN 2050

- Le coût d'une centrale thermique est généralement un peu inférieur à 1 million €/MW mais s'amortit plus vite que le coût d'une STEP; remplacer une centrale thermique par une STEP coûtant 1 million €/MW n'entraîne pas de surcoût. Mais une STEP à 2 millions €/MW entraîne un surcoût d'investissement de 1 million, un surcoût annuel de l'ordre de 75.000 € pour 3.000 heures, soit un surcoût de 25 €/MWh.
- Il est donc souhaitable de trouver des sites de STEPs pour 3.000 GW à un coût de l'ordre de 1 à 1,5 millions €/MW.
- On transfère ainsi 9.000 TWh du fossile au renouvelable.

CAPACITES DE STOCKAGE

- Les STEPs actuelles totalisent 150 GW pendant une dizaine d'heures soit 1.500 GW ou 1,5 TWh.
- Les STEPs souhaitables en 2050 peuvent totaliser 3.000 GW pendant 10 à 20 heures, 50.000 GWh ou 50 TWh.
- 10.000 centrales hydroélectriques actuelles de production totalisent 1.200 GW pour 3.500 TWh. Les 4 mille km³ stockés représentent un potentiel de 500 TWh, 10 fois le stockage d'énergie souhaité en 2050. Une partie des STEPs futures peut donc résulter de la transformation de sites de production actuels.

QUELLES STEPS ?

- On peut envisager trois type de STEPs :

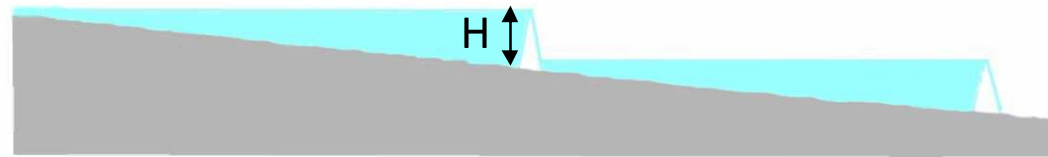
- 1) Les STEPs traditionnelles reliant par quelques km de tunnel deux réservoirs de dénivelée importante, généralement entre 100 et 1.000 m. Il existe de nombreux sites encore disponibles mais on peut aussi transformer beaucoup de sites de production à forte dénivelée : utiliser un réservoir 200 fois par an pour pomper peut être une meilleure utilisation qu'une fois par an ou même dix fois pour produire; l'un n'empêche pas l'autre.

Porter à 1.000 GW la capacité de STEPs en zones montagneuses ou à fort relief ne paraît pas utopique.

- 2) Les « Twin Dams » associant sur les rivières importantes deux barrages semblables adjacents.
- 3) Les « Emerald Lakes » utilisant la mer pour un ou deux bassins d'une STEP.

LES « TWIN DAMS »

- On peut sur beaucoup de rivières importantes associer deux réservoirs adjacents de volume voisin.



Coupe longitudinale d'un « Twin Dams »

- Si H (m) est la hauteur d'un barrage et V (en m^3) le volume d'un réservoir. On peut transférer d'un réservoir à l'autre la partie supérieure du volume V , par exemple 40% de V en pompant 15 à 20% de la hauteur H sous une dénivelée de l'ordre de $0,8 H$ avec un rendement de 80%.
- Si l'on échange 200 fois par an, l'énergie transférée, en kWh, est :
$$P = 0,4 V \times 0,8 H \times 0,8 \times g/3.600 \times 200 \approx 0,14 V H$$
 pour 2 réservoirs de volume V .
- Si $H = 25$ m, P est de 3,5 kWh par m^3 de réservoirs V
- Si $H = 50$ m, P est de 7 kWh par m^3 de réservoir V
- L'énergie produite actuellement par 6.000 km^3 de lacs est 3.500 TWh $\approx$ 0,6 kWh/ m^3 .

EXEMPLES DE « TWIN DAMS » EN AFRIQUE

- On peut utiliser de nouveaux sites mais on peut aussi transformer de grands sites utilisés actuellement pour la production hydroélectrique.

- Le réservoir de Kariba sur le Zambèze, sur 5.000 km² stocke plus de 150 milliards de m³ avec un barrage de 100 m de haut, l'usine produisant 7 TWh/an. On peut le remplacer par deux réservoirs de capacité V 8 fois plus faible, de surface 4 fois plus faible, de hauteur H 50 m.

D'après la formule ci-dessus, on peut transférer annuellement :
 $7 \text{ kWh} \times \frac{150 \times 10^9}{8} \# \underline{125 \text{ TWh}}$ d'énergie solaire du jour vers la nuit,

8

s'additionnant à une même utilisation directe de jour, soit au total 250 TWh au lieu de 7 !

L'adaptation du site peut être progressive pour atteindre 50 GW de STEP.

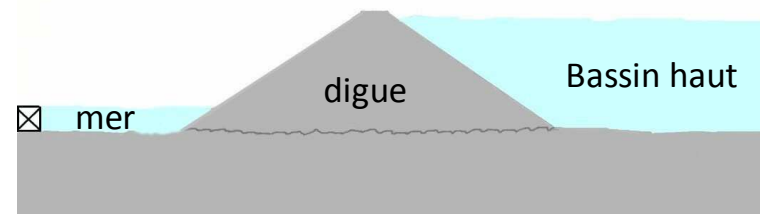
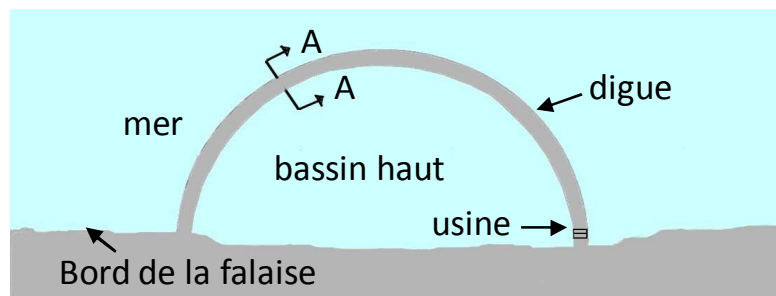
EXEMPLES DE « TWIN DAMS » EN AFRIQUE

- On peut faire la même transformation du réservoir d'Akosombo sur la Volta au Ghana pour un réservoir équivalent à Kariba.
 - On peut utiliser le site du lac de Cabora Bassa sur le Zambèze pour pomper 50 TWh.
 - D'autres adaptations sont envisageables sur le Nil à Merowe et Assouan, sur le Niger à Selingue et Kainji.
-
- **Au total, l'association en Afrique d'énergie solaire et de « Twin Dams » sur dix sites existants peut produire 1.000 TWh, dix fois la production d'Itaipu ou des Trois Gorges, à un coût au total comparable.**

STEPS OFFSHORE : LES « LACS EMERAUDES »

- 80% de la population mondiale est proche de la mer et on trouve des falaises de 50 m à plus de 100 m sur une grande partie du littoral. On peut utiliser un réservoir haut sur une falaise relativement plate mais on peut être limité par le relief ou l'occupation. Par contre on a des capacités illimitées en plaçant aussi le réservoir haut en mer contre la falaise. Le coût reste très acceptable pour les capacités importantes, par exemple pour 3 GW pendant 15 heures.

STEPS OFFSHORE : LES « LACS EMERAUDES »



- Pour un bassin haut opérant entre les cotes 70 à 100, la surface de bassin nécessaire pour 3 GW est
$$\frac{3 \times 10^6 \times 15 \times 3.600}{0,8 \times 10^6 \times (100 - 70) \times 85 \times 9} \# 8 \text{ km}^2$$

soit un demi-cercle de 4,5 km de diamètre, un barrage CFRD de 7 km de longueur et 110 m de hauteur, d'un volume de 125 millions de m³. Le coût unitaire, tout compris, est inférieur à 10 € car on peut utiliser économiquement du rocher de la falaise. Le coût global est de 1,25 milliards € pour 3 GW soit 400 €/kW. Il peut être porté à 500 € si on constitue aussi un bassin bas séparé de la mer. Il peut être très réduit si le bassin haut peut empiéter de quelques km² sur la falaise arasée.

L'usine peut être construite à sec dans le rocher en conditions économiques optimales. Le coût total paraît compris entre 1.000 et 1.500 €/kW. La capacité est illimitée. La flexibilité est optimale.

COUT DE L'ELECTRICITE MONDIALE EN 2050

- 50.000 TWh (6.000 GW en moyenne) peuvent comprendre 15% d'énergie fossile, 15% d'énergie hydroélectrique, 70% d'énergie solaire ou éolienne.

Le coût comprend deux parts :

- 1) Les usines (hors production solaire et éolienne), totalisant $1,5 \times 6.000 \text{ GW} = 9.000 \text{ GW}$, dont 2.000 GW hydroélectrique, 4.000 GW thermique et 3.000 GW de STEP. L'investissement moyen est de l'ordre de 1 million €/MW, le coût annuel pour amortissement, coût financier, opération d'entretien de l'ordre de 8% ou 80.000 soit par an :
$$\frac{9.000 \times 10^6 \times 80.000}{50.000 \times 10^6} = 14,4 \text{ €/MWh} \sim \boxed{15 \text{ €/MWh}}$$
- 2) La fourniture de combustibles fossiles pour 15%. La fourniture de courant solaire ou éolien pour 70% à multiplier par 1,25 pour tenir compte du courant excédentaire ou perdu, soit $70\% \times 1,25 = 87\%$.
Le coût du combustible fossile étant voisin du coût direct de l'énergie renouvelable, le coût total correspond à peu près à $15\% + 87\%$, donc 100% de 50.000 TWh au coût direct d'énergie intermittente.
- 3) **Le coût par MWh de l'électricité mondiale sera le coût direct de l'énergie intermittente majoré de 15 €/MWh.**

COUT MONDIAL EN 2050

- Le coût actuel de l'électricité photovoltaïque dans un pays très ensoleillé est inférieur à 40 €/MWh, il est 50 à 60 €/MWh pour 4 à 5 milliards d'habitants. Les coûts baissent encore et la majeure partie de l'investissement, actuellement amorti sur 20 ans, peut durer un siècle. Le coût probable sera donc en 2050 de 30 à 40 €/MWh pour 7 milliards d'habitants, mais 50 à 60 € pour 3 milliards de l'OCDE ou la Chine.
- Le coût de l'énergie éolienne continue à se réduire pour 2 raisons : progrès techniques, facteur de charge accru. Et la moitié de l'investissement, actuellement amorti sur 20 ans, peut durer 100 ans. Le coût vers 2050 sera donc probablement de 40 à 60 €/MWh.
- Le coût total moyen pour l'OCDE, plus ventée qu'ensoleillée, sera donc proche de 70 €/MWh ; pour 7 milliards d'habitants des pays ensoleillés, il sera voisin de 50 €/MWh.

Le monde entier disposera donc au milieu du siècle de toute l'électricité souhaitable, renouvelable à 85%, pour un coût au MWh voisin du coût actuel.

QUELLES STEP_s MONDIALES ?

QUEL PROGRAMME ?

- Il y a actuellement 400 STEP_s de 0,4 GW en moyenne. Il y aura probablement 1.000 STEP_s de 3 GW en moyenne.
- Il semble intéressant de placer près des STEP_s une partie des centrales thermiques futures et des sites de production renouvelable, ce qui améliorera l'optimisation du réseau.
- Les STEP_s sont surtout intéressantes lorsque la part d'énergie intermittente devient majoritaire.
- Les STEP_s nouvelles sont rarement rentables actuellement mais le deviendront après 2030 et pourraient alors être réalisées en une trentaine d'années, à raison de 50 ou 100 GW par an.
- Les STEP_s contribueront pour 10 à 20% à la réduction de l'effet de serre.

QUELLE ELECTRICITE EN FRANCE EN 2050 ?

QUELLES STEPS ?

- **La consommation sera probablement de l'ordre de 500 TWh/an, un pour cent de la consommation mondiale.**
 - On peut envisager une solution hors nucléaire comportant par exemple 80 TWh d'énergie fossile (au lieu de 60 actuellement), 60 TWh d'hydroélectricité, 60 TWh de photovoltaïque, 100 TWh d'énergie en mer (éolien et marémoteur) et 200 TWh d'éolien terrestre (ce qui correspond à la densité programmée en Allemagne dans 20 ans). La France est mieux placée pour l'énergie éolienne que la moyenne de l'OCDE et le coût moyen total de l'ordre de 60 à 70 €/MWh. L'intérêt des STEPs sera un peu moins important qu'en moyenne dans le monde, plus proche de 20 GW que de 30 GW.
 - On peut envisager 200 à 250 TWh de nouveaux réacteurs nucléaires (au lieu de 300 consommés en France actuellement) si on peut ramener le coût à moins de 60 €/MWh. C'est probablement possible par exemple en réalisant en souterrain des réacteurs semblables aux réacteurs actuels dans des cavités souterraines identiques à celles des centrales hydroélectriques. Dans ce cas les STEPS pourraient être limitées à 10 GW.

QUELLES STEPS EN FRANCE ?

- **L'intérêt des STEPs est de 10 à 25 GW.**

- Il semble possible d'augmenter de 5 à 10 GW les STEPs traditionnelles dans le sud de la France, par des sites nouveaux ou adaptation de sites de production actuels.
- Les sites de « Twin Dams » [barrages associés sur un fleuve] sont peu importants en France, les volumes de réservoirs étant faibles.
- Il y a dans le nord de la France de nombreuses zones de falaise de 50 à 100 m de hauteur. On peut trouver dix à vingt sites permettant un bassin haut sur falaise économique d'une capacité de l'ordre de 0,5 GW d'où une capacité réaliste de quelques GW.
- La capacité des « Lacs Emeraudes » où le bassin haut est en mer accolé à la falaise est illimitée à un coût acceptable de 1.000 à 1.500 €/GW: 3 sites de 3 GW, d'un coût unitaire de 3 à 5 milliards peuvent répondre aux besoins à réaliser dans 20 à 30 ans.

Par exemple : utiliser en fin d'exploitation les sites nucléaires actuels de Penly, Paluel et Flamanville a le triple avantage des lignes électriques existantes, de maintien d'activité locale, d'utilisation d'une zone de falaise déjà modifiée.

CONCLUSION

1) Sans stockage d'énergie, l'électricité mondiale peut être économiquement autant que souhaitable :

- 15% hydroélectrique
- 50% éolienne et solaire
- 35% d'énergie fossile

2) Avec stockage d'énergie par STEPs jusqu'à 3.000 GW, on peut augmenter à 65 ou 70% la part d'éolien et solaire et réduire à 15 ou 20% la part fossile. La réalisation de STEPs est surtout intéressante après 2030 quand la part d'énergie intermittente devient très importante.

3) Les STEPs mondiales, d'un investissement de 1.000 à 1.500 €/kW peuvent être :

- Traditionnelles en montagne
- Des « Twin Dams » associant 2 barrages fluviaux notamment en Afrique
- Des STEPs marines dans le monde entier.

CONCLUSION

- 4) En France, un programme réaliste peut être de porter après 2030 la capacité globale des STEPs jusqu'à 20 ou 25 GW pour moitié traditionnelles dans le sud et pour moitié marines dans le nord.
- 5) Le marché mondial de STEPs sera proche de 100 milliards € par an après 2030, avec possibilité de grands marchés clefs en main ; se créer rapidement en France ou ailleurs des références serait un excellent investissement.

MERCI