



**ENR/stockage/mix énergétique  
/planification énergétique avec  
valorisation du solaire/hydro**

- Introduction
- Rappels sur la planification énergétique
  - Etude de la demande
  - Etude de l'offre
  - Plan de développement optimal
- Evolution des parcs de production (mix énergétique)
  - Placement des énergies fatales
  - Quel rôle du stockage ?
  - Rôle de l'hydroélectricité
- Enjeux pour les prochaines décennies

A large, faint, light-colored globe with a grid of latitude and longitude lines, positioned in the background on the right side of the slide.

# Introduction

Dans les différents pays du monde, les parcs de production sont actuellement en **profonde mutation avec l'arrivée des énergies intermittentes**. En Afrique notamment, les projets solaires fleurissent de toute part mais quid de la qualité et de la fiabilité des réseaux ?

Comment fixer les taux de pénétration de ces nouveaux modes de production dans le mix énergétique ?

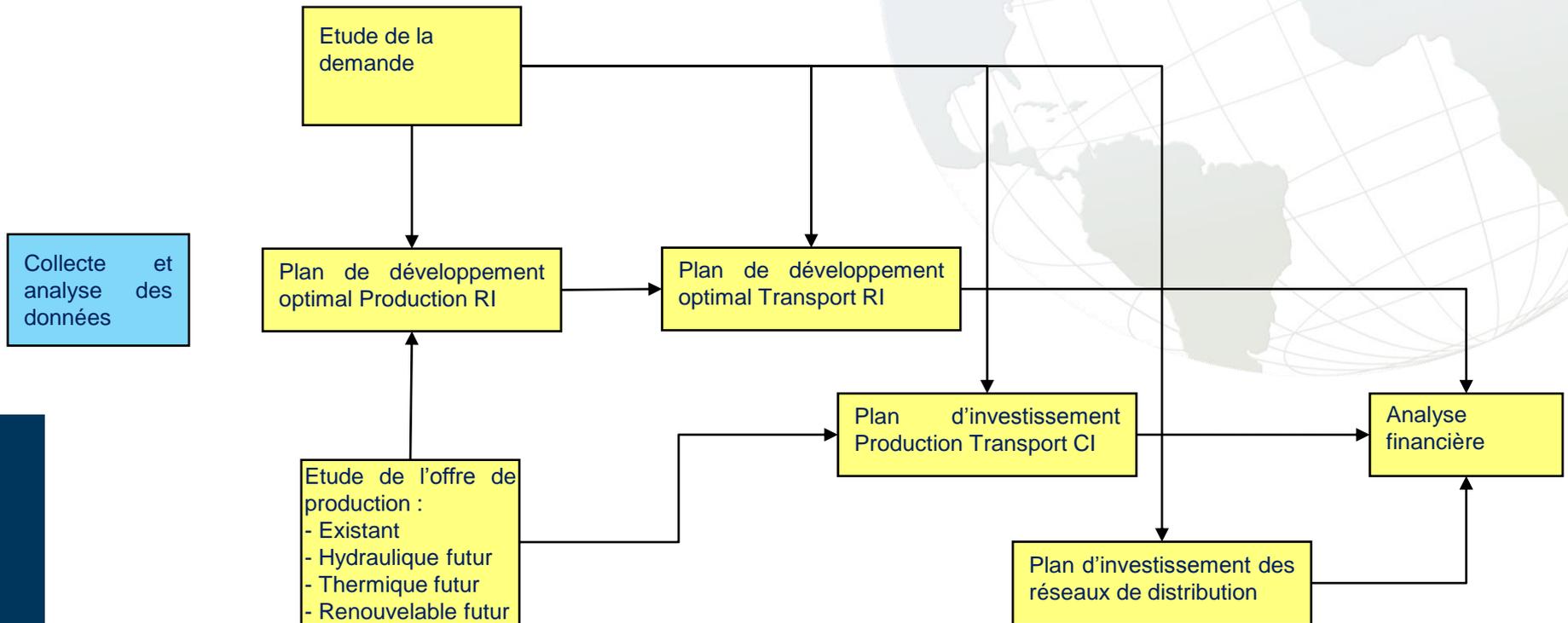
Quel rôle peut jouer l'hydroélectricité dans cette évolution ?

L'intention de cette présentation n'est pas de rentrer dans le détail de la planification de l'énergie mais juste de faire partager l'expérience « Afrique » d'ARTELIA dans ce domaine à travers des exemples concrets.

A faint, light-colored world map is visible in the background, centered behind the main text.

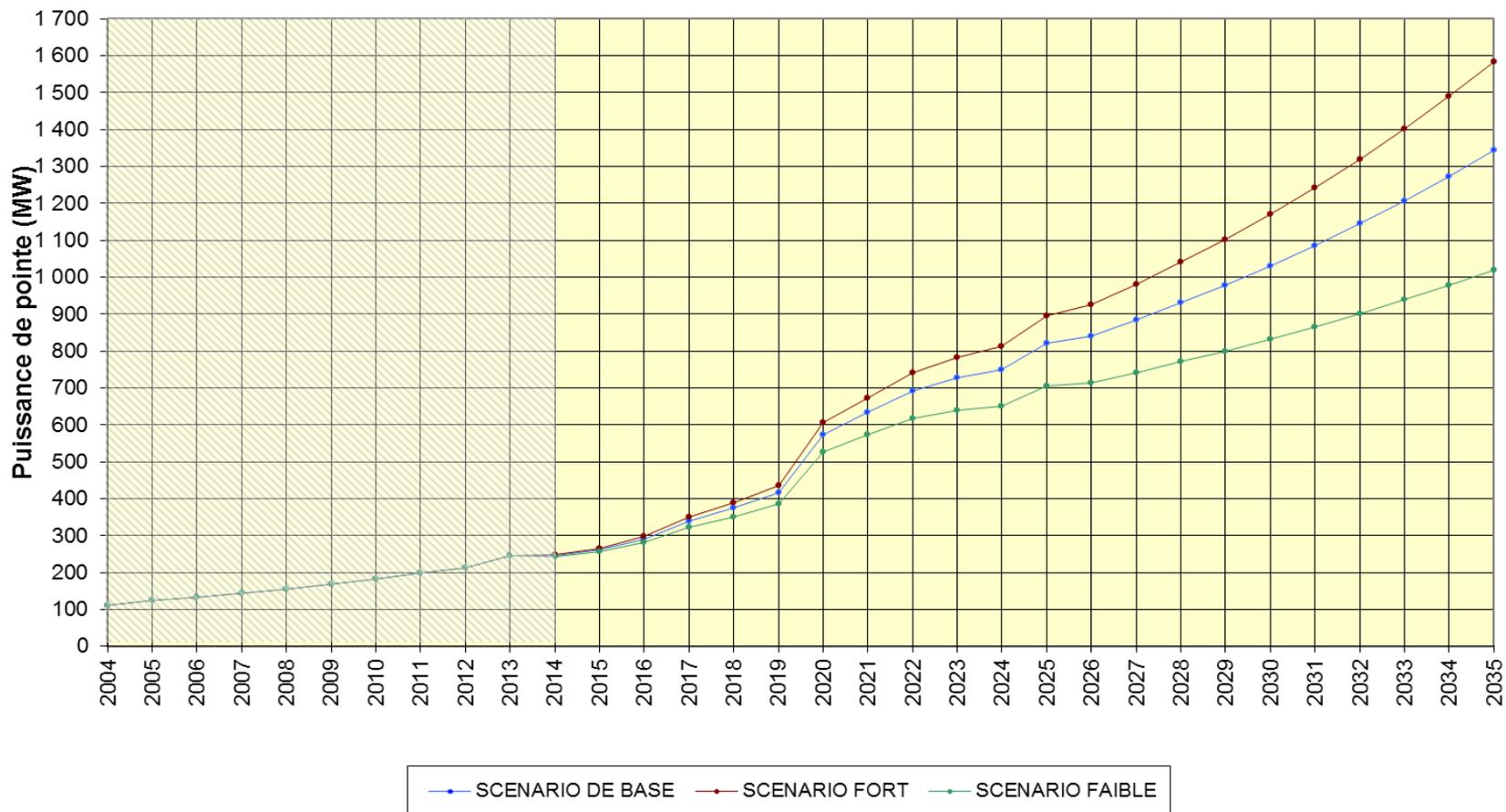
# Rappels sur la planification énergétique

## Exemple : Méthodologie du Plan Directeur Optimal du Mali



## Prévision de la demande du RI du Mali

Projections des besoins en puissance de pointe  
du Réseau Interconnecté du Mali



## Etude de l'offre de Production : Synthèse des projets hydroélectriques

	PROJET	RIVIERE	PAYS	PUISSANCE INSTALLÉE	PRODUCTION MOYENNE ANNUELLE	PUISSANCE GARANTIE	ENERGIE GARANTIE	DATE DE MISE EN SERVICE	COUT HORS IDC (2014)	COUT DU kW	COUT DU kWh	QUOTE-PART (PROJET OMVS)
				MW	GWh	MW	GWh		Million d'€	€/kW	€/kWh	
Centrales Programmées	Sotuba II	Niger	Mali	6.8	78 <sup>1</sup>	2	37	2019	42.6	6 650	12.8	
	Kenie	Niger	Mali	42	198 <sup>1</sup>	10	177	2019	150	3 995	10.3	
	Taoussa	Niger	Mali	25	108	4.5	73	2020	188	7 650	23.4	
	Gouina (base)	Sénégal	Mali	63 (Mali)	186.5 (Mali)	8.5 en base (Mali)	94.5(Mali)	2019	102 (Mali)	2 435	8.5	31.7%
	Gouina (pointe)	Sénégal	Mali	63 (Mali)	186.5 (Mali)	40 en pointe (Mali)	94.5 dont 48 en pointe (Mali)	2019	102 (Mali)	2 435	8.5	31.7%
Centrales Candidates	Markala	Niger	Mali	13.5	58.6 <sup>1</sup>	1.3	52	2020 (au plus tôt)	40.5	3 182	10.1	
	Talo	Bani	Mali	2	6.6	-	Non Connu	2020 (au plus tôt)	8.9	4 720	17.6	
	Bagoé II	Bani	Mali	36	193	-	Non Connu	2025 (au plus tôt)	220	6 215	16.1	
	Baoulé III	Baoule	Mali	24	124	-	Non Connu	2025 (au plus tôt)	190	8 050	20.9	
	Baoulé IV	Baoule	Mali	24	121	-	Non Connu	2025 (au plus tôt)	190	8 050	21.3	
	Badoumbé	Bakoye	Mali	70	410	46.6	Non Connu	2025 (au plus tôt)	318	4 820	11.1	
	Koukoutamba	Bafing	Guinée	93.2 (Mali)	246 (Mali)	18 (Mali)	170 (Mali)	2022 (au plus tôt)	184.5 (Mali)	2 015	11.4	25.0%
	Boureya	Bafing	Guinée	36.1 (Mali)	242 (Mali)	17 (Mali)	165 (Mali)	2023 (au plus tôt)	126.8 (Mali)	3 570	8.6	25.0%
	Gourbassi	Falémé	Mali	18	68.4	8	40.3	2025 (au plus tôt)	231.5	13 000	43.4	

## Etude de l'offre de production : Centrales candidates thermiques

- Centrales thermiques supplémentaires

PARAMETRES	UNITE	POINTE	MIXTE
Type de carburant		Diesel	HFO
Capacité centrale	MW	30	100
Localisation		Bamako	Bamako
Facteur de charge	%	20.00%	80.00%
Maintenance (temps)	%	9.0%	9.0%
Avaries (temps)	%	5.0%	5.0%
Disponibilité	%	86.5%	86.5%
Consommation des auxiliaires	%	4.0%	5.0%
<b>Production nette d'énergie annuelle</b>	<b>GWh</b>	<b>44</b>	<b>576</b>
Durée de construction	Années	1	2
Durée de vie économique	Années	15	20
Taux financier	%/an	6%	6%
Investissement année -5	%	0%	0%
Année -4	%	0%	0%
Année -3	%	0%	0%
Année -2	%	0%	40%
Année -1	%	100%	60%
Cout d'investissement	€/kW	1000	1200
<b>Coût Total</b>	<b>M €</b>	<b>30.9</b>	<b>126.6</b>
Intérêts pendant la construction	%	3%	5%
Annuités	M €	4.1	14.9
Coûts O&M fixes	€/kW.y	20.0	40.0
Coûts O&M variables	€/MWh	6.0	6.0
Densité	kg/l	0,84	0,93
Consommation spécifique	g/kWh	240	200
Coût des carburants	Fcfa/l	470	410
Coût des carburants	€/t	853,0	672,1
Coût de l'énergie	€/kWh	0,213	0,141
Coût variable	€/kWh	0,219	0,148
Coût fixe	€/kWh	0,107	0,033
<b>Coût Total</b>	<b>€/kWh</b>	<b>0,326</b>	<b>0,181</b>

## Etude de l'offre de production : Projets de centrales solaires programmées

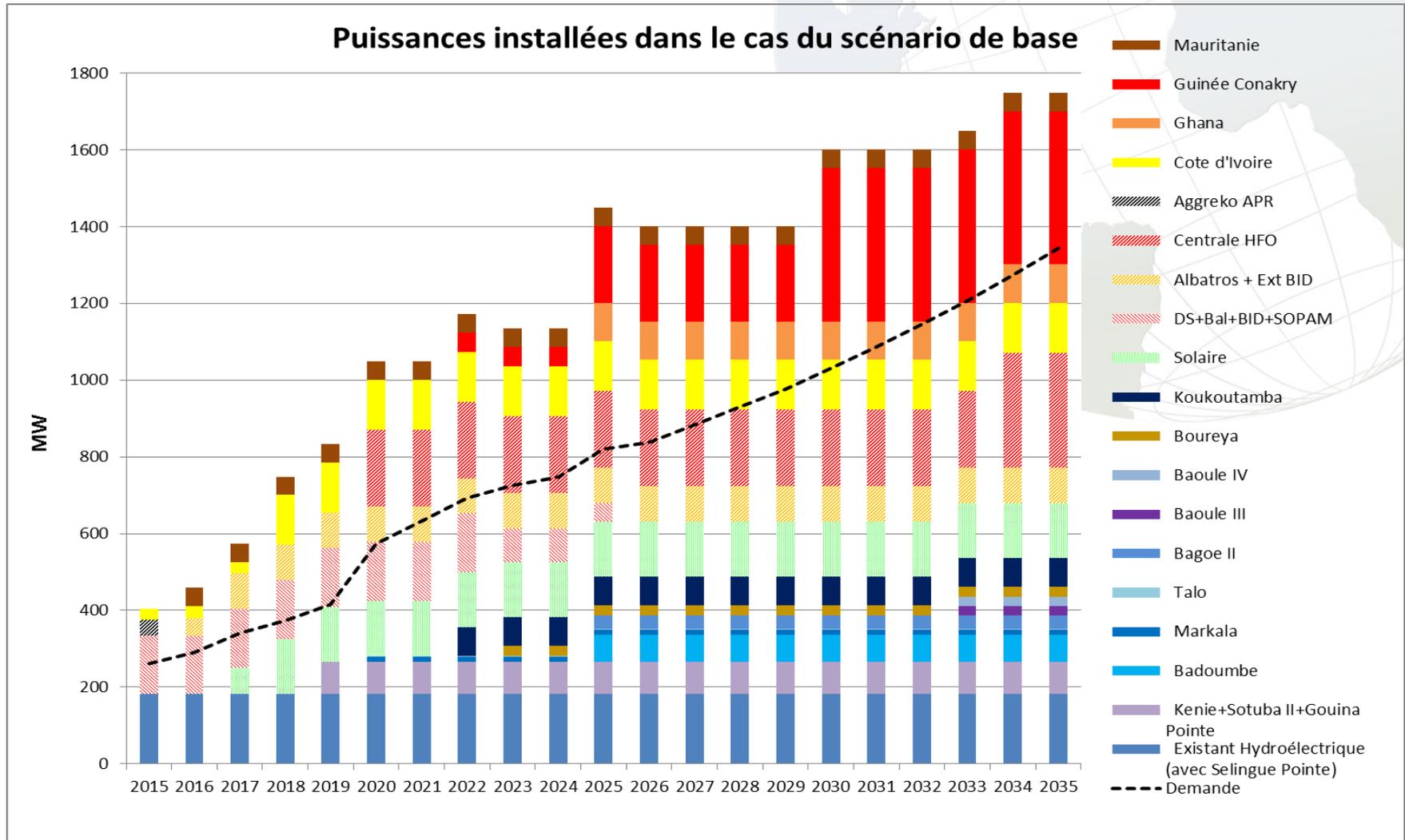
- Projet R20 de 50 MWc installé à Kita
- Projet Scatec de 33MWc installé à Ségou
- Projet de 50 MWc installé à Sikasso
- Projet R20 de 40 MWc installé à Kati
- Projet de 50 MWc installé à Koutiala



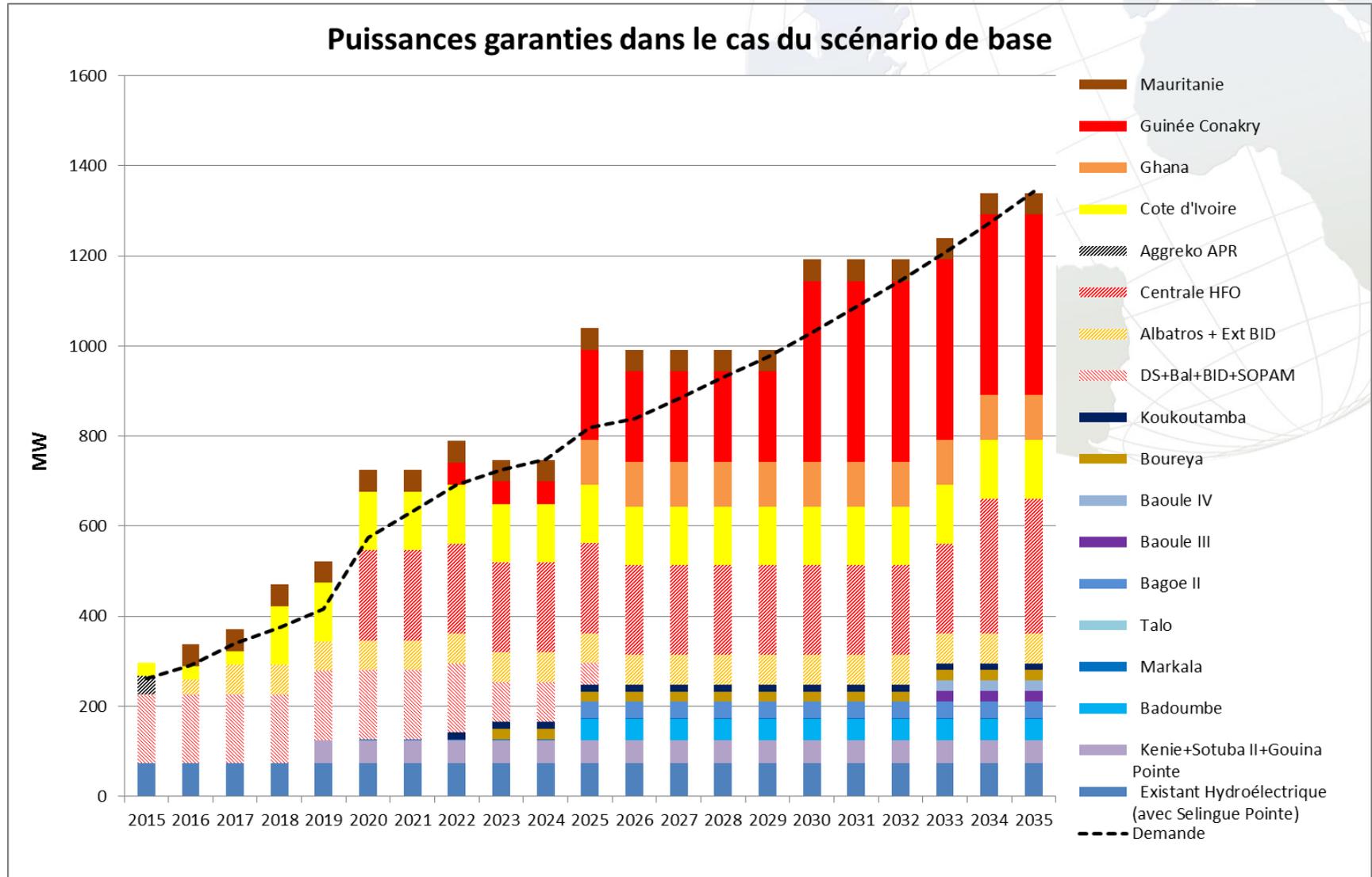
## Etude de l'offre de production : Echanges d'électricité avec les pays voisins

- Interconnexion Sénégal Mauritanie
  - Le Sénégal reste importateur
  - La Mauritanie capable d'exporter jusqu'à 48 MW (maximum annuel de 340 GWh) à un tarif d'achat de 70 FCFA/kWh à partir de 2016
  
- Interconnexion avec la Côte d'Ivoire
  - Capacité actuelle : 30 MW et 15 MW supplémentaire en saison chaude
  - Capacité supplémentaire de 100 MW possible à partir de 2018
  
- Interconnexion avec le Ghana
  - Transit par le Burkina Faso
  - Capacité d'échange de 100 MW à partir de 2018
  
- Interconnexion avec la Guinée Conakry
  - Capacité d'échange de 50 MW à partir de 2022
  - Capacité d'échange augmentée à 200 MW à partir de 2025
  - Capacité d'échange augmentée à 400 MW à partir de 2030

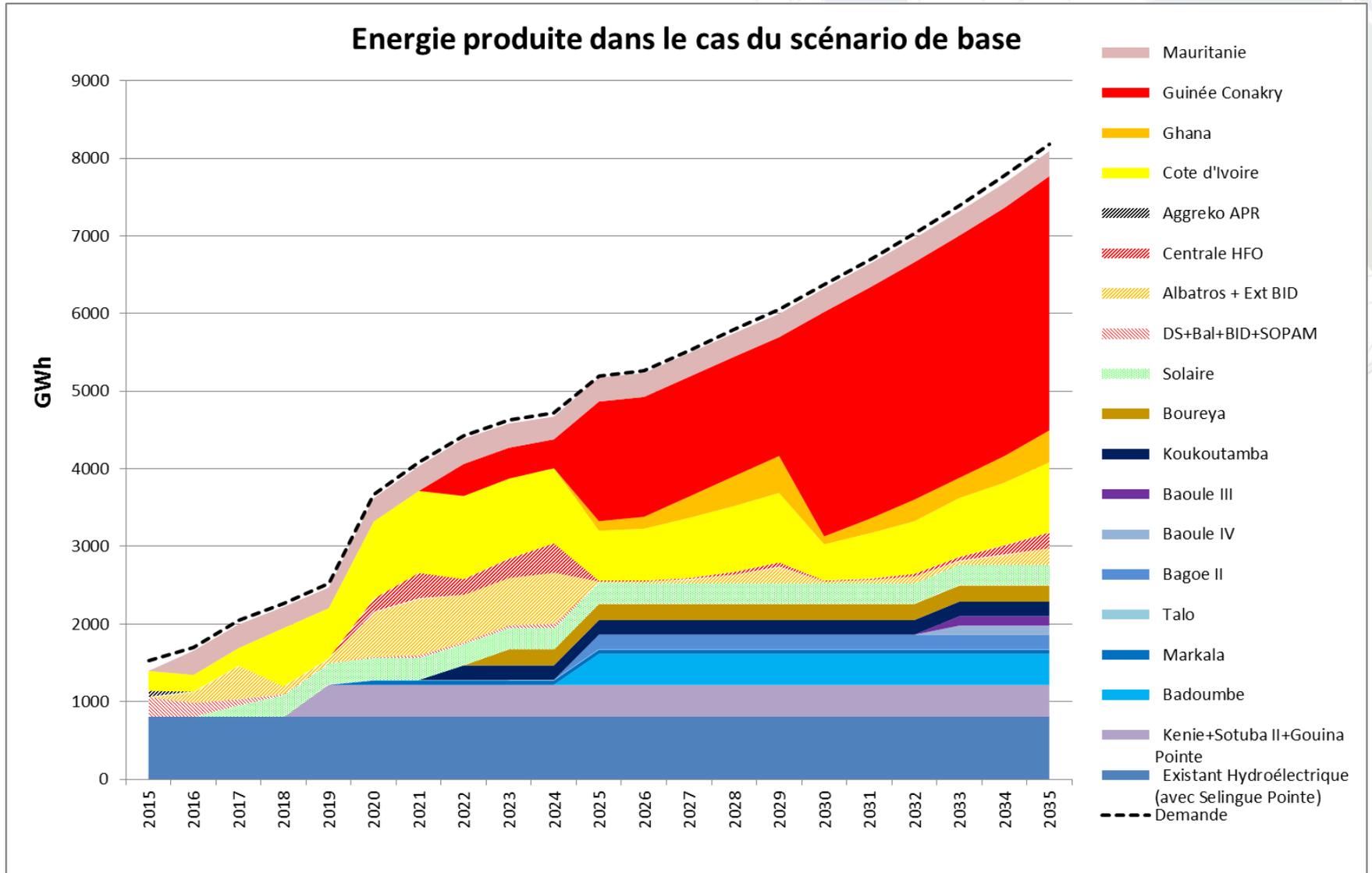
## Plan optimal de développement des moyens de production du Mali



## Plan optimal de développement des moyens de production du Mali



## Plan optimal de développement des moyens de production du Mali

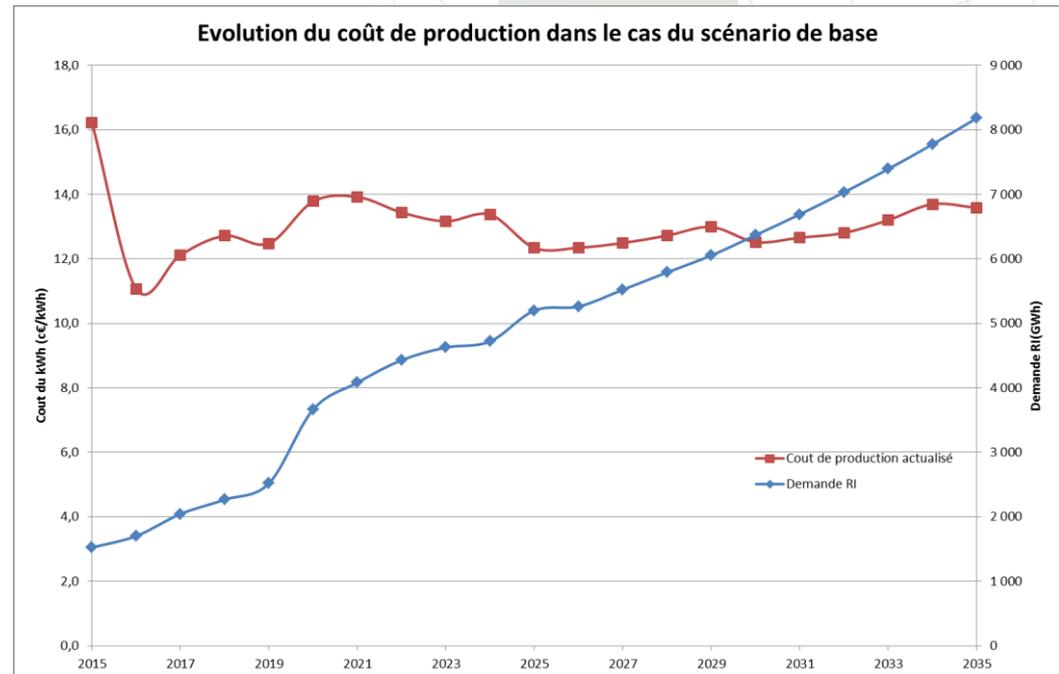


## Investissements et résultats économiques pour le plan de production du Mali

- Résultats économiques pour le scénario de base

	unité	Scénario de base
Somme des coûts actualisés	Million €	4 729
Taux d'actualisation		10%
Somme des productions actualisées	GWh	36 266
Coût moyen actualisé	c€/kWh	13,0

- Le coût reste < 14 c€/kWh
- 2015 : Coût élevé à cause de la défaillance
- 2020 – 2024 : Coût plus important car production de thermique en attendant la construction des centrales hydroélectriques et interconnexions



A faint, light-colored world map is visible in the background, centered behind the main text.

# Evolution des parcs de production (mix énergétique)

## Augmentation de la part des énergies intermittentes

- Vocabulaire : énergie intermittente et énergie fatale
  - Toutes les EnR n'ont pas les mêmes impacts sur les réseaux (éolien, solaire, hydroélectricité au fil de l'eau, etc.)
  
- Multiplication des projets solaires en Afrique et ailleurs
  - Exemples sur lesquels ARTELIA travaille ou a travaillé durant ces deux dernières années : Mali, Guinée, Côte d'Ivoire, Cameroun, Tchad, Burkina Faso, Maurice, Madagascar, Salvador, etc.
  
- Pour le moment, peu de projets solaires avec stockage mais cette situation évolue très vite

## Placement des énergies fatales et taux de pénétration (cas du solaire)

Différentes contraintes viennent limiter le taux de pénétration des énergies fatales :

- Monotone de charge et Courbe de charge journalière (nécessité d'une planification à pas horaire)
  - La pointe de production solaire diffère de la pointe de charge journalière
- Développement des réseaux de transport interconnectés
- Réserve tournante des réseaux (nécessité du stockage)
- Stabilité des réseaux (nécessité de garder suffisamment d'inertie sur les réseaux)
- Réglementation des échanges d'énergie électriques
- Impact des conditions climatiques sur l'énergie et la puissance « garantie » (garantie au sens statistique)

## Et l'hydroélectricité dans tout ça ? Son rôle, ses avantages ?

- Différents types d'aménagements
  - Centrales au fil de l'eau
  - Centrales avec stockage (journalier, saisonnier, annuel, bi annuel)
  
- Différents modes d'exploitation
  - Base
  - Eclusé
  
- Différentes technologies
  - Centrales classiques avec différents types de turbines (bulbe, Kaplan, Francis, Pelton)
  - Cas des STEP

## Et l'hydroélectricité dans tout ça ? Son rôle, ses avantages ?

Pour les aménagements avec réservoir, l'hydroélectricité permet de valoriser l'intégration des énergies intermittentes comme le solaire. Les principales raisons sont :

- Apporte de l'inertie dans les réseaux
- Permet de stocker l'énergie
- Facilité d'exploitation, combinée avec les énergies intermittentes
- Forte flexibilité (rapidité de démarrage, bonne réponse au niveau des boucles de régulation en fréquence)

A large, light-colored world map with a grid of latitude and longitude lines, serving as a background for the title text.

# Enjeux pour les prochaines décennies

## Comment mieux valoriser l'interaction entre EnR et hydro ?

- Evolution des Grid Code
- Développement des marchés de l'énergie (puissance active, puissance réactive, heure de pointe, heure creuse)
- Développement des interconnexions et des système SCADA
- Intégration dès la phase amont des avantages économiques qu'un mix énergétique peut apporter
  - Toujours étudier des variantes d'aménagements avec réservoir, même de petite taille
  - Toujours étudier l'intérêt économique de suréquiper par rapport au module des rivières
  - Développer des turbines pouvant travailler avec des marnages importants



[www.arteliagroup.com](http://www.arteliagroup.com)