

GUIDE GÉOTHERMIQUE : PLANIFICATION ET FINANCEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE





LA MISSION DU PROGRAMME ESMAP

Le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) est un programme mondial d'assistance technique et de transfert des connaissances administré par la Banque mondiale. Il propose des services analytiques et de conseil à l'intention des pays à faible et moyen revenu dans le but de développer leur savoir-faire et leur capacité institutionnelle afin de mettre en œuvre des solutions énergétiques durables sur le plan environnemental pour la réduction de la pauvreté et pour la croissance économique. L'ESMAP est financé par l'Australie, l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, l'Islande, la Lituanie, les Pays-Bas, la Norvège, la Suède, le Royaume-Uni et la Banque mondiale.

Copyright © Juin 2012

La Banque internationale pour la reconstruction
et le développement / LE GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE
1818 H Street, NW | Washington DC 20433 | États-Unis

Les rapports du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) sont publiés afin de communiquer les résultats des travaux de l'ESMAP à la communauté travaillant au développement. Certaines sources citées dans ce rapport peuvent provenir de documents non officiels qui ne sont pas encore disponibles.

Les constatations, interprétations et conclusions exprimées dans ce rapport n'engagent que l'auteur (ou les auteurs) et ne doivent en aucun cas être attribuées à la Banque mondiale, ni à ses organisations affiliées, ni aux membres de son conseil d'administration pour les pays qu'ils représentent, ni à l'ESMAP. La Banque mondiale et l'ESMAP ne garantissent pas l'exactitude des informations contenues dans cette publication et déclinent toute responsabilité relativement à toute conséquence de leur utilisation. Les frontières, couleurs, dénominations et autres informations figurant sur toute carte de cet ouvrage n'impliquent aucun jugement de la part du Groupe de la Banque mondiale à l'égard du statut légal de tout territoire ou de l'acceptation desdites frontières.

Tout ou partie du texte de cette publication peut être reproduit intégralement ou partiellement et sous toute forme dans un but éducatif ou non lucratif, sans autorisation spéciale, à condition qu'une citation de la source soit faite. Les demandes d'autorisation de reproduire des parties dans le but de les revendre ou de les commercialiser doivent être soumises au directeur de l'ESMAP, à l'adresse indiquée ci-dessus. L'ESMAP encourage la diffusion de ses travaux et, en règle générale, accorde rapidement son autorisation. Le directeur de l'ESMAP apprécierait de recevoir une copie de la publication utilisant le présent document comme source, envoyée à l'adresse ci-dessus.

Toutes les illustrations demeurent la propriété exclusive de leur source. Elles ne peuvent pas être utilisées pour quelque but que ce soit sans l'autorisation écrite de ladite source.



TABLE DES MATIÈRES

	Avant-propos	vii
	Acronymes et abréviations	viii
	Remerciements	1
	Principales constatations et recommandations	2
1	ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	12
	Présentation de l'énergie géothermique	13
	Disponibilité des ressources géothermiques, typologie et utilisations	14
	Avantages et inconvénients de l'énergie géothermique	19
	Utilisation actuelle des ressources géothermiques	22
	Panorama du secteur industriel géothermique	25
	Les plus grands gisements géothermiques dans le monde	29
	Scénarios prospectifs d'utilisation	29
	Vue d'ensemble des technologies	32
	Production d'énergie au moyen des technologies disponibles	32
	Utilisation de la chaleur résiduelle des centrales géothermiques	35
	Coproducton par extraction de fluides géothermiques	37
	Économie de l'énergie géothermique	38
	Détermination de la taille de la centrale électrique d'après l'analyse de la demande	38
	Respect des limites de durabilité	40
	Estimations des coûts d'investissement	40
	Coûts de l'énergie produite	41
	Comparaison avec d'autres technologies	43
	Étude du seuil de rentabilité pour les coûts géothermiques	48
	Enjeux relatifs à la planification du système	48
2	PHASES DE DÉVELOPPEMENT D'UN PROJET GÉOTHERMIQUE ET RISQUES ASSOCIÉS	50
	Phases de développement d'un projet d'énergie géothermique	50
	Phase 1 : Étude préliminaire	51
	Phase 2 : Exploration	53
	Phase 3 : Forages d'essai	55
	Phase 4 : Étude de projet et planification	57
	Phase 5 : Développement	58
	Phase 6 : Construction	60
	Phase 7 : Démarrage et mise en exploitation	61
	Phase 8 : Exploitation et maintenance	61
	Questions environnementales	62
	Risques d'un projet géothermique	66
	Risque associé aux ressources ou à l'exploration	67
	Risque de surdimensionnement de la centrale électrique	70
	Risques associés au financement en raison des coûts initiaux élevés et du long délai de réalisation	70
	Risques associés à l'exécution ou au retard	71
	Risques opérationnels	71
	Risques commerciaux et risques liés au prix	71
	Risque lié à la réglementation, contraintes liées à la capacité institutionnelle et obstacles à l'information	72
	Autres risques	72

TABLE DES MATIÈRES

3	ÉLÉMENTS ESSENTIELS AU SUCCÈS DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE	74
	Informations sur les ressources	76
	Institutions	76
	Réglementation du droit foncier et autorisations	79
	Rôle de l'organisation centrale chargée du développement géothermique	81
	Surmonter les contraintes liées à la capacité institutionnelle	83
	Politiques	87
	Instruments de politique nationale visant à encourager la production d'énergie géothermique	87
	Partenariats public-privé	91
	Assurance du risque géothermique	94
	Autres possibilités pour accroître le rôle du secteur privé	94
	Finances	96
	Arguments en faveur d'un appui public	96
	Options de financement pour différentes phases du projet	98
	Modèles de développement et de financement appliqués au niveau international	100
	Atteindre de forts taux de rendement	104
	Perspectives d'une approche diversifiée	107
	Rôle des bailleurs de fonds, des IFI et des mécanismes de financement de la lutte contre le changement climatique	114
	Quelques conseils relatifs aux mécanismes de financement concessionnel	117
ANNEXE 1	Politiques de garantie de la Banque mondiale applicables aux projets géothermiques	122
ANNEXE 2	La valeur des informations fournies par les forages d'exploration	125
ANNEXE 3	An Illustrative Case of Government Cost-sharing of Exploration Costs	130
ANNEXE 4	Claiming Carbon Credits	140
RÉFÉRENCES		144

LISTE DES FIGURES

Figure 0.1	Coûts du projet et profil de risque à différents stades du développement	4
Figure 1.1	Production électrique mondiale (TWh) issue d'énergies renouvelables non hydrauliques à l'horizon 2030	13
Figure 1.2	Carte mondiale des frontières des plaques tectoniques	14
Figure 1.3	Vue schématique d'un système géothermique idéal	15
Figure 1.4	Modèle conceptuel de champ à haute température dans un système volcanique fissuré	17
Figure 1.5	Vue schématique d'un bassin sédimentaire à réservoir géothermique situé à 2-4 km de profondeur	17
Figure 1.6	Les avantages et les inconvénients de l'énergie géothermique	21
Figure 1.7	Évolution de la capacité géothermique mondiale depuis 1950 (en MW)	23
Figure 1.8	Énergie géothermique : Capacité installée dans le monde	23
Figure 1.9	Production d'électricité à partir de l'énergie géothermique en Islande par gisement, de 1969 à 2009, Orkustofnun	25
Figure 1.10	Ventilation des coûts d'investissement du développement de l'énergie géothermique à l'échelle du service public, basée sur les informations fournies par l'Islande	26
Figure 1.11	Structure de l'industrie géothermique	28
Figure 1.12	Capacité géothermique mondiale prévisionnelle jusqu'en 2030	31
Figure 1.13	Production d'énergie géothermique par différentes technologies, 2010 (en % du total de 67 TWh)	32
Figure 1.14	Concept d'une centrale géothermique à condensation	33
Figure 1.15	Concept d'une centrale binaire caractéristique, à cycle ORC, ou à cycle de Kalina	34
Figure 1.16	Diagramme illustrant les multiples usages de l'énergie géothermique	36

Figure	1.17	Diagramme de Lindal modifié montrant les utilisations possibles des fluides géothermiques	37
Figure	1.18	Diagramme de charge simplifié avec sources types de combustibles	39
Figure	1.19	Diagramme de criblage des technologies sélectionnées	46
Figure	1.20	Coûts unitaires nivelés de l'énergie (USD/kWh) en fonction du facteur de capacité	47
Figure	2.1	Calendrier de développement d'un projet géothermique pour une centrale d'environ 50 MW	52
Figure	2.2	Coupe transversale de résistivité d'un gisement géothermique en Islande	54
Figure	2.3	Plateforme de forage de taille moyenne dans les Caraïbes	56
Figure	2.4	Tête de puits géothermique et silencieux	58
Figure	2.5	Centrale géothermique de 60 MW à Krafla dans le nord-est de l'Islande	61
Figure	2.6	Émissions de CO ₂ par source d'énergie primaire aux États-Unis	64
Figure	2.7	Histogramme de la production d'un puits géothermique	68
Figure	2.8	Risque d'un projet géothermique et coût d'investissement cumulé	69
Figure	3.1	Éléments essentiels au succès du développement de l'énergie géothermique	75
Figure	3.2	Cadre institutionnel du secteur énergétique au Kenya	78
Figure	3.3	Activités d'AT de projets géothermiques sélectionnés réalisées par une société de conseil dans des pays en voie de développement	85
Figure	3.4	Instruments de politique et de réglementation soutenant le déploiement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables	88
Figure	3.5	Le modèle CET des Philippines : l'investisseur privé est protégé contre le risque 'lié à l'exploration et le risque lié aux accords d'achat	92
Figure	3.6	Modèles de développement de l'énergie géothermique dans la pratique à l'échelle internationale	101
Figure	3.7	Cadre bidimensionnel de l'intégration de l'approvisionnement en comparaison avec le dégroupage et le financement public modèles de développement de l'énergie géothermique dans la pratique à l'échelle internationale	103
Figure	3.8	Le développement parallèle de deux gisements géothermiques, ou plus, réduit le risque associé aux ressources	109
Figure	3.9	Centrale électrique d'Olkaria au Kenya	110
Figure	3.10	Sites des ressources géothermiques au Kenya	112
Figure	3.11	Combinaison de différentes sources de financement pour valoriser à grande échelle le développement géothermique en Indonésie	116
Figure	3.12	Un instrument de redistribution des prêts pour un portefeuille de projets géothermiques	119

LISTE DES TABLEAUX

Table	1.1	Types et utilisations des ressources géothermiques	19
Table	1.2	Production d'énergie géothermique - Les pays chefs de file	24
Table	1.3	Structure du marché de différents segments de l'industrie géothermique	27
Table	1.4	Compagnies disposant d'une capacité géothermique supérieure à 300 MW en 2010	28
Table	1.5	Sites géothermiques produisant plus de 3 000 GWh/a (en 2010)	29
Table	1.6	Coûts indicatifs du développement géothermique (capacité de 50 MW à la sortie du générateur), en millions d'USD	41
Table	1.7	Coûts indicatifs de la production d'énergie observés en 2010	42
Table	1.8	Caractéristiques d'une centrale	44
Table	1.9	Coûts de combustible, en USD	45
Table	1.10	Données du diagramme de criblage : Coûts totaux annuels de capital et d'exploitation (USD/kW-an) en fonction du facteur de capacité	45
Table	1.11	Diagramme de criblage des coûts unitaires nivelés (USD par kWh)	47
Table	3.1	Possibilités de financement pour différentes phases d'un projet de développement géothermique	99
Table	3.2	Cas ne bénéficiant pas d'un appui public	105
Table	3.3	Cas bénéficiant d'un appui public	106
Table	3.4	Ordonnement proposé pour les sources de financement selon le Plan d'investissement SREP au Kenya	115



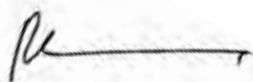
AVANT-PROPOS

Les pays en développement font face à des défis multiples et complexes dans leurs efforts en vue de garantir un approvisionnement énergétique fiable et abordable, afin de soutenir un développement économique durable. Il est possible de répondre à ces défis par un accroissement de l'accès à l'infrastructure énergétique moderne, un renforcement de la sécurité énergétique par le biais d'une diversification des sources d'énergie et une transition vers des techniques à plus faible empreinte carbone afin de répondre à l'augmentation de la demande d'énergie.

Il existe un vaste consensus sur l'idée que l'énergie renouvelable a un rôle essentiel à jouer pour relever ces défis. Durant ces dernières années, le soutien en faveur de l'investissement dans les énergies renouvelables est devenu une activité courante pour les banques multilatérales de développement et leurs clients. La Banque mondiale, par exemple, a soutenu le développement géothermique en Afrique, en Asie, en Europe et en Amérique latine. L'assistance technique et les activités analytiques mondiales sur l'énergie renouvelable constituent également l'un des principaux domaines des programmes du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP).

Le présent guide est dédié à l'énergie géothermique en tant que source d'énergie électrique pour les pays en développement. De nombreux pays en développement sont dotés de ressources géothermiques importantes qui pourraient être exploitées plus activement. Outre les avantages liés à son caractère renouvelable, l'énergie géothermique présente également plusieurs autres avantages, parmi lesquels la génération d'énergie stable et fiable à des coûts relativement faibles, 24 heures sur 24 et avec peu de risques opérationnels ou technologiques.

Cependant, certains facteurs ont empêché des pays de développer des ressources géothermiques. Ces facteurs sont le plus souvent liés aux coûts initiaux élevés et aux risques associés à l'exploration des ressources géothermiques, notamment au forage. L'exploration initiale et la confirmation des ressources sont indispensables pour solliciter l'intérêt du secteur privé à construire et exploiter des centrales géothermiques. Le présent guide a été écrit afin d'aider les pays en développement dans le monde entier à intégrer de manière accrue l'énergie géothermique dans leurs stratégies en matière de développement du secteur énergétique. Il ne s'agit pas d'un guide technique exhaustif. L'objectif principal est de fournir aux décideurs et aux promoteurs de projets des conseils pratiques relatifs au mode de création, de conception et de mise en œuvre d'un programme de développement géothermique.



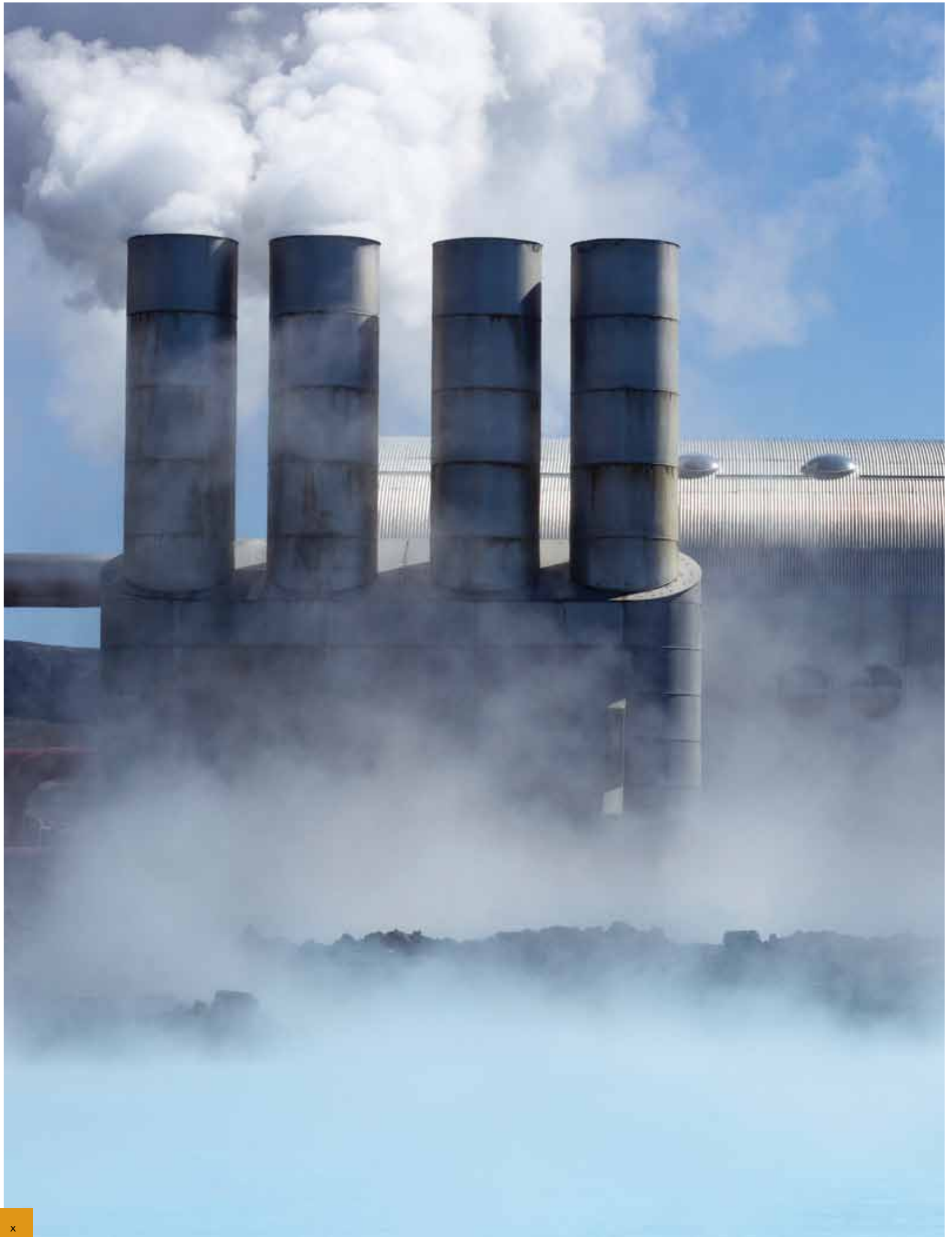
Rohit Khanna

Responsable de programme ESMAP, Washington DC

ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

AAE	Accord d'achat d'énergie	EDC	Société pour le développement de l'énergie (Philippines)
Acre	4 050 mètres carrés	EE	Évaluations environnementales
AFD	Agence française de développement	EF	Étude de faisabilité
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique	EIE	Environmental impact assessment
AIE	Agence internationale de l'énergie	EIR	Exemption d'impôt sur le revenu
AMGI	Agence multilatérale de garantie des investissements	E&M	Exploitation et maintenance
APD	Aide publique au développement	ESC	Énergie solaire concentrée
APMDP	Activité de projet MDP	ESMAP	(Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique)
APPG	Assurance de productivité de puits géothermique	FEM	Fonds pour l'environnement
ARG	Assurance du risque géothermique	FIC	Fonds d'investissement climatique
ARGeo	Programme de développement géothermique du Rift africain	FO	Fuel-oil
AT	Assistance technique	FTDE	Flux de trésorerie disponible à l'entreprise
BAfD	Banque africaine de développement	FTDI	Flux de trésorerie disponible aux investisseurs
BAIIA	Bénéfices avant intérêts, impôts et amortissements	FTDP	Flux de trésorerie disponible au projet IFIntermédiaire financier
BAsD	Banque asiatique de développement	FTP	Fonds pour les technologies propres
bbl	Baril (pétrole)	g	Gramme
BM	Banque mondiale	GBM	Groupe de la Banque mondiale
BMD	Banque multilatérale de développement	GDC	Société de développement géothermique (Kenya)
BTU	Unité d'énergie anglo-saxonne = 0,29 wattheure	GdK	Gouvernement du Kenya
C	Celsius	GES	Gaz à effet de serre
Capex	Dépenses en capital	GLN	Gaz liquéfié naturel
CCFE	Conception, construction, financement et exploitation	GN	Gaz naturel
CCNUCC climatiques	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques	GNC	Gaz non condensables
CEG	Commission de l'énergie géothermique (Mexique)	GJ	Gigajoule
CET	Construction, exploitation et transfert	GW	(GWe) Gigawatt (électrique) =1 million de kW
CFE	Commission fédérale de l'énergie (Mexique)	GWh	Gigawattheure
cm	Centimètres	GWh/a	Gigawattheures par an
CMPC	Coût moyen pondéré du capital	H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
CO ₂	Dioxyde de carbone	HFO	Fuel-oil lourd
CPE	Construction, propriété et exploitation	IAC	Ingénierie, achat et construction
CQ	Contrôle de qualité	IFI	Institution financière internationale
CUNE	Coût unitaire nivelé de l'énergie	ISOR	Iceland GeoSurvey (Institut islandais d'études géologiques)
CVE	Certificat vert échangeable	KenGen	Société kényane de production d'électricité
DDC	Diagramme de distribution des charges	KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (groupe de banques de développement allemandes)
DSR	Moteur diesel semi-rapide	kg	Kilogramme
EAC	Europe et Asie centrale (région de la Banque mondiale)	km	Kilomètre
EBIT	Bénéfices avant intérêts et impôts	kW (kWe)	Kilowatt (électrique) = 1 000 watts

kWh	Kilowattheure	TWh	Terawattheure (1 TW = 1 000 GW)
L	Litre	TRI	Taux de rendement interne
m	Mètre	TRG	Tarif de rachat garanti
m a n m	Mètres au-dessus du niveau de la mer	USD	Dollar des États-Unis (devise)
MBTU	1 million BTUs	UTC	United Technology Company
MEMR	Ministère de l'Énergie et des Ressources minérales (Indonésie)	VA	Valeur actuelle
MPD	Mécanisme pour le développement propre (de la CCNUCC)	VAN	Valeur actuelle nette
MT	Magnétotellurique (sondage)		
MW	(MWe) Mégawatt (électrique) = 1 000 kW		
MWh	Mégawattheure		
NEF	Fonds national pour l'énergie (Islande)		
NGO	Organisation non gouvernementale		
NPC	National Power Corporation (Entreprise publique d'électricité des Philippines)		
NPER	Normes de portefeuille d'énergie renouvelable		
OCDE	Organisation pour la coopération et le développement économique		
OPF	Obra Publica Financiada (Mexique)		
ORC	Cycle de Rankine à fluide organique (système binaire)		
PdA	Programme des activités		
PEI	Producteur d'énergie indépendant		
PFG-UNU	Programme de formation en matière de géothermie de l'Université des Nations unies		
PGE	Environmental management plan		
PGE	Société d'énergie géothermique Pertamina (Indonésie)		
PI	Plan d'investissement		
PLN	Perusahaan Listrik Negara (Services publics d'énergie de l'Indonésie)		
PNOC	Compagnie pétrolière nationale des Philippines		
PNUD	Programme des Nations unies pour le développement		
PNUE	Programme des Nations unies pour l'environnement		
PPP	Partenariat public-privé		
RCE	Réductions certifiées des émissions		
R_c	Rendement du capital requis		
RSC	Système à roches sèches chaudes (aussi appelé SGS)		
SCVS	Système de conduite de vapeur en surface (système de collecte de vapeur)		
SFI	Société financière internationale		
SGS	Système géothermique stimulé (modifié)		
SREP	Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables		
TEM	Mesure électromagnétique transitoire (sondage)		



REMERCIEMENTS

Les auteurs principaux du présent guide sont Magnus Gehringer et Victor Loksha, du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP). Les collaborateurs de la Banque mondiale et du programme ESMAP cités ci-dessous ont contribué à la réalisation de ce guide : Fernando Lecaros, Katharine Baragona, Zhengjia Meng, Harikumar Gadde, Nuyi Tao, Almudena Mateos, Cindy Suh, Marcelino Madrigal, Sameer Shukla, Robert Bacon, Agnes Biribonwa et Heather Austin.

Les auteurs tiennent à exprimer leurs remerciements à la direction du programme ESMAP, notamment à Rohit Khanna (Directeur du programme ESMAP), Pierre Audinet (Chef du groupe de travail « Énergies propres ») et Wendy Hughes (Économiste énergétique principale), pour leurs précieux conseils. Migara Jayawardena (EASIN), Nataliya Kulichenko (SEGEN), Xiaoping Wang (LCSEG), Raihan Elahi (AFTEG) et Tom Harding-Newman (IFC).

Les contributions externes au Groupe de la Banque mondiale ont été fournies par R. Gordon Bloomquist, Benedikt Steingrímsson, Bjarni Richter, Sigþór Jóhannesson, Ingvar Birgir Friðleifsson, Kristján B. Ólafsson, Vince Perez, Karl Gawell, Alejandro Peraza Garcia, Roger Henneberger, Enrique Lima, Akin Oduolowu, John Lund et Margret Kroyer

Nous remercions l'ESMAP pour son appui financier et technique. L'ESMAP - un fonds d'affectation spéciale pour l'aide technique et le transfert des connaissances administré par la Banque mondiale - aide les pays en voie de développement dans leurs initiatives visant à développer le savoir-faire et la capacité institutionnelle afin de mettre en œuvre des solutions énergétiques durables sur le plan environnemental pour la réduction de la pauvreté et pour la croissance économique. L'ESMAP est administré et financé par le Groupe consultatif (GC) composé d'organismes donateurs bilatéraux officiels et d'institutions multilatérales, représentant l'Australie, l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, l'Islande, la Lituanie, les Pays-Bas, la Norvège, la Suède, le Royaume-Uni et le Groupe de la Banque mondiale.

PRINCIPALES CONSTATATIONS ET RECOMMANDATIONS

L'exploitation de la vapeur géothermique pour la production d'électricité a commencé au début du 20^e siècle, la première installation expérimentale ayant été construite à Larderello, en Italie, en 1904. En 2011, quelque 11 GW de capacité géothermique ont été installés dans le monde, la plus grande part au cours des trois dernières décennies. Cependant, l'électricité produite par des sources géothermiques ne représente toujours que 0,3 pour cent de la production énergétique mondiale totale.

Le potentiel d'énergie géothermique exploitable dans plusieurs parties du monde est beaucoup plus élevé que l'utilisation actuelle, et l'énergie géothermique a un rôle important à jouer dans le mix énergétique de nombreux pays. On considère que près de 40 pays dans le monde possèdent un potentiel géothermique suffisant qui permettrait, d'un point de vue purement technique, de satisfaire l'intégralité de leur demande en électricité. Des ressources géothermiques ont été identifiées dans près de 90 pays et plus de 70 pays ont déjà une certaine expérience de l'utilisation de l'énergie géothermique. Actuellement, de l'électricité est produite par énergie géothermique dans 24 pays. Les États-Unis et les Philippines ont la plus grande capacité installée de production géothermique, environ 3 000 MW et 1 900 MW, respectivement. L'Islande et le Salvador produisent 25 pour cent de leur énergie électrique à partir de ressources géothermiques. L'énergie géothermique peut être dédiée à plusieurs utilisations, notamment le chauffage direct, mais le présent guide se concentre spécifiquement sur l'utilisation des ressources géothermiques pour la production d'électricité.

AVANTAGES DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE. L'énergie géothermique possède de nombreuses qualités intéressantes en tant qu'énergie renouvelable ne dépendant pas de combustible fossile, avec la capacité de fournir une énergie de base stable et fiable à des coûts relativement faibles. Une fois opérationnelle, la centrale géothermique fournira une production constante 24 heures sur 24, généralement durant plusieurs décennies, à des coûts compétitifs par rapport à d'autres options de production de charge de base, comme le charbon. Les risques technologiques sont relativement faibles. La production d'énergie géothermique à partir de ressources hydrothermiques — sources souterraines de vapeurs ou fluides chauds extractibles — est une technologie mûre. Pour les centrales de taille moyenne (environ 50 MW), les coûts unitaires nivelés se situent généralement entre 0,04 et 0,10 USD par kWh, offrant potentiellement une production d'énergie économiquement intéressante. Le développement de ressources énergétiques domestiques et renouvelables fournit la possibilité de diversifier les sources de fourniture d'électricité et de réduire le risque de futures hausses des prix du fait d'augmentations des prix des combustibles.

ENVIRONNEMENT ET CONSIDÉRATIONS SOCIALES. D'un point de vue environnemental mondial, les avantages du développement de l'énergie géothermique sont indéniables. Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) issues de la production d'énergie géothermique, si elles ne sont pas toujours nulles, sont nettement inférieures à celles dégagées par la production d'énergie par combustion de combustibles fossiles. Les impacts environnementaux locaux du remplacement des combustibles fossiles par l'énergie géothermique tendent à être positifs, principalement du fait de la prévention des impacts de l'utilisation de combustibles fossiles sur la qualité de l'air et des risques du transport et de la manutention de ces combustibles. Bien entendu, comme tout développement infrastructurel,

l'énergie géothermique a ses propres impacts et risques sociaux et environnementaux qu'il convient de gérer, et les groupes concernés doivent être consultés durant tout le processus de préparation et de développement du projet. Les impacts d'un projet de développement d'énergie géothermique sont généralement très localisés ; peu d'entre eux, voire aucun, sont irréversibles et dans la plupart des cas, des mesures d'atténuation peuvent être facilement mises en œuvre.

OBSTACLES AU DÉVELOPPEMENT. Étant donné les avantages de l'énergie géothermique, on peut se demander pourquoi son niveau d'utilisation actuel n'est pas plus important. Une réponse en est peut être que, géographiquement, les ressources hydrothermiques utilisables pour produire de l'énergie ne sont pas très répandues. On estime en effet que les ressources hydrothermiques sous forme de vapeurs ou liquides chauds ne sont disponibles que sur un quart à un tiers de la surface de la planète. Les technologies et techniques d'exploitation susceptibles d'augmenter cette disponibilité ne sont pas encore entièrement disponibles. Une autre réponse est que, du point de vue de l'investisseur, les projets géothermiques sont risqués -- le risque lié à l'exploration géologique (ou risque lié aux ressources) étant souvent considéré comme le principal enjeu -- et nécessitent d'importants investissements en capitaux, estimés en moyenne à près de 4 millions USD par MW, ce qui renforce le risque, puisque les rendements du projet deviennent plus sensibles aux coûts de financement.

Une étude plus détaillée des avantages et des inconvénients du développement géothermique révèle que de nombreux avantages de l'énergie géothermique ont aussi leurs limites. Par exemple, si la taille et l'étendue du terrain sont moins contraignantes pour l'énergie géothermique, dans l'obtention de la capacité requise, que pour la plupart des autres technologies de production d'énergie, la capacité maximale de la centrale est en définitive limitée par la capacité de production de chaleur du réservoir. En outre, même la nature renouvelable de l'énergie géothermique n'est pas inconditionnelle, car la capacité d'un réservoir à se reconstituer peut être compromise par des taux d'extraction élevés et non durables ou par l'absence de réinjection de fluides géothermiques.

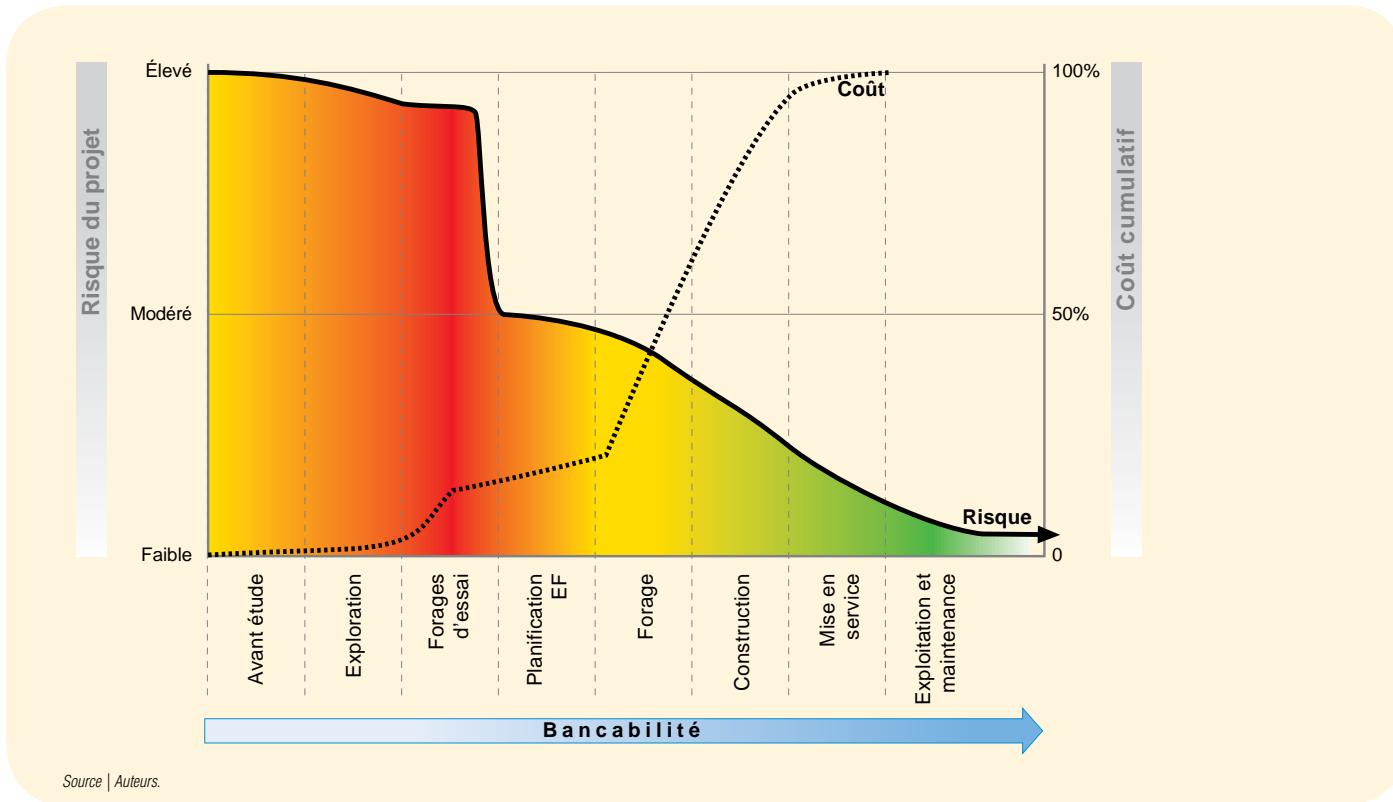
PHASES DU DÉVELOPPEMENT GÉOTHERMIQUE. Pour mieux comprendre la nature des risques spécifiques de l'énergie géothermique, il convient de considérer le profil des coûts et risques du projet lors des différentes phases du développement du projet, telles que représentées à la figure 0.1.

Un projet d'énergie géothermique peut se diviser en une série de phases de développement nécessaires avant que la phase d'exploitation et de maintenance ne puisse effectivement commencer :

- étude préliminaire ;
- exploration ;
- forages d'essai ;
- étude de projet et planification ;
- développement du site et forage de production ;
- construction et
- démarrage et mise en exploitation.

FIGURE 0.1

Coûts du projet et profil de risque à différents stades du développement



Source | Auteurs.

L'achèvement d'un projet complet de développement géothermique demande généralement 5 à 10 ans. Du fait de la longueur du cycle de développement de projet, l'énergie géothermique n'est pas une solution rapide à des problèmes de production d'électricité pour un pays, mais plutôt un élément d'une stratégie de production à long terme.

Nombre des risques du développement géothermique sont essentiellement les mêmes que dans tout projet de production d'énergie raccordé au réseau : risque associé à l'exécution ou au retard, risque lié aux accords d'achat, risque lié au prix ou à la demande du marché, risque d'exploitation et risque lié à la réglementation. Le niveau élevé de risques liés au financement du fait de coûts initiaux élevés est commun à la plupart des autres technologies d'énergie renouvelable.

Cependant, il existe des risques supplémentaires spécifiques à l'énergie géothermique. Les phases en amont/d'exploration, et surtout la phase de forage d'essai, peuvent être considérées comme les parties les plus risquées du développement d'un projet géothermique. La phase de forage d'essai nécessite beaucoup plus de capitaux que toutes les phases précédentes, tout en comportant encore beaucoup d'incertitudes. Un important investissement est nécessaire avant même de savoir si les ressources géothermiques présentent un potentiel suffisant pour recouvrer les coûts encourus. Comme le montre la figure 0.1, le forage d'essai peut représenter jusqu'à 15 pour cent des coûts totaux, et ces investissements sont nécessaires à un stade auquel le risque d'échec du projet est toujours élevé.

Le risque lié aux ressources (ou risque lié à l'exploration) reflète à la fois la difficulté d'estimer la capacité en ressources d'un gisement géothermique et les coûts associés à son développement. Le surdimensionnement d'une centrale est un risque étroitement lié au risque lié aux ressources, mais il doit être spécialement mentionné pour deux raisons. En premier lieu, surdimensionner la centrale amplifie le risque lié aux ressources en concentrant les investissements sur un seul site -- au lieu de les répartir en construisant de plus petites centrales dans plusieurs gisements géologiques indépendants. La seconde raison est liée à la durabilité de l'exploitation géothermique : une capacité excessive de la centrale peut entraîner des taux d'extraction non durables, entraînant à leur tour des chutes de pression, voire même un épuisement du réservoir.

Pour établir un équilibre entre la probabilité de succès et les coûts d'échec, afin de parvenir au meilleur résultat, il est possible de faire appel à des méthodes consacrées telles qu'un arbre décisionnel. En substance, le responsable potentiel du développement du projet se trouve devant trois options :

- lancer immédiatement le forage de production et risquer l'échec du projet ;
- entreprendre un forage d'essai à des coûts connus mais réduire ainsi potentiellement le risque d'échec du projet grâce aux informations obtenues ou
- décider que la perspective n'est pas suffisamment intéressante pour justifier le risque d'un engagement financier, même pour les essais.

Cette méthode permet l'analyse et l'adoption de choix qui maximisent la valeur prévue du développement géothermique en appliquant des probabilités à différents résultats de projets. La simulation de Monte Carlo est une autre technique probabiliste qui peut être appliquée pour réaliser une analyse plus détaillée de l'impact collectif de nombreuses variables.

ÉLÉMENTS ESSENTIELS AU SUCCÈS DU DÉVELOPPEMENT GÉOTHERMIQUE. L'existence d'un potentiel géothermique exploitable dans le pays, si elle est essentielle, n'est qu'une condition préalable au succès d'un effort de développement géothermique. Quatre éléments essentiels soutiennent cet effort :

- disponibilité de données suffisamment précises sur les ressources géothermiques, ainsi que d'autres informations pertinentes ;
- efficacité et engagement des institutions ;
- politiques et réglementations favorables et
- accès à un financement adéquat pour le responsable du développement de projet.

INFORMATIONS SUR LES RESSOURCES Ces informations constituent le premier élément essentiel qui soutient le développement d'un projet ou d'un programme géothermique. Le gouvernement du pays a un rôle important à jouer en rendant disponibles les informations sur les ressources géothermiques pour d'éventuelles sociétés de développement et d'investissement. Au minimum, le gouvernement doit tenir des dossiers publics sur des caractéristiques géothermiques telles que les données sismiques (événements, fractures, etc.) et les données sur les forages en profondeur (température, pression, erreurs, perméabilité). Un modèle conceptuel fiable de l'intégralité du système géothermique sous-jacent (ou, au minimum, le gisement ou le réservoir en développement) doit être disponible. Les informations sur les ressources en eaux souterraines sont également essentielles, car les eaux souterraines ne doivent pas être contaminées par les fluides de réservoir géothermique et constituent une source potentielle d'eau de refroidissement pour les centrales énergétiques, entre autres utilisations.

INSTITUTIONS Le deuxième élément essentiel est la force des institutions et leur organisation structurelle en matière de développement d'énergie géothermique. Un cadre légal pour l'utilisation des ressources géothermiques — en commençant par la définition des droits de propriété — est nécessaire pour poser les fondements de ces institutions. Si le droit de propriété des ressources appartient généralement à l'État, différentes formes de participations du secteur privé dans l'exploration, le développement et l'exploitation des ressources ont évolué dans de nombreux pays.

Des droits d'exploration et d'exploitation géothermiques dans des zones particulières sont accordés par des gouvernements ou des organismes de réglementation, par le biais de concessions, baux, licences et accords. Ces droits doivent être accordés selon les trois principes suivants : un cadre légal et réglementaire clair ; une définition claire des responsabilités des institutions ; et des procédures transparentes, compétitives et non discriminatoires, comprenant des mesures adéquates pour le contrôle des pratiques spéculatives.

L'expérience de pays qui ont réussi dans le développement de l'énergie géothermique souligne l'importance d'un certain nombre de facteurs communs : une organisation (ou société) d'exploration et de développement géothermiques, nationale et dédiée, capable de gérer de grands projets infrastructurels, conformément aux normes internationales et de l'industrie ; un ministère ou département similaire dans un gouvernement, déterminé et adéquatement doté en personnel, chargé du secteur énergétique, dont les fonctions comprennent la planification claire du développement de l'énergie géothermique ; un service national de l'énergie, déterminé et adéquatement doté en personnel ; et un organisme de réglementation compétent — surtout dans le cadre d'un marché de l'électricité libéralisé — dont les fonctions comprennent la mise en application de la politique relative aux énergies renouvelables du pays et la mise en équilibre des intérêts des producteurs et de ceux des consommateurs.

L'agence chargée de l'exploration et du développement géothermiques peut être une agence gouvernementale ou, plus souvent, une entreprise publique possédant les capacités industrielles requises. Quelques exemples : la Société de développement géothermique (GDC) du Kenya, la Société d'énergie géothermique Pertamina (PGE) en Indonésie, la Société pour le développement de l'énergie (EDC) aux Philippines et la compagnie d'électricité d'État intégrée (CFE) au Mexique. Les deux derniers exemples suggèrent que la société chargée de l'exploration géothermique ne doit pas nécessairement avoir l'énergie géothermique comme seul élément central, puisque le développement géothermique aux Philippines et au Mexique est conduit respectivement par une entreprise pétrolière publique et par une compagnie d'électricité publique intégrée. Dans tous les cas, l'agence ou société principale est le véhicule par lequel le gouvernement d'un pays s'efforçant de valoriser à grande échelle son énergie géothermique prend un rôle actif en absorbant (le cas échéant avec le soutien de donateurs internationaux) une part importante du risque lié aux ressources.

POLITIQUES FAVORABLES Le troisième élément essentiel au succès du développement de l'énergie géothermique est la présence de politiques favorables pour attirer les investisseurs privés. Cela est particulièrement vrai si le pays décide d'aller au-delà d'une approche « projet par projet » pour créer un environnement favorable aux investissements dans le cadre d'efforts nationaux d'accroissement d'échelle visant à déployer l'énergie géothermique.

Dans l'ensemble du monde, les gouvernements utilisent un large éventail d'instruments de politique et de réglementation pour soutenir le déploiement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. La plupart des sources d'énergie renouvelables bénéficient du soutien des pouvoirs publics sous différentes formes. Les pays disposant de programmes solides pour le développement de l'énergie renouvelable ont mis en place soit des tarifs de rachat garantis (TRG), soit des obligations de quotas, comme les normes de portefeuille d'énergie renouvelable (NPER), qui sont au cœur de leur politique.

L'énergie géothermique constitue un cas à part parmi les sources d'énergie renouvelables et le champ d'application de ces instruments de politique doit être soigneusement examiné dans le contexte spécifique de chaque pays particulier. Il convient de prêter attention aux approches qui facilitent le financement de la phase des forages d'essai, cela étant la clé permettant de réduire le risque à un niveau qui devient plus intéressant pour les financements privés. Les politiques qui soutiennent de meilleurs retours pendant la phase d'exploitation, comme les TRG et les NPER, sont généralement moins efficaces pour surmonter l'obstacle du risque associé à l'exploration, particulièrement dans les pays qui manquent d'expérience en matière de développement géothermique. Il n'existe que peu d'exemples de systèmes de TRG appliqués à l'énergie géothermique, la plupart de ces exemples se trouvant sur le continent européen. L'Afrique et l'Asie ont fait émerger un intérêt pour l'énergie géothermique en utilisant des tarifs de rachat garantis, mais dans certains cas les efforts ont conduit à des politiques fixant un prix-plafond au lieu d'un TRG (par exemple en Indonésie).

Le soutien du gouvernement aux partenariats public-privé (PPP) impliquant des marchés de construction-exploitation-transfert (CET) ou des contrats similaires peut constituer un choix politique logique pour les pays qui cherchent un engagement plus limité vis-à-vis du développement de l'énergie géothermique, par exemple en réalisant un objectif particulier dans un plan de développement du système énergétique national, voire en développant un projet individuel. Le modèle CET utilisé aux Philippines et le modèle mexicain *Obra Pública Financiada* (OPF) démontrent l'efficacité de l'approche.

Après avoir prouvé la viabilité commerciale de son secteur géothermique par le biais d'une série de contrats PPP réussis dans lesquels le gouvernement endosse la majeure partie du risque associé à l'exploration et aux ressources, le pays peut envisager de passer à des modèles qui attribuent une plus grande part de ce risque à la société de développement privée. Deux approches simples peuvent être envisagées.

La première approche consiste à lancer un appel d'offres à l'intention de sociétés privées pour développer de nouveaux sites géothermiques par le biais de concessions ou de PPP dans le cadre desquels une plus grande part du risque associé à l'exploration et aux ressources est endossée par la société de développement privée. Toutefois, la société de développement ou d'investissement privée demandera dans ce cas une compensation pour le risque accru, sous forme d'un prix de vente de l'électricité plus élevé ou par un autre moyen. De nombreux pays ont préféré financer directement les phases à risque en amont pour éviter ce compromis. En effet, les pays en voie de développement qui engagent aujourd'hui activement le secteur privé dans le développement géothermique (par exemple les Philippines) ont fait usage auparavant d'importants fonds publics et déployé une aide publique au développement pour financer l'exploration des ressources géothermiques.

La deuxième approche – un engagement politique national pour soutenir la production d'énergie géothermique, comme les TRG, tout en supprimant progressivement l'aide publique dans les phases amont – a une chance de réussir si : (a) l'exploration géothermique et la confirmation des ressources, résultant d'une aide publique préalable, sont bien avancées dans de nombreuses zones du pays, de sorte qu'il existe un potentiel important de développement immédiat de « sites existants » plutôt que de « sites vierges » ; (b) les entreprises qui sont censées soumettre une offre ont les moyens financiers d'endosser le risque résiduel associé à l'exploration y compris, si nécessaire, sous forme d'un financement par actifs plutôt que par emprunts ; et (c) le tarif de vente ou le TRG est suffisant pour compenser la société de développement du coût différentiel relatif aux solutions

L'accroissement de la participation privée dans le secteur peut aussi se réaliser par la privatisation de la société nationale de développement géothermique et de ses actifs. Néanmoins, cela n'entraîne pas nécessairement la poursuite du développement géothermique par les organisations du secteur privé qui entrent sur le marché. Cette privatisation, par conséquent, doit s'accompagner d'un engagement explicite de la part de l'investisseur à poursuivre le développement géothermique.

FINANCES. Le quatrième élément essentiel au succès du développement de l'énergie géothermique est l'aspect financier. La valorisation à grande échelle du développement de l'énergie géothermique requiert la participation active à la fois du secteur public et du secteur privé. Il est rarement viable de compter uniquement sur les capitaux commerciaux pour le développement géothermique, même dans les marchés des pays développés. Dans les pays en voie de développement, où attirer des capitaux privés pour les projets géothermiques s'avère souvent plus difficile, l'engagement du secteur public -- y compris le gouvernement du pays, les bailleurs de fonds internationaux et les institutions financières -- est essentiel pour réussir à mobiliser des capitaux.

Les rôles respectifs du secteur public et du secteur privé dans la mobilisation des finances pour les besoins du développement géothermique dépendent des circonstances particulières du pays, entre autres : la situation budgétaire de l'État, le niveau de participation du secteur privé choisi par le gouvernement, le niveau souhaité d'intégration verticale du marché du développement géothermique, et d'autres facteurs.

S'il est envisagé de financer les projets géothermiques par le secteur privé, les coûts des capitaux doivent être soigneusement examinés car les bailleurs de fonds peuvent réclamer une prime élevée au regard des risques impliqués. Cela est aussi vrai pour les capitaux empruntés que pour les capitaux propres, le rôle de ces derniers devant être particulièrement souligné. Tandis que le financement par emprunt couvre en règle générale la plus grande part des besoins en capitaux (généralement 60 à 70 pour cent du coût total du projet), les bailleurs de fonds demandent habituellement qu'une quantité significative de capital soit également investie dans le projet. Les sociétés de capital-investissement, toutefois, ont tendance à réclamer des taux de rendement élevés des capitaux qu'elles ont investis. Il n'est pas rare qu'un rendement sur action de 20 à 30 pour cent par an soit exigé en raison des risques évoqués précédemment.

De plus, du point de vue d'une société de capital-investissement, les facteurs de risque incluent les risques associés à la structure de financement (effet de levier). Par exemple, le rendement sur action est sensible aux changements dans les conditions du financement par emprunt. Ces conditions comprennent, entre autres, le taux d'intérêt, l'échéance, le différé de remboursement (le cas échéant) et le ratio d'endettement.

Pour relever le taux de rendement au-dessus du seuil requis par l'investisseur privé, le gouvernement (ou les bailleurs de fonds internationaux) peut subventionner une portion des coûts du développement initial du projet, dont ceux des forages d'exploration. Au chapitre 3 du présent guide, un exemple illustratif montre l'impact de l'engagement d'un gouvernement ou d'un bailleur de fonds qui absorbe 50 pour cent des coûts pendant les trois premières années d'un projet d'énergie géothermique de 50 MW. Ce partage des coûts d'investissement aux stades précoces du projet peut augmenter le rendement estimé pour l'investisseur privé à un niveau suffisamment intéressant pour lui, sans que le gouvernement n'ait besoin de subventionner ou de relever le tarif pour les consommateurs.

À l'échelle internationale, de nombreux différents modèles de développement et de financement ont été utilisés pour le développement de l'énergie géothermique. Divers modèles ont été adoptés au sein d'un même État, soit consécutivement à l'échelle nationale, soit simultanément sur différents sites géothermiques. Les structures de financement et les répartitions de risques correspondantes peuvent différer largement. Cependant, l'examen des modèles utilisés jusqu'à présent permet d'identifier les schémas communs suivants.

MODÈLES DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE. Les phases en amont du développement d'un projet géothermique dépendent en général fortement des investissements du secteur public, tandis que les sociétés de développement privées ont tendance à se joindre au projet lorsque celui-ci a acquis plus de maturité. Le cycle de développement du projet (et parfois la structure globale du marché géothermique) peut être intégré verticalement ou séparé (dégroulé) en différentes phases de la chaîne d'approvisionnement. Dans une structure dégroupée, plusieurs organisations privées et/ou sociétés de développement privées peuvent intervenir dans le même projet à différents stades.

Huit différents modèles de développement de l'énergie géothermique sont identifiés dans le présent guide. À un extrême se trouve un modèle dans lequel un organisme national unique met en œuvre la totalité des phases d'un projet d'énergie géothermique. L'opération est financée par les pouvoirs publics conjointement avec des subventions de bailleurs de fonds et des prêts internationaux. Dans ce modèle, le risque est pris en charge presque entièrement par le gouvernement, directement ou bien par le biais d'une garantie souveraine des emprunts. La charge des dépenses publiques est réduite uniquement par les recettes provenant de la vente de l'électricité et par les subventions de bailleurs de fonds, le cas échéant. Ce modèle a été appliqué dans plusieurs pays, par exemple au Kenya, en Éthiopie et au Costa Rica.

À l'autre extrême se trouve un modèle qui peut être illustré par le développement entièrement privé géré par une compagnie pétrolière internationale, Chevron, dans le cadre d'un projet géothermique de 100 MW aux Philippines qui a démarré récemment. Chevron dispose de ressources financières qui lui permettent de financer le projet en utilisant les revenus tirés des hydrocarbures et de supporter tous les risques, depuis la phase d'exploration jusqu'à la production de l'énergie. On peut trouver des développements privés similaires en Australie et en Italie, par exemple.

Mis à part ces deux extrêmes, il existe une large gamme de modèles intermédiaires quant aux rôles du secteur public et du secteur privé. Parfois, plusieurs entreprises d'État ou plusieurs niveaux de pouvoirs publics participent au financement du développement de projets géothermiques, tandis que le rôle du secteur privé est limité (par exemple en Islande, en Indonésie et au Mexique). Dans d'autres

cas, des structures de PPP sont utilisées, dans le cadre desquelles le partenaire privé joue un rôle actif (par exemple au Salvador, au Japon, en Turquie, dans les nouveaux développements au Kenya et en Indonésie, et dans le modèle précédent des Philippines basé sur des contrats CET).

GESTION DES RISQUES PAR LE BIAIS D'UNE APPROCHE DIVERSIFIÉE. Que le projet soit sous contrôle public ou privé, l'exposition au risque associé aux ressources doit être gérée avec soin. Les manières de limiter l'exposition à ce risque sont basées sur les principes de diversification du risque qui sont appliqués depuis longtemps par les industries extractives, comme l'industrie pétrolière et gazière. Dans la mesure du possible, un portefeuille de projets d'envergures modérées doit être réalisé en parallèle de préférence à la mise en œuvre de gros projets successivement. Les pays qui possèdent de vastes réserves de gisements géothermiques identifiés disposent de bonnes conditions pour bénéficier de l'application d'une approche diversifiée pour les forages d'essai. Par exemple, une entreprise nationale de développement géothermique peut avoir un portefeuille d'investissement constitué de multiples projets visant à développer des gisements géothermiques géologiquement indépendants et peut construire la première centrale géothermique de taille modérée sur chacun (ou quelques-uns) des sites. Il est recommandé de manière générale que chaque projet géothermique n'utilise initialement qu'une partie de la capacité de production de son réservoir géothermique afin d'exploiter au maximum le retour d'informations provenant de l'exploitation. Par la suite, la capacité de production de la centrale peut être accrue de façon que le degré d'utilisation de la capacité de production de chaque gisement augmente progressivement au fil du temps.

Pour résumer la discussion relative à la gestion du risque associé aux ressources, une stratégie minimisant l'exposition au risque associé aux ressources doit se composer des approches suivantes : l'exploration d'un portefeuille de projets, le pays explorant et évaluant de multiples gisements géothermiques, augmentant ainsi la probabilité de trouver au moins un site viable et réduisant le risque de laisser passer des possibilités de développement importantes ; le développement en parallèle des gisements sélectionnés dans le portefeuille pour réduire le temps et les coûts ; et une expansion progressive ou par étapes, réduisant le risque d'épuisement des réservoirs et des chutes de pression en développant un projet composé de phases soigneusement étudiées sur la base des caractéristiques des réservoirs.

Un rôle plus important peut être attribué aux investisseurs institutionnels pour appuyer le développement géothermique en impliquant davantage les compagnies d'assurance. La constitution de vastes portefeuilles de projets géothermiques offre un terrain propice pour les régimes d'assurance, étant donné que la gestion des risques au moyen d'une diversification est le fondement de l'assurance. Pour réduire le coût de couverture, ces régimes devront reposer initialement sur des sources publiques de capitaux subventionnés (y compris des subventions accordées par les gouvernements, les bailleurs de fonds ou le financement de la lutte contre le changement climatique).

AIDE AU DÉVELOPPEMENT. L'aide publique au développement (APD), disponible auprès des banques multilatérales et bilatérales de développement, ainsi que par le biais des mécanismes de financement de la lutte contre le changement climatique, a un rôle essentiel à jouer dans le soutien du développement de l'énergie géothermique. La nature concessionnelle des capitaux provenant des mécanismes de financement de la lutte contre le changement climatique, tels que le Fonds pour les technologies propres (FTP) et le Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (SREP), ajoutée à l'implication de grandes organisations internationales de développement, telles que les banques multilatérales de développement (BMD), crée des possibilités

exceptionnelles pour obtenir des capitaux auprès de diverses autres sources visant à soutenir les investissements dans les activités à faible empreinte carbone.

Les efforts et ressources considérables déployés aux cours des dernières années ont été consacrés à des initiatives visant à mettre en place un financement concessionnel pour atténuer le risque associé aux ressources géothermiques. Deux programmes de grande portée, le GeoFund pour l'Europe et l'Asie centrale (EAC) et l'ArGeo, soutenant le développement de tels fonds, ont été initiés sous les auspices de la Banque mondiale. Dans les deux cas, le Fonds pour l'environnement mondial (FEM) a été la source principale de capitaux concessionnels. La conception et la mise en œuvre de ces programmes a aidé la communauté internationale à tirer de précieux enseignements et à développer une meilleure compréhension des options possibles pour l'avenir.

Les principes fondamentaux sous-tendant la conception d'un mécanisme mondial ou régional soutenu par des BMD pour promouvoir le développement géothermique ont été dégagés de cette expérience et peuvent être résumés comme suit :

- 1 |** Le mécanisme doit être pourvu du personnel compétent et géré professionnellement.
- 2 |** Il doit disposer d'une masse critique de capitaux concessionnels suffisante pour servir de levier de cofinancement sur le marché dans son ensemble, y compris emprunts et participation du secteur privé.
- 3 |** Le financement concessionnel a l'impact le plus important sur la viabilité financière d'un projet géothermique typique de taille moyenne lorsque ce financement est destiné à la phase de forage d'essai du développement de projet.
- 4 |** Le succès de la phase de forage d'essai est essentiel pour combler le fossé crucial entre les premières phases de démarrage, qui sont peu susceptibles d'attirer un financement par emprunts, et les phases plus mûres du projet, lorsque les investisseurs commencent à voir le projet comme une opération de plus en plus attrayante financièrement.
- 5 |** L'étendue géographique du portefeuille de projets doit englober les zones abritant des réservoirs géothermiques bien établis et très prometteurs, principalement ceux qui conviennent à la production d'électricité. Les zones doivent être également suffisamment vastes pour permettre de disposer d'un portefeuille diversifié de sites de projets géothermiques afin de réduire la concentration du risque associé aux ressources.
- 6 |** Les procédures opérationnelles du mécanisme doivent inclure un système incitatif pour que le personnel d'encadrement applique des principes et des techniques de prudence en matière de gestion du risque d'investissement.

Les modèles possibles pour un mécanisme de développement géothermique soutenus par bailleurs de fonds comprennent : un mécanisme de subvention directe en capital ; un mécanisme de prêt ; et un mécanisme de garantie ou d'assurance des risques. Le choix du modèle dépend des circonstances particulières du pays ou de la région et des organismes donateurs impliqués. En principe, tous ces modèles peuvent réduire le risque des investisseurs privés et donc réduire la prime de risque pour le rendement sur action et le coût global du capital, ouvrant ainsi de nouvelles possibilités d'attirer des investissements en vue de valoriser à grande échelle l'énergie géothermique.

ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

REPÈRES

- Les meilleurs gisements géothermiques sont généralement situés autour de zones volcaniques actives, souvent près des frontières des plaques tectoniques. On considère que près de 40 pays dans le monde possèdent un potentiel géothermique suffisant qui permettrait, d'un point de vue plus technique qu'économique, de satisfaire à leur entière demande d'électricité par l'énergie géothermique.
- 24 pays produisent de l'électricité par énergie géothermique. Les États-Unis et les Philippines ont la plus grande capacité installée de production géothermique, environ 3 000 MW et 1 900 MW, respectivement. L'Islande et le Salvador produisent 25 pour cent de leur énergie électrique à partir de ressources géothermiques.
- La production d'énergie géothermique à partir de ressources hydrothermiques devrait augmenter de 11 GW en 2010 à 17,5 GW d'ici à 2020 et à environ 25 GW à l'horizon 2030. La majeure partie de cette augmentation devrait se produire en Asie du Pacifique, principalement en Indonésie ; dans la vallée du Rift est-africain ; en Amérique centrale et du Sud ; ainsi qu'aux États-Unis, au Japon, en Nouvelle-Zélande et en Islande.
- L'énergie géothermique est une forme d'énergie renouvelable et commercialement éprouvée, capable de fournir chaleur et énergie de charge de base de manière relativement peu coûteuse, à faible intensité carbone, réduisant la dépendance des pays à l'égard des combustibles fossiles, ainsi que les émissions de CO₂.
- Le développement de la production d'énergie géothermique ne doit pas être considéré comme une solution rapide à des problèmes d'alimentation électrique pour un pays, mais plutôt comme un élément d'une stratégie de production d'électricité à long terme.
- Il est préférable de développer les projets d'énergie géothermique par phases de 30 à 60 MW afin de réduire la concentration de risques liés aux ressources et de réduire au minimum le risque d'une exploitation non durable du réservoir géothermique.
- Les coûts d'investissements par mégawatt installé peuvent être très variables, de 2,8 millions à 5,5 millions USD par MW installé pour une centrale de 50 MW, en fonction de facteurs tels que la géologie d'un pays ou d'une région, la qualité des ressources (par ex. la température, le taux du débit et la composition chimique) et l'infrastructure en place.
- En dépit de ses coûts initiaux élevés, l'énergie géothermique peut être compétitive et compléter d'autres sources de production grâce à des facteurs de disponibilité élevés, des durées de vie prolongées des centrales et l'absence de coûts de combustibles récurrents.
- Les coûts unitaires nivelés de l'énergie issue de ressources hydrothermiques se situent généralement entre 0,04 et 0,10 US par kWh.

PRÉSENTATION DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

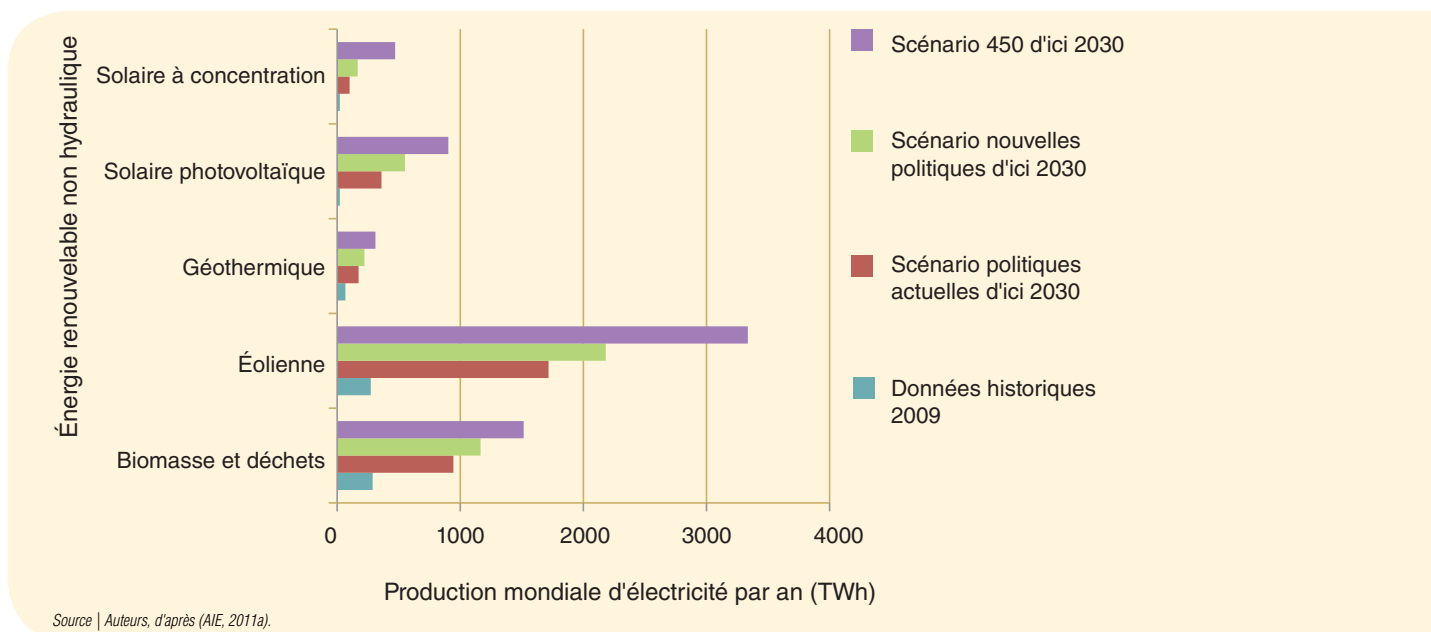
Jusqu'au siècle dernier, l'énergie géothermique était le plus souvent connue comme une source de chaleur pour les cures thermales et les bains. L'exploitation de la vapeur géothermique pour la production d'électricité a commencé au 20^e siècle -- la première installation expérimentale ayant été construite à Larderello, en Toscane (Italie) en 1904. Une centrale géothermique de 250 kWe y a été mise en service en 1913 (Kutscher 2000). Aujourd'hui, quelque 11 GWe de capacité géothermique ont été installés dans le monde, la capacité ayant quintuplé au cours des trente dernières années.

La part de l'énergie géothermique dans le bilan énergétique mondial est encore relativement faible, avec quelque 0,3 pour cent (AIE, 2011a), et la perspective d'une croissance de 0,5 pour cent à l'horizon 2030 dans le scénario « politiques actuelles » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ou de quelque 1,0 pour cent dans le scénario 450 plus agressif.¹ L'importance de la génération d'énergie géothermique est également modeste en comparaison avec d'autres sources d'énergies renouvelables (figure 1.1).

Néanmoins, le potentiel d'énergie géothermique exploitable dans certaines parties du monde est beaucoup plus important que l'utilisation actuelle, offrant des possibilités d'investissements significatifs en matière d'accroissement d'échelle.

FIGURE 1.1

Production électrique mondiale (TWh) issue d'énergies renouvelables non hydrauliques à l'horizon 2030



¹ Le scénario « politiques actuelles » fournit une référence sur le mode d'évolution des marchés énergétiques mondiaux si les gouvernements ne modifient pas leurs mesures et politiques actuelles. Le scénario 450 suppose que des mesures sont prises pour limiter la concentration à long terme des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère à 450 parties par million d'équivalent CO₂ afin d'atténuer les changements climatiques (AIE, 2011a).

Disponibilité des ressources géothermiques, typologie et utilisations

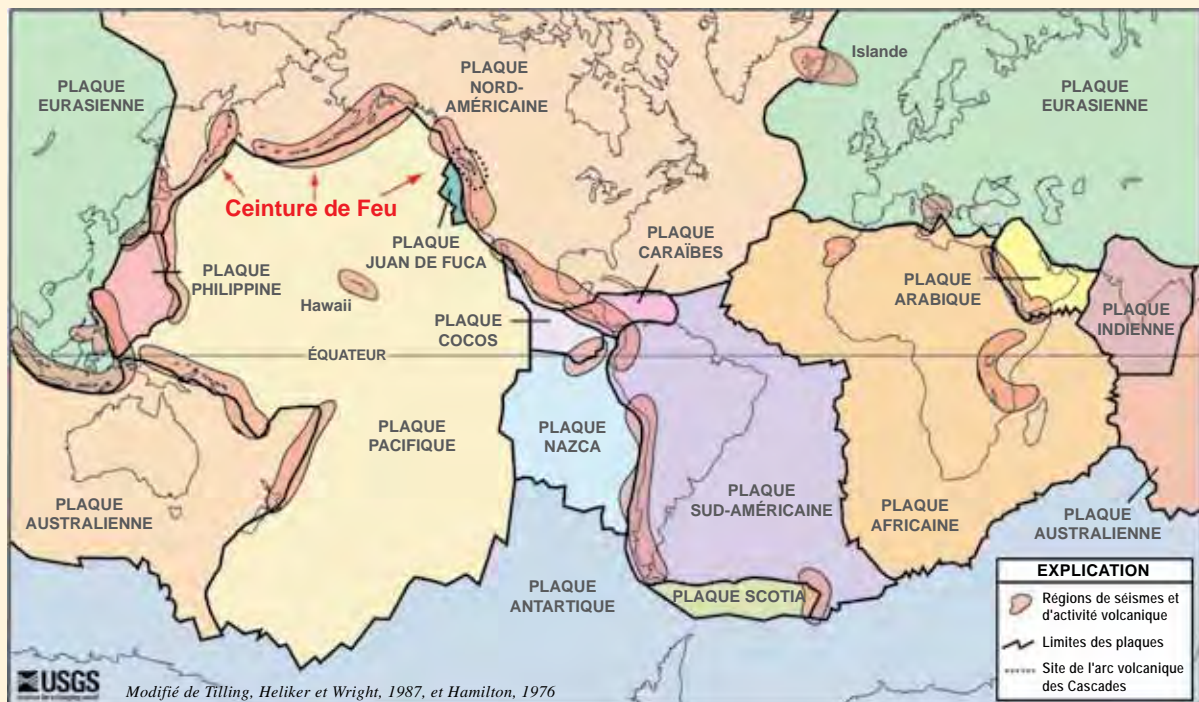
En quoi consiste l'énergie géothermique et où se trouve-t-elle ?

La Terre produit continuellement de la chaleur géothermique à partir de la désintégration des matières radioactives contenues dans le noyau terrestre. La chaleur est remontée à la surface par conduction et convection. Dans la croûte, le gradient thermique² est de l'ordre de 30 °C par kilomètre mais peut s'élever jusqu'à 150 °C par kilomètre dans les régions géothermiques chaudes.

Même si seule une petite fraction de la chaleur de la Terre pouvait être délivrée aux points de demande d'énergie de toute la population mondiale, le problème de l'approvisionnement en énergie serait résolu. Le potentiel technique global³ de cette ressource est énorme et pratiquement inépuisable. Toutefois, puiser dans cet extraordinaire réservoir d'énergie renouvelable n'est pas une mince affaire.

FIGURE 1.2

Carte mondiale des frontières des plaques tectoniques



Source | US Geological Survey.

² Un gradient de température décrit la variation de la température à un endroit particulier. En géophysique, on le mesure généralement en degrés Celsius par kilomètre vertical (°C/km).

³ Le potentiel technique représente tous les projets qui pourraient être mis en œuvre dans le monde, si toutes les ressources géothermiques pouvaient être découvertes et utilisées. Le potentiel économique fait référence aux projets susceptibles d'être viables économiquement et financièrement.

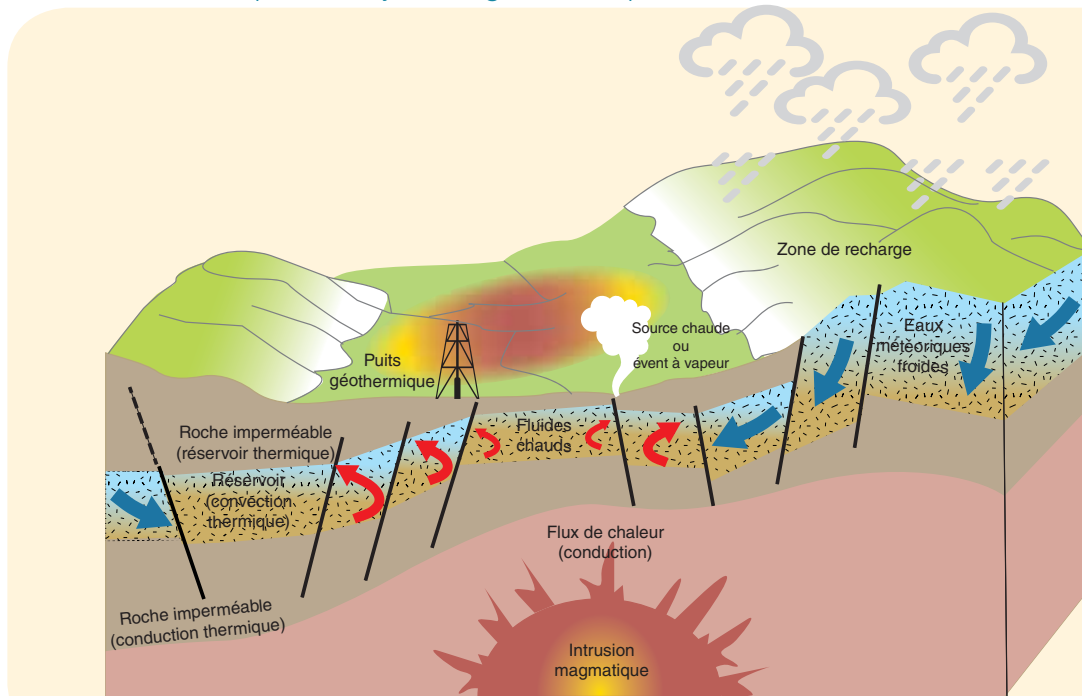
Les meilleurs gisements géothermiques sont généralement situés autour de zones volcaniques actives, souvent près des frontières des plaques tectoniques. Comme le montre la figure 1.2⁴, il n'existe dans le monde qu'un petit nombre de régions importantes qui sont riches en potentiel hydrothermique. Bien que parfois les ressources géothermiques soient situées dans des zones à haute densité de population facilement accessibles, elles se trouvent le plus souvent au fond des océans, dans les régions montagneuses et sous les glaciers ou la calotte glaciaire.

D'autre part, la technologie commercialisée actuellement pour les besoins de l'énergie géothermique dépend de la disponibilité de ressources hydrothermiques, les sources souterraines de fluides chauds ou de vapeur extractibles, pour alimenter les centrales électriques. Par conséquent, lorsqu'il est question de ressources géothermiques, le présent guide demeure centré sur les ressources hydrothermiques à haute température (ou haute enthalpie⁵) convenant à la production d'énergie.

Même si la plus forte concentration d'énergie géothermique correspond aux frontières des plaques tectoniques, l'énergie géothermique peut se trouver dans la majorité des pays sous une certaine forme ; l'exploitation des systèmes géothermiques dans les zones de gradient géothermique normal et faible, pour les besoins du chauffage domestique, gagne du terrain depuis une dizaine d'années. Les pompes à chaleur géothermiques peuvent s'utiliser presque partout dans le monde pour produire de la chaleur par captage au sol à faible profondeur ou captage de réservoirs d'eau de surface.

FIGURE 1.3

Vue schématique d'un système géothermique idéal



Source | Dickson et Fanelli, 2004.

⁴ Institut américain de géophysique USGS sur www.cnsm.csulb.edu

⁵ Les professionnels du secteur utilisent souvent les termes de « haute enthalpie » et « température élevée » comme des synonymes, lorsqu'ils décrivent des ressources géothermiques (Eliasson, 2001). L'enthalpie est une mesure de l'énergie totale d'un système thermodynamique, y compris la chaleur latente d'évaporation/condensation. Elle est ainsi plus précise dans sa description du potentiel de production d'énergie d'un système géothermique incluant à la fois eau chaude et vapeur.

La figure 1.3 montre les composantes d'un système hydrothermique (à base de vapeur ou d'eau) caractéristique en région volcanique, qui sont, de bas en haut :

- L'intrusion magmatique (aussi appelée masse chaude, lorsque le magma en fusion pénètre exceptionnellement haut dans la croûte terrestre) est souvent causée par la tectonique des plaques continentales.
- Le réservoir géothermique proprement dit se situe au point où la vapeur ou l'eau chaude est prisonnière sous haute pression sous une couche de roche compacte imperméable et est chauffé par l'intrusion magmatique par-dessous.
- Le puits géothermique accède à l'intérieur du réservoir géothermique et capte la vapeur ou le fluide chaud, puis le transporte jusqu'à la centrale par un système de conduites, après quoi le fluide est généralement reconduit dans le réservoir.
- L'eau de surface ou pluviale, provenant des zones de recharge comme les lacs, les rivières ou les mers, fournit des eaux météoriques froides qui s'infiltrent lentement dans le sol jusqu'aux couches plus profondes au travers de fissures et de failles dans les roches.

Classification des systèmes géothermiques⁶

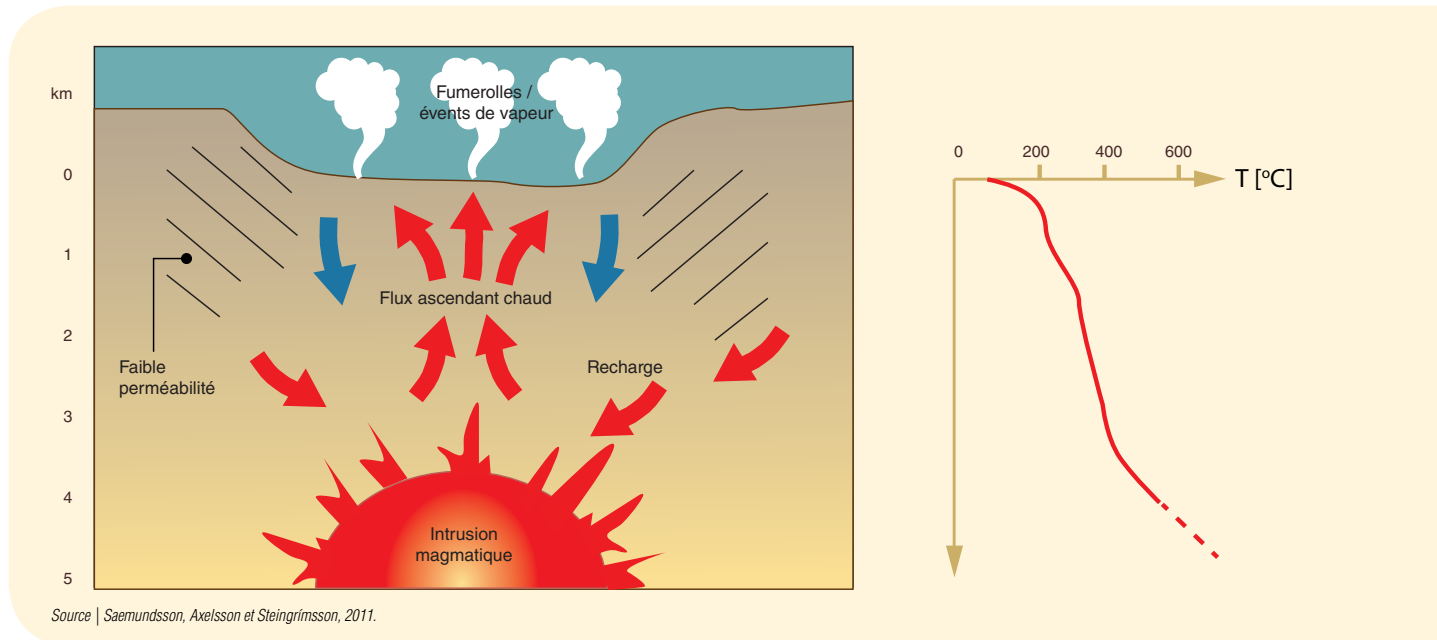
Les ressources géothermiques sont classifiées de diverses manières : en fonction de la source de chaleur, du type de transfert de chaleur, de la température du réservoir, de l'état physique, de l'utilisation et des caractéristiques géologiques. Lorsqu'elles sont définies en fonction de la nature du système géologique où elles prennent source, les différentes catégories sont les suivantes :

- **Systèmes géothermiques volcaniques** : ils sont associés d'une manière ou d'une autre à l'activité volcanique. Les sources de chaleur de ces systèmes sont les intrusions chaudes ou le magma. Ils sont le plus souvent situés à l'intérieur ou à proximité de formations volcaniques, par exemple des calderas, dans la majorité des cas aux frontières des plaques mais parfois dans des zones de points chauds. Dans les systèmes volcaniques, ce sont principalement les zones perméables des fractures et des failles qui contrôlent l'écoulement des eaux (figure 1.4).
- Dans les **systèmes convectifs par fracture**, la source de chaleur est la croûte chaude profonde dans les zones tectoniquement actives, avec un flux thermique supérieur à la moyenne. Là, l'eau géothermique a circulé à très grande profondeur (> 1 km), principalement au travers de fractures verticales et a « capté » la chaleur des roches.
- **Les systèmes géothermiques sédimentaires** se trouvent dans la plupart des grands bassins de sédimentation du globe. Ces systèmes doivent leur existence à la présence de couches sédimentaires perméables à de grandes profondeurs (> 1 km) et à des gradients géothermiques supérieurs à la moyenne (> 30° C/km). Ces systèmes sont de nature conductive, plutôt que convective, même si les fractures et les failles peuvent jouer un rôle dans certains cas. Certains systèmes convectifs (comme les systèmes convectifs par fracture) peuvent être cependant enfermés dans des roches sédimentaires (figure 1.5).
- **Les systèmes à géopression** sont analogues aux réservoirs de pétrole et de gaz dans lesquels le fluide captif retenu dans les pièges stratigraphiques peut être soumis à des pressions proches des valeurs lithostatiques. Ces systèmes sont généralement situés à une relativement grande profondeur.

⁶ La discussion suivante est fondée sur Saemundsson, Axelsson et Steingrímsson 2011.

FIGURE 1.4

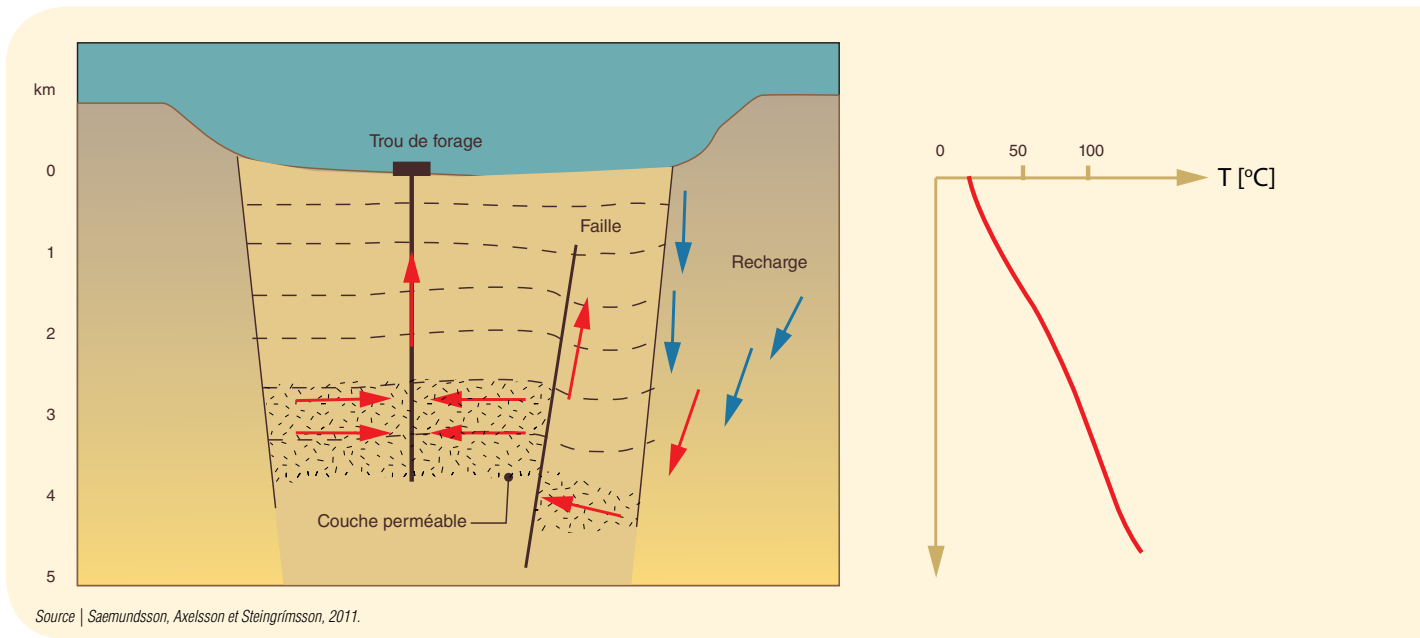
Modèle conceptuel de champ à haute température dans un système volcanique fissuré



Le profil de température sur la droite représente la partie centrale du modèle.

FIGURE 1.5

Vue schématique d'un bassin sédimentaire à réservoir géothermique situé à 2-4 km de profondeur



Le profil de température sur la droite montre un profil de gradient géothermique sédimentaire caractéristique.

- **Les systèmes géothermiques à roches sèches chaudes (RSC) ou stimulés (modifiés) (EGS)** sont constitués de masses rocheuses qui ont été chauffées par l'activité volcanique ou par des flux de chaleur anormalement élevés, mais qui présentent une faible perméabilité ou sont presque imperméables ; de ce fait, ils ne peuvent pas être exploités de manière conventionnelle. Toutefois, des expériences ont été réalisées sur plusieurs sites pour utiliser la fracturation hydraulique, aussi appelée « hydrofracturation », dans le but de créer des réservoirs artificiels au sein de tels systèmes ou pour valoriser des réseaux de fractures existants. Les systèmes de ce type seront essentiellement utilisés sous forme de doublets de production ou de réinjection.⁷

ENCADRÉ 1.1

Qu'est-ce qu'un système géothermique (en opposition à un réservoir ou un champ) ?

- **SYSTÈME GÉOTHERMIQUE** fait référence à toutes les parties du système hydrologique impliquées, incluant la zone de recharge, tous les éléments souterrains et la sortie du système.
- **RÉSERVOIR GÉOTHERMIQUE** : indique la partie chaude et perméable d'un système géothermique pouvant être exploitée directement. Pour qu'un réservoir géothermique soit exploitable, il doit avoir une chaleur naturelle suffisante qui se transforme en pression et conduit la vapeur à la surface.
- **CHAMP GÉOTHERMIQUE** : il s'agit d'une définition géographique indiquant généralement une zone d'activité géothermique à la surface de la terre. Dans les cas sans activité de surface, ce terme peut être utilisé pour indiquer la zone en surface correspondant au réservoir géothermique situé en dessous.

Plusieurs projets pilotes de systèmes SGS ont connu des problèmes dus à la sismicité induite, qui a généré des tremblements de terre de faible intensité, et la viabilité de cette technologie n'a pas encore pu être établie avec succès. La technologie SGS ne sera pas traitée en détail dans le présent guide.

Le terme *ressources peu profondes* fait référence au flux thermique normal au travers de formations proches de la surface (profondeur < 200 m) et à l'énergie thermique qui est stockée dans les roches et dans les systèmes de nappes souterraines chaudes près de la surface de la croûte terrestre. Des avancées récentes dans l'application des pompes à chaleur géothermiques ont ouvert de nouvelles possibilités pour l'utilisation de ces ressources.

Facteurs déterminant l'utilisation probable d'une ressource géothermique

L'utilisation de ressources géothermiques est fortement influencée par la nature du système qui les produit. D'une manière générale, les ressources des systèmes volcaniques chauds sont utilisées principalement pour la production d'énergie électrique, tandis que les ressources des systèmes à températures moins élevées sont utilisées surtout pour le chauffage d'espaces et autres usages directs.

Il est nécessaire de prendre en considération un certain nombre de facteurs pour déterminer l'utilisation optimale d'un type de ressources géothermiques. Il s'agit du type (eau chaude ou vapeur), du débit, de la température, de la composition chimique et de la pression du fluide géothermique, ainsi que de la profondeur du réservoir géothermique. Les ressources géothermiques présentent des températures variables de 50 °C à 350 °C et peuvent être sèches, principalement sous forme de vapeur, d'un mélange de vapeur et d'eau ou encore uniquement d'eau liquide. Les gisements hydrothermiques sont généralement classés par

⁷ Un puits de production utilisé pour l'extraction d'eau/vapeur géothermique, combiné à un puits de réinjection pour remettre l'eau dans le réservoir, se nomme un doublet.

température élevée, moyenne ou faible. Cette division est fondée sur la température à une profondeur d'un kilomètre ; les gisements à température élevée sont ceux dans lesquels une température de 200 °C ou plus est atteinte à une profondeur d'un kilomètre ; et les gisements à faible température sont ceux dans lesquels la température est inférieure à 150 °C à la même profondeur. Les gisements à température élevée sont tous associés à des régions volcaniques, alors que ceux à faible température tirent leur chaleur de celle de la croûte et du flux de chaleur à travers la croûte. Une autre sous-division des températures a été proposée, un système de températures intermédiaires ou moyennes situées entre les deux catégories principales. Les gisements à température moyenne présentent des températures comprises entre 150 °C et 200 °C et sont inclus dans le présent guide car ils peuvent être utilisés pour la production d'énergie par centrales binaires, qui sont étudiées plus loin dans le présent chapitre.

En suivant une classification similaire des ressources fondée sur les températures, le tableau 1.1 résume leurs utilisations les plus probables et les technologies concernées.

TABLEAU 1.1
Types et utilisations des ressources géothermiques

TYPE DES RESSOURCES EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE	SITUATION GÉOGRAPHIQUE ET GÉOLOGIQUE	UTILISATION / TECHNOLOGIE
Élevées : >200 °C	Autour des frontières des plaques tectoniques, sur les points chauds et dans les zones volcaniques	Production d'énergie par technologie de vapeur conventionnelle, flash, double flash ou sèche
Moyennes : 150-200 °C	Principalement en géologie sédimentaire ou près de ressources de températures élevées	Production d'énergie par centrales binaires, par ex. technologie de cycle de Rankine à fluide organique (ORC) ou de cycle de Kalina
Basses : <150 °C	Existents dans la plupart des pays (gradient moyen de la température de 30 °C/km signifiant que des ressources d'environ 150 °C peuvent être trouvées à des profondeurs d'environ 5 km)	Utilisations directes (chauffage d'espaces et de procédés, etc.) et, en fonction du site et des tarifs d'électricité proposés, production d'électricité par centrale binaire

Source | Auteurs.

Avantages et inconvénients de l'énergie géothermique

Les avantages de l'énergie géothermique sont nombreux. L'avantage le plus évident est sans doute le bénéfice environnemental dû à son indépendance à l'égard des combustibles fossiles, une caractéristique commune à la plupart des technologies d'énergie renouvelable.

Plusieurs avantages distinguent l'énergie géothermique des autres énergies renouvelables. L'énergie géothermique convient de manière idéale pour fonctionner 24 heures sur 24 comme source stable d'énergie de charge de base, quels que soient le climat et les autres conditions climatiques. De telles ressources aident les sociétés de services à planifier et organiser avec plus de précision la génération d'énergie afin de mieux répondre à leurs demandes. En second lieu, malgré ses coûts d'investissement relativement élevés par kilowatt installé, l'énergie géothermique présente un coût assez compétitif par kilowattheure produit, du fait de son facteur de disponibilité élevé⁸ et de l'absence

⁸ Les centrales géothermiques sont très fiables et fonctionnent généralement plus de 95 % du temps, certaines même plus de 99 %. Ces chiffres peuvent être comparés aux disponibilités de 60 à 70 % des centrales au charbon et des centrales nucléaires (Kutscher 2000). Dans le présent guide, le facteur de disponibilité des installations géothermiques modernes est généralement évalué à 90 % en cas de construction et d'exploitation comme prévu à l'origine. Il convient cependant de souligner que les conditions de certains projets géothermiques spécifiques construits dans le monde peuvent varier dans des proportions importantes. De nombreuses installations font appel à des technologies désuètes et certaines fonctionnent très en deçà de la capacité initialement prévue. La production d'énergie géothermique rapportée par l'AIE indique un facteur de capacité moyen mondial inférieur à 70 % (WEO 2011).

de coûts de combustible. Sur la longue durée de vie d'une centrale géothermique, ces deux facteurs compensent les coûts d'investissement initiaux élevés. En troisième lieu, l'énergie géothermique est une technologie mûre et éprouvée techniquement et commercialement, contrairement à de nombreuses autres technologies d'énergies renouvelables qui sont encore relativement nouvelles et impliquent un degré important de risques technologiques. Enfin, les centrales géothermiques sont modulables à la taille utilitaire (à partir de 50 MW) sans nécessiter beaucoup de terre ou d'espace. Il s'agit d'une caractéristique intéressante pour un système de génération d'énergie, puisqu'elle permet de réaliser des économies d'échelle. D'un point de vue environnemental, c'est également un plus si les centrales géothermiques se situent dans des régions de grand attrait touristique, comme c'est souvent le cas.

Étant donné les avantages de l'énergie géothermique, on peut se demander pourquoi son niveau d'utilisation actuel n'est pas plus important. La réponse courte, d'un point de vue géographique, est que les ressources hydrothermiques nécessaires à la production d'énergie ne sont pas présentes dans chaque pays. On estime que les ressources hydrothermiques sous la forme de vapeurs ou liquides chauds ne sont disponibles que sur un quart à un tiers de la surface de la planète. Les technologies et techniques d'exploitation qui pourraient augmenter cette disponibilité ne sont pas encore entièrement éprouvées techniquement. La réponse courte, du point de vue de l'investisseur, est que les projets géothermiques sont risqués, les risques d'exploration (ou risques liés aux ressources) étant souvent considérés comme les plus importantes difficultés, comme expliqué de manière plus détaillée plus loin dans le présent guide. À un niveau plus technique, l'explication est que nombre des avantages de l'énergie géothermique ont des limites ou des facteurs compensatoires.

Les principaux avantages et inconvénients ou enjeux associés à la production d'énergie géothermique sont résumés ci-après, en classement par « avantages » et « inconvénients ».

1 | AVANTAGE | L'énergie géothermique est une source renouvelable puisque la terre produit indéfiniment de la chaleur dans son noyau par la désintégration radioactive. Même si la production d'énergie géothermique dépend généralement d'un réservoir de vapeur ou d'eau chaude (c'est à-dire d'un fluide géothermique), le volume extrait peut être réinjecté, ce qui rend son exploitation durable si la gestion est appropriée.

INCONVÉNIENT | Dans certains réservoirs individuels, la pression a baissé (ou les ressources se sont épuisées) du fait d'un taux d'extraction élevé et non durable et/ou d'une absence de réinjection du fluide géothermique utilisé. La solution des problèmes associés à des pratiques inadéquates en matière de réinjection peut être complexe et coûteuse.

2 | AVANTAGE | L'utilisation d'énergie géothermique au lieu de combustibles fossiles comme le pétrole, le gaz naturel, le charbon, etc., peut permettre de réduire les émissions de CO₂ et de polluants de l'air locaux à des niveaux faibles et souvent négligeables par unité d'énergie produite.

INCONVÉNIENT | Dans certaines régions, les vapeurs ou fluides géothermiques contiennent d'importantes quantités de sulfure d'hydrogène (H₂S) et d'autres gaz non condensables (GNC), tels que le CO₂, qui peuvent avoir des impacts sur l'environnement s'ils sont émis dans l'atmosphère. Étant donné que le gaz non condensable doit être évacué séparé de la

⁹ En général, on estime qu'une centrale géothermique moyenne utilise un à huit (1-8) acres de sol par mégawatt, contre 5 à 10 acres par mégawatt pour les centrales nucléaires et 19 acres pour les centrales au charbon. Une grande centrale hydroélectrique requiert plus de 275 acres au sol par mégawatt pour disposer d'un réservoir de taille adéquate (US DOE 2006).

FIGURE 1.6

Les avantages et les inconvénients de l'énergie géothermique

AVANTAGES	INCONVÉNIENTS/DIFFICULTÉ
Mondialement inépuisable (renouvelable)	Un épuisement des ressources peut survenir au niveau d'un réservoir individuel
Taux faible/négligeable d'émissions de CO ₂ et de polluants de l'air locaux	La teneur en sulfure d'hydrogène (H ₂ S) et même en CO ₂ est élevée dans certains réservoirs
Faibles besoins de terrain	Des problèmes de terrain ou de droit de passage peuvent survenir pour des voies d'accès et des lignes de transport.
Pas d'exposition à l'instabilité des prix du combustible ni de nécessité d'importer du combustible	Le « combustible » géothermique n'est pas commercialisable et il est limité à son site
Énergie en ruban stable (pas d'intermittences)	Capacité limitée de la centrale géothermique à suivre la charge/répondre à la demande.
Coûts relativement faibles par kWh	Risque élevé en matière de ressources, coûts d'investissements élevés et long cycle de développement de projet
Technologie mûre et éprouvée	Le gisement de vapeur géothermique nécessite une maintenance complexe
Modulable à la taille utilitaire sans prendre beaucoup de terre ou d'espace	De nombreux forages sont nécessaires pour une grande centrale géothermique

Source | Auteurs.

vapeur avant qu'elle n'entre dans la turbine, les gisements géothermiques possédant de fortes concentrations de GNC ne peuvent pas être exploités pour la production d'énergie.

3 | AVANTAGES | Les installations d'énergie géothermique nécessitent moins de surface que les centrales hydroélectriques avec stockage ou les centrales au charbon.⁹ Leurs exigences en matière de sol sont également plus favorables que celles de l'énergie éolienne connectée au réseau ou l'énergie solaire.

INCONVÉNIENT | Les ressources géothermiques se situent souvent sur des sites éloignés, ce qui nécessite la construction de connexions de lignes de transport et autres infrastructures permettant l'accès aux sites. Cela augmente les exigences indirectes de terrain (ou droits de passage). Les sites de grande valeur touristique peuvent augmenter la difficulté d'obtenir une licence pour les entreprises.

4 | AVANTAGE | L'énergie géothermique est presque entièrement indépendante des combustibles fossiles, constituant ainsi une excellente protection contre les chocs des prix de l'énergie et contribuant à la sécurité énergétique.

¹⁰ Les centrales géothermiques sont très fiables et fonctionnent généralement plus de 95 % du temps, certaines même plus de 99 %. Ces chiffres peuvent être comparés aux disponibilités de 60 à 70 % des centrales au charbon et des centrales nucléaires (Kutscher 2000). Dans le présent guide, le facteur de disponibilité des installations géothermiques est généralement évalué à 90 %.

INCONVÉNIENT | Les ressources géothermiques (chaleur ou vapeur) ne peuvent pas être commercialisées et sont restreintes à leur site (la centrale ne peut pas être située trop loin de la ressource). Cela diminue les choix d'un site efficace pour la centrale qui est souvent intégrée dans une seule entité avec le fournisseur de vapeur. La contrainte pesant sur le site entraîne souvent le besoin d'une expansion et/ou d'un renforcement de réseau.

- 5 | **AVANTAGE** | La géothermie fournit une énergie de charge de base fiable. Une fois opérationnelle, la centrale fournira une production constante 24 heures sur 24, généralement durant plusieurs décennies.¹⁰

INCONVÉNIENT | La capacité des centrales géothermiques à répondre à la demande d'électricité est limitée, et tenter d'y répondre peut accroître les coûts de production d'énergie.

- 6 | **AVANTAGE** | Dans des conditions géologiques favorables, la production d'énergie de ressources géothermiques compte parmi les options les moins coûteuses pour la production d'énergie et peut souvent concurrencer l'énergie nucléaire, au charbon et au gaz sur les coûts de production nivelés.

INCONVÉNIENT | En dépit des coûts de production nivelés faibles et prometteurs d'une marge bénéficiaire raisonnable, les projets géothermiques ne sont pas simples à financer. Les risques initiaux élevés, tels que les risques géologiques et liés aux ressources, la nécessité d'un important investissement initial et le long cycle de développement de projet, rendent les projets géothermiques, surtout dans leurs phases d'exploration et de forages d'essai, moins attrayants que d'autres types de projets de production d'énergie pour le secteur privé.

- 7 | **AVANTAGE** | La production d'énergie géothermique est connue depuis plus d'un siècle et comporte peu d'inconnues en matière de technologie. Pour produire de l'électricité, on fait généralement appel à la production par turbine à vapeur conventionnelle. Les risques opérationnels et les exigences en matière de maintenance sont bien connus et gérables.

INCONVÉNIENT | Un gisement de vapeur géothermique nécessite une maintenance complexe. Dans de nombreux cas, des coûts supplémentaires sont engagés du fait de forages périodiques de puits de renforcement, afin de remplacer des puits plus anciens qui ont perdu une part de leur potentiel de production de vapeur. De difficiles problèmes d'encrassement¹¹ peuvent également apparaître dans des zones spécifiques où les gisements contiennent des niveaux élevés de minéraux, ce qui nécessite la conception de caractéristiques particulières pour la centrale, l'utilisation d'agents chimiques ou le nettoyage fréquent des puits — tout cela augmentant les coûts d'exploitation.

- 8 | **AVANTAGE** | Il est possible de réaliser des économies d'échelle en modulant la centrale géothermique à une échelle utilitaire (de 50 MW à plusieurs centaines de mégawatts). Les ressources de sol et d'espace constituent moins une contrainte pour réaliser l'échelle voulue que dans le cas de la plupart des autres technologies de production d'énergie.

INCONVÉNIENT | Un forage important du puits de production est nécessaire pour une centrale géothermique de grande échelle, et peut éprouver les limites de la durabilité d'un gisement donné de différentes façons. Si une réinjection adéquate peut généralement prévenir l'épuisement du réservoir, la capacité maximale de la centrale est limitée en définitive par la capacité de production de chaleur du réservoir. La construction d'une grande centrale au lieu de plusieurs centrales plus

¹¹ L'encrassement fait référence à la formation d'une couche de dépôts sur une surface solide (par exemple dans une chaudière, une conduite, un échangeur thermique ou un autre équipement de la centrale électrique) ou dans le gisement de vapeur, y compris dans les puits.

¹² La notion d'« utilisation directe » fait référence aux utilisations autres que celle de la production d'électricité (par exemple le chauffage d'habitation, la baignade, les serres, le refroidissement, etc.).

petites sur différents sites peut concentrer inutilement les risques liés aux ressources. Also, while the area occupied by each production well will be modest, the area of the entire steam field may increase considerably, creating potential land use or environmental issues. En outre, même si la zone occupée par chaque puits de production est modeste, la zone du gisement de vapeur entier peut augmenter considérablement, entraînant des problèmes potentiels environnementaux ou d'utilisation du sol.

UTILISATION ACTUELLE DES RESSOURCES GÉOTHERMIQUES

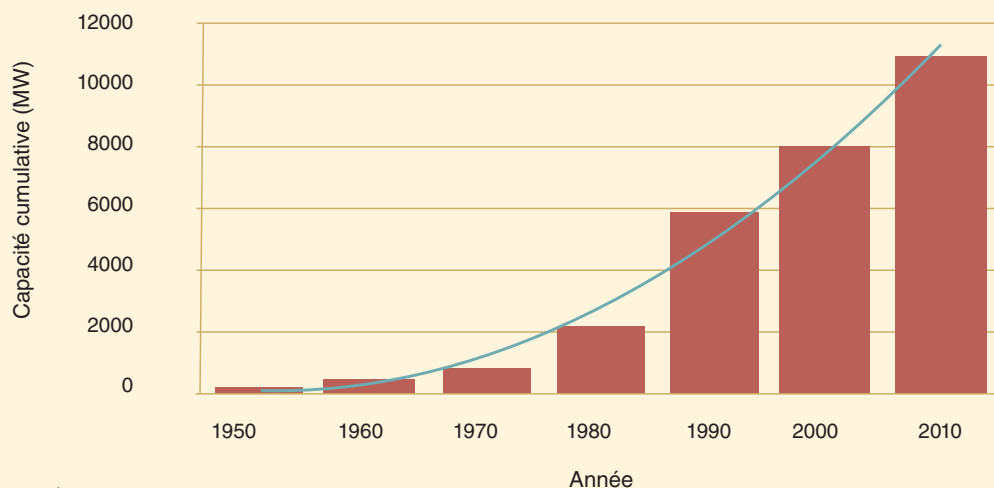
L'électricité est produite commercialement à partir de vapeur géothermique depuis le début du 20^e siècle et l'énergie géothermique est utilisée pour le chauffage direct depuis l'antiquité.¹² Cependant, le développement de la production d'énergie géothermique n'a été sérieusement engagé qu'au début des années 1980 et peut être en partie compris comme une réaction des producteurs d'énergie au premier choc pétrolier de 1972. Il a fallu quelque 40 ans pour développer les 11 GW existants de capacité de production d'énergie actuellement installée (figure 1.7).

Des ressources géothermiques ont été identifiées dans près de 90 pays, avec une utilisation géothermique enregistrée dans plus de 70 pays. En 2010, de l'électricité était produite par énergie géothermique dans 24 pays. L'Islande et le Salvador ont la plus grande part d'énergie géothermique dans leur palette énergétique nationale, produisant quelque 25 pour cent de leur énergie électrique à partir de ressources géothermiques. Les États-Unis et les Philippines ont la plus importante capacité installée de centrales géothermiques, de 3 000 MW et 1 900 MW respectivement. Les 24 pays utilisant des ressources géothermiques pour la production d'énergie sont indiqués dans la figure 1.8.

On considère que près de 40 pays dans le monde possèdent un potentiel géothermique suffisant qui permettrait, d'un point de vue plus technique qu'économique, de satisfaire à leur entière demande d'électricité par l'énergie géothermique. Les plus importants parmi eux -- avec une demande électrique totale, égale ou supérieure à 1 GW pouvant être satisfaite par l'énergie géothermique

FIGURE 1.7

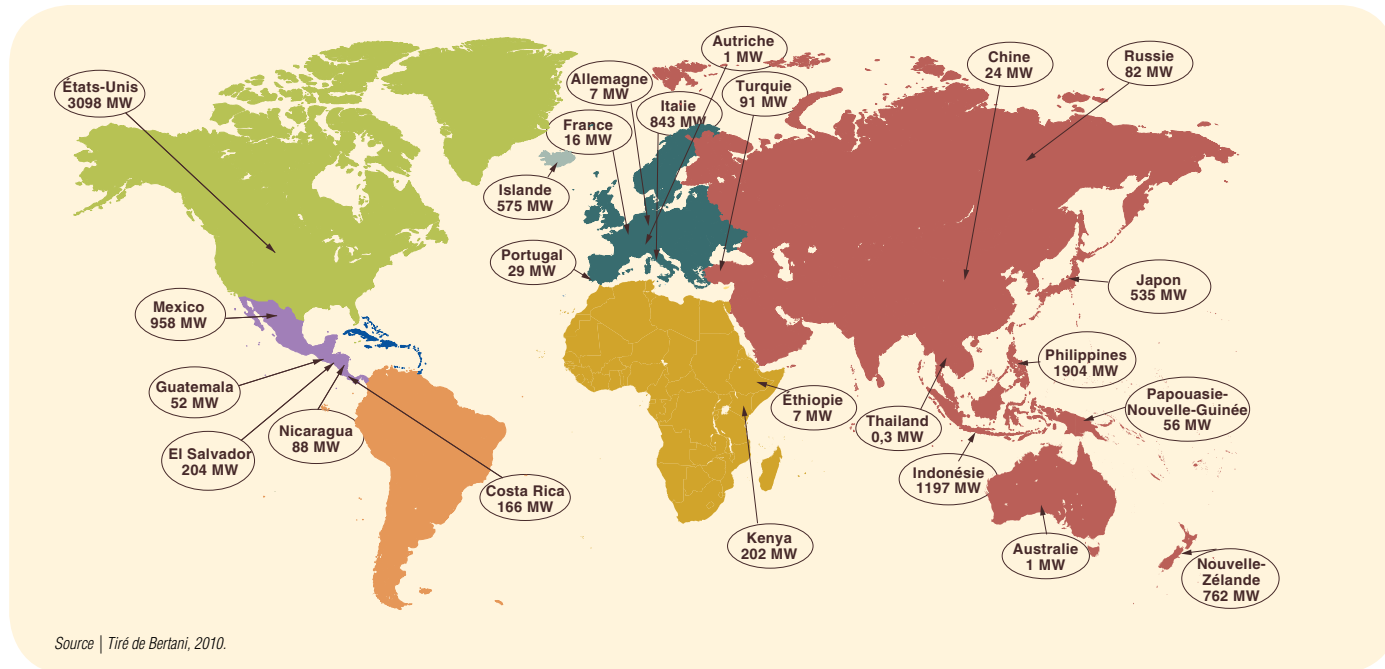
Évolution de la capacité géothermique mondiale depuis 1950 (en MW)



Source | Adapté de Bertani, 2010

FIGURE 1.8

Énergie géothermique : Capacité installée dans le monde



-- sont l'Indonésie, les Philippines, le Pérou, l'Équateur, l'Islande, le Mozambique, le Costa Rica et le Guatemala (Earth Policy Institute 2011).

De récents développements en Islande soulignent un net accroissement de l'utilisation des ressources géothermiques ces dernières années. En 2011, l'Islande avait une capacité de production géothermique installée de 575 MW, qui reflète le fort engagement du pays en faveur de cette forme d'énergie. Si 75 pour cent de l'électricité de l'Islande sont encore produits par énergie hydraulique, quelque 25 pour cent proviennent de ressources géothermiques. La figure 1.9 montre l'étendue de l'utilisation actuelle.

Il est intéressant de noter que, bien que l'Islande construise son industrie géothermique depuis au moins trente ans, le net accroissement de l'utilisation des ressources géothermiques dans le pays ne s'est produit qu'au début des années 2000 et s'est accentué ces dernières années, y compris depuis la crise économique de 2008. Cela démontre qu'un pays disposant d'un important potentiel géothermique et d'une importante industrie établie dans ce domaine peut accomplir l'accroissement d'échelle de son programme de développement géothermique relativement rapidement si la volonté politique de le faire est présente. Parmi les motivations de l'accélération du développement de l'énergie géothermique en Islande, notons la volonté de diversifier les sources d'alimentation en énergie afin de s'éloigner de l'énergie hydraulique de plus en plus rare et posant des problèmes environnementaux, ainsi que la volonté d'atteindre un statut de leader international dans le développement géothermique fondé sur le savoir-faire établi à l'échelle nationale.

TABLEAU 1.2

Production d'énergie géothermique - Les pays chefs de file

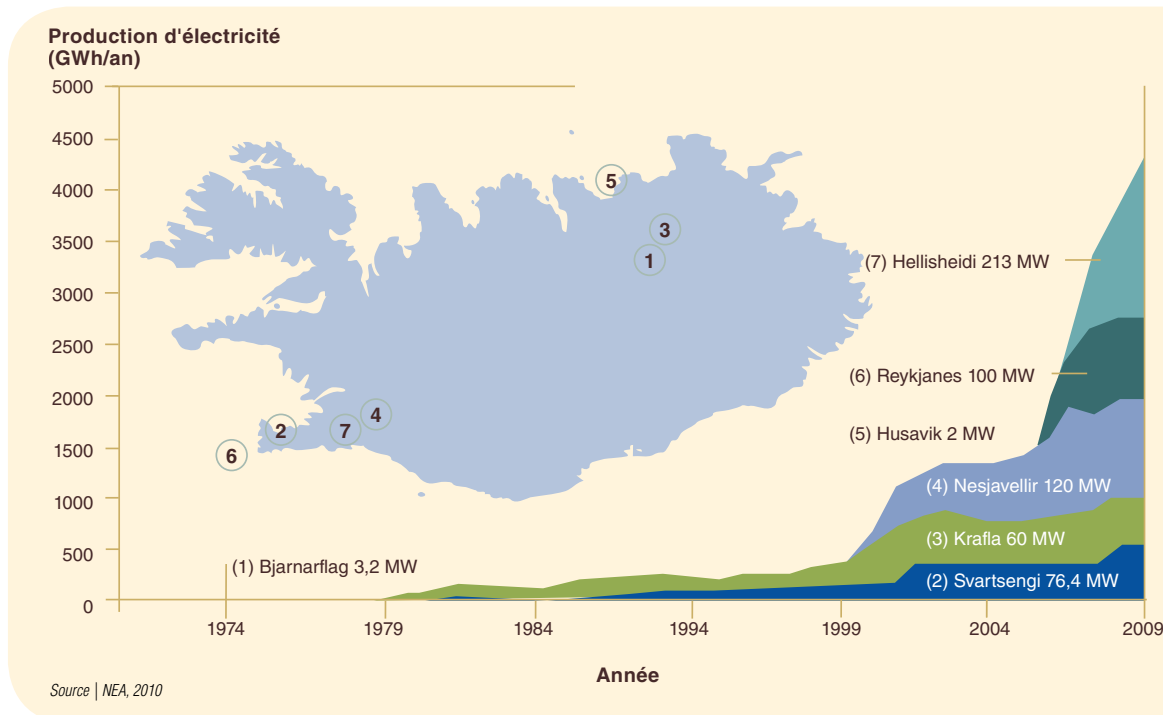
	INSTALLÉS EN 2010 (MWe)	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ TOTALE DU PAYS (GWh)	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ GÉOTHERMIQUE (GWh)	PART DU GÉOTHERMIQUE (%)	POPULATION (2008), EN MILLIONS	MWe INSTALLÉS PAR MILLION D'HABITANTS
États-Unis	3 093	4 369 099	17 014	0,4	307	10
Philippines	1 904	60 821	10 723	17,6	90,3	21
Indonésie	1 197	149 437	8 297	5,6	227,3	5
Mexique	958	258 913	7 056	2,7	106,4	9
Italie	843	319 130	5 520	1,7	59,8	14
Nouvelle-Zélande	628	43 775	4 200	9,6	4,3	146
Islande	575	16 468	4 038	24,5	0,3	1 917
Japon	536	1 082 014	2 752	0,3	127,7	4
Salvador	204	5 960	1 519	25,5	6,1	33
Kenya	167	7 055	1 180	16,7	38,9	4
Costa Rica	166	9 475	1 131	11,9	4,5	37

Sources | Bertani, 2010 | AIE, 2009b | AIE, 2008 | Calculs des auteurs | Données Banque mondiale | Calculs des auteurs

Note | MWe signifie mégawatts d'électricité, uniquement la production d'énergie est prise en compte.

FIGURE 1.9

Production d'électricité à partir de l'énergie géothermique en Islande par gisement, de 1969 à 2009, Orkustofnun



Panorama du secteur industriel géothermique

Le secteur géothermique est de taille relativement réduite par rapport aux secteurs de production électrique conventionnels, mais il a de nombreux producteurs bien établis. En 2010, l'industrie d'énergie géothermique mondiale exploitait des centrales avec une capacité installée d'environ 11 GW qui ont produit 70 000 GWh cette année-là. Le chiffre d'affaires total du secteur géothermique, en matière de production énergétique, s'établit selon les estimations entre 3,5 et 7 milliards US par an.

Le secteur de l'énergie géothermique à base de ressources hydrothermiques est mature en ce qui concerne les technologies et la phase de son cycle de développement industriel, mais ses perspectives de croissance à moyen et à long terme restent plutôt intéressantes.

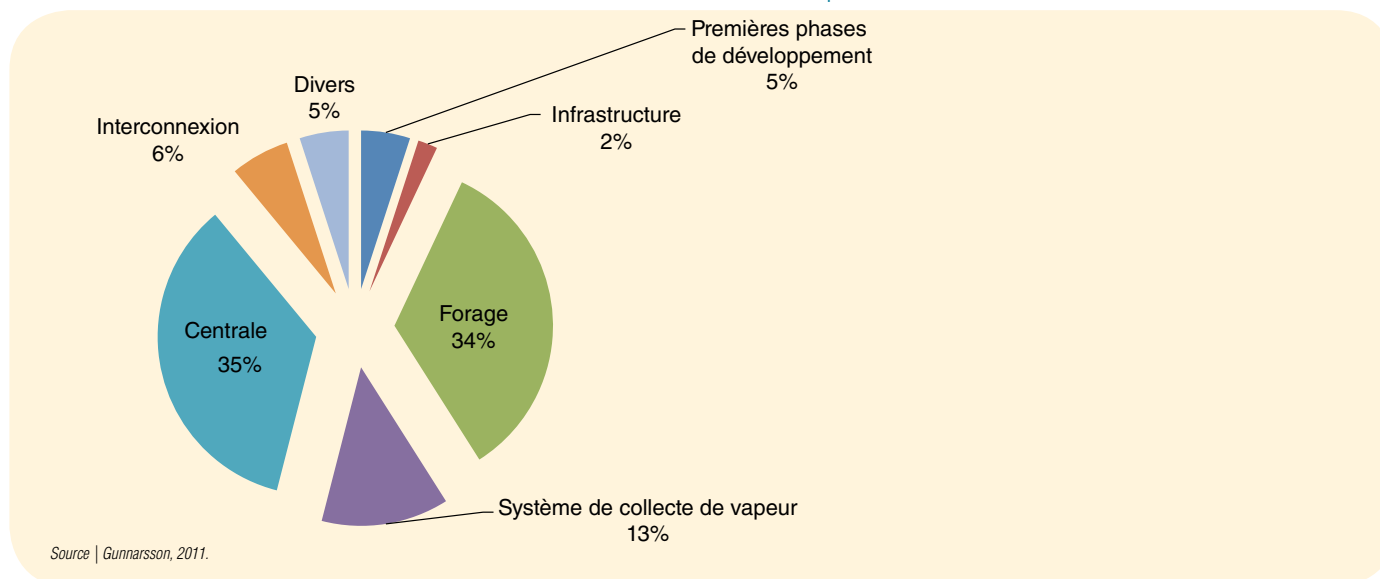
Pour comprendre le secteur géothermique et sa structure de marché, il est utile de ventiler le processus de production selon ses éléments (ou phases), chacun représentant un différent type d'activité commerciale. La figure 1.10 illustre la proportion de chaque élément dans le coût total pour l'Islande. Elle indique que les forages (y compris les forages pilotes)¹³ et la construction de la centrale sont les deux éléments les plus importants en matière de coût ou de valeur ajoutée.

En général, la structure de marché et l'environnement concurrentiel varient selon l'élément de la chaîne de valeur.

Le tableau 1.3 décrit les principales caractéristiques du marché à chaque étape de la production d'énergie géothermique. Comme le tableau l'indique, chaque phase de développement peut être

FIGURE 1.10

Ventilation des coûts d'investissement du développement de l'énergie géothermique à des fins commerciales, basée sur les informations fournies par l'Islande



¹³ La part des coûts de forage s'établissant à 34 % dans la figure 1.10 reflète l'expérience islandaise. Au niveau international, cette proportion tend à être un peu plus élevée (par ex. environ 45 % du coût total d'investissement pour les projets, comme indiqué au tableau 1.6).

TABLEAU 1.3

Structure du marché pour différents segments de l'industrie géothermique

PHASE DE DÉVELOPPEMENT/ SEGMENT D'ACTIVITÉ	INDUSTRIE/STRUCTURE DU MARCHÉ
Développement initial	Au niveau mondial, environ 5 entreprises se spécialisent dans le développement initial et l'exploration comme activités principales.
Infrastructure	Le développement de l'infrastructure (comme les routes d'accès, emplacements de forage, approvisionnement en eau et réseaux de communication) est généralement pris en charge par le secteur national de la construction.
Forage	Au niveau mondial, moins de 5 entreprises se spécialisent dans le forage géothermique comme activité principale ; plus de 20 autres entreprises au niveau mondial (notamment de grandes compagnies pétrolières et gazières) peuvent effectuer des forages géothermiques en tant qu'activité secondaire.
Équipement pour centrale géothermique	Échangeurs thermiques, tours de refroidissement, condensateurs, pompes, valves, tuyauterie, etc., sont des produits standard, avec de nombreux fournisseurs en concurrence.
Turbines et générateurs (groupe électrogènes) géothermiques	La concurrence dans ce segment est limitée : entre 3 et 5 entreprises fournissent des turbines flash et des groupes générateurs conventionnels de taille moyenne et grande.
Construction de centrales et système de collecte de vapeur	Le marché de construction de centrales et d'installation de pipeline est hautement concurrentiel, parce que ce travail peut être réalisé par de nombreuses entreprises d'ouvrages de construction en métal.
Raccordement au réseau	La construction et la maintenance de sous-stations et de lignes de transport est un secteur hautement concurrentiel qui utilise le même matériel que les autres projets électriques.
Exploitation et maintenance	Plus de 20 entreprises au niveau mondial, souvent avec l'appui d'entreprises locales ou nationales.
Divers	Les études de faisabilité et de conception et ingénierie de centrales peuvent être réalisées par plus de 20 entreprises dans le monde, en partie avec l'assistance d'entreprises locales ou nationales. Mais seulement environ 3 entreprises ont une solide expérience de la conception de centrales dans des circonstances faisant intervenir des fluides géothermiques complexes.

Source | Auteurs.

considérée comme un segment d'activité distinct, dont la structure de marché s'établit sur une gamme allant de hautement concentrée (oligopolistique), comme c'est le cas pour la fabrication et la fourniture de turbines et de générateurs géothermiques, à hautement concurrentielle, comme c'est le cas pour la construction des centrales et l'installation de systèmes de collecte de vapeur.

Une particularité du segment forage est son interaction avec les secteurs pétrolier et gazier. En général, bien que les techniques de forage dans le cadre de l'énergie géothermique et celles pour le pétrole et le gaz soient légèrement différentes, le type d'équipement utilisé dans les deux cas est souvent le même. Les compagnies pétrolières et gazières peuvent se charger des forages géothermiques et ainsi renforcer la capacité de production géothermique et augmenter la taille du marché géothermique dans son ensemble. Mais le secteur géothermique fait concurrence aux compagnies pétrolières et gazières pour l'obtention des plateformes de forage, ce qui augmente les coûts des plateformes à des prix difficilement abordables pour les entreprises géothermiques.

L'environnement commercial pour la fabrication et la fourniture de matériel pour centrales géothermiques est hautement concurrentiel pour la plupart des différents types d'équipement, sauf

pour les turbines et les générateurs (groupes électrogènes), disponibles actuellement uniquement auprès d'un petit nombre de fournisseurs. Ce sont actuellement des sociétés japonaises qui dominent la plus grande part du marché des groupes électrogènes géothermiques. Ensemble, les trois leaders sur le marché (Mitsubishi, Toshiba et Fuji) ont fabriqué au moins 80 pour cent des groupes électrogènes vendus à ce jour. La société israélo-américaine Ormat et la société italo-américaine UTC/Turboden sont les principaux fournisseurs de centrales binaires, favorisées pour les ressources à température basse ou moyenne (tiré de Bertani, 2010).

Une fois le matériel fourni, la construction de la centrale géothermique se fait sur place et nécessite une conception personnalisée dans la plupart des cas. Le maître d'œuvre doit être expert dans le domaine géothermique, mais le marché de la construction en elle-même est concurrentiel. Les unités de petite taille, surtout binaires, peuvent s'acheter clés en main.

Il faut également noter que bien que certaines entreprises soient actives dans plusieurs segments de production, très peu d'entre elles sont intégrées verticalement dans tous les segments, depuis le développement initial jusqu'à la construction et à l'exploitation des centrales. L'intégration verticale exige de disposer d'un ensemble complet de savoir-faire technologique et d'expertise technique dans le domaine de l'énergie géothermique rarement réunis au sein d'une seule entreprise. Par exemple, l'exploration d'un gisement géothermique ne peut être réalisée que par une entreprise expérimentée dans les techniques d'études topographiques. Seulement un petit nombre de compagnies d'électricité dans le domaine géothermique disposent des compétences et du matériel nécessaires pour la topographie et les forages.

Comme indiqué dans la figure 1.11, certaines des sociétés de développement géothermique intégrées verticalement sont parfois mieux connues pour leurs activités dans d'autres secteurs comme le pétrole et le gaz (par ex. Chevron) ou la production d'électricité conventionnelle (par ex. Enel).

Le tableau 1.4 indique les chefs de file du marché en matière de capacité installée de centrales géothermiques détenues et exploitées par une seule entreprise. Le tableau présente les plus grands producteurs d'électricité géothermique, avec une capacité installée supérieure à 300 MW. Dans la plupart des cas, ces entreprises exploitent les gisements de vapeur et les centrales.

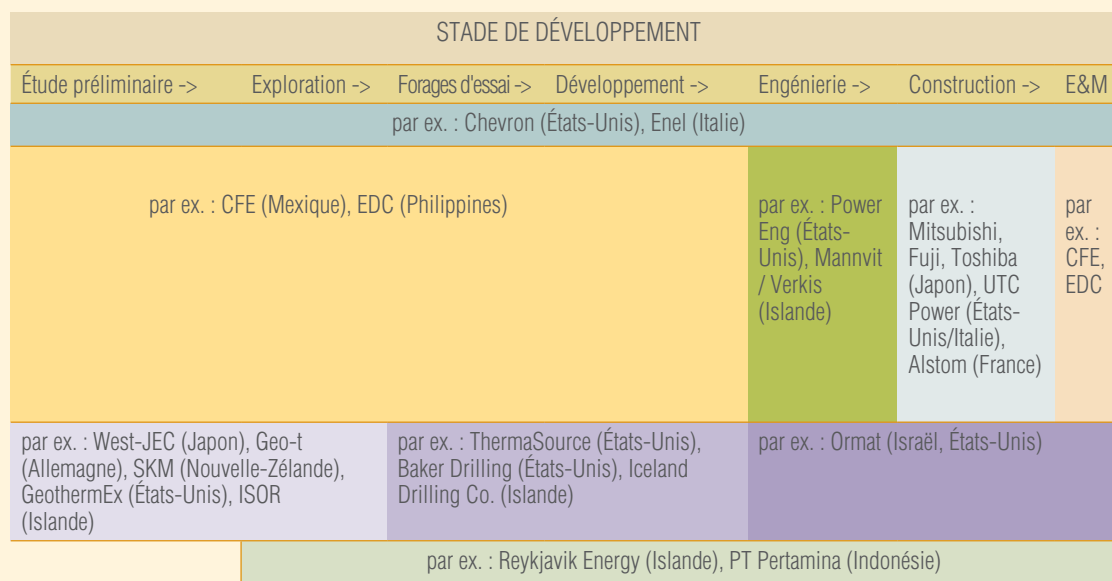
La liste des plus grands producteurs d'énergie géothermique indique qu'il s'agit généralement soit de puissantes compagnies multinationales (par ex. Chevron), soit de grandes sociétés d'électricité publiques (par ex. CFE au Mexique ou d'anciennes sociétés d'électricité publiques comme EDC aux Philippines) pour lesquelles la production d'électricité géothermique est une activité secondaire. Dans certains cas, la production d'électricité géothermique est liée à l'activité principale du producteur par le biais de l'extraction minière et du forage et, dans d'autres cas, par le biais de la production ou du transport d'électricité.

Les plus grands gisements géothermiques dans le monde

Le tableau 1.5 indique que les plus grands gisements géothermiques du monde (en matière de capacité installée) se trouvent en Amérique du Nord et centrale, en Italie et en Asie du Sud-Est.

FIGURE 1.11

Structure de l'industrie géothermique



Source | Auteurs.

REMARQUE | La liste d'entreprises figurant dans le diagramme n'est pas exhaustive. ESMAP et la Banque mondiale n'apportent leur aval à aucune entreprise mentionnée dans ce rapport.

TABLEAU 1.4

Compagnies disposant d'une capacité géothermique supérieure à 300 MW en 2010

SOCIÉTÉ	PAYS	CAPACITÉ INSTALLÉE (MW)	ACTIVITÉS DANS LE PAYS
Calpine	États-Unis	1 310	États-Unis
Chevron	États-Unis	1 087	Philippines/Indonésie
CFE	Mexique	958	Mexique
Enel Green Power	Italie	915	Italie/Amérique latine
Ormat	Israël	749	Niveau mondial (Binaire)
EDC	Philippines	707	Philippines
Terra Gen	États-Unis	337	États-Unis
Contact Energy	Nouvelle-Zélande	335	Nouvelle-Zélande
Reykjavik Energy	Islande	333	Islande
CalEnergy Generation	États-Unis	329	États-Unis

Source | Tiré de Bertani, 2010.

TABLEAU 1.5

Sites géothermiques produisant plus de 3 000 GWh/a (en 2010)

PAYS	NOM DU GISEMENT	ENERGIE GWh	CAPACITÉ INSTALLÉE (MW)
États-Unis	The Geysers	7 062	1 595
Mexique	Cierro Prieto	5 176	720
Philippines	Tongonan	4 746	716
Italie	Lardarello	3 666	595
Indonésie (Java)	Salak	3 024	377

Source | Tiré de Bertani, 2010.

SCÉNARIOS PROSPECTIFS D'UTILISATION

Tant le potentiel théorique que le potentiel technique de production d'énergie géothermique sont très élevés. Mais, aux fins des décisions de politiques et d'investissements, c'est le potentiel économique qui compte : il s'agit de la portion des ressources techniques susceptibles d'être extraites de manière rentable sur le plan économique sur un marché concurrentiel à une date donnée dans l'avenir. À court et à moyen terme, le potentiel économique est constitué de sites connus et dont les caractéristiques établies par forage ou par indices géochimiques, géophysiques ou géologiques indiquent qu'il s'agit d'une source d'énergie géothermique potentiellement viable du point de vue commercial.

Plusieurs experts ont calculé des projections du développement futur de la production d'électricité géothermique à partir de ressources hydrothermiques. Une méthode italienne bien connue (Bertani, 2010) estime que la capacité installée mondiale pourrait atteindre 18 GW en 2015, et environ 70 GW en 2050. L'AIE a tendance à utiliser la même approche (AIE, 2011a). Ces objectifs sont ambitieux parce qu'ils exigent l'installation de nouvelles centrales géothermiques à un rythme dépassant de loin celui du passé. Ils font appel au développement de tous les projets économiquement viables partout dans le monde, dont une grande partie s'appuie sur des projets à moyenne ou à basse température dotés de centrales binaires.

Ce manuel adopte une approche plus prudente avec des projections plus modérées pour 2020 et au-delà. Sur la base des informations relatives aux projets prévus et ceux en cours de construction, d'ici à 2020 l'augmentation de la capacité de production d'énergie géothermique (à partir de ressources hydrothermiques uniquement) devrait s'effectuer dans les régions suivantes du monde :

- **Asie-Pacifique** | L'Indonésie, avec son énorme potentiel géothermique, a un très ambitieux programme d'expansion et pourrait installer une capacité supplémentaire de 2 000 à 3 000 MW d'ici là. Les Philippines ajouteront probablement moins de 1 000 MW d'ici à 2020, selon le succès des efforts du gouvernement pour encourager le secteur privé à investir dans l'expansion de la capacité géothermique actuelle. La Malaisie et la Papouasie-Nouvelle-

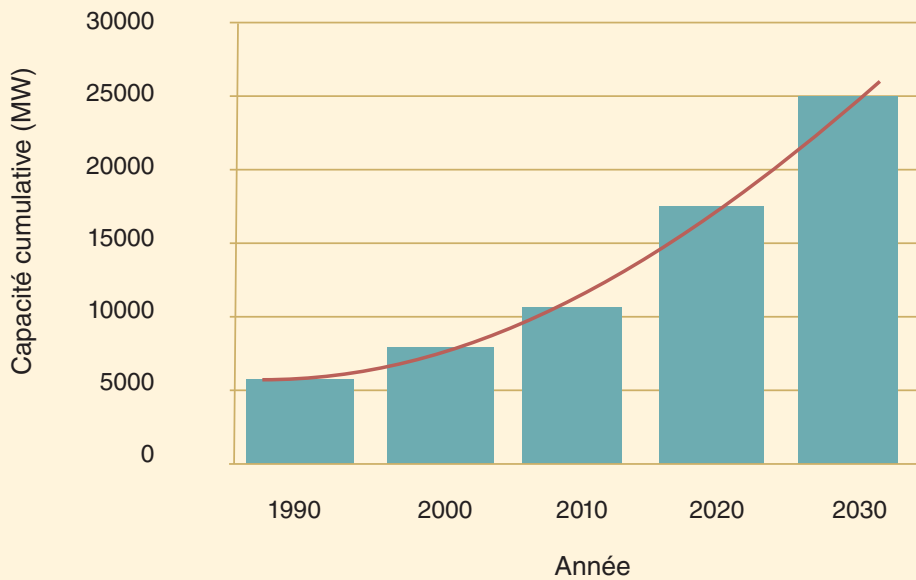
Guinée ont également des perspectives intéressantes. D'autres pays de la région pourraient développer plusieurs projets, mais ne contribueront probablement pas de façon importante à l'augmentation d'ensemble.

- **Afrique** | À part l'Asie du Pacifique, la vallée du Rift en Afrique de l'Est est la région disposant du potentiel hydrothermique le plus important. Dans cette région, c'est le Kenya qui est en tête en matière de capacité de production géothermique. Avec l'appui total du gouvernement kényan et des développements institutionnels favorables, notamment la création récente d'une société d'État consacrée au développement géothermique, Geothermal Development Company (GDC), le Kenya prévoit d'ajouter une capacité de 2 000 MW d'ici à la fin de la décennie. Cela dépend toutefois de la capacité d'exploiter de nouveaux gisements géothermiques, or les informations sur ces ressources restent limitées. Sur la base des projets en préparation en 2011, Djibouti et l'Éthiopie sont les autres pays de la région susceptibles d'augmenter leur capacité installée de 50 à 200 MW. La situation dans les pays de la zone ouest de la vallée du Rift (Zambie, Burundi, Rwanda, République démocratique du Congo et Ouganda) est plus incertaine, parce qu'ils n'ont pas encore mené les forages d'essai nécessaires pour prouver la viabilité commerciale des ressources potentielles. Toutefois, en raison de l'intérêt marqué de leurs gouvernements et des résultats prometteurs des activités exploratoires, il se peut que certains projets pilotes soient lancés. Tanzanie, Érythrée, Soudan, Somalie, Malawi, Mozambique, Madagascar, Comores et Maurice, et plusieurs pays d'Afrique du Nord présentent également des perspectives prometteuses.
- **Amérique latine** | Mexique, Costa Rica, Nicaragua et le Salvador vont probablement continuer de développer de nouveaux projets d'énergie géothermique et ajouter une capacité de 500 à 1 500 MW d'ici à 2020. D'autres pays (par ex. Pérou, Chili et Argentine) pourraient lancer leurs premiers projets avant 2020. Le Guatemala, le Honduras, le Panama, la Colombie, l'Équateur, la Bolivie et plusieurs pays insulaires des Caraïbes, notamment Cuba, Haïti et la Dominique présentent de bonnes perspectives.
- **Les États-Unis, le Japon, la Nouvelle-Zélande et l'Islande** sont des producteurs bien établis et continueront probablement de développer des projets d'énergie géothermique. Le Japon, qui dispose d'un important potentiel géothermique, pourrait renforcer son intérêt pour le géothermique à la suite de son incident nucléaire de 2011. Mais notre projection prudente ne prévoit une augmentation importante de la capacité dans aucun de ces pays, sauf aux États-Unis, d'ici à 2020.

Toute capacité installée supplémentaire le serait en Indonésie (2 500 MWe), au Kenya (1 500 MWe), aux Philippines (500 MWe), en Éthiopie, à Djibouti et au Rwanda (400 MWe au total), en Amérique centrale et au Mexique (800 MWe au total), ainsi qu'aux États-Unis (800 MWe). Ces chiffres représentent un total de 6 500 MWe de nouvelle capacité installée au niveau mondial d'ici à 2020. Si on l'ajoute aux 11 000 MWe installés en 2011, on obtient un montant total de nouvelle capacité installée de 17 500 MWe d'ici à 2020.

FIGURE 1.12

Capacité géothermique mondiale prévisionnelle jusqu'en 2030



Source | Auteurs.

Si on fait l'hypothèse que la capacité continuera de croître au même rythme jusqu'à 2030, la capacité géothermique installée d'ici là pourrait atteindre environ 25 000 MWe. La capacité supplémentaire pourrait être installée par les chefs de file actuels (États-Unis, Mexique, Nouvelle-Zélande, Japon et Islande), ainsi que par certains pays européens (par ex. Italie, Grèce, Balkans), par la Turquie et ses voisins orientaux, et par plusieurs pays du Moyen-Orient comme le Yémen. L'Australie et certains pays insulaires du Pacifique Sud pourraient peut-être également utiliser leur ressources hydrothermiques pour produire de l'énergie.

À l'horizon 2050, on peut s'attendre à d'importantes augmentations de la capacité dans les pays et régions suivantes :

- **Asie-Pacifique** | Malaisie, Papouasie-Nouvelle-Guinée
- **Afrique** | Tanzanie, Érythrée, Soudan, Somalie, Malawi, Zambie, Burundi, Rwanda, Ouganda, République démocratique du Congo, Mozambique, Madagascar, Comores et Maurice, et plusieurs pays d'Afrique du Nord
- **Amérique latine** | Guatemala, Honduras, Panama, Colombie, Équateur, Bolivie et plusieurs pays insulaires des Caraïbes, notamment Cuba et Haïti

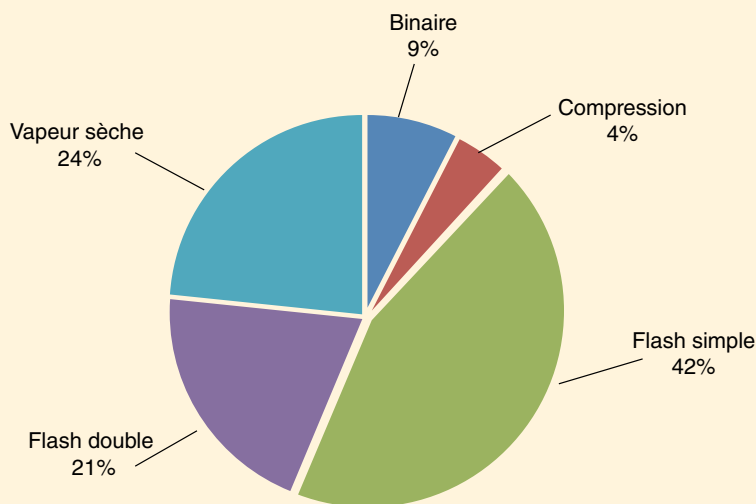
APERÇU DES TECHNOLOGIES

Production d'énergie au moyen des technologies disponibles

Le présent manuel suit une classification standard fondée sur les définitions de cinq différents types de centrales : binaire, flash simple, flash double, contrepression et vapeur sèche. La figure 1.13 présente la part relative de chacune de ces technologies pour la production d'électricité en 2010. Aucune autre technologie n'est utilisée pour la production d'électricité à partir de ressources géothermiques. La production d'électricité à échelle commerciale provient de turbines à vapeur traditionnelles et de centrales binaires, selon les caractéristiques de la ressource géothermique.

FIGURE 1.13

Production d'énergie géothermique par différentes technologies, 2010 (en % du total de 67 TWh)



Source | Adapté de Bertani, 2010.

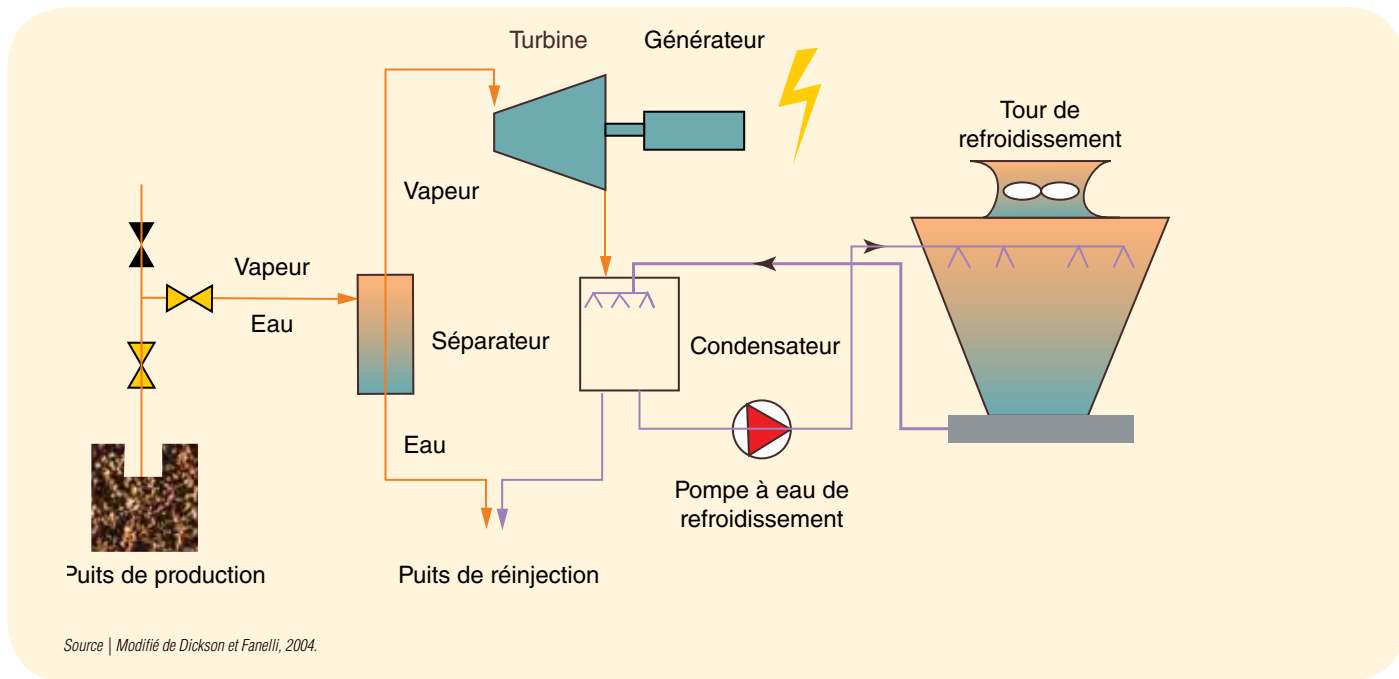
Centrales flash simple ou double : Unités de condensation ou cycle de vapeur classique

Construit en différentes tailles allant en général de 25 à 60 MWe, le « condenseur » (également appelé cycle de vapeur classique) est la technologie communément utilisée pour produire de l'électricité à partir de fluide ou de vapeur à température supérieure à 200 °C. Dans la figure 1.14, le circuit de fluides à haute température est indiqué en rouge et le circuit d'eau de refroidissement en bleu.

La version du condenseur rencontrée le plus fréquemment est celle de la centrale à vapeur utilisant la technologie flash simple, parce qu'elle est en général la solution la plus rentable du point de vue économique pour les ressources liquides à haute enthalpie. L'eau chaude ou la vapeur de liquide provenant de la tête de puits est envoyée dans un séparateur où la vapeur est séparée du liquide. La vapeur est détendue dans une turbine puis généralement réinjectée avec la saumure dans le

FIGURE 1.14

Concept d'une centrale géothermique à condensation



Source | Modifié de Dickson et Fanelli, 2004.

réservoir. On peut toutefois utiliser la saumure dans un « finisseur »¹⁴ ou pour une autre utilisation, comme le chauffage, le refroidissement ou l'usage multiple.

Un cycle à vapeur flash double diffère du cycle flash simple en ce que la saumure passe par une série de séparateurs successifs, qui diminuent chacun la pression. La vapeur est envoyée dans une turbine à entrée double dans laquelle la vapeur à différentes pressions passe par différentes parties de la turbine. Cela améliore l'efficacité générale du cycle et permet de mieux utiliser les ressources géothermiques, mais le coût d'investissement est plus élevé. La décision d'installer une centrale double flash complexe avec son coût supplémentaire ne peut se faire que sur la base d'une évaluation économique complexe du coût de développement et de maintien de l'approvisionnement en fluide géothermique, des coûts de la centrale et de la valeur de l'électricité vendue (Bloomquist et Knapp, 2002).

Centrales binaires

La production d'électricité à partir de fluides géothermiques à température basse ou moyenne et à partir des déchets liquides chauds provenant des séparateurs dans les gisements géothermiques principalement liquides a fait des progrès considérables grâce à l'amélioration de la technologie binaire pour fluides. Les centrales binaires utilisent un fluide de charge secondaire, en général un fluide organique (typiquement le n-pentane) à bas point d'ébullition et à pression de vapeur

¹⁴ Les finisseurs utilisent la chaleur résiduelle de la centrale principale pour produire de l'électricité supplémentaire.

élevée à faible température par rapport à la vapeur d'eau. Le fluide secondaire passe par un cycle Rankine conventionnel : le fluide géothermique transfère de la chaleur au fluide secondaire dans des échangeurs de chaleur où le fluide secondaire est chauffé jusqu'à ce qu'il se vaporise. La vapeur produite entraîne une turbine, puis est refroidie et condensée, et le cycle recommence.

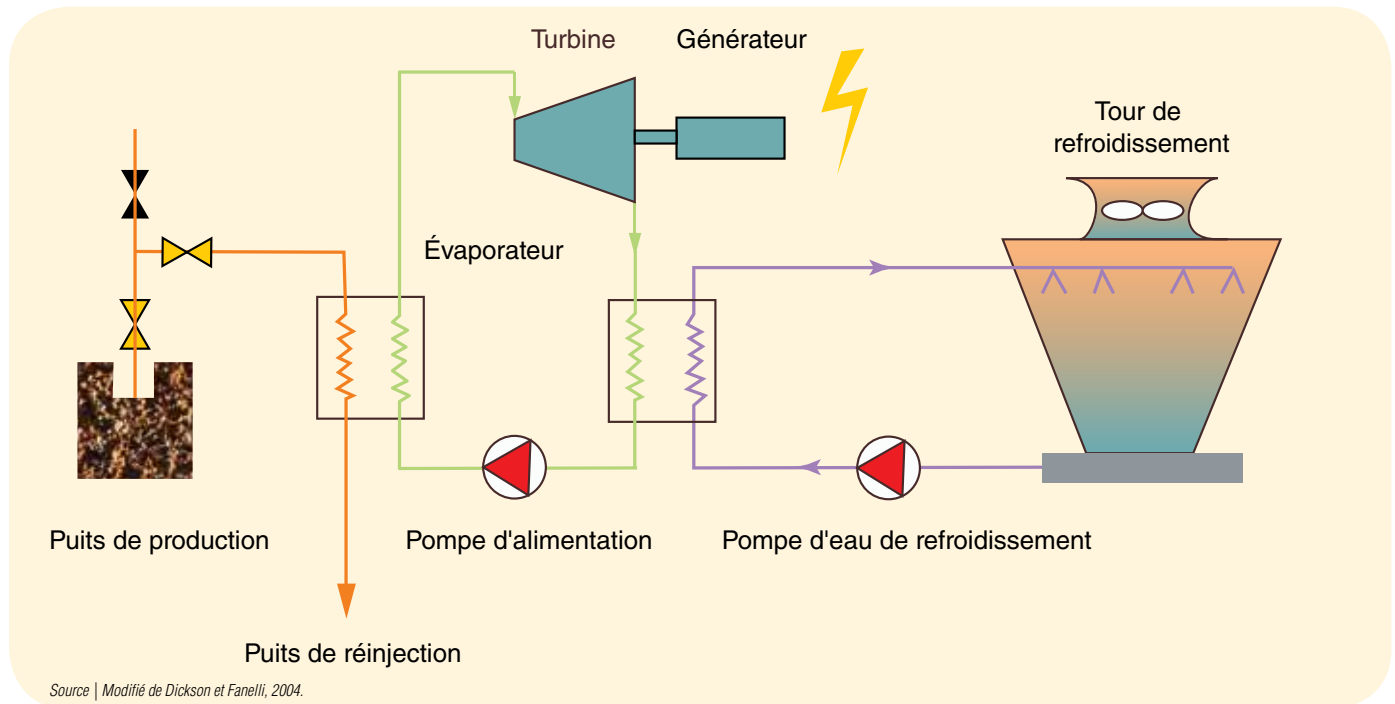
La technologie des centrales binaires est fiable et rentable pour convertir en électricité l'énergie disponible dans les gisements géothermiques principalement liquides avec des températures maximales de 200 °C. En sélectionnant des fluides secondaires adaptés, les systèmes binaires peuvent être configurés de façon à utiliser des fluides géothermiques à des températures bien inférieures à 100 °C. Mais ces faibles températures réduisent sévèrement la viabilité financière des projets, selon leur emplacement, leurs possibilités d'utilisation directe et les tarifs proposés pour l'électricité.

À ce cycle de Rankine à fluide organique (ORC) fait concurrence un autre système binaire, le cycle Kalina qui utilise un mélange d'eau et d'ammoniac comme fluide secondaire. Cette technologie, mise au point dans les années 1990, est utilisée commercialement surtout en Islande et au Japon.

Les centrales binaires sont souvent utilisées comme finisseurs. Pour ces utilisations, la centrale binaire utilise les déchets liquides provenant des séparateurs ainsi que la chaleur résiduelle de la centrale principale. Par exemple, la vapeur à une température de 250 °C utilisée par la centrale principale

FIGURE 1.15

Concept d'une centrale binaire caractéristique, à cycle ORC ou à cycle de Kalina



Source | Modifié de Dickson et Fanelli, 2004.

(en général une centrale conventionnelle à vapeur [flash]) peut, selon la composition chimique du fluide, avoir une température de 120 °C à 170 °C après détente à la sortie de la turbine. Au lieu de condenser cette vapeur par réfrigération ou tour de refroidissement, on peut l'utiliser efficacement pour produire plus d'électricité avec un finisseur et améliorer ainsi l'efficacité et la rentabilité d'ensemble de la centrale tout entière. Les finisseurs augmentent toutefois sensiblement les coûts totaux des projets. Ces coûts influencent les coûts de production d'un kilowattheure et peuvent réduire la marge entre le coût de production et le tarif versé par l'acheteur ou la société d'électricité. Cette réduction du bénéfice d'exploitation explique pourquoi les promoteurs de projets ne déploient que rarement des finisseurs. Mais, du point de vue du pays, la production de 10 à 20 pour cent d'électricité supplémentaire à partir de la même ressource pourrait être très rentable sur le plan économique, puisque l'installation de quelques finisseurs pourrait facilement remplacer la construction d'une centrale entière en matière de production d'électricité. En outre, comme chaque réservoir géothermique a un potentiel limité de production de vapeur, il serait utile d'envisager d'utiliser la ressource aussi efficacement que possible et d'évaluer le bien-fondé de politiques d'incitations spécifiques pour assurer la correspondance entre la valeur économique et la valeur financière de ces projets.

Les centrales binaires peuvent être fabriquées en très petites tailles (0,1 à 5 MW), même sous la forme de modules en conteneur. Les petites centrales mobiles peuvent non seulement réduire le risque inhérent au forage de nouveaux puits, mais également aider à satisfaire les besoins en énergie en zone reculée.

Autres technologies

Vapeur sèche | La technologie à vapeur sèche peut être utilisée quand un réservoir géothermique produit de la vapeur chaude pure, comme c'est le cas dans certaines zones des États-Unis (surtout en Californie), en Italie, en Indonésie et, à un moindre degré, au Japon et en Nouvelle-Zélande. La technologie est similaire à celle du flash ou de la vapeur conventionnelle, sauf qu'il n'est pas nécessaire de disposer d'un séparateur pour séparer les fluides de la vapeur ; les unités sont de grande taille et fonctionnent avec un grand degré d'efficacité.

Unités de contrepression | Les unités de contrepression sont des turbines à vapeur qui évacuent la vapeur entrante, qu'elle soit sèche ou humide, directement dans l'atmosphère. Elles sont donc compactes, faciles à installer et à faire fonctionner, et la solution la moins coûteuse. Mais on ne les utilise en général que pour une brève durée (par ex. en tant qu'unités d'essai ou générateurs de tête de puits), jusqu'à ce qu'une meilleure solution soit trouvée, parce qu'en l'absence de réinjection, elles nuisent à la production d'électricité géothermale à long terme. Les unités de contrepression sont moins efficaces que les autres technologies mentionnées ci-dessus, ce qui signifie qu'elles produisent nettement moins d'électricité avec la même quantité de vapeur. Elles peuvent, selon la composition chimique des fluides et de la vapeur, s'avérer dangereuses pour l'environnement.

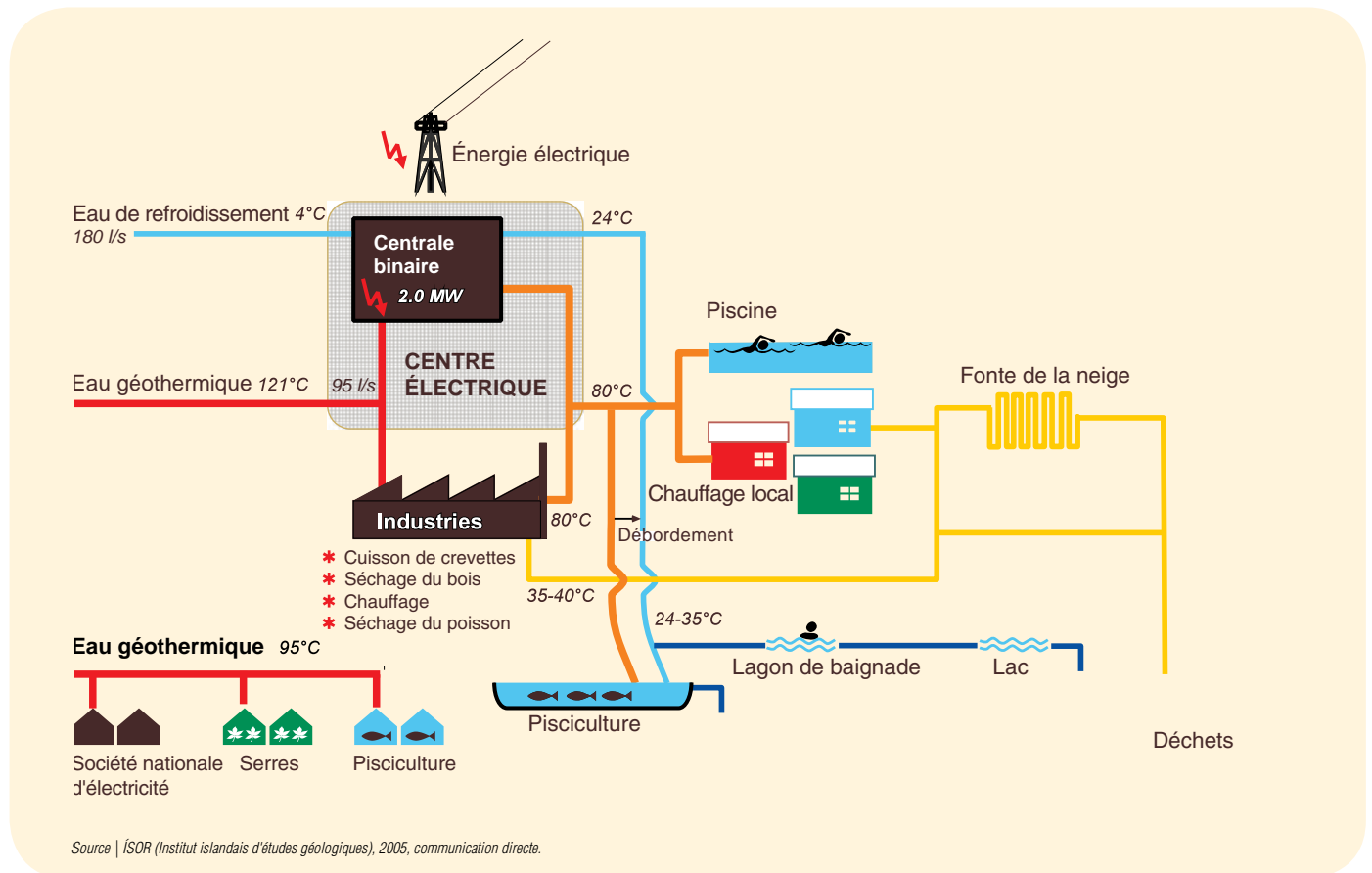
Utilisation de la chaleur résiduelle des centrales géothermiques

Le présent manuel traite principalement de la production d'électricité, mais les promoteurs et responsables politiques de la plupart des pays producteurs d'énergie géothermique évaluent les utilisations directes de chaleur géothermique ainsi que les utilisations potentielles de chaleur résiduelle ou de chaleur perdue provenant des centrales et les utilisations de fluides géothermiques pour le chauffage, le refroidissement et l'extraction minière. Quand une centrale géothermique est en service, on peut également l'utiliser de plusieurs façons pour améliorer sa rentabilité économique d'ensemble. On appelle cela l'usage multiple, l'usage en cascade ou la récupération de chaleur perdue ou résiduelle.

La figure 1.16 est un diagramme illustrant l'utilisation en cascade d'énergie géothermique, avec l'exemple d'une petite centrale binaire (2 MW) en Islande. La centrale, qui se trouve à 18 km de ses puits, utilise la chaleur résiduelle du fluide (après la production d'électricité) pour les industries locales

FIGURE 1.16

Diagramme illustrant les multiples usages de l'énergie géothermique



(par ex. l'industrie alimentaire), le chauffage résidentielle de la ville tout entière, la pisciculture et le déneigement des rues. Par conséquent, l'énergie contenue dans les fluides est presque entièrement utilisée. Les centrales géothermiques peuvent également se relier aux industries qui dégagent de la chaleur perdue comme les aciéries et les incinérateurs de déchets. Cette chaleur peut être récupérée pour augmenter la température des fluides géothermiques et augmenter la production d'électricité.

Les options d'usage multiple de l'énergie -- ainsi que le fait que les petites unités modulaires binaires jusqu'à 5 MW sont facilement disponibles et faciles à installer et à exploiter -- rendent la production d'électricité géothermique possible pour les petites installations dans des sites reculés, voire même hors réseau, surtout lorsqu'elles remplacent la production existante plus coûteuse de production à base de combustibles fossiles.

En général, les revenus réguliers provenant de la chaleur résiduelle peuvent améliorer la viabilité financière d'ensemble de petites centrales et de centrales d'échelle industrielle (plus de 25 MWe). Les revenus supplémentaires proviennent des activités suivantes :

- vente de denrées agricoles produites en serre (par ex. fleurs, plantes, légumes),
- extraction de CO₂ des fluides géothermiques à des fins industrielles (par ex. l'industrie des boissons gazeuses),
- poissons ou fruits de mer ou autres produits d'aquaculture,
- déshydratation (séchage) de fruits, noix et autres produits alimentaires,
- dessalement de l'eau de mer pour obtenir de l'eau potable,
- utilisation de chaleur résiduelle dans des processus industriels (par ex. chimiques et biologiques),
- vente d'eau chaude pour le chauffage ou le refroidissement résidentiel, ou
- extraction de minéraux et sels de valeur des fluides géothermiques (par ex. silice, manganèse, zinc et lithium).

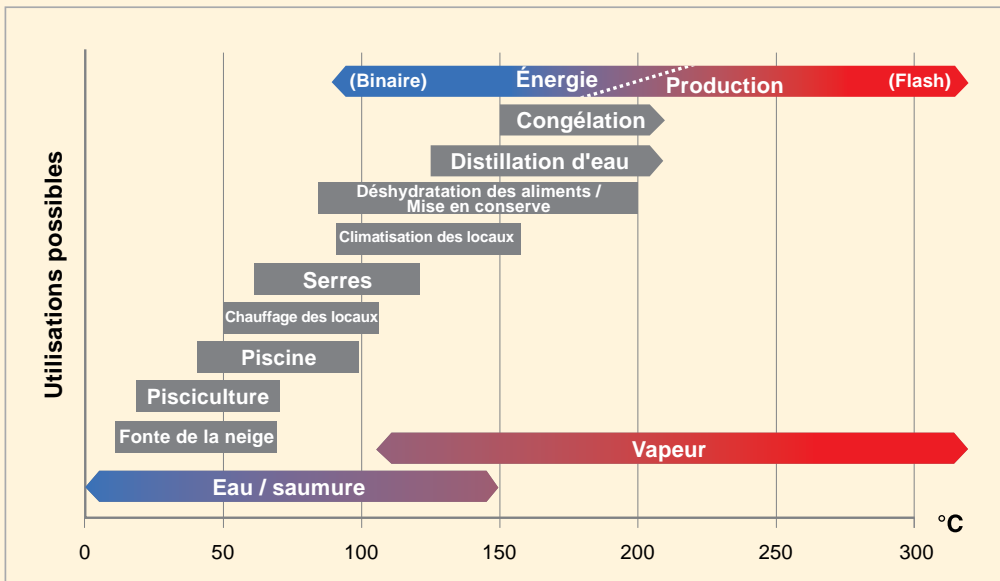
Ces options dépendent du site ; certains sites géothermiques peuvent offrir plusieurs de ces options simultanément tandis que d'autres n'en offrent aucune. La figure 1.17 présente une vue plus complète de la façon dont les fluides géothermiques peuvent être utilisés selon leur amplitude de température.

Coproduction par extraction de fluides géothermiques

La coproduction (production de silice et d'autres produits commercialisables à partir de saumures géothermiques) pourrait devenir une source de revenus supplémentaires viable pour les propriétaires de centrales électriques. C'est également une technique clé pour accroître la rentabilité des centrales en diminuant les coûts d'exploitation et de maintenance. L'extraction de la silice peut permettre une production supplémentaire d'énergie dans les cycles de finisseurs (en général dans des centrales binaires qui récupèrent la chaleur non utilisée pendant le cycle flash ou à vapeur conventionnel) ou dans d'autres utilisations de chaleur à faible température actuellement impossibles à cause des problèmes d'encrassement.

FIGURE 1.17

Diagramme de Lindal modifié montrant les utilisations possibles des fluides géothermiques



Source | Auteurs.

La silice précipitée a une valeur relativement élevée sur le marché (1 à 10 US par kg) pour des utilisations comme le contrôle des déchets ou des odeurs ou comme additif dans le papier, la peinture et le caoutchouc. L'extraction de la silice a l'avantage en outre de contribuer à minimiser les problèmes de réinjection de fluide et, par la même occasion, de permettre l'extraction de minéraux (par ex. zinc, manganèse, lithium), qui ont tous une valeur commerciale relativement élevée. La première installation commerciale récupérant le zinc de saumure géothermique a été construite dans la zone sud-californienne de Salton Sea en 2000. Elle a été conçue pour produire 30 000 tonnes métriques de zinc 99,99 pour cent pur à un coût d'environ 50 millions USD, tandis que la valeur de marché de la silice extraite était estimée à 84 millions USD par an. L'usine a malheureusement été fermée en raison de la chute du prix du zinc et de certaines difficultés d'exploitation (Bloomquist et Knapp, 2002, et information actualisée de Bloomquist en 2011).

ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Détermination de la taille de la centrale électrique d'après l'analyse de la demande

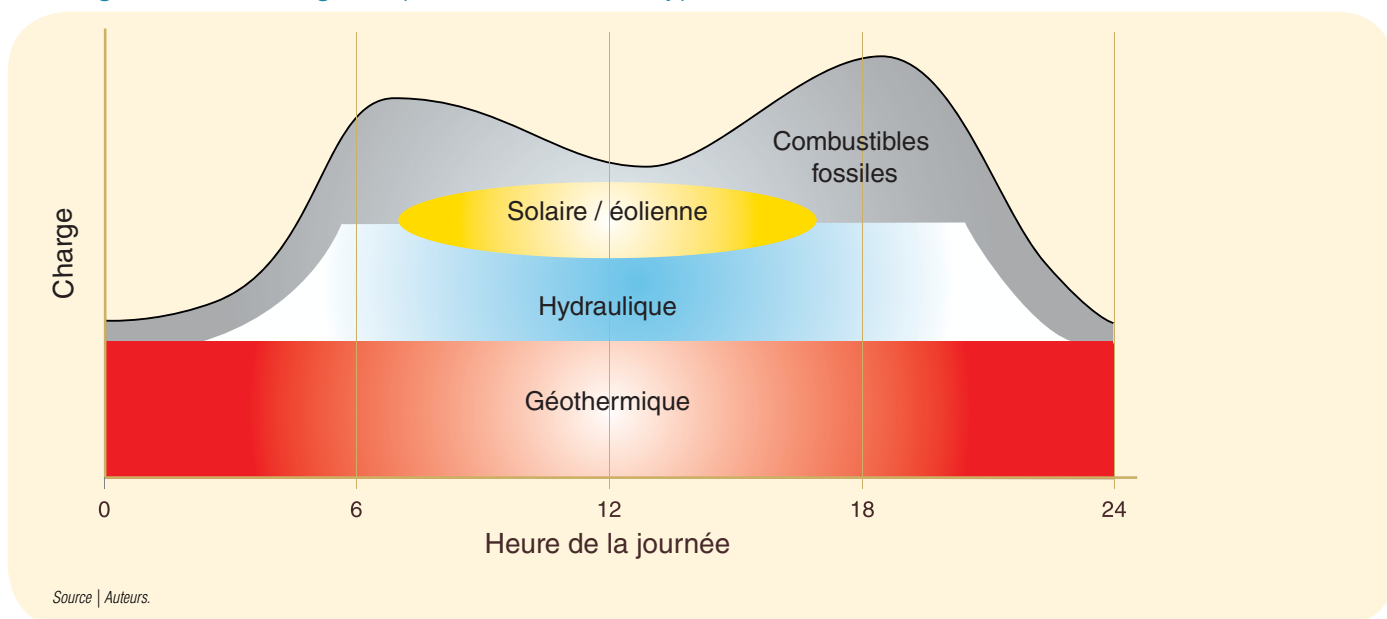
Deux facteurs sont déterminants pour la taille maximale de capacité installée, et dès lors de production d'électricité, d'une centrale géothermique : (a) la part de la demande d'électricité nationale ou du réseau que la centrale peut satisfaire et (b) le potentiel du réservoir géothermique.

La charge électrique d'un pays dépend de l'adéquation entre la production et la consommation d'énergie. Le système ne peut fonctionner que si la production et la demande sont égales à tout moment.

La figure 1.18 présente un exemple de courbe de charge pour un pays, dans ce cas avec deux pointes journalières correspondant à la consommation accrue d'électricité pour l'éclairage, la climatisation ou les divertissements. Selon le pays, la forme des courbes de charge varie parce qu'elle reflète la demande du système.

FIGURE 1.18

Diagramme de charge simplifié avec sources types de combustibles



Les centrales géothermiques ne sont en général pas équipées pour répondre à la demande du réseau et sont plutôt déployées pour fournir une charge de base au système, comme indiqué dans la figure 1.18. D'autres sources de production d'électricité, comme des générateurs diesel et des centrales hydrauliques, peuvent s'adapter plus rapidement à la demande. Avec les centrales au gaz, ces sources de production peuvent être utilisées pour répondre à la demande de charge sur le système. La distribution d'énergie à partir de différentes sources dépend de leur capacité à servir de charge de base ou de charge de pointe et de la rapidité à laquelle elles peuvent s'adapter aux fluctuations de la demande du système. La pratique est en général de donner la priorité à l'énergie géothermique ainsi qu'à d'autres formes d'énergie renouvelable afin de réduire l'utilisation de combustibles fossiles et de maintenir l'eau des réservoirs disponibles pour la production d'énergie hydraulique pendant une plus longue période de l'année. C'est pourquoi, en règle générale, la capacité totale des centrales géothermiques d'un pays ne devrait pas dépasser la demande nationale minimale du système, sauf si :

- l'excédent d'électricité produite peut être exporté par interconnexion de lignes de transport vers des pays voisins ;
- les centrales géothermiques sont équipées de contrôles de suivi de charge. Cela entraînerait probablement des investissements supplémentaires en valves de contrôle, en échangeurs de chaleur, voire, dans certains cas, en turbines et générateurs, ce qui aurait bien entendu un impact sur la viabilité financière du projet. Le suivi de charge est plus facile à réaliser dans les centrales binaires à température moyenne, surtout si les puits de production sont munis de pompes ou
- un dispositif de dérivation de la turbine est installé, permettant à la vapeur de contourner la turbine et de passer par une installation de traitement des gaz pour éviter les effets nocifs potentiels pour l'environnement en cas d'évacuation directe dans l'atmosphère.

Si aucune de ces options n'est disponible, la taille de la centrale géothermique devrait dépendre de la demande plancher du système tout au long de l'année. Par exemple, imaginons que la demande du système d'un pays donné est en général au-dessus d'un certain niveau pour une période donnée (une année), d'après les données de l'organisme régulateur ou de la compagnie d'électricité. Mais chaque année, pendant une période de trois mois, la demande chute nettement en dessous de ce niveau normal. Dans cet exemple, la capacité de production d'énergie géothermique du pays ne devrait pas dépasser le niveau nécessaire pour satisfaire la demande pendant les trois mois de creux de charge. Il s'agit de la demande que le système doit satisfaire en permanence. La capacité géothermique installée ne doit donc dépasser ce niveau à aucun moment. D'autres sources d'énergie devraient être déployées pour satisfaire le reste de la demande d'électricité.

Mis à part le niveau de la demande du système, l'autre principal facteur influençant la taille et la capacité d'une centrale géothermique prévue est le potentiel du réservoir. La meilleure pratique internationale consiste à installer les centrales géothermiques graduellement selon le potentiel estimé (sur la base d'une exploration scientifique) et selon les résultats des forages d'essai. Pour les projets d'électricité géothermique à haute température, les étapes sont généralement de 30 à 60 MW par unité (groupe électrogène) installée. Cela signifie que les projets d'énergie géothermique ne doivent pas être considérés comme une solution rapide à des problèmes d'alimentation électrique pour un pays, mais plutôt comme un élément d'une stratégie de production d'électricité à long terme. L'exploitation d'une unité initiale pendant plusieurs années fournit des renseignements précieux au sujet du potentiel fiable du réservoir, ce qui facilite la planification éclairée d'expansions futures de la centrale.

Respect des limites de durabilité

Lorsque le programme d'exploration pour un gisement géothermique donné fournit des résultats très positifs et si la demande d'électricité est suffisante, le promoteur pourrait être tenté de penser qu'il est possible de construire une centrale de grande taille en une seule étape pour capturer l'intégralité de la capacité de production du gisement géothermique. Mais, même si la réinjection est effectuée comme prévu, le surdimensionnement de la centrale pourrait conduire au dépassement de la capacité productive de la ressource géothermique.

Le dépassement de la capacité productive peut également découler d'un manque de coordination entre les promoteurs d'un réservoir géothermique partagé.¹⁵ Plusieurs projets, le meilleur exemple en étant The Geysers en Californie aux États-Unis (encadré 1.2), ont rencontré cet obstacle. Dans certains cas, la mauvaise coordination a entraîné une perte partielle ou totale des investissements en raison de la perte de la capacité productive de la ressource.

ENCADRÉ 1.2

Enseignements à tirer du gisement The Geysers en Californie

Dans les années 1970, quatre sociétés privées indépendantes ont effectué des forages dans le gisement The Geysers en Californie sans coordonner correctement leurs activités d'exploitation. La capacité installée de toutes les centrales construites pendant cette période a dépassé 2 000 MW. Trop de puits ont été forés, la pression du réservoir s'est effondrée et il a fallu forer encore davantage de puits pour fournir aux turbines suffisamment de vapeur à la pression requise. Par conséquent, la capacité de production d'électricité du gisement The Geysers a été sévèrement réduite. Par la suite, l'augmentation du pourcentage de réinjection à son maximum et l'ajout d'eaux usées en provenance de villes voisines ont réussi à stopper la chute de la pression, mais celle-ci ne s'est stabilisée qu'à la moitié de son niveau maximal observé.

Source | Calpine 2010.

Les promoteurs géothermiques ont par la suite adopté une attitude plus judicieuse. Pour minimiser les risques de chute de pression ou d'épuisement du réservoir, il faut augmenter la capacité des centrales géothermiques par étapes d'environ 30 à 60 MW chacune. Si le budget d'investissement le permet, plusieurs projets de centrales géothermiques peuvent être développés en parallèle afin d'exploiter différents gisements. Cette approche permet d'augmenter la production plus rapidement, avec une meilleure rentabilité et à moindre risque géologique que l'approche consistant à essayer de capturer toute la capacité d'un gisement en une seule fois (ce point est traité plus en détail dans le chapitre 3).

Estimations des coûts d'investissement

Le tableau 1.6 présente à titre indicatif une analyse de développement d'un projet typique entièrement nouveau d'une capacité de 50 MW dans un gisement géothermique avec des forages à une profondeur d'environ 2 km. Les centrales avec une capacité de 50 MW au maximum sont souvent une bonne première étape, susceptible d'être étendue ou multipliée à un stade ultérieur ou de rester la seule unité. La pratique du secteur en matière de profondeur de puits est en général entre 1,5 et 3 km, avec une moyenne internationale d'environ 2 km, ce qui est utilisé pour les calculs qui suivent. Les coûts comprennent tous les frais d'exploration et de forage ainsi que les coûts estimés de financement du développement d'un réservoir hydrothermique à des fins de production d'électricité.

¹⁵ Ce phénomène est connu en théorie économique sous le nom de « tragédie des biens communs ».

TABLEAU 1.6

Coûts indicatifs du développement géothermique (capacité de 50 MW à la sortie du générateur), en millions US

PHASE / ACTIVITÉ	ESTIMATION BASSE	ESTIMATION MOYENNE	ESTIMATION HAUTE
1 Étude préliminaire, permis, analyse de marché ¹⁶	1	2	5
2 Exploration ¹⁷	2	3	4
3 Forages pilotes, tests de puits, évaluation de réservoir ¹⁸	11	18	30
4 Étude de faisabilité, planification de projet, financement, contrats, assurances, etc. ¹⁹	5	7	10
5 Forages (20 trous de forage) ²⁰	45	70	100
6 Construction (centrale, refroidissement, infrastructure, etc.) ²¹	65	75	95
Système de collecte de vapeur et sous-station, raccordement au réseau (lignes de transport) ²²	10	16	22
7 Démarrage et mise en exploitation ²³	3	5	8
TOTAL	142	196	274
En millions US par MW installé	2,8	3,9	5,5

Source | Auteurs.

Coûts de l'énergie produite

Comme l'indique le tableau 1.6, les coûts d'investissement par mégawatt installé peuvent varier considérablement selon le pays, la région, la géologie, l'infrastructure en place et la difficulté à explorer et à forer dans le gisement. La distance jusqu'au point de connexion au réseau est également un facteur important. Comme l'exploitation des projets géothermiques est en général de longue durée et stable pendant plusieurs dizaines d'années, les chiffres présentés dans le tableau ci-dessus se traduiraient par les coûts unitaires nivelés de l'énergie (CUNE)²⁴ par kWh générés dans plusieurs pays (tableau 1.7). Les gouvernements ou opérateurs privés ne publient que très rarement des chiffres officiels sur les CUNE pour la production d'électricité à partir de ressources géothermiques. Dans la

¹⁶ Les coûts de l'étude dépendent en grande partie de la taille et de l'accessibilité de la zone. Les coûts de l'EIE dépendent des réglementations nationales relatives à l'environnement.

¹⁷ Selon les méthodes utilisées et l'accessibilité et la taille de la zone.

¹⁸ Pour 3 à 5 forages de différentes profondeurs et diamètres, depuis les trous à diamètre réduit jusqu'aux puits de production de taille normale (de plus de 20 cm de diamètre).

¹⁹ Études et contrats communiqués par des prestataires externes ou la société elle-même. Conditions et réglementations du pays concerné.

²⁰ Selon la profondeur, le diamètre et la composition chimique, les tubages et les exigences de tête de puits en matière de pression et de type d'acier/revêtement. Dépend également de la géologie souterraine et des fractures (difficulté et durée du forage).

²² Selon la distance entre la centrale au point d'accès au réseau et la distance entre les trous de forage et la centrale.

²³ Processus industriel standard. Il est parfois nécessaire d'effectuer des opérations de réglage et d'adaptation mineure pendant un certain temps dans la centrale. Pour les estimations hautes, les modifications majeures et les réparations et améliorations nécessaires pour la fourniture d'énergie conforme à l'AAE.

²⁴ Le terme « nivelé » indique que les coûts moyens ont été actualisés sur toute la durée de vie du projet, en général 20 à 30 ans, et couvrent tous les frais.

plupart des cas nous fournirons donc une fourchette indicative de prix avec une explication.

Les coûts indiqués dans le tableau 1.7 sont similaires à ceux obtenus par une étude ESMAP de 2007, dans laquelle le CUNE moyen s'établissait à 0,0427 US par kWh pour un investissement d'environ 2,6 millions US par MW installé. Un rapport récent du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) de 2009 indique qu'en 2008, l'investissement total dans la production d'électricité géothermique s'élevait à 2,2 milliards US, le montant le plus élevé parmi toutes les technologies d'énergie renouvelable et en hausse de 149 pour cent par rapport à 2007. D'après le PNUE, on pouvait attribuer la nouvelle capacité installée de 1,3 GW principalement à son coût nivelé d'énergie concurrentiel (0,044 à 0,102 US par kWh), à la fiabilité de la production d'électricité géothermique, à l'absence de frais de combustible et à la longue durée de vie des centrales.

Il faut noter que les coûts de financement (y compris l'intérêt couru pendant la construction et le coût du capital d'ensemble utilisé pour actualiser les flux de trésorerie) peuvent influencer

TABLEAU 1.7

Coûts indicatifs de la production d'énergie observés en 2010

PAYS	PROJET ET / OU TAILLE	USD PAR KWh	COMMENTAIRES
Costa Rica	4 projets, total 200 MW	0,04 - 0,05 USD	Chiffres de l'ICE ¹
Philippines	Total installé 2 000 MW	0,04 - 0,055 USD	Sociétés privées, mais en général construites par des entreprises publiques puis privatisées. Propre estimation s'appuyant sur le prix d'achat de l'énergie par la compagnie d'électricité
Indonésie	Total 1 000 MW	0,045 - 0,07 USD < 0,097 USD	Estimation sur la base d'une étude ² Plafond tarifaire établi par le gouvernement
Éthiopie	Centrale de 35 MW prévue	0,05 - 0,08 USD	Estimation
Kenya	Total installé 130 MW	0,043 - 0,064 USD	Plan d'expansion 2008 de KenGen ³
	280 MW prévus dans 4 centrales	< 0,08 USD	Plafond tarifaire établi par le gouvernement, mais 10-20 % moins élevé selon des sources kényanes ⁴
Islande	500 MW dans des grandes centrales	0,03 - 0,05 USD	Estimation ⁵ ; énergie vendue aux compagnies d'aluminium à un prix contractuel
Mexique	960 MW au total	0,08 USD	Coûts moyens pour toutes les unités ⁶

Notes | ¹ P. Moya, 2009; ² Étude Banque mondiale, 2010; ³ Simiyu; ⁴ Business Daily, 2010; ⁵ Johannesson, 2011; ⁶ Quijano, 2010.

Source | Auteurs.

considérablement les coûts de production d'électricité géothermique. Les coûts et les niveaux des tarifs figurant dans le tableau 1.7 couvrent en général les coûts du capital de source publique. Lorsque le promoteur dépend de sources de financement privées, les tarifs couvrant l'ensemble des coûts ont tendance à être plus élevés. Le chapitre 3 traite plus en détail des aspects financiers du développement de l'énergie géothermique.

Comparaison avec d'autres technologies

Comme pour tout autre projet de production d'électricité, pour développer un projet géothermique, il faut que les ressources concernées soient justifiées du point de vue économique. En général, cela signifie que le projet s'inscrit dans le cadre d'un plan de développement à moindre coût qui tient compte des autres ressources qu'un pays donné peut mettre en valeur pendant la période de planification couverte. Ces autres ressources comprennent les options thermiques à base de combustibles fossiles comme le charbon, les fuel-oils de différentes qualités et prix, le gaz naturel ainsi que les ressources renouvelables autres que géothermiques comme l'énergie hydraulique, éolienne et solaire.

On peut comparer la rentabilité économique des différentes ressources en relevant leurs différentes caractéristiques de coûts et en calculant leur CMAE qui varie selon les coûts d'investissement, les coûts de carburant, les coûts fixes et variables d'exploitation et de maintenance, la durée de vie utile et le taux d'actualisation. Le tableau 1.8 présente les paramètres de base de diverses options de développement pour illustrer toute une gamme de possibilités. Les options sont les suivantes :

- Moteurs diesel semi-rapides (DSR), qui utilisent en général du fuel-oil lourd (HFO) équivalent au FO #6 et qui fournit une gamme complète de facteurs de capacité. Leur coût de combustible varie avec le prix du pétrole 'destiné aux moteurs ne dépassant pas en général 20 MW.
- Turbines à vapeur fonctionnant au HFO ou au charbon. Les turbines à vapeur permettent des économies d'échelle, leur taille est donc normalement supérieure à 100 MW. Dans le cas du charbon, les coûts d'investissement varient beaucoup selon l'équipement requis d'atténuation des effets sur l'environnement (ce qui dépend de la qualité du charbon), ainsi que des exigences de traitement du combustible.
- Turbines à combustion fonctionnant soit au gas-oil (par ex. FO #4), soit au gaz naturel. Elles peuvent être à cycle simple ou mixte, auquel cas il s'agit d'une turbine à vapeur alimentée par la chaleur extraite des gaz évacués par le moteur à combustion. Leur taille ne dépasse pas en général 150 MW. Les turbines à combustion modernes sont conçues pour fonctionner avec des carburants plus lourds.
- Petites éoliennes, spécifiques au site et installées en général en complément à de plus grands systèmes. Leur facteur de capacité est en général très faible (environ 20 à 30 pour cent).
- Grandes éoliennes, également spécifiques au site et installées en général dans des sites favorables pour permettre un facteur de capacité pouvant aller jusqu'à 40 pour cent.
- Centrales hydrauliques, dont les coûts peuvent varier considérablement selon les caractéristiques physiques du site et le régime hydrologique. Les facteurs de capacité hydraulique s'établissent en général dans une fourchette de 40 à 60 pour cent.

Le tableau 1.9 indique les valeurs approximatives des combustibles en 2010, sur la base d'un prix du pétrole d'environ 75 USD par baril. Une comparaison de la rentabilité économique relative des différentes options peut se faire par diagramme de criblage ; un tel ensemble de courbes illustre le coût total associé à l'émission d'un kilowatt en provenance de chaque type de centrale selon le facteur de capacité. Pour les options thermiques, le facteur de capacité fait augmenter le coût proportionnellement à l'utilisation de combustible. Le profil des énergies renouvelables est plus plat, comme l'indique le tableau 1.10.

TABLEAU 1.8
Caractéristiques d'une centrale*

CENTRALE	COMBUSTIBLE	CAPACITÉ	DURÉE DE VIE ÉCONOMIQUE	COÛT D'INVESTISSEMENT	COÛT ANNUALISÉ D'INVESTISSEMENT	COÛT VARIABLE E&M	COÛTS FIXES E&M	TAUX EFFICACITÉ/ CHALEUR	
		MW	ANNÉES	USD/kW	USD/kW/An	USD/MWh	USD/kW/An	%	BTU/kWh
DSR	HFO	20	20	1 900	257	7,5	47	43	7 862
Turbine à vapeur	HFO	200	25	2 500	321	2,1	34	31	11 006
Turbine à vapeur	Charbon	250	25	2 250	289	2,1	34	32	10 663
Turbine à combustion	GN	100	20	730	99	2,4	9,8	28	12 186
Turbine mixte	GN	150	25	1 500	192	1,5	24,5	53	6 438
Turbine mixte	GLN	150	25	1 500	192	1,5	24,5	53	6 438
Turbine mixte	FO #4	150	25	1 500	192	1,5	24,5	53	6 438
Turbine à combustion	FO #4	100	20	800	108	2,5	12	28	12 186
Petite éolienne	Éolienne	0,5	30	2 260	282	4	55		
Grande éolienne	Éolienne	1,5	30	1 700	212	2	35		
Petite Centrale hydraulique	Hydro	20	40	2 500	304	4	20		
Grande Centrale hydraulique	Hydro	500	50	2 800	337	1	15		
Centrale géothermique	Vapeur	50	30	3 000	374	2	35		

*Taux d'actualisation 12 %

Source | Fernando Lecaros.

Dans la partie supérieure de la figure 1.19, la courbe la plus pentue correspond à une turbine à combustion alimentée au gas-oil (FO #4), avec un coût d'investissement initial faible mais un coût unitaire en hausse rapide en raison de la consommation de combustible à des facteurs de capacité plus élevés.

Les courbes de criblage permettent une première estimation en vue de sélectionner différents types de centrales, surtout pour faire le choix entre plusieurs options pouvant atteindre des facteurs de capacité élevés, ce qui n'est pas le cas pour les énergies renouvelables intermittentes, comme les éoliennes ou l'hydraulique au fil de l'eau. Théoriquement, le mix idéal et le plus rentable se trouve sur la courbe inférieure des différentes options comme indiqué sur la ligne en pointillé dans la figure.

TABLEAU 1.9

Coûts de combustible, en USD

COÛTS DE COMBUSTIBLE	VALEUR	USD/GJ
Pétrole USD/bbl	74,94	
HFO USD/L	0,367	8,79
FO #4 USD/L	0,500	12,00
Charbon USD/tonne	118,00	4,07
GLN USD/m ³	0,287	8,39
Gaz naturel USD/MBTU	5,00	4,74

Source | Fernando Lecaros.

TABLEAU 1.10

Coûts totaux annuels en capital et d'exploitation (USD/kW-an) en fonction du facteur de capacité

FACTEUR DE CAPACITÉ	0%	20%	40%	60%	80%	100%
DSR HFO	304	445	586	727	868	1 008
Turbine à vapeur HFO	355	537	720	902	1 085	1 267
Turbine à vapeur au charbon	323	406	490	574	658	742
Turbine à combustion GN	109	220	330	441	552	663
Turbine mixte GN	217	276	335	394	453	512
Turbine mixte GLN	217	319	422	524	627	729
Cycle mixte FO# 4	217	362	508	653	799	944
Turbine à combustion FO# 4	120	395	670	944	1 219	1 494
Petite éolienne	337	344	358			
Grande éolienne	247	250	257			
Petite centrale hydraulique	324	331	345	366		
Grande centrale hydraulique	352	354	358	363		
Géothermique	409	412	419	430	444	461

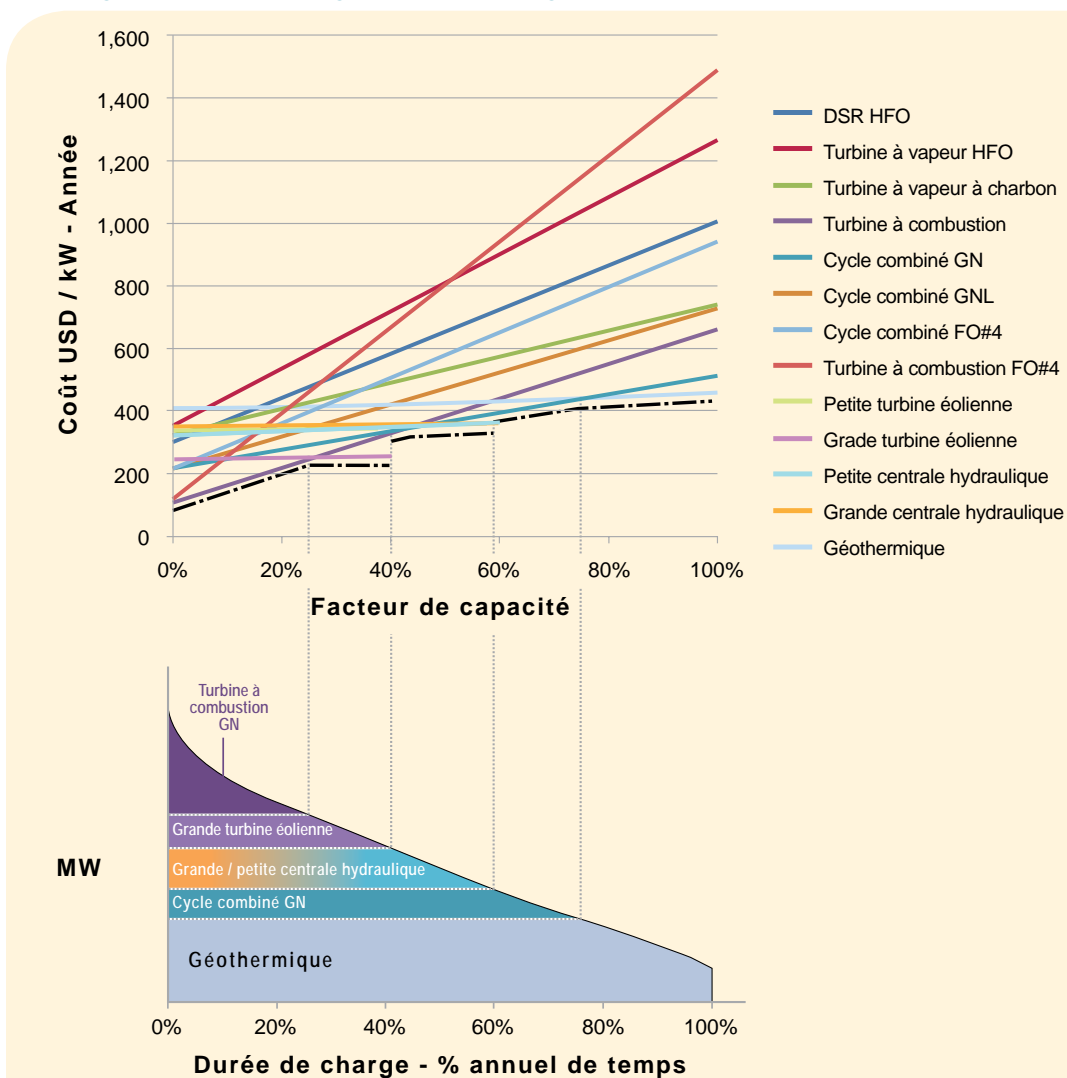
Source | Fernando Lecaros.

Comme indiqué dans la partie inférieure de la figure 1.19, la courbe de criblage fournit une première approximation de la production d'énergie de différentes ressources sous la courbe de durée de charge (CDC).²⁵ En reliant les points de départ et d'arrivée de la ligne horizontale en pointillé dans la partie supérieure du graphique à la CDC dans la partie inférieure (les lignes verticales en pointillé), la courbe de charge d'un pays donné peut indiquer quelles technologies seraient les plus aptes à fournir la charge du système pour une certaine période de demande depuis la pointe de la demande en haut, à la demande de base en bas.

²⁵ La CDC est une représentation normalisée de la courbe de charge du système selon laquelle les charges sont « empilées » selon leur nombre d'heures de présence dans le système.

La distribution de la capacité qui en résulte n'est peut-être pas faisable (par ex. il n'existe pas suffisamment de capacité géothermique pour couvrir toute la zone de production qui lui est attribuée), tandis que d'autres technologies disposent d'une capacité excédentaire. Il faut établir des évaluations détaillées des coûts de production et des programmes d'optimisation pour adapter la taille des centrales à la situation particulière afin de pouvoir tenir compte de ces questions complexes. Cette approche indique que, en dépit de ses coûts initiaux élevés, l'énergie géothermique peut être compétitive et venir en complément à d'autres sources de production.

FIGURE 1.19
Diagramme de criblage des technologies sélectionnées



Notes Partie supérieure | Coûts annuels d'investissement et d'exploitation par kW selon le facteur de capacité et leur impact sur la CDC Partie inférieure | Production possible.
Source | Magnus Gehring.

Une autre manière d'analyser les données est d'examiner le coût moyen par kilowattheure pour différents facteurs de capacité (tableau 1.11).

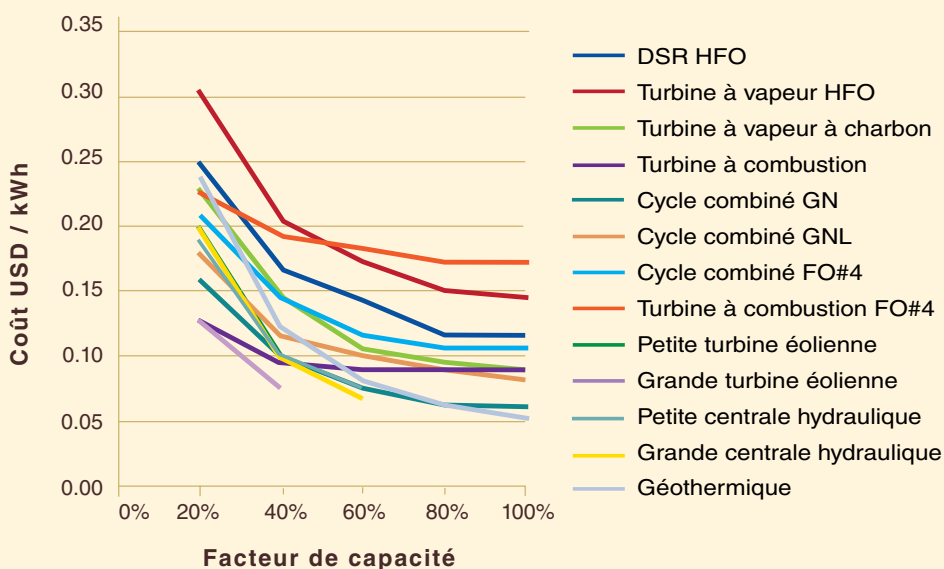
TAB LEAU 1.11
Diagramme de criblage des coûts nivelés (US par kWh)

FACTEUR DE CAPACITÉ	0%	20%	40%	60%	80%	100%
DSR HFO	∞	0,25	0,17	0,14	0,12	0,12
Turbine à vapeur HFO	∞	0,31	0,21	0,17	0,15	0,14
Turbine à vapeur au charbon	∞	0,23	0,14	0,11	0,09	0,08
Turbine à combustion GN	∞	0,13	0,09	0,08	0,08	0,08
Turbine mixte GN	∞	0,16	0,10	0,07	0,06	0,06
Turbine mixte GLN	∞	0,18	0,12	0,10	0,09	0,08
Cycle mixte FO# 4	∞	0,21	0,14	0,12	0,11	0,11
Turbine à combustion FO# 4	∞	0,23	0,19	0,18	0,17	0,17
Petite éolienne	∞	0,20	0,10			
Grande éolienne	∞	0,14	0,07			
Petite centrale hydraulique	∞	0,19	0,10	0,07		
Grande centrale hydraulique	∞	0,20	0,10	0,07		
Géothermique	∞	0,24	0,12	0,08	0,06	0,05

Source | Fernando Lecaros.

Dans la figure 1.19 et le tableau correspondant 1.11, le géothermique a un coût élevé à bas facteurs de capacité. Mais le coût décroît et affiche le moindre coût par kWh quand le facteur de capacité dépasse environ 80 pour cent.

FIGURE 1.20
Coûts unitaires nivelés de l'énergie (USD/kWh) en fonction du facteur de capacité



Source | Auteurs.

Étude du seuil de rentabilité pour les coûts géothermiques

L'analyse qui précède s'appuie sur un coût d'investissement de 3 000 USD/kW pour l'énergie géothermique. Le tableau 1.6 fournit toutefois une gamme de coûts estimés d'investissement selon les différentes activités de développement d'une centrale typique de 50 MW. Ces estimations vont de 2,8 à 5,5 millions US par mégawatt installé, ce qui représente entre 2 800 et 5 500 US par kilowatt installé.

Étant donné cette variabilité des coûts d'investissements géothermiques, il est utile de se poser la question suivante : quel est le seuil du coût d'investissement auquel le géothermique n'est plus concurrentiel du point de vue économique ? On peut y répondre en comparant le géothermique avec d'autres technologies de charge de base, comme les turbines à vapeur alimentées au HFO ou au charbon, les moteurs diesel semi-rapides alimentés au HFO et potentiellement les grandes centrales hydrauliques.

En utilisant la méthode décrite ci-dessus et les coûts de combustibles dans le tableau 1.9, le seuil de rentabilité économique des investissements géothermiques serait de l'ordre de :

- 8 900 USD par kW installé, par rapport aux turbines à vapeur alimentées au HFO
- 7 000 USD par kW, par rapport au DSR
- 5 200 USD par kW installé, par rapport aux turbines à vapeur alimentées au charbon
- 4 400 USD par kW, par rapport aux grandes centrales hydrauliques avec un facteur de capacité de 60 pour cent

Enjeux relatifs à la planification du système

Les analyses qui précèdent indiquent que l'électricité géothermique est dans l'ensemble comparable aux autres options de production d'électricité. La détermination de la taille effective et de l'ordre de mise en place des centrales géothermiques dans le cadre du plan d'expansion de la production électrique d'un pays dépend en général du résultat de modèles complexes qui tiennent compte de différentes sources d'incertitude. L'un des plus anciens modèles d'optimisation de l'expansion de la production d'électricité, mis au point par l'Agence internationale de l'énergie atomique et connu sous l'appellation Wien Automatic System Planning Package (WASP), tient compte de la fiabilité de l'exploitation d'un système électrique et s'applique principalement aux systèmes géothermiques. Lorsque l'incertitude provient des circonstances du fonctionnement, comme c'est le cas pour l'énergie hydraulique ou éolienne, des simulations détaillées supplémentaires selon les distributions de probabilité de certains facteurs de fonctionnement permettent d'évaluer les coûts d'exploitation prévus pour différentes configurations de centrales. Cela se fait avec des programmes détaillés de simulation qui sont disponibles sur le marché, comme le modèle de programmation stochastique double dynamique (SDDP).²⁶ Dans le cas du géothermique, la principale source d'incertitude provient du coût d'investissement, reflétant principalement l'incertitude relative au coût d'exploration et de forage. Il

²⁶ SDDP est un modèle utilisé pour la planification à moyen et à long terme des systèmes de production et de transport d'électricité.

n'existe pas encore de modèles informatiques capables de tenir compte de cette source d'incertitude pour comparer les différentes options en fonction des ressources en concurrence.

L'électricité géothermique peut entraîner des coûts d'investissement supplémentaires pour le système par rapport à d'autres sources d'énergie. Il faut tenir compte de ces coûts pour la planification de l'expansion de la production électrique. Par exemple, des investissements supplémentaires dans des lignes de transport peuvent être nécessaires parce que les centrales géothermiques doivent être construites à proximité de la source d'énergie géothermique. En général, les zones renfermant des ressources géothermiques viables ne sont pas les mêmes que celles comportant les centres de charge électrique. Les grandes villes ne sont en général pas bâties sur des failles géologiques suffisamment actives pour alimenter de grandes centrales géothermiques comme les centrales à flash. Cela entraîne le risque supplémentaire relatif à la localisation de réservoirs géothermiques suffisamment importants pour alimenter des centrales suffisamment grandes pour justifier le coût de lignes de transport vers le centre de charge.

DÉVELOPPEMENT DE PROJET GÉOTHERMIQUE PHASES ET RISQUES

REPÈRES

- On peut diviser un projet d'énergie géothermique en une série de phases de développement nécessaires avant la phase d'exploitation effective et de maintenance : étude préliminaire, exploration, forages d'essai, examen et planification du projet, développement du gisement, construction, et démarrage et mise en service.
- Le développement d'un projet géothermique typique de taille commerciale prend en général entre 5 et 10 ans selon les conditions géologiques du pays, les informations disponibles sur la ressource, le climat institutionnel et réglementaire, l'accès au montage financier et d'autres facteurs.
- Les projets d'énergie géothermique connectée au réseau sont confrontés aux risques suivants : le risque lié aux ressources et celui lié à un surdimensionnement de la centrale, les risques de financement en raison des coûts initiaux élevés et des long délais de réalisation, les risques de retard et d'achèvement, les retards opérationnels, les risques liés aux accords d'achat (off-take), les risques de prix, les risques réglementaires, les contraintes liées à la capacité institutionnelle et les barrières à l'information.
- Les phases en amont/d'exploration, et surtout la phase de forage d'essai, peuvent être considérées comme les parties les plus risquées du développement d'un projet géothermique, ce qui reflète la difficulté d'estimer la capacité en ressources d'un gisement géothermique et les coûts associés à sa mise en valeur.
- Pour établir un équilibre entre la probabilité de succès et les coûts encourus si les résultats escomptés ne sont pas atteints, on peut utiliser des techniques formelles comme l'arbre de décision. Cette technique permet d'analyser les options et de faire des choix qui maximisent la valeur prévue du développement géothermique en appliquant des probabilités à différents résultats de projets.
- Les effets sur l'environnement du remplacement des combustibles fossiles par l'énergie géothermique tendent à être positifs. Mais comme tout autre développement d'infrastructure, l'énergie géothermique comporte ses propres effets et risques sociaux et environnementaux qu'il faut gérer. Il est également crucial de consulter et faire participer tous les intervenants concernés en leur présentant les options et compromis nécessaires pour surmonter les obstacles particuliers au projet.

PHASES DE DÉVELOPPEMENT D'UN PROJET D'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Les projets géothermiques comportent sept phases clés de développement avant que celle d'exploitation effective et de maintenance (E&M) ne commence. Le calendrier de la figure 2.1 indique qu'il faut environ sept ans pour mettre en place un projet géothermique typique de taille commerciale avec, par exemple, une turbine de 50 MW comme première étape. Mais la durée de développement du projet varie selon les conditions géologiques du pays, les renseignements disponibles sur la ressource, l'environnement institutionnel et réglementaire, l'accès à un financement approprié et selon d'autres facteurs.

Chaque phase du développement d'un projet géothermique consiste en plusieurs tâches. À chaque jalon important, le promoteur (société de projet ou institution d'un pays) doit décider de poursuivre le développement du projet ou non. Les trois premières phases, ou jalons clés, mènent le promoteur des premières activités de reconnaissance à l'exploration du gisement, puis aux forages d'essai. Cette première partie du développement du projet (qu'on pourrait globalement appeler la phase d'exploration) confirme l'existence ou non d'un réservoir géothermique adapté à la production d'électricité. On la considère en général comme la partie la plus risquée du développement du projet. Si le résultat des trois premières phases, y compris les forages d'essai, est positif et le potentiel géothermique est confirmé, la phase 4 est lancée avec la conception effective de la centrale, dont l'étude de faisabilité, les volets d'ingénierie et le montage financier. Les phases 5 à 7 comprennent le développement du projet en lui-même, à savoir le forage de puits de production géothermique, la construction de pipelines, la construction de la centrale et le raccordement de la centrale au réseau. La figure 2.1 présente les phases du projet sous forme de diagramme.

Phase 1 : Étude préliminaire

La phase de l'étude préliminaire comprend une première reconnaissance d'une zone géothermique avec une étude nationale ou régionale. Si aucune étude de plan géothermique général n'est disponible, les promoteurs mènent souvent leurs propres études sur la base des documentations et données disponibles ou effectuent leur propre travail de reconnaissance afin de sélectionner les zones pour lesquelles il convient de faire des demandes de concessions d'exploration. Parmi les méthodes figurent un examen des études géologiques de terrain ainsi que des efforts pour obtenir des renseignements sur le site par imagerie aérienne ou de satellitaire.

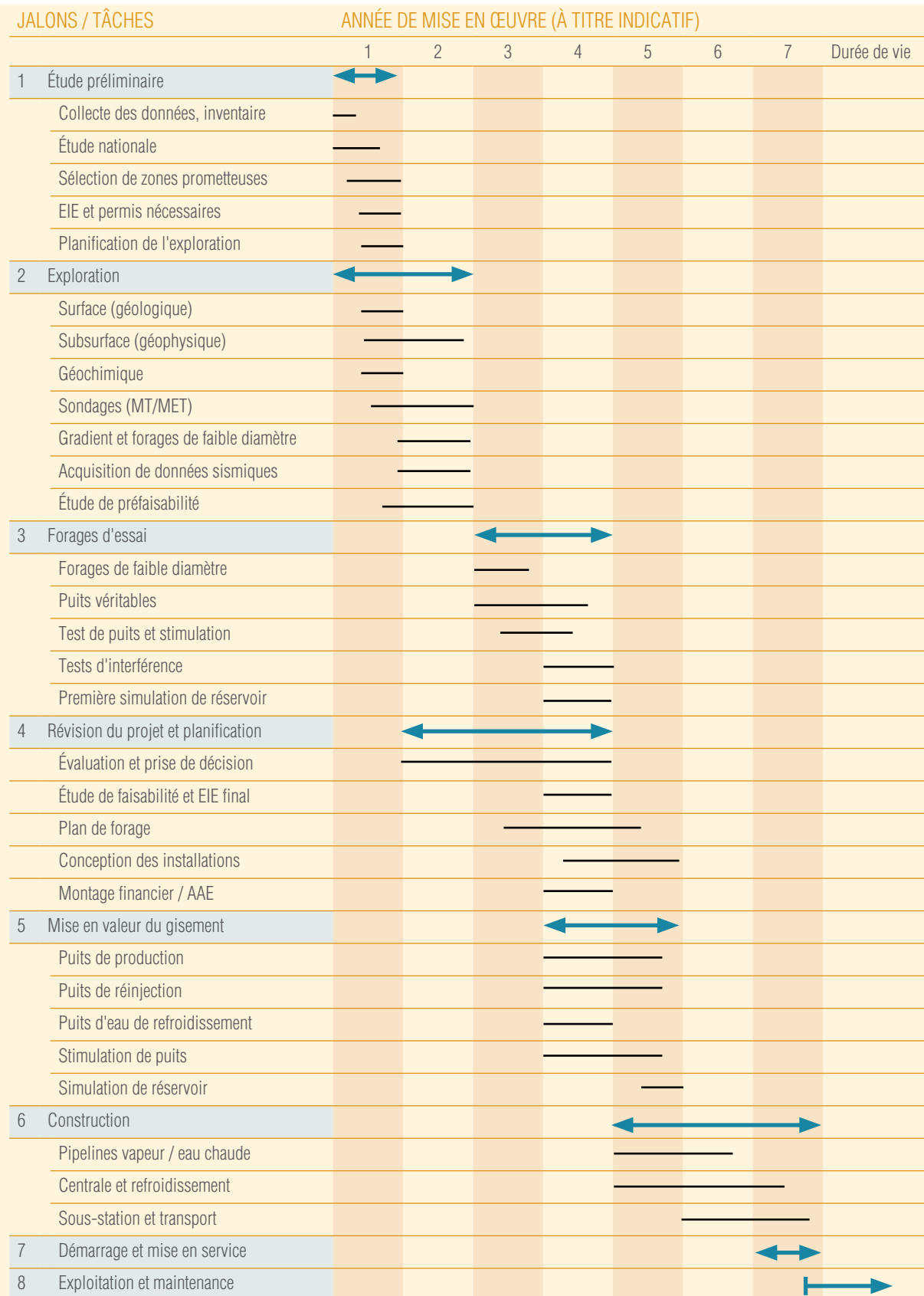
Une fois la concession obtenue ou le gisement sélectionné, une étude de préfaisabilité est lancée pour explorer la probabilité de l'existence d'un réservoir géothermique de taille commerciale et effectuer une première estimation de son potentiel d'exploitation. L'étude de préfaisabilité traite également d'aspects comme les caractéristiques du marché national de l'électricité (demande et production, acheteurs potentiels et consommateurs), le système de transport et de distribution, la disponibilité d'une infrastructure de base (routes, eau douce, communications, etc.), ainsi que des questions sociales et environnementales. L'étude du cadre institutionnel et réglementaire du pays permet d'évaluer les conditions d'attribution des permis et licences nécessaires pour le développement et l'exécution du projet et pour la mise en place d'un accord d'achat d'énergie (AAE)²⁷ avec la société d'électricité concernée ou d'autres consommateurs.

Pour obtenir les droits d'exploration et de mise en valeur des ressources géothermiques dans une zone donnée, le promoteur du projet (s'il n'est pas le propriétaire du terrain) doit y obtenir accès par bail ou par concession de la part des propriétaires de la surface et de la subsurface. Le cadre réglementaire ainsi que la rapidité et la qualité des décisions réglementaires prises à ce stade peuvent avoir un effet important sur le calendrier du projet et son mode d'élaboration. Selon le pays, la propriété des ressources foncières et en eaux minérales peut être soit publique soit privée. Le promoteur doit donc conclure un accord avec le propriétaire de ces biens fonciers, avec en général le paiement d'un droit de location annuel ou de redevances sur la production. Il faut soigneusement calculer et évaluer l'impact de ces frais sur la viabilité financière du projet.

²⁷ Plusieurs projets d'énergie géothermique sont exploités par différents fournisseurs de vapeurs et producteurs d'électricité. Dans ce cas, il faut conclure par ailleurs des contrats d'achat de vapeur. On en trouve des exemples en Indonésie et aux Philippines.

FIGURE 2.1

Calendrier de développement d'un projet géothermique pour une centrale d'environ 50 MW



Source | Auteurs.

Il est en outre extrêmement compliqué d'obtenir les permis et licences nécessaires, surtout en ce qui concerne les droits relatifs à l'eau et à l'environnement. Il faut en général réaliser une étude complète d'impact sur l'environnement (EIE) pour tout projet électrique important couvrant également la phase de forage dans le cas du géothermique. La préparation de ces documents nécessite beaucoup de temps et de capital.

La phase 1 est importante pour établir la justification et évaluer la nécessité du projet en question et, par la même occasion, de justifier les investissements nécessaires pour l'exploration et les forages d'essai (phases 2 et 3). Les coûts estimés de cette première phase sont en général compris entre 0,5 et 1 million US. Mais cette estimation présume que l'information de base sur la géologie de la zone considérée est déjà disponible. Dans les zones vierges, ces coûts peuvent s'élever à 5 millions US (tableau 1.6). Pour toutes ces raisons, la phase 1 peut prendre entre plusieurs mois et une année.

Phase 2 : Exploration²⁸

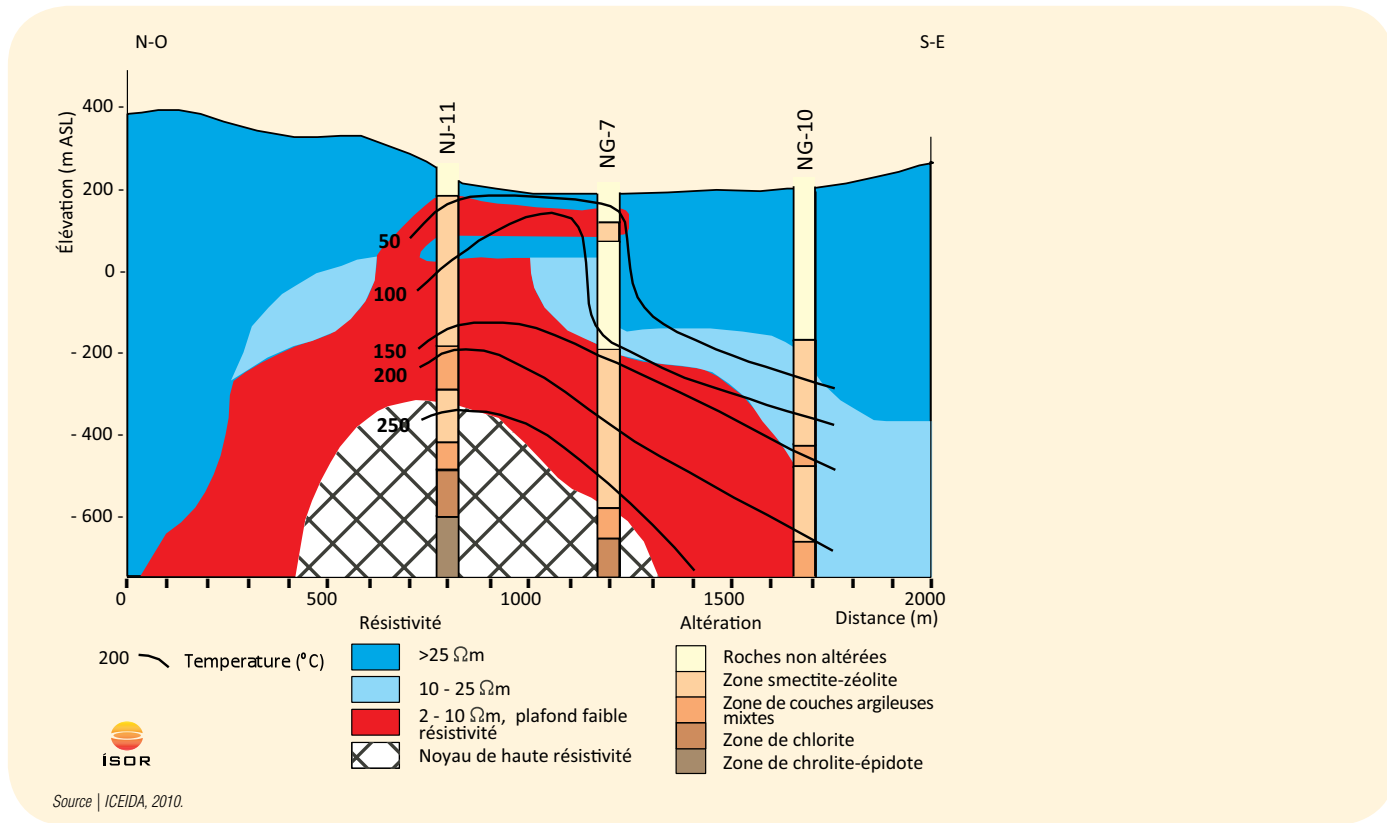
La phase d'exploration consiste en études en surface pour confirmer l'évaluation préliminaire des ressources. Elle commence dès que le promoteur du projet est satisfait des résultats de la Phase 1 et a rempli toutes ses obligations réglementaires. Au total, la deuxième phase peut prendre jusqu'à deux ans, selon la taille et l'accessibilité du gisement géothermique et les données déjà disponibles. Au début de cette phase, un plan d'exploration est établi avec potentiellement certaines ou l'ensembles des méthodes d'exploration suivantes :

- **Exploration géochimique I** Des échantillons de sources chaudes sont prélevés et analysés. Les résultats permettent d'estimer la température du fluide au niveau du réservoir ainsi que l'origine et la recharge du fluide dans le réservoir géothermique, ce qui indique le degré de perméabilité dans la structure de la roche du réservoir.
- **Exploration géologique I** Des échantillons de roche, sédiments et lave sont prélevés à la surface ou obtenus par carottier pour savoir de quelle type de chaleur il s'agit et pour estimer son emplacement et son potentiel.
- **Exploration géophysique I** On peut utiliser plusieurs différentes méthodes pour mesurer la conductivité ou la résistivité de la roche souterraine ; la méthode de la mesure électromagnétique transitoire (MET) et la méthode magnétotellurique (MT) sont le plus souvent utilisées actuellement. Ces deux méthodes de recherche se complètent mutuellement puisque la MT fournit des résultats à grande profondeur tandis que la MET fournit des résultats à faible profondeur et résout le problème du décalage tellurique.
- **L'exploration géophysique avec les mesures de gravité Bouguer viennent en complément des mesures de MT et TEM** en mesurant les anomalies de la distribution de densité des roches souterraines, ce qui permet d'identifier de grandes structures géologiques dont les frontières correspondent à des caractéristiques tectoniques, lesquelles peuvent à leur tour mener à des failles et des fractures. Les résultats de l'exploration géophysique, en conjonction avec les données géologiques, peuvent permettre de localiser la source de chaleur et de fournir des cibles pour les forages d'essai (exploratoires).

²⁸ Dans ce contexte, l'expression « phase d'exploration » fait référence à la deuxième phase dans l'analyse détaillée du cycle de projet. Cet usage est distinct de l'« exploration », au sens large, qui comprend les trois premières phases, y compris la phase de forage d'essai. Ce dernier usage est plus commun dans l'industrie pétrolière et gazière.

FIGURE 2.2

Coupe transversale de résistivité d'un gisement géothermique en Islande



- **Les forages de gradient de température sont des trous à faible diamètre et à faible profondeur, en général moins de 500 mètres de profondeur et 15 cm de diamètre, forés pour mesurer l'augmentation de la température selon la profondeur.** Le gradient de température normal au niveau mondial est d'environ 30 °C pour chaque kilomètre supplémentaire de profondeur, avec donc une température moyenne de 90 °C à une profondeur de 3 kilomètres. Si, dans une zone donnée, le gradient de température augmente à 90 °C/km, la température à 3 kilomètres de profondeur serait de 270 °C, ce qui est très prometteur pour la production d'électricité géothermique, à condition qu'on puisse extraire suffisamment de vapeur du réservoir. Les forages de gradient permettent également de collecter des échantillons supplémentaires de fluides pour analyse chimique. En général, trois à cinq forages de gradient sont réalisés dans le cadre du plan d'exploration d'un nouveau projet géothermique, surtout dans les zones sans signe d'activité volcanique récente.
- **L'exploration sismique**, bien connue et utilisée par l'industrie pétrolière et gazière, est une méthode géophysique qui utilise des « échos » depuis la surface pour cartographier les structures souterraines comme les failles et les fissures, importantes parce qu'elles canalisent souvent la vapeur chaude et les fluides. La plupart des forages de ressources géothermiques ciblent en général au moins une faille souterraine ; avec des méthodes de forage directionnel, on peut

atteindre plusieurs failles et ainsi augmenter, voire multiplier, la vapeur ou le fluide produit par le puits géothermique. L'exploration sismique est plus efficace dans les bassins sédimentaires que dans les zones volcaniques où se trouvent les meilleures ressources hydrothermiques. On considère parfois que cela limite l'utilisation de l'exploration sismique pour les ressources géothermiques.

À ce stade, l'étude de pré-faisabilité lancée au début de la phase 1 est finalisée. L'interprétation des anciennes informations et les résultats des nouvelles études servent à élaborer un modèle préliminaire du réservoir estimant ses propriétés comme la perméabilité, les paramètres de flux, les températures, l'épaisseur et la superficie.

Après avoir terminé l'exploration en surface, la première étape de l'évaluation des ressources est volumétrique, et pourra être améliorée grâce aux informations obtenues lors des forages d'essai pendant la phase Phase 3. À cette fin, des simulations probabilistes (par ex. de Monte Carlo) sont souvent appliquées pour effectuer l'évaluation volumétrique. Des essais à long terme de puits d'explorations productifs définissent la productivité attendue des puits futurs et fournissent des renseignements sur la pression de réponse (absorption) du réservoir à la production de fluide. La pression de réponse peut être utilisée dans un modèle à paramètres modélisés du réservoir pour prédire la réponse du réservoir pendant son utilisation dans l'avenir. Cela est nécessaire pour planifier les prochaines étapes du développement de la ressource géothermique, obtenir la première estimation du potentiel et décider où concentrer les activités dans la zone d'exploitation sous licence. À la fin de cette étape, un rapport géo-scientifique détaillé est établi pour la zone explorée avec un modèle conceptuel de la géologie du gisement géothermique. Ce rapport devrait proposer des recommandations et des stratégies préliminaires de mise en valeur de la zone.²⁹

Le coût de la phase 2 (pour les MT, MET, forages sismiques ou de gradient) dépend de la taille et de l'accessibilité du site géothermique et de la disponibilité des outils et équipements nécessaires. Les coûts d'exploration minimaux d'un site géothermique s'élèvent dans de nombreux cas à 1 ou 2 millions USD, auxquels s'ajoutent 0,5 à 1 million USD pour chaque forage de gradient. Comme tous les gisements et projets géothermiques sont différents, il est difficile de généraliser les coûts d'investissement nécessaires pour les phases 1 et 2.

Phase 3 : Forages d'essai

Elle est la dernière phase d'exploration. Au début de cette phase, un programme de forages cibles est établi pour confirmer l'existence, l'emplacement exact et le potentiel du réservoir. En général, entre trois et cinq puits géothermiques de grand format³⁰ sont forés, mais, selon le site, l'accessibilité et l'infrastructure du gisement géothermique, il pourrait être prudent de commencer avec des forages de faible diamètre (trous de diamètre inférieur à 6 pouces/15 cm) qui peuvent être forés avec un équipement plus léger (plateformes de forage) que celui utilisé pour les puits de grand format (de diamètre supérieur à 8 pouces/20 cm). Dans ce contexte, il est également utile de mentionner que les plans de forage doivent être réexaminés à intervalles réguliers pendant les activités de forage pour tenir compte des résultats des forages d'essai. Les forages de faible diamètre pour confirmer l'existence du réservoir, la température et la composition chimique deviennent de plus en plus intéressants parce qu'ils

²⁹ Sur la base de ISOR, 2009.

³⁰ Par exemple, un puits de taille normale pourrait avoir une profondeur de 1,5 à 3,5 km et un diamètre au fond du puits de 18 à 20 cm. Le diamètre en surface peut être supérieur à 50 cm.

peuvent aller jusqu'à 1 500 mètres de profondeur pour environ 50 pour cent du coût d'un puits de taille normale à la même profondeur (Johannesson 2011, communication personnelle).

Le forage de puits de grand format exige la mobilisation d'équipement lourd pesant plusieurs centaines de tonnes (figure 2.3),³¹ transportés dans des dizaines de conteneurs. À ce stade, le promoteur ne décide pas si ces puits seront utilisés pour la production ou la réinjection, puisqu'il ne peut pas encore prédire leur rendement futur. Il faut parfois « stimuler » les nouveaux puits après forage pour retirer la boue ou tout autre matériau colmatant les fractures ou les failles dans la roche. L'objectif de la stimulation est d'augmenter la perméabilité et le débit en volume des fluides ou de la vapeur géothermique le long du trou de forage. Les tests d'interférence entre les différents trous de forage indiquent si et comment les puits sont interconnectés. Cela donne aux experts une meilleure image du potentiel, de la forme et de la taille du réservoir en subsurface, et leur permet de mieux comprendre le potentiel de refroidissement prématuré des puits de production. Le forage directionnel, qui est une technologie onéreuse du secteur pétrolier et gazier, peut atteindre plusieurs fractures avec le même puits, ce qui augmente ou même multiplie la production du puits.

FIGURE 2.3
Plateforme de forage de taille moyenne dans les Caraïbes



Source | Sigurður Sveinn Jónsson, ÍSOR (Institut islandais d'études géologiques).

³¹ Photo de la plateforme de forage Sleipnir d'Iceland Drilling Ltd. sur le puits WW-03 en Dominique (ÍSOR, Institut islandais d'études géologiques).

À nouveau, les investissements de la phase 3 peuvent être élevés mais varient selon le projet. Suivant le site et la profondeur de forage, un trou à faible diamètre peut coûter entre 0,5 et 1 million USD, tandis qu'un puits de grand format coûte en général entre 2 et 6 millions USD. Par exemple, les coûts d'investissement pour quatre puits de grand format à 2,5-3 km de profondeur, y compris les frais de recherche scientifique, sont généralement compris entre 10 et 25 millions USD. Selon l'emplacement du gisement géothermique et le besoin de construire ou de renforcer les routes d'accès, les coûts de mobilisation de l'équipement de forage peuvent représenter une partie importante du coût total de cette phase, parce qu'il faut transporter des douzaines de grands et lourds conteneurs (carburant, groupes électrogènes, long tuyaux en acier [tubages], boue de forage et ciment) jusqu'au site de forage.

Comme nous le verrons dans le chapitre 3, l'appui financier des gouvernements pour réduire les risques d'exploration rencontrés par les promoteurs pendant ces trois premières phases est souvent la seule façon d'obtenir la participation du secteur privé au développement de projets géothermiques à ce stade initial. Les gouvernements qui encouragent le secteur privé à développer les projets dès leurs trois premières phases envisagent en général d'accorder des aides et subventions ou d'autres incitations aux sociétés privées. Des accords de partage des risques entre le secteur public et le secteur privé, bien clairement définis avant tout investissement, peuvent également faciliter l'obtention de financement pour ces phases de projet en partageant les coûts et en limitant les pertes financières éventuelles si le réservoir géothermique s'avère ne pas être adapté à la production d'énergie.

Phase 4 : Étude de projet et planification

Durant cette phase, le promoteur évalue toutes les données disponibles, y compris celles obtenues pendant les phases exploratoires. Les résultats des forages d'essai permettent au promoteur du projet de finir son étude de faisabilité, avec tous les calculs financiers, l'étude d'ingénierie conceptuelle pour tous les éléments à construire et le programme de forage. Pendant cette phase, le promoteur détermine la taille optimale du projet du point de vue économique et les investissements nécessaires.

L'étude de faisabilité comporte tous les coûts des phases 1 à 3, plus une réserve pour les négociations financières, juridiques et environnementales, autorisations, travail de bureau et d'ingénierie nécessaires pour passer à la phase de construction.

Le géothermique est différent des autres technologies de production d'énergie, comme le charbon, le gaz ou l'hydraulique, parce qu'il n'est pas possible de réaliser une étude de faisabilité pour la production d'électricité avant d'avoir confirmé le potentiel du réservoir géothermique au moyen de forages et parce que l'approvisionnement en combustible (l'énergie géothermique) est étroitement lié à la mise en service d'une centrale. On peut estimer que les forages d'essai, coûteux et à haut risque, font partie de la préparation de l'étude de faisabilité du projet, ce qui explique pourquoi les entreprises privées sont réticentes à développer des projets géothermiques dès la première phase.

Après avoir achevé l'étude de faisabilité financière et technique pour le projet énergétique, le promoteur conclut en général un AAE³² avec la société d'électricité concernée ou d'autres consommateurs d'énergie. L'AAE et l'accord de concession précisent le flux de revenus ainsi que les

³² Les AAE pour l'énergie géothermique traitent en général des mêmes sujets que pour les autres technologies de production d'énergie. Mais ils doivent également traiter de certains sujets particuliers au géothermique, surtout en ce qui concerne les risques d'exploitation qui pourraient empêcher l'opérateur d'atteindre le niveau de production convenu. Parmi les questions figurent, par exemple, la dégradation du réservoir et les coûts accrus de maintenance pour des raisons géologiques ou chimiques, comme des puits de remplacement et des cas de force majeure.

FIGURE 2.4
Tête de puits géothermique et silencieux



Source | NEA, 2011. Orkustofnun, l'Agence nationale islandaise d'énergie. Photo de puits et de silencieux à la centrale de Hellisheiði.

obligations et la distribution du risque. Avec l'étude de faisabilité et l'AAE en main, le promoteur peut maintenant se tourner vers les organismes de financement.

Phase 5 : Mise en valeur du gisement

La phase 5 marque le début du développement effectif du projet énergétique. Elle comprend le forage de puits de production et la réinjection, ainsi que la construction partielle des pipelines reliant les puits à la centrale. Selon le programme de forage, il faut avoir recours à une ou plusieurs plateformes pour forer les puits de production nécessaires et atteindre la capacité prévue de la centrale. Pour un projet géothermique à échelle commerciale, la règle approximative souvent utilisée est que chaque puits productif fournit suffisamment de vapeur ou de fluide pour produire 5 MW d'électricité dans la centrale.³³ Mais même dans les zones bien explorées, environ 10 à 30 pour cent (20 pour cent en moyenne) de tous les puits forés sont secs ou trop faibles pour être utilisés. Cela réduit la production effective de chaque puits foré à 4 MW.

En plus des puits de production, il est nécessaire de forer des puits de réinjection pour replacer les fluides géothermiques dans le réservoir. La réinjection des fluides géothermiques aide à maintenir la pression du réservoir. Il faut toutefois la réaliser dans des emplacements où elle n'entraînera pas le refroidissement du réservoir géothermique. Pour ce faire, il faut connaître les régimes de flux

³³ On peut, dans certains cas, considérer des capacités de production de moins de 5 MW par puits, voire de 2-3 MW, comme satisfaisantes selon la taille du projet et d'autres circonstances. Mais, pour des projets géothermiques de taille commerciale, des puits avec une capacité de moins de 2 MW sont en général considérés comme des échecs

ENCADRÉ 2.1

Différences entre les forages pétroliers et les forages géothermiques

Le forage et la gestion de réservoir sont différents dans le secteur géothermique et dans le secteur pétrolier pour quatre raisons :

- 1 | Économie/marchés** | Le pétrole est un produit qui fait l'objet de commerce international, facile à stocker, à transporter et à vendre. Géothermique la vapeur ne peut pas se vendre et on ne peut pas lui attribuer de prix en dehors du chauffage local et des marchés de l'électricité, ce qui introduit le risque commercial en raison du petit nombre d'options de vente pour ce produit. En outre, l'intégration des projets géothermiques dans le réseau local exige une infrastructure supplémentaire, des permis et des contrats.
- 2 | Géologie** | Bien que les forages pour hydrocarbures soient souvent plus profonds que les forages géothermiques, les gisements pétroliers sont en général des environnements stables du point de vue géologique et peuvent être confirmés plus facilement par des technologies d'exploration en surface. Les gisements géothermiques sont souvent dans des zones volcaniques et fissurées et il faut confirmer leur potentiel par forage.
- 3 | Composition des fluides ou de la vapeur** | Même si l'existence d'un réservoir géothermique est établie, les fluides ou la vapeur peuvent, dans certains cas, avoir une composition chimique interdisant leur utilisation pour la production d'énergie ; par contre, il est généralement possible de trouver des moyens de traiter et d'utiliser le pétrole, même si sa composition chimique est problématique.
- 4 | Épuisement du réservoir** | Le pétrole peut être extrait jusqu'à ce que la rentabilité de la production tombe en dessous d'un plancher établi, ou, dans le meilleur des cas, jusqu'à ce qu'on considère le réservoir comme épuisé. Il faut réinjecter les fluides géothermiques pour éviter une chute de pression. Il faut donc comprendre les flux d'eau souterrains et les systèmes de recharge du réservoir pour éviter l'épuisement de la ressource géothermique. Par contre, un puits géothermique bien entretenu peut produire de la vapeur pendant des dizaines d'années.

Source | Auteurs.

souterrains, ce qui se fait au moyen de l'élaboration de modèles conceptuels et numériques du réservoir et de l'analyse numérique du réservoir. La conception de la production et les stratégies de réinjection s'étudient initialement par une simulation du réservoir.

Le temps nécessaire pour forer un puits géothermique dépend non seulement de sa profondeur mais également de sa géologie (roche) et de la capacité de la plateforme de forage. Dans les zones de fractures peu profondes, il faudra cimenter davantage le tubage du puits (tuyaux en aciers) pour éviter des fuites de fluide. Cela peut entraîner des incertitudes au sujet de la durée totale du programme de forage. Dans les environnements volcaniques, le forage d'un puits de diamètre commercial à une profondeur de 2 000 mètres prend en moyenne entre 40 et 50 jours. Le processus de forage en lui-même consiste à alterner des phases de forage et de construction du tubage et cimentage du puits, jusqu'à atteindre la ressource. Quand le puits pénètre dans le réservoir géothermique, des manchons fendus perméables sont utilisés pour empêcher la roche et les débris de tomber dans le trou de forage. En plus du tubage, le matériel nécessaire pour le forage géothermique comprend les tuyaux de forage, les mèches de forage, les produits chimiques à ajouter au liquide ou à la boue de forage, du ciment, du carburant, des outils pour le forage directionnel, des têtes de puits, valves, etc.

L'exemple suivant explique les problèmes liés aux coûts et investissements durant cette phase. Si le promoteur du projet prévoit d'installer une centrale de 50 MW, celle-ci pourrait nécessiter 13 puits de

production. Moitié autant de puits pourraient suffire pour la réinjection, mais cela dépend de l'enthalpie et de la composition chimique des fluides, ce qu'on ne saura qu'après avoir testé les puits. Initialement, le promoteur du projet prévoit de forer 13 puits de production et 7 puits de réinjection (donc 20 puits au total). À un coût de 2 à 6 millions USD par puits, l'investissement varie entre 40 et 120 millions USD, soit entre 0,8 et 2,4 millions USD par mégawatt installé, avec une moyenne de 1,2 à 1,5 millions USD. Dans la plupart des cas, plus de 50 pour cent de l'investissement total d'un projet d'énergie géothermique sont consacrés à l'exploration et au forage. Comme il faut environ six semaines pour forer un puits normal de 2 km de profondeur, il faudrait 30 mois pour forer les puits pour un projet géothermique de 50 MW avec une plateforme de forage, en excluant le temps nécessaire pour la mobilisation et le transport de la plateforme.

Pour accélérer le processus, il faudrait déployer plusieurs plateformes de forage et travailler simultanément sur les pipelines de surface, les têtes de puits et d'autres infrastructures nécessaires. Dans les nouvelles zones géothermiques, toutefois, il pourrait ne pas être recommandé d'accélérer le forage, surtout à ses débuts. Pour un forage réussi, l'emplacement des prochains puits doit dépendre des résultats de tests réalisés sur les puits précédents.

Le forage de production, volet long et coûteux de tout projet géothermique, doit bénéficier d'une gestion de projet de qualité et être supervisé par des spécialistes expérimentés. Des retards pendant la phase de forage peuvent gravement affecter la viabilité financière d'un projet, surtout si les contrats ou AAE contiennent des clauses et dates butoirs relatives à l'achèvement du projet, à la mise en service et à la fourniture d'énergie au réseau.

Phase 6 : Construction

Cette phase comprend l'installation du système de collecte de vapeur, soit SCV (un réseau de pipelines pour transporter la vapeur depuis les têtes de puits jusqu'à la centrale, puis pour la renvoyer afin de réinjecter les fluides) ; les séparateurs ; la centrale avec la turbine, le générateur, et la « fin froide », qui comprend un condenseur et nécessite un refroidissement à l'air (par air pulsé) ou à l'eau (directement ou par tour de refroidissement). Après utilisation (expansion) de la vapeur, les fluides géothermiques refroidis sont en général réinjectés dans le réservoir pour être réchauffés et pour maintenir la pression et ainsi éviter l'épuisement du réservoir. L'électricité produite est envoyée à une sous-station et, de là, au réseau.

La figure 2.5 indique les différents éléments d'une centrale géothermique et son principal équipement. En haut se trouvent les puits géothermiques, chacun avec sa route d'accès et un emplacement de forage. Certains puits émettent de la vapeur, peut-être en raison de travaux de maintenance, mais ils sont reliés par des pipelines à la station du séparateur (au milieu de la photo), où les fluides sont séparés de la vapeur. Les pipelines sont bien isolés pour minimiser le refroidissement des fluides et de la vapeur sur une distance de plusieurs kilomètres. Depuis le séparateur, la vapeur est acheminée vers les turbines de la centrale, tandis que l'eau, qui est à la même température que la vapeur, est réinjectée dans le réservoir par des puits de réinjection. Les tours de refroidissement font partie du système de condensation qui condense le reste de la vapeur en fluides. L'électricité produite est envoyée au réseau par la sous-station reliée à la centrale.

Pour une centrale de 50 MW, les coûts de la phase de construction du projet varient en général entre 1 et 2 millions USD par mégawatt installé. Ces estimations de coûts ne comprennent pas la ligne de transport ou la sous-station nécessaires pour connecter la centrale au réseau, parce que ces coûts peuvent varier considérablement d'une installation à l'autre.

FIGURE 2.5

Centrale géothermique de 60 MW à Krafla dans le nord-est de l'Islande



Source | Avec la permission de Landsvirkjun.

Phase 7 : Démarrage et mise en exploitation

Le démarrage et la mise en exploitation sont la phase finale avant que la centrale ne commence à fonctionner normalement. Il faut en général durant cette phase résoudre de nombreux problèmes techniques et contractuels avec le fournisseur de la centrale. La société d'ingénierie et de construction de la centrale, souvent une entreprise d'ingénierie, achat et construction (IAC), récupère ses dépôts de garantie d'exécution dès que la centrale satisfait aux conditions de performance précisées dans le contrat. Dans de nombreux pays, toutefois, la norme industrielle prévoit de rendre les garanties d'exécution à la fin de la période de garantie. La fourniture de ces garanties et sûretés entraîne des coûts supplémentaires pour le promoteur du projet et l'entreprise d'IAC.. Les opérations de réglage de la centrale et des autres équipements, notamment les pressions des puits, etc., peuvent prendre plusieurs mois. Les coûts de cette phase font partie des investissements de la phase 6.

Phase 8 : Exploitation et maintenance

L'exploitation et la maintenance peuvent se diviser en E&M pour le gisement de vapeur (puits, pipelines, infrastructure, etc.) et l'E&M pour la centrale (turbine, générateur, système de refroidissement, sous-station etc.). Une bonne maintenance de toutes les installations est essentielle pour assurer un facteur de disponibilité³⁴ et un facteur de capacité³⁵ élevés pour la centrale, et pour

³⁴Le facteur de disponibilité se définit comme la durée pendant laquelle une centrale est capable de produire de l'énergie au cours d'une période donnée, divisée par la durée totale de la période.

assurer un flux de vapeur régulier depuis les puits géothermiques. La centrale dans la figure 2.5 est en exploitation depuis 1977 et enregistre un facteur de capacité proche de 100 pour cent.

L'E&M pour le gisement de vapeur consiste à nettoyer les puits existants, à forer de temps en temps de nouveaux puits (puits de remplacement) pour compenser une perte de capacité et à assurer la maintenance de tout l'équipement dans le gisement. Pour une centrale de 50 MW, les coûts estimés de ces activités sont de l'ordre de 1 à 4 millions USD par an, selon la composition chimique des fluides, la géologie, la qualité des puits et d'autres facteurs.

Pour la centrale elle-même, les coûts estimés de maintenance sont souvent compris entre 1,5 et 2,5 pour cent de l'investissement (prix d'achat) de la centrale. Ces chiffres dépendent fortement de la composition chimique des fluides géothermiques (par ex. l'acidité, le pouvoir corrosif, le potentiel d'encrassement, etc.). Dans notre exemple de centrale de 50 MW, cela implique que le coût de maintenance annuel d'une centrale clés en main de 50 MW, coûtant 100 millions USD, serait de 1,5 à 2,5 millions US pendant une durée de vie prévue de 30 ans.

Enfin, une centrale géothermique entièrement automatisée de 50 MW ferait appel à un effectif bien formé au nombre de 20 environ. Les coûts d'exploitation estimés (y compris taxes, frais de transit, frais généraux, etc.) s'établissent entre 1 et 4 millions USD par an.

Dans ces conditions, les coûts totaux d'E&M pour une centrale de 50 MW dans un pays en voie de développement ou un pays industrialisé seraient de l'ordre de 3,5 à 10,5 millions USD par an. Ces coûts correspondent à 0,009 - 0,027 USD par kilowattheure produit, sur la base d'un facteur de capacité de 90 pour cent.³⁶

QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

La préservation de l'environnement naturel et de l'intégrité des écosystèmes sous-jacents est une considération importante pour tout projet important de développement. Il faut mettre en place des mesures de protection efficaces pour l'environnement et les communautés avoisinantes. Les responsables gouvernementaux, les institutions de développement et la société dans son ensemble acceptent en général les principes fondamentaux de durabilité environnementale et sociale. Les institutions financières internationales, comme la Banque mondiale (GBM), ont adopté des politiques de préservation sociale et de l'environnement pour assurer la durabilité des projets qu'elles appuient (annexe 1). De plus en plus, le secteur privé suit volontairement des directives similaires.³⁷ Un document qui mérite d'être mentionné a publié en 2007 des directives expressément pour l'électricité géothermique. Ce document est intitulé « Directives relatives à l'environnement, la santé et la sécurité pour la production d'énergie géothermique » (SFI/Banque mondiale, 2007).

³⁵ Le facteur de capacité est défini comme le coefficient de production effective d'une centrale pendant une période de temps donnée et sa production si elle avait fonctionné à sa capacité nominale pendant toute la période.

³⁶ Dans certains cas et sites, il faut ajouter des coûts de gestion de l'environnement, par exemple lorsque des gaz non condensables comme H₂S semblent être présents à de fortes concentrations.

³⁷ On voit un exemple d'un tel engagement volontaire dans le lancement en 2003 des Principes Équateur (PE) par les banques privées à l'instar de Citigroup, ABN AMRO, Barclays et WestLB. Les institutions financières qui appliquent les PE s'engagent à ne pas financer de projets pour lesquels l'emprunteur ne veut pas ou ne peut pas respecter les politiques et procédures des EP en matière sociale et d'environnement.

ENCADRÉ 2.2

L'importance d'E&M de qualité

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont un facteur important pour tout projet de production d'énergie. Mais cette catégorie de coûts est particulièrement importante pour les unités de charge de base, dont notamment les centrales géothermiques, puisqu'elles doivent fonctionner à un niveau proche du maximum de leur capacité le plus longtemps possible. Les sociétés d'électricité clientes, les clients directs de service électrique et les organismes de financement font de plus en plus attention aux coûts de fonctionnement et au temps en service. Comme les investisseurs et les organismes financiers sont en général plus prudents que les promoteurs, une société expérimentée et bien connue capable d'assurer l'E&M rassure les banquiers et cela se traduit directement par des coûts de financement légèrement moins élevés, ce qui est un facteur important pour tout projet d'énergie géothermique. Il est important d'identifier le prestataire d'E&M externe ou le personnel interne d'E&M au début du processus de développement du projet pour qu'ils puissent contribuer à la conception de la centrale, participer à sa construction et à son démarrage et mener les vérifications de systèmes. Le prestataire ou le personnel de la centrale devraient également être capables et priés d'effectuer une analyse a posteriori de tous les événements importants dans le système, y compris des analyses de causes profondes à des fins de planification future.

L'accroissement du nombre de partenariats pour le développement de projets souligne une autre tendance en matière d'E&M : les filiales d'organismes de financement sont souvent des opérateurs d'installations hautement compétents. Un intérêt direct dans la performance de la centrale fournit une influence motivante au prestataire d'E&M. Cette motivation, en échange, rassure les organismes de financement. Il existe d'autres incitations pour assurer une performance de pointe. Une prime pour bon fonctionnement, liée à une pénalité pour performance insuffisante, aide à assurer une performance optimale, garantit que la production remplit les obligations contractuelles et génère un maximum de revenus et bénéfices. Une bonne E&M non seulement maximise les bénéfices actuels mais peut également mener à une utilisation efficace du réservoir, ce qui prolonge sa durée de vie et assure l'approvisionnement en vapeur. Les promoteurs expérimentés savent également que de bons résultats sont essentiels pour obtenir des contrats de vente dans l'avenir et des financements à des taux intéressants.

Source | Bloomquist, 2002.

Comme l'indique la figure 2.6, les émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité géothermique, bien qu'elles ne soient pas nulles, sont bien moindres que celles provenant de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.³⁸ Les données sur 85 centrales géothermiques (fonctionnant à une capacité de 6 648 MWe) dans 11 pays, ce qui représente 85 pourcent de la capacité géothermique mondiale en 2001, indiquent que les émissions pondérées moyennes de CO₂ s'élèvent à 122 g/kWh. Aux États-Unis, le plus grand producteur d'énergie géothermique au monde, les émissions de CO₂ s'élèvent à 91 g/kWh (Fridleifsson et al. 2008).³⁹

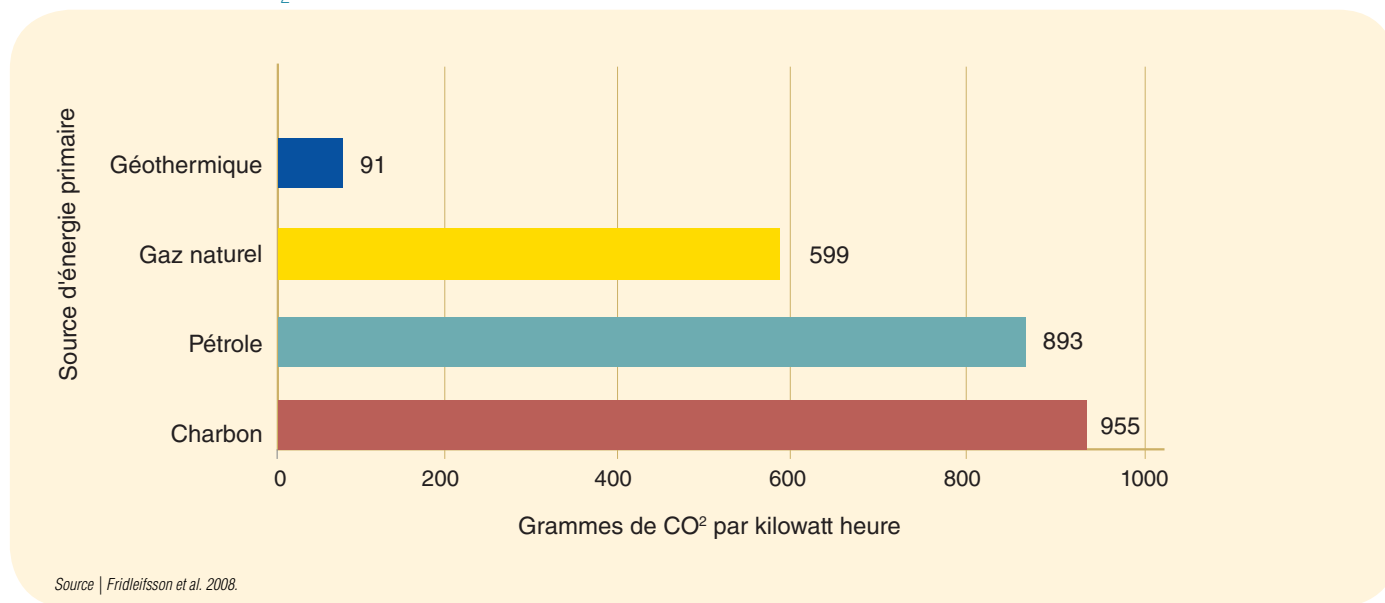
Le remplacement des combustibles fossiles par l'énergie géothermique tend dans l'ensemble à avoir un effet positif sur l'environnement local parce qu'il évite l'impact de la combustion de carburant sur la qualité de l'air, les dangers liés au transport et à la manutention de combustibles, etc. Mais comme c'est le cas pour le développement de toute infrastructure, l'énergie géothermique comporte son propre impact et ses propres risques pour l'environnement qu'il faut évaluer, atténuer et gérer. La nécessité de soigneusement évaluer et atténuer tous les effets importants d'un projet d'énergie géothermique est particulièrement cruciale pour les centrales situées dans des zones fragiles du point de vue écologique, ce qui n'est pas rare pour les

³⁸ Dans certains sites, les fluides ou la vapeur géothermiques peuvent contenir des taux élevés de CO₂ naturel (Johannesson, 2011). Mais le gaz peut généralement être réinjecté ou capturé et utilisé à des fins industrielles.

³⁹ Sur la base de Bloomfield et al. 2003.

nouveaux projets géothermiques. Les effets des projets d'énergie géothermique ont toutefois tendance à être très localisés et spécifiques au site, et peu, voire aucun, de leurs effets sont irréversibles. Dans la plupart des cas, il est facile de concevoir et de mettre en place des mesures d'atténuation.

FIGURE 2.6
Émissions de CO₂ par source d'énergie primaire aux États-Unis



Les premiers effets perceptibles sur l'environnement proviennent du forage et de son infrastructure. L'ampleur de ces risques varie selon qu'il s'agit de forages à faible profondeur pour mesurer le gradient géothermique pendant la phase d'étude ou de puits d'exploration ou de production. Mais, dans tous les cas, il faut éliminer de façon écologique les déchets solides de forage comme la boue de forage et les abattages et autres déchets. Il faut éviter la contamination des aquifères pendant le forage et minimiser le risque d'éruption de vapeur ou de remontée à la surface d'eau géothermique pendant le forage des puits.

L'installation d'une plateforme de forage et de son équipement accessoire exige la construction de routes d'accès et d'un emplacement de forage ainsi que la gestion des intrants de forage (par ex. boue et eau). Des investissements spécifiques pour assurer un tubage et un cimentage correct des trous de forage sont nécessaires pour éviter la contamination des aquifères, même après l'abandon des puits. Il faut éviter que les fluides du réservoir géothermique ne contaminent les eaux souterraines.

L'installation des pipelines pour le transport des fluides géothermiques et la construction de la centrale peuvent également perturber les habitats naturels et la morphologie de surface. On peut enterrer certains pipelines pour réduire les perturbations écologiques.

L'exploitation de la centrale peut également avoir des effets défavorables sur l'environnement. Les fluides géothermiques (vapeur ou eau chaude) contiennent en général des gaz, comme du CO₂, du H₂S, de l'ammoniaque (NH₃), du méthane (CH₄) et des quantités infimes d'autres gaz, susceptibles

de contribuer au réchauffement mondial et aux pluies acides ou d'émettre des odeurs désagréables. Ils peuvent également contenir de petites quantités de composants chimiques toxiques en dissolution dont les concentrations augmentent en général avec la température, et qui peuvent être nocifs s'ils sont émis dans l'environnement. Un certain nombre de technologies éprouvées, souvent mises au point pour d'autres types de production d'énergie ou d'autres industries, sont commercialisées pour contrôler, filtrer ou modifier chimiquement les flux d'émission provenant des centrales géothermiques en exploitation.

Les condenseurs des centrales géothermiques peuvent fonctionner en mode de refroidissement direct (rivière ou océan), humide (tour de refroidissement) ou sec, selon la disponibilité d'eau, la technologie de la centrale ainsi que sa taille et son altitude. Les critères de choix de l'équipement de refroidissement sont en grande partie identiques à ceux de toutes les autres technologies de production d'énergie thermique, parce que tous ces systèmes de refroidissement sont conçus selon le principe de la température à thermomètre humide⁴⁰ sur le site même.

Parmi les centrales refroidies à l'eau, les centrales géothermiques ont tendance à utiliser moins d'eau par unité d'énergie produite que les autres solutions thermiques. Elles n'utilisent qu'environ 20 litres d'eau douce par mégawattheure produit, tandis que les centrales binaires refroidies à l'air n'utilisent pas d'eau. En comparaison, par exemple, les centrales nucléaires utilisent plus de 3 000 litres par MWh, les centrales à charbon plus de 2 500 litres par MWh (Association nucléaire mondiale), et 1 400 litres par MWh sont nécessaires pour les centrales à gaz naturel (Kagel, Bates et Gawell, 2007). En pratique, toutefois, la consommation en eau pour le refroidissement humide par unité d'énergie produite dépend de multiples facteurs qui influencent l'efficacité d'ensemble du processus de production énergétique.

Des besoins importants en eau peuvent également entraîner des conflits avec d'autres utilisations de l'eau, si l'eau est rare. Par ailleurs, l'eau rejetée des tours de refroidissement est à une température plus élevée que la température ambiante. Elle pourrait donc éventuellement provoquer une pollution thermique si elle est déversée dans des rivières ou des lacs avoisinants. Un plan de gestion écologique peut atténuer ce problème en établissant des niveaux autorisés de déversement et de température.

Le déversement de fluides résiduels est une source potentielle de pollution chimique. Après être passés par la turbine, les fluides géothermiques contenant de fortes concentrations d'éléments chimiques, comme le chlorure de sodium (NaCl), le bore (B), le fluor (F), ou de métaux lourds comme le mercure (Hg) et l'arsenic (As), doivent être soit traités, soit réinjectés dans le réservoir. Les fluides provenant de gisements géothermiques à température basse ou moyenne, tels qu'ils sont utilisés dans la plupart des applications directes, contiennent en général de faibles concentrations d'éléments chimiques.

L'extraction et/ou la réinjection de fluides géothermiques peuvent entraîner des affaissements de surface. Dans certaines zones, cela peut déclencher ou augmenter la fréquence de microséismes imperceptibles et décelés uniquement par des instruments. On n'a constaté jusqu'à présent aucun séisme important induit par l'exploitation de fluides géothermiques. Les quelques incidents qui ont entraîné des séismes perceptibles étaient liés à la technique de fracturation ou « fracking » (la création d'un réservoir souterrain artificiel par l'induction d'eau froide à haute pression) dans le cadre de projets RSC (voir la section relative à la classification des systèmes géothermiques pour plus de détails sur RSC).

⁴⁰ La température à thermomètre humide est, en termes simples, la température ressentie sur la peau humide et exposée à l'air. C'est une indication du degré d'humidité dans l'air.

Le niveau sonore associé à l'exploitation des centrales géothermiques pourrait poser des problèmes dans les zones habitées à proximité des sites des centrales. Pendant la phase de production, la vapeur se déplaçant dans les pipelines et les purges occasionnelles émettent un bruit aigu et les tours de refroidissement sont bruyantes. Pour atténuer ces problèmes, on peut établir des niveaux sonores maximaux en décibels et réaliser des investissements d'atténuation comme des barrières sonores ou autres types d'isolation.

Consultation publique et communication

Bien que l'énergie géothermique soit une option intéressante, elle rencontre de nombreuses difficultés que les intervenants peuvent percevoir différemment. Dans certains cas, le public peut confondre les différentes technologies géothermiques. Par exemple, depuis que deux forages géothermiques à 5 km de profondeur pour un projet RSC ont induit un petit séisme à Bâle en 2007, le public a exprimé des inquiétudes au sujet des forages géothermiques en Allemagne et en Suisse. Dans le feu de la discussion, le public n'a pas fait la distinction entre la technologie hydrothermique et le RSC, et a donc à tort attribué le risque de perturbations sismiques au développement géothermique en général.

En engageant la discussion avec les intervenants, il est possible d'identifier, de soulever et de discuter de toutes les questions écologiques et sociales pouvant toucher les communautés locales. Les auditoires cibles devraient comprendre des représentants des communautés concernées et des propriétaires fonciers, des responsables gouvernementaux, de l'industrie géothermique et des intérêts liés (par ex. l'industrie minière, pétrolière et gazière), des institutions financières, des cabinets d'avocats, des organisations non gouvernementales (ONG) et des groupes communautaires.

Dans le cas de projets financés par des institutions financières internationales, la consultation publique est obligatoire et le promoteur du projet la lance dès que possible. Au cours des consultations, les groupes touchés par le projet et les ONG locales sont impliqués et leurs points de vue au sujet des aspects écologiques et sociaux du projet sont pris en considération. Les politiques en matière de sauvegarde sociale et de l'environnement de la Banque mondiale, par exemple, exigent que pour tous les projets ayant un impact important sur l'environnement (projets de catégorie A), l'emprunteur consulte ces groupes au moins deux fois : (a) avant la finalisation des termes de référence pour l'évaluation environnementale (EE) et (b) après la rédaction du projet de rapport EE. En outre, l'emprunteur doit consulter ces groupes selon les besoins tout au long de l'exécution du projet pour répondre aux questions soulevées dans le EE qui les concernent.

RISQUES DES PROJETS GÉOTHERMIQUES

Plusieurs facteurs de risque influencent la propension au risque des investisseurs dans les projet géothermiques et donc la disponibilité et le coût de capitaux commerciaux pour ces projets. Nombre des facteurs de risque sont identiques à ceux de tout projet de production d'énergie connecté au réseau : risque associé à l'exécution ou au retard, risque commercial, risque lié au prix ou à la demande du marché, risque d'exploitation et risque lié à la réglementation. Deux autres risques importants distinguent le géothermique des autres technologies de production d'électricité.

Le premier est le risque lié aux ressources ou à l'exploration. Ce risque reflète la difficulté d'estimer la capacité en ressources d'un gisement géothermique et les dépenses nécessaires pour résoudre cette incertitude. Pour les projets géothermiques, les risques opérationnels sont par nature également assujettis aux risques liés aux ressources.

Un autre risque important, plus pertinent pour le géothermique que pour les autres options de production d'énergie, est le risque de financement en raison du long délai de réalisation (décalage) entre l'investissement initial et la réception des premiers revenus. Le risque de décalage est amplifié par le profil de coûts typique des projets géothermiques exigeant un investissement de départ élevé (suivi par un coût d'E&M relativement faible).

Les risques de financement et les risques liés aux ressources sont étroitement liés. Par exemple, les primes de risque exigées par les organismes de financement sont plus élevées pour les projets dans des zones nouvelles pour lesquels les risques liés aux ressources sont plus importants, que pour les projets en zone déjà exploitée dans lesquels des mises en valeur ont déjà été réalisées et où, par conséquent, les délais de réalisation sont moins longs et les revenus plus certains.

Ces risques sont décrits plus en détail ci-dessous, en commençant par les risques liés aux ressources particuliers des projets géothermiques.

Risque associé aux ressources ou à l'exploration

La technologie moderne d'exploration en surface a considérablement progressé, mais il est pourtant toujours impossible de prédire la profondeur exacte d'un réservoir ou le débit de vapeur exact des puits forés. Des chiffres précis ne peuvent être obtenus qu'après le forage de puits d'essai et, à terme, de puits de production. À cet égard, les problèmes d'exploration pour le développement d'énergie géothermique sont similaires à ceux de l'industrie pétrolière et gazière pour laquelle le risque d'exploration est également très élevé.⁴¹ Mais dans le cas de l'industrie pétrolière et gazière, le rendement potentiel du capital investi est en général suffisamment élevé pour attirer des investisseurs privés prêts à endosser le risque d'exploration, et les compagnies pétrolières et gazières emploient une approche de portefeuille pour réduire le risque (encadré 2.3). Par contre, le rendement potentiel du capital investi dans le développement géothermique est en général moindre pour plusieurs raisons, notamment le fait que l'électricité est en général vendue à un prix réglementé et que l'exploitation de gisements géothermiques doit être réalisée progressivement/par étapes, comme indiqué antérieurement et décrit plus en détail dans le chapitre 3. Les rendements sont également à un horizon plus lointain que ceux du secteur pétrolier et gazier, parce que les flux de revenus ne débutent qu'après la construction de la centrale.

La rentabilité économique d'un projet géothermique dépend de la productivité de la ressource géothermique et du degré d'exploitation de la ressource par dollar investi. La quantité d'énergie extraite d'un gisement géothermique dépend surtout du nombre de puits forés et de la capacité de production de chacun d'entre eux, laquelle dépend à son tour de la taille et de la perméabilité du réservoir souterrain. La capacité de production d'un puits est en grande partie déterminée par le débit et la température des fluides géothermiques.⁴²

Les résultats de forages dans un certain nombre de gisements géothermiques à haute température dans diverses régions du monde indiquent que le débit par puits pour des puits de même profondeur peut varier considérablement (histogramme dans la figure 2.7). Le débit moyen des puits dans un gisement

⁴¹ Le taux moyen de succès de l'exploration pétrolière à l'échelle mondiale est d'environ 33 %, soit un puits sur trois (Tordo, Johnston et Johnston, 2010).

⁴² Les autres facteurs qui influencent la valeur de la ressource et le coût de sa mise en valeur sont les suivants : (i) la viabilité du réservoir pour la production d'énergie (laquelle dépend de la réinjection et de la recharge naturelle) et (ii) de la composition chimique des fluides (une teneur élevée en minéraux peut compliquer l'utilisation des fluides et la rendre plus coûteuse).

ENCADRÉ 2.3

L'industrie pétrolière : Qui prend en charge le risque d'exploration ?

La gestion du risque est une caractéristique importante du secteur pétrolier. Les entreprises couvrent le risque en investissant dans un portefeuille diversifié de projets, souvent dans différents pays, et en collaborant avec des partenaires. Les pays ont rarement la même possibilité de diversifier leurs investissements pétroliers au même degré que les grandes sociétés. Il n'est donc pas surprenant que les gouvernements, même s'ils entreprennent des activités commerciales par le biais d'une société pétrolière nationale, choisissent rarement d'assumer les risques de l'exploration directe. En général, les gouvernements couvrent le risque d'exploration en transférant une partie de ce risque à des investisseurs moyennant des contrats et des incitations fiscales. Normalement, les investisseurs prennent en charge le risque et les coûts d'exploration (et parfois de mise en valeur), et les revenus du gouvernement ou de la société nationale de pétrole proviennent de la production selon des modalités définies dans le contrat pétrolier. S'il n'y a aucune découverte commerciale, seuls les investisseurs assument le coût d'exploration.

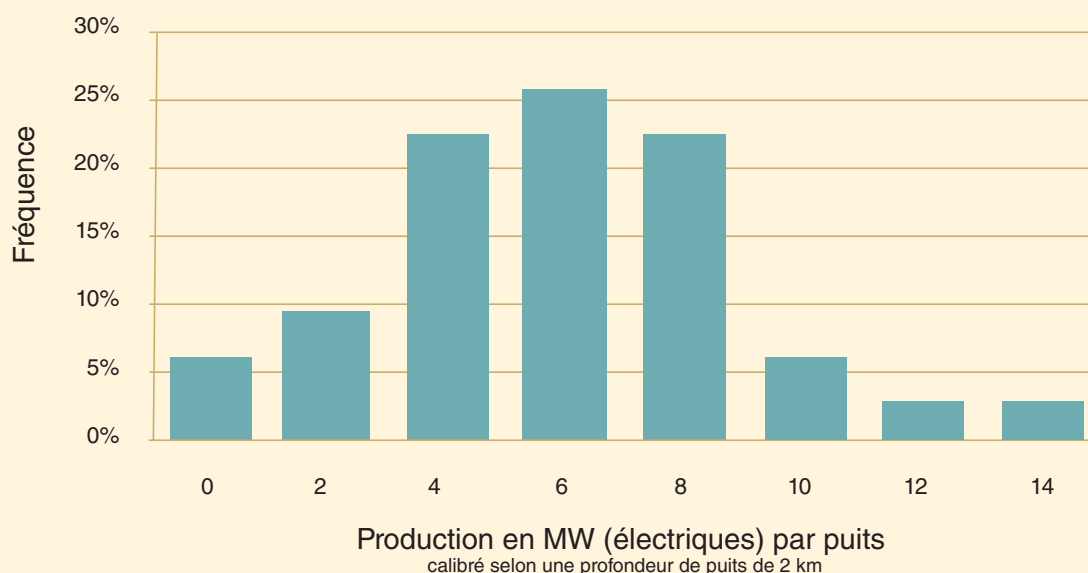
Source | Tordo, Johnston et Johnston, 2010.

géothermique donné devient relativement constant après une certaine « période d'apprentissage » durant laquelle on comprend mieux le réservoir (Stefansson, 2002), mais ce processus d'apprentissage est coûteux. C'est le cas parce que de nombreux puits forés pendant les phases initiales seront probablement moins productifs (voire même « secs ») que le débit moyen à terme en phase d'exploitation régulière du gisement. En Indonésie, par exemple, la plupart des puits géothermiques actuellement en exploitation produisent entre 4 et 7 MW chacun, en moyenne. Si on compte les puits de réinjection, il est nécessaire de forer un nombre total de 16 à 20 puits, en moyenne, pour un projet de 50 MW.

FIGURE 2.7

Histogramme de la production d'un puits géothermique

Sur la base d'un échantillon de 91 gisements géothermiques à haute température dans différentes régions du monde

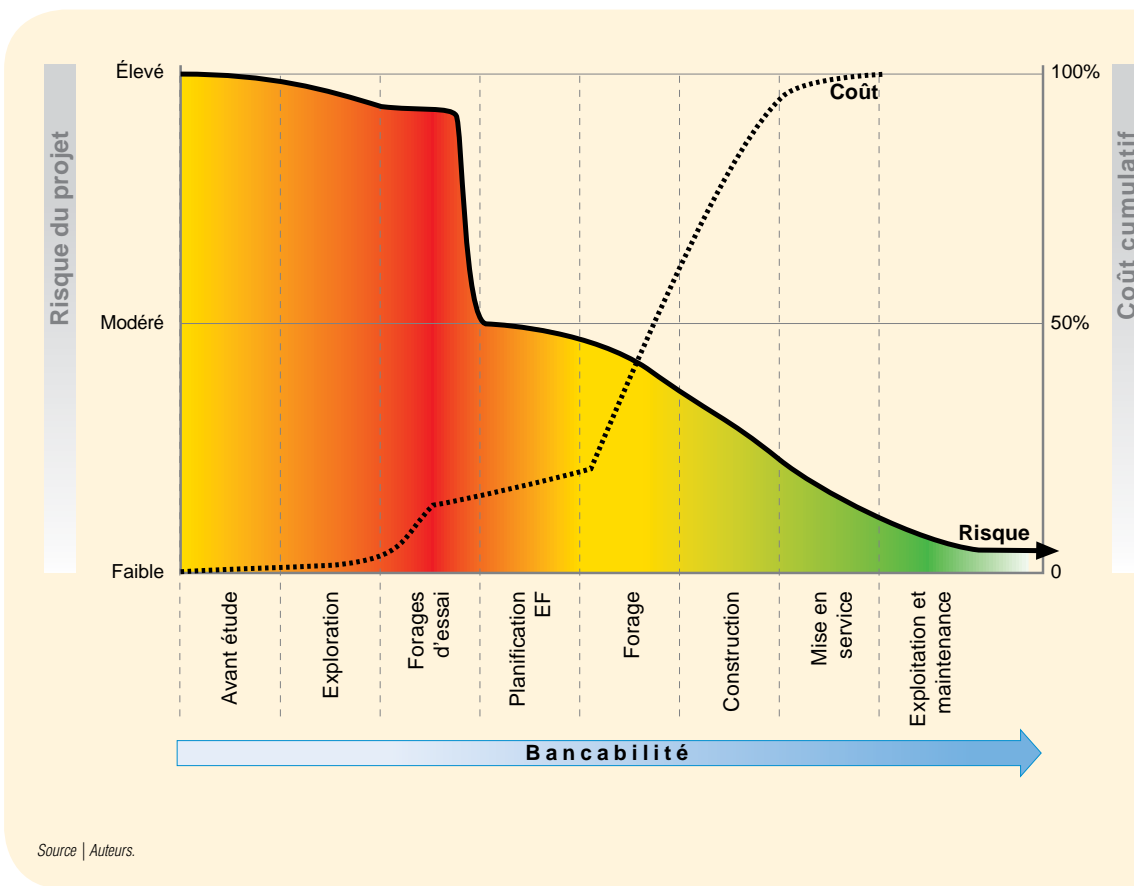


Source | Adapté de Stefansson, 2002.

L'autre incertitude importante est la profondeur à laquelle forer pour atteindre le réservoir. Par exemple, la différence entre un forage à 2,5 km de profondeur au lieu de 2 km pour les puits de taille normale peut aisément entraîner un coût supplémentaire de 1 million US par puits, ou plus.⁴³ Il faut également noter que le coût unitaire par mètre foré augmentera probablement avec la profondeur.

La figure 2.8 illustre l'ampleur relative des risques et coûts que rencontre un projet géothermique au fur et à mesure de ses phases de développement. Les coûts cumulés augmentent avec chaque étape successive, mais étant donné la meilleure compréhension des caractéristiques du gisement, le risque diminue. En général, le niveau de risque tombe significativement lorsque plusieurs forages d'essai confirment l'existence de la ressource. Même dans ce cas, le coût final de production d'énergie (et donc la rentabilité et le taux de rendement attendus) n'est qu'une estimation dont la fourchette peut être relativement large.

FIGURE 2.8
Risque d'un projet géothermique et coût d'investissement cumulé



Source | Auteurs.

⁴³ Dans le présent manuel, le coût du mètre de forage est estimé à 1 000 - 3 000 USD. Un calcul utile d'une autre source s'appuie sur une estimation de 1 500 - 2 500 USD par mètre (en 2009), incluant le coût de transport de la plateforme de forage entre les emplacements de forage mais excluant les frais initiaux de mobilisation. Si le coût de mobilisation de la plateforme s'élève à 250 000 - 500 000 USD, un programme exploratoire initial de 3 puits à une profondeur typique de 1,5 à 3 km coûte entre 7 et 24 millions USD (PPIAF, 2010).

La « bancabilité » du projet géothermique (définie comme sa capacité à attirer du financement de sources commerciales) augmente progressivement si chaque phase successive du développement apporte des résultats positifs et réduit l'incertitude. Mais la résolution de cette incertitude est coûteuse. Il convient de rappeler que la phase de forages d'essai est un obstacle majeur à surmonter. Comme chaque forage d'essai coûte plusieurs millions de dollars, cette phase nécessite beaucoup plus de capitaux que les phases précédentes, tout en comportant encore beaucoup d'incertitudes. Un important investissement est nécessaire avant même de savoir si les ressources géothermiques présentent un potentiel suffisant pour recouvrer les coûts encourus. Il n'est pas facile d'obtenir des emprunts ou des investissements dans ces conditions. Et si des organismes de financement sont intéressés, ils demanderont probablement une forte prime de risque incorporée dans le coût du capital ou chercheront à réduire ou à partager les risques qui subsistent. Les options disponibles pour surmonter la difficulté de financement en raison du risque lié aux ressources sont traitées dans le chapitre 3.

Pour établir un équilibre entre la probabilité de succès et les coûts d'échec, afin de parvenir au meilleur résultat, il est possible de faire appel à des méthodes consacrées telles qu'un arbre décisionnel. En substance, le responsable potentiel du développement du projet se trouve devant trois options : lancer immédiatement le forage de production et risquer l'échec du projet ; effectuer des forages d'essai en encourageant un certain coût mais en réduisant éventuellement le risque d'échec du projet grâce aux connaissances acquises ; ou décider que les perspectives ne sont pas suffisamment prometteuses pour un investissement, même pour les essais. L'annexe 2 illustre la méthode de l'arbre décisionnel pour une série de données simplifiée.

Il faut également prendre en considération certaines interactions entre les risques liés aux ressources et les risques du marché. Ces dernières années, le coût de forage de puits a parfois bondi en raison de la hausse des prix de certains produits de base comme l'acier. Le secteur géothermique souffre parfois de pénuries de plateformes de forage parce qu'il est en concurrence avec le secteur pétrolier et gazier pour le même équipement (World Bank/GEF, 2008).

Risque de surdimensionnement de la centrale électrique

Il est toujours risqué d'engager des investissements dans une ressource géologique dont la capacité de production est incertaine ; les résultats seront sous-optimaux si la centrale géothermique est trop grande ou trop petite par rapport au réservoir géothermique sous-jacent. Cela pourrait être considéré comme faisant partie du risque lié aux ressources traité antérieurement. Le risque de surdimensionnement de la centrale mérite d'être mentionné pour deux raisons. En premier lieu, surdimensionner la centrale amplifie le risque lié aux ressources en concentrant les investissements sur un seul site, au lieu de les répartir en construisant de plus petites centrales dans plusieurs gisements géologiques indépendants. En second lieu, une centrale de capacité excessive par rapport à la capacité de production du gisement géothermique sous-jacent peut entraîner des taux d'extraction non durables. Des chutes de pression et même l'épuisement du réservoir peuvent survenir. La meilleure façon d'atténuer ce risque, comme indiqué dans le chapitre 3, est d'exploiter le réservoir par étapes successives limitées à environ 50 MW chacune, en ajoutant des unités au fur et

à mesure de la collecte des données au fil du temps plutôt que d'installer immédiatement une seule centrale de grande capacité. Pour accélérer le renforcement du programme de développement du géothermique dans son ensemble dans un pays ou une région, il est souhaitable de mettre en valeur de multiples réservoirs indépendants en parallèle.

Risques associés au financement en raison des coûts initiaux élevés et du long délai de réalisation

Les projets géothermiques font appel à un engagement initial en capital plus important que la plupart des autres projets énergétiques. Les projets d'énergie renouvelable exigent généralement des coûts d'investissement relativement élevés (et des coûts d'exploitation relativement bas), mais les projets géothermiques font appel en outre à des coûts en capital supplémentaires associés au développement en amont des gisements de vapeur. Contrairement aux approvisionnements en charbon ou gaz achetés tout au long de la durée de vie d'un projet, la mise en valeur en amont d'un gisement de vapeur géothermique équivaut à acheter, dès le départ, le combustible nécessaire pour toute la durée du projet. Par ailleurs, comme les grands projets hydrauliques, les projets géothermiques impliquent des délais de réalisation relativement longs entre, d'une part, la période allant du début de l'exploration à la mise en service de la centrale et, d'autre part, les premiers revenus'.

Ces deux facteurs (coûts initiaux élevés et long délai de réalisation) peuvent avoir un effet défavorable sur le coût du capital. Le financement par emprunt n'est parfois pas disponible pendant les phases initiales du projet, ce qui augmente la nécessité d'avoir recours au capital d'investissement plus coûteux. Même si les emprunts et les investissements sont disponibles, les besoins importants en capital et le long délai de réalisation rehaussent les coûts. Les prêteurs commerciaux (les banques) peuvent exiger une prime de risque plus élevée en raison du montant relativement élevé de dette induit par les besoins en capital. Pour leur part, comme le remboursement de la dette est généralement prioritaire par rapport aux revenus versés au capital, les investisseurs exigent une prime plus élevée en raison du long délai, et donc de l'incertitude, de la rémunération du capital.

Risques associés à l'exécution ou au retard

Des retards ou des perturbations dans l'exécution de tout projet d'infrastructure diminuent la valeur actualisée des revenus du projet. Pour les projets géothermiques, l'incertitude au sujet de la durée d'exécution du programme de forage pour les puits de production et de réinjection est un facteur majeur du niveau de risque pris en charge par les bailleurs de fonds. Par conséquent, les prêteurs et investisseurs exigent un retour sur le capital plus élevé pour compenser les risques des projets géothermiques.

Risques opérationnels

En plus des risques typiques de toute centrale énergétique, comme les pannes d'équipement, les installations géothermiques sont confrontées à des risques particuliers à ce secteur en phase d'exploitation. Ces risques proviennent surtout de l'exploitation et de la maintenance du gisement

de vapeur. Dans les zones où il faut fréquemment réaménager les puits et forer de nombreux puits de remplacement (par exemple par exemple en raison d'encrassage important dû à une saturation en silice ou à la corrosion), les coûts de ces activités peuvent augmenter significativement les coûts d'E&M et les coûts de production d'énergie dans l'ensemble.

Par ailleurs, tout comme le surdimensionnement de la centrale, de mauvaises pratiques d'exploitation des gisements de vapeur peuvent entraîner des chutes de pression et, dans des cas extrêmes, l'épuisement du réservoir géothermique.

Risques commerciaux et risques liés au prix

Le risque commercial couvre le risque que l'acheteur ne puisse pas utiliser l'énergie en raison de problèmes de répartition de la charge, de congestion du transport ou de défaillance de la ligne de transport et le risque que l'acheteur ne soit pas en mesure d'effectuer les paiements convenus selon les échéances. Ces risques ne devraient pas être plus élevés pour la production géothermique que pour les autres types de production d'énergie : le risque de répartition de charge pourrait en fait être plus faible si l'énergie géothermique bénéficiait de privilèges de répartition de charge comme c'est souvent le cas pour les autres énergies renouvelables. Le risque de paiement peut être couvert par des garanties du gouvernement ou des institutions financières internationales (IFI).

Le risque de prix correspond à des revenus moindres que prévus en raison de prix d'achat moins élevés que prévu. C'est un risque sérieux lorsqu'une partie ou l'intégralité des achats est réalisée aux prix du marché (par opposition à des prix fixes dans le cadre d'un AAE ou de tarifs de rachat) ou si le promoteur doit négocier son tarif contractuel avec l'acheteur ou l'organisateur des enchères.

Risque lié à la réglementation, contraintes liées à la capacité institutionnelle et obstacles à l'information

Le risque réglementaire est un terme général qui couvre tous les risques résultant du pouvoir discrétionnaire du gouvernement sur des facteurs qui influencent le succès commercial du promoteur (ou financier) du projet. Les politiques en matière de tarif et imposition, d'utilisation des ressources (géothermiques) naturelles, d'environnement et d'utilisation des terres ont toutes un impact sur les résultats du projet. La clarté et la certitude des politiques sont donc des facteurs importants du risque réglementaire pour la décision des investisseurs.

Les contraintes en matière de capacité des institutions publiques découragent souvent les investissements privés dans la mise en valeur de l'énergie géothermique. En plus d'assurer un cadre réglementaire clair et favorable, il est important que les instances publiques chargées de la planification et de la gestion du développement du secteur et d'attirer les investisseurs privés soient suffisamment compétentes et crédibles aux yeux des investisseurs.

C'est le cas par exemple quand des institutions publiques proposent des concessions géothermiques au secteur privé, ce qui se fait souvent par passation de marché public ou appel d'offres. Dans ce cas, il est essentiel que des informations de bonne qualité pour la mise en valeur (comme les études en surface, les études de préfaisabilité, etc.) soient fournies aux soumissionnaires et investisseurs

potentiels. En outre, la capacité de structurer une transaction de manière à la rendre « bancable » pour les promoteurs est essentielle si les soumissionnaires doivent prendre en charge le montage financier et la mise en valeur des ressources géothermiques.

Des transactions mal organisées en Indonésie, par exemple, en raison de faibles capacités nationales, ont mené à l'attribution de nombreuses concessions mais presque à aucun montage financier réussi. Ces problèmes ont, entre autres, contribué à la longue stagnation du développement géothermique en Indonésie. Par conséquent, seulement quelques projets géothermiques existants (en zone déjà exploitée) ont renforcé leur production au cours des dix dernières années, tandis qu'aucune des concessions privées en zone nouvelle comportant plus de risques n'a été mise en valeur. L'encadré 2.4 illustre cela plus en détail.

L'attribution de droits de concession à plusieurs promoteurs dans le même gisement géothermique crée des problèmes supplémentaires. L'attribution de quotas d'extraction pour une ressource naturelle de ce type est presque aussi difficile que pour les ressources libres classiques (comme les poissons dans l'océan), en raison de l'incertitude au sujet de la quantité ou capacité de la ressource. Le propriétaire de la ressource (l'État) court de risque de dégradation ou même d'épuisement de la ressource en raison de la surexploitation. Le risque pour le promoteur est que le propriétaire ne protège pas la ressource contre la surexploitation par autrui (ou le propriétaire lui-même) ou

ENCADRÉ 2.4

Indonésie : Succès mitigé de l'attribution de concessions géothermiques

En 2003, le gouvernement indonésien a promulgué la Loi géothermique n° 27/2003, exigeant d'attribuer par voie d'appel d'offres toutes les nouvelles concessions géothermiques. Conformément à la loi nationale sur la décentralisation, le pouvoir de passation de marchés géothermiques revenait aux gouvernements des provinces.

Mais la plupart des institutions régionales ne disposaient pas de la capacité et de l'expérience nécessaires pour réaliser des appels d'offres internationaux de plusieurs millions de dollars. Tout aussi important, de nombreuses institutions publiques manquaient de capacité de planification et de gestion des projets géothermiques. Par conséquent, un certain nombre de projets géothermiques mal structurés ont été attribués et aucun d'entre eux n'a obtenu de montage financier.

De nombreux promoteurs géothermiques de qualité n'ont pas soumissionné parce que l'information préliminaire sur le gisement était insuffisante et que la crédibilité de cette information elle-même était mise en doute (en dépit du fait que l'Indonésie dispose d'une vaste base de données sur des gisements géothermiques cartographiés). Puis les soumissionnaires ont renégocié les modalités des concessions attribuées. Comme les offres ne contenaient pas un AAE « bancable » avec Perusahaan Listrik Negara (PLN), la société nationale d'électricité et principal acheteur, les perspectives financières des offres étaient compromises. Pour que l'Indonésie puisse réaliser des appels d'offres réussis et concurrentiels en vue de mettre en valeur ses ressources géothermiques, il lui faudra renforcer les capacités de ses instances publiques chargées de planifier et de gérer les développements géothermiques, clarifier le cadre stratégique et réglementaire pour éliminer plusieurs obstacles majeurs aux investissements et structurer des transactions pouvant obtenir un financement.

Source | Migara Jayawardena et les auteurs, sur la base d'Ibrahim et Artono, 2010.

ne garantisse pas le droit exclusif du promoteur à la part de la ressource qui lui est attribuée contractuellement. D'autres problèmes de gestion des droits de concession attribués à de multiples promoteurs dans le même gisement comprennent la prévention d'externalités négatives liées à la réinjection. Cela peut se produire quand les fluides réinjectés par un promoteur refroidissent les puits de production d'un autre promoteur.

Autres risques

En plus des risques particuliers à la production d'énergie géothermique ou à toute autre énergie reliée au réseau, les investisseurs doivent tenir compte d'autres risques généraux du marché, comme le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque de prix des produits de base.

Ces risques métronomiques peuvent entraîner des perturbations graves de tout projet d'infrastructure. L'expérience de l'Indonésie après la crise asiatique de 1997 illustre l'impact des risques macroéconomiques sur les investissements dans des projets géothermiques (encadré 2.5).

ENCADRÉ 2.5

La dévaluation monétaire indonésienne a déclenché la renégociation des AAE dans les années 1990

La crise financière asiatique de 1997 a entraîné une dévaluation sans précédent de la devise indonésienne, ce qui a rendu les AAE libellés en dollars trop onéreux pour la société publique de distribution d'électricité. Le gouvernement s'est vu contraint de suspendre et de renégocier les contrats d'AAE. Ces renégociations ont pris des années et ont mené à des prix presque 50 % moins élevés que dans les contrats d'avant la crise, 0,0452 USD/kWh en moyenne.

Ces nouveaux tarifs ont découragé les futurs promoteurs. Le secteur géothermique s'est pratiquement figé, et aucun projet géothermique dans une nouvelle zone n'est entré en production depuis 1997. Pour dynamiser le secteur géothermique, le gouvernement indonésien étudie actuellement des régimes plus incitatifs achetant l'énergie géothermique à des tarifs plus élevés.

Source | Migara Jayawardena et les auteurs, sur la base de Schlumberger Business Consulting, 2009.



FACTEURS CLÉS POUR LE SUCCÈS DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

REPÈRES

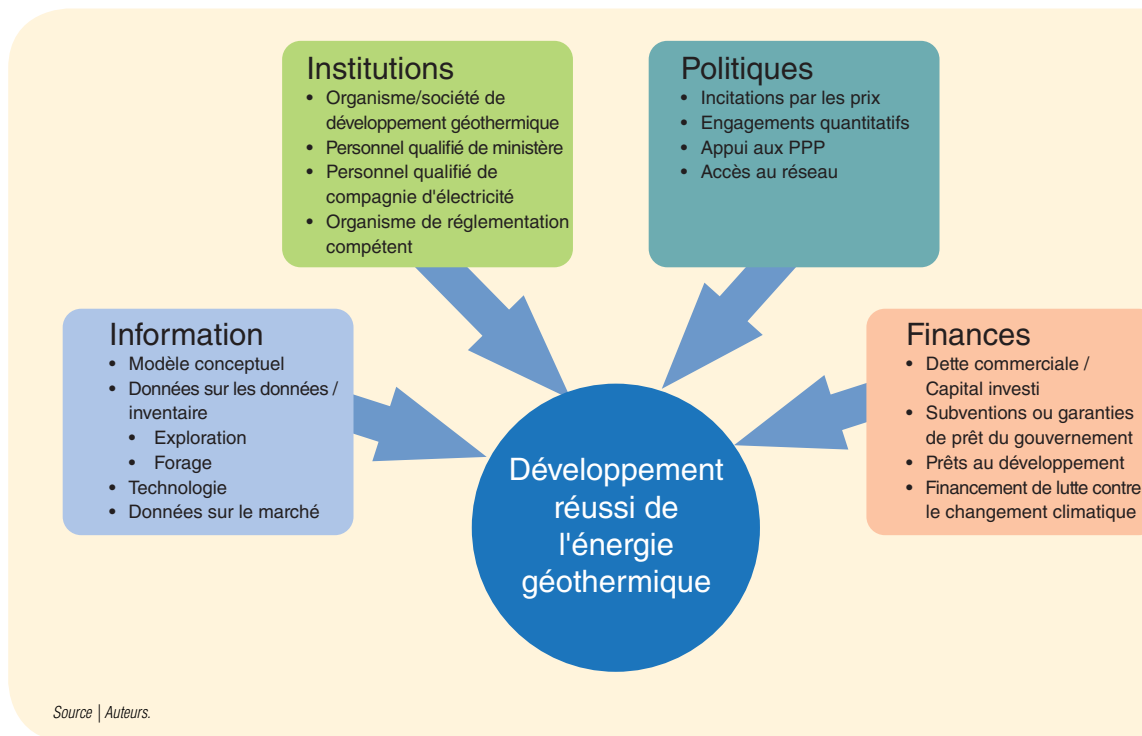
- En plus du préalable de devoir disposer d'un potentiel de ressource géothermique prometteuse, les autres facteurs clés pour un développement géothermique réussi sont les suivants : la disponibilité de données suffisamment précises sur les ressources géothermiques, ainsi que d'autres informations pertinentes, des institutions efficaces et dédiées, des politiques et réglementations favorables et un accès pour les promoteurs à un financement approprié, à des termes commerciaux et concessionnels.
- Du point de vue institutionnel, le pays doit avoir une institution (ou entreprise) nationale qui se consacre à l'exploration et au développement géothermiques capable de gérer des projets d'infrastructure à grande échelle conformes aux normes industrielles et internationales.
- Les droits d'exploration et de développement géothermiques doivent être accordés selon les principes suivants : un cadre juridique et réglementaire clair ; une définition claire des responsabilités des institutions ; et des procédures transparentes, compétitives et non discriminatoires, comprenant des mesures adéquates pour le contrôle des pratiques spéculatives.
- Dans l'ensemble du monde, les gouvernements utilisent un large éventail d'instruments pour soutenir le déploiement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, notamment des TRG ou obligations en matière de quotas, comme des normes de portefeuille d'énergie renouvelable (NPER).
- Il n'existe que peu d'exemples de systèmes de TRG appliqués à l'énergie géothermique, la plupart sur le continent européen. L'Afrique et l'Asie ont vu un intérêt naissant pour les TRG dans le géothermique, mais dans certains cas cela a conduit à des politiques de plafond tarifaire plutôt que de TRG (par ex. en Indonésie).
- Les gouvernements peuvent choisir d'autres options que les TRG ou les NPER en appui des partenariats public-privé (PPP) faisant appel à des marchés de construction-exploitation-transfert (CET) ou à des contrats similaires pour lancer les programmes de développement géothermique. La clé du succès de ces options est la prise en charge par le secteur public du risque relatif à la ressource géothermique (Philippines, Mexique).
- Après avoir démontré la viabilité commerciale de son secteur géothermique au moyen d'une série de contrats PPP réussis dans le cadre desquels le gouvernement assume le risque lié aux ressources, le pays peut envisager de passer à des modèles s'appuyant de plus en plus sur une prise en charge et gestion du risque par les promoteurs privés. Mais, dans ce cas, les promoteurs ou investisseurs exigeront une compensation pour le risque accru, sous forme d'un prix de vente de l'électricité plus élevé, ou par d'autres moyens contractuels. De nombreux pays ont préféré financer directement les phases en amont à risque pour éviter ce compromis.
- Il est possible d'atténuer le risque associé aux ressources en appliquant des concepts de gestion de portefeuille pour diversifier, grâce à un nombre suffisamment important de gisements potentiels à développer et de mécanismes d'assurance. Les organismes internationaux de développement et d'autres bailleurs de fonds jouent un rôle clé pour financer des facilités concessionnelles destinées à atténuer le risque lié aux ressources géothermiques et à proposer un soutien technique pour surmonter les insuffisances institutionnelles.
- Les modèles possibles pour un mécanisme de développement géothermique soutenus par bailleurs de fonds comprennent : (a) un mécanisme de subvention directe en capital ou un fonds de dons non liés ; (b) un mécanisme de prêt ou rétrocession ; et (c) un mécanisme de garantie ou d'assurance des risques. Tous ces mécanismes sont susceptibles de réduire les risques des investisseurs privés et donc les primes de risque sur le rendement des capitaux et le coût du capital dans son ensemble, ce qui ouvre de nouvelles possibilités de renforcement de la production d'énergie géothermique.

L'énergie géothermique présente un certain nombre d'avantages que tout pays doté de ressources géothermiques potentielles devrait chercher à exploiter. Toutefois, comme l'indiquent les risques et obstacles traités dans le chapitre précédent, le développement de l'énergie géothermique n'est pas une tâche aisée. La section suivante précise comment résoudre les risques et obstacles inhérents au développement géothermique. L'existence d'un potentiel géothermique exploitable dans le pays, si elle est essentielle, n'est qu'une condition préalable.

En plus du préalable de devoir disposer d'un potentiel de ressource géothermique prometteuse, les autres facteurs clés pour un développement géothermique réussi sont les suivants : (a) suffisamment de données fiables sur les ressources géothermiques et d'autres informations pertinentes ; (b) des institutions efficaces et dynamiques ; (c) des politiques et des réglementations favorables et (d) l'accès du promoteur de projet à un financement adéquat, comprenant des fonds commerciaux et concessionnels (figure 3.1).

FIGURE 3.1

Éléments essentiels au succès du développement de l'énergie géothermique.



Chacun de ces quatre éléments représente un facteur qui a un effet direct sur le résultat du projet ou programme géothermique. Du point de vue des investisseurs, la qualité de chacun de ces facteurs a pour effet de renforcer le rendement prévu ou de réduire le risque. Du point de vue du pays et de son gouvernement, ces facteurs peuvent déterminer le niveau d'investissement dans l'énergie géothermique ou même la décision d'investir ou non.

INFORMATIONS SUR LES RESSOURCES

Le chapitre précédent a signalé que les risques des projets géothermiques sont à leur niveau maximal pendant les phases initiales, lorsque les informations disponibles sur les ressources sont limitées. Le risque baisse progressivement au fur et à mesure que les informations sur les ressources se précisent au cours de l'exploration et du développement. Le gouvernement du pays a un rôle important à jouer en rendant disponibles les informations sur les ressources géothermiques pour d'éventuels promoteurs ou investisseurs. Au minimum, le gouvernement doit mettre à la disposition du public les informations sur les caractéristiques géothermiques telles que les données sismiques (événement, failles, etc.) et les données sur les forages en profondeur (température, pression, erreurs, perméabilité). Les informations sur les ressources en eaux souterraines sont également essentielles, car les eaux souterraines ne doivent pas être contaminées par les fluides de réservoir géothermique et constituent une source potentielle d'eau de refroidissement pour les centrales énergétiques, entre autres utilisations.

Les données de ce type sont essentielles pour les promoteurs et les investisseurs potentiels. L'interprétation fiable de ces données ne peut toutefois être réalisée que par des experts en géologie, géophysique et autres disciplines pertinentes. Pour que ces premières informations puissent être interprétées par des promoteurs envisageant des forages d'exploration, un modèle conceptuel fiable de l'intégralité du système géothermique sous-jacent (ou, au minimum, le gisement ou le réservoir en développement) doit être disponible. Un tel modèle permet de mieux comprendre les sites de réservoirs potentiels, leur taille et leur condition de recharge ainsi que les emplacement de réservoirs d'eau à relativement faible profondeur. Le gouvernement devrait faire tous les efforts possibles pour acquérir la meilleure expertise géologique et géophysique disponible afin d'obtenir et d'interpréter correctement ces informations.

Comme indiqué dans le chapitre 2, les phases d'exploration et de forages d'essai fournissent des données cruciales qu'il faut mettre à jour au fur et à mesure de la disponibilité des résultats de forages de production. L'annexe 2 illustre le processus et la valeur des informations obtenues grâce aux forages d'essai.

Il faut également noter que le propriétaire de la ressource peut avoir un intérêt inhérent à introduire une partialité positive dans ces informations sur la ressource. Du point de vue des investisseurs potentiels, il est donc hautement souhaitable de faire vérifier indépendamment les informations, ce qui peut bénéficier au marché du développement géothermique dans son ensemble.

INSTITUTIONS

Le deuxième élément essentiel pour un développement réussi de l'énergie géothermique est la qualité des institutions et leur organisation structurelle en matière de développement d'énergie géothermique. Le cadre légal pour l'utilisation des ressources géothermiques, en commençant par la définition des droits de propriété, est la base nécessaire pour avoir des institutions robustes et bien structurées pour effectuer ce travail. Dans la plupart des pays, les ressources naturelles, y compris l'énergie géothermique, appartiennent à l'État (aux niveaux national ou régional) et la constitution l'exige fréquemment.⁴⁴ L'État détient les droits de propriété, mais le secteur privé participe à l'exploration, au développement et à l'exploitation des ressources géothermiques de diverses manières qui ont évolué dans de nombreux pays.

⁴⁴ Les propriétaires fonciers détiennent les droits aux ressources souterraines dans relativement peu de pays.

Le traitement des ressources géothermiques au titre de la loi varie considérablement d'un pays à l'autre. L'Indonésie, par exemple, a adopté une législation primaire spécifique au secteur géothermique en reconnaissance des caractéristiques particulières de l'énergie géothermique et de son rôle prééminent dans l'économie nationale. L'existence d'une loi spécifique pour le géothermique n'est toutefois pas indispensable. Dans de nombreux pays, les ressources géothermiques sont régies par les lois générales sur l'extraction minière ou des lois minières réglementant l'accès foncier, ainsi que par les régimes de permis d'exploration et de développement. Des lois distinctes régissent souvent les procédures relatives à l'environnement et à l'autorisation d'utilisation de l'eau. La législation relative à l'énergie renouvelable joue également un rôle important pour favoriser le développement du géothermique dans de nombreux pays.

Divers aspects du développement de l'énergie géothermique impliquent souvent une réglementation par une ou plusieurs instances gouvernementales, dont il faut bien coordonner les activités pour éviter d'imposer trop d'exigences réglementaires susceptibles de décourager les investisseurs. Par exemple, l'obtention de multiples permis et licences pour le même projet peuvent entraîner des retards contraires aux intérêts du secteur privé.

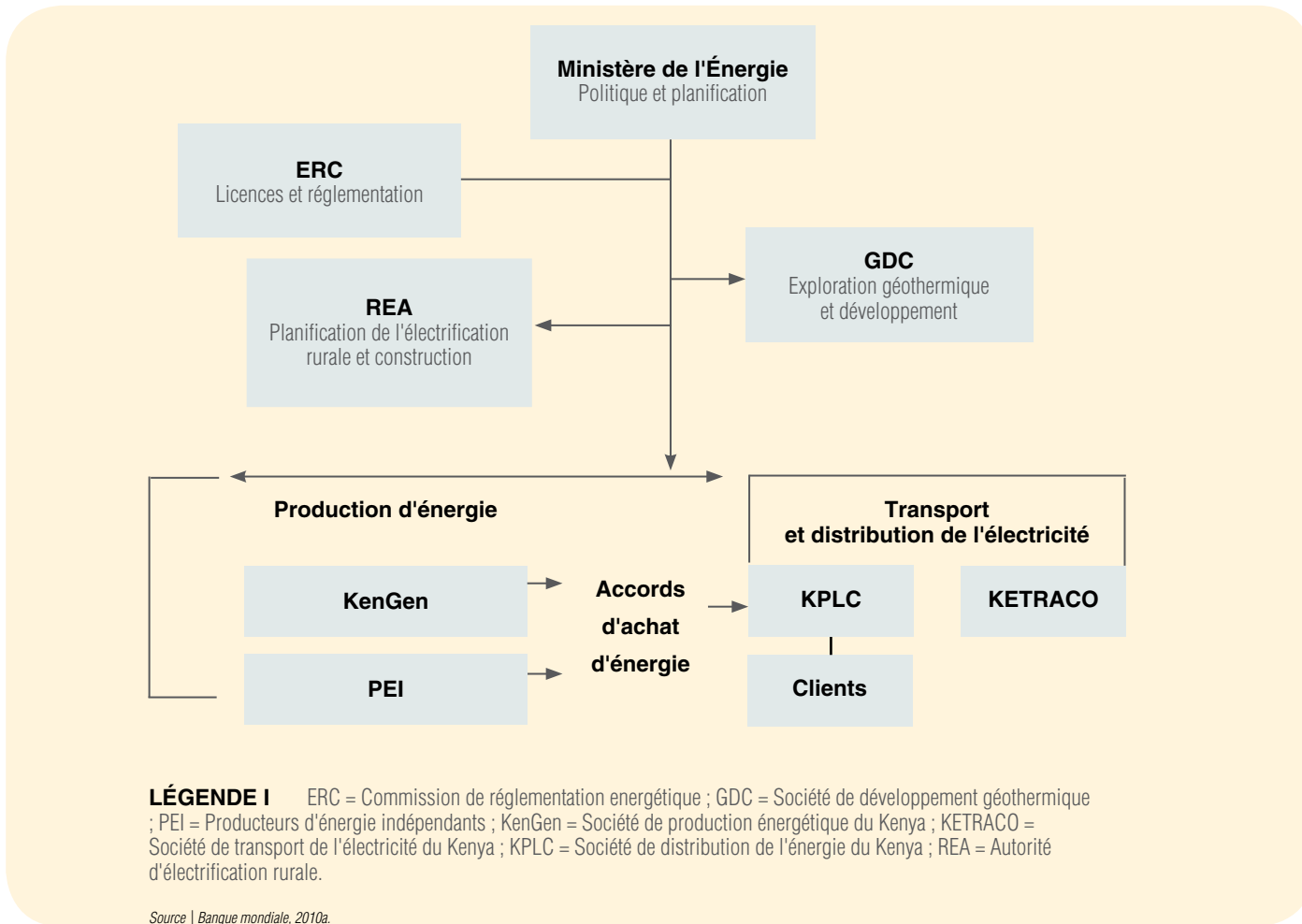
Le gouvernement doit avoir la capacité d'élaborer des stratégies, des plans, des cibles et des politiques pour l'énergie géothermique. Il faut délimiter et caractériser correctement les ressources géothermiques avant que le pays ne puisse compter dessus pour sa planification du système énergétique national. Le rôle du gouvernement à cet égard commence par la mise en place et le maintien de services nécessaires pour générer et constamment améliorer la connaissance des ressources géothermiques. En outre, cette connaissance doit être destinée à l'industrie et ne pas être seulement universitaire. Cela signifie qu'il faut disposer de la capacité institutionnelle nécessaire pour planifier correctement le développement géothermique et intéresser des promoteurs adéquats.

L'expérience des pays qui ont enregistré des succès dans ce domaine indique que le pays doit disposer : (a) d'une organisation ou société d'exploration et de développement géothermiques, nationale et dédiée, capable de gérer de grands projets infrastructurels, conformément aux normes internationales et de l'industrie ; (b) d'un ministère ou département similaire dans un gouvernement, déterminé et adéquatement doté en personnel, chargé du secteur énergétique, dont les fonctions comprennent la planification claire du développement de l'énergie géothermique ; (c) d'un service national de l'énergie, déterminé et adéquatement doté en personnel ; et (d) d'un organisme de réglementation compétent, surtout dans le cadre d'un marché de l'électricité libéralisé, dont les fonctions comprennent la mise en application de la politique relative aux énergies renouvelables du pays et la mise en équilibre des intérêts des producteurs et des consommateurs.

En ce qui concerne la chaîne de valeur complète de l'électricité géothermique, le paysage institutionnel pour la production d'énergie géothermique peut être relativement complexe, surtout dans le cadre d'un secteur énergétique libéralisé (aux Philippines, par exemple) ou dans un pays en voie de réformer son secteur de l'énergie électrique. Le cadre institutionnel kényan pour le secteur énergétique (figure 3.2) illustre la place de la société nationale d'exploration et de développement géothermiques dans le secteur énergétique d'un pays dans lequel l'énergie géothermique comprend la société de production électrique nationale (KenGen) et des producteurs d'énergie indépendants (PEI). La société d'exploration et de développement géothermiques, Geothermal Development Corporation (GDC), confirme la viabilité des ressources géothermiques potentielles au moyen

FIGURE 3.2

Cadre institutionnel du secteur énergétique au Kenya



d'un programme d'études techniques et de forages exploratoires, et propose des ressources géothermiques à des promoteurs potentiels par voie d'appel d'offres. GDC vend la vapeur aux PEI et à KenGen pour la production d'énergie (Banque mondiale, 2010a).

Dans certains cas, les institutions au niveau régional ou local jouent un rôle distinct et important dans le développement de l'énergie géothermique. Un exemple en est la vallée africaine du Rift, où les interconnexions et synergies transfrontalières revêtent une importance capitale. L'Indonésie, par ailleurs, est un exemple de pays dans lequel l'exploration et le processus de développement géothermiques ont été significativement décentralisés au niveau des autorités locales (de district et provinciales), ce qui souligne l'importance d'une réglementation transparente et du renforcement institutionnel au niveau local.

Finalement, comme c'est le cas pour les autres industries extractives, le gouvernement et la société civile devraient s'efforcer d'améliorer les normes de gouvernance appliquées aux sociétés actives dans le secteur géothermique. Dans de nombreux pays riches en ressources naturelles, la qualité de la gouvernance est

souvent considérée comme un facteur clé pour la capacité des pays à utiliser les revenus de leurs industries extractives pour le développement. Les ressources géothermiques n'y font pas exception à cet égard.

Réglementation du droit foncier et autorisations⁴⁵

Les conditions d'accès au territoire sont un préalable essentiel qui détermine l'efficacité de la promotion du développement géothermique. Le gouvernement devrait donc s'assurer que ces conditions sont en place et alignées avec les meilleures pratiques observées au niveau mondial et qu'elles comprennent des principes de bonne gouvernance, ainsi que des mesures suffisantes de lutte contre les pratiques spéculatives.

Les ressources géothermiques sont souvent régies par le code minier, puisque de nombreux pays n'ont pas de lois et de réglementations particulières en place pour ce secteur. La base juridique de l'exploration de ces ressources se trouve souvent dans la constitution du pays, avec des lois régissant le secteur approuvées au niveau du parlement et avec des réglementations et des décrets pour des questions plus spécifiques. Comme c'est le cas pour toute politique et stratégie de développement territorial, le succès du développement du secteur géothermique dépend en grande partie de l'intégrité de l'accès à, du maintien et du transfert des droits aux ressources géothermiques.

Des droits d'exploration et d'exploitation géothermiques dans des zones particulières sont accordés par des gouvernements ou des organismes de réglementation, par le biais de concessions, de baux, de licences et d'accords. Ces droits doivent être accordés selon les trois principes suivants : (a) un cadre légal et réglementaire clair ; (b) une définition claire des responsabilités des institutions ; et (c) des procédures transparentes, compétitives et non discriminatoires.

Principes régissant la gestion des droits géothermiques

Dans de nombreux pays, les principes de base régissant les opérations minières, et souvent l'exploration et l'exploitation des ressources géothermiques, sont les suivants :

- Les ressources appartiennent à l'État (ou, dans de rares cas, aux propriétaires du terrain en surface).
- Le droit d'explorer et d'exploiter les ressources peut être transféré temporairement à un particulier ou à une société privé par un document écrit, généralement appelé une licence ou un bail.
- Les droits accordés par cette licence ou ce bail sont indépendants des droits de propriété
- La licence ou le bail accordé ne font en général pas appel à des délimitations physiques visibles (comme des barrières) ; la zone est en général délimitée par des références ou des coordonnées géographiques.
- Les titulaires d'une licence ou d'un bail doivent satisfaire aux conditions préétablies pour conserver leur droits dans la zone.
- À l'échéance de la licence ou du bail, les droits reviennent à l'État (ou au propriétaire foncier en surface).

Certains principes de base devraient également régir les droits aux ressources géothermiques, qui doivent toujours être accordés de manière transparente, objective, concurrentielle et nondiscriminatoire. Ces principes sont les suivants :

⁴⁵ Cette section se fonde en grande partie sur Girones, Pugachevsky et Walsler, 2009.

- **Garantie de maintien des droits** | Cela fait référence à la garantie du titre, au droit de transfert de titres à toute partie tierce admissible et au droit d'obtenir une hypothèque sur le titre pour lever des fonds, ainsi qu'à la transformation de licences d'exploration en licences d'exploitation une fois que la présence de ressources viables a été confirmée.
- **Garantie du titre** | Les licences et droits géothermiques ne doivent pas être révoqués ou suspendus, sauf dans des conditions précises clairement établies dans le cadre juridique.
- **Enchères ou appels d'offres** | Le cadre juridique du pays peut comprendre des dispositions autorisant la vente aux enchères de droits spécifiques lorsque les caractéristiques géologiques d'un réservoir géothermique donné sont bien connues, soit en raison d'une campagne d'exploration par le gouvernement lui-même, soit grâce à d'autres activités. Dans tout autre cas, le coût de la procédure d'enchères dépasse ses avantages en raison des risques encourus.

Il est essentiel de garantir les droits parce qu'il serait autrement difficile d'inciter les investisseurs à l'exploration géothermique. S'il existe un risque que l'entité ayant découvert les ressources n'obtienne pas les droits d'exploitation conformément à des conditions techniques et économiques préétablies, le recouvrement du capital investi sera mis en doute. Il est également important de garantir que les droits d'exploitation et d'exploration sont accordés pour une période suffisamment longue et qu'ils peuvent être renouvelés selon les besoins, conformément à des conditions préétablies.

La garantie du maintien du titre/des droits ne signifie pas toutefois que le promoteur a le droit de ne pas mettre la ressource en valeur. Les conditions préétablies mentionnées ci-dessus devraient comprendre toutes les obligations du promoteur à mettre les ressources en valeur dans des délais raisonnables. Cela signifie : (a) que les conditions d'octroi de la concession géothermique doivent être suffisamment rigoureuses en ce qui concerne le calendrier d'exploration et de développement pour assurer que les promoteurs étendent/mettent en valeur le gisement pour lequel ils détiennent des concessions ; et que (b) le gouvernement devrait inclure suffisamment de clauses de sortie pour lui permettre de récupérer les gisements et les réattribuer si les promoteurs ne sont pas en mesure de poursuivre la mise en valeur (tout du moins pour les nouvelles zones).

L'attribution des droits géothermiques est généralement distincte de celle des droits à l'eau. Par conséquent, si l'utilisation de la ressource géothermique exige l'évaporation ou la consommation d'eau, il faut obtenir des droits particuliers auprès d'une autre instance gouvernementale. Il faut également obtenir des autorisations supplémentaires pour la construction et l'exploitation de centrales électriques, d'usines avec utilisation directe de la vapeur, pour des installations connexes et pour l'exploitation des puits de gisement.

Mesures de lutte contre les pratiques spéculatives

En établissant le cadre d'octroi de licences aux investisseurs privés, le gouvernement peut profondément influencer la structure du marché, en préparant le terrain pour soit l'exercice d'une concurrence fructueuse, soit, dans certains cas, un comportement spéculatif improductif. Dans l'industrie minière, une distinction utile est parfois faite entre la spéculation active et la spéculation passive. La spéculation active, qui cherche à promouvoir la propriété et à augmenter sa valeur marchande en entreprenant des activités de reconnaissance ou d'exploration, peut jouer un rôle crucial

dans le développement du secteur géothermique. En revanche, la spéculation passive, pendant laquelle aucune activité n'est entreprise dans le cadre d'une licence donnée qui reste totalement inactive, peut paralyser le développement du secteur. Les gouvernements limitent la spéculation passive des détenteurs de licences d'exploration en appliquant des redevances progressives, des obligations de restitutions obligatoires (obligation périodique de réduire la surface des licences d'exploration), et des exigences d'investissements minimaux ainsi que des obligations de travaux, entre autres dispositions.

Les instances gouvernementales qui attribuent les concessions d'exploration géothermique ne doivent pas oublier que les entreprises privées d'énergie géothermique qui cherchent à développer des projets dans différentes régions du monde accumulent parfois autant de concessions que possible et les mettent en valeur simultanément, ce qui est une pratique bien connue dans le secteur minier. Il est crucial que les autorités établissent des procédures leur permettant d'évaluer l'intention et la capacité d'un candidat à l'exploration géothermique de réaliser cette activité avec succès. Au minimum, elles devraient vérifier l'expertise du personnel des candidats, leur expérience dans le domaine de l'énergie géothermique et leurs capitaux propres. Les résultats devraient être utilisés pour évaluer la capacité de chaque entreprise à effectivement développer des projets sur le terrain, ainsi que leurs intentions et stratégies pour l'avenir.

Le gouvernement doit s'assurer que l'application des principes régissant l'octroi de droits d'accès géothermiques et des mesures de contrôle des pratiques spéculatives sont aussi efficaces que possible. Pour ce faire, le gouvernement devra clarifier si les droits d'accès géothermiques feront l'objet d'une procédure spéciale. Il pourrait s'agir d'établir un cadre juridique spécial pour l'exploration géothermique ou d'établir un point de contact unique au sein du gouvernement pour éviter les retards inutiles liés à la multiplicité des agences régissant l'accès à différents éléments des droits géothermiques.

Rôle de l'organisation centrale chargée du développement géothermique

Si un pays aspire à renforcer la mise en valeur de ses ressources géothermiques, le gouvernement doit mettre en place une structure institutionnelle adéquate. Les pays qui ont développé leurs ressources géothermiques avec succès démontrent l'importance d'avoir un défenseur national ou un organisme central dédié responsable de l'exploration et du développement géothermiques. Il peut s'agir d'un organisme gouvernemental ou, préférablement, d'une entreprise publique détenant les capacités industrielles requises. Il n'est pas nécessaire que l'énergie géothermique soit le seul domaine de l'entreprise chargée de l'exploration géothermique. Les Philippines sont un bon exemple d'un modèle dirigé par une société pétrolière publique (PNOC EDC). Le Mexique est un exemple de direction tout aussi efficace par une entreprise de production d'énergie publique intégrée (CFE) consacrée au développement géothermique. Des exemples d'entreprises publiques spécifiquement tournées vers l'énergie géothermique sont Géothermal Development Company (GDC) au Kenya et Pertamina Geothermal Energy Corporation (PGE) en Indonésie.⁴⁶

Aux Philippines, pendant de nombreuses années, une filiale de la compagnie pétrolière nationale, appelée Société de développement énergétique (PNOC EDC), détenait le rôle principal en matière de

⁴⁶ L'Islande se démarque parmi les pays développés qui ont renforcé significativement leur capacité géothermique au cours des décennies récentes. En Islande, la société publique et les sociétés privées de forage se sont partagé le rôle principal de promoteur tandis que l'Autorité nationale d'énergie a pris en charge la recherche et l'exploration avec, depuis 2003, un organisme gouvernemental appelé Institut islandais d'études géologiques (Islenkar Orkurannsóknir), soit ISOR.

ENCADRÉ 3.1

Philippines : L'exemple d'une société centrale de développement géothermique (PNOC EDC)

En 1976, le gouvernement des Philippines a créé une filiale de sa société nationale pétrolière (PNOC) appelée Société de développement énergétique de PNOC (PNOC EDC), qui a repris à sa charge les fonctions d'exploration et de développement des gisements géothermiques de Tongonan et Palinpinon auparavant assurées par la Société nationale de distribution d'électricité (NPC). NPC a conservé la production d'énergie et a continué d'acheter la vapeur géothermique.

PNOC EDC est devenue l'instrument du gouvernement pour assurer l'exploration et le développement d'un certain nombre de gisements géothermiques dans le pays. Elle a exploré et foré de nombreux sites avec des résultats très satisfaisants, ce qui a mené à terme à la mise en place et à l'exploitation d'une capacité géothermique supérieure à 700 MW, principalement en partenariat avec des investisseurs privés.

En 2007, la société elle-même a été privatisée sous le nom d'EDC et est devenue indépendante de PNOC.

Source | Dolar, 2006.

développement jusqu'à sa privatisation en 2007. La société, qui s'appelle maintenant simplement EDC, a pris en charge les anciennes activités de PNOC EDC sur le marché énergétique de plus libéralisé des Philippines. La longue expérience de PNOC EDC a fait l'objet d'études en tant qu'exemple d'une société nationale de promotion qui a obtenu des résultats impressionnants au fil des ans (encadré 3.1).

PNOC EDC, entreprise totalement détenue et contrôlée par l'État, avait l'expérience du financement de projets d'exploration et de développement géothermiques nécessaire pour l'APD. Au fil des ans, PNOC EDC a bénéficié d'un certain nombre de prêts de la Banque mondiale et de la Banque japonaise pour la coopération internationale pour financer des projets géothermiques.

En Indonésie, dans les années 1970, la compagnie pétrolière Pertamina a dirigé l'exploration géothermique et a représenté le gouvernement pour obtenir des financements de sociétés multinationales et de bailleurs de fonds pour les investissements géothermiques. Cette forte présence du secteur public dans le développement géothermique 'a été renforcée par la création de Pertamina Geothermal Energy (PGE) en tant qu'instance d'État centrale pour le géothermique. PGE a été créée en 2006 en tant que filiale à part entière de Pertamina pour prendre en charge tous les aspects des activités géothermiques auparavant effectuées par la société mère. Actuellement, PGE est le principal promoteur géothermique public en Indonésie. PGE exploite une capacité géothermique de 272 MW et applique, dans le cadre du deuxième programme accéléré, une stratégie visant à multiplier sa capacité de production géothermique par quatre, en ajoutant 1 050 MW d'ici à 2015. Les fonctions de PGE sont d'élaborer et d'effectuer des investissements géothermiques sous la direction de Pertamina, d'exploiter les gisements de vapeur et les centrales appartenant à Pertamina, et d'administrer les contrats d'exploitation en commun (CEC) avec lesquels elle supervise les revenus de Perusahaan Listrik Negara (PLN) provenant des promoteurs géothermiques privés (Banque mondiale, 2011).

Au Kenya, la Geothermal Development Company (GDC) a été créée en 2008 pour diriger l'exploration et le développement des ressources géothermiques. La GDC entreprend en particulier le développement intégré des ressources géothermiques en réalisant l'exploration initiale, le forage, l'évaluation des

ressources et la promotion de l'utilisation directe de l'énergie géothermique. En effectuant les phases initiales des projets, la GDC prend en charge les risques d'exploration et de développement initiaux, ce qui ouvre des perspectives de participation publique et privée dans les phases ultérieures (CIF, 2011b).

Au Mexique, c'est la Comisión de Energía Geotérmica (CEG) qui a lancé l'exploration géothermique dans les années 1950. Elle a été remplacée par la compagnie nationale d'électricité CFE à la fin des années 1960. Depuis les années 1970, la capacité géothermique est passée d'une seule centrale de 37,5 MW à un total dépassant 950 MW. La capacité a donc été multipliée par 25, et le Mexique est au troisième rang de la production d'énergie géothermique, après les États-Unis et les Philippines (Quijano-León, Luis et Gutiérrez-Negrín, 2003).

Surmonter les contraintes liées à la capacité institutionnelle

Bien que la production d'énergie géothermique existe depuis plus de cent ans, la capacité technique et institutionnelle d'exécution de ces projets reste insuffisante dans un certain nombre de pays, dont certains bénéficient des meilleures ressources géothermiques de la planète. Cela se manifeste par le manque de politiques et d'institutions favorables, affaiblies par ailleurs par le manque d'informations sur les ressources et d'activités d'exploration. Pour pouvoir dialoguer efficacement avec le secteur privé et les IFI, et pour promouvoir ses objectifs de développement géothermique, le gouvernement doit formuler des stratégies et renforcer ses instances.

La communauté internationale fournit une assistance technique (AT) aux pays en voie de développement de différentes manières. L'assistance technique pour le développement géothermique s'inscrit principalement dans le cadre de l'assistance multilatérale et bilatérale au développement (encadré 3.2).

ENCADRÉ 3.2

Aide multilatérale et bilatérale au développement pour l'énergie géothermique

Les banques multilatérales participent intensivement au développement géothermique parce que ces projets se situent de plus en plus dans les pays en voie de développement : depuis 2005, le financement accordé aux pays en voie de développement pour des projets géothermiques s'est élevé à 3,8 milliards USD, soit 57 pour cent du total. Les banques multilatérales comme la Banque interaméricaine de développement, la Banque européenne d'investissement et la Banque internationale pour la reconstruction et le développement sont parmi les premiers fournisseurs de prêts pour le développement géothermique. Le groupe bancaire public allemand d'aide au développement KfW, l'Agence française de développement (AFD) et l'Agence japonaise de coopération internationale comptent parmi les principales organisations bilatérales qui financent le développement géothermique de par le monde. Les prêts de ces institutions s'accompagnent en général d'assistance technique.

Source | Auteurs et AIE, 2011b.

Les subventions du FEM accordées via le Groupe de la Banque mondiale, le Programme des Nations unies pour le développement (PNUD) et le PNUE sont depuis longtemps une source importante d'assistance technique pour l'énergie géothermique. Les Fonds d'investissement climatique (FIC) sont devenus depuis peu une source importante de financement concessionnel pour les investissements en énergie renouvelable, y compris l'énergie géothermique.

En plus de l'AT lié aux prêts, le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) finance de la formation et de l'assistance technique pour aider les pays à élaborer des plans de diversification de leur approvisionnement énergétique et à passer à des technologies sans ou à faible émission de carbone, notamment au géothermique.

La portée de cette assistance technique mobilisée par ces institutions internationales va du travail relativement routinier de préparation de projet pour un site particulier (voir la figure 3.3 pour un échantillon d'activités entreprises dans plusieurs pays par un cabinet de conseil expérimenté islandais) jusqu'aux conseils de politique de haut niveau aux gouvernements, organismes de réglementation et sociétés de service public.

Des signes encourageants de l'efficacité de cette assistance peuvent être observés aux Philippines. Au fil des ans, la société nationale de développement géothermique PNOC EDC a renforcé son expertise en matière d'exploration et de techniques d'évaluation des ressources auprès d'autres pays produisant de l'énergie géothermique, comme la Nouvelle-Zélande, le Japon, l'Islande, l'Italie et les États-Unis. Cela a renforcé la confiance dans les capacités techniques de PNOC EDC, qui a développé toute une série de projets géothermiques financés par des prêts de la Banque mondiale. La société a acquis auprès de ces pays développés l'expertise et la technologie nécessaires pour l'exploration, l'évaluation des ressources, le forage de puits, la gestion des réservoirs et la production de vapeur, ainsi que l'expertise requise pour la gestion de l'environnement, les études d'impact et l'atténuation des risques. Les prêts sectoriels fournis par la Banque mondiale pour l'exploration et la délimitation de zones géothermiques potentielles ont donné au programme de développement géothermique des Philippines l'impulsion dont il avait besoin (Dolor, 2006).

L'exemple kényan est intéressant en raison de l'AT fournie pour la formation et l'établissement d'une base de données. Le pays a considérablement investi dans ses ressources humaines au fil des ans. Des entreprises publiques clés ont participé à de brefs cours de formation dispensés par le Programme de formation géothermique de l'Université des Nations unies en Islande (UNU-GTP). UNU-GTP et KenGen ont dispensé le premier cours ensemble pour la première fois en 2005 et l'ont fait chaque année depuis. UNU-GTP, KenGen et maintenant GDC organisent actuellement une école permanente dans la région de la vallée du Rift en Afrique de l'Est pour y enseigner ce cours. Dans le cadre du Programme de développement géothermique de la région africaine du Rift (ARGeo) appuyé par le FEMP, le PNUE aide les pays de la vallée du Rift à construire une banque de données sur les ressources géothermiques des pays, ce qui est une tâche cruciale. Avec l'appui du réseau régional d'organismes géothermiques, un ensemble comprenant de l'assistance technique et un financement sera fourni pour permettre de préparer les propositions au stade de la préfaisabilité avant le forage d'exploration. Cela comprendra l'exploration en surface pour confirmer le potentiel prioritaire dans chaque pays et surmonter les obstacles à la confirmation des ressources (Mwangi, 2010).

L'assistance internationale en matière de politiques et de cadre réglementaire fournie aux pays bénéficiant d'un potentiel de développement géothermique important couvre les domaines suivants :

- Le choix des instruments de politique favorables à l'énergie géothermique dans le contexte du pays et de son secteur électrique.
- L'établissement des tarifs et les mécanismes de recouvrement des coûts pour les pays dans lesquels l'énergie géothermique n'est pas l'option à moindre coût si on exclut les externalités environnementales.
- L'utilisation d'instruments disponibles de financement de la lutte contre le changement climatique pour monétiser les externalités mondiales liées au GES.

FIGURE 3.3

Activités d'AT de projets géothermiques sélectionnés réalisées par une société de conseil dans des pays en voie de développement

Échantillon de géothermique dans le monde	Reconnaissance et exploration préliminaire	Exploration avancée, géophysique	Exploration avancée, cartographie détaillée	Exploration avancée, géochimie	Sélection de sites, puits	Forage, ingénierie et gestion	Diagraphie de puits	Tests de puits	Évaluation des ressources	Utilisation directe	Évaluation environnementale., impact et suivi	Préparation et administration des contrats	Suivi du réservoir, gestion et CQ	Transfert de technologie et renforcement des capacités	
AFRIQUE															
Kenya															1975-2011
Djibouti															1990-2008
Ouganda															1995-2010
Rwanda															2009-2011
Érythrée															2008-2009
Éthiopie															2011
AMÉRIQUES															
Nicaragua															2004-2011
Salvador															1968-2011
Chili															2009-actuellement
Argentine															2007-2008
Costa Rica															1995-2002
ASIE															
Indonésie															2006-2010
Turquie															2008-2011
Iran															2005-2007
Inde															2011
Oman															2010
CARAÏBES															
Guadeloupe															1996-2011
Nevis															2011
Dominique															2010-actuellement
UNU-GTP															1979-actuellement

Source | ISOR, 2011.

- Modalités des instruments d'atténuation des risques liés aux ressources.
- Améliorations des procédures d'appels d'offres pour les droits d'exploration et de développement des ressources d'énergie géothermique.
- Directives relatives à la teneur et à la qualité des informations à inclure dans les documents d'offres ou demandes de soumissions.
- Participation du secteur privé et modèles PPP adaptés aux investissements dans l'énergie géothermique.
- Potentiel de fabrication locale d'équipement pour l'exploration et la production d'énergie géothermique.

Pour récapituler, un certain nombre de programmes d'AT financés par des bailleurs de fonds sont actuellement disponibles pour aider les pays en voie de développement à renforcer leur capacité technique et institutionnelle en vue de développer et d'étendre leur utilisation d'énergie géothermique.

ENCADRÉ 3.3

Assistance de la Banque mondiale pour renforcer l'énergie géothermique en Indonésie

En Indonésie, la Banque mondiale aide à renforcer la capacité institutionnelle pour développer l'énergie géothermique. Une subvention du Fonds pour l'environnement mondial (FEM) aide la Direction pour le géothermique du ministère de l'Énergie et des Ressources minérales à entreprendre un certain nombre de réformes, dont notamment : (a) la mise au point d'un mécanisme de tarification et de compensation pour couvrir les coûts et les risques supplémentaires du développement géothermique ; (b) l'élaboration d'un processus crédible d'appel d'offres pour l'attribution par enchères de nouvelles concessions géothermiques ; (c) l'identification des meilleures façons de distribuer les risques associés aux ressources géothermiques ; (d) l'évaluation et les modifications nécessaires au cadre réglementaire en place pour l'énergie géothermique ; et (e) la clarification des protections environnementales et sociales.

L'Indonésie doit appliquer ces réformes pour atteindre son objectif extrêmement ambitieux qui est d'atteindre une capacité installée de production d'énergie géothermique de 4 000 MW dans le cadre de son programme accéléré. Pertamina Geothermal Energy (PGE) a la charge d'environ un quart de cette cible et prévoit d'augmenter sa capacité géothermique installée de 272 MW actuellement à plus de 1 300 MW d'ici à 2015. Le financement nécessaire pour cette expansion est de l'ordre de 2 milliards USD ou plus. Ce vaste programme représentera également un défi pour les capacités institutionnelles de PGE. La Banque mondiale, qui finance environ 150 MW de cette expansion, a ouvert la voie à une subvention d'environ 42,5 millions USD de la part des Pays-Bas à PGE pendant la préparation du projet. Cette subvention a pour objectif de venir en appui à l'expertise interne de PGE, de préparer le projet aux normes industrielles et internationales et de renforcer la capacité d'ensemble de la société. En raison de l'impact positif de cet effort, le gouvernement de la Nouvelle-Zélande a fourni une subvention supplémentaire en co-financement d'environ 7 millions USD pour que l'assistance technique puisse couvrir l'ensemble du programme d'investissement de PGE visant 1 000 MW.

Source | Banque mondiale, 2011.

POLITIQUES

En troisième lieu, des politiques favorables aux investisseurs privés sont nécessaires pour un développement géothermique réussi. Cela est particulièrement vrai si un pays décide d'aller au-delà d'une approche « projet par projet » pour créer un environnement favorable aux investissements dans le cadre d'efforts nationaux d'accroissement d'échelle visant à déployer l'énergie géothermique. Bien que des mesures ponctuelles pour des projets particuliers, comme des accords d'achat d'énergie individuels, puissent suffire pour lancer le développement géothermique dans un pays, des approches nationales sont plus appropriées pour les pays qui essaient d'atteindre des objectifs quantitatifs géothermiques élevés ou qui souhaitent renforcer leur secteur géothermique actuel.

Idéalement, le cadre de politiques favorables devrait couvrir toutes les phases de la chaîne de valeur géothermique et éliminer les obstacles à l'achat d'énergie géothermique par les exploitants du réseau et au recouvrement progressif des coûts (si possible) auprès des payeurs (usagers d'électricité). Partout dans le monde, les gouvernements ont utilisé des incitations tarifaires (par ex. TRG), cibles quantitatives (quotas, etc.), transport prioritaire et d'autres mesures réglementaires pour encourager l'énergie renouvelable, géothermique comprise. En outre, et même en priorité, les gouvernements peuvent améliorer la rentabilité de toutes les énergies renouvelables en réduisant les subventions aux combustibles fossiles.

Lorsqu'ils évaluent les mesures, les pays en voie de développement doivent toutefois être conscients des coûts associés à l'établissement et au maintien d'incitations nationales au développement de l'énergie géothermique et d'autres énergies renouvelables. Tout TRG comporte un coût, couvert soit par les utilisateurs finaux, soit par les finances publiques. Dans chaque cas, il faut adopter une approche équitable pour couvrir tout tarif supplémentaire pour l'énergie propre en reconnaissance de ses avantages à l'échelle nationale et mondiale.

Il faut également prêter attention aux interactions des politiques et à leur ordre pour assurer l'efficacité des incitations en faveur de l'énergie renouvelable (dont le géothermique). En plus des incitations elles-mêmes, des dispositions législatives et réglementaires précises dans le domaine foncier, d'utilisation des ressources et d'attribution des droits doivent être en place pour éviter des goulots d'étranglement frustrants pour le développement de l'énergie renouvelable (Azuela et Barroso, 2011).

Instrument de politique nationale visant à encourager la production d'énergie géothermique

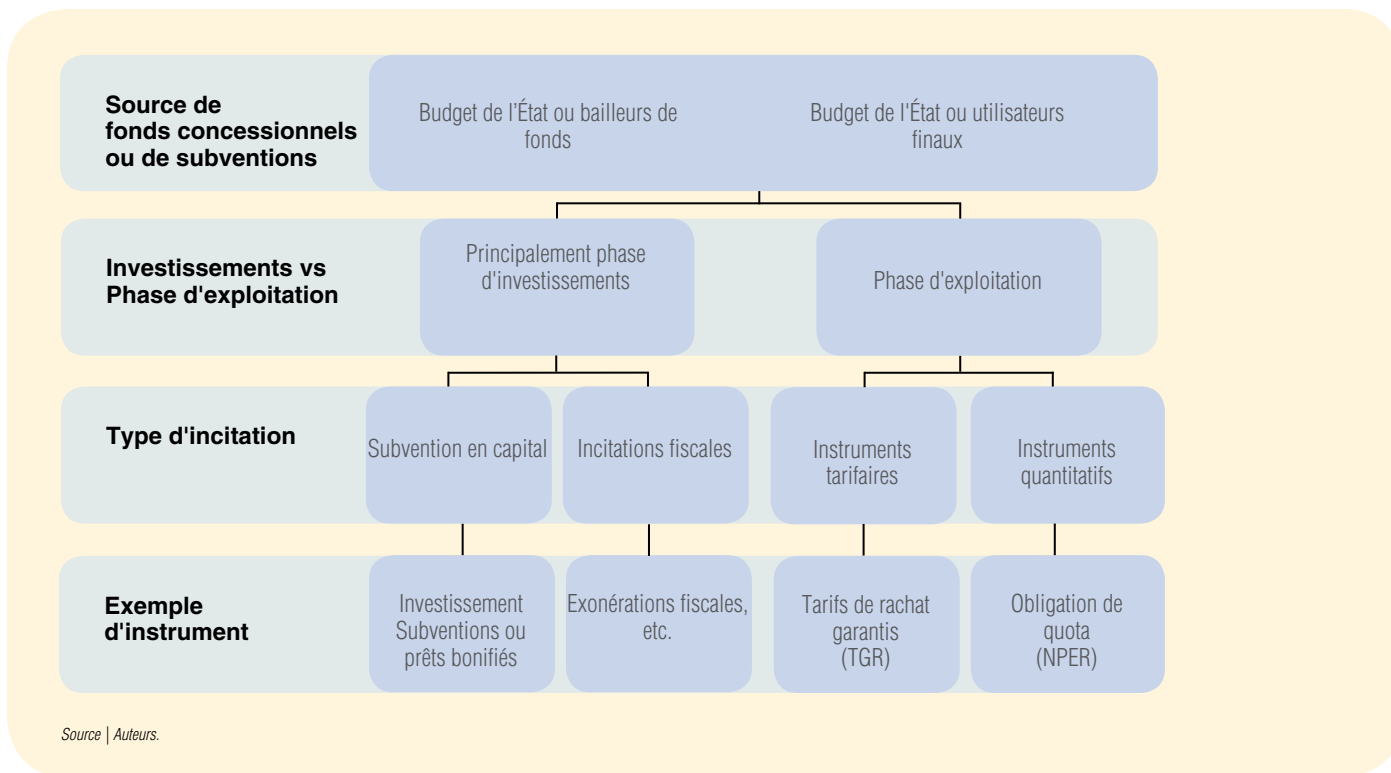
Incitations à la production d'énergie géothermique

Les gouvernements de nombreux pays utilisent un large éventail d'instruments de politique et de réglementation pour appuyer le déploiement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (figure 3.4).

On peut les diviser en deux grandes catégories : l'appui aux investissements (subventions en capital, prêts bonifiés, exonérations ou réductions fiscales pour l'achat de biens) et l'appui opérationnel (subventions tarifaires, obligations de quota avec des certificats verts échangeables, et des exonérations ou réductions fiscales pour la production d'électricité). L'appui opérationnel a l'avantage d'influencer plus directement les résultats ultimes, l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable transmise au réseau, en récompensant la production effective d'électricité et

FIGURE 3.4

Instruments de politique et de réglementation soutenant le déploiement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables



pas seulement l'installation. L'appui aux investissements, comme les capitaux subventionnés ou les incitations fiscales, peuvent jouer un rôle important pendant la phase initiale de commercialisation lorsque les fonds nécessaires sont encore limités. Les instruments d'appui à l'investissement sont particulièrement importants pour les projets d'énergie géothermique parce qu'ils aident à surmonter directement des barrières initiales comme le risque d'exploration et le niveau élevé d'investissements.

Les instruments d'appui opérationnel sont soit quantitatifs, soit tarifaires. Dans le cadre d'un mécanisme quantitatif, comme des normes de portefeuille d'énergie renouvelable (NPER), la cible quantitative (ou l'obligation) est établie par le gouvernement, tandis que les tarifs sont établis par le marché. Dans le cadre d'un mécanisme tarifaire comme les TRG, le marché détermine la quantité fournie au tarif établi par le gouvernement. La théorie économique suggère que, dans des conditions idéale, les instruments quantitatifs et tarifaires ont la même efficacité économique (AIE, 2008).

La plupart des sources d'énergie renouvelables bénéficient du soutien des pouvoirs publics sous différentes formes. Les pays disposant de programmes solides pour le développement de l'énergie renouvelable ont mis en place soit des TRG, soit des obligations de quotas, comme des NPER, au centre de leur politique, avec d'autres types de soutien complémentaire. Les NPER se joignent parfois à un système de certificats verts échangeables (CVE) grâce auxquels une entité peut prouver qu'elle se conforme à son obligation d'utiliser un quota d'énergie renouvelable. Les TRG et les NPER doivent bénéficier d'un engagement solide et à long terme de la part du gouvernement et d'un cadre législatif complexe. L'obligation de la société de distribution

d'énergie d'acheter l'énergie renouvelable est un élément crucial des TRG et NPER. Les abonnés ou le gouvernement et les contribuables doivent prendre en charge le coût supplémentaire versé par la société d'électricité en raison de la différence de coût entre l'énergie renouvelable et l'énergie conventionnelle. Les gains proviennent des augmentations de flux de capitaux dans le secteur national de l'énergie renouvelable. Pour les projets d'énergie renouvelable dont le principal obstacle est le coût supplémentaire, les investisseurs ont tendance à préférer les projets bénéficiant de TRG, parce que les tarifs sont en général établis dans le but de garantir un rendement intéressant du capital investi. En théorie, les NPER et les CVE introduisent moins de distorsions de coûts que les TRG.

L'énergie géothermique constitue un cas à part parmi les sources d'énergie renouvelables et le champ d'application de ces instruments de politique doit être soigneusement examiné dans le contexte spécifique de chaque pays. Il n'existe que peu d'exemples de systèmes de TRG appliqués avec succès pour encourager l'exploitation géothermique dans un pays, la plupart de ces exemples se trouvant sur le continent européen. En dehors de l'Europe, l'Afrique et l'Asie commencent à s'intéresser aux tarifs de rachat garantis pour l'énergie géothermique (Gipe, 2011). L'exemple du Kenya décrit ci-dessous est particulièrement intéressant. Des mécanismes d'obligations de quota ou les TRG combinés avec des CVE ont été utilisés aux États-Unis, en Italie et au Japon (AIE, 2008). En ce qui concerne les pays en voie de développement, les Philippines ont récemment adopté des dispositions relatives aux NPER dans leur législation en matière d'énergie renouvelable, dont le géothermique.

Le Kenya a adopté en janvier 2010 comme principale mesure de promotion d'entreprises privées ou de fournisseurs communautaires une politique de tarifs de rachat garantis pour l'énergie géothermique, solaire, éolienne, de biomasse et de petites centrales hydrauliques. Les objectifs déclarés du mécanisme de TRG au Kenya sont les suivants : faciliter la mobilisation des ressources en fournissant des garanties d'investissement et en assurant la stabilité du marché pour les investisseurs en production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ; diminuer les coûts transactionnels et administratifs et réduire les délais de soumissions conventionnelles ; et encourager les investisseurs privés à exploiter leurs centrales prudemment et efficacement pour maximiser leurs résultats (GoK, 2010).

ENCADRÉ 3.4

Kenya : Tarifs de rachat garantis pour l'énergie géothermique

- Le tarif de rachat garanti au Kenya pour l'énergie géothermique est défini comme un tarif fixe ne dépassant pas 0,085 USD par kilowattheure d'énergie électrique fournie en quantité à l'opérateur du réseau au point de raccordement.
- Ce tarif s'appliquera pendant 20 ans à partir de la date de mise en service initiale de la centrale géothermique.
- Ce tarif s'applique aux premiers 500 MW de capacité géothermique installée dans le pays dans le cadre de cette politique tarifaire.
- Les tarifs s'appliquent aux centrales géothermiques individuelles dont la capacité réelle de production ne dépasse pas 70 MW.

Source | Ministère de l'Énergie, gouvernement du Kenya, 2010.

L'Indonésie a adopté une approche différente, établie dans sa réglementation MEMR n° 32/2009, en vigueur depuis décembre 2009. Dans le cadre de la réglementation, le plafond du prix de l'énergie géothermique est établi à 0,097 USD/kWh. Un plafond tarifaire n'est pas un TRG et ne garantit aucun prix particulier pour l'électricité. Le prix effectif inclus dans l'AAE est déterminé par appel d'offres. Le facteur déterminant pour remporter le marché est le prix proposé de l'électricité, et le prix final peut se trouver bien en dessous du plafond.⁴⁷ Cette approche a ses avantages et ses inconvénients. D'un côté, elle peut rendre le processus plus concurrentiel et éventuellement réduire le coût de l'ensemble des incitations. D'un autre côté, les investisseurs potentiels dans la production d'énergie renouvelable ont tendance à considérer ces mécanismes comme bien moins intéressants parce que le prix plafond ne les protège pas du risque lié au prix.

La structure du marché et le contexte de la réforme du secteur électrique du pays influencent également le choix des mécanismes d'appui à l'énergie renouvelable. Dans le contexte de la plupart des pays en voie de développement, les modalités des NPER et des CVE ne sont pas idéales en raison de l'absence de concurrence dans la production d'énergie. Par conséquent, bien que le gouvernement puisse attribuer des quotas à l'énergie géothermique, le principal facteur d'efficacité économique pour satisfaire les obligations de quota serait absent. Dans le cas de l'Indonésie, par exemple, à moins que les promoteurs ne puissent conclure des contrats directement avec l'acheteur, la société nationale de distribution d'énergie (PLN) achèterait toute l'énergie géothermique auprès de PGE, la société nationale de développement géothermique.

Aux Philippines, la loi sur l'énergie renouvelable a été promulguée à la fin de 2008. Elle est entrée en vigueur en juillet 2009, et fournit de nouvelles définitions juridiques et incitations financières pour continuer à développer toutes les sources d'énergie renouvelables, y compris le géothermique. Bien que l'énergie géothermique soit exclue des dispositions de la loi relatives aux TRG, la loi comprend toute une série d'incitations au développement de l'énergie géothermique. Ces autres dispositions s'appliquent à toutes les énergies renouvelables, y compris à la production d'énergie géothermique. Ces dispositions comprennent l'établissement de NPER pour les sociétés de distribution d'électricité, la promotion de l'accès au réseau et tout un éventail d'incitations fiscales et aux investissements (Ogena et al. 2010). L'encadré 3.5 présente des incitations supplémentaires. La disposition de la loi autorisant expressément les sociétés étrangères à participer à l'exploration et au développement de l'énergie géothermique encourage les investisseurs étrangers.⁴⁸

Dans l'ensemble, on peut remarquer que les TRG ne sont pas utilisés aussi fréquemment pour le géothermique que pour les autres énergies renouvelables. Bien que cela puisse changer dans l'avenir, le raisonnement suivant explique peut-être leur application limitée dans le secteur géothermique.

Les tarifs de rachat garantis ont pour but de répondre au problème de coût additionnel encouru lorsque l'énergie renouvelable est plus coûteuse que l'énergie conventionnelle. Les promoteurs peuvent utiliser la promesse d'un flux fiable de revenus progressif pour les aider à obtenir le

⁴⁷ Un récent AAE indonésien à négocier porte sur la centrale géothermique Sarulla de 330 MW dans le nord de Sumatra, au prix nivelé de 0,0697 USD, avec un prix initial plus élevé que celui des années de fin de période (Norton Rose, 2010).

⁴⁸ Pour les autres technologies renouvelables, 60 % de la propriété de la société doivent être détenus par des ressortissants philippins.

ENCADRÉ 3.5

Philippines : Incitations en faveur de l'énergie renouvelable au titre de la loi de 2008 sur l'énergie renouvelable

La loi sur l'énergie renouvelable accorde des incitations fiscales et non fiscales aux investisseurs dans ce secteur ainsi que des mécanismes pour leur assurer un marché, notamment :

- Une exemption d'impôt sur le revenu (EIR) pendant les 7 premières années d'exploitation commerciale
- Des importations en franchise de douane pour le matériel, l'équipement et les matériaux utilisant l'énergie renouvelable
- Des taxes foncières spéciales pour l'équipement et le matériel
- Le report des pertes d'exploitation nettes
- Un taux d'imposition des sociétés de 10 % après 7 ans d'EIR
- Un amortissement accéléré (au lieu de l'EIR)
- Une taxe à la valeur ajoutée nulle
- L'exonération fiscale des crédits carbone
- Un dégrèvement fiscal pour les immobilisations et services nationaux
- Des exonérations fiscales pour les fabricants d'équipement conçu pour l'énergie renouvelable
- Une assistance financière par la Banque de développement des Philippines et d'autres fournisseurs de capitaux préférentiels

Source | Peñarroyo, 2010.

financement initial. Mais cela n'est utile que si les investisseurs et/ou les organismes de prêts pensent que le projet pourra à terme générer des recettes. Pour le géothermique, le coût supplémentaire n'est pas le seul problème potentiel, et pour certains projets, il ne se pose même pas. En fait, c'est la grande incertitude au sujet de la ressource au début du projet qui est le principal obstacle au financement et l'approche avec les TRG ne vise pas directement à le surmonter. Mais si le gouvernement entreprend l'exploration des ressources, il est possible que des subventions ne soient pas nécessaires ultérieurement. Comme le risque lié aux ressources est partiellement ou entièrement éliminé, l'énergie géothermique peut être très compétitive, sans engager de coût supplémentaire.

Si le coût différentiel reste un problème après la confirmation de la ressource, un TRG pour l'énergie géothermique peut être utile. Mais lorsqu'on introduit une politique de TRG, il faut tenir compte de son impact sur chaque niveau de la filière. Lorsque les compagnies de distribution d'électricité ont l'obligation d'acheter l'énergie produite à partir de ressources renouvelables/géothermiques susceptibles d'être plus coûteuses que les autres options disponibles, « quelqu'un » doit payer ces coûts supplémentaires. L'expérience internationale suggère que ces coûts supplémentaires sont soit répercutés sur les consommateurs, soit pris en charge par des dépenses publiques ou des incitations fiscales. Les promoteurs utilisent également de plus en plus le négoce de titres compensatoires de carbone pour augmenter leurs revenus et couvrir une partie des coûts différentiels.

Partenariats public-privé

L'expression générale partenariat public-privé (PPP) désigne un mécanisme de financement joignant les ressources de participants publics et privés aux fins d'un projet ou programme d'investissement, le plus souvent dans l'infrastructure. Les PPP peuvent être particulièrement utiles pour le développement de l'énergie géothermique parce qu'ils couvrent l'ensemble des principales phases des projets, notamment les forages d'essai, la mise en valeur du gisement et la construction de la centrale. Cela permet un arrangement personnalisé selon lequel le secteur public concentre sa contribution financière dans les phases en amont comportant plus de risques, tandis que le partenaire privé finance la majorité des investissements pendant les phases plus avancées.

Un PPP dans le secteur de la production d'énergie se crée en général pour installer une capacité donnée ou pour un projet particulier. Dans un PPP, les coûts et risques sont soigneusement évalués et attribués aux entités publiques et privées y participant. Les obligations, les avantages et la distribution des risques sont précisés dans l'accord d'achat d'énergie (AAE) et la convention de concession. Dans un PPP typique de production d'énergie, les investisseurs construisent la centrale et vendent sous contrat l'énergie produite à une société publique de distribution d'électricité. L'instance publique assume le risque lié à la demande et verse un paiement minimum pour la disponibilité (ou capacité) de la centrale, qu'elle ait besoin de sa production ou non. Un paiement supplémentaire est effectué pour l'utilisation de l'énergie afin de couvrir les coûts de combustible engagés par la centrale.

Pour décrire plus en détail le type de contrat utilisé par un PPP, des expressions comme CET (construction, exploitation et transfert) ou CCFE (conception, construction, financement et exploitation) sont fréquemment utilisées (World Bank, 2009). Lorsque les actifs liés à l'infrastructure ne reviennent pas au secteur public, le contrat s'appelle parfois un CPE (construction, propriété et exploitation).

Exemples de PPP géothermiques exécutés avec succès

Le modèle CET des Philippines Les Philippines ont obtenu des succès remarquables dans le secteur de l'énergie géothermique avec un type de PPP particulier, à base de contrats de CET avec des investisseurs privés.

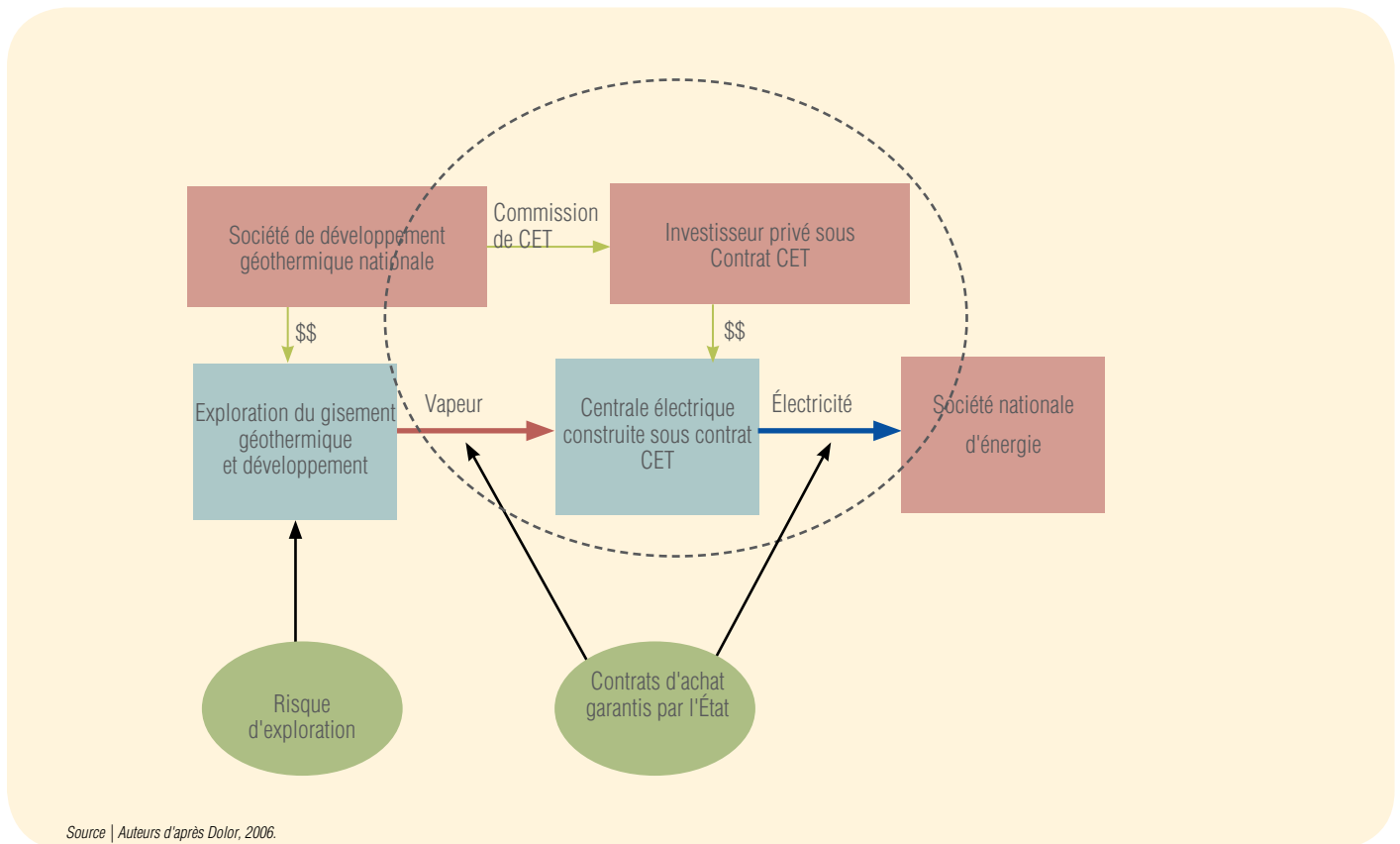
Ils représentent la principale forme de PPP ayant contribué au développement et à la mise en service de plus de 700 MW de capacité de production d'énergie géothermique. Cela a contribué en grande partie à placer les Philippines au second rang (après les États-Unis) en matière de capacité géothermique installée.

La première utilisation d'un PPP géothermique avec un contrat de CET aux Philippines remonte au projet d'énergie géothermique de Leyte-Cebu financé par la Banque mondiale. Ce projet a fait construire des centrales géothermiques d'une capacité de 200 MW environ par une société privée sous contrat CET avec PNOC EDC, la société nationale publique pour le développement de l'énergie géothermique. Pour ce volet, PNOC EDC a suivi le modèle CET, considéré désormais comme le format typique de la participation du secteur privé (figure 3.5).

Selon ce format CET, PNOC EDC réalise l'exploration et le développement du gisement géothermique. Pour sa part, le constructeur de la centrale conçoit, fournit, installe et met en service l'usine pour une

FIGURE 3.5

Le modèle CET des Philippines : l'investisseur privé est protégé contre le risque d'exploration et le risque commercial



Source | Auteurs d'après Dolor, 2006.

coopération prédéterminée de 10 ans. Pendant cette période de coopération, PNOC EDC achète la centrale grâce à un tarif de conversion d'énergie (essentiellement une redevance CET) qui couvre les coûts d'exploitation, et assure le recouvrement des fonds et un rendement du capital. À la fin de la période de coopération, la propriété de la centrale est transférée à PNOC EDC. Les constructeurs CET privés n'ont pas eu de mal à lever des fonds commerciaux parce que le risque d'exploration (ressource géothermique) et le risque commercial étaient clairement assumés par l'État via PNOC EDC et la société nationale de distribution d'électricité (NPC). En outre, le gouvernement s'était engagé à prendre en charge les paiements au constructeur CET en cas de défaillance de la part de PNOC EDC ou de NPC (Dolor, 2006).

Le modèle OPF au Mexique L'expérience mexicaine démontre l'efficacité d'un mécanisme de CET légèrement différent, appelé OPF (Obra Publica Financiada). Tout comme le modèle des Philippines et le modèle CET utilisé pour certains autres projets au Mexique, la société publique d'énergie CFE est chargée de l'exploration et du développement géothermiques. Mais contrairement au modèle CET selon lequel le participant privé construit et exploite la centrale pendant un certain nombre d'années,

le modèle OPF n'implique la participation privée que jusqu'à la construction et mise en service de la centrale, après quoi la commission fédérale de l'énergie (CFE) en détient la propriété et l'exploite.

Plus précisément, la CFE développe le gisement de vapeur, achève la préconception de tous les composants nécessaires de la centrale (y compris la centrale elle-même et les lignes associées de transport vers les points de connexion), obtient tous les permis nécessaires puis soumet le projet à un appel d'offres public. Le constructeur privé qui remporte le contrat finance et exécute la conception détaillée et la construction du projet puis transfère le projet après son achèvement à la CFE qui l'exploite et l'entretient. La CFE verse la totalité du contrat au constructeur après le transfert et a recours à des organismes de financement publics et privés pour obtenir le financement à long terme nécessaire pour payer le constructeur. Le risque pour le secteur privé se limite au financement à court terme pendant la période de construction ainsi que de mise en service et aux garanties pour l'équipement. Il ne comprend pas les risques liés au réservoir géothermique ou aux forages.

Dans ce mécanisme, CFE a plus de contrôle sur les choix de technologies particulières (en vertu de son rôle central pendant la phase de préconception et l'appel d'offres) et sur les modalités des crédits pour la construction de la centrale. CFE prend entièrement à sa charge le risque lié à la ressource et met le secteur privé en concurrence pour l'obtention d'un contrat clés en main (ingénierie, achat et construction, soit IAC) dont le risque encouru par la société privée est à court terme (durée de construction seulement). L'objectif est de joindre les capacités technologiques du secteur privé au ressources de crédit du secteur public (Banque mondiale, 2004).

Assurance pour le risque géothermique

Les instances ou sociétés de développement géothermique national doivent identifier des régimes d'assurance disponibles et soigneusement peser leurs coûts et avantages. Plusieurs pays, notamment l'Islande (encadré 3.6) et l'Allemagne, ont essayé d'appliquer des régimes publics d'assurance pour les puits géothermiques. Depuis quelques années, l'intérêt des sociétés d'assurance privées s'accroît également pour la participation à de tels régimes (Schultz et al., 2010). Le secteur privé de l'assurance participe à des projets en Allemagne depuis environ 2006.

ENCADRÉ 3.6

Islande : Assurance publique pour le risque géothermique

Dans les années 1960, l'Islande a introduit un mécanisme innovant d'assurance publique pour les risques géologiques et financiers associés aux forages géothermiques. Le gouvernement a créé le Fonds national pour l'énergie (NEF) pour fournir ce type d'assurance. Quand le NEF approuvait un plan de forage, il remboursait jusqu'à 80 pour cent des coûts effectifs de forages infructueux. Le NEF était renfloué régulièrement et, par la suite, fournissait des subventions pour le développement géothermique, surtout les activités d'exploration.

Le rôle d'assurance du NEF a été particulièrement crucial pendant les trente premières années du développement géothermique du pays. Au fur et à mesure que l'industrie islandaise est devenue plus expérimentée, avec moins d'échecs de forages et de puits secs, le Fonds a perdu de son importance pour le développement de nouveaux projets. Il est intéressant de noter qu'à ce jour, toute la production d'énergie en Islande a été mise en place par des entreprises et sociétés d'électricité publiques.

Source | Auteurs.

Autres possibilités pour accroître le rôle du secteur privé

Après avoir prouvé la viabilité commerciale de son secteur géothermique par le biais d'une série de contrats PPP réussis selon lesquels le gouvernement endosse la majeure partie du risque associé aux ressources, le pays peut envisager de passer à des modèles qui attribuent une plus grande part de ce risque au promoteur privé. Deux approches simples peuvent être envisagées : (a) inviter des entreprises privées à présenter des propositions de développement de nouveaux sites géothermiques moyennant des concessions ou PPP au titre desquels l'investisseur/promoteur privé assume une plus grande partie du risque associé aux ressources⁴⁹; et (b) introduire des prix d'achat intéressants grâce à une politique de TRG (ou en établissant des cibles quantitatives avec des NPER), tout en réduisant progressivement l'appui public aux phases en amont.

La première approche (qui fait appel à des soumissions pour des concessions d'exploration de nouveaux sites aux risques des investisseurs privés) s'est avérée difficile à appliquer en pratique sur le plan international sans passer d'abord par une phase initiale d'exploration avec un appui public. L'exemple de l'Indonésie a montré que les investisseurs privés sont réticents à assumer le risque d'exploration, même s'ils détiennent déjà un droit (concession) à un gisement géothermique relativement bien connu, et encore moins enclins à prendre ce risque dans les nouveaux sites (encadré 3.7). Bien entendu, la société de développement ou d'investissement privée demandera une rémunération pour le risque accru, sous forme d'un prix de vente de l'électricité plus élevé ou par un autre moyen. De nombreux pays ont préféré financer directement les phases à risque en amont pour éviter ce compromis. En effet, les pays en voie de développement qui impliquent aujourd'hui activement le secteur privé dans le développement géothermique (par exemple les Philippines), ont déployé dans le passé des fonds publics et une aide publique au développement considérables pour financer l'exploration des ressources géothermiques.

La deuxième approche – un engagement politique national pour soutenir la production d'énergie géothermique, comme les TRG, tout en supprimant progressivement l'aide publique dans les phases

ENCADRÉ 3.7

Indonésie : Concessionnaires réticents à renforcer leur capacité

L'exemple de l'Indonésie prouve que même si les promoteurs privés détiennent déjà des concessions dans de nombreuses zones de développement géothermique, les investissements privés dans la construction et le renforcement de la capacité d'énergie géothermiques peuvent se faire attendre (CIF, 2010). Actuellement, un potentiel non exploité de presque 1 000 MW est sous contrôle privé tandis que plus de 3 000 MW sont aux mains des entreprises publiques. Environ la moitié de ces ressources se trouve dans des gisements géothermiques produisant actuellement de l'énergie (zones déjà exploitées) ou avec des réserves confirmées (quasi exploitées) qui constituent d'excellentes possibilités d'expansion (Banque mondiale/FEM, 2008).

Les promoteurs de zones déjà exploitées sont les mieux placés pour investir si le pays adopte une politique de tarifs de rachat garanti.

Source | Auteurs.

⁴⁹ Selon la structure contractuelle du PPP ou de la concession, la propriété des actifs peut soit revenir au secteur public, soit rester aux mains du secteur privé dans le cas de CPE ou de véritable PEI.

amont – a une chance de réussir si : (a) l'exploration géothermique et la confirmation des ressources, résultant d'une aide publique préalable, sont bien avancées dans de nombreuses zones du pays, de sorte qu'il existe un potentiel important de développement immédiat de « sites existants » plutôt que de « sites vierges » ; (b) les entreprises qui sont censées soumettre une offre ont les moyens financiers d'endosser le risque résiduel associé à l'exploration y compris, si nécessaire, sous forme d'un financement par actifs plutôt que par emprunts ; et (c) le tarif de vente ou le TRG est suffisant pour compenser la société de développement du coût différentiel relatif aux solutions alternatives de production à bas coût, le cas échéant.

L'accroissement de la participation privée dans le secteur peut aussi se réaliser par la privatisation de la société nationale de développement géothermique et de ses actifs. Néanmoins, cela n'entraîne pas nécessairement la poursuite du développement géothermique par les entreprises d'énergie privées qui entrent sur le marché. Cette privatisation, par conséquent, doit s'accompagner d'un engagement explicite de la part de l'investisseur à poursuivre le développement géothermique.

La privatisation des installations géothermiques construites par le secteur public a été la voie choisie par les Philippines en 2007, lorsque le pays a privatisé PNOC EDC (appelé maintenant EDC). En tant que société privée, EDC et ses filiales ont activement acquis des installations publiques de production d'énergie géothermique (voir Pilipinasenergy, 2009, et Danapal, 2011). C'est une façon efficace de renforcer la participation du secteur privé et de lever des fonds pour le budget de l'État, mais les avantages pour la poursuite du développement géothermique ne sont pas encore établis. En fait, on a remarqué un net ralentissement du développement de nouveaux sites aux Philippines depuis la privatisation (Banque mondiale/PPIAF, 2010). On espère que les nouveaux projets annoncés par EDC et Chevron renverseront cette tendance aux Philippines (Chevron, 2011 ; Danapal, 2011).

ENCADRÉ 3.8

Philippines : Investissement de Chevron dans un nouveau site géothermique

Chevron détient et exploite 90 pour cent de la zone de prospection géothermique de Kalinga, dans la région Nord de Luzon, dans le cadre d'un contrat de prestation d'une durée de 25 ans avec le gouvernement des Philippines. Le projet pourrait ajouter une capacité de 100 MW au portefeuille géothermique de Chevron, et se trouve à la phase initiale d'évaluation géologique et géophysique.

Source | Chevron, 2011.

FINANCES

Arguments en faveur d'un appui public

Un pays peut décider de développer ses ressources géothermiques pour toute une série de raisons : le géothermique peut représenter l'expansion de production électrique la moins coûteuse, ou bien le gouvernement peut accorder une importance particulière aux avantages écologiques et autres bénéfiques associés à l'énergie renouvelable nationale. Les arguments en faveur du soutien public à l'énergie renouvelable en raison de ses avantages en matière d'environnement et d'autres

avantages, que de nombreux gouvernements utilisent partout dans le monde pour justifier leur appui à l'énergie renouvelable, s'appliquent également au géothermique. Comme indiqué dans les sections précédentes, la justification supplémentaire en faveur de l'appui de l'État à la production d'énergie géothermique provient principalement de la difficulté de financer les premiers stades de l'exploration des ressources et d'obtenir des financements pour ces projets du secteur privé uniquement, étant donné le risque associé aux ressources, les coûts initiaux élevés et les longs délais de réalisation.

Le degré de difficulté rencontrée à lever des capitaux privés pour un projet d'énergie géothermique dépend de la structure d'exécution du projet. Lorsque toutes les phases d'un projet d'énergie géothermique sont réalisées par le même promoteur, la construction de la centrale géothermique est intégrée verticalement avec une opération d'extraction de vapeur en amont. Un tel projet présente un profil de risque-rendement inhabituel, très différent de celui de l'énergie thermique conventionnelle ou d'autres énergies renouvelables. Contrairement aux générateurs thermiques conventionnels, qui achètent leur combustible auprès de fournisseurs actifs dans un marché bien établi et très liquide, les générateurs géothermiques doivent généralement obtenir eux-mêmes leur propre « combustible » géothermique, avec tous les coûts et risques que cela comporte.

Même après toute une série de forages géothermiques fructueux, le revenu attendu de la vente d'électricité reste incertain et à un horizon relativement lointain, tandis qu'il faut continuer d'engager des dépenses importantes en capital. C'est le cas parce qu'il est nécessaire de forer des puits supplémentaires pour confirmer la dimension des ressources et le débit et pour collecter un flux géothermique suffisant pour exploiter une centrale. Les revenus ne commencent à arriver qu'après la construction et la mise en service de la centrale. Cela est différent des opérations d'extraction de pétrole et de gaz, par exemple, que le secteur privé est plus intéressé à financer parce que le flux de revenus débute relativement rapidement et parce que les marges bénéficiaires peuvent être beaucoup plus élevées.

Il est clair que ce sont les phases en amont d'exploration et de développement des ressources qui compliquent le financement d'un projet intégré verticalement d'énergie géothermique, mais le financement distinct de ces phases en amont peut s'avérer encore plus difficile. Par exemple, le développement de gisements de vapeur géothermique en tant qu'opération autonome peut n'être considéré comme solvable que si l'achat de la vapeur par un acheteur fiable est garanti. Le nombre d'acheteurs de vapeur parmi lesquels choisir est toutefois en général très faible, ce qui limite les perspectives d'achat garanti pour le vendeur de vapeur et affaiblit sa position de négociation par rapport à l'acheteur.⁵⁰

Lorsque le gisement de vapeur est suffisamment développé, la partie restante de production d'énergie d'un projet géothermique est plus susceptible d'attirer des investisseurs privés. Mais il subsiste une possibilité de devoir recourir à nouveau à un financement public, surtout si le projet est de grande taille par rapport au secteur électrique existant, comme c'est le cas pour le projet Olkaria IV au Kenya (encadré 3.9). Comme les autres projets similaires à forte intensité en capital (par exemple, les grands

⁵⁰ En Indonésie, le développement de la vapeur géothermique a été très limité depuis les années 1990 parce que de nombreux concessionnaires estiment que le rendement probable de la mise en valeur de la vapeur est trop limité pour le risque impliqué (Ibrahim et Artono, 2010). Dans les pays pour lesquels le développement de la vapeur géothermique est devenu rentable du point de vue commercial (par ex. les Philippines), une importante aide publique au développement jointe à des garanties du gouvernement a été nécessaire initialement pour l'exploration et la délimitation du réservoir (Dolor, 2006).

ENCADRÉ 3.9

Les options de financement privé-public du projet d'expansion d'électricité au Kenya appuyé par la Banque mondiale

Le document d'évaluation datant de mai 2010, le projet géothermique Olkaria IV est un projet énergétique récent au Kenya appuyé par la Banque mondiale. Le premier et principal volet de ce projet est le renforcement de la capacité de production d'énergie géothermique dans deux gisements du complexe volcanique d'Olkaria. Lors de l'élaboration de ce projet, la Banque et le gouvernement ont examiné et rejeté l'option de financement privé plutôt que public pour les gisements géothermiques I et IV d'Olkaria. Pour Olkaria IV, le gouvernement du Kenya et la Banque ont étudié l'option de confier le développement des ressources géothermiques à GDC puis de proposer la mise en valeur des ressources établies de vapeur à la concurrence du secteur privé. Le gouvernement et la Banque ont rejeté cette option parce que la grande taille du volet Olkaria IV du projet (pour un coût d'environ 0,5 milliard USD) le rendait extrêmement risqué pour le secteur privé et parce que le gouvernement n'avait pas l'intention de fournir les garanties que le secteur privé aurait exigées pour développer Olkaria IV.

Source | Banque mondiale, 2010a.

projets hydrauliques), ce cas indique que le risque de projet d'énergie géothermique peut facilement dépasser le « risque budgétaire » pris en charge par un investisseur privé unique, ce qui rend les solutions de financement public plus adaptées, même quand les risques de la phase d'extraction de vapeur sont résolus.

Toutefois, mis à part les projets de taille exceptionnellement importante comme à Olkaria, les perspectives d'une solution privée pour le volet production d'énergie du projet sont bien meilleures que ce n'est le cas pour les phases en amont. Une fois les paramètres sur les ressources établis et considérés comme suffisamment intéressants, les investissements dans le géothermique sont similaires à ceux qui sont engagés dans l'énergie conventionnelle avec un coût initial en capital élevé suivi par des revenus réguliers à long terme et un risque d'exploitation relativement faible.

Un projet géothermique bien mené a le potentiel de produire de l'énergie pour charge de base pendant plus de 30 ans, ce qui promet un rendement potentiellement intéressant à long terme. Outre son intervention contre le risque lié aux ressources, le rôle du gouvernement devrait se limiter à fournir un cadre politique et réglementaire favorable qui n'implique pas d'engagement explicite à assurer un financement public. Le gouvernement continue toutefois de jouer un rôle essentiel en tant que garant de mécanismes tarifaires et contractuels pertinents, consistant notamment à mettre en place des mécanismes assurant au secteur privé que l'acheteur honorera ses obligations.

Options de financement pour différentes phases du projet

Comme indiqué antérieurement, il est plus compliqué de mobiliser du capital privé pour les projets de développement géothermique que pour l'énergie conventionnelle et la plupart des autres technologies d'énergie renouvelable. C'est particulièrement le cas pour les phases initiales des projets, surtout les forages d'essai et de production initiale,⁵¹ lorsque les risques sont encore élevés et que les coûts

⁵¹ Les études en surface peuvent ne coûter que 200 000 USD, ce qui rend leur financement relativement aisé.

atteignent des millions de dollars. Mais les conditions de financement varient pour les différentes phases du projet, et pour chacune se présente un menu d'options différent. Le tableau 3.1 synthétise ces options, selon trois phases de développement géothermique : (a) phase initiale (risque élevé) ; (b) phase intermédiaire (risque moyen) ; et (c) phase avancée (risque faible).

Phase initiale | Forages d'essai et de production initiale. Pendant la phase initiale, le principal obstacle au montage financier avec les organismes de financement commerciaux est le risque d'exploration, considéré comme élevé et difficile à évaluer. Il est en général impossible d'obtenir des prêts commerciaux à ce stade. Les principales entreprises de développement géothermiques considèrent parfois ces coûts initiaux de développement comme acceptables et financent directement les forages d'essai et le forage de production initiale. De même, de grandes sociétés cotées en bourse avec un bon accès aux marchés des capitaux peuvent être en mesure d'émettre des valeurs mobilières pour financer les phases initiales de développement, mais c'est rarement le cas en pratique. Quand les investisseurs privés sont prêts à fournir leur capital, ils exigent une prime de risque très élevée. De nombreux pays ont apporté une contribution publique aux projets géothermiques, au moyen de financement direct, garanties de prêts ou autres mécanismes incitatifs. Les bailleurs de fonds, agences de développement et IFI participent parfois au financement.

Phase intermédiaire | Confirmation de la ressource, mise en valeur du gisement et réalisation du forage de production. Après des forages d'essai et des forages de production initiale fructueux, les organismes de prêts considèrent de plus en plus que le projet peut assumer des emprunts à court et à moyen terme. Les emprunts de construction, parfois convertibles en dette à plus long terme, sont de loin le financement le plus communément utilisé pour le programme de forage (et souvent de la centrale), en général avec un emprunt à échéance de deux ou trois ans, selon Bloomberg New Energy Finance. Dans les pays avancés, comme aux États-Unis, les marges au-dessus du LIBOR se sont récemment établies à environ 325 - 400 points de base (3,25 à 4 pour cent) pour de tels emprunts (BNEF, 2011). Mais dans de nombreux cas, les autres risques découragent les solutions de pur emprunt, ce qui rend la solidité financière du promoteur particulièrement importante. Seuls les grands promoteurs ont donc accès à des emprunts commerciaux. Les mécanismes d'assistance du secteur public, dont notamment les garanties de prêts du gouvernement et les prêts à long terme des IFI, sont parfois utiles pour prolonger l'échéance et assouplir les modalités des prêts, et dans certains cas ils peuvent être essentiels pour mobiliser des emprunts commerciaux.

Phase avancée | Centrale. Quand la ressource est bien établie, les risques sont finalement comparables dans l'ensemble aux autres investissements de production d'énergie thermique. À ce stade, la construction de la centrale et de l'infrastructure associée peuvent se financer avec une facilité de crédit à la construction ou un emprunt à échéance fixe, en conjonction éventuellement avec une garantie partielle contre les risques, fournie par des IFI. Les emprunts à échéance fixe sont utilisés après la mise en service du projet pour refinancer la dette existante et établir une structure de financement à long terme. Il peut être possible de recourir à des crédits à long terme si un AAE à long terme garantit les ventes d'énergie et donc un revenu régulier.

TABLEAU 3.1

Options de financement pour différentes phases d'un projet de développement géothermique

PHASE DU PROJET	PHASE INITIALE : Exploration en surface, forage d'essai et forage de production initiale	PHASE INTERMÉDIAIRE : Confirmation de la ressource, mise en valeur du gisement et réalisation du forage de production.	PHASE AVANCÉE : Ingénierie, construction et mise en service de la centrale
Risque d'échec du projet	Élevé	Moyen	Faible
Sources courantes de financement	<ul style="list-style-type: none"> Financement par fonds propres de promoteur important Investissement privé (financement du projet) possible mais avec une prime de risque élevée Incidations de la part de l'État (partage des coûts en capital, prêts bonifiés ou garantie) Fonds concessionnels de bailleurs de fonds internationaux 	<ul style="list-style-type: none"> Financement par fonds propres, dette commerciale ou obligations émises par un grand promoteur Émission de titres de participation Crédit de construction (court terme) Emprunt garanti par le gouvernement Crédit à long terme ou garanties des IFI Financement par agence de crédit à l'exportation 	<ul style="list-style-type: none"> Crédit de construction Crédits commerciaux à long terme Prêts à long terme des IFI Garantie partielle de crédit ou contre les risques pour attirer ou améliorer les modalités et l'échéance de prêts commerciaux Financement par agence de crédit à l'exportation

Source | Auteurs.

Il est rarement possible de compter uniquement sur les capitaux commerciaux pour le développement géothermique, même dans les marchés des pays avancés. Bien qu'ils n'accordent que rarement des subventions directes en capital dans ces marchés, les gouvernements fournissent souvent aux promoteurs géothermiques des incitations comme des garanties de prêts et des crédits d'impôt à l'investissement. Dans les pays en voie de développement, où attirer des capitaux privés pour les projets géothermiques est souvent plus difficile, l'engagement du secteur public -- y compris du gouvernement du pays, des bailleurs de fonds internationaux et des institutions financières -- est essentiel pour réussir à mobiliser des capitaux. Depuis la crise financière de 2008, les banques de développement fournissent 53 pour cent du financement géothermique total. Ce financement a joué un rôle clé pour faire bondir l'investissement géothermique à son niveau record en 2010 : 1,9 milliard USD en 2010 (BNEF, 2011).

Modèles de développement et de financement appliqués au niveau international

L'expérience internationale montre qu'il n'existe pas un modèle unique de développement des ressources géothermiques. Divers modèles ont été adoptés au sein d'un même État, soit consécutivement à l'échelle nationale, soit simultanément sur différents sites géothermiques (Banque mondiale/PPIAF, 2010).

La figure 3.6 présente huit différents modèles qui ont été utilisés en pratique au niveau international pour développer l'énergie géothermique. Comme la figure l'indique, les phases en amont des projets géothermiques dépendent en général fortement des investissements du secteur public, tandis que les promoteurs privés ont tendance à se joindre au projet lorsqu'il a acquis plus de maturité. Le cycle de développement du projet (et parfois la structure globale du marché géothermique) peut être intégré verticalement ou séparé (dégroulé) en différentes phases de la chaîne d'approvisionnement.

Dans une structure dégroupée, plusieurs organismes publics et/ou plusieurs promoteurs privés peuvent intervenir dans le même projet à différents stades. La participation des promoteurs privés peut prendre plusieurs formes. Par exemple, un mécanisme de CET peut être utilisé (modèle des Philippines avant la privatisation de PNOC EDC), ou le rôle du secteur privé peut se limiter à construire la centrale qui sera détenue et exploitée par une société publique d'électricité (modèle mexicain d'OPF).

Les structures de financement et les répartitions de risques correspondantes peuvent différer largement. À une extrémité se trouve le modèle 1, dans lequel une seule entité nationale réalise toutes les fonctions, y compris l'exploration, le forage, les puits dans le champ de captage, la conception et la construction de la centrale puis l'exploitation des puits et de la centrale. L'opération est financée soit par les pouvoirs publics et la société d'électricité, ou par le secteur public conjointement avec des subventions de bailleurs de fonds et des prêts internationaux. Dans ce modèle, le risque est pris en charge presque entièrement par le gouvernement national, directement ou bien par le biais d'une garantie souveraine des emprunts. La charge des dépenses publiques est réduite uniquement par les recettes provenant de la vente de l'électricité et par les subventions de pays donateurs, le cas échéant.

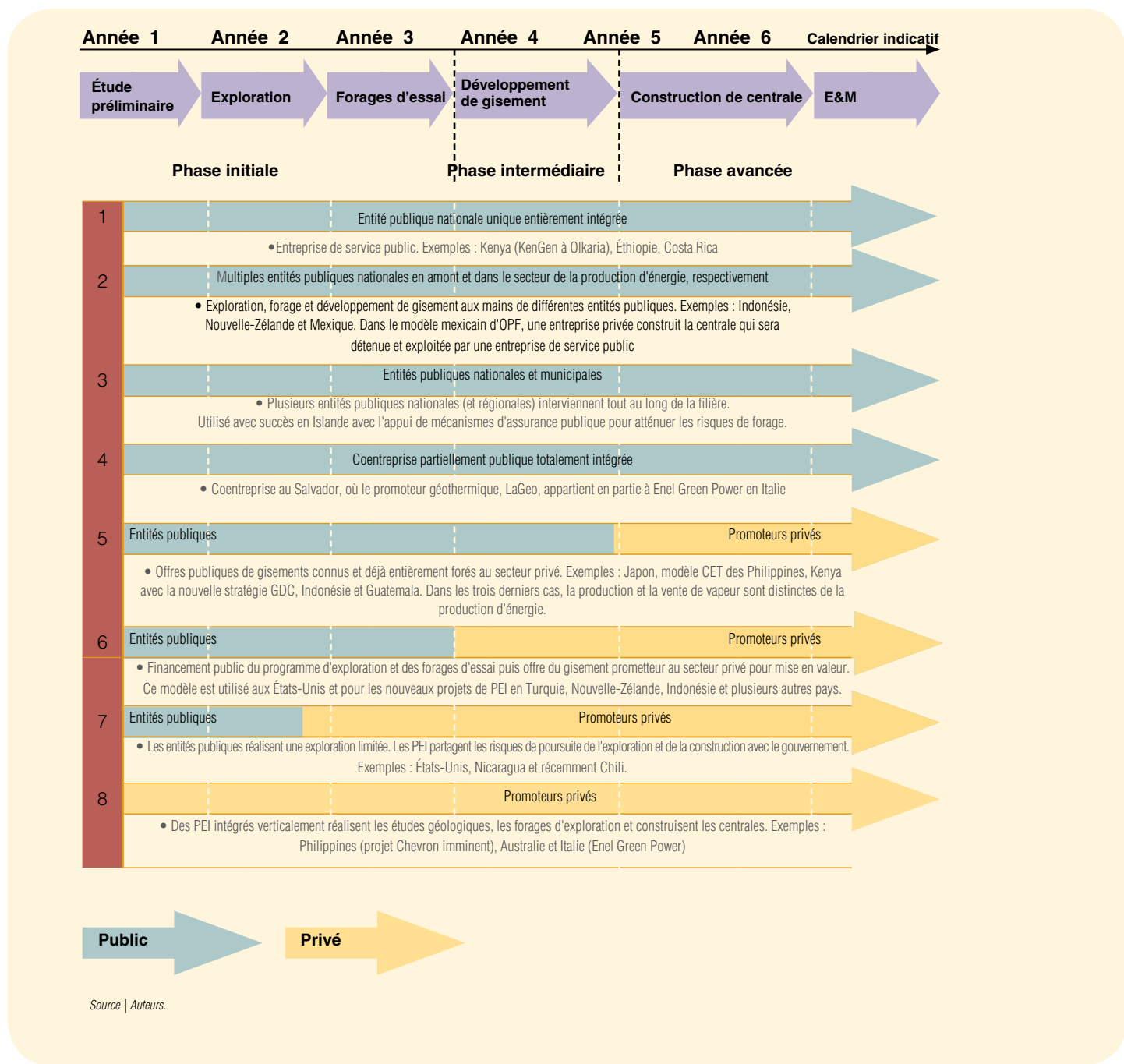
À l'autre extrémité, se trouve le modèle 8, dont un exemple en est le développement entièrement privé mené par la compagnie pétrolière internationale Chevron aux Philippines (Chevron, 2011). Chevron a accepté de financer le projet avec les revenus tirés des hydrocarbures et d'assumer tous les risques, depuis la phase d'exploration jusqu'à la production de l'énergie. On trouve des projets privés similaires en Australie et en Italie, où Enel Green Power développe le projet.

Mais la plupart des investisseurs privés refusent d'assumer l'intégralité des risques liés aux ressources pour les projets géothermiques. Le modèle 7 est donc plus fréquent pour les projets privés. Dans ce modèle, les organismes publics entreprennent une exploration limitée, et les données sont placées dans le domaine public auquel les promoteurs ont accès. Puis les entreprises publiques et privées sont en concurrence pour poursuivre indépendamment l'exploration, le forage de puits et, en cas de succès, la construction et l'exploitation de centrale, ainsi que la vente d'électricité dans un district ou au réseau national au prix du marché. Les revenus doivent couvrir tous les frais et générer des profits. Le risque est pris en charge séparément par les sociétés privées et les organismes publics, ces derniers avec l'appui du trésor national.

Par ailleurs, on trouve une relative grande diversité de structures entre les modèles 2 et 6. Parfois, plusieurs entreprises d'État ou plusieurs niveaux de pouvoirs publics participent au financement du

FIGURE 3.6

Modèles de développement de l'énergie géothermique dans la pratique à l'échelle internationale



développement de projets géothermiques, tandis que le rôle du secteur privé est limité. Dans d'autres cas, des structures de PPP sont utilisées au sein desquelles le participant privé joue un rôle actif, comme c'est le cas dans les modèles 4 à 7.

Comme l'indique la figure, mis à part le modèle 8, le financement public joue un rôle important dans tous les cas, généralement sous la forme d'appui direct aux investissements ou de garanties de prêts. Une garantie de prêt couvre le risque de défaut de paiement. Rares sont les mécanismes d'assurance ou de garantie couvrant spécifiquement le risque lié aux ressources pour le secteur privé. Bien qu'on constate un intérêt croissant pour de tels mécanismes, leur introduction nécessitera probablement un appui considérable de la part des bailleurs de fonds et de l'IFI, au moins initialement. Actuellement, l'assurance publique pour le forage géothermique existe surtout en Islande. Aux États-Unis, un mécanisme d'assurance-réservoir a été tenté, mais sans succès commercial en raison des primes extrêmement élevées, pouvant atteindre entre 2 et 5 pour cent par an de la valeur nominale de la police (Banque mondiale/PPIAF, 2010).

En ce qui concerne les pouvoirs publics, ils doivent prendre deux décisions clés en ce qui concerne leur approche du financement du développement géothermique. L'une est le degré de participation du secteur privé et l'autre est le degré d'intégration verticale des phases de développement géothermique.

La figure 3.7 indique quels modèles de développement ont été utilisés dans différents pays compte tenu de ces deux décisions. Les extrémités de l'axe horizontal représentent le développement intégralement public (à gauche) et intégralement privé (à droite). Sur l'axe vertical, le point supérieur représente un modèle totalement intégré verticalement et le point inférieur représente une chaîne de valeur dégroupée avec différents intervenants en amont et dans l'activité de production d'énergie.

Les pays dans le coin supérieur gauche de la figure 3.7 ont choisi une approche dirigée par le secteur public et verticalement intégrée. Dans ces pays, une entité nationale entreprend les activités de développement géothermique tout au long de la chaîne de valeur, depuis l'exploration en amont jusqu'à la construction et à l'exploitation des centrales. Dans les pays figurant dans la partie inférieure gauche, plusieurs entités publiques participent à la chaîne de valeur à différents stades.

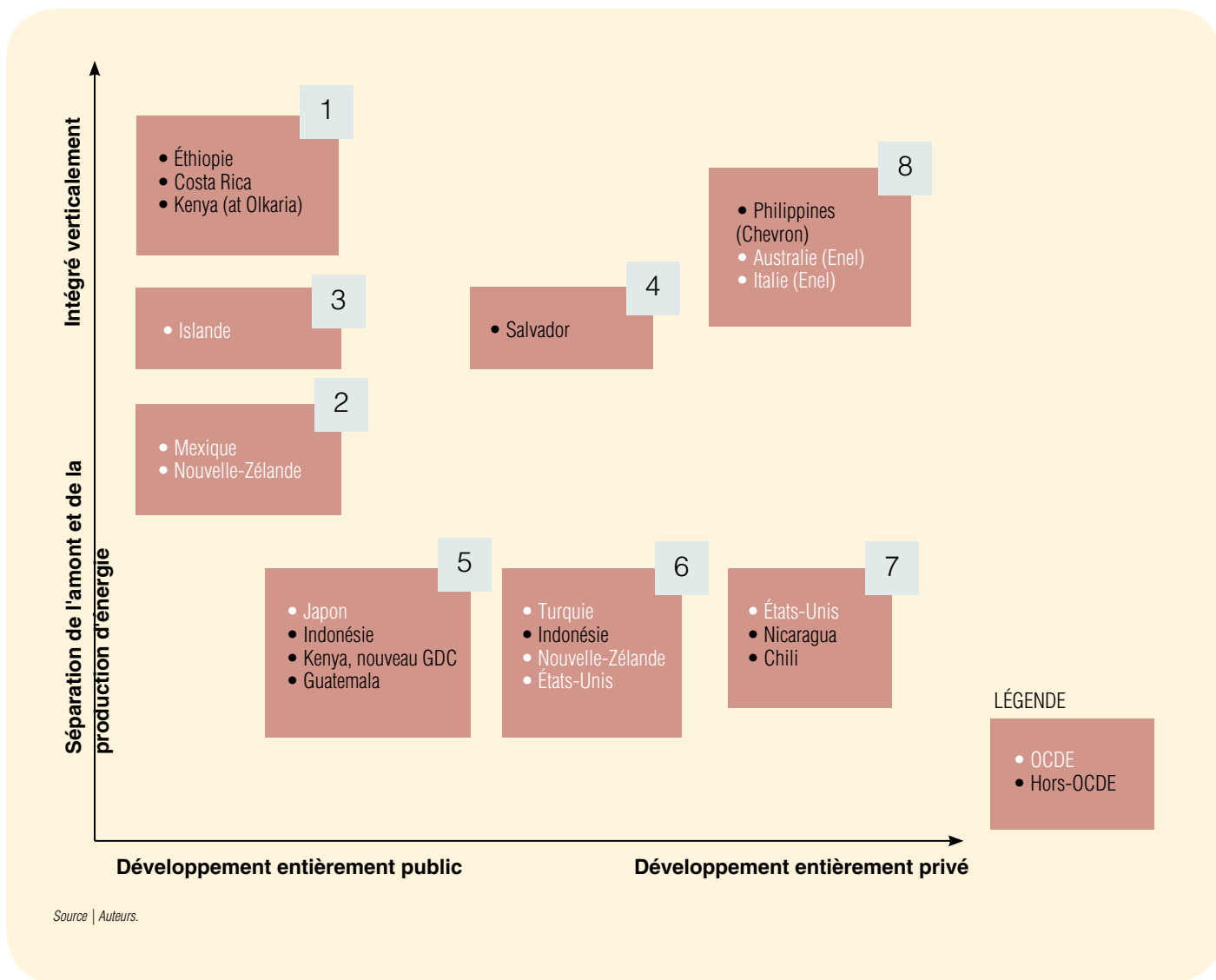
Les gouvernements des pays sur la droite ont adopté une position beaucoup moins interventionniste et s'appuient dans une large mesure sur le secteur privé. Dans la partie supérieure droite, une entité privée entreprend les activités le long de la chaîne de valeur. Les grandes sociétés internationales comme Enel et Chevron peuvent prendre en charge un tel développement, et assumer ainsi un important risque lié aux ressources. Un exemple en est la coentreprise privée et publique LaGeo au Salvador, dans laquelle Enel Green Power est l'investisseur privé.⁵² Dans le cas du projet de Chevron aux Philippines, une compagnie pétrolière dotée d'une solide assise financière finance l'intégralité du cycle de projet.⁵³

⁵² Enel Green Power est la première entreprise d'énergie renouvelable au monde (environ 6 500 MW de capacité installée en 2011), renforcée par le fait qu'elle appartient à la société de service public italienne Enel (Enel Green Power, 2011).

⁵³ Les compagnies pétrolières peuvent entreprendre des projets géothermiques pour différentes raisons, dont les avantages de la diversification pour leur portefeuille, les synergies avec leurs activités principales, ainsi que les nouvelles relations établies dans un pays. Ces avantages pour la compagnie pétrolière peuvent l'emporter sur les risques importants en amont du développement géothermique.

FIGURE 3.7

Cadre bidimensionnel de l'intégration verticale par rapport au dégroupage et financement public par rapport au financement privé des projets internationaux d'énergie géothermique



Dans la partie inférieure gauche, le secteur privé joue un rôle important à différents stades de la chaîne de valeur géothermique dégroupée. Ces pays réussissent à faire intervenir des investisseurs privés dans différents stades de développement du secteur géothermique. Les explications possibles de ce succès apparent sont les suivantes. Premièrement, un grand nombre de ces pays ont réformé leur secteur d'énergie électrique moyennant des privatisations, des portions de la chaîne de valeur

sont donc déjà exploitées par des sociétés privées. Deuxièmement, des risques-pays relativement faibles joints à des rendements attendus suffisamment élevés ont rendu possible l'investissement privé. Troisièmement, des politiques nationales ou locales favorables à l'énergie renouvelable ont également aidé à attirer les investisseurs privés. Les programmes gouvernementaux de ces pays proposent différentes formes d'appui, comme des allègements fiscaux, crédits d'impôts, amortissements accélérés, partage des coûts ou des garanties de prêt. On peut noter que les pays de ce groupe sont principalement des pays à revenu moyen et élevé avec des ressources géothermiques bien connues et des antécédents de projets réussis.

Atteindre de forts taux de rendement du capital investi

Bien que l'exploitation d'une centrale géothermique promette des revenus réguliers et durables, ce qui en fait un investissement intéressant à long terme, les risques indiqués précédemment en compliquent le financement et renchérissent le coût du capital, surtout pendant les phases initiales. Cela est aussi vrai pour les capitaux empruntés que pour les capitaux propres, le rôle de ces derniers devant être particulièrement souligné. Tandis que le financement par emprunt couvre en règle générale la plus grande part des besoins en capitaux (généralement 60 à 70 pour cent du coût total du projet), les bailleurs de fonds demandent habituellement qu'une quantité significative de capital soit également investie dans le projet. En fait, le capital investi représente parfois la seule source de financement pendant les premières phases du projet mis à part les subventions de l'État ou l'aide internationale.

Lorsqu'ils financent des projets géothermiques, les investisseurs privés exigent en général des taux de rendement relativement élevés pour leur capital investi. Il n'est pas rare que les investisseurs privés intervenant à un stade précoce exigent un rendement de 20 à 30 pour cent par an (BNEF, 2011). Cette forte prime de risque provient surtout du risque lié aux ressources. La longueur et l'incertitude de la durée de réalisation sont souvent le deuxième facteur, suivis des autres facteurs traités antérieurement, y compris le risque réglementaire. En outre, du point de vue de l'investisseur, les facteurs de risque comprennent non seulement ceux qui influencent le rendement du projet dans son ensemble, mais également les risques associés à la structure de financement (effet de levier). Par exemple, le rendement de l'investissement est sensible aux conditions de crédit comme le taux d'intérêt, l'échéance, le différé de remboursement (le cas échéant) et le ratio dettes/participations.

Il faut également noter que le long délai de réalisation des projets géothermiques (les premiers revenus ne commencent qu'à l'année 6 ou plus tard) peut considérablement creuser la différence entre les résultats sur la base du coût nivelé présumant un coût du capital relativement bas de source publique (avec un CUNE intéressant lorsqu'il atteint environ 0,04 à 0,10 USD/kWh), par rapport au niveau de tarif nécessaire pour atteindre les rendements financiers des investissements exigés. Pour un taux de rendement exigé de 25 pour cent, par exemple, un projet géothermique devra en général imposer, au moins initialement, des tarifs bien supérieurs au coût nivelé, même si les conditions des prêts sont relativement favorables.

Pour relever le taux de rendement au-dessus du seuil requis par l'investisseur privé, le gouvernement (ou les bailleurs de fonds internationaux) peut prendre en charge ou subventionner une portion des coûts du développement initial du projet, dont ceux des forages d'exploration, dans la mesure du

possible. À titre d'illustration, l'exemple suivant montre l'impact de l'engagement du gouvernement à absorber 50 pour cent des coûts pendant les trois premières années d'un projet, y compris les forages d'essai. L'annexe 3 détaille la méthodologie du modèle financier sous-jacent et présente les feuilles de calcul synthétisées et l'analyse de sensibilité pour les paramètres clés.

Exemple

Le gouvernement souhaite ajouter une nouvelle centrale géothermique de 50 MW (nouveau site) de charge de base pour le réseau et cherche à attirer l'investissement privé dans le projet. Il envisage initialement un scénario sans subvention au secteur privé, mais dans lequel le tarif de rachat garanti est suffisamment élevé pour satisfaire au rendement du capital exigé par les investisseurs privés.

Scénario de base | Le gouvernement n'accorde aucuns fonds ou subvention de capital. Sans la garantie de l'appui du gouvernement ou des bailleurs de fonds internationaux pendant les phases initiales d'un projet géothermique, les investisseurs privés estiment souvent que le risque est élevé et exigent par conséquent un rendement important. Cet exemple présente un taux présumé de rendement du capital exigé de 25 pour cent (tableau 3.2), ce qui est difficile à atteindre. Lorsque les coûts requis pour confirmer la ressource sont pris en compte, le coût en capital engagé au cours des six premières années est d'environ 3,9 millions USD par MW. La mise en service de la centrale et les premiers revenus ne sont prévus que pour l'année 6. La valeur actuelle nette (VAN) du scénario de base est donc négative, même avec un tarif de gros de 0,12 USD par kWh et un prêt bancaire à un taux de 6 pour cent sur 25 ans.⁵⁴

TABLEAU 3.2
Scénario sans appui public

PARAMÈTRE	VALEUR
Coût total d'investissement du projet	196 000 000 USD
Coût d'investissement par mégawatt	3 920 000 USD/MW
Rendement exigé du capital	25 %
Taux d'intérêt du prêt	6 %
Part du capital investi dans Capex (à partir de l'année 2)	30 %
Taux d'imposition	20 %
Facteur de capacité	90 %
E&M, main-d'œuvre comprise	10 192 000 USD/an
Coût nivelé de l'énergie	0,05 USD/kWh
Tarifs	0,12 USD/kWh
Rendement du capital investi	24,5 %
VAN	-740 354 USD

Source | Auteurs.

⁵⁴ On présume également qu'aucun intérêt ni principal n'est exigible jusqu'à ce que le projet commence à générer des revenus.

Étant donné que la VAN du scénario de base est négative, le gouvernement envisage d'adopter une approche différente.

Scénario avec appui du gouvernement | Le gouvernement accorde des fonds ou subventions de capital couvrant 50 pour cent des coûts d'investissement pendant les années 1 à 3, et met fin aux subventions uniquement quand les forages d'exploration donnent lieu à des résultats positifs. Comme les phases initiales avant les forages d'exploration sont des études en surface relativement peu coûteuses, les trois premières années du projet comportent des risques élevés mais les coûts sont modérés. Le montant total de la subvention atteint 14 millions USD. Cette subvention améliore toutefois considérablement le rendement du capital des investisseurs jusqu'à un niveau supérieur au seuil requis de 25 pour cent.

Compte tenu des nouvelles circonstances, la VAN du projet devient positive (tableau 3.3).

TABLEAU 3.3
Scénario avec appui public

PARAMÈTRE	VALEUR
Coût total d'investissement du projet	196 000 000 USD
Coût d'investissement par mégawatt	3 920 000 USD/MW
Valeur nominale de la subvention publique ⁵⁵	14 000 000 USD
Rendement exigé du capital	25 %
Taux d'intérêt du prêt	6 %
Part du capital investi dans Capex (à partir de l'année 2)	30 %
Taux d'imposition	20 %
Facteur de capacité	90 %
E&M, main-d'œuvre comprise	10 192 000 USD/an
Coût nivelé de l'énergie	0,05 USD/kWh
Tarifs	0,12 USD/kWh
Rendement du capital investi	27,8 %
VAN	3 539 420 USD

Source | Auteurs.

Du point de vue du gouvernement, une subvention de 14 millions USD ou moins permettant de lancer un projet de 196 millions USD est envisageable si elle conduit à une source d'énergie fiable et à bon prix.

Il faut noter que l'appui du gouvernement pendant ces phases initiales cruciales du projet non seulement améliore le rendement du capital mais peut également diminuer le risque perçu par les

⁵⁵ La valeur actualisée nette serait plus faible puisque la subvention est étalée sur une période de trois ans.

investisseurs privés et donc diminuer le seuil de rentabilité exigé. Ce coût du capital réduit peut à son tour faire baisser le tarif requis. Par exemple, un taux de rendement minimum de 20 pour cent pour le capital dans le scénario avec appui du gouvernement au lieu de 25 pour cent dans le scénario de base rend le tarif de 0,12 USD par kWh excessif. Un tarif de 0,10 USD par kWh, avec un taux de rendement du capital de 21 pour cent, peut être suffisant pour les investisseurs privés dont la VAN reste positive.

On peut voir l'impact de la réduction du coût du capital menant à une réduction de 2 centimes de dollar par kWh en calculant sa valeur actualisée pour toute la durée du projet. Si, par exemple, au lieu de fournir des apports en capital pendant les phases initiales du projet, le gouvernement décide de subventionner le tarif de l'énergie géothermique une fois que la centrale est en service, il engage un montant plus important de fonds publics que celui de la subvention en capital indiquée précédemment. Pour une durée d'exploitation de 25 ans (en supposant un tarif contractuel inchangé⁵⁶), la différence de 2 centimes de dollar par kWh correspond à un engagement budgétaire supplémentaire de 46,9 millions USD (valeur actualisée au coût du capital pondéré appliqué au projet).

Perspectives d'une approche diversifiée

Minimisation de l'exposition au risque lié aux ressources

L'atténuation du risque grâce à la diversification est une stratégie bien connue dans le secteur. Les industries extractives, comme celles du pétrole et du gaz, attachent beaucoup d'importance à la répartition des risques entre un nombre suffisant de gisements potentiels des « zones prometteuses ». Les sociétés d'exploration et de développement géothermique peuvent similairement bénéficier d'une stratégie saine de diversification de leurs investissements dans différents gisements géothermiques.

Une stratégie visant à minimiser l'exposition au risque lié aux ressources peut adopter les approches suivantes :

- 1 | Portefeuille d'exploration**, suivant lequel le pays explore et évalue dans une certaine mesure de multiples gisements géothermiques, ce qui augmente la probabilité de trouver au moins un site viable et ce qui réduit le risque de négliger des sites potentiels importants ;
- 2 | Développement en parallèle** de gisements choisis du portefeuille afin de réduire les délais et les coûts, et
- 3 | L'expansion par étapes**, pour réduire le risque d'épuisement des réservoirs et de chute de pression en développant les projets géothermiques par étapes prudentes et graduelles, selon les données des réservoirs.

Dans ses phases initiales (exploration de surface pour identifier le potentiel géothermique), l'exploration géothermique devrait couvrir l'ensemble ou la plupart des réservoirs géothermiques identifiables dans le pays ou la région. Ce principe s'applique le plus évidemment à toutes les phases

⁵⁶ Pour simplifier l'exemple, un tarif constant est appliqué pour toute la période d'exploitation de la centrale. Mais en réalité, pour les projets à longue durée de vie économique, comme les projets géothermiques ou hydrauliques, le tarif initial diminue généralement graduellement. Le remboursement des prêts, en particulier, permet de diminuer graduellement le tarif tout en continuant à générer suffisamment de revenus pour assurer un rendement acceptable pour les investisseurs.

de développement de projet antérieures au forage et peut même s'appliquer à la phase de forages d'essai. L'inclusion des forages d'essai exige l'engagement de fonds importants, surtout si les forages sont effectués en parallèle dans plusieurs sites. Il faut donc toujours choisir — et généralement limiter — les quelques gisements à forer à la lumière des résultats de l'exploration en surface.

Contrairement à l'industrie pétrolière et gazière dont le marché est mondial, la demande en énergie géothermique se limite à la demande minimum (charge de base) d'un pays ou d'une région. Cela signifie que la totalité de la demande d'énergie géothermique peut être satisfaite par un nombre relativement petit de gisements productifs.

Après l'évaluation initiale d'autant de réservoirs que possible, le progrès de l'exploration géothermique peut permettre de mieux cibler un nombre relativement petit de zones les plus productives ou prometteuses. Quelques exemples de la Banque mondiale indiquent que les résultats de forages initiaux peuvent éclairer les décisions de redéploiement des ressources à la phase suivante du projet vers les gisements les plus prometteurs (encadré 3.10).

ENCADRÉ 3.10

L'expérience de la Banque mondiale : le transfert des ressources vers les gisements géothermiques les plus productifs aux Philippines

Deux grands projets ont appuyé le développement de l'énergie géothermique aux Philippines dans les îles de Luzon et de Leyte pendant les années 1990. Dans le cas de Luzon, PNOC EDC, la société chargée des volets géothermiques des projets, a eu tendance à être trop optimiste, tant au niveau du nombre de puits à forer dans les sites géothermiques qu'au niveau de la capacité estimée de production d'énergie que ces puits produiraient. Le programme initial a dû être radicalement révisé à la baisse au milieu du cycle du projet et a déplacé ses ressources vers Leyte, décision qui s'est avérée bonne.

Source | Banque mondiale, 1996.

En principe, un petit nombre de grandes installations (voire une seule) construites dans le site ou les sites appropriés peuvent se révéler plus intéressantes que de nombreuses installations construites dans différents sites. Il faut toutefois, en raison de l'incertitude inhérente liée à l'exploration des ressources géothermiques, tenir compte de plusieurs facteurs pour établir un équilibre stratégique entre concentration et distribution de la capacité de production

Un pays doté de ressources géothermiques possède en général plusieurs gisements (ou réservoirs) potentiellement exploitables, ce qui mène à poser les questions suivantes.

Si le pays décide d'attribuer un certain budget au développement géothermique pour les années à venir, il doit décider s'il doit :

- attribuer la totalité (ou la plus grande partie) du budget au gisement qui semble le plus prometteur ;
- distribuer le budget parmi tous les gisements connus (par ex. proportionnellement à leur capacité estimée de production de vapeur) et développer les gisements en parallèle ; ou

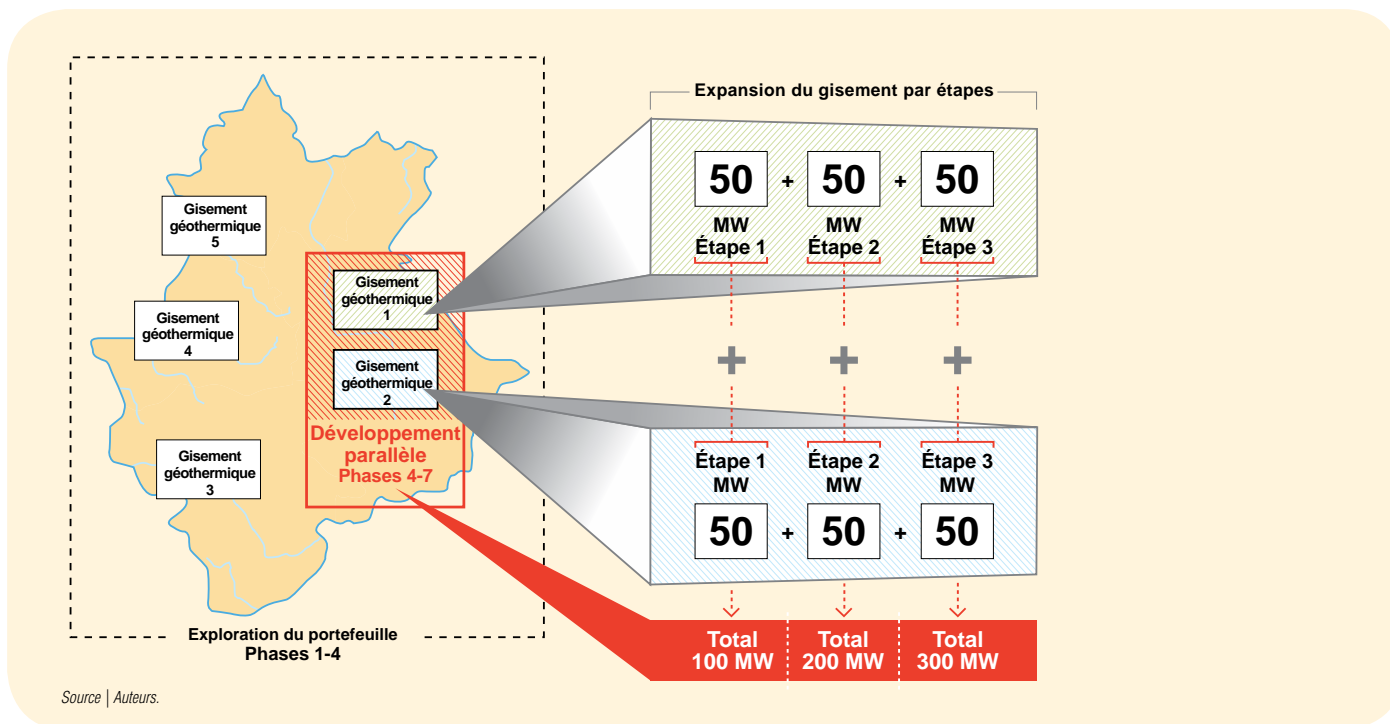
- essayer de combiner les deux options en développant, par exemple, tous les gisements en parallèle jusqu'à ce que leurs mérites respectifs deviennent plus apparents, puis concentrer les ressources sur les gisements les plus productifs ou les plus prometteurs.

La première option a certains avantages (comme des économies d'échelle) et peut être préférable dans certains cas (par exemple, si le pays dispose d'informations fiables suggérant qu'il ne dispose que d'un seul gisement géothermique exploitable ou qu'un gisement est nettement supérieur aux autres). Mais, en l'absence de circonstances exceptionnelles de ce genre, cette approche présente certains inconvénients. Premièrement, l'attribution de tout le capital à un seul gisement peut concentrer indûment tous les risques liés aux ressources. Deuxièmement, cette approche peut conduire à surdimensionner la capacité de la centrale par rapport à la capacité de production du gisement. Troisièmement, et partiellement en raison des efforts en vue de déterminer la taille optimale de la centrale pour le gisement, cette approche a tendance à allonger le délai entre l'investissement de forage et le début de la production. C'est le cas parce qu'il est nécessaire de forer beaucoup de puits et de les tester très tôt pour minimiser le risque d'estimation de la capacité de production du gisement géothermique (Stefansson, 2002).

Le deuxième scénario, qui consiste à développer plusieurs gisements plus ou moins en parallèle mais avec une première centrale relativement petite par rapport au potentiel du gisement, est préférable au premier scénario dans la plupart des cas. Cette approche est illustrée dans la figure 3.8 pour le cas simple d'un pays qui dispose de cinq gisements géothermiques et en développe deux.

FIGURE 3.8

Développement parallèle de deux gisements géothermiques ou plus : réduction du risque lié aux ressources



Dans cette vue schématique, le processus de développement menant au forage de production dans deux gisements particuliers vise à installer une capacité de 50 MW, bien en deçà de la capacité de production estimée à 150 MW. Cela réduit considérablement le nombre de puits de production à forer par gisement et le délai pour atteindre la capacité de production désirée. Par ailleurs, cette approche réduit considérablement le risque d'exploiter le gisement géothermique au-delà de sa capacité naturelle de recharge.

Bien entendu, le développement parallèle peut s'étendre à d'autres gisements géothermiques du pays selon le même principe. Une centrale de 50 MW dans chacun des trois gisements géothermiques, par exemple, permettrait au pays d'obtenir 150 MW d'énergie géothermique dans le même délai de réalisation que pour un projet de 50 MW dans un seul gisement.

En outre, engager l'ensemble du budget de développement géothermique du pays dans une seule centrale de 150 MW dans un unique gisement géothermique comporterait plus de risque et pourrait prendre plus de temps pour les raisons expliquées antérieurement.

L'approche de développement parallèle n'utilise initialement que partiellement la capacité productive de chacun des gisements. Par la suite, la capacité de production de la centrale pourra être accrue de façon à augmenter le degré d'utilisation de la capacité de production de chaque gisement au fil du temps. Les centrales de 50 MW de notre exemple ne sont que la première étape pour leur gisement respectif. Au fur et à mesure de la croissance de la demande énergétique du pays, la capacité de production, géothermique comprise, augmentera également. De nouvelles tranches de capacité de production d'énergie géothermique seront donc construites en bénéficiant d'une bien meilleure connaissance des ressources résultant de plusieurs années d'exploitation de la première centrale dans chaque gisement.

Comme indiqué antérieurement, il existe un juste milieu entre le développement intensif du gisement le plus prometteur et le développement de plusieurs gisements en parallèle. Par exemple, on peut développer tous les gisements en parallèle jusqu'à ce que leurs mérites relatifs soient plus clairs, puis concentrer les ressources sur le ou les gisements les plus productifs ou prometteurs. La phase exacte du cycle de développement produisant suffisamment d'information pour justifier le déplacement des ressources varie selon le cas particulier du pays. Dans la plupart des cas, la décision peut être prise après l'achèvement des forages d'essai. Mais il faut toujours faire un compromis entre l'attribution du capital aux ressources qui semblent les plus prometteuses à un moment donné et la couverture de l'incertitude dans l'avenir en diversifiant les risques liés aux ressources sur plusieurs gisements géothermiques.

ENCADRÉ 3.11

Expérience de l'expansion par étapes au Kenya

Le projet d'énergie géothermique d'Olkaria au Kenya est un exemple de développement graduel. Le gisement se trouve dans la vallée du Rift, à environ 120 km de Nairobi. La première centrale, Olkaria I, a été mise en service en 1981 avec une capacité de 15 MW, puis agrandie jusqu'à 45 MW. La centrale Olkaria II a été construite dans les années 1990 avec deux générateurs de 35 MW chacun, puis agrandie de 35 MW en 2009. Un PEI produit 12 MW dans le site d'Olkaria III avec un site binaire de finisseur. KenGen, la société de production d'énergie, prévoit d'agrandir Olkaria de 170 MW à plus de 400 MW dans les années à venir, avec 4 nouvelles centrales de 70 MW chacune. En parallèle, au moins deux autres gisements devraient fournir plusieurs centaines de mégawatts chacun.

Source | Magnus Gehringier d'après Mwangi, 2005.

FIGURE 3.9

Centrale électrique d'Olkaria au Kenya



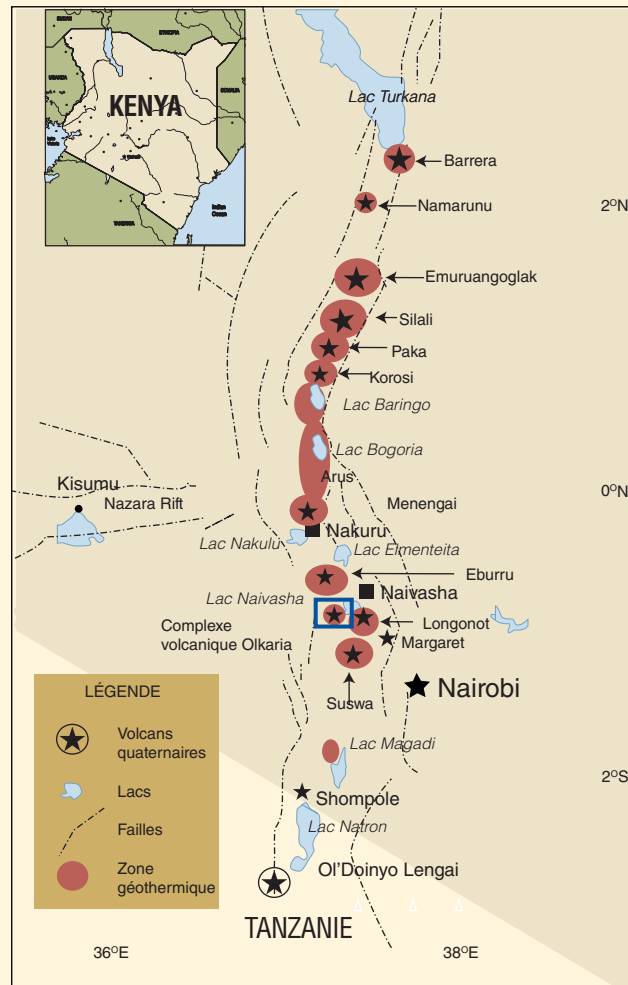
Source | Magnus Gehringer.

Exemples notables de certains pays

Les pays disposant d'un inventaire important de gisements géothermiques bénéficient le plus des concepts de gestion de portefeuille et de diversification, ce qui réduit le risque d'ensemble lié aux ressources géothermiques dans le pays. Par exemple, l'entreprise nationale de développement géothermique peut avoir un portefeuille d'investissement constitué de multiples projets visant à développer des gisements géothermiques et à construire la première centrale géothermique dans chacun (ou quelques-uns) d'entre eux. Si les probabilités d'exploitation géothermique viable des différentes zones du portefeuille sont indépendantes (donc faiblement corrélées ou sans corrélation), des résultats décevants de forage dans certaines zones devraient avoir tendance à être compensés par des résultats prometteurs dans d'autres zones. Par conséquent, le portefeuille dans son ensemble pourrait être rentable même si certains projets individuels échouent.

De nombreux pays pourraient bénéficier de cette approche de portefeuille. Le Kenya en est un. À Naivasha, au nord-ouest de Nairobi, la capacité géothermique installée était de 198 MW en avril 2010, plaçant ainsi le Kenya parmi les 10 premiers pays en ce qui concerne la production d'énergie géothermique. Mais la Vallée du Rift (figure 3.10) contient beaucoup d'autres sites méritant des forages exploratoires. Un groupe de consultants internationaux engagés par KenGen a conclu qu'il faudrait forer des puits d'exploration dans les prospectifs de Menengai et de Longonot pour confirmer l'existence de ressources commerciales dans chacun des sites. Sur la base de l'exploration en

FIGURE 3.10
Sites des ressources géothermiques au Kenya



Source | Banque mondiale, 2010a.

surface et de la modélisation des gisements pour environ 13 sites, on peut raisonnablement s'attendre à trouver des réserves de plusieurs centaines de mégawatts dans chacun de ces sites (Banque mondiale, 2010a).

L'Indonésie, pays bénéficiant du plus grand potentiel géothermique au monde et dans lequel l'exploration et le développement sont décentralisés au niveau des districts et des provinces, a encore plus intérêt à utiliser l'approche de portefeuille. Le gouvernement indonésien a identifié environ 250 sites (gisements géothermiques) et plus de 50 projets (totalisant 9 076 MW) prêts pour une exploration détaillée ou l'exploitation (CIF, 2010). Les ressources géothermiques indonésiennes sont diverses, tant en ce qui concerne la taille et la qualité des réservoirs qu'en ce qui concerne les données disponibles sur les zones prometteuses (Castlerock Consulting, 2011).

En plus des risques liés à l'exploration, l'approche de portefeuille peut aussi réduire les risques opérationnels pendant la phase d'exploitation et de maintenance. La production des centrales varie selon le débit des puits de production et d'autres facteurs.⁵⁷ Par conséquent, un bon résultat d'exploitation d'un puits peut compenser partiellement les mauvais résultats d'un autre.

Perspectives pour l'assurance privée

La disponibilité d'un vaste portefeuille de projets géothermiques est favorable aux dispositifs d'assurance. La gestion du risque par la diversification est le fondement du secteur pétrolier. La participation accrue des assureurs privés dans les dispositifs de garantie ou d'assurance pour l'exploration géothermique pourrait renforcer le rôle du secteur privé. Au départ, l'apport à un certain degré de capitaux subventionnés (subventions des gouvernements, bailleurs de fonds ou de financement pour la lutte contre le changement climatique) diminuerait le coût de couverture. C'est ainsi que le programme GeoFund appuyé par le FEM a fonctionné initialement dans les pays emprunteurs auprès de la Banque mondiale dans la région Europe et Asie centrale. On peut espérer toutefois que le secteur de l'assurance et les investisseurs privés assumeront ce rôle dans l'avenir.

Il semble que l'industrie géothermique ait plus besoin de ce type d'instruments d'assurance que le secteur pétrolier et gazier dans lequel les investisseurs privés absorbent le risque d'exploration. L'apparition des assureurs dans le secteur, que l'on constate déjà dans les marchés des pays avancés, s'étendra probablement aux sites les plus prometteurs du point de vue géologique dans les pays en voie de développement une fois que suffisamment de données seront recueillies sur le niveau de risque. La Société financière internationale (SFI) aide la Turquie à accélérer ce processus en réunissant une vaste base de données sur les résultats de forages dans le secteur géothermique. La facilité d'assurance de productivité de puits géothermique (APPG) en Turquie semble être le premier exemple de société d'assurance couvrant le risque lié aux ressources géothermiques en dehors de l'Europe continentale. Dans ce dispositif, les compagnies d'assurance locales fournissent la couverture directe tandis que la compagnie d'assurance internationale fournit la réassurance.

Petits systèmes géothermiques

Le cas particulier des petits systèmes de production d'énergie géothermique distribuée concerne l'énergie rurale en Amérique latine, aux Caraïbes et aux Philippines, entre autres exemples.

La décision de favoriser la production géothermique distribuée est prise soit en raison de la dissémination des ressources disponibles, soit en raison de la fragmentation des centres de demande.

Les petits projets d'énergie géothermique (entre 0,5 et 5 MW par site) pourraient être une solution intéressante pour les pays insulaires ayant une faible demande, parce que le géothermique produit

⁵⁷ Dans le cadre du projet géothermique de Leyte-Luzon appuyé par la Banque mondiale, en raison de la chute de capacité des puits de production dans le gisement de Mahanagdong (principalement par suite d'encrassement), la production de la centrale de 120 MW est tombée à 72 MW. PNOG EDC a réussi à améliorer la production jusqu'à plus de 100 MW grâce au désencrassement (nettoyage de puits) et à l'acidification, en forant des puits supplémentaires et en utilisant des techniques inhibant les dépôts. Pour éviter de tels problèmes dans l'avenir, il a été décidé de construire un réseau de pipelines pour la vapeur entre Mahanagdong et d'autres gisements disposant d'un surplus de vapeur (Banque mondiale, 2000).

une charge de base fiable. Pour satisfaire à la demande de pointe sur un réseau donné, l'énergie géothermique peut se combiner utilement avec d'autres énergies renouvelables comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique ou la plupart des technologies à base de combustibles fossiles. Le géothermique peut améliorer les conditions de vie dans des îles éloignées en fournissant une énergie nationale peu coûteuse tout en diminuant la dépendance envers les combustibles fossiles.

Un plan d'exploration pour sites de petites centrales géothermiques devrait mettre en commun les risques liés à un grand nombre de petits projets et identifier un groupe de projets viables du point de vue logistique, une fois regroupés. Les petits projets ne peuvent pas assumer les coûts élevés de forage de l'ordre de plusieurs millions de dollars par puits, typiques pour les grands projets. Le forage de puits de faible diamètre pour l'exploration et la production ou l'utilisation de plateformes de forage de taille moins importante et plus faciles à transporter sont des méthodes prometteuses pour réduire les coûts dans de tels sites (Vimmerstedt, 1998).

Rôle des bailleurs de fonds, des IFI et des mécanismes de financement de la lutte contre le changement climatique

Il a été expliqué que la valorisation à grande échelle du développement de l'énergie géothermique requiert la participation active à la fois du secteur public et du secteur privé. Dans les pays en voie de développement, toutefois, malgré quelques exemples encourageants, comme le récent projet de Chevron aux Philippines, la coentreprise LaGeo au Salvador, et les projets garantis par l'Agence multilatérale de garantie des investissements (AMGI) au Kenya (encadré 3.12 sur l'investissement récent d'Ormat), l'investissement du secteur privé dans les principaux projets géothermiques des pays en voie de développement a été réduit jusqu'à présent.

Les banques internationales de développement et autres bailleurs de fonds peuvent jouer un rôle clé pour catalyser les investissements dans ce secteur. Les Philippines sont un bon exemple de

ENCADRÉ 3.12

Kenya : Participation d'Ormat Holding Corp. (avec l'appui d'AMGI)

En 2008, AMGI a émis une garantie de 88,3 millions USD en faveur d'Ormat Holding Corp., filiale enregistrée aux îles Cayman d'Ormat Technologies, Inc., pour son investissement de 98,1 millions USD dans le capital d'OrPower 4, Inc., au Kenya. La garantie couvre les risques de guerre, de troubles civils, de restrictions de transfert et d'expropriation pour 15 ans.

Le projet comprend la conception, la construction, la gestion et l'exploitation d'une centrale géothermique de charge de base avec une capacité totale de 48 MW dans le cadre d'un contrat de CET pour les gisements géothermiques d'Olkaria dans la vallée du Rift à 50 km au nord-ouest de Nairobi. L'électricité produite sera vendue pendant 20 ans par accord d'achat d'énergie à la société nationale de transport et de distribution d'électricité, Kenya Power & Lighting Company Limited.

Source | Banque mondiale, 2010a.

l'importance de l'aide au développement pour l'essor du secteur géothermique dans un pays en voie de développement. Pendant les années 1970, le gouvernement des Philippines a confié à PNOC EDC, une filiale de la société pétrolière nationale PNOC, l'exploration géothermique dans plusieurs gisements. Mais en raison de la faiblesse de ses ressources financières, PNOC EDC a eu initialement des difficultés à financer l'exploration, le développement et la mise en service des projets géothermiques. Avec une capitalisation initiale et des avances de PNOC, la société mère PNOC EDC a pu remplir son mandat d'exploration, de développement et de mise en valeur des ressources géothermiques du pays. Le principal bénéfice pour la société a été son accès aux prêts des IFI dotés d'une garantie du gouvernement (encadré 3.13). De même, l'aide au développement a amélioré la viabilité de projets de centrales géothermiques exécutés par des investisseurs privés dans le cadre de contrats CET et par la société nationale d'électricité, NPC.

Les mécanismes de financement de la lutte contre le changement climatique (dont le FIC et les crédits carbone) jouent un rôle clé dans le développement de l'énergie géothermique. Les mécanismes de crédits carbone établis par le protocole de Kyoto de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) sont toujours disponibles pour fournir des revenus supplémentaires aux projets géothermiques en raison des économies d'émission de GES (annexe 4). Les revenus des crédits carbone ne sont toutefois en général pas disponibles au début du projet, et il n'est pas certain quelle sera la structure du marché après la fin des engagements pris au titre du Protocole de Kyoto en 2012. La nature concessionnelle du capital apporté par les mécanismes climatiques, comme le FTP et le SREP,⁵⁸ ainsi que la participation des grandes organisations internationales de développement créent des possibilités exceptionnelles de

ENCADRÉ 3.13

L'aide au développement et le succès géothermique des Philippines

Les Philippines disposent d'une capacité totale géothermique installée de 1 904 MW, en deuxième place mondiale après les États-Unis. Un programme agressif d'exploration et de développement géothermique a été appliqué après la crise énergétique des années 1970 par Philippine Geothermal Inc. (PGI), une entreprise privée actuellement pourvue d'une capacité de 756 MW à base de vapeur, et par PNOC EDC, une entreprise publique qui exploite actuellement 1 149 MW. PNOC EDC a réalisé ses activités géothermiques au moyen de prêts à long terme et à de bonnes conditions de la Banque mondiale et de la Banque japonaise pour la coopération internationale (BJCI). Pour aider le pays à mettre en valeur son potentiel géothermique, des prêts sectoriels de la Banque mondiale ont financé des forages d'exploration et la délimitation de plusieurs sites. Après en avoir établi la faisabilité technique et financière, des projets ultérieurs de la Banque mondiale ont financé le développement et la mise en service de gisements et de centrales pour une capacité de 777 MW. La BJCI a participé au financement de 305 MW, également avec des prêts pour projets.

Source | Dolar, 2006

⁵⁸ Le SREP s'inscrit dans le cadre du Fonds stratégique pour le climat (FSC) qui appuie les programmes susceptibles d'être valorisés à grande échelle pour répondre effectivement à un problème soulevé par le changement climatique. Le FSC est l'un des Fonds d'investissement climatique (FIC), dont le but est de promouvoir la coopération internationale dans le domaine du changement climatique et d'appuyer les pays en voie de développement qui adoptent un développement adapté au changement climatique et minimisant les émissions de GES.

transfert de connaissance et d'obtention de capitaux provenant de multiples sources en appui des investissements à faible empreinte carbone.

Le Kenya, l'un des six pays pilotes sélectionnés pour financement au titre du Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (SREP) dans les pays à faible revenu, propose d'utiliser les fonds concessionnels pour la phase de forage de production, ouvrant ainsi la voie au financement nonconcessionnel ou commercial pour les phases ultérieures du projet géothermique de 400 MW de Menengai (tableau 3.4).

T A B L E A U 3 . 4

Ordonnement proposé pour les sources de financement selon le Plan d'investissement SREP au Kenya

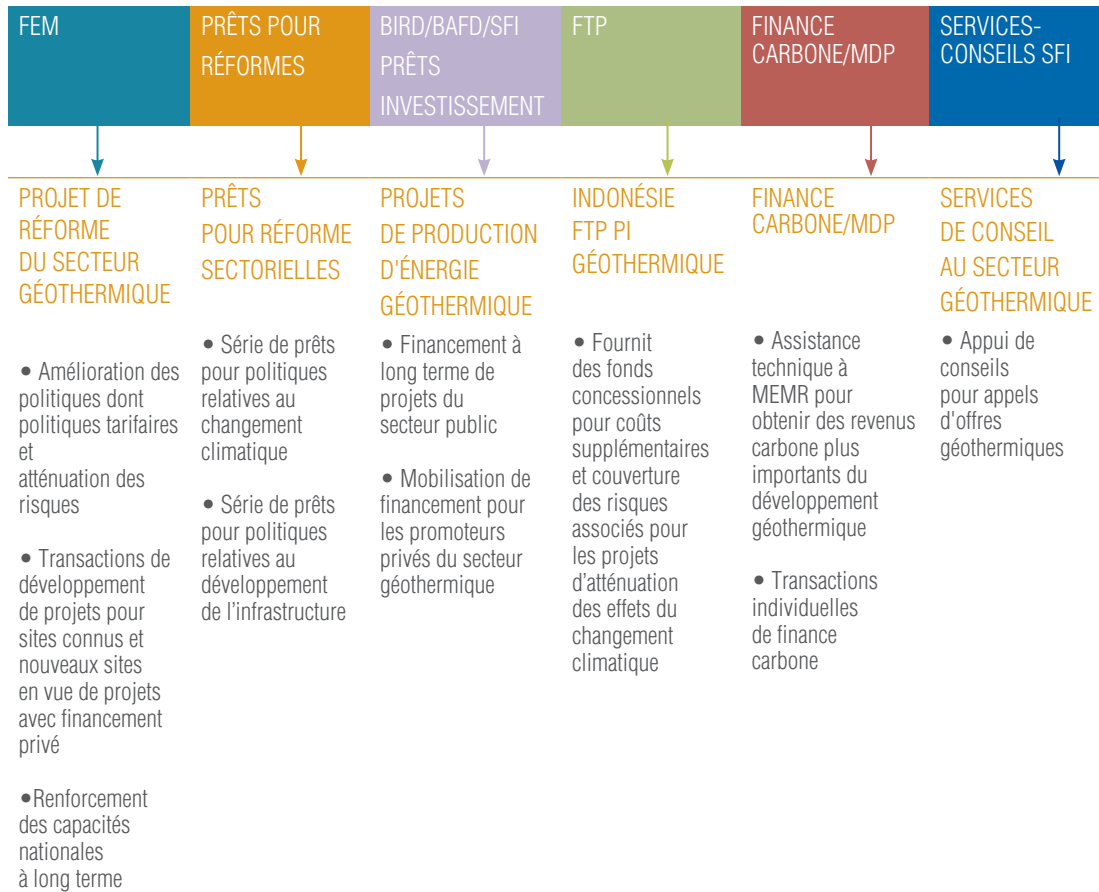
	PHASE DE DÉVELOPPEMENT	ORGANISME DE FINANCEMENT
1	Études détaillées	Société de développement géothermique (GDC) Gouvernement du Kenya (GdK)
2	Forage d'exploration	GDC et GdK
3	Forages d'évaluation	GDC et GdK
4	Études de faisabilité	Banque mondiale
5	Forages de production	Banque africaine de développement (BAfD) Agence française de développement et SREP
6	Mise en valeur du gisement de vapeur	Banque mondiale
7	Centrale électrique	SFI, secteur privé et BAfD
8	Transformateur et transmission	Banque mondiale

Source | CIF, 2011b.

En Indonésie, les IFI préparent un train de mesures pour apporter un appui global à l'accélération du développement géothermique. Le Groupe de la Banque mondiale et la Banque asiatique de développement sont en train de mobiliser leurs propres ressources, ainsi que celles du Fonds pour les technologies propres, pour immédiatement renforcer les investissements dans le secteur. Le financement par titres compensatoires de carbone a également fait l'objet d'une coopération. La Banque mondiale aide le gouvernement indonésien à rendre son cadre réglementaire et politique plus favorable aux investissements réguliers dans le développement géothermique. Cet appui est financé par une subvention du FEM et un prêt aux politiques de développement. La Banque mondiale et la SFI fournissent également des services de conseil pour l'attribution crédible et concurrentielle de concessions géothermiques afin de maximiser l'intérêt du secteur privé. Les différentes activités et multiples sources de financement sont réunies dans le cadre d'un appui global pour fournir la stimulation nécessaire à court terme ainsi que l'encouragement au développement géothermique à long terme en Indonésie, et ainsi transformer le secteur (CIF, 2010). La figure 3.11 illustre les diverses activités d'appui au titre du programme global des IFI.

FIGURE 3.11

Combinaison de différentes sources de financement pour valoriser à grande échelle le développement géothermique en Indonésie



Source | Banque mondiale, 2011.

Quelques conseils relatifs aux mécanismes de financement concessionnel

Principes généraux tirés de l'expérience du passé

La participation des organisations internationales peut réduire substantiellement le coût du capital disponible pour les projets. Une partie de ce capital peut même prendre la forme de subventions. Cela ouvre la voie à l'établissement potentiel de diverses facilités (fonds) de financement adaptées aux besoins.

Comme le risque lié à l'exploration des ressources est un obstacle majeur au développement de l'énergie géothermique, des efforts et des ressources considérables ont été consacrés ces dernières années à l'établissement de fonds bénéficiant d'un financement concessionnel afin d'atténuer ce risque pour les investisseurs.

Deux programmes de grande portée soutenant le développement de tels fonds ont été initiés sous les auspices de la Banque mondiale. Dans les deux cas, le FEM a été la source principale de capitaux concessionnels. Les enseignements tirés de l'élaboration et de l'administration de fonds géothermiques en Europe et en Asie centrale et plus récemment en Afrique ont été utiles à la communauté internationale pour mieux comprendre les options disponibles (encadré 3.14).

ENCADRÉ 3.14

Deux programmes géothermiques appuyés par les bailleurs de fonds

GeoFund en Europe et en Asie centrale et ARGeo en Afrique sont des exemples de facilités de développement géothermique établies sous les auspices de la Banque mondiale avec l'appui du FEM.

GeoFund a été lancé au début des années 2000 mais il lui a fallu plusieurs années pour devenir opérationnel. Le capital total de son programme financé par le FEM et approuvé par la Banque mondiale en 2006 était de 25 millions USD. La première phase du GeoFund comportait deux sous-projets : (a) une subvention de 810 000 USD à l'Association géothermique internationale pour des activités d'assistance technique (AT) régionale et (b) une subvention pour assurance de risque géologique (ARG) de 3,72 millions USD à MOL, le groupe hongrois pétrolier et gazier intégré. Dans la deuxième phase, un montant de 1,5 million USD a été attribué pour l'assistance technique à l'Arménie, et de 10 millions USD à la SFI pour des projets géothermiques avec participation privée en Turquie. Les 9,5 millions USD restants ont été rendus au FEM, aucun autre sous-projet n'étant envisagé et parce que le budget administratif du FEM était épuisé (Banque mondiale, 2010b). Le projet de suivi actuel de la SFI en Turquie s'appuie sur l'expérience du GeoFund et utilise le concept utile d'ARG mis au point par le GeoFund pour attirer des investissements privés.

Le programme de développement géothermique du Rift africain (ARGeo) a été lancé en 2003 et ressemble beaucoup au GeoFund. Il disposait d'un capital de 11 millions USD pour l'atténuation des risques et 6,75 millions USD pour l'assistance technique. Six pays (Éthiopie, Érythrée, Djibouti, Kenya, Ouganda et Tanzanie) avaient droit à l'appui du programme exécuté par le PNUE et la Banque mondiale. Le projet devait être lancé pour 10 ans à partir de 2005. Mais la facilité d'atténuation des risques n'a jamais vu le jour et le volet d'AT exécuté par le PNUE n'a été approuvé qu'à la fin de 2009.

Source | Mwangi, 2010, et auteurs.

Les enseignements tirés et principes fondamentaux sous-tendant la conception d'un mécanisme mondial ou régional efficace soutenu par des BMD pour promouvoir le développement géothermique ont été dégagés de cette expérience et peuvent être résumés comme suit :

- Pour réussir, un mécanisme de développement géothermique soutenu par les bailleurs de fonds doit disposer d'un personnel suffisant et d'une gestion professionnelle. Cette expertise au sein de la facilité doit permettre l'identification dynamique et le développement d'un portefeuille approprié d'investissements, l'évaluation des risques d'investissement, le montage financier et l'application de procédures appropriées d'appels d'offres sur le marché.
- La facilité doit disposer d'un financement suffisant, notamment d'une masse critique de capital concessionnel pour attirer des cofinancements du marché dans son ensemble, y compris des emprunts et investissements privés, suffisants pour la préparation de projets géothermiques commerciaux, puis pour leur exécution.

- Le financement concessionnel doit être dirigé vers les phases du cycle de développement géothermique les plus susceptibles de diminuer le risque pour les investisseurs et ainsi d'améliorer la bancabilité des projets géothermiques. Pour un projet typique d'énergie géothermique de taille moyenne, ce sont en général les phases initiales de préparation, y compris la phase de forage, qui sont les plus appropriées pour l'utilisation sélective de fonds concessionnels.
- Le succès de la phase de forage d'essai est essentiel pour combler le fossé crucial entre les premières phases de démarrage, qui sont peu susceptibles d'attirer un financement par emprunts, et les phases plus mûres du projet, lorsque les organismes de financement commencent à estimer que le projet devient bancable. Pendant les phases initiales, les besoins en capital sont relativement limités, mais le risque est trop élevé pour la plupart des investisseurs. Pendant les phases avancées, le projet est considéré comme étant de plus en plus bancable sans avoir besoin de financement concessionnel.
- L'étendue géographique du portefeuille de projets doit englober les zones abritant des réservoirs géothermiques bien établis et très prometteurs, principalement ceux qui conviennent à la production d'électricité. Pour réduire la concentration du risque, la ou les zones devraient être de taille suffisamment importante pour permettre un portefeuille de projets géothermiques dans divers sites.
- En plus de la diversification des risques, chaque proposition de projet présentée à la facilité doit satisfaire aux critères d'évaluation des risques pour les investissements, y compris l'évaluation des risques liés aux ressources géothermiques, l'évaluation de la solvabilité du promoteur et d'autres commanditaires ainsi que l'évaluation des risques réglementaires et autres risques pertinents.
- Pour aligner les incitations aux promoteurs et ses commanditaires avec celles de la facilité, il faut établir à l'avance les exigences de participation en capital du promoteur ou du commanditaire.
- En ce qui concerne les facilités de garantie ou d'assurance, le dédommagement doit se limiter aux pertes directement imputables au risque que la facilité couvre (par ex. le risque lié aux ressources) avec des paramètres précisés à l'avance et pour des montants ne couvrant en général pas le montant total des pertes du promoteur. Les frais de garantie (ou primes d'assurance) doivent être établis de manière à recouvrer les coûts engagés par la facilité à long terme pour l'ensemble du portefeuille.

Options de configuration pour les facilités

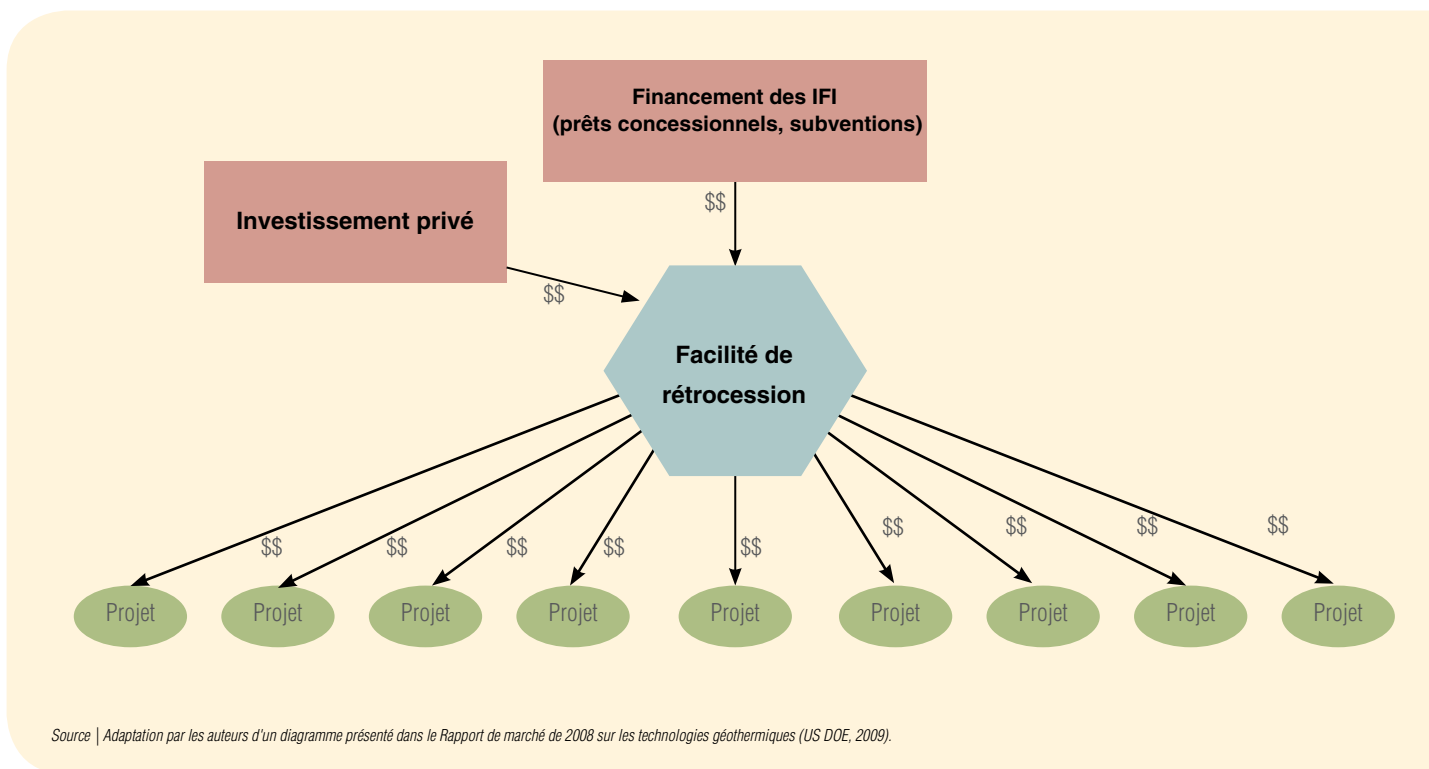
Les facilités de développement géothermique financées par des bailleurs de fonds peuvent utiliser différents types d'instruments concessionnels. Par exemple, pour répondre aux risques de la phase d'exploration ou de forages d'essai dans un pays en voie de développement, les différentes structures suivantes peuvent être utilisées.

Une facilité de subvention directe en capital pour partager les coûts de forage avec les promoteurs des projets. Cette option partage les coûts entre le promoteur et l'État. Ce mécanisme de partage des coûts peut couvrir un nombre maximal prédéfini de puits (cinq par exemple). En échange de sa participation aux coûts, le gouvernement aura accès à toutes les données obtenues par le promoteur sur la ressource et deviendra propriétaire des puits forés si le promoteur abandonne le projet. Cette approche est relativement onéreuse mais raisonnablement facile à administrer et intéressante pour les promoteurs. À titre d'illustration, le calcul de rendement financier présenté plus haut dans ce chapitre (avec plus de détails dans l'annexe 3) indique qu'une centrale géothermique de 50 MW à un coût de 196 millions USD pourrait faire appel à une subvention en capital d'environ 14 millions USD, si le gouvernement absorbe 50 pour cent des coûts pendant les trois premières années du projet, forages d'essai compris. Au niveau du pays, cette approche a été proposée, entre autres, pour l'Indonésie, avec un coût maximal pour le gouvernement estimé à 500 millions USD (Banque mondiale/PPIAF 2010).

Facilité de rétrocession. Les mécanismes de rétrocession sont communs pour les dispositifs appuyés par les IFI avec de multiples sous-emprunteurs. Dans le schéma de la Figure 3.12, la facilité de rétrocession empruntant des fonds concessionnels auprès des IFI peut être une banque de développement ou une entité similaire experte en gestion de portefeuille. La facilité de rétrocession

FIGURE 3.12

Un instrument de redistribution des prêts pour un portefeuille de projets géothermiques



Source | Adaptation par les auteurs d'un diagramme présenté dans le Rapport de marché de 2008 sur les technologies géothermiques (US DOE, 2009).

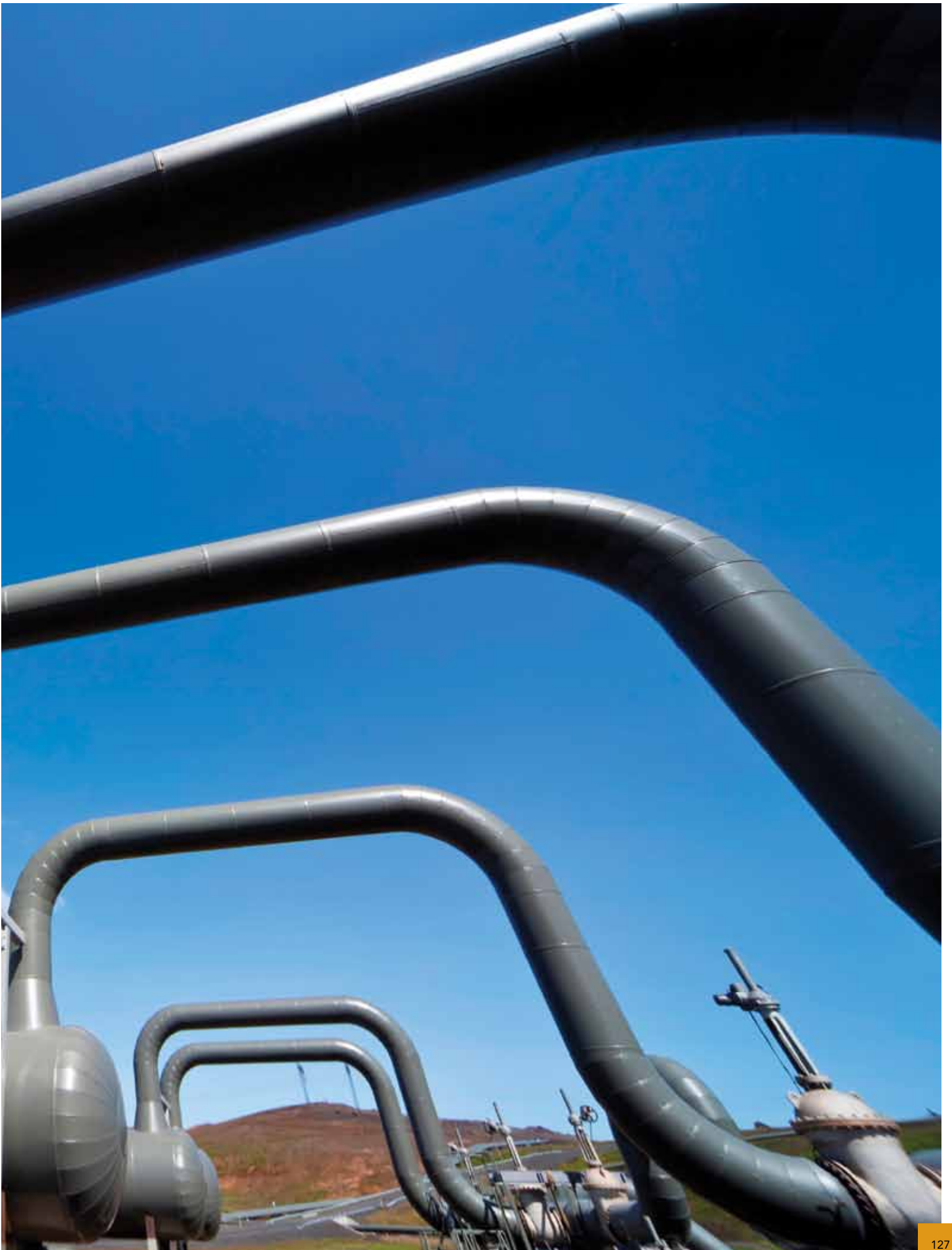
établit un fonds commun d'investissement financé par les IFI et les investisseurs privés. Le coût mixte du capital de cette facilité mis à la disposition des sous-emprunteurs (projets ou prospects géothermiques) est nettement moins élevé que si l'activité était uniquement financée par emprunts et capitaux privés. Les investissements doivent satisfaire à une série de critères pour limiter les risques de perte par projet, zone géographique et type d'activité. L'objectif de la structure est une moindre concentration du risque avec un portefeuille d'investissements géothermiques aussi diversifié que possible.⁵⁹

Facilité de garantie ou d'assurance. Une telle facilité peut fournir une assurance pour les puits forés inutilisables pour la production d'électricité. Si les résultats de forage escomptés ne sont pas atteints, un montant compensatoire est versé à partir du fonds selon les modalités de la police d'assurance. Celle-ci peut définir les paramètres géologiques (température, débit, composition chimique des fluides etc.) déterminant de manière quantifiable le succès ou l'échec du forage et le montant du dédommagement. Il faut noter que cet instrument d'assurance ne couvre que le risque lié aux ressources et non pas les risques opérationnels de forage ou autres risques. Par ailleurs, contrairement à une facilité de garantie éventuellement nécessaire pour la facilité de rétrocession présentée ci-dessus, l'assurance s'adresse directement aux risques les plus pertinents comme les forages d'essai plutôt que les risques plus généraux comme la solvabilité des sous-emprunteurs.

Pour limiter les risques encourus par la facilité de garantie/d'assurance, les candidats doivent fournir suffisamment de données et de rapports analytiques sur les perspectives d'un projet géothermique complet pour permettre une évaluation détaillée (IFC, 2011).

Selon le même concept, ce mécanisme de garantie ou d'assurance peut s'appliquer à un portefeuille de projets géothermiques. Par exemple, un portefeuille d'un certain nombre convenu de puits d'exploration forés par l'entité ou la société géothermique nationale serait assuré contre de mauvais résultats selon les paramètres géologiques indiqués. Le critère de déclenchement de la couverture d'assurance est la performance d'ensemble du portefeuille par rapport à une référence, qui pourrait être le niveau suffisant pour servir la dette. Si les résultats du portefeuille sont en deçà de ce niveau plancher, la garantie ou l'assurance entre en jeu pour relever les revenus au niveau minimal requis pour servir la dette. Le fonds ne couvre toutefois que les « premières pertes » à hauteur d'un pourcentage fixe de la valeur du portefeuille. Au-delà de ce montant, l'entité ou la société nationale d'énergie géothermique doit couvrir les pertes supplémentaires. L'approche de portefeuille a l'avantage de ne pas activer la garantie si les puits secs sont compensés par des puits hautement productifs. L'autre avantage de cette approche est que le coût de l'assurance/prime par projet n'a pas besoin d'être très élevé. Au fur et à mesure qu'un nombre croissant de projets et prospects ont accès à des prêts commerciaux, l'entité ou la société géothermique nationale peut décider de se passer de cette couverture (CIF, 2011a).

⁵⁹ Dans cette description, les auteurs ont adapté certaines caractéristiques d'une facilité appuyée par le DOE décrite dans des rapports récents sur l'atténuation des risques aux États-Unis (Deloitte, 2008).



ANNEXE 1

POLITIQUES DE GARANTIE DE LA BANQUE MONDIALE APPLICABLES AUX PROJETS GÉOTHERMIQUES

Les politiques de sauvegarde environnementales et sociales de la Banque mondiale sont souvent considérées comme les plus complètes parmi les institutions financières en vue d'assurer que les projets d'investissement ne nuisent pas à l'environnement ou au bien-être social des populations dans les zones des projets. Le GBM applique actuellement huit politiques de sauvegardes environnementales et sociales aux prêts d'investissement : OP/BP 4.01 sur l'étude d'impact sur l'environnement, OP/BP 4.04 sur les habitats naturels, OP/BP 4.09 sur la lutte contre les ravageurs, OP/BP 4.10 sur les populations autochtones, OP/BP 4.11 sur les ressources culturelles physiques, OP/BP 4.12 sur les réinstallations involontaires, OP/BP 4.36 sur les forêts et OP/BP 4.37 sur la sécurité des barrages.

Selon la nature du projet, une ou plusieurs de ces politiques sont déclenchées : des mesures spécifiques doivent répondre aux exigences des politiques et l'évaluation du projet doit traiter du ou des sujets. En ce qui concerne les projets d'énergie géothermique, l'évaluation environnementale au titre de l'OP/BP 4.01 est particulièrement pertinente, et certaines des autres sept politiques s'appliquent parfois également.

L'OP/BP 4.01 exige le classement des projets en quatre catégories environnementales (A, B, C ou FI) déterminant l'ampleur et le niveau de détail de l'évaluation environnementale (EE). La catégorie A est réservée aux projets susceptibles d'avoir des effets défavorables importants sur l'environnement qui sont sensibles,¹ variés ou sans précédent. Un projet proposé appartient à la catégorie B si ses effets environnementaux négatifs potentiels sur les populations humaines ou des zones importantes du point de vue de l'environnement (zones humides, forêts, prairies et autres habitats naturels) sont moins importants que ceux de la catégorie A. Les impacts des projets de catégorie B sont localisés ; très peu sont irréversibles, voire aucun ; et, dans la plupart des cas, des mesures d'atténuation peuvent être plus facilement mises en œuvre que pour les projets de catégorie A. Un projet proposé appartient à la catégorie C s'il n'aura probablement que des impacts minimes ou nuls sur l'environnement. Un projet proposé est classé dans la catégorie FI si le GBM investit en passant par un intermédiaire financier (IF) dans des sous-projets susceptibles d'entraîner des impacts nocifs sur l'environnement. Pour un projet FI, la classification des sous-projets peut leur attribuer à terme les mêmes catégories A, B et C qu'aux projets.

L'application d'OP/BP 4.01 aux projets d'énergie géothermique et la teneur des EE en résultant varieront inévitablement d'un projet à l'autre. L'évaluation environnementale de catégorie B est en général la plus appropriée pour la plupart des projets d'énergie géothermique de taille moyenne. La catégorie A peut être déclenchée dans quelques cas complexes, en raison par exemple de la

¹Un impact potentiel est considéré comme « sensible » s'il peut s'avérer irréversible (par exemple mener à la perte d'un habitat naturel important) ou soulever des problèmes indiqués dans l'OP 4.04, Habitats naturels (<http://go.worldbank.org/PS1EF2UHYO>) ; l'OP/BP 4.10, Populations autochtones (<http://go.worldbank.org/UBJJIRUDP0>) ; l'OP/BP 4.11, Ressources culturelles physiques (<http://go.worldbank.org/IHM9G1FO00>) ou l'OP 4.12, Réinstallation involontaire (<http://go.worldbank.org/GMOOEIY580>).

présence d'écosystèmes fragiles à proximité du site du projet, d'une installation géothermique de très grande taille (plusieurs centaines de mégawatts), d'une composition chimique défavorable du fluide géothermique (par ex. teneur élevée en H₂S), ou d'une géologie instable soulevant des inquiétudes au sujet de glissements de terrain ou de séismes induits.

Les EE pour la catégorie A exigent une analyse soignée des différentes options d'emplacement du projet, d'échelle, de technologie, etc. Des consultations poussées avec les groupes de personnes concernées sont exigées à des phases clés de la préparation de l'EE. Le rapport d'EE, qui comporte parfois plusieurs volumes, est rédigé par des spécialistes qui doivent être indépendants du promoteur du projet. Un plan détaillé de gestion de l'environnement (PGE) est également nécessaire, couvrant tous les effets et risques environnementaux importants attendus en raison des particularités du projet (consécutifs à la construction et à l'exploitation et, dans certains cas, au déclassement) ainsi que les mesures spécifiques à prendre pour les atténuer. Le PGE propose également en général un programme de renforcement des capacités institutionnelles pour le personnel local d'exécution du projet. Les coûts et les budgets des mesures d'atténuation et de renforcement institutionnel doivent être précisés. Enfin, le PGE comprend aussi un plan de suivi qui précise les indicateurs à surveiller pour assurer que le projet ne dépasse pas les limites de viabilité environnementale.

La portée des EE pour les projets de catégorie B est en général moindre que pour ceux de la catégorie A, et le PGE est parfois le seul document en résultant. La consultation du public est toujours nécessaire mais moins intensive que pour les projets de catégorie A.ⁱⁱ Les EE de catégorie B exigent toutefois encore des efforts et des ressources considérables. La liste indicative ci-dessous donne une idée de la nature de certains des impacts et des risques couverts par un PGE pour un projet géothermal de catégorie B.

- Déchets solides produits en cours de forage de puits (boue de forage et débris) et autres déchets solides
- Risque de contamination des aquifères pendant les forages
- Risque d'éruption à la surface de vapeur ou d'eau géothermique pendant les forages de puits
- Risque de déversement accidentel d'eau dans les cours d'eau ou en surface pendant les tests de production des puits
- Interruption de la circulation pendant la construction des pipelines
- Dommages au sol et aux surfaces des routes pendant les travaux de construction des pipelines, de la centrale et d'autres structures
- Dommages ou coupe d'arbres en raison de la pose de pipelines, construction de centrale et de bâtiments

ⁱⁱPour tous les projets de catégorie A et B proposés pour le financement du GBM, l'emprunteur consulte les groupes et les organisations non gouvernementales (ONG) concernés au sujet des aspects environnementaux du projet et tient compte de leurs points de vue. Pour les projets de catégorie A, l'emprunteur consulte ces groupes au moins deux fois : (a) peu après la classification environnementale et avant la finalisation des termes de référence pour l'évaluation environnementale (EE) et (b) après la rédaction du projet de rapport EE. En outre, l'emprunteur consulte ces groupes selon les besoins tout au long de l'exécution du projet pour répondre aux questions les concernant soulevées dans l'EE.

- Risque de déstabilisation de formations géologiques en raison des forages
- Risque de dommages causés à des zones fragiles en surface
- Bruit et poussière provenant des sites de construction
- Risque d'éruption à la surface de vapeur ou d'eau géothermique pendant l'exploitation en raison d'une rupture de la tête du puits ou du système de collecte de vapeur
- Impacts sur les sols et les aquifères d'éventuelles fuites des pipelines
- Risque de défaillance de l'équipement de réinjection
- Pollution sonore provenant de l'exploitation de la centrale et des tours de refroidissement

Comme indiqué ci-dessus, le PGE doit décrire les mesures d'atténuation pour chacun de ces impacts ou de ces risques et détailler un plan de suivi.

Pour les projets de catégorie C, aucune mesure supplémentaire n'est exigée de la part de l'EE. Mais les projets d'énergie géothermique n'appartiennent que rarement à la catégorie C, sauf si le projet n'implique aucune installation physique ou activité de construction et ne comporte que de l'assistance technique.

Les documents clés comme les EE, PGE et comptes rendus des consultations sont dans le domaine public et disponibles dans l'InfoShop du GBM.ⁱⁱⁱ Les documents juridiques des prêts (par ex. accords de prêts) renvoient souvent au PGE et rendent son respect exécutoire. Pour plus de détails sur les politiques de sauvegarde environnementales et sociales du GBM, consulter le site URL permanent <http://go.worldbank.org/WTA1ODE7T0>.

ⁱⁱⁱ L'adresse postale de l'InfoShop de la Banque mondiale est la suivante : 1818 H Street NW MSN J1-100 Washington DC 20433, États-Unis.

ANNEXE 2

LA VALEUR DES INFORMATIONS FOURNIES PAR LES FORAGES D'EXPLORATION

Introduction

Le risque lié aux ressources est un élément important de l'évaluation économique d'un éventuel projet d'énergie géothermique. Dans l'analyse des avantages potentiels d'un projet, il ne faut pas oublier qu'un investissement peut être engagé et mener à une ressource insuffisante pour approvisionner une centrale. Le décisionnaire doit équilibrer la probabilité d'un forage productif menant à la construction d'une centrale géothermique avantageuse du point de vue économique avec la probabilité d'un forage infructueux. Dans ce dernier cas, les coûts auront été engagés sans avoir obtenu d'avantages économiques. Si la probabilité de succès semble insuffisante, les risques du programme d'investissement sont peut-être trop importants.

Les forages d'exploration et autres tests peuvent toutefois permettre de mieux comprendre la probabilité de disposer d'une ressource suffisante. Ce test a un certain coût, mais bien moindre que l'investissement engagé pour la production réelle. Le problème est de décider s'il vaut la peine d'encourir les coûts de test, s'il vaut mieux passer directement aux investissements de projet ou bien s'abstenir de toute action.

On peut calculer les bénéfices d'une centrale géothermique viable selon la réduction de la valeur actualisée nette obtenue grâce au programme d'expansion de la production (coûts en capital, frais d'exploitation et combustible). La probabilité de réduction de coût par rapport à la probabilité d'aucune réduction de coût et d'investissements géothermiques infructueux doit être pesée et comparée au coût du test. Il existe des outils pour analyser ces options d'exploration dans les industries extractives. Un cas simple est présenté ci-dessous en introduction à cette approche.

« Le problème du prospecteur » : Quand tester et quand investir

« Le problème du prospecteur » a été étudié par Howard Raiffa (1968), en utilisant l'exemple du pétrole. Les principes peuvent s'appliquer à l'exploration des ressources géothermiques. Dans ce modèle, on fait l'hypothèse que le prospecteur a déterminé au préalable que le forage de production serait probablement un succès (la ressource est viable). Un test est également disponible (forage sismique ou exploratoire) à un coût connu pour fournir des indications au sujet de la présence ou non d'une ressource viable.^{iv} Un concept central est celui de l'adoption d'une combinaison d'options permettant d'atteindre, de prime abord, les meilleurs résultats pondérant les différents résultats selon leurs probabilités.

^{iv} Ceci est le cas d'« information parfaite ». Le cas plus complexe d'« information imparfaite », selon lequel le test augmente l'information disponible relative à la probabilité d'une ressource viable, mais n'apporte pas de certitude, peut également être analysé par des méthodes similaires à celles décrites ci-dessous.

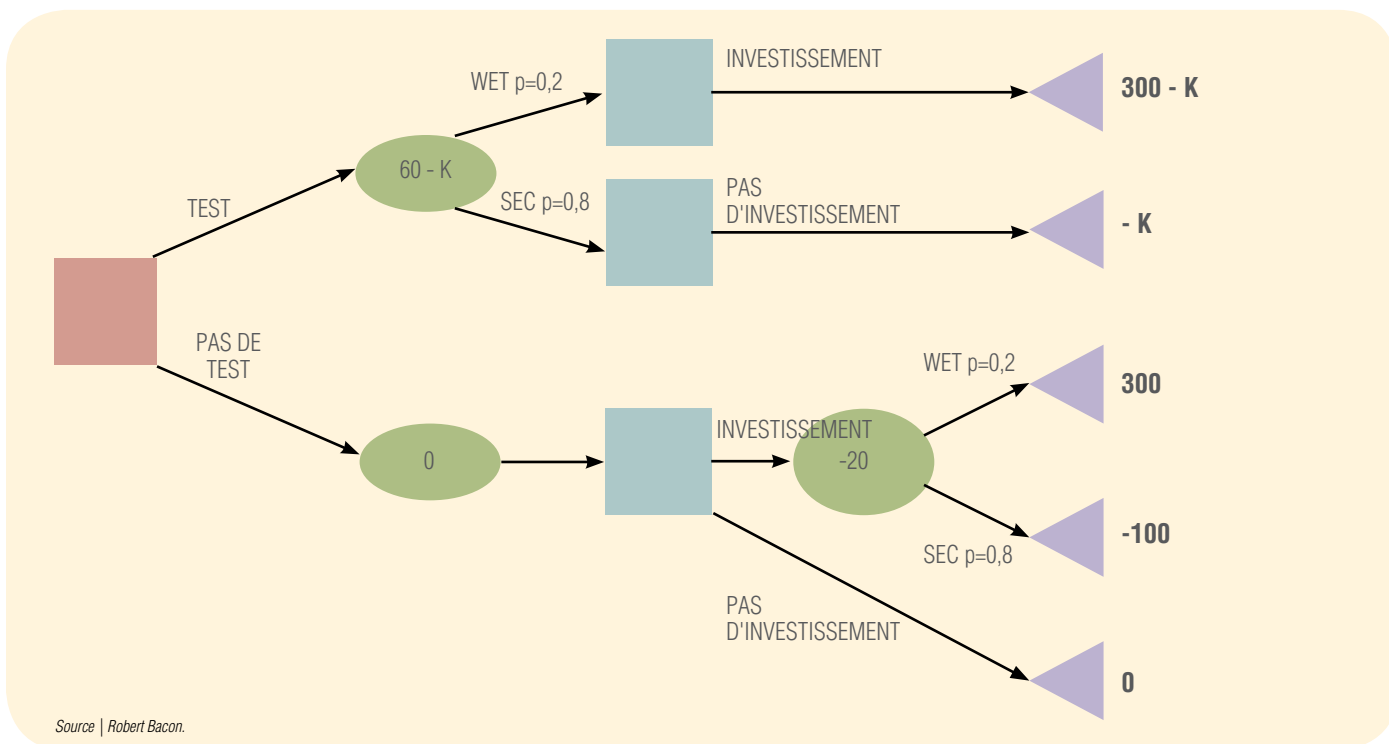
Cette approche est présentée avec des chiffres à titre d'illustration. Les avantages nets de forages géothermiques fructueux sont de 300 (réduction des coûts du plan d'expansion) ; le coût d'investissement dans une centrale géothermique est de 100 ; et la probabilité a priori, avant le test, de trouver une ressource viable est de 0,2 (le prospecteur pense que la chance de succès est de 20 pour cent). Le coût du test démontrant avec certitude la présence ou l'absence d'un montant viable de ressource est dénommé K.

Un arbre décisionnel résout le problème pour le prospecteur en présentant les différentes options et les résultats possibles pour chacune d'entre elles et l'évaluation de leur probabilité. La première option est celle de tester ou non. On présume que le test fournit des informations parfaites assurant que le forage de production trouve des ressources suffisantes pour la production et que, par conséquent, l'investissement peut être réalisé. L'échec d'un test indique que les ressources ne sont pas suffisantes et que l'investissement est déconseillé.

Si, par contre, la première décision est de ne pas entreprendre de test, une deuxième décision au sujet de la poursuite du projet est tout de même nécessaire. La décision de continuer pourrait mener à un succès avec les bénéfices pertinents tandis qu'un échec entraînerait des coûts d'investissement sans bénéfices. L'option finale serait de ne pas tester et ne pas investir (le scénario de référence pour les autres cas).

Un tel arbre décisionnel est présenté dans la figure 1 de l'annexe 2. Un carré indique une décision (test ou non), un cercle indique un résultat probable (puits productif ou non), et un triangle indique

ANNEXE 2, FIGURE 1
Arbre décisionnel pour les tests et les investissements



les bénéfices nets de ce résultat. Le décisionnaire choisit la solution de l'arbre décisionnel avec les meilleurs résultats attendus.

Le test est entrepris pendant la première voie de l'arbre décisionnel. En cas de forage fructueux (probabilité évaluée à 0,2), l'investissement est réalisé en raison de la certitude de l'existence de la ressource -- le bénéfice net atteint $300 - K$ (le bénéfice net du projet moins le coût du test). En cas de forage infructueux (probabilité évaluée à 0,8), l'investissement n'est pas réalisé en raison de la certitude de l'absence d'une ressource viable -- le bénéfice net atteint $-K$ (le coût du test). La valeur attendue de ces résultats (leur moyenne pondérée) est de $60 - K$. Si le coût du test est inférieur à 60, le résultat du test puis de l'investissement ou du non-investissement, selon le résultat du test, permet un rendement attendu positif.^v

La deuxième voie de l'arbre décisionnel comporte la première décision de ne pas tester et la décision ultérieure d'investir. Cela mène à deux résultats possibles : un forage fructueux (probabilité de 0,2) avec un bénéfice net de 300 (sans coût de test) et un forage infructueux (probabilité of 0,8) avec un bénéfice net de -100 (coûts d'investissement perdus). Le bénéfice net attendu (moyenne pondérée) serait de -20. Le forage sans test antérieur représenterait en moyenne une perte financière, étant donné la probabilité de succès présumée. La différence avec le cas incluant le test est qu'on aurait pu éviter d'investir dans un forage infructueux grâce aux indications fournies par les résultats du test.

La troisième voie de l'arbre décisionnel comporte la décision de ne pas tester et de ne pas investir. Le bénéfice net attendu serait de zéro : pas de coûts mais pas de centrale géothermique. Si on n'effectue pas de test, il vaut mieux ne pas investir plutôt qu'investir puisque la troisième voie a un meilleur résultat attendu que la deuxième voie. Mais si le coût du test est inférieur à 60, il vaut mieux suivre la première voie : tester puis investir ou non selon les résultats.

Cet exemple montre que, pour prendre la décision, les valeurs de la probabilité a priori de trouver une ressource viable et le coût du test sont cruciales. Le tableau 1 de l'annexe 2 présente des décisions qui maximisent le bénéfice économique net attendu pour différentes valeurs de ces paramètres. Moins le test est coûteux, plus il est probable qu'il est optimal de tester avant d'investir. Par contre, plus la probabilité de puits fructueux est élevée, moins il est probable qu'il soit nécessaire de tester avant d'investir. Un coût élevé de test et une faible probabilité de succès mènent à la décision de ne pas tester et de ne pas investir.

On connaît le coût du test grâce à l'expérience géophysique générale, ajustée aux conditions locales. Le forage d'un puits d'exploration est une activité clairement définie dont le coût devrait pouvoir se calculer assez précisément. Il est par contre plus difficile d'évaluer au préalable la probabilité de l'existence d'une ressource viable. Cette évaluation dépend en grande partie de la réalisation ou non de forages antérieurs dans la zone. Bickel, Smith et Meyer (2008) traitent de certains aspects de l'évaluation de cette probabilité. L'encadré 1 de l'annexe 2 indique que, globalement, la probabilité de puits fructueux (proportion de puits forés trouvant des ressources viables) est importante et que la probabilité de puits fructueux a tendance à augmenter avec le nombre de puits déjà forés dans un gisement parce que les essais antérieurs permettent aux foreurs de connaître les caractéristiques du gisement.

^v En pratique, plusieurs puits d'exploration seraient probablement forés et un certain chiffre représentant la présence d'une ressource viable serait attribué à la certitude (par exemple, au moins deux sur quatre).

ANNEXE 2, TABLEAU 1

Décisions optimales pour différents coûts de test et probabilités de puits fructueux

PROBABILITÉ DE SUCCÈS	COÛT DU TEST	DÉCISION OPTIMALE	BÉNÉFICE ÉCONOMIQUE NET
0,2	50	Test	10
0,6	50	Pas de test, investissement	140
0,2	65	Pas de test, pas d'investissement	0
0,6	30	Test	150
0,2	30	Test	30

Source | Robert Bacon.

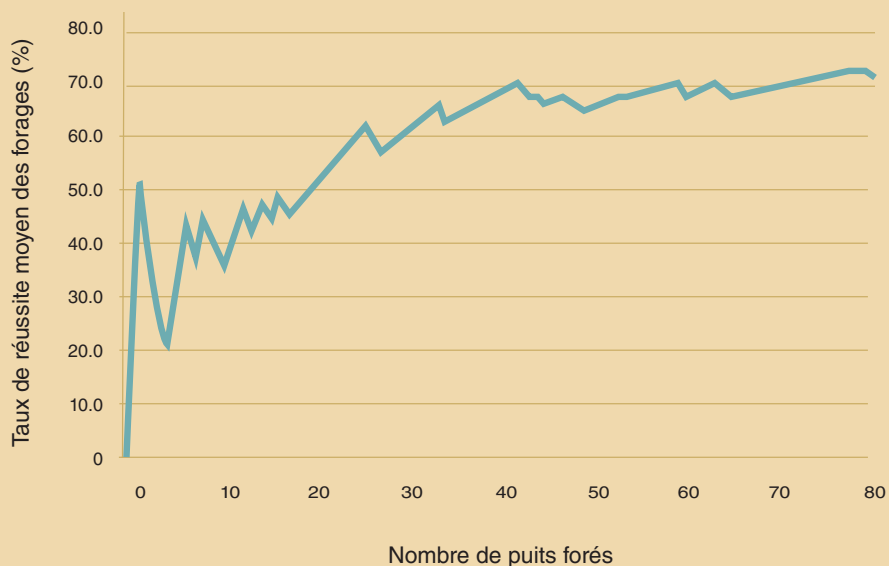


ANNEXE 2, ENCADRÉ 1

Taux de succès des forages de puits géothermiques

Sanyal et Morrow (2012) ont estimé qu'au moins 4 000 puits géothermiques ont été forés dans le monde à ce jour. Ils disposaient de suffisamment d'information pour analyser 2 528 puits géothermiques dans 52 gisements et 14 pays différents et ont conclu que le taux moyen de succès était de 68 pour cent. L'analyse des résultats pour les gisements particuliers a montré que le taux de succès moyen se stabilisait relativement rapidement après des fluctuations importantes pendant les quelques premiers essais. Par exemple, dans le gisement de Kamojang en Indonésie, où de nombreux puits ont été forés, le taux de succès s'est stabilisé après 5 ou 6 puits et a ensuite lentement augmenté vers une valeur asymptotique d'environ 70 pour cent, comme l'indique la figure provenant d'une étude réalisée par Geothermex pour la Banque mondiale en 2010.

Taux moyen de succès de forage par rapport au nombre de puits forés dans le gisement de Kamojang en Indonésie



Source | Banque mondiale/PPIAF, 2010.

Sanyal et Morrow présentent également des statistiques cumulées par gisement, indiquant qu'une grande majorité des gisements a obtenu des taux de succès supérieurs à 50 pour cent.

TAUX DE SUCCÈS	NOMBRE DE GISEMENTS	TAUX DE SUCCÈS	NOMBRE DE GISEMENTS
33 % - 40 %	4	71 % - 80 %	10
41 % - 50 %	5	81 % - 90 %	8
51 % - 60 %	9	91 % - 100 %	5
61 % - 70 %	11		

Source | Sanyal et Morrow, 2012.

ANNEXE 3

UN EXEMPLE À TITRE D'ILLUSTRATION DE PARTICIPATION DU GOUVERNEMENT AUX COÛTS DE L'EXPLORATION

MÉTHODOLOGIE

L'analyse financière à titre d'illustration d'un projet géothermique hypothétique de 50 MW dans le présent manuel s'appuie sur un modèle de feuille de calcul Excel personnalisé. Le modèle calcule le taux de rendement interne (TRI) et sa valeur actualisée nette (VAN) ainsi que le taux de rendement du capital investi et la VAN de ce capital investi. Ces critères de décision sont souvent utilisés pour le financement de projets. Par ailleurs, le modèle calcule le coût nivelé de l'énergie (CUNE), bien qu'il ne fasse pas partie intégrante des calculs du rendement et de la VAN. Le CUNE calculé représente les flux actualisés des coûts du projet (comprenant les coûts en capital et d'exploitation) tout au long du projet, divisés par les flux de production d'énergie correspondants actualisés au même taux.

Les montants en dollars sont exprimés en valeur réelle. Pour convertir les résultats en leurs valeurs nominales, il faut introduire des coefficients de hausse de coûts pour chaque élément de coût ainsi que pour le tarif. La VAN du projet et son TRI adoptent la perspective de tous les investisseurs, y compris les organismes de prêts (créanciers). Le flux de trésorerie utilisé pour cette partie du calcul s'appuie sur le concept connu en finance de projet sous le terme flux de trésorerie disponible à l'entreprise (FTDE). Dans notre cas, l'« entreprise » est le projet, le flux de trésorerie s'appelle donc flux de trésorerie disponible au projet (FTDP). La formule utilisée pour déterminer la VAN du projet est la suivante :

$$VAN_{\text{proj}} = \sum_{t=0}^n \frac{FTDP_t}{(1+CMPC)^t}$$

dans laquelle $FTDP_t$ est le flux de trésorerie disponible au projet dans l'année t de la vie du projet qui couvre un nombre n d'années ; CMPC est le coût moyen pondéré du capital. Le CMPC se calcule avec la formule suivante : $CMPC = \text{taux d'intérêt de la dette} \times (1 - \text{taux de l'impôt sur les sociétés}) \times \text{proportion de dette dans le capital du projet} + (\text{taux de rendement du capital exigé} \times \text{proportion d'investissement dans le capital du projet})$. Si des subventions sont incluses dans le calcul, elles réduisent le montant de capital à couvrir avec des emprunts et des investissements en capital.

La VAN du flux de trésorerie aux investisseurs et son taux de rendement adoptent le point de vue des investisseurs en capital uniquement. Le flux de trésorerie utilisé dans ce calcul s'appuie sur le concept de flux de trésorerie disponible aux investisseurs (FTDI). La formule utilisée pour déterminer la VAN du capital investi est la suivante :

$$VAN_{\text{capital investi}} = \sum_{t=0}^n \frac{FTDI_t}{(1+Re)^t}$$

dans laquelle $FTDI_t$ est le flux de trésorerie disponible aux investisseurs dans l'année t de la vie du projet qui couvre un nombre n d'années ; R_e est le rendement exigé du capital investi. L'actualisation avec R_e (plutôt que CMPC) est conforme au fait que les paiements annuels d'intérêts et de principal pour la dette ont déjà été versés et que l'ensemble du flux de trésorerie restant appartient aux investisseurs en capital. Ces derniers exigent en général un rendement plus élevé de ce flux de trésorerie en rémunération du risque plus important, associé au fait qu'ils sont les derniers à être réglés.

Le niveau de la prime de risque et de R_e en résultant dépend fortement de la nature du projet. Comme indiqué dans le présent manuel, les investisseurs en capital habituels dans un projet géothermique peuvent exiger un rendement de 20 à 30 pour cent. Toutefois, comme la remarque en a également été faite dans le chapitre 3, des arrangements judicieux de partage des coûts peuvent réduire ce rendement exigé. Par exemple, un appui partiel par des subventions de l'État pendant les phases initiales cruciales du projet peuvent réduire considérablement le taux de rendement exigé.

TABLEAUX DE SYNTHÈSE

Projet géothermique hypothétique - Analyse financière

Abréviations utilisées dans la présente annexe :

Capex	Dépenses en capital (ou coûts d'investissement)
BAIL	Bénéfices avant intérêts et impôts
BAIIA	Bénéfices avant intérêts, impôts et amortissements
FTDI	Flux de trésorerie disponible aux investisseurs
FTDP	Flux de trésorerie disponible au projet
TRI	Taux de rendement interne
VAN	Valeur actuelle nette
E&M	Coûts d'exploitation et de maintenance
VA	Valeur actuelle
R_e	Taux de rendement exigé du capital investi
CMPC	Coût moyen pondéré du capital

TABLEAUX DE SYNTHÈSE
Projet géothermique hypothétique - Analyse financière (USD constants 2011)

PAS DE SUBVENTIONS ; TARIF DE 0,12 USD / kWh	ANNÉE 0	ANNÉE 1	ANNÉE 2	ANNÉE 3	ANNÉE 4	ANNÉE 5	ANNÉE 6	ANNÉES 7...30	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	ANNÉE 7	ANNÉE 30
Capacité installée, MW	50,00								
Coût total d'investissement du projet en USD	196 000 000,00								
Coût total en capital en USD par MW	3 920 000,00								
Rendement exigé du capital	25,0 %								
Taux d'intérêt du prêt	6,00 %								
Taux d'intérêt du prêt après impôt	4,80 %								
Échéance du prêt, années	25								
Taux d'imposition	20,0 %								
CMPC	11,221 %								
Durée d'amortissement, années	30								
Proportion de capex engagée	0,010	0,015	0,064	0,064	0,411	0,456			
Pourcentage de capex financé par subventions	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Part du capital invest dans le capex après subventions	1,000	1,000	0,300	0,300	0,300	0,300			
Capacité installée, MW	50,00								
Facteur de capacité	90 %								
Nombre d'heures par année	7 884								
Production d'énergie, GWh							394,2	394,2	394,2
Tarif, USD/kWh	0,12						0,12	0,12	0,12
Coût d'investissement total, USD	2 000 000,00	3 000 000,00	12 500 000,00	12 500 000,00	80 500 000,00	85 500 000,00			
Subvention, USD	-	-	-	-	-	-			
Coût d'investissement après subvention, USD	2 000 000,00	3 000 000,00	12 500 000,00	12 500 000,00	80 500 000,00	85 500 000,00			
Capital investi, USD	2 000 000,00	3 000 000,00	3 750 000,00	3 750 000,00	24 150 000,00	25 650 000,00			
Emprunt, USD	-	-	8 750 000,00	8 750 000,00	56 350 000,00	59 650 000,00			
Solde d'emprunt, USD	-	-	8 750 000,00	17 500 000,00	73 850 000,00	133 700 000,00	128 352 000,00	123 004 000,00	-

TABLEAUX DE SYNTHÈSE

Projet géothermique hypothétique - Analyse financière (USD constants 2011)

	ANNÉE 0	ANNÉE 1	ANNÉE 2	ANNÉE 3	ANNÉE 4	ANNÉE 5	ANNÉE 6	ANNÉE 7	ANNÉE 30
Revenus, USD							47 304 000,00	47 304 000,00	47 304 000,00
Charges d'exploitation							16 862 533,33	16 862 533,33	16 862 533,33
E&M							10 192 000,00	10 192 000,00	10 192 000,00
Amortissement							6 533 333,33	6 533 333,33	6 533 333,33
Autre							137 200,00	137 200,00	137 200,00
BAILA							36 974 800,00	36 974 800,00	36 974 800,00
Bénéfice d'exploitation (BAII)							30 441 466,67	30 441 466,67	30 441 466,67
Intérêts							8 022 000,00	7 701 120,00	320 880,00
Principal							5 348 000,00	5 346 000,00	5 348 000,00
Service total de la dette							13 370 000,00	13 049 120,00	5 668 880,00
Bénéfices avant impôts							22 419 466,67	22 740 346,67	30 120 586,67
Résultat net							17 935 573,33	18 192 277,33	24 096 469,33
Impôt sur les bénéfices, USD							4 483 893,33	4 548 069,33	6 024 117,33
Calculs des flux de trésorerie disponibles									
FTDP = Flux de trésorerie disponible au projet ; FTDI = Flux de trésorerie disponible aux investisseurs									
FTDP (calculé à partir du BAII) en USD	(2 000 000,00)	(3 000 000,00)	(12 500 000,00)	(12 500 000,00)	(80 500 000,00)	(85 500 000,00)	30 886 506,67	30 886 506,67	30 886 506,67
TRI du projet (à partir du BAII)	13,4 %								
VAN du projet (à partir du FTDP) en USD	23 677 501,41								
FTDI (calculé à partir du résultat net) en USD	(2 000 000,00)	(3 000 000,00)	(3 750 000,00)	(3 750 000,00)	(24 150 000,00)	(25 650 000,00)	19 120 906,67	19 377 610,67	25 281 802,67
Rendement du capital investi (à partir du FTDI)	24,5 %								
VAN du capital investi (à partir du FTDI) en USD	(740 354,05)								

TABLEAUX DE SYNTHÈSE
Projet géothermique hypothétique - Analyse financière (USD constants 2011)

Scénario avec l'appui du gouvernement : Subventions pendant les phases initiales ; Tarif 0,12 USD / kWh	ANNÉES 7...30									
	ANNÉE 0	ANNÉE 1	ANNÉE 2	ANNÉE 3	ANNÉE 4	ANNÉE 5	ANNÉE 6	ANNÉE 7	ANNÉE 30	
Capacité installée, MW	2011 50,00	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2041	
Coût total d'investissement du projet en USD	196 000 000,00									
Coût total en capital en USD par MW	3 920 000,00									
Rendement exigé du capital	25,0 %									
Taux d'intérêt du prêt	6,00 %									
Taux d'intérêt du prêt après impôt	4,80 %									
Échéance du prêt, années	25									
Taux d'imposition	20,0 %									
CMPC	11,132 %									
Durée d'amortissement, années	30									
Proportion de capex engagée	0,010	0,015	0,064	0,064	0,411	0,436				
Pourcentage de capex financé par subventions	0,000	0,500	0,500	0,500	0,000	0,000				
Part du capital investi dans le capex après subventions	1,000	1,000	0,300	0,300	0,300	0,300				
Capacité installée, MW	50,00									
Facteur de capacité	90%									
Nombre d'heures par année	7 884									
Production d'énergie, GWh							394,2	394,2	394,2	
Tarif, USD/kWh	0,12						0,12	0,12	0,12	
Coût d'investissement total, USD	2 000 000,00	3 000 000,00	12 500 000,00	12 500 000,00	80 500 000,00	85 500 000,00				
Subvention, USD	-	1 500 000,00	6 250 000,00	6 250 000,00	-	-				
Coût d'investissement après subvention, USD	2 000 000,00	1 500 000,00	6 250 000,00	6 250 000,00	80 500 000,00	85 500 000,00				
Capital investi, USD	2 000 000,00	1 500 000,00	1 875 000,00	1 875 000,00	24 150 000,00	25 650 000,00				
Emprunt, USD	-	-	4 375 000,00	4 375 000,00	56 350 000,00	59 850 000,00				
Solde d'emprunt, USD	-	-	4 375 000,00	8 750 000,00	65 100 000,00	124 950 000,00	119 952 000,00	114 954 000,00	-	

TABLEAUX DE SYNTHÈSE

Projet géothermique hypothétique - Analyse financière (USD constants 2011)

	ANNÉE 0	ANNÉE 1	ANNÉE 2	ANNÉE 3	ANNÉE 4	ANNÉE 5	ANNÉE 6	ANNÉE 7	ANNÉE 30
Revenus, USD							47 304 000,00	47 304 000,00	47 304 000,00
Charges d'exploitation							16 862 533,33	16 862 533,33	16 862 533,33
E&M							10 192 000,00	10 192 000,00	10 192 000,00
Amortissement							6 533 333,33	6 533 333,33	6 533 333,33
Autre							137 200,00	137 200,00	137 200,00
BAIIA							36 974 800,00	36 974 800,00	36 974 800,00
Bénéfice d'exploitation (BAII)							30 441 466,67	30 441 466,67	30 441 466,67
Intérêts							7 497 000,00	7 197 120,00	299 880,00
Principal							4 998 000,00	4 998 000,00	4 998 000,00
Service total de la dette							12 495 000,00	12 195 120,00	5 297 880,00
Bénéfices avant impôts							22 944 466,67	23 244 346,67	30 141 586,67
Résultat net							18 355 573,33	18 595 477,33	24 113 269,33
Impôt sur les bénéfices, USD							4 588 893,33	4 648 869,33	6 028 317,33
Calculs des flux de trésorerie disponibles									
FTDP = Flux de trésorerie disponible au projet ; FTDI = Flux de trésorerie disponible aux investisseurs									
FTDP (calculé à partir du BAII) en USD	(2 000 000,00)	(3 000 000,00)	(12 500 000,00)	(12 500 000,00)	(60 500 000,00)	(85 500 000,00)	30 886 506,67	30 886 506,67	30 886 506,67
TRI du projet (à partir du BAII)	13,4%								
VAN du projet (à partir du FTDP) en USD	24 843 206,83								
FTDI (calculé à partir du résultat net) en USD	(2 000 000,00)	(1 500 000,00)	(1 875 000,00)	(1 875 000,00)	(24 150 000,00)	(25 650 000,00)	19 890 906,67	20 130 810,67	25 648 602,67
Rendement du capital investi (à partir du FTDI)	27,8 %								
VAN du capital investi (à partir du FTDI) en USD	3 539 419,61								

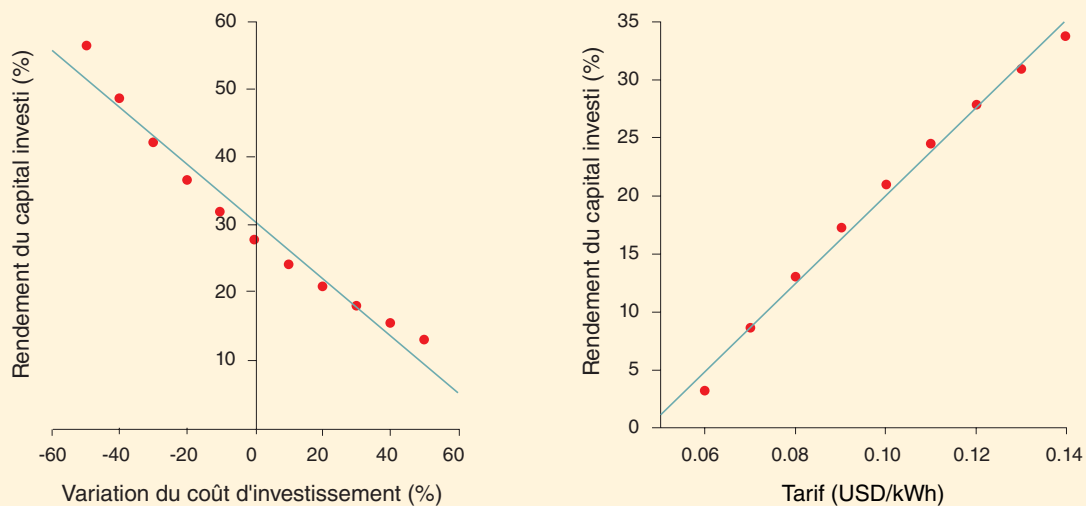
ANALYSE DE SENSIBILITÉ

On peut utiliser différents outils d'évaluation des risques pour l'analyse d'un projet d'investissement. L'analyse de sensibilité est l'un de ces outils. Pour décider d'engager des ressources dans un projet, l'investisseur doit être satisfait que le rendement de l'investissement soit suffisamment robuste dans divers scénarios concernant les paramètres clés, comme le coût en capital (d'investissement) du projet, les coûts récurrents d'exploitation et de maintenance (E&M) et le niveau probable du tarif obtenu par kilowattheure vendu au réseau, ainsi que la structure du capital et les modalités de financement du projet.

Une analyse de sensibilité est généralement menée pour évaluer l'impact probable de ces paramètres clés sur le rendement pour l'investisseur. Ce genre d'analyse s'appelle parfois une analyse d'hypothèses parce qu'elle indique comment évolue la variable clé représentée par l'intérêt versé à l'investisseur si une autre variable (ou plutôt sa valeur présumée) change. Les variables dont l'impact est étudié sont généralement modifiées une par une (bien que l'on puisse aussi modifier simultanément plusieurs variables pour calculer leur impact cumulatif). Si on choisit cette approche, chaque variable retrouve la valeur qui lui avait été initialement attribuée dans un scénario de base particulier, avant de passer à la variable suivante. Pour effectuer une telle analyse, il faut en général disposer d'un modèle de flux de trésorerie suffisamment exact. L'exemple mentionné précédemment a été calculé avec un modèle de feuille de calcul Excel qui simule les flux de trésorerie aux investisseurs en capital.

ANNEXE 3, FIGURE 1

Sensibilité du rendement du capital investi à différents niveaux de coûts d'investissement et de prix de vente de l'énergie électrique (tarif)



Source | Auteurs.

Étant donné l'incertitude du coût d'investissement par mégawatt engagé à terme par le projet, il est utile d'examiner l'impact d'une déviation du coût d'investissement par rapport au scénario de base. En utilisant le scénario avec l'appui du gouvernement (chapitre 3), le graphique de gauche dans la figure 1 de l'annexe 3 indique qu'un excédent de coût de 20 pour cent ferait chuter le rendement du capital investi d'environ 28 pour cent en le faisant tomber à 21 pour cent.

Le graphique de droite indique que, tandis qu'un tarif de 0,09 USD par kWh permettrait à l'investisseur d'obtenir un rendement de 17 pour cent, il faudrait un tarif de 0,11 USD par kWh ou plus pour obtenir un rendement du capital investi de 25 pour cent. On peut voir que la relation illustrée mentionnée précédemment n'est pas exactement linéaire, mais la direction de la tendance est claire.

On peut résumer comme suit les principales conclusions de l'analyse de l'impact des autres variables :

- Si le taux d'intérêt de l'emprunt passe de 6 à 10 pour cent, le rendement du capital investi tombe de 28 pour cent à environ 24 pour cent.
- Si la part de capital investi dans les coûts en capital du projet passent de 30 pour cent, ce qui est prévu dans le scénario de base, à 50 pour cent (après l'année 2, parce qu'on suppose que les investissements des deux premières années doivent être entièrement financés par du capital investi), le rendement du capital tombe à environ 21 pour cent. Inversement, si la part du capital investi tombe à 20 pour cent, le rendement du capital investi atteint 33,5 pour cent. La raison en est l'effet levier de l'emprunt qui remplace le capital investi dans la structure du capital à hauteur du même montant que la diminution du capital investi.
- Si le facteur de capacité de la centrale tombe de 90 pour cent à 70 pour cent, le rendement du capital investi diminue à 18,5 pour cent.
- Si les coûts d'E&M s'avèrent 50 pour cent plus élevés que dans le scénario de base, le rendement du capital investi tombe de 28 pour cent à 23,5 pour cent. Mais si, par contre, les coûts d'E&M s'avèrent 50 pour cent moins élevés que dans le scénario de base, le rendement du capital investi est proche de 32 pour cent.

Il est utile de rappeler que ces résultats de la simulation des hypothèses s'articulent autour d'un scénario d'appui du gouvernement comprenant un financement partiel par subventions pendant les années initiales du projet. L'exclusion des subventions du calcul aurait un impact négatif sur le rendement du capital investi et les résultats de l'analyse de sensibilité seraient également affectés. À moins que d'autres facteurs n'interviennent (par exemple, si le tarif dans le scénario de base est établi à un niveau plus élevé que dans le scénario avec l'appui du gouvernement), toutes les courbes décrivant les relations entre les paramètres d'entrée se déplaceraient vers le bas de quelques points de pourcentage.

Le rendement du capital investi n'est pas le seul chiffre clé susceptible d'intéresser l'investisseur, et des analyses de sensibilité peuvent être menées pour de nombreuses autres variables. Par exemple, comme l'investisseur en capital n'est généralement pas le seul investisseur dans le projet, le rendement du projet dans son ensemble peut être tout aussi important que le rendement du capital investi. Un modèle de flux de trésorerie pour le projet dans son ensemble serait bâti sur les mêmes

données relatives aux coûts d'investissement et d'exploitation, mais s'attacherait au flux de trésorerie disponible à tous les investisseurs, y compris les organismes de prêts. Le taux de rendement calculé sur cette base est souvent inférieur au rendement du capital investi (en raison de l'effet de levier positif de l'emprunt dans ce dernier cas), mais cela ne rend pas nécessairement le projet moins intéressant, parce que le rendement exigé serait également moindre en moyenne. Le processus de l'analyse de sensibilité serait en grande partie identique.

À part les deux mesures indiquées précédemment, d'autres variables peuvent donner lieu à une analyse de sensibilité utile. En outre, il ne faut pas oublier que le modèle financier utilisé précédemment ne remplace pas une analyse économique du projet ou une analyse de l'expansion des systèmes d'énergie électrique. Les trois analyses sont nécessaires pour les divers objectifs de l'élaboration d'un programme d'investissement géothermique : (a) optimiser la taille d'un investissement géothermique particulier du point de vue du système dans son ensemble ; (b) comprendre les mérites économiques d'un investissement géothermique en ce qui concerne ses coûts pour la société ; et (c) comprendre les impacts des hypothèses financières clés, notamment les coûts du capital et les structures de financement, sur les tarifs et incitations nécessaires pour encourager les promoteurs privés à entreprendre un investissement particulier.



ANNEXE 4

DEMANDE DE CRÉDITS D'ÉMISSION DE CARBONE

CONDITIONS POUR POUVOIR DEMANDER DES CRÉDITS D'ÉMISSION DE CARBONE

Les projets d'énergie renouvelable, comme les projets d'énergie géothermique dans les pays en voie de développement, peuvent potentiellement obtenir des revenus supplémentaires grâce à la vente de réductions d'émission, soit des « crédits carbone », des réductions d'émission par projet ou des réductions certifiées des émissions (RCE). Un tel revenu peut provenir d'un certain nombre de mécanismes dans les marchés réglementés ou volontaires, comme le mécanisme pour le développement propre (MDP) du protocole de Kyoto et la norme de compensation volontaire du carbone ainsi que d'autres mécanismes en cours de préparation dans plusieurs pays comme l'Australie, le Japon et la Corée du Sud.

Le revenu supplémentaire provenant de la vente des réductions d'émission peut améliorer la viabilité financière des projets géothermiques.

Pour qu'un projet puisse avoir droit aux crédits carbone, il doit satisfaire aux critères suivants :

- Le projet doit respecter les politiques nationales en matière de durabilité
- Le projet doit éviter d'avoir des effets négatifs pour l'environnement, la société et la culture
- Les crédits doivent s'ajouter au scénario d'activités normales

Pour produire des crédits carbone, le projet doit dans un premier temps satisfaire aux conditions suivantes pour s'enregistrer auprès du Conseil exécutif du MDP :

- L'additionnalité démontre que l'activité ne serait pas effectuée dans le scénario normal en raison d'un obstacle (par exemple relatif à l'investissement, technique, institutionnel, etc.) ou de rendements financiers faibles.
- Le scénario de base établit qu'en l'absence d'énergie géothermique, l'électricité équivalente devrait provenir d'une série de sources de production d'électricité raccordées au réseau émettant plus de GES.
- L'admissibilité indique que le projet satisfait aux critères de MDP, notamment :
 - a) La date de lancement du projet
 - b) Le respect des exigences méthodologiques
 - c) La prise en compte antérieure de MDP pour la décision d'investir avec
 - d) Exigences relatives à l'approbation du pays hôte
- La consultation de la partie prenante consiste à rencontrer les intervenants locaux pour obtenir leurs commentaires au sujet des impacts environnementaux et sociaux du projet ou des projets. Les mesures d'atténuation doivent figurer dans le plan d'exécution du projet.

ADDITIONNALITÉ

Selon l'outil de démonstration et d'évaluation de l'additionnalité approuvé par le Conseil exécutif du CNUCC, les projets d'énergie géothermique peuvent prouver l'additionnalité soit par une analyse des investissements, soit par une analyse des obstacles. Le tableau suivant présente quelques obstacles identifiés par les promoteurs de projets pour prouver l'additionnalité par l'analyse des obstacles :

ANNEXE 4, TABLEAU 1

Obstacles à l'analyse établissant l'additionnalité

TYPE D'OBSTACLE	EXEMPLES
Obstacles aux investissements	<ul style="list-style-type: none">• Risques pays généraux• Risques provenant de niveaux de tarifs insuffisants pour entraîner un rendement d'investissement correspondant au rendement exigé par les investisseurs• Difficulté d'accès au financement
Obstacles techniques	<ul style="list-style-type: none">• Risques géologiques• Manque de fiabilité des lignes de transport• Manque de technologie ou de prestataires de services• Lignes de transport plus longues pour fournir l'électricité au réseau principal
Autres obstacles	<ul style="list-style-type: none">• Situation politique instable• Problèmes en matière de droits de propriété

Source | Harikumar Gadde et Nuyi Tao.

Mais, comme de nombreux projets géothermiques appartiennent à la catégorie des projets à grande échelle (avec une capacité supérieure à 15 MW), pour lesquels le conseil exécutif du MDP préfère utiliser une analyse des investissements, ces projets géothermiques à grande échelle peuvent faire appel à une évaluation détaillée de la situation financière pour prouver que le projet n'est pas financièrement viable sans la prise en compte des revenus de MPDP. Cela comprend l'évaluation des différents paramètres d'intrants utilisés dans l'analyse financière et leur validité et applicabilité au moment de la prise de décision.

APPROCHE MDP SUR LA BASE DE PROJET OU DE PROGRAMME

Le MDP permet d'avoir accès aux fonds de carbone soit en enregistrant les projets particuliers dans une approche par projet soit en adoptant une approche programmatique. La première approche convient aux promoteurs particuliers capables d'avoir accès aux fonds carbone et de développer eux-mêmes leurs projets. L'approche programmatique est mieux adaptée aux politiques promouvant les investissements dans des énergies propres, l'intensification des développements avec des coûts de transactions inférieurs^{vi} et l'appui aux petits promoteurs ne disposant pas d'une capacité propre de développer des actifs de carbone.

Bien que l'approche MPD par projet soit bien connue et relativement normalisée, l'approche MDP programmatique devrait accélérer l'exécution des activités, réduire les coûts transactionnels et aider les gouvernements à appliquer efficacement leurs initiatives. L'approche de programme d'activités (PdA) doit être utilisée dans les cas où une politique ou un objectif est appliqué pour un avantage en matière de finance carbone, comme pour des propositions proposées pour le géothermique au Kenya ou ailleurs. Un PdA en appui d'une politique gouvernementale devrait être structuré de manière à répondre aux obstacles (comme les coûts additionnels, le coût initial élevé et la difficulté de financement), de façon globale pour promouvoir le développement géothermique, tout en tenant compte des revenus de la vente de crédits carbone. De tels programmes en appui de la politique assurent que le PdA n'est pas un simple regroupement de grands projets géothermiques mais aide à renforcer le développement des projets géothermiques dans l'ensemble du pays.

Dans le cadre de l'approche PdA, on peut ajouter un certain nombre de projets similaires admissibles à tout moment tout au long de la durée du programme.^{vii} Cette inclusion de projets devrait éviter le long processus pour un projet individuel impliquant la consultation d'un intervenant international, l'approbation d'un pays hôte, une validation détaillée et l'enregistrement auprès du MDP.

Il faut toutefois faire preuve de prudence en choisissant l'option programmatique. Depuis que le Conseil exécutif du MDP a approuvé les procédures de PdA lors de sa 32^e réunion le 22 juin 2007, seulement 5 PdA ont été enregistrés et environ 40 sont en cours de validation. Ces PdA sont des projets dispersés à petite échelle (moins de 15 MW pour les projets d'énergie renouvelable et moins de 60 GWh d'économies par an pour les projets d'efficacité énergétique) qui suivent les procédures simplifiées du conseil exécutif du MDP pour les projets de petite taille.^{viii} Les capacités installées pour les projets géothermiques sont dans la plupart des cas supérieures à 15 MW. Il reste à tester et à prouver que l'approche PdA est pertinente pour les projets d'énergie renouvelable à grande échelle,^{ix} surtout en ce qui concerne le délai de traitement pour enregistrement auprès du MDP et l'appui au développement à grande échelle.

^{vi} En raison de la nature évolutive des approches et des directives de PdA, les calendriers d'enregistrement des programmes sont toujours plus longs que prévu. Même les projets autonomes prennent plus de temps pour l'enregistrement, en raison des améliorations apportées en permanence aux procédures de MDP, aux directives et aux nouvelles conditions en résultant pour prouver leur admissibilité aux MDP.

^{vii} Selon les procédures d'enregistrement d'un PdA, sa durée ne devrait pas dépasser 28 ans. Cela signifie que le nombre d'années de crédit d'une activité de projet MDP doit être limité à la date de la fin du PdA, quelle que soit la date à laquelle l'activité de projet MDP a été ajoutée. Par exemple, si une activité de projet MDP a été ajoutée pendant la 22^e année du programme, elle ne pourra réclamer des crédits de réduction d'émissions que pendant 6 ans. Le nombre d'années de crédit d'une activité de MDP est soit un maximum de 7 ans, qui peut être renouvelé deux fois au plus, soit un maximum de 10 ans sans possibilité de renouvellement.

^{viii} Sauf un au Vietnam qui propose d'utiliser une méthodologie à grande échelle pour les projets de développement d'énergie hydraulique.

^{ix} Actuellement, il n'existe pas de directives claires au sujet de la façon de démontrer l'additionnalité, au cœur de l'admissibilité au MDP, pour les activités de projets à grande échelle dans le cadre de l'approche PdA.



BIBLIOGRAPHIE

- Azuela, Gabriela Elizondo et Luiz Augusto Barroso. 2011. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy: Emerging Experience in Selected Developing Countries. Energy And Mining Sector Board Discussion Paper [Document de travail du conseil sectoriel pour l'énergie et les mines] No. 22, avril. Washington, DC: Banque mondiale.
- Bertani, R. 2010. "World Geothermal Generation in 2010." [Production mondiale d'énergie géothermique en 2010, Bali] Extrait de http://www.wgc2010.org/pdf/WGC2010_Daily_News_1stEdition.pdf
- Bertani, R. et I. Thani. 2002. "Geothermal Power Generation Plant CO₂ Emission Survey." [Étude sur l'émission de CO₂ par les centrales géothermiques] International Geothermal Association News 49 (Jul-Sept) [Bulletin de l'Association géothermique internationale] : Extrait de www.geothermal-energy.org/files-39.html.
- Bickel, E., J. Smith, et J. Meyer. 2008. "Modelling Dependence among Geologic Risks in Sequential Exploration Decisions." [Modélisation de la dépendance entre les risques géologiques pour les décisions d'exploration séquentielle] Society of Petroleum Engineers [Société des ingénieurs pétroliers] : 11 (2): 352-361.
- Bloomfield, K.K., J.N. Moore, et R.N. Neilson. 2003. "Geothermal Energy Reduces Greenhouse Gases." [L'énergie géothermique réduit les gaz à effet de serre] Geothermal Resources Council Bulletin 32 [Bulletin 32 du Conseil des ressources géothermiques] : 77-79.
- Bloomquist, R.G. et G. Knapp. 2002. Economics and Financing [Économie et financement]. Washington State University Energy Program [Programme d'énergie de l'Université de l'État de Washington]. Olympia, Washington : UNESCO.
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance). 2010. Geothermal—LCOE [Géothermique : CUNE] Research Note [Note de recherche]. 30 mars 2010.
- 2011. Geothermal Financing Strategies: Pricing the Risk. Research Note [Note de recherche]. 18 août 2011.
- Calpine. 2010. The Geysers Extrait le 22 janvier 2010 de www.thegeysers.com/history.htm.
- Castlerock Consulting. 2011. The New Geothermal Policy Framework [Le nouveau cadre politique pour le géothermique]. Phase 2 Report (Draft) for the Ministry of Energy and Mineral Resources of Indonesia [Rapport (préliminaire) de la phase 2 pour le ministère de l'Énergie et des Ressources minérales de l'Indonésie], May 26.
- CEAC (Comité de Electrificación de América Central). 2009. Plan Indicativo Regional de la Expansión, período 2009–2023.
- Chevron. 2011. 2011 Supplement to the Annual Report [Supplément au rapport annuel] Extrait de <http://www.chevron.com/documents/pdf/chevron2011annualreportsupplement.pdf>.
- FIC (Fonds d'investissement climatique) 2010. Clean Technology Fund Investment Plan for Indonesia [Plan de fonds d'investissement pour technologie propre en Indonésie]. 7 janvier 2010
- 2011a. Scaling-Up Renewable Energy Program (SREP) [Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables]. Partenaire commun du développement Scoping Mission Report [Rapport de mission d'orientation]. 7-11 février. Retrieved from http://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/Kenya_post_mission_report_March_10_2011.pdf

- , 2011b. Scaling-Up Renewable Energy Program (SREP) for Kenya [Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables au Kenya]. Version préliminaire, mai 2011.
- Danapal, G. 2011. "Philippine Geothermal Giant EDC Greens the Earth in More Ways than One." [Le géant géothermique EDC des Philippines verdit la terre de plusieurs façons]. Green Prospects Asia 5, octobre. Extrait de http://issuu.com/greenpurchasingasia/docs/gpa_october_digital.
- Deloitte. 2008. Geothermal Risk Mitigation Strategies Report [Rapport sur les stratégies d'atténuation des risques géothermiques]. Department of Energy/Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Geothermal Program [Ministère de l'Énergie/Service de l'efficacité et de l'énergie renouvelable, Programme d'énergie géothermique]. 15 février.
- Dickson, M.H. et M. Fanelli. 2004. What is geothermal energy? [Qu'est-ce-que l'énergie géothermique ?] Pise, Italie.
- Dolor, Francis. 2006. Ownership, Financing and Licensing of Geothermal Projects in the Philippines [Propriété, financement et octroi de licences pour les projets géothermiques aux Philippines]. Article présenté à l'atelier de San Salvador, Salvador, 26 novembre-2 décembre 2006.
- Dowd, Anne-Maree, Naomi Boughen, Peta Ashworth, Simone Carr-Cornish et Gillian Paxton. 2010. Geothermal Technology in Australia: Investigating Social Acceptance [Technologie géothermique en Australie : enquête sur l'acceptation sociale]. Australie : CSIRO.
- Earth Policy Institute. 2011. Countries that Could Meet 100 Percent of Electricity Demand with Geothermal Energy [Pays qui pourraient satisfaire à 100 pour cent de leur demande d'électricité avec l'énergie géothermique]. Extrait de www.earthpolicy.org.
- Elíasson, Einar Tjörvi. 2001. Power Generation from High-Enthalpy Geothermal Resources [Production d'électricité à partir de ressources géothermiques à haute enthalpie]. Energy Authority [Autorité nationale de l'énergie], Reykjavik, Islande. GHC Bulletin, juin 2001.
- Enel Green Power. 2011. Extrait le 22 septembre 2011 de http://www.enelgreenpower.com/en-GB/company/about_us/index.aspx.
- ESMAP (Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique) 2007. Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies [Évaluation technique et économique des technologies d'électrification hors réseau, en miniréseau et en réseau]. Document technique 121/07. Washington DC: ESMAP.
- Fridleifsson, I.B. et al. 2008. "The Possible Role and Contribution of Geothermal Energy to the Mitigation of Climate Change" [Le rôle et la contribution possibles de l'énergie géothermique à l'atténuation de l'évolution du climat]. Rapport du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Reykjavik, Islande, février.
- Gipe, Paul. 2008. Geothermal Feed-In Tariffs Worldwide [Tarifs de rachat géothermique dans le monde]. Extrait le 23 juin 2011 de <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/06/geothermal-feed-in-tariffs-worldwide>.
- Girones, Enrique Ortega, Alexandra Pugachevsky et Gotthard Walser. 2009. Mineral Rights Cadastre [Cadastre des droits aux minéraux]. Promoting Transparent Access to Mineral Resources [Promotion d'un accès transparent aux ressources minérales]. Extractive Industries for Development Series [Série Industries extractives pour le développement] #4, juin. Washington, DC: Banque mondiale.
- GdK (Gouvernement du Kenya). 2010. Ministère de l'Énergie Feed-In-Tariffs Policy on Wind, Biomass, Small-Hydro, Geothermal, Biogas And Solar Resource Generated Electricity [Politiques en matière

de tarifs de rachat pour l'électricité produite à partir de ressource éolienne, de biomasse, petite hydraulique, géothermique, de biogaz et solaire. Premier numéro. Mars 2008. 1re révision, janvier 2010.

- Gunnarsson, Gunnar Ingi. 2011. "Geothermal Power Plants." [Centrales géothermiques]. Présentation au ministère des Affaires étrangères, Reykjavik, Islande, 1er novembre.
- Hinchliffe, Stephen, James Lawless et Greg Lee. 2010. Innovative Process for Engaging Stakeholders in the Formation of Policy for Geothermal Developments [Procédure innovante d'implication des intervenants dans l'élaboration de la politique en matière de développements géothermiques]. Australia: Sinclair Knight Merz.
- Ibrahim, Herman et Antonius RT Artono. 2010. "Experience of Acquiring Geothermal Concession Areas in Indonesia: Analysis of Pre-Tender Information, Price Cap Policy and Tender Process" [L'expérience de l'acquisition de zones de concessions géothermiques en Indonésie : analyse des informations avant l'appel d'offres, politique de plafond de prix et procédure d'appel]. Débats du Congrès géothermique mondial de 2010, Bali, Indonésie, 25-29 avril.
- ICEIDA (Agence islandaise de développement). 2010. The Katwe-Kikorongo Geothermal Prospect: A Report on Geothermal Prospect [Le prospect géothermique de Katwe-Kikorongo : Rapport sur le prospect géothermique]. Reykjavik, Islande.
- AIE (Agence internationale de l'énergie). 2008. Deploying Renewables: Principles for Effective Policies [Déploiement des énergies renouvelables : principes pour des politiques efficaces]. France: OCED/IEA.
- , 2009a. Perspectives énergétiques mondiales 2009. France : OECD/IEA.
- , 2009b. Electricity/Heat in United States in 2009 [Électricité/chaleur aux États-Unis en 2009]. Extrait le 25 janvier 2011 from http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=US.
- , 2011a. Perspectives énergétiques mondiales 2011. France : OECD/IEA.
- , 2009b. Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power [Feuille de route technologique : chaleur et électricité géothermiques]. France : OCED/IEA.
- SFI (Société financière internationale). 2011. Geothermal Well Productivity Insurance (GWPI) in Turkey [Assurance de productivité de puits géothermique (APPG) en Turquie]. Appel d'offres. Extrait de <http://www.devex.com/en/projects/geothermal-well-productivity-insurance-gwpi-in-turkey>.
- SFI/Banque mondiale. 2007. Environmental, Health and Safety (EHS) Guidelines for Geothermal Power Generation [Directives en matière d'environnement, de santé et de sécurité pour la production d'énergie géothermique]. Extrait de [http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_GeothermalPowerGen/\\$FILE/Final+-+Geothermal+Power+Generation.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_GeothermalPowerGen/$FILE/Final+-+Geothermal+Power+Generation.pdf).
- ÍSOR (Institut islandais d'études géologiques). 2005. Correspondance par courrier électronique avec Magnus Gehringer.
- , 2009. "Classical Geothermal Studies: The Pre-Feasibility Phase." [Études géothermiques classiques : la phase de préféabilité] Session d'affichage sur l'exploration de l'assemblée générale annuelle du Geothermal Resources Council [Conseil des ressources géothermiques], Reno, Nevada, États-Unis.
- Jóhannesson, Sigbór (PDG de Verkís Geothermal Engineering, Islande), communication personnelle par commentaires écrits sur la version préliminaire du manuel, soumis en mars 2011.

- Kagel, Alyssa, Diana Bates et Karl Gawell. 2007. A Guide to Geothermal Energy and the Washington, DC : Geothermal Energy Association [Association pour l'énergie géothermique]. Extrait de <http://geo-energy.org/reports/Environmental%20Guide.pdf>.
- Ketilsson, J. et al. 2010. Legal Framework and National Policy for Geothermal in Iceland [Cadre juridique et politique national de la géothermie en Islande]. Reykjavik, Islande.
- Kutscher, Charles F. 2000. The Status and Future of Geothermal Electric Power [Le statut et l'avenir de l'énergie électrique géothermique]. Présentation à la conférence de l'American Solar Energy [Société américaine pour l'énergie solaire], Madison, Wisconsin, 16-21 juin.
- Maurer, Luiz, Luiz Barrozo et al. 2011. 2011. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices [Ventes aux enchères d'électricité : tour d'horizon des pratiques efficaces]. Édition de conférence, février, Washington, DC : Banque mondiale/ESMAP.
- Mwangi, Martin. 2005. Country Update Report for Kenya 2000-2005 [Rapport de mise à jour pour le Kenya 2000-2005]. Débat au Congrès géothermique mondial de 2005, Antalya, Turquie, 24-29 avril.
- , 2010. The African Rift Geothermal Facility (Argeo)—Status [Facilité géothermique de la Vallée du Rift (Argeo) : Statut] Kenya, 29 octobre - 19 novembre. 19.
- NEA (Agence nationale de l'énergie, Orkustofnun). 2010. Production d'électricité de 1969 à 2009. Extrait le 25 janvier 2010 de <http://www.nea.is/geothermal/electricity-generation/>.
- Norton Rose. 2010. A Guide to the Geothermal Tender Process in Indonesia [Guide pour la procédure d'appel d'offres géothermique en Indonésie]. Juin 2010. Extrait de <http://www.nortonrose.com/knowledge/publications/28739/a-guide-to-the-geothermal-tender-process-in-indonesia>.
- Ogena M.S., R.B. Maria, M.A. Stark, A.V. Oca, A.N. Reyes, A.D. Fronda, F.E.B. et Bayon. 2010. Philippine Country Update: 2005-2010 Geothermal Energy Development [Mise à jour pour les Philippines : développement de l'énergie géothermique, 2005-2010]. Débats du Congrès géothermique mondial de 2010, Bali, Indonésie, 25-29 avril.
- Peñarroyo, Fernando S. 2010. Renewable Energy Act of 2008: Legal and Fiscal Implications to Philippine Geothermal Exploration and Development [Loi de 2008 sur l'énergie renouvelable : implications juridiques et budgétaires pour l'exploration et le développement géothermiques aux Philippines]. Débats du Congrès géothermique mondial de 2010, Bali, Indonésie, 25-29 avril.
- Pilipinasenergy. 2009. "EDC Subsidiary Acquires the Palinpinon and Tongonan Geothermal Plants" [Filiale d'EDC acquiert les centrales géothermiques de Palinpinon et de Tonogan]. Extrait de <http://pilipinasenergy.blogspot.com/2009/09/edc-subsidiary-acquires-palpinon-and.html>.
- Quijano-León, José Luis. 2010. Impacto Estratégico de la Energía Geotérmica y Otras Renovables en Presentación à l'atelier de la banque mondiale, ville de Panamá, 25 mai.
- Quijano-León, José Luis et Luis C.A. Gutiérrez-Negrín. Gutiérrez-Negrín. 2003. An Unfinished Journey: 30 Years of Geothermal-Electric Generation in Mexico [Un voyage non achevé : 30 ans de production d'énergie géothermique au Mexique]. Morelia, Mexique : Conseil des ressources géothermiques. septembre/octobre.
- Raiffa, H. 1968. Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices under Uncertainty [Analyse décisionnelle : conférences d'introduction sur les choix en situation d'incertitude. Reading, MA : Addison-Wesley.

- Saemundsson, Kristján, Gudni Axelsson et Benedikt Steingrímsson. 2011. Geothermal Systems in Global Perspective [Perspective mondiale sur les systèmes géothermiques]. ÍSOR (Institut islandais d'études géologiques), janvier.
- Sanyal, S. et J.W. Morrow. 2005 Quantification of Geothermal Resource Risk—A Practical Perspective [Quantification du risque lié aux ressources géothermiques : une perspective pratique]. Richmond, California : Geothermex Inc.
- , 2012. "Success and the Learning Curve Effect in Geothermal Well Drilling—a Worldwide Survey." [Succès et l'effet de courbe d'apprentissage pour le forage de puits géothermiques] Débats du trente-septième atelier d'ingénierie de réservoir géothermique, Stanford, Californie.
- Schlumberger Business Consulting. 2009. Improving the Economics of Geothermal Development through an Oil and Gas Industry Approach [Améliorer la rentabilité économique du développement géothermique avec une approche du secteur pétrolier et gazier]. Schlumberger Business Consulting.
- Schulz, R., S. Pester, R. Schellschmidt, et R. Thomas. 2010. Quantification of Exploration Risks as Basis for Insurance Contracts [Quantification des risques d'explorations pour servir de base aux polices d'assurance]. Congrès géothermique mondial de 2010, Bali, Indonésie, 25-29 avril.
- Simiyu, S. décembre 2008. "Status of Geothermal Development in Kenya: KenGen's Plan for Expansion" [État du développement géothermique au Kenya : le plan d'expansion de KenGen]. Présentation. Extrait de www.ics.trieste.it/media/140918/df6044.pdf.
- Tordo, Silvana, David Johnston et Daniel Johnston. 2010. Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues [Droits d'exploration et de production de pétrole : stratégies d'attribution et problèmes de conception]. Document de travail n° 179. Washington, DC : La Banque mondiale. Extrait de <http://issuu.com/world.bank.publications/docs/9780821381670>.
- PNUE (Programme des Nations unies pour l'environnement) 2009. The Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009 Report (Rapport 2009 sur les tendances mondiales des investissements dans l'énergie durable). Nairobi, Kenya.
- CCNUCC (Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques) Projets MDP enregistrés. Extrait le 22 décembre 2010 de <http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>.
- , Résultats des travaux du groupe de travail spécial de l'action concertée à long terme au titre de la Convention (section D du document COP16). Extrait le 7 janvier 2011 de http://unfccc.int/files/meetings/cop_16/application/pdf/cop16_1ca.pdf.
- US DOE (département de l'Énergie des États-Unis). 2006. "Geothermal Power Plants — Minimizing Land Use and Impact." [Centrales géothermiques : minimisation de l'impact et de l'utilisation des terres]
- , 2009. 2009. 2008 Geothermal Technologies Market Report [Rapport sur le marché des technologies géothermiques]. Washington, DC (département de l'Énergie des États-Unis, juillet
- Vimmerstedt, L. 1998. Opportunities for Small Geothermal Projects: Rural Power for Latin America, the Caribbean, and the Philippines [Potentiel pour les petits projets géothermiques : électricité rurale en Amérique latine, aux Caraïbes et aux Philippines. Washington, DC : National Renewable Energy Laboratory [Laboratoire national d'énergie renouvelable].

- Wainaina, Kaara. (2010, février). "KenGen Sets Stage for Bulk Steam Power." [KenGen prépare le terrain à l'électricité en grande quantité à base de vapeur]. Extrait de <http://allafrica.com/stories/201002091027.html>.
- Banque mondiale. 1996. The Philippines Energy Sector Project: Implementation Completion Report [Projet sectoriel d'énergie des Philippines : rapport d'achèvement de projet]. Rapport n° 15657. Washington, DC.
- , 2000. The Leyte-Luzon Geothermal Project: Implementation Completion Report [Projet géothermique de Leyte-Luzon : rapport d'achèvement de projet]. Rapport n° 20951. Washington, DC.
- , 2004. Geothermal Power Development in Eastern Africa: The Case Study of Mexico and Central America [Le développement de l'énergie géothermique en Afrique de l'Est : étude du Mexique et de l'Amérique centrale]. Washington, DC.
- , 2009. Attracting Investors to African Public-Private Partnerships: A Project Preparation Guide. [Attirer les investisseurs aux partenariats public-privé en Afrique : un guide]. Washington, DC.
- , 2010a. Kenya Electricity Expansion Project. Project Appraisal Document [Projet d'expansion d'électricité au Kenya. Washington, DC, février. Extrait le 3 mai 2010 de <http://documents.worldbank.org/curated/en/2010/05/12217930/kenya-electricity-expansion-project>.
- , 2009b. Implementation Completion and Results Report (ICR) on the First Phase of the \$25 Million Geothermal Energy Development Program (GeoFund) in Europe and Central Asia [Rapport d'achèvement et de résultats de la première phase du programme de 25 millions USD de développement de l'énergie géothermique (GeoFund) en Europe et en Asie centrale]. Washington, DC, 30 juin 2010.
- , 2011. Project Appraisal Document (PAD) on the Indonesia Geothermal Clean Energy Investment Project (Total Project Development in Ulubelu Units 3 & 4 and Lahendong Units 5 & 6 [Document d'évaluation du projet d'investissement en énergie géothermique propre en Indonésie (Développement de projet total dans les unités 3 et 4 d'Ulubelu et les unités 5 et 6 de Lahendong]. 27 juin 2011.
- , Données sur les populations des pays. Extrait le 20 janvier 2011, de <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTHEALTHNUTRITIONANDPOPULATION/EXTDATASTATISTICSHNP/EXTHNPSTATS/0,,contentMDK:21563574~menuPK:3385544~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:3237118~isCURL:Y,00.html>
- Banque mondiale/FEM. 2008. Geothermal Power Generation Development Project [Projet de développement de production d'énergie géothermique]. 1er mai 2008.
- Banque mondiale/PPIAF. 2010. An Assessment of Geothermal Resource Risks in Indonesia [Évaluation des risques associés aux ressources géothermiques en Indonésie]. Préparé pour la Banque mondiale par GeothermEx, Inc. Richmond, Californie.
- Association nucléaire mondiale. "Cooling Power Plants." [Refroidissement des centrales] Extrait de http://www.world-nuclear.org/info/cooling_power_plants_inf121.html.







PROGRAMME D'ASSISTANCE À LA GESTION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

BANQUE MONDIALE

1818 H STREET, NW

WASHINGTON, DC 20433 USA

EMAIL : ESMAP@WORLDBANK.ORG

SITE WEB : WWW.ESMAP.ORG

CRÉDITS PHOTOGRAPHIQUES

COUVERTURE | © ISOR

DEUXIÈME COUVERTURE | © ISTOCKPHOTO

TABLE DES MATIÈRES | © ISTOCKPHOTO

AVANT-PROPOS | © THINKGEOENERGY

REMERCIEMENTS | © ISTOCKPHOTO

PAGE 121 | © INGRAM PUBLISHING

PAGE 128 | © THINKGEOENERGY

PAGE 139 | © ISTOCKPHOTO

PAGE 143 | © CREATIVE COMMONS, MAGICAL WORLD

TROISIÈME COUVERTURE | © THINKGEOENERGY

MENTIONS ÉDITORIALES

DIRECTION DE LA PUBLICATION | HEATHER AUSTIN

CONCEPTION GRAPHIQUE | MARTI BETZ DESIGN

REPRODUCTION | PROFESSIONAL GRAPHICS PRINTING, INC.