

Re-financing of Operating Wind Farms : A Case Study in Northern France



Re-financement de projets éoliens en fonctionnement : Etude de cas dans le Nord de la France

V. Borget¹; DEWI France

A. Luguët²; EOLFI

J.B. Dufour³; CIC

ENGLISH - FRANÇAIS

Summary

This paper shows the impact on the wind farm financing scheme of an energy yield assessment based on wind farm production data. Initially, this scheme relied on an energy yield assessment based on a wind measurement campaign of medium quality. After one year of operation, the financing scheme has been updated according to a combined analysis of an additional high quality measurement campaign and of the wind farm operational data. A long-term correlation method of the production data is conducted using a site-specific energy index. With this combined approach, the uncertainty analysis yields to a p90 increase of about 15%.

1. Introduction

The considered wind farm consists of 6 2 MW wind turbines. It has been financed on base of a wind measurement campaign performed in 2002-2003. This wind measurement campaign did not fulfil completely the standards [1] and recommendation [2] criteria. Therefore, the increased level of the wind measurement uncertainty impacted the global energy yield uncertainty and induced a high p50 / p90 ratio.

Résumé

Le présent article démontre l'impact sur le financement d'un projet éolien d'une réévaluation de ses caractéristiques de production attendues à long terme à partir d'une année de production. Financé sur la base d'une campagne de mesure de qualité moyenne, le projet a été re-financé sur la base d'une analyse combinée de données de mesures de vent complémentaires et de données de production. Une méthode de corrélation à long terme de données de production est ici présentée, basée sur la création d'un index énergétique adapté au site. L'analyse des incertitudes liée à cette méthodologie conduit à une augmentation du productible p90 du projet de près de 15%.

1. Introduction

Le parc éolien considéré ici – composé de six turbines de 2 MW – a été financé sur la base de campagnes de mesures réalisées en 2002 – 2003. Cette campagne de mesure ne satisfaisant pas aux normes [1] et recommandations en vigueur [2], l'incertitude de mesure n'a pu être minimale, induisant une incertitude globale – et donc un ratio p50/p90 – relativement élevés.

The wind farm started operating in 2006 after the performance of an additional wind measurement campaign (2005-2006).

In 2007, after one year of operation, DEWI has been contracted to assess the expected long-term energy yield properties of the wind farm for re-financing purposes.

First, the present paper describes the methodology followed for the long-term correlation of the production data using a site-specific energy index. Then, the results deduced from the production data correlation are compared to those deduced from a "standard" energy yield assessment based on the additional and high quality wind measurement campaign performed in 2005-2006.

As a conclusion, the different project's protagonists – the operator, the banker and the independent expert – give their opinion regarding the relevance and usefulness of the energy yield re-assessment procedure (based on one year operation data) and on the wind farm refinancing in general.

2. Energy yield assessment from production data

DEWI – thanks to its extensive experience in Germany where similar procedures are usually performed for wind farm development – has adapted its methodology to international contexts. Indeed, contrary to Germany, other countries have not yet developed a wind turbine production database as the IWET index [4] – based on actual wind turbine energy yield.

2.1 The required input data

The temporal correlation procedure of production data requires the following input data:

- The monthly production and technical availability data for each of the wind farm turbines.
- The history of the main causes for production losses as well as of the main interventions performed on the wind farm.
- Ideally – but not absolutely necessary – the sensitivity factor of the energy yield with regard to the wind speed is required for creating the energy index that will be used for the long-term correlation of the wind farm production data. This sensitivity factor is systematically calculated within the frame of a bankable energy yield assessment performed from wind measurement data.

2.2 Creation of the long-term energy index

An energy index gives, for each month and on a long-term period (at least 10 years), the relative production level of the considered month to the expected long-term production level. In Germany, this index exists on a regional base (**25 regions**). Presently, no long-term energy indices are available in other countries than Germany. Therefore, the only solution is to create it from existing long-term wind speed data, as given for example by the meteorological stations.

Le parc a été érigé en 2006, après réalisation d'une campagne de mesures de vent complémentaire (2005 – 2006). DEWI a été mandaté en 2007, après une année de production sur le parc, afin d'évaluer les caractéristiques de production attendues à long terme dans le cadre de son re-financement.

Le présent article propose dans un premier temps de détailler la méthodologie suivie afin de corréliser des données de production à partir d'un index énergétique spécifique au site. Dans une seconde partie, les résultats issus de la corrélation des données de production sont confrontés à ceux déduits de l'étude de potentiel éolien « classique » réalisée à partir des mesures de vent réalisées en 2005-2006.

En guise de conclusions, les différents acteurs de ce projet – l'exploitant, le financeur et le bureau d'expertise indépendante – donnent leur point de vue sur la pertinence et l'utilité d'une telle procédure de ré-évaluation des caractéristiques de production du projet et du re-financement d'un projet éolien en général.

2. Etude de potentiel énergétique à partir de données de production

DEWI – fort de son expérience en Allemagne où une procédure similaire est couramment pratiquée dans le cadre de développement de projets – a adapté sa méthodologie aux contextes internationaux. En effet, ceux-ci, au contraire de l'Allemagne, ne disposent pas encore d'une base de données énergétiques à long terme, telle que l'index de production énergétique IWET, basé sur les données de production d'aérogénérateurs [4].



DEWI France (4 pers.), succursale française du groupe DEWI (Institut Allemand de l'Energie Eolienne, 70 personnes en Allemagne, Espagne, Brésil et France), cabinet indépendant d'expertise en énergie éolienne recruté un

Expert Etudes de Potentiel Eolien

Rattaché au Responsable Micrositing International basé en Allemagne et au représentant de DEWI en France, vous serez en charge de projets internationaux.

De formation supérieure, vous avez une expérience d'au minimum deux ans dans ce domaine. Autonome, vous avez d'excellentes qualités relationnelles et une très bonne maîtrise de l'anglais.

Candidatures :
DEWI France
Référence de l'offre : DEWI-F-EYA
Tour Suisse - 1, Bd Vivier Merle
69443 LYON CEDEX 03
info(at)dewi-france.fr



DEWI GmbH . Germany . France . Spain . Brasil
Quality by Know-how.

As a consequence, the prerequisite for the creation of a long-term energy index is the identification of a suitable long-term wind speed database that would be stable, consistent and representative of the considered site wind conditions. This identification procedure is absolutely identical to the meteorological station selection procedure performed within the frame of a 'standard' energy yield assessment based on wind speed measurement data. The analysis of the meteorological data adequacy for the considered site can be performed by examining the correlation level between the measured nacelle wind speeds and the measured wind speeds at several meteorological stations. As shown in [3], the stability analysis of the meteorological stations data is performed through a cross-analysis of at least 10 long-term data sources including their measurement history.

Once the long-term data source selected – and the long-term period identified – the monthly energy index is created using the sensitivity factor of the energy yield with regard to the wind speed:

$$\varphi = \frac{(dE/E)}{(dv/v)} \quad \text{by:} \quad \text{Index}(m) = \frac{v_m^\varphi}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^\varphi}$$

where:

v denotes the monthly average wind speeds observed at the selected long-term data source

m denotes the considered months number

N denotes the total number of month in the long-term period (multiple of 12).

2.3 Plausibility analysis of the production data

The plausibility analysis of the monthly production and technical availability data is also a pre-requisite to any long-term correlation procedure of the production data.

Indeed, periods of high unavailability or wind turbines control settings change can highly affect the monthly production data. This is the reason why it is recommended to analyse the records of the failures / interventions / control settings change.

Within the scope of the present study, this plausibility check of the production data has been performed through a detailed analysis of the 10-minutes production data (active power and status codes analysis). In the present case, it allowed to correct the monthly production data and to compensate for energy losses induced by the limitation - for some of the wind turbines - of their nominal power. This limitation was actually implemented by the manufacturer in order to reduce the unavailability periods due to the overheating of some of the transformers. This failure is now solved by the manufacturer. Therefore, it should not be taken into account in the production data correlation procedure.

Once the production data are evaluated – and possibly corrected – the monthly data considered as plausible and representative are kept in the production data sets. They are then converted into 'equivalent production figures' corresponding to 100% availability.

2.1 Les données requises

La procédure de corrélation des données de production requiert les données suivantes :

- Les données de production et de disponibilité mensuelles pour l'ensemble des machines du parc.
- Un historique des principales causes et dates de pertes de production ainsi que de principales interventions réalisées sur le parc.
- Idéalement – mais pas absolument nécessaire – le facteur de sensibilité de la production énergétique du parc à la vitesse du vent est requis pour la création de l'index énergétique à long terme qui servira de base à la corrélation des données de production du parc éolien. Ce facteur est systématiquement calculé dans le cadre d'une étude de potentiel éolien bancable à partir de mesures de la vitesse du vent.

2.2 Création de l'index énergétique long-terme

En dehors de l'Allemagne (index énergétique IWET, basé sur les données de production des turbines installées dans 25 régions), il n'existe pas pour le moment d'index énergétique long terme dans d'autre pays. Un tel index, indiquant pour chaque mois et sur le long terme (au moins 10 ans) le niveau de production relatif du mois par rapport au niveau attendu sur le long terme (en pour cent), ne peut donc être créé qu'à partir de données de vent long terme telles que celles des stations météorologiques.

Dès lors, le préalable nécessaire à la création d'un index énergétique est l'identification d'une source stable, cohérente et représentative du site de données de vent à long terme. Cette procédure est en tout point similaire à celle réalisée dans le cadre d'une étude de potentiel éolien « classique », réalisée à partir de données d'un mât de mesure. L'analyse de la représentativité des données météorologiques pour le site considéré peut être réalisée en examinant la qualité de la corrélation entre les vitesses mesurées aux nacelles et celles mesurées à différentes stations météorologiques. Ainsi qu'indiqué dans [3], l'analyse de la stabilité des stations météorologiques se fera par l'examen croisé d'au moins une dizaine de sources de données long terme et de leur historique de mesures.

Une fois la station météorologique et la période long-terme identifiées selon les critères précédents, l'index énergétique mensuel est déduit par utilisation du facteur de sensibilité de la production énergétique à la vitesse du vent

$$\varphi = \frac{(dE/E)}{(dv/v)} \quad \text{selon :} \quad \text{Index}(m) = \frac{v_m^\varphi}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^\varphi}$$

où :

v désigne les vitesses moyennes mensuelles observées à la station météorologique identifiée

m désigne l'indice du mois courant

N désigne le nombre total de mois de la période long terme (multiple de 12)

2.3 Analyse de plausibilité des données de production

L'analyse de la cohérence des données mensuelles de pro-

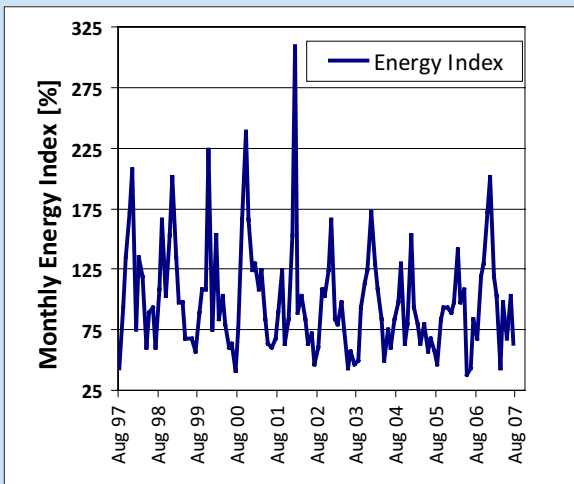


Fig 1 : Monthly energy index used for the present study.
 Fig. 1 : Index énergétique mensuel utilisé dans le cadre de la présente étude.

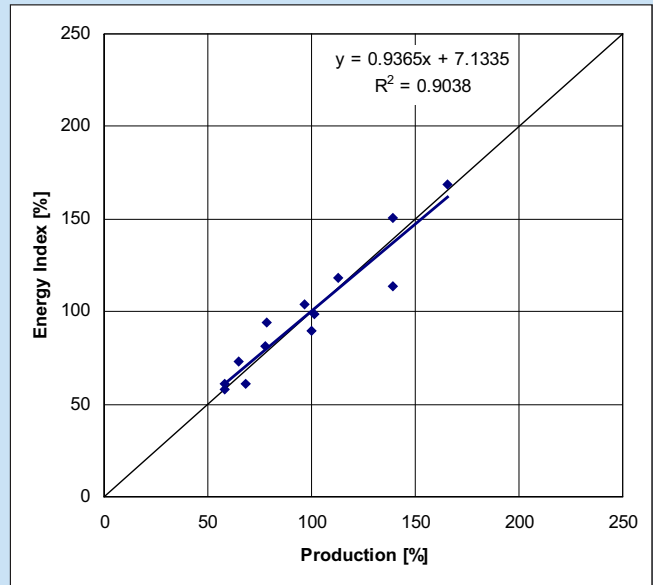


Fig. 2 : Linear regression of the production data with regard to the energy index for one of the wind turbines of the wind farm.
 Fig. 2 : Régression linéaire des données de production vis à vis de l'index énergétique pour une des éoliennes du parc.

2.4 Correlation of the production data

Once the long-term energy index is created and the monthly production data are evaluated, the long-term correlation procedure can be implemented.

In the present case, the correlation performed on the monthly data allows to deduce the relative energetic level – at the site – of the considered production period with regard to the expected long-term energetic level. Depending on the correlation results, the energy index can be slightly corrected in order to increase its representativeness with the considered site (according to [5]).

The correlation result is therefore the expected long-term production for the considered wind turbine. This procedure is then repeated for all wind turbines and yield to the value $p50_p$ (long-term gross energy yield for the wind farm, the subscript 'p' denotes that the p50 value is deduced from the production data correlation; the denomination 'gross' indicates that the p50 value takes into account as energy loss only the wind farm efficiency losses).

The value of the net p50 is deduced from the gross $p50_p$ by taking into account the different possible energy losses as:

- Unavailability losses
- Maintenance losses
- Electrical losses (within the wind farm and at the substation)
- Grid unavailability losses
- Losses induced by the blades degradation and by icing
- Other possible losses (wind farm acoustic management, operating temperatures of the wind turbines...)

Part of the above-listed losses can be evaluated from the production data.

duction et de disponibilité est également un préalable nécessaire à toute procédure de corrélation des données énergétiques.

En effet, des périodes d'indisponibilité sévère, des modifications dans le mode de fonctionnement des aérogénérateurs peuvent affecter la représentativité des données de production mensuelles fournies. C'est pourquoi un historique des pannes / interventions / réglages est requis par DEWI pour ce type de d'analyse.

Dans le cadre de la présente étude, l'examen de la plausibilité des données de production a été réalisé en analysant de façon détaillée les données 10-minutes de puissance active ainsi que les codes statuts à chaque turbine. Elle a permis ici de corriger les données de production mensuelles et de compenser les pertes de production induites par la limitation de la puissance nominale de certains des aérogénérateurs. Cette limitation, programmée par le fabricant, était destinée à réduire les périodes d'indisponibilité liées à la surchauffe de certains des transformateurs. Ce défaut ayant été réglé par le fabricant, il ne doit pas être pris en compte dans la procédure de corrélation des données de production.

Une fois les données de production évaluées – et éventuellement corrigées – celles jugées comme plausibles et représentatives sont conservées ; elles sont de plus converties en données de « production équivalentes » représentatives des niveaux de production observés pour une disponibilité de 100%.

2.4 Corrélation des données de production

Une fois l'index énergétique créé et les données de production évaluées, la procédure de corrélation est mise en œuvre.

2.5 Uncertainty analysis

The uncertainty sources of the methodology presented in the preceding sections are the following:

- Uncertainty of the correlation procedure and of the energy index creation
- Uncertainty of the production data
- Uncertainty of the technical availability figures

The power curve uncertainty is not considered here since it is considered that it is included in the production data.

For the considered project, the uncertainty on the p_{50_p} has been estimated to be 9%. In view of the implemented methodology, this uncertainty is a bit high since it takes into account the fact that some of the production data have not been considered (too low availability for some months) and that the production data have been corrected to compensate for the nominal power limitation of some wind turbines. Uncertainty values of 6% to 8% can be reached when the production data sets are of very good quality, for significantly more than a year and with a high correlation with the created energy index.

The calculation of the p_{90_p} from the net p_{50_p} value and the 9% uncertainty yields to a p_{90} value 15% higher than the p_{90} value that has been used as a base for the financing scheme of the considered wind farm project.

Dans le cas présent, la corrélation est réalisée sur les valeurs mensuelles et permet de déduire le niveau énergétique relatif – au site – de la période de production considérée par rapport au niveau long terme attendu.

En fonction des résultats, l'index énergétique peut être légèrement corrigé afin d'améliorer sa représentativité avec le site considéré (selon [5]).

Le résultat de cette corrélation est donc le niveau de production attendu à l'éolienne considérée. Cette procédure est effectuée pour chacune des éoliennes du parc et conduit à une valeur du p_{50_p} long terme brut pour le parc (l'indice p signifie que la valeur est déduite de la corrélation des données de production, la dénomination « brut » signifie que le p_{50} prend en compte les pertes de sillage uniquement).

La valeur du p_{50} net est déduite du p_{50_p} brut par la prise en compte des diverses pertes telles que :

- Pertes de disponibilité
- Pertes liées à la maintenance
- Pertes électriques (intra-éolien et sous-station)
- Pertes liées à la disponibilité du réseau
- Pertes liées à la dégradation des pales et au gel
- Autres pertes (plan de gestion acoustique, plage de température de fonctionnement des éoliennes...)

A ce stade du projet, une partie des pertes listées ci-dessus peut être évaluée sur la base des données de production.

2.5 Analyse d'incertitudes

Les sources d'incertitude de la méthodologie présentée ci-dessus sont les suivantes :

- Incertitude de la procédure de corrélation et d'évaluation de l'index énergétique
- Incertitude sur les données de production
- Incertitude sur les données de disponibilité

L'incertitude sur la courbe de puissance n'est pas considérée ici puisqu'elle peut être considérée comme incluse dans les données de production.

Dans le cadre du présent projet, le niveau d'incertitude sur le p_{50_p} a été évalué à 9%. Au vu de la méthodologie mise en oeuvre, cette valeur est relativement élevée puisqu'elle prend en compte le fait que certaines valeurs mensuelles de production n'ont pas été considérées (disponibilité trop faible) et que les données de production ont été corrigées pour prendre en compte certains défaut de fonctionnement des turbines. Des valeurs de 6 à 8% sont couramment obtenues lorsque les données de production sont de très bonne qualité, sur une période significativement supérieure à une année et avec une très bonne corrélation avec l'index énergétique créé.

Le calcul du p_{90_p} à partir du p_{50_p} et de l'incertitude de 9% conduit à une valeur 15% supérieure au p_{90} qui a servi de base au financement du projet.

Dans le cas du présent projet, cet écart est dû en grande partie à la différence des niveaux d'incertitudes entre les deux méthodes puisque le p_{50} net qui a servi de base au financement du projet n'est que 3.7% inférieur au p_{50_p}

Here, this 15% difference is mostly explained by the difference of the uncertainty levels between both methodologies since the net p50 that has been used for the financing of the project is only 3.7% lower than the p50_p deduced from the production data. In other words, 70% of the 15% p90 increase is due to the reduction of the uncertainties.

3. Energy yield assessment from wind measurement data

For the considered project, the gross p50_p deduced by following the methodology described in section 2 has been compared to the p50 value deduced from an additional 'standard energy yield assessment' from the wind measurement campaign performed in 2005-2006 (p50_w), which have not been used for the project financing.

The wind measurement data that has been used are 41 m measurements (hub height is 80 m) over a full 1-year period and whose characteristics fulfil the standards and recommendations criteria ([1] and [2]).

DEWI assessed the expected long-term energy yield from the wind measurement data according to a 'standard' methodology as given in [6]. The temporal correlation procedure has been performed with the same meteorological station as the station used for the creation of the energy index in section 2.2, the spatial extrapolation has been performed using the "Wind Atlas Analysis and Application Program" (WASP) software developed by the Risø laboratory. The wake model used is Park, developed by the same laboratory.

The difference between both p50 values (p50_w from wind measurement data and p50_p from production data) is equal to 0.8%. Both methods – although being very different – confirm each other for this project.

4. Conclusions

4.1 From the independent expert

As a conclusion, for the wind farm considered here, the long-term correlation of 1-year production data yield to a 15% increase of the p90 value that has been used as a base for the project-financing scheme. Within these 15%, approximately 4% are due to the re-assessment of the p50 value and 11% are due to the uncertainties reduction. This is explained partly by the fact that the wind measurements performed in 2002-2003, of average quality, induced relatively high uncertainties. But, overall, this difference is explained by the fact that the production data correlation method has much lower uncertainties than the 'standard' method of the energy yield assessment from wind measurement data.

4.2 From the operator by Arnaud Luguët, EOLFI

With some time, some unavoidable costs and with some legal difficulties, these re-financing procedures are very efficient for wind farms whose energy yield assessments bears significant uncertainties. They indeed offer two main advantages: first, they increase the project internal profitability through the improvement of the loan conditions and, as well, they allow the shareholders to get back part of

déduit des données de production. Autrement dit, l'augmentation de 15% du p90 est due pour près de 70% à la réduction des incertitudes.

3. Etude de potentiel énergétique à partir de données de mesures de vent

Dans le cadre du présent projet, le p50_p brut obtenu par application de la méthode expliquée au paragraphe 2 a été comparé à celui d'une « étude de potentiel éolien classique » menée à partir des données de mesure de vent (p50_w) complémentaires réalisées en 2005-2006 et qui n'avait pas été utilisées pour le financement du projet.

Les données qui ont été utilisées sont des mesures de vent à 41 m au-dessus du sol (la hauteur de moyeu des éoliennes étant de 80 m), sur une période d'une année de mesure et dont les caractéristiques satisfont aux normes et recommandations en vigueur ([1] et [2]).

DEWI a évalué le potentiel énergétique à partir des données de mesures de vent en suivant une méthodologie classique selon [6]. La corrélation temporelle des données mesurées a été réalisée avec la même station météorologique que celle qui a servi à créer l'index énergétique au paragraphe 2, l'extrapolation spatiale des données a été réalisée en utilisant le programme "Wind Atlas Analysis and Application Program" (WASP) développé par le laboratoire Risø. Le modèle de sillage utilisé est le modèle Park, développé par ce même laboratoire.

L'écart sur les deux valeurs de p50 (p50_w à partir des mesures de vent, et p50_p à partir des données de production) est de 0.8%. Les deux méthodes – bien que très différentes – corroborent donc parfaitement sur ce projet.

4. Conclusions

4.1 Le point de vue l'expert indépendant

En conclusion, la corrélation à long terme des données d'une année de production sur le parc considéré ici a induit une augmentation du p90 de près de 15% par rapport au p90 qui a été utilisé pour le financement du projet. Sur ces 15%, environ 4% sont dus à la ré-évaluation du p50 et 11% à la réduction des incertitudes.

Ceci s'explique en partie par le fait que la campagne de mesures réalisée en 2002-2003, de qualité moyenne, induisait des incertitudes relativement élevées. Mais surtout, cette différence s'explique par le fait que les incertitudes de la méthode de corrélation des données de production sont largement plus faibles que celles de la méthode 'classique' d'évaluation du potentiel énergétique à partir de données de vent mesurées à un mât de mesure.

4.2 Le point de vue l'exploitant par Arnaud Luguët, EOLFI

Contre un peu de temps, quelques frais indispensables et une certaine lourdeur juridique, ces procédures de refinancement, très efficaces sur des parcs dont les études de productible sont grevées d'incertitudes de mesures ou de corrélation, offrent deux avantages notables : le premier est bien sur l'amélioration de la rentabilité interne du projet par l'amélioration des conditions de crédit et le deuxième

their investment due to the reduction of the own funds share required by the bank. This last point increases the investment capacity of the shareholder.

These re-financing procedures, easily accepted by the banks as soon as their criteria for coverage ratios are fulfilled, will be however easier to negotiate if they have been agreed on from the inception of the financing scheme.

4.3 From the lender by Jean-Bruno Dufour, CIC

The financing of a wind farm project is not based on the asset's value (with debt being sized once and for all as a fixed proportion of the overall investment) but rather on the expected cash flows for the considered project. These cash flows are modelled by taking the p90 value as the reference value for the expected energy yield. The total amount of the loan is then determined in order to have annual Debt Service Coverage Ratios (DSCR) within the range 1.10x to 1.20x. In the case of a re-assessment of the expected energy yield that would produce an increased p90, the total amount of the loan can then be increased without degrading the annual DSCRs.

It is possible to consider such a re-financing mechanism for each wind farm project. However, it is only interesting if the initial energy yield assessment clearly shows high uncertainties or imperfections that could be corrected on the basis of real production data.

Moreover, it is better to schedule such a re-financing mechanism – and its conditions – at the first stages of the project's financing. The initial financing documents should set the conditions for this « debt re-sizing », its limits (a maximum value is usually fixed), the minimum time of operation for the wind farm before launching the re-financing procedure, as well as the list of independent experts agreed on by the lenders to conduct this re-assessment of the p90 value. This type of debt-resizing mechanism after one year of operation is a mutually beneficial solution for all parties involved: the sponsor can maximise the leverage effect and get back part of its equity funds after one year of operation and the lender has a better control on the risk of the project.

¹ DEWI France - Tour Suisse- 1 Bd Vivier Merle - 69 443 LYON CEDEX 03 - v.borget@dewi-france.fr

² EOLFI - 9, Bd de la Madeleine - 75 001 PARIS - arnaud.luguet@eolfi.com

³ CIC - 4, rue Gaillon - 75002 PARIS - dufourjn@cic.fr

est la remontée de capitaux au niveau des actionnaires du projet par la baisse du seuil de fonds propres requis par l'organisme bancaire, ce qui augmente de fait la capacité d'investissement de l'actionnaire.

Ces procédures, facilement acceptées par la banque dès lors que ses ratios de couverture sont respectés, seront toutefois d'autant plus facilement négociées qu'elles seront demandées dès la structuration et la mise en place du financement principal.

4.3 Le point de vue du financeur par Jean-Bruno Dufour, CIC

Le financement d'un parc éolien est assis non pas sur la valeur de l'actif (avec un rapport dette/fonds propres qui déterminerait le montant du financement), mais sur les cash flows projetés du projet. Ces cash flows sont eux-mêmes modélisés en utilisant le productible estimé en P90. Le montant du crédit est alors déterminé de manière à ce que les ratios de couverture du service de la dette soient compris entre 1,10x et 1,20x. Dès lors que le productible en p90 fait l'objet d'une réévaluation, cela permet donc de revoir à la hausse le montant du crédit, tout en respectant ces mêmes ratios de couverture.

Il est possible d'envisager un tel mécanisme pour l'ensemble des projets, sachant toutefois que cela n'a d'intérêt que s'il est évident dès le départ, que l'étude de vent initiale souffre d'imperfections qui pourront être réduites par des données réelles de production ultérieures.

Par ailleurs, il est souhaitable de prévoir dès le départ la possibilité d'un tel refinancement afin d'en déterminer les conditions. Il s'agit notamment de préciser dans la documentation initiale les conditions de « re-dimensionnement » de la dette, ses limites (un plafond est généralement fixé), la durée minimale de fonctionnement requise avant de procéder à un tel refinancement, ainsi que les cabinets d'étude habilités à recalculer le gisement en p90.

Un tel mécanisme de re-dimensionnement de la dette après un an de production permet de trouver une solution mutuellement acceptable pour les différentes parties : les sponsors peuvent de cette façon maximiser l'effet de levier et libérer des fonds propres après un an de fonctionnement et le prêteur intervient en maîtrisant son niveau de risque.

References / Références

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC): IEC61400-12-1 Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, 1st ed., 12/2005.
- [2] IEA: IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1st Ed., 1999.
- [3] P.A. Monnier, V. Borget, M. Strack: Long-term Scaling of Site Measurements Evaluation of Long-term Meteorological Data in France and Comparison of Correlation Methods, Proceedings of DEWEK Conference, Bremen, 2006.
- [4] Keiler, Häuser: Monatsinfo, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, 24594 Rade.
- [5] W. Winkler, M. Strack, A. Westerhellweg: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Proceedings of DEWEK '02, Wilhelmshaven, 2002
- [6] I. Troen, E.L. Petersen: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1990.