

ベトナム社会主義共和国
国営繊維会社

ベトナム社会主義共和国
国営繊維会社を対象とした屋根設置型太陽
光発電事業準備調査(PPP インフラ事業)
業務完了報告書(公開版)

2020年12月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

伊藤忠商事株式会社

民連
JR(P)
21-004

結論及び推奨事項

結論

ベトナムにおける屋根設置型太陽光発電事業は技術的かつ財務的に開発運営が可能である。

屋根設置型太陽光発電事業の1サイト当りの設備容量はMW級であり、十分な発生電力量を見込むことができる。

屋根設置型太陽光発電事業で予想される投資回収率は、外国投資家の基準値と同等もしくはそれ以上と推定され、許容可能である。

目標とする量的事業展開が行われるならば、二酸化炭素排出削減量は約60,000 tCO₂/年と推定される。

推奨事項

屋根設置型太陽光発電事業の実現に向けて以下が推奨される。

- (1) 現地エンジニアリング会社が設計を行う場合、その品質については事業実施が可能か否かを確認する必要がある。したがって、開発段階においては屋根設置型太陽光発電事業の詳細設計は国際的資格を持つ専門家によって精査されるべきである。もしくは、経験豊富な信頼できる設計技術者が直接詳細設計を行うべきである。
- (2) 屋根設置型太陽光発電設備の基礎となる屋根およびその下部構造は、その構造力学的強度及び安全性に関して、国際的資格を持つ専門家による慎重な診断を受ける必要がある。
- (3) 遠隔監視を可能にするSCADA(発電所監視制御システム)を検討すべきである。
- (4) 屋根設置型太陽光発電事業の第1期開発は100%投資家の出資金で開発することが予想される。
- (5) 予想される電力購入契約(PPA)は、長期間のオンサイト民間PPAモデルである。
- (6) 各工場所有者との屋根リース契約が必要である。

リスク評価

影響	説明	リスク
SPC の設立	特別目的会社の新規設立が必要	低
許認可	ベトナム電力公社(EVN)の系統に接続せず、工場/屋根所有者にのみ発生電力を販売する場合、屋根設置型太陽光発電事業には対EVN売電に係る許認可を必要としない。	低
屋根の選定	工場は、財務能力及び構造(屋根)強度の観点から慎重に選定すべきである。	中
業務契約	現場特定型民間売電契約(PPA)の締結が必要である。	低～中
送電線(相互接続)	屋根設置型太陽光発電事業はEVNへの送電は必ずしも必要としない。	低
アクセス	開発前に各屋根へのアクセスの難易度を確認すべきである。	低
発電設備	屋根設置型太陽光発電施設は責任施行型工事(EPC)で行うことを予定する。	低
建設計画及び管理	資機材の供給については、供給元の選定方法と運搬方法の詳細検討が必要である。安全対策を講じる必要がある。詳細な工事計画及び工事工程表を作成する必要がある。	低
発生電力量	PPAに売電価格引き下げ等の罰則条項が含まれている場合、売電量は毎月に最適化すべきである。	低～中
運転及び保守	詳細な運転・維持・保守・計画を作成すべきである。SCADAシステムにおいて遠隔監視機能を検討すべきである。	中
費用見積もり	工事の価格見積りは、実績豊富なEPC請負業者から入手すべきである。	中～高
総合的リスク評価		低

ベトナム社会主義共和国
国営繊維会社を対象とした屋根設置型太陽光発電事業準備調査
(PPP インフラ事業)
業務完了報告書(公開版)

目次

ページ

結論及び推奨事項

第1章	序論.....	1-1
1.1	背景.....	1-1
1.2	調査の基本概念.....	1-1
1.3	調査の構成及びスケジュール.....	1-1
第2章	法制度及びビジネス形態.....	2-1
2.1	ベトナムの屋根設置型太陽光発電関連規制.....	2-1
2.1.1	概要.....	2-1
2.1.2	ベトナムにおける屋根設置型太陽光発電の法的枠組み.....	2-1
2.1.3	価格/料金メカニズム.....	2-2
2.1.4	屋根設置型太陽光発電事業に係る税制.....	2-3
2.2	屋根設置型太陽光発電事業のビジネスモデル.....	2-5
2.3	屋根設置型太陽光発電施設に関する主要な許可と承認.....	2-5
2.3.1	外国投資に関する要件.....	2-5
2.3.2	その他の基本的要件.....	2-6
2.4	屋根設置型太陽光発電電力販売のオプション.....	2-6
2.5	電力売買契約.....	2-7
2.6	太陽光発電システムのための屋根賃貸借契約.....	2-8
第3章	屋根の選定及び概念設計.....	3-1
3.1	プロジェクトサイト候補の所在地.....	3-1
3.2	RTS 開発のための屋根の審査.....	3-2
3.3	高優先度の屋根の予備設計.....	3-3
3.3.1	概念設計.....	3-3
3.3.2	RTS 建設スケジュール.....	3-5
3.3.3	保守計画.....	3-6
3.3.4	RTS 建設費用.....	3-7
第4章	技術的実行可能性調査.....	4-1
4.1	概念設計の技術評価.....	4-1
4.1.1	技術評価の概要.....	4-1
4.1.2	概念設計及び提案仕様.....	4-1
4.1.3	グリッド接続に関する考慮事項.....	4-2

4.1.4	費用見積もり	4-2
4.1.5	設計、調達、及び建設の予想スケジュール	4-3
4.2	エネルギー収量	4-3
4.2.1	エネルギー収量の推定	4-3
4.2.2	発生電力量の評価	4-3
4.3	結論及び開発段階における推奨事項	4-4
4.4	潜在的な環境・社会影響及び緩和策	4-5
4.5	推定 CO2 排出削減量	4-6
第 5 章	財務調査	5-1
5.1	財務調査の概要	5-1
5.2	ベトナムの電力市場の概要	5-1
5.3	プロジェクト体制と主要関係者	5-2
5.4	需要家の評価方法	5-2
5.5	電力購入契約テンプレートの検討	5-3
5.6	ファイナンス: 流動性とオプション	5-3
5.6.1	ファイナンス: 銀行のサウンディング及び推奨	5-4
5.6.2	財務モデル: プロジェクトの財務指標	5-5
5.6.3	分析結果	5-5
5.7	主なリスクと軽減策	5-5

表

		ページ
表 3.1	現地調査を実施した 18 工場	3-2
表 3.2	現地調査の結果	3-3
表 3.3	1MW 級 RTS で推定される標準的な数量明細表	3-3
表 3.4	1MW 級 RTS の推奨保守規則	3-6
表 4.1	予備的発生電力量の推定	4-3
表 4.2	屋根設置型太陽光発電施設の推定発生電力量	4-4
表 4.3	主要機器の仕様	4-4
表 4.4	CO2 排出削減量	4-6
表 5.1	PSIF の主要融資条件	5-4
表 5.2	PSIF の主要出資条件	5-5
表 5.3	主なリスクと軽減策の概要	5-6

図

		ページ
図 3.1	屋根候補の所在地	3-1
図 3.2	北部、中部、及び南部における日射量	3-2
図 3.3	1MW 級 RTS の建設スケジュール	3-6

図 4.1	屋根設置型太陽光発電設備候補の所在地.....	4-1
図 4.2	現地の EPC 請負業者候補の暫定建設スケジュール	4-3
図 5.1	ベトナムの GDP と電力消費量(2008～2018 年)	5-2
図 5.2	PSIF の取り上げ基準	5-4

略語

経済・金融

USD	米ドル
VND	ベトナムドン
JPY	日本円

エネルギー

kW	キロワット
MW	メガワット
kWh	キロワット時

組織

GOV	ベトナム政府
EVN	ベトナム電力総公社
JICA	独立行政法人国際協力機構

経営管理

PPA	電力購入契約
COD	商業運転開始日
C&I	商工業
CCS	通貨スワップ
CPI	消費者物価指数
EBITDA	支払利息・税金・減価償却費控除前利益
EPC	設計・調達・建設
FX	為替レート
IRS	金利スワップ
PV	太陽光発電(システム)
RTS	屋上太陽光発電

第1章序論

1.1 背景

事業提案者である伊藤忠は、潜在的な日本投資家の1社として、ベトナムにおいて屋根設置型太陽光発電事業(RTS)の開発を行う計画である。屋根1基当たりの RTS の想定設備容量は1MW級であり、ベトナム全土における総屋根設置型太陽光発電ポートフォリオは最終的に数十 MW 級と見込まれる。

調査提案書を受けて、独立行政法人国際協力機構(JICA)は、2020年8月に伊藤忠にベトナム社会主義共和国の国営繊維企業向け屋根設置型太陽光発電事業に関する予備調査を委託、本件調査が行われた。

1.2 調査の基本概念

プロジェクトの概要

本事業は、ベトナム国営繊維会社が所有する工場等の屋根を対象に、太陽光発電施設を建設、これらの施設を15～25年の長期間に亘って所有し、電力供給や保守維持管理等の関連サービスを各工場に提供するものである。

屋根設置型太陽光発電施設で発電した電力は、十分な与信が確保できる前提で各工場に優先供給する。ただし、工場が操業していない時間帯等には余剰電力が発生する可能性があり、ベトナム電力公社(EVN)への電力供給も検討する。

調査範囲

本事業に適合するサイトは200余の工場の中から選定する予定で、最終的に30～50工場での屋根設置型太陽光発電施設開発を目標とする。事業提案者は、本調査の結論に基づき、事業採算性が高いと判断される工場において設備設計、調達、工事、所有、発電、売電、保守・運営・維持管理等のサービスを提供する計画である。

調査の目的

- (1) 商業化に向けて、事業提案者は、FiT(固定価格買取制度)に依拠することなく屋根設置型太陽光発電事業が独立採算を達成できるか否かを調査した(「商業的実行可能性調査」)。
- (2) 事業提案者は、様々な法制度(電力販売、外資系企業の参入、税制等関連)を精査し、ベトナムにおける本事業の実行可能性を調査した(「法制度調査」)。
- (3) 本事業の採算性を改善するため、事業提案者は JICA の海外投融資を含め、国際金融機関および民間銀行からの融資条件を調査した上で最適資金計画を立案した(「財務・財務関連調査」)。

1.3 調査の構成及びスケジュール

本調査は、事業提案者の監督・調整の下で、アドバイザー3社及びサイト調査請負業者1社とともに実施した。

調査工程は2020年8月から2021年1月であった。

第2章法制度及びビジネス形態

2.1 ベトナムの屋根設置型太陽光発電関連規制

2.1.1 概要

国家電力開発計画(2011年から2020年)は、ベトナムのエネルギー安全保障の確保、地方電化の促進、再エネ発電容量の増大を図る国家計画で、2030年に向けた道筋(ビジョン)も含まれている。2016年には電力開発第7期マスタープランを发出して、2030年までに再エネ電力を総発電量の10%に増やすことを目標に掲げた。太陽光発電は、計画される再エネ電源開発拡大の鍵と見なされている。

2017年、政府は迅速な開発を目指して再エネ電力の固定価格買取制度を導入。当初から、他の再エネ電源開発との比較において、太陽光発電が優先開発される計画であった。

2019年12月、ベトナム商工省(MOIT)は、系統接続型浮体式及び地上設置型太陽光発電の固定価格買取制度(以下「FiT」という)の改訂を発表。最初の太陽光 FiT 価格は約 9.35 米セント/kWh であった。

2020年4月、政府決定第13号が発表され、太陽光 FiT の延長を含む重要な規定が制定された。

2.1.2 ベトナムにおける屋根設置型太陽光発電の法的枠組み

全体像を把握すべく、ベトナムにおける FiT の仕組みに焦点を当てつつ、屋根設置型太陽光発電を含む太陽光発電に関する主な規制概要を以下に示す。

- ベトナムの太陽光発電の FiT には以下のような 2 種類のプログラムがある。
- 第 1 のプログラムは、2019 年 6 月 30 日までに商業運転開始日(以下「COD」という)を迎える太陽光発電事業または太陽光発電施設を対象とす FiT(以下「FiT 1 プログラム」という)。
- 第 2 のプログラムは、2019 年 7 月 1 日から 2020 年 12 月 31 日(新たな設定された FiT 期限)までに COD を迎える太陽光発電事業を対象とした FiT(以下「FiT 2 プログラム」という)である。

これら以降の、FiT プログラムが適用されない太陽光発電事業/施設の電力買取価格の決定に当たっては、新たに導入されるであろう競争入札メカニズム(ソーラーファームを指定した太陽光発電所オークション、又はソーラーファームの逆オークションとしても知られる)が適用される可能性がある。屋根設置型太陽光発電の 2020 年末以降の取り扱いは依然不明である。

(a) FiT 1 プログラム

2017 年 4 月 11 日、ベトナム政府は、系統に接続されたソーラーファーム/プロジェクト群及び屋根設置型太陽光発電施設のための FiT 1 プログラムに関する政府決定第 11 号を発表した。本政府決定における屋根設置型太陽光発電に関する詳細は以下の通り。

(i) FiT 1 プログラムにおける価格

政府決定第 11 号に基づき、給電ポイントにおける FiT 1 価格は 2,086 ベトナムドン/kWh(9.35 米セント/kWh 相当(VAT を除く))で承認。

FiT 1 価格は、ベトナム国中央銀行(以下「SBV」という)が提示するベトナムドン/米ドルの中心レートを基に、ベトナムドン/米ドル為替レートの変動に応じて調整が可能である。

(ii) FiT 1 の資格要件

FiT 1 は、2019 年 6 月 30 日までの期間に実際に COD を達成したベトナムの太陽光発電事業に適用される。

(b) FiT 2 プログラム

政府決定第 13 号では、屋根設置型太陽光発電を「住宅又は産業用施設の屋上に太陽光発電パネルを設置、容量 1MW 以下、電圧 35kV 以下の送配電線で直接又は間接的に電力購入者と接続されている太陽光発電システム」と定義している。また、最も大きな変更として、組織と個人、どちらも電力購入者(オフテイカー)あるいは発電事業者として認められるようになった点を挙げることができる。これにより、EVN グループ※が関与しない電力取引、すなわち民間売電契約(民間 PPA)が可能となった。

※ EVN はベトナム電力公社(Vietnam Electricity)の略称。1994 年に設立された国有電力会社で、電力の発電、送電、供給、売買を行っている。EVN には様々な子会社(公社)群があり、基幹送電線を独占運営する国家送電公社、主に配電を担う地方電力公社群、発電に特化した GENCO(発電公社)群、等が構成要素となっている。本報告書では、EVN および EVN の子会社公社を EVN グループと総称することにする。

政府決定第 13 号に基づく FiT 2 プログラムの内容は以下のとおりである。

(i) FiT 2 プログラムにおける価格

政府決定第 13 号に基づき、FiT 2 プログラムの屋根設置型太陽光発電電力価格は 1,943 ベトナムドン/kWh(8.38 米セント/kWh 相当)で承認された。

(ii) 屋根設置型太陽光発電システム電力価格の適用条件

適格な系統接続型太陽光発電システムとして認められるためには、2020 年 12 月 31 日までに COD を達成しなければならない。

2.1.3 価格/料金メカニズム

(1) EVN 系統からの受電エネルギー

電力販売者は、EVN 電力系統から受け取るエネルギーすなわち電力購入がある場合、EVN に対して電力料金を支払わねばならない。本支払いに関しては、別途法律専門家によって詳細調査が行われた。

EVN 系統から受電する電力量(電力消費者又は発電事業者が EVN 系統からエネルギーを受け取る場合)の対価について、商工省は 2019 年 3 月 20 日に省決定第 648 号を公表し、2019 年 3 月 20 日から適用される新たな平均的電力料金水準を 1,864.44 ベトナムドン/kWh(VAT を除く)と定めた。

電力料金の構成と変動は、電力利用者の分類(産業用、業務用、家庭用/住居用)、電圧及び使用時間帯(ピーク時、通常時、オフピーク時)によって異なる。

ベトナムの上位政策では、競争原理に基づく電力卸売市場を目標として徐々に電力市場を改革する道筋を描いている。次の段階では、小売電力市場においても競争原理に基づく市場本位の料金体系へ徐々に移行する道筋が描かれている。

しかし、これらの上位政策を実現させるには、今後、より具体的な法制度や運用規則を策定、発布して詳細を決めていく必要がある。

(2) EVN 系統に送電・販売される電力

電力購入者(EVN グループが該当)は、屋根設置型太陽光発電プロジェクトから EVN 電力系統に供給される電力(売電がある場合)について、商工省が規定する買取価格に基づいて受電対価を支払うものとする。

省決定第 2 号、通達第 5 号及び EVN 公文書第 1532 号において、EVN 系統に供給される電力の買取価格は以下のとおり規定されている。

- 2018 年 1 月 1 日以前は、適用価格(除く VAT)は、2,086 ベトナムドン/kWh(2017 年 4 月 10 日に SBV が発表した中心為替レートである 22,316 ベトナムドン/米ドル基準で、9.35 米セント/kWh 相当)

- 2018年1月1日から12月31日までの期間は、適用価格(除くVAT)は、2,096ベトナムドン/kWh(2017年12月31日にSBVが発表した中心為替レートである22,425ベトナムドン/米ドル基準で、9.35米セント/kWh相当)
- 2019年1月1日から12月31日までの期間は、適用価格(除くVAT)は、2,134ベトナムドン/kWh(2018年12月31日にSBVが発表した中心為替レートである22,825ベトナムドン/米ドル基準で、9.35米セント/kWh相当)
- 2020年以降、価格は、前年の為替レート最終発表日にSBVが引用するベトナムドン/米ドルの公式為替レートに基づいて決定される。

上記買取価格9.35米セント/kWhは、2019年6月30日迄に屋根設置型太陽光発電施設が商業運転を開始し、かつメーター計量が可能となった場合に適用される。したがって、適格要件を満たす屋根設置型太陽光発電施設においては、売電契約(以下「PPA」)に基づき、実際に商業運転が開始された日(COD)から20年間に亘って同買取価格が適用される。言い換えれば、9.35米セント/kWhの買取価格は、2019年6月30日以降もCODから20年間に亘って有効だが、これは2019年6月30日以前にCODを達成し稼働を開始したプロジェクトだけが対象となる。

2019年7月1日から2020年12月31日の期間中にCODを達成する屋根設置型太陽光発電事業/施設については、省決定第2号及び第11号の更新版である新たな省決定第13号に基づき、新しいFiT価格(8.38米セント/kWh)が適用される。この場合、適格要件を満たす屋根設置型太陽光発電施設については、同価格は達成CODから20年間に亘って適用される。したがって、8.38米セント/kWhの買取価格は、2019年7月1日から2020年12月31日までの期間に実際にCODを達成した屋根設置型太陽光発電施設に対して達成CODから20年間に亘って適用される。

具体的にはMOIT決定第3641号及びEVN公文書第3725号に基づき、EVN系統に供給される電力の買取価格は以下のとおりである。

- 2019年7月1日から12月31日までの適用買取価格(除くVAT)は、1,913ベトナムドン/kWh(2018年12月31日にSBVが発表した中心為替レートである22,825ベトナムドン/米ドル基準で、9.35米セント/kWh相当)
- 2020年1月1日から12月31日までの適用買取価格(除くVAT)は、1,940ベトナムドン/kWh(2019年12月31日にSBVが発表した中心為替レートである21,155ベトナムドン/米ドル基準で、8.38米セント/kWh相当)

2020年よりも後にCODを達成した屋根設置型太陽光発電事業については、現時点では価格体系(特に、新FiT価格が設定されるのか、競争入札形式となるのか、若しくは他の制度が導入されるのか)は依然不透明である。

仮に第三の発電事業者が屋根設置型太陽光電力をEVNグループに販売したいのであれば、FiT2の適格要件を満たすべく、発電事業者は2020年末までにCODを達成する準備を進める必要がある。仮に屋根設置型太陽光発電施設のCODがFiT2適用期限に間に合わなければ、発電事業者はEVNグループへの売電に適用される新たな電力買取価格制度、あるいは電力買取入札制度の決定を待たなければならない。

2.1.4 屋根設置型太陽光発電事業に係る税制

(1) 法人所得税

ベトナムで設立・運営される会社で、ベトナムで法人化された投資家には、電力販売所得に対して法人所得税(以下「CIT」という。)が課せられる。

課税所得から非課税所得分及び繰越欠損金を控除した金額が課税対象所得となる。ここに、課税所得とは、売上から経費を差し引き、その他の収入を加えた金額である。

現在の標準 CIT 率は 20%である。しかし投資家は、再生可能エネルギー又はクリーンエネルギーの創出という分類に基づき優遇税制を享受可能である。税制上の優遇措置は後述のとおりである。

損失は 5 年連続で繰り越すことができる。

経費は、事業目的で発生し適切な書類及び請求書によって裏付けられている場合には、一般的に損金算入可能である。但し、一定の経費(例えば、法定償却率に基づく減価償却費)には控除に制限がある。さらに、2,000 万ベトナムドン以上(含む VAT)の購入に関連して発生した費用は、当該費用の非現金決済の証票(例えば、銀行振替又はオフセット取引)によって裏付けられている場合、所得控除可能である。

現行の規制では、銀行、保険、不動産など特定の業種を除き、(自己資本と比べて巨額の借り入れを制限する等の)負債資本比率に関する要件は規定されていない。しかしながら、出資(法定資本金拠出)に関連して発生した金利費用は、税務上損金算入されない。

また、借入資本(すなわち、投下資本と法定資本の差)に関する金利費用は、次の条件を満たす場合に全額所得控除される。

- i. 投資家は、登録された日程に従って登録法定資本金を拠出している
- ii. 会社は適切な説明書類(例えばローン契約)を有している
- iii. 会社は、オフショア中長期ローンをベトナム国中央銀行に適切に登録している

また、会社が関連当事者取引(関連当事者との貸借取引に限られない)を有する場合、支払利息・税金・減価償却費控除前利益(以下「EBITDA」という。)の 30%を超える支払利息は、移転価格に関する法令第 20 号により損金不算入となる。同じ課税期間内に発生したが上記の上限規制のために控除されない支払利息は、その後 5 年間の課税年度に亘り繰り越すことができる。

(2) 付加価値税 (VAT)

投資家が付加価値税申請に当たりクレジット方式を取ると想定した場合(本件でもそうなる可能性が高いが)、電力販売は 10%の売上付加価値税の対象となる。

クレジット方式では、投資家のベトナム子会社は、付加価値税の納付に当たっては売上付加価値税から仕入付加価値税を相殺控除できる。また、2,000 万ベトナムドン(約 850 米ドル)以上の購入に対する支払いが仕入付加価値税相殺控除の対象になるためには、支払いを非現金ベースで行われなければならない。

(3) CIT インセンティブ

現行の CIT 規制の下では、再生可能エネルギー又はクリーンエネルギーの創出に従事する新規投資プロジェクトからの収入は、15 年間の CIT 優遇税率 10%、4 年間の CIT 免除、及びその後の 9 年間の CIT50%削減を含む CIT インセンティブの対象となる。

太陽光発電は再生可能エネルギーの一種と捉えられ、開発が奨励されている。従い、太陽光発電プロジェクトは、15 年間の CIT 優遇税率 10%、4 年間の CIT 免除、及びその後の 9 年間の CIT50%削減のインセンティブ・パッケージを享受する権利がある。

売電販売モデルは、太陽光エネルギーの獲得、電力への変換(発電)、電力の販売、と捉えることができる。つまり、本事業においては、投資家のベトナム子会社が一般電力消費者の設備やビルに屋根設置型太陽光発電施設を設置し、発電し、その電力を当該一般電力消費者に販売するものである。太陽光エネルギーの発電と販売は再生可能エネルギーの生産と捉えられているため、ベトナムに拠点を置く投資家の電力販売モデルに基づく事業は、15 年間の CIT 優遇税率 10%、4 年間の CIT 免除、その後の 9 年間の CIT50%削減の優遇措置を享受する権利があると考えられる。

(4) 輸入関税インセンティブ

屋根設置型太陽光発電事業のような再生可能エネルギー、クリーンエネルギー事業は、特別優遇プロジェクトと見なされ、固定資産の輸入に関して輸入関税免除を受ける権利がある。

また、特別優遇プロジェクトに関して、国内では製造されていないため輸入される資材、補給品、予備部品は、製造開始日から5年間、輸入関税が免除される。

そのため、ベトナムで企業登録した屋根設置型太陽光発電事業投資家は、電力販売モデルの下での事業に関して上記の輸入関税インセンティブを享受する権利を有する。

2.2 屋根設置型太陽光発電事業のビジネスモデル

ベトナムで屋根設置型太陽光発電事業を開発するに当たっては、一般的には、屋根設置型太陽光発電に関する契約に基づき3つのビジネスモデルがある。

(a) 発電事業者と電力購入者となる EVN との間で締結される、屋根設置型太陽光発電に関する売電契約 (PPA)

(b) 発電事業者と一般電力消費者との間で直接契約される、屋根設置型太陽光発電の民間オンサイト PPA (現場特定型 PPA)

(c) 発電事業者(賃貸者)と一般電力消費者(賃借者)との間で締結される、屋根設置型太陽光発電施設リース契約

上記の一般的なビジネスモデルに加えて、屋根設置型太陽光発電施設を開発するモデルが更に2つある。

(d) 屋根設置型太陽光発電サービス契約および収益分配 (BCC)

(e) 屋根設置型太陽光発電施設の延払い販売契約

上記の各ビジネスモデルには、それぞれ異なる法的リスクがあり、法的・商業的実現可能性を評価した上で投資家の計画に適したビジネスモデルを選択するための要検討事項がある。

2.3 屋根設置型太陽光発電施設に関する主要な許可と承認

2.3.1 外国投資に関する要件

法律第 67 号 2014 年/QH13、所謂投資法はベトナムにおける外国投資を以下の 6 形態で認めている。

- (1) 現地法人の設立
- (2) パートナーシップ
- (3) 支店の開設
- (4) 駐在員事務所の開設
- (5) ビジネス・コーポレーション契約 (BCC)
- (6) 官民連携 (PPP) 契約

事業提案者は本件事業に最も適した投資形態として (1) 現地法人、即ち特別目的会社 (SPC) の設立を選択した。

2.3.2 その他の基本的要件

屋根設置型太陽光発電施設開発の具体的な許認可は、ビジネスモデル、屋上太陽光発電を展開する法人事業体の投資構造、及び各プロジェクトの太陽光発電システムの容量(交流容量が 1MW 以下か 1MW 超か)によって決定される。

(a) 設備容量が 1MW 以下の場合

- (i) 容量が 1MW (交流設備容量) 及び 1.25MWp (直流設備容量) 以下の屋根設置型太陽光発電事業で、国有又は EVN 所有の電力系統に「直接」又は「間接的に」接続される場合、当該事業は、互換性保持のため EVN 所有の地方電力会社に事業登録を行わねばならない。
- (ii) 登録のために提供を要する情報には、設置場所、設備容量、連結が想定される送電線及び相互接続に関する情報が含まれる。
- (iii) 発電容量が 1MW 未満の屋根設置型太陽光発電事業であれば太陽光発電免許は必要ない。
- (iv) 通達第 18/2020 号は、他の組織、個人に電力を販売する容量 1MW 以下の太陽光発電施設に関する太陽光発電免許の免除を規定している。
- (v) 太陽光発電免許取得の免除に当たり、この 1MW 境界値は事業単位ではなく施設単位で適用されるものと思われる。すなわち、商工省は公文書第 7088 号において、総設備容量が 1MW 超の太陽光事業で、一か所に複数の屋根設置型太陽光発電施設を有し、各発電施設の設備容量が 1MW を超えない場合は、太陽光発電免許の取得は不要であることを明らかにしている。

(b) 容量が 1MW 超の場合

現行制度を厳密に解釈するならば、単独で 1MW 超の設備容量を持つ屋根設置型太陽光発電事業／施設の発電事業者は、上記(a)(i)既述の事業登録に加えて以下を申請する必要があることになる。

- 該当電源開発マスタープラン (PDP) 中の開発案件リストとして事業名が掲載されること
- 太陽光発電免許

該当 PDP への事業名掲載承認については、同マスタープランに関する法律に基づき、事業投資及び建設申請前に、商工省及び／又は首相の承認を取得することとされている。

通達第 18/2020 号によれば、設備容量が 1MW (交流容量) 及び 1.25MWp (直流容量) 超の屋根設置型太陽光発電事業の場合、発電事業者は太陽光発電免許を申請する必要がある。事業の PDP リスト入りに関する承認については、通達第 18/2020 号は本要件に言及していないため、マスタープランに関する法律の規制及び関連ガイドラインが適用されることになろう。ただし、発電事業者が個別に投資の特別承認申請を行った場合はこの限りでない。

2.4 屋根設置型太陽光発電電力販売のオプション

屋根設置型太陽光発電分野における投資許認可及び事業免許に特例的なものは無く、一般的に外国投資家に求められる要件以外に特筆すべき補足事項はない。ただし、屋根設置型太陽光発電事業を計画する投資家は、ベトナム国内に新たな屋根設置型太陽光発電事業会社を設立する必要があり、以下に示す投資許可および企業登録を行わねばならない。

- 事業に係る投資登録証明書 (以下「IRC」という。)
- 特別目的会社の設立に係る企業登録証明書 (以下「ERC」という。)

しかし、EVN に電力を販売するためには、厳密に言えば、EVN 傘下の地方電力公社からの異議を避けるべく、投資家が設立した SPC は IRC 及び ERC において、事業分野として「発電」又は「太陽光の発電と売電」(VSIC のセクターコードは 3511) を登録する必要がある。ただし、投資家が状況に応じて他の事業分野で承認を目指す場合や、EVN グループの柔軟対応を求めることができる場合はこの限りではない。

民間 PPA とは異なり、EVN が締結する PPA は公共事業契約である。このため、EVN グループは通常、まずは IRC と ERC に対する評価を行って外国投資家新設の SPC が必要な業務分野登録を行っている

か否かを確認することになる。合格した場合に限って EVN は公共事業契約である売電契約を SPC と締結することになる

業務分野登録を行う際、投資家は、IRC 及び ERC において「発電事業」の業務分野登録に当たり二つのオプションを検討することになる。

(a) IRC の初回申請において、投資家が太陽光による発電と売電を事業分野とすることを望む場合、許認可手続きの窓口である計画投資局(DPI)は、管轄省である商工省と計画投資省(MPI)に対して原則承認を求める意見書を出状することができる。DPI は管轄省の承認が得られれば初回のみ IRC を発行する。関係官庁の数が多く、初回 IRC 取得のための全体工程は長期間にならざるを得ない。その結果、その後 SPC 設立に必要となる ERC 申請が先送りになることが危惧される。このため、DPI はこれらの作業を割愛できる運用則がある。申請が提出された後の DPI の裁量次第であるものの、事業分野が初回 IRC で承認された場合、二回目以降の IRC 申請は不要となる。

(b) 初回 IRC 申請において、投資家が太陽光の発電と売電を事業分野から除外し、IRC 取得後に改めて申請を行うことを希望することも可能である。この場合、初回 IRC 取得に要する工程は短縮でき、その結果、その後の ERC 取得工程も短縮可能となる。全体として SPC がより早く設立できる。しかし、発電・売電なしでは事業運営が行えないので、投資家は、商業運転開始前までに事業分野に太陽光の発電と売電を追加する必要がある。この追加に必要な IRC 修正申請は、他の手続き(銀行口座開設、税務・雇用、SPC が必要とする副次的契約書等の締結)と並行して進めることが可能で、時間を大幅に節約することができる。

いずれのオプションにおいても、太陽光の発電と売電を事業分野として登録するにはかなり長い日数を要する。上記オプション(b)では、初回 IRC と初回 ERC の後に長時間を要するが、SPC は他の手続きを並行して進めることができる。会社設立後、その免許を完全なものにするために、SPC は、EVN グループの要件を完全に充足すべく、「発電」又は「太陽光の発電と売電」の補完登録を行う。

2.5 電力売買契約

ここでは、海外投資家が、現地の新会社を利用して(外国資本 100%の会社を設立するか、既存の現地会社の株式を 100%買収)、ベトナムで屋根設置型太陽光発電事業を行うことを想定する(いずれの場合も以下「ベトナム子会社」という。)。ベトナム子会社は、発電事業者/電力販売者として、2つの主要モデルを検討することになる。

- (1) 民間企業間の直接電力購入契約(民間 PPA)モデル: ベトナム子会社が屋根設置型太陽光発電施設を設置し一般電力消費者に電力を販売する。当モデルでは、ベトナム子会社には以下の2つのサブモデルがある。
 - a. ベトナム子会社が屋根設置型太陽光発電施設を所有し、同施設を一般電力消費者の住宅の屋根に設置する。屋根設置型太陽光発電施設によって発電された電力は一般電力消費者に直接販売される。一般電力消費者は、消費した電力の対価をベトナム子会社に支払う(「電力販売モデル」)。
 - b. ベトナム子会社は屋根設置型太陽光発電施設を所有する。ベトナム子会社は、屋根設置型太陽光発電施設を一般電力消費者にリースし、同消費者の住宅の屋根に設置し、同消費者がこれらの施設で発電した電力を消費できるようにする。一般電力消費者は屋根設置型太陽光発電施設のリース料をベトナム子会社に支払う(「機器リースモデル」)。
- (2) EVN 電力購入契約(EVN PPA)モデル: ベトナム子会社は屋根所有者から屋根をレンタルし、屋根設置型太陽光発電施設を設置する。ベトナム子会社が電力販売会社として、EVN が電力購入会社として電力購入契約を締結し、発電された電力を EVN に販売する。ベトナム子会社は、別途、屋根賃貸借契約を締結し、貸与者である屋根所有者に対して賃貸料を支払う。この事業スキームでは、ベトナム子会社が、EVN への電力販売収入を徴収することになる。

- (3) 屋根所有者及び一般電力消費者との民間 PPA 及び屋根賃貸借契約の組み合わせ：電力購入者が EVN 以外の一般電力消費者であり、ベトナム子会社が(i)屋根所有者／賃貸者との屋根賃貸借契約、(ii)電力消費者との民間直接 PPA を二つの別個の契約として締結する場合(屋根所有者と電力消費者が同一か否かの如何にかかわらず)、当該民間直接 PPA は、上記第 1(a)節の電力販売モデルにおける民間 PPA と同じである。

2.6 太陽光発電システムのための屋根賃貸借契約

屋根所有者への支払いリース料に関する所得控除を確実に行うためには、屋根賃借人であるベトナム子会社と屋根賃貸人である屋根所有者との間で屋根賃貸借／リース契約を締結し、屋根所有者から適切な請求書が発行され、賃借料が 2,000 万ベトナムドン以上の場合には銀行送金により支払わなければならない。

ただし、屋上所有者が個人の場合は、屋根賃貸借契約書及びリース料の支払証票により、賃借料の所得控除を受けることができる。個人との屋根賃貸借／リース契約には、個々の賃貸者が支払うすべての適用される税金がリースに含まれることを具体的に記載すべきである。

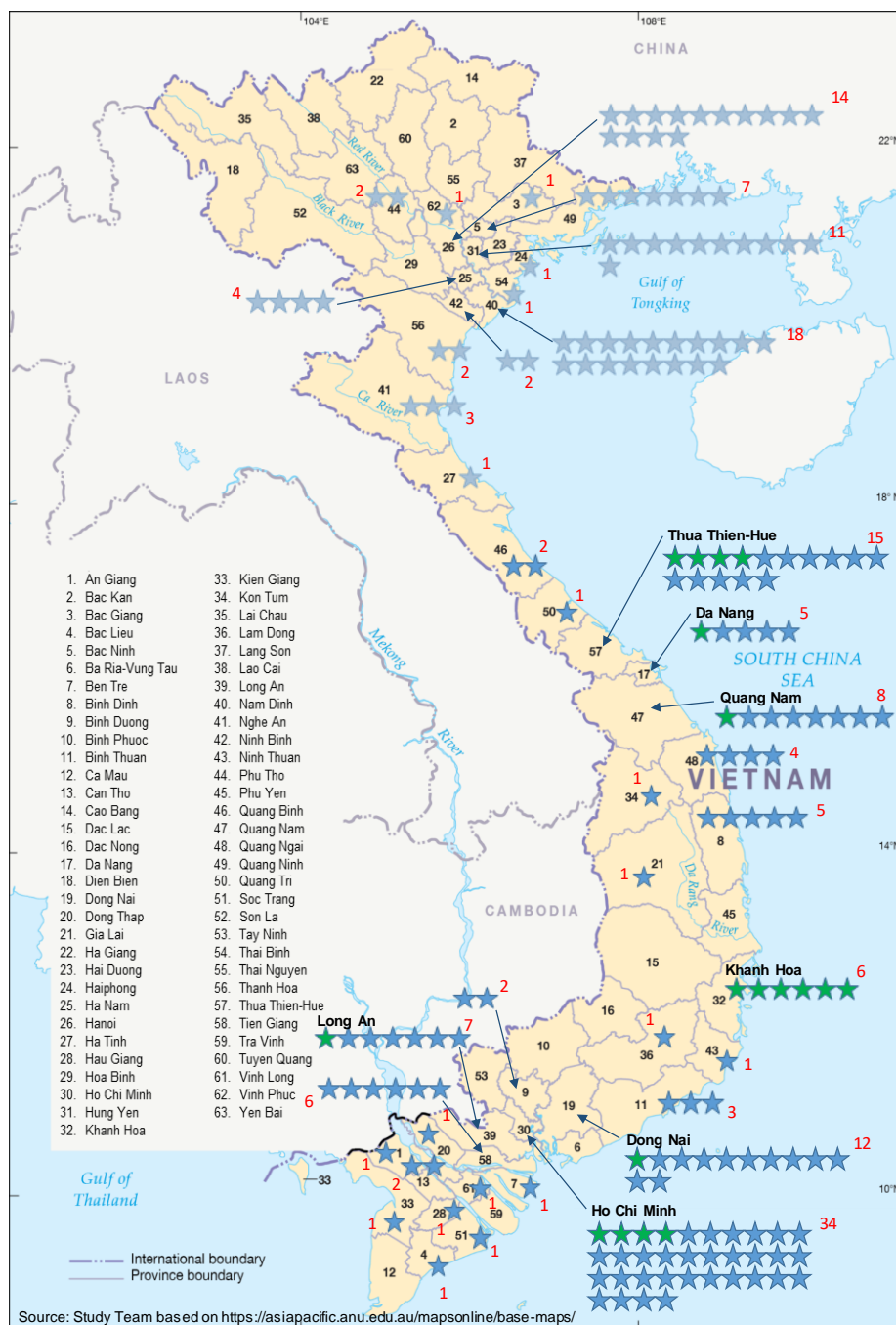
電力購入者が EVN 以外の一般電力消費者であり、ベトナム子会社が(i)屋根所有者／賃貸者との屋根賃貸借契約、(ii)電力消費者との民間直接 PPA を二つの別個の契約として締結する場合(屋根所有者と電力消費者が同一か否かの如何にかかわらず)、当該民間直接 PPA は、電力販売モデルにおける民間 PPA と同じである。

第3章屋根の選定及び概念設計

この章では、開発可能性のある屋根群、事業開発に向けた各屋根のスクリーニング、および開発優先順位の高い屋根の予備的設計について議論する。

3.1 プロジェクトサイト候補の所在地

ビナテックスグループの繊維工場はベトナム全土で 192 ヶ所特定されているが、ピーク電力需要が数 MW (例えば 5MW 未満)の事務所や小規模ビルは除外されている。



- ★ 日射量が小さく今回の調査対象から除外した屋根群、68箇所
 - ★ 調査対象124箇所の内、情報不足等の理由から現地調査を行わなかった屋根群、106箇所
 - ★ 今回現地調査を行った屋根群、18箇所
- 赤数字は当該省内の工場数

図 3.1 屋根候補の所在地

これら 192 工場は、屋根設置型太陽光発電施設からの電力の恩恵を受けられる可能性がある。それぞれの所在地を図 3.1 に示す。

図 3.2 で比較する通り、地域によって日射量に大きな差がある点に留意する必要がある。このため、北部よりも日射量の多い中部及び南部の工場群を優先して調査を行った。

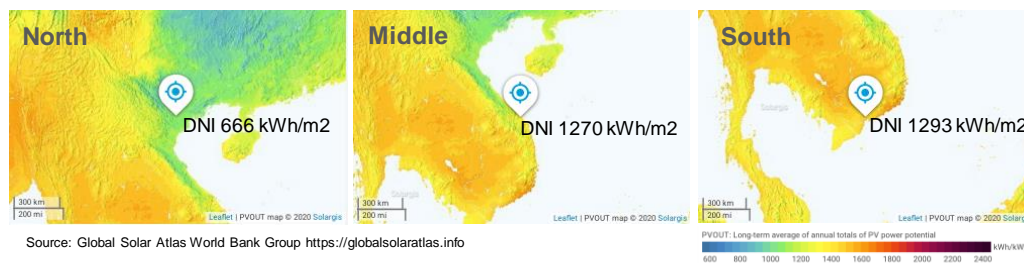


図 3.2 北部、中部、及び南部における日射量

現地調査を迅速に行うため、調査チームは屋根設置型太陽光発電所設置に前向きな工場を優先した。57 工場がこれに該当する。これら 57 工場のうち、37 工場が日射量の大きい中部又は南部に位置している。これら 37 工場のうち、事前に十分なデータを提供した 18 工場について現地調査を実施した。これら 18 工場を表 3.1 に記載する。

表 3.1 現地調査を実施した 18 工場

工場コード	製造業種	省
8-1	第二次産業	ロンアン
8-2	第二次産業	ロンアン
8-3	第二次産業	ロンアン
10-9	第二次産業	クアンナム
10-1	第二次産業	クアンナム
11-2	第二次産業	フエ
11-3	第二次産業	フエ
11-4	第二次産業	フエ
11-5	第二次産業	フエ
14-1	第二次産業	フエ
16-1	第二次産業	フエ
18-1	第二次産業	ホーチミン
19-3	第二次産業	カインホア
19-6	第二次産業	カインホア
19-a	第二次産業	カインホア
19-b	第二次産業	カインホア
19-1	第二次産業	カインホア
19-2	第二次産業	カインホア

これら 192 工場は、広い地域に分散している (北部に 68、中部及び南部に 124)。屋根設置型太陽光発電施設 (RTS) 投資に関する長期的な見通しでは、屋根 1 枚当たり 1MW の RTS を中南部地域のみで想定しても、数十 MW 級の RTS が実現する可能性が高い。

3.2 RTS 開発のための屋根の審査

18 工場に対して現地調査を実施し、各工場に対して以下の観点から技術評価を実施した。

- 工場タイプ (主要な製造業種)
- 屋根面積 (1MW のソーラーパネルを設置できるよう 1ha を超えているか)、屋根の方向 (方位角)、及び勾配 (傾斜角)

- 工場建設年 (補強は必要ないか)
- 年間操業時間 (エネルギーの 100% を販売できるか)
- 電源及び消費電力 (1MW の電力を消費できるか)
- 現場の状況及びアクセス (建設及び保守の容易性)
- 単線結線図 (工学設計用)
- 構造設計図面 (屋根の強度及び安全性)
- 構造計算 (工学設計用)

技術評価では、2カ所の工場が即時開発可能と結論された。

表 3.2 現地調査の結果

ID	所在地	屋根面積 (m ²)	予想出力 (kWac)	電力 消費量 (kWh/日)	予想電力 販売量 (kWh/日)	備考	ランク
16-1	ダナン	10,600	848	42,489	3,507	屋上に綿ぼこりあり。	B
11-5	フエ	11,840	947	3,200	3,890	1MW に達しない。	B
14-1	フエ	21,000	1,000	110,381	4,134	屋上に綿ぼこりあり。	A
10-9	クアンナム	11,400	1,000	37,100	4,145	優れている。	A1
10-1		5,000	400	34,200	1,808	屋根が狭い。	B
19-3	カインホア	13,860	1,000	50,000	4,984	優れている。	A1
19-6		4,515	361		1,805	屋根が狭い。	C
19-a		3,612	289		1,444	屋根が狭い。	C
19-b		1,970	158		788	屋根が狭い。	C
18-1	ホーチミン	12,500	1,000	41,543	4,679	建物が古い。	B
8-1	ロンアン	12,000	960	48,000	4,474	3棟の分離した建物。	A
8-2		6,000	480		2,238	屋根が狭い。	C

注: 6工場は、(a)電力需要が不十分、(b)屋根サイズが不十分、又は(c)屋根強度が不十分、のいずれかの理由により、現地調査による RTS 審査で不適格と判断された。

3.3 高優先度の屋根の予備設計

3.3.1 概念設計

予備設計は、第 3.2 節で選定された 2カ所の高優先度の屋根について実施された。

表 3.3 1MW 級 RTS で推定される標準的な数量明細表

No.	項目	説明	単位	数量	供給者
A	太陽光発電システム				
1.	主要な機器				
(1)	PV パネルモデル: JAM72S10; 400Wp mono	容量: 390-410 Wp	個	3,114	JA Solar
(2)	インバータキャビネット 100kW	SUN2000-100KTL-M1	個	10	Huawei (中国)
(3)	AC スtringボックス (10 MCCB 4P-2000A-ICU: 36kA + 1 MCCB 4P-2000A-ICU: 65kA)	AC スtringボックス 10 入力	個	1	開閉装置ブランド LS、三菱
(4)	ロガーセット、コントローラ	ロガー	個	1	Huawei (中国)
2.	接続材				
			セット	1	国内供給
(1)	低圧測定機	VietNam			
(2)	バスバーに接続	VietNam			
3.	DC システム				
(1)	ケーブルで PV をインバータ String に接続、PV1-F-1x4mm ²	Cu/XLPO/XLPO-1x4mm ²	m	35,000	Sun.King Power (中国)
(2)	HDPE チューブ	HDPE-32/25	m	1,000	Tan Phat/An Phat HDPE

No.	項目	説明	単位	数量	供給者
(3)	コントロールケーブル modbus 485 (AWG 18)	AWG 18		240	Alantek (米国)
(4)	上記ケーブルの接続材	MC4 コネクタ (F&M)	個	350	Sun.King Power (中国)
(5)	PV モジュール用ラッキング材		ロット	1	
	ミニレール L=300mm、H=50mm	亜鉛めっき鉄			Systech
	上記用の接続金具				Systech
	上記用の支持材				Systech
	その他の部材				Systech
(6)	中間クランプ	陽極アルミニウム/AL/6005-T5	個	2,500	Empery (中国)
(7)	エンドクランプ	陽極アルミニウム/AL/6005-T6	個	4,500	Empery (中国)
4.	AC システム				
(1)	インバータと AC コンバイナボックスの接続ケーブル	0.6/1kV-PVC/XLPE/Cu-(3x70)mm ²	m	340	LSvina, Cadivi, Cadisun Thuong Dinh
(2)	HDPE チューブ接続ケーブル	HDPE 85/65	m	500	Tan Phat/An Phat HDPE
(3)	交流コンバイナ接続ケーブル	0.6/1kV-PVC/XLPE/Cu-(1x300)mm ²	m	120	LSvina, Cadivi, Cadisun Thuong Dinh
(4)	ケーブルを機器に接続するための Cose 部品		ロット	1	
(5)	ラダー		ロット	1	Systech
	ケーブルラダー	W500H100			Systech
	ケーブルラダー	W300H100			Systech
	上記ケーブルラダー用付属品				Systech
	上記ケーブルラダーの支持材				Systech
(6)	通路及び SUS ライフライン	溶融亜鉛めっき鉄	ロット	1	
5.	工場の接地		オールイン	1	国内供給
(1)	接地ケーブル	CU/PVC 25sqmm-1C	m	200	LSvina, Cadivi, Cadisun Thuong Dinh
		CU/PVC 10sqmm-1C	m	550	LSvina, Cadivi, Cadisun Thuong Dinh
		CU/PVC 4sqmm-1C	m	10,000	LSvina, Cadivi, Cadisun Thuong Dinh
(2)	接地ボックス		個	1	
(3)	LV ケーブル用接続材		ロット	1	
(4)	PVC フレキシブル導管		ロット	1	
(5)	鋼鉄製フレキシブル導管		ロット	1	
6.	給水システム		オールイン	1	
(1)	PP-R パイプ - DN25 x 2.3t		m	40	国内供給
(2)	PP-R パイプ - DN32 x 2.9t		m	240	国内供給
(3)	ブロンズボール弁 - 10K、ねじ込み - 20A		個	10	国内供給
(4)	ブロンズボールバルブ - 10K、ねじ込み - 32A		個	2	国内供給
(5)	CV (ねじ込み) 32A		個	1	国内供給
(6)	Y 型ストレーナ (ねじ込み) 32A		個	1	国内供給
(7)	上記用の接続金具		ロット	1	国内供給
(8)	上記用の支持材		ロット	1	国内供給
(9)	その他の部材		ロット	1	国内供給
7.	監視セキュリティシステム				
(1)	8 チャンネルのカメラ IP		システム	1	
	カメラ IP 赤外線	2.0 メガピクセル	個	4	Hikvision
	カメラ IP ピードーム	2.0 メガピクセル、25 倍	個	1	Hikvision
	8 ポート 100M PoE スイッチ		個	1	Hikvision
	CAT5 屋外用		ロット		Hikvision
	8 チャンネルの IP カメラレコーダー		個	1	Hikvision
	ハードドライブ	1TB	個	1	Hikvision
(2)	インターネット、インターネットハブ、電源...		ロット	1	

No.	項目	説明	単位	数量	供給者
B	人件費及び建設機械				
1.	人員				
	プロジェクトマネジャー		人	1	
	シニア・エンジニア		人	1	
	ジュニア・エンジニア		人	3	
	現場作業員		人	25	
2.	建設機械				
	クレーンのリース		シフト	60	
	フォークリフトトラックのリース		シフト	60	
3.	建設用用役				
	電力		kWh	25,000	
	水		m3	1,000	
	現場スタッフ用住宅		日	1,170	2名/部屋
C	輸送費		MWp		
(1)	PV モジュール用コンテナ	DaNang 港～サイト	経路	5	コンテナ 40 フィート
(2)	インバータ用コンテナ	DaNang 港～サイト	経路	1	2000kg
(3)	PV モジュール用ラッキング材	DaNang 港～サイト	経路	1	
(4)	ケーブル	HaiPhong～サイト	ロット	1	
(5)	AC ボックス	HaNoi～サイト	ロット	1	1500kg
(6)	HDPE チューブ	DaNang～サイト	ロット	1	
(7)	ラダー	HaNoi～サイト	ロット	1	
D	調査費、設計費				
	施工図		DWG	1	Systech
E	プロジェクト管理費		MWp	1	
F	試験・検査費				
(1)	電気系統品質検査		MwP	1	Systech 及び EVN
(2)	屋根構造検査		屋根	1	CCB など
(3)	ケーブル品質検査		ロット	1	Quatest1, 2
(4)	AC スtringボックス検査		個	1	Quatest1, 2
(5)	インバータ検査		個	10	Quatest1, 2
(6)	String PV 試験		String	174	Quatest1, 2
G	プロジェクト開発				
	EVN との PPA (電力購入契約)	オプション	MwP	1	Systech
	屋根リース契約	オプション	MwP	1	Systech

備考: この数量明細表は 10-9 に対応している。数量は、屋根及び工場建物の構造の物理的詳細によってわずかに変動する場合がある。

3.3.2 RTS 建設スケジュール

1MW 級 RTS 一基の建設期間は、契約締結等で必要となる準備期間を除いて 3.5 ヶ月と推定した。

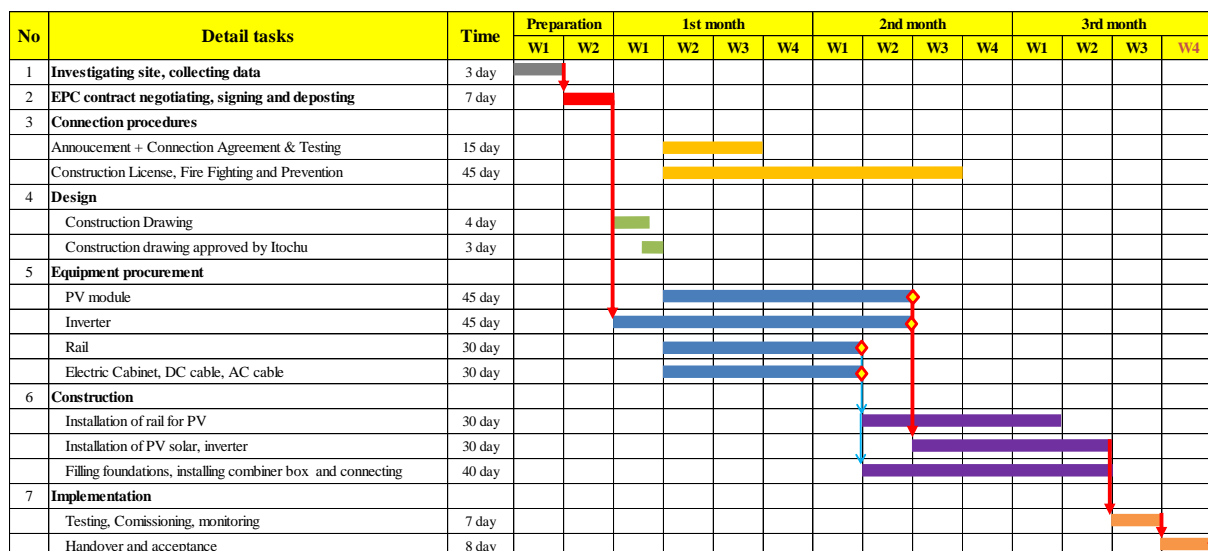


図 3.3 1MW 級 RTS の建設スケジュール

3.3.3 保守計画

以下の保守規則が予想される。

表 3.4 1MW 級 RTS の推奨保守規則

No.	説明
1	運用状態を監視し、システム内の機器パラメータをチェックする。
2	機器の工業クリーニング (AC ボックス、DC ボックス、インバータ、情報セット)。変圧器、配線系統及び接続機器の状態を点検する。異常がある場合は、所有者に報告し、速やかな対応策を提案する必要がある。
3	パネル温度、変圧器温度、電気キャビネット内温度、ヒューズ (測定機で検査)、パネル表面のほこりなどの内容に従って、プラント内のパネル全体を点検する。
4	全パネルをクリーニングする。全ての MC4 端子及びパネルへの接続配線系統をチェックする。フレームのボルト及びセルのミドルクランプとサイドクランプを締め、パネルの接地系統をメンテナンスする。
5	全ての機器について、保守手順に従って特定の作業内容を実施する (パネルに取り付けられた機器システム、変圧器、低電圧電気キャビネットなど)。
6	プラント内変圧器の定期試験を実施する。
7	運用中の予期しない処理タスク。

現地 EPC 請負業者候補によれば、運用及び保守を担当する組織は、以下の項目について RTS の所有者に報告するのが一般的であるとしている。

- プラント稼働状況の要約。
- 実施したタスクの要約。インバータ出力及び容量の報告。
- 太陽エネルギーシステムの誤差。
- DZ 及び TBA の系統誤差。
- その月に発生した全ての保守活動並びに使用した消耗品及び結果をまとめた保守一覧表。消耗品の要約には、使用済み品目、残存品目、実際の在庫と推奨在庫の比較及び使用済み品の補充計画が含まれる。

- 技術的問題。
- 環境・安全・衛生関連の問題。
- 翌月の保守計画。
- 太陽エネルギーシステムの運転能力に影響を及ぼす要素の評価。

3.3.4 RTS 建設費用

現地 EPC 工事業者は、屋根形状等の物理的条件及び工場建物の構造によって変動するとして、1MW 級 RTS に必要な設計建設費用を 70 万米ドルから 78 万米ドルと試算した。専門技術者は、この価格見積もりに対し、RTS 業界の一般的な価格相場と矛盾しない、としており事業性調査段階における積算として信頼性は高いと判断できる。

第4章 技術的実行可能性調査

4.1 概念設計の技術評価

4.1.1 技術評価の概要

技術評価を2部に分けて実施した。第1部はベトナムの屋根設置型太陽光発電候補サイト2ヵ所における発生電力量評価であり、第2部は現地 EPC 請負業者候補が作成した両サイトに関する概念設計書の技術評価である。

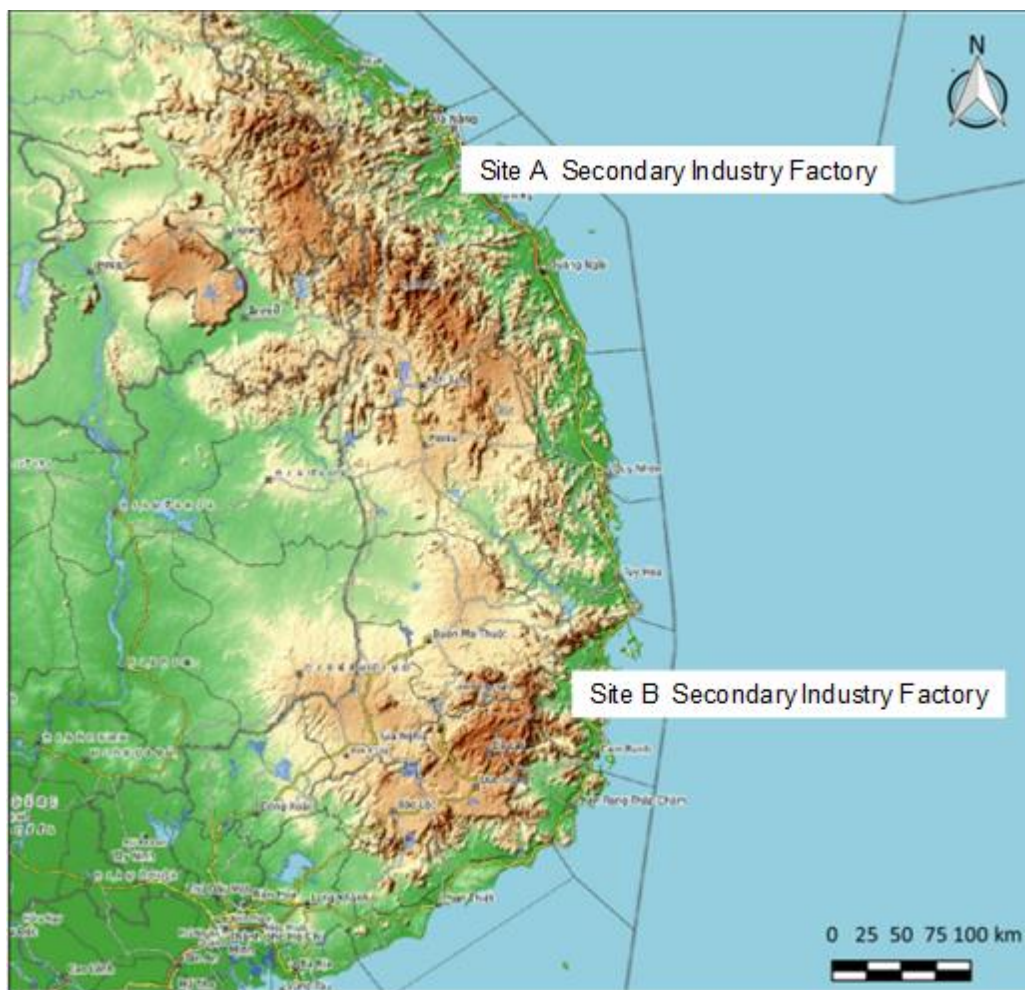


図 4.1 屋根設置型太陽光発電施設候補の所在地

図 4.1 に示す通り、両候補はベトナムの東海岸沿いに位置する。サイト B はベトナム南部のカインホア省にあり、ニャチャン市の北方約 8km に位置する。このサイトは工業地帯にあり、丘陵や山脈に囲まれた平地に立地している。サイトは海岸から 5km 以内の位置にある。サイト A はベトナム中部のクアンナム省にあり、ダナン市の南方約 36km に位置している。サイトは農村地域にあり、地形は平坦な農地である。本サイトは海岸から約 6km の位置にある。

4.1.2 概念設計及び提案仕様

専門技術者により、現地 EPC 請負業者候補が設計した 2 件の屋根設置型太陽光発電プロジェクト (以下「プロジェクト」) の概念設計の審査が行われた。

両サイトとも、屋根上の発電モジュール配置図、インバータへの配線図、及び単線結線図を現地 EPC 請負業者候補は詳しく描かれている。設計書は 2 件で同一の構成部品仕様を指定しているが、インバータ

や発電モジュールなどの構成部品は、商業上の理由からまだ確定できてはいない。同設計書は、予備設計としては非常に詳細であり、今後予定される詳細設計段階では、構成部品の選定と組み立て工事の詳細計画立案を行うことが想定されている。構造計算に加えて、工事スコープ及び供給資機材の特定も十分に細分化されており、かつ全てを網羅している。このため、実施段階では直ぐに EPC 請負業者から見積書を入手することが可能である。現地 EPC 請負業者が行った両サイトの設計は、予備設計としては詳細かつ十分であり、詳細設計と同等の品質であると評価できる。設計書は、使用する資機材及び各構造物の位置、並びにケーブルのサイズも指定している。一部のサイト画像、構成部品仕様書、及び現地調査に関するメモも提供されており、高く評価できる。しかし、以下の項目で注意を要する。

- 現地 EPC 請負業者候補の設計能力および EPC 工事経験に関しては未知数の部分がある。したがって、現地 EPC 請負業者によって過去に建設された屋根設置型太陽光発電プロジェクトの詳細、施行チームの業務経歴書、工事工程遵守能力に関し、事業実施段階に入る前に慎重に審査すべきである。
- 現地 EPC 請負業者候補は、見積書に従って太陽光発電施設の基礎となる屋根上の支持構造を建設することになる。現段階では、当該工場が建設された当時の構造設計書以外に工場建物の安全性保証や関連技術情報は入手出来ていない。これらの物理的構成要素は、プロジェクトの耐用年数に亘って生じるであろう腐食に対して安全である旨の確認が必要である。
- 現地 EPC 請負業者候補が行った工場建物の構造計算は予備的なものである。屋根構造をチェックするための重要考慮事項はほぼカバーされているものの、①サイト B に関する文書には一部欠落があり、②活荷重の推定値が非常に小さいこと、③施設据付けの詳細手順がないこと、及び④風荷重が十分に考慮されていない、など複数の問題が専門家により指摘されている。事業提案者はこの問題を深刻に受け止め、事業実施段階では一級建築士相当の資格を持つ建築構造専門家に当該工場の構造診断を委託発注する計画である。
- 電気設計は特に問題ない。しかし、全ての設計が適切な仕様に基づくことを確実にするため、最終的な発電モジュール及びインバータの選定については、慎重な対応が必要である。また、電気設計の計算書については、EPC 請負業者にその提出を義務付けて高度な設計審査が可能な状態にしておくべきである。

4.1.3 グリッド接続に関する考慮事項

事業提案者は、EVN 系統への売電は行わない計画を持っている。このため、各 RTS プロジェクトは電力系統から独立して運用できる状態でなければならない。一方、現地 EPC 請負業者候補が作成したプロジェクトの電気回路図によれば、インバータは工場に設置済みの 400V 変圧器に接続されている。この配線は、インバータからの交流出力を EVN 系統に送電可能であることを示している。

太陽光電力が EVN 電力系統に送電されず、当該工場のみで消費されることを確実にするため、専門技術者は、幾つか注意喚起を行っている。主な注意点は以下の通り認識できる。

- 太陽光発電インバータ制御のための電流計は、当該工場に電力需要がない場合に運転停止ができるよう、工場の電力消費量を随時測定する必要がある。
- インバータの適切な運転のため、工場の電力需要カーブに関する検討、並びに上述運転停止を許容するインバータ仕様及びメーカーの運転マニュアルを考慮・検討する必要がある。メーカーによっては、これらのインバータ運転を推奨していない場合がある。

工場の日中の電力需要は十分にあり、太陽光発電施設が出力抑制を行う必要はないと思われる。しかし、電力負荷試験を行って、インバータ仕様が電力不可に追従できることを確実に確認する必要がある。

4.1.4 費用見積もり

現地 EPC 請負業者候補が作成した費用見積もりについては、専門技術者が詳細評価を行った。その結果、発電モジュール、インバータ、及び全体的な工事建設費の米ドル建て価格設定は、RTS 業界の一般的な価格相場と矛盾しないことが判明した。

4.1.5 設計、調達、及び建設の予想スケジュール

現地 EPC 請負業者候補は、図 4.2 に示す暫定工事工程表作成。この工事工程では、サイト A 及びサイト B 共に、建設期間を 12 週間としている。専門技術者の予想と一致しており、信頼性は低くない。ただし、本工事工程表を遵守するには、専門技術者が指摘する懸念事項、特に当該工場建物の構造診断、詳細設計の確定、及び対 EVN 送電を行わない適切な取決めの確立について確実な確認が必要である。これらの確認作業は、EPC 工事契約締結前に完了せねばならない。

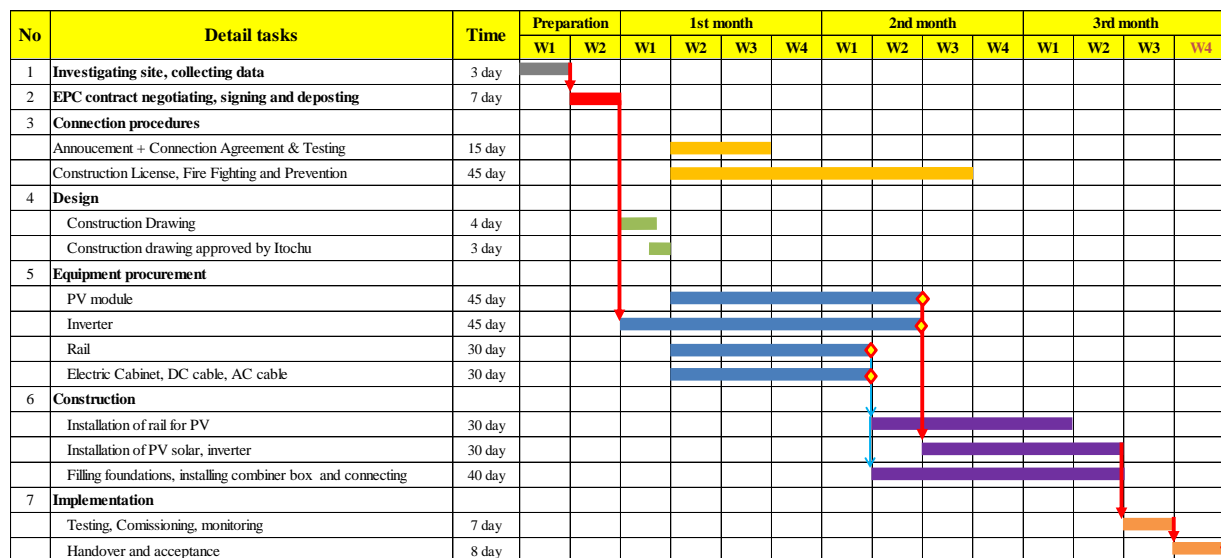


図 4.2 現地の EPC 請負業者候補の暫定建設スケジュール

4.2 発生電力量

4.2.1 発生電力量の推定

屋根の優先順位の設定を開始するにあたり、専門家による詳細なエネルギー評価の前に、事業提案者はエネルギー収量推定を独自に実施した。平均発生電力量は 1,625 MWh/年と推定された。P75 及び P90 のエネルギー収量は、それぞれ 1,454MWh/年と 1,346MWh/年と推定された。

表 4.1 予備的発生電力量の推定

プロジェクト	サイト B											
報告作成日	2020 年 9 月 9 日											
使用ツール	グローバルソーラーアトラス											
月別推定発生電力量 (MWh)												
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年合計
88	113	147	165	183	167	165	161	144	121	93	77	1625

4.2.2 発生電力量の評価

太陽光発電量を推定・評価すべく、専門技術者が有望 2 サイトの分析を実施した。Solargis の長期日射量および関連データを手に入れた上で、発生電力量の推定を行った。2 ヶ所のサイトは約 390km 離れているため、サイト別に 2 種類の Solargis のデータセットを購入した。

屋根設置型太陽光発電事業の実施が想定される両サイトでは、発電モジュールは工場建物の屋根上に設置され、10 基のインバータに接続される予定である。両サイトで想定される設計は、インバータの 400V 配電盤直接接続であり、発生電力を EVN 電力系統へ送電はせず、当該工場の電力需要に対してのみ給電される。

表 4.2 屋根設置型太陽光発電施設の推定発生電力量

パラメータ	サイト B	サイト A	単位
太陽光発電設備容量	1,224	1,224	kWp
直流定格容量	1,000	1,000	kW
平均年間照射量 (GHI)	1,942	1,768	kWh/m ²
平均年間面内照射量 (GTI)	1,940	1,762	kWh/m ²
P50 正味発電量 ¹	1,875	1,695	MWh
システム出力係数 (PR 値) ¹	79	78.6	%
単位エネルギー量 ¹	1,532	1,385	kWh/kWp

注記: 1. ここで報告されている全ての数値は運開 0 年目のもので、発電効率の劣化は含まれていない。

表 4.3 主要機器の仕様

主要機器	サイト B	サイト A
PV モジュールの傾斜角	5.7° / 10%	7.4° / 13%
PV モジュール	LR4-72HPH-425M G2	LR4-72HPH-425M G2
PV モジュール定格容量	425Wp	425Wp
モジュール数	2880	2880
インバータ	Huawei Technologies SUN2000-100KTL-M1	Huawei Technologies SUN2000-100KTL-M1
インバータ数	10	10
変圧器 (MV)	変圧器不要	変圧器不要
設置方法	屋根設置型	屋根設置型

4.3 結論及び開発段階における推奨事項

事業提案者は予想発生電力量を次の通り纏める。

1. 両サイトで Solargis の長期気象データが使用されており、標準月間電力量の推定値の精度は低い。
2. 両発電施設における発生電力量の推定は、太陽光発電量解析に特化した PVsyst を使用している。解析においては屋根設置型の発電モジュール及びインバータ情報が十分正確に入力されており、解析結果の信頼性は高い。
3. また、エネルギー損失の精度を高めるべく、発電効率に特化した専用解析プログラムを併用。標準月間電力量の推定値の精度が高まったと理解できる。

ただし、専門技術者によって以下の追加検討が推奨されている。

1. 開発の進捗に伴って設計が改良される場合は、解析されたエネルギー損失の改訂を含め、設計の改良に応じて推定発生電力量を更新すること。
2. モジュールのメーカー及び仕様を選定する前に、商業的及び技術的詳細追加検討を実施すること。
3. 遮光物の有無及び大きさを確認するため現場調査を実施する事。
4. 大気中に浮遊粒子状物質 (SPM) が存在する可能性が高いことから、SPM により低下する太陽光発電量を正確に定量化するため、各工場において SPM 調査を実施すること。

5. 各サイトにおける直流及び交流ケーブルのエネルギー損失を定量化するため、電氣的損失調査を実施する事。
6. 機器の性能を正確に把握すべく、.pan ファイル(太陽光発電モジュールの物性値を取り纏めた技術データ)及び.ond ファイル(インバータの物性値を取り纏めた技術データ)を個別に検証すること。
7. 運転期間中に亘って屋根設置型太陽光発電が完全独立運転可能であることの確認調査を行うこと。
8. 本解析で使用された発電モジュールの経年劣化は既存試験記録を基とした推定値である。発電モジュールの試験記録が更新され次第、再度経年劣化量を検証すること。

現地 EPC 請負業者候補が行った概念設計に関しては以下の結論に達した。

1. 設計文書は予備段階としては十分だが、建設可能な状態にするためには、さらなる分析及び詳細検討が必要である。
2. 1MW 規模の屋根設置型太陽光発電施設に限定すれば、現地 EPC 請負業者候補の工事費見積もり及び建設工程表は、概ね経験豊富な国際的 EPC 請負業者と同程度であり、信頼に値する。

建設開始可能な設計とすべく、以下を考える必要がある。

1. 現地 EPC 請負業者候補がプロジェクトを工期どおりに、かつ適切な方法で実施・完了できる能力を有するという証拠を得るべきである。
2. 設備部品及びその保証内容の詳細をレビューする必要がある。発電モジュール及びインバータも選定された時点でレビューする必要がある。
3. 工場の構造計算では、活荷重が小さく、風荷重が考慮されていないように見える。これらは、当該建築基準への適合を検証するため、構造解析に専門性のある技術者によってレビューされる必要がある。サイト B では工場建設時の構造設計書原本を確認できていない。サイト B の構造計算を検証するには、これを入手するか、もしくは工場建物の現状を把握すべく現地におけるリバースエンジニアリングが必要である。
4. 太陽光発電施設が発生電力を EVN 電力系統へ送電しないようにするためには、選定したインバータ供給業者に応じて電気設計を修正し、光学的妥当性を確認する必要がある。インバータの保証が無効になっていないこと、並びに工場及び太陽光発電施設の稼働に悪影響がないことを検証することが重要である。追加調査には、工場の電力消費パターン調査などの検証を含む場合がある。

4.4 潜在的な環境・社会影響及び緩和策

(1) 建設段階

建設段階では、サイト固有の影響がある。

建設作業を完了するために周辺地域の交通量が一時的にわずかに増加すると予想され、局所的な影響があると考えられる。セキュリティ及び労働安全衛生の目的で、施設の周囲にフェンスを設置する。

電気工事は環境への悪影響がなく、電気設備は訓練を受けた資格を持つ専門家のみが設置する。全ての機器の安全点検及び承認は、資格を持つ電気技師によって行われる。

(2) 運転段階

太陽光発電事業の運転は、環境への悪影響や温室効果ガスの排出をもたらすのではなく、むしろ大量のディーゼル燃料の消費を削減する。

太陽光発電の効率を最大化するためには、パネルにほこり等の粒子が付着していない状態を確保するため定期的な清掃が必要である。ほこりや浮遊無毒粒子を除去するために、パネルは雨期より乾期の方がより多くの清掃を必要とする。通常、一列当たり約 200 リットルの水が洗浄の目的で消費される。また、乾期には雨水タンクを設置し、洗浄のために消費する水量を削減する。

運転段階では、多くの固形廃棄物が発生する可能性は低い。

(3) 廃棄段階

プロジェクトの寿命は、屋根リース契約の期間並びに太陽光パネル及び設置機器の耐久性から、20年である。プロジェクトの寿命が延びる可能性はあるが、太陽光パネル及び関連機器は、プロジェクト終了時又は損傷した機器が修理できない場合のいずれかに処分する必要があると予想される。

全ての資材及び設備の取り扱い及び処分の手順を明確にするために、売電契約 (PPA) 締結時に廃棄・リサイクル計画を作成する必要がある。ベトナムにおいては、外国製品の輸入は最小限に抑えられているが、輸入製品の廃棄は現地でリサイクルされるか、又は廃棄のために製造業者に返却されることになる。本事業計画では、開発時に取得する事業許認可中の承認条件を含め、ベトナム国の法制度を完全に順守する。なお、事業提案者は、プロジェクトの廃棄時に現場を元の状態に復元することを計画している。

4.5 推定 CO₂ 排出削減量

最終的に設置可能な屋根は約 50MW 規模と予想される。この前提の下で、二酸化炭素排出削減量は年間 60,000~65,000 tCO₂ と算出される。

表 4.4 CO₂ 排出削減量

パラメータ	説明	数値 1	数値 2	単位
-	このプロジェクトは地熱発電所の開発プロジェクトである。	No.	No.	
-	このプロジェクトは水力発電所の開発プロジェクトであり、水力発電所の貯水池からの CH ₄ 排出は重要である。	No.	No.	
EG _y	y 年における再生可能エネルギーシステムによる発電量	80,325	80,325	MWh/年
EF _{elec}	電気の CO ₂ 排出係数	0.8154	0.75	tCO ₂ /MWh
EF _{Res}	水力発電所貯水池からの排出量のデフォルト排出係数	0	0	kgCO _{2-eq} /MWh
W _{Main,CO2}	生成蒸気中の二酸化炭素の平均質量分率			tCO ₂ /t
W _{Main,CH4}	生成蒸気中のメタンの平均質量分率			tCH ₄ /t
GWP _{CH4}	メタンの地球温暖化係数	0	0	tCO ₂ /tCH ₄
MS _y	y 年における蒸気生成量			t/年
FC _{i,y}	y 年における発電所の化石燃料 i の消費量			t/年
NCV _i	化石燃料 i の真発熱量			TJ/t
EF _{fuel,i}	化石燃料 i の CO ₂ 排出係数			tCO ₂ /TJ
	CO₂ 排出削減量	65,497	60,244	tCO₂/年

数値 1 の排出係数 0.8154tCO₂/MWh の出典はベトナム政府である (2017 年 8 月更新の IGES のグリッド排出係数リスト)。

数値 2 の排出係数 0.75tCO₂/MWh は、ホーチミン市の温室効果ガスインベントリ (出典: JICA) に基づいている。 https://www.jica.go.jp/project/vietnam/036/activities/achievement02/ku57pq0000225lin-att/GHG_Inventory_of_Ho_Chi_Minh_City.pdf

第5章財務調査

5.1 財務調査の概要

本章の目的は、プロジェクトの商業的及び財政的側面に関するレビューと、財務調査結果を報告することである。プロジェクトの資金調達の実行可能性と、利用可能な様々なファイナンス・ストラクチャーについても言及する。

5.2 ベトナムの電力市場の概要

先ず、ベトナム電力市場の構造と規制の枠組み、及び同国電力市場の需要と供給のダイナミクスについて説明する。増加する電力需要を満たすためには、再生可能エネルギーの発電容量を継続的に追加する必要があるが、これは、次の要因による。

- ベトナムの経済成長により、今後 10 年間に亘り、電力需要と電力消費は共に継続的に拡大することが予想されている。フィッチ・ソリューションズは 2020 年 3 月時点で、ベトナムの電力消費が 2020 年から 2029 年の間に年平均 6.5%増加すると予測しており、これは、アジアでも最も大きな成長率の一つである。ⁱ
- ベトナム政府の予測はフィッチ・ソリューションズの予測よりも強気で、商工省のホアン・クオック・ブオン副大臣は 2020 年 9 月 18 日のセミナーで、電力需要は現在から 2030 年までの間、年平均約 7.5~8.0%増加すると述べている。ⁱⁱ
- ベトナム政府は、拡大する電力需要に対応するため、発電容量は 2 倍以上に増加させ(2020 年の 55GW から)2030 年までに 131GW とし、年間 7,500MW の発電容量を追加する必要があると予測している。
- 再生エネルギー容量は大幅に増加し、2030 年には設備容量の 15~20%を占めると見込まれており、これは今後 10 年間で新たに約 20GW の再生可能エネルギー容量が設置される計算となる。

屋根設置型太陽光発電

ベトナムの拡大する電力需要に対応するため、2020 年 4 月 6 日、ベトナム首相は決定第 13 号を発表、5 月 22 日に発効した。これにより、屋根設置型太陽光発電プロジェクトを含む、ベトナムにおける太陽光発電プロジェクトの開発を奨励するための制度が導入された。この決定により、屋根設置型太陽光発電では、民間企業(すなわち、非 EVN)との PPA(民間 PPA)が認められることとなり、外国企業の事業参画に道を開くこととなった。

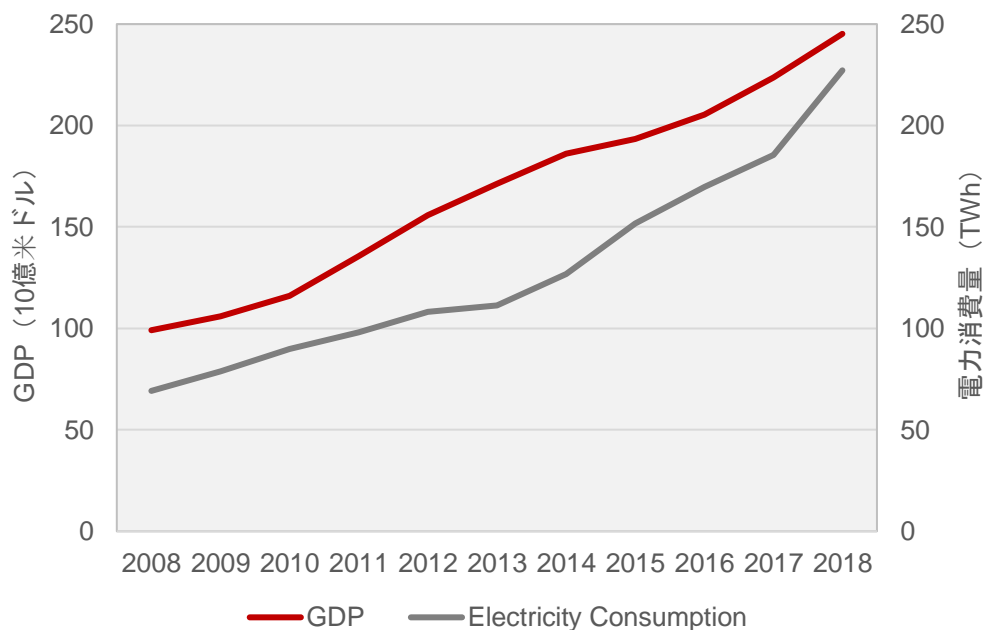


図 5.1 ベトナムの GDP と電力消費量 (2008～2018 年)

5.3 プロジェクト体制と主要関係者

事業提案者である伊藤忠は 50MW 相当の屋根設置型太陽光発電資産のポートフォリオを保有し、50 社程度と電力購入契約 (以下「PPA」という。) を締結することを想定している。

一般的に、EPC 請負業者は、屋根設置型太陽光発電施設的设计・建設・納入を、ランプサム (固定価格)・ターンキー (一括請負)・デイトサートン (完工日確定) ベースで行う。主要な機器は、ティア 1 (第一階層) のメーカーから、業界標準の瑕疵保証・性能保証付きで調達される。太陽光発電システムの設置後は、事業提案者が操業及び保守を担当する。

想定される需要家は、ベトナム国営繊維企業グループ及び関連会社、並びに日本の優良企業の現地子会社等で、長期の PPA を想定。PPA 期間満了後、発電所資産は価格ゼロ又は公称値で需要家に譲渡する。

屋根設置型太陽光発電事業における契約内容や商務条件は、当地域で通常見られる契約条件と同様である。

想定される需要家は優良グループ企業であり、グループ内の重要な製造事業体と想定する。従い、独立系の現地資本中小企業と比較して、より信用面・資金面で魅力的である。

しかし、需要家の親会社が保証や信用補完を提供しないことも想定されるため、より信用力の高い需要家を選別するための評価方法が重要である (次項参照)。

5.4 需要家の評価方法

大企業を評価する際によく用いられるスコアリング方式は、今回の需要家評価には適していない。

代わりに、商業銀行が行う中小企業向け信用フレームワークの 2 段階アプローチが有効と思われる。この 2 段階アプローチでは、(1) 事前審査を行い、最低条件のクリアや特段のマイナス評価がないことを確認し、次に (2) 定量的スコアカード評価を行い、需要家を評価することになる。今後銀行借入れを行う場合には、この審査を経て「適格」となった需要家のみが対象となる。

想定する需要家は大企業グループに属することを想定しており、また、事業提案者の資産ポートフォリオも需要家毎に分散されるため、需要家単独の信用リスクが軽減される。

一方、調査の結果、多くの国際金融機関に加え地場金融機関も、ベトナムの現地需要家を、企業保証／信用補完なしに信用力が高いと評価することは難しい、と懸念を表明している。これは、これらの金融機関がベトナムの現地中小企業の長期オフテイク・リスクを検討／評価することができない(或いはできたとしても難しい)からである。そのため、銀行借入れを行う場合には、より多額の預金維持、SBLC、親会社サポートなどの要求が検討必要となる可能性がある。

5.5 電力購入契約テンプレートの検討

事業提案者は、ベトナムにおける民間 PPA (非 EVN PPA) の草案に、グローバル法律事務所を起用し、助言を得ている。

PPA では、事業提案者を「デベロッパー」、需要家を「クライアント」、屋根設置型太陽光発電システムを「発電施設」と称するが、現在交渉中の主な商務条件とその評価は以下の通りである。

- クライアントは、実際の消費電力量の如何に関わらず、発電された電力を全量購入する義務を負う。これにより出力削減リスクが排除される。
- デベロッパーは、適用される EVN 電気料金¹より廉価な価格で電力を販売することになる。PPA 価格は EVN 電気料金に連動することが予想される。ただし、一部の金融機関は、ベトナムドンと米ドルの為替変動リスクを直接 PPA 価格フォーミュラに織り込むことができないと指摘している点に留意を要する。
- 不可抗力条項は同規模の類似発電事業と整合性を持つことになる。影響を受けた当事者は契約上の義務履行を免除され、不可抗力状態が長期間継続した場合、いずれの当事者も PPA を解除することができる。
- 準拠法はベトナム法、仲裁は第三国の仲裁センターを想定すべきである。これは、ベトナムの再生エネルギー及びエネルギー・セクターで組成された国際的資金調達の条件と合致している。

財務アドバイザー経由で複数の国際金融機関や地場金融機関に確認をとったところ、いかなる状況においても契約解除違約金が残存債務をカバーする必要がある、というスタンスであった。仲裁に関しては、国際仲裁センターで解決されるべき、とのことであった。投資家は、より多くの預金維持、PPA に関する親会社保証などの信用補完を検討すべきである。他の主要な条件に関しては、当地域で実施されている同様の太陽光発電プロジェクトの条件と概ね一致している。

民間 PPA における EVN 電気料金の使用

EVN 電気料金の過去の上昇、価格調整に関する規制、並びにベトナムの CPI 及びベトナムドン／米ドル為替レートの変動を考慮すると、EVN 電気料金の従来の調整は、特にインフレ及びベトナムドン／米ドル為替レートの動きとの間に合理的な相関関係が認められた。財務アドバイザーから提案のあった、PPA 価格をドルリンクとすることが現実的に難しいとしても、EVN 電気料金の調整がその点を自然にカバーしている、とも言える。

5.6 ファイナンス:流動性とオプション

ベトナムにおける再生エネルギー分野でのプロジェクトファイナンス取引に鑑み、本事業に於いて可能性のある資金調達源は、開発金融機関 (DFI)、国際金融機関、ベトナムの現地商業銀行の 3 つと考えられる。

借入通貨は、米ドル建てとベトナムドン建てのどちらでも検討可能であるが、共に金利変動や為替変動のリスクに十分耐えるだけの流動性を確保する必要がある。

¹ EVN 電気料金は、製造業、管理事務所、事業所、家庭に分類され、想定されているオフテイクはその業態から製造業に該当する筈である。

5.6.1 ファイナンス:銀行のサウンディング及び推奨

条件確認のため、各種金融機関に対してヒアリング調査を行った。

調査結果は、一部の金融機関は米ドルベースでの融資に対して参考数値の提示検討が可能であることを示している。

期待されるファイナンス・ストラクチャーは、(1) 資金調達コストを低く抑えることができる、(2) 米ドル/ベトナムドン通貨スワップによって、為替リスクと金利リスクをヘッジできる、(3) リファイナンス時に借入規模を再評価することができる、の3点を満足する資金調達である。

JICA 海外投融資 (PSIF) は、このファイナンス・ストラクチャーを構成する潜在的レンダーの一つである。



図 5.2 PSIF の取り上げ基準

表 5.1 PSIF の主要融資条件

金額	通常のチケットサイズで 1,000 万~1 億 5,000 万米ドル。最大額は共同主幹事銀行と同額(但し、場合によってはプロジェクト総コストの 70%もあり得る)。
通貨	円、米ドル、ユーロ及び現地通貨(通貨スワップによる)。
金利	円: 財政投融資計画金利* + マージン(固定) 米ドル: 6 か月 LIBOR + マージン(変動) カントリーリスク・プレミアムはマージンに含まれない。 現地通貨: 円金利と同等のスワップレート(固定/変動)
期間	最長 20 年(ローン始期から終期までの期間: プロジェクト・キャッシュフロー次第で最長 5 年間の元本返済猶予期間あり)。 一般的に、特に一般企業向け商業ローンや金融機関向けローンよりも長い。
返済方法	半年ごとの返済。
フィー	協調融資行に適用されるものと同じのフロント・エンド・フィー及びその他のフィー。
セーフガード	財務制限条項を含む標準的及び慣習的なセキュリティ・パッケージ。
セキュリティ	JICA の環境社会配慮ガイドラインの遵守。

* 財政投融資計画金利とは、日本政府が政策目的を達成するために行う長期低利の資金調達で、JICA などの公的機関が利用している。現在の 10 年間の財投金利は年率 0.01%。

表 5.2 PSIF の主要出資条件

金額	総資本 (PE) / ファンドサイズの最大 25% (マイノリティ出資者として関与)。 プライベート・エクイティ投資の標準的な規模として 500 万～2,000 万米ドル。 ファンド LP 投資の標準的な規模として 1,000 万～5,000 万米ドル。
通貨	原則として通貨制限なし。
EIRR (投下資本内 部収益率)	リスクの程度を評価して決定される。
出口戦略	出口戦略は必須であり、株主間で合意される前提。 さまざまな出口戦略があるとの前提で、典型的な投資期間として 5～7 年を想定。 例: 戦略的売却 (プット・オプション)、個別売却 (M&A)、市場売却 (IPO) 等。
必要性	プライベート・エクイティ投資へ JICA 参加が強く望まれる理由が存在すること。 例: ソブリンフック、寛容資本を必要とするビジネス・モデルなど。
セーフガード	JICA の環境社会配慮ガイドラインの遵守。

出典: 2019 年 2 月 JICA TICAD 前セミナー

5.6.2 財務モデル: プロジェクトの財務指標

銀行融資は、2 つのフェーズに分けて実施される想定である。

- フェーズ 1: 建設期間中の総投資費用は、事業提案者が出資の形態で拠出する。
- フェーズ 2: 十分な規模の発電施設が完工した時点で初回の借入調達 (資金再調達分を含む) を実行する。その後の借入は、数 MW 単位での施設建設完了後に行う。

事業提案者の投資コスト、太陽光発電の発電量、発電量劣化、操業・維持コストなどの前提条件と、レンダーからのフィードバックに基づいた借入の前提条件、税金の前提条件を考慮し、加えて、PPA 価格 / 料金引き上げ、及びベトナムドンの減価は、過去傾向分析に基づき計算した。なお事業提案者の前提条件は、ASEAN 地域における他の取引と概ね一致しており、現時点での分析・評価に当たっては適切である。

5.6.3 分析結果

プロジェクト IRR はベースケースで約 10% と試算された。

エネルギー収量が 10% 少ない場合、および/または O&M コストがベースケースの見積もりよりも高い場合の影響を評価するために感度分析が実施された。結論として、投資収益率は、標準的な外国投資家の投資意欲を損なうものではないと評価できる。

5.7 主なリスクと軽減策

考慮すべき主なリスクは、需要家の信用リスクと、為替 / 金利変動リスクである。一部の国際金融機関や地場金融機関は、概算条件提示を拒んでいるが、その理由として、親会社による信用補完を伴わないベトナムの現地中小企業の契約履行リスクや、潜在的な為替リスクを挙げている。アジア開発銀行 (ADB) を含め民間の金融機関はこうしたリスクに晒されることを望まない傾向があり、当該課題により、米ドル資金の流動性、レバレッジの度合、借入期間が制限を受ける可能性がある。

需要家の与信リスク低減策として、親会社の信用補完や、より多額の預金維持、又は SBLC を要求する、などが推奨されている。為替リスクに関しては、米ドル資金調達に当たり複数年に亘る完全な為替ヘッジを行い、同ヘッジの満期に新たな為替ヘッジを行う必要がある。また、レンダー候補との更なる協議及び同意次第だが、数年間の為替ヘッジでスタートし、毎年新たなヘッジを実行する仕組みを備えた為替ヘッジプログラムを伴う米ドル資金調達を検討できる可能性もある。

現地通貨建ての資金調達は、金利が高く、複数年に亘って金利をヘッジできないという問題がある。この場合、事業提案者は潜在的な金利変動リスクにさらされる。

総合的に見て、米ドル資金調達がより有利であると考えられる。

以下に、本プロジェクトの資金調達において考慮すべき最も重要なリスクをまとめる。

表 5.3 主なリスクと軽減策の概要

リスク	主な問題点
価格／料金リスク	PPA 価格は EVN 電気料金と連動しているため、PPA 価格は EVN 電気料金の上昇率に左右される。
為替リスク	プロジェクト収益は 100%ベトナムドン建てである一方、借入は 100 %米ドル建てであり、ベトナムドンが想定以上に減価すると為替リスクが顕在化する。
オフテイク・リスク	売電先は国有企業/優良企業を想定するが、実際の電力利用者は同企業の子会社工場となる可能性がある。このような子会社工場の財務状況は中小企業と類似しているが、親会社は企業保証を提供しない。

ⁱ Asian Power (2020 年 3 月 4 日)「COVID-19 は 2020 年のベトナムの電力消費量を圧迫する」引用元：
<https://asian-power.com/power-utility/news/covid-19-weigh-vietnams-power-consumption-in-2020>

ⁱⁱ Hanoi Times (2020 年 9 月 20 日)「ベトナムは新しいマスタープランで電力産業への民間投資を奨励している」引用元：
<http://hanoitimes.vn/vietnam-encourages-private-investment-in-power-industry-with-new-master-plan-314256.html>