


大洲城に再エネ導入を行うための概略設計 報告書

令和8年3月

 パシフィックコンサルタンツ株式会社



目次

1. 大洲城再エネ設置候補地の調査選定	2
1.1 現地調査	3
1.2 設置候補地の評価の整理	9
2. 大洲城への送電方法最適手法検討・関係者協議	10
2.1 最適導入手法の検討	11
2.2 関係者協議	17
3. 詳細設計を行うための諸条件整理	25
3.1 太陽光発電設備及び関連電気設備等の概略設計、図面作成、概算費用の算出	26
3.2 詳細設計・施工の発注に必要な資料の取りまとめ	30

1. 大洲城再エネ設置候補地の調査選定

1.1 現地調査

- 昨年度調査において、再エネ100%達成の方向性を検討した大洲城へ太陽光発電設備の導入する事業化に向けた概略設計を行うため、大洲市内の太陽光発電設備の設置候補地の現地調査を行い、設置の可否や導入コストの観点で評価結果を整理した。

(1) 現地調査対象の候補地

- 大洲城については、オンサイト（敷地内・周辺）での設置場所の確保が難しい状況との認識のもと、候補となるオフサイト（距離の離れた場所）の公有地を設置候補地とした。
- 過年度調査等を踏まえ、候補地は下表に示す場所が考えられるが、地産地消のアピールする観点から肱南地区内に設置することが望ましいことから、「①旧太郎宮団地」を第一優先に検討するものとした。

表 太陽光発電設備の設置候補地

	名称	住所	大洲城からの直線距離
①	旧太郎宮団地	西大洲甲1924	0.4 km
②	旧柚木梁瀬団地	柚木1011-1	1.5 km
③	旧国立大洲青年の家（官舎）	北只90	2.0 km
④	元白山園	白滝甲669-1	8.0 km
⑤	旧松風寮	長浜町仁久甲264-2	11.7 km
⑥	旧宇和川倉庫	肱川町宇和川412	13.4 km

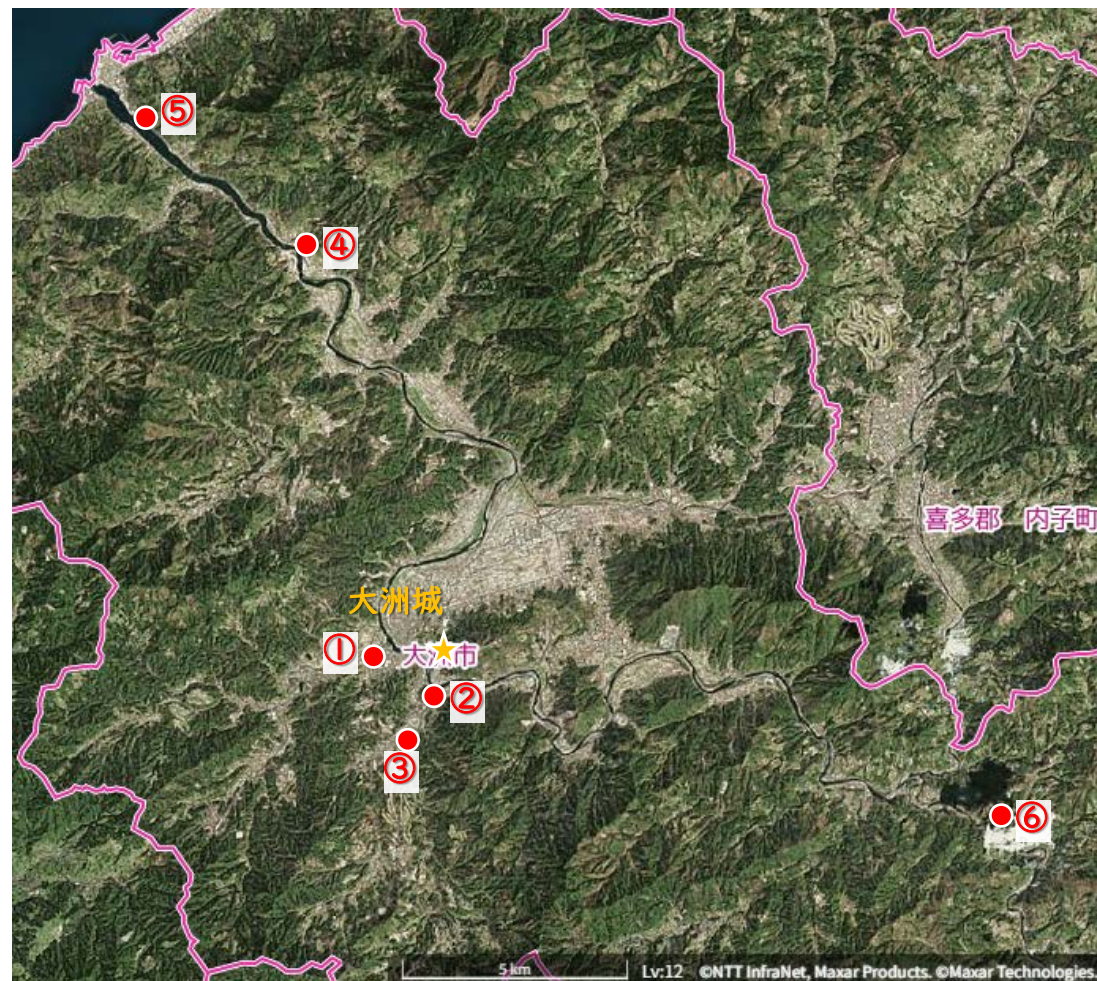


図 太陽光発電設備の設置候補地の位置図
航空写真に位置情報等追記

1.1 現地調査

(2) 旧太郎宮団地の概要

- 大洲城に再エネ電力を供給するための太陽光発電設備の設置候補場所として、旧太郎宮団地について現地調査を実施した。
- 大洲城と旧太郎宮団地の位置関係を右図、旧太郎宮団地の全景を下図に示す。



※臨時で駐車場として使われているが将来的には使用されない

図 旧太郎宮団地の現況



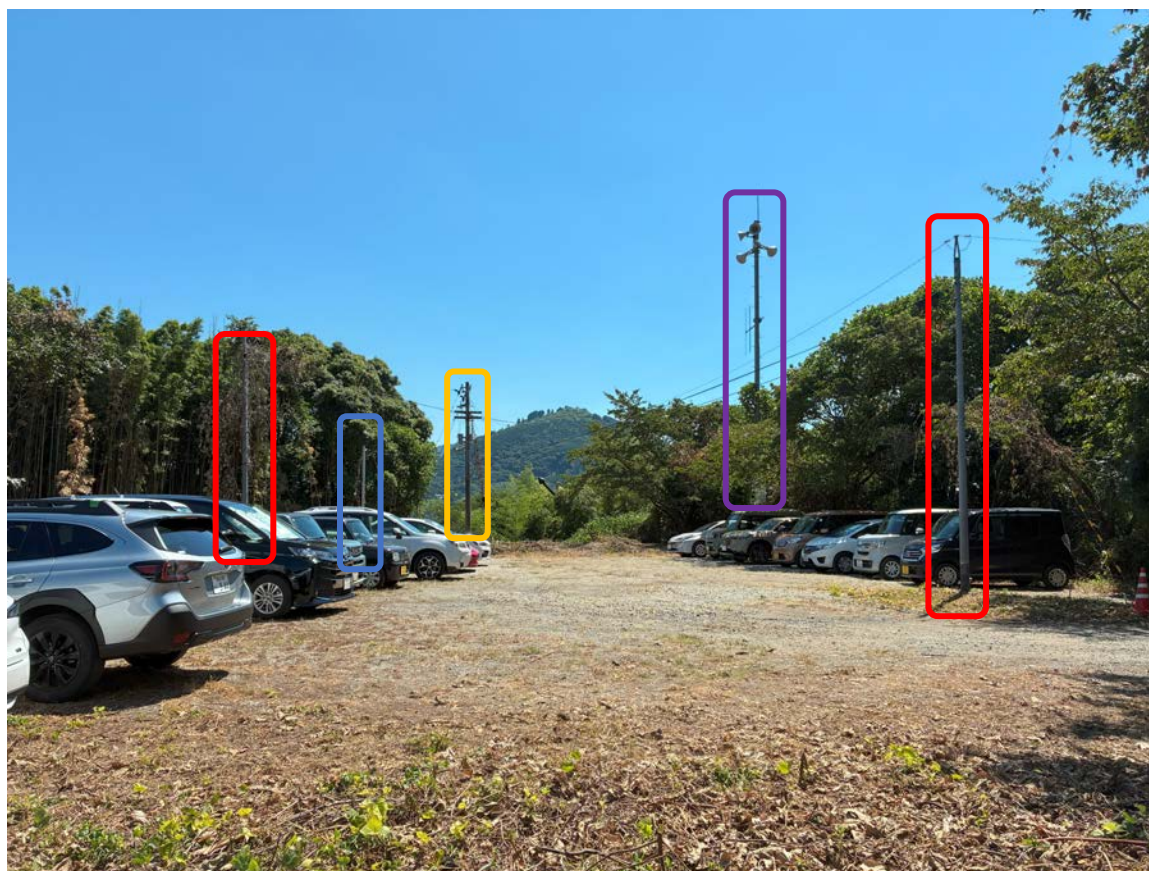
図 大洲城及び旧太郎宮団地の位置図
航空写真に位置情報等追記

1.1 現地調査

(3) 現地調査結果

- 市有地である旧太郎宮団地について現地踏査を実施し、その結果を以下に整理した。

公有地名称	旧太郎宮団地	撮影日	2025年7月31日
-------	--------	-----	------------



公用地全体（西向き）

30m×16.5m程度の平地となっていた。現在は高校の臨時駐車場となっている。敷地から最寄りの電柱までは距離が近いため、送電線は問題なく接続可能であると考えられる。

写真説明

太陽光発電を導入する際の電柱における対応は以下の通り。

■撤去予定

- 電柱(図中赤印)：2本

■残置

- 接続予定の電柱(図中黄印)：1本
- 防災電柱(図中紫印)：1本
- 地震計用の柱(図中青印)：1本

1.1 現地調査

(3) 現地調査結果

- 市有地である旧太郎宮団地について現地踏査を実施し、その結果を以下に整理した。

撮影場所	旧太郎宮団地	撮影日	2025年7月31日
------	--------	-----	------------



公用地全体（南向き）

写真説明

高さ10m弱の木々が生い茂っている。南側であるため、太陽光発電における日射に大きく影響を及ぼす。パネル設置時には、敷地内の木々（手前1列程度）を伐採する必要がある。



公用地全体（北向き）

写真説明

竹林が生い茂っているが北側であるため、太陽光発電における日射には影響がない。写真奥の車後方も太陽光発電の敷地として活用可能であるが、竹林の伐採跡が見られるため、太陽光パネル設置後に竹が育つ可能性に注意が必要である。また、赤印のあたりには、地震計と思われるものが埋まっているため、一部活用できないスペースがある。

1.1 現地調査

(3) 現地調査結果

- 市有地である旧太郎宮団地について現地踏査を実施し、その結果を以下に整理した。

撮影場所	旧太郎宮団地	撮影日	2025年7月31日
------	--------	-----	------------



地面状況

写真説明

臨時の駐車場となっているため整地して土となっている部分と草が生えている部分があった。平坦であり元々団地であったため、太陽光発電設備の設置は問題ないと考えられるが、基礎が地中に残っている可能性があるため、実際に設置するには調査が必要である。目視では、半径10cm程度のコンクリートらしきものが1か所確認された。



対象地へ続く道路状況（南向き）

写真説明

道路が整備されているため、車でのアクセスが可能であった。カーブや幅員が狭い部分があり、大型車両の通行は限定される可能性があるが、元々団地が建っておりその工事が実施された経緯があることから、太陽光発電の設置工事には問題ないと考えられる。

1.1 現地調査

(3) 現地調査結果

- 市有地である旧太郎宮団地について現地踏査を実施し、その結果を以下に整理した。

撮影場所	旧太郎宮団地の周辺	撮影日	2025年7月31日
------	-----------	-----	------------



周辺から見た状況（左：南側より撮影、右：北西側より撮影）

写真説明

景観に関しては、設置候補地は小高い丘になっており、且つ四方を草木で囲われている状況のため、太陽光発電設備を設置しても周辺から見えることはほぼ無いと考えられる。
また、設置候補地の南側により高い位置に建物等は見られないため、太陽光パネルの反射光が周辺に影響を与えることもないと考えられる。

1.2 設置候補地の評価の整理

- 太陽光発電設備の設置候補地である旧太郎宮団地の現地調査結果を下表の通り、複数の観点での評価結果を取りまとめた。
- 設置にあたっては今後の詳細設計・施工段階に留意すべき点は一部あるものの、それらへの対応を適切に実施することで設置することは可能と考えられた。

表 旧太郎宮団地の現地調査結果の整理

項目	評価の観点		評価結果
設置可能面積	• 太陽光発電設備を設置できる範囲はどの程度か。	○	• 概算で1,000㎡程度の平坦な土地があり、大洲城の電力需要に対し十分な設備容量を設置可能。
日照条件	• 周囲に遮蔽物等がないか。	△	• 周囲を木で囲われており、日射を遮る可能性のある南側の木は一部伐採が必要であるが、市で対応は可能。
地形・地盤の状況	• 傾斜となっているか。傾斜がある場合どの向きに程度か。 • 造成等が必要となりそうか。	△	• 平坦な土地であり、土地形状としては設置は問題ない。 • 埋設物に関しては実際の設置にあたって地盤調査等が必要。
接道状況	• 工事にあたりアクセス道路等の状況はどうか。	○	• 一部狭く坂道ではあるがアクセス道路が存在。
電力系統接続	• 系統への接続先の位地、距離、ルートはどうか。	○	• 東側のすぐ近く電柱に、高圧線および低圧に下げる変圧器があり、接続は問題ない。
周辺環境	• 住宅等との距離や景観等の観点で問題ないか。 • 反射光の影響で問題が生じる可能性はないか。	○	• 周囲を木で囲われており、外から視認することはできない場所であり景観等への影響はない。 • 周辺に高い建物等はないため、反射光の影響を受ける周辺施設もないと考えられる。
自然災害リスク	• 土砂災害、洪水浸水等のリスクはないか。	○	• 小高い丘の上となっており、ハザードマップにおいて土砂災害や洪水のリスクのあるエリアではない。

凡例 ○：問題なし
△：留意点はあるが適切に対応すれば問題なし
×：問題あり（設置には不適）



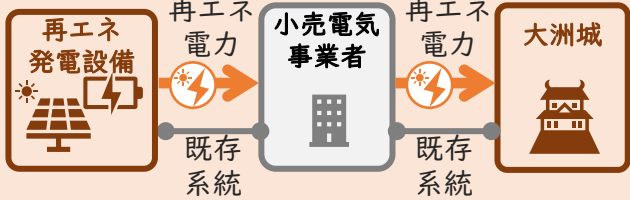
2. 大洲城への送電方法最適手法検討・ 関係者協議

2.1 最適導入手法の検討

(1) 最適な供給手法の整理

- ・ オフサイトの設置候補場所からの電力供給手法の整理と評価を以下に整理した。
- ・ 距離が遠いため自営線を整備することは非現実的であり、システムを介して電力供給する必要があると考えられる。
- ・ その場合、自己託送と小売電気事業者を介した供給が考えられるが、今後、地域として再エネ設備及び供給先を増やしていく計画であるため、協力していただける小売電気事業者と進めていけることが望ましいと考えられる。

表 オフサイトからの電力供給手法の整理

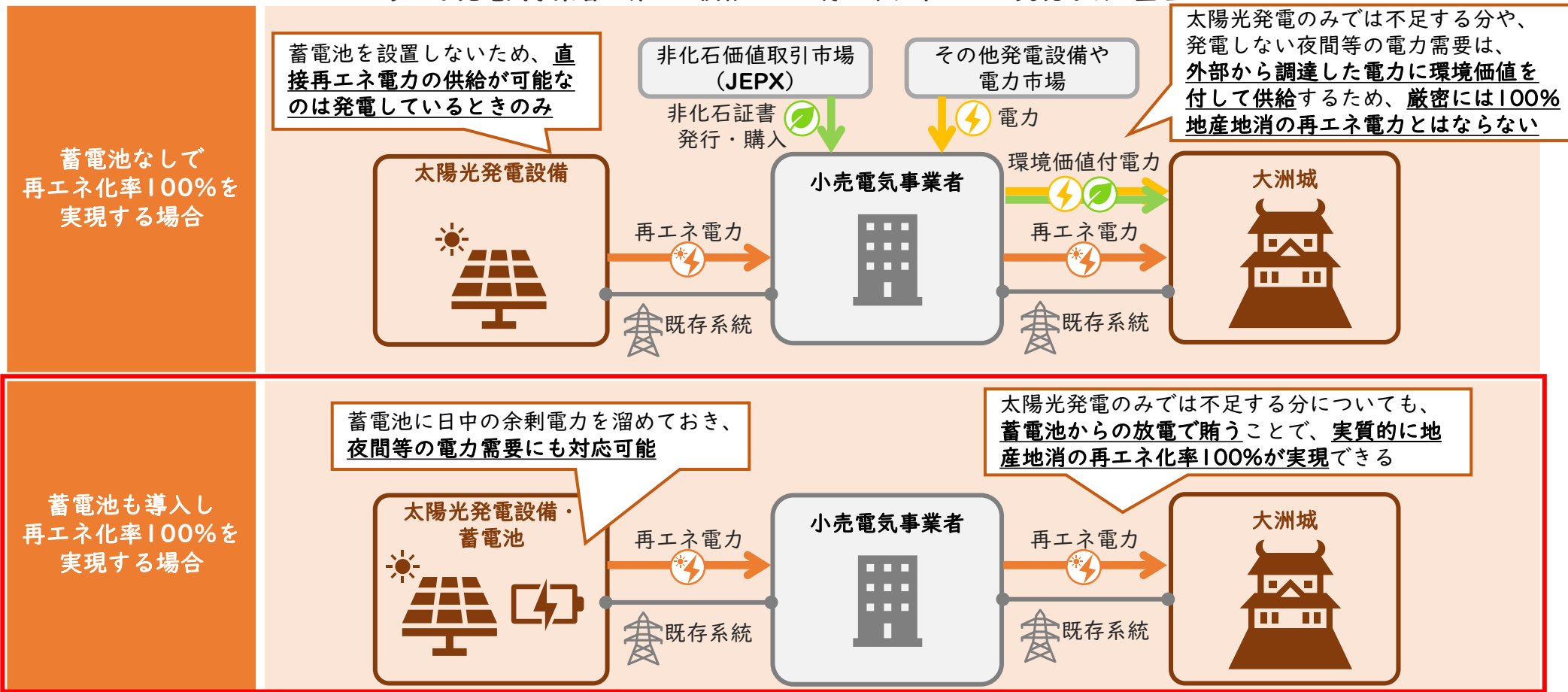
オフサイトからの供給手法	供給手法の概要	特徴・評価
自営線	<p>既存システムとは別に、発電設備との間に敷設した自営線を介して再エネ電力を供給する。</p> 	<p>・ 400mほど距離が離れているため、事業規模に対してその間を繋ぐ自営線の整備コストが膨大となり、また市街地を通る形での整備が必要なため非現実的である。</p>
自己託送	<p>一般送配電事業者の託送サービスを利用して、自ら又は密接な関係を有する者の発電設備から既存システムを介して再エネ電力を供給する。</p> 	<p>・ 発電計画や需要計画等の各種計画を広域機関に提出する必要があるため運用が困難（外部に委託する場合には委託費用が発生）</p> <p>・ 発電設備と需要施設が一对一が基本であり、余剰電力の活用や将来の地域内の再エネ導入拡大にあたって拡張性が低い。</p>
小売電気事業者を介した託送供給	<p>小売電気事業者との個別の契約内容に基づいて、特定の発電設備から既存システムを介して再エネ電力を供給する。</p> 	<p>・ 将来の地域内の再エネ導入拡大にあたって、協力してもらえる小売電気事業者が存在することで、複数の発電設備と需要施設間での電力需給に対応でき、再エネ事業としての拡張性が高い。</p> <p>・ 小売電気事業者への運用コストの支払いは発生する。</p>

2.1 最適導入手法の検討

(1) 最適な供給手法の整理

- 小売電気事業者を介した供給により、再エネ化率100%を目指す場合、主に下図に示す2つのケースが考えられる。
- 太陽光発電のみを設置し、電力需要>発電出力となる時間帯においては、小売電気事業者が別途調達する電力を非化石証書と共に供給して賄う手法もあるが、再エネ電力の地産地消の観点から、蓄電池を活用し常にリアルタイムで発電した電気によって大洲城の消費電力を直接賄うことで、実質的な再エネ化率100%実現が理想と考えられる。

表 小売電気事業者を介した供給による再エネ化率100%実現方法の整理



2.1 最適導入手法の検討

(2) 直近の電力需要の整理

- 大洲城の直近の電力使用実績（2024年8月～2025年7月）を整理した。
- 当該期間の年間電力需要量は27,242kWhで、冬季に電力需要量が多い傾向がみられる。
- 比較的、日中の電力需要は少なく、夜間ライトアップが1日の電力需要の大部分を占める。
- 大洲城キャスルスステイ（宿泊）が利用されている日には夜間の電力需要の増加している傾向がみられる。

4月	5月	6月	7月	8月	9月	(kWh)
2,061	1,820	1,935	2,489	2,002	2,223	
10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
2,082	2,207	2,505	2,642	2,659	2,617	27,242

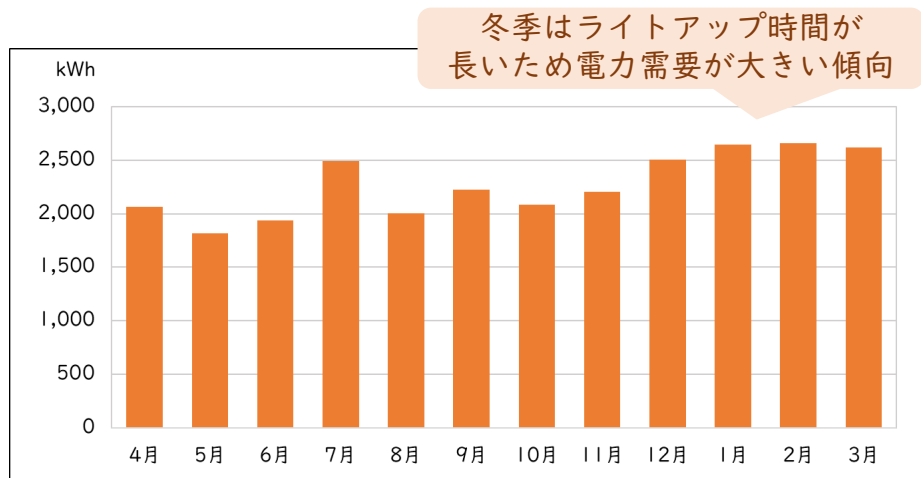


図 大洲城の月別電力需要量

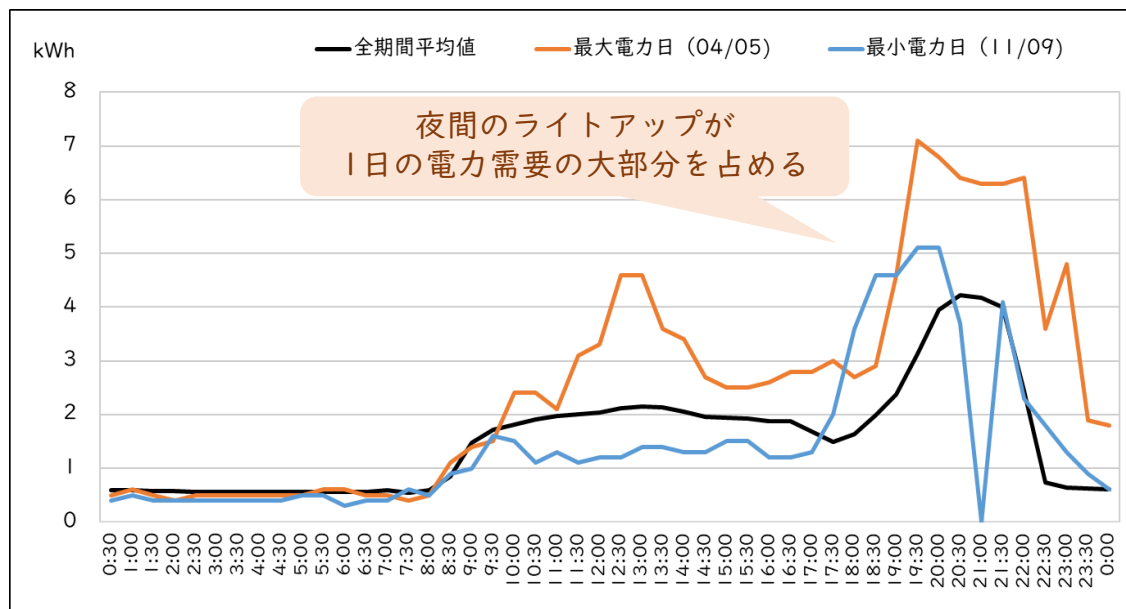


図 大洲城の1日の電力需要量

2.1 最適導入手法の検討

(3) 必要な設備容量の算出

- 太陽光発電設備と蓄電池を設置し、大洲城の消費電力を直接賄うことで、実質的な再エネ化率100%を実現する場合に必要な太陽光発電設備と蓄電池の容量を検討した。
- 太陽光発電設備を10kWずつ増やしていき、それぞれの場合で再エネ化率100%実現に必要な蓄電池容量を電力需給シミュレーションにより算出した。
- 大洲城のみへの供給を想定してランニングコストを自家消費量で割って算出した発電単価を比較すると、太陽光発電設備40kW、蓄電池容量170kWh程度が最も経済的と想定されるが、再エネ化率100%実現には高額な蓄電池の整備が必要で、かつ大量の余剰電力が発生するため発電単価は高い傾向となる。
- 小売電気事業者により余剰電力を他の施設に供給する等の活用ができる想定で、ランニングコストを発電電力量で割って算出した発電単価で比較すると、太陽光発電の導入規模が大きくなるほど経済性向上の余地があると考えられる。
- なお、本試算には別途必要となる託送料金、再エネ賦課金、需給管理・蓄電池運用のコストは含んでいない。

表 大洲城再エネ化率100%達成に必要な設備容量とシミュレーション結果

太陽光発電設備容量(PCS容量)(kW) ※1	蓄電池容量(kWh)	発電電力量(kWh/年)	電力需要量=自家消費量(kWh/年)	余剰電力量(kWh/年)	イニシャルコスト(千円)	ランニングコスト※2(千円/年)	発電単価※3(自家消費分)(円/kWh)	発電単価※4(余剰分も活用)(円/kWh)
30	722	33,839	27,242	6,596	85,080	2,744	100.7	81.1
40	170	45,118	27,242	17,876	29,341	963	35.3	21.3
50	136	56,398	27,242	29,156	28,650	970	35.6	17.2
60	117	67,677	27,242	40,435	29,475	1,026	37.7	15.2
70	105	78,957	27,242	51,715	30,947	1,103	40.5	14.0
80	95	90,237	27,242	62,994	32,738	1,191	43.7	13.2
90	90	101,516	27,242	74,274	35,063	1,297	47.6	12.8
100	87	112,796	27,242	85,553	37,573	1,408	51.7	12.5

※1 過積載率(パネル容量/PCS容量)は5%を想定して設定

※2 運転維持費、蓄電池の更新費、保険料、廃棄費用積立等考慮。

※3 ランニングコスト/自家消費量で算出(イニシャルコストは全て補助金で賄う想定)

※4 ランニングコスト/発電電力量で算出(イニシャルコストは全て補助金で賄う想定)

2.1 最適導入手法の検討

(参考) コスト算出条件

- ・ イニシャルコスト、ランニングコストの単価設定の根拠を以下に示す。

表 イニシャルコスト、ランニングコストの単価設定根拠

	摘要	単価	単位	備考	出典
イニシャルコスト	太陽光発電設備システム価格	251	千円/kW	太陽光発電設備設置に係る設備費（パネル・パワーコンディショナ・架台・その他）、工事費、設計費を含んだkWあたりのシステム費用（10-50kW事業用太陽光）	調達価格等算定委員会 「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」
	蓄電池設備システム価格	106	千円/kWh	蓄電池設備導入に係る、蓄電池部分[筐体含む]・パワーコンディショナ・流通コスト・工事費・その他費用を含んだ費用	経済産業省 「家庭用及び業務・産業用蓄電システムに関する課題整理」
	埋設管路	75	千円/m	地中埋設自営線に係る管路の1回線・mあたりの費用（0.3～1.2億円/km・1箇所中央値）	電力広域的運営推進機関 「電力広域的送変電設備の標準的な単価の公表について」
	マンホール	40	千円/m	地中埋設自営線に係るマンホールを50mおきに1箇所も受けた場合の費用（0.02億円/箇所）	電力広域的運営推進機関 「電力広域的送変電設備の標準的な単価の公表について」
	接続費	13.5	千円/kW	太陽光発電設備の電力系統への接続に係る費用 地上設置の場合の2024年度想定値	調達価格等算定委員会 「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」
ランニングコスト	設備維持管理費	5	千円/kW	年間の太陽光発電及び蓄電池の維持管理に係る費用（10-50kW事業用太陽光、蓄電池の維持管理も含む）	調達価格等算定委員会 「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」
	蓄電池更新費用	3	千円/kWh	業務・産業用蓄電システム更新に係る費用（2030年目標価格6万円/kWh（工事費含む））	経済産業省 「定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査」
	保険料	4,812	円/kW	低圧の保険加入（火災保険、第三者賠償保険、地震保険）に係る費用	資源エネルギー庁 「太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度について」
	廃棄費用	10	千円/kW	太陽光発電設備の廃棄に係る費用（廃棄等費用の想定額、10年間の積立を想定）	調達価格等算定委員会 「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」
	金利	1.45	%	補助金を活用しない場合の貸付利率（自己資本比率25%、借入期間20年で金利1.45%想定）	日本政策金融公庫 「中小企業事業（主要利率一覧表）」

2.1 最適導入手法の検討

(参考) 想定設備配置検討

- シミュレーション結果をもとに、太陽光発電設備40kW、蓄電池容量161kWh程度の設備構成で旧太郎宮団地に設置する場合の配置図（参考図）を以下に示す。
- この場合、十分に余りのスペースを残しつつ設置可能と想定される。

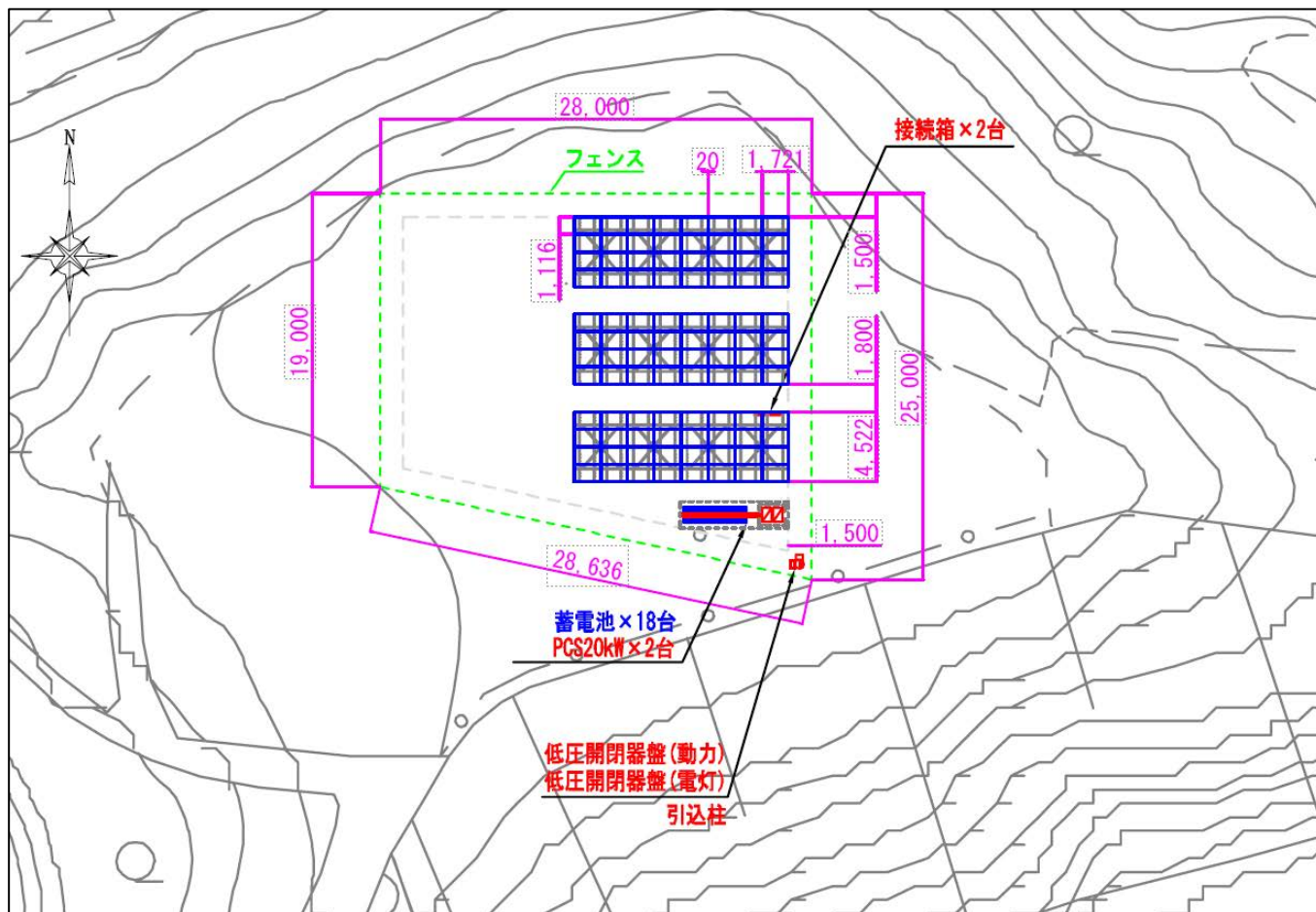


図 太陽光発電40kWの場合の機器配置図（参考図）

2.2 関係者協議

(1) 事業者へのヒアリングの実施

- 大洲城単独では事業規模が小さく、類似の事業の事例も見られないことから、実際に事業として対応してもらえる事業者がいるかが懸念点と考えられたため、再エネや小売電気事業に関連する事業者にヒアリングを実施することとした。
- 前述のシミュレーション結果をもとに、大洲城で再エネ100%とするための電力供給のみを念頭に置いた下図の事業手法を想定した場合について、事業実施の可能性やコスト感等について確認を行った。



【電力需給シミュレーション結果】

発電電力量 (kWh/年)	電力需要量 =再エネ消費量 (kWh/年)	余剰電力量 (kWh/年)
47,266	27,242	20,024

出力制御または小売電気事業者が引き取り他施設へ供給

図 オフサイトからの電力供給の事業手法イメージ

2.2 関係者協議

(2) 事業者へのヒアリング結果 (1/2)

- ヒアリング先として、再エネや小売電気事業に関連する事業を展開している下記の2事業者を対象とした。
 - A社：自治体新電力会社（自治体と共同で立ち上げられる地域の新電力会社）の立上げや運営支援の実績を多数持つと同時に、発電事業や電力需給調整の実績を有する。
 - B社：環境省の事例紹介等で上げられている発電事業等にも関わっており、比較的中小規模の発電所を扱う実績や、再エネ発電所と需要家を紐づける独自のサービスを有する。
- 大洲城単体では規模が小さくkWhあたりの運用コストが高額となるため、発電・需要規模をより拡大することで経済性向上が見込まれるという方向性が考えられた。

表 事業者ヒアリング結果まとめ

番号	確認事項	A社 回答	B社 回答
1	本事業は単独でみると小規模だが、蓄電池でリアルタイムでの需給バランスを保った大洲城再エネ化率100%の運用サービスが可能か。	技術的には可能 である。事業としては小規模で本来の主とする業務範囲外のため積極的ではないが、相応の業務費をもらえば対応できる可能性はある。	蓄電池を運用して需給調整の実績はないため、 現状当社のみでは対応できない。 (翌々年度頃には可能性あり)
2	可能な場合、どの程度の運用コスト（市が支払う金額）が見込まれるか。	大洲城のみでの事業を実施しようとする、規模が小さいため 20~30円/kWh程度の高額な運用コスト が想定される。	実績がなく算出困難である。
3	事業実施にあたって小規模であることが懸念となる場合、どの程度の規模であれば実現性が高いといった目安はあるか。	運用コストを支払えるのであれば実施は可能ではあるが、 規模が大きくなる方が運用コストの単価も下げられ、事業者側としても望ましい。	蓄電池は含まないが太陽光発電300kW程度であれば事業を行っているため、その程度が目安と考えられる。
4	今後、本事業以外にも大洲市で再エネ導入を促進していくが、本事業のように発電側と需要側が1対1ではなく、複数となった場合のメリット・デメリットはあるか。	上記の通り、 複数となって規模が大きくなる方がメリット がある。複数になった場合でも、 「バランスンググループ※1」 としては発電側と需要側で1対1で考えることができ、手間としては大きく変わらず単価を下げる要因とできる。	やはり 今の内容では規模では小さいので、複数になることで単価としてはメリットが出る と考えられる。複数になったことで需給の問題は特に発生しない。
5	その他、大洲城再エネ化率100%の実現に向けて事業者側の視点から、課題、改善案、意見等はあるか。	本事業単独での小規模では事業者目線では魅力がなく、ビジネスとしての観点で手を挙げてくれる事業者はあまりいないと考えられる。 他の事業を含めた大洲市全体としての今後の取組を一緒にサポートさせていただき、全体の取組の中の一部として本事業を実現させる形が取れると望ましい。	—

※1 電力市場において、複数の発電事業者や小売電気事業者が共同で電力の需給バランスを調整するためのグループであり、電力の供給側と需要側がそれぞれ「発電バランスンググループ」と「需要バランスンググループ」を形成し、グループ全体で電力の計画値と実績値の差分（インバランス）を調整する。

2.2 関係者協議

(2) 事業者へのヒアリング結果 (2/2)

- 前述の2社において確実に実施できる確証が得られなかったため、追加で下記の2事業者にもヒアリングを行った。
 - **C社**：アグリゲーション事業の草分け的存在で、需給調整・デマンドレスポンス支援の実績豊富。小売電気事業者向けの需給管理代行や再エネ発電事業者向けのアグリゲーションサービスを提供している。
 - **D社**：県内企業のグループ会社であり、民間企業の新居浜市の太陽光発電所（約200kW）から今治市の工場への自己託送による供給を四国電力管内で初めて実施。その他トラッキング付き非化石証書調達代行サービスや蓄電所事業を実施している。

表 事業者ヒアリング結果まとめ

番号	確認事項	C社 回答	D社 回答
1	今回検討している大洲城の事業は、補助金を活用して設備は大洲市所有で設置する想定ですが、蓄電池でリアルタイムでの需給バランスを保った大洲城再エネ化率100%の運用サービスを委託等を受けて行うことは可能か。	需給管理・蓄電池を含め運用は対応可能 であるが、 コストを抑え目的達成するスキーム検討が必要 と考えられる。 余剰電力分を非FIT非化石証書化して大洲市に渡すためには、 非化石価値取引用の口座を作成が必要 となり、 初期費用で約70万円、年会費で約11万円程度 が必要。 再エネメニューで電力購入する方法もあるが、契約期間が永続的ではなく電力需要が小さいため、大洲市用に新たにメニューを用意するのは難しい。	本事業規模では運用サービス（同時同量での需給管理等）は事業的に非現実的 と考えられる。 非化石証書調達、またはオンサイトでの自家消費を推奨する。
2	貴社が「需給管理」および「蓄電池制御」を業務として請け負う場合を想定した見積を出すことは可能か。	可能な範囲での見積回答は検討 する。試算のためには蓄電池仕様、PV容量、30分値需要などのデータを提供いただきたい。 現状の電気料金（35円/kWh）以下を満たせるかの見通しは可否は現時点では回答できない。	上記の通り対応は難しい。 概算を出したとしても、小規模だと基本費用（人件費、手数料等）が相対的に高くkWh単価が割高となる。目安として発電規模500kW程度以上から検討対象と考える。
3	蓄電池の設置場所は発電側と需要側のどちらがメリットがあると考えられるか。	発電側設置が基本と考えられる。 需要側設置の場合、系統から供給して充電したときに再エネ電力と言えるか要確認。環境価値認定は電力量認定が必要となり、充放電・送電ロス分の発生の扱いが不明。	出力制御がかかり同時同量が難しい日中の時間帯に蓄電池し夜間に放電可能であるため、発電側にメリットがある考える。
4	その他、大洲城再エネ化率100%の実現に向けて事業者側の視点から、課題、改善案、ご意見等はあるか。	現時点で想定していないということだが、もし容量・需給調整市場に参画するスキームとする場合、設備整備が必要で費用倒れ注意。	SPCのような形で地域新電力会社設立し、PPA契約を行い証書活用で関わる形は可能と考えられる。

2.2 関係者協議

(3) 電力需給調整及び蓄電池運用のコスト

- 大洲城再エネ化率100%を達成する本事業について、ランニングコストの精査のため、前述のヒアリング先であるA社に電力需給調整、蓄電池制御の業務委託をした場合の参考見積を以下に示す。（※但し、蓄電池やシステムの不確定要素があり、現時点で業務の受託を確約するものではない。）

件名： オフサイトからの再エネ供給業務

下記の業務を想定した参考見積書となります。業務内容が異なる場合は、変更となりますのでご了承ください。

◆業務概要

- 市所有の太陽光発電設備からの再エネ電力を調達し、需要施設(大洲城)へ供給する。
- 太陽光発電電力と需要施設のリアルタイムでの需給管理を行うため、市が設置する蓄電池の充放電制御を行う。
- 需要施設は、大洲城の電力需要が太陽光発電電力で供給されることを優先するが、蓄電池を活用して余剰が出る場合は市の他公共施設(当社が選定)へ供給する。
- 太陽光発電電力の供給対象となる需要施設(大洲城および当社が選定する公共施設)について、太陽光発電電力が不足する電力は、日本電力卸市場等で調達して当社が供給する。

【A社の確認結果】

再エネ供給の対象となる施設は、既存の電力契約もA社に切り替えてもらう必要がある。

◆見積条件

- 見積内容は、市所有の太陽光発電電力を、需要施設(大洲城等)へ供給するための需給管理業務および蓄電池の制御受託業務である。
- 需要施設への電力販売料金(基本料金、電力量料金、再エネ賦課金、調整費等)は含まない。
- 太陽光発電設備および需要施設の概要は以下

設備および需要施設の概要	容量	年間電力量
【発電設備】 太陽光発電設備	40 kW	47,266 kWh
【需要施設】 大洲城		27,242 kWh
【需要施設】 市公共施設(1~2か所を予定)		20,024 kWh
蓄電池(詳細は未定)	165 kWh	

【A社への確認結果】

発電設備、需要施設の地点数が大幅に増える場合、見積額が増えることとなるが、1~2施設程度の増加であれば当該見積額の範囲内と見込まれる。

※太陽光発電電力の余剰分を他公共施設へ供給

- 受託想定期間として、最低 3ヵ年

◆お見積金額 (税別)

1,200,000	円/年
-----------	-----

【A社への確認結果】

託送料金、再エネ賦課金は別途発生。

◆需給管理業務 (内訳)

項目	(単位)	月額単価	数量 (ヶ月)	金額	備考
需給管理業務および蓄電池の制御受託業務	円	100,000	12	1,200,000	

2.2 関係者協議

(4) 太陽光発電設備の設置容量の見直し

- 規模を拡大することで運用コスト経済性の向上が見込まれたため、旧太郎宮団地に太陽光発電設備を40kWではなく、最大限設置した場合の設置可能容量を検討した。
- その場合、約106kWの太陽光パネルを設置できると想定された。

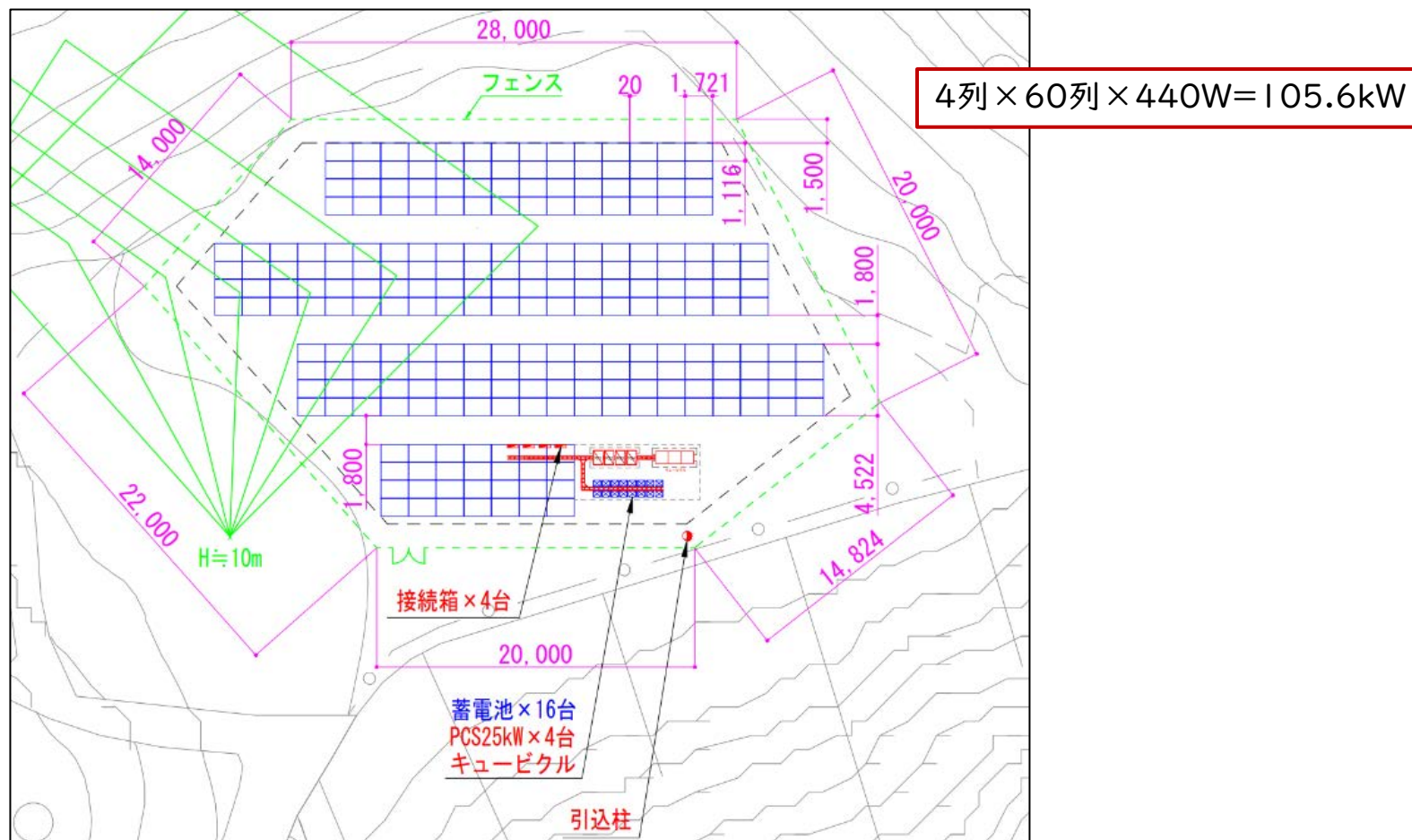
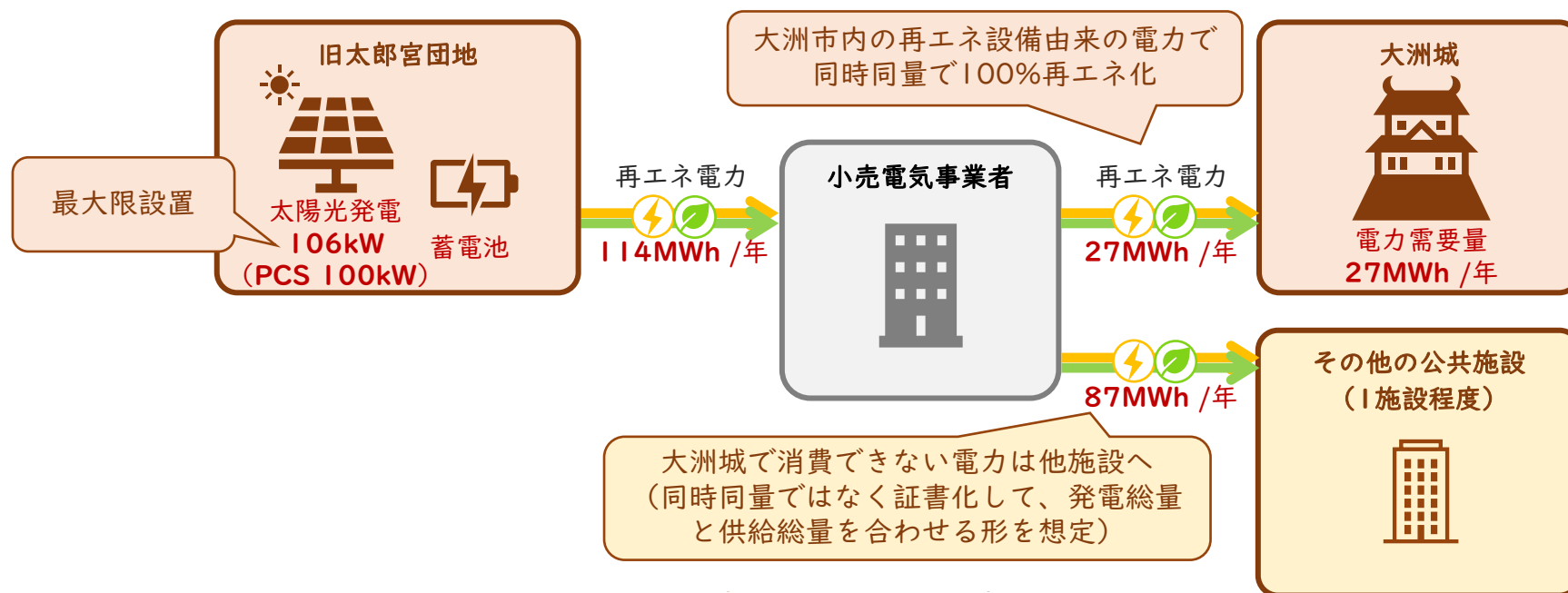


図 最大限設置の場合の機器配置図 (参考図)

2.2 関係者協議

(5) 供給方法の見直し

- なるべく供給できる発電電力量を多くすることで、供給単価の低減が見込まれることから、発電した電気の供給先として、大洲城のみではなく、余剰電力を他の市の施設に供給することとして事業内容を見直した。
- これにより、106kWの太陽光発電設備（PCS100kW）で発電できる約114MWhの発電電力量を全て市内の施設に供給して消費することで、kWhあたりの電力供給単価を下げられることが期待できる。



【電力需給シミュレーション結果】

発電電力量 (kWh/年)	自家消費量 (大洲城へ供給) (kWh/年)	余剰電力量 (他施設へ供給) (kWh/年)
113,870	27,242	86,628

図 規模拡大した電力供給の事業手法イメージ

2.2 関係者協議

(6) ランニングコスト算出の精査

- 旧太郎宮団地に太陽光パネルを最大限設置する場合について、イニシャルコストは補助金で賄える想定で、ランニングコストとして発生する費用と発電電力量あたりの単価を算出した。
- なるべくコストを抑えられるように、蓄電池は事業期間中の途中更新はせず、保険費用は市で実際に加入が想定される内容で見直しを行った。
- この場合、ランニングコスト単価が28.80円/kWhとなり、旧太郎宮団地のみでも現状の電気料金単価（約35円/kWh）よりも低い単価で電力供給できる可能性が考えられた。
- 市として発電規模および需要規模の拡大が可能であれば、更なるランニングコストの低減が見込まれる可能性がある。

表 見直し後のランニングコスト算出結果

	-	-	-	A	B	C 【B÷ (A×20年)】	D	E 【D÷A】	F	G	C+E+F+G
	太陽光 パネル (kW)	PCS (kW)	蓄電池 容量 (kWh)	発電 電力量 (kWh/年)	設備運転維持費 ^{※4}		電力需給調整・ 蓄電池制御委託費		託送料金 (円/kWh)	再エネ 賦課金 (円/kWh)	合計 ランニング コスト単価 (円/kWh)
					金額 (千円/20年)	単価 (円/kWh)	金額 (千円/年)	単価 (円/kWh)			
旧太郎宮団地	106 ^{※1}	100 ^{※2}	107 ^{※3}	113,870	11,860	5.21	1,320	11.59	8.02	3.98	28.80

※1 最大限設置することを想定。

※2 PCSの製品選定時の観点からキリのよい容量とし過積載率は106%を想定。

※3 大洲城のリアルタイムでの需給バランスを取った再エネ化率100%達成には約87kWhが必要と試算され、事業期間20年間で蓄電池の更新はせず、逓減率1.0%/年を考慮した蓄電池容量を設定。

※4 設備の維持管理費、保険料、廃棄費用を考慮。

2.2 関係者協議

(参考) 見直したランニングコスト算出条件

- 精査したランニングコストの単価設定の根拠を以下に示す。

表 見直したランニングコストの単価設定根拠

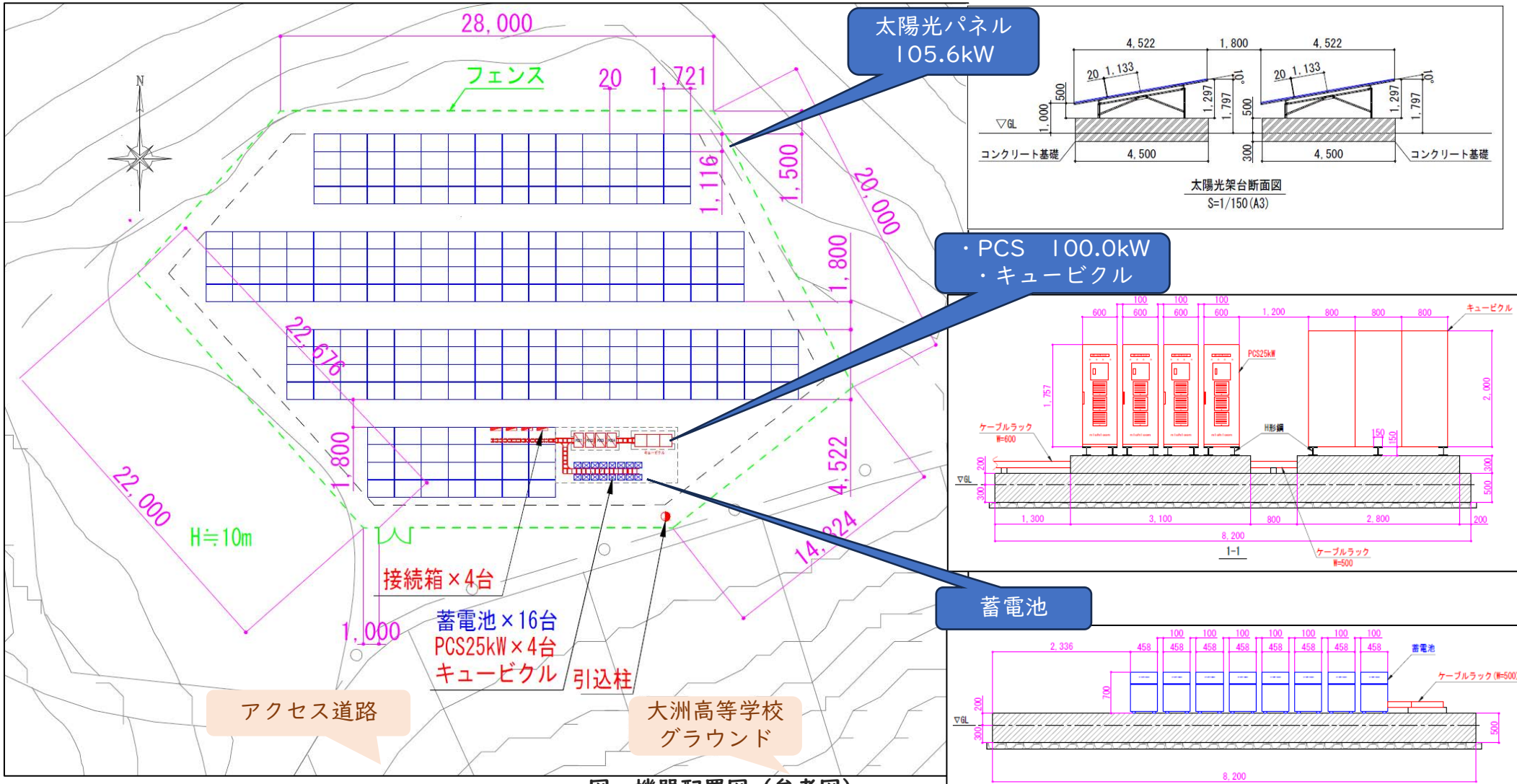
摘要	単価	単位	備考	出典	
ランニングコスト	設備維持管理費	5	千円/kW/年	年間の太陽光発電及び蓄電池の維持管理に係る費用（太陽光、蓄電池の維持管理も含む）	調達価格等算定委員会「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」
	保険料 (市有物件)	10	千円/年	設置設備の保険加入（火災保険、第三者賠償保険）に係る費用	全国市有物件災害共済会試算による
	廃棄費用	10	千円/kW	太陽光発電設備の廃棄に係る費用（廃棄等費用の想定額、10年間の積立を想定）	調達価格等算定委員会「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」
	需給調整・蓄電池制御委託費	1,320	千円/年	ヒアリング先であるA社による参考見積（税込）	—
	託送料金	8.02	円/kWh	低圧電灯標準接続送電サービス電力量料金（税抜価格）」（2024年4月1日以降）	四国電力送配電（株）HP「接続送電サービス料金等」
	再エネ賦課金	3.98	円/kWh	2025年度の賦課金単価	経済産業省HP「再生可能エネルギーのFIT制度・FIP制度における2025年度以降の買取価格等と2025年度の賦課金単価を設定します」（2025年3月21日）

3. 詳細設計を行うための諸条件整理

3.1 太陽光発電設備及び関連電気設備等の概略設計、図面作成、概算費用の算出

(1) 太陽光発電設備等の配置図

- 以下に、前節の検討結果を踏まえた太陽光パネル、パワーコンディショナー、蓄電池等の配置図（参考図）を示す。



3.1 太陽光発電設備及び関連電気設備等の概略設計、図面作成、概算費用の算出

(2) 単線結線図

- 以下に、単線結線図（参考図）を示す。

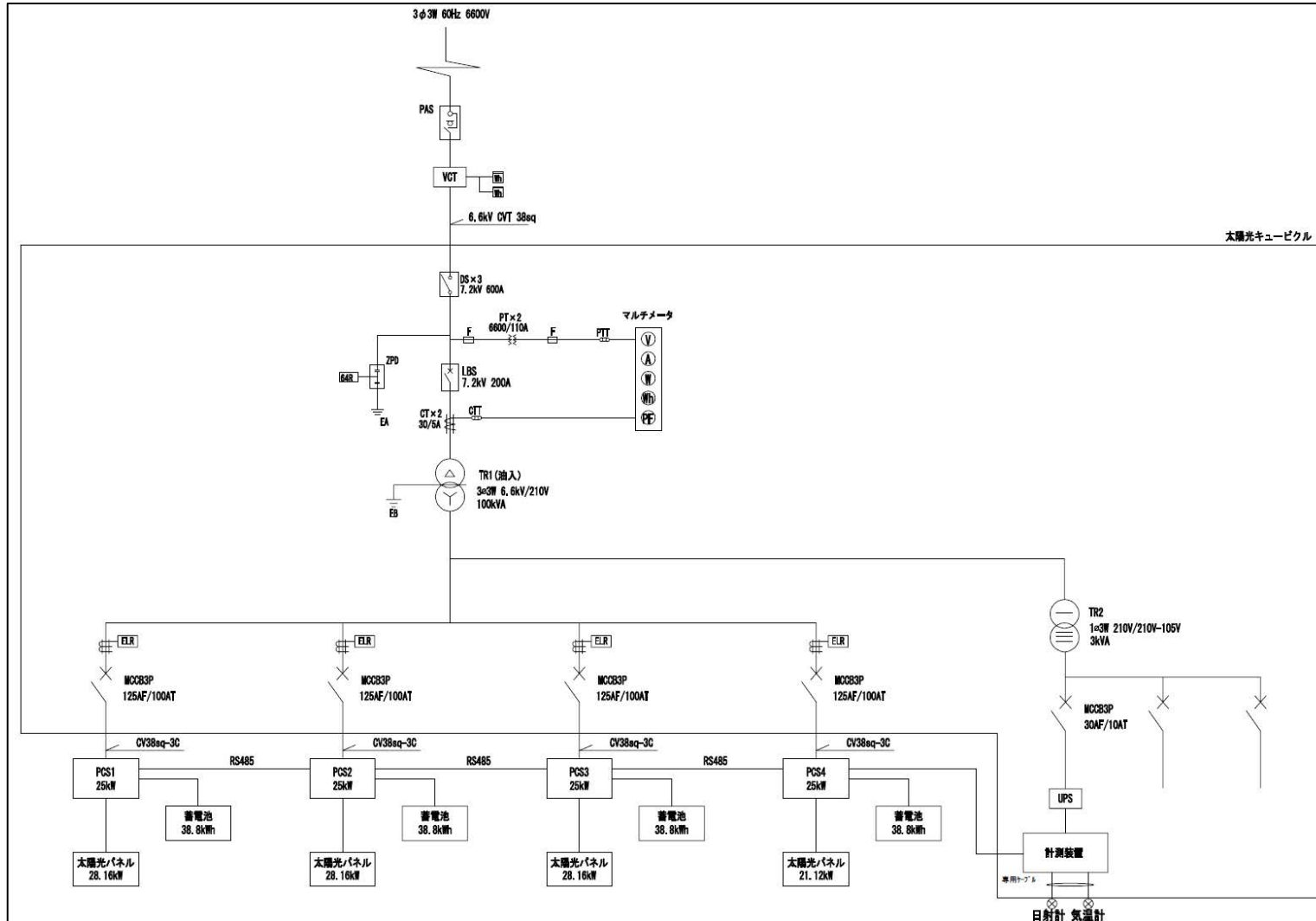


図 単線結線図（参考図）

3.1 太陽光発電設備及び関連電気設備等の概略設計、図面作成、概算費用の算出

(3) システム構成図

- 以下に、システム系統図（参考図）を示す。

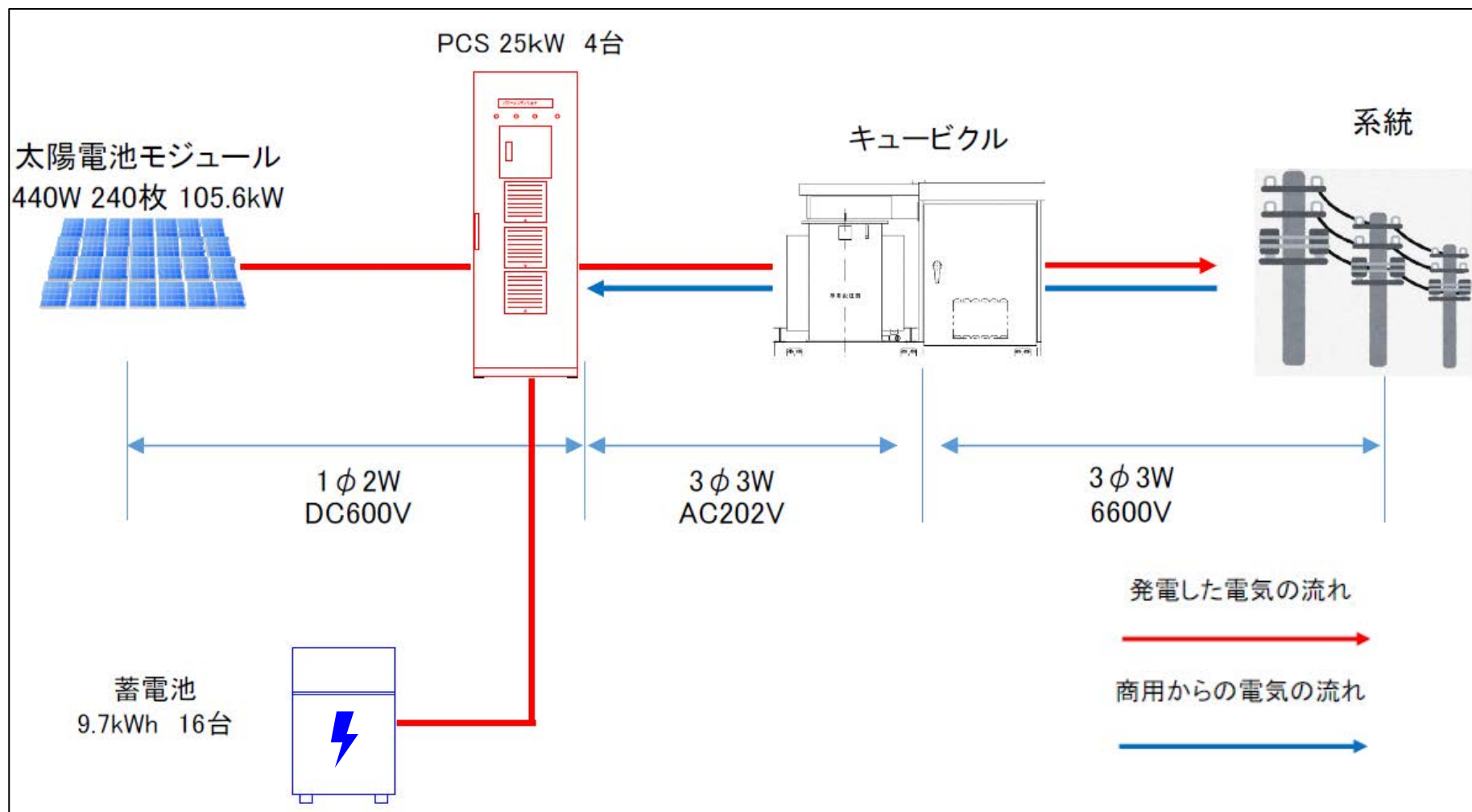


図 システム系統図（参考図）

3.1 太陽光発電設備及び関連電気設備等の概略設計、図面作成、概算費用の算出

(4) 概算工事費総括表

	品名・仕様	数量	単位	単価(円)	金額(円)
1	機器費合計	1	式		64,248,640
-1	太陽電池モジュール 440W	240	枚	20,700	4,968,000
-2	太陽電池用架台・杭 搬入含む	1	式		3,737,500
-3	リチウムイオン蓄電システム	1	式		47,142,000
-4	パワーコンディショナ 25kW	4	台		上記に含む
-5	蓄電池 38.8kWh	4	台		上記に含む
-6	チャンネルベース輸送費	1	式		96,600
-7	蓄電池輸送費	1	式		604,900
-8	試運転調整費	1	式		484,200
-9	トランスデューサ箱	1	台		163,300
-10	日射計	1	式		92,900
-11	気温計	1	式		71,200
-12	データ計測装置 監視システム	1	式		1,242,000
-13	監視システム現地調整費	1	式		172,500
-14	接続箱	4	台	204,010	816,040
-15	キュービクル	1	台		4,255,000
-16	気中開閉器	1	台		402,500

	品名・仕様	数量	単位	金額(円)
2	工事費合計			87,751,360
-1	架台・杭・モジュール工事※	1	式	46,620,000
-2	直流配線・通信工事	1	式	3,592,440
-3	PCS・変電設備工事	1	式	3,089,200
-4	接地工事	1	式	1,243,160
-5	光幹線・制御ケーブル工事	1	式	802,600
-6	6kV幹線配管配線工事	1	式	910,760
-7	土木・基礎工事・フェンス工事	1	式	4,980,600
-8	搬入・仮設工事	1	式	238,050
-9	産廃処理費	1	式	276,000
-10	設計及び試験費	1	式	2,120,000
-11	共通仮設費	1	式	1,916,000
-12	現場管理費	1	式	9,079,000
-13	一般管理費	1	式	6,663,000
-14	法定福利費	1	式	6,220,550

※コンクリート基礎を想定し一般的な金額よりも高額となっているが、埋設物が無く地耐力等が十分である場合には、通常の市場並みの金額に低減する可能性がある。

機器費・工事費 合計	金額(円) 152,000,000
---------------	----------------------

3.2 詳細設計・施工の発注に必要な資料の取りまとめ

- 別添資料の概略設計図、数量計算書、概算工事費資料を参照。