

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JOSÉ EDUARDO ALMERIN GOMES

ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA UMA CONCESSÃO
DE RODOVIA EM MINAS GERAIS

Curitiba

2025

JOSÉ EDUARDO ALMERIN GOMES

ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA UMA CONCESSÃO
DE RODOVIA EM MINAS GERAIS

Relatório técnico apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista no curso de MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais Renováveis da Universidade Federal do Paraná – UFPR.

Orientador: Prof. Dr. Junior Ruiz Garcia

Curitiba

2025

Dedico este trabalho às minhas filhas, Helena
e Cecília, e à minha esposa, Isabela, que
sempre foram minha inspiração e apoio ao
longo deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Paraná (UFPR) e ao corpo docente do curso de MBA em Gestão de Energias Renováveis, pela oportunidade de aprendizado e pelo compromisso com a formação de profissionais preparados para enfrentar os desafios da transição energética no Brasil.

Ao meu orientador, **Prof. Junior Ruiz Garcia**, pela paciência, pela orientação técnica e pelas contribuições valiosas ao longo deste trabalho. Seu acompanhamento, ainda que breve, foi essencial para a consolidação deste estudo.

À Tenergy Engenharia e a seus sócios fundadores, **Cesar Henrique Maciel Ribeiro e Marcel Rodrigues Prado**, pois sem eles este trabalho sequer seria possível.

À minha esposa, **Isabela de Oliveira Pezarini Gomes**, pela paciência, compreensão e por manter tudo em ordem enquanto eu me dedicava aos estudos.

Às minhas filhas, **Helena Pezarini Gomes e Cecília Pezarini Gomes**, dedico este esforço: tudo o que faço é por vocês, sempre.

E, de forma especial, aos meus pais, **Maria Benedita Almerin Gomes e Valdeci Martins Gomes** por tudo.

RESUMO

Este trabalho apresenta o dimensionamento e a avaliação de viabilidade de uma usina solar fotovoltaica equivalente destinada a suprir integralmente o consumo de energia elétrica de uma concessão rodoviária em Minas Gerais. A pesquisa foi motivada pelas exigências da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), que estabelece, por meio do Programa de Energia Renovável (PER), a obrigatoriedade da autossuficiência energética em rodovias concedidas. A metodologia contemplou o levantamento de dados de insolação a partir do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), simulações de desempenho no *software PVsyst* e utilização de dados de consumo fornecidos pela concessionária. O dimensionamento resultou em uma usina de 5,145 MWp, composta por módulos JinkoSolar e inversores Huawei, com geração anual projetada de aproximadamente 9.200 MWh, valor superior ao consumo médio anual de 8.067 MWh da concessão. Os resultados confirmam a viabilidade técnica da solução proposta, assegurando autossuficiência energética e alinhamento às diretrizes regulatórias. Além disso, a implantação de geração própria a partir de fonte solar fotovoltaica contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e fortalece o compromisso ambiental da concessionária, em consonância com as metas de sustentabilidade e transição energética do Brasil.

Palavras-chave: geração distribuída; sistemas fotovoltaicos; autossuficiência energética; sustentabilidade ambiental; regulação setorial.

ABSTRACT

This study presents the design and feasibility assessment of an equivalent photovoltaic solar power plant intended to fully supply the electricity demand of a highway concession in the state of Minas Gerais, Brazil. The research was motivated by the requirements of the National Land Transport Agency (ANTT), which, through the Renewable Energy Program (PER), mandates energy self-sufficiency in federal highway concessions. The methodology included the use of solar irradiation data from the Reference Center for Solar and Wind Energy (CRESESB), performance simulations with the PVsyst software, and consumption data provided by the concessionaire. The designed system totals 5.145 MWp, using JinkoSolar modules and Huawei inverters, with an annual projected generation of approximately 9,200 MWh, surpassing the concessionaire's average annual consumption of 8,067 MWh. The results confirm the technical feasibility of the proposed solution, ensuring energy self-sufficiency and compliance with regulatory requirements. Furthermore, the adoption of solar photovoltaic generation contributes to reducing greenhouse gas emissions and strengthens the concessionaire's environmental commitment, in line with Brazil's sustainability and energy transition goals.

Keywords: distributed generation; photovoltaic systems; energy self-sufficiency; environmental sustainability; sectoral regulation.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	11
FIGURA 2 - PROJEÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO PARA 30 ANOS DE CONCESSÃO EM MWH.....	16
FIGURA 3 - FLUXO DE CAIXA ACUMULADO NOMINAL E DESCONTADO DA USINA SOLAR EQUIVALENTE.....	23

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [KWH/M ² .DIA].....	12
TABELA 2 - GERAÇÃO MENSAL PROJETADA PELO PVSYST (2025).	18
TABELA 3 - ESTIMATIVA DE CUSTO DE IMPLANTAÇÃO DAS USINAS EQUIVALENTES.....	20
TABELA 4 - IMPACTO DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA.....	24

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	9
2	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	10
3	MÉTODOS E MATERIAIS.....	11
3.1	MATERIAIS.....	11
3.2	MÉTODOS.....	13
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	16
4.1	CONSUMO PROJETADO DA CONCESSIONÁRIA.....	16
4.2	GERAÇÃO PROJETADA DA USINA SOLAR.....	17
4.3	CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO.....	19
4.4	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA.....	20
4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	24
5	REFLEXÕES FINAIS	25
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	27
7	ANEXOS.....	29
7.1	RELATÓRIO COMPLETO <i>PVSYST</i>	29

1 INTRODUÇÃO

O cenário global de mudanças climáticas e a crescente preocupação com a sustentabilidade têm impulsionado a adoção de energias renováveis como estratégia central para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) (IEA, 2023; EPE, 2024). O setor de infraestrutura, incluindo as concessões rodoviárias, possui papel estratégico nesse processo, uma vez que consome quantidades significativas de energia elétrica em sistemas de iluminação, praças de pedágio, bases operacionais e sinalização (MME, 2022; ANTT, 2019).

Nesse contexto, a transição para fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, representa não só um alinhamento às metas ambientais internacionais, mas também uma oportunidade de ganhos de eficiência operacional (EPE, 2024; ABSOLAR, 2024). Estudos acadêmicos e técnicos apontam a energia fotovoltaica como uma das alternativas mais viáveis para concessões rodoviárias, especialmente em países de elevada insolação como o Brasil (CRESESB, 2024; IEA, 2023).

Considerando esse panorama, a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) tem desempenhado papel relevante ao estabelecer diretrizes que obrigam concessionárias de rodovias a buscarem a autossuficiência energética por meio de fontes renováveis, conforme previsto no Programa de Energia Renovável (PER) (ANTT, 2019; ANTT, 2025). Essa exigência garante que o consumo de energia elétrica da concessionária seja integralmente compensado por geração limpa, promovendo um modelo de operação sustentável e alinhado a políticas públicas de eficiência energética (ANEEL, 2024; EPE, 2023).

Diante desse cenário, este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma usina solar fotovoltaica capaz de atender integralmente ao consumo de energia elétrica de uma concessão rodoviária em Minas Gerais, utilizando dados de consumo fornecidos pela concessionária, parâmetros de insolação do CRESESB (2024) e simulações no software PVsyst (2025), em consonância com diretrizes regulatórias e benchmarks de mercado (PORTAL SOLAR, 2024; MME, 2022).

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Programa de Exploração da Rodovia (PER) é o documento exigido pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) em todos os contratos de concessão de rodovias federais. O PER reúne diretrizes técnicas e operacionais que devem ser seguidas pelas concessionárias, incluindo a obrigatoriedade da autossuficiência energética a partir de fontes renováveis, conforme previsto na Portaria SUINF nº 028/2019 e na Portaria SUROD nº 12/2025 (ANTT, 2019; ANTT, 2025). Essa exigência amplia o escopo de atuação das concessionárias, que passam a incorporar em sua gestão aspectos de sustentabilidade energética, alinhados às políticas públicas nacionais.

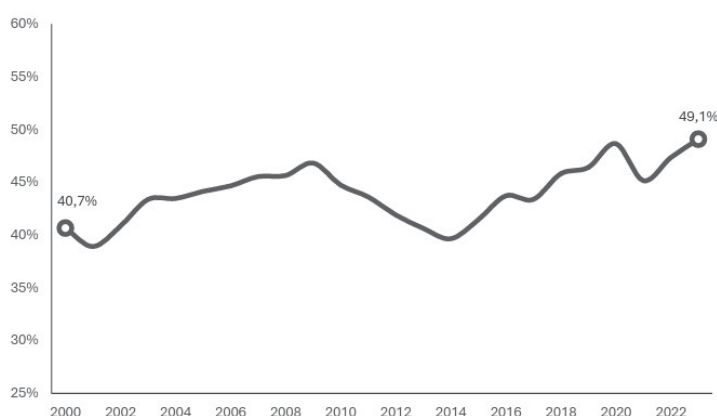
Entre as opções de geração renovável disponíveis, a energia solar fotovoltaica destaca-se pela ampla disponibilidade no território brasileiro e pela competitividade econômica em relação a outras fontes (EPE, 2024; ABSOLAR, 2024). O Brasil apresenta índices elevados de insolação anual, superiores a muitos países líderes no uso da tecnologia solar, o que torna sua aplicação particularmente vantajosa (CRESESB, 2024). Além disso, o custo dos módulos e inversores tem reduzido progressivamente nos últimos anos, o que contribui para ampliar a atratividade da tecnologia (IEA, 2023).

No contexto regional, o estado de Minas Gerais ocupa posição de destaque no setor fotovoltaico, tanto pela elevada radiação solar média quanto pelo marco regulatório estadual que favorece a implantação de sistemas em regime de geração distribuída (ANEEL, 2024; CEMIG, 2023). A localização central no território brasileiro também facilita a conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN), viabilizando o escoamento da energia para diferentes pontos de consumo.

Dessa forma, a aplicação de usinas fotovoltaicas em concessões rodoviárias representa não apenas o atendimento a uma exigência regulatória, mas também uma oportunidade de integração entre infraestrutura e sustentabilidade, assegurando que a energia necessária para operação e manutenção das rodovias seja proveniente de fonte limpa e renovável (EPE, 2024; ANTT, 2025).

A Figura 1 ilustra a evolução da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, demonstrando que, apesar de o país já contar com elevada presença de energias limpas, há um esforço contínuo em ampliar ainda mais essa participação, em consonância com as políticas públicas nacionais.

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA



FONTE: Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2024).

Outro ponto importante é que a usina fotovoltaica apresentada neste trabalho ainda não foi implantada, tratando-se de um estudo técnico de planejamento energético. O local previsto para sua instalação já foi definido pela concessionária, mas, por questões de confidencialidade solicitadas pela empresa, o endereço e a caracterização detalhada da área não serão revelados neste relatório, nos limitaremos então a dizer a área total de instalação.

3 MÉTODOS E MATERIAIS

3.1 MATERIAIS

Para o desenvolvimento deste estudo foram utilizados dados de radiação solar (Tabela 1), disponibilizados pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), obtidos por meio da ferramenta *SunData*. A média de insolação para o estado de Minas Gerais foi adotada como parâmetro de entrada para o dimensionamento preliminar da usina solar equivalente.

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [KWH/M².DIA]

Angulo	Incli.	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Maior Média Anual	20° N	5,27	5,72	5,28	5,36	5,04	5,10	5,32	6,00	5,87	5,51	4,90	5,07	5,37	1,10

FONTE: Adaptada de CRESESB (2025).

As simulações de geração foram realizadas no *software PVsyst 7.4.7*, amplamente utilizado em estudos acadêmicos e projetos de engenharia, que permite modelar o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos com base em séries históricas de radiação solar, parâmetros elétricos dos módulos e inversores, e estimativas de perdas.

Os módulos fotovoltaicos adotados neste estudo foram da marca JinkoSolar, modelo JKM-600N-78HL4-BDV, com potência nominal de 600 Wp cada. A escolha se deu em razão de suas características técnicas de excelente qualidade, além do fato de serem equipamentos amplamente disponíveis nos distribuidores de sistemas fotovoltaicos da região, o que representa maior facilidade de aquisição em um eventual processo de implantação real.

Para a conversão da energia em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), foram considerados inversores da marca Huawei, modelo SUN2000-200KTL-M1, com potência nominal de 200 kWac. Essa escolha foi realizada por se tratar de um dos modelos mais potentes disponíveis no mercado brasileiro, de tecnologia consolidada e de reconhecida confiabilidade, além de serem equipamentos disponíveis junto aos principais distribuidores do estado de Minas Gerais, o que reforça sua viabilidade prática para o estudo.

Do ponto de vista econômico-financeiro, o custo médio de implantação de usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil apresenta variações significativas, dependendo da escala, da região e das condições contratuais. De acordo com

levantamento do Portal Solar (2024), os custos de usinas de pequeno a médio porte situam-se na faixa de R\$ 2,9 milhões por MWp instalado. Em paralelo, informações divulgadas pelo Ministério de Minas e Energia (2022) referentes ao Complexo Solar Janaúba, empreendimento de grande escala com 1,6 GWp de potência, indicam um investimento total de aproximadamente R\$ 4 bilhões, resultando em cerca de R\$ 2,47 milhões por MWp.

Diante dessa variabilidade de valores, e com base nas fontes mencionadas, adotou-se neste estudo o custo de R\$ 3,8 milhões por MWp instalado. Ressalta-se que este valor representa uma escolha metodológica do autor, fundamentada em referências de mercado e em casos reais, utilizada com caráter conservador para os cálculos de viabilidade econômica desenvolvidos ao longo do trabalho.

Ainda no âmbito econômico-financeiro, os fluxos de caixa foram definidos como a economia anual de energia elétrica proporcionada pela usina, calculada a partir do consumo médio da concessionária (8.067 MWh/ano) e da tarifa de R\$ 0,40/kWh, conforme base tarifária da ANEEL (2025). Essa economia foi considerada constante ao longo do horizonte de análise. A taxa de desconto adotada para o cálculo do VPL foi de 10% ao ano, valor frequentemente utilizado em estudos de viabilidade de projetos de geração de energia no Brasil (EPE, 2023), além de refletir o ambiente macroeconômico nacional, marcado por taxas de juros elevadas (BCB, 2025).

3.2 MÉTODOS

Os procedimentos metodológicos adotados neste estudo foram organizados em duas etapas principais: a análise técnica e a análise econômico-financeira. Na etapa técnica, a usina fotovoltaica foi dimensionada utilizando o *software PVsyst 7.4.7*, que permite a simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos a partir de séries históricas de irradiação solar, parâmetros elétricos dos módulos e inversores e estimativas de perdas do sistema. Essa ferramenta foi escolhida por ser amplamente utilizada em projetos acadêmicos e profissionais e por consolidar, em uma única modelagem, todas as variáveis que influenciam na geração.

A estimativa da energia gerada por uma usina fotovoltaica, contudo, pode ser representada pela equação simplificada (1):

$$E = P_{inst} \times H \times PR \quad (1)$$

onde:

- E = energia anual estimada (kWh/ano),
- P_{inst} = potência instalada (kWp),
- H = irradiação anual média no plano dos módulos (kWh/kWp·ano),
- PR = Performance Ratio do sistema (adimensional).

O valor de PR contempla as principais perdas elétricas, térmicas e operacionais do sistema, como temperatura, sombreamento, sujeira e eficiência dos inversores, sendo que, em condições brasileiras, esse parâmetro geralmente varia entre 0,70 e 0,85 (CRESESB, 2024; IEA, 2023). No presente estudo, o PR foi obtido por meio do PVsyst, garantindo maior confiabilidade ao cálculo.

Com base nessa metodologia, os fluxos de energia elétrica gerada pela usina foram transformados em fluxos de caixa econômicos, considerando como receita a economia anual de energia proporcionada ao longo da concessão. Para isso, foi adotado o consumo médio de 8.067 MWh/ano multiplicado pelo valor médio da tarifa de R\$ 0,40/kWh, conforme base tarifária oficial da ANEEL (2025). Essa economia foi considerada constante ao longo de todo o período de análise. O investimento inicial (CAPEX) foi tratado como saída de caixa no ano zero, conforme estimativa de R\$ 3,8 milhões por MWp instalado, detalhada na seção 3.1.

A partir dessa estruturação, foram calculados três indicadores de viabilidade financeira. O *payback* simples (PBS) (2) mede o tempo necessário para recuperar o investimento inicial por meio das economias anuais geradas. Ele é obtido pela relação:

$$PBS = \frac{CAPEX}{Eco_{tot}} \quad (2)$$

O Valor Presente Líquido (VPL) (3) considera o valor do dinheiro no tempo, descontando os fluxos futuros a uma taxa de desconto previamente definida. Sua expressão é dada por:

$$VLP = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

onde:

- CAPEX = investimento inicial,
- CF_t = fluxo de caixa no ano
- i = taxa de desconto adotada,
- N = horizonte de análise em anos.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) foi o terceiro indicador considerado, definida como a taxa de desconto que zera o VPL (4) e, portanto, representa a rentabilidade percentual anual do projeto. Matematicamente, é obtida pela equação (4):

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

onde:

- r = taxa interna de desconto.

Quanto maior a TIR em relação à taxa mínima de atratividade, mais viável é o projeto (EPE, 2023).

Para este estudo, adotou-se a taxa de desconto de 10% ao ano, valor frequentemente utilizado em análises de viabilidade de projetos de geração de energia no Brasil, conforme relatórios da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023). Ressalta-se que essa taxa também reflete o cenário macroeconômico nacional, caracterizado por juros elevados, de acordo com a série histórica da taxa Selic divulgada pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2025). Esta escolha foi considerada uma premissa metodológica do autor, com caráter conservador, a fim de conferir maior robustez aos resultados financeiros obtidos.

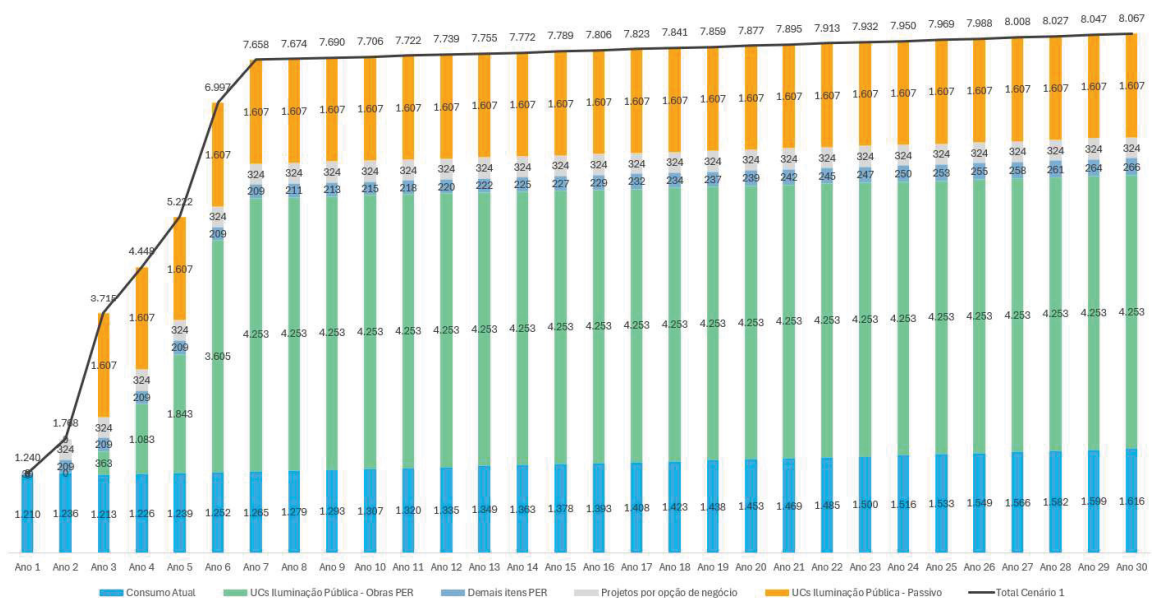
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise realizada permitiu dimensionar uma usina solar fotovoltaica equivalente capaz de atender integralmente ao consumo de energia elétrica da concessionária estudada. Os resultados estão organizados em quatro partes: consumo projetado da concessionária, geração de energia simulada, custos de implantação e análise econômico-financeira.

4.1 CONSUMO PROJETADO DA CONCESSIONÁRIA

A concessionária forneceu os dados de consumo de energia para os 30 anos de contrato, os quais foram consolidados em uma média anual de 8.067 MWh. A Figura 2 apresenta a evolução do consumo projetado ao longo do período, demonstrando relativa estabilidade, com pequenas variações anuais.

FIGURA 2 - PROJEÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO PARA 30 ANOS DE CONCESSÃO EM MWH



Fonte: Dados fornecidos pela concessionária (2025).

A estabilidade do consumo ao longo dos anos facilita o dimensionamento da usina, permitindo que ela seja planejada para suprir uma carga relativamente previsível.

Contudo, deve-se destacar que a literatura aponta que fatores como a expansão de serviços rodoviários ou a adoção de tecnologias mais eficientes de iluminação podem alterar significativamente o perfil futuro de consumo (EPE, 2023; ANEEL, 2024).

4.2 GERAÇÃO PROJETADA DA USINA SOLAR

A usina fotovoltaica equivalente foi dimensionada em duas unidades independentes, totalizando 5,145 MWp em corrente contínua (DC) e 4,4 MW em corrente alternada (AC), compostas por 8.575 módulos JinkoSolar JKM-600N-78HL4-BDV e 22 inversores Huawei SUN2000-200KTL-M1. Os módulos foram projetados para instalação em estruturas metálicas de fixação fixa no solo, solução que combina robustez e simplicidade construtiva, além de ser amplamente utilizada em empreendimentos de grande porte no Brasil (ABSOLAR, 2024). A geração mensal foi estimada por meio de simulação no software PVsyst 7.4.7, resultando em 9.192,4 MWh/ano (PVSYST, 2025).

O fracionamento em duas usinas se fez necessário por dois motivos principais. Em primeiro lugar, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, posteriormente atualizada pela REN nº 687/2015 e atualmente consolidada na Lei nº 14.300/2022, estabelece os limites para enquadramento em micro e minigeração distribuída, sendo que projetos acima de 5 MWp deixam de se enquadrar nessa modalidade regulatória (ANEEL, 2015; BRASIL, 2022). Assim, a divisão em dois empreendimentos garante conformidade legal. Em segundo lugar, a concessionária não possuía uma área única com dimensão suficiente para acomodar toda a potência requerida, o que tornou necessário distribuir os módulos em dois terrenos distintos.

A Tabela 2 apresenta o detalhamento da geração mensal estimada. Além disso, as simulações indicaram uma área ocupada de aproximadamente 23.970 m² (cerca de 2,4 hectares), distribuídos entre as duas usinas e consolidado em uma só tabela.

TABELA 2 - GERAÇÃO MENSAL PROJETADA PELO PVSYST (2025).

Mês	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEf (kWh/m ²)	EArray (MWh)	E Grid (MWh)	PR
Jan	198,4	86,46	22,71	178,3	173,6	800,5	787,6	0,858
Fev	164,6	79,85	22,87	156,7	152,9	706,5	695,2	0,862
Mar	169,6	65,78	22,3	176,7	173	788,8	775,7	0,853
Abr	151	53,6	21,1	169,4	164,3	760,6	749	0,855
Mai	137,7	47,11	19,17	168,5	165,4	768,8	756,4	0,872
Jun	128,4	29,13	17,9	167,1	164,7	770	770	0,87
Jul	141,5	32,49	17,76	179,9	176,7	823,4	810,1	0,875
Ago	161,2	46,36	19,32	185	182,1	856,7	845	0,862
Set	173,5	50,92	20,72	180,5	178	832,4	820,5	0,862
Out	178,5	74,4	22,45	173	170,8	778,8	765,9	0,857
Nov	170	68,63	21,44	166,6	152,4	705,1	693,5	0,851
Dez	185,1	86,31	22,26	165,5	160,9	746,2	734,3	0,862
Anual	1.959,6	730,92	20,84	2.068,4	2.024,9	9.345,2	9.192,4	0,864

Fonte: Adaptada de PVSyst (2025).

A Tabela 2 apresenta o detalhamento da geração mensal estimada pelo *PVsyst*, permitindo visualizar mês a mês o desempenho da usina. É possível observar, especificamente na coluna 8, o valor consolidado da energia injetada na rede (*E_Grid*), que totaliza 9.192,4 MWh/ano. Esse dado confirma que a geração projetada supera o consumo médio anual da concessionária, assegurando a autossuficiência energética.

Além disso, o dimensionamento indicou que as usinas ocupariam uma área aproximada de 23.970 m² (cerca de 2,4 hectares), distribuídos em 13.977 m² para a Usina 1 e 9.993 m² para a Usina 2.

O resultado de geração se mostra superior ao consumo médio anual da concessionária e garante autossuficiência energética exigida pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) no âmbito do Programa de Exploração da Rodovia (PER) além de possibilidade de injeção de excedentes na rede, em conformidade com a regulamentação de usinas fotovoltaicas de micro e minigeração distribuída no Brasil (BRASIL, 2022). Entretanto, a literatura ressalta que a produção real pode variar devido a fatores climáticos e à degradação dos módulos, em média de 0,5% ao ano (IEA, 2023; CRESESB, 2024).

Outro ponto importante a ser ressaltado é a incerteza que persiste no cenário de Minas Gerais com relação à geração distribuída. Muitos projetos têm sido negados pela distribuidora local sob a alegação de risco de inversão de fluxo de potência (CANAL SOLAR, 2023), fenômeno que ocorre quando a geração local excede o consumo, inviabilizando o escoamento da energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa situação tem gerado impacto expressivo: segundo levantamento divulgado pela Frente Mineira de Geração Distribuída, aproximadamente 1,2 mil empresas do setor encerraram suas atividades no estado devido às reprovações de pedidos de conexão com base nesse argumento (CANAL SOLAR, 2024a). Além disso, estudos técnicos e matérias setoriais destacam que essa justificativa vem sendo usada de forma recorrente pelas distribuidoras, fundamentada no artigo 73 da REN 1000 da ANEEL, o que tem suscitado amplo debate sobre sua real aplicabilidade e sobre a necessidade de soluções regulatórias (CANAL SOLAR, 2023).

4.3 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

O custo de implantação de uma usina fotovoltaica de grande porte no Brasil pode variar de acordo com fatores como a escala do projeto, a localização, os equipamentos utilizados e as condições contratuais. Estudos recentes indicam que o valor médio de implantação se situa entre R\$ 2,5 milhões e R\$ 3 milhões por MWp instalado (PORTAL SOLAR, 2024; MME, 2022). Para este trabalho, foi adotado como referência o valor de R\$ 3,8 milhões por MWp, definido pelo autor de forma conservadora e fundamentado em experiências prévias, de modo a aproximar os cálculos da realidade de projetos de maior porte e em um contexto de instabilidade econômica (EPE, 2023).

A Tabela 3 apresenta a estimativa de custos para as duas usinas equivalentes que compõem o projeto, evidenciando o valor unitário considerado e o investimento total projetado.

TABELA 3 - ESTIMATIVA DE CUSTO DE IMPLANTAÇÃO DAS USINAS EQUIVALENTES

Usina	Potência Instalada (MWp)	Custo Unitário (R\$/MWp)	Custo Estimado (R\$ milhões)
Usina 1	3,0	3,8 milhões	11,4
Usina 2	2,145	3,8 milhões	8,15
Total	5,145	--	19,55

Fonte: Autor (2025).

É importante destacar que o valor de R\$ 3,8 milhões por MWp adotado neste estudo não corresponde a um orçamento formal, mas sim a uma premissa metodológica, embasada em diferentes referências de mercado. Ainda assim, o Brasil atravessa um período de instabilidade econômica, com a taxa básica de juros (Selic) em níveis historicamente elevados. Segundo o Banco Central do Brasil (2025), a Selic tem se mantido acima da média histórica recente, impactando diretamente as condições de financiamento de projetos de infraestrutura. Esse cenário implica que, embora o custo direto de implantação esteja em linha com benchmarks de mercado, o custo financeiro efetivo pode se tornar significativamente mais alto devido às taxas de juros desfavoráveis.

Diante disso, reforça-se a importância de políticas de incentivo e de linhas de crédito específicas para geração renovável, que possam mitigar os efeitos da Selic e preservar a atratividade de empreendimentos de energia limpa, como o aqui estudado (EPE, 2023; BCB, 2025).

4.4 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Neste estudo, a usina será conectada à rede em ponto distinto das unidades consumidoras e operará em **autoconsumo remoto**, isto é, a energia injetada gera créditos que compensam apenas o **consumo de energia (kWh)** das UCs habilitadas, **sem** reduzir a **demandada contratada (kW)** dessas unidades. Esse arranjo decorre das regras de compensação de micro e minigeração estabelecidas no marco legal da

Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022) e regulamentos correlatos da ANEEL, razão pela qual as **economias consideradas restringem-se exclusivamente à energia** (BRASIL, 2022; ANEEL, 2025).

A economia anual de energia é calculada multiplicando-se o consumo médio anual da concessionária pela tarifa adotada. Seja E_{anual} o consumo (kWh/ano) e T a tarifa (R\$/kWh), tem-se:

$$Eco_{anual} = E_{anual} \times T$$

Com $E_{anual} = 8.067.000/ano$ e $T = R\$ 0,40/kWh$ (base tarifária de referência da ANEEL), obtém-se:

$$Eco_{anual} = 8.067.000/ano \times 0,40 = R\$ 3.226.800,00/ano$$

O investimento inicial (CAPEX) considerado para a implantação da usina equivalente é de R\$ 19,55 milhões, conforme estimativa obtida a partir do custo unitário conservador de R\$ 3,8 milhões/MWp aplicado sobre 5,145 MWp instalados; esse parâmetro foi adotado metodologicamente com base em referências de mercado e casos reais reportados (PORTAL SOLAR, 2024; MME, 2022; EPE, 2023). O horizonte de análise foi de 25 anos, valor compatível com a vida útil econômica de projetos fotovoltaicos em escala comercial (IEA, 2023).

O payback simples (PBS) é calculado utilizando a fórmula (2) do Capítulo 3.2 e substituindo os valores chegamos a:

$$PBS = \frac{19.550.000}{3.226.800} = 6,06 \text{ anos}$$

Para incorporar o valor do dinheiro no tempo, calculou-se o Valor Presente Líquido (VPL), que traz a valor presente os fluxos de caixa futuros e desconta o CAPEX no tempo zero. A forma geral é:

$$VLP = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Adotou-se $i = 10\%a.a.$ como premissa metodológica do autor, valor frequentemente empregado em análises de viabilidade do setor elétrico no Brasil e

compatível com o ambiente macroeconômico de juros elevados (EPE, 2023; BCB, 2025). Como os fluxos são constantes será usada a fórmula do valor presente de uma anuidade:

$$VPL = -CAPEX + Eco_{anual} \times \frac{1 - (1 + i)^{-N}}{i}$$

$$VPL = -19.550.000 + 3.226.800 \times \frac{1 - (1 + 0,10)^{-2}}{0,10}$$

$$VPL \approx 9,74 \text{ milhões}$$

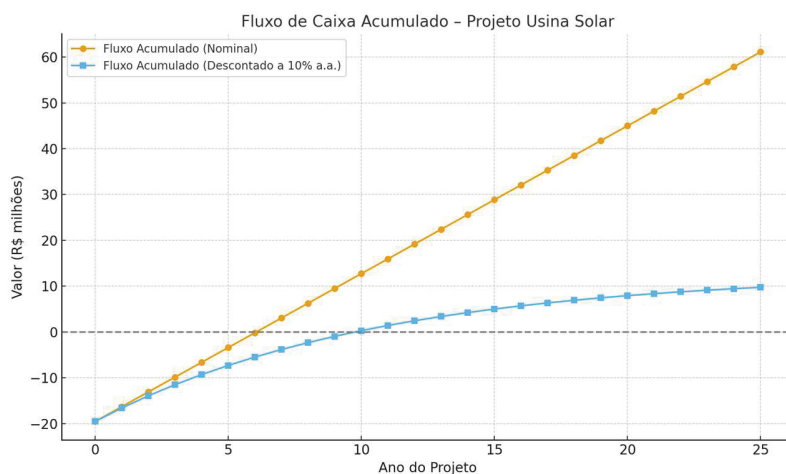
O resultado positivo indica que, mesmo após descontar o investimento inicial e o efeito do tempo, o projeto cria valor.

Para calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR) temos que zerar o valor do VPL do projeto, logo:

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1 + r)^t}$$

No caso de fluxos constantes, resolve-se numericamente (funções financeiras de planilhas/softwares). Para este projeto, encontrou-se $TIR \approx 16,1\% \text{ a.a.}$, valor que supera a taxa mínima de atratividade adotada (10% a.a.) e sugere atratividade financeira mesmo em cenário de juros elevados (EPE, 2023; BCB, 2025). Para ilustrar a evolução do investimento ao longo do tempo, a Figura 3 apresenta o comportamento do fluxo de caixa acumulado, tanto em valores nominais quanto descontados à taxa de 10 a.a.

FIGURA 3 - FLUXO DE CAIXA ACUMULADO NOMINAL E DESCONTADO DA USINA SOLAR EQUIVALENTE.



FONTE: Autor (2025).

A análise do gráfico evidencia que o ponto de equilíbrio ocorre em torno do sexto ano de operação, quando o fluxo acumulado ultrapassa o valor do investimento inicial. A partir desse ponto, a usina gera excedentes crescentes, confirmando a viabilidade econômica do empreendimento.

É importante registrar que, para simplificar e manter uma abordagem conservadora, não foram considerados custos de operação e manutenção (O&M) nem seguros, usualmente da ordem de 1% a 2% do CAPEX ao ano em projetos fotovoltaicos; a inclusão desses custos reduziria levemente o VPL e alongaria o payback, sem necessariamente comprometer a viabilidade (IEA, 2023). Além disso, reajustes futuros de tarifa de energia não foram incorporados aos cálculos, ainda que sua elevação tenda a encurtar o payback e elevar o VPL; tal exclusão foi deliberada por se tratar de variável incerta e para manter foco em parâmetros atuais e verificáveis (ANEEL, 2025).

Por fim, mantiveram-se as premissas regulatórias de autoconsumo remoto e compensação apenas de energia (kWh), sem qualquer economia de demanda (kW), em consonância ao marco da Geração Distribuída e às diretrizes previamente apresentadas; graficamente, o comportamento do fluxo de caixa acumulado nominal e descontado confirma a trajetória de recuperação do investimento e geração de valor ao longo do horizonte de 25 anos (BRASIL, 2022; ANEEL, 2025).

4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Para complementar a avaliação de viabilidade, realizou-se uma análise de sensibilidade em relação ao preço da energia elétrica, técnica amplamente utilizada em estudos de viabilidade de projetos de geração para avaliar o impacto de variáveis críticas (EPE, 2023; IEA, 2023). A Tabela 5 apresenta os resultados considerando uma variação de $\pm 20\%$ sobre o valor de referência de R\$ 0,40/kWh, o que representa cenários mais pessimista (R\$ 0,32/kWh) e mais otimista (R\$ 0,48/kWh).

TABELA 4 - IMPACTO DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA

Cenário	Tarifa (R\$/kWh)	Economia anual (R\$)	<i>Payback</i> (anos)	TIR (% a.a.)	VPL (25 anos, 10% a.a.)
Pessimista (-20%)	0,32	2.581.440	7,57	12,7%	R\$ 2,61 milhões
Base	0,40	3.226.800	6,06	16,1%	R\$ 9,74 milhões
Otimista (+20%)	0,48	3.872.160	5,05	19,3%	R\$ 16,9 milhões

FONTE: Autor (2025).

A análise demonstra que a viabilidade econômica do projeto está fortemente atrelada à tarifa de energia elétrica. No cenário pessimista, com queda de 20% no valor da tarifa, o payback aumenta para cerca de 7,6 anos e o VPL se reduz para R\$ 2,6 milhões, embora o projeto ainda se mantenha viável. No cenário otimista, com elevação de 20% no valor da tarifa, o payback cai para aproximadamente 5 anos, a TIR sobe para 19,3% e o VPL alcança R\$ 16,9 milhões, tornando o projeto ainda mais atrativo. Essa variação reforça a importância das tarifas de energia como variável crítica na análise de retorno de investimentos em geração distribuída, especialmente em países como o Brasil, onde reajustes tarifários frequentes são uma realidade regulatória (ANEEL, 2025).

5 REFLEXÕES FINAIS

O presente trabalho teve como propósito dimensionar e avaliar a viabilidade de uma usina solar fotovoltaica equivalente para atender integralmente ao consumo de energia elétrica de uma concessão rodoviária em Minas Gerais, em conformidade com as exigências da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) para Programas de Energia Renovável (PER).

A análise econômico-financeira indicou um *payback* simples de aproximadamente seis anos, uma TIR de 16,1% a.a. e um VPL positivo de R\$ 9,74 milhões ao longo de 25 anos, considerando taxa de desconto de 10% a.a. Esses resultados confirmam a atratividade do projeto, mesmo em um cenário de taxas de juros elevadas no Brasil, que impactam negativamente o acesso a financiamentos. Ressalta-se que os cálculos foram realizados de forma conservadora, não incluindo reajustes futuros das tarifas de energia elétrica, que poderiam reduzir ainda mais o *payback* e aumentar o VPL do empreendimento.

Do ponto de vista ambiental e regulatório, a implantação da usina contribui diretamente para o atendimento às metas da ANTT, assegurando a autossuficiência energética da concessão e reforçando seu compromisso com a sustentabilidade. Além disso, o projeto evita emissões de gases de efeito estufa associadas ao consumo de energia convencional, fortalecendo a imagem institucional da concessionária.

Por outro lado, reconhecem-se algumas limitações do estudo, como a ausência de dados detalhados sobre custos de operação e manutenção (O&M), seguros e eventuais tributos incidentes, bem como a incerteza quanto ao comportamento futuro das tarifas de energia elétrica. Ainda assim, os resultados obtidos oferecem uma base sólida para subsidiar decisões estratégicas relacionadas ao planejamento energético de concessões rodoviárias.

Em síntese, conclui-se que a adoção de geração solar fotovoltaica em regime de autoconsumo remoto mostra-se tecnicamente viável, economicamente atrativa e ambientalmente sustentável, configurando-se como solução em consonância com as exigências regulatórias e as tendências globais de transição energética (IEA, 2023; ABSOLAR, 2024). Recomenda-se, como próximos passos, a realização de estudos

complementares sobre alternativas de financiamento, análise de cenários tarifários futuros e avaliação da integração de sistemas de armazenamento de energia, de modo a ampliar a robustez e a competitividade da solução proposta (EPE, 2023).

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Relatório Anual 2024**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br>. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição – PRODIST**. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Base de tarifas e informações regulatórias da distribuição**. Brasília, 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANTT. **Portaria SUINF nº 028, de 2019**. Brasília: ANTT, 2019.

ANTT. **Portaria SUROD nº 12, de 2025**. Brasília: ANTT, 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL – BCB. **Histórico das taxas de juros (Selic)**. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 23 ago. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída**. Brasília: Diário Oficial da União, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 23 ago. 2025.

CANAL SOLAR. **Inversão de fluxo: 1,2 mil empresas fecharam as portas em MG**. São Paulo, 2024a. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/inversao-fluxo-empresas-fechadas-cemig/>. Acesso em: 23 ago. 2025.

CANAL SOLAR. **Reprovação de projetos: a inversão de fluxo de potência é de fato um problema? São Paulo, 2023**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/reprovacao-de-projetos-a-inversao-de-fluxo-de-potencia-e-de-fato-um-problema/>. Acesso em: 23 ago. 2025.

CEMIG. **Norma técnica ND-5.1**. Belo Horizonte, 2023.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **SunData – Banco de Dados de Insolação**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br>. Acesso em: 23 ago. 2025.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2033**. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 23 ago. 2025.

EPE. **Atlas de Eficiência Energética do Brasil 2024**. Brasília: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 23 ago. 2025.

HUAWEI. **Inversor Huawei SUN2000-200KTL-M1: especificações técnicas**. São Paulo, 2024.

IEA. **Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028**. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 23 ago. 2025.

JINKOSOLAR. **Módulo JKM-600N-78HL4-BDV: especificações técnicas**. Shanghai, 2024.

MME. **Maior usina de produção de energia solar do Brasil entra em operação no interior de Minas Gerais**. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/maior-usina-de-producao-de-energia-solar-do-brasil-entra-em-operacao-no-interior-de-minas-gerais>. Acesso em: 23 ago. 2025.

PORTAL SOLAR. **Quanto custa para instalar energia solar no Brasil**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>. Acesso em: 23 ago. 2025.

PVSYST. **Software de simulação fotovoltaica PVsyst – versão 7.4.7**. Genebra, 2025. Disponível em: <https://www.pvsyst.com>. Acesso em: 23 ago. 2025.

7 ANEXOS

7.1 RELATÓRIO COMPLETO PVSYS.



Version 7.4.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Simulação Usina Fotovoltaica para Concessão de Rodovia em MG

Variant: Simulação Inicial

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5145 kWp

Contagem, MG - Brazil

**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial

Project summary

Geographical Site		Situation	Project settings
Contagem, MG		Latitude	Albedo 0.20
Brazil		Longitude	
		Altitude	
		Time zone	UTC-3
Weather data			
Contagem, MG			
Meteonorm 8.1 (2008-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 23 / 23 °			
System information			
PV Array			
Nb. of modules	8575 units	Inverters	
Pnom total	5145 kWp	Nb. of units	22 units
		Pnom total	4400 kWac
		Pnom ratio	1.169

Results summary

Produced Energy	9192.42 MWh/year	Specific production	1787 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.38 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	9


PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial

General parameters
Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 23 / 23 °

Sheds configuration
No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics
PV module

Manufacturer Jinkosolar
Model JKM-600N-78HL4-BDV
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 600 Wp
Number of PV modules 8575 units
Nominal (STC) 5145 kWp

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies
Model SUN2000-215KTL-H0-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 200 kWac
Number of inverters 22 units
Total power 4400 kWac

Array #1 - Usina 1

Number of PV modules 5000 units
Nominal (STC) 3000 kWp
Modules 200 string x 25 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2777 kWp
U mpp 1051 V
I mpp 2642 A

Number of inverters 12 units
Total power 2400 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Max. power (=>30°C) 215 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.25
Power sharing within this inverter

Array #2 - Usina 2

Number of PV modules 3575 units
Nominal (STC) 2145 kWp
Modules 143 string x 25 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 1986 kWp
U mpp 1051 V
I mpp 1889 A

Number of inverters 10 units
Total power 2000 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Max. power (=>30°C) 215 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.07
Power sharing within this inverter

Total PV power

Nominal (STC) 5145 kWp
Total 8575 modules
Module area 23970 m²

Total inverter power

Total power 4400 kWac
Max. power 4730 kWac
Number of inverters 22 units
Pnom ratio 1.17

Array losses
Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 3.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Usina 1

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Usina 2

Global array res. 9.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial

Main results

System Production

Produced Energy

9192.42 MWh/year

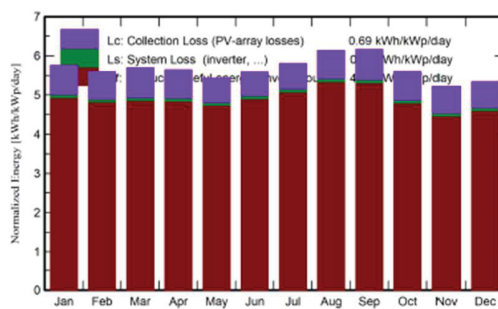
Specific production

1787 kWh/kWp/year

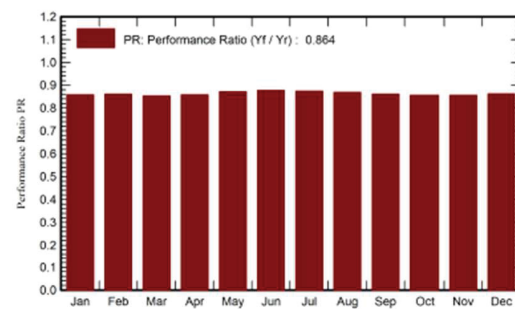
Perf. Ratio PR

86.38 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	198.4	86.46	22.71	178.3	173.6	800.5	787.6	0.858
February	164.6	79.85	22.87	156.7	152.9	706.5	695.2	0.862
March	169.6	65.78	22.30	176.7	173.0	788.8	775.7	0.853
April	151.0	53.60	21.10	169.4	166.3	760.6	747.9	0.858
May	137.7	47.11	19.17	168.5	165.4	768.8	756.4	0.872
June	128.4	29.13	17.90	167.7	164.8	770.0	757.6	0.878
July	141.5	32.49	17.76	179.9	176.7	823.4	810.1	0.875
August	161.2	46.36	19.48	190.3	187.2	865.8	851.5	0.869
September	173.5	60.80	20.72	185.0	181.6	834.2	820.3	0.862
October	178.5	74.40	22.45	173.8	170.1	778.8	765.9	0.857
November	170.0	68.63	21.44	156.6	152.4	701.5	689.9	0.856
December	185.1	86.31	22.26	165.5	160.9	746.2	734.3	0.862
Year	1959.6	730.92	20.84	2068.4	2024.9	9345.2	9192.4	0.864

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

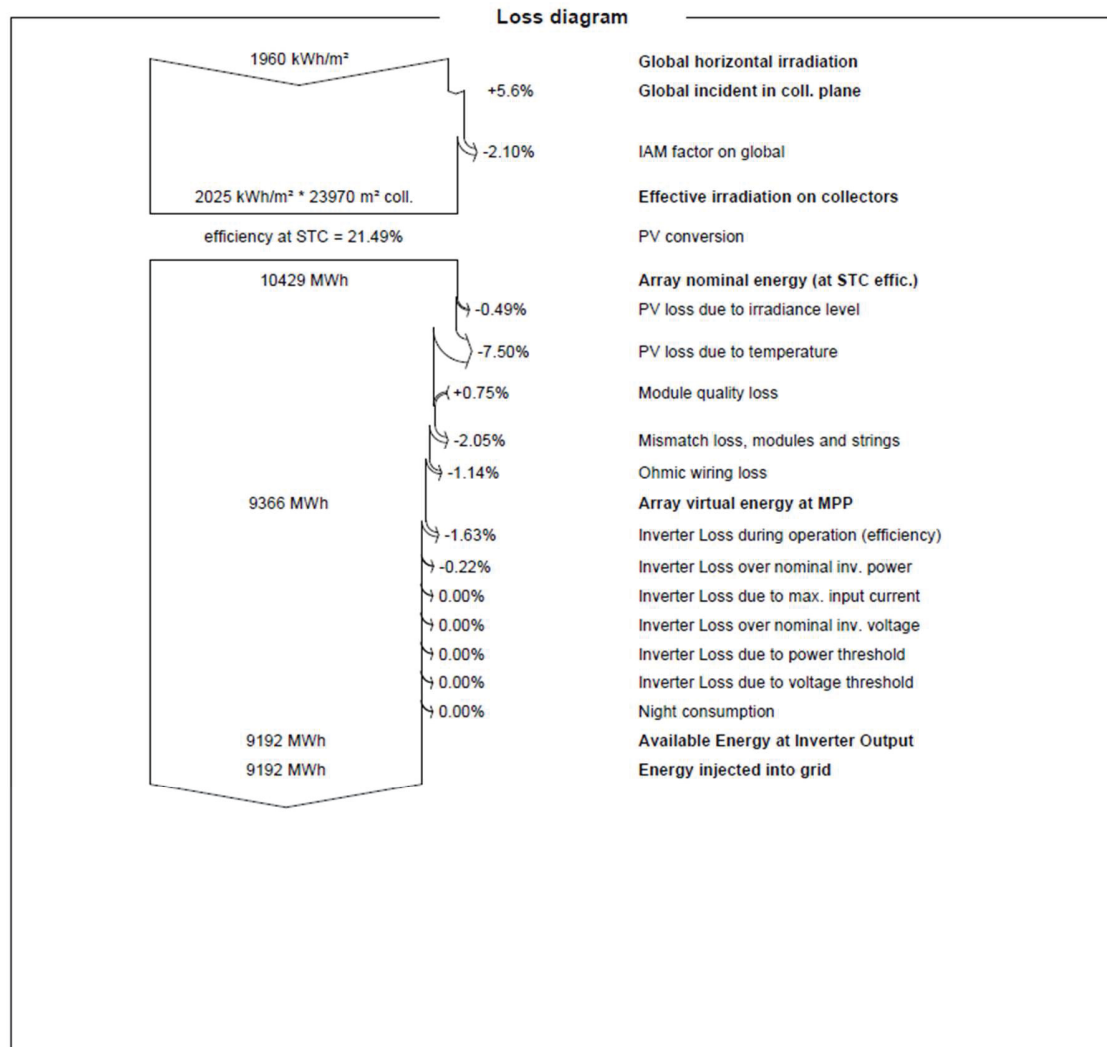


PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial





PVsyst V7.4.7

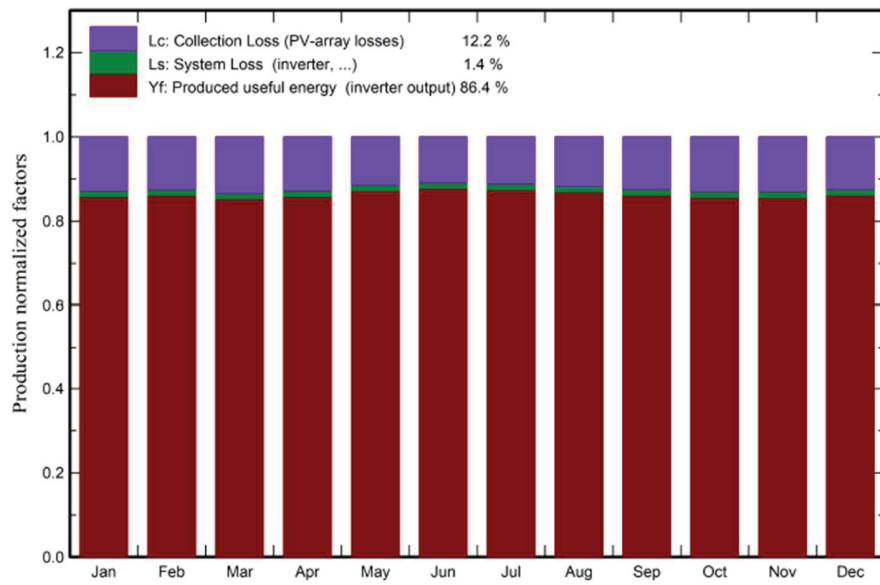
VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

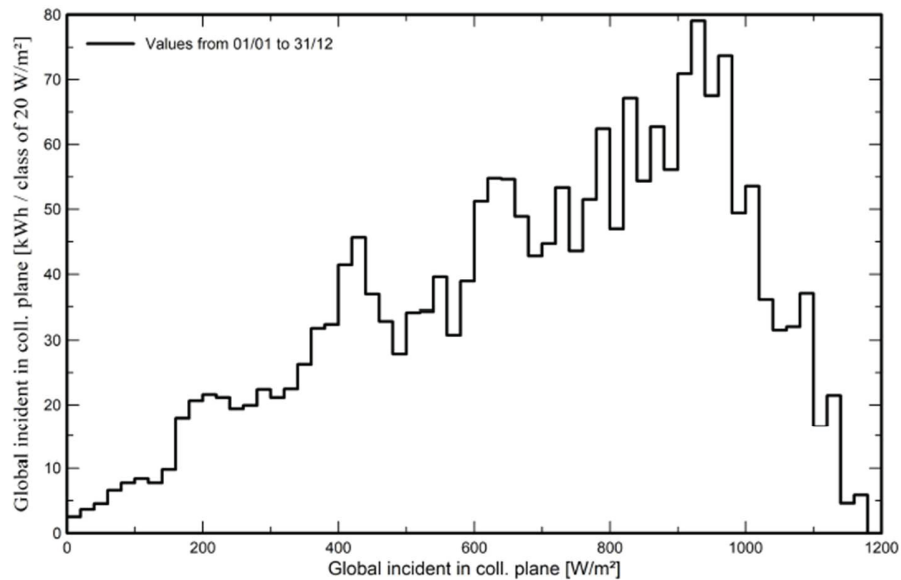
Variant: Simulação Inicial

Predef. graphs

Normalized Production and Loss Factors



Incident Irradiation Distribution





PVsyst V7.4.7

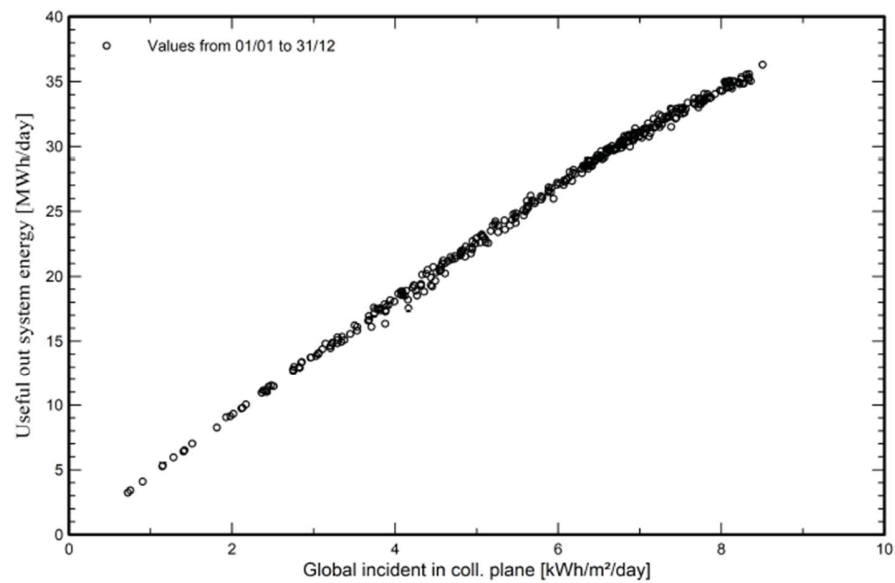
VC0, Simulation date:
18/08/25 23:20
with V7.4.7

Project: TCC MBA UFPR

Variant: Simulação Inicial

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

