

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA ALIMENTAÇÃO DE UMA ESTAÇÃO ELEVATÓRIA DE ÁGUA

Daniel de Almeida Silva Gonçalves

Tecnólogo em Hidráulica e Tecnólogo em Edificações pela Faculdade de Tecnologia de São Paulo, Engenheiro Civil pela Universidade Mogi das Cruzes e Pós-graduado em Geo-Processamento pelo Senac de São Paulo. Entrou na SABESP em 1992 como Mensageiro, em 1994 passou para Auxiliar Administrativo e em 1997 para Desenhista. Desde 1999 exerce o cargo de Tecnólogo e, em 2008, passou a função de Gestor do Cadastro Técnico da Produção da Unidade de Negócio de Produção de Água da Metropolitana.

Endereço: Rua Carlos Mazer, 678 Apto 33 B1 01 – Itaquera – São Paulo – SP – CEP 08290-700 - Brasil - Tel: +55 (11) 2524-5197 - e-mail: dsgoncalves@sabesp.com.br.

RESUMO

A Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) possui um consumo muito elevado de energia elétrica já que grande parte é proveniente da alimentação de suas estações elevatórias. Em contrapartida, essas estações normalmente estão localizadas na mesma propriedade onde se encontra o reservatório de água, que não tem, muitas vezes, qualquer utilização de sua cobertura. Assim, o uso dessa cobertura para instalação de um sistema fotovoltaico pode contribuir para a redução do consumo de energia elétrica da rede da concessionária, resultando em menores custos e contribuindo para preservação do meio ambiente. Este trabalho tem como objetivo elaborar um modelo de dimensionamento para uso em termos de referência para contratação deste tipo de sistema e avaliar se já é viável economicamente sua implantação. Para o modelo de dimensionamento foi utilizado um reservatório e uma estação elevatória de água reais para os cálculos mínimos e máximos a serem considerados pelas empresas interessadas. Para avaliação da viabilidade econômica foram solicitados proposta técnica e orçamento à três empresas, aplicando-os no modelo de dimensionamento. Assim, foi possível concluir que a implantação de um sistema fotovoltaico pode gerar com sucesso uma parte da demanda de energia elétrica de uma estação elevatória de água.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema fotovoltaico, Reservatório de Água, Energia solar.

INTRODUÇÃO

A SABESP possui em seu patrimônio inúmeros reservatórios de água para abastecimento da população. Esses reservatórios normalmente são de grandes dimensões e a parte superior da laje de cobertura é utilizada, em poucos casos, para instalação de quadras poliesportivas ou escritórios. A grande maioria não possui qualquer utilização desse espaço, exceto servir ao seu propósito: cobrir o reservatório e proteger seu conteúdo de contaminação e sujeira.

A propriedade onde a estrutura do reservatório se encontra muitas vezes possui uma Estação Elevatória de Água (EEA), que tem a função de receber a água armazenada no reservatório e levá-la para altitudes acima da cota máxima de armazenamento. Para isso, as EEAs são equipadas com bombas hidráulicas que consomem uma quantidade muito grande de energia elétrica. De acordo com a SABESP (2014), mesmo com programas de eficiência energética e contratos de demanda junto às concessionárias, em 2008 a despesa chegou a R\$ 460,20 milhões, correspondente ao consumo de 2.142,30 GWh ou 1,84% do consumo do Estado de São Paulo. Desse total, 90% foram utilizados para alimentação de bombas instaladas em estações elevatórias.

Paralelo a essa situação, o mercado brasileiro vem apresentando um crescimento na utilização de energias renováveis, seja pela diminuição do volume de água nos rios utilizados por hidrelétricas e aumento no consumo de energia elétrica devido ao crescimento econômico da população, seja pela conscientização da escassez e do impacto ambiental causado pelo uso de combustíveis fósseis. Uma das tecnologias para geração desse tipo de energia é o sistema fotovoltaico, que utiliza a luz solar para gerar energia elétrica e no qual a SABESP poderia se beneficiar utilizando a cobertura de seus reservatórios. A energia produzida pelo sistema seria uma alternativa parcial ou total ao uso da energia elétrica distribuída tradicionalmente às EEAs, resultando na diminuição dos gastos relacionados a esse tipo de despesa.

OBJETIVO

Analisar a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica por meios alternativos, aproveitando a área ociosa da cobertura de reservatórios de água. Para que este objetivo seja atingido, propõe-se:

- Descrever os cálculos e os elementos básicos para contratação de obra para aquisição e instalação de um sistema fotovoltaico sobre a laje de cobertura de um reservatório de água da SABESP; e
- Analisar a viabilidade econômica da instalação de módulos fotovoltaicos sobre a laje de cobertura de um reservatório de água da SABESP para captação da luz solar e geração de energia elétrica para alimentação de uma EEA e/ou sua injeção na rede elétrica da concessionária.

MATERIAIS E MÉTODOS

Devido à quantidade de EEAs e reservatórios de água existentes na área de atuação da Diretoria Metropolitana (M) da SABESP e operados pela Unidade de Negócio de Produção de Água da Metropolitana (MA), foi necessário criar alguns critérios para a escolha do local ideal para realização da análise proposta por este trabalho. Assim, ficou definido que:

1. A propriedade onde está construído o reservatório deve possuir uma estação elevatória de água;
2. O reservatório de água deve ser retangular;
3. O reservatório de água deve ser de concreto armado;
4. A face superior da cobertura do reservatório de água deve ser plana; e
5. A propriedade onde se encontra o reservatório não deve possuir grandes interferências que causem sombra sobre a sua cobertura.

Os critérios acima foram cruzados com uma lista contendo as quarenta EEAs mais consumidoras de energia elétrica em kWh na MA, conforme Figura 1.

Figura 1 - Maiores EEAs consumidoras de energia elétrica na MA, em 2013

UNIDADE CONSUMIDORA	Media 2013 (kWh)	UNIDADE CONSUMIDORA	Media 2013 (kWh)
EEAB SANTA INES	23.926.138	EEAT FRANÇA PINTO	389.918
EEAB GUARAPIRANGA	8.740.523	EEA ERMELINO MATARAZZO	385.659
ETA TAIACUPEBA	8.341.975	EEAT VILA BRASILÂNDIA	279.480
EEAB / ETA RIO GRANDE	5.507.215	EEAB CAPIVARI	239.000
EEAT TEODORO RAMOS	5.066.765	EEAT VILA IRACEMA	212.015
BOOSTER VILA JAGUARA	1.962.393	EEAT JD. MUTINGA	173.179
EEAT SIFÃO 22	1.552.596	MOGI DAS CRUZES - BRÁS CUBAS	154.653
EEAT JARDIM DAMASCENO	1.494.752	EEAT OURO FINO	142.167
BOOSTER CADIRIRI	1.171.402	EEAT VILA SÃO JOSÉ	141.731
EEAT CON SOLAÇÃO	1.025.899	ETA RIBEIRÃO DA ESTIVA	100.842
EEAT JOÃO XXIII	1.025.685	EMBU - CENTRO	86.159
EEAT MAUÁ	981.212	OSASCO - BELA VISTA	79.961
EEAT SAPOEMBA NOVA	873.243	EEAB ALTO COTIA	25.324
EEAB TAQUACETUBA	862.463	EEAT VILA GERTY	20.541
ITAQUAQUECETUBA - CENTRO	673.778	EEAT OSWALDO CRUZ	18.790
EEA ITAQUERA	657.781	EEAT VILA SANTA MARIA	15.215
ETA ALTO COTIA	519.399	BOOSTER BATISTINI	12.153
EEAT VILA GUARANI	461.081	BOOSTER CANGAIBA	9.864
ETA GUARAÚ	458.368	BARRAGEM JAGUARI	5.465
EEAB BRITIBA MIRIM	448.566	EEAT MAIRIPORA	4.335

Através do cruzamento dos critérios adotados com a lista das EEAs mais consumidoras de energia elétrica, foi possível identificar que o local ideal para a análise seria a propriedade onde se encontram o Reservatório Mutinga e a EEA Mutinga (Figura 2), no município de Osasco.

Figura 2 - Área onde se encontram o Reservatório Mutinga e a EEA Mutinga

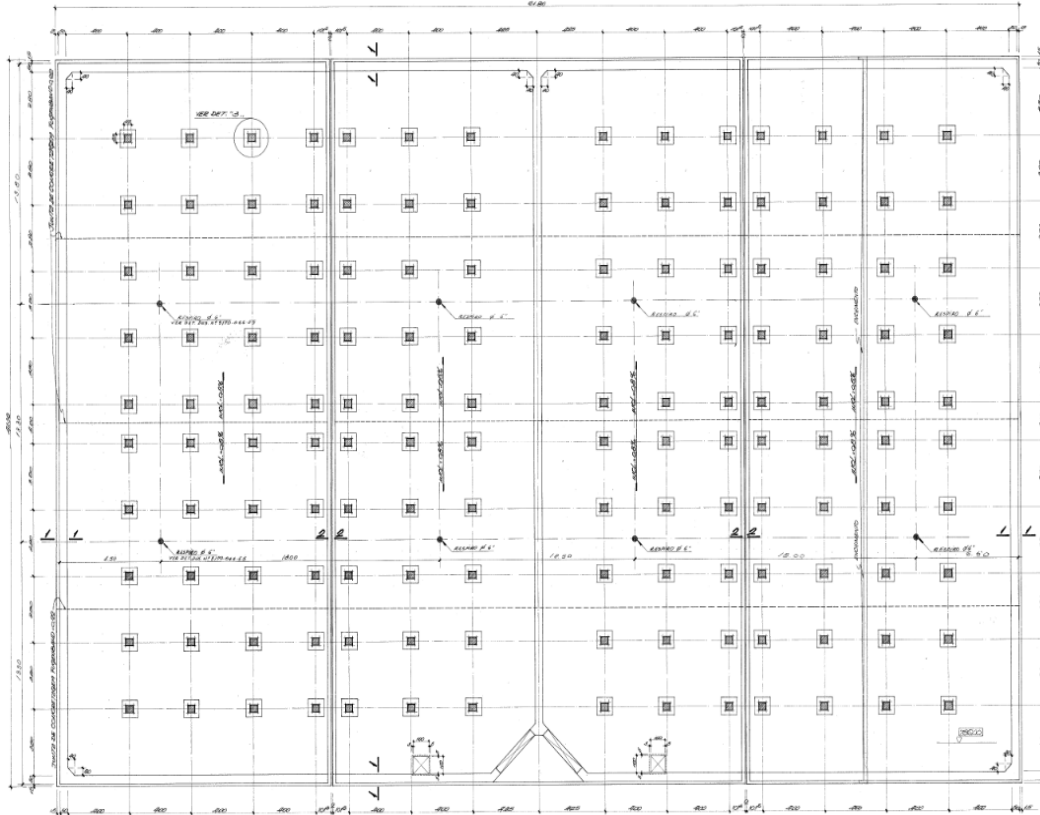


Optou-se por não utilizar nesta avaliação o uso de baterias para armazenamento da energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico, pois as EEs da MA estão em locais com acesso à rede pública de eletricidade.

- **RESERVATÓRIO MUTINGA**

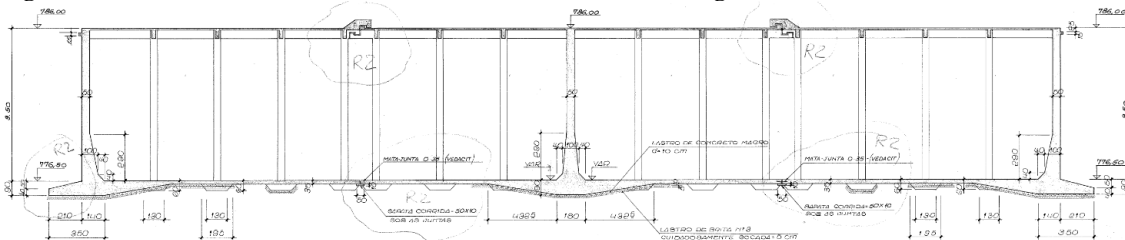
O Reservatório Mutinga está situado no município de Osasco, na Rua Francisco Morato, número 100 e possui uma capacidade total de 20.000 m³ de armazenamento de água dividida em duas câmaras internas. A sua estrutura é retangular e possui uma dimensão de 61,80 m de comprimento por 41,30 m de largura, ou seja, 2.552,34 m² de área. (Figura 3).

Figura 3 - Planta baixa da estrutura do Reservatório Mutinga



O reservatório é de concreto armado apoiado no terreno, tem formato retangular, sua cobertura é plana e, internamente, há uma parede, também em concreto armado, que divide igualmente o reservatório em duas câmaras (Figura 4). Além desse reservatório, na mesma propriedade há um reservatório elevado (torre) que está desativado, com capacidade de 500 m³.

Figura 4 - Perfil das duas câmaras internas do Reservatório Mutinga



Essa estrutura possui cento e quarenta pilares com base de 0,80 x 0,80 m, sendo Ø 0,40 m quando circular da base até a laje e 0,45 x 0,45 m quando quadrado da base até a laje (Figura 5). Além disso, possui dois acessos pela cobertura de 1,00 x 1,00 m.

Figura 5 - Pilares dentro do Reservatório Mutinga



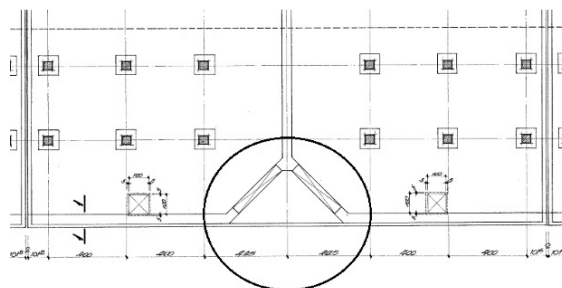
A laje plana do reservatório (Figura 6) possui espessura de 0,20 m. Em relação à sobrecarga, a laje de cobertura de reservatórios da SABESP segue a exigência da Norma Técnica 6.120 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que considera uma carga mínima acidental de 50 Kgf/m².

Figura 6 - Vista externa da laje do Reservatório Mutinga



O recuo apresentado em planta, onde estão as tubulações de saída, extravasor e descarga do reservatório (Figura 7), fica abaixo da laje, não interferindo na geometria retangular da cobertura.

Figura 7 - Vista do recuo existente no Reservatório Mutinga



- **ESTAÇÃO ELEVATÓRIA DE ÁGUA MUTINGA**

A EEA Mutinga está instalada na mesma propriedade onde se encontra o Reservatório Mutinga e tem como dimensão 25,20 m de comprimento por 8,70 m de largura. Sua estrutura é composta por pilares e vigas pré-moldadas em concreto armado e as paredes são em alvenaria convencional (Figura 8).

Figura 8 - Vista externa da EEA Mutinga



Nos anos de 2011, 2012 e 2013, a EEA Mutinga teve um consumo médio mensal de energia elétrica de 196.150 KWh e um gasto médio mensal de R\$ 48.504,67, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo e custo mensais de energia elétrica da EEA Mutinga, de 2011 a 2013

	CONSUMO (KWh)												Total	Média
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
2011	138.062	150.192	152.271	166.131	147.251	148.484	158.686	170.391	166.369	167.204	158.951	154.635	1.880.638	144.664
2012	156.912	182.547	158.599	214.900	214.421	242.512	227.990	226.837	248.892	234.616	262.232	230.086	2.600.544	216.712
2013	231.573	270.175	225.181	225.307	242.326	217.856	222.413	229.101	214.220	210.600	244.335	192.047	2.725.134	227.094
	CUSTO (RS)												Total	Média
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
2011	39.781	42.255	42.559	44.921	43.676	44.175	46.266	47.995	47.909	48.282	46.503	43.291	539.624	41.510
2012	43.324	47.266	43.542	53.534	62.369	61.894	60.864	56.714	62.650	59.313	65.288	59.952	676.710	56.393
2013	57.988	54.735	47.063	45.121	45.786	44.544	46.959	48.182	45.661	44.166	50.336	40.795	571.336	47.611

A EEA Mutinga conta com quatro conjuntos motor bomba interligados à tubulação de sucção de Ø 400 mm, em ferro fundido, e à tubulação de recalque de Ø 300 mm, também em ferro fundido (Figura 9). Esses conjuntos estão protegidos por válvulas do tipo borboleta na tubulação de sucção e na tubulação de recalque, e válvulas de retenção na tubulação de recalque, que funcionam como segurança do sistema contra sobrepressão e refluxo da água. O refluxo da água ou retorno da água pode gerar o "Golpe de Ariete", que ocorre após a parada da bomba, quando a água recalçada retorna em direção a ela, podendo danificar as pás do rotor da bomba devido a sua grande massa e alta velocidade.

Figura 9 - Instalação hidráulica da EEA Mutinga



Dos quatro conjuntos motor bomba, somente três permanecem em operação. Um dos conjuntos permanece desligado por estratégia da área de operação da EEA Mutinga (Figura 10), para que, se houver um problema ou necessidade de desligamento de qualquer outro grupo, esse quarto grupo possa entrar em operação.

Figura 10 - Um dos conjuntos motor bomba instalado na EEA Mutinga



Conforme Tabela 2, os conjuntos motor bomba instalados na EEA Mutinga possuem as seguintes características técnicas:

Tabela 2 - Dados técnicos dos conjuntos motor bomba da EEA Mutinga

Conjunto	Potência (cv)	Vazão (m³/h)	Tensão do motor (V)	Inversor de Frequência
1	175	666	440	Sim
2	175	612	440	Sim
3	175	666	440	Sim
4	175	666	440	Sim

Todos os conjuntos motor bomba são controlados através de painéis elétricos de controle e de comando (Figura 11). Os painéis de controle dos conjuntos motor bomba recebem energia elétrica da cabine primária que fica dentro da propriedade e são responsáveis pelo funcionamento seguro da EEA Mutinga.

Figura 11 - Painéis elétricos e de controle dos conjuntos motor bomba da EEA Mutinga



A cabine primária é composta por dois trafos (transformadores), sendo um trifásico (Figura 12) que faz o rebaixamento da tensão elétrica de 13.800 V entregue pela Concessionária AES Eletropaulo para 440 V e abastece com energia elétrica os conjuntos motor bomba da EEA Mutinga; e outro denominado “trafo de serviço auxiliar”, também trifásico (Figura 13), que faz o rebaixamento da tensão elétrica de 13.800 V para 220 V, abastecendo o painel elétrico, as lâmpadas, o Centro Lógico de Programação (CLP) e o medidor de energia da concessionária.

Figura 12 - Transformador de energia elétrica da EEA Mutinga



Figura 13 - Transformador de energia elétrica para as demais necessidades



O Inversor de frequência de cada conjunto motor bomba é da marca Danfoss e está configurado para regular a tensão elétrica e a frequência do motor, diminuindo as suas rotações nos horários de pico e de maior demanda de funcionamento do conjunto.

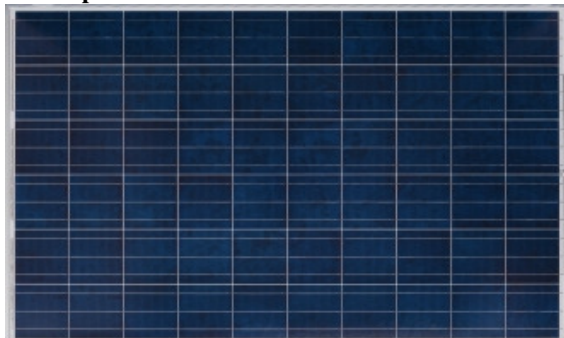
- **DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

O dimensionamento do sistema fotovoltaico a ser instalado na laje de cobertura do Reservatório Mutinga será apresentado detalhadamente para que possa ser utilizado em termos de referência para contratação deste tipo de serviço em outros reservatórios, sejam da SABESP ou de outras empresas que possuam estruturas semelhantes.

Os cálculos terão como foco principal obter sempre a maior quantidade de energia elétrica possível do sistema fotovoltaico a ser instalado com o melhor custo/benefício, baseando-se em medidas, tamanhos, materiais e equipamentos que o mercado já dispõe atualmente e possam ser adquiridos em mais de uma fabricante.

As células fotovoltaicas a serem utilizadas deverão ser poli ou multicristalinas de alta eficiência (Figura 14), tendo em vista seu custo ser mais baixo que as células monocristalinas e ter uma perda máxima de potência de até 10% nos 10 primeiros anos de utilização e mais 10% nos 15 anos seguintes, em média.

Figura 14 - Células fotovoltaicas poli ou multicristalinas de alta eficiência



A temperatura nominal de funcionamento da célula deverá ser de até 48°, especificada através do *Normal Operation Cell Temperature* (NOCT). O NOCT é um padrão de teste de funcionamento da célula fotovoltaica baseado num nível de irradiância de 800 Watts por metro quadrado, temperatura de 20°C e velocidade do ar em 1 metro por segundo. (Amsolar, 2014)

O sistema fotovoltaico não deverá utilizar um inversor central, evitando assim que a falha de um equipamento coloque todo o sistema em risco. Além disso, os inversores deverão ser certificados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e respeitar as seguintes exigências:

- Potência nominal mínima de 20.000 W;
- Máxima corrente por MPPT de 30 A;
- Eficiência mínima de 97%;
- Faixa de tensão útil entre 200 e 1000 V;
- Operar na tensão de 230 V +/-15%;
- Frequência de rede de 60 Hz;
- Distorção da corrente injetada na rede ou distorção harmônica menor ou igual a 5%;
- Possuir rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para que os módulos operem em seu ponto de máxima potência, independente das condições de operação (mínimo de dois MPPTs com duas fileiras, totalizando 4 fileiras por inversor);
- Possuir chave de desconexão de corrente contínua, para que, em caso de manutenção, os módulos fotovoltaicos não alimentem o inversor;
- Possuir proteção contra fuga de corrente para a terra; e
- Possuir detecção de ilhamento e reconexão automática, que ocorre quando o fornecimento de energia elétrica é interrompido, deixando pessoas, equipamentos e instalações em risco de segurança quando do restabelecimento da alimentação da rede.

O módulo fotovoltaico deverá ser composto por 60 células policristalinas que forneçam no mínimo 245 Wp de Potência Nominal, mínimo de 8 A de Máxima Corrente e mínimo de 29,5 V de Tensão Máxima de Potência, e sua base formada por uma ou mais lâminas de vidro temperado com baixo teor de ferro. Além disso, deverão ter o selo Procel Eletrobrás de Eficiência Energética, a classificação A na Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) e a etiqueta do INMETRO.

As dimensões de cada módulo deverão atingir até 1.670 mm de comprimento e até 995 mm de largura, sendo que cada módulo será posicionado com seu lado maior na horizontal. Essas medidas constituem as dimensões máximas utilizadas pela maioria das empresas que fabricam módulos fotovoltaicos.

Os módulos fotovoltaicos não serão seguidores de sol, mas fixos em seu eixo. Essa escolha se deve ao fato da instalação fixa ser mais barata, critério normalmente mais relevante que o fato do módulo fixo receber menor radiação solar anual média do que os seguidores de sol. (Ceragioli, 1997)

O Ângulo de Inclinação (β) dos módulos deverá ser calculado através do programa SunData, tendo em vista o sistema fotovoltaico proposto ser *grid-tie* (sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da concessionária), e adotando-se o ângulo onde ocorre a maior média anual de irradiação solar diária média mensal.

O SunData necessita da latitude e da longitude do Reservatório Mutinga, que podem ser obtidos através do Sistema de Informações Geográficas no Saneamento (SIGNOS) da SABESP (Figura 15). Dessa forma, os valores encontrados para latitude e da longitude são, respectivamente: -23,499° e -46,774°.

Figura 15 - Latitude e longitude do Reservatório Mutinga através do SIGNOS

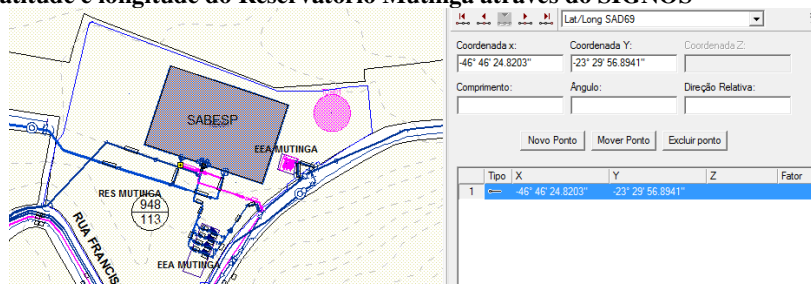


Figura 19 – Reservatório elevado posicionado ao lado direito do Reservatório Mutinga



Como a área de sombreamento é muito pequena em relação à área útil da laje do reservatório, os módulos fotovoltaicos deverão ser protegidos com diodos de *by-pass* e/ou diodos de bloqueio, diminuindo os efeitos do sombreamento (perdas) sobre a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico.

Além dos três tipos de sombreamento mencionados, Cortez (2012) explica que há também um sombreamento que pode ser causado devido a uma fileira de módulos estar muito próxima à fileira de trás, ou seja, desrespeitando a distância mínima entre elas para que não ocorra sombreamento. Para se calcular a distância mínima (d) entre as fileiras para que ocorra o menor sombreamento possível de forma a não afetar drasticamente a geração de energia do sistema fotovoltaico, primeiramente deve-se determinar três parâmetros: o ângulo de declinação solar, o ângulo da altura solar e o ângulo horário.

O Ângulo de Declinação Solar (δ) é calculado pela equação (1), onde N é o número do dia do ano contado a partir do dia 01 de janeiro. O número do dia do ano adotado será o dia 21 de junho (solstício de inverno), pois apresenta a menor altura solar e o período de sol mais curto. Sendo assim, N equivale a 172 e o Ângulo de Declinação Solar equivale a 23,44978°.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad \text{equação (1)}$$

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + 172) \right]$$

$$\delta = 23,44978^\circ$$

Ângulo da Altura Solar (α) é determinado através da equação (3), mas primeiramente faz-se necessário calcular o Ângulo Horário (ω), dado pela equação (2). Considerando que a Latitude (L) da propriedade onde se encontra o Reservatório Mutinga equivale a -23,499°, obtêm-se o valor do Ângulo Horário em horas que é 1,3813. Isso significa que, em graus, o Ângulo Horário corresponde a 20,7195°, já que, a cada hora, adiciona-se 15°.

$$\omega = \cos^{-1}(-\tan(L) \cdot \tan(\delta)) \quad \text{equação (2)}$$

$$\omega = \cos^{-1}(-\tan(-23,499^\circ) \cdot \tan(23,44978^\circ))$$

$$\omega = 1,3813 \text{ hora} = 20,7195^\circ$$

O valor obtido para o Ângulo Horário refere-se ao ângulo onde ocorre a maior produção de energia do dia e, de acordo com os cálculos acima, ocorrerá às 13:23 hs ou 10:38 hs. Essa hora é obtida partindo-se do meio dia e somando (ou subtraindo) 82,88 minutos (1,3813 hora). Porém, o ideal para um sistema fotovoltaico não é a hora em que ocorre a maior produção de energia, mas a hora onde ocorra uma determinada sombra que não afete drasticamente o número de módulos fotovoltaicos instalados. Assim, quanto mais cedo ou tarde for considerada a hora para o cálculo do Ângulo Horário, menos módulos poderão ser instalados, mas durante um período maior de tempo haverá contato da luz solar com os módulos. No mercado fotovoltaico, as empresas costumam utilizar como melhor horário as 09:00 hs ou 15:00hs para se realizar esse cálculo, ou seja, ω deverá ser de 3 horas ou 45° e não 20,7195°.

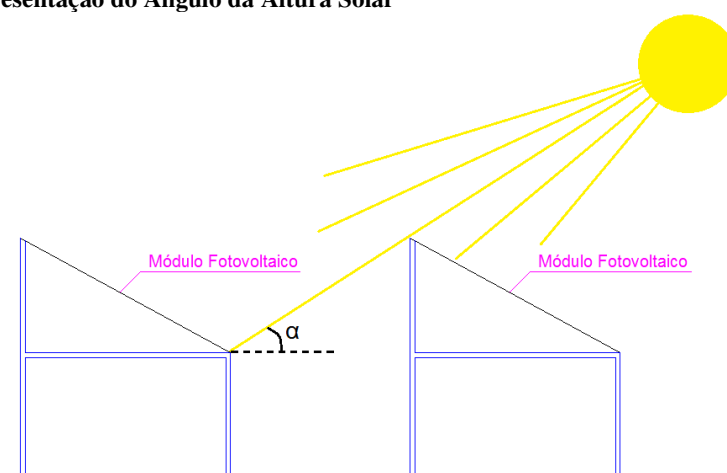
Com a obtenção do valor de ω , podemos agora calcular o valor do Ângulo da Altura Solar (α) através da equação (3) e visualizar a sua representação na Figura 20.

$$\sin(\alpha) = \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(L) \cdot \sin(\delta) \quad \text{equação (3)}$$

$$\sin(\alpha) = \cos(-23,499^\circ) \cdot \cos(23,49978^\circ) \cdot \cos(45^\circ) + \sin(-23,499^\circ) \cdot \sin(23,49978^\circ)$$

$$\alpha = 25,83^\circ$$

Figura 20 – Representação do Ângulo da Altura Solar



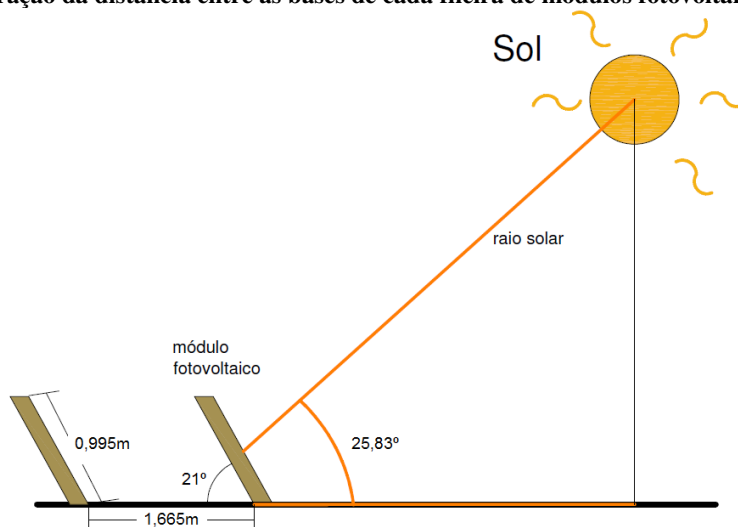
Com todos os valores determinados, pode-se calcular a distância (d) entre os módulos fotovoltaicos através da equação (4). A medida de largura do módulo deverá respeitar o limite máximo estabelecido que é de 995 mm e o valor do Ângulo de Inclinação (β) deverá ser utilizado sem sinal. Sendo assim, verifica-se que a distância entre as bases de cada fileira deverá ser de 1,665 m (Figura 21).

$$d = \frac{b \cdot \sin(180^\circ - \beta - \alpha)}{\sin(\alpha)} \quad \text{equação (4)}$$

$$d = \frac{0,995 \cdot \sin(180^\circ - 21^\circ - 25,83^\circ)}{\sin(25,83^\circ)}$$

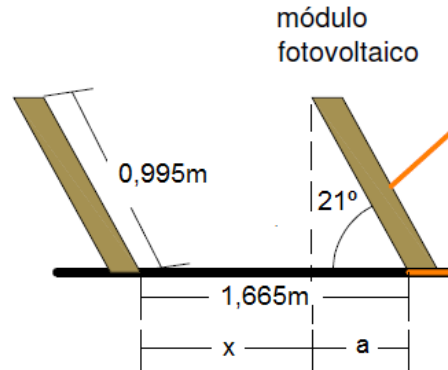
$$d = 1,665 \text{ m}$$

Figura 21 – Ilustração da distância entre as bases de cada fileira de módulos fotovoltaicos



A distância "d" encontrada refere-se à base de cada módulo, o que não deixa claro a distância útil para passagem de pessoas no caso de manutenção dos módulos fotovoltaicos. Para isso, necessita-se determinar a distância "x" apresentada na Figura 22, que desconta a distância coberta pelo módulo.

Figura 22 – Determinação do espaço útil para passagem de pessoas entre as fileiras



A equação (5) e a equação (6) para determinação dessas incógnitas são apresentadas a seguir:

$$\cos 21^\circ = \frac{a}{0,995} \quad \text{equação (5)}$$

$$a = 0,9289 \text{ m}$$

$$x = 1,665 - a \quad \text{equação (6)}$$

$$x = 1,665 - 0,9289$$

$$x = 0,7361 \text{ m}$$

Como a passagem para pessoas entre fileiras de módulos requer pelo menos 0,70 m, a distância "x" encontrada satisfaz essa exigência.

Para se encontrar o número mínimo de módulos fotovoltaicos possível de ser instalado sobre a laje do Reservatório Mutinga, deverão ser considerados os seguintes critérios:

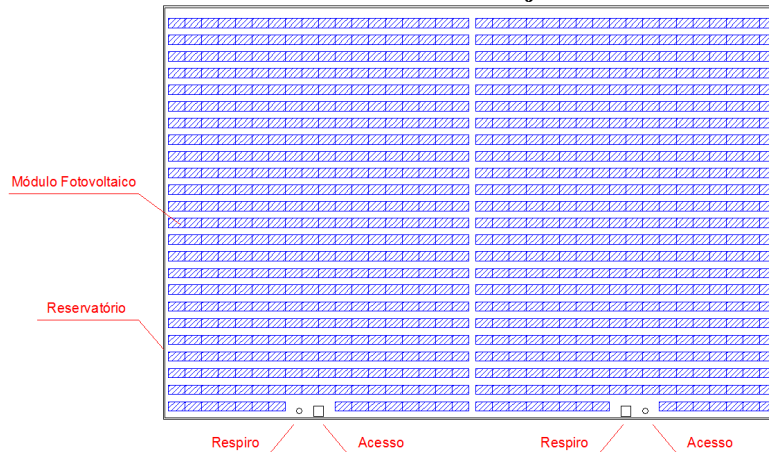
- Manter o acesso livre à parte interna das duas câmaras do reservatório (Figura 23);
- Manter o acesso livre ao respiro de cada câmara (Figura 23);
- Manter corredor de no mínimo 0,70m para passagem de pessoas no centro (sentido transversal do reservatório), na extremidade de trás e na extremidade da frente do reservatório; e
- Descontar do comprimento e da largura do reservatório 0,30 m referente à mureta de 0,15 m presente em suas extremidades.

Figura 23 – Acesso e respiro de cada câmara do reservatório



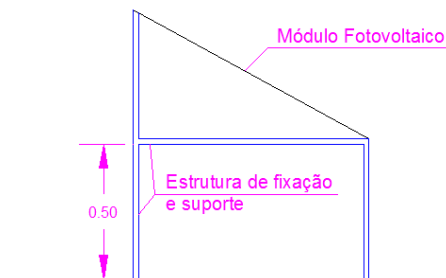
Dessa forma, a quantidade mínima possível de ser instalada no Reservatório Mutinga de forma a aproveitar o máximo possível da área útil de sua cobertura é de 858 módulos fotovoltaicos, conforme Figura 24:

Figura 24 – Posicionamento dos módulos fotovoltaicos sobre a laje do reservatório



A estrutura de fixação e suporte para os módulos fotovoltaicos (Figura 25) deverá ser em alumínio e/ou ferro galvanizado, resistente às intempéries e com altura mínima de 0,50 m devido alguns obstáculos existentes no espaço onde serão instalados.

Figura 25 – Estrutura de fixação e suporte dos módulos fotovoltaicos



A Eficiência de Conversão (η) do módulo fotovoltaico proposto deverá ser calculada através da equação (7) e não poderá ser inferior a 13,5%, tendo em vista esse ser o valor mínimo para o módulo ser considerado Classe A na tabela de eficiência energética do INMETRO. (INMETRO, 2014)

$$\eta = \frac{P_{m}}{A_p \cdot 1000} \quad \text{equação (7)}$$

Onde:

- P_m - máxima potência do módulo (pode ser calculada pela multiplicação da corrente de máxima potência pela tensão de máxima potência do módulo);
- A_p - área útil do módulo fotovoltaico em m^2 ; e
- 1000 - taxa de radiação solar padronizada de 1000 W/m^2 em *Standard Test Conditions* (STC). O STC é padrão de teste de módulos fotovoltaicos em laboratório sob condições de irradiância solar de 1000 Watts por metro quadrado, temperatura da célula em 25°C e massa de ar em 1,5, representando o valor máximo de corrente elétrica produzido.

A associação dos módulos fotovoltaicos deverá ser planejada de forma a se obter a maior potência possível, mantendo o mesmo tipo de módulo para todas as fileiras. Para isso, será necessário instalá-los em série para que se aumente a tensão total e a corrente se mantenha a mesma, respeitando o limite mínimo e o limite máximo de tensão e corrente do inversor fotovoltaico. (Villalva, Gazoli, 2012)

Como a tensão e a corrente do inversor são limitantes para a associação em série dos módulos fotovoltaicos, faz-se necessário calcular a quantidade de inversores fotovoltaicos possível para a instalação em questão. Para se determinar esse número, devem-se levar em consideração os seguintes valores:

Para o Módulo Fotovoltaico:

- Quantidade mínima: 858 unidades;
- Potência Nominal mínima: 245 Wp;
- Tensão Máxima de Potência: 29,5 V; e
- Máxima Corrente: 8 A.

Para o Inversor Fotovoltaico:

- Potência Nominal mínima: 20.000 W;
- Máxima Corrente por MPPT: 30 A;
- Faixa de Tensão Útil: 200 a 1000 V; e
- Possuir no mínimo dois MPPTs de forma que se conecte duas fileiras em cada entrada, totalizando 4 fileiras por inversor.

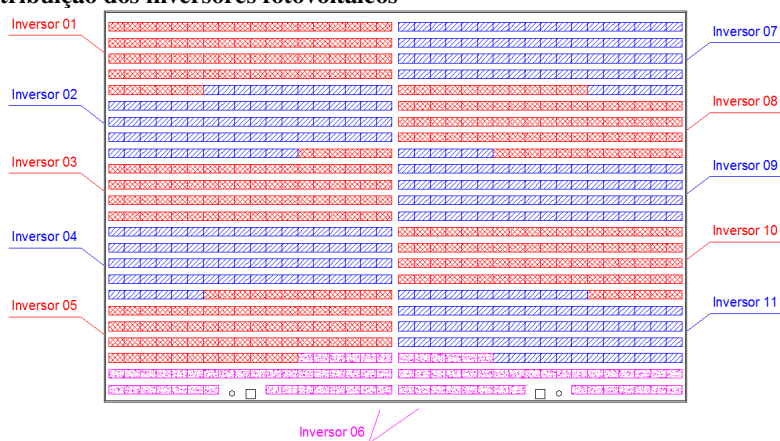
A Tensão Máxima de todos os módulos fotovoltaicos é determinada através da multiplicação da quantidade de módulos pela Tensão Máxima de Potência de cada módulo, tendo em vista a associação ser em série (soma de tensões e mesma corrente), resultando em 25.311 V. Como o inversor suporta até 1000 V, deve-se dividir o resultado por esse valor, ou seja, 25,311 (26) inversores. Ele ainda possui quatro entradas, diminuindo a quantidade mínima para 6,32 (7) inversores.

A Potência Nominal de todos os módulos é determinada através da multiplicação da quantidade de módulos pela Potência Nominal de cada módulo, resultando em 210.210 Wp. Como o inversor suporta até 20.000 W, deve-se dividir o resultado encontrado pelo valor suportado, ou seja, 10,51 (11) inversores.

Na associação em série, a Máxima Corrente de todos os módulos não se altera, independente da quantidade, permanecendo em 8 A, abaixo do limite máximo de 30 A para cada MPPT presente no inversor.

Para o dimensionamento dos inversores fotovoltaicos, deve-se escolher a maior quantidade obtida nos cálculos acima, que é de 11 inversores. Dessa forma, o sistema será dividido em 78 módulos fotovoltaicos para cada inversor fotovoltaico (Figura 26).

Figura 26 – Distribuição dos inversores fotovoltaicos



Todo o conjunto formado pela estrutura de fixação e suporte, os módulos fotovoltaicos e os inversores deverá pesar no máximo 50 kgf/m², tendo em vista esse valor ser a reserva mínima de carga acidental na laje de apoio de uma estrutura segundo a NBR 6120.

No sistema fotovoltaico em questão, cada estrutura de fixação e suporte deverá possuir no máximo 7 kg, o módulo fotovoltaico 25 kg e o inversor fotovoltaico 60 kg. Como a quantidade total de módulos é de 858 unidades, a estrutura de fixação e suporte também será de 858 unidades, totalizando 6.006 kg de estrutura de suporte e 21.450 kg de módulos. Em relação aos inversores, serão no máximo 11 unidades, totalizando 660 kg. Assim, a soma de todo o conjunto de cargas acidentais para o sistema fotovoltaico proposto é de 28.116 kg.

Para determinar se essa estrutura é suportada pela laje, ou seja, se é menor do que a reserva mínima (50 kgf/m²), é necessário dividir o valor total da carga acidental pela área da laje do reservatório (2.552,34 m²), o que resulta em 11,02 kgf/m². Isso significa que a estrutura para o sistema fotovoltaico proposto é suportada pela laje do Reservatório Mutinga, tendo em vista que o total de carga acidental (11,02 kgf/m²) é menor que a reserva mínima na laje de apoio (50 kgf/m²).

A Energia Produzida (E_p) pelos módulos fotovoltaicos deverá ser calculada através da equação (8), considerando $A_m = 1,662 \text{ m}^2$ (área da superfície do módulo), $\eta = 13,5\%$ (eficiência mínima do módulo fotovoltaico) e, para o valor de E_s (Irradiação solar diária média mensal), será utilizada a maior média anual informada pelo programa SunData (4,15 kWh/m²/dia), conforme Figura 27.

Figura 27 – Irradiação solar diária média mensal e inclinação do módulo fotovoltaico

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
☑	Plano Horizontal	0° N	4,50	5,00	4,06	3,61	3,19	2,94	3,22	3,72	3,75	4,03	5,00	4,53	3,96	2,06
☑	Ângulo igual a latitude	23° N	4,12	4,79	4,15	4,03	3,89	3,75	4,06	4,34	3,95	3,94	4,61	4,10	4,14	1,03
☑	Mayor média anual	21° N	4,17	4,82	4,16	4,01	3,84	3,70	4,00	4,31	3,95	3,96	4,66	4,16	4,15	1,13
☑	Mayor mínimo mensal	28° N	3,99	4,67	4,11	4,06	3,98	3,87	4,18	4,41	3,94	3,86	4,47	3,96	4,13	,81

Assim, a energia produzida por um módulo será de 931,14 Wh/dia.

$$E_p = E_s \cdot A_m \cdot \eta \quad \text{equação (8)}$$

$$E_p = 4,15 \cdot 10^3 \cdot 1,662 \cdot 13,5\%$$

$$E_p = 931,14 \text{ Wh/dia}$$

Considerando que a quantidade de horas diárias de insolação está baseada na Figura 28 - Insolação diária, média anual no Brasil (Tiba *et al.*, 2000) e é igual a 6 horas por dia na região que abrange o Reservatório Mutinga, a verificação se o módulo fotovoltaico terá condições de produzir o que foi calculado para a energia produzida (E_p) é dada pela equação (9).

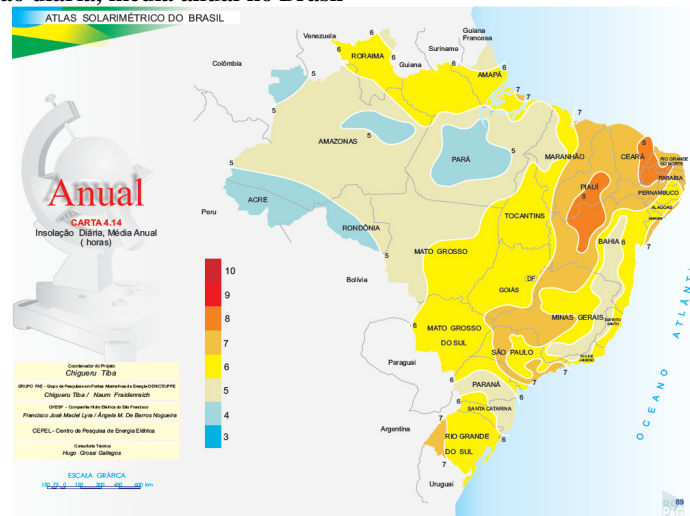
$$P_m \geq \frac{E_p}{H_s} \quad \text{equação (9)}$$

$$245 \text{ W} \geq \frac{931,14 \text{ Wh/dia}}{6 \text{ h/dia}}$$

$$245 \text{ W} \geq 155,19 \text{ W}$$

Isso significa que um módulo fotovoltaico de 245 W será capaz de produzir a média diária de 155,19 W.

Figura 28 - Insolação diária, média anual no Brasil



Com a obtenção do resultado de E_p , será necessário multiplicar esse valor pela quantidade de módulos fotovoltaicos calculado para se determinar a energia produzida por todo o sistema (E_p). Esse valor corresponderá à energia total sem qualquer perda, o que não ocorre na realidade já que ocorrem perdas por temperatura das células fotovoltaicas, eficiência dos inversores fotovoltaicos, cabeamento, etc. Assim, será adotada uma eficiência de 80% na produção de energia em todo sistema fotovoltaico proposto (equação 10).

$$Eps = Ep \cdot Nm \cdot \eta s$$

equação (10)

$$Eps = \frac{931,14 \cdot 858 \cdot 80\%}{1000}$$

$$Eps = 639,13 \text{ kWh/dia}$$

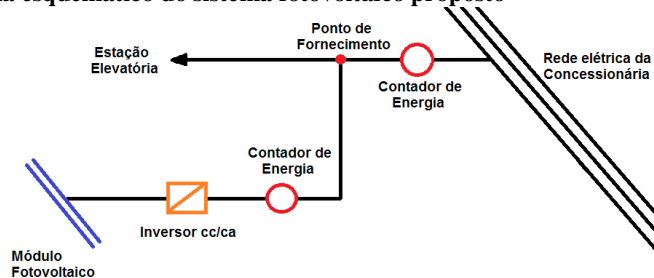
A energia produzida pelo sistema fotovoltaico será de 639,13 kWh por dia. Em um mês, a produção de energia será de 19.173,90 kWh/mês.

Para proteção dos módulos fotovoltaicos deverá ser previsto: aterramento, instalação de diodos de *by-pass*, diodos de bloqueio, fusíveis, disjuntores e dispositivos de proteção de surto.

A medição da energia fotovoltaica produzida pelo sistema deverá ser feita através de dois relógios contadores de kWh, sendo um direcional entre o ponto de fornecimento e o inversor, e um bidirecional entre o ponto de fornecimento e a rede elétrica da concessionária.

A Figura 29 ilustra a concepção da instalação para medição da energia produzida e entregue à EEA Mutinga e/ou à rede da concessionária.

Figura 29 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico proposto



• ORÇAMENTO PARA INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A partir do dimensionamento desenvolvido no item anterior, foram contatadas três empresas especializadas em instalações fotovoltaicas para elaboração de orçamento para instalação de um sistema fotovoltaico sobre a cobertura do Reservatório Mutinga, em Osasco, incluindo o fornecimento de projeto executivo:

- Neosolar Energia - empresa brasileira especializada em energia solar fotovoltaica e atua há mais de três anos em todo o Brasil;
- Logik Energia e Sistemas - fundada em 2008, a empresa elabora projetos, vende equipamentos e realiza a instalação de sistemas fotovoltaicos; e
- Mori Energia Solar - no Brasil desde 2013 e possui parceria com os melhores fabricantes de painéis fotovoltaicos na China. Atualmente está instalando 3.647 módulos fotovoltaicos policristalinos na Eurofarma Laboratórios S.A. em Itapevi, com uma potência total instalada de 911 kW/h e na empresa Inova Biotecnologia, com uma potência total instalada de 200 kW/h.

A Figura 30 apresenta o valor financeiro e a potência instalada propostos pelas empresas consultadas.

Figura 30 – Potência instalada e valores financeiros para instalação de sistema fotovoltaico

Planilha Orçamentária		
Empresa	Potência instalada (kW)	Custo (R\$)
Logik	214,50	2.315.000,00
Mori	214,50	1.618.635,74
Neosolar	225,00	1.687.500,00

Tendo em vista que a empresa Neosolar Energia apresentou a maior Potência Instalada e ficou próxima do menor valor, a sua proposta será utilizada no cálculo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.

RESULTADOS

A empresa Neosolar Energia apresentou em seu orçamento uma proposta de R\$ 1.687.500,00 para instalação de um sistema fotovoltaico com potência instalada de 225 kW sobre a laje do Reservatório Mutinga. Para verificar o quanto de energia elétrica será fornecido à EEA Mutinga, faz-se necessário utilizar os valores correspondentes ao módulo fotovoltaico proposto pela empresa nas equações de dimensionamento do sistema fotovoltaico. A Energia Produzida (E_p) por um módulo na área que abrange o Reservatório Mutinga é obtida através da equação (8), sendo que $E_s = 4,15 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, $A_m = 1,634 \text{ m}^2$ e eficiência de conversão $\eta = 15,3\%$. A área do módulo fotovoltaico e a sua eficiência de conversão foram obtidos nos dados técnicos do módulo fotovoltaico proposto pela empresa Neosolar Energia. Com essas informações, a energia produzida por um módulo será igual a 1.037,51 Wh em um dia.

$$E_p = 4,15 \cdot 10^3 \cdot 1,634 \cdot 15,3\%$$
$$E_p = 1.037,51 \text{ Wh/dia}$$

Através da equação (9) podemos verificar se o módulo fotovoltaico será capaz de produzir essa energia:

$$250 \text{ W} \geq \frac{1037,51 \text{ Wh/dia}}{6 \text{ h/dia}}$$
$$250 \text{ W} \geq 172,92 \text{ W}$$

Esse resultado mostra que o módulo de 250 W proposto será capaz de produzir a média diária de 172,92 W.

A energia gerada por todo o sistema fotovoltaico é obtida através da equação (10), respeitando a quantidade de módulos fotovoltaicos proposta pela empresa Neosolar e pelo roteiro de dimensionamento apresentado neste trabalho. Além disso, será considerada uma eficiência do sistema como um todo de 80%, tendo em vista perdas que não estão sendo consideradas nos cálculos.

$$E_{ps} = \frac{1037,51 \cdot 900 \cdot 80\%}{1000}$$
$$E_{ps} = 747,01 \text{ kWh/dia}$$

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico proposto pela empresa Neosolar Energia será de 747,01 kWh por dia. Em um mês, a produção de energia será de 22.410,30 kWh/mês.

Conforme Tabela 1 - Consumo e custo mensais de energia elétrica da EEA Mutinga, de 2011 a 2013 do item Estação Elevatória de Água Mutinga, as médias mensais de consumo de energia elétrica e custo para os anos de 2011, 2012 e 2013 resgatadas abaixo na Tabela 3 com adição da média geral dos três anos são.

Tabela 3 – Médias mensais de consumo e custo da EEA Mutinga nos anos de 2011 a 2013

EEA Mutinga		
Ano	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
2011	144.664	41.510
2012	216.712	56.393
2013	227.094	47.611
Média Geral	196.157	48.505

Adotando-se a média geral da Tabela 3 para o consumo de energia elétrica mensal da EEA Mutinga, o sistema fotovoltaico proposto (22.410,30 kWh) atenderá a 11,42% da demanda média necessária (196.157,00 kWh), permitindo que se economize em média R\$ 5.539,27 por mês ou R\$ 66.471,24 por ano.

A empresa Neosolar Energia propôs o uso do módulo fotovoltaico "Yingli YL250P - 29b" que garante eficiência de 91,2% de conversão da luz de seu módulo fotovoltaico nos primeiros dez anos de uso e 80,7% nos 15 anos seguintes. Após 25 anos, a produção de energia não é interrompida, mas a garantia de conversão cai para 50%. As empresas fabricantes orientam a substituição do módulo a partir dos 25 anos de uso.

Levando em consideração a perda na conversão da energia solar do módulo fotovoltaico informada acima, nos 10 primeiros anos de utilização haverá uma perda de 0,88% por ano e, nos 15 anos seguintes, 0,7%. Neste trabalho está sendo considerado uso de mais 10 anos dos módulos fotovoltaicos após os 25 anos de garantia da empresa, assumindo uma perda de 50% da conversão, ou seja, 3,07% de perda a cada ano a mais de utilização.

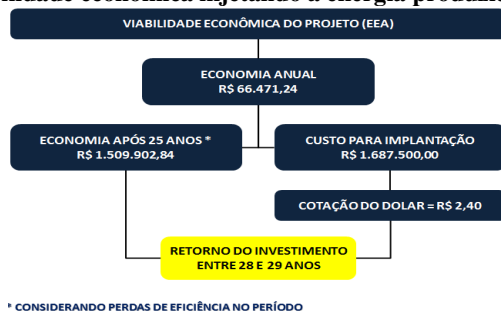
Quando a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é utilizada completamente pela EEA Mutinga, a economia proporcionada pelo sistema durante 25 anos de uso é de R\$ 1.509.902,84. Porém, o valor a ser investido na implantação do sistema fotovoltaico - R\$ 1.687.500,00 - só será recuperado ao se completar entre 28 e 29 anos de uso, quando se alcança uma economia de R\$ 1.714.450,04 (Tabela 4).

Tabela 4 – Economia na conta de energia elétrica durante a utilização do sistema fotovoltaico considerando consumo total da energia pela EEA Mutinga

ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
Potência instalada (kW)	225,00	223,02	221,06	219,11	217,18	215,27	213,38	211,50	209,64	207,79					
Energia Produzida (kWh)	22.410,30	22.213,09	22.017,61	21.823,86	21.631,81	21.441,45	21.252,76	21.065,74	20.880,36	20.696,61					
Economia na EEA (R\$)	66.471,24	65.886,29	65.306,49	64.731,80	64.162,16	63.597,53	63.037,87	62.483,14	61.933,29	61.388,27					
ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Potência instalada (kW)	206,34	204,90	203,46	202,04	200,62	199,22	197,82	196,44	195,06	193,70	192,34	191,00	189,66	188,33	187,01
Energia Produzida (kWh)	20.551,74	20.407,88	20.265,02	20.123,17	19.982,30	19.842,43	19.703,53	19.565,61	19.428,65	19.292,65	19.157,60	19.023,49	18.890,33	18.758,10	18.626,75
Economia na EEA (R\$)	60.958,56	60.531,85	60.108,12	59.687,37	59.269,55	58.854,67	58.442,68	58.033,59	57.627,35	57.223,96	56.823,33	56.425,63	56.030,65	55.638,43	55.248,97
ano	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35					
Potência instalada (kW)	181,27	175,71	170,31	165,08	160,02	155,10	150,34	145,73	141,25	136,92					
Energia Produzida (kWh)	18.054,95	17.500,66	16.963,39	16.442,62	15.937,83	15.448,54	14.974,27	14.514,56	14.068,96	13.637,04					
Economia na EEA (R\$)	53.552,82	51.908,75	50.315,15	48.770,48	47.273,22	45.821,93	44.415,20	43.051,65	41.729,97	40.448,86					

O prazo para retorno do investimento quando o uso da energia produzida é injetada na EEA Mutinga pode ser resumido de acordo com a Figura 31:

Figura 31 – Resumo da viabilidade econômica injetando a energia produzida na EEA Mutinga



* CONSIDERANDO PERDAS DE EFICIÊNCIA NO PERÍODO

Quando ocorre falta de energia, falta de água na tubulação de sucção e consequente desligamento das bombas, manutenção na estação, etc., a EEA Mutinga para de consumir energia já que o funcionamento de seus conjuntos motor bomba é interrompido. Neste caso, toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede da concessionária, gerando créditos para a SABESP. Esses créditos podem ser utilizados em qualquer instalação da SABESP que tenha o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) da instalação onde se encontra o sistema fotovoltaico, porém são tarifados após seu uso. Os impostos que incidem nos créditos e seus valores são: Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP): 0,65%, Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS): 3,01% e Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e intermunicipal e de Comunicação (ICMS): 18%.

Considerando os impostos incididos sobre os créditos de energia produzida pelo sistema fotovoltaico, a economia proporcionada pelo sistema durante 25 anos de uso é de R\$ 1.182.857,89. Porém, o valor a ser investido na implantação do sistema fotovoltaico - R\$ 1.687.500,00 - só será recuperado ao se completar mais de 35 anos de uso, já que os créditos obtidos nesse período alcançaram o valor de apenas R\$ 1.548.931,34 - (Tabela 5).

Tabela 5 – Economia na conta de energia elétrica durante a utilização do sistema fotovoltaico considerando consumo total pela concessionária

ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
Potência instalada (kW)	225,00	223,02	221,06	219,11	217,18	215,27	213,38	211,50	209,64	207,79					
Energia Produzida (kWh)	22.410,30	22.213,09	22.017,61	21.823,86	21.631,81	21.441,45	21.252,76	21.065,74	20.880,36	20.696,61					
Economia na EEA (R\$)+impostos	52.073,57	51.615,32	51.161,11	50.710,89	50.264,63	49.822,30	49.383,87	48.949,29	48.518,54	48.091,57					
ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Potência instalada (kW)	206,13	204,69	203,26	201,83	200,42	199,02	197,62	196,24	194,87	193,50	192,15	190,80	189,47	188,14	186,83
Energia Produzida (kWh)	20.531,04	20.387,32	20.244,61	20.102,90	19.962,18	19.822,45	19.683,69	19.545,90	19.409,08	19.273,22	19.138,30	19.004,34	18.871,31	18.739,21	18.608,03
Economia na EEA (R\$)+impostos	47.754,93	47.420,65	47.088,70	46.759,08	46.431,77	46.106,75	45.784,00	45.463,51	45.145,27	44.829,25	44.515,45	44.203,84	43.894,41	43.587,15	43.282,04
ano	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35					
Potência instalada (kW)	168,14	162,98	157,98	153,13	148,43	143,87	139,45	135,17	131,02	127,00					
Energia Produzida (kWh)	16.747,23	16.233,09	15.734,73	15.251,68	14.783,45	14.329,60	13.889,68	13.463,27	13.049,94	12.649,31					
Economia na EEA (R\$)+impostos	41.953,28	40.665,32	39.416,89	38.206,79	37.033,84	35.896,90	34.794,87	33.726,67	32.691,26	31.687,64					

O prazo para retorno do investimento quando o uso da energia produzida é injetada na rede da concessionária pode ser resumido de acordo com a Figura 32:

Figura 32 – Resumo da viabilidade econômica injetando a energia produzida na rede da concessionária



ANÁLISE

A avaliação da viabilidade econômica para implantação do sistema está totalmente vinculada à cotação do dólar, tendo em vista que a maioria dos equipamentos é importada. Assim, com a cotação utilizada pelas empresas consultadas – R\$ 2,40 –, o retorno do investimento se dá entre 28 e 29 anos de uso, acima da vida útil dos módulos fotovoltaicos. Hoje, a única forma de se obter um orçamento que possa ser recuperado dentro da vida útil de 25 anos é a cotação do dólar estar no máximo a R\$ 2,147. Abaixo desse valor, a implantação do sistema fotovoltaico já passa a ser viável, variando apenas o valor economizado a cada ano na conta de energia elétrica.

A análise acima é referente à utilização pela EEA Mutinga de toda a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico. Quando a análise passa a ser em relação à injeção dessa energia elétrica produzida na rede da concessionária e não na EEA Mutinga, o valor investido não consegue ser recuperado dentro dos 35 anos de uso propostos. Isso ocorre devido à cobrança de impostos sobre o uso dos créditos obtidos com o sistema fotovoltaico, inviabilizando esse tipo de utilização.

Além da análise financeira, as empresas também dão foco para questões intangíveis e que fazem diferença na opinião de seus clientes, como a preservação do meio ambiente. A utilização do sistema fotovoltaico proporciona a redução da conta de energia elétrica, mas também evita a emissão de gases nocivos ao meio ambiente e gases do efeito estufa gerados por outros tipos de geração de energia elétrica, reduz as perdas provenientes da distribuição através de centrais de energia convencionais e contribui com a geração de uma energia totalmente limpa.

A quantidade de gases de Efeito Estufa (CO₂e ou CO₂ equivalente) e de árvores equivalente, pode ser calculada através de um fator de conversão anual médio que é igual a 0,2713 kgCO₂e/kWh (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA, 2014) e 190 kgCO₂e/árvore (PLANETA SUSTENTÁVEL, 2014), conforme Tabela 6.

A Tabela 6 apresenta o impacto ambiental causado pela instalação do sistema fotovoltaico apresentado neste trabalho. Em 25 anos, o sistema sequestrará a mesma quantidade de CO₂e que quase 730 árvores fariam. Já em 35 anos, são quase 1.000 árvores.

Tabela 6 – Quantidade de CO₂e sequestrada e árvores equivalentes devido a instalação do sistema fotovoltaico

Anos	kWh total	Fator de Conversão	Kg CO ₂ e	Fator de Conversão	Árvores
25	509.052,87	0,2713 kgCO ₂ e/kWh	138.106,04	190 kgCO ₂ e/árvore	726,87
35	666.595,67		180.847,41		951,83

CONCLUSÃO

Os estudos financeiros apresentados neste trabalho mostram que, devido à falta de incentivo governamental e à cotação do dólar no Brasil, a implantação de um sistema fotovoltaico sobre a laje de cobertura de reservatórios ainda é inviável, seja utilizando toda a energia elétrica gerada para abastecer uma EEA, seja injetando-a na rede da concessionária, já que o valor investido só será revertido entre 28 e 29 anos de utilização no primeiro caso e mais de 35 anos no segundo caso.

A produção de módulos fotovoltaicos vem em forte crescimento no mundo nos últimos 10 anos, o que permitiu uma queda expressiva dos preços e que mais países passassem a incentivar sua instalação. Porém, o Brasil não está seguindo esse caminho pois possui um número elevado de rios que permitem a geração de energia elétrica através de hidrelétricas. Mas essa dependência pode ser um problema no futuro devido às constantes secas que o país vem passando. Para mudar esse panorama, o Brasil necessita dar mais importância às alternativas renováveis provendo incentivos fiscais para importação dos equipamentos num primeiro momento e, num segundo momento, criando mercado interno para consolidação da indústria especializada, de forma a não depender dos valores cobrados no mercado externo.

RECOMENDAÇÕES

A atualização dos cálculos para verificação da viabilidade financeira para implantação de um sistema fotovoltaico sobre a laje de cobertura de um reservatório apresentados neste trabalho deverão sempre contar com novos orçamentos, tendo em vista a cotação do dólar influenciar drasticamente o resultado final.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMSOLAR. Standard Test Conditions (STC) vs. Normal Operating Cell Temperature (NOCT). Disponível em: <http://www.amsolar.com/home/amr/page_164>. Acesso em: 03 mai. 2014
2. CERAGIOLI, Paulo Cesar. Manual de Energia Solar Fotovoltaica. São José dos Campos: RC Com. Sistemas Ltda, mar. 1997, 115p
3. CORTEZ, Ramiro José Monteiro. Sistema de seguimento solar em produção de energia fotovoltaica. 2013. 76 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Universidade do Porto, Portugal, 2012
4. GREENPRO. Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Programa ALTERNER. Portugal, jan. 2004
5. INMETRO. Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 01/2013. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf>. Acesso em: 19 set. 2014
6. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. Fatores de Emissão de CO2 de acordo com a ferramenta metodológica : "Tool to calculate the emission factor for an electricity system, versions 1, 1.1, 2, 2.1.0 and 2.2.0" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>>. Acesso em: 01 nov. 2014
7. PLANETA SUSTENTÁVEL Toda árvore neutraliza... a mesma quantidade de dióxido de carbono?. Disponível em: <http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/ambiente/conteudo_280973.shtml>. Acesso em: 01 nov. 2014
8. SABESP. Números. Disponível em: <<http://site.sabesp.com.br/interna/Default.aspx?secaoId=4>>. Acesso em: 03 mar. 2014
9. TIBA, Chigueru; FRAIDENRAICH, Naum; MOSKOWICZ, Mauício; CAVALCANTI, Evandro Sérgio Camelo; LYRA, Francisco José Maciel; NOGUEIRA, Ângela Maria de Barros; GALLEGOS, Hugo Grossi. Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife. Editora Universitária da UFPE, 2000
10. VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, 1ª Edição. São Paulo: Érica, 2012