

## **ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 60/2018**

**Título: Consulta Pública acerca das diretrizes para realização do “Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas”, de 2018.**

**Ato de instauração: Portaria nº 425, de 8 de outubro de 2018.**

**Nome da Instituição: Lalcam-MA Engenharia e Serviços Ltda**

**Nome do Representante da Instituição: Luiz A M Amoroso**

**Assunto: Minuta de portaria que estabelece as diretrizes para realização de Leilão com vistas a aquisição de energia e potência para garantir o suprimento do mercado consumidor de Boa Vista e Localidades Conectadas, no Estado de Roraima.**

### **CONTRIBUIÇÃO:**

Realizar Leilão para contratação de uma solução estruturada de mais longo prazo com base em geração solar e intercâmbio com a Venezuela (Corpoelec), para atender o Sistema Boa Vista e localidades interligadas.

Período = 20 anos, com futura integração ao SIN.

### **FUNDAMENTAÇÃO:**

O estudo prospectivo mostra que o custo da recontração de geração diesel para atender os requisitos de geração complementar ao suprimento de importação Venezuela são da ordem de 3,9 bilhões de reais em OPEX e mais cerca de 760 milhões de custo de disponibilidade em geração diesel (high speed), mantidas as condições de importação de 130MW e preços atuais de combustível diesel.

Caso haja degradação nos montantes de importação de energia e elevação nos preços internacionais de combustível neste período os valores de OPEX serão ainda maiores.

Com este montante de recursos é possível uma solução estruturada com visão de mais longo prazo, baseada em fontes alternativas, convergente a futuras integrações estratégicas (muito rentáveis) e que melhor atende os princípios de racionalidade técnica e operacional, continuidade e modicidade tarifária estabelecidas no arcabouço legal e regulatório.

### **ESTUDOS DE REFERÊNCIA:**

Em anexo nas planilhas de cálculo prospectivo com as devidas indicações de premissas, mensurações e resultados.

Os dados de mercado local consideraram as informações nos relatórios disponibilizados no âmbito da presente consulta.

## DIRETRIZ PROPOSTA:

- a) Banco de Baterias centralizado na SE Monte Cristo (230kV) com capacidade conforme já estabelecido pelo CMSE (35MWh 70MW) com a finalidade de regulação do Sistema BVA e backup de variações e interrupções de curta duração;
- b) Implantação de UFVs na região norte de BVA (terreno adequado) para até 100% do requerimento de carga;
- c) Modificação do contrato com Venezuela para intercâmbio (deverá ser atrativo para a Venezuela que enfrenta dificuldades internas no atendimento de seu mercado);
- d) Implantação de UFVs nas localidades para inversão de fluxo nas redes de subtransmissão de 85% (aprox.) da capacidade total da linha durante os períodos de insolação (diurno);
- e) Pode-se eventualmente considerar sistemas de BAT nestas localidades para regulação de tensão e frequência;
- f) As disponibilidades remanescentes de geração diesel (mínimas para segurança) assim com os montantes de UFV finais dependem de estudos elétricos dos sistemas para verificar os níveis limites de fluxo de potência<sup>1</sup>;
- g) Ainda existe a possibilidade de uso incluir o uso (desde que limitado a emergência) das turbinas FT-4 existentes (se ainda disponíveis), de consumo elevado (385 l/MWh) entretanto extremamente confiáveis.

### Resultados esperados:

Considerando-se as planilhas anexo que indicam total de CAPEX em UFV e sistema de baterias da ordem de 3 bilhões de reais, portanto menor e de maior racionalidade.

Considerando-se o Custo de operação em 5 anos – da ordem de 2,25 bilhões de reais (contra 4,7 bilhões da solução com geração diesel e manutenção da importação Venezuela).

De outro lado, por se tratar de solução estruturada, apresenta efetividade de longo prazo (20 anos).

Observar ainda que por se tratar de ponta de linha é necessário um sistema robusto de regulação assim o montante adequado de baterias e respectivas características só pode ser corretamente indicado através de estudos de fluxo de carga e estabilidade para o sistema.

Assim o Centro de Operações junto ao SE Monte Cristo deve ser considerada no projeto como COS regional de operação do Sistema (incluindo COD) e das UFVs para eventual controle de estrangulamento e coordenação da operação das gerações emergências remanescentes.

---

<sup>1</sup> Não foi possível incluir os montantes de referência pois os parâmetros dos sistemas da BVA e da Corpoelec não são facilmente disponíveis.

### **FUTURA INTEGRAÇÃO AO SIN:**

Os contratos de UFV (20 anos) verterão para o SIN, quando da integração do sistema BVA pela linha de transmissão Manaus-BVA como contratos de reserva, nos montantes que forem estabelecidos pelo estudo definitivo indicado ao final dessas contribuições.

### **PROJETO UHE BEM QUERER:**

Deve ser tratado dentro do contexto do sistema interligado. Portanto não vemos correlação com o presente planejamento.

### **FUTURA INTEGRAÇÃO AO PROJETO ARCO NORTE:**

Ao Norte o Estado de Roraima faz fronteira com a Guayana, distando Boa Vista cerca de 530 km de Georgetown (capital).

A Guayana dispõe de cerca de 7GW potencial hidráulico e produção de GN off shore que para adequada viabilidade necessita de escala inexistente no mercado local.

Possui também projeto avançado de UHE (Amaila de 165MW) no caminhamento da futura (se evoluir) LT BVA\_Georgetown, que teria ganhos com a integração integração.

De outro lado a região ao norte de Macapá e guianas apresenta elevado potencial Eólico a ser explorado mas que requer integração elétrica para viabilizar, assim com as hidrelétricas e para o GN cujo uso natural é com ancora em UTE.

Existem estudos de uso no GN off shore (com UPGN e Gasoduto subaquático) para uma UTE de 200MW CC porém a viabilização da infra estrutura associada requer escalas maiores.

De outro lado a ligação rodoviária viabiliza logística módica para o escoamento agrícola de Roraima, com regiões agrícolas muito produtivas.

O projeto Arco Norte considera também a integração das outras 2 Guianas (Suriname e Guiana Francesa) até Macapá (já interligada ao SIN).

### **PONTO DE ATENÇÃO:**

O caminho crítico para viabilização de UFVs na região de BVA e localidades é necessário que as áreas sejam organizadas e oferecidas ao ganhador como opção de compra ou cessão, pois a questão fundiária é complexa e oferece muito risco para os empreendedores da área de energia.

As melhores áreas são aquelas ao Norte da SE Monte Cristo pois são planas e na maioria inadequada para agricultura de grãos.

Entendimentos anteriores com as áreas de desenvolvimento do estado de RR mostram viabilidade nesta condução desde que organizado pelo Poder Concedente no certame.

Adicionalmente é pode ser viabilizado protocolo preliminar de licenciamento para as áreas e atividades de forma mitigar riscos de implantação e cronograma.

## **CONCLUSÃO:**

Há efetivos ganhos de estruturação de um projeto alternativo baseado em energia fotovoltaica, que se mostra mais racional e de menor custo comparado com a visão de curto prazo.

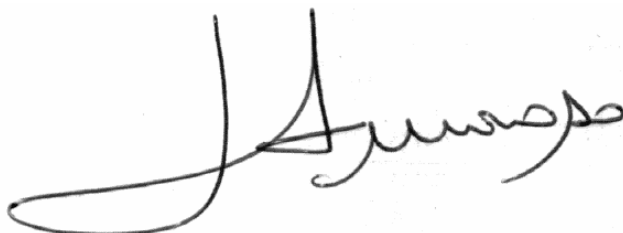
Não há conflito com a futura integração ao SIN.

O desenho final deve ser objeto de estudo por parte da EPE, e eventualmente contar com uma empresa interessada para os detalhamentos e documentos de referencia finais parte do certame.

Este eventual parceiro pode ser remunerado em suas atividades assim como os demais custos, pelos vencedores do(s) certame(s) a título de custo de outorga.

É possível identificar grupos e empresas com adequada expertise e eventual interesse neste sentido, tal como se verifica nos projetos e posteriores licitações de UHEs.

Anexo as 3 planilhas de cálculo utilizados nas mensurações e premissas aqui consideradas a título de contribuição.



LALCAM-MA Engenharia e Serviços Ltda  
Eng. Luiz A M Amoroso

Unidade	Estudo Roraima				CE	Tipo
	MWh	Mwmed	MWh/h	Diesel m3		
<b>Capital</b>						
Distrito	48.144	5,5		13.635	283	TE Diesel
Monte Cristo	30.223	3,5	<b>232,97</b>	8.553	283	TE Diesel
Novo Paraíso	31.534	3,6		8.924	283	TE Diesel
Floresta	26.628	3,0		7.536	283	TE Diesel
<b>Interior - Interligado</b>						
Alto Alegre	49.720	5,7	8,63	14.071	283	TE Diesel
Bonfim	58.702	6,7	12,71	16.613	283	TE Diesel
Caracarái	29.748	3,4	5,43	8.419	283	TE Diesel
Mucajaí	31.823	3,6	5,75	9.006	283	TE Diesel
Normandia	13.333	1,5	2,35	3.773	283	TE Diesel
Rorainópolis	98.936	11,3	7,57	27.999	283	TE Diesel
Subtotal BVA+interior	418.791	47,9	275,4	118.528		
<b>Interior Isolado</b>						
Pacaraima (CorpoElect)	7.461	0,9	1,61	2.111	283	Importação
<b>Interior Isolado Diesel</b>						
Vila Brasil	7.579	0,9	1,61	1.544	404	TE Diesel
Uiramutã	1.465	0,2	0,49	423	404	TE Diesel
Demais (23)	33.729	3,9	7,0	2.642	404	TE Diesel
<i>médio por unidade</i>	1.466	0,168	0,30	115		
<b>Subtotal</b>	<b>42.773</b>	<b>4,9</b>	<b>9,05</b>	<b>4.609</b>	<b>404</b>	<b>TE Diesel</b>

Balanco Energético	CP (MWh)	Mwmed	Importação	Mwmed
RR Capital	984.535	112	1.130.268	129
RR Interior	332.496	38	332.496	38
Capital -> Interior			282.262	32
<b>Carga Total</b>	<b>1.317.031</b>	<b>150</b>		

UFV (para equilibrio) **752 Mwp**

Consumo Total Diesel	m3	m3/dia	MW Geração Diesel + UFVproposta		
			Localidade	Mwinstal	UFV
BVA+interior	118.528	329	Alto Alegre	14	28,4
Isolados	4.609	13	Bonfim	20	33,5
Subtotal	123.137	342	Caracarái	8	17,0
Preço Diesel BVA	4,15		Mucajaí	9	18,2
Custo Anual - Diesel	511.019.156		Normandia	4	7,6
Custo Anual Co&m	6.156.857	50,00	Rorainópolis	15	56,5
Custo Anual - Importação	261.091.908			<b>70</b>	<b>161</b>
<i>R\$/Mwh</i>	231,00		Sistema BVA	233	590
<b>OPEX 5 anos</b>	<b>3.891.339.606</b>		Total	<b>303</b>	<b>752</b>
<b>UTE Disponibilidade 5a</b>	<b>757.425.000</b>				
<i>Premissa R\$/ano/MW</i>	500.000				

UFV + Baterias Capex		
R\$/MWP	3.800.000	
Total UFV	2.856.574.087	
Baterias	160.250.000	R\$
CAPEX Total	3.016.824.087	
Area Necessária	1.200	hec

Custo Operação UFV + Bat (5 anos)		
Energia UFV	300	1.975.546.500
Baterias	25.000.000	125.000.000
Outras	30.000.000	150.000.000
Total		2.250.546.500

Fatores críticos:

a) Fundiário

b) Licenciamento Ambiental

**Estudo de Atratividade UFV em RR - DCF (MR\$) - Determinação Preço Suprimento**  
**Projeto Solar - UFV Típica (cluster)**

Estudo de Investimento			BNDES	
EFV - Placas Fotovoltaicas	90,00	MW	Debt%	80%
Custo por MW instal	3,800	MRS/MW	TJLP	6,16%
CAPEX Total	342.000	MRS	Spread	1,20%
Produção Anual Esperada	149.164	MWh	Risco	0,50%
Produção 20 anos	2.983.287	MWh	Agente	1,50%
Fator de Capacidade (bruta)	20,0%		i deb	9,36%
TEIF	2%			
TEIP	2%			
FC%	18,9%			
Perdas Internas e CG	1,5%			

Data de Referência (ANO)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ano relativo		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IPCA		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Fator		100%	105%	110%	116%	122%	128%	134%	141%	148%	155%	163%	171%	180%	189%	198%	208%	218%	229%	241%	253%	265%

<b>Receita de Venda - Líquida</b>			44.573	46.802	49.142	51.599	54.179	56.888	59.732	62.719	65.855	69.148	72.605	76.235	80.047	84.049	88.252	92.665	97.298	102.163	107.271	112.634
R\$/MWh - 2018	295,37																					
Produção (MWh/ano)	149.164																					
Receita Bruta			46.262	48.575	51.004	53.554	56.232	59.043	61.995	65.095	68.350	71.767	75.356	79.123	83.080	87.234	91.595	96.175	100.984	106.033	111.335	116.901
PIS - COFINS - Lucro Presumido	3,65%		-1.689	-1.773	-1.862	-1.955	-2.052	-2.155	-2.263	-2.376	-2.495	-2.620	-2.750	-2.888	-3.032	-3.184	-3.343	-3.510	-3.686	-3.870	-4.064	-4.267

<b>Despesas Operacionais</b>			-9706	-10191	-10701	-11236	-11798	-12388	-13007	-13657	-14340	-15057	-15810	-16601	-17431	-18302	-19217	-20178	-21187	-22247	-23359	-24527
OPEX	8.550	3%	-8978	-9426	-9898	-10393	-10912	-11458	-12031	-12632	-13264	-13927	-14623	-15355	-16122	-16928	-17775	-18664	-19597	-20577	-21605	-22686
TFSEE	0,50%	231	-243	-255	-268	-281	-295	-310	-325	-342	-359	-377	-396	-415	-436	-458	-481	-505	-530	-557	-585	-614
PDSEE	1,00%	463	-486	-510	-536	-562	-590	-620	-651	-683	-718	-754	-791	-831	-872	-916	-962	-1010	-1060	-1113	-1169	-1227

<b>Lucro Tributável - Presumido</b>			46.262	48.575	51.004	53.554	56.232	59.043	61.995	65.095	68.350	71.767	75.356	79.123	83.080	87.234	91.595	96.175	100.984	106.033	111.335	116.901
Base Tributável (industrial)	8,00%		3.701	3.886	4.080	4.284	4.499	4.723	4.960	5.208	5.468	5.741	6.028	6.330	6.646	6.979	7.328	7.694	8.079	8.483	8.907	9.352
IRPJ	15,00%		-555	-583	-612	-643	-675	-709	-744	-781	-820	-861	-904	-949	-997	-1047	-1099	-1154	-1212	-1272	-1336	-1403
Adicional IRPJ	10,00%		-346	-365	-384	-404	-426	-448	-472	-497	-523	-550	-579	-609	-641	-674	-709	-745	-784	-824	-867	-911
CSLL	1,08%		-500	-525	-551	-578	-607	-638	-670	-703	-738	-775	-814	-855	-897	-942	-989	-1039	-1091	-1145	-1202	-1263

<b>Resultado LP após tributação</b>			44.861	47.103	49.457	51.928	54.524	57.249	60.110	63.114	66.269	69.581	73.059	76.710	80.545	84.571	88.798	93.237	97.897	102.791	107.929	113.325
-------------------------------------	--	--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------

<b>Fluxo de Caixa de Projeto</b>		-342000	35.155	36.911	38.756	40.692	42.726	44.861	47.103	49.457	51.928	54.523	57.248	60.110	63.114	66.268	69.581	73.058	76.710	80.544	84.570	88.798
Ano relativo	20	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Financiamento Price	14%	273600	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745	-30745
Taxa aa	9,4%																					
% Debt	80,0%																					
Índice cobertura			1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9

<b>Fluxo de Caixa Alavancado</b>		-68400	4.410	6.167	8.011	9.948	11.981	14.116	16.358	18.712	21.184	23.779	26.504	29.365	32.369	35.524	38.836	42.314	45.965	49.800	53.826	58.053
VPL (nominal)	8,00%	124.433																				
TIR (nominal aa/real aa)	20,00%	15,00%																				

*Esta remuneração equivale IPCA+10 LP*

Avaliação da Atratividade		
Energia Requerida Total	1.317.031	MWh/ano
Despesa Anual UFV	389.013.103	R\$/ano
Diesel + Importação /ano	772.111.064	R\$/ano

**Estudo Custo de Disponibilidade e Regulação Baterias 35/70MWh**  
**Projeto RR - Monte Cristo**

**Estudo de Investimento**

MWh capacidade	35,00	MW
Potência (MW)	70,000	MRS/MW
Custo USD/Mwh	900.000	USD
R\$/USD	3,50	
CAPEX	<b>160.250.000</b>	R\$
Baterias	110.250.000	R\$
SE Infraestrutura 230kV	50.000.000	R\$
Ciclos Diários	1	
% capacidade/Ciclo	65,0%	
Disponibilidade	95,0%	
Energia Regulação /ano	<b>7.889</b>	MWh/ano

**BNDES**

Debt%	65%
TJLP	6,16%
Spread	2,50%

**Receita - Preços**

RF	24.415	MRS/ano
Regulação	5,00	R\$/MWh

**Data de Referência (ANO)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ano relativo		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IPCA		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Fator		100%	105%	110%	116%	122%	128%	134%	141%	148%	155%	163%	171%	180%	189%	198%	208%	218%	229%	241%	253%	265%

**Receita de Venda - Líquida**

MRS/ano		24.740	25.977	27.275	28.639	30.071	31.575	33.154	34.811	36.552	38.379	40.298	42.313	44.429	46.650	48.983	51.432	54.004	56.704	59.539	62.516	
Receita Bruta Total	24.454	25.677	26.961	28.309	29.724	31.210	32.771	34.409	36.130	37.936	39.833	41.825	43.916	46.112	48.418	50.838	53.380	56.049	58.852	61.794	64.884	
Receita Fixa	24.415																					
Receita Regulação	39																					
PIS - COFINS - Lucro Presumido	3,65%		-937	-984	-1033	-1085	-1139	-1196	-1256	-1319	-1385	-1454	-1527	-1603	-1683	-1767	-1856	-1948	-2046	-2148	-2255	-2368

**Despesas Operacionais**

MRS/ano		-3770	-3958	-4156	-4364	-4582	-4811	-5052	-5304	-5570	-5848	-6140	-6447	-6770	-7108	-7464	-7837	-8229	-8640	-9072	-9526	
OPEX	3.205	2%	-3365	-3534	-3710	-3896	-4090	-4295	-4510	-4735	-4972	-5221	-5482	-5756	-6044	-6346	-6663	-6996	-7346	-7713	-8099	-8504
TFSEE	0,50%	128	-135	-142	-149	-156	-164	-172	-181	-190	-199	-209	-220	-231	-242	-254	-267	-280	-294	-309	-324	-341
PDSSE	1,00%	257	-270	-283	-297	-312	-328	-344	-361	-379	-398	-418	-439	-461	-484	-508	-534	-560	-589	-618	-649	-681

**Lucro Tributável - Presumido**

MRS/ano		25.677	26.961	28.309	29.724	31.210	32.771	34.409	36.130	37.936	39.833	41.825	43.916	46.112	48.418	50.838	53.380	56.049	58.852	61.794	64.884
Base Tributável (industrial)	8,00%	2.054	2.157	2.265	2.378	2.497	2.622	2.753	2.890	3.035	3.187	3.346	3.513	3.689	3.873	4.067	4.270	4.484	4.708	4.944	5.191
IRPJ	15,00%	-308	-324	-340	-357	-375	-393	-413	-434	-455	-478	-502	-527	-553	-581	-610	-641	-673	-706	-742	-779
Adicional IRPJ	10,00%	-181	-192	-202	-214	-226	-238	-251	-265	-279	-295	-311	-327	-345	-363	-383	-403	-424	-447	-470	-495
CSLL	1,08%	-277	-291	-306	-321	-337	-354	-372	-390	-410	-430	-452	-474	-498	-523	-549	-577	-605	-636	-667	-701

**Resultado LP após tributação**

MRS/ano		24.910	26.154	27.461	28.833	30.273	31.786	33.374	35.041	36.792	38.630	40.561	42.588	44.716	46.950	49.297	51.760	54.347	57.063	59.915	62.910	
<b>Fluxo de Caixa de Projeto</b>	MRS/ano	<b>-160250</b>	<b>21.140</b>	<b>22.196</b>	<b>23.305</b>	<b>24.469</b>	<b>25.691</b>	<b>26.974</b>	<b>28.322</b>	<b>29.737</b>	<b>31.222</b>	<b>32.782</b>	<b>34.420</b>	<b>36.140</b>	<b>37.946</b>	<b>39.842</b>	<b>41.833</b>	<b>43.923</b>	<b>46.118</b>	<b>48.423</b>	<b>50.843</b>	<b>53.384</b>
Ano relativo	20	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Financiamento Price	13,7%	104163	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420	-15420
% Debt	65,0%																					
Índice cobertura			1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5

**Fluxo de Caixa Alavancado**

MRS/ano		-56088	5.721	6.777	7.885	9.049	10.271	11.555	12.902	14.317	15.803	17.363	19.001	20.721	22.526	24.422	26.413	28.504	30.699	33.003	35.423	37.964
VPL (nominal)	8,00%	<b>88.838</b>																				
TIR (nominal aa/real aa)		<b>19,99%</b>	<b>14,99%</b>																			

*Esta remuneração equivale IPCA+10 LP*