

Universidade Federal do Pampa

Marnoon Poltozi Vargas

Prospecção de Potenciais de Geração Distribuída em Propriedades Rurais  
utilizando Geotecnologias e Metodologias Multicriteriais de Apoio à Decisão

Alegrete

2016



Marnoon Poltozi Vargas

**Prospecção de Potenciais de Geração Distribuída em  
Propriedades Rurais utilizando Geotecnologias e  
Metodologias Multicriteriais de Apoio à Decisão**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Mauricio Sperandio

Coorientador: José Wagner M. Kaehler

Alegrete

2016

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

V297p Vargas, Marnoon Poltozi

Prospecção de Potenciais de Geração Distribuída em  
Propriedades Rurais utilizando Geotecnologias e Metodologias  
Multicriteriais de Apoio à Decisão / Marnoon Poltozi Vargas.  
163 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa,  
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2016.

"Orientação: Mauricio Sperandio".

1. Geração Distribuída. 2. Geotecnologias. 3. Metodologia  
Multicriterial de Apoio à Decisão. I. Título.

**MARNOON POLTOZI VARGAS**

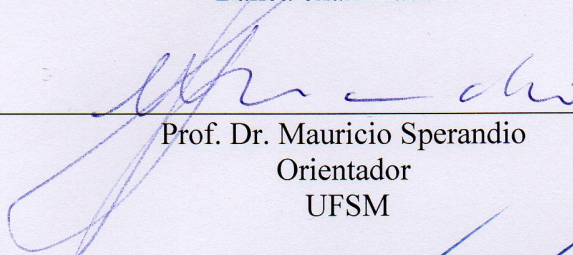
**PROSPECÇÃO DE POTENCIAIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM PROPRIEDADES  
RURAIS UTILIZANDO GEOTECNOLOGIAS E METODOLOGIAS MULTICRITERIAIS DE  
APOIO À DECISÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação  
Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção  
do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Modelagem e Otimização de  
Sistemas

Dissertação defendida e aprovada em: 12 de abril de 2016.

Banca examinadora:



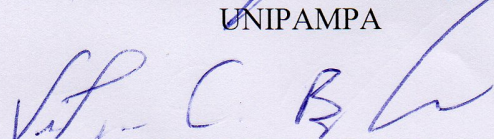
Prof. Dr. Mauricio Sperandio  
Orientador  
UFSM



Prof. Dr. José Wagner M. Kaehler  
Coorientador  
UNIPAMPA



Prof. Dr. Pedro Roberto de Azambuja Madruga  
UNIPAMPA



Prof. Dr. Vitor Cristiano Bender  
UNIPAMPA

A minha esposa Vanessa e meus filhos Vincenzo e  
Mikaella, que me deram todo apoio necessário para  
viver esta maravilhosa experiência. Aos meus pais  
Ivan e Fátima que me ensinaram o valor do trabalho,  
da dignidade e sensatez.

# Agradecimentos

Agradeço, antes de mais nada, pela oportunidade de estudar e desenvolver esta dissertação na cidade onde nasci, trabalhei e constitui família. Que no futuro nossa região seja ainda mais rica e próspera, refletindo as oportunidades de melhoria observadas nas pesquisas aqui apresentadas.

Agradeço à minha família por ter tolerado minha ausência durante estes anos, me incentivando a manter o foco em meus objetivos. A minha esposa Vanessa que sempre me apoiou nos momentos mais difíceis, e aos nossos filhos Vincenzo e Mikaella que tanto nos trazem alegria e foram seus companheiros nas minhas jornadas de estudo.

Agradeço ao Professor José Wagner Kaehler que desde a graduação me iluminou com suas ideias, pela energia transmitida junto com seus ensinamentos, e exemplo de determinação. Esteja certo de que a ampulheta estará em boas mãos, e que cada grão de areia gasto será muito bem valorizado.

Agradeço ao meu orientador Professor Mauricio Sperandio pela orientação à distância. Ao Professor Pedro Roberto Madruga pela importante colaboração sobre as geociências, e ao corpo docente do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), pelo esforço e dedicação com que mantêm as pesquisas.





# Resumo

A periódica situação de crise hidrológica pela qual passa o Sistema Elétrico Brasileiro valoriza a exploração de recursos renováveis como uma possível solução para a energização no meio rural. Isto porque sua exploração auxilia o sistema nos momentos de pico, pois tem viés de sustentabilidade. Por outro lado, esta opção permite ao investidor independência do sistema interligado, com uma redução nos custos de energia elétrica que pode ser incorporada aos lucros. No entanto, o planejamento do setor elétrico ainda encara a atuação pelo lado da demanda como ações isoladas e não integradas, diferentemente do que é realizado em países desenvolvidos.

Sistema de Informação Geográfica (SIG) e métodos multicriteriais de apoio à decisão podem ser utilizados para o planejamento energético e consequente identificação de locais propícios a receber investimentos em fontes renováveis. Isto porque a avaliação de recursos e requisitos energéticos, nos aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais são inerentemente espaciais.

Assim, esta dissertação visa apresentar uma metodologia de apoio à decisão, baseada em SIG, avaliação multicriterial e multiatores, que permita identificar as melhores áreas para o aproveitamento dos recursos energéticos e selecionar as tecnologias de micro e mini geração distribuída mais adequadas a estes locais, focando como exemplo o contexto rural próprio da Fronteira Oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

**Palavras-chaves:** Prospecção de Recursos Energéticos Renováveis, Sistema de Informação Geográfica, Métodos Multicriteriais de Apoio à Decisão.



# Abstract

Periodic situation hydrologic crisis now facing the Brazilian Electric System values the exploitation of renewable resources as a possible solution to power up in the countryside. This is because their operation helps the system in peak times, has bias of sustainability, on the other hand allows the investor independence of the interconnected system, with a reduction in electricity costs that can be incorporated into profits. However, the power sector planning also sees action on the demand side as isolated actions and not integrated, unlike what is done in developed countries.

Geographic Information System (GIS) and advanced methods of decision support can be used for energy planning and consequent identification of potential sites to receive investments in renewable sources. This is because the evaluation of resources and energy requirements in technical, economic, social and environmental aspects are inherently spatial.

Thus, this master thesis presents a decision support methodology, based on GIS, multi-criteria and multi-actor assessment, which will identify the best areas for the use of energy resources and select the micro technologies and mini distributed generation system, more appropriate to these sites, in a very rural setting of the West Border of the Rio Grande do Sul State, Brazil.

**Keywords:** Prospecting for Renewable Energy Resources, Geographic Information System, multicriteria methods of Decision Support.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Mudanças na Produção de Energia por Região no Cenário de Novas Políticas, 2012-2040. Fonte: World Energy Outlook 2014. . . . .	30
Figura 2 – Participação Mundial dos Combustíveis de Energia Primária no Cenário de Novas Políticas. Fonte: World Energy Outlook 2014. . . . .	30
(a) Em 2012 . . . . .	30
(b) Em 2040 . . . . .	30
Figura 3 – Propriedades cadastradas no SIGEF e Módulo Fiscal por município da Região Rural da Capital Regional de Santa Maria. Fonte: Elaboração baseada nos dados do SIGEF/INCRA . . . . .	42
Figura 4 – Produção Agrícola e Pecuária. Fonte: Elaboração baseada nos dados do IBGE (2015a). . . . .	43
Figura 5 – Distribuição de Pivôs, Armazéns e Capacidade de Armazenamento. Fonte:(CONAB, 2015), (GUIMARAES; LANDAU, 2014). . . . .	46
Figura 6 – Levantamento de Carga Elétrica nos transformadores do Sistema Integrado Nacional, em um dia do período de maior e menor demandas. Fonte: Adaptado de Kaehler et al.(2013). . . . .	47
Figura 7 – Levantamento de Carga Elétrica nos transformadores do Sistema Integrado Nacional, em um dia do período de maior e menor demandas. Fonte: Subestações ALE2, MBR, SBO2 URU5. . . . .	48
Figura 8 – Distribuição das conexões à Rede Elétrica através NR 482 por classe de consumo no Brasil em maio de 2015. Fonte: ANEEL. . . . .	49
Figura 9 – Histogramas de frequência por altitude das bacias da Região rural da CRSM. Fonte: Elaboração própria com base nas imagens Aster (METI/NASA, 2011). . . . .	51
(a) Bacia Butuí . . . . .	51
(b) Bacia Ibicuí . . . . .	51
(c) Bacia Ijuí . . . . .	51
(d) Bacia Piratini . . . . .	51
(e) Bacia Quaraí . . . . .	51
(f) Bacia Santa Maria . . . . .	51
(g) Bacia Turvo . . . . .	51
(h) Bacia Vacacaí . . . . .	51
Figura 10 –Bacias hidrográficas do Rio Grande do Sul. Fonte: Elaboração própria.	52
Figura 11 –Barragens da Região Rural CRSM. Fonte: Adaptado de ANA (2015). .	55

Figura 12	– Distribuição da velocidade do vento [m/s] a 100 metros de altura para o Estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de Camargo Schubert (2014).	58
Figura 13	– Distribuição do parâmetro de forma $k$ de Weibull. Fonte: Adaptado de Camargo Schubert (2014).	59
Figura 14	– Zoneamento Ambiental para empreendimentos eólicos do estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de FEPAM (2014b).	61
Figura 15	– Distribuição do recurso solar fotovoltaico sobre o Estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de Martins et al. (2007).	63
Figura 16	– Custos Solar Fotovoltaica. Fonte: Adaptado de Lazard (2015).	66
Figura 17	– Conceitos em que se baseiam os Sistemas de Informação Geográfica.	70
Figura 18	– Exemplos de tipos de imagens encontradas em Sistemas de Informação Geográfica.	71
	(a) Vetorial	71
	(b) Matricial ou <i>Raster</i>	71
Figura 19	– Aplicações SIG. Fonte: Elaboração Própria.	75
Figura 20	– Classificação dos atores do processo decisório. Adaptado de Enslin (2001).	79
Figura 21	– Métodos MCDA perante os aspectos de compensação e sustentabilidade. Adaptado de Polatidis (2006).	81
Figura 22	– Diagrama de desenvolvimento do método Electre I. Adaptado de Mays-tre et al. (1994).	83
Figura 23	– Metodologia de Avaliação. Fonte: Elaboração própria.	89
Figura 24	– Avaliação por demanda inteira. Fonte: Elaboração Própria.	98
Figura 25	– Avaliação da demanda por conjunto de edificações. Fonte: Elaboração Própria.	99
Figura 26	– Exemplos de recursos, serviços, equipamentos e energia útil encontradas na periferia, envoltória ou interior à edificação. Fonte: Adaptado de (KAEHLER, 1993).	100
Figura 27	– Combinando níveis diferentes de avaliações da demanda elétrica e energética. Fonte: Elaboração própria.	101
Figura 28	– Ações GLD. Fonte: Adaptado de Kaehler (1993).	102
Figura 29	– Níveis de potencial energético avaliado através da abordagem Top-Down. Fonte: Adaptado de Lopez et al. (2012).	103
Figura 30	– Avaliação teórica dos recursos. Fonte: Elaboração Própria.	105
	(a) Eólico	105
	(b) Solar Fotovoltaico	105
	(c) Hidráulico	105

Figura 31 –Diagrama de combinação de imagens para Sistemas Solar Fotovoltaicos. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	107
Figura 32 –Diagrama de combinação de imagens para Sistemas Eólicos. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	110
Figura 33 –Metodologia de Avaliação. Fonte: Elaboração própria. . . . .	115
Figura 34 –Localização da Propriedade Rural no Município de Alegrete. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	117
(a) Na Região Rural da CRSM . . . . .	117
(b) No 2 Distrito de Passo Novo . . . . .	117
Figura 35 –Localização da Rede Elétrica. . . . .	118
(a) Distribuição do Alimentador até a Propriedade Rural . . . . .	118
(b) Distribuição da demanda elétrica, localização dos pontos de entrega, e posição da micro central hidroelétrica . . . . .	118
Figura 36 –Consumo e demanda de energia elétrica através ponto de entrega 1 (a) e 2 (b), nos períodos de 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016. Fonte: Faturas de energia cedidas pela <i>PR</i> . . . . .	120
Figura 37 –Consumo de eletricidade através ponto de entrega 3, nos períodos de 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016. Fonte: Faturas de energia cedidas pela <i>PR</i> . . . . .	120
Figura 38 –(a) Imagem LandSat 8, imageada em 3 de março de 2015. (b) Resultado da classificação digital de imagem através QGis Plugin SCP. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	123
Figura 39 –Caminho Solar para a latitude 30° sul. Fonte: Oregon (2015). . . . .	124
Figura 40 –Fonte: Distâncias utilizadas para reduzir o efeito do sombreamento nos módulos solar fotovoltaicos. Elaboração Própria. . . . .	125
Figura 41 –Processamento de imagens para adequação de recurso solar fotovol- taico: (a) Com restrições máximas; (b) Com restrições mínimas. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	125
Figura 42 –Frequência dos ventos e energia gerada através Aerogerador ReDriven 10 kW. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	128
Figura 43 –Distribuição das torres para geração de energia eólica.Fonte: Elabora- ção Própria. . . . .	129
Figura 44 –Processamento de imagens para adequação de recurso eólico.Fonte: Elaboração Própria. . . . .	130
Figura 45 –Pontos propostos para avaliação multicritério dos recursos solar foto- voltaico e eólico. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	135
Figura 46 –(a) Previsão de energia elétrica solar fotovoltaica gerada por 150 kWp instalados. (b) Soma do consumo de energia dos três pontos de entrega durante os três períodos de medição. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	136

Figura 47	–. Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do Produtor Rural. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	139
Figura 48	–. Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do poder público. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	140
Figura 49	–. Resultado da simulação tendo em vista a ponderação da distribuidora de energia. Fonte: Elaboração Própria. . . . .	140
Figura 50	–. Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do <i>PR</i> . Fonte: Elaboração Própria. . . . .	141



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação fundiária brasileira através Módulos Fiscais - MF. . . . .	41
Tabela 2 – Potência instalada em operação, construção e outorgada no Rio Grande do Sul em 2015. Fonte: Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2011). . . . .	47
Tabela 3 – Classificação dos aproveitamentos hidrelétricos quanto à Potência Instalada. . . . .	52
Tabela 4 – Dados das barragens encontradas na Região Rural da CRSM. Fonte: Processado a partir de ANA (2015) e PROFILL/SEMA (2011). . . . .	53
Tabela 5 – Tipos de tecnologia Solar Fotovoltaicas mais comuns (PINHO; GALDINO, 2014). . . . .	65
Tabela 6 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque GLO . . . . .	91
Tabela 7 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque GLD . . . . .	93
Tabela 8 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque PIR . . . . .	96
Tabela 9 – Áreas restritas impostas a Propriedade Rural . . . . .	107
Tabela 10 – Restrições previstas pela Lei nº 12.651 (Código Florestal Brasileiro). . . . .	108
Tabela 11 – Dados de irradiação solar do Sundata e SWERA da cidade de Alegrete/RS [ $kWh/m^2/dia$ ]. . . . .	122
Tabela 12 – Áreas consideradas ambientalmente inadequadas para a utilização de recursos renováveis na <i>PR</i> . . . . .	122
Tabela 13 – Áreas marginais restritas impostas à <i>PR</i> para utilização de recursos renováveis. . . . .	123
Tabela 14 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Solar Fotovoltaico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros. . . . .	126
Tabela 15 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Eólico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros. . . . .	131
Tabela 16 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Hidráulico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros. . . . .	132
Tabela 17 – Custo da energia solar fotovoltaica para a <i>PR</i> , nos 8 pontos selecionados para avaliação multicritério, considerando a distância da rede elétrica mais próxima e produção agrícola. . . . .	136

Tabela 18 –Custo da energia eólica para a <i>PR</i> , nos 8 pontos selecionados para avaliação multicritério, considerando a distância da rede elétrica mais próxima e produção agrícola. . . . .	137
Tabela 19 –Matriz de Decisão . . . . .	138
Tabela 20 –Valores de densidade energética encontradas na <i>PR</i> por meio de avaliação <i>SIG</i> . Fonte: Elaboração Própria. . . . .	141

# Lista de abreviaturas e siglas

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Área de Preservação Permanente
AT	Adequação do Terreno
BEN	Balanco Energético Nacional
BFT	Bomba Funcionando como Turbina
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEL	Contribuição para a Economia Local
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRSM	Capital Regional de Santa Maria
ECO2	Emissão de $gCO_2$
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Instituto de Pesquisa de Sistemas Elétricos de Potência dos Estados Unidos
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GLO	Gerenciamento pelo Lado da Oferta
HSP	Horas de Sol Pleno
IBG	Índice de Bem estar Geral
IEA	Agência Internacional de Energia

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
IPH	Instituto de Pesquisas Hidráulicas
LCOE	Custo nivelado ou equalizado de energia
MDE	Modelo Digital de Elevação
NREL	Laboratório Nacional de Recursos Renováveis dos Estados Unidos da América
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento
OLADE	Organização Latino-americana de Desenvolvimento de Energia
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PIR	Planejamento Integrada de Recursos
PIRE	Planejamento Integrado de Recursos Energéticos
PR	Propriedade Rural
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RL	Reserva Legal
RN	Resolução Normativa
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SIGEF	Sistema de Gestão Fundiária do INCRA
SOSBAI	Sociedade Sul-Brasileira de Arroz Irrigado

# Lista de símbolos

$g$	Aceleração da gravidade
$a_i$ e $a_k$	Alternativa $i$ e alternativa $k$
$A01\dots A16$	Alternativas distribuídas na Propriedade Rural
$H_o$	Altura de referência da medição de velocidade do vento
$H$	Altura da medição de velocidade do vento
$t$	Ano de recebimento futuro
$A_{Mod}$	Área dos módulos solar fotovoltaicos
$A_{SF}$	Área ocupada por um Sistema Solar Fotovoltaico
$A_{Aero}$	Área ocupada por um aerogerador para que não ocorra sombreamento aerodinâmico
$\alpha$	Coefficiente de Hellman ou de fricção
$Z$	Comprimento da rugosidade do terreno
$C_{ij}$	Concordância entre as alternativas $a_i$ e $a_j$
$J^{+,=}$	Conjunto concordância
$A$	Conjunto de ações ou alternativas
$F$	Conjunto de critérios selecionados
$J^-$	Conjunto dos critérios em que $a_i$ é sobreposto pelo critério $a_k$
$d_{veto}$	Constante de veto de discordância
$c_{veto}$	Constante de veto de concordância
$Consumo_{fp}$	Consumo médio anual de energia elétrica fora de ponta
$j$	Critério $j$
$C_{O\&M\&T}$	Custo de Operação, Manutenção e uso da Terra
$C_{F,O\&M}$	Custo fixo de Operação e Manutenção
$C_{V,O\&M}$	Custo variável de Operação e Manutenção

$C_{F,T}$	Custo fixo pelo uso da terra
$TAR$	Custo da Tarifa da distribuidora
$C_{R,i}$	Custo de construção da rede elétrica
$C_{A,Cap}$	Custo anualizado de capital
$C_{Eq,i}$	Custo do equipamento $i$
$C_{Rep,i}$	Custo de recuperação do capital do equipamento $i$
$C(Energia)$	Custo da energia elétrica
$C(Demanda)$	Custo da demanda elétrica
$C_{Evitado}$	Custo evitado
$C_{Adquirido}$	Custo de aquisição dos equipamentos
$Dem$	Demanda média anual de eletricidade
$Dens_{Pot.Aero}$	Densidade de Potência por área ocupada por um Aerogerador
$Dens_{Energia.Aero}^T$	Densidade de energia de um aerogerador em um período de tempo $T$ por área ocupada para que não ocorra sombreamento aerodinâmico
$Dens_{Pot.SF}$	Densidade de potência de um Sistema Solar Fotovoltaico
$Energia_{SF}^T$	Densidade de energia de um Sistema Solar Fotovoltaico em um período de tempo $T$
$DM$	Dias do mês
$D$	Diâmetro rotórico do Aerogerador, formada pela área varrida pelas pás
$\delta_j$	Diferença entre o valor máximo e mínimo entre as alternativas de um critério $j$
$D_{ij}$	Discordância entre as alternativas $a_i$ e $a_j$
$\eta$	Eficiência global do conjunto de equipamentos
$E_A$	Energia gerada anualmente
$Energia_{SF}^{Mês}$	Energia mensal de um Sistema Solar Fotovoltaico
$Ene_{Aero}^T$	Energia gerada por um Aerogerador em um período $T$
$FA$	Fator de Amortização

$FRC$	Fator de Recuperação de Capital
$k$	Fator de forma
$c$	Fator de escala
$\Gamma$	Função matemática Gama ou Função Integral Diferencial
$f(v)$	Função estatística probabilidade de densidade de Weibull
$Max$	Função matemática máxima diferença
$I$	Investimento em energia renovável
$\rho$	Massa específica da água
$n$	Número de ações ou alternativas
$m$	Número de critérios
$T$	Período de tempo
$P_j$	Peso do critério $j$
$Pot_{Aero}$	Potência instalada de um Aerogerador
$Pot_v$	Potência instantânea de um Aerogerador à velocidade do vento $v$
$Pot_{SF}$	Potência Solar Fotovoltaica
$Pot_{SF}$	Potência de pico de um Sistema Solar Fotovoltaico
$P_i$	Potência instalada ou de pico do $i$ -ésimo equipamento
$P_{Hidro}$	Potência hidráulica demandada
$Pot_B$	Potência Bruta
$P01...P08$	Pontos escolhidos na Propriedade Rural
$Pot$	Potência extraível do vento
$E$	Previsão de energia gerada pelo recurso renovável
$h_B$	Queda bruta
$Receita_{VP}$	Receita do Valor Presente
$Receita_{VF}$	Receita do Valor Futuro
$P^{+,=}$	Soma dos pesos das alternativas concordantes

$P$	Soma de todos os pesos dos critérios
$u$	Taxa de juros descontada pela instituição financeira
$d$	Taxa de desconto
$r_i$	Taxa de juros paga por instituição financeira
$TGH$	Tempo de Geração da Hidrelétrica
$n_i$	Tempo de vida útil do equipamento
$Q$	Vazão hídrica
$Q_{Turb}$	Vazão da turbina
$v$	Velocidade do vento
$\bar{v}$	Velocidade média do vento
$v_o$	Velocidade de referência do vento
$Vol_{Arm}$	Volume armazenado
$Vol_{Adq}$	Volume recebido pela precipitação



# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>29</b>
1.1	Objetivos	31
1.2	Justificativa	31
<b>2</b>	<b>Planejamento Energético</b>	<b>33</b>
2.1	Introdução	33
2.2	Planejamento pelo Lado da Oferta e pelo Lado da Demanda	33
2.3	Planejamento Integrado de Recursos	37
2.4	Redes Elétricas Inteligentes	39
<b>3</b>	<b>Recursos e Requisitos Energéticos em Propriedades Rurais</b>	<b>41</b>
3.1	Introdução	41
3.2	Interação entre propriedade rural e espaço físico	41
3.3	Requisitos Energéticos	44
3.4	Recursos Energéticos	46
3.4.1	Hidráulica	50
3.4.1.1	Aspecto Técnico	50
3.4.1.2	Aspecto Econômico	54
3.4.1.3	Aspecto Socioambiental	54
3.4.2	Eólica	56
3.4.2.1	Aspecto Técnico	56
3.4.2.2	Aspecto Econômico	60
3.4.2.3	Aspecto Ambiental	60
3.4.2.4	Aspecto Social	62
3.4.3	Solar	62
3.4.3.1	Aspecto Técnico	62
3.4.3.2	Aspecto Econômico	66
3.4.3.3	Aspecto Ambiental	66
3.4.3.4	Aspecto Social	68
<b>4</b>	<b>Ferramentas de Apoio à Decisão</b>	<b>69</b>
4.1	Introdução	69
4.2	Sistemas de Informação Geográfica	69
4.2.1	Conceitos	69
4.2.2	Características	69
4.2.3	Softwares SIG	72

4.2.4	Camadas Vetoriais utilizadas . . . . .	72
4.2.5	Camadas Raster utilizadas . . . . .	73
4.2.6	Aplicações do SIG na Prospecção de Potenciais Energéticos . . . . .	75
4.3	Métodos Multicriteriais de Apoio à Decisão . . . . .	77
4.3.1	Classificação dos Métodos . . . . .	79
4.3.2	Escolha e características do método . . . . .	82
4.3.3	Desenvolvimento do Método Electre I . . . . .	82
4.3.4	Características dos Critérios . . . . .	85
<b>5</b>	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>87</b>
5.1	Introdução . . . . .	87
5.2	Planejando o Investimento . . . . .	87
5.3	Identificação dos Decisores e Enfoques do Planejamento . . . . .	88
5.3.1	Enfoque do Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO) . . . . .	89
5.3.2	Enfoque pelo Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) . . . . .	91
5.3.3	Enfoque Planejamento Integrado de Recursos - PIR . . . . .	94
5.4	Formas de Avaliação dos Requisitos Energéticos . . . . .	95
5.4.1	Avaliação da demanda inteira da propriedade rural . . . . .	97
5.4.2	Avaliação da demanda por Conjunto de Edificações . . . . .	98
5.4.3	Avaliação da demanda por Edificação . . . . .	99
5.4.4	Avaliação Mista . . . . .	101
5.4.5	Ações de GLD . . . . .	101
5.5	Identificação dos Recursos Energéticos . . . . .	103
5.5.1	Avaliação Teórica . . . . .	104
5.5.2	Avaliação Técnica . . . . .	106
5.5.3	Avaliação Econômica . . . . .	110
5.6	Avaliação Multicriterial de Apoio à Decisão . . . . .	113
<b>6</b>	<b>Estudo de Caso . . . . .</b>	<b>115</b>
6.1	Introdução . . . . .	115
6.2	Contexto regional e local . . . . .	116
6.3	Avaliação dos Requisitos Energéticos . . . . .	116
6.4	Avaliação dos Recursos Energéticos . . . . .	119
6.4.1	Recurso Solar Fotovoltaico . . . . .	121
6.4.2	Recurso Eólico . . . . .	127
6.4.3	Recurso Hidráulico . . . . .	130
6.5	Avaliação Multicriterial . . . . .	132
6.5.1	Critérios para o Método Electre I . . . . .	133
6.5.2	Avaliação no Enfoque GLD . . . . .	134
6.6	Resultados . . . . .	139

6.6.1	Avaliação dos Decisores . . . . .	139
6.6.2	Conjunto Solução . . . . .	141
<b>7</b>	<b>Considerações Finais . . . . .</b>	<b>143</b>
7.1	Introdução . . . . .	143
7.2	Avaliação da Metodologia . . . . .	143
7.3	Trabalhos Futuros . . . . .	145
7.4	Conclusões . . . . .	146
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>147</b>
	<b>ANEXO A Código Electre I . . . . .</b>	<b>159</b>



# 1 Introdução

A geração de energia elétrica renovável e a eficiência energética têm sido identificadas como estratégicas para o desenvolvimento da humanidade. Se por um lado essa tendência tem como justificativa global as mudanças climáticas e o contínuo crescimento da demanda de energia, principalmente a elétrica, por outro têm-se milhões de pessoas sem acesso à eletricidade, que é considerada hoje indispensável para a maioria das atividades diárias. Esse paradigma indica que embora as tecnologias venham se desenvolvendo rapidamente, os esforços em planejar e gerenciar o uso destes recursos ainda são falhos.

No 5º relatório de avaliação apresentado pelo IPCC<sup>1</sup> os estudos apontam que as mudanças climáticas são decorrentes da ação do homem, que levarão a um aumento da temperatura média do planeta em até 4,8°C e conseqüentemente a elevação do nível do mar em 82 cm até o ano de 2100 (STOCKER et al., 2014). Em decorrência disto a área dos continentes seria reduzida e a densidade demográfica elevada, fazendo com que locais propícios a cultivo de alimentos sejam ainda mais cobiçados e os recursos energéticos devam ser aproveitados ao máximo.

Paralelamente, a IEA<sup>2</sup> em sua publicação *World Energy Outlook 2014*, afirma que o crescimento mundial de energia se dará mais rapidamente do que nas décadas passadas, a uma taxa estimada de 37% até o ano de 2040 (BIROL et al., 2014, p. 53). A maior parte deste crescimento viria da China, Índia, Oriente Médio e do Sudeste Asiático, por estarem em pleno desenvolvimento econômico. Os derivados do petróleo como o óleo combustível, o carvão e o gás natural são os recursos energéticos predominantes para a maioria dos países<sup>3</sup> do planeta, e a previsão é que percam espaço para as renováveis (Fig.1).

O crescimento do consumo de petróleo, que segundo projeções se elevará dos atuais 93 para 104 milhões de barris por dia até 2040, acontecerá mais lentamente do que avaliações anteriores devido as medidas políticas de melhoria da eficiência energética. Com isto, a participação dos combustíveis de energia primária ficará mais equilibrada conforme é mostrado na Fig. 2, porém, ainda dependente de combustíveis fósseis.

Já a previsão para o aumento da demanda de energia elétrica mundial é estimada em 23% até 2040, em todas as regiões do planeta com crescimento em todos os setores (BIROL et al., 2014, p. 204). A eletricidade por prover energia para a maioria dos serviços energéticos com baixo desperdício e emissões no local de uso, é a preferida dos consumidores. Atualmente, a popularização de fontes intermitentes como aerogeradores e

<sup>1</sup> Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas

<sup>2</sup> Agência Internacional de Energia (do inglês International Energy Agency)

<sup>3</sup> Principalmente para os países participantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)

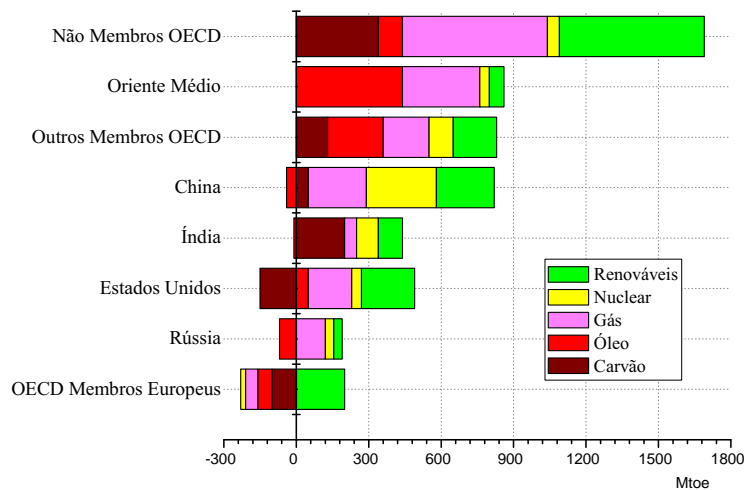


Figura 1 – Mudanças na Produção de Energia por Região no Cenário de Novas Políticas, 2012-2040. Fonte: World Energy Outlook 2014.

equipamentos solar fotovoltaicos, evidam esforços para aumentar a disponibilidade deste vetor energético, fazendo com que parte dos consumidores migrem para estas soluções, deixando de utilizar a energia elétrica proveniente de fontes primárias não renováveis.

Estas fontes de energia são vistas como soluções parciais para os problemas climáticos e energéticos tendendo a aumentar sua participação na matriz elétrica brasileira, que possui uma oferta interna bruta de 58,9% de recursos energéticos não-renováveis e 41,1% renováveis, sendo uma das matrizes de energia considerada mais limpas segundo o Balanço Energético Nacional - BEN (EPE, 2014b, p. 38).

No entanto, mesmo dispondo de uma matriz limpa, o Brasil sofre pela elevada dependência dos recursos hídricos que alcançou em 2014 com uma participação de 63,2% entre suas fontes de eletricidade (EPE, 2015a, p. 59).

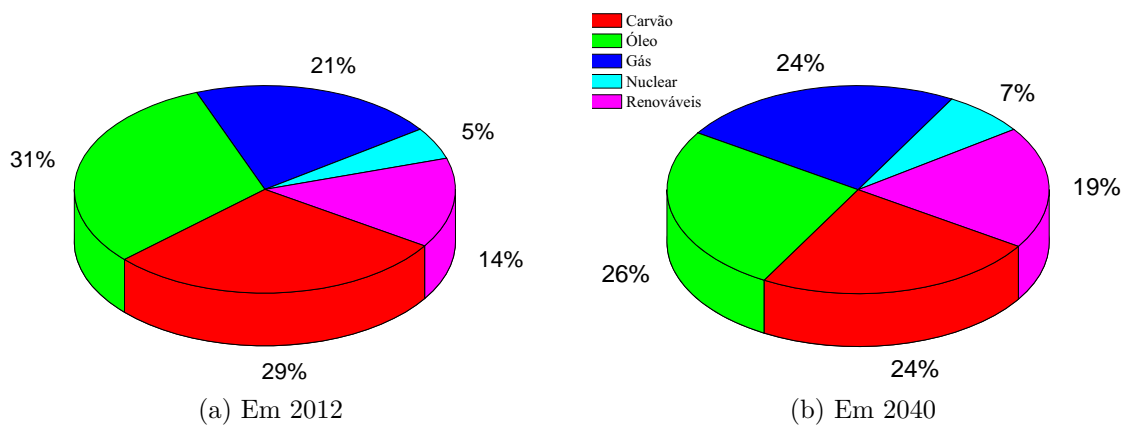


Figura 2 – Participação Mundial dos Combustíveis de Energia Primária no Cenário de Novas Políticas. Fonte: World Energy Outlook 2014.

A política energética brasileira de incentivo à geração descentralizada somente começou a tomar forma em 2012 com a opção de acumulação na rede do excedente produzida pelos pequenos produtores. Isto vem sendo largamente dificultado pelas concessionárias que vêm prejuízos nesta opção energética.

Na percepção do consumidor de energia, a eficiência energética e a geração descentralizada se apresentam como ótimas formas de economia, possibilitando independência dos grandes sistemas elétricos interligados.

## 1.1 Objetivos

O objetivo desta dissertação de mestrado é o desenvolvimento de uma metodologia de planejamento e de apoio à decisão passível de aplicação aos recursos energéticos encontrados em propriedades rurais particularmente na Fronteira Oeste, de forma a quantificar os benefícios técnico, econômico, ambiental e social, de maneira integrada ao suprimento por parte da concessionária.

Alguns objetivos intermediários foram identificados como essenciais para o profícuo resultado deste trabalho, entre eles:

- Perceber e definir os diversos conceitos e métodos matemáticos envolvidos na concepção do trabalho;
- Reconhecer quais dados da dimensão técnica, econômica, financeira, social e ambiental devem possuir relativa influência na escolha da metodologia implementada;
- Avaliar a metodologia, os resultados esperados e fazer os ajustes necessários no modelo de apoio à decisão.

## 1.2 Justificativa

O trabalho desenvolvido mostra-se de essencial importância justamente por buscar viabilizar uma otimização do uso dos recursos elétricos e não elétricos, identificando dentro das particularidades de cada propriedade o que pode ser explorado de forma técnica e econômica. Tem sua base teórica nos princípios e procedimentos do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD<sup>4</sup>) e o Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIRE<sup>5</sup>), propiciando estabelecer uma comparação com o sistema convencional, apontando os prós e os contras das duas sistemáticas. Em sua estruturação usará como base de dados o Sistema de Informação Geográfica, que possibilitará o estudo de uma única propriedade ou de um conjunto, facilitando a interação entre propriedades rurais e concessionária.

<sup>4</sup> Tradução livre do inglês: Demand Side Management - DSM.

<sup>5</sup> Integrated Energy Resources Planning - IERP

A região escolhida para aplicação prática é o meio rural da Fronteira Oeste do Rio Grande do Sul, que possui características meteorológicas amplas, considerável e elevada sazonalidade de carga, com problemas de flutuação de tensão, entre outros. Nela se encontram os maiores latifúndios do Estado Gaúcho, com predominância no setor agropecuário, com baixa industrialização, sendo o agronegócio predominante. Neste contexto a concessionária de energia enfrenta dificuldades em atender as cargas concentradas através de longas redes elétricas de distribuição, que possuem um fator de carga anual<sup>6</sup> muito reduzido.

---

<sup>6</sup> Razão entre as demanda média e a demanda máxima anual.



## 2 Planejamento Energético

### 2.1 Introdução

Este capítulo disserta a respeito das formas de planejamento que podem ser adotadas pelo sistema de distribuição, identificando as origens, os motivos de sua existência, as diferenças entre sistemas e o que se projeta para o futuro próximo com a chegada das redes elétricas inteligentes.

### 2.2 Planejamento pelo Lado da Oferta e pelo Lado da Demanda

O Planejamento e a implementação de programas de gerenciamento pelo Lado da Demanda, se desenvolveram conceitualmente em meados de 1970, junto a crise do petróleo, com a finalidade de promover alterações no perfil e na magnitude da curva de carga fazendo com que se reduzissem os custos com eletricidade. Embora possua ações e consequências lógicas a muito tempo conhecidas, sua definição somente foi delineada quando a eletricidade passou a custar caro em função do preço dos combustíveis derivados de petróleo.

No processo histórico de planejamento dos sistemas elétricos de potência, a implantação de grandes centrais de energia e extensas linhas de transmissão foram as maiores preocupações dos governos. Neste processo a preferência do uso da eletricidade em determinados horários pela maior parte dos usuários originou o problema de pico de demanda que poderia ser resolvido de dois modos: elevando a capacidade de geração de ponta e consequentemente a capacidade de transmissão das redes elétricas; ou forçando direta ou indiretamente a mudança deste comportamento. De acordo com Stoff (2002), o mercado de eletricidade até a crise do petróleo havia se desviado do padrão previsto pela teoria econômica pelos seguintes motivos: pelos consumidores estarem desconectados do mercado, ou seja, a eletricidade ser demasiadamente barata; e os custos da oferta violarem a competição econômica. Segundo Lampropoulos et al. (2013) isto fez com que especialistas da época avaliassem que seria mais caro reduzir a demanda por eletricidade do que aumentar o suprimento pela expansão da capacidade de geração. Com o advento da crise, o aumento dos custos foi inevitável e este quadro se reverteu, dando início a programas focados na redução da demanda e da energia.

Um dos primeiros autores a abordar o assunto foi Clark W. Gellings no início da década de 80, que além de definir este tipo de planejamento abordou as diversas formas de conservação de energia que levariam uma concessionária a obter vantagens, como a

redução de custos, melhoria no fluxo de caixa e manutenção da viabilidade da concessionária como um negócio (GELLINGS; CHAMBERLIN, 1992). Gellings cita que os programas GLD foram entrando no planejamento estratégico das concessionárias lentamente ao mesmo tempo que as organizações vinculadas a indústria dos Estados Unidos percebiam a importância da administração da demanda elétrica. Com isso a *Power and Energy Society* da IEEE<sup>1</sup> formou uma força tarefa em 1978 para disseminar e coordenar as atividades relativas ao planejamento da demanda. Atualmente, estes trabalhos continuam a ser realizados pelo comitê *IEEE PES System Planning and Implementation* (PSPI) com seis grupos de trabalho, sendo que o grupo de Planejamento de Sistemas Integrados de Clientes Inteligentes (do inglês IICSP<sup>2</sup>) atua na identificação de aplicações de tecnologias no contexto do GLD, focando as Redes Elétricas Inteligentes.

Na Europa também é fortemente presente a opção GLD, onde a OCDE dispõe de um Grupo de trabalho específico.

Os atributos peculiares aos programas GLD normalmente vêm acompanhados de diferentes vantagens para as concessionárias e para os clientes. Os tipos mais comuns de programas que são praticados internacionalmente pelas concessionárias são:

- Através Controle Direto de Carga, em que a concessionária determina as cargas a serem desconectadas ou reduzidas, conforme condições especificadas em um contrato de interrupção com o consumidor:
  - Controle direto de carga através de interrupções - são oferecidos normalmente a pequenos clientes residenciais e comerciais;
  - Como recurso de capacidade - onde se possa fazer reduções de carga pré-especificadas quando surgir contingências no sistema. Este tipo de programa é aplicado aos consumidores de médio e grande porte;
  - Com serviço de regulação - em que a demanda aumenta ou diminui em resposta a um sinal enviado pela concessionária em tempo real.
- Através Controle Indireto de Carga, onde o próprio consumidor remaneja sua demanda em resposta aos sinais de preço gerados pela concessionária:
  - Como resposta a eventos de emergência - desconto dado durante o período de tempo de uma emergência sinalizada remotamente pela concessionária para aquelas cargas que reduzirem seu consumo;
  - Com preço diferenciado na ponta - tarifa que varia no horário de ponta de acordo com o mercado de energia, sendo esta variação comunicada ao cliente antecipadamente de algumas horas;

<sup>1</sup> Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

<sup>2</sup> Integrated Intelligent Customer System Planning

- Com precificação em tempo real - taxa e estrutura de preços em que a eletricidade varia de hora em hora ou mais vezes, refletindo as mudanças no mercado atacadista, sendo que estes sinais são enviados aos clientes com horas ou dias de antecedência;
  - Com incentivos na tarifa de transmissão - descontos dados na tarifa de transmissão de eletricidade para aqueles clientes de maior porte que reduzirem a carga durante os horários de pico;
  - Pela tarifa tempo - tarifa em que os preços variam no período de tempo, sendo tanto sazonais como diárias. Reflete a média do custo da geração e transmissão da energia durante estes períodos.
- Por meio de tarifas incentivadas sem a sinalização da concessionária:
    - Oferta de demanda e recompra - é um mecanismo que permite ao cliente ofertar a concessionária parte da demanda não utilizada. Este sistema dá incentivos ao consumidor para reduzir sua carga ou mesmo disponibilizar o que não é usado;
    - Descontos no horário de pico - tal como o sistema horo-sazonal brasileiro;
  - Reserva girante - é o recurso de geradores sincronizados a rede e em condições de entrarem em operação no período de poucos minutos, fornecendo soluções de energia e balanço para o sistema dado um evento considerado emergencial;
  - Reserva não girante - diz respeito a geração pelo lado da demanda que se encontra desconectada do sistema, que está disponível e pode entrar em operação em um curto período de tempo;
  - Micro e mini geração distribuída - geração provida principalmente por recursos solar térmico, fotovoltaico e eólico, podendo ser proveniente de outros recursos como hidráulica, de biomassa ou biogás;
  - Eficiência Energética - pela otimização do uso dos recursos energéticos. Pelo lado da demanda através dos processos produtivos e serviços energéticos de usos finais, e pelo lado da oferta de energia pela complementação dos recursos energéticos;
  - Armazenamento de energia - através de baterias, armazenamento térmico, volantes de inércia, etc.

No Brasil programas de gerenciamento pelo lado da demanda iniciaram suas atividades desde muito cedo, embora não tenha avançado tanto como nos demais países. Com 45% de participação do petróleo no suprimento de energia primária nacional em 1973 (LEITE, 2007), sendo que deste percentual mais de 75% era importado, o país não pode

evitar que sua dívida externa se tornasse extremamente elevada. Em grave crise, o Brasil investiu no Programa Nacional do Álcool, e na área da energia elétrica em 1975 com o primeiro seminário sobre conservação de energia, organizado pelo Grupo de Estudos sobre Fontes Alternativas de Energia - GEFAE - que contou com o apoio do Ministério de Minas e Energia (EPE, 2007).

Em 1984 é estruturado o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial (INMETRO), que promoveu a articulação entre governo e fabricantes de equipamentos, objetivando prover informações aos consumidores para permitir selecionar os produtos de maior eficiência em relação ao consumo de energia. O Ministério de Minas e Energia baseado nesta iniciativa decidiu organizar dois programas de abrangência Nacional sobre eficiência energética. Em dezembro de 1985 o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), e em 1991 o Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e Gás Natural (CONPET).

O programa de conservação nos primeiros anos se caracterizou pela restrita orientação aos consumidores residenciais, do comércio, indústria e setor público, para despertar a consciência sobre o desperdício e o uso racional. De 1990 a 1993, se expandiu para aprimorar competências técnicas em cursos e projetos e após, em colaboração com o PBE passou a orientar os consumidores, no ato da compra, através do SELO PROCEL DE ECONOMIA DE ENERGIA, indicando os produtos que apresentam os melhores níveis de eficiência energética dentro de categorias, estimulando a fabricação e a comercialização de produtos mais eficientes.

Com o passar dos anos o PROCEL ampliou ainda mais sua atuação com a criação de subprogramas, como por exemplo:

- Edifica - eficiência energética nas edificações;
- EPP - eficiência nos Prédios Públicos;
- Indústria - eficiência dirigida ao setor industrial;
- RELUZ - relacionado a Iluminação Pública;
- GEM - com a gestão de energia no municípios;
- SANEAR - eficiência no Saneamento Ambiental.

Atualmente, houve por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o estabelecimento de regras para a conexão da micro e mini geração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, demonstrando uma forte retomada nos programas de GLD. A Resolução Normativa (RN) da ANEEL nº 482 e sua alteração de nº 517, ambas de 2012,

estipulam o sistema de compensação de eletricidade no qual o cliente consumidor cede a título de empréstimo gratuito a concessionária o excedente da energia ativa não utilizada, passando o cliente a ter direito a créditos em sua fatura.

Se a manifestação de incentivar a geração distribuída junto ao consumidor cativo já demonstrava um novo caminho na busca por um sistema elétrico inteligente e preocupado com o cliente, a Tarifa Branca monômnia veio a confirmar este desejo. A Tarifa Branca juntamente com o sistema de sinais sazonais ou Bandeiras Tarifárias Verde, Amarela e Vermelha, tiveram ampla divulgação por meio das Audiências Públicas da ANEEL desde 2010. A Tarifa Branca sinaliza a variação do valor da eletricidade conforme a hora e o dia do consumo, sendo aplicada a todos os consumidores de baixa tensão. Nos dias úteis o valor da energia varia em três horários distintos: horário de ponta, intermediário e fora de ponta. Nos finais de semana e feriados somente haverá um valor o fora de ponta.

Já as Bandeiras Tarifárias sinalizam o custo da geração de energia do sistema integrado nacional. As cores do verde, amarelo e vermelho passarão os custos do mais barato ao mais caro respectivamente, sendo a avaliação da vigência da bandeira realizada a cada mês civil.

A modalidade tarifária horária Branca e as Bandeiras Tarifárias já são previstas nos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL (PRORET), podendo ser identificadas como um programa de GLD de controle indireto de carga. Entretanto, em decorrência da falta de equipamentos de medição adequados e à preços competitivos a Tarifa Branca vem tendo sua implantação efetiva protelada.

## 2.3 Planejamento Integrado de Recursos

De acordo com Masters (2004, p. 291) na década de 80 as agências reguladoras do setor elétrico perceberam que a conservação da energia poderia ser vista como uma fonte comparável as tradicionais usinas. Isto deu origem ao processo do Planejamento Integrado de Recursos (PIR ou IRP<sup>3</sup>) ou como também é conhecido planejamento ao menor custo (LCP<sup>4</sup>). Com o passar do tempo as distribuidoras estadunidenses foram desenvolvendo programas que permitissem ao consumidor ter o mesmo serviço energético com menos eletricidade e menor preço. A estes programas foi dado o nome de *DSM*.

O conceito de PIR de acordo com o proposto por Jannuzzi e Swisher (1997), se refere a um “contexto de planejamento em que se permite o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de Gerenciamento do Lado da Demanda, com a finalidade de melhorar o uso da energia ”. Isto implica em um processo de planejamento que tenta encontrar uma combinação ótima de medidas que permite a minimização de

<sup>3</sup> Do inglês *Integrated Resources Planning*

<sup>4</sup> Do inglês *Least-Cost Planning*

custos, tanto para a concessionária quanto para a sociedade e meio ambiente que usa os serviços de eletricidade. Udaeta (1997) por sua vez define o *PIR* como um planejamento voltado para o melhor estabelecimento e alocação de recursos, implicando:

- Procurar o uso racional dos serviços de energia;
- Considerar a conservação de energia como recurso energético;
- Utilizar o enfoque dos “usos finais” para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação;
- Promover o planejamento com maior eficiência energética e adequação ambiental;
- Realizar a análise de incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos.

Comparativamente o *PIR* pode ser considerado como um antecessor às redes inteligentes visto que possuem uma sobreposição em boa parte dos princípios e objetivos, sendo diferenciada principalmente pela aplicação de tecnologias de telecomunicações, de informação e pelo nível elevado de monitoramento e controle. Embora não tenha sido encontrada nenhuma citação que compare diretamente os dois grupos conceituais, e que as redes elétricas inteligentes não visem diretamente a minimização de custos ambiental e social, as Redes Elétricas Inteligentes são capazes de desenvolver estes benefícios.

Como a própria definição retrata, excetuando-se os casos em que o consumidor é livre, o *PIR* é composto por dois agentes diretamente interessados em gerenciar a energia elétrica: a concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica; e o consumidor cativo.

A concessionária tradicionalmente exerce sua gerência de duas formas:

- Pelo Lado da Demanda - por meio da promoção de mudanças no uso de eletricidade, seja forçando uma alteração do comportamento do usuário pela estipulação de modalidades tarifárias diferenciadas, seja pelo estímulo de equipamentos mais eficientes, ou por outros métodos já apresentados.
- Do Lado da Oferta - pela caracterização dos requisitos elétricos, pela projeção do crescimento da demanda, determinando onde será realizado os investimentos de expansão do sistema, de forma a atender a demanda ao mínimo custo global.

A gerência do consumidor com relação ao uso também pode ser exercida de duas formas diferentes:

- Pela escolha da demanda - em que o usuário, pelo seus requisitos energéticos de trabalho ou conforto, escolhe o equipamento a ser utilizado e o período de uso;
- Pela escolha da oferta- determinando os recursos energéticos que poderão suprir sua demanda, seja ela proveniente da distribuidora, da cogeração, de energia eólica, solar, biomassa ou hidráulica, existente em sua propriedade.

## 2.4 Redes Elétricas Inteligentes

Alguns autores como Gellings (2009), caracterizam uma Rede Elétrica Inteligente (*Smart Grid*) como um rede que se utiliza de um vasto conjunto de sensores, comunicações, forte habilidade computacional e de controle para funcionalidades na distribuição da energia. Já Sioshansi (2011) afirma que as Redes Elétricas Inteligentes seriam sistemas tecnológicos complexos, onde hardware e software, comunicações, e controle estariam reunidos para fornecer flexibilidade e adaptabilidade a rede se antecipando as mudanças futuras, incluindo as tecnologias conhecidas e aquelas não criadas.

Para o Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica Americano, a *Electrical Power Institute Research - EPRI*, a definição é mais ampla, conceituando como: “Uma matriz integrada de tecnologias, dispositivos e sistemas que proporcionem e utilizem informações digitais, comunicações e controle para otimizar a eficiência, a confiabilidade, proteção e segurança na entrega da eletricidade” (EPRI, 2010).

Entre tantas oportunidades que são citadas pelo EPRI, as redes Redes Elétricas Inteligentes permitirão a integração da medição sincronizada fasorial, o uso de cabos supercondutores, avançada proteção de relés e transmissão de alta tensão em corrente contínua, religadores automatizados, controle de tensão e reativos, subestações de armazenamento, sistema autônomo de resposta à demanda, aplicações inteligentes residenciais, o uso de veículos híbridos e elétricos, geração distribuída (GD), entre outros.

O *EPRI* ainda afirma que existem sete características principais que tem sido identificadas para descrever os atributos que uma rede deste tipo pode ter. São elas:

1. Propiciar meios de acomodar todas as opções de geração distribuída, renovável ou não, e as formas de armazenamento;
2. Otimizar ativos<sup>5</sup> e operar eficientemente;
3. Prover qualidade à energia;

---

<sup>5</sup> Dar um rendimento ótimo aos bens e patrimônios do agente proprietário e concessionário.

4. Resistir a ataques ao sistema de comunicação e computacional que esteja em rede;
5. Restauração autônoma da rede e a correção automática perante falhas;
6. Motivar e incluir o consumidor como um agente ativo do sistema de inteligência;
7. Permitir flexibilidade na produção e comercialização da energia com uma maior abertura do mercado.

O objetivo de incluir os conceitos de Redes Elétricas Inteligentes neste trabalho é o de desenvolver um apoio decisório apto a operar neste contexto, sem restrições principalmente às novas tecnologias de controle e monitoramento de demanda, e as normativas da agência reguladora do setor elétrico.



## 3 Recursos e Requisitos Energéticos em Propriedades Rurais

### 3.1 Introdução

Os recursos naturais não são distribuídos de forma uniforme sobre a Terra, logo diferentes áreas podem suportar diferentes desenvolvimentos socioeconômicos. Com os recursos energéticos ocorre o mesmo, determinadas áreas oferecem maiores recursos energéticos que outras, devido a diferentes fatores geográficos e climáticos. Neste capítulo serão discutidas as interações entre propriedade rural e o contexto físico, decorrentes das atividades econômicas da região de estudo, seguido da caracterização de ambos e do dimensionamento dos requisitos e dos recursos energéticos possíveis de serem aproveitados.

### 3.2 Interação entre propriedade rural e espaço físico

As propriedades rurais do Brasil são classificadas em Módulos Fiscais que são unidades de medida agrária variáveis, fixadas por município. O seu valor é atribuído pelo INCRA <sup>1</sup> e considera diversos aspectos, entre eles o tipo de exploração dominante no município, a renda obtida com a exploração, outras explorações expressivas em função da renda ou da área utilizada, e o conceito de propriedade familiar.

O objetivo do módulo fiscal é de classificar a área mínima necessária a uma Propriedade Rural (PR) para que sua exploração seja economicamente viável. Este parâmetro permite que as áreas ainda sejam agrupadas quanto a sua dimensão em minifúndios, pequenas, médias e grandes propriedades rurais, distribuídas conforme a Tabela 1 (BRASIL, 1993).

Tabela 1 – Classificação fundiária brasileira através Módulos Fiscais - MF.

Minifúndio	$PR < 1 \text{ MF}$
Pequena Propriedade	$1 \text{ MF} \leq PR < 4 \text{ MF}$
Média Propriedade	$4 \text{ MF} \leq PR < 15 \text{ MF}$
Grande Propriedade	$PR \geq 15 \text{ MF}$

A região rural de interesse neste estudo é a da Capital Regional de Santa Maria (CRSM), definida pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2015b), a qual possui características físicas e econômicas semelhantes. Composta por 37 municípios predominantemente agrícolas, a região possui um Módulo Fiscal entre 18 e 35 hectares, o

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária

que representa um valor máximo menor que 72 a 140 hectares para pequenas propriedades, menor que 240 a 525 para as médias e acima deste valor para as grandes. Os valores considerados na região são relativamente baixos se comparados a outras do Brasil, como por exemplo, as regiões centro-oeste, norte e nordeste, que possuem valores entre 50 a 110 ha.

Desde a publicação da Lei nº 10.267 de 2001, o INCRA busca cadastrar as propriedades rurais por meio do georreferenciamento, complementando o serviço dos cartórios de registro de imóveis. Em 2013 foi apresentado o Sistema de Gestão Fundiário (SIGEF), desenvolvido pelo INCRA e Ministério de Desenvolvimento Agrário, visando modernizar a certificação dos imóveis rurais georreferenciados, que até 2014 contava com um valor superior a 80 mil propriedades cadastradas no Brasil. Com a classificação das propriedades e os imóveis rurais cadastrados no SIGEF, se percebe que embora possuidora de grandes propriedades rurais, a região é composta em sua maioria por minifúndios, e pequenas e médias propriedades (Fig. 3).

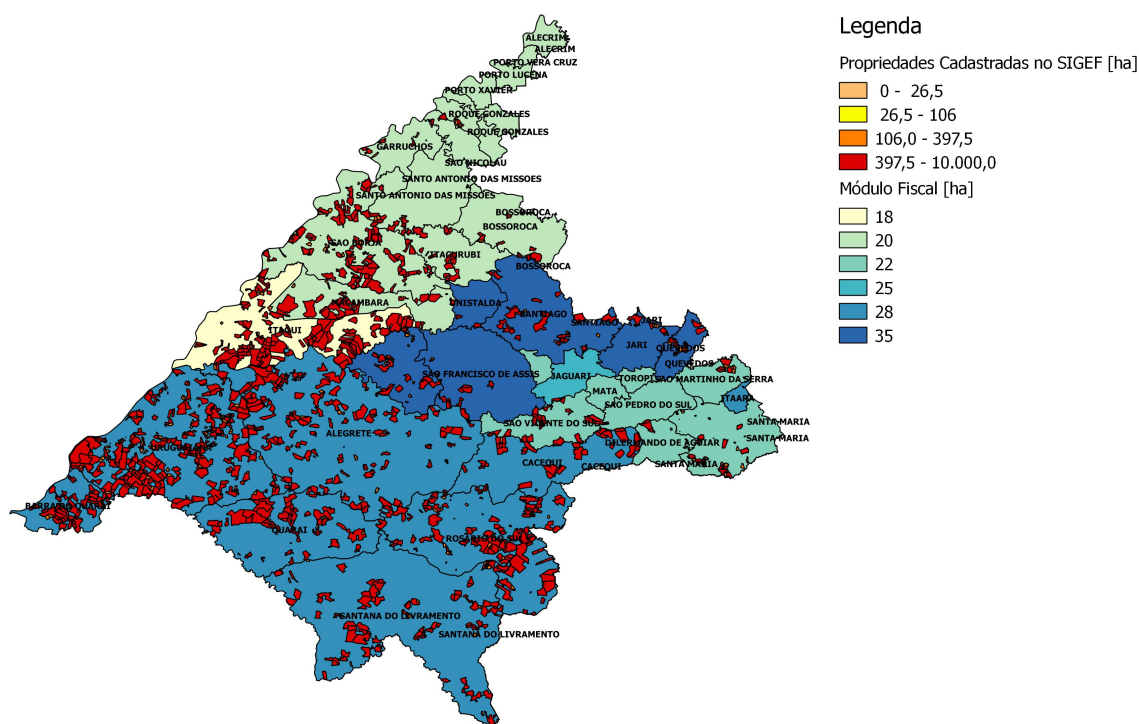


Figura 3 – Propriedades cadastradas no SIGEF e Módulo Fiscal por município da Região Rural da Capital Regional de Santa Maria. Fonte: Elaboração baseada nos dados do SIGEF/INCRA .

Com uma economia predominantemente agrícola, a produção da região é voltada para a cultura da soja, trigo e milho, com cerca de 31% da área total, seguida do arroz com 25%, e da criação de bovinos, ovinos e equinos exclusivamente, representando cerca

de 16,7%, conforme Fig. 4. O arroz cultivado no Rio Grande do Sul é praticamente todo do tipo irrigado, tendo uma participação perante o mercado nacional de 66%, conforme o Instituto Rio Grandense do Arroz (IRGA, 2015), sendo a área agrícola da região de estudo a responsável por 37% da produção total do estado. A produtividade média dos municípios produtores de arroz da região é de 7.002 *kg/ha*, uma das mais elevadas do país. Em termos de valores, a produção na safra de 2013/2014 foi de aproximadamente 8,1 milhões de toneladas, tendo crescido 0,57% com relação a safra anterior.

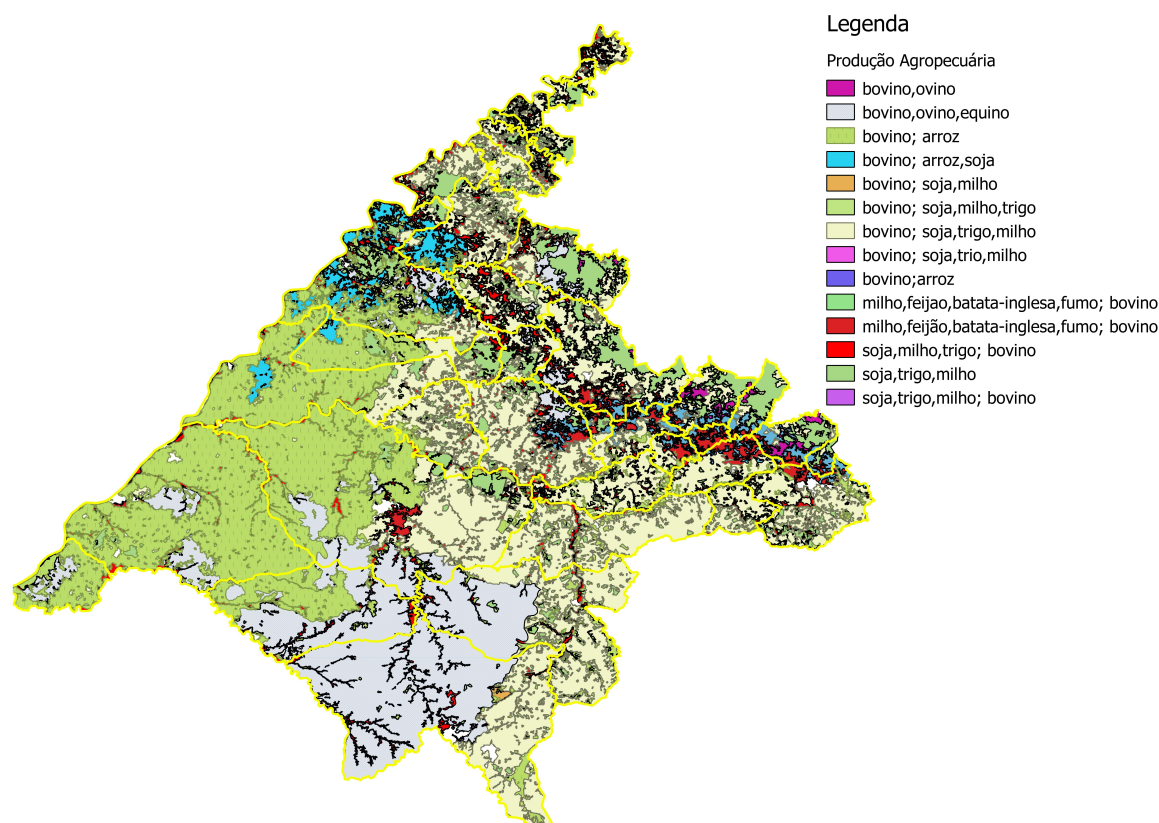


Figura 4 – Produção Agrícola e Pecuária. Fonte: Elaboração baseada nos dados do IBGE (2015a).

Como consequência da elevada produção de grãos, tem-se uma grande quantidade de água consumida para a irrigação e a presença de um número considerável de silos para secagem e armazenamento ou mesmo beneficiamento. No tocante a eletricidade, salvo algumas geradoras de biomassa presentes na região, o restante é totalmente suprido pela distribuidora de energia.

### 3.3 Requisitos Energéticos

A eletricidade tradicionalmente é fornecida por grandes geradoras de forma centralizada, transmitindo a energia elétrica até subestações de transmissão, para após serem levadas até subestações de subtransmissão (69 kV), para então ser entregue pelas distribuidoras de energia. O Estado do Rio Grande do Sul conta com aproximadamente 316 subestações, sob concessão de 8 concessionárias de serviço público, além de 15 cooperativas de eletrificação rural (CAPELETTO; MOURA, 2014, p. 71).

Segundo o IBGE, na Região da Capital Regional de Santa Maria a eletricidade é entregue por duas distribuidoras através de 26 subestações de subtransmissão, para mais de 967,6 mil habitantes, dos quais 85,3% são urbanos e 14,6% são rurais (IBGE, 2014).

Os serviços energéticos representam o que realmente é entregue pelos equipamentos ao usuário, como iluminação, movimento, calor, informação, etc, podendo ser seu vetor energético classificado como elétrico e não-elétrico. No âmbito desta dissertação, os requisitos são todas as demandas por serviços energéticos necessárias ao produtor rural, ou seja, aqueles peculiares à produção agrícola, ao uso comercial e residencial em zoneamento rural.

As demandas elétricas de maior impacto encontradas na região são aquelas pertencentes às atividades de irrigação do arroz e secagem de grãos. No caso das lavouras de arroz do Rio Grande do Sul, foi estimado pelo IRGA (2006), que a irrigação se dê em 33% de forma natural através da gravidade, 19% utilize a irrigação diesel-mecânica, enquanto a maior parcela dos produtores (48%) empregue bombas eletromecânicas. A parcela eletromecânica é ainda maior quando avaliada somente na Região Rural da Capital Regional de Santa Maria estimada em 69%.

De acordo com estes dados, o número de hectares plantados com irrigação eletromecânica na região chega a 279,2 mil ha. A Sociedade Sul-Brasileira de Arroz Irrigado (SOSBAI, 2012, p. 82), estima que para cada hectare de arroz plantado sejam necessários de 8 a 10 mil  $m^3$  de água, para um período de 80 a 100 dias de irrigação. A água na cultura orizícola compensa a evapotranspiração, repõe perdas pela infiltração junto ao lençol freático, perdas pelo movimento da água subsuperficial de descarga em drenos, evita pragas e protege as plantas termicamente. A SOSBAI (2012) considera que a vazão seja de 1,4  $L/s/ha$ , no entanto, conforme Gomes e Petrini (1996), é utilizado pelos produtores um valor de 2,0  $L/s/ha$ . Uma estimativa da demanda pode ser considerada utilizando este último valor, com uma altura manométrica de 12 m, e uma eficiência do sistema eletrohidráulico ( $\mu$ ) igual a 65% (Eq. 3.1).

$$P_{Hidro} = \frac{\rho \cdot g \cdot h_B \cdot Q}{1000 \cdot \eta} \quad (3.1)$$

Onde  $P_{Hidro}[kW]$  é a potência demandada,  $\rho$  é a massa específica da água ( $1.000 \text{ kg/m}^3$ ),  $g[m/s^2]$  a gravidade,  $h_B[m]$  é a altura,  $Q[m^3]$  a vazão, e  $\eta$  representa a eficiência global do conjunto eletromecânico e hidráulico. O valor estimado é de aproximadamente 100 MW para a região.

Outra cultura que poderia impactar a região com o consumo de eletricidade é a da soja. Atualmente o Brasil é o segundo maior produtor mundial do grão, com uma produção de 85,6 milhões de toneladas em 2013, permanecendo atrás somente dos Estados Unidos (89,5 milhões de toneladas). O Estado do Rio Grande do Sul tem uma participação de aproximadamente 16% da produção nacional nas suas últimas safras (13/14 e 14/15), ficando em terceiro lugar em produção. A região rural em estudo produz somente 11,72% do que o Estado produz, consumindo água e eletricidade durante sua safra que se dá em um período de 90 a 110 dias (CONAB, 2015). No entanto, diferentemente do que ocorre na lavoura do arroz, não necessita de uma lâmina d'água para que sua produtividade seja elevada. A cultura da soja necessita em seu ciclo em média de 450 a 800 mm de água ( $L/m^2$ ), que podem ser obtidos de forma natural ou através irrigação. Os métodos de irrigação por sulcos ou aspersão são os mais comuns na região, ocorrendo em menor frequência o sistema de aspersão por pivô central. De acordo com Guimaraes e Landau (2014), em 2013 existiam somente 135 pontos de irrigação por pivô na região de estudo. Há uma tendência deste número ser ainda maior em função da produtividade aumentar por volta de 60% com a irrigação por pivô (GUIMARAES; LANDAU, 2014, p. 7).

A demanda elétrica ainda conta com os inúmeros armazéns de secagem espalhados pela fronteira. A Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), que tem por atribuição cadastrar as unidades armazenadoras de grãos de todo o Brasil, possui em seus registro 902 armazéns cadastrados na região de estudo, totalizando 4,3 milhões de toneladas (Fig. 5). Este valor representa 18,9% do número de armazéns cadastrados no estado, e de apenas 14,2% da capacidade de armazenamento.

A CONAB considera como unidade armazenadora todas as edificações destinadas à guarda e conservação de produtos agrícolas, seja como graneleiro ou sacaria. Apesar de não conter dados a respeito desta última classificação, é possível verificar através das imagens de satélite, que a maioria dos armazéns são do tipo silo metálico muito comuns na região. A falta do levantamento destes dados impossibilita a mensuração da demanda elétrica exigida pelos silos.

De acordo com Kaehler et al. (2013), a demanda das quatro subestações de subtransmissão Alegrete 2 (Ale2), Maçambará (MBR), São Borja 2 (SBO2) e Uruguaiana 5 (URU5), no período de safra ultrapassou em 2013 os 196 MW, uma diferença de 128 MW em relação ao período de entressafra, evidenciado na Fig. 6. Dados mais recentes destas subestações apontam para uma diferença ainda maior, em torno de 158 MW de variação entre safra e entressafra (Fig. 7), ocorrendo a ponta no chamado horário reservado (21:30

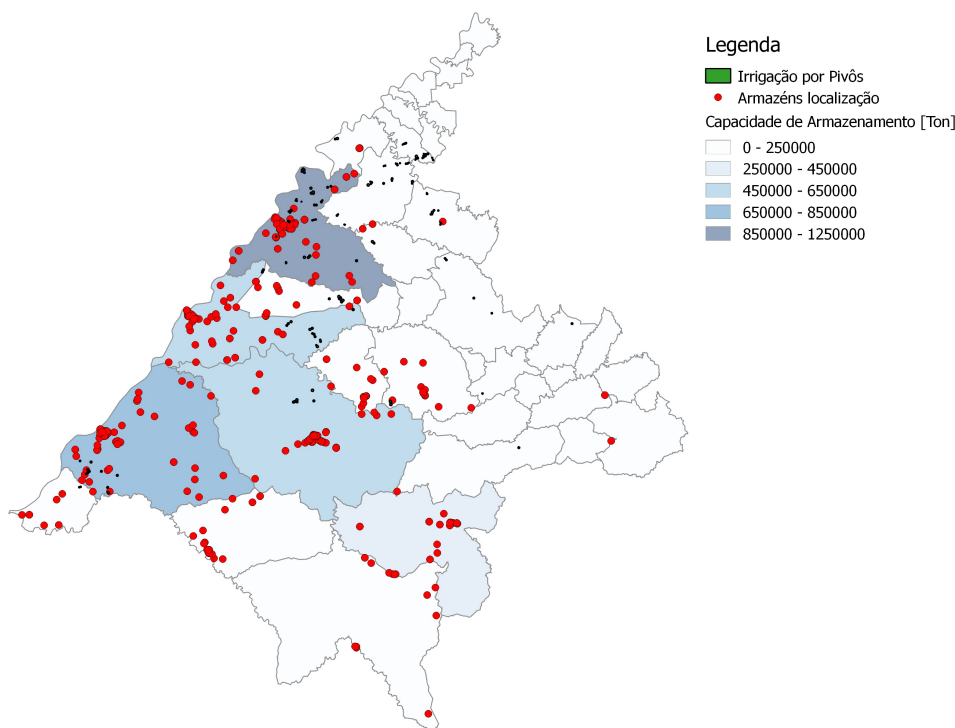


Figura 5 – Distribuição de Pivôs, Armazéns e Capacidade de Armazenamento. Fonte:(CONAB, 2015), (GUIMARAES; LANDAU, 2014).

- 06:00). Neste período o preço da energia elétrica é 10% do preço fora do horário de ponta.

O período de plantação, irrigação, colheita e secagem da soja e do arroz são praticamente coincidentes na região, conforme o preconizado pelo Ministério de Agricultura no Zoneamento Agrícola de Risco Climático (Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento, 2014). Isto explica o porquê do consumo de eletricidade ser extremamente sazonal, revesando períodos de elevado consumo e atenção da distribuidora de energia, com períodos de baixíssimo consumo.

### 3.4 Recursos Energéticos

O aproveitamento dos recursos naturais disponíveis no ambiente rural para promover serviços energéticos e reduzir a dependência da eletricidade gerada de forma centralizada é um desafio que, embora não seja exclusivo do meio rural, tem condições de ser melhor explorado.

Atualmente, o Estado do Rio Grande do Sul mais importa do que exporta energia elétrica dentro do subsistema elétrico da Região Sul, um dos quatro subsistemas em que é dividido o Sistema Interligado Nacional. Sua demanda máxima é superior a 6,5 mil MW e sua capacidade instalada era de 7 mil MW no ano base de 2013, conforme a EPE

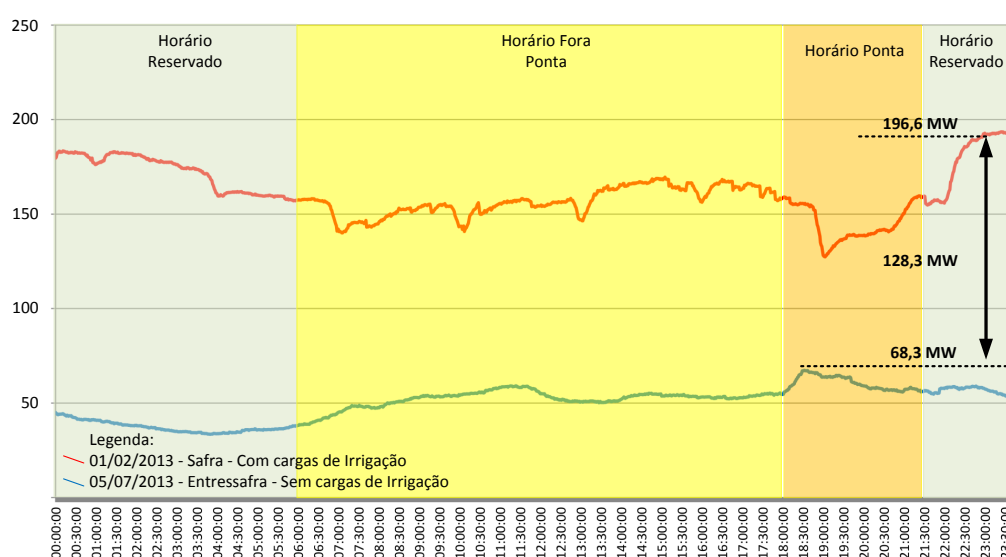


Figura 6 – Levantamento de Carga Elétrica nos transformadores do Sistema Integrado Nacional, em um dia do período de maior e menor demandas. Fonte: Adaptado de Kaehler et al.(2013).

(2014a).

Por outro lado, tem uma característica importante que demonstra a vocação em ser sustentável do ponto de vista energético, pois sua matriz elétrica é tão diversificada quanto a do Brasil, predominando a geração hidrelétrica, termoeétrica e proveniente da eólica (Tabela 2). De acordo com os dados de geração disponibilizados pela ANEEL (2015a), a capacidade instalada aumentou para aproximadamente 9,1 mil MW. Isto em decorrência dos grandes investimentos em geração eólica que cresceu em capacidade de 2011 para 2015 cerca de 362%, por meio das Pequenas Centrais Hidrelétricas em 52%, através das Centrais Hidrelétricas em 39%, e 17% através geração térmica.

Tabela 2 – Potência instalada em operação, construção e outorgada no Rio Grande do Sul em 2015. Fonte: Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2011).

Tipo	Em operação			Em construção			Outorgadas		
	Nº	Pot.[kW]	[%]	Nº	Pot.[kW]	[%]	Nº	Pot.[kW]	[%]
CGH	48	32.305,60	0,36%	-	-	-	2	1.340,00	0,04%
EOL	53	1.293.081,00	14,23%	18	322.600,00	84,55%	25	462.100,00	14,17%
PCH	50	559.393,00	6,16%	3	44.602,00	11,69%	13	214.270,00	6,57%
UFV	24	63,88	0,0007%	-	-	-	-	-	-
UHE	17	4.816.600,00	53,02%	-	-	-	-	-	-
UTE	112	2.383.807,00	26,24%	2	14.356,00	4%	5	2.582.800,00	79,21%
SOMA	304	9.085.250,48	100%	23	381.558,00	100,00%	45	3.260.510,00	100,00%

CGH - Central Geradora Hidrelétrica; EOL - Usina Eólica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; UFV - Usina Solar Fotovoltaica; UHE - Usina Hidrelétrica; UTE - Usina Termelétrica.

Parcela desta energia foi dada pelo acesso às redes de distribuição para a micro e minigeração em 2012, com a Resolução Normativa (RN) nº 482 que foi alterada pos-

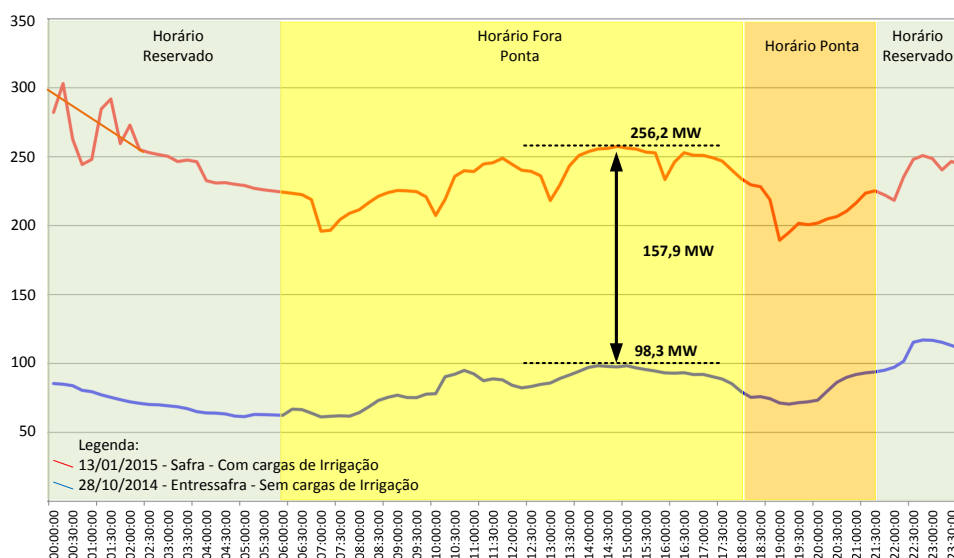


Figura 7 – Levantamento de Carga Elétrica nos transformadores do Sistema Integrado Nacional, em um dia do período de maior e menor demandas. Fonte: Subestações ALE2, MBR, SBO2 URU5.

teriormente pela resolução nº 517, ambas da ANEEL. A adesão ao chamado sistema de compensação foi mínimo no estado Gaúcho, contribuindo com 68 kW apenas (ANEEL, 2015a).

Uma pesquisa realizada pela ANEEL em 15 distribuidoras brasileiras, entre março e abril de 2014, apontou que a maioria dos consumidores consideram como maior motivação a sustentabilidade do meio gerador, ficando em segundo lugar o retorno financeiro (MATTAR, 2014). Contudo, o custo de investimento é considerado elevado e o tempo de retorno econômico permanece acima dos 4 anos para a maioria das aplicações (OPENEI, 2015).

Provavelmente o maior empecilho enfrentado pela ANEEL para estimular a micro e minigeração, desde a criação do sistema de compensação, tenha sido sua restrição em regular os impostos cobrados sobre a energia consumida em crédito. Somente recentemente o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), emitiu através do Ato Declaratório nº 10, de 13 de maio 2015 a confirmação do Convênio ICMS<sup>2</sup> 16, que permite que os estados da federação isentem os consumidores do ICMS. Antes disso, os estados não poderiam conceder isenção plena quanto à tributação do ICMS estadual. Por este motivo o Estado de Minas Gerais em julho de 2013 alterou suas leis fiscais estabelecendo que o ICMS daquele estado deveria ser aplicado somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida e injetada pelo prazo de cinco anos.

De acordo com a ANEEL (MATTAR, 2015), em maio de 2015 o estado de Minas

<sup>2</sup> Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços



Gerais continha 108 conexões, seguida pelos estados do Ceará com 65, e de São Paulo e Rio Grande do Sul com 55 (Fig.8). As classes consumidoras residencial e comercial predominaram, segundo o levantamento da agência, com a eletricidade fornecida por sistemas fotovoltaicos em 93,9% dos casos .

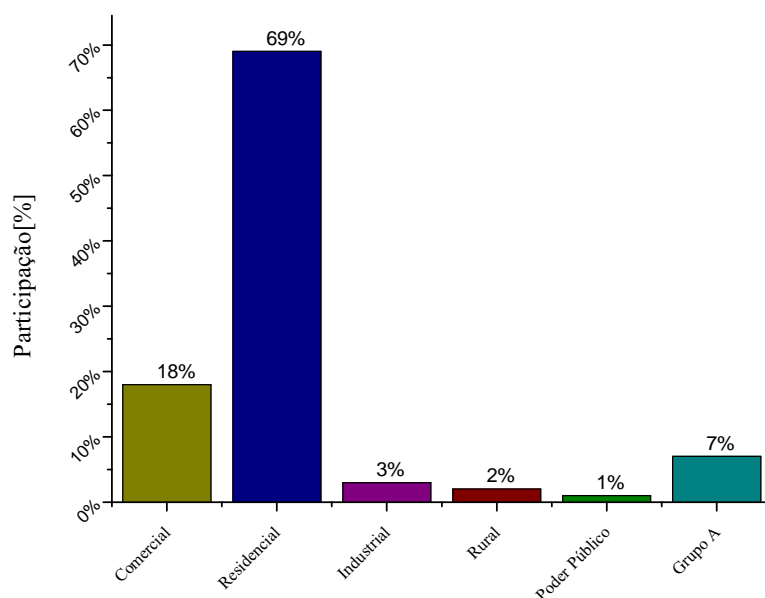


Figura 8 – Distribuição das conexões à Rede Elétrica através NR 482 por classe de consumo no Brasil em maio de 2015. Fonte: ANEEL.

Embora a maioria dos estados brasileiros não tenha isentado do ICMS os optantes da RN 482, e a classe de consumo ainda seja predominante residencial, a ANEEL já vislumbra perspectivas positivas quanto a adesão a este sistema. O número de unidades consumidoras conectadas com um sistema fotovoltaico residencial estimados pela agência chegaria a 620.370 em 2024, e a do comercial a um valor de 82.216, casos para o melhor cenário simulado.

Mesmo o meio rural não tendo representatividade em relação ao número de consumidores conectados, o setor agropecuário brasileiro foi no primeiro trimestre de 2015 o responsável pelo maior crescimento do Produto Interno Bruto (PALIS, 2015). No Estado Gaúcho em 2012, a agropecuária representava 8,4% do PIB, podendo chegar a 30%, caso fosse considerada as atividades agroindustriais. Já o consumo de eletricidade deste setor no Estado foi de 2.767 GWh, ou seja, 10% da eletricidade utilizada (CAPELETTO; MOURA, 2014).

Acredita-se que o meio rural possa além de atenuar esta demanda tornar as propriedades menos dependentes das distribuidoras locais. Somente o recurso eólico poderá responder, se explorado adequadamente, por 21,6 GW instalável ou 81,6 GWh por ano na região da Campanha Ocidental (Camargo Schubert, 2014). A próxima seção tem como objetivo apresentar os aspectos mais importantes dos métodos de dimensionamento destes

recursos e sua localização na região.

### 3.4.1 Hidráulica

De acordo com o Manual de Inventário Hidroelétrico editado pelo Ministério de Minas e Energia juntamente com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (MME/CEPEL, 2007), a avaliação dos recursos hidráulicos é realizada focando diversos critérios na tentativa de acomodar o maior número de interesses dos envolvidos, a maximização da eficiência econômica-energética, reduzindo os impactos socioambientais negativos que possam ser consequência da implantação. Embora enseje aproveitamentos da ordem de dezenas a centenas de megawatts, considera 4 critérios que podem ser adotados para aproveitamentos menores como os pensados no escopo deste estudo.

#### 3.4.1.1 Aspecto Técnico

O primeiro critério visa à otimização do potencial hidroelétrico da bacia ou micro-bacia estudada, respeitando as parcelas de queda e de vazão, de forma a não comprometer os outros usos da água. Restrito ao aspecto energético e econômico, seu objetivo é analisar a energia firme<sup>3</sup> identificando os períodos em que será mais solicitada. Por este motivo, segundo o Manual (MME/CEPEL, 2007, p. 37), a energia firme representa a variável mais importante na análise de benefícios de uma alternativa.

Metodologicamente, a energia firme é dimensionada a partir da determinação do potencial energético dado em  $kW$ . Este potencial é dimensionado pela Eq. 3.2, onde  $\rho$  é a massa específica da água em  $kg/m^3$ ,  $g$  é a aceleração da gravidade em  $m/s^2$ ,  $h_B$  a altura de queda bruta dado em metros e  $Q$  a vazão em  $m^3/s$ .

$$Pot_B = \frac{\rho \cdot g \cdot h_B \cdot Q}{1000} \quad (3.2)$$

Conforme estudo realizado por Kaehler et al. (2013), a altura média de levantes hidráulicos medida em 58 propriedades rurais foi de 12 m. Esta altura corresponde a diferença entre o nível de massa d'água e o ponto mais alto da área de plantação. Disto se verifica que a média da altura dos barramentos não ultrapassa este valor em função do relevo ser pouco movimentado o que se comprova através dos histogramas de frequência das altitudes das imagens ASTER/GDEM (METI/NASA, 2011), onde histogramas bem distribuídos demonstram relevos com grandes desníveis e o contrário com relevos planos (Figura 9).

Determinada a queda, os aproveitamentos hidrelétricos são classificados quanto à potência entre micro, mini e pequena. Tanto a Eletrobrás quanto a Organização Latino Americana de Energia (OLADE), classificam em três tipos (Tab. 3).

<sup>3</sup> Maior carga elétrica que o sistema hidroelétrico pode atender, sem a ocorrência de déficits, nas piores condições hidrológicas registradas historicamente.

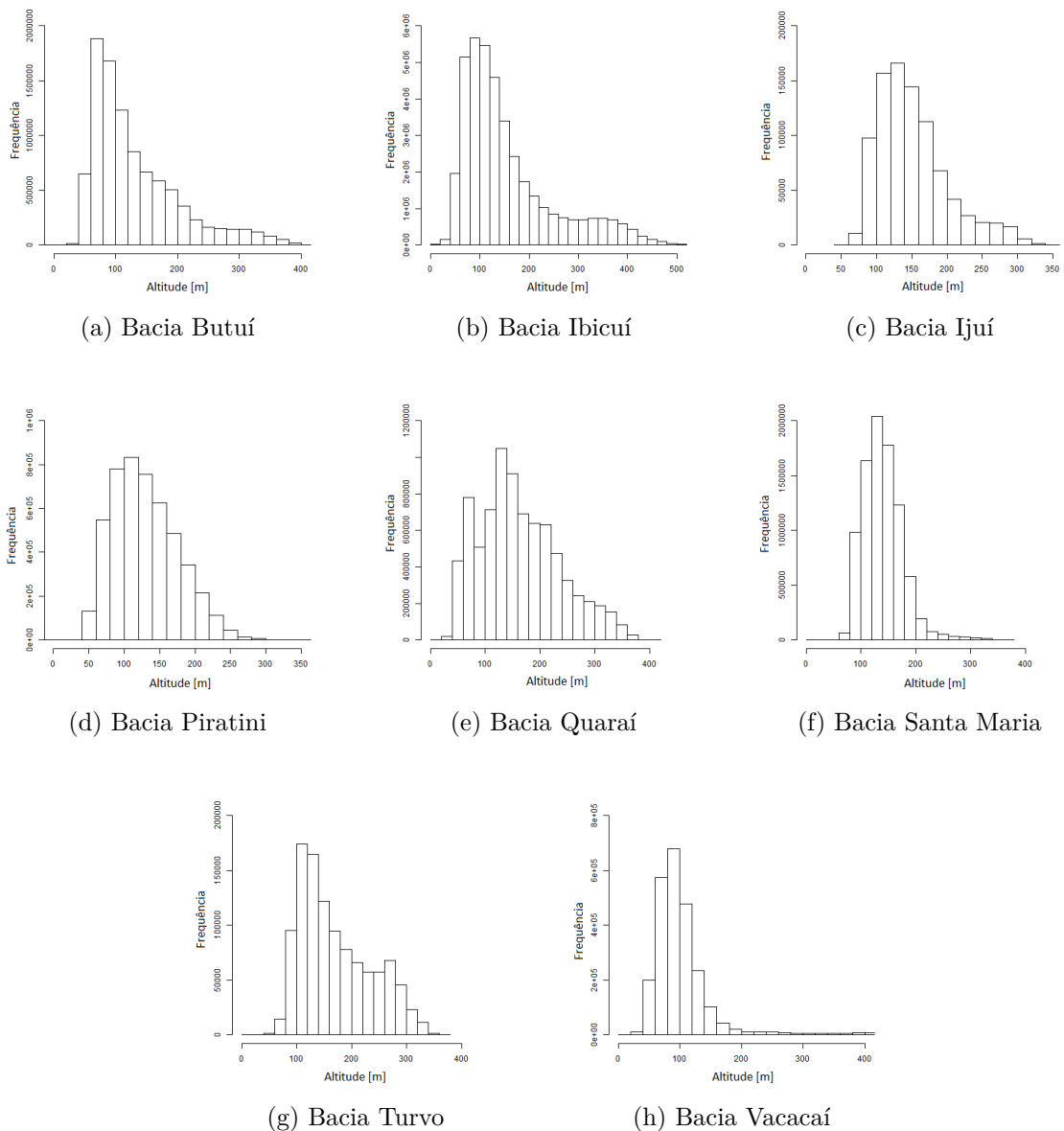


Figura 9 – Histogramas de frequência por altitude das bacias da Região rural da CRSM. Fonte: Elaboração própria com base nas imagens Aster (METI/NASA, 2011).

Entretanto, com as ampliações previstas para a Resolução Normativa nº 482 os usuários do Sistema de Compensação se enquadrarão em uma classificação diferente, motivo de discussão em seção posterior.

Já o tempo de duração da energia fornecida se reflete na capacidade do aproveitamento hidráulico de manter a mesma vazão, seja este aproveitamento rio, barramento ou açude, sendo classificado quanto a regularização do reservatório. As hidrelétricas em que a vazão mínima é igual ou maior a vazão projetada são denominadas do tipo fio d'água. Já aquelas em que a vazão é suficiente ou maior do que o necessário para atender à descarga projetada, denomina-se de acumulação.

Tabela 3 – Classificação dos aproveitamentos hidrelétricos quanto à Potência Instalada.

Classificação	Pot. Instalada	Queda de Projeto [m]		
		Baixa	Média	Alta
Micro	Até 100	<50	15 a 50	>50
Mini	100 a 1.000	<20	20 a 100	>100
Pequena	1000 a 10.000	<25	25 a 130	>130

Os corpos hídricos possuem sua capacidade de vazão associadas à área de captação e regime de pluviosidade. A captação de água no Estado do Rio Grande do Sul forma 3 grandes bacias hidrográficas (SEPLAN/RS, 2015): a bacia do Guaíba com 30% do total; a Bacia Litorânea com 13%; e a Bacia do Uruguai, a qual faz parte da Bacia do Rio da Prata e abrange cerca de 57% da área total do Estado. Determinadas pela formação do relevo, possuem subdivisões próprias sendo interligadas através das formações fluviais. Na região da Capital Regional de Santa Maria encontram-se sete subbacias pertencentes a Bacia do Uruguai e uma pertencente à Bacia do Guaíba (Fig.10).

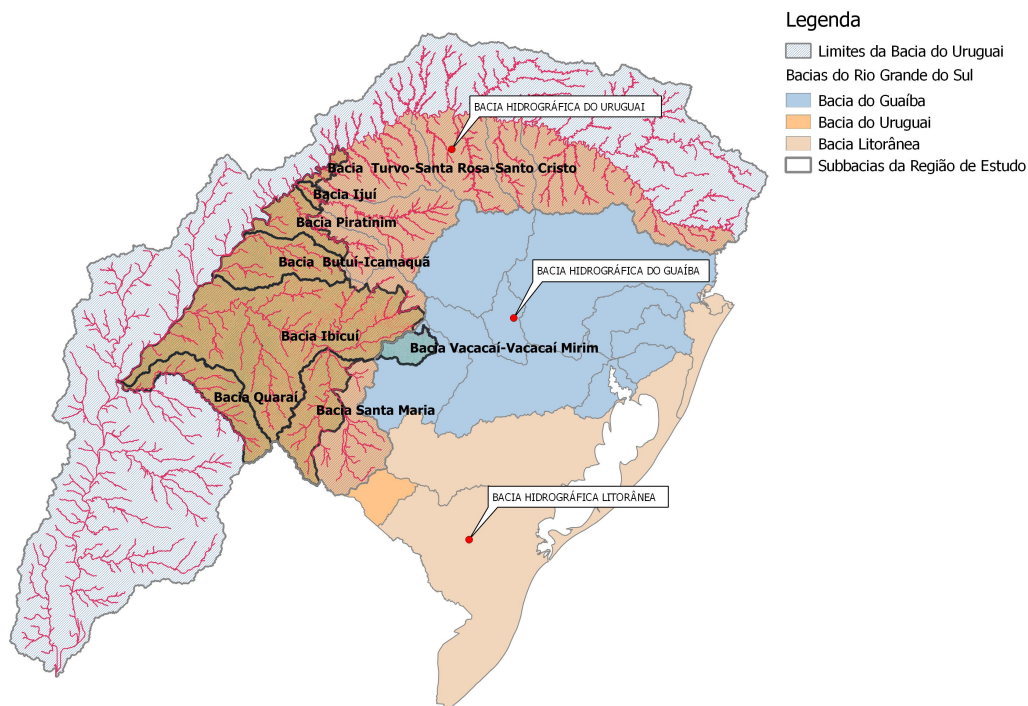


Figura 10 – Bacias hidrográficas do Rio Grande do Sul. Fonte: Elaboração própria.

Conforme o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro da Eletrobras (SIPOT), a Bacia do Uruguai possuía, até dezembro de 2014, 11,6 GW de potencial (ELETROBRAS, 2014). Com a possibilidade de utilizar micro e mini centrais hidrelétricas a Região Rural da CRSM a partir de inventários mais detalhados poderá ter este potencial elevado. De acordo com a Agência Nacional de Águas (ANA, 2013) a Bacia do

Tabela 4 – Dados das barragens encontradas na Região Rural da CRSM. Fonte: Processado a partir de ANA (2015) e PROFILL/SEMA (2011).

MicroBacia	Nº Barragens	Área Total [ha]	Área Espelho [ha]	Volume [ $10^6.m^3$ ]
Butuí	277	788.945	27.014	678,46
Ibicuí	776	3.281.679	78.822	1.987,24
Piratini	48	406.134	2.259	54,37
Quaraí	211	668.514	15.004	420,28
Santa Maria	190	723.813	9.614	242,07
Vacacaí	18	203.059	589	109,53

Uruguai destina maior parte de sua água para a irrigação, consequência da necessidade de água no período mais seco da região, que é de dezembro a abril, e que coincide com o período de plantio do arroz e soja. Logo, concentram-se na Região de estudo acima de 1.520 barragens (ANA, 2015), o que representa aproximadamente 50% do número de barragens registradas na agência para o estado do Rio Grande do Sul (Tabela 4). O tempo de geração hidrelétrica em situações de barramentos depende do volume útil do reservatório, onde é excluído o volume morto, e adicionado o volume adquirido através sua bacia de captação (Eq. 3.3).

$$T_{GH} = \frac{Vol_{Arm} + Vol_{Adq}}{Q_{Turb}} \quad (3.3)$$

Onde  $T_{GH}$  é o Tempo de geração da hidrelétrica [horas],  $Vol_{Arm}$  o volume armazenado [ $m^3$ ],  $Vol_{Adq}$  o volume recebido pela precipitação [ $m^3$ ],  $Q_{Turb}$  a vazão da turbina [ $m^3/horas$ ].

Nos rios encontrados na região, a vazão durante 90% do tempo (Q90) varia entre 4 e  $1.063 m^3$ , conforme dados do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (IPH/UFRGS). Entretanto, por não existir desníveis consideráveis para geração hidrelétrica este potencial é negligenciado por grandes investidores e poder público, podendo ser melhor avaliado para aproveitamentos locais.

Uma forma de atrair investidores para a geração hidráulica na região é através de Bombas Funcionando como Turbinas (BFT). Apesar de não ter sido encontrada pesquisa retratando o tipo de bomba predominante na região, além do verificado pelo IRGA (2006), foi verificado que a maioria adota bombas centrífugas para os levantes, excelentes para este tipo de aproveitamento. Segundo Kaehler et al. (2013), cerca de 3% da área cultivada de arroz na Fronteira Oeste é feita por irrigação natural, através do canal de fundo das barragens. Isto propicia também um potencial de exploração integrada de geração hidrelétrica e irrigação.

### 3.4.1.2 Aspecto Econômico

Os custos de investimentos em mini centrais hidrelétricas, estimados pelo *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* da Espanha (IDAE, 2006), estão distribuídos em 30% para o turbogerador, 22% em equipamentos elétricos, e 48% envolvendo a administração e a obra civil. Em recente pesquisa realizada por Sánchez et al. (2015), o custo do kW instalado na região Amazônica foi de 18.068 USD<sup>4</sup> para um sistema gerador para rios denominado *Hydro-Kinetic*. Neste mesmo estudo apresentou o custo de aproximadamente 120.000 USD para um aproveitamento de acumulação de 50 kW instalado. Este último com 0,05 USD/kWh de custo operacional. Os valores estimados pelo *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2012) para pequenas centrais é de 1.300 a 1.800 USD o custo do kW instalado e de 1 a 4% do valor instalado de custo para manutenção e operação. O Custo Nivelado de Energia ou *Levelized Cost Of Energy (LCOE)* é informado pela Agência de investimentos Lazard, onde as microturbinas hidráulicas possuem valor entre 79 e 89 USD/MWh, um custo de capital entre 2.500 a 2.700 USD/kW, valores fixos de 1 USD/MWh para manutenção e operação (O&M) e variável de 7 USD/MWh (LAZARD, 2015).

O próximo critério é devido a Política Nacional de Recursos Hídricos que rege a gestão hídrica (Lei nº 9.433/97). Nele é previsto que cada kW gerado deve fundamentalmente proporcionar o uso múltiplo das águas. Considera-se entre estes usos as de finalidade consuntiva como industrial, residencial e agrícola, e de uso não consuntiva, a exemplo do transporte, navegação, lazer, e mesmo de geração de energia. No meio rural estes dois tipos de uso estão presentes predominando o consuntivo, com a dessedentação de animais, uso humano, mas principalmente para a agricultura irrigada. O quanto o uso da água para geração de energia impacta no meio serve de diretrizes públicas para futuros estudos socioambientais, planos de recursos hídricos da bacia, de controle de cheias, programas de irrigação, entre outros. Por sua vez, o investidor em energia renovável deve levar em conta os benefícios que o uso múltiplo da água podem trazer para a sua propriedade ainda durante a fase de planejamento. Barramentos, desvios em cursos d'água, e a altitude destes locais, podem oportunizar aumento dos lucros devido ao aumento da área produtiva ou reduzir custos pela irrigação por gravidade.

### 3.4.1.3 Aspecto Socioambiental

Último critério abordado, mas não menos importante, a avaliação socioambiental tem por objetivo indicar o impacto social e ambiental que um projeto de aproveitamento hidráulico pode ter no seu entorno. Isto é realizado em cada uma das fases do projeto, desde sua construção, exploração e desmonte. Micro e mini centrais hidrelétricas apresentam os menores índices de agressão ao meio ambiente se comparado com aqueles

<sup>4</sup> Moeda Estadunidense - *United States Dollar* - USD

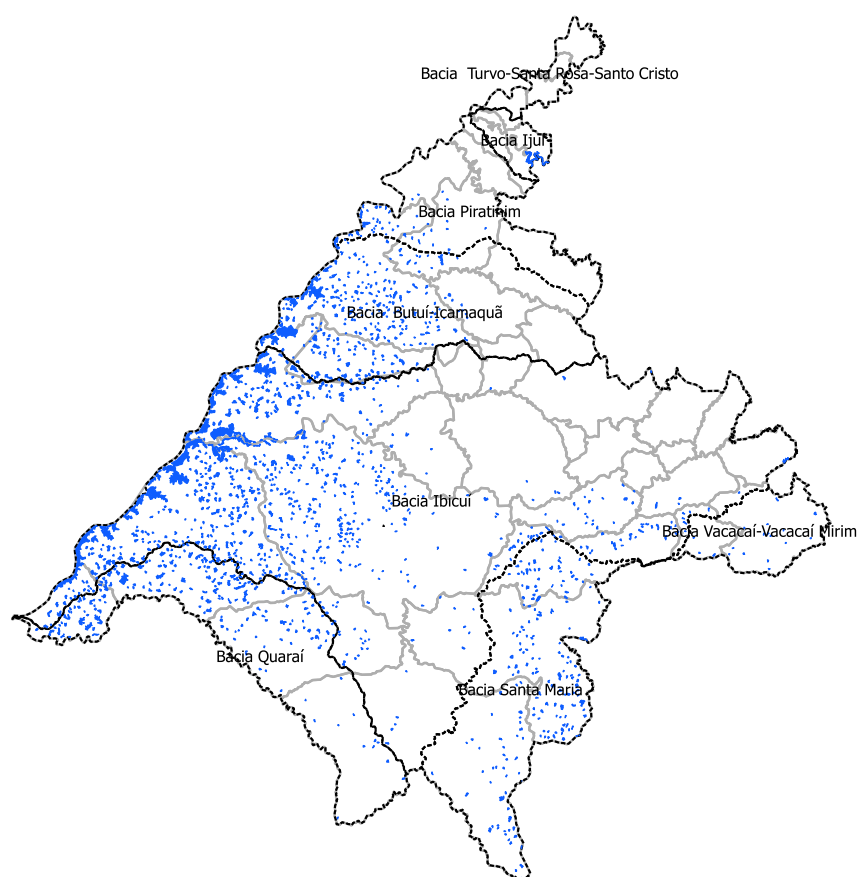


Figura 11 – Barragens da Região Rural CRSM. Fonte: Adaptado de ANA (2015).

que utilizam combustíveis fósseis ou mesmo se comparado com o recurso eólico e solar fotovoltaico (IDAE, 2006).

Ainda segundo o IDAE (2006), alguns destes impactos ambientais dizem respeito ao sistema aquático, com a redução da vazão do recurso hídrico, aumentando a deposição de materiais em suspensão, o que pode causar, no caso de rios, a concentração acentuada de materiais em composição em pontos específicos. Por outro lado, esta diminuição de vazão a jusante do curso d'água fará sua capacidade erosiva aumentar, assoreando a calha do rio, e com isso proporcionando danos ecológicos ao local. Outro impacto diz respeito a depleção do solo e erosão para construção da hidrelétrica, seja mini ou micro necessita de acesso e posicionamento adequado para sua instalações e funcionamento.

Segundo o Manual de Inventário Hidroelétrico (MME/CEPEL, 2007) os impactos podem ser ditos negativos quando são necessárias ações planejadas para mitigar os efeitos prejudiciais ao meio, e positivas quando colaboram para a reconstituição do meio, para o retorno de uma situação igual ou melhor àquela encontrada antes do empreendimento. Um exemplo de ação positiva é a minimização dos efeitos da erosão hídrica, decorrentes da irrigação, em situações específicas do terreno.

As alterações para o meio social são mínimas em micro e mini geradoras, visto que fazem uso não-consuntivo da água após a extração da energia cinética ou potencial. Mesmo em aproveitamentos de acumulação em que é exigido o alagamento de área para o reservatório, dificilmente afeta o aspecto social de forma negativa. A retenção ao longo da bacia hidráulica pode minimizar o impacto nas áreas da foz dos rios e arroios, evitando as perdas na produção de grãos devido às enchentes, muito comuns na região, e amenizando os efeitos das estiagens.

### 3.4.2 Eólica

Da mesma forma que o recurso hidráulico, o dimensionamento do recurso eólico deve satisfazer critérios de quatro aspectos, antevendo os múltiplos interesses dos atores. Estes critérios serão restritos a geradores eólicos de eixo horizontal<sup>5</sup>, pois são os de maior rendimento e ganho econômico (SCHUBEL; CROSSLEY, 2012).

#### 3.4.2.1 Aspecto Técnico

No aspecto técnico o dimensionamento eólico depende da massa específica do vento  $\rho$  [ $kg/m^3$ ], diâmetro rotórico formado pela área varrida pelas pás  $D$  [ $m^2$ ] e velocidade do vento  $v$  [ $m/s$ ]. Como indicado pela Eq. 3.4, os fatores de maior influência são a velocidade do vento que é elevado ao cubo, e a área percorrida pelas pás. Contudo, a importância da velocidade média do vento é fundamental pois dita a presença ou não de aproveitamento eólicos numa região, tornando empreendimentos viáveis ou não viáveis.

$$Pot = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (3.4)$$

Os dados de velocidade de vento podem ser obtidos através de medições *in loco* por meio de anemômetros, por meio de técnicas de previsão, modelagem de fluxo, modelagem de mesoescala (DORADO et al., 2013), e ainda pela combinação de técnicas (ANGELIS-DIMAKIS et al., 2011). A técnica de previsão estatística de Weibull está entre os mais utilizadas na literatura, sendo escolhida pela compatibilização com os Atlas Eólicos.

A função probabilidade de densidade de Weibull que também é comum em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas (MASTERS, 2004), proporciona uma curva de frequência probabilística da velocidade do vento no intervalo de tempo de um ano. Vista na Eq. 3.5, possui duas constantes que são modificadas conforme sua utilização: o parâmetro de escala  $c$ ; e o parâmetro de forma  $k$ . Além disso, a variável  $v$  é a velocidade de vento que varia entre 0 e 20  $m/s$  para a maioria dos geradores.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.5)$$

<sup>5</sup> Em inglês *Horizontal Axis Wind Turbine - HAWT*



O fator de escala  $c$  pode ser encontrado por meio da Eq. 3.6, que relaciona a velocidade média  $\bar{v}$  com a função matemática  $\Gamma$ .

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \quad (3.6)$$

A função matemática Gama  $\Gamma$ , também denominada função integral exponencial, pode ser encontrado pelo Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul (Camargo Schubert, 2014, p. 111).

Conforme a Eq. 3.5, o parâmetro  $k$  quando tomado como um valor unitário se torna uma função de decaimento exponencial. De outro modo, quando  $k$  é igual a 3 a função descreve uma curva com formato de sino. Caso  $k$  seja igual a 2 a função tem nome próprio e é chamada de função densidade de probabilidade de Rayleigh, que é o formato mais realista para a probabilidade dos ventos segundo Pinto (2013). No entanto, a maioria dos atlas nacionais e internacionais variam o fator de forma adequando-o a realidade de cada região.

De acordo com (MASTERS, 2004) é possível perceber o impacto da mudança do parâmetro de escala  $c$ , pois para valores maiores de  $c$  a velocidade máxima é elevada, sua frequência diminuída e a faixa horária em que ocorre as velocidades mais consideráveis ampliada. Para valores menores de  $c$  o contrário é válido.

Dentre as principais instituições públicas de pesquisa o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) é uma das fontes de dados que divulga os valores médios diários e mensais da velocidade do vento, direção, temperatura, pressão, entre outras grandezas. Por meio de sua rede de estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil, permite a avaliação histórica destes registros que podem ser comparadas com outras instituições de pesquisa. No final de 2014 com a divulgação do segundo Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul (Camargo Schubert, 2014), as informações a respeito da velocidade  $v$ , densidade  $\rho$ , direção do vento e fator de forma  $k$  se tornaram públicas, o que possibilita uma estimativa do que pode ser gerado de energia através dos recursos eólicos (Fig. 12 e 13).

Outra característica técnica de geradores eólicos diz respeito à influência dos obstáculos naturais, artificiais e da orografia sobre a velocidade do vento. Em locais onde existam poucos obstáculos ocorre uma reduzida mudança no perfil e conseqüente diminuição da velocidade do vento próximo ao solo. Já para os relevos com alterações bruscas ou com maior atrito devido aos obstáculos ao longo do seu percurso, conseqüentemente terão maiores alterações no perfil e velocidade do vento. A simples troca de local não resolve o problema de alocação quando não se tem outra opção de terreno para explorar o recurso eólico, sendo o projeto de uma torre de maior altura uma opção mais adequada.

Duas expressões são usuais para descrever o quanto a velocidade de vento é afetada

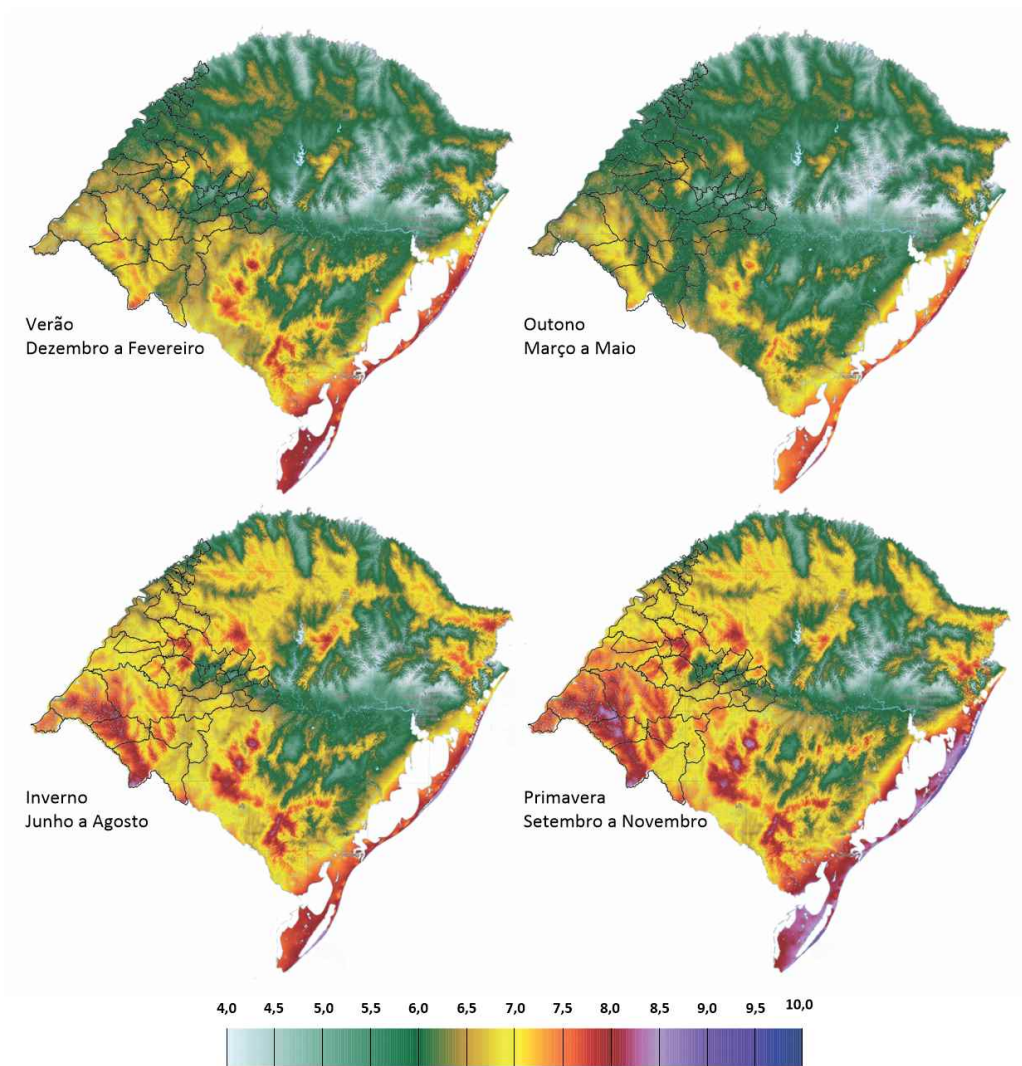


Figura 12 – Distribuição da velocidade do vento [m/s] a 100 metros de altura para o Estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de Camargo Schubert (2014).

pele relevo ou o quanto a mudança de altura melhora esta condição. A primeira mais usual nos Estados Unidos, denominada Lei de Potência ou fórmula de Hellman (Eq. 3.7), compara a relação entre velocidades do vento com a relação entre alturas, onde as alturas são submetidas a um coeficiente de fricção  $\alpha$  (Coeficiente de Hellman).

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (3.7)$$

Onde  $v_0$  é a velocidade do vento de referência,  $v$  a velocidade do vento desejado,  $H_0$  é a altura de referência da Nascele<sup>6</sup>, e  $H$  a altura desejada.

A segunda tem sua abordagem mais usual na Europa segundo Masters (2004) e

<sup>6</sup> É designado como Nacele o suporte do aerogerador fixada sobre a torre eólica. Também pode ser denominada Hub ou cubo.

sua origem na teoria da aerodinâmica (Eq. 3.8).

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \frac{\text{Ln}(H/Z)}{\text{Ln}(H_0/Z)} \quad (3.8)$$

Onde  $Z$  é o comprimento da rugosidade, variando em alguns terrenos de 0,001 para superfícies planas como lagos até 0,4 em pequenas cidades. De acordo com Pinto (2013) a Eq. 3.8 é válida para alturas até 50 m, sendo para alturas maiores necessário um termo de ajuste em função da influência do calor no comportamento das camadas atmosféricas próximas ao solo.

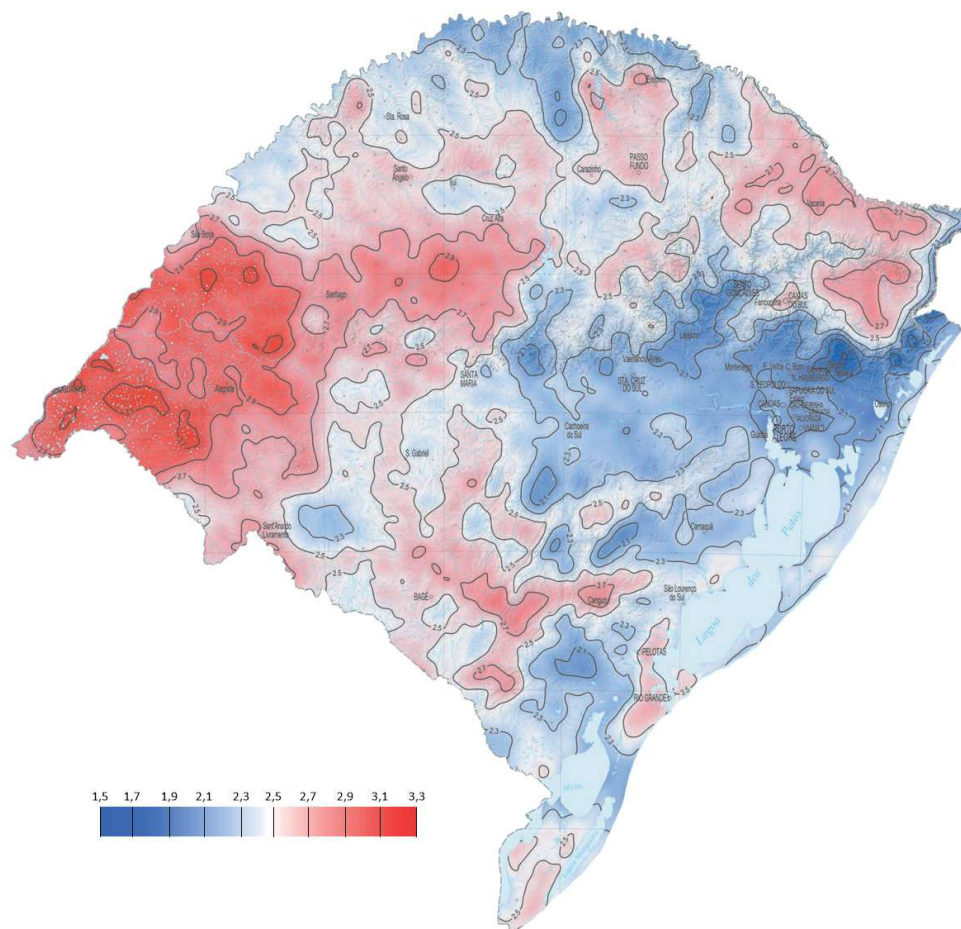


Figura 13 – Distribuição do parâmetro de forma  $k$  de Weibull. Fonte: Adaptado de Camargo Schubert (2014).

Uma tendência geral em fazendas eólicas é colocar as torres em posições onde o vento seja o maior possível. A observação dos dados de direção do vento predizem historicamente de onde vem os ventos mais fortes e sua predominância de tempo. Entretanto, um levantamento realizado por Serrano et al. (2014) verificou que em vários projetos que este posicionamento não foi suficiente devido ao efeito esteira. O efeito esteira pode ser compreendido como a turbulência aerodinâmica ocasionado pela passagem do ar pelas

pás do aerogerador. Tal turbulência é prejudicial para os geradores a jusante do fluxo de vento porque reduz a velocidade do vento. A solução prática encontrada é aumentar a distância equivalente ao diâmetro rotórico entre equipamentos para valores entre 5 a 9 diâmetros e entre linhas de 3 a 5 diâmetros na direção do vento predominante. Meyers e Meneveau (2012) afirmam que para grandes fazendas eólicas no plano a distância ótima média pode ser considerada como 15 diâmetros rotóricos, o que somente pode ser viável se não existam restrições do terreno.

### 3.4.2.2 Aspecto Econômico

Como é percebido através do critério técnico, por se tratar de uma fonte que depende exclusivamente da velocidade do vento, as condições de instalação são muito importantes. No mérito econômico isto não é diferente. O valor da terra onde o equipamento está instalado somado ao valor do lucro evitado (caso em que as terras são economicamente produtivas), entram no custo da instalação. Assim como o custo de uma provável nova rede de média tensão necessária para escoar a produção de eletricidade, e o aumento da altura da torre eólica.

A análise de custos da instituição Lazard (2015), aponta para valores de *LCOE* entre 32 e 77 *USD/MWh*, um custo do kW instalado entre 1.250 a 1.700 *USD/kW*, e um custo de O&M de 7 *USD/MWh*. Os dados de custos apresentados por Carroquino et al. (2015) em sua pesquisa com energias renováveis na Espanha traz os valores de 2 €/W de potência instalada para o aerogerador e 0,95 €/W para o conversor, valores estes para até 36 kW. Convertido<sup>7</sup> para a moeda Estadunidense o valor fica 2,19 *USD/W* para gerador e 1,04 *USD/W*, tendo o equipamento conversor CC-CA equivalente a 48% do custo de instalação.

Segundo a publicação da *World Energy Council* (WEC, 2013) a relação entre a velocidade do vento e a altura do cubo faz com que o custo da energia varie. Com uma velocidade de 6 *m/s* o custo de instalação seria de 1.700 a 2.600 *USD/kW* e a energia a um valor de 200 a 86 *USD/MWh*. Já a uma velocidade de 9,75 *m/s* a energia custaria entre 125 a 53 *USD/MWh* (WEC, 2013).

### 3.4.2.3 Aspecto Ambiental

O licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre no Brasil é regulado pelo poder público através do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) em nível federal, e pelos órgãos estaduais responsáveis. Entre suas diretrizes para com a geração de energia eólica, o CONAMA busca identificar principalmente os locais considerados de risco ambiental para áreas de preservação permanente (BRASIL, 2012), e áreas de concentração e rotas migra-

<sup>7</sup> Taxa utilizada 1 *USD* para 1,095 €.

tórias de aves (ICMBIO, 2014). No estado do Rio Grande do Sul os empreendimentos são classificados quanto a sua potência instalada, sendo que os maiores ou iguais a 100 MW devem obrigatoriamente possuir estudo e relatório de impacto ambiental (EIA/RIMA), e os de menor potência, dependendo das condições ambientais, podem ser realizados apenas com um Relatório Ambiental Simplificado (RAS) (FEPAM, 2014a).

Dentre os itens de caracterização ambiental são avaliados os do meio físico, biótico, antrópico, entre outros que exigem uma atenção especializada. Neste Estado brasileiro, já existe um mapeamento das regiões classificadas quanto a sensibilidade ambiental (FEPAM, 2014b), permitindo a identificação georreferenciada preliminar da documentação exigida para seu licenciamento (Fig. 14).

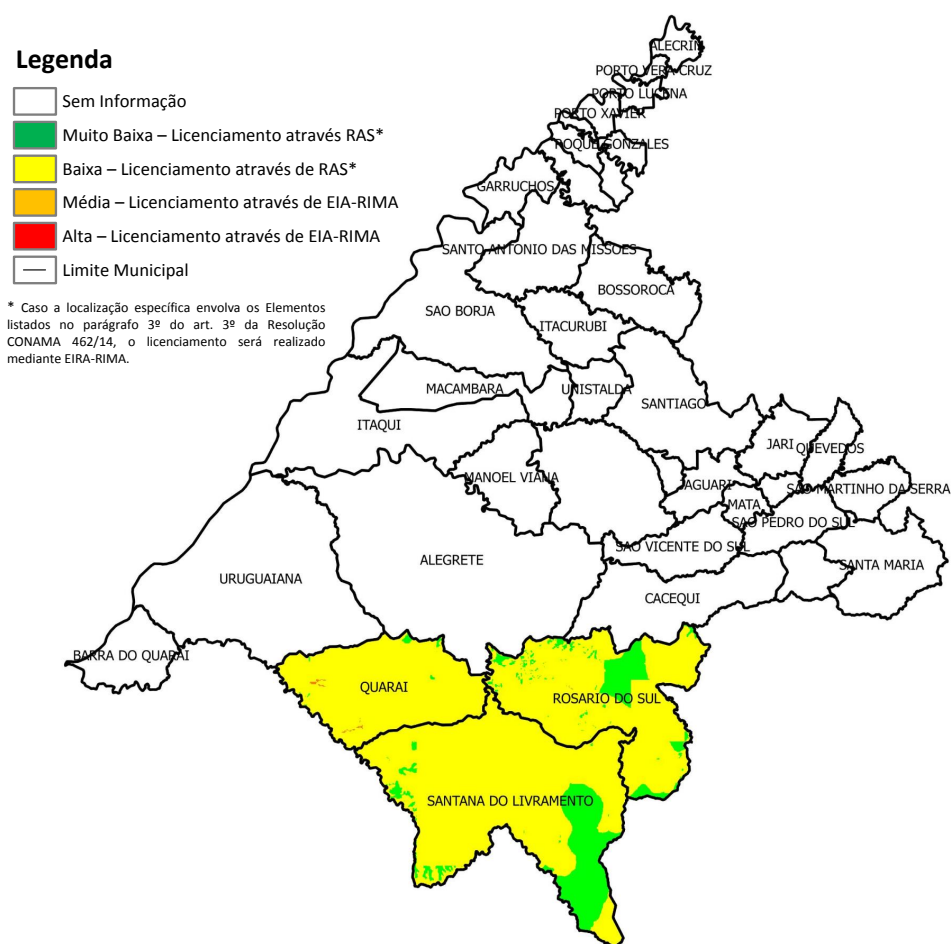


Figura 14 – Zoneamento Ambiental para empreendimentos eólicos do estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de FEPAM (2014b).

#### 3.4.2.4 Aspecto Social

Embora a RN 482 originalmente não abranja mais que 1MW de potência instalada, as instalações e requisitos são muito próximos à de uma usina solar em escala de distribuidora de energia.

Segundo o relatório da IEA (2015), em usinas maiores que 1MW, os serviços de operação e manutenção compreendem:

- O serviço de supervisão e controle da usina;
- O serviço de segurança do local;
- Os serviços de manutenção preventiva, corretiva da usina;
- Os fornecedores de equipamentos;
- O serviço de limpeza dos módulos solar fotovoltaicos.

De forma direta ou indireta todos estes requisitos demandam mão de obra para seu funcionamento.

### 3.4.3 Solar

O recurso solar é a principal fonte primária de energia que se dispõe. Todas as demais fontes primárias são de forma indireta resultantes de sua ação como o vento, a biomassa, os combustíveis fósseis, a energia dos oceanos, etc. A radiação solar pode ser utilizada como fonte de energia térmica como também convertida diretamente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

#### 3.4.3.1 Aspecto Técnico

De acordo com o conceito físico, a densidade de energia para uma superfície paralela ao sol a uma distância de uma unidade astronômica, denominada constante solar, possui valor de  $1.367 \text{ W/m}^2$  (World Meteorological Organization, 2015). Esta densidade de energia é reduzida a  $1000 \text{ W/m}^2$  ao ultrapassar pela atmosfera dando origem a outro valor teórico chamado constante solar de superfície (PINHO; GALDINO, 2014). Em situações práticas, o valor energético que chega ao solo depende de fatores como a altitude, os ângulos da geometria solar que se modificam com a época do ano, a latitude do local de aproveitamento, e as condições meteorológicas e atmosféricas. Seu valor é estimado pela irradiação solar em  $\text{Wh/m}^2$ , e pode ser encontrado por meio de instrumentos de medição como o piranômetro (mais preciso), a partir de variáveis meteorológicas e também estimados por sensores satelitais (Fig. 15).

Os valores de irradiação são fundamentais para se ter a quantidade de energia produzida por unidade de tempo, devido a linearidade existente entre a produção de energia e a irradiação horária. De acordo com Pinho e Galdino (2014) esta razão gera uma grandeza denominada Horas de sol pleno - *HSP*, bastante conveniente por facilitar a compreensão de quanto de energia acumulada ao longo de um dia está disponível (Eq. 3.9).

$$HSP = \frac{\text{Produção}}{\text{Irradiação}} = \frac{kWh/m^2}{kW/m^2} = \frac{h_{Sol}}{\text{Dia}} \quad (3.9)$$

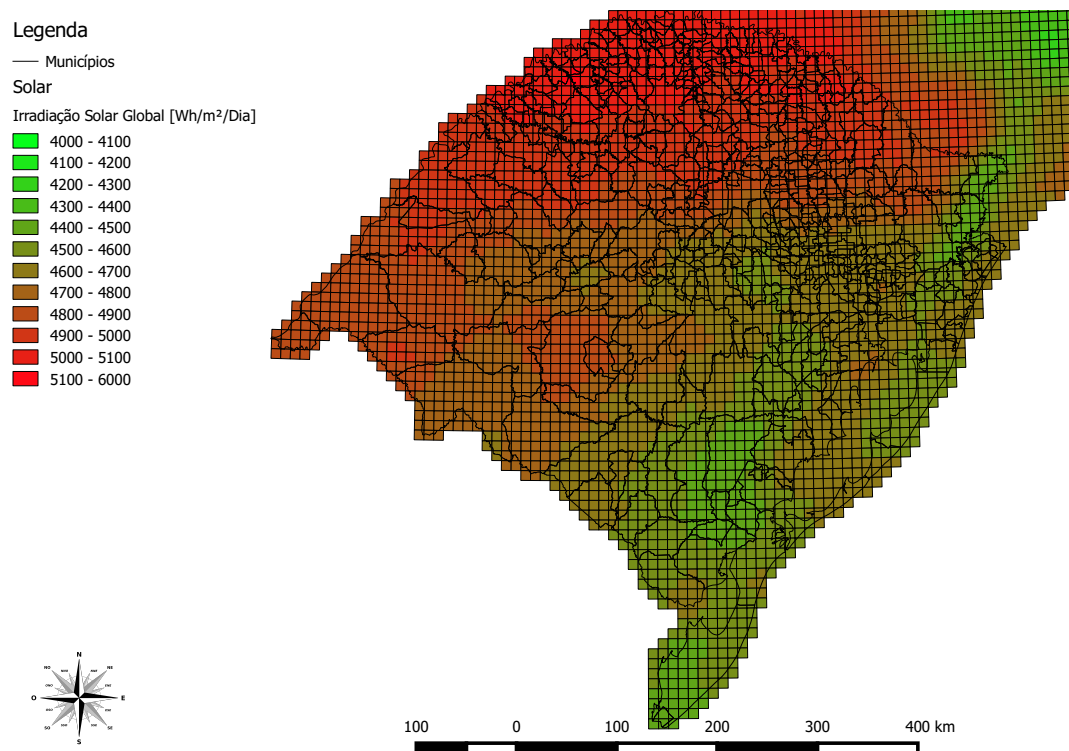


Figura 15 – Distribuição do recurso solar fotovoltaico sobre o Estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Adaptado de Martins et al. (2007).

O valor de irradiação varia de mês a mês, de acordo com as estações do ano, e pode ser obtida através das páginas da internet de instituições públicas nacionais e internacionais como SunData ou SWERA (Solar and Wind Energy Resources Assessment).

O *SunData* é um programa que se destina ao cálculo da irradiação solar dentro do território brasileiro. Desenvolvido pelo Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (Cresesb), possui vínculo com o Ministério de Minas e Energia e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel/Eletrobras).

O *SWERA* é esforço conjunto de vários países, e permite avaliações e acessibilidade às informações, tanto para energia solar quanto para eólica. O Brasil participa desta iniciativa através do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), em conjunto com

o NREL<sup>8</sup> que é o principal responsável do projeto *SWERA*. Os dados utilizados por esta ferramenta são acessíveis pela internet (NREL, 2012), e tem por objetivo facilitar o avanço em larga escala do uso de tecnologias de energia renováveis.

Junto ao *SWERA* se encontra a ferramenta computacional *PVWatts*, desenvolvida pelo NREL (2016). Esta ferramenta disponibiliza a radiação solar mensal entre outros detalhes.

Com estas informações a energia extraível por mês pode ser determinada através da equação 3.10.

$$Energia_{SF}^{Mês} = HSP \cdot DM \cdot Pot_{SF} \cdot A_{Mod} \cdot \eta \quad (3.10)$$

Onde *HSP* é dado em h/dia, *DM* os dias do mês (30,416 dias/mês), *Pot<sub>SF</sub>* a densidade de potência da placa a ser utilizada em *kW/m<sup>2</sup>*, *A<sub>Mod</sub>* é a área ocupada pelos módulos em *m<sup>2</sup>* e *η* o rendimento do sistema com as perdas.

A densidade de potência depende exclusivamente do tipo de tecnologia solar fotovoltaica empregada, que dita o desempenho dos módulos (Tab. 5). Entretanto, conforme Pinho e Galdino (2014), não deve ser encarado como um indicador de qualidade do módulo, pois isto depende de outros fatores como custo, durabilidade, entre outras características inerentes ao fabricante.

Entre as principais perdas estão as relacionadas à degradação que sofre durante sua vida útil, as perdas devido as oscilações de temperatura e as inerentes aos sistemas de conversão de energia de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).

No estudo da NREL sobre taxa de degradação de sistemas solar fotovoltaicos (JORDAN; KURTZ, 2013), o valor médio encontrado através de vasta revisão da literatura técnica foi de 0,8%/Ano de degradação. Considerando que uma placa solar seja fabricada para durar 25 anos de vida útil, seu rendimento estaria próximo a 81,8%, visto que as perdas são cumulativas. Entretanto, conforme é explicado por Pinho e Galdino (2014) a curva de degradação não é linear, fazendo com que a geração de energia seja menor que a estimada pela média de 0,8%.

As perdas pelo efeito da temperatura, diferentemente do que ocorre pela degradação, afetam o rendimento do início ao fim da vida útil de acordo com as mudanças de calor (MASTERS, 2004). A elevação desta variável provoca uma queda de tensão e conseqüentemente de potência que não está relacionada a corrente. Os valores de queda variam com o tipo de tecnologia da placa solar, sendo o mais comum para placas de silício cristalino de 0,5%/°C (IEA, 2015).

<sup>8</sup> Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América (*National Renewable Energy Laboratory - NREL*)



Tabela 5 – Tipos de tecnologia Solar Fotovoltaicas mais comuns (PINHO; GALDINO, 2014).

Tecnologia	Densidade de Potência [ $W_p/m^2$ ]
Si Monocristalino [mSi]	150
Si Policristalino [pSi]	135
Si Amorfo [aSi]	85
Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio [CI(G)S]	100
Telureto de Cádmio [CdTe]	110

Quando equipamentos solar fotovoltaicos são empregados é comum que se tenha um acréscimo nos custos devido a necessária conversão do tipo de corrente de contínua (CC) para alternada (CA). Isto porque equipamentos em CA são facilmente encontrados em maior número. Contudo, atualmente fabricantes de conversores garantem uma eficiência muito próxima ou mesmo superior 95%.

Ainda que sejam minimizados tais fatores de perdas se o equipamento não for instalado adequadamente de nada valerá medidas mitigadoras. Segundo Masters (2004) placas solar fotovoltaicas podem ter dois tipos de instalação: o fixo, no qual a placa é ajustada manualmente em uma direção e inclinação médias por estação ou mesmo para o ano inteiro; e móvel com sistema de rastreamento solar, podendo ser ativo ou passivo, de um ou dois eixos de rastreamento.

Sistemas fixos são os mais comuns devendo ser o conjunto instalado no hemisfério sul ter sua face voltada para o norte geográfico (verdadeiro), com uma inclinação em relação ao plano do solo igual a latitude local adicionada em 10°. Isto garante que as placas receberão uma irradiação solar média durante o ano inteiro.

Em sistemas de rastreamento ativo existe um sistema eletromecânico que faz com que ocorra a mudança da direção da placa através de sensores. Já nos sistemas passivos isto é feito mecanicamente pelo aquecimento de reservatórios de um fluido ou vapor instalados junto a estrutura das placas posicionando-as diretamente para o sol.

Com o rastreamento solar de um eixo a irradiação sobre o conjunto de placas poderá atingir valores iguais ou superiores a 24,4% se comparado com sistemas fixos (IEA, 2015).

Foster et al. (2009) afirma que no rastreamento de dois eixos o rendimento pode ultrapassar os 25% anualmente se comparado com o sistema de eixos fixos, dependendo da latitude. Já na publicação realizada pela *International Energy Agency* (IEA, 2015) para o mesmo caso os valores chegam até 37,6% de rendimento.

### 3.4.3.2 Aspecto Econômico

O levantamento de custos para a energia solar fotovoltaica, da mesma forma que a eólica consideram os valores da terra utilizadas, que podem ser agriculturáveis ou não. No caso da terra ser agriculturável os custos poderão ser incluídos através dos lucros evitados. Como referência para o objetivo deste trabalho foi adotado a densidade de potência igual a encontrada pela NREL de  $48 \text{ MW}/\text{km}^2$  (LOPEZ et al., 2012).

De acordo com WEC (2013), em 2013 o valor médio da energia solar fotovoltaica nos Estados Unidos era de 1,77 USD/kW instalado, com valores entre 25 a 60 USD/kW de O&M, e um *LCOE* entre 117 a 239 USD/MWh. Os valores citados em IPCC (2014) vão de um valor mínimo de 2.200 USD/kW, um valor médio de 4.400 USD/kW e um valor máximo de 5.300 USD/kW para uso residencial sobre o telhado. Em grandes usinas (investimentos para distribuidoras), a economia de escala reduz estes valores para 1.700 - 3.200 - 4.300 USD/kW. No recente estudo dos custos, Lazard (2015) categoriza a tecnologia solar fotovoltaica em 5 classes, residencial, comercial/industrial, comunitária, escala de distribuição com módulos de silício cristalino e em escala de distribuição utilizando filme fino, sendo somente as primeiras 4 interessantes para o presente estudo (Figura 16).

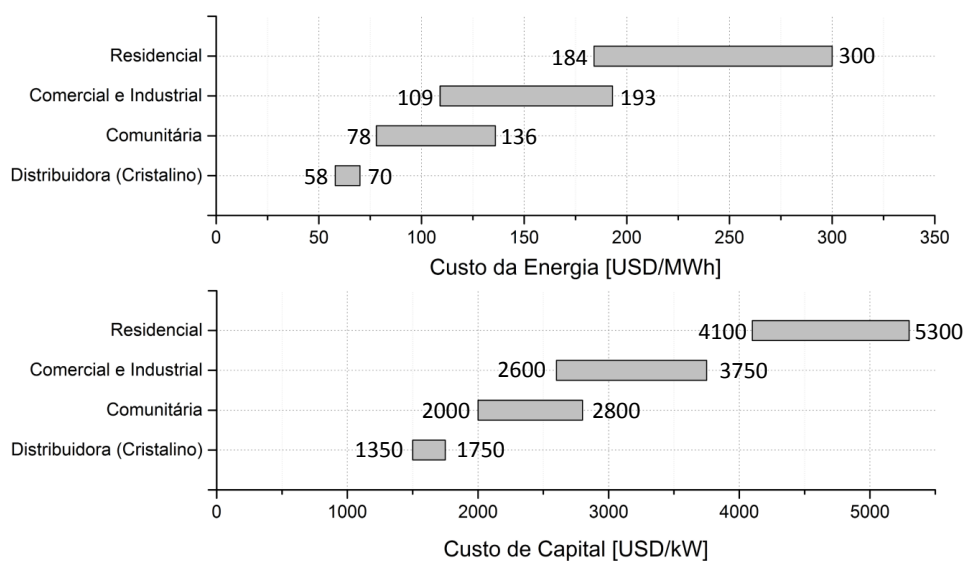


Figura 16 – Custos Solar Fotovoltaica. Fonte: Adaptado de Lazard (2015).

### 3.4.3.3 Aspecto Ambiental

A Agência de Energias Renováveis da Alemanha em 2010 (PESCHEL, 2010), publicou um relatório sobre parques solares montados sobre o solo, demonstrando alguns efeitos e oportunidades para a biodiversidade. Segundo a publicação, propriedades rurais com geração solar fotovoltaica criaram gradualmente formas alternativas de habitats para

diferentes espécies de animais e espécies vegetais. Isto porque parques solares não podem ser encarados como instalações temporárias, mas sim instalações com um tempo de vida útil não inferior a 25 anos.

Peschel (2010) revela que os impactos podem ser positivos de diversas formas. Além da fauna e flora, as mudanças no uso do solo podem ajudar na redução do efeito estufa, desde que sejam instalados em locais antes sem cobertura de vegetação expressiva. Favorecem o aparecimento de espécies diferentes que se acumulam entre os conjuntos de placas, e melhoram o microclima junto as placas. Uma melhora no microclima pode resultar em uma redução na temperatura e consequente elevação no rendimento do conjunto solar fotovoltaico. O efeito de sombreamento sob as placas é ainda mais favorável em locais secos e arenosos, muito comum na fronteira oeste do Rio Grande do Sul. Isto por que reduz a ação direta do vento sobre a terra nua, dificultando o transporte destes sedimentos.

Hernandez et al. (2014) cita como fator positivo o estabelecimento de parques solar fotovoltaicos em terras degradadas ou marginais, o que também foi alvo da pesquisa por Milbrandt et al. (2014). Os autores definem terras degradadas ou marginalizadas como aquelas terras inerentemente desvantajosas, de difícil utilização para agricultura, de baixo valor econômico. De acordo com Peschel (2010) existem políticas públicas de incentivo na Alemanha para quem fizer uso destas áreas para geração de energia, evitando que áreas potencialmente férteis tenham utilização diferentes da agricultura.

Já entre os efeitos negativos é possível citar àqueles que afetam a biodiversidade, o clima e também o homem. O efeito da luz refletida causa atração de certas espécies de insetos d'água devido a confusão visual, pois se assemelha a reflexão da água, fazendo com que estes insetos coloquem ovos junto às placas, prejudicando as placas e reduzindo a população destes insetos. Também pode prejudicar o homem pelos riscos do efeito de brilho intenso<sup>9</sup> A convivência da perda ou redução da visão momentaneamente pode levar de um simples desconforto dos moradores próximos, a acidentes caso atinja motoristas em estradas ou rodovias (CHIABRANDO et al., 2009).

Conforme Hernandez et al. (2014), a supressão de sujeira nas placas faz com que a seja necessária a limpeza periódica nas mesmas. A deposição depende de vários fatores, como velocidade do vento, temperatura, umidade, tráfego de veículos nas proximidades da usina, etc, sendo desnecessária maiores preocupações na maioria dos climas. No entanto, utilização de água para limpeza das placas é muito comum entre os métodos de limpeza (IEA, 2015), e pode ser vista como um fator negativo dependendo da área instalada. Hernandez et al. (2014) cita um volume de  $0,02 \text{ m}^3/\text{MWh}$  para locais onde a deposição de areia é problemática.

---

<sup>9</sup> Na literatura internacional encontrada como *Glare*.

Além disto, grandes áreas com módulos fotovoltaicos podem modificar o microclima devido a influência das áreas sombreadas, que podem fazer com que ocorra uma substancial redução da água evaporada, levando a mudanças na precipitação local (PESCHEL, 2010).

#### 3.4.3.4 Aspecto Social

Segundo levantamento realizado por Sooriyaarachchi et al. (2015), a cadeia produtiva de equipamentos solar fotovoltaicos, que vai da manufatura até a instalação dos parques solares, emprega de 5,76 a 6,21 trabalhadores por MWp, valor relativamente alto se comparado aos 0,43 – 2,51 trabalhadores/MW da tecnologia eólica.

No quesito operação e manutenção a tecnologia solar também emprega mais que a eólica devido principalmente aos serviços de limpeza e conservação das instalações fotovoltaicas montadas no solo (IEA, 2015). Embora a maior parte dos empregos fique por conta da fase de construção e instalação, a operação e manutenção gera postos de trabalho permanentes, durante a vida útil do equipamento.

# 4 Ferramentas de Apoio à Decisão

## 4.1 Introdução

Este capítulo da dissertação tem como objetivo apresentar as duas ferramentas fundamentais para a metodologia deste trabalho. Inicialmente serão definidos conceitos básicos sobre Sistema de Informações Geográficas, características importantes, o uso com a função de banco de dados e de apoio à tomada de decisão. Logo em seguida, os métodos multicriteriais de apoio à decisão serão da mesma forma definidos, caracterizados, e classificados até a escolha do método que melhor se enquadra nos objetivos deste documento.

## 4.2 Sistemas de Informação Geográfica

### 4.2.1 Conceitos

O Sistema de informação Geográfica SIG<sup>1</sup> pode ser definido de diversas formas. É comum a associação do termo com softwares de manipulação de mapas para analisar fenômenos que ocorrem no espaço geográfico ou mesmo como uma ferramenta para inventariar recursos e instalações. Segundo a definição dada por Longley et al. (2005), o SIG é uma ferramenta que revela o que de outra forma é invisível apenas pela análise da informação geográfica, pois possibilita um exame minucioso dos dados expondo padrões, relações e mesmo anomalias que não podem ser percebidas através da simples observação em mapas.

Outros autores definem este sistema como uma combinação de hardware, software e procedimentos que podem integrar dados, ocorrendo desta forma uma sobreposição de conceitos com a cartografia digital, o sensoriamento remoto, o armazenamento de dados e o auxílio computacional (Fig.17). Dentre os mencionados o sensoriamento remoto é o conceito que mais caracteriza o SIG, pois por definição é considerado a arte de obter informações sobre um objeto sem estar em contato físico direto com este objeto.

### 4.2.2 Características

Toda e qualquer informação contida em um SIG deve possuir obrigatoriamente um sistema de projeção e de coordenadas para o georreferenciamento. O Brasil no ano 2005 adotou o Sistema de Referência Geocêntrico para as Américas (SIRGAS2000) como o novo sistema de referência nacional. No entanto, como a maioria dos mapas são encontrados

---

<sup>1</sup> Em inglês: Geographical Information Systems - GIS

em um sistema internacional geodésico denominado *World Geodetic System* (WGS84), assim como o sistema satelital GPS<sup>2</sup>, e o sistema de coordenadas utilizado foi o Universal Transversa de Mercator (UTM), os que não estavam nestes sistemas foram reprojitados com a finalidade de padronização.

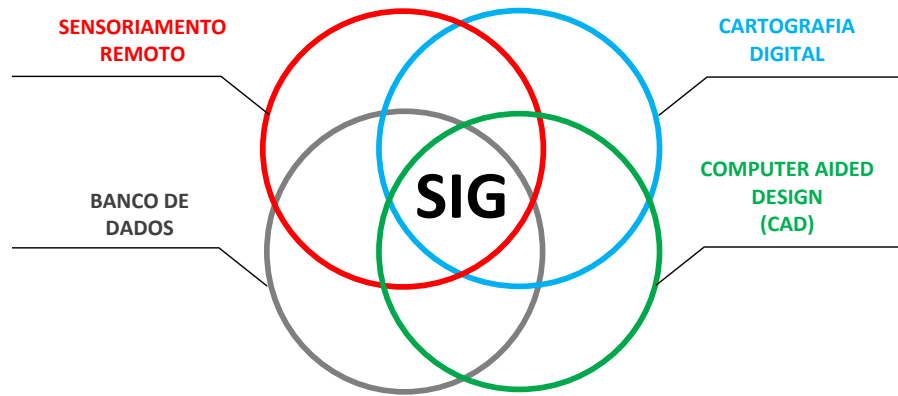


Figura 17 – Conceitos em que se baseiam os Sistemas de Informação Geográfico.

Apesar das inúmeras funcionalidades, os Softwares que trabalham no conceito de SIG organizam as informações em apenas dois tipos de camadas<sup>3</sup>, temas ou *layers*. Estas camadas são normalmente sobrepostas para que ocorra o cruzamento de dados e imagens dos mais variados tipos para serem manipulados e visualizados, relacionando as informações existentes através da posição e topologia. Isto é realizado intensamente com imagens satelitais, informações estatísticas, de divisão territorial, social, ambiental, de risco, de desempenho e também outros provenientes de análises mais complexas, sempre objetivando novas informações.

O primeiro tipo de camada é denominado vetorial e busca a precisão da localização dos elementos do espaço (Fig.18(a)). Os dois formatos de arquivos vetorial utilizados neste trabalho são o *Shapefile* e o *kml*. Originada e regulamentada pela empresa ESRI<sup>4</sup> com a finalidade de ser livre para a interoperabilidade entre softwares, o formato de camada vetorial ou *Shapefile* pode ser criado pelo próprio Software de SIG ou encontrado nas redes da internet em diversas instituições públicas e privadas. O formato *kml*<sup>5</sup> é atualmente um padrão internacional e serve para exibir/arquivar dados geográficos em mapas bi e tridimensionais junto a navegadores terrestres. Seu uso foi amplamente divulgado pelo Software *Google Earth*, sendo o formato *kmz* sua versão compactada.

Ambos os formatos podem ser construídos de três geometrias diferentes, como: pontos; retas; ou através de polígonos. Uma das diferenças entre o formato vetorial e o

<sup>2</sup> *Global Position System*

<sup>3</sup> Tecnicamente também denominadas classes de representação computacionais

<sup>4</sup> Acrônimo derivado da língua inglesa: *Environmental Systems Research Institute*.

<sup>5</sup> Keyhole Markup Language

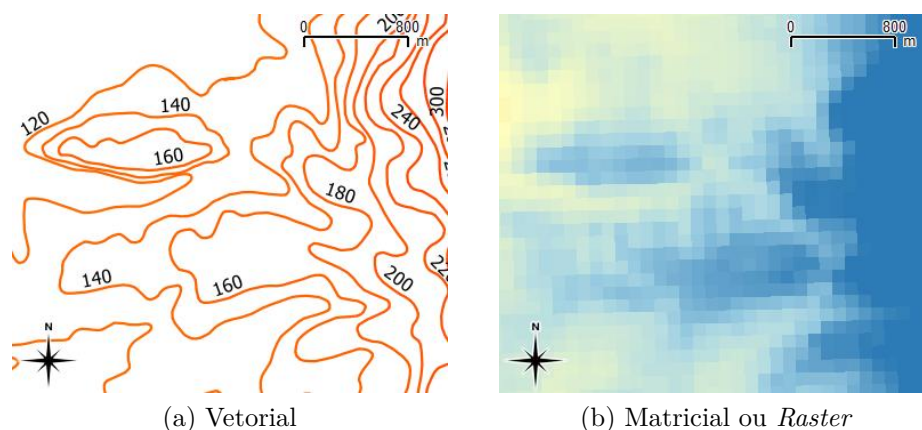


Figura 18 – Exemplos de tipos de imagens encontradas em Sistemas de Informação Geográfica.

raster é que o primeiro além de ter seus pontos georreferenciados por duas coordenadas, possibilita a construção de uma planilha (tabela de atributos) com informações relativas a cada objeto inserido na camada, proporcionando um banco de dados relacional. Nas camadas do tipo *Shapefile* as informações permanecem armazenadas em três arquivos diferentes com as extensões *shp*, *shx* e *dbf*, respectivamente de formato, de índices e de banco de dados. Isto faz com que dependendo do conjunto de dados/representações, seja consumido valores elevados de memória dos dispositivos eletrônicos.

O segundo tipo é conhecido como matricial ou *raster*, e é centrado nas propriedades do espaço (Fig.18(b)). É adequada para representar feições ou fenômenos contínuos no espaço, como: elevações, precipitação, declividade, etc, e para armazenar e manipular imagens de sensoriamento remoto. No tipo raster o terreno é representado por células regulares geralmente quadrados, triângulos equiláteros e hexágonos regulares, que compartimentam os dados. As células são denominadas como pixels e apresentam atributos específicos, determinando as coordenadas e outras informações. De forma geral as camadas raster podem ser importadas de diversos tipos de arquivos. Neste trabalho somente será utilizado para raster os arquivos do tipo *GeoTiff*, que são rasters binários, podendo ter valores inteiros ou decimais, positivos ou negativos, e em diferentes resoluções espaciais.

Dois conceitos são necessários para a compreensão do nível de detalhamento que é possível obter com as imagens raster. O primeiro é a resolução espacial, que é inversamente proporcional ao tamanho do pixel, ou seja, a redução do pixel eleva a resolução, a precisão espacial e o tamanho do arquivo digital. O segundo é a resolução espectral, que tem como função indicar a capacidade do sensor satelital de distinguir entre intervalos de comprimento de onda (bandas) no espectro eletromagnético. Cada banda permite ao observador da imagem analisar de forma mais precisa aspectos não destacados por bandas diferentes, como características específicas da cobertura do solo, delineamento de corpos d'água, entre outros (NOVO, 2008, p. 217).

### 4.2.3 Softwares SIG

A criação do geoprocessamento na década de 50 e a evolução que os sistemas computacionais tiveram nos anos seguintes fizeram com que o Sistema de Informação Geográfica se popularizasse. Os primeiros softwares comerciais voltados para SIG foram desenvolvidos ao longo da década de 70 tendo sua consolidação apenas 20 anos mais tarde pelas delimitações impostas pela tecnologia em quesitos como armazenamento de dados, processamento e custos. Com o avanço tecnológico, a difusão da internet e a redução dos preços dos computadores pessoais, o uso dos recursos SIG deixou de ser utilizado apenas pelo governo e acadêmica, passando ao domínio público. Tendo como finalidade histórica inicial a atualização de mapas, hoje os programas voltados ao SIG são inúmeros e buscam auxiliar na geolocalização, utilização do solo, apoio à decisão, entre outras funcionalidades.

Entre os softwares SIG comerciais mais conhecidos é possível citar o ARCGIS da ESRI, o AutoCAD Map da empresa Autodesk, Mapinfo, Geomedia, VisualSIG e o Google Earth. Já os softwares livres (não comerciais) mais difundidos são o gvSIG, TerraView, o software Spring desenvolvido pelo INPE e o Quantum GIS (QGIS).

O QGIS é um software livre projetado pela Open Source Geospatial Foundation (OSGeo) licenciado sob a *GNU General Public License*. Construído a partir de ações e doações voluntárias, o QGIS é um sistema multiplataforma que permite a procura, edição e criação de camadas tanto do formato shapefile ESRI quanto matriciais. O sistema QGIS viabiliza a apresentação dos dados em camadas do tipo *Web Map Service* (WMS) e *Web Feature Service* (WFS) que permitem o intercâmbio de dados geográficos sem a necessidade de armazenamento local, simplificando a interação entre diferentes fontes. Também é possível publicar os projetos criados pelo arranjo de um conjunto de camadas através de um sistema servidor ou por meio do *Web Client*.

### 4.2.4 Camadas Vetoriais utilizadas

Durante as fases iniciais de pesquisa foram encontrados inúmeros sítios contendo imagens tanto vetoriais como raster. Destas foram selecionadas as que poderiam contribuir com os objetivos deste trabalho, auxiliando na determinação dos recursos energéticos benéficos tanto à produtores rurais quanto para concessionárias.

A Agência Nacional de Águas (ANA) disponibiliza em sua base de dados inúmeros mapas temáticos contendo informações a respeito dos recursos hídricos no Brasil que podem ser aplicados diretamente no levantamento de recursos renováveis e para o Planejamento pelo Lado da Demanda. Entre os disponíveis podemos citar:

- Espelhos d'água - Todos os corpos d'água, lago, lagoa e reservatórios, sejam naturais ou artificiais, com área superficial a partir de 20 hectares;



- Cursos d'água - representação gráfica dos rios brasileiros.

Mapas temáticos relacionados ao potencial de energia solar e de direção e velocidade de vento podem ser encontrados junto ao SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*). Os dados utilizados por esta ferramenta são acessíveis pela internet e fazem parte de uma iniciativa começada em 2001 para facilitar o avanço em larga escala do uso de tecnologias de energia renováveis. O SWERA é o esforço conjunto de mais de 25 instituições de vários países, tendo como administração o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP, 2014). O Brasil participa desta iniciativa através dos dados fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), estudos do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), LABSOLAR da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Entre as camadas de interesse encontram-se:

- Irradiação Solar Global - Média anual da soma das irradiações solares direta, difusa e albedo sobre uma superfície horizontal, dada em  $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{dia}$  e organizadas em resolução espacial de 10km;
- Dados de vento - Média Anual de Potencial Eólico a 50 m. Contém a velocidade média em metros por segundo, sete classes de potência, densidade de potência em  $\text{W}/\text{m}^2$  e os valores da constante k da função densidade de probabilidade de Weibull (MASTERS, 2004, p. 343). Estas informações estão dispostas em pixels de 10 km.

#### 4.2.5 Camadas Raster utilizadas

As camadas raster provenientes da Missão espacial Topográfica por Radar Shuttle ou SRTM<sup>6</sup> lançada em 2000, gerou Modelos Digitais de Elevação (MDE) de praticamente todo o globo terrestre (JENSEN, 2009, p. 326). Os radares interferométricos utilizados na missão são tão precisos quanto os modelos de elevação digital obtidos por técnicas fotogramétricas tradicionais, podendo operar através de nuvens e fumaças (JENSEN, 2009, p. 330). As imagens SRTM estão disponíveis gratuitamente para toda América do Sul na resolução espacial de 90 metros e podem ser encontradas junto ao site da Agência Espacial Americana, ou da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA, 2014). Com os dados fornecidos pela missão SRTM é possível realizar estudos no terreno que influenciam na escolha do local dos aproveitamentos energéticos.

---

<sup>6</sup> Shuttle Radar Topography Mission

Isto é possível através de ferramentas de geoprocessamento incluídos no software GIS, produzindo os seguintes resultados:

- Mapas Hipsométricos - representação da elevação do terreno através de cores;
- Curvas de nível - representações do relevo através da utilização de linhas imaginárias altimétricas;
- Classes de declividade - agrupamento de intervalos contendo os ângulos de inclinação do terreno a partir do plano horizontal terrestre. Declividades acima de  $45^\circ$  podem não ser uma restrição no quesito técnico para a instalação de equipamentos geradores de energia, no entanto, tem uso limitado e até proibido segundo leis brasileiras (BRASIL, 2012);
- Determinação de sombreamento - mapas de relevo sombreado são criados para melhorar a visualização do terreno, pois cria uma iluminação hipotética da superfície que pode ser ajustada em seu ângulo de altitude na vertical e de azimute na horizontal. Com esta ferramenta é possível determinar regiões onde ocorra provável sombreamento do relevo;
- Mapas de aspecto - apresenta simultaneamente o aspecto (direção) e o grau de declividade para um terreno em 8 direções distintas com amplitude de  $45^\circ$ . O aspecto é identificado pela cor e a declividade pelo brilho da cor, sendo utilizado cores mais brilhantes para representar os terrenos com maior inclinação. Este tipo de mapa permite uma análise rápida de regiões voltados para a direção norte, e que podem ser úteis para a instalação de equipamentos de captação solar;
- Mapas de densidade - chamado também de mapas de calor ou *heatmaps*, consiste em criar mapas do tipo raster através de uma camada vetorial do tipo ponto, permitindo a identificação de regiões com maior ou menor densidade (pontos quentes), conforme a proximidade destes pontos.

Outra importante fonte de imagens é o sensor ASTER<sup>7</sup>, que está embarcado no satélite Terra. As imagens obtidas através do sensor Aster apresentam resolução espacial de 30 metros, e são oriundas de imagens orbitais, diferente do SRTM que são de radar, estando vulnerável às interferências ocasionadas por nuvens e fumaças (JENSEN, 2009, p. 233).

---

<sup>7</sup> Advance SpaceBorne Thermal Emission and Reflection Radiometer

### 4.2.6 Aplicações do SIG na Prospecção de Potenciais Energéticos

Aplicações SIG são muito comuns nas áreas do Planejamento de Recursos Energéticos e visam quase exclusivamente a determinação do melhor local para a exploração de recursos. O que torna o SIG uma ferramenta atraente é que possibilita a busca em diferentes bancos de dados de forma integrada, podendo o resultado da álgebra entre informações ser rapidamente visualizada através de mapas (Fig. 19). Além disto, oportuniza com mecanismos de análise estatística diversos cálculos que da mesma forma tem a imagem como resultado (JAMAL et al., 2014).

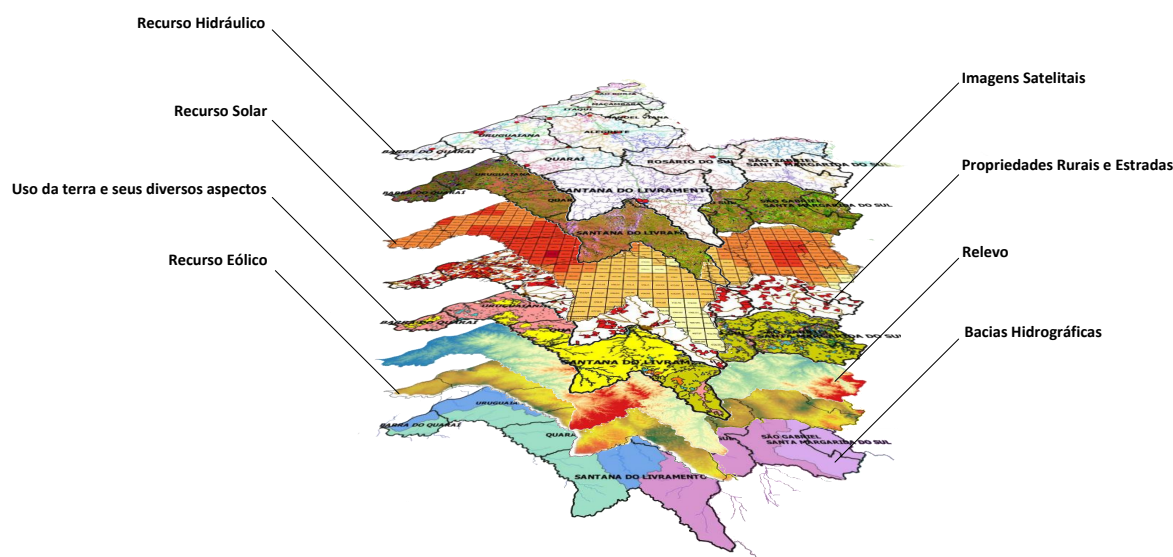


Figura 19 – Aplicações SIG. Fonte: Elaboração Própria.

Domínguez e Pinedo-Pascua (2009) caracterizam fontes de energia renováveis como sendo de ampla dispersão geográfica se comparadas as fontes tradicionais. Consequentemente não resta dúvida de que podem ser extraídas dos ambientes urbanos e rurais. No entanto, por uma questão de espaço, os recursos renováveis são muito mais favorecidos no ambiente rural pela diversidade de opções que podem ser observadas, tanto pela manipulação pelo lado da oferta como e principalmente pelo lado da demanda.

Em seu artigo, Domínguez e Pinedo-Pascua (2009) apresentam uma metodologia que avalia recursos renováveis e não renováveis em termos de custo nivelado de energia (LCOE<sup>8</sup>), tendo em vista a escolha mais competitiva para cada local, minimizando a influência de incertezas. Desenvolvida por instituições de pesquisa europeia, objetiva também a eletrificação em ambientes rurais de dois modos: edificações isoladas e desconectadas da rede; e sistemas híbridos em pequenos vilarejos. Considera informações de vento e energia solar, a demanda, características do terreno, e a distribuição da rede elétrica existente, constituindo o banco de dados SIG local. Durante a análise das infor-

<sup>8</sup> Do inglês: Levelized Cost of Energy

mações a potência instalada para cada tipo de sistema foi baseada no fator de capacidade de geração, sendo que somente depois foi avaliado os custos nivelados da associação de equipamentos geradores para uma particular demanda.

O estudo de Yue e Yang (2009), também pelo lado da oferta, utiliza o SIG para avaliar o potencial eólico *onshore* e *offshore* da ilha de Taiwan. O SIG auxiliou na classificação das regiões de acordo com a velocidade média do vento, indicando as regiões de preservação ecológica, as distâncias mínimas das torres *onshore* de ambientes urbanos e rurais, e regiões de uso não adequado como próximo a estradas, várzeas e parques nacionais.

Na avaliação do recurso solar as pesquisas de Jamal et al. (2014), Weng (2014) buscaram avaliar a área dos telhados, quantificando o potencial de capacidade em uma área urbana para o aproveitamento de energia solar.

De forma a associar informações a respeito de energia e economia, a África do Sul tem através de seu Conselho de Pesquisa Científico e Industrial (CSIR) a finalidade de criar um software que ajude na localização e dimensionamento adequado entre recursos elétricos convencionais e renováveis através SIG (SZEWCZUK, 2013).

García Martín et al. (2011) com o objetivo de melhorar a utilização dos resíduos agrícolas e florestais como recurso energético, determinaram quatro fatores territoriais, que segundo os autores, controlariam a aptidão de uma determinada região ser explorada. Estes fatores foram utilizados como um SIG para criar dois índices espaciais sintetizado para análise da viabilidade técnica-econômica. Os fatores considerados são:

- Quantidade de biomassa residual florestal - Estima quantas ton/ha de cada fração do terreno é possível retirar de biomassa, levando em consideração as diferentes espécies encontradas;
- Declividade - Compreendido como fator dificultante ao acesso das máquinas e pessoal eleva o custo acentuadamente, porque os equipamentos de trabalho florestal são limitados quanto a inclinação do solo, impedindo a aproximação e aumentando a necessidade de maior número de mão de obra envolvida;
- Área de cobertura florestal - Áreas de extração muito pequenas tornam os custos operacionais muito elevadas, devido a mobilização para o transporte de pessoal e equipamentos. Áreas maiores embora determinem maior quantidade de tempo no local reduzem estas despesas;
- Distância até estradas - Classificada segundo estudos que comparavam a produtividade em função da capacidade de carga do equipamento de transporte, da preparação do resíduo e da distância da estrada.

Os índices avaliados permitiram a identificação das zonas mais adequadas para a extração da biomassa segundo García Martín et al. (2011), resultando num mapa vital para quem deseja fazer investimentos.

Tucho et al. (2014) fizeram uso do SIG pensando em avaliar o potencial de recursos renováveis hidráulico, eólico e solar fotovoltaico em grande escala e de forma autônoma na Etiópia. Quantificaram seus potenciais através da adaptação de uma metodologia utilizada para avaliar recursos em países inteiros (MORIARTY; HONNERY, 2012; ANGELIS-DIMAKIS et al., 2011). As informações georreferenciadas do projeto SWERA e do banco de dados da Agência Espacial Americana (NASA) foram combinados para estimar a capacidade de energia eólica e solar. Já para a capacidade hidráulica foi utilizado por Tucho et al. (2014) dados do Ministério das Águas da Etiópia. As informações quanto ao uso da terra foram obtidas através dos dados estatísticos da Organização das Nações Unidas para a alimentação e agricultura (FAOSTAT<sup>9</sup>). A compilação de informações tornou possível a obtenção dos resultados e sobre estes algumas discussões foram geradas no tocante ao planejamento.

Milbrandt et al. (2014) apresentam através do SIG um estudo dos potenciais energéticos renováveis em locais considerados marginalizados dentro do território dos Estados Unidos da América, permitindo avaliar a contribuição de energia para a matriz elétrica. Com a mesma finalidade o Laboratório Nacional de Recursos Renováveis Americano (NREL<sup>10</sup>) publicou relatório técnico baseado em análise SIG (LOPEZ et al., 2012).

### 4.3 Métodos Multicriteriais de Apoio à Decisão

Decidir algo consiste em escolher entre no mínimo duas alternativas, sendo que este ato traz implícito a seleção de um critério e uma incerteza peculiar do processo decisório. Desta forma o conjunto de alternativas, critérios e consequências pode ser imposto por um único decisor<sup>11</sup>, ou conjunto de diferentes decisores com objetivos semelhantes, porém, focados na resolução de problemas distintos.

Conceitualmente os Métodos Multicriteriais de Apoio à Decisão (MCDA<sup>12</sup>) buscam o estabelecimento de uma estrutura de critérios e alternativas relacionadas a preferências em que o decisor ajusta conforme as necessidades de solução de seus problemas. O planejamento da indústria de transformação energética, como é feita tradicionalmente, considera apenas dois critérios que é o de maximização dos benefícios com a minimização dos custos e a segurança do suprimento da energia (MME/EPE, 2014, p. 68).

<sup>9</sup> Do inglês: Food and Agriculture Organization of The United Nations Statistics

<sup>10</sup> Do inglês: National Renewable Energy Laboratory

<sup>11</sup> Pessoa a quem compete tomar a decisão.

<sup>12</sup> Tradução literal do inglês *Multi-Criteria Decision Aid* ou *Multi-Criteria Decision Analysis*.

Os métodos Multicriteriais provêm melhor entendimento das características dos problemas de decisão e uma percepção realística do cenário decisório (POHEKAR; RAMACHANDRAN, 2004).

O campo de aplicação destes métodos na área do planejamento de energia é bastante amplo. No estudo de Pohekar e Ramachandran (2004) foram observadas seis aplicações generalizadas: Planejamento de Energias Renováveis; Alocação de Recursos Energéticos; Projetos de Construções Sustentáveis; Gestão no transporte de energia; Planejamento de Projetos de Energia e aplicados no Planejamento de Concessionárias.

Com tantas aplicações, é importante entender que existe uma diferença entre os termos Teoria da Decisão (*Decision Theory*) e Análise de Decisão (*Decision Analysis*), e que estes termos estão associados a uma abordagem que se aplica bem a situações onde há incerteza no processo. A principal diferença entre as duas teorias, é segundo Howard (1966 apud ALMEIDA, 2011), respectivamente a mesma existente entre a física e a engenharia, ou seja, uma se preocupa em investigar teorias e desenvolver modelos que possam ser utilizados, e a outra em como sua aplicação afeta os seus usuários. De acordo com Ensslin et al. (2001) existe uma definição clara também entre o conceito de apoio a decisão que é realizada pelo paradigma construtivista e a tomada de decisão estabelecida pelo paradigma racionalista.

No paradigma racionalista, existem modelos matemáticos que são aplicados sobre os critérios e as alternativas para obtenção de uma solução ótima. No paradigma construtivista, as metodologias são voltadas ao apoio a decisão, isto é, durante todo o tempo em que o processo de interação entre os atores ocorre, constituindo então uma representação útil aos decisores para facilitar a escolha. Pela complexidade considerada no tema, optou-se que seria utilizado um método do paradigma racionalista para a escolha da melhor solução, e que representasse a realidade de maneira objetiva.

Antes de ser abordada a classificação dos métodos multicritério, é imprescindível que se entenda que todos os envolvidos direta ou indiretamente no processo de decisão são considerados como atores. Isto inclui não apenas pessoas isoladas, mas também grupos de pessoas, de organizações ou instituições que de alguma forma são afetadas pela decisão (*Stakeholders*). Segundo Roy (1996 apud ENSSLIN et al., 2001), estes atores podem sofrer passivamente as consequências da decisão tomada (agidos), ou participar de alguma forma do processo decisório, sendo denominados como decisores, representantes ou mesmo como facilitadores ou analistas (Fig. 20).

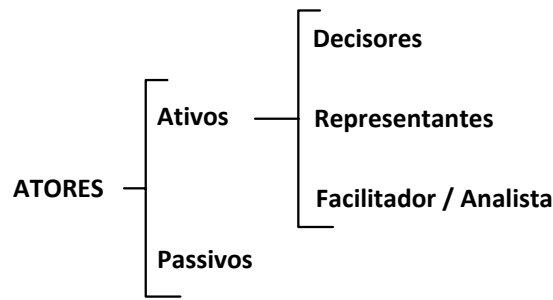


Figura 20 – Classificação dos atores do processo decisório. Adaptado de Ensslin (2001).

### 4.3.1 Classificação dos Métodos

Os métodos multicriteriais possuem variadas formas de classificação, como visto em Pardalos et al. (1995), Wang et al. (2009) e Pohekar e Ramachandran (2004). A abordagem proposta por Roy (1996 apud ENSSLIN et al., 2001), e aceita por inúmeros autores como Loken (2007), Belton e Stewart (2002) foi a utilizada neste trabalho. Sua divisão é em número de três, como apresentado a seguir:

- Abordagem de Critério Único de Síntese - ou de medição de valores, tem esse nome porque assume que as preferências dos decisores podem ser representadas por uma função de utilidade ou valor, ou seja, o quanto uma dada ação fornece de utilidade ou valor para o decisor. Os mais conhecidos são:
  - Análise de Custo-Benefício;
  - WSM - *Weighted Sum Method* ou Método de Soma dos Pesos;
  - WPM - *Weighted Product Method* ou Método de Produto dos Pesos;
  - SAW - *Simple Additive Weighting* ou Método de Soma Simples dos Pesos;
  - MAUT - *Multi-Attribute Utility Theory* ou Método da Teoria da Utilidade Multiatributo;
  - AHP - *Analytical Hierarchy Process* ou Processo de Análise Hierárquica;
  - SMARTS - *Simple Multi-Attribute Rated Technique*;
  - Macbeth - *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique* ou Medição de Atratividade através de Técnicas de Avaliação Baseadas em Categorias.

- Abordagem de Subordinação de Síntese - também conhecida como de subordinação ou sobreclassificação, seus métodos surgiram na Universidade de Paris-Dauphine com o Professor Bernard Roy, fundador do Grupo de Pesquisa LAMSADE<sup>13</sup> cujo objetivo são os métodos de Apoio à Decisão (Paris-Dauphine University, 2014). A ideia por trás desta abordagem é verificar as relações de dominância (concordância ou discordância) par a par entre os critérios. Os métodos mais conhecidos aceitos nesta classificação são:
  - Família Promethee - *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation* ou pela tradução livre Método de Organização do Ranqueamento de Preferências pelo Enriquecimento da Avaliação;
  - Família Electre - *Elimination and Choice Translating Really* ou Método de Eliminação e Escolha Traduzida da Realidade.
- Abordagem de Julgamento Local Interativo - com origem em programação matemática, seu objetivo é melhorar a performance das funções objetivos, procurando a solução mais conveniente. Dentre estes métodos encontram-se:
  - MOLP - Programação Linear Multi-objetivo;
  - CP - Compromise Programming ou
  - NAIADE;
  - Flag Model;
  - SMAA - Stochastic Multiobjective Acceptability Analysis.

Com tantos métodos, foi necessário identificar aquele com as características desejáveis ao planejamento da energia. Mesmo sabendo que não existe método melhor ou pior, e que para cada técnica os resultados podem ser totalmente diferentes, diversos autores buscam estas percepções à respeito dos MCDA no contexto dos recursos energéticos renováveis com avaliação ambiental. A pesquisa de Polatidis e Haralambopoulos (2006), aponta para uma lista de requisitos operacionais específicos para a escolha do método mais apropriado. Entre os requisitos mais importantes estão a capacidade de comparação entre as diferentes alternativas, de comparar aquelas do tipo qualitativo e quantitativo, ter uma escala de hierarquia para reduzir a ambiguidade, e ter como tratar a incerteza.

Em seu artigo, Polatidis e Haralambopoulos (2006) comparam alguns métodos atribuindo dois aspectos de avaliação: sustentabilidade; e compensabilidade. No quesito sustentabilidade estimam entre os métodos aquele que dá mais importância para a dimensão ambiental, conceituando como forte esta relação e fraca a relação que valorize mais o aspecto econômico.

<sup>13</sup> Do acrônimo francês *Laboratoire d'Analyse et Modélisation de Systèmes pour l'Aide à la Décision*



A compensabilidade diz respeito ao método que permite a troca (em inglês *Trade-Offs*) ou compensação entre critérios. Assim, um critério com ótima performance em determinada alternativa pode compensar um outro critério em que a alternativa teve um desempenho ruim. Conforme Polatidis e Haralambopoulos (2006), quando existe no método uma forte sustentabilidade a compensação é parcial, e vice-versa (Fig. 21).

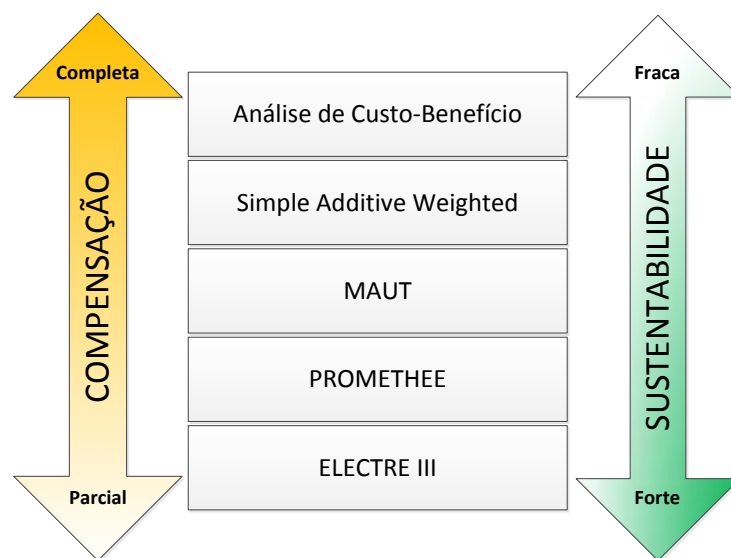


Figura 21 – Métodos MCDA perante os aspectos de compensação e sustentabilidade. Adaptado de Polatidis (2006).

Em sua concepção (POLATIDIS; HARALAMBOPOULOS, 2006) os métodos de sobreclassificação por não permitirem a compensação entre diferentes dimensões em função dos seus limiares, privilegia a sustentabilidade, o que é excelente para os projetos de recursos energéticos renováveis.

Para Loken (2007), que avalia as técnicas MCDA para solucionar problemas de planejamento energético, o mais importante é encontrar o método que meça o que é necessário ser medido. Segundo este autor o método deve prover ao Decisor todas as informações que ele necessita e que seja compatível com os dados acessíveis. Nos métodos de síntese única, aponta para trabalhos que utilizaram principalmente o MAUT e o AHP. No método MAUT é enfatizado que o processo de avaliação das funções de utilidade ajudam os decisores a identificar as questões chave nas alternativas, resolvem julgamentos e preferências conflituosas entre decisores, além de identificar o impacto das escolhas. Como desvantagem é citada a dificuldade que alguns decisores tem em estabelecer a função utilidade, não transmitindo o método uma percepção do risco na preferência. Já o método AHP é dito como popular devido a sua simplicidade, flexibilidade e por permitir que os critérios sejam do tipo qualitativo e quantitativo. No entanto, o tempo de processamento consumido para um grande número de critérios é mencionado como elevado, o que frequentemente acontece nos casos envolvendo planejamento de energia.

Dos métodos de sobreclassificação Loken (2007) abordou o PROMETHE II e o Electre III, concluindo que os métodos de sobreclassificação provêm intuitivamente a estrutura dos problemas, facilitando a modelagem pelos decisores e sendo capaz de tratar as incertezas de variadas formas.

### 4.3.2 Escolha e características do método

Roy e Bouyssou (1993) definiram a existência de 4 tipos de problemáticas de decisão. Na primeira, definida como  $\alpha$ , se enquadram aquelas que tem por objetivo a escolha de um subconjunto mais desejável, dentro do conjunto universo de ações. A problemática  $\beta$  é a da classificação, que tem como fim alocar ações em classes distintas. A problemática  $\gamma$  tem como resultado a ordenação das ações, e por último a  $\delta$  que tem como finalidade apoiar a descrição das ações e consequências. Devido ao método de sobreclassificação apresentar características desejáveis relacionadas a compensação e o foco ser a problemática da seleção, foi escolhido o método Electre I.

Conforme Rogers et al. (2000), o método Electre foi desenvolvido por Bernard Roy e apresentado pela primeira vez em 1966. De toda a família Electre as variantes que atendem a problemática da escolha são o Electre I e IS. O método Electre IS, apresentado em 1985, pode ser dito como uma adapção do método Electre I à lógica Fuzzy (MAYSTRE et al., 1994). Mesmo assim, a primeira versão foi preferida por sua simplicidade nos cálculos, o que transmite credibilidade e transparência a todos os interessados no processo decisório.

O Electre I envolve uma análise sistemática de relações entre as diferentes alternativas par a par avaliadas para os inúmeros critérios determinados pelos decisores/facilitador. Desta análise são construídas matrizes de concordância e discordância que permitem definir o quanto cada opção sobrepõe as demais. Logo, o resultado é proveniente da observação de quais alternativas são maiores ou iguais a um determinado limiar de concordância e, ao mesmo tempo, menores ou iguais a um limiar de discordância, cabendo o título de melhor opção àquela que obtiver maior número de sobreposições. O diagrama da figura 22 apresenta os passos mais importantes que serão definidos na próxima seção.

### 4.3.3 Desenvolvimento do Método Electre I

A Matriz de Avaliações é constituída de um conjunto  $A$  de ações potenciais e um conjunto  $F$  de critérios previamente escolhidos. Para cada ação e critério é definido um valor avaliado pelo decisor com base em dados de especialistas. Os critérios ainda possuem seus respectivos coeficientes de importância (pesos) que por sua vez são atribuídos pelos decisores.

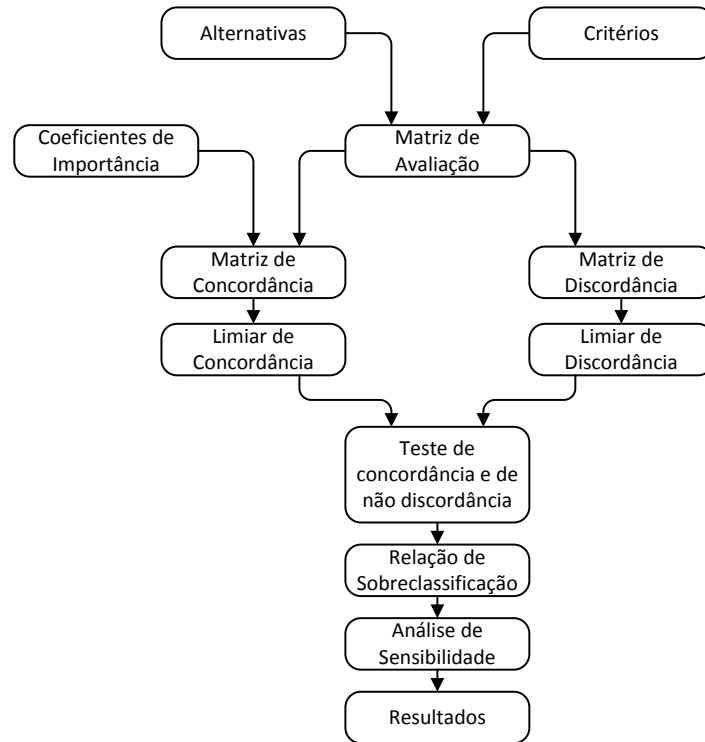


Figura 22 – Diagrama de desenvolvimento do método Electre I. Adaptado de Maystre et al. (1994).

Desta forma, cada item possui a seguinte nomenclatura adaptada de Maystre et al. (1994):

- $A = \{a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n\}$ , ações ou alternativas;
- $F = \{1, 2, \dots, j, \dots, m\}$ , critérios;
- $g_j(a_i)$ , avaliação do critério  $j$  considerando a alternativa  $a_i$ ;
- $P_j$ , peso do critério  $j$ .

A matriz de concordância é definida como todo o conjunto  $J$ , denominado conjunto concordância, em que a ação  $a_i$  é preferida ou de igual preferência a uma ação  $a_k$ , equacionada como:

$$J^{+,=} (a_i, a_k) = \{j \in F | g_j(a_i) \geq g_j(a_k)\} \quad (4.1)$$

Logo, para cada critério  $j$  haverá uma comparação entre as alternativas  $a_i$  e  $a_k$ . Todos os valores em que a condição da equação 4.1 for verdadeira, terá seu peso somado obedecendo a equação 4.2.

$$P^{+,=} (a_i, a_k) = \sum P_j, j \in J(a_i, a_k) \quad (4.2)$$

Uma Matriz de Avaliações ou de Decisão constituída de  $m$  critérios e  $n$  alternativas, constituirá uma Matriz de Concordância com  $m \times n$  índices de concordância, tendo sua diagonal principal composta por valores unitários. Estes índices de concordância serão, portanto, calculados por meio da equação 4.3, variando de 0 a 1.

$$C_{ik} = \frac{P^{+,=}(a_i, a_k)}{P} \quad (4.3)$$

Sendo  $P$  a soma de todos os pesos que satisfazem as equações 4.1 e 4.2.

Os critérios no método Electre I possuem duas formas de ajuste, através do coeficiente de importância, também denominado peso, ou pelo seu limiar de veto durante o teste de concordância. O limiar de veto é o valor mínimo de aceitação das hipóteses de sobreposições  $a_i$  sobre  $a_k$ . É representada por uma constante  $c_{veto}$ , e de outra forma, este teste de concordância pode ser dito como um limitante entre a aceitação de relações fortes e fracas de sobreposição. O valor inicial adotado para a  $c_{veto}$  durante as simulações é o primeiro valor maior que a média das concordâncias (Eq. 4.4).

$$c_{veto} = \frac{\sum C_{ik}}{n \cdot (n - 1)} \quad (4.4)$$

Na matriz de discordância, os índices  $D_{ik}$  são analisados através da equação 4.5, onde  $J^-$  é o conjunto dos critérios em que  $a_i$  é sobreposto por  $a_k$ . Tal como o índice de concordância, os valores variam entre 0 e 1.

$$D_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{se } J^-(a_i, a_k) = \emptyset \\ \frac{1}{\delta_j} \cdot \text{Max}\{g_j(a_k) - g_j(a_i)\}; & j \in J^-(a_i, a_k). \end{cases} \quad (4.5)$$

Onde  $\delta_j$  é a diferença entre o valor máximo e o valor mínimo entre as alternativas de um critério  $j$ . Conforme Maystre et al. (1994), o índice de discordância pode ser interpretado como a medida que uma determinada alternativa se opõe à sobreclassificação. Alternativas muito discordantes são eliminadas do rol de ações através do teste de não discordância. O teste consiste em uma comparação entre os índices de discordância e um limiar de discordância, que tem seu valor inicial criado a partir do primeiro valor menor que a média dos índices discordantes (Eq. 4.6).

$$d_{veto} = \frac{\sum D_{ik}}{n \cdot (n - 1)} \quad (4.6)$$

Com isso, a relação de sobreclassificação somente será aceita se  $C_{ik} \geq c_{veto}$  e  $D_{ik} \leq d_{veto}$  determinando quais alternativas fazem parte do conjunto de melhores opções de escolha.

É possível ainda ser realizada uma análise de robustez, que consiste em avaliar a alteração dos resultados em função da mudança de parâmetros, tais como:

- Ajustes de amplitude dos critérios;
- Coeficientes de importância;
- Limiar de concordância;
- Limiar de discordância.

Embora a análise de robustez indique possíveis mudanças nas escolhas, algumas opções jamais serão aceitas. Isto por que o método não admite *trade-offs*<sup>14</sup>, evitando que um mal desempenho de uma alternativa em algum critério seja compensado por um excelente desempenho em outro.

#### 4.3.4 Características dos Critérios

Um facilitador deve ter em mente que o conjunto de critérios  $F = \{1, 2, \dots, j, \dots, m\}$  necessita ter alguns requisitos lógicos que contribuam para o adequado desempenho do processo decisório. Em seu trabalho Figueira et al. (2005) cita três condições básicas para que os critérios estejam orientados para contribuir com a decisão. São eles:

- Ser facilmente compreendido pelos *Stakeholders* envolvidos;
- Ser um instrumento de relevância para comparações entre as alternativas par a par, ou seja, restrito aos atributos de performance de real importância para a decisão dos problemas;
- Ser abrangente, coesivo, não redundante e mutuamente exclusivo, permitindo ao tomador da decisão ver o critério como uma entidade única e independente, embora seja prudente determinar o tipo de independência achada necessária (FIGUEIRA et al., 2005).

Além do mais, projetos de engenharia como aqueles que envolvem fontes renováveis, devem ser compostos por tipos de critérios diferentes, como o econômico, o técnico e o ambiental/social. Rogers et al. (2000), afirma que o tipo econômico expressa fatores como os custos de transporte, instalação, operação e manutenção, essenciais ao investidor, mensurados em termos econômicos. O técnico expressa os fatores de engenharia que influenciam a conveniência da opção alternativa, determinados quantitativamente. E o ambiental/social que determinam as restrições e os benefícios de maior amplitude, muitas vezes intangíveis e avaliados na forma qualitativa.

---

<sup>14</sup> Compensações entre critérios.



# 5 Metodologia

## 5.1 Introdução

Planejar a implementação de recursos renováveis em propriedades rurais levando em consideração os mais diferentes aspectos que envolvam a produção agropecuária e a energética não é uma tarefa simples. O suporte à decisão exige uma metodologia composta por diferentes conceitos, etapas e ferramentas, garantindo ao processo uma visão multilateral que destaque as vantagens e restrições de cada decisão tomada pelos atores envolvidos. Desta forma, este capítulo irá apresentar e justificar cada fase da metodologia, colaborando para o entendimento da importância da composição dos capítulos anteriores.

## 5.2 Planejando o Investimento

As razões pelas quais os produtores rurais poderão se sentir atraídos por investimentos em fontes renováveis de energia é preponderantemente o aumento da qualidade, continuidade e confiabilidade da energia, voltando-se para uma redução da dependência das distribuidoras de eletricidade. Qualquer ação neste sentido envolve uma análise entre a política energética praticada e as possíveis mudanças que poderão advir em um cenário futuro, o conhecimento dos requisitos eletroenergéticos, e a identificação e quantificação dos recursos energéticos aproveitáveis na área da propriedade. As três etapas são complementares para o sucesso de um investimento em renováveis porque esclarecem onde estão as oportunidades de ganho econômico.

O mérito do planejamento, por exemplo, retrata quais outros decisores podem ou poderão influenciar ao longo do tempo o investimento em equipamentos de geração, aproximando-os pelo interesse técnico, econômico, social ou ambiental, seja na esfera pública ou privada. Apontar os requisitos elétricos e energéticos que determinado produtor utiliza, o estado destas máquinas, tempo de uso, tecnologia aplicada, distância de fontes de recursos e também as perdas são alguns itens por vezes deixados de lado e que contribuem para o aumento dos custos. Por último, a busca por recursos que possam ser utilizados para o máximo benefício do produtor, tangenciando aos interesses dos demais atores envolvidos e que satisfaçam de forma parcial ou total as demandas.

### 5.3 Identificação dos Decisores e Enfoques do Planejamento

Limitando-se ao recurso elétrico, a principal mudança ocasionada pelas diferentes formas de planejamento entre oferta e demanda na expansão do Sistema Integrado Nacional (SIN) são os riscos e as oportunidades. Na oferta tradicional os riscos são sofridos pelos diferentes decisores que fazem parte do mercado elétrico, riscos estes associados ao meio acionador das usinas centralizadas, sejam hidráulicas, térmicas, nucleares, eólicas, solar fotovoltaicas, etc (GARCIA, 2009, p. 39). Exemplos de alguns dos principais decisores pela oferta são os agentes de geração (investidores), o poder público, e a distribuidora.

Na demanda por sua vez, os atores que podem ser considerados os mais influentes são: o poder público que planeja e orienta por meio das leis; a distribuidora de energia que explora os serviços de energia elétrica sob sua concessão, e o consumidor predisposto a investir, buscando principalmente a confiabilidade dos serviços a um menor custo. Neste caso, além do risco da indisponibilidade do meio acionador, o investidor é mais susceptível à mudanças de políticas que podem onerar o acesso ao sistema distribuidor do que ao investidor pelo lado da oferta.

As oportunidades pelo lado da oferta são bem conhecidas, limitadas a um pequeno grupo de investidores e fortemente controlada pelo poder público. Por outro lado, as oportunidades observadas sob a ótica da demanda através da eficiência energética e geração distribuída são muito vantajosas (LEE et al., 2015). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ressalta que tanto a geração descentralizada quanto a eficiência energética são promovidas de três formas (EPE, 2014c):

- Pelo efeito de políticas existentes como a RN nº 482, que está atualmente em vigor e dá aos investidores acesso à rede de distribuição;
- Pelo efeito de políticas adicionais que poderão ser implementadas, tais como os programas de resposta à demanda e Redes Elétricas Inteligentes;
- E pela decisão final do consumidor sem vínculo direto com essas políticas, a exemplo de sistemas *offgrids*.

Assim, a metodologia deste trabalho foi desenvolvida para as três formas de promoção citadas acima e denominadas como enfoques do planejamento. A sequência lógica de cada um destes enfoques passa por 4 fases (Fig. 23):

- A primeira que visa o tipo de planejamento, demonstrando as vantagens e desvantagens para o produtor rural;
- A segunda que visa a forma com que pode ocorrer o levantamento de requisitos energéticos;



- A terceira avaliando a exploração dos recursos renováveis;
- E a quarta e última fase que compila os objetivos dos principais decisores para cada enfoque com a escolha do local e da tecnologia.

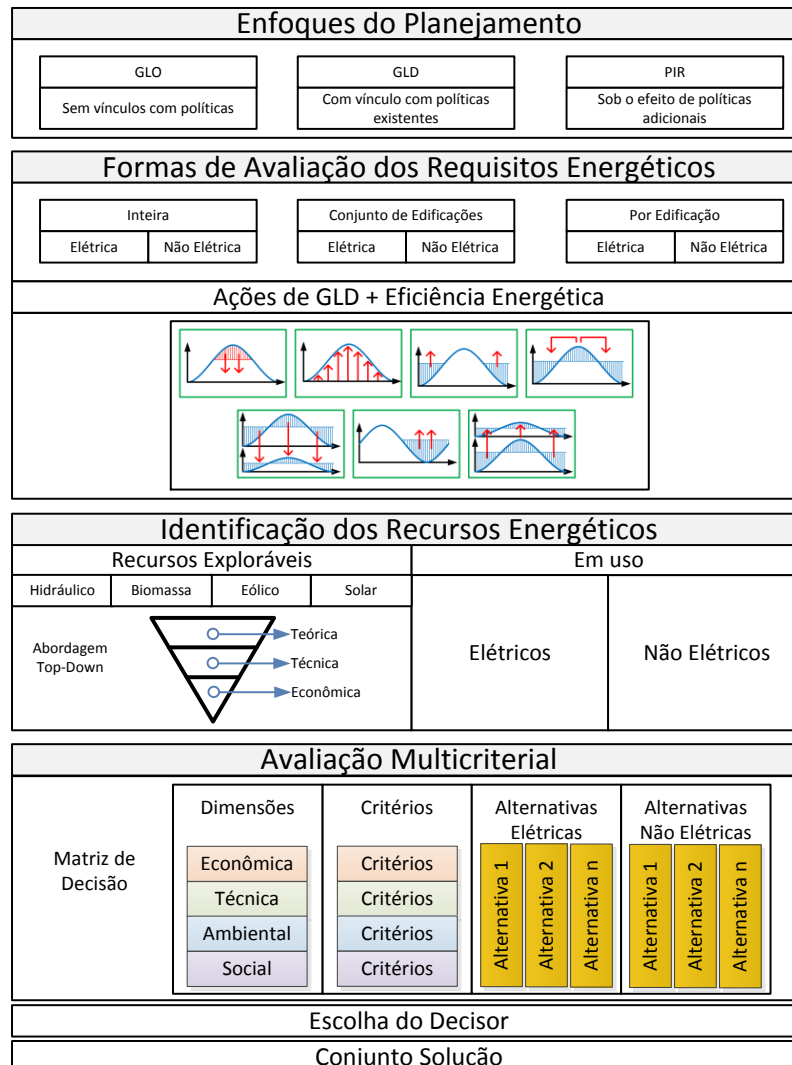


Figura 23 – Metodologia de Avaliação. Fonte: Elaboração própria.

### 5.3.1 Enfoque do Gerenciamento pelo Lado da Oferta (GLO)

Antes da RN 482 todo produtor de energia que produzisse por interesse próprio estaria restrito a três opções: tornar-se Autoprodutor; Produtor Independente; ou permanecer desconectado da rede (*off-grid*). O enfoque GLO tratado aqui é aquele em que o produtor rural consumidor não se utiliza de políticas públicas para investir em GD e eficiência energética em seu patrimônio, ou seja, produziria energia para consumo próprio sem comercializar ou ‘armazenar’ no sistema elétrico. Embora não seja mais a realidade

do Sistema Elétrico Brasileiro desde 2012, algumas situações peculiares do meio rural da região foco deste estudo justificam sua análise.

Produtores rurais investidores possuem interesse em GD principalmente devido aos problemas de qualidade e continuidade da energia que afetam diretamente a atividade produtiva. Isto se confirma através da estatística de reclamações levantadas pelas próprias distribuidoras e que são após divulgadas pela ANEEL (2015b), e também pela busca de apoio de diversas organizações com o poder público estadual (AAA, 2015).

Casos onde a demanda esteja totalmente isolada e que a construção de uma nova rede não compense o investimento também são comuns na região em questão devido sua grande área de abrangência. Outra situação é quando a volatilidade do recurso energético é de meses, a exemplo do recurso hidráulico e da biomassa que podem permitir o armazenamento sem maiores custos adicionais.

As vantagens para o produtor rural no aspecto econômico é não ter o custo da rede e sua conexão somados ao custo do investimento. Contudo, dependendo do tipo de fonte renovável explorado necessitará de um meio armazenador de energia, seja por baterias, de forma térmica, hidráulica ou inercial (FARRET, 2010).

No caso dos clientes que estavam conectados anteriormente e decidem pelo completo isolamento através investimentos em GD, a distribuidora os perceberia como uma possível diminuição na prestação de serviços. Contudo, a distribuidora ainda poderá ser favorecida caso exista uma demanda reprimida no alimentador, havendo de forma prática uma troca entre clientes com interesses distintos. Beneficia-se também a distribuidora dos casos em que o consumidor escolhe se manter conectado, embora com sua geração própria em paralelo, pois nesta situação o consumidor se torna mais tolerante às eventuais falhas. Sob certas condições investimentos em GD poderiam facilitar a postergação de investimentos pela oferta devido a redução da demanda.

Se no aspecto técnico a GD de forma isolada não traz benefícios para o sistema elétrico, pois não contribui para a redução das perdas elétricas, com o aumento da confiabilidade, entre outros fatores, no aspecto social contribui com a economia da localidade. A GD é reconhecida como opção vital para o desenvolvimento da sociedade em locais onde não existe eletricidade, pois favorece a saúde, a segurança, a educação, garantindo a permanência dos trabalhadores no meio rural (SCHNITZER et al., 2014).

Ainda que de forma *off-grid* a GD de fontes renováveis auxilia o poder público a cumprir metas ambientais estipuladas perante órgãos internacionais (ONU, 2015), por outro lado este tipo de investimento é desvantajoso no aspecto tributário, pois não recolhe impostos diretamente, visto que não existem tributos pagos sobre geração e conexão. A tabela 6 reflete alguns objetivos dos três principais decisores com relação aos mais diversos aspectos.

Tabela 6 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque GLO

OBJETIVOS	PRODUTOR RURAL	DISTRIBUIDORA	PODER PÚBLICO
Econômicos	Reduzir custos com energia e manutenção	Minimizar custos operacionais	Facilitar empréstimos ao produtor
	—	Promover economia da energia	Expansão ao mínimo custo
Financeiros	Evitar novos financiamentos para troca de equipamentos motivados por problemas elétricos	Protelar o investimento em rede e subestações	Protelar o investimento em Rede Base
Técnicos	Suprir com geração própria as demandas com o máximo de qualidade da energia	Aumentar a vida útil dos equipamentos	Minimizar o emprego de insumos energéticos críticos
	Aumentar Produtividade	Melhorar os indicadores de qualidade, continuidade e confiabilidade	Elevar o nível tecnológico nas propriedades rurais
Ambiental	Desenvolvimento sustentável	Reduzir os impactos através operacionalização	Minimizar o uso de geradores movidos a combustíveis fósseis
	Venda de Créditos de Carbono	Conscientização Ambiental	Cumprir metas ambientais internacionais
Social	Melhorar a qualidade de vida através da energização rural	Melhorar a qualidade de vida	Melhorar a qualidade de vida da população rural
	Melhorar o nível técnico dos trabalhadores rurais	Inclusão social	Inclusão social
Político	Exigir o suprimento mínimo de energia, qualidade, continuidade e confiabilidade	Assegurar as condições mínimas de eletricidade	Assegurar o acesso a programas de incentivo a aquisição de equipamentos de fontes renováveis
	Parceria com instituições de ensino e pesquisa	Cumprir metas estipuladas pela ANEEL	Independência tecnológica
	Liderança tecnológica	—	Valorização dos recursos naturais
	Independência Energética	—	—
Marketing	Fortalecer a imagem da propriedade	Fortalecer a imagem da empresa	Melhorar a imagem frente a opinião pública
	Desenvolvimento regional e local	—	Promover o desenvolvimento local/regional

### 5.3.2 Enfoque pelo Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

Na atual política do sistema elétrico não é possível dizer que existam programas de GLD implantados no Brasil, mas apenas ações isoladas para o desenvolvimento da eficiência energética e da GD. Isto é comprovado quando o Plano Decenal de Expansão de 2024 cita a eficiência energética e a GD como meios para reduzir a necessidade de expansão do sistema (EPE, 2015b, p. 370). A EPE também deixa explícita a inexistência de algum programa GLD em outras publicações como em sua nota técnica sobre estudos de demanda de energia (EPE, 2014c, p. 11). Assim, o que se pretende destacar no enfoque GLD são estas ações que contém um conjunto de políticas existentes e podem beneficiar o produtor rural investidor.

No enfoque GLD a RN 482 permite a conexão da micro e mini GD com a rede pelo sistema de compensação, sendo possível também, desde que obedecidas algumas exigências, a conexão como Produtor Independente ou Autoprodutor de energia. A condição de proximidade das propriedades rurais das redes elétricas permite que a GD seja uma excelente opção para todos os atores. Quando ocorre a conexão com a rede o armazenamento de energia deixa de ser necessário em função desta prover a eletricidade quando solicitada. Contudo, exceções podem ocorrer em locais onde a falta de energia seja algo frequente, obrigando o produtor rural manter alguma estratégia de armazenamento.

Como uma propriedade com GD conectada a rede de distribuição tem a opção de funcionar isolada, possui praticamente as vantagens do enfoque GLO. A RN 482 permite que o consumo de energia possa se dar junto a unidade consumidora ou por outra unidade consumidora, desde que sob a mesma titularidade da primeira. Quando conectado junto ao alimentador faz com que o nível de tensão seja melhorado pela injeção de energia ativa, reduzindo a necessidade do transporte de energia através dos fios e conseqüentemente eliminando perdas<sup>1</sup> na distribuição da eletricidade. Além disso, sob determinadas condições a distribuidora poderá reduzir a demanda de segurança comercializada com as geradoras centralizadas, por um preço menor junto aos produtores de energia renovável.

Para o investidor no enfoque GLD a uma tendência de redução de custos com a substituição de tecnologias de armazenamento por módulos de conexão com a rede, isto devido ao tempo de vida útil destes equipamentos não ser igual, sendo mais oneroso trocar baterias (vida útil entre 4 a 5 anos em média).

Quando o consumidor gera energia conectado a rede o poder público arrecada. Isto se dá pela produção de energia injetada na rede que ao retornar para o consumidor paga ICMS<sup>2</sup>. Como este imposto é de arbítrio do poder público estadual são ajustados de acordo com suas necessidades. Atualmente diversos estados isentaram os consumidores que participam do sistema de compensação de pagar ICMS, entre eles Minas Gerais, São Paulo, Pernambuco, Goiás e o Rio Grande do Sul. Outro imposto que incidia até outubro de 2015 sobre a geração de energia pelo sistema de compensação era o PIS/COFINS. Sua isenção foi dada recentemente através da lei nº 13.169 de 6 de outubro de 2015.

A GD renovável para a distribuidora pode significar um ótimo negócio porque não a expõe a riscos financeiros, quando ela mesma investiria em renováveis, deixando isto para investidores/proprietários rurais. Também teria os investimentos em ativos de rede elétrica retardados em função de melhorar a capacidade da rede. Ou seja, embora a distribuidora não tenha ganhos econômicos no sistema de compensação, seu ganho técnico com o armazenamento da energia do cliente na rede compensa.

---

<sup>1</sup> Representado como percentual da carga de energia (EPE, 2014c)

<sup>2</sup> Sigla derivada do termo: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

No aspecto social e ambiental as vantagens são as mesmas do enfoque GLO. Entretanto, percebe-se que a combinação de fontes eleva a segurança energética, o que proporciona uma melhor condição de vida, com menos restrições tanto para o trabalho quanto para o lazer dos funcionários rurais. Ressalta-se que para a distribuidora um aumento da população rural favorece a curva de carga, pois aumentando o consumo existe uma tendência de a tornar mais homogênea. Isto devido a amplitude térmica local e o apoio de diversos instituições para a diversidade de cultura produtiva local.

Na Tab. 7 este e outros aspectos são visualizados, demonstrando os principais objetivos dos três atores.

Tabela 7 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque GLD

OBJETIVOS	PRODUTOR RURAL	DISTRIBUIDORA	PODER PÚBLICO
Econômicos	Reduzir custos energéticos ao mínimo	Minimizar custos operacionais	Facilitar empréstimos ao produtor
	Gerar créditos ou vender o excedente de eletricidade	Promover economia da energia	Expansão ao mínimo custo
	—	Contribuir para o desenvolvimento econômico local	—
Financeiros	Aumentar o crédito junto às instituições financeiras	Protelar o investimento em rede e subestações	Protelar o investimento em Rede Base
	—	—	Facilitar empréstimos para GD e eficiência energética
Técnicos	Gerenciar a demanda como uma microrrede	Aumentar a vida útil dos equipamentos	Minimizar o emprego de insumos energéticos críticos
	Adoção de medidas do tipo Resposta à Demanda	Melhorar os indicadores de qualidade, continuidade e confiabilidade	Elevar o nível tecnológico nas propriedades rurais
Ambiental	Desenvolvimento sustentável	Reduzir os impactos através operacionalização	Minimizar o uso de geradores movidos a combustíveis fósseis
	Venda de Créditos de Carbono	Conscientização Ambiental	Cumprir metas ambientais internacionais
	Utilizar o Terreno Adequadamente	—	—
Social	Motivar a permanência no campo pelo uso de equipamentos novos e mais eficientes	Melhorar a qualidade de vida do consumidor	Melhorar a qualidade de vida da população rural
	Capacitação constante sobre o uso dos recursos energéticos	Inclusão social	Inclusão social
Político	Exigir a redução da carga tributária sobre os equipamentos	Assegurar as condições mínimas de eletricidade	Assegurar o acesso a programas de incentivo a aquisição de equipamentos de fontes renováveis
	Parceria com instituições de ensino e pesquisa	Cumprir e fazer que se cumpram as metas estipuladas pela ANEEL	Independência tecnológica
	Liderança tecnológica	—	Valorização dos recursos naturais
	Independência Energética	—	—
Marketing	Fortalecer a imagem da propriedade	Fortalecer a imagem da empresa	Melhorar a imagem frente a opinião pública
	Desenvolvimento regional e local	—	Promover o desenvolvimento local/regional

### 5.3.3 Enfoque Planejamento Integrado de Recursos - PIR

No enfoque *PIR*<sup>3</sup> o objetivo é apresentar as possibilidades que os atores possuem com investimentos em GD pela adoção de políticas adicionais pelo regulador. Como já definido, o *PIR* conceitualmente combina as ações de *GLO* e *GLD* para minimizar os custos de todos envolvidos. Logo, ações semelhantes aos que se observa em programas de resposta à demanda poderão ser adotados futuramente pelo poder público de forma a ampliar os incentivos à eficiência energética e a GD renovável.

Um exemplo recente deste tipo de política pública que tem o poder de mudar drasticamente as relações entre atores é a dada pela própria mudança da RN 482, que é válida desde 1º de março de 2016. Nela pode ser considerado 3 mudanças mais relevantes como política de incentivo:

- Mudança da microgeração para potência menor ou igual a 75kW, e de 75 até 5MW como minigeração para qualquer fonte renovável, com exceção da fonte hídrica que tem seu patamar reduzido para até 3MW;
- Mudança do prazo de validade para utilizar os créditos que passou de 36 meses para 60 meses<sup>4</sup>;
- A inclusão do termo *geração compartilhada* que permite que diversos investidores se unam em um consórcio ou uma cooperativa para gerar sua energia e “armazená-la” no sistema de compensação.

A primeira motiva o produtor rural a avaliar o potencial de fonte renovável existente em sua propriedade. Caso exista todo este potencial, o produtor investidor poderá tornar sua fatura praticamente nula durante todo o tempo. Isto devido a possibilidade de injeção de potência ativa nos períodos de entressafra, com menor uso de eletricidade, e utilizá-la nos períodos de maior demanda na safra. Uma condição para que isto aconteça é o produtor ter a potência instalada do equipamento gerador menor ou igual à carga instalada para a baixa tensão ou limitada à demanda contratada para as unidades consumidoras conectadas em alta tensão (Grupo A). Devido ao aumento do período de validade dos créditos, mesmo que a fonte venha a ter severas restrições quanto ao meio acionador, estes créditos poderão se acumular e ser utilizados no período de consumo do investidor.

A maior mudança ocorrida com a atualização da RN 482 é inclusão da geração compartilhada. A abordagem de cooperativa ou consórcio facilita ao conjunto de investidores a compra de equipamentos de forma a conseguir reduzidos preços pela economia de escala. Também minimiza eventuais desconfiças em relação à entrada da tecnologia no meio rural, característica comum dos proprietários da região.

<sup>3</sup> Planejamento Integrado de Recursos

<sup>4</sup> Mesmo período para a prescrição de dívidas de 5 anos.

No primeiro semestre de 2015 outra ação GLD do regulador chamou a atenção. Desta vez voltada para os consumidores com GD acionadas por diesel ou gás, propondo que estes se cadastrem junto a ANEEL para quando acionados gerem energia conectados a rede o que aliviaria o sistema, evitando apagões. A agência reguladora pretende remunerar os consumidores com geração própria por esta prestação de serviço.

Medidas como estas além de ser atrativas para os produtores, podem beneficiar economicamente as distribuidoras e o poder público. Os investidores pelo retorno mais rápido do investimento pelas novas opções de remuneração. As distribuidoras através da redução de perdas, do número de interrupções por sobrecarga, pela diminuição das compensações pagas pela distribuidora devido a violação de continuidade, entre outros fatores. O poder público devido ao recolhimento de impostos e diversificação da atividade econômica.

No aspecto ambiental os benefícios também podem ser mútuos pela adoção de políticas de incentivo a utilização de terras menos produtivas. De acordo com Peschel (2010), na Alemanha a legislação existente proíbe locais de valor ecológico para construção de usinas de energia renovável. Por outro lado, os investidores que desejam investir em terras deterioradas ambientalmente recebem um valor de tarifa pela produção de energia renovável (*Feed-in*). Estas terras podem ser instalações industriais, comerciais, com fins militares, que estejam em situação de abandono ou mesmo próximas a terras marginais como ao longo de estradas de ferro ou rodovias. Desta forma, ocorre uma compensação (*trade-off*) entre o aspecto econômico que favorece o investidor e o aspecto ambiental que favorece tanto o poder público por evitar áreas degradadas quando o próprio investidor pela preservação do meio ambiente (MILBRANDT et al., 2014).

No aspecto social os benefícios somente se ampliam em decorrência dos incentivos com novas políticas. Neste caso se repetem os benefícios dos outros enfoques onde o trabalhador rural e sua família, pelo aumento da qualidade de vida, acaba permanecendo no campo. A Tab. 8 reflete alguns objetivos dos três principais decisores com relação aos mais diversos aspectos.

## 5.4 Formas de Avaliação dos Requisitos Energéticos

De acordo com Calvert et al. (2013), tanto a geociência quanto as técnicas de sensoriamento remoto, tem sido aplicadas para minimizar as incertezas no desenvolvimento das energias renováveis. Na prática estas diversas técnicas reconstróem a infraestrutura através de um sistema de informações, necessário para restringir os fatores envolvidos. Quando se avalia os dados de demanda de uma propriedade rural, esta infraestrutura mapeada deixa evidente as oportunas interações com relação aos recursos naturais exploráveis. Isto é benéfico tanto para o Planejamento pelo Lado da Demanda quanto para a

Tabela 8 – Objetivos dos atores nos diversos aspectos - Enfoque PIR

OBJETIVOS	PRODUTOR RURAL	DISTRIBUIDORA	PODER PÚBLICO
Econômicos	Reduzir custos energéticos ao mínimo	Minimizar custos operacionais	Facilitar empréstimos ao produtor
	Comercializar a eletricidade nos programas GLD	Promover economia da energia	Expansão ao mínimo custo
	—	Contribuir para o desenvolvimento econômico local	—
Financeiros	Aumentar o crédito junto às instituições financeiras	Protelar o investimento em rede e subestações	Protelar o investimento em Rede Base
	—	Minimizar a compra de energia fora da área de concessão	Facilitar empréstimos para participar de programas GLD
Técnicos	Gerenciar a demanda como uma microrrede	Aumentar a vida útil dos equipamentos	Minimizar o emprego de insumos energéticos críticos
	Participar e adotar medidas do tipo Resposta à Demanda junto à distribuidora.	Melhorar os indicadores de qualidade, continuidade e confiabilidade	Favorecer propriedades que tenham desenvolvido nível tecnológico
	—	Facilitar a conexão com a GD	—
Ambiental	Desenvolvimento sustentável	Reduzir os impactos através operacionalização	Minimizar o uso de geradores movidos a combustíveis fósseis
	Venda de Créditos de Carbono	Conscientização Ambiental	Cumprir metas ambientais internacionais
	Utilizar o Terreno Adequadamente	—	Incentivar a utilização de terras degradadas ou marginais
Social	Contratar pessoas para atuar na atividade econômica formada pela GD	Melhorar a qualidade de vida do consumidor	Melhorar a qualidade de vida da população rural
	Capacitação constante sobre o uso dos recursos energéticos	Inclusão social	Inclusão social
	—	Incentivar consumidor a gerar sua própria energia	Desenvolver o mercado relacionado ao mercado de energia
Político	Exigir a redução da carga tributária sobre os equipamentos	Assegurar as condições mínimas de eletricidade	Assegurar o acesso a programas de incentivo a aquisição de equipamentos de fontes renováveis
	Parceria com instituições de ensino e pesquisa	Cumprir e fazer que se cumpram as metas estipuladas pela ANEEL	Independência e inovação tecnológica
	Liderança tecnológica	—	Valorização e preservação dos recursos naturais
	Independência Energética	—	—
	Influenciar nas decisões do Regulador	—	—
Marketing	Fortalecer a imagem da propriedade	Fortalecer a imagem da empresa	Melhorar a imagem frente a opinião pública
	Desenvolvimento regional e local	Fortalecer a imagem dos demais atores	Promover o desenvolvimento local/regional
	Fortalecer a imagem das demais instituições parceiras	—	Promover o envolvimento dos demais atores



Oferta, pois permite que novas soluções sejam propostas para antigos problemas regionais como os de continuidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Efetivamente este processo de avaliação se completa com o inventário de dados dos requisitos energéticos em quatro níveis: Propriedade inteira; Conjunto de edificações; Serviços e usos finais energéticos avaliados por edificação; ou através da combinação destes níveis (misto). Dados como consumo, demanda, carga instalada, número de usuários e horários de uso devem estar vinculados ao local de requisição para que possa ocorrer a compatibilização com os recursos renováveis. Neste processo, a identificação e geolocalização da rede elétrica particular e da distribuidora é essencial, pois define onde a conexão com a geração distribuída tem menor custo para o investidor.

É importante frisar que embora a Fig. 23 (Metodologia de Avaliação), cite as opções de avaliação elétrica e energética em todo o processo metodológico, análises energéticas não serão tratadas no escopo deste trabalho. Contudo, se percebe que grandes oportunidades de eficiência energética podem ser exploradas, principalmente na área da biomassa.

#### 5.4.1 Avaliação da demanda inteira da propriedade rural

Neste nível de avaliação a quantidade de informações a ser recolhida é a mínima. O objetivo é saber o comportamento presente da demanda e seu consumo, seus valores máximos, médios e mínimos, ou seja, dados suficientes para auxiliar na determinação do patamar de *GD* renovável instalável. Também nesta etapa se verifica as futuras ampliações das instalações que o proprietário poderá realizar, antevendo situações de aumento de demanda, ampliação da rede, transformação, adequação das edificações para efficientização e geração de energia.

A *GD* deverá ser conectada a rede de forma centralizada ou distribuída com vistas ao abastecimento da propriedade como um todo<sup>5</sup> (Fig. 24). Assim, o *SIG* deverá apresentar as áreas de delimitação da propriedade rural, incluindo os elementos geométricos dos itens citados no parágrafo anterior, com as suas representações servindo de apoio para a tomada de decisão com relação aos melhores locais para a conexão.

Este nível de avaliação é vantajoso em propriedades que possuem indicativos de elevada capacidade de geração de energia, suprindo a toda a sua demanda. No entanto, não permitiria que edificações ou conjunto de edificações permanecessem isoladas com eletricidade.

---

<sup>5</sup> Resguardado os casos especiais em que a irrigação é tratada como uma unidade consumidora com medição própria devido à desconto especial (ANEEL, 2010).

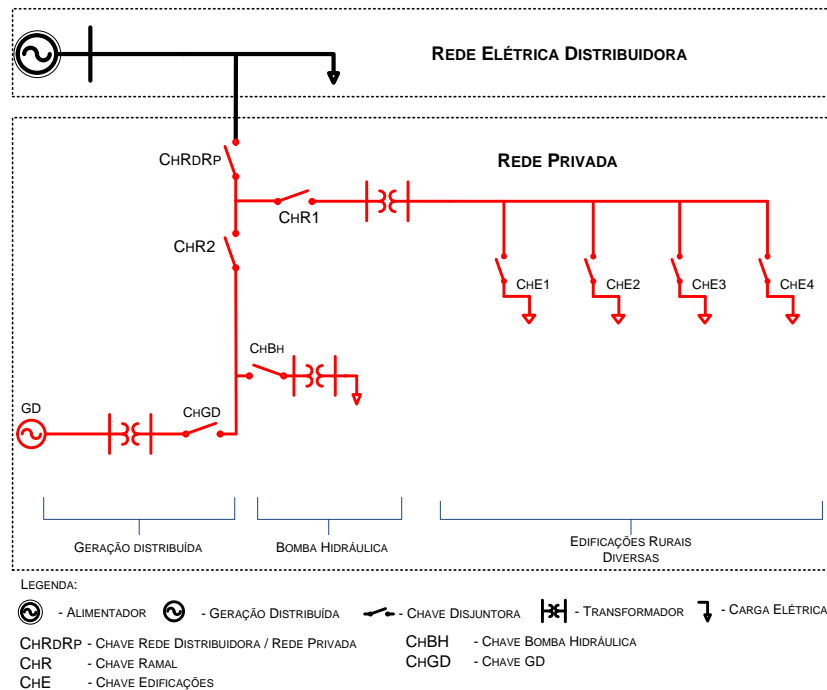


Figura 24 – Avaliação por demanda inteira. Fonte: Elaboração Própria.

#### 5.4.2 Avaliação da demanda por Conjunto de Edificações

Conforme definido por Willis (2004, p. 29), entre os tipos básicos de projeto de rede de distribuição existente (Radial, laço e malha), as redes rurais particulares são em sua maioria do tipo radial. A avaliação da demanda por conjunto de edificações busca aproveitar a dispersão deste tipo de rede elétrica rural que tem somente um caminho elétrico até o alimentador da distribuidora. O que se propõe é realizar o ilhamento de ramificações que compõem a rede particular, aproveitando a distribuição espacial das demandas.

Isto facilita a compreensão das necessidades elétricas e energéticas de cada ramo, permitindo a manipulação da curva de carga, e que seja determinado valores de demanda para compatibilização com os recursos renováveis a serem avaliados localmente. Confiabilidade, qualidade e economia de energia, entre outros benefícios relacionados a uma *Microgrid* são valores agregados à rede elétrica (THAKUR; CHAKRABORTY, 2015). Por outro lado tem como desvantagem o aumento da complexidade devido as diversas conexões, proteções adicionais, mão de obra especializada para analisar o momento adequado das manobras e controlar o sistema, o que gera custos adicionais.

Para este tipo de avaliação os dados *SIG* requisitados são as posições de demandas, os valores máximos, médias e mínimas de cada ramo selecionado individualmente, e os dados de rede envolvendo transformação, proteção, etc.

A Fig. 25 demonstra o funcionamento de uma rede avaliada com esta característica onde dois ramos distintos podem ser isolados um em relação ao outro no enfoque *GLO*, ou também em relação a distribuidora quando tratado pelos demais enfoques.

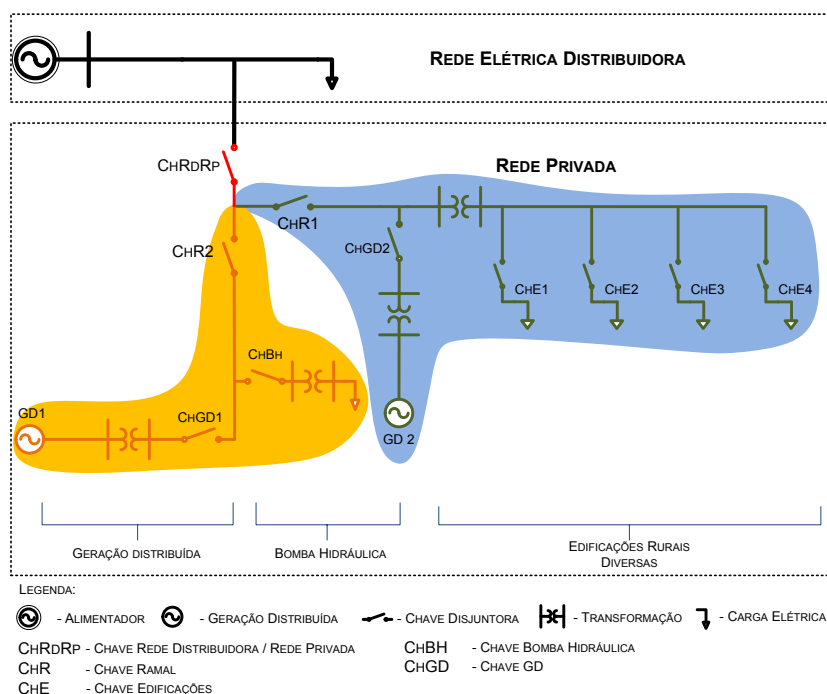


Figura 25 – Avaliação da demanda por conjunto de edificações. Fonte: Elaboração Própria.

Cada ramal teria sua própria *GD*, conectada ou desconectada nos períodos mais convenientes, sem afetar a produção de forma a colaborar com a redução dos custos com eletricidade.

### 5.4.3 Avaliação da demanda por Edificação

Avaliar a propriedade rural por edificação significa avaliar cada serviço e uso final elétrico ou energético que está dentro, faz parte da envoltória ou na periferia da edificação. Como é possível verificar através da Fig. 26, neste nível de avaliação o detalhamento deve ser o máximo, elencando:

- Os equipamentos utilizados - tipo de serviço, recursos energéticos, informações do fabricante e de sua procedência;
- Informações sobre a envoltória - indicando o tipo de construção, número de aberturas, posição relativa ao norte, tipo de telhado, direção e inclinação, entre outras informações relevantes;

- Informações a respeito de equipamentos periféricos que prestem serviços energéticos à edificação de forma exclusiva, como distância, tipo de serviço informações, recursos, etc.

Quaisquer dados que auxiliem futuramente o investidor na escolha entre a substituição do equipamento com determinada tecnologia por outro novo, por outro equipamento com tecnologia mais vantajosa, aderir a novas reformas e manutenções, ou mesmo permanecer como está.

Logo, cada edificação *SIG* representada terá todos estes dados, além é claro de sua curva de consumo e valores de demanda máxima, média e mínima, preferencialmente por estação do ano ou sazonalidade.

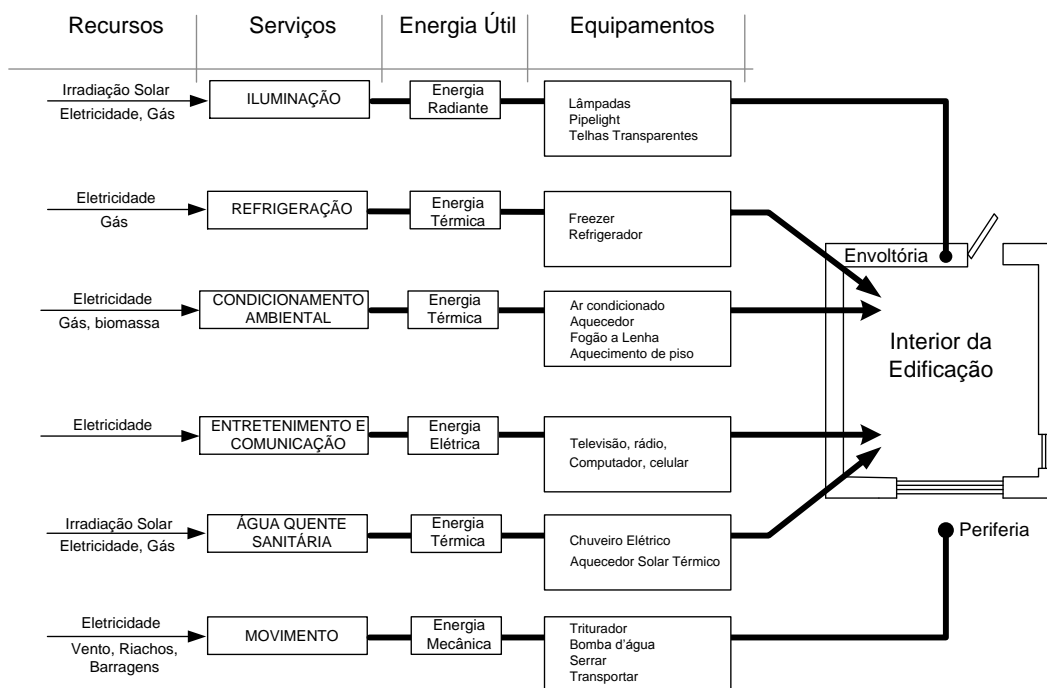


Figura 26 – Exemplos de recursos, serviços, equipamentos e energia útil encontradas na periferia, envoltória ou interior à edificação. Fonte: Adaptado de (KAEHLER, 1993).

O potencial de eficiência energética e ações *GLD* que pode ser aplicado a este nível é compreendido como o maior, de maior complexidade e que mais favorece ao produtor rural por oportunizar uma análise completa dos serviços energéticos e usos finais.

### 5.4.4 Avaliação Mista

Nos demais níveis a avaliação era mutuamente exclusiva com objetivos definidos e motivada pelo interesse do proprietário investidor. Na avaliação mista ocorre a comparação entre estes diferentes níveis, buscando a combinação das vantagens e desvantagens de cada um, de forma a contemplar o investidor com os maiores benefícios entre as análises.

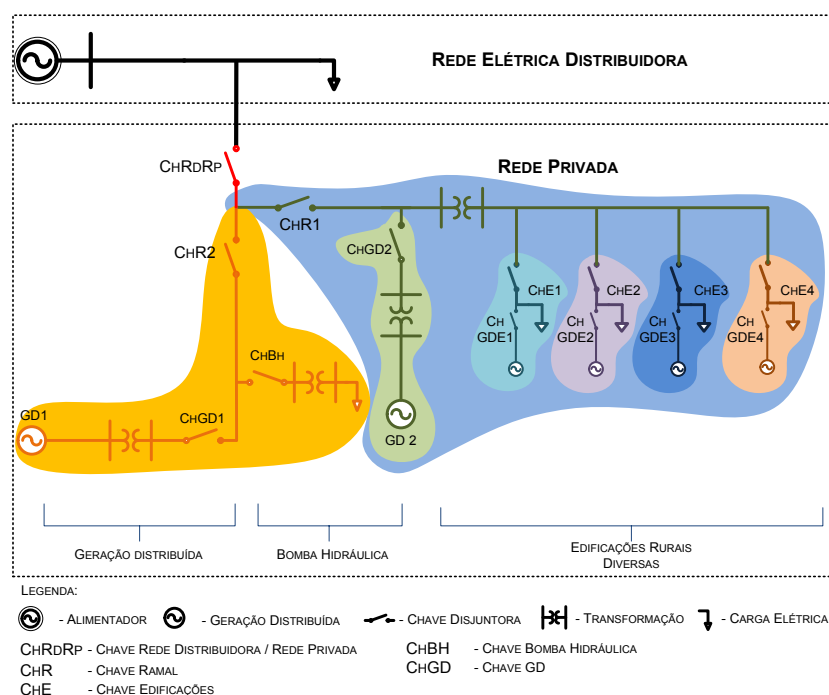


Figura 27 – Combinando níveis diferentes de avaliações da demanda elétrica e energética. Fonte: Elaboração própria.

Assim, com o levantamento da curva de consumo total, por ramificação e por edificação, a compreensão dos maiores gargalos energéticos e mesmo da matriz produtiva da propriedade é possível planejar ações *GLD* que minimizem os custos nos mais diversos aspectos (Fig. 27).

### 5.4.5 Ações de GLD

As ações *GLD* tradicionais empregadas desde antes de Gellings e Chamberlin (1992, p. 238), e usadas ainda por diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento, como apresentado por Dube et al. (2005), Rocha e Pacheco (2014) e Ge et al. (2011), buscam modificar a forma como o consumidor utiliza a eletricidade. Existem diversas formas para que isto se efetue, desde a mudança de hábitos por interesse próprio do consumidor até o uso de mecanismos que forcem esta mudança.

Nos países em que são adotadas, a distribuidora é que controla quais ações são mais benéficas para o sistema elétrico, seguindo regras estipuladas pelo regulador que por sua vez acata às políticas determinadas pelo poder público. Dentro de propriedades rurais o investidor segue estas regras, sendo afetado principalmente pela variação de custo da eletricidade e pela mudança das regras de fornecimento de energia. No entanto, dentro deste contexto, o proprietário investidor pode adotar igual procedimento para gerenciar sua energia (Fig. 28).

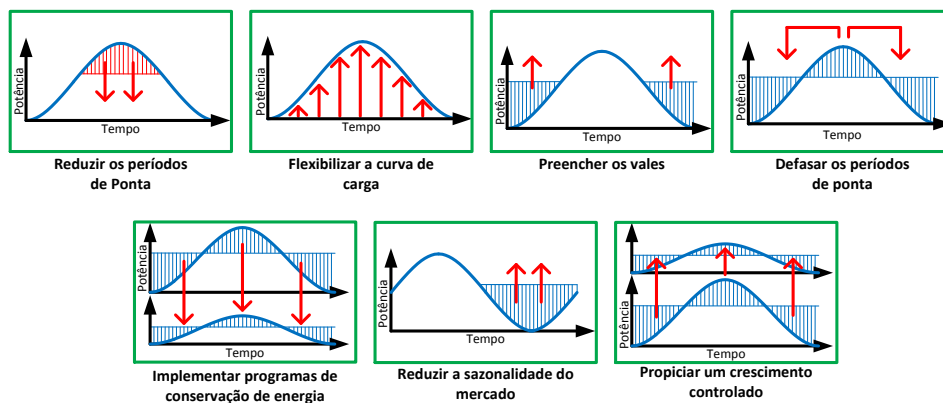


Figura 28 – Ações GLD. Fonte: Adaptado de Kaehler (1993).

Estas ações pelo lado do consumidor são definidas da seguinte forma:

- Ações para reduzir os períodos de ponta - com a adoção de dispositivos como temporizadores para a retirada de cargas elétricas deste período;
- Ações para defasar os períodos de ponta - com a distribuição coordenada de demandas em horários diferenciados, principalmente nos casos de irrigação e secagem de grãos. Ações de estocagem de energia potencial, cinética ou térmica, também podem ocasionar este defasamento;
- Ações estratégicas de conservação de energia - com a aplicação de medidas de eficiência energética;
- Ações para preenchimento de vales - através da mudança de horário para a realização de atividades que exija a operação de equipamentos de significativo consumo;
- Ações de crescimento controlado - planejando o aumento da carga junto à distribuidora, evitando surpresas pela não disponibilização de demanda para a propriedade, ou pelo pagamento de multas por ultrapassagem da demanda contratada;

- Ações para flexibilizar a curva de carga elétrica - estas ações visam refletir a situação do investidor quanto a sua principal cultura produtiva, podendo reduzir a demanda durante períodos de estiagem ou inundações de forma antecipada;
- Ações para reduzir a sazonalidade do mercado - elevando o número de atividades econômicas produtivas no período entressafra.

Obviamente são muitas as possibilidades de manipulação da curva de demanda não sendo pretensão esgotá-las. O princípio básico preconizado por Kaehler (1993) é o desacoplamento entre o período em que se deseja usar o serviço energético do período em que ocorre a produção ou suprimento de energia elétrica. A título de ilustração, de acordo com a revisão realizada por Lee e Cheng (2016) sobre sistemas de administração de energia, a média de energia economizada por motores e outros equipamentos entre os diversos artigos e métodos pesquisados, ficou acima de 16,6%. Embora esta revisão contenha outros métodos de administração da energia, demonstram o potencial que pode ser economizado com mudanças sistemáticas, beneficiando propensos investidores em energias renováveis distribuídas.

## 5.5 Identificação dos Recursos Energéticos

Avaliações de potencial e viabilidade de sistemas de energia em uma determinada região do terreno são amplamente discutidos atualmente. Os métodos de abordagem adotados por Tucho et al. (2014) e Angelis-Dimakis et al. (2011) são exemplos disto. Ambos dividem a avaliação do potencial energético em níveis através de um *SIG*, indo de um contexto geral para um com limitações (*abordagem Top-Down*), afim de se aproximar de uma quantificação mais compatível com a realidade.

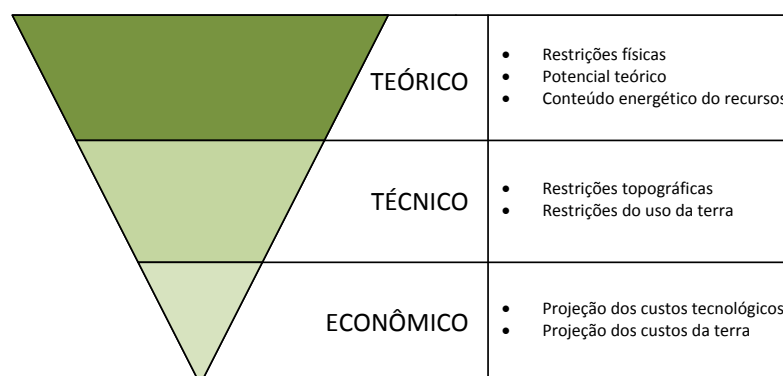


Figura 29 – Níveis de potencial energético avaliado através da abordagem Top-Down. Fonte: Adaptado de Lopez et al. (2012).

No primeiro nível é analisada as quantidades teóricas da grandeza física energia sem restrições topográficas, porém limitadas pela área da propriedade. Ou seja, para a energia hidráulica a energia potencial bruta, para a energia solar a irradiação com o solo da propriedade coberto de módulos, e para a eólica a energia gerada pela quantidade máxima de geradores eólicos suportados. O potencial técnico ou geográfico leva em conta as restrições do terreno, como uso e cobertura do solo, acessibilidade, declividade do solo, restrições ambientais, etc. E por último é avaliado o potencial econômico adequado, que considera a viabilidade dos recursos perante o custo e as opções que a legislação do país oferece.

De acordo com o relatado por Lopez et al. (2012) este tipo de análise espacial revela além do potencial, a área da propriedade disponível, a capacidade instalável, a densidade de potência e de energia por tipo de fonte. Sem falar na compreensão das principais restrições que estão envolvidas, permitindo que soluções inovadoras sejam desenvolvidas e adequadas para a região.

### 5.5.1 Avaliação Teórica

A proposta de avaliar o recurso teoricamente permite que um valor máximo seja encontrado para em um segundo momento ser utilizada como referência. Neste trabalho em função da disponibilidade de dados serão avaliados os recursos energéticos eólicos, solares e hidráulicos. Os recursos da biomassa, embora importantes e significativos, particularmente na secagem e armazenamento da produção, requer um volume de informações que não foram disponibilizados a tempo, sendo recomendação para trabalhos futuros.

Para o recurso eólico um aerogerador de potência arbitrária é adotado, verificando-se a altura mínima compatível com a velocidade de vento igual a 6m/s. Esta velocidade por sua vez foi considerada como mínima para viabilidade econômica, embora Yue e Yang (2009) cite valores acima de 5m/s como aceitáveis. Pela fórmula de Hellman (Eq. 3.7) e o uso dos dados do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (Camargo Schubert, 2014) é encontrada a altura mínima da torre que deverá ser instalada para a análise. Todo a área da propriedade deverá ser coberta como apresentado na Fig. 30a, onde os aerogeradores estão distribuídos em *clusters* (DENHOLM et al., 2009), com as distâncias mútuas de  $9D \times 5D$  conforme (MASTERS, 2004), onde  $D$  é o diâmetro rotórico.

Com isto, a densidade de potência instalada poderá ser dada pela Eq. 5.1, onde  $Pot_{Aero}$  é a potência nominal do aerogerador e  $A_{Aero}$  a área que deverá ser reservada por equipamento para que não ocorra efeito esteira. Esta área compreende a metade do retângulo  $9D \times 5D$ .

$$Dens_{Pot.Aero} = \frac{Pot_{Aero}}{A_{Aero}} \quad (5.1)$$



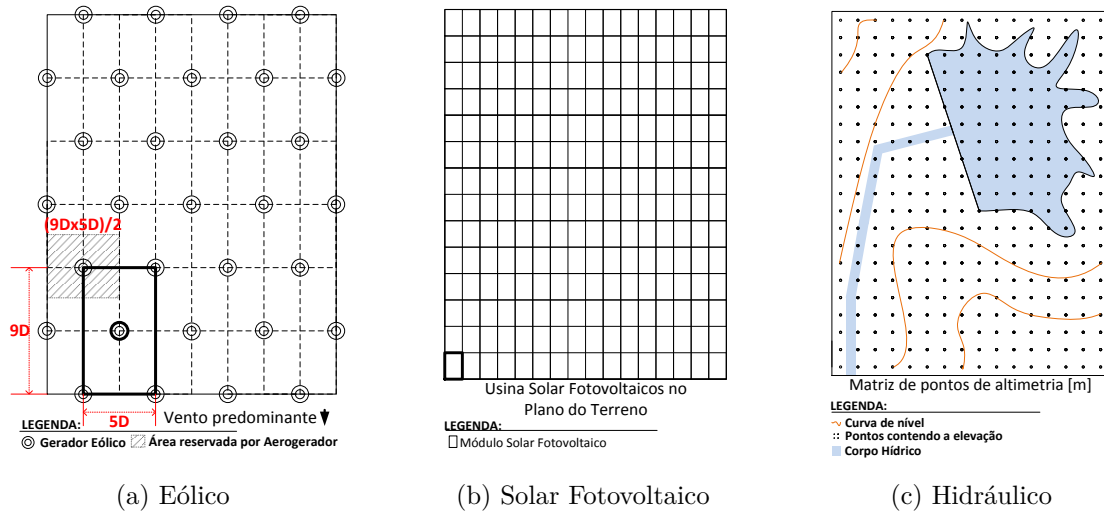


Figura 30 – Avaliação teórica dos recursos. Fonte: Elaboração Própria.

A densidade de energia  $Ene_{Aero}^T$  é encontrada pela razão entre a energia fornecida por um período  $T$ , e a área reservada  $A_{Aero}$  (Eq. 5.2).

$$Dens_{Energia.Aero}^T = \frac{Energia_{Aero}^T}{A_{Aero}} \quad (5.2)$$

A energia é resultado da equação 5.3, onde  $Pot_v$  é a potência do aerogerador quando a velocidade do vento é  $v$ , e  $f(v)$  a função probabilidade de densidade de vento de Weibull.

$$Energia_{Aero} = 365 \cdot \sum_{i=1}^v Pot_v \cdot f(v) \quad (5.3)$$

A soma da energia para probabilidades de vento  $v$ , em um período de tempo  $T$  resulta na energia total. Nos cálculos usualmente se utiliza o ano para a variável  $T$ , podendo no entanto, ser calculada igualmente para os meses, desde que se tenha o fator de forma  $k$  de Weibull.

Para a energia solar fotovoltaica a avaliação é simples, considerando que a totalidade dos módulos escolhidos com potência arbitrária<sup>6</sup> estejam na posição horizontal sem distâncias mútuas (Fig. 30b). Logo, a energia por módulo  $Energia_{SF}^T$  em um determinado período  $T$  em dias é dada pela multiplicação do fator potência nominal do módulo em  $kW$  pelo fator Horas de Sol Pleno ( $HPS$ ) em  $h/dia$ . A Eq. 5.4 e Eq 5.5 abaixo representam respectivamente as densidades de potência  $Dens_{Pot.SF}$  e energia  $Dens_{Energia.SF}^T$ .

$$Dens_{Pot.SF} = \frac{Pot_{SF}}{A_{SF}} \quad (5.4)$$

<sup>6</sup> Módulos Solar Fotovoltaicos de maior eficiência possuem menor área de absorção.

$$Dens_{Energia.SF}^T = \frac{Energia_{SF}^T}{A_{SF}} \quad (5.5)$$

Onde  $Pot_{SF}$  é a potência nominal do módulo, e  $A_{SF}$  é a área convertida de  $m^2$  para  $km^2$  ou  $ha$ .

O levantamento teórico para o recurso hidráulico pode ser realizado de duas formas: avaliado *in loco* através de equipamentos específicos para determinar a vazão e altimetria; ou a partir do cruzamento de mapas. Na segunda hipótese, o mapa que contém os dados de elevação do terreno, deverá ser sobreposto com o que contém as posições de cursos d'água, barragens, açudes, etc, e a vazão dos cursos ou de vertimento dos espelhos d'água (Fig. 30c). Desde que estes mapas tenham precisão adequada, ou seja, a resolução espacial das imagens seja menor ou igual a um metro, é possível que se encontre os locais para micro e mini aproveitamentos hidráulicos.

Após a localização destes pontos é estimada a potência (Eq. 3.2) de forma a maximizar o período de geração (Eq. 3.3), de tal forma que esta potência não seja menor do que a carga mais próxima da fonte, ou que seja escolhida pela provável destinação.

Neste caso, não são descontadas as perdas do transporte do fluido em tubulações, de conversão e transformação, valendo-se somente dos potenciais brutos encontrados. Também não são avaliadas as densidades de potência e energia.

### 5.5.2 Avaliação Técnica

O objetivo da avaliação técnica é evidenciar onde existem impossibilidades de instalação pela legislação federal, estadual ou municipal, verificando o potencial energético que sobra após a eliminação destas restrições no terreno.

A legislação federal brasileira é incipiente quanto à proteção específica do meio ambiente na instalação de fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica, a não ser as leis que regem as áreas marginais de segurança e o previsto pela Lei nº 12.651 (BRASIL, 2012), denominado Novo Código Florestal, que restringe o uso do meio ambiental através da Reserva Legal (*RL*) e de Áreas de Preservação Permanente (*APP*) para fins de conservação. As áreas marginais (Tab. 9) são ditadas por instituições públicas, visando a segurança em diferentes situações, preservando áreas que não podem ser mais utilizadas para fins produtivos agrícolas ou outro qualquer.

Segundo a lei nº 12.651, a reserva legal, que é uma parcela da área localizada no interior da propriedade rural, tem como função:

"... assegurar o uso econômico de modo sustentável dos recursos naturais do imóvel rural, auxiliar a conservação e a reabilitação dos processos ecológicos e promover a conservação da biodiversidade, bem como o abrigo e a proteção de fauna silvestre e da flora nativa."

Tabela 9 – Áreas restritas impostas a Propriedade Rural

Área Marginal	Distância Marginal	Fonte
Estradas	15m para cada lado	Lei Federal 6766/79
Ferrovias	15m para cada lado	Lei Federal 6766/79
Rede Elétrica de Distribuição	7,5m para cada lado	NBR 15.688
Rede Elétrica de Transmissão	69kV - 10m para cada lado	NBR 5422 <sup>1</sup>
Rede Elétrica de Transmissão	88kV - 15m para cada lado	NBR 5422 <sup>1</sup>
Rede Elétrica de Transmissão	138kV - 15m para cada lado	NBR 5422 <sup>1</sup>

*Obs<sub>1</sub>*.: No entanto, Distribuidoras utilizam valores práticos como os apresentados.

Já as APP são áreas protegidas com a função de preservar o meio ambiente, fauna, flora, assegurando o bem-estar das populações humanas. Na prática delimitam a supressão da vegetação próxima a acidentes geográficos, como rios, lagos, e relevos ondulados. Pela lei estas faixas marginais são avaliadas em concordância com critérios específicos, podendo variar com a área, largura, inclinação, etc (Tab. 10).

As limitações tecnológicas para a instalação de módulos fotovoltaicos estão diretamente relacionadas a sua orientação, inclinação, com o sombreamento imposto pelos obstáculos naturais e artificiais encontrados no terreno, e o sombreamento mútuo entre módulos. Para eliminar quaisquer restrições e permitir a identificação dos locais mais adequados para a sua instalação as imagens do *SIG* foram combinadas conforme diagrama da Fig. 31.

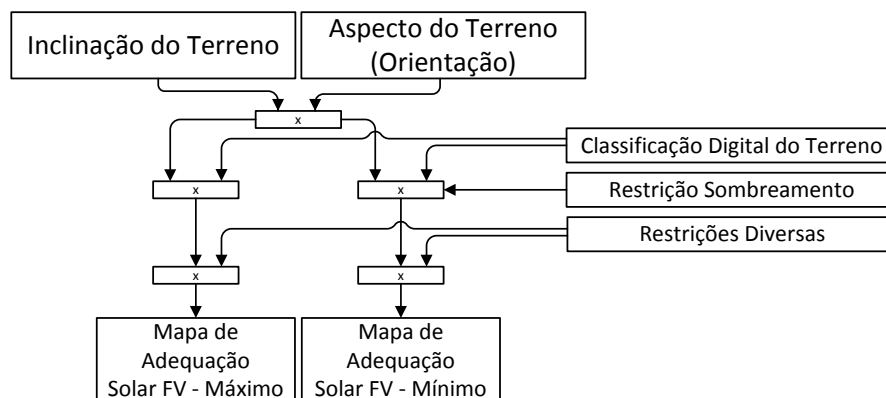


Figura 31 – Diagrama de combinação de imagens para Sistemas Solar Fotovoltaicos.  
Fonte: Elaboração Própria.

O processamento se inicia com a transformação das curvas de nível da base cartográfica do Exército Brasileiro em um Modelo Digital de Elevação (*MDE*) (Exército Brasileiro, 2015).

Tabela 10 – Restrições previstas pela Lei n° 12.651 (Código Florestal Brasileiro).

Terra Marginal	Condição	Restrição
Cursos e Espelhos d'água	Largura < 10m	Distância marginal de 30 m
	10 < Largura < 50m	Distância marginal de 50m
	50 < Largura < 200m	Distância marginal de 100m
	200 < Largura < 600m	Distância marginal de 200m
Lago/Lagoo Natural em Zona Rural	Largura > 600m	Distância marginal de 500m
	Área < 20ha	Distância marginal de 50m
	Área > 20ha	Distância marginal de 100m
Lago/Lagoo Natural em Zona Urbana	—	Distância marginal de 30m
	—	Definida na Licença Ambiental
	Entorno de Reservatório d'água Artificial, decorrentes de barramentos/represamento de cursos d'água naturais	Não exigida
	Entorno de Reservatório d'água Artificial, NÃO decorrentes de barramentos/represamento de cursos d'água naturais	—
	Áreas no entorno das nascentes e dos olhos d'água perenes	—
	Encostas ou partes destas	Declividade > 45°
	Restingas, fixadoras de dunas ou estabilizadoras de mangues	—
	Manguezais em toda a sua extensão	—
	Bordas de tabuleiros ou chapadas	—
	No topo de morros, montanhas e serras	Altura mínima 100m Inclinação média > 25°
Regiões elevadas	—	Área 100% restrita
	—	Área 100% restrita
Caminhos estreitos (veredas)	—	Distância marginal de 50m
	—	Distância marginal de 50m

O *MDE* é processado para encontrar a inclinação do terreno em graus e o mapa de aspecto<sup>7</sup>, e após ambas as camadas resultantes deste processamento são multiplicadas pela calculadora raster do Software QGIS. O resultado desta com a classificação digital do terreno novamente é combinada por meio de multiplicação. Este procedimento é realizado mais duas vezes: com a camada que contém as restrições marginais; e com a camada de distanciamento das edificações. Ao final deste processamento é obtida uma imagem levando em consideração o distanciamento horizontal da vegetação identificada através classificação digital (área máxima), e outra que ignora este fato (área mínima). Cada pixel das imagens resultantes contém valores no intervalo de 0 até 1, sendo os valores mais próximos da unidade os mais adequados para a instalação.

No bioma da região, a vegetação denominada estepe possui poucos metros de altura, no entanto, é comum a presença de eucaliptos de até 20 metros, plantados com o objetivo de reduzir o vento próximo as edificações [28]. Como não é possível distinguir com precisão qual o tipo de vegetação está contido em cada píxel da imagem, isto justifica a adoção de duas imagens na avaliação técnica *SIG* do recurso solar fotovoltaico, considerando o valor médio de área entre as imagens.

Ao limitar os terrenos indesejadas ou geradores de sombreamento algumas áreas que estariam aptas a receber módulos solar são incluídas nas áreas de restrições. Isto devido ao processo de distanciamento destes obstáculos que ignora as direções de limitação, prejudicando a avaliação final.

Na avaliação técnica solar fotovoltaica também são observadas as perdas por elevação da temperatura, conversão, no cabeamento DC e AC, por degradação e devido ao acúmulo de sujeira sobre os módulos (IEA, 2015).

Já na avaliação eólica os mapas são multiplicados na sequência vista na Fig. 32, resultando em um mapa de adequação com as mesmas características que o realizado para a energia solar fotovoltaica. No entanto, para sistemas eólicos não há necessidade de *bufferização* ao redor de vegetações, mas uma delimitação ao redor das edificações em função do risco de desabamento das torres eólicas e ruído aerodinâmico do vento nas pás que pode causar incômodo ao longo do tempo.

É considerado mais adequado o terreno com maior elevação devido a probabilidade dos ventos serem mais velozes a elevadas altitudes. Por outro lado, a inclinação do terreno deve ser a menor possível. Latinopoulos e Kechagia (2015) excluem regiões onde a inclinação seja maior do que 25° para a instalação de fazendas eólicas. Já Siyal et al. (2015) em suas pesquisas na Suíça, restringiram os valores de inclinação até 15°. Isto por considerar que maiores inclinações apesar de elevar as forças do vento, aumentam também as turbulências. No aspecto ambiental o código florestal (BRASIL, 2012) proíbe a utili-

---

<sup>7</sup> Um Mapa de Aspecto permite identificar para qual direção o terreno inclina, tendo como referência o Norte Geográfico ou Verdadeiro.

zação de terrenos em inclinações superiores a  $45^\circ$  (Tab. 10). Além disto, terrenos muito inclinados tendem a dificultar a instalação e o posterior acesso à operação e manutenção, tornando-as caras ou mesmo inviáveis.

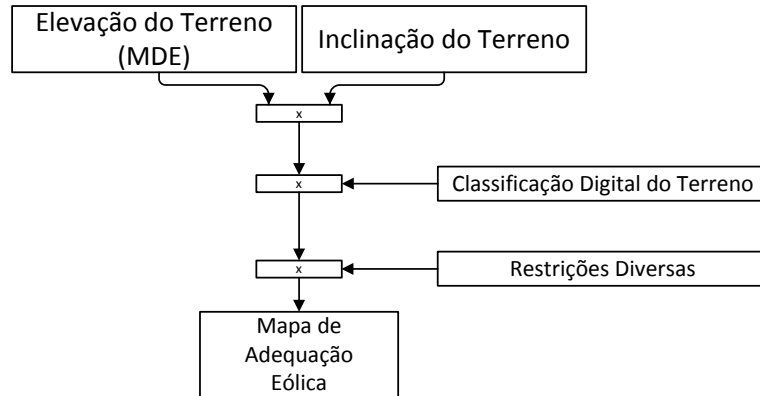


Figura 32 – Diagrama de combinação de imagens para Sistemas Eólicos. Fonte: Elaboração Própria.

Em relação as perdas é importante frisar que turbinas eólicas ou aerogeradores são máquinas que extraem energia cinética dos ventos e transformam em energia mecânica rotacional. Esta energia mecânica é usada para gerar energia elétrica. No entanto, com a inconstância do vento, fica implícita a dificuldade de se controlar a frequência e por sua vez o nível de tensão que se gera. Nos casos mais comuns o meio encontrado é a retificação da energia de corrente alternada (CA) do gerador, para corrente contínua (CC), passando-se de forma controlada a uma conversão CC/CA novamente.

No levantamento técnico hidráulico as perdas que podem ser contabilizadas são relativas ao transporte do fluido, perdas em mecanismos de transmissão e perdas elétricas.

### 5.5.3 Avaliação Econômica

Na avaliação econômica duas etapas devem ser cumpridas, a de verificar o custo da energia evitada e o custo da energia adquirida através investimento em fontes renováveis. Com isso se verifica o valor monetário que o proprietário rural arrecadará com o investimento e o respectivo tempo de retorno.

O cálculo do custo evitado é executado com base na modalidade tarifária utilizada pela propriedade rural. Na baixa tensão, a única modalidade tarifária vigente conta apenas com uma taxa de consumo, pois a tarifa branca ainda não se encontra em vigor. Já na média tensão compreende não somente a tarifa de consumo  $C(Energia)[R\$/kWh]$ , mas também a de demanda  $C(Demanda)[R\$/kW]$ . Além disso, o consumo pode ser dividido em três postos horários: ponta (3 horas por dia), fora de ponta (14,5 horas), e irrigante (6,5 horas).

Sendo, portanto, necessário uma ponderação pelas horas de consumo, para que se encontre um valor único de energia, ao mesmo tempo que se incorpore o custo da demanda (Eq. 5.6).

$$C_{Evitado} = C(Energia) + \frac{C(Demanda)}{Consumo_{fp}} \cdot Dem \quad (5.6)$$

Onde  $C_{Evitado}$  é o custo evitado anual de Energia e Demanda [ $R\$/kWh$ ],  $Dem$  a demanda média anual e  $Consumo_{fp}$  o consumo médio anual fora de ponta.

O  $LCOE$  é a soma de todos os custos previstos ao longo da vida útil do equipamento dividido pela energia produzida. Por representar o preço da energia renovável permite ao investidor comparar com o preço comercializado pela distribuidora na forma de custo evitado (HALLAM; CONTRERAS, 2015). A equação do LCOE é formada por duas parcelas. Os custos anualizados de capital  $C_{A,Cap}$  (Eq.5.7), onde estão incluídos os valores dos equipamentos, comissionamento de projeto e sua instalação  $C_{Eq,i}$ , e da rede elétrica  $C_{R,i}$ .

$$C_{A,Cap} = \sum_i \{(C_{Eq,i} \cdot (P_i) + C_{R,i} \cdot (P_i)) \cdot FRC + C_{Rep,i} \cdot (P_i) \cdot FA\} \quad (5.7)$$

Onde  $P_i$  é a potência instalada ou de pico do  $i$ -ésimo equipamento,  $FRC$  é o Fator de Recuperação de Capital (Eq. 5.8),  $C_{REP,i}$  é o custo de recuperação do capital e  $FA$  é o Fator de Amortização de uma série uniforme (Eq. 5.9) (NEWNAN; LAVELLE, 2000). O  $FRC$  e o  $FA$  anualizam respectivamente o empréstimo, e a reserva para novos equipamentos ao final da vida útil.

$$FRC = \frac{d \cdot (1 + d)^{n_i}}{(1 + d)^{r_i} - 1} \quad (5.8)$$

$$FA = \frac{d}{(1 + d)^{r_i} - 1} \quad (5.9)$$

Onde  $d$  é a taxa de desconto,  $n$  a vida útil do equipamento e  $r$  a taxa de juros paga pela instituição financeira.

A segunda parcela onde está incluído os custos operacionais  $C_{O\&M\&T}$  (Eq. 5.10), quando é contabilizado as despesas fixas  $C_{F,O\&M}$  e variáveis  $C_{V,O\&M}$  de operação e manutenção e do uso da terra  $C_{F,T}$  por equipamento ( $P_i$ ) (ABDULLAH et al., 2015).

$$C_{O\&M\&T} = \sum_i \{C_{F,O\&M} + C_{V,O\&M} \cdot (P_i) + C_{F,T} \cdot (P_i)\} \quad (5.10)$$

A equação final do LCOE é descrita pela Eq. 5.11, onde o termo  $E_A$  é a energia gerada por ano através equipamento individual ou em conjunto.

$$LCOE = \frac{C_{A,Cap} + C_{O\&M\&T}}{E_A} = C_{Adquirido} \quad (5.11)$$

Foi considerado que o custo  $C_{F,T}$  é nulo para os locais onde não existe produção agrícola, sendo a rentabilidade média de terra fértil para o arroz entre 2013 e 2015 igual a 500  $R\$/hectare$  e para a soja 1.274  $R\$/hectare$  (FARSUL, 2014; FARSUL, 2015).

Após, o custo da energia ser encontrada nestas duas etapas estas são contrapostas (Eq. 5.12). Caso o custo evitado seja maior que o custo adquirido, o investimento se pagará. Caso sejam iguais, haverá então a paridade econômica, ainda podendo haver benefícios em função da confiabilidade e outros benefícios intangíveis como a satisfação do produtor de poder gerar sua própria energia. Se o custo evitado for menor não haverá retorno econômico, podendo não ser compensador o investimento.

$$C_{Evitado} \geq C_{Adquirido} \quad (5.12)$$

O tempo de retorno é dado pelo fluxo de caixa, calculado através da Eq. 5.13. Onde  $Receita_{(VP)}$  é o valor presente de um recebimento que será realizado em um momento futuro estimado como  $Receita_{(VF)}$ , dada pelo custo anual evitado com a energia da distribuidora. O valor  $u$  a taxa que será descontada pelo banco, e  $t$  o ano do recebimento futuro.

$$Receita_{VP} = Receita_{VF} \cdot \frac{1}{(1+u)^t} \quad (5.13)$$

A observação do período de retorno é realizada por meio de descontos sucessivos do montante da dívida do investimento até que o saldo se torne positivo. Logo, no período  $t$  em que deixou de dever, o investimento será pago, obtendo a partir de então margem de lucro o produtor investidor.

Por outro lado, a paridade econômica entre a taxa da energia renovável e a tarifa da distribuidora foi utilizada como artifício para identificar o valor de investimento [ $R\$/kW$ ] e o tempo estimado em que se dará esta paridade (Eq. 5.14).

$$I = Tar. \frac{E}{FRC} \quad (5.14)$$

Onde  $I$  é o investimento em energia renovável por kW,  $E$  a previsão de energia gerada pelo recurso renovável por kW durante um ano [ $kWh/kW.Ano$ ],  $Tar$  o custo da tarifa da distribuidora [ $R\$/kWh$ ], e o FRC previsto pela Eq. 5.8.



## 5.6 Avaliação Multicriterial de Apoio à Decisão

A última etapa metodológica concebida é a do método multicriterial, onde enfoques, critérios, alternativas e a ponderação dos atores deverão ser avaliados para a obtenção de uma classificação das alternativas, da mais desejável para a menos atrativa.

Este processo tem início com a construção da Matriz de Decisão por meio de critérios e alternativas. A identificação dos requisitos energéticos é vital para a elaboração de critérios com base nos aspectos apontados, demonstrando as reais necessidades da propriedade rural. E as alternativas com base na avaliação dos recursos energéticos, visando as oportunidades presentes no ambiente rural. Os objetivos dos atores que são elencados através do enfoque (GLO, GLD e PIR), são então transmitidos ao método Electre I, resultando em uma classificação para cada enfoque.



## 6 Estudo de Caso

### 6.1 Introdução

O estudo de caso ora proposto visa aplicar a metodologia desenvolvida para a prospecção de potenciais elétricos em uma *PR*. Neste capítulo será apresentado a *PR* foco deste estudo, seus requisitos no nível da propriedade como um todo, a avaliação de seus recursos tanto eólico, quanto solar fotovoltaico e hidráulico, passando a escolha dos critérios (Fig. 33).

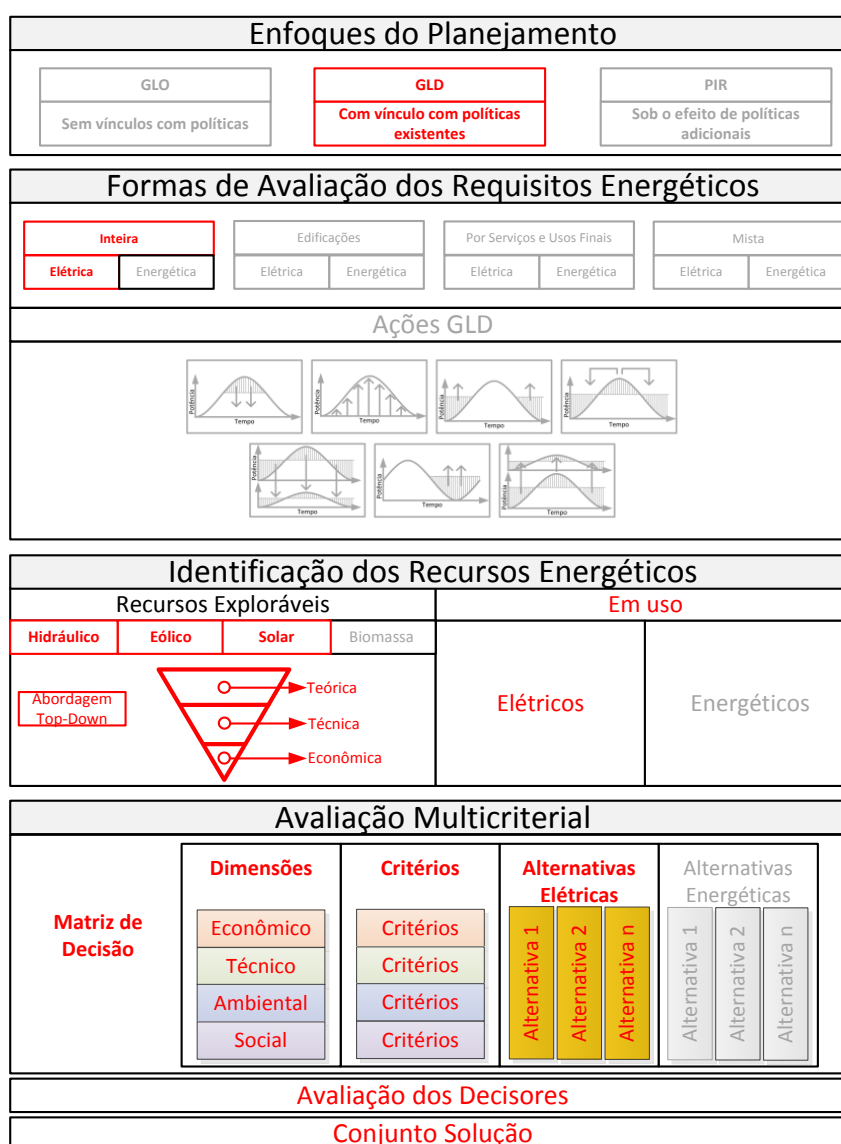


Figura 33 – Metodologia de Avaliação. Fonte: Elaboração própria.

Somente ao final destas etapas é que um dos enfoques será avaliado individualmente, com a construção de alternativas baseadas nas figuras de adequação dos aproveitamentos, sua conseqüente matriz de decisão, finalizando com as opções mais adequadas para cada caso.

## 6.2 Contexto regional e local

A Propriedade Rural (*PR*) alvo deste trabalho está sediada dentro da Região Rural da CRSM (Fig. 34a), a aproximadamente 40 km da zona urbana do município de Alegrete, no 2º Distrito deste município, denominado Passo Novo (Fig. 34b).

A *PR* possui uma área de aproximadamente 1.985 ha, sendo classificada pelo INCRA como grande propriedade rural, pois tem mais de 15 módulos fiscais (Tab. 1), sendo que cada módulo representa 28 hectares para o respectivo município. A *PR* produz preponderantemente arroz e soja no período de safra, e cumpre papel relevante na região por no mínimo três motivos:

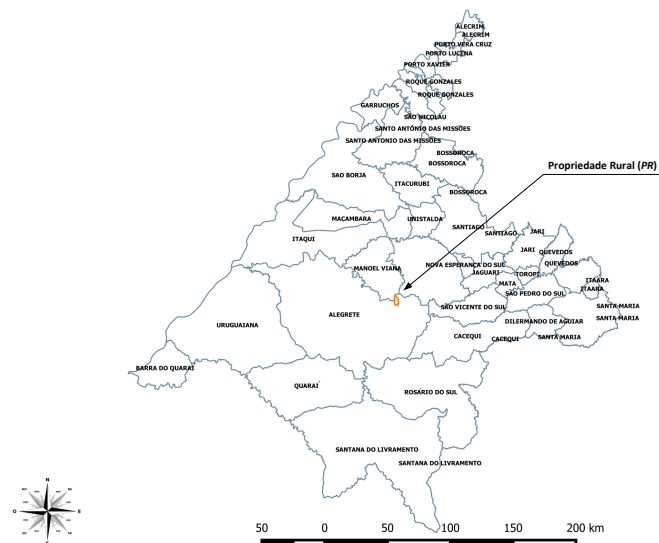
- Possuir silos de estocagem de grãos com os quais presta serviço de armazenamento para uma cooperativa local;
- Possuir uma estação ferroviária adjacente às instalações e que é utilizada como porto seco para escoamento da produção estocada; e
- Possuir uma microgeradora hidrelétrica de 300 kVA de potência instalada, que opera desde o início da década de 70.

Além do pioneirismo que a *PR* representa possui em seu interior formação rochosa em forma de ponte que é considerada um dos principais pontos turísticos do município, o que facilita a localização como referência. A *PR* também foi escolhida pelas excelentes oportunidades de economia de energia, ótima conformação do terreno para a instalação de recursos renováveis, e necessário apoio à decisão.

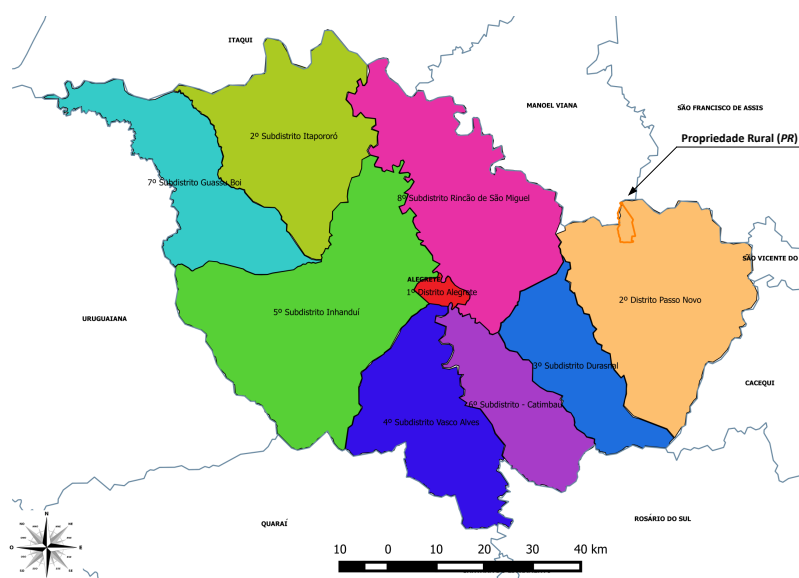
## 6.3 Avaliação dos Requisitos Energéticos

Devido a elevada quantidade de informações, tempo e custos necessários para os estudos dos requisitos por edificações, por serviços e usos finais ou mista, somente foi realizado o levantamento da demanda inteira da *PR*.

Toda a entrega da energia elétrica é feita através do alimentador nº 43 - Itapevi (Fig. 35a), distante por volta de 54 km da subestação de subtransmissão ALE 4.



(a) Na Região Rural da CRSM



(b) No 2 Distrito de Passo Novo

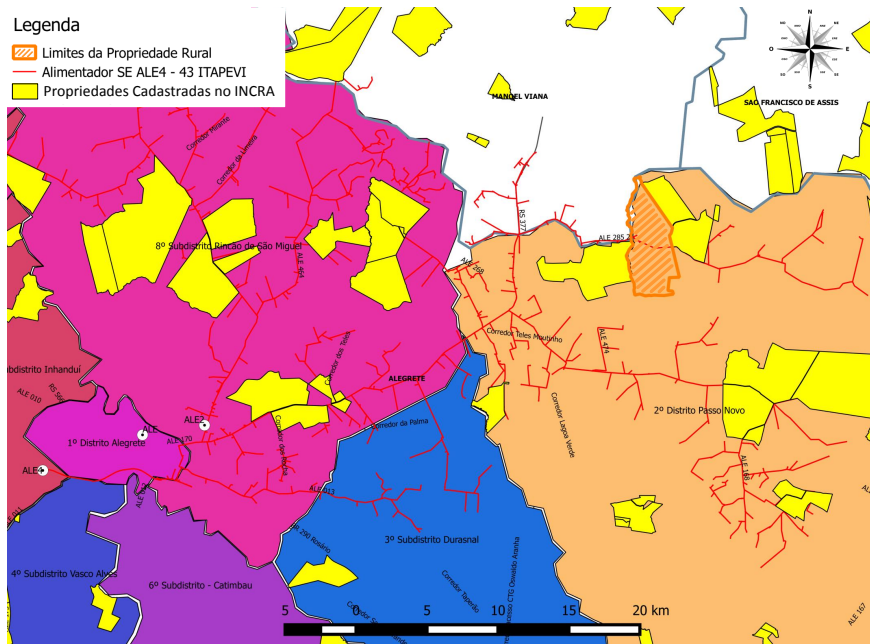
Figura 34 – Localização da Propriedade Rural no Município de Alegrete. Fonte: Elaboração Própria.

Este alimentador abrange uma área de aproximadamente  $1.316\text{km}^2$  ou  $131.642\text{ha}$  permanecendo entre os três maiores alimentadores do município. Em sua área de atuação predominam as culturas agrícolas de arroz e soja. Embora não seja uma prática ainda comum na região o uso de irrigação através de pivôs, os maiores consumos de recursos energéticos estão voltados à irrigação e secagem.

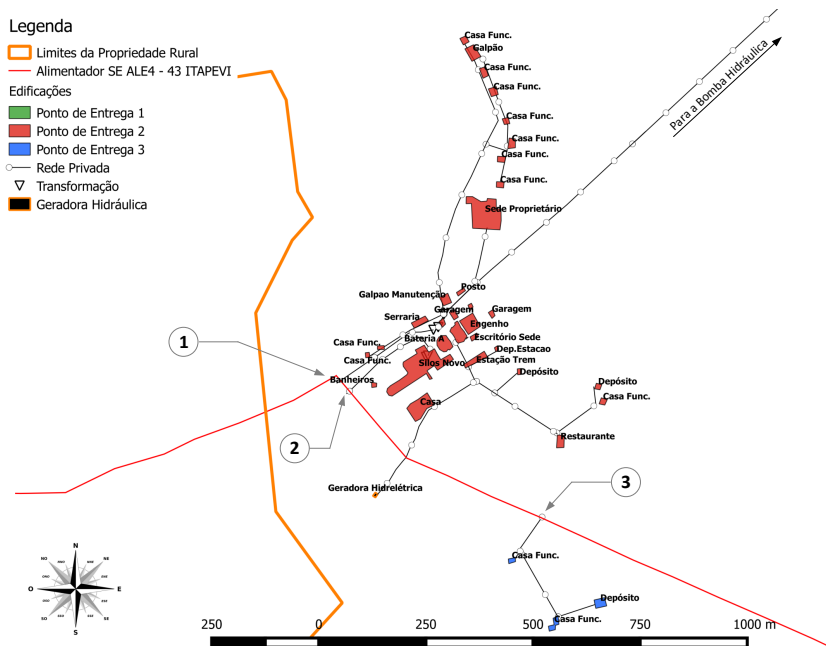
A *PR* possui 10 silos novos com 864 toneladas de capacidade cada e uma bateria de silos antigos com capacidade de 3.720 ton.

Conforme relatos do produtor, somente em lenha para a secagem de grãos na bateria de silos novos a propriedade gasta aproximadamente  $2.500m^3$  por ano.

No entanto, cabe ao vetor eletricidade distribuir a energia para os serviços de movimento dos grãos através do secador e silos, assim como de insuflamento de ar para secagem dos grãos.



(a) Distribuição do Alimentador até a Propriedade Rural



(b) Distribuição da demanda elétrica, localização dos pontos de entrega, e posição da micro central hidroelétrica

Figura 35 – Localização da Rede Elétrica.

O acesso à eletricidade é realizado por três pontos de entrega vistos na Fig. 35b:

- No ponto 1 e 2 - acesso à média tensão de energia, na modalidade tarifária horossazonal verde, para a alimentação das baterias de silos, galpões, escritório, residências, e demais edificações;
- No ponto 3 - acesso à baixa tensão trifásica, na modalidade convencional, classe rural, para alimentação das residências dos trabalhadores rurais empregados na *PR*.

Para os três pontos de entrega foram analisados a demanda e consumo para três períodos: de março de 2013 à fevereiro de 2014; entre março de 2014 à fevereiro de 2015; e entre março de 2015 à fevereiro de 2016. De acordo com as faturas de energia elétrica, a demanda fora ponta do acesso 1 possui uma média de 40, 29 e 25 kW, uma máxima de 63, 39 e 68 kW e um *FC* de 64%, 49% e 36% para os três períodos respectivamente. A média de consumo fora de ponta foi de 3.880, 2.302 e de 2.896 kWh para os três períodos consecutivamente, sendo os meses de maio e junho os de maior consumo (Fig. 36a).

A demanda fora ponta do ponto de entrega 2 apresentou um valor médio de 154, 133 e 52 kW, um valor máximo de 373, 221 e 84 kW, e um *FC* de 41%, 60% e 62% para os três períodos respectivamente. Em relação ao consumo fora de ponta de energia suas médias alcançaram valores de 17.212, 12.265 e 11.916 kWh consecutivamente. Nos meses entre fevereiro e junho ocorrem os períodos de maior consumo fora de ponta, permanecendo o restante do ano com patamar menor (Fig. 36b).

O consumo no ponto de entrega 3 apresentou um valor médio de 729, 522 e 502,67 kWh, máximo de 1.035, 799 e 893 kWh, e uma razão entre média e máximo consumido de 70%, 65% e 56% nos períodos de levantamento (Fig. 37).

## 6.4 Avaliação dos Recursos Energéticos

O planejamento energético focado em SIG traz vantagens como ferramenta para avaliar a disponibilidade dos recursos energéticos renováveis (ANGELIS-DIMAKIS et al., 2011). Isto porque as diversas tecnologias existentes para geração renovável possuem limitações próprias quanto à intensidade do recurso energético mínimo, as características adequadas do local para instalação e a respeito do uso da terra (MILBRANDT et al., 2014). Significa dizer, que o potencial energético deve ser suficiente para gerar energia economicamente, instalado em um local com ou sem inclinação, elevado ou não, e irrestrito pelo ambiente a sua volta. Quanto ao uso da terra é desejável que seja disposto em terras não rentáveis do ponto de vista agrícola.

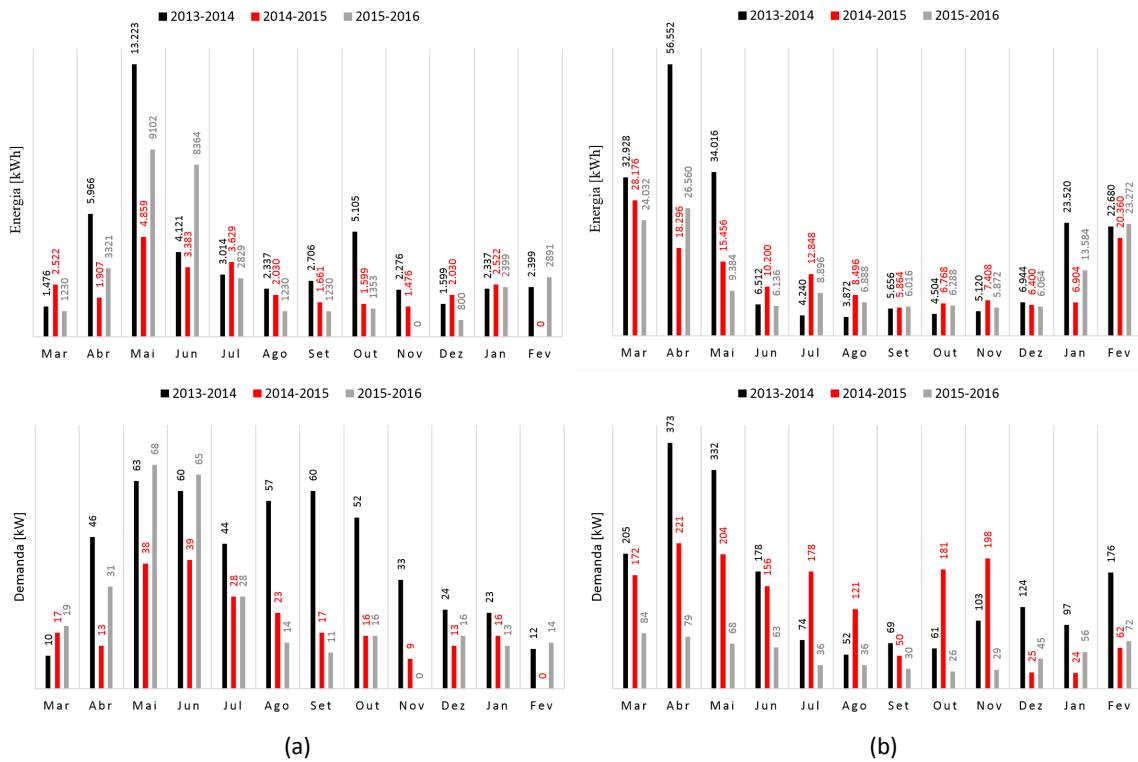


Figura 36 – Consumo e demanda de energia elétrica através ponto de entrega 1 (a) e 2 (b), nos períodos de 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016. Fonte: Faturas de energia cedidas pela PR.

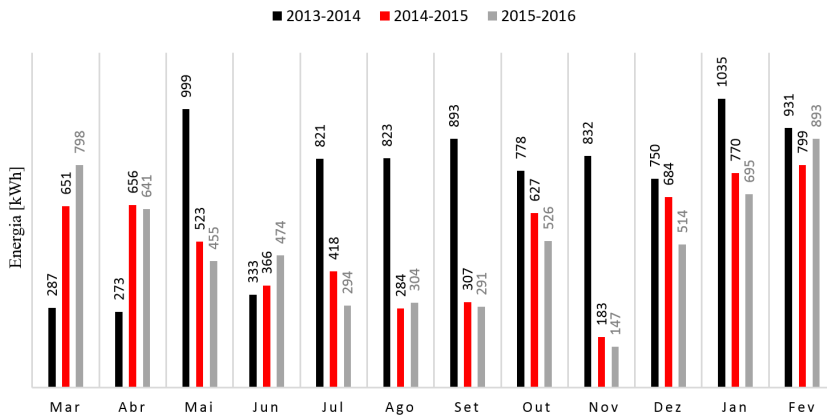


Figura 37 – Consumo de eletricidade através ponto de entrega 3, nos períodos de 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016. Fonte: Faturas de energia cedidas pela PR.

Por este motivo na PR avaliada foi empregado o Software Open Source QGIS com diversos plugins instalados, entre eles o complemento Semi-Automatic Classification, versão 4.4.0 (CONGEDO, 2014), para a obtenção das informações de cobertura e uso do solo.



As imagens utilizadas para fins de classificação do terreno e localização dos recursos e demandas foram obtidas de 4 procedências:

- Modelo digital de elevação (MDE) baseada nas curvas de nível do Exército Brasileiro (Exército Brasileiro, 2015);
- Bandas 2, 3 e 4, da imagem Landsat 8 de resolução 30 m (USGS, 2015), imageada em 2 de março de 2015 (Fig. 38a), e escolhida por ser praticamente livre de nuvens no período em que as culturas de verão não tiveram suas colheitas iniciadas;
- Imagens do *Software Google Earth* para localização das edificações, e complementação do levantamento da rede elétrica;
- Estrada ferroviária e malha rodoviária (DNIT, 2015).

A utilização do software possibilitou também a identificação das posições de rede elétrica de distribuição, estradas, inclinação do terreno, a localização e dimensionamento dos recursos hídricos disponíveis, entre outras não menos importantes.

#### 6.4.1 Recurso Solar Fotovoltaico

Para o recurso solar é pressuposto que todo o terreno possa ser coberto por módulos fotovoltaicos na posição horizontal. Para isto, duas fontes de dados foram consultadas: os dados do SWERA (UNEP, 2014); e do SunData (CRESESB, 2015). A média aritmética de irradiação no plano horizontal encontrada para a região foi  $4,77 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$  (Tab. 11), sendo o fator de capacidade de geração igual a 19,92%. Logo, o resultado da Eq. 3.10 fornece a quantidade de energia mensal gerada sobre os 1.985 ha da propriedade rural do estudo de caso, considerando que sejam instalados módulos de 150 Wp (0,68x1,47x0,035m), inseridas na posição horizontal, sem espaçamentos.

As perdas consideradas pela Eq. 3.10 são relativas a elevação de temperatura, conversão, no cabeamento  $CA$  e  $CC$ , por degradação e devido ao acúmulo de sujeira, foram consideradas como um fator de 0,8 (IEA, 2015, p. 43). Logo, o valor calculado de energia mensal média seria de aproximadamente 345,6 GWh.

A avaliação técnica foi realizada por intermédio da classificação digital semi-automática do terreno, nas bandas 2 (azul), 3 (verde) e 4 (vermelho) da imagem do satélite LandSat 8 (Fig. 38b). O algoritmo classificador utilizado foi o da mínima distância (*Minimum Distance*). Nela foram reconhecidas 4 áreas distintas, sendo a agricultura uma área de 57%, 18% áreas restritas ambientalmente, 16% solos não propícios ao plantio, e 9% solo predominantemente descoberto.

Tabela 11 – Dados de irradiação solar do Sundata e SWERA da cidade de Alegrete/RS [ $kWh/m^2/dia$ ].

Mês	Sundata	SWERA	%	Local
Jan	6,08	6,38	4,70%	6,26
Fev	5,89	5,87	0,34%	5,84
Mar	5,03	5,37	6,33%	5,28
Abr	4,00	4,16	3,85%	4,09
Mai	3,28	3,07	6,84%	3,19
Jun	2,53	2,43	4,12%	2,28
Jul	3,06	2,86	6,99%	2,76
Ago	3,67	4,11	10,71%	4,09
Set	4,44	4,85	8,45%	4,73
Out	5,36	4,89	9,61%	4,88
Nov	6,83	6,87	0,58%	6,86
Dez	7,00	7,27	3,71%	7,03
Média	4,76	4,84	–	4,77

Embora não perfeitamente identificável, existem estradas e canais de variados tamanhos descentendentes de um rio junto à margem esquerda. Sua exposição não é visível devido a cobertura intensa da vegetação de mata ciliar combinada com a baixa resolução da imagem (30 x 30 m). Por este motivo também se justifica algumas inconsistências encontradas em diversos outros pontos, o que para os fins deste trabalho foram desprezados.

As restrições ambientais e tecnológicas são fundamentais na avaliação técnica. Ambientalmente a Lei nº 12.651 restringe o uso do meio ambiente através da Reserva Legal e de Áreas de Preservação Permanente (APP) para fins de conservação. Na propriedade em questão, a Reserva Legal requerida é de uma cobertura de 20% de vegetação nativa, impedindo o usuário de aumentar a área cultivada. Já as APP's delimitam a supressão da vegetação próxima a acidentes geográficos, como rios, lagos, relevos ondulados. Por este motivo foram respeitados valores constantes mínimos não conflitantes com a legislação (Tab. 12).

Tabela 12 – Áreas consideradas ambientalmente inadequadas para a utilização de recursos renováveis na PR.

Terra Marginal	Restrição	Área Total [ha]
Curso e Espelhos d'água	Distância marginal de 30 m	161,85
Bordas de tabuleiro ou chapada	Inclinação maior que 22°	5,80

Outras restrições estão relacionadas às faixas de servidão do meio ferroviário e rodoviário, que por lei não podem ser aproveitadas, e a faixa de passagem sob as linhas de distribuição (Tab.13).

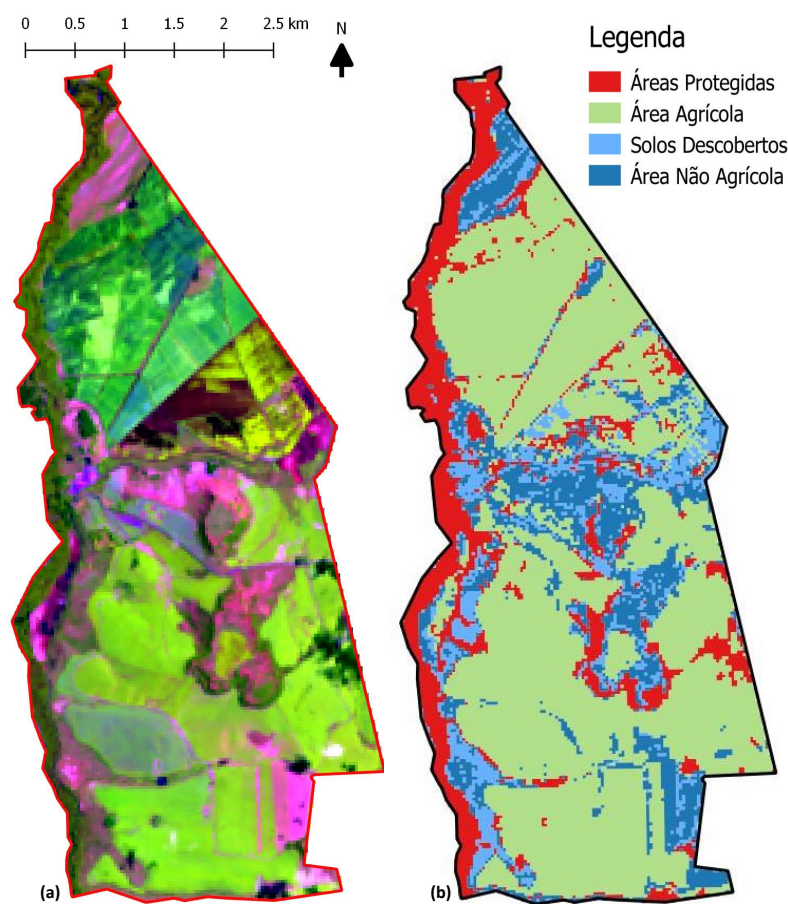


Figura 38 – (a) Imagem LandSat 8, imageada em 3 de março de 2015. (b) Resultado da classificação digital de imagem através QGis Plugin SCP. Fonte: Elaboração Própria.

As limitações tecnológicas para a instalação de módulos fotovoltaicos estão diretamente relacionadas com o sombreamento imposto pelos obstáculos artificiais (ex.: silos, armazéns, residências, etc.), predominantemente naturais encontrados no terreno (ex.: árvores, serras, etc), e o sombreamento mútuo entre módulos.

Tabela 13 – Áreas marginais restritas impostas à *PR* para utilização de recursos renováveis.

Terra Marginal	Distância Marginal [m]	Área Total [ha]
Estradas	15,00	148,20
Ferrovias	15,00	8,62
Rede de Distribuição	7,50	4,49

No bioma da região, a vegetação denominada estepe possui poucos metros de altura, no entanto, é comum a presença de árvores (eucaliptos) que normalmente não ultrapassam os 20 metros de altura, plantados com o objetivo de reduzir o vento próximo as edificações.

Considerando a vegetação de maior altura, a distância destes obstáculos deve ser suficiente para que a irradiação solar direta, no pior período do ano (solstício de inverno), não impeça a luz do sol. Conforme equacionamento proposto em Duffie e Beckman (2013) para garantir um período maior que quatro horas de sol pela manhã e à tarde, o ângulo de elevação solar deve ser menor que  $15^\circ$  na latitude  $29^\circ$  (Fig. 39).

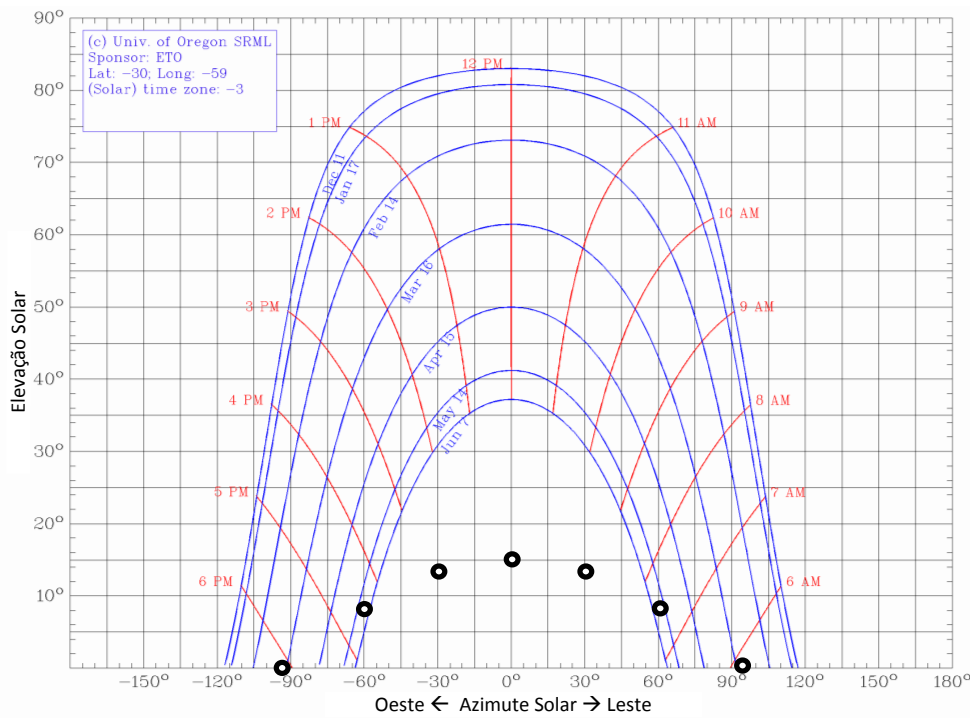


Figura 39 – Caminho Solar para a latitude  $30^\circ$  sul. Fonte: Oregon (2015).

Com isso, foi adotada a distância conservadora entre módulos e obstáculo igual a 73 m (Fig. 40a). A distância entre módulos foi calculada de forma que mesmo uma baixa elevação solar de  $10^\circ$  não exerça influência na geração de energia. Isto resultou num distanciamento de 2,52 m (Fig. 40b), considerado para qualquer inclinação do solo, determinado pelo método trigonométrico clássico (CASTELLANO et al., 2015). Consequentemente a densidade de potência instalada foi de  $40,43 \text{ MWp}/\text{km}^2$  ( $404,3 \text{ kWp}/\text{ha}$ ), menor que a praticada por Lopez et al. (2012), de  $48 \text{ MWp}/\text{km}^2$ .

Ao ser realizado o reconhecimento digital do terreno, se identificam muitos pixels ou células na imagem (30x30m) de cobertura e uso do solo diferentes da realidade, fazendo com que regiões propícias sejam ignoradas e vice-versa. Outra restrição que se excede é devido ao distanciamento desnecessário de obstáculos ao sul das áreas propícias à instalação de módulos. Por estes motivos dois mapas de restrições foram gerados, um com as áreas de restrição de sombreamento devido a obstáculos verticais naturais (Fig. 41a) e outro sem esta restrição (Fig. 41b).

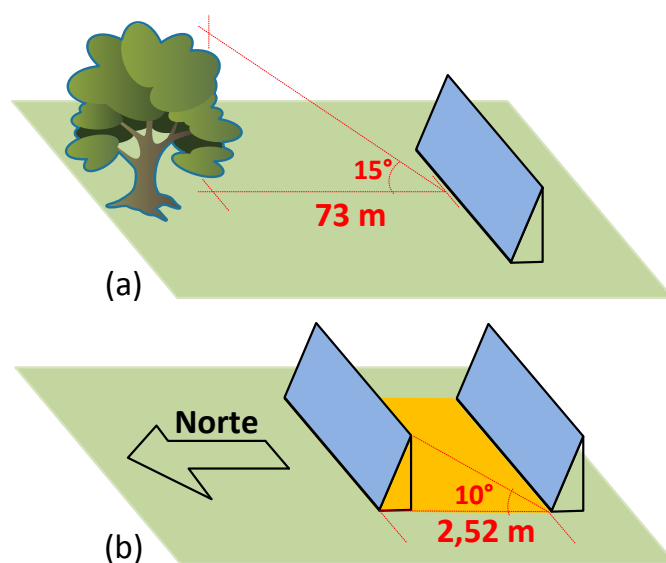


Figura 40 – Fonte: Distâncias utilizadas para reduzir o efeito do sombreamento nos módulos solar fotovoltaicos. Elaboração Própria.

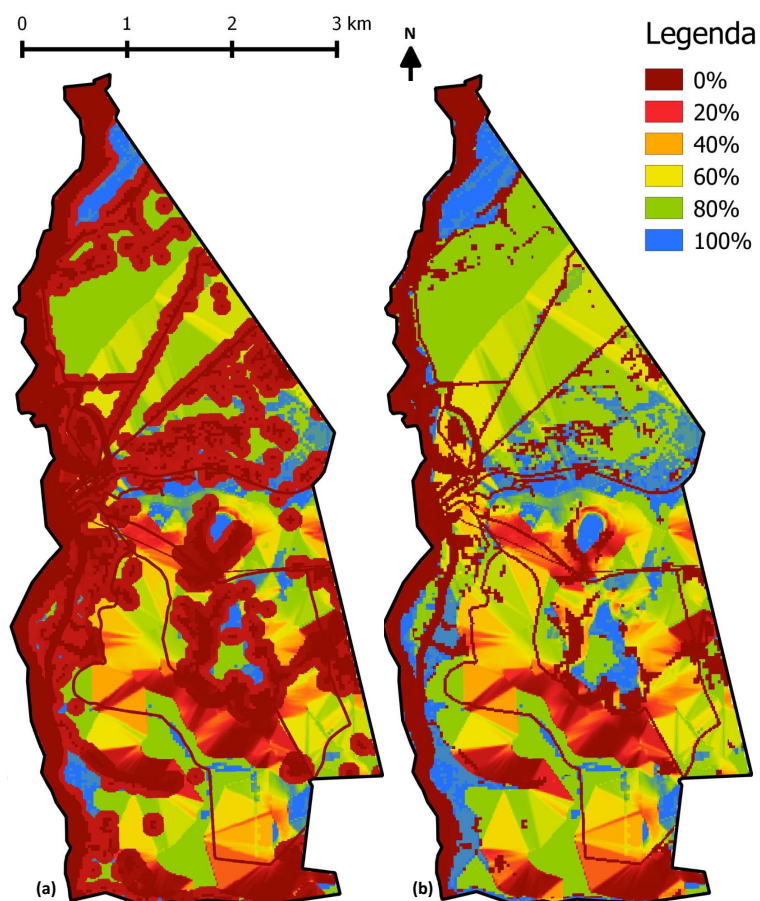


Figura 41 – Processamento de imagens para adequação de recurso solar fotovoltaico: (a) Com restrições máximas; (b) Com restrições mínimas. Fonte: Elaboração Própria.

A área mais propícia à instalação de sistemas fotovoltaicos com máxima restrição foi de 718 ha, e a de menor restrição foi de 1.252 ha. Ambas com 40% a 100% de adequação para o uso solar fotovoltaico. A média entre estes valores de área, ou seja, 985 ha, permitiria a instalação de aproximadamente 400 MWp, gerando uma média mensal de 45,7 GWh. Nesta condição, mesmo áreas utilizadas para agricultura teriam seu uso destinado para o fornecimento de energia.

O custo mínimo a partir do qual o kW instalado da energia renovável começa a valer a pena para o investidor é aquele indicado pela paridade entre a taxa R\$/kWh do investimento renovável e a tarifa cobrada pela distribuidora. Este custo mínimo pode ser encontrado através da Eq. 5.14, conforme visto na Seção 5.5.3 do Cap. 3. Como no Brasil o valor médio cobrado pelas distribuidoras para a classe de consumo rural é de 0,30 R\$/kWh (ANEEL, 2016), logo o valor de custo mínimo do recurso solar fotovoltaico é de 2.874,58 R\$/kW a uma taxa de 7,5% (Tab. 14).

Tabela 14 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Solar Fotovoltaico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros.

Ano	Tarifa	Investimento a 9,5%	Investimento a 7,5%	Investimento a 5,5%
1	0,3000	2.629,47	2.874,58	3.482,87
2	0,3300	2.892,42	3.162,04	3.831,16
3	0,3630	3.181,66	3.478,24	4.214,28
4	0,3993	3.499,82	3.826,06	4.635,70
5	0,4392	3.849,81	4.208,67	5.099,28
6	0,4832	4.234,79	4.629,54	5.609,20
7	0,5315	4.658,27	5.092,49	6.170,12
8	0,5846	5.124,09	5.601,74	6.787,14
9	0,6431	5.636,50	6.161,91	7.465,85
10	0,7074	6.200,15	6.778,10	8.212,43
11	0,7781	6.820,17	7.455,91	9.033,68
12	0,8559	7.502,18	8.201,51	9.937,05

Obs<sub>1</sub>.: Para um período de amortização da dívida de 10 anos, e uma taxa de 10% ao ano de elevação da tarifa.

Obs<sub>2</sub>.: Considerou-se uma geração de 1.395,9 kWh/Ano, para a latitude do município de Alegrete/RS.

Na Tab. 14, a taxa de 7,5% foi considerada como referência para o período de investigação, variando dois pontos percentuais para cima e para baixo. Apesar de seu valor para o ano 1 estar muito aquém dos valores praticados, que está entre 6.500 a 12.000 R\$/kW, estima-se que em 7 anos estas condições já sejam favoráveis, visto que o custo do equipamento também deve se reduzir. Para a situação da classe consumidora residencial e comercial o valor da tarifa está entre 0,5846 e 0,8559, mostrando-se vantajoso o investimento imediato.

### 6.4.2 Recurso Eólico

Algumas condições envolvendo o local de instalação fazem com que o aerogerador capte maior velocidade do vento. Este é o caso da exploração em locais planos e com o menor número possível de obstáculos naturais ou artificiais, permitindo que o vento escoe com reduzida perturbação. É muito comum a escolha pela instalação de geradores eólicos em torres de dezenas de metros, evitando quaisquer turbulências no vento causadas pela superfície. Ainda assim, locais com ventos acima da velocidade média de 5 m/s são opções mais adequadas para um projeto ser julgado viável, embora novas tecnologias iniciem sua geração abaixo deste valor (WEC, 2013). Por ser variante no tempo, a velocidade deve ser avaliada no mínimo por um período de um ano através medição anemométrica. De outra forma, é possível prever seu regime pela função probabilística de densidade de *Weibull*, vista na Eq. 3.5.

A distribuição da velocidade do vento é relacionada com a curva de potência da turbina eólica, resultando na energia gerada anualmente. A escolha da turbina pode ser determinada pela demanda ou por critério de otimização, onde características técnicas e econômicas podem ser consideradas. Em sua pesquisa, Rehman et al. (2013) apresentou uma correlação empírica entre a energia gerada e a altura do cubo, através da fórmula da altitude de *Hellman*. Embora avaliações deste tipo tenham importância fundamental em projetos eólicos, se objetivou a velocidade mínima para viabilidade econômica considerada como 6 m/s. Assim, foi escolhido uma turbina eólica *ReDriven* de 10kW com altura de 68 m como referência, altura esta encontrada pela extrapolação da velocidade de 6,5 m/s (*Hellman* com 0,2 de coeficiente de atrito), previsto pelo Atlas Eólico do estado do Rio Grande do Sul a 100 m de altura (Camargo Schubert, 2014). Com a velocidade média  $\bar{v}$  igual a 6 m/s e o fator de forma  $k$  de *Weibull* de 2,9 também encontrado a partir do Atlas, foi possível determinar o fator de escala pela Eq. 3.6.

O valor de  $\Gamma$  para o  $k$  igual a 2,9 é de 0,891690 de acordo com o atlas (Camargo Schubert, 2014, p. 111), resultando em um valor de  $c$  igual a 6,73. Com a função de *Weibull* ajustada com estes valores, considerando que a função Gama não se modifique com a redução da altura, e utilizando a curva de potência do gerador eólico referencial selecionado através software RETScreen, a energia gerada é de aproximadamente 25,76 MWh anuais (Fig. 42).

A potência nominal de 10kW foi escolhida para suportar as demandas elétricas do ambiente rural, com fator de capacidade 29,4%. A disposição destas torres no terreno deve causar a menor perturbação possível no vento à jusante da turbina. Denominado efeito de sombreamento ou esteira, este pode reduzir a produção de energia pelas demais turbinas, durante toda a vida produtiva da fazenda eólica. Segundo Masters (2004), a distância adequada entre equipamentos é de 5 a 9 vezes o valor rotórico entre linhas e de 3 a 5 vezes entre colunas, estando as colunas na direção predominante do vento.

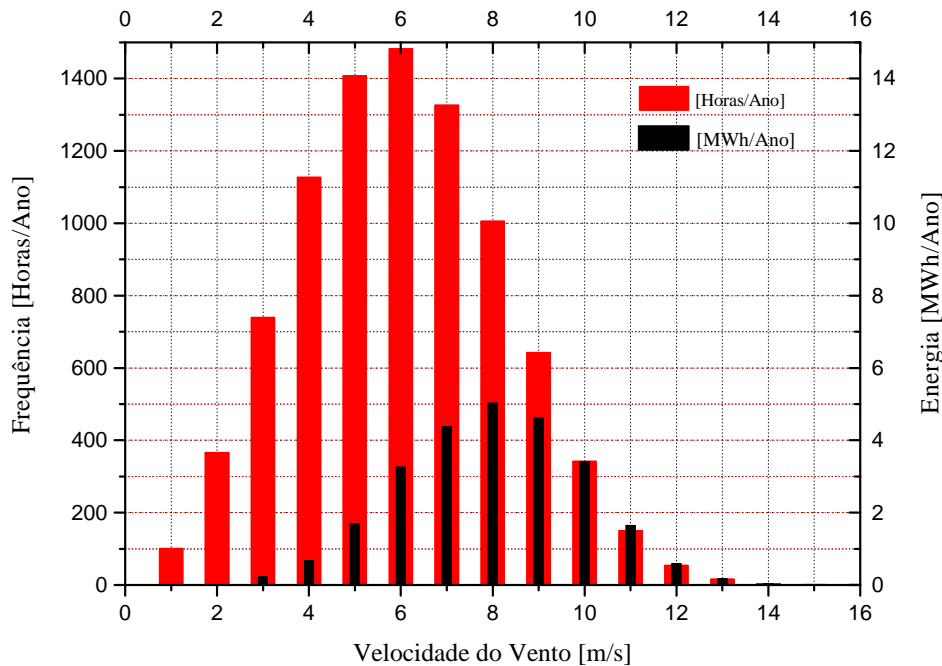


Figura 42 – Frequência dos ventos e energia gerada através Aerogerador ReDriven 10 kW.  
Fonte: Elaboração Própria.

Sob certas condições, de acordo com Meyers e Meneveau (2012), este distanciamento pode aumentar para 15 vezes, o que pode levar a um aumento inevitável das redes elétricas. Na implementação teórica foi utilizado a distância de  $9 \times 5$  sobre um valor de diâmetro rotórico de 8 m, permanecendo uma densidade de  $3,5 \text{ MW}/\text{km}^2$ , novamente a baixo do estabelecido por Lopez et al. (2012) que é de  $5 \text{ MW}/\text{km}^2$  (Fig. 43). É imprescindível esclarecer que a densidade de potência utilizada aqui é relacionada ao número de equipamentos distribuído pelo espaço terrestre (horizontal), não possuindo relação com o fluxo ou densidade de potência eólica que visa analisar a potência dos ventos sobre uma determinada área vertical.

A potência instalada para a área total de 1985 ha é de 68,9 MW, o que geraria anualmente 142 GWh através de 6.893 aerogeradores. O licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre no Brasil é regulado pelo poder público através do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) em nível federal e pelos órgãos estaduais responsáveis. Entre suas diretrizes para com a geração de energia eólica, o CONAMA busca identificar principalmente os locais considerados de risco ambiental para áreas de preservação permanente, e áreas de concentração e rotas migratórias de aves.



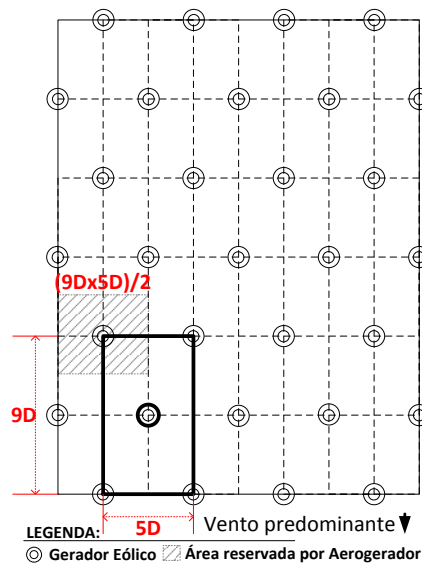


Figura 43 – Distribuição das torres para geração de energia eólica. Fonte: Elaboração Própria.

No estado do Rio Grande do Sul os empreendimentos são classificados quanto a sua potência instalada, sendo que os maiores ou iguais a 100 MW devem obrigatoriamente possuir estudo e relatório de impacto ambiental (EIA/RIMA), e os de menor potência, dependendo das condições ambientais, podem ser realizados apenas com um Relatório Ambiental Simplificado (RAS). Dentre os itens de caracterização ambiental são avaliados os do meio físico, biótico, antrópico, entre outros que exigem uma atenção especializada. Neste estado brasileiro, já existe um mapeamento das regiões classificadas quanto a sensibilidade ambiental, permitindo a identificação georreferenciada preliminar da documentação exigida para seu licenciamento. Embora não existam restrições no local, e mesmo sob as circunstâncias apresentadas anteriormente, o presente estudo indica o potencial energético que pode ser provido pelos ventos, replicando as limitações antrópicas anteriormente utilizadas pela avaliação solar. Adicionalmente uma distância igual a 100 m foi deixada de toda as edificações existentes na propriedade, com o objetivo de reduzir os ruídos que chegam a estas instalações, e evitar que acidentes como a queda das torres causem maiores danos. Avaliando tecnicamente, a área com adequação superior a 40% é de 1.144 ha, ou aproximadamente 57,6 % da área total da propriedade (Fig. 44).

A energia gerada com a redução de área é de 81,84 MWh/Ano, considerando 0,8 de fator de perdas, realizada através de 3.972 geradores eólicos (39,72 MW instalados).

A avaliação econômica da paridade para a geração de energia eólica resultou na Tab. 15. Nela se observa que para a classe de consumo rural os valores estão muito distantes dos valores de mercado atual, que está acima de 8.000 R\$/kW.

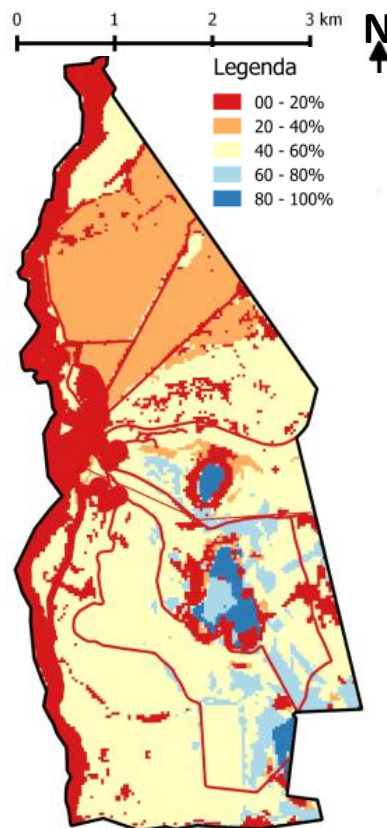


Figura 44 – Processamento de imagens para adequação de recurso eólico. Fonte: Elaboração Própria.

No entanto, a instalação desta fonte de energia nas classes de consumo comercial e residencial já são viáveis economicamente, pois ultrapassam os 8.000 R\$/kW com uma tarifa de 0,6431 (Ano 9).

### 6.4.3 Recurso Hidráulico

Alimentado por meio de um canal artificial desviado do Arroio São João, o aproveitamento hidrelétrico foi realizado por meio de uma queda d'água que varia sua altura conforme a estação do ano entre 3,5 e 3,8 m. Tal canal tem sua vazão ajustada por dois vertedouros, um com a finalidade exclusiva de regular o nível da água, e o segundo com o objetivo de irrigar por gravidade as culturas de arroz. Toda a água descendente que flui pela lavoura ou pelos canais deságuam no Rio Ibicuí.

Duas medições foram realizadas a fim de identificar a vazão para as lavouras e para a geração, ambas executadas *in loco*, de forma exclusiva <sup>1</sup>, com equipamento molinete e magnético pelo método da Meia Seção (BACK, 2006).

<sup>1</sup> Quando os demais canais foram fechados.

Tabela 15 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Eólico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros.

Ano	Tarifa	Investimento a 9,5%	Investimento a 7,5%	Investimento a 5,5%
1	0,3000	3.948,24	4.316,28	5.229,66
2	0,3300	4.343,06	4.747,91	5.752,62
3	0,3630	4.777,37	5.222,70	6.327,88
4	0,3993	5.255,11	5.744,97	6.960,67
5	0,4392	5.780,62	6.319,46	7.656,74
6	0,4832	6.358,68	6.951,41	8.422,41
7	0,5315	6.994,55	7.646,55	9.264,65
8	0,5846	7.694,00	8.411,21	10.191,12
9	0,6431	8.463,40	9.252,33	11.210,23
10	0,7074	9.309,74	10.177,56	12.331,26
11	0,7781	10.240,72	11.195,31	13.564,38
12	0,8559	11.264,79	12.314,85	14.920,82

Obs\_1.: Para um período de amortização da dívida de 10 anos, e uma taxa de 10% ao ano de elevação da tarifa.

Obs\_2.: Considerou-se uma geração de 2.096,0 kWh/Ano.

A primeira identificou que a vazão exclusiva para a irrigação foi entre 0,68 e 0,80  $m^3/s$ . Pela segunda medição se verificou valores entre 1,41 e 1,82  $m^3/s$ . Segundo dados cedidos pelo Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), durante 70% de seu regime, o Arroio São João possui vazão de 2,35  $m^3/s$ . Logo, se deduz que sua menor vazão seja no período de safra, não afetando a geração de energia, e muito menos a irrigação, embora este fato não seja alvo desta pesquisa. Por meio da Eq. 3.2, o valor bruto encontrado, considerando a densidade da água 1.000  $kg/m^3$ , a vazão em 1,5  $m^3/s$  e 3,7 a altura de queda bruta dado em metros, logo a  $Pot_B$  é de 54,44 kW.

Instalado no início da década de 70, a turbina do tipo Francis (reação) foi projetada para uma potência mecânica máxima de 100 cv (73,6 kW), segundo dados de projeto da turbina, a qual não poderia ser ultrapassada. No entanto, movimenta um gerador elétrico suéco de 300 kVA da marca Asea Vasteras, durante praticamente todo o período de entressafra (8 meses).

Tecnicamente possui diversas perdas mecânicas e elétricas que acabam reduzindo o potencial bruto. De acordo com os levantamentos realizados com tacômetro estroboscópico para verificação da rotação, de medições elétricas e os dados do fabricante, a minicentral hidrelétrica apresentou uma perda de aproximadamente 17% no sistema de transmissão, e 30% no gerador elétrico, permanecendo a máquina hidráulica com rendimento de 58,1%.

Não ocorreram registros de grandezas para carregamentos diferentes, não podendo ser afirmado que este valor de rendimento seja constante. Contudo, tal valor foi adotada como referência para os cálculos de quanto a geração hidrelétrica influencia na economia da *PR*. Sendo assim, a potência ativa gerada com perdas descontadas fica em torno de 31,62 kW, produzindo 759 kWh ao dia, ou em média 23,08 MWh por mês se mantida as condições descritas na avaliação teórica.

A avaliação econômica realizada aqui, da mesma forma que para os demais recursos apresentados anteriormente, contou com uma avaliação da paridade do kW instalado. Especificamente para o caso da *PR*, caso a minicentral hidrelétrica permaneça 22 h ligados ininterruptamente, permanecendo duas horas desligado para manutenção, cada kW geraria 22 kWh. No mês isto significaria 669,15 kWh, e no período de 8 meses ao ano um valor de 5.353,20 kWh, elevando os valores de investimento aos patamares vistos na Tab. 16.

Tabela 16 – Valores mínimos de investimento [R\$/kW] para o recurso Hidráulico alcançar a paridade com a tarifa da distribuidora simulados com três taxas de juros.

Ano	Tarifa	Investimento a 9,5%	Investimento a 7,5%	Investimento a 5,5%
1	0,3000	10.083,50	11.023,44	12.105,13
2	0,3300	11.091,85	12.125,78	13.315,64
3	0,3630	12.201,03	13.338,36	14.647,20
4	0,3993	13.421,14	14.672,20	16.111,92
5	0,4392	14.763,25	16.139,42	17.723,11
6	0,4832	16.239,58	17.753,36	19.495,43
7	0,5315	17.863,53	19.528,70	21.444,97
8	0,5846	19.649,89	21.481,56	23.589,47
9	0,6431	21.614,87	23.629,72	25.948,41
10	0,7074	23.776,36	25.992,69	28.543,25
11	0,7781	26.154,00	28.591,96	31.397,58
12	0,8559	28.769,40	31.451,16	34.537,34

Obs\_1.: Para um período de amortização da dívida de 10 anos, e uma taxa de 10% ao ano de elevação da tarifa.

Obs\_2.: Considerou-se uma geração de 8.029,0 kWh/Ano.

De acordo os custos para geração hidrelétrica vistos na Seção 3.4.1.2, a energia hidráulica é a única compensadora para a classe de consumo rural, mesmo com sua geração restrita aos período de entressafra.

## 6.5 Avaliação Multicriterial

Os potenciais eólico e solar fotovoltaico necessitam inerentemente de espaço para a captura do seu respectivo vetor energético, seja o vento ou a radiação solar. Na *PR* deste estudo é facilmente identificável que são muitas as opções para alocação destes potenciais.

No entanto, para o potencial hidráulico a PR não possui outras opções de investimento, ficando restrito ao local já utilizado. Com esta restrição todo o processo multicriterial, que abrange desde a escolha dos critérios até a elaboração das alternativas, fica limitado aos potenciais eólico e solar. Sendo assim, as escolhas das posições dos aproveitamentos estarão sempre focadas nas figuras de adequação obtidas pelo processamento das imagens SIG (Fig. 41 e Fig. 44).

### 6.5.1 Critérios para o Método Electre I

Conforme apresentado na metodologia, a escolha dos critérios deve obrigatoriamente envolver os interesses dos três decisores (Investidor, Distribuidora e Poder Público), além de prever critérios em diferentes dimensões. De forma a cobrir todos estes anseios foi escolhido um critério do aspecto econômico, um do técnico, dois do ambiental e um do social, relacionados a seguir:

- Aspecto Econômico - Custo Nivelado ou equalizado da Energia (*LCOE*);
- Aspecto Técnico - Adequação do Terreno (*AT*);
- Aspecto Ambiental – Emissão de g-CO<sub>2</sub>/kWh equivalente (*ECO2*); e Índice de Bem-estar Geral (*IBG*);
- Aspecto Social – Contribuição para a economia local (*CEL*).

O critério econômico *LCOE* utilizado na avaliação de recursos com a inclusão do custo de conexão entre o local de aproveitamento energético e a rede da distribuidora, permitindo que seja comparado o preço da energia renovável com o preço comercializado pela distribuidora (HALLAM; CONTRERAS, 2015).

O critério técnico é avaliado através dos mapas de adequação SIG, vistos nas Fig. 41 e Fig. 44, onde se buscam os locais com maior potencial energético e menor impacto.

No aspecto ambiental o critério *ECO2* relaciona a quantidade equivalente de dióxido de carbono emitido para a atmosfera por kWh gerado durante sua vida útil. Os valores médios utilizados para avaliar a emissão de CO<sub>2</sub> do recurso eólico e solar fotovoltaico são respectivamente 48 e 11 g-CO<sub>2</sub>eq/kWh, de acordo com o IPCC (2014).

Os critérios *IBG* e *CEL* foram adaptados de Troldborg et al. (2014), onde 1 representa o menor impacto ou aceitação à tecnologia, e 5 o maior impacto ou forte resistência a instalação de renováveis, sendo esta classificação quantitativa norteada por pesquisas a respeito do tema.

O aspecto *IBG* diz respeito aos impactos ambientais provocados pela presença da tecnologia. Inclui-se o aspecto visual na paisagem, ruído, uso da terra, água, entre outros (EDENHOFER et al., 2012). De acordo com Peschel (PESCHEL, 2010), os impactos do recurso solar fotovoltaico podem ser mitigados ou mesmo tornados positivos através da correta integração com o ambiente. Já a tecnologia eólica, embora não ocupe a mesma área longitudinal, afeta a paisagem com o sombreamento das pás e pode ter impacto negativo devido ao ruído da aerodinâmico das pás pelo fluxo dos ventos (PINTO, 2013). Na avaliação foi considerada a distância das instalações renováveis no efeito do impacto.

Através da *CEL* se deseja estimar quais os benefícios para a região em relação a comercialização de bens, prestação de serviços, e direta ou indiretamente o número de empregos que é proporcionado (TROLDBORG et al., 2014).

### 6.5.2 Avaliação no Enfoque GLD

No enfoque GLD, as alternativas visam a conexão *on-grid*, injetando todo o excedente de energia na rede de distribuição. Por este motivo é imprescindível identificar os locais de provável aproveitamento energético e das redes elétricas existentes, levando a consequente determinação dos custos de rede e de uso da terra.

Para se determinar o LCOE dos potenciais renováveis, foram propostos 8 pontos de aproveitamento escolhidos arbitrariamente com adequação do terreno superior a 40% (Fig. 45).

A formação do LCOE do recurso solar fotovoltaico foi considerado com os valores já mencionados no Cap. 3, Seção 3.4.3.2, onde o  $C_{Eq, i^2}$  era de 6.800 R\$/kWp, 28.000 R\$/km o custo de rede elétrica ( $C_{R,i}$ ), e o custo de manutenção (variável e fixo)<sup>3</sup> 100 R\$/kWp. O Fator de Recuperação do Capital *FRC* e o Fator de Amortização *FA* foram calculados para um período de 10 anos e a uma taxa de respectivamente 7,5% e 2%.

A potência a ser instalada foi escolhida entre dois patamares: o máximo sem que houvesse a necessidade de alterações no padrão de entrada da eletricidade da *PR*; E o patamar mínimo, onde ocorre a compatibilização da energia gerada anualmente com a energia consumida anualmente pelos três pontos de entrega. De acordo com a RN 482 a potência a ser instalada não pode ultrapassar a demanda contratada, caso contrário necessitaria solicitar mais demanda contratada. Para o estudo de caso entre os três pontos de entrega o de maior valor contratado é de 270 kW. A de menor potência encontrada, escolhida para o dimensionamento, foi de 150 kW, gerando por ano 209,39 MWh (Fig. 46a), o suficiente para cobrir o consumo médio dos três pontos de entrega, que é de 208,89 MWh (Fig. 46b).

<sup>2</sup> Considerando o valor mínimo de 1.700 USD/kWp a uma taxa de conversão de 4R\$/USD.

<sup>3</sup> Valor mínimo de 25 USD/kWp.

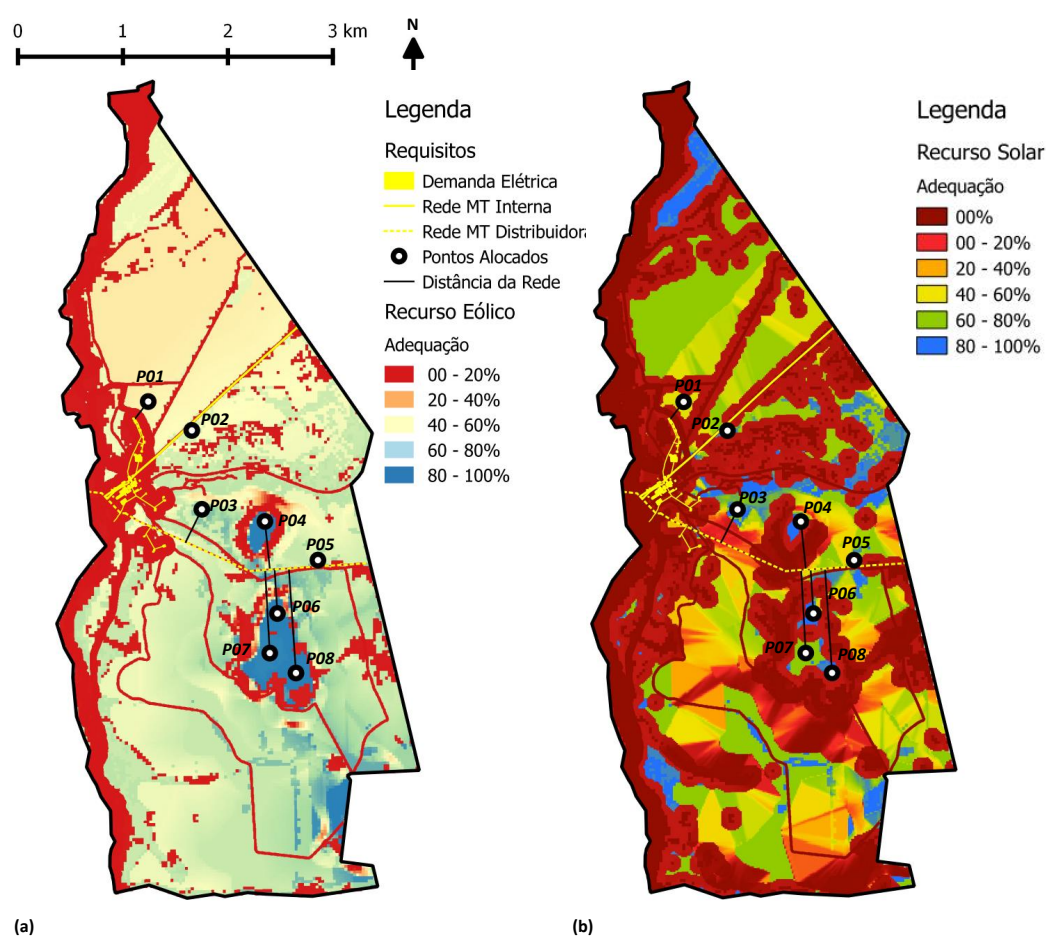


Figura 45 – Pontos propostos para avaliação multicritério dos recursos solar fotovoltaico e eólico. Fonte: Elaboração Própria.

Pela menor potência é estimado o uso de uma área de 1 ha para a instalação de 1.000 módulos de 150 Wp cada. Logo, para as 8 pontos considerados tem-se os custos previstos na Tab. 17, onde P1 e P2 estão posicionados em uma região que poderia proporcionar ao agricultor uma renda de 500 R\$/ha por safra pela produção de arroz. É percebido pela Fig. 45 que as demais regiões não produzem grãos, ou por estar em período de pousio ou por ser considerada improdutiva, tendo por este motivo valoração nula.

A Tab. 17 não contempla o custo de reposição do equipamento. O objetivo deste custo é tornar viável a compra de novos equipamentos ao final da vida útil deste a um valor menor devido ao juros.

Os custos de geração eólica mais condizentes com o mercado brasileiro de aerogeradores para microgeração foram os citados por Olatomiwa et al. (2015).

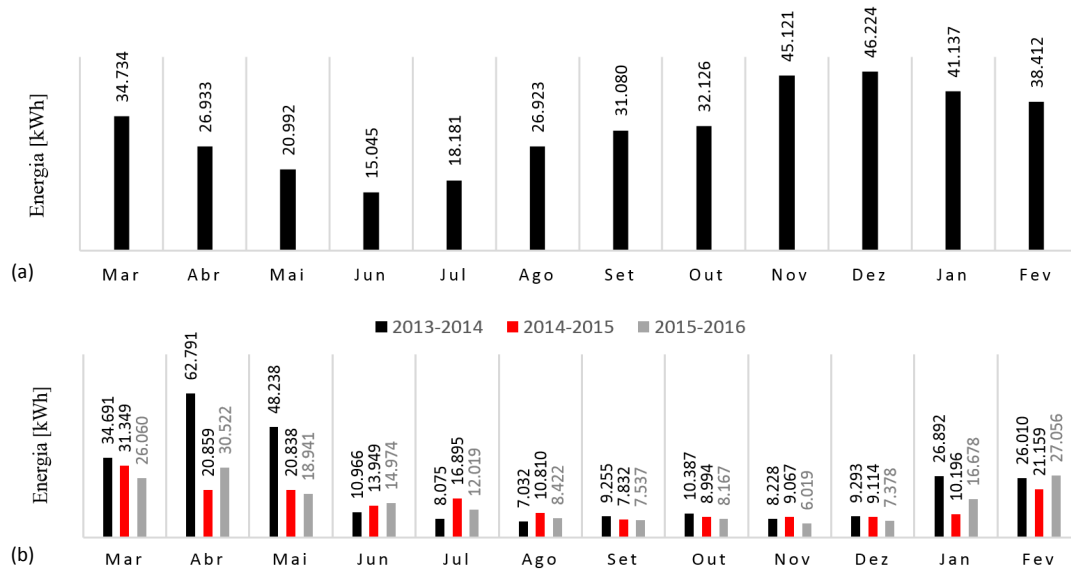


Figura 46 – (a) Previsão de energia elétrica solar fotovoltaica gerada por 150 kWp instalados. (b) Soma do consumo de energia dos três pontos de entrega durante os três períodos de medição. Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 17 – Custo da energia solar fotovoltaica para a PR, nos 8 pontos selecionados para avaliação multicritério, considerando a distância da rede elétrica mais próxima e produção agrícola.

Pontos	Distância [km]	$C_{Eq}$ [R\$]	$C_R$ [R\$]	$FRC$ [-]	$C_{Cap}$ [R\$]	$C_{O\&M}$ [R\$]	$C_T$ [R\$]	Energia [kWh]	LCOE [R\$/kWh]
P01	0,241	1.020.000	6.748	0,1456	149.582	15.000	500	209.393	0,7884
P02	0,055	1.020.000	1.540	0,1456	148.824	15.000	500	209.393	0,7848
P03	0,376	1.020.000	10.528	0,1456	150.133	15.000	0	209.393	0,7886
P04	0,497	1.020.000	13.916	0,1456	150.627	15.000	0	209.393	0,7910
P05	0,066	1.020.000	1.848	0,1456	148.868	15.000	0	209.393	0,7826
P06	0,454	1.020.000	12.712	0,1456	150.451	15.000	0	209.393	0,7901
P07	0,856	1.020.000	23.968	0,1456	152.091	15.000	0	209.393	0,7980
P08	1,075	1.020.000	30.100	0,1456	152.984	15.000	0	209.393	0,8022

Estes valores foram adaptados ao estudo de caso, e estão apresentados abaixo:

- $C_{Eq}$  - De 17.920 R\$/kW, composto pelo valor estimado para toda a instalação de 16.000 R\$/kW, e o acréscimo de 1.920 R\$/kW devido ao aumento da torre de 30 m para 68 m de altura. Este último valor em decorrência da estimativa de que 12% do custo seja devido a torre (MONÉ et al., 2015);
- $C_{O\&M}$  – 200R\$/kW/Ano.

Para fins de cálculo todos os demais custos, seja de rede e terra, ou taxas e períodos, foram os mesmos avaliados para o potencial solar fotovoltaico.



A Tab. 18 apresenta em detalhes a formação do custo do LCOE para o potencial eólico.

Tabela 18 – Custo da energia eólica para a *PR*, nos 8 pontos selecionados para avaliação multicritério, considerando a distância da rede elétrica mais próxima e produção agrícola.

<i>Pontos</i>	<i>Distância</i> [km]	$C_{Eq}$ [R\$]	$C_R$ [R\$]	<i>FRC</i> [-]	$C_{Cap}$ [R\$]	$C_{O\&M}$ [R\$]	$C_T$ [R\$]	<i>Energia</i> [kWh]	<i>LCOE</i> [R\$/kWh]
<b>P01</b>	0,241	1.792.000	6.748	0,1456	262.052	20.000	500	206.059	1,3712
<b>P02</b>	0,055	1.792.000	1.540	0,1456	261.294	20.000	500	206.059	1,3675
<b>P03</b>	0,376	1.792.000	10.528	0,1456	262.603	20.000	0	206.059	1,3715
<b>P04</b>	0,497	1.792.000	13.916	0,1456	263.097	20.000	0	206.059	1,3739
<b>P05</b>	0,066	1.792.000	1.848	0,1456	261.338	20.000	0	206.059	1,3653
<b>P06</b>	0,454	1.792.000	12.712	0,1456	262.921	20.000	0	206.059	1,3730
<b>P07</b>	0,856	1.792.000	23.968	0,1456	264.561	20.000	0	206.059	1,3810
<b>P08</b>	1,075	1.792.000	30.100	0,1456	265.454	20.000	0	206.059	1,3853

Com a definição do LCOE para ambos os recursos, e a definição da Matriz de Decisão (*MD*) vista na Tab. 19, a última etapa antes da obtenção dos resultados, é a ponderação do grau de importância para cada critério dada pelos decisores.

A *MD* quando submetida ao método Electre I resulta em um conjunto solução que indica o local e a tecnologia de melhor performance para o investimento. Neste contexto existem dois atores que podem influenciar direta ou indiretamente a decisão do produtor rural investidor, que são: o poder público por meio de políticas públicas; e a distribuidora de energia com a priorização dos consumidores produtores de energia.

O proprietário rural que investe em geração distribuída, deve ter a percepção de que a energia produzida localmente pode aumentar a lucratividade, melhorar a confiabilidade de sua rede elétrica particular e conseqüentemente a produtividade pela ausência de faltas de energia, caso tenha alguma forma de armazenamento, ou opere na configuração *off-grid*. O critério *LCOE* é o critério que garante ao produtor a escolha pela alternativa mais econômica, sendo por este motivo atribuído peso 5. Contudo, torna-se importante definir prioritário a adequação do terreno, para que não ocorra a simples substituição da produção de alimentos pela produção de eletricidade, o que não é deve ser objetivo das *PR*. Assim, o critério *AT* recebe peso 2 na ponderação do investidor, dificultando no processo decisório a escolha de terras que sejam produtoras agrícolas. Independente a este fato, a instalação de equipamentos de fontes renováveis deve afetar minimamente a vida de quem mora ou trabalha no campo, modificando com peso 2 o critério *IBG*. Na ponderação do investidor, compreende-se que o critério *ECO2* não afeta sua escolha, pois necessariamente devem satisfazer as condições legais ambientais, tendo por isso score 0,5. Já o critério *CEL* foi avaliado com valor 0,5 por representar custo para a *PR*.

Tabela 19 – Matriz de Decisão

Pontos	Alternativas			Critérios				
	Distância à Rede [m]	Recurso	Alternativa	LCOE	AT	ECO2	IBG	CEL
				[R\$/kWh]	[%]	[gCO <sub>2</sub> eq/kWh]	[1-5]	[1-5]
01	241	SF	A01	0,7884	62,7	48	2	5
		EOL	A02	1,3712	37,6	11	5	1
02	55	SF	A03	0,7848	94,8	48	2	5
		EOL	A04	1,3675	48,2	11	5	1
03	376	SF	A05	0,7886	100,0	48	2	5
		EOL	A06	1,3715	66,6	11	5	1
04	497	SF	A07	0,7910	100,0	48	1	5
		EOL	A08	1,3739	100,0	11	4	1
05	66	SF	A09	0,7826	93,9	48	1	5
		EOL	A10	1,3653	62,3	11	4	1
06	454	SF	A11	0,7901	100,0	48	1	5
		EOL	A12	1,3730	100,0	11	4	1
07	856	SF	A13	0,7980	80,0	48	1	5
		EOL	A14	1,3810	80,0	11	4	1
08	1075	SF	A15	0,8022	100,0	48	1	5
		EOL	A16	1,3853	100,0	11	4	1

Os interesses que balizam o poder público na missão de incentivar o crescimento da geração de energia descentralizada é o aumento da arrecadação de impostos, a diversificação da matriz produtiva regional, o desenvolvimento tecnológico que conseqüentemente é levado até o meio rural, induzindo maior conforto e migração da mão de obra (PESCHEL, 2010; IEA, 2015). O poder público também tem a função de buscar a preservação do meio ambiente e da saúde pública. Pensando nestes motivos foram atribuídos os maiores pesos para os critérios: *LCOE* (3), pois um menor custo da energia além de dar sustentabilidade ao negócio do investidor, permite que esta exploração se mantenha durante toda a vida útil do equipamento (25 anos); *AT* (3), restringindo as alternativas para aqueles locais menos valorizados pelo agricultor, como áreas arenizadas, condenadas para o plantio ou trato pecuário; Indicando opções que proporcionem novos empregos para a fixação do homem do campo *CEL* (2). Os demais critérios, *ECO2* e *IBG*, receberam valor 1 na ponderação, pela característica do equipamento gerador ser inerentemente menos agressivo ao ambiente e por não trazer problemas à saúde dos moradores locais.

Tão influente no processo quanto o poder público, a distribuidora de energia mesmo tendo seus serviços regulados pela ANEEL, pode beneficiar os produtores e ser beneficiada de diversas formas. Adquirindo a energia a preços menores através de uma evolução dos produtores rurais do sistema de compensação para autoprodutor ou produtor independente. Por meio da redução no carregamento das redes de distribuição, podendo ofertar esta potência para demandas reprimidas. Devido a redução das perdas elétricas, postergação de investimentos em infraestrutura, a melhoria do nível de tensão pela injeção de energia ativa, a adequação dos índices de qualidade dos serviços e produto, e conseqüentemente a redução de compensações e ressarcimentos realizada aos clientes. Por outro lado, beneficiando os produtores rurais geradores com maior agilidade no atendimento as requisições, como aumento de carga, religamentos automáticos, vistorias, etc.

Como a demanda de energia tem relação de proporcionalidade com o desenvolvimento da economia local, o principal peso foi para o critério *CEL* (5) e *LCOE* (2), seguido dos demais valores unitários. Justifica-se o peso maior no *LCOE* visto que um dos objetivos do planejamento energético a longo prazo é a modicidade tarifária, ou seja, eletricidade ao menor valor possível (EPE, 2015b, p. 389).

## 6.6 Resultados

Todos os resultados obtidos tiveram como base o método Electre I, exposto no Cap. 4, Seção 4.3.2 e 4.3.3, o qual teve seu algoritmo criado e programado em linguagem MatLab (Anexo A). As simulações realizadas por meio deste programa indicaram o local e o recurso renovável mais adequado para cada decisor individualmente. Isto foi realizado através da soma aritmética entre o número de vezes que uma determinada alternativa sobreclassificou e o número de vezes em que esta foi sobreclassificada.

### 6.6.1 Avaliação dos Decisores

Na simulação ponderada para o produtor rural (Fig. 47), o melhor investimento está na alternativa *A5*, seguida das empatadas *A03* e *A11*, ambas da tecnologia solar fotovoltaica, respectivamente nos pontos *P03*, *P02* e *P06*. Como o peso maior foi para o critério *LCOE*, logo estes locais devem possuir o menor custo de energia, seguida de *AT* e *IBG*. A simulação para este decisor foi efetuada com limiar médio de concordância de 0,0189 e valor adotado de 0,03. O limiar médio de discordância foi de 0,5405 sendo adotado valor igual a 0,5.

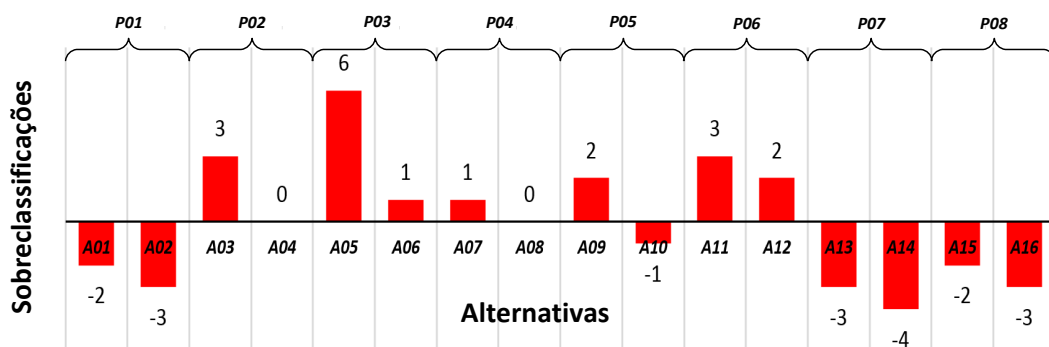


Figura 47 – . Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do Produtor Rural.  
Fonte: Elaboração Própria.

Para o poder público a alternativa com maior saldo de sobreclassificação foi em primeiro lugar a *A05* (*P03*), em segundo a *A09* (*P05*) e terceiro a *A03* (*P02*), todas para a geração solar fotovoltaica. Este resultado é compreensível, pois a ponderação realizada

para o poder público incentiva da mesma forma os investimentos em que existe um baixo custo para a produção de energia e uma adequação no terreno, ficando em segundo plano a contribuição para a economia local. Se percebe que embora a alternativa *A09* tenha um custo menor do que *A05*, esta última possui uma adequação igual a 100%, fazendo com que se destaque das demais. A simulação para este decisor foi efetuada com limiar médio de concordância de 0,0347 e valor adotado de 0,0389. O limiar médio de discordância foi de 0,5405 sendo adotado valor igual a 0,5.

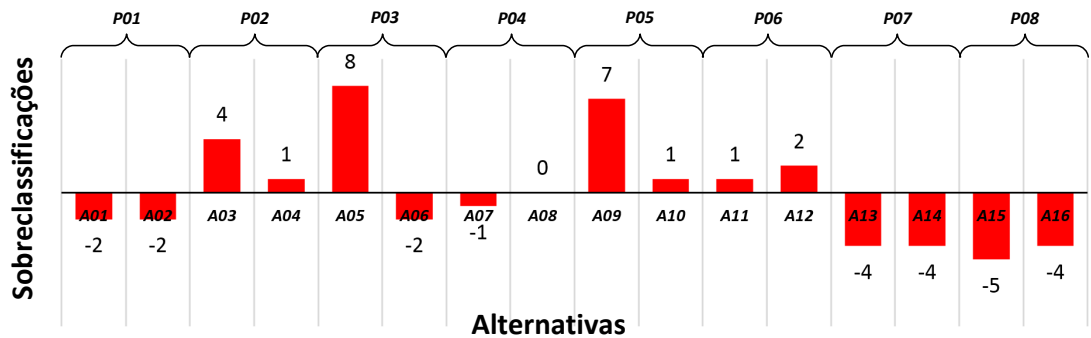


Figura 48 – . Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do poder público.  
Fonte: Elaboração Própria.

Já para o decisor distribuidora o melhor resultado é a alternativa *A09* (*P05*), seguida com empate das alternativas *A03* (*P02*) e *A05* (*P03*). As alternativas *A09*, *A03* e *A05* se destacam das demais por possuírem os menores custos, tendo em vista que todas possuem a mesma pontuação para o critério *CEL*.

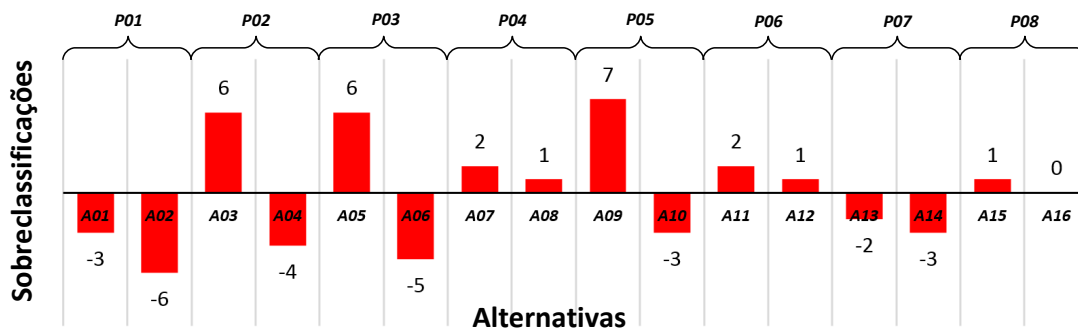


Figura 49 – . Resultado da simulação tendo em vista a ponderação da distribuidora de energia. Fonte: Elaboração Própria.

A simulação para este decisor foi efetuada com limiar médio de concordância de 0,1117 e valor adotado de 0,1200. O limiar médio de discordância foi de 0,5405 sendo adotado valor igual a 0,5.

### 6.6.2 Conjunto Solução

Considerou-se como conjunto solução a soma dos saldos dos três decisores, resultando como melhor alternativa aquela com maior número de sobreclassificações. Conforme visto na Fig. 50, a alternativa *A05* (*P03*), apresentou-se como melhor opção, sendo portanto a instalação de equipamentos solar fotovoltaicos neste ponto compatível com o interesse dos decisores.

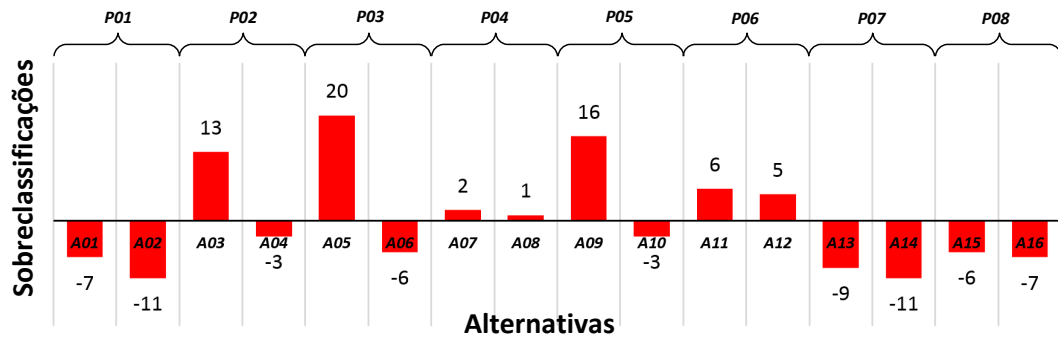


Figura 50 – . Resultado da simulação tendo em vista a ponderação do *PR*. Fonte: Elaboração Própria.

Entende-se que o destaque positivo por parte da geração solar fotovoltaica se deu pelo elevado custo do kW instalado da geração eólica. Comparativamente o custo do equipamento eólico levantado neste estudo é 2,63 vezes maior que o do solar fotovoltaico.

Percebe-se que a economia de escala afeta a competitividade do equipamento a ponto de tornar inviável economicamente seu uso. Por outro lado, uma mudança na velocidade de vento média local de 6 *m/s* para 7,7 *m/s*, alteraria a geração de 206 *MWh/Ano* para 361 *MWh/Ano*, o suficiente para compensar o investimento com um *LCOE* igual ao de sistemas solar fotovoltaicos.

Tabela 20 – Valores de densidade energética encontradas na *PR* por meio de avaliação *SIG*. Fonte: Elaboração Própria.

Fonte	Densidade		Avaliação Teórica			Avaliação Técnica		
	Potência	Energia	Área	Potência	Energia	Área	Potência	Energia
	[ <i>MW/km<sup>2</sup></i> ]	[ <i>MWh/km<sup>2</sup></i> ]	[ <i>km<sup>2</sup></i> ]	[ <i>MW</i> ]	[ <i>GWh</i> ]	[ <i>km<sup>2</sup></i> ]	[ <i>MW</i> ]	[ <i>GWh</i> ]
Eólica	3,47	7.154	19,85	68,9	142	11,440	39,72	81,84
Solar FV	40,4	56.440	19,85	801,9	1.120	9,854	398,10	556,16

Outra vantagem da tecnologia solar fotovoltaica com relação a eólico é a relativa às densidades de potência e energia. Devido às restrições encontradas no terreno, as diferentes avaliações para a tecnologia eólica e solar resultam em diferentes valores de potência e energia que podem ser adequadas para a *PR* estudada (Tab. 20).

A razão entre estas grandezas é de 11,64 entre sistemas solar fotovoltaico e eólico na densidade de potência e de 7,88 para a densidade de energia, ficando evidente a vantagem na instalação por parte de SF, por maior que seja sua limitação devido ao sombreamento, e a elevada geração por equipamento eólico.

## 7 Considerações Finais

### 7.1 Introdução

Neste capítulo será abordado as principais observações atinentes a metodologia utilizada neste trabalho, assim como às relativas aos resultados do capítulo Estudo de Caso. Em um segundo momento serão elencados os trabalhos futuros decorrentes desta pesquisa e por último as conclusões finais.

### 7.2 Avaliação da Metodologia

No estudo de caso abordado foi possível verificar que pequenos aproveitamentos hidráulicos, eólicos ou mesmo solar fotovoltaicos podem ser realizados em benefício do meio rural. Os recursos energéticos na região são ainda inexplorados, porém, já estão mapeados pelo poder público, tendo em vista o interesse de diversas empresas do setor privado. É o caso da geração eólica em um nível de distribuidora de energia que busca se expandir do município de Santana de Livramento em direção ao município de Uruguaiana. Neste caminho, de acordo com o Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul, está um dos maiores potenciais do Estado (Camargo Schubert, 2014), podendo ser investido mais de 500 milhões de reais nos próximos anos.

A metodologia desenvolvida com foco no apoio à decisão aos Produtores Rurais buscou atingir seu objetivo baseado em SIG e em métodos multicriteriais de apoio à decisão. No estudo de caso o SIG auxiliou na identificação da demanda, nos pontos de entrega de eletricidade, nos locais de transformação, e introduziu opções ao contexto da *PR*. Mesmo não sendo implementado nas avaliações todo o processo metodológico apresentado no Cap. 5, onde são explorados todos os serviços energéticos e usos finais, além da importante análise de quais ações GLD e de eficiência energética poderiam se tornar viáveis, ocorreu a identificação dos recursos renováveis que poderiam ser explorados.

O SIG na avaliação de recursos foi limitado para os sistemas eólico e solar fotovoltaicos, não sendo possível avaliar dentro da *PR* o potencial hidráulico. Isto devido a avaliação do recurso hidráulico depender em maior parte da resolução do modelo digital de elevação (MDE), que revelaria os pontos potenciais de queda d'água. Todas as imagens empregadas neste trabalho são encontrados na rede mundial de computadores de forma gratuita e adequam-se a quantificação de potenciais hidráulicos em níveis mais elevados. O uso de imagens obtidas através de fotogrametria e levantamentos realizados com auxílio de equipamentos de medição são as soluções mais comuns.

Atualmente a tecnologia LIDAR<sup>1</sup> tem se desenvolvido e demonstrado viabilidade em veículos aéreos não tripulados (VANT's) com altíssima resolução e acurácia.

Um dos resultados importantes encontrados durante a avaliação dos recursos é a fornecida pela Tab. 20, quando se verifica que a valorização do uso da terra é maior para equipamentos solar fotovoltaicos em função da densidade de potência [ $kW/km^2$ ]. Potenciais de geração hidrelétrica e eólica dependem exclusivamente da localização de seus recursos para serem viáveis economicamente, o que ocorre mais facilmente em sistemas solar fotovoltaicos pela distribuição uniforme da irradiação solar. Como na Região deste estudo a vegetação é predominantemente rasteira, são reduzidas as excessões de sombreamento para esta fonte. De outra forma, verificou-se através da densidade de energia que o recurso eólico é mais vantajoso que o solar fotovoltaico, quando na presença de velocidades de vento superiores a 6 m/s, devendo seu custo ser compatibilizado com a produção de eletricidade.

Na análise multilateral para o enfoque GLD, onde se busca a conexão elétrica das fontes renováveis pelo sistema de compensação (RN n° 482), ocorreu a comparação entre duas fontes diferentes para oito pontos distintos relativamente próximos a rede já existente. Neste enfoque a meta foi satisfazer toda a eletricidade necessária, de forma a utilizar os créditos de energia gerados em meses de maior aproveitamento energético, nos meses de maior consumo da *PR*. Logo, o valor de 150 kW de potência instalada foi colocado como meta para cobrir os 208,89 MWh médios mensais, e não a demanda máxima contratada de 270 kW. Três fatos decorrem desta ação:

- A fonte renovável deve estar conectada de forma a suprir estrategicamente uma demanda útil a *PR*, mesmo em momentos de falta de eletricidade da distribuidora;
- Caso os equipamentos geradores estejam conectados em rede de distribuição particular, em momentos de falta de energia por parte da distribuidora, toda a potência instalada deve se adequar a potência instantânea utilizada;
- A *PR* não terá autonomia para toda a carga demandada.

Além disso, para ser uma opção viável economicamente, o custo da energia renovável deve ser igual (paridade) ou preferencialmente menor do que a tarifa de energia da distribuidora com impostos. Visto a importância do critério econômico para os três decisores foi adequado a inserção do critério *LCOE*, podendo o custo por energia de todas as opções tecnológicas serem comparadas. Conforme verificado nas Tab. 14, Tab. 15 e Tab. 16, o custo somente é igual a paridade com o atual valor tarifário para o recurso hidráulico.

---

<sup>1</sup> Sigla inglesa *Light Detection And Ranging* - LIDAR, que possui tradução como Sistema de Varredura a Laser ou Sistema de Perfilamento a Laser.



O recurso solar fotovoltaico depois do hidráulico é o que possui condições de paridade mais próxima de ser exequível. Na Tab. 14 se considerado o custo para o consumidor baixa tensão, seja residencial ou comercial, a paridade se confirma, sendo viável economicamente a compra para estas classes de consumidores. Em qualquer caso o custo da falta de energia não é levada em conta na composição do *LCOE*, o que se fosse quantificado alteraria de forma expressiva seu valor.

Os resultados apresentados pela avaliação multicritério revelam que o método escolhido é eficaz em sua proposta, não consentindo que o excelente desempenho de um critério beneficie determinada alternativa. As escolhas realizadas pelo método Electre I foram, para todas as simulações, os resultados já esperados em função da combinação de critérios.

## 7.3 Trabalhos Futuros

Entre as inúmeras possibilidade de trabalhos futuros que beneficiariam as Propriedades Rurais da região é destacável:

- Avaliar na metodologia proposta os recursos elétricos e energéticos de forma combinada, elencando os principais gargalos energéticos e as respectivas perdas;
- Combinar o mapeamento de *PR's* avaliando a hipótese de se trabalhar no Enfoque PIR (Geração compartilhada);
- Elaboração de balanço energético de determinado alimentador demonstrando o perfil de consumo das *PR's*, dos recursos energéticos e as possíveis ações *GLD* que podem ser implementadas;
- Desenvolver algoritmo de controle do despacho da energia renovável de uma *PR* em uma rede elétrica com características de uma microrrede inteligente (*Microgrid*);
- Quantificar a redução de investimentos por parte da distribuidora quando *PR's* investem em fontes renováveis;
- Mapear o potencial renovável regional para uso no sistema de compensação.

## 7.4 Conclusões

Portanto, verifica-se que a metodologia proposta, combinando as ferramentas SIG e multicritério permitem a exploração de recursos energéticos renováveis de forma descentralizada, facilitando aos produtores rurais investidores compreender os potenciais de suas terras, ao poder público planejar novas políticas de incentivo, e a distribuidora oportunidades de melhorar seus serviços. A metodologia também consolida as alternativas com menor potencial de conflito entre os decisores, além de acelerar o processo de exploração de recursos, que em condições normais consumiria dias de execução, com gastos de transporte e alimentação, sem falar nos riscos implícitos a atividade de campo.

## Referências

- AAA. *Associação dos Arrozeiros de Alegrete contribui com inovações do Plano Energético do RS*. 2015. Disponível em: <<http://www.arrozeirosdealegrete.com.br/novo/?p=1840>>. Citado na página 90.
- ABDULLAH, M.; MUTTAQI, K.; AGALGAONKAR, A. Sustainable energy system design with distributed renewable resources considering economic, environmental and uncertainty aspects. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 78, p. 165–172, jun 2015. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.044>  
<<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148114008714>>. Citado na página 111.
- ALMEIDA, A. T. de. *O Conhecimento e o Uso de Métodos Multicritério de Apoio à Decisão*. Recife: Editora Universitária UFPE, 2011. 234 p. Citado na página 78.
- ANA. *Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil: 2013*. 1. ed. Brasília: ANA, 2013. 313 p. Citado na página 52.
- ANA. *Massas D'Água*. 2015. Disponível em: <<http://metadados.ana.gov.br/geonetwork-srv/pt/main.home>>. Citado 4 vezes nas páginas 13, 17, 53 e 55.
- ANEEL. Resolução Normativa nº414, versão 2015. 2010. Citado na página 97.
- ANEEL. *ANEEL- Banco de Informações de Geração*. 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 47.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração - BIG*. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- ANEEL. *Ouvidoria Setorial em Números - 2015*. Brasília, 2015. Citado na página 90.
- ANEEL. *Relatório do Sistema de Apoio à Decisão*. 2016. Disponível em: <[http://relatorios.aneel.gov.br/\\_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampRegCC.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultI](http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampRegCC.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultI)>. Citado na página 126.
- ANGELIS-DIMAKIS, A. et al. Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 2, p. 1182–1200, feb 2011. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032110003369>>. Citado 4 vezes nas páginas 56, 77, 103 e 119.
- BACK, Á. J. *Hidráulica e Hidrometria Aplicada*. Florianópolis: Epagri, 2006. 299 p. ISBN 8585014504. Citado na página 130.
- BELTON, V.; STEWART, T. J. *Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach*. Boston: Kluwer Academic Publications, 2002. Citado na página 79.

BIROL, F. et al. *World Energy Outlook 2014*. Paris: Iea, 2014. 726 p. (World Energy Outlook). ISBN 9789264208049. Disponível em: <<http://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2014/weo-2014>>. Citado na página 29.

BRASIL. *Lei nº 8.629/93 - 25 de fevereiro de 1993, Regulamentação dos Dispositivos Constitucionais relativos à Reforma Agrária*. 1993. Citado na página 41.

BRASIL. *Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012. Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa*. Brasília, 2012. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil/\\_03/\\_ato2011-2014/2012/lei/l126](http://www.planalto.gov.br/ccivil/_03/_ato2011-2014/2012/lei/l126)>. Citado 4 vezes nas páginas 60, 74, 106 e 109.

CALVERT, K.; PEARCE, J.; MABEE, W. Toward renewable energy geo-information infrastructures: Applications of GIScience and remote sensing that build institutional capacity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 18, p. 416–429, feb 2013. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652615010483> <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112005667>>. Citado na página 95.

Camargo Schubert. *Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre: AGDI, 2014. 116 p. ISBN 9788567342016. Citado 8 vezes nas páginas 14, 49, 57, 58, 59, 104, 127 e 143.

CAPELETTO, G. J.; MOURA, G. H. Z. de. *Balanço Energético do Rio Grande do Sul 2014*. Porto Alegre, 2014. 192 p. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 49.

CARROQUINO, J.; DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops. *Renewable Energy*, v. 76, p. 566–574, apr 2015. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148114008003>>. Citado na página 60.

CASTELLANO, N. N. et al. Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model. *Applied Energy*, Elsevier Ltd, v. 144, p. 1–9, apr 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84922340632&partnerID=tZOtx3y1> <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261915000>>. Citado na página 124.

CHIABRANDO, R.; FABRIZIO, E.; GARNERO, G. The territorial and landscape impacts of photovoltaic systems: Definition of impacts and assessment of the glare risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 9, p. 2441–2451, 2009. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032109001026>>. Citado na página 67.

CONAB. *Acompanhamento da Safra Brasileira de Grãos. Safra 2014/15*. Brasília, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 13, 45 e 46.

CONGEDO, L. Semi-Automatic Classification Plugin Documentation. p. 106, 2014. Disponível em: <[http://sourceforge.net/projects/semi-automatic-os/files/Documentation/en/Semi-AutomaticClassificationPlugin\\_User\\_Manual\\_3.0.7\\_en](http://sourceforge.net/projects/semi-automatic-os/files/Documentation/en/Semi-AutomaticClassificationPlugin_User_Manual_3.0.7_en)>. Citado na página 120.

CRESESB. *Potencial Solar SunData*. 2015. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php/d>>. Citado na página 121.

- DENHOLM, P. et al. Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States. *National Renewable Energy Laboratory*, Technical, n. August, 2009. Citado na página 104.
- DNIT. *Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes*. 2015. Disponível em: <<http://www.dnit.gov.br/mapas-multimodais/mapas-multimodais>>. Citado na página 121.
- DOMÍNGUEZ, J.; PINEDO-PASCUA, I. GIS Tool for Rural Electrification with Renewable Energies in Latin America. In: *2009 International Conference on Advanced Geographic Information Systems & Web Services*. IEEE, 2009. p. 171–176. ISBN 978-1-4244-3363-6. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4782711>>. Citado na página 75.
- DORADO, R. M. et al. Aplicação de Modelo de Mesoescala para Desenvolvimento de Projetos Eólicos. In: *Brazil Windpower 2013*. Rio de Janeiro: ABEEólica, 2013. p. 1–11. Citado na página 56.
- DUBE, I.; BETA, M.; DIHWA, S. Opportunities for Demand Side Management ( DSM ) in Integrated Energy Resource Planning and Development in the Power Sector : The Case of Zimbabwe. n. July, p. 11–15, 2005. Citado na página 101.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. Wiley, 2013. ISBN 978-0470873663. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=tPayQgAACAAJ>>. Citado na página 124.
- EDENHOFER, O. et al. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2012. 1075 p. ISSN 0009-4978. ISBN 9781107607101. Disponível em: <<http://www.cro3.org/cgi/doi/10.5860/CHOICE.49-6309>>. Citado na página 134.
- ELETROBRAS. *Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica - Dezembro de 2014*. 2014. Disponível em: . Citado na página 52.
- EMBRAPA. *Embrapa Monitoramento por Satélite*. 2014. Disponível em: <<http://www.relevobr.cnpem.embrapa.br/conteudo/tecnologias.htm>>. Citado na página 73.
- ENSSLIN, L.; Montibeller Neto, G.; NORONHA, S. M. *Apoio à Decisão - Metodologias para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas*. 1. ed. Florianópolis: Insular, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.
- EPE. *Plano Nacional de Energia 2030 - Análise Retrospectiva*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007. Citado na página 36.
- EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014 - Ano Base 2013*. Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 47.
- EPE. *Balanço Energético Nacional 2014*. Rio de Janeiro, 2014. 288 p. Citado na página 30.
- EPE. *Estudos da Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/14*. Rio de Janeiro, 2014. 1–232 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA\\_13-14\\_Demanda\\_de\\_Energia\\_2050.pdf](http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA_13-14_Demanda_de_Energia_2050.pdf)>. Citado 3 vezes nas páginas 88, 91 e 92.

- EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 - Ano Base 2014. v. 1, 2015. ISSN 1098-6596. Citado na página 30.
- EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasília, 2015. 433 p. Citado 2 vezes nas páginas 91 e 139.
- EPRI. *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*. Palo Alto, CA, 2010. Citado na página 39.
- Exército Brasileiro. *Geoportal do Exército Brasileiro*. 2015. Disponível em: <<http://www.geoportal.eb.mil.br/>>. Citado 2 vezes nas páginas 107 e 121.
- FARRET, F. A. *Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica*. 2. ed. Santa Maria: Editora UFSM, 2010. Citado na página 90.
- FARSUL. *RELATÓRIO ECONÔMICO 2014 & PERSPECTIVA PARA 2015*. Porto Alegre, 2014. Citado na página 112.
- FARSUL. *Relatório Econômico 2015 e Perspectivas 2016*. Porto Alegre, 2015. Citado na página 112.
- FEPAM. *Portaria FEPAM nº 118/2014*. 2014. 4 p. Citado na página 61.
- FEPAM. *Zoneamento Ambiental para Empreendimentos Eólicos do Estado do Rio Grande do Sul*. 2014. Disponível em: <[http://www.fepam.rs.gov.br/Documentos/\\_e\\_PDFs-/Eolica/mapa\\_georeferen](http://www.fepam.rs.gov.br/Documentos/_e_PDFs-/Eolica/mapa_georeferen)>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 61.
- FIGUEIRA, J.; GRECO, S.; EHRGOTT, M. *MULTIPLE CRITERIA DECISION ANALYSIS : STATE OF THE ART SURVEYS*. Boston: Springer, 2005. ISBN 0387230815. Citado na página 85.
- FOSTER, R.; GHASSEMI, M.; COTA, A. *Solar Energy. Renewable Energy and the Environment*. Boca Raton: CRC PRESS, 2009. 380 p. ISBN 9781420075663. Citado na página 65.
- GARCIA, A. G. P. *Leilão de Eficiência Energética no Brasil*. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 228 p. Citado na página 88.
- García Martín, A. et al. Determinación de zonas adecuadas para la extracción de biomasa residual forestal en la provincia de Teruel mediante SIG y Teledetección. *GeoFocus, Revista Internacional de Ciencia y Tecnología de la Información Geográfica*, p. 19–50, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 77.
- GE, J.; ZHANG, C.; DU, M. Research on modeling and optimization methods of integrated resource planning. In: *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. Weihai: IEEE, 2011. p. 639–644. ISBN 978-1-4577-0364-5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5993971>>. Citado na página 101.
- GELLINGS, C. W. *The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. 1. ed. Lilburn: The Fairmont Press, Inc., 2009. Citado na página 39.

- GELLINGS, C. W.; CHAMBERLIN, J. H. *Demand-Side Management: Concepts and Methods*. New York: The Fairmont Press, Inc., 1992. 451 p. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 101.
- GOMES, A. d. S.; PETRINI, J. *Agricultura Real: Arroz Irrigado*. Pelotas, 1996. 75 p. Citado na página 44.
- GUIMARAES, D. P.; LANDAU, E. C. Levantamento da Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil em 2013. *Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento EMBRAPA*, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 13, 45 e 46.
- HALLAM, C. R. A.; CONTRERAS, C. Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems: A Case Study of System Equivalency Crossover Points Under Varying Analysis Assumptions. *IEEE Systems Journal*, v. 9, n. 1, p. 199–208, mar 2015. ISSN 1932-8184. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6679246>>. Citado 2 vezes nas páginas 111 e 133.
- HERNANDEZ, R. R. et al. Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 29, p. 766–779, 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>>. Citado na página 67.
- HOWARD, R. A. Decision Analysis: Applied Decision Theory. *Proceedings of the 4th International Conference on Operational Research*, p. 55–77, 1966. Citado na página 78.
- IBGE. *Diretoria de Pesquisas, Coordenação de População e Indicadores Sociais*. 2014. Citado na página 44.
- IBGE. *Imagens de Uso da Terra*. 2015. Disponível em: <<http://mapas.ibge.gov.br/tematicos/uso-da-terra>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 43.
- IBGE. *Síntese do Estado do Rio Grande do Sul*. 2015. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/perfil.php?sigla=rs>>. Citado na página 41.
- ICMbio. Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de aves migratórias no Brasil. *CEMAVE/ICMbio*, p. 87, 2014. Citado na página 61.
- IDAE. *Manuales de Energias Renovables 6: Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid, 2006. 180 p. Disponível em: <[www.idae.es](http://www.idae.es)>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 55.
- IEA. *Energy from the Desert : Very Large Scale PV Power Plants for Shifting to Renewable Energy Future*. Tokyo, 2015. Citado 8 vezes nas páginas 62, 64, 65, 67, 68, 109, 121 e 138.
- IPCC. *Annex III: Technology-specific cost and performance parameters*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge and New York, 2014. 1329–1356 p. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 133.
- IRENA. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Hydropower*. [S.l.], 2012. v. 1, n. 3, 44 p. Disponível em: <[http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re\\_technologies\\_cost\\_analysis-hydro](http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydro)>. Citado na página 54.

- IRGA. *Censo da Lavoura de Arroz Irrigado do Rio Grande do Sul - Safra 2004/05*. Porto Alegre, 2006. 122 p. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 53.
- IRGA. *Série Histórica de Produção e Produtividade do Arroz*. 2015. Disponível em: <<http://www.irga.rs.gov.br/conteudo/4215/safras>>. Citado na página 43.
- JAMAL, T. et al. Potential rooftop distribution mapping using Geographic Information Systems (GIS) for Solar PV Installation: A case study for Dhaka, Bangladesh. In: *2014 3rd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET)*. IEEE, 2014. p. 1–6. ISBN 978-9843-3-7867-5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6861648>>. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 76.
- JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J. N. P. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos*. Campinas: Editora Autores Associados, 1997. Citado na página 37.
- JENSEN, J. R. *Sensoriamento Remoto do Ambiente - Uma Perspectiva em Recursos Terrestres*. São José dos Campos, SP: Parêntese Editora, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 73 e 74.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 21, n. 1, p. 12–29, jan 2013. ISSN 10627995. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/pip.1182>>. Citado na página 64.
- KAEHLER, J. W. M. *Un outil d'Aide à la Décision et de Gestion des Actions pour la Maîtrise de la Demande d'Énergie: de la Conception au Développement*. p.235. p. Tese (Tese de Doutorado) — Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Paris, 1993. Citado 4 vezes nas páginas 14, 100, 102 e 103.
- KAEHLER, J. W. M. et al. Impacto da Eficiência Energética em Sistemas de Bombeamento de Água Utilizados para Irrigação das Lavouras de Arroz do Rio Grande do Sul: Uma Abordagem Demanda x Oferta de Energia. In: *8th International Conference on Energy Efficiency in Motor Systems*. Rio de Janeiro: European Commission, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 45, 50 e 53.
- LAMPROPOULOS, I. et al. History of demand side management and classification of demand response control schemes. In: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2013. p. 1–5. ISBN 978-1-4799-1303-9. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6672715>>. Citado na página 33.
- LATINOPOULOS, D.; KECHAGIA, K. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece. *Renewable Energy*, v. 78, p. 550–560, 2015. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115000592>>. Citado na página 109.
- LAZARD. *Lazard's levelized cost of storage analysis — version 1.0*. New York, 2015. 59 p. Citado 4 vezes nas páginas 14, 54, 60 e 66.
- LEE, D.; CHENG, C.-C. Energy savings by energy management systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 760–777, apr 2016. ISSN 13640321.



Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115013349>>. Citado na página 103.

LEE, M. P. et al. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. Washington, 2015. 1–36 p. Citado na página 88.

LEITE, A. D. *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Campus Elsevier, 2007. Citado na página 35.

LOKEN, E. Use of Multicriteria Decision Analysis Methods for Energy Planning Problems. v. 11, n. 1364, p. 1584–1595, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 79, 81 e 82.

LONGLEY, P. A. et al. *Geographical Information Systems and Science*. Chichester: John Wiley & Sons, 2005. ISBN 0470870001. Citado na página 69.

LOPEZ, A. et al. *U . S . Renewable Energy Technical Potentials : A GIS-Based Analysis*. Washington, 2012. 32 p. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/>>. Citado 7 vezes nas páginas 14, 66, 77, 103, 104, 124 e 128.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. *Solar Energy*, v. 81, n. 4, p. 517–528, 2007. ISSN 0038092X. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 63.

MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2004. Citado 9 vezes nas páginas 37, 56, 57, 58, 64, 65, 73, 104 e 127.

MATTAR, C. A. C. *Avaliação dos Resultados da Resolução Normativa nº 482/2012 na Visão do Regulador*. 2014. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd-/slides/Carlos Alberto Calixto Mattar.pdf](http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd-/slides/Carlos%20Alberto%20Calixto%20Mattar.pdf)>. Citado na página 48.

MATTAR, C. A. C. *REN nº 482 de 2012: Cenário Atual e Propostas da AP 26 de 2015*. Brasília, 2015. 17 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaApresentacao.cfm?attAnoAud=2015\attIdeFasAud=971\attAnoFasAud=2015\i>>. Citado na página 48.

MAYSTRE, L.-Y.; PICTET, J.; SIMOS, J. *Méthodes Multicritères ELECTRE*. Lausanne: Presses Polytechniques et universitaires romandes, 1994. 323 p. Citado 3 vezes nas páginas 82, 83 e 84.

METI/NASA. *ASTER Global Digital Elevation Model*. 2011. Disponível em: <<http://www.jspacesystems.or.jp/ersdac/GDEM/E/index.html>>. Citado 3 vezes nas páginas 13, 50 e 51.

MEYERS, J.; MENEVEAU, C. Optimal turbine spacing in fully developed wind farm boundary layers. *Wind Energy*, v. 15, n. 2, p. 305–317, mar 2012. ISSN 10954244. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/we.469>>. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 128.

MILBRANDT, A. R. et al. Renewable energy potential on marginal lands in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 29, p. 473–481, jan 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032113006199>>. Citado 4 vezes nas páginas 67, 77, 95 e 119.

Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento. *Zoneamento Agrícola de Risco Climático para a Cultura de Arroz Irrigado no Estado do Rio Grande do Sul - Ano safra 2014/2015*. Brasília, 2014. 3–5 p. Citado na página 46.

MME/CEPEL. *Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2007. 684 p. ISBN 9788576501374. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 55.

MME/EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Brasília, 2014. 433 p. Citado na página 77.

MONÉ, C. et al. 2014 Cost of Wind Energy Review 2014 Cost of Wind Energy Review. n. October, 2015. Citado na página 136.

MORIARTY, P.; HONNERY, D. What is the global potential for renewable energy? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 16, n. 1, p. 244–252, jan 2012. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111003984>>. Citado na página 77.

NEWNAN, D. G.; LAVELLE, J. P. *Fundamentos de Engenharia Econômica*. 1. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2000. Citado na página 111.

NOVO, E. M. L. d. M. *Sensoriamento Remoto Princípios e Aplicações*. 3. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2008. Citado na página 71.

NREL. *PVWatts*. 2012. Disponível em: <<http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/>>. Citado na página 64.

NREL. *PVWatts*. 2016. Disponível em: <<http://pvwatts.nrel.gov>>. Citado na página 64.

OLATOMIWA, L. et al. Economic evaluation of hybrid energy systems for rural electrification in six geo-political zones of Nigeria. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 83, p. 435–446, 2015. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115003377>>. Citado na página 135.

ONU. *Agenda 2030*. 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2015/10/agenda2030-pt-br.pdf>>. Citado na página 90.

OPENEI. *Transparent Cost Database*. 2015. Disponível em: <<http://en.openei.org/apps/TCDB/>>. Citado na página 48.

OREGON, U. of. *Solar Radiation Monitoring Laboratory*. 2015. Disponível em: <<http://solardat.uoregon.edu/SoftwareTools.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 124.

PALIS, R. d. L. R. *Indicadores IBGE - Contas Nacionais Trimestrais: Indicadores de Volume e Valores Correntes. Jan/Mar 2015*. Brasília, 2015. 33 p. Citado na página 49.

PARDALOS, P. M.; SISKOS, Y.; ZOPOUNIDIS, C. *Advances in Multicriteria Analysis*. Boston, MA: Springer US, 1995. (Nonconvex Optimization and Its Applications, v. 5). ISBN 978-1-4419-4748-2. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4757-2383-0>>. Citado na página 79.

- Paris-Dauphine University. *Laboratoire d'Analyse et Modelisation de Systèmes pour L'Aide à La Décision (LAMSADE)*. 2014. Disponível em: <<http://www.lamsade.dauphine.fr/~ro>>. Citado na página 80.
- PESCHEL, T. *Solar parks – Opportunities for Biodiversity*. Berlim, 2010. 1–35 p. Disponível em: <[www.renewables-in-germany.com](http://www.renewables-in-germany.com)>. Citado 6 vezes nas páginas 66, 67, 68, 95, 134 e 138.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPTEL-DTE-CRESESB, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 17, 62, 63, 64 e 65.
- PINTO, M. O. *Fundamentos de Energia Eólica*. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 57, 59 e 134.
- POHEKAR, S.; RAMACHANDRAN, M. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 8, n. 4, p. 365–381, aug 2004. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032104000073>>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.
- POLATIDIS, H.; HARALAMBOPOULOS, D. A. Selecting an Appropriate Multi-Criteria Decision. p. 181–193, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 80 e 81.
- PROFILL/SEMA. *Processo de Planejamento da Bacia Hidrográfica do Rio Ibicuí - Fase A e B. Relatório Técnico 03: Obtenção de Informações Complementares e Consolidação do diagnóstico*. Porto Alegre, 2011. 394 p. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 53.
- REHMAN, S. et al. Empirical correlation between hub height and local wind shear exponent for different sizes of wind turbines. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 4, p. 45–51, 2013. ISSN 22131388. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221313881300060X>>. Citado na página 127.
- ROCHA, J. E. N. da; PACHECO, M. A. C. Optimized energy diagnostics in energy efficiency projects managed by demand side. In: *2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD14)*. IEEE, 2014. p. 1–6. ISBN 978-1-4799-3866-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6808767>>. Citado na página 101.
- ROGERS, M.; BRUEN, M.; MAYSTRE, L.-Y. *Electre and Decision Support: Methods and Applications in Engineering and Infrastructure Investment*. New York: Springer, 2000. ISBN 9781441951083. Citado 2 vezes nas páginas 82 e 85.
- ROY, B. *Multicriteria Methodology for Decision Aiding*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.
- ROY, B.; BOUYSSOU, D. *Aide à la Décision: Méthodes et cas*. Paris: Economica, 1993. 695 p. Citado na página 82.
- SÁNCHEZ, A.; TORRES, E.; KALID, R. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, p. 278–290, 2015. ISSN 13640321. Disponível em:

- <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115003457>>. Citado na página 54.
- SCHNITZER, D. et al. Microgrids for Rural Electrification : A critical review of best practices based on seven case studies. p. 112, 2014. Citado na página 90.
- SCHUBEL, P. J.; CROSSLEY, R. J. Wind Turbine Blade Design. *Energies*, v. 5, n. 12, p. 3425–3449, sep 2012. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/5/9/3425/>>. Citado na página 56.
- SEPLAN/RS. *Atlas Socioeconômico do Estado do Rio Grande do Sul - Secretaria do Planejamento e Desenvolvimento Regional*. 2015. Disponível em: <<http://www.atlassocioeconomico.rs.gov.br/>>. Citado na página 52.
- SERRANO, J. et al. A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem. v. 30, p. 133–144, 2014. Citado na página 59.
- SIOSHANSI, F. P. *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. Waltham: Academic Press, 2011. 568 p. ISBN 0123864526. Citado na página 39.
- SIYAL, S. H. et al. Wind energy assessment considering geographic and environmental restrictions in Sweden: A GIS-based approach. *Energy*, v. 83, p. 447–461, 2015. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215001991>>. Citado na página 109.
- SOORIYAARACHCHI, T. M. et al. Job creation potentials and skill requirements in, PV, CSP, wind, water-to-energy and energy efficiency value chains. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, p. 653–668, dec 2015. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211500790X>>. Citado na página 68.
- SOSBAI. *Arroz Irrigado: Recomendações Técnicas da Pesquisa para o Sul do Brasil*. Itajaí: SOSBAI, 2012. 179 p. Citado na página 44.
- STOCKER, T. et al. *Climate Change 2013 - The Physical Science Basis - Technical Summary*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014. 33–115 p. ISBN 9781107415324. Disponível em: <<http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324>>. Citado na página 29.
- STOFT, S. *Power System Economics*. IEEE, 2002. 3 p. ISBN 9780470545584. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/bkabstractplus.jsp?bkn=5264048>>. Citado na página 33.
- SZEWCZUK, S. Overview of CSIR's Activities Towards Smart Sustainable Energy for Rural Communities. In: *Domestic Use of Energy Conference (DUE)*. Pretoria: IEEE, 2013. p. 1–6. Citado na página 76.
- THAKUR, J.; CHAKRABORTY, B. Intelli-grid: Moving towards automation of electric grid in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 42, n. 2015, p. 16–25, 2015. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008168>>. Citado na página 98.

- TROLDBORG, M.; HESLOP, S.; HOUGH, R. L. Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis : Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 39, p. 1173–1184, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.160>>. Citado 2 vezes nas páginas 133 e 134.
- TUCHO, G. T.; WEESIE, P. D.; NONHEBEL, S. Assessment of renewable energy resources potential for large scale and standalone applications in Ethiopia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 40, p. 422–431, dec 2014. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114006194>>. Citado 2 vezes nas páginas 77 e 103.
- UDAETA, M. E. M. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos - PIR- para o Setor Elétrico*. 353 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997. Citado na página 38.
- UNEP. *Solar and Wind Energy Resources Assessment*. 2014. Disponível em: <<http://en.openei.org/wiki/SWERA/Data>>. Citado 2 vezes nas páginas 73 e 121.
- USGS. *EarthExplorer*. 2015. Disponível em: <<http://earthexplorer.usgs.gov/>>. Citado na página 121.
- WANG, J.-j. et al. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 9, p. 2263–2278, dec 2009. ISSN 13640321. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032109001166>>. Citado na página 79.
- WEC. *World Energy Resources: 2013 Survey*. London: World Energy Council, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 60, 66 e 127.
- WENG, Q. Assessing solar potential of commercial and residential buildings in Indianapolis using LiDAR and GIS modeling. In: *2014 Third International Workshop on Earth Observation and Remote Sensing Applications (EORSA)*. IEEE, 2014. p. 398–402. ISBN 978-1-4799-4184-1. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03-/wrapper.htm?arnumber=6927921>>. Citado na página 76.
- WILLIS, H. L. *Power Distribution Planning Reference Book*. New York: Marcel Dekker, 2004. ISBN 0824748751. Citado na página 98.
- World Meteorological Organization. *Meteoterm*. 2015. Disponível em: <<http://wmo-multicorpora.net/MultiTransWeb/Web.mvc>>. Citado na página 62.
- YUE, C.-D.; YANG, M.-H. Exploring the potential of wind energy for a coastal state. *Energy Policy*, Elsevier, v. 37, n. 10, p. 3925–3940, oct 2009. ISSN 03014215. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421509002869>>. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 104.



# ANEXO A – Código Electre I

```

1
2 % sem acentos
3 %-----
4 %-----
5 %                ELECTRE 1
6 %
7 % Problematica de escolha com uso de criterio verdadeiro
8 %-----
9 %-----
10 % AUTOR: Marnoon P.Vargas
11 % V.1: 19/jul/2014
12 % V.2: 01/jan/2016
13 %-----
14 %-----
15 % Baseado no material de referencia:
16 %
17 % — Livro: Electre and Decision Support, Methods and Applications in
18 %           Engineering and Infraestructure Investment
19 %           Martin Rogers
20 %           Michael Bruen
21 %           Lucien-Yves Maystre
22 %
23 % — Livro: O conhecimento e o uso de metodos multicriterio de apoio
24 %           a decisao - Adiel Teixeira de Almeida
25 %
26 %-----
27 %-----
28 %
29 %%  MATRIZ DE CLASSIFICACAO DE ALTERNATIVAS
30
31 clc;
32 clear all;
33 %— LINHAS CRITERIOS (18) —
34 %— COLUNAS ALTERNATICAS —
35 %
36
37
38 % %           A01           A02           A03           A04
39 % %           SF           EOL           SF           EOL
40 % %           P1           P1           P2           P2
41 Mclas_real_a=[-000.788  -001.371  -000.784  -001.367; % C1
42 062.500  037.600  094.800  048.200; % C2
43 -048.000  -011.000  -048.000  -011.000; % C3
44 -002.000  -005.000  -002.000  -005.000; % C4
45 005.000  001.000  005.000  001.000];% C5
46 % % DIST.  [m] 241           241           55           55
47
48
49 % %           A05           A06           A07           A08
50 % %           SF           EOL           SF           EOL
51 % %           P3           P3           P4           P4

```

```

52 Mclas_real_b=[-000.788 -001.371 -000.791 -001.374; % C1
53 100.000 066.600 100.000 100.000; % C2
54 -048.000 -011.000 -048.000 -011.000; % C3
55 -002.000 -005.000 -001.000 -004.000; % C4
56 005.000 001.000 005.000 001.000];% C5
57 %% DIST. [m] 376 376 497 497
58
59
60 %% A09 A10 A11 A12
61 %% SF EOL SF EOL
62 %% P5 P5 P6 P6
63 Mclas_real_c=[-000.782 -001.365 -000.790 -001.373; % C1
64 093.900 062.300 100.000 100.000; % C2
65 -048.000 -011.000 -048.000 -011.000; % C3
66 -001.000 -004.000 -001.000 -004.000; % C4
67 005.000 001.000 005.000 001.000];% C5
68 %% DIST. [m] 66 66 454 454
69
70
71 %% A13 A14 A15 A16
72 %% SF EOL SF EOL
73 %% P7 P7 P8 P8
74 Mclas_real_d=[-000.798 -001.381 -000.802 -001.385 ; % C1
75 080.000 080.000 100.000 100.000 ; % C2
76 -048.000 -011.000 -048.000 -011.000 ; % C3
77 -001.000 -004.000 -001.000 -004.000 ; % C4
78 005.000 001.000 005.000 001.000 ];% C5
79 %% DIST. [m] 856 856 1075 1075
80
81
82 Mclas_real= [ Mclas_real_a Mclas_real_b Mclas_real_c Mclas_real_d ];
83
84
85
86 % AJUSTE DOS PESOS POR ATOR
87 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
88 % gov = 3; % 3 esferas
89 % gov = 2; % Municipio
90 % inv = 1; % Ator Investidor
91 ator = 1;
92 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
93 Mclas=Mclas_real';
94 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
95 % E N F O Q U E G L D
96 % Invest. Poder Publ Distrib.
97 w = [ 04.0 03.0 01.0 ; % C01
98 02.0 02.0 02.0 ; % C02
99 01.0 01.0 01.0 ; % C03
100 02.0 01.0 01.0 ; % C04
101 01.0 03.0 06.0 ]; % C05
102
103 limiar_con=0.0389% Limiar de concordancia: Quando a alternativa 1 >= alternativa 2
104 limiar_dis=0.2260; % Limiar de discordancia: Quando a alternativa 1 <= alternativa 2
105 % Ocorre a subordinacao quando ambas as situacoes forem verdade
106
107
108
109 w=w'
110
111

```



---

```

112
113
114 wsoma = sum(w);
115 wsoma2= sum(wsoma);
116 delta = max(Mclas)-min(Mclas);
117 %% INDICES DA MATRIZ Mclas
118
119 [MclasL,MclasC] = size(Mclas); %busca dimensao da matriz classificacao
120 a=1:MclasL; %cria vetor de 1 ate numero de linhas
121 a=nchoosek(a,2); %combina valores de 2 em 2 elementos
122 b= [ a(:,2), a(:,1)]; % constroi os indices invertidos de cada elemento da matriz Mclas
123 Mclas_i= [a;b]; % Matriz indices
124
125 %% MATRIZ DE CONCORDANCIA
126
127 Mcon= zeros (MclasL ,MclasL);
128 [Mclas_iL ,Mclas_iC]= size (Mclas_i);
129 somar=0;
130 for k=1:Mclas_iL
131 indiceL=Mclas_i(k,1);
132 indiceC=Mclas_i(k,2);
133
134 for col=1:MclasC
135
136 if Mclas(indiceL ,col) >= Mclas(indiceC ,col)
137 somar=somar+w(ator ,col)/wsoma2;
138 end
139 end
140 Mcon(indiceL ,indiceC)=somar;
141 somar=0;
142
143 end
144
145 Mcon=Mcon/wsoma(1 ,ator);
146 Mcon
147 %% MATRIZ DE DISCONCORDANCIA
148
149 Mdis= zeros (MclasL ,MclasL);
150 [Mclas_iL ,Mclas_iC]= size (Mclas_i);
151 somar=0;
152 for k=1:Mclas_iL
153
154 indiceL=Mclas_i(k,1);
155 indiceC=Mclas_i(k,2);
156
157 dif= Mclas(indiceC ,:)- Mclas(indiceL ,:);
158 maxdif= max(dif);
159 maxdelta=max(delta);
160 Mdis(indiceL ,indiceC)=maxdif/maxdelta;
161
162 end
163 Mdis
164
165
166 %% Valores Medios dos Limiaries
167
168 x=sum(Mcon');
169 p=sum(x)/(MclasL*(MclasL-1))
170
171 y=sum(Mdis');

```

```

172 q=sum(y)/(MclasL*(MclasL-1))
173
174 %% RESULTADOS ELECTRE 1
175
176
177 kl=1;
178 kc=1;
179 for k=1:Mclas_iL
180 indiceL=Mclas_i(k,1);
181 indiceC=Mclas_i(k,2);
182
183 if Mcon(indiceL,indiceC)>=limiar_con & Mdis(indiceL,indiceC)<=limiar_dis
184 %fprintf(' A%d --> A%d\n',indiceL,indiceC);
185
186
187 Mres(kl,kc) = [ indiceL ];
188 kc=kc+1;
189 Mres(kl,kc) = [ indiceC ];
190 kl=kl+1;
191 kc=1;
192
193 end
194
195 end
196
197 [kl,kc]=size(Mres);
198
199 %% Ordenando os Valores de Alternativas que Sobreclassificam e Sobreclassificadas
200
201 for s=1:MclasL
202
203 cont=0;
204
205 Mres2(s,1)= s;
206
207 % SOBRECLASSIFICAM -----
208 for A=1:kl
209
210 if (Mres2(s,1)== Mres(A,1))
211 cont=cont+1;
212 Mres2(s,2)= cont;
213 else
214 %Mres2(s,2)= 0
215 end
216
217 end
218
219 % SOBRECLASSIFICADAS -----
220 cont=0;
221
222 for A=1:kl
223
224 if (Mres2(s,1)== Mres(A,2))
225 cont=cont+1;
226 Mres2(s,3)= cont;
227 else
228 %Mres2(s,2)= 0
229 end
230
231 end

```

```
232
233
234
235
236 end
237 Mres2(:,1);
238 Mres2(:,2);
239 Mres2(:,3);
240 Mres2;
241
242 %% Saida dos Resultados
243
244 fprintf('\n\nResultados _____\n');
245 fprintf(_____\n');
246 fprintf('Ator : %d \n', ator);
247 fprintf(_____\n\n');
248
249 fprintf('Valor medio de Concordancia (p): %2.4f \n', p);
250 fprintf('Valor atribuido de Concordancia: %2.4f \n\n', limiar_con);
251
252
253 fprintf('Valor medio de Discordancia (q): %2.4f \n', q);
254 fprintf('Valor atribuido de Discordancia: %2.4f \n\n', limiar_dis);
255
256 fprintf(' Alternativa\n')
257 fprintf('          (+)          (-) \n\n')
258 for ii=1:MclasL
259 fprintf('%2.f          %2.f          %2.f\n      ', Mres2(ii,1), Mres2(ii,2) , Mres2(ii,3))
260 end
```