

## A importância das grandes hidrelétricas para a sustentabilidade.

Fernando Amaral de Almeida Prado Jr<sup>1</sup>, Ana Lucia Rodrigues da Silva<sup>2</sup>

**Resumo** – Grandes hidrelétricas produzem impactos sócio ambientais de forma inequívoca. A solução para uma nova política energética aparentemente seria o esforço de uma transição das fontes tradicionais de geração de energia elétrica para as fontes renováveis de baixo impacto ambiental, em especial as soluções de energia eólica e solar fotovoltaica. Ocorre que embora estas alternativas sejam renováveis e ambientalmente amigáveis, possuem como característica fundamental sua intermitência, ou seja são fontes não despacháveis pelos operadores independentes dos sistemas elétricos.

Este artigo analisa o fato que embora exista um crescimento bastante intenso da penetração dessas fontes no sistema elétrico, ao contrario do que podem desejar os ambientalistas existem limites à esta expansão, ao menos com as tecnologias vigentes.

O artigo analisa as principais causas desses limites identificando que grandes hidrelétricas com reservatórios podem de forma paradoxal contribuir para a sustentabilidade geral.

No entanto como usualmente ocorre com grandes projetos de infraestrutura, existem impactos que são suportados de forma mais intensa pelos agentes sociais que se encontram na circunvizinhança do empreendimento.

Utilizando-se dos conceitos da economia do Bem Estar o artigo discute os conceitos que deveriam nortear as políticas públicas para garantir a justiça para os impactados, em especial garantindo o “fazer cumprir” do que tenha sido estabelecido nos planos de compensação e mitigação ambiental, mas também exercendo o entendimento de quais são os aspectos que precisam ser compensados e que eventualmente não sejam simplesmente monetizáveis.

**Abstract** – Large hydroelectric produce unequivocal socio-environmental impacts. The solution to a new energetic policy would be the effort to transition from traditional sources of electricity generation to renewable sources with low environmental impact, especially wind and photovoltaic solutions.

However it happens that although these alternatives are renewable and environmentally friendly, they have as fundamental characteristic their intermittence, that is to say, they are not dispatchable resources by the independent operators of the electrical systems.

This paper analyzes the fact that although there is a very intense growth of the deployment of these sources in the electrical system, contrary to what environmentalists may wish, there are limits to this expansion, at least with the current technologies.

The article analyzes the main causes of these limits, identifying that hydroelectric with large reservoirs, can paradoxically contribute to overall sustainability.

However, as usually happens with large infrastructure projects, there are impacts that are more strongly supported by the social agents that are in the neighborhood of the enterprise. Using the concepts of the welfare economy, the article discusses the actions that should guide public policies to ensure justice for those impacted, especially ensuring the enforcement with what has been established in environmental compensation and mitigation plans, but also by understanding what aspects need to be compensated for and which may not be simply monetizable.

**Palavras-Chave** – Hidrelétricas, impactos ambientais, Intermitência, Renováveis

**Key Words**- Hydro power plants, Environmental Impacts, Intermittency, Renewables

<sup>1</sup> Dr. em Planejamento de Sistemas Energéticos, Prof. Dr. do Programa de Pós Graduação em Energia da Escola Politécnica da USP, Sócio da Sinerconsult Consultoria Treinamento e Participações Limitada.

<sup>2</sup> Dr. em Planejamento de Sistemas Energéticos, Professora Dr. do SENAC, Sócia da Sinerconsult Consultoria Treinamento e Participações Limitada.

## 1. INTRODUÇÃO

Poucos países tem a disponibilidade de recursos naturais que o Brasil possui. Enorme potencial hidroelétrico ainda por aproveitar, disponibilidade de grande área agrícola que permite o aproveitamento de recursos energéticos da biomassa, elevado potencial de recursos eólicos e exuberante insolação capaz de alimentar sistemas fotovoltaicos com elevado rendimento.

Apesar disso, parte dos recursos naturais tem tido sua utilização limitada por conta de restrições ambientais, que paradoxalmente provocam ineficiências na utilização de energia limpa proveniente das chamadas Fontes Renováveis Intermitentes - FRIs e redundam em um aumento das emissões da indústria de energia elétrica ao requererem mais térmicas para garantir o seu pleno funcionamento no Brasil. Este artigo analisa o papel que poderia ser desempenhado pelas grandes hidroelétricas como âncora de um desenvolvimento ainda maior das FRI, garantindo inclusive o seu caráter emblemático inclusive no contexto internacional. Não se pretende negar os impactos sócio ambientais que grandes usinas produzem, mas sim apresentar argumentos que visam instrumentalizar o debate sobre quais são as melhores alternativas para a sociedade brasileira desenvolver suas políticas energéticas e ambientais.

## 2. GRANDES HIDRELÉTRICAS

O Brasil aparece em quinto lugar entre os países membros da Comissão Internacional de Grandes Barragens, inclusive atrás do Japão, com 1392 empreendimentos (ICOLD, 2018).

Nos quesitos de barragens mais altas, capacidade de vertimento, capacidade de irrigação e população reassentada, o Brasil não aparece nas estatísticas dos vinte primeiros empreendimentos (classificação top-20) na mesma organização. Quando o indicador se refere a capacidade de reservação, a usina de Serra da Mesa aparece na 17<sup>o</sup>. posição sendo a única entre os empreendimentos top-20. Quando os indicadores se referem no entanto a capacidade instalada da potencia de geração de energia elétrica, três empreendimentos se destacam, sendo Itaipu (3<sup>o</sup>. no ranking), Belo Monte (que ocupa a 5<sup>o</sup>. posição) e Tucuruí ( na 7<sup>o</sup>. posição) (ICOLD, 2018).

Embora as hidroelétricas brasileiras não apareçam entre as maiores, entre aquelas sobre as quais pesa o encargo de afetar as estatísticas mais danosas de população reassentada e nem entre as usinas com maiores reservatórios e de outra parte apareçam como presentes nas estatísticas de produção elevada ( 3 usina entre as top-10 usinas globais), a oposição a este tipo de tecnologia tem se mostrado crescente (ICOLD, 2018).

Esta oposição desconsidera que, ao contrário da maior parte dos países, o Brasil ainda tem um largo potencial hidroelétrico ainda a explorar, da ordem de 160 GW<sup>3</sup>, sendo que muitos destes empreendimentos apresentam atrativa relação benefício custo (EPE, 2016).

Entre as principais teses oposicionistas às UHEs podem ser citadas: (i) Grandes impactos ambientais em especial a inundação de terras produtivas e da floresta tropical para os empreendimentos amazônicos; (ii) Elevadas emissões de gases de efeito estufa por conta da decomposição de matéria orgânica submersa; (iii) Baixa capacidade de produção da hidroelétricas por conta da sazonalidade de vazões com fator de capacidade da ordem de 55%; (iv) Elevados impactos sociais em decorrência do reassentamento das famílias habitantes no entorno da usina, impacto econômico entre os ribeirinhos por decorrência das condições de produção local, impactos culturais especialmente nas comunidades indígenas e todos aqueles impactos decorrentes da ausência de infraestrutura nas cidades no entorno que acabam dando suporte às obras; (v) Destinação da energia e dos benefícios econômicos para indústria eletro-intensiva provocando reduzido impacto favorável para a sociedade como um todo, com um direcionamento enviesado do ganho econômico dos recursos oriundos de Bens Públicos (Almeida Prado e Silva, 2017)

## 3. FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES - FRIs

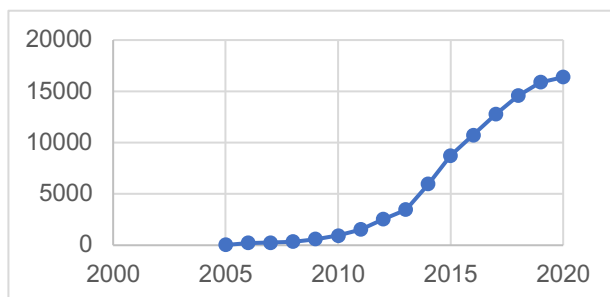
Usinas eólicas e fotovoltaicas no entanto possuem elevado grau de volatilidade em relação a sua capacidade de produção. Apesar dessa incerteza, em decorrência das razões ambientais e também por razões econômicas, a geração de energia elétrica por meio da força dos ventos e da luz do sol vem crescendo de maneira irreversível.

No Brasil, esta evolução é particularmente notável, com uma taxa de crescimento prevista para ser complementada em 2020 em relação a 2005, com uma evolução media de crescimento de 153% ao

---

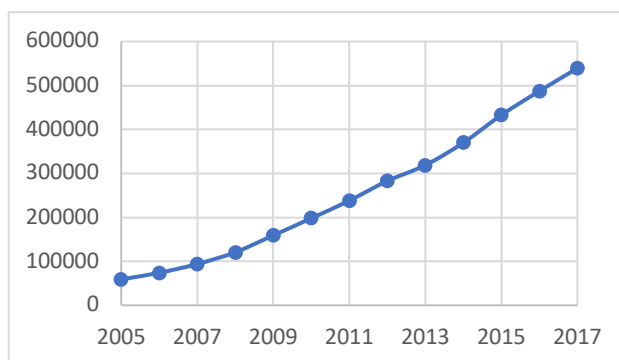
<sup>3</sup> Capacidade superior a todas as usinas das mais diferentes tecnologias existentes em 2018 já em funcionamento.

ano, saltando de 27,1 MW de capacidade instalada para 16.381,1 MW previstos para 2020. Mesmo considerando que a base de referência era extremamente pequena no início, o horizonte a se realizar entre 2018-2020 apresenta uma evolução anual de 8,8%, métrica ainda bastante significativa (ABEEólica, 2018). A figura 1 apresenta a evolução da capacidade instalada brasileira, bem como aquela projetada para os próximos 3 anos. Em um panorama internacional, a capacidade instalada de usinas eólicas também apresenta uma evolução muito substantiva, como evidencia a figura 2.



**Figura 1- Capacidade instalada e projetada de usinas eólicas no Brasil em MW – 2005-2020**

**Fonte: Abeeolica - (2018)**



**Figura 2- Evolução da capacidade instalada mundial em MW 2005-2017**

**Fonte: Global Wind Report , 2018.**

Este progresso não decorre apenas de reduções substanciais de preços dos equipamentos e das obras relativas a instalação dessas usinas, mas também da sensibilidade das políticas públicas. A alternativa eólica apresenta evidentes vantagens na redução das emissões de gases de efeito estufa e por essa razão tem sido incentivadas em todo o planeta. Segundo o Global Wind Energy Council GWEC, são projetados investimentos médios da ordem de US\$ 140 bilhões/ano entre 2014 e 2040 (GWEC, 2018).

Adicionalmente, estatísticas relacionadas com a expansão das fontes fotovoltaicas indicam comportamento similar. A ANEEL (ANEEL, 2017) reporta, em seus relatórios de acompanhamento da capacidade instalada, que não existiam usinas fotovoltaicas a fiscalizar até o ano de 2016, no entanto esta situação muda radicalmente a partir de 2017, sendo que no final de 2019 são esperadas instalações que totalizem aproximadamente 2,9 GW. No plano internacional a evolução também é bastante expressiva. A EPIA - European Photovoltaic Industry Association reportou que no ano de 2000 existiam 1,3 GW de capacidade instalada em todo o mundo, em 2014 este número já era de 178,4 GW. Em 2016 foram adicionados novos 75GW totalizando ao final desse ano 301 GW de usinas fotovoltaicas. No cenário mais otimista da EIPA esperam-se 540 GW em 2019 (EPIA, 2015)

O declínio de preços na indústria das FRIs tem sido também relevante nessa expansão. Países como a Alemanha, Austrália, Japão e o estado da Califórnia nos EUA registraram redução superior a 50% do custo do investimento na capacidade instalada desde 2008 nas suas instalações fotovoltaicas. Importante registrar que estas reduções estão mais lastreadas em ganhos de produtividade e no desenvolvimento tecnológico da produção das células do que na redução das margens dos produtores. Espera-se ainda que novas reduções de preço venham a ocorrer nos próximos 10 anos e um aumento sensível de produtividade das células também ocorra. Relatório da

Bloomberg (2016) estima estes ganhos, respectivamente, em 36% para a redução de preços e um ganho de produtividade de até 20% na próxima década.

Some-se a estes fatos que existem um grande número de políticas públicas de incentivo a fontes de baixo impacto ambiental. Couture (Couture e outros, 2010) citando relatório do Deutsche Bank avaliou que, entre 2000 e 2009, o percentual de 75% dos investimentos em projetos de energia solar fotovoltaica e 45% dos projetos de energia eólica foram influenciados positivamente de uma forma ou de outra por políticas públicas.

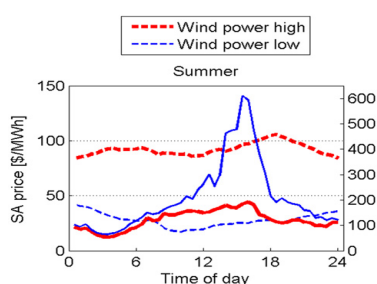
Esta expansão tem tamanha dinâmica que existem autores que consideram que, em um futuro de médio prazo, a totalidade de energia elétrica produzida em certas regiões possa provir dessas alternativas ou pelo menos de forma dominante. Entre estes podemos identificar: Diesendorf (2007); Elliston, Diesendorf, e MacGill (2011), Wright e Hearps (2010), May, Sandor, Wisser e Schneider (2012).

Outros estudos dão conta que esta meta poderia ser atingida com facilidade se existissem as condições políticas que promovessem os incentivos adequados à sua consecução. Entre estes destacam-se os trabalhos de Stern (2006) e de Jacobson e Dellucci (2011).

No entanto muitos trabalhos encontrados na literatura não são tão otimistas quanto a uma penetração total ou metas bastante ambiciosas. As razões desse pragmatismo são as mais variadas como pode-se citar em alguns exemplos encontrados na literatura. Segundo, Ferreira, Araujo e O’Kelly (2007) esta expansão integral não deve ocorrer por conta dos impactos operativos e custos de reservas e necessidades tecnológicas. Os trabalhos de Trainer (2012) apontam que o custo das reservas e dos diversos efeitos colaterais tornam inviáveis os investimentos para uma penetração de 100% de renováveis, e finalmente Mills e Wisser (2012), Hildmann; Ulbig e Anderson (2014) e Mc Connell e outros (2013) avaliam que o valor marginal da energia produzida decresce com a penetração das FRIs, o que pode inviabilizar expansões muito robustas pela ausência de atratividade de investimentos das fontes complementares e das próprias FRIs.

A figura 3 evidencia a robusta influência que os preços dos mercados “spot” sofrem com a intermitência do regime das FRIs.

Assim, embora os defensores das FIs, incluam entre suas virtudes o aumento da segurança energética, a verdade é que sua contribuição a este requisito deve ser entendida com restrições, o que vai ser analisado nas seções subsequentes.



**Figura 3 Preço spot na Austrália MacGill e outros (2010)**

#### **4. OBSTACULOS À PENETRAÇÃO DAS FRI**

Embora para determinados níveis de penetração, as usinas de FRIs contribuam para um aumento da segurança energética em seu sentido mais abrangente, à medida que sua participação aumenta, esta contribuição vai diminuindo e em determinados níveis pode representar até mesmo um decréscimo da segurança do sistema elétrico.

Um campo especial de atenção nos estudos identificados na literatura é dedicado a aspectos relacionados aos créditos de capacidade, ou seja qual a contribuição marginal que uma nova usina pode produzir na confiabilidade e na segurança energética (adequacy). Entre trabalhos publicados

com relevância nessa temática pode-se citar Soder e Amelin (2008), Dent e outros (2010), Keane e outros (2011) e Gross (2016).

Embora estes estudos dependam muito das características regionais tanto da oferta quanto da demanda parece claro que existe um consenso que penetrações de até 20% podem ser facilmente aceitas pelos sistemas integrados e que sua contribuição é virtuosa. A partir daí as conclusões não são mais óbvias e passam a depender cada vez mais das características regionais, do marco regulatório comercial e das premissas utilizadas nos estudos.

Uma penetração mais acentuada das FRIs pode requerer despachos operativos mais rápidos, startups mais frequentes, carga mínima assegurável de térmicas (como reserva girante, por exemplo) sendo demandadas com maior frequência, conseqüentemente com aumento do consumo de combustíveis (paradoxalmente com aumento de intensidade de emissões) e menor eficiência operativa dessas usinas. Acrescente-se ainda a maior incidência de riscos e custos na operação por parte dos Operadores Independentes de Sistemas Interligados (ISOs- Independent System Operators e RTOs- Regional Transmission Operators).

Estudos recentes indicam custos adicionais da ordem de até 10 US\$/ MWh para participação de até 20% da capacidade instalada ser performada por FRIs. ( Asmus, 2003; Madrigal e Porter, 2013)

A problemática dos custos adicionais na operação de sistemas com grande penetração de FRIs é de extrema complexidade, pois existem critérios que precisam ser convencioneados sobre a sua consideração ou não. Por exemplo, existe a discussão se o custo de investimento de sistemas de transmissão mais robustos requeridos pelo intercâmbio mais frequente (o que já é uma realidade no Brasil) ou ainda custos de oportunidade dos geradores que são requeridos a permanecer em reserva pelo ISO devem ou não ser considerados nesta rubrica de custos adicionais.

Embora estes custos sejam reais, usualmente são computados como custos adicionais apenas os custos operativos de equipes mais qualificadas, de estudos complementares e das diferentes formas de intervenções operativas, como por exemplo a disponibilidade de usinas de reserva de rápida entrada em operação ("short run reserves"), entrada em operação com rampas mais intensas<sup>4</sup> e a entrada em operação sem a devida otimização do processo de escalada. Observe-se que nem todos os custos são, em princípio, do gerador de FRIs, podendo ser arcados pelos geradores de fontes de back-up como por exemplo usinas térmicas que vem sendo requeridas a operar em situação de reserva e não foram dimensionadas para tal frequência de utilização. Adicionalmente seus contratos nem sempre tem pressupostos de remuneração para tamanha atividade, criando conflitos com investidores pela minoração da vida útil dos equipamentos e por prejuízos decorrentes do aumento da incidência dos custos variáveis. Obviamente em algum momento estes custos precisarão de critérios sobre sua partição.

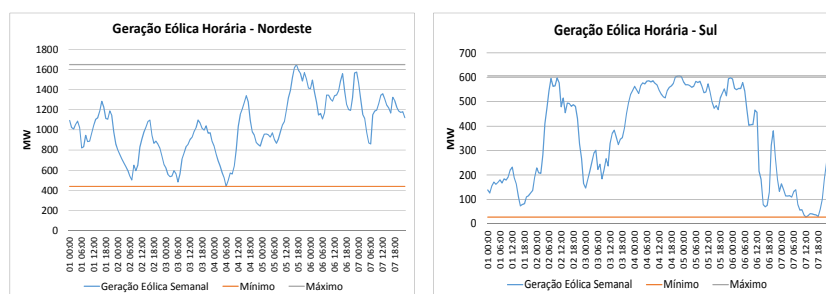
Muitos dos problemas aqui indicados são problemas dos ISOs / RTOs no dia a dia da operação, pela elevada variabilidade da produção das FRIs. Em regiões muito grandes com diversos operadores, os ISOs / RTOs precisam exercer cada vez mais a coordenação supra regional pelos intercâmbios mais frequentes e de maior dimensão energética. A escala do tempo do operador fica muito complexa (Fares, 2016) pois demanda uma atuação na escala de segundos e minutos para ajustes técnicos (por exemplo frequência), ajustes horários para adequação à carga e atuação na escala de horas e dias para o ajuste da programação (por exemplo programação do dia seguinte). Esta diferença na atuação temporal dos ISOs /RTOs decorre principalmente da diferença entre o despacho de um operador a suas ações de controle (por exemplo adequar o "ramping" de uma usina em reserva para fazer frente a variabilidade das FRIs).

As contingências (inevitáveis) precisam ser saneadas pelo ajuste da geração de base, pela geração de resposta intermediária e pelas opções de resposta rápida. Todas estas opções são dependentes de quão intensa é a penetração das FRIs, das alternativas disponíveis das fontes existentes e da inflexibilidade da carteira complementar.

---

<sup>4</sup> Com aumento do consumo de combustíveis.

Para penetrações superiores a este patamar, outros impactos podem ser identificados inclusive com retrocessos na própria segurança energética. Conveniente registrar que as FRIs são na maior parte das vezes são “não despacháveis<sup>5</sup>” e a produção pode não guardar correlação com a carga. Um problema de especial importância decorre da intensidade da intermitência. A figuras 4 exemplifica esta situação, sendo as curvas provenientes dos submercados Nordeste e Sul do Brasil.



**Figura 4 – Intermitência da geração eólica set. de 2014 no Brasil (Almeida Prado Jr., 2016)**

## 5. O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS

Grandes hidrelétricas com reservatórios podem exercer um papel fundamental nesta problemática exercendo o papel de armazenadores de energia para momentos onde a produção da energia das FRIs, seja insuficiente para o equilíbrio da oferta e demanda operativa. Alguns fatores são bastante virtuosos nessa estratégia.

Hidrelétricas propiciam reservas a frio e quase instantâneas, possuindo elevada capacidade de resposta e não dependem, como algumas térmicas que exista previamente uma operação de reserva para atender rapidamente contingências, com óbvias economias de combustíveis e com emissões evitadas de gases de efeito estufa.

O efeito “ordem de mérito” que desqualifica o preço spot e eventualmente prejudica a expansão de fontes complementares a FRIs, deixa de ser tão preponderante, pois havendo reservas a frio das hidrelétricas, os contratos de suprimento das FRIs podem ser firmados na modalidade de quantidade de energia contratada em vez da modalidade de disponibilidade. Como consequência, o produtor de energias das FRIs pode ter mais segurança que o custo de uma energia a ser adquirida no mercado de curto prazo para compensar indisponibilidades será definido prioritariamente a partir de uma outra fonte também renovável e com baixo custo marginal de operação.

Assim, por que razão o Brasil tem reduzido de forma tão acentuada sua capacidade de reservação a tal ponto que o secretário executivo do Ministério de Minas e Energia declarou recentemente - “Não temos nenhum preconceito contra os grandes projetos. Mas temos que respeitar uma visão da sociedade, que é restrita a esses projetos” ( Canal Energia, 2018). A declaração foi tomada pelo mercado como sendo um posicionamento definitivo contra usinas com reservatório.

A questão reside nos aspectos dos impactos sócio ambientais identificados em seção precedente<sup>6</sup> que vem sendo prioridades na definição dos critérios de projeto e na outorga das licenças ambientais.

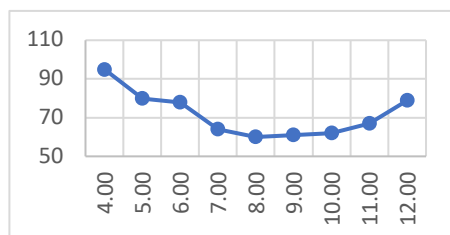
Os autores consideram que a opção por usinas sem reservatório (usinas a fio d’água) decorre de uma análise pontual dos tomadores de decisão que usualmente analisam cada empreendimento “per se” e eventualmente desqualificam sua viabilidade sem uma visão mais abrangente em um contexto mais amplo. Esta estratégia tem levado a efeitos danosos, como pode-se identificar pela redução da segurança devido a menor capacidade de armazenamento nos reservatórios, pela menor eficácia (ou

<sup>5</sup> Entende-se como despacho a habilidade da geração de responder a variabilidade da demanda. As FRI são usualmente denominadas como “Must take”, pois sua disponibilidade em princípio não depende Entende-se como fontes despacháveis aquelas que tem a habilidade de propiciar que da geração possa responder a variabilidade da demanda.

<sup>6</sup> Na seção citada foram elencados apenas alguns poucos itens considerados importantes pelos opositoristas a grandes hidrelétricas.

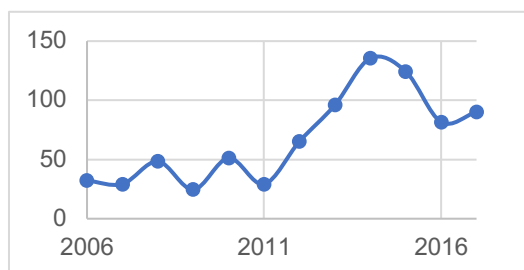
mesmo total incapacidade) dos mecanismos de mitigação ao de riscos hidrológicos<sup>7</sup>, pelo aumento das emissões de gases de efeito estufa e pelo aumento dos riscos financeiros pela exposição de curto prazo em função dos elevados fatores de redução da energia assegurada (GSF - Generation Scale Factor) das hidrelétricas nos últimos anos entre outros efeitos.

Para melhor pontuar estes efeitos pode-se verificar que no plano de expansão da matriz elétrica entre 2017-2022, 96% da potência esperada para ser acrescida a partir de hidrelétricas, serão provenientes de usinas a fio d'água (Ferreira, 2018). Na figura 5 observa-se o fator de redução da energia assegurada no período entre abril de 2017 até dezembro do mesmo ano, o que provocou extrema exposição dos geradores hidrelétricos no mercado de curto prazo. Estes buscaram proteção por meio de liminares jurídicas, como consequência existem R\$ 6,1 bilhões de recursos sem que possa haver a contabilização no mercado de curto prazo, ampliando o risco da inadimplência entre os agentes (Altieri, 2018).



**Figura 5- GSF em % de Abril 2017- Dez de 2017- (Altieri, 2018)**

Na figura 6 é fácil perceber uma tendência de aumento das emissões de gases de efeito estufa nos anos de hidrologia adversa, pois não havendo reservas torna-se inevitável o despacho de usinas térmicas e consequentemente maiores danos ambientais. Ainda é conveniente registrar que estes despachos implicam em custos variáveis mais intensos e reajustes tarifários acima da inflação como tem sido registrados nos últimos anos.



**Figura 6- Fatores de emissão em kg CO<sub>2</sub> / MWh (MCTIC - 2018)**

Todos estes efeitos poderiam ser eliminados ou pelo menos minimizados se houvesse disponibilidade de reservatórios de grande porte que propiciassem a operação plurianual mesmo em anos de hidrologia deficiente.

## **6. A ECONOMIA DO BEM ESTAR E OS IMPACTOS SOCIO AMBIENTAIS**

A análise da utilização dos recursos hídricos para a produção de eletricidade é na verdade uma discussão sobre o uso de recursos naturais (bens públicos), como a renda associada a este uso é repartida na sociedade e de que maneira contribui para financiar o desenvolvimento econômico de uma Nação.

Este tema ficou conhecido como Economia do Bem Estar (Welfare Economics), que objetiva estudar o processo de tomada de decisão relativamente ao desenho e implementação de políticas públicas, e as métricas que vão avaliar os resultados dessas implementações (Baujard, 2014).

<sup>7</sup> MRE- Mecanismo de Realocação Energética

Raros são os projetos ou políticas públicas neutras, a maior parte deles produzem vencedores (winners) e vencidos (losers). O mesmo acontece com o desenvolvimento tecnológico que destrói atividades econômicas e cria outras, não necessariamente para os mesmos agentes. Entre os múltiplos exemplos do estudos da “Welfare Economics”, a construção de grandes obras de engenharia (por exemplo UHEs) produz impactos entre aqueles classificados como perdedores (afetados pelas inundações, perda de atividades econômicas locais, perdas relacionadas ao meio ambiente e impactos culturais). Kanbur (2003) chama a atenção sobre a necessidade de se averiguar como se distribuem os ônus do projeto, se eles são majoritários em comparação com os benefícios, se são concentrados entre os mais pobres ou se são distribuídos de forma homogênea pela sociedade. O mesmo tema também foi abordado por Hamond (1989) que discute a ética das melhores escolhas para a sociedade sobre a alocação dos recursos. O laureado com o Nobel, Kenneth Arrow (1963) ensina que as escolhas são feitas por meio de governos e seus agentes, baseados no poder concedido por processos eleitorais (democracia) ou suportados por ditaduras sendo o racional do processo decisório os benefícios econômicos esperados (Análises de Custo Benefício- ACB) e ou por meio de critérios que as convenções sociais construídas ao longo do tempo.

É conveniente também citar no campo de conhecimento da economia do bem estar, os trabalhos de Pazner e Schmeidler (1978), que indicam uma vez sendo provável que o uso de recursos tenha uma distribuição não equitativa (dos benefícios e dos ônus), uma política pública poderia ser considerada como justa, apenas se fosse livre de inveja (“free envy”), ou seja uma política com condicionantes tais que nenhum agente deveria almejar uma posição alcançada por outro dentro de sua capacidade de uso dos recursos, uma vez minimizados os impactos sofridos.

Por derradeiro, ainda na percepção que nem sempre a partição de benefícios e perdas é justa, Kaldor (1939, 1957), Hicks (1939) e Scitorszky (1941) realizaram estudos relacionados a divisões dos benefícios, especialmente estudando a habilidade para alocar os recursos entre os usos possíveis do consumo à produção. Especialmente Kaldor (1939) e Hicks (1939) dedicaram esforços para entender, que se devido a um empreendimento (como é provável que aconteça) existirem vendedores e perdedores, esta situação de injustiça econômica e social pode ser compensada com transferência dos recursos dos vencedores para os perdedores de tal sorte que aqueles menos favorecidos pelo projeto possam ser considerados no mesmo patamar de situação social que ocorria antes da implementação do mesmo.

Ou ainda que parte dos atingidos possam ter benefícios sócio-econômicos em suas vidas depois do empreendimento. Estes autores (Kaldor, 1939 e Hicks, 1939) entendem que se pelo menos um elemento da sociedade apresenta ganho e nenhum possa ser considerado prejudicado, o projeto deveria ser considerado como viável. De forma mais radical Kaldor (1939) considera que mesmo que a eventual compensação proveniente da redistribuição dos recursos não seja efetivada (por exemplo, por inércia do acordo compensatório ou por falta de suporte para fazer cumprir o acordado), a simples possibilidade de que esta compensação pudesse ocorrer já daria ao projeto uma posição de viabilidade.

## **7. CONCLUSÕES**

Negar impactos sócio-ambientais na construção de grandes hidrelétricas não é uma posição defensável, no entanto o Brasil carece de iniciativas para discutir esses impactos em uma perspectiva mais ampla considerando-se uma contabilização de custos e benefícios para a sociedade como um todo. Os autores defendem que as grandes hidroelétricas podem propiciar benefícios líquidos para a sociedade, embora seja evidente que existirão agentes impactados.

Parte desses benefícios são importantes pelo aumento das possibilidades da inserção das FRIs com seus benefícios ambientais e econômicos

Se considerarmos que as grandes obras não resultam em posições neutras é importante destacar que a fiscalização e o fazer cumprir (“enforcement”) relativamente aos compromissos assumidos de mitigação e compensação sócio-ambientais devam ser mais bem executados.

Devemos nos entanto entender que as compensações precisam ser aderente às necessidades dos impactados e estas não necessariamente são monetizáveis pura e simplesmente. Este aspecto



carece de maiores e melhores esforços a comunidade acadêmica para compreender as reais oportunidades e necessidades para a justa compensação dos impactados.

Este artigo defende que as grandes hidrelétricas devem ser reconsideradas na política energética brasileira, mas sempre na perspectiva da compensação dos impactados.

## REFERÊNCIAS

- ✓ ABEeólica. **Boletim de geração eólica 2017**. Disponível em <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf>, acesso em 02 de junho de 2018.
- ✓ Almeida Prado Jr., F.A. **Impactos da inserção de Fontes Intermitentes na operação do sistemas interligados**. Texto de discussão 01. Projeto P&D- Smart SEN, 2016.
- ✓ Almeida Prado Jr., F. A., Silva, A. L.R. **Discutindo as teses dos opositores das grandes hidroelétricas no Brasil**. XXIV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba 2017.
- ✓ Altieri, R. **Perspectivas do setor elétrico-2018-2022, a ótica do mercado**. ENASE 2018.
- ✓ ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração**. Brasília, 2017.
- ✓ Arrow, K. **Social Choice and Individual Values**. Cowles Foundation for Research in Economics, 1963
- ✓ Asmus, P., **How California hopes to manage the intermittency of wind power?** The Electricity Journal, pg. 48-53 (2003).
- ✓ Baujard, A. **A utility reading for the history of welfare economics**. Working Paper University of Lion, p.1-29, 2014.
- ✓ Bloomberg. **Global trends in renewable energy investment - 2016**. Frankfurt School – UNEP Centre / BNEF, 2016.
- ✓ Canal Energia. **Fase de grandes hidrelétricas chega ao fim**. Disponível em [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br), acesso em 02 de janeiro de 2018.
- ✓ Couture, T. D., Cory, K., Kreycik, C., Williams, E. **A policymaker's guide to feed in tariff policy design**. NREL, 2010.
- ✓ Dent, C. J., Keane, A., Bialek, J.W. **Simplified methods for renewable generation capacity credits calculation: a critical review**. Power and Energy Society General Meeting, IEEE, p 1-8, 2010.
- ✓ Diesendorf, M. **Greenhouse Solutions With Sustainable Energy**. University of NSW Press, Sydney, 2007.
- ✓ Elliston, B, Diesendorf, M e MacGill, I. **Simulations of Scenarios with 100% Renewable Electricity in the National Electricity Market**. at the Australian Solar Energy Society Conference, Sydney, 2011.
- ✓ EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia-2030**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategoriaID=346>, acesso em 22 de dezembro de 2016.
- ✓ EPIA- European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook for Solar Power-2015-2019**. Suécia, 2015.
- ✓ Fares, R., **Renewable Energy Intermittency explained: Challenges, Solutions and Opportunities**. Scientific American, Disponível em: [blogs.Scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained](http://blogs.Scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained), acesso em 26 de abril de 2016.
- ✓ Ferreira, L. E. B. **Perspectivas do setor elétrico-2018-2022, a ótica do Operador**. ENASE 2018.
- ✓ Ferreira, P., Araujo, M., O'Kelly, M. E. J. **The impacts of wind power on power systems operation**. Proceedings 3rd International Conference on Energy, Environmental Ecosystems and Sustainable Development, Greece, 2007.
- ✓ Gross, G. **Effective Load Carrying Capability of a resource**. Notas de aula do Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois, Urbana, 2016.
- ✓ GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2017**. Disponível em <http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/>, acesso em 02 de junho de 2018.
- ✓ Hammond, P. J. **Interpersonal comparisons of utility. Why and how they are and should be made**. Working paper, Stanford University, p.1-65, 1989.

- ✓ Hildmann, M., Ulbig, A., Andersson, G. **Revisiting the merit-order effect of renewable energy sources**. Discussion Paper Power System Laboratory, Switzerland, 2014.
- ✓ Hicks, J. R. **The foundations of welfare economics**. The economic Journal, vol.49 issue 196, p.696-752, 1939.
- ✓ ICOLD - International Commission of Large Dams. **Dams figures**. Disponível em [http://www.icold-cigb.net/GB/World\\_register/general\\_synthesis.asp](http://www.icold-cigb.net/GB/World_register/general_synthesis.asp), acesso em 2 de junho de 2018.
- ✓ Jacobson, M.Z., Dellucci, M.A. **Providing all global energy with wind, water and solar power, part 1: technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials**. Energy Policy 39, 1154–1169, 2011.
- ✓ Kaldor, N. **Welfare propositions of economics and interpersonal comparisons of utility**. The Economic Journal, vol.49, issue 195, p.549-552, 1939.
- ✓ Kaldor, N. **A model of economic growth**. The Economic Journal, vol. 67 issue 268, p.591-624, 1957.
- ✓ Kanbur, R. **Development economics and the compensation principle**. International Social Science Journal, vol. 55, issue 175, p.1-18, 2003.
- ✓ Keane, A., Milligan, M., D’Annunzio, C., Dent, C. J., Dragoon, K., Soder, L., O’Malley, M. **Capacity Value of Wind Power**. IEE- PES Transactions on Power systems, vol26, 2, p 562-572, 2011.
- ✓ MacGill, I. **Electricity Market design for facilitating the integration of wind energy: experience and prospects with the Australian National Electricity Market**. Energy Policy, issue 7, p.3180-3191, 2010.
- ✓ Madrigal, M., Porter, K, **Operating and Planning Electricity Grids with Variable Renewable**. World Bank Study, 2013.
- ✓ Mai, T., Sandor, D., Wisner, R. e Schneider, T. **Renewable Electricity Futures Study, Volumes I a IV**. National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- ✓ McConnell, D.; Hearps, P., Eales, D., Sandiford, M., Dunn, R., Wright, M., Bateman, L. **Retrospective modeling of the merit-order effect on wholesale electricity prices from distributed photovoltaic generation in the Australian National Electricity Market**. Energy Policy, issue 58, p.17,27., 2013.
- ✓ MCTIC- Ministério de Ciência Tecnologia Inovação e Comunicações. **Fatores de emissão para inventários corporativos**. Disponível em [www.mctic.gov.br](http://www.mctic.gov.br), acesso em 2 de junho de 2018.
- ✓ Mills, A., Wisner, R. **Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California**. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, p.1-114, 2012.
- ✓ Soder, L., Amelin, M. **A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credits**. Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2008
- ✓ Pazner, E., Schemidler, D. **Equalitarian equivalent allocations: a new concept of economy equity**. The Quarterly Journal of Economics, vol.92, issue 4, p 671-687, 1978.
- ✓ Scitortzky, T. D. **A note on welfare propositions in economics**. The Review of Economics Studies, vol.9, issue 1, p.77-88, 1941.
- ✓ Stern, N. **Review on the Economics of Climate Change**. H. M. Treasury, UK, Disponível em < <http://www.sternreview.org.uk>>, acesso em novembro de 2016, 2006.
- ✓ Trainer, T. **Can Australian run on renewable energy? The negative case**. Energy Policy, 50, p.306-314, 2012.
- ✓ Wright, M., Hearps, P. **Australian Sustainable Energy. Zero Carbon Australia Stationary Energy Plan**, Energy Research Institute, Melbourne University, Australia. Disponível em <[http://media.bze.org.au/ZCA2020\\_Stationary\\_Energy\\_Report\\_v1.pdf](http://media.bze.org.au/ZCA2020_Stationary_Energy_Report_v1.pdf)>, acesso em novembro de 2016, 2010.