

Desenvolvimento de Critérios e Modelos para Avaliação Técnica, Econômica e Comercial da Geração Distribuída visando a Geração Virtual de Energia

P. H. R. P. Gama; E. M. Flores; G. Pérez A.; Newton J. Guaraldo; E. Vicentini; C. Matsumoto

Resumo--A seleção dos projetos de geração está baseada no montante do consumo de energia, no crescimento esperado dessa demanda, no montante de reserva operativa e nas necessidades de regulação do sistema. Uma solução viável para satisfazer as necessidades de energia e a expansão dos sistemas é a Geração Distribuída - GD. Uma única fonte de GD não garante geração econômica, confiabilidade, flexibilidade e controlabilidade nos mercados de energia. Neste trabalho apresenta-se uma metodologia considerando a GD como uma alternativa vantajosa dentro dos mercados de energia e com benefícios técnicos e econômicos para os sistemas de distribuição. Propõe-se a agregação das fontes de GD numa Central “Virtual” de Energia, tornando-as economicamente competitivas dentro dos mercados de eletricidade. O controle e supervisão dessa usina sendo realizados pelo Centro de Operação das concessionárias. A ferramenta constitui um complemento aos programas de expansão dos sistemas de distribuição.

Palavras-chave – Confiabilidade, Despacho, Geração distribuída, Geração virtual, Reserva operativa.

I. INTRODUÇÃO

Trata-se do projeto de P&D “Desenvolvimento de Critérios e Modelos para Avaliação Técnica, Econômica e Comercial da Geração Distribuída visando a Geração Virtual de Energia”, cooperado entre Eletropaulo N° 390-008/2007 e Bandeirante N° B-71/2007, executado pela BGPD –Bueno & Gama – Pesquisa e Desenvolvimento e concluído em agosto de 2011.

A proposta é integrar vários pontos de geração distribuída, em um único bloco de energia, para facilitar a introdução dessa geração no mercado de atacado de eletricidade, permitindo aumentar receitas e competitividade, ofertar serviços ancilares para o sistema, adiar investimentos e aumentar a capacidade de atendimento, além de gerar um benefício econômico adicional para as distribuidoras de energia elétrica.

O objetivo principal do projeto é implementar uma metodologia de apoio à tomada de decisão de alternativas de GD econômica e tecnicamente viáveis nos programas de expansão das redes elétricas dos sistemas de distribuição através da identificação dos melhores sites para sua conexão.

A metodologia desenvolvida neste trabalho considera todos os fatores técnicos e comerciais existentes para poder avaliar e selecionar a alternativa de GD mais apropriada ao desenvolvimento e execução dos planos de expansão das redes das distribuidoras de energia envolvidas na pesquisa.

Foram realizadas várias simulações de inserção de geração distribuída e avaliados custos e benefícios destas inser-

ções. Também, foi desenvolvido um conjunto de procedimentos que permite avaliar custos de geração de GD a gás e óleo, através de turbinas e motores, para variadas potências de geração e rendimento, com ou sem cogeração térmica, considerando custos de instalação, operação e manutenção e combustíveis.

Os resultados acima foram então reunidos em um aplicativo que permite à distribuidora calcular os resultados decorrentes da inserção da unidade de GD na planta virtual proposta, tendo em vista os benefícios técnicos, os custos da geração, a situação de contratação de suprimento da concessionária, os valores do PLD – Preço de liquidação de diferenças e os valores limites para repasse dos custos de energia elétrica.

II. DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

A. Estudos Técnicos de Inserção de Geradores Distribuídos nas Redes Elétricas de Distribuição

A interpretação dos estudos técnicos e econômicos de inserção de geradores distribuídos nas redes elétricas de distribuição passou pelos seguintes enfoques:

- Impacto técnico e econômico da utilização de geradores independentes, confrontando a possível perda de receita com ganhos em índices gerais dos níveis de tensão.

- Impacto técnico e econômico da utilização de geradores próprios, confrontando os custos de investimento com benefícios obtidos através das variações em índices técnicos e fluxos de compra e venda de energia.

- Impacto da geração distribuída na confiabilidade dos sistemas de distribuição. Abordagem pelo lado da disponibilidade das unidades de GD (geradores).

- Impacto da geração distribuída na matriz energética da empresa e com foco em questões ambientais associadas ao tipo de tecnologia da GD.

- Impacto da Geração Distribuída na expansão da rede de distribuição da AES/Bandeirante nas redes aérea e subterrâneo híbrido, calculando o custo evitado da expansão.

Realizando análise integrada da expansão do suprimento via GD vis a vis a expansão do sistema e o suprimento via geração centralizada.

Inicialmente foram feitas análises sem considerar a GD, isto permitiu determinar as condições iniciais da rede elétrica da “Área de Interesse”, definida pelas concessionárias. As empresas Eletropaulo e Bandeirante de Energia selecionaram suas áreas de interesse como sendo aquelas que apresen-

tam condições críticas de operação. Com esta informação foi realizada uma avaliação para determinar os locais críticos da rede e suas principais características e os pontos de maior solicitação.

Os estudos realizados consideraram duas alternativas de operação da rede de distribuição das concessionárias, uma delas levou em consideração a operação sem a conexão de GD nos circuitos elétricos e a outra, considerou que a GD está conectada na rede elétrica. Este cenário permitiu identificar os diversos problemas operativos e confirmar a informação das concessionárias sobre o estado crítico dos parâmetros elétricos das áreas chamadas de “áreas de interesse”. Também foi possível identificar a importância da GD quando conectada nas redes de distribuição para solucionar esses problemas.

A demanda considerada nestas duas alternativas foi a previsão anual estimada para os anos 2010 até 2020, ou seja, um período de 10 anos. Durante esse período de tempo não se fez nenhuma alteração na rede elétrica, ou seja, não foram consideradas adições de circuitos ou outros elementos na rede. Isto foi feito para forçar a rede elétrica e identificar os problemas e sua evolução.

- Simulações sem GD

Tomando como base a rede de distribuição das empresas Eletropaulo e Bandeirante, foram realizadas simulações para observar o comportamento dos circuitos das áreas críticas de cada empresa, especialmente para estimar as variações no carregamento, regulação de tensão, perdas elétricas e curto-circuito.

Inicialmente nessas áreas críticas e seus circuitos de distribuição não foram consideradas fontes de geração distribuída e tampouco feitas adições nem de circuitos nem de transformadores nas subestações. O objetivo destas análises foi forçar a atual rede de distribuição, aumentando progressivamente a demanda e observar o preciso momento onde deve ser inserido algum elemento (circuito, transformador, etc.) ou optar por qualquer alternativa de expansão para aliviar o carregamento, diminuir as perdas elétricas e melhorar a regulação de tensão nos circuitos.

Para a empresa Eletropaulo a sua área de interesse foi definida por três subestações que segundo análises, possuem condições críticas de operação tanto por carregamento como por regulação de tensão. As subestações definidas foram: Gopouva, Tucuruvi e Vila Medeiros.

Segundo os resultados obtidos sem considerar GD nas redes de distribuição, os circuitos Gopouva-104, Gopouva-106, Tucuruvi-109, Vila Medeiros-111 e Vila Medeiros-112, associados a estas subestações apresentam uma regulação de tensão alta, ou seja, uma queda de tensão pronunciada no seu extremo receptor, mas dentro dos limites permitidos, à exceção do circuito Vila Medeiros-111, que apresenta uma queda de tensão de 6,5% valor este muito alto, sendo necessário tomar ações corretivas para amortecer este fenômeno.

Quanto às perdas elétricas o maior valor se apresentou nos circuitos Vila Medeiros-111, Tucuruvi-108 e Vila Medeiros-107, sendo o circuito Tucuruvi-108, o que mostra as maiores perdas elétricas durante todo o período de estudo.

Constatou-se que os circuitos Gopouva-104, Vila Medeiros-107, Gopouva-106, Tucuruvi-108, Tucuruvi-105 e Tucuruvi-109

apresentaram um carregamento superior a 80% de sua capacidade a partir do ano 2010. Já os circuitos Gopouva-106 e Vila Medeiros-107 apresentaram um carregamento com uma taxa de crescimento muito alta ultrapassando o 90% de seu carregamento a partir do ano 2012. O circuito Vila Medeiros-107 atinge o 100% de seu carregamento no ano 2020 e o circuito Gopouva-104 ultrapassa o valor de 100% de seu carregamento no ano 2018.

É necessário, portanto, tomar as medidas corretivas necessárias para que esses valores de carregamento sejam reduzidos, seja a través da inclusão de circuitos em paralelo ou simplesmente através da inserção de geração distribuída.

Para a Bandeirante Energia a área de interesse está dentro de uma região que tem poucas alternativas de expansão, pois existe uma alta densidade de micro, médio e grandes indústrias na região, que impossibilitam expandir a rede aérea, especialmente pelo alto custo do terreno caso se tenha a necessidade de uma ou várias subestações novas. Essas restrições representam ações econômicas onerosas que podem ser evitadas através de alternativas mais apropriadas e econômicas. As subestações consideradas dentro desta área são: Guarulhos, Cumbica, Caçapava e Vale do Sol.

Quanto à regulação de tensão, no extremo receptor, todos os circuitos superaram o limite de 5%, inclusive desde o ano 2010, sendo o circuito CAÇAPAVA-1302 o que apresenta um comportamento demasiado crítico, embora possua banco de capacitores no começo dele (600 KVAR), não é suficiente para compensar a queda de tensão, pois, seu comprimento total supera os 30 quilômetros, sendo esta a principal razão desse comportamento o que compromete seriamente o abastecimento da demanda da região atendida por este circuito.

Já no relacionado com as perdas elétricas, o circuito com maiores perdas é Caçapava-1302 começando com um valor de 731,41 kW no ano 2010 e indo para 1189,76 kW no ano 2020, depois aparece o circuito Vale do Sol-1304. Esse comportamento no circuito Caçapava-1302, justifica-se, pois, o valor de queda de tensão é muito grande, refletindo-se imediatamente nas perdas elétricas.

Quanto ao carregamento, os circuitos que apresentaram maior carregamento são: Cumbica-0124, Vale do Sol-1304, Cumbica-0123 e Guarulhos-0116 com valores acima de 100% inclusive desde o ano 2010, com exceção do circuito Guarulhos-0116 que ultrapassa 100% a partir do ano 2014. Esta condição indica simplesmente que os circuitos referidos e selecionados para o estudo, estão sob condições críticas de operação especialmente porque seu carregamento está acima do limite, inclusive com as atuais condições de demanda do sistema. É importante salientar que o circuito Caçapava-1302 não apresenta problemas de sobrecarga, corroborando-se que este circuito tem ainda uma boa margem de capacidade de transferência, mas devido a seu comprimento tão longo, não é possível usar esta característica, pois, as tensões são muito precárias para a operação normal deste circuito.

- Simulações com inclusão de GD

Buscou-se o melhor local de conexão da GD em cada um dos circuitos selecionados para avaliação por parte das empresas Eletropaulo e Bandeirante de Energia. Os melhores pontos para conectar esses geradores mostraram as melhores condições para esses parâmetros referenciados tais como

perdas elétricas, regulação de tensão, carregamento dos circuitos e fator de potência na presença de GD. Esse ponto de conexão é chamado de localização ótima da GD dentro de um circuito elétrico e é onde estará fornecendo os melhores benefícios tanto técnicos como econômicos.

Determinou-se também qual é o valor ótimo de capacidade de GD que pode ser instalado em cada circuito, determinando o seu índice de penetração, evitando desta forma instalar uma capacidade acima de um valor estabelecido por esse índice de penetração. Esse nível de penetração é calculado em função da geração local, geração distribuída, conectada nos circuitos e a geração importada da rede principal. O nível de penetração é calculado através da seguinte equação:

$$NP = \frac{GD}{GD + IMP} \times 100$$

Onde:

NP = Nível de Penetração;

GD = Potência da GD que substitui a IMP em cada circuito;

IMP = Potência importada da rede para suprir a demanda de cada circuito.

Pode-se concluir que a capacidade de GD que pode ser conectada num circuito de distribuição é definida observando o comportamento das perdas elétricas e do nível de penetração de GD.

Conclui-se que quando as perdas elétricas começam a aumentar em vez de diminuir, esse será o limite de GD que deve ser considerado como ótimo para se conectar nos circuitos de distribuição. Observando o comportamento do índice de penetrabilidade, quando já não existe mais a linearidade entre o valor do índice e a GD, esse será o limite de GD para se conectar nos circuitos. Estes dois valores de GD definidos através desses parâmetros são exatamente iguais. A capacidade de GD definida dessa forma será conectada no ponto ou local ótimo de cada circuito.

Pode-se concluir que um circuito pode permitir um montante de GD, índice de penetrabilidade, com poucos problemas operativos, enquanto outro circuito pode permitir um valor de GD menor, com muitos problemas operativos, então o grau de efetividade da GD neste último circuito será bem maior que no circuito com poucos problemas.

Com a inclusão da GD nas redes elétricas das concessionárias foi possível reduzir os montantes das perdas elétricas nos circuitos das áreas críticas das distribuidoras. Essa redução representa um valor de energia que não será consumido para alimentar essas perdas, portanto, significa não ter mais dispêndio com essa energia.

Também foi possível detectar que os circuitos analisados aumentaram sua capacidade de carregamento, isto significa que quando se conectou GD a energia fornecida por essas fontes diminuiu as transferências desde a rede principal para a subestação transformadora e por sua vez para os usuários.

Este comportamento beneficia as condições operativas do sistema, fornecendo uma energia de melhor qualidade, que

por sua vez alivia financeiramente as empresas, pois, todos os investimentos para expansão da rede podem ser adiados. Esta condição também foi detectada no comportamento da regulação de tensão, pois, o perfil de tensão ficou normalizado num valor superior a 1.0 p.u., mas inferior ao limite permitido de 1,05 em p.u. Esta situação favorece a diminuição das perdas elétricas e também o aumento da capacidade de transferência.

B. Estudos de Viabilidade Comercial da Incorporação de Unidades de Geração Distribuída na Planta Virtual de Geração

O aplicativo referente à incorporação de energia oriunda de geração distribuída em uma planta virtual permite analisar a viabilidade comercial da geração, através de simulações quanto a custos de geração e benefícios técnicos e econômicos decorrentes da inserção em estudo.

Dados de entrada sobre custos de equipamentos e combustíveis, permitem gerar os custos de instalação, operação, manutenção e combustíveis, sendo possível dessa forma realizar estimativa do custo da geração de uma unidade existente ou potencial para implantação de uma planta de GD, com ou sem cogeração.

Esses custos são então confrontados com os valores do PLD – Preço de liquidação de diferenças e valores limites para repasse dos custos de energia elétrica, permitindo que sejam calculados os resultados decorrentes da inserção da unidade de GD na planta virtual proposta. Acrescenta-se, ainda, os benefícios relacionados à redução de perdas e postergação de investimentos na rede de distribuição.

A análise do negócio de aquisição de energia de GD inclui várias alternativas de aquisição de energia de GD considerando:

- A aquisição até o limite de 10% da carga da Bandeirante;
- Os custos associados com o não atendimento da carga;
- A possibilidade de redução extra de energia pelos clientes;
- Os custos de aquisição de energia considerando-se os limites para repasse à tarifa de energia elétrica;
- Os critérios para a seleção da GD disponível na área de concessão;
- Os critérios legais para a contratação de GD;
- Procedimentos necessários para a aquisição de energia de GD.

Dados de Entrada:

Os dados de entrada incluem os custos dos combustíveis, valores da margem da Comgás, commodity e transporte, para cogeração e geração termelétrica.

Em seguida deve ser informado se a unidade de geração é ou não de cogeração elétrica e térmica, o fator de reajuste para os custos de instalação com base em 2011, o índice geral de preços de mercado, a taxa de câmbio, taxa de juros, de longo prazo e prazo de amortização do investimento.

Tabela I. Dados de Entrada

QUANDO SE TRATAR DE COGERAÇÃO INSERIR O NÚMERO "1"
NO CAMPO QUE SE SEQUE, CASO CONTRÁRIO INSERIR "0":

FATOR PARA O REAJUSTE DOS CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE 2011 PARA O ANO CORRENTE:

Esse fator depende da oferta e procura de equipamentos de geração no mercado internacional.

ÍNDICE GERAL DE PREÇOS DE MERCADO

FGV Dados Mais opções de busca Séries Gratuitas Índices Gerais de Preços IGPM	IGPM		PARÂMETROS PARA O&M APÓS ATUALIZAÇÃO IGPM			
	MÊS	ÍNDICE	VIDE PLANILHA	LINHA COLUNAS	FATOR	POTÊNCIA
AGOSTO 2009	403,253	Gás Natural - TURB	59 YZ	14,2541	-0,1963	
JULHO 2011	463,927	Gas Natural MOTOR	60 YZ	17,0256	-0,0516	
FATOR DE VARIAÇÃO	1,150	Diesel MOTOR	61 YZ	15,323	-0,0516	

<http://portalivre.fgv.br/>
Login: PROJETOGERAÇÃOVIRTUAL
Senha: GDVIRTUAL

TX DE CAMBIO= 1,597 R\$/US\$ 27/06/2010 às 13:00h
TX DE JUROS-GÁS= 10,47% Ex: TJLP=6%+ remun.0,9%+ risco= 3,57%
TX DE JUROS-ÓLEO= 11,87% Ex: 0,5*TJLP+0,5 TJ 462=0,5*6%+0,5*7%=6,5% +
remun.1,8%+risco= 3,57%

AMORTIZAÇÃO 14
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

*Geração (exceto térmicas a carvão ou a óleo)
*Geração térmica a carvão ou a óleo

Rendimento	CUSTO DE GERAÇÃO TOTAL - R\$/MWh					
	Até r	Mais de 0,5 a 0,5 MW	Mais de 1 a 3 MW	Mais de 3 a 5 MW	Mais de 5 a 10 MW	Mais de 10 a 50 MW
Geração	30	422	407	379	359	347
	32	399	385	358	339	327
	34	378	365	339	321	310
	36	360	348	323	306	295
	38	344	332	308	292	281
	40	330	318	295	279	269
	42	317	305	283	268	258
	44	305	293	272	257	248
	46	294	283	262	248	239
	48	284	273	253	239	230
	50	275	264	245	231	223
	52	266	256	237	224	215
	54	258	248	230	217	209
	56	251	241	223	210	203
	58	244	234	217	204	197
	60	238	228	211	199	191
	62	232	222	205	194	186
	64	226	217	200	189	182
	66	221	212	195	184	177
	68	216	207	191	180	173
	70	211	202	187	176	169
	72	206	198	183	172	165
	74	202	194	179	168	162
	76	198	190	175	165	158
	78	194	186	172	162	155
	80	191	183	168	159	152
	82	187	179	165	156	149
	84	184	176	162	153	147
	86	181	173	159	150	144
Cogeração	88	178	170	157	147	142

Na sequência são inseridos os custos mensais relativos aos investimentos postergados por kVA.

Tabela II. Custos Mensais postergados por KVA

				BANDEIRANTE	ELETROPAULO
A2	AZUL	DP	kW	7,736	7,503
		DFP	kW	1,778	1,725
A3a	AZUL	DP	kW	10,456	10,730
		DFP	kW	3,497	3,588
	VERDE	D	kW	3,497	3,588
	CONVENC.	D	kW	11,025	11,314
A4	AZUL	DP	kW	17,093	17,544
		DFP	kW	5,698	5,848
	VERDE	D	kW	5,698	5,848
	CONVENC.	D	kW	18,005	18,480

Segue link da ANEEL para encontrar as planilhas.....selecionar o ano e a região.
O arquivo da direita é a planilha com a abertura das tarifas.
A coluna "6 - Distribuição" corresponde à tarifa mensal cobrada por conta da Parcela B que cobre remuneração dos investimentos e custos da distribuidora.
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/default_aplicacao_reajuste_tarifario.cfm

Custos Totais de Geração:

Os custos totais de geração são estimados para geração e cogeração de energia elétrica, a partir de turbinas a gás, motores a gás e motores diesel, conforme planilha que se segue, segundo a faixa de potência e o rendimento da unidade de geração. Na mesma aba do aplicativo são gerados os custos de combustíveis, operação, manutenção e instalação de forma detalhada, também, por faixa de potência e rendimento.

Tabela III. Custo Total de Geração

Dados para Negociação:

Permite simular os resultados que seriam obtidos com a inserção da GD na planta virtual, de acordo com preços e condições vigentes e tendo em vista os benefícios advindos de tal inserção.

Ex: Descrição da Condição do circuito: Circuito sobrecarregado no horário carga pesada que exigiria um investimento para ampliação da capacidade de atendimento da demanda. De maneira que a contratação de potência de reserva para o horário de carga pesada é interessante para a postergação dos investimentos.

Valor para a contratação de potência de reserva:

R\$ 17,544 Valor máximo a ser pago pela contratação de potência.

Descrição da Unidade: Unidade de geração com turbinas à gás natural, rendimento de 66% com cogeração, conectada em paralelo à rede de distribuição, portanto em condições de exportar energia. Para obter o custo estimado de geração, entrar na ABA "DADOS DE ENTRADA" e colocar 1 na célula 2N, depois na ABA "Gás natural - TURB" consultar o valor presente correspondente á rendimento de 66% e 10MW, valor de R\$ 161,00. O valor sem amortização da instalação é de R\$ 161,00 menos o valor encontrado na mesma ABA igual a R\$ 51,00, resultando R\$ 110,00 .

Descrição da Contratação de Energia: Empresa encontrase , subcontratada em 800 MWh, temporariamente, não sujeita a penalidades na base anual, porém sujeita ao pagamento do déficit ao PLD quando da liquidação do mesmo. Repasse do custo da Energia Adquirida.

O repasse em caso de compra de energia proveniente de geração distribuída é feito pelo valor integral de aquisição até o limite referente ao valor de referência de R\$ 151,20/MWh. Portanto, se a negociação for feita pelo VR ou abaixo, haverá repasse integral.

Conclusão: Viabilidade de compra da unidade virtual em relação à compra pelo PLD.

Tabela IV. Dados para Negociação

UNIDADE VIRTUAL Nome: NOVA ENERGIA 1	HORAS NO MÊS-720h PATAMAR DE CARGA		PROPRIEDADE DA PLANTA	
	LEVE-26h <input type="checkbox"/>		1....TERCEIROS	
	MÉDIA-382 <input type="checkbox"/>		2....CONSUMIDOR	
PESADA-77 <input checked="" type="checkbox"/>		3....COLGADA		
DISCRIMINAÇÃO	UNIDADES	VALORES		
		ESTIMADOS	EFETIVADOS	
Propriedade da planta		TERCEIROS		
Valor para a contratação de potência de reserva PLD	R\$/kWh/mês	17,54	17,54	
VR	R\$/MWh	180,00	190,00	
Potência Bruta Total	MW	15,00	15,00	
Potência Bruta menos pot. em manutenção (-) Potência em perdas, auxiliares	MW	10,00	10,00	
Potência Líquida Total	MW	0,075	0,075	
(-) Potência destinada ao consumo próprio	MW	9,93	9,93	
Potência Líquida Disponível p/negociação Potência de Reserva Contratada ⁽¹⁾	MW	5,00	5,00	
Parcela possível de ser consumida no local	MW	4,925	4,925	
Custo estimado do MWh gerado	R\$/MWh	0,000	0,000	
Custo estimado do MWh gerado (sem amort. instal.) Preço negociado para a compra de energia	R\$/MWh	161,00	110,00	
Nº de horas do patamar no mês	horas	77	77	
Nº de horas contratado ⁽²⁾	horas mês	800	800	
Necessidade de energia da Concessionária no mês	MWh	800	800	
Energia Líquida Centro Gravidade p/Conces.	MWh/mês	308	308	
Dispêndio com compra de energia	R\$/MIL/mês	-45.892,00	-45.892,00	
Dispêndio com potência de reserva	R\$/MIL/mês	-70.176,12	-70.176,12	
Benefícios com penalid. evitadas subcontratação	R\$/MIL/mês	0,00	0,00	
Benefícios com investimento postergado	R\$/MIL/mês	70.176,12	70.176,12	
Benefícios com redução de perdas	R\$/MIL/mês	2.328,48	2.328,48	
Benefícios em relação à compra pelo PLD ⁽⁴⁾	R\$/MIL/mês	12.628,00	12.628,00	
Benefícios com repasse do custo da energia ⁽⁴⁾	R\$/MIL/mês	45.892,00	45.892,00	
Resultado	R\$/MIL/mês		14.956,48	
Resultado por MWh	R\$/MIL/mês/MWh		48,56	

(1) Potência contratada não pode ser superior às condições presentes para exportação. No caso de inexistência de conexão o máximo a ser contratado é o incremento de geração para consumo local.
(2) Ajustar o nº de horas até o limite do nº de horas do patamar de carga para atendimento das necessidades da concessionária.
(3) Considerado também o custo mensal da reserva contratada.
(4) Os benefícios em relação à compra pelo PLD e ao repasse do custo de energia, devem ser consideradas tendo em vista as alternativas de ajuste na base anualizada.

Programação da Planta Virtual:

Os dados das planilhas anteriores são então ordenados em uma sequência que privilegia as unidades de geração em circuitos sobrecarregados e aquelas que apresentam os melhores resultados econômicos e financeiros.

Para entender como a GD se insere no mercado de energia, é preciso olhar para a natureza do serviço (geração apenas de eletricidade ou geração de eletricidade e energia térmica-cogeração), a localização na rede e os benefícios aos usuários. Estes serviços podem ser descritos como:

- ✓ Energia para atendimento das necessidades dos consumidores;
- ✓ Capacidade que satisfaça as exigências de carga de pico do consumidor;
- ✓ Reserva manutenção da capacidade adicional para flutuações e emergência;
- ✓ Confiabilidade o resultado final do nível de investimento em instalações, empregos e administração;
- ✓ Qualidade da potência suporte da voltagem, frequência e potência reativa;
- ✓ Serviços de 'backup' e 'standby' suporte para usuários com a capacidade de geração parcial.

O planejamento da operação apresenta maiores dificuldades operativas devido à fluxos de energia bidirecionais. Maiores dificuldades operativas surgem com os novos arranjos (recomposição com resincronização, restrições de religamento durante manutenções).

Como o sistema de distribuição é essencialmente radial [1], a inserção de geradores poderia mudar esta configuração, migrando para um sistema em anel. A proteção convencional largamente utilizada não é adequada para detectar fluxo bidirecional de potência e outras condições provenientes desta reconfiguração do sistema. Portanto, todo o sistema de proteções deverá ser re-configurado para essa nova condição.

O despacho da GD está associado ao ponto de conexão desta, à região da instalação, ao tipo da demanda atendida, aos custos de produção e as necessidades do sistema.

O despacho econômico é um processo realizado nos sistemas elétricos para programar a geração das diversas fontes de energia que o integram, sejam estas hidráulicas ou térmicas e determinar os períodos em que estas devem operar, para poder atender às necessidades de demanda de energia do sistema, sob o critério de mínimo custo e a otimização da operação e dos recursos energéticos do sistema [2].

Este procedimento é realizado de acordo com os custos de produção das distintas fontes energéticas do sistema, estabelecendo-se uma ordem de prioridade do menor até o maior preço. O despacho das unidades de geração é realizado então, dando cobertura à demanda do sistema, até o ponto de satisfazer todas as necessidades da carga, a qual é projetada de acordo aos históricos de comportamento desta e a modificações sobre parâmetros econômicos e ambientais. Quando a demanda é satisfeita, a última unidade considerada dentro do despacho econômico será a unidade mais cara e a que estabelece o custo marginal do sistema [3]. Através deste custo marginal será possível liquidar a operação de todas as unidades que participam desse despacho.

No caso específico das unidades de geração distribuída, o despacho destas unidades dentro da operação dos sistemas nos países onde existe este recurso energético em proporções maiores (países europeus – Inglaterra, Holanda, Alemanha, e estados unidos), é usar estas unidades em estados de emergência, com seu valor nominal, pois, nestes casos o importante é evitar cortes de energia [4]. Já no caso da operação normal, estas unidades são usadas para aliviar os picos da curva de demanda do sistema, pois, são estes estados onde os sistemas são fortemente solicitados por períodos de tempo relativamente curtos, portanto, não é razoável que as concessionárias e seus sistemas elétricos fiquem comprometidos só nestes estados operativos, estados com alta probabilidade de déficit. Portanto, a tendência é utilizar estas unidades de GD com sua potência nominal para poder reduzir os picos da demanda e desta forma dar uma maior oportunidade de atender a demanda de novas cargas. Já o montante do despacho da usina *virtual* dependerá de seu custo global de produção e de sua classificação dentro da ordem de mérito econômico. Este procedimento além de melhorar o comportamento operativo [5]-[7], a eficiência e o fator de utilização dos elementos da rede, está otimizando os recursos energéticos desses sistemas.

Para os primeiros casos de conexões de geradores à rede de distribuição de uma concessionária, em geral, constituída de instalações de "backup" dos clientes e que passam a operar no período de ponta, praticamente não há implicações nos procedimentos do COD (Centro de Operação de Distribuição), não há a operação com paralelismo permanente, e não há exportação de energia do cliente para a rede da concessionária, situação em que o cliente liga e desliga sua geração quando julga necessário [8];[9].

Num segundo momento, havendo um contrato entre a concessionária e seu cliente, em geral envolvendo uma geração de backup do cliente que é "contratada" para operar no período de ponta, é necessário o acionamento remoto da unidade geradora pela concessionária, embora se mantenha o princípio de que não haverá exportação de energia para a

rede da concessionária. Nessas situações existe um claro interesse da concessionária na questão de alívio do circuito onde está conectado o cliente.

A partir do momento em que a concessionária passa a se interessar por receber energia das unidades de GD ou tenha que aceitar que um gerador utilize a rede de distribuição para entregar energia a um comprador/cliente direto, começa a se colocar para o COD as questões operativas, de despacho, e de convivência com as vantagens e desvantagens da presença da GD, tendo que se adequar em termos de hardware, num primeiro momento, e provavelmente de software à medida que aumentarem os pontos de GD [10], tendendo a evoluir para um Centro de Operação da Geração Distribuída COGD no médio prazo.

Em uma situação ideal, todas as plantas componentes da planta virtual e cargas locais estariam conectadas em tempo real com um centro de despacho e seriam operadas remotamente desse Centro de Despacho de Geração Distribuída – CDGD [11]. Evidentemente, isso exige automação completa das plantas de geração.

Outra solução seria despachar periodicamente as necessidades da concessionária para programação da geração no local da planta.

Tabela V. Programação Mensal

USINA VIRTUAL PROGRAMAÇÃO MENSAL				
Plantas ordenadas da esquerda para a direita, em primeiro lugar aquelas em circuitos sobrecarregados e depois do menor para o maior custo.				
DISCRIMINAÇÃO	UNIDADES	mês		
		PLANTA 1	PLANTA 2	PLANTA 3
PLD	R\$/kW/mês	17,54	17,54	2,00
VR	R\$/MWh	190,00	190,00	191,00
	R\$/MWh	151,20	151,20	151,20
Potência de Reserva Contratada ⁽¹⁾	MW	4,00	4,00	2,39
Parcela possível de ser consumida no local	MW	0,00	0,00	0,00
Preço negociado para a compra de energia	R\$/MWh	149,00	155,00	156,00
Nº de horas contratado ⁽²⁾	horas mês	77,00	77,00	77,00
Necessidade de energia da Concessionária no mês	MWh	800	492	184
Energia Líquida Centro Gravidade p/Conces.	MWh/mês	308,00	308,00	184,03
Dispêndio com compra de energia	R\$ MIL/mês	-45.892,00	-47.740,00	-28.708,68
Dispêndio com potência de reserva	R\$ MIL/mês	-70.176,12	-70.176,12	-4.780,00
Benefícios com penalid. evitadas subcontratação	R\$ MIL/mês	0,00	0,00	0,00
Benefícios com investimento postergado	R\$ MIL/mês	70.176,12	70.176,12	0,00
Benefícios com repasse do custo da energia	R\$ MIL/mês	45.892,00	46.569,60	27.825,34
Benefícios com redução de perdas	R\$ MIL/mês	2.328,48	2.328,48	0,00
Benefícios em relação à compra pelo PLD	R\$ MIL/mês	12.628,00	10.780,00	6.257,02
Resultado	R\$ MIL/mês	14.956,48	11.938,08	593,68
Resultado por MWh	R\$ MIL/mês/MW	48,56	38,76	3,23

Propriedade da Geração e Acesso à Rede:

Um dos pontos mais críticos na regulação do acesso é a definição das responsabilidades dos custos oriundos da conexão de acessantes. Na regulamentação desenvolvida no PRODIST – Procedimentos da Distribuição, foi adotado o princípio conhecido por *conexão rasa*, que preconiza que o acessante é responsável por todos os custos de conexão tão somente até ao ponto de conexão, incluindo o próprio ponto de conexão [12].

Outra maneira possível de regulação seria a *conexão profunda*. Neste sistema, o acessante é responsável não somente por todos os custos dos recursos necessários para a sua conexão ao sistema, mas também, por aqueles necessários para

a adaptação do mesmo às novas condições estabelecidas pela sua entrada.

Segundo o PRODIST existe uma série de exigências e regulamentações que devem ser levados em consideração para efeitos de conexão e operação da GD. Essas condições foram avaliadas e formuladas para evitar riscos no atendimento e eficiência no uso dos elementos das redes e dos recursos energéticos dos sistemas [13].

Devem ser analisadas não só a propriedade da planta mas outros aspectos que podem representar custos para a inserção da GD, tais como:

Tabela VI. Detalhamento e Caracterização da Unidade

DETALHAMENTO GERAL		
PROPRIEDADE DAS INSTALAÇÕES DE:		OBSERVAÇÕES
GERAÇÃO:	<input type="checkbox"/> Produtor Independente <input type="checkbox"/> Consumidor <input type="checkbox"/> Coligada da Concessionária	A concessionária não pode diretamente possuir ativos de geração.
CONEXÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Produtor Independente <input type="checkbox"/> Consumidor <input type="checkbox"/> Coligada da Concessionária	havendo possibilidade de consumo de excedentes no local, a conexão pode não ser necessária para que a geração local faça parte da planta virtual.
PROTEÇÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Produtor Independente <input type="checkbox"/> Consumidor <input type="checkbox"/> Coligada da Concessionária	
COMANDO ⁽¹⁾ :	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Produtor Independente <input type="checkbox"/> Consumidor <input type="checkbox"/> Coligada da Concessionária	
MEDIÇÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Produtor Independente <input type="checkbox"/> Consumidor <input type="checkbox"/> Concessionária <input type="checkbox"/> Coligada da Concessionária	
(1) CABINE OU PAINEL DE COMANDO		
CARACTERIZAÇÃO		OBSERVAÇÕES
GERAÇÃO:	<input type="checkbox"/> Motores - Gás Natural <input type="checkbox"/> Motores - Diesel <input type="checkbox"/> Turbinas - Gás Natural	
PROTEÇÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Transferência Automática <input type="checkbox"/> Paralelismo Momentâneo <input type="checkbox"/> Paralelismo Permanente	Recomendado:
COMANDO ⁽¹⁾ :	<input type="checkbox"/> No Local <input type="checkbox"/> Centro de Operações da planta virtual	Recomendado:
MEDIÇÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Recomendado:
CONEXÃO:	<input type="checkbox"/> Inexistente <input type="checkbox"/> Existente	Necessidades: <input type="checkbox"/> Extensão <input type="checkbox"/> Reforço <input type="checkbox"/> Ramal

Quando se tratar de produtor independente de energia elétrica, seguem-se os padrões normais para contratação da energia elétrica, desde que o mesmo seja um agente do mercado atacadista de energia elétrica

No caso de autoprodutor, só é permitida a comercialização eventual e temporária de excedentes, mediante autorização da ANEEL (§1º do Art. 1º do Decreto 5.163 de 30/07/2004).

A geração eventual ou temporária de excedentes, quando se tratar de geração própria, não autoprodutor, não pode ser objeto de comercialização. Esse cliente só pode colaborar para redução do eventual déficit da distribuidora, reduzindo o consumo de energia com a concessionária.

Nesse caso, deve se utilizar estimativa de custos de geração do cliente para se avaliar a possibilidade do mesmo vir a reduzir o consumo de energia com a concessionária, com o consequente alívio do sistema de distribuição.

Tabela VII. Detalhamento e Caracterização da Unidade (continuação)

CARACTERIZAÇÃO	OBSERVAÇÕES
FINALIDADE DA PLANTA <input type="checkbox"/> Geração na Ponta <input type="checkbox"/> Geração de Backup <input type="checkbox"/> Geração Contínua <input type="checkbox"/> Cogeração Contínua	Horas/mês estimado de operação: Em todos os casos, só pode haver comercialização de excedentes de energia, quando se tratar de autoprodutor ou produtor independente de energia. Nos demais casos, qualquer incremento de geração só poderá ser consumido no local com alívio correspondente do sistema da concessionária. A alternativa acima poderá se incentivar, quando houver interesse da concessionária, através de compensações futuras nas parcelas de energia fornecidas pela concessionária.
POTÊNCIA INSTALADAMVA	
GRUPO GERADOR MÓVEL: <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não	Grupos geradores móveis podem ser deslocados para atendimento de unidades consumidoras, objetivando aliviar circuitos críticos ou cobrir eventuais déficits de energia da concessionária.
OPERAÇÃO: <input type="checkbox"/> Manual <input type="checkbox"/> Automatizada	Nos casos de operação manual esporádica, pode ser utilizado como alternativa para não ultrapassagem dos custos padrões de operação, o treinamento de pessoal que trabalha no local, com o pagamento das horas trabalhadas pelo responsável pela operação.
AUTOPRODUTOR: <input type="checkbox"/> SIM <input type="checkbox"/> NÃO	Quando se tratar de autoprodutor, o mesmo só pode comercializar eventuais excedentes de geração.

Repasso dos Custos da Energia Adquirida

Este trabalho concebe uma modelagem para avaliação técnico/econômico/comercial de instalação de unidade(s) de geração distribuída como um recurso ao planejamento da expansão e uma alternativa à compra de energia por geração “tradicional”. Apresenta-se uma avaliação de ganhos e perdas comerciais associadas com o despacho das unidades de GD. Entendendo-se *despacho* de GD no sentido de seu *uso* [14].

O cliente, consumidor de energia elétrica da concessionária que tem alguma forma de GD, pode receber benefícios na forma de bônus de energia extra sobre o que ele gerar/fornecer para si próprio, o que para a concessionária equivale a um alívio na rede correspondente àquela geração [15].

O cliente pode receber um crédito em energia mesmo sem ter gerado, somente pela disponibilidade oferecida por sua unidade de geração distribuída.

Quando ocorrer a geração ele poderá receber, em energia, um valor composto de duas parcelas: uma parte fixa pela disponibilidade e outra variável associada ao custo/valor da energia gerada.

Evidentemente, do ponto de vista econômico, existirá vantagem para a GD se o custo da geração local for menor que o custo do abastecimento via geração tradicional e rede de transmissão.

Uma questão importante é que a GD terá que competir em um ambiente crescentemente desregulamentado. Em um ambiente competitivo, as tarifas para atendimento de cargas de base tendem a ser baixas e altas para atendimento de cargas de ponta [25];[26].

Como as tecnologias GD são – tipicamente – mais caras sua competitividade estará limitada ao atendimento de cargas de ponta e ao atendimento de cargas em sistemas isolados.

A mesma lógica de desagregação dos custos entre cargas de ponta e cargas de base deve induzir a desagregação de custos por áreas geográficas, áreas com maior custo marginal serão mais adequadas à GD, e por nível de confiabilidade de atendimento, alta confiabilidade pode favorecer a GD.

Nesse sentido, a GD pode ser uma boa alternativa de investimento para a própria concessionária, e não apenas para o consumidor.

Como os custos de transmissão e distribuição variam não é um assunto bem conhecido. Sabe-se que os custos de T&D são muito sensíveis ao fator de capacidade, mais do que os custos de geração, e variam muito com o local de atendimento, menores custos para consumidores próximos às unidades de geração ou subestações.

Hoje a ANEEL exige que a concessionária de energia elétrica tenha contratados 100% de sua necessidade de atendimento à demanda. Ela acaba contratando em torno de 103% dessa estimativa para ter uma margem que cubra erros de previsão da demanda e a ANEEL aceita o repasse para a tarifa dessa diferença. Porém se a concessionária contratou abaixo da necessidade constatada ela será multada. Portanto, é importante para a concessionária ter uma maior quantidade de energia disponível para atender sua carga [16];[17].

Para efeito de aplicação de penalidades, os distribuidores deverão comprovar contratação de 100% de seu mercado medido, em base anual.

Quando a distribuidora estiver sobre-contratada, a liquidação das diferenças produzirá ganhos ou perdas de receita, caso o PLD mensal seja maior ou menor que o preço de aquisição no pool (contratos), respectivamente. A apropriação desses ganhos e perdas observa:

III. CONCLUSÕES

Os sites prioritários de implantação de GD são locais da rede com alguma necessidade ou com algum problema operativo, isto é determinado através da experiência dos operadores e corroborado por simulações para diferentes estados operativos da rede elétrica de distribuição. Do ponto de vista da expansão da rede esses locais são os pontos de conexão que melhores benefícios técnicos e econômicos representem para os sistemas dentro do processo evolutivo das redes elétricas.

As redes de distribuição de energia elétrica são consideradas redes passivas, com uma estrutura radial, sem previsão para conexão de pontos de geração ao longo dos alimentadores e considerando muito pouco o emprego de qualquer tipo de controle de demanda ou de automação para restauração do sistema.

Para obter uma conexão de GD à rede, o eventual gerador deve cumprir vários requisitos contemplados nos regulamentos operativos da rede de distribuição. As exigências técnicas para conexão à rede são em geral similares, mas as formas de gerenciar o “reforço de rede” para permitir que a conexão das fontes de GD estejam de acordo com as normas, ainda, são incipientes, e podem ser muito diferentes.

Em geral os geradores devem arcar com os custos de reforço da rede da concessionária, se isso for necessário, face ao acréscimo da capacidade de potência/corrente no circuito em que se insere a GD. Uma forma de incentivar o desenvolvimento de fontes de GD e sua participação em mercados de energia seria, por exemplo, dividindo os custos de reforço da rede entre os produtores e as distribuidoras.

A integração da GD com os sistemas de distribuição e mercado aberto de eletricidade suscita diversas questões técnicas e regulamentares ainda não resolvidas pela ANEEL.

no PRODIST. Quando unidades de GD são conectadas aos alimentadores de distribuição, a operação da distribuição leva em consideração as limitações técnicas referentes a cada processo de geração e às tecnologias dessas fontes. Várias questões se apresentam com a conexão da GD nas redes de distribuição, entre as principais:

- ✓ Limitações de corrente de regime permanente e de corrente de curto-circuito;
- ✓ Qualidade da energia – melhoria da confiabilidade das redes e manutenção do perfil de tensão;
- ✓ Estabilidade estacionária e transitória da rede e capacidade das fontes de GD para resistir a perturbações;
- ✓ Esquema do sistema de proteção da rede - coordenação e seletividade;
- ✓ Ilhamento – operação da rede ilhada junto com a GD;
- ✓ Sistemas e requisitos de segurança – Conexão, despacho e controle on-line

Uma característica importante das fontes de GD é que podem fornecer serviços ancilares, por exemplo, regulação de frequência nos horários de ponta em condições de déficit e aumento da disponibilidade e da capacidade de reserva fria e quente do sistema, complementando as funções proporcionadas pela geração convencional.

De acordo com as análises feitas e seus resultados obtidos, pode-se concluir que a estimativa financeira dos impactos à montante do sistema onde a GD está sendo instalada, pode-se dividir em vários estágios, os quais incluem avaliação financeira da redução das perdas elétricas, avaliação financeira da melhoria da regulação de tensão, avaliação financeira da recuperação de carregamento dos circuitos, avaliação financeira da mudança nos níveis de curto-circuito acima dos níveis permitidos pelos fabricantes.

Quando se determinam as perdas elétricas numa rede elétrica, calcula-se o valor da energia total consumida pelas perdas durante todos os 10 anos considerados.

Esta energia pode ser reduzida através da inserção de GD nos circuitos radiais nas redes de distribuição, portanto, o custo que deve ser calculado é o custo evitado pela compra da energia das perdas. Realmente este custo representa um benefício econômico para a concessionária.

Os resultados efetivos alcançados no desenvolvimento deste projeto foram inicialmente o aplicativo onde se implementou o modelo matemático descrito nos objetivos do projeto. Este aplicativo constitui uma ferramenta importante para o planejamento da rede de distribuição e também para a operação, pois, quando é necessário decidir sobre o despacho de alguns recursos energéticos distribuídos, com ajuda da ferramenta desenvolvida pode ser tomada a decisão desde o ponto de vista técnico e econômico.

Adicionalmente a execução do projeto permitiu também obter experiência sobre os verdadeiros alcances da GD quando conectada num circuito elétrico, especialmente, foi possível identificar e generalizar que os índices ou parâmetros que maior sensibilidade apresentam com a inserção de GD nas redes elétricas são as perdas elétricas e o carregamento dos circuitos, pois, apresentam variações grandes que permitem uma melhoria satisfatória, beneficiando a qualidade da energia fornecida. Quanto à regulação de tensão, também, se apresentou uma melhoria apropriada, mas não tão importante como acontece com as perdas elétricas e com o carregamento.

O projeto apresenta uma originalidade bem destacada no relacionado com os aspectos comerciais e financeiros, pois, permite avaliar um projeto de GD não só deste o ponto de vista técnico, mas também do ponto de vista econômico, especialmente no cenário comercial. De acordo com esta premissa implantada no aplicativo computacional desenvolvido, pode-se simular uma série de ações e condições que podem ser vistas e analisadas comercialmente para saber uma determinada alternativa de GD é viável para os interesses financeiros de uma distribuidora.

As distribuidoras devem se preparar para poder considerar, analisar e atuar num futuro próximo com GD, concebendo-a como uma alternativa de fornecimento de energia para o atendimento da demanda. É fundamental realizar análises econômica/comercial da geração distribuída, mas para isto é necessário definir o tipo de geração distribuída (custos de combustível, O&M, direito à propriedade das unidades geradoras, tecnologia, etc.), passando por um contrato comercial e indo até a forma como ela poderá ser despachada, bem como cumprindo aspectos regulatórios principalmente definidos dentro do PRODIST.

Assim, o modelo de análise comercial da GD levou em consideração aspectos tais como: propriedade da GD; valores que podem ou devem ser pagos pela energia da GD; quantificação de benefícios comerciais pela inserção da GD num determinado local da área de concessão; despacho das unidades de backup quando propriedade dos usuários ou da distribuidora; condições necessárias para despacho da GD.

Uma solução para o aproveitamento eficiente das fontes de GD é sua agregação num conjunto energético ou Central Virtual de Energia [18]. Esta estrutura permitirá que fontes individuais de GD sejam integradas na operação dos sistemas de distribuição e no mercado atacadista de energia, com um tratamento similar ao dado para qualquer usina ou central do sistema convencional. A agregação de vários pequenos geradores por meio de uma Central Virtual de Energia poderá ofertar/prover blocos de energia significativos e competitivos, e também serviços potenciais de gerenciamento da rede, e serviços ancilares como reserva de potência ativa e reativa para controlar frequência e tensão.

Uma Central Virtual de Energia é a representação de uma carteira de fontes de energia de GD [19] que pode otimizar o valor econômico da energia gerada e, dessa forma, oferecer confiabilidade e capacidade, complementando diversas necessidades operativas dos sistemas. A Central ou Usina Virtual de Energia visa que cumprir duas funções principais: (a) *comercial* e (b) *técnica*.

Para viabilizar a Geração Distribuída é preciso maior flexibilidade e readequação de modelo de contrato de compra e venda de energia elétrica.

É preciso permitir, também, que a concessionária compre e/ou venda diretamente ao produtor/gerador de energia elétrica.

Tendo o conhecimento de que os custos de implantação, os custos com combustíveis e até mesmo os custos de operação e manutenção estão diretamente correlacionados com a viabilidade econômica da geração em uma planta virtual com e sem cogeração térmica, essas duas entradas passaram a serem os principais direcionadores para a elaboração do aplicativo.

No caso dos custos de instalação, o segundo passo foi determinar a amplitude de variação de custos de instalação e condições de financiamento, a partir de fontes secundárias de dados de pesquisas recentes, de acordo com os vetores eficiência e potência, para em seguida realizar a formulação matemática capaz de estimar os custos pelos referidos vetores.

No caso dos combustíveis, foram consideradas a potência, o preço dos combustíveis segundo o volume utilizado, a eficiência e o consumo específico.

A conclusão é que a melhor oportunidade para a GD, do ponto de vista econômico, está no atendimento de cargas de ponta, mais do que no atendimento de cargas de base e semi-base.

Não obstante as diversas vantagens oriundas da implantação de GD, a sua implementação exige uma profunda mudança de paradigmas arraigados nos procedimentos técnicos de planejamento e de operação adotados pelos agentes de distribuição de energia elétrica.

De fato o assunto merece atenção especial, já que o maior número de conexões de usuários do sistema elétrico se dá em nível de distribuição. Cuidados com a segurança operacional do sistema e pessoal deverão sempre ser tratados de maneira apropriada.

Mesmo com a crescente instalação de geradores nos clientes das concessionárias isso não tem imposto a necessidade de ampliação de recursos de hardware, nem de software ou sofisticação dos COD's das distribuidoras.

Mas com a ocorrência das instalações de unidades de geração de porte acima de 10 MW, e com tendência de aumento dessas ocorrências, tende a crescer a necessidade de os COD's passarem a conviver com a injeção de grandes pacotes de energia, e operar a rede de distribuição respeitando e atendendo as questões que essas instalações trazem para a operação do sistema.

VIII. AGRADECIMENTOS

Este artigo é um resultado preliminar do Projeto de P&D "Desenvolvimento de Critérios e Modelos para Avaliação Técnica, Econômica e Comercial da Geração Distribuída visando a Geração Virtual de Energia", desenvolvido pela empresa B&G Pesquisa para a Eletropaulo Metropolitana S.A e Bandeirante Energia S.A., vinculados às regras de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, dentro dos Ciclos 2006/2007 e 2007/2008. Os autores deste projeto agradecem às distribuidoras de energia pela oportunidade.

IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gama, Paulo H. R. P.; Gouvea, M. R "The Commercial Impact for a Utility with Residential Cogeneration from Fuel Cells", International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Barcelona, May 2003.
- [2] Gomes, P., Schilling M. Th., Lima, J. W. M., Martins, N. - "Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas". XV SNPTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 1999.
- [3] Silva, J. C. B. - "Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída". Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.
- [4] CIGRE, Development of Dispersed Generation and Consequences for Power Systems, Final Report, July 2003.

- [5] EPRI, Paper DE-PP-31 "Utility Dispatch of Customer-Sited Distributed Energy Assets", December 2004.
- [6] Silva, J. C. B. - "Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída". Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.
- [7] Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., D'haeseleer W., Belmans R. – "distributed generation: definition, benefits and issues", University of Leuven Energy Institute, de agosto de 2003.
- [8] COGEN – Rio, www.cogenrio.com.br
- [9] Polizel L.H. Marcelo Aparecido Pelegrini M. A.; Gouvêa M. R. – "Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de GD" no 5º Congresso Brasileiro de Regulação, maio/2007.
- [10] Bortoni E. C. "Procedimentos para Distribuição no Brasil – Regras para o Acesso"; Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da Universidade Federal de Itajubá, Grupo de Estudos Energéticos, na Revista Brasileira de Energia vol. 13, 2007.
- [11] EPRI, Paper DE-PP-31 "Utility Dispatch of Customer-Sited Distributed Energy Assets", December 2004.
- [12] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST", www.aneel.gov.br, Dezembro de 2008.
- [13] Lamin H., da Agência Nacional de Energia Elétrica, "Nova Era na Regulação dos Serviços de Distribuição de Energia Elétrica", Revista Eletricidade Moderna página 113, fevereiro 2009.
- [14] COELBA, CELPE e COSERN - Norma: Acesso, Conexão e Uso do Sistema de Distribuição por Agentes Geradores de Energia Elétrica.
- [15] Paul Bearn, PE, KlingStubbins, Philadelphia Consulting-Specifying Engineer, 12/1/2008 1:00:00 AM CST
- [16] SILVA, J. C. B. Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando Geração Distribuída. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2002.
- [17] FLORES, E.M.; TAHAN C.M. ; GOUVEA M.R. –17 International Conference on Electricity Distribution – Barcelona 2003 - Probabilistic Model Of Feasibility For Distributed Generation In A Competitive Environment – Session four
- [18] Bel I, Maire J., da EDF; Corera J. M., da Iberdrola; Lang P. da EDF Energy; "Integração de Pequenos Geradores para Formação de Centrais Virtuais", Revista Eletricidade Moderna, pag. 154 de janeiro de 2009.
- [19] EPRI, Residential Distributed Energy, Customer Views and Outlook, Paper DE-SR-12-04, September 2004.