



XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

FI/GPL/23
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO/SUB-TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO CRITÉRIOS ECONÔMICOS DE DESEMPENHO PARA A FRONTEIRA COM A REDE BÁSICA

João Daniel de Andrade Cascalho (*)
UNB

Pablo Eduardo Cuervo Franco
UNB

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo de planejamento que considera a futura expansão e operação das redes de sub-transmissão e distribuição conjuntas, que no sistema elétrico brasileiro são de propriedade das distribuidoras. Eventualmente são verificados descasamentos na implantação dos investimentos de transmissão e distribuição (incluindo sub-transmissão) planejados, o que na prática cria ineficiência para todo o sistema. Para fazer face a esta inconsistência, o modelo de planejamento sugerido é projetado para dar sinais econômicos, de modo a minimizar os custos de investimento e de operação. O modelo é formulado como um problema de otimização linear mista e foi aplicado em sistema normalmente utilizado na literatura.

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da rede de sub-transmissão e distribuição, investimentos, operação, incentivo econômico, otimização linear inteira mista

1.0 - INTRODUÇÃO

Na expansão dos sistemas elétricos de potência, tanto para o sistema de transmissão, quanto para as redes de distribuição, responsáveis pela grande parte do atendimento aos consumidores, é fundamental que o planejamento setorial indique soluções que atendam aos crescimentos das cargas com níveis de confiabilidade adequados, preservando a modicidade tarifária. Desse modo, as definições de quando, como e qual equipamento será adicionado ou substituído são decisões fundamentais para minimizar o custo de expansão e operação do sistema (4-7).

No sistema elétrico brasileiro, os contratos de concessão estabelecem a responsabilidade à empresa distribuidora de atender aos consumidores cativos de uma determinada região, cabendo a essas o planejamento e a expansão da rede de distribuição. Por outro lado, as formas de contratação e remuneração dos ativos se dão de forma diferenciada para os sistemas a serviço da distribuição e da transmissão (denominada Rede Básica), o que em alguns casos tem ocasionado descasamento entre a expansão das redes de transmissão e distribuição, sobretudo na "fronteira" dessas redes, conhecida como sub-transmissão e que, em linhas gerais, pertence à empresa distribuidora. Esse fato tem acarretado sobrecargas de equipamentos, aumento dos custos de operação e de investimentos e diminuição da confiabilidade no atendimento aos consumidores.

1.1 Receitas das Empresas Distribuidoras

(*) SHCES 1109 BI H AP 306 Cruzeiro Novo – CEP 70.658-198 Brasília, DF, – Brasil
Tel: (+55 61) 8220-1152 – Email: joadanielcascalho@gmail.com

Grande parte da receita das companhias distribuidoras depende das tarifas cobradas aos seus consumidores pelo uso do serviço, sendo o ajuste da receita definido pela agência reguladora por meio de três mecanismos: a revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e o reajuste tarifário anual.

A revisão tarifária periódica é realizada em ciclos de 3 a 5 anos e tem como foco principal analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão por meio da definição da tarifa teto a ser cobrada dos consumidores para cobrir o custo de investimentos realizados, comprovadamente necessários, e os custos operacionais eficientes. Na revisão periódica, também é estabelecido o índice econômico de aumento ou redução da receita baseado na eficiência da empresa através do “fator X”, a ser detalhado posteriormente.

O reajuste tarifário anual tem o objetivo de compensar as perdas de receita devido à inflação e se aplica o “fator X” estabelecido no reajuste tarifário periódico.

De acordo com as normas estabelecidas em (1), o Índice de Reajuste Tarifário – IRT é definido pela equação 1, mostrada abaixo:

$$IRT = \frac{VPA + VPB * (IVI \pm X)}{RA} \quad (1)$$

Sendo:

VPA = Valor da Parcela A (não gerenciáveis). Parcela da receita de natureza financeira.

VPB=Valor da Parcela B (gerenciáveis). Parcela da receita condicionada ao desempenho verificado.

IVI=Número Índice (IGP-M). Taxa de correção da inflação

X=Fator X. Pode ser positivo ou negativo. Definido a partir do atendimento de índices de confiabilidade.

RA=Receita Anual.

Segundo (2), o “fator X” tem por objetivo principal influenciar de forma quantitativa o desempenho registrado pela empresa ao longo do período do ciclo tarifário. Para aplicação do “fator X” definem-se os níveis de qualidade que devem ser alcançados pela empresa e, se atingidos, há redução do Fator X. Por outro lado, caso não sejam alcançados, o Fator X sofre um aumento e o índice de ajuste cai. Este índice tem composição dada pela equação 2:

$$FatorX = Pd + Q + T \quad (2)$$

Sendo:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição.

Q=Qualidade do serviço.

T=Trajetória de custos operacionais.

A parcela Pd corresponde a ganhos de produtividade da empresa se comparada a um referencial definido pelo regulador. A parcela T corresponde a uma estimativa definida pelo regulador relacionada com a tendência dos custos operacionais registrados de forma global com outras empresas. A parcela Q é determinada a partir dos índices de confiabilidade registrados pela distribuidora, definidos como DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Estes índices são obtidos a partir das medições feitas nas unidades consumidoras e agregados de forma a obter um índice global para a empresa.

Dessa forma os índices DEC e FEC impactam na receita da distribuidora tanto por meio de multas quando os limites mínimos não são respeitados e também por estarem presentes na composição do “fator X”.O modelo sugerido neste trabalho está focado em permitir incorporar na parcela Pd um sinal econômico adicional que modifique o “fator X” de forma a minimizar inconsistências na expansão conjunta do sistema conforme mencionado anteriormente.

1.2 Exemplo de caso real

Um exemplo de caso verificado que ilustra o problema de descasamento entre o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição considerando as normas mencionadas anteriormente é descrito a seguir.

Por meio dos estudos realizados pelo operador do sistema (3) foram identificados dois sistemas de atendimento a importantes centros de consumo, nos quais as soluções estruturais apontadas pelo planejamento setorial para atendimento às cargas definiram a necessidade da implantação de reforços na rede de sub-transmissão de 138 kV. No entanto, alguns destes reforços tiveram atraso na implantação, acarretando operação ineficiente com sobrecargas em equipamentos existentes ou utilização de geração térmica local, o que aumenta os custos operacionais do sistema elétrico.

Por outro lado, a leitura dos índices de confiabilidade DEC e FEC registrados para os anos de 2011 a 2013 pelo regulador mostram que as mesmas áreas que são atendidas pelos sistemas de transmissão e distribuição apresentam índices de confiabilidade pouco superiores ou até inferiores aos limites estabelecidos pela agência.

Conclui-se destes casos que não realizar alguns investimentos em reforços necessários na rede da empresa distribuidora para melhorar a eficiência do sistema, geralmente na “fronteira” entre a rede básica e distribuição, chamada de sub-transmissão, podem ter pouco impacto nos índices de DEC e FEC e, portanto pouca alteração no índice de desempenho global da empresa e no “fator X”.

Este fato mostra que a companhia distribuidora tem maior retorno econômico dos investimentos na região de fronteira nas revisões tarifárias feitas pelo regulador, que se dão em períodos de 3 a 5 anos. Este fato ocasiona descasamentos com a expansão da transmissão.

1.3 Contribuição

Deste modo, é proposto modelo de otimização que permite:

- obter ferramenta para auxiliar a tomada de decisão no planejamento da expansão da rede conjunta de sub-transmissão e distribuição minimizando custos de investimento, operativos e de desempenho considerando a disponibilidade de capacidade estabelecida no planejamento do sistema de transmissão e seus possíveis ajustes.
- Compatibilizar modelos de planejamento de expansão de sub-transmissão e de distribuição.
- Inserir no “fator X” um sinal econômico que leve em consideração o custo-benefício de investimentos em reforços na rede de sub-transmissão pertencente à empresa distribuidora.

2.0 - MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONJUNTO

Baseado nos modelos de expansão apresentados para a o planejamento da expansão de redes de distribuição em (4 e 6) e o planejamento de redes de transmissão apresentado em (5 e 7) é seguida uma formulação que inclui e compatibiliza estes dois modelos que minimizam tanto custos de investimento e operativos como também permite obter a redução de custos vinculados a uma operação eficiente.

As redes consideradas neste trabalho para o planejamento da expansão são a rede de distribuição constituída por alimentadores operando na faixa de tensão de 13,8 kV e a rede de sub-transmissão que faz fronteira com a Rede Básica e fornece energia às subestações de distribuição com tensões de 138 kV. Esta ultima é chamada neste trabalho de fronteira por estar entre a rede de transmissão e a rede de distribuição.

2.1 Objetivo do Modelo de Expansão e Operação

O custo total da expansão a ser minimizado é mostrado na equação 3.

$$C = \sum_{t=1}^T inv_t + oper_t \quad (3)$$

Este custo total esta composto do valor presente do custo de investimento e o valor presente do custo operativo. A parcela correspondente ao custo de investimento é dada pela equação 4 e inclui custos de investimento para reforço tanto na rede de distribuição e sub-transmissão, como na Rede Básica de fronteira.

$$inv_t = \sum_{i=1}^T \delta_i k_i u_{i,t} \quad (4)$$

Onde:

δ_t = Fator de correção para ajustar custos ao valor presente.

k_i = Custo do investimento para o reforço i em \$.

$u_{i,t}$ = Variável binária de decisão igual a 1 se instala e igual a zero se não instala.

A parcela correspondente a custos operativos inclui custos de geração por fontes vizinhas ao sistema e custo de corte de carga.

$$oper_t = \sum_{i=1}^T \delta_i (c_j g_{j,t} + \sum_j voll_j s_{j,t}) \quad (5)$$

Onde:

c_j = Custo de geração na barra j em \$.

$g_{j,t}$ = Montante de geração em MW.

$voll_j$ = Custo do corte de carga na barra j em \$.

$s_{j,t}$ = Montante de corte de carga em MW.

O corte de carga $s_{j,t}$ em uma determinada barra j consumindo d_j é formulado supondo um gerador fictício na barra cujo custo é igual ao valor de perda de carga $voll_j$ na barra. O nível de corte de carga está limitado e condicionado à geração do gerador fictício como mostra a equação 6:

$$0 \leq s_{j,t} \leq d_j \quad (6)$$

2.2 Acoplamento entre Modelos de Rede de Sub-transmissão e Distribuição

Para a rede de sub-transmissão foi adotado um modelo de planejamento da expansão baseado no fluxo de carga linearizado que incorpora restrições disjuntivas para que as soluções propostas contemplem a Lei de Kirchhoff de potência (equivalente a corrente) e Lei de Ohm (5). Este modelo tem como variáveis as diferenças angulares entre fasores de tensão nas barras sendo que os módulos das tensões são fixados em 1,05 pu. Os fluxos de potência ativa são determinados pelas diferenças angulares. Por outro lado o modelo de expansão da rede de distribuição que melhor se adapta às características operativas deste tipo de rede está baseado no fluxo de correntes nos alimentadores e leva em consideração perdas e quedas de tensão. As variáveis, portanto, são fluxos de corrente (4). Para compatibilizar os dois modelos é seguida formulação a seguir.

O ponto de interconexão entre a rede de sub-transmissão e a rede de distribuição é feito através de uma subestação. A extensão do modelo de fluxo de carga linear no ponto de interconexão considera que a barra do lado de alta de i tem módulo de tensão $v_i = 1,05$ pu, a barra do lado de baixa de j tem módulo de tensão $v_j = 1,05$ pu e considera a admitância série equivalente do transformador conectando a barra i com a barra j sendo b_{ij} . É feita uma aproximação que considera uma estimativa média do fator de potência, $\cos \theta_t$, da rede de distribuição alimentada pela subestação num determinado patamar de carga t. Esta estimativa é obtida com base no histórico da carga. A potência ativa $p_{i,t}$ em pu fornecida pela barra i ao transformador é:

$$p_{i,t} = p_{ij,t} = b_{ij} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \forall t \quad (7)$$

Este fluxo de potência está relacionado com a sua correspondente corrente por fase $f_{ij,t}$ em pu como mostra a equação 8.

$$p_{ij,t} = v_i f_{ij,t} \cos \theta_t = f_{ij,t} \cos \theta_t, \forall t \quad (8)$$

Então,

$$f_{ij,t} = \frac{p_{ij,t}}{\cos \theta_t} = \alpha p_{ij,t}, \forall t \quad (9)$$

onde, $\alpha = \frac{1}{\cos \theta_t}$ e $f_{ij,t}$ é a corrente fornecida à rede de distribuição utilizada no modelo onde são considerados

custos de investimentos e custos de desempenho. As Leis de Ohm associadas às diferenças angulares são aproximadas linearmente utilizando o modelo disjuntivo (5).

Dado que tanto o modelo adotado para simular a operação da rede de sub-transmissão como da rede de distribuição e as restrições de acoplamento apresentadas nas equações 7 a 9 são lineares e constituídas por variáveis contínuas e binárias, o modelo de planejamento tem características de ser um problema de otimização do tipo “*mixed –integer linear programmingproblem*” (MILP), que pode ser resolvido por ferramentas de otimização disponíveis como por exemplo GAMS/CPLEX (4-5).

Conhecendo-se alguns parâmetros de entrada para o horizonte de interesse de análise como previsões de carga futuras, alternativas candidatas possíveis de serem implementadas e limites de capacidade de equipamentos, o modelo proposto avalia o custo-benefício de investimentos em novas configurações, com adição de novos equipamentos, substituição de existentes por outros de maior capacidade ou estabelecimento de novos pontos de suprimento.

3.0 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DO INCENTIVO

O modelo proposto permite introduzir uma parcela adicional na definição atual do “fator X” seguindo a metodologia descrita a seguir. Seja C_0 o valor do custo mínimo total obtido na equação 3) incluindo no modelo todas as potenciais candidatas a ampliação ou substituição na conexão com a Rede de Básica e seja C_1 o valor do custo mínimo total obtido também pela equação 3) considerando no modelo a possível restrição de instalação de alternativas candidatas. O custo de oportunidade C_{op} é definido pela equação 10), a ser pago por aumentar o custo sistêmico devido à falta de instalação de capacidade adequada na sub-transmissão, no momento requerido.

$$C_{op} = C_1 - C_0 \quad (10)$$

Este custo é adicionado à parcela Q do “fator X”, apresentada em (2), conforme equação 11 abaixo:

$$Q_{ajustado} = Q - \beta \quad (11)$$

onde, β é um parâmetro ajustado pelo regulador relacionado com o registro do histórico da operação de forma a ser coerente com outras parcelas de custo envolvidas. Observe que na medida em que este custo for evitado, o descasamento entre capacidade disponibilizada pelo planejamento de expansão da transmissão e a disponibilizada pelo planejamento da expansão da distribuição é reduzido.

4.0 - ESTUDO DE CASO

4.1 Dados de Entrada

O caso simulado foi baseado nos sistemas de transmissão e distribuição utilizados em (4) e (7). A rede de sub-transmissão foi modificada do sistema de 6 barras e 8 ramos utilizada em (7). A rede de distribuição consiste em trecho da rede radial apresentada em (4), contendo 9 barras, sendo 5 com carga e 2 com geração distribuída, e 8 ramos.

Foi realizada análise dinâmica, com períodos de 3 anos e 1 patamar de carga por ano, considerando acréscimo de 10% da carga por ano e acréscimo no custo dos circuitos adicionados de 5 % ao ano. As correções para valores presente de investimento e operação foram dadas pelos fatores 1 para $t=1$, 0.9091 para $t=2$ e 0.8264 para $t=3$.

Para representar a Rede Básica de Fronteira, foi adicionada uma subestação a uma barra de geração do sistema de sub-transmissão e para representar a subestação de acoplamento entre a sub-transmissão e a distribuição foi adicionada uma subestação entre uma barra de carga da sub-transmissão e uma subestação de distribuição. A rede de sub-transmissão é de 138 kV, o transformador da Rede Básica é 230/138 kV, o transformador de acoplamento é 138/13.8 kV e a rede de distribuição é de 13.8 kV, na base 100 MVA.

Deste modo, o sistema simulado contém 15 barras, 18 ramos, 136 alternativas candidatas de implantação, sendo 34 de adição e 6 de substituição no primeiro e segundo período, cada, e 50 de adição e 6 de substituição no terceiro período. As configurações das redes e os dados são apresentados nas tabelas a seguir, onde st referem-se às barras da rede de sub-transmissão, rb da Rede Básica e rd são as barras da distribuição ¹.

¹ Os custos estão em \$ x 10³ e n_0 refere-se ao número de circuitos existentes. Considera-se que nos corredores com alternativas de substituição não há alternativas de adição, sendo, portanto, a substituição limitada ao número de circuitos existentes e que as alternativas de adição apresentam as mesmas impedâncias e capacidades das existentes. Para os circuitos com possibilidade de substituição, são apresentadas duas alternativas, com aumento de 60% ou 100% da capacidade.

TABELA 1 - Dados Por Circuitos Da Rede De Sub-Transmissão

De-para	n_0	Reatância (pu)	P_{max} (MW)	Número máximo de circuitos adicionados			Custo por circuitos adicionados \$ x 10 ³			Circuitos candidatos a substituição Alternativa 1		Circuitos candidatos a substituição Alternativa 2	
				t=1 e t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	P_{max} (MW)	Custo \$ x 10 ³	P_{max} (MW)	Custo \$ x 10 ³	
st12	1	0.4	10	2	3	4	4.2	4.41					
st14	1	0.6	8	2	3	6	6.3	6.62					
st15	1	0.2	10	2	3	2	2.1	2.21					
st23	1	0.2	10						16	0.6	20	1	
st24	1	0.4	10	2	3	3	3.15	3.31					
st26	0	0.3	10	4	5	2	2.1	2.21					
st35	1	0.2	10	2	3	3	3.15	3.31					
st46	0	0.3	10	2	3	4	4.2	4.41					

TABELA 2 - Dados Por Circuitos Da Rede De Distribuição

De - para	n_0	z (Ω)	f_{max} (A)	Número máximo de circuitos adicionados			Custo por circuitos adicionados \$ x 10 ³			Circuitos candidatos a substituição Alternativa 1		Circuitos candidatos a substituição Alternativa 2	
				t=1 e t=2	t=3	t=1 e t=2	t=3	t=1 e t=2	f_{max} (MW)	Custo \$ x 10 ³	f_{max} (MW)	Custo \$ x 10 ³	
d175	1	0.5	500	2	3	0.13	0.137	0.144					
d51	1	1	250						400	0.027	500	0.045	
d12	1	1	250	2	3	0.09	0.095	0.1					
d23	1	1	250	2	3	0.09	0.095	0.1					
d34	1	1	250	2	3	0.09	0.095	0.1					
d48	0	1	250										
d56	1	1	250						400	0.027	500	0.045	
d67	0	1	250	2	3	0.094	0.099	0.104					
d78	0	1	250	2	3	0.096	0.101	0.106					

TABELA 3 -Dados Dos Transformadores Da Rede Básica Para Sub-Transmissão

De - para	n_0	re (%)	P_{max} (MW)	Número máximo de equipamentos adicionados			Custo por equipamento adicionado \$ x 10 ³			
				t=1 e t=2		t=3	t=1		t=2	t=3
rb1-st3	1	5	30	2		3	6		6.3	6.62

TABELA 4 – Dados Dos Transformadores De Acoplamento Sub-Transmissão Para Distribuição

De - para	n_0	re (%)	P_{max} (MW)	Número máximo de equipamentos adicionados			Custo por equipamento adicionado \$ x 10 ³			
				t=1 e t=2		t=3	t=1		t=2	t=3
st2-d17	1	5	16	2		3	0.6		0.63	0.662

TABELA 5 – Dados das Barras

Barras	g_{max} (MW)	Carga (MW)			Barras	g_{max} (MW)	Carga (A)		
		t=1	t=2	t=3			t=1	t=2	t=3
rb1	120				d1		218,28	239,92	263,92
st1	5	8	8.8	9.7	d2				
st2					d3				
st3		4	4.4	4.84	d4	2,4	218,28	239,92	263,92
st4		16	17.6	19.4	d5		218,28	239,92	263,92
st5		24	26.4	29.04	d6		218,28	239,92	263,92
st6	54,5	0	0	0	d7				
d17					d8	4,8	218,28	239,92	263,92

Os limites das tensões nos nós são de 0,95 pu a 1,05 pu, sendo o fator de potência médio utilizado para o acoplamento é de 0,92 (8). O custo de geração é de 42 \$/MW.ano, para as barras da rede básica e sub-transmissão e 420 \$/MW.ano para a geração na distribuição. O custo do corte de carga é de 420×10^3 \$/MW.ano.

4.2 Resultados

Foi simulada a configuração de mínimo custo total de investimento e operação e posteriormente foram consideradas restrições na expansão dos ramos da sub-transmissão. O caso A refere-se à solução ótima de mínimo custo. Como resultado, foram adicionados 3 circuitos no ramo st2-st6, 2 circuito no ramo st3-st5 e 3 circuitos no ramo st4-st6, além de acréscimo na rede de distribuição, conforme Tabela 6:

TABELA 6 –Resultado Para o Caso Mínimo

Resultado – Caso Mínimo							
Barra	Numero de Circuitos adicionados			Barra	Circuitos substituídos, alternativa 2		
	t=1	t=2	t=3		t=1	t=2	t=3
d175	2			d51	1		
d12	1	1		d56	1		
d23	1						
d34	1						
d67	2						
d78	1	1					
st2d17	1						
st26	3						
st35	1	1					
st46	2		1				

O caso B refere-se à configuração com restrição de 1 circuito no ramo entre as barras st4 e st6 no ano 1. O caso C apresenta a mesma restrição durante os anos 1 e 2. O caso D considera a restrição de 1 circuito no ramo entre as barras st3 e st5 no ano 1 e o caso E considera a restrição semelhante à D durante os anos 1 e 2. O caso F considera restrição conjunta de 2 circuitos no corredor entre as barras st2 e st6, no ano 1. O caso G considera restrição de um 1 circuito no ramo entre as barras st4 e st6 por todos os 3 anos.

Quando houve limitação no número de circuitos candidatos na sub-transmissão, comparado com o caso de mínimo custo, foi verificado acréscimo no custo de investimento e operação, sendo que os casos D e E apresentaram corte de carga, o que sinaliza impacto nos índices DEC e FEC.

Desse modo, foram obtidos os seguintes resultados:

TABELA 7 – Quadro comparativo

Caso	Custo total \$ x 10 ³	Nº de equipamentos adicionados			Nº circuitos substituídos, alternativa 2		Custo de investimento \$ x 10 ³			Custo de operação \$ x 10 ³			Custo na Rede Básica t=1
		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3	
A	35.36	15	3	2	2		18.51	2.3	3.31	3.64	3.81	5.98	
B	40.18	15	5	2	2		21.41	6.6		4.43	3.85	5.86	
C	41.12	17	2	2	2		27.51	0.2	2.21	3.73	3.79	5.38	6
D	389.19	14	7	1	1	1	29.06	2.78	2.21	347.46	3.81	5.88	
E	1920.7	14	5	5	2		29.1	23.1	4.77	347.47	1665.73	5.91	
F	44.34	12	5	1	1	1	23.05	3.64	3.31	6.34	4.45	5.89	
G	41.12	17	2	1	2		27.5	0.2	2.21	3.73	3.79	5.38	6

O modelo permite, então, calcular o impacto do atraso ou não implantação de cada obra de sub-transmissão. No caso simulado, a alternativa mais barata é a entrada em operação de todas as obras de sub-transmissão, representando o custo mínimo, e o maior custo caso é a restrição de 1 circuito no ramo st3-st5 nos dois primeiros anos. Destaca-se que as restrições no ramo st3-st5 apresentaram corte de carga, no entanto, os demais casos sinalizam que o aumento de custo pode não estar associado a cortes, representando que alguns atrasos não impactam diretamente nos índices DEC e FEC.

Para os casos B e F, em que houve aumento do custo associado, mas sem aumento de capacidade na Rede Básica e sem corte de carga, o impacto financeiro do atraso da obra é assumido pela distribuidora. No entanto, quando há o aumento de capacidade na Rede Básica devido à restrição de implantação da obra de sub-transmissão, verificados nos casos C e G, o investimento no transformador adicional não é assumido pela distribuidora. Análise semelhante pode ser estabelecida para novos pontos de suprimento.

Desse modo, verifica-se que para atrasos na implantação nos circuitos do corredor st4-st6, faz-se necessário incorporar a parcela adicional do “fator X”. O custo de oportunidade C_{op} para esses casos (C e G) é de \$ 5,758x10³, representando 16% de custo adicional que está sendo remunerado pela Rede Básica.

Pela regulação apresentada em (2), a componente Q do “fator X” varia de +1% para os casos mais críticos para -1% para os desempenhos satisfatórios. Para um caso hipotético do custo de oportunidade C_{op} representar 0,1% da receita anual da distribuidora, propõe-se que o parâmetro β seja 0,05% e, conforme equação 11, a nova parcela Q seja ajustada pra Q -0,05%, caso a obra de sub-transmissão seja implantada sem atraso, no primeiro ano.

Destaca-se que parâmetro β é melhor ajustado quanto melhor for a base de dados verificada pelo regulador.

5.0 - CONCLUSÃO

O planejamento e expansão dos sistemas de distribuição de sistemas elétricos devem considerar os mínimos custos globais para o atendimento do crescimento da carga com níveis de confiabilidade adequados.

Incorporar incentivo econômico no reajuste tarifário da distribuidora de modo a incentivar a execução das obras da sub-transmissão pode ampliar a confiabilidade do sistema e reduzir os custos globais de planejamento e operação.

Com isso, os resultados apresentados mostram que a ferramenta de planejamento da expansão do sistema de distribuição proposta neste trabalho permite a simulação conjunta da rede de transmissão com a rede de distribuição e incorporar os ganhos econômicos obtidos com o reforço na fronteira entre essas duas redes.

A ferramenta sugerida também pode ser aplicada em sistemas com maior número de barras e está sendo aprimorada para incluir perdas na distribuição, bem como outros índices de confiabilidade e o comportamento incerto da carga.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL - Procedimentos de Regulação tarifária – Proret – Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais.
- (2) ANEEL - Procedimentos de Regulação tarifária – Proret – Submódulo 2.5 – Fator X.
- (3) ONS – RE 047/2010 – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2011 A 2013.
- (4) Haffner, Sérgio, Pereira, Luís F. A., Pereira, Luís A., Barreto, Lucio S. – *Multistage Model for distribution expansion Planning with Distributed Generation*– Part I e Part II, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 23, nº 2, abril, 2008.
- (5) Rahmani, Mohsen, Romero, Rubén, Rider, Marcos J., *Strategies to Reduce the Number of Variables and the Combinatorial Search Space of Multistage Transmission Expansion Planning Problem*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 28, nº 3, agosto, 2013.
- (6) Lotero, Roberto C e Contreras Javier, *Distribution System Planning with Reliability*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 26, nº 4, outubro, 2011.
- (7) Romero, Rubén, A. Monticelli, A. Garcia, S. Haffner, *Test systems and mathematical model for transmission network expansion planning*, IEEE Proceedings. Generation Transmission Distribution, Vol. 149, nº 1, janeiro 2002
- (8) ANEEL - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



João Daniel de Andrade Cascalho, nascido em Goiânia, em 1985, é engenheiro eletricista formado na Universidade Federal de Goiás - UFG em 2007 e mestrando na Universidade de Brasília – UNB, na área de sistemas de potência. Trabalhou no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS de 2008 a 2011 e é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia desde 2011, no Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico.

Prof. Pablo Cuervo, (SM' 03) received his M.S. and D.S. degrees from University of Campinas – UNICAMP, Brazil. He developed post-doctoral research activities at McGill University, Canada. He is currently a full professor in the Department of Electrical Engineering of Brasilia University. His current research activities are focused on power system planning and economics.