

Title	Análise da Estabilidade Angular de Sistemas de Geração Distribuída Conectados em Redes de Distribuição
--------------	---

Registration Nº: (Abstract)	
------------------------------------	--

UFSM – Universidade Federal de Santa Maria
--

Authors of the paper		
Name	Country	e-mail
Ederson Pereira Madruga	Brasil	epmadruga@gmail.com
Daniel Pinheiro Bernardon	Brasil	dpbernardon@ufsm.br
Maurício Sperandio	Brasil	sperandio.m@gmail.com
Carolina Cortez do Prado	Brasil	carolina.cortez.prado@gmail.com
Samuel Vanderlei Deifelt	Brasil	deifelt@gmail.com

Key words
Estabilidade Angular, Sistemas de Distribuição, Geração Distribuída, GD, PCH.

Resumo – Os sistemas de distribuição no Brasil foram concebidos para atenderem cargas lineares e de forma radial, possuindo atualmente a matriz energética mais renovável do mundo industrializado. As grandes unidades geradoras, distantes dos centros de carga, começam a perder espaço para pequenas unidades geradoras, mais rápidas de serem construídas, menor impacto ambiental e com retorno do investimento mais breve. Neste contexto, as redes de distribuição mudam abruptamente sua condição, se caracterizando agora como um sistema ativo, onde a Geração Distribuída e o Smart Grid fazem parte da nova condição de operação dos Sistemas de Distribuição. Circuitos com baixa potência de curto-circuito estarão servindo a esta nova concepção de sistema, onde as qualidades do serviço e do produto são reguladas e têm-se expectativa crescente de evolução. Este trabalho foca em avaliar a estabilidade dinâmica dos sistemas de distribuição neste novo contexto, com geração multimáquinas e elevada penetração de geração distribuída. Uma metodologia para caracterizar as redes de distribuição, bem como a análise de estabilidade de sistemas de distribuição é proposta, considerando variadas condições operativas e intrínsecas aos sistemas de distribuição tradicional. As possíveis condições de carga dos alimentadores, associadas aos cenários de gerações distribuídas de potências variadas, bem como a influência da localização destas fontes, são objeto deste estudo. Como estudo de caso da metodologia proposta, uma análise de um sistema real foi desenvolvida, com auxílio dos softwares de Análise de Transitórios Eletromecânicos.

1 Introdução

O Brasil adota uma política de incentivo a produção de energia elétrica por fontes alternativas, além de crescente estímulo à produção através de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa. A agência reguladora, ANEEL, lançou em abril de 2012 as resoluções normativas 481 e 482 que insere medidas que reduzem as barreiras econômicas e burocráticas para geração distribuída, para micro e miniprodutores a nível consumidor. Através destas resoluções o consumidor que gerar energia elétrica excedente ao seu consumo, será automaticamente compensado pela sua injeção de potência no sistema de distribuição (net metering), ou seja, “trocará” energia com a distribuidora.

Estes fatos geram a perspectiva de aumento de geração distribuída nos sistemas de distribuição nos próximos anos, onde os consumidores poderão trocar energia livremente com a distribuidora, de forma inconstante e sem previsibilidade. Outra característica relevante neste cenário é a peculiaridade dos sistemas de distribuição, com cargas desequilibradas, proveniente de ligações monofásicas, bifásicas e trifásicas e com crescente parcela não linear.

Neste contexto, há um vasto campo para pesquisa sobre os impactos desta expansão, uma vez que os sistemas de distribuição não foram projetados para esta nova realidade. A elevada penetração de geração distribuída traz dúvidas sobre o comportamento das redes frente a variações de carga, grandes distúrbios e variação nos níveis de geração em curtos intervalos de tempo. Além disto, os conceitos de avaliação de estabilidade de sistemas, bem como a maioria dos softwares de simulação utilizados, estão pautados em uma realidade diferente do vivido pela distribuição, onde o desequilíbrio de cargas, o grande número de ramais e a baixa potência de curto-circuito são preponderantes.

Desta forma, este trabalho traz uma avaliação incipiente do tema, iniciando estudos que buscarão dirimir algumas dúvidas a cerca do impacto da Geração Distribuída na estabilidade dinâmica dos sistemas de distribuição.

2 Formulação do Problema

Até pouco tempo a expansão da geração distribuída no Brasil dava-se exclusivamente através

de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com máquinas de corrente alternada síncronas, o que consolidou a matriz hídrica Brasileira. Este tipo de geração, quando de maior porte, injeta sua energia em redes de distribuição superiores a 69kV, no entanto, grande parte da mini geração em PCHs dá-se com injeção em redes de distribuição de 34.5kV, 23.1 e 13.8kV. Com o atual incentivo a fontes renováveis, as gerações de energia eólica e fotovoltaica assumem uma crescente participação nesta infraestrutura. Os impactos operacionais de diversas fontes de energia, interligadas em um sistema de potência eram objeto de estudos apenas em sistemas de transmissão, no entanto a partir da inserção de diversas fontes de pequeno porte nos sistemas de distribuição, torna-se indispensável o estudo dos impactos destas fontes nos sistemas até então radiais e passivos. Neste contexto, torna-se imprescindível uma análise detalhada dos reflexos na qualidade do fornecimento, dos sistemas de distribuição com penetração de GD. Este trabalho traz a avaliação de uma geração distribuída conectada em um sistema de distribuição fraco, mostrando a dinâmica e os reflexos na qualidade do fornecimento.

3 Metodologia Proposta

Como forma de avaliar os reflexos da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição, propõem-se a sequência ilustrada na Figura 1, para analisar a Estabilidade Dinâmica de circuitos genéricos.

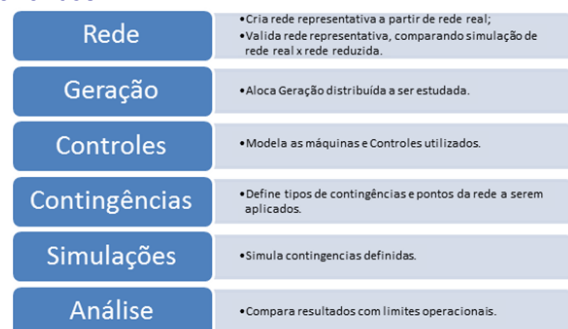


Figura 1– Fluxo do processo de análise.

As redes de distribuição são em geral extensas, com muitas derivações e cargas distribuídas. Para a utilização de sistemas de simulação no domínio do tempo, faz-se necessário a redução do sistema real para um circuito reduzido que represente fidedignamente a dinâmica da rede original. Desta forma, no primeiro passo do

processo é construído este modelo, sendo validado através do confronto dos valores em regime permanente de corrente, tensão, potências e curto-circuito da rede real e do modelo simplificado.

As alocações das gerações distribuídas são feitas de acordo com a perspectiva do planejador, seja por consulta ou por análise de situação existente. Os controles utilizados em cada geração distribuída devem ser modelados e ter seus parâmetros ajustados, seja por valores reais ou típicos. As contingências devem ser pequenas alterações na carga, de modo a avaliar a dinâmica para pequenos sinais, como grandes contingências (curtos-circuitos), de modo a avaliar a estabilidade dinâmica. No caso de sistemas de distribuição, propõem-se contingências pequenas, como a desconexão de um ramal e grandes eventos como um curto-circuito trifásico franco no tronco do alimentador. As análises avaliam as condições de sincronismo das máquinas síncronas, o efeito torcional nos eixos dos geradores, a frequência das barras do sistema e os níveis de tensão.

O critério adotado para os esforços Torcionais no Simulight é baseado na diferença de potência ativa gerada imediatamente antes e após o chaveamento (ΔP) que é dada por:

$$\Delta P = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq 0,5 \quad (1)$$

onde:

$Pe_{(0-)}$ e é a potência ativa gerada imediatamente antes do chaveamento;

$Pe_{(0+)}$ e é a potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento;

0,5 pu é calculado com base na potência nominal aparente do gerador.

Esse critério foi proposto por um Working Group do IEEE [5] de forma empírica para salvaguardar o eixo dos sistemas gerador-turbina, devido a chaveamentos na rede elétrica [6].

Para analisar os resultados das simulações, deseja-se que os valores contidos na Tabela 1 sejam atendidos [7].

Tabela 1 – Resultados desejáveis para as variáveis sob análise.

Variável	Valor aceitável	Descrição
α	$\leq 90^\circ$	Ângulo do rotor em RP
ΔP	$\leq 0,5$	Esforço Torcional
Vrp	$0,95 \leq Vrp \leq 1,03$	Tensão em RP
Frp	$59,9\text{Hz} \leq Vrp \leq 60,1\text{Hz}$	Frequência em RP
Ft	$59,5\text{Hz} \leq Vrp \leq 60,1\text{Hz}^*$	Frequência em RT

* em no máximo 30s.

4 Modelagem dos Sistemas Elétricos

Como estudo de caso, foi escolhido um alimentador real, com 22 km de tronco e uma demanda de 1,859MW. Este circuito foi reduzido a um sistema de 12 barras conforme ilustram as Figuras 2 e 3.

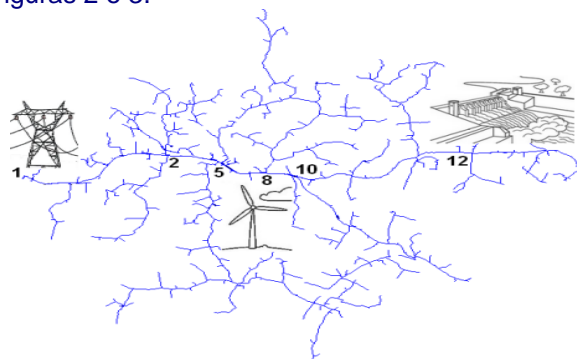


Figura 2– Rede de Distribuição Real.

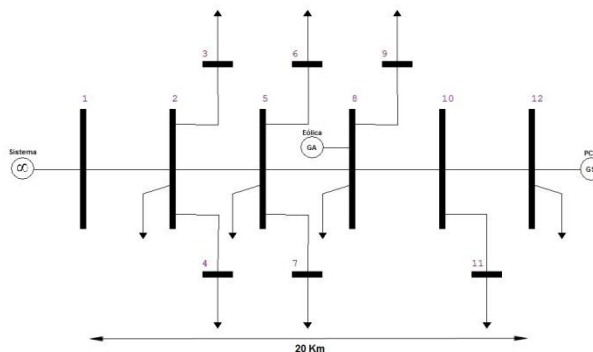


Figura 3 – Rede de Distribuição Equivalente.

O circuito representativo foi criado preservando-se os nós mais significativos, ou seja, aqueles com maior extensão e carga acumulada. As cargas dos ramos e do tronco foram concentradas e as perdas distribuídas. A validação do modelo foi atestada mediante comparativo entre valores de tensão em regime permanente, sem conexão de Geração Distribuída, conforme se observa na Tabela 2.

Tabela 2 - Comparativo entre tensões da Rede Completa X Rede Representativa.

Barra	Rede Real	Rede Equivalente
1	1,0000	1,0000
2	0,9720	0,9737
5	0,9670	0,9688
8	0,9650	0,9663
10	0,9640	0,9655
12	0,9570	0,9546

O fluxo de potência total do circuito original é $S=1,859+j0,215$ MVA, enquanto na rede simplificada foi de $S=1,899+j0,241$ MVA. A potência

de curto-circuito na Barra 12 (ponto extremo) é de 3,905MVA em ambas as redes. Estes valores apresentam diferenças dentro de limites aceitáveis, o que valida o modelo elaborado.

As unidades geradoras foram alocadas, sendo uma a aproximadamente 50% do tronco e outra no ponto mais distante, com objetivo de simular um caso que ilustre os reflexos da penetração em uma rede de distribuição relativamente fraca.

A geração hídrica, uma PCH, foi conectada na barra mais distante, injetando 0,4+j0 MVA. Já na barra intermediária, foi simulado a inserção de uma geração eólica, tipo diretamente conectada, gerando 0,12-j0,27MVA. Temos assim um total de 0,52-j0,27 MVA em geração distribuída, o que corresponde a uma penetração de 30,66%. As modelagens dos elementos são descritos a seguir.

4.1 Gerador Síncrono - PCH

A PCH gera através de geradores síncronos, possui potência nominal de 1MVA e despacha 0,4MW. Por se tratar de uma pequena geração, tipicamente operam em potência constante e neste caso, com fator de potência unitário.

- As máquinas síncronas podem ser representadas por três modelos:
- Modelo clássico, constituído por uma fonte de tensão constante atrás da reatância transitória de eixo direto;
- Modelo para geradores de polos salientes;
- Modelo para geradores com rotor liso.

O modelo utilizado para máquina foi o MD03 – Máquina Síncrona de polos lisos, com os parâmetros descritos na Tabela 3 [1].

Tabela 3 – Parâmetros do gerador síncrono.

Parâm.	Valor	Descrição
H	3	Const. de Tempo de Inercia do gerad. [s].
Sb	1	Potência nominal [MVA]
Um	2	Número de geradores
Xd	118	Reatância síncrona no eixo-d [%]
Xq	115	Reatância síncrona no eixo-q [%]
Xld	18	Reatância transitória no eixo-d [%]
Xlq	38	Reatância transitória no eixo-q em [%]
Tld0	5,9	Tempo transit. em circ. aberto no eixo-d [s]
Tlq0	0,3	Tempo transit. em circ. aberto no eixo-q [s]

4.2 Regulador de Tensão

A função básica de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema

de excitação desempenha funções de controle e proteção essenciais para o desempenho satisfatório de um sistema de potência, através do controle da tensão aplicada ao enrolamento de campo e, portanto, da própria corrente de campo. As funções de controle incluem o controle da tensão terminal e da geração de potência reativa, além de funções próprias para o aumento da estabilidade do sistema [6].

Os parâmetros do regulador de tensão são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do Regulador de Tensão.

Parâmetro	Valor	Descrição
K	50	Ganho
T	0,05	Tempo [s]
Lmn	0,95	Limite mínimo
Lmx	1,04	Limite máximo
Vref	1,00	Tensão de referência

4.3 Regulador de Velocidade

A regulação primária tem como objetivo manter os desvios de frequência em valores mínimos sem perda da estabilidade. Para isso, os reguladores de velocidade são os sistemas de controle utilizados nesta tarefa. A regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade geradora, quando a frequência se afasta da frequência nominal (60 Hz no caso brasileiro).

O regulador de Velocidade utilizado foi Governor (Hidro general) [2][3].

4.4 Gerador Eólico

O gerador eólico escolhido foi o Gerador de Indução Gaiola de Esquilo, diretamente conectado GIDC, por ter sido o mais utilizado no princípio da expansão da geração eólica e por apresentar características que podem afetar a qualidade do fornecimento.

A máquina de indução pode se comportar tanto como motor quanto como gerador, e esta alternância entre comportamentos se dá através da velocidade de giro do rotor em comparação com a velocidade síncrona da máquina. Quando o rotor gira em uma velocidade menor que a velocidade síncrona, a máquina funciona como um motor e, quando mais rápido, a máquina comporta-se como gerador. A máquina de indução conectada à rede e acionada por uma velocidade superior à síncrona, gera uma tensão que tem a mesma amplitude e

frequência da rede à qual está conectada. O gerador de indução é conectado às turbinas eólicas por intermédio de caixas de engrenagens (com a função de aumentar a velocidade angular do eixo na máquina de indução por estas funcionarem em elevadas velocidades com reduzido número de polos) [4].

O gerador eólico foi modelado com os parâmetros contidos na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do Gerador Eólico.

Parâmetro	Valor	Descrição
V	6	Velocidade do vento [m/s]
X	10	Reatância de conexão da máquina [%]
Sb	0,5	Potência Base da máquina [MVA]
R	27	Raio do rotor da turbina [m]
Re	1:69	Relação de engrenagens
Ro	1,225	Densidade do ar [kg/m ³]
Nu	1	Número de unidades geradoras

5 Metodologia Proposta

Foram definidas três contingências para análise: Desconexão de uma carga, avaliando a estabilidade para pequenos sinais. Um curto-circuito em um ramal, com atuação da proteção, de modo a verificar a estabilidade do sistema para eventos passíveis de isolamento, sem interrupção da potência gerada pelas Gerações Distribuídas. Por último, um curto-circuito no tronco, com religamento automático da subestação, avaliando a estabilidade para um evento de grande magnitude. As simulações foram desenvolvidas utilizando-se o software Simulight da COPPE-UFRJ [6].

5.1 Desconexão da Carga

Como primeiro evento temos a simples desconexão de uma carga, localizada na Barra 3. Esta barra foi escolhida por possuir a maior carga concentrada em um ramal do sistema. Podemos ver na Figura 4 o ângulo delta e o consumo de reativos do Gerador Eólico, evidenciado a permanência do sincronismo após o evento.

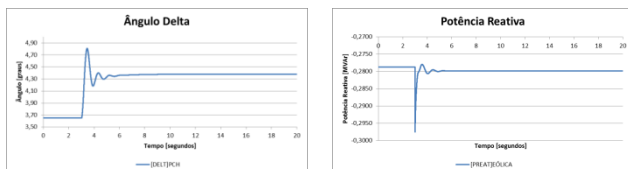


Figura 4 - Ângulo Delta da PCH e Potência Reativa no Gerador Eólico..

Percebe-se um incremento transitório no consumo de reativo da ordem de 7%, e a rápida estabilização em mais 4% do valor original.

Vimos na Figura 5 que as tensões têm uma elevação transitória e permanente, e um efeito torcional no eixo da PCH dentro dos limites esperados.

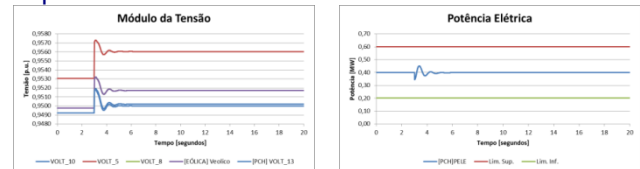


Figura 5 - Módulo das tensões nas Barras e Torção no eixo da PCH.

5.2 Curto-circuito em ramal, com atuação da proteção

Para avaliar o desempenho da PCH frente a um curto-circuito em uma derivação, onde deseja-se que o gerador permaneça sincronizado após a eliminação do defeito, ou seja, deve suportar as oscilações de potências durante o tempo de atuação do elo fusível, foi simulado um evento no ramal 11, com atuação de dois elos fusíveis típicos de distribuição, 15K e 25K. Os tempos de operação para o evento são respectivamente 130ms e 250ms. Para o elo de 15K, tempo de atuação 130ms, vimos na Figura 6 que, conforme desejado, a PCH mantém o sincronismo, no entanto, temos um afundamento de tensão significativo, chegando a 0,2 p.u. na barra 10.

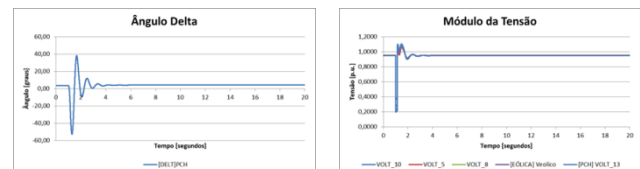


Figura 6 - Ângulo Delta da PCH e Módulo das tensões nas Barras.

Vimos ainda que na barra da PCH, o módulo da tensão chega a 0,21 p.u., o que deverá sensibilizar os relés de subtensão. Na Figura 7 vemos que há um grande efeito torcional no eixo do gerador da PCH, o que reduz a vida útil da máquina.

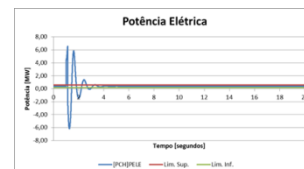


Figura 7 - Torção no eixo da PCH.

Na Figura 8, nota-se um aumento transitório da ordem de 4 vezes da potência reativa do gerador Eólico, o que contribui significativamente para o afundamento de tensão do sistema.

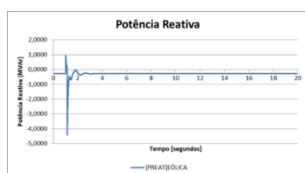


Figura 8 - Torção no eixo da PCH.

Para o elo de 25K, tempo de atuação 250ms, vimos na Figura 9, que a PCH não mantém o sincronismo e será desconectada do sistema.

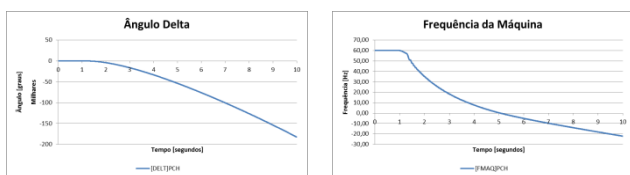


Figura 9 - Ângulo Delta da PCH e Frequência do Gerador.

Para este evento a absorção de reativos do gerador eólico não difere do verificado para tempo de atuação da simulação anterior, com elo de 15K.

A resposta verificada para este tipo de defeito e respectivo tempo de atuação não é desejada, pois eventos passíveis de isolamento não devem afetar a operação das Gerações Distribuídas. Nota-se que é imprescindível a avaliação do impacto de eventos periféricos ao tronco.

6 Conclusões

Este trabalho busca evidenciar a necessidade de avaliação criteriosa na conexão de geração distribuída nos Sistemas de Distribuição. Por sua característica inerente de $R \gg X$, principalmente em alimentadores rurais, mesmo em sistemas com Índice de Penetração baixo, a estabilidade fica comprometida e reflexos na qualidade da energia poderão ser acentuados. A metodologia proposta indica a necessidade de representar os extensos sistemas de distribuição através de redes representativas de menor dimensão, representando ramais significativos em carga e impedância. A aplicação da metodologia em um sistema real ratificou a imperativa necessidade de avaliar-se os eventos periféricos, observando-se os tempos de atuação dos elos fusíveis de proteção e não somente as falhas no tronco do alimentador. Com o acréscimo de Geração Distribuída os sistemas de Distribuição deverão receber investimentos de maneira a aumentar suas potências de curto-circuito, incrementar a proteção dos alimentadores e avaliar a possibilidade de operar com ilhamento e religamento monopolar. Fica evidente a

necessidade das Gerações Distribuídas contribuírem com suporte de reativos, de modo a otimizar os níveis de tensão, principalmente nos períodos de contingência. Por fim, os estudos de proteção devem contemplar a tentativa de manter as Gerações Distribuídas mesmo com o religamento automático da distribuição, de modo a garantir a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas multimáquinas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS), a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e a Cooperativa Regional de Energia Taquari Jacui (CERTAJA ENERGIA).

REFERÊNCIAS

- [1] ARRILLAGA, J., SMITH B. – AC-DC Power System Analysis, Editora IEE, Londres, 1998.
- [2] IEEE PAS-92, no.6, Nov 1973, pp 1904-1915
- [3] Hidro Turbine (linear) - IEEE TPS vol.7, no.1, Feb 1992, pp 167-179
- [4] VIEIRA, J. P. A.; "Otimização de Controles Utilizando Algoritmos Genéticos Para Melhoria da Capacidade de sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aerogeradores de indução Duplamente Excitados", Tese de Doutorado, Universidade Federal do Pará, Dezembro 2009
- [5] IEEE Working Group Report, "IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, July/August 1980, pp. 1519-1521.
- [6] SIMULIGHT, Manual do Usuário. Versão do programa 3.00. disponível em <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight>. Acesso em 10/12/2013.
- [7] ANEEL, Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8, fev/2012, pp 29 e 31.