

Metodologia de Priorização aplicada a uma Ferramenta de Apoio à Decisão para Manutenção de Chaves em Redes Primárias de Distribuição

Paulo Ricardo Lanes da Silva
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Viçosa
Viçosa, Brasil
paulo.lanes@ufv.br

Resumo—O fornecimento de energia elétrica, crucial para o desenvolvimento socioeconômico, demanda qualidade e confiabilidade. Interrupções, mesmo breves, acarretam prejuízos, sendo essenciais estratégias para prevenção e diagnóstico de falhas. As redes primárias de distribuição de energia elétrica são suscetíveis a agentes externos, e suas falhas impactam instalações importantes. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula e penaliza concessionárias por interrupções, promovendo a qualidade do serviço. Concessionárias buscam a prevenção e meios de priorização da manutenção através de conhecimento prévio dos indicadores de continuidade, como o indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC). O desafio é equilibrar custos e confiabilidade, sendo essencial um planejamento eficiente. Orçamentos limitados exigem metodologias para ações assertivas com menor custo, visando otimizar a continuidade do fornecimento. Este artigo sugere via ferramenta de apoio à decisão (FAD), uma metodologia de priorização com base em indicadores de uma empresa real de distribuição de energia elétrica. A aplicação da FAD forneceu ao programador dos serviços de manutenção maior autonomia e eficiência no processo, a priorização foi validada ao observar o fluxo de chaves priorizadas pela ferramenta e os efeitos da consideração dos indicadores de continuidade da empresa para cada conjunto na parametrização da metodologia.

Palavras-chave—*Distribuição de energia, PRODIST, indicadores de continuidade, manutenção, priorização.*

I. INTRODUÇÃO

A garantia de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica é essencial para o desenvolvimento de um país, e é um fator determinante para o crescimento socioeconômico. O sistema de distribuição de energia elétrica é crucial para assegurar o fornecimento de energia em qualquer região. Ao serem comparados com os sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, as redes que formam o sistema de distribuição são os componentes mais suscetíveis, uma vez que grande maioria de todas as interrupções no fornecimento de energia resultam de falhas nesses elementos, ocasionando prejuízos substanciais [1].

O sistema de distribuição de energia elétrica, por intermédio das redes primárias de distribuição tem a responsabilidade de levar aos consumidores finais a energia que foi gerada e transmitida. Assim como em qualquer outro serviço, podem ocorrer falhas durante os processos. No caso do sistema de distribuição

de energia, essas falhas podem ter impactos significativos, afetando instalações importantes, como aeroportos, indústrias e estabelecimentos comerciais. Ainda mais preocupante são as interrupções no fornecimento de energia para serviços críticos, como os oferecidos por hospitais, ou em residências que alguém depende do funcionamento de equipamentos de sobrevida [2].

As interrupções no fornecimento de energia elétrica podem ser atribuídas a diversas causas. Em uma rede de distribuição de energia primária, as falhas ocorrem principalmente devido à exposição da rede elétrica a agentes externos, como descargas atmosféricas, vendavais, acidentes de trânsito, contato com galhos de árvores, e animais. Essas causas podem estar diretamente relacionadas às chaves de proteção das redes primárias, sendo essenciais para mitigar os impactos desses eventos e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A falta de energia afeta diretamente os consumidores finais, diminuindo a qualidade do serviço prestado e levando as concessionárias a enfrentarem penalidades impostas por agências reguladoras, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A agência desempenha um papel crucial na preservação da qualidade do serviço e no aprimoramento dos indicadores de continuidade no fornecimento, principalmente pela revisão e atualização dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). As empresas concessionárias procuram maneiras de focar na prevenção de falhas, com o objetivo de evitar que as interrupções de energia causem impactos significativos em seus sistemas elétricos. Ter conhecimento antecipado dos indicadores de continuidade e seus limites máximos definidos pela ANEEL, principalmente o indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), pode ser útil para estabelecer prioridades na programação de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica [3].

Dada a impossibilidade de eliminar completamente as interrupções no fornecimento de energia elétrica, é crucial um planejamento eficiente da manutenção. Esse planejamento visa tomar decisões assertivas sobre quando e onde intervir, com o objetivo de evitar interrupções e assegurar a qualidade no cumprimento das metas estabelecidas pelos órgãos reguladores.

Um desafio significativo para os responsáveis pela manutenção em sistemas elétricos de potência é encontrar o equilíbrio ideal entre a execução do serviço com custo mínimo e a garantia da máxima confiabilidade possível. Cada distribuidora de energia possui um orçamento específico para a manutenção de sua rede. Grandes investimentos resultam em custos elevados, refletindo em tarifas mais altas. Por outro lado, investimentos limitados tornam a rede mais suscetível a eventos naturais, interferências de terceiros e sobrecargas nas linhas e equipamentos. Por causa de restrições orçamentárias, em muitos casos é necessário utilizar metodologias que permitam ações assertivas de manutenção com o menor custo, visando alcançar a melhor continuidade no fornecimento possível, ou seja, minimizando a quantidade de defeitos e a duração das interrupções [4].

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia de priorização e sua aplicação em uma ferramenta de apoio à decisão (FAD) utilizada em uma Empresa de distribuição de energia. O método proposto visa a parametrização considerando o cenário dos indicadores da empresa, além disso, aspira a otimização do serviço de manutenção, desde a programação à execução e, consequentemente, a melhoria na qualidade do serviço.

O restante deste artigo está organizado da seguinte forma: a seção II apresenta o setor de distribuição de energia elétrica, na seção III, a metodologia proposta é desenvolvida, a seção IV consiste nos resultados e discussões da FAD e sua aplicação. As conclusões são discutidas na seção V.

II. DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A. Rede Primária de Distribuição

As redes aéreas de distribuição primária originam-se nas subestações de distribuição, que recebem energia de linhas de transmissão ou subtransmissão de alta tensão. Essas subestações reduzem a tensão para níveis de média tensão para distribuição local. As linhas de distribuição primária, então, transportam essa energia para os transformadores de distribuição, onde a tensão é reduzida ainda mais, para o nível de baixa tensão designado por distribuição secundária para ser entregue aos consumidores finais, conforme mostra a Fig. 1.

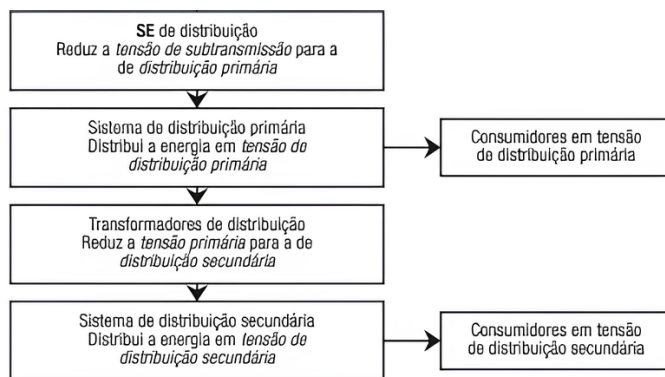


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema de distribuição.

As redes primárias englobam todos os dispositivos compreendidos entre os transformadores das subestações abaixadoras até o primário dos transformadores de distribuição, localizados nos postes das ruas. Além disso, é possível encontrar alguns consumidores diretamente conectados à rede primária. Os níveis de tensão de distribuição são padronizados, porém existe redes antigas que admitem níveis de tensão diferente do padrão definido, ambos são mostrados na Tabela 1 [5].

Tabela I
TENSÕES USUAIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Tensão (KV)		Campo de Aplicação
Padronizada	Existente	
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)
0,380/0,220	0,230/0,115	
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)
34,5	22,5	

Essa estrutura é composta por alimentadores e equipamentos de finalidades diversas no sistema. Os alimentadores, que consistem em cabos ou linhas que partem dos transformadores das subestações abaixadoras, fornecendo energia de forma direta ou por meio de seus ramais aos transformadores de distribuição a um grupo de consumidores [6]. A estrutura básica do sistema primário é composta pelos elementos a seguir:

- Condutor: Cabos de alta condutividade, geralmente feitos de alumínio, transportam a corrente elétrica ao longo da linha de distribuição primária.
- Isoladores: São usados para suspender os condutores e evitar a passagem de corrente para os suportes metálicos ou para o solo.
- Postes ou Torres: Estruturas que suportam os condutores e isoladores ao longo da linha, variando de postes de madeira a torres de metal.
- Transformadores de Distribuição: Reduzem a tensão para níveis adequados para distribuição secundária.
- Chaves de Seccionamento: Dispositivos para isolar seções da linha para manutenção ou em caso de falhas.

Além dos elementos que compõe a estrutura básica do sistema, ele também é composto por dispositivos de proteção que possuem a finalidade de proteger a rede e seus equipamentos. Os sistemas de distribuição primário, em sua maioria, apresentam topologia radial, tornando-os suscetíveis a interrupções decorrentes de eventos específicos. Em situações de falha, a propagação desse evento pode resultar na interrupção do fornecimento de energia em uma extensa área da rede. Alguns equipamentos de proteção tem a função de isolar os trechos de falhas, tais dispositivos atuam na presença de falhas, seccionando a rede para isolar a seção com defeito e impedir o comprometimento do fornecimento de energia [7].

O conjunto de dispositivos de proteção seccionadores dispostos em pontos estratégicos da rede devem atuar em coordenação e com seletividade, pois a proteção do sistema, tem como finalidade isolar o curto-circuito o mais próximo possível do ponto em que foi originado e assim interromper

o fornecimento de energia para o menor número de consumidores possível [8]. Os principais dispositivos que compõem o sistema de proteção de uma rede primária de distribuição são listados a seguir:

- **Relés de Proteção:** Dispositivos eletrônicos que monitoram a integridade da linha e respondem a condições anormais, como curtos-circuitos ou sobrecargas, desligando a seção afetada para evitar danos.
- **Disjuntores:** Dispositivos que podem ser acionados para abrir a linha em caso de falhas graves, interrompendo a corrente elétrica.
- **Fusíveis:** Componentes de segurança que se rompem quando a corrente ultrapassa um determinado valor, interrompendo o circuito.
- **Para-Raios:** Protegem contra surtos de tensão causados por descargas atmosféricas, desviando a corrente para a terra.

O disjuntor geralmente é instalado como proteção principal do alimentador e pode ser telecomandado. Assim como os disjuntores, os relés de proteção ou religadores são utilizados como proteção principal no início dos alimentadores, mas também podem ser instalados no meio de um circuito alimentador desde que abranja uma quantidade significativa de clientes. É um equipamento programável conforme os parâmetros da rede e realiza automaticamente a abertura e fechamento de seus contatos principais. A Fig. 2 ilustra uma representação simplificada de uma rede de distribuição com dois alimentadores, em que as linhas pontilhadas delimitam algumas seções.

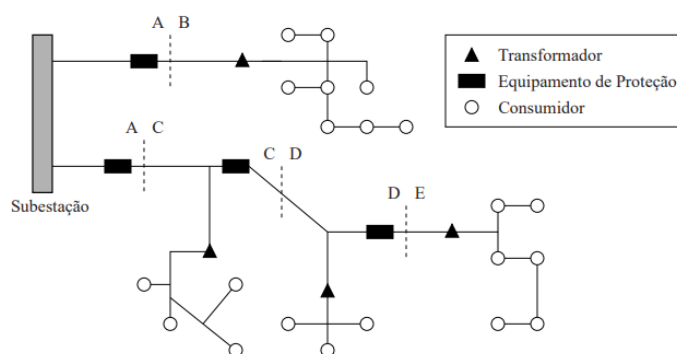


Figura 2. Representação de rede de distribuição [4].

A disposição de dispositivos de proteção e seccionamento em locais estratégicos no sistema de distribuição é um elemento crucial para aprimorar a qualidade do fornecimento de energia, minimizando as regiões desenergizadas e, consequentemente, elevando a confiabilidade do sistema elétrico. A avaliação da confiabilidade pode ser realizada por meio de índices ou indicadores específicos.

B. Regulamentação do Setor

O setor elétrico brasileiro de distribuição de energia é dinâmico, influenciado por regulamentações governamentais e

avanços tecnológicos, é composto por diversos agentes distribuidores e consumidores. Os principais agentes de distribuição são as concessionárias e ANEEL. O Brasil possui diversas concessionárias de distribuição ou distribuidoras de energia, cada uma atuando em uma determinada região demográfica. Essas empresas são responsáveis por operar, manter e expandir as redes de distribuição de energia elétrica em suas áreas de concessão levando a eletricidade até os consumidores finais, enquanto a ANEEL é a agência reguladora responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico no Brasil. A agência define as regras para concessões, tarifas e qualidade dos serviços prestados pelas empresas de distribuição.

Em 1996, o Ministério de Minas e Energia orquestrou e implementou o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Posteriormente, os resultados do projeto apontaram a necessidade de desenvolver um documento consolidado para estabelecer os procedimentos de distribuição no setor elétrico nacional. Esse entendimento culminou na recomendação para a formulação do PRODIST. O documento constitui um conjunto de diretrizes destinadas a apoiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional. Seu propósito é auxiliar na identificação e classificação das necessidades relacionadas ao segmento de distribuição de energia elétrica. Baseou-se nos princípios de modicidade tarifária, direitos e deveres equilibrados, função da distribuição de energia, tratamento isonômico para usuários da rede e um sistema de informações sistemáticas e permanentes de modo a auxiliar nos processos de regulação, fiscalização e mediação da ANEEL, autarquia responsável pela aplicação e atualização do documento [9].

Entre as funções legalmente atribuídas à agência destaca-se o estabelecimento, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas associadas à seção 8.2 do módulo 8 do PRODIST, visando a qualidade do serviço e continuidade no fornecimento de energia elétrica.

C. Continuidade no Fornecimento e o Indicador DEC

Uma empresa distribuidora de energia é responsável por fornecer energia elétrica aos consumidores, garantindo padrões elevados de qualidade no serviço. A excelência no serviço é caracterizada pela continuidade no fornecimento, abrangendo não apenas a entrega constante de energia, mas também o atendimento ao cliente. Essa qualidade pode ser comprometida por interrupções no sistema elétrico, resultantes de falhas imprevistas ou de atividades programadas de desligamento para a realização de manutenção.

A falha é o efeito ou a consequência de um incidente, em algum equipamento da rede elétrica, que provoque uma indisponibilidade operativa em condições não programadas, impedindo, em caráter permanente ou em caráter temporário, o seu bom funcionamento e o bom desempenho de suas funções. A falta de energia pode resultar em interrupções para clientes individualmente ou em grupos. Em ambos os casos, se a interrupção ultrapassar 3 minutos, será registrado um indicador

de continuidade. Isso pode levar à necessidade de compensar financeiramente um ou mais clientes, caso as metas estabelecidas pelo órgão regulador para a continuidade individual ou coletiva sejam violadas. O objetivo da ANEEL é assegurar a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, e exige que as concessionárias mantenham padrões específicos de continuidade. Para isso, ela estabelece limites para os indicadores coletivos de continuidade, visando garantir a eficiência e confiabilidade na oferta de energia elétrica [10].

O indicador de continuidade é definido como a representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico. Seu objetivo é assegurar níveis desejáveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica e comparar o desempenho das concessionárias com valores definidos durante os ciclos de revisão tarifária. São mensuradas interrupções oriundas de descontinuidades do neutro ou da tensão em qualquer uma das fases de um circuito elétrico, superiores a 3 minutos. São desconsideradas as ocorrências de interrupções superiores a 3 minutos nas seguintes circunstâncias:

- Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- Interrupção em situação de emergência;
- Suspensão por inadimplência do consumidor;
- Racionamentos instituídos;
- Interrupções ocorridas em dia crítico3;
- Oriundas da atuação de esquema regional de alívio de carga estabelecido pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

A ANEEL estabelece o limite máximo do indicador e visa a melhoria contínua na continuidade do fornecimento e qualidade do serviço, diminuindo as metas nacionais e, consequentemente, das distribuidoras a cada ano.

O indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) é um dos principais indicadores de continuidade, ele considera padrões individuais e coletivos. Refere-se ao tempo médio, durante um período de observação, em que cada unidade consumidora do conjunto considerado experimentou interrupções na distribuição de energia elétrica. As metas e resultados nacionais de DEC definidas pela ANEEL de 2013 a 2022 são ilustrados na Fig. 3, em que a linha representa as metas estipuladas e as barras o valores realizados em cada ano.

A duração das interrupções está vinculada à logística de atendimento, incluindo fatores como veículos, comunicação e qualificação da equipe, assim como à tecnologia empregada para a restauração e reparo da rede. Além disso, a dificuldade de acesso ao local da falha, que pode ser afetada pela qualidade das estradas, trânsito, entre outros aspectos, também influencia a duração das interrupções [11]. A equação do DEC é apresentada em (1).

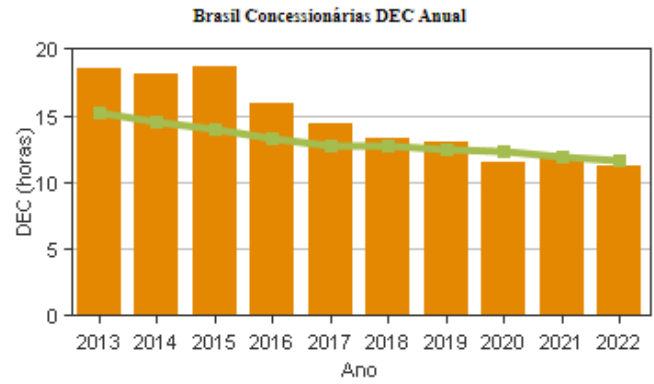


Figura 3. DEC Anual no Brasil (ANEEL).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times T_i)}{C_t} \quad (1)$$

onde:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

n = Número de interrupções ocorridas no período de apuração;

C_i = Número de consumidores atingidos pela interrupção;

T_i = O tempo de duração da interrupção em horas;

C_t = O número total de consumidores do universo considerado, entendido como sendo o número de consumidores do último dia do mês para apuração mensal e a média aritmética dos números de consumidores mensais para apuração anual.

O indicador DEC pode ser apurado para diferentes universos, neste trabalho a apuração do indicador e os limites (metas) definidas junto à ANEEL consideram o indicador em nível de conjuntos de unidades consumidoras e empresa, com todas as ocorrências de natureza acidental. Conforme descrito por [11], os conjuntos de unidades consumidoras são subdivisões da área de concessão da distribuidora, para quais são definidos padrões de qualidade (indicadores e metas). Os limites de DEC podem ser considerados como referência, para uma continuidade média a ser fornecida pela distribuidora aos consumidores pertencentes ao conjunto. A ANEEL estabelece para cada uma das distribuidoras metas anuais para os indicadores de continuidade.

D. Planejamento e Controle da Manutenção

A duração das interrupções está relacionada aos recursos humanos e materiais utilizados na restauração e reparo da rede elétrica. Por outro lado, a frequência das interrupções reflete a vulnerabilidade do sistema elétrico perante fatores ambientais, envelhecimento ou manutenção inadequada. Em resumo, a duração e frequência das interrupções são indicadores do nível de investimento realizado pela concessionária no sistema elétrico. Esses investimentos, ou a ausência deles, impactam

diretamente na qualidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras [13].

As equipes de manutenção executam suas atividades com base no histórico dos equipamentos ou em um planejamento desenvolvido a partir de uma análise de prioridades após inspeções. Geralmente, essas equipes não consideram o impacto da manutenção na confiabilidade do sistema. Algumas tarefas de manutenção são conduzidas por meio de tentativa e erro [14]. A detecção da necessidade de manutenção em redes de distribuição de energia geralmente começa com uma inspeção visual conduzida por técnicos especializados. Durante essa inspeção, os técnicos identificam os serviços a serem realizados com base em sua observação, como poda de árvores, substituição ou reparo de equipamentos, estruturas, rede, componentes, entre outros. Os trechos radiais, por sua extensão, comumente apresentam mais de um serviço a jusante de uma mesma chave. A execução desses serviços muitas vezes enfrenta restrições orçamentárias, o que requer dos técnicos ou responsáveis pela atividade a decisão sobre quais serviços, entre os identificados no campo, serão efetivamente realizados.

Neste artigo, a metodologia de priorização aplicada à ferramenta desenvolvida indica as chaves priorizadas a nível de manutenção corretiva, ou seja, os indicadores analisados apontam desempenho inferiores ao esperado. A manutenção corretiva indicada é de caráter planejado, pois a ferramenta aponta uma possível necessidade de manutenção sobre uma chave ou no trecho a jusante dela, sem caracterizar uma emergência ou existência de interrupção no momento.

III. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida neste trabalho foi aplicada a uma ferramenta de apoio à decisão ao serviço de programação de manutenção aplicado a uma das 5 regionais da área de concessão de uma distribuidora de energia. a regional estudada é composta pelo total de 6 conjuntos elétricos consumidores. A metodologia está dividida em 3 partes: na primeira parte é apresentado as características da regional estudada, indicadores e seus conjuntos. Na segunda parte, é explicada a metodologia de priorização da manutenção. Por fim, na última parte, é realizado a parametrização da metodologia de priorização à tomada de decisão.

A. Análise dos Conjuntos Elétricos

Os conjuntos elétricos consistem no agrupamento das unidades consumidoras por natureza elétrica, geralmente definido por alimentadores de uma mesma subestação. Conforme citado anteriormente, a ANEEL define metas anuais para os indicadores de continuidade das distribuidoras. Os dados de ocorrências levantados para a obtenção dos resultados de indicadores da regional e seus conjuntos, assim como os limites máximos estabelecidos, possuem o intervalo de 12 meses e consideram apenas ocorrências acidentais registradas em chaves na rede primária de distribuição. Nesta seção, o período considerado para a análise dos conjuntos e coleta de informações para o desenvolvimento da metodologia e ferramenta foi de setembro

de 2022 a agosto de 2023. A regional analisada contou com 115.564 clientes divididos em 6 conjuntos consumidores. Para fins de comparação do indicador para os diferentes conjuntos, foi realizada a obtenção do indicador no intervalo de 12 meses para o nível da empresa, realizando a multiplicação do DEC de cada conjunto pelo seu número total de clientes e realizando a divisão do resultado pelo número total de clientes da empresa. A Fig. 4 apresenta o gráfico funil com o percentual de cada conjunto para a composição do DEC total regional.

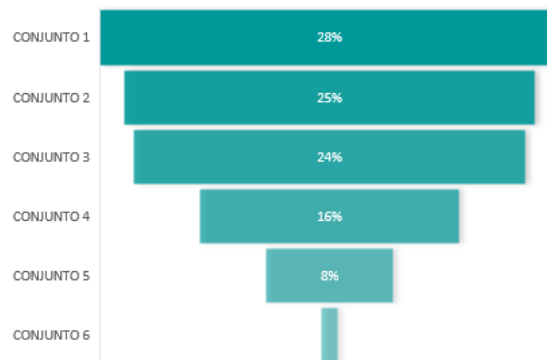


Figura 4. Porcentagem de DEC para cada conjunto da regional em Agosto.

A empresa estudada avalia o DEC nos últimos 12 meses, comparando-o com a meta anual estabelecida para cada conjunto. Caso os valores registrados do indicador de continuidade ultrapassem as metas definidas pela ANEEL, a concessionária pode estar sujeita a penalidades, as quais podem incluir multas ou redução de sua receita. A empresa considera como transgredidos os conjuntos nos quais os valores de DEC realizados ultrapassam a meta pré-definida em até 30%, e como transgredidos críticos os conjuntos nos quais os desvios percentuais são iguais ou superiores a 30%. A Tabela 2 apresenta a situação dos conjuntos elétricos que compõem a região estudada para a aplicação da metodologia; os valores de DEC apresentados estão no nível do conjunto. Observa-se que o conjunto 2 encontra-se em transgressão e o conjunto 5 é um conjunto transgredido crítico enquanto os demais conjuntos possuem os resultados dentro dos limites de DEC estabelecidos.

Tabela II
INDICADORES DE CONTINUIDADE DOS CONJUNTOS ELÉTRICOS.

Conjunto	Clientes	DEC Realizado	Meta DEC	Desvio
1	31879	6,27	9,00	-30%
2	8503	18,53	16,00	16%
3	42691	3,91	8,99	-51%
4	26751	3,57	9,00	-60%
5	4548	14,89	11,00	35%
6	1192	4,78	13,00	-63%

Além dos limites do indicador acumulado apresentados na tabela acima, também foram analisadas as metas mensais a nível de empresa para o DEC acumulado. As metas mensais para cada conjunto são definidas anualmente, neste caso, para

o ano de 2023, a fim de garantir um controle interno mais preciso dos indicadores, do cenário dos conjuntos e para definir planos de manutenção que corrijam os resultados em prazos menores. Para sua definição, consideram-se fatores como sazonalidade, planejamento da manutenção e períodos chuvosos. A meta mensal também é dividida igualmente para os dias de cada mês, fornecendo um limite diário de DEC accidental para cada mês do ano.

B. Reincidente

O indicador de reincidência, também conhecido como "reincidente", é um parâmetro de extrema relevância na concessionária, uma vez que auxilia na identificação de chaves que apresentam recorrência de ocorrências. Tal recorrência geralmente indica possíveis falhas em equipamentos, vegetações ou interações de animais com a rede primária de distribuição e, conseqüentemente, uma possível necessidade de manutenção na chave ou trecho a jusante. Este indicador é calculado com base em um período de análise de 30 dias e avalia a quantidade de ocorrências registradas nesse intervalo.

A contagem das ocorrências ocorre de maneira sistemática; cada uma é registrada e monitorada ao longo do período de análise. A análise das ocorrências é realizada em um intervalo fixo de 30 dias, proporcionando uma janela temporal adequada para identificar padrões de comportamento em relação a uma chave específica.

O indicador de reincidência considera um método claro para determinar quando uma chave pode ser classificada como "reincidente". Conforme previsto, uma chave é considerada reincidente quando sucedem três ou mais ocorrências no período de 30 dias. Isso implica que a chave estabelece um padrão de comportamento não desejado, que requer atenção e possível manutenção corretiva. Além disso, a contagem de reincidências não se limita apenas uma vez para ativos que apresentam três ocorrências em 30 dias. Para cada ocorrência adicional registrada acima desse limite, uma nova reincidência é somada ao indicador. Isso reflete a gravidade do problema e uma possível necessidade de intervenção imediata. Um exemplo de contagem de ocorrências e as implicações de reincidência em uma chave fictícia são ilustrados na Fig. 5. A obtenção do indicador de reincidência para as chaves foi fundamental para o desenvolvimento da metodologia que será discutida nas seções seguintes.

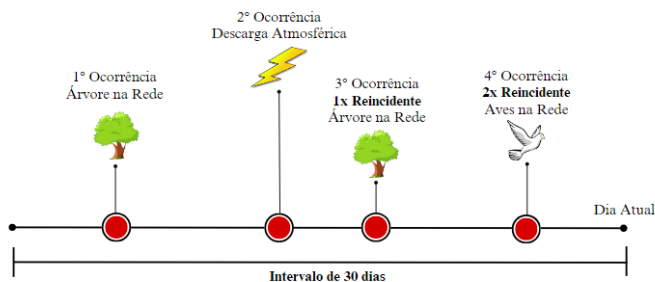


Figura 5. Exemplo de reincidência em chave fictícia.

C. Matriz de Priorização

Neste estudo, para o desenvolvimento da metodologia proposta, foi utilizado o conceito de matriz de risco. A matriz de risco é uma ferramenta empregada para medir, avaliar e classificar os eventos de risco que têm o potencial de impactar a consecução dos objetivos de uma unidade ou processo. A matriz é composta por uma escala que abrange probabilidades e impactos [1]. No presente trabalho, foi organizada em uma estrutura 5x4 e dividida em quatro regiões. Cada região representa diferentes níveis de risco ou prioridade e foi diferenciada por cores, categorizadas com base nas definições estabelecidas para o risco em questão. O funcionamento da metodologia na FAD consiste na alocação das chaves dos 6 conjuntos elétricos com registro de ocorrência nos níveis de prioridade da matriz. Para isso, são analisados dados móveis, ou seja, dados que são renovados a cada atualização da ferramenta e consideram um intervalo de histórico de ocorrências de 30 dias.

Denomina-se o eixo vertical como sendo o impacto de DEC. O mesmo foi dividido em 5 níveis, a saber: baixo, normal, médio, alto e crítico. O eixo de impacto de DEC faz referência à média de DEC no nível da empresa para cada chave. Já o eixo horizontal, considerado como o eixo de probabilidade, foi dividido em 4 níveis: baixa, média, alta e elevada. O eixo de probabilidade faz referência ao estado de reincidência da chave. A Figura 6 apresenta o escopo da matriz e seus eixos de impacto e probabilidade.

		REINCIDENTE →			
↑ DEC	IMPACTO	PROBABILIDADE			
		BAIXA	MÉDIA	ALTA	ELEVADA
	CRÍTICO	68	10	3	7
	ALTOS	3	0	1	0
	MÉDIOS	13	0	0	1
	NORMAIS	9	2	0	2
	BAIXOS	43	2	3	1
		NÍVEL DE PRIORIDADE			
		BAIXO	MÉDIO	ALTO	CRÍTICO
		54	22	82	10

Figura 6. A matriz de priorização e os níveis de prioridade.

Na metodologia desenvolvida neste trabalho, a interseção dos eixos descritos anteriormente indica o nível de prioridade ou risco das chaves de diferentes conjuntos, que estão dispostas na rede primária de distribuição, conforme ilustrado na Figura 7.

D. Parametrização

A parametrização da metodologia de priorização envolve a definição dos aspectos qualitativos e quantitativos que determinam o nível de prioridade para o eixo de impacto associado ao DEC e para o eixo de probabilidade associado ao reincidente, de forma individual. A parametrização é parte fundamental no desenvolvimento da ferramenta. Os dados de meta dos últimos

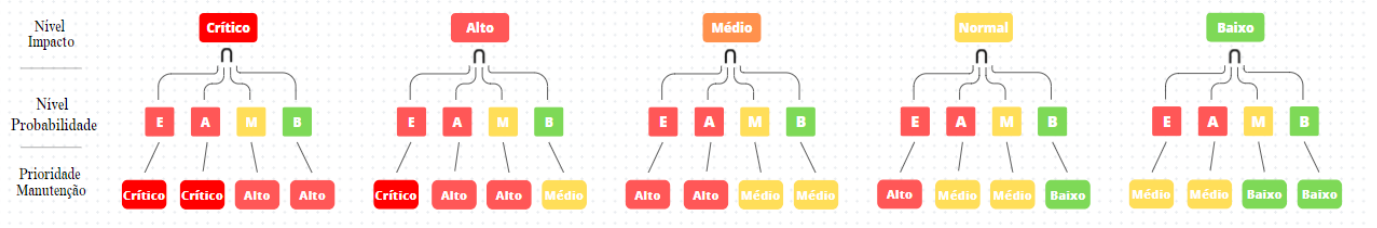


Figura 7. Interseção dos eixos e níveis de prioridade da matriz.

12 meses e diários dos conjuntos apresentados em uma das seções anteriores foram utilizados no processo.

1) *Valor Crítico*: Para a definição dos parâmetros do eixo de impacto, foi adotado o conceito de valor crítico. Este valor foi determinado de modo que os limites superiores e inferiores do eixo de impacto variem de acordo com a média da meta diária de execução de DEC do conjunto elétrico nos 30 dias subsequentes à data de atualização da FAD, a média da quantidade de ocorrências nos 30 dias anteriores à mesma data e o nível de transgressão do conjunto elétrico. A Tabela 3 apresenta os fatores de nível de transgressão N_T para os respectivos desvios do DEC realizado em relação à meta de DEC exibidos na Tabela 2.

Tabela III
DETERMINAÇÃO DO FATOR DE NÍVEL DE TRANSGRESSÃO

Desvio Meta DEC	Fator N_T
$D_{DEC} < -20\%$	1,3
$-20\% \leq D_{DEC} < 0$	1
$D_{DEC} \geq 0$	$(1 - 0,03 \times N)$; $N = N + 1$ p/ cada 10% de D_{DEC}

O cálculo do valor crítico V_c é apresentado em (2).

$$V_c = \frac{M_{DEC}}{M_{OC}} \times N_T \quad (2)$$

onde:

V_c = Valor crítico;

M_{DEC} = Média da meta de DEC diária do conjunto nos 30 dias subsequentes;

M_{OC} = Média do total de ocorrências diárias no conjunto nos 30 dias anteriores;

N_T = Fator do nível de transgressão do conjunto.

2) *Eixo de Impacto DEC*: Após a definição do valor crítico, realizou-se a parametrização do eixo de impacto em DEC. O valor crítico calculado anteriormente foi estabelecido como limite inferior para o nível de prioridade crítica do eixo de impacto associado ao DEC, enquanto os demais níveis de prioridade do eixo compõem um percentual do valor crítico, conforme ilustrado na Figura 8. Vale ressaltar que o valor de DEC sobre a chave a ser comparado à parametrização definida para o eixo de impacto, com base no valor crítico para cada conjunto, é a média do DEC do histórico de ocorrências associadas a uma chave específica da rede primária no intervalo de 30 dias.

Crítico	$DEC \geq V_c$
Alto	$0,8 \times V_c \leq DEC < 1 \times V_c$
Médio	$0,6 \times V_c \leq DEC < 0,8 \times V_c$
Normal	$0,4 \times V_c \leq DEC < 0,6 \times V_c$
Baixo	$DEC < 0,4 \times V_c$

Figura 8. Parametrização do eixo de impacto DEC.

Em cada fluxo de atualização da FAD, o DEC médio de cada chave com ocorrência no intervalo é obtido e associado ao nível de prioridade do eixo de impacto segundo o valor crítico apurado para o conjunto correspondente.

3) *Eixo de Probabilidade*: O eixo de probabilidade da matriz de priorização foi associado ao indicador de reincidência. Para a parametrização dos níveis alto e médio de probabilidade do eixo, foi criado o conceito de risco de reincidência. Uma chave é considerada como reincidente se ela apresentar três ocorrências em um intervalo de 30 dias, no caso de aplicação da metodologia em uma ferramenta, no intervalo de 30 dias anteriores à atualização da mesma. Logo, caso a chave apresente duas ocorrências neste intervalo, é possível definir o risco de reincidência como sendo a quantidade de dias que a chave precisa ficar sem que haja nenhuma ocorrência para que ela saia do risco de reincidência, ou seja, para que uma próxima ocorrência não implique em reincidência na chave. A Fig. 9 apresenta o conceito de risco de reincidência.

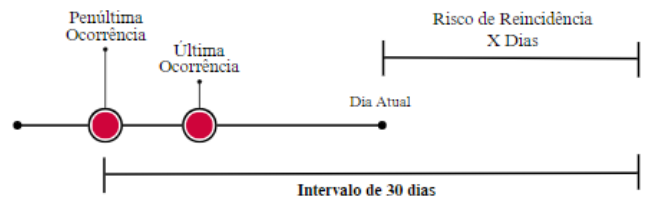


Figura 9. Risco de reincidência para chaves com duas ocorrências.

Os parâmetros para a parametrização do eixo de probabilidade associado à reincidência sobre cada chave é ilustrado na Fig. 10.

Elevada	Reincidente
Alta	Risco de Reincidência maior ou igual a 15 dias
Média	Risco de Reincidência menor que 15 dias
Baixa	Apenas uma ocorrência

Figura 10. Parametrização do eixo de reincidência.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A. A FAD e o fluxo de manutenção

A FAD foi desenvolvida em um arquivo de Planilha Habilitada para Macros do Microsoft Excel (.xslm). Pôde-se observar o dinamismo e a facilidade no processo de atualização da ferramenta. É necessário o download de duas bases de dados fundamentais, todas provenientes do registro de ocorrências realizado pelas equipes de operação no sistema interno, tratadas e disponibilizadas em um relatório Power BI de acompanhamento geral do DEC pela empresa. Essas bases incluem o histórico de ocorrências do último ano, que contém todas as informações das ocorrências registradas e os resultados e metas de DEC para cada conjunto elétrico. Na atualização, o cálculo do valor crítico do eixo de impacto da matriz de priorização e a realocação das chaves em seu nível de prioridade são realizados automaticamente por intermédio de uma consulta no Microsoft Power Query para Excel. A matriz de priorização apresentada na seção de metodologia ilustrada pela Fig. 6 compõe a interface de operação da FAD.

Na interface principal de operação inseriu-se uma tabela de dados que consolida todas as informações das chaves com registro de ocorrência exibidas em priorização pela FAD. Na tabela foi acrescentada informações sobre as chaves importantes para a programação, como: quantidade de clientes, média de clientes atingidos por interrupção, data da última ocorrência, DEC médio nos últimos 30 dias, quantidade de ocorrências nos últimos 30 dias, quantidade de ocorrência nos últimos 12 meses, DEC acumulado 12 meses, percentual de ocorrências com causas de árvore na rede nos últimos 12 meses, percentual do DEC conjunto realizado pela chave nos últimos 12 meses são algumas informações.

Através de uma programação em VBA no Excel (*Virtual Basic for Applications*), uma interface de ferramenta usada principalmente para automação e personalização de tarefas no Microsoft Excel, foi criado um código de programação que aplica um filtro à tabela de dados das chaves que exibe apenas as chaves que estão alocadas no nível da matriz de priorização ou de prioridade conforme a seleção realizada.

Como citado anteriormente, o programador e as equipes responsáveis pela manutenção por vezes possuem solicitações emergenciais, com prioridade sobre a priorização realizada pela ferramenta. Durante a utilização percebeu-se que a FAD pode ser utilizada como ferramenta de programação primária de serviços, e secundária na existência de prioridades sobre o resultado gerado por ela. A utilização da ferramenta modificou o fluxo de programação da manutenção no setor, os modos de utilização citados anteriormente e o fluxo de operação da manutenção com a FAD são ilustrados no fluxograma da Fig. 11.

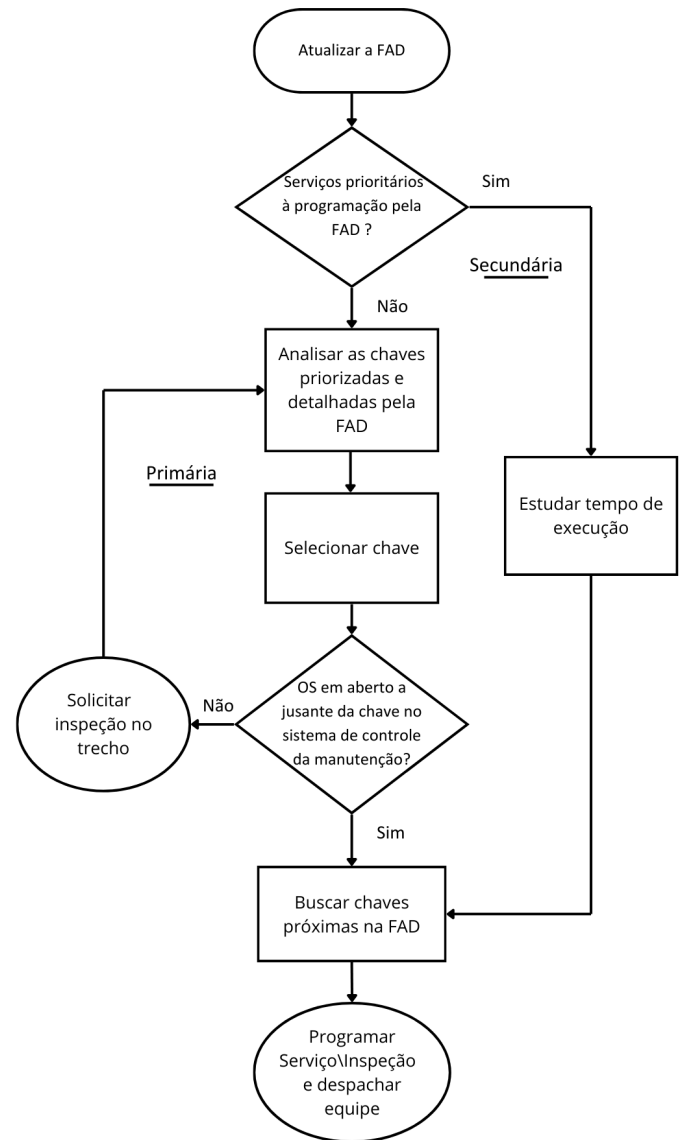


Figura 11. Fluxograma do processo de programação da manutenção.

B. Utilização da FAD e aplicação da metodologia

A metodologia descrita na Seção 2 foi aplicada a uma ferramenta de apoio à decisão, previamente descrita, na região de uma distribuidora de energia elétrica. A aplicação da

FAD na manutenção ocorreu no intervalo de 14/09/2023 a 30/10/2023. Na Fig. 8, é ilustrado o total de chaves alocadas na matriz de priorização para cada conjunto, considerando os dias e intervalos de coleta de dados definidos. Como a ferramenta analisa um histórico de 30 dias de ocorrências, foram coletados dados diários levantados para a obtenção dos resultados com um intervalo de três dias, variando de 14/09/2023 a 20/10/2023. Considerando o nível de transgressão dos conjuntos apresentados na Tabela 2, as ações de manutenção foram exclusivamente destinadas aos conjuntos 2 e 5, devido aos desvios apresentados no indicador de continuidade DEC, de 16% e 35%, respectivamente.

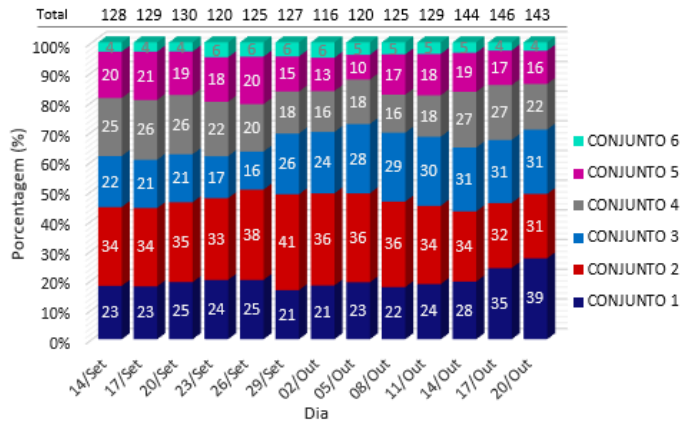


Figura 12. Porcentagem de chaves na matriz para cada conjunto.

Observa-se na Fig. 8 que o Conjunto 2 é o conjunto que aloca o maior número de chaves na FAD no início da aplicação da metodologia. A quantidade total de chaves designadas na matriz no primeiro dia de aplicação foi de 128, enquanto no último dia de dados coletados o total foi de 143, representando um aumento de 11,7% no número de chaves com ocorrência no intervalo de 30 dias anteriores ao dia 20/10/2023. No final do intervalo de aplicação da metodologia, percebe-se que os Conjuntos 1 e 3 apresentaram um aumento significativo na quantidade de chaves com ocorrência, enquanto os Conjuntos 2, 4 e 5 mostraram uma redução.

A variação da quantidade de chaves alocadas nos níveis alto e baixo para os conjuntos 1, 3 e 5 é mostrada na Fig. 13.

Foram utilizados os conjuntos que apresentaram a maior variação no número de chaves alocadas no intervalo estudado, a fim de destacar a parametrização do eixo de impacto em (2). Esse eixo foi definido de forma a variar seus limites conforme a média móvel de 30 dias do número de ocorrências.

Na Fig. 13, é notável o aumento da quantidade de chaves em nível alto de priorização nos extremos do intervalo de análise para os conjuntos 1 e 3, conforme esperado, visto que apresentaram variação positiva na quantidade de ocorrências a longo prazo. A variação para o conjunto 5 resultou na diminuição da quantidade para os níveis alto e crítico, pois apresentou redução na quantidade de chaves na matriz de priorização e, conseqüentemente, no número de ocorrências.

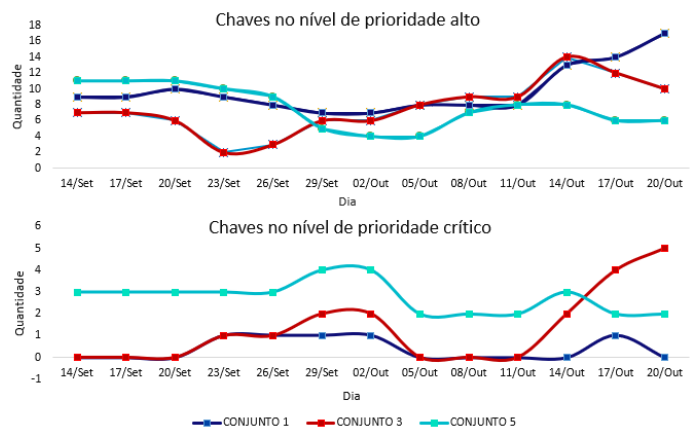


Figura 13. Variação de chaves em níveis alto e crítico de prioridade.

Além dos efeitos de parametrização observados para o eixo de impacto, a Fig. 14 ilustra a simulação de desvios nos valores do DEC em relação à meta definida para o conjunto. O desvio simulado do DEC definiu diferentes níveis de transgressão N_T apresentados na Tabela 3, dependendo do desvio considerado. Observa-se a variação nos limites do eixo de impacto com base no cenário do conjunto, conforme mostrado pela simulação realizada.

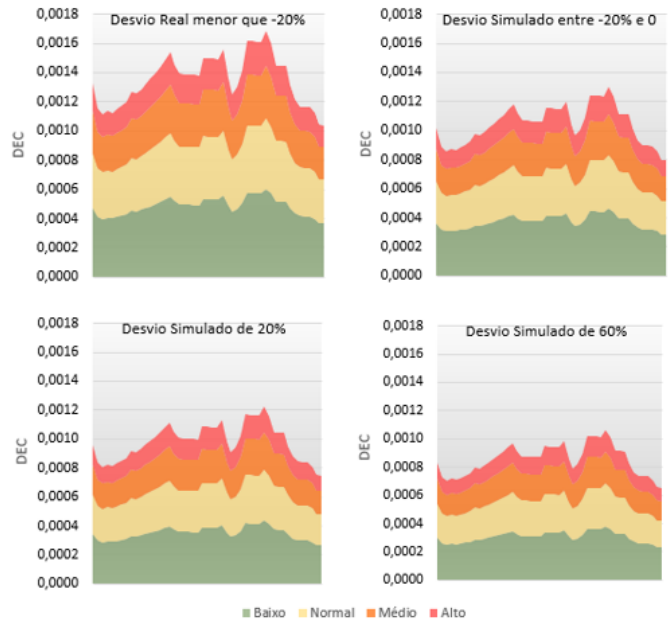


Figura 14. Fluxograma do processo de programação da manutenção.

Por fim, analisou-se o deslocamento na matriz para três chaves que receberam manutenção durante o período de aplicação da ferramenta e metodologia, sendo a chave 1 do conjunto 1 e as chaves 2 e 3 pertencentes ao conjunto 5. A Fig. 15 mostra o acompanhamento da priorização realizado sobre as chaves e destaca o ponto de manutenção realizado. Consideram-se os níveis de prioridade de baixo a crítico, ilustrados no eixo

das ordenadas como sendo de 1 a 4. Os pontos em vermelho destaca as datas que as manutenções na chave foram realizadas e programadas. Observa-se que a Chave 1 já estava em nível crítico de prioridade no início da aplicação e apresentava um total de 4 ocorrências no intervalo de trinta dias anteriores, enquanto a Chave 2 estava em nível médio com um total de duas ocorrências, apresentando um risco de reincidência de 10 dias, e a Chave 3 em nível alto.

A Chave 1 permaneceu no mesmo nível durante a maioria do intervalo analisado; a manutenção no trecho da chave foi realizada em 23/09/2023, e a mesma apresentou ocorrências após o serviço realizado. Isso indica que mais de um ponto a jusante da rede poderia estar comprometido. Em 25/09/2023, a Chave 2 somou uma ocorrência, tornando-a reincidente; dessa forma, foi alocada na ferramenta para o nível crítico de prioridade, e sua manutenção foi efetuada em 29/09/2023. A Chave 3 teve sua manutenção realizada próximo ao início da aplicação e apresentou melhoras significativas ao longo do tempo em seus indicadores que garantem a priorização.

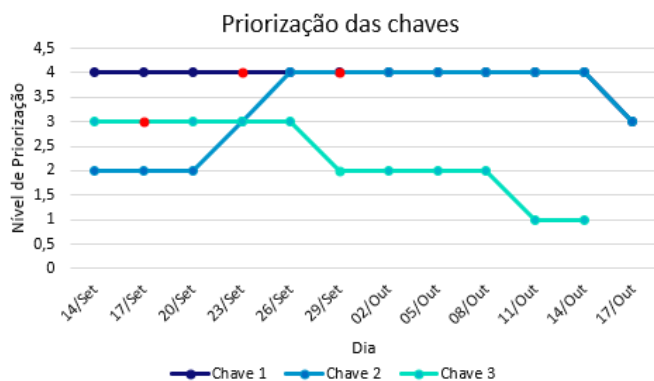


Figura 15. Análise dos resultados de chaves reais.

Na primeira seção de aplicação da FAD foram adicionados à tabela de dados das chaves indicadores de manutenção realizadas, visto que a matriz da metodologia realoca as chaves exclusivamente com base nos indicadores, fez-se necessário a indicação de manutenção realizada nas chaves aos programadores até que as mesmas saíssem da ferramenta.

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho, uma metodologia de priorização de manutenção em chaves da rede primária de distribuição de energia elétrica foi implementada e aplicada ao fluxo de trabalho do programador de serviços de obra e manutenção da rede, por meio de uma ferramenta de apoio à tomada de decisão no Excel. A proposta visa garantir que os programadores operem uma ferramenta de análise de indicadores, priorizando chaves de diferentes conjuntos elétricos para uma tomada de decisão rápida e eficiente na definição dos serviços e inspeções a serem executados.

Os resultados mostraram o correto funcionamento do método, principalmente devido à sua parametrização, permitindo ao gestor da rede determinar a prioridade de manutenção

com base nos indicadores de continuidade da empresa. A FAD foi desenvolvida exigindo o esforço computacional compatível com a tarefa, tanto para atualização quanto para operação. Durante a operação da ferramenta, tornou-se possível ao programador enfatizar ações conjuntas em chaves próximas pertencentes ao mesmo conjunto ou alimentador, otimizando a manutenção e economizando recursos gastos em deslocamento e aproveitamento da hora-homem disponível.

O trabalho desenvolvido representa o início da aplicação da ferramenta, ainda em sua fase de testes de operação e parametrização. Como recomendações para trabalhos futuros, pode-se citar: A aplicação da FAD a longo prazo e o efeito nos indicadores de continuidade dos conjuntos; a sazonalização e seus efeitos na metodologia; análise dos parâmetros de priorização e parametrização; análise detalhada dos conjuntos para redefinição dos parâmetros de transgressão da FAD.

REFERÊNCIAS

- [1] ABAIDE, Alzenira da Rosa et al. Desenvolvimento de métodos e algoritmos para avaliação e otimização da confiabilidade em redes de distribuição. 2005. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.
- [2] FAGUNDES, Liliane Dolores; ALMEIDA, DA de; LEAL, Fabiano. Metodologia de gestão de falhas para empresas do setor elétrico. Anais do ENEGP-Encontro Nacional de Engenharia de Produção, v. 24, n. 2000, p. 620-627, 2004.
- [3] MAGALHÃES, Emerson Felipe Araujo. Modelagem e simulação de indicadores de continuidade: ferramenta auxiliar para a manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. 2017.
- [4] FERREIRA, Monique Ianne Jordão. Planejamento da Manutenção de Sistemas de Distribuição Baseado em índices de Confiabilidade. 2019.
- [5] KAGAN, Nelson; DE OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBA, Ernesto João. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Editora Blucher, 2021.
- [6] BUENO, Edilson Aparecido. Redução das Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis. 2005. Tese de Doutorado. Tese-Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação-São Paulo, Brasil.
- [7] REIS, Paulo Alexandre. Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica. Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação-Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP-Brazil, 2007.
- [8] GIGUER, S., Proteção de Sistemas de Distribuição. 1ª Edição. Porto Alegre. Editora Sagra.
- [9] MATTAR, Carlos Alberto Calixto. Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição-PRODIST: desafios e oportunidades. 2010.
- [10] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>.
- [11] BERNARDO, Natália. Evolução da gestão da qualidade de serviço de energia elétrica no Brasil. 2013.
- [12] DIAS, Evaldo Baldin. Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição. 2002. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- [13] PESSANHA, José Francisco Moreira; SOUZA, Reinaldo Castro; LAURENCEL, Luiz da Costa. Utilizando a análise envoltória de dados na regulação da continuidade do fornecimento de energia elétrica. XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2005.
- [14] REIS, Paulo Alexandre. Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica. Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação-Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP-Brazil, 2007.