

ANEXO VII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 7 – CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Seção 7.0
Introdução

Conteúdo

1. Além desta seção introdutória, este módulo está estruturado da seguinte forma:

- a) Seção 7.1 – Disposições gerais para o cálculo de perdas na distribuição: estabelece os dados e informações necessárias e os parâmetros regulatórios a serem adotados no cálculo das perdas na distribuição;
- b) Seção 7.2 – Metodologia de cálculo de perdas técnicas: define a metodologia de cálculo de perdas técnicas e estabelece a forma de caracterização da carga para fins de aplicação do método de fluxo de potência.;
- c) Seção 7.3 – Procedimento de cálculo: estabelece os procedimentos para o cálculo das perdas técnicas de energia dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- d) Seção 7.4 – Indicadores de perdas: define os indicadores de perdas obtidos do cálculo;
- e) Seção 7.5 – Premissas para o cálculo de perdas na distribuição das concessionárias: estabelece aspectos particulares relacionados ao cálculo de perdas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica; e
- f) Anexos.

Objetivo

- 2. Definir os procedimentos para a obtenção dos dados necessários para o cálculo das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- 3. Estabelecer os parâmetros regulatórios, a metodologia e os procedimentos para a apuração das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica.
- 4. Definir o tratamento regulatório a ser empregado em caso de impossibilidade de realização do cálculo das perdas.
- 5. Definir o período de realização e o método de cálculo de perdas técnicas, empregado em cada segmento e equipamento do sistema de distribuição.
- 6. Estabelecer a forma de caracterização da carga para fins de aplicação do método de fluxo de potência.
- 7. Definir os indicadores para a avaliação das perdas na distribuição de energia elétrica.

Aplicabilidade

8. Os procedimentos de cálculo das perdas na distribuição devem ser observados por:
- a) Distribuidoras de energia elétrica, de acordo com os regulamentos específicos relacionados à revisão tarifária; e
 - b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no que diz respeito à apuração das perdas de energia nas Demais Instalações de Transmissão – DIT.

Seção 7.1

Disposições sobre o cálculo de perdas na distribuição

Disposições gerais

9. São consideradas somente as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as DIT, quando couber.
10. Não são consideradas as perdas das instalações de terceiros, incluindo aquelas constantes do Plano de Incorporação de Redes Particulares ainda não transferidas para a distribuidora.
11. As perdas técnicas nos transformadores acrescidas aos valores medidos de energia e demanda nas unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário não devem ser consideradas no cálculo de perdas na distribuição.
12. As perdas técnicas nos ramais de ligação das unidades consumidoras atendidas por sistema de medição externa devem ser consideradas para fins do cálculo de perdas na distribuição.
13. As instalações de terceiros constantes do Plano de Incorporação de Redes Particulares devem ser informadas para o cálculo de perdas na distribuição até o prazo estabelecido no regulamento que trata da transferência desses ativos às distribuidoras, considerando o período definido para a apuração das perdas.

Dados para o cálculo de perdas na distribuição

14. Os dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores) e de energia nas unidades consumidoras e geradores, nos transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão são obtidos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD.
15. Os dados do Balanço de Energia, que compreendem os montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição, devem ser enviadas pelas distribuidoras de acordo com as instruções relativas ao processo de revisão tarifária constantes do Módulo 6 do PRODIST.
16. A caracterização da carga é realizada a partir de dados da campanha de medição definida no Módulo 2 do PRODIST.
17. Os dados de energia são obtidos do sistema de medição das distribuidoras, de agentes supridores e da CCEE.

18. Os demais dados necessários para a apuração das perdas no sistema de distribuição e nas DIT de uso exclusivo devem ser fornecidos pela distribuidora, conforme estabelecido no Módulo 6 do PRODIST.

19. A ANEEL pode utilizar outras informações disponíveis em suas bases de dados para a apuração das perdas

20. A distribuidora deve apresentar avaliação das perdas por segmento, detalhando a metodologia utilizada no estudo.

21. As perdas nas DIT compartilhadas são apuradas pela CCEE, que deve informar os valores de cada distribuidora à ANEEL.

22. A ANEEL pode solicitar informações adicionais às listadas no Módulo 6 do PRODIST, necessárias para o cálculo das perdas na distribuição.

23. Os estudos realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas devem ser mantidos, por um período de 10 anos.

Avaliação das informações prestadas

24. Após recebimento e avaliação das informações encaminhadas pela distribuidora, caso sejam identificadas inconsistências, a ANEEL pode solicitar esclarecimentos e correções com vistas à realização do cálculo de perdas na distribuição.

25. Caso as inconsistências nas informações referidas no item 24 persistam, impossibilitando a realização do cálculo de perdas na distribuição, o percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada a ser adotado para a distribuidora terá como referência o menor valor entre os percentuais já calculados pela ANEEL.

Parâmetros Regulatórios

26. A ANEEL adota o valor de 0,92 para o fator de potência no cálculo das perdas do SDMT e SDBT.

27. Não são considerados no cálculo de perdas elementos de compensação de energia reativa instalados no Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT e no Sistema de Distribuição de Baixa Tensão - SDBT.

28. Exceto para as perdas apuradas por medição, é considerado um adicional de 5% sobre o montante de perdas técnicas totais, devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios.

29. O nível de tensão de operação considerado no cálculo é o informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, que deve corresponder à tensão que o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas.

30. Os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição encontram-se definidos nas Tabelas do Anexo 7.A.

31. Os valores de perdas totais e em vazio para os transformadores de potência devem corresponder aos dados de placa dos equipamentos, sendo que sua razoabilidade será avaliada pela ANEEL no momento do cálculo.

32. A perda considerada por circuito de tensão é de 1 W (watt) para medidores eletromecânicos e de 0,5 W para medidores eletrônicos.

33. A impedância de sequência positiva é considerada para fins do cálculo de perdas apuradas por fluxo de potência, conforme tabelas disponíveis no Anexo 7.B.

34. Caso o condutor não esteja contido nas Tabelas do Anexo 7.B, deve ser utilizada a impedância informada na BDGD, com sua razoabilidade avaliada pela ANEEL.

35. O modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado ZIP, sendo composto pelo seguinte:

a) para a parcela reativa: 100% impedância constante; e

b) para a parcela ativa: 50% potência constante e 50% impedância constante.

36. A carga é dividida igualmente entre as fases para as unidades consumidoras trifásicas e é considerada conectada entre fases, para as unidades monofásicas a três fios.

37. Quando a aplicação do método de cálculo das perdas apuradas por fluxo de potência resultar em tensão nos pontos de conexão de unidades consumidoras no nível precário ou crítico, conforme definido na Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST, a parcela da carga a que se refere o item 355, caracterizada como potência constante, passa a ser modelada como impedância constante.

38. Caso as tensões em qualquer ponto do sistema não estejam dentro dos limites definidos como adequados, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST, podem ser efetuados ajustes nos **Taps** dos reguladores de tensão e nas cargas conectadas ao alimentador.

39. A resistência de aterramento considerada para os circuitos monofilares com retorno por terra – MRT é de 15 ohms.

40. Caso a distribuidora não possua cadastro dos seus ramais de ligação de unidades consumidoras de baixa tensão, é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros.

41. O comprimento máximo admissível para o ramal de ligação é de 30 metros.

Etapas do cálculo

42. No cálculo das perdas técnicas são considerados os segmentos e os equipamentos dos sistemas de distribuição (segmentos de rede, ramais, transformadores, reguladores e medidores) e os subgrupos de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e B) aos quais esses segmentos e equipamentos pertencem.

43. Para o cálculo de perdas, o sistema de distribuição é segmentado em:

a) redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT;

- b) transformadores de potência;
- c) reguladores, redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT;
- d) redes do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT;
- e) transformadores de distribuição;
- f) ramais de ligação; e
- g) medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.

Seção 7.2

Metodologia de cálculo de perdas técnicas

Período de apuração das perdas na distribuição

44. O período de apuração das perdas na distribuição é anual e deve coincidir com o ano civil.

45. O cálculo de perdas na distribuição é realizado para cada mês do período de apuração.

46. São obtidos três valores de perdas de energia considerando:

- a) dias úteis;
- b) sábados; e
- c) domingos e feriados.

47. O número de dias úteis, sábados, domingos e feriados é obtido considerando o calendário nacional do ano de referência do cálculo.

48. São considerados feriados para fins do cálculo das perdas aqueles constantes da alínea “a”, do inciso XXXIX, do art 2º das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

Método de cálculo

49. As perdas de energia nas redes e nos equipamentos associados ao SDAT são apuradas por dados obtidos do sistema de medição.

50. As perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao SDMT e ao SDBT são apuradas pela aplicação do método de fluxo de potência.

51. Para os medidores, são computadas as perdas nas bobinas de tensão localizadas nas unidades consumidoras do grupo B.

Perdas apuradas por sistema de medição

52. As perdas de energia no SDAT são apuradas a partir dos dados obtidos do sistema de medição, pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira desse sistema com agentes de

transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição – SED.

Perdas em transformadores de potência

53. O cálculo das perdas técnicas de potência para os transformadores é realizado para a condição de carga média, de acordo com a equação:

$$P_{TR} = (P_{fe} + P_{cu}) [MW]$$

Equação 1 – Perda de potência no transformador

em que:

P_{TR} : perda de potência para a demanda média do transformador [MW];

P_{fe} : perda no ferro ou em vazio do transformador [MW];

P_{cu} : perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW].

54. A perda de potência para a demanda média no cobre do transformador é calculada pela equação:

$$P_{cu} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot P_{Ncu} [MW]$$

Equação 2 – Perda de potência no cobre no transformador

em que:

P_{cu} : perda de potência para a demanda média no cobre do transformador em [MW];

P_{Ncu} : perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre a perda total e a perda em vazio do transformador em [MW];

P_{med} : potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [MW];

P_{nom} : potência nominal do transformador em [MVA];

$\cos\varphi$: fator de potência, estabelecido em 0,92.

55. A perda de energia do transformador é calculada pela equação:

$$E_{TR} = \Delta T \cdot (P_{fe} + P_{cu} \cdot CP_T) [MWh]$$

Equação 3 – Perda de energia no transformador

em que:

E_{TR} : perda de energia do transformador em [MWh];

ΔT : período de tempo analisado;

P_{fe} : perda no ferro ou em vazio do transformador em [MW];

P_{cu} : perda de potência no cobre do transformador em [MW];

CP_T : Coeficiente de Perdas.

Apuração das perdas por fluxo de potência

56. As perdas ocorridas no SDMT e no SDBT, onde estão incluídos os ramais de ligação, são calculadas por

meio do método de fluxo de potência, em que:

- a) os elementos não-lineares, como geradores e alguns tipos de cargas, são considerados como equivalentes de Norton, com matriz de admitância nodal constante e uma corrente de compensação que ajusta a porção não-linear;
- b) a matriz de admitância nodal é mantida constante para melhorar a eficiência na solução do problema de fluxo de potência; e
- c) a corrente de compensação é aquela adicionada ao vetor de injeção de corrente e que compõe as equações nodais do circuito.

57. Para a solução do estudo de fluxo de potência, deve-se seguir os seguintes procedimentos:

- a) desconecta-se todas as cargas do sistema, considerando-se apenas os elementos passivos ligados em série no circuito, de forma a se obter um valor inicial das tensões em módulo e ângulo em todas as barras do circuito;
- b) inicia-se o ciclo de iterações, obtendo-se as correntes injetadas requeridas pelos elementos ativos conectados ao circuito, que são adicionadas ao vetor de injeção de corrente, para obter-se os novos valores de tensões nas barras do circuito;
- c) com a obtenção das tensões nas barras, o processo descrito na alínea “b” é reiniciado até que as tensões se encontrem dentro da tolerância especificada.

58. Caso a convergência não seja obtida com a aplicação do método descrito no item 57, pode ser adotado outro método de solução para o cálculo de perdas.

Perdas em medidores

59. A perda de potência para o medidor de energia das unidades consumidoras do grupo B é calculada conforme a equação:

$$P_M = K * P_C * 10^{-6} [MW]$$

Equação 4 – Perda de potência no medidor

em que:

P_M : perda de potência no medidor [MW];

P_C : perda por circuito de tensão do medidor [W];

K: multiplicador da perda de potência do circuito de tensão do medidor cujo valor deve ser fixado em:

3 (três), para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;

2 (dois), para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios e em 1 fase e 3 fios;

1 (um), para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios.

60. A perda de energia para o medidor E_M é obtida pela multiplicação entre a perda de potência, obtida pela Equação 4, e o período de tempo analisado ΔT .

$$E_M = P_M \cdot \Delta T [MWh]$$

Equação 5 – Perda de energia no medidor

em que:

E_M : perda de energia para o medidor em [MWh];

P_M : perda de potência do medidor em [MWh];

ΔT : período de tempo analisado.

Caracterização da carga

61. A distribuidora deve atribuir para cada unidade consumidora do SDMT e do SDBT uma curva de carga (consumidor-tipo) da tipologia que a representa, utilizando as informações de sua campanha de medição mais recente.

62. O percentual do mercado de energia anual informado para fins do cálculo de perdas das unidades consumidoras atribuído a cada consumidor-tipo deve ser igual ao percentual do mercado de referência que esse consumidor-tipo representa na formação da tipologia.

63. O cálculo do percentual do mercado de energia de cada consumidor-tipo deve levar em consideração as diferenças de energia observadas entre dias úteis, sábados, domingos e feriados.

64. A curva de carga diária a ser considerada para cada unidade consumidora é composta de 24 patamares de carga, obtidos pela média aritmética, para cada hora, dos pontos de demanda registrados de 15 em 15 minutos ou de 5 em 5 minutos.

Seção 7.3

Procedimento de cálculo das perdas de energia

65. A metodologia para o cálculo de perdas de energia na distribuição emprega dois procedimentos distintos:

a) **top down** para o SDAT, onde as perdas são calculadas pela subtração da energia injetada medida na fronteira do SDAT com os agentes supridores da energia medida nas SED; e

b) **bottom-up** para o SDMT e o SDBT, onde as perdas são calculadas a partir da energia medida nos pontos de consumo acrescidas das perdas nos medidores com a utilização do método de fluxo de potência.

Cálculo de perdas de energia no SDAT

66. As perdas apuradas pelo sistema de medição de que trata a Seção 7.2 devem ser discriminadas de acordo com os níveis de tensão dos subgrupos do SDAT (A1, A2 e A3) e para cada relação de transformação desse sistema.

67. Para a aplicação do procedimento descrito no item 66, inicialmente é efetuado o cálculo das perdas em cada transformador de potência, conforme Seção 7.2.

68. Caso a distribuidora disponha de medição em cada um dos terminais do transformador pertencente ao SDAT ou no primário do transformador pertencente à SED, a perda desse equipamento não deve

constar daquela informada pela distribuidora para as redes dos níveis de tensão dos subgrupos do SDAT.

69. Caso a distribuidora disponha de medição em apenas um dos terminais do transformador pertencente ao SDAT ou somente no secundário do transformador pertencente à SED, a perda calculada para esse transformador será subtraída da perda das redes de um dos níveis de tensão em que se encontra conectado o transformador, considerando para isso a localização da medição (no primário ou no secundário do transformador).

70. Caso a distribuidora não possua medição nos terminais do transformador pertencente ao SDAT, a perda calculada para esse transformador considerará a estimativa de energia passante no equipamento e será subtraída da perda das redes de um dos níveis de tensão onde se encontra conectado o transformador.

Cálculo de perdas de energia no SDMT e no SDBT

71. O cálculo de perdas de energia é realizado para cada alimentador de média tensão considerando os transformadores de distribuição, segmentos de média e baixa tensão, ramais de ligação e medidores de energia integrantes do alimentador.

72. As perdas de energia no SDMT e no SDBT são calculadas pelo método de fluxo de potência, de acordo com o seguinte procedimento:

- a) calcular as perdas técnicas nos medidores de energia das unidades consumidoras do grupo B, conforme método descrito na Seção 7.2;
- b) calcular as perdas técnicas no SDMT e no SDBT considerando apenas a energia medida nas unidades consumidoras conectadas aos referidos segmentos, somadas às perdas de energia nos medidores;
- c) obter a perda não técnica pela diferença verificada entre a energia medida na saída do alimentador e a energia medida nas unidades consumidoras pertencentes ao SDMT e ao SDBT, adicionada das perdas de energia à jusante do alimentador;
- d) alocar a perda não técnica obtida no passo anterior entre o SDMT e o SDBT, na proporção informada pela distribuidora no balanço energético, acrescentando essa energia às energias medidas nas unidades consumidoras de cada segmento proporcionalmente aos seus respectivos consumos;
- e) recalcular a perda técnica no SDMT e no SDBT utilizando o método de cálculo descrito na alínea “c”; e
- f) repetir o procedimento até que as perdas calculadas entre duas iterações sejam desprezíveis.

73. Na ausência de medição na saída do alimentador ou se essa medição não estiver de acordo com os requisitos mínimos exigidos no Módulo 5 do PRODIST, a distribuidora deve informar a energia dos alimentadores com base na energia medida na SED, realizando a proporção a partir do carregamento de cada circuito.

74. São adotadas as perdas de energia apuradas pelas distribuidoras, após avaliação pela ANEEL, nas situações em que o alimentador do SDMT:

- a) possuir geração distribuída com potência injetada significativa em relação às cargas alimentadas pelo circuito;
- b) apresentar característica de subtransmissão interligando subestações;

- c) suprir simultaneamente o mesmo transformador de distribuição – **Spot Network**; e
- d) possuir redes subterrâneas reticuladas associadas.

Seção 7.4 **Indicadores de perdas**

75. Para obtenção de indicadores de perdas a distribuidora deve enviar à ANEEL as seguintes informações, em megawatt-hora (MWh):

- a) Energia Injetada – EI: energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;
- b) Energia Fornecida – EF: energia ativa entregue, medida ou estimada, nos casos previstos pela legislação, a outras distribuidoras, às unidades consumidoras, mais o consumo próprio;
- c) Energia Passante – EP: total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição;
- d) Perdas na Distribuição – PD: corresponde à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- e) Perda Técnicas – PT: corresponde à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física;
- f) Perda Técnicas do Segmento – PTS: perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição; e
- g) Perda Não Técnicas – PNT: corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

76. A partir dos montantes de energia elétrica listados no item 75, são obtidos os indicadores de perdas definidos a seguir:

- a) Percentual de Perdas Técnicas do Segmento – IPTS: percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento:

$$IPTS_{(i)} = \frac{PTS_{(i)}}{EP_{(i)}} * 100 [\%]$$

Equação 6 – Percentual de perdas técnicas do segmento

Onde:

i corresponde um segmento do sistema de distribuição

- b) Percentual de Perdas Técnicas – PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100 [\%]$$

Equação 7 – Percentual de perdas técnicas

- c) Percentual de Perdas na Distribuição – PPD: percentual de perdas totais em relação à energia injetada:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) * 100 [\%]$$

Equação 8 – Percentual de perdas técnicas na distribuição

d) Percentual de Perdas Não Técnicas – PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT [\%]$$

Equação 9 – Percentual de perdas não técnicas

Seção 7.5

Premissas para o cálculo de perdas na distribuição das permissionárias

77. É aplicada às permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica constantes deste Módulo 7.

78. O resultado da aplicação desta metodologia é avaliado pela ANEEL, considerando-se as especificidades de cada permissionária e os resultados obtidos dos cálculos realizados para outras distribuidoras.

79. O Coeficiente de Perdas das permissionárias é calculado a partir dos dados obtidos da campanha de medição da distribuidora supridora.

80. Quando a permissionária possuir mais de uma distribuidora supridora, são utilizados os dados da campanha de medição da distribuidora com a qual a permissionária possua o maior montante de energia fornecida medida.

81. Alternativamente, a permissionária pode enviar o Coeficiente de Variação dos segmentos de seu sistema de distribuição, de acordo com o estabelecido no Módulo 6 do PRODIST.

ANEXO 7.A DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
VALORES REGULATÓRIOS DE PERDAS DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 7 – CÁLCULO DAS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Tabela 1 – Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
15	75	370
30	130	630
45	170	855
75	255	1260
112,5	335	1705
150	420	2110
225	560	2945
300	700	3670

Tabela 2 – Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 24,2 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
15	80	390
30	140	665
45	185	910
75	270	1345
112,5	370	1785
150	450	2250
225	625	3095
300	735	3845

Tabela 3 – Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 36,2 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
15	90	420
30	145	700
45	200	970
75	280	1430
112,5	385	1860
150	475	2395
225	655	3260
300	790	4035

Tabela 4 – Valores de perdas para transformadores monofásicos com tensões máximas de 15 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
5	30	125
10	45	225
15	60	300
25	80	435
37,5	120	605
50	150	710
75	185	1010
100	230	1315

Tabela 5 – Valores de perdas para transformadores monofásicos com tensões máximas de 24,2 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
5	35	140
10	50	240
15	70	335
25	90	475
37,5	130	660
50	170	845
75	205	1105
100	250	1355

Tabela 6 – Valores de perdas para transformadores monofásicos com tensões máximas de 36,2 kV

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
5	40	145
10	55	250
15	75	350
25	95	500
37,5	135	680
50	180	860
75	220	1130
100	255	1375

ANEXO 7.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021
VALORES REGULATÓRIOS DE RESISTÊNCIA DOS CABOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –
PRODIST
MÓDULO 7 – CÁLCULO DAS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Tabela 1 – Valores de resistência dos cabos de alumínio (CA e CAA)

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
6 AWG	2,469
4 AWG	1,551
3 AWG	1,229
2 AWG	0,975
1 AWG	0,774
1/0 AWG	0,613
2/0 AWG	0,486
3/0 AWG	0,386
4/0 AWG	0,306
250 MCM	0,259
266,8 MCM	0,245
300 MCM	0,217
336,4 MCM	0,195
350 MCM	0,185
397,5 MCM	0,165
450 MCM	0,145
477 MCM	0,138
500 MCM	0,131
556,5 MCM	0,119

Tabela 2 – Valores de resistência dos cabos de alumínio cobertos e isolados

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
10 mm ²	3,514
16 mm ²	2,179
25 mm ²	1,369
35 mm ²	0,991
50 mm ²	0,732
70 mm ²	0,506
95 mm ²	0,365
120 mm ²	0,289
150 mm ²	0,236
185 mm ²	0,188
240 mm ²	0,143
300 mm ²	0,115

Tabela 3 – Valores de resistência dos cabos de cobre métricos

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
------	----------------------------------

0,5 mm ²	40,952
0,75 mm ²	27,870
1 mm ²	20,590
1,5 mm ²	13,764
2,5 mm ²	8,429
4 mm ²	5,244
6 mm ²	3,504
10 mm ²	2,082
16 mm ²	1,308
25 mm ²	0,827
35 mm ²	0,596
50 mm ²	0,441
70 mm ²	0,305
95 mm ²	0,220
120 mm ²	0,175
150 mm ²	0,142
185 mm ²	0,114
240 mm ²	0,087
300 mm ²	0,070
400 mm ²	0,056
500 mm ²	0,044
630 mm ²	0,036
800 mm ²	0,029
1000 mm ²	0,025
1200 mm ²	0,022
1400 mm ²	0,020
1600 mm ²	0,019
1800 mm ²	0,017
2000 mm ²	0,016

Tabela 4 – Valores de resistência dos cabos de cobre

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
10 AWG	3,754
9 AWG	2,958
8 AWG	2,389
7 AWG	1,820
6 AWG	1,564
5 AWG	1,138
4 AWG	0,984
3 AWG	0,780
2 AWG	0,620
1 AWG	0,491
1/0 AWG	0,389
2/0 AWG	0,308
3/0 AWG	0,245
4/0 AWG	0,195

Tabela 5 – Valores de resistência dos cabos de aço zincado

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
1 x 3,09 mm	29,142
3 x 2,25 mm	18,325
5 x 6 mm	11,411

Tabela 6 – Valores de resistência dos cabos de aço aluminizado

Cabo	Resistência à 55 °C (ohms/km)
7 x 9 AWG	2,100
7 x 8 AWG	1,673
7 x 7 AWG	1,320
7 x 6 AWG	1,047
7 x 5 AWG	0,833
7 x 10 AWG	2,651
3 x 9 AWG	4,873
3 x 8 AWG	3,883
3 x 7 AWG	3,064
3 x 6 AWG	2,432
3 x 5 AWG	1,934
3 x 10 AWG	6,153