



SC KOT PROEX SRL
PROIECTARE CONSTRUCTII INSTALATII
Str. Cornisa, Bl.17, Sc.A, Ap.2 tel . 0234 546430
Email: proiectbacau@yahoo.com Fax : 0334 816587

AUTORIZATII
ANRE
PDS-15193/2015
PDI-15194/2015

**BREVIAR DE CALCUL - INFIINTARE DISTRUTIE GAZE NATURALE PRESIUNE
REDUSA PE - HD 100 SDR 11**

LOCALITATILE : ORBENI + SCURTA

TRONSON 1 - 2

Debitul instalat este de: **391,44 mc/h**
Diametru conducta adoptat - PE -HD 80 Dn 200 x 18,2 mm
minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat **L = 0,105 Km**

P1 = 2,50000 bara - presiunea la iesirea din SPM
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = $2230 \times Qc/D$ - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 20 cm
Grosimea de perete e 1,82 cm
Diametrul interior Di 16,36 cm

D/k = 2337,14
Re = 53356,43
Se calculeaza $\lambda = 0,02082$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 3,74 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 200 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49949744 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0005026 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 2,097 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 2 - 3

Debitul instalat este de: **346,27 mc/h**
Diametru conducta adoptat - PE -HD 80 Dn 200 x 18,2mm
minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat **L = 0,045 Km**

P1 = 2,49950 bara - presiunea in punctul de racord 2
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD



Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 20 cm
Grosimea de perete e 1,82 cm
Diametrul interior Di 16,36 cm

D/k = 2337,14

Re = 47199,39

Se calculeaza λ = 0,02147

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 3,03 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 200 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49932363 \text{ bara}$$

ΔP = 0,0001738 bar

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 1,855 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 2 - 4

Debitul instalat este de:

41,64 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 63 x 5,8mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,4 Km

P1 = 2,49950 bara - presiunea in punctul de racord 2
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 6,3 cm
Grosimea de perete e 0,58 cm
Diametrul interior Di 5,14 cm

D/k = 734,29

Re = 18065,60

Se calculeaza λ = 0,02914

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,14 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 63 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,48957218 \text{ bara}$$

ΔP = 0,0099253 bar

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P + \frac{P_{2B}^2}{P} \right)} = 2,264 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$



$$D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}}{P_1 + P_{2B}} \right)$$

TRONSON 3 - 5

Debitul instalat este de:

34,70 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 110 x 10,0mm

minim admis conform NTPEE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 1,185 Km

P1 = 2,49932 bara - presiunea in punctul de racord 3
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 11 cm
Grosimea de perete e 1 cm
Diametrul interior Di 9,00 cm

D/k = 1285,71

Re = 8597,89

Se calculeaza λ = 0,03286

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,53 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D =

110 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49792681 \text{ bara}$$

ΔP = 0,0013968 bar

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,614 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 3 - 6

Debitul instalat este de:

304,63 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 180 x 16,4mm

minim admis conform NTPEE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,48 Km

P1 = 2,49932 bara - presiunea in punctul de racord 3
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 18 cm
Grosimea de perete e 1,64 cm
Diametrul interior Di 14,72 cm

D/k = 2102,86

Re = 46149,79

Se calculeaza λ = 0,02159



Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 4,62 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 180 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49687530 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0024483 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 2,017 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 6 - 7

Debitul instalat este de: 13,88 mc/h

Diametru conducta adoptat - PE -HD 80 Dn 63 x 5,8mm
minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat L = 0,180 Km

P1 = 2,49688 bara - presiunea in punctul de racord 6
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 6,3 cm
Grosimea de perete e 0,58 cm
Diametrul interior Di 5,14 cm

D/k = 734,29
Re = 6021,87
Se calculeaza $\lambda = 0,03592$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 1,22 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 63 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49626403 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0006113 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,754 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 6 - 8

Debitul instalat este de: 235,23 mc/h

Diametru conducta adoptat - PE -HD 100 Dn 180 x 16,4mm
minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm



Lungimea tronsonului considerat

L = 0,075 Km

P1 = 2,49688 bara - presiunea in punctul de racord 6
 P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
 T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
 k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
 Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 18 cm
 Grosimea de perete e 1,64 cm
 Diametrul interior Di 14,72 cm

D/k = 2102,86

Re = 35636,07

Se calculeaza $\lambda = 0,02303$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,92 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 180 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49663184 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0002435 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 1,558 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 8 - 9

Debitul instalat este de:

217,88 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 180 x 16,4mm

minim admis conform NTPEE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,200 Km

P1 = 2,49663 bara - presiunea in punctul de racord 8
 P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
 T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
 k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
 Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 18 cm
 Grosimea de perete e 1,64 cm
 Diametrul interior Di 14,72 cm

D/k = 2102,86

Re = 33007,64

Se calculeaza $\lambda = 0,02347$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 3,45 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 180 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari}$$



$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 \left(Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda \right) / D^5} \text{ bari} =$$

2,49606397

bara

$$\Delta P = 0,0005679 \text{ bar}$$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} =$$

1,444

<40m/s(pentru conducte subterane)

TRONSON 9 - 10

Debitul instalat, este de

197,06 mc/h

Diametru conducta adoptat

- OTEL 6" Dn 155 mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Ø2"

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,0100 Km

P1 = 2,49606 bara - presiunea la inceputul tronsonului, in punctul de racord 9
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,05 cm - rugozitatea conductelor de OTEL
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → D 16,5 cm
Grosimea de perete e 0,5 cm
Diametrul interior Di 15,50 cm

D/k = 310,00

Re = 28351,21

Se calculeaza λ = 0,03056

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 1,92 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat Dn = 155 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 \left(Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda \right) / D^5} \text{ bari} =$$

2,49604062

bara

$$\Delta P = 0,0000234 \text{ bar}$$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} =$$

1,178

<20m/s(pentru conducte supraterrane)

TRONSON 10 - 11

Debitul instalat este de:

197,06 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 180 x 16,4mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,500 Km

P1 = 2,49604 bara - presiunea in punctul de racord 10
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds



SE ADOPTA	→	Dn	18	cm
Grosimea de perete		e	1,64	cm
Diametrul interior		Di	14,72	cm

D/k = 2102,86
Re = 29853,52
Se calculeaza $\lambda = 0,02407$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 4,01 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 180 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49484936 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0011913 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 1,306 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 11 - 12

Debitul instalat este de:

13,88 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 63 x 5,8mm

minim admis conform NTPEE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,115 Km

P1 = 2,49485 bara - presiunea in punctul de racord 11
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(\text{Re}; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA	→	Dn	6,3	cm
Grosimea de perete		e	0,58	cm
Diametrul interior		Di	5,14	cm

D/k = 734,29
Re = 6021,87
Se calculeaza $\lambda = 0,03592$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 1,12 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 63 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49445852 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0003908 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,755 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$



$$D^2 \times \left(P_1 + \frac{r_{2B}}{P_1 + P_{2B}} \right)$$

TRONSON 11 - 13

Debitul instalat este de:

127,69 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 160 x 14,6mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,230 Km

P1 = 2,49485 bara - presiunea in punctul de racord 11
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 16 cm
Grosimea de perete e 1,46 cm
Diametrul interior Di 13,08 cm

D/k = 1868,57

Re = 21769,78

Se calculeaza λ = 0,02605

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,93 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D =

160 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49439977 \text{ bara}$$

ΔP= 0,0004496 bar

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 1,072 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 13 - 14

Debitul instalat este de:

106,87 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 160 x 14,6mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,210 Km

P1 = 2,49440 bara - presiunea in punctul de racord 13
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
δ = 0,554 - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
λ = f(Re; D/k) - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 16 cm
Grosimea de perete e 1,46 cm
Diametrul interior Di 13,08 cm

D/k = 1868,57

Re = 18220,19

Se calculeaza λ = 0,02723



Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,70 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 160 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49409911 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0003007 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,898 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 14 - 15

Debitul instalat este de:

75,64 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 160 x 14,6mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,190 Km

P1 = 2,49410 bara - presiunea in punctul de racord 14
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 16 cm
Grosimea de perete e 1,46 cm
Diametrul interior Di 13,08 cm

D/k = 1868,57
Re = 12895,81

Se calculeaza $\lambda = 0,02969$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,35 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 160 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49395052 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0001486 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,635 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 15 - 16

Debitul instalat este de:

51,35 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 160 x 14,6mm

minim admis conform NTPPE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm



Lungimea tronsonului considerat

L = 0,260 Km

P1 = 2,49395 bara - presiunea in punctul de racord 15
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 16 cm
Grosimea de perete e 1,46 cm
Diametrul interior Di 13,08 cm

D/k = 1868,57

Re = 8754,63

Se calculeaza $\lambda = 0,03271$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 2,18 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 160 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} = 2,49384728 \text{ bara}$$

$\Delta P = 0,0001032 \text{ bar}$

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} = 0,431 < 40 \text{ m/s (pentru conducte subterane)}$$

TRONSON 16 - 17

Debitul instalat este de:

30,41 mc/h

Diametru conducta adoptat

- PE -HD 80 Dn 110 x 10,0mm

minim admis conform NTPEE/2008 art.5.17 - Dn 40 mm

Lungimea tronsonului considerat

L = 0,115 Km

P1 = 2,49385 bara - presiunea in punctul de racord 16
P2 = 1,500000 bara - presiunea adoptata pentru sfarsitul tronsonului
T = 288,15 K - temperatura gazelor
 $\delta = 0,554$ - densitatea relativa a gazelor fata de densitatea aerului
 $\lambda = f(Re; D/k)$ - coeficient de pierdere liniara de sarcina
k = 0,007 cm - rugozitatea conductelor de PE - HD
Re = 2230 x Qc/D - numarul Reynolds

SE ADOPTA → Dn 11 cm
Grosimea de perete e 1 cm
Diametrul interior Di 9,00 cm

D/k = 1285,71

Re = 7534,92

Se calculeaza $\lambda = 0,03396$

Diametrul conductei pentru gaze naturale presiune redusa se calculeaza cu formula:

$$D = 0,56 \times \left(\frac{Q_c^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda}{P_1^2 - P_2^2} \right)^{0,2} = 1,52 \text{ cm}$$

Se mentine diametrul adoptat D = 110 mm

Presiunea - P2 real

$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari}$$



$$P_{2real} = \sqrt{P_1^2 - 0,56^5 (Q_{c-A-B}^2 \times T \times L \times \delta \times \lambda) / D^5} \text{ bari} =$$

2,49373947

bara

$\Delta P =$ 0,0001078 bar

Viteza in conducta

$$W = \frac{5,376 Q_{c-A-B}}{D^2 \times \left(P_1 + \frac{P_{2B}^2}{P_1 + P_{2B}} \right)} =$$

0,540

<40m/s(pentru conducte subterane)

PROIECTANT

sing. C-tin COȚOFANĂ
 CNP: 1490727040014
 Instalator autorizat
 gaze naturale tip
 PGIU nr. 112160630-2016
 PGD nr. 212160605-2016



ANALIZA COST – BENEFICIU
PENTRU OBIECTIVUL DE INVESTITII
INFIIINTARE DISTRIBUTIE GAZE NATURALE
IN COMUNA ORBENI, JUD. BACAU

4.1. Identificarea investitiei si definirea obiectivelor inclusiv specificarea perioadei de referinta

Obiectivele

- Infiintare distributiei de gaze naturale in satul Orbeni ;
- Prin infiintarea acestei infrastructuri se vor obtine importante economii de combustibil lemnos si gaze lichefiate, precum si un ridicat nivel de trai al locuitorilor ;
- Rationalizarea sistemului de distributiei de gaze naturale;
- Asigurarea aprovizionarii cu gaze naturale a consumatorilor captivi, in conditii de siguranta si continuitate;
- Utilizarea sistemelor de distributie in conditii egale si nediscriminatorii;
- Operarea, intretinerea, repararea si dezvoltarea sistemelor de distributie, in conditii de siguranta, eficienta economica si de protectie a mediului.
- Marimea sarcinii poluante care este inlaturata;
- Imbunatatirea parametrilor de mediu;
- Reducerea costurilor de exploatare.

Prezentul proiect promoveaza dezvoltarea locala avand ca obiective specifice populatia care va fi deservita.

Identificarea proiectului

Tipul investitiei

Comuna Orbeni este racordata la sistemul de transport gaze naturale, printr-un racord inalta presiune Dn 100mm, avand in functiune o statie de reglare-masura predare pentru un debit $Q_i=2000$ Nmc/h,

Prin H.G.R. nr. 421/1998 s-a aprobat infiintare distributie gaze naturale comuna Orbeni cu satele apartinatoare : Orbeni si Scurta.

In prezent din SRM-P sunt doua iesiri (conducte din PE HD) una ce alimenteaza cu gaze naturale consumatorii din cadrul Agentiei Nationale Rezervele Statului (ANRS) care a obtinut acordul de acces de la SC DISTRIGAZ NORD S.A. ca PUNCT IZOLAT DE CONSUM, iar a doua iesire executata pentru a alimenta cu gaze consumatorii din cadrul satelor Orbeni si Scurta.



Executia retelelor de gaze din PE 80 s-a facut in baza unui proiect avizat de SC DISTRIGAZ NORD SA Tg. Mures, dar pentru care NU s-a obtinut licenta de furnizare gaze naturale.

Pentru definirea tipului de servicii s-a luat in considerare:

- analiza cererii
- evaluarea gradului in care proiectul este adecvat si din punct de vedere tehnologic;
- studiul componentilor costurilor, veniturilor si beneficiilor.

Activitatea de infiintare distributiei de gaze naturale in comuna Orbeni va fi corelata atat cu masurile de crestere a sigurantei in exploatare a sistemului cat si cu solicitarile de extindere si introducere a gazelor naturale la populatie sau cu dezvoltarea serviciilor si prestatiiilor specifice cerute de abonati.

Până în prezent s-a realizat în prima fază racordul de înalta presiune la Statiei de reglare - masurare - predare (SRM-P) Orbeni care cuprinde:

- racordul de înaltă presiune OL Dn 100mm, L=0.90Km
- stația de reglare-măsură predare cu capacitatea maxima $Q_i=1200\text{Nmc/h}$;
- un tronson de conducta PEHD 80 distribuție presiune redusă care alimentează cu gaze naturale consumatorul izolat al Agenției Naționale a Rezervelor de Stat si Probleme Speciale (ANRSPS) unitatea UT325 Orbeni (acord acces nr. 12259/16-08-2004, la un debit $Q_i=133,79\text{mc/h}$, De $110\times 10\text{mm}$, L=234)
- un trosen din teava PEHD 100 De 110 ce alimenteaza consumatorul izolat SC INTERAGROSLIMENT SRL Filipesti (acord acces nr.20894818/23-012015 cu un debit $Q_i=674.80\text{mc/h}$) in lungime L=1890m
- statie de reglare –masură la consumator $Q_i=975\text{ mc/h}$ amplasata la limita de proprietate a consumatorului mentionat.

În prezent din SRM-P sunt două ieșiri (conducte din PEHD 80 SDR 11), una PEHD DE 110 mm care alimentează cu gaze naturale consumatorii din cadrul ANRSPS UT 325, si SC INTERAGROALIMENT SRL care a obținut acordul de acces de la E.On Gaz Distributie, ca consumatori izolati, iar a doua ieșire executată din teava PEHD 80 pentru a alimenta cu gaze consumatorii din cadrul satelor Orbeni și Scurta in lungime de L=4300m

■ Stația de reglare - masurare - predare existentă are următoarele caracteristici:

- Debit $Q_i=1200\text{Smc/h}$
- Presiunea de iesire $P_2=0,8-1,8\text{bar}$



Rețelele de distribuție gaze presiune redusă **EXISTENTE** pentru localitățile Orbeni și Scurta au diametrele cuprins între De 63 mm și De 200 mm, în lungime totală $L_t = 4,30$ km și sunt executate de la SRM-P o ramură până la Școala din satul Orbeni, iar cea de-a doua ramură până la intrarea în satul Scurta (trasee conf. planurile de situație din documentație).

Analiza cererii

Comuna Orbeni este amplasată la cca. 30 km de municipiul Bacău pe DN 2 (E85) Bacău-Adj. Comuna Orbeni are două sate în componența sa, Scurta și Orbeni. O suprafață de 6500 ha este ocupată de o populație de 4.500 locuitori care trăiesc în 2.600 gospodării. În comuna Orbeni sunt șase școli, două Camine culturale și șase biserici, din care una pe stil vechi.

Dimensionarea rețelilor de distribuție s-a făcut la un debit de calcul stabilit pentru a alimenta satele Orbeni și Scurta atât gospodăriile existente cât și cu perspectiva pentru cca. 25 ani de dezvoltare a construcțiilor de locuințe și a altor clădiri.

Se prezintă centralizat lungimile pe diametre, ale conductelor prezentate în prezenta documentație:

Conducte PEHD 80, ISO 4437 existente au diametrul și lungimea astfel :

1) Satele Orbeni și Scurta

- | | |
|---------------------------|-------------|
| ● PE HD Ø 63 x 5,8 | L = 695 m; |
| ● PE HD Ø 110 x 10,0 | L = 1300 m; |
| ● PE HD Ø 160 x 14,6 | L = 890 m; |
| ● PE HD Ø 180 x 16,4 | L = 1225 m; |
| ● PE HD Ø 200 x 18,2 | L = 150 m; |
| ● Teava Otel Ø 168,6x5,76 | L = 10 m; |
| $L = 4,30$ km | |

2) ANRSPS PEHD 80 Ø 110 x 10,0 L = 234 m

2) SC INTERAGROALIMENT PEHD100, Ø 110 x 10,0, L = 1890 m

Total lungime rețele existente $4.30 + 0.234 + 1.89 = 6,424$ Km

Gazele naturale sunt o sursă de energie eficientă, nepoluantă, care conferă siguranță în exploatare. Beneficiile utilizării gazului natural în mediul casnic sunt:

- costuri reduse pentru încălzirea spațiului de locuit și pentru producerea apei calde menajere.
- asigurarea confortului termic ;
- timp redus petrecut în bucătărie pentru prepararea hranei și implicit mai mult timp liber ;
- plus de siguranță în exploatare - utilizarea sistemelor moderne de încălzire.
- sursă de energie competitivă și sigură cu un randament mare și un coeficient de poluare redus.

În prezent pentru prepararea hranei se utilizează butelii GPL, energie electrică și combustibil solid, iar pentru încălzire și preparare a.c.m. combustibil lichid, combustibil solid și energia electrică.

Satele Orbeni și Scurta au în componență o densitate mare de locuințe, școli, dispensare, societăți comerciale, unități de cult, etc. și care solicită racordarea la rețelele de gaze naturale



existente pentru procese tehnologice in cadrul unor societati ca : brutarii, produse lactate, confectionii, etc. preparare hrana, incalzire si preparare a.c.m la locuinte.

Se precizeaza faptul ca exista constructii cu caracter agro-turistic, valorificandu-se astfel potentialul turistic al zonei, pentru care problema asigurarii energiei in cantitatea ceruta cf. normelor actuale este importanta atat in asigurarea serviciilor, cit si pentru clasificarea si autorizarea acestora.

Fata de cele prezentate mai sus se apreciaza faptul ca se impune cu necesitate infiintarea distributiei de gaze naturale in comuna Orbeni.

Analiza proiectului

Cererea pentru energie este divizata in componente in conformitate cu utilizarea si programarea cererii. Cererea este alcatuita din doua elemente fundamentale:

- **Numarul de utilizatori** in cazul consumului civil, incluzand utilizatorii temporari ca turistii, si din unitatile de productie care vor fi deservite in cazul uzului industrial. De asemenea s-au luat in calcul unitatile social administrative : Primaria, Scoala, etc. care se afla pe raza comunei si se vor alimenta din sistemul proiectat.
- **Cantitatea de gaze**, care va fi livrata utilizatorilor pentru o perioada data de timp;

Cantitatea total livrata ia in considerare pierderile brute. Consumul real de gaz este calculat dupa cum urmeaza:

$$\text{Consumul real} = \text{cantitatea totala livrata} - \text{pierderile}$$

Consumurile de gaz s-au calculat pentru satisfacerea urmatoarelor folosinte :

- Consumul de gaz pentru nevoi gospodaresti;
- Consumul de gaz pentru nevoi publice si sociale;
- Consumul de gaz pentru unitatile de mica industrie

Estimarea curbei cererii se bazeaza pe datele obtinute din experienta anterioara in zona implicata si din metodele de prognoza publicate si obtinute de la beneficiar,

Se vor lua in considerare elasticitatea cererii la tarife, estimandu-se elasticitatea pentru diferite grupuri de venituri , deoarece aceasta poate produce valori destul de diferite si impacturi distributive.

Dinamica cererii

Dinamica cererii a fost determinata avand in vedere evolutia populatiei rezidente in comuna, care are doua componente:

- O rata demografica a cresterii (media la nivelul regiunii) de 0,1% pe an;
- Un flux al migratiei cu un bilant pozitiv (datorat in principal cresterii activitatilor industriale); la momentul recensamantului erau inregistrate in localitate, dar plecate in strainatate de peste un an, 3,7% din comuna
- Se presupune ca nu vor avea loc schimbari in cererea industrială.



Pentru determinarea cantitatilor necesare se considera un spor natural de crestere

a populatiei de maxim 0,1 % pe an.

Corespunzator datelor de calcul preluate de la beneficiar se determina consumatorii de gaz la nivelul anului 2017 si 2027 - etapa de perspectiva de 10 ani fata de anul 2017

	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7
Numar locuinte existente (deserviti de reseaua de distributie de gaze)	2.080	2.210	2.340	2.470	2.600	2.600	2.600

	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14
Numar locuinte existente (deserviti de reseaua de distributie de gaze)	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600

	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25
Numar locuinte existente (deserviti de reseaua de distributie de gaze)	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600

Se face o distinctie intre cererea potentiala si cea actuala. Cererea potentiala va corespunde nevoii maxime care trebuie luata in considerare in cazul investitiei. De exemplu, cererea poate fi evaluata in cazul scopurilor civile, pe baza cerintelor pentru acelasi tip de utilizare (in general exprimata pe o baza zilnica si sezoniera) care apar din compararea cu orice alta situatie care poate fi cat mai apropiata posibil de cea a proiectului si care are un bun nivel de servire.



Cererea actuala este cererea care este identificata in prezent, satisfacuta prin investitia in cauza si care corespunde consumului asteptat. Cererea actuala de pornire este reprezentata de consumul actual inaintea interventiei. Un prim criteriu de evaluare evidenta a investitiei depinde de marimea pana la care cererea actuala poate fi apropiata de cererea potentiala.

S-au luat in considerare alti factori, in primul rand aceia aferenti sustenabilitatii ecologice si economice a investitiei. Cererea pe care investitia o poate satisface actualmente corespunde ofertei nete, fara orice fel de pierdere de resursa tehnica.

Reteaua de distributie propusa conform planului de situatie este amplasata pe drumul principal si in zonele cu densitate mare de locuinte, spatii sociale culturale, de cult si a societatilor comerciale, lasandu-se posibilitatea unor extinderi viitoare ale retelei in functie de solicitarile abonatilor si a posibilitatilor financiare ale furnizorului licentiat de distributie gaze.

Terenul pe care sunt amplasate retelele de distributie gaze naturale PEHD 80, SDR 11 este pe domeniul public respectiv pe drumurile comunale (principale) teren aflat in intravilanul satelor Orbeni si Surta.

Structura cantitatilor de gaze naturale furnizate consumatorilor finali

La calculul consumurilor de gaze si la calculul debitelor s-a avut in vedere ca distributia se va face in urmatoarea schema de alimentare :

ANEXA nr. 1

	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13
Numar locuinte existente (deserviti de reseaua de distributie de gaze)	2.080	2.210	2.340	2.470	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
Cantitate anuala MWH	42.354	44.999	47.645	50.291	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937
Necesar pentru nevoi CASNICE anual total proiect	42.333	44.979	47.625	50.271	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917
Necesar pentru nevoi CASNICE mediu	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35

annual/familie - MWH

ANEXA nr. 1 continuare ANEXA nr. 1

[illegible]

4.2. Analiza optiunilor si fezabilitatii

Alternativele posibile sunt evaluate pe baza datelor de proiectare din prezentul studiu. În corespondență cu particularitățile geografice, economice, sociale, legale și de mediu ale localității Orbeni și în particular din zona studiată s-au analizat următoarele alternative :

- **Alternativa nr. 1**
Pastrarea situatiei actuale:
• **Alternativa nr. 2**
Infintare distributie gaze localitatea Orbeni.



Alternativa prezinta avantaje tehnice si nu in ultimul rand economice. De asemenea un argument in realizarea prezentei investitii il reprezinta rezolvarea unei importante probleme de protectia mediului, in directia impusa de Standardele U.E

In cele ce urmeaza vom compara costurile instalarii centralelor cu lemne sau carbuni si a celor cu combustibili lichizi, cu costurile instalarii centralelor cu gaze naturale cu o putere de circa 40 Kw, suficienta pentru incalzirea unei gospodarii, casa de locuit individuala sau vila, unui spatiu comercial sau de productie, a unei cladiri de birouri, cu un volum de incalzit de cca 1.000 mc.

	Centrala cu lemne - euro	Centrala combustibil lichid - euro	Centrala cu gaze naturale - euro
Cazan	805	484	689
Arzator	-	251	Inclus in pretu cazanului
Gospodarie de combustibil, alimentare cu gaze	-	400 (rezervor 2000 l amplasat in centrala si echipat)	1200 (bransament la conducta stradala, instalatie pana la centrala)
Preparator apa calda	258	238	238
Pompe de circulatie	98	98	98
Vas expansiune	20	32	32
Supapa siguranta	18	6	6
Restul costurilor de instalare	1604	1934	2697
Total	1604	1934	2697

Dupa cum se vede, costurile instalarii unei centrale termice cu gaze (incluzand bransamentul de gaze naturale) este cu cca 40% mai mare decat costul incalzirii unei centrale cu combustibil lichid si cu aproape 70% mai mare decat costul instalarii unei centrale cu lemne sau carbune.

In tabelul urmator vom compara costurile unui kwh produs in centralele descrise mai sus, tinand seama de randamentele cazanelor si arzatoarelor si de puterea calorifica a combustibilului utilizat.

	Lemn de foc	Combustibil calor	Gaze naturale
Putere calorica	4.98 kw/kg	11.89 kw/kg	9.94 kw/nm3
Cost kwh in lei	326.80	915.80	342.60



Cost gcal in lei	380000	1.064.984	406.511
Cost kwh in euro	0.0086	0.0241	0.0092

Vom lua in calcul atat costurile instalarii centralei, randamentele cazanelor si puterea calorica a combustibililor, considerand o durata de amortizare a centralei de 10 ani, costurile pe kwh vor fi prezentate in tabelul urmator :

	Amortizare euro/kwh	Combustibil euro/kwh	Total euro euro/kwh	Total lei Lei/kwh
Lemne	0.0027	0.0086	0.01113	429
Lichid	0.0032	0.00241	0.0273	1.037
Gaze naturale	0.0045	0.0092	0.0137	421

Dupa cum se vede, costul total al producerii unui kwh in primii 10 ani de exploatare a unei centrale termice de 45 kw este de, de 429 lei/kwh la cele cu lemne, 421 lei/kwh la cele cu gaze naturale. Tinand seama ca in calculele de mai sus s-a pornit de la pretul lemnului de foc loco depozit in Bucuresti, reiese ca producerea caldurii prin arderea gazelor naturale, in special in zonele unde lemnul de foc sunt mai scumpe, este cea mai rentabila.

Pretului ridicat al combustibilului lichid, incalzirea in centralele de acest tip este mai scumpa cu aproximativ 100% decat cea cu gaze naturale. Aceste valori demonstreaza din punct de vedere economic rentabilitatea centralele pe gaze naturale.

Din punct de vedere economic vor fi evaluate costurile de investitie si operare pentru urmatorii 25 de ani, a retelelor de distributie de gaz natural.

4.3. Analiza financiara

Piata gazelor naturale din Romania este formata din:

- segmentul concurential*, care cuprinde comercializarea gazelor naturale intre furnizori si intre furnizori si consumatori eligibili. In segmentul concurential preturile se formeaza liber, pe baza cererii si ofertei;
- segmentul reglementat*, care cuprinde activitatile cu caracter de monopol natural si furnizarea la pret reglementat si in baza contractelor-cadru. In segmentul reglementat al pietei, sistemele de preturi si tarife se stabilesc de ANRE pe baza metodologiilor proprii.

Activitatile aferente segmentului reglementat cuprind: furnizarea gazelor naturale la pret reglementat si in baza contractelor-cadru catre consumatori, administrarea contractelor comerciale si de echilibrare contractuala a pietei interne, transportul gazelor naturale,



inmagazinarea subterana a gazelor naturale, distributia gazelor naturale, tranzitul gazelor naturale – cu exceptia tranzitului desfasurat prin conducte magistrale dedicate (tranzitul prin conductele magistrale dedicate se supune regimului stabilit prin acordurile internationale in baza carora acestea au fost realizate).

Fundamentarea preturilor si tarifelor reglementate are la baza recunoasterea costurilor justificate de operatorii de distributie a gazelor naturale. Astfel, preturile finale reglementate la care se realizeaza furnizarea gazelor naturale acopera toate costurile efectuate pentru asigurarea cu gaze naturale a consumatorului final.

In Romania pretul gazelor naturale la consumatorii casnici si industriali are valori relativ reduse comparativ cu cel din alte tari europene. De fapt, cresterea pretului s-a datorat in mare parte evolutiei puternic crescatoare a pretului gazelor naturale de import

Analiza financiara a fost elaborata pe un orizont de timp de 25 de ani, rata de actualizare fiind de este de 8,43%

O explicare a analizei financiare si a rezultatelor este prezentata in **Anexa 2**.

Printre costurile luate in considerare sunt cele necesare pentru dezvoltarea proiectului, incluzand cheltuieli pentru studii, planificare, managementul activitatii, probe, alte cheltuieli generale, precum si toate costurile aferente dezvoltarii si testarii lucrarilor prevazute. a fost impartit in categorii omogene, ale caror valori au fost atribuite pentru primele 24 luni, pe baza graficului de implementare a proiectului. La calculul indicatorilor NU a fost luata in considerare valoarea TVA.

Costurile aditionale de exploatare, care sunt acelea necesare pentru realizarea serviciilor generate de investitie (Statia de reglare - masurare, reseaua de distributie, utilajele aferente instalatiei), include costurile de personal (impartite pe personalul tehnic si personalul administrativ), pentru electricitate, intretinere inclusiv piesele de schimb si alte bunuri necesare, pentru achizitia altor bunuri si servicii intermediare (tehnice si administrative).

Inflatie

- Pentru salariile reale – preturi estimate constante pe toata perioada de analiza,
- Costul de achizitie a gazului – preturi estimate constante pe toata perioada de analiza si reprezinta 55% din pretul de vanzare
- Preturile energiei electrice inregistreaza o CRESTERE DE 3% de la an la an.

Calcularea veniturilor

Veniturile previzionate au fost calculate dupa cum urmeaza:

Venituri=Cantitate de gaz livrata*tarif

Cadrul normativ:



Conform Metodologiei în vigoare - la calculele de eficiență s-a considerat un venit reglementat mediu de 29 lei-MWh.

• Venituri din alte servicii – NU ESTE CAZUL.

În concordanță cu reglementările de elaborare ACB, tarifele sunt ESTIMATE CONSTANTE.

Un factor specific activității de distribuție gaze naturale, îl reprezintă faptul că volumele de gaze distribuite variază semnificativ în funcție de anotimp.

Astfel devine foarte importantă cunoașterea modului în care evoluează cantitățile de gaze naturale distribuite pe parcursul lunilor dintr-un an pentru a ne asigura că se pot lua toate măsurile privind asigurarea proiectului cu un flux de numerar pozitiv lunar.

Capacitatea de plată a populației

Dimensionarea pentru viitor a volumelor de gaze vândute trebuie realizată numai în strânsă legătură cu puterea consumatorilor de a suporta costurile acestor servicii.

Analiza necesarului de energie termică relevă că pentru o gospodărie rurală medie există un necesar de 2,5 Gcal pentru luna cea mai friguroasă din an.

Pornind de la aceste date și coroborat cu distribuția procentuală a consumurilor lunare de-a lungul anului vom calcula necesarul anual de gaze naturale pentru o familie, ținând cont de un grad de acoperire a necesităților casnice de 95 %.

Astfel putem calcula pentru fiecare lună, valoric, în lei costul facturii de gaze naturale.

Previziune familie medie / factura medie	
Necesar gigacalorii luna de iarnă mediu locuință	2.50
Necesar MWH ANUAL familie medie	20.35
Necesar MWH luna iarnă familie medie	2.91
Factura medie lunară -lei	84.32
Factura luna de iarnă pe familie maxim-lei	200.00

Presupunând că o familie medie are minim o sursă de venit iar această venit reprezintă 75% din salariul mediu, putem concluziona că factura anuală la gaze poate reprezenta 18 % din veniturile totale.

Calcularea costurilor

Costul achiziției de gaze naturale

Prezentă prognoza conține evaluările ANRE privind estimarea costurilor necesare pentru achiziția gazelor naturale destinate furnizării în regim reglementat, inclusiv serviciile aferente, în trimestrul al IV-lea al anului 2015.



Costurile de achiziție estimate de către ANRE pentru gazele naturale destinate furnizării către consumatorii captivi (furnizare în regim reglementat) reflectă informațiile existente, la momentul reevaluării, pe piața internă și internațională. Aceste costuri sunt evaluate astfel încât să acopere integral cheltuielile ce vor fi efectuate de furnizorii licențiați pentru achiziția gazelor naturale, într-o manieră prudentă și eficientă.

În evaluarea costurilor de achiziție, s-a dispus de următoarele surse de informații :

- prognoza privind sursele și cererea totală de gaze naturale în anul 2015, defalcată trimestrial, elaborată de ANRE;
- prognoza operatorilor licențiați de gaze naturale privind cantitățile ce urmează a fi furnizate în regim reglementat în anul 2015;
- estimarea ANRE privind evoluția pretului la gazele naturale din import, realizată pe baza cotațiilor internaționale publicate și a unei formule de aproximare a pretului;
- valoarea tarifelor de transport în vigoare la data evaluării.

Calcularea costurilor de exploatare și întreținere a infrastructurii a fost efectuată pe baza preturilor pieței locale sau, când acestea nu au fost disponibile, pe baza preturilor pieței regionale sau naționale. (vezi Anexa 5)

Costul energiei electrice (tarif electrică) = 0.52 Ron/Kw.

Costul cu salarizarea: 1 operatori rețea distribuție (1.900 Ron/lună), 1 operatori Stație măsurare control (1.900 Ron/mc)

În completarea costurilor anterioare, costurile pentru înlocuirea componentelor cu viață "scurtă" în comparație cu orizontul de timp al proiectului, au fost luate în considerare: este cazul, în special, al mașinilor și altui echipament electromecanic pentru instalațiile de tratare și de ridicare care, în concordanță cu datele tehnice din literatură, se presupune că au o viață utilă de 15 ani.

La întocmirea analizei financiare au fost luate în considerare următoarele :

- a) durata de realizare a sistemului de distribuție, respectiv 12 luni
- b) valoarea totală estimată pentru realizarea obiectivului, conform devizului general prezentat;
- c) proiecția în timp a veniturilor și a cheltuielilor care reflectă inclusiv investiția necesară a fi efectuată în vederea realizării obiectivelor, ținând cont de un venit reglementat aprobat mediu pentru o zonă similară;
- d) indicatorii specifici analizei cost-beneficiu privind rentabilitatea investiției, analizați cumulativ:
 - i. Valoarea actualizată netă - VAN;
 - ii. Rata internă de rentabilitate – RIR;



- iii. Rata reglementată a rentabilității capitalului – ROR;
- iv. Raportul cost beneficiu - RCB;
- v. Durata de recuperare a investiției – DRI.

Analiza financiară perioada investiție + exploatare - 25 ANI

Investiția se consideră economic justificată în situația în care indicatorii prevăzuți anterior îndeplinesc cumulativ următoarele condiții:

- a) $VAN > 0$;
- b) $RIR \geq ROR$;
- c) $0 < RCB < 1$.

S-a considerat o durată de recuperare a investiției este de 25 ani și o cantitatea anuală de 20,35 MWh de imobil.

Rezultatele analizei sunt prezentate în **anexa nr. 2**.

Indicatorii calculați:

Venitul net actualizat $VAN = 474.911,2$ lei

Rata internă de rentabilitate $RIR = 10,612\%$

Rata reglementată a rentabilității $ROR = 8,43\%$

Raportul cost/beneficiu $RCB = 0,793$

Durata de recuperare a investiției $DRI = 18$ ani

Comparând rezultatele obținute cu cele precizate în Procedura, investiția este rentabilă dacă, cumulativ sunt îndeplinite condițiile:

$$VAN > 0$$

$$RIR \geq ROR$$

$$0 < RCB < 1$$

Din datele prezentate investiția este fezabilă

4.4. Analiza economică

NU ESTE CAZUL

4.5. Analiza sensibilității

Analiza sensibilității, aplicată acelor parametri pe care initiatorul i-a considerat ca fiind cei mai critici, a produs rezultatele prezentate în **Anexa 3 și Anexa 4**, sub forma schimbării valorii actuale nete financiare în comparație cu valorile din cazul de referință.

Analiza riscului a fost efectuată asupra variabilelor cele mai critice: **tarife gaz**. De asemenea **neexecutarea la parametrii de calitate ceruți** generează costuri de întreținere suplimentare pe perioada de viață a proiectului de investiții, diminuând beneficiile prognozate.



Astfel neexecutarea la parametrii de calitate ceruti ar determina diminuarea valorii actuale nete (VAN) de la 474.911,2 lei la 457.526, ceea ce inseamna o variatie de 4,05% de asemenea acest factor are ca efect si o variatie a ratei interne a rentabilitatii economice (RIR) de la 10,612% la 10,695%

Un alt indicator care este luat in considerare la analiza senzitivitatii proiectului este costul gazului si a energiei electrice care genereaza costuri totale mult mai mari. Am considerat o crestere a pretului de achizitie a gazului si a energiei electrice de 1% de la an la an.

Din Anexa 4 se remarca reducerea VAN la 346.620 LEI si RIR la 10,176%

4.6. Analiza riscului

Identificarea riscurilor

Factorii critici care influenteaza succesul unei investitii in acest sector sunt:

- Orice eveniment neasteptat in constructia instalatiei, care poate schimba considerabil costul investitiei in curs;
- Prognozele dinamicii cererii;
- Rata de schimbare a tarifelor sau taxelor, depinzand in mare masura de deciziile luate de organisme de reglementare regionale sau nationale;
- Lipsa de capacitate de a raspunde socurilor pe durata investitiei (care, adesea, necesita un exces de capacitate in primele perioade de exploatare);
- Influenta determinanta a interventiilor colaterale;

Eficienta administrarii. In acest sens, este recomandabil pentru analiza riscului si senzitivitatii sa ia in considerare cel putin urmatoarele variabile:

- **Costul investitiei;**
- Rata cresterii demografice si prognoze pentru orice flux de migratie;
- Modificarile tarifelor si taxelor de-a lungul unei perioade de timp;
- Costurile de exploatare (intretinere, administrare) si dinamica lor in timp
- Dinamica costurilor de-a lungul timpului pentru anumite bunuri si servicii critice (costul combustibililor si a energiei electrice necesare pentru instalatii).

Au fost identificate urmatoarele riscuri pe parcursul derularii proiectului si desfasurarii activitatii. Totodata a fost cuantificata probabilitatea de producere a acestora si impactul pe care il pot produce.



Risc identificat	Probabilitatea de de producere a riscului 1 ÷ 5	Impactul riscului de la 1 (impact scazut) la 10 (impact maxima)	Ierarhizarea riscurilor
I Riscuri de ordin tehnic			
Neidentificarea celor mai buni furnizori de lucrari care sa execute lucrarea, cu respectarea calitatii proiectate in timpul si la costurile stabilite.	Nu este cazul	Nu este cazul	Nu este cazul
Solutiile tehnice proiectate sa nu fie adecvate cerintelor unei astfel de lucrari	2	5	10
Aparitia unor evenimente meteorologice si seismice care sa depaseasca solutiile tehnice proiectate	1	5	5
II Riscuri de ordin financiar			
Sistarea sau intreruperea finantarii proiectului	2	6	12
Depasirea costurilor alocate (inclusiv ca urmare a cresterii preturilor la materiale)	2	4	8
III Riscuri de ordin institutional			
Schimbarea administratorului	1	7	7
IV Riscuri de ordin legal			
Schimbări ale cadrului legislativ în domeniu	2	5	10

Masuri de administrare a riscurilor

Fata de ierarhia stabilita a riscurilor care au fost identificate, se va adopta urmatoarea strategie de management al riscului:

I. Riscul privind „neidentificarea celor mai buni furnizori de lucrari care sa execute lucrarea, cu respectarea calitatii proiectate in timpul si la costurile stabilite” – risc major influentat de impactul major asupra proiectului pe care il poate produce acesta precum si de probabilitatea destul de ridicata de a se produce. –

Strategii de management al riscului ce pot fi adoptate:

1. *Acceptarea (asumarea) riscului* – probabilitatea de producere a acestuia este acceptata iar impactul este cunoscut;



2. *Reducerea riscului* – încheierea de contracte ferme cu furnizorii de lucrari;
organizarea de proceduri de selectie care sa permita schimbarea
constructorului.

Pentru celelalte riscuri se va adopta strategia de asumare a riscului. Aceasta in
principal datorita probabilitatii destul de reduse de a se produce.



ANEXA nr. 1

	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13
Numar locuinte existente (deserviti de retea de distributie de gaze)	2.080	2.210	2.340	2.470	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
Cantitate anuala MWH	42.354	44.999	47.645	50.291	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937
Necesar pentru nevoi CASNICE anual total proiect	42.333	44.979	47.625	50.271	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917
Necesar pentru nevoi CASNICE mediu anual/familie - MWH	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Tarife si servicii													
Tarif gaze naturale (lei/MWH)	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00

ANEXA nr. 1

continuare ANEXA nr. 1

	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25
Numar locuinte existente (deserviti de retea de distributie de gaze)	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600

Cantitate anuala MWH	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937	52.937
Necesar pentru nevoi CASNICE anual total proiect	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917	52.917
Necesar pentru nevoi CASNICE mediu anual/familie - MWH	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Tarife si servicii																	
Tarif gaze naturale (lei/MWH)	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00



ANALIZA FINANCIARA

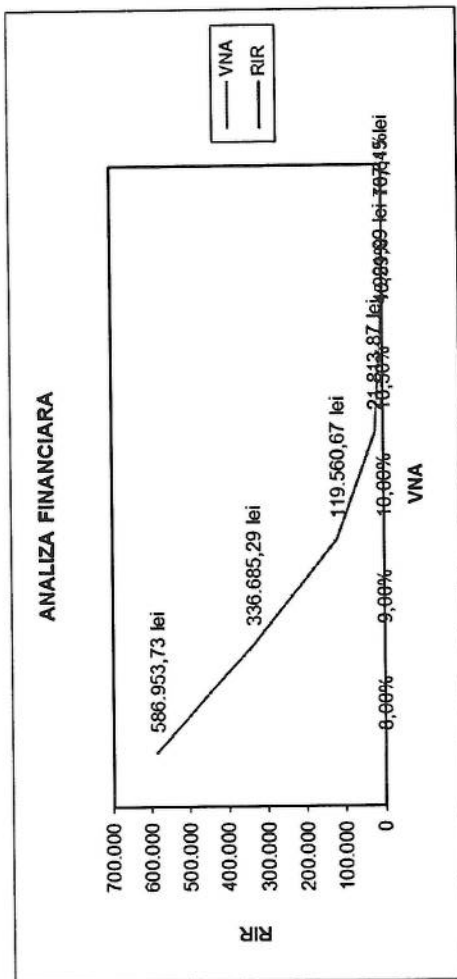
ANEXA nr. 2

	Anul 0	Anul 0'	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Venituri	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Venituri din servicii	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Venituri din alte servicii de distributie de gaz	0	0										
Venituri totale	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Personal tehnic	0	0	22.800	23.028	23.258	23.491	23.726	23.963	24.203	24.445	24.689	24.936
Personal administrativ	0	0	22.800	23.028	23.258	23.491	23.726	23.963	24.203	24.445	24.689	24.936
Energie	0	0	181.000	186.430	192.023	197.784	203.717	209.829	216.123	222.607	229.285	236.164
Costul de achizitie de gaz	0	0	675.539	717.740	759.941	802.142	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343
Cheltuieli directe	0	0	902.139	950.226	998.480	1.046.907	1.095.511	1.102.097	1.108.872	1.115.839	1.123.006	1.130.379
Cheltuieli intretinere si reparatii	0	0	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905
Cheltuieli indirecte	0	0	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905
Total costuri operare	0	0	931.044	979.131	1.027.386	1.133.623	1.124.417	1.188.813	1.137.777	1.202.555	1.151.912	1.159.284
Total costuri investitii	0	2.890.530										
Total cheltuieli	0	2.890.530	931.044	979.131	1.027.386	1.133.623	1.124.417	1.188.813	1.137.777	1.202.555	1.151.912	1.159.284
FLUX DE NUMERAR NET	0	-2.890.530	297.209	325.851	354.325	324.817	410.752	346.355	397.392	332.613	383.257	375.885
Coefficient de actualizare	0,000	1,000	0,922	0,851	0,784	0,723	0,667	0,615	0,567	0,523	0,483	0,445
FLUX DE NUMERAR ACTUALIZAT	0	-2.890.530	274.102	277.153	277.942	234.985	274.052	213.120	225.514	174.078	184.989	167.325



RATA RENTABILITATII INTERNE FINANCIARE A INVESTITIEI	10,612%
VALOAREA ACTUALA NETA FINANCIARA	474.911,2
Raportul COST BENEFICIU	0,793
Durata de recuperare	18 ani

RIR	VNA
8%	586.953,73 lei
9%	336.685,29 lei
10%	119.560,67 lei
10,5000%	21.813,87 lei
10,590%	4.921,09 lei
10,612%	0 lei



continuare ANEXA nr. 2

Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
243.249	250.546	258.063	265.805	273.779	281.992	290.452	299.165	308.140	317.385	326.906	336.713	346.815	357.219	367.936
844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343
1.137.962	1.145.764	1.153.789	1.162.044	1.170.538	1.179.275	1.188.264	1.197.512	1.207.027	1.216.817	1.226.890	1.237.253	1.247.917	1.258.889	1.270.178
28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905
28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905
1.166.868	1.232.479	1.182.694	1.248.760	1.199.443	1.265.991	1.217.170	1.226.418	1.235.933	1.303.533	1.255.795	1.323.969	1.276.822	1.345.604	1.299.084
1.166.868	1.232.479	1.182.694	1.248.760	1.199.443	1.265.991	1.217.170	1.226.418	1.235.933	1.303.533	1.255.795	1.323.969	1.276.822	1.345.604	1.299.084
368.301	302.689	352.475	286.408	335.726	269.178	317.999	308.751	299.236	231.636	279.374	211.200	258.347	189.564	236.085
0,411	0,379	0,349	0,322	0,297	0,274	0,253	0,233	0,215	0,198	0,183	0,169	0,155	0,143	0,132
151.202	114.605	123.079	92.234	99.711	73.731	80.331	71.931	64.295	45.900	51.056	35.596	40.157	27.175	31.213



ANEXA nr. 3

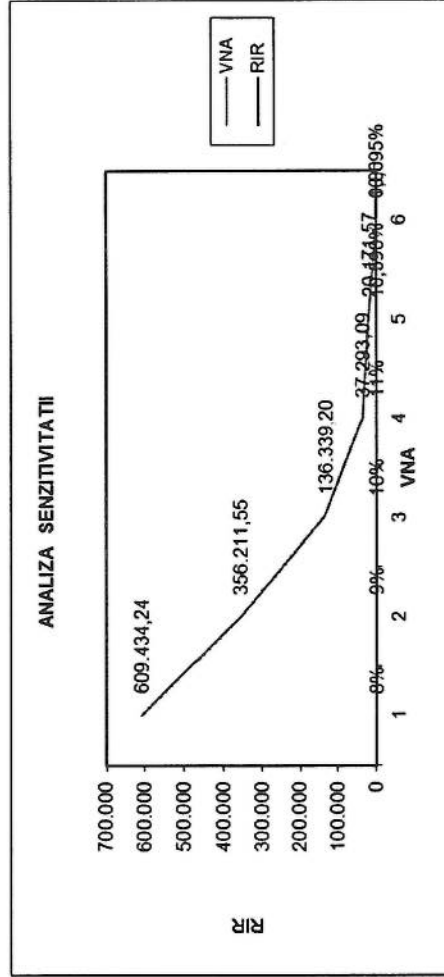
[illegible]

10,695%

VALOAREA
ACTUALA NETA
FINANCIARA

457.526

RIR	VNA
8%	609.434,24
9%	356.211,55
10%	136.339,20
11%	37.293,09
10,590%	20.171,57
10,695%	0,00



continuare ANEXA nr. 3

Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
243.249	250.546	258.063	265.805	273.779	281.992	290.452	299.165	308.140	317.385	326.906	336.713	346.815	357.219	367.936
844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343	844.343
1.137.962	1.145.764	1.153.789	1.162.044	1.170.538	1.179.275	1.188.264	1.197.512	1.207.027	1.216.817	1.226.890	1.237.253	1.247.917	1.258.889	1.270.178
28.905	86.716	28.905	40.980	28.905	86.716	28.905	61.470	28.905	86.716	28.905	92.205	28.905	86.716	28.905
28.905	86.716	28.905	40.980	28.905	86.716	28.905	61.470	28.905	86.716	28.905	92.205	28.905	86.716	28.905
1.166.868	1.232.479	1.182.694	1.203.024	1.199.443	1.265.991	1.217.170	1.258.982	1.235.933	1.303.533	1.255.795	1.329.458	1.276.822	1.345.604	1.299.084
1.166.868	1.232.479	1.182.694	1.203.024	1.199.443	1.265.991	1.217.170	1.258.982	1.235.933	1.303.533	1.255.795	1.329.458	1.276.822	1.345.604	1.299.084
368.301	302.689	352.475	332.144	335.726	269.178	317.999	276.186	299.236	231.636	279.374	205.711	258.347	189.564	236.085
0,411	0,379	0,349	0,322	0,297	0,274	0,253	0,233	0,215	0,198	0,183	0,169	0,155	0,143	0,132
151.202	114.605	123.079	106.963	99.711	73.731	80.331	64.345	64.295	45.900	51.056	34.671	40.157	27.175	31.213



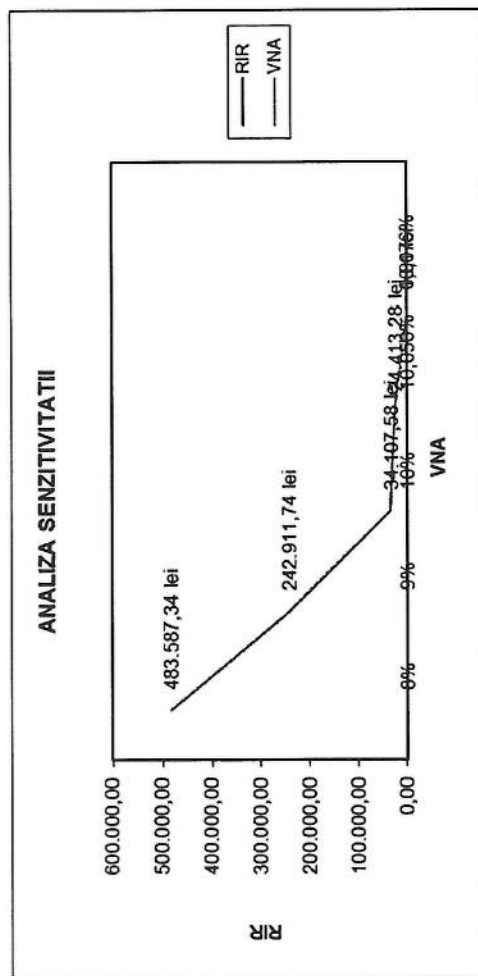
ANALIZA SENZITIVITATII

ANEXA nr. 4

	Anul 0	Anul 0'	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Venituri	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Venituri din servicii de distributie gaze	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Venituri din alte servicii												
Venituri totale	0	0	1.228.253	1.304.982	1.381.711	1.458.440	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
Personal tehnic			22.800	23.028	23.258	23.491	23.726	23.963	24.203	24.445	24.689	24.936
Personal administrativ			22.800	23.028	23.258	23.491	23.726	23.963	24.203	24.445	24.689	24.936
Energie instalatii			182.810	188.294	193.943	199.761	205.754	211.927	218.285	224.833	231.578	238.526
Costul de achizitie de gaz			682.295	724.917	767.540	810.163	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786
Cheltuieli directe			910.705	959.268	1.008.000	1.056.906	1.105.992	1.112.639	1.119.476	1.126.509	1.133.743	1.141.184
Cheltuieli intretinere si reparatii			28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905
Cheltuieli indirecte			28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905
Total costuri operare			939.610	988.173	1.036.905	1.143.622	1.134.897	1.199.355	1.148.382	1.213.225	1.162.648	1.170.089
Total costuri investitii	0	2.890.530										
Total cheltuieli	0	2.890.530	939.610	988.173	1.036.905	1.143.622	1.134.897	1.199.355	1.148.382	1.213.225	1.162.648	1.170.089
FLUX DE NUMERAR NET	0	-2.890.530	288.643	316.809	344.805	314.817	400.271	335.814	386.787	321.944	372.521	365.080
Coefficient de actualizare	0,000	1,000	0,922	0,851	0,784	0,723	0,667	0,615	0,567	0,523	0,483	0,445
Flux de numerar net actualizat	0	-2.890.530	266.202	269.463	270.474	227.751	267.059	206.634	219.496	168.494	179.806	162.515
RATA RENTABILITATII INTERNE FINANCIARE A INVESTITIEI	10,176%											
VALOAREA ACTUALA NETA FINANCIARA	346.620											



RIR	VNA
8%	483.587,34 lei
9%	242.911,74 lei
10%	34.107,58 lei
10,050%	24.413,28 lei
10,176%	0,00 lei



ROMANIA
COMUNA ORBENI
Județul BACĂU

continuare ANEXA nr. 4

Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21	Anul 22	Anul 23	Anul 24	Anul 25
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169	1.535.169
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
25.185	25.437	25.692	25.949	26.208	26.470	26.735	27.002	27.272	27.545	27.820	28.099	28.380	28.663	28.950
245.681	253.052	260.643	268.463	276.517	284.812	293.356	302.157	311.222	320.558	330.175	340.080	350.283	360.791	371.615
852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786	852.786
1.148.838	1.156.712	1.164.813	1.173.146	1.181.719	1.190.538	1.199.612	1.208.948	1.218.552	1.228.434	1.238.602	1.249.064	1.259.828	1.270.904	1.282.301
28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905
28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	28.905	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905	86.716	28.905
1.177.744	1.243.428	1.193.718	1.259.862	1.210.624	1.277.254	1.228.517	1.237.853	1.247.458	1.315.150	1.267.507	1.335.780	1.288.733	1.357.620	1.311.206
1.177.744	1.243.428	1.193.718	1.259.862	1.210.624	1.277.254	1.228.517	1.237.853	1.247.458	1.315.150	1.267.507	1.335.780	1.288.733	1.357.620	1.311.206
357.425	291.740	341.451	275.307	324.545	257.914	306.651	297.316	287.711	220.018	267.661	199.389	246.435	177.549	223.962
0,411	0,379	0,349	0,322	0,297	0,274	0,253	0,233	0,215	0,198	0,183	0,169	0,155	0,143	0,132
146.737	110.459	119.230	88.659	96.390	70.645	77.465	69.267	61.818	43.598	48.916	33.606	38.306	25.452	29.610

Intocmit

SC ORIOR CONSULTING SRL 06.02.2017



SC KOT PROEX SRL BACAU

pr.nr. 40/2014 faza : S.F.

GRAFICUL DE REALIZARE A INVESTITIEI

ACTIVITATEA	PERIOADA DE DESFĂȘURARE- LUNA											
	I.	II	III	IV	V							
1. Semnare contract												
2. Probe de presiune și recepție finală												

PROIECTANT,

sing. C-tin COTOFANĂ

CNP: 1490727040014

Instalator autorizat
gaze naturale tip

PGIU nr. 112160630-2016

PGD nr. 212160605-2016

