

Министерство образования и науки Российской Федерации

Донской государственный технический университет

Методические указания и контрольное задание

по дисциплине «Проектирование электрических сетей»

для студентов заочной формы обучения

Ростов-на-Дону
ДГТУ
2022

УДК 620.9 (075.8)

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составитель: Хлебников В.К.

Методические указания и контрольное задание по дисциплине «Проектирование электрических сетей» для студентов заочной формы обучения/ Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2022. – 20 с.

Приведены варианты заданий, методические указания, задачи для самостоятельного решения. Даны примеры решения аналогичных задач.

Предназначены для студентов нормативного и сокращённого срока заочной формы обучения по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника».

© Донской государственный
технический университет, 2022

© Хлебников В.К.

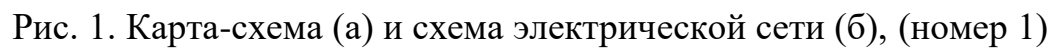
Содержание

1. Варианты контрольного задания	3
2. Задача № 1	7
3. Задача № 2	10
4. Задача № 3	12
5. Учебно-методические материалы по дисциплине	14
Приложения	15

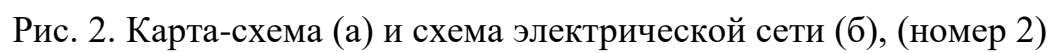
1. Варианты контрольного задания

В соответствии с учебным планом каждый студент должен выполнить *контрольную работу*. Постановка задач приведена ниже. Вариант задания устанавливается с помощью одной из схем электрических сетей (рис. 1 - 4) и данных табл. 1, в которой приведены основные характеристики электрических нагрузок в новых центрах потребления. Схема принимается по табл. 2 в соответствии с первой буквой фамилии студента. Расположение двух новых подстанций Г, Д устанавливается на рис. 1,а - 4,а в соответствии с двумя последними цифрами шифра студента (при этом остальные точки на схеме не принимаются во внимание). При совпадении двух последних цифр шифра необходимо последнюю цифру увеличить на единицу. Длина линий определяется расстоянием между точками на рис. 1,а - 4,а с учетом масштаба и коэффициента не прямолинейности трасс, равного 1,1.

Вторичное напряжение (на шинах нагрузки) на одной из новых подстанций принимается равным 10 кВ, на другой - 6 кВ.



Масштаб 1 см – 30 км



Масштаб 1 см - 25 км

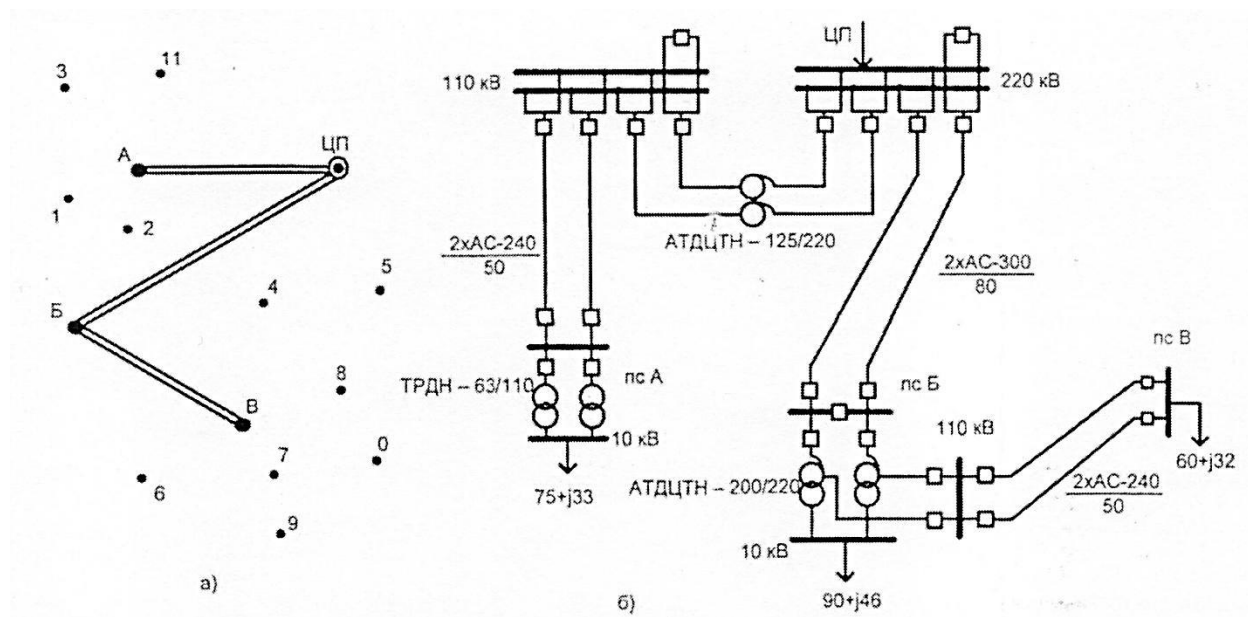


Рис. 3. Карта-схема (а) и схема электрических сетей (б), (номер 3)

Масштаб 1 см – 30 км

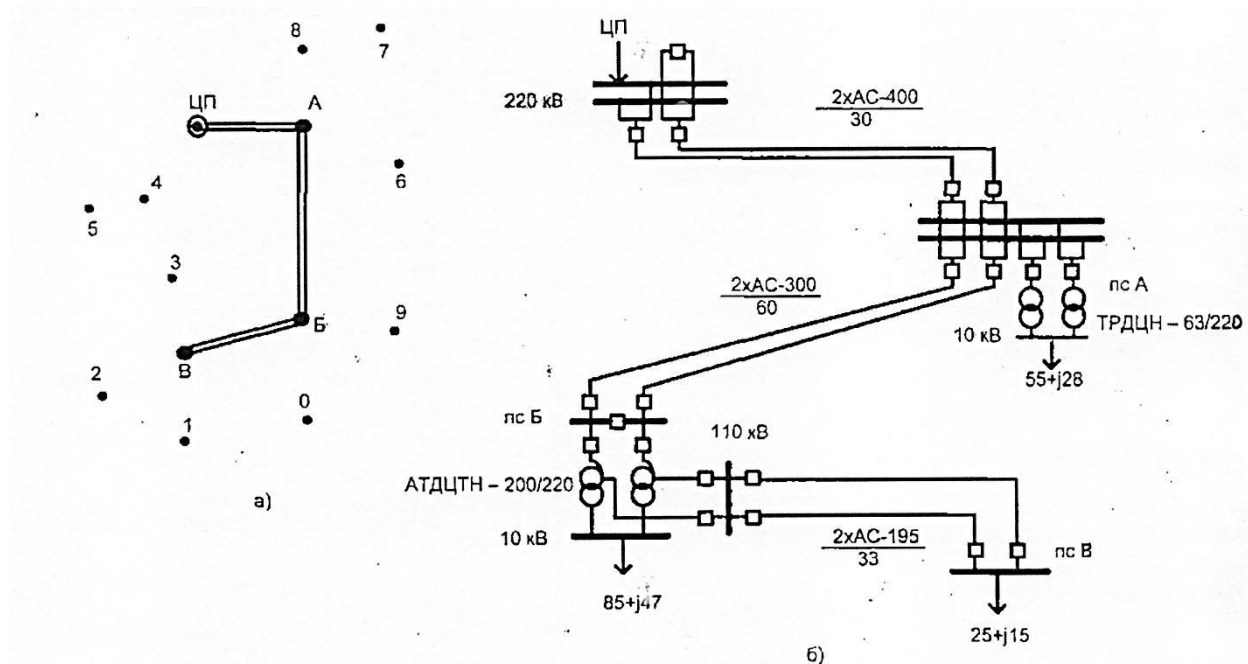


Рис. 4. Карта-схема (а) и схема электрических сетей (б), (номер 4)

Таблица.1. – Данные о новых подстанциях

Номер точки на схеме	Максимальная нагрузка $P_{\text{макс}}$, МВт	Коэффициент мощности нагрузки, $\cos\varphi$
0	85	0,89
1	75	0,9
2	50	0,85
3	44	0,91
4	35	0,89
5	56	0,91
6	52	0,88
7	41	0,87
8	35	0,89
9	25	0,88

Таблица 2. – Данные для выбора варианта существующей схемы электрических сетей

Первая буква фамилии студента	Схема существующей сети	Продолжительность использования максимальной нагрузки, ч	Коэффициент реактивной мощности $\tan\varphi$
Г,Ж,И,Н,С,Х,Щ	Рис. 1	4750	0,69
В,Е,К,О,Т,Ц,Э	Рис. 2	4900	0,67
Б,Д,Л,П,У,Ч,Ю	Рис. 3	5000	0,68
А,З,М,Р,Ф,Ш,Я	Рис. 4	5200	0,66

Задача № 1

В соответствии со своим заданием выбрать схему присоединения новых подстанций и номинальные напряжения линий электропередачи.

Указания по решению задачи

Выбор схемы соединения новых линий заключается в выборе конфигурации развиваемой сети, что определяет схемы присоединения новых узлов к существующей сети.

При выборе конфигурации сети рекомендуется руководствоваться следующим:

- а) передача электроэнергии должна осуществляться по возможности кратчайшим путем;
- б) схема сети должна обеспечивать необходимую надежность электроснабжения в соответствии с категорией потребителей;
- в) при этом по возможности следует выбирать наиболее простые типы схем.

Номинальное напряжение линий ($U_{\text{ном}}$) электрической сети зависит от величины активной мощности, передаваемой по одной цепи, и длины.

Выбор $U_{\text{ном}}$ определяется главным образом экономическими факторами. Поэтому в общем случае для выбора напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов сети при различных напряжениях. Однако на практике выбор напряжения может быть произведен по данным, полученным на основе опыта проектирования электрических сетей (табл. 3.).

Можно также пользоваться соответствующими кривыми [1], которые определяют границы равноэкономичности применения разных $U_{\text{ном}}$. Кольцевые участки цепи проектируются, как правило, на одно номинальное напряжение. При этом необходимое для выбора номинального напряжения потокораспределение определяется приближенно.

Таблица 3. – Данные для выбора номинальных напряжений линий

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Максимальная передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельная длина, км
35	5-10	15-30
110	25-50	50-150
220	100-200	150-250
330	300 - 400	200 - 300

Приближенный расчёт потокораспределения выполняется при следующих допущениях:

- а) не учитываются потери мощности в элементах сети и зарядные мощности линий;
- б) потокораспределение в замкнутых сетях определяется по длинам линий;
- в) непрямолинейность трасс учитывается коэффициентом непрямолинейности, равным 1,1

Потокораспределение в разомкнутой сети находят с помощью уравнений первого закона Кирхгофа (для мощностей), начиная с более удаленного участка и переходя от узла к узлу.

Задача № 2

Для схемы сети, полученной при решении задачи № 1 выбрать сечения проводов новых линий по экономической плотности тока

Указания по решению задачи

В настоящее время при проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированной экономической плотности тока [2]. Процедура выбора сводится к следующему:

- Определяется расчетный ток линии:

$$I_p = 1.05 \cdot I_5 \cdot \alpha_T,$$

где I_5 – ток линии на пятый год её эксплуатации,

$$I_5 = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n},$$

здесь $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ – мощность по линии в режиме максимальных нагрузок, МВ·А;

n – количество цепей линии;

α_T – коэффициент, учитывающий T_{max} и попадание новых нагрузок в максимум энергосистемы (для рассматриваемых условий $\alpha_T = 1$).

- Определяется так называемое экономическое сечение линии:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}},$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² (для рассматриваемых условий можно принимать $j_{\text{эк}} = 1$).

- - По справочникам [1,2] или приложению Б выбирают ближайшее стандартное сечение.
- Выбранное сечение провода ВЛ должно соответствовать ограничению по короне: ВЛ 110 кВ – 70 мм², ВЛ 220 кВ – 240 мм².

Провода линий не должны нагреваться до недопустимой температуры в послеаварийных режимах, когда на отдельных участках линий ток может быть значительно больше, чем в нормальном режиме. Поэтому проверка выбранных сечений проводов по условиям нагрева обязательна. Условие проверки:

$$I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{p.\text{max}}$ – максимальный рабочий ток линии в наиболее тяжелом послеаварийном режиме (например, отключение одной цепи двухцепной линии, отключение одного из головных участков линии с двухсторонним питанием);

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для соответствующего сечения [2] .

Если выбранное сечение не удовлетворяет данному условию, то необходимо выбрать большее.

Задача № 3

Выбрать число, тип и мощность трансформаторов новых подстанций.

Указания по решению задачи

В общем случае выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции определяется составом потребителей, мощностью их нагрузки, количеством необходимых номинальных напряжений. Однако, как правило, в обычных условиях на подстанциях предусматривается установка двух трансформаторов (автотрансформаторов). Причём целесообразно по возможности устанавливать трёхфазные трансформаторы.

Мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях выбирается следующим образом.

Определяют:

$$S_{\text{тр}} = (0,65 \div 0,7) S_{\text{пс}},$$

где $S_{\text{тр}}$ – мощность одного трансформатора;

$S_{\text{пс}}$ – максимальная мощность, проходящая через оба трансформатора.

Затем выбирают ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности трансформатора с учётом требуемых номинальных напряжений. При этом предполагается, что при аварийном выходе одного трансформатора оставшийся будет обеспечивать нормальную нагрузку подстанции с учетом допустимой перегрузки [2].

Учебно-методические материалы по дисциплине

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и М. М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. –287с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.:Из-во НЦ ЭНАС,2009. – 390 с.

Приложение А. Паспортные данные трансформаторов

Таблица А.1. – Трансформаторы трёхфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4...10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4...11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,69...11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10,0	$\pm 9 \times 1,3$	36,75	6,3-10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	3,15...10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТДНС-16000/35	16,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Таблица А.2. – Трансформаторы трёхфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь- ная мощность, МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5 %, –8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,0	16,0	220,4	50
ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,9	7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688

Примечания: 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица А.3. – Трансформаторы трёхфазные трёхобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь- ная мощ- ность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регу- лирования на стороне ВН (СН)	$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	$+9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	200	43	0,6
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	290	56	0,7
ТДЦТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	11	18,5	7	390	82	0,6

Таблица А.4. – Трансформаторы и автотрансформаторы трёхфазные напряжением 220 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регулирования на стороне ВН (СН)	U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТРДН-40000/220	40	230		11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$		12		170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	525	167	0,6
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН -40000/220	40	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	22	9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	31	19	290	85	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

Примечания: 1. Для автотрансформаторов соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН составляет 100/100/50%.

2. Регулирование напряжения для трансформаторов в нейтрали ВН, для АТ на стороне СН

Таблица А.6. – Трансформаторы и автотрансформаторы трёхфазные напряжением 330 кВ

Тип	Номиналь- ная мощ- ность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регу- лирования на стороне ВН (СН)	U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТРДНС-40000/330	40	330		10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$		11		180	80	1,4
ТРДЦН-63000/330	63	330	-	10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	11	-	265	120	0,7
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	10	35	249	370	115	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	10	34	22,5	600	180	0,5

Примечания: 1. Для автотрансформаторов соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН составляет 100/100/50%; для АТ 200 МВ·А мощность обмотки НН 40 %.

2. Регулирование напряжения для трансформаторов в нейтрали ВН, для АТ на стороне СН

Приложение Б. Параметры линий

Таблица Б.1. – Расчетные данные ВЛ 35 – 330 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r_0 , Ом при +20 °С	35 кВ		110 кВ		220 кВ		330 кВ	
			x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом
70/11	1	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547				
95/16	1	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611				
120/19	1	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651				
150/24	1	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699				
185/29	1	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739				
240/32	1	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,435	2,600	–	–
240/39	2	0,062					–	–	0,331	3,380
300/39	1	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,429	2,640		
300/39	2	0,049					–	–	0,328	3,410
400/51	1	0,075					0,420	2,700	–	–
400/51	2	0,037					–	–	0,323	3,460
500/64	1	0,060					0,413	2,740	–	–
500/64	2	0,030					–	–	0,320	3,500